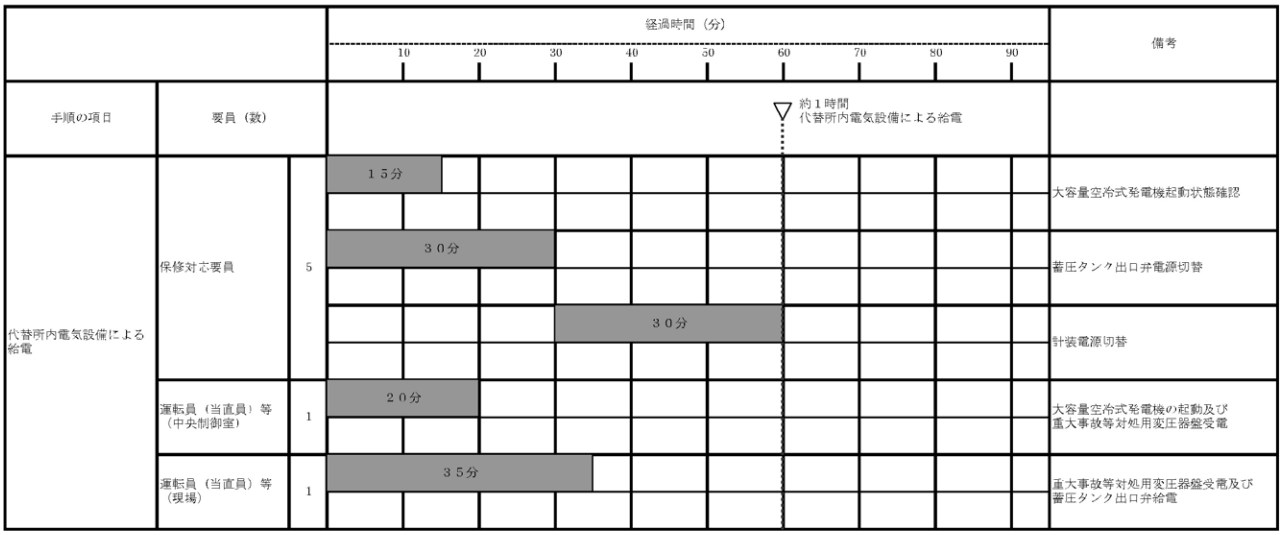
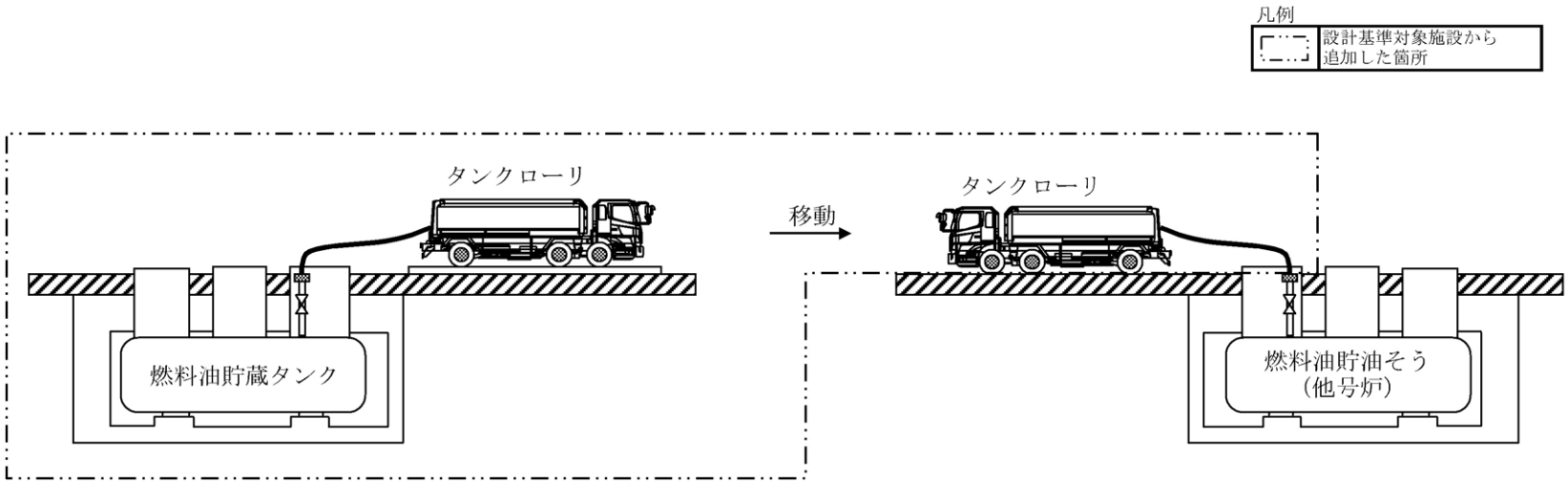
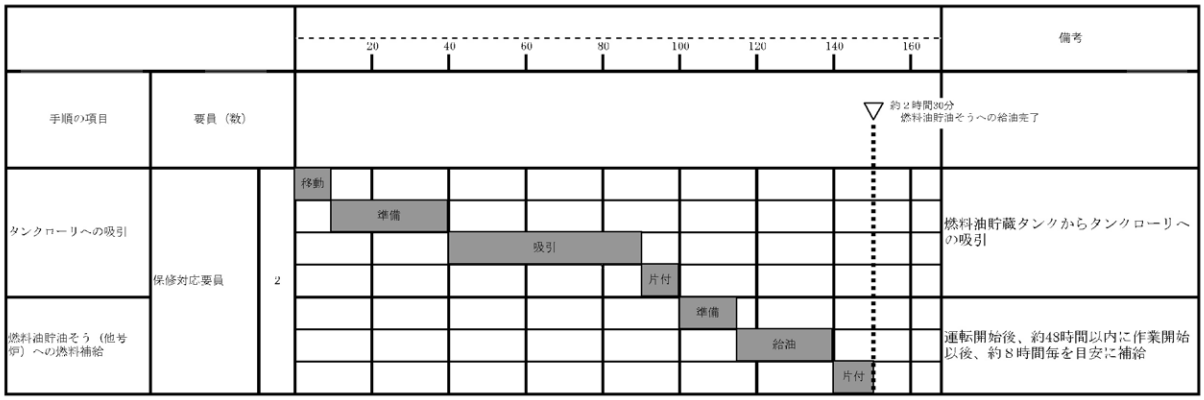


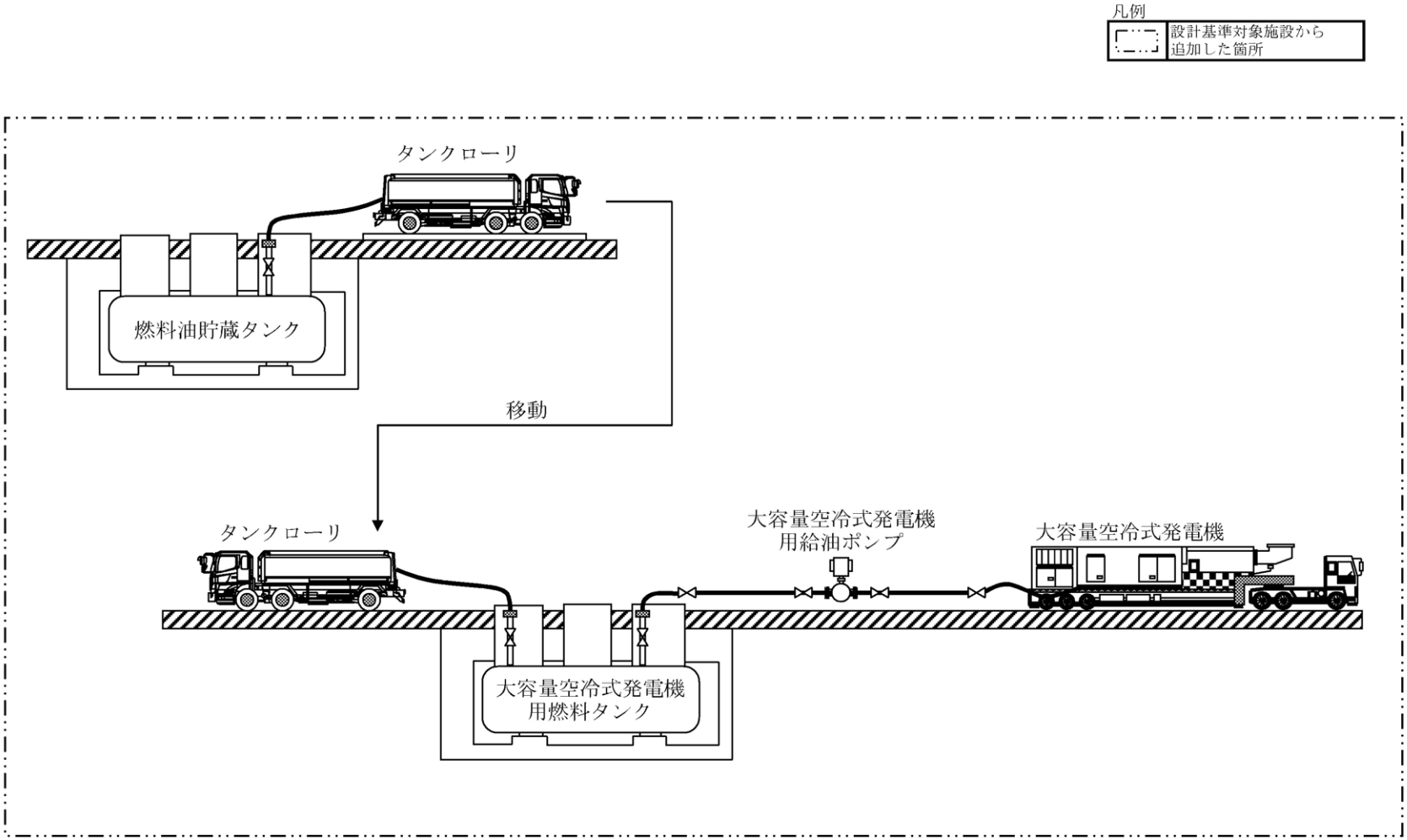
第 1.14.26 図　代替所内電気設備による給電　タイムチャート



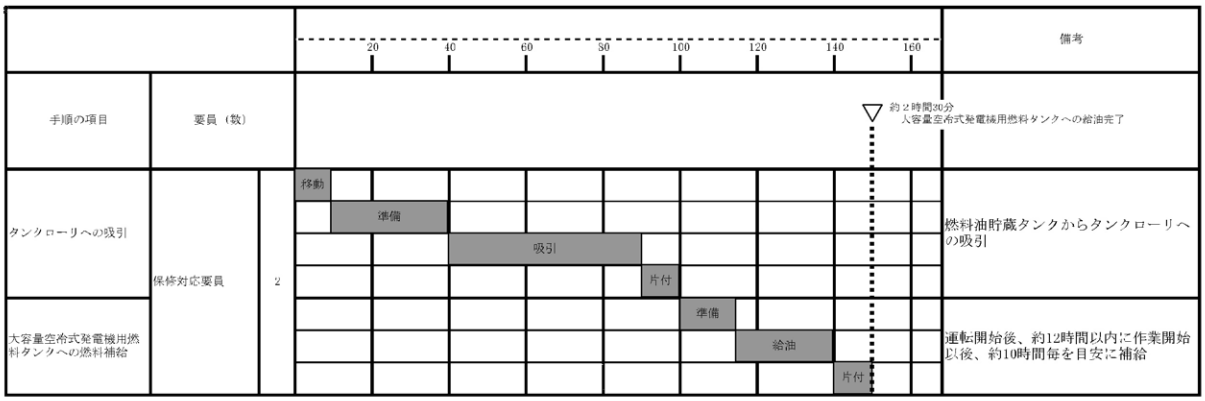
第 1.14.27 図　燃料油貯油そう（他号炉）への燃料補給　概略系統図



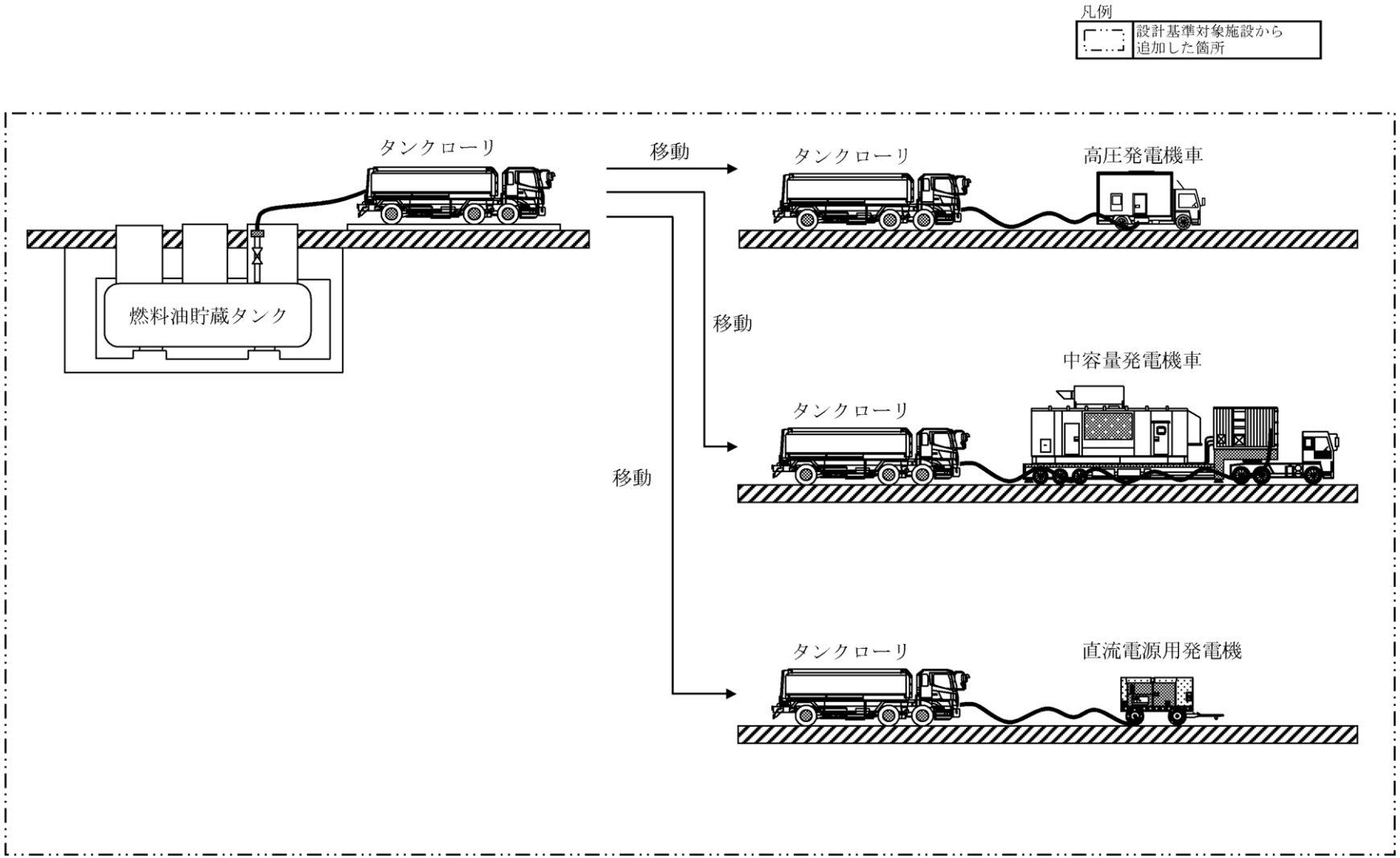
第 1.14.28 図　燃料油貯油そう（他号炉）への燃料補給　タイムチャート



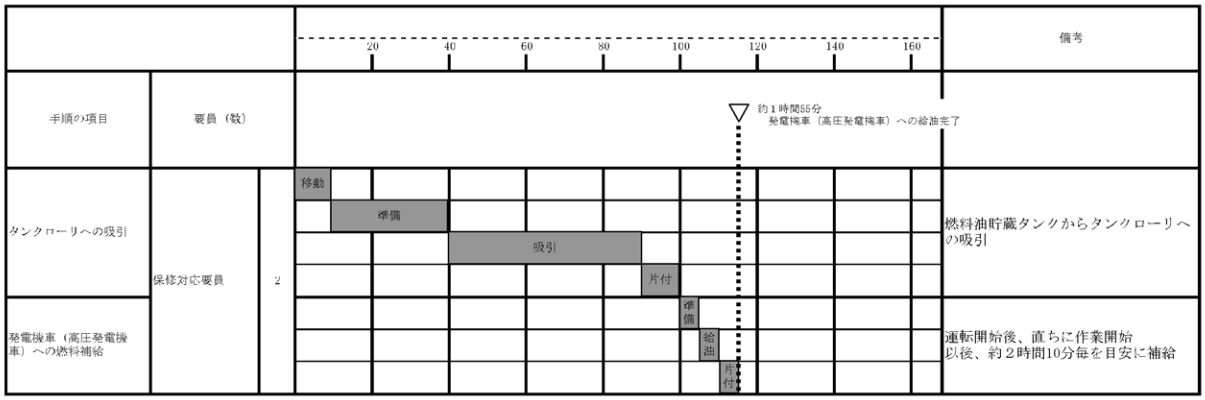
第 1.14.29 図　大容量空冷式発電機用燃料タンクへの燃料補給　概略系統図



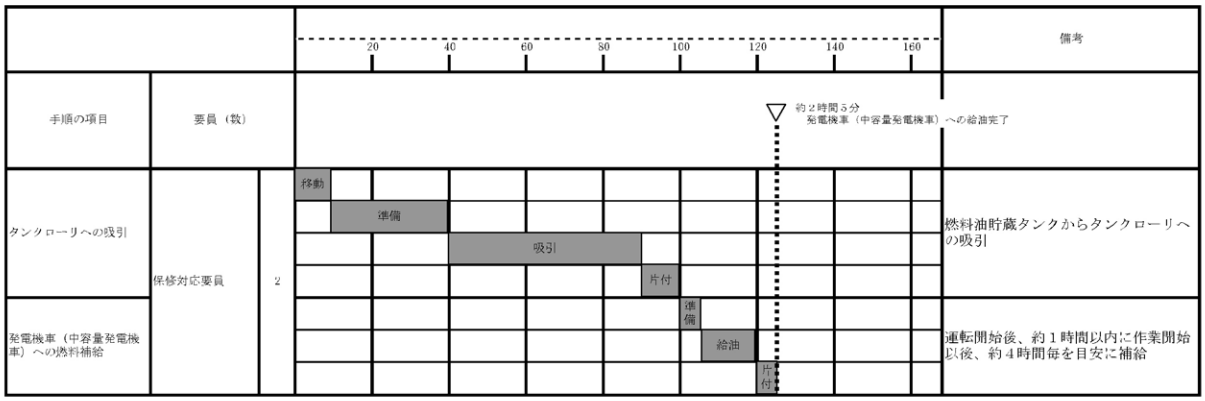
第 1.14.30 図　大容量空冷式発電機用燃料タンクへの燃料補給タイムチャート



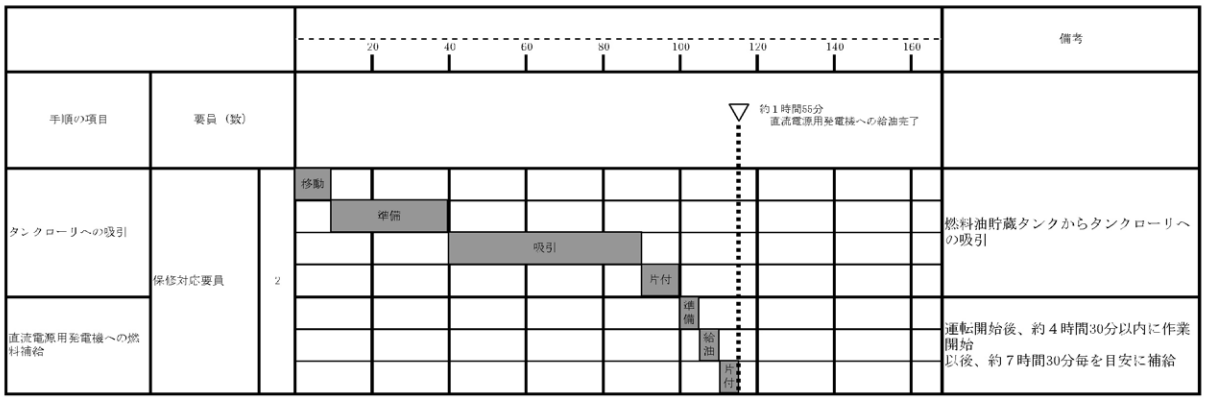
第 1.14.31 図　発電機車（高圧発電機車又は中容量発電機車）又は直流電源用発電機への燃料補給　概略系統図



第 1.14.32 図　発電機車（高圧発電機車）への燃料補給　タイムチャート



第 1.14.33 図　発電機車（中容量発電機車）への燃料補給　タイムチャート



第 1.14.34 図　直流電源用発電機への燃料補給　タイムチャート

1.15 事故時の計装に関する手順等

＜　目　次　＞

1.15.1 対応手段と設備の選定
(1) 対応手段と設備の選定の考え方
(2) 対応手段と設備の選定の結果
1.15.2 重大事故等時の手順等
1.15.2.1 監視機能喪失時の手順等
(1) 計器故障時の手順等
a. 他チャンネル又は他ループによる計測
(a) 主要パラメータの他チャンネル又は他ループの重要計器による計測
(b) 主要パラメータの他チャンネル又は他ループの常用計器による計測
b. 代替パラメータによる推定
(a) 重要代替計器による推定
(b) 常用代替計器による推定
c. 優先順位
(2) 計器の計測範囲（把握能力）を超えた場合の手順等
a. 代替パラメータによる推定
b. 可搬型計測器による計測
c. 優先順位
1.15.2.2 計器電源喪失時の手順等
(1) 代替電源（交流）からの給電

a. 大容量空冷式発電機からの給電

(2) 代替電源（直流）からの給電

a. 蓄電池（重大事故等対処用）、蓄電池（３系統目）又は直流電源用発電機及び可搬型直流変換器からの給電

(3) 可搬型バッテリからの給電

a. 可搬型バッテリ（炉外核計装装置用、放射線監視設備用）からの給電

(4) 可搬型計測器による計測又は監視

(5) 優先順位

1.15.2.3 パラメータ記録の手順等

1.15.2.4 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となる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に必要な対処設備を整備しており、ここではこの対処設備を活用した手順等について説明する。

1.15.1 対応手段と設備の選定

(1) 対応手段と設備の選定の考え方

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に、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必要である。

当該重大事故等に対処する場合に使用する運転手順書の判断基準及び適用条件、各技術的能力に係る手順着手の判断基準及び操作手順並びに有効性評価の判断及び確認の項目からパラメータを抽出する。抽出されたパラメータ（以下「抽出パラメータ」という。）のうち、当該重大事故等の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直接監視するパラメータ※1（以下「主要パラメータ」という。）及び主要パラメータを計測するための重大事故等対処設備を選定する(第1.15.1図)。

※1：原子炉圧力容器（以下「原子炉容器」という。）内の温度、圧力及び水位、原子炉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、水素濃度及び放射線量率、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、水源の確保並びにアニュラス部の水素濃度

抽出パラメータのうち、原子炉施設の状態を直接監視することはできないが、電源設備の受電状態、重大事故等対処設備の運転状態及びその他の設備の運転状態等により原子炉施設の状態を補助的に監視するパラメータ（以下「補助パラメータ」という。）に分類し、

補助パラメータの分類理由を整理し、第1.15.1表に示す。

また、主要パラメータを計測することが困難となった場合において、主要パラメータを推定するために必要なパラメータ（以下「代替パラメータ」という。）を用いて推定する対応手段及びその他想定する故障に対応する対応手段並びにそのために必要となる重大事故等対処設備を選定する（第1.15.2図）。（以下「機能喪失原因対策分析」という。）

さらに、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となるパラメータの記録手段及びそのために必要となる重大事故等対処設備を選定する。

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※2を選定する。

※2　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。

抽出パラメータは、事故対処を行う運転手順書のうち「事象の判

別を行う運転手順書の判断基準」、「炉心の著しい損傷及び格納容器破損を防止する運転手順書の適用条件」及び「炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する運転手順書の適用条件」、並びに技術的能力1.1～1.10、1.13、1.14の手順着手の判断基準及び操作手順に用いるパラメータ（多様性拡張設備による対応を除く）及び有効性評価の判断及び確認に用いるパラメータより抽出する。

技術的能力1.11、1.12、1.16～1.19の手順着手の判断基準及び操作手順に用いるパラメータについては、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各々の手順において整理する。

主要パラメータは、以下のとおり分類する。

・　重要監視パラメータ

　主要パラメータのうち、耐震性、耐環境性を有し、重大事故等対処設備としての要求事項を満たした計器を少なくとも１つ以上有するパラメータをいう。

・　有効監視パラメータ

　主要パラメータのうち、多様性拡張設備の計器のみで計測され、計測することが困難となった場合にその代替パラメータが重大事故等対処設備としての要求事項を満たした計器で計測されるパラメータをいう。

代替パラメータは、以下のとおり分類する。

・　重要代替監視パラメータ

　主要パラメータの代替パラメータを計測する計器が重大事故等対処設備としての要求事項を満たした計器を少なくとも１つ

以上有するパラメータをいう。

・　常用代替監視パラメータ

主要パラメータの代替パラメータが多様性拡張設備の計器のみにより計測されるパラメータをいう。

また、主要パラメータ及び代替パラメータを計測する設備を以下のとおり分類する。

主要パラメータを計測する計器は以下のとおり。

・　重要計器

重要監視パラメータを計測する計器のうち、耐震性、耐環境性を有し、重大事故等対処設備としての要求事項を満たした計器をいう。

・　常用計器

主要パラメータを計測する計器のうち、重要計器以外の多様性拡張設備の計器をいう。

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

重要代替監視パラメータを計測する計器のうち、耐震性、耐環境性を有し、重大事故等対処設備としての要求事項を満たした計器をいう。

・　常用代替計器

代替パラメータを計測する計器のうち、重要代替計器以外の多様性拡張設備の計器をいう。

重要計器及び重要代替計器の概略系統図を第1.15.3図に示す。

設計基準を超える状態における原子炉施設の状態を把握する能力を明確化するために、重要監視パラメータを計測する重要計器及び重要代替監視パラメータを計測する重要代替計器の計測範囲、個数、耐震性及び非常用電源からの給電の有無を第1.15.2表に示す。

重要監視パラメータを計測する常用計器及び重要代替監視パラメータを計測する常用代替計器の計測範囲、個数及び電源を第1.15.3表に示す。

有効監視パラメータを計測する常用計器及び常用代替監視パラメータを計測する常用代替計器の計測範囲、個数及び電源並びに代替パラメータを計測する重要代替計器を第1.15.4表に示す。

主要パラメータが重大事故等対処設備の計器で計測できず、かつその代替パラメータも重大事故等対処設備の計器で計測できない場合は、重大事故等時に原子炉施設の状態を把握するため、主要パラメータを計測する計器の１つを重大事故等対処設備としての要求事項を満たした計器へ変更する。

(2)　対応手段と設備の選定の結果

機能喪失原因対策分析の結果、監視機能の喪失として計器故障及び計器の計測範囲（把握能力）を超えた場合を想定する。また、全交流動力電源喪失及び直流電源喪失等による計器電源の喪失を想定する。

監視機能及び計器電源の喪失原因と対応手段の検討及び審査基準、基準規則要求により選定した対応手段とその対応に使用する重大事故等対処設備と多様性拡張設備を以下に示す。

なお、機能喪失の想定、重大事故等対処設備、多様性拡張設備及び整備する手順についての関係を第1.15.5表に示す。

a. 監視機能喪失時の対応手段及び設備

(a) 計器故障時の対応手段及び設備

ⅰ. 対応手段

重大事故等の対処時に主要パラメータを計測する計器が故障又は計器の故障が疑われる場合、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※3又は他ループの計器により計測する手段及び代替パラメータにより当該パラメータを推定する手段がある。

※3 チャンネル：単一故障を想定しても、パラメータの監視機能が喪失しないように、1つのパラメータを測定原理が同じである複数の計器で監視しており、多重化された監視機能のうち、検出器から指示部までの最小単位をチャンネルと呼ぶ。

他チャンネル又は他ループによる計測に使用する設備は以下のとおり。

- 主要パラメータの他チャンネル又は他ループの重要計器
- 主要パラメータの他チャンネル又は他ループの常用計器

代替パラメータによる推定に使用する設備は以下のとおり。

- 重要代替計器

・　常用代替計器

ⅱ．　重大事故等対処設備と多様性拡張設備

機能喪失原因対策分析の結果により選定した計器の故障時に、他チャンネル又は他ループによる計測に使用する設備のうち、主要パラメータの他チャンネル又は他ループの重要計器は重大事故等対処設備として位置づける。

代替パラメータによる推定に使用する設備のうち、重要代替計器は重大事故等対処設備として位置づける。

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

以上の重大事故等対処設備により、主要パラメータを把握することができる。

また、以下の設備はプラント状況によっては事故対応に有効な設備であるため、多様性拡張設備として位置づける。あわせて、その理由を示す。

・　主要パラメータの他チャンネル又は他ループの常用計器及び常用代替計器

耐震性又は耐環境性が低いものの、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) 計器の計測範囲（把握能力）を超えた場合の対応手段及び設備

ⅰ． 対応手段

重大事故等の対処時に、主要パラメータである原子炉容器内の温度、圧力及び水位並びに原子炉容器及び原子炉格納容器への注水量を監視する計器の計測範囲（把握能力）を超えた場合、原子炉施設の状態を把握するため、代替パラメータにより推定する手段及び可搬型計測器により計測する手段がある。

代替パラメータによる推定に使用する設備は以下のとおり。

・ 重要代替計器

・ 常用代替計器

可搬型計測器による計測に使用する設備は以下のとおり。

・ 可搬型計測器

ⅱ． 重大事故等対処設備と多様性拡張設備

機能喪失原因対策分析の結果により選定した計器の計測範囲（把握能力）を超えた場合に、代替パラメータによる推定に使用する設備のうち、重要代替計器は重大事故等対処設備として位置づける。

可搬型計測器による計測に使用する設備のうち、可搬型計測器は重大事故等対処設備として位置づける。

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

れている。

以上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。

また、以下の設備はプラント状況によっては事故対応に有効な設備であるため、多様性拡張設備として位置づける。あわせて、その理由を示す。

・ 常用代替計器

耐震性又は耐環境性が低いものの、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. 計器電源喪失時の対応手段及び設備

(a) 対応手段

計器電源が喪失するおそれがある場合に、代替電源（交流）及び代替電源（直流）から給電し、当該パラメータの計器により計測又は監視する手段がある。

また、計器電源が喪失した場合に、可搬型バッテリから給電し、当該パラメータの計器により計測又は監視する手段及び電源（乾電池）を内蔵した可搬型計測器を用いて計測又は監視する手段がある。計器の電源構成図を第1.15.4図に示す。

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。

・ 大容量空冷式発電機

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（重大事故等対処用）

・　蓄電池（３系統目）

・　直流電源用発電機

・　可搬型直流変換器

可搬型バッテリからの給電に使用する設備は以下のとおり。

・　可搬型バッテリ（炉外核計装装置用、放射線監視設備用）

可搬型計測器による計測又は監視に使用する設備は以下のとおり。

・　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代替電源(交流)からの給電に使用する設備のうち、大容量空冷式発電機は重大事故等対処設備として位置づける。

代替電源（直流）からの給電に使用する設備のうち、蓄電池（重大事故等対処用)、蓄電池（３系統目)、直流電源用発電機及び可搬型直流変換器は重大事故等対処設備として位置づける。

可搬型計測器による計測又は監視に使用する設備のうち、可搬型計測器は重大事故等対処設備として位置づける。

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

以上の重大事故等対処設備により、主要パラメータを把握することができる。

また、以下の設備はプラント状況によっては事故対応に有効な設備であるため、多様性拡張設備として位置づける。あわせて、その理由を示す。

・　可搬型バッテリ（炉外核計装装置用、放射線監視設備用）

給電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、代替電源からの給電ができない場合において、炉外核計装装置及び放射線監視設備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。

c.　パラメータ記録時の対応手段及び設備

(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など想定される重大事故等の対応に必要となるパラメータを記録する手段がある。

パラメータ記録に使用する設備は以下のとおり。

・　緊急時運転パラメータ伝送システム（SPDS）
（以下「SPDS」という。）

・　SPDSデータ表示装置

・　可搬型温度計測装置（格納容器再循環ユニット入口温度／出口温度（SA）用）

・　プラント計算機（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

審査基準及び基準規則要求により選定した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となるパラメータ記録に使用する設備のうち、SPDS、SPDSデータ表示装置及び可搬型温度計測装置（格納容器再循環ユニット入口温度／出口温度（SA）用）は重大事故等対処設備として位置づける。

以上の重大事故等対処設備により、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となるパラメータを記録することができる。

また、以下の設備はプラント状況によっては事故対応に有効な設備であるため、多様性拡張設備として位置づける。あわせて、その理由を示す。

・ プラント計算機（計算機運転日誌、警報記録、事故時データ収集記録）

耐震性が低く、全交流動力電源喪失及び直流電源喪失時に蓄電池から給電できる時間に限りがあるが、設備が健全である場合は重大事故等の対処に必要となる主要パラメータのうち記録可能なパラメータの記録、プラントの警報状態及びプラントトリップ状態の記録が可能なことから代替手段として有効である。

d. 手 順 等

上記のa.、b.及びc.により選定した対応手段に係る手順を整備する。

これらの手順は、運転員（当直員）等※4及び保修対応要員※5

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に定める（第1.15.5表）。

※４　運転員（当直員）等：運転員（当直員）及び重大事故等対策要員のうち運転対応要員をいう。

※５　保修対応要員：重大事故等対策要員のうち保修対応要員をいう。

1.15.2 重大事故等時の手順等

1.15.2.1 監視機能喪失時の手順等

(1) 計器故障時の手順等

a. 他チャンネル又は他ループによる計測

(a) 主要パラメータの他チャンネル又は他ループの重要計器による計測

主要パラメータを計測する多重化された重要計器が、チャンネル故障により計測することが困難となった場合に、主要パラメータの他チャンネル又は他ループの重要計器による計測を行う手順を整備する。

ⅰ. 手順着手の判断基準

主要パラメータを計測する多重化された重要計器のチャンネル故障が発生した場合。

ⅱ. 操作手順

主要パラメータの他チャンネル又は他ループの重要計器による計測手順の概要は以下のとおり。

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員(当直員)等に主要パラメータの他チャンネル又は他ループの重要計器による計測を指示する。

② 運転員(当直員)等は、主要パラメータの他チャンネル又は他ループの重要計器の指示値を読み取る。

③ 運転員(当直員)等は、読み取った指示値が計測範囲内にあること及びプラント状況等によりあらかじめ推定

される値との間に大きな差異がないことを確認する。

(b) 主要パラメータの他チャンネル又は他ループの常用計器による計測

主要パラメータを計測する多重化された重要計器の多重故障又は常用計器のチャンネル故障により計測することが困難となった場合に、主要パラメータの他チャンネル又は他ループの常用計器による計測を行う手順を整備する。

ⅰ. 手順着手の判断基準

主要パラメータを計測する多重化された重要計器の多重故障又は常用計器のチャンネル故障が発生した場合。

ⅱ. 操作手順

主要パラメータの他チャンネル又は他ループの常用計器による計測手順の概要は以下のとおり。

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員(当直員)等に主要パラメータの他チャンネル又は他ループの常用計器による計測を指示する。

② 運転員(当直員)等は、主要パラメータの他チャンネル又は他ループの常用計器の指示値を読み取る。

③ 運転員(当直員)等は、読み取った指示値が計測範囲内にあること及びプラント状況等によりあらかじめ推定される値との間に大きな差異がないことを確認する。

b. 代替パラメータによる推定

主要パラメータを計測する計器の故障により主要パラメータの監視機能が喪失した場合又は計器の故障が疑われる場合は、代替パラメータによる推定を行う。

計器が故障するまでの原子炉施設の状態及び事象進展状況を踏まえ、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、適切に原子炉施設の状態を把握する。

推定にあたっては、推定に使用する計器が複数ある場合は、代替パラメータと主要パラメータの関連性、検出器の種類及び使用環境条件など以下に示す事項並びに計測される値の確からしさを考慮し、使用するパラメータの優先順位をあらかじめ定める。

・ 基準配管に水を満たした構造の計器で計測するパラメータについては、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示すことがある。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、基準配管の水位変動に起因する不確かさを考慮する必要はない。

・ 重大事故等時に最も設置雰囲気の環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るため、原子炉格納容器内の圧力、温度、放射線量率等が厳しい環境下においても、その監視機能を維持できる重要代替計器を優先して使用する。

・ 多様性拡張設備である常用代替計器が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、多様性拡張設備の常用代替計器で計測されるパラメータの値は、環境条件や不確かさを考慮し、重要計器又は重要代替計器で計測されるパラメータの値との差異を評価し、信頼性を考慮した上で使用する。

・　圧力のパラメータと温度のパラメータを水の飽和状態の関係から推定する場合は、水が飽和状態にないと不確かさが生じるため、計器が故障するまでの原子炉施設の状況及び事象進展状況を踏まえ、複数の関連パラメータを確認し、有効な情報を得た上で推定する。

・　原子炉格納容器内の水素濃度を装置の作動状況及びあらかじめ評価した原子炉格納容器内水素濃度と圧力の相関関係を用いて推定する場合は、間接的な情報により推定するため不確かさが生じることを考慮する。

また、安全系機器の作動状況及び原子炉下部キャビティへの注水量等の関連するパラメータにより原子炉施設の状態を把握することで、実際の事故進展と事故進展解析を比較し、現実的な水素濃度を推定する。

・　アニュラス部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。

・　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。

代替パラメータによる主要パラメータの推定ケースは以下のと

おりであり、具体的な推定方法については、第1.15.6表に整理する。

- 同一物理量（温度、圧力、水位、流量及び放射線量率）から推定するケース
- 水位を水源若しくは注水先の水位変化又は注水量から推定するケース
- 流量を注水先又は水源の水位変化から推定するケース
- 除熱状態を温度、圧力等の傾向監視により推定するケース
- １次冷却系統からの漏えいを水位、圧力等の傾向監視により推定するケース
- 圧力又は温度を水の飽和状態の関係から推定するケース
- 原子炉へのほう酸水注入量により未臨界状態であるか否かを推定するケース
- 装置の作動状況により水素濃度を推定するケース
- あらかじめ評価したパラメータの相関関係により水素濃度を推定するケース

(a) 重要代替計器による推定

主要パラメータを計測する計器の故障により主要パラメータの監視機能が喪失した場合又は計器の故障が疑われる場合に、重要代替計器による推定を行う手順を整備する。

ｉ． 手順着手の判断基準

主要パラメータを計測する計器の故障により主要パラメータの監視機能が喪失した場合又は計器の故障が疑われる場合。

ⅱ．　操作手順

重要代替計器による推定手順の概要は以下のとおり。

①　当直課長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員（当直員）等に主要パラメータの重要代替計器による推定を指示する。

②　運転員（当直員）等は、主要パラメータの重要代替計器の指示値を読み取る。

③　運転員（当直員）等は、読み取った指示値により、主要パラメータを推定する。

(b) 常用代替計器による推定

主要パラメータを計測する計器の故障により主要パラメータの監視機能が喪失した場合又は計器の故障が疑われる場合に、常用代替計器による推定を行う手順を整備する。

ⅰ．　手順着手の判断基準

主要パラメータを計測する計器の故障により主要パラメータの監視機能が喪失した場合又は計器の故障が疑われる場合。

ⅱ．　操作手順

常用代替計器による推定手順の概要は以下のとおり。

①　当直課長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員（当直員）等に主要パラメータの常用代替計器による推定を指示する。

② 運転員（当直員）等は、主要パラメータの常用代替計器の指示値を読み取る。

③ 運転員（当直員）等は、読み取った指示値により、主要パラメータを推定する。

c. 優先順位

主要パラメータを計測する計器が故障した場合の対応手段の優先順位を以下に示す。

主要パラメータを計測する多重化された計器のチャンネル故障により計測が困難となった場合に、他チャンネル又は他ループの重要計器により計測できる場合は、他チャンネル又は他ループの重要計器により主要パラメータを計測する。

他チャンネル又は他ループの重要計器により計測することが困難となった場合（多重化された常用計器のみで計測されるパラメータのチャンネル故障を含む）は、他チャンネル又は他ループの常用計器により主要パラメータを計測する。

主要パラメータを計測する計器の故障により主要パラメータの監視機能が喪失した場合又は計器の故障が疑われる場合は、第1.15.6表にて定める優先順位にて重要代替計器又は常用代替計器により代替パラメータを計測し、主要パラメータを推定する。

(2) 計器の計測範囲（把握能力）を超えた場合の手順等

計器の計測範囲（把握能力）を超えた場合に、原子炉容器内の温度、圧力及び水位、並びに原子炉容器及び原子炉格納容器への注水量を代替パラメータにより推定する。また、推定するために必要な

代替パラメータについては、複数のパラメータの中から確からしさを考慮し、第1.15.6表に優先順位を定める。

これらのパラメータのうち、パラメータの値が計器の計測範囲を超えるものは、原子炉容器内の温度及び水位であり、その他のパラメータは計測範囲を超えない。なお、原子炉容器内の温度については、重要代替計器又は常用代替計器の故障等により代替パラメータによる推定が困難になった場合は、主要パラメータ又は代替パラメータを可搬型計測器により計測する。

・　原子炉容器内の温度

重大事故等時において原子炉の冷却機能が喪失した場合、原子炉容器内の温度を監視するパラメータである１次冷却材高温側温度（広域）及び１次冷却材低温側温度（広域）が計器の計測範囲（０～400℃）を超える場合がある。その場合、常用代替監視パラメータである炉心出口温度による推定が可能であり、計器の計測範囲の上限である650℃まで計測が可能である。

１次冷却材高温側温度（広域）及び１次冷却材低温側温度（広域）が計器の計測範囲を超えた場合で、かつ計器故障により常用代替監視パラメータである炉心出口温度の監視機能が喪失した場合は、可搬型計測器により１次冷却材高温側温度（広域）又は１次冷却材低温側温度（広域）を計測する。可搬型計測器による計測では、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）の検出器の耐熱温度である500℃程度まで計測が可能である。なお、可搬型計測器による計測においては、１次冷却材低温側温度（広域）よりも炉心出口温度により近い値を示す１次冷却材高温側温度（広域）を優先する。

さらに、１次冷却材高温側温度（広域）及び１次冷却材低温側温度（広域）が可搬型計測器による計測範囲を超えた場合に炉心出口温度が健全であれば、可搬型計測器により炉心出口温度を計測する。この場合、検出器の耐熱温度である1,300℃程度まで計測が可能である。

・　原子炉容器内の圧力

原子炉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、０～21.0MPa［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容器内の圧力は、計器の計測範囲内で計測が可能である。

・　原子炉容器内の水位

原子炉容器内の水位を監視するパラメータである加圧器水位は、原子炉容器より上に位置し、水位が低下し計器の計測範囲の下限以下となった場合は、原子炉容器水位により原子炉容器内の保有水量を推定する。原子炉容器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容器内の水位を計器の計測範囲内で計測が可能である。

・　原子炉容器への注水量

原子炉容器への注水量を監視するパラメータは、高圧注入ポンプ流量、余熱除去流量、AM用消火水積算流量及び充てん水流量である。

高圧注入ポンプ流量を計測する計器の計測範囲は、０～400m

^{3}／hとしており、計測対象である高圧注入ポンプの最大流量は320m^3／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計測が可能である。余熱除去流量を計測する計器の計測範囲は、０～1,300m^3／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1,250m^3／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計測が可能である。AM用消火水積算流量を計測する計器の計測範囲は、０～200m^3／hとしており、計測対象である常設電動注入ポンプの注水流量は30m^3／hであるため、重大事故等対処時において計器の計測範囲内での計測が可能である。充てん水流量を計測する計器の計測範囲は、０～70m^3／hとしており、１次冷却材圧力が大気圧の場合、計測対象である充てんポンプが２台運転した場合の解析上の最大流量は130m^3／hであるが、重大事故等時において計器の計測範囲内で流量調整を行うため、計器の計測範囲を超えない。

・　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、Ｂ格納容器スプレイ流量積算流量、格納容器スプレイ流量、高圧注入ポンプ流量、余熱除去流量、AM用消火水積算流量及び充てん水流量である。

Ｂ格納容器スプレイ流量積算流量及び格納容器スプレイ流量を計測する計器の計測範囲は、０～1,700m^3／hとしており、計測対象である格納容器スプレイポンプの最大流量は1,640m^3／hであるため、計器の計測範囲内での計測が可能である。AM用消火水積算流量を計測する計器の計測範囲は、０～200m^3／hとしており、計測対象である常設電動注入ポンプの注水流量は140m

^{3}／hであるため、重大事故等対処時において計器の計測範囲内での計測が可能である。また、高圧注入ポンプ流量、余熱除去流量及び充てん水流量については原子炉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、計器の計測範囲内での計測が可能である。

a. 代替パラメータによる推定

重大事故等時において、原子炉容器内の温度又は水位が計器の計測範囲を超えた場合に、重要代替計器又は常用代替計器を用いた代替パラメータによる推定を行う手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

重大事故等時に、原子炉容器内の温度又は水位が計器の計測範囲を超えて、確認が困難となった場合。

(b) 操作手順

1.15.2.1 (1) b. (a) ⅱ又は1.15.2.1 (1) b. (b) ⅱと同様。

b. 可搬型計測器による計測

原子炉容器内の温度を監視するパラメータの値が計器の計測範囲を超えた場合で、重要代替計器又は常用代替計器の故障等により代替パラメータによる推定が困難となった場合に、主要パラメータ又は代替パラメータの可搬型計測器による計測を行う手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

原子炉容器内の温度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、代替パラメータによる推定が困難となった場合。

(b) 操作手順

可搬型計測器による計測手順の概要は以下のとおり。タイムチャートを第1.15.5図に示す。

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員（当直員）等及び保修対応要員に可搬型計測器による計測開始を指示する。

② 保修対応要員は、現場で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。可搬型計測器を手順に定められた端子台に接続する。

③ 運転員（当直員）等は、現場で可搬型計測器に表示される計測値を読み取り、換算表等を用いて工学値に換算し、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ユニット当たり運転員（当直員）等１名及び保修対応要員１名により作業を実施する。可搬型計測器による計測までの所要時間は約20分と想定する。

円滑に作業できるように、アクセスルートを確保し、防護具、

可搬型照明、通信設備を整備する。室温は通常運転状態と同程度である。

c. 優先順位

原子炉容器内の温度及び水位が計器の計測範囲を超えて、監視機能が喪失した場合の対応手段の優先順位を以下に示す。

原子炉容器内の温度を監視するパラメータである１次冷却材高温側温度（広域）及び１次冷却材低温側温度（広域）が計器の計測範囲を超えた場合は常用代替監視パラメータである炉心出口温度により、原子炉容器内の温度を推定する。

１次冷却材高温側温度（広域）及び１次冷却材低温側温度（広域）が計器の計測範囲を超えた場合で、かつ計器故障により、炉心出口温度の監視機能が喪失した場合は、可搬型計測器により１次冷却材高温側温度（広域）又は１次冷却材低温側温度（広域）を計測する。なお、可搬型計測器による計測においては、炉心出口温度により近い値を示す１次冷却材高温側温度（広域）を優先する。

また、１次冷却材高温側温度（広域）及び１次冷却材低温側温度（広域）が可搬型計測器による計測範囲を超えた場合に炉心出口温度が健全であれば、可搬型計測器により炉心出口温度を計測する。

原子炉容器内の水位を監視するパラメータである加圧器水位が計器の計測範囲の下限以下となった場合は、原子炉容器水位により、原子炉容器内の保有水量を推定する。

1.15.2.2 計器電源喪失時の手順等

全交流動力電源喪失又は直流電源喪失が発生し、計器電源が喪失するおそれがある場合に、代替電源（交流）又は代替電源（直流）から計器へ給電する。さらに、計器電源が喪失した場合に、可搬型バッテリ（炉外核計装装置用、放射線監視設備用）から計器へ給電する。また、可搬型計測器により特に重要なパラメータである重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータを計測又は監視する。

(1) 代替電源（交流）からの給電

a. 大容量空冷式発電機からの給電

全交流動力電源喪失が発生した場合に、大容量空冷式発電機からの給電に関する手順は、「1.14電源の確保に関する手順等」にて整備する。

(2) 代替電源（直流）からの給電

a. 蓄電池（重大事故等対処用）、蓄電池（３系統目）又は直流電源用発電機及び可搬型直流変換器からの給電

全交流動力電源喪失が発生し直流電源が枯渇するおそれがある場合に、蓄電池（重大事故等対処用）、蓄電池（３系統目）又は直流電源用発電機及び可搬型直流変換器からの給電に関する手順は、「1.14電源の確保に関する手順等」にて整備する。

(3)　可搬型バッテリからの給電

a.　可搬型バッテリ（炉外核計装装置用、放射線監視設備用）からの給電

代替電源（交流）及び代替電源（直流）からの給電が困難となり、計器電源が喪失し、中央制御室でのパラメータ監視が困難となった場合に、炉外核計装装置及び放射線監視設備へ可搬型バッテリからの給電を行う手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

計器電源喪失により、炉外核計装装置及び放射線監視設備のパラメータ監視が困難となった場合。

(b) 操作手順

可搬型バッテリ（炉外核計装装置用、放射線監視設備用）からの給電手順の概要は以下のとおり。タイムチャートを第1.15.6図、第1.15.7図に示す。

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員（当直員）等及び保修対応要員に可搬型バッテリ（炉外核計装装置用、放射線監視設備用）からの給電を指示する。

② 運転員（当直員）等又は保修対応要員は、現場で炉外核計装保護盤又は事故時放射線監視盤の電源を「切」とする。

③ 保修対応要員は、現場でケーブルを布設し、可搬型バッテリ（炉外核計装装置用、放射線監視設備用）を炉外核計装保護盤又は事故時放射線監視盤に接続する。

④ 保修対応要員は、現場で可搬型バッテリ（炉外核計装装

置用、放射線監視設備用）からの給電を開始し、運転員（当直員）等は、中央制御室で計測結果を記録用紙に記録する。

(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（当直員）等１名、現場対応は１ユニット当たり運転員（当直員）等１名及び保修対応要員２名により作業を実施する。計測までの所要時間は、炉外核計装保護盤については約40分、事故時放射線監視盤については約40分と想定する。

円滑に作業できるように、アクセスルートを確保し、防護具、可搬型照明、通信設備を整備する。室温は通常運転状態と同程度である。

(4) 可搬型計測器による計測又は監視

代替電源（交流）及び代替電源（直流）からの給電が困難となり、計器電源が喪失し、中央制御室でのパラメータ監視が不能となった場合に、特に重要なパラメータである重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータの可搬型計測器による計測又は監視を行う手順を整備する。

可搬型計測器による計測対象の選定を行う際、同一パラメータにチャンネルが複数ある場合は、いずれか１つの適切なチャンネルを選定し計測又は監視する。同一の物理量について複数のパラメータがある場合は、いずれか１つの適切なパラメータを選定し計測又は監視する。

なお、可搬型計測器により計測可能な計器について第1.15.7表に

示す。

a. 手順着手の判断基準

計器電源が喪失し、中央制御室でのパラメータ監視が困難となった場合。

b. 操作手順

1.15.2.1（2）b.（b）と同様。

（5） 優先順位

全交流動力電源喪失又は直流電源喪失が発生した場合に、計器に給電する対応手段の優先順位を以下に示す。

全交流動力電源喪失が発生した場合は、代替電源（交流）の大容量空冷式発電機から計器に給電する。

代替電源（交流）からの給電が困難となった場合で直流電源が枯渇するおそれがある場合は、代替電源（直流）の蓄電池（重大事故等対処用）、蓄電池（３系統目）又は直流電源用発電機及び可搬型直流変換器から計器に給電する。

代替電源（交流）及び代替電源（直流）からの給電が困難となった場合は、可搬型バッテリ（炉外核計装装置用、放射線監視設備用）から計器に給電する。また、可搬型計測器により重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータを計測又は監視する。

1.15.2.3 パラメータ記録の手順等

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となる重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータの計測結果並びに有効監視パラメータのうち記録可能なパラメータの計測結果について、SPDS、SPDSデータ表示装置による計測結果を記録する手順及び可搬型温度計測装置（格納容器再循環ユニット入口温度／出口温度（SA）用）による計測結果を記録する手順を整備する。

また、現場操作時のみ監視する現場計器の指示値、可搬型計測器で計測されるパラメータの値、可搬型バッテリ（炉外核計装装置用、放射線監視設備用）からの給電で計測されるパラメータの指示値及びアニュラス水素濃度推定時に使用するパラメータの値を記録用紙に記録する手順を整備する。

SPDS、SPDSデータ表示装置及び可搬型温度計測装置（格納容器再循環ユニット入口温度／出口温度（SA）用）に記録されたパラメータの計測結果を、記録容量を超える前に定期的にメディア（記録媒体）に保存する手順を整備する。

主要パラメータのうち記録可能なパラメータについて、多様性拡張設備であるプラント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。

重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータの計測結果並びに有効監視パラメータのうち記録可能なパラメータの計測結果の記録について整理し、第1.15.7表に示す。

(1)　手順着手の判断基準

重大事故等が発生した場合。

(2) 操作手順

重大事故等が発生し、重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータの計測結果並びに有効監視パラメータのうち記録可能なパラメータの計測結果の記録を行う手順の概要は以下のとおり。

a. SPDS及びSPDSデータ表示装置による記録

SPDSは、非常用電源又は代替電源から給電可能で、4週間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、メディア（記録媒体）に保存する手順の概要は以下のとおり。概略系統図を第1.15.8図、第1.15.9図に示す。

① 重大事故等対策要員は、SPDSデータ表示装置にてSPDS及びSPDSデータ表示装置に記録された重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータの計測結果並びに有効監視パラメータのうち記録可能なパラメータの計測結果を、代替緊急時対策所又は緊急時対策所（緊急時対策棟内）で、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 重大事故等対策要員は、メディア（記録媒体）に保存された重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータの計測結果並びに有効監視パラメータのうち記録可能なパラメータの計測結果を代替緊急時対策所又は緊急時対策所（緊急時対策棟内）で、印刷し、記録を保存する。

b. 可搬型温度計測装置（格納容器再循環ユニット入口温度／出口温度（SA）用）による記録

① 運転員（当直員）等は、可搬型温度計測装置（格納容器再

循環ユニット入口温度／出口温度（SA）用）に記録された、格納容器再循環ユニット入口温度／出口温度（SA）の計測結果を、現場で記録容量（10日間）を超える前に定期的にメディア（記録媒体）に保存する。

② 運転員（当直員）等は、メディア（記録媒体）に保存された格納容器再循環ユニット入口温度／出口温度（SA）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（当直員）等は、原子炉補機冷却水サージタンクの加圧操作時に、現場指示計のAM用原子炉補機冷却水サージタンク圧力又は原子炉補機冷却水サージタンク圧力（SA）の指示値を現場で記録用紙に記録する。

d. 可搬型計測器の記録

運転員（当直員）等は、1.15.2.1（2）b.（b）及び1.15.2.2（4）b.で得られた可搬型計測器で計測されたパラメータの値を現場で記録用紙に記録する。

e. 可搬型バッテリ（炉外核計装装置用、放射線監視設備用）からの給電時の記録

運転員（当直員）等は、1.15.2.2（3）a.（b）で得られた可搬型バッテリ（炉外核計装装置用、放射線監視設備用）からの給電で計測されたパラメータの指示値を中央制御室で記録用紙に記録する。

f. アニュラス水素濃度推定時の記録

運転員（当直員）等は、原子炉格納容器内水素濃度測定値による水素濃度推定時に使用する格納容器水素濃度、格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）及び排気筒高レンジガスモニタの指示値並びに推定したアニュラス水素濃度の値を中央制御室で記録用紙に記録する。

g. プラント計算機による記録

(a) 計算機運転日誌

プラント計算機が稼動状態にあれば、定められたプロセスの計測結果を定時毎に自動で記録し、中央制御室で日毎に自動で帳票印刷する。

(b) 警報記録

プラント計算機が稼動状態にあれば、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、警報の状態を自動で記録し、中央制御室で日毎に自動で帳票印刷する。

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の作動状況を自動で記録し、中央制御室で事象発生時に帳票印刷する。

(c) 事故時データ収集記録

プラント計算機が稼動状態にあれば、事象発生前後のプラン

ト状態の推移を把握するため、定められたプロセス値のデータを自動で収集、記録し、運転員（当直員）等は、中央制御室で事象発生後に手動で帳票印刷する。

(3) 操作の成立性

SPDS及びSPDSデータ表示装置による記録は、SPDS及びSPDSデータ表示装置の記録容量（４週間）を超える前に、代替緊急時対策所又は緊急時対策所（緊急時対策棟内）内にて１ユニット当たり重大事故等対策要員１名で行う。室内での端末操作であるため、対応が可能である。

可搬型温度計測装置（格納容器再循環ユニット入口温度／出口温度（SA）用）による記録は、記録容量（10日間）を超える前に、現場でのデータ採取を１ユニット当たり運転員（当直員）等１名で行う。記録の作成は、室内での端末操作であるため、対応が可能である。

現場指示計の記録は、現場での記録用紙への記録であり、１ユニット当たり運転員（当直員）等１名にて対応が可能である。

可搬型計測器の記録は、現場での記録用紙への記録であり、１ユニット当たり運転員（当直員）等１名にて対応が可能である。

可搬型バッテリ（炉外核計装装置用、放射線監視設備用）からの給電時の記録は中央制御室での記録用紙への記録であり、１ユニット当たり運転員（当直員）等１名にて対応が可能である。

アニュラス水素濃度推定時の記録は、中央制御室での記録用紙への記載であり、運転員（当直員）等１名で対応が可能である。

プラント計算機による記録のうち、事故時データ収集記録の帳票

印刷は、中央制御室内にて、１ユニット当たり運転員（当直員）等１名にて対応が可能である。

1.15.2.4 その他の手順項目にて考慮する手順

原子炉格納容器内の水素濃度監視に関する手順は「1.9 水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための手順等」にて整備する。

アニュラス部の水素濃度監視に関する手順は「1.10水素爆発による原子炉建屋等の損傷を防止するための手順等」にて整備する。

全交流動力電源喪失時の代替電源確保に関する手順は「1.14電源の確保に関する手順等」にて整備する。

原子炉格納容器内の放射線量率における代替パラメータとして有効なモニタリングステーション及びモニタリングポスト等による空間線量率測定に関する手順は「1.17監視測定等に関する手順等」にて整備する。

第 1.15.1 表　補助パラメータ（１／２）

分類	補助パラメータ	補助パラメータの分類理由
電源関係	500kV 玄海幹線１号線、２号北線電圧	500kV 玄海幹線１号線、２号北線の受電状態を確認するパラメータ
	220kV 予備電源線電圧	220kV 予備電源線の受電状態を確認するパラメータ
	4-3A、B、C、D母線電圧	常用及び非常用高圧母線の受電状態を確認するパラメータ
	4-4C、D母線電圧（他号炉）	他号炉の非常用高圧母線の受電状態を確認するパラメータ
	3－3A1、B1 母線電圧	電動発電機の受電状態を確認するパラメータ
	3－3C1、C2、D1、D2 母線電圧	非常用低圧母線の受電状態を確認するパラメータ
	A、Bディーゼル発電機電圧	ディーゼル発電機の運転状態を確認するパラメータ
	A、B直流電源電圧	直流電源の受電状態を確認するパラメータ
	A1、A2、B1、B2、C1、C2、D1、D2、E1、E2、F、H2 計装用電源電圧、K1、K2 計算機電源電圧	計装用電源及び計算機用電源の受電状態を確認するパラメータ
	重大事故等対処用変圧器盤電圧	大容量空冷式発電機からの受電状態を確認するパラメータ
	大容量空冷式発電機電圧、電力、周波数	大容量空冷式発電機の運転状態を確認するパラメータ
	大容量空冷式発電機電圧（現場）、電力（現場）、周波数（現場）	
補機関係	充てんポンプ出口圧力	充てんポンプの運転状態を確認するパラメータ
	充てんポンプ電流	
	B充てんポンプ油冷却器及び封水冷却器冷却水流量	B充てんポンプの運転状態を確認するパラメータ
	B充てんポンプ電動機冷却水流量	
	高圧注入ポンプ出口圧力	高圧注入ポンプの運転状態を確認するパラメータ
	高圧注入ポンプ入口圧力	
	高圧注入ポンプ電流	
	B高圧注入ポンプ冷却水流量	B高圧注入ポンプの運転状態を確認するパラメータ
	B高圧注入ポンプ電動機冷却水流量	
	余熱除去ポンプ出口圧力	余熱除去ポンプの運転状態を確認するパラメータ
	余熱除去ポンプ入口圧力	
	余熱除去ポンプ電流	
	格納容器スプレイポンプ出口圧力	格納容器スプレイポンプの運転状態を確認するパラメータ
	格納容器スプレイポンプ入口圧力	
	格納容器スプレイポンプ電流	
	常設電動注入ポンプ出口圧力	常設電動注入ポンプの運転状態を確認するパラメータ
	タービン動補助給水ポンプ軸受油圧	タービン動補助給水ポンプの補助（非常用）油ポンプ及び主油ポンプの運転状態を確認するパラメータ

第 1.15.1 表　補助パラメータ（２／２）

分類	補助パラメータ	補助パラメータの分類理由
補機関係	海水母管圧力	原子炉補機冷却水海水系統の動作状態を確認するパラメータ
	原子炉補機冷却水冷却器出口温度	
	原子炉補機冷却水冷却器海水出口流量	
	原子炉補機冷却水供給母管流量	原子炉補機冷却水系統の動作状態を確認するパラメータ
	原子炉補機冷却水供給母管圧力（CRT）	
	Ｂ制御用空気圧縮機冷却水流量	Ｂ制御用空気圧縮機の運転状態を確認するパラメータ
	格納容器雰囲気ガスサンプル冷却器冷却水流量	格納容器雰囲気ガスサンプル冷却器によるサンプルガスの冷却状態を確認するパラメータ
	静的触媒式水素再結合装置動作監視装置	静的触媒式水素再結合装置の作動状況を確認するパラメータ
	電気式水素燃焼装置動作監視装置	電気式水素燃焼装置の作動状況を確認するパラメータ
	制御用空気供給母管圧力	制御用空気系統の動作状態を確認するパラメータ
その他	サブクール度（CRT）	原子炉容器内のサブクール状態を確認するパラメータ
	原子炉補給水補給流量制御	原子炉補給水制御系統の動作状態を確認するパラメータ
	原子炉補給水補給流量積算	
	ほう酸水補給流量制御	
	ほう酸水補給流量積算	
	体積制御タンク水位	充てんポンプの水源の状態を確認するパラメータ
	格納容器サンプ水位	原子炉格納容器内の漏えい状態を確認するパラメータ
	凝縮液量測定装置水位	
	アニュラス内圧力	アニュラス空気浄化ファンの運転状態を確認するパラメータ
	非常遮断油圧	タービン主要弁の動作状態を確認するパラメータ
	多様化自動作動設備作動警報	多様化自動作動設備の作動状態を確認するパラメータ
	加圧器逃がし弁出口温度	加圧器逃がし弁の動作状態を確認するパラメータ
	加圧器逃がしタンク圧力	
	加圧器逃がしタンク水位	
	加圧器逃がしタンク温度	

第1.15.2表　重要監視パラメータを計測する重要計器及び重要代替監視パラメータを計測する重要代替計器
（重大事故等対処設備）（１／７）

分類	重要監視パラメータ 重要代替監視パラメータ	計測範囲	設計基準	把握能力 （計測範囲の考え方）	個数	耐震性	電源 （注1）	検出器の種類	第1.15.3図No
原子炉容器内の温度	１次冷却材高温側温度（広域）	０～400℃	最大値：約344℃	１次系最高使用温度（343℃）及び炉心損傷の判断基準である350℃を超える温度を監視可能。 なお、１次冷却材高温側温度（広域）で炉心損傷を判断する際は、炉心出口温度に比べ１次冷却材高温側温度（広域）が低い値を示す傾向にあるものの、１次冷却材高温側温度（広域）が350℃以上であれば炉心出口温度は350℃以上と推定できるため、炉心損傷を判断することが可能である。	4	S	C 計装用電源	測温抵抗体	①
	１次冷却材低温側温度（広域）				4	S	D 計装用電源	測温抵抗体	②
原子炉容器内の圧力	１次冷却材圧力	０～21.0MPa［gage］	最大値：約17.9MPa［gage］	１次系最高使用圧力（17.16MPa［gage］）の1.2倍（事故時の判断基準）である20.59MPa［gage］を監視可能。	2	S	C、D 計装用電源	弾性 圧力検出器	③
	１次冷却材高温側温度（広域）※2	原子炉容器内の温度を監視するパラメータと同様							
	１次冷却材低温側温度（広域）※2								
原子炉容器内の水位	加圧器水位※1	０～100％	最大値：約91％ 最小値：０％以下（注2）	原子炉容器上部に位置する加圧器上部胴上端近傍から下部胴下端近傍までの水位を監視可能。通常運転時及び事故時の１次冷却材保有水を制御し、重大事故等時においても同計測範囲により事故対応が可能。	2	S	A、B 計装用電源	差圧式 水位検出器	④
	原子炉容器水位※2	０～100％	最大値：100％ 最小値：０％	加圧器の下部に位置し、加圧器水位の計測範囲とラップしないが、原子炉容器底部から原子炉容器頂部までの原子炉容器内の水位を監視可能。 重大事故等時において、加圧器水位による監視ができない場合、原子炉容器内の水位及び保有水が監視可能であり、事故対応が可能。	1	Ss機能維持	A（B） 直流電源（注3） C（D） 計装用電源（注1）	差圧式 水位検出器 密度補正用 測温抵抗体	⑤
	１次冷却材高温側温度（広域）※2	原子炉容器内の温度を監視するパラメータと同様							
	１次冷却材低温側温度（広域）※2								
	１次冷却材圧力※2	原子炉容器内の圧力を監視するパラメータと同様							

※１：分類のうち、重要監視パラメータとしてのみ使用する。　※２：分類のうち、重要代替監視パラメータとしてのみ使用する。

第 1.15.2 表　重要監視パラメータを計測する重要計器及び重要代替監視パラメータを計測する重要代替計器
（重大事故等対処設備）（２／７）

分類	重要監視パラメータ 重要代替監視パラメータ	計測範囲	設計基準	把握能力 （計測範囲の考え方）	個数	耐震性	電源 （注1）	検出器の種類	第 1.15.3 図 No
原子炉容器への注水量	高圧注入ポンプ流量※1	0 ～400m³/h	320m³/h	高圧注入ポンプの最大流量（320m³/h）を監視可能。重大事故等時においても監視可能。	2	S	C、D 計装用電源	差圧式 流量検出器	⑥
	余熱除去流量A系のみ※1	0 ～1,300m³/h	1,250m³/h	余熱除去ポンプの最大流量（1,250m³/h）を監視可能。重大事故等時においても監視可能。	2	S	A、B 計装用電源	差圧式 流量検出器	⑦
	AM 用消火水積算流量 （積算値）※1	0 ～200m³/h （0 ～10,000m³）	—（注5）	重大事故等時において、常設電動注入ポンプによる原子炉容器への注水流量（30m³/h）を監視可能。	1	Ss 機能維持	A（B） 直流電源 （注3）	差圧式 流量検出器	⑧
	1 次冷却材高温側温度 （広域）※2	原子炉容器内の温度を監視するパラメータと同様							
	1 次冷却材低温側温度 （広域）※2								
	1 次冷却材圧力※2	原子炉容器内の圧力を監視するパラメータと同様							
	加圧器水位※2	原子炉容器内の水位を監視するパラメータと同様							
	原子炉容器水位※2								
	格納容器再循環サンプ水位 （広域）※2	原子炉格納容器内の水位を監視するパラメータと同様							
	燃料取替用水タンク水位 ※2	水源の確保を監視するパラメータと同様							
	復水タンク水位※2								
原子炉格納容器への注水量	B 格納容器スプレイ流量 積算流量 （積算値）※1	0 ～1,700m³/h （0 ～10,000m³）	—（注5）	重大事故等時において、格納容器スプレイポンプの最大流量（1,640m³/h）を監視可能。	1	Ss 機能維持	A（B） 直流電源 （注3）	差圧式 流量検出器	⑨
	AM 用消火水積算流量 （積算値）※1	原子炉容器への注水量を監視するパラメータと同様 （計測範囲の考え方は、重大事故等時における、常設電動注入ポンプによる原子炉格納容器への注水流量（140m³/h）を監視可能。）							
	高圧注入ポンプ流量※1	原子炉容器への注水量を監視するパラメータと同様							
	余熱除去流量※1								
	格納容器内温度※2	原子炉格納容器内の温度を監視するパラメータと同様							
	格納容器内温度（SA）※2								
	格納容器圧力※2	原子炉格納容器内の圧力を監視するパラメータと同様							
	格納容器再循環サンプ水位 （広域）※2	原子炉格納容器内の水位を監視するパラメータと同様							
	燃料取替用水タンク水位 ※2	水源の確保を監視するパラメータと同様							
	復水タンク水位※2								

※1：分類のうち、重要監視パラメータとしてのみ使用する。　※2：分類のうち、重要代替監視パラメータとしてのみ使用する。

第 1.15.2 表　重要監視パラメータを計測する重要計器及び重要代替監視パラメータを計測する重要代替計器（重大事故等対処設備）（３／７）

分類	重要監視パラメータ 重要代替監視パラメータ	計測範囲	設計基準	把握能力 （計測範囲の考え方）	個数	耐震性	電源 （注1）	検出器の種類	第 1.15.3 図 No
原子炉格納容器内の温度	格納容器内温度	0 ～220℃	最大値：約 133℃	格納容器最高使用温度（144℃）及び重大事故等時の格納容器最高温度（144℃）を超える温度を監視可能	1	S	C 計装用電源	測温抵抗体	⑩
	格納容器内温度（SA）		－（注5）		1	Ss 機能維持	A（B） 直流電源 （注3）		⑪
	格納容器圧力※2	原子炉格納容器内の圧力を監視するパラメータと同様							
	AM 用格納容器圧力※2								
原子炉格納容器内の圧力	格納容器圧力	-50～450kPa [gage]	最大値：約 320kPa [gage]	設計基準事故時の格納容器最高使用圧力（392kPa［gage］）を監視可能。重大事故等時の格納容器最高圧力（444kPa［gage］）を監視可能。	2	S	C、D 計装用電源	弾性 圧力検出器	⑫
	AM 用格納容器圧力	0 ～1.5MPa [gage]	－（注5）	重大事故等時の格納容器最高使用圧力（0.784MPa［gage］以下）を監視可能	1	Ss 機能維持	A（B） 直流電源 （注3）	弾性 圧力検出器	⑬
	格納容器内温度※2	原子炉格納容器内の温度を監視するパラメータと同様							
	格納容器内温度（SA）※2								
原子炉格納容器内の水位	格納容器再循環サンプ水位（広域）	0 ～100%	100%	再循環可能水位（65%）を監視可能。重大事故等時においても同計測範囲により事故対応が可能	2	S	C、D 計装用電源	差圧式 水位検出器	⑭
	格納容器再循環サンプ水位（狭域）	0 ～100%	100%以上	格納容器再循環サンプ上端（約 100%）を監視可能。狭域水位の 100%は、広域水位の約 60%に相当。重大事故等時においても同計測範囲により事故対応が可能。	2	S	A、B 計装用電源	差圧式 水位検出器	⑮
	原子炉格納容器水位	ON-OFF	－（注5）	重大事故等時において、格納容器内への注入量の制限レベルに達したことを監視可能。	1	Ss 機能維持	A（B） 直流電源 （注3）	電極式 水位検出器	⑯
	原子炉下部キャビティ水位	ON-OFF	－（注5）	重大事故等時において、原子炉下部キャビティに溶融炉心の冷却に必要な水量があることを監視可能。	1	Ss 機能維持	A（B） 直流電源 （注3）	電極式 水位検出器	⑰
	高圧注入ポンプ流量※2	原子炉容器への注水量を監視するパラメータと同様							
	余熱除去流量※2								
	AM 用消火水積算流量（積算値）※2								
	B 格納容器スプレイ流量積算流量（積算値）※2	原子炉格納容器への注水量を監視するパラメータと同様							
	燃料取替用水タンク水位※2	水源の確保を監視するパラメータと同様							
	復水タンク水位※2								

※１：分類のうち、重要監視パラメータとしてのみ使用する。　※２：分類のうち、重要代替監視パラメータとしてのみ使用する。

第 1.15.2 表　重要監視パラメータを計測する重要計器及び重要代替監視パラメータを計測する重要代替計器
（重大事故等対処設備）（４／７）

分類	重要監視パラメータ 重要代替監視パラメータ	計測範囲	設計基準	把握能力 （計測範囲の考え方）	個数	耐震性	電源 （注1）	検出器の種類	第 1.15.3 図 No
原子炉格納容器内の水素濃度	格納容器水素濃度	0 ～20vol%	－（注5）	重大事故等時において、変動範囲（0 ～13vol%）を監視可能	1	－ （可搬）	A（B） 直流電源 （注3）	熱伝導式 検出器	⑱
	格納容器圧力※2	原子炉格納容器内の圧力を監視するパラメータと同様							
原子炉格納容器内の放射線量率	格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ）	10^{2}～10^{7} μSv/h	10^{5}mSv/h 以下（注6）	格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）は、炉心損傷判断の値である 10^{5}mSv/h を超える放射線量率を監視可能。 低レンジと高レンジの計測範囲はオーバーラップするように設定。	2	S	C、D 計装用電源	電離箱	⑲
	格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）	10^{3}～10^{8}mSv/h			2	S	C、D 計装用電源	電離箱	⑳
未臨界の維持又は監視	出力領域中性子束	0 ～120% （3.3×10^{5}～1.2×10^{10} $cm^{-2}\cdot s^{-1}$）	定格出力の約 41 倍 設計基準事故 「制御棒飛び出し」 （注7）	設計基準事故時、事象初期は中性子束が急激に上昇し、一時的に計測範囲を超えるが、負のドップラ反応度帰還効果により抑制され急峻に低下するため、現状の計測範囲でも、同計測範囲により事故対応が可能。また、重大事故等時においても同計測範囲により事故対応が可能。 通常運転時の変動範囲 0 ～100%に対し、0 ～120%を監視可能。 「中間領域中性子束」及び「中性子源領域中性子束」と相まって重大事故等時における中性子束の変動範囲を監視可能。	4 （ES）	S	A、B、 C、D 計装用電源	γ線非補償型 電離箱	㉑
	中間領域中性子束	10^{-11}～5×10^{-3}A （1.3×10^{2}～$6.6\times10^{10}$$cm^{-2}\cdot s^{-1}$）		通常運転時の変動範囲 10^{-11}～約 10^{-3}A に対し、10^{-11}～5×10^{-3}A を監視可能	2	S	A、B 計装用電源	γ線補償型 電離箱	
	中性子源領域中性子束	1～10^{6}cps （10^{-1}～10^{5} $cm^{-2}\cdot s^{-1}$）		通常運転時の変動範囲 1 ～10^{5}cps に対し、1 ～10^{5}cps を監視可能	2	S	A、B 計装用電源	比例計数管	
	1 次冷却材高温側温度（広域）※2	原子炉容器内の温度を監視するパラメータと同様							
	1 次冷却材低温側温度（広域）※2								
	ほう酸タンク水位※2	水源の確保を監視するパラメータと同様							

※1：分類のうち、重要監視パラメータとしてのみ使用する。　※2：分類のうち、重要代替監視パラメータとしてのみ使用する。

第 1.15.2 表　重要監視パラメータを計測する重要計器及び重要代替監視パラメータを計測する重要代替計器
（重大事故等対処設備）（５／７）

分類	重要監視パラメータ 重要代替監視パラメータ	計測範囲	設計基準	把握能力 （計測範囲の考え方）	個数	耐震性	電源 （注1）	検出器の種類	第 1.15.3 図 No
最終ヒートシンクの確保	蒸気発生器狭域水位	0 ～100%	最大値:100%以上 (注9) 最小値:0%以下 (注10)	湿分分離器下端から伝熱管上端まで監視可能。「蒸気発生器広域水位」と相まって、重大事故等時における蒸気発生器水位の変動を包絡できる。	8	S	C、D 計装用電源	差圧式 水位検出器 (注11)	㉒
	蒸気発生器広域水位	0 ～100%	最大値:100%以上 (注9) 最小値:0%以下 (注10)	湿分分離器下端から管板付近まで監視可能。重大事故等時における蒸気発生器水位の変動を包絡できる。(注12)	4	S	A、B、 C、D 計装用電源	差圧式 水位検出器 (注11)	
	補助給水流量	0 ～210m³/h	46.7m³/h	補助給水流量（46.7m³/h）を監視可能。重大事故等時においても監視可能。	4	S	A、B、 C、D 計装用電源	差圧式 流量検出器	㉓
	主蒸気ライン圧力	0 ～9.5MPa [gage]	最大値:約8.5MPa [gage]	２次系最高使用圧力（8.17MPa [gage]）を監視可能。重大事故等時においても監視可能。	8	S	C、D 計装用電源	弾性 圧力検出器	㉔
	原子炉補機冷却水サージタンク水位※1	0 ～100%	100%	変動範囲0～100%を監視可能。重大事故等時においても同計測範囲により事故対応が可能。	2	S	A、B 計装用電源	差圧式 水位検出器	㉕
	原子炉補機冷却水サージタンク圧力(SA)※2	0 ～1 MPa [gage]	－(注5)	原子炉補機冷却水サージタンクの加圧目標0.34MPa [gage]を監視可能。	1	－ (可搬)	－	弾性 圧力検出器	㉖
	格納容器再循環ユニット入口温度／出口温度（SA）	0～200℃	－(注5)	格納容器最高使用温度（144℃）及び重大事故等時の格納容器最高温度（144℃）を超える温度を監視可能	3 (注12)	－ (可搬)	電源内蔵	測温抵抗体	㉗
	１次冷却材高温側温度（広域）※2	原子炉容器内の温度を監視するパラメータと同様							
	１次冷却材低温側温度（広域）※2								
	格納容器内温度※2	原子炉格納容器内の温度を監視するパラメータと同様							
	格納容器内温度（SA）※2								
	格納容器圧力※2	原子炉格納容器内の圧力を監視するパラメータと同様							
	復水タンク水位※2	水源の確保を監視するパラメータと同様							

※１：分類のうち、重要監視パラメータとしてのみ使用する。　※２：分類のうち、重要代替監視パラメータとしてのみ使用する。

第 1.15.2 表　重要監視パラメータを計測する重要計器及び重要代替監視パラメータを計測する重要代替計器
（重大事故等対処設備）（６／７）

分類	重要監視パラメータ 重要代替監視パラメータ	計測範囲	設計基準	把握能力 （計測範囲の考え方）	個数	耐震性	電源 （注1）	検出器の種類	第 1.15.3 図 No
格納容器バイパスの監視	１次冷却材圧力	原子炉容器内の圧力を監視するパラメータと同様							
	蒸気発生器狭域水位	最終ヒートシンクの確保を監視するパラメータと同様							
	蒸気発生器広域水位								
	主蒸気ライン圧力								
	１次冷却材高温側温度（広域）※2	原子炉容器内の温度を監視するパラメータと同様							
	１次冷却材低温側温度（広域）※2								
	加圧器水位※2	原子炉容器内の水位を監視するパラメータと同様							
	格納容器再循環サンプ水位（広域）※2	原子炉格納容器内の水位を監視するパラメータと同様							
	補助給水流量※2	最終ヒートシンクの確保を監視するパラメータと同様							
水源の確保	燃料取替用水タンク水位※1	0～100%	100%	変動範囲０～100%を監視可能。重大事故等時においても同計測範囲により事故対応が可能。	2	S	A、B計装用電源	差圧式水位検出器	㉘
	ほう酸タンク水位※1	0～100%	100%	変動範囲０～100%を監視可能。重大事故等時においても同計測範囲により事故対応が可能。	2	S	C、D計装用電源	差圧式水位検出器	㉙
	復水タンク水位※1	0～100%	100%	変動範囲０～100%を監視可能。重大事故等時においても同計測範囲により事故対応が可能。	2	S	A、B計装用電源	差圧式水位検出器	㉚
	高圧注入ポンプ流量※2	原子炉容器への注水量を監視するパラメータと同様							
	余熱除去流量※2								
	AM用消火水積算流量（積算値）※2								
	B格納容器スプレイ流量積算流量（積算値）※2	原子炉格納容器への注水量を監視するパラメータと同様							
	格納容器再循環サンプ水位（広域）※2	原子炉格納容器内の水位を監視するパラメータと同様							
	出力領域中性子束※2	未臨界の維持又は監視を監視するパラメータと同様							
	中間領域中性子束※2								
	中性子源領域中性子束※2								
	補助給水流量※2	最終ヒートシンクの確保を監視するパラメータと同様							

※１：分類のうち、重要監視パラメータとしてのみ使用する。　※２：分類のうち、重要代替監視パラメータとしてのみ使用する。

第1.15.2表　重要監視パラメータを計測する重要計器及び重要代替監視パラメータを計測する重要代替計器（重大事故等対処設備）（７／７）

分類	重要監視パラメータ 重要代替監視パラメータ	計測範囲	設計基準	把握能力 （計測範囲の考え方）	個数	耐震性	電源 （注1）	検出器の種類	第1.15.3図No
アニュラス部の水素濃度	アニュラス水素濃度	0～20vol%	－（注5）	重大事故等時において、変動範囲（0～1vol%）を監視可能	2（注14）	Ss機能維持	A（B） 直流電源 （注3）	熱伝導式検出器	㉑
	格納容器水素濃度※2	原子炉格納容器内の水素濃度を監視するパラメータと同様							
	格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）※2	原子炉格納容器内の放射線量率を監視するパラメータと同様							

※1：分類のうち、重要監視パラメータとしてのみ使用する。　※2：分類のうち、重要代替監視パラメータとしてのみ使用する。

（注1）　計装用電源、直流電源喪失時は、蓄電池（3系統目）により電源を供給可能。
（注2）　計測範囲を一時的に超えるが、この場合は原子炉容器水位により水位を監視する。また、1次冷却材圧力と1次冷却材高温側温度（広域）によって原子炉の冷却状態を監視する。
（注3）　通常時、A直流電源より給電する。
（注4）　通常時、C計装用電源より給電する。
（注5）　重大事故等時に使用する設備のため、設計基準事故時は値なし。
（注6）　炉心損傷判断の値は10^5mSv/hであり、設計基準では炉心損傷しないことからこの値を下回る。
（注7）　120%定格出力を超えるのは短期間であり、かつ出力上昇及び下降は急峻であるため運転監視上影響はない。
（注8）　上部と下部の中性子束平均値。
（注9）　計測範囲を一時的に超えるが、100%以上であることで冷却されていることを監視可能。
（注10）　計測範囲を一時的に超えるのは、破断側の蒸気発生器においてであり、破断のない側の蒸気発生器の水位は監視可能。
（注11）　検出器取り付け部に基準配管に水を満たした構造（コンデンスポット）があり、蒸気発生器の急激な減圧やドライアウト時に、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。
（注12）　蒸気発生器広域水位下端を一時的に下回る重大事故等時の事象があるが、下回っていることで蒸気発生器がドライアウトしている又はその恐れがあることを監視可能。
（注13）　入口用1個、出口用2個。
（注14）　重要計器1個、重要代替計器1個。

第1.15.3表　重要監視パラメータを計測する常用計器及び重要代替監視パラメータを計測する常用代替計器（多様性拡張設備）（１／１）

分類	重要監視パラメータ 重要代替監視パラメータ	計測範囲	個数	電源
原子炉容器内の水位	加圧器水位※1	0～100%	2	C、D 計装用電源
原子炉容器への注水量	加圧器水位※2	原子炉容器内の水位を監視するパラメータと同様		
原子炉格納容器への注水量	格納容器圧力※2	原子炉格納容器内の圧力を監視するパラメータと同様		
原子炉格納容器内の温度	格納容器圧力※2	原子炉格納容器内の圧力を監視するパラメータと同様		
原子炉格納容器内の圧力	格納容器圧力	-50～450kPa [gage]	2	A、B 計装用電源
原子炉格納容器内の水素濃度	格納容器圧力※2	原子炉格納容器内の圧力を監視するパラメータと同様		
最終ヒートシンクの確保	蒸気発生器狭域水位	0～100%	8	A、B 計装用電源
	主蒸気ライン圧力	0～9.5MPa [gage]	8	A、B 計装用電源
	格納容器圧力※2	原子炉格納容器内の圧力を監視するパラメータと同様		
格納容器バイパスの監視	蒸気発生器狭域水位	最終ヒートシンクの確保を監視するパラメータと同様		
	主蒸気ライン圧力			
	加圧器水位※2	原子炉容器内の水位を監視するパラメータと同様		

※1：分類のうち、重要監視パラメータとしてのみ使用する。　※2：分類のうち、重要代替監視パラメータとしてのみ使用する。

第1.15.4表　有効監視パラメータを計測する常用計器及び常用代替監視パラメータを計測する常用代替計器（多様性拡張設備）（１／４）

分類	有効監視パラメータ 常用代替監視パラメータ	重要代替計器	計測範囲	個数	電源
原子炉容器内の温度	炉心出口温度	１次冷却材高温側温度（広域）	０～650℃	8	C（D）計装用電源（注１）
		１次冷却材低温側温度（広域）			
原子炉容器内の圧力	加圧器圧力	１次冷却材圧力	11.0～17.5MPa［gage］	4	A、B、C、D計装用電源
	蓄圧タンク圧力※２	—	原子炉容器への注水量を監視するパラメータと同様		
原子炉容器内の水位	燃料取替用 RCS 水位※１	１次冷却材高温側温度（広域）	EL.0.1～EL.1.1m	1	E1計装用電源
		１次冷却材低温側温度（広域）			
	余熱除去ポンプ出口圧力※２	—	格納容器バイパスの監視を監視するパラメータと同様		
原子炉容器への注水量	充てん水流量※１	燃料取替用水タンク水位	０～70m³/h	1	E1計装用電源
		加圧器水位			
		原子炉容器水位			
		格納容器再循環サンプ水位（広域）			
	蓄圧タンク圧力※１	１次冷却材圧力	０～7.0MPa［gage］	8	E1計装用電源
		１次冷却材低温側温度（広域）			
		１次冷却材高温側温度（広域）			
	蓄圧タンク水位※１	１次冷却材圧力	０～100％	8	E1計装用電源
		１次冷却材低温側温度（広域）			
		１次冷却材高温側温度（広域）			
原子炉格納容器への注水量	格納容器スプレイ流量 B系のみ※１	燃料取替用水タンク水位	０～1700m³/h	2	E1計装用電源
		格納容器再循環サンプ水位（広域）			
		格納容器圧力			
		格納容器内温度			
		格納容器内温度（SA）			
	充てん水流量※１	燃料取替用水タンク水位	原子炉容器への注水量を監視するパラメータと同様		
		格納容器再循環サンプ水位（広域）			
原子炉格納容器内の水位	充てん水流量※２	—	原子炉容器への注水量を監視するパラメータと同様		
	格納容器スプレイ流量※２	—	原子炉格納容器への注水量を監視するパラメータと同様		
原子炉格納容器内の水素濃度	ガス分析計による水素濃度※２	—	０～100vol％	1	C4原子炉C/C

※１：分類のうち、有効監視パラメータとしてのみ使用する。　※２：分類のうち、常用代替監視パラメータとしてのみ使用する。
（注１）通常時、C計装用電源より給電する。

第1.15.4表　有効監視パラメータを計測する常用計器及び常用代替監視パラメータを計測する常用代替計器（多様性拡張設備）（２／４）

分類	有効監視パラメータ 常用代替監視パラメータ	重要代替計器	計測範囲	個数	電源
原子炉格納容器内の放射線量率	格納容器入口エリアモニタ	格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ）	1～10^5μSv/h	1	E1 計装用電源
	炉内計装区域エリアモニタ	格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ）	1～10^5μSv/h	1	E1 計装用電源
	格納容器じんあいモニタ※1	格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ）	10～10^7cpm	1	E1 計装用電源 C2 原子炉 C/C
	格納容器ガスモニタ※1	格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ）	10～10^7cpm	1	E1 計装用電源 C2 原子炉 C/C
	モニタリングポスト※2	—	10～10^5 nG/h	3	II 計装用電源 C 特高開閉所C/C
	可搬型エリアモニタ※2	—	10^3～3.0×10^8 nSv/h	8	電源内蔵
未臨界の維持又は監視	中間領域起動率	中間領域中性子束	-0.5～5DPM	2	A、B、F 計装用電源
		中性子源領域中性子束			
	中性子源領域起動率	中性子源領域中性子束	-0.5～5DPM	2	A、B、F 計装用電源
		中間領域中性子束			
	ほう酸急速注入ライン流量※1	ほう酸タンク水位	0～30m³/h	1	E1 計装用電源
最終ヒートシンクの確保	主蒸気流量※1	主蒸気ライン圧力	0～2,000t/h	12	E1 計装用電源
		蒸気発生器狭域水位			
		蒸気発生器広域水位			
		補助給水流量			
	AM用原子炉補機冷却水サージタンク圧力※1	原子炉補機冷却水サージタンク圧力（SA）	0～1.0MPa [gage]	1	—
	A、B格納容器再循環ユニット冷却水流量※1	格納容器内温度	0～200m³/h	2	—
		格納容器内温度（SA）			
		格納容器圧力			
	A、B格納容器再循環ユニット出口海水排出ライン圧力※1	格納容器内温度	0～1.0MPa [gage]	2	—
		格納容器内温度（SA）			
		格納容器圧力			

※１：分類のうち、有効監視パラメータとしてのみ使用する。　※２：分類のうち、常用代替監視パラメータとしてのみ使用する。

第1.15.4表　有効監視パラメータを計測する常用計器及び常用代替監視パラメータを計測する常用代替計器（多様性拡張設備）（３／４）

分類	有効監視パラメータ 常用代替監視パラメータ	重要代替計器	計測範囲	個数	電源
格納容器バイパスの監視	復水器排気ガスモニタ※1	蒸気発生器狭域水位	$10～10^7$cpm	1	E1 計装用電源 C2 原子炉 C/C
		主蒸気ライン圧力			
	蒸気発生器ブローダウン水モニタ※1	蒸気発生器狭域水位	$10～10^7$cpm	1	E1 計装用電源
		主蒸気ライン圧力			
	高感度型主蒸気管モニタ※1	蒸気発生器狭域水位	$1～10^6$cpm	4	E1 計装用電源
		主蒸気ライン圧力			
	排気筒ガスモニタ※1	１次冷却材圧力	$10～10^7$cpm	2	C、D 計装用電源 C3、D3 原子炉 C/C
		加圧器水位			
		格納容器再循環サンプ水位（広域）			
		蒸気発生器狭域水位			
		主蒸気ライン圧力			
	安全補機室排気ガスモニタ※1	１次冷却材圧力	$10～10^7$cpm	1	E1 計装用電源 C2 原子炉 C/C
		加圧器水位			
		格納容器再循環サンプ水位（広域）			
		蒸気発生器狭域水位			
		主蒸気ライン圧力			
	補助建屋サンプタンク水位※1	１次冷却材圧力	0～100%	1	E1、G 計装用電源
		加圧器水位			
		格納容器再循環サンプ水位（広域）			
		蒸気発生器狭域水位			
		主蒸気ライン圧力			
	余熱除去ポンプ出口圧力※1	１次冷却材圧力	0～5.0MPa [gage]	2	E1 計装用電源
		加圧器水位			
		格納容器再循環サンプ水位（広域）			
		蒸気発生器狭域水位			
		主蒸気ライン圧力			
	加圧器圧力※2	原子炉容器内の圧力を監視するパラメータと同様			

※１：分類のうち、有効監視パラメータとしてのみ使用する。　※２：分類のうち、常用代替監視パラメータとしてのみ使用する。

第1.15.4表　有効監視パラメータを計測する常用計器及び常用代替監視パラメータを計測する常用代替計器（多様性拡張設備）（４／４）

分類	有効監視パラメータ 常用代替監視パラメータ	重要代替計器	計測範囲	個数	電源
水源の確保	充てん水流量※2	—	原子炉容器への注水量を監視するパラメータと同様		
	格納容器スプレイ流量※2	—	原子炉格納容器への注水量を監視するパラメータと同様		
	ほう酸急速注入ライン流量※2	—	未臨界の維持又は監視を監視するパラメータと同様		
アニュラス部の水素濃度	排気筒高レンジガスモニタ※2	—	$10\sim10^{7}$cpm	2	C 計装用電源 C3 原子炉 C/C

※１：分類のうち、有効監視パラメータとしてのみ使用する。　※２：分類のうち、常用代替監視パラメータとしてのみ使用する。

第1.15.5表　事故時に必要な計装に関する手順

分類	機能喪失の想定	対応手段	対応設備		整備する手順書＊1	手順書の分類
監視機能喪失時	計器故障	他チャンネル又は他ループによる計測＊2	主要パラメータの他チャンネル又は他ループの重要計器＊6	重大事故等対処設備	炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する手順（三部：運転員（当直員）等及び保修対応要員）等	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
			主要パラメータの他チャンネル又は他ループの常用計器＊6	多様性拡張設備		
		代替パラメータによる推定	重要代替計器＊6	重大事故等対処設備		
			常用代替計器＊6	多様性拡張設備		
	計器の計測範囲（把握能力）を超えた場合＊3	代替パラメータによる推定	重要代替計器＊6	重大事故等対処設備		
			常用代替計器＊6	多様性拡張設備		
		可搬型計測器による計測	可搬型計測器	重大事故等対処設備		
計器電源喪失時	全交流動力電源喪失 直流電源喪失	代替電源（交流）からの給電	大容量空冷式発電機＊4	重大事故等対処設備	全交流動力電源喪失の対応手順（二部事象ベース：運転員（当直員）等及び保修対応要員）等	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等
		代替電源（直流）からの給電	蓄電池（重大事故等対処用）＊4	重大事故等対処設備		
			蓄電池（3系統目）＊4			
			直流電源用発電機＊4			
			可搬型直流変換器＊4			
		可搬型バッテリからの給電	可搬型バッテリ（炉外核計装装置用、放射線監視設備用）	多様性拡張設備		
		可搬型計測器による計測又は監視	可搬型計測器	重大事故等対処設備＊5		
－	－	パラメータ記録	緊急時運転パラメータ伝送システム（SPDS）＊6	重大事故等対処設備	通信連絡に関する手順	通信連絡設備の運用に関する手順
			SPDSデータ表示装置			
			可搬型温度計測装置（格納容器再循環ユニット入口温度／出口温度（SA）用）		炉心の著しい損傷が発生した場合に対処する手順（三部：運転員（当直員）等及び保修対応要員）等	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
			プラント計算機（計算機運転日誌、警報記録、事故時データ収集記録）＊6	多様性拡張設備		

＊1：整備する手順は、想定事象別に第一部（設計基準事象）、第二部（設計基準外事象：事象ベース、兆候［安全機能］ベース、停止中）、第三部（炉心損傷後影響緩和）及び非常事態対策基準（通信連絡に関する手順）に整備する。
＊2：他チャンネル又は他ループの計器がある場合。
＊3：原子炉容器内の温度、圧力及び水位、並びに原子炉容器及び原子炉格納容器への注水量を推定する場合をいう。
＊4：計測に必要な計器電源が喪失した場合の手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
＊5：全交流動力電源喪失及び直流電源喪失時は、代替電源により給電可能であるが、さらに、可搬型計測器により監視が可能。
＊6：ディーゼル発電機等により給電する。

第1.15.6表　代替パラメータによる主要パラメータの推定（1／13）

【推定ケース】

ケース１　：　同一物理量（温度、圧力、水位、流量及び放射線量率）から推定する。
ケース２　：　水位を水源若しくは注水先の水位変化又は注水量から推定する。
ケース３　：　流量を注水先又は水源の水位変化から推定する。
ケース４　：　除熱状態を温度、圧力等の傾向監視により推定する。
ケース５　：　１次冷却系統からの漏えいを水位、圧力等の傾向監視により推定する。
ケース６　：　圧力又は温度を水の飽和状態の関係から推定する。
ケース７　：　原子炉へのほう酸水注入量により未臨界状態であるか否かを推定する。
ケース８　：　装置の作動状況により水素濃度を推定する。
ケース９　：　あらかじめ評価したパラメータの相関関係により水素濃度を推定する。

なお、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。

分類	主要パラメータ	代替パラメータ	推定ケース	代替パラメータ推定方法
原子炉容器内の温度	１次冷却材高温側温度（広域）	①１次冷却材低温側温度（広域） ②【炉心出口温度】※1	ケース１	・１次冷却材高温側温度（広域）の計測が困難となった場合は、１次冷却材低温側温度（広域）により推定する。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する。また、使用可能であれば【炉心出口温度】により、温度を推定する。
	１次冷却材低温側温度（広域）	①１次冷却材高温側温度（広域） ②【炉心出口温度】※1	ケース１	・１次冷却材低温側温度（広域）の計測が困難となった場合は、１次冷却材高温側温度（広域）により推定する。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する。また、使用可能であれば【炉心出口温度】により、温度を推定する。
	【炉心出口温度】※1	①１次冷却材高温側温度（広域） ②１次冷却材低温側温度（広域）	ケース１	・【炉心出口温度】の計測が困難となった場合は、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）により、温度を推定する。推定は、【炉心出口温度】により近い値を示す１次冷却材高温側温度（広域）を優先する。１次冷却材高温側温度（広域）と【炉心出口温度】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）の方がやや低めの値を示すものの、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。

番号：代替パラメータの番号は優先順位を示す。
※１：耐震性、耐環境性が低いパラメータ　／　※２：耐震性、耐環境性が低く、常用電源のパラメータ
【　】：有効監視パラメータ又は常用代替監視パラメータを示す。

第1.15.6表　代替パラメータによる主要パラメータの推定（2／13）

分類	主要パラメータ	代替パラメータ	推定ケース	代替パラメータ推定方法
原子炉容器内の圧力	1次冷却材圧力	①【加圧器圧力】※1 ①【蓄圧タンク圧力】※2	ケース1	・1次冷却材圧力の計測が困難となった場合は、原子炉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、圧力を推定する。推定は、1次冷却材高温側温度（広域）を優先する。原子炉容器内が飽和状態でない場合は不確かさが生じることを考慮する。また、使用可能で計測範囲内であれば、【加圧器圧力】にて推定する。なお、蓄圧タンク注入中は【蓄圧タンク圧力】により推定する。
		②1次冷却材高温側温度（広域） ③1次冷却材低温側温度（広域）	ケース6	
	【加圧器圧力】※1	①1次冷却材圧力	ケース1	・【加圧器圧力】の計測が困難となった場合は、計測範囲が広い1次冷却材圧力により圧力を推定する。
原子炉容器内の水位	加圧器水位	①原子炉容器水位	ケース1	・加圧器水位の計測が困難となった場合は、原子炉容器水位により、水位を推定する。また、1次冷却材圧力及び1次冷却材高温側温度（広域）により、原子炉容器内がサブクール状態か過熱状態かを監視することで、原子炉容器内の水位が炉心上端以上で冠水状態であるか否かを推定する。また、推定は、原子炉容器内の水位を直接計測している原子炉容器水位を優先するが、加圧器の下部に位置しているため、加圧器水位の計測範囲を考慮する。
		②1次冷却材圧力 ②1次冷却材高温側温度（広域）	ケース6	
	【燃料取替用RCS水位】※2	①1次冷却材高温側温度（広域） ①1次冷却材低温側温度（広域）	ケース6	・運転停止中におけるミッドループ運転時において、【燃料取替用RCS水位】の計測が困難となった場合は、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】の傾向監視により、水位変化を推定する。
		②【余熱除去ポンプ出口圧力】※2	ケース4	

番号：代替パラメータの番号は優先順位を示す。
※1：耐震性、耐環境性が低いパラメータ　／　※2：耐震性、耐環境性が低く、常用電源のパラメータ
【　】：有効監視パラメータ又は常用代替監視パラメータを示す。

第1.15.6表　代替パラメータによる主要パラメータの推定（3／13）

分類	主要パラメータ	代替パラメータ	推定ケース	代替パラメータ推定方法
原子炉容器への注水量	高圧注入ポンプ流量	①燃料取替用水タンク水位 ②加圧器水位 ③原子炉容器水位 ④格納容器再循環サンプ水位（広域）	ケース3	・高圧注入ポンプ流量の計測が困難となった場合は、水源である燃料取替用水タンク水位、注水先の加圧器水位及び原子炉容器水位の水位変化により注水量を推定する。推定は、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する。 ・LOCAが発生した場合において格納容器再循環サンプ水位（広域）の水位変化により注水量を推定する。
	余熱除去流量	①燃料取替用水タンク水位 ②加圧器水位 ③原子炉容器水位 ④格納容器再循環サンプ水位（広域）	ケース3	・余熱除去流量の計測が困難となった場合は、水源である燃料取替用水タンク水位、注水先の加圧器水位及び原子炉容器水位の水位変化により注水量を推定する。推定は、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する。 ・LOCAが発生した場合において格納容器再循環サンプ水位（広域）の水位変化により注水量を推定する。
	AM用消火水積算流量	①B余熱除去流量	ケース1	・AM用消火水積算流量の計測が困難となった場合は、計測範囲内であればB余熱除去流量を優先し推定する。また、水源である燃料取替用水タンク水位及び復水タンク水位、注水先の加圧器水位及び原子炉容器水位の水位変化により注水量を推定する。水位変化による推定は、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及び復水タンク水位を優先する。 ・可搬型の中間受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及び運転時間により算出した注水量を考慮する。 ・LOCAが発生した場合において格納容器再循環サンプ水位（広域）の水位変化により注水量を推定する。
		②燃料取替用水タンク水位 ②復水タンク水位 ③加圧器水位 ④原子炉容器水位 ⑤格納容器再循環サンプ水位（広域）	ケース3	
	【充てん水流量】※2	①燃料取替用水タンク水位 ②加圧器水位 ③原子炉容器水位 ④格納容器再循環サンプ水位（広域）	ケース3	・【充てん水流量】の計測が困難となった場合は、水源である燃料取替用水タンク水位、注水先の加圧器水位及び原子炉容器水位の水位変化により注水量を推定する。推定は、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する。 ・LOCAが発生した場合において格納容器再循環サンプ水位（広域）の水位変化により注水量を推定する。
	【蓄圧タンク圧力】※2 【蓄圧タンク水位】※2	①1次冷却材圧力 ①1次冷却材低温側温度（広域） ①1次冷却材高温側温度（広域）	ケース4	・【蓄圧タンク圧力】及び【蓄圧タンク水位】の計測が困難となった場合は、1次冷却材圧力、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）の傾向監視により蓄圧タンクからの注水開始を推定する。

番号：代替パラメータの番号は優先順位を示す。
※1：耐震性、耐環境性が低いパラメータ ／ ※2：耐震性、耐環境性が低く、常用電源のパラメータ
【　】：有効監視パラメータ又は常用代替監視パラメータを示す。

第1.15.6表　代替パラメータによる主要パラメータの推定（4／13）

分類	主要パラメータ	代替パラメータ	推定ケース	代替パラメータ推定方法
原子炉格納容器への注水量	B格納容器スプレイ流量積算流量	①燃料取替用水タンク水位 ②格納容器再循環サンプ水位（広域）	ケース3	・B格納容器スプレイ流量積算流量の計測が困難となった場合は、水源である燃料取替用水タンク水位、注水先の格納容器再循環サンプ水位（広域）の水位変化により注水量を推定する。推定は、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する。
	AM用消火水積算流量	①【A格納容器スプレイ流量】※2	ケース1	・AM用消火水積算流量の計測が困難となった場合は、計測範囲内であれば【A格納容器スプレイ流量】を優先し推定する。また、水源である燃料取替用水タンク水位及び復水タンク水位、注水先の格納容器再循環サンプ水位（広域）の水位変化により注水量を推定する。水位変化による推定は、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及び復水タンク水位を優先する。 ・可搬型の中間受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及び運転時間により算出した注水量を考慮する。
		②燃料取替用水タンク水位 ②復水タンク水位 ③格納容器再循環サンプ水位（広域）	ケース3	
	高圧注入ポンプ流量	①燃料取替用水タンク水位 ②格納容器再循環サンプ水位（広域）	ケース3	・高圧注入ポンプ流量の計測が困難となった場合は、水源である燃料取替用水タンク水位、注水先の格納容器再循環サンプ水位（広域）の水位変化により注水量を推定する。推定は、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する。
	余熱除去流量	①燃料取替用水タンク水位 ②格納容器再循環サンプ水位（広域）	ケース3	・余熱除去流量の計測が困難となった場合は、水源である燃料取替用水タンク水位、注水先の格納容器再循環サンプ水位（広域）の水位変化により注水量を推定する。推定は、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する。
	【格納容器スプレイ流量】※2	格納容器スプレイの場合 ①燃料取替用水タンク水位 ②格納容器再循環サンプ水位（広域）	ケース3	・【格納容器スプレイ流量】の計測が困難となった場合は、水源である燃料取替用水タンク水位、注水先の格納容器再循環サンプ水位（広域）の水位変化により注水量を推定する。推定は、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する。
		再循環運転の場合 ①格納容器圧力 ②格納容器内温度 ②格納容器内温度（SA）	ケース4	・格納容器スプレイ系統の再循環運転時に、【格納容器スプレイ流量】の計測が困難となった場合は、格納容器圧力、格納容器内温度及び格納容器内温度（SA）の低下傾向により、格納容器スプレイが確保されているか否かを推定する。
	【充てん水流量】※2	①燃料取替用水タンク水位 ②格納容器再循環サンプ水位（広域）	ケース3	・【充てん水流量】の計測が困難となった場合は、水源である燃料取替用水タンク水位、注水先の格納容器再循環サンプ水位（広域）の水位変化により注水量を推定する。推定は、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する。

番号：代替パラメータの番号は優先順位を示す。
※1：耐震性、耐環境性が低いパラメータ　／　※2：耐震性、耐環境性が低く、常用電源のパラメータ
【　】：有効監視パラメータ又は常用代替監視パラメータを示す。

第1.15.6表　代替パラメータによる主要パラメータの推定（5／13）

分類	主要パラメータ	代替パラメータ	推定ケース	代替パラメータ推定方法
原子炉格納容器内の温度	格納容器内温度	①格納容器内温度（SA）	ケース1	・格納容器内温度の計測が困難となった場合は、同じ原子炉格納容器内の温度を計測している格納容器内温度（SA）を優先し推定する。また、原子炉格納容器内が飽和状態であれば、格納容器圧力又はAM用格納容器圧力により、温度を推定する。推定は、詳細な値を把握できる格納容器圧力を優先する。なお、原子炉格納容器内が飽和状態でない場合は不確かさが生じることを考慮する。
		②格納容器圧力 ③AM用格納容器圧力	ケース6	
	格納容器内温度（SA）	①格納容器内温度	ケース1	・格納容器内温度（SA）の計測が困難となった場合は、同じ原子炉格納容器内の温度を計測している格納容器内温度を優先し推定する。また、原子炉格納容器内が飽和状態であれば、格納容器圧力又はAM用格納容器圧力により、温度を推定する。推定は、詳細な値を把握できる格納容器圧力を優先する。なお、原子炉格納容器内が飽和状態でない場合は不確かさが生じることを考慮する。
		②格納容器圧力 ③AM用格納容器圧力	ケース6	
原子炉格納容器内の圧力	格納容器圧力	①AM用格納容器圧力	ケース1	・格納容器圧力の計測が困難となった場合は、同じ原子炉格納容器内の圧力を計測しているAM用格納容器圧力を優先し推定する。また、原子炉格納容器内が飽和状態であれば、格納容器内温度及び格納容器内温度（SA）により、圧力を推定する。なお、原子炉格納容器内が飽和状態でない場合は不確かさが生じることを考慮する。
		②格納容器内温度 ②格納容器内温度（SA）	ケース6	
	AM用格納容器圧力	①格納容器圧力	ケース1	・AM用格納容器圧力の計測が困難となった場合は、計測範囲内であれば同じ原子炉格納容器内の圧力を計測している格納容器圧力を優先し推定する。また、原子炉格納容器内が飽和状態であれば、格納容器内温度及び格納容器内温度（SA）により、圧力を推定する。なお、原子炉格納容器内が飽和状態でない場合は不確かさが生じることを考慮する。
		②格納容器内温度 ②格納容器内温度（SA）	ケース6	

番号：代替パラメータの番号は優先順位を示す。
※1：耐震性、耐環境性が低いパラメータ　／　※2：耐震性、耐環境性が低く、常用電源のパラメータ
【　】：有効監視パラメータ又は常用代替監視パラメータを示す。

第1.15.6表　代替パラメータによる主要パラメータの推定（6／13）

分類	主要パラメータ	代替パラメータ	推定ケース	代替パラメータ推定方法
原子炉格納容器内の水位	格納容器再循環サンプ水位（広域）	①格納容器再循環サンプ水位（狭域） ②原子炉下部キャビティ水位 ②原子炉格納容器水位	ケース1	・格納容器再循環サンプ水位（広域）の計測が困難となった場合は、計測範囲内であれば格納容器再循環サンプ水位（狭域）、原子炉下部キャビティ水位、原子炉格納容器水位、注水量のB格納容器スプレイ流量積算流量等の積算値、水源である燃料取替用水タンク水位及び復水タンク水位の水位変化により、原子炉格納容器内の水位を推定する。推定は、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再循環サンプ水位（狭域）を優先する。なお、溶融炉心の冷却に必要な水位を確認する場合は、原子炉下部キャビティ水位及び原子炉格納容器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の水位の推定は、炉心注入及び格納容器スプレイでの注水量の積算値と原子炉格納容器内水位の相関関係により推定する。
		③B格納容器スプレイ流量積算流量 ③【格納容器スプレイ流量】※2 ③高圧注入ポンプ流量 ③余熱除去流量 ③【充てん水流量】※2 ③AM用消火水積算流量 ④燃料取替用水タンク水位 ④復水タンク水位	ケース2	
	格納容器再循環サンプ水位（狭域）	①格納容器再循環サンプ水位（広域）	ケース1	・格納容器再循環サンプ水位（狭域）の計測が困難となった場合は、格納容器再循環サンプ水位（広域）との相関関係により、水位を推定する。
	原子炉格納容器水位	①B格納容器スプレイ流量積算流量 ①【格納容器スプレイ流量】※2 ①高圧注入ポンプ流量 ①余熱除去流量 ①【充てん水流量】※2 ①AM用消火水積算流量 ②燃料取替用水タンク水位 ②復水タンク水位	ケース2	・原子炉格納容器水位の計測が困難となった場合は、注水量のB格納容器スプレイ流量積算流量等の積算値、水源である燃料取替用水タンク水位及び復水タンク水位の水位変化により、原子炉格納容器内の水位を推定する。なお、注水量による原子炉格納容器内の水位の推定は、炉心注入及び格納容器スプレイでの注水量の積算値と原子炉格納容器内水位の相関関係により推定する。
	原子炉下部キャビティ水位	①格納容器再循環サンプ水位（広域）	ケース1	・原子炉下部キャビティ水位の計測が困難となった場合は、格納容器再循環サンプ水位（広域）、注水量のB格納容器スプレイ流量積算流量等の積算値、水源である燃料取替用水タンク水位及び復水タンク水位の水位変化により、原子炉格納容器内の水位を推定する。推定は格納容器再循環サンプ水位（広域）を優先する。なお、注水量による原子炉格納容器内の水位の推定は、炉心注入及び格納容器スプレイでの注水量の積算値と原子炉格納容器内水位の相関関係により推定する。
		②B格納容器スプレイ流量積算流量 ②【格納容器スプレイ流量】※2 ②高圧注入ポンプ流量 ②余熱除去流量 ②【充てん水流量】※2 ②AM用消火水積算流量 ③燃料取替用水タンク水位 ③復水タンク水位	ケース2	

番号：代替パラメータの番号は優先順位を示す。
※1：耐震性、耐環境性が低いパラメータ　／　※2：耐震性、耐環境性が低く、常用電源のパラメータ
【　】：有効監視パラメータ又は常用代替監視パラメータを示す。

第1.15.6表　代替パラメータによる主要パラメータの推定（7／13）

分類	主要パラメータ	代替パラメータ	推定ケース	代替パラメータ推定方法
原子炉格納容器内の水素濃度	格納容器水素濃度	①主要パラメータの予備	ケース1	・可搬型格納容器水素濃度計測装置が故障した場合は、予備の可搬型格納容器水素濃度計測装置により、格納容器水素濃度を推定する。 ・格納容器水素濃度の計測が困難となった場合は、静的触媒式水素再結合装置及び電気式水素燃焼装置の作動状況を静的触媒式水素再結合装置動作監視装置及び電気式水素燃焼装置動作監視装置の温度指示上昇により確認し、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。具体的には、全ての静的触媒式水素再結合装置動作監視装置の温度が格納容器内温度と同程度であれば、格納容器水素濃度は低いと推定する。なお、静的触媒式水素再結合装置動作監視装置及び電気式水素燃焼装置動作監視装置の温度指示上昇による原子炉格納容器内の水素濃度の推定は、知見が少なく信頼性が低いと考えられるため、単独での推定はせず、他の複数の情報と合わせて推定する。 ・格納容器水素濃度の計測が困難となった場合は、格納容器圧力により、あらかじめ評価した原子炉格納容器内の水素濃度と圧力の関係から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推定する。具体的には、格納容器圧力が最高使用圧力近傍である場合は、格納容器水素濃度は低いと推定する。なお、原子炉格納容器内の水素濃度をあらかじめ評価したパラメータの相関関係を用いて推定する場合は、間接的な情報により推定するため不確かさが生じることを考慮する。 ・使用可能であれば多様性拡張設備であるガス分析計により【ガス分析計による水素濃度】を確認し、水素濃度を推定する。
		②静的触媒式水素再結合装置動作監視装置 ②電気式水素燃焼装置動作監視装置	ケース8	
		②格納容器圧力	ケース9	
		③【ガス分析計による水素濃度】※1	ケース1	

番号：代替パラメータの番号は優先順位を示す。
※1：耐震性、耐環境性が低いパラメータ　／　※2：耐震性、耐環境性が低く、常用電源のパラメータ
【　】：有効監視パラメータ又は常用代替監視パラメータを示す。

第1.15.6表　代替パラメータによる主要パラメータの推定（8／13）

分類	主要パラメータ	代替パラメータ	推定ケース	代替パラメータ推定方法
原子炉格納容器内の放射線量率	格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ）	①格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ） ②【格納容器入口エリアモニタ】※2 ②【炉内計装区域エリアモニタ】※2	ケース1	・格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ）の計測が困難となった場合は、格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）、【格納容器入口エリアモニタ】及び【炉内計装区域エリアモニタ】の指示上昇を傾向監視することにより、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）の計測範囲より低く、【格納容器入口エリアモニタ】及び【炉内計装区域エリアモニタ】の計測範囲より高い場合は、その間の放射線量率であると推定する。
	格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）	①格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ） ①【モニタリングポスト】※2 ②【可搬型エリアモニタ】※1	ケース1	・格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）の計測が困難となった場合は、格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ）が上限値を超えることにより、炉心損傷のおそれが生じているか否かを推定する。 ・【モニタリングポスト】又は【可搬型エリアモニタ】が数倍から1桁上昇している場合は、炉心損傷が生じていると推定する。但し、【モニタリングポスト】又は【可搬型エリアモニタ】が数倍から1桁上昇していないことをもって炉心が健全であるとの推定はせず、事象の進展状況や他のパラメータを確認し安全側の判断を行う。
	【格納容器入口エリアモニタ】※2 【炉内計装区域エリアモニタ】※2 【格納容器じんあいモニタ】※2 【格納容器ガスモニタ】※2	①格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ）	ケース1	・【格納容器入口エリアモニタ】、【炉内計装区域エリアモニタ】、【格納容器じんあいモニタ】及び【格納容器ガスモニタ】の計測が困難となった場合は、計測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）により原子炉格納容器内の放射線量率を推定する。

番号：代替パラメータの番号は優先順位を示す。
※1：耐震性、耐環境性が低いパラメータ　／　※2：耐震性、耐環境性が低く、常用電源のパラメータ
【　】：有効監視パラメータ又は常用代替監視パラメータを示す。

第1.15.6表　代替パラメータによる主要パラメータの推定（9／13）

分類	主要パラメータ	代替パラメータ	推定ケース	代替パラメータ推定方法
未臨界の維持又は監視	出力領域中性子束	①中間領域中性子束	ケース1	・出力領域中性子束の計測が困難となった場合は、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）の温度差により推定する。推定は、出力領域中性子束の計測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、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）の温度差から推定する。 ・ほう酸タンク水位の水位変化から原子炉へのほう酸水注入量を算出し、炉心が未臨界状態であるか否かを推定する。 ・以上のパラメータによりプラント挙動を総合的に判断することで、炉心が未臨界状態であるか否かを推定する。
		②1次冷却材高温側温度（広域） ②1次冷却材低温側温度（広域）	ケース4	
		③ほう酸タンク水位	ケース7	
	中間領域中性子束	①出力領域中性子束 ①中性子源領域中性子束	ケース1	・中間領域中性子束の計測が困難となった場合は、出力領域中性子束の計測範囲内であれば、出力領域中性子束により推定し、中性子源領域中性子束の計測範囲内であれば、中性子源領域中性子束により推定する。なお、出力領域中性子束の計測範囲下限と中性子源領域中性子束の計測範囲上限の間である場合は、その間に中性子束指示があると推定する。 ・ほう酸タンク水位の水位変化から原子炉へのほう酸水注入量を算出し、炉心が未臨界状態であるか否かを推定する。 ・以上のパラメータによりプラント挙動を総合的に判断することで、炉心が未臨界状態であるか否かを推定する。
		②ほう酸タンク水位	ケース7	
	中性子源領域中性子束	①中間領域中性子束	ケース1	・中性子源領域中性子束の計測が困難となった場合は、中間領域中性子束の計測範囲内であれば、中間領域中性子束により推定する。なお、中間領域中性子束の計測範囲下限以下の場合は、計測範囲下限より低い範囲に中性子束指示があると推定する。 ・ほう酸タンク水位の水位変化から原子炉へのほう酸水注入量を算出し、炉心が未臨界状態であるか否かを推定する。 ・以上のパラメータによりプラント挙動を総合的に判断することで、炉心が未臨界状態であるか否かを推定する。
		②ほう酸タンク水位	ケース7	
	【中間領域起動率】※2	①中間領域中性子束 ②中性子源領域中性子束 ②【中性子源領域起動率】※2	ケース1	・【中間領域起動率】の計測が困難となった場合は、中間領域中性子束により、起動率を推定する。なお、中性子源領域中性子束の計測範囲内の場合、中性子源領域中性子束及び【中性子源領域起動率】により推定する。
	【中性子源領域起動率】※2	①中性子源領域中性子束 ②中間領域中性子束 ②【中間領域起動率】※2	ケース1	・【中性子源領域起動率】の計測が困難となった場合は、中性子源領域中性子束により、起動率を推定する。なお、中間領域中性子束の計測範囲内の場合、中間領域中性子束及び【中間領域起動率】により推定する。
	【ほう酸急速注入ライン流量】※2	①ほう酸タンク水位	ケース3	・【ほう酸急速注入ライン流量】の計測が困難となった場合は、水源であるほう酸タンク水位の水位変化により、注水量を推定する。

番号：代替パラメータの番号は優先順位を示す。
※1：耐震性、耐環境性が低いパラメータ　／　※2：耐震性、耐環境性が低く、常用電源のパラメータ
【　】：有効監視パラメータ又は常用代替監視パラメータを示す。

第1.15.6表　代替パラメータによる主要パラメータの推定（10／13）

分類	主要パラメータ	代替パラメータ	推定ケース	代替パラメータ推定方法
最終ヒートシンクの確保	蒸気発生器狭域水位	①蒸気発生器広域水位	ケース１	・蒸気発生器狭域水位の計測が困難となった場合は、蒸気発生器広域水位との相関関係により蒸気発生器狭域水位を推定する。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）の傾向監視により、蒸気発生器２次側の保有水の有無を推定する。推定は蒸気発生器広域水位を優先する。
		②１次冷却材低温側温度（広域） ②１次冷却材高温側温度（広域）	ケース４	
	蒸気発生器広域水位	①蒸気発生器狭域水位	ケース１	・蒸気発生器広域水位の計測が困難となった場合は、計測範囲内であれば蒸気発生器狭域水位との相関関係により蒸気発生器広域水位を推定する。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）の傾向監視により、蒸気発生器２次側の保有水の有無を推定する。推定は、計測範囲内であれば、蒸気発生器狭域水位を優先する。なお、蒸気発生器がドライアウトした場合は、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る。
		②１次冷却材低温側温度（広域） ②１次冷却材高温側温度（広域）	ケース４	
	補助給水流量	①復水タンク水位 ②蒸気発生器広域水位 ③蒸気発生器狭域水位	ケース３	・補助給水流量の計測が困難となった場合は、水源である復水タンク水位、注水先の蒸気発生器広域水位及び蒸気発生器狭域水位の水位変化により、流量を推定する。推定は水源である復水タンク水位を優先する。
	主蒸気ライン圧力	①１次冷却材低温側温度（広域） ②１次冷却材高温側温度（広域）	ケース６	・主蒸気ライン圧力の計測が困難となった場合は、１次冷却系が満水状態で蒸気発生器２次側が飽和状態であれば、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）により、圧力を推定する。推定は、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ため、１次冷却材低温側温度（広域）を優先する。なお、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する。
	【主蒸気流量】※2	①主蒸気ライン圧力 ②蒸気発生器狭域水位 ②蒸気発生器広域水位 ②補助給水流量	ケース４	・【主蒸気流量】の計測が困難となった場合は、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水位変化と補助給水流量を監視することにより、主蒸気流量を推定する。

番号：代替パラメータの番号は優先順位を示す。
※１：耐震性、耐環境性が低いパラメータ　／　※２：耐震性、耐環境性が低く、常用電源のパラメータ
【　】：有効監視パラメータ又は常用代替監視パラメータを示す。

第1.15.6表　代替パラメータによる主要パラメータの推定（11／13）

分類	主要パラメータ	代替パラメータ	推定ケース	代替パラメータ推定方法
最終ヒートシンクの確保	原子炉補機冷却水サージタンク水位	①格納容器再循環ユニット入口温度／出口温度（SA）	ケース４	・原子炉補機冷却水サージタンク水位の計測が困難となった場合は、格納容器再循環ユニット入口温度／出口温度（SA）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水系統が健全かつ最終ヒートシンクが確保されているか否かを推定する。この場合は、可搬型温度計測装置（格納容器再循環ユニット入口温度／出口温度（SA）用）を接続し推定する。
	【AM 用原子炉補機冷却水サージタンク圧力】※1	①原子炉補機冷却水サージタンク圧力（SA）	ケース１	・【AM用原子炉補機冷却水サージタンク圧力】の計測が困難となった場合は、原子炉補機冷却水サージタンク圧力（SA）により計測する。この場合は、可搬型の原子炉補機冷却水サージタンク圧力（SA）の計測装置を接続し計測する。
	【A、B格納容器再循環ユニット冷却水流量】※1	①格納容器内温度 ①格納容器内温度（SA） ①格納容器圧力	ケース４	・【A、B格納容器再循環ユニット冷却水流量】、【A、B格納容器再循環ユニット出口海水排出ライン圧力】及び格納容器再循環ユニット入口温度／出口温度（SA）の計測が困難となった場合は、格納容器内温度、格納容器内温度（SA）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か否かを推定する。
	【A、B格納容器再循環ユニット出口海水排出ライン圧力】※1	①格納容器内温度 ①格納容器内温度（SA） ①格納容器圧力	ケース４	
	格納容器再循環ユニット入口温度／出口温度（SA）	①格納容器内温度 ①格納容器内温度（SA） ①格納容器圧力	ケース４	

番号：代替パラメータの番号は優先順位を示す。
※1：耐震性、耐環境性が低いパラメータ　／　※2：耐震性、耐環境性が低く、常用電源のパラメータ
【　】：有効監視パラメータ又は常用代替監視パラメータを示す。

第1.15.6表　代替パラメータによる主要パラメータの推定（12／13）

分類	主要パラメータ	代替パラメータ	推定ケース	代替パラメータ推定方法
格納容器バイパスの監視	1次冷却材圧力	①【加圧器圧力】※1	ケース1	・1次冷却材圧力の計測が困難となった場合は、計測範囲内であれば、【加圧器圧力】により推定する。また、蒸気発生器狭域水位及び主蒸気ライン圧力の上昇により蒸気発生器伝熱管破損を推定し、さらに蒸気発生器伝熱管破損がないこと及び格納容器再循環サンプ水位（広域）の上昇がないことでインターフェイスシステムLOCAの発生を推定する。原子炉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、圧力を推定する。この推定は、原子炉容器内が飽和状態でない場合は不確かさが生じることを考慮する。なお、計測範囲内であれば、原子炉容器内の圧力を直接計測している【加圧器圧力】を優先する。
		②蒸気発生器狭域水位 ②主蒸気ライン圧力 ②格納容器再循環サンプ水位（広域）	ケース5	
		③1次冷却材高温側温度（広域） ③1次冷却材低温側温度（広域）	ケース6	
	蒸気発生器狭域水位	①蒸気発生器広域水位	ケース1	・蒸気発生器狭域水位の計測が困難となった場合は、蒸気発生器広域水位の上昇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低下を傾向監視することにより蒸気発生器伝熱管破損を推定する。
		②主蒸気ライン圧力 ②補助給水流量	ケース5	
	蒸気発生器広域水位	①蒸気発生器狭域水位	ケース1	・蒸気発生器広域水位の計測が困難となった場合は、計測範囲内であれば、蒸気発生器狭域水位の上昇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低下を傾向監視することにより蒸気発生器伝熱管破損を推定する。
		②主蒸気ライン圧力 ②補助給水流量	ケース5	
	主蒸気ライン圧力	①蒸気発生器広域水位 ①補助給水流量 ①加圧器水位	ケース5	・主蒸気ライン圧力の計測が困難となった場合は、蒸気発生器広域水位の上昇及び補助給水流量の低下を傾向監視することにより蒸気発生器伝熱管破損を推定する。また、蒸気発生器広域水位及び加圧器水位の低下を傾向監視することにより、蒸気発生器伝熱管破損時に破損蒸気発生器の減圧が継続していることを推定する。
	【復水器排気ガスモニタ】※2 【蒸気発生器ブローダウン水モニタ】※2 【高感度型主蒸気管モニタ】※2	①蒸気発生器狭域水位 ①主蒸気ライン圧力	ケース5	・【復水器排気ガスモニタ】、【蒸気発生器ブローダウン水モニタ】及び【高感度型主蒸気管モニタ】の計測が困難となった場合は、蒸気発生器狭域水位及び主蒸気ライン圧力の上昇により蒸気発生器伝熱管破損を推定する。
	【排気筒ガスモニタ】※1 【安全補機室排気ガスモニタ】※2 【補助建屋サンプタンク水位】※2 【余熱除去ポンプ出口圧力】※2	①1次冷却材圧力 ①加圧器水位 ①格納容器再循環サンプ水位（広域） ①蒸気発生器狭域水位 ①主蒸気ライン圧力	ケース5	・【排気筒ガスモニタ】、【安全補機室排気ガスモニタ】、【補助建屋サンプタンク水位】及び【余熱除去ポンプ出口圧力】の計測が困難となった場合は、1次冷却材圧力及び加圧器水位の低下、格納容器再循環サンプ水位（広域）の上昇がないこと、蒸気発生器狭域水位及び主蒸気ライン圧力の上昇がないことにより、インターフェイスシステムLOCAの発生を推定する。

番号：代替パラメータの番号は優先順位を示す。
※1：耐震性、耐環境性が低いパラメータ　／　※2：耐震性、耐環境性が低く、常用電源のパラメータ
【　】：有効監視パラメータ又は常用代替監視パラメータを示す。

第1.15.6表　代替パラメータによる主要パラメータの推定（13／13）

分類	主要パラメータ	代替パラメータ	推定ケース	代替パラメータ推定方法
水源の確保	燃料取替用水タンク水位	①格納容器再循環サンプ水位（広域） ②Ｂ格納容器スプレイ流量積算流量 ②【格納容器スプレイ流量】※2 ②高圧注入ポンプ流量 ②余熱除去流量 ②【充てん水流量】※2 ②AM用消火水積算流量	ケース２	・燃料取替用水タンク水位の計測が困難となった場合は、格納容器再循環サンプ水位（広域）の水位変化又はＢ格納容器スプレイ流量積算流量等の燃料取替用水タンクを水源とするポンプの注水量の積算値から、水位を推定する。推定は、格納容器再循環サンプ水位（広域）を優先するが、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。
	ほう酸タンク水位	①【ほう酸急速注入ライン流量】※2	ケース２	・ほう酸タンク水位の計測が困難となった場合は、【ほう酸急速注入ライン流量】により、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。
		②出力領域中性子束 ②中間領域中性子束 ②中性子源領域中性子束	ケース７	
	復水タンク水位	①補助給水流量 ①AM用消火水積算流量	ケース２	・復水タンク水位の計測が困難となった場合は、補助給水流量等の復水タンクを水源とするポンプの注水量の積算値から、水位を推定する。 ・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及び運転時間により算出した注水量を考慮する。
アニュラス部の水素濃度	アニュラス水素濃度	①主要パラメータの予備	ケース１	・アニュラス水素濃度計測装置が故障した場合は、予備のアニュラス水素濃度計測装置により、アニュラス水素濃度を推定する。 ・アニュラス水素濃度の計測が困難となった場合は、格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）及び【排気筒高レンジガスモニタ】の放射線量率の比により、アニュラスへの漏えい率を求め、可搬型格納容器水素濃度計測装置により計測した格納容器水素濃度をもとに、あらかじめ評価した格納容器水素濃度とアニュラスへの漏えい率の関係からアニュラス水素濃度を推定する。 ・アニュラス部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。
		②格納容器水素濃度 ②格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ） ②【排気筒高レンジガスモニタ】※1	ケース９	

番号：代替パラメータの番号は優先順位を示す。
※１：耐震性、耐環境性が低いパラメータ　／　※２：耐震性、耐環境性が低く、常用電源のパラメータ
【　】：有効監視パラメータ又は常用代替監視パラメータを示す。

第1.15.7表　重要監視パラメータ、重要代替監視パラメータ及び有効監視パラメータの監視・記録について（1／4）

分類	パラメータ	可搬型計測器での対応			記録	
		計測		要否	記録先	備考
		可否	要否			
原子炉容器内の温度	1次冷却材高温側温度（広域）	可	要	—	SPDS	—
	1次冷却材低温側温度（広域）	可	要	—	SPDS	—
	【炉心出口温度】	可	要	重大事故等対処設備の計器を有する1次冷却材高温側温度（広域）及び1次冷却材低温側温度（広域）を計測する計器の計測範囲を超えた場合に原子炉容器内の温度を推定するために必要。	SPDS	全交流動力電源喪失対応時、記録計（8点）に記録する。
原子炉容器内の圧力	1次冷却材圧力	可	要	—	SPDS	—
	1次冷却材高温側温度（広域）※2	原子炉容器内の温度を監視するパラメータと同様				
	1次冷却材低温側温度（広域）※2					
	【加圧器圧力】	可	否	重大事故等対処設備の計器を有する1次冷却材圧力にて推定可能なため計測は必須としない。	SPDS	—
原子炉容器内の水位	加圧器水位※1	可	要	—	SPDS	—
	原子炉容器水位※2	可	要	—	SPDS	—
	1次冷却材高温側温度（広域）※2	原子炉容器内の温度を監視するパラメータと同様				
	1次冷却材低温側温度（広域）※2					
	1次冷却材圧力※2	原子炉容器内の圧力を監視するパラメータと同様				
	【燃料取替用RCS水位】	可	否	重大事故等対処設備の計器を有する1次冷却材高温側温度（広域）及び1次冷却材低温側温度（広域）により推定可能なため、計測は必須としない。	警報記録	プラント計算機にて警報を記録する。
原子炉容器への注水量	高圧注入ポンプ流量※1	可	要	—	SPDS	—
	余熱除去流量A系のみ※1	可	要	—	SPDS	—
	AM用消火水積算流量※1	可	要	—	SPDS	—
	1次冷却材高温側温度（広域）※2	原子炉容器内の温度を監視するパラメータと同様				
	1次冷却材低温側温度（広域）※2					
	1次冷却材圧力※2	原子炉容器内の圧力を監視するパラメータと同様				
	加圧器水位※2	原子炉容器内の水位を監視するパラメータと同様				
	原子炉容器水位※2					
	格納容器再循環サンプ水位（広域）※2	原子炉格納容器内の水位を監視するパラメータと同様				
	燃料取替用水タンク水位※2	水源の確保を監視するパラメータと同様				
	復水タンク水位※2					
	【充てん水流量】	可	否	重大事故等対処設備の計器を有する燃料取替用水タンク水位、加圧器水位、原子炉容器水位及び格納容器再循環サンプ水位（広域）により推定可能なため、計測は必須としない。	SPDS	—
	【蓄圧タンク圧力】	可	否	重大事故等対処設備の計器を有する1次冷却材圧力、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）により推定可能なため、計測は必須としない。	警報記録	プラント計算機にて警報を記録する。
	【蓄圧タンク水位】	可	否		警報記録	プラント計算機にて警報を記録する。

※1：分類のうち、重要監視パラメータとしてのみ使用する。　※2：分類のうち、重要代替監視パラメータとしてのみ使用する。

【　】：有効監視パラメータ

第1.15.7表　重要監視パラメータ、重要代替監視パラメータ及び有効監視パラメータの監視・記録について（2／4）

分類	パラメータ	可搬型計測器での対応			記録	
		計測		要否	記録先	備考
		可否	要否			
原子炉格納容器への注水量	B格納容器スプレイ流量積算流量※1	可	要	—	SPDS	—
	AM用消火水積算流量※1	原子炉容器への注水量を監視するパラメータと同様				
	高圧注入ポンプ流量※1					
	余熱除去流量※1					
	格納容器内温度※2	原子炉格納容器内の温度を監視するパラメータと同様				
	格納容器内温度（SA）※2					
	格納容器圧力※2	原子炉格納容器内の圧力を監視するパラメータと同様				
	格納容器再循環サンプ水位（広域）※2	原子炉格納容器内の水位を監視するパラメータと同様				
	燃料取替用水タンク水位※2	水源の確保を監視するパラメータと同様				
	復水タンク水位※2					
	【格納容器スプレイ流量】	可	否	重大事故等対処設備の計器を有する燃料取替用水タンク水位、格納容器再循環サンプ水位（広域）、格納容器圧力、格納容器内温度及び格納容器内温度（SA）により推定可能なため、計測は必須としない。	SPDS	—
	【充てん水流量】	可	否	重大事故等対処設備の計器を有する燃料取替用水タンク水位及び格納容器再循環サンプ水位（広域）により推定可能なため、計測は必須としない。	SPDS	—
原子炉格納容器内の温度	格納容器内温度	可	要	—	SPDS	—
	格納容器内温度（SA）	可	要	—	SPDS	—
	格納容器圧力※2	原子炉格納容器内の圧力を監視するパラメータと同様				
	AM用格納容器圧力※2					
原子炉格納容器内の圧力	格納容器圧力	可	要	—	SPDS	—
	AM用格納容器圧力	可	要	—	SPDS	—
	格納容器内温度※2	原子炉格納容器内の温度を監視するパラメータと同様				
	格納容器内温度（SA）※2					
原子炉格納容器内の水位	格納容器再循環サンプ水位（広域）	可	要	—	SPDS	—
	格納容器再循環サンプ水位（狭域）	可	要	—	SPDS	—
	原子炉格納容器水位	可	要	—	SPDS	—
	原子炉下部キャビティ水位	可	要	—	SPDS	—
	高圧注入ポンプ流量※2	原子炉容器への注水量を監視するパラメータと同様				
	余熱除去流量※2					
	AM用消火水積算流量※2					
	B格納容器スプレイ流量積算流量※2	原子炉格納容器への注水量を監視するパラメータと同様				
	燃料取替用水タンク水位※2	水源の確保を監視するパラメータと同様				
	復水タンク水位※2					
原子炉格納容器内の水素濃度	格納容器水素濃度	否	—	可搬型格納容器水素濃度計測装置での計測であるため計測対象外。	SPDS	—
	格納容器圧力※2	原子炉格納容器内の圧力を監視するパラメータと同様				
原子炉格納容器内の放射線量率	格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ）	否	—	直流電源喪失時は、大容量空冷式発電機等により給電可能であるが、さらに、可搬型バッテリ（放射線監視設備用）により給電し、計器の使用が可能。	SPDS	可搬型バッテリ（放射線監視設備用）からの給電時には、記録用紙に記録する。
	格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）	否	—		SPDS	
	【格納容器入口エリアモニタ】	否	—	可搬型計測器での計測対象外。	記録計	—
	【炉内計装区域エリアモニタ】	否	—		記録計	—
	【格納容器じんあいモニタ】	否	—		記録計	—
	【格納容器ガスモニタ】	否	—		記録計	—

※1：分類のうち、重要監視パラメータとしてのみ使用する。　※2：分類のうち、重要代替監視パラメータとしてのみ使用する。

【　】：有効監視パラメータ

第1.15.7表　重要監視パラメータ、重要代替監視パラメータ及び有効監視パラメータの監視・記録について（3／4）

分類	パラメータ	可搬型計測器での対応			記録	
		計測		要否	記録先	備考
		可否	要否			
未臨界の維持又は監視	出力領域中性子束	否	—	直流電源喪失時は、大容量空冷式発電機等により電源を供給可能であるが、さらに、可搬型バッテリ（炉外核計装装置用）により給電し、計器の使用が可能。	SPDS	可搬型バッテリ（炉外核計装装置用）からの給電時には、記録用紙に記録する。
	中間領域中性子束	否	—		SPDS	
	中性子源領域中性子束	否	—		SPDS	
	1次冷却材高温側温度（広域）※2	原子炉容器内の温度を監視するパラメータと同様				
	1次冷却材低温側温度（広域）※2					
	ほう酸タンク水位※2	水源の確保を監視するパラメータと同様				
	【中間領域起動率】	否	—	—	—	中間領域中性子束の記録（SPDS）で代替する。
	【中性子源領域起動率】	否	—	—	—	中性子源領域中性子束の記録（SPDS）で代替する。
	【ほう酸急速注入ライン流量】	否	—	重大事故等対処設備の計器を有するほう酸タンク水位により推定可能なため、計測は必須としない。	—	ほう酸タンク水位の記録（SPDS）で代替する。
最終ヒートシンクの確保	蒸気発生器狭域水位	可	要	—	SPDS	—
	蒸気発生器広域水位	可	要	—	SPDS	—
	補助給水流量	可	要	—	SPDS	—
	主蒸気ライン圧力	可	要	—	SPDS	—
	原子炉補機冷却水サージタンク水位※1	可	要	—	SPDS	—
	原子炉補機冷却水サージタンク圧力（SA）※2	否	—	可搬型の現場指示計であるため計測対象外。	記録用紙	原子炉補機冷却水サージタンク加圧操作時の一時的な監視に使用するため、現場にて記録用紙に記録する。
	格納容器再循環ユニット入口温度／出口温度（SA）	否	—	可搬型温度計測装置（格納容器再循環ユニット入口温度／出口温度（SA）用）での計測であり計測対象外。	計測装置	現場可搬型温度計測装置（格納容器再循環ユニット入口温度／出口温度（SA）用）による記録。
	1次冷却材高温側温度（広域）※2	原子炉容器内の温度を監視するパラメータと同様				
	1次冷却材低温側温度（広域）※2					
	格納容器内温度※2	原子炉格納容器内の温度を監視するパラメータと同様				
	格納容器内温度（SA）※2					
	格納容器圧力※2	原子炉格納容器内の圧力を監視するパラメータと同様				
	復水タンク水位※2	水源の確保を監視するパラメータと同様				
	【主蒸気流量】	可	否	重大事故等対処設備の計器を有する主蒸気ライン圧力、蒸気発生器狭域水位、蒸気発生器広域水位及び補助給水流量により推定可能なため、計測は必須としない。	記録計	—
	【AM用原子炉補機冷却水サージタンク圧力】	否	—	現場指示計であるため計測対象外。	記録用紙	原子炉補機冷却水サージタンク加圧操作時の一時的な監視に使用するため、現場にて記録用紙に記録する。
	【A、B格納容器再循環ユニット冷却水流量】	否	—	現場指示計であるため計測対象外。	—	格納容器再循環ユニット入口温度／出口温度（SA）の記録にて代替する。
	【A、B格納容器再循環ユニット出口海水排出ライン圧力】	否	—	現場指示計であるため計測対象外。	—	格納容器再循環ユニット入口温度／出口温度（SA）の記録にて代替する。

※1：分類のうち、重要監視パラメータとしてのみ使用する。　※2：分類のうち、重要代替監視パラメータとしてのみ使用する。

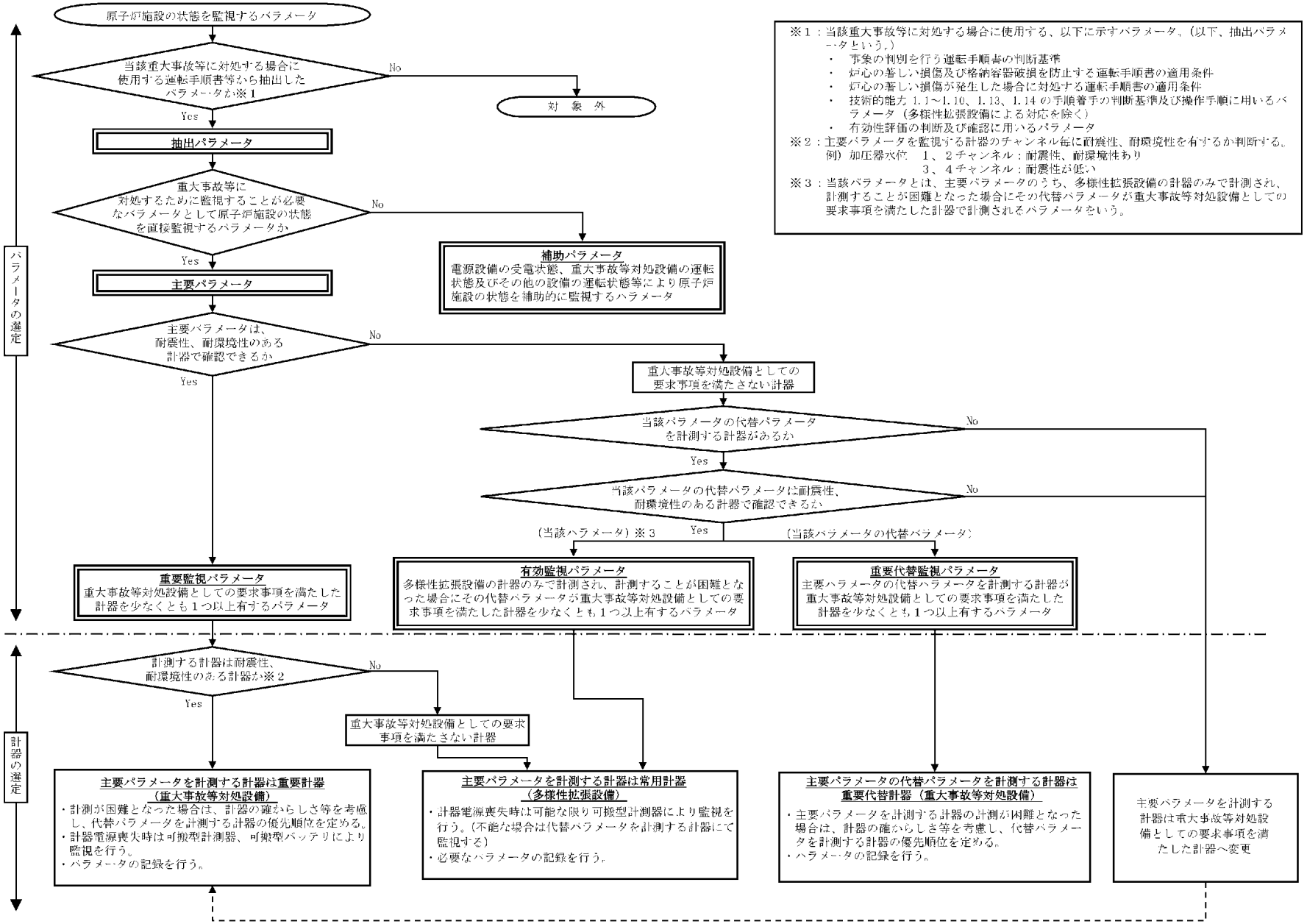
【　】：有効監視パラメータ

第1.15.7表　重要監視パラメータ、重要代替監視パラメータ及び有効監視パラメータの監視・記録について（4／4）

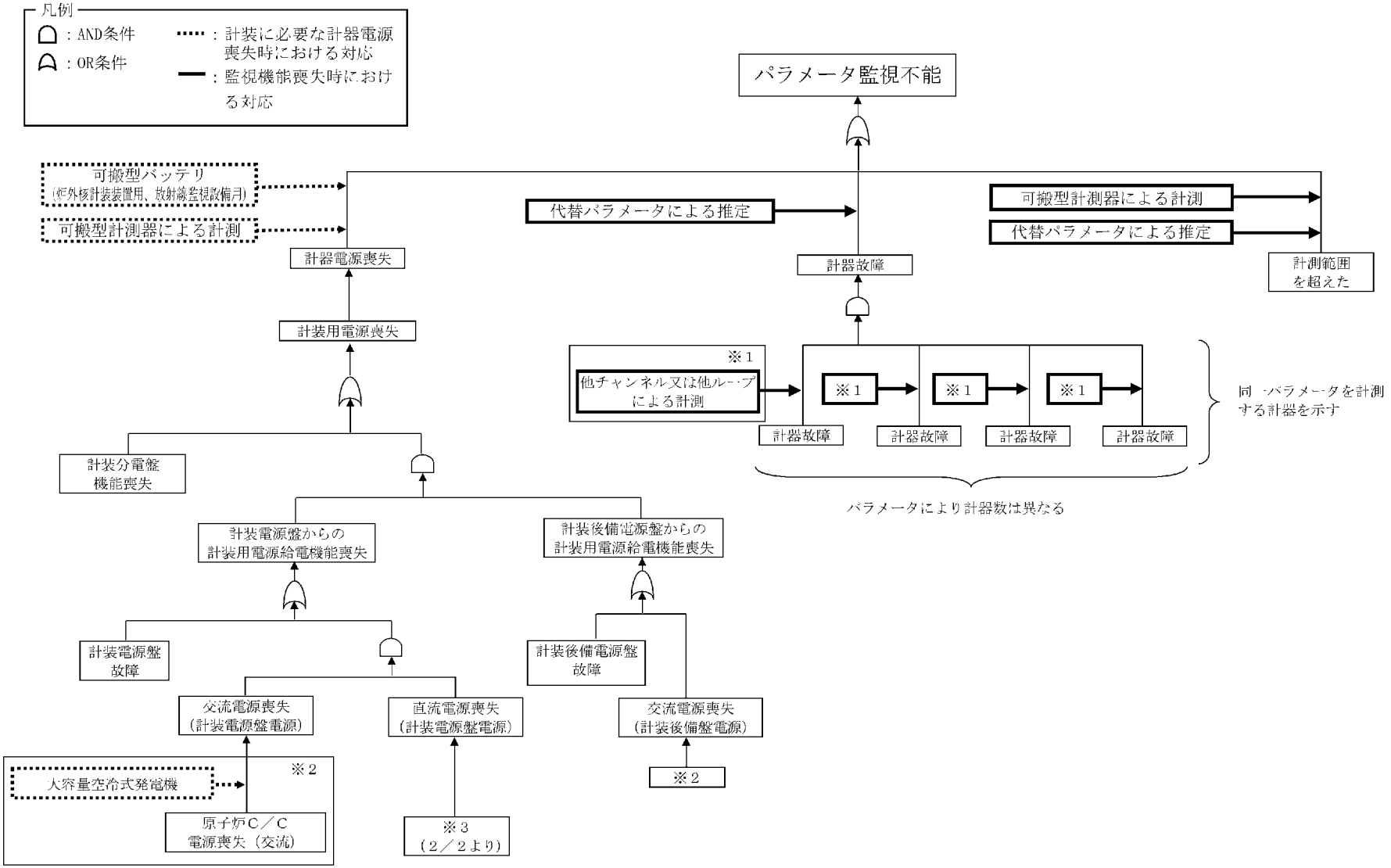
分類	パラメータ	可搬型計測器での対応			記録	
		計測		要否	記録先	備考
		可否	要否			
格納容器バイパスの監視	1次冷却材圧力	原子炉容器内の圧力を監視するパラメータと同様				
	蒸気発生器狭域水位	最終ヒートシンクの確保を監視するパラメータと同様				
	蒸気発生器広域水位					
	主蒸気ライン圧力					
	1次冷却材高温側温度（広域）※2	原子炉容器内の温度を監視するパラメータと同様				
	1次冷却材低温側温度（広域）※2					
	加圧器水位※2	原子炉容器内の水位を監視するパラメータと同様				
	格納容器再循環サンプ水位（広域）※2	原子炉格納容器内の水位を監視するパラメータと同様				
	補助給水流量※2	最終ヒートシンクの確保を監視するパラメータと同様				
	【復水器排気ガスモニタ】	否	—	可搬型計測器での計測対象外。	記録計	—
	【蒸気発生器ブローダウン水モニタ】	否	—		記録計	—
	【高感度型主蒸気管モニタ】	否	—		記録計	—
	【排気筒ガスモニタ】	否	—	可搬型計測器での計測対象外。	記録計	—
	【安全補機室排気ガスモニタ】	否	—		記録計	—
	【補助建屋サンプタンク水位】	否	—		警報記録	プラント計算機にて警報を記録する。
	【余熱除去ポンプ出口圧力】	可	否	重大事故等対処設備の計器を有する1次冷却材圧力、加圧器水位、格納容器再循環サンプ水位（広域）、蒸気発生器狭域水位及び主蒸気ライン圧力にてインターフェイスシステムLOCAの傾向監視は可能なため、計測は必要としない。	SPDS	—
水源の確保	燃料取替用水タンク水位※1	可	要	—	SPDS	—
	ほう酸タンク水位※1	可	要	—	SPDS	—
	復水タンク水位※1	可	要	—	SPDS	—
	高圧注入ポンプ流量※2	原子炉容器への注水量を監視するパラメータと同様				
	余熱除去流量※2					
	AM用消火水積算流量※2					
	B格納容器スプレイ流量積算流量※2	原子炉格納容器への注水量を監視するパラメータと同様				
	格納容器再循環サンプ水位（広域）※2	原子炉格納容器内の水位を監視するパラメータと同様				
	出力領域中性子束※2	未臨界の維持又は監視を監視するパラメータと同様				
	中間領域中性子束※2					
	中性子源領域中性子束※2					
	補助給水流量※2	最終ヒートシンクの確保を監視するパラメータと同様				
アニュラス部の水素濃度	アニュラス水素濃度	否	—	アニュラス水素濃度計測装置での計測であるため計測対象外。	SPDS	—
	格納容器水素濃度※2	原子炉格納容器内の水素濃度を監視するパラメータと同様				
	格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）※2	原子炉格納容器内の放射線量率を監視するパラメータと同様				

※1：分類のうち、重要監視パラメータとしてのみ使用する。　※2：分類のうち、重要代替監視パラメータとしてのみ使用する。

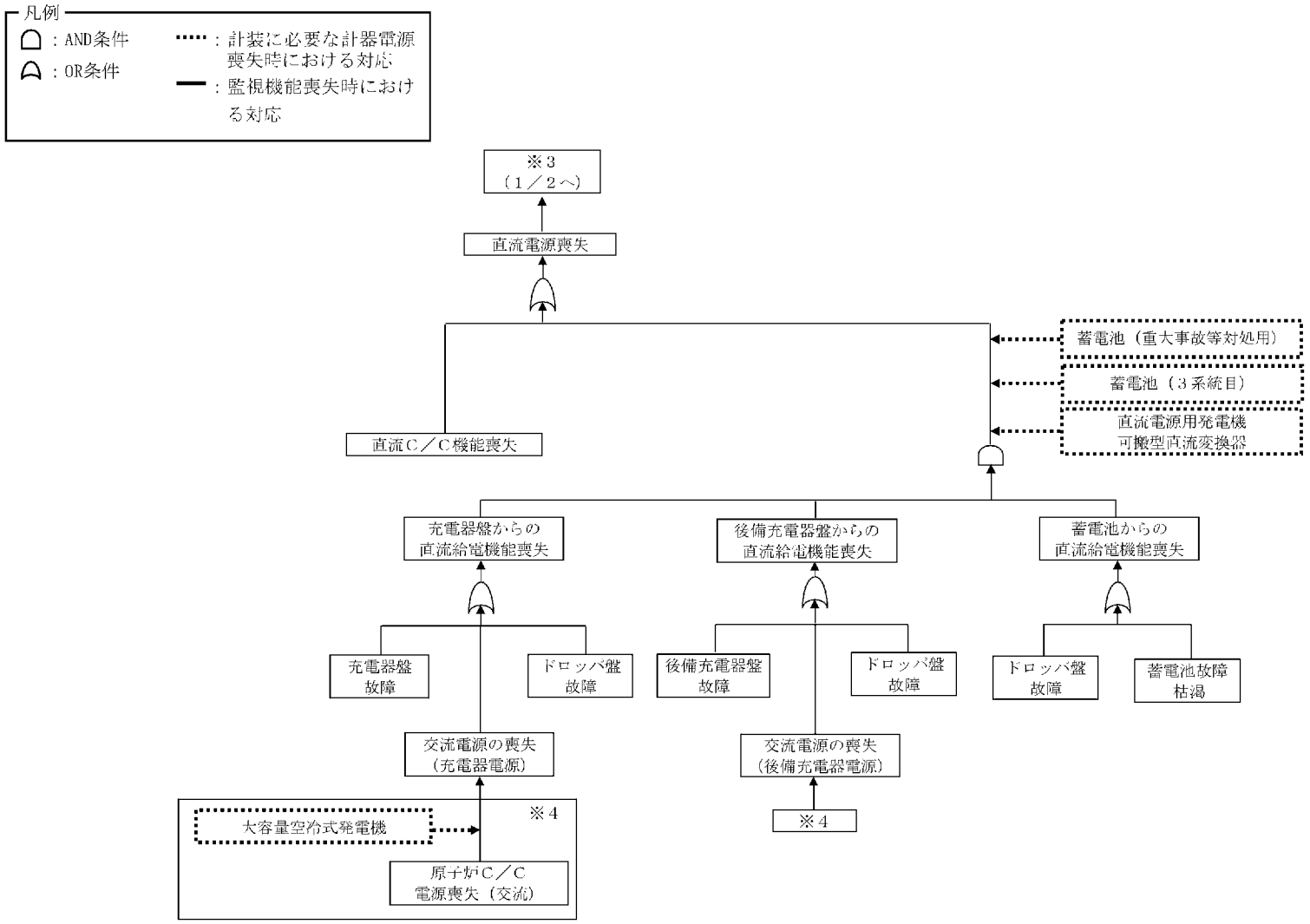
【　】：有効監視パラメータ



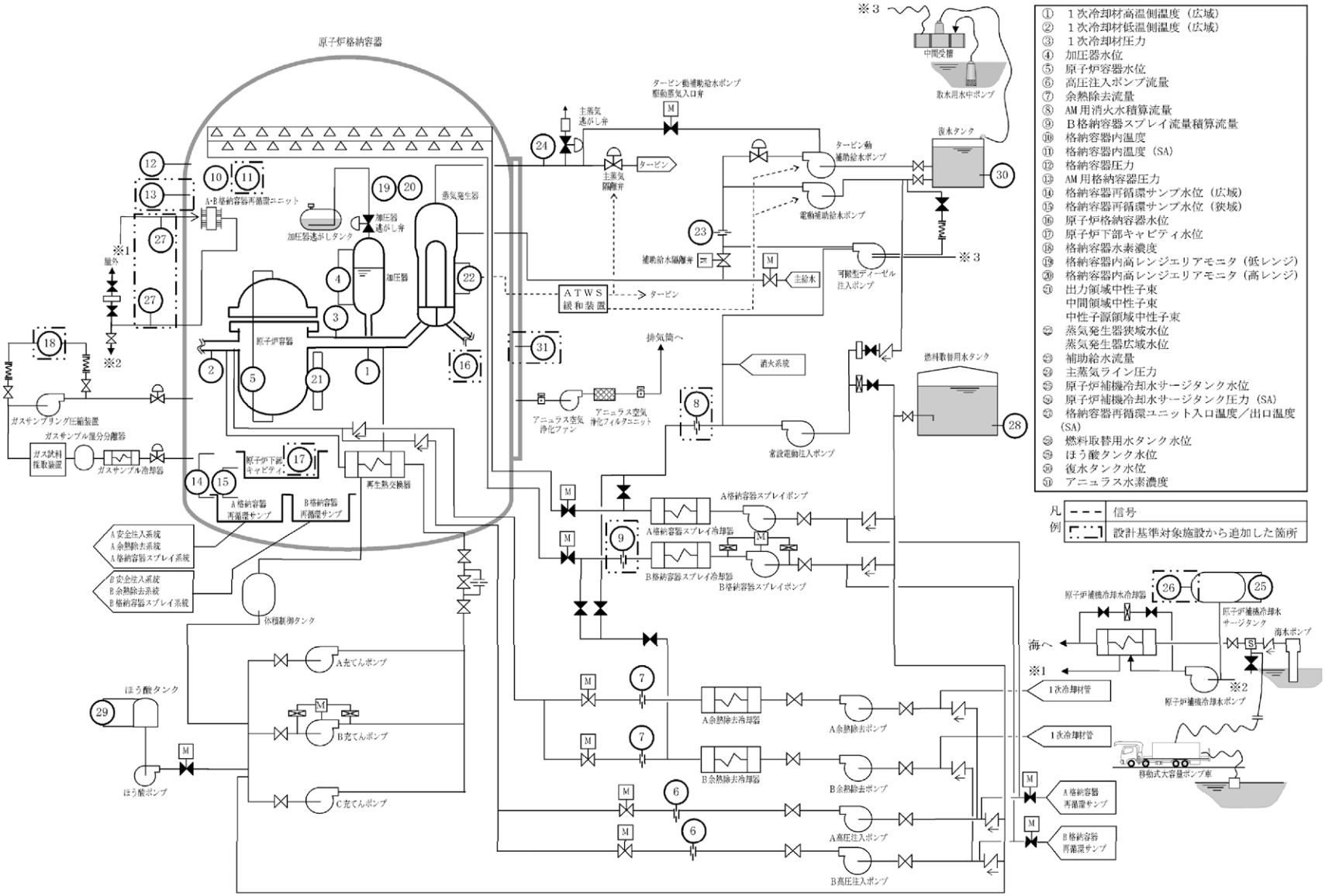
第 1.15.1 図　主要パラメータ並びに重大事故等対処設備及び多様性拡張設備の選定フロー



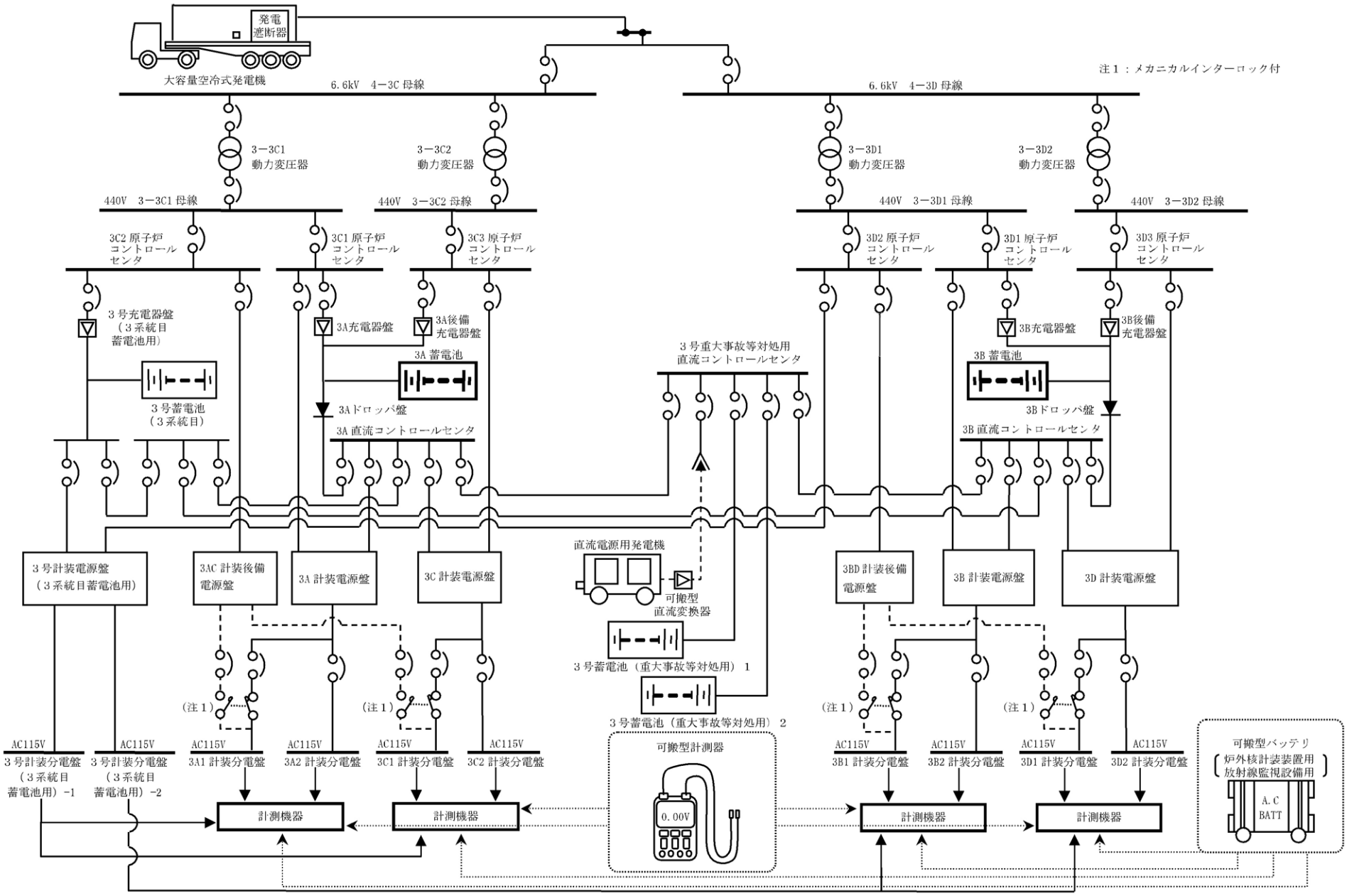
第 1.15.2 図　機能喪失原因対策分析（１／２）



第 1.15.2 図　機能喪失原因対策分析（2／2）

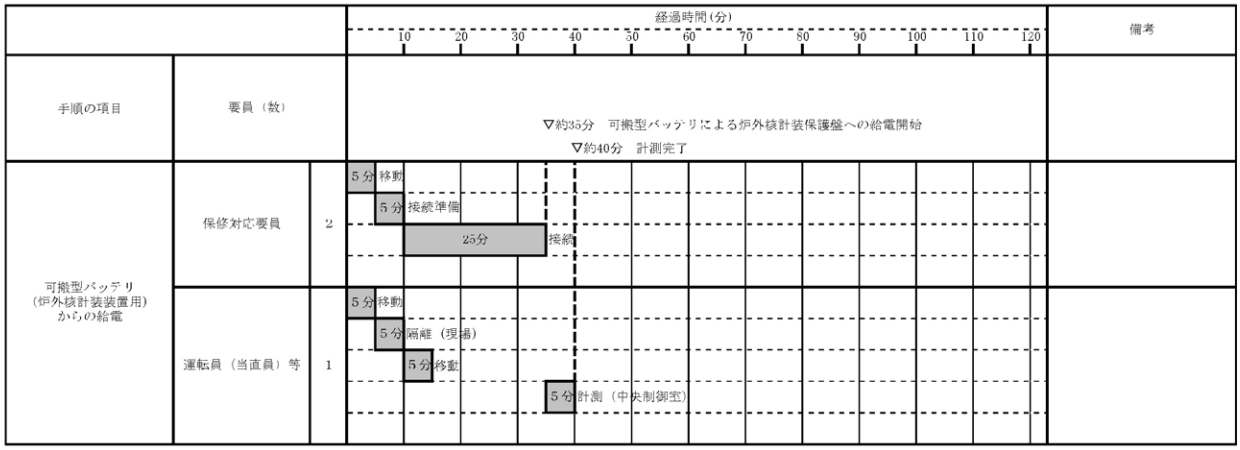


第 1.15.3 図　重要計器及び重要代替計器（重大事故等対処設備）の概略系統図

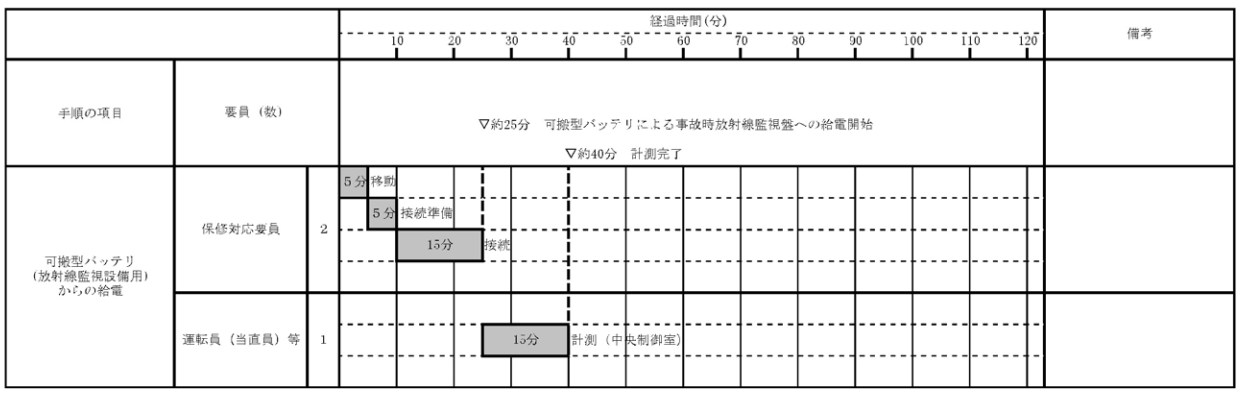


第 1.15.4 図　計器の電源構成図

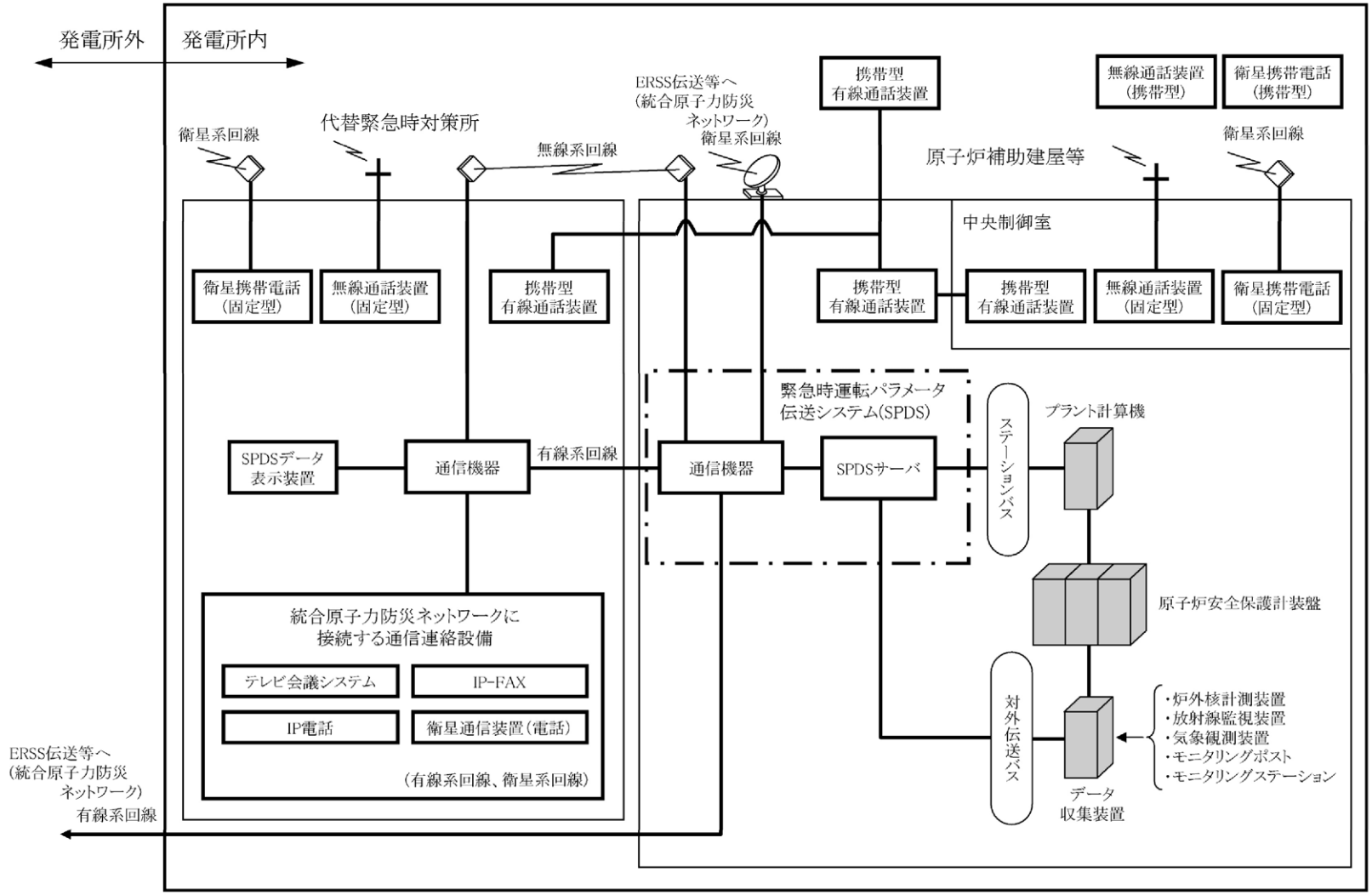
第 1.15.5 図　可搬型計測器による計測　タイムチャート



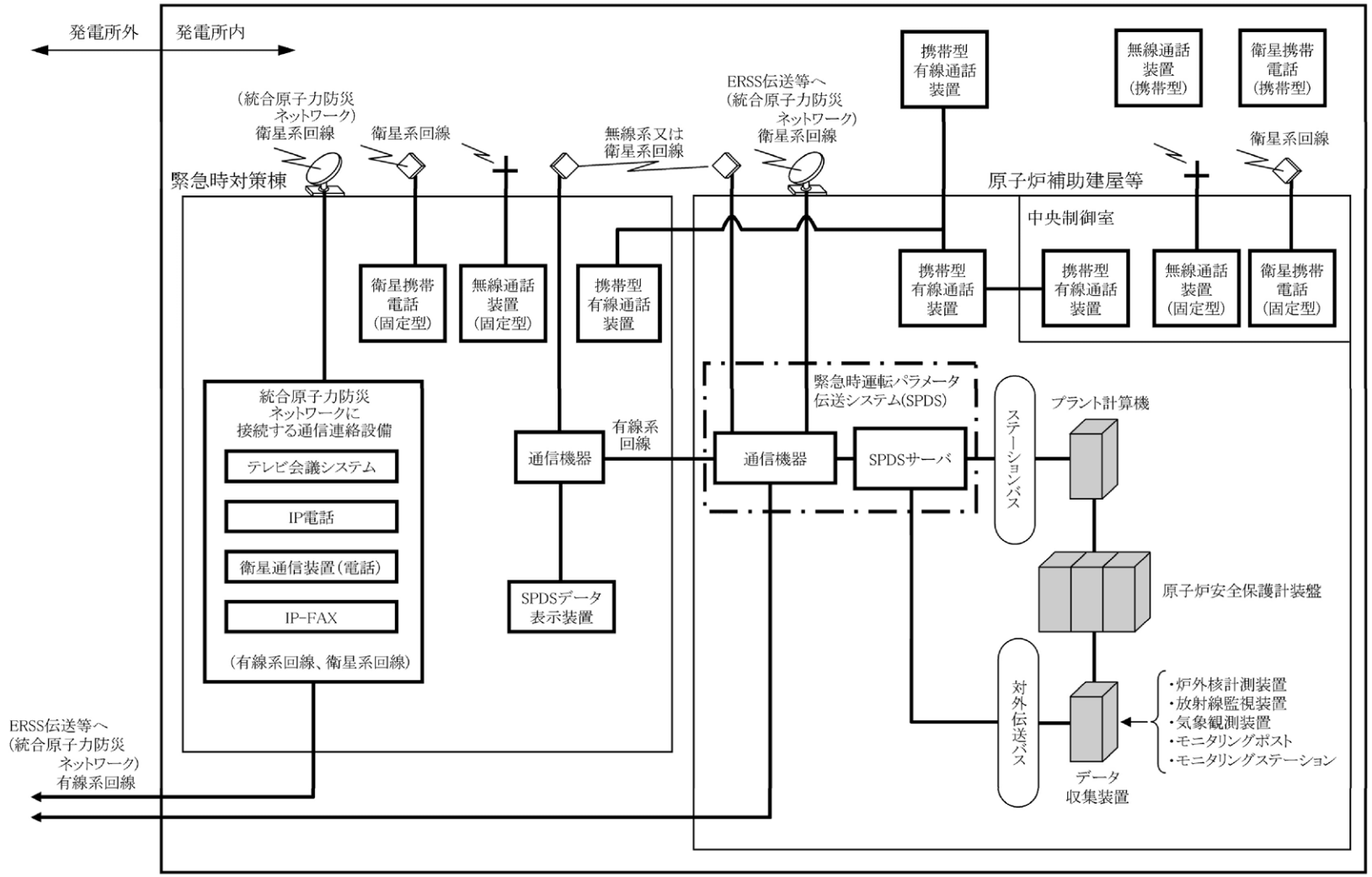
第 1.15.6 図　可搬型バッテリ（炉外核計装装置用）からの給電
タイムチャート



第 1.15.7 図　可搬型バッテリ（放射線監視設備用）からの給電
タイムチャート



第 1.15.8 図　緊急時運転パラメータ伝送システムによる記録概略系統図（代替緊急時対策所）



第 1.15.9 図　緊急時運転パラメータ伝送システムによる記録概略系統図（緊急時対策棟）

1.16　原子炉制御室の居住性等に関する手順等

＜　目　次　＞

1.16.1 対応手段と設備の選定
(1)　対応手段と設備の選定の考え方
(2)　対応手段と設備の選定の結果
1.16.2 重大事故等時の手順等
1.16.2.1 居住性を確保するための手順等
(1)　中央制御室空調装置の運転手順等
a.　交流動力電源が正常な場合
b.　全交流動力電源が喪失した場合
(2)　中央制御室の照明を確保する手順
(3)　中央制御室内の酸素濃度及び二酸化炭素濃度の測定手順
(4)　その他の放射線防護措置等に関する手順等
a.　重大事故等時の全面マスクの着用手順
b.　放射線防護に関する教育等
c.　重大事故等時の運転員の被ばく低減及び被ばく線量の平準化
(5)　その他の手順項目にて考慮する手順
(6)　優先順位
1.16.2.2 汚染の持ち込みを防止するための手順等
(1)　チェンジングエリアの設置及び運用手順
(2)　その他の手順項目にて考慮する手順
(3)　優先順位

1.16.2.3 放射性物質の濃度を低減するための手順等

(1) アニュラス空気浄化設備の運転手順等

a. 交流動力電源及び直流電源が健全である場合

b. 全交流動力電源又は直流電源が喪失した場合

(2) その他の手順項目にて考慮する手順

1.16　原子炉制御室の居住性等に関する手順等

＜要求事項＞

発電用原子炉設置者において、原子炉制御室に関し、重大事故が発生した場合においても運転員がとどま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　「運転員がとどまるために必要な手順等」とは、以下に掲げる措置（原子炉制御室の遮蔽設計及び換気設計に加えてマネジメント（マスク及びボンベ等）により対応する場合）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。

ａ）重大事故が発生した場合においても、放射線防護措置等により、運転員がとどまるために必要な手順等を整備すること。

ｂ）原子炉制御室用の電源（空調及び照明等）が、代替交流電源設備からの給電を可能とする手順等（手順及び装備等）を整備すること。

重大事故等が発生した場合においても運転員が中央制御室にとどまるために必要な設備を整備しており、ここでは、この設備を活用した手順等について説明する。

1.16.1 対応手段と設備の選定

(1) 対応手段と設備の選定の考え方

重大事故等が発生した場合においても運転員が中央制御室にとどまるために必要な対応手段及び重大事故等対処設備を選定する。

重大事故等対処設備の他に、多様性拡張設備※1を用いた対応手段を選定する。

※1 多様性拡張設備：技術基準上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五十九条及び技術基準規則第七十四条（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。

(2) 対応手段と設備の選定の結果

審査基準及び基準規則要求により選定した対応手段と、その対応に使用する重大事故等対処設備と多様性拡張設備を以下に示す。

なお、重大事故等対処設備、多様性拡張設備及び整備する手順についての関係を第1.16.1表に示す。

a. 重大事故等時においても運転員が中央制御室にとどまるために必要な対応手段及び設備

(a) 対応手段

重大事故等時に環境に放出された放射性物質等による放射線被ばくから運転員を防護するため、中央制御室の居住性を確保する手段がある。また、全交流動力電源が喪失した場合は代替交流電源から中央制御室用の電源を確保する。

居住性の確保に使用する設備は以下のとおり。

- 中央制御室遮へい
- 中央制御室非常用循環ファン
- 中央制御室空調ファン
- 中央制御室循環ファン
- 中央制御室非常用循環フィルタユニット
- 中央非常用照明
- 可搬型照明（SA）
- 酸素濃度計
- 二酸化炭素濃度計
- 大容量空冷式発電機

中央制御室の外側が放射性物質により汚染したような状況下において、中央制御室への汚染の持ち込みを防止するための手段がある。また、全交流動力電源が喪失した場合は代替交流電源からチェンジングエリアの電源を確保する。

汚染の持ち込み防止に使用する設備は以下のとおり。

- 蓄電池内蔵型照明
- 可搬型照明（SA）
- 大容量空冷式発電機

炉心の著しい損傷が発生した場合において、原子炉格納容器から漏えいした空気中の放射性物質の濃度を低減する手段がある。また、全交流動力電源又は直流電源が喪失した場合は代替電源設備からＢ系アニュラス空気浄化設備の電源を確保する。

放射性物質の濃度を低減するための設備は以下のとおり。

・　アニュラス空気浄化ファン
・　アニュラス排気フィルタユニット
・　窒素ボンベ（アニュラス空気浄化ファン弁用）
・　大容量空冷式発電機

(b) 重大事故等対処設備と多様性拡張設備

審査基準及び基準規則に要求される中央制御室遮へい、中央制御室非常用循環ファン、中央制御室空調ファン、中央制御室循環ファン、中央制御室非常用循環フィルタユニット、可搬型照明（SA）、酸素濃度計、アニュラス空気浄化ファン、アニュラス空気浄化フィルタユニット、窒素ボンベ（アニュラス空気浄化ファン弁用）及び大容量空冷式発電機は重大事故等対処設備として位置づける。

二酸化炭素濃度は、酸素濃度同様、居住性に関する重要な制限要素であることから、二酸化炭素濃度計は重大事故等対処設備として位置づける。

以上の重大事故等対処設備により、重大事故等が発生した場合においても中央制御室に運転員がとどまることができる。

また、以下の設備はプラント状況によっては事故対応に有効な設備であるため、多様性拡張設備と位置づける。あわせて、

その理由を示す。

・　中央非常用照明

耐震Ｓクラスではなく Ss機能維持を担保できないが、全交流動力電源喪失時に代替交流電源設備から給電可能であるため可搬型照明（SA）の代替設備として有効である。

・　蓄電池内蔵型照明

耐震Ｓクラスではなく Ss機能維持を担保できないが、全交流動力電源喪失時においても蓄電池により照明の確保が可能であるため可搬型照明（SA）の代替設備として有効である。

b.　手　順　等

上記のa.により選定した対応手段に係る手順を整備する。

これらの手順は、運転員（当直員）等※2及び保修対応要員※3の対応として、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に定める。また、安全管理班員※4の対応として緊急作業実施時における放射線管理に関する手順に定める(第1.16.1表)。

また、事故時に監視が必要となる計器及び給電が必要となる設備についても整備する（第1.16.2表、第1.16.3表）。

※２　運転員（当直員）等：運転員（当直員）及び重大事故等対策要員のうち運転対応要員をいう。

※３　保修対応要員：重大事故等対策要員のうち保修対応要員をいう。

※４　安全管理班員：緊急時対策本部要員のうち安全管理班の班員をいう。

1.16.2 重大事故等時の手順等

1.16.2.1 居住性を確保するための手順等

重大事故等が発生した場合において、中央制御室にとどまる運転員の被ばく量を７日間で100mSvを超えないようにするために必要な対応手段として、中央制御室遮へい、中央制御室空調装置を設け、外気を遮断し閉回路循環運転を行い、中央制御室非常用循環フィルタユニットに内蔵されたよう素フィルタ及び微粒子フィルタにより環境に放出された放射性物質等を除去し、放射線被ばくから運転員を防護する。

なお、重大事故等時の中央制御室の居住性に係る被ばく評価については、炉心損傷が早く原子炉格納容器内の圧力が高く推移する事象が中央制御室の運転員の被ばく評価上最も厳しくなる事故シーケンスとなることから、「大破断LOCA時に低圧注入機能、高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」を選定した。

炉心損傷が予想される事態となった場合又は炉心出口温度等により炉心損傷を判断した場合は、運転員の被ばく線量低減のため、当直課長の指示により全面マスクを着用する。さらに、発電課長は発電所長等と協議の上、長期的な保安確保の観点から、運転員の交代要員体制を考慮する。

中央制御室空調装置が外気隔離モードとなった場合、中央制御室の居住性確保の観点より中央制御室の酸素濃度が19%を下回るおそれがある場合又は二酸化炭素濃度が0.5%を超え上昇している場合は、酸素欠乏防止の観点及び大気中の放射性物質濃度を考慮した上で緊急時対策本部と換気のタイミングを協議し、二酸化

炭素濃度が１％を超える前までに外気をフィルタで浄化しながら取り入れる。

なお、これらの運用解除については、屋外の空気中の放射性物質濃度が濃度限度以下となったこと等を勘案し、緊急時対策本部長が決定する。

(1) 中央制御室空調装置の運転手順等

放射性物質等が環境に放出されるおそれがある原子炉冷却材圧力バウンダリからの１次冷却材の漏えい等が発生した場合、非常用炉心冷却設備作動信号又は中央制御室エリアモニタ線量率高信号が発信する。この場合、運転員の放射線被ばく防護の観点から、中央制御室換気系隔離信号が発信し、中央制御室空調装置にて外気を遮断した状態で閉回路循環運転（以下「事故時外気隔離モード」という。）を行い、中央制御室非常用循環フィルタユニットに内蔵されたよう素フィルタ及び微粒子フィルタにより放射性物質等を除去する。

a. 交流動力電源が正常な場合

原子炉冷却材圧力バウンダリからの１次冷却材の漏えい等に起因する非常用炉心冷却設備作動信号発信による中央制御室換気系隔離信号又は中央制御室エリアモニタ線量率高信号発信による中央制御室換気系隔離信号が発信した場合、中央制御室空調装置が、事故時外気隔離モードで運転（自動）を行う。

重大事故等が発生した場合に、非常用炉心冷却設備作動信号発信による中央制御室換気系隔離信号又は中央制御室エリアモ

ニタ指示値上昇による中央制御室換気系隔離信号により中央制御室空調装置が作動する状況を確認する手順及び中央制御室空調装置を事故時外気隔離モードとした場合に、中央制御室の居住性を確保するため、中央制御室内の酸素濃度及び二酸化炭素濃度により外気を取り入れる手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

原子炉冷却材圧力バウンダリからの１次冷却材の漏えい等に起因する非常用炉心冷却設備作動信号発信による中央制御室換気系隔離信号又は中央制御室エリアモニタ線量率高信号による中央制御室換気系隔離信号の発信を確認した場合。

(b) 操作手順

中央制御室換気系隔離の作動状況を確認する手順の概要は以下のとおり。

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員（当直員）等に中央制御室換気系隔離の作動状況の確認を指示する。

② 運転員（当直員）等は、中央制御室で中央制御室換気系隔離信号発信を確認するとともに、中央制御室非常用循環ファンの自動起動を確認する。

③ 運転員（当直員）等は、中央制御室で中央制御室外気取入ダンパ及び中央制御室排気ラインのすべてのダンパが閉止され、中央制御室空調装置が事故時外気隔離モードで運転中であることを確認する。

④　当直課長は、中央制御室内の酸素濃度が19%以上を維持できない場合又は二酸化炭素濃度が0.5%を超え上昇している場合は、緊急時対策本部（安全管理班員）と換気のタイミングを協議の上、二酸化炭素濃度が１%を超えるまでに外気取入による換気を運転員（当直員）等に指示する。

⑤　運転員（当直員）等は、中央制御室で中央制御室外気取入による換気を行う。

（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（当直員）等１名により確認を実施する。非常用炉心冷却設備作動信号発信による中央制御室換気系隔離信号又は中央制御室エリアモニタ線量率高信号発信を踏まえ、中央制御室換気系隔離信号の作動を予測しているため、速やかに事故時外気隔離モードでの運転を確認できる。

b.　全交流動力電源が喪失した場合

外部電源及びディーゼル発電機の故障等により非常用高圧母線への交流動力電源からの給電ができない場合、中央制御室空調装置が運転不能となるため、中央制御室空調装置の機能回復を行う。

中央制御室空調装置の空気作動ダンパは、駆動源喪失時に閉止する構造の空気作動弁であるため、制御用空気圧縮機が電源喪失により停止することで駆動源（空気）が喪失した場合、又は直流電源の喪失により電磁弁が動作不能な場合に、中央制御

室からの遠隔操作が不能となるため、現場でのダンパの手動開操作により事故時外気隔離モードへ系統構成を行う。

現場でのダンパの手動開操作により事故時外気隔離モードへ系統構成し、大容量空冷式発電機により非常用高圧母線を回復させ、中央制御室空調装置を運転する手順及び中央制御室の居住性を確保するため、中央制御室内の酸素濃度及び二酸化炭素濃度により外気を取り入れる手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

全交流動力電源喪失により、中央制御室空調装置が事故時外気隔離モードにできない場合。

(b) 操作手順

全交流動力電源喪失により非常用母線が停電している場合に中央制御室非常用循環系の起動操作を行う手順の概要は以下のとおり。概略系統図を第1.16.1図、第1.16.2図、第1.16.3図に、タイムチャートを第1.16.4図に示す。

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員（当直員）等及び保修対応要員に中央制御室非常用循環系のダンパ開処置を指示する。

② 運転員（当直員）等は、中央制御室で中央制御室空調装置のファンの操作スイッチを「停止引ロック」操作する。

③ 保修対応要員は、中央制御室非常用循環系を運転するためのダンパの開処置のため、対象ダンパの駆動用空気ミニチュア弁を閉止する。

④　保修対応要員は、ダンパオペレータのダンパシャフトの止めネジを緩め、開方向へ操作しネジを締め付ける。

⑤　当直課長は、代替交流電源設備による非常用母線の受電操作が完了していることを確認し、運転員（当直員）等に中央制御室非常用循環系の運転操作の開始を指示する。

⑥　運転員（当直員）等は、保修対応要員に中央制御室非常用循環系の運転操作のためのダンパ開処置の完了を確認する。

⑦　運転員（当直員）等は、中央制御室で中央制御室切替ダンパの選択操作スイッチを「事故時外気隔離」位置とする。

⑧　運転員（当直員）等は、中央制御室で中央制御室空調装置のファンを起動する。

⑨　運転員（当直員）等は、中央制御室で中央制御室空調装置が事故時外気隔離モードで運転していることを確認する。

⑩　当直課長は、中央制御室内の酸素濃度が19％以上を維持できない場合又は二酸化炭素濃度が0.5％を超え上昇している場合は、緊急時対策本部（安全管理班員）と換気のタイミングを協議の上、二酸化炭素濃度が１％を超えるまでに外気取入による換気を運転員（当直員）等及び保修対応要員に指示する。

⑪　運転員（当直員）等及び保修対応要員は、中央制御室及び現場で中央制御室外気取入による換気を行う。

（c）操作の成立性

上記の中央制御室対応は運転員（当直員）等１名、現場対応

は保修対応要員２名により作業を実施する。中央制御室非常用循環系のダンパ開処置による事故時外気隔離モードでの運転開始までの所要時間は約１時間35分と想定する。

円滑に作業できるように、アクセスルートを確保し、防護具、可搬型照明、通信設備を整備する。また、作業を容易に実施するため、専用工具や操作用の昇降設備を整備する。

(2)　中央制御室の照明を確保する手順

中央非常用照明が使用できない場合において、中央制御室の居住性確保の観点から、可搬型照明（SA）を蓄電池により点灯し照明の確保を行う。可搬型照明（SA）は、代替交流電源により給電する。

中央非常用照明が使用できない場合において、可搬型照明（SA）により照明を確保する手順を整備する。

a.　手順着手の判断基準

全交流動力電源喪失時に、中央非常用照明が使用できない場合。

b.　操作手順

全交流動力電源喪失時に、中央非常用照明が使用できない場合において、可搬型照明（SA）による照明確保の手順の概要は以下のとおり。タイムチャートを第1.16.5図に示す。

①　当直課長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員（当直員）等に中央制御室の照明を確保するため、可搬型照明（SA）の設置を指示する。

②　運転員（当直員）等は、中央制御室に可搬型照明（SA）を

設置し、可搬型照明（SA）を蓄電池により点灯し照明を確保する。

③　当直課長は、代替交流電源設備による非常用母線の受電操作が完了していることを確認し、運転員（当直員）等に可搬型照明（SA）を代替交流電源から給電することを指示する。

④　運転員（当直員）等は、可搬型照明（SA）を代替交流電源から給電する。

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（当直員）等１名により操作を実施する。可搬型照明（SA）使用開始までの所要時間は約20分と想定する。

(3)　中央制御室内の酸素濃度及び二酸化炭素濃度の測定手順

中央制御室空調装置を事故時外気隔離モードにした場合に、中央制御室の居住性確保の観点から、中央制御室内の酸素濃度及び二酸化炭素濃度の測定を行う。

酸素濃度計及び二酸化炭素濃度計により、中央制御室内の酸素濃度及び二酸化炭素濃度の測定を行う手順を整備する。

a.　手順着手の判断基準

全交流動力電源喪失により、中央制御室空調装置が運転できない場合又は中央制御室空調装置が事故時外気隔離モードとなった場合。

b. 操作手順

中央制御室内の酸素濃度及び二酸化炭素濃度を測定する手順の概要は以下のとおり。

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員（当直員）等に中央制御室の酸素濃度及び二酸化炭素濃度の測定を指示する。

② 運転員（当直員）等は、酸素濃度計及び二酸化炭素濃度計にて、中央制御室の酸素濃度及び二酸化炭素濃度の測定と監視を開始する。

c. 操作の成立性

上記の中央制御室対応は運転員（当直員）等1名により操作を実施する。中央制御室内での測定のみであるため、短時間での対応が可能である。

また、全交流動力電源喪失時においても、可搬型照明（SA）を設置することで照明を確保できるため、中央制御室内の酸素濃度及び二酸化炭素濃度の測定は可能である。

(4) その他の放射線防護措置等に関する手順等

a. 重大事故等時の全面マスクの着用手順

炉心損傷が予想される事態となった場合又は炉心損傷に至った場合は、運転員の内部被ばくを低減するために資機材である全面マスクを着用する。

運転員の内部被ばくを低減するため全面マスクを着用する手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

全交流動力電源が喪失し、10分以内に1次冷却材圧力が蓄圧タンク作動圧力まで低下した場合。

炉心の損傷が発生したことを炉心出口温度350℃以上及び格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）1×10^{5} mSv/h以上により確認した場合。

(b) 操作手順

重大事故等時の全面マスクを着用する手順の概要は以下のとおり。

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき、中央制御室及び現場において、運転員（当直員）等に全面マスクの着用を指示する。

② 運転員（当直員）等は、全面マスクを着用しリークチェックを行う。

(c) 操作の成立性

全交流動力電源喪失時においても、可搬型照明（SA）を設置することで照明を確保できるため、全面マスクの装着は可能である。

b. 放射線防護に関する教育等

全面マスクの着用については、内部被ばく防止のため日常的な作業においても着用しており、全面マスクの着用方法についての

教育訓練は社内教育（「電離放射線障害防止規則」に基づく特別教育、「原子力施設における放射線業務及び緊急作業に係る安全衛生管理対策の強化について」（厚生労働省通達：基発0810第1号）に基づく教育）にて実施する。

また、全面マスクは、定期的な点検にて健全性を確認する。

以上により、重大事故等時においても適正に全面マスクを装着できる体制を整備する。

c. 重大事故等時の運転員の被ばく低減及び被ばく線量の平準化

重大事故等において、発電課長は発電所長等と協議の上、運転員の被ばく低減及び被ばく線量の平準化のため、長期的な保安の観点から運転員の交代要員体制を整備する。

交代要員体制は、交代要員として通常勤務帯の運転員を当直交代サイクルに充て構成する等の運用を行うことで、被ばく線量の平準化を行う。

また、運転員について、交代に伴う移動時の放射線防護措置や、チェンジングエリア等の各境界における汚染管理を行うことで運転員の被ばく低減を図る。

(5) その他の手順項目にて考慮する手順

代替交流電源設備による中央制御室の電源への給電に関する手順は「1.14電源の確保に関する手順等」にて整備する。

(6) 優先順位

放射性物質等が環境に放出されるおそれがある場合、中央制御室

の居住性を確保するため、中央制御室空調装置により外気の遮断を実施する。外気を遮断するため、その間の酸素濃度及び二酸化炭素濃度を測定し、酸素濃度の低下又は二酸化炭素濃度の上昇により、規定値を超えるおそれがある場合は、フィルタを通して外気取入れを実施する。炉心損傷が予想される事態となった場合又は炉心損傷に至った場合はさらに全面マスクを着用し、被ばく低減を実施する。

また、全交流動力電源喪失時の中央制御室の照明は、常設の多様性拡張設備である中央非常用照明を優先して使用する。中央非常用照明が使用できない場合は、可搬型照明（SA）を設置し、蓄電池による点灯にて照明を確保する。代替交流電源設備からの受電操作が完了すれば、可搬型照明（SA）を代替交流電源から給電し、引き続き照明を確保する。

1.16.2.2 汚染の持ち込みを防止するための手順等

(1) チェンジングエリアの設置及び運用手順

中央制御室の外側が放射性物質により汚染した状況下において、中央制御室への汚染の持ち込みを防止するため、身体サーベイ及び防護具の着替え等を行うためのチェンジングエリアを設置する。

蓄電池内蔵型照明が使用できない場合は、可搬型照明（SA）を蓄電池により点灯し照明の確保を行う。

チェンジングエリア用資機材により中央制御室への汚染の持ち込みを防止するためのチェンジングエリアを設置する手順及び蓄電池内蔵型照明が使用できない場合において、可搬型照明（SA）により照明を確保する手順を整備する。

a.　手順着手の判断基準

原子力災害対策特別措置法第10条特定事象が発生した場合。

b.　操作手順

チェンジングエリアを設置するための手順の概要は以下のとおり。タイムチャートを第1.16.6図に示す。

①　安全管理班長は、手順着手の判断基準に基づき、中央制御室の出入口付近の１箇所に、チェンジングエリアを設置するよう安全管理班員に指示する。

②　安全管理班員は、チェンジングエリア設置場所の照明が確保されていない場合、可搬型照明（SA）を設置し、照明を確保する。

③　安全管理班員は、床養生用シートにてチェンジングエリア床面全体を養生する。

④　安全管理班員は、各エリア間の境界にバリア、粘着マット、脱衣収納容器等を設置する。

⑤　安全管理班員は、各エリアのポリハウスを設置し、床の養生シートを隙間無くテープにて養生する。

⑥　安全管理班員は、簡易テントを組立て、簡易テント内に簡易シャワ等を設置する。

⑦　安全管理班員は、GM汚染サーベイメータ等を必要な箇所に設置する。

⑧　当直課長は、代替交流電源設備による非常用母線の受電操作が完了していることを確認し、安全管理班員に可搬型照明（SA）を代替交流電源から給電することを指示する。

⑨　安全管理班員は、可搬型照明（SA）を代替交流電源から給電する。

c.　操作の成立性

上記の現場対応は安全管理班員２名により作業を行う。チェンジングエリア設置までの所要時間は約60分（中央制御室の出入口付近１箇所）と想定する。

チェンジングエリア内には、防護具の着替えエリア、安全管理班員の放射性物質による汚染を確認するためのサーベイエリア及び運転員（当直員）等の放射性物質による汚染が確認された場合の除染エリアを設け、安全管理班員が運転員（当直員）等の身体サーベイを行い、汚染が確認された場合には、サーベイエリアに隣接した除染エリアにて除染を行う。濡れウエス等による拭き取り除染を行うことを基本とするが、拭き取りにて除染ができない場合は簡易シャワにて汚染部位の水洗による除染を行う。簡易シャワを用いた除染による廃水はウエスに染み込ませることで放射性廃棄物として廃棄する。

全交流動力電源喪失時においてもチェンジングエリアの設置及び運用を可能にするため、可搬型照明（SA）を設置する。

(2)　その他の手順項目にて考慮する手順

中央制御室用可搬型照明により照明を確保する手順は、「1.16.2.1 居住性を確保するための手順等」にて整備する。

(3) 優先順位

中央制御室の外側が放射性物質により汚染した場合は、チェンジングエリアにおけるスクリーニング及び防護具の着用を行い中央制御室への汚染の持ち込み防止を実施する。

全交流動力電源喪失時のチェンジングエリアの照明は、多様性拡張設備である中央制御室の出入口付近に設置する蓄電池内蔵型照明を優先して使用する。中央制御室の出入口付近に設置する蓄電池内蔵型照明が使用できない場合は、可搬型照明（SA）を使用する。

1.16.2.3 放射性物質の濃度を低減するための手順等

(1) アニュラス空気浄化設備の運転手順等

炉心の著しい損傷が発生した場合において、アニュラス空気浄化設備による放射性物質の濃度低減を行う。

アニュラス空気浄化ファンを運転し、原子炉格納容器内から漏えいした空気を放射性物質低減機能を有するアニュラス空気浄化フィルタユニットを通して排出し、放射性物質の濃度を低減する手順を整備する。

また、全交流動力電源が喪失した場合においても、B系アニュラス空気浄化設備の弁の制御用空気配管に窒素ボンベ（アニュラス空気浄化ファン弁用）を接続して代替空気（窒素）を供給し、代替電源設備である大容量空冷式発電機から給電した後、Bアニュラス空気浄化ファンを運転する手順を整備する。

操作手順については、交流動力電源及び直流電源が健全な場合と全交流動力電源又は直流電源が喪失した場合に分けて記載する。

a. 交流動力電源及び直流電源が健全である場合

(a) 手順着手の判断基準

非常用炉心冷却設備作動信号が発信した場合。

(b) 操作手順

アニュラス空気浄化設備による放射性物質の濃度低減手順の概要は以下のとおり。概略系統図を第1.16.7図に示す。

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員（当直員）等にアニュラス空気浄化ファンの非常用炉心冷却設備作動信号発信による自動起動確認を指示する。自動起動していない場合は、手動起動を指示する。

② 運転員（当直員）等は、中央制御室でアニュラス空気浄化ファンの自動起動を確認する。自動起動していない場合は、手動起動を行う。

③ 運転員（当直員）等は、中央制御室でアニュラス空気浄化ファンの運転確認を実施し、アニュラス内圧力が低下することを確認する。

④ 当直課長は、炉心出口温度及び格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）により、炉心損傷と判断すれば、運転員（当直員）等にアニュラス空気浄化ファンの運転確認を指示する。

⑤ 運転員（当直員）等は、中央制御室でアニュラス空気浄化ファンの運転状態を確認する。

（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（当直員）等１名により操作を実施する。操作スイッチによる遠隔操作であるため、速やかに対応できる。

b. 全交流動力電源又は直流電源が喪失した場合

（a） 手順着手の判断基準

外部電源及びディーゼル発電機の故障等によりすべての非常用高圧母線への交流電源からの給電を非常用高圧母線電圧により確認できない場合又は直流母線の給電を非常用直流母線の電圧により確認できない場合。

（b） 操作手順

全交流動力電源又は直流電源が喪失した場合、代替電源設備による給電後のＢ系アニュラス空気浄化設備による放射性物質の濃度低減手順の概要は以下のとおり。概略系統図を第1.16.8図に、タイムチャートを第1.16.9図に示す。

① 当直課長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員（当直員）等及び保修対応要員に窒素ボンベ（アニュラス空気浄化ファン弁用）及び代替電源設備を用いたＢアニュラス空気浄化ファン運転による放射性物質の濃度低減の準備作業と系統構成を指示する。

② 保修対応要員は、現場でＢ系アニュラス空気浄化設備の弁（アニュラス空気浄化全量排気弁、アニュラス空気浄化少量排気弁、アニュラス空気浄化ファン入口ダンパ

及びアニュラス戻りダンパ）の制御用空気配管と窒素ボンベ（アニュラス空気浄化ファン弁用）をホースにて接続する。

③　保修対応要員は、現場でＢ系アニュラス空気浄化設備の弁（アニュラス空気浄化全量排気弁、アニュラス空気浄化少量排気弁、アニュラス空気浄化ファン入口ダンパ及びアニュラス戻りダンパ）へ窒素ボンベ（アニュラス空気浄化ファン弁用）による代替空気（窒素）供給を実施する。

④　運転員（当直員）等は、中央制御室でＢアニュラス空気浄化ファン起動前の系統構成を実施する。

⑤　当直課長は、代替空気（窒素）を用いたＢ系アニュラス空気浄化設備の準備作業と系統構成が完了すれば、運転員（当直員）等にＢアニュラス空気浄化ファンの起動を指示する。

⑥　運転員（当直員）等は、中央制御室でＢアニュラス空気浄化ファンを起動する。

⑦　運転員（当直員）等は、中央制御室でアニュラス空気浄化ファン入口ダンパ及びアニュラス空気浄化全量排気弁が自動で開となること、アニュラス空気浄化ファンの運転状態及びアニュラス内圧力が低下することを確認する。また、アニュラス空気浄化少量排気弁及びアニュラス戻りダンパが自動で開弁し、アニュラス空気浄化全量排気弁が自動で閉止することを確認する。

⑧　当直課長は、炉心出口温度及び格納容器内高レンジエ

リアモニタ（高レンジ）により炉心損傷と判断すれば、運転員（当直員）等にＢアニュラス空気浄化ファンの運転確認を指示する。

⑨　運転員（当直員）等は、中央制御室でＢアニュラス空気浄化ファンの運転状態を確認する。

（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（当直員）等１名、現場対応は１ユニット当たり保修対応要員１名により操作を実施する。放射性物質の濃度低減開始までの所要時間は約50分と想定する。

円滑に作業できるように、アクセスルートを確保し、防護具、可搬型照明、通信設備を整備する。室温は通常運転状態と同程度である。

(2)　その他の手順項目にて考慮する手順

全交流動力電源喪失時又は直流電源喪失時の代替電源確保に関する手順は「1.14 電源確保に関する手順等」にて整備する。

第1.16.1表　重大事故等における対応手段と整備する手順（１／２）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備		整備する手順書＊１	手順書の分類
－	－	居住性の確保	中央制御室遮へい	重大事故等対処設備	－	－
			中央制御室非常用循環ファン＊２		全交流動力電源喪失の対応手順（二部事象ベース：運転員（当直員）等及び保修対応要員）等	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
			中央制御室空調ファン＊２			
			中央制御室循環ファン＊２			
			中央制御室非常用循環フィルタユニット			
			中央非常用照明＊２	多様性拡張設備		
			可搬型照明（SA）＊２	重大事故等対処設備		
			酸素濃度計			
			二酸化炭素濃度計			
			大容量空冷式発電機＊３			
		汚染の持ち込み防止	蓄電池内蔵型照明	多様性拡張設備	汚染の持ち込みを防止するための手順（安全管理班員）	緊急作業実施時における放射線管理に関する手順
			可搬型照明（SA）＊２	重大事故等対処設備		
			大容量空冷式発電機＊３			

＊１：整備する手順は、想定事象別に第一部（設計基準事象）、第二部（設計基準外事象：事象ベース、兆候〔安全機能〕ベース、停止中）、第三部（炉心損傷後影響緩和）に整備する。
＊２：ディーゼル発電機等により給電する。
＊３：大容量空冷式発電機からの給電手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

第1.16.1表　重大事故等における対応手段と整備する手順（２／２）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対応設備		整備する手順書＊１	手順書の分類
—	—	放射性物質の濃度低減	アニュラス空気浄化ファン＊２	重大事故等対処設備	全交流動力電源喪失の対応手順（二部事象ベース：運転員（当直員）等及び保修対応要員）等	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等
			アニュラス空気浄化フィルタユニット			
			窒素ボンベ（アニュラス空気浄化ファン弁用）			
			大容量空冷式発電機＊３			

＊１：整備する手順は、想定事象別に第一部（設計基準事象）、第二部（設計基準外事象：事象ベース、兆候〔安全機能〕ベース、停止中）、第三部（炉心損傷後影響緩和）に整備する。

＊２：ディーゼル発電機等により給電する。

＊３：代替電源設備からの給電に関する手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

第1.16.2表　重大事故等対処に係る監視計器

1.16　原子炉制御室の居住性等に関する手順等

監視計器一覧（１／３）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.16.2.1　居住性を確保するための手順等 (1) 中央制御室換気空調設備の運転手順等			
a. 交流動力電源が正常な場合の手順	判断基準	信号	・安全注入作動警報
			・中央制御室換気系隔離警報
		中央制御室内の放射線量率	・中央制御室エリアモニタ
	操作	信号	・中央制御室換気系隔離警報
		中央制御室内の環境監視	・酸素濃度計
			・二酸化炭素濃度計
b. 全交流動力電源が喪失した場合の手順	判断基準	電源	・500kV 玄海幹線１号線、２号北線電圧計及び 220kV 予備電源線電圧計
			・4-3A、B、C、D母線電圧計
			・A、Bディーゼル発電機電圧計
	操作	電源	・4-3C、D母線電圧計
			・3-3C1、C2、D1、D2 母線電圧計
			・大容量空冷式発電機電圧計、電力計、周波数計
		中央制御室内の環境監視	・酸素濃度計
			・二酸化炭素濃度計

監視計器一覧（２／３）

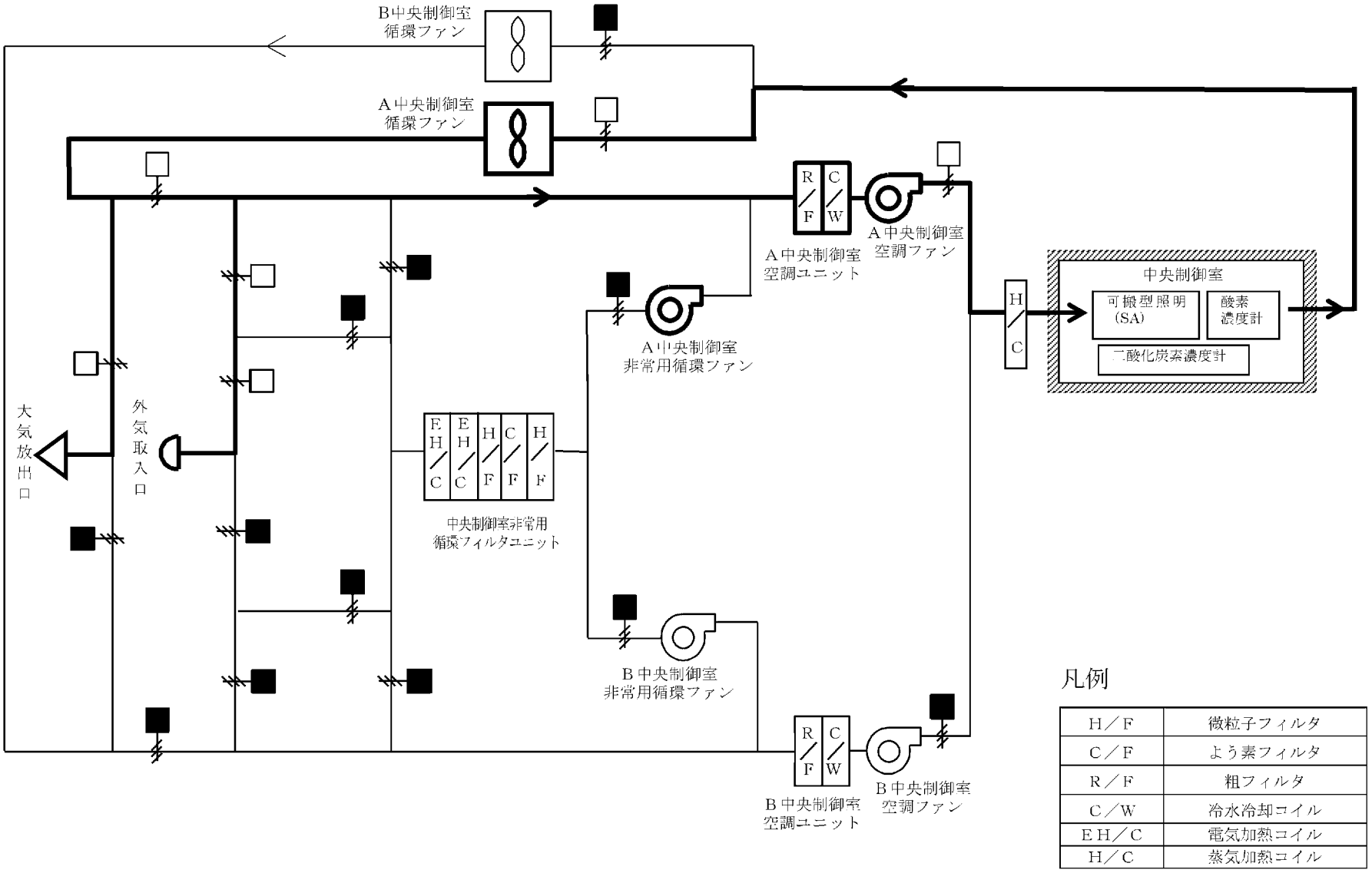
対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.16.2.1　居住性を確保するための手順等			
(2)　中央制御室の照明を確保する手順	判断基準	電源	・500kV 玄海幹線１号線、２号北線電圧計及び 220kV 予備電源線電圧計
			・4-3A、B、C、D母線電圧計
			・A、Bディーゼル発電機電圧計
	操作	電源	・4-3C 母線電圧計
(3)　中央制御室内の酸素濃度及び二酸化炭素濃度の測定手順	判断基準	信号	・中央制御室換気事故時外気取入隔離モード
	操作	中央制御室内の環境監視	・酸素濃度計
			・二酸化炭素濃度計
(4)　その他の放射線防護措置等に関する手順等 a. 重大事故時の全面マスクの着用手順	判断基準	原子炉圧力容器内の温度	・炉心出口温度計
		原子炉格納容器内の放射線量率	・格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）
		電源	・500kV 玄海幹線１号線、２号北線電圧計及び 220kV 予備電源線電圧計
			・4-3A、B、C、D母線電圧計
		原子炉容器内の圧力	・１次冷却材圧力計
		原子炉容器への注水量	・蓄圧タンク圧力計
			・蓄圧タンク水位計
	操作	—	—

監視計器一覧（３／３）

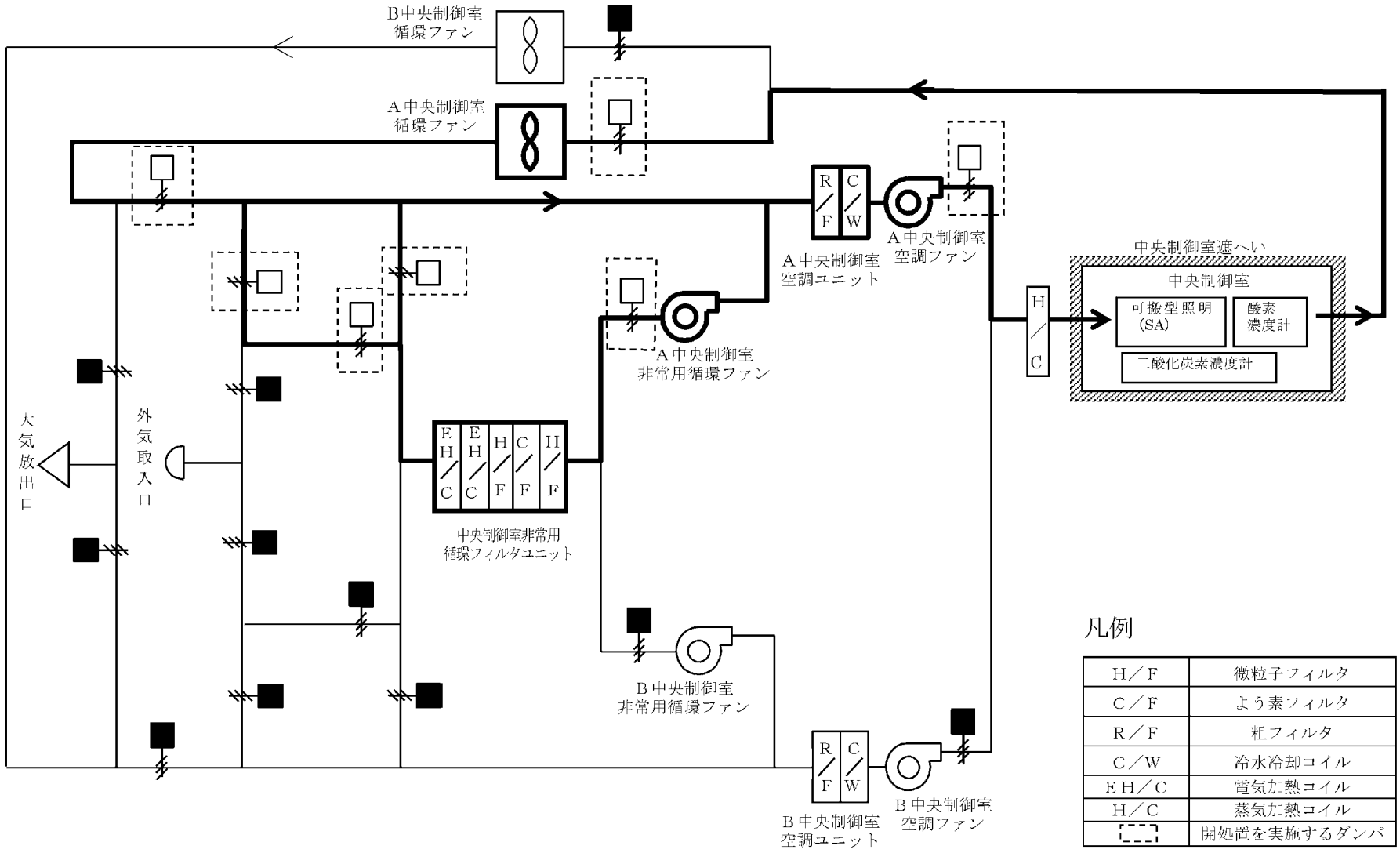
対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.16.2.3　放射性物質の濃度を低減するための手順等 (1) アニュラス空気浄化設備の運転手順等			
a.　交流動力電源及び直流電源が健全である場合	判断基準	信号	・安全注入作動警報
	操作	原子炉容器内の温度	・炉心出口温度計
		原子炉格納容器内の放射線量率	・格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）
		アニュラス部の圧力	・アニュラス内圧力計
b.　全交流動力電源又は直流電源が喪失した場合	判断基準	電源	・500kV 玄海幹線１号線、２号北線電圧計及び 220kV 予備電源線電圧計
			・4-3A、Ｂ、Ｃ、Ｄ母線電圧計
			・Ａ、Ｂディーゼル発電機電圧計
			・Ａ、Ｂ直流電源電圧計
	操作	原子炉容器内の温度	・炉心出口温度計
		原子炉格納容器内の放射線量率	・格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）
		アニュラス部の圧力	・アニュラス内圧力計

第1.16.3表　審査基準における要求事項毎の給電対象設備

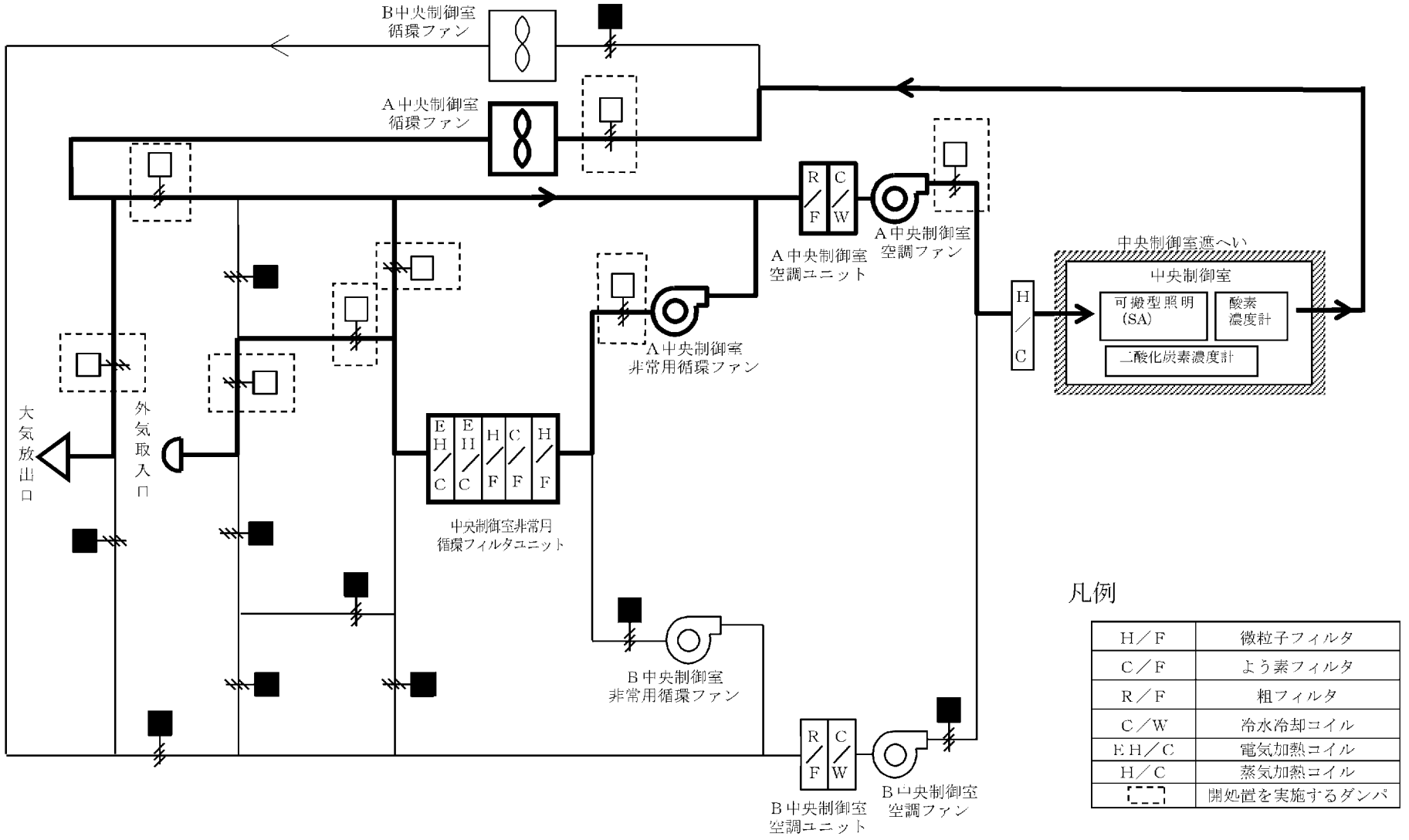
対象条文	供給対象設備	給電元
【1.16】 原子炉制御室の居住性等に関する手順等	中央制御室非常用循環ファン	C4　原子炉コントロールセンタ
		D4　原子炉コントロールセンタ
	中央制御室空調ファン	C4　原子炉コントロールセンタ
		D4　原子炉コントロールセンタ
	中央制御室循環ファン	C4　原子炉コントロールセンタ
		D4　原子炉コントロールセンタ
	可搬型照明（SA）	C計装用電源
		D計装用電源
	アニュラス空気浄化ファン	C2　原子炉コントロールセンタ
		D2　原子炉コントロールセンタ
	アニュラス空気浄化ファン入口ダンパ	C2　原子炉コントロールセンタ
		D2　原子炉コントロールセンタ
	アニュラス空気浄化全量排気弁	A直流コントロールセンタ
		B直流コントロールセンタ
	アニュラス空気浄化少量排気弁	A直流コントロールセンタ
		B直流コントロールセンタ
	アニュラス戻りダンパ	A直流コントロールセンタ
		B直流コントロールセンタ



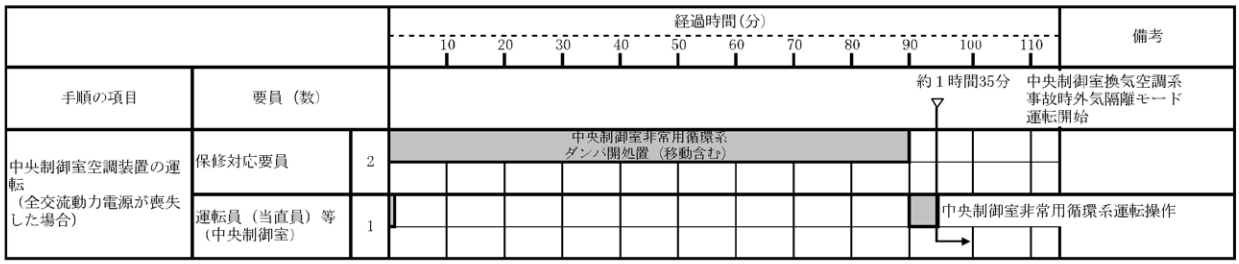
第 1.16.1 図　中央制御室換気空調設備　概略系統図　（通常運転時：A系列運転の場合）



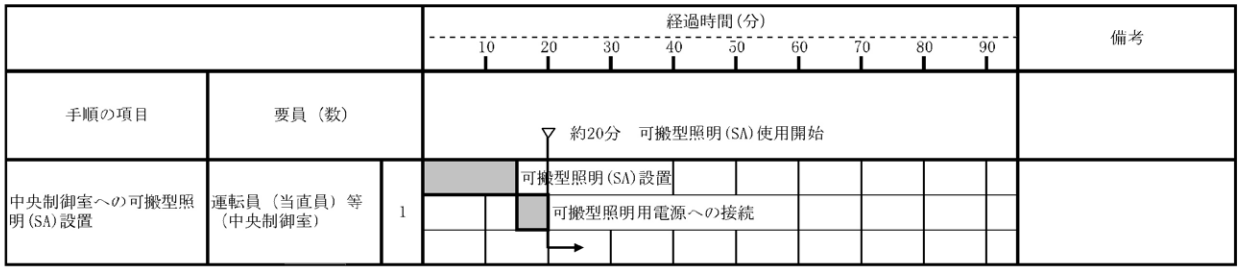
第 1.16.2 図　中央制御室換気空調設備　概略系統図（事故時外気隔離モード：A系列運転の場合）



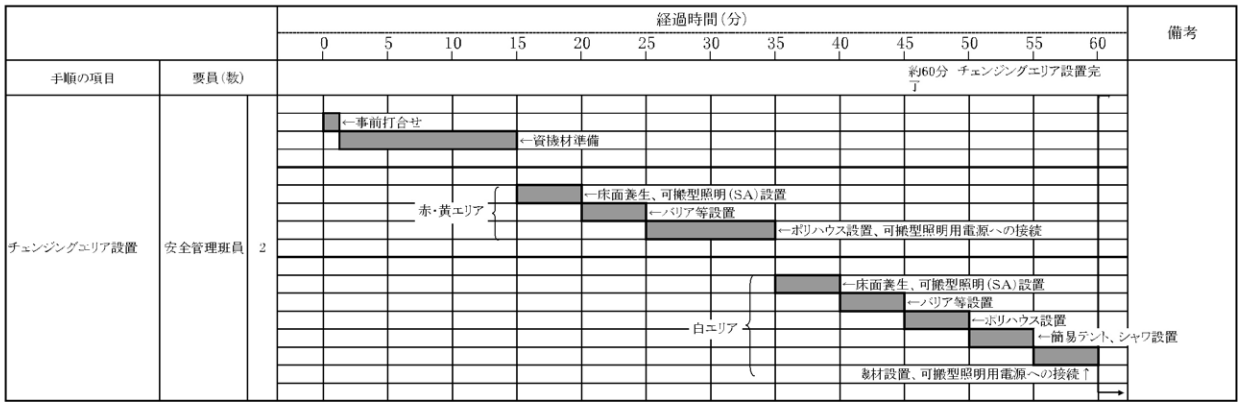
第 1.16.3 図　中央制御室換気空調設備　概略系統図（事故時外気取入モード：A系列運転の場合）



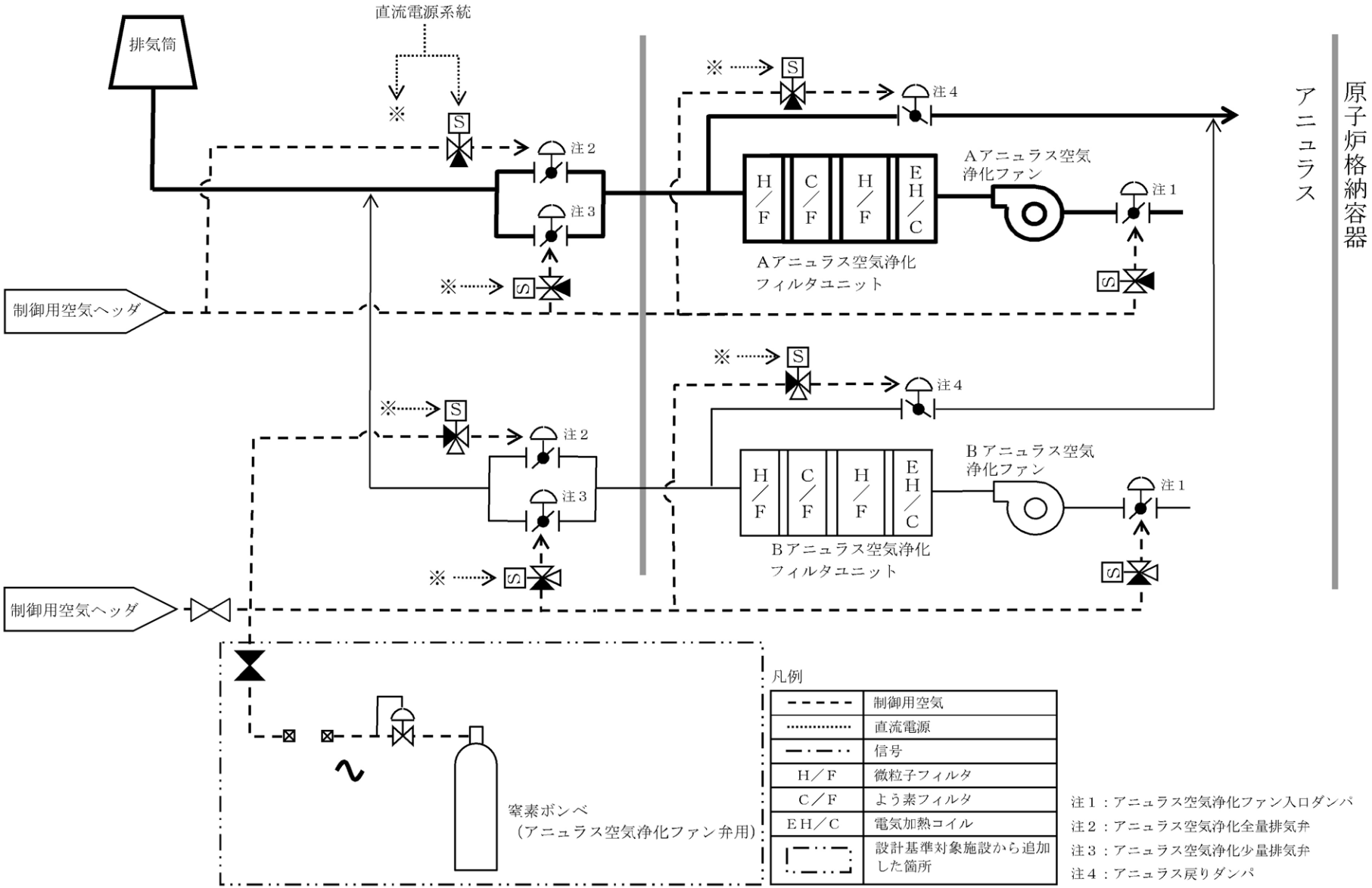
第 1.16.4 図　中央制御室換気空調設備の運転（全交流動力電源が喪失した場合）タイムチャート



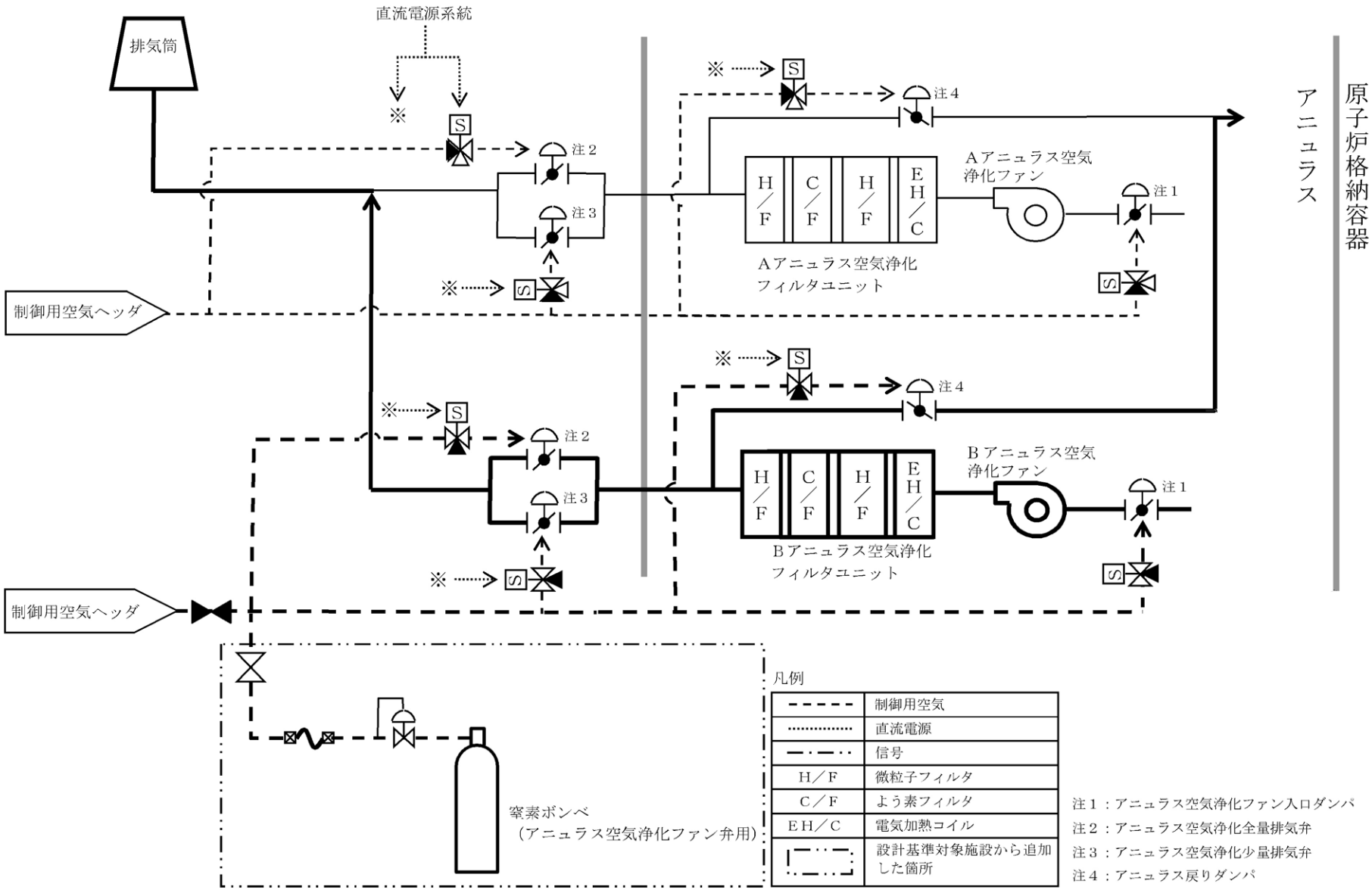
第 1.16.5 図　中央制御室への可搬型照明（SA）設置　タイムチャート



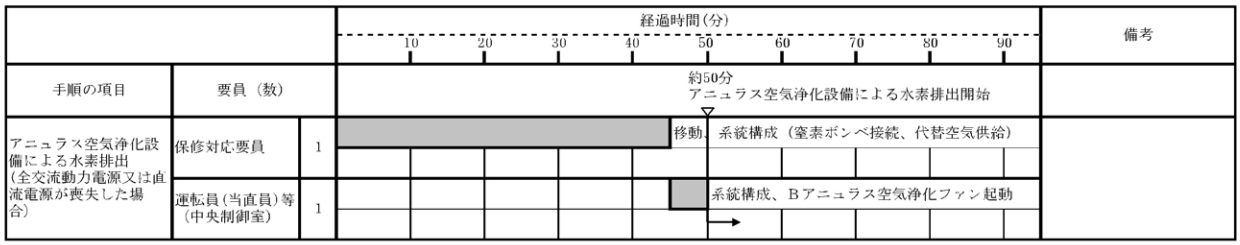
第 1.16.6 図　中央制御室チェンジングエリア設置　タイムチャート



第 1.16.7 図　アニュラス空気浄化設備による放射性物質の濃度低減
概略系統図（交流動力電源及び直流電源健全）



第 1.16.8 図　アニュラス空気浄化設備による放射性物質の濃度低減
概略系統図（全交流動力電源又は直流電源喪失）



第 1.16.9 図　アニュラス空気浄化設備による放射性物質の濃度低減タイムチャート（全交流動力電源又は直流電源喪失）

1.17 監視測定等に関する手順等

＜　目　次　＞

1.17.1 対応手段と設備の選定
(1)　対応手段と設備の選定の考え方
(2)　対応手段と設備の選定の結果
1.17.2 重大事故等時の手順等
1.17.2.1 放射性物質の濃度及び放射線量の測定の手順等
(1)　モニタリングステーション及びモニタリングポストによる放射線量の測定
(2)　可搬型モニタリングポストによる放射線量の代替測定
(3)　可搬型エリアモニタによる放射線量の測定
(4)　放射性物質の濃度の代替測定
a.　可搬型放射線計測器等による空気中の放射性物質の濃度の代替測定
b.　モニタリングカーによる空気中の放射性物質の濃度の測定
(5)　可搬型放射線計測器等による放射性物質の濃度及び放射線量の測定
a.　可搬型放射線計測器等による空気中の放射性物質の濃度の測定
b.　可搬型放射線計測器による水中の放射性物質の濃度の測定
c.　可搬型放射線計測器による土壌中の放射性物質の濃度の測定
d.　海上モニタリング測定
(6)　バックグラウンド低減対策等
a.　モニタリングステーション及びモニタリングポストのバックグ

ラウンド低減対策

b. 放射性物質の濃度測定時のバックグラウンド低減対策

c. 敷地外でのモニタリングにおける他の機関との連携体制

(7) 優先順位

1.17.2.2 風向、風速その他の気象条件の測定の手順等

(1) 可搬型気象観測装置による気象観測項目の代替測定

(2) 気象観測設備による気象観測項目の測定

(3) 優先順位

1.17.2.3 モニタリングステーション及びモニタリングポストの電源を代替電源（交流）から給電する手順等

1.17 監視測定等に関する手順等

＜要求事項＞

1　発電用原子炉設置者において、重大事故等が発生した場合に工場等及びその周辺（工場等の周辺海域を含む。）において発電用原子炉施設から放出される放射性物質の濃度及び放射線量を監視し、及び測定し、並びにその結果を記録するため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。

2　発電用原子炉設置者は、重大事故等が発生した場合に工場等において風向、風速その他の気象条件を測定し、及びその結果を記録するため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　第１項に規定する「発電用原子炉施設から放出される放射性物質の濃度及び放射線量を監視し、及び測定し、並びにその結果を記録するために必要な手順等」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。

ａ）重大事故等が発生した場合でも、工場等及びその周辺（工場等の周辺海域を含む。）において、モニタリング設備等により、発電用原子炉施設から放出される放射性物質の濃度及び放射線量を監視し、及び測定し、並びにその結果を記録するために必要な手順等を整備すること。

ｂ）常設モニタリング設備が、代替交流電源設備からの給電を可能とすること。

ｃ）敷地外でのモニタリングは、他の機関との適切な連携体制を構築すること。

２　事故後の周辺汚染により測定ができなくなることを避けるため、バックグラウンド低減対策手段を検討しておくこと。

重大事故等が発生した場合に、発電所及びその周辺（発電所の周辺海域を含む。）において発電用原子炉施設から放出される放射性物質の濃度及び放射線量を監視し、及び測定し、並びにその結果を記録するための設備を整備している。また、重大事故等が発生した場合に、発電所において風向、風速その他の気象条件を測定し、及びその結果を記録するための設備を整備している。ここでは、この対処設備を活用した手順等について説明する。

1.17.1 対応手段と設備の選定

(1) 対応手段と設備の選定の考え方

重大事故等が発生した場合に、発電所及びその周辺（発電所の周辺海域を含む。）において発電用原子炉施設から放出される放射性物質の濃度及び放射線量を監視し、及び測定し、並びにその結果を記録するための対応手段と重大事故等対処設備を選定する。

また、重大事故等が発生した場合に、発電所において風向、風速その他の気象条件を測定し、及びその結果を記録するための対応手段と重大事故等対処設備を選定する。

重大事故等対処設備の他に、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。

※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六十条及び技術基準規則第七十五条（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。

(2) 対応手段と設備の選定の結果

審査基準及び基準規則からの要求により選定した対応手段とその対応に使用する重大事故等対処設備と多様性拡張設備を以下に示す。

なお、重大事故等対処設備、多様性拡張設備及び整備する手順等についての関係を第1.17.1表に示す。

a. 放射性物質の濃度及び放射線量の測定の対応手段及び設備

(a) 対応手段

重大事故等が発生した場合に、発電所及びその周辺（発電所の周辺海域を含む。）の放射線量を測定する手段がある。

放射線量の測定で使用する設備は以下のとおり。

- モニタリングステーション及びモニタリングポスト
- 可搬型モニタリングポスト
- 可搬型エリアモニタ
- 可搬型放射線計測器（電離箱サーベイメータ）
- 小型船舶

重大事故等が発生した場合に、発電所及びその周辺（発電所の周辺海域を含む。）の放射性物質の濃度を測定する手段がある。

放射性物質の濃度の測定で使用する設備は以下のとおり。

- 可搬型放射線計測器（GM汚染サーベイメータ、NaIシンチレーションサーベイメータ、ZnSシンチレーションサーベイメータ）
- 可搬型ダストサンプラ
- 小型船舶
- モニタリングカー
- Geγ線多重波高分析装置

・　可搬型Geγ線多重波高分析装置

・　β線自動計数装置

・　ZnSシンチレーション計数装置

(b) 重大事故等対処設備と多様性拡張設備

放射線量の測定に使用する設備のうち、モニタリングステーション、モニタリングポスト、可搬型モニタリングポスト、可搬型エリアモニタ、可搬型放射線計測器（電離箱サーベイメータ）及び小型船舶は、重大事故等対処設備と位置付ける。また、放射性物質の濃度の測定に使用する設備のうち、可搬型放射線計測器（GM汚染サーベイメータ、NaIシンチレーションサーベイメータ、ZnSシンチレーションサーベイメータ）、可搬型ダストサンプラ及び小型船舶を重大事故等対処設備と位置付ける。

これらの選定した設備は、審査基準及び基準規則に要求される設備としてすべて網羅されている。

以上の重大事故等対処設備により、発電所及びその周辺（発電所の周辺海域を含む。）において発電用原子炉施設から放出される放射性物質の濃度及び放射線量を監視し、及び測定し、並びにその結果を記録できる。

また、以下の設備を多様性拡張設備と位置付ける。あわせて、その理由を示す。

・　モニタリングカー

モニタリングカーは、耐震Ｓクラスではなく Ss機能維持を担保できないが、日常的に発電所及びその周辺において放射性物質の濃度測定に使用しており、重大事故等時に使

用できる場合は放射性物質の濃度測定手段として有効である。

・　Geγ線多重波高分析装置
・　可搬型Geγ線多重波高分析装置
・　β線自動計数装置
・　ZnSシンチレーション計数装置

Geγ線多重波高分析装置、可搬型Geγ線多重波高分析装置、β線自動計数装置、ZnSシンチレーション計数装置は、耐震Ｓクラスではなく Ss機能維持を担保できず、また、同様な機能を有する重大事故等対処設備と比較した場合、測定終了までに時間を要するが、放射性物質の濃度測定手段として有効である。

b.　風向、風速その他の気象条件の測定の対応手段及び設備

(a) 対応手段

重大事故等が発生した場合に、発電所において、風向、風速その他の気象条件の測定の手段がある。

風向、風速その他の気象条件の測定に使用する設備は以下のとおり。

・　可搬型気象観測装置
・　気象観測設備

(b) 重大事故等対処設備と多様性拡張設備

風向、風速その他の気象条件の測定に使用する設備のうち、可搬型気象観測装置は重大事故等対処設備と位置付ける。

選定した設備は、審査基準及び基準規則に要求される設備としてすべて網羅されている。

以上の重大事故等対処設備により、重大事故等が発生した場合に、発電所において風向、風速その他の気象条件を測定し、及びその結果を記録できる。

また、以下の設備を多様性拡張設備と位置付ける。あわせて、その理由を示す。

・ 気象観測設備

気象観測設備は、耐震ＳクラスではなくＳｓ機能維持を担保できないが、設備が健全である場合は、風向、風速その他の気象条件の測定手段として有効である。

c. モニタリングステーション及びモニタリングポストの代替電源（交流）の対応手段及び設備

(a) 対応手段

全交流動力電源が喪失しモニタリングステーション及びモニタリングポストの電源が喪失した場合、モニタリングステーション及びモニタリングポストの機能を回復させるため、代替電源（交流）である大容量空冷式発電機並びにモニタリングステーション及びモニタリングポスト専用の非常用発電機及び無停電電源装置からの給電手段がある。

なお、全交流動力電源の喪失が継続し、モニタリングステーション及びモニタリングポストの機能が回復しない場合は、可搬型モニタリングポストにより代替測定する手段がある。

モニタリングステーション及びモニタリングポストの機能回

復等に使用する設備は以下のとおり。

・　大容量空冷式発電機

・　可搬型モニタリングポスト

・　モニタリングステーション及びモニタリングポスト専用の非常用発電機及び無停電電源装置

(b) 重大事故等対処設備と多様性拡張設備

全交流動力電源喪失時にモニタリングステーション又はモニタリングポストの機能回復等をするための設備のうち、大容量空冷式発電機及び可搬型モニタリングポストは重大事故等対処設備と位置付ける。

これらの選定した設備は、審査基準及び基準規則に要求される設備としてすべて網羅されている。

以上の重大事故等対処設備により、全交流動力電源が喪失した場合においても、発電所及びその周辺において発電用原子炉施設から放出される放射線量を監視し、及び測定し、並びにその結果を記録できる。また、以下の設備を多様性拡張設備と位置付ける。あわせて、その理由を示す。

・　モニタリングステーション及びモニタリングポスト専用の非常用発電機及び無停電電源装置

モニタリングステーション及びモニタリングポスト専用の非常用発電機及び無停電電源装置は、モニタリングステーション又はモニタリングポスト故障等時にはモニタリングステーション及びモニタリングポストの機能を回復できないが、モニタリングステーション及びモニタリングポス

トの電源が喪失した場合に、大容量空冷式発電機から給電されるまでの間のモニタリングステーション及びモニタリングポストの機能維持に有効である。

d. 手 順 等

上記のa.、b.及びc.により選定した対応手段に係る手順を整備する（第1.17.1表）。

また、これらの手順は、安全管理班員※2、総括班員※3、運転員（当直員）等※4の対応として重大事故等時における周辺モニタリングに関する手順等に定める。

事故時に監視が必要となる計器及び給電が必要となる設備についても整備する（第1.17.2表、第1.17.3表）。

※２ 安全管理班員：緊急時対策本部要員のうち安全管理班の班員をいう。

※３ 総括班員：緊急時対策本部要員のうち総括班の班員をいう。

※４ 運転員（当直員）等：運転員（当直員）及び重大事故等対策要員のうち運転対応要員をいう。

1.17.2 重大事故等時の手順等

1.17.2.1 放射性物質の濃度及び放射線量の測定の手順等

(1) モニタリングステーション及びモニタリングポストによる放射線量の測定

重大事故等時の発電所敷地境界付近の放射線量は、モニタリングステーション及びモニタリングポストにより監視し、及び測定し、並びにその結果を記録する。

通常時からモニタリングステーション及びモニタリングポストにて放射線量を連続測定しており、重大事故等時に放射線量の測定機能が喪失していない場合は、継続して放射線量を連続測定し、測定結果は記録紙に記録し、保存する。なお、モニタリングステーション及びモニタリングポストによる放射線量の測定は、手順を要するものではなく自動的な連続測定である。

(2) 可搬型モニタリングポストによる放射線量の代替測定

重大事故等時にモニタリングステーション又はモニタリングポストが機能喪失した場合、可搬型モニタリングポストによる放射線量の代替測定を行う。可搬型モニタリングポストにより放射線量を監視し、及び測定し、並びにその結果を記録するための手順を整備する。この手順のフローチャートを第1.17.1図に示す。

可搬型モニタリングポストによる代替測定地点については、計測データの連続性を考慮し、モニタリングステーション及び各モニタリングポストに隣接した位置に配置することを原則とし、第1.17.2図に配置位置を示す。ただし、地震等でアクセス不能となった場合の代替測定については、可搬型エリアモニタにより原子炉中心から

同じ方向の測定にて確認する。

a. 手順着手の判断基準

重大事故等発生後、モニタリングステーション又はモニタリングポストの故障等により、モニタリングステーション又はモニタリングポストの放射線量の測定機能が喪失した場合。モニタリングステーション及びモニタリングポストの測定機能喪失については、中央制御室のオフサイトモニタ盤の指示値及び警報表示にて確認する。

b. 操作手順

可搬型モニタリングポストによる放射線量の代替測定を行う手順の概要は以下のとおり。このタイムチャートを第1.17.3図に示す。

① 安全管理班長は、手順着手の判断基準に基づき、安全管理班員に可搬型モニタリングポストによる放射線量の代替測定の開始を指示する。

② 安全管理班員は、代替緊急時対策所又は緊急時対策所（緊急時対策棟内）の監視用パソコンを起動する。

③ 安全管理班員は、必要とする数量の可搬型モニタリングポストを車等に積載し、測定場所まで運搬・配置し、測定を開始する。代替緊急時対策所又は緊急時対策所（緊急時対策棟内）までデータが伝送されていることを確認し、監視を開始する。

④ 安全管理班員は、可搬型モニタリングポストの記録装置（電

子メモリ）に測定データを記録し、保存する。

なお、記録装置の電源が切れた場合でも電子メモリ内の測定データは消失しない。

⑤　安全管理班員は、使用中に充電池の残量が少ない場合、予備の充電池と交換する。（連続７日間以上使用可能）

c.　操作の成立性

上記の対応は、安全管理班員２名にて実施し、３個配置した場合の一連の作業の所要時間は、約１時間50分と想定する。

車等による所定の場所までの運搬ができない場合は、アクセス可能な場所まで車等で運搬し、その後は人力により運搬できるよう配慮する。

円滑に作業ができるよう、代替緊急時対策所又は緊急時対策所（緊急時対策棟内）との連絡用に通信設備を整備する。

(3)　可搬型エリアモニタによる放射線量の測定

原子力災害対策特別措置法第10条特定事象が発生した場合、可搬型エリアモニタによる放射線量の測定を行う。海側敷地境界付近を含み原子炉格納容器を囲む８方位に可搬型エリアモニタを配置し、放射線量を監視し、及び測定し、並びにその測定結果を記録するための手順を整備する。可搬型エリアモニタの配置位置を第1.17.4図に示す。

なお、配置する可搬型エリアモニタのうち、１個を代替緊急時対策所又は緊急時対策所（緊急時対策棟内）の加圧判断用として使用する。

a. 手順着手の判断基準

原子力災害対策特別措置法第10条特定事象が発生した場合。

b. 操作手順

可搬型エリアモニタによる放射線量測定を行う手順の概要は以下のとおり。このタイムチャートを第1.17.5図に示す。

① 安全管理班長は、手順着手の判断基準に基づき、安全管理班員に可搬型エリアモニタによる放射線量の測定の開始を指示する。

② 安全管理班員は、代替緊急時対策所又は緊急時対策所（緊急時対策棟内）の監視用パソコンを起動する。

③ 安全管理班員は、必要とする数量の可搬型エリアモニタを車等に積載し、測定場所まで運搬・配置し、測定を開始する。代替緊急時対策所又は緊急時対策所（緊急時対策棟内）までデータが伝送されていることを確認し、監視を開始する。

④ 安全管理班員は、可搬型エリアモニタの記録装置（電子メモリ）に測定データを記録し、保存する。なお、記録装置の電源が切れた場合でも電子メモリ内の測定データは消失しない。

⑤ 安全管理班員は、使用中に乾電池の残量が少ない場合は、予備の乾電池と交換する。（連続７日間以上使用可能）

c. 操作の成立性

上記の対応は、安全管理班員２名にて実施し、一連の作業の所

要時間は、約３時間と想定する。

車等による所定の場所までの運搬ができない場合は、アクセス可能な場所まで車等で運搬し、その後は人力により運搬できるよう配慮する。

円滑に作業ができるよう、代替緊急時対策所又は緊急時対策所（緊急時対策棟内）との連絡用に通信設備を整備する。

(4) 放射性物質の濃度の代替測定

a. 可搬型放射線計測器等による空気中の放射性物質の濃度の代替測定

重大事故等時の発電所及びその周辺において、モニタリングカーが使用できない場合、可搬型放射線計測器及び可搬型ダストサンプラ（以下「可搬型放射線計測器等」という。）により空気中の放射性物質の濃度の代替測定を行う。可搬型放射線計測器等により監視し、及び測定し、並びにその結果を記録するための手順を整備する。この手順のフローチャートを第1.17.1図に示す。

(a) 手順着手の判断基準

重大事故等発生後、モニタリングカーに搭載しているダスト・よう素サンプラ又はダスト・よう素測定装置の故障等により、モニタリングカーによる放射性物質の濃度の測定機能が喪失した場合。

(b) 操作手順

可搬型放射線計測器等による放射性物質の濃度の代替測定を

行う手順の概要は以下のとおり。このタイムチャートを第1.17.6図に示す。

① 安全管理班長は、手順着手の判断基準に基づき、安全管理班員に可搬型放射線計測器等による放射性物質の濃度の代替測定の開始を指示する。

② 安全管理班員は、安全管理班長の指示した場所に移動する。

③ 安全管理班員は、可搬型ダストサンプラにダストろ紙及びよう素用カートリッジをセットし、安全管理班長が指示した場所において試料を採取する。

④ 安全管理班員は、GM汚染サーベイメータ及びNaIシンチレーションサーベイメータの使用開始前に乾電池の残量が少ない場合は、予備の乾電池と交換する。

⑤ 安全管理班員は、GM汚染サーベイメータによりダスト濃度を、NaIシンチレーションサーベイメータによりよう素濃度を監視・測定する。

⑥ 安全管理班員は、現場で測定結果をサンプリング記録用紙に記録し、保存する。

(c) 操作の成立性

上記の対応は、安全管理班員２名にて実施し、一連の作業（１箇所あたり）の所要時間は、試料採取を実施する発電所敷地内及び発電所敷地境界付近で、最大約２時間と想定する。

円滑に作業ができるよう、代替緊急時対策所又は緊急時対策所（緊急時対策棟内）との連絡用に通信設備を整備する。

b.　モニタリングカーによる空気中の放射性物質の濃度の測定

重大事故等時の発電所及びその周辺において、モニタリングカーによる空気中の放射性物質の濃度の測定を行う。モニタリングカーにより監視し、及び測定し、並びにその結果を記録するための手順を整備する。この手順のフローチャートを第1.17.1図に示す。

日常的にモニタリングカーにて放射性物質の濃度を測定しており、重大事故等時に使用できる場合は、継続して放射性物質の濃度を測定する。

(a) 手順着手の判断基準

重大事故等発生後、排気筒ガスモニタの指示値等を確認し、発電用原子炉施設から放射性物質が放出された場合、又はそのおそれがある場合において発電所及びその周辺の空気中の放射性物質の濃度の測定が必要と判断した場合。

(b) 操作手順

モニタリングカーによる空気中の放射性物質の濃度の測定についての手順の概要は以下のとおり。このタイムチャートを第1.17.7図に示す。

① 安全管理班長は、手順着手の判断基準に基づき、安全管理班員に空気中の放射性物質の濃度の測定の開始を指示する。

② 安全管理班員は、安全管理班長の指示した場所にモニタ

リングカーを移動する。

③　安全管理班員は、ダスト・よう素サンプラにダストろ紙及びよう素用カートリッジをセットし、安全管理班長が指示した場所において試料を採取する。

④　安全管理班員は、ダスト・よう素測定装置によりダスト濃度及びよう素濃度を監視・測定する。

⑤　安全管理班員は、現場で測定結果をサンプリング記録用紙に記録し、保存する。

（c）操作の成立性

上記の対応は、安全管理班員２名にて実施し、一連の作業（１箇所あたり）の所要時間は、試料採取を実施する発電所敷地内及び発電所敷地境界付近で、最大約１時間５分と想定する。

円滑に作業ができるよう、代替緊急時対策所又は緊急時対策所（緊急時対策棟内）との連絡用に通信設備を整備する。

（5）　可搬型放射線計測器等による放射性物質の濃度及び放射線量の測定

重大事故等時の発電所及びその周辺（発電所の周辺海域を含む。）において、可搬型放射線計測器等により放射性物質の濃度（空気中、水中、土壌中）及び放射線量の測定を行う。可搬型放射線計測器等により監視し、及び測定し、並びにその結果を記録するための手順を整備する。

a. 可搬型放射線計測器等による空気中の放射性物質の濃度の測定

重大事故等時に発電用原子炉施設から放射性物質が放出された場合において発電所及びその周辺の空気中の放射性物質の濃度の測定が必要と判断した場合に、放射性物質の濃度を測定する。

(a) 手順着手の判断基準

重大事故等発生後、排気筒ガスモニタ等の指示値等を確認し、発電用原子炉施設から放射性物質が放出された場合において発電所及びその周辺の空気中の放射性物質の濃度の測定が必要と判断した場合。

(b) 操作手順

可搬型放射線計測器等による放射性物質の濃度及び放射線量の測定のうち、a.可搬型放射線計測器等による空気中の放射性物質の濃度の測定についての手順の概要は以下のとおり。このタイムチャートを第1.17.8図に示す。

① 安全管理班長は、手順着手の判断基準に基づき、安全管理班員に空気中の放射性物質の濃度の測定の開始を指示する。

② 安全管理班員は、安全管理班長の指示した場所に移動する。

③ 安全管理班員は、可搬型ダストサンプラにダストろ紙及びよう素用カートリッジをセットし、安全管理班長が指示した場所において試料を採取する。

④ 安全管理班員は、GM汚染サーベイメータ、NaIシンチレ

ーションサーベイメータ及びZnSシンチレーションサーベイメータの使用開始前に乾電池の残量が少ない場合は、予備の乾電池と交換する。

⑤　安全管理班員は、必要により前処理を行い、GM汚染サーベイメータによりダスト濃度、NaIシンチレーションサーベイメータによりよう素濃度、ZnSシンチレーションサーベイメータによりα線（ウラン、プルトニウム等）、GM汚染サーベイメータによりβ線(ストロンチウム等)を監視・測定する。プラント状況によって、事故対応に有効な場合、多様性拡張設備であるZnSシンチレーション計数装置、β線自動計数装置、Geγ線多重波高分析装置、可搬型Geγ線多重波高分析装置が健全であれば、必要に応じて前処理を行い、測定する。

⑥　安全管理班員は、現場で測定結果をサンプリング記録用紙に記録し、保存する。

（c）操作の成立性

上記の対応は、安全管理班員２名にて実施し、一連の作業（１箇所あたり）の所要時間は、試料採取を実施する発電所敷地内及び発電所敷地境界付近で、最大約２時間と想定する。

円滑に作業ができるよう、代替緊急時対策所又は緊急時対策所（緊急時対策棟内）との連絡用に通信設備を整備する。

b.　可搬型放射線計測器による水中の放射性物質の濃度の測定

重大事故等時に発電用原子炉施設から放射性物質が放出された

場合、又はそのおそれがある場合に、可搬型放射線計測器により水中の放射性物質の濃度の測定を行う。

海水、排水の試料採取場所を第1.17.9図に示す。

(a) 手順着手の判断基準

重大事故等発生後、廃棄物処理設備排水モニタの指示値等を確認し、発電用原子炉施設から周辺海域へ放射性物質が含まれる水が放出された場合、又はそのおそれがある場合に、水中の放射性物質の濃度の測定が必要と判断した場合。

(b) 操作手順

可搬型放射線計測器等による放射性物質の濃度及び放射線量の測定のうち、b.可搬型放射線計測器による水中の放射性物質の濃度の測定についての手順の概要は以下のとおり。このタイムチャートを第1.17.10図に示す。

① 安全管理班長は、手順着手の判断基準に基づき、安全管理班員に３／４号炉取水ピット、３／４号炉放水ピット、１／２号炉取水口、１／２号炉放水口付近の海水及び排水の試料採取並びに放射性物質の濃度の測定の開始を指示する。

② 安全管理班員は、安全管理班長の指示した場所に移動する。

③ 安全管理班員は、採取用資機材を用いて安全管理班長の指示した試料採取場所において海水及び排水を採取する。

④ 安全管理班員は、NaIシンチレーションサーベイメータ、

ZnSシンチレーションサーベイメータ及びGM汚染サーベイメータの使用開始前に乾電池の残量が少ない場合は、予備の乾電池と交換する。

⑤　安全管理班員は、NaIシンチレーションサーベイメータにより、採取した試料の放射性物質の濃度を測定する。また、必要に応じ前処理を行い、ZnSシンチレーションサーベイメータによりα線（ウラン、プルトニウム等）、GM汚染サーベイメータによりβ線(ストロンチウム等)を監視・測定する。プラント状況によって、事故対応に有効な場合、多様性拡張設備であるZnSシンチレーション計数装置、β線自動計数装置、Geγ線多重波高分析装置、可搬型Geγ線多重波高分析装置が健全であれば、必要に応じて前処理を行い、測定する。

⑥　安全管理班員は、現場で測定結果をサンプリング記録用紙に記録し、保存する。

(c) 操作の成立性

上記の対応は、安全管理班員３名にて実施し、一連の作業の所要時間は、約６時間20分と想定する。

円滑に作業ができるよう、代替緊急時対策所又は緊急時対策所（緊急時対策棟内）との連絡用に通信設備を整備する。

c.　可搬型放射線計測器による土壌中の放射性物質の濃度の測定

重大事故等時に発電用原子炉施設から放射性物質が放出された場合において発電所及びその周辺の土壌中の放射性物質の濃度の

測定が必要と判断した場合に、放射性物質の濃度を測定する。

(a) 手順着手の判断基準

重大事故等発生後、排気筒ガスモニタ等の指示値等を確認し、発電用原子炉施設から放射性物質が放出され、土壌中の放射性物質の濃度の測定が必要と判断した場合（プルーム通過後）。

(b) 操作手順

可搬型放射線計測器等による放射性物質の濃度及び放射線量の測定のうち、c.可搬型放射線計測器による土壌中の放射性物質の濃度の測定についての手順の概要は以下のとおり。このタイムチャートを第1.17.11図に示す。

① 安全管理班長は、手順着手の判断基準に基づき、安全管理班員に土壌中の放射性物質の濃度の測定の開始を指示する。

② 安全管理班員は、安全管理班長の指示した場所に移動する。

③ 安全管理班員は、安全管理班長の指示した場所において試料を採取する。

④ 安全管理班員は、GM汚染サーベイメータ及びZnSシンチレーションサーベイメータの使用開始前に乾電池の残量が少ない場合は、予備の乾電池と交換する。

⑤ 安全管理班員は、必要に応じ前処理を行い、GM汚染サーベイメータによりγ線、ZnSシンチレーションサーベイメータによりα線（ウラン、プルトニウム等）、GM汚染サー

ベイメータによりβ線（ストロンチウム等）を監視・測定する。プラント状況によって、事故対応に有効な場合、多様性拡張設備であるZnSシンチレーション計数装置、β線自動計数装置、Geγ線多重波高分析装置、可搬型Geγ線多重波高分析装置が健全であれば、必要に応じて前処理を行い、測定する。

⑥　安全管理班員は、現場で測定結果をサンプリング記録用紙に記録し、保存する。

(c) 操作の成立性

上記の対応は、安全管理班員２名にて実施し、一連の作業（１箇所あたり）の所要時間は、試料採取を実施する発電所敷地内及び発電所敷地境界付近で、約１時間40分と想定する。

円滑に作業ができるよう、代替緊急時対策所又は緊急時対策所（緊急時対策棟内）との連絡用に通信設備を整備する。

d.　海上モニタリング測定

発電所の周辺海域での海上モニタリングが必要と判断した場合に、小型船舶で周辺海域を移動し、可搬型放射線計測器等により放射性物質の濃度及び放射線量の測定を行う。海上モニタリングの場所を第1.17.9図に示す。

(a) 手順着手の判断基準

重大事故等発生後、排気筒ガスモニタ等の指示値等を確認し、発電用原子炉施設から周辺海域への放射性物質放出が確認され

る等により小型船舶による海上モニタリングが必要と判断した場合。

(b) 操作手順

可搬型放射線計測器等による放射性物質の濃度及び放射線量の測定のうち、d.海上モニタリング測定についての手順の概要は以下のとおり。このタイムチャートを第1.17.12図に示す。

① 安全管理班長は、手順着手の判断基準に基づき安全管理班員に海上モニタリング測定の開始を指示する。

② 安全管理班員は、小型船舶を車等に積載し、運搬する。

③ 安全管理班員は、GM汚染サーベイメータ、NaIシンチレーションサーベイメータ、ZnSシンチレーションサーベイメータ及び電離箱サーベイメータの使用開始前に乾電池の残量が少ない場合は、予備の乾電池と交換する。

④ 安全管理班員は、測定用資機材を小型船舶に積載し、小型船舶にて安全管理班長の指示した場所（原則は通常時において試料を採取している４箇所とし、必要に応じて採取場所を追加する。）に移動し、電離箱サーベイメータにより放射線量を測定する。可搬型ダストサンプラにダストろ紙及びよう素用カートリッジをセットし、試料を採取するとともに、採取用資機材を用いて海水を採取する。

⑤ 安全管理班員は、GM汚染サーベイメータによりダスト中の放射性物質の濃度を測定し、NaIシンチレーションサーベイメータにより、よう素濃度及び海水中の放射性物質の濃度を測定する。また、必要に応じ前処理を行い、ZnSシ

ンチレーションサーベイメータによりα線（ウラン、プルトニウム等）、GM汚染サーベイメータによりβ線（ストロンチウム等）を監視・測定する。プラント状況によって、事故対応に有効な場合、多様性拡張設備であるZnSシンチレーション計数装置、β線自動計数装置、Geγ線多重波高分析装置、可搬型Geγ線多重波高分析装置が健全であれば、必要に応じて前処理を行い、測定する。

⑥　安全管理班員は、現場で測定結果をサンプリング記録用紙に記録し、保存する。

（c）操作の成立性

上記の対応のうち、小型船舶を海面に着水させるまでの作業は安全管理班員３名にて実施し、一連の作業の所要時間は約１時間と想定する。その後の放射線量及び放射性物質の濃度の測定は、安全管理班員３名（うち１名は小型船舶の操縦を行う）にて実施し、一連の作業（１箇所あたり）の所要時間は、約１時間40分と想定する。

円滑に作業ができるよう、代替緊急時対策所又は緊急時対策所（緊急時対策棟内）との連絡用に通信設備を整備する。

（6）　バックグラウンド低減対策等

a.　モニタリングステーション及びモニタリングポストのバックグラウンド低減対策

事故後の周辺汚染によりモニタリングステーション及びモニタリングポストによる測定ができなくなることを避けるため、モニ

タリングステーション及びモニタリングポストのバックグラウンド低減対策を行う。モニタリングステーション及びモニタリングポストのバックグラウンドを低減するための手順を整備する。

重大事故等により放射性物質の放出のおそれがある場合、モニタリングステーション及びモニタリングポストの検出器等の養生を行う。放射性物質の放出によりモニタリングステーション又はモニタリングポストの周辺の汚染を確認した場合、周辺の汚染レベルを確認し、測定設備の除染、周辺の土壌撤去、樹木の伐採等を行い、バックグラウンドレベルを低減する。

バックグラウンド低減対策のうちモニタリングステーション及びモニタリングポストのバックグラウンド低減対策についての手順の概要は以下のとおり。また、タイムチャートを第1.17.13図に示す。

(a) 手順着手の判断基準

重大事故等により放射性物質の放出のおそれがあると判断した場合。

(b) 操作手順

① 安全管理班長は、手順着手の判断基準に基づき、モニタリングステーション及びモニタリングポストの検出器が汚染することを防止するため、安全管理班員に検出器等の養生作業を指示する。

② 安全管理班員は、車等によりモニタリングステーション及びモニタリングポストに移動し、検出器の養生作業を行

う。

また、時間に余裕がある場合は、局舎自体の養生も行う。

③　安全管理班長は、重大事故等による放射性物質の放出が停止したと判断した後、モニタリングステーション又はモニタリングポストの放射線量が通常のバックグラウンドより高い場合には、安全管理班員に当該モニタリングステーション又はモニタリングポスト周辺の汚染レベルの確認及びバックグラウンド低減対策を指示する。

④　安全管理班員は、サーベイメータの使用開始前に乾電池の残量が少ない場合は、予備の乾電池と交換する。

⑤　安全管理班員は、当該モニタリングステーション又はモニタリングポストに移動し、サーベイメータ等により周辺の汚染レベルを確認する。

⑥　安全管理班長は、汚染状況の調査結果を踏まえて、周辺の汚染を確認した場合、汚染している場所に応じて次のバックグラウンド低減対策を講じる。

- 検出器及び局舎の養生を撤去する。養生を撤去しても検出器が汚染している場合には検出器の拭き取り等を実施する。
- 測定設備が汚染している場合は、測定設備の除染を実施する。
- 設備周辺が汚染している場合は、アスファルトやコンクリートの除染を実施する。
- 設備周辺の土壌等が汚染している場合は、土壌等の除去や周辺樹木の伐採を実施する。

⑦　放射性物質により汚染した場合のバックグラウンド低減の目安は通常時の放射線量レベルとする。ただし、通常時の放射線量レベルまで低減することが困難な場合には、可能な限り除染を行いバックグラウンドの低減を図る。

(c) 操作の成立性

上記の対応は、安全管理班員２名にて実施し、検出器及び局舎の養生作業の一連の作業の所要時間は、約１時間45分と想定する。

車等による所定の場所までの運搬ができない場合は、アクセス可能な場所まで車等で運搬し、その後は人力により運搬できるよう配慮する。

円滑に作業ができるよう、代替緊急時対策所又は緊急時対策所（緊急時対策棟内）との連絡用に通信設備を整備する。

b.　放射性物質の濃度測定時のバックグラウンド低減対策

重大事故等発生後の周辺汚染により放射性物質の濃度測定時のバックグラウンドが上昇し、可搬型放射線計測器での測定が不能となった場合、放射性物質の濃度測定時のバックグラウンド低減対策を行う。このための手順を整備する。

可搬型放射線計測器の検出器周囲を遮へい材で囲むこと等の対策により、バックグラウンドレベルを低減させて放射性物質の濃度を測定する。

なお、可搬型放射線計測器の検出器周囲を遮へい材で囲んだ場合でも測定不能になる場合は、固体廃棄物貯蔵庫内のコンテナ内

等のバックグラウンドレベルが低い場所に移動して、測定を行う。

c. 敷地外でのモニタリングにおける他の機関との連携体制

重大事故等が発生した場合、敷地外でのモニタリングについては、国が地方公共団体と連携して策定するモニタリング計画に従い資機材、要員及び放出源情報を提供するとともにモニタリングに協力する。

また、原子力災害が発生した場合に他の原子力事業者との協力体制を構築するため原子力事業者間協力協定を締結し、環境放射線モニタリング等への要員の派遣、可搬型放射線計測器等の貸与等を受けることが可能である。

(7) 優先順位

重大事故等時の放射線量の測定は、モニタリングステーション及びモニタリングポストにより測定する。事故後の周辺汚染によりモニタリングステーション及びモニタリングポストによる放射線量の測定ができなくなることを避けるため、バックグラウンド低減対策を行う。モニタリングステーション又はモニタリングポストが機能喪失した場合は可搬型モニタリングポストによる代替測定を行う。原子力災害対策特別措置法第10条特定事象が発生した場合、可搬型エリアモニタによる測定を行う。放射線量の測定は連続測定とする。

重大事故等時の空気中の放射性物質濃度の測定は、モニタリングカーによる測定を優先する。モニタリングカーが使用できない場合は、可搬型放射線計測器等による代替測定を行う。空気中に放射性物質が放出されている場合、可搬型放射線計測器等により空気中及

び土壌中の放射性物質の濃度の測定を行う。放射性物質が含まれる水が放出された場合、又はそのおそれがある場合に、可搬型放射線計測器による水中の放射性物質濃度の測定を行う。発電所周辺海域へ放射性物質の放出が確認された場合、海上モニタリング測定を行う。放射性物質の濃度の測定（空気中、水中、土壌中）及び海上モニタリングは、１回／日以上を目安とするが、測定頻度は発電用原子炉施設の状態及び放射性物質の放出状況を考慮し変更する。

得られた放射性物質の濃度及び放射線量並びに後述の1.17.2.2の気象データから放射能放出率を算出し、放出放射能量を求める。

以上の対応手順のフローチャートを第1.17.1図に示す。

1.17.2.2 風向、風速その他の気象条件の測定の手順等

(1) 可搬型気象観測装置による気象観測項目の代替測定

重大事故等時に気象観測設備が機能喪失した場合、可搬型気象観測装置により風向、風速その他の気象観測項目を測定する。可搬型気象観測装置により測定し、その結果を記録するための手順を整備する。この手順のフローチャートを第1.17.1図に示す。

可搬型気象観測装置による代替測定地点については、代替緊急時対策所付近に配置することを原則とし、第1.17.14図に配置位置を示す。

a. 手順着手の判断基準

重大事故等発生後、気象観測設備の故障等により、気象観測設備による風向・風速・日射量・放射収支量・雨量の測定機能が喪失した場合。

b.　操作手順

可搬型気象観測装置による風向・風速・日射量・放射収支量・雨量の代替測定を行う手順の概要は以下のとおり。このタイムチャートを第1.17.15図に示す。

①　総括班長は、手順着手の判断基準に基づき、総括班員に可搬型気象観測装置による風向・風速・日射量・放射収支量・雨量の代替測定の開始を指示する。

②　総括班員は、代替緊急時対策所又は緊急時対策所（緊急時対策棟内）に移動し、監視用パソコンを起動する。

③　総括班員は、可搬型気象観測装置一式を車等に積載し、測定場所まで移動・配置し、測定を開始する。代替緊急時対策所又は緊急時対策所（緊急時対策棟内）までデータが伝送されていることを確認し、監視を開始する。

④　総括班員は、可搬型気象観測装置の記録装置（電子メモリ）に測定データを記録し、保存する。なお、記録装置の電源が切れた場合でも電子メモリ内の測定データは消失しない。

⑤　総括班員は、使用中に充電池の残量が少ない場合は、予備の充電池と交換する。（連続約12時間使用可能）

c.　操作の成立性

上記の対応は、総括班員４名にて実施し、一連の作業の所要時間は、約３時間と想定する。

車等による所定の場所までの運搬ができない場合は、アクセス可能な場所まで車等で運搬し、その後は人力により運搬できるよ

う配慮する。

(2) 気象観測設備による気象観測項目の測定

気象観測設備は、通常時から風向、風速その他の気象条件を連続測定しており、重大事故等時にその測定機能が使用できる場合は、継続して連続測定し、測定結果は記録紙に記録し、保存する。なお、気象観測設備による風向、風速その他の気象条件の測定は、手順を要するものではなく自動的な連続測定である。

(3) 優先順位

重大事故等時の風向、風速その他の気象条件の測定は、気象観測設備を優先するが、測定できない場合は、可搬型気象観測装置により代替測定を行う。以上の対応手順のフローチャートを第1.17.1図に示す。

1.17.2.3 モニタリングステーション及びモニタリングポストの電源を代替電源（交流）から給電する手順等

全交流動力電源喪失時は、代替電源（交流）によりモニタリングステーション及びモニタリングポストへ給電する。給電の優先順位は、多様性拡張設備であるモニタリングステーション及びモニタリングポスト専用の無停電電源装置及び非常用発電機からの給電を優先し、代替電源（交流）である大容量空冷式発電機による給電が開始されれば給電元が自動で切り替わり、モニタリングステーション及びモニタリングポストへ給電する。

モニタリングステーション及びモニタリングポストは、電源が喪失

した状態から給電した場合、自動的に放射線量の連続測定を開始する。

代替電源確保に関する手順は「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。

(1)　手順着手の判断基準

全交流動力電源が喪失した場合。

(2)　操作手順

代替電源（交流）からの給電確認を行う手順の概要は以下のとおり。

①　当直課長は、手順着手の判断基準に基づき運転員（当直員）等に中央制御室オフサイトモニタ盤にてモニタリングステーション又はモニタリングポスト専用の非常用発電機に関する警報表示の確認を指示する。

②　当直課長は、中央制御室オフサイトモニタ盤にてモニタリングステーション又はモニタリングポスト専用の非常用発電機に関する警報表示を確認し、保修班長にモニタリングステーション又はモニタリングポスト専用の非常用発電機からの給電を開始したことを連絡する。

③　当直課長は、大容量空冷式発電機からの給電を確認後、運転員（当直員）等に中央制御室オフサイトモニタ盤のモニタリングステーション又はモニタリングポスト専用の非常用発電機に関する警報表示が消灯及びモニタリングステーション及びモニタリングポストの指示値の確認を指示する。

(3)　操作の成立性

上記対応は、運転員（当直員）等１名にて実施し、一連の作業は特に時間を要しない。

なお、モニタリングステーション又はモニタリングポストの機能が回復しない場合は、可搬型モニタリングポストによる代替測定を行う。可搬型モニタリングポストによる放射線量の代替測定の手順は、前述1.17.2.1（2）のとおり。

第1.17.1表　機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順

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		整備する手順書	手順書の分類
－	－	放射性物質の濃度及び放射線量の測定	モニタリングステーション及びモニタリングポストによる放射線量の測定	モニタリングステーション及びモニタリングポスト*1	重大事故等対処設備	－	重大事故等時における周辺モニタリングに関する手順
			可搬型モニタリングポストによる放射線量の代替測定	可搬型モニタリングポスト		可搬型モニタリングポストによる放射線量の代替測定に関する手順	
			可搬型エリアモニタによる放射線量の測定	可搬型エリアモニタ		可搬型エリアモニタによる放射線量の測定に関する手順	
			放射性物質の濃度の代替測定	可搬型放射線計測器 （GM汚染サーベイメータ、NaIシンチレーションサーベイメータ）	重大事故等対処設備	可搬型放射線計測器等による空気中の放射性物質の濃度の代替測定に関する手順	
				可搬型ダストサンプラ			
				モニタリングカー	多様性拡張設備	モニタリングカーによる空気中の放射性物質の濃度の測定に関する手順	
			可搬型放射線計測器等による放射性物質の濃度及び放射線量の測定	可搬型放射線計測器 （GM汚染サーベイメータ、NaIシンチレーションサーベイメータ ZnSシンチレーションサーベイメータ、電離箱サーベイメータ）	重大事故等対処設備	・可搬型放射線計測器等による空気中の放射性物質の濃度の測定に関する手順 ・可搬型放射線計測器による水中の放射性物質の濃度の測定に関する手順 ・可搬型放射線計測器による土壌中の放射性物質の濃度の測定に関する手順 ・海上モニタリング測定に関する手順	
				可搬型ダストサンプラ			
				小型船舶			
				Geγ線多重波高分析装置 可搬型Geγ線多重波高分析装置 ZnSシンチレーション計数装置 β線自動計数装置	多様性拡張設備		
－	－	風向、風速その他の気象条件の測定	可搬型気象観測装置による気象観測項目の代替測定	可搬型気象観測装置	重大事故等対処設備	可搬型気象観測装置による気象観測項目の代替測定に関する手順	
			気象観測設備による気象観測項目の測定	気象観測設備*1	多様性拡張設備	－	
－	－	モニタリングステーション及びモニタリングポストの電源を代替電源（交流）から給電		大容量空冷式発電機*2	重大事故等対処設備	全交流動力電源が喪失した場合の手順等（二部事象ベース：運転員（当直員）等及び保修対応要員）	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
				モニタリングステーション及びモニタリングポスト専用の非常用発電機及び無停電電源装置	多様性拡張設備		

＊1：ディーゼル発電機等により給電する。
＊2：「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

第1.17.2表　重大事故等対処に係る監視計器

1.17　監視測定等に関する手順等

監視計器一覧（１／４）

対応手段			重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.17.2.1　放射性物質の濃度及び放射線量の測定の手順等				
(1) モニタリングステーション及びモニタリングポストによる放射線量の測定		判断基準	—	—
		操作	放射線量	・モニタリングステーション及びモニタリングポスト
(2) 可搬型モニタリングポストによる放射線量の代替測定		判断基準	放射線量	・モニタリングステーション及びモニタリングポスト
		操作	放射線量	・可搬型モニタリングポスト
(3) 可搬型エリアモニタによる放射線量の測定		判断基準	—	—
		操作	放射線量	・可搬型エリアモニタ
(4) 放射性物質の濃度の代替測定	a．可搬型放射線計測器等による空気中の放射性物質の濃度の代替測定	判断基準	放射性物質の濃度	・モニタリングカーのダスト・よう素測定装置
		操作	放射性物質の濃度	・GM 汚染サーベイメータ
				・NaI シンチレーションサーベイメータ
	b．モニタリングカーによる空気中の放射性物質の濃度の測定	判断基準	モニタ値	・排気筒ガスモニタ
		操作	放射性物質の濃度	・モニタリングカーのダスト・よう素測定装置

監視計器一覧（２／４）

対応手段			重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.17.2.1　放射性物質の濃度及び放射線量の測定の手順等				
(5) 可搬型放射線計測器等による放射性物質の濃度及び放射線量の測定	a．可搬型放射線計測器等による空気中の放射性物質の濃度の測定	判断基準	モニタ値	・排気筒ガスモニタ
			放射線量	・モニタリングステーション及びモニタリングポスト
				・可搬型モニタリングポスト
				・可搬型エリアモニタ
		操作	放射性物質の濃度	・GM 汚染サーベイメータ
				・NaI シンチレーションサーベイメータ
				・ZnS シンチレーションサーベイメータ
	b．可搬型放射線計測器による水中の放射性物質の濃度の測定	判断基準	モニタ値	・廃棄物処理設備排水モニタ
		操作	放射性物質の濃度	・GM 汚染サーベイメータ
				・NaI シンチレーションサーベイメータ
				・ZnS シンチレーションサーベイメータ
	c．可搬型放射線計測器による土壌中の放射性物質の濃度の測定	判断基準	モニタ値	・排気筒ガスモニタ
			放射線量	・モニタリングステーション及びモニタリングポスト
				・可搬型モニタリングポスト
				・可搬型エリアモニタ
		操作	放射性物質の濃度	・GM 汚染サーベイメータ
				・ZnS シンチレーションサーベイメータ
	d．海上モニタリング測定	判断基準	モニタ値	・排気筒ガスモニタ
			放射線量	・モニタリングステーション及びモニタリングポスト
				・可搬型モニタリングポスト
				・可搬型エリアモニタ
		操作	放射線量	・電離箱サーベイメータ
			放射性物質の濃度	・GM 汚染サーベイメータ
				・NaI シンチレーションサーベイメータ
				・ZnS シンチレーションサーベイメータ

監視計器一覧（３／４）

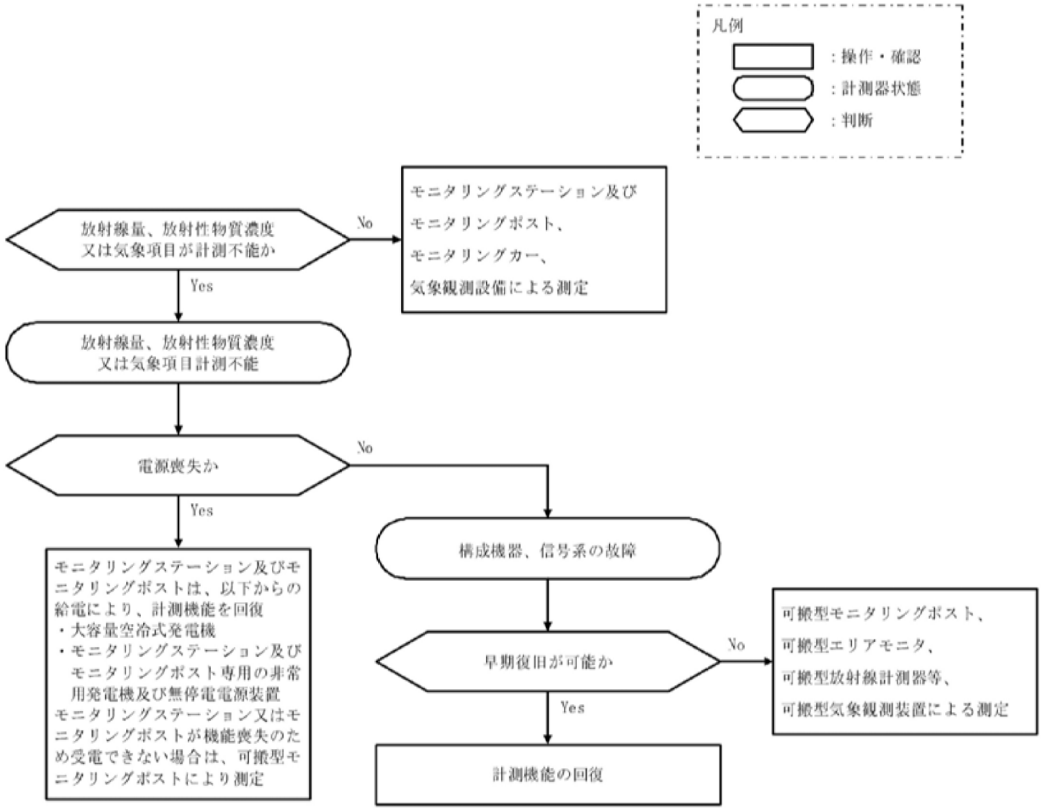
対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.17.2.1　放射性物質の濃度及び放射線量の測定の手順等			
(6) バックグラウンド低減対策等 a．モニタリングステーション及びモニタリングポストのバックグラウンド低減対策	判断基準	放射線量	・モニタリングステーション及びモニタリングポスト
	操作	放射線量	・モニタリングステーション及びモニタリングポスト

監視計器一覧（４／４）

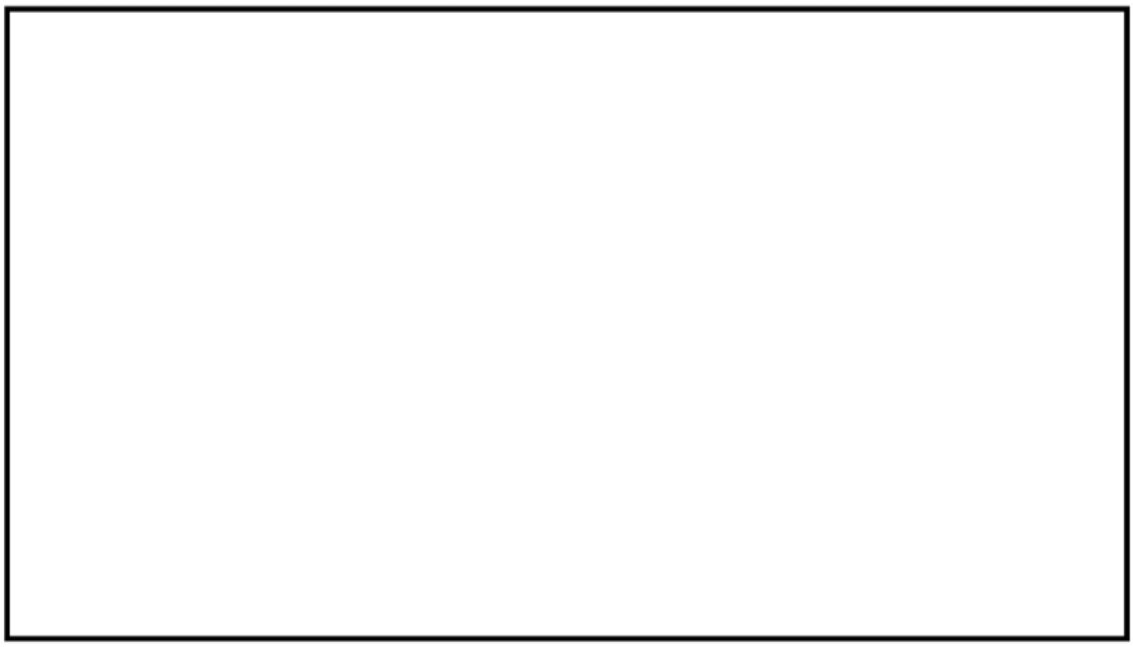
対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.17.2.2　風向、風速その他の気象条件の測定の手順等			
(1) 可搬型気象観測装置による気象観測項目の代替測定	判断基準	風向・風速 その他の気象条件	・気象観測設備
	操作	風向・風速 その他の気象条件	・可搬型気象観測装置

第1.17.3表　審査基準における要求事項毎の給電対象設備

対象条文	供給対象設備	給電元
【1.17】 監視測定等に関する手順等	モニタリングステーション	C特高開閉所 コントロールセンタ
	モニタリングポスト	C特高開閉所 コントロールセンタ

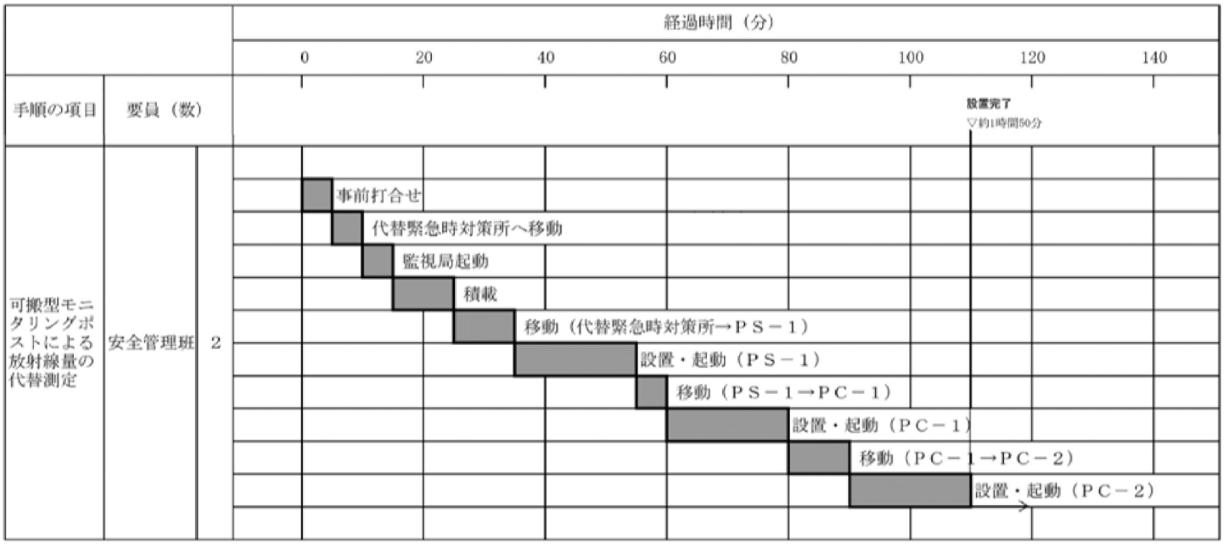


第 1.17.1 図　放射線量、放射性物質濃度又は気象観測項目計測不能時対応手順

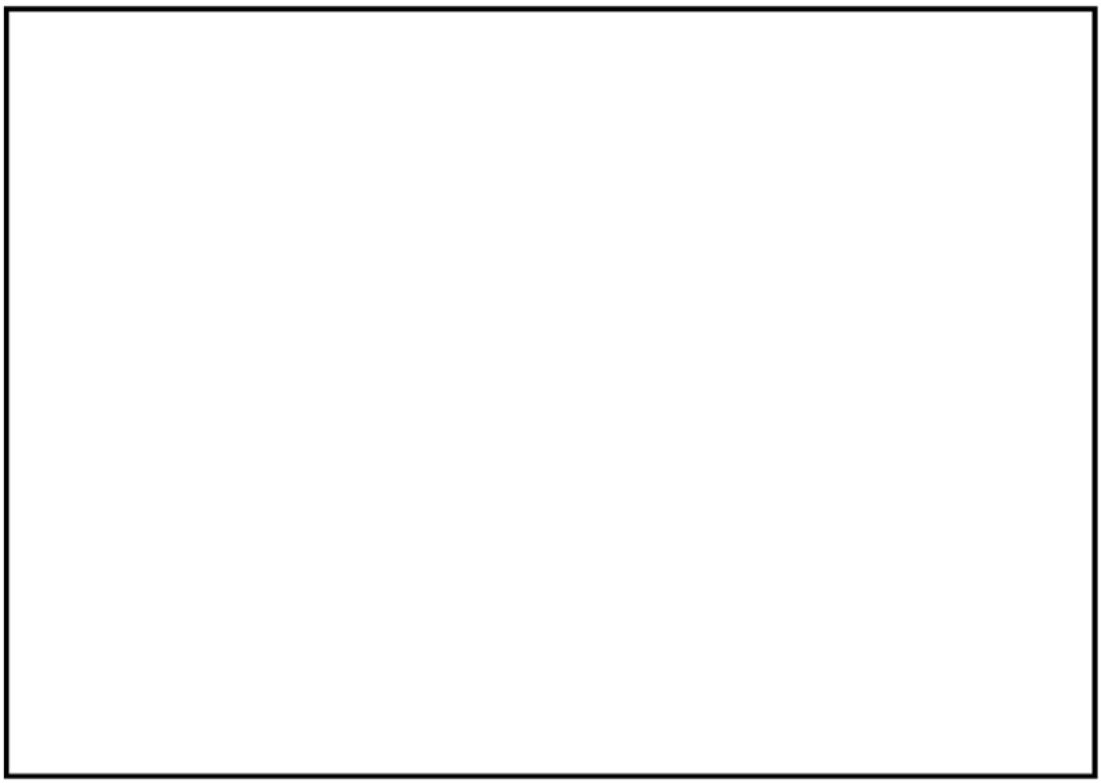


第 1.17.2 図　可搬型モニタリングポストの配置位置

：防護上の観点から公開できません。

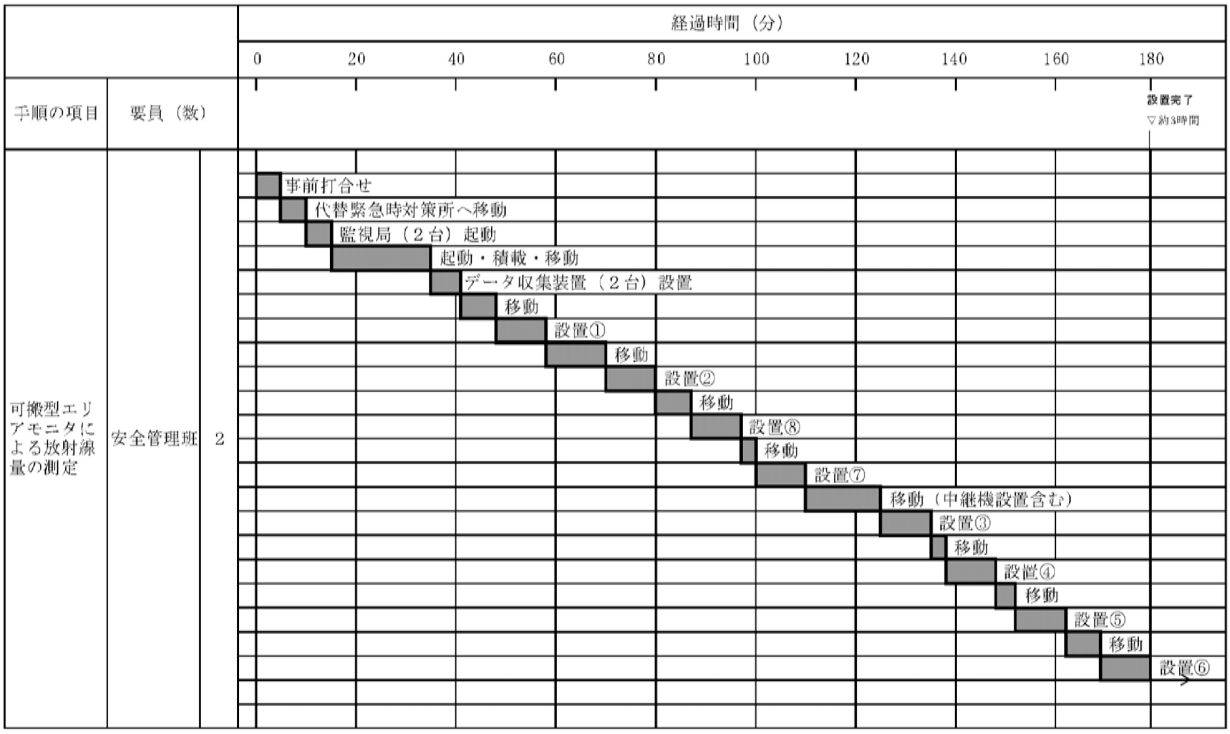


第1.17.3図　可搬型モニタリングポストによる放射線量の代替測定のタイムチャート

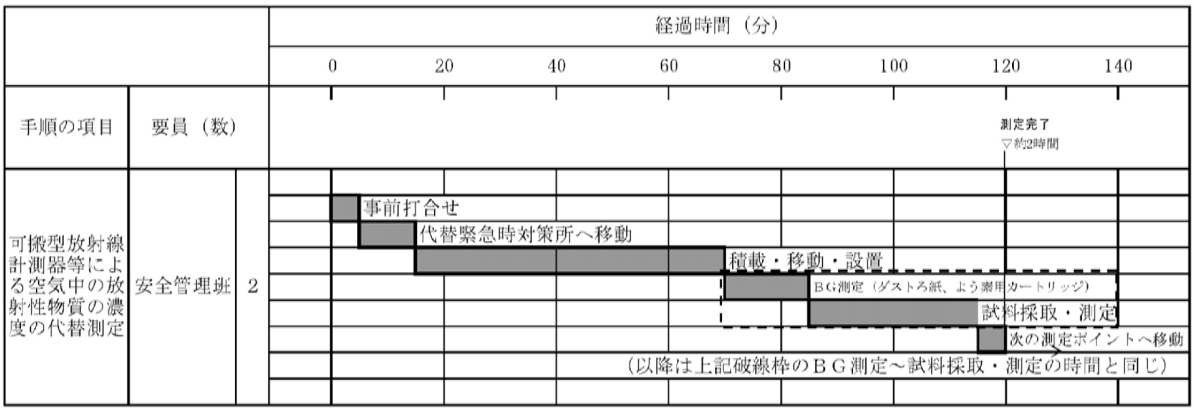


第1.17.4図　可搬型エリアモニタの配置位置

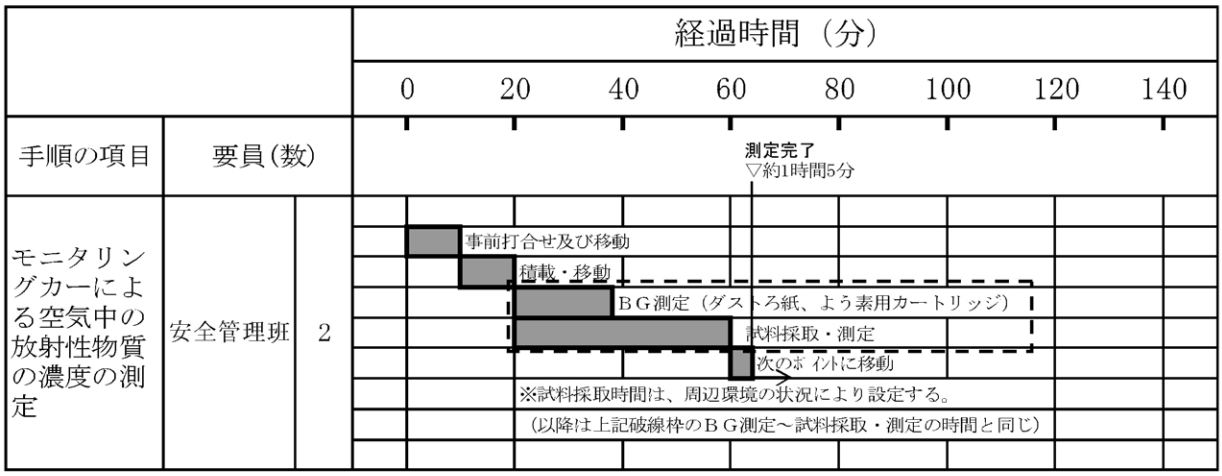
：防護上の観点から公開できません。



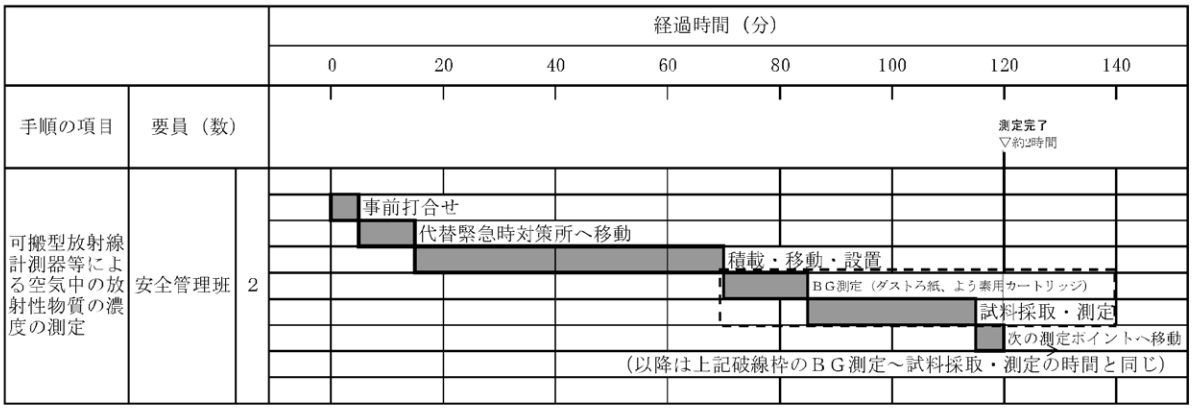
第 1.17.5 図　可搬型エリアモニタによる放射線量の測定のタイムチャート



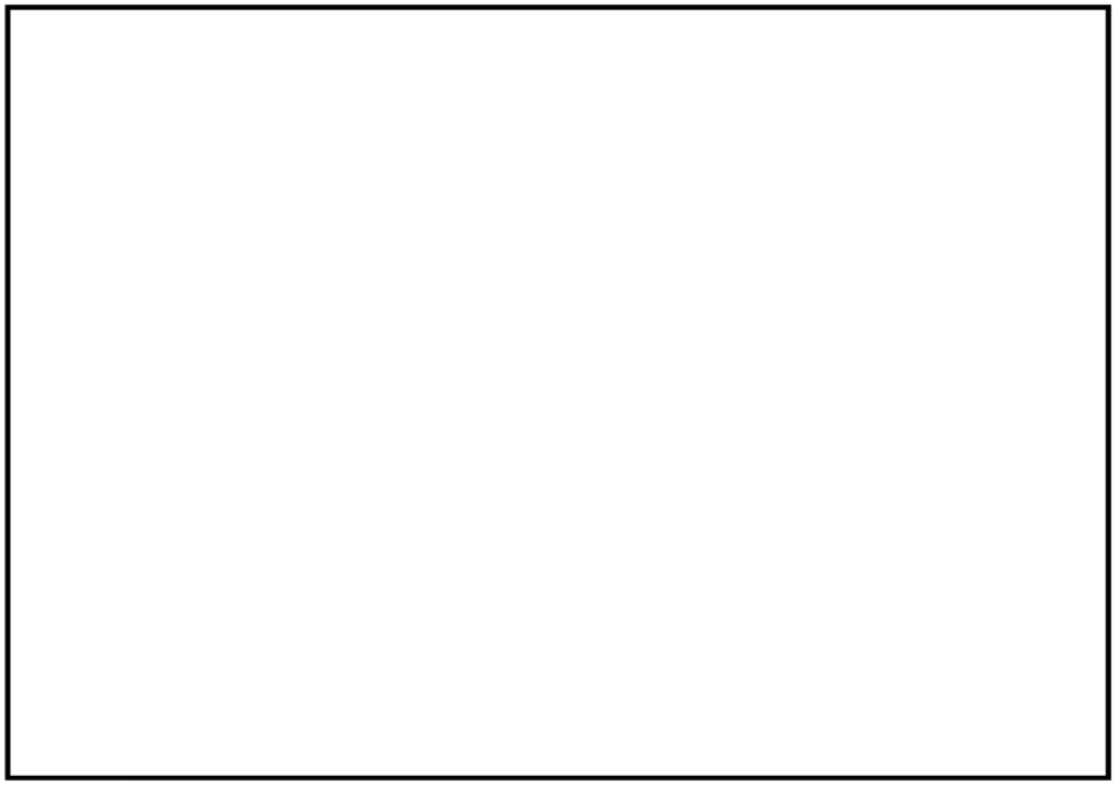
第 1.17.6 図　可搬型放射線計測器等による空気中の放射性物質の濃度の代替測定のタイムチャート



第1.17.7図　モニタリングカーによる空気中の放射性物質の濃度の測定のタイムチャート

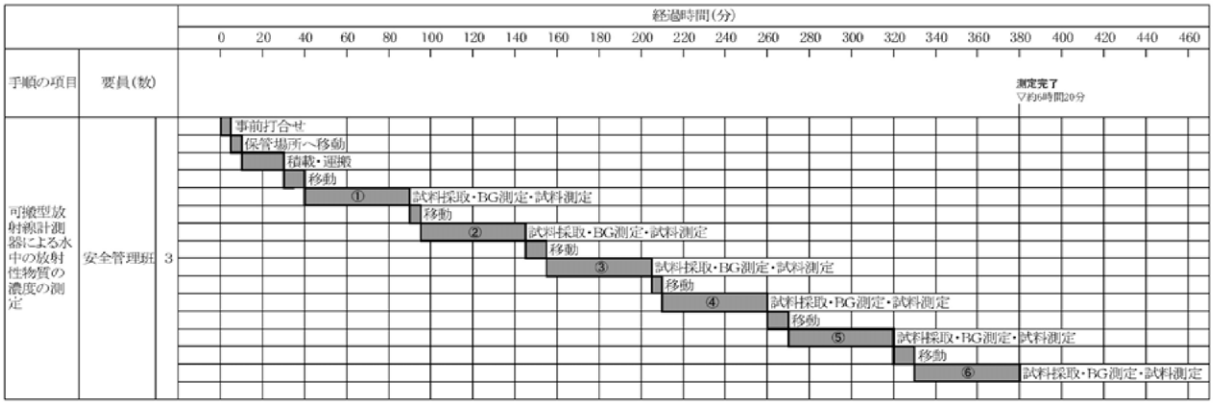


第1.17.8図　可搬型放射線計測器等による空気中の放射性物質の濃度の測定のタイムチャート

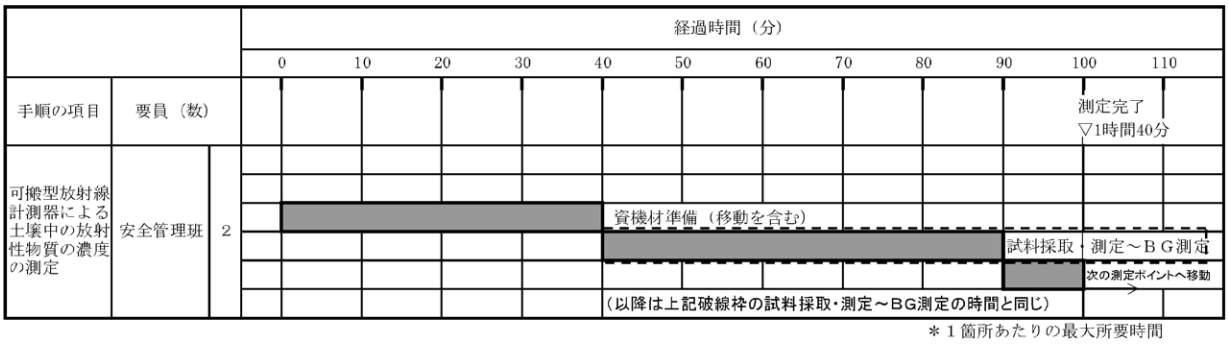


第 1.17.9 図　海水、排水の試料採取場所及び海上モニタリング

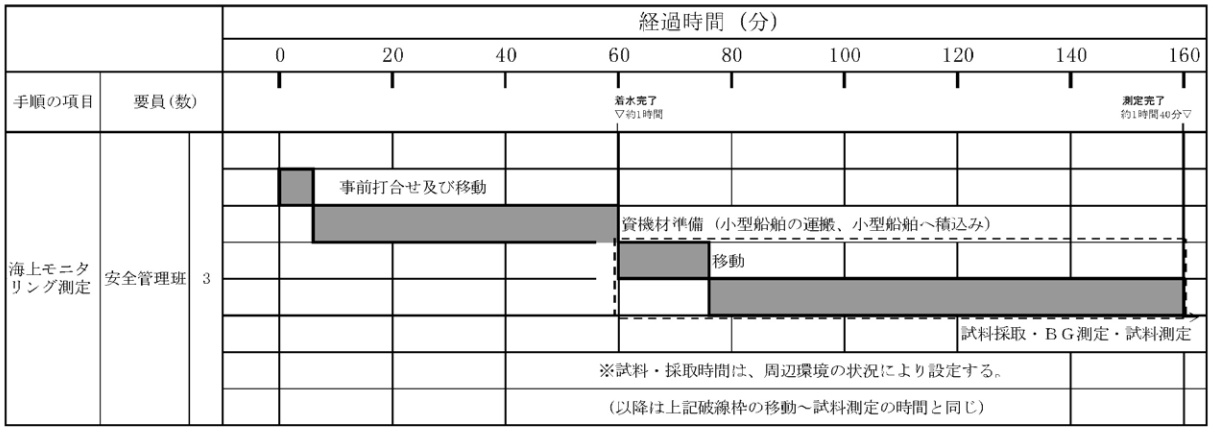
：防護上の観点から公開できません。



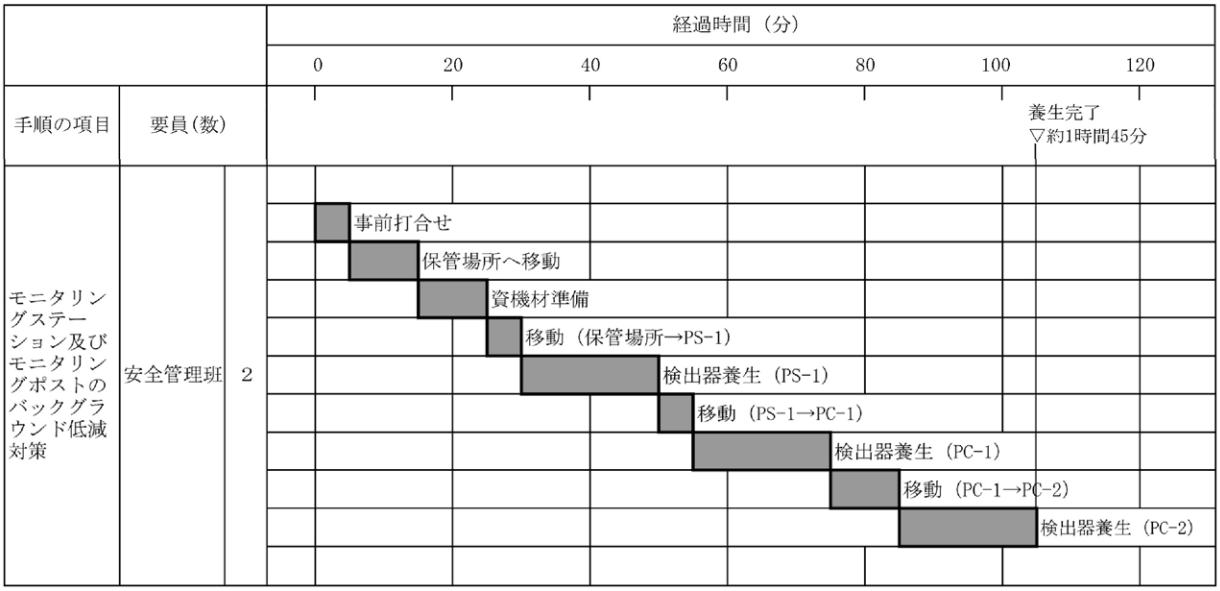
第 1.17.10 図　可搬型放射線計測器による水中の放射性物質の濃度の測定のタイムチャート



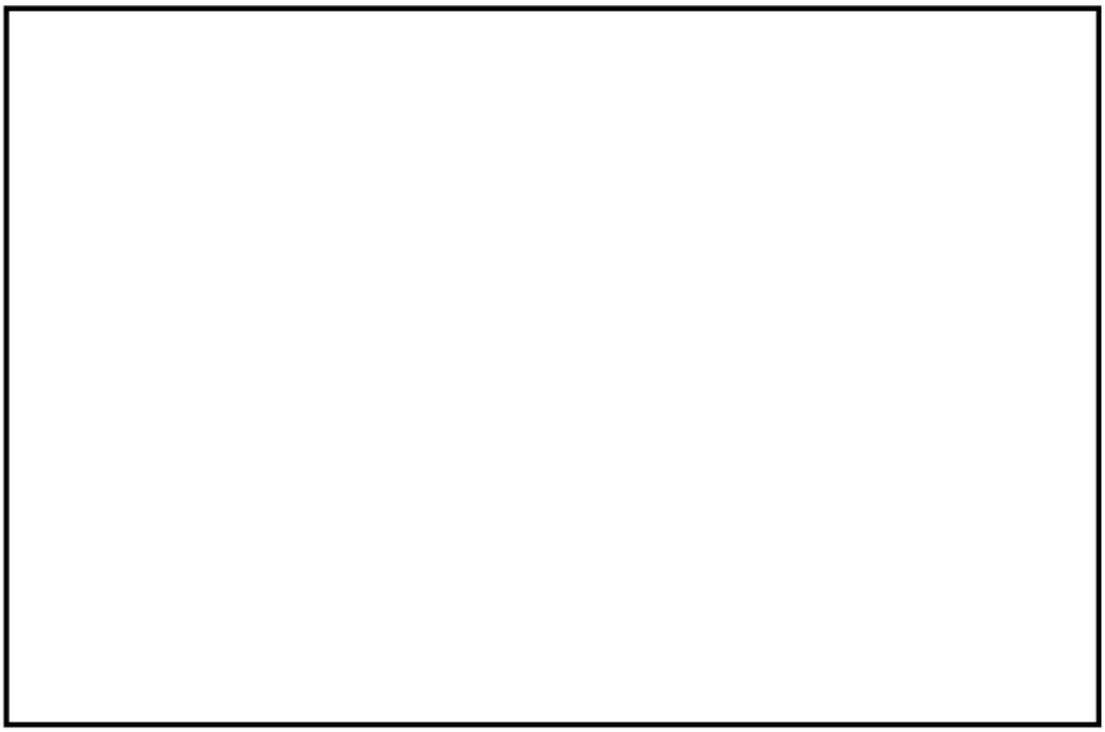
第 1.17.11 図　可搬型放射線計測器による土壌中の放射性物質の濃度の測定のタイムチャート



第 1.17.12 図　海上モニタリング測定のタイムチャート

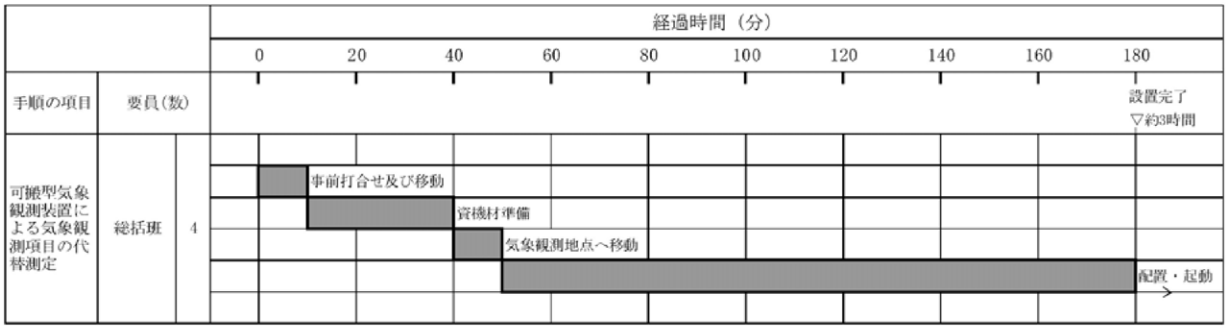


第 1.17.13 図　モニタリングステーション及びモニタリングポストのバックグラウンド低減対策のタイムチャート



第 1.17.14 図　可搬型気象観測装置の配置図

：防護上の観点から公開できません。



第 1.17.15 図　可搬型気象観測装置による気象観測項目の代替測定のタイムチャート

1.18 緊急時対策所の居住性等に関する手順等

（代替緊急時対策所）

＜　目　次　＞

1.18.1 対応手段と設備の選定
(1)　対応手段と設備の選定の考え方
(2)　対応手段と設備の選定の結果
1.18.2 重大事故等時の手順等
1.18.2.1 居住性を確保するための手順等
(1)　代替緊急時対策所立ち上げの手順
a.　代替緊急時対策所空気浄化装置運転手順
b.　代替緊急時対策所加圧設備による空気供給準備手順
c.　代替緊急時対策所内の酸素濃度及び二酸化炭素濃度の測定手順
(2)　原子力災害対策特別措置法第10条特定事象発生時の手順
a.　代替緊急時対策所エリアモニタ設置手順
b.　その他の手順項目にて考慮する手順
(3)　重大事故等が発生した場合の放射線防護等に関する手順等
a.　代替緊急時対策所にとどまる要員について
b.　代替緊急時対策所加圧設備への切替準備手順
c.　代替緊急時対策所加圧設備への切替手順
d.　代替緊急時対策所空気浄化装置への切替手順
1.18.2.2 重大事故等に対処するために必要な指示及び通信連絡に関する手順等
(1)　代替緊急時対策所の情報収集設備によるプラントパラメータ等の

監視手順

(2) 重大事故等に対処するための対策の検討に必要な資料の整備

(3) 通信連絡に関する手順等

1.18.2.3 必要な数の要員の収容に係る手順等

(1) 放射線管理

a. 放射線管理用資機材の維持管理等

b. チェンジングエリアの設置及び運用手順

c. 代替緊急時対策所空気浄化装置の切替手順

(2) 飲料水、食料等

1.18.2.4 代替電源設備からの給電手順

(1) 代替緊急時対策所用発電機による給電

a. 代替緊急時対策所用発電機準備手順

b. 代替緊急時対策所用発電機起動手順

c. 代替緊急時対策所用発電機の切替及び燃料補給手順

d. 代替緊急時対策所用発電機の待機運転手順

1.18 緊急時対策所の居住性等に関する手順等

＜要求事項＞

発電用原子炉設置者において、緊急時対策所に関し、重大事故等が発生した場合においても、重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員が緊急時対策所にとどまり、重大事故等に対処するために必要な指示を行うとともに、発電用原子炉施設の内外の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡し、重大事故等に対処するために必要な数の要員を収容する等の現地対策本部としての機能を維持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　「現地対策本部としての機能を維持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。

a）重大事故が発生した場合においても、放射線防護措置等により、重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員がとどまるために必要な手順等を整備すること。

b）緊急時対策所が、代替交流電源設備からの給電を可能とすること。

c）対策要員の装備（線量計及びマスク等）が配備され、放射線管理が十分できること。

d）資機材及び対策の検討に必要な資料を整備すること。

e）少なくとも外部からの支援なしに１週間、活動するための飲料水及び食料等を備蓄すること。

２　「重大事故等に対処するために必要な数の要員」とは、「重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員」に加え、少なくとも原子炉格納容器の破損等による工場等外への放射性物質の拡散を抑制するための対策に対処するために必要な数の要員を含むものとする。

代替緊急時対策所には、重大事故等が発生した場合においても、重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員等が代替緊急時対策所にとどまり、重大事故等に対処するために必要な指示を行うとともに、発電所の内外の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡し、重大事故等に対処するために必要な数の要員を収容する等の緊急時対策本部としての機能を維持するために必要な設備を整備する。ここでは、代替緊急時対策所の設備を活用した手順等について説明する。

1.18.1 対応手段と設備の選定

(1) 対応手段と設備の選定の考え方

重大事故等が発生した場合においても、重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員等がとどまり、重大事故等に対処するために必要な指示を行うとともに、発電所内外の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡し、重大事故等に対処するために必要な数の要員を収容する等の緊急時対策本部としての機能を維持するために必要な対応手段及び重大事故等対処設備を選定する。

重大事故等対処設備の他に、多様性拡張設備※1を用いた対応手段を選定する。

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

また、代替緊急時対策所の電源は、通常、発電所の交流動力電源から給電されている。

この発電所からの給電が喪失した場合は、その機能を代替するための機能、相互関係を明確にした上で、想定する故障に対応できる対応手段及び重大事故等対処設備を選定する（第1.18.1図）。（以下「機能喪失原因対策分析」という。）

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六十一条及び技術基準規則第七十六条（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。

(2) 対応手段と設備の選定の結果

機能喪失原因対策分析の結果、並びに審査基準及び基準規則要求により選定した対応手段とその対応に使用する重大事故等対処設備と多様性拡張設備を以下に示す。

なお、機能喪失を想定する設計基準事故対処設備、重大事故等対処設備、多様性拡張設備及び整備する手順についての関係を第1.18.1表及び第1.18.2表に示す。

a. 重大事故等が発生した場合においても、重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員等が代替緊急時対策所にとどまるために必要な対応手段及び設備

(a) 対応手段

重大事故等が発生した場合において、環境に放出された放射性物質等による放射線被ばくから重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員等を防護するため、代替緊急時対策所の居住性を確保する手段がある。

代替緊急時対策所の居住性を確保するための設備は以下のとおり。

- 緊急時対策所遮へい（代替緊急時対策所）
- 代替緊急時対策所空気浄化ファン
- 代替緊急時対策所空気浄化フィルタユニット
- 代替緊急時対策所加圧設備
- 代替緊急時対策所エリアモニタ
- 可搬型エリアモニタ

・　酸素濃度計

・　二酸化炭素濃度計

代替緊急時対策所から重大事故等に対処するために必要な指示を行うために必要な情報を把握し、発電所内外の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡するための手段がある。

必要な情報を把握するための設備及び必要な通信連絡を行うための設備は以下のとおり。

・　緊急時運転パラメータ伝送システム（SPDS）

・　SPDSデータ表示装置

・　携帯型通話設備

・　衛星携帯電話設備

・　無線連絡設備

・　統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備（テレビ会議システム、IP電話、衛星通信装置（電話）、IP-FAX）

・　運転指令設備

・　電力保安通信用電話設備

・　テレビ会議システム（社内）

・　加入電話設備

代替緊急時対策所の電源として、代替電源設備からの給電を確保するための手段がある。

代替緊急時対策所の代替電源設備からの給電を確保するための設備は以下のとおり。

・　代替緊急時対策所用発電機

・　燃料油貯蔵タンク

・　タンクローリ

・　大容量空冷式発電機※2

※2　緊急時運転パラメータ伝送システム（SPDS）への給電に用いる。

(b) 重大事故等対処設備と多様性拡張設備

審査基準及び基準規則に要求される緊急時対策所遮へい（代替緊急時対策所）、代替緊急時対策所空気浄化ファン及び代替緊急時対策所空気浄化フィルタユニット（以下「代替緊急時対策所空気浄化装置」という。）、代替緊急時対策所加圧設備、代替緊急時対策所エリアモニタ、可搬型エリアモニタ、酸素濃度計、緊急時運転パラメータ伝送システム（SPDS）、SPDSデータ表示装置、携帯型通話設備、衛星携帯電話設備、無線連絡設備のうち無線通話装置（固定型※3、携帯型※3）及び統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備（テレビ会議システム、IP電話、衛星通信装置（電話）、IP-FAX）は重大事故等対処設備として位置づける。

二酸化炭素濃度は、酸素濃度同様、居住性に関する重要な制限要素であることから、二酸化炭素濃度計は重大事故等対処設備として位置づける。

機能喪失原因対策分析の結果により選定した、代替緊急時対策所の代替電源設備からの給電を確保するための手段に使用する設備のうち、代替緊急時対策所用発電機、大容量空冷式発電機、燃料油貯蔵タンク及びタンクローリは重大事故等対処設備

として位置づける。

これらの選定した設備は、審査基準及び基準規則に要求される設備がすべて網羅されている。

以上の重大事故等対処設備において、発電所外（社内外）との通信連絡を行うことが可能であることから、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。

・ 運転指令設備、電力保安通信用電話設備、テレビ会議システム（社内）、無線連絡設備のうち無線通話装置（固定型※4、携帯型※4）、加入電話設備

耐震Ｓクラスではなく Ss機能維持を担保できないが、設備が健全である場合は、発電所内及び発電所外（社内外）の通信連絡を行うための手段として有効である。

※３　モニタリング用は除く。

※４　モニタリング用。

b.　手順等

上記のa.により選定した対応手段に係る手順を整備する。

これらの手順は、本部長※5を主体とした緊急時対策本部の安全管理班員※6及び総括班他※7の対応として代替緊急時対策所の運用に関する手順、通信連絡設備の運用に関する手順等に定める（第1.18.1表、第1.18.2表）。

また、事故時に監視が必要となる計器及び給電が必要となる設備についても整備する（第1.18.3表、第1.18.4表）。

※５　本部長：所長（原子力防災管理者）をいう。

※６　安全管理班員：緊急時対策本部の安全管理班の班員をいう。

※７　総括班他：緊急時対策本部の総括班及び緊急時対策本部要員をいう。

1.18.2 重大事故等時の手順等

1.18.2.1 居住性を確保するための手順等

重大事故等が発生した場合においても、重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員等の被ばく線量を７日間で100mSvを超えないようにするために必要な対応手段として、緊急時対策所遮へい（代替緊急時対策所）、代替緊急時対策所空気浄化装置、酸素濃度計及び二酸化炭素濃度計により、代替緊急時対策所にとどまるために必要な居住性を確保する。

環境に放射性物質等が放出された場合、可搬型エリアモニタにより、代替緊急時対策所に向かって放出される放射性物質による放射線量を測定及び監視し、代替緊急時対策所加圧設備による希ガス等の放射性物質の侵入を防止することで、重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員等を防護する。

また、万が一、希ガス等の放射性物質が代替緊急時対策所内に侵入した場合においても、代替緊急時対策所エリアモニタにて監視、測定することにより、代替緊急時対策所内への放射性物質の侵入を低減する。

代替緊急時対策所内が事故対策のための活動に支障がない酸素濃度及び二酸化炭素濃度の範囲にあることを把握する。

これらを踏まえ事故状況の進展に応じた手順とする。

(1)　代替緊急時対策所立ち上げの手順

緊急時体制が発令された場合、代替緊急時対策所を使用し、緊急時対策本部を設置するための準備として、代替緊急時対策所を立ち上げるための手順を整備する。

a. 代替緊急時対策所空気浄化装置運転手順

緊急時体制が発令された場合、緊急時対策本部要員は、代替緊急時対策所を拠点として活動を開始する。代替緊急時対策所で活動する緊急時対策本部要員の必要な換気量の確保及び被ばくの低減のため、代替緊急時対策所空気浄化装置を運転する。

全交流動力電源喪失時は、代替電源設備からの給電により、代替緊急時対策所空気浄化ファンを運転する。

代替緊急時対策所空気浄化ファンを接続、起動し、必要な換気量を確保するとともに、代替緊急時対策所空気浄化フィルタユニットを通気することにより放射性物質の侵入を低減するための手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

緊急時体制が発令された場合。

(b) 操作手順

代替緊急時対策所立ち上げ時の代替緊急時対策所空気浄化装置運転手順の概要は以下のとおり。代替緊急時対策所空気浄化装置の概略系統図を第1.18.2図に、代替緊急時対策所空気浄化装置運転の概略系統図を第1.18.3図に、タイムチャートを第1.18.4図に示す。

① 本部長は、手順着手の判断基準に基づき、総括班他に代替緊急時対策所空気浄化装置の起動を指示する。

② 総括班他は、代替緊急時対策所空気浄化装置と仮設ダク

ト及び電源ケーブルを接続する。

③　総括班他は、使用側の代替緊急時対策所給気手動ダンパが調整開であることを確認する。

④　総括班他は、待機側の代替緊急時対策所給気手動ダンパが閉であることを確認する。

⑤　総括班他は、代替緊急時対策所内に設置する200V分電盤にて使用側の代替緊急時対策所空気浄化ファンを起動する。

⑥　総括班他は、代替緊急時対策所空気浄化装置の流量を確認し、必要により、代替緊急時対策所給気手動ダンパを操作し、流量（17～25m^3／min）を調整する。

⑦　総括班他は、代替緊急時対策所排気手動ダンパを操作し、室内の圧力を微正圧（100Pa[gage]）に調整する。

（c）操作の成立性

上記の現場対応は総括班他４名により作業を実施する。代替緊急時対策所空気浄化装置の運転開始までの所要時間は一連の操作完了まで約30分と想定する。

円滑に作業ができるように、アクセスルートを確保し、防護具、可搬型照明、通信設備を整備する。

b.　代替緊急時対策所加圧設備による空気供給準備手順

緊急時体制が発令された場合、原子炉格納容器から希ガス等の放射性物質が放出された場合に備え、代替緊急時対策所加圧設備の系統構成を行う。

代替緊急時対策所加圧設備の系統構成を行い、漏えい等がない

ことを確認し、切替えの準備を行う手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

緊急時体制が発令された場合。

(b) 操作手順

代替緊急時対策所加圧設備による空気供給準備手順の概要は以下のとおり。概略系統図を第1.18.3図に、タイムチャートを第1.18.5図に示す。

① 本部長は、手順着手の判断基準に基づき、総括班他に代替緊急時対策所加圧設備の系統構成（空気ボンベから流量調整ユニットまで）を指示する。

② 総括班他は、代替緊急時対策所加圧設備の系統構成（空気ボンベから流量調整ユニットまで）を行い、各部の漏えい等がないことを確認する。

(c) 操作の成立性

上記の現場対応は総括班他２名により作業を実施する。代替緊急時対策所加圧設備の系統構成完了までの所要時間は約30分と想定する。

円滑に作業ができるように、アクセスルートを確保し、防護具、可搬型照明、通信設備を整備する。

c. 代替緊急時対策所内の酸素濃度及び二酸化炭素濃度の測定手順

緊急時体制が発令され、代替緊急時対策所の使用を開始した場

合、代替緊急時対策所の居住性確保の観点から、代替緊急時対策所内の酸素濃度及び二酸化炭素濃度の測定を行う。

酸素濃度及び二酸化炭素濃度の測定を行う手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

緊急時体制が発令された場合。

(b) 操作手順

代替緊急時対策所内の酸素濃度及び二酸化炭素濃度の測定手順の概要は以下のとおり。

① 本部長は、手順着手の判断基準に基づき、総括班他に代替緊急時対策所内の酸素濃度及び二酸化炭素濃度の測定を指示する。

② 総括班他は、酸素濃度計及び二酸化炭素濃度計にて代替緊急時対策所内の酸素濃度及び二酸化炭素濃度の測定を開始する。

③ 総括班他は、代替緊急時対策所内の酸素濃度が18%以上又は二酸化炭素濃度が0.5%以下を維持できない場合は、代替緊急時対策所給気手動ダンパ及び排気手動ダンパの開度調整により、換気率を調整する。

なお、代替緊急時対策所加圧設備を使用している場合において、酸素濃度が19%以上又は二酸化炭素濃度が1.0%以下を維持できない場合は、代替緊急時対策所内に設置されている代替緊急時対策所加圧設備の流量調整ユニット流量調整弁及び排気手動ダンパの開度調整により、空気流入

量を調整する。

(c) 操作の成立性

上記の代替緊急時対策所内対応は総括班他２名により作業を実施する。室内での測定、弁及びダンパの調整のみであるため、短時間での対応が可能である。

(2) 原子力災害対策特別措置法第10条特定事象発生時の手順

a. 代替緊急時対策所エリアモニタ設置手順

原子炉格納容器から希ガス等の放射性物質が放出された場合に代替緊急時対策所内への放射性物質等の侵入量を微量のうちに検知し、代替緊急時対策所内の緊急時対策本部要員の被ばくを低減するため、代替緊急時対策所内に代替緊急時対策所エリアモニタを設置する。

原子力災害対策特別措置法第10条特定事象が発生した場合に、代替緊急時対策所内へ代替緊急時対策所エリアモニタを設置する手順を整備する。

３号炉及び４号炉原子炉格納容器と代替緊急時対策所の中間位置に設置する可搬型エリアモニタは、代替緊急時対策所を加圧するための判断に用いる。

(a) 手順着手の判断基準

原子力災害対策特別措置法第10条特定事象が発生した場合。

(b) 操作手順

代替緊急時対策所エリアモニタ設置手順の概要は以下のとおり。タイムチャートを第1.18.6図に示す。

① 本部長は、手順着手の判断基準に基づき、安全管理班員に代替緊急時対策所エリアモニタ設置を指示する。

② 安全管理班員は、代替緊急時対策所エリアモニタを設置し、起動する。

(c) 操作の成立性

上記の代替緊急時対策所内対応は安全管理班員２名により作業を実施する。代替緊急時対策所エリアモニタ起動までの所要時間は約10分と想定する。

b. その他の手順項目にて考慮する手順

３号炉及び４号炉原子炉格納容器と代替緊急時対策所の中間位置に設置する可搬型エリアモニタを設置する手順は「1.17 監視測定等に関する手順等」に整備する。

(3) 重大事故等が発生した場合の放射線防護等に関する手順等

重大事故等が発生した場合、重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員等を防護し、居住性を確保するための手順を整備する。

a. 代替緊急時対策所にとどまる要員について

プルーム通過中においても、代替緊急時対策所にとどまる要員

は、休憩、仮眠をとるための交代要員を考慮して、重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員49名と、原子炉格納容器の破損等による発電所外への放射性物質の拡散を抑制するために必要な要員30名の合計79名と想定している。

プルーム放出のおそれがある場合、本部長は、この要員数を目安とし、最大収容可能人数（100名）の範囲で代替緊急時対策所にとどまる要員を判断する。

b. 代替緊急時対策所加圧設備への切替準備手順

プルーム放出のおそれがある場合、プルーム放出に備え、パラメータの監視を強化し、加圧操作要員を配置する。

プルーム放出に備え、パラメータの監視強化及び代替緊急時対策所加圧設備による加圧操作の要員配置を行うための手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

プルーム放出のおそれがある場合。

具体的には以下のいずれかに該当した場合をいう。

- プルーム放出前の段階において、直接線、スカイシャイン線により、可搬型エリアモニタの指示が0.1mSv／h以上となった場合。
- 当直課長から炉心損傷が生じた旨の連絡、情報があった場合。又は、代替緊急時対策所内でのプラント状態監視の結果、本部長が炉心損傷の可能性を踏まえ、プルーム放出に備える必要があると判断した場合。

・　炉心損傷前であって当直課長から原子炉格納容器破損が生じた旨の連絡、情報があった場合。又は、代替緊急時対策所内でのプラント状態監視の結果、本部長が原子炉格納容器破損の可能性を踏まえ、プルーム放出に備える必要があると判断した場合。

(b) 操作手順

代替緊急時対策所加圧設備への切替準備手順の概要は以下のとおり。タイムチャートを第1.18.7図に示す。

① 本部長は、手順着手の判断基準に基づき、プルーム放出に備え、総括班他へパラメータの監視強化及び代替緊急時対策所加圧設備による加圧操作の要員配置を指示する。

② 総括班他は、代替緊急時対策所エリアモニタ及び可搬型エリアモニタの監視強化を行う。

③ 総括班他は、加圧操作の要員を配置する。

(c) 操作の成立性

上記の代替緊急時対策所内対応は総括班他4名により作業を実施する。室内での要員の配置等のみであるため、短時間での対応が可能である。

なお、直接線、スカイシャイン線では8方位に設置する可搬型エリアモニタのうち複数台の指示上昇が予想されることから、加圧判断に用いる可搬型エリアモニタ以外の可搬型エリアモニタの指示値も参考とする。

c. 代替緊急時対策所加圧設備への切替手順

原子炉格納容器から希ガス等の放射性物質が放出され、代替緊急時対策所に接近した場合、代替緊急時対策所内への希ガス等の放射性物質の侵入を防止するため、代替緊急時対策所空気浄化装置を停止し、代替緊急時対策所加圧設備による代替緊急時対策所内の加圧を行う。

代替緊急時対策所加圧設備による代替緊急時対策所内の加圧を行う手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

以下のいずれかに該当した場合。

・ 可搬型エリアモニタの指示が10mSv／h以上となった場合。
・ 代替緊急時対策所エリアモニタの指示が0.5mSv／h以上となった場合。

(b) 操作手順

代替緊急時対策所加圧設備により代替緊急時対策所内を加圧する手順の概要は以下のとおり。概略系統図を第1.18.8図に、タイムチャートを第1.18.9図に示す。

① 本部長は、手順着手の判断基準に基づき、総括班他に代替緊急時対策所加圧設備による代替緊急時対策所内加圧の開始を指示する。

② 総括班他は、代替緊急時対策所排気手動ダンパを閉とする。

③ 総括班他は、代替緊急時対策所給気手動ダンパを閉とす

る。

④　総括班他は、代替緊急時対策所内の200V分電盤にて代替緊急時対策所空気浄化ファンを停止する。

⑤　総括班他は、代替緊急時対策所内に設置されている空気供給元弁を開とし、流量（3.8m^3／min以上）を調整する。

⑥　総括班他は、代替緊急時対策所排気手動ダンパにて排気側を操作し、代替緊急時対策所内が微正圧（100Pa[gage]）となるよう圧力を調整する。

なお、代替緊急時対策所加圧設備による代替緊急時対策所内加圧時の酸素濃度及び二酸化炭素濃度の監視手順については、「(1)　代替緊急時対策所立ち上げの手順　c.代替緊急時対策所内の酸素濃度及び二酸化炭素濃度の測定手順」に示す。

(c) 操作の成立性

上記の代替緊急時対策所内対応は総括班他３名により作業を実施する。代替緊急時対策所加圧設備による代替緊急時対策所内の加圧開始までの所要時間は約２分と想定する。

d.　代替緊急時対策所空気浄化装置への切替手順

代替緊急時対策所周辺から希ガスの影響が減少した場合に代替緊急時対策所加圧設備による加圧を停止し、代替緊急時対策所空気浄化装置を起動する手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

可搬型エリアモニタ及び代替緊急時対策所エリアモニタにて

放射線量を継続的に監視し、その指示値がプルーム接近時の指示値に比べ急激に低下した場合。

(b) 操作手順

代替緊急時対策所加圧設備から代替緊急時対策所空気浄化装置への切替手順の概要は以下のとおり。概略系統図を第1.18.3図に、タイムチャートを第1.18.10図に示す。

① 本部長は、手順着手の判断基準に基づき、総括班他に代替緊急時対策所加圧設備から代替緊急時対策所空気浄化装置への切替えを指示する。

② 総括班他は、代替緊急時対策所内に設置する200V分電盤にて代替緊急時対策所空気浄化ファンを起動する。

③ 総括班他は、代替緊急時対策所給気手動ダンパを操作し、流量（17～25m^3／min）を調整する。

④ 総括班他は、流量調整ユニット出口弁を閉とし、代替緊急時対策所加圧設備による加圧を停止する。

⑤ 総括班他は、排気手動ダンパを操作し、代替緊急時対策所内が微正圧（100Pa[gage]）となるよう圧力を調整する。

なお、代替緊急時対策所空気浄化装置運転時の酸素濃度及び二酸化炭素濃度の監視手順については、「(1) 代替緊急時対策所立ち上げの手順 c.代替緊急時対策所内の酸素濃度及び二酸化炭素濃度の測定手順」に示す。

(c) 操作の成立性

上記の代替緊急時対策所内対応は総括班他３名により作業を

実施する。代替緊急時対策所加圧設備による代替緊急時対策所内の加圧停止までの所要時間は約２分と想定する。

なお、代替緊急時対策所空気浄化装置への切替えを判断する場合は、モニタリングステーション、モニタリングポスト、可搬型モニタリングポスト及び加圧判断に用いる可搬型エリアモニタ以外の可搬型エリアモニタの指示値も参考とする。

1.18.2.2 重大事故等に対処するために必要な指示及び通信連絡に関する手順等

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指示を行う要員等が、代替緊急時対策所の情報収集設備及び代替緊急時対策所の通信連絡設備により、必要なプラントパラメータ等を監視又は収集し、重大事故等に対処するために必要な情報を把握するとともに、重大事故等に対処するための対策の検討を行う。

また、重大事故等に対処するための対策の検討に必要な資料を、代替緊急時対策所に整備する。

重大事故等が発生した場合において、代替緊急時対策所の通信連絡設備により、発電所内外の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行う。

全交流動力電源喪失時は、代替電源設備からの給電により、代替緊急時対策所の情報収集設備及び通信連絡設備を使用する。

(1) 代替緊急時対策所の情報収集設備によるプラントパラメータ等の監視手順

重大事故等が発生した場合、代替緊急時対策所の情報収集設備で

ある緊急時運転パラメータ伝送システム（SPDS）及びSPDSデータ表示装置により重大事故等に対処するために必要なプラントパラメータ等を監視する手順を整備する。

a. 手順着手の判断基準

緊急時体制が発令された場合。

b. 操作手順

SPDSデータ表示装置を起動し、監視する手順の概要は以下のとおり。概略系統図を第1.18.11図に示す。

なお、緊急時運転パラメータ伝送システム（SPDS）については、常時、伝送が行われており、操作は必要ない。

① 総括班他は、手順着手の判断基準に基づき、SPDSデータ表示装置の接続を確認し、端末（PC）を起動する。

② 総括班他は、SPDSデータ表示装置にて、各パラメータを監視する。

c. 操作の成立性

上記の代替緊急時対策所内対応は総括班他１名により作業を実施する。室内での端末起動等のみであるため、短時間での対応が可能である。

(2) 重大事故等に対処するための対策の検討に必要な資料の整備

重大事故等に対処するための対策の検討に必要な資料を代替緊急時対策所に配備し、資料が更新された場合には資料の差替えを行い、

常に最新となるよう通常時から維持、管理する。

(3) 通信連絡に関する手順等

重大事故等が発生した場合において、代替緊急時対策所の通信連絡設備により、中央制御室、屋内外の作業場所、本店、国、地方公共団体、その他関係機関等の発電所内外の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行うための手順を整備する。

重大事故等対処に係る通信連絡設備一覧を第1.18.5表に、概略系統図を第1.18.11図に示す。

発電所内外の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行うための通信連絡設備の使用方法等、必要な手順の詳細は「1.19 通信連絡に関する手順等」にて整備する。

1.18.2.3 必要な数の要員の収容に係る手順等

代替緊急時対策所は、緊急時対策所エリアとチェンジングエリアの2区画で構成しており、緊急時対策所エリアには、重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員に加え、原子炉格納容器の破損等による発電所外への放射性物質の拡散を抑制するための対策に対処するために必要な数の要員を含めた重大事故等に対処するために必要な数の要員として最大100名を収容する。

要員の収容に当たっては、重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員と現場作業を行う要員等との輻輳を避けるレイアウトとなるよう考慮する。また、要員の収容が適切に行えるようトイレや休憩スペース等を整備するとともに、収容する要員に必要な放射線管理を行うための資機材、飲料水、食料等を整備し、維持、管理する。

(1) 放射線管理

a. 放射線管理用資機材の維持管理等

代替緊急時対策所には、1週間外部からの支援がなくとも対策要員が使用する十分な数量の装備（線量計、マスク等）を配備するとともに、通常時から維持、管理し、重大事故等が発生した場合には、防護具等の使用及び管理を適切に運用し、十分な放射線管理を行う。

本部長は、重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員や現場作業を行う要員等の被ばく線量管理を行うため、ポケット線量計を常時装着させるとともに線量評価を行う。また、作業に必要な放射線管理用資機材を用いて作業現場の放射線量測定等を行う。

また、本部長は、代替緊急時対策所空気浄化フィルタユニットの線量を監視するため、可搬型エリアモニタを設置するとともに、線量が上昇した場合は、周辺に立入りを制限する区域を設ける等の対応を行う。

b. チェンジングエリアの設置及び運用手順

チェンジングエリアには、防護具の着替えエリア、緊急時対策本部要員の放射性物質による汚染を確認するためのサーベイエリア及び現場作業を行う要員等の放射性物質による汚染が確認された場合の除染エリアを設け、安全管理班員が身体サーベイ及び汚染している現場作業を行う要員等の除染を行うとともに、チェンジングエリアの汚染管理を行う。

なお、代替緊急時対策所の外で身体サーベイを待つ現場作業等を行う要員等は、周辺からの放射線影響を低減するため、遮へい効果のある待機所内で待機する。

チェンジングエリア内での身体サーベイで現場作業を行う要員等の放射性物質による汚染が確認された場合には、チェンジングエリア内でウェットティッシュ等による簡易除染にて汚染を取り除くことを基本とするが、拭き取りにて除染ができない場合は、簡易シャワーにて汚染部位の水洗による除染を行う。

簡易シャワーを用いた除染による廃水はウエスに染み込ませることで放射性廃棄物として廃棄する。

代替緊急時対策所の外側が放射性物質により汚染したような状況下において、代替緊急時対策所への汚染の持ち込みを防止するため、身体サーベイ及び防護具の着替え等を行うためのチェンジングエリアを設置するための資機材を整備し、運用する手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

原子力災害対策特別措置法第10条特定事象が発生した場合。

(b) 操作手順

チェンジングエリアの設置手順の概要は以下のとおり。タイムチャートを第1.18.12図に示す。

① 本部長は、手順着手の判断基準に基づき、安全管理班員にチェンジングエリアの設置を指示する。

② 安全管理班員は、床養生用シートにてチェンジングエリ

アの床面全体を養生する。

③　安全管理班員は、各エリアのポリハウスを設置し、床の養生シートを隙間無くテープにて養生する。

④　安全管理班員は、各エリア間の境界にバリア、粘着マットを設置する。

⑤　安全管理班員は、簡易テントを組立て、簡易テント内に簡易シャワー等を設置する。

⑥　安全管理班員は、脱衣収納容器、GM汚染サーベイメータ等を必要な箇所に設置する。

(c) 操作の成立性

上記の代替緊急時対策所内対応は安全管理班員２名により作業を実施する。チェンジングエリア設置までの所要時間は約20分と想定する。

なお、チェンジングエリア設置を判断する場合は、モニタリングステーション及びモニタリングポストの指示値等も参考とする。

c.　代替緊急時対策所空気浄化装置の切替手順

代替緊急時対策所空気浄化フィルタユニットの線量上昇等により代替緊急時対策所空気浄化装置の切替えが必要となった場合、代替緊急時対策所空気浄化装置の切替えを行う。

代替緊急時対策所空気浄化フィルタユニットの線量上昇等により代替緊急時対策所空気浄化装置の切替えが必要となった場合に、待機側を起動し、切替えを行う手順を整備する。

代替緊急時対策所空気浄化フィルタユニットは、代替緊急時対策所に設置する２系統及び予備の１系統を発電所内に配備していることから、切替え等を行うことにより、数ヶ月間使用可能とする。

また、フィルタの製作（約３ヶ月）等を実施することにより、中長期的な対応を可能とする。

なお、使用側のフィルタユニットは、線量に応じ適切に交換又は保管を行う。特にフィルタ線量が高い場合は、待機側のフィルタユニットに切替えた後、放射性物質が減衰するまで一定期間保管する。

(a) 手順着手の判断基準

フィルタユニットの線量上昇等により運転中の代替緊急時対策所空気浄化装置の切替えが必要となった場合。

(b) 操作手順

代替緊急時対策所空気浄化装置の切替手順の概要は以下のとおり。タイムチャートを第1.18.13図に示す。

① 本部長は、手順着手の判断基準に基づき、代替緊急時対策所空気浄化装置の切替えを総括班他に指示する。

② 総括班他は、代替緊急時対策所内に設置する200V分電盤にて待機側の代替緊急時対策所空気浄化ファンを起動する。

③ 総括班他は、待機側の代替緊急時対策所給気手動ダンパを調整開とし、代替緊急時対策所内の圧力が上昇することを確認する。

④　総括班他は、使用側の代替緊急時対策所給気手動ダンパを閉とする。

⑤　総括班他は、代替緊急時対策所内に設置する200V分電盤にて使用側の代替緊急時対策所空気浄化ファンを停止する。

⑥　総括班他は、空気浄化装置の流量を確認し、必要により、待機側の代替緊急時対策所給気手動ダンパを調整し、流量(17～25m^3/min)を調整する。

⑦　総括班他は、代替緊急時対策所排気手動ダンパを操作し、室内の圧力を微正圧(100Pa[gage])に調整する。

(c) 操作の成立性

上記の代替緊急時対策所内対応は総括班他３名により作業を実施する。代替緊急時対策所空気浄化装置の切替完了までの所要時間は約５分と想定する。

(2)　飲料水、食料等

重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員等が重大事故等の発生後、少なくとも外部からの支援なしに１週間、活動するために必要な飲料水、食料等を備蓄するとともに、通常時から維持、管理する。

本部長は、代替緊急時対策所内での飲食等の管理として、適切な頻度で代替緊急時対策所内の空気中の放射性物質濃度の測定を行い、飲食しても問題ない環境であることを確認する。

ただし、代替緊急時対策所内の空気中放射性物質濃度が目安値（1×10^{-3}Bq／cm^3未満）よりも高くなった場合であっても、本部長の判

断により、必要に応じて飲食を行う。

また、重大事故等が発生した場合、代替緊急時対策所内の室温・湿度が維持できるよう予備のエアコン等を保管し、管理を適切に行う。

1.18.2.4 代替電源設備からの給電手順

(1) 代替緊急時対策所用発電機による給電

a. 代替緊急時対策所用発電機準備手順

緊急時体制が発令された場合、緊急時対策本部要員は、代替緊急時対策所を拠点として活動を開始する。全交流動力電源喪失の発生時又は全交流動力電源喪失の発生に備え、代替緊急時対策所の電源を確保するため、代替電源設備である代替緊急時対策所用発電機のケーブル接続を行う。

代替緊急時対策所立ち上げ時の代替緊急時対策所用発電機のケーブル接続を行う手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

緊急時体制が発令された場合。

(b) 操作手順

代替緊急時対策所用発電機準備手順の概要は以下のとおり。概略系統図を第1.18.14図に、タイムチャートを第1.18.15図に示す。

① 本部長は、手順着手の判断基準に基づき、総括班他に代替緊急時対策所の電源確保作業の開始を指示する。

② 総括班他は、代替緊急時対策所側のケーブル収納箱からケーブルを取出し、代替緊急時対策所用発電機まで布設し、ケーブル接続を行う。これらは１台ずつ、２台共実施する。

③ 総括班他は、給電する電路に異常がないことを確認する。

(c) 操作の成立性

上記の現場対応は、総括班他２名により作業を実施する。代替緊急時対策所用発電機ケーブル接続完了までの所要時間は約20分と想定する。

円滑に作業ができるように、アクセスルートを確保し、防護具、可搬型照明、通信設備を整備する。

b. 代替緊急時対策所用発電機起動手順

全交流動力電源喪失時は、代替緊急時対策所の電源を確保するため、代替電源設備である代替緊急時対策所用発電機を起動することにより代替緊急時対策所へ給電する。

全交流動力電源喪失時における代替緊急時対策所用発電機の起動手順を整備する。

なお、緊急時運転パラメータ伝送システム(SPDS)については、代替電源として大容量空冷式発電機より給電する。給電の手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

(a) 手順着手の判断基準

外部電源及びディーゼル発電機の故障等によりすべての非常用高圧母線への交流動力電源からの給電を非常用高圧母線電圧により確認できない場合。

(b) 操作手順

代替緊急時対策所用発電機起動手順の概要は以下のとおり。概略系統図を第1.18.14図に、タイムチャートを第1.18.16図に示す。

① 本部長は、手順着手の判断基準に基づき、総括班他に代替緊急時対策所への給電作業開始を指示する。

② 総括班他は、代替緊急時対策所用発電機を起動する。

③ 総括班他は、代替緊急時対策所内の受電盤のすべての開閉装置を「切」操作する。

④ 総括班他は、発電機の出力遮断器を投入する。

⑤ 総括班他は、代替緊急時対策所内の発電機受電盤にて起動した代替緊急時対策所用発電機の遮断器を「入」操作し、給電を開始する。

(c) 操作の成立性

上記の現場対応は、総括班他２名により作業を実施する。代替緊急時対策所への代替緊急時対策所用発電機１台起動による給電開始までの所要時間は約10分と想定する。

円滑に作業ができるように、アクセスルートを確保し、防護具、可搬型照明、通信設備を整備する。

c. 代替緊急時対策所用発電機の切替及び燃料補給手順

(a) 代替緊急時対策所用発電機の切替手順

代替緊急時対策所用発電機を運転した場合、燃料補給等を行

うための切替えが必要となる。

燃料補給等による代替緊急時対策所用発電機の切替手順を整備する。

代替緊急時対策所用発電機は予備の１台を発電所内に配備しており、万が一、異常等が発生した場合には、交換等を行うことにより、中長期的な対応を可能とする。

ⅰ．　手順着手の判断基準

燃料補給等のため運転中の代替緊急時対策所用発電機の停止が必要となった場合。

ⅱ．　操作手順

代替緊急時対策所用発電機の待機側へ切替える手順の概要は以下のとおり。タイムチャートを第1.18.17図に示す。

①　本部長は、手順着手の判断基準に基づき、代替緊急時対策所用発電機の切替えを総括班他に指示する。

②　総括班他は、待機側の代替緊急時対策所用発電機を起動する。

③　総括班他は、待機側発電機の出力遮断器を投入する。

④　総括班他は、代替緊急時対策所内の発電機受電盤にて使用側発電機の遮断器を「切」操作する。

⑤　総括班他は、代替緊急時対策所内の発電機受電盤にて待機側の発電機の遮断器を「入」操作し、給電を開始する。

⑥　総括班他は、使用していた発電機の出力遮断器を「切」

操作する。

⑦　総括班他は、使用していた代替緊急時対策所用発電機を停止する。

iii．　操作の成立性

上記の現場対応は、総括班他１名により作業を実施する。代替緊急時対策所用発電機の切替完了までの所要時間は約15分と想定する。

円滑に作業ができるように、アクセスルートを確保し、防護具、可搬型照明、通信設備を整備する。

(b) 代替緊急時対策所用発電機燃料タンクへの燃料補給手順

全交流動力電源喪失時において、重大事故等対処設備である代替緊急時対策所用発電機を運転した場合、燃料補給が必要となる。

代替緊急時対策所用発電機には、燃料油貯蔵タンクからタンクローリへ燃料を吸入し、代替緊急時対策所用発電機に補給する。

重大事故等対処設備である燃料油貯蔵タンクからタンクローリへ燃料を吸入し、代替緊急時対策所用発電機燃料タンクへ補給する手順を整備する。

また、重大事故等時７日間運転継続するために必要な燃料の備蓄量として、「1.4　原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」、「1.11　使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための手順等」、「1.13　重大事故等の収束に必要

となる水の供給手順等」及び「1.14　電源の確保に関する手順等」に示す燃料も含め、燃料油貯蔵タンクの油量を356kℓ以上に管理する。

ⅰ．　手順着手の判断基準

代替緊急時対策所用発電機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、定格負荷運転時における燃料補給作業着手時間※8に達した場合。

※８　燃料補給作業着手時間及び定格負荷運転時における燃料補給間隔の目安は以下のとおり。

・　代替緊急時対策所用発電機：運転開始後約５時間30分以内（その後プルーム通過まで約８時間40分ごとに補給）

ⅱ．　操作手順

代替緊急時対策所用発電機への燃料補給手順の概要は以下のとおり。概略系統図を第1.18.18図に、タイムチャートを第1.18.19図に示す。

①　本部長は、手順着手の判断基準に基づき、総括班他に燃料油貯蔵タンクからタンクローリによる代替緊急時対策所用発電機燃料タンクへの燃料補給を指示する。

②　総括班他は、燃料油貯蔵タンクから代替緊急時対策所用発電機燃料タンクへの燃料補給作業の準備を行う。

③　総括班他は、タンクローリを保管エリアから燃料油貯

蔵タンクの近傍に移動させ、燃料の吸入を行う。

④　総括班他は、タンクローリを代替緊急時対策所用発電機燃料タンク等の近傍に移動させ、燃料の補給を実施する。

⑤　総括班他は、定格負荷運転時の補給間隔を目安に、以降③、④を繰り返し燃料の補給を実施する。

ⅲ．　操作の成立性

上記の現場対応は総括班他２名により作業を実施する。燃料補給完了までの所要時間は、約１時間55分と想定する。

代替緊急時対策所用発電機の燃料消費率は、代替緊急時対策所負荷が約66kVAであり、定格出力100kVAの代替緊急時対策所用発電機１台運転の場合、燃料消費率を保守的に考慮しても、11時間以上の無給油運転が可能であるため、枯渇までに燃料補給が実施できる。

円滑に作業できるように、アクセスルートを確保し、防護具、可搬型照明、通信設備を整備する。

d.　代替緊急時対策所用発電機の待機運転手順

プルーム放出のおそれがある場合に備えた代替緊急時対策所用発電機の待機側発電機の無負荷運転を行う。

代替緊急時対策所用発電機の待機運転の手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

プルーム放出のおそれがある場合。

(b) 操作手順

代替緊急時対策所用発電機の待機運転手順の概要は以下のとおり。タイムチャートを第1.18.17図に示す。

① 本部長は、手順着手の判断基準に基づき、総括班他に待機側発電機の無負荷運転を指示する。

② 総括班他は、運転側の代替緊急時対策所用発電機に燃料補給するため、待機側の代替緊急時対策所用発電機へ切り替える。

③ 総括班他は、燃料補給のために発電機を停止し、補給後再び起動し、無負荷運転とする。

なお、代替緊急時対策所用発電機の切替手順については、「(1) 代替緊急時対策所用発電機による給電 c.代替緊急時対策所用発電機の切替及び燃料補給手順 (a) 代替緊急時対策所用発電機の切替手順」に示す。

(c) 操作の成立性

上記の現場対応は、総括班他1名により作業を実施する。代替緊急時対策所用発電機の待機運転完了までの所要時間は、約20分（先発及び後発の起動、停止を合わせた補給時間含む。）と想定する。

円滑に作業ができるように、アクセスルートを確保し、防護具、可搬型照明、通信設備を整備する。

第1.18.1表　機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順

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		整備する手順書	手順書の分類
－	－	居住性の確保	緊急時対策所遮へい（代替緊急時対策所）	重大事故等対処設備	－	－
			代替緊急時対策所空気浄化ファン		代替緊急時対策所換気空調設備起動停止及び空気ボンベ切替手順	代替緊急時対策所の運用に関する手順
			代替緊急時対策所空気浄化フィルタユニット			
			代替緊急時対策所加圧設備			
			代替緊急時対策所エリアモニタ		代替緊急時対策所エリアモニタ設置手順	
			可搬型エリアモニタ※1		可搬型エリアモニタによる放射線量の測定に関する手順	重大事故等時における周辺モニタリングに関する手順
			酸素濃度計		代替緊急時対策所運用手順	代替緊急時対策所の運用に関する手順
			二酸化炭素濃度計			
		必要な指示及び通信連絡	緊急時運転パラメータ伝送システム（SPDS）※2	重大事故等対処設備	代替緊急時対策所運用手順	代替緊急時対策所の運用に関する手順
			SPDSデータ表示装置		通信連絡に関する手順	通信連絡設備の運用に関する手順
			携帯型通話設備※3		通信連絡に関する手順	通信連絡設備の運用に関する手順
			衛星携帯電話設備※3			
			無線連絡設備※3（無線通話装置（固定型※4、携帯型※4））			
			統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備（テレビ会議システム、IP電話、衛星通信装置（電話）、IP-FAX）※3			

※1　代替緊急時対策所内加圧判断に使用する。手順は「1.17　監視測定等に関する手順等」に整備する。
※2　ディーゼル発電機等から給電する。
※3　通信連絡設備の使用方法等、必要な手順の詳細は「1.19　通信連絡に関する手順等」に整備する。
※4　モニタリング用は除く。

第1.18.2表　機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順

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		整備する手順書	手順書の分類
－	－	必要な指示及び通信連絡	運転指令設備※1	多様性拡張設備	通信連絡に関する手順	通信連絡設備の運用に関する手順
			電力保安通信用電話設備※1			
			テレビ会議システム（社内）※1			
			無線連絡設備※1 （無線通話装置（固定型※2、携帯型※2））			
			加入電話設備※1			
サポート系機能喪失時	緊急時対策所 全交流動力電源	代替電源設備からの給電の確保	代替緊急時対策所用発電機	重大事故等対処設備	代替電源設備による代替緊急時対策所給電手順	代替緊急時対策所の運用に関する手順
			燃料油貯蔵タンク		全交流動力電源の対応手順等（二部事象ベース：運転員（当直員）等及び保修対応要員）	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
			タンクローリ			
			大容量空冷式発電機※3			

※1　通信連絡設備の使用方法等、必要な手順の詳細は「1.19　通信連絡に関する手順等」に整備する。
※2　モニタリング用。
※3　大容量空冷式発電機からの給電手順については、「1.14　電源の確保に関する手順等」に整備する。

第1.18.3表　重大事故等対処に係る監視計器

監視計器一覧（１／３）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.18.2.1　居住性を確保するための手順等			
(1)代替緊急時対策所立ち上げの手順 c.代替緊急時対策所内の酸素濃度及び二酸化炭素濃度の測定手順	判断基準	—	—
			—
	操作	空気浄化装置運転時の換気	・代替緊急時対策所空気浄化ファン給気流量計
			・代替緊急時対策所内圧力計
		代替緊急時対策所内の環境監視	・酸素濃度計
			・二酸化炭素濃度計

監視計器一覧（２／３）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.18.2.1　居住性を確保するための手順等			
(3) 重大事故等が発生した場合の放射線防護等に関する手順等 b．代替緊急時対策所加圧設備への切替準備手順	判断基準	原子炉格納容器と代替緊急時対策所の間の位置における線量	・可搬型エリアモニタ
		代替緊急時対策所内の環境監視	・代替緊急時対策所エリアモニタ
	操作	—	—
(3) 重大事故等が発生した場合の放射線防護等に関する手順等 c．代替緊急時対策所加圧設備への切替手順	判断基準	原子炉格納容器と代替緊急時対策所の間の位置における線量	・可搬型エリアモニタ
		代替緊急時対策所内の環境監視	・代替緊急時対策所エリアモニタ
	操作	—	—

監視計器一覧（３／３）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.18.2.1　居住性を確保するための手順等			
(3) 重大事故等が発生した場合の放射線防護等に関する手順 d．代替緊急時対策所空気浄化装置への切替手順	判断基準	原子炉格納容器と代替緊急時対策所の間の位置における線量	・可搬型エリアモニタ
		代替緊急時対策所内の環境監視	・代替緊急時対策所エリアモニタ
	操作	空気浄化装置運転時の換気	・代替緊急時対策所空気浄化ファン給気流量計
			・代替緊急時対策所内圧力計
		代替緊急時対策所内の環境監視	・酸素濃度計
			・二酸化炭素濃度計

第1.18.4表　審査基準における要求事項毎の給電対象設備

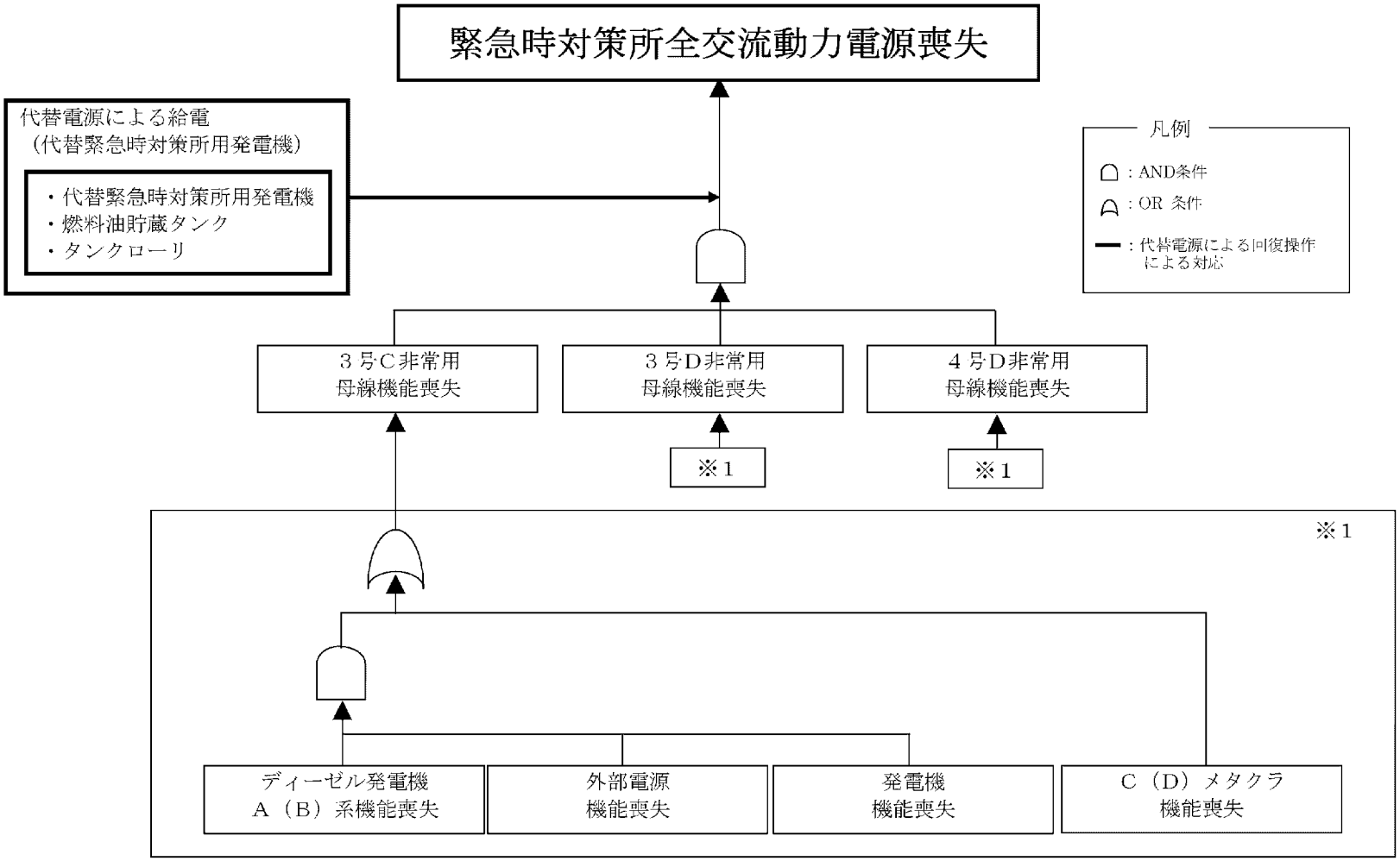
対象条文	供給対象設備	給電元
【1.18】 緊急時対策所の居住性等に関する手順等	代替緊急時対策所 空気浄化ファン	Ｃ特高開閉所 コントロールセンタ
		３Ｃタービン コントロールセンタ
	代替緊急時対策所 エリアモニタ	Ｃ特高開閉所 コントロールセンタ
		３Ｃタービン コントロールセンタ
	緊急時運転パラメータ 伝送システム（SPDS）	3K1　計算機電源盤
		3D2　原子炉 コントロールセンタ
		4K1　計算機電源盤
		4D2　原子炉 コントロールセンタ
	SPDS データ表示装置	Ｃ特高開閉所 コントロールセンタ
		３Ｃタービン コントロールセンタ

※通信連絡設備における給電対象設備は「1.19　通信連絡に関する手順等」にて整備する。

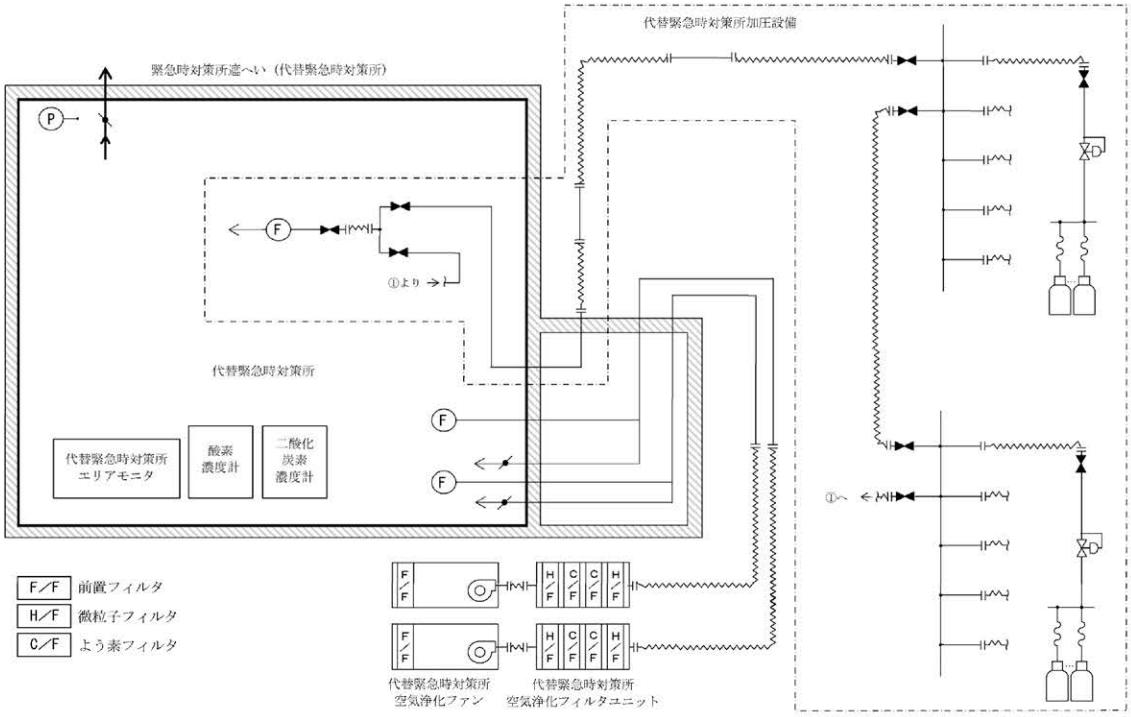
第1.18.5表　重大事故等対処に係る通信連絡設備一覧

<table>
<tr><td colspan="2">対応設備</td><td></td></tr>
<tr><td>携帯型通話設備</td><td>携帯型有線通話装置</td><td rowspan="6">重大事故等対処設備</td></tr>
<tr><td>衛星携帯電話設備</td><td>衛星携帯電話（固定型）、（携帯型）</td></tr>
<tr><td>無線連絡設備※1</td><td>無線通話装置（固定型）、（携帯型）</td></tr>
<tr><td rowspan="4">統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備</td><td>テレビ会議システム</td></tr>
<tr><td>IP電話</td></tr>
<tr><td>衛星通信装置（電話）</td></tr>
<tr><td>IP-FAX</td></tr>
<tr><td>運転指令設備</td><td>ページング装置</td><td rowspan="6">多様性拡張設備</td></tr>
<tr><td rowspan="2">電力保安通信用電話設備</td><td>保安電話</td></tr>
<tr><td>衛星電話</td></tr>
<tr><td colspan="2">テレビ会議システム（社内）</td></tr>
<tr><td>無線連絡設備※2</td><td>無線通話装置（固定型）、（携帯型）</td></tr>
<tr><td>加入電話設備</td><td>加入電話</td></tr>
</table>

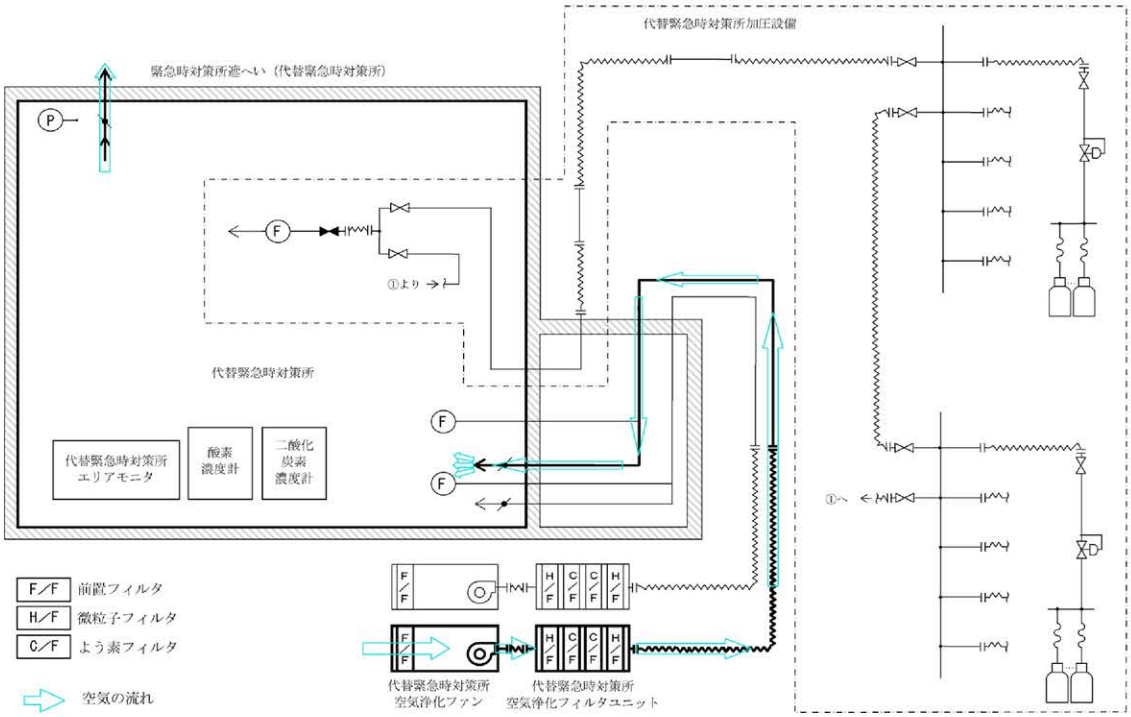
※1　モニタリング用は除く。
※2　モニタリング用。



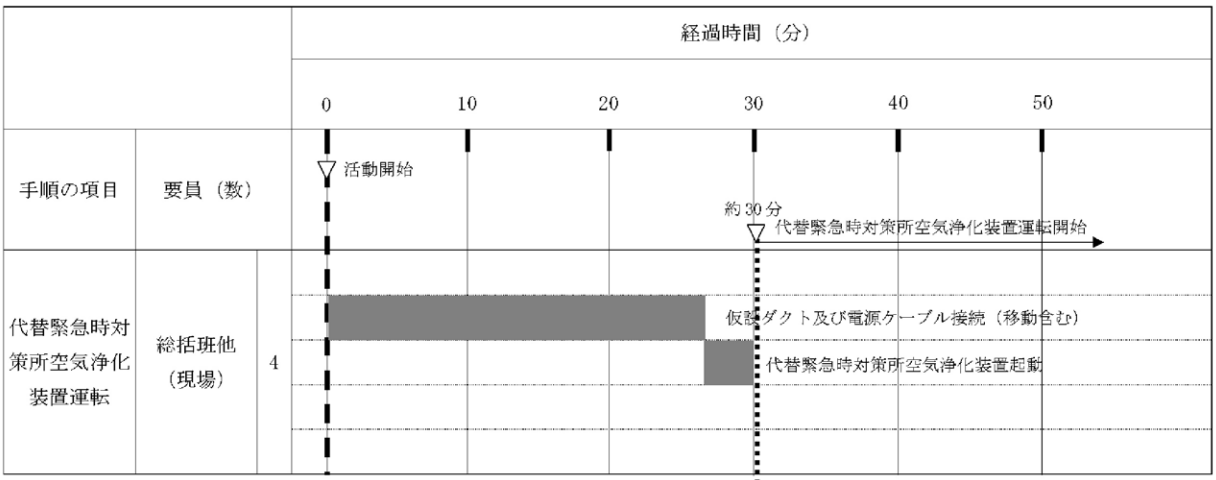
第 1.18.1 図　機能喪失原因対策分析（代替緊急時対策所全交流動力電源喪失）



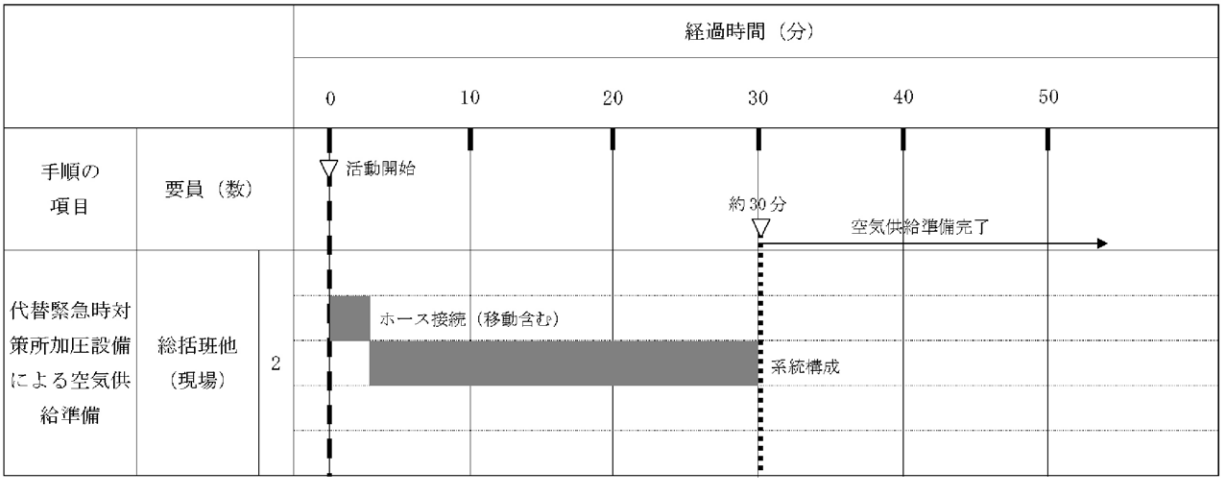
第1.18.2図　代替緊急時対策所　空気浄化装置・加圧設備の概略系統図



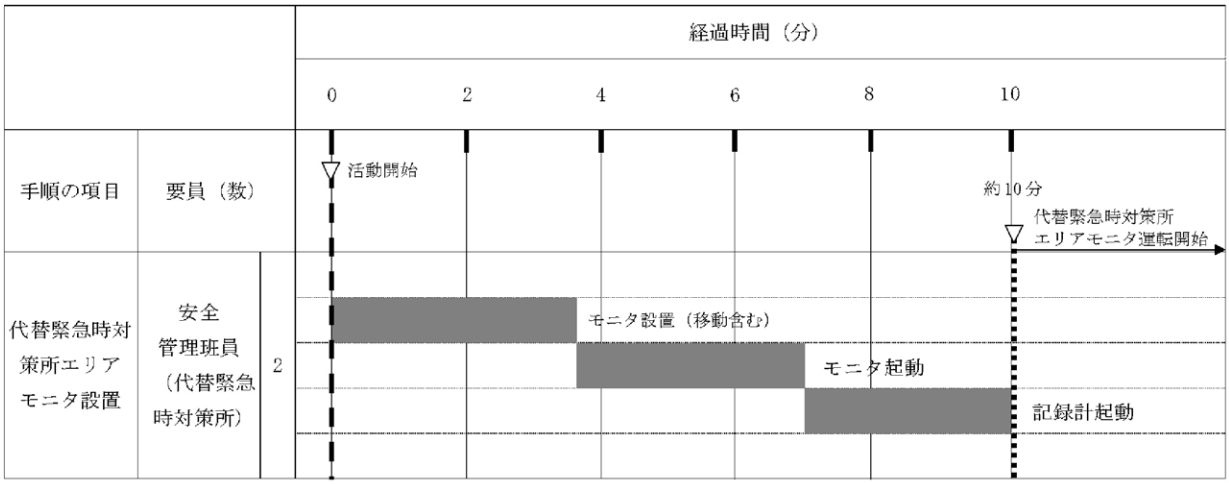
第1.18.3図　代替緊急時対策所
空気浄化装置運転及び加圧設備空気供給準備の概略系統図



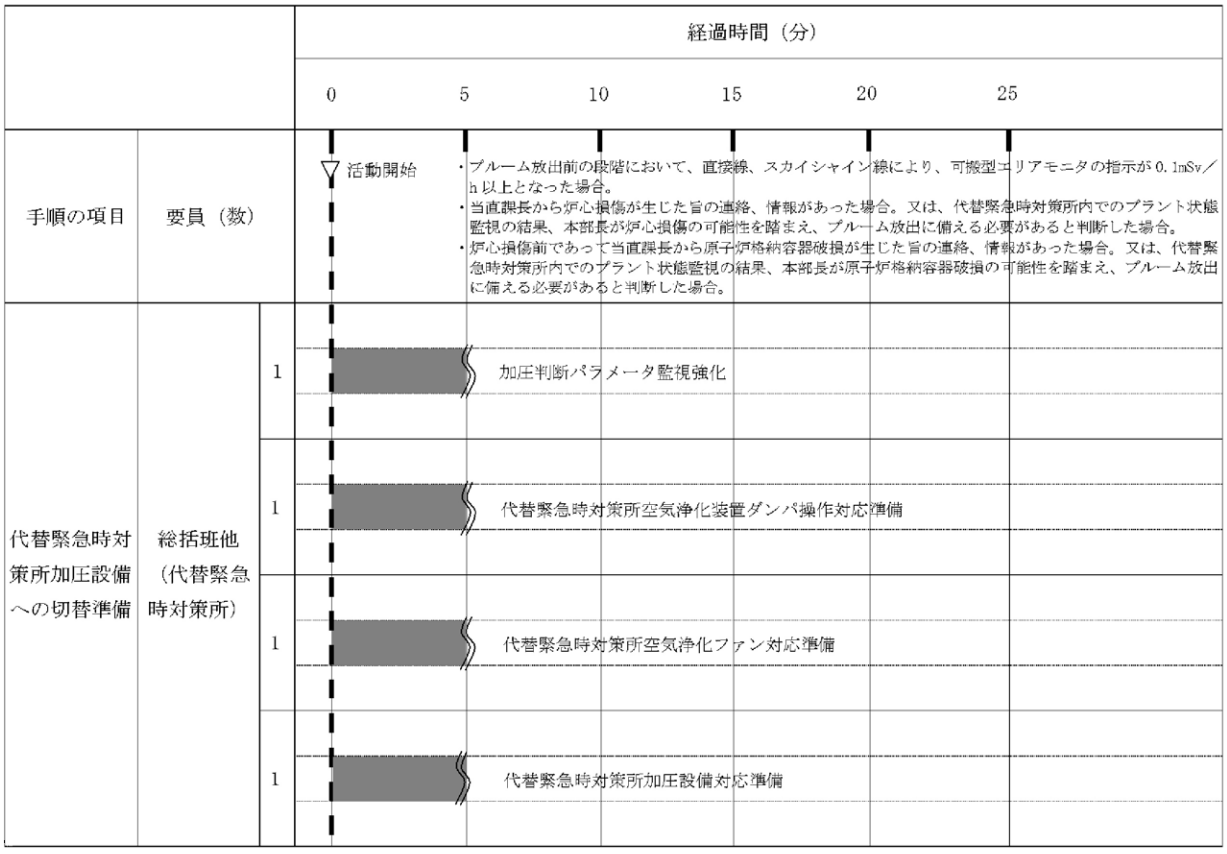
第1.18.4図　代替緊急時対策所空気浄化装置運転タイムチャート



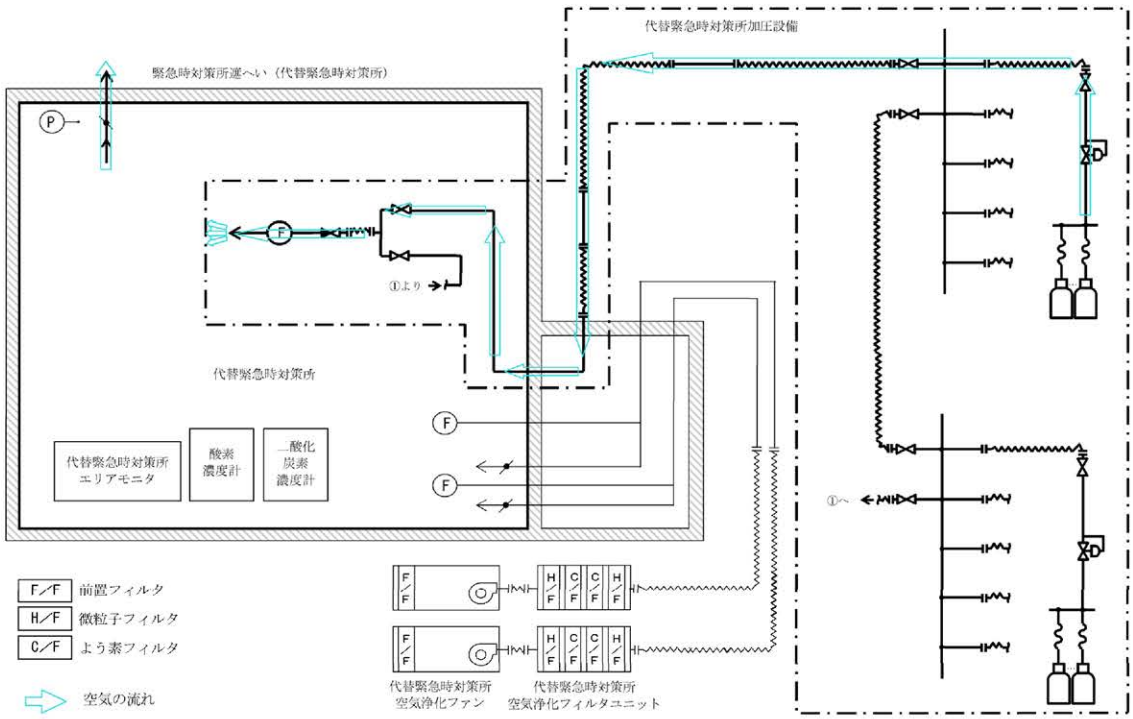
第1.18.5図　代替緊急時対策所加圧設備による空気供給準備タイムチャート



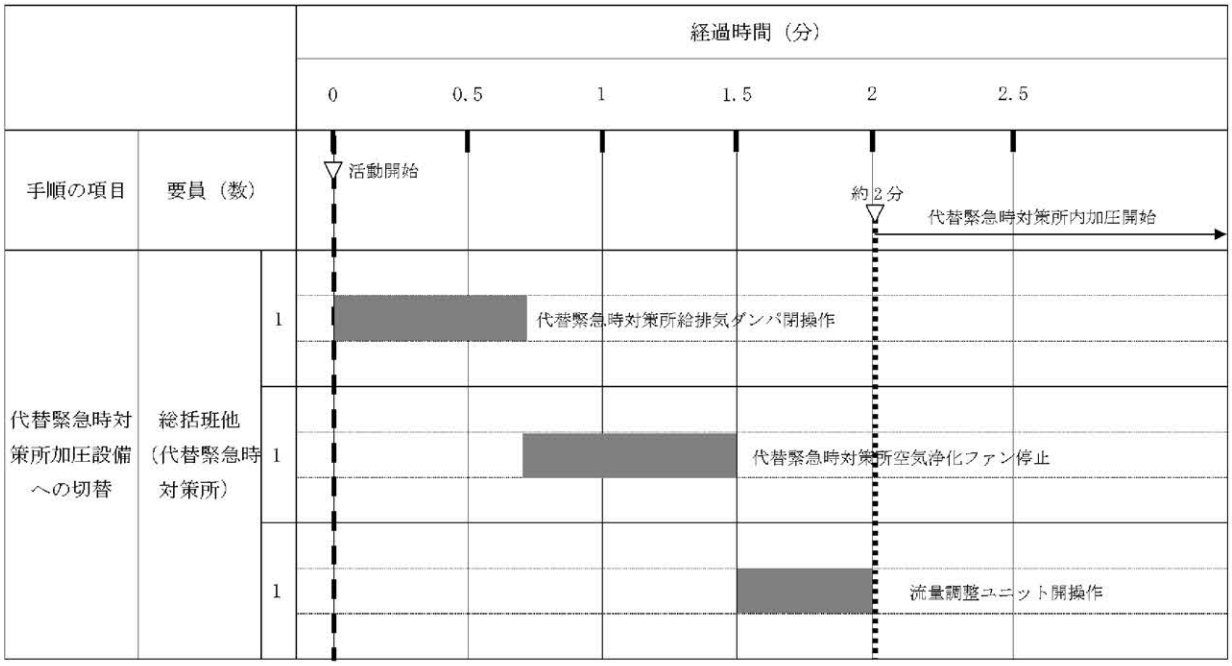
第1.18.6図　代替緊急時対策所エリアモニタ設置タイムチャート



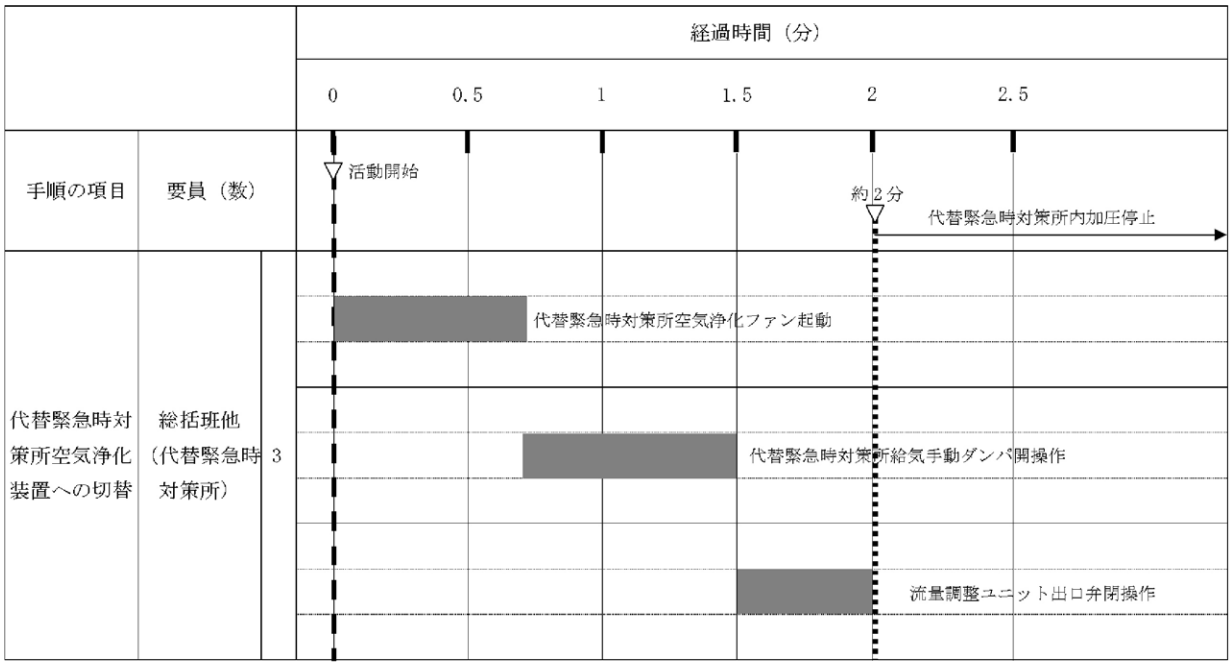
第1.18.7図　代替緊急時対策所加圧設備への切替準備タイムチャート



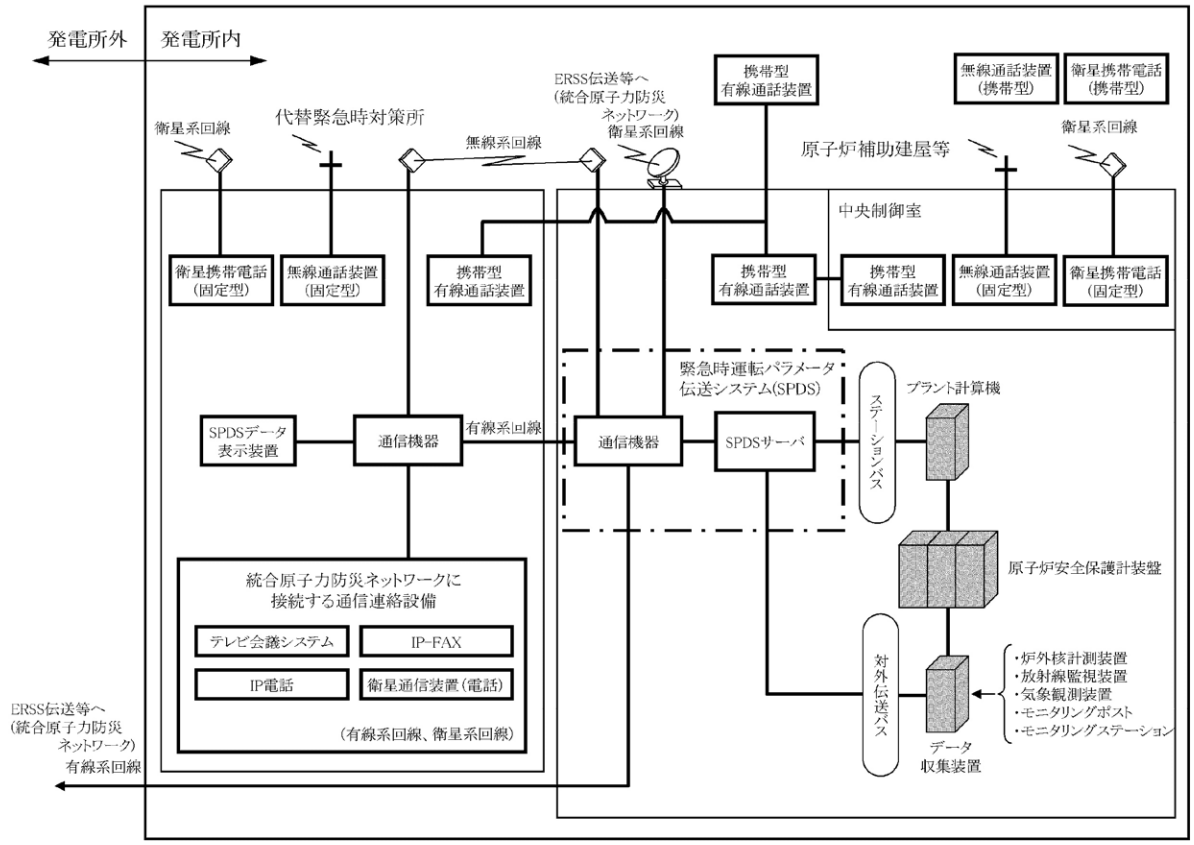
第1.18.8図　代替緊急時対策所加圧設備への切替えの概略系統図



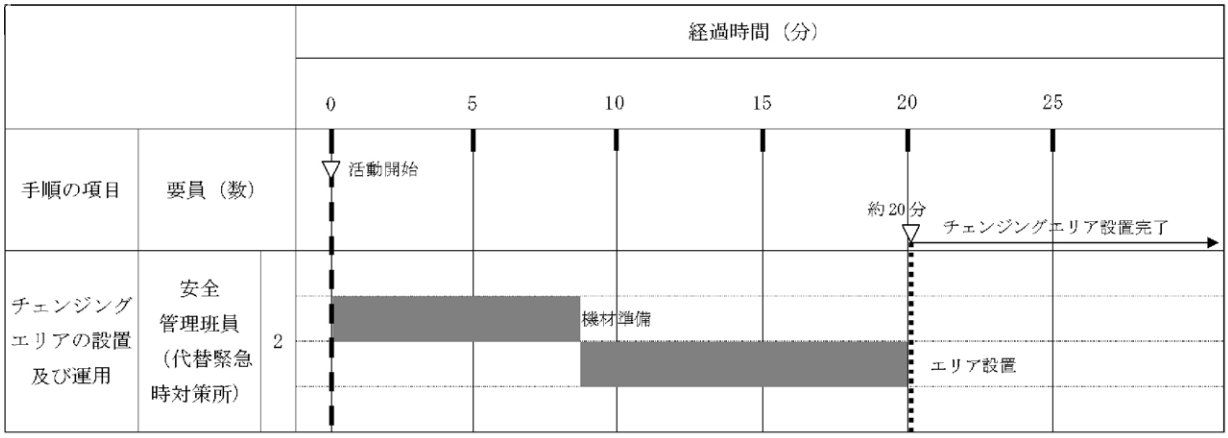
第1.18.9図　代替緊急時対策所加圧設備への切替タイムチャート



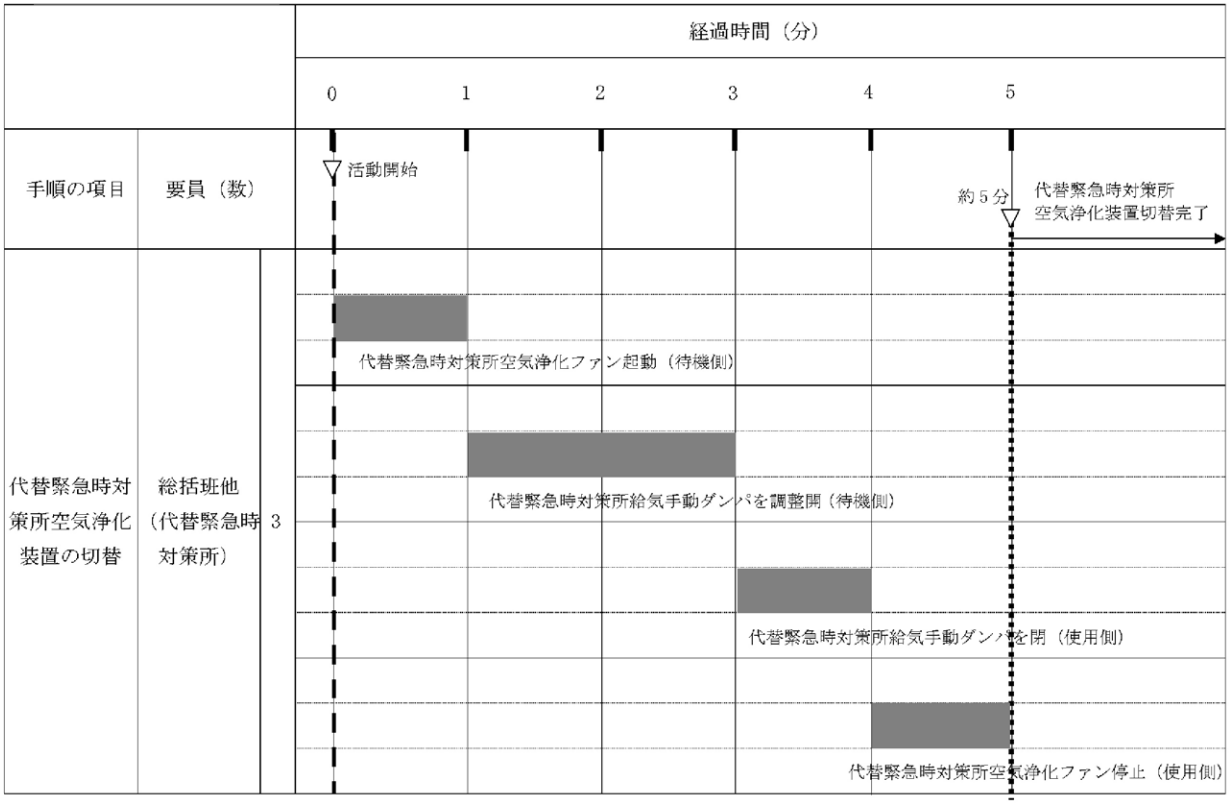
第1.18.10図　代替緊急時対策所空気浄化装置への切替タイムチャート



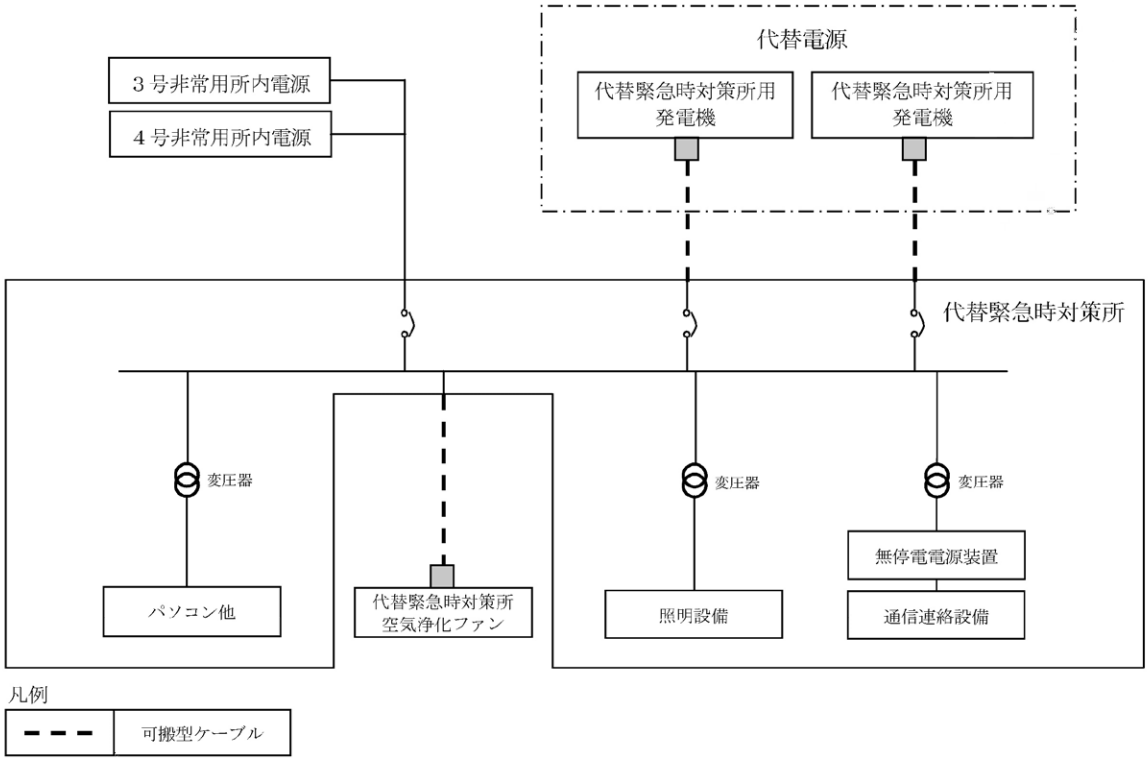
第1.18.11図　情報収集設備によるプラントパラメータの監視及び通信連絡設備の概略系統図



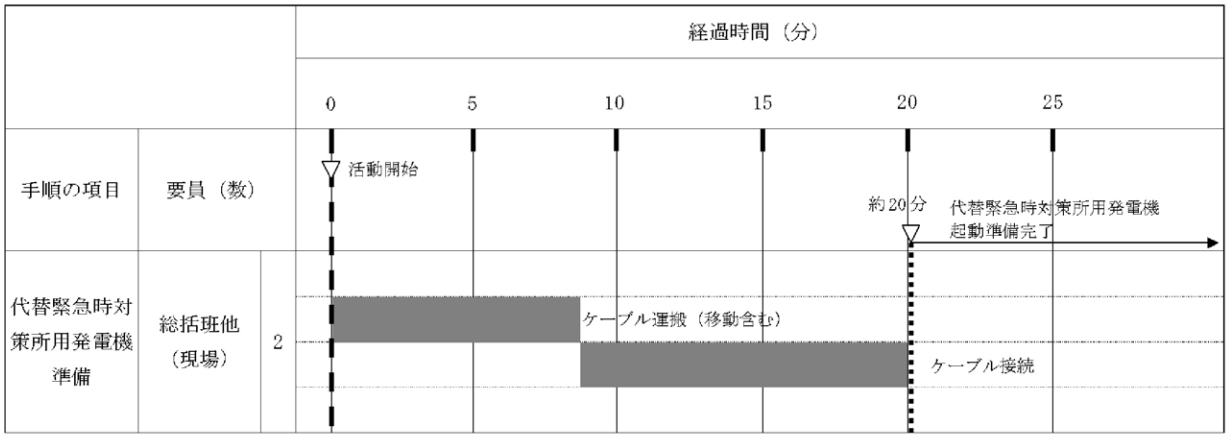
第1.18.12図　チェンジングエリアの設置及び運用タイムチャート



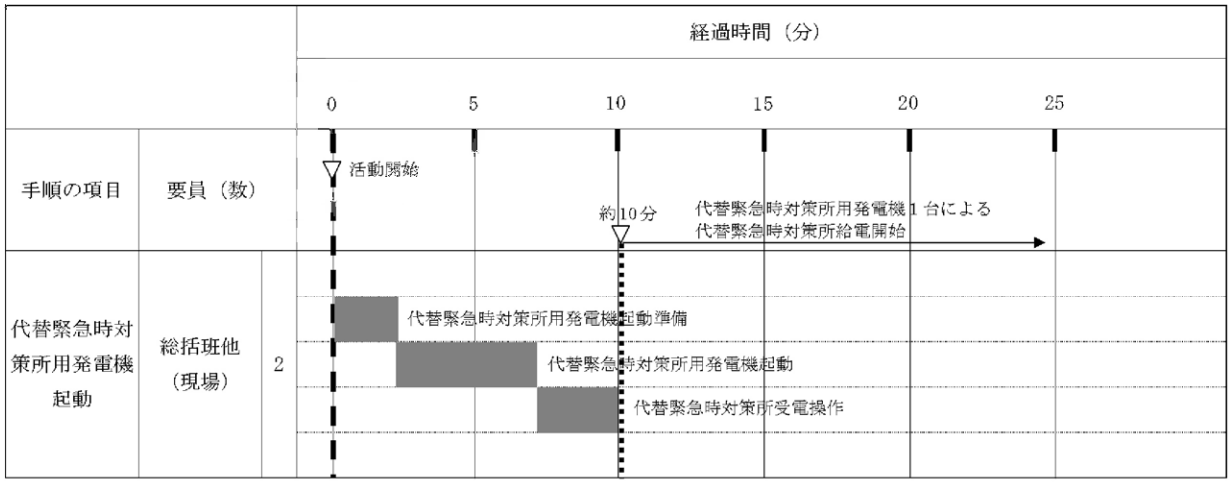
第1.18.13図　代替緊急時対策所空気浄化装置の切替タイムチャート



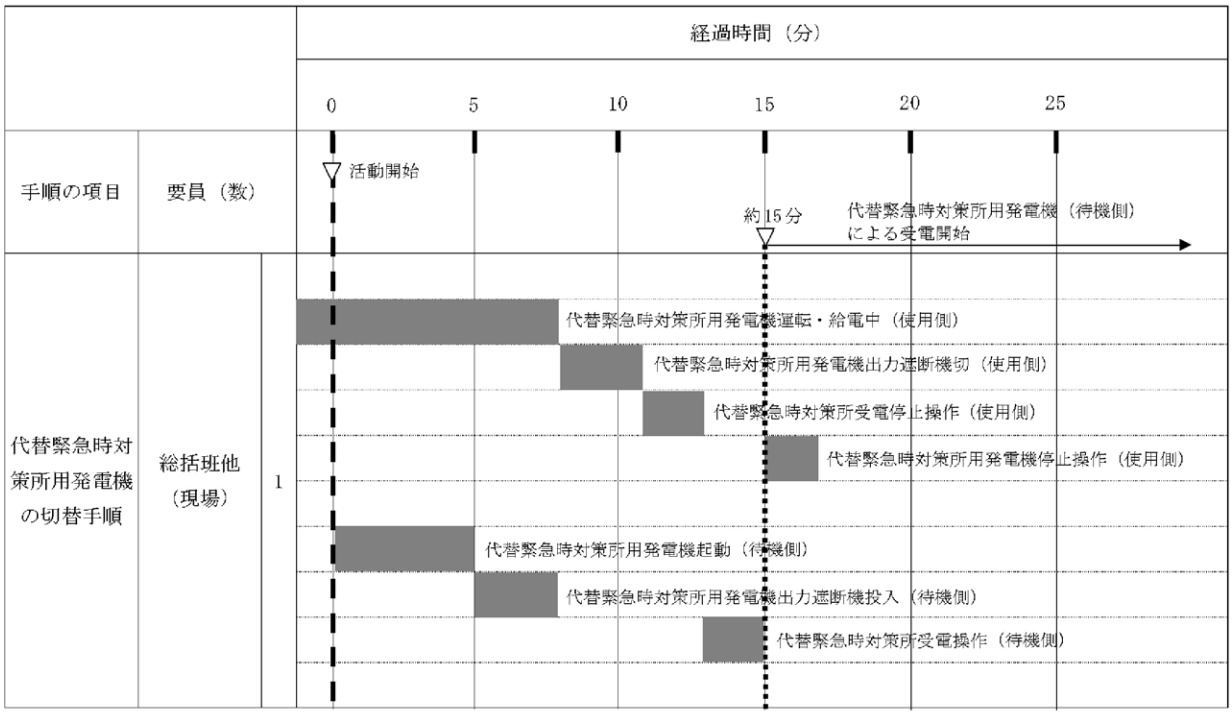
第1.18.14図　代替緊急時対策所給電概略系統図



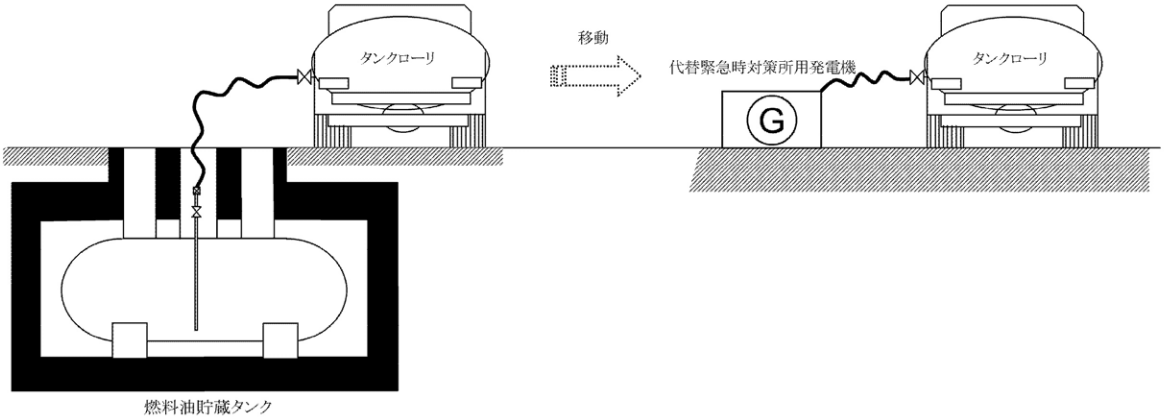
第1.18.15図　代替緊急時対策所用発電機準備タイムチャート



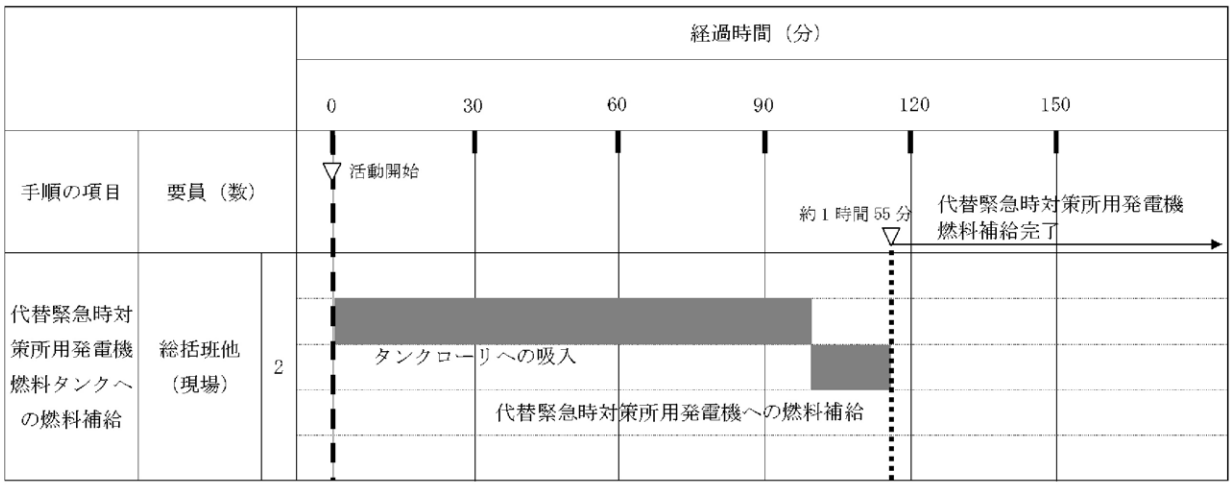
第1.18.16図　代替緊急時対策所用発電機起動タイムチャート



第1.18.17図　代替緊急時対策所用発電機の切替手順タイムチャート



第 1.18.18 図 代替緊急時対策所用発電機への燃料補給概略系統図



第1.18.19図　代替緊急時対策所用発電機燃料タンクへの燃料補給タイムチャート

1.18 緊急時対策所の居住性等に関する手順等

(緊急時対策所（緊急時対策棟内))

＜　目　次　＞

1.18.1 対応手段と設備の選定
(1)　対応手段と設備の選定の考え方
(2)　対応手段と設備の選定の結果
1.18.2 重大事故等時の手順等
1.18.2.1 居住性を確保するための手順等
(1)　緊急時対策所（緊急時対策棟内）立ち上げの手順
a.　緊急時対策所非常用空気浄化設備運転手順
b.　緊急時対策所加圧設備による空気供給準備手順
c.　緊急時対策所（緊急時対策棟内）内の酸素濃度及び二酸化炭素濃度の測定手順
(2)　原子力災害対策特別措置法第10条特定事象発生時の手順
a.　緊急時対策所エリアモニタ設置手順
b.　その他の手順項目にて考慮する手順
(3)　重大事故等が発生した場合の放射線防護等に関する手順等
a.　緊急時対策所（緊急時対策棟内）にとどまる要員について
b.　緊急時対策所加圧設備への切替準備手順
c.　緊急時対策所加圧設備への切替手順
d.　緊急時対策所非常用空気浄化設備への切替手順
1.18.2.2 重大事故等に対処するために必要な指示及び通信連絡に関する手順等

(1) 緊急時対策所（緊急時対策棟内）の情報収集設備によるプラントパラメータ等の監視手順

(2) 重大事故等に対処するための対策の検討に必要な資料の整備

(3) 通信連絡に関する手順等

1.18.2.3 必要な数の要員の収容に係る手順等

(1) 放射線管理

a. 放射線管理用資機材の維持管理等

b. チェンジングエリアの設置及び運用手順

c. 緊急時対策所非常用空気浄化設備の切替手順

(2) 飲料水、食料等

1.18.2.4 代替電源設備からの給電手順

(1) 緊急時対策所用発電機車による給電

a. 緊急時対策所用発電機車準備手順

b. 緊急時対策所用発電機車起動手順

1.18 緊急時対策所の居住性等に関する手順等

＜要求事項＞

発電用原子炉設置者において、緊急時対策所に関し、重大事故等が発生した場合においても、重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員が緊急時対策所にとどまり、重大事故等に対処するために必要な指示を行うとともに、発電用原子炉施設の内外の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡し、重大事故等に対処するために必要な数の要員を収容する等の現地対策本部としての機能を維持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　「現地対策本部としての機能を維持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。

a）重大事故が発生した場合においても、放射線防護措置等により、重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員がとどまるために必要な手順等を整備すること。

b）緊急時対策所が、代替交流電源設備からの給電を可能とすること。

c）対策要員の装備（線量計及びマスク等）が配備され、放射線管理が十分できること。

d）資機材及び対策の検討に必要な資料を整備すること。

e）少なくとも外部からの支援なしに１週間、活動するための飲料水及び食料等を備蓄すること。

２　「重大事故等に対処するために必要な数の要員」とは、「重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員」に加え、少なくとも原子炉格納容器の破損等による工場等外への放射性物質の拡散を抑制するための対策に対処するために必要な数の要員を含むものとする。

緊急時対策所（緊急時対策棟内）には、重大事故等が発生した場合においても、重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員等が緊急時対策所（緊急時対策棟内）にとどまり、重大事故等に対処するために必要な指示を行うとともに、発電所の内外の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡し、重大事故等に対処するために必要な数の要員を収容する等の緊急時対策本部としての機能を維持するために必要な設備を整備する。ここでは、緊急時対策所（緊急時対策棟内）の設備を活用した手順等について説明する。

1.18.1 対応手段と設備の選定

(1) 対応手段と設備の選定の考え方

重大事故等が発生した場合においても、重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員等がとどまり、重大事故等に対処するために必要な指示を行うとともに、発電所内外の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡し、重大事故等に対処するために必要な数の要員を収容する等の緊急時対策本部としての機能を維持するために必要な対応手段及び重大事故等対処設備を選定する。

重大事故等対処設備の他に、多様性拡張設備※1を用いた対応手段を選定する。

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

また、緊急時対策所（緊急時対策棟内）の電源は、通常、発電所の交流動力電源から給電されている。

この発電所からの給電が喪失した場合は、その機能を代替するための機能、相互関係を明確にした上で、想定する故障に対応できる対応手段及び重大事故等対処設備を選定する（第1.18.1図）。（以下「機能喪失原因対策分析」という。）

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六十一条及び技術基準規則第七十六条（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。

(2) 対応手段と設備の選定の結果

機能喪失原因対策分析の結果、並びに審査基準及び基準規則要求により選定した対応手段とその対応に使用する重大事故等対処設備と多様性拡張設備を以下に示す。

なお、機能喪失を想定する設計基準事故対処設備、重大事故等対処設備、多様性拡張設備及び整備する手順についての関係を第1.18.1表及び第1.18.2表に示す。

a. 重大事故等が発生した場合においても、重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員等が緊急時対策所(緊急時対策棟内)にとどまるために必要な対応手段及び設備

(a) 対応手段

重大事故等が発生した場合において、環境に放出された放射性物質等による放射線被ばくから重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員等を防護するため、緊急時対策所（緊急時対策棟内）の居住性を確保する手段がある。

緊急時対策所（緊急時対策棟内）の居住性を確保するための設備は以下のとおり。

- 緊急時対策所遮へい（緊急時対策棟内）
- 緊急時対策所非常用空気浄化ファン
- 緊急時対策所非常用空気浄化フィルタユニット
- 緊急時対策所加圧設備
- 緊急時対策所エリアモニタ

・　可搬型エリアモニタ
・　酸素濃度計
・　二酸化炭素濃度計

緊急時対策所（緊急時対策棟内）から重大事故等に対処するために必要な指示を行うために必要な情報を把握し、発電所内外の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡するための手段がある。

必要な情報を把握するための設備及び必要な通信連絡を行うための設備は以下のとおり。

・　緊急時運転パラメータ伝送システム（SPDS）
・　SPDSデータ表示装置
・　携帯型通話設備
・　衛星携帯電話設備
・　無線連絡設備
・　統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備（テレビ会議システム、IP電話、衛星通信装置（電話）、IP-FAX）
・　運転指令設備
・　電力保安通信用電話設備
・　テレビ会議システム（社内）
・　加入電話設備

緊急時対策所（緊急時対策棟内）の電源として、代替電源設備からの給電を確保するための手段がある。

緊急時対策所（緊急時対策棟内）の代替電源設備からの給電を確保するための設備は以下のとおり。

・　緊急時対策所用発電機車
・　緊急時対策所用発電機車用燃料油貯蔵タンク
・　緊急時対策所用発電機車用給油ポンプ
・　大容量空冷式発電機※2

※2　緊急時運転パラメータ伝送システム（SPDS）への給電に用いる。

(b) 重大事故等対処設備と多様性拡張設備

審査基準及び基準規則に要求される緊急時対策所遮へい（緊急時対策棟内）、緊急時対策所非常用空気浄化ファン及び緊急時対策所非常用空気浄化フィルタユニット（以下「緊急時対策所非常用空気浄化設備」という。）、緊急時対策所加圧設備、緊急時対策所エリアモニタ、可搬型エリアモニタ、酸素濃度計、緊急時運転パラメータ伝送システム（SPDS）、SPDSデータ表示装置、携帯型通話設備、衛星携帯電話設備、無線連絡設備のうち無線通話装置（固定型※3、携帯型※3）及び統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備（テレビ会議システム、IP電話、衛星通信装置（電話）、IP-FAX）は重大事故等対処設備として位置づける。

二酸化炭素濃度は、酸素濃度同様、居住性に関する重要な制限要素であることから、二酸化炭素濃度計は重大事故等対処設備として位置づける。

機能喪失原因対策分析の結果により選定した、緊急時対策所

（緊急時対策棟内）の代替電源設備からの給電を確保するための手段に使用する設備のうち、緊急時対策所用発電機車、大容量空冷式発電機、緊急時対策所用発電機車用燃料油貯蔵タンク及び緊急時対策所用発電機車用給油ポンプは重大事故等対処設備として位置づける。

これらの選定した設備は、審査基準及び基準規則に要求される設備がすべて網羅されている。

以上の重大事故等対処設備において、発電所外（社内外）との通信連絡を行うことが可能であることから、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。

・ 運転指令設備、電力保安通信用電話設備、テレビ会議システム（社内）、無線連絡設備のうち無線通話装置（固定型※4、携帯型※4）、加入電話設備

耐震Ｓクラスではなく Ss機能維持を担保できないが、設備が健全である場合は、発電所内及び発電所外（社内外）の通信連絡を行うための手段として有効である。

※３　モニタリング用は除く。

※４　モニタリング用。

b.　手順等

上記のa.により選定した対応手段に係る手順を整備する。

これらの手順は、本部長※5を主体とした緊急時対策本部の安全管理班員※6及び総括班他※7の対応として緊急時対策所（緊急時対策棟内）の運用に関する手順、通信連絡設備の運用に関する手順等に定める（第1.18.1表、第1.18.2表）。

また、事故時に監視が必要となる計器及び給電が必要となる設備についても整備する（第1.18.3表、第1.18.4表）。

※５　本部長：所長（原子力防災管理者）をいう。

※６　安全管理班員:緊急時対策本部の安全管理班の班員をいう。

※７　総括班他：緊急時対策本部の総括班及び緊急時対策本部要員をいう。

1.18.2 重大事故等時の手順等

1.18.2.1 居住性を確保するための手順等

重大事故等が発生した場合においても、重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員等の被ばく線量を７日間で100mSvを超えないようにするために必要な対応手段として、緊急時対策所遮へい（緊急時対策棟内）、緊急時対策所非常用空気浄化設備、酸素濃度計及び二酸化炭素濃度計により、緊急時対策所（緊急時対策棟内）にとどまるために必要な居住性を確保する。

環境に放射性物質等が放出された場合、可搬型エリアモニタにより、緊急時対策所（緊急時対策棟内）に向かって放出される放射性物質による放射線量を測定及び監視し、緊急時対策所加圧設備による希ガス等の放射性物質の侵入を防止することで、重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員等を防護する。

また、万が一、希ガス等の放射性物質が緊急時対策所（緊急時対策棟内）内に侵入した場合においても、緊急時対策所エリアモニタにて監視、測定することにより、緊急時対策所（緊急時対策棟内）内への放射性物質の侵入を低減する。

緊急時対策所（緊急時対策棟内）内が事故対策のための活動に支障がない酸素濃度及び二酸化炭素濃度の範囲にあることを把握する。

これらを踏まえ事故状況の進展に応じた手順とする。

(1) 緊急時対策所（緊急時対策棟内）立ち上げの手順

緊急時体制が発令された場合、緊急時対策所（緊急時対策棟内）を使用し、緊急時対策本部を設置するための準備として、緊急時対策所（緊急時対策棟内）を立ち上げるための手順を整備する。

a. 緊急時対策所非常用空気浄化設備運転手順

緊急時体制が発令された場合、緊急時対策本部要員は、緊急時対策所（緊急時対策棟内）を拠点として活動を開始する。緊急時対策所（緊急時対策棟内）で活動する緊急時対策本部要員の必要な換気量の確保及び被ばくの低減のため、緊急時対策所非常用空気浄化設備を運転する。

全交流動力電源喪失時は、代替電源設備からの給電により、緊急時対策所非常用空気浄化設備を運転する。

緊急時対策所非常用空気浄化設備を起動し、必要な換気量を確保するとともに、緊急時対策所非常用空気浄化フィルタユニットを通気することにより放射性物質の侵入を低減するための手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

緊急時体制が発令された場合。

(b) 操作手順

緊急時対策所（緊急時対策棟内）立ち上げ時の緊急時対策所非常用空気浄化設備運転手順の概要は以下のとおり。緊急時対策所非常用空気浄化設備の概略系統図を第1.18.2図に、緊急時対策所非常用空気浄化設備運転の概略系統図を第1.18.3図に、タイムチャートを第1.18.4図に示す。

① 本部長は、手順着手の判断基準に基づき、総括班他に緊急時対策所非常用空気浄化設備の起動を指示する。

② 総括班他は、緊急時対策所（緊急時対策棟内）内に設置

する操作盤にて使用側の緊急時対策所非常用空気浄化設備を起動する。

③　総括班他は、緊急時対策所非常用空気浄化設備の流量を確認し、必要により、緊急時対策所（緊急時対策棟内）内の給排気ダンパを操作し、流量（40～50m^3/min）を調整するとともに、緊急時対策所（緊急時対策棟内）内の圧力を微正圧（100Pa[gage]）に調整する。

（c）操作の成立性

上記の現場対応は総括班他２名により作業を実施する。緊急時対策所非常用空気浄化設備の運転開始までの所要時間は一連の操作完了まで約20分と想定する。

b.　緊急時対策所加圧設備による空気供給準備手順

緊急時体制が発令された場合、原子炉格納容器から希ガス等の放射性物質が放出された場合に備え、緊急時対策所加圧設備の系統構成を行う。

緊急時対策所加圧設備の系統構成を行い、漏えい等がないことを確認し、切替えの準備を行う手順を整備する。

（a）手順着手の判断基準

緊急時体制が発令された場合。

（b）操作手順

緊急時対策所加圧設備による空気供給準備手順の概要は以下

のとおり。概略系統図を第1.18.3図に、タイムチャートを第1.18.5図に示す。

① 本部長は、手順着手の判断基準に基づき、総括班他に緊急時対策所加圧設備の系統構成（空気ボンベから室内の空気供給元弁まで）を指示する。

② 総括班他は、緊急時対策所加圧設備の系統構成（空気ボンベから室内の空気供給元弁まで）を行い、各部の漏えい等がないことを確認する。

（c）操作の成立性

上記の現場対応は総括班他６名により作業を実施する。緊急時対策所加圧設備の系統構成完了までの所要時間は約30分と想定する。

円滑に作業ができるように、アクセスルートを確保し、防護具、可搬型照明、通信設備を確保する。

c. 緊急時対策所（緊急時対策棟内）内の酸素濃度及び二酸化炭素濃度の測定手順

緊急時体制が発令され、緊急時対策所（緊急時対策棟内）の使用を開始した場合、緊急時対策所（緊急時対策棟内）の居住性確保の観点から、緊急時対策所（緊急時対策棟内）内の酸素濃度及び二酸化炭素濃度の測定を行う。

酸素濃度及び二酸化炭素濃度の測定を行う手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

緊急時体制が発令された場合。

(b) 操作手順

緊急時対策所（緊急時対策棟内）内の酸素濃度及び二酸化炭素濃度の測定手順の概要は以下のとおり。

① 本部長は、手順着手の判断基準に基づき、総括班他に緊急時対策所（緊急時対策棟内）内の酸素濃度及び二酸化炭素濃度の測定を指示する。

② 総括班他は、酸素濃度計及び二酸化炭素濃度計にて緊急時対策所（緊急時対策棟内）内の酸素濃度及び二酸化炭素濃度の測定を開始する。

③ 総括班他は、緊急時対策所（緊急時対策棟内）内の酸素濃度が18％以上又は二酸化炭素濃度が0.5％以下を維持できない場合は、緊急時対策所（緊急時対策棟内）内の給排気ダンパの開度調整により、換気率を調整する。

なお、緊急時対策所加圧設備を使用している場合において、酸素濃度が19％以上又は二酸化炭素濃度が1.0％以下を維持できない場合は、緊急時対策所（緊急時対策棟内）内に設置されている緊急時対策所加圧設備の流量調整弁及び排気ダンパの開度調整により、空気流入量を調整する。

(c) 操作の成立性

上記の緊急時対策所（緊急時対策棟内）内対応は総括班他2名により作業を実施する。室内での測定、弁及びダンパの調整

のみであるため、短時間での対応が可能である。

(2) 原子力災害対策特別措置法第10条特定事象発生時の手順

a. 緊急時対策所エリアモニタ設置手順

原子炉格納容器から希ガス等の放射性物質が放出された場合に緊急時対策所（緊急時対策棟内）内への放射性物質等の侵入量を微量のうちに検知し、緊急時対策所（緊急時対策棟内）内の緊急時対策本部要員の被ばくを低減するため、緊急時対策所（緊急時対策棟内）内に緊急時対策所エリアモニタを設置する。

原子力災害対策特別措置法第10条特定事象が発生した場合に、緊急時対策所（緊急時対策棟内）内へ緊急時対策所エリアモニタを設置する手順を整備する。

３号炉及び４号炉原子炉格納容器と緊急時対策所（緊急時対策棟内）の中間位置に設置する可搬型エリアモニタは、緊急時対策所（緊急時対策棟内）を加圧するための判断に用いる。

(a) 手順着手の判断基準

原子力災害対策特別措置法第10条特定事象が発生した場合。

(b) 操作手順

緊急時対策所エリアモニタ設置手順の概要は以下のとおり。タイムチャートを第1.18.6図に示す。

① 本部長は、手順着手の判断基準に基づき、安全管理班員に緊急時対策所エリアモニタ設置を指示する。

② 安全管理班員は、緊急時対策所エリアモニタを設置し、

起動する。

(c) 操作の成立性

上記の緊急時対策所（緊急時対策棟内）内対応は安全管理班員２名により作業を実施する。緊急時対策所エリアモニタ起動までの所要時間は約10分と想定する。

b. その他の手順項目にて考慮する手順

３号炉及び４号炉原子炉格納容器と緊急時対策所（緊急時対策棟内）の中間位置に設置する可搬型エリアモニタを設置する手順は「1.17 監視測定等に関する手順等」に整備する。

(3) 重大事故等が発生した場合の放射線防護等に関する手順等

重大事故等が発生した場合、重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員等を防護し、居住性を確保するための手順を整備する。

a. 緊急時対策所（緊急時対策棟内）にとどまる要員について

プルーム通過中においても、緊急時対策所（緊急時対策棟内）にとどまる要員は、休憩、仮眠をとるための交代要員を考慮して、重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員49名と、原子炉格納容器の破損等による発電所外への放射性物質の拡散を抑制するために必要な要員30名の合計79名と想定している。

プルーム放出のおそれがある場合、本部長は、この要員数を目安とし、最大収容可能人数（100名）の範囲で緊急時対策所（緊

急時対策棟内）にとどまる要員を判断する。

b.　緊急時対策所加圧設備への切替準備手順

プルーム放出のおそれがある場合、プルーム放出に備え、パラメータの監視を強化し、加圧操作要員を配置する。

プルーム放出に備え、パラメータの監視強化及び緊急時対策所加圧設備による加圧操作の要員配置を行うための手順を整備する。

（a）手順着手の判断基準

プルーム放出のおそれがある場合。

具体的には以下のいずれかに該当した場合をいう。

・　プルーム放出前の段階において、直接線、スカイシャイン線により、可搬型エリアモニタの指示が0.1mSv／h以上となった場合。

・　当直課長から炉心損傷が生じた旨の連絡、情報があった場合。又は、緊急時対策所（緊急時対策棟内）内でのプラント状態監視の結果、本部長が炉心損傷の可能性を踏まえ、プルーム放出に備える必要があると判断した場合。

・　炉心損傷前であって当直課長から原子炉格納容器破損が生じた旨の連絡、情報があった場合。又は、緊急時対策所（緊急時対策棟内）内でのプラント状態監視の結果、本部長が原子炉格納容器破損の可能性を踏まえ、プルーム放出に備える必要があると判断した場合。

(b) 操作手順

緊急時対策所加圧設備への切替準備手順の概要は以下のとおり。タイムチャートを第1.18.7図に示す。

① 本部長は、手順着手の判断基準に基づき、プルーム放出に備え、総括班他へパラメータの監視強化及び緊急時対策所加圧設備による加圧操作の要員配置を指示する。

② 総括班他は、緊急時対策所エリアモニタ及び可搬型エリアモニタの監視強化を行う。

③ 総括班他は、加圧操作の要員を配置する。

(c) 操作の成立性

上記の緊急時対策所（緊急時対策棟内）内対応は総括班他4名により作業を実施する。

室内での要員の配置等のみであるため、短時間での対応が可能である。

なお、直接線、スカイシャイン線では8方位に設置する可搬型エリアモニタのうち複数台の指示上昇が予想されることから、加圧判断に用いる可搬型エリアモニタ以外の可搬型エリアモニタの指示値も参考とする。

c. 緊急時対策所加圧設備への切替手順

原子炉格納容器から希ガス等の放射性物質が放出され、緊急時対策所（緊急時対策棟内）に接近した場合、緊急時対策所（緊急時対策棟内）内への希ガス等の放射性物質の侵入を防止するため、緊急時対策所非常用空気浄化設備による緊急時対策所（緊急時対

策棟内）内の換気を停止し、緊急時対策所加圧設備による緊急時対策所（緊急時対策棟内）内の加圧を行う。

緊急時対策所加圧設備による緊急時対策所（緊急時対策棟内）内の加圧を行う手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

以下のいずれかに該当した場合。

- 可搬型エリアモニタの指示が10mSv／h以上となった場合。
- 緊急時対策所エリアモニタの指示が0.5mSv／h以上となった場合。

(b) 操作手順

緊急時対策所加圧設備により緊急時対策所(緊急時対策棟内)内を加圧する手順の概要は以下のとおり。概略系統図を第1.18.8図に、タイムチャートを第1.18.9図に示す。

① 本部長は、手順着手の判断基準に基づき、総括班他に緊急時対策所加圧設備による緊急時対策所(緊急時対策棟内)内加圧の開始を指示する。

② 総括班他は、緊急時対策所非常用空気浄化設備による緊急時対策所（緊急時対策棟内）内の換気を停止する。

③ 総括班他は、緊急時対策所（緊急時対策棟内）内に設置されている空気供給元弁を開とし、流量調整弁にて流量（11.0m^3/min以上）を調整する。

④ 総括班他は、緊急時対策所排気ダンパにて排気側を調節し、緊急時対策所（緊急時対策棟内）内が微正圧

（100Pa[gage]）となるよう圧力を調整する。

なお、緊急時対策所加圧設備による緊急時対策所（緊急時対策棟内）内加圧時の酸素濃度及び二酸化炭素濃度の監視手順については、「(1) 緊急時対策所（緊急時対策棟内）立ち上げの手順　c.緊急時対策所（緊急時対策棟内）内の酸素濃度及び二酸化炭素濃度の測定手順」に示す。

(c) 操作の成立性

上記の緊急時対策所（緊急時対策棟内）内対応は総括班他4名により作業を実施する。緊急時対策所加圧設備による緊急時対策所（緊急時対策棟内）内の加圧開始までの所要時間は約2分と想定する。

d. 緊急時対策所非常用空気浄化設備への切替手順

緊急時対策所（緊急時対策棟内）周辺から希ガスの影響が減少した場合に緊急時対策所加圧設備による加圧を停止し、緊急時対策所非常用空気浄化設備による緊急時対策所（緊急時対策棟内）内の換気を開始する手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

可搬型エリアモニタ及び緊急時対策所エリアモニタにて放射線量を継続的に監視し、その指示値がプルーム接近時の指示値に比べ急激に低下した場合。

(b) 操作手順

緊急時対策所加圧設備から緊急時対策所非常用空気浄化設備への切替手順の概要は以下のとおり。概略系統図を第1.18.3図に、タイムチャートを第1.18.10図に示す。

① 本部長は、手順着手の判断基準に基づき、総括班他に緊急時対策所加圧設備から緊急時対策所非常用空気浄化設備への切替えを指示する。

② 総括班他は、緊急時対策所非常用空気浄化設備による緊急時対策所（緊急時対策棟内）内の換気を開始する。

③ 総括班他は、必要により、緊急時対策所（緊急時対策棟内）内の給排気ダンパを操作し、緊急時対策所（緊急時対策棟内）内の流量（40～50m^3/min）を調整する。

④ 総括班他は、緊急時対策所（緊急時対策棟内）内の空気供給元弁を閉とし、緊急時対策所加圧設備による加圧を停止する。

⑤ 総括班他は、必要により、緊急時対策所（緊急時対策棟内）内の給排気ダンパを操作し、緊急時対策所（緊急時対策棟内）内が微正圧（100Pa[gage]）となるよう圧力を調整する。

なお、緊急時対策所非常用空気浄化設備運転時の酸素濃度及び二酸化炭素濃度の監視手順については、「(1) 緊急時対策所（緊急時対策棟内）立ち上げの手順ｃ．緊急時対策所（緊急時対策棟内）内の酸素濃度及び二酸化炭素濃度の測定手順」に示す。

(c) 操作の成立性

上記の緊急時対策所（緊急時対策棟内）内対応は総括班他4名により作業を実施する。緊急時対策所加圧設備による緊急時対策所（緊急時対策棟内）内の加圧停止までの所要時間は約2分と想定する。

なお、緊急時対策所非常用空気浄化設備への切替えを判断する場合は、モニタリングステーション、モニタリングポスト、可搬型モニタリングポスト及び加圧判断に用いる可搬型エリアモニタ以外の可搬型エリアモニタの指示値も参考とする。

1.18.2.2 重大事故等に対処するために必要な指示及び通信連絡に関する手順等

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指示を行う要員等が、緊急時対策所（緊急時対策棟内）の情報収集設備及び緊急時対策所(緊急時対策棟内)の通信連絡設備により、必要なプラントパラメータ等を監視又は収集し、重大事故等に対処するために必要な情報を把握するとともに、重大事故等に対処するための対策の検討を行う。

また、重大事故等に対処するための対策の検討に必要な資料を、緊急時対策所（緊急時対策棟内）に整備する。

重大事故等が発生した場合において、緊急時対策所（緊急時対策棟内）の通信連絡設備により、発電所内外の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行う。

全交流動力電源喪失時は、代替電源設備からの給電により、緊急時対策所（緊急時対策棟内）の情報収集設備及び通信連絡設備を使用する。

(1) 緊急時対策所（緊急時対策棟内）の情報収集設備によるプラントパラメータ等の監視手順

重大事故等が発生した場合、緊急時対策所（緊急時対策棟内）の情報収集設備である緊急時運転パラメータ伝送システム（SPDS）及びSPDSデータ表示装置により重大事故等に対処するために必要なプラントパラメータ等を監視する手順を整備する。

a. 手順着手の判断基準

緊急時体制が発令された場合。

b. 操作手順

SPDSデータ表示装置を起動し、監視する手順の概要は以下のとおり。概略系統図を第1.18.11図に示す。

なお、緊急時運転パラメータ伝送システム(SPDS)については、常時、伝送が行われており、操作は必要ない。

① 総括班他は、手順着手の判断基準に基づき、SPDSデータ表示装置の接続を確認し、端末（PC）を起動する。

② 総括班他は、SPDSデータ表示装置にて、各パラメータを監視する。

c. 操作の成立性

上記の緊急時対策所（緊急時対策棟内）内対応は総括班他１名により作業を実施する。室内での端末起動等のみであるため、短時間での対応が可能である。

(2)　重大事故等に対処するための対策の検討に必要な資料の整備

重大事故等に対処するための対策の検討に必要な資料を緊急時対策所（緊急時対策棟内）に配備し、資料が更新された場合には資料の差替えを行い、常に最新となるよう通常時から維持、管理する。

(3)　通信連絡に関する手順等

重大事故等が発生した場合において、緊急時対策所（緊急時対策棟内）の通信連絡設備により、中央制御室、屋内外の作業場所、本店、国、地方公共団体、その他関係機関等の発電所内外の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行うための手順を整備する。

重大事故等対処に係る通信連絡設備一覧を第1.18.5表に、概略系統図を第1.18.11図に示す。

発電所内外の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行うための通信連絡設備の使用方法等、必要な手順の詳細は「1.19　通信連絡に関する手順等」にて整備する。

1.18.2.3 必要な数の要員の収容に係る手順等

緊急時対策所（緊急時対策棟内）は、重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員に加え、原子炉格納容器の破損等による発電所外への放射性物質の拡散を抑制するための対策に対処するために必要な数の要員を含めた重大事故等に対処するために必要な数の要員として最大100名を収容する。

要員の収容に当たっては、重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員と現場作業を行う要員等との輻輳を避けるレイアウトとなるよう考慮する。また、要員の収容が適切に行えるようトイレや休憩

スペース等を整備するとともに、収容する要員に必要な放射線管理を行うための資機材、飲料水、食料等を整備し、維持、管理する。

(1) 放射線管理

a. 放射線管理用資機材の維持管理等

緊急時対策所（緊急時対策棟内）には、1週間外部からの支援がなくとも対策要員が使用する十分な数量の装備（線量計、マスク等）を配備するとともに、通常時から維持、管理し、重大事故等が発生した場合には、防護具等の使用及び管理を適切に運用し、十分な放射線管理を行う。

本部長は、重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員や現場作業を行う要員等の被ばく線量管理を行うため、ポケット線量計を常時装着させるとともに線量評価を行う。また、作業に必要な放射線管理用資機材を用いて作業現場の放射線量測定等を行う。

また、本部長は、緊急時対策所非常用空気浄化フィルタユニットの線量を監視するため、可搬型エリアモニタを設置するとともに、線量が上昇した場合は、周辺に立入りを制限する区域を設ける等の対応を行う。

b. チェンジングエリアの設置及び運用手順

チェンジングエリアには、防護具の着替えエリア、緊急時対策本部要員の放射性物質による汚染を確認するためのサーベイエリア及び現場作業を行う要員等の放射性物質による汚染が確認された場合の除染エリアを設け、安全管理班員が身体サーベイ及び汚

染している現場作業を行う要員等の除染を行うとともに、チェンジングエリアの汚染管理を行う。

なお、緊急時対策所（緊急時対策棟内）の外で身体サーベイを待つ現場作業等を行う要員等は、周辺からの放射線影響を低減するため、遮へい効果のある緊急時対策棟内で待機する。

チェンジングエリア内での身体サーベイで現場作業を行う要員等の放射性物質による汚染が確認された場合には、サーベイエリアに隣接した除染エリアにて濡れウエス等による拭き取り除染を行うことを基本とするが、拭き取りにて除染ができない場合は、シャワーにて汚染部位の水洗による除染を行う。

シャワーを用いた除染による廃水は汚染水槽に保管し、放射性廃棄物として廃棄する。

緊急時対策所（緊急時対策棟内）の外側が放射性物質により汚染したような状況下において、緊急時対策所（緊急時対策棟内）への汚染の持ち込みを防止するため、身体サーベイ及び防護具の着替え等を行うためのチェンジングエリアを設置するための資機材を整備し、運用する手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

原子力災害対策特別措置法第10条特定事象が発生した場合。

(b) 操作手順

チェンジングエリアの設置手順の概要は以下のとおり。タイムチャートを第1.18.12図に示す。

① 本部長は、手順着手の判断基準に基づき、安全管理班員

にチェンジングエリアの設置を指示する。

② 安全管理班員は、養生用シートにてチェンジングエリア設置場所を養生する。

③ 安全管理班員は、各エリアの養生シートを隙間無くテープにて養生する。

④ 安全管理班員は、各エリア間の境界にバリア、粘着マットを設置する。

⑤ 安全管理班員は、脱衣収納容器、GM汚染サーベイメータ等を必要な箇所に設置する。

(c) 操作の成立性

上記の緊急時対策所（緊急時対策棟内）内対応は安全管理班員２名により作業を実施する。チェンジングエリア設置までの所要時間は約60分と想定する。

c. 緊急時対策所非常用空気浄化設備の切替手順

緊急時対策所非常用空気浄化フィルタユニットの線量上昇等により緊急時対策所非常用空気浄化設備の切替えが必要となった場合、緊急時対策所非常用空気浄化設備の切替えを行う。

緊急時対策所非常用空気浄化フィルタユニットの線量上昇等により緊急時対策所非常用空気浄化設備の切替えが必要となった場合に、待機側を起動し、切替えを行う手順を整備する。

緊急時対策所非常用空気浄化フィルタユニットは、緊急時対策棟に設置する２系統により、数ヶ月間使用可能とする。

また、フィルタの製作（約３ヶ月）等を実施することにより、

中長期的な対応を可能とする。

なお、使用側のフィルタユニットは、線量に応じ適切に切替え、フィルタの交換又は保管を行う。特にフィルタ線量が高い場合は、待機側のフィルタユニットに切替えた後、放射性物質が減衰するまで一定期間保管する。

(a) 手順着手の判断基準

フィルタユニットの線量上昇等により運転中の緊急時対策所非常用空気浄化設備の切替えが必要となった場合。

(b) 操作手順

緊急時対策所非常用空気浄化設備の切替手順の概要は以下のとおり。タイムチャートを第1.18.13図に示す。

① 本部長は、手順着手の判断基準に基づき、緊急時対策所非常用空気浄化設備の切替えを総括班他に指示する。

② 総括班他は、待機側の緊急時対策所非常用空気浄化設備を起動する。

③ 総括班他は、使用していた緊急時対策所非常用空気浄化設備を停止する。

④ 総括班他は、緊急時対策所非常用空気浄化設備の流量を確認し、必要により、緊急時対策所（緊急時対策棟内）内の給排気ダンパを操作し、流量（40～50m^3/min）を調整するとともに、緊急時対策所（緊急時対策棟内）内の圧力を微正圧（100Pa[gage]）に調整する。

(c) 操作の成立性

上記の緊急時対策所（緊急時対策棟内）内対応は総括班他2名により作業を実施する。緊急時対策所非常用空気浄化設備の切替完了までの所要時間は約5分と想定する。

(2) 飲料水、食料等

重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員等が重大事故等の発生後、少なくとも外部からの支援なしに1週間、活動するために必要な飲料水、食料等を備蓄するとともに、通常時から維持、管理する。

本部長は、緊急時対策所（緊急時対策棟内）内での飲食等の管理として、適切な頻度で緊急時対策所（緊急時対策棟内）内の空気中の放射性物質濃度の測定を行い、飲食しても問題ない環境であることを確認する。

ただし、緊急時対策所（緊急時対策棟内）内の空気中放射性物質濃度が目安値（1×10^{-3}Bq／cm^{3}未満）よりも高くなった場合であっても、本部長の判断により、必要に応じて飲食を行う。

また、重大事故等が発生した場合、緊急時対策所（緊急時対策棟内）内の室温・湿度が維持できるよう予備のエアコン等を保管し、管理を適切に行う。

1.18.2.4 代替電源設備からの給電手順

(1) 緊急時対策所用発電機車による給電

a. 緊急時対策所用発電機車準備手順

緊急時体制が発令された場合、緊急時対策本部要員は、緊急時

対策所（緊急時対策棟内）を拠点として活動を開始する。全交流動力電源喪失の発生時又は全交流動力電源喪失の発生に備え、緊急時対策所（緊急時対策棟内）の電源を確保するため、代替電源設備である緊急時対策所用発電機車のケーブル及び燃料油供給ホース接続を行う。

緊急時対策所（緊急時対策棟内）立ち上げ時の緊急時対策所用発電機車のケーブル及び燃料油供給ホース接続を行う手順を整備する。

(a) 手順着手の判断基準

緊急時体制が発令された場合。

(b) 操作手順

緊急時対策所用発電機車準備手順の概要は以下のとおり。概略系統図を第1.18.14図及び第1.18.15図に、タイムチャートを第1.18.16図及び第1.18.17図に示す。

① 本部長は、手順着手の判断基準に基づき、総括班他に緊急時対策所（緊急時対策棟内）の電源確保作業の開始を指示する。

② 総括班他は、ケーブル収納箱からケーブルを取り出し、緊急時対策棟の電源接続盤へケーブル接続を行う。

③ 総括班他は、給電する電路に異常がないことを確認する。

④ 総括班他は、緊急時対策所用発電機車へケーブル接続を行う。

⑤ 総括班他は、燃料油供給ホース収納箱から燃料油供給ホ

ースを取り出し、緊急時対策所用発電機車用給油ポンプから緊急時対策所用発電機車まで、燃料油供給ホースの接続を行う。

(c) 操作の成立性

上記の現場対応は、総括班他４名により作業を実施する。緊急時対策棟と緊急時対策所用発電機車とのケーブル接続完了までの所要時間は約15分、緊急時対策所用発電機車と緊急時対策所用発電機車用給油ポンプ間の燃料油供給ホース接続完了までの所要時間は約15分と想定する。

円滑に作業ができるように、アクセスルートを確保し、防護具、可搬型照明、通信設備を確保する。

b. 緊急時対策所用発電機車起動手順

全交流動力電源喪失時は、緊急時対策所（緊急時対策棟内）の電源を確保するため、代替電源設備である緊急時対策所用発電機車を起動することにより緊急時対策所（緊急時対策棟内）へ給電する。

全交流動力電源喪失時における緊急時対策所用発電機車の起動手順を整備する。

なお、緊急時運転パラメータ伝送システム(SPDS)については、代替電源として大容量空冷式発電機より給電する。給電の手順は「1.14　電源の確保に関する手順等」にて整備する。

(a) 手順着手の判断基準

外部電源及びディーゼル発電機の故障等によりすべての非常用高圧母線への交流動力電源からの給電を非常用高圧母線電圧により確認できない場合。

(b) 操作手順

緊急時対策所用発電機車起動手順の概要は以下のとおり。概略系統図を第1.18.14図に、タイムチャートを第1.18.18図に示す。

① 本部長は、手順着手の判断基準に基づき、総括班他に緊急時対策所（緊急時対策棟内）への給電作業開始を指示する。

② 総括班他は、緊急時対策所用発電機車を起動する。

③ 総括班他は、緊急時対策所用発電機車の出力遮断器を「入」とする。

④ 総括班他は、緊急時対策棟内の交流電源盤にて受電遮断器を「入」とし、給電を開始する。なお、運転中の緊急時対策所用発電機車へは、外部からの支援がなくとも、7日分の運転に必要な容量を有する緊急時対策所用発電機車用燃料油貯蔵タンクから、緊急時対策所用発電機車用給油ポンプにより、燃料（重油）を自動補給する。緊急時対策所用発電機車運転中は、緊急時対策所用発電機車用給油ポンプの運転状態及び燃料油補給状況の警報監視を行い、正常に自動補給されていることを確認する。

（c）操作の成立性

上記の現場対応は、総括班他４名により作業を実施する。緊急時対策所（緊急時対策棟内）への緊急時対策所用発電機車による給電開始までの所要時間は約30分と想定する。

円滑に作業ができるように、アクセスルートを確保し、防護具、可搬型照明、通信設備を確保する。

重大事故等時７日間運転継続するために必要な燃料（重油）の備蓄量を有する、緊急時対策所用発電機車用燃料油貯蔵タンク（約75kℓ、２基）を管理する。

第1.18.1表　機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順

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		整備する手順書	手順書の分類
－	－	居住性の確保	緊急時対策所遮へい（緊急時対策棟内）	重大事故等対処設備	－	－
			緊急時対策所非常用空気浄化ファン		緊急時対策所（緊急時対策棟内）換気設備起動停止及び空気ボンベ切替手順	緊急時対策所（緊急時対策棟内）の運用に関する手順
			緊急時対策所非常用空気浄化フィルタユニット			
			緊急時対策所加圧設備			
			緊急時対策所エリアモニタ		緊急時対策所エリアモニタ設置手順	
			可搬型エリアモニタ※1		可搬型エリアモニタによる放射線量の測定に関する手順	重大事故等時における周辺モニタリングに関する手順
			酸素濃度計		緊急時対策所（緊急時対策棟内）運用手順	緊急時対策所（緊急時対策棟内）の運用に関する手順
			二酸化炭素濃度計			
		必要な指示及び通信連絡	緊急時運転パラメータ伝送システム（SPDS）※2	重大事故等対処設備	緊急時対策所（緊急時対策棟内）運用手順 通信連絡に関する手順	緊急時対策所（緊急時対策棟内）の運用に関する手順 通信連絡設備の運用に関する手順
			SPDSデータ表示装置			
			携帯型通話設備※3			
			衛星携帯電話設備※3			
			無線連絡設備※3（無線通話装置（固定型※4、携帯型※4））		通信連絡に関する手順	通信連絡設備の運用に関する手順
			統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備（テレビ会議システム、IP電話、衛星通信装置（電話）、IP-FAX）※3			

※1　緊急時対策所（緊急時対策棟内）内加圧判断に使用する。手順は「1.17　監視測定等に関する手順等」に整備する。
※2　ディーゼル発電機等から給電する。
※3　通信連絡設備の使用方法等、必要な手順の詳細は「1.19　通信連絡に関する手順等」に整備する。
※4　モニタリング用は除く。

第1.18.2表　機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順

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		整備する手順書	手順書の分類
－	－	必要な指示及び通信連絡	運転指令設備※1	多様性拡張設備	通信連絡に関する手順	通信連絡設備の運用に関する手順
			電力保安通信用電話設備※1			
			テレビ会議システム（社内）※1			
			無線連絡設備※1（無線通話装置（固定型※2、携帯型※2））			
			加入電話設備※1			
サポート系機能喪失時	緊急時対策所全交流動力電源	代替電源設備からの給電の確保	緊急時対策所用発電機車	重大事故等対処設備	代替電源設備による緊急時対策所（緊急時対策棟内）給電手順	緊急時対策所（緊急時対策棟内）の運用に関する手順
			緊急時対策所用発電機車用燃料油貯蔵タンク			
			緊急時対策所用発電機車用給油ポンプ			
			大容量空冷式発電機※3		全交流動力電源の対応手順等（一部事象ベース：運転員（当直員）等及び保修対応要員）	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

※1　通信連絡設備の使用方法等、必要な手順の詳細は「1.19　通信連絡に関する手順等」に整備する。
※2　モニタリング用。
※3　大容量空冷式発電機からの給電手順については「1.14 電源の確保等に関する手順等」に整備する。

第1.18.3表　重大事故等対処に係る監視計器

監視計器一覧（１／３）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.18.2.1　居住性を確保するための手順等			
(1) 緊急時対策所（緊急時対策棟内）立ち上げの手順	判断基準	－	－
c．緊急時対策所（緊急時対策棟内）内の酸素濃度及び二酸化炭素濃度の測定手順	操作	緊急時対策所非常用空気浄化設備運転時の換気	・緊急時対策所非常用空気浄化ファン給気流量計
			・緊急時対策所内圧力計
		緊急時対策所（緊急時対策棟内）内の環境監視	・酸素濃度計
			・二酸化炭素濃度計

監視計器一覧（２／３）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.18.2.1　居住性を確保するための手順等			
(3) 重大事故等が発生した場合の放射線防護等に関する手順等 b．緊急時対策所加圧設備への切替準備手順	判断基準	原子炉格納容器と緊急時対策所（緊急時対策棟内）の間の位置における線量	・可搬型エリアモニタ
		緊急時対策所（緊急時対策棟内）内の環境監視	・緊急時対策所エリアモニタ
	操作	－	－
(3) 重大事故等が発生した場合の放射線防護等に関する手順等 c．緊急時対策所加圧設備への切替手順	判断基準	原子炉格納容器と緊急時対策所（緊急時対策棟内）の間の位置における線量	・可搬型エリアモニタ
		緊急時対策所（緊急時対策棟内）内の環境監視	・緊急時対策所エリアモニタ
	操作	－	－

監視計器一覧（３／３）

対応手段		重大事故等の対応に必要となる監視項目	監視計器
1.18.2.1　居住性を確保するための手順等			
(3) 重大事故等が発生した場合の放射線防護等に関する手順等 d．緊急時対策所非常用空気浄化設備への切替手順	判断基準	原子炉格納容器と緊急時対策所（緊急時対策棟内）の間の位置における線量	・可搬型エリアモニタ
		緊急時対策所（緊急時対策棟内）内の環境監視	・緊急時対策所エリアモニタ
	操作	緊急時対策所非常用空気浄化設備運転時の換気	・緊急時対策所非常用空気浄化ファン給気流量計
			・緊急時対策所内圧力計
		緊急時対策所（緊急時対策棟内）内の環境監視	・酸素濃度計
			・二酸化炭素濃度計

第1.18.4表　審査基準における要求事項毎の給電対象設備

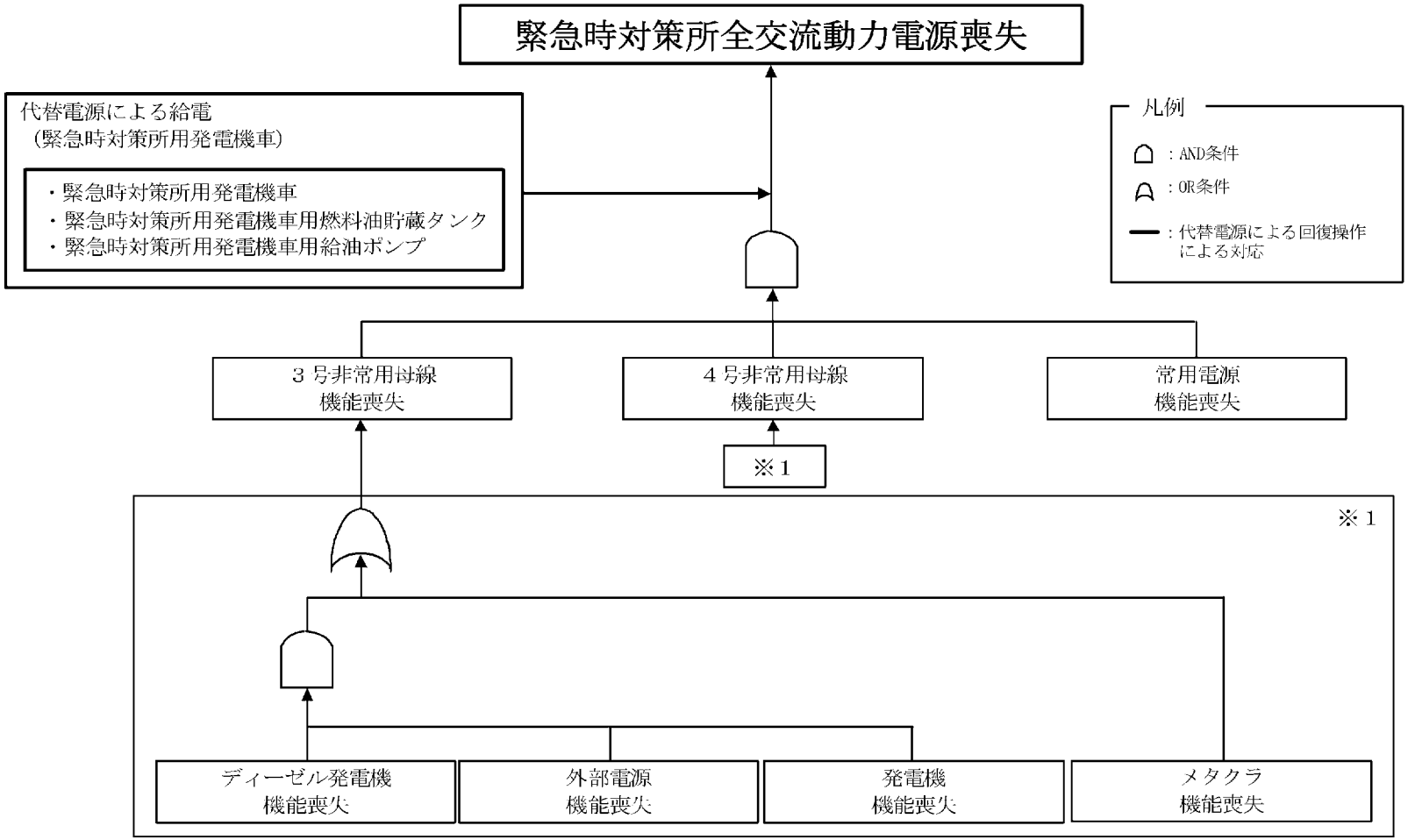
対象条文	供給対象設備	給電元
【1.18】 緊急時対策所の居住性等 に関する手順等	緊急時対策所非常用空気浄化ファン	常用電源
	緊急時対策所エリアモニタ	常用電源
	緊急時運転パラメータ伝送システム (SPDS)	3号非常用母線
		4号非常用母線
	SPDSデータ表示装置	3号非常用母線
		4号非常用母線

※通信連絡設備における給電対象設備は「1.19通信連絡に関する手順等」に整備する。

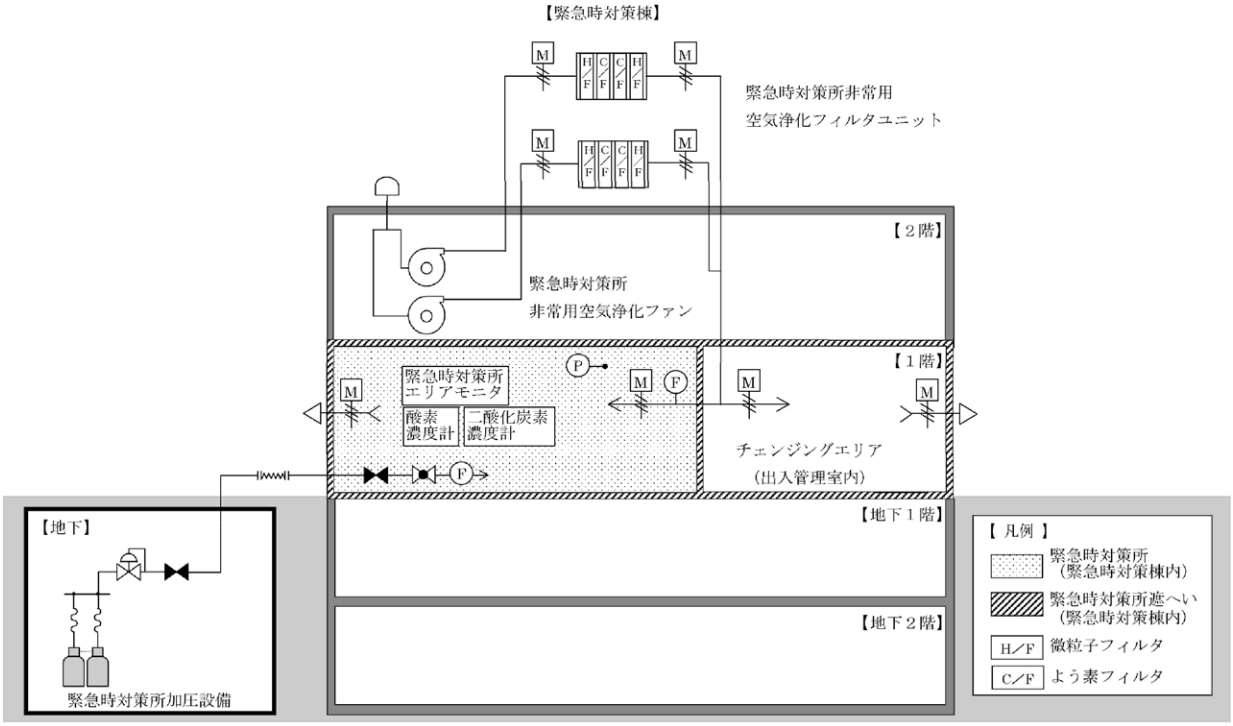
第1.18.5表　重大事故等対処に係る通信連絡設備一覧

<table>
<tr><th colspan="2">対　応　設　備</th><th></th></tr>
<tr><td>携帯型通話設備</td><td>携帯型有線通話装置</td><td rowspan="7">重大事故等対処設備</td></tr>
<tr><td>衛星携帯電話設備</td><td>衛星携帯電話（固定型）、（携帯型）</td></tr>
<tr><td>無線連絡設備※1</td><td>無線通話装置（固定型）、（携帯型）</td></tr>
<tr><td rowspan="5">統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備</td><td>テレビ会議システム</td></tr>
<tr><td>IP電話</td></tr>
<tr><td>衛星通信装置（電話）</td></tr>
<tr><td>IP-FAX（有線系）</td></tr>
<tr><td>IP-FAX（衛星系）</td></tr>
<tr><td>運転指令設備</td><td>ページング装置</td><td rowspan="6">多様性拡張設備</td></tr>
<tr><td rowspan="2">電力保安通信用電話設備</td><td>保安電話</td></tr>
<tr><td>衛星電話</td></tr>
<tr><td colspan="2">テレビ会議システム（社内）</td></tr>
<tr><td>無線連絡設備※2</td><td>無線通話装置（固定型）、（携帯型）</td></tr>
<tr><td>加入電話設備</td><td>加入電話（FAX含む）</td></tr>
</table>

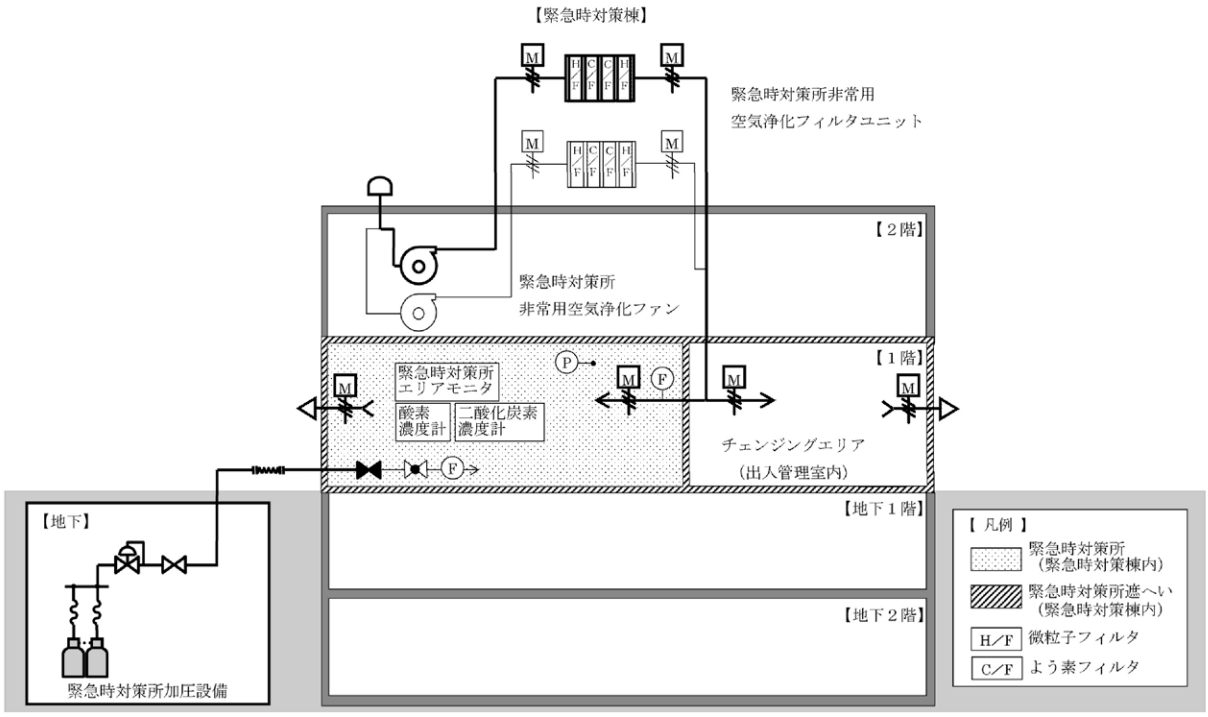
※1　モニタリング用は除く。
※2　モニタリング用。



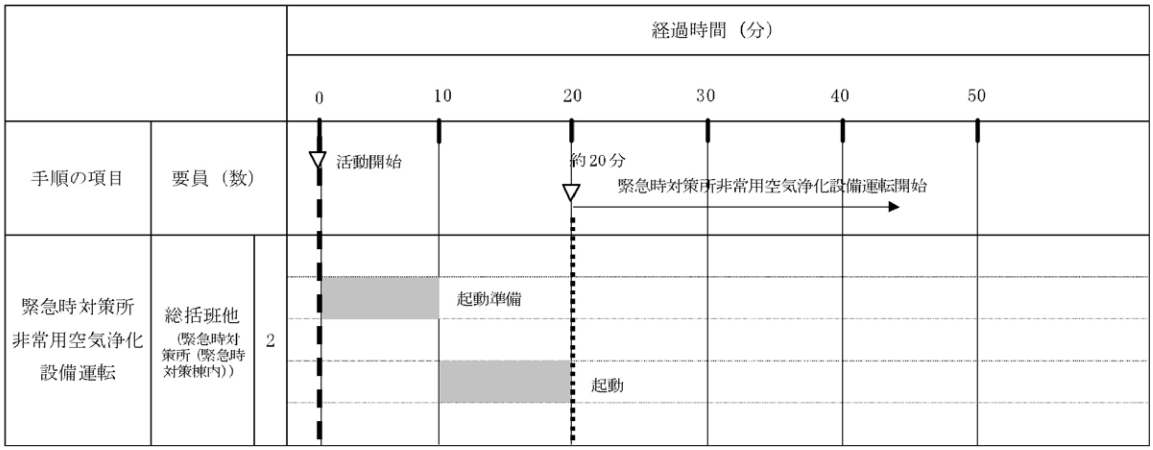
第 1.18.1 図　緊急時対策所全交流動力電源喪失の機能喪失要因と対処設備・対処手段



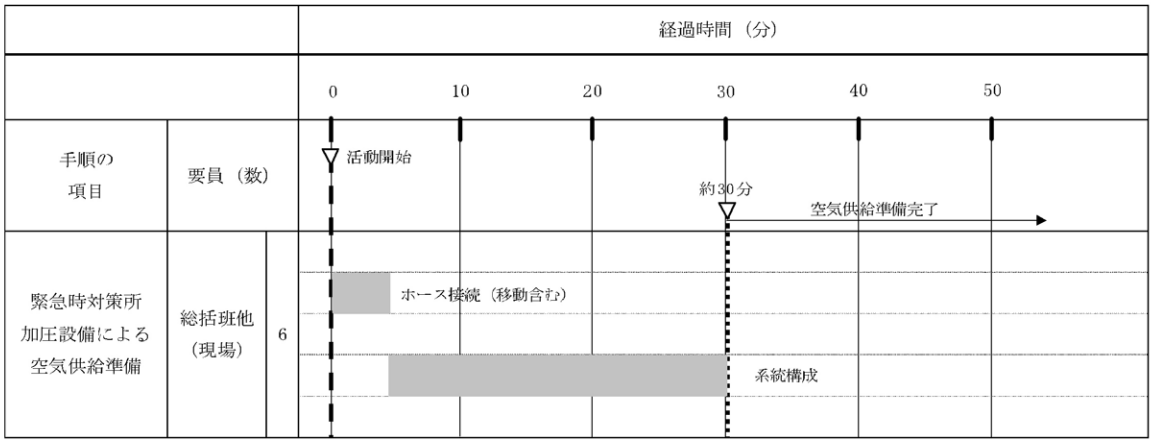
第 1.18.2 図　緊急時対策所非常用空気浄化設備及び
緊急時対策所加圧設備の概略系統図



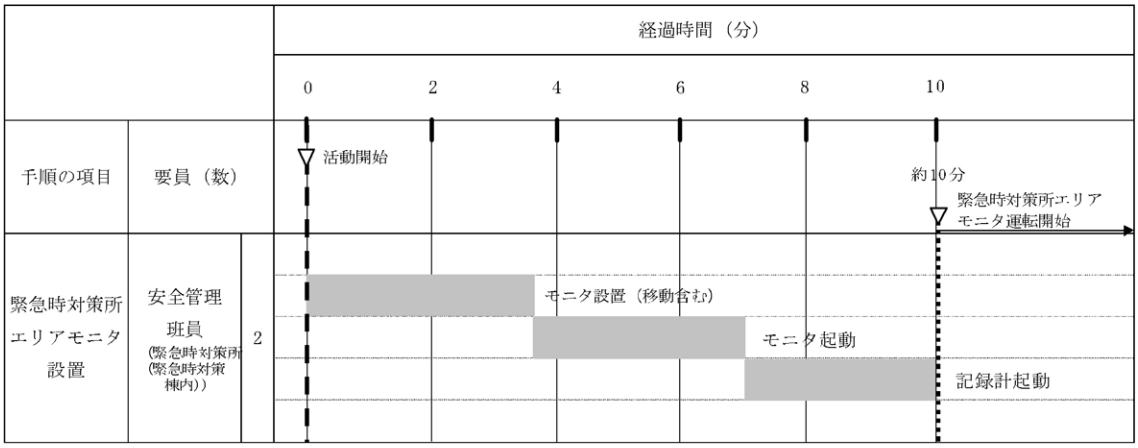
第 1.18.3 図　緊急時対策所非常用空気浄化設備運転及び
緊急時対策所加圧設備準備の概略系統図



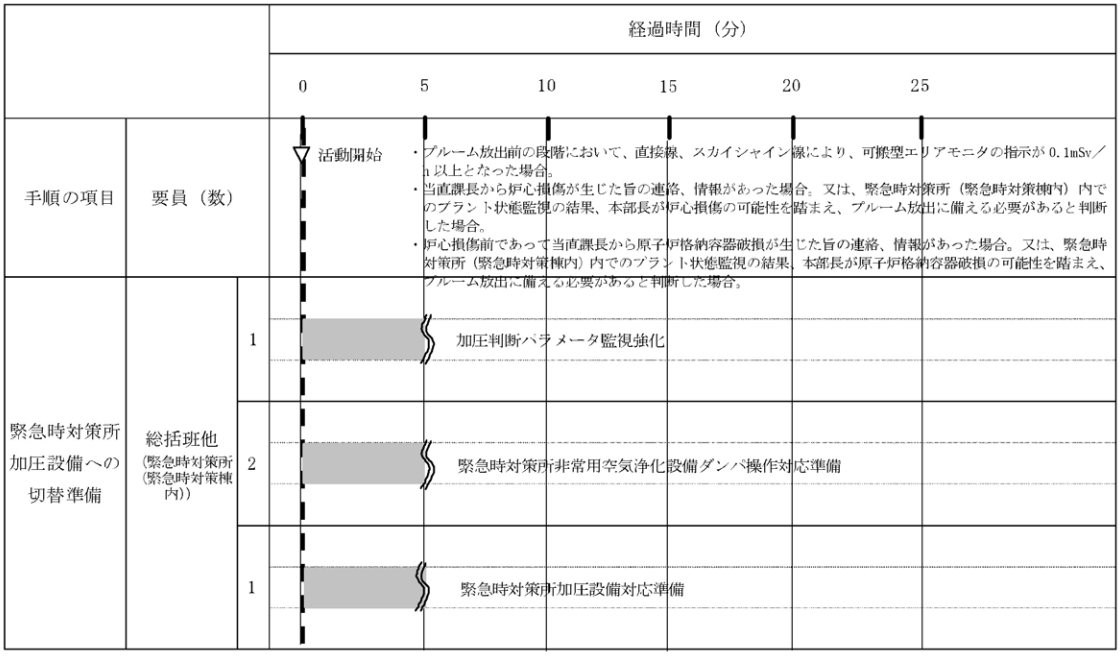
第1.18.4図　緊急時対策所非常用空気浄化設備運転タイムチャート



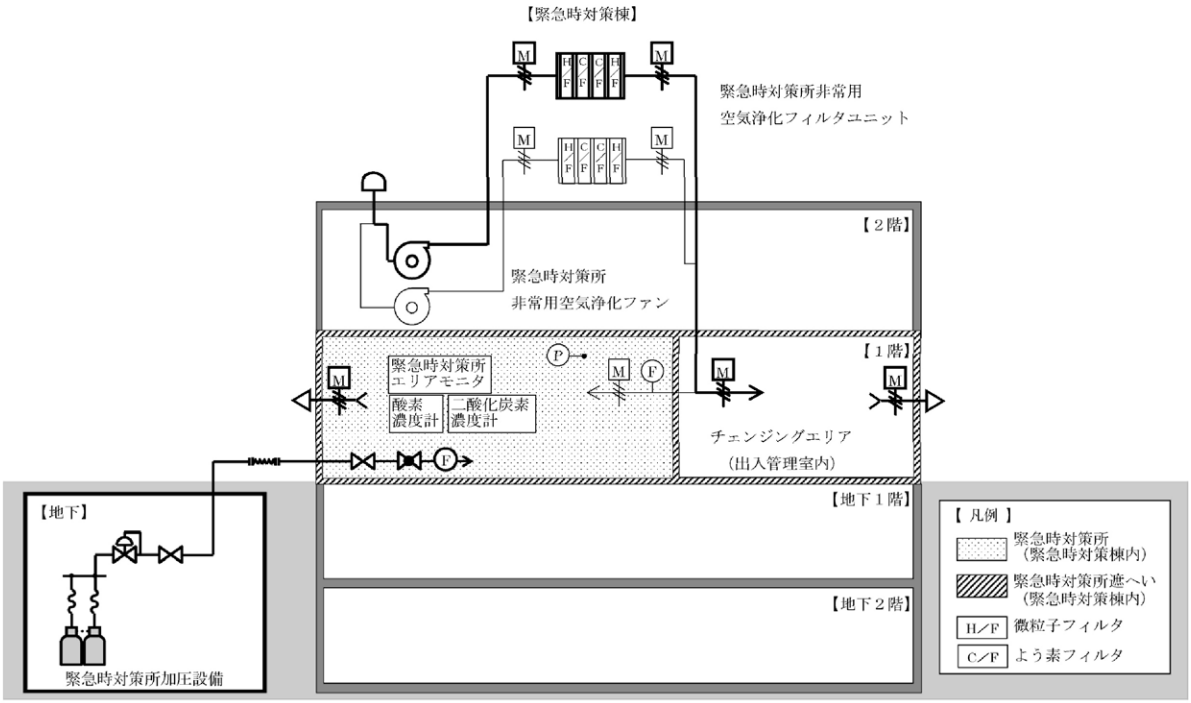
第1.18.5図　緊急時対策所加圧設備による
空気供給準備タイムチャート



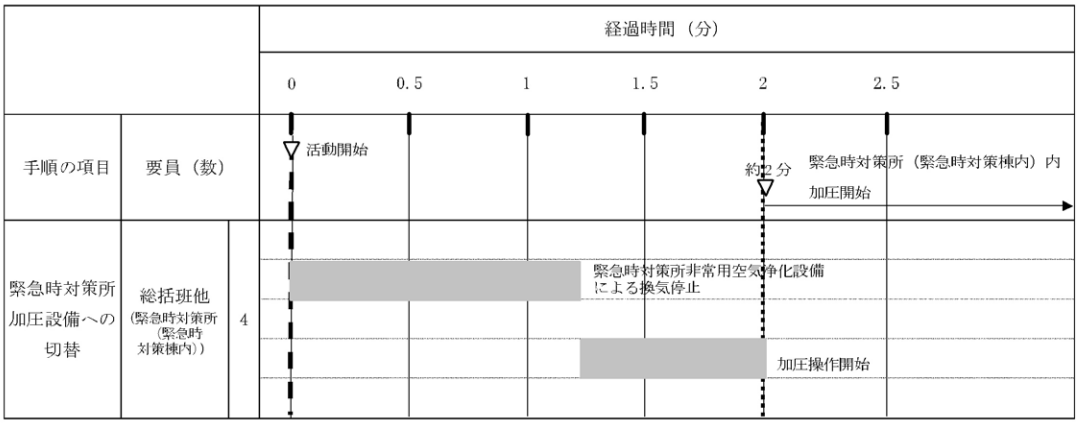
第 1.18.6 図　緊急時対策所エリアモニタ設置タイムチャート



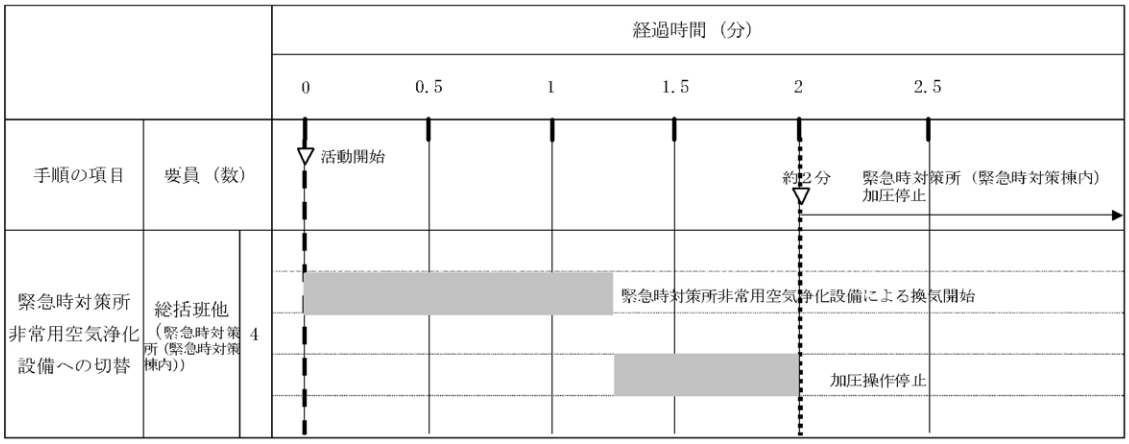
第 1.18.7 図　緊急時対策所加圧設備への切替準備タイムチャート



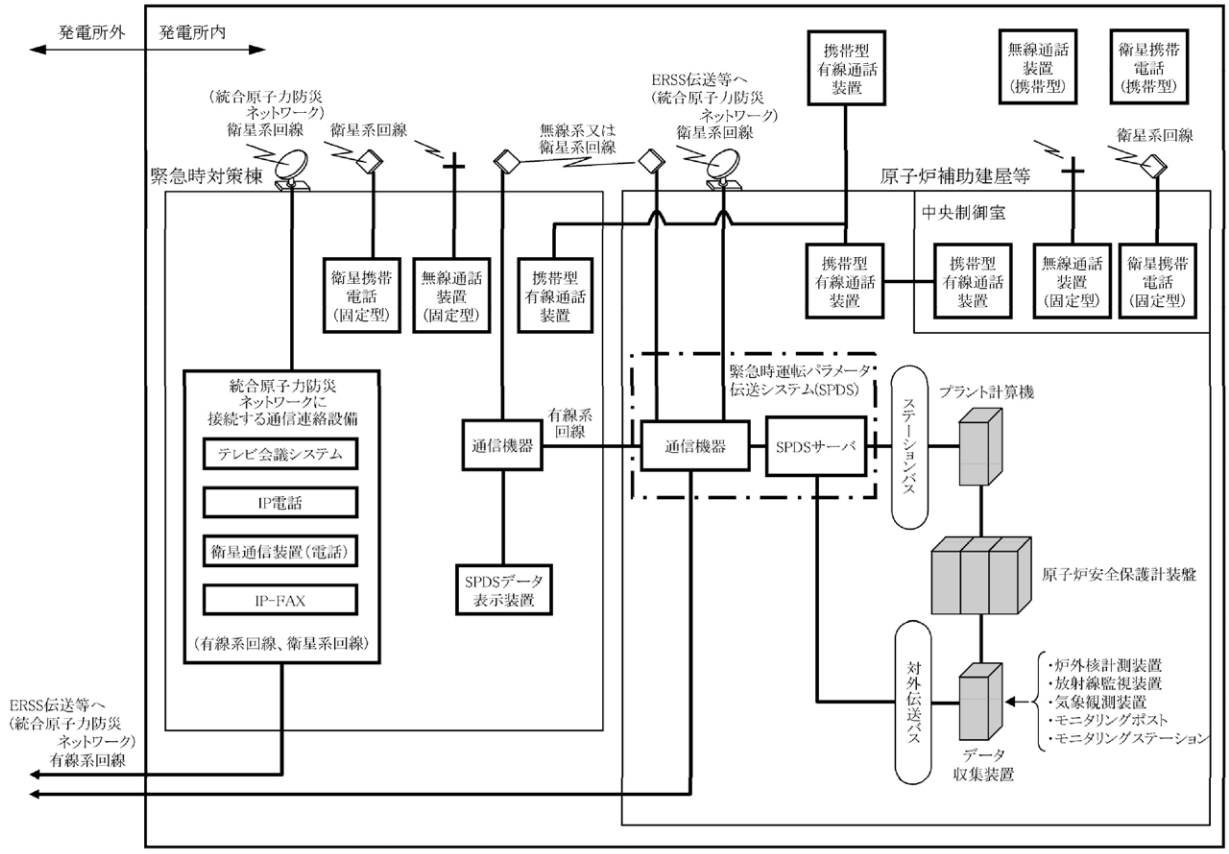
第1.18.8図　緊急時対策所加圧設備への切替えの概略系統図



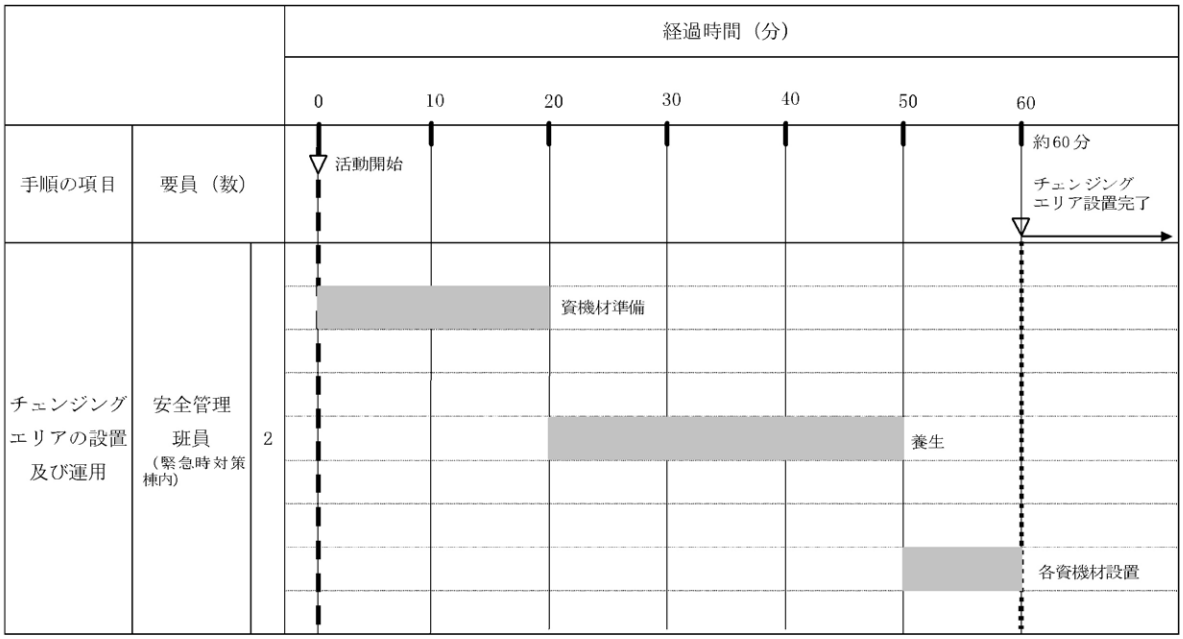
第1.18.9図　緊急時対策所加圧設備への切替えタイムチャート



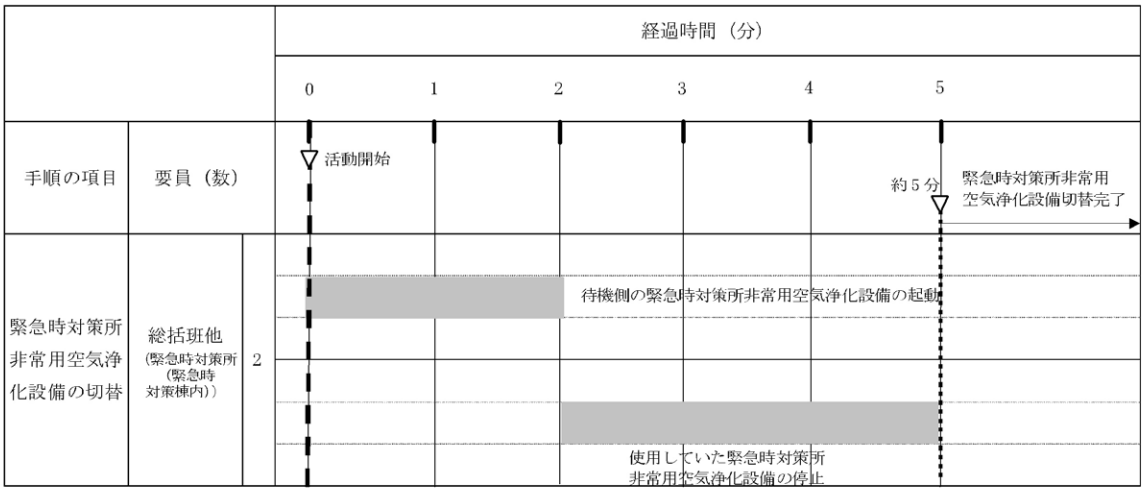
第1.18.10図　緊急時対策所非常用空気浄化設備への切替えタイムチャート



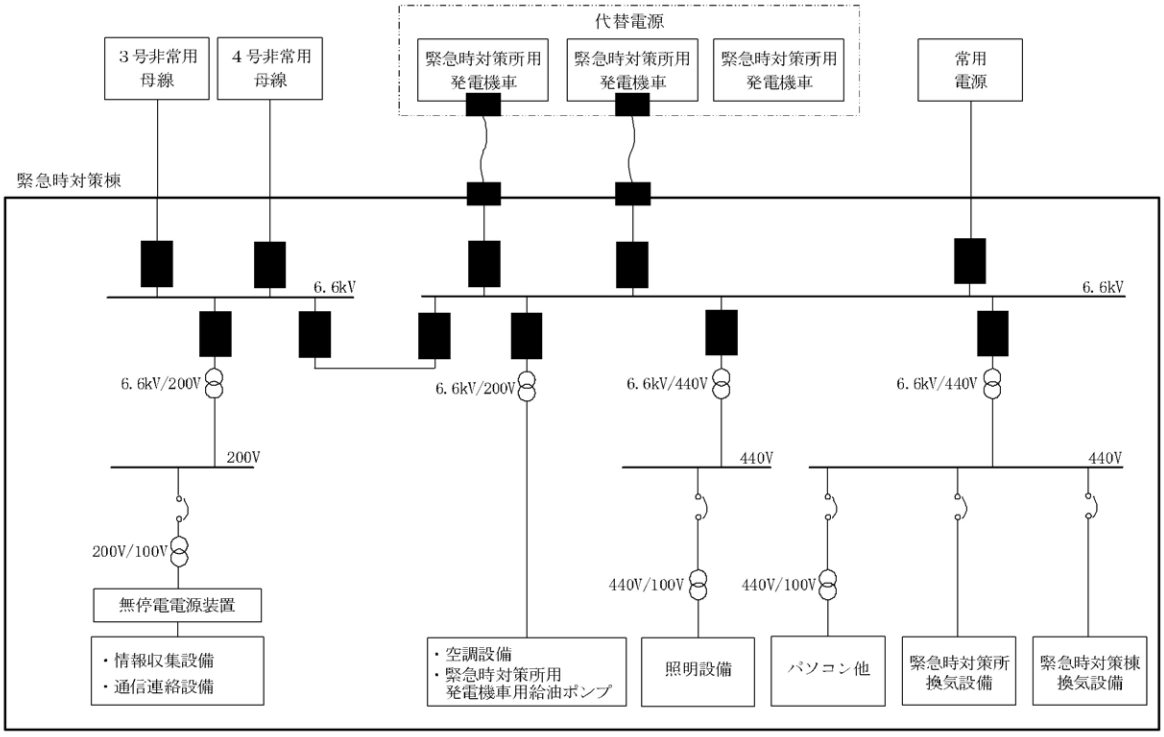
第1.18.11図　情報収集設備によるプラントパラメータの監視及び通信連絡設備の概略系統図



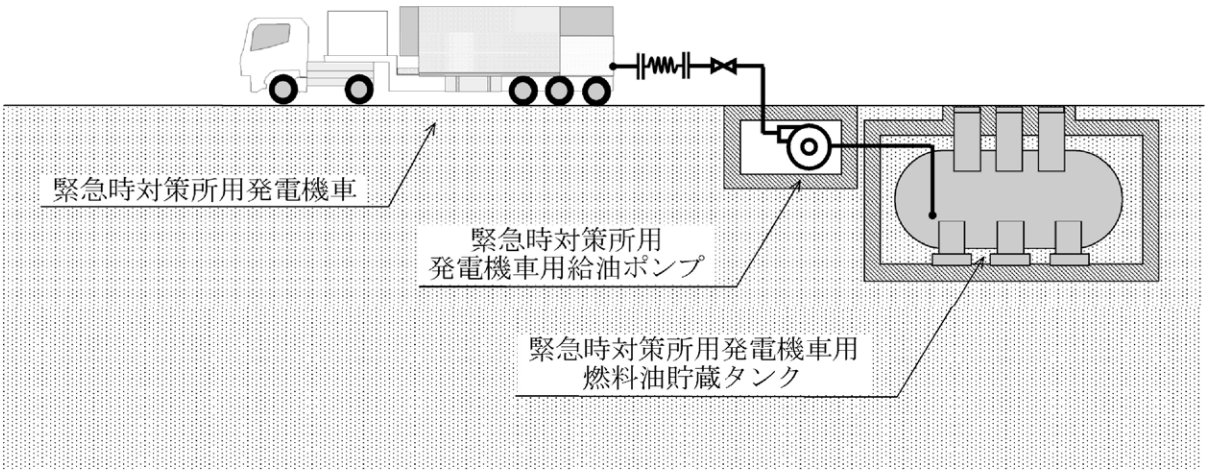
第1.18.12図　チェンジングエリアの設置及び運用タイムチャート



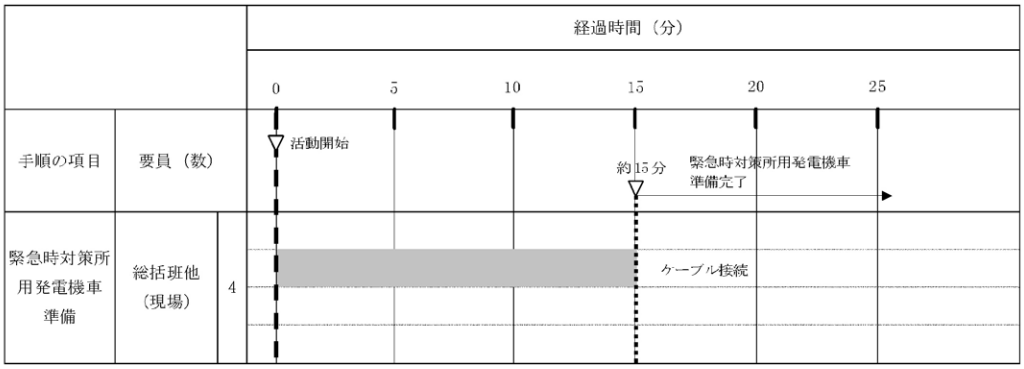
第1.18.13図　緊急時対策所非常用空気浄化設備の
切替タイムチャート



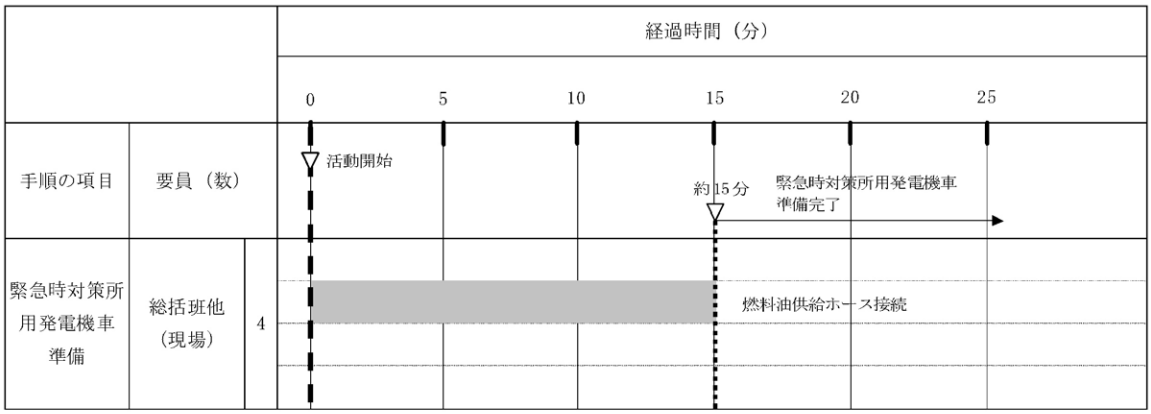
第1.18.14図　緊急時対策所給電概略系統図



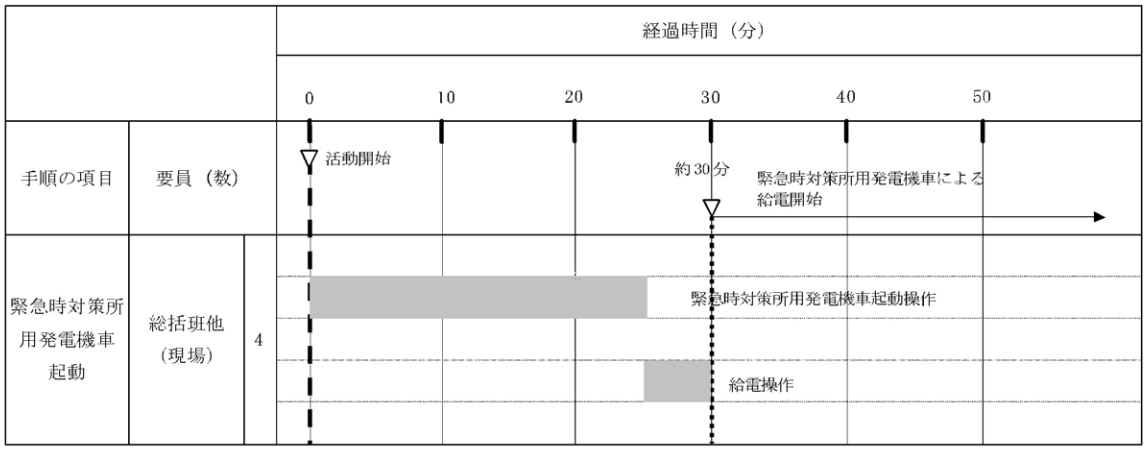
第1.18.15図　緊急時対策所用発電機車への燃料補給概略系統図



第1.18.16図　緊急時対策所用発電機車準備操作（ケーブル接続）
タイムチャート



第1.18.17図　緊急時対策所用発電機車準備操作（燃料油供給ホース接続）
タイムチャート



第1.18.18図　緊急時対策所用発電機車起動タイムチャート

1.19 通信連絡に関する手順等

＜　目　次　＞

1.19.1 対応手段と設備の選定
(1)　対応手段と設備の選定の考え方
(2)　対応手段と設備の選定の結果
1.19.2 重大事故等時の手順等
1.19.2.1 発電所内の通信連絡
(1)　発電所内の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行うための手順等
(2)　計測等行った特に重要なパラメータを発電所内の必要な場所で共有する手順等
1.19.2.2 発電所外（社内外）との通信連絡
(1)　発電所外（社内外）の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行うための手順等
(2)　計測等行った特に重要なパラメータを発電所外（社内外）の必要な場所で共有する手順等
1.19.2.3 代替電源設備から給電する手順等

1.19　通信連絡に関する手順等

＜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た場合において発電用原子炉施設の内外の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行うために必要な手順等が適切に整備されているか、又は整備される方針が適切に示されていること。

【解釈】

1　「発電用原子炉施設の内外の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行うために必要な手順等」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。

ａ）通信連絡設備は、代替電源設備（電池等の予備電源設備を含む。）からの給電を可能とすること。

ｂ）計測等行った特に重要なパラメータを必要な場所で共有する手順等を整備すること。

重大事故等が発生した場合において、発電所の内外の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行うため、必要な対処設備を整備しており、ここでは、この対処設備を活用した手順等について説明する。

1.19.1 対応手段と設備の選定

(1) 対応手段と設備の選定の考え方

重大事故等が発生した場合において、発電所の内外の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行うために必要な対応手段と重大事故等対処設備を選定する。

重大事故等対処設備の他に、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。

※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六十二条及び技術基準規則第七十七条（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。

(2) 対応手段と設備の選定の結果

審査基準及び基準規則の要求により選定した対応手段と、その対応に使用する重大事故等対処設備及び多様性拡張設備を以下に示す。

なお、重大事故等対処設備、多様性拡張設備及び整備する手順についての関係を第1.19.1表、第1.19.2表に示す。

a. 発電所内の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行うために必要な対応手段及び設備

(a) 対応手段

重大事故等が発生した場合において、発電所内の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行う手段がある。

発電所内で、重大事故等に対処するために必要なデータを伝送し、パラメータを共有する手段がある。

計測等行った特に重要なパラメータを発電所内の必要な場所で共有する手段がある。

発電所内の通信連絡を行うための設備は以下のとおり。

- 衛星携帯電話設備
- 無線連絡設備
- 携帯型通話設備
- 緊急時運転パラメータ伝送システム（SPDS）
- SPDSデータ表示装置
- 運転指令設備
- 電力保安通信用電話設備

発電所内の通信連絡を行うために必要な設備は、代替電源設備からの給電を可能とする手段がある。

代替電源設備からの給電を確保するための設備は以下のとおり。

- 大容量空冷式発電機
- 代替緊急時対策所用発電機
- 緊急時対策所用発電機車

(b)　重大事故等対処設備及び多様性拡張設備

審査基準及び基準規則に要求される発電所内の通信連絡を行うための設備のうち衛星携帯電話設備、無線連絡設備のうち無線通話装置（固定型※2、携帯型※2）、携帯型通話設備、緊急時運転パラメータ伝送システム(SPDS)、SPDSデータ表示装置、大容量空冷式発電機、代替緊急時対策所用発電機及び緊急時対策所用発電機車は、重大事故等対処設備として位置づける（第1.19.1図、第1.19.2図）。

以上の重大事故等対処設備において、発電所内の通信連絡を行うことが可能であることから、以下の設備は多様性拡張設備として位置づける。あわせてその理由を示す。

・　運転指令設備、電力保安通信用電話設備、無線連絡設備のうち無線通話装置（固定型※3、携帯型※3、モニタリングカー）

耐震Ｓクラスではなく Ss機能維持を担保できないが、設備が健全である場合は、発電所内の通信連絡を行うための手段として有効である。

※２　モニタリング用は除く

※３　モニタリング用

b.　発電所外（社内外）の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行うために必要な対応手段及び設備

(a)　対応手段

重大事故等が発生した場合において、発電所外（社内外）の

通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行う手段がある。

国の緊急時対策支援システム(ERSS)等へ必要なデータを伝送し、パラメータを共有する手段がある。

計測等行った特に重要なパラメータを発電所外（社内外）の必要な場所で共有する手段がある。

発電所外（社内外）との通信連絡を行うための設備は以下のとおり。

- 衛星携帯電話設備
- 統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備（テレビ会議システム、IP電話、衛星通信装置(電話)、IP-FAX)
- 緊急時運転パラメータ伝送システム（SPDS)
- 加入電話設備
- 電力保安通信用電話設備
- テレビ会議システム（社内）
- 無線連絡設備

発電所外(社内外)との通信連絡を行うために必要な設備は、代替電源設備からの給電を可能とする手段がある。

代替電源設備からの給電を確保するための設備は以下のとおり。

- 大容量空冷式発電機
- 代替緊急時対策所用発電機
- 緊急時対策所用発電機車

(b)　重大事故等対処設備及び多様性拡張設備

審査基準及び基準規則に要求される発電所外（社内外）との通信連絡を行うための設備のうち衛星携帯電話設備、統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備（テレビ会議システム、IP電話、衛星通信装置（電話）、IP-FAX）、緊急時運転パラメータ伝送システム（SPDS）、大容量空冷式発電機、代替緊急時対策所用発電機及び緊急時対策所用発電機車は、重大事故等対処設備として位置づける（第1.19.1図、第1.19.2図）。

以上の重大事故等対処設備において、発電所外（社内外）との通信連絡を行うことが可能であることから、以下の設備は多様性拡張設備として位置づける。あわせて、その理由を示す。

・　加入電話設備、電力保安通信用電話設備、テレビ会議システム（社内）及び無線連絡設備のうち無線通話装置（固定型※4、携帯型※4、モニタリングカー）

耐震Ｓクラスではなく Ss機能維持を担保できないが、設備が健全である場合は、発電所外（社内外）との通信連絡を行うための手段として有効である。

※４　モニタリング用

c.　手　順　等

上記a.及びb.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、緊急時対策本部要員の対応として通信連絡設備の運用に関する手順等に定める（第1.19.1表、第1.19.2表）。

また、給電が必要となる設備についても整備する（第1.19.3表）。

1.19.2 重大事故等時の手順等

1.19.2.1 発電所内の通信連絡

(1) 発電所内の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行うための手順等

重大事故等が発生した場合において、通信設備（発電所内）により、発電所内の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行う。

また、データ伝送設備（発電所内）により、発電所内の必要な場所へ重大事故等に対処するために必要なデータを伝送し、パラメータを共有する。

重大事故等が発生した場合において、通信設備（発電所内）により、緊急時対策本部要員が、中央制御室、屋内外の作業場所、代替緊急時対策所又は緊急時対策所（緊急時対策棟内）との間で相互に通信連絡を行うために、衛星携帯電話設備、無線連絡設備、携帯型通話設備、運転指令設備及び電力保安通信用電話設備を使用する手順を整備する。

また、データ伝送設備（発電所内）により、代替緊急時対策所又は緊急時対策所（緊急時対策棟内）へ重大事故等に対処するために必要なデータを伝送し、パラメータを共有するために、緊急時運転パラメータ伝送システム（SPDS）及びSPDSデータ表示装置を使用する手順を整備する。

a. 手順着手の判断基準

重大事故等が発生した場合において、通信設備（発電所内）及びデータ伝送設備（発電所内）により、発電所内の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡又は通話通信確認を行う場合。

b. 操作手順

(a) 衛星携帯電話設備

中央制御室の運転員（当直員）等及び代替緊急時対策所又は緊急時対策所（緊急時対策棟内）の緊急時対策本部要員は、衛星携帯電話（固定型）を使用する。屋外で作業を行う緊急時対策本部要員は、衛星携帯電話（携帯型）を使用する。これらの衛星携帯電話を用いて相互に通信連絡又は通話通信確認を行うための対応として、以下の手順がある。

ⅰ. 衛星携帯電話（固定型）

① 手順着手の判断基準に基づき、通信連絡又は通話通信確認を行う場合は、一般の電話機と同様の操作により、通信先の電話番号をダイヤル又は短縮ダイヤルボタンを押し、連絡する。

ⅱ. 衛星携帯電話（携帯型）

① 手順着手の判断基準に基づき、通信連絡又は通話通信確認を行う場合は、使用する端末と共に予備の充電池を携行する。

② 屋外で電源を「入」操作し、充電池の残量及び電波の受信状態を確認する。

③ 充電池の残量が少ない場合、予備の充電池と交換する。

④ 一般の携帯電話機と同様の操作により、通信先の電話番号をダイヤル又は短縮ダイヤルボタンを押し、連絡す

る。

⑤　使用中に充電池の残量が少なくなった場合は、予備の充電池と交換する。

⑥　使用後は、屋外で電源を「切」操作する。

(b)　無線連絡設備

中央制御室の運転員（当直員）等及び代替緊急時対策所又は緊急時対策所（緊急時対策棟内）の緊急時対策本部要員は、無線通話装置（固定型）を使用する。屋外で作業を行う緊急時対策本部要員は、無線通話装置（携帯型）を使用する。発電所内でモニタリングを行う緊急時対策本部要員は、無線通話装置(携帯型、モニタリングカー）を使用する。これらの無線通話装置を用いて相互に通信連絡又は通話通信確認を行うための対応として、以下の手順がある。

ⅰ．無線通話装置（固定型）

①　手順着手の判断基準に基づき、通信連絡又は通話通信確認を行う場合は、通話ボタンを押し、連絡する。

ⅱ．無線通話装置（携帯型）

①　手順着手の判断基準に基づき、通信連絡又は通話通信確認を行う場合は、使用する端末と共に予備の充電池を携行する。

②　屋外で電源を「入」操作し、使用前に取り決めた通話チャンネルに設定する。

③　充電池の残量及び電波の受信状態を確認し、充電池の残量が少ない場合、予備の充電池と交換する。

④　通話ボタンを押し、連絡する。

⑤　使用中に充電池の残量が少なくなった場合は、予備の充電池と交換する。

⑥　使用後は、屋外で電源を「切」操作する。

ⅲ．無線通話装置（モニタリングカー）

①　手順着手の判断基準に基づき、通信連絡又は通話通信確認を行う場合は、電源を「入」操作し、電波の受信状態を確認する。

②　通話ボタンを押し、連絡する。

③　使用後は、電源を「切」操作する。

（c）　携帯型通話設備

中央制御室の運転員（当直員）等、代替緊急時対策所又は緊急時対策所（緊急時対策棟内）の緊急時対策本部要員並びに屋内外で作業を行う緊急時対策本部要員は、携帯型有線通話装置を使用する。携帯型有線通話装置を用いて相互に通信連絡又は通話通信確認を行うための対応として、以下の手順がある。

ⅰ．携帯型有線通話装置

①　手順着手の判断基準に基づき、通信連絡又は通話通信確認を行う場合は、保管場所等で端末に乾電池を入れ、作業に使用する端末と中継コードを接続し、「電源ラン

プ」が点灯することで、電源が「入」となることを確認する。

② 「電源ランプ」が点灯しない場合は、予備の乾電池と交換する。

③ 端末の通話スイッチを操作し、使用する端末間で通話通信確認を行い、健全性を確認する。

④ 確認後、端末と中継コードを切り離す。

⑤ 使用する端末及び中継コードと共に予備の乾電池を携行する。

⑥ 使用する場所にて、最寄りの接続端子に携帯型有線通話装置を直接接続する。常設の中継コードが使用できない場合は、通話必要箇所まで可搬の中継コードを布設し、携帯型有線通話装置を接続し、「電源ランプ」が点灯することで、電源が「入」となることを確認する。

⑦ 通話スイッチを操作し、連絡する。

⑧ 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。

⑨ 使用後は、端末及び中継コードを切り離す。

(d) 緊急時運転パラメータ伝送システム（SPDS）

緊急時運転パラメータ伝送システム（SPDS）により、代替緊急時対策所又は緊急時対策所（緊急時対策棟内）のSPDSデータ表示装置へ、必要なデータの伝送を行うための対応として、以下の手順がある。

ⅰ．緊急時運転パラメータ伝送システム（SPDS）

常時伝送を行うため、通常操作は必要ない。なお、中央制御室で警報を常時監視する。

(e)　SPDSデータ表示装置

操作手順は、「1.18 緊急時対策所の居住性等に関する手順等」にて整備する。

(f)　運転指令設備

中央制御室の運転員（当直員）等、代替緊急時対策所又は緊急時対策所（緊急時対策棟内）の緊急時対策本部要員、屋内外で作業を行う緊急時対策本部要員は、運転指令設備であるページング装置又はディジタル無線ページング装置を使用する。これらのページング装置又はディジタル無線ページング装置を用いて相互に通信連絡又は通話通信確認を行うための対応として、以下の手順がある。

ⅰ．ページング装置

①　手順着手の判断基準に基づき、通信連絡又は通話通信確認を行う場合は、使用チャンネル及び呼出エリアを選択し、連絡する。

ⅱ．ディジタル無線ページング装置

①　手順着手の判断基準に基づき、通信連絡又は通話通信確認を行う場合は、端末の電源を「入」操作し、電波の

受信状態を確認する。

② 一般の携帯電話機と同様の操作により、電話番号をダイヤルし、連絡する。

③ 使用中に充電池の残量がなくなった場合は、別の端末を使用する。

④ 使用後は、電源を「切」操作する。

(g) 電力保安通信用電話設備

中央制御室の運転員（当直員）等、代替緊急時対策所又は緊急時対策所（緊急時対策棟内）の緊急時対策本部要員並びに屋内外で作業を行う緊急時対策本部要員は、電力保安通信用電話設備である保安電話又は衛星電話を使用する。これらの保安電話又は衛星電話を用いて相互に通信連絡又は通話通信確認を行うための対応として、以下の手順がある。

ⅰ. 保安電話

① 手順着手の判断基準に基づき、通信連絡又は通話通信確認を行う場合は、一般の電話機、携帯電話機又はFAXと同様の操作により、通信先の電話番号をダイヤル又は短縮ダイヤルボタンを押し、連絡する。

② 携帯型端末の充電池の残量がなくなった場合は、別の端末を使用する。

ⅱ. 衛星電話

① 手順着手の判断基準に基づき、通信連絡又は通話通信

確認を行う場合は、一般の電話機又はFAXと同様の操作により、通信先の電話番号をダイヤル又は短縮ダイヤルボタンを押し、連絡する。

② 可搬型端末の充電池の残量がなくなった場合は、予備の充電池と交換する。

c. 操作の成立性

衛星携帯電話設備、無線連絡設備、運転指令設備及び電力保安通信用電話設備は、特別な技量を要することなく、容易に操作が可能であるとともに、必要な個数を設置又は保管することにより、使用場所において通信連絡をする必要のある場所と確実に接続及び通信連絡を行うことを可能とする。

携帯型通話設備は、使用場所において端末と中継コードを容易かつ確実に接続可能とするとともに、必要な個数を保管することにより、通信連絡をする必要のある場所と確実に接続及び通信連絡を行うことを可能とする。

d. 優先順位

中央制御室の運転員（当直員）等、代替緊急時対策所又は緊急時対策所（緊急時対策棟内）の緊急時対策本部要員並びに屋内外で作業を行う緊急時対策本部要員は、操作、作業等の通信連絡を行う場合、屋内外での使用が可能であり、通常時から使用する多様性拡張設備の運転指令設備及び電力保安通信用電話設備を使用する。発電所内でのモニタリングには、屋外の広域で通信連絡が可能な無線連絡設備のうち多様性拡張設備の無線通話装置（固定

型、携帯型、モニタリングカー）の使用を優先する。多様性拡張設備が使用できない場合、屋外の操作、作業等の通信連絡には、屋外使用箇所の制限が少ない衛星携帯電話設備及び無線連絡設備のうち重大事故等対処設備の無線通話装置（固定型、携帯型）を優先して使用する。携帯型通話設備は、中継コードの布設が必要であることから、衛星携帯電話設備及び無線連絡設備が使用できない場合に使用する。

また、多様性拡張設備が使用できない場合の屋内の操作、作業等の通信連絡には、携帯型通話設備を使用する。

また、代替緊急時対策所又は緊急時対策所（緊急時対策棟内）の緊急時対策本部要員は、重大事故等に対処するために必要なパラメータを共有する場合、緊急時運転パラメータ伝送システム（SPDS）及びSPDSデータ表示装置を使用する。

(2) 計測等行った特に重要なパラメータを発電所内の必要な場所で共有する手順等

特に重要なパラメータを計測し、その結果を発電所内の必要な場所で共有するため、通信設備（発電所内）を使用する。

直流電源喪失時等、可搬型の計測器にて、炉心損傷防止及び格納容器破損防止に必要なパラメータ、発電所周辺の放射線量等の特に重要なパラメータを計測し、その結果を通信設備（発電所内）により発電所内の必要な場所で共有する場合、屋内の現場と中央制御室との連絡には携帯型通話設備を使用し、屋外の現場と中央制御室との連絡には衛星携帯電話設備又は無線連絡設備のうち無線通話装置（固定型、携帯型、モニタリングカー）を使用する。また、屋内外

の現場若しくは中央制御室と代替緊急時対策所又は緊急時対策所（緊急時対策棟内）との連絡には衛星携帯電話設備、無線連絡設備又は携帯型通話設備を使用する手順を整備する。

a. 手順着手の判断基準

特に重要なパラメータを可搬型の計測器にて計測し、その結果を通信設備（発電所内）により、発電所内の必要な場所で共有する場合。

b. 操作手順

操作手順については、「1.19.2.1(1) 発電所内の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行うための手順等」にて整備する。

特に重要なパラメータを計測する手順等は、「1.11 使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための手順等」、「1.15 事故時の計装に関する手順等」及び「1.17 監視測定等に関する手順等」にて整備する。

c. 操作の成立性

発電所内の通信連絡を行うための設備により、特に重要なパラメータを発電所内の必要な場所で共有することを可能とする。

d. 優先順位

特に重要なパラメータを可搬型の計測器にて計測し、その結果を通信設備（発電所内）により発電所内の必要な場所で共有する場合、屋内外での使用が可能であり、通常時から使用する多様性

拡張設備の運転指令設備、電力保安通信用電話設備及び屋外の広域で通信連絡が可能な無線連絡設備のうち無線通話装置(固定型、携帯型、モニタリングカー）の使用を優先する。多様性拡張設備が使用できない場合は、衛星携帯電話設備、無線連絡設備のうち無線通話装置(固定型、携帯型)及び携帯型通話設備を使用する。

1.19.2.2 発電所外（社内外）との通信連絡

(1) 発電所外（社内外）の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行うための手順等

重大事故等が発生した場合において、通信設備（発電所外）により、発電所外（社内外）の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行う。

また、データ伝送設備（発電所外）により、国の緊急時対策支援システム(ERSS)等へ、必要なデータを伝送し、パラメータを共有する。

重大事故等が発生した場合において、通信設備（発電所外）により、代替緊急時対策所又は緊急時対策所（緊急時対策棟内）の緊急時対策本部要員が、本店、国、地方公共団体、その他関係機関等との間で通信連絡を行うために、衛星携帯電話設備、統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備（テレビ会議システム、IP電話、衛星通信装置（電話）、IP-FAX）、加入電話設備、電力保安通信用電話設備、テレビ会議システム（社内）及び無線連絡設備を使用する手順を整備する。

また、データ伝送設備（発電所外）により、国の緊急時対策支援システム(ERSS)等へ、必要なデータを伝送し、パラメータを共有す

るために、緊急時運転パラメータ伝送システム（SPDS）を使用する手順を整備する。

a.　手順着手の判断基準

重大事故等が発生した場合において、通信設備（発電所外）及びデータ伝送設備（発電所外）により、発電所外（社内外）の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡又は通話通信確認を行う場合。

b.　操作手順

（a）　衛星携帯電話設備

代替緊急時対策所又は緊急時対策所（緊急時対策棟内）の緊急時対策本部要員は、衛星携帯電話（固定型）を使用し、本店、国、地方公共団体、その他関係機関等へ通信連絡を行う。また、発電所外でモニタリングを行う緊急時対策本部要員は、衛星携帯電話（携帯型）を使用し、代替緊急時対策所又は緊急時対策所（緊急時対策棟内）の緊急時対策本部要員へ通信連絡又は通話通信確認を行う。これらの衛星携帯電話を用いて相互に通信連絡又は通話通信確認を行うための対応として、以下の手順がある。

ⅰ．衛星携帯電話（固定型）

①　手順着手の判断基準に基づき、通信連絡又は通話通信確認を行う場合は、一般の電話機と同様の操作により、通信先の電話番号をダイヤル又は短縮ダイヤルボタンを

押し、連絡する。

ⅱ．衛星携帯電話（携帯型）

① 手順着手の判断基準に基づき、通信連絡又は通話通信確認を行う場合は、使用する端末と共に予備の充電池を携行する。

② 屋外で電源を「入」操作し、充電池の残量及び電波の受信状態を確認する。

③ 充電池の残量が少ない場合、予備の充電池と交換する。

④ 一般の携帯電話機と同様の操作により、通信先の電話番号をダイヤル又は短縮ダイヤルボタンを押し、連絡する。

⑤ 使用中に充電池の残量が少なくなった場合は、予備の充電池と交換する。

⑥ 使用後は、屋外で電源を「切」操作する。

(b) 統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備

代替緊急時対策所又は緊急時対策所（緊急時対策棟内）の緊急時対策本部要員は、統合原子力防災ネットワークに接続するテレビ会議システム、IP電話、衛星通信装置（電話）及びIP-FAXを使用し、本店、国及び地方公共団体へ通信連絡又は通話通信確認を行う。これらの統合原子力防災ネットワークに接続するテレビ会議システム、IP電話、衛星通信装置（電話）及びIP-FAXを用いて相互に通信連絡又は通話通信確認を行うための対応として、以下の手順がある。

ⅰ．テレビ会議システム

①　手順着手の判断基準に基づき、通信連絡又は通話通信確認を行う場合は、モニタの電源を「入」操作後、テレビ会議システムの待ち受け画面を確認し、通信が可能な状態とする。

②　操作端末により、通信先と接続する。

③　使用後は、モニタの電源を「切」操作する。

ⅱ．IP電話

①　手順着手の判断基準に基づき、通信連絡又は通話通信確認を行う場合は、一般の電話機と同様の操作により、通信先の電話番号をダイヤル又は短縮ダイヤルボタンを押し、連絡する。

ⅲ．衛星通信装置（電話）

①　手順着手の判断基準に基づき、通信連絡又は通話通信確認を行う場合は、一般の電話機と同様の操作により、通信先の電話番号をダイヤル又は短縮ダイヤルボタンを押し、連絡する。

ⅳ．IP-FAX

①　手順着手の判断基準に基づき、通信連絡又は通話通信確認を行う場合は、一般のFAXと同様の操作により、通信先の電話番号をダイヤル又は短縮ダイヤルボタンを押

し、連絡する。

(c) 緊急時運転パラメータ伝送システム（SPDS）

緊急時運転パラメータ伝送システム（SPDS）により、国の緊急時対策支援システム（ERSS）等へ、必要なデータの伝送を行うための対応として、以下の手順がある。

ⅰ．緊急時運転パラメータ伝送システム（SPDS）

常時伝送を行うため、通常操作は必要ない。なお、中央制御室で警報を常時監視する。

(d) 加入電話設備

代替緊急時対策所又は緊急時対策所（緊急時対策棟内）の緊急時対策本部要員は、加入電話を使用し、本店、国、地方公共団体、その他関係機関等へ通信連絡又は通話通信確認を行う。これらの加入電話を用いて相互に通信連絡又は通話通信確認を行うための対応として、以下の手順がある。

ⅰ．加入電話

① 手順着手の判断基準に基づき、通信連絡又は通話通信確認を行う場合は、一般の電話機、携帯電話機又はFAXと同様の操作により、通信先の電話番号をダイヤル又は短縮ダイヤルボタンを押し、連絡する。

② 携帯型端末の充電池の残量がなくなった場合は、別の端末を使用する。

(e)　電力保安通信用電話設備

代替緊急時対策所又は緊急時対策所（緊急時対策棟内）の緊急時対策本部要員は、電力保安通信用電話設備である保安電話又は衛星電話を使用し、本店等へ通信連絡又は通話通信確認を行う。保安電話又は衛星電話を用いて相互に通信連絡又は通話通信確認を行うための対応として、以下の手順がある。

ⅰ．保安電話

①　手順着手の判断基準に基づき、通信連絡又は通話通信確認を行う場合は、一般の電話機、携帯電話機又はFAXと同様の操作により、通信先の電話番号をダイヤル又は短縮ダイヤルボタンを押し、連絡する。

②　携帯型端末の充電池の残量がなくなった場合は、別の端末を使用する。

ⅱ．衛星電話

①　手順着手の判断基準に基づき、通信連絡又は通話通信確認を行う場合は、一般の電話機又はFAXと同様の操作により、通信先の電話番号をダイヤル又は短縮ダイヤルボタンを押し、連絡する。

②　可搬型端末の充電池の残量がなくなった場合は、予備の充電池と交換する。

(f)　テレビ会議システム（社内）

代替緊急時対策所又は緊急時対策所（緊急時対策棟内）の緊急時対策本部要員は、テレビ会議システム（社内）により、本店等へ通信連絡又は通話通信確認を行う。テレビ会議システム（社内）を用いて相互に通信連絡又は通話通信確認を行うための対応として、以下の手順がある。

ⅰ．テレビ会議システム（社内）

①　手順着手の判断基準に基づき、通信連絡又は通話通信確認を行う場合は、モニタの電源を「入」操作後、テレビ会議システムの待ち受け画面を確認し、通信が可能な状態とする。

②　操作端末により、通信先と接続する。

③　使用後は、モニタの電源を「切」操作する。

(g)　無線連絡設備

代替緊急時対策所又は緊急時対策所（緊急時対策棟内）の緊急時対策本部要員は、無線通話装置（固定型）を使用する。発電所外のモニタリングを行う緊急時対策本部要員は、無線通話装置（携帯型、モニタリングカー）を使用する。これらの無線通話装置を用いて相互に通信連絡又は通話通信確認を行うための対応として、以下の手順がある。

ⅰ．無線通話装置（固定型）

①　手順着手の判断基準に基づき、通信連絡又は通話通信

確認を行う場合は、通話ボタンを押し、連絡する。

ⅱ．無線通話装置（携帯型）

①　手順着手の判断基準に基づき、通信連絡又は通話通信確認を行う場合は、使用する端末と共に予備の充電池を携行する。

②　屋外で電源を「入」操作し、使用前に取り決めた通話チャンネルに設定する。

③　充電池の残量及び電波の受信状態を確認し、充電池の残量が少ない場合、予備の充電池と交換する。

④　通話ボタンを押し、連絡する。

⑤　使用中に充電池の残量が少なくなった場合は、予備の充電池と交換する。

⑥　使用後は、屋外で電源を「切」操作する。

ⅲ．無線通話装置（モニタリングカー）

①　手順着手の判断基準に基づき、通信連絡又は通話通信確認を行う場合は、電源を「入」操作し、電波の受信状態を確認する。

②　通話ボタンを押し、連絡する。

③　使用後は、電源を「切」操作する。

c．　操作の成立性

衛星携帯電話設備、統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備、加入電話設備、電力保安通信用電話設備、テレビ会

議システム（社内）及び無線連絡設備は、特別な技量を要することなく、容易に操作が可能であるとともに、必要な個数を設置又は保管することにより、使用場所において通信連絡をする必要のある場所と確実に接続及び通信連絡を行うことを可能とする。

d. 優先順位

代替緊急時対策所又は緊急時対策所（緊急時対策棟内）の緊急時対策本部要員が、国との間で通信連絡を行う場合、統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備(テレビ会議システム、IP電話、衛星通信装置（電話）、IP-FAX）及び多様性拡張設備の加入電話設備の使用を優先し、多様性拡張設備が使用できない場合は、衛星携帯電話設備を使用する。

代替緊急時対策所又は緊急時対策所（緊急時対策棟内）の緊急時対策本部要員が、本店との間で通信連絡を行う場合、統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備（テレビ会議システム、IP電話、衛星通信装置（電話）、IP-FAX）、多様性拡張設備である加入電話設備、電力保安通信用電話設備及びテレビ会議システム（社内）の使用を優先し、多様性拡張設備が使用できない場合は、衛星携帯電話設備を使用する。

代替緊急時対策所又は緊急時対策所（緊急時対策棟内）の緊急時対策本部要員が、地方公共団体、その他関係機関等と通信連絡を行う場合、通常時に通信連絡で使用する多様性拡張設備の加入電話設備の使用を優先し、多様性拡張設備が使用できない場合は、衛星携帯電話設備を使用する。

発電所外でモニタリングを行う緊急時対策本部要員が、代替緊

急時対策所又は緊急時対策所（緊急時対策棟内）の緊急時対策本部要員と通信連絡を行う場合、無線連絡設備のうち多様性拡張設備の無線通話装置（固定型、携帯型、モニタリングカー）の使用を優先し、多様性拡張設備が使用できない場合は、衛星携帯電話設備を使用する。

なお、統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備（テレビ会議システム、IP電話、衛星通信装置（電話）、IP-FAX）については、代替緊急時対策所又は緊急時対策所（緊急時対策棟内）の立ち上げ時から使用する。テレビ会議システム（社内）は、代替緊急時対策所又は緊急時対策所（緊急時対策棟内）と本店等との通信連絡用として必要に応じて使用する。

また、代替緊急時対策所又は緊急時対策所（緊急時対策棟内）の緊急時対策本部要員は、国の緊急時対策支援システム(ERSS)等へ、必要なデータを伝送し、必要なパラメータを共有する場合、緊急時運転パラメータ伝送システム（SPDS）を使用する。

(2) 計測等行った特に重要なパラメータを発電所外（社内外）の必要な場所で共有する手順等

特に重要なパラメータを計測し、その結果を発電所外（社内外）の必要な場所で共有するため、通信設備（発電所外）を使用する。

直流電源喪失時等、可搬型の計測器にて、炉心損傷防止及び格納容器破損防止に必要なパラメータ、発電所周辺の放射線量等の特に重要なパラメータを計測し、その結果を通信設備（発電所外）により発電所外（社内外）の必要な場所で共有する場合、代替緊急時対策所又は緊急時対策所（緊急時対策棟内）と本店、国、地方公共団

体との連絡には衛星携帯電話設備及び統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備（テレビ会議システム、IP電話、衛星通信装置（電話）、IP-FAX）を使用する手順を整備する。

a. 手順着手の判断基準

特に重要なパラメータを可搬型の計測器にて計測し、その結果を通信設備（発電所外）により、発電所外（社内外）の必要な場所で共有する場合。

b. 操作手順

操作手順については、「1.19.2.2(1) 発電所外（社内外）の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行うための手順等」にて整備する。

特に重要なパラメータを計測する手順等は、「1.11 使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための手順等」、「1.15 事故時の計装に関する手順等」及び「1.17 監視測定等に関する手順等」にて整備する。

c. 操作の成立性

発電所外（社内外）との通信連絡を行うための設備により、特に重要なパラメータを発電所外（社内外）の必要な場所で共有することを可能とする。

d. 優先順位

特に重要なパラメータを可搬型の計測器にて計測し、その結果

を通信設備（発電所外）により発電所外（社内外）の必要な場所で共有する場合、本店との通信連絡には、社内関係箇所と通常時に通信連絡で使用する多様性拡張設備の電力保安通信用電話設備及びテレビ会議システム（社内）の使用を優先し、多様性拡張設備が使用できない場合は、衛星携帯電話設備又は統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備（テレビ会議システム、IP電話、衛星通信装置（電話）、IP-FAX）を使用する。国との間で通信連絡を行う場合、統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備（テレビ会議システム、IP電話、衛星通信装置（電話）、IP-FAX）及び多様性拡張設備である加入電話設備の使用を優先する。多様性拡張設備が使用できない場合は、衛星携帯電話設備を使用する。

1.19.2.3 代替電源設備から給電する手順等

全交流動力電源喪失時は、代替電源設備により、衛星携帯電話設備のうち衛星携帯電話（固定型）、無線連絡設備のうち無線通話装置（固定型）、統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備（テレビ会議システム、IP電話、衛星通信装置（電話）、IP-FAX）、緊急時運転パラメータ伝送システム（SPDS）及びSPDSデータ表示装置へ給電する。

給電の手順等は、「1.14 電源の確保に関する手順等」及び「1.18 緊急時対策所の居住性等に関する手順等」にて整備する。

衛星携帯電話設備のうち衛星携帯電話（携帯型）、無線連絡設備のうち無線通話装置（携帯型）及び携帯型通話設備の電源は、充電池又は乾電池を使用する。

充電池を用いるものについては、使用前及び使用中の充電池の残量確認で、残量が少ない場合、予備の充電池と交換することにより継続して通話を可能とし、使用後の充電池は、中央制御室、代替緊急時対策所又は緊急時対策所（緊急時対策棟内）の電源から充電する。乾電池を用いるものについては、使用前及び使用中の乾電池の残量確認で、残量が少ない場合、予備の乾電池と交換することにより７日間以上継続して通話を可能とする。

第1.19.1表　重大事故等における対応手段と整備する手順

（発電所内の通信連絡をする必要のある場所との通信連絡）

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		整備する手順書	手順書の分類
－	－	発電所内の通信連絡	衛星携帯電話設備（衛星携帯電話（固定型※1、携帯型））	重大事故等対処設備	通信連絡に関する手順	通信連絡設備の運用に関する手順
			無線連絡設備（無線通話装置（固定型※1※4、携帯型※4））			
			携帯型通話設備（携帯型有線通話装置）			
			緊急時運転パラメータ伝送システム（SPDS）※1		通信連絡に関する手順 代替緊急時対策所運用手順 緊急時対策所（緊急時対策棟内）運用手順	通信連絡設備の運用に関する手順 代替緊急時対策所の運用に関する手順 緊急時対策所（緊急時対策棟内）の運用に関する手順
			SPDSデータ表示装置			
			運転指令設備（ページング装置、ディジタル無線ページング装置）	多様性拡張設備	通信連絡に関する手順	通信連絡設備の運用に関する手順
			電力保安通信用電話設備（保安電話、衛星電話）			
			無線連絡設備（無線通話装置（固定型※5、携帯型※5、モニタリングカー））			
	－	代替電源設備からの給電の確保	大容量空冷式発電機※2	重大事故等対処設備	全交流動力電源喪失の対応手順等（二部事象ベース；運転員（当直員）等及び保修対応要員）	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
			代替緊急時対策所用発電機※3		代替緊急時対策所交流電源切替手順	代替緊急時対策所の運用に関する手順
			緊急時対策所用発電機車※3		緊急時対策所（緊急時対策棟内）交流電源切替手順	緊急時対策所（緊急時対策棟内）の運用に関する手順

※1：ディーゼル発電機等から給電する。
※2：手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。
※3：手順は「1.18 緊急時対策所の居住性等に関する手順等」にて整備する。
※4：モニタリング用は除く
※5：モニタリング用

第1.19.2表　重大事故等における対応手段と整備する手順

（発電所外（社内外）の通信連絡をする必要のある場所との通信連絡）

<table>
<tr><th>分類</th><th>機能喪失を想定する
設計基準事故対処設備</th><th>対応
手段</th><th colspan="2">対応設備</th><th>整備する
手順書</th><th>手順書の分類</th></tr>
<tr><td rowspan="9">－</td><td rowspan="6">－</td><td rowspan="6">発電所外（社内外）との通信連絡</td><td>衛星携帯電話設備
（衛星携帯電話（固定型※1、携帯型））</td><td rowspan="3">重大事故等対処設備</td><td rowspan="2">通信連絡に関する手順</td><td rowspan="6">通信連絡設備の運用に関する手順</td></tr>
<tr><td>統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備※1
（テレビ会議システム、IP電話、衛星通信装置（電話）、IP-FAX）</td></tr>
<tr><td>緊急時運転パラメータ伝送システム（SPDS）※1</td><td>通信連絡に関する手順

データ伝送に関する手順</td></tr>
<tr><td>加入電話設備
（加入電話）</td><td rowspan="4">多様性拡張設備</td><td rowspan="4">通信連絡に関する手順</td></tr>
<tr><td>電力保安通信用電話設備
（保安電話、衛星電話）</td></tr>
<tr><td>テレビ会議システム（社内）</td></tr>
<tr><td>無線連絡設備
（無線通話装置（固定型※4、携帯型※4、モニタリングカー））</td></tr>
<tr><td rowspan="3">－</td><td rowspan="3">代替電源設備からの給電の確保</td><td>大容量空冷式発電機※2</td><td rowspan="3">重大事故等対処設備</td><td>全交流動力電源喪失の対応手順等（二部事象ベース：運転員（当直員）等及び保修対応要員）</td><td>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</td></tr>
<tr><td>代替緊急時対策所用発電機※3</td><td>代替緊急時対策所交流電源切替手順</td><td>代替緊急時対策所の運用に関する手順</td></tr>
<tr><td>緊急時対策所用発電機車※3</td><td>緊急時対策所（緊急時対策棟内）交流電源切替手順</td><td>緊急時対策所（緊急時対策棟内）の運用に関する手順</td></tr>
</table>

※1：ディーゼル発電機等から給電する。

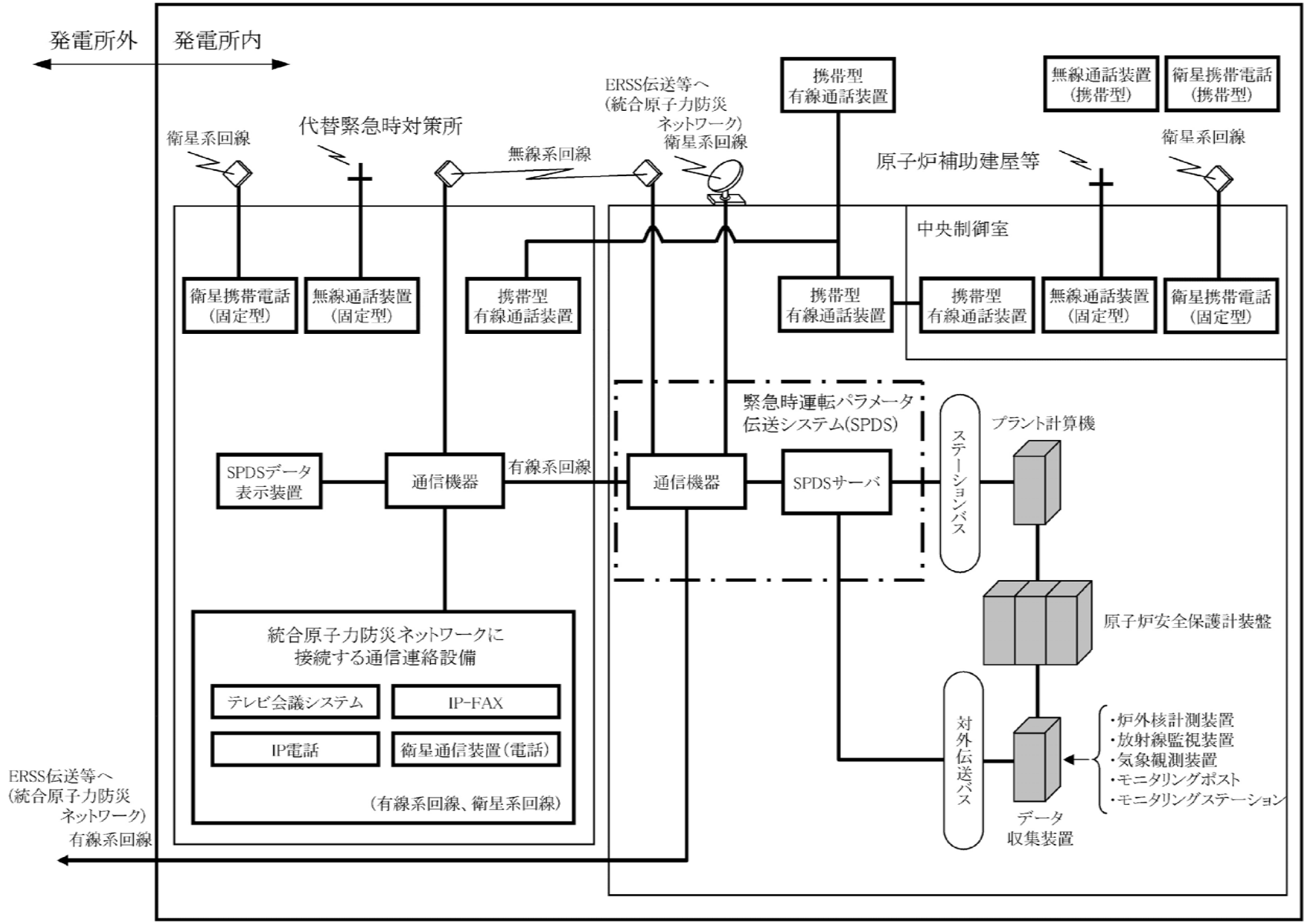
※2：手順は「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

※3：手順は「1.18 緊急時対策所の居住性等に関する手順等」にて整備する。

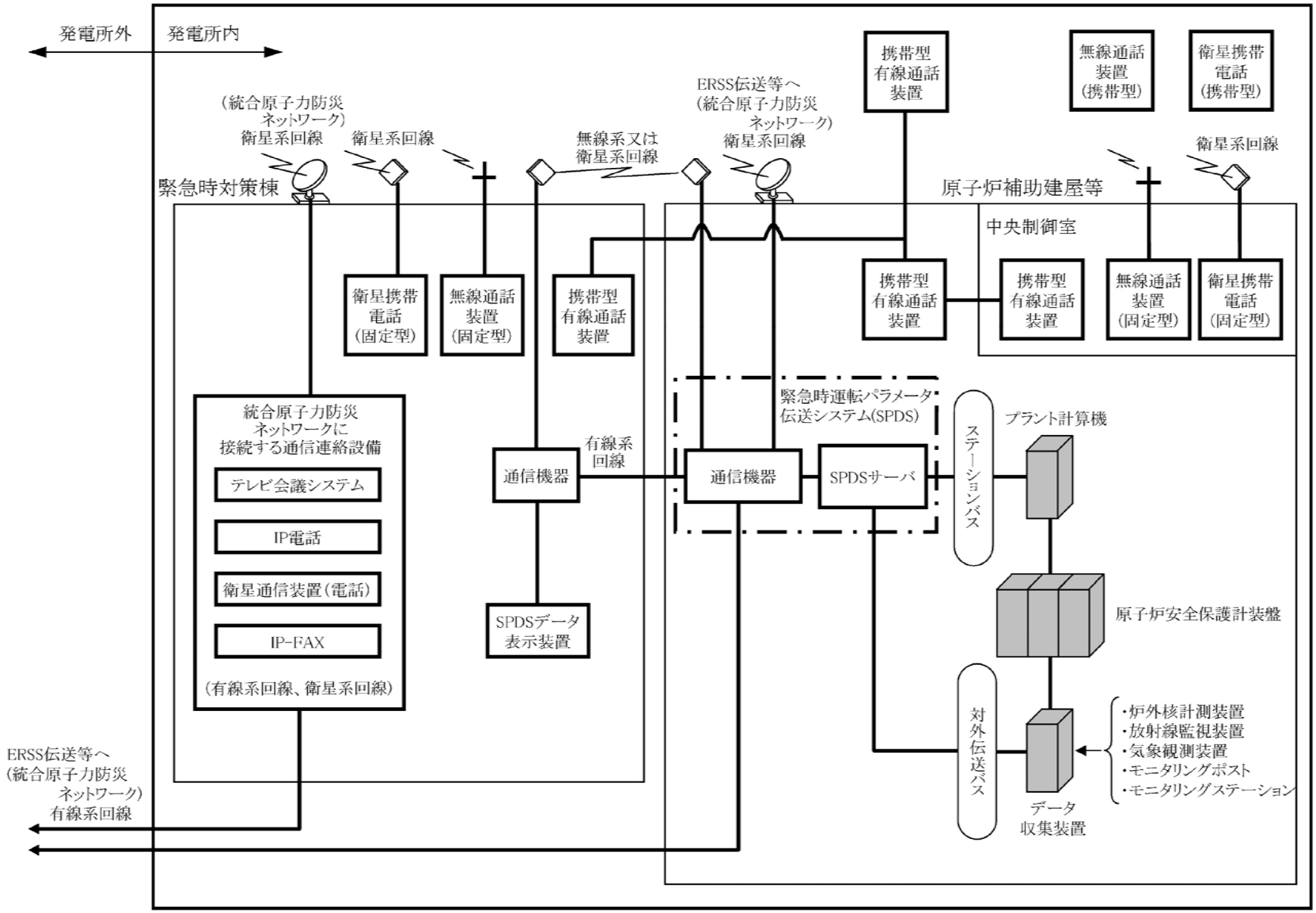
※4：モニタリング用

第1.19.3表　審査基準における要求事項毎の給電対象設備

対象条文	供給対象設備	給電元
【1.19】 通信連絡に関する手順等	衛星携帯電話（固定型）	3K1 計算機電源盤
		4K1 計算機電源盤
		3D2　原子炉 コントロールセンタ
		4D2　原子炉 コントロールセンタ
		3C　タービン コントロールセンタ
		C　特高開閉所 コントロールセンタ
		3 号非常用母線
		4 号非常用母線
	無線通話装置（固定型）	3K1 計算機電源盤
		4K1 計算機電源盤
		3D2　原子炉 コントロールセンタ
		4D2　原子炉 コントロールセンタ
		3C　タービン コントロールセンタ
		C　特高開閉所 コントロールセンタ
		3 号非常用母線
		4 号非常用母線
	統合原子力防災 ネットワークに接続する 通信連絡設備 （テレビ会議システム、IP 電話、 衛星通信装置（電話）、IP-FAX）	3C　タービン コントロールセンタ
		C　特高開閉所 コントロールセンタ
		3 号非常用母線
		4 号非常用母線
	緊急時運転パラメータ 伝送システム（SPDS）	3K1 計算機電源盤
		4K1 計算機電源盤
		3D2　原子炉 コントロールセンタ
		4D2　原子炉 コントロールセンタ
	SPDS データ表示装置	3C　タービン コントロールセンタ
		C　特高開閉所 コントロールセンタ
		3 号非常用母線
		4 号非常用母線



第 1.19.1 図　通信連絡設備（重大事故等対処設備）概略系統図



第 1.19.2 図　通信連絡設備（重大事故等対処設備）概略系統図

追　補　２

「６．重大事故等への対処に係る措置の有効性評価の基本的考え方」の追補

添付書類十「６．重大事故等への対処に係る措置の有効性評価の基本的考え方」の記述に次のとおり追補する。

Ⅰ　事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について

Ⅱ　原子炉格納容器の温度及び圧力に関する評価

Ⅲ　重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて

本資料のうち、枠囲みの内容は防護上の観点又は商業機密に係る事項のため、公開できません。

追補２．Ⅰ

Ⅰ　事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定について

目　　次

はじめに

１．炉心損傷防止対策の有効性評価の事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンスの選定について

1.1 事故シーケンスグループの分析について

1.1.1 炉心損傷に至る事故シーケンスの抽出、整理

1.1.2 抽出した事故シーケンスの整理

1.2 有効性評価の対象となる事故シーケンスについて

1.3 重要事故シーケンスの選定について

1.3.1 重要事故シーケンス選定の考え方

1.3.2 重要事故シーケンスの選定結果

1.3.3 事故シーケンスの分析

1.4 まとめ

1.4.1 PRAの範囲

1.4.2 事故シーケンスグループの選定

1.4.3 有効性評価の対象とする事故シーケンス

1.4.4 重要事故シーケンスの選定

２．格納容器破損防止対策の有効性評価の格納容器破損モード及び評価事故シーケンスの選定について

2.1 格納容器破損モードの分析について

2.1.1 格納容器破損モードの抽出、整理

2.1.2 PRAの結果を踏まえた格納容器破損モードの検討

2.2 評価事故シーケンスの選定について
2.2.1 評価対象とするPDSの選定
2.2.2 評価事故シーケンス選定の考え方
2.2.3 評価事故シーケンスの選定結果
2.2.4 外部事象の考慮
2.2.5 炉心損傷防止が困難な事故シーケンスにおける格納容器破損防止対策の有効性
2.2.6 事故シーケンスの分析
2.3 まとめ
2.3.1 PRAの範囲
2.3.2 格納容器破損モードの選定
2.3.3 評価事故シーケンスの選定

3．運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価の運転停止中事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンスの選定について
3.1 運転停止中事故シーケンスグループの分析について
3.1.1 運転停止中の燃料損傷に至る事故シーケンスの抽出、整理
3.1.2 抽出した事故シーケンスの整理
3.2 重要事故シーケンスの選定について
3.2.1 重要事故シーケンス選定の考え方
3.2.2 重要事故シーケンスの選定結果
3.2.3 事故シーケンスの分析
3.3 まとめ
3.3.1 PRAの範囲

3.3.2 運転停止中事故シーケンスグループの選定

3.3.3 重要事故シーケンスの選定

４．事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス等の選定に活用したPRAの実施プロセスについて

表

第1-1表　PRAの対象とする玄海原子力発電所３号炉及び４号炉の設備系統
第1-2表　起因事象（内部事象）
第1-3表　起因事象発生頻度（内部事象）
第1-4表　加速度区分別地震発生頻度
第1-5表　津波高さ区分別津波発生頻度
第1-6表　事故シーケンスの定量化の結果
第1-7表　PRA結果に基づく新たな事故シーケンスグループの検討
第1-8表　事故シーケンスグループ別炉心損傷頻度（内部事象、地震及び津波PRA）
第1-9表　重要事故シーケンスの選定について（運転中の炉心損傷防止に係るもの）
第1-10表　事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンスの選定結果

第2-1表　プラント損傷状態設定に係る属性
第2-2表　プラント損傷状態の定義
第2-3表　格納容器破損モード別の格納容器破損頻度
第2-4表　指定の格納容器破損モードとの比較
第2-5表　新たな格納容器破損モードの追加検討
第2-6表　想定する格納容器破損モードの選定
第2-7表　評価対象とするプラント損傷状態の選定について
第2-8表　評価事故シーケンスの選定（運転中の格納容器破損防止に係るもの）

第2-9表　格納容器破損モード及び評価事故シーケンスの選定結果

第3-1表　プラント状態ごとの継続時間
第3-2表　停止時の系統／システムの待機状態工程表
第3-3表　起因事象（停止時レベル１PRA）
第3-4表　起因事象発生頻度（停止時レベル１PRA）
第3-5表　運転停止中事故シーケンスグループ別燃料損傷頻度
第3-6表　重要事故シーケンス（運転停止中原子炉における燃料損傷防止に係るもの）
第3-7表　事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンスの選定結果

図

第1-1図　事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス選定の全体プロセス
第1-2図　内部事象PRA用イベントツリー
第1-3図　地震PRA階層イベントツリー
第1-4図　津波PRA階層イベントツリー
第1-5図　事故シーケンスの定量化の結果
第1-6図　事故シーケンスグループの炉心損傷頻度への寄与の割合

第2-1図　格納容器破損モード及び評価事故シーケンス選定の全体プロセス
第2-2図　プラント損傷状態評価のために変更した内部事象レベル１PRAのイベントツリー
第2-3図　シビアアクシデントで想定される事象進展と格納容器破損モード
第2-4図　格納容器イベントツリー
第2-5図　格納容器破損頻度に対する格納容器破損モードの寄与割合

第3-1図　事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス選定の全体プロセス
第3-2図　プラント停止時のプラント状態と主要パラメータの推移
第3-3図　停止時内部事象PRA用イベントツリー
第3-4図　事故シーケンスの定量化の結果（停止時レベル１PRA）
第3-5図　事故シーケンスグループの燃料損傷頻度への寄与割合

別紙

１．有効性評価の事故シーケンスグループ等の選定に際しての外部事象の考慮について
２．炉心損傷防止対策の有効性の確認が困難な事象について
３．国外での先進的な対策と玄海原子力発電所３号炉及び４号炉での対策の比較
４．加圧器逃がし弁／安全弁LOCAの事象進展解析
５．原子炉トリップ失敗を伴う事故シーケンスの取扱いについて
６．出力運転時内部事象レベル１PRAにおける主要なカットセットについて
７．地震PRA及び津波PRAにおける主要なカットセットについて
８．格納容器破損モード及び評価事故シーケンス選定に係る外部事象の考慮について
９．レベル1.5PRAから得られる格納容器破損モードの追加の要否について
10．格納容器直接接触（シェルアタック）の除外理由について
11．格納容器破損防止対策の評価事故シーケンスの選定について
12．出力運転時内部事象レベル1.5PRAにおける主要なカットセットについて
13．停止時内部事象レベル１PRAにおける主要なカットセットについて

別添

玄海原子力発電所３号炉及び４号炉　確率論的リスク評価（PRA）について

はじめに

「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則の解釈」（平成25年６月19日）（以下「解釈」という。）に基づき、重大事故等対策の有効性評価に係る事故シーケンスグループ等の選定に際しては、個別プラントの確率論的リスク評価（以下「PRA」という。）を活用している。

当社は従来から定期安全レビュー（PSR）等の機会に内部事象を対象としたレベル1PRA（出力運転時、停止時）及びレベル1.5PRAの評価を実施してきており、これらのPRA手法を今回も適用した。

また、現段階で適用可能な外部事象として、一般社団法人　日本原子力学会において実施基準が標準化され、試評価等の実績を有する地震レベル1PRA及び津波レベル1PRAを適用対象とし、建屋・構築物、大型機器等の大規模な損傷から発生する事象についても事故シーケンスグループ等の選定に係る検討対象範囲とした。

また、PRAが適用可能でないと判断した外部事象については、定性的な検討から分析を実施した。

今回実施するPRAの目的が重大事故等対処設備の有効性評価を行う事故シーケンスグループ等の選定への活用にあることを考慮し、これまで整備してきたアクシデントマネジメント策（以下「AM策」という。）や福島第一原子力発電所事故以降に実施した各種対策、新規制基準に基づき配備する重大事故等対処設備などを含めない設計基準対象施設にのみ期待する仮想的なプラント状態を評価対象としてPRAモデルを構築した。

なお、PRAについては玄海原子力発電所３号炉を代表として評価を実施しているが、内部事象においては３号炉と４号炉で評価対象としている

機器や系統構成に有意な差がなく、地震・津波PRAにおいては評価対象としているいくつかの機器の耐震評価結果、機器高さが異なるものの、PRAに対する影響は小さく今回の事故シーケンス評価に影響はない。

表　今回のPRA評価対象の整理

対象	許認可対象	モデル化採否
設計基準対象施設	対象	モデル化する。
AM策 （平成４年計画以前）	一部を除き 対象外	作動信号発信失敗時の手動信号、自動作動失敗時の手動作動など、設計基準対象施設の機能を作動させるためのバックアップ操作のみ期待し、モデル化する。
AM策 （平成４年計画・整備）	対象外	モデル化しない。
緊急安全対策	対象外	モデル化しない。
重大事故等対策	現在申請中	モデル化しない。

今回実施したPRAの詳細については「別添　玄海原子力発電所３号炉及び４号炉　確率論的リスク評価（PRA）について」に示す。

１．　炉心損傷防止対策の有効性評価の事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンスの選定について

炉心損傷防止対策の有効性評価を行うための事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス選定の全体プロセスは第1-1図に示すとおりであり、以下に各検討ステップにおける実施内容を整理した。

（概要）

①内部事象レベル１PRA、外部事象レベル１PRA（適用可能なものとして地震及び津波を選定）及びPRAを適用できない外部事象に係る定性的検討から事故シーケンスを抽出し、解釈の記載との比較検討・分類を行った。

②抽出された事故シーケンスのうち外部事象特有の影響の特定が困難な事故シーケンスは、頻度、影響を総合的に確認のうえ事故シーケンスグループとしての追加は不要と判断し、事故規模に応じて対応を行い、建屋全体が崩壊し内部の安全系機器・配管の全てが機能を喪失するような大規模な事故の場合には、大規模な自然災害又は故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムによる発電用原子炉施設の大規模な損壊（以下「大規模損壊対策」という。）への対策にて対応することとした。

③国内外の先進的な対策を講じても炉心損傷防止が困難な事故シーケンスは、格納容器破損防止対策の有効性評価の対象として取り扱うこととした。

④その他の炉心損傷防止対策の対象範囲となる全ての事故シーケンスはグループ化を行い、事故シーケンスグループごとに「実用発電用原子炉に係る炉心損傷防止対策及び格納容器破損防止対策の

有効性評価に関する審査ガイド（以下「審査ガイド」という。）に記載の観点（a.共通原因故障・系統間依存性、b.余裕時間、c.設備容量、d.代表性）に基づき、有効性評価の対象となる重要事故シーケンスを選定した。

1.1　事故シーケンスグループの分析について

解釈において、運転中の炉心損傷防止対策の有効性評価に係る事故シーケンスグループの個別プラント評価による抽出に関し、以下のとおり記載されている。

１－１

(a) 必ず想定する事故シーケンスグループ

②PWR

・２次冷却系からの除熱機能喪失

・全交流動力電源喪失

・原子炉補機冷却機能喪失

・原子炉格納容器の除熱機能喪失

・原子炉停止機能喪失

・ECCS注水機能喪失

・ECCS再循環機能喪失

・格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA、蒸気発生器伝熱管破損）

(b) 個別プラント評価により抽出した事故シーケンスグループ

①個別プラントの内部事象に関する確率論的リスク評価（PRA）及び外部事象に関するPRA（適用可能なもの）又はそれに代わ

る方法で評価を実施すること。

②その結果、上記１－１(a)の事故シーケンスグループに含まれない有意な頻度又は影響をもたらす事故シーケンスグループが抽出された場合には、想定する事故シーケンスグループとして追加すること。なお、「有意な頻度又は影響をもたらす事故シーケンスグループ」については、上記１－１(a)の事故シーケンスグループと炉心損傷頻度又は影響度の観点から同程度であるか等から総合的に判断するものとする。

これを踏まえ、玄海原子力発電所３号炉及び４号炉を対象としたPRAの知見等を活用して、炉心損傷防止対策の有効性評価に係る事故シーケンスグループの分析を実施している。

適用するPRAの範囲としては、設備の故障等に起因し、炉心損傷に至る事故シーケンスを抽出する内部事象レベル１PRA（出力運転時）に加え、外部事象レベル１PRAを実施する。

外部事象PRAとしては、現段階で適用可能なものとして、一般社団法人　日本原子力学会において実施基準により手法が整備され、試評価等の実績を有する地震及び津波レベル１PRAを実施している。

また、PRAが適用可能でないと判断した外部事象については、定性的な検討から発生する事故シーケンスの分析を実施している。

なお、当社では、福島第一原子力発電所事故発生以降、緊急安全対策を含めた様々な安全性向上策を整備してきているが、炉心損傷防止対策の有効性評価を行う事故シーケンスグループの選定という今回の原子炉設置変更許可申請での位置付けを考慮し、これまでに整備してきたAM策や福島第一原子力発電所事故以降に実施した各種対策、新規制基準に基づき配備する重大事故等対処設

備などを含めない設計基準対象施設にのみ期待できる条件でPRAモデルを構築した。

これらのPRAの知見等を活用した事故シーケンスグループの分析結果について以下に示す。

1.1.1 炉心損傷に至る事故シーケンスの抽出、整理

(1) PRAに基づく整理

内部事象レベル１PRAにおいては、各起因事象の発生から炉心損傷に至ることを防止するための緩和手段等の組合せをイベントツリーで分析し、炉心損傷に至る事故シーケンスを抽出している。PRAの対象とする玄海原子力発電所３号炉及び４号炉の設備系統を第1-1表に示す。

地震PRA及び津波PRAにおいては、建屋・構築物、大型機器等の大規模な損傷が発生し直接的に炉心損傷に至るシーケンスや、地震や津波により複数の機器等が同時に損傷し炉心損傷に至るシーケンスについても取り扱っている。

具体的には、地震PRA及び津波PRAにおいては、内部事象PRAで想定していない複数機器・複数機能の同時喪失を伴う事象の発生を想定しており、発生する可能性のある起因事象をプラントへ与える影響度の高いものから起因事象階層イベントツリーの形で整理することで、複合的な事象発生の組合せを含めた事故シーケンスの抽出を実施している。

a. 起因事象の選定及び評価

(a) 内部事象レベル１PRA

国内外の評価事例（既存の PRA、安全評価審査指針及び

EPRI NP-2230）及び国内トラブル事例のレビューに基づき、第 1-2 表に示す起因事象を選定し、国内外プラントの運転経験及びシステム信頼性解析を用いてその発生頻度を評価した。評価結果を第 1-3 表に示す。

(b) 地震レベル 1 PRA

確率論的地震ハザードについて、次の主要な仮定により発生頻度を評価した。評価結果を第 1-4 表に示す。

・特定震源モデルとしては、竹木場断層による地震、城山南断層による地震、その他の活断層で発生する地震を対象地震とする。

・領域震源モデルについては、萩原（1991）及び垣見ほか（2003）の領域区分に基づき、各領域の最大マグニチュードは基本的に領域内の過去の地震の最大値をもとに設定する。玄海原子力発電所を含む領域については、震源を特定せず策定する地震動で考慮した地震規模を考慮する。

(c) 津波レベル 1 PRA

確率論的津波ハザードについて、津波発生モデルとして次の波源を想定し、津波伝播モデルを用いて、取水ピット前面における津波ハザード曲線群から評価した。評価結果を第 1-5 表に示す。

・海域の活断層の地震に伴う津波

b. 事故シーケンスの分析

(a) 内部事象レベル 1 PRA

内部事象 PRA においては、プラント内部における各起因

事象の発生から炉心損傷に至ることを防止するための緩和手段の組合せ等を表すイベントツリーを作成する。作成した内部事象PRAのイベントツリーを第1-2図に示す。

(b) 地震及び津波レベル1 PRA

地震及び津波レベル1 PRAでは、発生する可能性のある起因事象をプラントへ与える影響度の高いものから起因事象階層イベントツリーの形で整理することにより、複合的な事象発生の組合せを含めた事故シーケンスの抽出を実施している。作成した各階層イベントツリーを第1-3図及び第1-4図に示す。

地震PRAでは建屋損傷や原子炉容器等の大型静的機器の損傷、機器損傷の相関性考慮により生じる複数ループの同時破損（大破断LOCAを上回る規模のLOCA（Excess LOCA））、電気盤の損傷に伴う複数機能の同時喪失といった緩和系に期待できない事象（複数の信号系損傷）も抽出しており、直接炉心損傷に至る事象として取り扱っている。

また、津波PRAでは機器の設置高さと開口部高さから、津波襲来時の到達水位に応じて複数の機器が没水により同時に機能喪失することを想定しており、同一フロアに設置されている電気盤が全ての機能を喪失する事象は緩和系に期待できない直接炉心損傷に至る事象として取り扱っている。

c. 事故シーケンスの定量化

内部事象レベル1 PRA、地震レベル1 PRA 及び津波レベル1 PRA の各イベントツリーより抽出した事故シーケンスを、起因事象の発生頻度、フォールトツリー解析から得られる安全機

能の非信頼度等を用いて定量化し、炉心損傷頻度（以下「CDF」という。）を評価した。その結果を第1-6表及び第1-5図に示す。

(2) PRAに代わる検討に基づく整理

今回PRAを実施可能でないものと判断した地震及び津波以外の外部事象のうち、溢水又は火災の発生の際には同一区画内に近接設置されている機器や制御回路が共通要因で機能喪失する可能性があり、小破断LOCA、主給水流量喪失等の事象が想定される。

また、洪水、風（台風）、竜巻、凍結、降水、積雪、落雷、地滑り、火山の影響、生物学的事象、森林火災等については安全上重要度の高い建屋内部の設備に直接的な影響を及ぼす可能性は低く、建屋外部に設置された設備への影響として海水ポンプの機能喪失による原子炉補機冷却機能喪失、変圧器・送電線等の機能喪失による全交流動力電源喪失が想定されるが、いずれも今回内部事象レベル1PRAから得られた事故シーケンスに含まれると推定している。詳細を別紙1に示す。

1.1.2 抽出した事故シーケンスの整理

第1-6表に示す各事故シーケンスについて、解釈に基づき必ず想定する事故シーケンスグループとの対応について検討を行った。

１－２　第１項に規定する「炉心の著しい損傷を防止するために必要な措置を講じたもの」とは、以下に掲げる要件を満たすものであること。

(a) 想定する事故シーケンスグループのうち炉心の著しい損傷後の原子炉格納容器の機能に期待できるものにあっては、炉心の著しい損傷を防止するための十分な対策が計画されており、かつ、その対策が想定する範囲内で有効性があることを確認する。

(b) 想定する事故シーケンスグループのうち炉心の著しい損傷後の原子炉格納容器の機能に期待することが困難なもの（格納容器先行破損シーケンス、格納容器バイパス等）にあっては、炉心の著しい損傷を防止する対策に有効性があることを確認する。

１－４　上記１－２(a)の「十分な対策が計画されており」とは、国内外の先進的な対策と同等のものが講じられていることをいう。

上記記載に基づき事故シーケンスグループを分類すると、以下のとおりとなる。

１－２(a)に分類される事故シーケンスグループ

・２次冷却系からの除熱機能喪失
・全交流動力電源喪失
・原子炉補機冷却機能喪失
・原子炉停止機能喪失
・ECCS注水機能喪失
・ECCS再循環機能喪失

１－２(b)に分類される事故シーケンスグループ

・原子炉格納容器の除熱機能喪失

・格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA、蒸気発生器伝熱管破損）

解釈では、１－２(a)に分類される事故シーケンスグループは、炉心損傷後に原子炉格納容器の機能に期待できるものであり、炉心損傷を防止するための十分な対策（国内外の先進的な対策と同等のもの）が講じられており、その有効性を確認することとされている。一方、１－２(b)に分類される事故シーケンスグループは、炉心損傷後の原子炉格納容器の機能に期待することが困難なものであり、炉心損傷を防止するための対策の有効性を確認することとされている。

(1)　必ず想定する事故シーケンスグループについて

PRAの結果を示す第1-6表に記載の各事故シーケンスについて、喪失した緩和機能及び炉心損傷に至った主要因の観点から分類した。ここで、喪失した緩和機能が同一であれば対策は基本的に同じであるため、各事故シーケンスのグループ化を行った。この結果を第1-7表に示す。これらのグループと解釈で想定する８つの事故シーケンスグループとの関係について、以下の通り整理した。

a.　２次冷却系からの除熱機能喪失

過渡事象が発生し補助給水機能が喪失する事故シーケンス、破断した主蒸気管の隔離に失敗する事故シーケンス等、PWRプラントの特徴である蒸気発生器を使用した除熱に失敗した場合、炉心損傷に至る。

また、地震で炉内構造物が損傷した場合、炉心部で冷却材の流れが阻害されることにより、原子炉トリップ後の蒸気発

生器による除熱時の１次系の自然循環が阻害され、蒸気発生器からの除熱に失敗するシナリオを想定しており、事象としては「過渡事象＋補助給水失敗」と同じ分類が可能である。

このグループは、解釈で想定する事故シーケンスグループ「２次冷却系からの除熱機能喪失」に該当し、対策としてはフィードアンドブリード等が考えられる。

b.　全交流動力電源喪失

外部電源が喪失して、サポート系である「非常用所内交流動力電源」も喪失する事故シーケンスである。サポート系である原子炉補機冷却水系を作動させるための電源及び事故時の緩和機能を作動させるための電源を失い、炉心損傷に至る。

このグループは、解釈で想定する事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に該当し、対策としては２次系強制冷却及び大容量空冷式発電機による給電が考えられる。

c.　原子炉補機冷却機能喪失

「原子炉補機冷却機能」が喪失する事故シーケンスは、起因事象の発生と同時にECCS等の緩和機能のサポート機能も喪失し、従属的にRCPシールLOCAが発生することで炉心損傷に至る。

また、「原子炉補機冷却機能」が喪失する事故シーケンスは、プラント停止後に１次系圧力の上昇により加圧器逃がし弁又は安全弁が作動した際、当該弁の故障により再閉止に失敗すると加圧器逃がし弁／安全弁LOCAが発生する。さらに、補助給水系設備の故障により当該系統が機能喪失すると、２次系による１次系の冷却ができなくなる。いずれの場合において

も、ECCSを使用できないため炉心損傷に至る。

このグループは、解釈で想定する事故シーケンスグループ「原子炉補機冷却機能喪失」に該当し、対策としては２次系強制冷却及び常設電動注入ポンプによる代替炉心注水等が考えられる。

d. 原子炉格納容器の除熱機能喪失

LOCA事象が発生し、冷却器を経由しない高圧注入ポンプによる高圧再循環には成功するが、「格納容器スプレイ注入及び再循環」に失敗するため、原子炉格納容器内気相部からの除熱ができず、炉心より先に原子炉格納容器が破損する「格納容器先行破損」となり、引き続き炉心損傷に至る。

このグループは、解釈で想定する事故シーケンスグループ「原子炉格納容器の除熱機能喪失」に該当し、対策としては格納容器内自然対流冷却等が考えられる。

e. 原子炉停止機能喪失

原子炉トリップが必要な事象が発生した後、原子炉トリップに失敗する事故シーケンスは、原子炉出力が抑制できずに炉心損傷に至る。

このグループは、解釈で想定する事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」に該当し、対策としては多様化自動作動設備により減速材温度上昇に伴う負の反応度帰還効果による出力抑制を図ること等が考えられる。

f. ECCS 注水機能喪失

LOCA事象が発生し、高圧注入等の「ECCS注水」に失敗する事故シーケンスは、短期の１次系保有水量の回復に失敗し炉

心損傷に至る。

また、地震により大破断LOCAを上回る規模のLOCA（Excess LOCA）が発生した場合、ECCS注入の成否に関わらず１次系保有水が喪失し炉心損傷に至る。

このグループは、解釈で想定する事故シーケンスグループ「ECCS注水機能喪失」に該当し、これらのうち、高圧注入に失敗する事故シーケンスへの対策としては、２次系強制冷却及び低圧注入等が考えられる。

g. ECCS再循環機能喪失

LOCA事象が発生した後、短期の１次系保有水量の回復に成功した後、低圧再循環等の「ECCS再循環」に失敗する事故シーケンスは、炉心の長期冷却ができず炉心損傷に至る。

このグループは、解釈で想定する事故シーケンスグループ「ECCS再循環機能喪失」に該当し、対策としては代替再循環等が考えられる。

h. 格納容器バイパス

インターフェイスシステムLOCA又は蒸気発生器伝熱管破損後に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故シーケンスは、原子炉格納容器貫通配管からの漏えいが防止できず炉心損傷に至る。

このグループは、解釈で想定する事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」に該当し、対策としてはクールダウンアンドリサーキュレーション等が考えられる。

(2) 新たな事故シーケンスグループの追加について

a. 外部事象特有の事故シーケンス

第1-6表に整理した各事故シーケンスのうち、外部事象である地震及び津波特有の事象で、解釈に基づき必ず想定する事故シーケンスグループと直接的に対応しないものとして、以下に示す５つの事故シーケンスを抽出した。

(a) 蒸気発生器伝熱管破損（複数本破損）

複数の蒸気発生器伝熱管が破損することにより、大規模なLOCAが発生し、ECCS注入も無効であり炉心損傷に至る事象であるとともに、格納容器バイパスが発生する事象として抽出した。

(b) 原子炉建屋※損傷

原子炉建屋が損傷することで、建屋内の全ての機器、配管が損傷して大規模なLOCAが発生する可能性があり、ECCS注入も無効であると想定されるため炉心損傷に至る事象として抽出した。（※：原子炉格納容器及び原子炉周辺建屋）

(c) 原子炉格納容器損傷

原子炉格納容器が損傷することで、原子炉格納容器内の全ての機器、配管が損傷して大規模なLOCAが発生する可能性があり、ECCS注入も無効であると想定されるため炉心損傷に至る事象として抽出した。

(d) 原子炉補助建屋損傷

原子炉補助建屋が損傷することで、原子炉補助建屋内の電気盤（メタルクラッド開閉装置、パワーセンタ等）が損傷し、代替電源の接続・供給ができない状況で「外部電源

喪失＋非常用所内交流動力電源喪失」が発生するとともに、主盤（原子炉盤）等が損傷することにより、各種制御が不能となり監視系や補助給水系の機能喪失も想定されることから、炉心損傷に至る事象として抽出した。

(e) 複数の信号系損傷

主盤（原子炉盤）等が損傷することで、各種制御が不能となり補助給水流量調整失敗や主蒸気逃がし弁を含む工学的安全施設の動作不能を想定し、２次冷却系からの除熱機能喪失となり炉心損傷に至る事象として抽出した。

ここで、「(a) 蒸気発生器伝熱管破損（複数本破損)」及び「(c) 原子炉格納容器損傷」については、炉心損傷後の原子炉格納容器の機能に期待できない事象として炉心損傷防止対策の有効性を確認するとしている解釈の記載１－２(b)に分類されるものの、有効な炉心損傷防止対策を確保できない事故シーケンスである。また、「(b) 原子炉建屋損傷」、「(d) 原子炉補助建屋損傷」及び「(e) 複数の信号系損傷」についても、炉心損傷後の原子炉格納容器の機能には必ずしも期待できるとはいえない事故シーケンスとなる。

b. 新たな事故シーケンスグループとしての設定要否

これらの各事故シーケンスには、炉心損傷に直結するような大規模な事象から炉心損傷防止対策等により炉心損傷を回避、原子炉格納容器の閉じ込め機能を維持できる可能性のある小規模な事象まで多様なケースが想定される。また、地震又は津波が発生した場合の損傷状態及び機能喪失する機器やその割合を特定することは困難であることから、これらの

様々な規模の事象を含む事故シーケンス全体を１つの外部事象特有の事故シーケンスグループと考え、解釈で必ず想定するとされている事故シーケンスグループと異なる新たな事故シーケンスグループとしての設定要否について検討を実施した。

(a) 頻度の観点

これらの事故シーケンスグループのCDFの確認を行った結果、第1-7表に示すとおり、CDFが最も大きい事故シーケンスグループである「複数の信号系損傷」においても、CDFは1.6E-08／炉年であった。これは全CDF（2.2E-04／炉年）に対して0.1%未満と極めて寄与が小さく、解釈で必ず想定する事故シーケンスグループと比較しても有意な頻度ではないと考えられる。

(b) 影響の観点

これらの事故シーケンスグループが発生した際の影響としては、具体的には炉心損傷に至るまでの余裕時間、炉心損傷の発生規模、放射性物質の放出量などの着眼点が考えられるが、外部ハザードによる建屋や機器の損傷程度や組合せを特定することは困難であり、炉心損傷に至らない小規模な事象から、建屋全体が崩壊して内部の安全系機器・配管の全てが機能を喪失するような大規模な事故まで、大きな幅を有する。したがって、外部事象に特有の事故シーケンスグループは、炉心損傷防止対策の有効性評価の事故シーケンスグループとして単独で定義するのではなく、発生する事象の程度や組合せに応じて対応していくべきもの

である。

具体的には、炉心損傷に至らない小規模な事象の場合には、使用可能な炉心損傷防止対策や格納容器破損防止対策を柔軟に活用するとともに、建屋全体が崩壊し内部の安全系機器・配管の全てが機能を喪失するような大規模な事故の場合には、可搬型のポンプ・電源、放水砲等を駆使した大規模損壊の対策による影響緩和を図ることで対応していく。詳細を別紙２に示す。

上記のとおり、頻度及び影響の観点から検討した結果、小規模な事象を含めても全CDFに対する寄与が極めて小さいこと及び大規模な事故に至る頻度はさらに小さく、仮に発生したとしても影響を緩和する対策を整備していることから、解釈に基づき必ず想定する事故シーケンスグループと比較して、有意な頻度又は影響をもたらすものではなく、事故シーケンスグループとして新たに追加する必要はないと総合的に判断した。

これらを除くその他の事故シーケンスについては、第1-7表に示すとおり、PRAで抽出された事故シーケンスが解釈に基づき必ず想定する事故シーケンスグループのいずれかに整理できており、PRAの知見等を踏まえ、解釈に基づき必ず想定する事故シーケンスグループに含まれない有意な頻度又は影響をもたらす事故シーケンスグループが新たに抽出されないことを確認した。

なお、想定活断層諸元の見直しや鳥取県西部地震の考慮等を反映した確率論的地震ハザード及び想定活断層の諸元

の見直し等を反映した確率論的津波ハザードの見直しに伴い、平成25年７月12日申請における確率論的地震ハザード及び確率論的津波ハザードに基づくPRAの結果を踏まえた重大事故等対策の有効性評価を行うための事故シーケンスグループの選定に対して影響がないことを次の通り確認している。

確率論的地震ハザード及び確率論的津波ハザードの見直しにより、緩和機能の喪失に至る損傷モードや損傷機器の追加がないことから、上記申請における地震及び津波PRAで評価していない事故シーケンスの追加はない。また、炉心損傷防止対策及び炉心損傷後の原子炉格納容器の閉じ込め機能に期待できない建屋損傷等の地震及び津波特有の事故シーケンスの寄与が著しく増大することはないことから、新たな事故シーケンスグループの追加はない。

1.2　有効性評価の対象となる事故シーケンスについて

「1.1.2　抽出した事故シーケンスの整理」で選定した事故シーケンスグループ別に、事故シーケンス、炉心損傷防止対策等について整理した結果を第1-8表に示す。また、内部事象、地震及び津波の各事象に対する事故シーケンスグループの寄与割合を第1-6図に示す。

解釈１－２(a)に分類される事故シーケンスに対しては、「国内外の先進的な対策と同等のものが講じられていること」とされているが、第1-8表に整理した事故シーケンスには、国内外の先進的な対策を考慮した場合であっても、全ての条件に対応できるよう

な炉心損傷防止対策を講ずることが困難なシーケンスも存在する。具体的には以下に示す事故シーケンスである。なお、玄海原子力発電所３号炉及び４号炉の対策は、国内のものと同等の対策が講じられていることから、国内の先進的な対策との比較としては特記すべきものがなく、国外との比較を別紙３に示すとおり行った。

・炉内構造物損傷（過渡事象＋補助給水失敗）
・原子炉補機冷却機能喪失＋補助給水失敗
・大破断LOCAを上回る規模のLOCA（Excess LOCA）
・大破断LOCA＋低圧注入失敗
・大破断LOCA＋蓄圧注入失敗
・中破断LOCA＋蓄圧注入失敗

第1-8表に示すとおり、PRAの定量化結果から、これら各事故シーケンスの全CDFへの寄与割合は小さく、全CDFの約99.9％を占める事故シーケンスが炉心損傷防止対策の有効性評価の対象範囲に含まれていることを確認している。

これを踏まえ、これらの炉心損傷防止対策が有効に機能しない事故シーケンスについては、別紙２に示すとおり、格納容器スプレイ注水や格納容器内自然対流冷却などによる格納容器破損防止対策の有効性を確認することとし、これらを除く事故シーケンスを対象に、炉心損傷防止対策の有効性評価の対象となる重要事故シーケンスの選定を実施することとした。

なお、これらの事故シーケンスに対しても、フィードアンドブリード、炉心への注水の継続による炉心損傷の拡大抑制等、影響を緩和できる可能性があり、状況に応じて可能な対応を実施していく。

1.3　重要事故シーケンスの選定について

1.3.1　重要事故シーケンス選定の考え方

原子炉設置変更許可申請における炉心損傷防止対策設備の有効性評価の実施に際しては、事故シーケンスグループごとに重要事故シーケンスの選定を実施している。

重要事故シーケンス選定に当たっては、審査ガイドに記載の４つの着眼点に沿って実施している。今回の重要事故シーケンスの選定に当たっての具体的な検討内容は以下のとおりであり、選定結果を第1-9表に示す。

【審査ガイドに記載の着眼点】

ａ．共通原因故障又は系統間の機能の依存性によって複数の設備が機能喪失し、炉心の著しい損傷に至る。

ｂ．炉心損傷防止対策の実施に対する余裕時間が短い。

ｃ．炉心損傷防止に必要な設備容量（流量又は逃がし弁容量等）が大きい。

ｄ．事故シーケンスグループ内のシーケンスの特徴を代表している。

(1)　共通原因故障、系統間依存性の観点

共通原因故障については、地震及び津波による事故シーケンス抽出の際に考慮している。また、系統間の機能の依存性について、例えば、安全機能のサポート機能喪失（「全交流動力電源喪失」及び「原子炉補機冷却機能喪失」）は、それらを必要とする機器が使用できないものとして系統間依存性が大きいと評価した（第1-9表中「高」と記載）。また、「２次冷却系からの除熱

機能喪失」の外部電源喪失事象では、バックアップのディーゼル発電機が機能することで常用電源系機器のみ機能喪失となり、安全機能のサポート機能喪失に比べれば系統間依存性は小さいと評価した（第1-9表中「中」と記載）。

例：事故シーケンスグループ「原子炉補機冷却機能喪失」

原子炉補機冷却機能の喪失時には、原子炉補機冷却水が必要な機器（ECCS系ポンプ）を使用できないものとして考慮。

(2) 余裕時間の観点

重大事故等対処設備による対応操作に係る余裕時間を厳しくするため、事象が早く進展し、炉心損傷に至る時間が短い事象を選定している。

例１：事故シーケンスグループ「ECCS再循環機能喪失」

破断口径の大きいほうが１次冷却材の系外への流出が多いため、重大事故等対処設備による対応操作に係る余裕時間が短くなる。

例２：事故シーケンスグループ「原子炉格納容器の除熱機能喪失」

格納容器スプレイ注入失敗時の方が、格納容器スプレイ再循環失敗時に比べ原子炉格納容器内の温度及び圧力上昇が早いため余裕時間が厳しい。

(3) 設備容量の観点

炉心損傷防止対策として減圧の際に必要となる弁容量や冷却の際に必要となる注水量といった設備容量に係る要求が大きくなる事象を選定している。

例：事故シーケンスグループ「ECCS再循環機能喪失」

破断口径の大きいほうが１次冷却材の系外への流出が多いため、炉心損傷防止のために要求される設備容量（１次系への注水量）が大きくなる。

(4)　事故シーケンスグループ内での代表性の観点

各事故シーケンスグループにおいて、当該事故シーケンスグループの代表的な事故シーケンスとして、CDFが大きく事象進展が事故シーケンスグループの特長を有しているものを選定している。

例：事故シーケンスグループ「ECCS注水機能喪失」

該当する２つの事故シーケンスのうち、「小破断LOCA＋高圧注入失敗」は、当該事故シーケンスグループのCDFの大半を占める主要シーケンスであり、また、ECCS注水のために２次系強制冷却を必要とし、当該事故シーケンスグループの特徴を表している。

上記（1）～（4）の観点に基づき、各事故シーケンスグループについて、該当シーケンスの影響を第1-9表中に「高」「中」「低」で記載した。

1.3.2　重要事故シーケンスの選定結果

選定の着眼点を踏まえ、同じ事故シーケンスグループに複数の事故シーケンスが含まれる場合には、事象進展が早いものなど、より厳しいシーケンスを重要事故シーケンスとして以下のとおり選定している。

(1)　２次冷却系からの除熱機能喪失

a. 事故シーケンス

①小破断LOCA＋補助給水失敗

②主給水流量喪失＋補助給水失敗

③過渡事象＋補助給水失敗

④手動停止＋補助給水失敗

⑤外部電源喪失＋補助給水失敗

⑥２次冷却系の破断＋補助給水失敗

⑦２次冷却系の破断＋主蒸気隔離失敗

⑧蒸気発生器伝熱管破損＋補助給水失敗

b. 選定理由

重要事故シーケンスとしては、１次系の温度及び圧力上昇が早く、運転員操作（フィードアンドブリード）開始までの余裕時間が短くかつ要求される設備容量（加圧器逃がし弁、高圧注入ポンプ）の観点で厳しい事象を選定する必要がある。

１次系温度については、「過渡事象」（③）及び「手動停止」（④）では一定期間主給水系が利用可能であり、「２次冷却系の破断」（⑥、⑦）及び「主蒸気隔離失敗」（⑦）では、２次側からの破断流が放出されることで１次系の除熱が促進される。

なお、⑥及び⑦では破断ループの蒸気発生器の保有水が早期に失われることが予想されるが、主蒸気圧力の低下により自動で非常用炉心冷却設備作動信号が発信して高圧注入が開始されることから、余裕時間を確保することができる。

また、１次系圧力については、「小破断LOCA」（①）及び「蒸気発生器伝熱管破損」（⑧）では、自動で非常用炉心冷却

設備作動信号が発信することで高圧注入が開始され、系外への漏えいに伴い１次系の減圧が促進される。

これに対して、「主給水流量喪失」（②）及び「外部電源喪失」（⑤）は、主給水が全喪失することで１次系が早期に高温・高圧状態となる事象であり、特に②では原子炉トリップ（蒸気発生器水位低）時点での蒸気発生器保有水量が少なく、除熱の観点でより厳しい事象となる。

以上から、事故シーケンス②を選定する。

c. 選定結果

・主給水流量喪失＋補助給水失敗

d. 炉心損傷防止対策（有効性評価で考慮）

・フィードアンドブリード

(2) 全交流動力電源喪失

a. 事故シーケンス

①外部電源喪失＋非常用所内交流動力電源喪失

b. 選定理由

全交流動力電源喪失に係る事故シーケンスは①「外部電源喪失＋非常用所内交流動力電源喪失」のみである。ただし、共通原因故障、系統間依存性の観点から、従属的に発生する「原子炉補機冷却機能喪失」の重畳を考慮する。

また、「原子炉補機冷却機能喪失」時に生じるRCPシールからの漏えいについては不確実さが伴うことから、RCPシールLOCAの発生の有無を考慮する。

c. 選定結果

・外部電源喪失＋非常用所内交流動力電源喪失＋原子炉補機冷却機能喪失＋RCPシールLOCA

・外部電源喪失＋非常用所内交流動力電源喪失＋原子炉補機冷却機能喪失

d. 炉心損傷防止対策（有効性評価で考慮）

・２次系強制冷却＋大容量空冷式発電機＋常設電動注入ポンプによる代替炉心注水

(3) 原子炉補機冷却機能喪失

a. 事故シーケンス

①原子炉補機冷却機能喪失＋RCPシールLOCA

②原子炉補機冷却機能喪失＋加圧器逃がし弁／安全弁LOCA

b. 選定理由

共通原因故障、系統間依存性の観点から、原子炉補機冷却機能喪失により原子炉補機冷却水が必要な機器は使用できない。「RCPシールLOCA」（①）と「加圧器逃がし弁／安全弁LOCA」（②）では、１次冷却材の放出挙動が異なるものの、別紙４に示すとおり「RCPシールLOCA」の方が、気相部放出である「加圧器逃がし弁／安全弁LOCA」よりも１次冷却材の流出量が多いため、保有水確保操作（２次系強制冷却、代替炉心注水）の余裕時間及び要求される設備容量の観点で厳しい。したがって、代表的な事故シーケンスは①となる。

ただし、①は、「外部電源喪失＋非常用所内交流動力電源喪失」に従属的に発生することから事象進展は同じであるため、重要事故シーケンスとしては、「外部電源喪失＋非常用所内交流動力電源喪失＋原子炉補機冷却機能喪失＋RCPシールLOCA」

を選定する。

c. 選定結果

・外部電源喪失＋非常用所内交流動力電源喪失＋原子炉補機冷却機能喪失＋RCPシールLOCA

d. 炉心損傷防止対策（有効性評価で考慮）

・２次系強制冷却＋常設電動注入ポンプによる代替炉心注水

(4) 原子炉格納容器の除熱機能喪失

a. 事故シーケンス

①大破断LOCA＋格納容器スプレイ注入失敗＋低圧再循環失敗

②大破断LOCA＋低圧再循環失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗

③中破断LOCA＋格納容器スプレイ注入失敗

④中破断LOCA＋格納容器スプレイ再循環失敗

⑤小破断LOCA＋格納容器スプレイ注入失敗

⑥小破断LOCA＋格納容器スプレイ再循環失敗

b. 選定理由

各事故シーケンスの事象が発生しても、共通原因故障又は系統間の機能依存性はない。「格納容器スプレイ注入失敗」（①、③、⑤）の方が、「格納容器スプレイ再循環失敗」時（②、④、⑥）に比べ原子炉格納容器内の温度・圧力上昇が早いため運転員操作の余裕時間が厳しい。また、「大破断LOCA」（①、②）の方が、「中破断LOCA」（③、④）及び「小破断LOCA」（⑤、⑥）に比べ、破断口径が大きく、原子炉格納容器内への１次冷却材の流出流量が多く、要求される設備容量の観点で最も厳しい事象である。したがって、事故シーケン

ス①を選定する。

c. 選定結果

・大破断LOCA＋格納容器スプレイ注入失敗＋低圧再循環失敗

d. 炉心損傷防止対策（有効性評価で考慮）

・格納容器内自然対流冷却

(5) 原子炉停止機能喪失

a. 事故シーケンス

①原子炉トリップが必要な起因事象＋原子炉トリップ失敗

b. 選定理由

原子炉停止機能喪失に係る事故シーケンスは、①「原子炉トリップが必要な起因事象＋原子炉トリップ失敗」のみである。

原子炉トリップが必要な起因事象としては、イベントツリーに「ATWS」として定性的に示したもののうち、発生頻度が有意であり、１次系圧力・温度の観点で厳しく、蒸気発生器２次側保有水が減少することにより補助給水が必要となるような事象として、「外部電源喪失」、「主給水流量喪失」及び「負荷の喪失」を評価対象として考える。ATWSの発生頻度として評価対象とした事象について、別紙５に示す。

「主給水流量喪失」は、蒸気発生器２次側保有水量の減少により２次系による除熱が悪化する事象である。主蒸気が継続して流れるため、多様化自動作動設備による主蒸気隔離により主蒸気を遮断し、減速材温度上昇による負の反応度帰還効果による出力抑制を図るとともに、蒸気発生器２次側保有水量を確保するため補助給水ポンプを起動させる。

「主給水流量喪失」以外の事象においては、多様化自動作動設備のうち補助給水ポンプ起動のみに期待するか、多様化自動作動設備に期待しない事象である。したがって、多様化自動作動設備の作動に期待する事象のうち、より多くの機能を期待する必要があり、原子炉冷却材圧力バウンダリ健全性確保の観点で厳しくなる「主給水流量喪失＋原子炉トリップ失敗」を選定する。また、「負荷の喪失」は圧力評価として最も厳しくなる事象であることから、有効性評価での不確実さも考慮し、代表性の観点から「負荷の喪失＋原子炉トリップ失敗」も選定する。

c. 選定結果

・主給水流量喪失＋原子炉トリップ失敗

・負荷の喪失＋原子炉トリップ失敗

d. 炉心損傷防止対策（有効性評価で考慮）

・多様化自動作動設備

(6) ECCS注水機能喪失

a. 事故シーケンス

①中破断LOCA＋高圧注入失敗

②小破断LOCA＋高圧注入失敗

b. 選定理由

各事故シーケンスの事象が発生しても、共通原因故障又は系統間の機能依存性はない。「中破断LOCA」（①）と「小破断LOCA」（②）では、破断口径が大きい①が、１次冷却材の流出量が多いため、運転員操作（２次系強制冷却）の余裕時間及び要求される設備容量（低圧注入及び蓄圧注入）の観点で厳

しい。したがって、事故シーケンス①を選定する。

なお、破断口径によって２次系強制冷却及び蓄圧注入のタイミングに影響を及ぼし、炉心露出の状況が異なってくること、破断口径に不確実さが伴うことから、炉心損傷防止対策が有効な範囲を確認するため、２inch破断、４inch破断及び６inch破断の評価を実施する。

c. 選定結果

・中破断LOCA＋高圧注入失敗

d. 炉心損傷防止対策（有効性評価で考慮）

・２次系強制冷却＋低圧注入

(7) ECCS再循環機能喪失

a. 事故シーケンス

①大破断LOCA＋低圧再循環失敗＋高圧再循環失敗

②中破断LOCA＋高圧再循環失敗

③小破断LOCA＋高圧再循環失敗

b. 選定理由

各事故シーケンスの事象が発生しても、共通原因故障又は系統間の機能依存性はない。「大破断LOCA」（①）、「中破断LOCA」（②）及び「小破断LOCA」（③）では、破断口径が大きい①が、１次冷却材の流出量が多く再循環切替えまでの時間が短いことから、再循環が失敗する時点での崩壊熱が大きいため、運転員操作（代替再循環）の余裕時間及び要求される設備容量（再循環流量）の観点で厳しくなる。したがって、事故シーケンス①を選定する。

また、１次系が早期に減圧されない事故シーケンス（②、

③）については、２次系強制冷却により１次系を減圧させた後、低圧再循環によって長期の炉心冷却を確保する手段がある。本対策の有効性については、ECCS注水機能喪失における「中破断LOCA＋高圧注入失敗」等の対策である「２次系強制冷却＋低圧注入」と使用形態が同じであるため、２次系強制冷却を行うことで低圧注入を促進させるシナリオにおいて確認している※。さらに、低圧注入系を使用できない場合においても、格納容器スプレイポンプを活用した代替再循環が可能である。（※：ECCS注水機能喪失の事故シーケンスでは、ECCS注水機能喪失時の事象初期の崩壊熱を炉心損傷防止対策により除去する必要がある。一方、ECCS再循環機能喪失の事故シーケンスでは、再循環切替えまでの期間はECCS注入に成功して原子炉停止直後の崩壊熱を除去できる状況であり、ECCS再循環機能喪失時点からの崩壊熱を炉心損傷防止対策により除去する必要がある。したがって、炉心損傷防止に必要な除熱量という観点では、ECCS注水機能喪失の方が大きい。）

c.　選定結果

・大破断LOCA＋低圧再循環失敗＋高圧再循環失敗

d.　炉心損傷防止対策（有効性評価で考慮）

・代替再循環

(8)　格納容器バイパス

a.　事故シーケンス

①インターフェイスシステムLOCA

②蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器の隔離失敗

b. 選定理由

格納容器バイパス時の漏えい経路の違いを考慮し、それぞれを重要事故シーケンスとして選定する。

c. 選定結果

・インターフェイスシステムLOCA

・蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器の隔離失敗

d. 炉心損傷防止対策（有効性評価で考慮）

・クールダウンアンドリサーキュレーション

1.3.3 事故シーケンスの分析

炉心損傷防止に係る有効性評価については、事故シーケンスグループごとに、そこに含まれる事故シーケンスの中から重要事故シーケンスを選定し、対策の有効性を確認している。これは、重要事故シーケンスの有効性評価で考慮する対策については、基本的に同一事故シーケンスグループ内の各事故シーケンスに対しても、同様に有効であるとの前提によるものである。

一方、PRAでは、１つの事故シーケンスにおいても様々な機器故障モードや人的過誤を考慮しており、事故シーケンスに含まれる機器の故障モードによっては、有効性評価で考慮した対策が必ずしも有効でない場合も存在し得る。このため、別紙６に示すとおり、各事故シーケンスグループに分類される事故シーケンスをカットセットレベルに展開し、CDFの事故シーケンスに占める割合の観点で主要なカットセットに対する炉心損傷防止対策の整備状況等を確認した。

また、地震及び津波の主要な事故シーケンスについても、別紙７に示すとおり、地震及び津波特有のシーケンス以外については、内部事象と同様な炉心損傷防止対策が有効であることを確認した。

1.4　まとめ

1.4.1　PRAの範囲

事故シーケンスグループを選定する目的で、内部事象、地震及び津波についてレベル１PRAを実施した。また、溢水、火災及びその他外部事象により誘発される起因事象に関する検討を加えた。

1.4.2　事故シーケンスグループの選定

レベル１PRA（内部事象、地震及び津波）を用い、事故シーケンスグループを抽出した。その結果、解釈で想定されている事故シーケンスグループ以外の外部事象である地震及び津波特有の事象として発生する５つの事故シーケンスが抽出されたことから、異なる新たな事故シーケンスグループとしての設定要否について検討した。これらの事故シーケンスについては、全CDFに対する寄与が極めて小さく、解釈で想定される事故シーケンスグループと比較しても有意な頻度ではないことを確認した。これらの事故シーケンスについては、事象に応じて各種の影響緩和や原子炉格納容器の機能に期待でき、さらに大規模損壊発生時の対応として考慮している活動にも期待できる。

したがって、新たな事故シーケンスグループを追加する必要

はないと判断し、解釈と同じ事故シーケンスグループを選定した。

1.4.3 有効性評価の対象とする事故シーケンス

選定した事故シーケンスグループのうち、国内外の先進的な対策を考慮しても全ての条件に対応できるような炉心損傷防止対策を講ずることが困難な事故シーケンスについて、PRAの定量化の結果から整理した。これらの事故シーケンスの全CDFに対する寄与割合は小さく、全CDFの約99.9%を占める事故シーケンスが炉心損傷防止対策の有効性評価の対象範囲に含まれていることを確認した。

1.4.4 重要事故シーケンスの選定

各事故シーケンスグループにおける事故シーケンスについて、共通原因故障、系統間依存性の観点、余裕時間の観点、設備容量の観点及び事故シーケンスグループ内での代表性の観点から、それぞれの事故シーケンスグループにおける炉心損傷防止対策の有効性評価で対象とする重要事故シーケンスを選定した。

さらに、事故シーケンスのカットセット分析を行った結果、炉心損傷防止対策の有効性評価の対象として新たな対策を追加する必要がないことを確認した。

運転中の炉心損傷防止対策の有効性評価に係る事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンスの選定結果は、第1-10表のとおりとなった。

第1-1表　PRAの対象とする玄海原子力発電所３号炉及び４号炉の設備系統

設備名	設備の説明	備考（モデル上の名称）
電気施設	外部電源系統は、500kV送電線２回線と220kV送電線２回線から成り、500kV送電線１回線で３号炉及び４号炉の全発生電力を送電し得る容量がある。500kV回線が２回線とも停電した場合には、原子炉を安全に停止するための電力を220kV送電線２回線から受電することが可能である。なお、500kV送電線と220kV送電線の停電が重畳した場合に、原子炉を安全に停止するために必要な補機を運転するのに十分な容量を有するディーゼル発電機を２台設置している。	電源系
原子炉保護設備	原子炉計装又は安全保護系のプロセス計装からの信号により、運転時の異常な過渡変化時又は設計基準事故時に、原子炉停止回路を作動させ、原子炉を自動停止させる。	原子炉停止系
工学的安全施設作動設備	１次冷却材喪失事故、主蒸気管破断事故等に際して、炉心の冷却を行い、原子炉格納容器バウンダリを保護するための設備を作動させる。	信号系
制御用空気設備	制御用空気圧縮機、制御用空気供給配管等により構成し、原子炉格納容器内、原子炉周辺建屋内、原子炉補助建屋内、タービン建屋内等に設置されている空気作動弁、制御器、計測器等に清浄で乾燥した圧縮空気を供給する。	制御用空気系
換気空調設備	格納容器換気空調設備、補助建屋換気空調設備等で構成し、運転時及び事故時に従業員、機器に対する新鮮な空気の供給、室温の制御、空気中の放射性物質の除去を行う。	換気空調系
原子炉補機冷却海水設備	海水ポンプ、配管、弁等で構成され、原子炉補機冷却水冷却器、ディーゼル発電機及び空調用冷凍機へ冷却海水を供給する。	原子炉補機冷却海水系
原子炉補機冷却水設備	プラントの運転に必要な原子炉補機を冷却する。また、１次系設備と原子炉補機冷却海水設備との間にあって中間冷却設備として機能し、１次冷却材等の本設備への漏えいがあっても放射性物質を含んだ液体が発電所外へ放出されるのを防ぐ。	原子炉補機冷却系
非常用炉心冷却設備	蓄圧注入系、高圧注入系及び低圧注入系で構成し、想定される事故に対して燃料取替用水タンク（４号炉は燃料取替用水ピット）等に貯蔵するほう酸水を原子炉に注入する。また、高圧注入系、低圧注入系は、燃料取替用水タンク（４号炉は燃料取替用水ピット）の水位が低下すると、水源を格納容器再循環サンプへ切り替えて、再循環モードに移行する。	高圧注入系、低圧注入系、蓄圧注入系、燃料取替用水系
原子炉格納容器スプレイ設備	格納容器スプレイポンプ、格納容器スプレイ冷却器、よう素除去薬品タンク、配管及び弁類で構成し、１次冷却材喪失事故時に燃料取替用水タンク（４号炉は燃料取替用水ピット）水にか性ソーダを混合し、原子炉格納容器内にスプレイする。また燃料取替用水タンク（４号炉は燃料取替用水ピット）の水位が低下すると、水源を格納容器再循環サンプへ切り替えて再循環モードに移行する。	格納容器スプレイ注入系
補助給水ポンプ	タービン動１台、電動２台を設け、各ポンプとも復水タンク（４号炉は復水ピット）を水源とし、主給水系統事故時等により通常の給水系統の機能が失われた場合に、蒸気発生器に冷却水を供給する。	補助給水系
主蒸気系統設備	蒸気発生器出口から主蒸気止弁までの主蒸気管及びそれに接続する機器、配管から成り、主蒸気管破断事故時に、主蒸気隔離弁及び逆止弁により無制限な蒸気放出を速やかに阻止する。また、過渡変化時に、主蒸気逃がし弁、主蒸気安全弁又はタービンバイパス弁により１次系の温度、圧力を調整する。	主蒸気圧力制御系

第1-2表　起因事象（内部事象）

選定した起因事象	説　　明
大破断 LOCA	原子炉冷却材圧力バウンダリに破損が生じ、原子炉冷却材が喪失する事故のうち、破断口面積が等価口径８inch から１次系主配管の両端破断相当（配管断面積の２倍）までのものであり、緩和機能として、蓄圧注入、低圧注入／再循環に期待している。
中破断 LOCA	原子炉冷却材圧力バウンダリに破損が生じ、原子炉冷却材が喪失する事故のうち、破断口面積が等価口径２inch から８inch までのものであり、緩和機能として、蓄圧注入、高圧注入／再循環、格納容器スプレイ注入／再循環に期待している。
小破断 LOCA	原子炉冷却材圧力バウンダリに破損が生じ、原子炉冷却材が喪失する事故のうち、破断口面積が等価口径２inch 未満のものであり、緩和機能として、原子炉トリップ、補助給水、高圧注入／再循環、格納容器スプレイ注入／再循環に期待している。
インターフェイスシステム LOCA	原子炉冷却材圧力バウンダリと、それと直結した原子炉格納容器外の低圧系との隔離に失敗した場合に、１次系の圧力が低圧系に付加されるために発生する LOCA 事象。
主給水流量喪失	原子炉が出力運転中に蒸気発生器への主給水が完全に停止して、蒸気発生器２次側保有水量が減少し、熱除去能力の低下により１次冷却材温度及び圧力が上昇するような事象であり、緩和機能として、原子炉トリップ、補助給水に期待している。
外部電源喪失	送電系統の故障などにより、所内電源の一部又は全部が喪失し、運転状態が乱されるような事象であり、緩和機能として、原子炉トリップ、非常用所内交流動力電源、補助給水に期待している。
ATWS	運転時の異常な過渡変化又は事故において原子炉自動トリップに失敗する事象。
２次冷却系の破断	原子炉格納容器内部における主蒸気管及び主給水管の完全両端破断を想定しており、緩和機能として、原子炉トリップ、主蒸気隔離、補助給水に期待している。
蒸気発生器伝熱管破損	蒸気発生器における伝熱管１本の完全両端破断を想定しており、緩和機能として、原子炉トリップ、補助給水及び破損側蒸気発生器の隔離に期待している。
過渡事象	主給水流量喪失を伴わず原子炉トリップに至る事象を想定しており、緩和機能として、原子炉トリップ、補助給水に期待している。
原子炉補機冷却機能喪失	原子炉補機冷却水系、海水系の機能喪失に伴う原子炉補機冷却機能の喪失を想定しており、緩和機能として、原子炉トリップ、補助給水に期待している。また、原子炉補機冷却機能喪失の際、加圧器逃がし弁／安全弁 LOCA、RCP シール LOCA の発生を考慮している。
手動停止	常用系のトラブルで手動停止に至った事象を想定する。

注：玄海原子力発電所３号炉及び４号炉では、PWR プラントで用いられる起因事象のうち、以下は適用除外とした。

・極小 LOCA：充てん／高圧注入ポンプ兼用のプラントに適用。玄海原子力発電所３号炉及び４号炉はこれらが独立している。

・DC 母線１系列喪失：DC（直流）母線１系列喪失時に原子炉がトリップするプラントに適用。玄海原子力発電所３号炉及び４号炉は DC（直流）母線１系列喪失でトリップしない。

第 1-3 表　起因事象発生頻度（内部事象）

起因事象	発生頻度 （／炉年）
大破断 LOCA	2.2E-05
中破断 LOCA	6.8E-05
小破断 LOCA	2.2E-04
インターフェイスシステム LOCA	3.0E-11
主給水流量喪失	1.1E-02
外部電源喪失	4.8E-03
ATWS	1.2E-08
２次冷却系の破断	4.3E-04
蒸気発生器伝熱管破損	3.2E-03
過渡事象	9.7E-02
原子炉補機冷却機能喪失	2.0E-04
手動停止	2.3E-01

第 1-4 表　加速度区分別地震発生頻度

加速度区分	発生頻度 （／年）	備　　考
区分１（0.2G～0.4G）	2.3E-04	設計基準地震動 Ss は 540gal（約 0.55G）である※。
区分２（0.4G～0.6G）	2.5E-05	
区分３（0.6G～0.8G）	4.9E-06	
区分４（0.8G～1.0G）	1.3E-06	
区分５（1.0G～1.2G）	4.3E-07	

※：平成 25 年 7 月 12 日設置変更許可申請時の値

第 1-5 表　津波高さ区分別津波発生頻度

津波高さ	発生頻度 （／年）	備　　考
7.7m 以上～11.3m 未満	1.3E-10	津波ハザード解析による取水ピット前面における最高水位は T.P.＋3m 程度である※。 ここで、7.7m は海水ポンプモータ下端の高さであり、海水ポンプが機能喪失するとしている。11.3m は発電所の敷地高さであり、原子炉周辺建屋及び原子炉補助建屋の開口部から浸水が始まり、11.3m 以下に設置されている機器が全て水没するとしている。そのため、メタルクラッド開閉装置、パワーセンタ等の炉心損傷防止に必要な複数の電気盤が水没するとしている。
11.3m 以上	4.4E-12	

※：平成 25 年 7 月 12 日設置変更許可申請時の値

第1-6表　事故シーケンスの定量化の結果

起因事象	事故シーケンス	シーケンス別CDF（／炉年）			
		内部事象	地震	津波	合計
大破断LOCA	大破断LOCA＋低圧注入失敗	3.9E-09	4.4E-09	－	8.2E-09
	大破断LOCA＋蓄圧注入失敗	8.8E-12	ε	－	8.8E-12
	大破断LOCA＋低圧再循環失敗＋高圧再循環失敗	8.1E-08	4.2E-09	－	8.5E-08
	大破断LOCA＋格納容器スプレイ注入失敗＋低圧再循環失敗	5.2E-12	ε	－	5.2E-12
	大破断LOCA＋低圧再循環失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗	2.8E-11	ε	－	2.8E-11
中破断LOCA	中破断LOCA＋蓄圧注入失敗	2.6E-11	ε	－	2.6E-11
	中破断LOCA＋高圧注入失敗	5.4E-07	ε	－	5.4E-07
	中破断LOCA＋高圧再循環失敗	1.2E-07	1.2E-11	－	1.2E-07
	中破断LOCA＋格納容器スプレイ注入失敗	1.2E-08	ε	－	1.2E-08
	中破断LOCA＋格納容器スプレイ再循環失敗	7.1E-08	ε	－	7.1E-08
小破断LOCA	小破断LOCA＋高圧注入失敗	1.8E-06	1.3E-08	－	1.8E-06
	小破断LOCA＋高圧再循環失敗	3.8E-07	6.3E-09	－	3.8E-07
	小破断LOCA＋補助給水失敗	5.9E-09	1.0E-08	－	1.6E-08
	小破断LOCA＋格納容器スプレイ注入失敗	4.0E-08	3.1E-09	－	4.3E-08
	小破断LOCA＋格納容器スプレイ再循環失敗	2.3E-07	ε	－	2.3E-07
インターフェイスシステムLOCA	インターフェイスシステムLOCA	3.0E-11	－	－	3.0E-11
主給水流量喪失	主給水流量喪失＋補助給水失敗	2.8E-07	2.1E-08	－	3.0E-07
外部電源喪失	外部電源喪失＋補助給水失敗	1.4E-07	3.5E-07	－	4.9E-07
	外部電源喪失＋非常用所内交流動力電源喪失	7.7E-06	4.3E-07	－	8.1E-06
ATWS	原子炉トリップが必要な起因事象＋原子炉トリップ失敗	1.2E-08	1.1E-08	－	2.3E-08
２次冷却系の破断	２次冷却系の破断＋補助給水失敗	1.2E-06	5.8E-10	－	1.2E-06
	２次冷却系の破断＋主蒸気隔離失敗	7.9E-11	ε	－	7.9E-11
蒸気発生器伝熱管破損	蒸気発生器伝熱管破損＋補助給水失敗	8.0E-08	－※	－	8.0E-08
	蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器の隔離失敗	4.8E-07	－※	－	4.8E-07
過渡事象	過渡事象＋補助給水失敗	2.5E-06	－	－	2.5E-06
原子炉補機冷却機能喪失	原子炉補機冷却機能喪失＋RCPシールLOCA	2.0E-04	1.3E-07	1.3E-10	2.0E-04
	原子炉補機冷却機能喪失＋加圧器逃がし弁／安全弁LOCA	9.0E-07	1.6E-10	5.8E-13	9.0E-07
	原子炉補機冷却機能喪失＋補助給水失敗	5.1E-09	5.7E-10	1.0E-12	5.7E-09
手動停止	手動停止＋補助給水失敗	5.9E-06	－	－	5.9E-06
地震又は津波により直接的に炉心損傷に至る事象	大破断LOCAを上回る規模のLOCA（Excess LOCA）	－	3.1E-08	－	3.1E-08
	蒸気発生器伝熱管破損（複数本破損）	－	6.3E-09	－	6.3E-09
	原子炉建屋損傷	－	1.4E-10	－	1.4E-10
	原子炉格納容器損傷	－	ε	－	ε
	原子炉補助建屋損傷	－	ε	－	ε
	炉内構造物損傷（過渡事象＋補助給水失敗）	－	8.2E-09	－	8.2E-09
	複数の信号系損傷	－	1.6E-08	4.4E-12	1.6E-08
	合計	2.2E-04	1.0E-06	1.3E-10	2.2E-04

※：蒸気発生器伝熱管破損（複数本破損）に含まれる。

ε：1.0E-11未満

第1-7表　PRA結果に基づく新たな事故シーケンスグループの検討

事故シーケンス	シーケンス別CDF（/炉年）				寄与割合	炉心損傷に至る主要因	グループ別CDF（/炉年）	全CDFへの寄与割合	事故シーケンスグループ	解釈
	内部事象	地震	津波	合計						
原子炉補機冷却機能喪失＋RCPシールLOCA	2.0E-04	1.3E-07	1.3E-10	2.0E-04	89.5%	サポート機能（補機冷却機能）の喪失	2.0E-04	89.9%	原子炉補機冷却機能喪失	1-2(a)
原子炉補機冷却機能喪失＋加圧器逃がし弁／安全弁LOCA	9.0E-07	1.6E-10	5.8E-13	9.0E-07	0.4%					
原子炉補機冷却機能喪失＋補助給水失敗	5.1E-09	5.7E-10	1.0E-12	5.7E-09	<0.1%					
小破断LOCA＋補助給水失敗	5.9E-09	1.0E-08	－	1.6E-08	<0.1%	蒸気発生器からの除熱に失敗	1.0E-05	4.7%	２次冷却系からの除熱機能喪失	
主給水流量喪失＋補助給水失敗	2.8E-07	2.1E-08	－	3.0E-07	0.1%					
過渡事象＋補助給水失敗	2.5E-06	－	－	2.5E-06	1.1%					
手動停止＋補助給水失敗	5.9E-06	－	－	5.9E-06	2.7%					
外部電源喪失＋補助給水失敗	1.4E-07	3.5E-07	－	4.9E-07	0.2%					
２次冷却系の破断＋補助給水失敗	1.2E-06	5.8E-10	－	1.2E-06	0.5%					
２次冷却系の破断＋主蒸気隔離失敗	7.9E-11	ε	－	7.9E-11	<0.1%					
蒸気発生器伝熱管破損＋補助給水失敗	8.0E-08	－※１	－	8.0E-08	<0.1%					
炉内構造物損傷（過渡事象＋補助給水失敗）	－	8.2E-09	－	8.2E-09	<0.1%					
外部電源喪失＋非常用所内交流動力電源喪失	7.7E-06	4.3E-07	－	8.1E-06	3.7%	サポート機能（電源機能）の喪失	8.1E-06	3.7%	全交流動力電源喪失	
中破断LOCA＋高圧注入失敗	5.4E-07	ε	－	5.4E-07	0.2%	１次系保有水の喪失	2.3E-06	1.1%	ECCS注水機能喪失	
小破断LOCA＋高圧注入失敗	1.8E-06	1.3E-08	－	1.8E-06	0.8%					
大破断LOCA＋蓄圧注入失敗	8.8E-12	ε	－	8.8E-12	<0.1%					
中破断LOCA＋蓄圧注入失敗	2.6E-11	ε	－	2.6E-11	<0.1%					
大破断LOCA＋低圧注入失敗	3.9E-09	4.4E-09	－	8.2E-09	<0.1%					
大破断LOCAを上回る規模のLOCA(Excess LOCA)	－	3.1E-08	－	3.1E-08	<0.1%					
大破断LOCA＋低圧再循環失敗＋高圧再循環失敗	8.1E-08	4.2E-09	－	8.5E-08	<0.1%	炉心の長期冷却に失敗	5.8E-07	0.3%	ECCS再循環機能喪失	
中破断LOCA＋高圧再循環失敗	1.2E-07	1.2E-11	－	1.2E-07	<0.1%					
小破断LOCA＋高圧再循環失敗	3.8E-07	6.3E-09	－	3.8E-07	0.2%					
原子炉トリップが必要な起因事象＋原子炉トリップ失敗	1.2E-08	1.1E-08	－	2.3E-08	<0.1%	反応度抑制に失敗	2.3E-08	<0.1%	原子炉停止機能喪失	
大破断LOCA＋格納容器スプレイ注入失敗＋低圧再循環失敗	5.2E-12	ε	－	5.2E-12	<0.1%	格納容器内気相部冷却に失敗	3.6E-07	0.2%	原子炉格納容器の除熱機能喪失	1-2(b)
大破断LOCA＋低圧再循環失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗	2.8E-11	ε	－	2.8E-11	<0.1%					
中破断LOCA＋格納容器スプレイ注入失敗	1.2E-08	ε	－	1.2E-08	<0.1%					
中破断LOCA＋格納容器スプレイ再循環失敗	7.1E-08	ε	－	7.1E-08	<0.1%					
小破断LOCA＋格納容器スプレイ注入失敗	4.0E-08	3.1E-09	－	4.3E-08	<0.1%					
小破断LOCA＋格納容器スプレイ再循環失敗	2.3E-07	ε	－	2.3E-07	0.1%					
インターフェイスシステムLOCA	3.0E-11	－	－	3.0E-11	<0.1%	格納容器貫通配管からの漏えい防止に失敗	4.8E-07	0.2%	格納容器バイパス	
蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器の隔離失敗	4.8E-07	－※１	－	4.8E-07	0.2%					
原子炉建屋損傷	－	1.4E-10	－	1.4E-10	<0.1%	外部事象による大規模な損傷	1.4E-10	<0.1%	※２	
原子炉格納容器損傷	－	ε	－	ε	<0.1%		ε	<0.1%		
原子炉補助建屋損傷	－	ε	－	ε	<0.1%		ε	<0.1%		
複数の信号系損傷	－	1.6E-08	4.4E-12	1.6E-08	<0.1%		1.6E-08	<0.1%		
蒸気発生器伝熱管破損（複数本破損）	－	6.3E-09	－	6.3E-09	<0.1%		6.3E-09	<0.1%		
合　計	2.2E-04	1.0E-06	1.3E-10	2.2E-04	100%	－	2.2E-04	100%	－	

ハッチング：地震及び津波特有の事象で、解釈に基づき想定する事故シーケンスグループと直接的に対応しないもの

※１：蒸気発生器伝熱管破損（複数本破損）に含まれる。

※２：全炉心損傷頻度への寄与及び影響度の観点から他の事故シーケンスグループと比較し、新たな事故シーケンスグループとしての追加は不要と判断。

ε：1.0E-11未満

第1-8表　事故シーケンスグループ別炉心損傷頻度（内部事象、地震及び津波PRA）

事故シーケンスグループ	事故シーケンス	対応する炉心損傷防止対策	シーケンス別CDF（/炉年）				寄与割合	グループ別CDF（/炉年）	全CDFへの寄与割合	備考
			内部事象	地震	津波	合計				
原子炉補機冷却機能喪失	原子炉補機冷却機能喪失＋RCPシールLOCA	2次系強制冷却＋常設電動注入ポンプによる代替炉心注水	2.0E-04	1.3E-07	1.3E-10	2.0E-04	89.5%	2.0E-04	89.9%	全炉心損傷頻度の約99.9%を炉心損傷防止対策でカバー
	原子炉補機冷却機能喪失＋加圧器逃がし弁／安全弁LOCA		9.0E-07	1.6E-10	5.8E-13	9.0E-07	0.4%			
	原子炉補機冷却機能喪失＋補助給水失敗	※1、(1)	5.1E-09	5.7E-10	1.0E-12	5.7E-09	<0.1%			
2次冷却系からの除熱機能喪失	小破断LOCA＋補助給水失敗	フィードアンドブリード	5.9E-09	1.0E-08	－	1.6E-08	<0.1%	1.0E-05	4.7%	
	主給水流量喪失＋補助給水失敗		2.8E-07	2.1E-08	－	3.0E-07	0.1%			
	過渡事象＋補助給水失敗		2.5E-06	－	－	2.5E-06	1.1%			
	手動停止＋補助給水失敗		5.9E-06	－	－	5.9E-06	2.7%			
	外部電源喪失＋補助給水失敗		1.4E-07	3.5E-07	－	4.9E-07	0.2%			
	2次冷却系の破断＋補助給水失敗		1.2E-06	5.8E-10	－	1.2E-06	0.5%			
	2次冷却系の破断＋主蒸気隔離失敗		7.9E-11	ε	－	7.9E-11	<0.1%			
	蒸気発生器伝熱管破損＋補助給水失敗		8.0E-08	－	－	8.0E-08	<0.1%			
	炉内構造物損傷（過渡事象＋補助給水失敗）	※1、(2)	－	8.2E-09	－	8.2E-09	<0.1%			
全交流動力電源喪失	外部電源喪失＋非常用所内交流動力電源喪失	大容量空冷式発電機＋2次系強制冷却＋常設電動注入ポンプによる代替炉心注水	7.7E-06	4.3E-07	－	8.1E-06	3.7%	8.1E-06	3.7%	
ECCS注水機能喪失	中破断LOCA＋高圧注入失敗	2次系強制冷却＋低圧注入	5.4E-07	ε	－	5.4E-07	0.2%	2.3E-06	1.1%	
	小破断LOCA＋高圧注入失敗		1.8E-06	1.3E-08	－	1.8E-06	0.8%			
	大破断LOCA＋蓄圧注入失敗	※1、(3)	8.8E-12	ε	－	8.8E-12	<0.1%			
	中破断LOCA＋蓄圧注入失敗		2.6E-11	ε	－	2.6E-11	<0.1%			
	大破断LOCA＋低圧注入失敗		3.9E-09	4.4E-09	－	8.2E-09	<0.1%			
	大破断LOCAを上回る規模のLOCA(Excess LOCA)		－	3.1E-08	－	3.1E-08	<0.1%			
ECCS再循環機能喪失	大破断LOCA＋低圧再循環失敗＋高圧再循環失敗	代替再循環	8.1E-08	4.2E-09	－	8.5E-08	<0.1%	5.8E-07	0.3%	
	中破断LOCA＋高圧再循環失敗	2次系強制冷却＋低圧再循環	1.2E-07	1.2E-11	－	1.2E-07	<0.1%			
	小破断LOCA＋高圧再循環失敗		3.8E-07	6.3E-09	－	3.8E-07	0.2%			
原子炉停止機能喪失	原子炉トリップが必要な起因事象＋原子炉トリップ失敗	多様化自動作動設備	1.2E-08	1.1E-08	－	2.3E-08	<0.1%	2.3E-08	<0.1%	
原子炉格納容器の除熱機能喪失	大破断LOCA＋格納容器スプレイ注入失敗＋低圧再循環失敗	格納容器内自然対流冷却	5.2E-12	ε	－	5.2E-12	<0.1%	3.6E-07	0.2%	
	大破断LOCA＋低圧再循環失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗		2.8E-11	ε	－	2.8E-11	<0.1%			
	中破断LOCA＋格納容器スプレイ注入失敗		1.2E-08	ε	－	1.2E-08	<0.1%			
	中破断LOCA＋格納容器スプレイ再循環失敗		7.1E-08	ε	－	7.1E-08	<0.1%			
	小破断LOCA＋格納容器スプレイ注入失敗		4.0E-08	3.1E-09	－	4.3E-08	<0.1%			
	小破断LOCA＋格納容器スプレイ再循環失敗		2.3E-07	ε	－	2.3E-07	0.1%			
格納容器バイパス	インターフェイスシステムLOCA	クールダウンアンドリサーキュレーション	3.0E-11	－	－	3.0E-11	<0.1%	4.8E-07	0.2%	
	蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器の隔離失敗		4.8E-07	－	－	4.8E-07	0.2%			
合　計			2.2E-04	1.0E-06	1.3E-10	2.2E-04	100% ※2	2.2E-04	100% ※2	－

※1：格納容器破損防止対策として、格納容器スプレイ（常設電動注入ポンプ）＋格納容器内自然対流冷却（海水直接通水）等に期待できる。
※2：100%には第1-2表で除外した事故シーケンスの炉心損傷頻度も含む。
ハッチング：国内外の先進的な対策を考慮しても、炉心損傷を防止することが困難な事故シーケンス
（1）：主給水系による蒸気発生器への給水により、炉心損傷を回避できる場合がある。
（2）：フィードアンドブリードにより影響を緩和できる場合がある。
（3）：炉心への注入により影響を緩和できる場合がある。

第1-9表　重要事故シーケンスの選定について（運転中の炉心損傷防止に係るもの）（１／２）

事故シーケンスグループ		事故シーケンス	炉心損傷防止対策	重要事故シーケンスの選定の考え方 a	b	c	d	備考（a:系統間機能依存性、b:余裕時間、c:設備容量、d:代表性）		重要事故シーケンス
２次冷却系からの除熱機能喪失	－	小破断LOCA＋補助給水失敗	フィードアンドブリード	低	低	低	低	２次冷却系からの除熱機能喪失の起因事象として、審査ガイドの着眼点を踏まえ、最も厳しい「主給水流量喪失＋補助給水失敗」を選定。 a.「外部電源喪失」により常用系機器が機能喪失するため「中」とした。 b.「過渡事象」及び「手動停止」では、事故発生後の一定期間主給水が利用可能であり、「２次冷却系の破断」及び「主蒸気隔離失敗」では、２次側からの破断流が放出されることで１次系の除熱が促進される。 「小破断LOCA」及び「蒸気発生器伝熱管破損」では、自動で非常用炉心冷却設備作動信号が発信することで高圧注入が開始され、系外への漏えいに伴い１次系の減圧が促進される。 「主給水流量喪失」及び「外部電源喪失」は、主給水が全喪失することで１次系が早期に高温・高圧状態となる事象であり、特に「主給水流量喪失」では原子炉トリップ（蒸気発生器水位低）時点での蒸気発生器水量が少なく、除熱の観点でより厳しい事象となる。 c. 余裕時間の短さが崩壊熱の大きさに関連するため、各事故シーケンス事象の厳しさの程度は着眼点b. と同じとした。 d. 原子炉トリップ後に２次冷却系からの冷却に失敗するという当該事故シーケンスグループの特徴を有し、かつCDFへの寄与割合が最も支配的となる「手動停止＋補助給水失敗」を、代表性の観点で「高」とした。		主給水流量喪失＋補助給水失敗
	◎	主給水流量喪失＋補助給水失敗		低	高	高	低			
	－	過渡事象＋補助給水失敗		低	中	中	中			
	－	手動停止＋補助給水失敗		低	中	中	高			
	－	外部電源喪失＋補助給水失敗		中	中	中	低			
	－	２次冷却系の破断＋補助給水失敗		低	低	低	中			
	－	２次冷却系の破断＋主蒸気隔離失敗		低	低	低	低			
	－	蒸気発生器伝熱管破損＋補助給水失敗		低	低	低	低			
全交流動力電源喪失	◎	外部電源喪失 ＋非常用所内交流動力電源喪失	２次系強制冷却＋大容量空冷式発電機＋常設電動注入ポンプ	高	高	高	高	全交流動力電源喪失に係る事故シーケンスは「外部電源喪失＋非常用所内交流動力電源喪失」のみである。	「原子炉補機冷却機能喪失＋RCPシールLOCA」は、「外部電源喪失＋非常用所内交流動力電源喪失」に従属的に発生することから、事象進展は同じであるため右記事故シーケンスを選定。	外部電源喪失＋非常用所内交流動力電源喪失＋原子炉補機冷却機能喪失＋RCPシールLOCA 及び 外部電源喪失＋非常用所内交流動力電源喪失＋原子炉補機冷却機能喪失
原子炉補機冷却機能喪失	◎	原子炉補機冷却機能喪失＋RCPシールLOCA	２次系強制冷却＋常設電動注入ポンプ	高	高	高	高	原子炉補機冷却機能喪失の起因事象の選定に当たり、以下の観点を考慮した。 a. 原子炉補機冷却機能喪失により、原子炉補機冷却水が必要な機器は使用できない。 b、c. 加圧器逃がし弁／安全弁LOCAは気相部破断であり、１次冷却材の漏えいの観点でRCPシールLOCAの方が厳しい事象である。 d. 原子炉補機冷却機能喪失＋RCPシールLOCAにより炉心損傷に至る事故シーケンスは、原子炉補機冷却機能喪失時の代表的な事故シーケンスであり、かつCDFの寄与割合も支配的であることから「高」とした。		
	－	原子炉補機冷却機能喪失 ＋加圧器逃がし弁／安全弁LOCA		高	中	中	低			
原子炉格納容器の除熱機能喪失	◎	大破断LOCA ＋格納容器スプレイ注入失敗 ＋低圧再循環失敗	格納容器内自然対流冷却	低	高	高	低	原子炉格納容器の除熱機能喪失の起因事象として、審査ガイドの着眼点を踏まえ、最も厳しい「大破断LOCA＋格納容器スプレイ注入失敗＋低圧再循環失敗」を選定。 a. 各事故シーケンスの事象が発生しても、共通原因故障又は系統間の機能依存性はない。 b. 格納容器スプレイ注入失敗時の方が、格納容器スプレイ再循環失敗時に比べ原子炉格納容器内の温度・圧力上昇が早いため余裕時間が厳しい。 c. 破断口径が大きい「大破断LOCA」は、原子炉格納容器内への１次冷却材の流出流量が多いため、原子炉格納容器の除熱に必要な設備容量の観点で最も厳しい。 d. LOCA＋格納容器スプレイ機能喪失という当該事故シーケンスグループの特徴を有し、かつCDFへの寄与割合が最も高い「小破断LOCA＋格納容器スプレイ再循環失敗」を、代表性の観点で「高」とした。		大破断LOCA＋格納容器スプレイ注入失敗＋低圧再循環失敗
	－	大破断LOCA＋低圧再循環失敗 ＋格納容器スプレイ再循環失敗		低	中	高	低			
	－	中破断LOCA＋格納容器スプレイ注入失敗		低	高	中	低			
	－	中破断LOCA＋格納容器スプレイ再循環失敗		低	中	中	中			
	－	小破断LOCA＋格納容器スプレイ注入失敗		低	高	低	中			
	－	小破断LOCA＋格納容器スプレイ再循環失敗		低	中	低	高			

◎：選定した事故シーケンス

審査ガイドの着眼点a、b、c及びdに対し、影響度の観点から「高」、「中」、「低」と評価した。

第1-9表　重要事故シーケンスの選定について（運転中の炉心損傷防止に係るもの）（２／２）

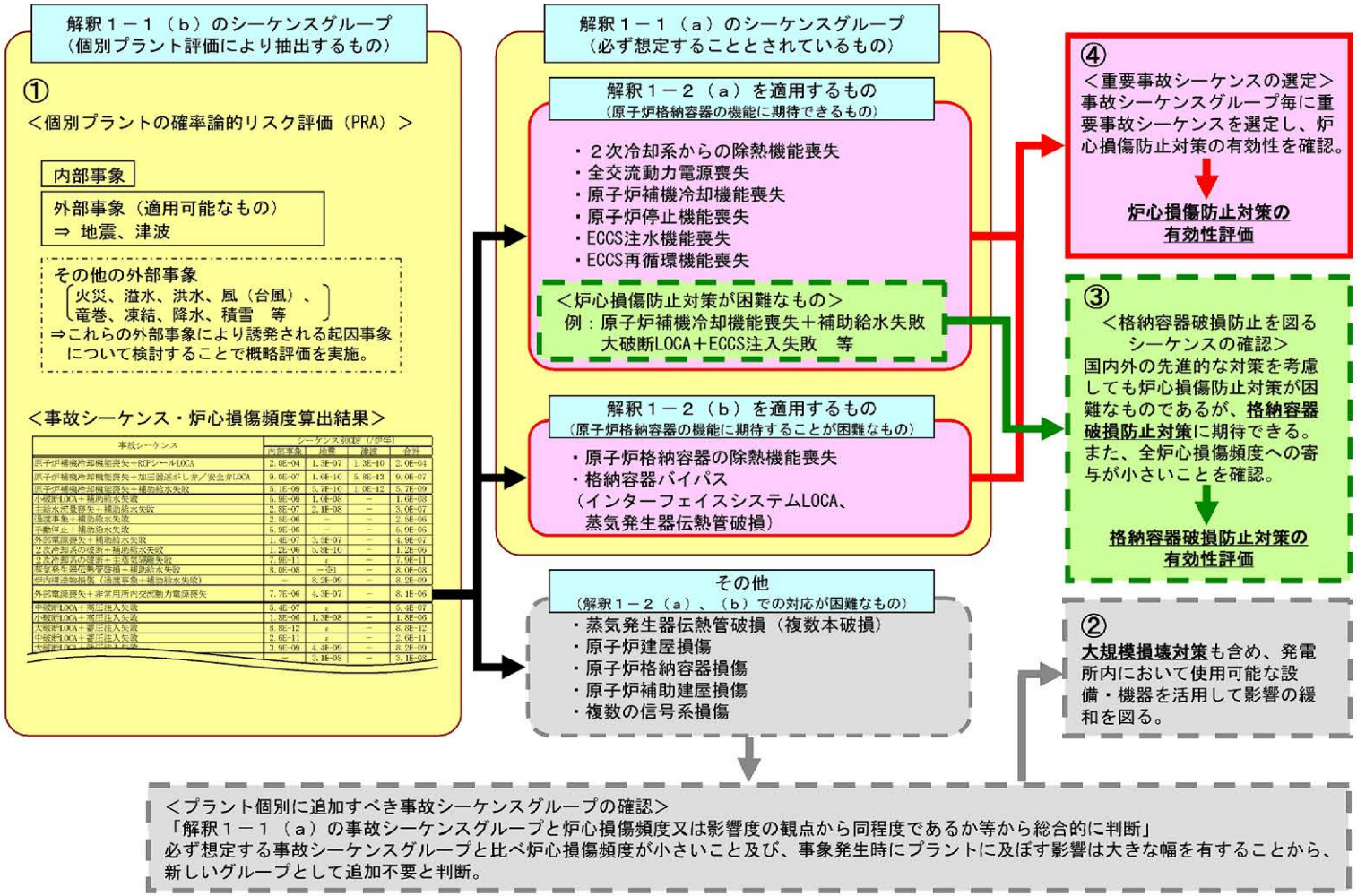
事故シーケンスグループ		事故シーケンス	炉心損傷防止対策	重要事故シーケンスの選定の考え方 a	b	c	d	備考（a:系統間機能依存性、b:余裕時間、c:設備容量、d:代表性）	重要事故シーケンス
原子炉停止機能喪失	◎	原子炉トリップが必要な起因事象＋原子炉トリップ失敗	多様化自動作動設備	高	高	高	高	原子炉停止機能喪失に至る事故シーケンスは、「原子炉トリップが必要な起因事象＋原子炉トリップ失敗」のみである。 原子炉トリップが必要な起因事象として、多様化自動作動設備の作動に対してより多くの機能を期待する必要があり、原子炉冷却材圧力バウンダリ健全性確保の観点で厳しい「主給水流量喪失」及び圧力評価が厳しい「負荷の喪失」を選定する。	主給水流量喪失＋原子炉トリップ失敗 及び 負荷の喪失＋原子炉トリップ失敗
ECCS注水機能喪失	◎	中破断LOCA＋高圧注入失敗	２次系強制冷却＋低圧注入	低	高	高	中	ECCS注水機能喪失の起因事象の選定に当たり、審査ガイドの着眼点を踏まえ、最も厳しい「中破断LOCA＋高圧注入失敗」を選定。 a. 各事故シーケンスの事象が発生しても、共通原因故障又は系統間の機能依存性はない。 b. 破断口径の大きい方が１次冷却材の系外への流出が多いため、炉心損傷防止のための対応操作に係る余裕時間が短くなる。 c. 破断口径の大きい方が１次冷却材の系外への流出が多いため、炉心損傷防止のために要求される設備容量（１次系への注水量）が大きくなる。 d. LOCA＋ECCS注水機能喪失という当該事故シーケンスグループの特徴を有し、かつCDFへの寄与割合が高い「小破断LOCA＋高圧注入失敗」を、代表性の観点で「高」とした。	中破断LOCA＋高圧注入失敗
	－	小破断LOCA＋高圧注入失敗		低	中	中	高		
ECCS再循環機能喪失	◎	大破断LOCA＋低圧再循環失敗＋高圧再循環失敗	代替再循環	低	高	高	中	ECCS再循環機能喪失の起因事象として、審査ガイドの着眼点を踏まえ、最も厳しい「大破断LOCA＋低圧再循環失敗＋高圧再循環失敗」を選定。 a. 各事故シーケンスの事象が発生しても、共通原因故障又は系統間の機能依存性はない。 b. 破断口径が大きい方が、１次冷却材の流出が多く、再循環切替えまでの時間が短いため、再循環失敗時点での崩壊熱が大きく、炉心損傷防止のための対応操作に係る余裕時間が厳しい。 c. 破断口径の大きい方が、１次冷却材の流出が多く、再循環切替えまでの時間が短いため、再循環失敗時点での崩壊熱が大きく、炉心損傷防止のために要求される設備容量（再循環流量）が大きくなる。 d. LOCA＋ECCS再循環失敗という当該事故シーケンスグループの特徴を有し、かつCDFへの寄与割合が高い「小破断LOCA＋高圧再循環失敗」及び「中破断LOCA＋高圧再循環失敗」を、代表性の観点で「高」とした。 また、高圧再循環失敗時における炉心損傷防止対策である「２次系強制冷却＋低圧再循環」は、「中破断LOCA＋高圧注入失敗」等の対策である「２次系強制冷却＋低圧注入」と使用形態が同じであるため、同対策の有効性を確認することで包絡できる。さらにその手段に失敗した場合においても、格納容器スプレイポンプを活用した代替再循環に期待できる。	大破断LOCA＋低圧再循環失敗＋高圧再循環失敗
	－	中破断LOCA＋高圧再循環失敗	２次系強制冷却＋低圧再循環	低	中	中	中		
	－	小破断LOCA＋高圧再循環失敗		低	低	低	高		
格納容器バイパス	◎	インターフェイスシステムLOCA	クールダウンアンドリサーキュレーション	－	－	－	高	格納容器バイパス時の漏えい経路の違いを考慮し、両方のシーケンスを選定。	インターフェイスシステムLOCA
	◎	蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器の隔離失敗		－	－	－	高		蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器の隔離失敗

◎：選定した事故シーケンス

審査ガイドの着眼点a、b、c及びdに対し、影響度の観点から「高」、「中」、「低」と評価した。

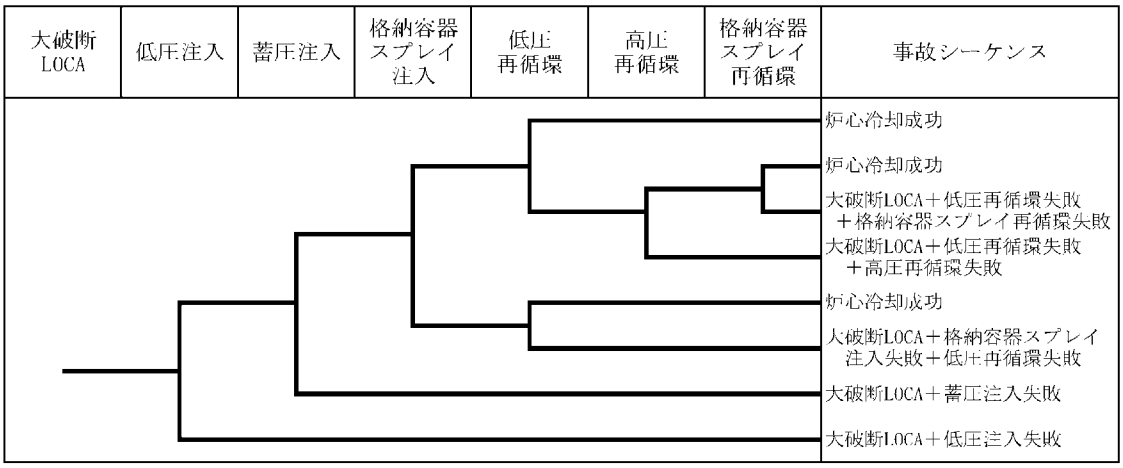
第 1-10 表　事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンスの選定結果

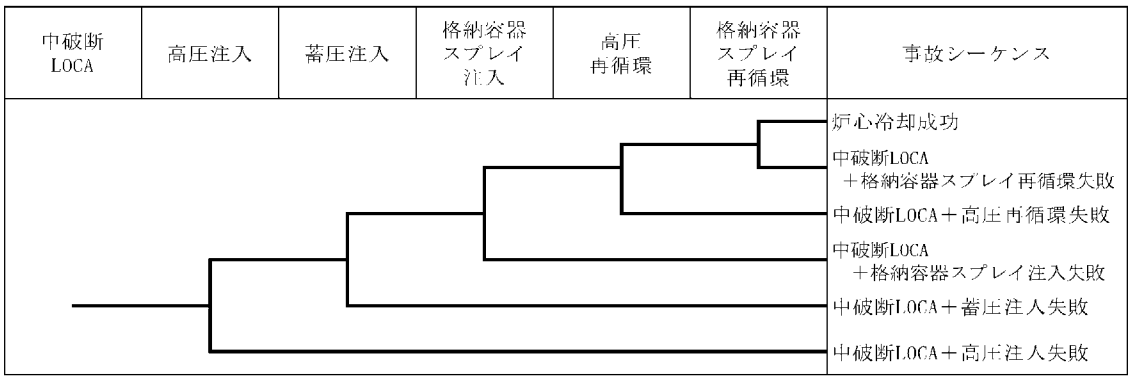
事故シーケンスグループ	重要事故シーケンス
２次冷却系からの除熱機能喪失	・主給水流量喪失＋補助給水失敗
全交流動力電源喪失	・外部電源喪失＋非常用所内交流動力電源喪失＋原子炉補機冷却機能喪失＋RCP シール LOCA ・外部電源喪失＋非常用所内交流動力電源喪失＋原子炉補機冷却機能喪失
原子炉補機冷却機能喪失	・外部電源喪失＋非常用所内交流動力電源喪失＋原子炉補機冷却機能喪失＋RCP シール LOCA
原子炉格納容器の除熱機能喪失	・大破断 LOCA＋格納容器スプレイ注入失敗＋低圧再循環失敗
原子炉停止機能喪失	・主給水流量喪失＋原子炉トリップ失敗 ・負荷の喪失＋原子炉トリップ失敗
ECCS 注水機能喪失	・中破断 LOCA＋高圧注入失敗
ECCS 再循環機能喪失	・大破断 LOCA＋低圧再循環失敗＋高圧再循環失敗
格納容器バイパス	・インターフェイスシステム LOCA ・蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器の隔離失敗

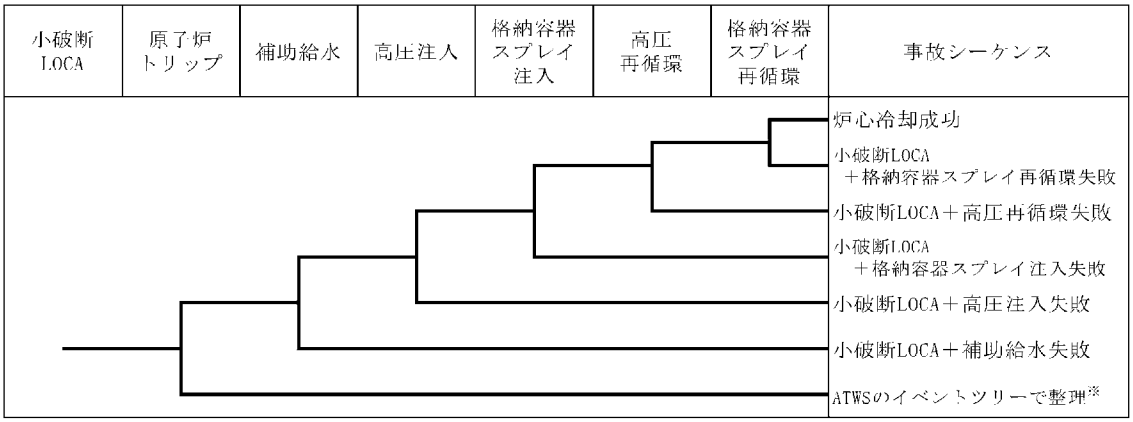


事故シーケンス	シーケンス別CDF（/炉年）			
	内部事象	地震	津波	合計
原子炉補機冷却機能喪失＋RCPシールLOCA	2.0E-04	1.3E-07	1.3E-10	2.0E-04
原子炉補機冷却機能喪失＋加圧器逃がし弁／安全弁LOCA	9.0E-07	1.6E-10	5.8E-13	9.0E-07
原子炉補機冷却機能喪失＋補助給水失敗	5.1E-09	5.7E-10	1.0E-12	5.7E-09
小破断LOCA＋補助給水失敗	5.9E-09	1.0E-03	－	1.0E-03
主給水喪失＋補助給水失敗	2.8E-07	2.1E-08	－	3.0E-07
過渡事象＋補助給水失敗	2.5E-06	－	－	2.5E-06
手動停止＋補助給水失敗	5.9E-06	－	－	5.9E-06
外部電源喪失＋補助給水失敗	1.4E-07	3.5E-07	－	4.9E-07
2次冷却系の破断＋補助給水失敗	1.2E-06	5.3E-10	－	1.2E-06
蒸気発生器の破断＋主蒸気隔離失敗	7.9E-11	ε	－	7.9E-11
蒸気発生器伝熱管破損＋補助給水失敗	5.0E-08	～5E1	－	8.0E-08
炉内構造物損傷（過渡事象＋補助給水失敗）	－	8.2E-09	－	8.2E-09
外部電源喪失＋非常用所内交流動力電源喪失	7.7E-06	4.3E-07	－	8.1E-06
中破断LOCA＋高圧注入失敗	5.4E-07	ε	－	5.4E-07
小破断LOCA＋高圧注入失敗	1.8E-06	1.3E-08	－	1.8E-06
大破断LOCA＋蓄圧注入失敗	8.8E-12	ε	－	8.8E-12
中破断LOCA＋蓄圧注入失敗	2.6E-11	ε	－	2.6E-11
大破断LOCA＋低圧注入失敗	3.9E-09	4.4E-09	－	8.2E-09
[illegible]	－	5.1E-08	－	5.1E-08

第1-1図　事故シーケンスグループ及び重要事故シーケンス選定の全体プロセス

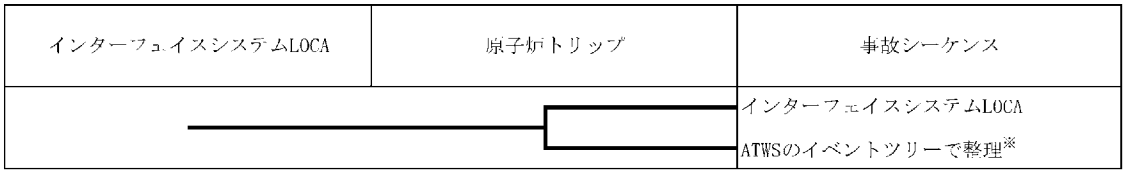


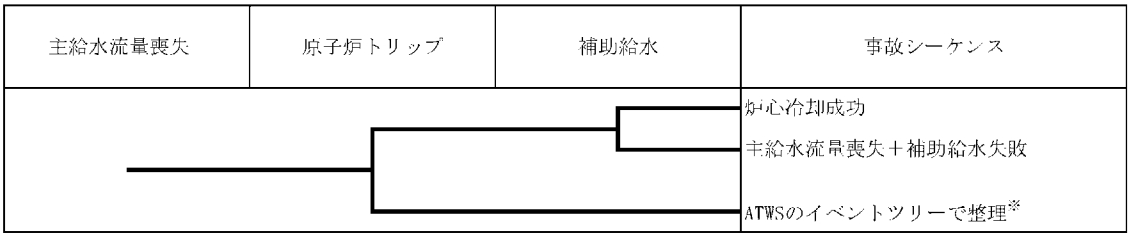


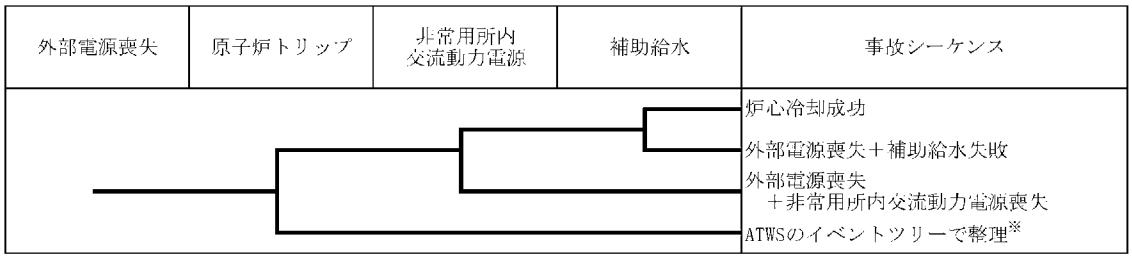


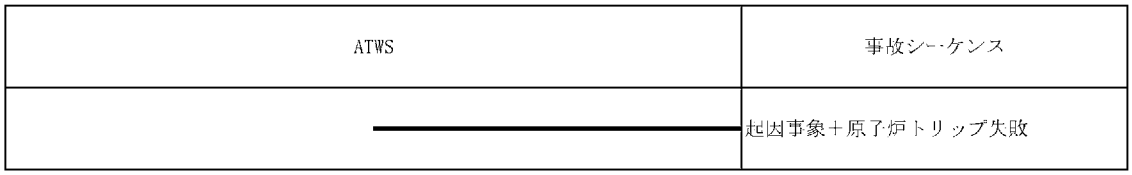
※：ATWSの対象として考慮する起因事象について、別紙５に整理する。

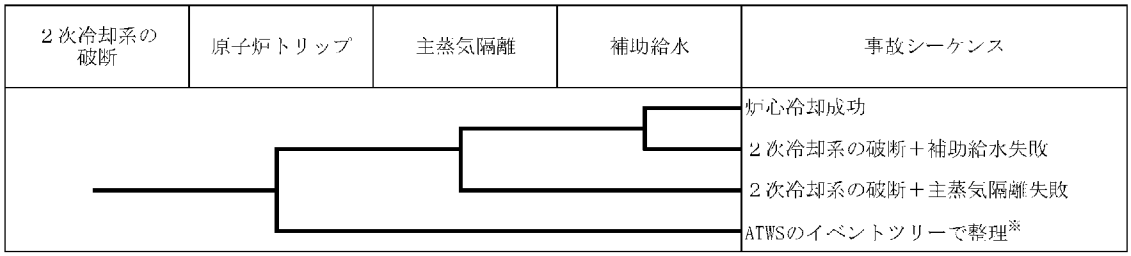
第1-2図　内部事象PRA用イベントツリー（１／３）





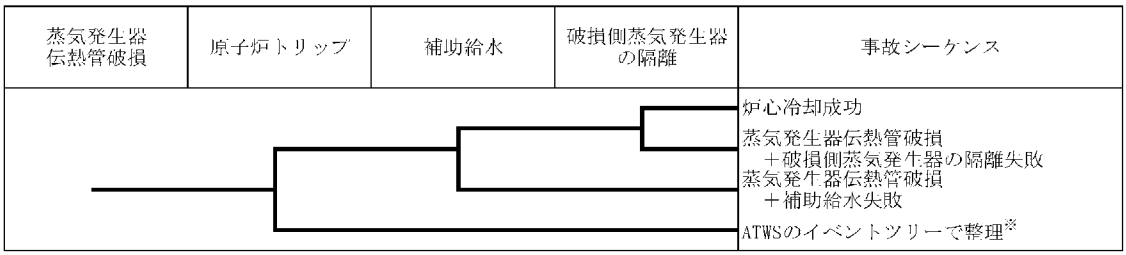


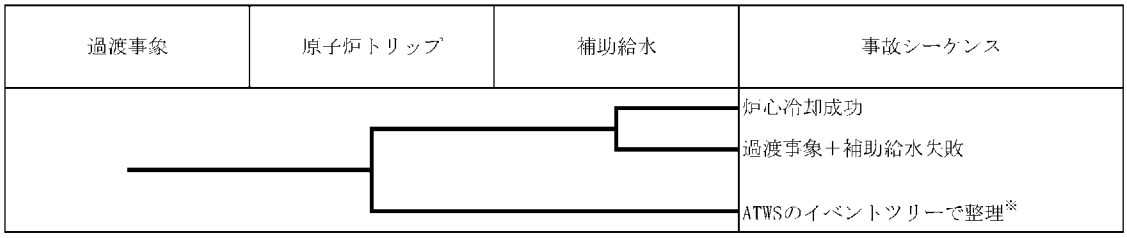


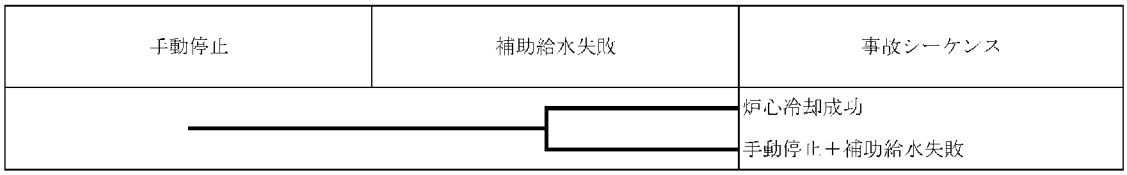


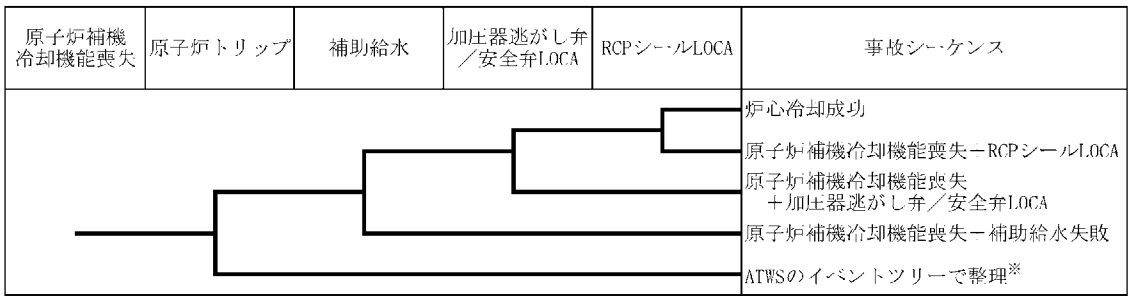
※：ATWSの対象として考慮する起因事象について、別紙５に整理する。

第1-2図　内部事象PRA用イベントツリー（２／３）



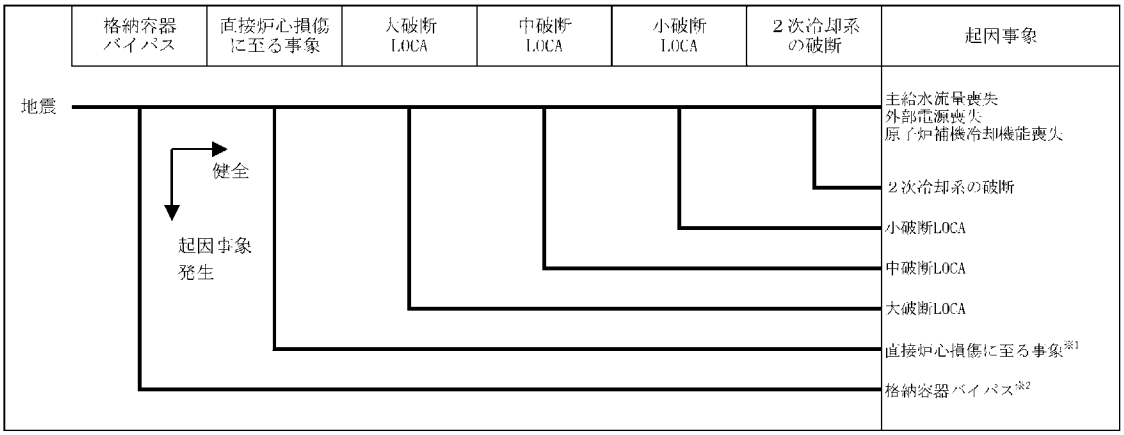






※：ATWSの対象として考慮する起因事象について、別紙５に整理する。

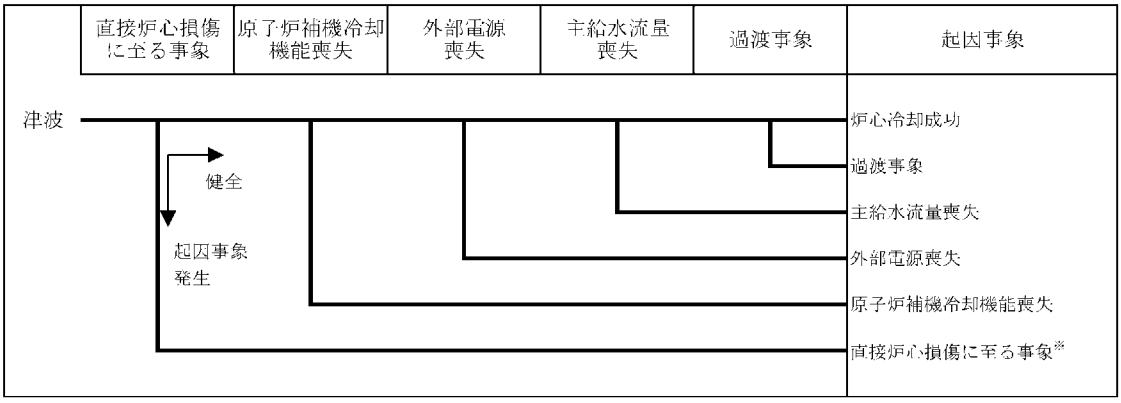
第1-2図　内部事象PRA用イベントツリー（３／３）



※１：直接炉心損傷に至る事象
- 大破断LOCAを上回る規模のLOCA（Excess LOCA）
- 原子炉格納容器損傷
- 原子炉建屋損傷
- 原子炉補助建屋損傷
- 炉内構造物損傷（過渡事象＋補助給水失敗）
- 複数の信号系損傷

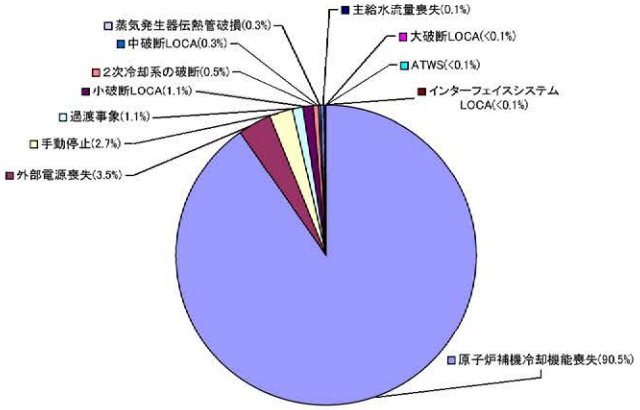
※２：格納容器バイパス
- 蒸気発生器伝熱管破損（複数本破損）

第1-3図　地震PRA階層イベントツリー

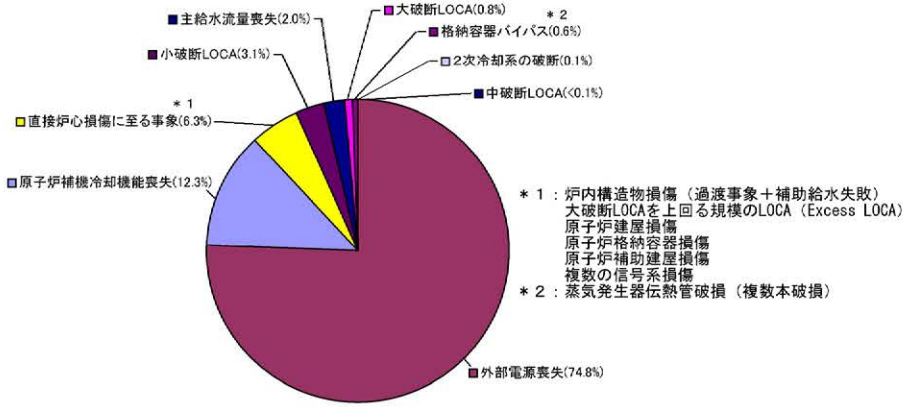


※：直接炉心損傷に至る事象
- 複数の信号系損傷

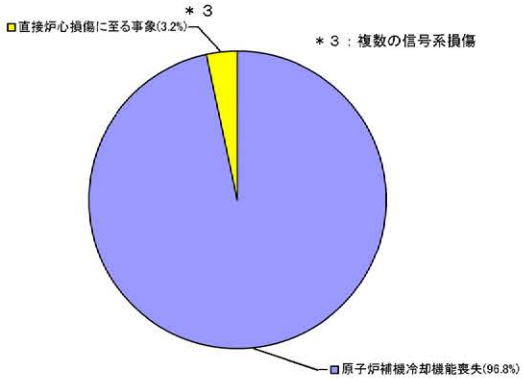
第1-4図　津波PRA階層イベントツリー



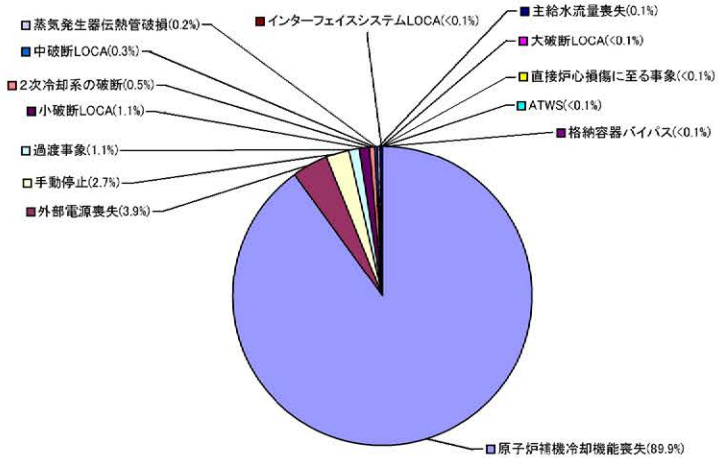
(内部事象レベル１　起因事象の寄与割合)



(地震レベル１　起因事象の寄与割合)

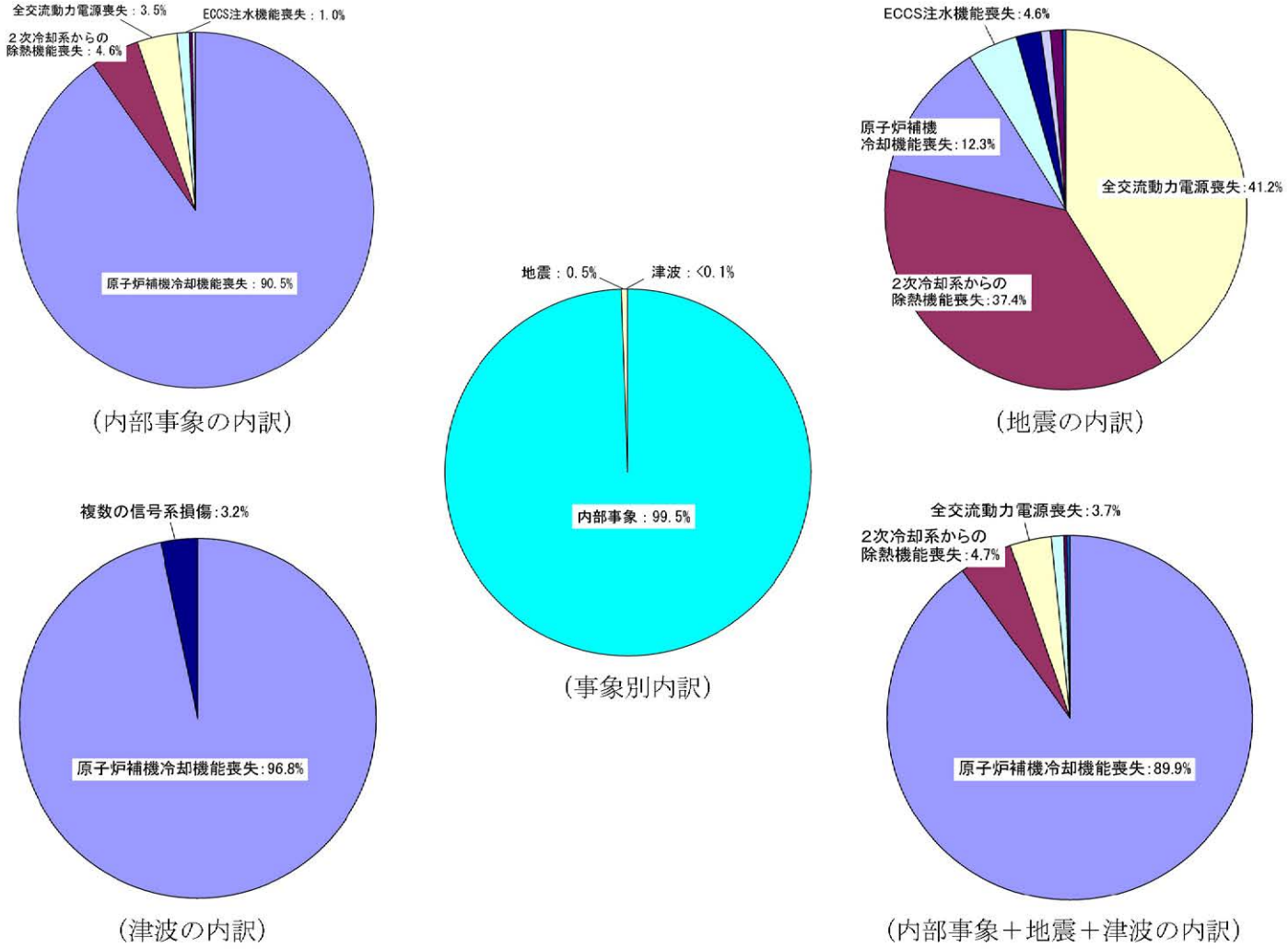


(津波レベル１　起因事象の寄与割合)



(内部事象、地震及び津波レベル１　起因事象の寄与割合)

第1-5図　事故シーケンスの定量化の結果



第1-6図　事故シーケンスグループの炉心損傷頻度への寄与の割合

２．　格納容器破損防止対策の有効性評価の格納容器破損モード及び評価事故シーケンスの選定について

格納容器破損防止対策の有効性評価の格納容器破損モード及び評価事故シーケンス選定の全体プロセスは、第2-1図に示すとおりである。以下に各検討ステップにおける実施内容を整理した。

（概要）

①内部事象レベル1.5PRA及びPRAを適用できない外部事象に係る定性的検討から、格納容器破損モードを抽出し、解釈の記載との比較検討及び分類を行った。

②抽出された格納容器破損モードのうち、炉心損傷発生時点で原子炉格納容器の閉じ込め機能に期待できない格納容器バイパス及び格納容器先行破損に該当するものは、解釈に基づき炉心損傷防止対策の有効性評価の対象とした。

③国内外で得られている知見や実プラントでの運用等も踏まえた検討を行い、新たに追加すべき格納容器破損モードはないものと判断した。

④格納容器破損モードごとに格納容器破損モード発生の観点で厳しいプラント損傷状態※（以下「PDS」という。）を選定し、その中で厳しい事故シーケンスを検討し、格納容器破損防止対策の有効性評価の評価事故シーケンスとして選定した。（※：原子炉格納容器の機能喪失頻度を評価するレベル1.5PRAのために、事故の種類、進展の早さ、ECCS及び格納容器スプレイ注入による原子炉格納容器内への水の持ち込みの状況に着目し、レベル１PRAにおける炉心損傷時の状態を整理し、記号を付したもの。）

2.1　格納容器破損モードの分析について

解釈において、格納容器破損防止対策の有効性評価に係る格納容器破損モードの選定の個別プラント評価による抽出に関し、以下のとおり記載されている。

２－１

(b) 個別プラント評価により抽出した格納容器破損モード

① 個別プラントの内部事象に関するPRA及び外部事象に関するPRA（適用可能なもの）又はそれに代わる方法で評価を実施すること。

② その結果、上記２－１(a)の格納容器破損モードに含まれない有意な頻度又は影響をもたらす格納容器破損モードが抽出された場合には、想定する格納容器破損モードとして追加すること。

これを踏まえ、玄海原子力発電所３号炉及び４号炉のレベル１PRAの結果を基にレベル1.5PRAを実施し、その結果を活用して、格納容器破損モードの分析を実施している。

適用するPRAの範囲としては、現時点で手法が整備され、実施可能な状態にある内部事象レベル1.5PRAを実施する。

レベル1.5PRAにおいても、炉心損傷防止対策に係る事故シーケンスグループの分析の場合と同様に、格納容器破損防止対策の有効性評価を行う格納容器破損モードの選定という今回の原子炉設置変更許可申請での位置付けを考慮し、これまでに整備してきたAM策や福島第一原子力発電所事故以降に実施した各種対策、新規制基準に基づき配備する重大事故等対処設備などを含めない設計基準対象施設にのみ期待できる条件でPRAモデルを構築した。

また、外部事象のうち地震レベル1.5PRAは、原子炉格納容器本体、原子炉建屋、格納容器隔離弁等の損傷から原子炉格納容器の閉じ込め機能喪失に至る過程に不確かさが大きくなる傾向にあり、国内でも試解析例はあるものの、定量評価結果の活用に際しては損傷箇所、損傷モード等の精緻化検討が必要であるため、現段階では事故シーケンス選定の検討に適用可能でないものと判断した。

その他の外部事象については標準的なPRA手法が確定していない等、技術的な課題により現時点で適用可能な状態ではないと判断した。

PRAが適用可能でないと判断した外部事象については、定性的な検討から発生する事故シーケンスの分析を実施することとした。

2.1.1 格納容器破損モードの抽出、整理

(1) PRAに基づく整理

内部事象レベル1.5PRAにおいては、事故の進展に伴い生じる原子炉格納容器の健全性に影響を与える負荷の分析から、「b. 格納容器破損モードの評価」の（a）～（c）に示す格納容器破損モードの抽出を行っている。以下にその概要を述べる。

a. プラント損傷状態の設定

玄海原子力発電所３号炉及び４号炉のプラントの構成・特性にかかる情報を把握した上で、内部事象レベル１PRAのイベントツリーを、原子炉格納容器内への燃料取替用水の持ち込みの有無等を区別できるように、格納容器スプレイ機能の成否に着目して変更するとともに、その終状態にはPDSを設定する。

PDSは、１次系圧力や炉心損傷の時期、除熱手段に係る緩和操作の属性に着目して、事故時の原子炉格納容器内の状態を分類したものであり、レベル１PRAの結果をレベル1.5PRAに受け渡すインターフェイスとなる。PDSの設定において着目する属性を第2-1表に示す。また、これらの属性により定義されたPDSを第2-2表に示す。

PDS別の炉心損傷頻度の評価のために変更した内部事象レベル１PRAのイベントツリーを第2-2図に示す。

b.　格納容器破損モードの評価

炉心損傷後の事象進展に伴う原子炉格納容器の健全性に対する影響に着目し、原子炉格納容器の破損に至る事象進展の経過を格納容器イベントツリー(以下「CET」という。)で分析する。玄海原子力発電所３号炉及び４号炉で考えられる事象進展を第2-3図に示す。同図において以下の格納容器破損モードを抽出している。

(a) 格納容器バイパス

・蒸気発生器伝熱管破損（ｇモード）

蒸気発生器伝熱管破損を起因事象として炉心損傷が生じ、原子炉格納容器外へ放射性物質が放出される事象として抽出。

・インターフェイスシステムLOCA（νモード）

インターフェイスシステムLOCAを起因事象として炉心損傷が生じ、原子炉格納容器外へ放射性物質が放出される事象として抽出。

（b）格納容器隔離失敗

・格納容器隔離失敗（βモード）

事故時には原子炉格納容器の放射性物質の閉じ込め機能維持のために原子炉格納容器の隔離を行うが、この隔離操作に失敗する事象として抽出。

（c）格納容器物理的破損

・原子炉容器内での水蒸気爆発（αモード）

原子炉容器内において、高温の溶融炉心と水が接触して生じる水蒸気爆発により原子炉格納容器の健全性が脅かされる事象として抽出。

・原子炉格納容器内の水蒸気爆発又は圧力スパイク（ηモード）

原子炉格納容器内において、高温の溶融炉心と水が接触して生じる水蒸気爆発又は圧力スパイクにより原子炉格納容器の健全性が脅かされる事象として抽出。

・溶融物直接接触（μモード）

１次系が高圧状態で原子炉容器が破損した場合に、溶融炉心が原子炉格納容器内へ急激に分散し、原子炉格納容器壁に付着して熱的に原子炉格納容器の破損に至る事象として抽出。

・格納容器雰囲気直接加熱（σモード）

１次系が高圧状態で原子炉容器が破損した場合に、溶融炉心が原子炉格納容器雰囲気中を飛散する過程及びエントレインメント現象で微粒子化し、雰囲気ガスとの直接的な熱伝達等による急激な加熱・加圧により原子炉格

納容器破損に至る事象として抽出。

・水素燃焼又は水素爆轟（γモード、γ’モード、γ”モード）

燃料被覆管と水蒸気の反応（ジルコニウム－水反応）、溶融炉心・コンクリート相互作用により発生する水素などの可燃性ガスが、大量に原子炉格納容器内に蓄積され燃焼する事象や、さらにガス濃度が高い場合に爆燃又は爆轟が発生し、機械的荷重により原子炉格納容器が破損する事象として抽出しており、発生時期により原子炉容器破損以前（γモード）、直後（γ’モード）、長時間経過後（γ”モード）に分類する。

・ベースマット溶融貫通（εモード）

溶融炉心が原子炉容器下部キャビティへ落下した後、冷却ができない場合に炉心崩壊熱によりコンクリートが侵食される状況となり、原子炉格納容器のベースマットが貫通する事象として抽出。

・格納容器貫通部過温破損（τモード）

原子炉格納容器雰囲気温度が異常に上昇して過熱している状態で貫通部の熱的にぜい弱な部分が過温破損する事象として抽出。

・水蒸気・非凝縮性ガス蓄積による過圧破損（δモード）

溶融炉心の崩壊熱により発生する水蒸気及び溶融炉心・コンクリート相互作用で発生する非凝縮性ガス（CO_2など）の蓄積によって、原子炉格納容器が過圧破損する事象として抽出。

・水蒸気蓄積による格納容器先行破損（θモード）

炉心の崩壊熱により水蒸気の発生が継続し、原子炉格納容器内圧力が徐々に上昇し、原子炉格納容器が炉心損傷前に過圧破損する事象として抽出。

上記の格納容器バイパスや格納容器隔離失敗、原子炉格納容器の物理的破損事象を考慮して原子炉格納容器の最終状態を格納容器破損モードに整理し、これをCETの最終状態として割り付ける。作成したCETを第2-4図に示す。

CETを定量化することにより格納容器破損頻度（以下「CFF」という。）が得られる。この結果を格納容器破損モード別に整理し、第2-3表及び第2-5図に示す。

PRAにより抽出した格納容器破損モードは、解釈に基づき選定する格納容器破損モードの候補となる。

(2) PRAに代わる検討に基づく整理

外部事象を考慮した場合の格納容器破損モードの選定及び評価事故シーケンスの選定に対する影響について検討した。詳細を別紙８に示す。

a. 地震の影響

格納容器破損モードについては、地震動により原子炉建屋損傷等の事象が発生した場合に、原子炉格納容器破損への影響が想定されるが、これは地震PRAの知見からも損傷モードとして抽出されており、内部事象により選定した格納容器破損モード以外に追加を要するものはないと考えられる。

b. 津波の影響

格納容器破損モードについては、津波により屋外の設備が

機能喪失することは想定されるものの、原子炉格納容器及びその内部構造物が直接破損することは想定し難く、新たな格納容器破損モードの追加は不要と考えられる。

c. 溢水及び火災の影響

建屋内部における溢水及び火災の影響に関するレベル１PRAにおける検討により、これらの影響は内部事象レベル１PRAの各起因事象に含まれ、炉心損傷に至る新たな事故シーケンスは発生しないと考えられる。また、炉心損傷後の原子炉格納容器内の物理現象は内部事象レベル1.5PRAで想定するものと同等となり、新たな格納容器破損モードの追加は不要と考えられる。

d. その他外部事象の影響

レベル1PRAにおける洪水、強風等の外部ハザードにより発生の可能性のある起因事象の検討から、炉心損傷に至る事故シーケンスグループとしては内部事象レベル１PRAに追加すべきものはないと推定しているため、炉心損傷に至る新たな事故シーケンスは発生しないと考えられる。また、炉心損傷後の原子炉格納容器内の物理現象は内部事象レベル1.5PRAで想定するものと同等となり、新たな格納容器破損モードの追加は不要と考えられる。

2.1.2 PRAの結果を踏まえた格納容器破損モードの検討

(1) 必ず想定する格納容器破損モードについて

解釈に基づき必ず想定する以下の格納容器破損モードとPRAの結果得られた格納容器破損モードとを比較して第2-4表に示す。

２－１

(a) 必ず想定する格納容器破損モード

・雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）

・高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱

・原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用

・水素燃焼

・格納容器直接接触（シェルアタック）

・溶融炉心・コンクリート相互作用

必ず想定する格納容器破損モードのうち、「格納容器直接接触（シェルアタック）」は、PRAに基づく格納容器破損モードに該当していない。この事象は、別紙10に示すとおり、原子炉格納容器が小さく、原子炉下部のペデスタルに開口部があるBWRマークⅠ型の原子炉格納容器に特有の事象とみなされている。PWRでは原子炉格納容器が大きく、溶融炉心が壁面へ流れる構造ではないため、発生の可能性がないと考えられることから、解析による評価対象として想定する格納容器破損モードとしていない。PRAに基づく類似の格納容器破損モードに「溶融物直接接触（μモード）」があるが、これは１次系が高圧の状態で原子炉容器が破損して溶融炉心が原子炉格納容器内へ急激に分散する高圧溶融物放出（飛散）が生じ、溶融炉心が原子炉格納容器の壁に接触してこれを侵食する事象であり、「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」に対応する。

この結果、格納容器破損防止対策の有効性評価に係る格納容器破損モードとして、以下を選定する。

・雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)

・高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱

・原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用

・水素燃焼

・溶融炉心・コンクリート相互作用

(2) 新たな格納容器破損モードの追加について

PRAの結果得られた格納容器破損モードには、解釈が指定する格納容器破損モードとは異なる破損モードも含まれる。このため、当該破損モードを格納容器破損防止対策の有効性評価に係る格納容器破損モードとして追加することの要否について、定量化の結果より得られる頻度及び影響の観点から検討した。詳細を別紙９に示す。

a. 原子炉容器内での水蒸気爆発（αモード）

当該破損モードは、溶融炉心が原子炉容器下部プレナムの冷却水中に落下する際に水蒸気爆発が発生し、その衝撃により発生する原子炉容器構造物破損物がミサイルとなって原子炉格納容器を破損する事象を想定したものである。

頻度の観点からは、当該破損モードのCFF（1.3E-09／炉年）は全CFFの0.1%未満の寄与割合であり、極めて小さい。

影響の観点からは、当該破損モードに関する各種の研究により得られた知見（SERG-1（NUREG-1116）及びSERG-2（NUREG-1524））において、米国での専門家による評価では、水蒸気爆発に関与する燃料の量が限られること、炉内構造物による機械的エネルギの吸収等を考慮し、αモード破損はリスクの観点から無視し得るという結論に至っている。

米国ウェスティングハウス社プラントと構造が類似している国内PWRでも、同様にαモード破損は無視し得ると考えられ、玄海原子力発電所３号炉及び４号炉においても当該破損モードに対してリスクの観点からは大きな影響はないものと考えている。

したがって、当該破損モードを有意な頻度又は影響をもたらす格納容器破損モードとして追加する必要はないと判断した。

b. 格納容器隔離失敗（βモード）

当該破損モードは、炉心損傷の発生に伴う物理的な現象に由来するものではなく、炉心損傷時に偶然に原子炉格納容器の隔離に失敗する事象を想定したものであり、格納容器バイパス状態となる。格納容器隔離失敗の要因としては、原子炉格納容器貫通部スリーブからの漏えい等の機械的な破損、漏えい試験配管のフランジ閉め忘れ等の人的過誤による弁・フランジの復旧忘れが考えられる。

頻度の観点からは、国内PWRプラントで発生実績がないことからNUREG/CR-4220に記載された米国における通常運転時の長時間の格納容器隔離失敗実績に基づき評価した結果、得られたCFF（1.1E-06／炉年）は、全CFFの約0.5％の寄与割合であり比較的小さく、国内の運転管理実績を考慮すれば、当該破損モードのCFFはさらに小さくなると推察される。

影響の観点からは、定期検査時及び原子炉起動前における格納容器隔離機能の確認並びに運転手順に基づく確実な操作を実施している。さらに、定期的に原子炉格納容器内圧力を

確認するとともに、エアロック開放時には警報発信により速やかに検知可能である。また、事故時において格納容器隔離信号発信時には、隔離弁の閉止状態を運転員が確認する手順となっており、炉心損傷時に原子炉格納容器の隔離失敗が発生している可能性は低いと考えられる。事故発生時に一定の確率で格納容器隔離失敗することを想定した場合においても、全ての炉心損傷防止対策の有効性を確認していることから、原子炉格納容器外への放射性物質の大規模な放出は防止可能である。

したがって、当該破損モードを有意な頻度又は影響をもたらす格納容器破損モードとして追加する必要はないと判断した。

c. 水蒸気蓄積による格納容器先行破損（θモード）

当該破損モードは、炉心損傷前の崩壊熱除去失敗による原子炉格納容器破損を想定する。

頻度の観点からは、当該破損モードのCFF（3.5E-07／炉年）は、全CFFの約0.2%の寄与割合であり比較的小さい。

影響の観点からは、当該破損モードはレベル1.5PRA上の破損モードとして抽出されたが、解釈の要求事項として「炉心の著しい損傷後の原子炉格納容器の機能に期待することが困難なもの（格納容器先行破損シーケンス、格納容器バイパス等）にあっては、炉心の著しい損傷を防止する対策に有効性があることを確認する。」とされており、炉心損傷防止対策の事故シーケンスグループ「原子炉格納容器の除熱機能喪失」において炉心損傷防止対策の有効性評価の対象としている。

したがって、当該破損モードを有意な頻度又は影響をもたらす格納容器破損モードとして追加する必要はないと判断した。

d. インターフェイスシステムLOCA（νモード）

当該破損モードは、インターフェイスシステムLOCA後の炉心損傷による格納容器バイパス状態を想定する。

頻度の観点からは、当該破損モードのCFF（3.0E-11／炉年）は、全CFFの0.1%未満の寄与割合であり極めて小さい。

影響の観点からは、当該破損モードはレベル1.5PRA上の破損モードとして抽出されたが、解釈の要求事項として「炉心の著しい損傷後の原子炉格納容器の機能に期待することが困難なもの（格納容器先行破損シーケンス、格納容器バイパス等）にあっては、炉心の著しい損傷を防止する対策に有効性があることを確認する。」とされており、炉心損傷防止対策の事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」にて炉心損傷防止対策の有効性評価の対象としている。

したがって、当該破損モードを有意な頻度又は影響をもたらす格納容器破損モードとして追加する必要はないと判断した。

e. 蒸気発生器伝熱管破損（ｇモード）

当該破損モードは、蒸気発生器伝熱管破損と炉心損傷との重畳による格納容器バイパス状態を想定する。

頻度の観点からは、当該破損モードのCFF（6.7E-07／炉年）は、全CFFの約0.3%の寄与割合であり比較的小さい。

影響の観点からは、当該破損モードはレベル1.5PRA上の破

損モードとして抽出されたが、解釈の要求事項として「炉心の著しい損傷後の原子炉格納容器の機能に期待することが困難なもの（格納容器先行破損シーケンス、格納容器バイパス等）にあっては、炉心の著しい損傷を防止する対策に有効性があることを確認する。」とされており、炉心損傷防止対策の事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」にて炉心損傷防止対策の有効性評価の対象としている。

当該破損モードの１つの形態として、温度誘因蒸気発生器伝熱管破損（以下「TI-SGTR」という。）が想定される。

本事象は、炉心損傷後に１次系が高圧かつ蒸気発生器圧力が低圧で２次系への給水がない限定的な条件（high-dry-low plant condition (NUREG/CR-6995)）で発生する可能性が生じるものであり、レベル１PRAの結果から、同様のプラント状態に該当する事故シーケンスグループは以下の３つの事故シーケンスグループとなる。

【TI-SGTR発生の可能性を有する事故シーケンスグループ】

(a) ２次冷却系からの除熱機能喪失

(b) 全交流動力電源喪失

(c) 原子炉補機冷却機能喪失

これらの事故シーケンスグループに対しては、それぞれ炉心損傷防止対策として「フィードアンドブリード」、「２次系強制冷却＋大容量空冷式発電機＋常設電動注入ポンプによる代替炉心注水」、「２次系強制冷却＋常設電動注入ポンプによる代替炉心注水」がある。国内外の先進的な対策を用いても対応が困難な一部のシーケンスを除き、CDF合計（2.2E-04／

炉年）の99.9%を占める事故シーケンスに対して、炉心損傷防止対策の有効性が確認されている。

なお、これらの事故シーケンスグループに含まれる事故シーケンスのうち、国内外の先進的な対策を用いても対応が困難な一部のシーケンスである「原子炉補機冷却機能喪失＋補助給水失敗」及び「炉内構造物損傷（過渡事象＋補助給水失敗)」は、第1-6表に示すとおり発生頻度がそれぞれ5.7E-09／炉年、8.2E-09／炉年と非常に小さい。また、主給水による蒸気発生器への給水により、炉心損傷を回避できる場合があること、さらに、１次系が高圧状態では、破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」への対策として１次系強制減圧を行うことから、これが成功するとTI-SGTRの発生頻度はさらに低減される。

したがって、当該破損モードを有意な頻度又は影響をもたらす格納容器破損モードとして追加する必要はないと判断した。

以上の検討結果をまとめると、第2-5表のようになる。

a.～e.に述べた各格納容器破損モードについて検討した結果、これらを有意な頻度又は影響をもたらす格納容器破損モードとして追加する必要はないと判断する。

内部事象レベル 1.5PRA の結果を踏まえた格納容器破損モードの検討として、解釈に基づき想定する格納容器破損モードとの対応関係及び格納容器破損モードの追加に関する検討により、格納容器破損防止対策の有効性評価に係る格納容器破損モードとして選定した結果を第 2-6 表に示す。

2.2 評価事故シーケンスの選定について

原子炉設置変更許可申請における格納容器破損防止対策の有効性評価の実施に際しては、格納容器破損モードごとに評価事故シーケンスの選定を実施している。

評価事故シーケンスの選定に当たっては、以下の審査ガイドの考え方に基づき、格納容器破損モードに対して事象として厳しいと考えられる事故シーケンスを選定する。

(1) 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）

b.(a) 評価事故シーケンスはPRAに基づく格納容器破損シーケンスの中から、過圧及び過温の観点から厳しいシーケンスを選定する。（炉心損傷防止対策における「想定する事故シーケンスグループのうち炉心の著しい損傷後の原子炉格納容器の機能に期待できるもの」を包絡すること。）

(2) 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱

b.(a) 評価事故シーケンスはPRAに基づく格納容器破損シーケンスの中から、原子炉圧力が高く維持され、減圧の観点から厳しいシーケンスを選定する。

(3) 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用

b.(a) 評価事故シーケンスはPRAに基づく格納容器破損シーケンスの中から、原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用の観点から厳しいシーケンスを選定する。

(4) 水素燃焼

b.(a) 評価事故シーケンスはPRAに基づく格納容器破損シーケンスの中から水素燃焼の観点から厳しいシーケンスを

選定する。また、炉心内の金属－水反応による水素発生量は、原子炉圧力容器の下部が破損するまでに、全炉心内のジルコニウム量の75%が水と反応するものとする。

(5) 格納容器直接接触（シェルアタック）

b.(a) 評価事故シーケンスはPRAに基づく格納容器破損シーケンスの中から格納容器直接接触の評価の観点から厳しいシーケンスを選定する。

(6) 溶融炉心・コンクリート相互作用

b.(a) 評価事故シーケンスはPRAに基づく格納容器破損シーケンスの中から溶融炉心・コンクリート相互作用（MCCI）の観点から厳しいシーケンスを選定する。

レベル1.5PRAの知見を活用した格納容器破損防止対策に係る評価事故シーケンスについては、第１ステップとして格納容器破損モードごとに結果が厳しくなると判断されるPDSを選定し、第２ステップとして選定されたPDSの中から結果が厳しくなると判断される格納容器破損シーケンスを選定することとした。

2.2.1 評価対象とするPDSの選定

レベル1.5PRAでは、個々のPDSごとにCETで表される分岐を経て格納容器破損モードに至ることから、各格納容器破損モードには複数のPDSが寄与している。第2-6表で選定した格納容器破損モードごとに、該当するPDSを整理した結果を第2-7表に示す。

評価対象とするPDSの選定に当たっては、格納容器破損モードごとに、該当するPDSのうち最も厳しいと考えられるPDSを選定

する。具体的には以下のとおり選定している。

(1)　雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）

・破断規模の大きいA**が、原子炉格納容器内への１次冷却材の流出流量が多いことから、原子炉格納容器内の圧力上昇の観点で厳しい。

・ECCS又は格納容器スプレイによる原子炉格納容器内への燃料取替用水の持ち込みがない**Dが、原子炉格納容器内の圧力上昇抑制効果に期待できない観点で厳しい。

したがって、本格納容器破損モードにおいて最も厳しい PDS は、破断規模が大きく ECCS 注水機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する AED となる。

(2)　雰囲気圧力・温度による静的負荷(格納容器過温破損)

・原子炉容器破損時に溶融物が高圧で原子炉格納容器内に分散し、溶融物の表面積が大きくなることにより溶融物から原子炉格納容器雰囲気への伝熱が大きくなる観点で、LOCAが発生しておらず補助給水による１次系の冷却にも期待できないT**が、原子炉格納容器内の温度上昇の観点で厳しい。

・ECCS又は格納容器スプレイによる原子炉格納容器内への燃料取替用水の持ち込みがない**Dが、原子炉格納容器内の温度上昇抑制効果に期待できない観点で厳しい。

したがって、本格納容器破損モードにおいて最も厳しいPDSは、原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管等の破断がなく、格納容器スプレイ注入機能が喪失するTEDとなる。

(3)　高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱

・１次系の圧力が高く維持されるT**が、１次系減圧の観点で厳

しい。

・１次系の減圧に効果がある加圧器逃がし弁の機能喪失が生じる全交流動力電源喪失は、TEDに含まれる。

したがって、本格納容器破損モードにおいて最も厳しいPDSは、原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管等の破断がなく、格納容器スプレイ注入機能が喪失するTEDとなる。

(4)　原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用

・破断規模の大きいA**が、事象進展が早く、原子炉容器破損時の炉心崩壊熱が大きいため、溶融炉心から冷却材への伝熱による水蒸気発生の観点で厳しい。

・原子炉格納容器内に水の持ち込みはあるが、原子炉格納容器内の冷却がない**Wは、格納容器スプレイが機能する**Iに比べて原子炉格納容器内の圧力上昇抑制効果に期待できない観点で厳しい。

したがって、本格納容器破損モードにおいて最も厳しいPDSは、破断規模が大きくECCS注水又は格納容器スプレイ注水が行われるが再循環の失敗により除熱機能が喪失するAEWとなる。

(5)　水素燃焼

・全炉心ジルコニウム量の75%が水と反応することを前提とすると、PDSによる水素発生量の差異はなくなるが、事象進展が早く事象初期から原子炉格納容器内へ水素放出が開始され、原子炉容器破損が早く起きるA**が水素放出速度の観点で厳しい。

・格納容器スプレイ注入・再循環に成功する**Iでは水蒸気が凝縮され、原子炉格納容器内の水素濃度が相対的に高くなる観

点で厳しい。

したがって、本格納容器破損モードにおいて最も厳しいPDSは、破断規模が大きく格納容器スプレイが作動するAEIとなる。

(6) 溶融炉心・コンクリート相互作用

・破断規模の大きいA**が、事象進展が早く原子炉容器破損時の炉心崩壊熱が大きいため、溶融炉心によるコンクリート侵食発生の観点で厳しい。

・１次系圧力が低く、溶融炉心の分散の可能性がないA**が、原子炉下部キャビティへ落下する溶融炉心の量を多くするため厳しい。

・ECCS又は格納容器スプレイによる原子炉格納容器内への燃料取替用水の持ち込みがない**Dが、コンクリート侵食抑制効果に期待できない観点で厳しい。

したがって、本格納容器破損モードにおいて最も厳しいPDSは、破断規模が大きくECCS注水機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失するAEDとなる。

以上の考え方でPDSを選定した結果を第2-7表に示す。

2.2.2 評価事故シーケンス選定の考え方

前項で格納容器破損モード別に選定した評価対象PDSに属する事故シーケンスを比較し、格納容器破損モードの発生の観点で事象進展が最も厳しくなると考えられる事故シーケンスの検討を行い、以下のとおり評価事故シーケンスの選定を実施した。

評価事故シーケンスの選定に当たっては、事象進展を厳しくする観点から、複数の緩和機能の喪失を考慮する。なお、定量

評価を行う際は、事象発生後に要求される安全機能の時系列に着目し、炉心損傷の直接要因となる安全機能が喪失する事故シーケンスに整理している。さらに、全交流動力電源喪失及び原子炉補機冷却機能喪失時にも適用できる重大事故等対処設備の有効性を評価するため、これらのサポート機能喪失の重畳を考慮する。

2.2.3　評価事故シーケンスの選定結果

(1)　雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）

a.　該当する事故シーケンス

第2-7表で選定したAEDには、次の事故シーケンスが該当する。

①大破断LOCA＋低圧注入失敗＋高圧注入失敗*＋格納容器スプレイ注入失敗

②中破断LOCA＋高圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗

＊：PDS評価のために用いたイベントツリーでは、事故シーケンス①は「大破断LOCA＋低圧注入失敗＋高圧再循環失敗＋格納容器スプレイ注入失敗」となるが、高圧注入系の機能喪失による高圧再循環失敗を想定し、原子炉格納容器内に燃料取替用水が持ち込まれないAEDを設定している。すなわち、AEDに整理した「高圧再循環失敗」は、「高圧注入失敗」を意味することから、原子炉格納容器の健全性に係る評価事故シーケンスの選定に当たっては「高圧注入失敗」として取り扱うものとする。

b. 選定理由

これらの事故シーケンスのうち、破断口径が大きく原子炉格納容器圧力上昇の観点で厳しくなる大破断LOCAに起因する事故シーケンス（①）を選定する。

なお、評価事故シーケンスにおいては、常設電動注入ポンプを用いた代替格納容器スプレイ及び移動式大容量ポンプ車を用いた格納容器内自然対流冷却の有効性を確認する観点から、全交流動力電源喪失及び原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮する。

c. 選定結果

大破断LOCA＋低圧注入失敗＋高圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗（全交流動力電源喪失及び原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮）

(2) 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）

a. 該当する事故シーケンス

第2-7表で選定したTEDには、次の事故シーケンスが該当する。

①主給水流量喪失＋補助給水失敗＋格納容器スプレイ注入失敗

②外部電源喪失＋補助給水失敗＋格納容器スプレイ注入失敗

③外部電源喪失＋非常用所内交流動力電源喪失

④ATWS＋格納容器スプレイ注入失敗

⑤２次冷却系の破断＋補助給水失敗＋格納容器スプレイ注入失敗

⑥２次冷却系の破断＋主蒸気隔離失敗＋格納容器スプレイ注

入失敗

⑦手動停止＋補助給水失敗＋格納容器スプレイ注入失敗

⑧原子炉補機冷却機能喪失＋補助給水失敗

⑨過渡事象＋補助給水失敗＋格納容器スプレイ注入失敗

b. 選定理由

これらの事故シーケンスのうち、１次系圧力が高圧で、溶融炉心からの発熱により加熱されたガスが高温になるとともに、原子炉容器が破損した際に溶融炉心が原子炉格納容器内に分散する割合が多くなる事故シーケンスとして、全交流動力電源喪失となる事故シーケンス（③）を選定する。さらに、余裕時間及び要求される設備容量の観点で厳しくなるよう、外部電源喪失時の緩和機能である補助給水の失敗も想定した「外部電源喪失＋非常用所内交流動力電源喪失＋補助給水失敗」を評価事故シーケンスとして選定する。

なお、評価事故シーケンスにおいては、常設電動注入ポンプを用いた代替格納容器スプレイ及び移動式大容量ポンプ車を用いた格納容器内自然対流冷却の有効性を確認する観点から、原子炉補機冷却機能喪失の重畳も考慮する。

c. 選定結果

外部電源喪失＋非常用所内交流動力電源喪失＋補助給水失敗（原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮）

(3) 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱

a. 該当する事故シーケンス

第2-7表で選定したTEDに該当する事故シーケンスが該当し、(2)に記載した事故シーケンスと同様である。

b. 選定理由

これらの事故シーケンスのうち、１次系圧力が高圧で溶融炉心からの発熱による加熱されたガスが高温になるとともに、原子炉容器が破損した際に溶融炉心が原子炉格納容器内に分散する割合が多くなる事故シーケンスとして、全交流動力電源喪失に至る事故シーケンス（③）を選定する。さらに、余裕時間及び要求される設備容量の観点で厳しくなるよう、外部電源喪失時の緩和機能である補助給水の失敗も考慮した「外部電源喪失＋非常用所内交流動力電源喪失＋補助給水失敗」を評価事故シーケンスとして選定する。

なお、評価事故シーケンスにおいては、常設電動注入ポンプを用いた代替格納容器スプレイ及び移動式大容量ポンプ車を用いた格納容器内自然対流冷却の有効性を確認する観点から、原子炉補機冷却機能喪失の重畳も考慮する。

c. 選定結果

外部電源喪失＋非常用所内交流動力電源喪失＋補助給水失敗（原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮）

(4) 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用

a. 該当する事故シーケンス

第2-7表で選定したAEWには、次の事故シーケンスが該当する。

①大破断LOCA＋低圧再循環失敗＋高圧再循環失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗

②大破断LOCA＋低圧再循環失敗＋高圧再循環失敗＋格納容器スプレイ注入失敗

③大破断LOCA＋蓄圧注入失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗

④大破断LOCA＋蓄圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗

⑤大破断LOCA＋低圧注入失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗

⑥大破断LOCA＋低圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗

⑦中破断LOCA＋高圧再循環失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗

⑧中破断LOCA＋高圧再循環失敗＋格納容器スプレイ注入失敗

⑨中破断LOCA＋蓄圧注入失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗

⑩中破断LOCA＋蓄圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗

⑪中破断LOCA＋高圧注入失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗

b.　選定理由

これらの事故シーケンスのうち、破断口径が大きく、原子炉容器破損時の炉心崩壊熱が大きい大破断LOCAを起因とするシーケンスを選定し、炉心損傷が早まる低圧注入失敗を考慮するとともに、原子炉下部キャビティに流入した水のサブクール度が小さくなる格納容器スプレイ再循環失敗を想定した事故シーケンス（⑤）を選定する。さらに、炉心損傷を早め、余裕時間及び要求される設備容量の観点で厳しくなるよう、高圧注入失敗の重畳を考慮した「大破断LOCA＋低圧注入失敗＋高圧注入失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗」を評価事故シーケンスとして選定する。

また、原子炉下部キャビティに溜まる水のサブクール度が相対的に小さい方が、溶融炉心と冷却材が接触した際に水蒸気が急激に生成し事象が厳しくなることから、全交流動力電源喪失及び原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮することに

より、格納容器スプレイポンプを用いた格納容器内注水ではなく、常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイ注入を想定する。常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイは、格納容器スプレイポンプより注水開始時間が遅くなり、注水流量も少ないため、原子炉下部キャビティに流入した水のサブクール度は小さくなり、事象は厳しくなる。

c. 選定結果

大破断LOCA＋低圧注入失敗＋高圧注入失敗＋格納容器スプレイ再循環失敗（全交流動力電源喪失及び原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮。また、常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイ注入の成功を想定。）

(5) 水素燃焼

a. 該当する事故シーケンス

第2-7表で選定したAEIには、次の事故シーケンスが該当する。

①中破断LOCA＋高圧注入失敗

②中破断LOCA＋高圧再循環失敗

③大破断LOCA＋低圧注入失敗

④大破断LOCA＋低圧再循環失敗＋高圧再循環失敗

⑤中破断LOCA＋蓄圧注入失敗

⑥大破断LOCA＋蓄圧注入失敗

b. 選定理由

これらの事故シーケンスうち、破断口径が大きく、事象進展が早くなり、初期から水素放出が開始され、かつ水素放出速度が大きくなる事故シーケンス（③）を選定する。さらに、

余裕時間及び要求される設備容量の観点で厳しくなるよう、高圧注入失敗の重畳を考慮した「大破断LOCA＋低圧注入失敗＋高圧注入失敗」を評価事故シーケンスとして選定する。

c. 選定結果

大破断LOCA＋低圧注入失敗＋高圧注入失敗

(6) 溶融炉心・コンクリート相互作用

a. 該当する事故シーケンス

第2-7表で選定したAEDには、次の事故シーケンスが該当する。

①大破断LOCA＋低圧注入失敗＋高圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗

②中破断LOCA＋高圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗

b. 選定理由

これらの事故シーケンスのうち、中破断LOCAに比べ破断口径が大きく、原子炉格納容器破損時の炉心崩壊熱が大きくなる大破断LOCAを起因とする事故シーケンス（①）を選定する。なお、評価事故シーケンスにおいては、常設電動注入ポンプを用いた代替格納容器スプレイ及び移動式大容量ポンプ車を用いた格納容器内自然対流冷却の有効性を確認する観点から、全交流動力電源喪失及び原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮する。

c. 選定結果

大破断LOCA＋低圧注入失敗＋高圧注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗（全交流動力電源喪失及び原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮）

以上による評価事故シーケンスの選定結果を第2-8表に示す。また、詳細について別紙11に示す。

2.2.4 外部事象の考慮

外部事象を考慮した場合の評価事故シーケンスに対する影響の有無について検討した結果、別紙８に示すとおり、外部事象を考慮しても内部事象レベル1.5PRAから選定した評価シーケンスに変更は生じない。

2.2.5 炉心損傷防止が困難な事故シーケンスにおける格納容器破損防止対策の有効性

国内外の先進的な対策を考慮しても炉心損傷防止対策を講じることが困難なシーケンスとして整理した事故シーケンスは、「1.2 有効性評価の対象となる事故シーケンスについて」で示した以下の６つである。

①炉内構造物損傷（過渡事象＋補助給水失敗）

②原子炉補機冷却機能喪失＋補助給水失敗

③大破断LOCAを上回る規模のLOCA（Excess LOCA）

④大破断LOCA＋低圧注入失敗

⑤大破断LOCA＋蓄圧注入失敗

⑥中破断LOCA＋蓄圧注入失敗

これらのうち、①、②及び④～⑥の事故シーケンスについては、別紙２に記載のとおり、格納容器破損防止対策により原子炉格納容器の閉じ込め機能に期待することができる。また、これらが該当する格納容器破損モードごとに、評価事故シーケン

スとしてより厳しい事故シーケンスを選定している。

③の事故シーケンスについては、地震により複数の１次冷却材配管や原子炉容器等が損傷することを想定しており、原子炉冷却材圧力バウンダリの様々な損傷の程度及び組合せが考えられ、大破断LOCAと比較すると事象進展が異なることが考えられる。一方、別紙８に示すとおり、原子炉格納容器内へ放出される１次系エンタルピは大破断LOCAと同じであり、長期的な挙動は大破断LOCAと同等と考えられるため、大破断LOCAの事故シーケンスを代表として格納容器破損防止対策の有効性を評価している。

なお、Excess LOCAの発生を想定した場合においても、整備した格納容器破損防止対策により原子炉格納容器の閉じ込め機能を維持できることについて、別紙８に示すとおり確認している。

2.2.6　事故シーケンスの分析

格納容器破損防止に係る有効性評価については、格納容器破損モードごとに、そこに含まれる事故シーケンスの中から評価事故シーケンスを選定し、対策の有効性を確認している。これは、評価事故シーケンスの有効性評価で考慮する対策については、基本的に同一格納容器破損モード内の各事故シーケンスに対しても、同様に有効であるとの前提によるものである。

一方、PRAでは、１つの事故シーケンスにおいても様々な機器故障モードや人的過誤を考慮しており、事故シーケンスに含まれる機器の故障モードによっては、有効性評価で考慮した対策が必ずしも有効でない場合も存在し得る。このため、別紙12に

示すとおり、各格納容器破損モードに整理される事故シーケンスをカットセットレベルに展開し、格納容器破損頻度の観点で主要なカットセットに対する格納容器破損防止対策の整備状況等を確認した。

その結果、格納容器破損頻度の観点で支配的なカットセットに対して、今回整備した格納容器破損防止対策が有効であることを確認した。

したがって、第2-8表に整理した格納容器破損防止対策は、該当する格納容器破損モードに属する事故シーケンスについて有効性を確認できる対策である。

2.3 まとめ

2.3.1 PRAの範囲

格納容器破損モードを抽出する目的で、レベル1.5PRAとして現在適用可能な内部事象を実施範囲とするPRAを実施した。

2.3.2 格納容器破損モードの選定

内部事象レベル1.5PRAを用いて、格納容器破損モードを選定した。破損モードの候補の頻度及び影響を考慮し、有意でない候補を除外した結果、選定した格納容器破損モードは解釈で指定された格納容器破損モードと一致した。

2.3.3 評価事故シーケンスの選定

選定した格納容器破損モードごとに、事象進展の厳しさに着目して代表となるPDSを選定し、含まれる事故シーケンス群から、

評価対象とする事故シーケンスを選定した。

格納容器破損モード単位で選定された格納容器破損防止対策は、該当する格納容器破損モードに含まれる各事故シーケンスについて適用可能であることを確認した。

格納容器破損モード及び格納容器破損防止に係る評価事故シーケンスの選定結果は、第2-9表のとおりとなった。

第2-1表　プラント損傷状態設定に係る属性

事故のタイプと１次系圧力

分類記号	状態の説明
A	１次系の破断口径が大きく、低圧状態で炉心損傷に至るもの。 （起因事象：大中破断 LOCA）
S	１次系の破断口径が小さく、中圧状態で炉心損傷に至るもの。 （起因事象：小破断 LOCA）
T	過渡事象が起因となり、高圧状態で炉心損傷に至るもの。 （起因事象：過渡事象）
G	格納容器バイパスで中圧状態のもの。 （起因事象：蒸気発生器伝熱管破損）
V	格納容器バイパスで低圧状態のもの。 （起因事象：インターフェイスシステム LOCA）

炉心損傷時期

分類記号	状態の説明
E	事故発生から短時間で炉心損傷に至るもの。
L	事故発生から長時間で炉心損傷に至るもの。

原子炉格納容器内事象進展

（原子炉格納容器破損時期、溶融炉心の冷却手段）

分類記号	状態の説明
D	ECCS や格納容器スプレイ系による原子炉格納容器内注水がなく、溶融炉心の冷却が達成できない可能性があるもの。原子炉格納容器内除熱が行われていない状態で、炉心損傷後に原子炉格納容器破損に至る可能性があるもの。
W	ECCS や格納容器スプレイ系による原子炉格納容器内注水があり、溶融炉心の冷却が達成できる可能性があるもの。原子炉格納容器内除熱が行われていない状態で、炉心損傷後に原子炉格納容器の破損に至る可能性があるもの。
I	ECCS や格納容器スプレイ系による原子炉格納容器内注水があり、溶融炉心の冷却が達成できる可能性があるもの。原子炉格納容器内除熱が行われている状態で、炉心損傷後に原子炉格納容器の破損に至る可能性があるもの。
C	ECCS や格納容器スプレイ系による原子炉格納容器内注水があり、溶融炉心の冷却が達成できる可能性があるもの。原子炉格納容器内除熱が行われていない状態で、原子炉格納容器破損後に炉心損傷に至る可能性があるもの。

第2-2表　プラント損傷状態の定義

No.	PDS	事故のタイプ	RCS圧力	炉心損傷時期	原子炉格納容器内事象進展		
					燃料取替用水の原子炉格納容器への移送	原子炉格納容器破損時期	原子炉格納容器内熱除去手段
1	AED	大中破断 LOCA	低圧	早期	×	炉心損傷後	×
2	AEW	大中破断 LOCA	低圧	早期	○	炉心損傷後	×
3	AEI	大中破断 LOCA	低圧	早期	○	炉心損傷後	○
4	ALC	大中破断 LOCA	低圧	長期	○	炉心損傷前	×
5	SED	小破断 LOCA	中圧	早期	×	炉心損傷後	×
6	SEW	小破断 LOCA	中圧	早期	○	炉心損傷後	×
7	SEI	小破断 LOCA	中圧	早期	○	炉心損傷後	○
8	SLW	小破断 LOCA	中圧	長期	○	炉心損傷後	×
9	SLI	小破断 LOCA	中圧	長期	○	炉心損傷後	○
10	SLC	小破断 LOCA	中圧	長期	○	炉心損傷前	×
11	TED	過渡事象	高圧	早期	×	炉心損傷後	×
12	TEW	過渡事象	高圧	早期	○	炉心損傷後	×
13	TEI	過渡事象	高圧	早期	○	炉心損傷後	○
14	V	インターフェイスシステム LOCA	低圧	—			
15	G	蒸気発生器伝熱管破損	中圧	—			

第 2-3 表　格納容器破損モード別の格納容器破損頻度

格納容器破損モード	格納容器破損頻度（CFF）	
	（／炉年）	全CFFに対する割合
δ　（水蒸気・非凝縮性ガス蓄積による過圧破損）	2.0E-04	93.3%
τ　（格納容器貫通部過温破損）	8.4E-06	4.0%
σ　（格納容器雰囲気直接加熱）	2.0E-06	1.0%
ε　（ベースマット溶融貫通）	1.5E-06	0.7%
β　（格納容器隔離失敗）	1.1E-06	0.5%
g　（蒸気発生器伝熱管破損）	6.7E-07	0.3%
θ　（水蒸気蓄積による格納容器先行破損）	3.5E-07	0.2%
α　（原子炉容器内水蒸気爆発）	1.3E-09	<0.1%
γ　（水素燃焼（原子炉容器破損以前））	3.2E-10	<0.1%
γ’（水素燃焼（原子炉容器破損直後））	1.3E-09	<0.1%
γ”（水素燃焼（原子炉容器破損後長時間経過後））	7.2E-09	<0.1%
η　（原子炉格納容器内の水蒸気爆発又は圧力スパイク）	7.8E-09	<0.1%
ν　（インターフェイスシステムLOCA）	3.0E-11	<0.1%
μ　（溶融物直接接触）	2.0E-08	<0.1%
合　　計	2.1E-04	100.0%

第2-4表　指定の格納容器破損モードとの比較

指定の格納容器破損モード	PRAによる格納容器破損モード	記号
雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）	水蒸気・非凝縮性ガス蓄積による過圧破損	δ
	格納容器貫通部過温破損	τ
高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱	溶融物直接接触（高圧時の格納容器直接接触）	μ
	格納容器雰囲気直接加熱	σ
原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用	原子炉格納容器内の水蒸気爆発又は圧力スパイク	η
水素燃焼	水素燃焼又は水素爆轟（原子炉容器破損以前）	γ
	水素燃焼又は水素爆轟（原子炉容器破損直後）	γ’
	水素燃焼又は水素爆轟（原子炉容器破損後長時間経過後）	γ”
格納容器直接接触（シェルアタック）	溶融炉心が床面に広がり原子炉格納容器の壁に接触することによる破損	—
溶融炉心・コンクリート相互作用	ベースマット溶融貫通	ε

第2-5表　新たな格納容器破損モードの追加検討

格納容器破損モード		破損モード別CFF(／炉年)	全CFFに対する割合	追加要否	判断理由
g	蒸気発生器伝熱管破損	6.7E-07	0.3%	不要	(格納容器バイパス事象) 炉心損傷防止対策で対応 別紙９参照
ν	インターフェイスシステムLOCA	3.0E-11	<0.1%	不要	(格納容器バイパス事象) 炉心損傷防止対策で対応
β	格納容器隔離失敗	1.1E-06	0.5%	不要	(格納容器バイパス事象) 重大事故による格納容器への物理的負荷によるものではない。運用状況から発生可能性が極めて低い。 別紙９参照
α	原子炉容器内での水蒸気爆発	1.3E-09	<0.1%	不要	(格納容器の物理的破損事象) 国内外の研究事例及びCFFから、発生可能性が極めて低い。別紙９参照
θ	水蒸気蓄積による格納容器先行破損	3.5E-07	0.2%	不要	(格納容器先行破損事象) 炉心損傷防止対策で対応

第2-6表　想定する格納容器破損モードの選定

格納容器の状態		PRAの結果による格納容器破損モード	モード記号	破損モード別CFF(／炉年)	全CFFに対する割合	解釈で想定する格納容器破損モード	選定	備考
格納容器健全		格納容器健全	ϕ	－	－	－	×	格納容器は健全。
格納容器バイパス		蒸気発生器伝熱管破損	g	6.7E-07	0.3%	－	×	・解釈1-2(b)に基づき、「炉心の著しい損傷を防止する対策に有効性があることを確認」 →事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」 ・TI-SGTRについては炉心損傷防止対策により発生頻度が極めて低いと評価（別紙９）。
		温度誘因蒸気発生器伝熱管破損（TI-SGTR）				－	×	
		インターフェイスシステムLOCA	ν	3.0E-11	<0.1%	－	×	
格納容器隔離失敗		格納容器隔離失敗	β	1.1E-06	0.5%	－	×	重大事故の進展により原子炉格納容器へ物理的な負荷が発生することで格納容器機能喪失に至るものではない。また、全ての炉心損傷防止対策が有効なシーケンスであり、新たな有効性評価は不要である（別紙９）。
格納容器物理的破損	早期格納容器破損	原子炉容器内での水蒸気爆発	α	1.3E-09	<0.1%	－	×	各種研究により得られた知見から格納容器破損に至る可能性は極めて低いと評価（別紙９）。
		原子炉格納容器内の水蒸気爆発又は圧力スパイク	η	7.8E-09	<0.1%	原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用	○	※１　PWRで想定している溶融物直接接触は、１次系圧力が高圧状態で原子炉容器が破損した場合に、溶融炉心が原子炉格納容器内へ急激に分散し、原子炉格納容器の壁への接触によって侵食する現象で「高圧時の格納容器直接接触」といい、指定の格納容器破損モードでは「格納容器直接接触（シェルアタック）」ではなく「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」に対応する。 （「格納容器直接接触（シェルアタック）」は、溶融炉心が床に拡がりながら原子炉格納容器の壁に接触し、原子炉格納容器の壁を侵食する事象で、BWRマークⅠ型プラントに特有の事象であり、玄海原子力発電所３号炉及び４号炉の格納容器破損モードとして考慮不要と判断した。）（別紙10） ※２　解釈で想定する格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」に対し、μモード（溶融物直接接触）が「高圧溶融物放出」に、σモード（格納容器雰囲気直接加熱）が「格納容器雰囲気直接加熱」に該当する。
		溶融物直接接触	μ※1、※2	2.0E-08	<0.1%	高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱	○	
		格納容器雰囲気直接加熱	σ※2	2.0E-06	1.0%	高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱	○	
		－	－	－	－	格納容器直接接触（シェルアタック）	×	
		水素燃焼又は水素爆轟（原子炉容器破損以前）	γ	3.2E-10	<0.1%	水素燃焼	○	
		水素燃焼又は水素爆轟（原子炉容器破損直後）	γ'	1.3E-09	<0.1%	水素燃焼	○	
	後期格納容器破損	水素燃焼又は水素爆轟（原子炉容器破損後長時間経過後）	γ''	7.2E-09	<0.1%	水素燃焼	○	
		ベースマット溶融貫通	ε	1.5E-06	0.7%	溶融炉心・コンクリート相互作用	○	
		格納容器貫通部過温破損	τ	8.4E-06	4.0%	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）	○	
		水蒸気・非凝縮性ガス蓄積による過圧破損	δ	2.0E-04	93.3%	雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）	○	
		水蒸気蓄積による格納容器先行破損	θ	3.5E-07	0.2%	－	×	解釈1-2(b)に基づき、「炉心の著しい損傷を防止する対策に有効性があることを確認」 →事故シーケンスグループ「原子炉格納容器の除熱機能喪失」
合　計				2.1E-04	100.0%	－	－	

ハッチング：内部事象レベル1.5PRAで抽出された格納容器破損モードのうち、解釈に基づき必ず想定するものに含まれない格納容器破損モード