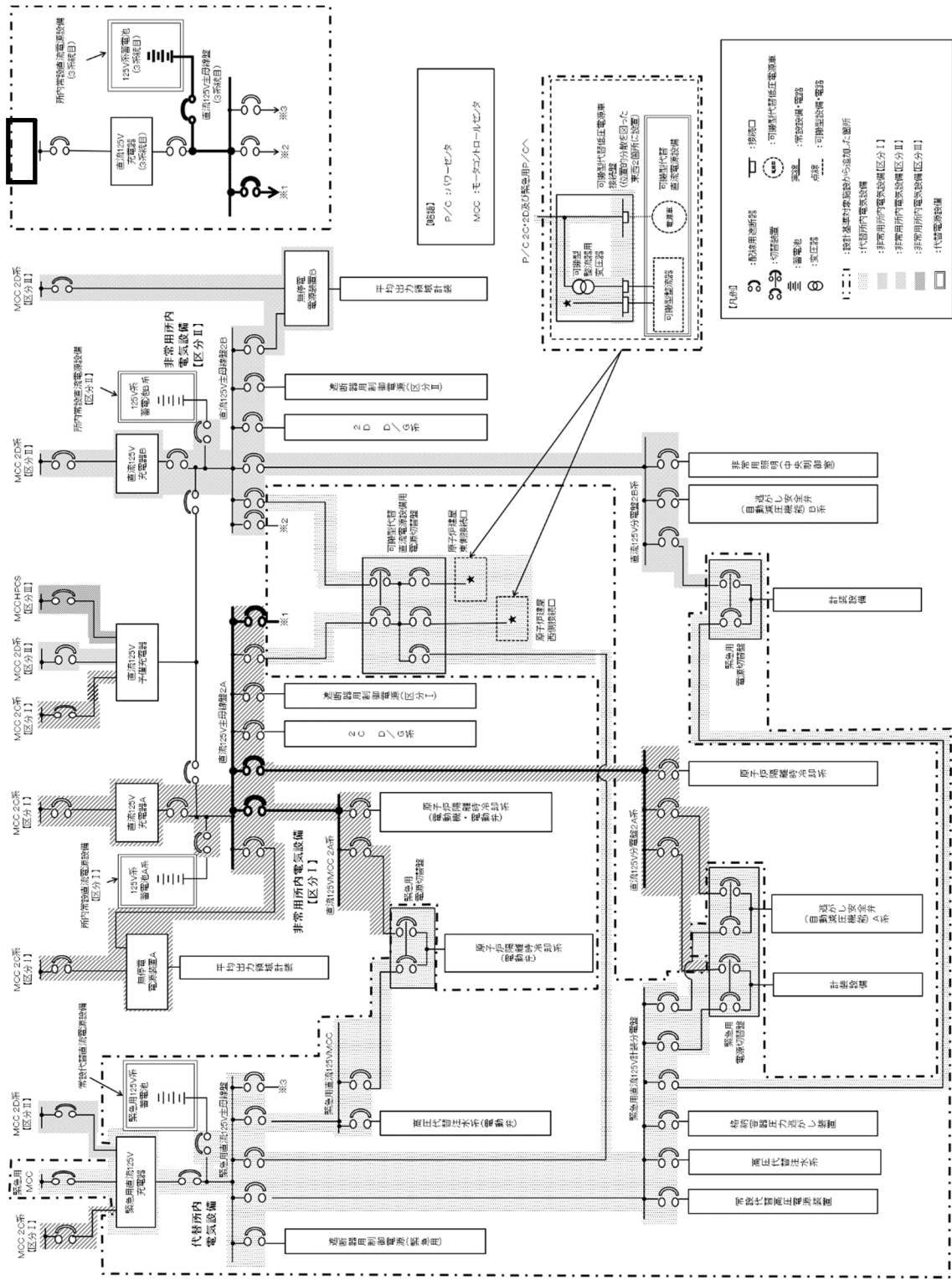


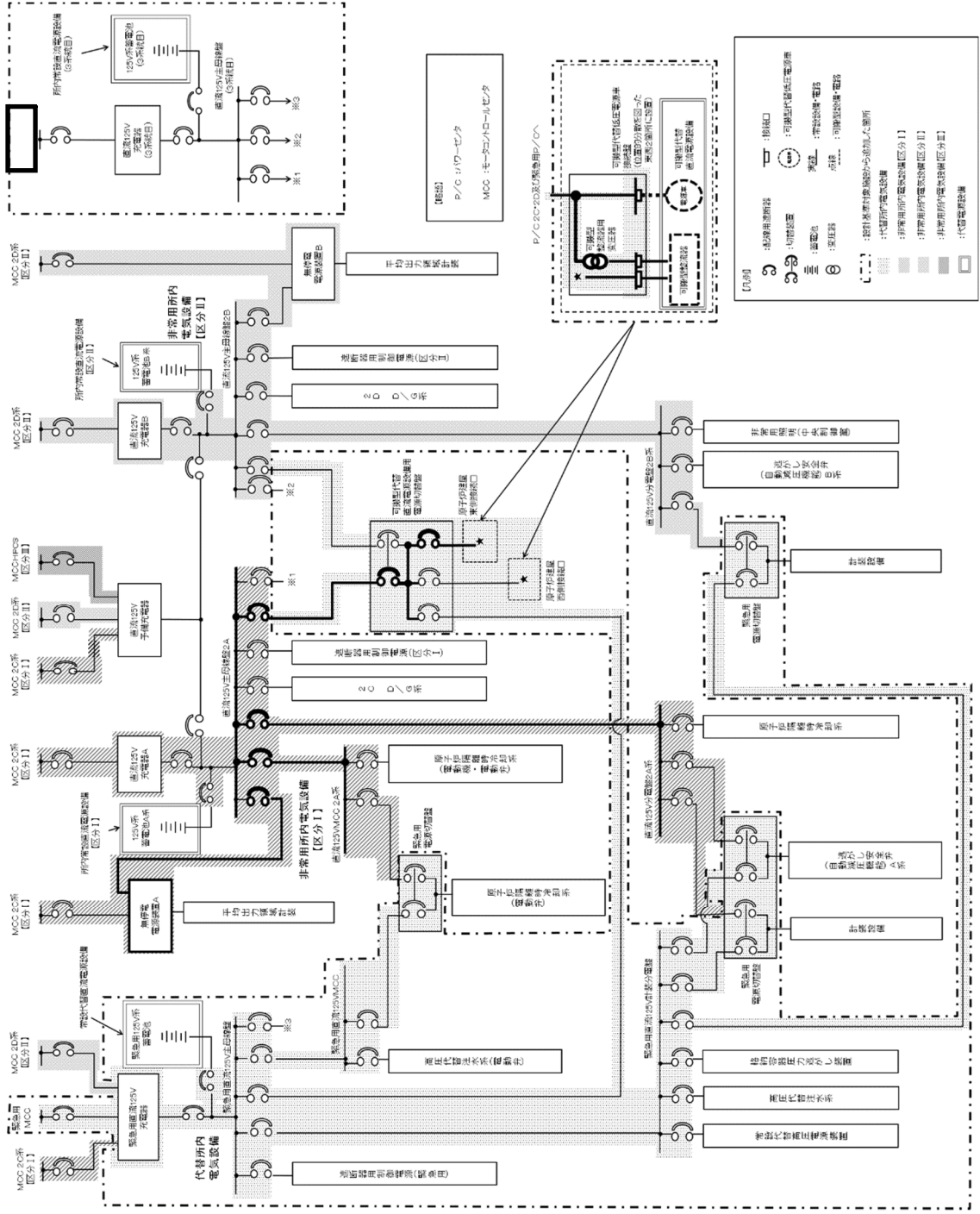
第 10.2-3 図 代替電源設備 系統図
 (所内常設直流電源設備による給電)

は，営業秘密又は防護上の観点から公開できません。



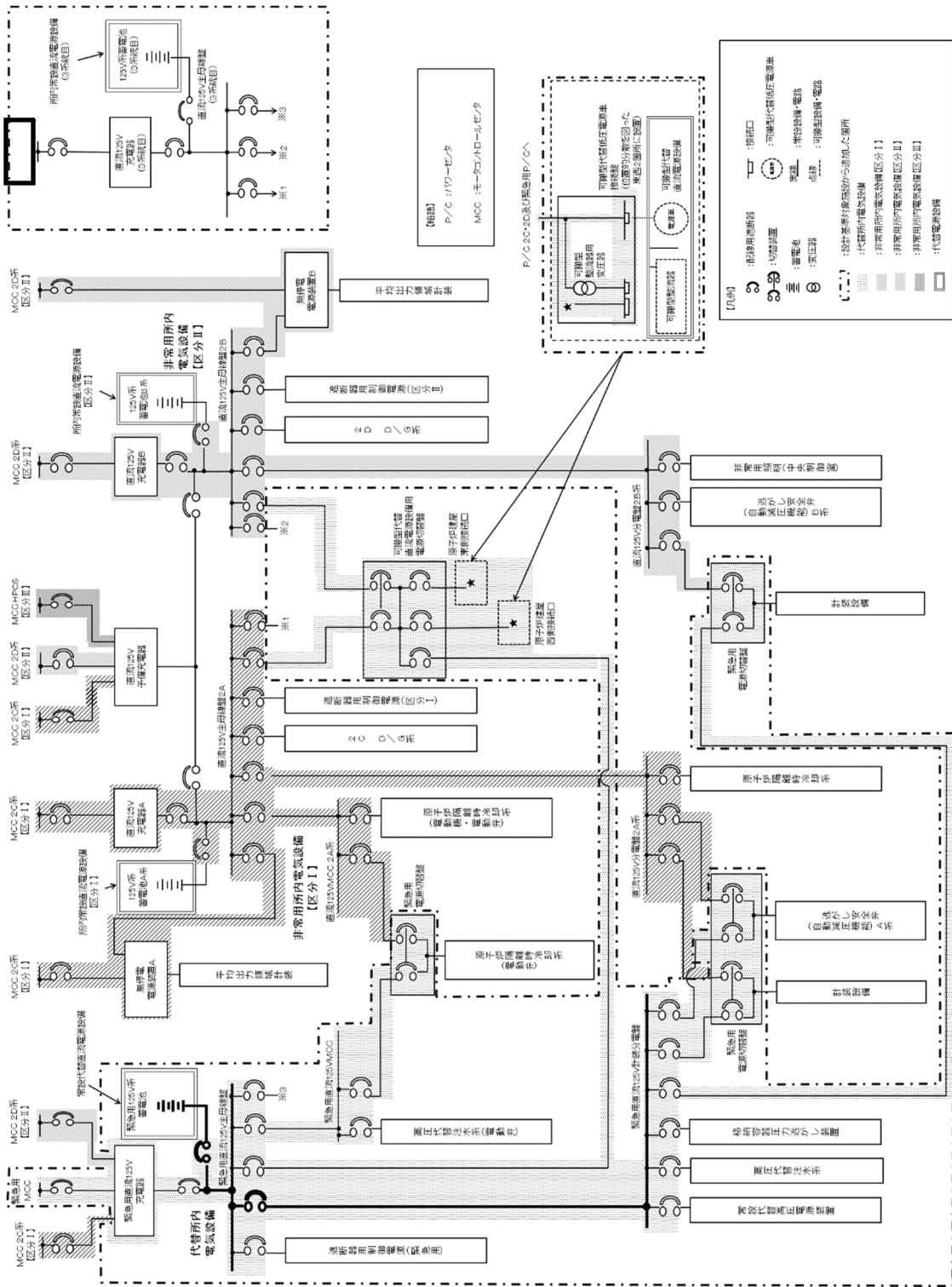
第 10.2-4 図 代替電源設備 系統図
 (所内常設直流電源設備 (3 系統目) による給電)

□ は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。



第 10.2-5 図 代替電源設備 系統図
 (可搬型代替直電電源設備による給電)

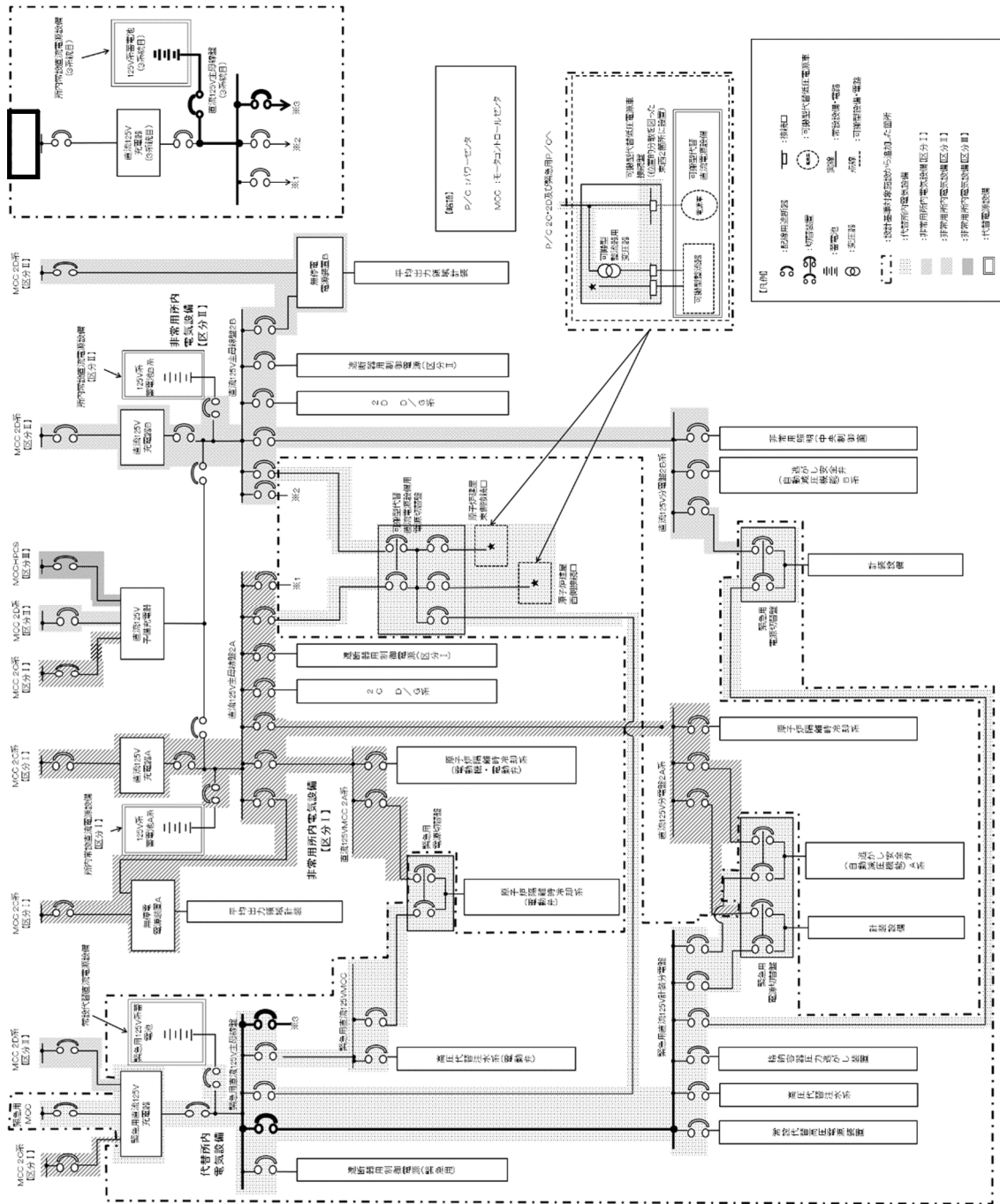
は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。



第 10.2-8 図 代替電源設備 系統図

(常設代替直流電源設備による代替所内電気設備への給電)

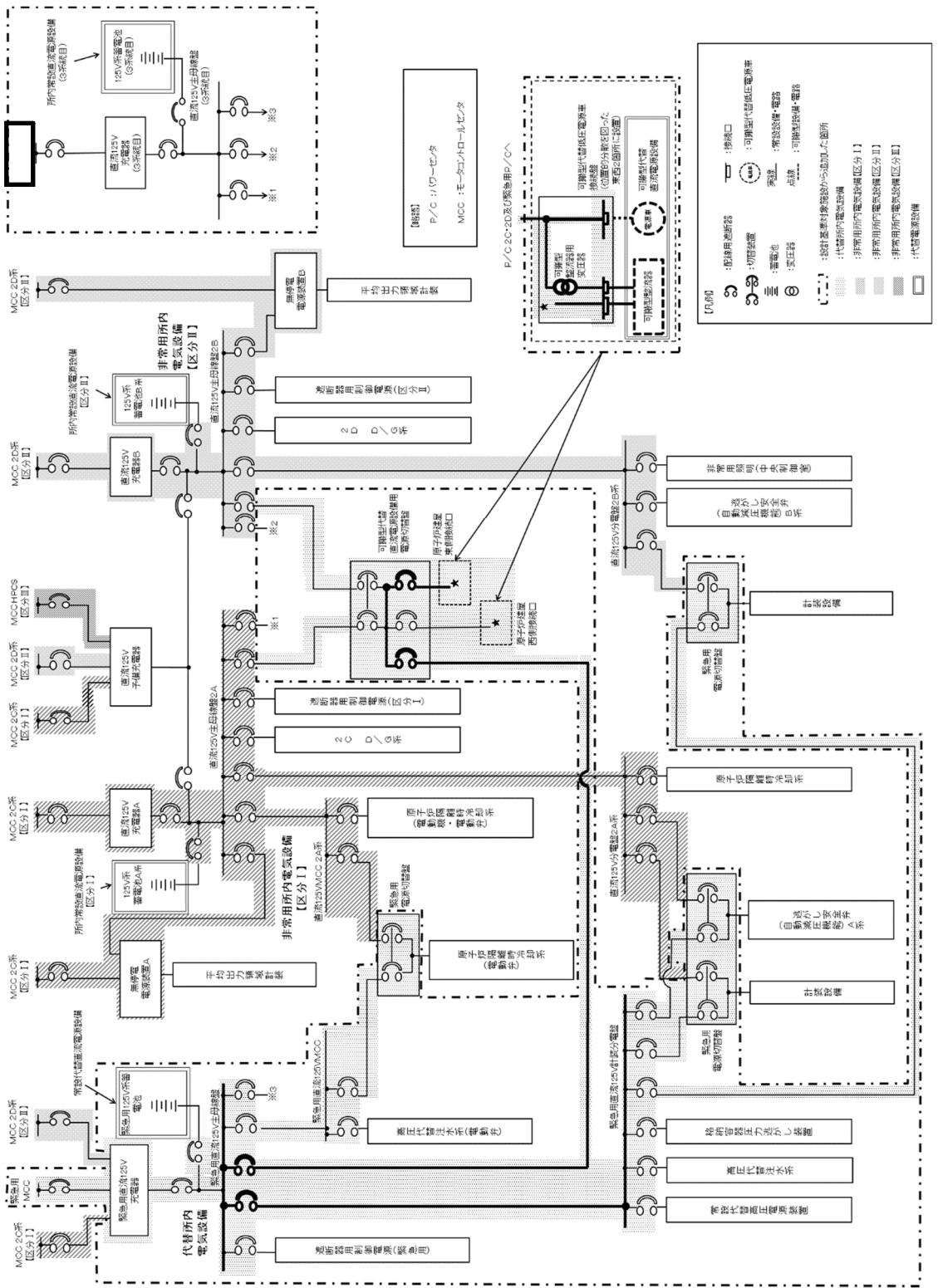
は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。



第 10.2-9 図 代替電源設備 系統図

(所内常設直流電源設備 (3 系統目) による代替所内電気設備への給電)

は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。



第 10.2-10 図 代替電源設備 システム図

(可搬型代替直流電源設備による代替所内電気設備への給電)

□ は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。

10.5.2.3 主要設備の仕様

(1) 火災感知設備

重大事故等対処施設に対する火災感知設備の火災感知器の概略を第 10.5-2 表に示す。

なお、内及び内に設置する火災感知器の種類を第 10.5-4 表に示す。

(2) 消火設備

重大事故等対処施設に対する消火設備の主要機器仕様を第 10.5-3 表に示す。

なお、内及び内に設置する消火設備の概略仕様を第 10.5-5 表に示す。

10.5.2.4 主要設備

(1) 火災発生防止設備

重大事故等対処施設は、「1.5.2 重大事故等対処施設の火災防護に関する基本方針」における「1.5.2.2.1 重大事故等対処施設の火災発生防止」に示すとおり、発火性又は引火性物質の漏えい防止、拡大防止のための堰等を設置する。

また、非難燃ケーブルを使用する場合には、難燃ケーブルを使用した場合と同等以上の難燃性能を確保するため、非難燃ケーブル及びケーブルトレイを防火シートで覆い、複合体を形成する設計とする。

複合体の概要図を第 10.5-1 図に示す。

(2) 火災感知設備

火災感知設備の火災感知器は、各火災区域又は火災区画における放射線、

取付面高さ、温度、湿度、空気流等の環境条件や、炎が生じる前に発煙すること等、予想される火災の性質を考慮して、火災感知器を設置する火災区域又は火災区画の重大事故等対処施設の種類に応じ、火災を早期に感知できるように、固有の信号を発するアナログ式の煙感知器、アナログ式の熱感知器の異なる種類の感知器を組み合わせで設置する設計とする。

ただし、発火性又は引火性の雰囲気を形成するおそれのある場所及び屋外等は、非アナログ式も含めた組み合わせで設置する設計とする。炎感知器は非アナログ式であるが、炎が発する赤外線又は紫外線を感知するため、炎が生じた時点で感知することができ、火災の早期感知に優位性がある。

a. 一般区画

一般区画は、アナログ式の煙感知器、アナログ式の熱感知器の異なる種類の感知器を組み合わせで設置する。

b. 原子炉建屋原子炉棟 6 階

原子炉建屋原子炉棟 6 階は天井が高く大空間となっているため、火災による熱が周囲に拡散することから、熱感知器による感知は困難である。

このため、アナログ式の光電分離型煙感知器と非アナログ式の炎感知器（赤外線方式）をそれぞれの監視範囲に火災の検知に影響を及ぼす死角がないよう設置する設計とする。

c. 原子炉格納容器

原子炉格納容器内は、アナログ式の煙感知器及び熱感知器を設置する設計とする。

運転中の原子炉格納容器は、閉鎖した状態で長期間高温かつ高線量環境となることから、アナログ式の火災感知器が故障する可能性がある。

このため、通常運転中、窒素封入により不活性化し火災が発生する可能性がない期間については、原子炉格納容器内の火災感知器は、原子炉起

動時の窒素封入後に作動信号を除外する運用とし、プラント停止後に速やかに取り替える設計とする。

d. 蓄電池室

充電時に水素発生のおそれがある蓄電池室は、万一の水素濃度の上昇を考慮し、火災を早期に感知できるように、非アナログ式の防爆型で、かつ固有の信号を発する異なる種類の煙感知器及び熱感知器を設置する設計とする。

e. 常設代替高圧電源装置置場及び海水ポンプ室

常設代替高圧電源装置置場及び海水ポンプ室は屋外であるため、区域全体の火災を感知する必要があるが、火災による煙は周囲に拡散し煙感知器による火災感知は困難である。また、降水等の浸入により火災感知器の故障が想定される。

このため、アナログ式の屋外仕様の熱感知カメラ（赤外線方式）、及び非アナログ式の屋外仕様の炎感知器（赤外線方式）をそれぞれの監視範囲に火災の検知に影響を及ぼす死角がないように設置する設計とする。

f. 軽油貯蔵タンク設置区域、可搬型設備用軽油タンク設置区域及び緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンク

軽油貯蔵タンク、可搬型設備用軽油タンク及び緊急時対策所用発電機燃料油貯蔵タンク内部は、燃料の気化による引火性又は発火性の雰囲気形成している。このため、タンクマンホール内の空間部に非アナログ式の防爆型熱感知器及び防爆型煙感知器を設置する設計とする。

g.

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted] この区域で火災が発生した場合、煙は格納槽内部に充満することから煙感知器による感知は可能である。格納容

器圧力逃がし装置が稼働した場合、フィルタ装置の温度上昇に伴い雰囲気温度も上昇するが、その温度はアナログ式の熱感知器の使用範囲内である。以上により、異なる種類の感知器として煙感知器と熱感知器を設置する設計とする。

h. 常設低圧代替注水系ポンプ室及び緊急用海水ポンプピット

常設低圧代替注水系ポンプ室及び緊急用海水ポンプピットは、原子炉建屋に隣接した鉄筋コンクリート製の地下格納槽である。これらの区域で火災が発生した場合、煙は格納槽内部に充満することから、煙感知器による感知は可能であるため、異なる種類の感知器として煙感知器と熱感知器を設置する設計とする。

i. 主蒸気管トンネル室

放射線量が高い場所（主蒸気管トンネル室）にアナログ式の火災感知器を設置する場合、放射線の影響により火災感知器の故障が想定される。このため、放射線の影響を受けないよう検出器部位を当該区画外に配置するアナログ式の煙吸引式検出設備を設置する設計とする。加えて、放射線の影響を考慮した非アナログ式の熱感知器を設置する設計とする。

また、火災により重大事故等対処施設としての機能への影響が考えにくい火災防護対象機器のみを設けた火災区域又は火災区画については、消防法又は建築基準法に基づく火災感知器を設置する設計とする。

(3) 消火設備

a. 重大事故等対処施設を設置する火災区域又は火災区画に設置する消火設備

(a) 火災発生時の煙の充満又は放射線の影響により消火活動が困難となる火災区域又は火災区画に設置する消火設備

火災発生時の煙の充満又は放射線の影響により消火活動が困難となる

火災区域又は火災区画には，自動又は手動起動による消火設備である全域ガス消火設備又は局所ガス消火設備を設置する。

全域ガス消火設備及び局所ガス消火設備の概要図を第 10.5-3(1) 図から第 10.5-3(3) 図及び第 10.5-6 図に示す。

ただし，以下に示す火災区域又は火災区画については上記と異なる消火設備を設置する設計とし，非常用ディーゼル発電機室及び非常用ディーゼル発電機燃料デイトンク室及び緊急時対策所用発電機室は，二酸化炭素消火設備を設置する。

原子炉建屋通路部は，局所ガス消火設備及び消火器を設置する。

火災により重大事故等対処施設の機能へ影響を及ぼすおそれが考えにくい火災区域又は火災区画には，消防法又は建築基準法に基づく消火設備を設置する。

10.5.3 特定重大事故等対処施設

10.5.3.1 概 要

発電用原子炉施設内の火災区域及び火災区画に設置される特定重大事故等対処施設を火災から防護することを目的として、火災の発生防止、火災の感知及び消火のそれぞれを考慮した火災防護対策を講じる。

火災の発生防止については、発火性又は引火性物質を内包する設備及びこれらの設備を設置する火災区域又は火災区画に対する火災の発生防止対策を講じるほか、可燃性の蒸気又は可燃性の微粉に対する対策、発火源への対策、水素に対する換気及び漏えい検出対策、放射線分解等により発生する水素の蓄積防止対策並びに電気系統の過電流による過熱及び焼損の防止対策等を行う。

火災の感知及び消火については、特定重大事故等対処施設に対して、早期の火災感知及び消火を行うための火災感知設備及び消火設備を設置する。

火災感知設備及び消火設備は、想定される自然現象に対して当該機能が維持され、かつ、特定重大事故等対処施設は、消火設備の破損、誤動作又は誤操作によって重大事故等に対処する機能を失うことのないように設置する。

10.5.3.2 設計方針

特定重大事故等対処施設に対して、「10.5.2.2 設計方針」を適用する。

10.5.3.3 主要設備の仕様

(1) 火災感知設備

特定重大事故等対処施設に対する火災感知設備の火災感知器の概略を第10.5-4表に示す。

(2) 消火設備

特定重大事故等対処施設に対する消火設備の主要機器仕様を第 10.5-5 表に示す。

10.5.3.4 主要設備

(1) 火災発生防止設備

特定重大事故等対処施設は、「1.5.3 特定重大事故等対処施設の火災防護に関する基本方針」における「1.5.3.2 火災発生防止」に示すとおり、発火性又は引火性物質の漏えい防止のための堰等を設置する。

(2) 火災感知設備

火災感知設備の火災感知器は、各火災区域又は火災区画における放射線、取付面高さ、温度、湿度、空気流等の環境条件や、炎が生じる前に発煙すること等、予想される火災の性質を考慮して、火災感知器を設置する火災区域又は火災区画の特定重大事故等対処施設の種類に応じ、火災を早期に感知できるよう、固有の信号を発するアナログ式の煙感知器、アナログ式の熱感知器の異なる種類の感知器を組み合わせで設置する設計とする。

ただし、発火性又は引火性の雰囲気を形成するおそれのある場所及び屋外等は、非アナログ式も含めた組合せで設置する設計とする。炎感知器は非アナログ式であるが、炎が発する赤外線又は紫外線を感知するため、炎が生じた時点で感知することができ、火災の早期感知に優位性がある。

a. 一般区画

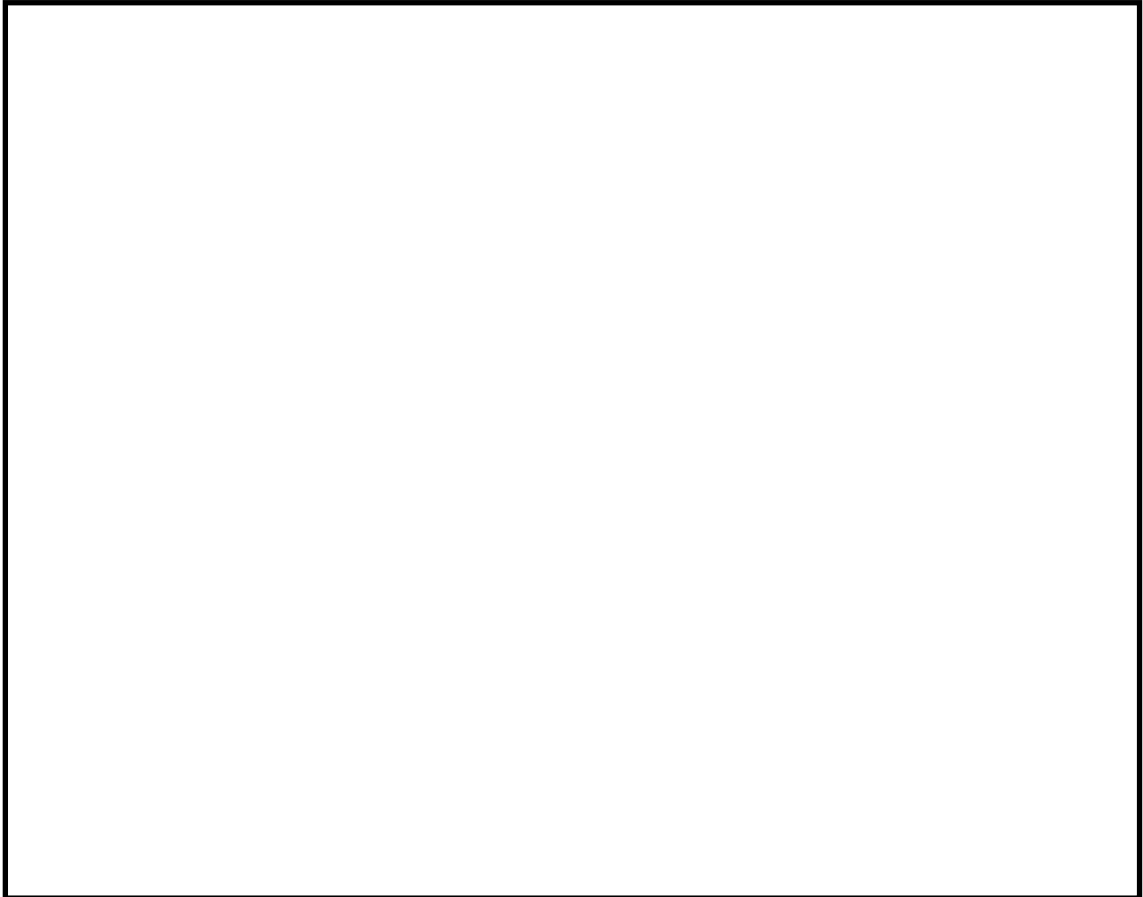
「10.5.2.4(2) 火災感知設備 a. 一般区画」を適用する。

b. 原子炉格納容器

「10.5.2.4(2) 火災感知設備 c. 原子炉格納容器」を適用する。

c. 蓄電池を設置する区画

充電時に水素発生のおそれがある蓄電池室は、万一の水素濃度の上昇を考慮し、火災を早期に感知できるよう、非アナログ式の防爆型で、かつ固有の信号を発する異なる種類の煙感知器及び熱感知器を設置する設計とする。



(3) 消火設備

消火設備は、特定重大事故等対処施設を設置する火災区域又は火災区画の火災を早期に消火するために、火災発生時の煙の充満又は放射線の影響による消火活動が困難な火災区域又は火災区画であるかを考慮し、以下のとおり設置する設計とする。

また、消火設備は、第 10.5-1 表に示す故障警報を、中央制御室又は

に発する設計とする。

- a. 特定重大事故等対処施設を設置する火災区域又は火災区画に設置する消火設備

- (a) 火災発生時の煙の充満又は放射線の影響により消火活動が困難となる火災区域又は火災区画に設置する消火設備

火災発生時の煙の充満又は放射線の影響により消火活動が困難となる火災区域又は火災区画には，自動又は手動起動による消火設備であるハロゲン化物自動消火設備を設置する設計とする。

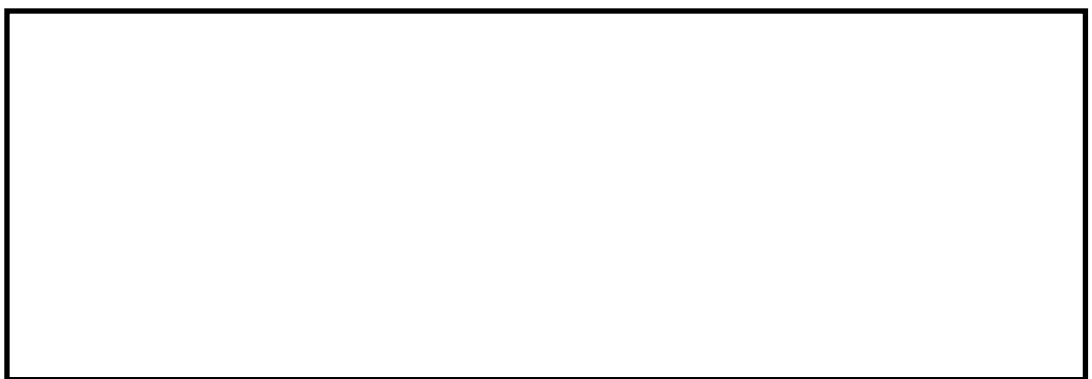
ハロゲン化物自動消火設備の概要図を第 10.5-6 図に示す。

- (b) 火災発生時の煙の充満又は放射線の影響により消火活動が困難とされない火災区域又は火災区画に設置する消火設備



- ii) 原子炉格納容器

原子炉格納容器について，起動中においては所員用エアロック近傍に必要な消火能力を満足する消火器を設置し，低温停止中においては原子炉格納容器内の各フロアに必要な消火能力を満足する消火器を設置する。



- iv) 可燃物が少ない火災区域又は火災区画

可燃物が少ない火災区域又は火災区画には，消火器を設置する。

10.5.3.5 試験検査

(1) 火災感知設備

「10.5.1.5(1) 火災感知設備」を適用する。

(2) 消火設備

「10.5.1.5(2) 消火設備」を適用する。

10.5.3.6 体制

「10.5.1.6 体制」を適用する。

10.5.3.7 手順等

特定重大事故等対処施設に対して、「10.5.2.7 手順等」を適用する。

第10.5-1表 消火設備の主な故障警報

設 備		主な警報要素
消 火 ポンプ	電動機駆動消火ポンプ 構内消火用ポンプ	ポンプ自動停止，電動機過負荷， 地絡・短絡
	ディーゼル駆動消火ポンプ ディーゼル駆動構内消火ポンプ	ポンプ自動停止，装置異常 (燃料及び冷却水レベルの低下)
全域	二酸化炭素自動消火設備 ハロゲン化物自動消火設備	設備異常（電源故障，断線等）
局所	ハロゲン化物自動消火設備（ハ ロン1301）	設備異常（電源故障，断線等）
	ハロゲン化物自動消火設備（FK- 5-1-12*）	ガス放出

※火災感知は，火災区域に設置された感知器又は消火設備のガス放出信号により中央制御室又は[]に警報を発報する。また，動作原理を含め極めて単純な構造であることから故障は考えにくい，中央制御室又は[]での警報と現場状況の確認により誤動作は確認可能。

第 10.5-2 表 火災感知設備の火災感知器の概略

火災感知器の設置場所	火災感知器の型式	
	煙感知器 (アナログ式)	熱感知器 (アナログ式)
一般区域・区画		
・蓄電池室 ・軽油貯蔵タンク，可搬型 設備用軽油タンク，緊急 時対策所用発電機燃料油 貯蔵タンク	防爆型煙感知器 (非アナログ式)	防爆型熱感知器 (非アナログ式)
原子炉建屋原子炉棟 6 階	煙感知器 (アナログ式)	炎感知器 (非アナログ式)
海水ポンプ室，常設代替高 圧電源装置置場（屋外区 域）	炎感知器 (非アナログ式)	熱感知カメラ (アナログ式)
原子炉格納容器内	煙感知器 (アナログ式)	熱感知器 (アナログ式)
主蒸気管トンネル室（高線 量エリア）	煙感知器 (アナログ式)	熱感知器 (非アナログ式)

10.6 津波及び内部溢水に対する浸水防護設備

10.6.1 津波に対する防護設備

10.6.1.1 設計基準対象施設

10.6.1.1.1 概要

発電用原子炉施設の耐津波設計については、「設計基準対象施設は、基準津波に対して、その安全機能が損なわれるおそれがないものでなければならない。」ことを目的として、津波の敷地への流入防止、漏水による安全機能への影響防止、津波防護の多重化及び水位低下による安全機能への影響防止を考慮した津波防護対策を講じる。

津波から防護する設備は、クラス1及びクラス2設備並びに耐震Sクラスに属する設備（津波防護施設、浸水防止設備及び津波監視設備を除く。）

（以下 10.6 において「設計基準対象施設の津波防護対象設備」という。）とする。

津波の敷地への流入防止は、設計基準対象施設の津波防護対象設備（非常用取水設備を除く。）を内包する建屋及び区画の設置された敷地において、基準津波による遡上波の地上部からの到達及び流入の防止対策並びに取水路、放水路等の経路からの流入の防止対策を講じる。

漏水による安全機能への影響防止は、取水・放水施設、地下部等において、漏水の可能性を考慮の上、漏水による浸水範囲を限定して、重要な安全機能への影響を防止する対策を講じる。

津波防護の多重化として、上記2つの対策のほか、設計基準対象施設の津波防護対象設備（非常用取水設備を除く。）を内包する建屋及び区画のうち、原子炉建屋、使用済燃料乾式貯蔵建屋、海水ポンプ室、常設代替高圧電源装置置場（軽油貯蔵タンク、非常用ディーゼル発電機燃料移送ポンプ及び高圧

炉心スプレイ系ディーゼル発電機燃料移送ポンプを含む。以下 10.6.1.1 において同じ。)

常設代替高圧電源装置用カルバート（カルバート部）及び非常用海水系配管において、浸水防護をすることにより津波による影響等から隔離する対策を講じる。

水位低下による安全機能への影響防止は、水位変動に伴う取水性低下による重要な安全機能への影響を防止する対策を講じる。

10.6.1.1.2 設計方針

設計基準対象施設は、基準津波に対して安全機能が損なわれるおそれがない設計とする。

耐津波設計に当たっては、以下の方針とする。

- (1) 設計基準対象施設の津波防護対象設備（非常用取水設備を除く。）を内包する建屋及び区画の設置された敷地において、基準津波による遡上波を地上部から到達又は流入させない設計とする。また、取水路、放水路等の経路から流入させない設計とする。具体的な設計内容を以下に示す。
 - a. 設計基準対象施設の津波防護対象設備（非常用取水設備を除く。）を内包する建屋及び区画は、基準津波による遡上波が到達する可能性があるため、津波防護施設及び浸水防止設備を設置し、基準津波による遡上波を地上部から到達又は流入させない設計とする。
 - b. 上記 a. の遡上波については、敷地及び敷地周辺の地形及びその標高、河川等の存在並びに地震による広域的な隆起・沈降を考慮して、遡上波の回り込みを含め敷地への遡上の可能性を検討する。また、地震による変状又は繰返し襲来する津波による洗掘・堆積により地形又は河川流路

の変化等が考えられる場合は、敷地への遡上経路に及ぼす影響を検討する。

c. 取水路、放水路等の経路から、津波が流入する可能性について検討した上で、流入の可能性のある経路（扉、開口部、貫通口等）を特定し、必要に応じ浸水対策を施すことにより、津波の流入を防止する設計とする。

(2) 取水・放水施設、地下部等において、漏水する可能性を考慮の上、漏水による浸水範囲を限定して、重要な安全機能への影響を防止する設計とする。具体的な設計内容を以下に示す。

a. 取水・放水設備の構造上の特徴等を考慮して、取水・放水施設、地下部等における漏水の可能性を検討した上で、漏水が継続することによる浸水範囲を想定（以下 10.6 において「浸水想定範囲」という。）するとともに、同範囲の境界において浸水の可能性のある経路及び浸水口（扉、開口部、貫通口等）を特定し、浸水防止設備を設置することにより浸水範囲を限定する設計とする。

b. 浸水想定範囲及びその周辺に設計基準対象施設の津波防護対象設備（非常用取水設備を除く。）がある場合は、防水区画化するとともに、必要に応じて浸水量評価を実施し、安全機能への影響がないことを確認する。

c. 浸水想定範囲における長期間の冠水が想定される場合は、必要に応じ排水設備を設置する。

(3) 上記(1)及び(2)に規定するもののほか、設計基準対象施設の津波防護対象設備（非常用取水設備を除く。）を内包する建屋及び区画については、浸水防護をすることにより津波による影響等から隔離する。そのため、浸水防護重点化範囲を明確化するとともに、津波による溢水を考慮

した浸水範囲及び浸水量を保守的に想定した上で、浸水防護重点化範囲への浸水の可能性のある経路及び浸水口（扉，開口部，貫通口等）を特定し，それらに対して必要に応じ浸水対策を施す設計とする。

(4) 水位変動に伴う取水性低下による重要な安全機能への影響を防止する。

そのため，残留熱除去系海水系ポンプ，非常用ディーゼル発電機用海水ポンプ及び高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水ポンプ（以下 10.6 において「非常用海水ポンプ」という。）については，基準津波による水位の低下に対して，津波防護施設（貯留堰）を設置することにより，非常用海水ポンプが機能保持でき，かつ，冷却に必要な海水が確保できる設計とする。また，基準津波による水位変動に伴う砂の移動・堆積及び漂流物に対して取水口，取水路及び取水ピットの通水性が確保でき，かつ，取水口からの砂の混入に対して非常用海水ポンプが機能保持できる設計とする。

(5) 津波防護施設及び浸水防止設備については，入力津波（施設の津波に対する設計を行うために，津波の伝播特性，浸水経路等を考慮して，それぞれの施設に対して設定するものをいう。以下 10.6 において同じ。）に対して津波防護機能及び浸水防止機能が保持できる設計とする。また，津波監視設備については，入力津波に対して津波監視機能が保持できる設計とする。具体的な設計内容を以下に示す。

a. 「津波防護施設」は，防潮堤及び防潮扉，放水路ゲート，構内排水路逆流防止設備並びに貯留堰とする。「浸水防止設備」は，取水路点検用開口部浸水防止蓋，海水ポンプグランドドレン排出口逆止弁，取水ピット空気抜き配管逆止弁，放水路ゲート点検用開口部浸水防止蓋，S A用海水ピット開口部浸水防止蓋，緊急用海水ポンプピット点検用開口部浸水防止蓋，緊急用海水ポンプグランドドレン排出口逆止弁，緊急用海水

ポンプ室床ドレン排出口逆止弁，海水ポンプ室ケーブル点検口浸水防止蓋，防潮堤及び防潮扉の地下部の貫通部（以下 10.6 において「防潮堤及び防潮扉下部貫通部」という。）止水処置，海水ポンプ室貫通部止水処置並びに原子炉建屋境界貫通部止水処置とする。また，「津波監視設備」は，津波・構内監視カメラ，取水ピット水位計及び潮位計とする。

(14) 防潮堤及び防潮扉下部貫通部止水処置

津波が防潮堤及び防潮扉下部貫通部から津波防護対象設備（非常用取水設備を除く。）の設置された敷地に流入することを防止し、津波防護対象設備（非常用取水設備を除く。）が機能喪失することのない設計とするため、防潮堤及び防潮扉下部貫通部に止水処置を実施する。防潮堤及び防潮扉下部貫通部止水処置の設計においては、基準地震動 S_s による地震力に対して浸水防止機能が十分に保持できるように設計する。また、浸水時の波圧等に対する耐性を評価し、入力津波に対して浸水防止機能が十分に保持できる設計とする。設計に当たっては、地震（余震）との組合せを適切に考慮する。

(15) 海水ポンプ室貫通部止水処置

地震による循環水ポンプ室内の循環水系配管の損傷に伴い溢水する保有水及び損傷箇所を介して流入する津波が、浸水防護重点化範囲である海水ポンプ室に流入することを防止し、津波防護対象設備（非常用取水設備を除く。）が機能喪失することのない設計とするため、海水ポンプ室の浸水経路となりえる貫通口に貫通部止水処置を実施する。海水ポンプ室貫通部止水処置の設計においては、基準地震動 S_s による地震力に対して浸水防止機能が十分に保持できるように設計する。また、溢水による静水圧として作用する荷重及び余震荷重を考慮した場合において、浸水防止機能が十分に保持できる設計とする。

(16) 原子炉建屋境界貫通部止水処置

タービン建屋及び非常用海水系配管カルバートと隣接する原子炉建屋地下階の貫通部から浸水防護重点化範囲への溢水及び津波の流入を防止し、津波防護対象設備（非常用取水設備を除く。）が機能喪失することのない

設計とするため、原子炉建屋境界の貫通部に止水処置を実施する。原子炉建屋境界貫通部止水処置の設計においては、基準地震動 S_s による地震力に対して浸水防止機能が十分に保持できるように設計する。また、溢水による静水圧として作用する荷重及び余震荷重を考慮した場合において、浸水防止機能が十分に保持できる設計とする。

上記(1)～(13)の各施設・設備における許容限界は、地震後、津波後の再使用性や、津波の繰返し作用を想定し、止水性の面も踏まえることにより、当該構造物全体の変形能力に対して十分な余裕を有するよう、各施設・設備を構成する材料が弾性域内に収まることを基本とする。

上記(14)～(16)の貫通部止水処置については、地震後、津波後の再使用性や、津波の繰返し作用を想定し、止水性の維持を考慮して、貫通部止水処置が健全性を維持することとする。

各施設・設備の設計及び評価に使用する津波荷重の設定については、入力津波が有する数値計算上の不確かさ及び各施設・設備の機能損傷モードに対応した荷重の算定過程に介在する不確かさを考慮する。

入力津波が有する数値計算上の不確かさの考慮に当たっては、各施設・設備の設置位置で算定された津波の高さを安全側に評価して入力津波を設定することで、不確かさを考慮する。

各施設・設備の機能損傷モードに対応した荷重の算定過程に介在する不確かさの考慮に当たっては、入力津波の荷重因子である浸水高、速度、津波波力等を安全側に評価することで、不確かさを考慮し、荷重設定に考慮している余裕の程度を検討する。

津波波力の算定においては、津波波力算定式等、幅広く知見を踏まえて、十分な余裕を考慮する。

漂流物の衝突による荷重の評価に際しては、津波の流速による衝突速度の設定における不確実性を考慮し、流速について十分な余裕を考慮する。

津波防護施設、浸水防止設備及び津波監視設備の設計において、基準津波の波源の活動に伴い発生する可能性がある余震（地震）についてそのハザードを評価し、その活動に伴い発生する余震による荷重を設定する。余震荷重については、基準津波の継続時間のうち最大水位変化を生起する時間帯を踏まえ過去の地震データを抽出・整理することにより余震の規模を想定し、余震としてのハザードを考慮した安全側の評価として、この余震規模から求めた地震動に対して全ての周期で上回る地震動を弾性設計用地震動の中から設定する。

主要設備の概念図を第 10.6-1 図～第 10.6-17 図に示す。

10.6.1.1.4 主要仕様

主要設備の仕様を第 10.6-1 表に示す。

10.6.1.1.5 試験検査

津波防護施設、浸水防止設備及び津波監視設備は、健全性及び性能を確認するため、発電用原子炉の運転中又は停止中に試験又は検査を実施する。

10.6.1.1.6 手順等

津波に対する防護については、津波による影響評価を行い、設計基準対象施設の津波防護対象設備が基準津波によりその安全機能を損なわないよう手順を定める。

- (1) 防潮扉については、原則閉運用とするが、開放後の確実な閉操作、中央制御室における閉止状態の確認、閉止されていない状態が確認された

場合の閉止操作の手順を定める。

- (2) 放水路ゲートについては、発電所を含む地域に大津波警報が発表された場合、循環水ポンプ及び補機冷却系海水系ポンプの停止（プラント停止）並びに放水路ゲート閉止の操作手順を定める。
- (3) 引き波時の非常用海水ポンプの取水性確保を目的として、循環水ポンプ及び補機冷却系海水系ポンプについては、取水ピットの水位低下時又は発電所を含む地域に大津波警報が発表された場合、停止する操作手順を定める。
- (4) 燃料等輸送船に関し、津波警報等が発表された場合において、荷役作業を中断し、陸側作業員及び輸送物を退避させるとともに、緊急離岸する船側と退避状況に関する情報連絡を行う手順を定める。また、その他の浚渫船、貨物船等の港湾内に停泊する船舶に対しても、津波警報等が発表された場合において、作業を中断し、陸側作業員及び輸送物を退避させるとともに、緊急離岸する船側と退避状況に関する情報連絡を行う手順を定める。
- (5) 津波・構内監視カメラ、取水ピット水位計及び潮位計による津波襲来の監視及び漂流物影響を考慮した運用手順を定める。
- (6) 隣接事業所における仮設備、資機材等の設置状況の変化を把握するため、隣接事業所との合意文書に基づき、情報を入手して設置状況を確認する手順を定める。さらに、従前の評価結果に包絡されない場合は、仮設備、資機材等が漂流物となる可能性、非常用海水ポンプの取水性並びに津波防護施設及び浸水防止設備の健全性への影響評価を行い、影響がある場合は漂流物対策を実施する。
- (7) 津波防護施設、浸水防止設備及び津波監視設備については、各施設及び設備に要求される機能を維持するため、適切な保守管理を行うとともに

に，故障時においては補修を行う。

- (8) 津波防護に係る手順に関する教育並びに津波防護施設，浸水防止設備及び津波監視設備の保守管理に関する教育を定期的を実施する。

(16) [] 西側水密扉

[] の地下階の出入口から浸水防護重点化範囲への地下水の流入を防止し、津波防護対象設備（貯留堰及び取水構造物を除く。）が機能喪失することのない設計とするため、[] [] 西側水密扉を設置する。[] 西側水密扉の設計においては、基準地震動 S_s による地震力に対して浸水防止機能が十分に保持できるように設計する。また、溢水による静水圧として作用する荷重及び余震荷重を考慮した場合において、浸水防止機能が十分に保持できる設計とする。

(17) 常設低圧代替注水系格納槽点検用水密ハッチ

常設低圧代替注水系格納槽点検用開口部から浸水防護重点化範囲への溢水及び津波の流入を防止し、津波防護対象設備（津波防護施設、浸水防止設備、津波監視設備及び非常用取水設備を除く。）が機能喪失しない設計とするため、常設低圧代替注水系格納槽点検用水密ハッチを設置する。常設低圧代替注水系格納槽点検用水密ハッチの設計においては、基準地震動 S_s による地震力に対して浸水防止機能が十分に保持できるように設計する。また、溢水による静水圧として作用する荷重、その他自然条件（積雪等）及び余震荷重を考慮した場合において、浸水防止機能が十分に保持できる設計とする。

(18) 常設低圧代替注水系格納槽可搬型ポンプ用水密ハッチ

常設低圧代替注水系格納槽可搬型ポンプ用開口部から浸水防護重点化範囲への溢水及び津波の流入を防止し、津波防護対象設備（津波防護施設、浸水防止設備、津波監視設備及び非常用取水設備を除く。）が機能喪失しない設計とするため、常設低圧代替注水系格納槽可搬型ポンプ用水密ハッ

チを設置する。常設低圧代替注水系格納槽可搬型ポンプ用水密ハッチの設計においては、基準地震動 S_s による地震力に対して浸水防止機能が十分に保持できるように設計する。また、溢水による静水圧として作用する荷重、その他自然条件（積雪等）及び余震荷重を考慮した場合において、浸水防止機能が十分に保持できる設計とする。

(19) 防潮堤及び防潮扉下部貫通部止水処置

「10.6.1.1 設計基準対象施設 10.6.1.1.3 主要設備」に同じ。

(20) 海水ポンプ室貫通部止水処置

「10.6.1.1 設計基準対象施設 10.6.1.1.3 主要設備」に同じ。

(21) 原子炉建屋境界貫通部止水処置

「10.6.1.1 設計基準対象施設 10.6.1.1.3 主要設備」に同じ。

(22) 貫通部止水処置

の地下階の貫通部から浸水防護重点化範囲への地下水の流入を防止し、津波防護対象設備（貯留堰及び取水構造物を除く。）が機能喪失することのない設計とするため、
 貫通部に止水処置を講じる。 貫通部止水処置の設計においては、基準地震動 S_s による地震力に対して浸水防止機能が十分に保持できるように設計する。また、溢水による静水圧として作用する荷重及び余震荷重を考慮した場合において、浸水防止機能が十分に保持できる設計とする。

上記(1)～(18)の各施設・設備における許容限界は、地震後、津波後の再使用性や、津波の繰返し作用を想定し、止水性の面も踏まえることにより、当該構造物全体の変形能力に対して十分な余裕を有するよう、各施設・設備を構成する材料が弾性域内に収まることを基本とする。

上記(19)～(22)の貫通部止水処置については、地震後、津波後の再使用性や、津波の繰返し作用を想定し、止水性の維持を考慮して、貫通部止水処置が健全性を維持することとする。

各施設・設備の設計及び評価に使用する津波荷重の設定については、入力津波が有する数値計算上の不確かさ及び各施設・設備の機能損傷モードに対応した荷重の算定過程に介在する不確かさを考慮する。

入力津波が有する数値計算上の不確かさの考慮に当たっては、各施設・設備の設置位置で算定された津波の高さを安全側に評価して入力津波を設定することで、不確かさを考慮する。

各施設・設備の機能損傷モードに対応した荷重の算定過程に介在する不確かさの考慮に当たっては、入力津波の荷重因子である浸水高、速度、津波波力等を安全側に評価することで、不確かさを考慮し、荷重設定に考慮している余裕の程度を検討する。

津波波力の算定においては、津波波力算定式等、幅広く知見を踏まえて、十分な余裕を考慮する。

漂流物の衝突による荷重の評価に際しては、津波の流速による衝突速度の設定における不確実性を考慮し、流速について十分な余裕を考慮する。

津波防護施設、浸水防止設備及び津波監視設備の設計において、基準津波の波源の活動に伴い発生する可能性がある余震（地震）についてそのハザードを評価し、その活動に伴い発生する余震による荷重を設定する。余震荷重については、基準津波の継続時間のうち最大水位変化を生起する時間帯を踏まえ過去の地震データを抽出・整理することにより余震の規模を想定し、余震としてのハザードを考慮した安全側の評価として、この余震規模から求めた地震動に対して全ての周期で上回る地震動を弾性設計用地震動の中から設定する。

防潮堤及び防潮扉配置図を第 10.6-1 図に示す。

主要設備の概念図を第 10.6-2 図～第 10.6-17 図に示す。

10.6.1.2.4 主要設備の仕様

浸水防護設備の主要機器仕様を第 10.6-1 表に示す。

10.6.1.2.5 試験検査

「10.6.1.1 設計基準対象施設」に同じ。

10.6.1.2.6 手順等

津波に対する防護については、津波による影響評価を行い、重大事故等対処施設の津波防護対象設備が基準津波によりその安全機能を損なわないよう手順を定める。

- (1) 防潮扉については、原則閉運用とするが、開放後の確実な閉操作、中央制御室における閉止状態の確認、閉止されていない状態が確認された場合の閉止操作の手順を定める。
- (2) 放水路ゲートについては、発電所を含む地域に大津波警報が発表された場合、循環水ポンプ及び補機冷却系海水系ポンプの停止（プラント停止）並びに放水路ゲート閉止の操作手順を定める。
- (3) 水密扉については、開放後の確実な閉止操作、中央制御室における閉止状態の確認、閉止されていない状態が確認された場合の閉止操作の手順を定める。
- (4) 引き波時の非常用海水ポンプの取水性確保を目的として、循環水ポンプ及び補機冷却系海水系ポンプについては、取水ピットの水位低下時又は発電所を含む地域に大津波警報が発表された場合、停止する操作手順

を定める。

- (5) 燃料等輸送船に関し、津波警報等が発表された場合において、荷役作業を中断し、陸側作業員及び輸送物を退避させるとともに、緊急離岸する船側と退避状況に関する情報連絡を行う手順を定める。また、その他の浚渫船、貨物船等の港湾内に停泊する船舶に対しても、津波警報等が発表された場合において、作業を中断し、陸側作業員及び輸送物を退避させるとともに、緊急離岸する船側と退避状況に関する情報連絡を行う手順を定める。
- (6) 津波・構内監視カメラ、取水ピット水位計及び潮位計による津波襲来の監視及び漂流物影響を考慮した運用手順を定める。
- (7) 隣接事業所における仮設備、資機材等の設置状況の変化を把握するため、隣接事業所との合意文書に基づき、情報を入手して設置状況を確認する手順を定める。さらに、従前の評価結果に包絡されない場合は、仮設備、資機材等が漂流物となる可能性、非常用海水ポンプの取水性並びに津波防護施設及び浸水防止設備の健全性への影響評価を行い、影響がある場合は漂流物対策を実施する。
- (8) 津波防護施設、浸水防止設備及び津波監視設備については、各施設及び設備に要求される機能を維持するため、適切な保守管理を行うとともに、故障時においては補修を行う。
- (9) 津波防護に係る手順に関する教育並びに津波防護施設、浸水防止設備及び津波監視設備の保守管理に関する教育を定期的実施する。

10.6.1.3 敷地に遡上する津波に対する重大事故等対処施設

10.6.1.3.1 概要

敷地に遡上する津波に対する発電用原子炉施設の耐津波設計については、

「重大事故等対処施設は、敷地に遡上する津波に対して重大事故等に対処するために必要な機能が損なわれるおそれがないものでなければならない。」ことを目的として、敷地に遡上する津波に対する防護対象設備を内包する建屋及び区画への敷地に遡上する津波の流入防止、敷地に遡上する津波に対して重大事故等に対処するために必要な機能への漏水による影響防止及び水位低下による影響防止を考慮した津波防護対策を講じる。

津波から防護する設備は、敷地に遡上する津波に対して重大事故等に対処するために必要な機能を有する重大事故等対処施設（津波防護施設、浸水防止設備及び津波監視設備を除く。）（以下 10.6.1.3 において「敷地に遡上する津波に対する防護対象設備」という。）とする。

津波の敷地への流入防止は、敷地に遡上する津波に対する防護対象設備（貯留堰及び取水構造物を除く。）を内包する建屋及び区画の境界において、敷地に遡上する津波による遡上波の流入防止対策並びに取水路、放水路等の経路からの流入の防止対策を講じる。

漏水による敷地に遡上する津波に対して重大事故等に対処するために必要な機能への影響防止は、地上部及び取水・放水施設、地下部等において、漏水の可能性を考慮の上、漏水による浸水範囲を限定して、敷地に遡上する津波に対して重大事故等に対処するために必要な機能への影響を防止する対策を講じる。

内郭防護として、上記 2 つの対策のほか、敷地に遡上する津波に対する防護対象設備（貯留堰及び取水構造物を除く。）を内包する建屋及び区画のうち、原子炉建屋、、常設低圧代替注水系格納槽、緊急用海水ポンプピット及びにおいて、浸水防護をすることにより津波による影響等から隔離する対策を講じる。

水位低下による敷地に遡上する津波に対して重大事故等に対処するために

必要な機能への影響防止は、水位変動に伴う取水性低下による敷地に遡上する津波に対して重大事故等に対処するために必要な機能への影響を防止する対策を講じる。

10.6.1.3.2 設計方針

重大事故等対処施設は、敷地に遡上する津波に対して重大事故等に対処するために必要な機能が損なわれるおそれがない設計とする。

耐津波設計に当たっては、以下の方針とする。

- (1) 敷地に遡上する津波に対する防護対象設備（貯留堰及び取水構造物を除く。）を内包する建屋及び区画の境界において、敷地に遡上する津波による遡上波を地上部から建屋及び区画内に流入させない設計とする。

また、取水路、放水路等の経路から敷地に遡上する津波に対する防護対象設備（貯留堰及び取水構造物を除く。）を内包する建屋及び区画内に流入させない設計とする。具体的な設計内容を以下に示す。

- a. 敷地に遡上する津波に対する防護対象設備（貯留堰及び取水構造物を除く。）を内包する建屋及び区画は、敷地に遡上する津波による遡上波が到達するため、津波防護施設及び浸水防止設備を設置し、敷地に遡上する津波による遡上波を地上部から流入させない設計とする。

重大事故等対処施設の津波防護対象設備を内包する建屋及び区画のうち、常設代替高圧電源装置置場（西側淡水貯水設備、高所東側接続口及び高所西側接続口含む。）、軽油貯蔵タンク、緊急時対策所建屋、可搬型重大事故等対処設備保管場所（西側）及び可搬型重大事故等対処設備保管場所（南側）については敷地に遡上する津波が到達しない十分高い場所に設置する。

- b. 上記 a. の遡上波については、敷地及び敷地周辺の地形及びその標高、

河川等の存在並びに地震による広域的な隆起・沈降を考慮した上で、防潮堤を超えて防潮堤内側に流入する津波の遡上による影響を検討する。

また、地震による変状又は繰返し襲来する津波による洗掘・堆積により地形又は河川流路の変化等が考えられる場合は、敷地への遡上経路に及ぼす影響を検討する。

c. 取水路、放水路等の経路から、敷地に遡上する津波が流入する可能性について検討した上で、流入の可能性のある経路（扉、開口部、貫通口等）を特定し、必要に応じ浸水対策を施すことにより、津波の流入を防止する設計とする。

(2) 地上部、取水・放水施設、地下部等において、漏水する可能性を考慮の上、漏水による浸水範囲を限定して、敷地に遡上する津波に対して重大事故等に対処するために必要な機能への影響を防止する設計とする。具体的な設計内容を以下に示す。

a. 地上部からの津波の到達、取水・放水設備の構造上の特徴等を考慮して、地上部、取水・放水施設、地下部等における漏水の可能性を検討した上で、漏水が継続することによる浸水範囲を想定（以下 10.6.1.3 において「浸水想定範囲」という。）するとともに、同範囲の境界において浸水の可能性のある経路及び浸水口（扉、開口部、貫通口等）を特定し、浸水防止設備を設置することにより浸水範囲を限定する設計とする。

b. 浸水想定範囲及びその周辺に敷地に遡上する津波に対する防護対象設備（貯留堰及び取水構造物を除く。）がある場合は、防水区画化するとともに、必要に応じて浸水量評価を実施し、敷地に遡上する津波に対して重大事故等に対処するために必要な機能への影響がないことを確認する。

c. 浸水想定範囲における長期間の冠水が想定される場合は、必要に応じ

排水設備を設置する。

- (3) 上記(1)及び(2)に規定するもののほか、敷地に遡上する津波に対する防護対象設備（貯留堰及び取水構造物を除く。）を内包する建屋及び区画については、浸水対策を行うことにより敷地に遡上する津波による影響等から隔離する。そのため、浸水防護重点化範囲を明確化するとともに、敷地に遡上する津波の到達及び敷地に遡上する津波による溢水を考慮した浸水範囲及び浸水量を保守的に想定した上で、浸水防護重点化範囲への浸水の可能性のある経路及び浸水口（扉，開口部，貫通口等）を特定し、それらに対して必要に応じ浸水対策を施す設計とする。
- (4) 水位変動に伴う取水性低下による敷地に遡上する津波に対して重大事故等に対処するために必要な機能への影響を防止する。そのため、緊急用海水ポンプについては、敷地に遡上する津波による水位の低下に対して、緊急用海水ポンプが機能保持でき、かつ、残留熱除去系等の冷却に必要な海水が確保できる設計とする。また、敷地に遡上する津波による水位変動に伴う砂の移動・堆積及び漂流物に対してS A用海水ピット取水塔，海水引込み管，S A用海水ピット，緊急用海水取水管及び緊急用海水ピットの通水性が確保でき、かつ，S A用海水ピット取水塔からの砂の混入に対して緊急用海水ポンプが機能保持できる設計とする。
- (5) 津波防護施設及び浸水防止設備については、入力津波（施設の津波に対する設計を行うために、津波の伝播特性，浸水経路及び防潮堤内の浸水深並びに地震の影響による溢水等を考慮して，それぞれの施設に対して設定するものをいう。以下 10.6.1.3 において同じ。）に対して津波防護機能及び浸水防止機能が保持できる設計とする。また，津波監視設備については，入力津波に対して津波監視機能が保持できる設計とする。具体的な設計内容を以下に示す。

a. 「津波防護施設」は、放水路ゲート、構内排水路逆流防止設備並びに貯留堰とする。

「浸水防止設備」は、取水路点検用開口部浸水防止蓋、海水ポンプグラウンドドレン排出口逆止弁、取水ピット空気抜き配管逆止弁、放水路ゲート点検用開口部浸水防止蓋、SA用海水ピット開口部浸水防止蓋、緊急用海水ポンプピット点検用開口部浸水防止蓋、緊急用海水ポンプグラウンドドレン排出口逆止弁、緊急用海水ポンプ室床ドレン排出口逆止弁、緊急用海水ポンプ点検用開口部浸水防止蓋、緊急用海水ポンプ室人員用開口部浸水防止蓋、常設低圧代替注水系格納槽点検用水密ハッチ、常設低圧代替注水系格納槽可搬型ポンプ用水密ハッチ、常設代替高圧電源装置用カルバート [] 水密扉、原子炉建屋原子炉棟水密扉、原子炉建屋付属棟北側水密扉 1、原子炉建屋付属棟北側水密扉 2、原子炉建屋付属棟東側水密扉、原子炉建屋付属棟南側水密扉、原子炉建屋付属棟西側水密扉、 [] 人員用水密扉、 [] [] 西側水密扉、防潮堤及び防潮扉の地下部の貫通部（以下 10.6.1.3 において「防潮堤及び防潮扉下部貫通部」という。）止水処置、原子炉建屋境界貫通部止水処置、 [] [] 貫通部止水処置及び [] 貫通部止水処置とする。

「津波監視設備」は、津波・構内監視カメラ及び潮位計とする。

(15) [] 人員用水密扉

[] 人員用開口部から []
[] 内に敷地に遡上する津波及び溢水が流入することを防止し、敷地に遡上する津波に対する防護対象設備（貯留堰及び取水構造物を除く。）が機能喪失することのない設計とするため、[] 人員用開口部に水密扉を設置する。

[] 人員用水密扉の設計においては、基準地震動 S_s による地震力に対して浸水防止機能が十分に保持できるように設計する。

敷地に遡上する津波の地上部からの流入に対する入力津波については、[] 近傍に設定した評価点において、遡上解析結果を基に保守的に設定した浸水深に、地震に伴い発生する屋外タンクからの溢水による浸水深の重畳を考慮する。また、その他自然条件（積雪、風荷重等）及び余震荷重を考慮した場合において、浸水防止機能が十分に保持できる設計とする。

敷地に遡上する津波の防潮堤内側への流入に伴い原子炉建屋外壁まで漂流物が到達する可能性があることから、原子炉建屋外壁に到達する可能性のある漂流物のうち最も重量のある漂流物を選定した上で漂流物衝突荷重として考慮する。

(16) [] 西側水密扉

設備仕様、耐震設計及び地震（余震）との組合せについては、「10.6.1.2 重大事故等対処施設 10.6.1.2.3 主要設備」に同じ。

(17) 緊急用海水ポンプ点検用開口部浸水防止蓋及び緊急用海水ポンプ室人員用開口部浸水防止蓋

緊急用海水ポンプ点検用開口部及び緊急用海水ポンプ室人員用開口部から緊急用海水ポンプピット内に敷地に遡上する津波及び溢水が流入することを防止し、敷地に遡上する津波に対する防護対象設備（貯留堰及び取水構造物を除く。）が機能喪失することのない設計とするため、緊急用海水ポンプ点検用開口部及び緊急用海水ポンプ室人員用開口部に浸水防止蓋を設置する。

緊急用海水ポンプ点検用開口部浸水防止蓋及び緊急用海水ポンプ室人員用開口部浸水防止蓋の設計においては、基準地震動 S_s による地震力に対して浸水防止機能が十分に保持できるように設計する。

敷地に遡上する津波の地上部からの流入に対する入力津波については、近傍に設定した評価点において、遡上解析結果を基に保守的に設定した浸水深に、地震に伴い発生する屋外タンクからの溢水による浸水深の重畳を考慮する。また、その他自然条件（積雪、風荷重等）及び余震荷重を考慮した場合において、浸水防止機能が十分に保持できる設計とする。

(18) 常設低圧代替注水系格納槽点検用開口部水密ハッチ及び常設低圧代替注水系格納槽可搬型ポンプ用開口部水密ハッチ

常設低圧代替注水系格納槽点検用開口部及び常設低圧代替注水系格納槽可搬型ポンプ用開口部から常設低圧代替注水系格納槽内に敷地に遡上する津波及び溢水が流入することを防止し、敷地に遡上する津波に対する防護対象設備（貯留堰及び取水構造物を除く。）が機能喪失することのない設計とするため、常設低圧代替注水系格納槽点検用開口部及び常設低圧代替注水系格納槽可搬型ポンプ用開口部に水密ハッチを設置する。

常設低圧代替注水系格納槽点検用開口部水密ハッチ及び常設低圧代替注水系格納槽可搬型ポンプ用開口部水密ハッチの設計においては、基準地震

動 S_s による地震力に対して浸水防止機能が十分に保持できるように設計する。

敷地に遡上する津波の地上部からの流入に対する入力津波については、常設低圧代替注水系格納槽近傍に設定した評価点において、遡上解析結果を基に保守的に設定した浸水深に、地震に伴い発生する屋外タンクからの溢水による浸水深の重畳を考慮する。また、その他自然条件（積雪、風荷重等）及び余震荷重を考慮した場合において、浸水防止機能が十分に保持できる設計とする。

(19) 常設代替高圧電源装置カルバート（) 水密扉

地上部の開口部（扉）から に敷地に遡上する津波及び溢水が流入することを防止し、敷地に遡上する津波に対する防護対象設備（貯留堰及び取水構造物を除く。）が機能喪失することのない設計とするため、 地上部の開口部に水密扉を設置する。

常設代替高圧電源装置カルバート（) 水密扉の設計においては、基準地震動 S_s による地震力に対して浸水防止機能が十分に保持できるように設計する。

敷地に遡上する津波の地上部からの流入に対する入力津波については、 近傍に設定した評価点において、遡上解析結果を基に保守的に設定した浸水深に、地震に伴い発生する屋外タンクからの溢水による浸水深の重畳を考慮する。また、その他自然条件（積雪、風荷重等）及び余震荷重を考慮した場合において、浸水防止機能が十分に保持できる設計とする。

敷地に遡上する津波の防潮堤内側への流入に伴い の外壁まで漂流物が到達する可能性があることから、

の外壁に到達する可能性のある漂流物のうち最も重量のある漂流物を選定した上で漂流物衝突荷重として考慮する。

(20) 防潮堤及び防潮扉下部貫通部止水処置

設備仕様，耐震設計及び地震（余震）との組合せについては，「10.6.1.2 重大事故等対処施設 10.6.1.2.3 主要設備」に同じ。

敷地に遡上する津波に対する入力津波については，防潮堤前面における T. P. +24m の津波を基に設定する。

(21) 海水ポンプ室貫通部止水処置

設備仕様については，「10.6.1.2 重大事故等対処施設 10.6.1.2.3 主要設備」に同じ。

なお，敷地に遡上する津波においては，海水ポンプ室に津波が流入する前提であり非常用海水ポンプが機能喪失することから，海水ポンプ室貫通部止水処置の機能には期待しない。

(22) 原子炉建屋境界貫通部止水処置

原子炉建屋地下階の貫通部の設備仕様，耐震設計及び地震（余震）との組合せについては，「10.6.1.2 重大事故等対処施設 10.6.1.2.3 主要設備」に同じ。

原子炉建屋1階外壁の配管等の貫通部については，外壁の扉等の開口部から原子炉建屋内に敷地に遡上する津波及び溢水が地上部から流入することを防止するため，原子炉建屋1階外壁の敷地に遡上する津波が到達する高さに設置される配管等の貫通部に止水処置を実施する。

また，敷地に遡上する津波が，屋外二重管を通じて浸水防護重点化範囲に流入することを防止し，敷地に遡上する津波に対する防護対象設備（貯留堰及び取水構造物を除く。）が機能喪失することのない設計とするため，屋外二重管に内包する非常用海水配管の原子炉建屋貫通部に止水処置を実

施する。

原子炉建屋境界貫通部止水処置の設計においては、基準地震動 S_s による地震力に対して浸水防止機能が十分に保持できるように設計する。

敷地に遡上する津波の地上部からの流入に対する入力津波については、原子炉建屋近傍に設定した評価点において、遡上解析結果を基に保守的に設定した浸水深に、地震に伴い発生する屋外タンクからの溢水による浸水深の重畳を考慮する。また、余震荷重を考慮した場合において、浸水防止機能が十分に保持できる設計とする。

(23) [] 貫通部止水処置

[] 地上部の外壁の配管等の貫通部については、貫通部から [] 内に敷地に遡上する津波及び溢水が地上部から流入することを防止するため、[] 地上部の外壁の敷地に遡上する津波が到達する高さに設置される配管等の貫通部に止水処置を実施する。

[] 貫通部止水処置の設計においては、基準地震動 S_s による地震力に対して浸水防止機能が十分に保持できるように設計する。

敷地に遡上する津波の地上部からの流入に対する入力津波については、[] 近傍に設定した評価点において、遡上解析結果を基に保守的に設定した浸水深に、地震に伴い発生する屋外タンクからの溢水による浸水深の重畳を考慮する。また、余震荷重を考慮した場合において、浸水防止機能が十分に保持できる設計とする。

(24) [] 貫通部止水処置

[] 地下部の外壁の配管等の貫通部の設備仕様、耐震設計及び地震（余震）との組合せについては、「10.6.1.2 重大事故

等対処施設 10.6.1.2.3 主要設備」に同じ。

地上部の外壁の配管等の貫通部については、貫通部から内に敷地に遡上する津波及び溢水が地上部から流入することを防止するため、地上部の外壁の敷地に遡上する津波が到達する高さに設置される配管等の貫通部に止水処置を実施する。

貫通部止水処置の設計においては、基準地震動 S_s による地震力に対して浸水防止機能が十分に保持できるように設計する。

敷地に遡上する津波の地上部からの流入に対する入力津波については、近傍に設定した評価点において、遡上解析結果を基に保守的に設定した浸水深に、地震に伴い発生する屋外タンクからの溢水による浸水深の重畳を考慮する。また、余震荷重を考慮した場合において、浸水防止機能が十分に保持できる設計とする。

上記(1)については、地震後の再使用性及び敷地に遡上する津波の第1波の越流後における再使用性を考慮し、当該構造物全体の変形能力に対して十分な余裕を有するよう、おおむね弾性状態を維持する設計とする。また止水性を維持し、第2波以降の繰り返しの津波に対してもおおむね弾性状態を維持する設計とする。

上記(2)～(19)の各施設・設備における許容限界は、地震後、津波後の再使用性や、津波の繰り返し作用を想定し、止水性の面も踏まえることにより、当該構造物全体の変形能力に対して十分な余裕を有するよう、各施設・設備を構成する材料が弾性域内に収まることを基本とする。

上記(20)～(24)の貫通部止水処置については、地震後及び津波後の再使

用性や、津波の繰返し作用を想定し、止水性の維持を考慮して、貫通部止水処置が健全性を保持することとする。

上記(3)の構内排水路逆流防止設備については、排水中のゴミ等の詰まりにより閉止状態が阻害されていないことを日常の外観点検で確認する。また、防潮堤フラップゲートについてもゴミ等の詰まりにより閉止状態が阻害されていないことを日常の外観点検で確認する。

各施設・設備の設計及び評価に使用する津波荷重の設定については、入力津波が有する数値計算上の不確かさ及び各施設・設備の機能損傷モードに対応した荷重の算定過程に介在する不確かさを考慮する。

入力津波が有する数値計算上の不確かさの考慮に当たっては、各施設・設備の設置位置で算定された津波の高さを安全側に評価して入力津波を設定することで、不確かさを考慮する。

各施設・設備の機能損傷モードに対応した荷重の算定過程に介在する不確かさの考慮に当たっては、入力津波の荷重因子である浸水高及び流速を把握し津波波力等を安全側に評価することで、不確かさを考慮し、荷重設定に考慮している余裕の程度を検討する。

津波波力の算定においては、津波波力算定式等、幅広く知見を踏まえて、十分な余裕を考慮する。

漂流物の衝突による荷重の評価に際しては、津波の流速による衝突速度の設定における不確実性を考慮し、流速について十分な余裕を考慮する。

津波防護施設、浸水防止設備及び津波監視設備の設計において、敷地に遡上する津波の策定位置である基準津波の波源の活動に伴い発生する可能性がある余震（地震）についてそのハザードを評価し、その活動に伴い発生する余震による荷重を設定する。余震荷重については、敷地に遡上する津波の継続時間のうち最大水位変化を生起する時間帯を踏まえ過去の地震

データを抽出・整理することにより余震の規模を想定し，余震としてのハザードを考慮した安全側の評価として，この余震規模から求めた地震動に対して全ての周期で上回る地震動を弾性設計用地震動の中から設定する。

主要設備の概念図を第 10.6-1 図～第 10.6-23 図に示す。

10.6.1.3.4 主要仕様

主要設備の仕様を第 10.6-1 表に示す。

10.6.1.3.5 試験検査

津波防護施設，浸水防止設備及び津波監視設備は，健全性及び性能を確認するため，原子炉の運転中又は停止中に試験又は検査を実施する。

10.6.1.3.6 手順等

「10.6.1.2 重大事故等対処施設」に同じ。

10.6.1.4 特定重大事故等対処施設

10.6.1.4.1 概要

発電用原子炉施設の耐津波設計については，「特定重大事故等対処施設は，基準津波に対して，原子炉建屋への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムに対してその重大事故等に対処するために必要な機能が損なわれるおそれがないものでなければならない」ことを目的として，津波の敷地への流入防止，津波防護の多重化による原子炉建屋への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムに対してその重大事故等に対処するために必要な機能への影響防止を考慮した津波防護対策を講じる。

津波から防護する設備は，特定重大事故等対処施設（一の施設）（以下

10.6.1.4 において「特定重大事故等対処施設」という。)とする(以下10.6 において「特定重大事故等対処施設の津波防護対象設備」という。))。

津波の敷地への流入防止は、特定重大事故等対処施設の津波防護対象設備を内包する建屋及び区画の設置された敷地において、基準津波による遡上波の地上部からの到達、流入の防止及び取水路、放水路等の経路からの流入の防止対策を講じる。

津波防護の多重化として、上記の対策のほか、特定重大事故等対処施設の津波防護対象設備を内包する建屋及び区画において、浸水防護をすることにより津波による影響等から隔離する対策を講じる。

10.6.1.4.2 設計方針

特定重大事故等対処施設は、基準津波に対して原子炉建屋への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムに対してその重大事故等に対処するために必要な機能が損なわれるおそれがない設計とする。

耐津波設計に当たっては、以下の方針とする。

- (1) 特定重大事故等対処施設の津波防護対象設備を内包する建屋及び区画の設置された敷地において、基準津波による遡上波を地上部から到達又は流入させない設計とする。また、取水路、放水路等の経路から流入させない設計とする。具体的な設計内容を以下に示す。





b. 特定重大事故等対処施設の津波防護対象設備を内包する建屋及び区画は、基準津波による遡上波が地上部から到達又は流入する可能性がある

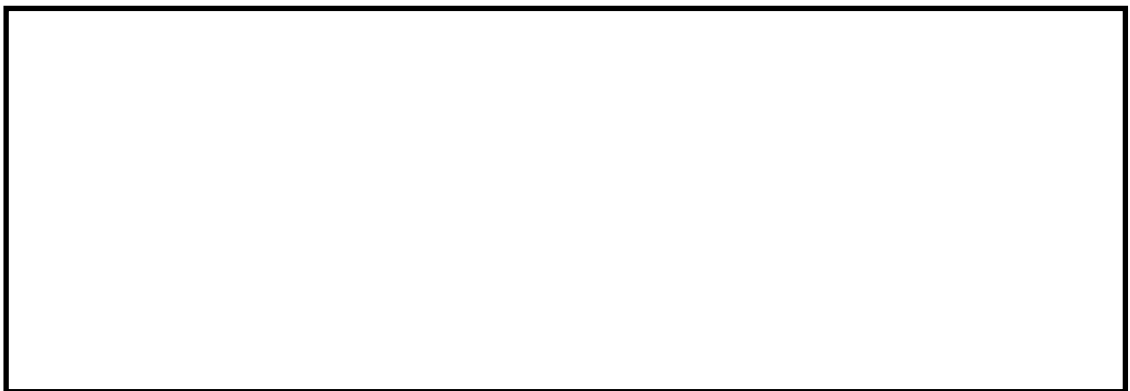
ため、津波防護施設及び浸水防止設備を設置し、基準津波による遡上波を地上部から到達又は流入させない設計とするか、基準津波による遡上波が到達しない十分高い場所に設置する。

c. 上記 b. の津波防護施設及び浸水防止設備による遡上波の到達防止に当たっての検討は、「10.6.1.1 設計基準対象施設」を適用する。

d. 取水路、放水路等の経路から、津波が流入する可能性について検討した上で、津波が流入する可能性のある経路（扉、開口部、貫通口等）を特定し、必要に応じて実施する浸水対策については、「10.6.1.1 設計基準対象施設」を適用する。

(2) 上記(1)に規定するもののほか、特定重大事故等対処施設の津波防護対象設備を内包する建屋及び区画については、浸水防護をすることにより津波による影響等から隔離可能な設計とする。そのため、浸水防護重点化範囲を明確化するとともに、必要に応じて実施する浸水対策については、「10.6.1.1 設計基準対象施設」を適用する。

(3) 津波防護施設、浸水防止設備及び津波監視設備の機能の保持については、「10.6.1.1 設計基準対象施設」を適用する。

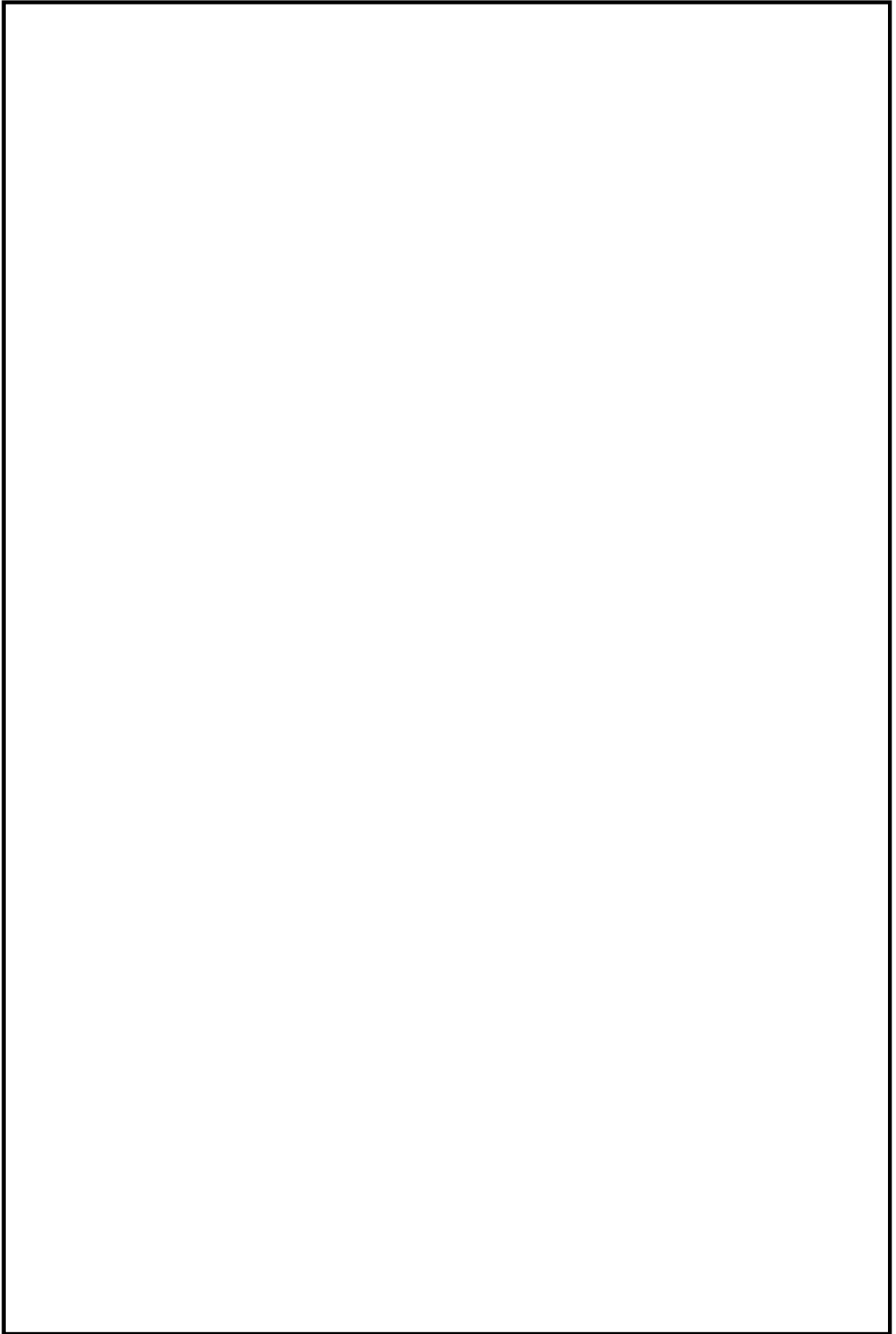


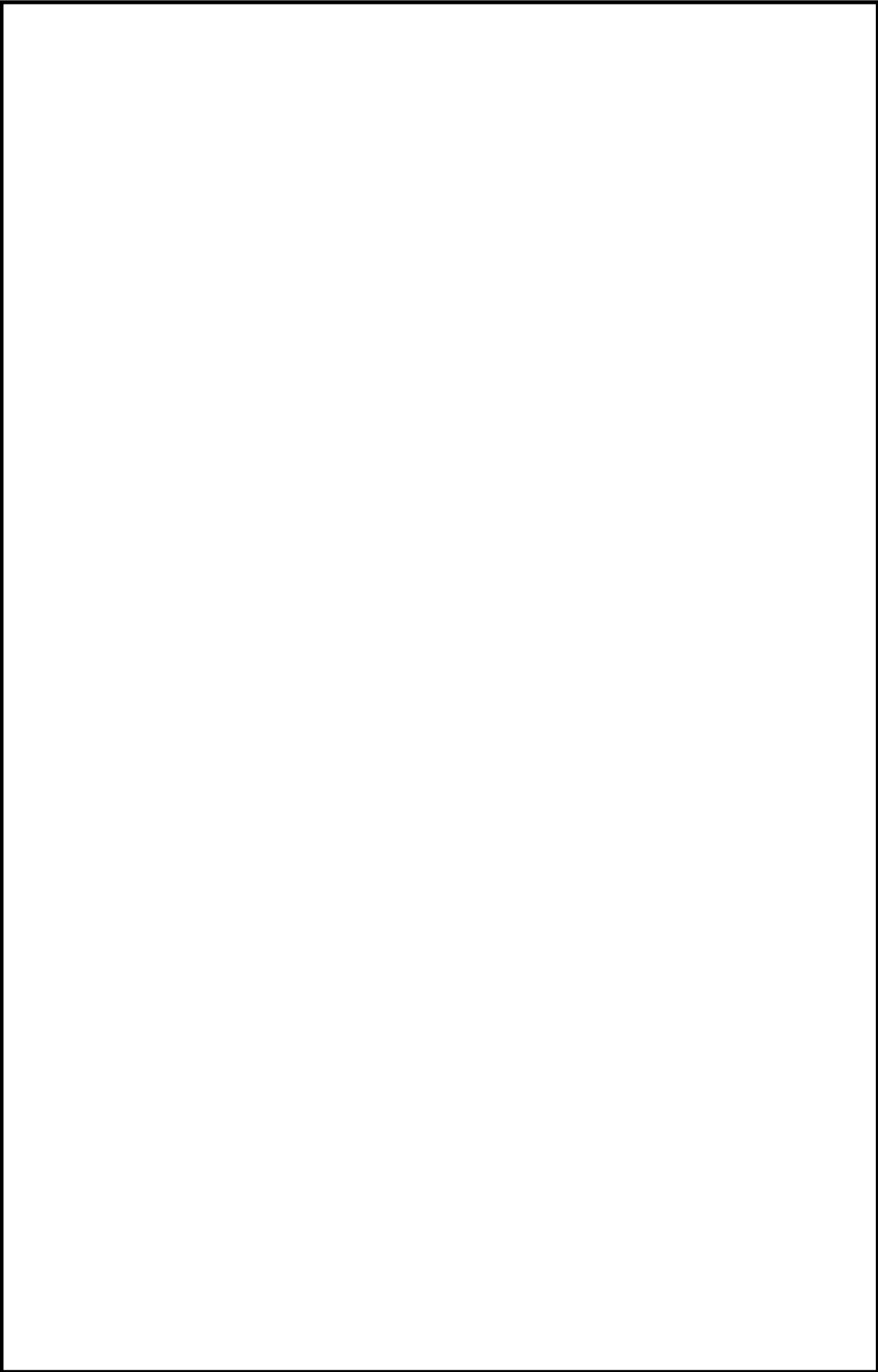
(4) 津波防護施設、浸水防止設備及び津波監視設備の設計に当たっては、「10.6.1.1 設計基準対象施設」を適用する。

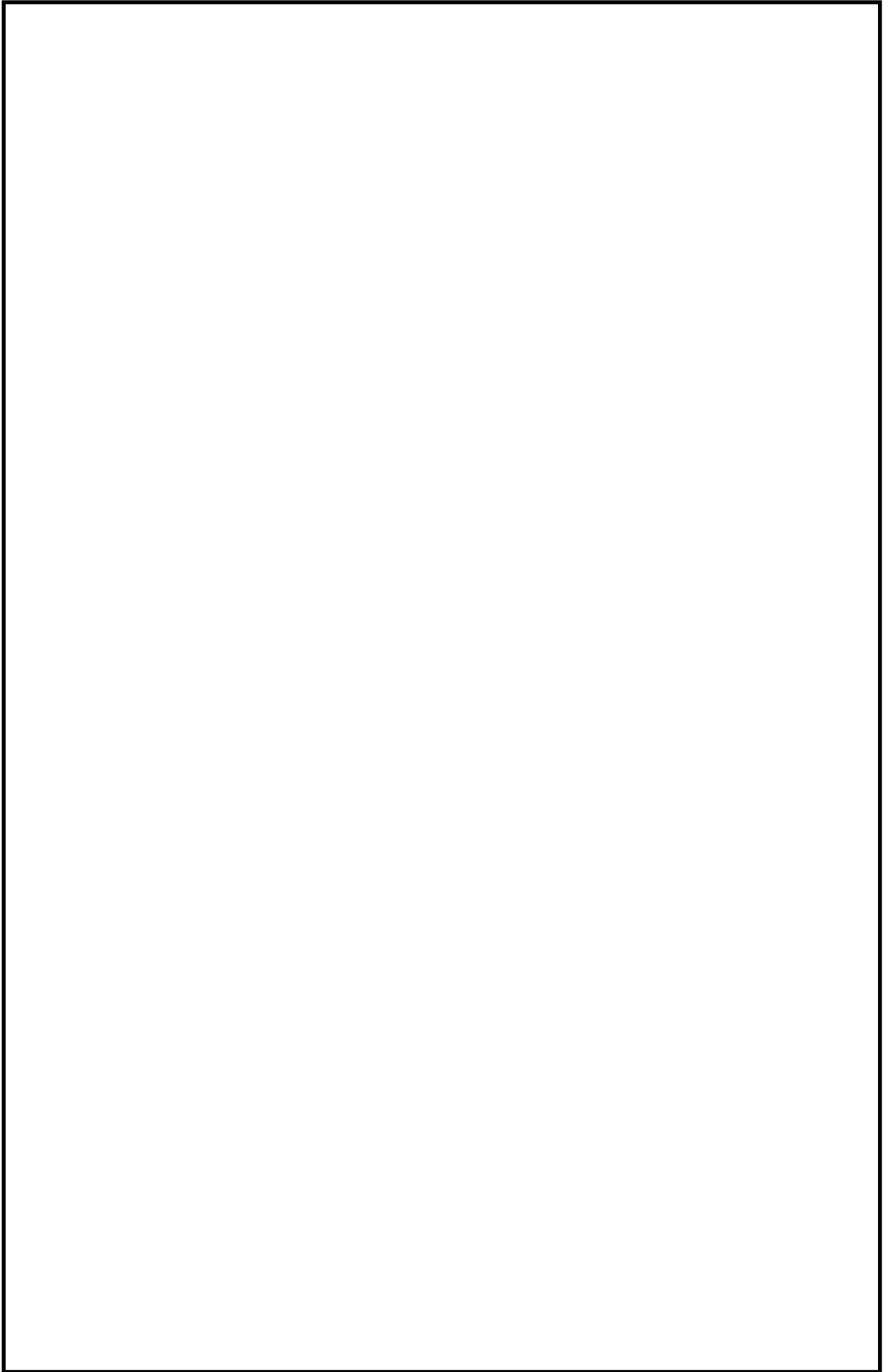


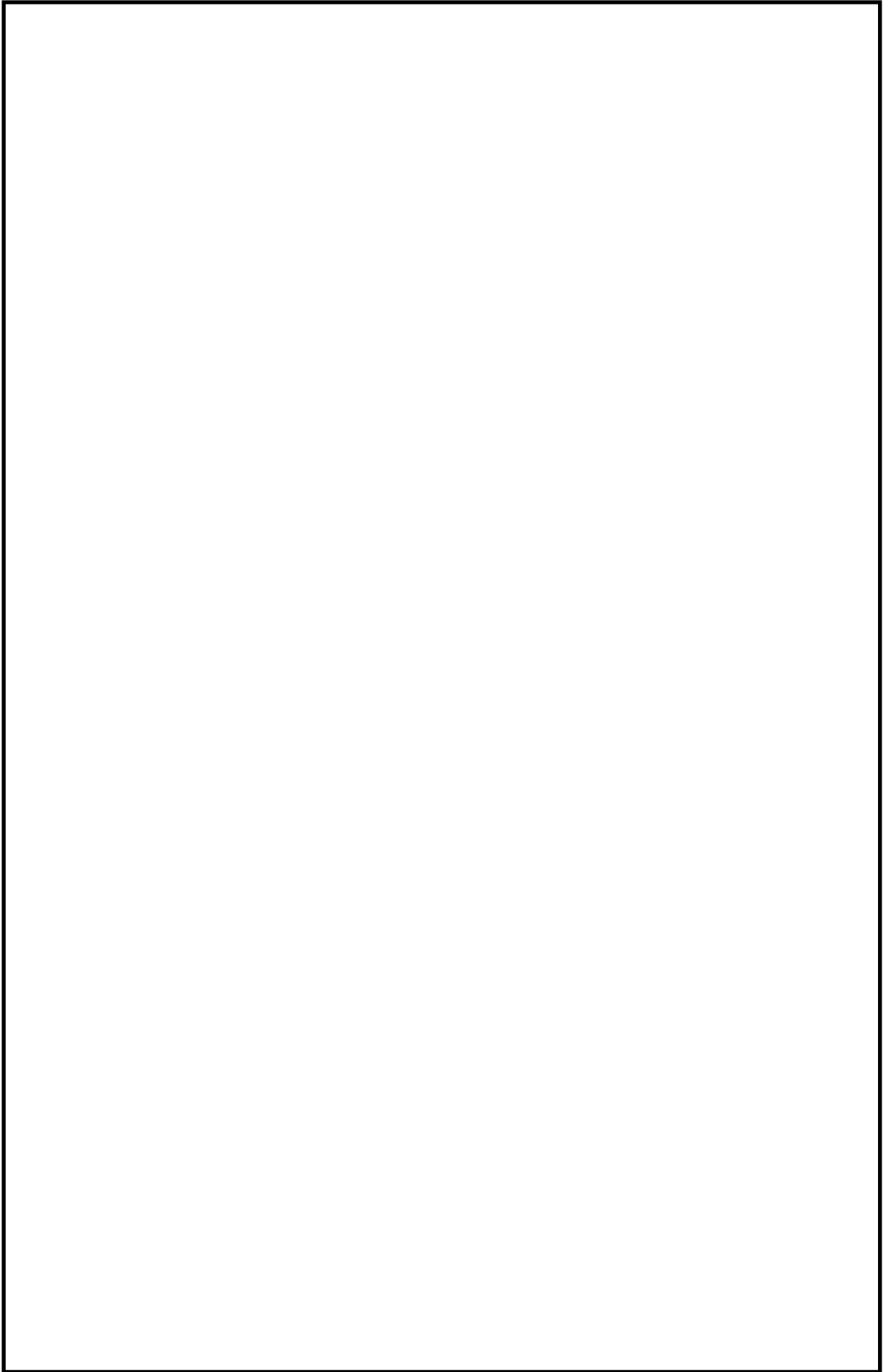


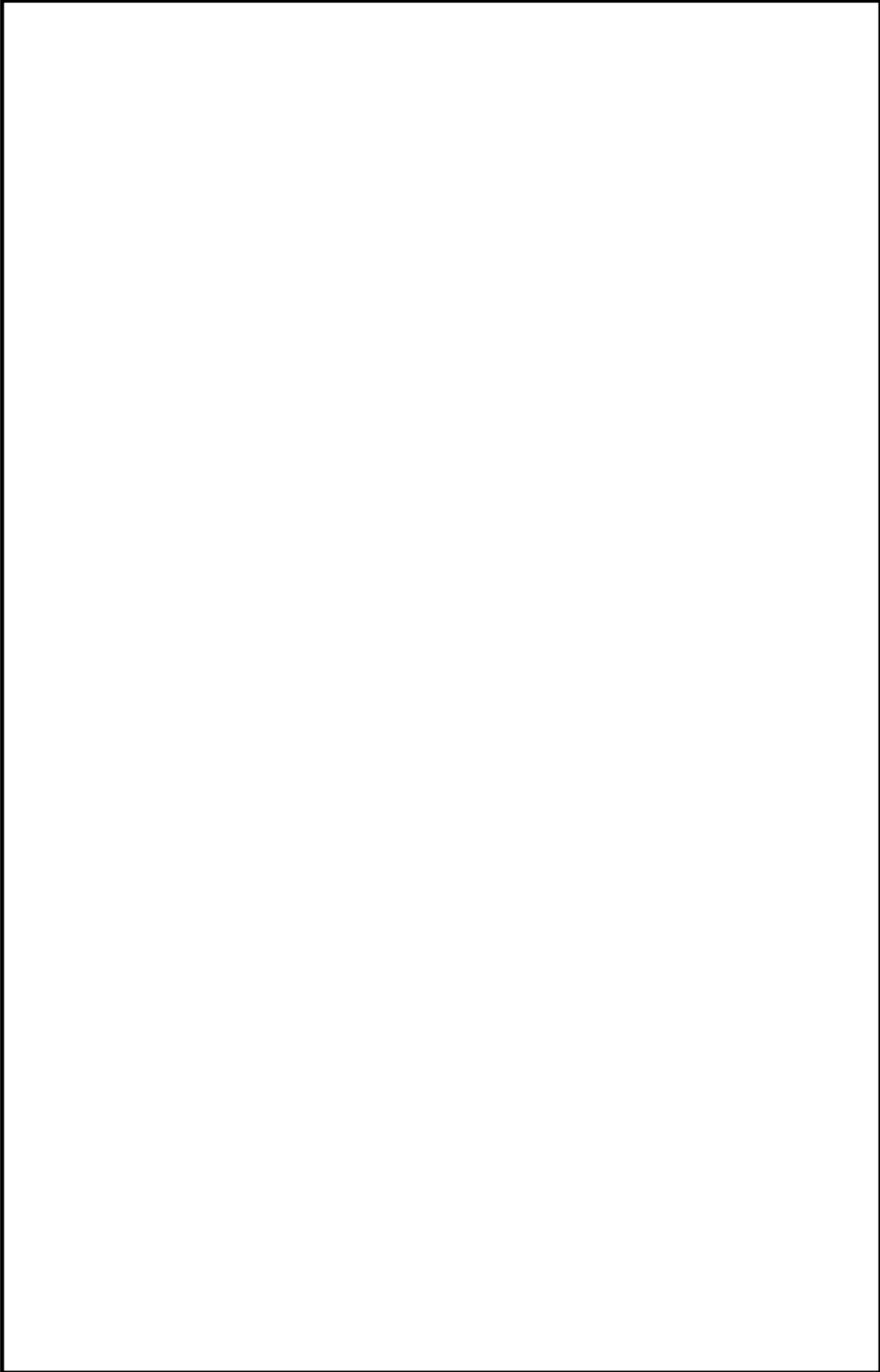
- (5) 津波防護施設，浸水防止設備及び津波監視設備の設計における入力津波の評価に当たっては，「10.6.1.1 設計基準対象施設」を適用する。

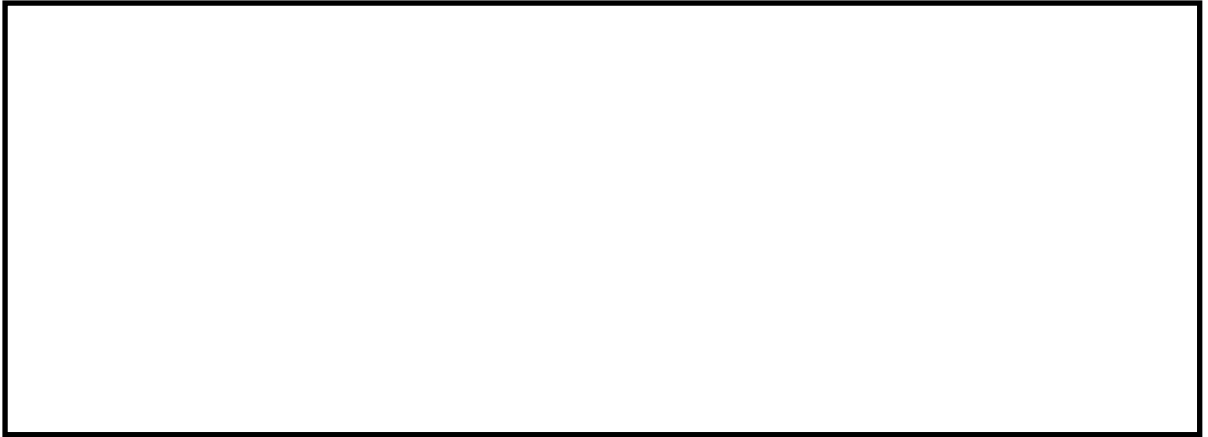






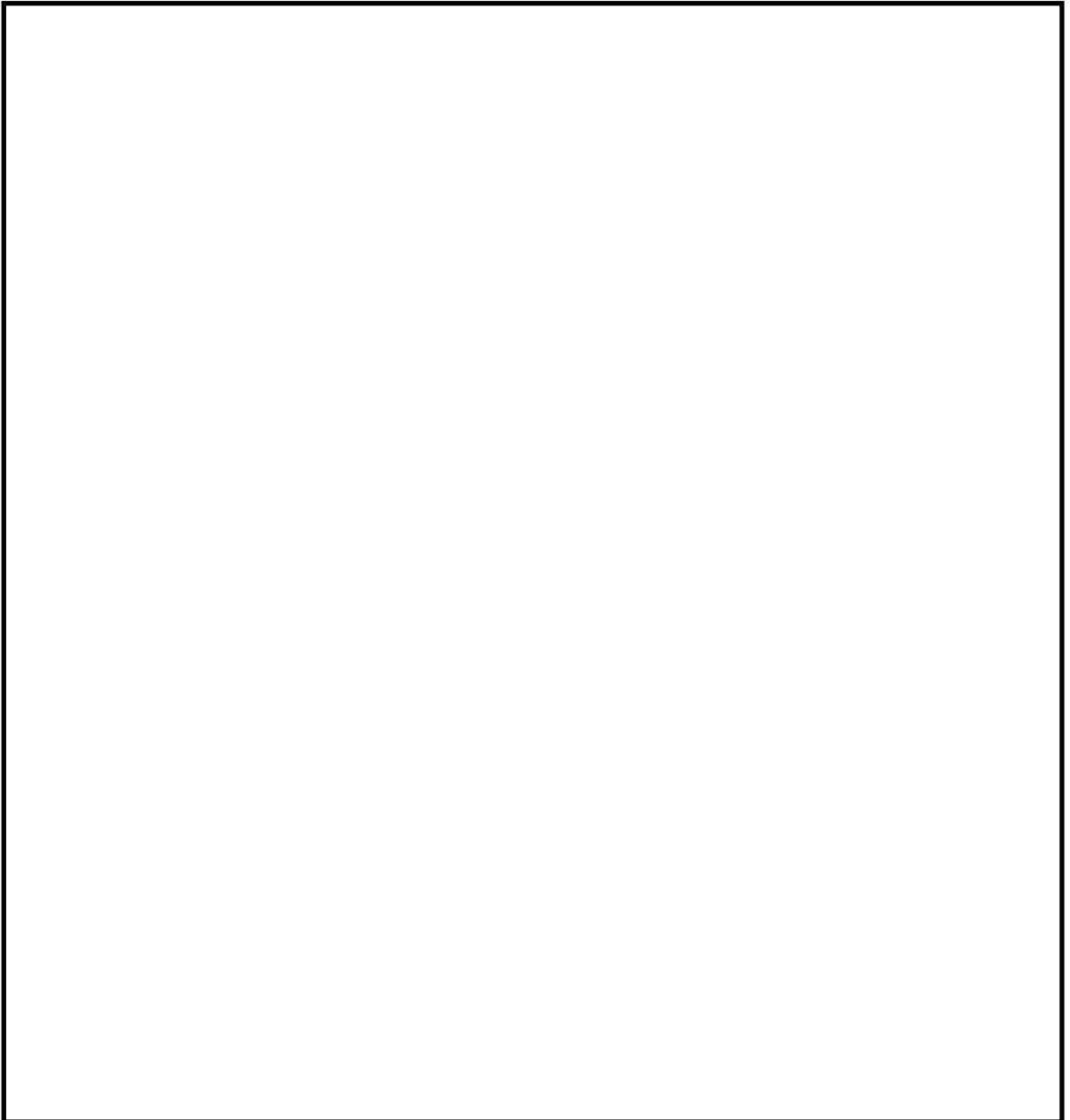


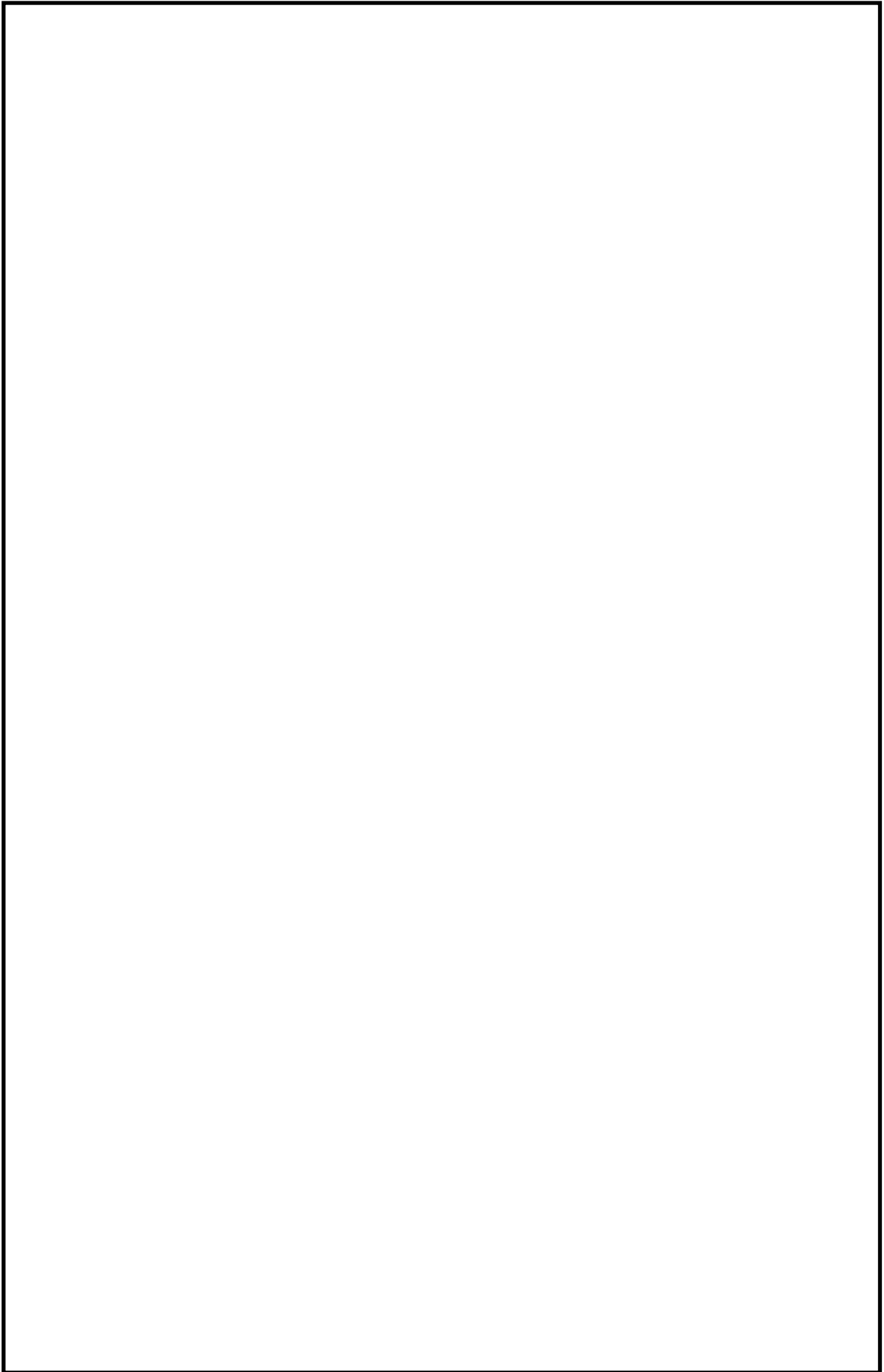


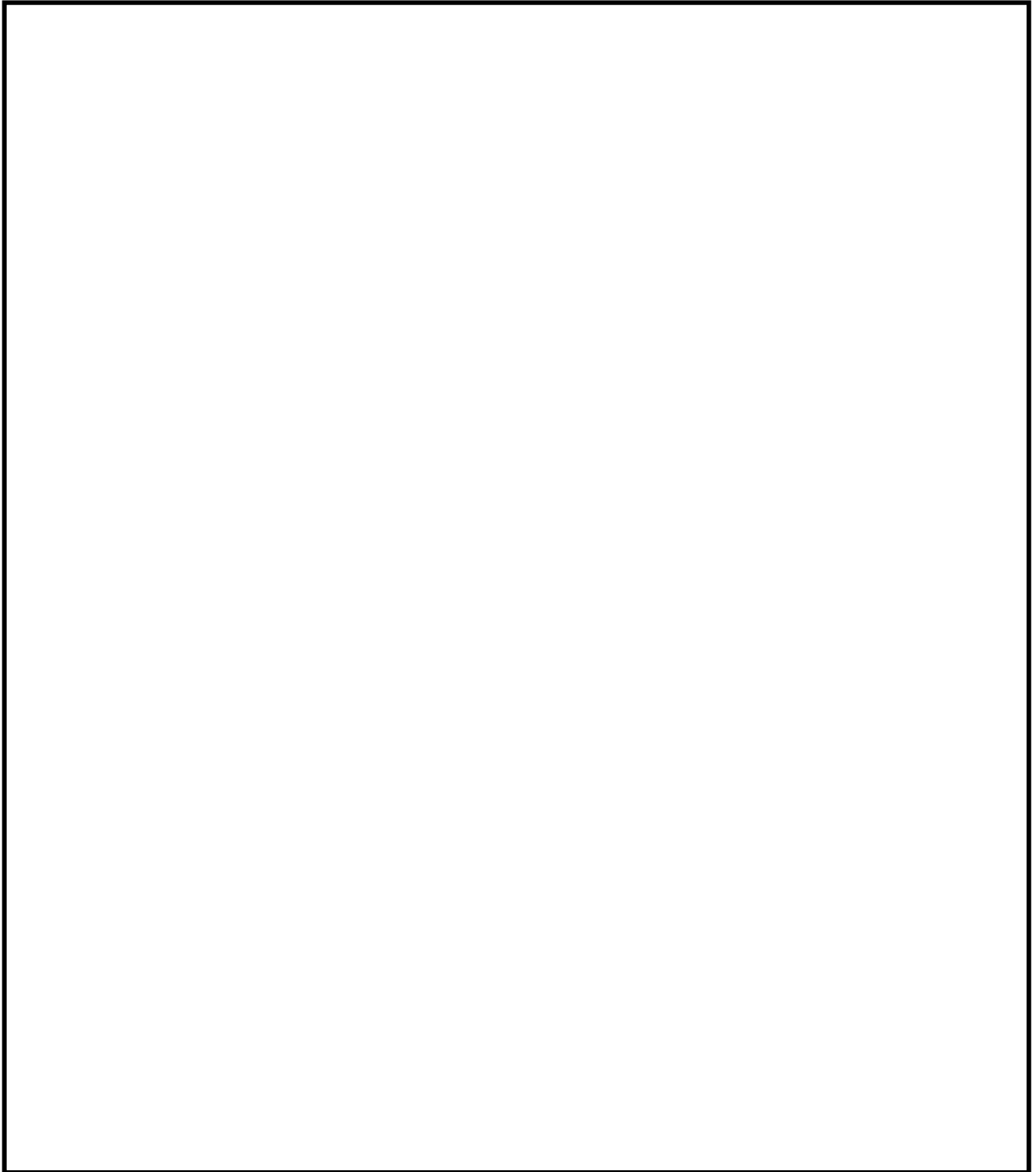


(23) 防潮堤及び防潮扉下部貫通部止水処置

基準津波に対する設計方針は、「10.6.1.1 設計基準対象施設」に同じ。







上記(1)～(22)の各施設・設備における許容限界は、地震後、津波後の再使用性や、津波の繰返し作用を想定し、止水性の面も踏まえることにより、当該構造物全体の変形能力に対して十分な余裕を有するよう、各施設・設備を構成する材料が弾性域内に収まることを基本とする。

上記(23)～(28)の貫通部止水処置については、地震後、津波後の再使用性や、津波の繰返し作用を想定し、止水性の維持を考慮して、貫通部止水処置

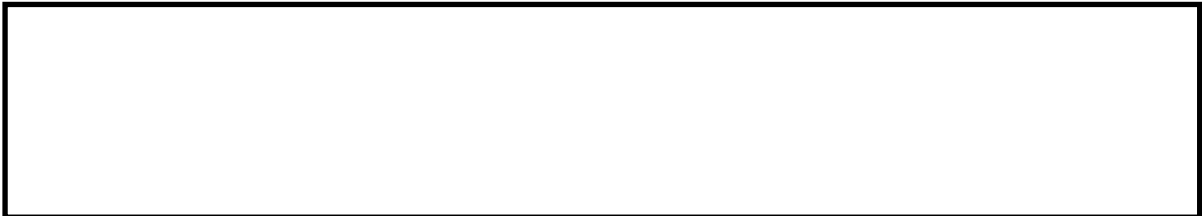
が健全性を維持することとする。

各施設・設備の設計及び評価に使用する津波荷重の設定については、入力津波が有する数値計算上の不確かさ及び各施設・設備の機能損傷モードに対応した荷重の算定過程に介在する不確かさを考慮する。

入力津波が有する数値計算上の不確かさの考慮に当たっては、各施設・設備の設置位置で算定された津波の高さを安全側に評価して入力津波を設定することで、不確かさを考慮する。

各施設・設備の機能損傷モードに対応した荷重の算定過程に介在する不確かさの考慮に当たっては、入力津波の荷重因子である浸水高、速度、津波波力等を安全側に評価することで、不確かさを考慮し、荷重設定に考慮している余裕の程度を検討する。

津波波力の算定においては、津波波力算定式等、幅広く知見を踏まえて、十分な余裕を考慮する。



漂流物の衝突による荷重の評価に際しては、津波の流速による衝突速度の設定における不確実性を考慮し、流速について十分な余裕を考慮する。



津波防護施設、浸水防止設備及び津波監視設備の設計において、基準津波の波源の活動に伴い発生する可能性がある余震（地震）についてそのハザードを評価し、その活動に伴い発生する余震による荷重を設定する。余震荷重については、基準津波の継続時間のうち最大水位変化を生起する時間帯を踏

まえ過去の地震データを抽出・整理することにより余震の規模を想定し，余震としてのハザードを考慮した安全側の評価として，この余震規模から求めた地震動に対して全ての周期で上回る地震動を弾性設計用地震動の中から設定する。

10.6.1.4.4 主要仕様

浸水防護設備の主要機器仕様を第 10.6-1 表に示す。

10.6.1.4.5 試験検査

「10.6.1.1 設計基準対象施設」に同じ。

10.6.1.4.6 手順等

「10.6.1.2 重大事故等対処施設」に同じ。

第 10.6-1 表 浸水防護設備主要機器仕様

(1) 防潮堤

種 類	防潮堤（鋼製防護壁，止水機構付）
材 料	鉄筋コンクリート，炭素鋼
個 数	1

(2) 防潮堤

種 類	防潮堤（鉄筋コンクリート防潮壁）
材 料	鉄筋コンクリート
個 数	1

(3) 防潮堤

種 類	防潮堤（鋼管杭鉄筋コンクリート防潮壁）
材 料	鉄筋コンクリート，炭素鋼
個 数	1

(4) 防潮扉

種 類	スライドゲート
材 料	炭素鋼
個 数	2

(5) 放水路ゲート

種 類	逆流防止設備（ゲート，フラップゲート）
材 料	炭素鋼
個 数	3（各放水路に1か所）

(6) 構内排水路逆流防止設備

種 類	逆流防止設備（フラップゲート）
材 料	ステンレス鋼
個 数	9

(7) 原子炉建屋外壁

種 類	津波防護壁
材 料	鉄筋コンクリート
個 数	一式

(8) 貯留堰（非常用取水設備と兼用）

種 類	鋼管矢板式堰
材 料	炭素鋼
個 数	1

(9) 取水路点検用開口部浸水防止蓋

種 類	浸水防止蓋
材 料	ステンレス鋼
個 数	10

(10) 海水ポンプグラウンド dren 排出口逆止弁

種 類	逆流防止設備 (逆止弁)
材 料	ステンレス鋼
個 数	2

(11) 取水ピット空気抜き配管逆止弁

種 類	逆流防止設備 (逆止弁)
材 料	ステンレス鋼
個 数	3

(12) 放水路ゲート点検用開口部浸水防止蓋

種 類	浸水防止蓋
材 料	炭素鋼
個 数	3

(13) S A用海水ピット開口部浸水防止蓋

種 類	浸水防止蓋
材 料	炭素鋼
個 数	6

(14) 緊急用海水ポンプピット点検用開口部浸水防止蓋

種 類	浸水防止蓋
材 料	ステンレス鋼
個 数	1

(15) 緊急用海水ポンプグランドドレン排出口逆止弁

種 類	逆流防止設備 (逆止弁)
材 料	ステンレス鋼
個 数	1

(16) 緊急用海水ポンプ室床ドレン排出口逆止弁

種 類	逆流防止設備 (逆止弁)
材 料	ステンレス鋼
個 数	1

(17) 海水ポンプ室ケーブル点検口浸水防止蓋

種 類	浸水防止蓋
材 料	ステンレス鋼
個 数	3

(18) 緊急用海水ポンプ点検用開口部浸水防止蓋

種 類	浸水防止蓋
材 料	ステンレス鋼
個 数	1

(19) 緊急用海水ポンプ室人員用開口部浸水防止蓋

種 類	逆流防止蓋
材 料	ステンレス鋼
個 数	1

(20) 人員用水密扉

種	類	水密扉
材	料	鋼製
個	数	1

(21) 西側水密扉

種	類	水密扉
材	料	鋼製
個	数	1

(22) 常設低圧代替注水系格納槽点検用水密ハッチ

種	類	水密ハッチ
材	料	ステンレス鋼
個	数	1

(23) 常設低圧代替注水系格納槽可搬型ポンプ用水密ハッチ

種	類	水密ハッチ
材	料	ステンレス鋼
個	数	2

(24) 常設代替高圧電源装置用カルバート () 水密扉

種	類	水密扉
材	料	鋼製
個	数	1

は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。

(25) 原子炉建屋原子炉棟水密扉

種	類	水密扉
材	料	炭素鋼
個	数	1

(26) 原子炉建屋付属棟東側水密扉

種	類	水密扉
材	料	ステンレス鋼
個	数	1

(27) 原子炉建屋付属棟西側水密扉

種	類	水密扉
材	料	炭素鋼
個	数	1

(28) 原子炉建屋付属棟南側水密扉

種	類	水密扉
材	料	炭素鋼
個	数	1

(29) 原子炉建屋付属棟北側水密扉 1

種	類	水密扉
材	料	炭素鋼
個	数	1

(30) 原子炉建屋付属棟北側水密扉 2

種	類	水密扉
材	料	炭素鋼
個	数	1

(31) 防潮堤及び防潮扉下部貫通部止水処置

種	類	貫通部止水
材	料	シール材
個	数	一式

(32) 海水ポンプ室貫通部止水処置

種	類	貫通部止水
材	料	シール材
個	数	一式

(33) 原子炉建屋境界貫通部止水処置

種	類	貫通部止水
材	料	シール材
個	数	一式

(34) 貫通部止水処置

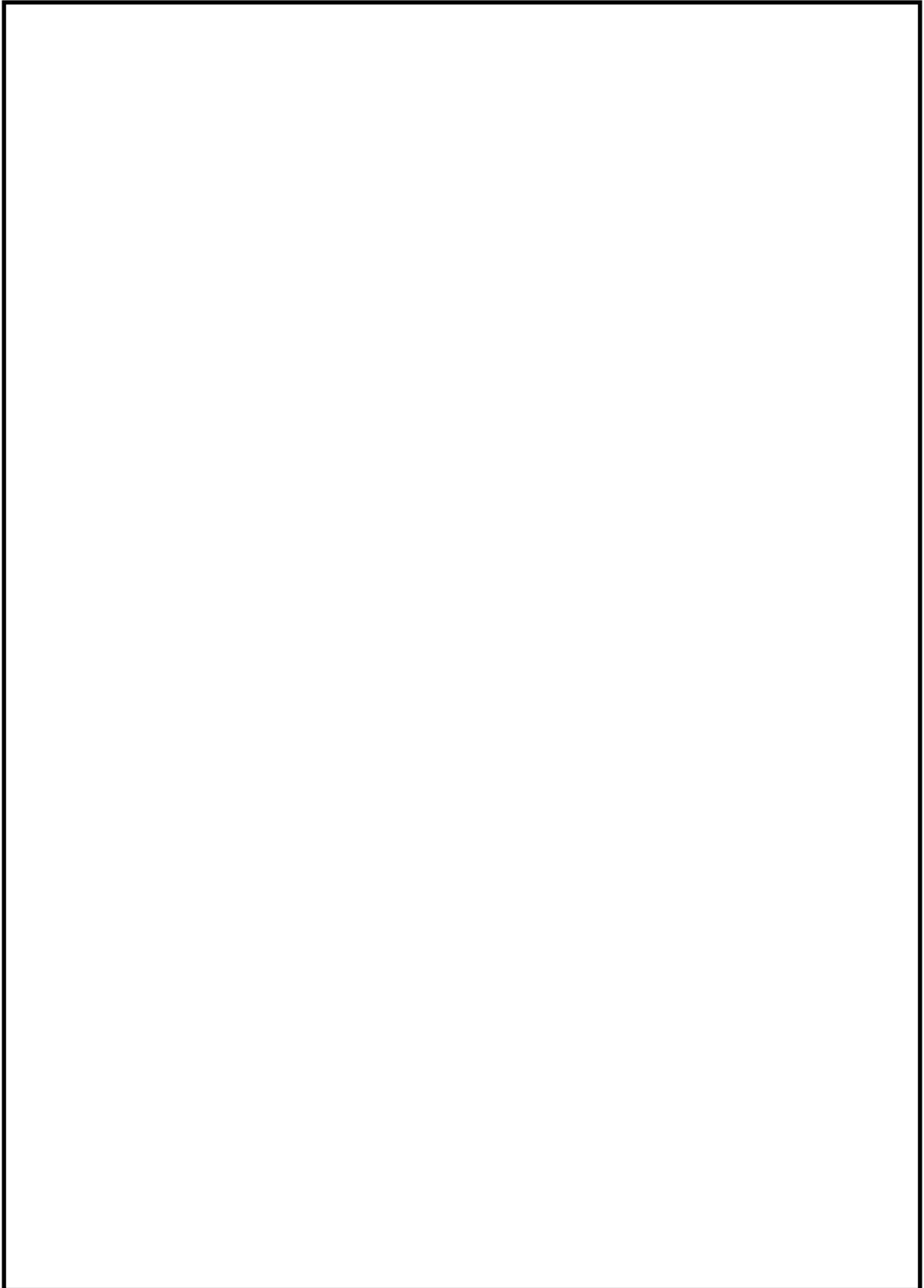
種	類	貫通部止水
材	料	シール材
個	数	一式


(35)

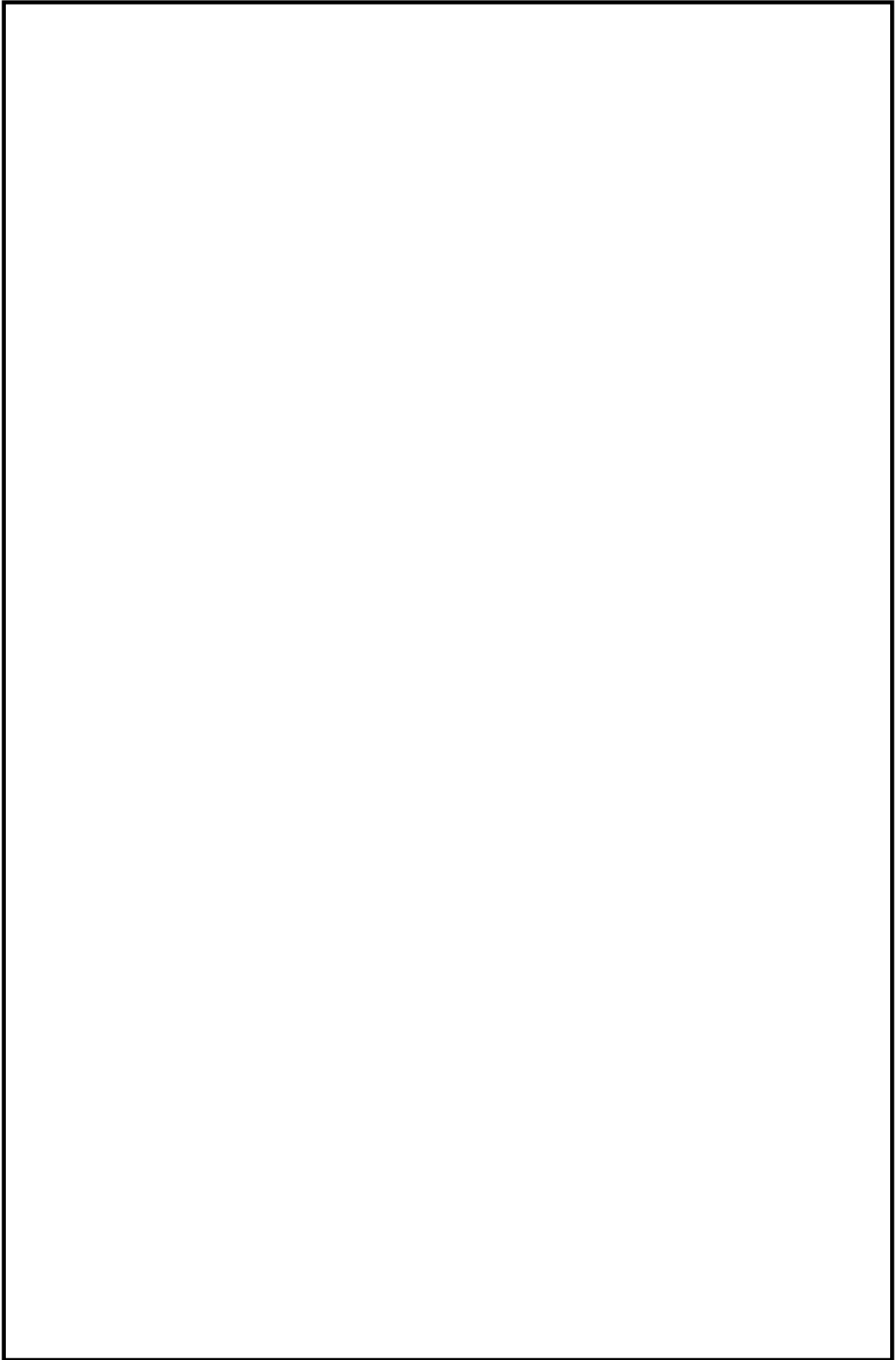



貫通部止水処置

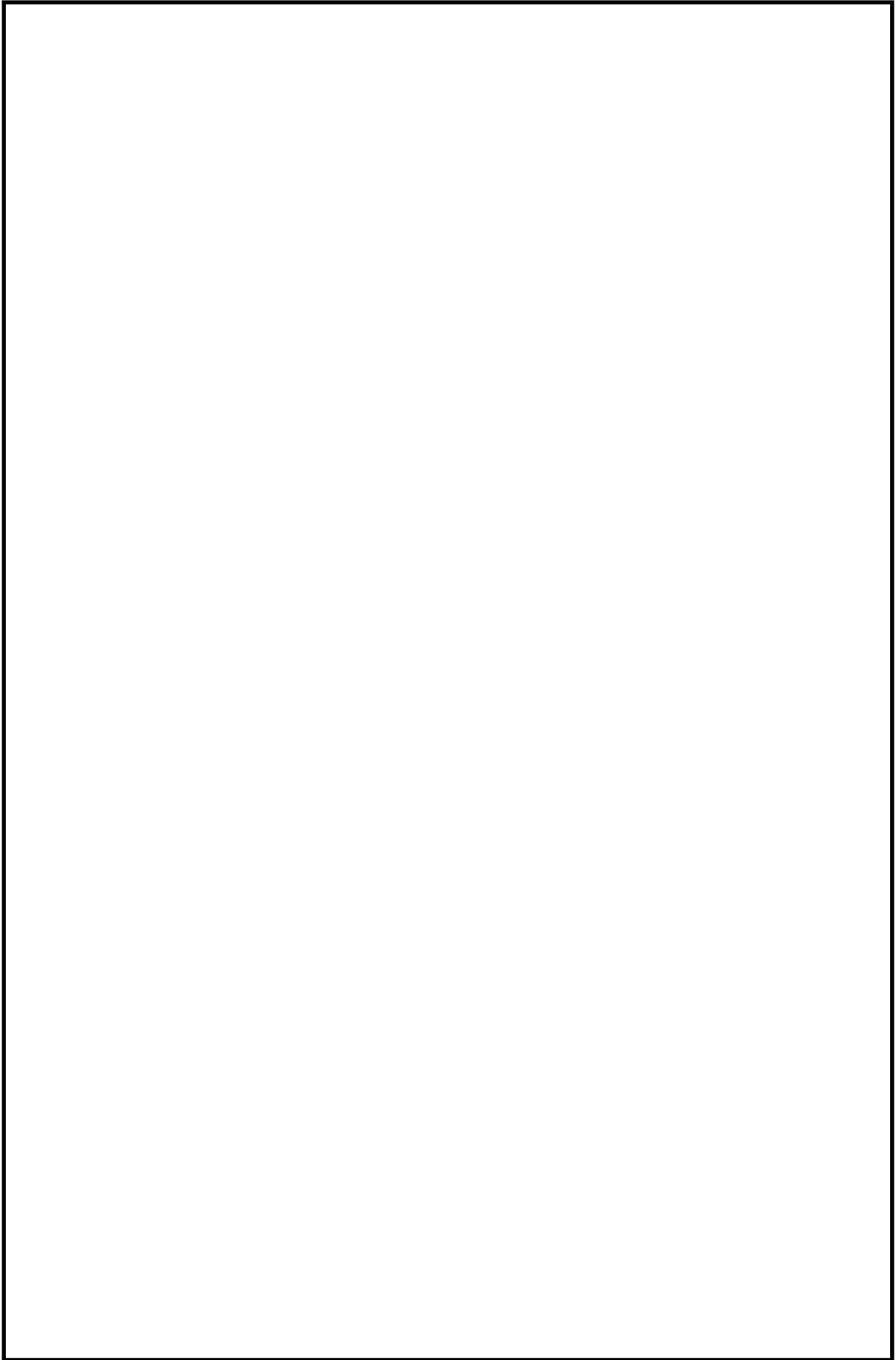
種	類	貫通部止水
材	料	シール材
個	数	一式




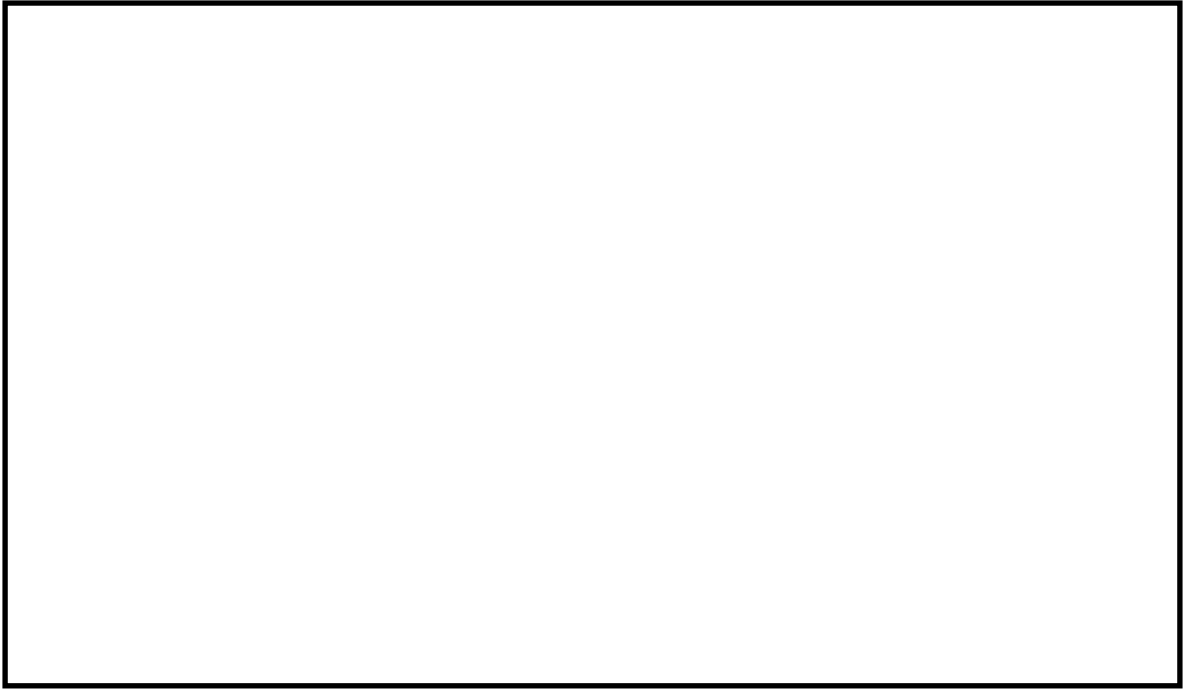
 は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。
8-10-100




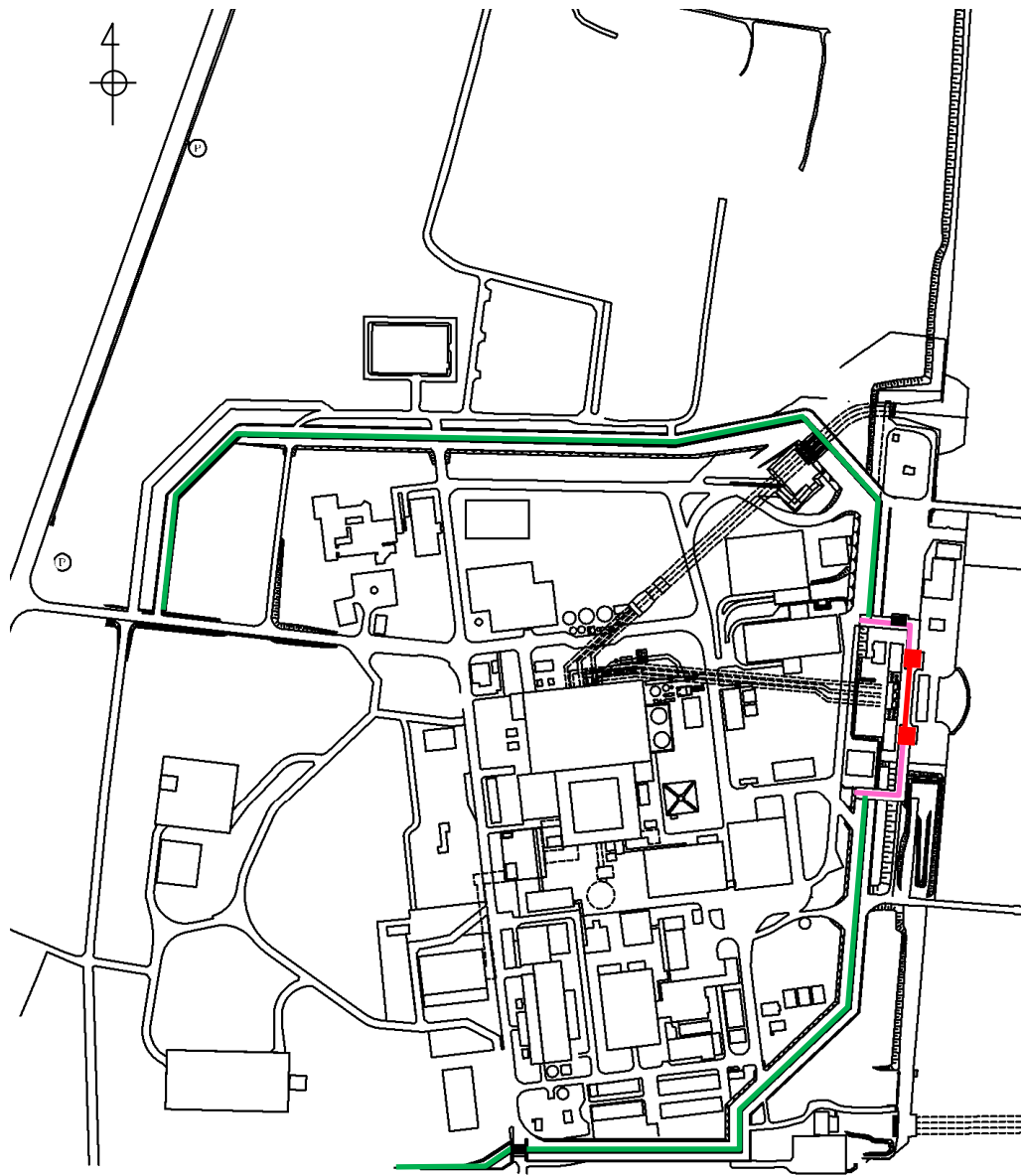
 は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。
8-10-101



 は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。
8-10-102

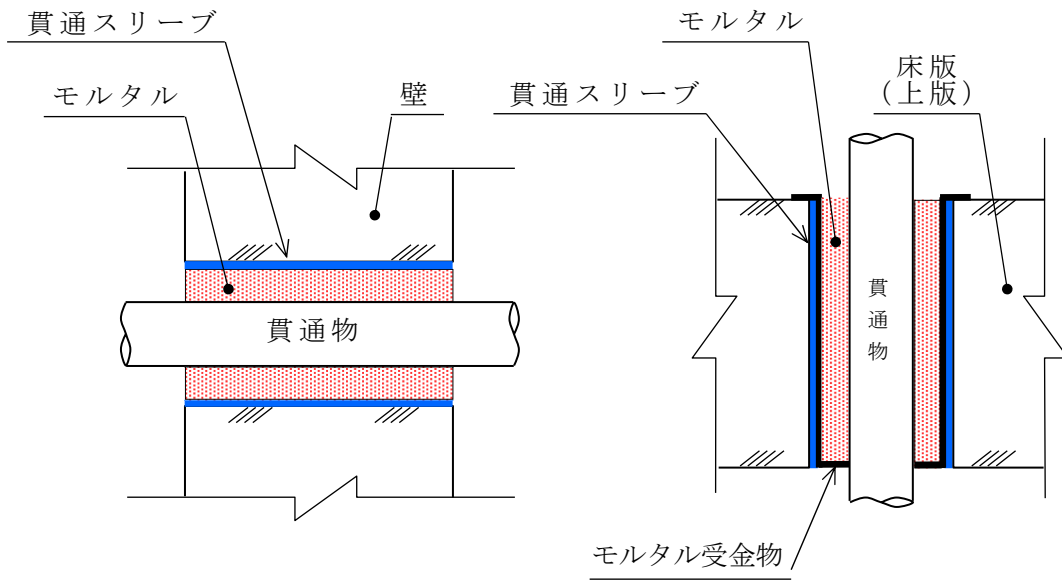


 は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。
8-10-103



- : 鋼製防護壁
- : 鉄筋コンクリート防潮壁
- : 鋼管杭鉄筋コンクリート防潮壁
- : 防潮扉

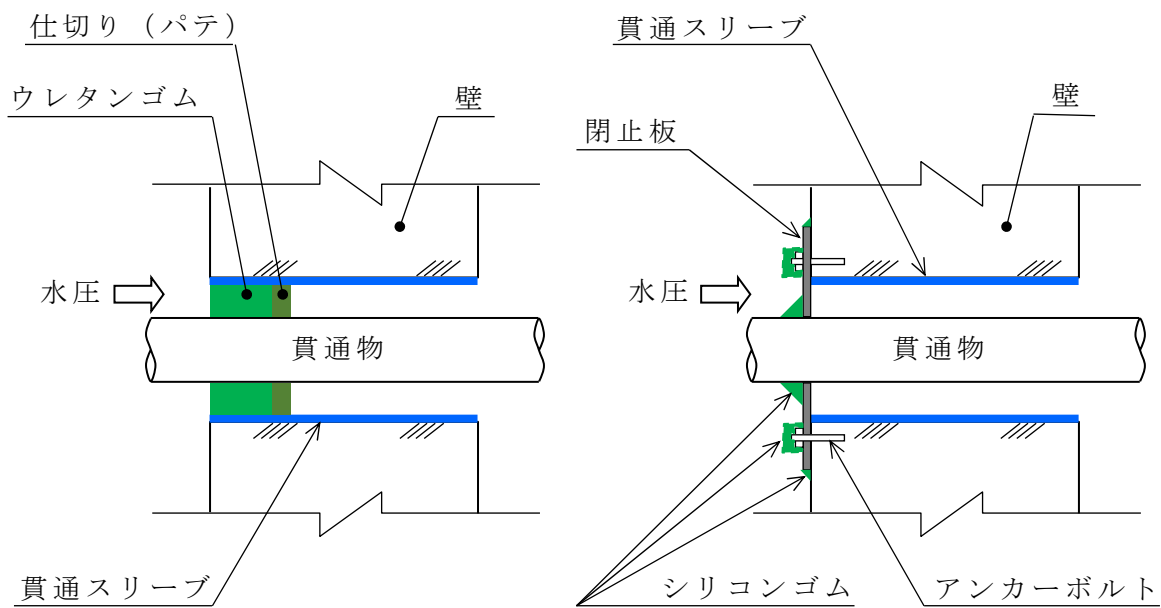
第 10.6-1 図 防潮堤及び防潮扉配置図



< 壁貫通部の例 >

< 床版 (上版) 貫通部の例 >

(充てん構造 (モルタル))

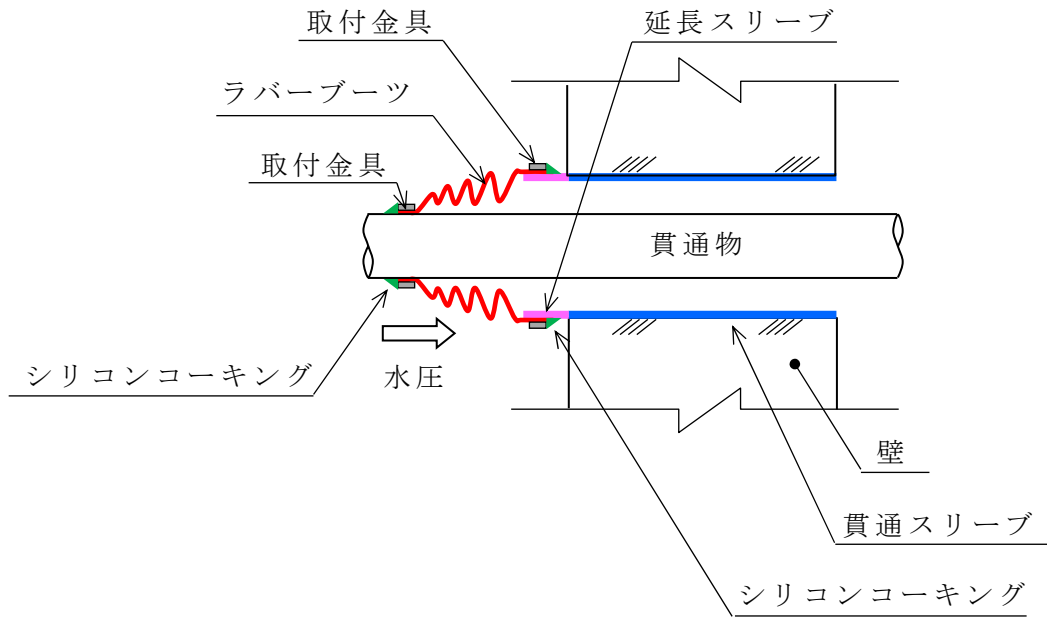


< ウレタンゴムによる止水構造 >

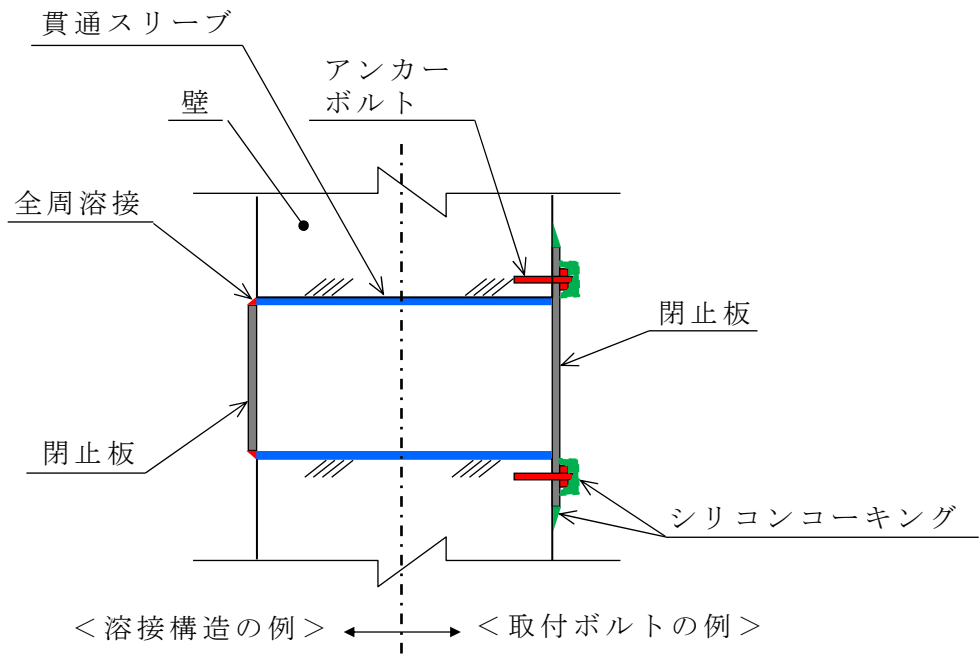
< シリコンゴムによる止水構造 >

(充てん構造 (ウレタンゴム又はシリコンゴム))

第 10.6-17 図 貫通部止水処置概念図 (1/2)



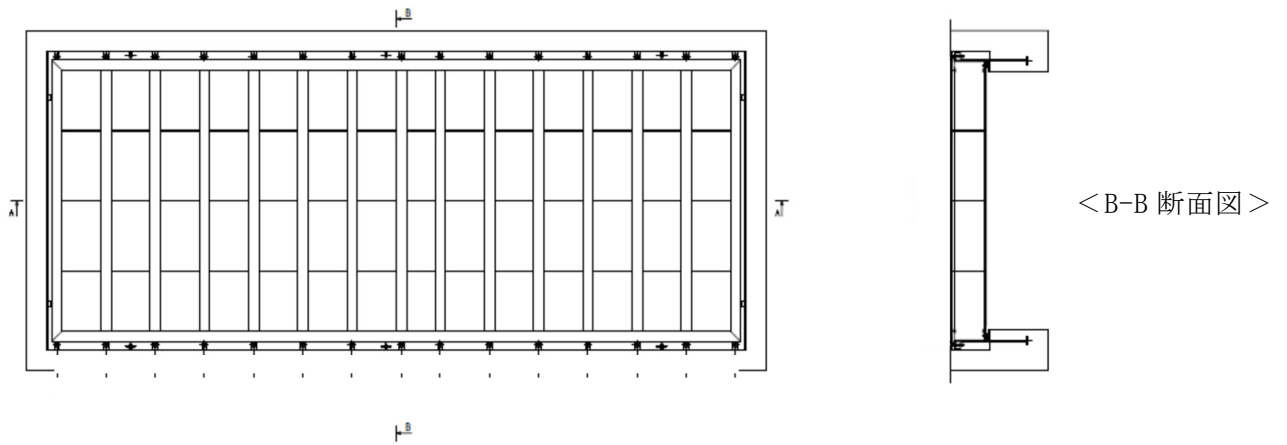
(ブーツ構造)



< 溶接構造の例 > ← → < 取付ボルトの例 >

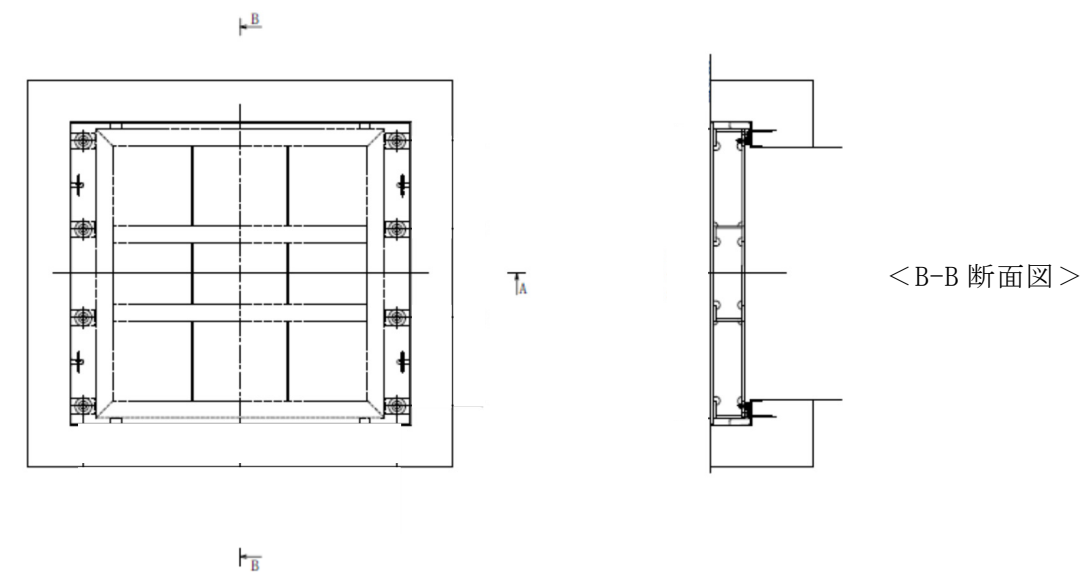
(閉止構造)

第 10.6-17 図 貫通部止水処置概念図 (2/2)



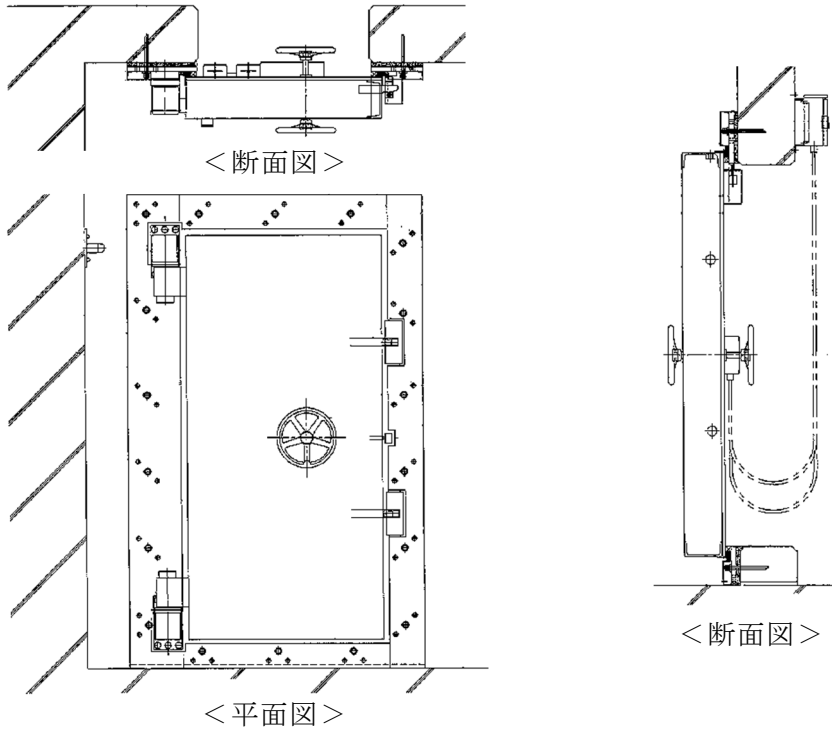
<A-A 断面図>

第 10.6-18 図 緊急用海水ポンプ点検用開口部浸水防止蓋概念図



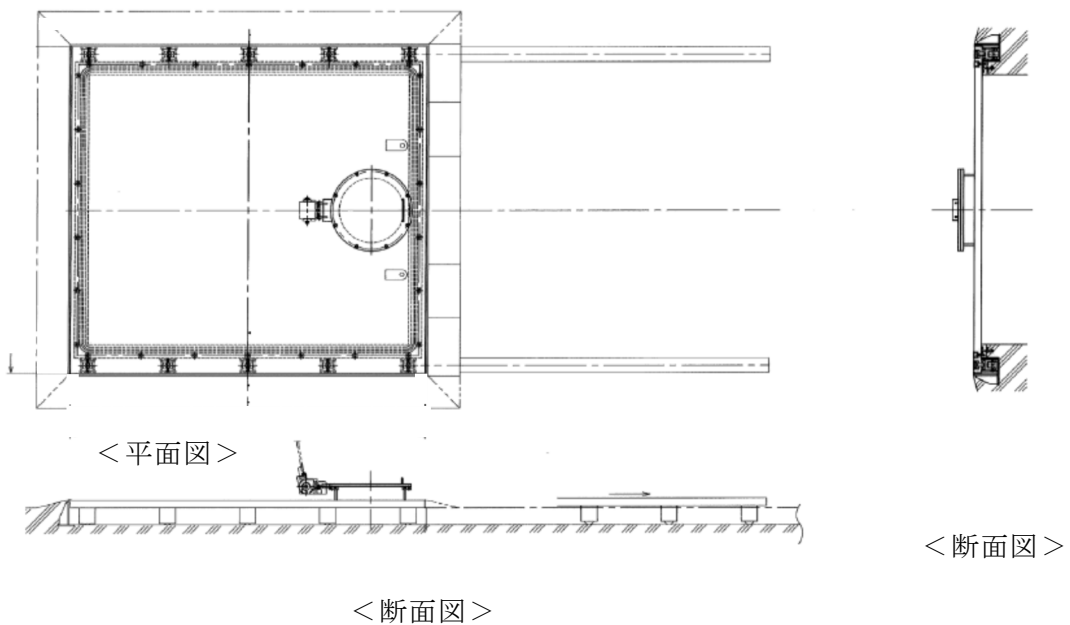
<A-A 断面図>

第 10.6-19 図 緊急用海水ポンプ室人員用開口部浸水防止蓋概念図

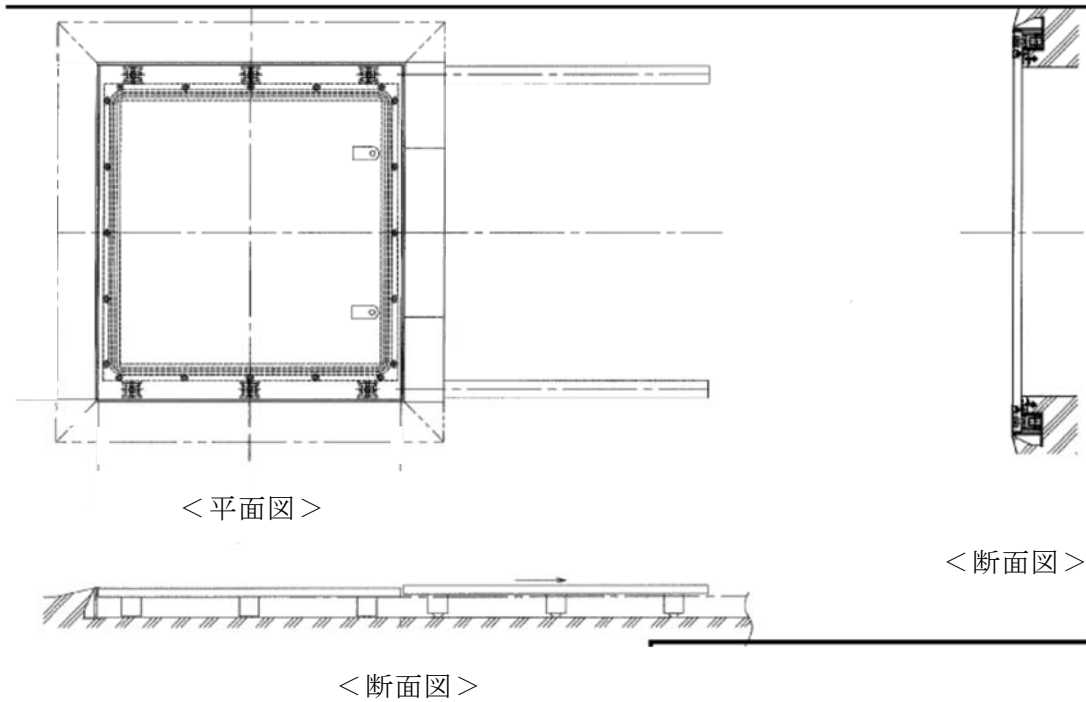


第 10.6-20 図 人員用水密扉及び

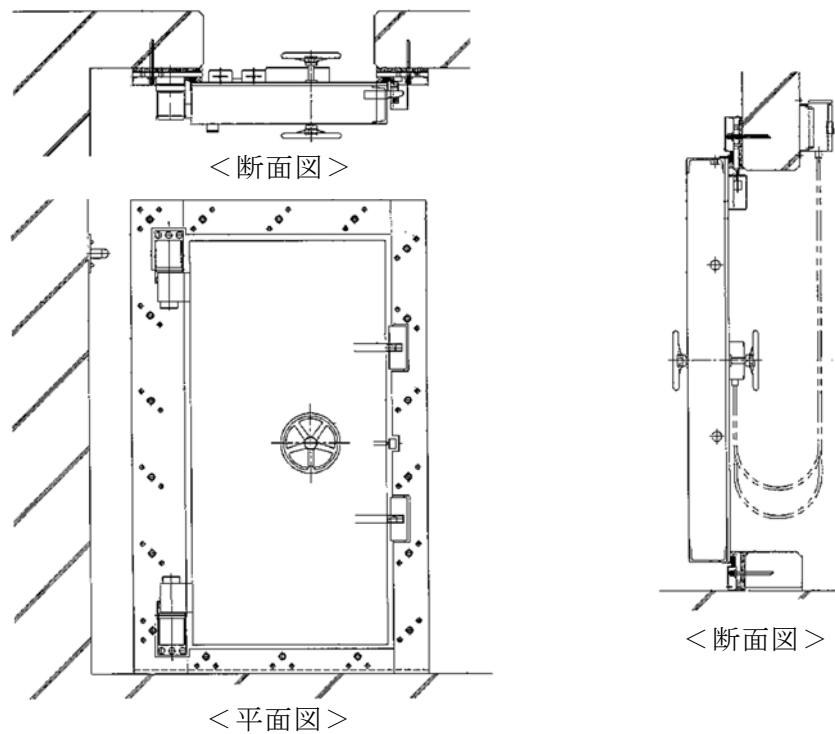
西側水密扉概念図



第 10.6-21 図 常設低圧注水系格納槽点検用水密ハッチ概念図



第 10.6-22 図 常設低圧注水系格納槽可搬型ポンプ用水密ハッチ A,
B 概念図



第 10.6-23 図 常設代替高圧電源装置用カルバート ()
水密扉概念図

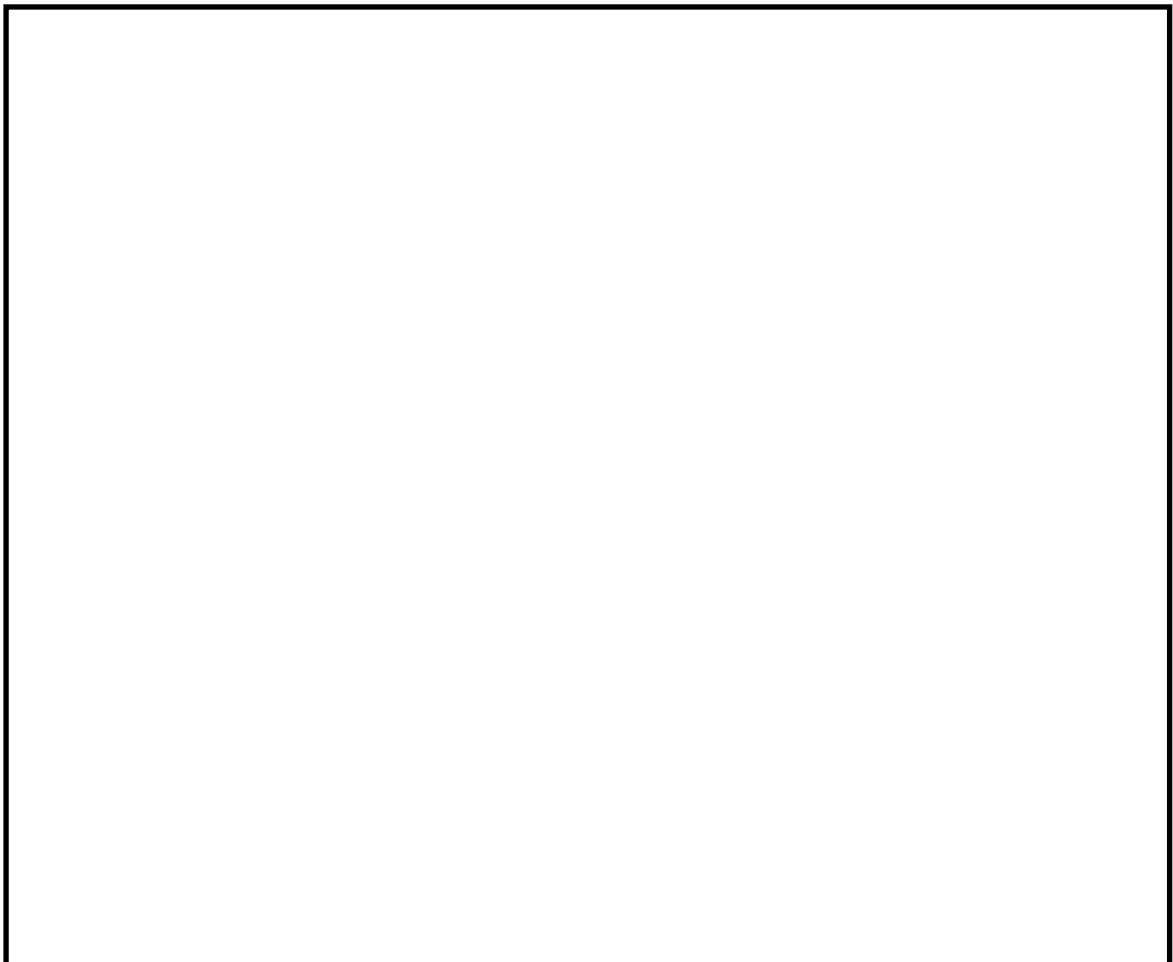
10.14 特定重大事故等対処施設

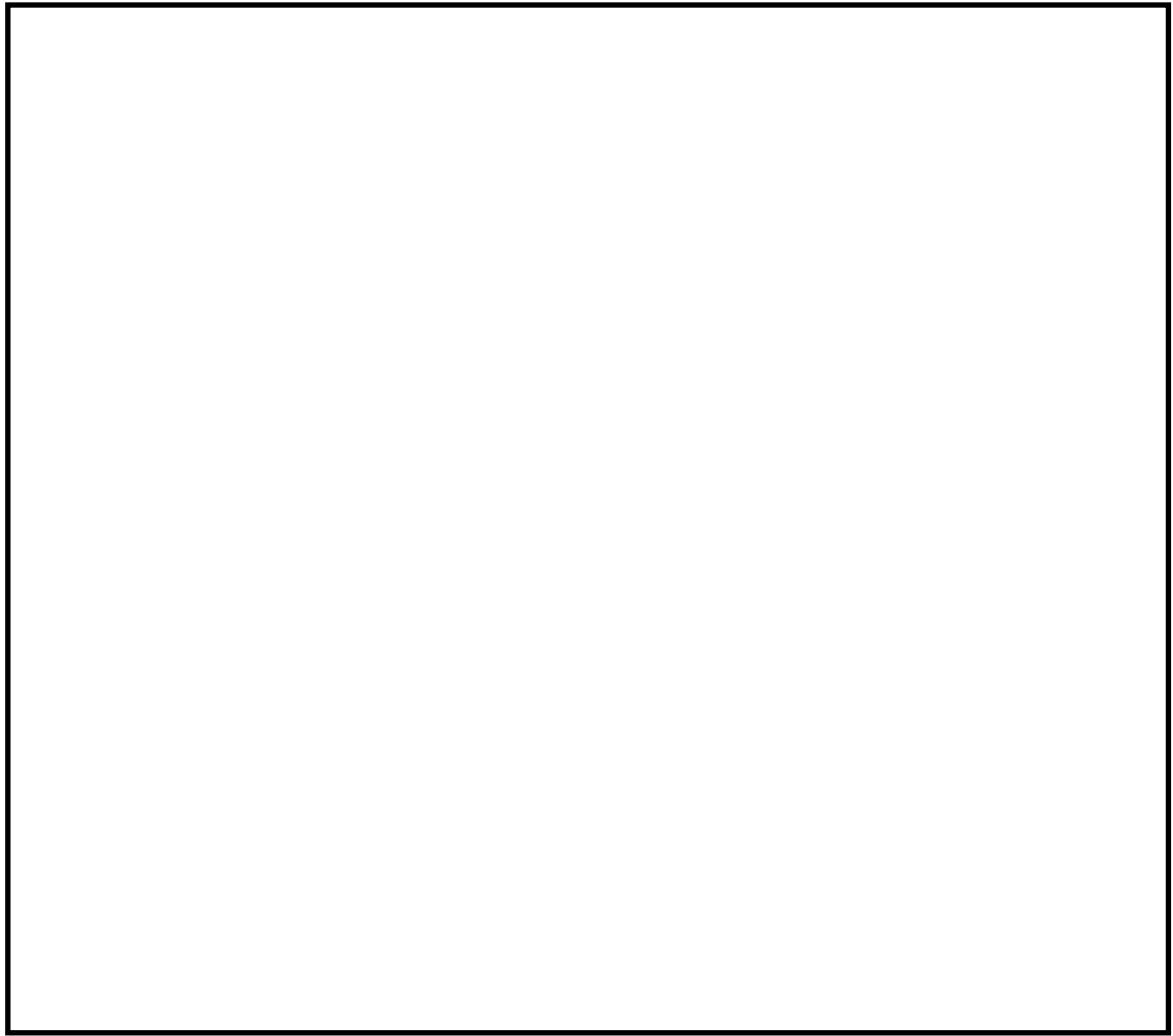
10.14.1 特定重大事故等対処施設に係る故意による大型航空機の衝突等の設計上の考慮事項

10.14.1.1 概要

発電用原子炉施設に特定重大事故等対処施設を設置し、原子炉建屋への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムに対してその重大事故等に対処するために必要な機能（以下 10.14.1 において「必要な機能」という。）が損なわれるおそれがないように、原子炉建屋及び特定重大事故等対処施設が同時に破損することを防ぐ設計とする。

10.14.1.2 設計方針

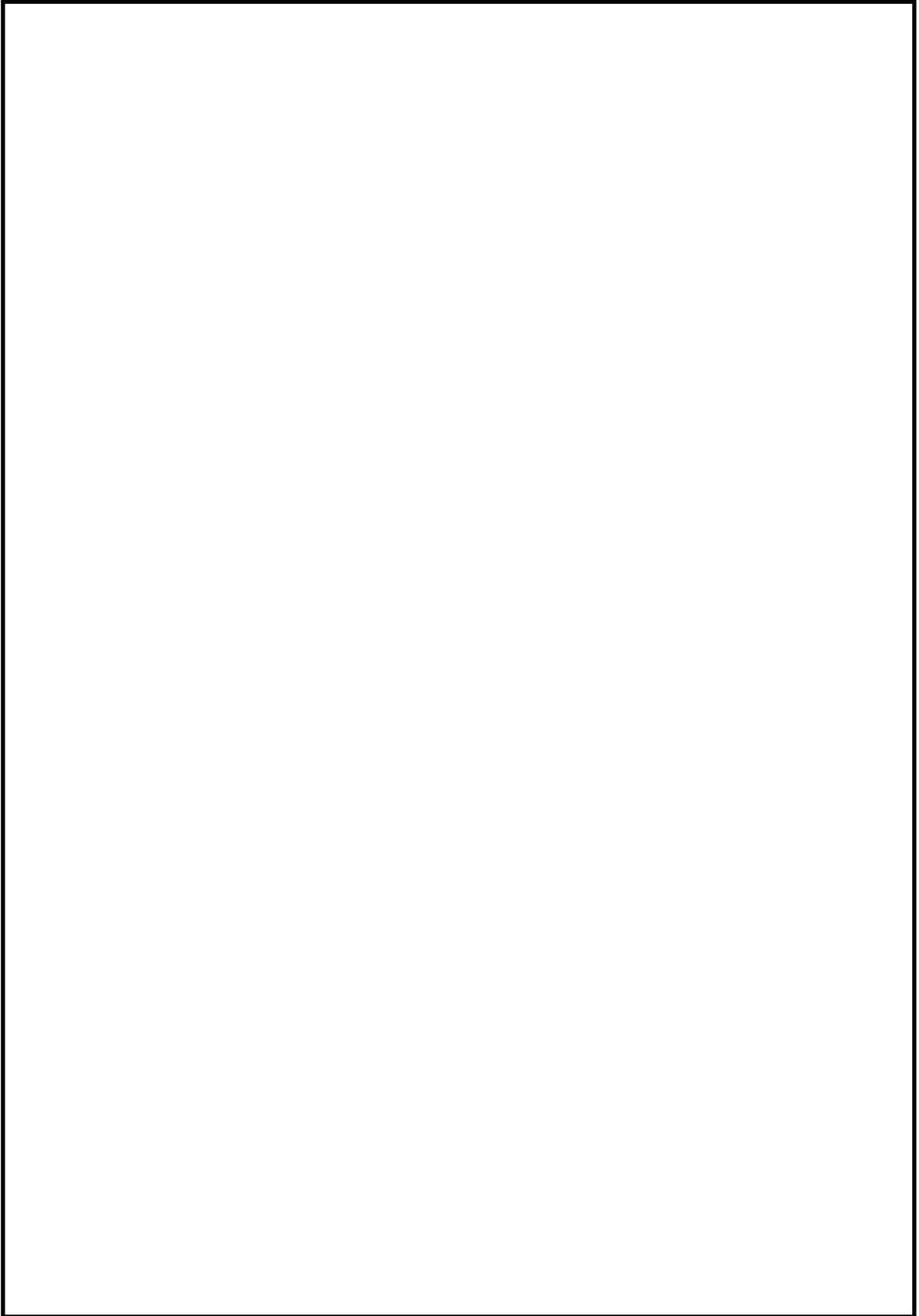


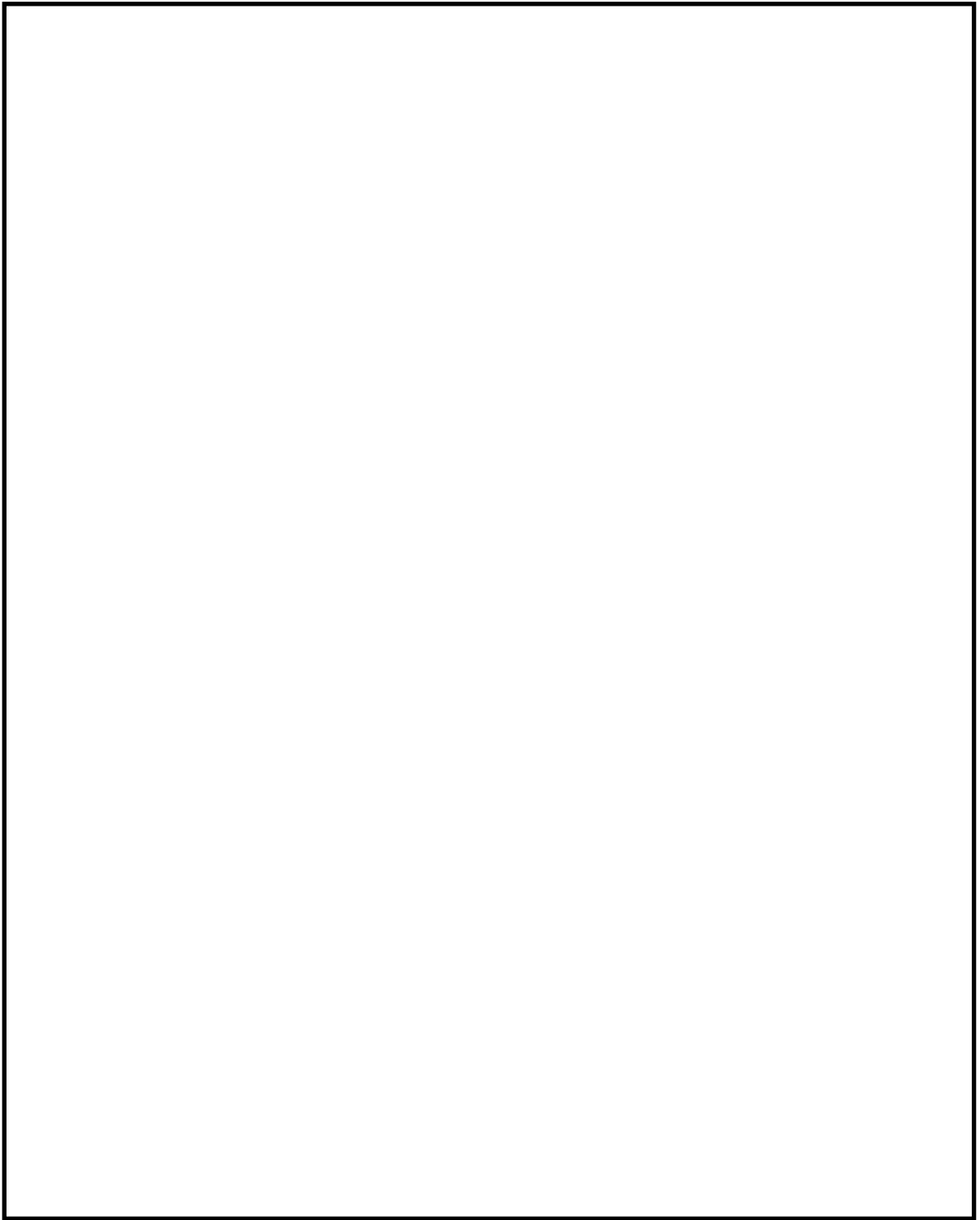


10.14.1.2.1 大型航空機の衝突影響を考慮する対象範囲



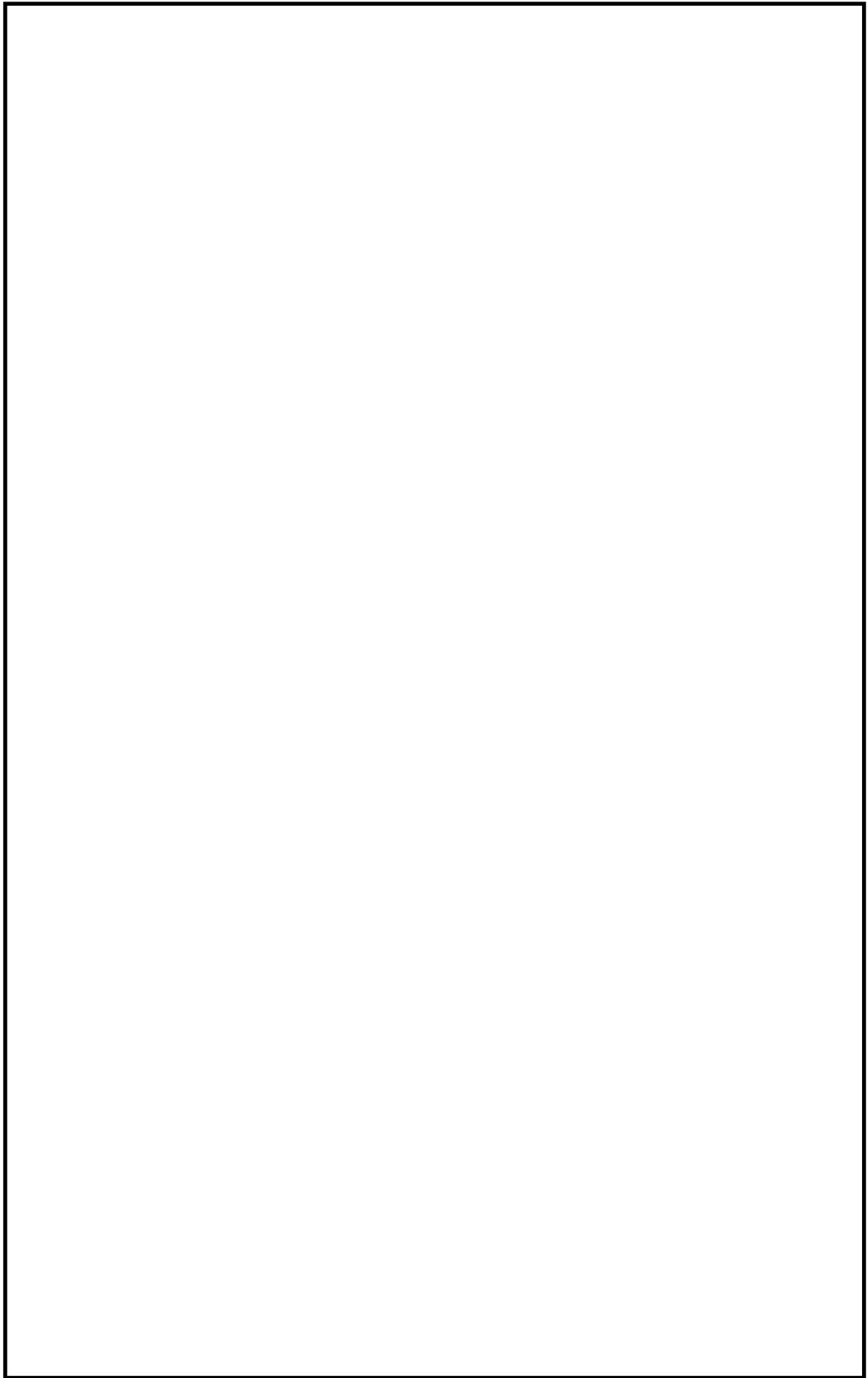
10.14.1.2.2 大型航空機等の特性

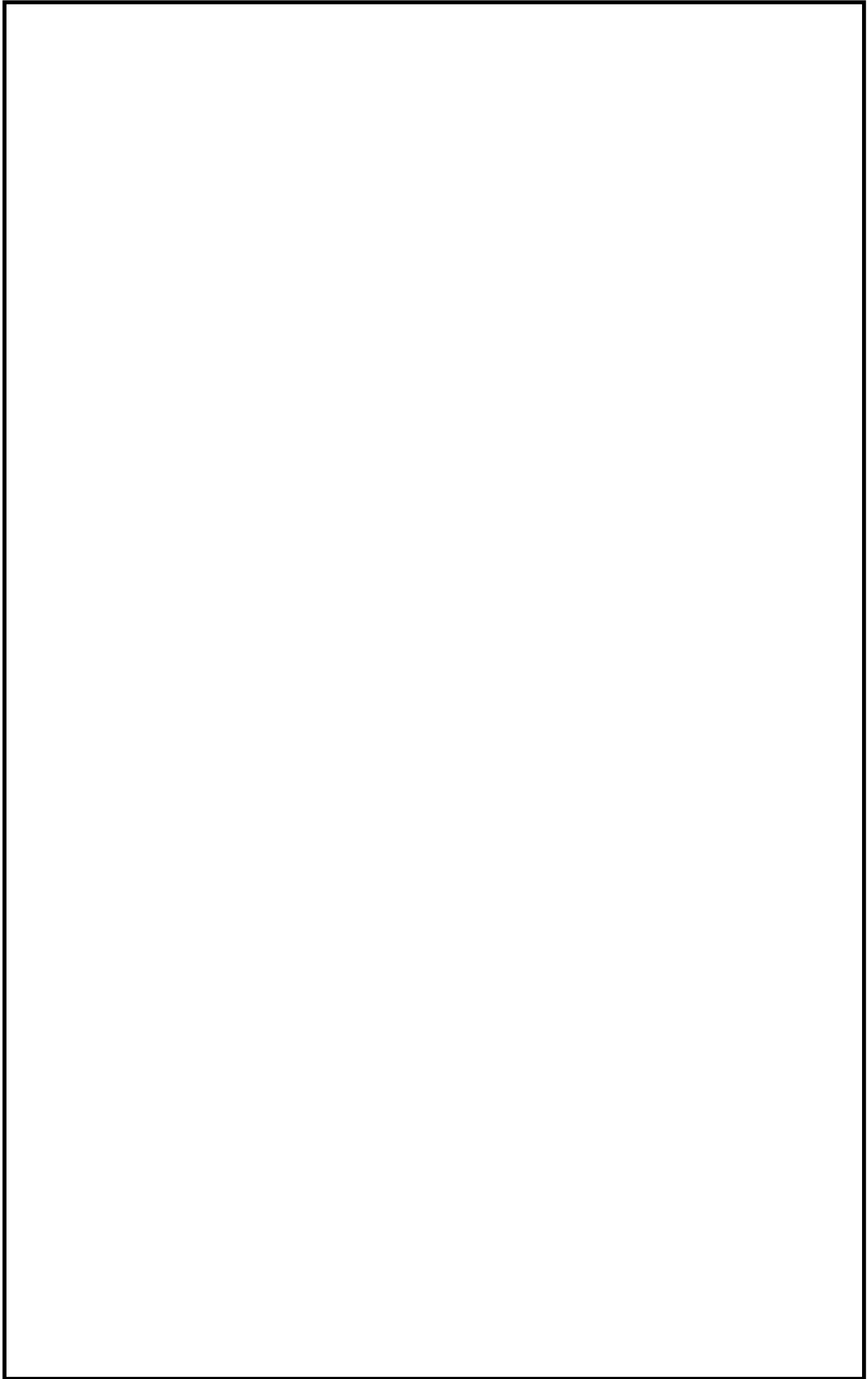


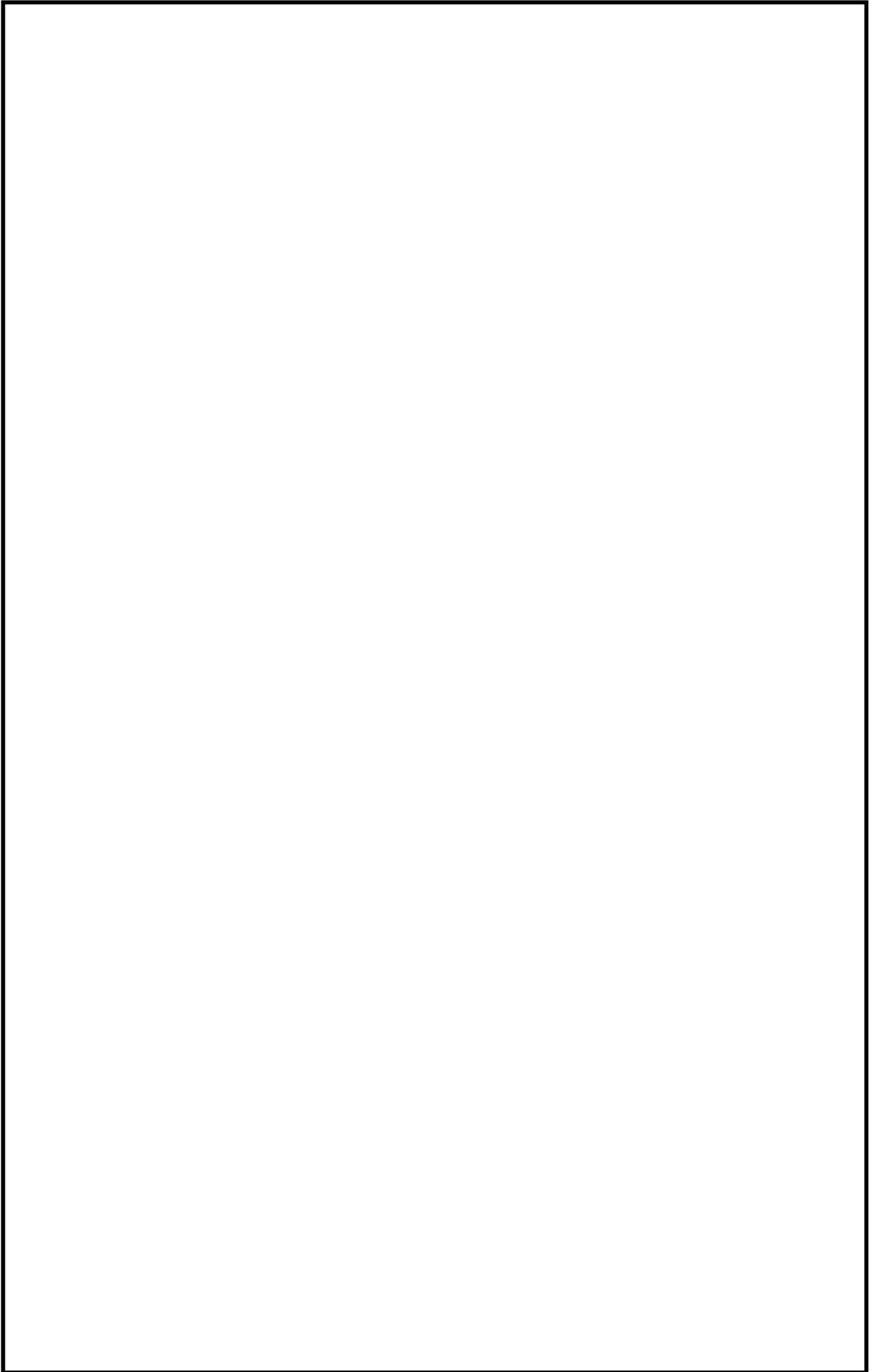


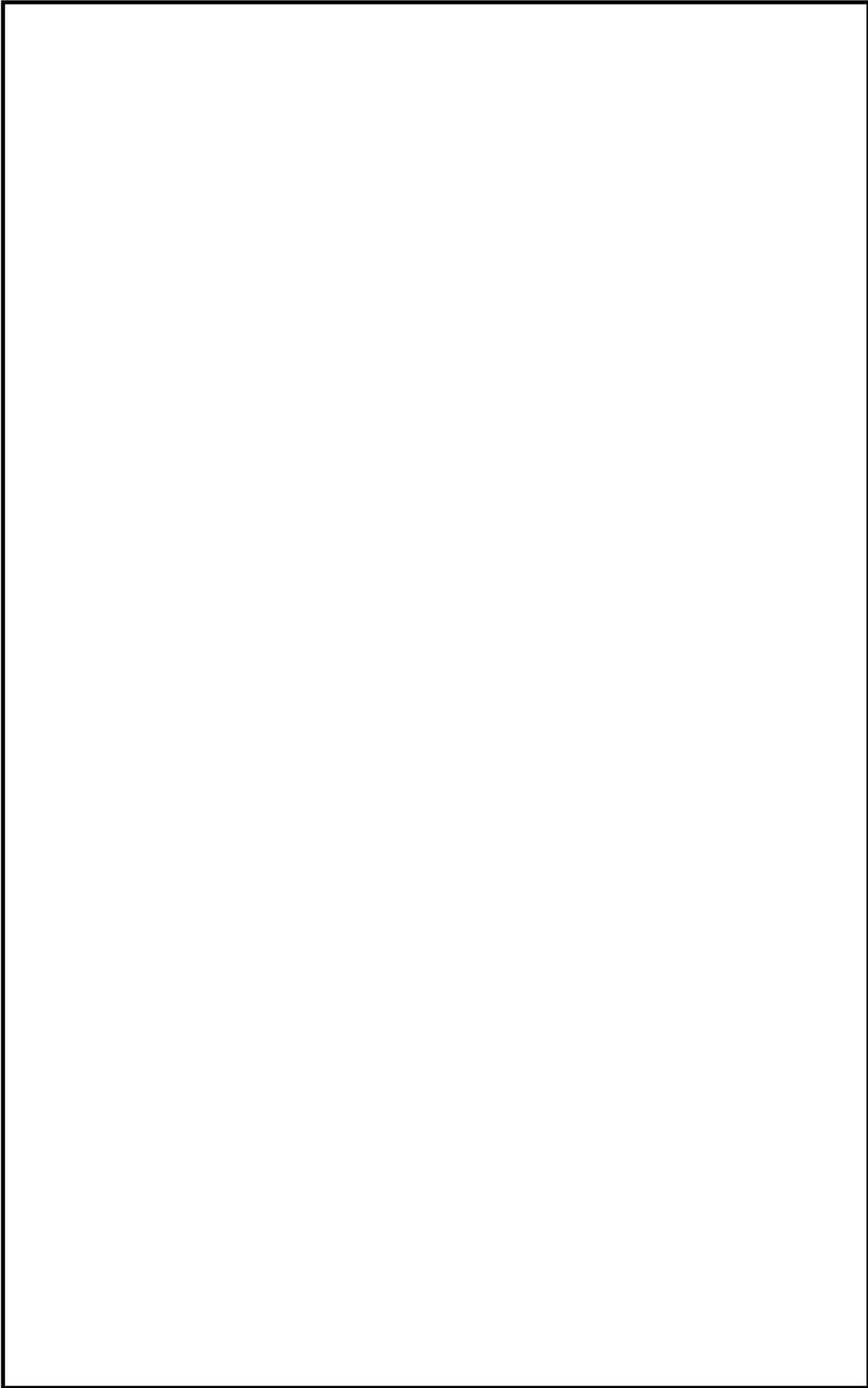
10.14.1.2.3 大型航空機の衝突箇所と大型航空機衝突影響評価の対象範囲の
設定

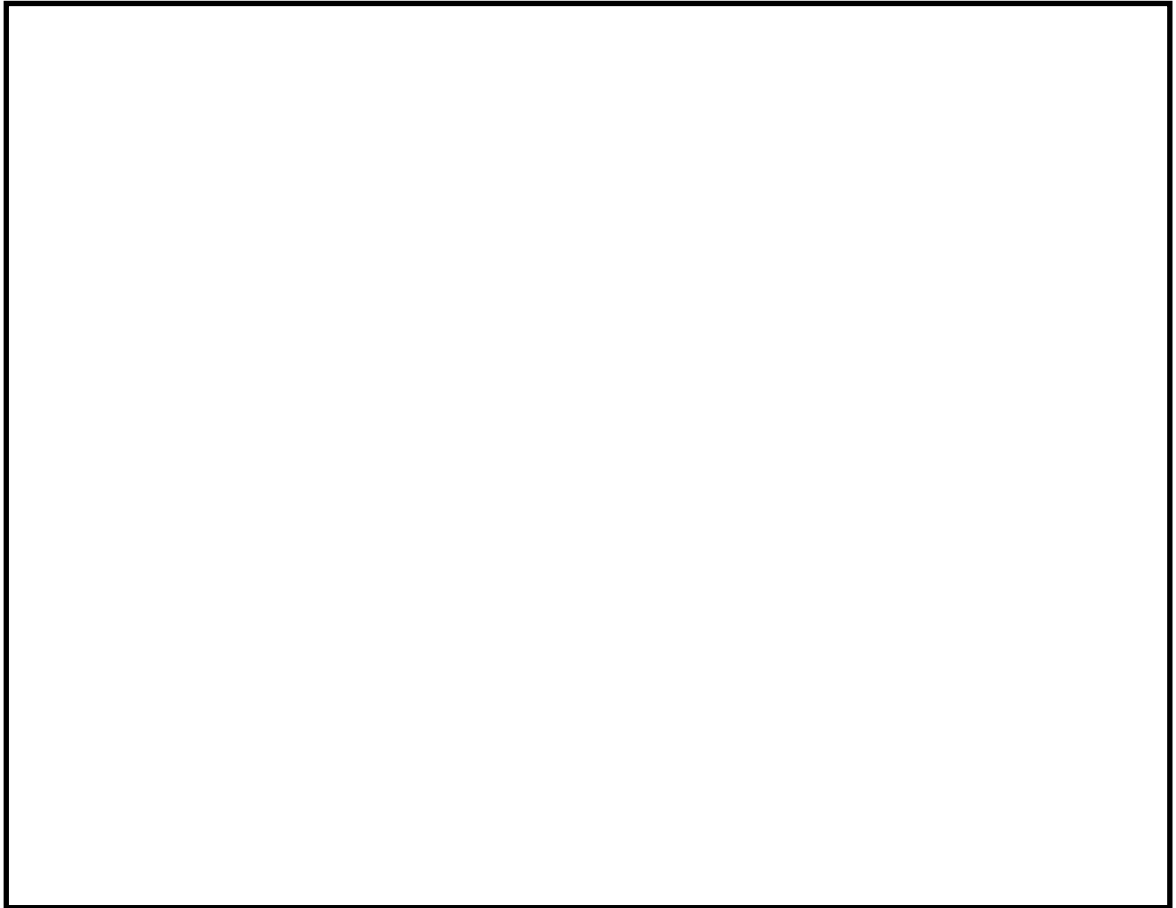




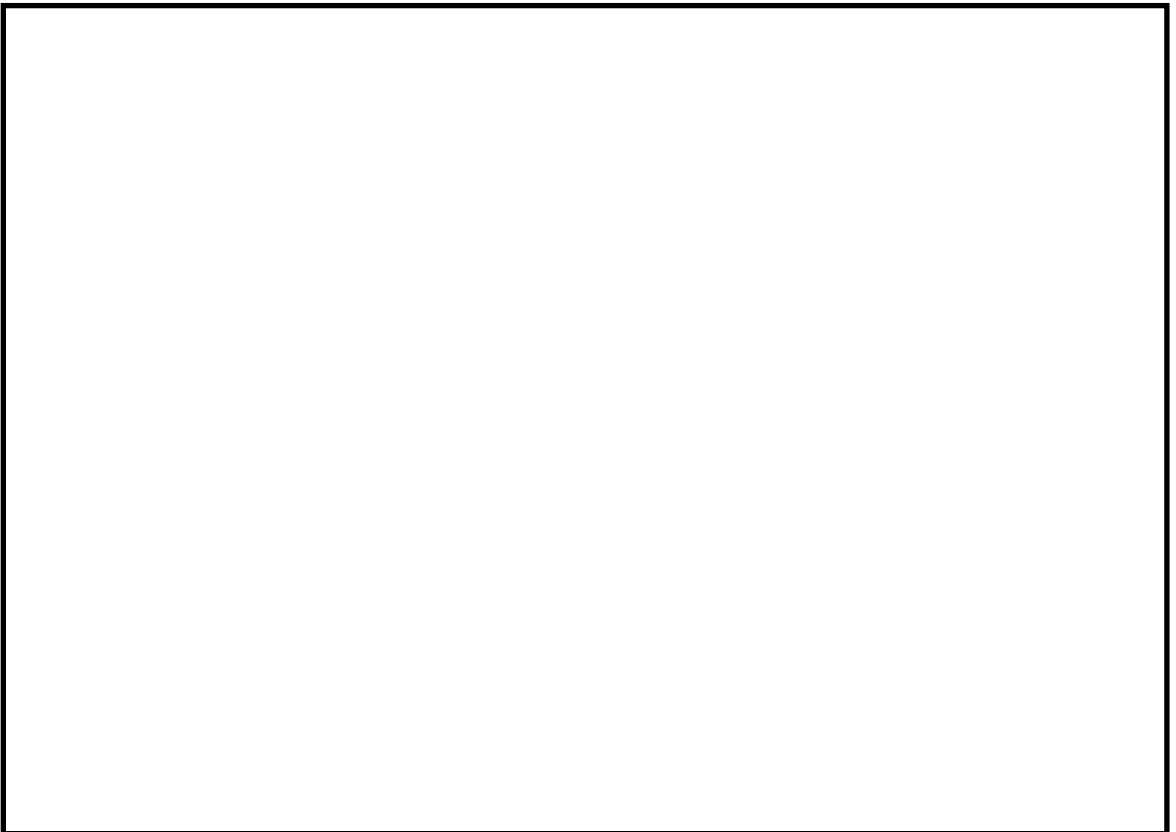


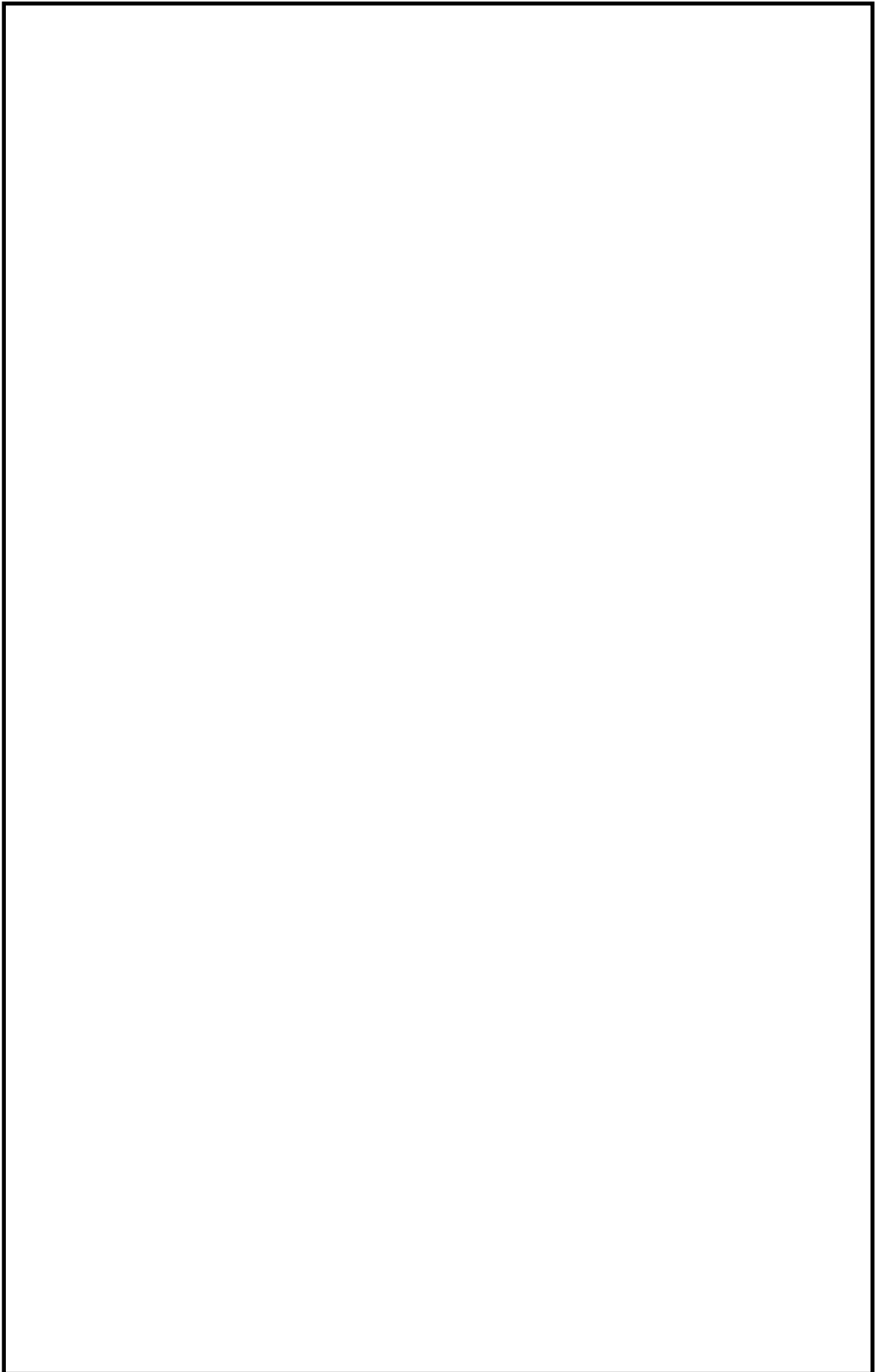


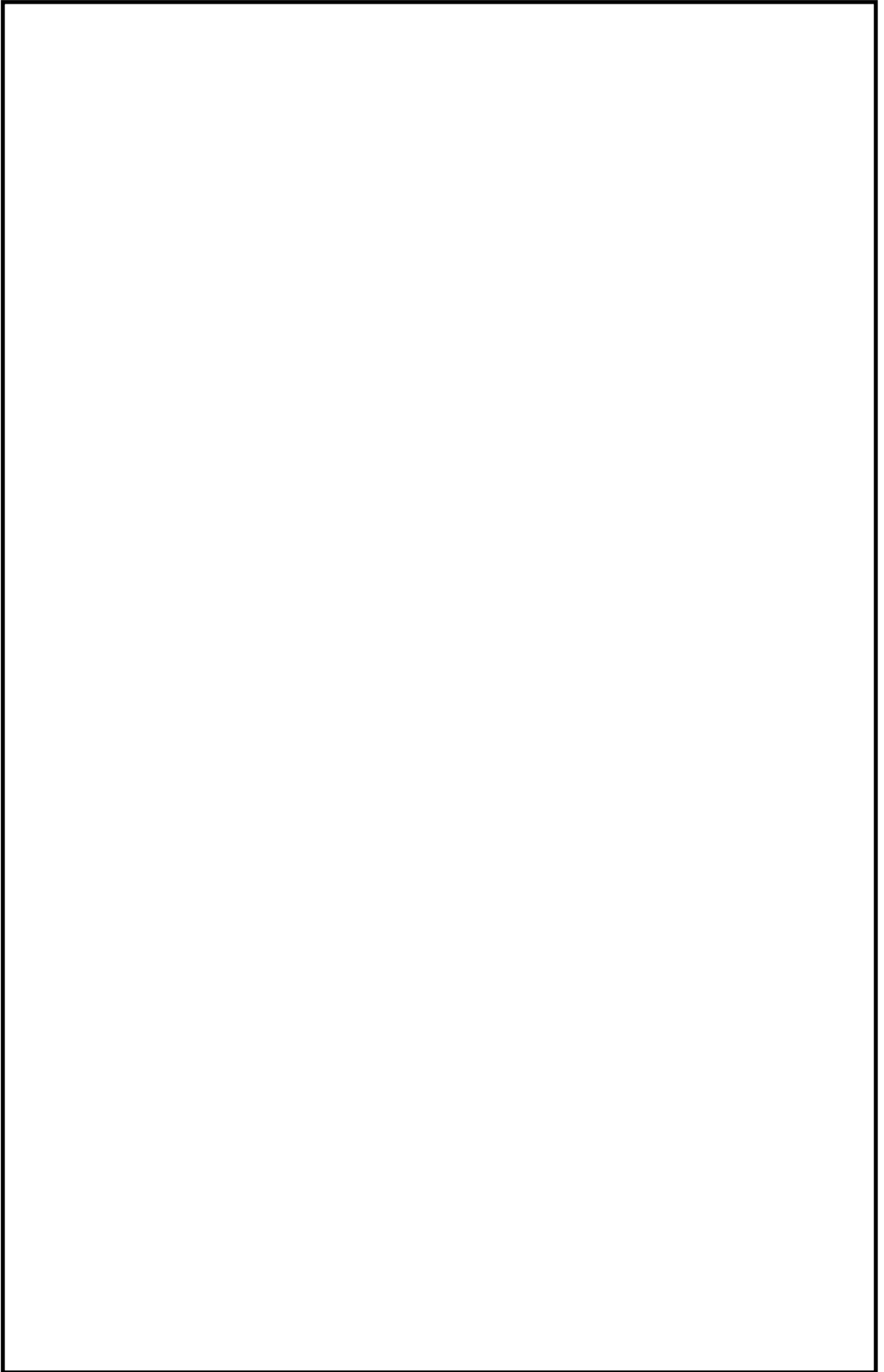


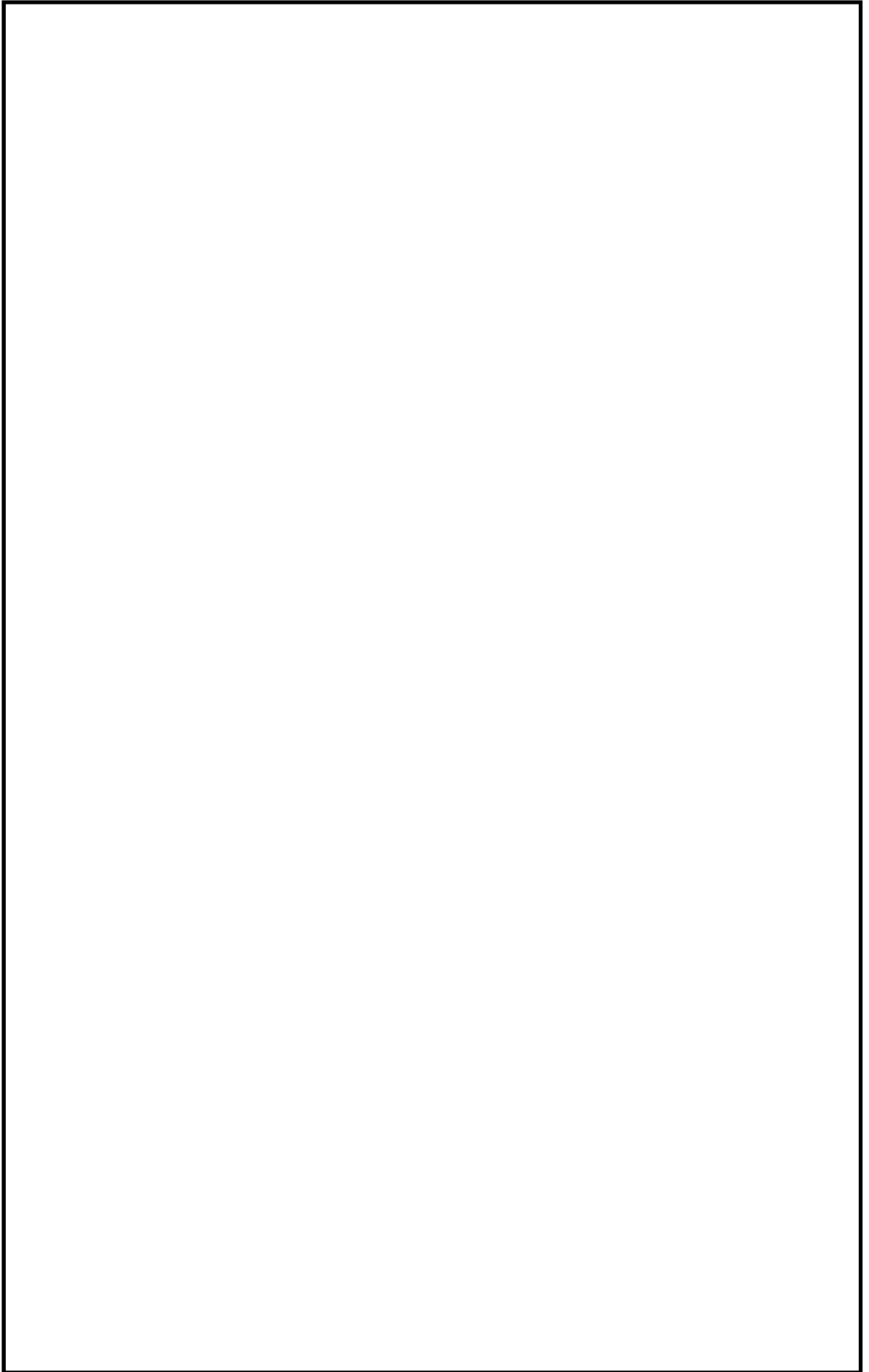


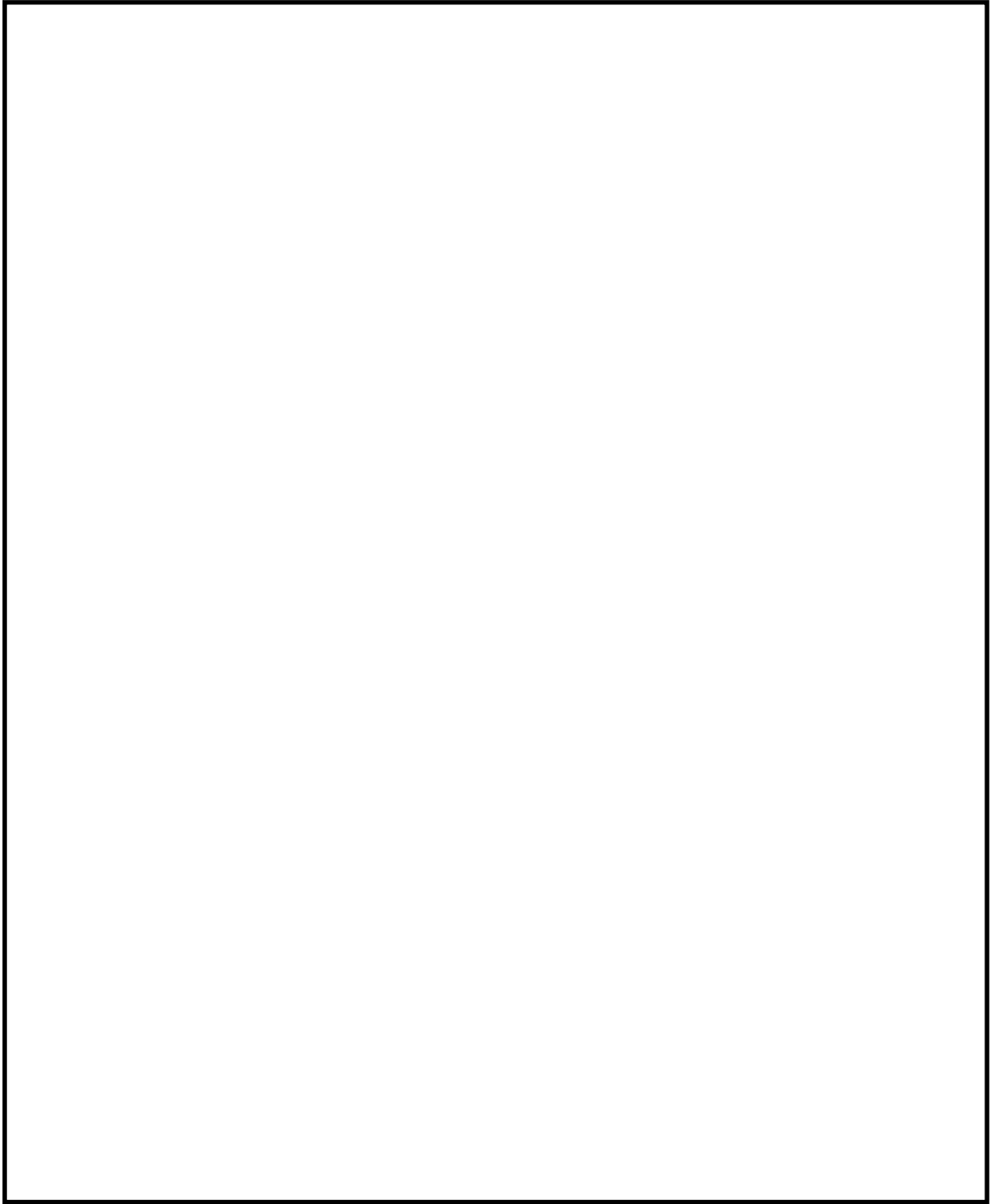
10.14.1.2.4 評価内容の設定



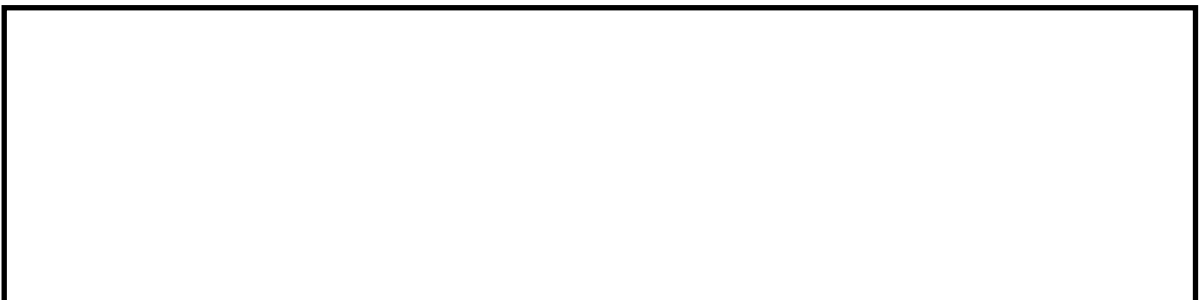


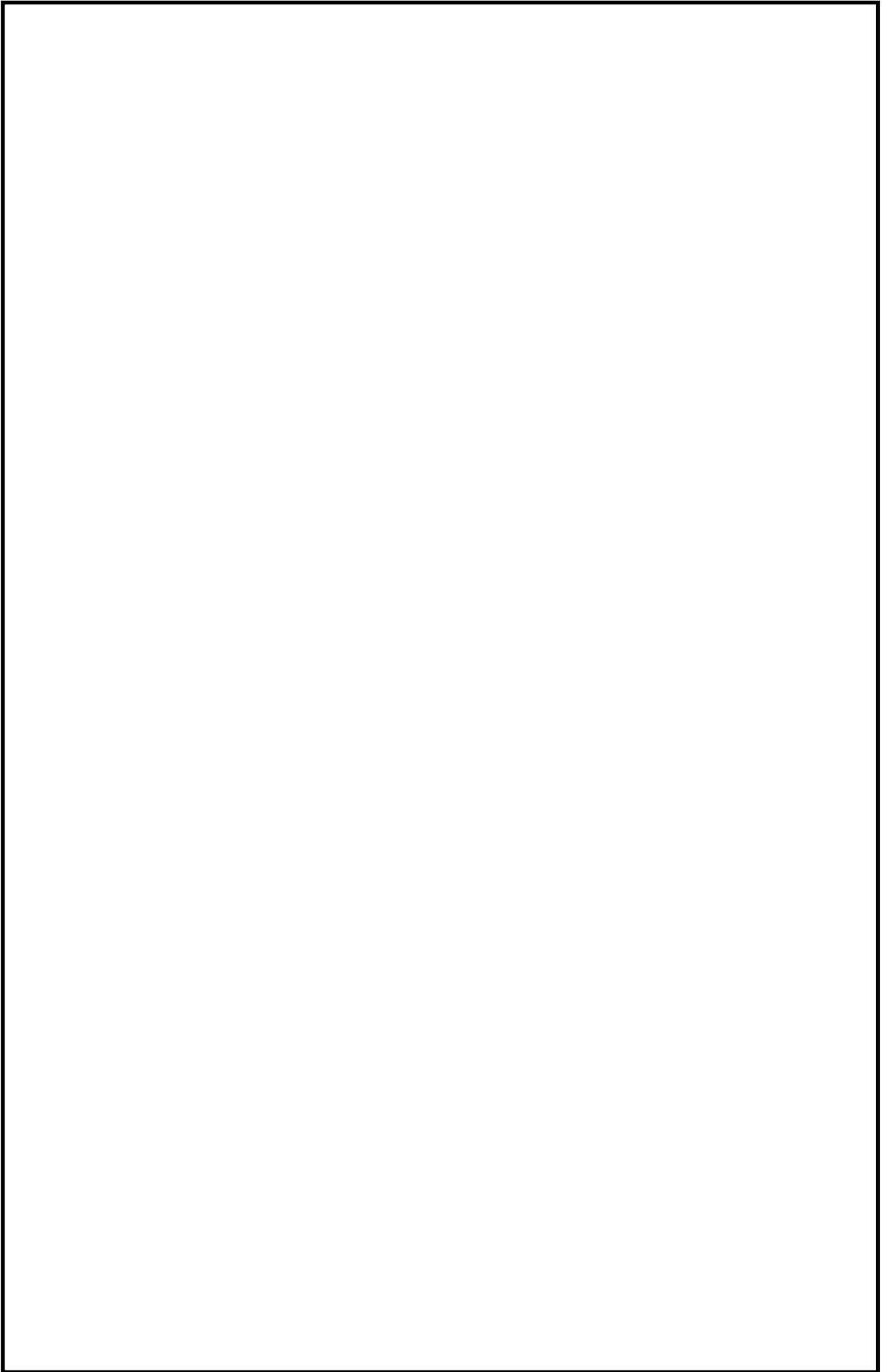


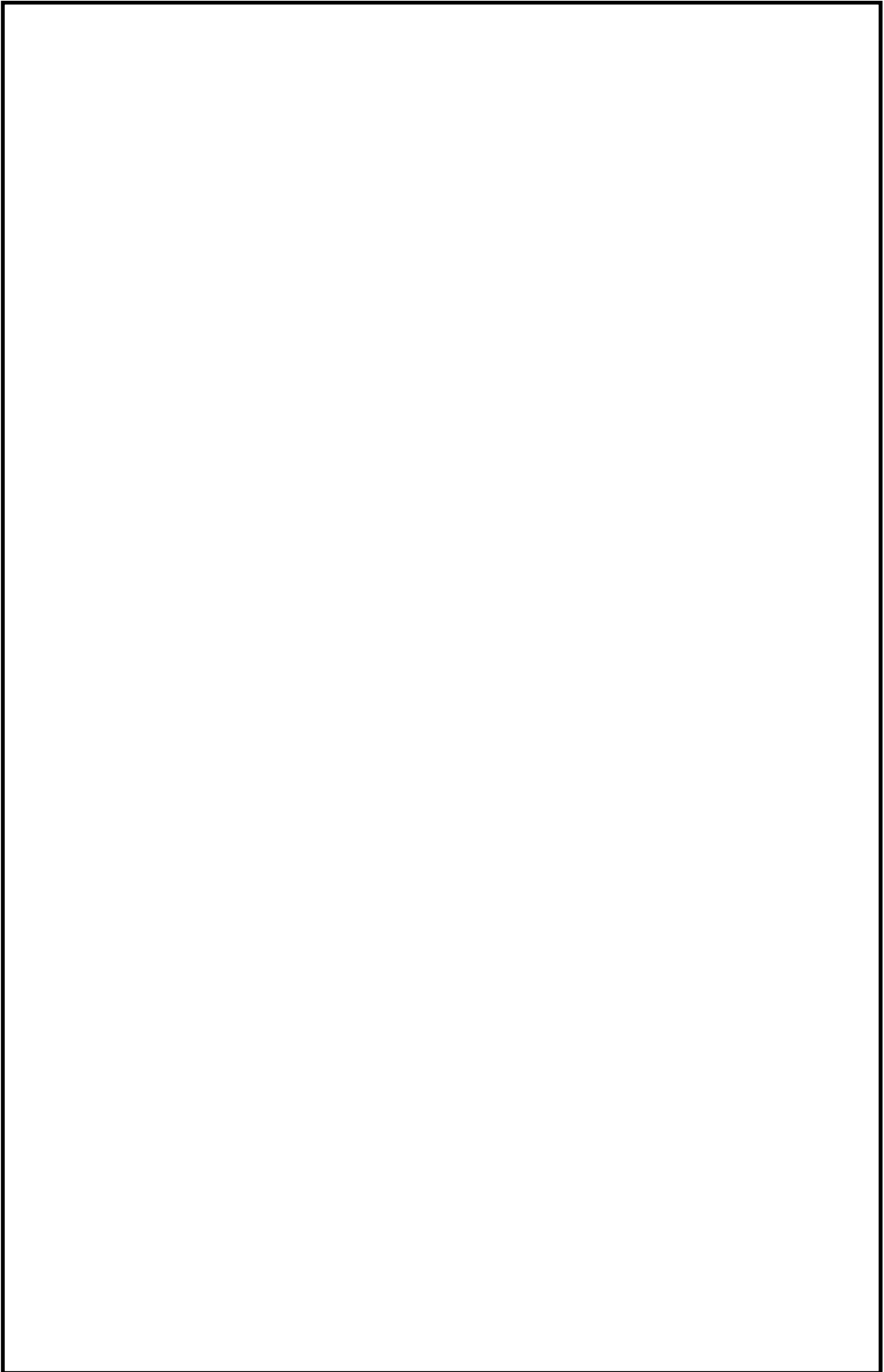


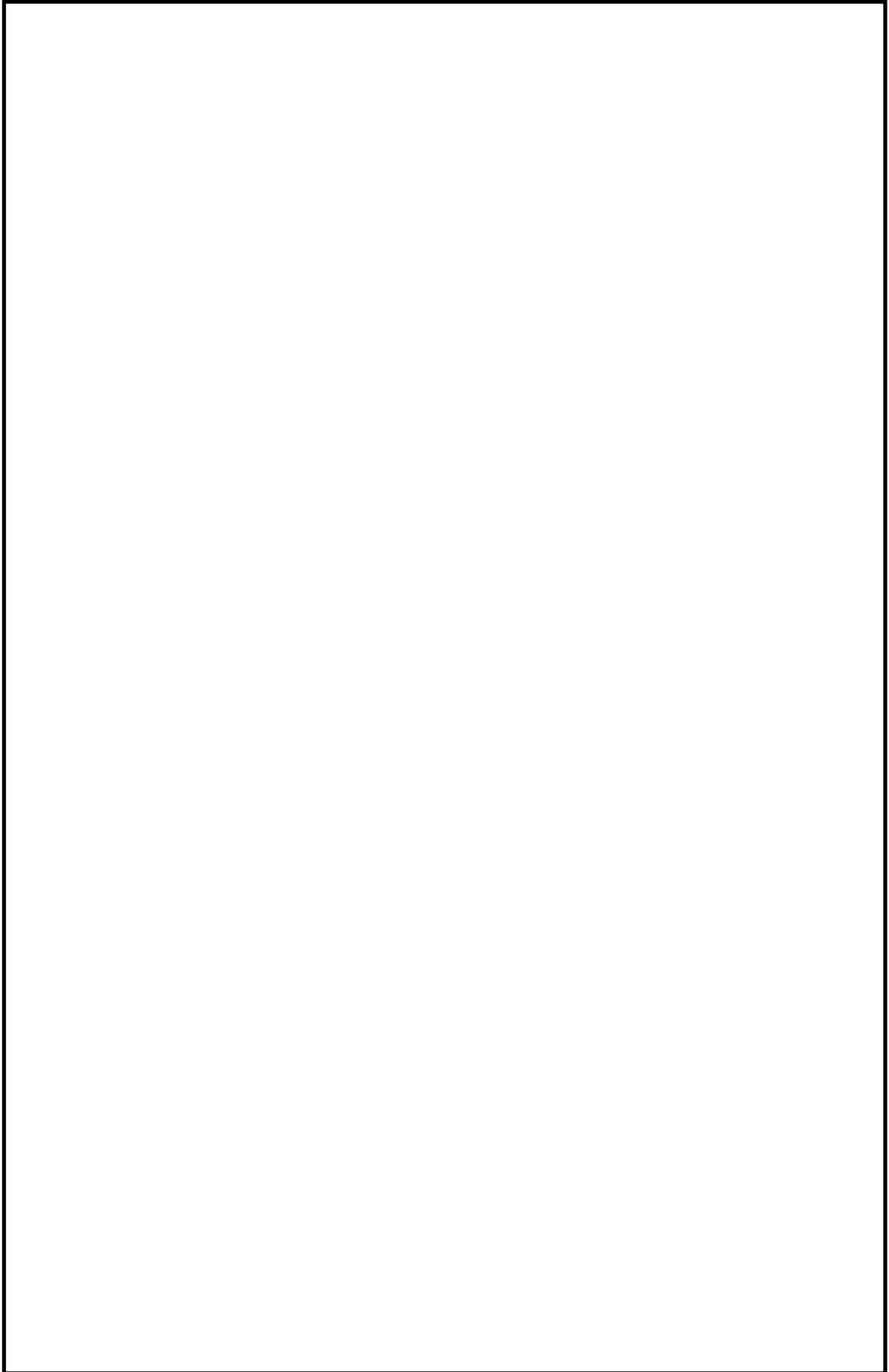


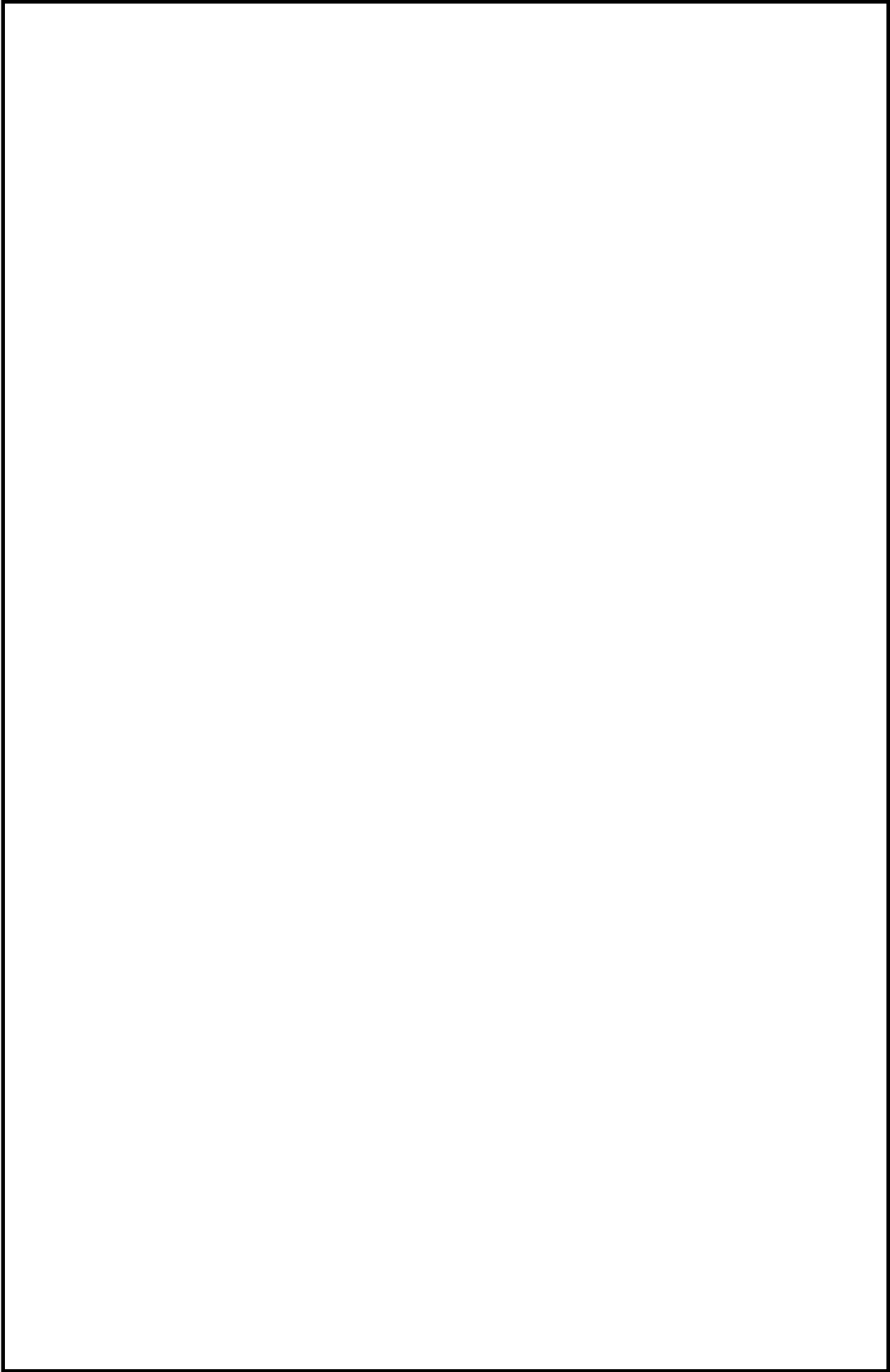
10.14.1.2.5 評価の方法

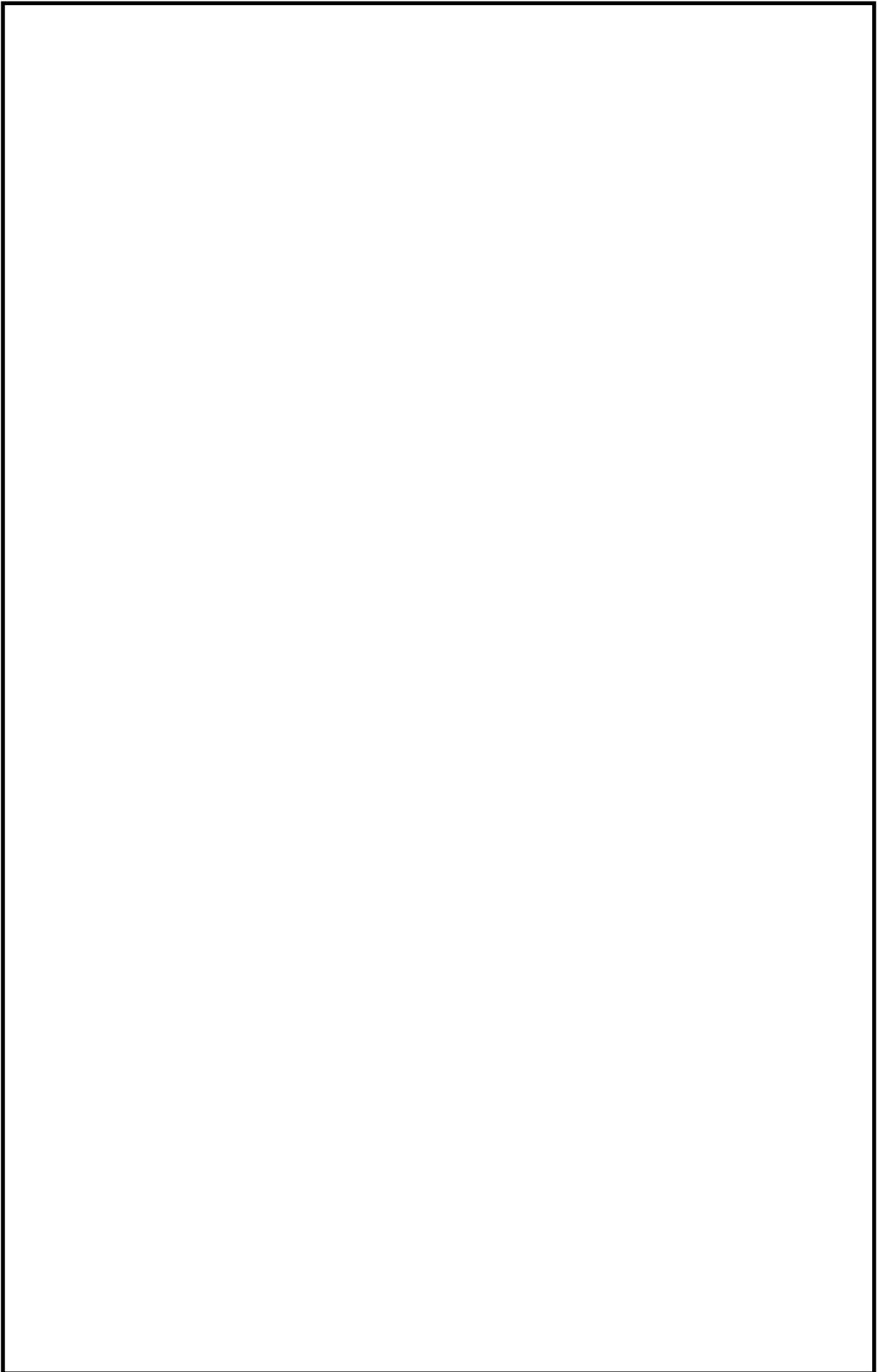


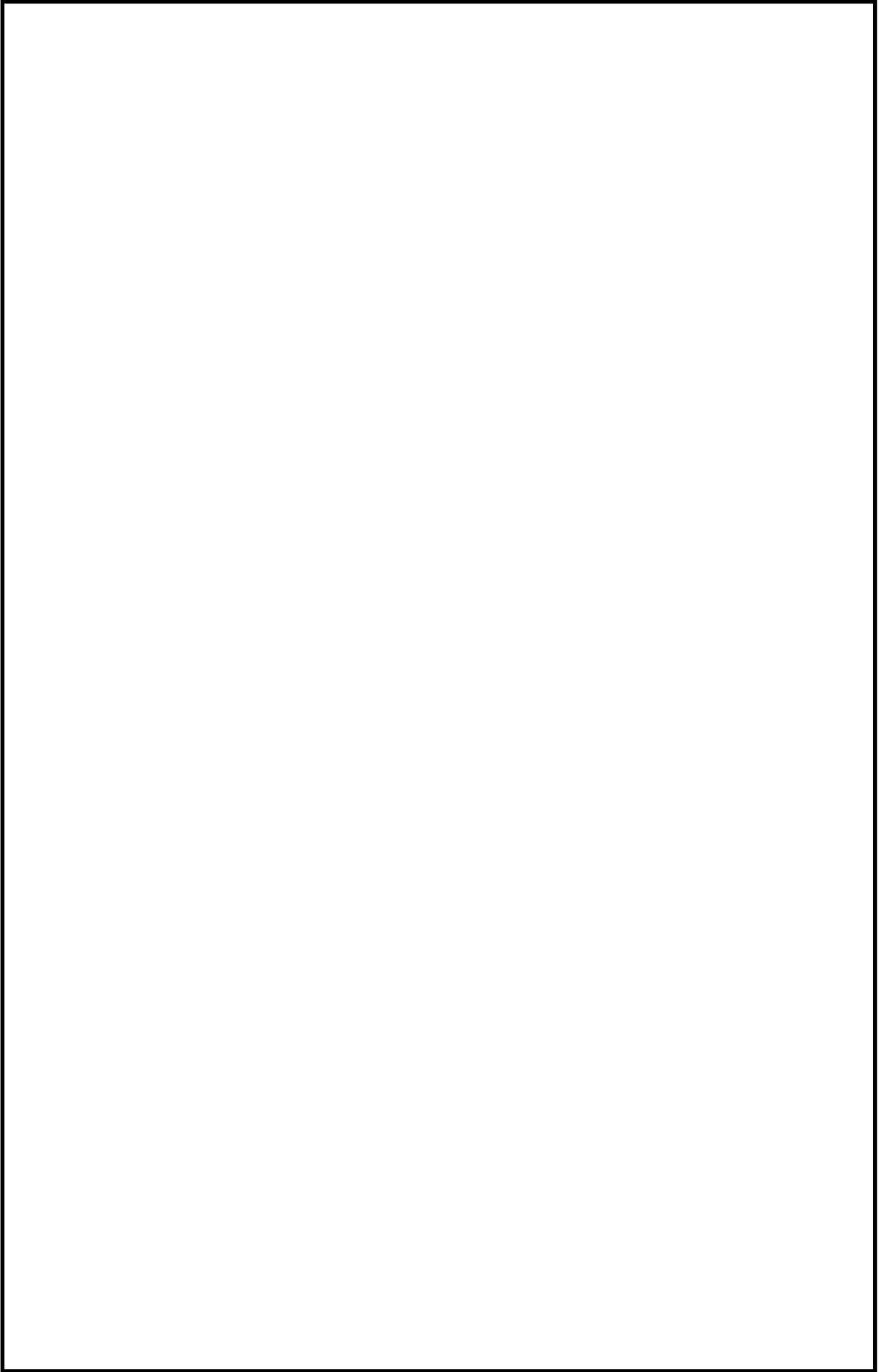


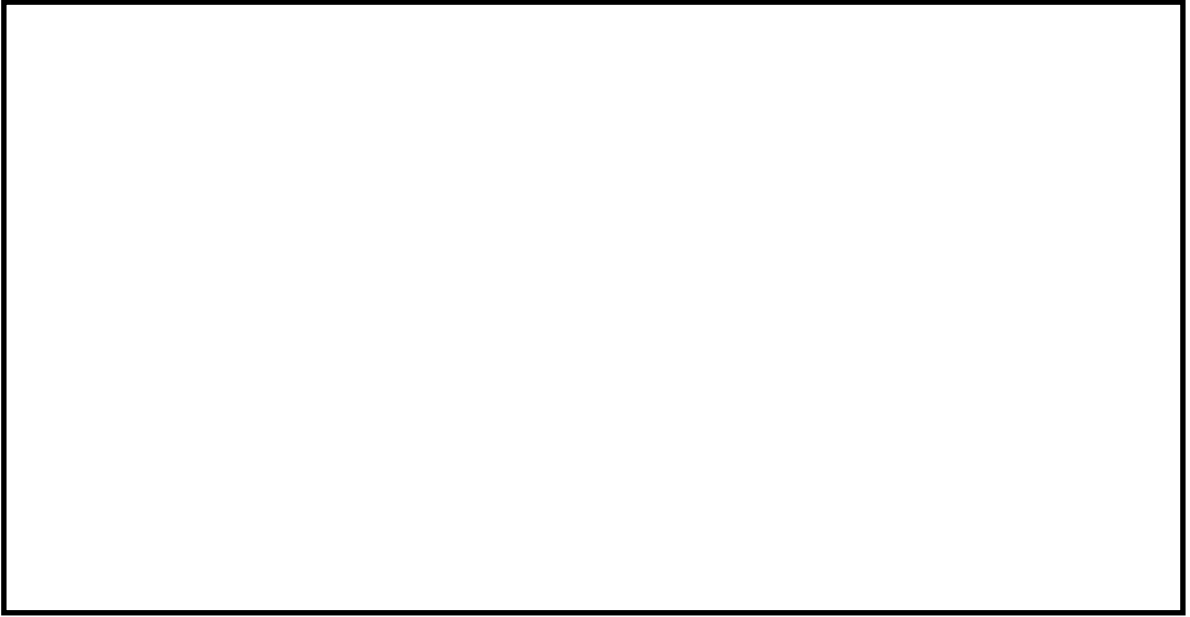












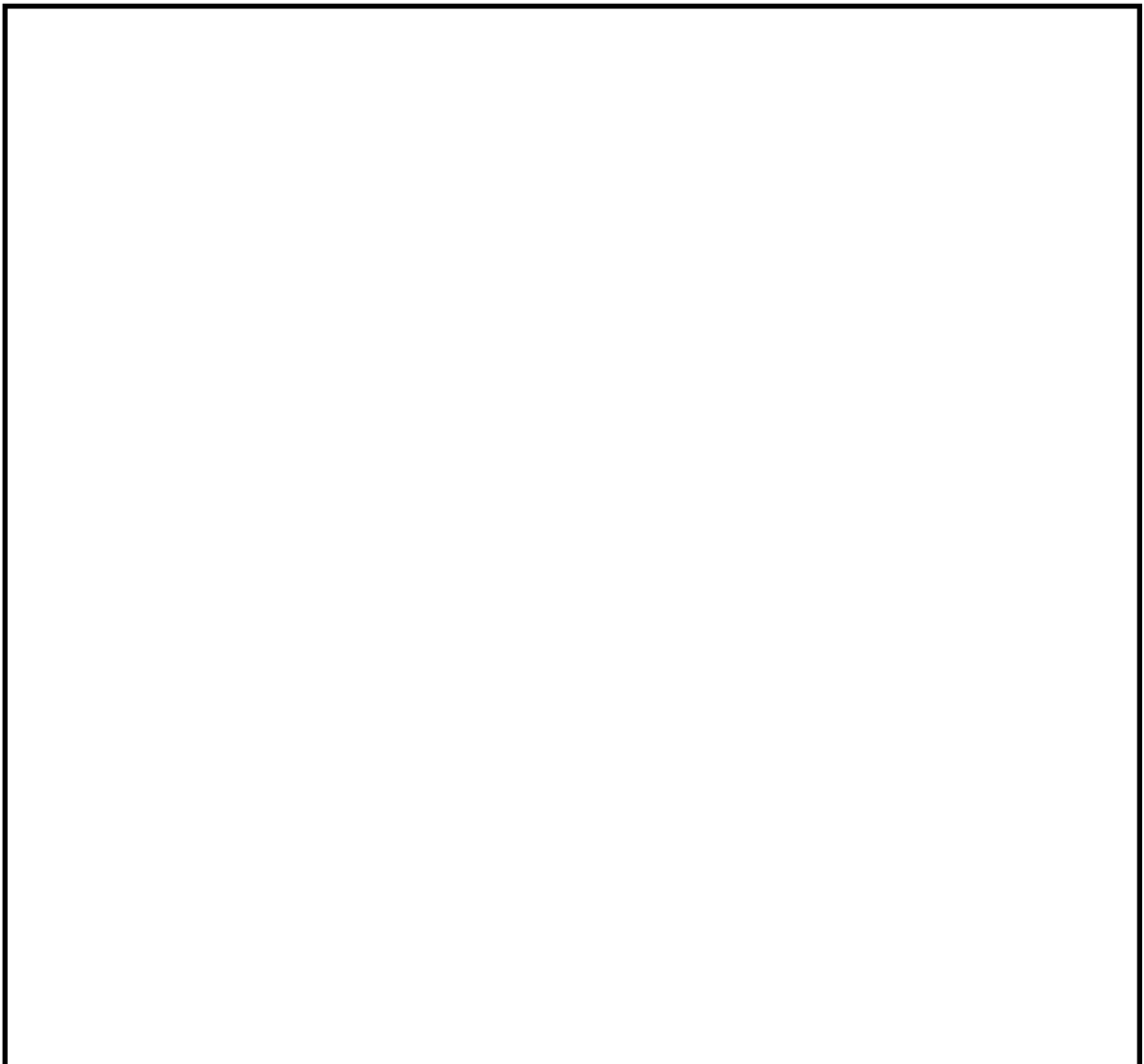
10.14.2 原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧操作機能

10.14.2.1 概 要

原子炉建屋への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムに対して、原子炉格納容器の破損を防止するため、原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧操作機能を有する特定重大事故等対処施設を設置する。

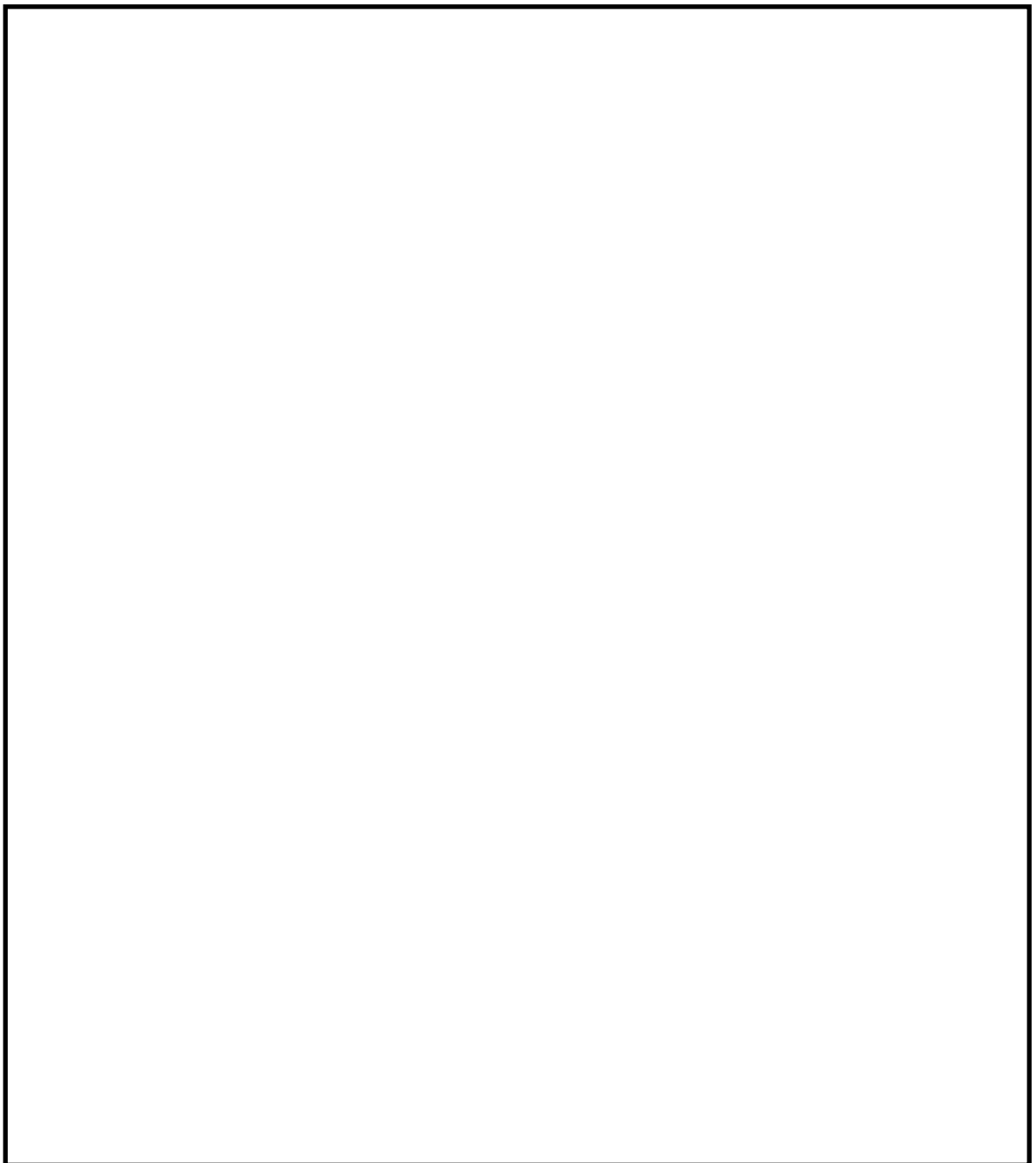
原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧操作機能の系統概要図を第 10.14.2-1 図に示す。

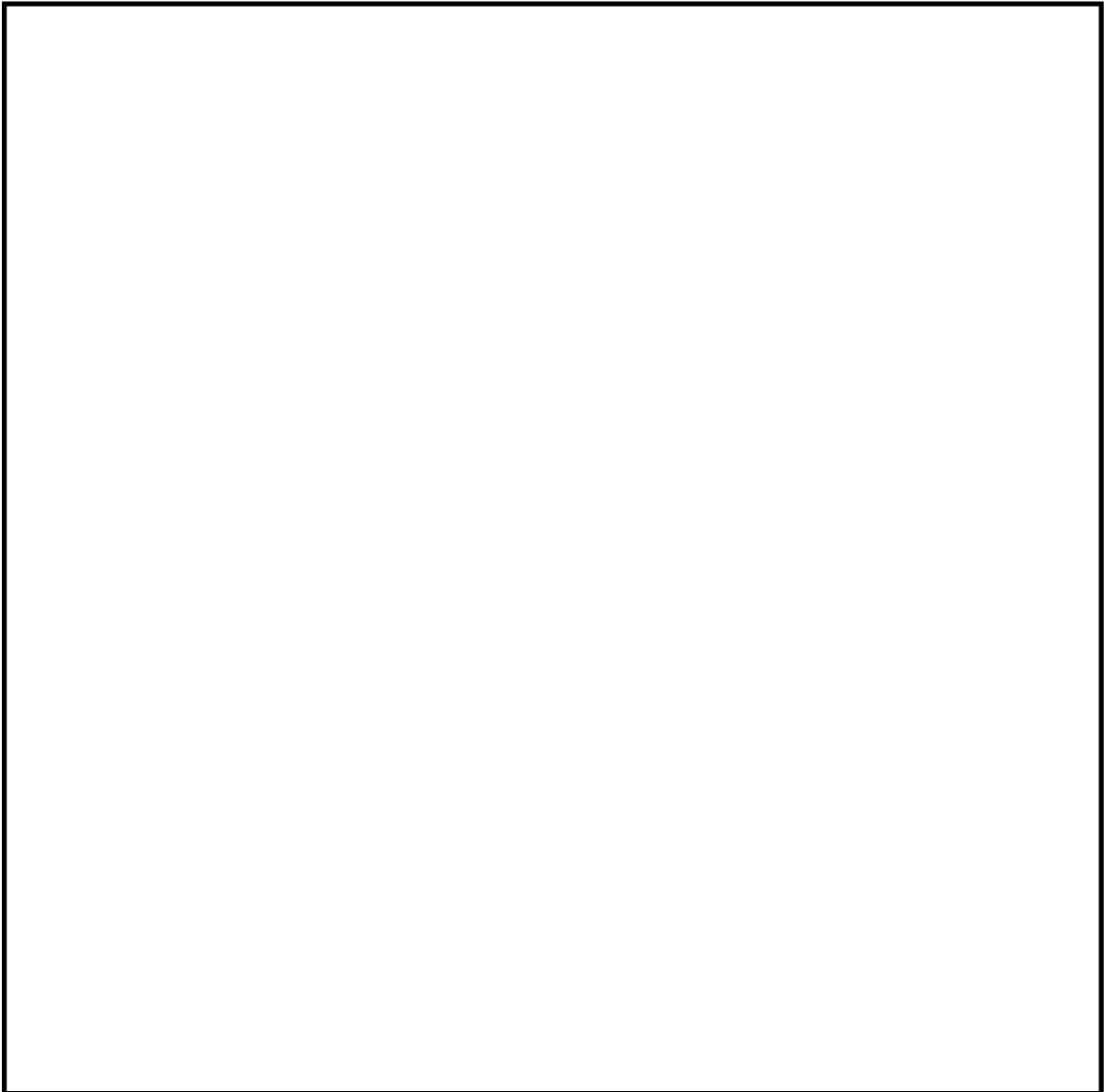
10.14.2.2 設計方針





10.14.2.2.1 多重性又は多様性, 独立性, 位置的分散

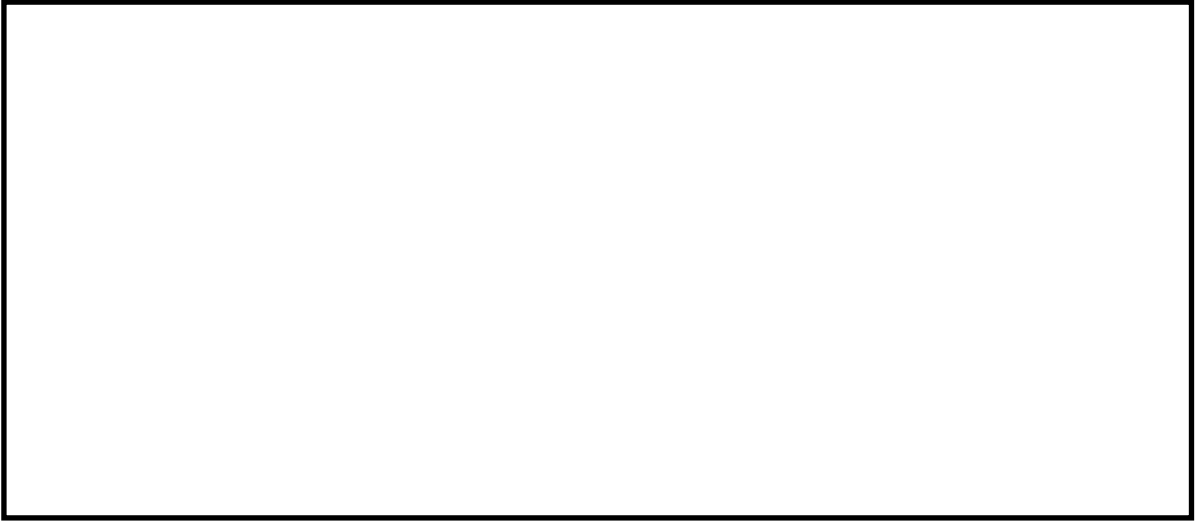




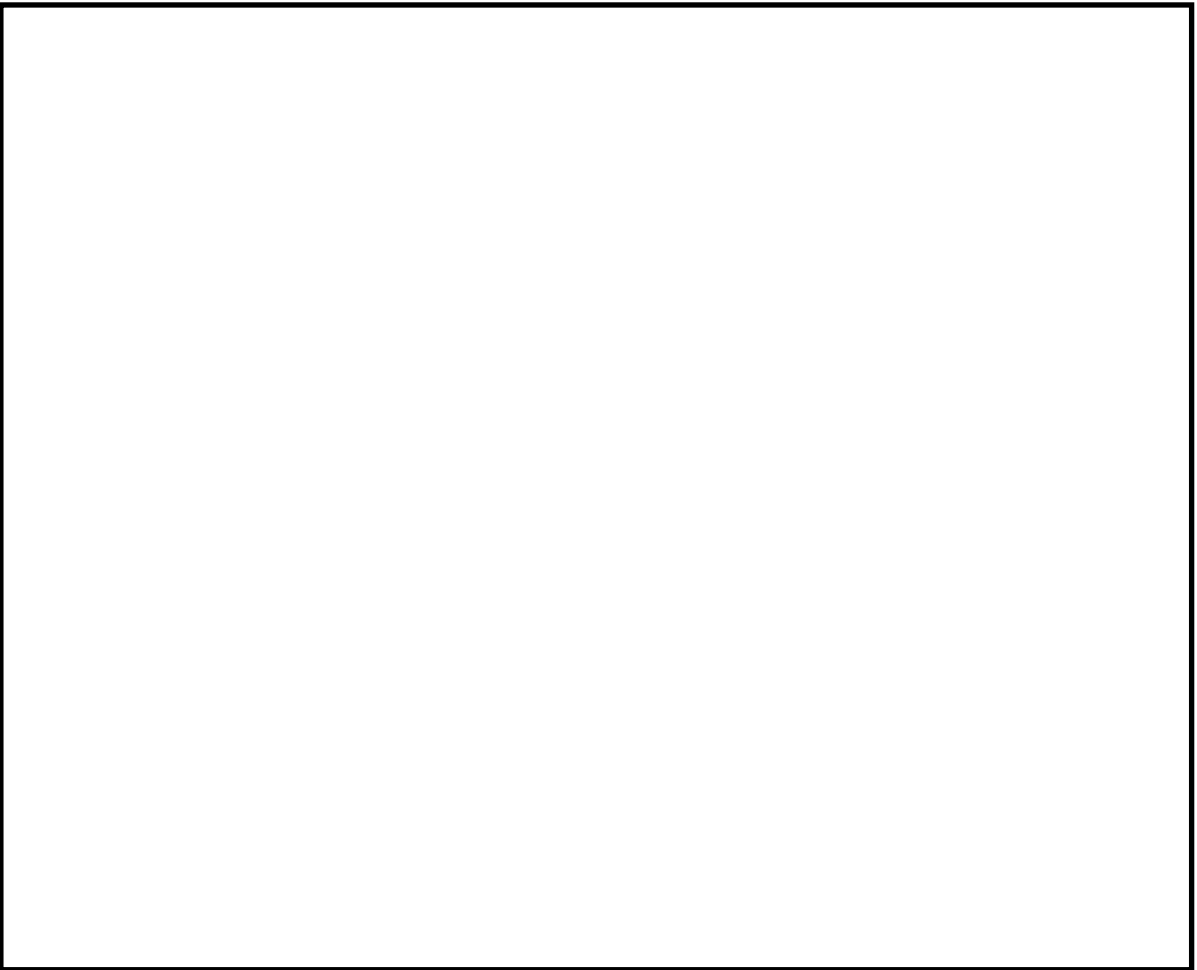
10.14.2.2.2 惡影響防止




10.14.2.2.3 容量等



10.14.2.2.4 環境条件等



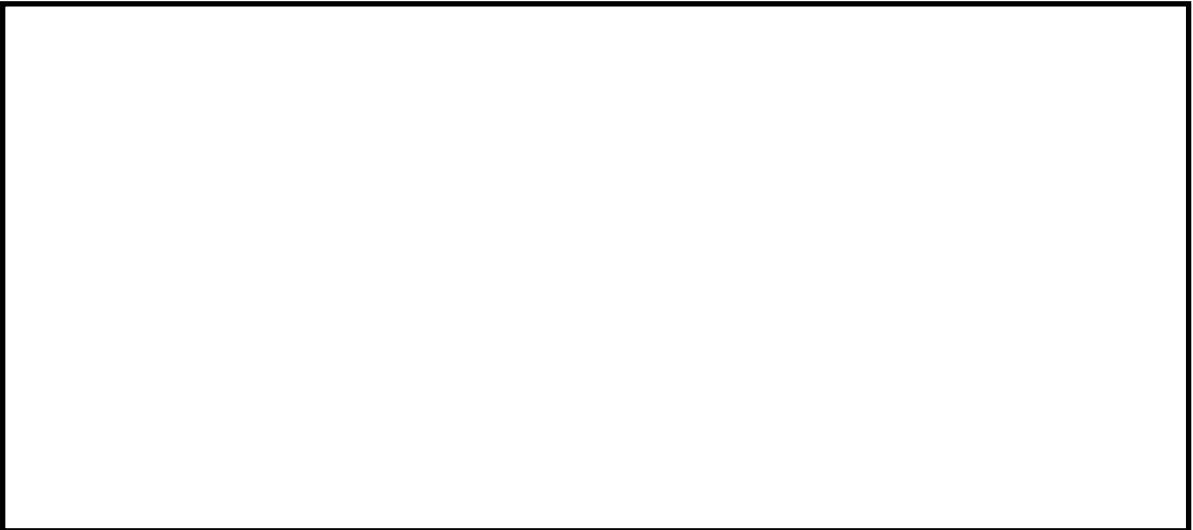
10.14.2.2.5 操作性の確保



10.14.2.3 主要設備及び仕様

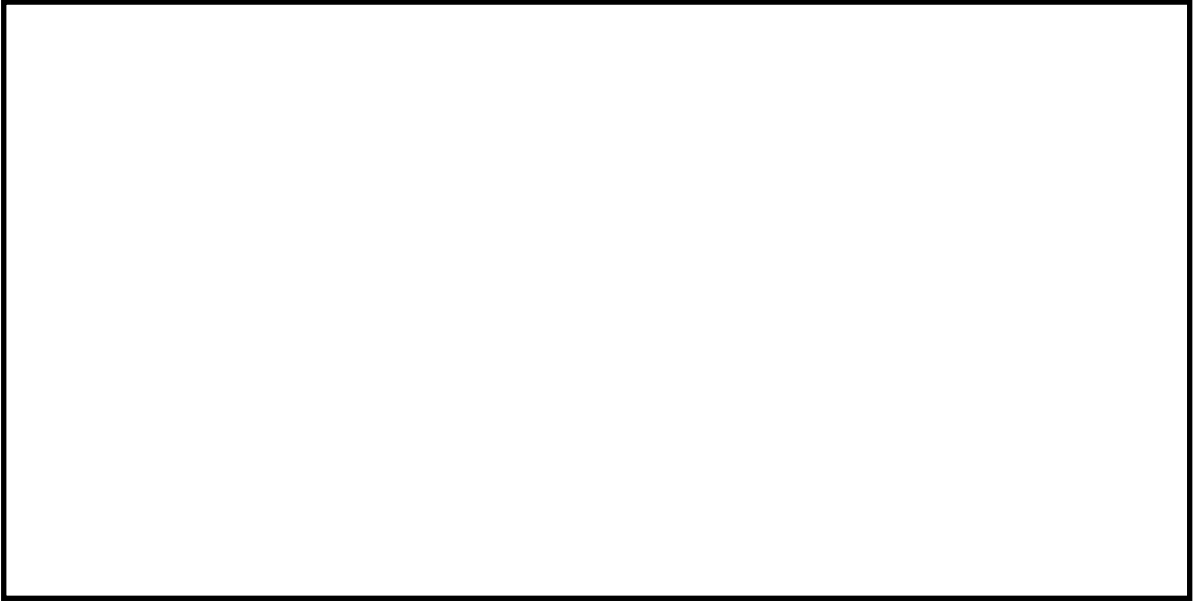


10.14.2.4 試験検査



10.14.2.5 信頼性向上を図るための設計方針





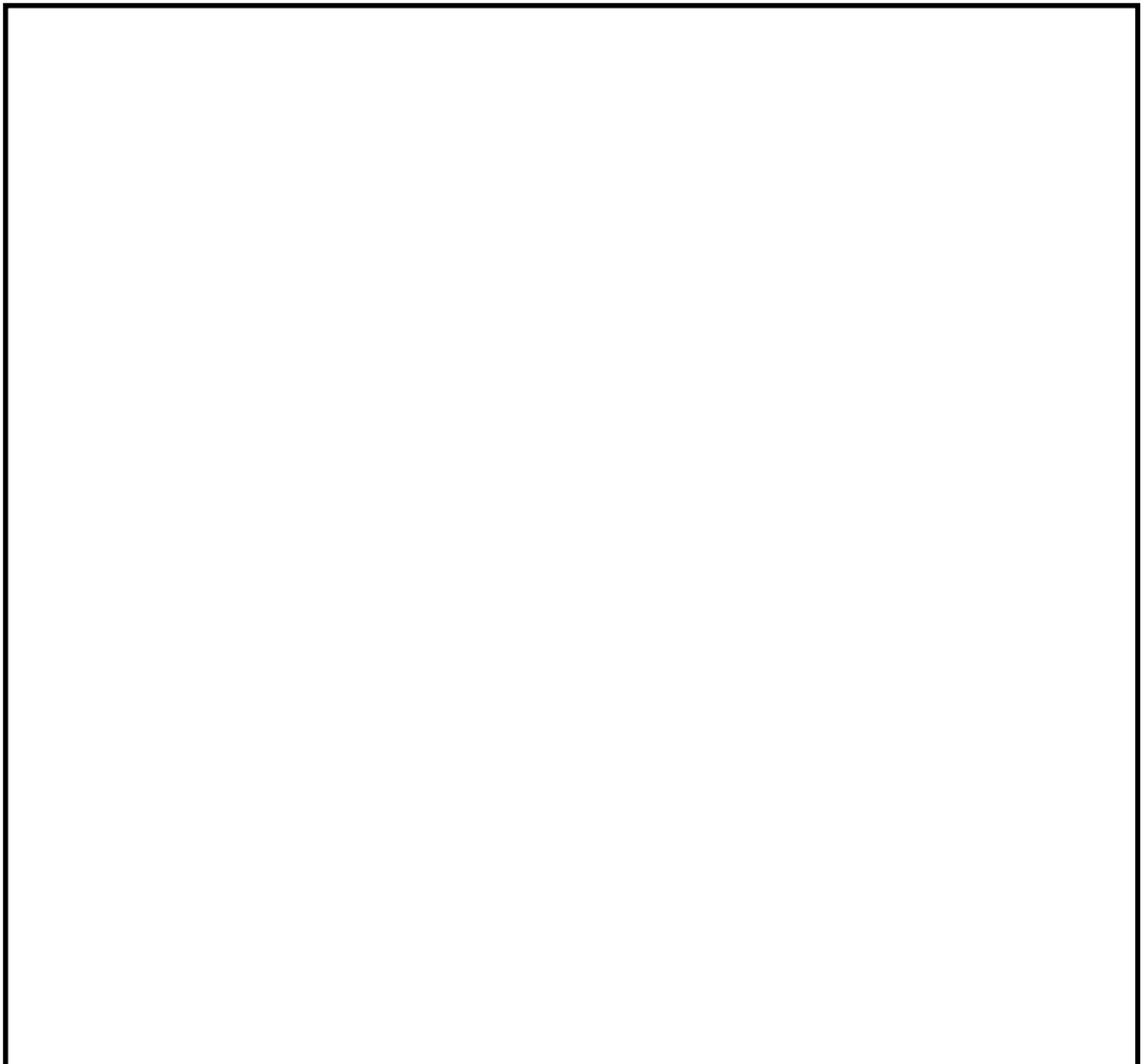
10.14.3 炉内の溶融炉心の冷却機能

10.14.3.1 概 要

原子炉建屋への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムに対して、原子炉格納容器の破損を防止するため、炉内の溶融炉心の冷却機能を有する特定重大事故等対処施設を設置する。

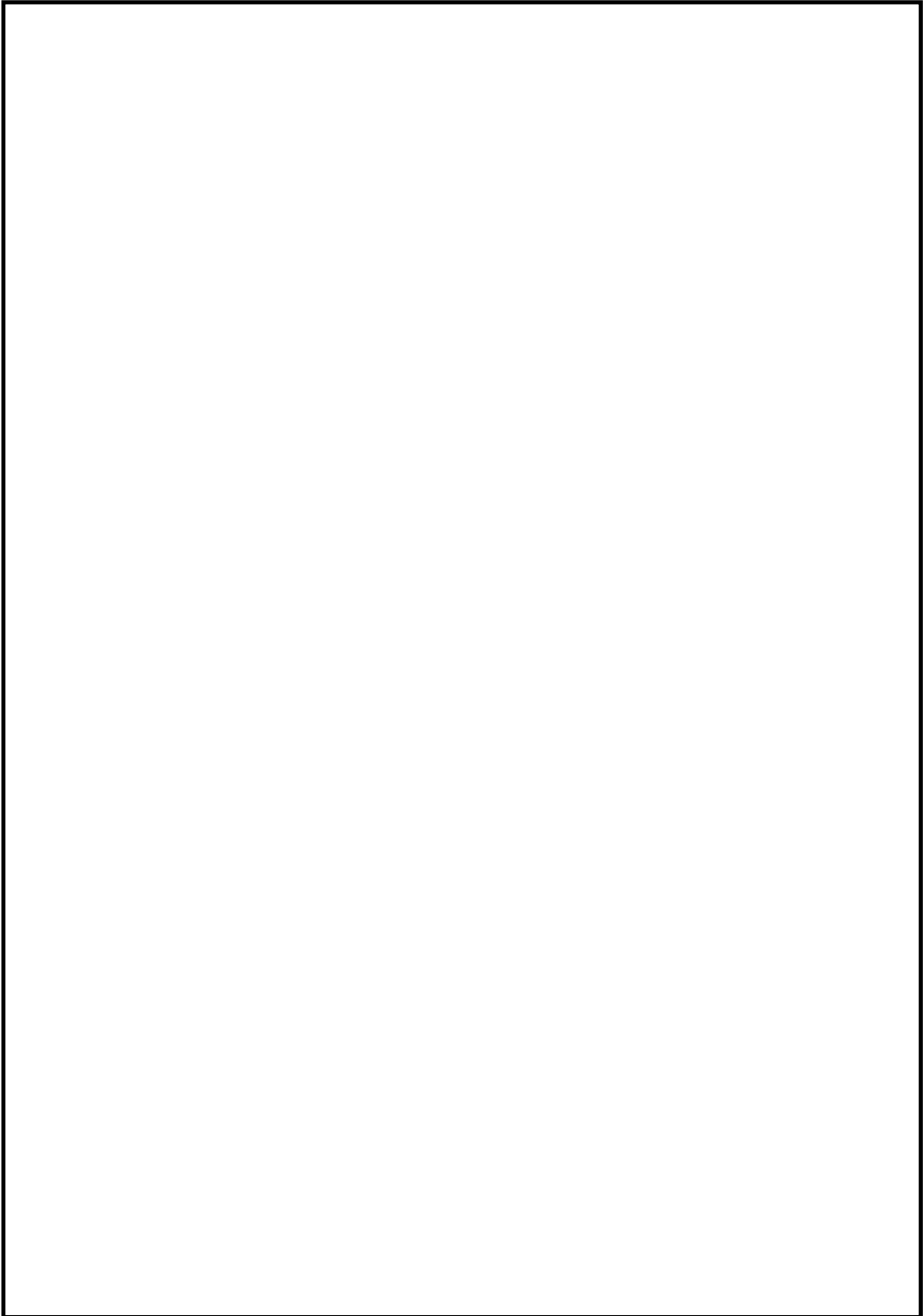
炉内の溶融炉心の冷却機能の系統概要図を第 10.14.3-1 図及び第 10.14.3-2 図に示す。

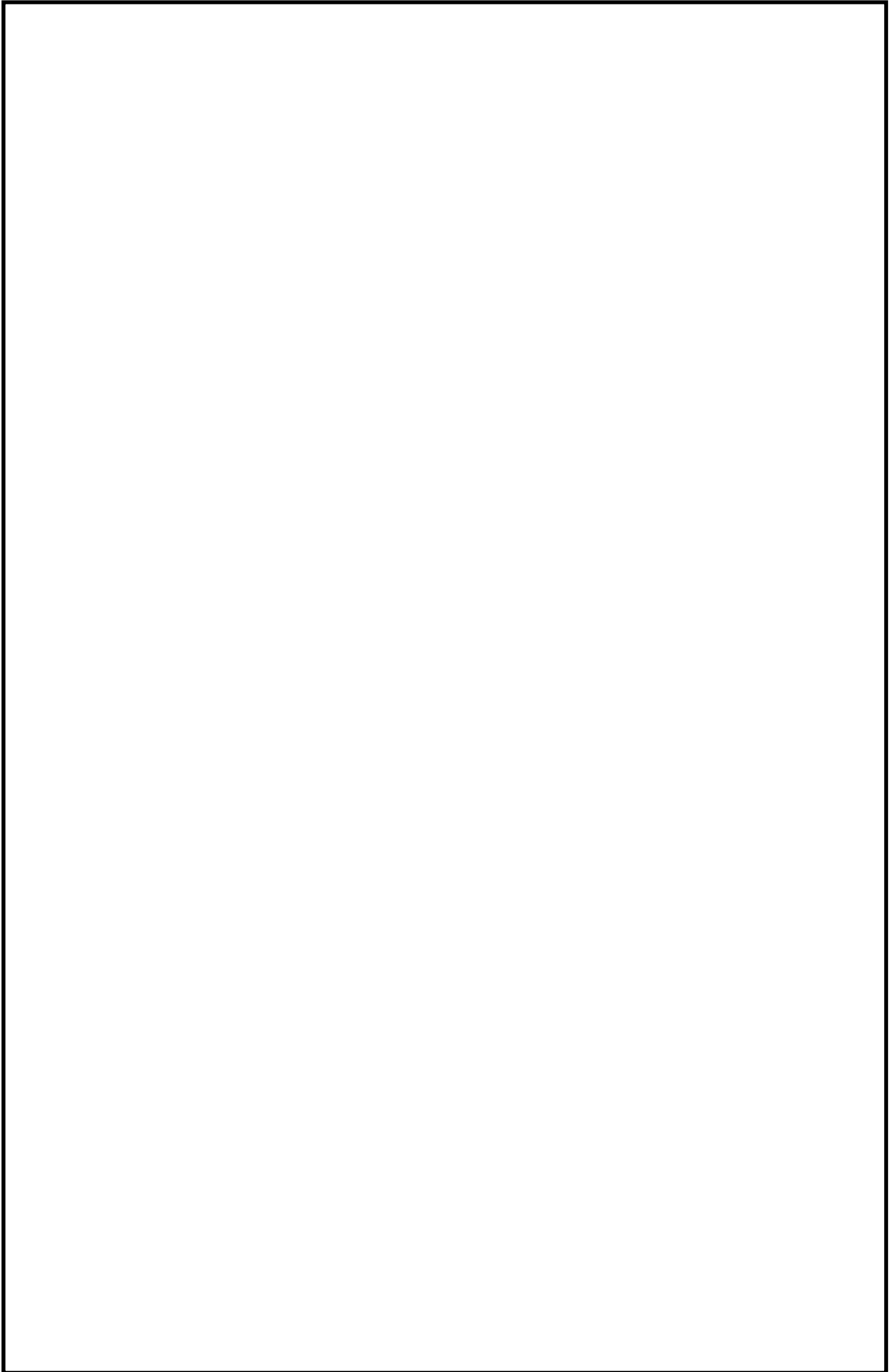
10.14.3.2 設計方針

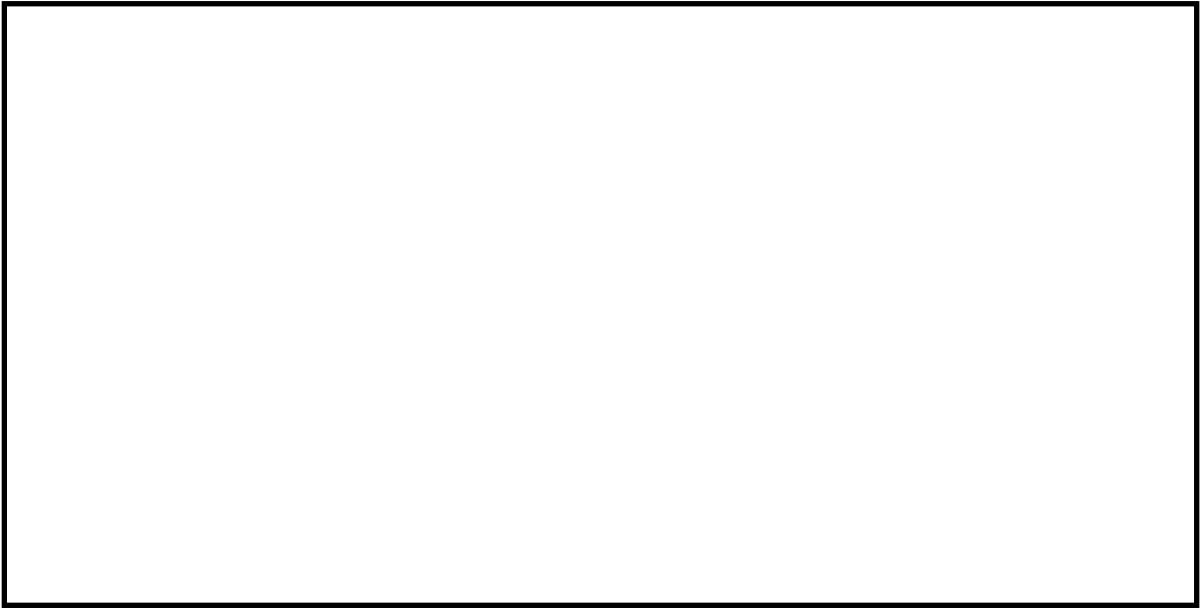




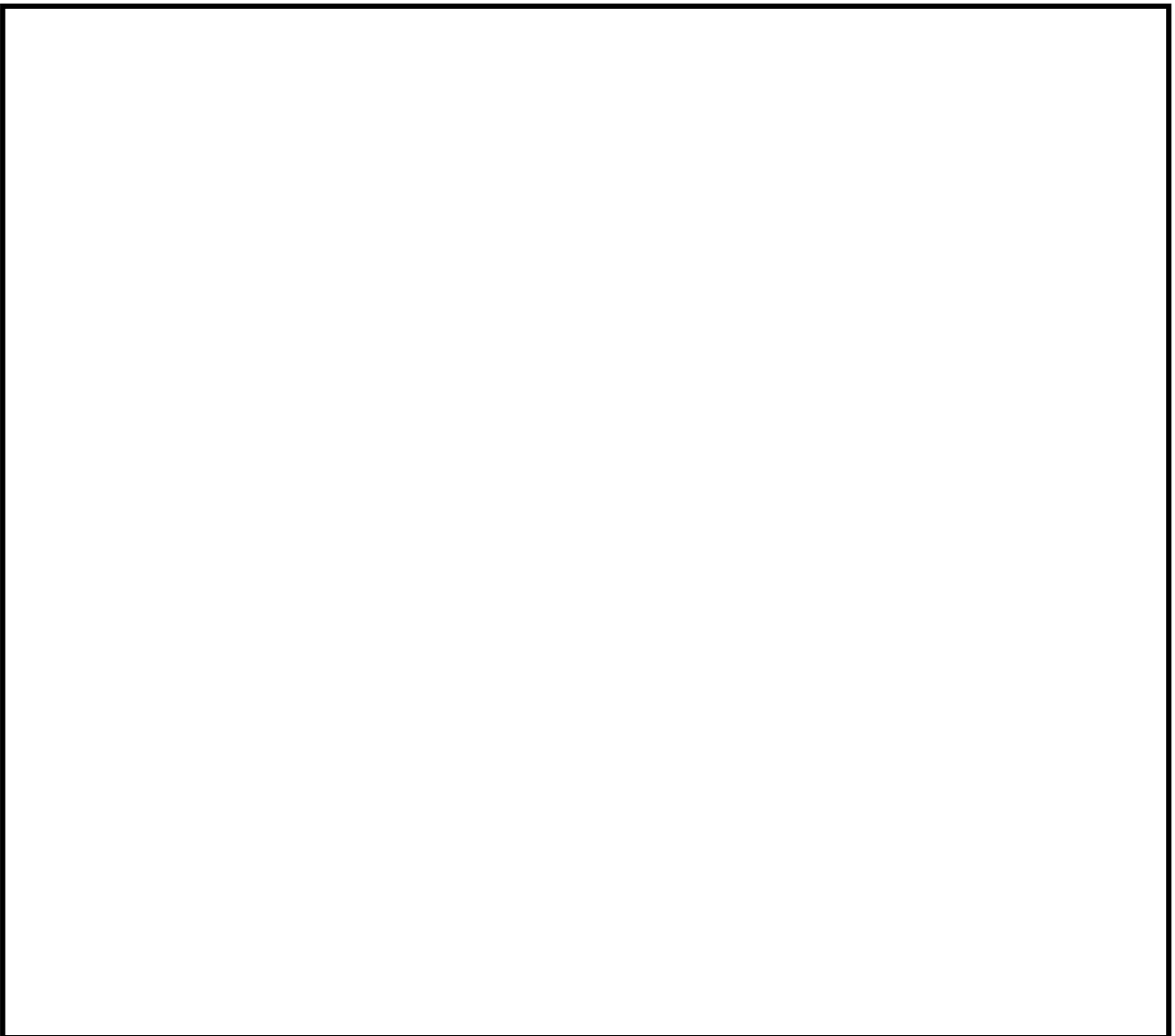
10.14.3.2.1 多重性又は多様性，独立性，位置的分散





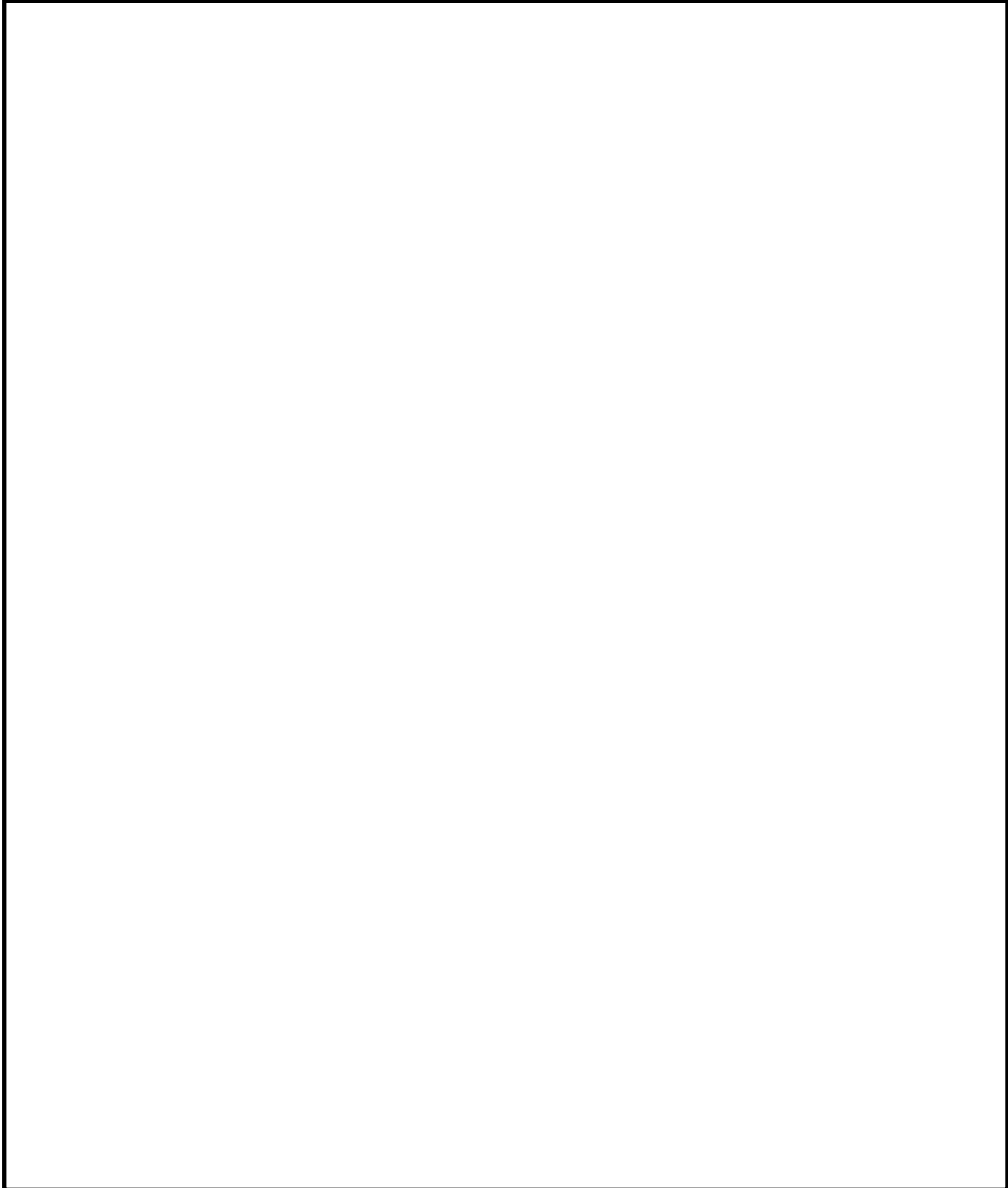


10.14.3.2.2 惡影響防止



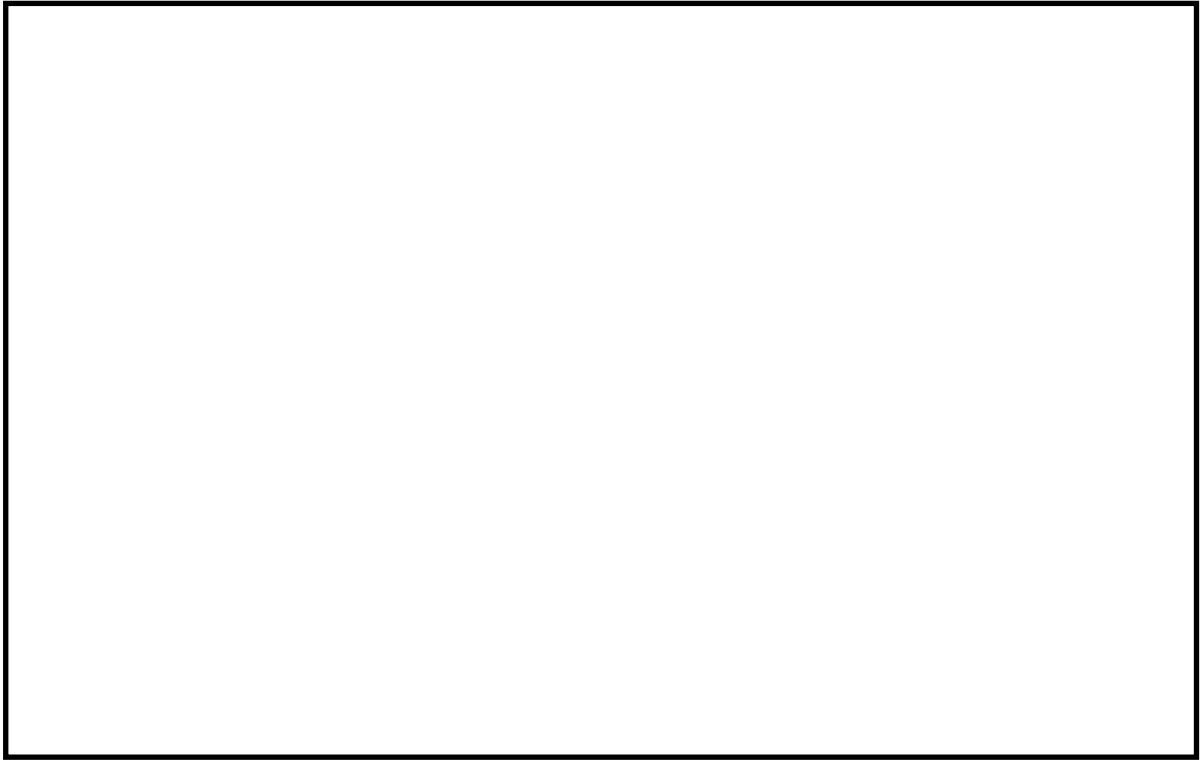


10.14.3.2.3 容量等

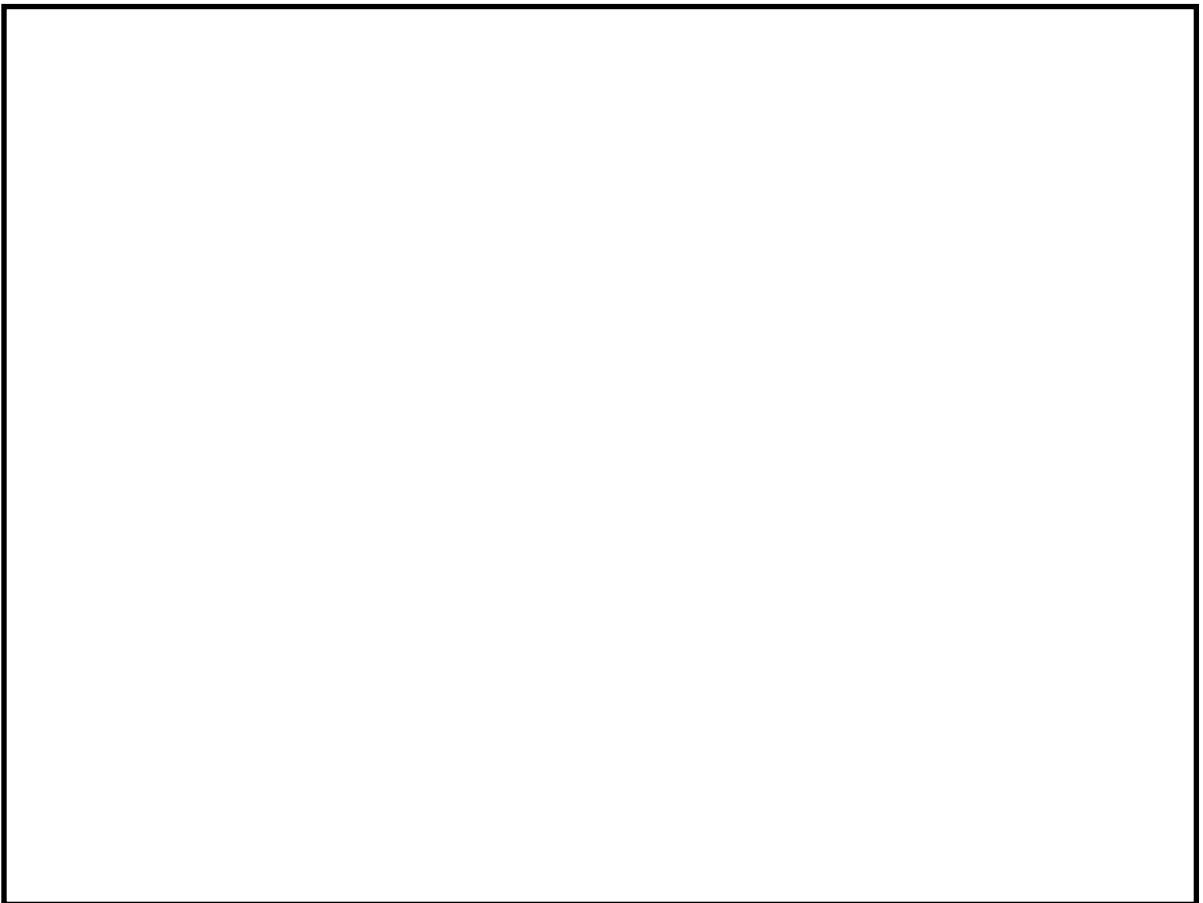


10.14.3.2.4 環境条件等





10.14.3.2.5 操作性の確保



10.14.3.3 主要設備及び仕様

--

10.14.3.4 試験検査

--

10.14.3.5 信頼性向上を図るための設計方針

--



10.14.4 原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却機能

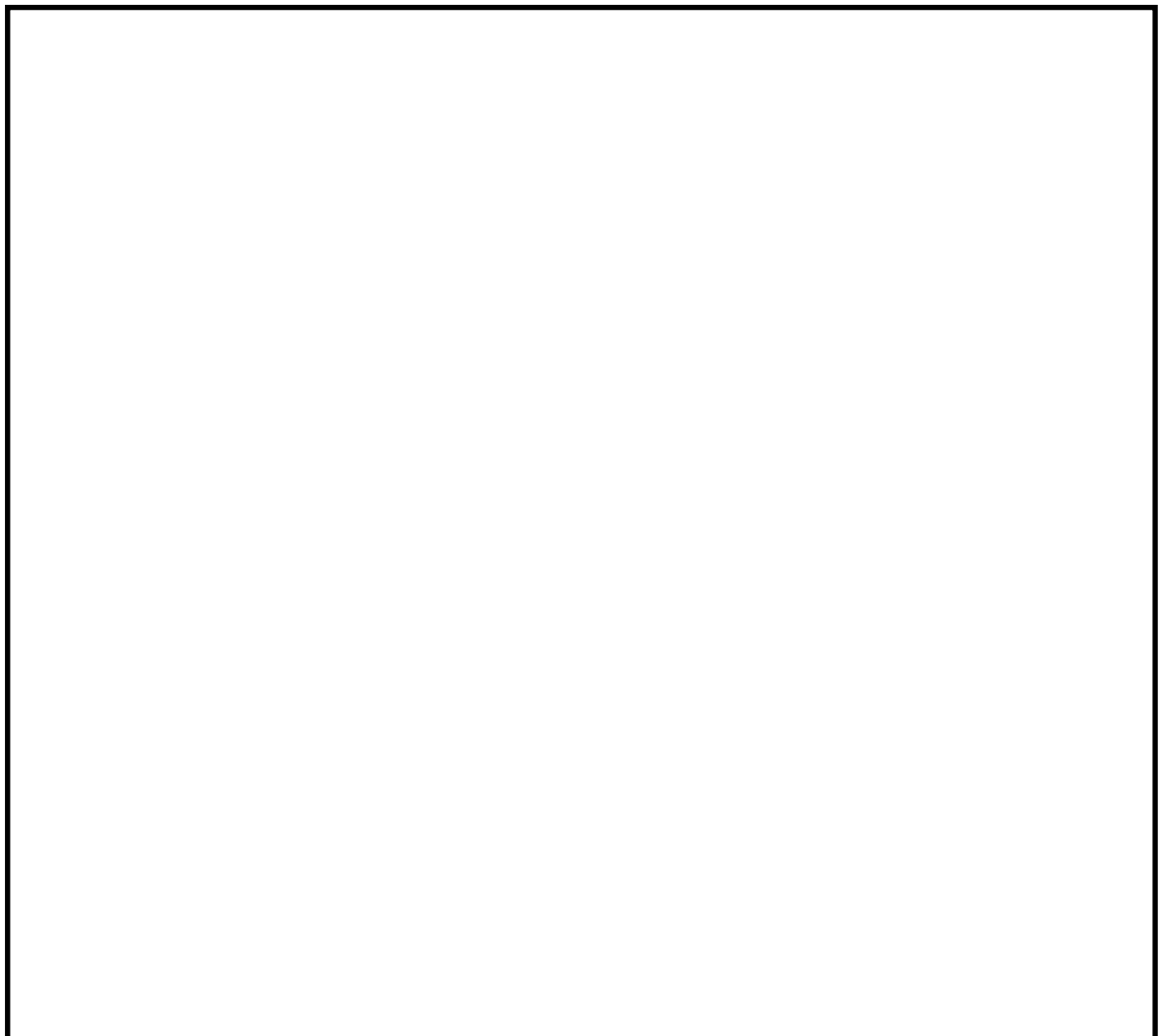
10.14.4.1 概 要

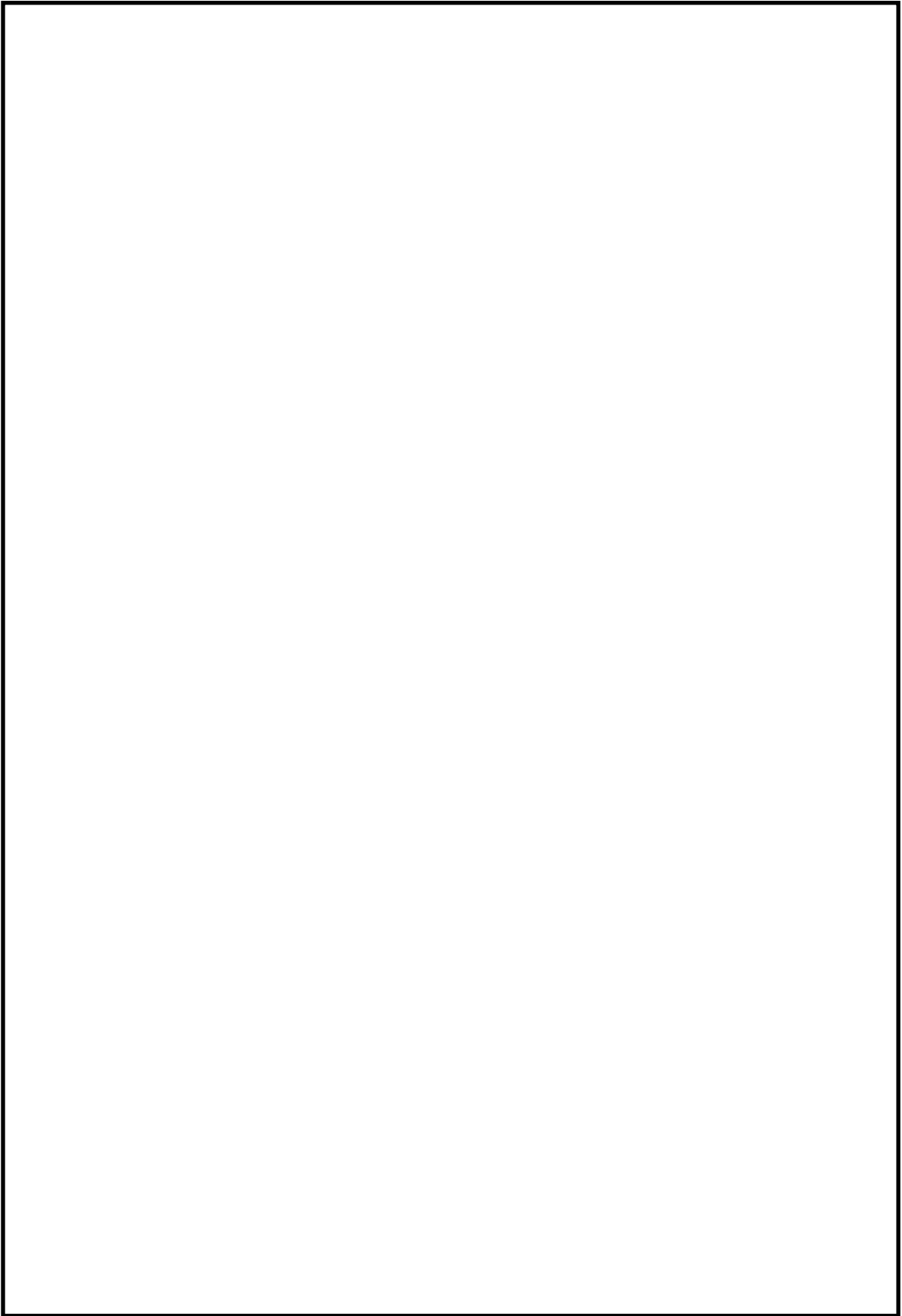
原子炉建屋への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムに対して、原子炉格納容器の破損を防止するため、ペDESTAL（ドライウェル部）に落下した溶融炉心の冷却機能を有する特定重大事故等対処施設を設置する。

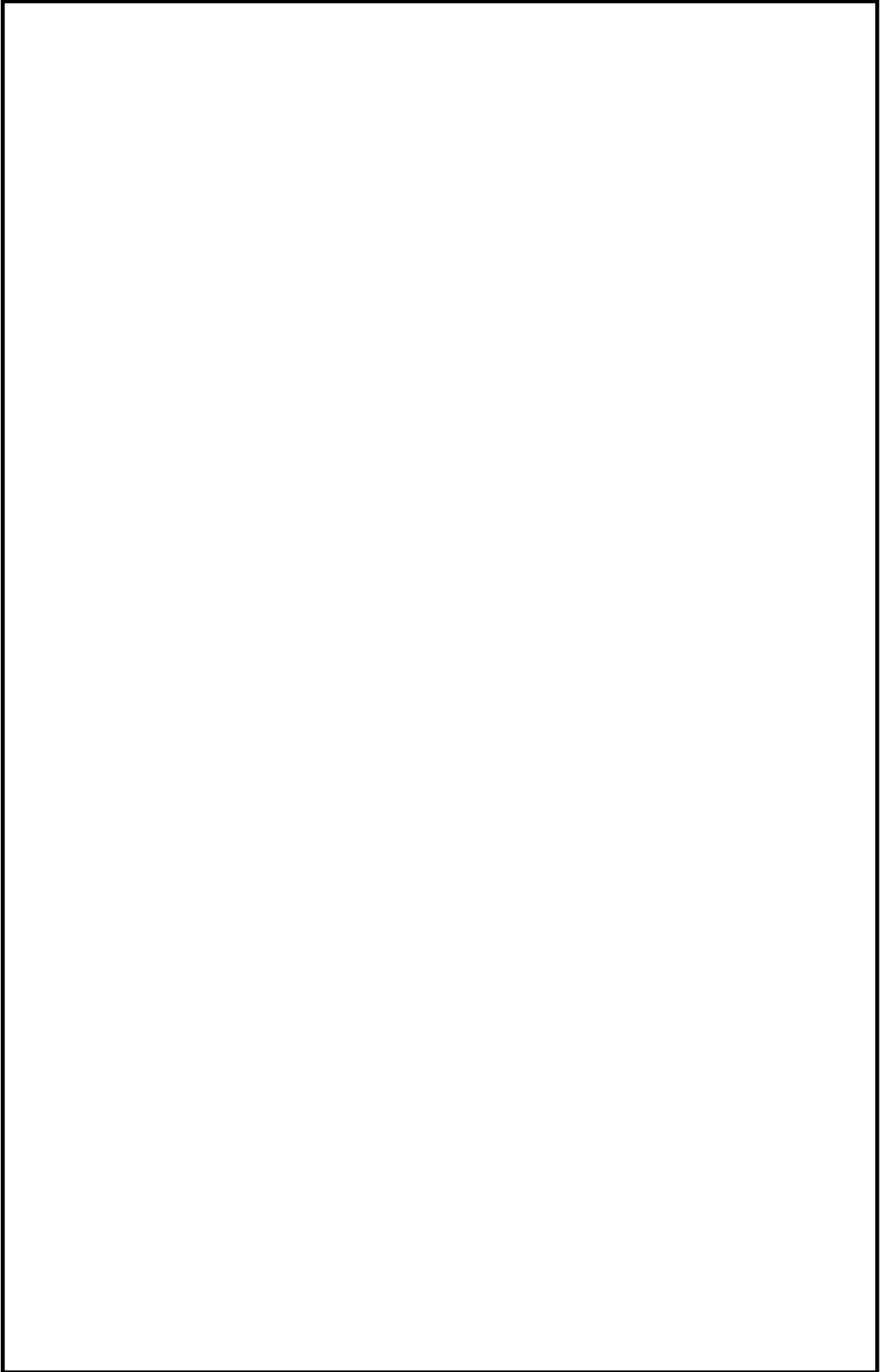
原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却機能の系統概要図を第

10.14.4-1図及び第10.14.4-2図に示す。

10.14.4.2 設計方針



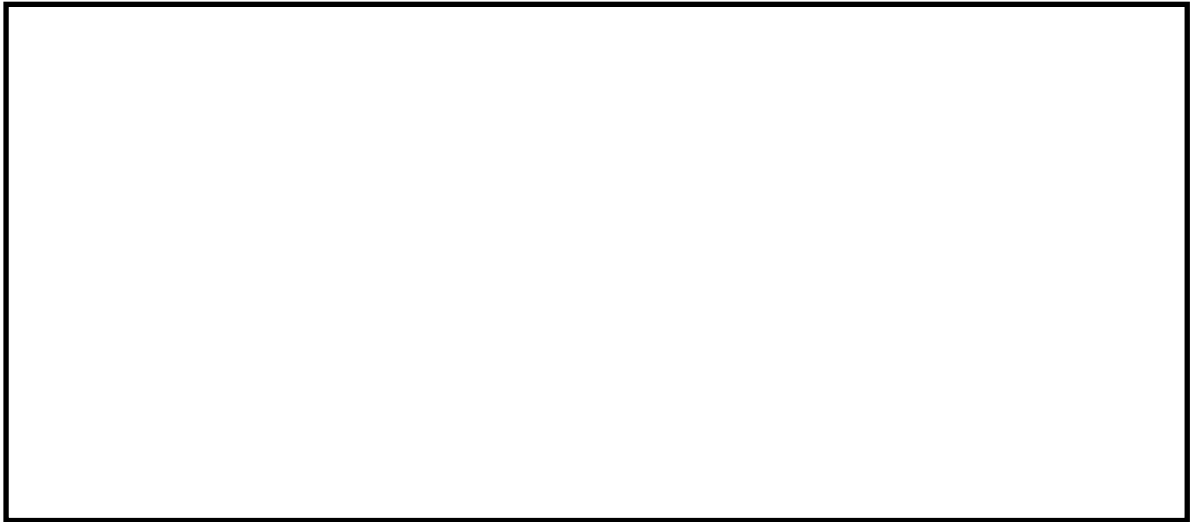




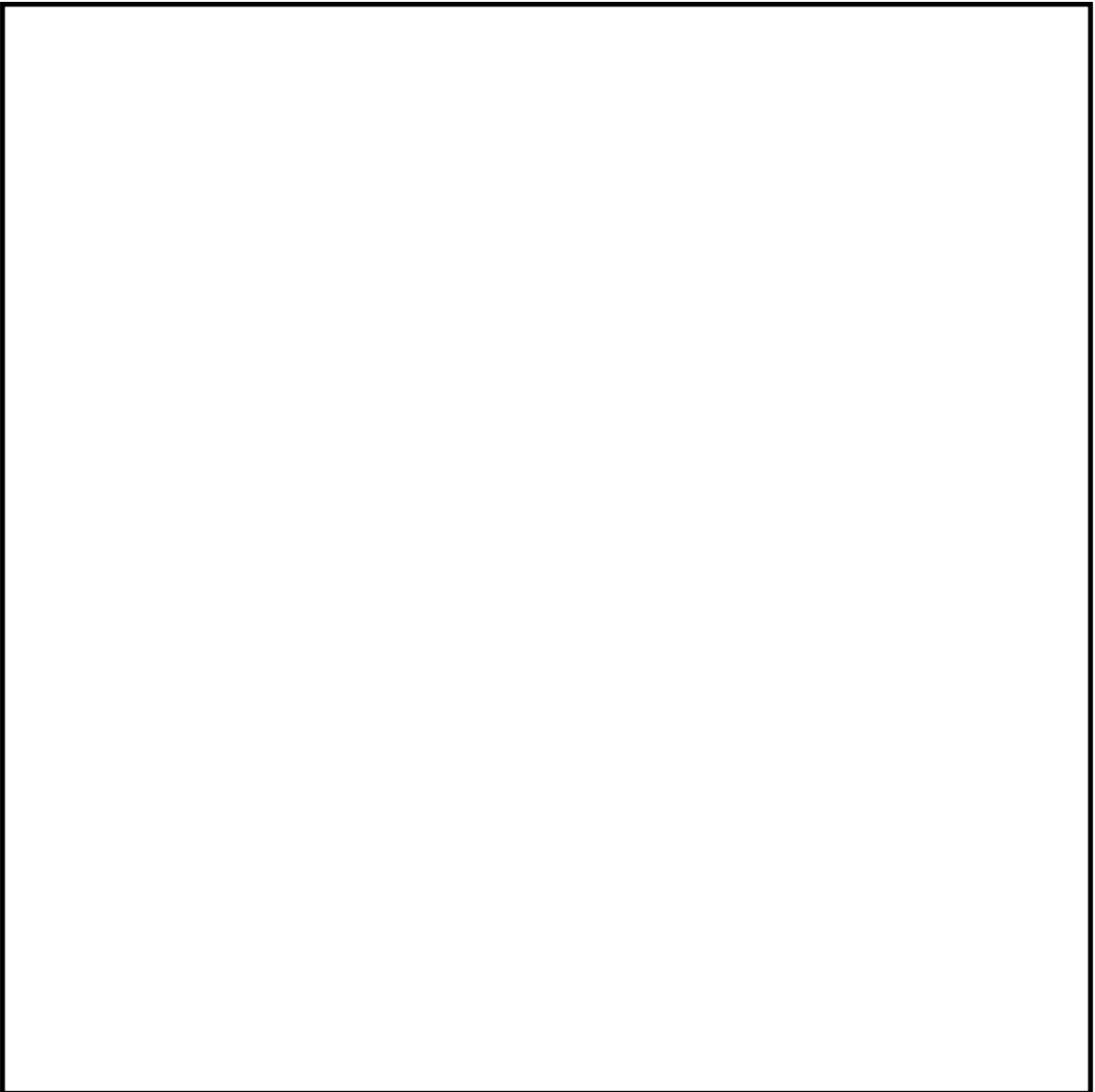


10.14.4.2.1 多重性又は多様性, 独立性, 位置的分散





10.14.4.2.2 惡影響防止

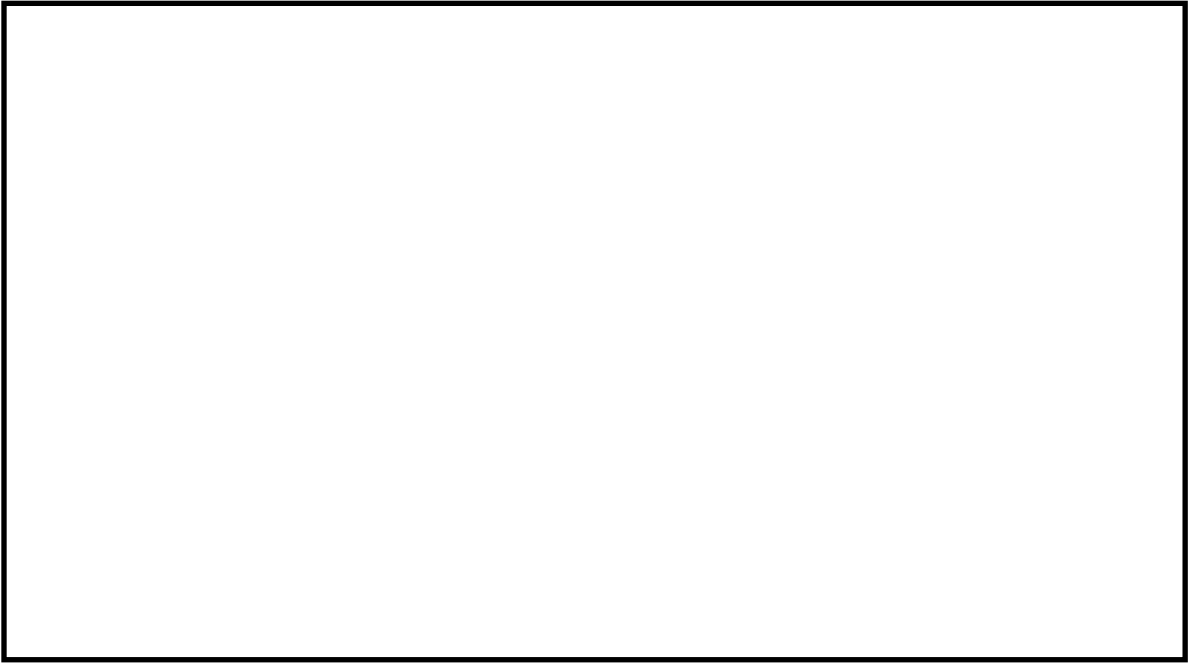


10.14.4.2.3 容量等

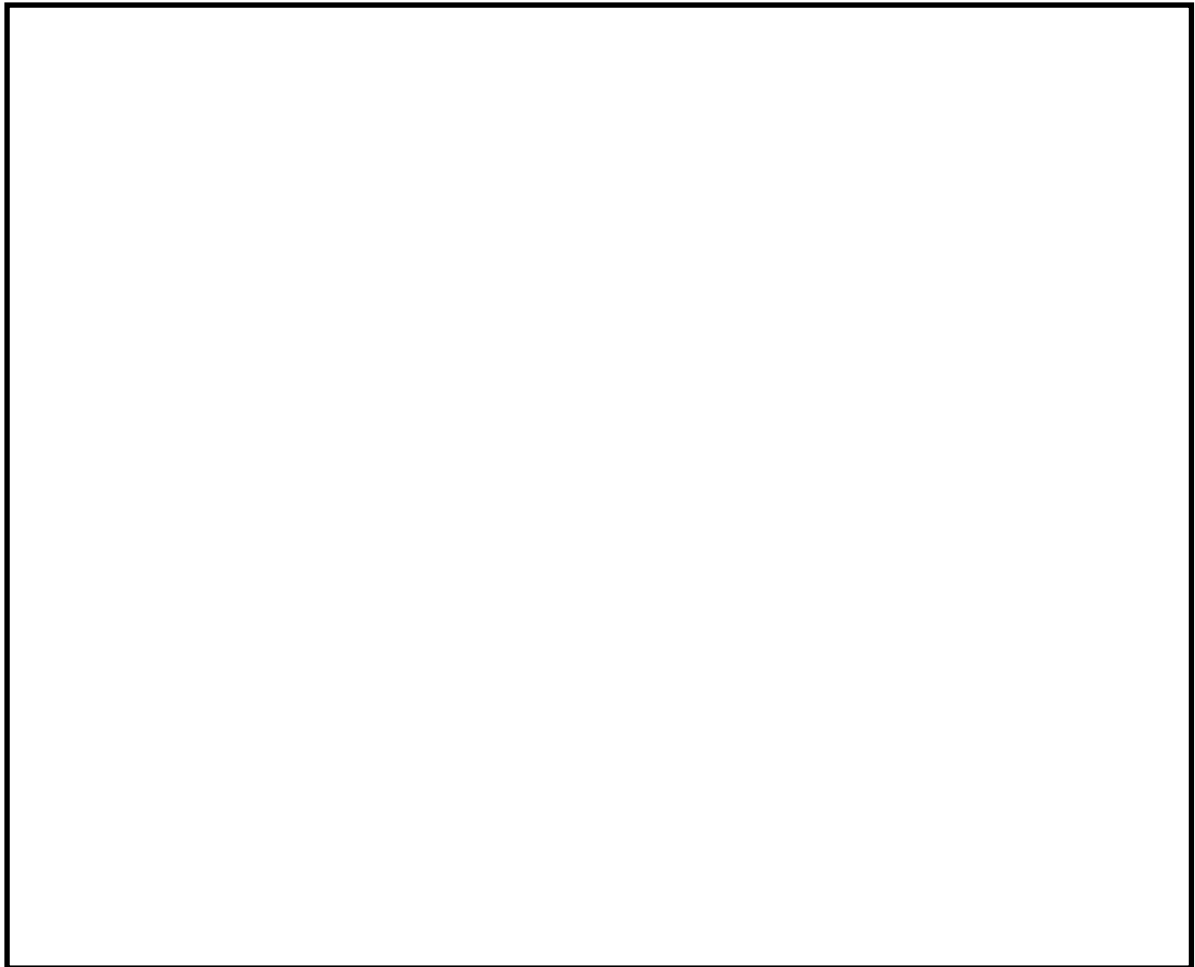


10.14.4.2.4 環境条件等





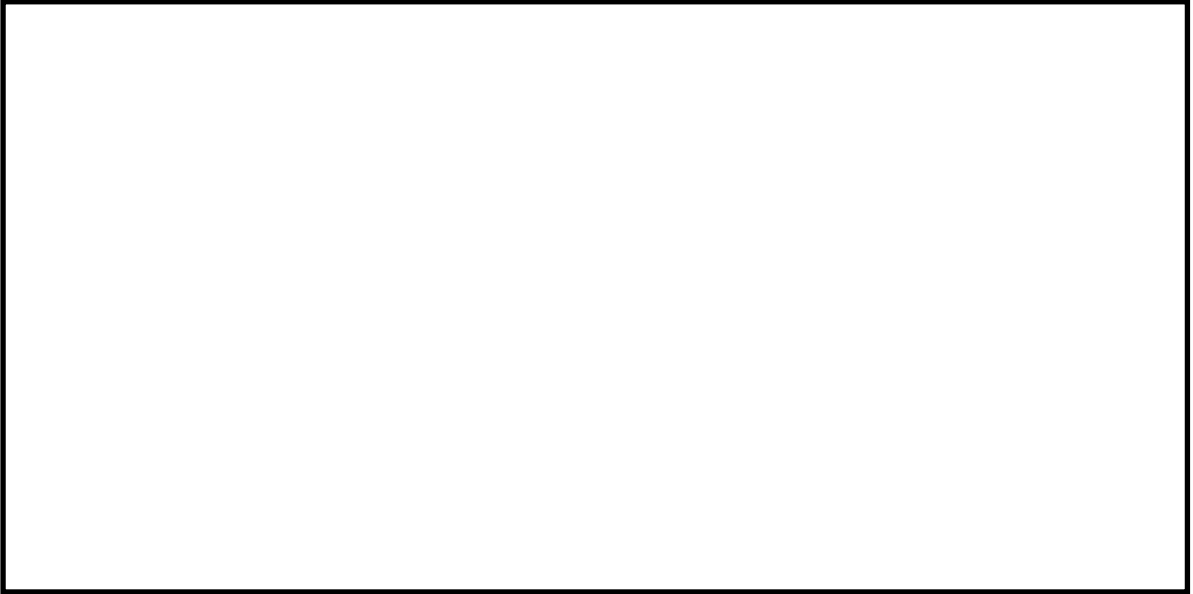
10.14.4.2.5 操作性の確保



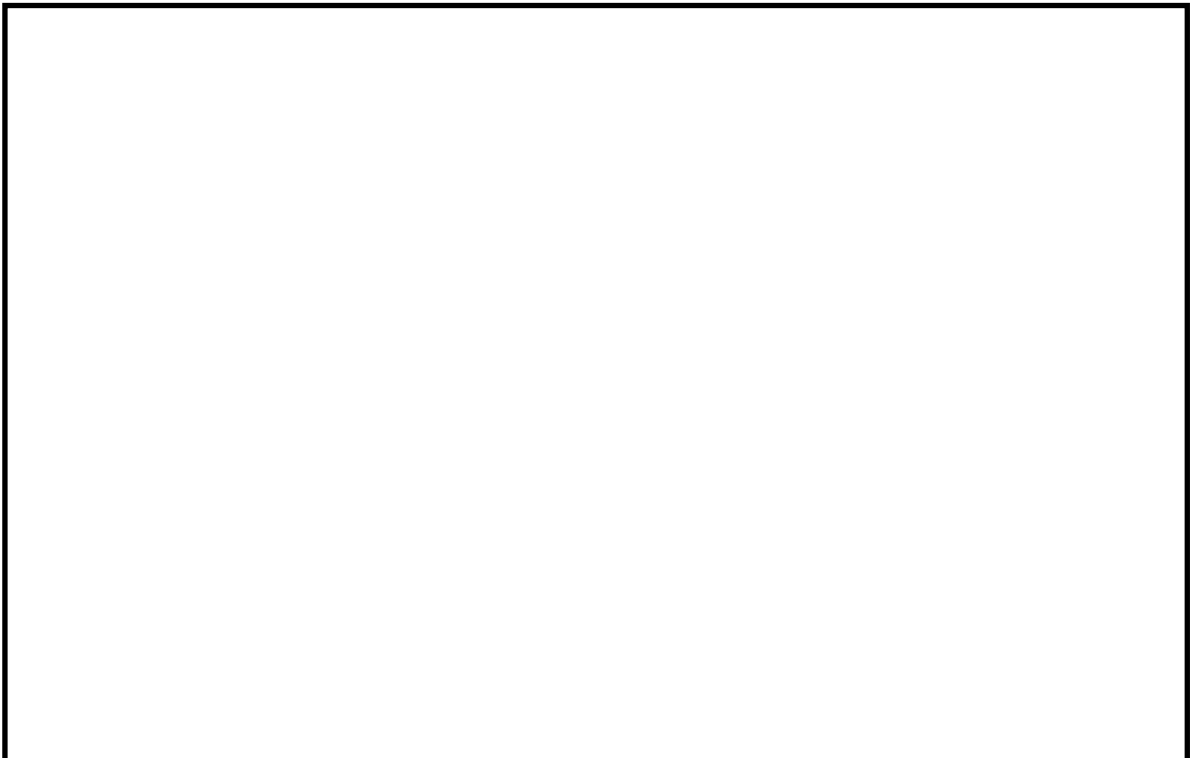
10.14.4.3 主要設備及び仕様

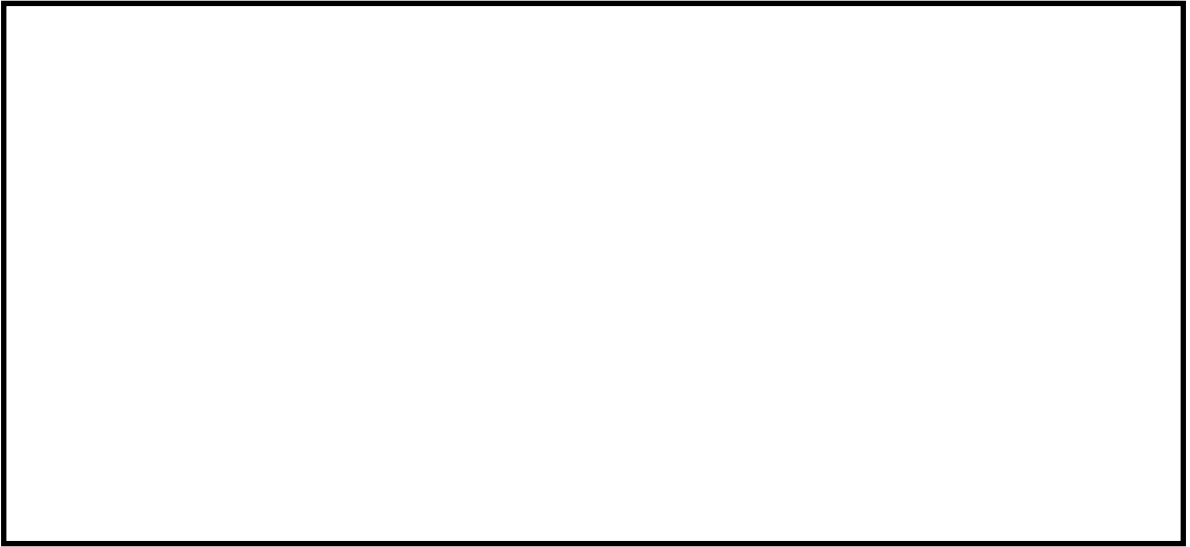


10.14.4.4 試験検査



10.14.4.5 信頼性向上を図るための設計方針





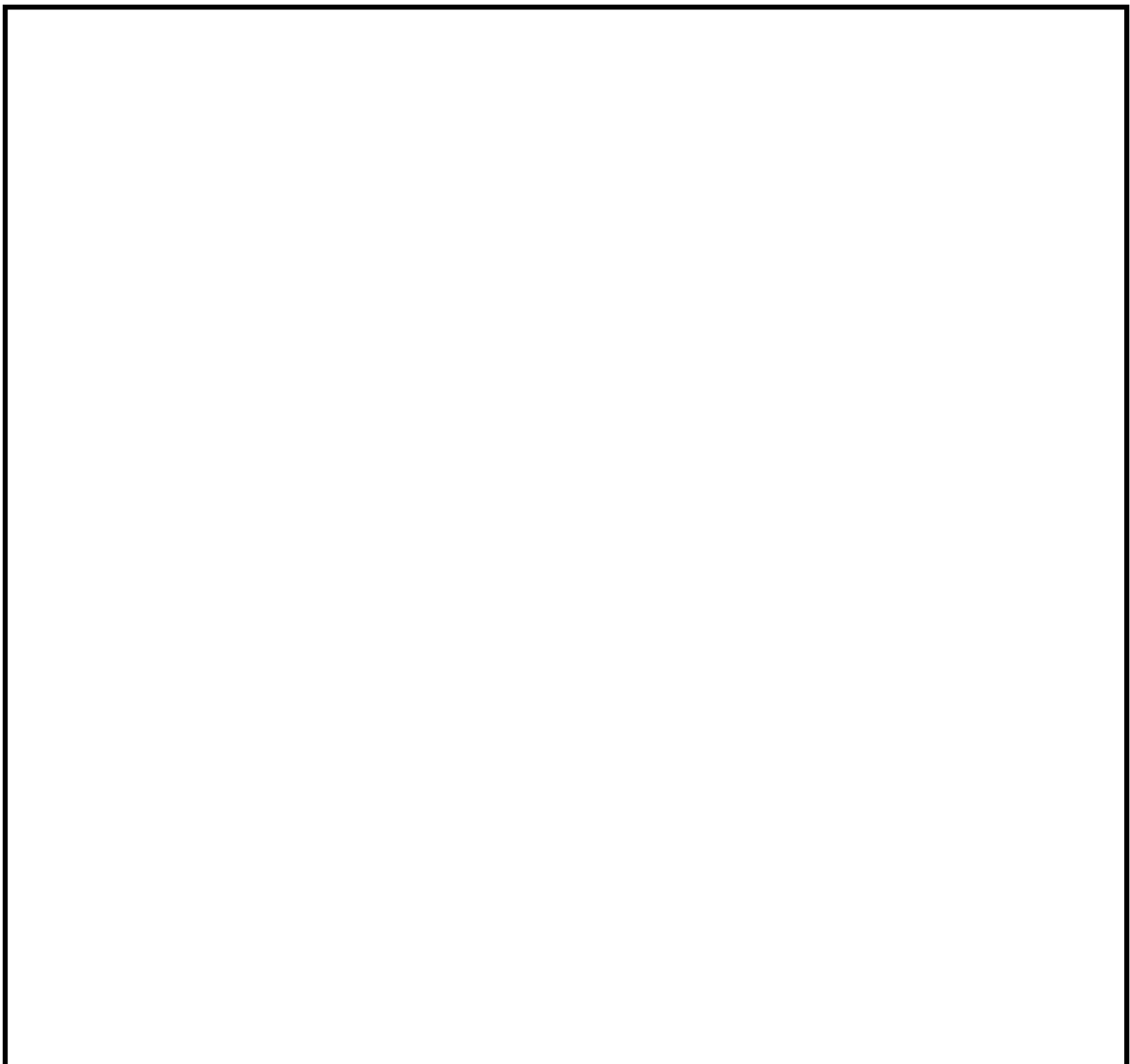
10.14.5 格納容器内の冷却・減圧・放射性物質低減機能

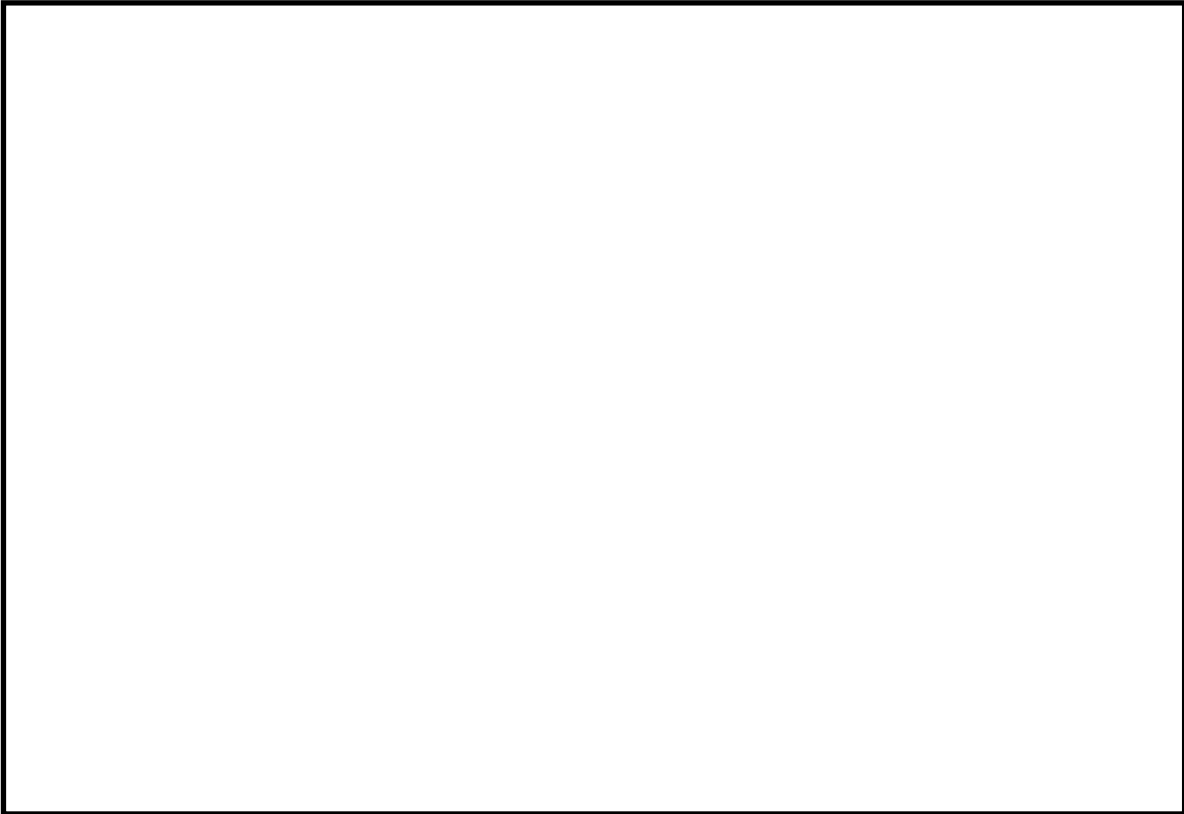
10.14.5.1 概 要

原子炉建屋への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムに対して、原子炉格納容器の破損を防止するため、格納容器内の冷却・減圧・放射性物質低減機能を有する特定重大事故等対処施設を設置する。

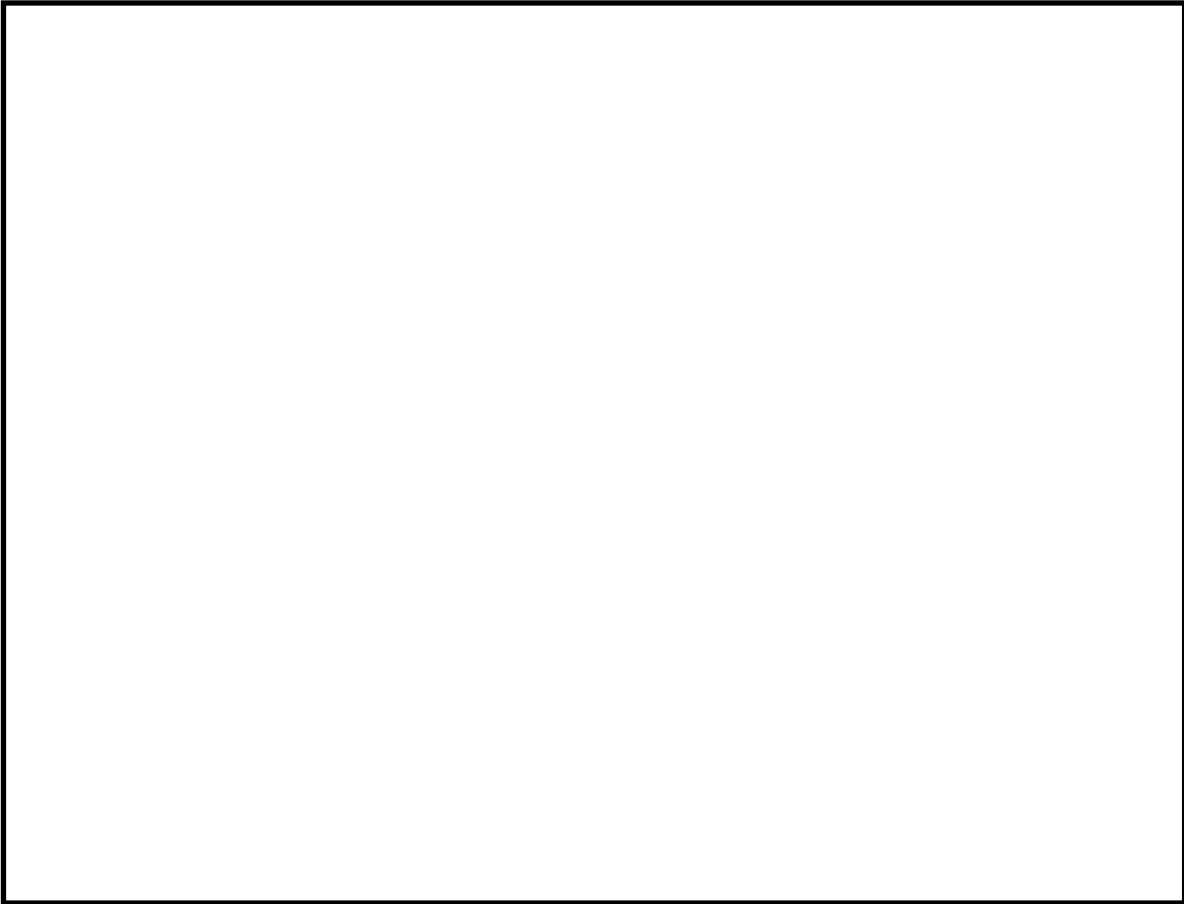
格納容器内の冷却・減圧・放射性物質低減機能の系統概要図を第 10.14.5-1 図に示す。

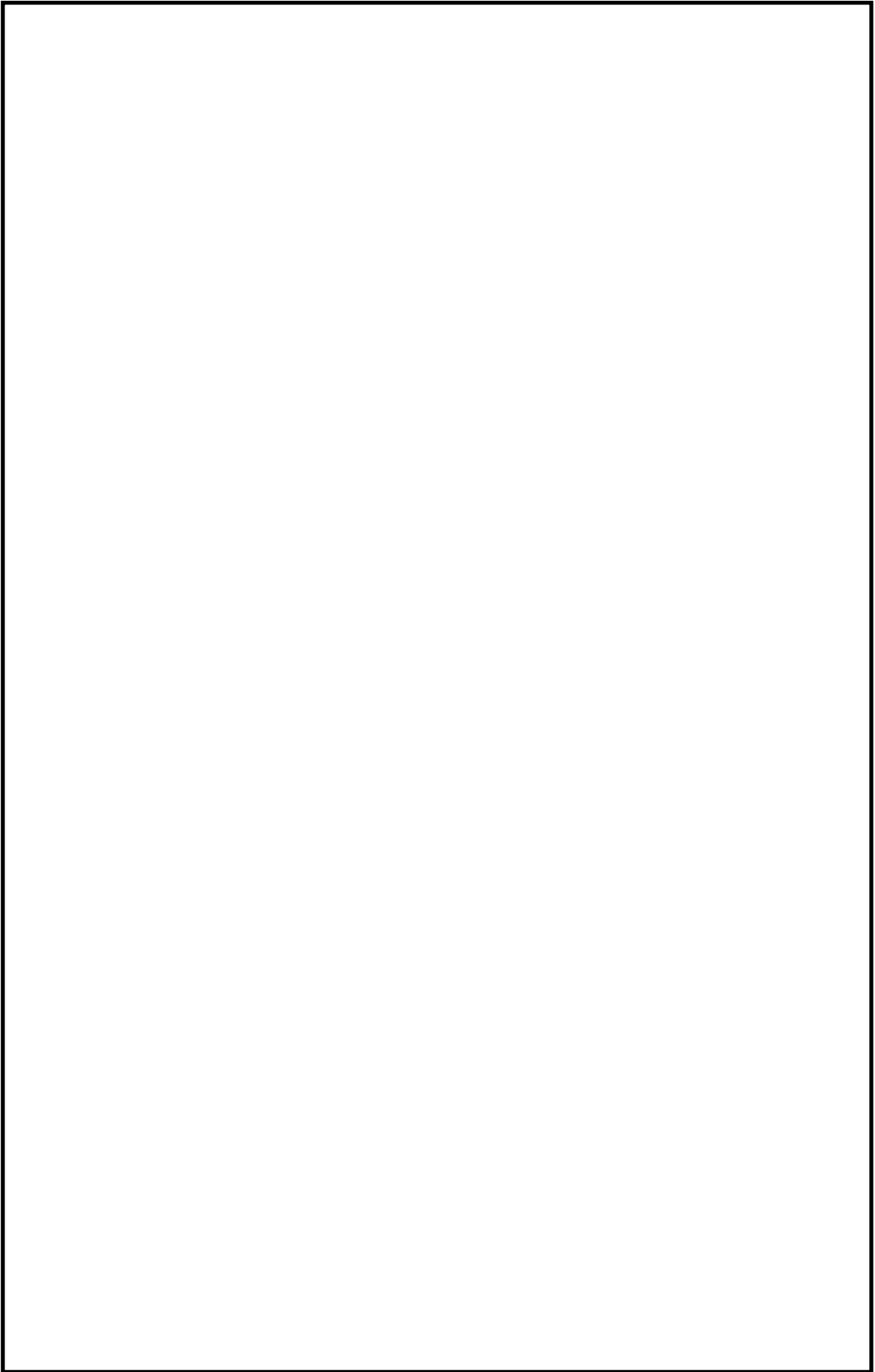
10.14.5.2 設計方針





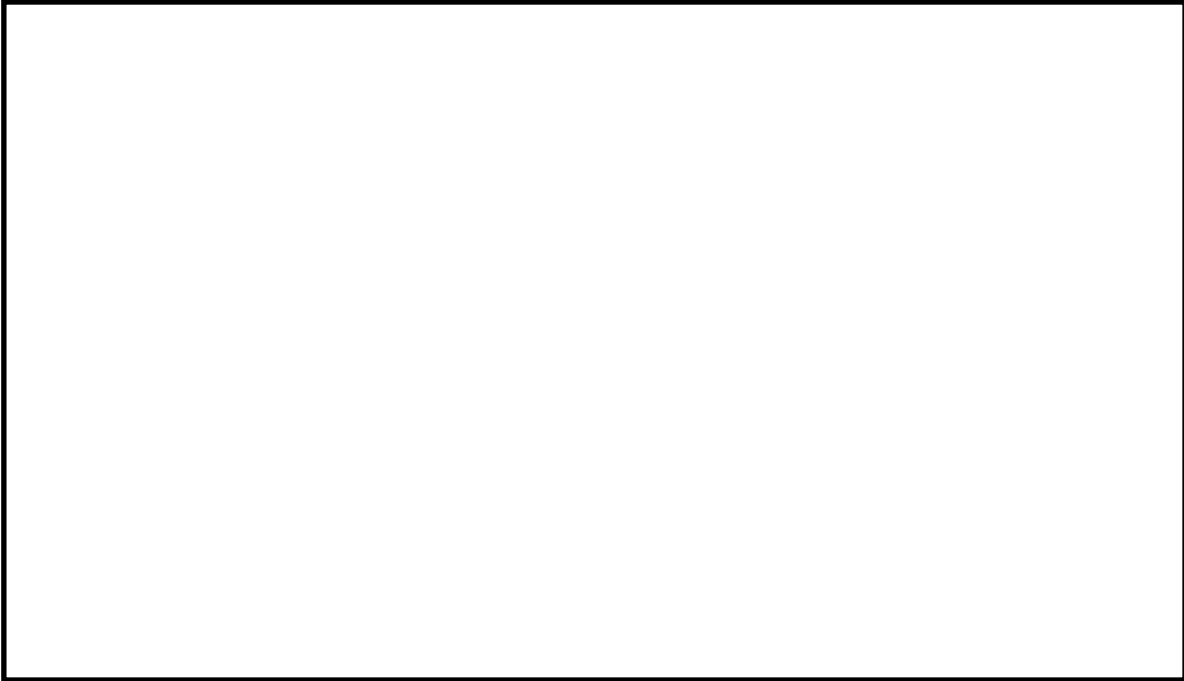
10.14.5.2.1 多重性又は多様性, 独立性, 位置的分散



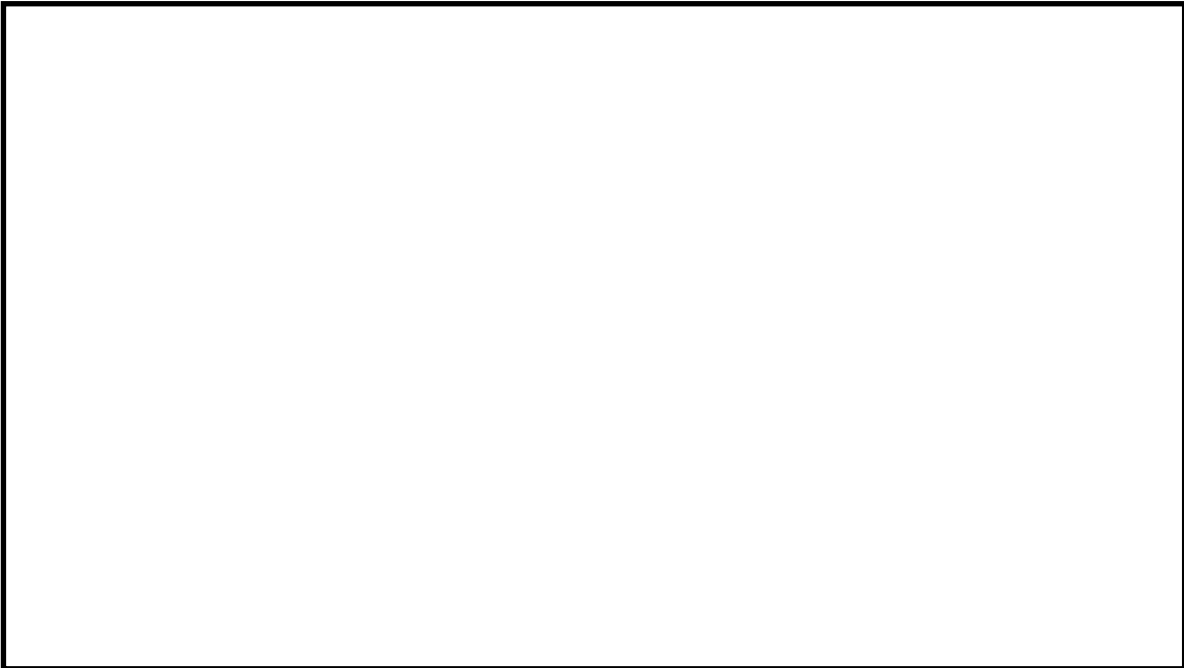




10.14.5.2.2 惡影響防止

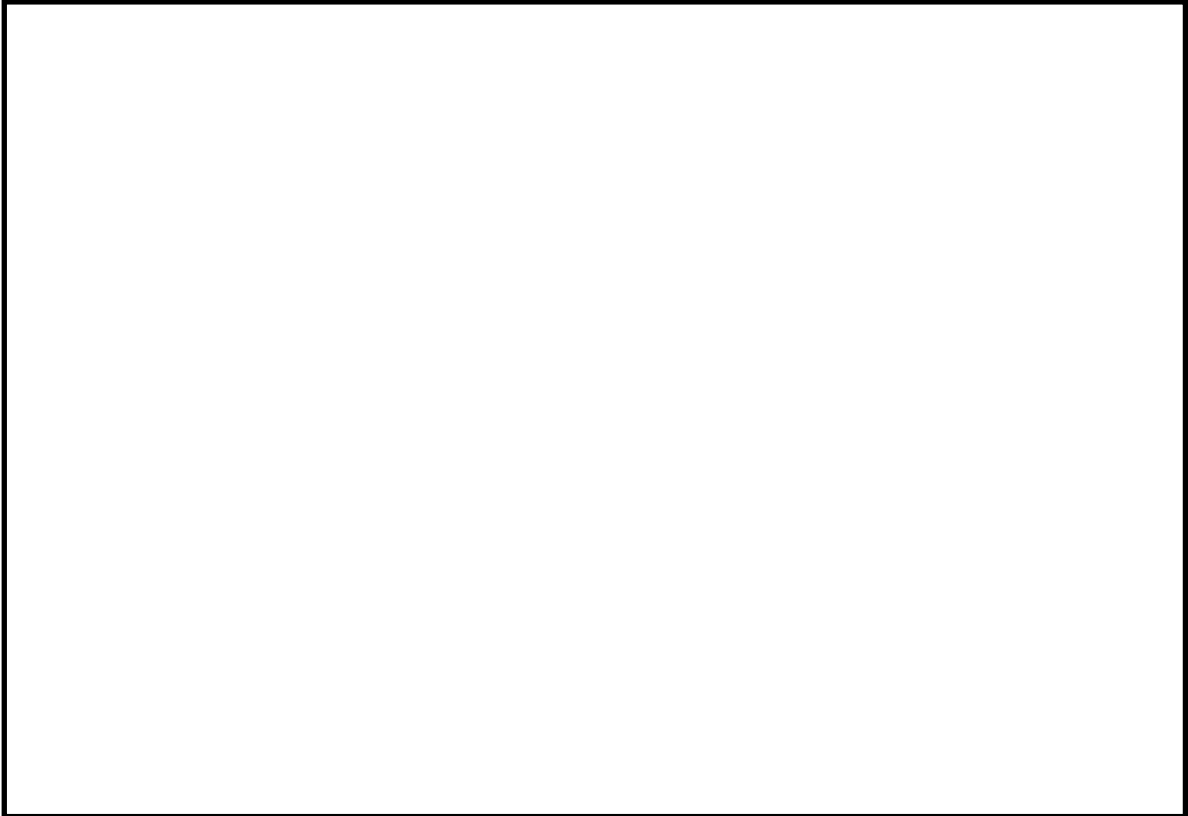


10.14.5.2.3 容量等

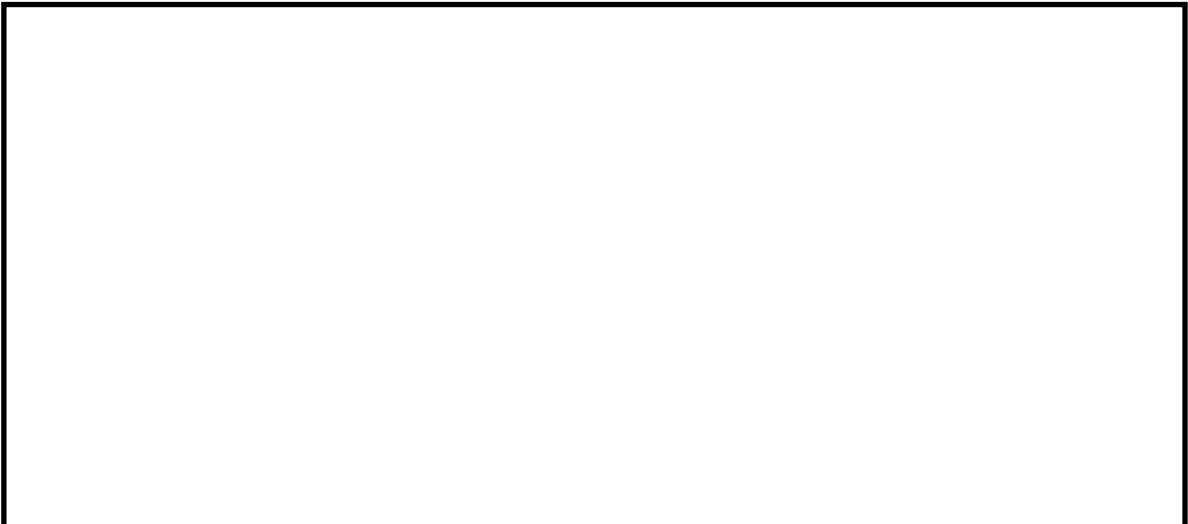




10.14.5.2.4 環境条件等



10.14.5.2.5 操作性の確保



10.14.5.3 主要設備及び仕様

--

10.14.5.4 試験検査

--

10.14.5.5 信頼性向上を図るための設計方針

--

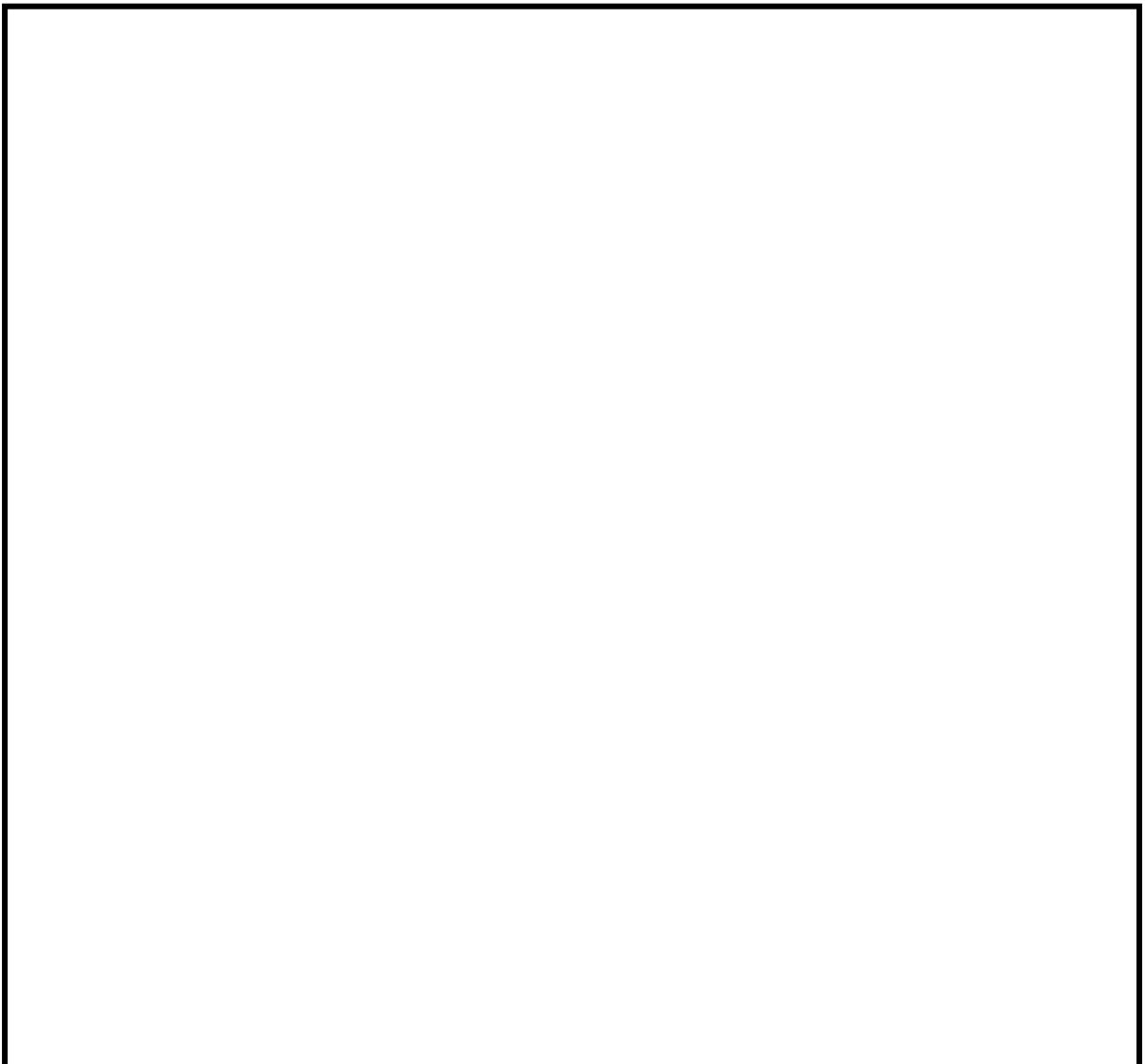
10.14.6 原子炉格納容器の過圧破損防止機能

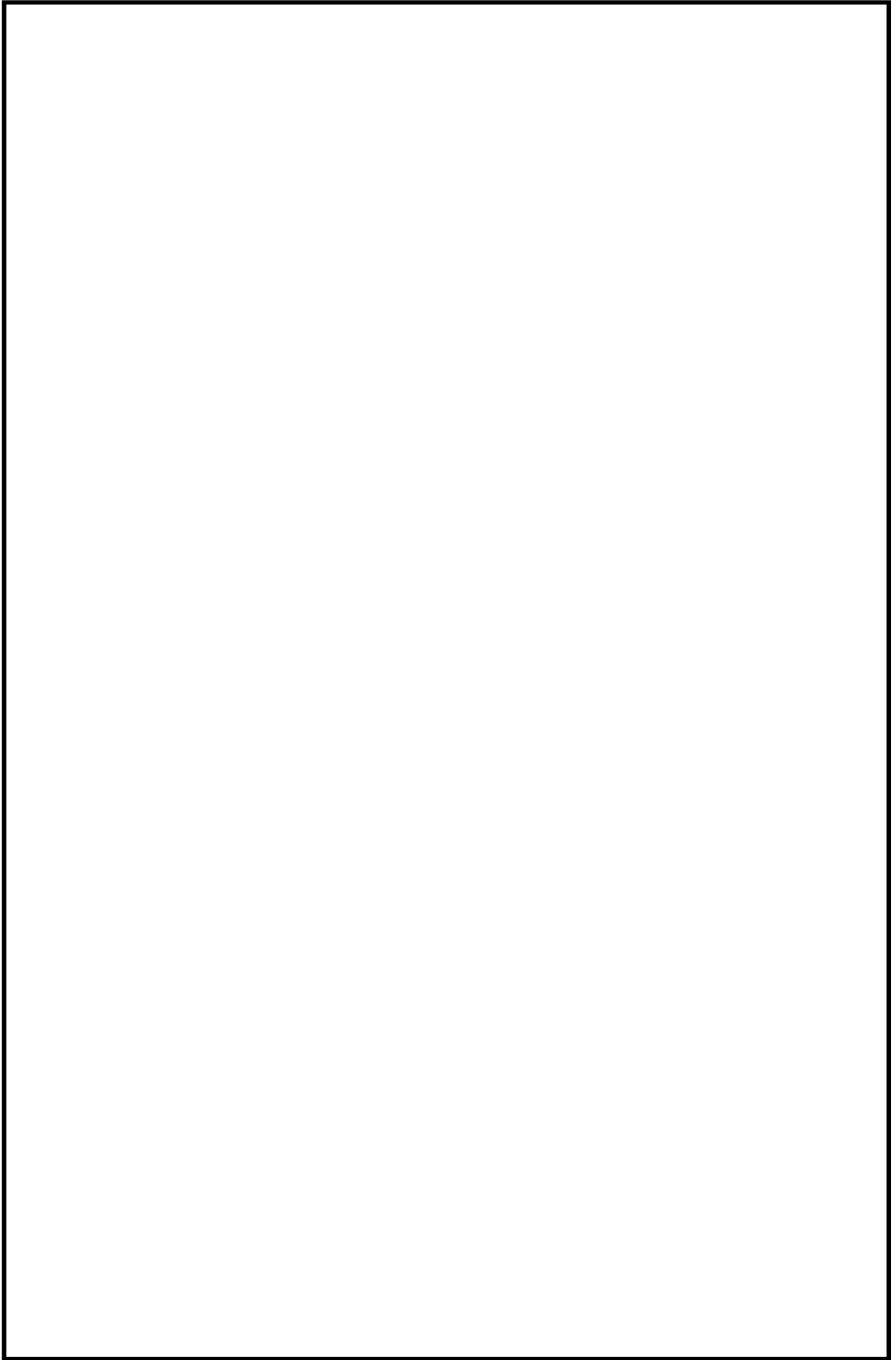
10.14.6.1 概 要

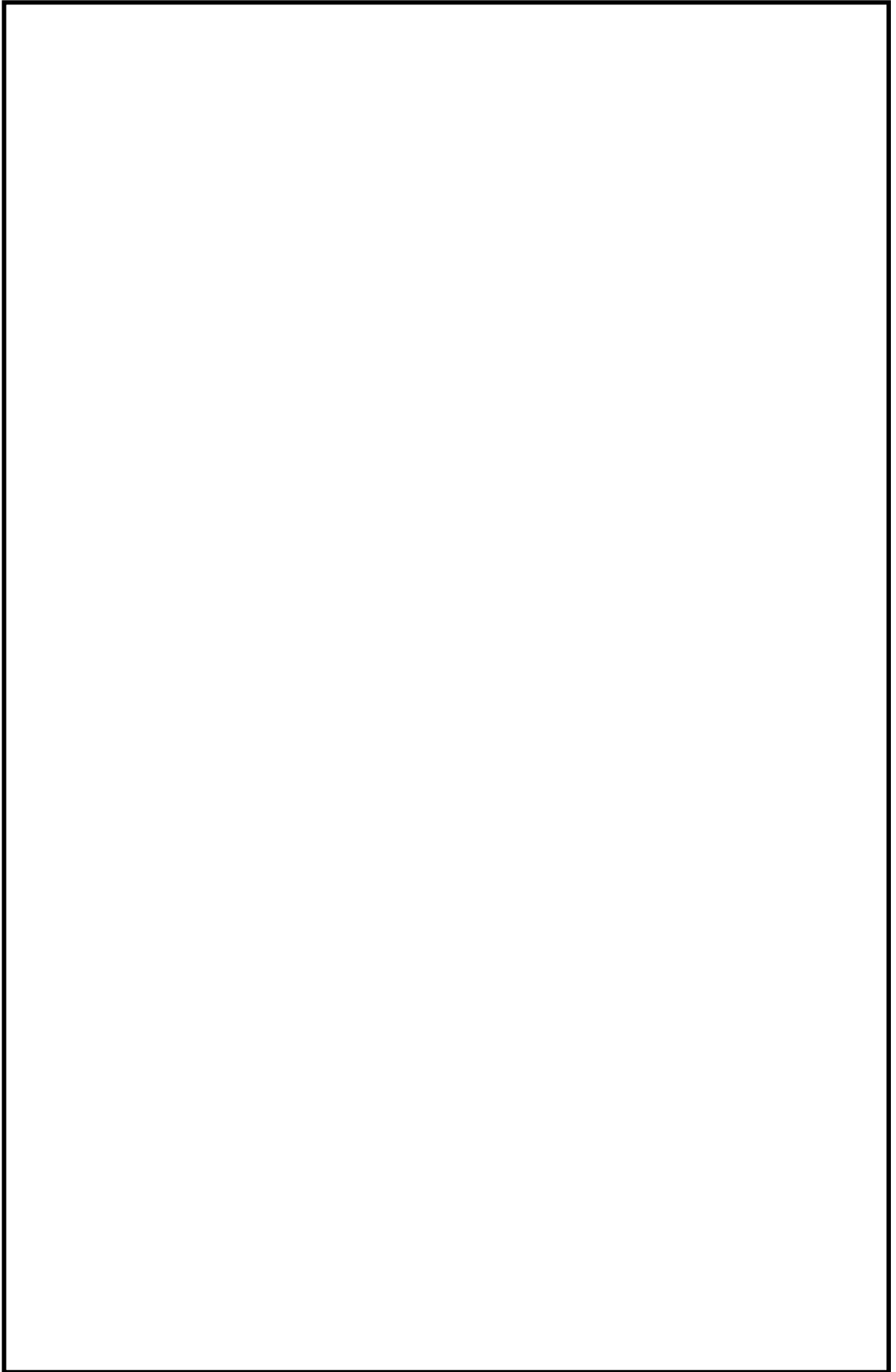
原子炉建屋への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムに対して、原子炉格納容器の破損を防止するため、原子炉格納容器の過圧破損防止機能を有する特定重大事故等対処施設を設置する。

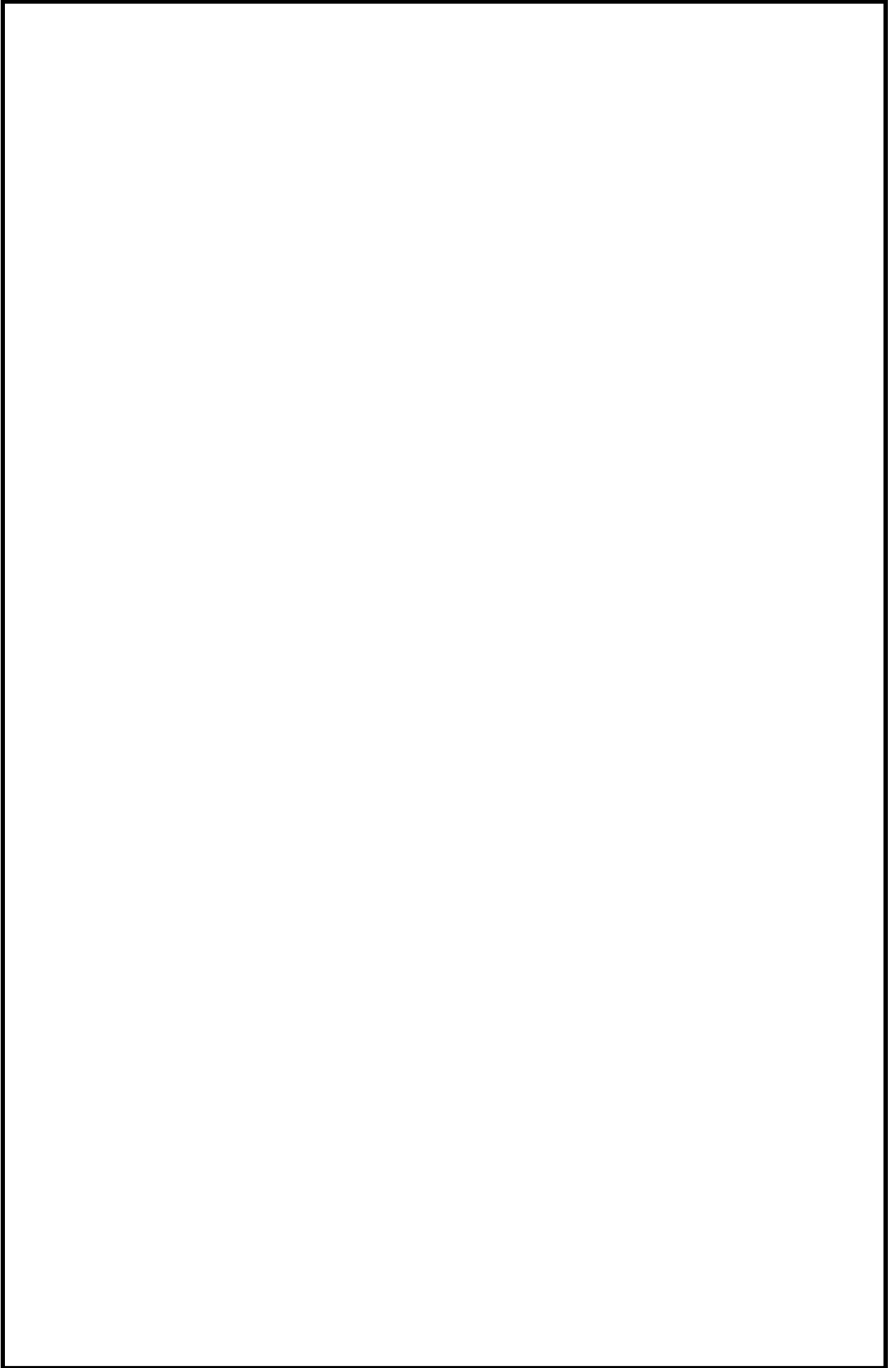
原子炉格納容器の過圧破損防止機能の系統概要図を第 10.14.6-1 図及び第 10.14.6-2 図に示す。

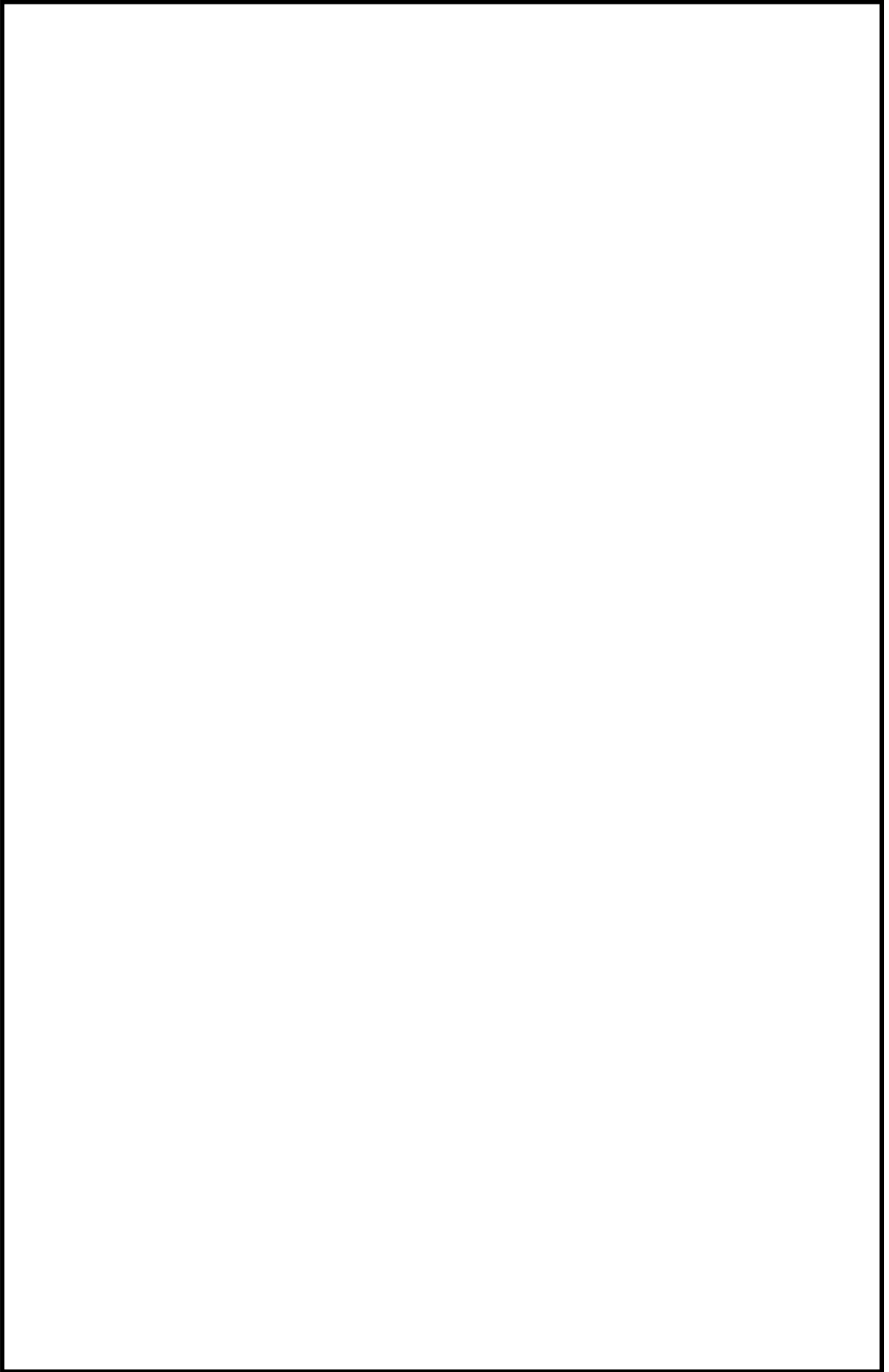
10.14.6.2 設計方針

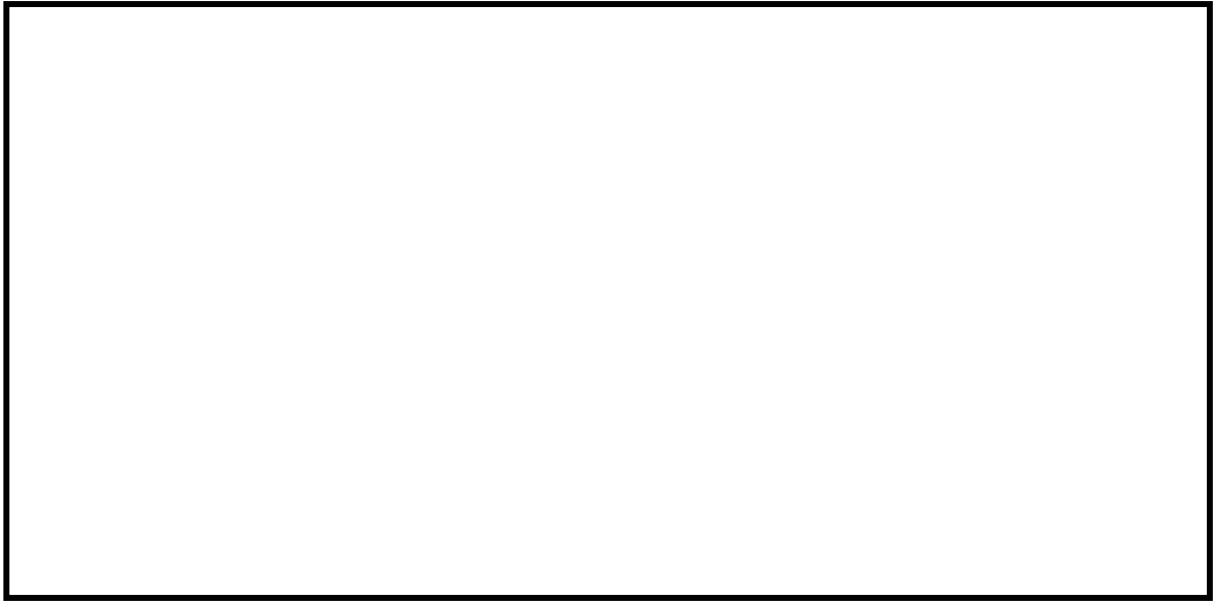




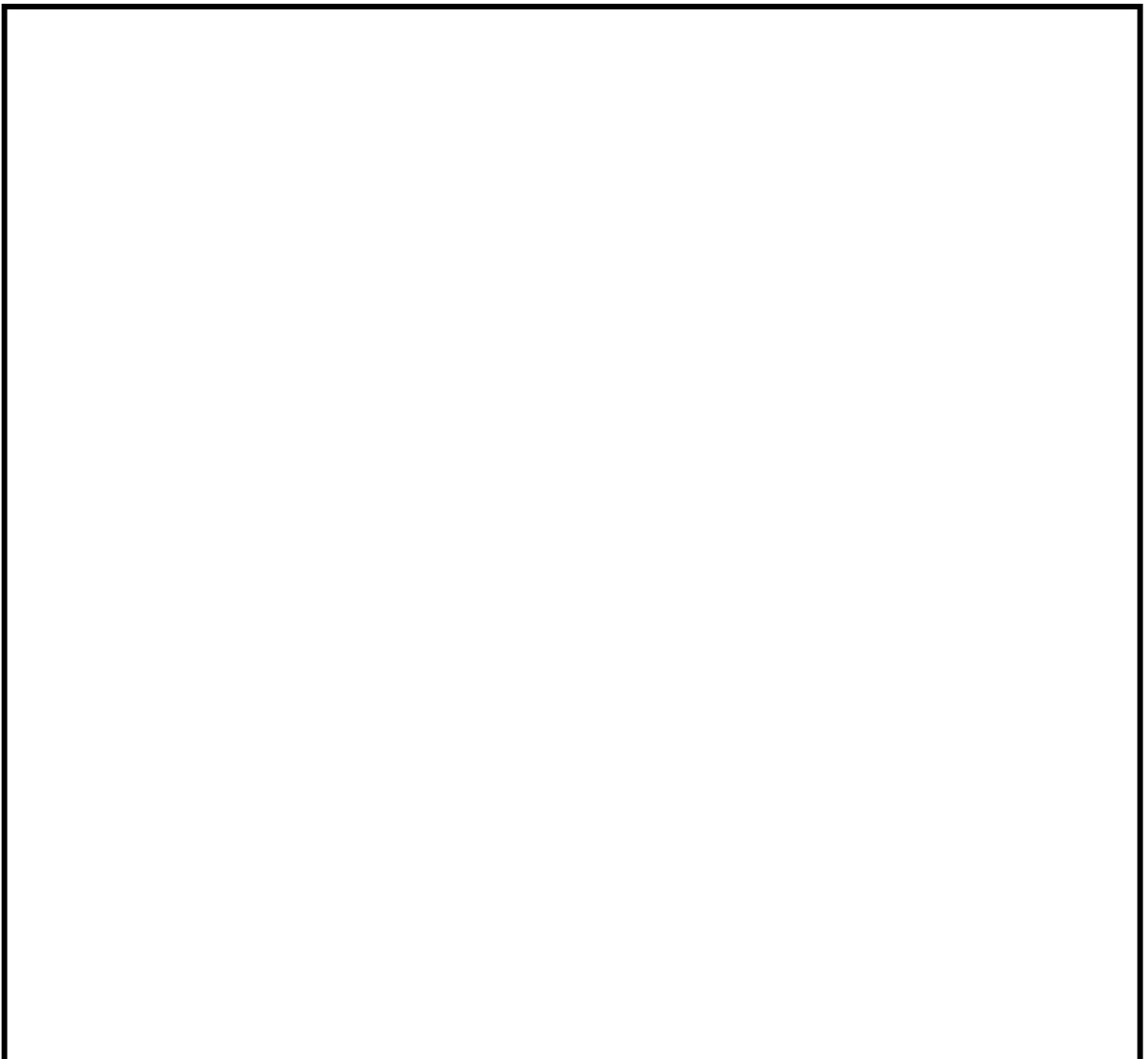


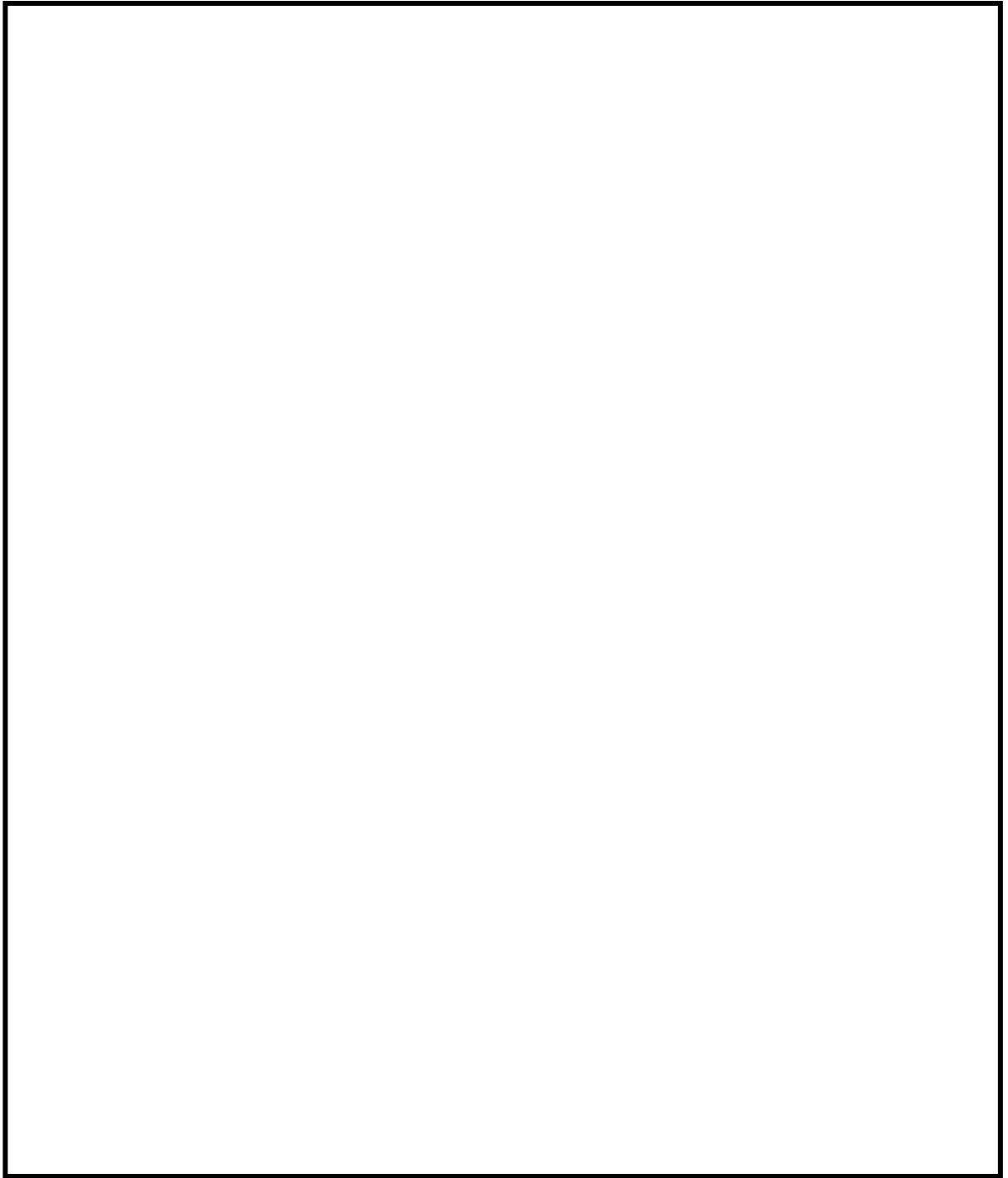






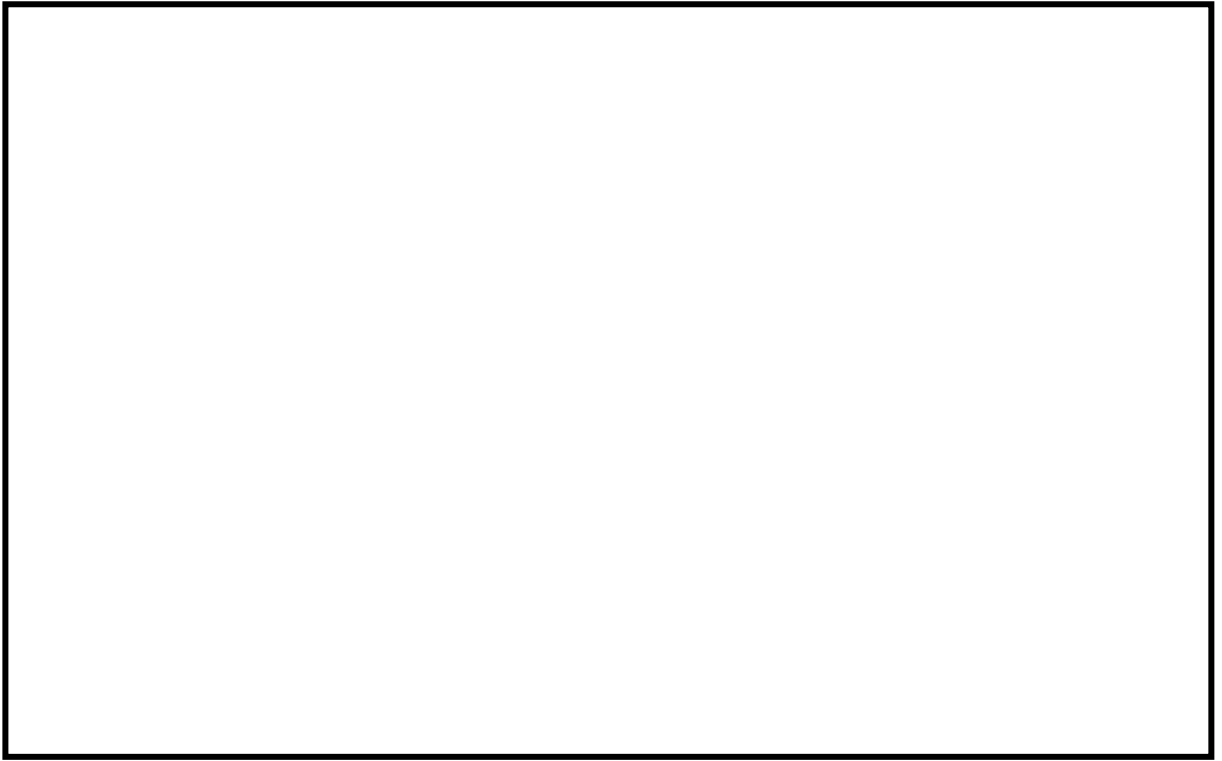
10.14.6.2.1 多重性又は多様性，独立性，位置の分散



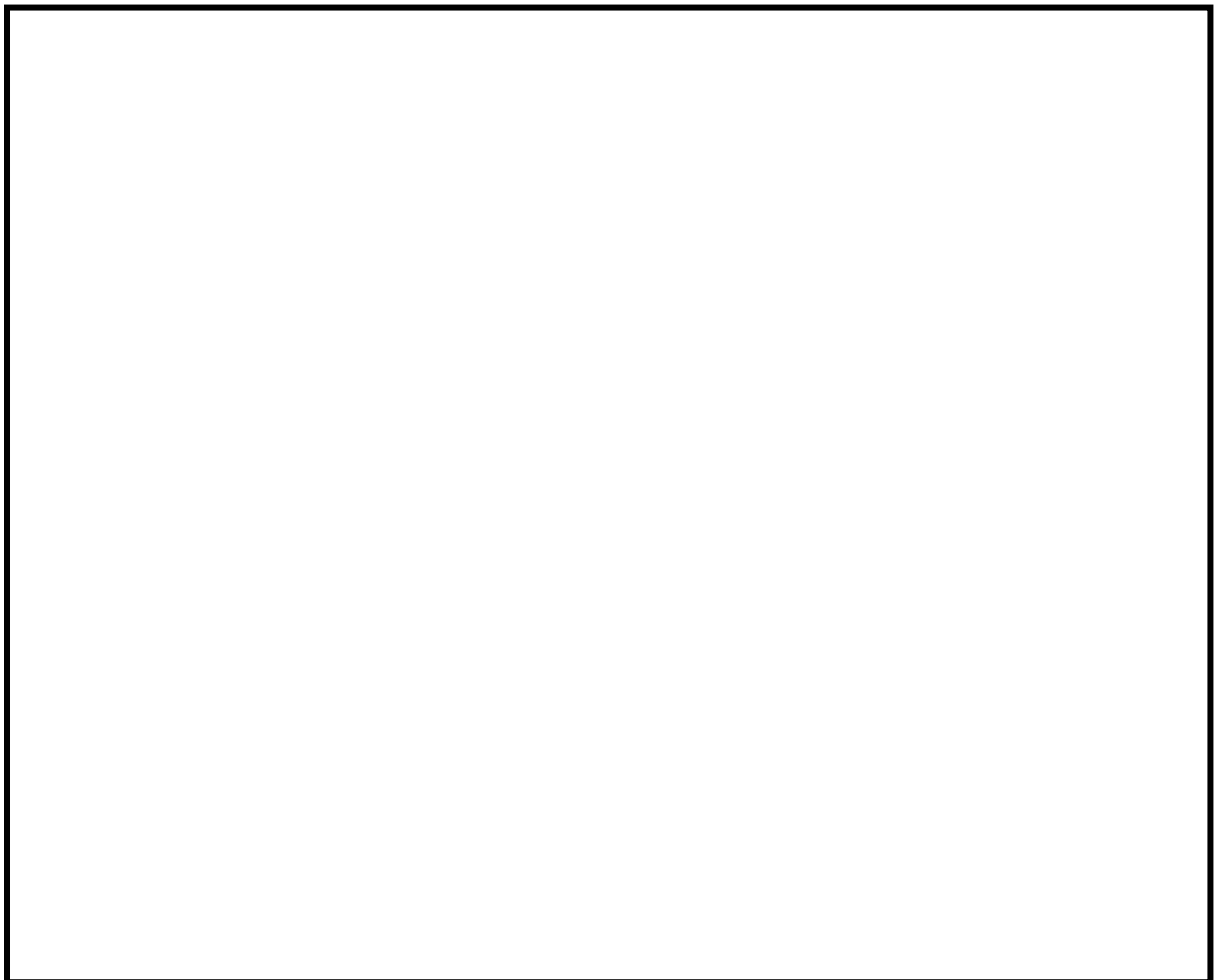


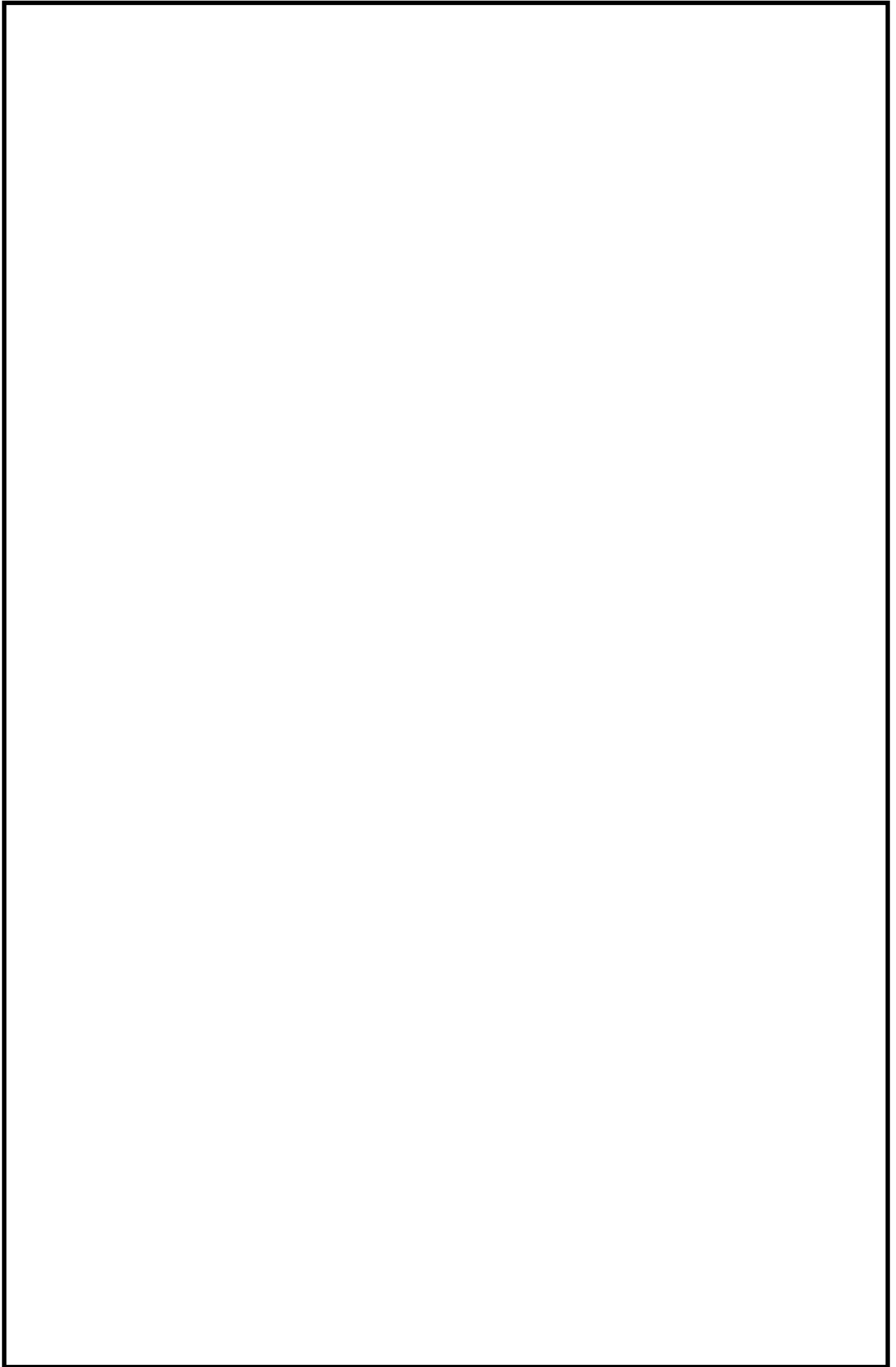
10.14.6.2.2 惡影響防止

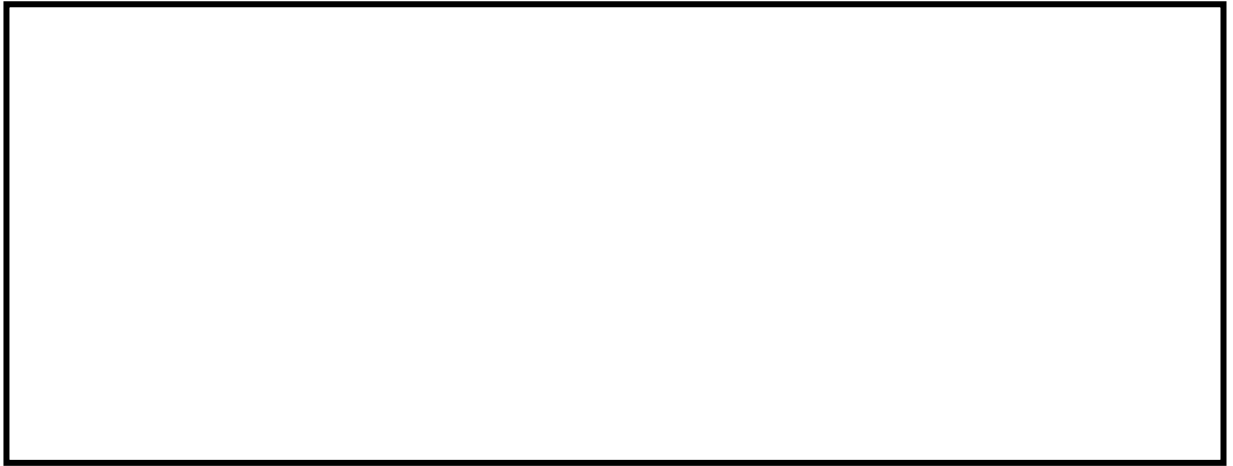




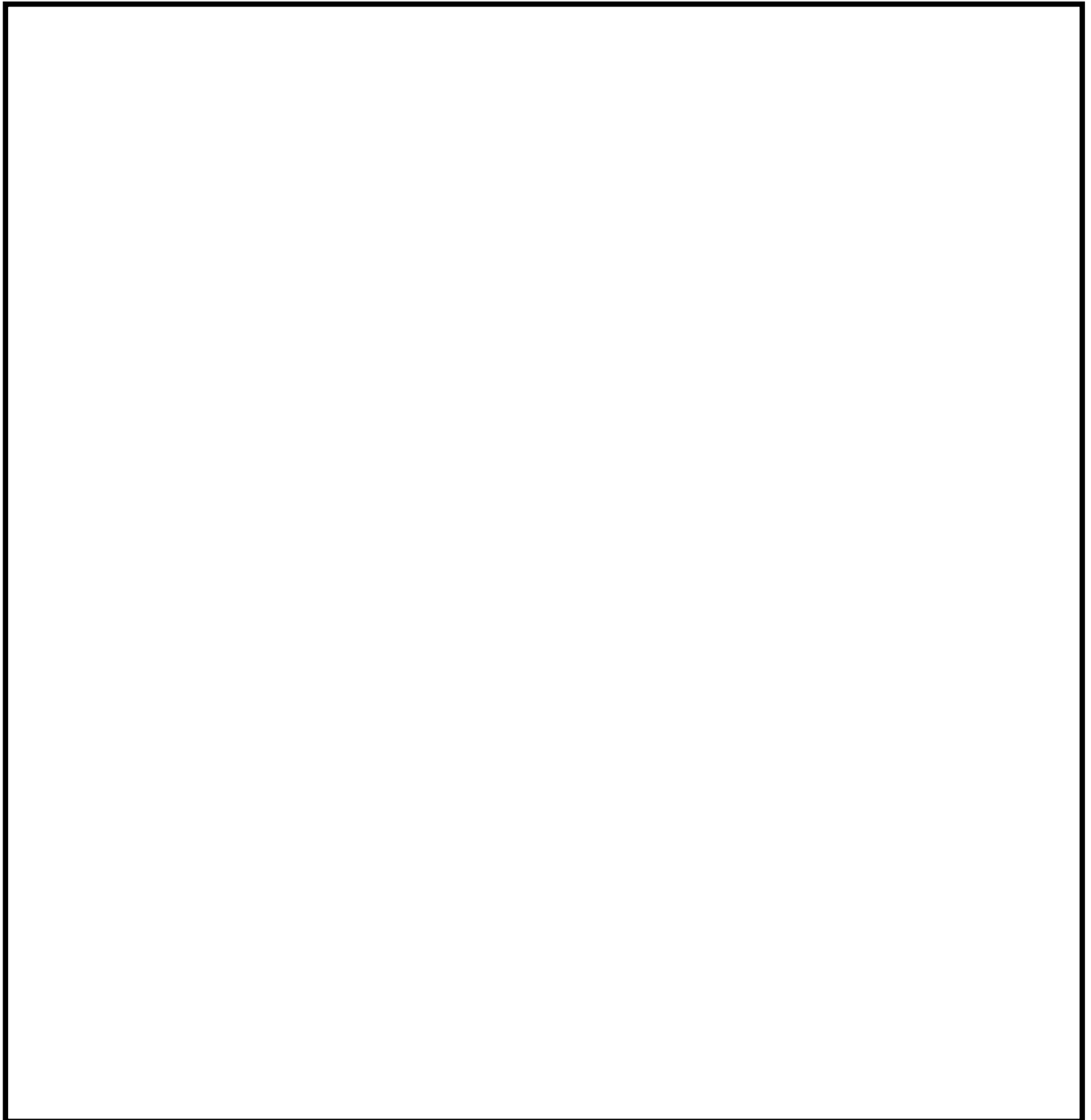
10.14.6.2.3 容量等





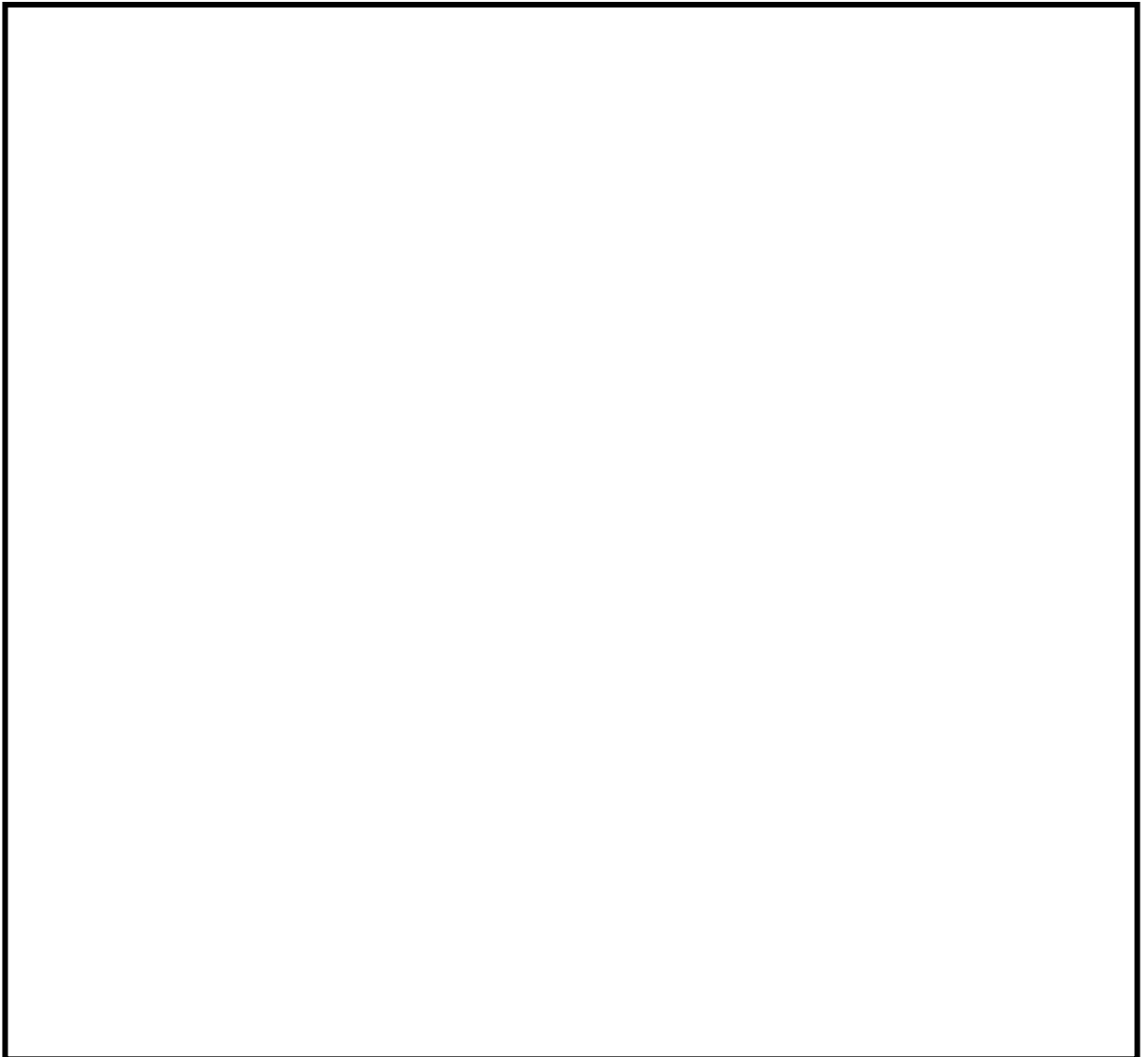


10.14.6.2.4 環境条件等





10.14.6.2.5 操作性の確保

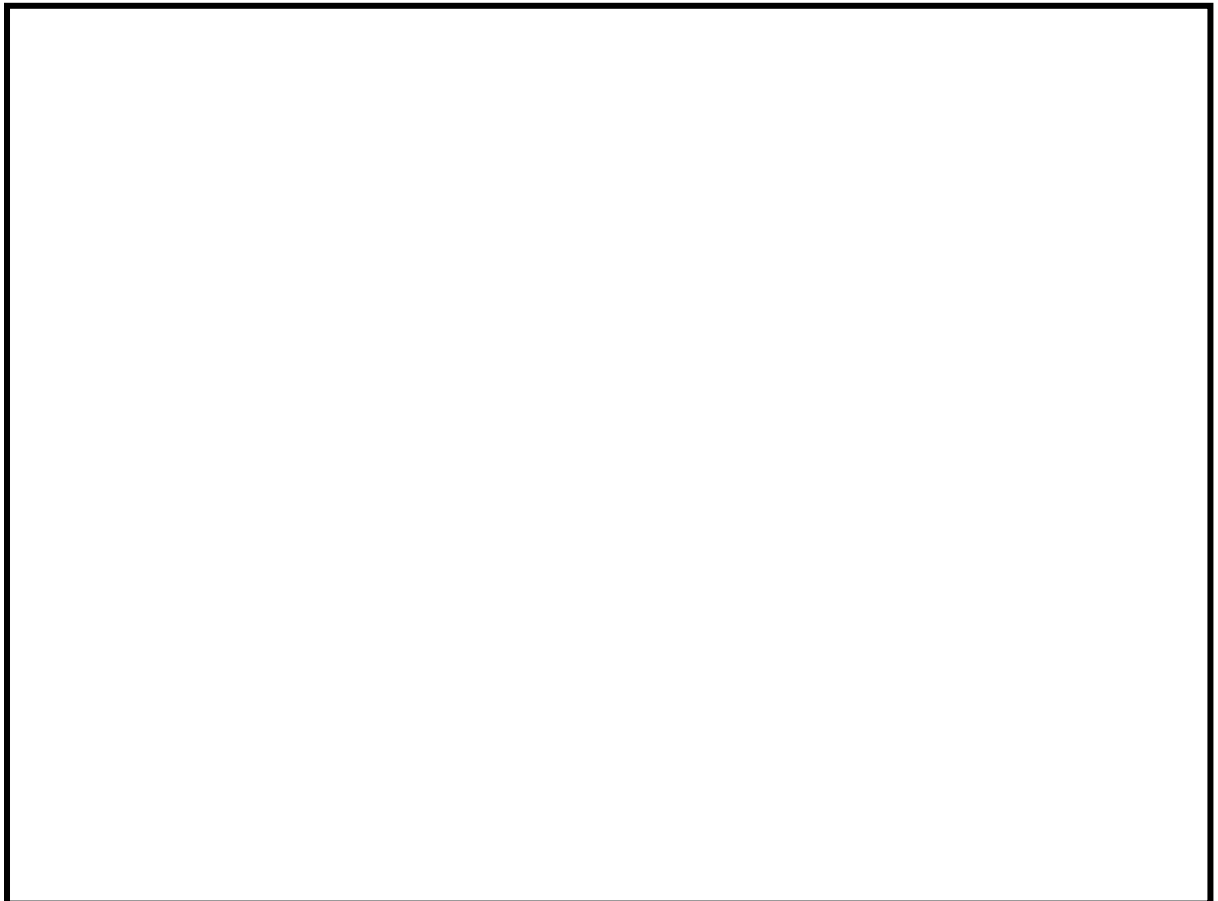


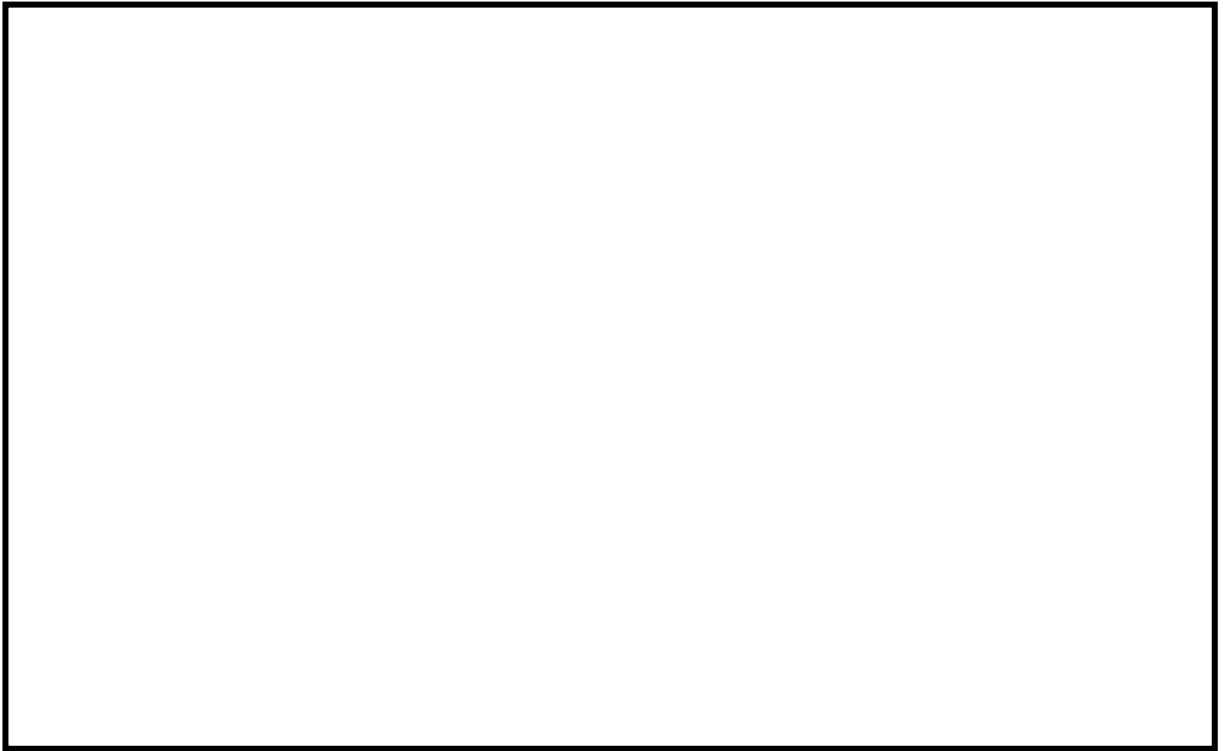


10.14.6.3 主要設備及び仕様



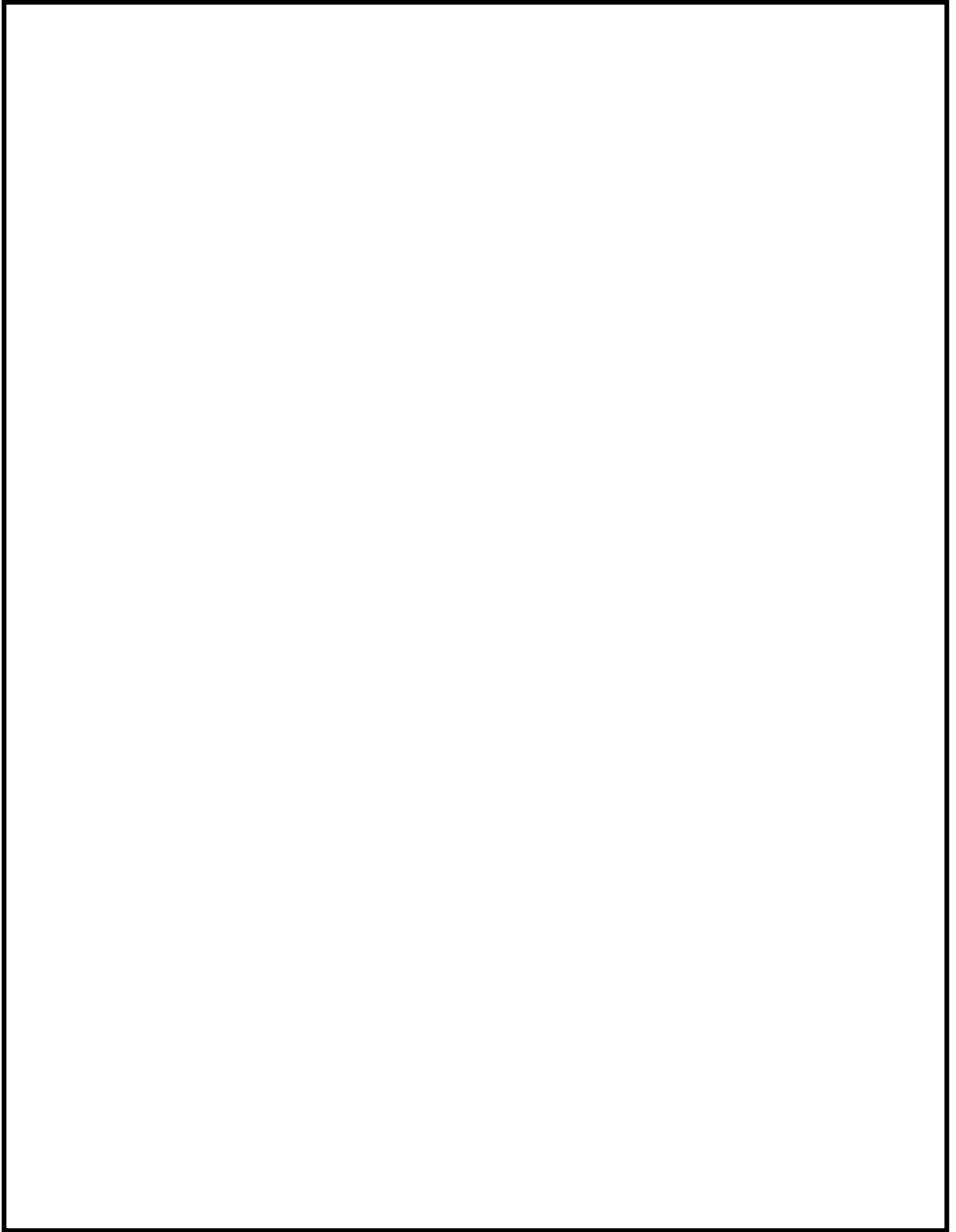
10.14.6.4 試験検査





10.14.6.5 信頼性向上を図るための設計方針





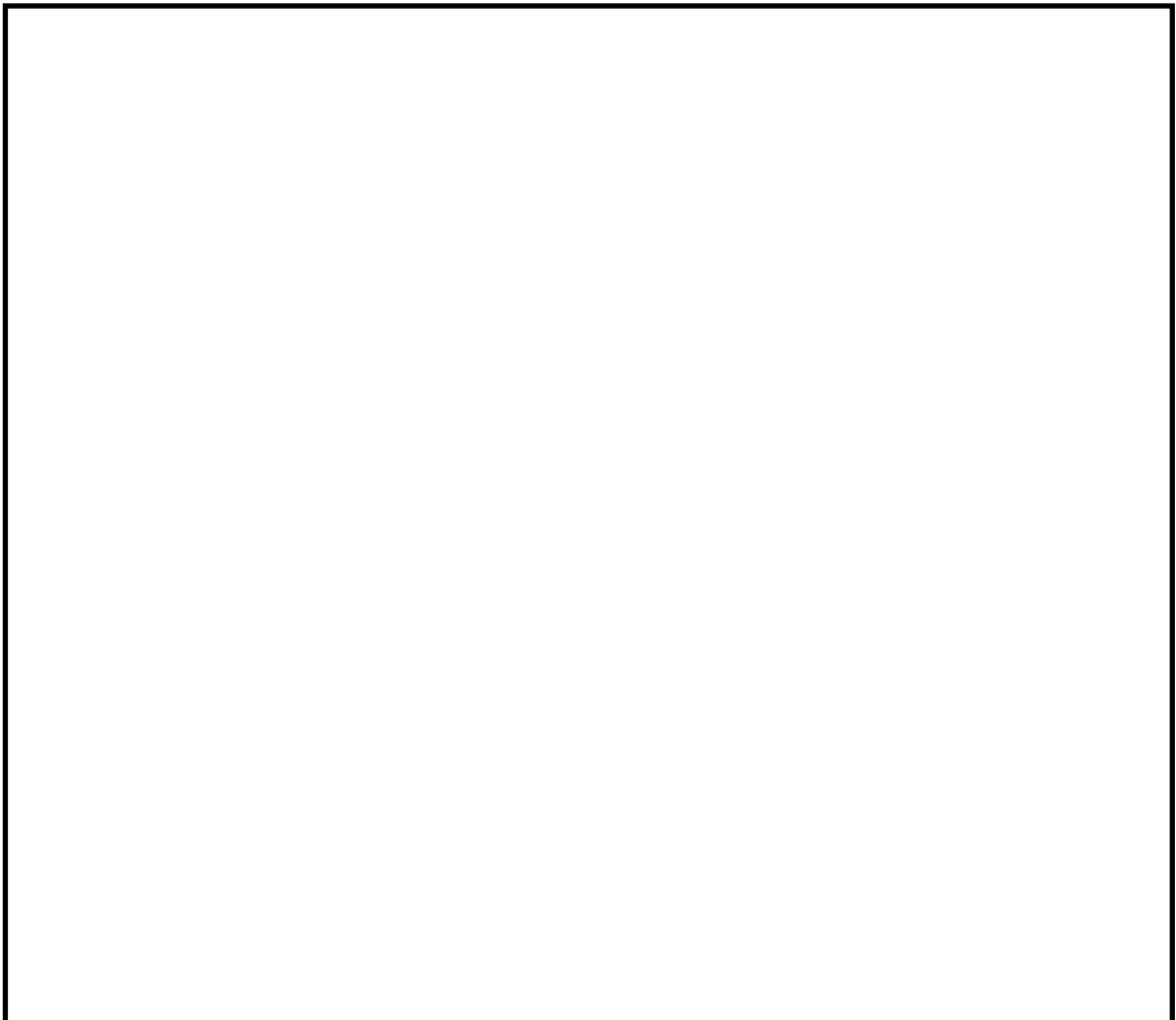
10.14.7 水素爆発による原子炉格納容器の破損防止機能

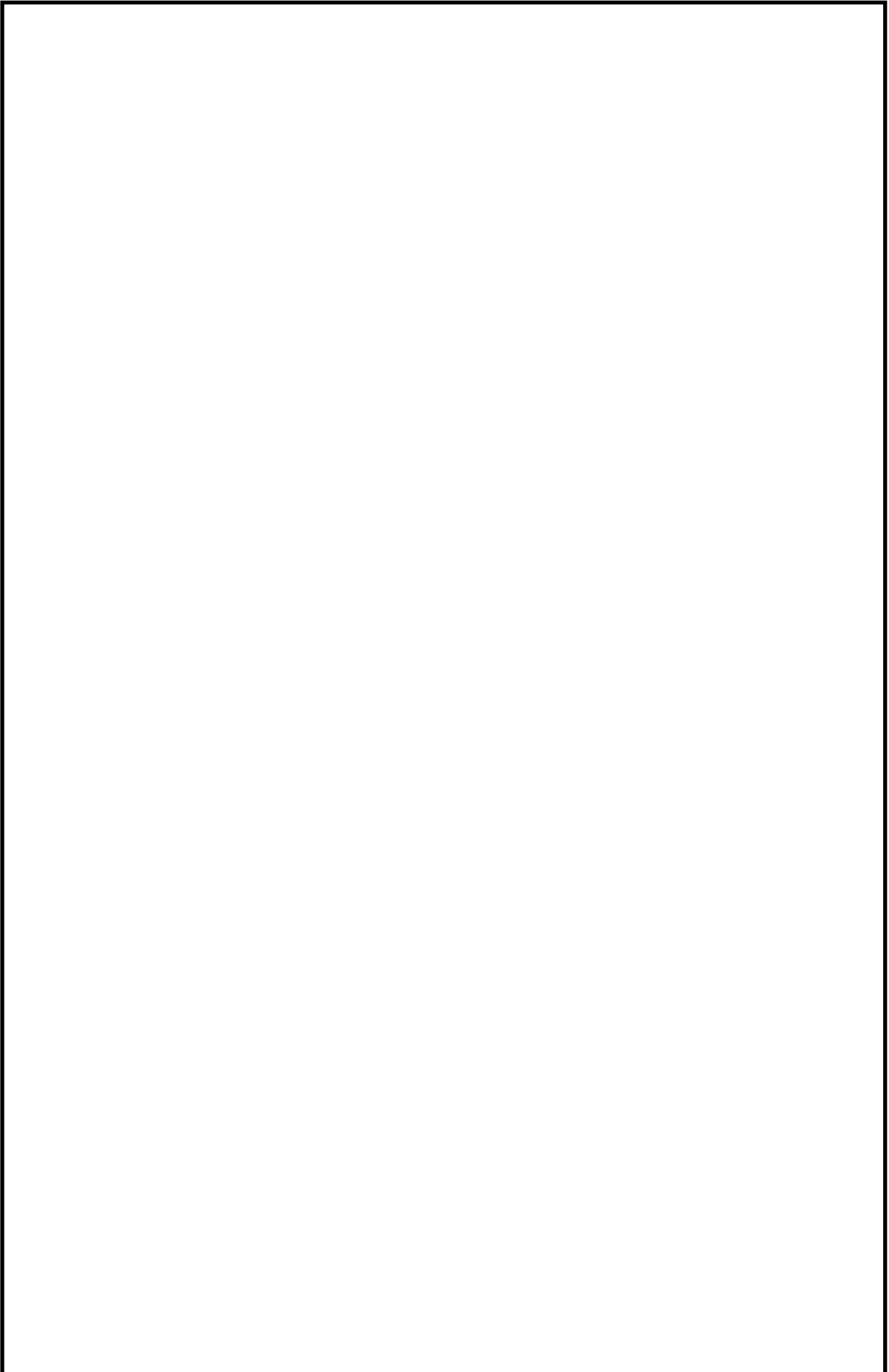
10.14.7.1 概 要

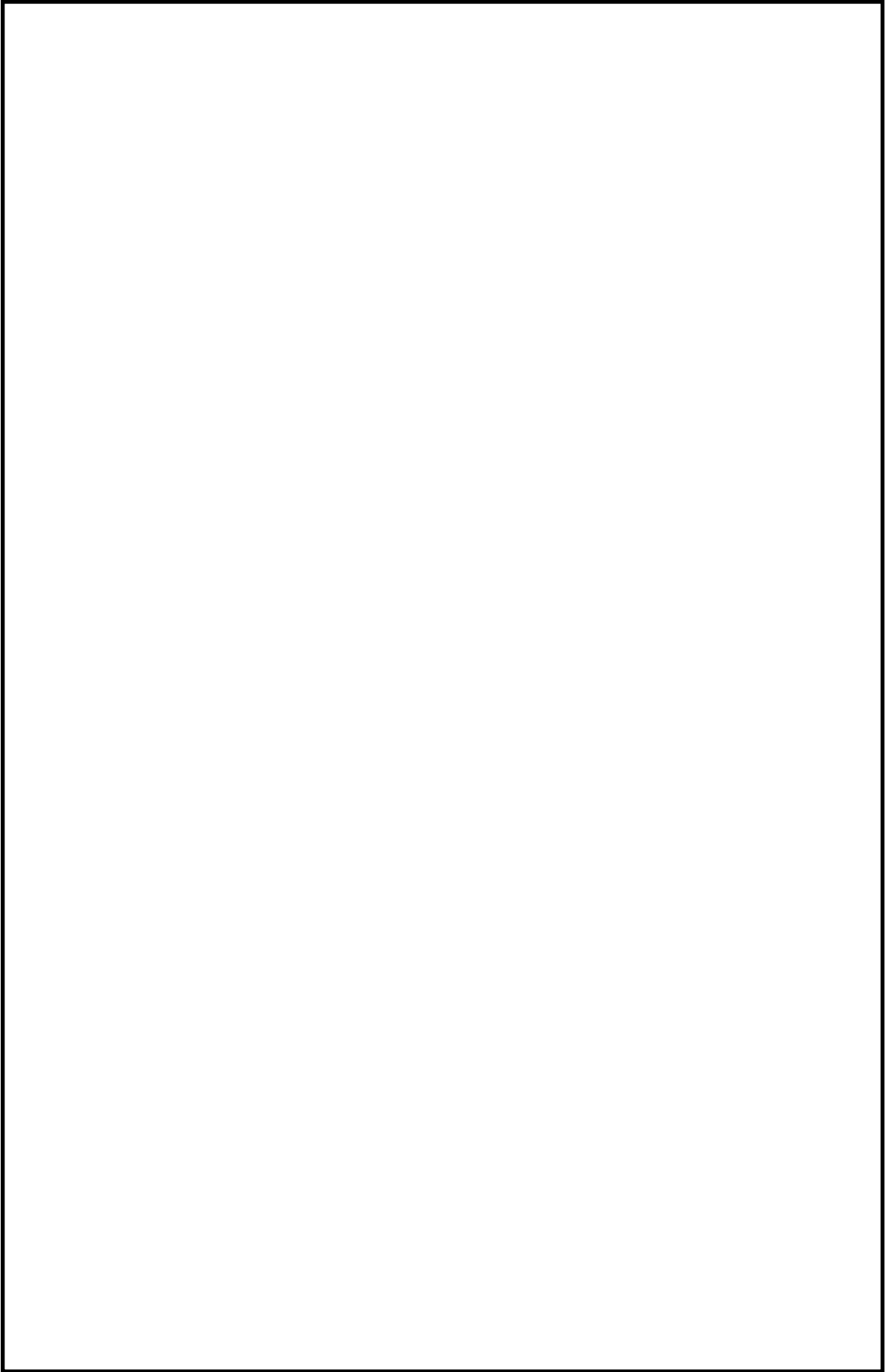
原子炉建屋への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムに対して、原子炉格納容器内における水素による爆発（以下「水素爆発」という。）による破損を防止するため、水素爆発による原子炉格納容器の破損防止機能を有する特定重大事故等対処施設を設置する。

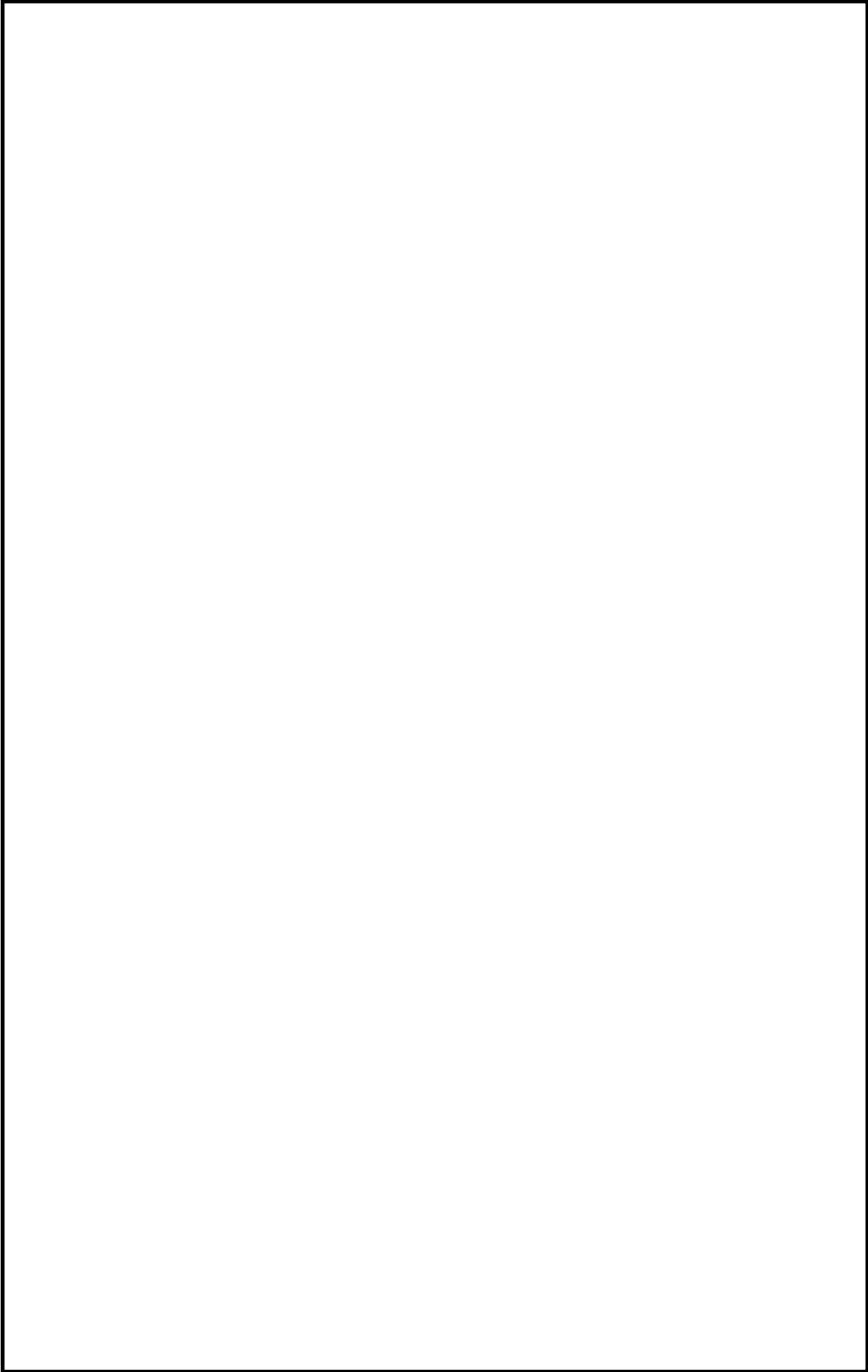
水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための設備の系統概要図を第 10.14.7-1 図及び第 10.14.7-2 図に示す。

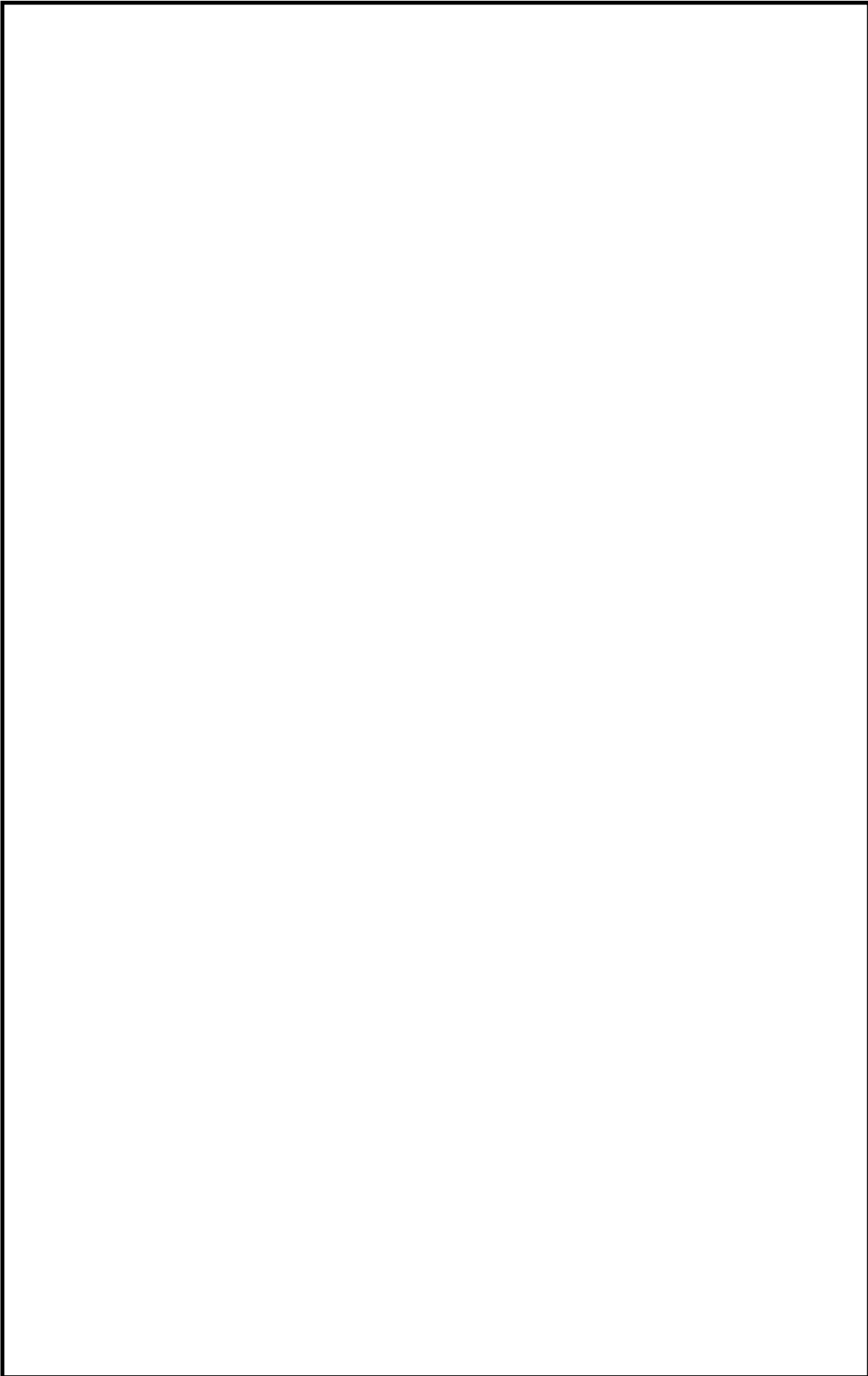
10.14.7.2 設計方針

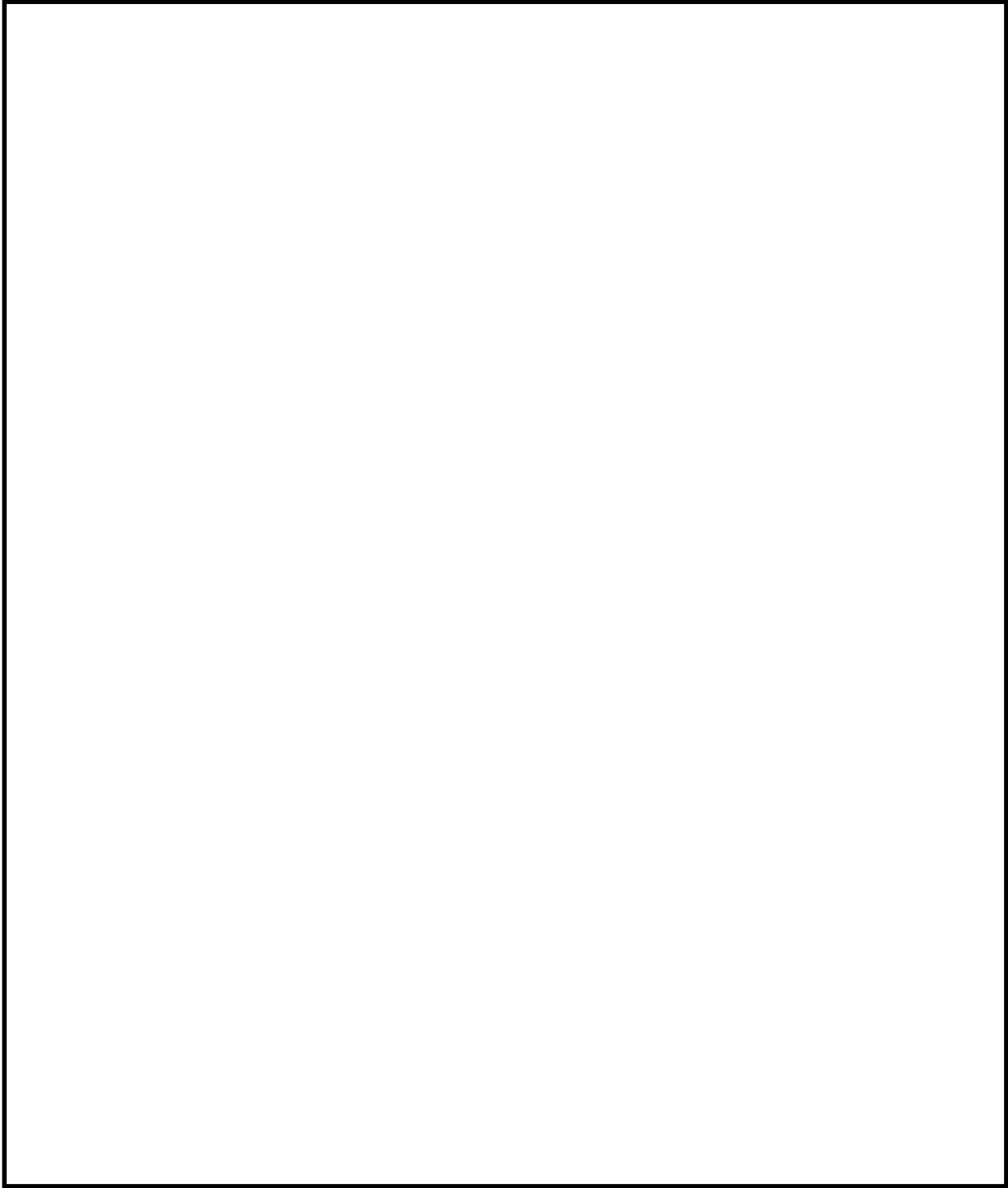






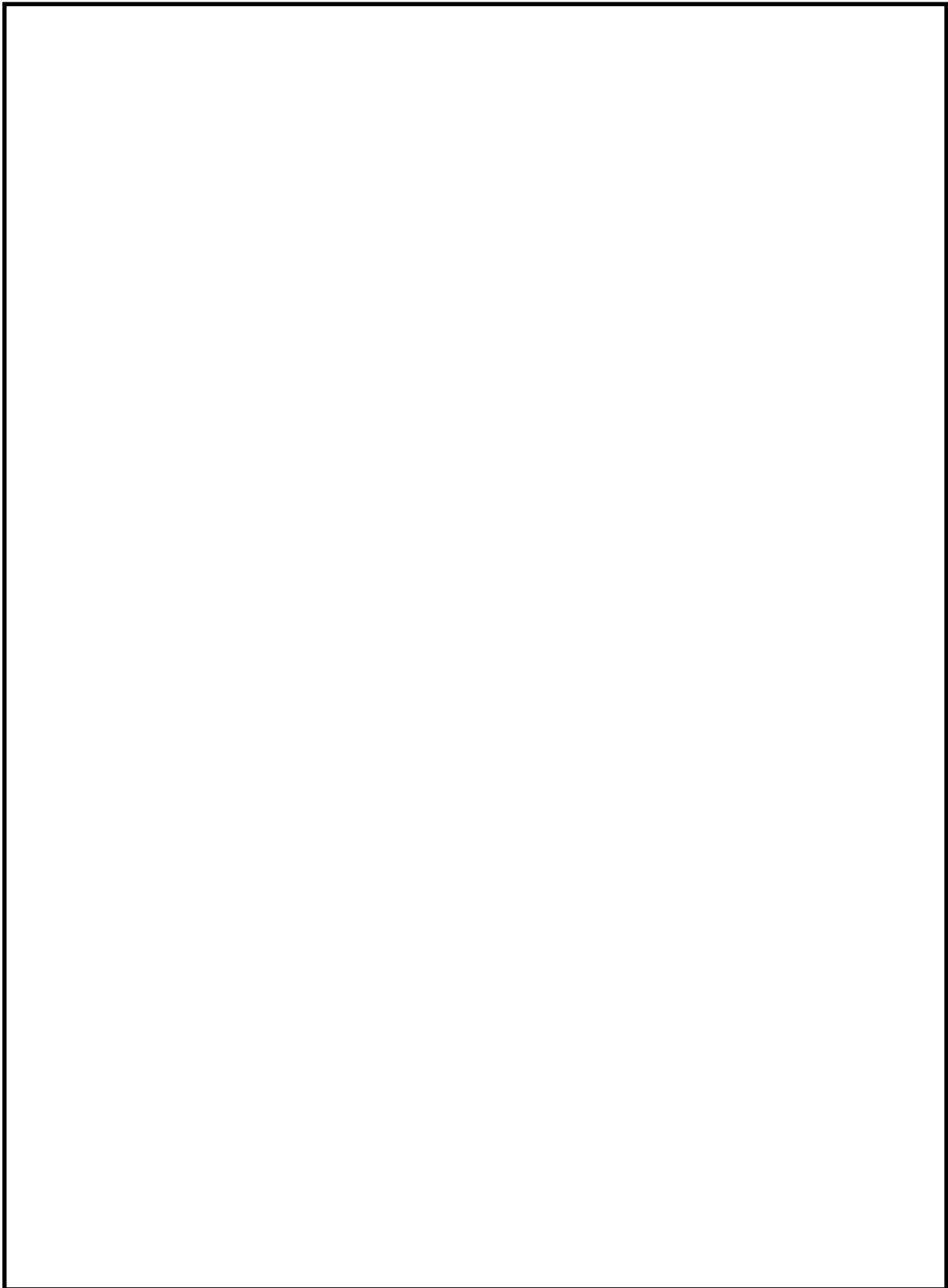




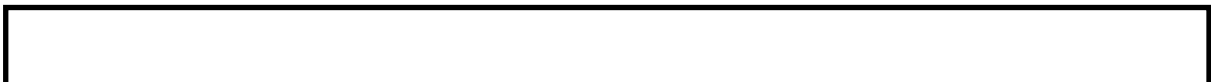


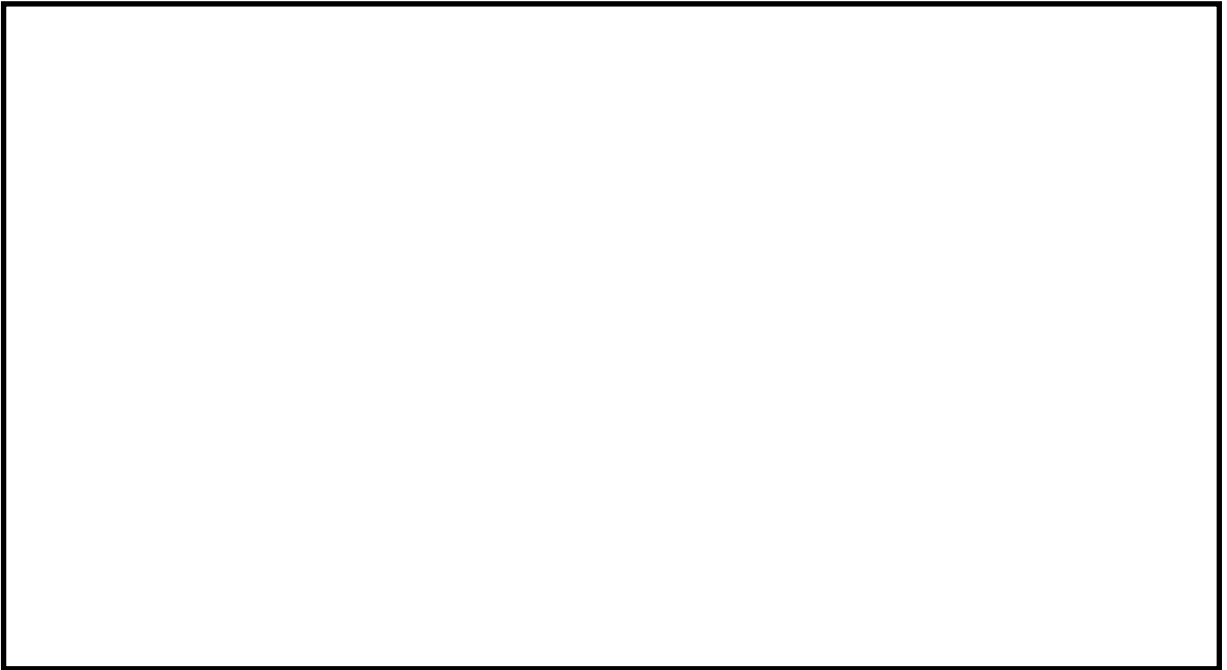
10.14.7.2.1 多重性又は多様性，独立性，位置的分散



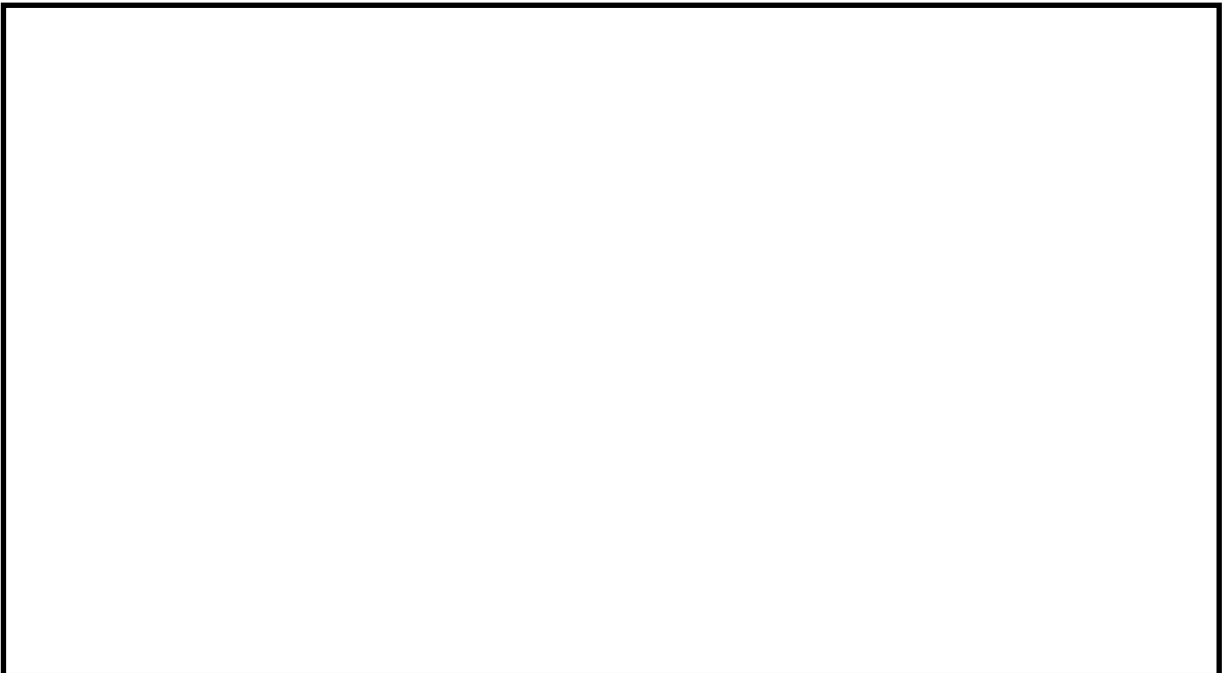


10.14.7.2.2 惡影響防止



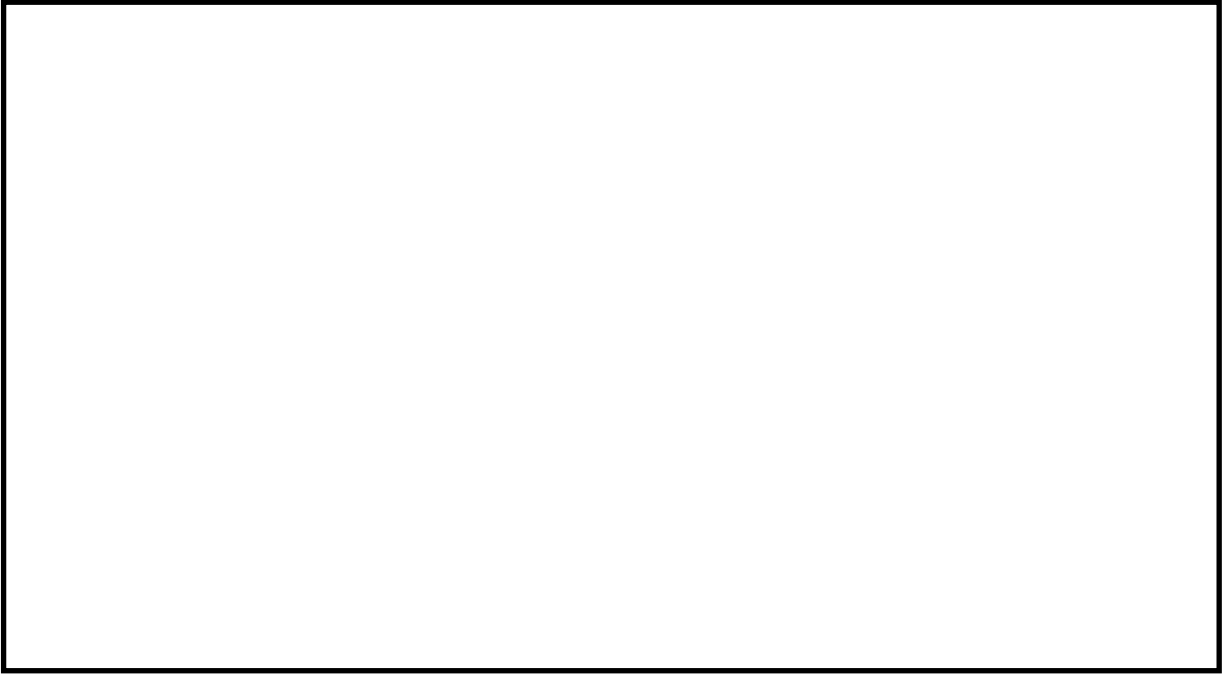


10.14.7.2.3 容量等

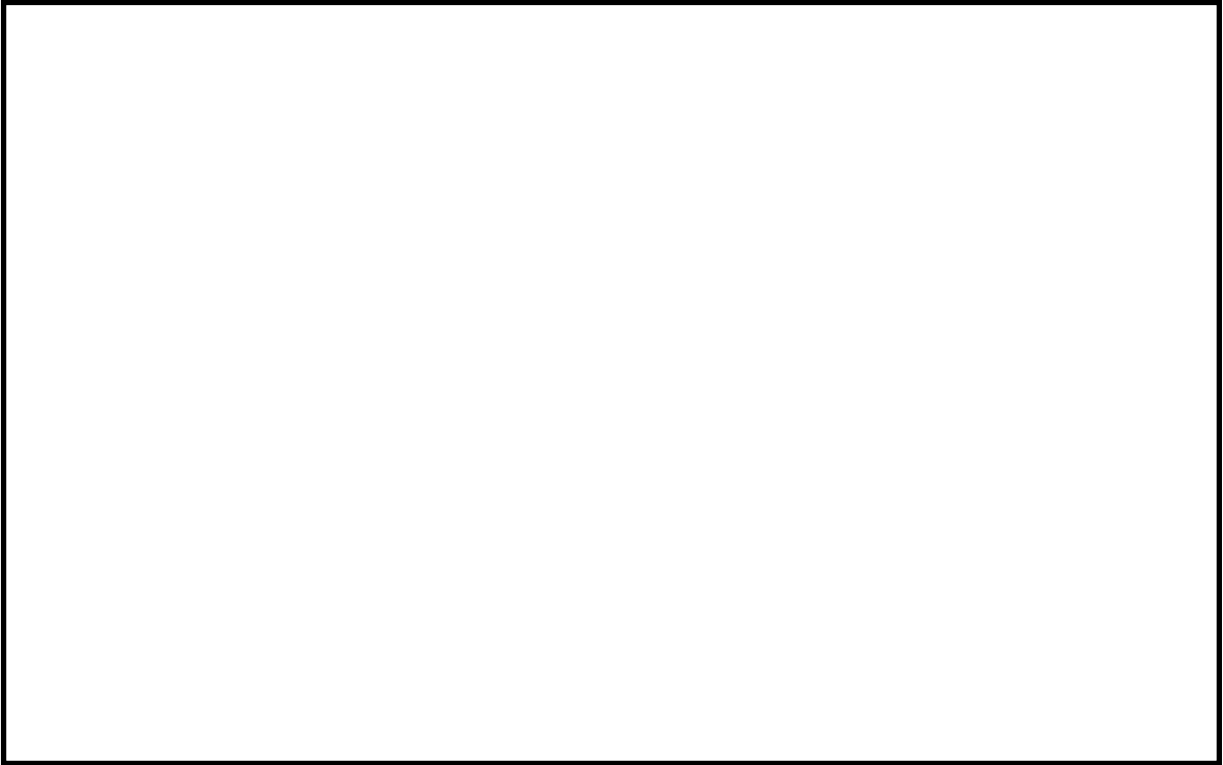


10.14.7.2.4 環境条件等





10.14.7.2.5 操作性の確保

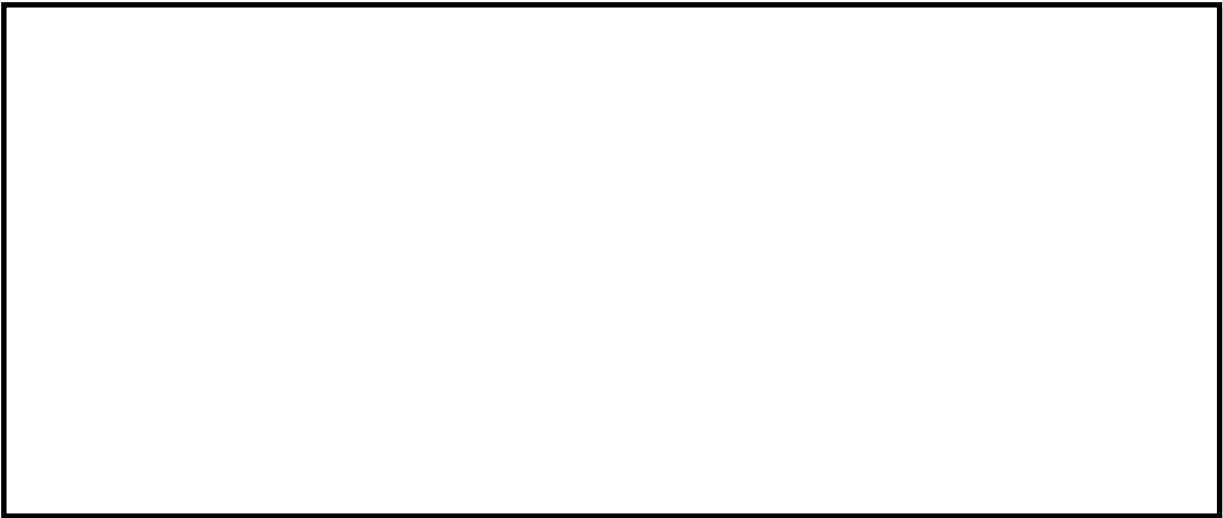


10.14.7.3 主要設備及び仕様

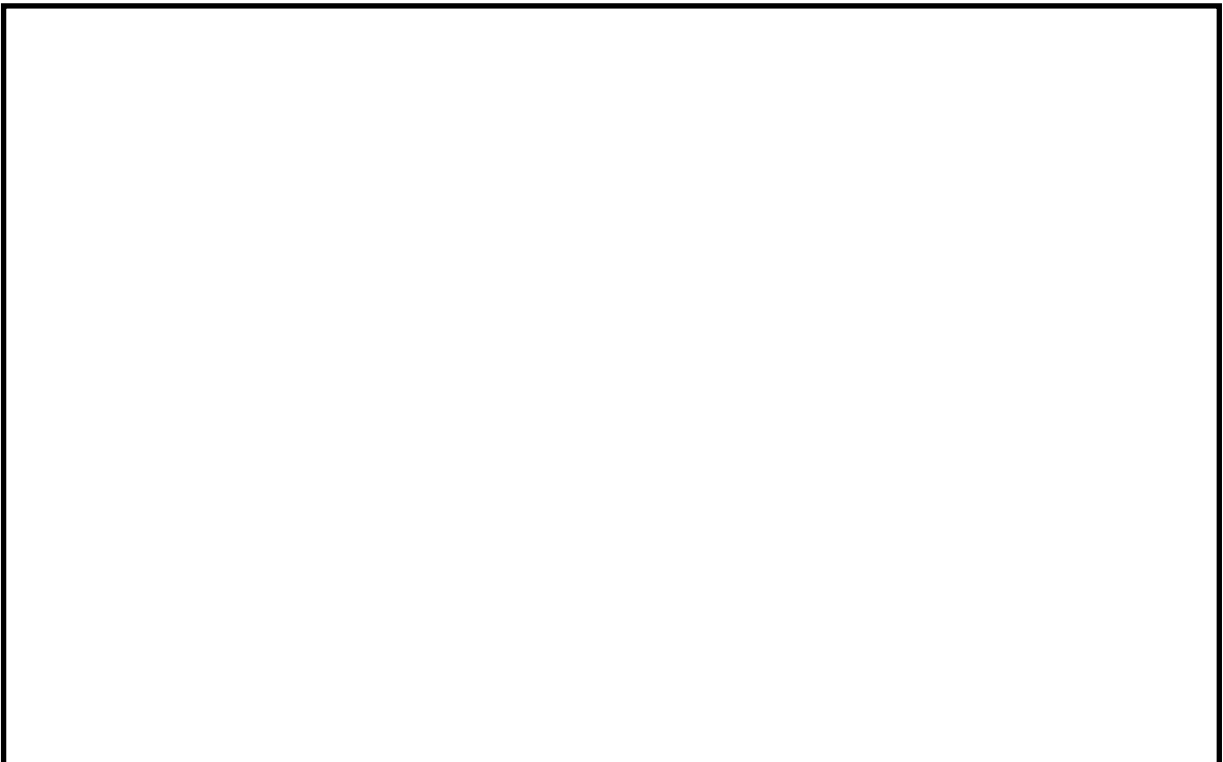




10.14.7.4 試験検査



10.14.7.5 信頼性向上を図るための設計方針





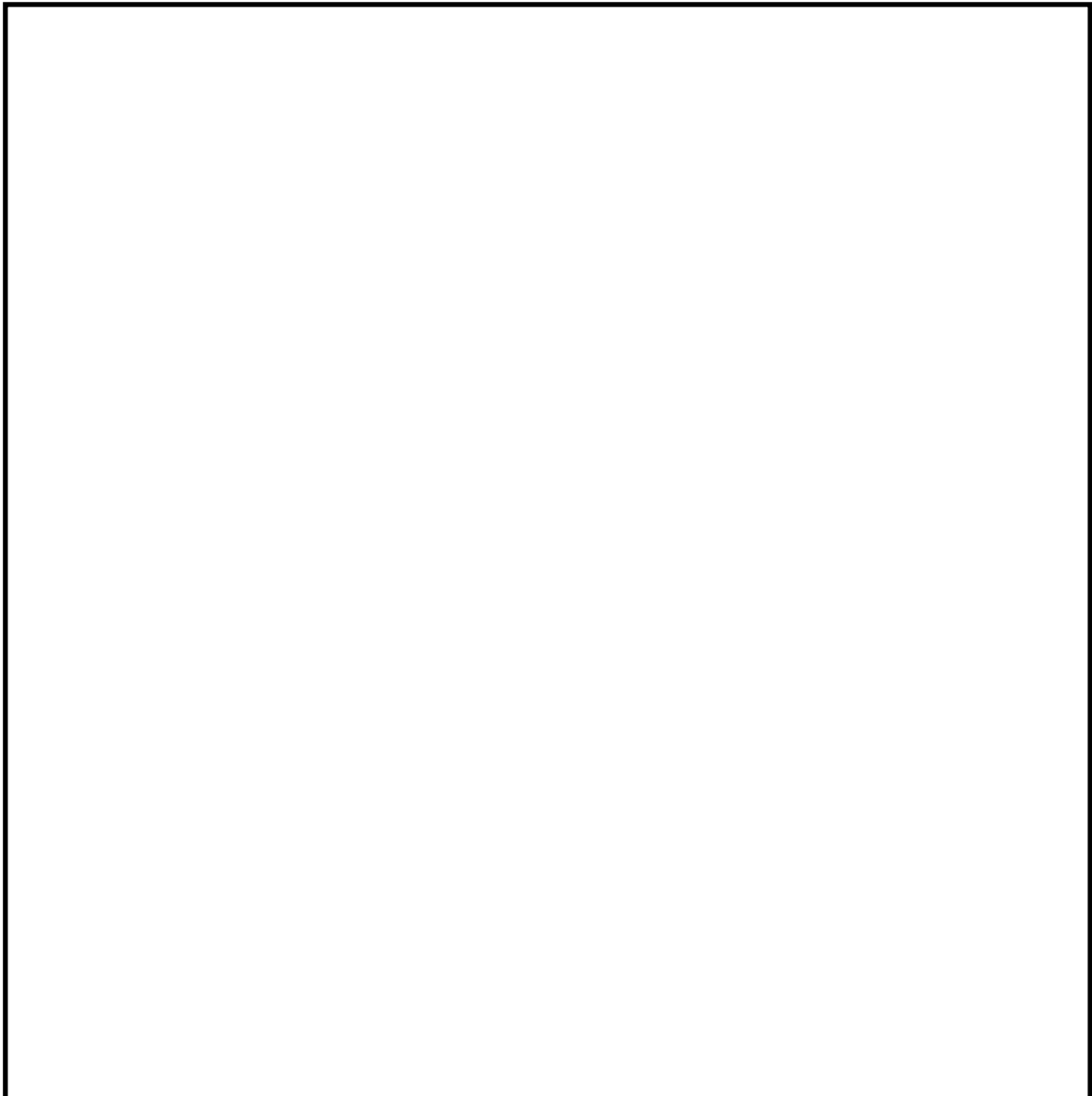
10.14.8 電源設備

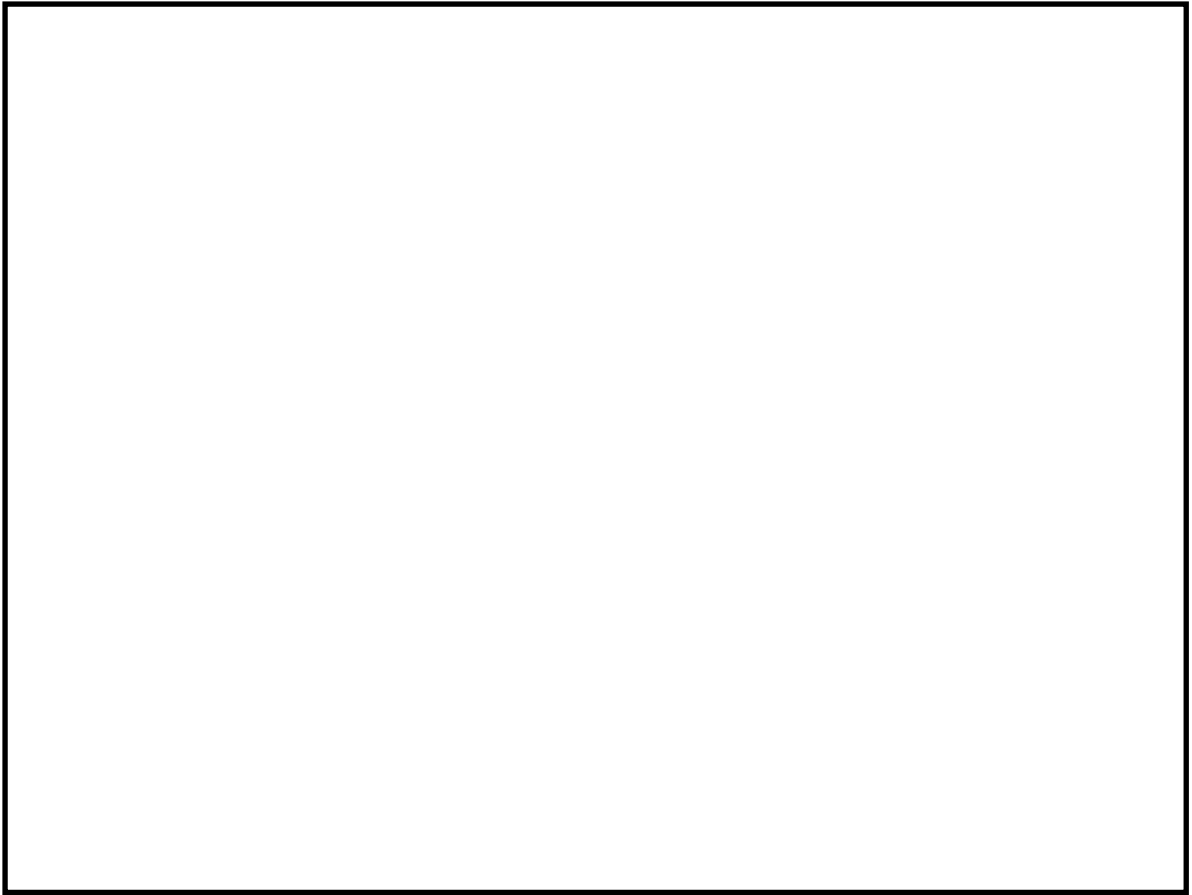
10.14.8.1 概 要

原子炉建屋への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムに対して、原子炉格納容器の破損を防止するために必要な機器へ電力を供給するための電源設備を設置する。

電源設備の系統概要図を第 10.14.8-1 図に示す。

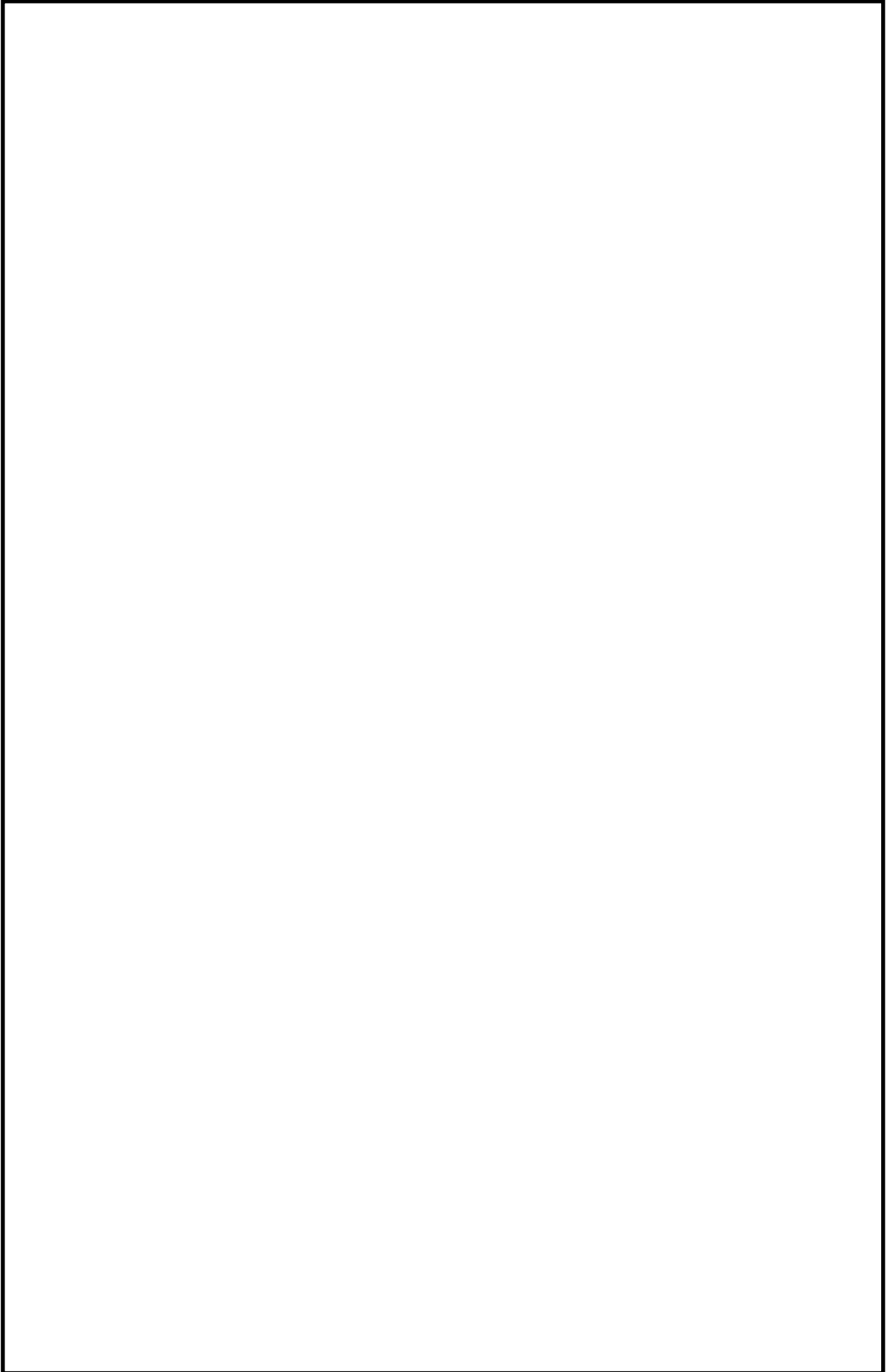
10.14.8.2 設計方針

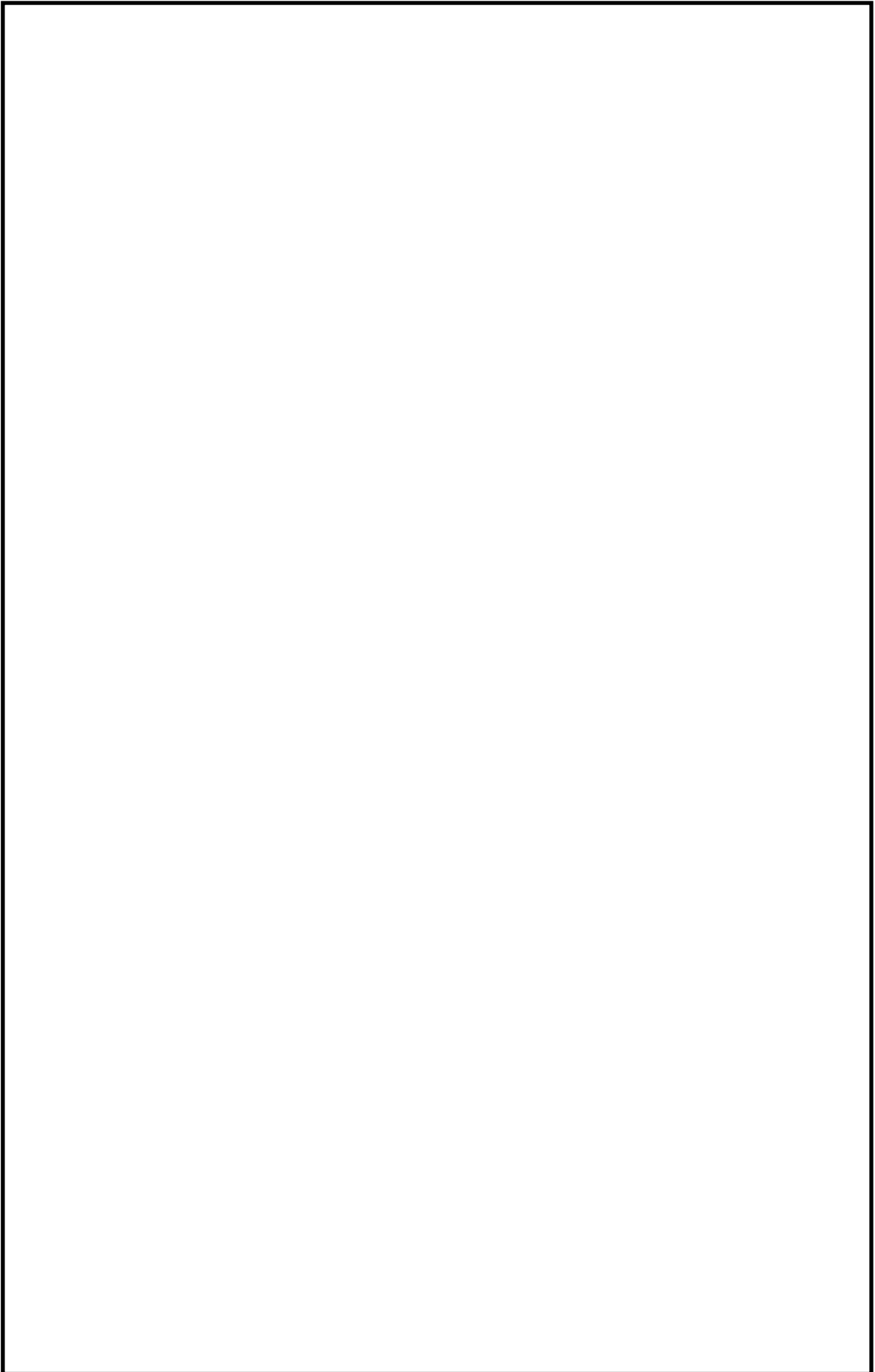




10.14.8.2.1 多重性又は多様性，独立性，位置的分散





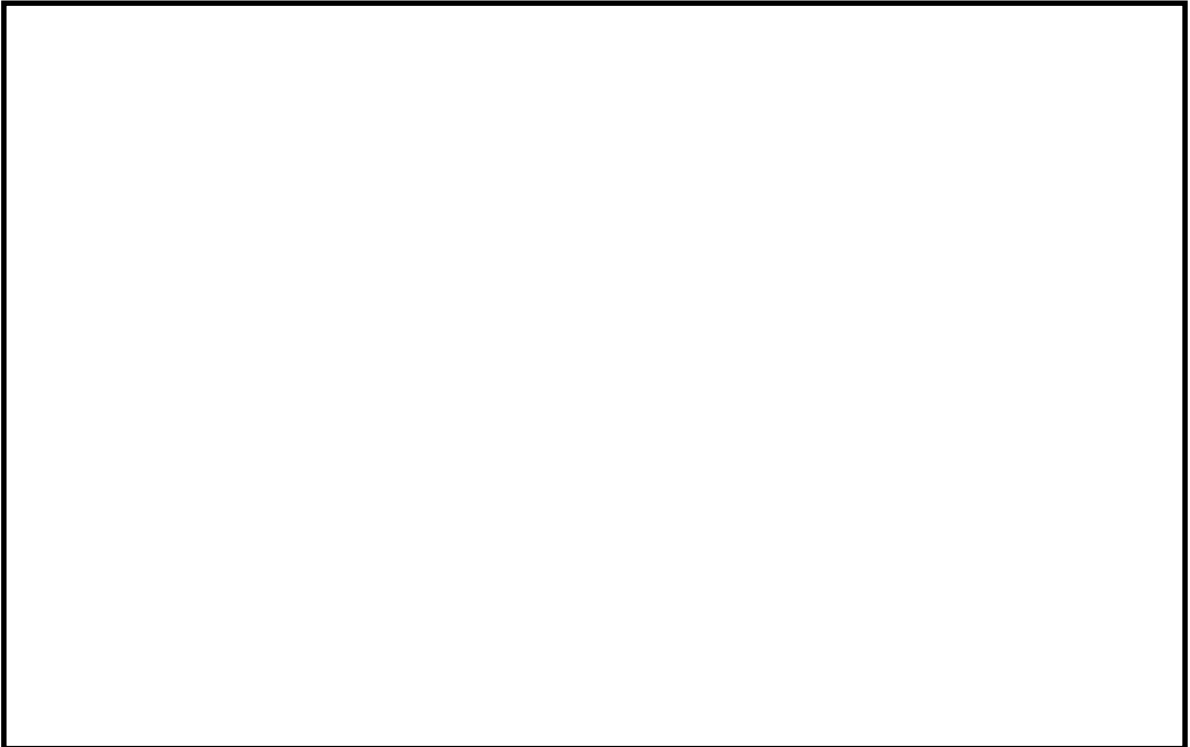




10.14.8.2.2 惡影響防止



10.14.8.2.3 容量等

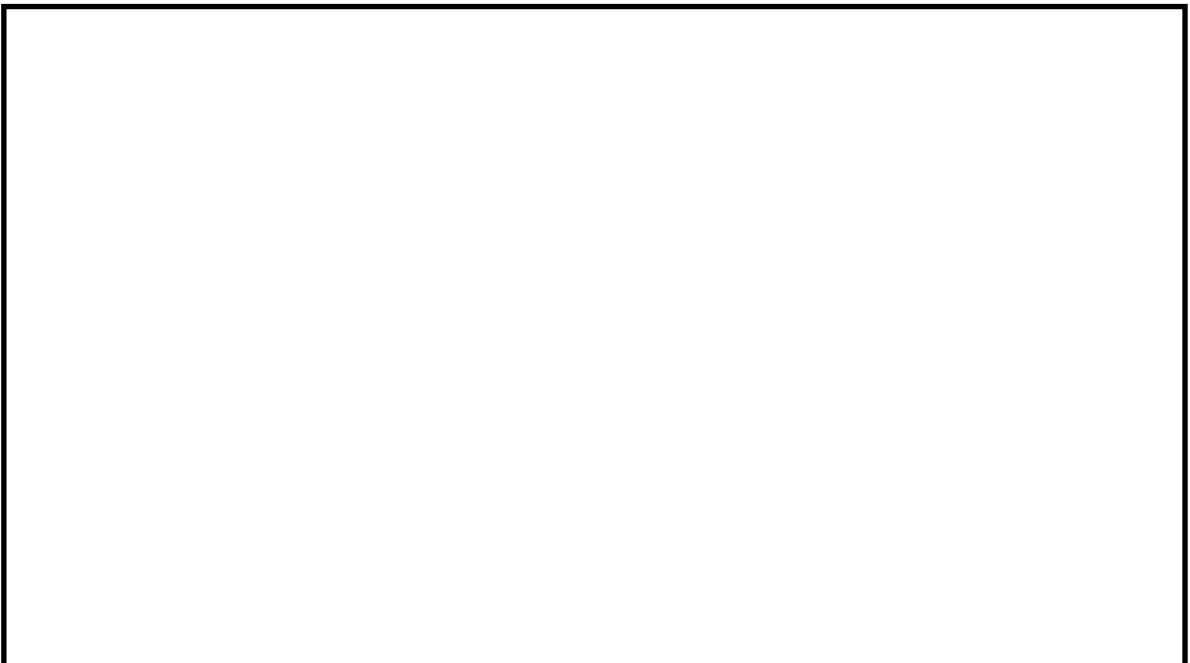




10.14.8.2.4 環境条件等



10.14.8.2.5 操作性の確保



10.14.8.3 主要設備及び仕様

10.14.8.4 試験検査

10.14.8.5 信頼性向上を図るための設計方針



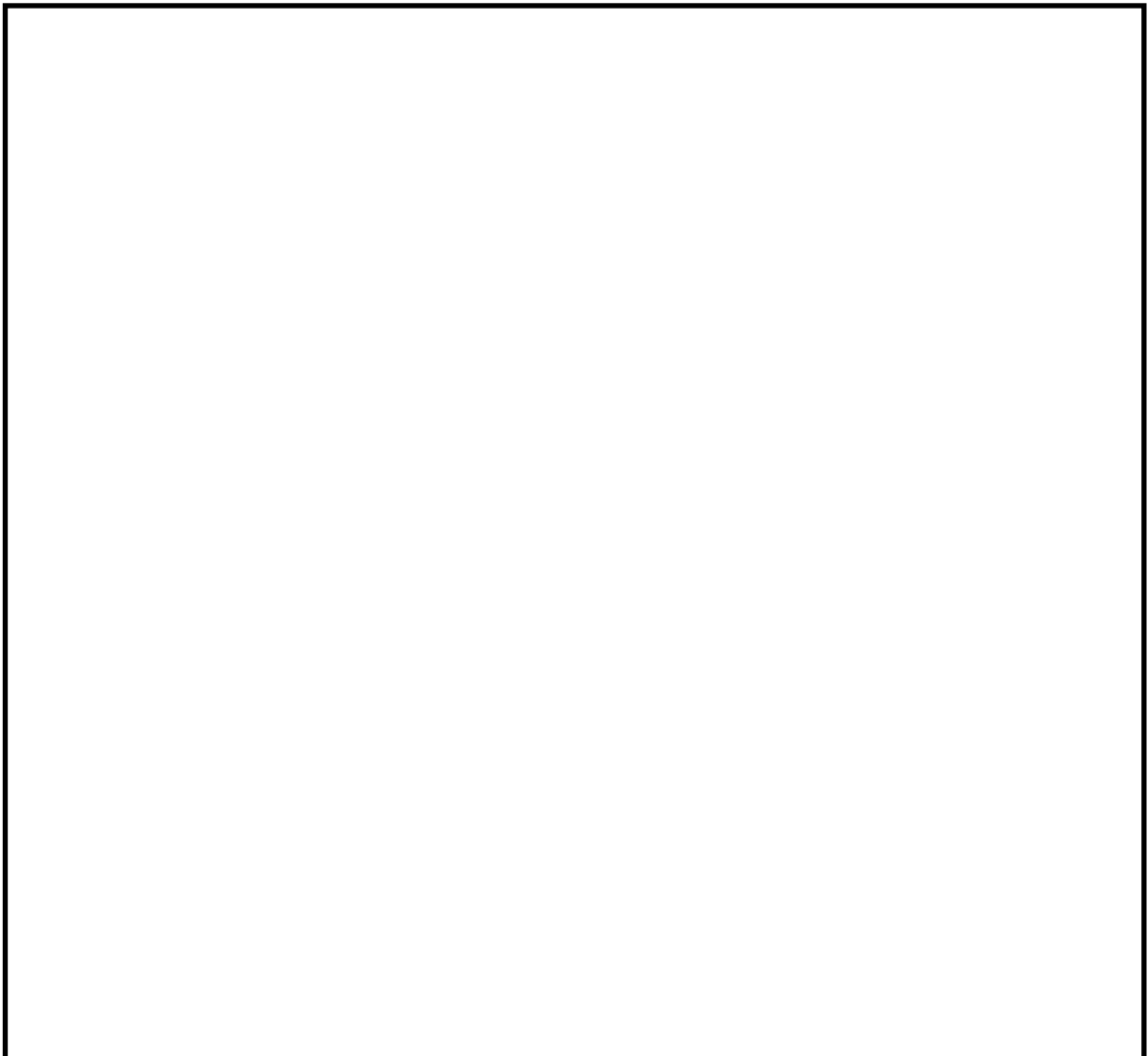
10.14.9 計装設備

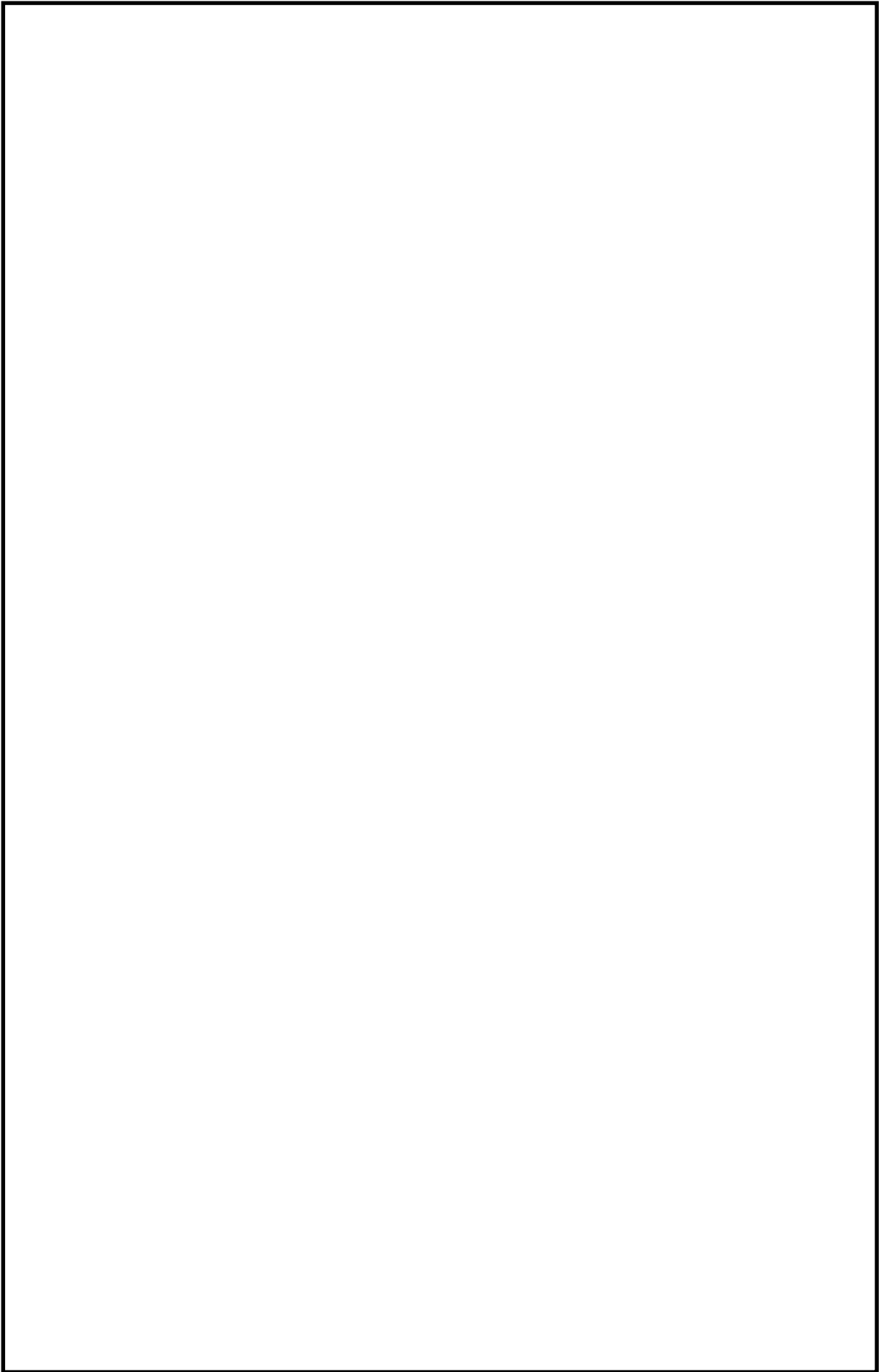
10.14.9.1 概 要

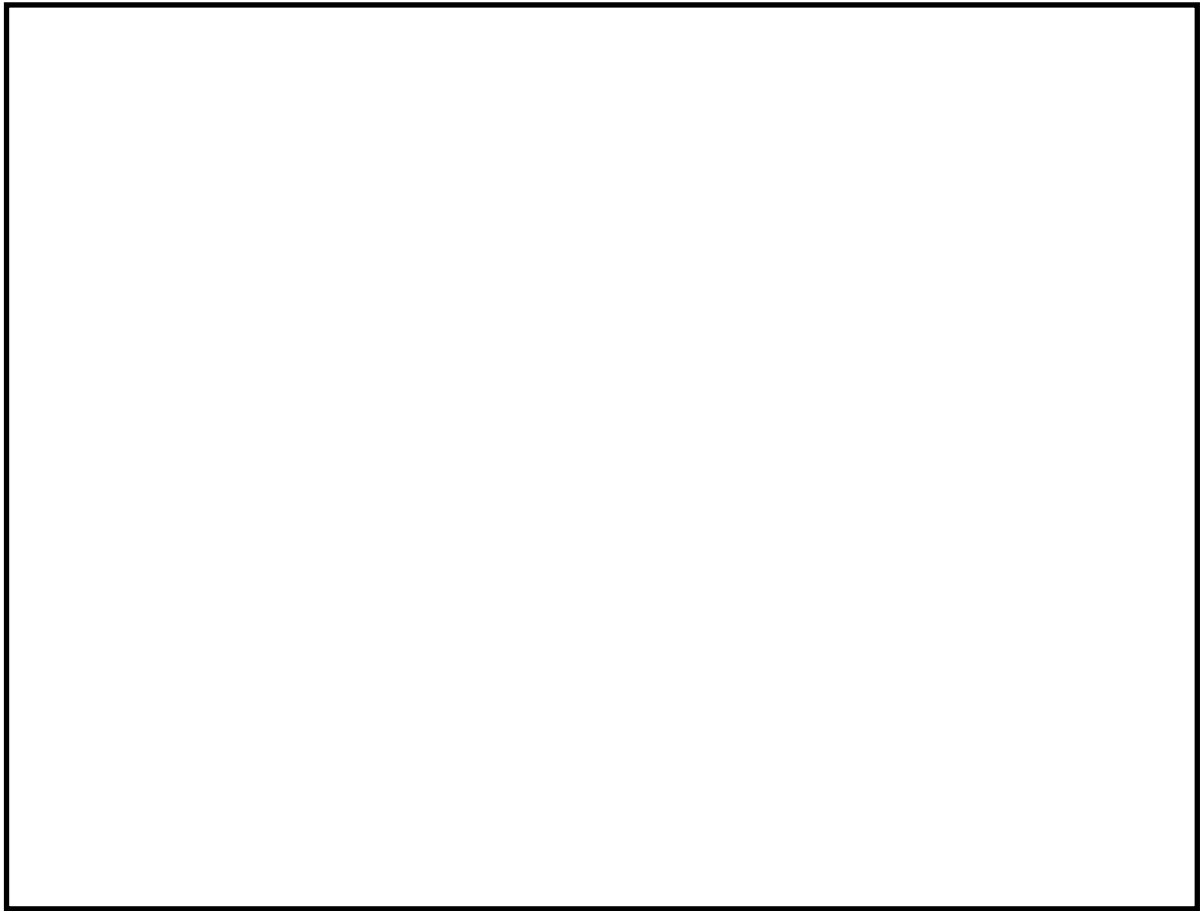
原子炉建屋への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムに対して、原子炉格納容器の破損を防止するために必要なプラント状態を把握及び特定重大事故等対処施設を構成する設備を監視するための計測機能を有する計装設備を設置する。

計装設備の系統概要図を第 10.14.9-1 図から第 10.14.9-3 図に示す。

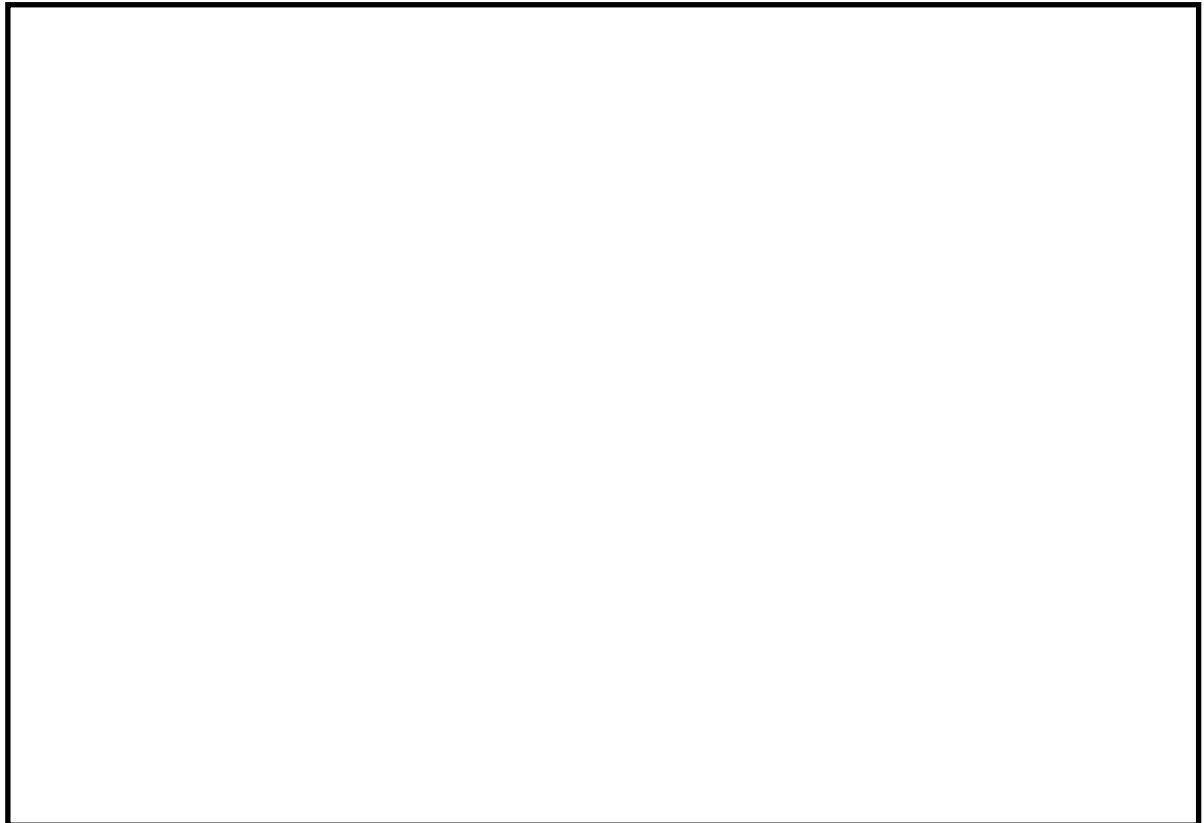
10.14.9.2 設計方針

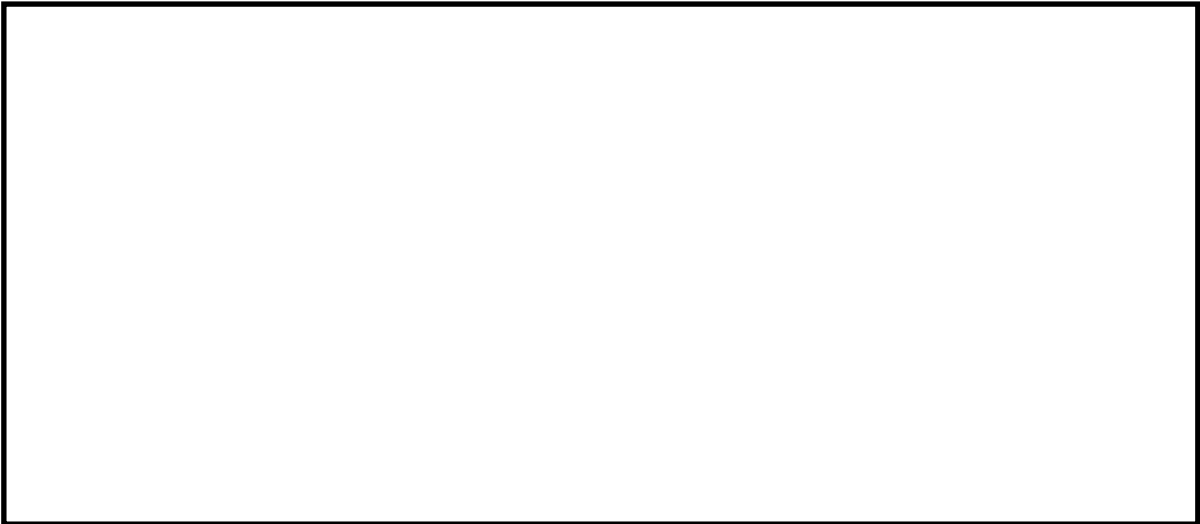






10.14.9.2.1 多重性又は多様性，独立性，位置的分散





10.14.9.2.2 惡影響防止



10.14.9.2.3 容量等



10.14.9.2.4 環境条件等



10.14.9.2.5 操作性の確保

10.14.9.3 主要設備及び仕様

10.14.9.4 試験検査

10.14.9.5 信頼性向上を図るための設計方針



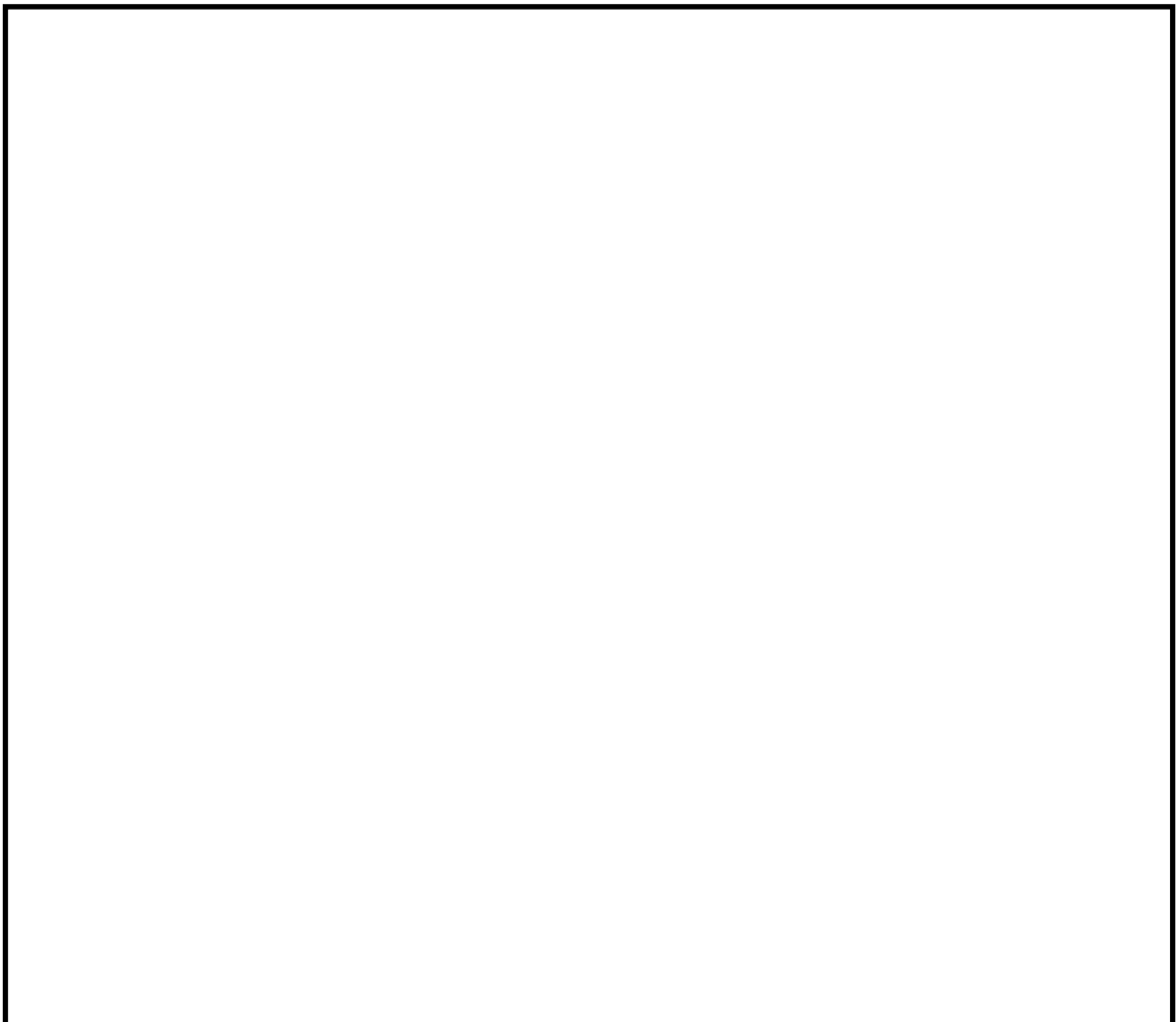
10.14.10 通信連絡設備

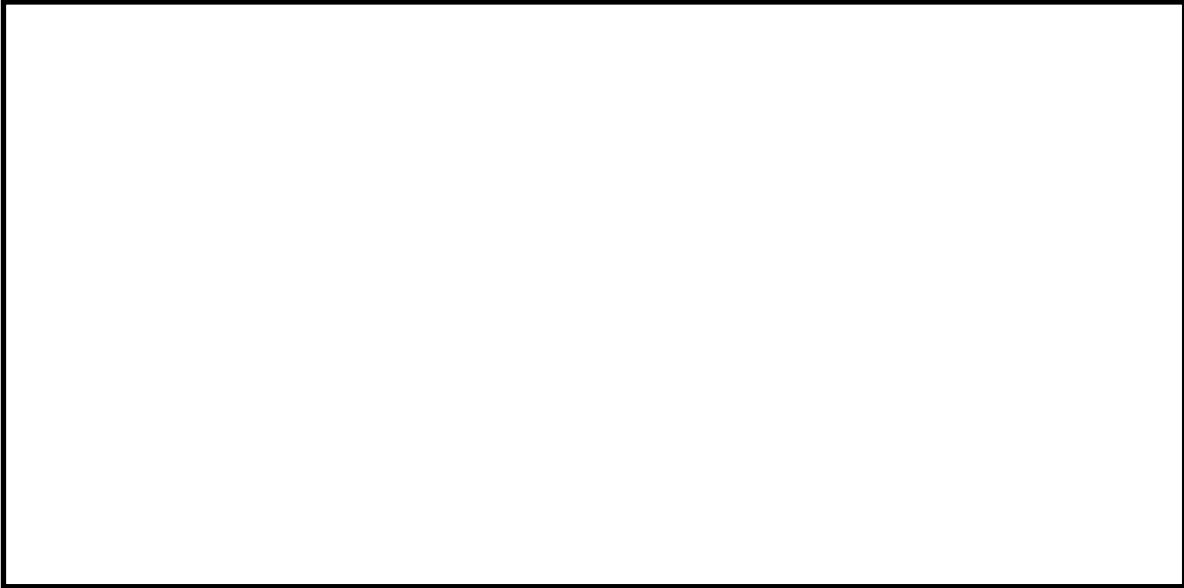
10.14.10.1 概 要

原子炉建屋への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムに対して、その重大事故等に対処するための緊急時制御室において、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ために必要な通信連絡設備を設置する。

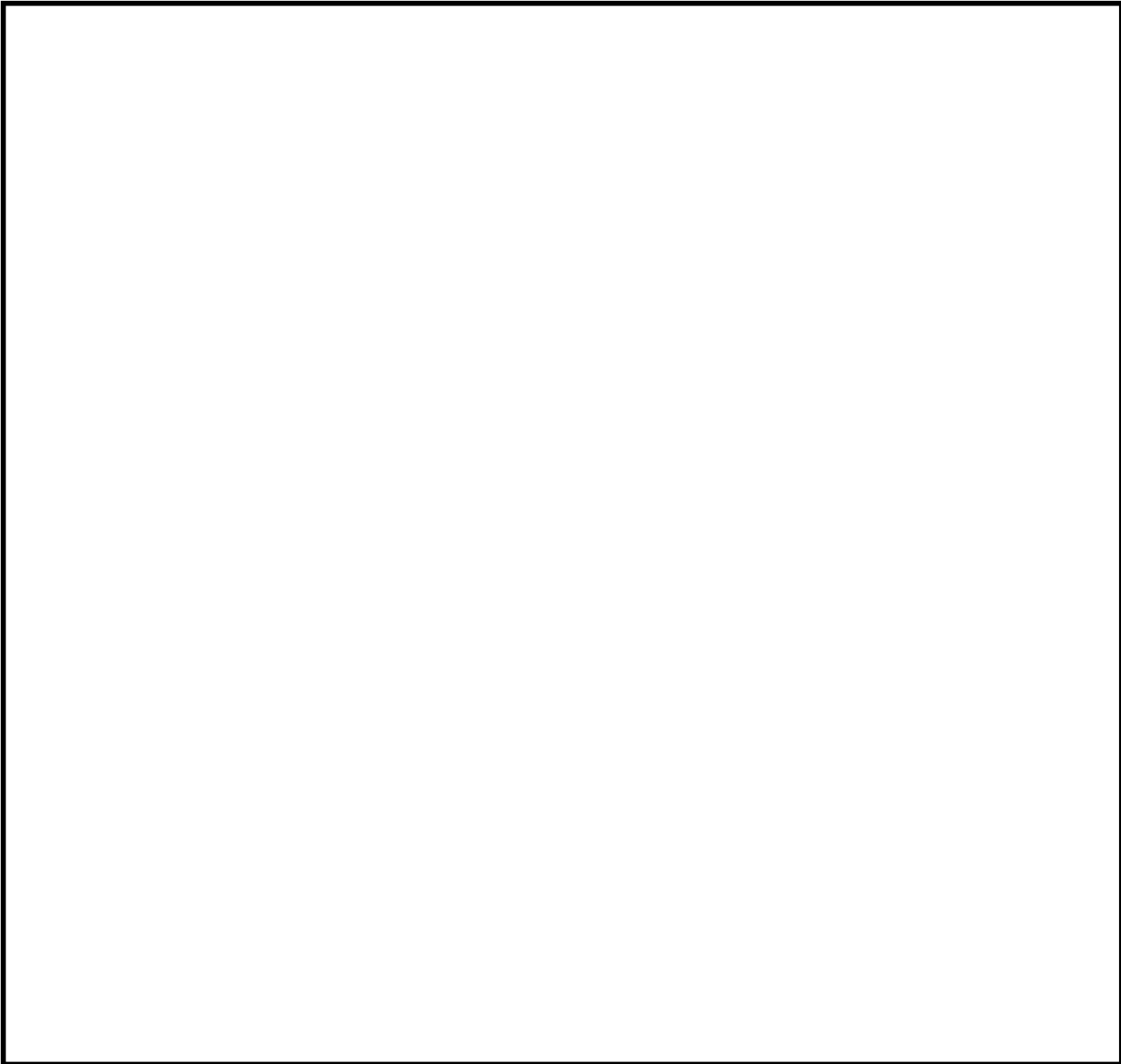
通信連絡設備の系統概要図を第 10.14.10-1 図から第 10.14.10-2 図に示す。

10.14.10.2 設計方針



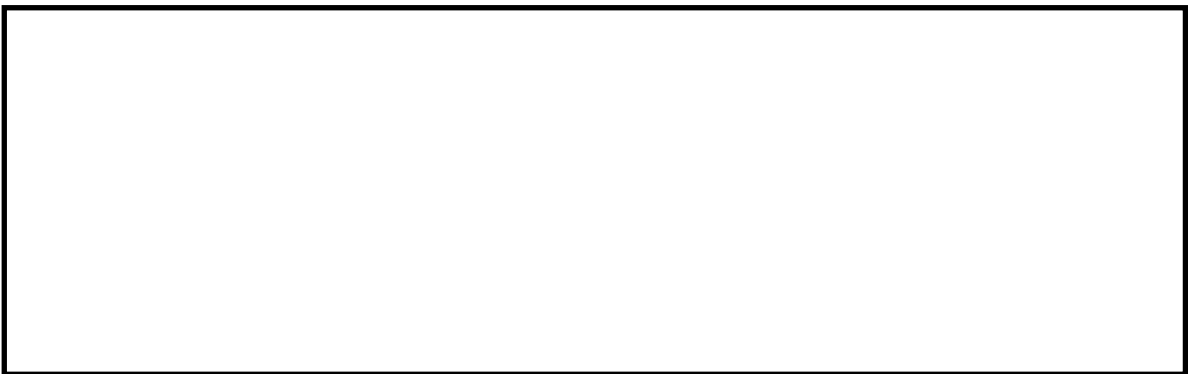


10.14.10.2.1 多重性又は多様性, 独立性, 位置的分散





10.14.10.2.2 惡影響防止



10.14.10.2.3 容量等



10.14.10.2.4 環境条件等



10.14.10.2.5 操作性の確保

10.14.10.3 主要設備及び仕様

10.14.10.4 試験検査

10.14.10.5 信頼性向上を図るための設計方針



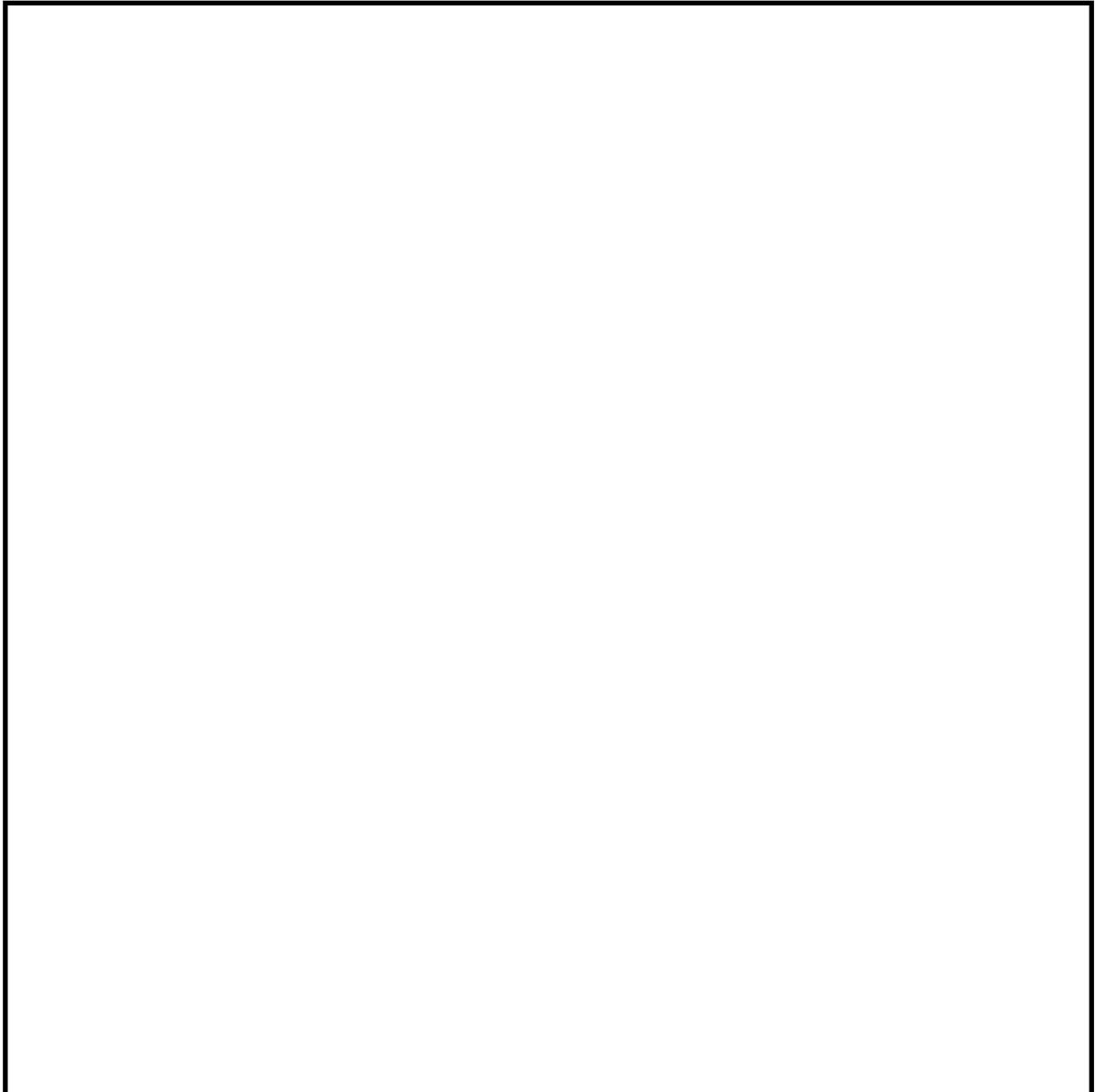
10.14.11 緊急時制御室

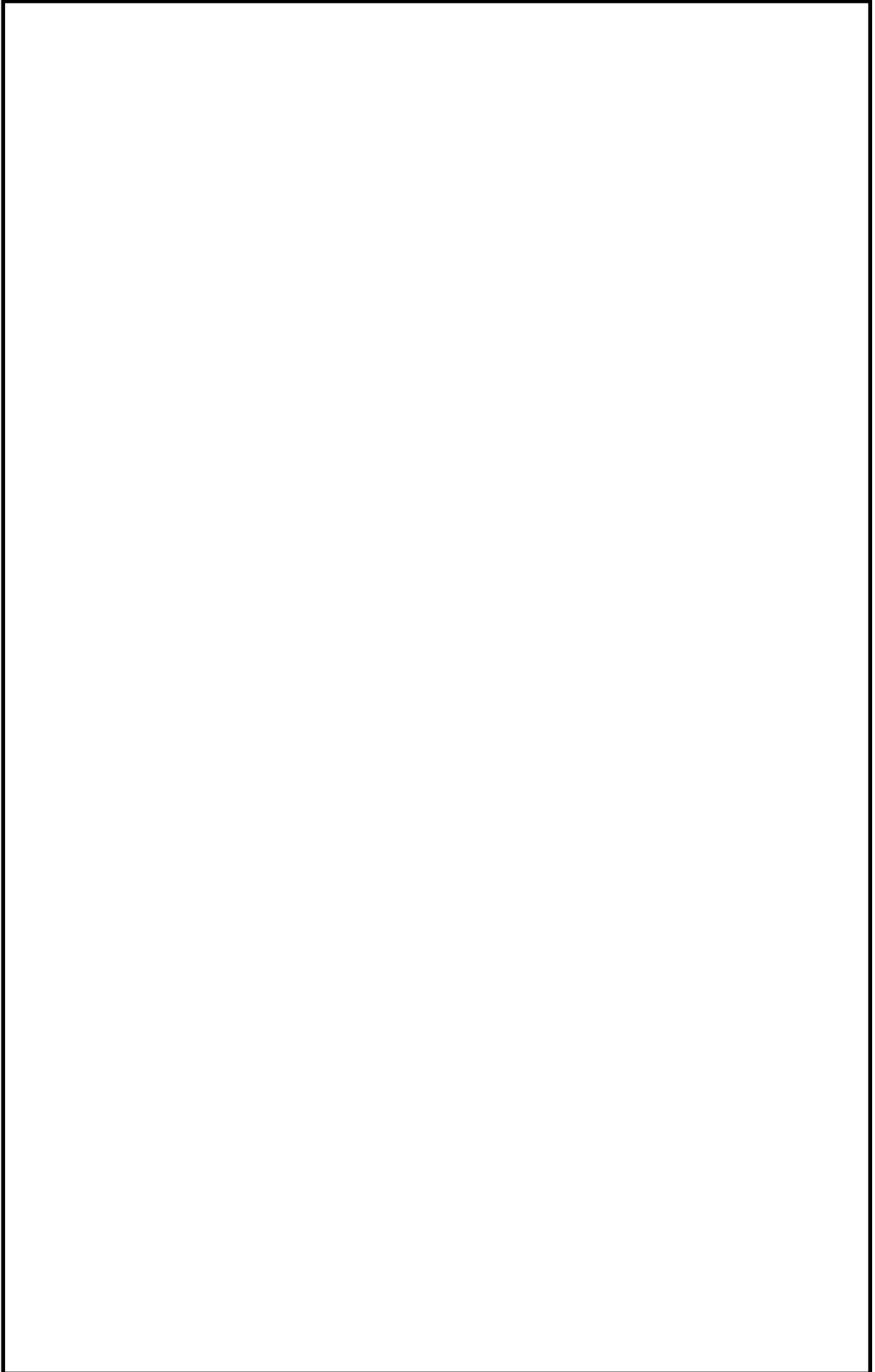
10.14.11.1 概要

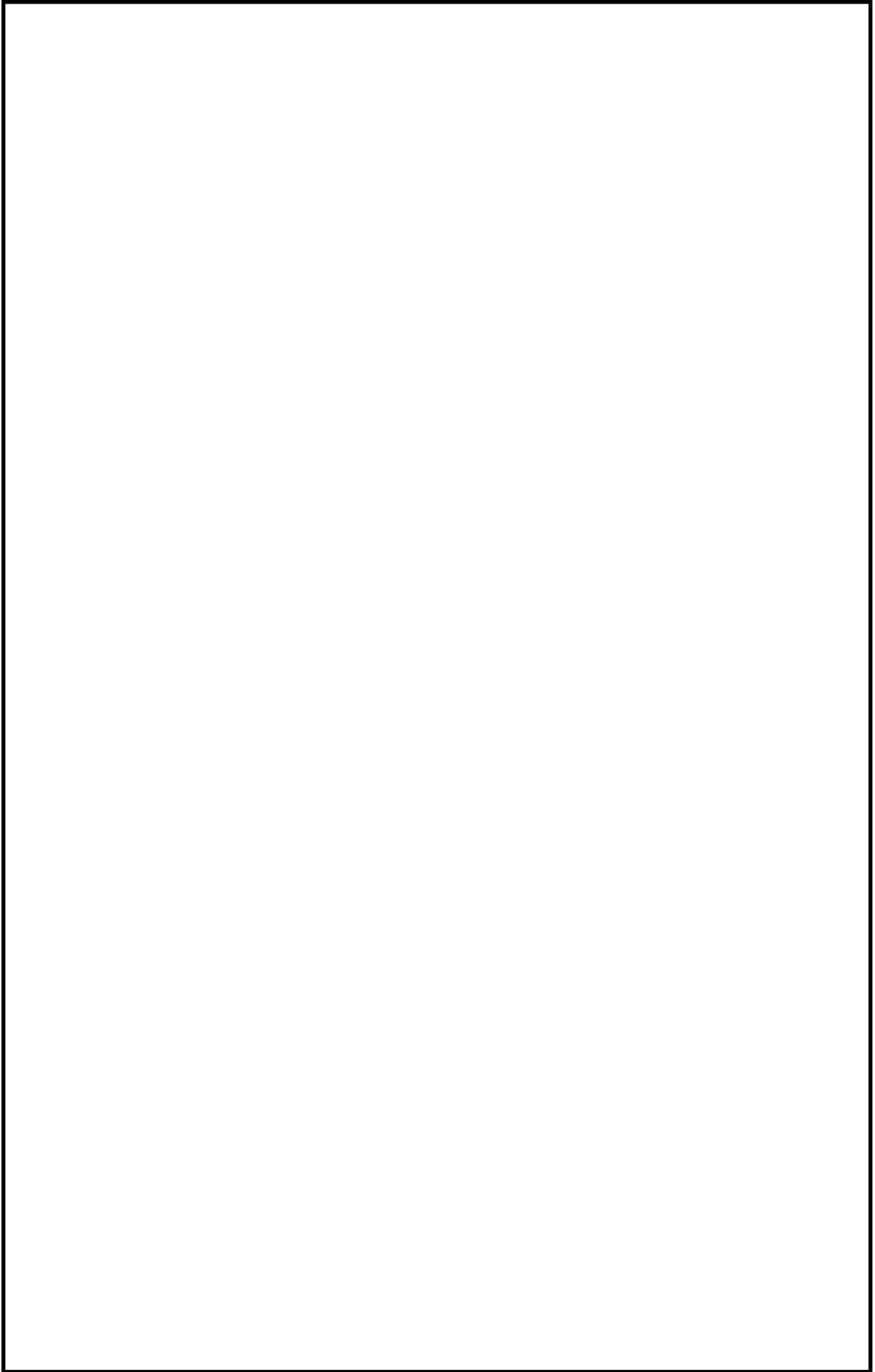
原子炉建屋への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムに対して、原子炉格納容器の破損を防止するために必要な特定重大事故等対処施設を構成する設備の制御機能を有する緊急時制御室を設置する。

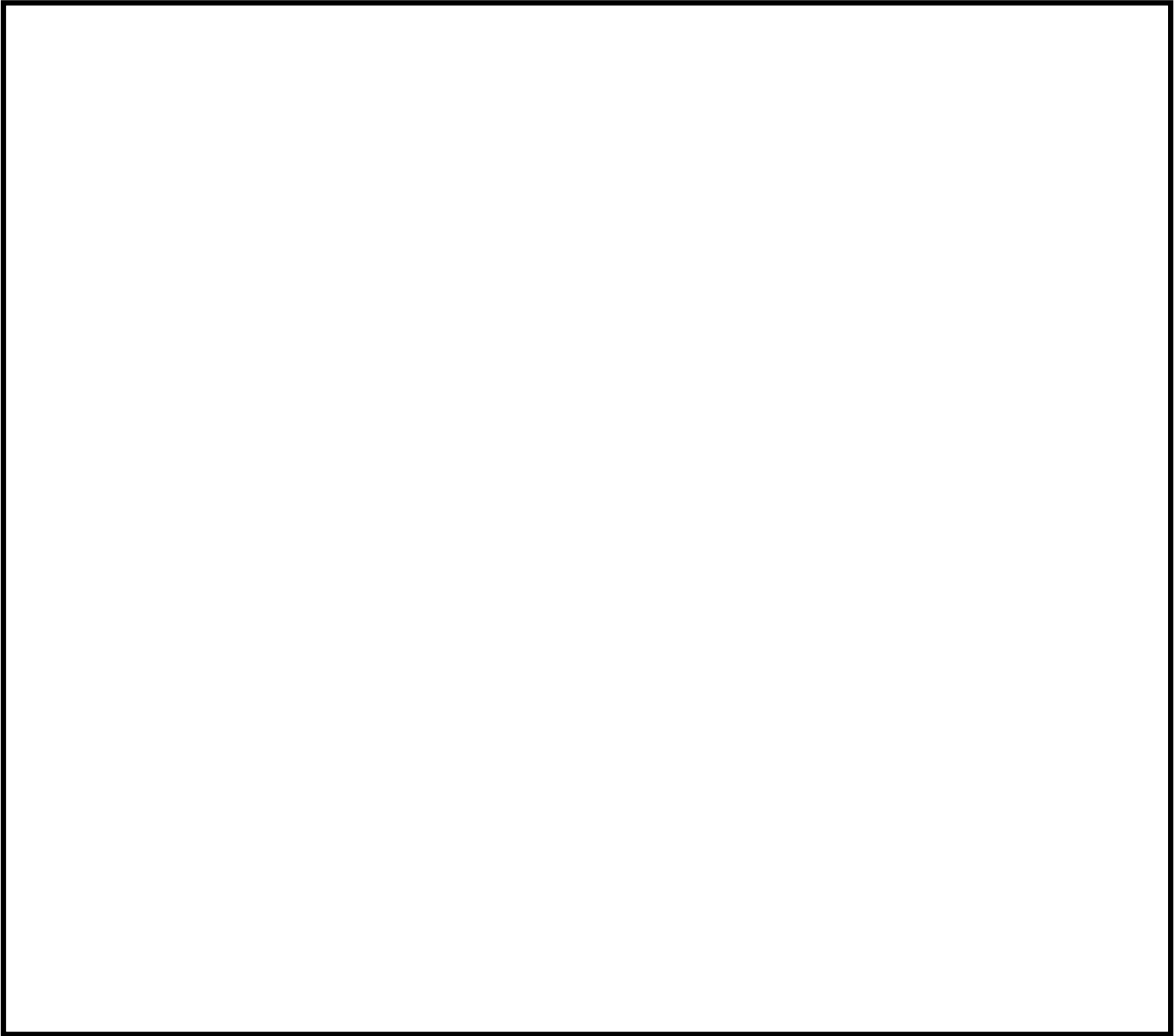
緊急時制御室の系統概要図を第 10.14.11-1 図に示す。

10.14.11.2 設計方針



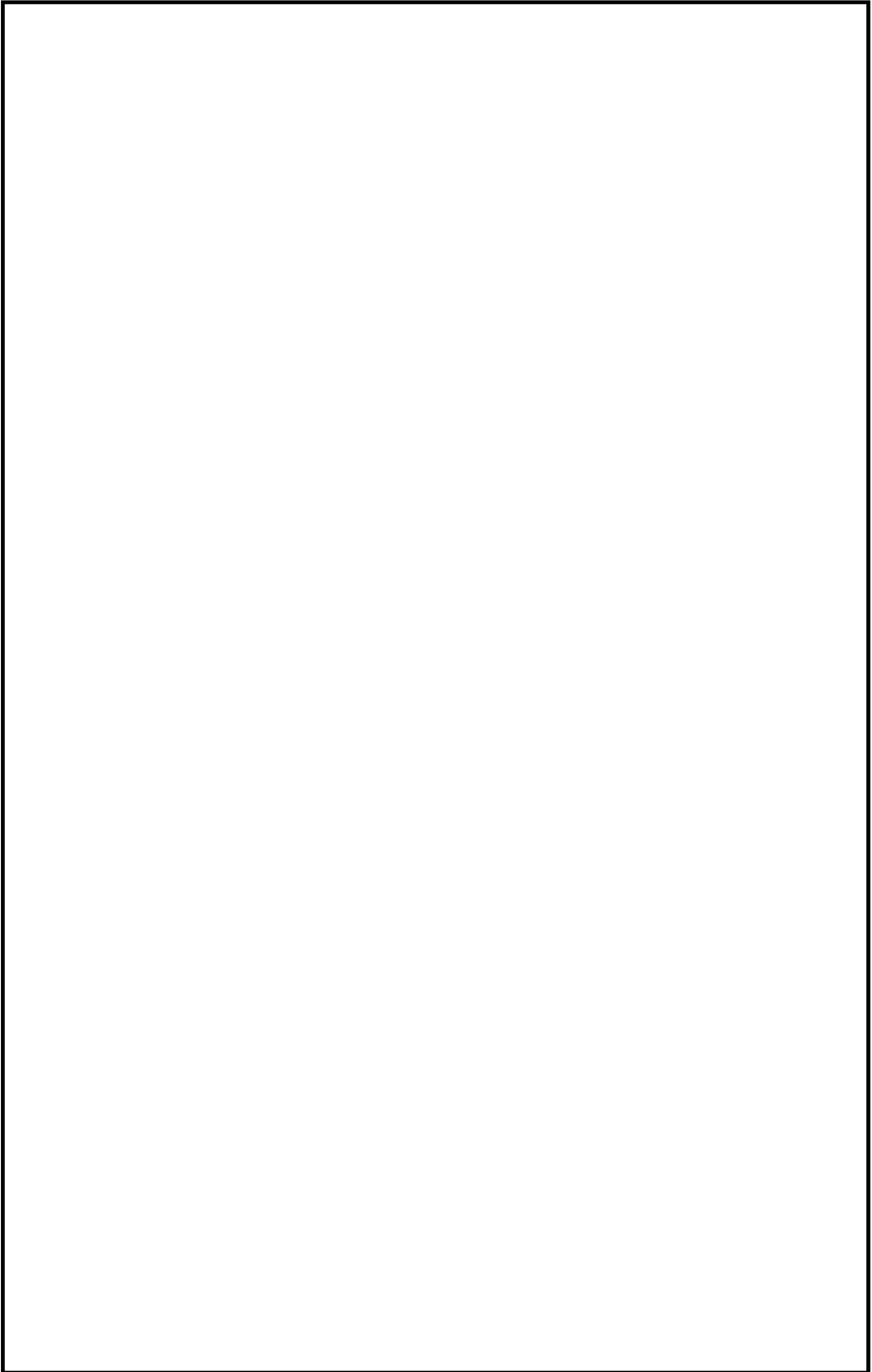


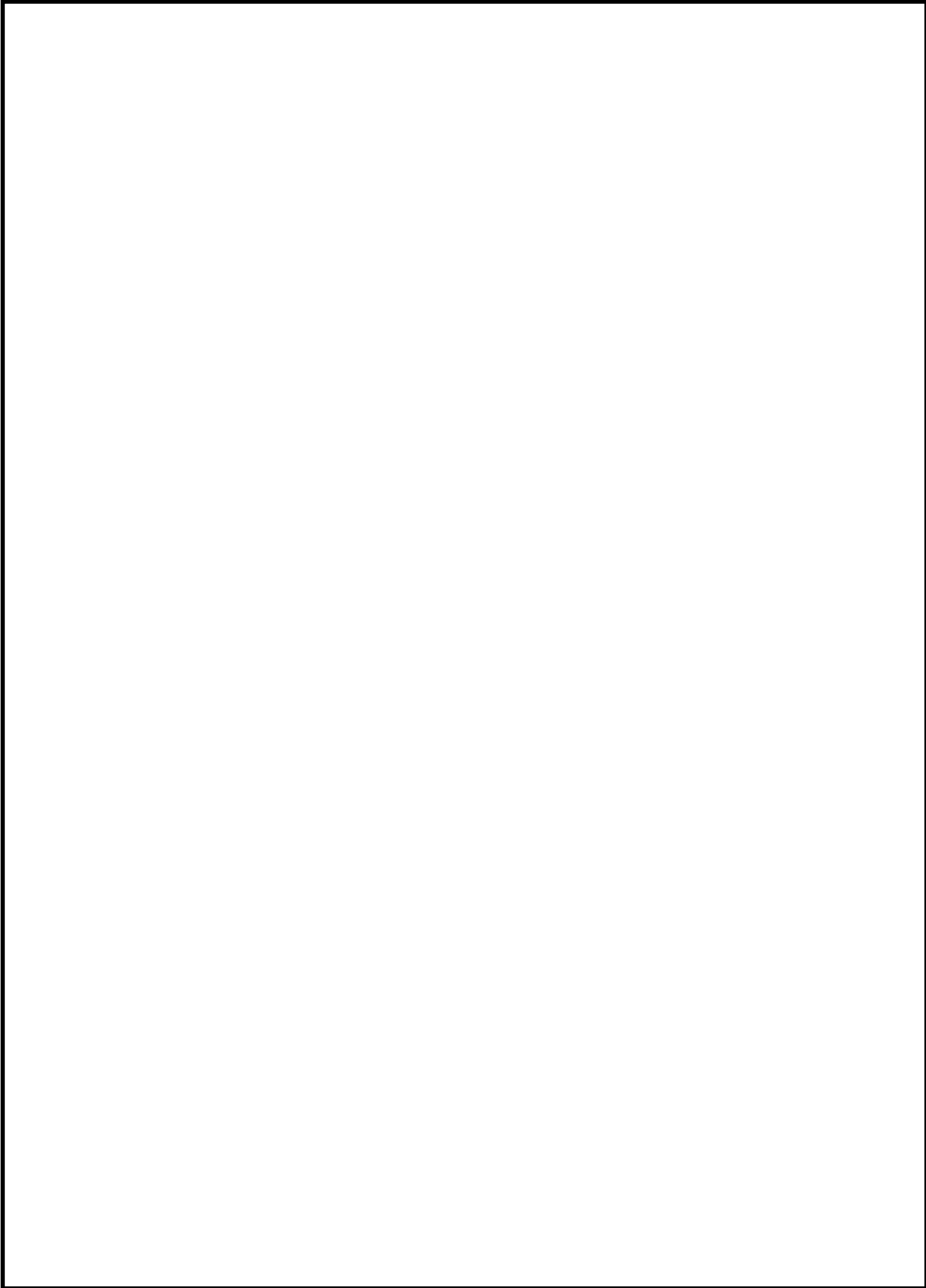




10.14.11.2.1 多重性又は多様性，独立性，位置的分散

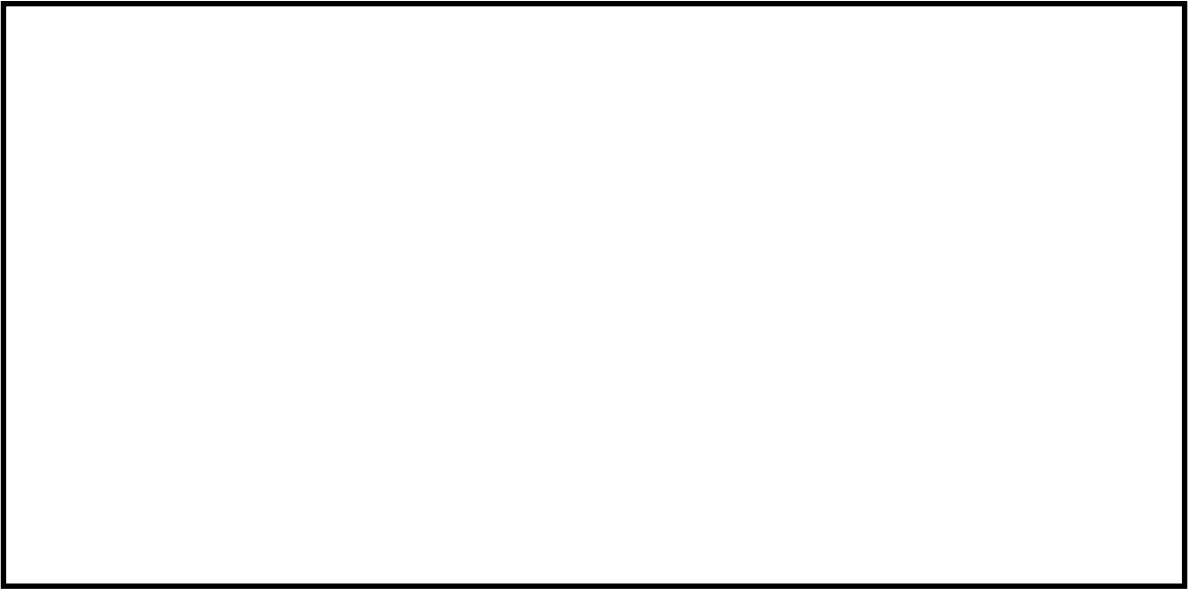




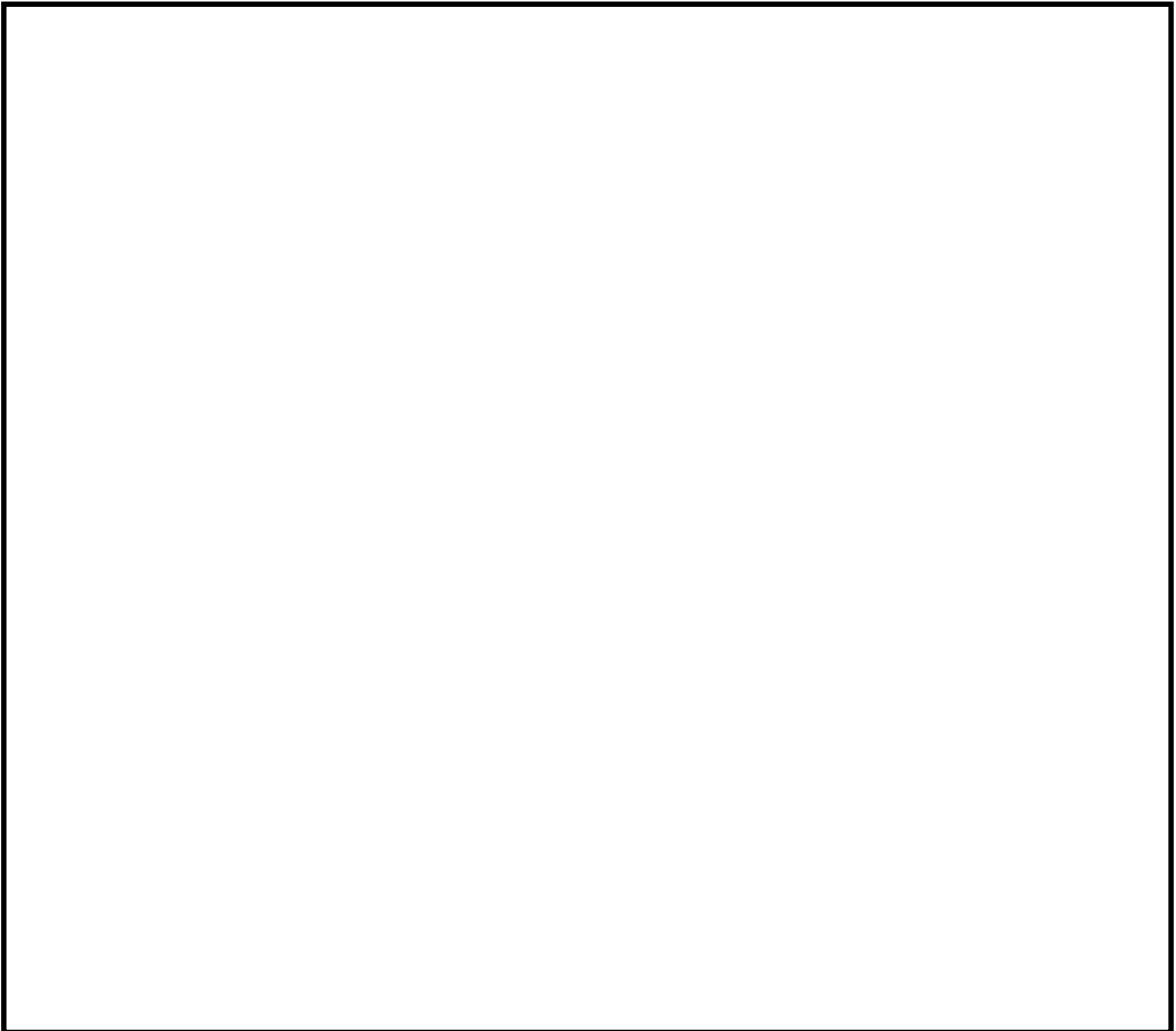


10.14.11.2.2 惡影響防止





10.14.11.2.3 容量等



10.14.11.2.4 環境条件等



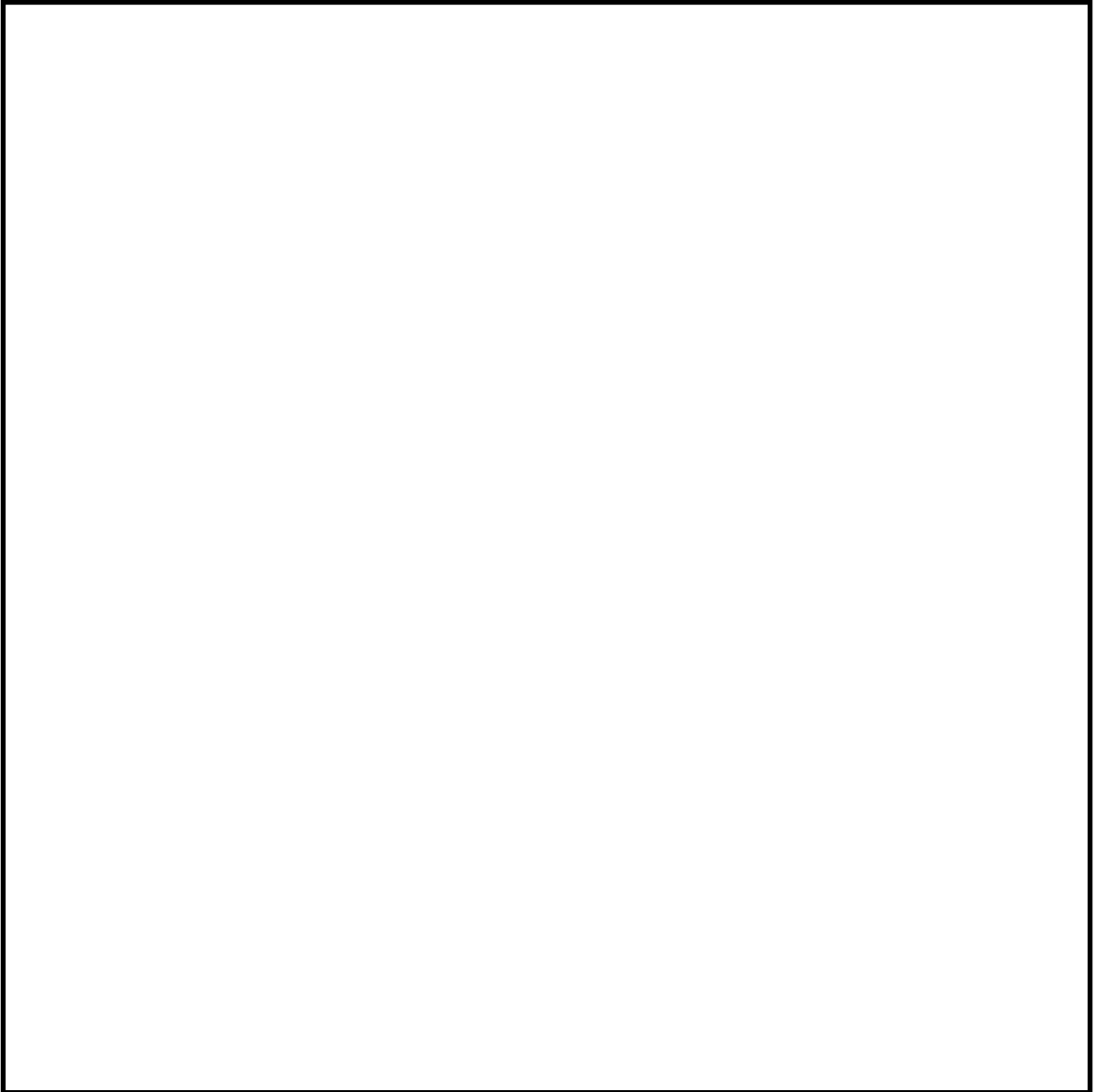
10.14.11.2.5 操作性の確保



10.14.11.3 主要設備及び仕様

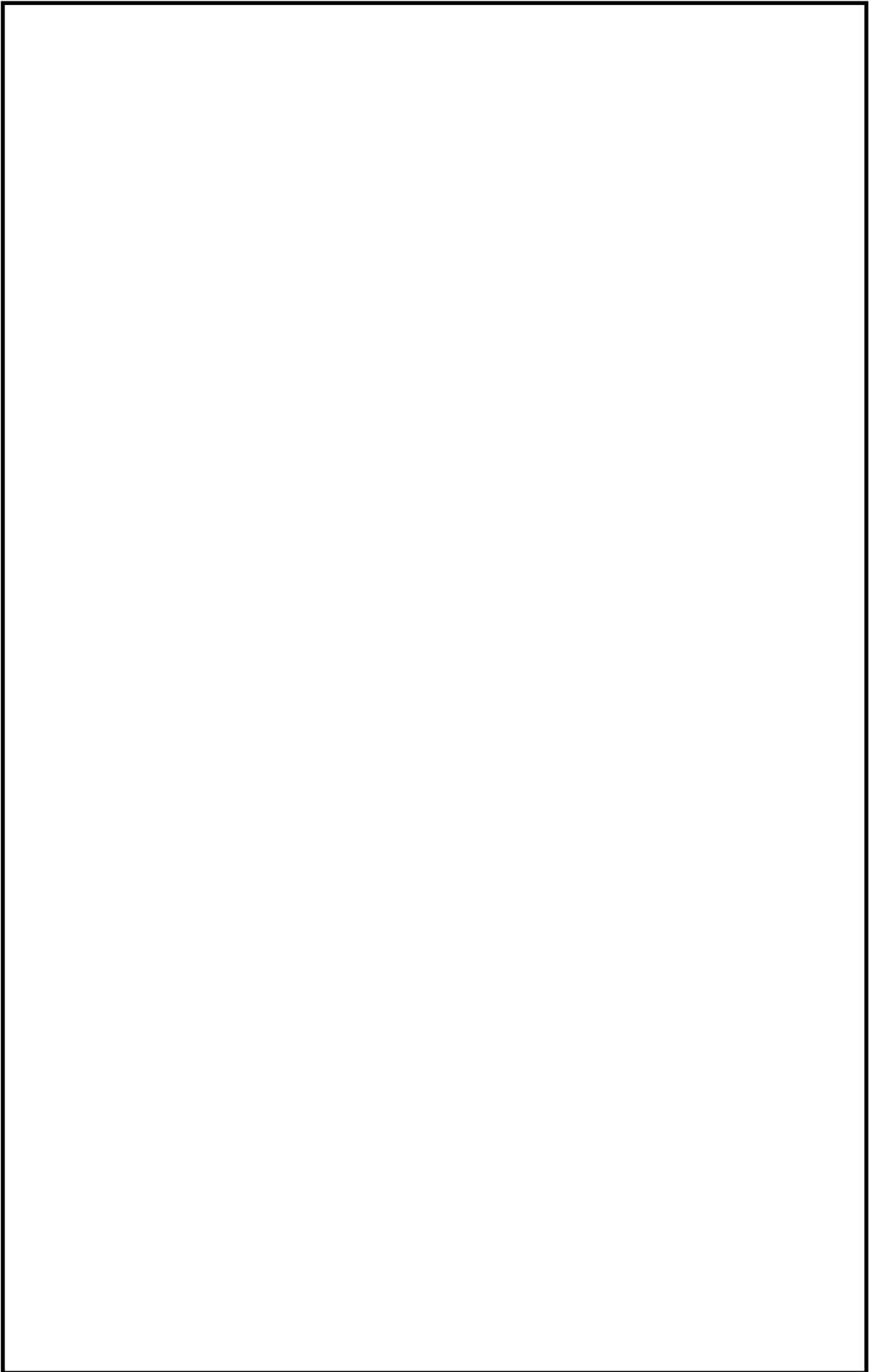


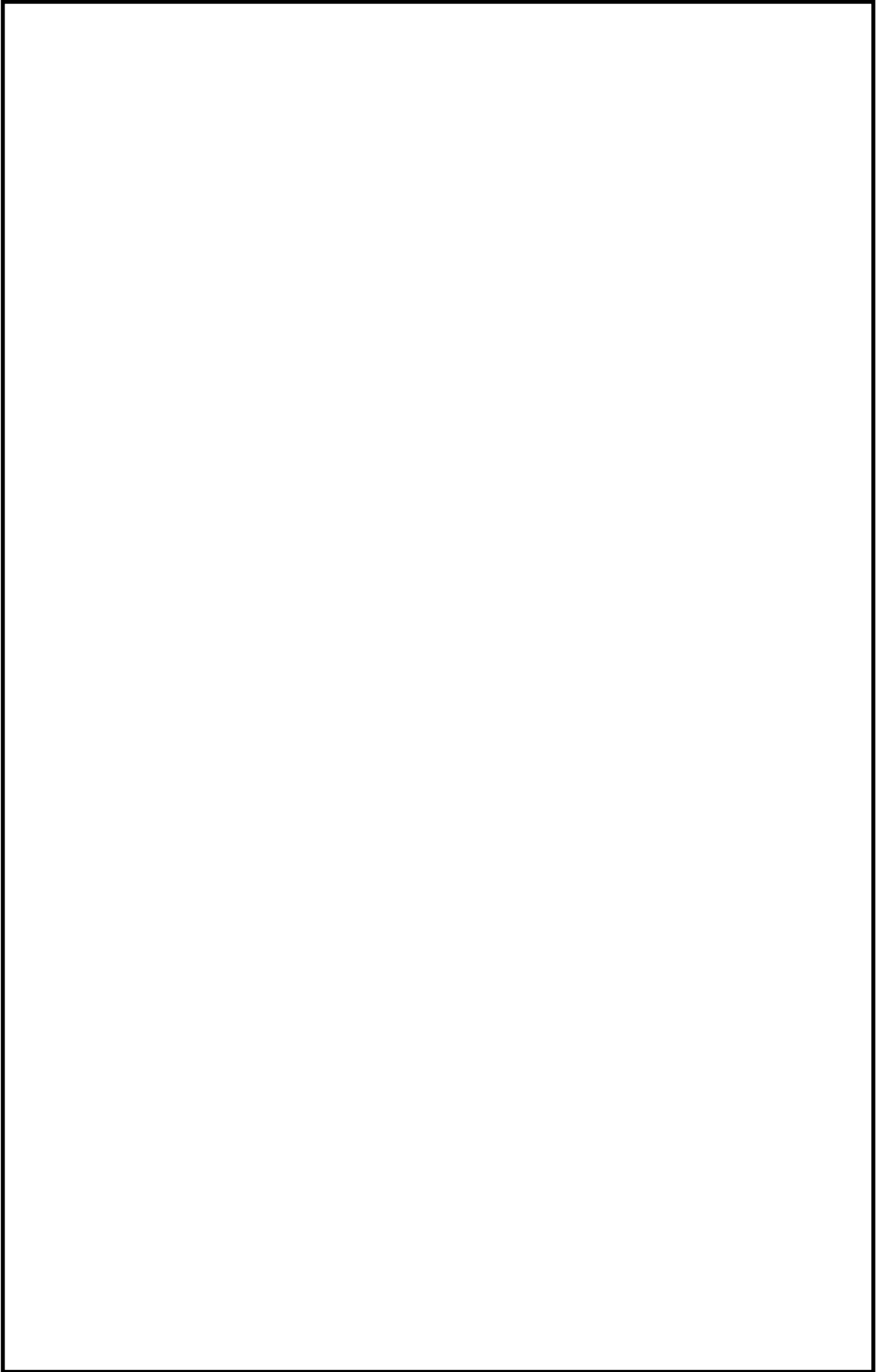
10.14.11.4 試験検査



10.14.11.5

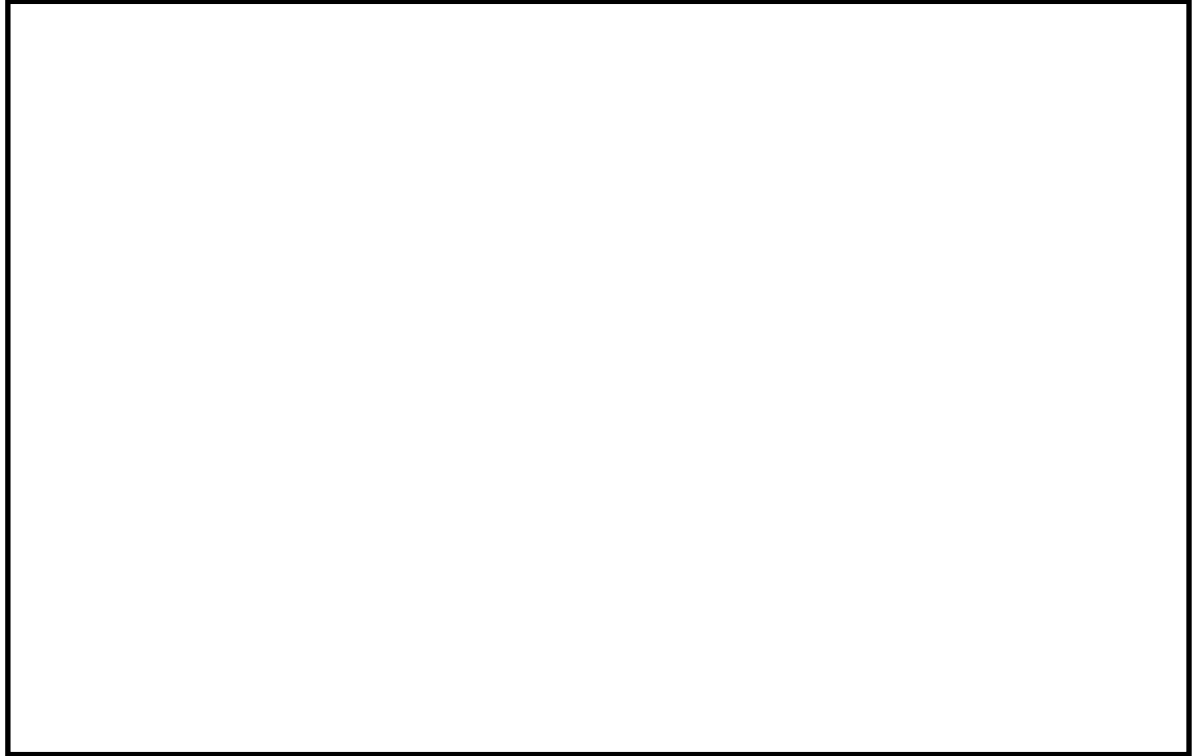








10.14.11.6 信頼性向上を図るための設計方針



10.14.13 原子炉格納施設

10.14.13.1 概 要

原子炉格納施設は、原子炉建屋への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重大事故等時において、最高使用圧力及び最高使用温度を超えることが想定されるが、その機能が損なわれることのないよう、原子炉格納容器限界圧力及び限界温度までに至らない設計とする。

10.14.13.2 設計方針

10.14.13.2.1 悪影響防止



10.14.13.2.2 環境条件等



10.14.13.3 主要設備及び仕様



10.14.13.4 試験検査



第 10.14.1-1 表 (1/6) 特定重大事故等対処施設を構成する設備と設置場所

--

は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。

第 10.14.1-1 表 (2/6) 特定重大事故等対処施設を構成する設備と設置場所

--

は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。

第 10.14.1-1 表 (3/6) 特定重大事故等対処施設を構成する設備と設置場所

--

は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。

第 10.14.1-1 表 (4/6) 特定重大事故等対処施設を構成する設備と設置場所

--

は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。

第 10.14.1-1 表 (5/6) 特定重大事故等対処施設を構成する設備と設置場所

--

は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。

第 10.14.1-1 表 (6/6) 特定重大事故等対処施設を構成する設備と設置場所

--

は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。

第 10.14.1-2 表

[Redacted]

[Redacted]

第 10.14.1-3 表

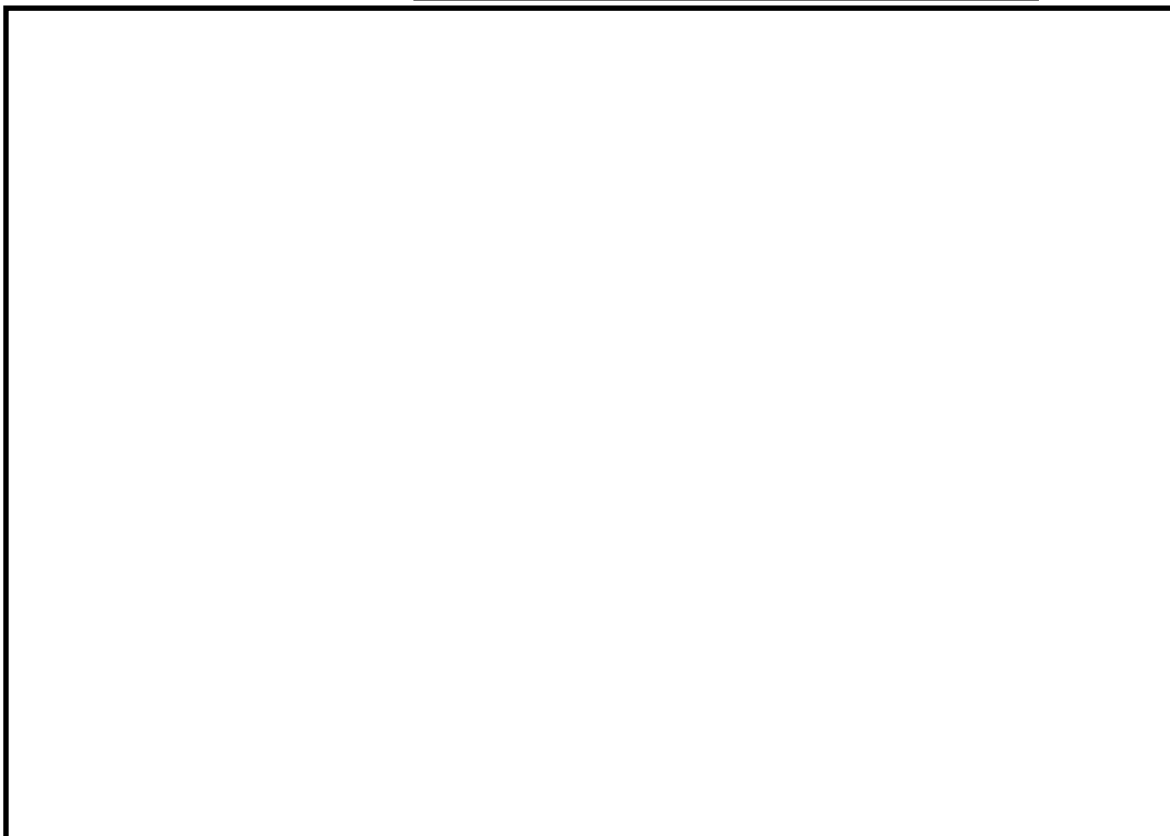
[Redacted]

[Redacted]

[Redacted] は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。

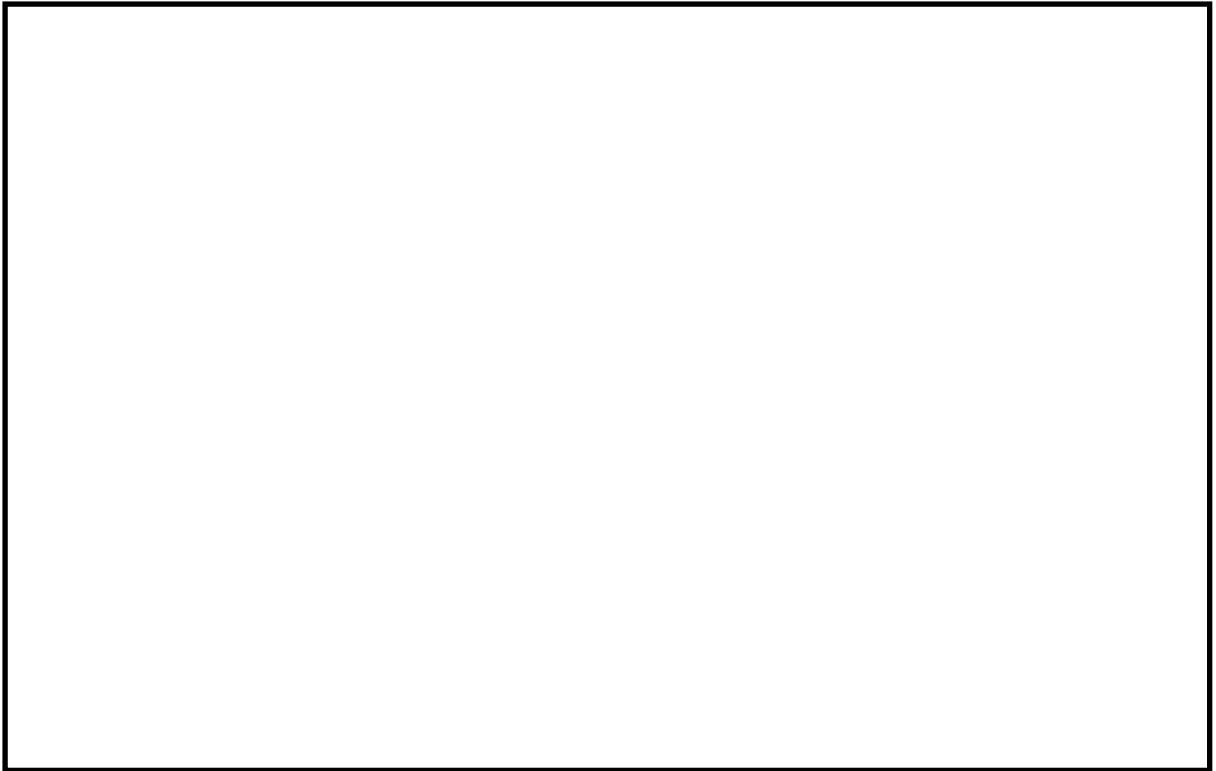
第 10.14.1-4 表


[Redacted]



[Redacted] は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。

第 10.14.1-5 表

A large rectangular area with a black border, representing a table that has been completely redacted.

 は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。

第 10.14.1-6 表

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted] は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。

第 10.14.1-7 表 評価対象建屋等及び評価対象設備の評価内容

--

は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。


第 10.14.1-8 表 エンジンの主要諸元

--

は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。

第 10.14.2-1 表 原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧操作機能の主要機器
仕様

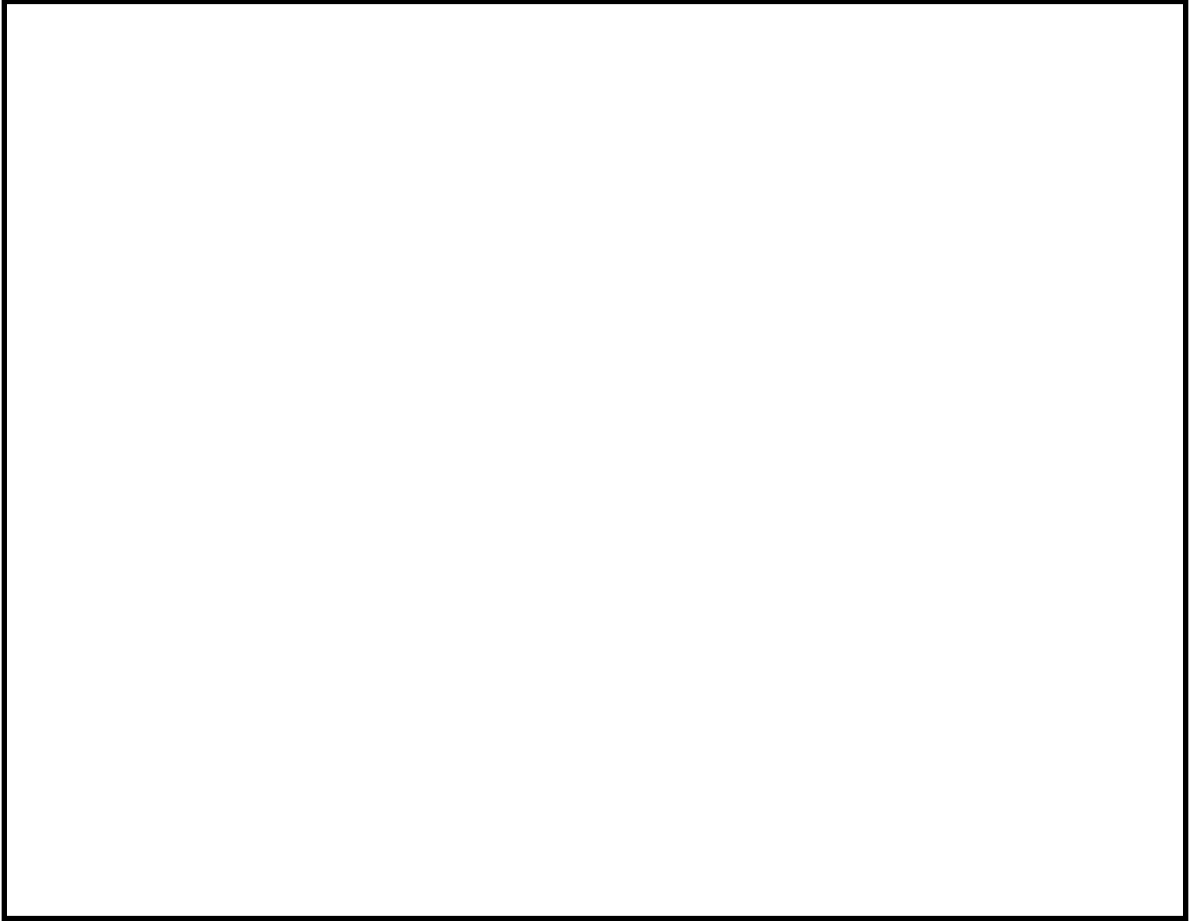


 は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。

第 10.14.3-1 表 炉内の熔融炉心の冷却機能の主要機器仕様

--

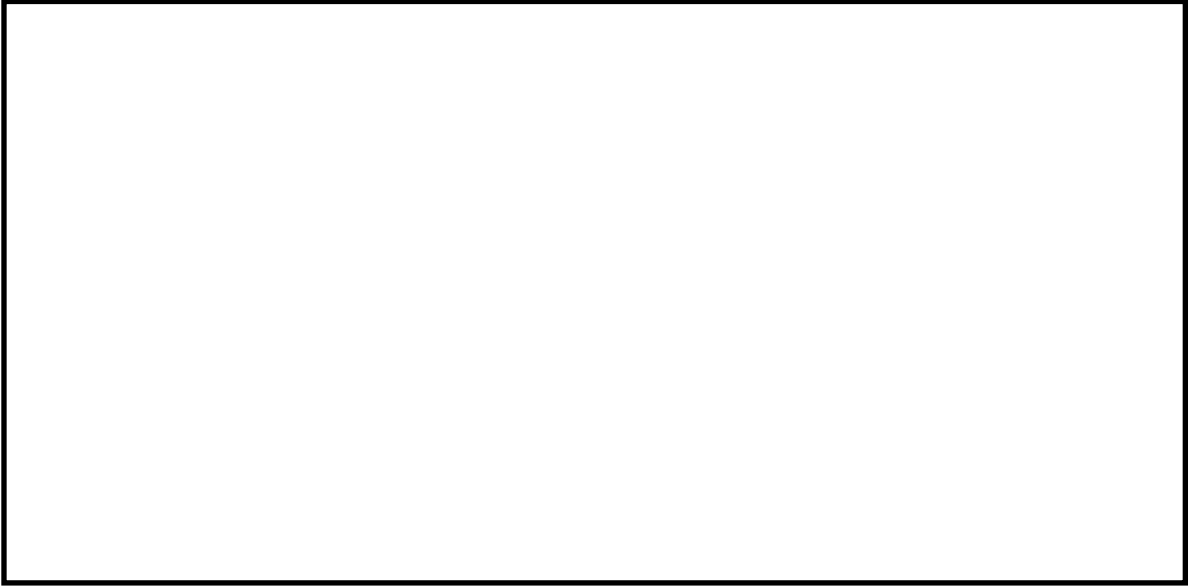
は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。




は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。

第 10.14.4-1 表 原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却機能の主要機器仕様

--




8-10-234

 は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。

第 10.14.5-1 表 格納容器内の冷却・減圧・放射性物質低減機能の主要機器
仕様



 は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。

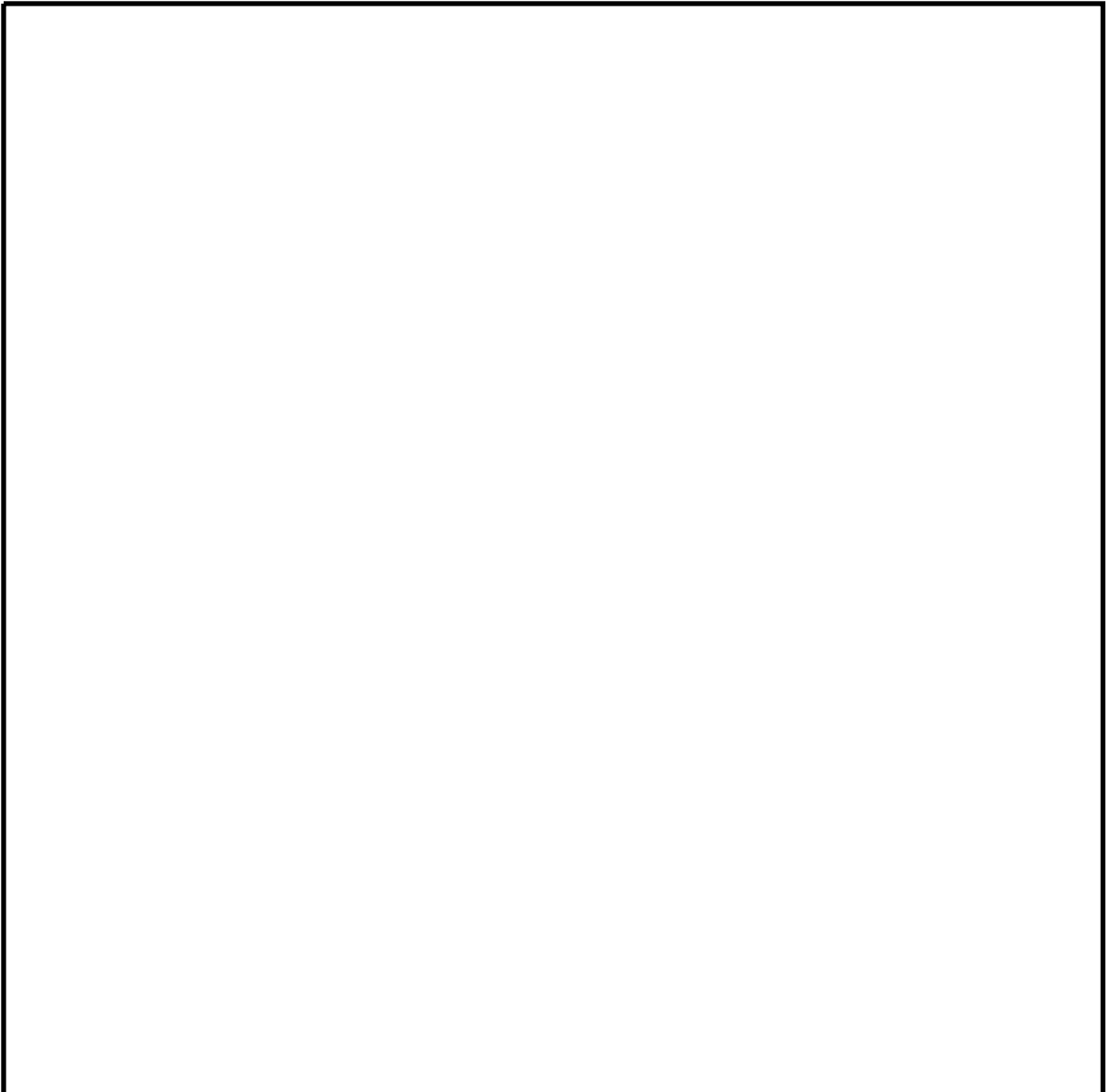
第 10.14.6-1 表 原子炉格納容器の過圧破損防止機能の主要機器仕様

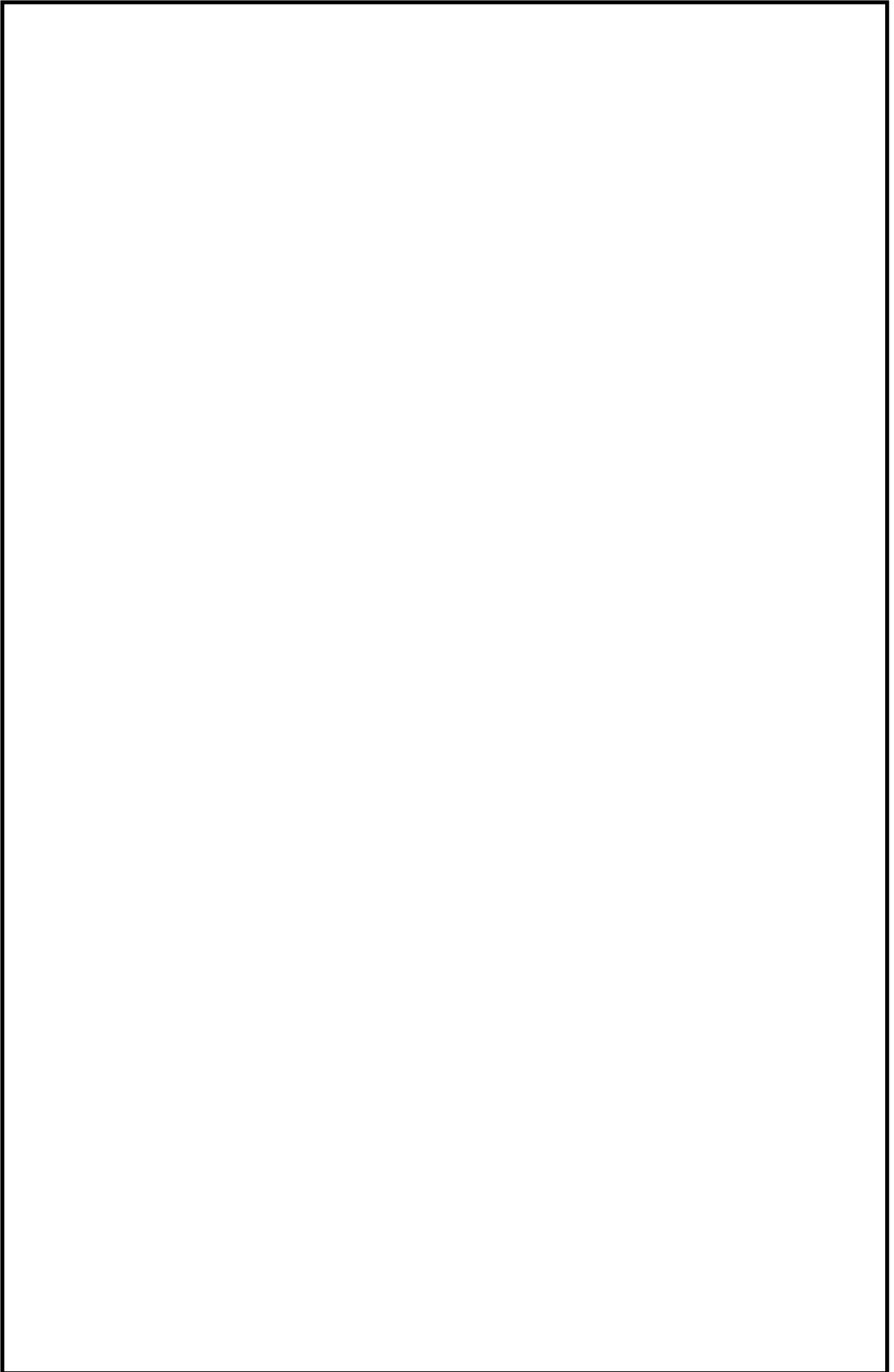
(1) 格納容器圧力逃がし装置

a. フィルタ装置

兼用する設備は以下のとおり。

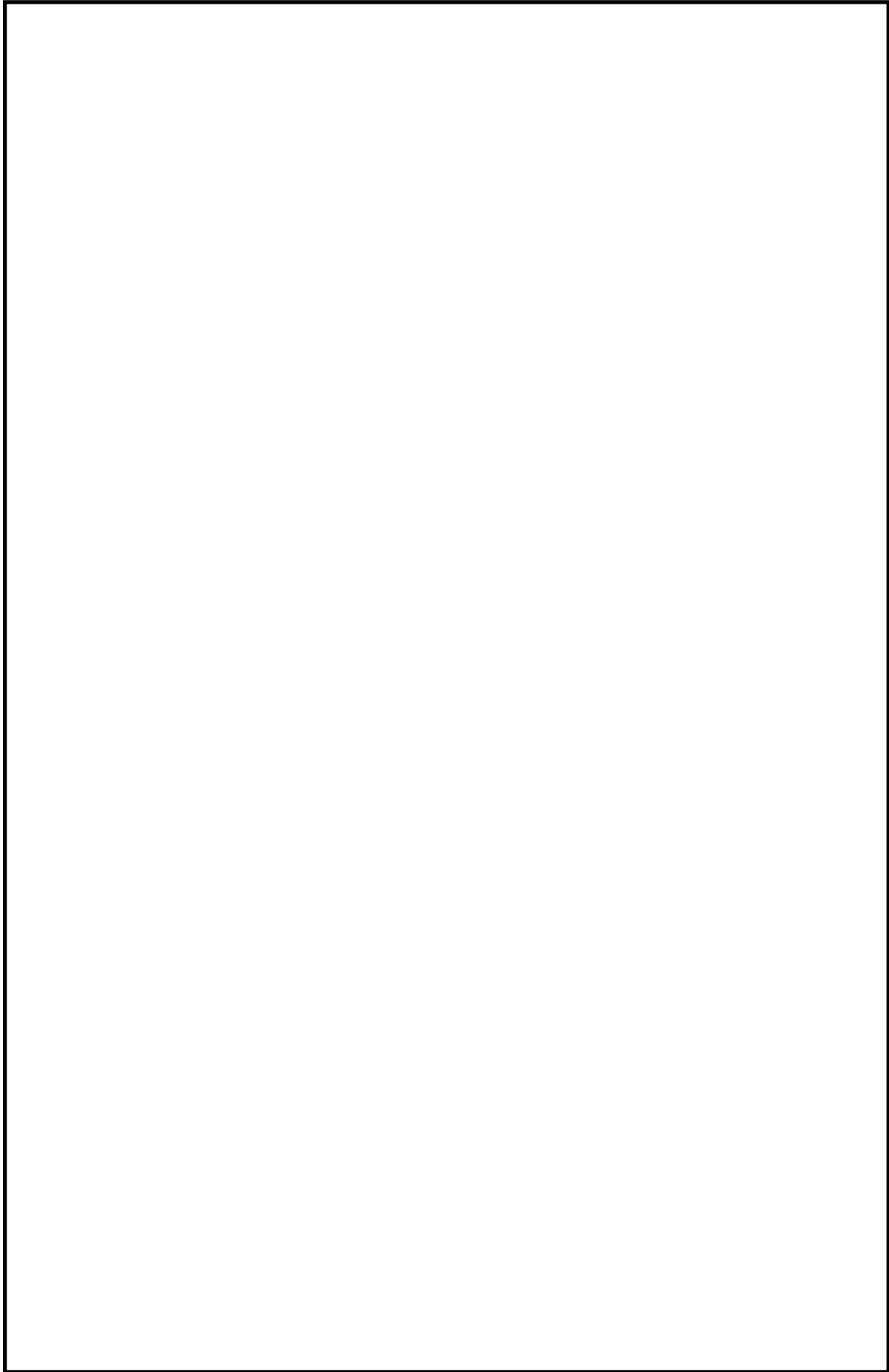
- ・ 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための設備
- ・ 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備
- ・ 水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための設備
- ・ 水素爆発による原子炉格納容器の破損防止機能



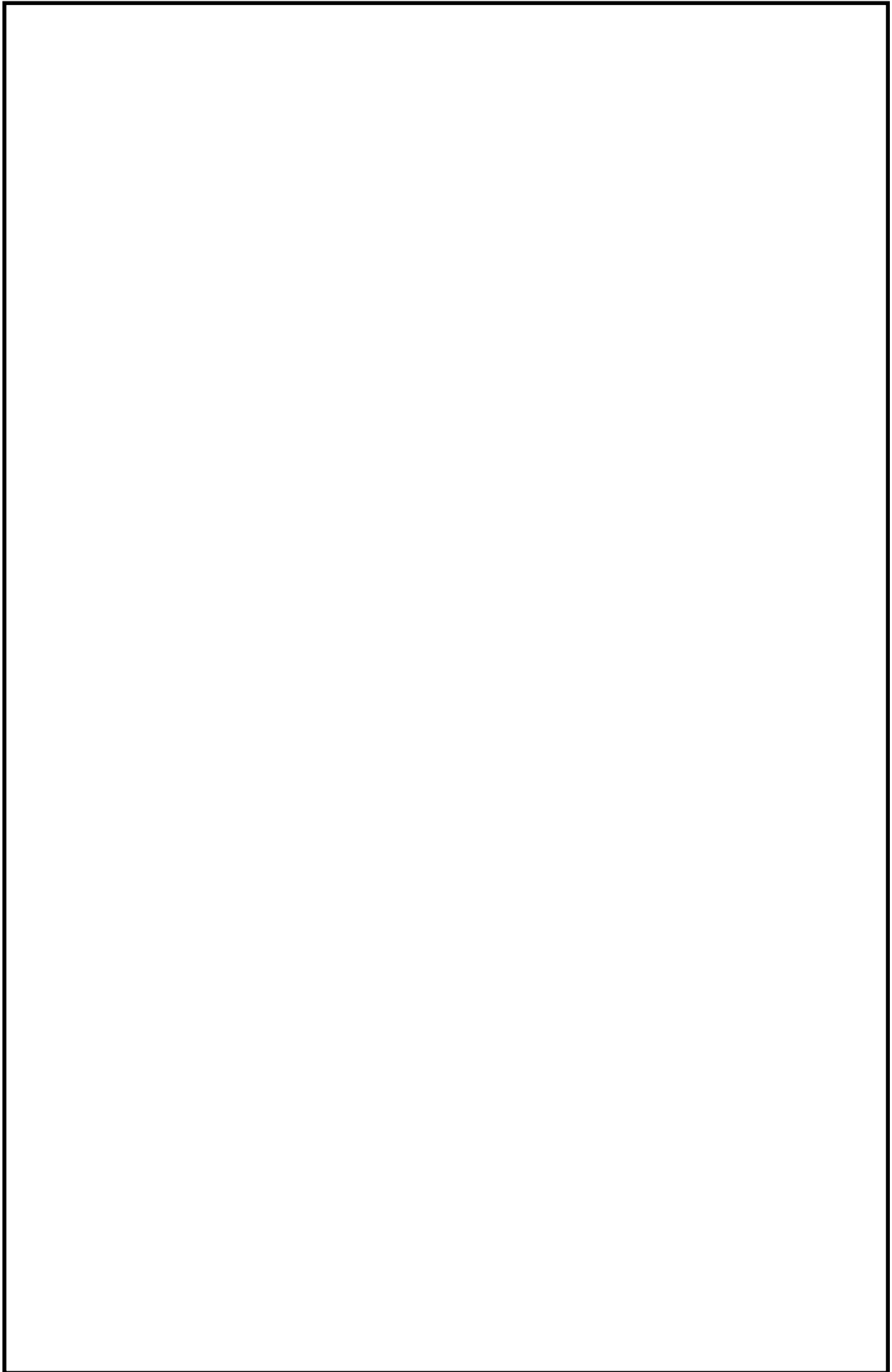


8-10-237

は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。

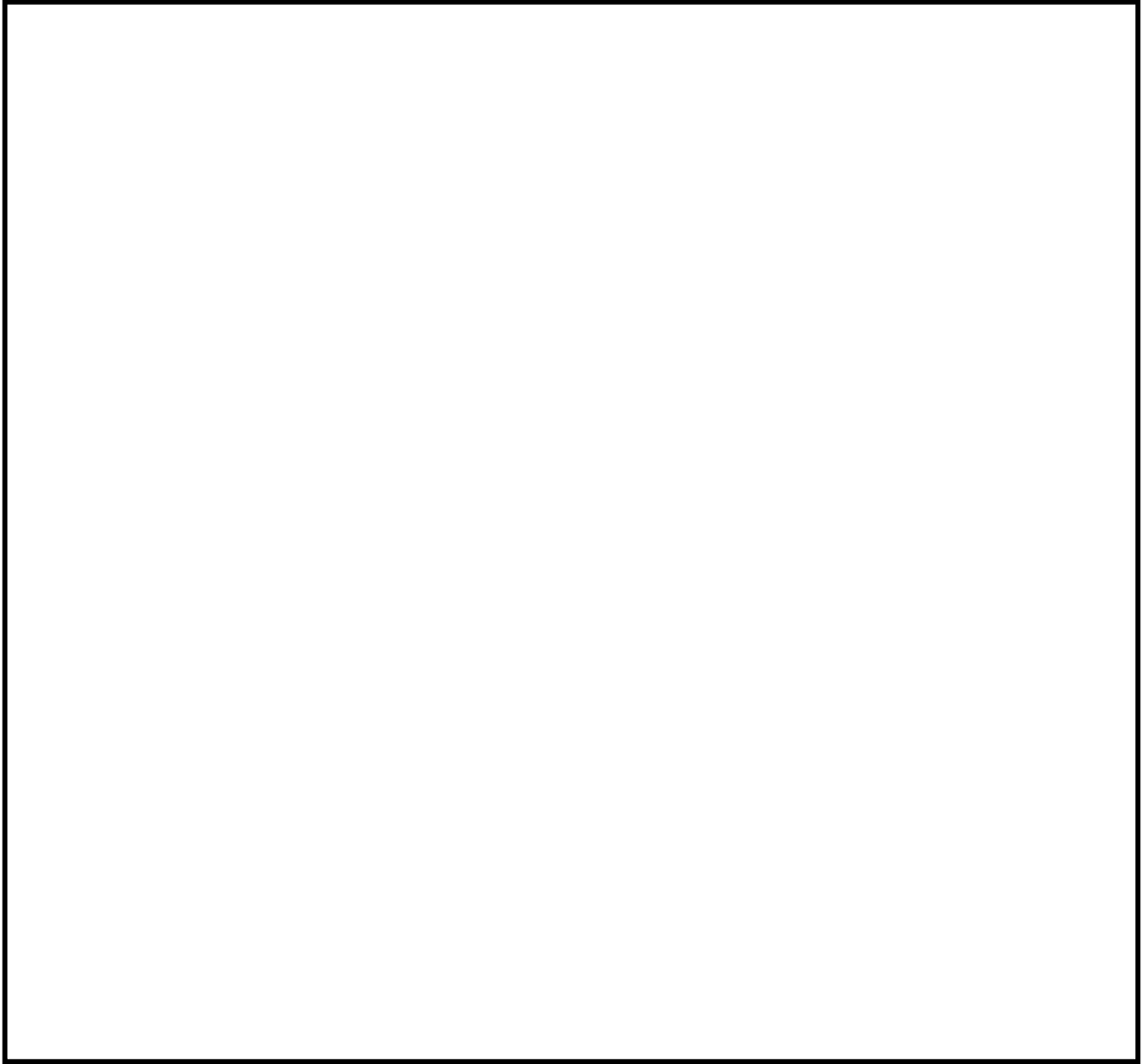


は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。
8-10-238




8-10-239

は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。



8-10-240

 は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。

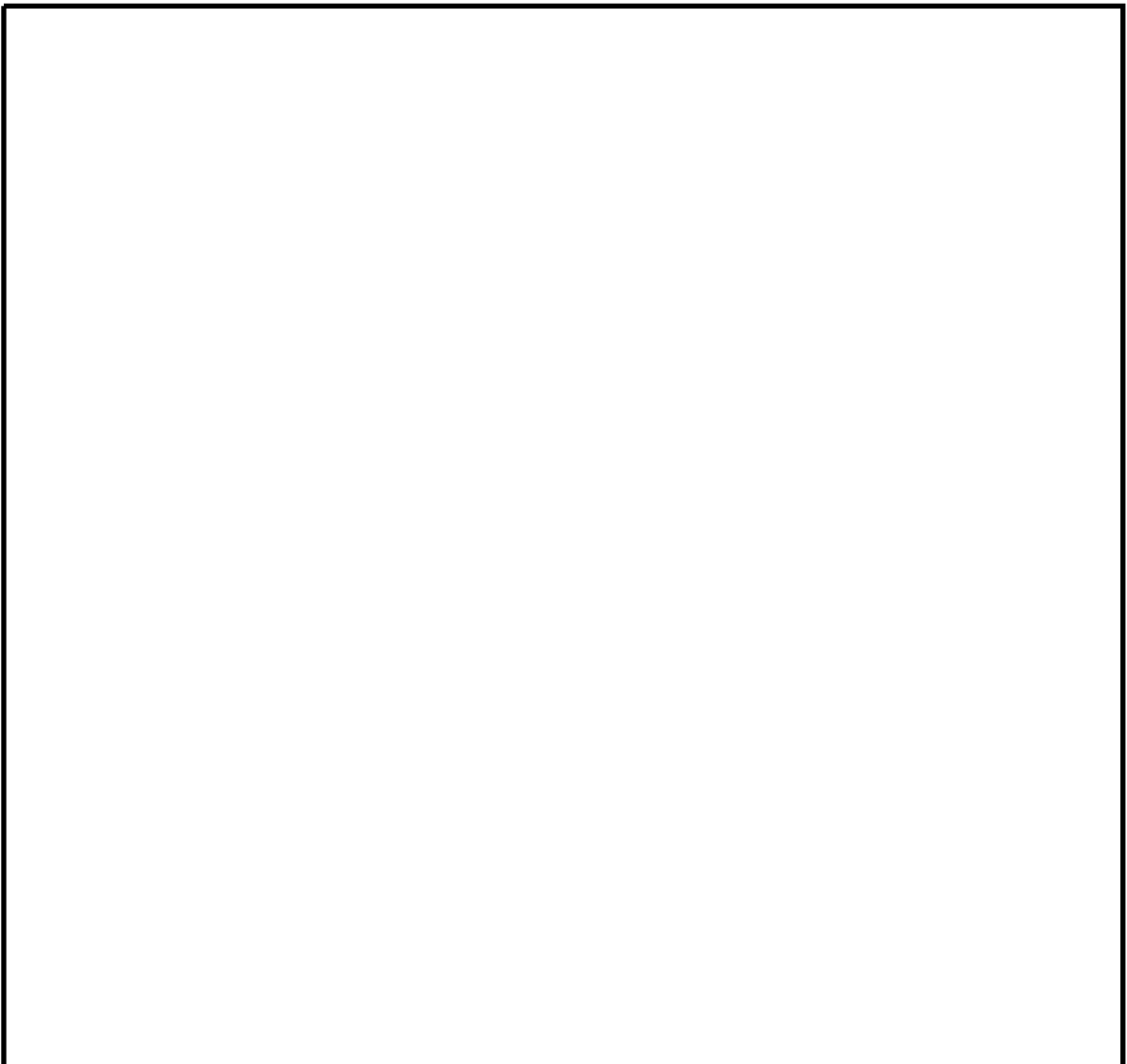
第 10.14.7-1 表 水素爆発による原子炉格納容器の破損防止機能の主要機器仕様

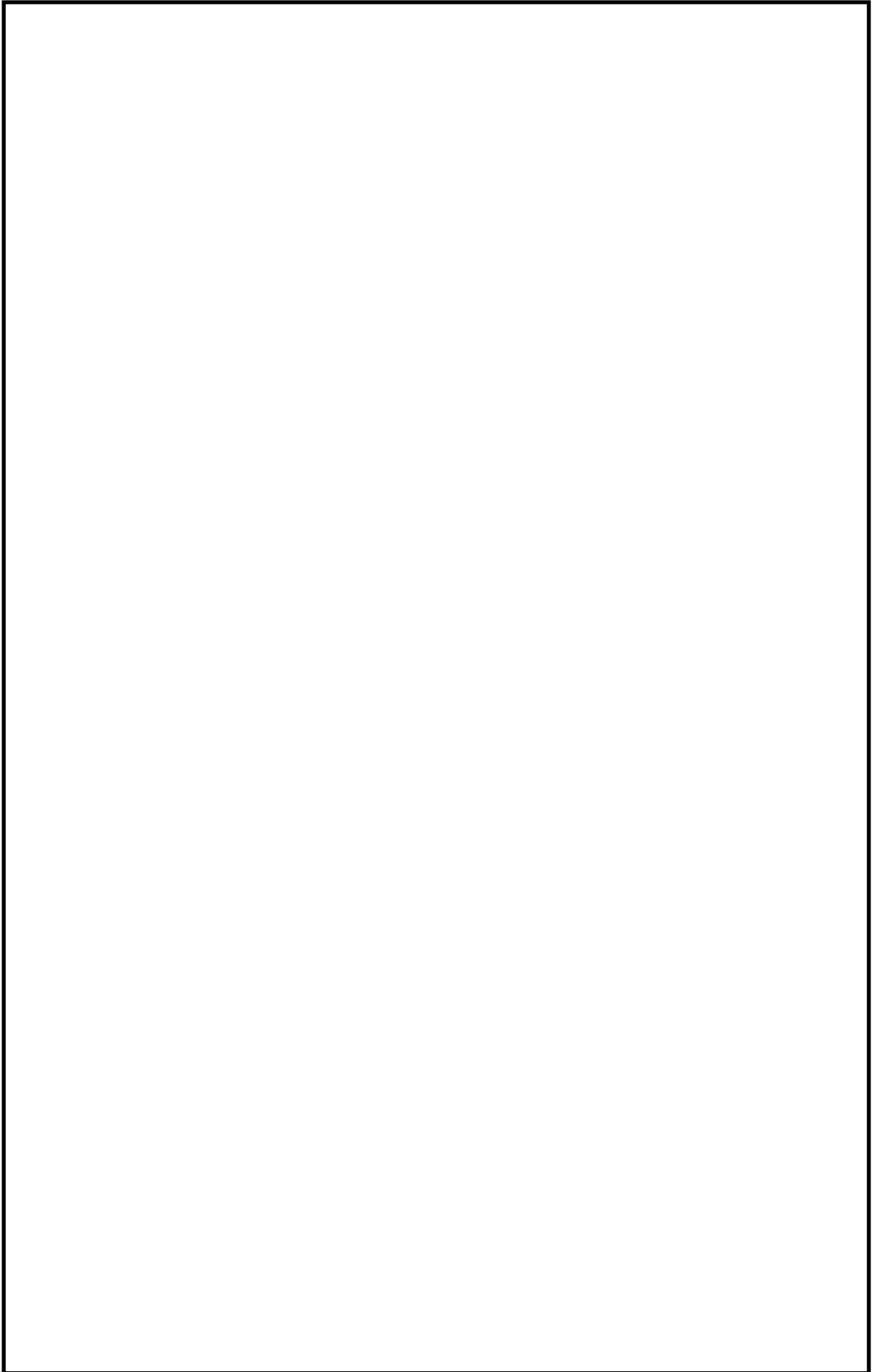
(1) 格納容器圧力逃がし装置

a. フィルタ装置


兼用する設備は以下のとおり。

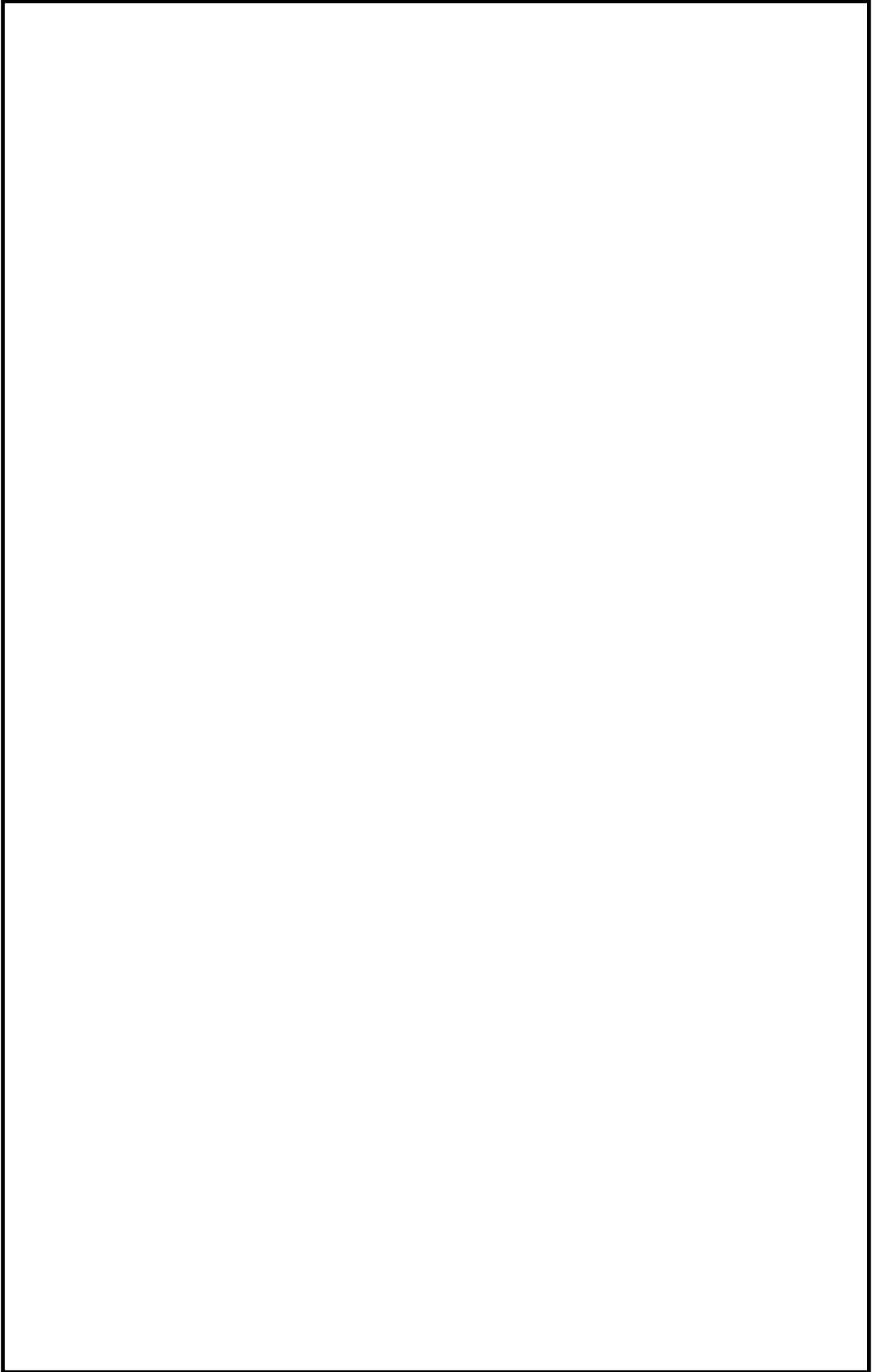
- ・ 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための設備
- ・ 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備
- ・ 水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための設備
- ・ 原子炉格納容器の過圧破損防止機能





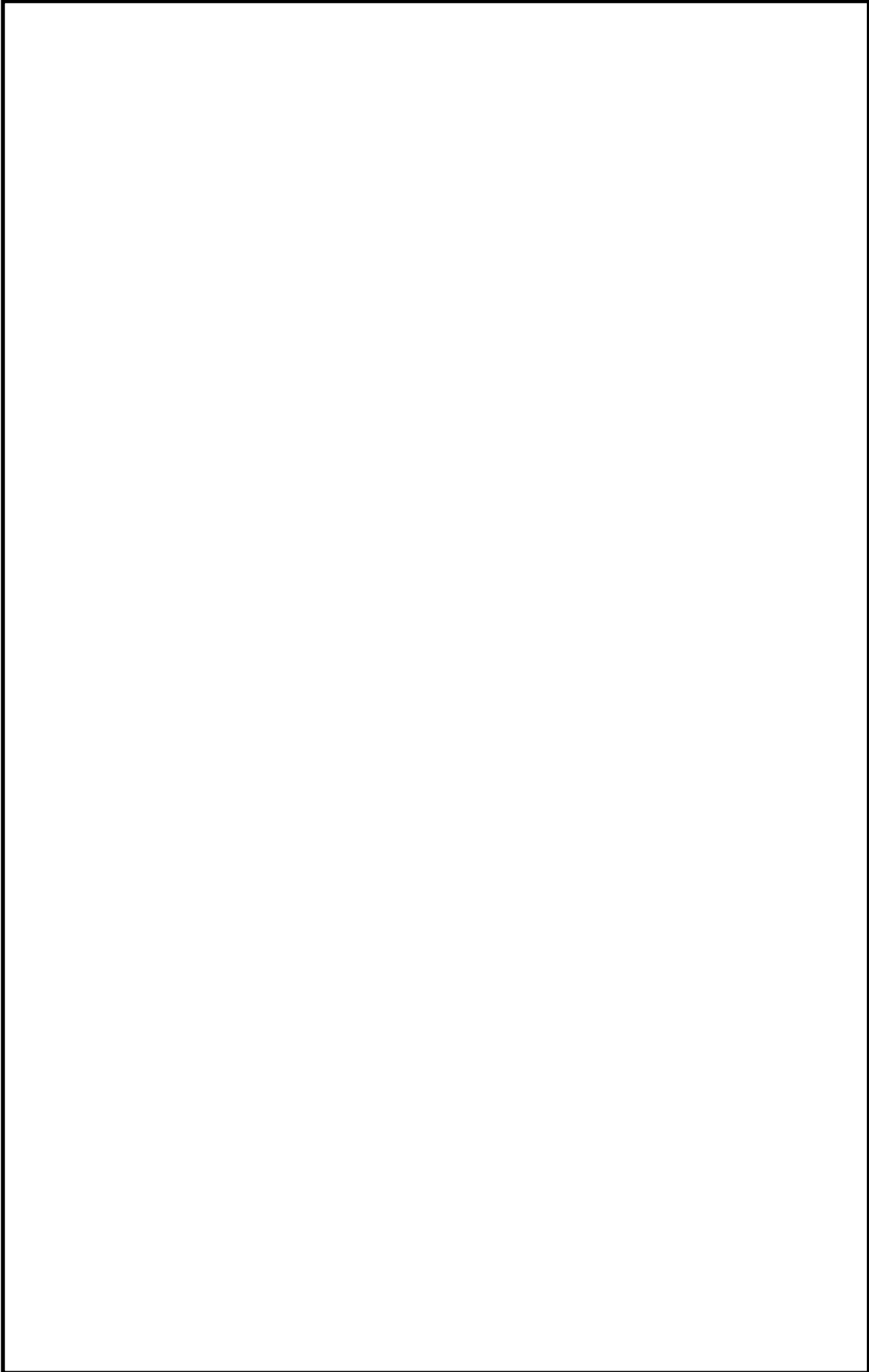
8-10-242

 は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。




8-10-243


は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。



8-10-244

 は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。

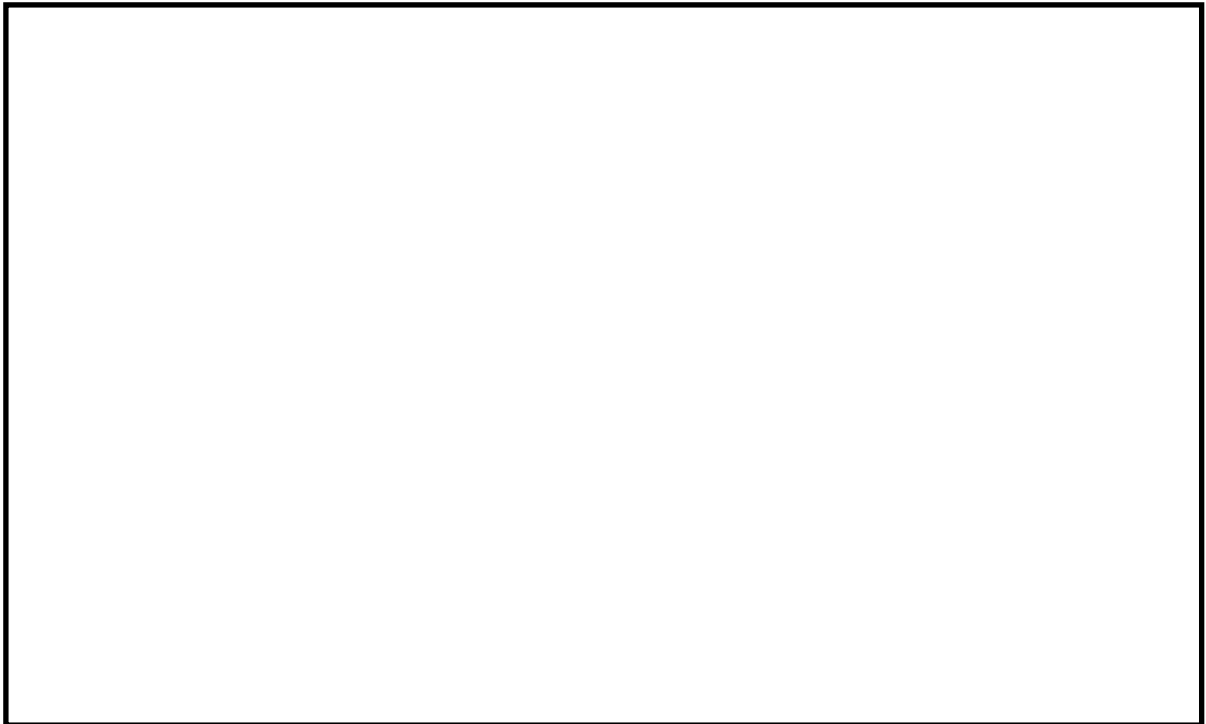
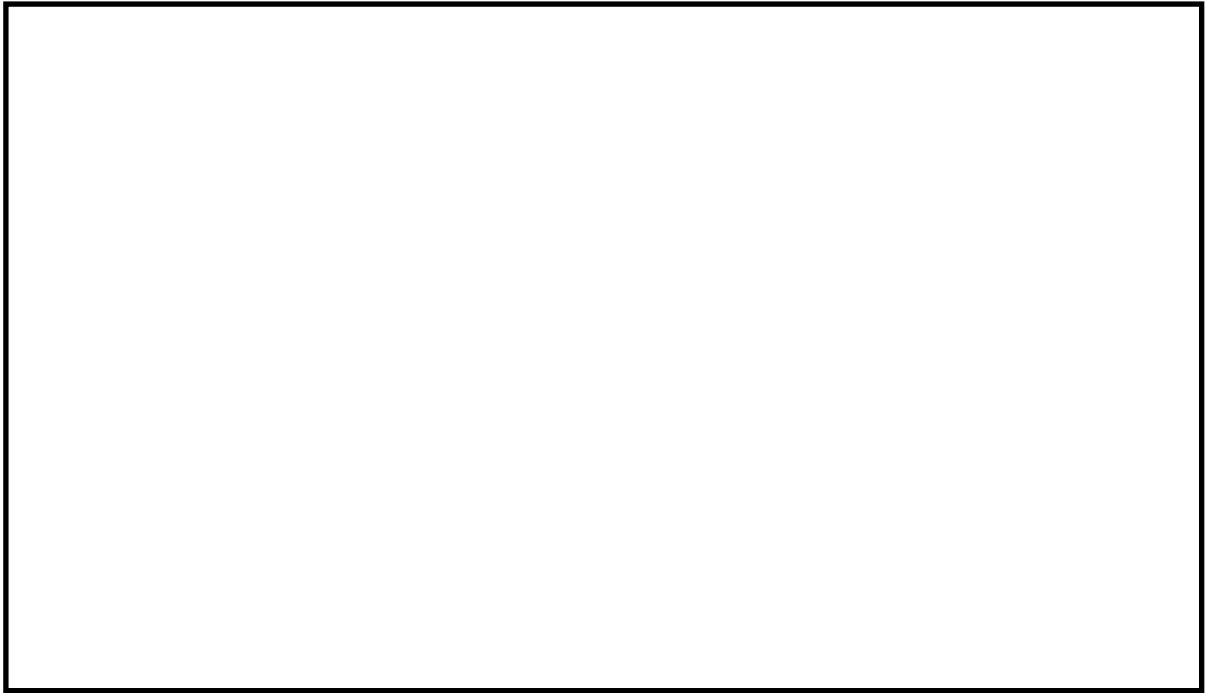



 は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。

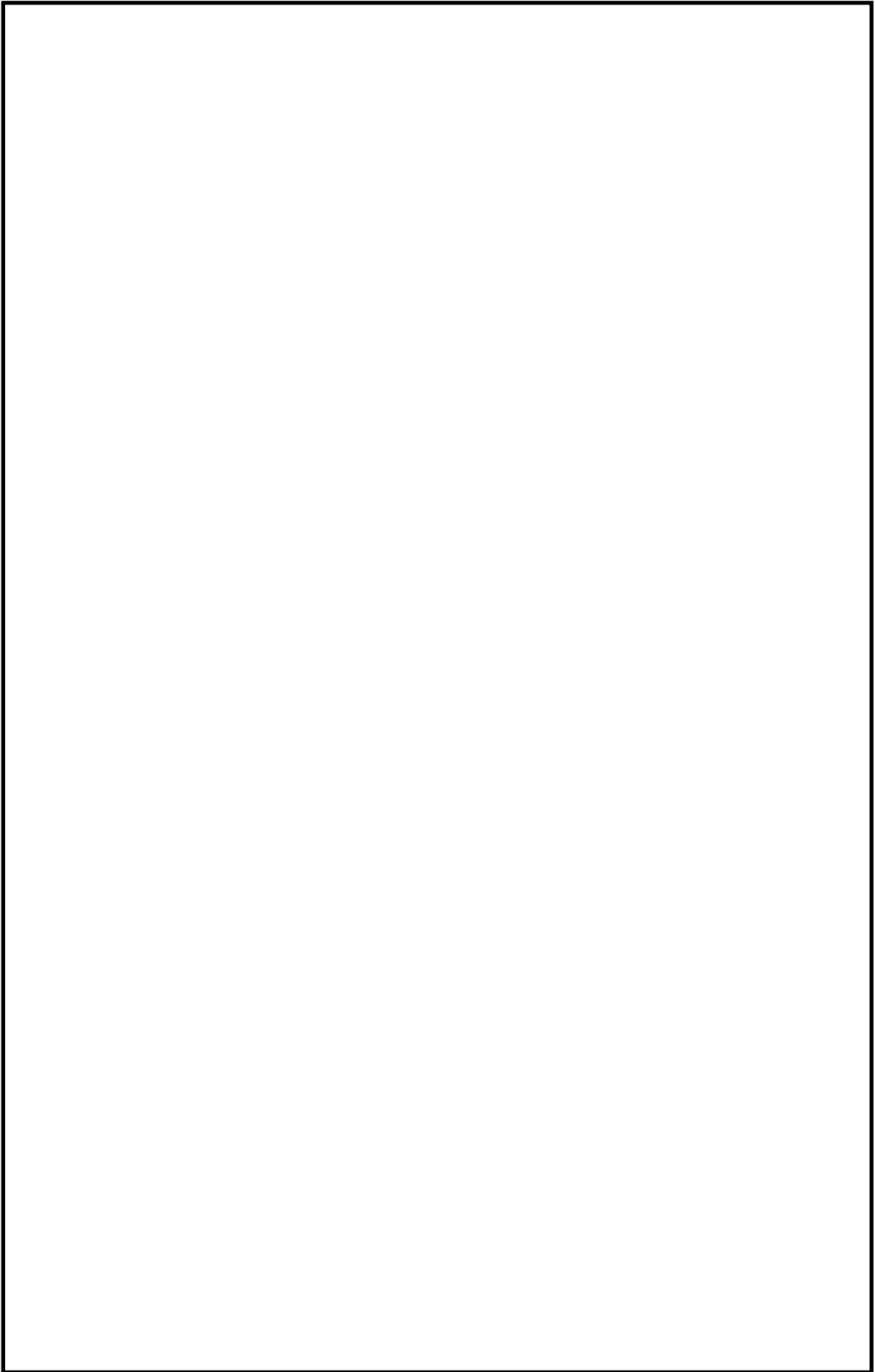
第 10.14.8-1 表 電源設備の主要機器仕様

--


--

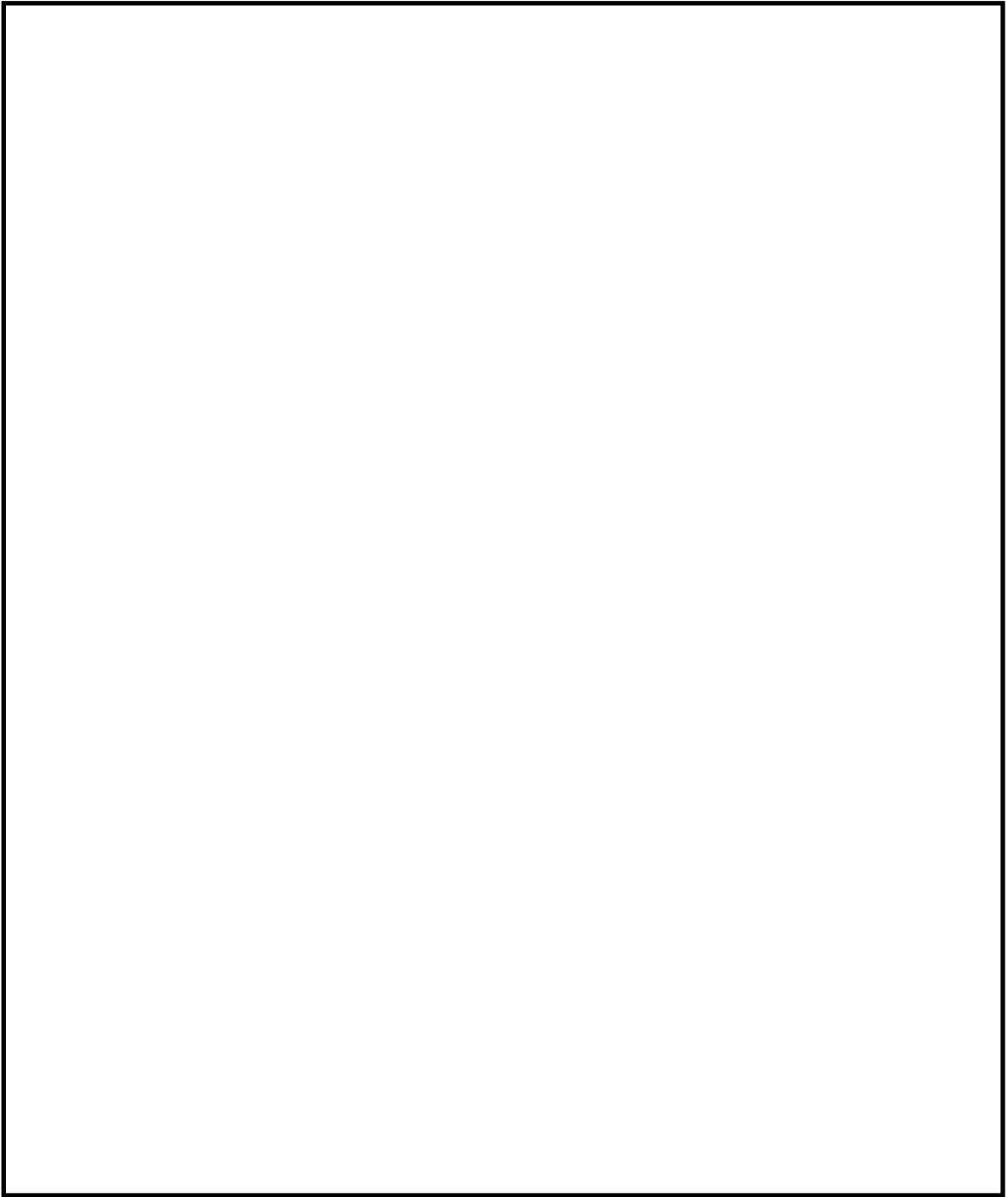


 は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。



8-10-248

 は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。



は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。

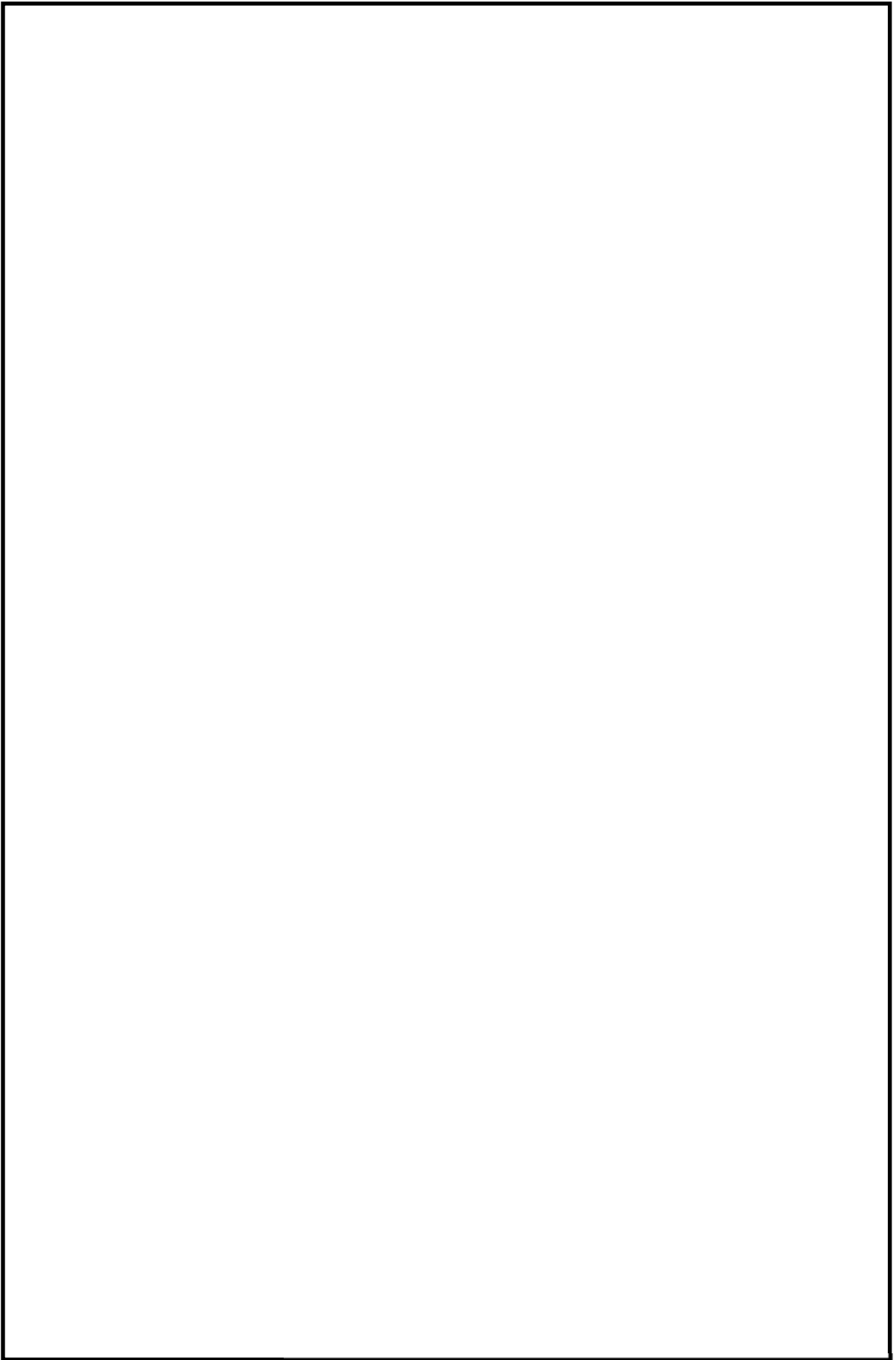
第 10.14.9-1 表 計装設備の主要機器仕様

--

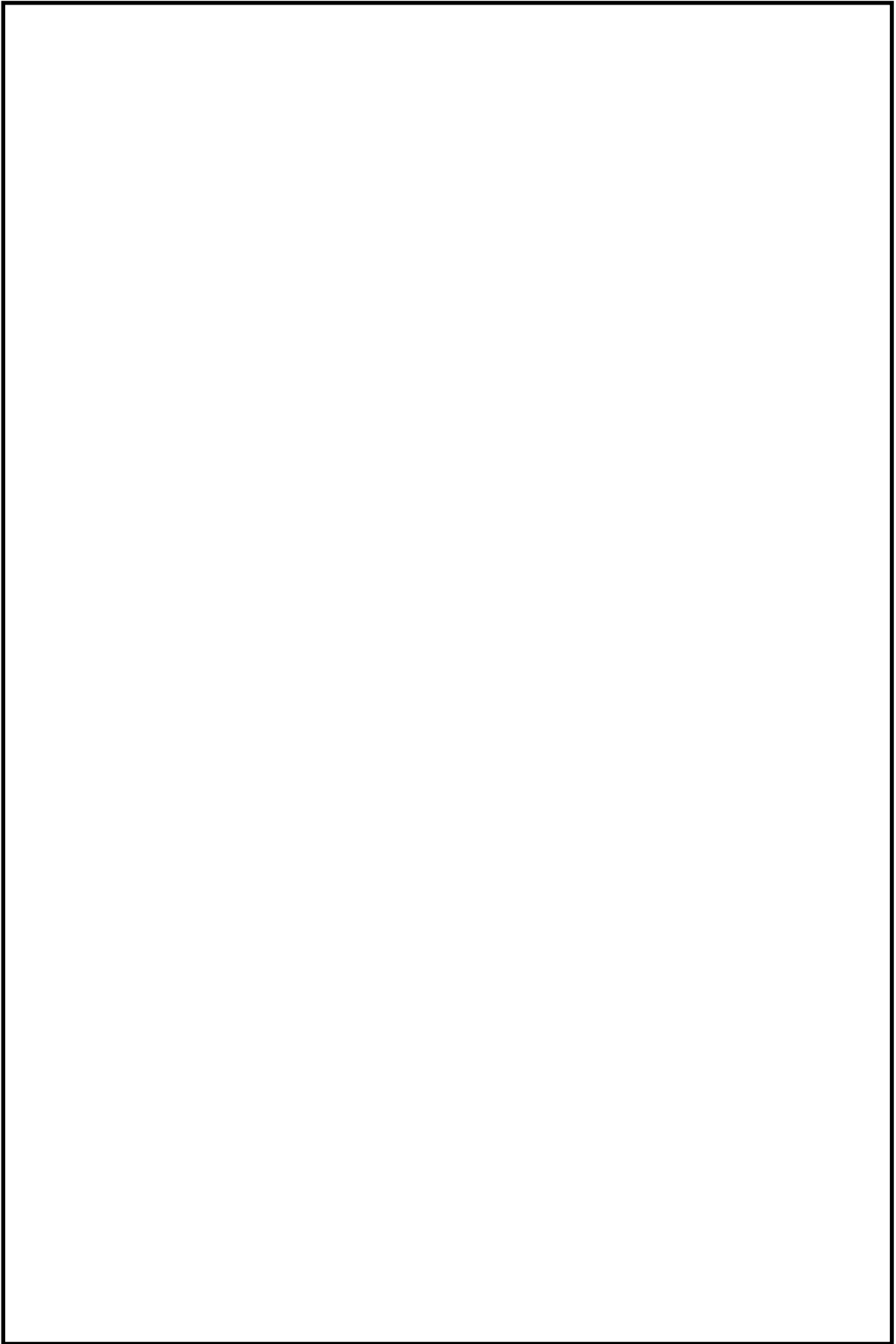
は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。



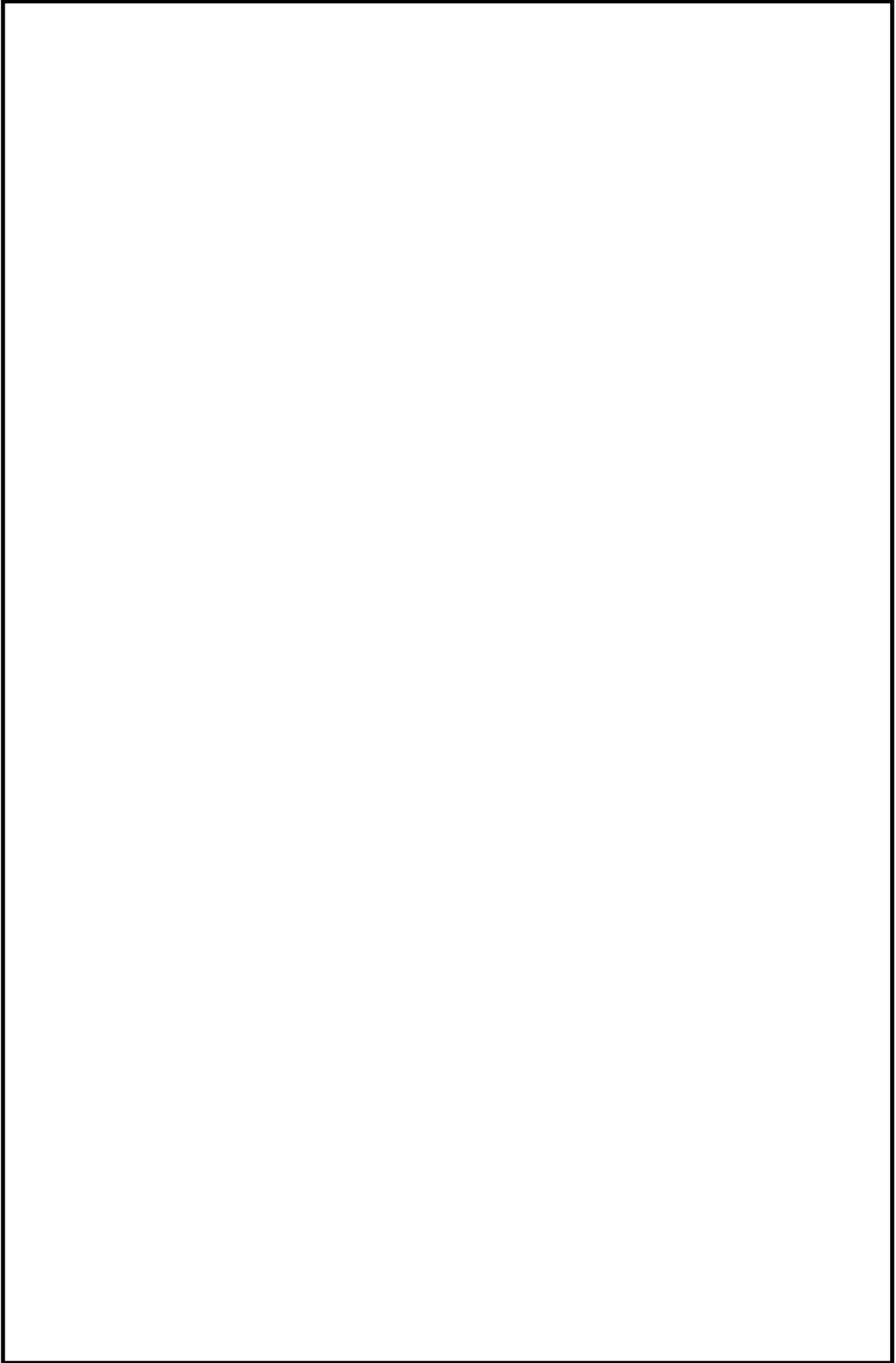
は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。



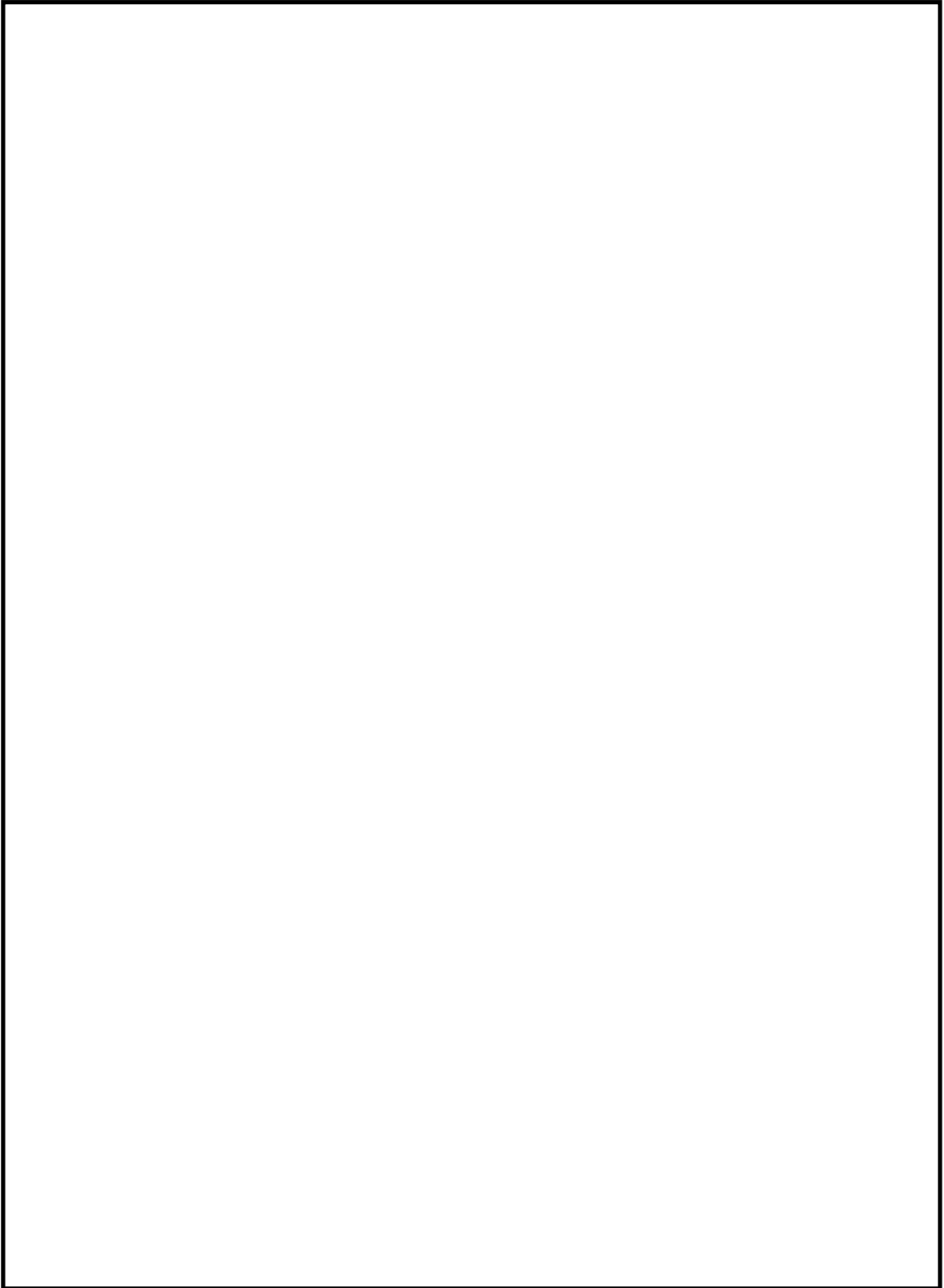
は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。




は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。



は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。



 は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。

第 10.14.10-1 表 通信連絡設備の主要機器仕様

--

は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。

第 10.14.11-1 表 緊急時制御室の主要機器仕様

--

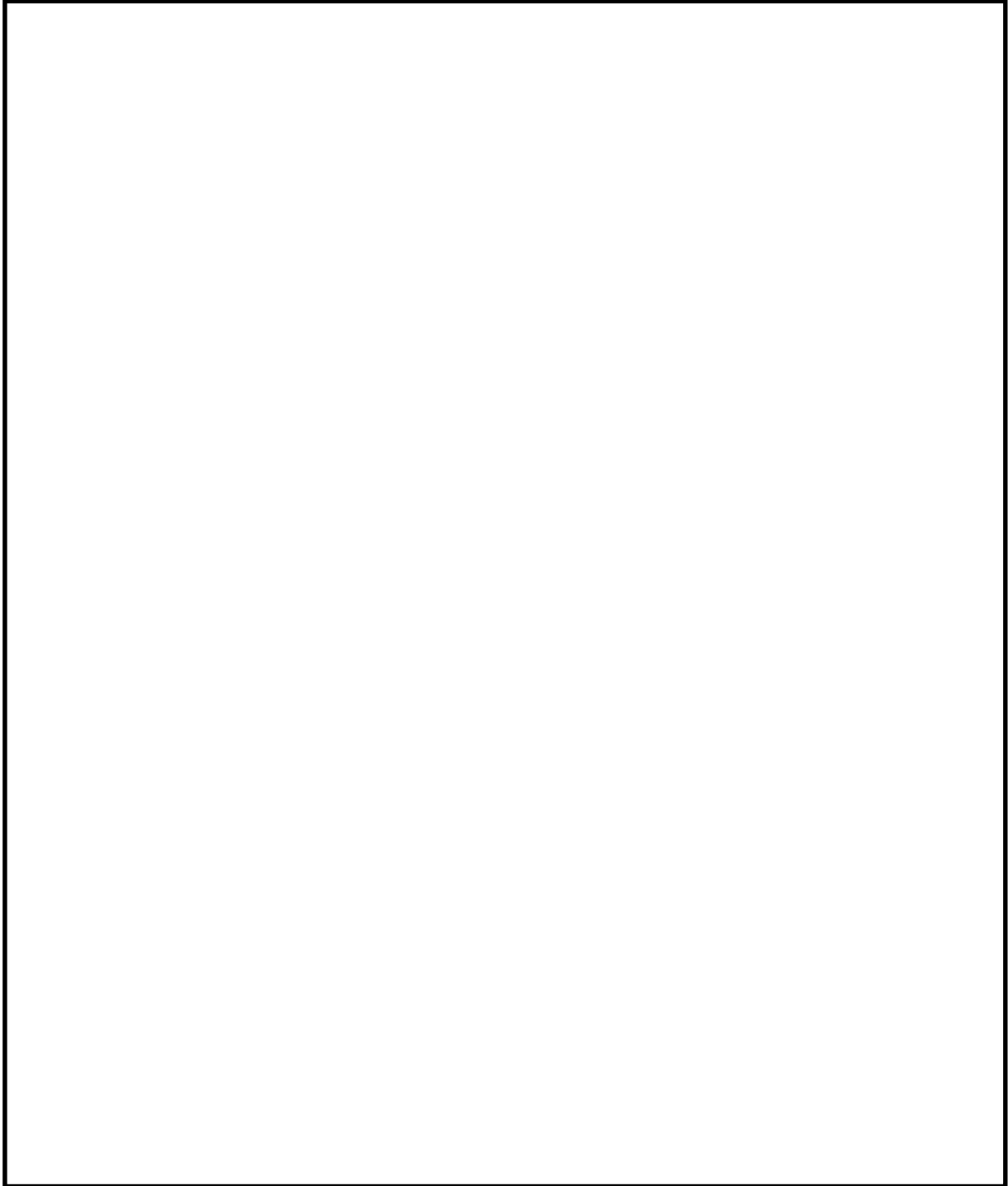
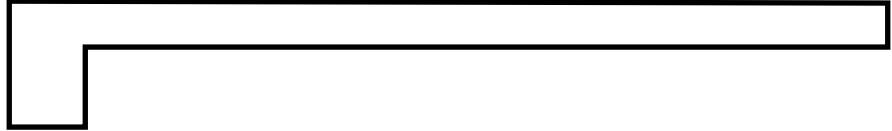


は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。


第 10.14.11-2 表

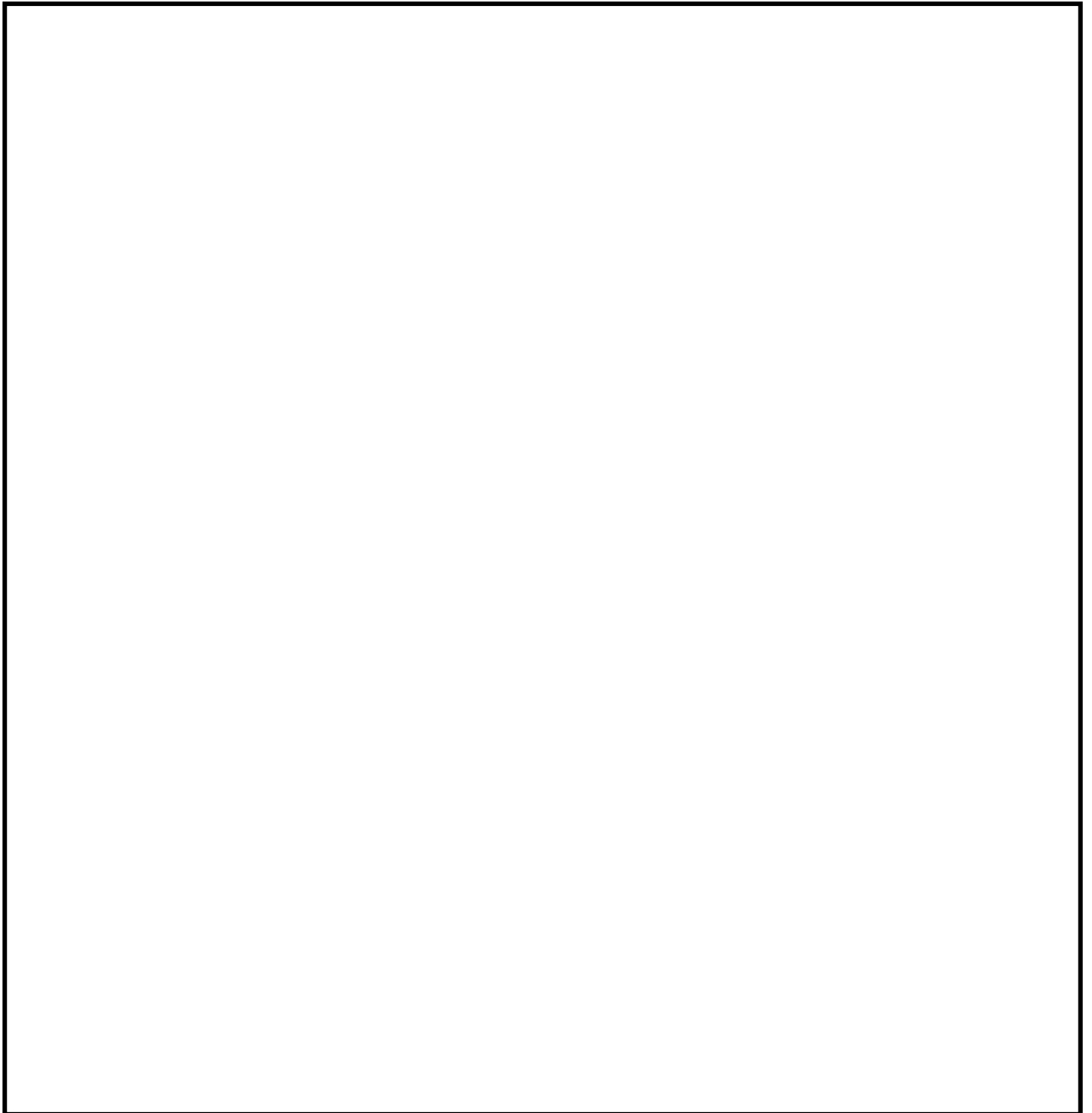
A rectangular box with a black border, representing a redacted table header. It is positioned to the right of the caption text.A large, empty rectangular box with a black border, representing a redacted table body. It occupies the central portion of the page.

第 10.14.11-3 表



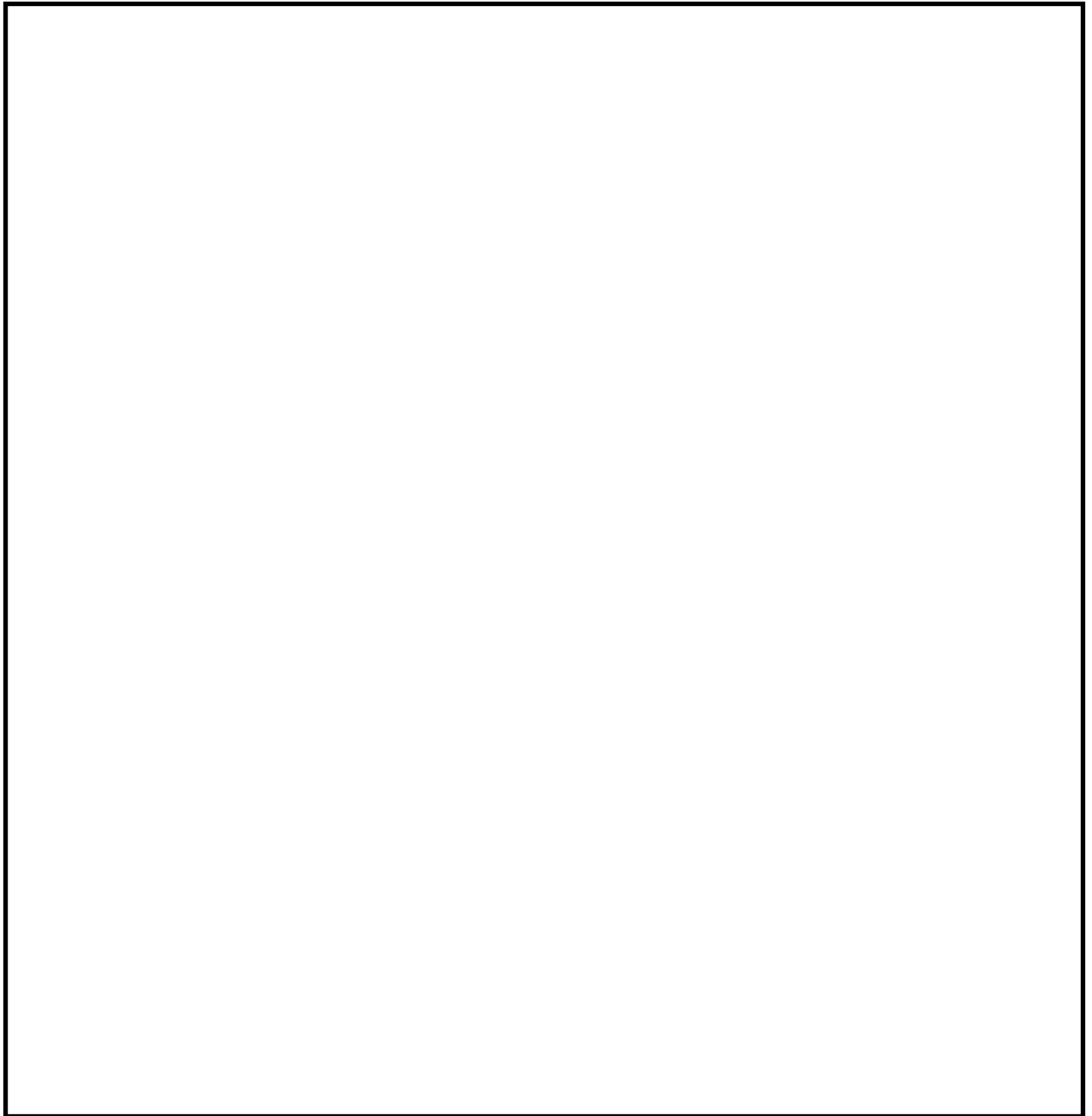
8-10-260

 は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。




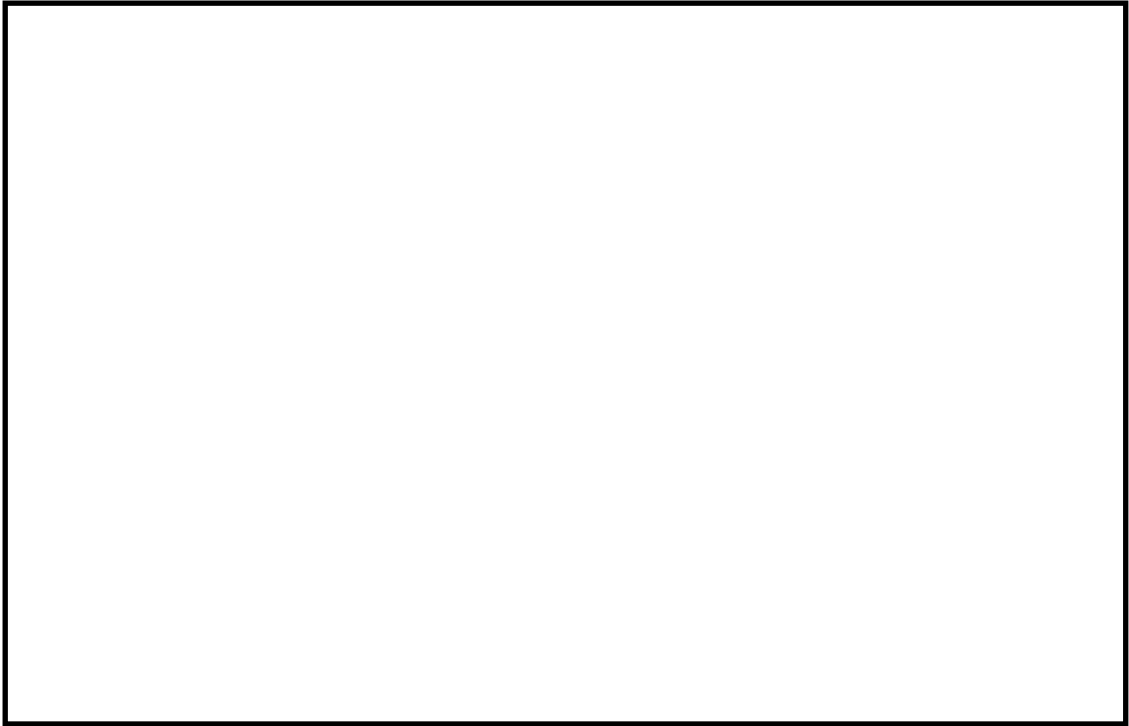
第 10.14.1-1 図 東海第二発電所 特定重大事故等対処施設の構内配置図 (1/2)

 は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。

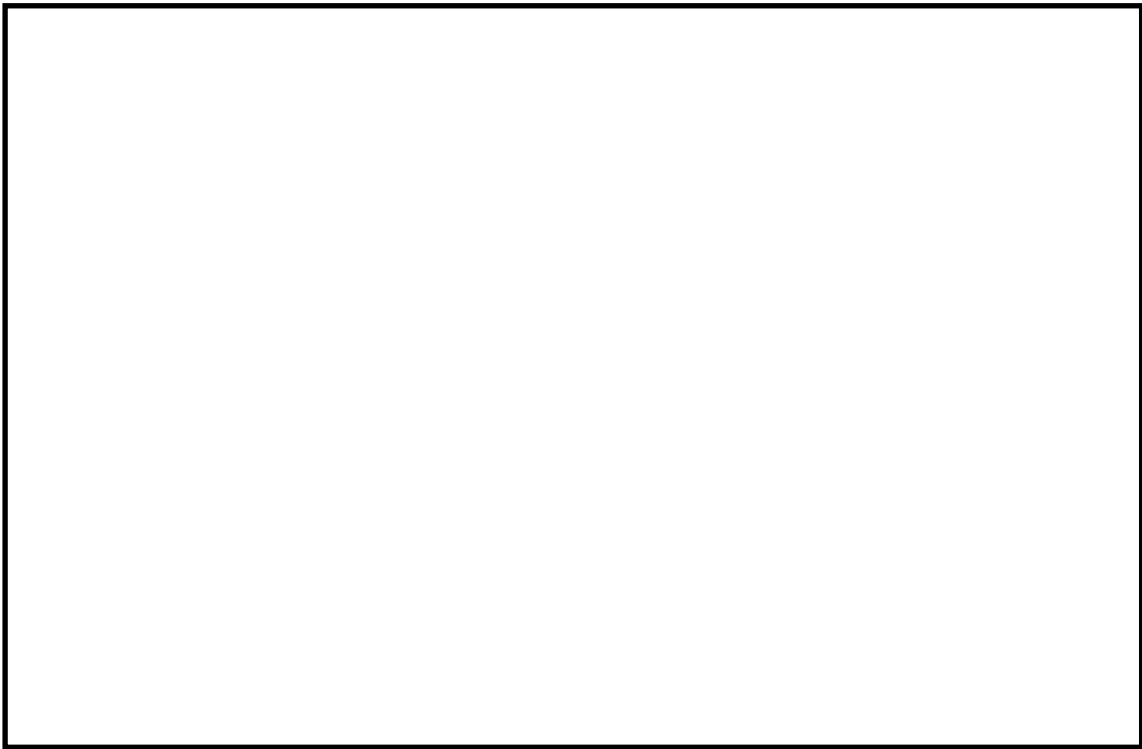


第 10.14.1-1 図 東海第二発電所 特定重大事故等対処施設の構内配置図 (2/2)

 は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。




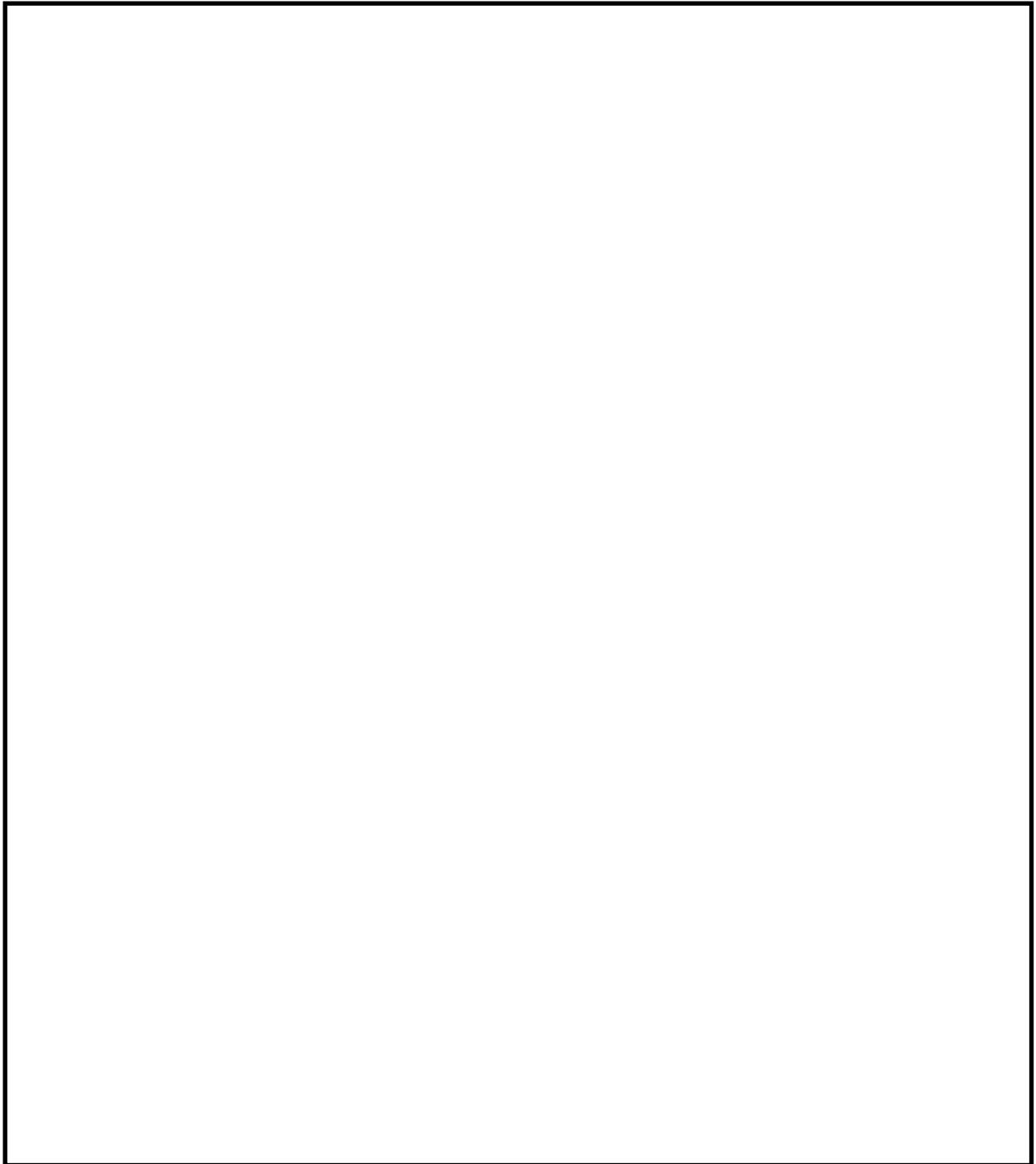
第 10.14.1-2 図



第 10.14.1-3 図




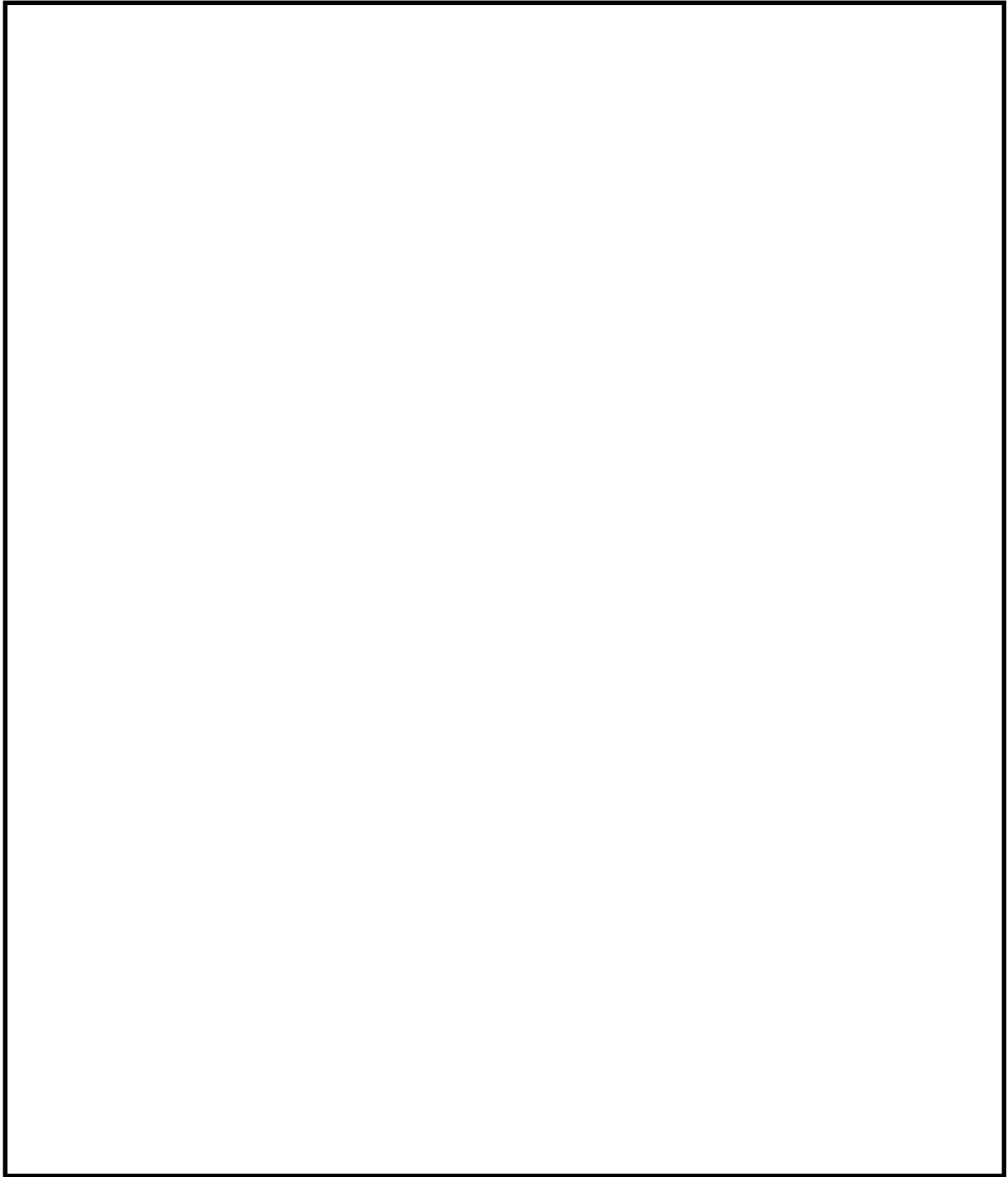
 は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。



第 10.14.1-4 図




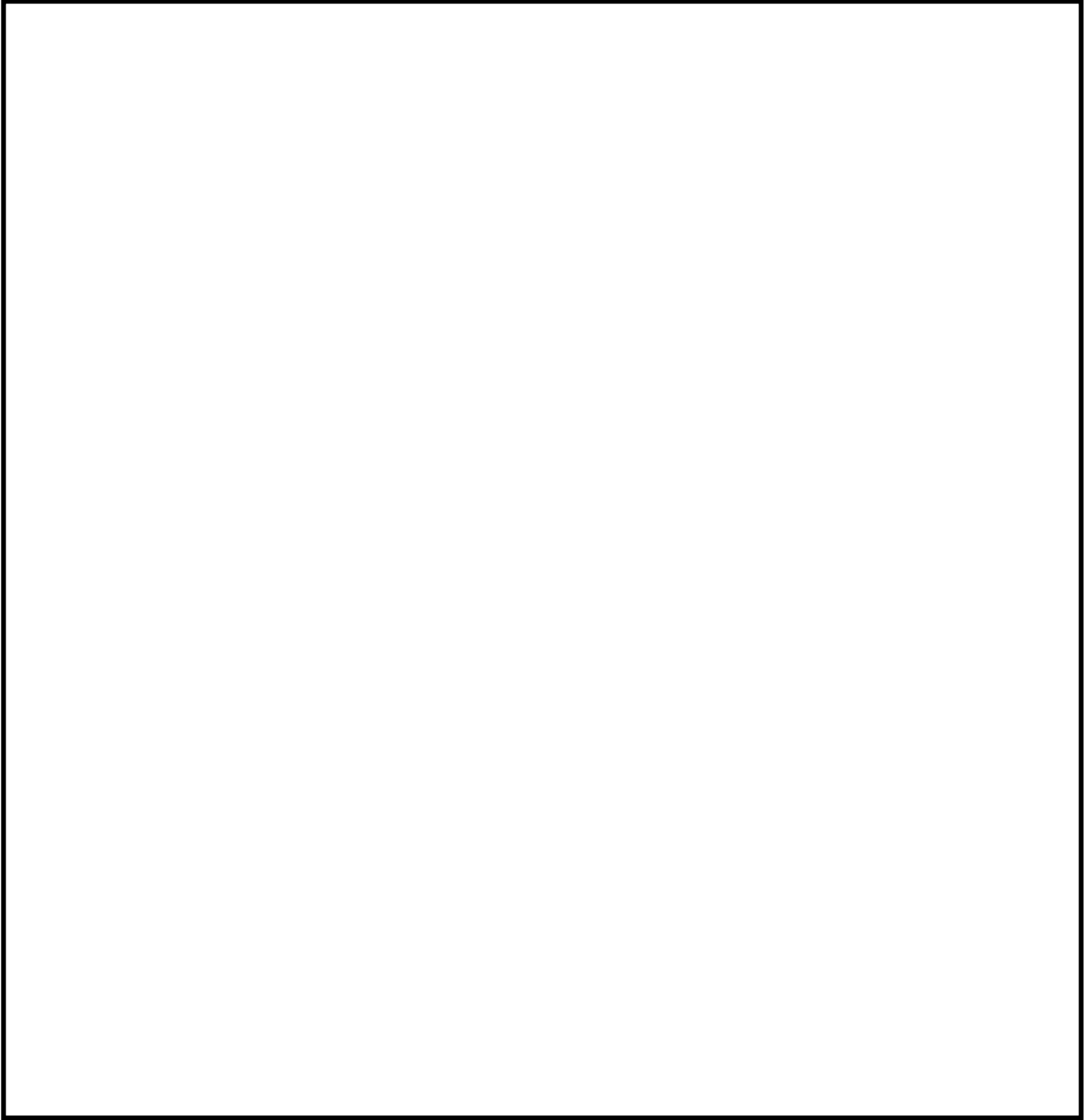
 は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。



第 10.14.1-4 図




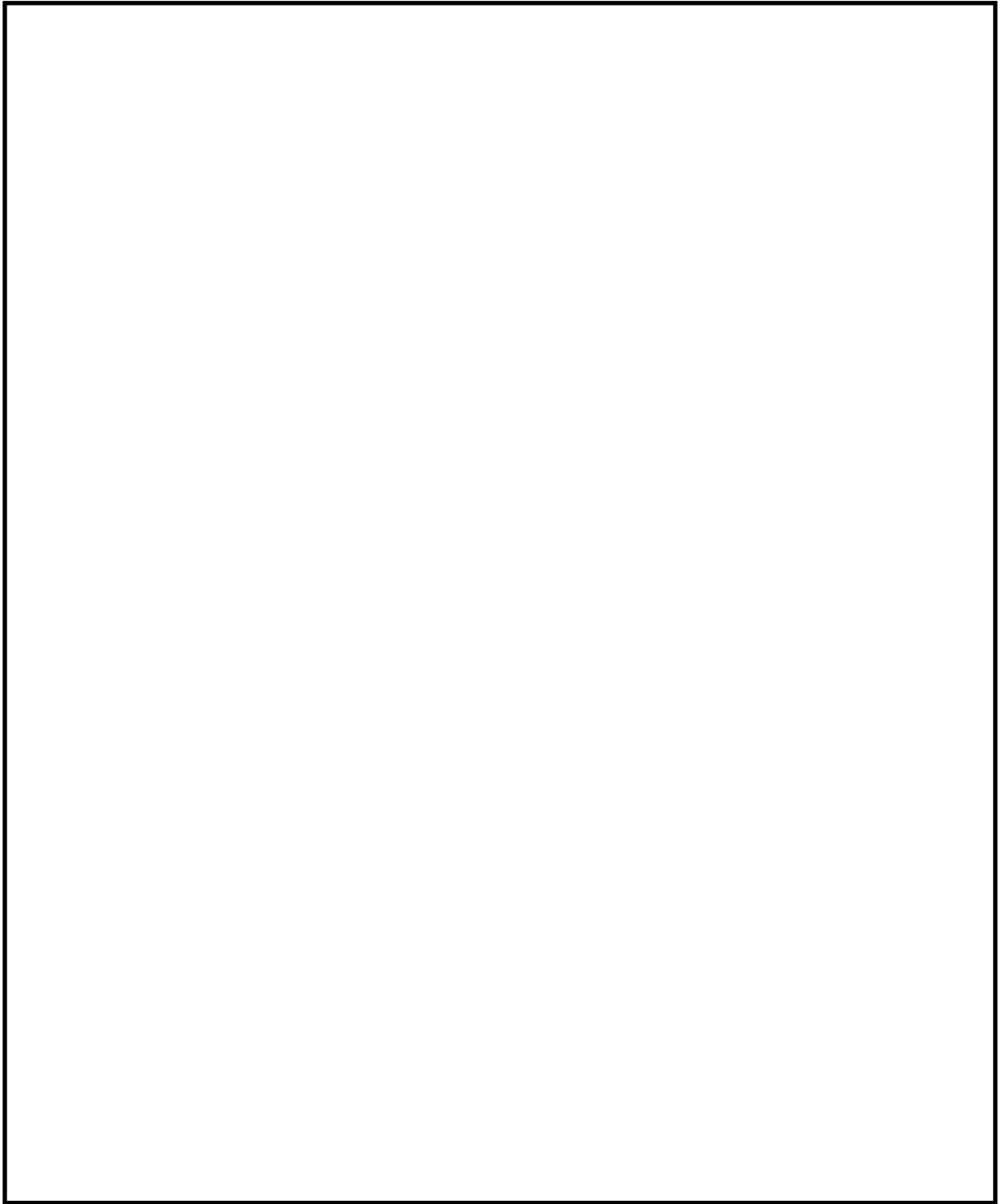
 は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。



第 10.14.1-4 図




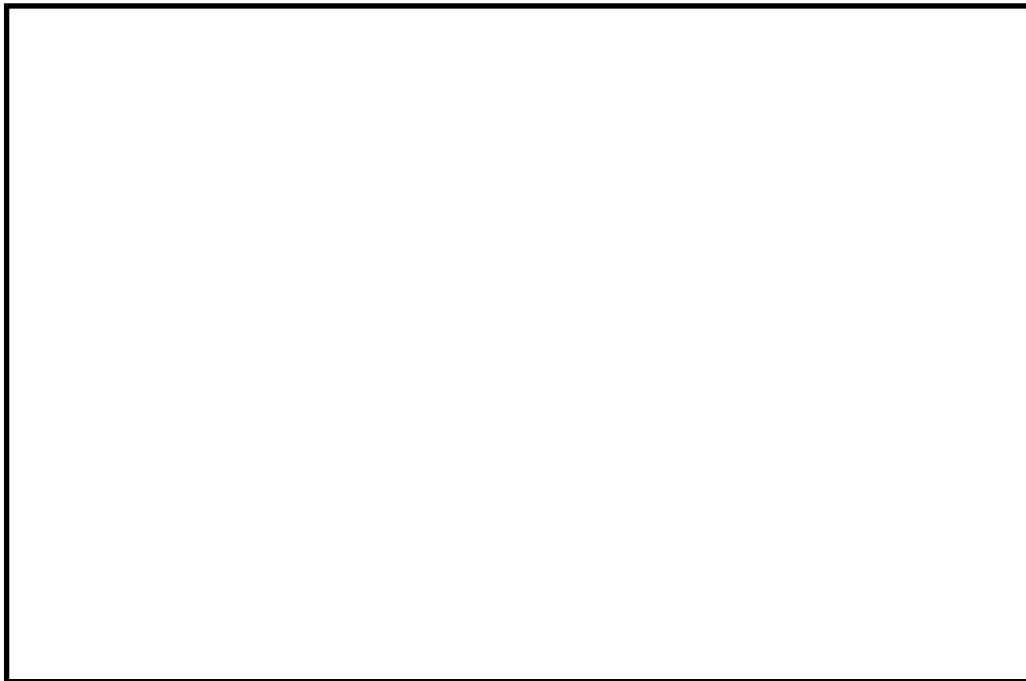
 は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。



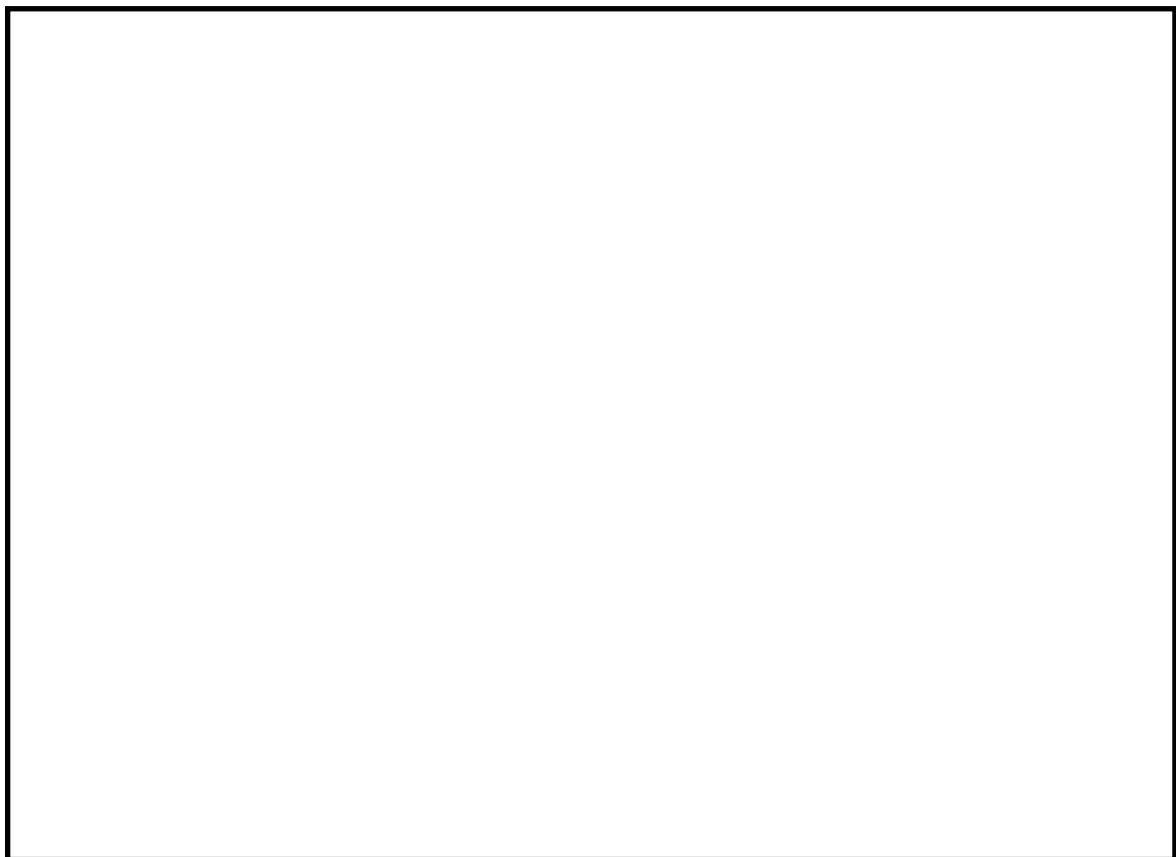
第 10.14.1-4 図




 は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。

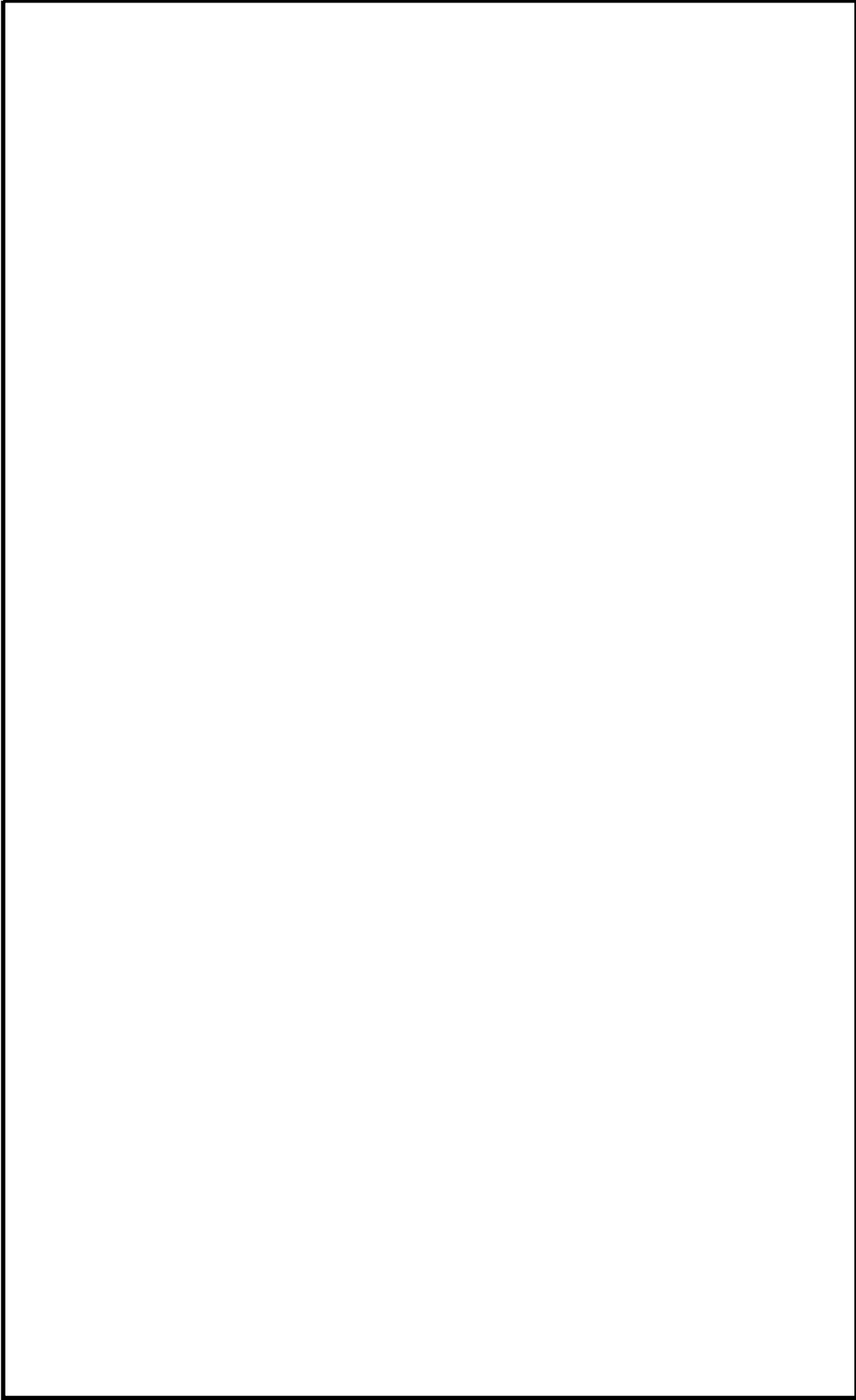


第 10.14.1-5 図 衝撃荷重曲線

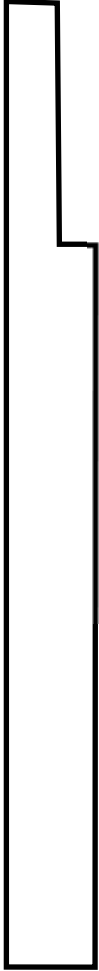


第 10.14.1-6 図 衝撃荷重の入力面積

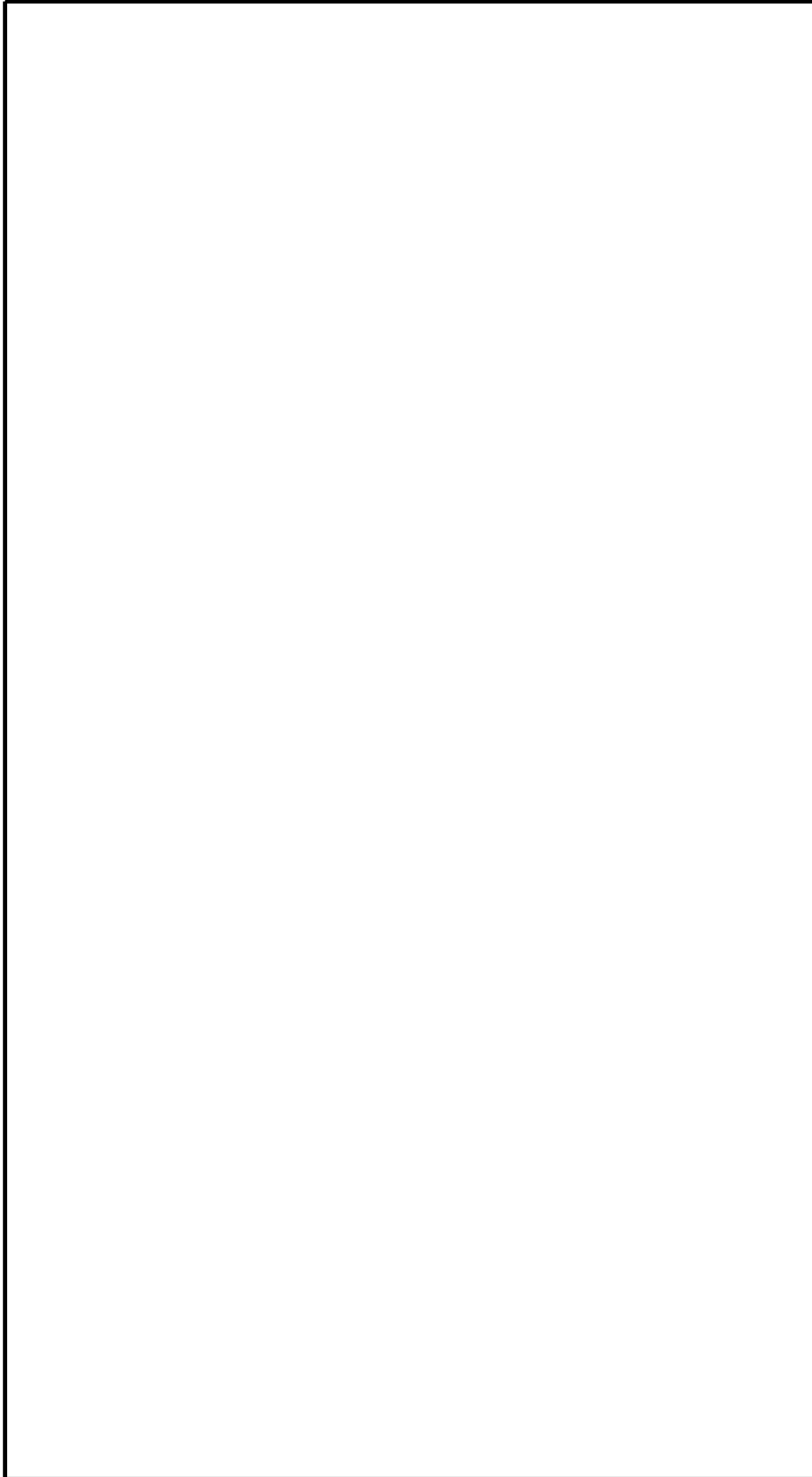
 は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。



第 10.14.2-1 図



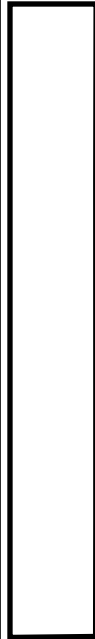
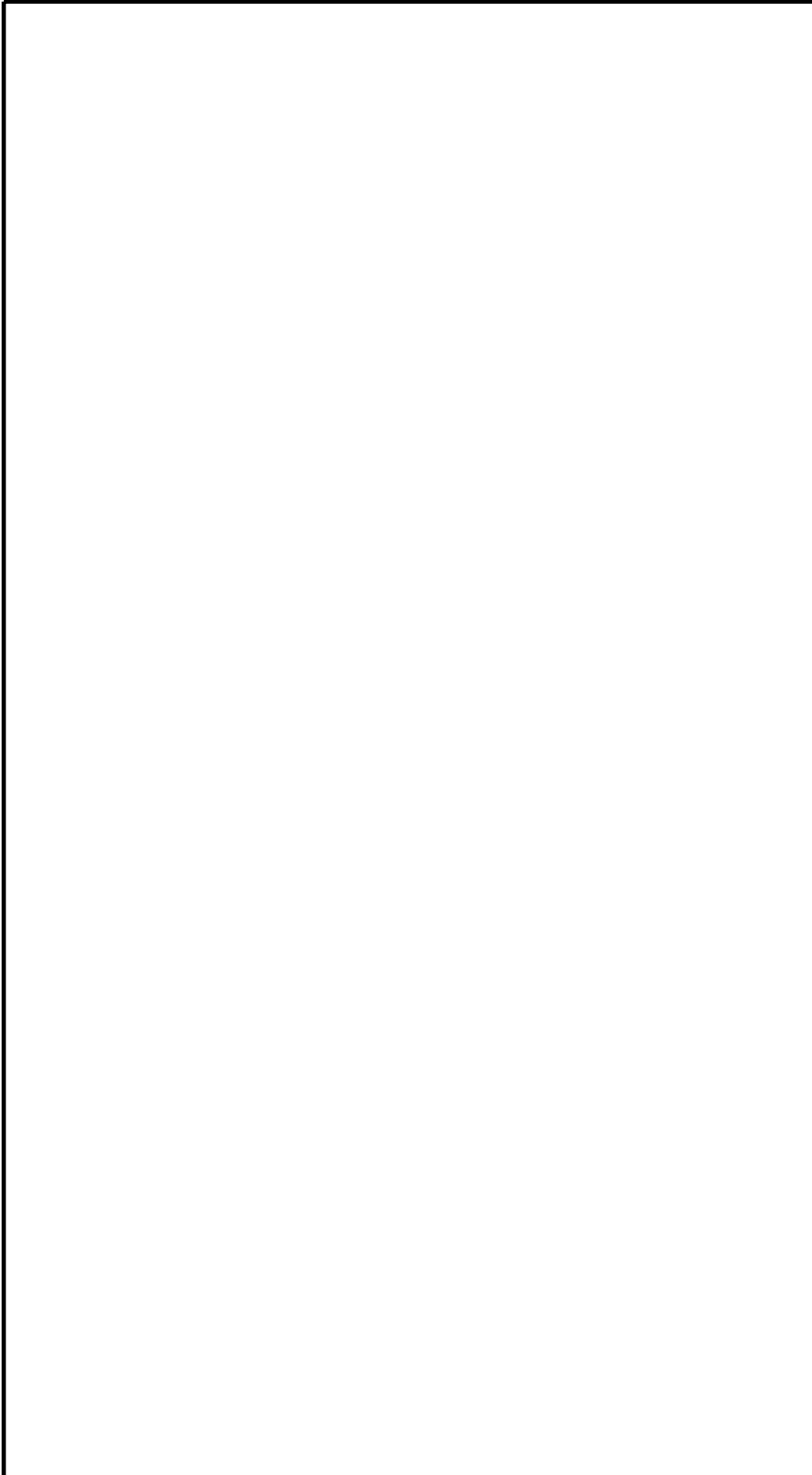
□ は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。



第 10.14.3-1 図

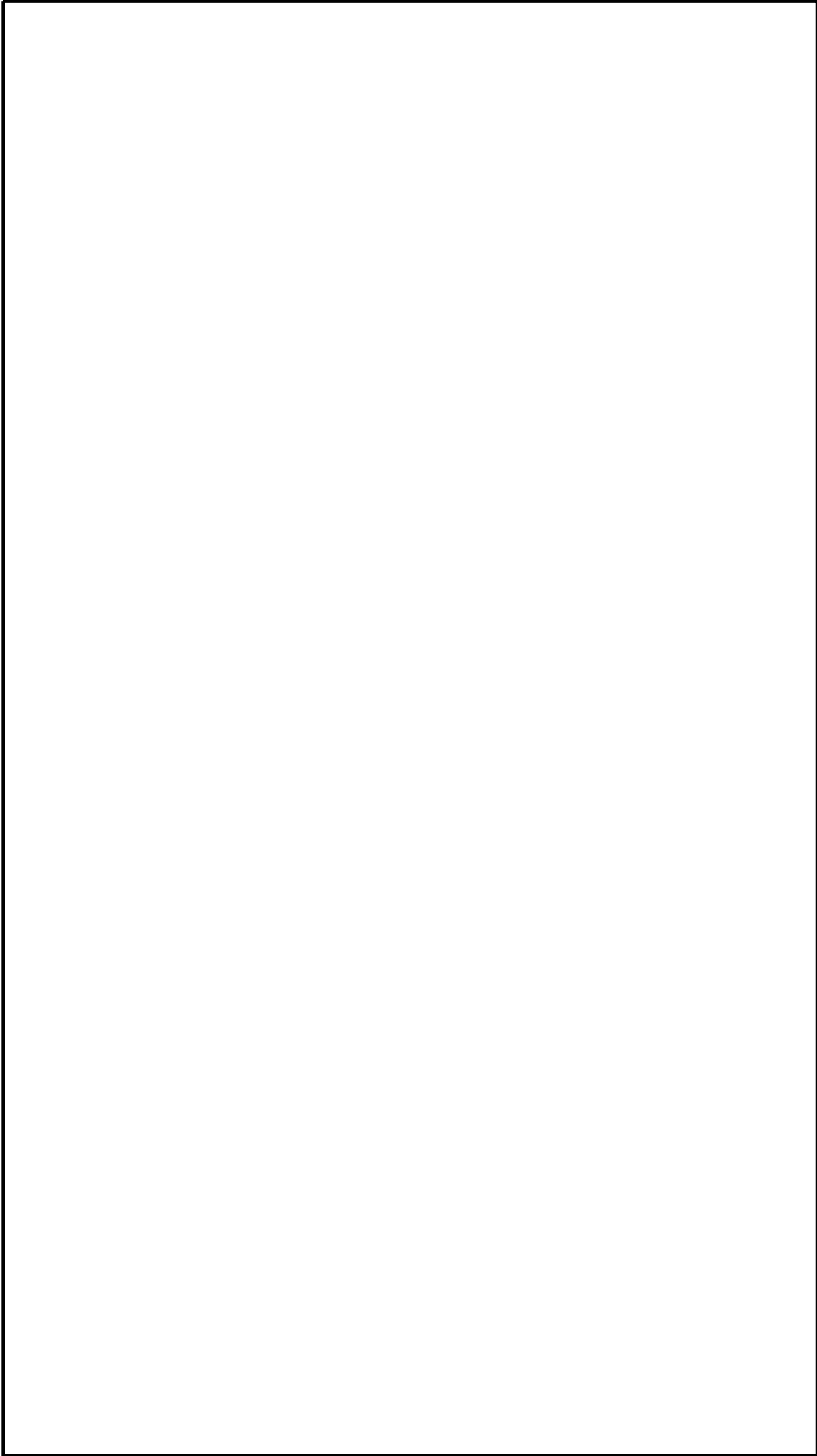


□ は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。

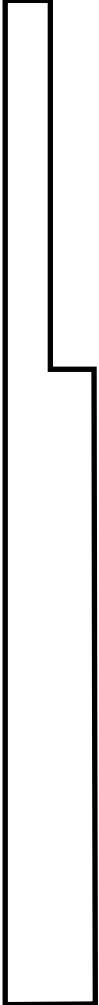


第 10.14.3-2 図

□ は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。



第 10.14.4-1 図



□ は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。



第 10.14.4-2 図

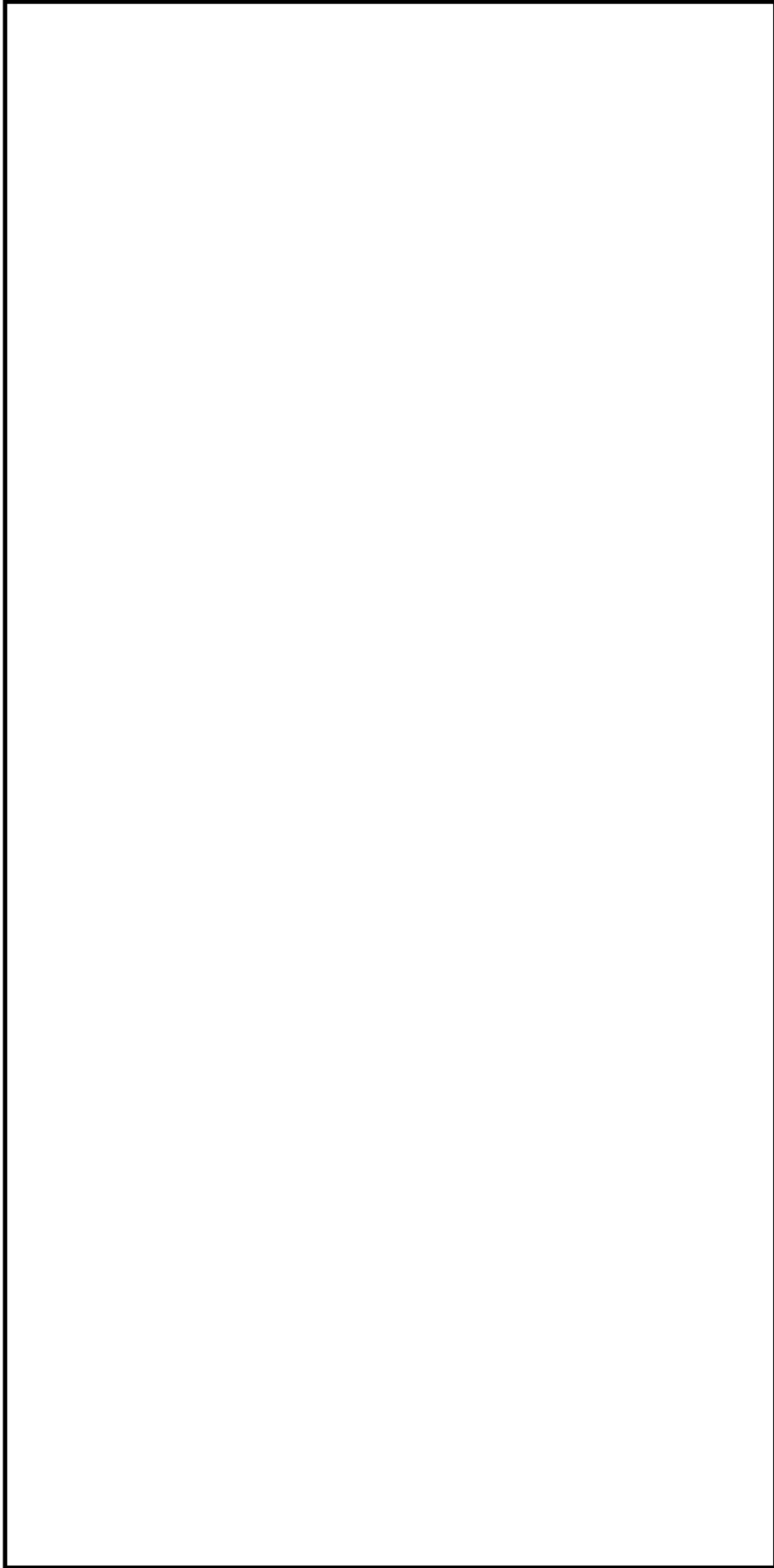
□ は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。



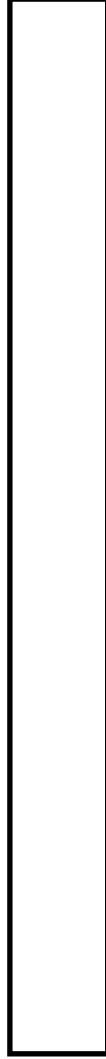
第 10.14.5-1 図



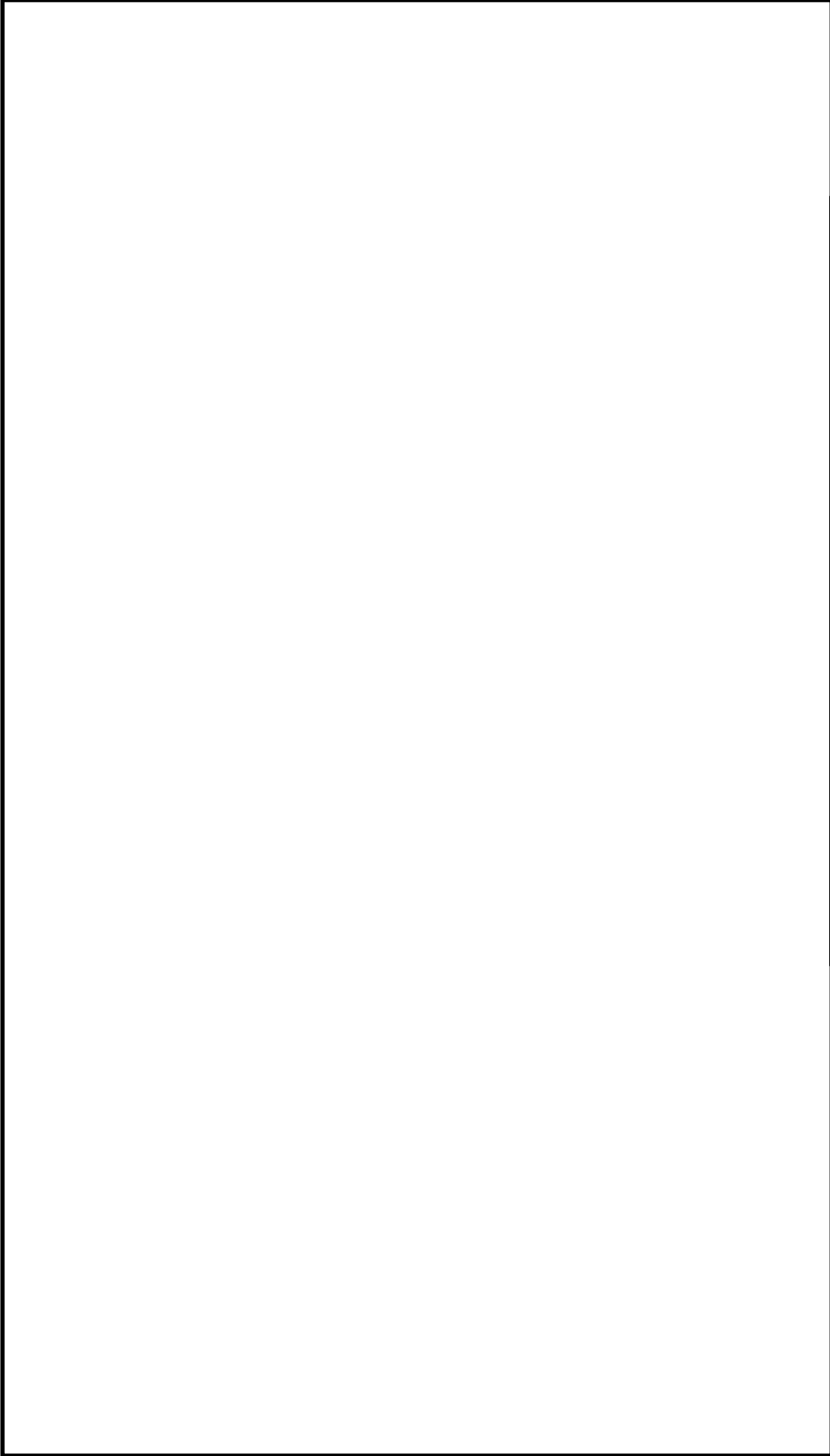
□ は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。



第 10.14.6-1 図

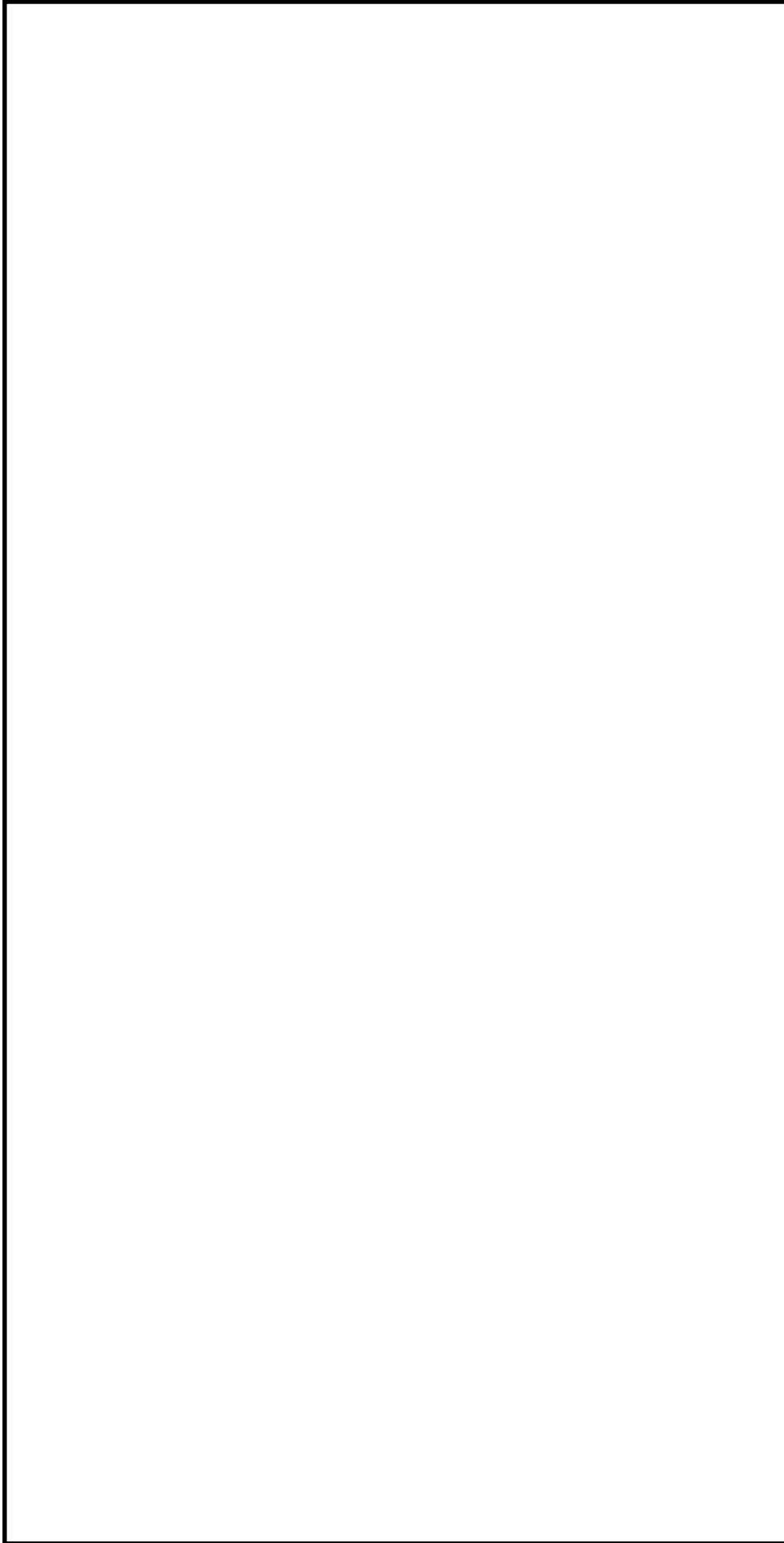


□ は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。



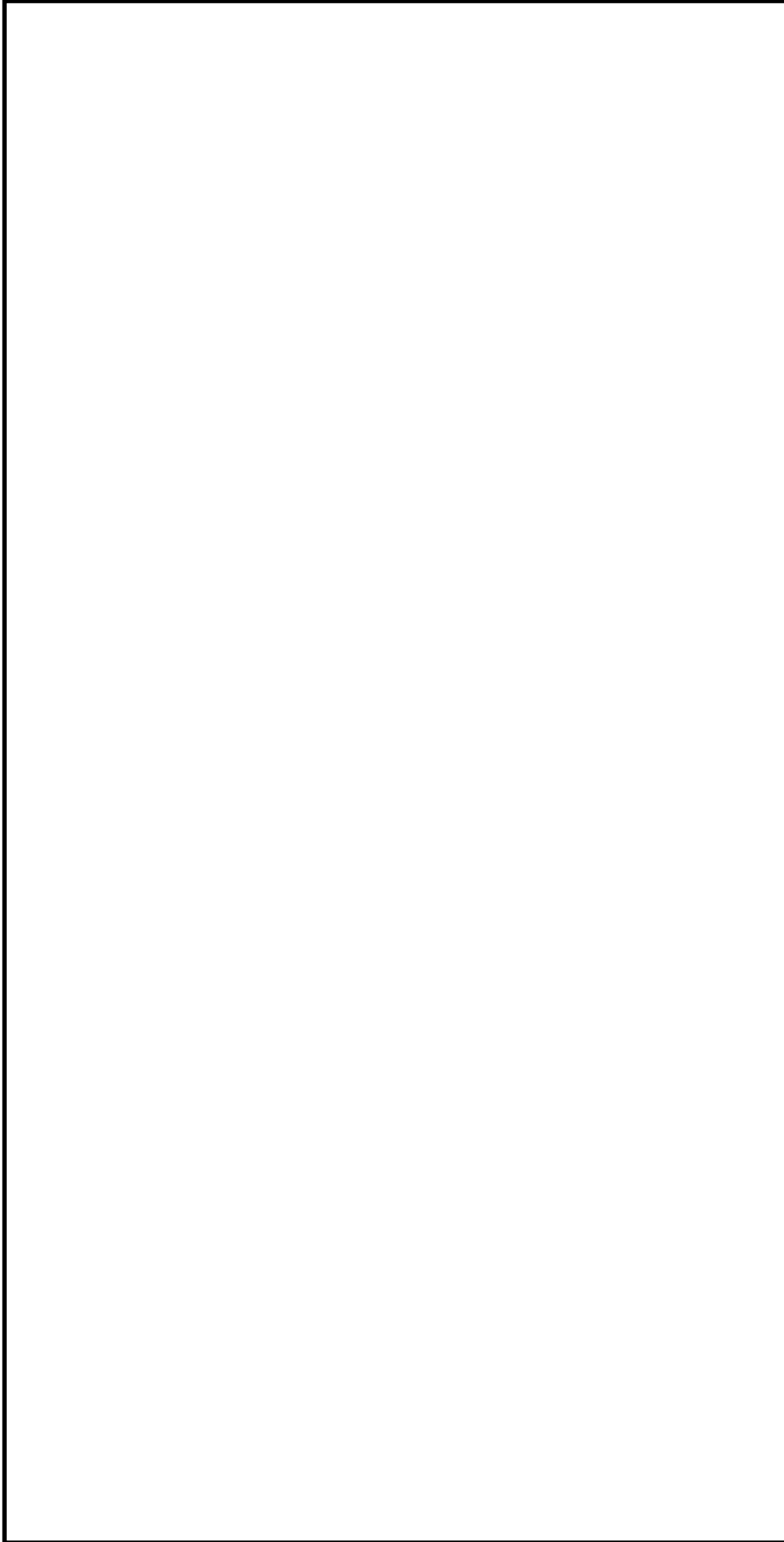
第 10.14.6-2 図

□ は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。



第 10.14.7-1 図

□ は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。




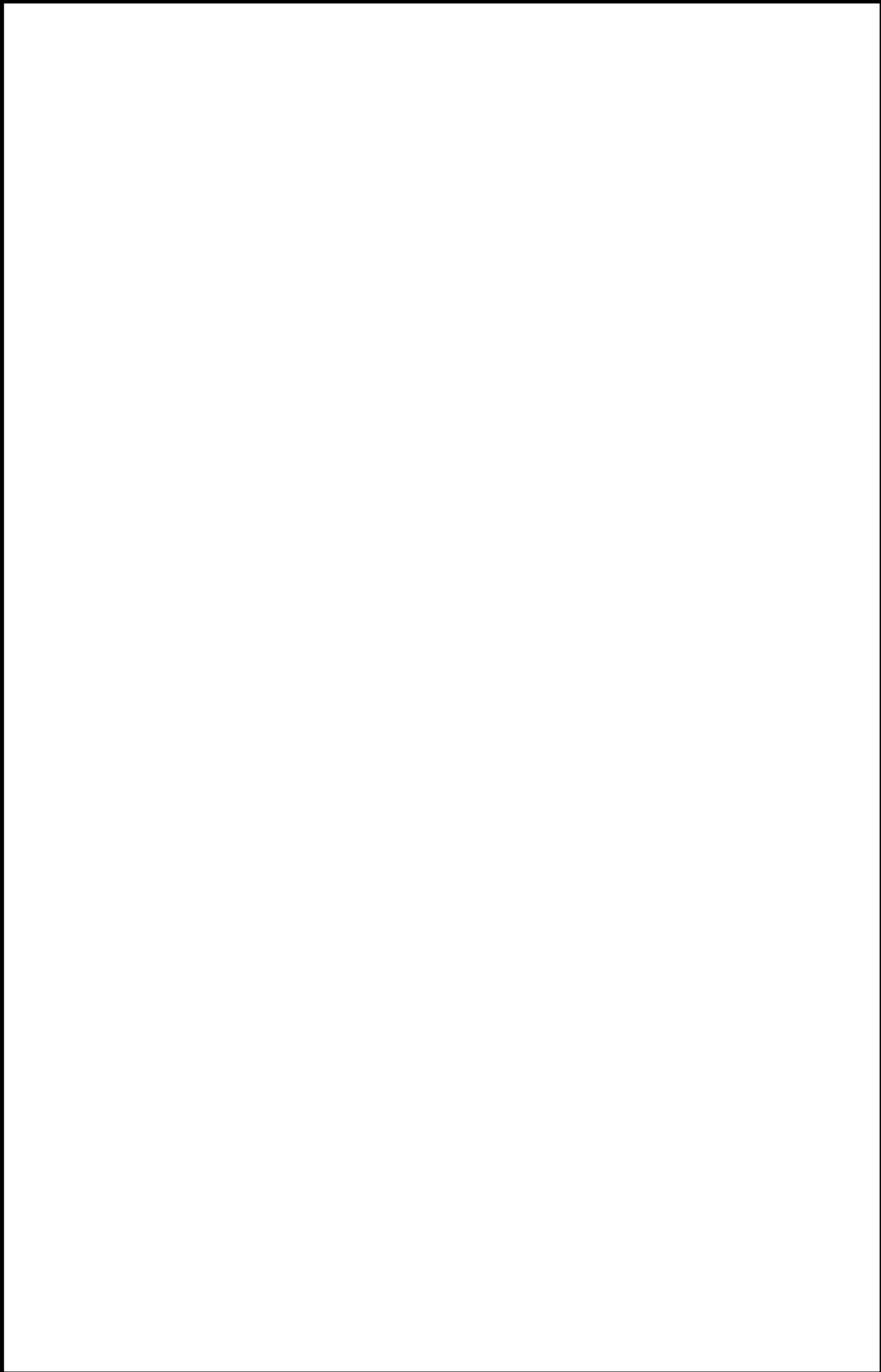
第 10.14.7-2 図

□ は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。



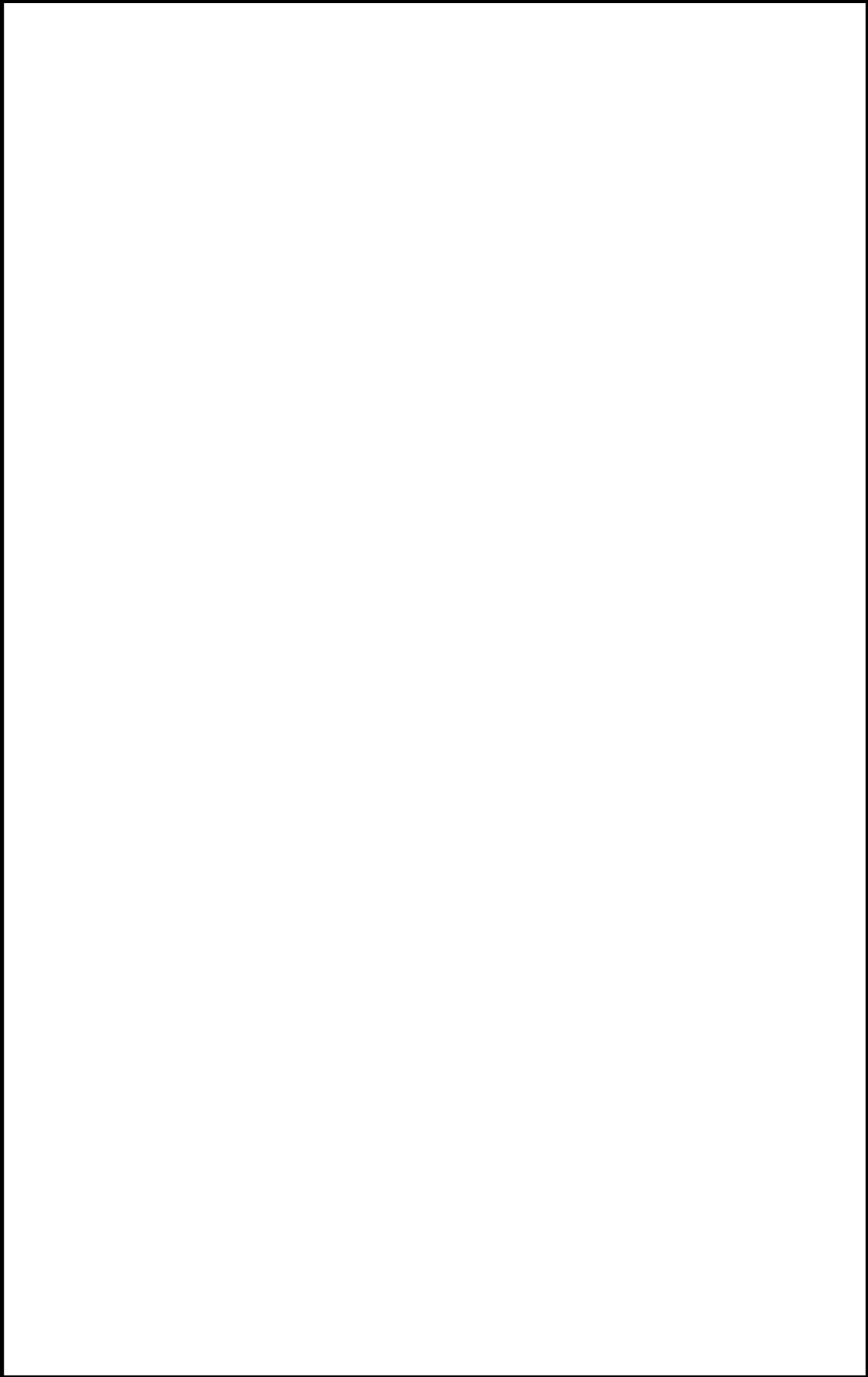
第 10.14.8-1 図 電源設備 系統概要図

 は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。



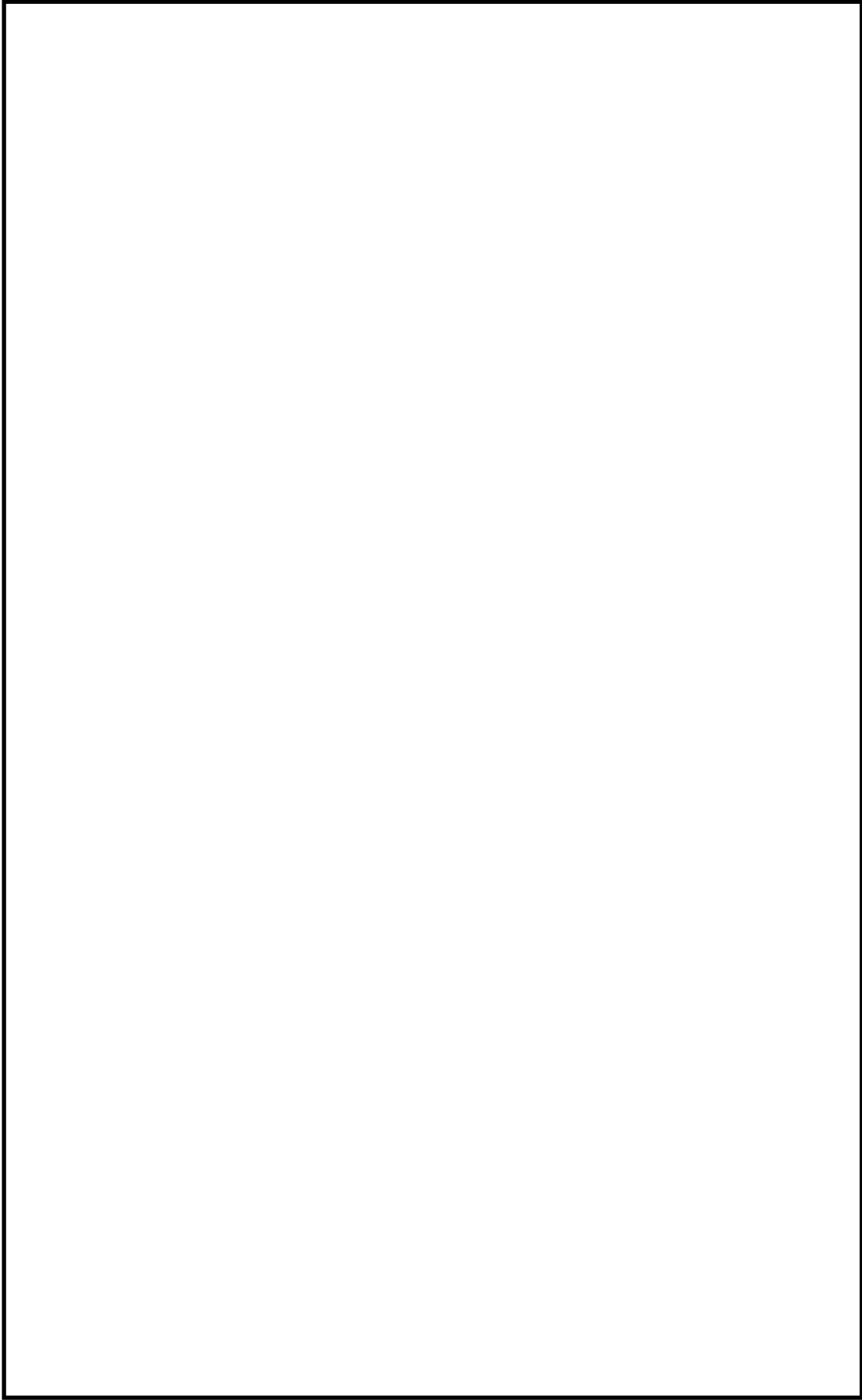
第 10.14.9-1 図 計装設備 系統概要図

は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。



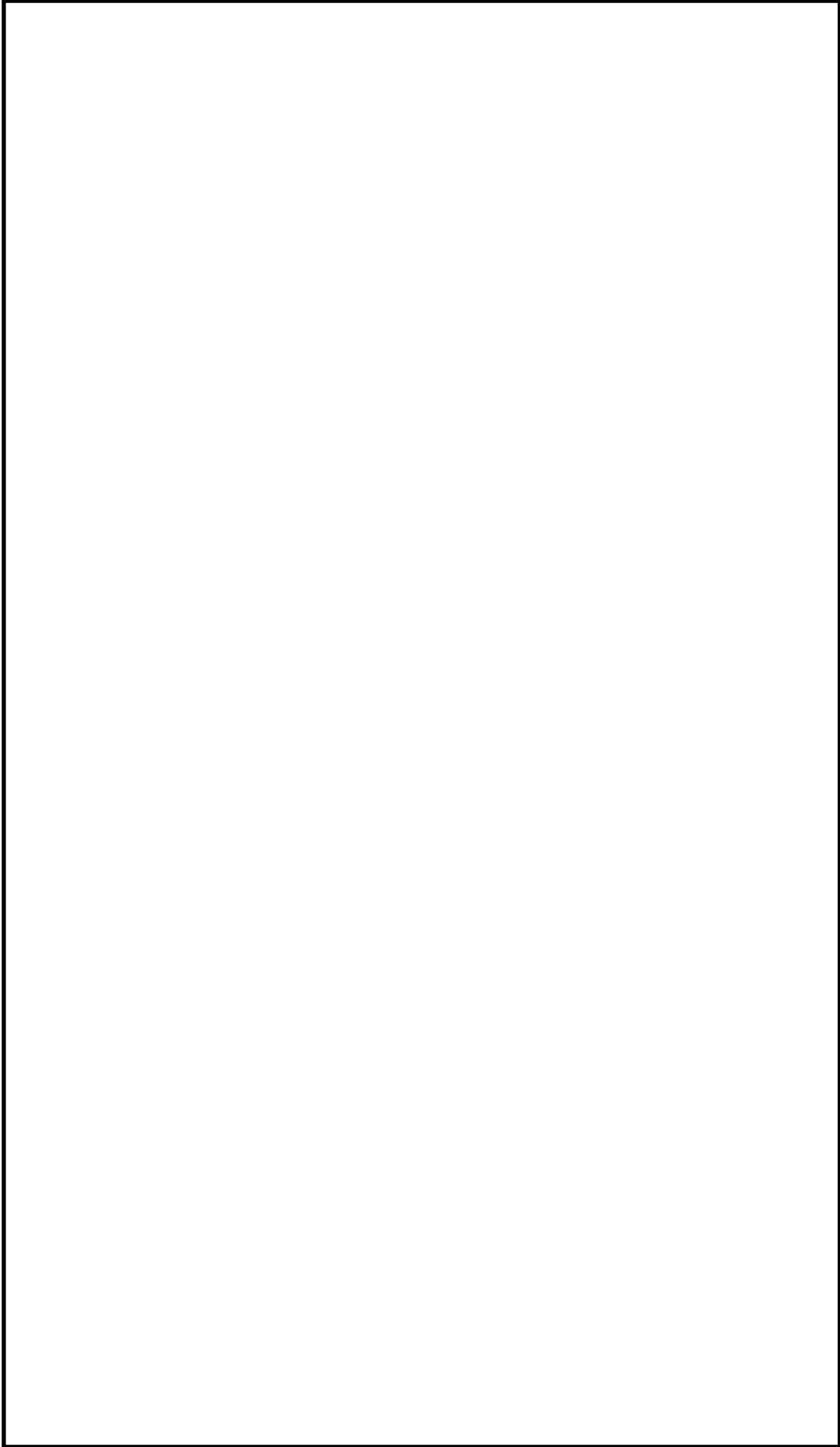
第 10.14.9-2 図 計装設備 系統概要図

□ は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。

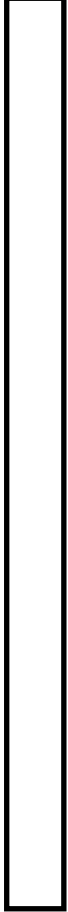


第10.14.9-3 計装設備 系統概要図

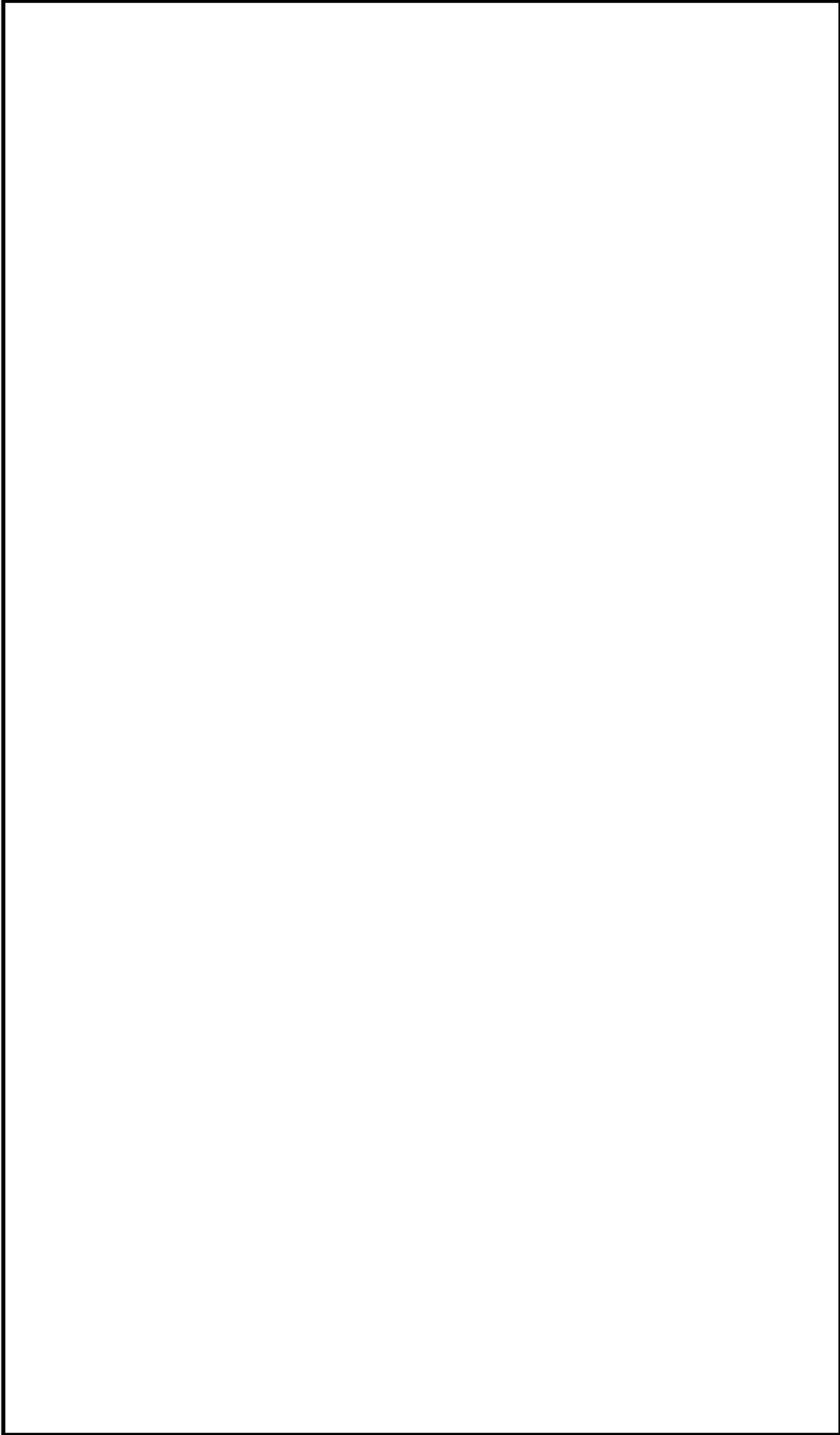
□ は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。



第 10.14.10-1 図



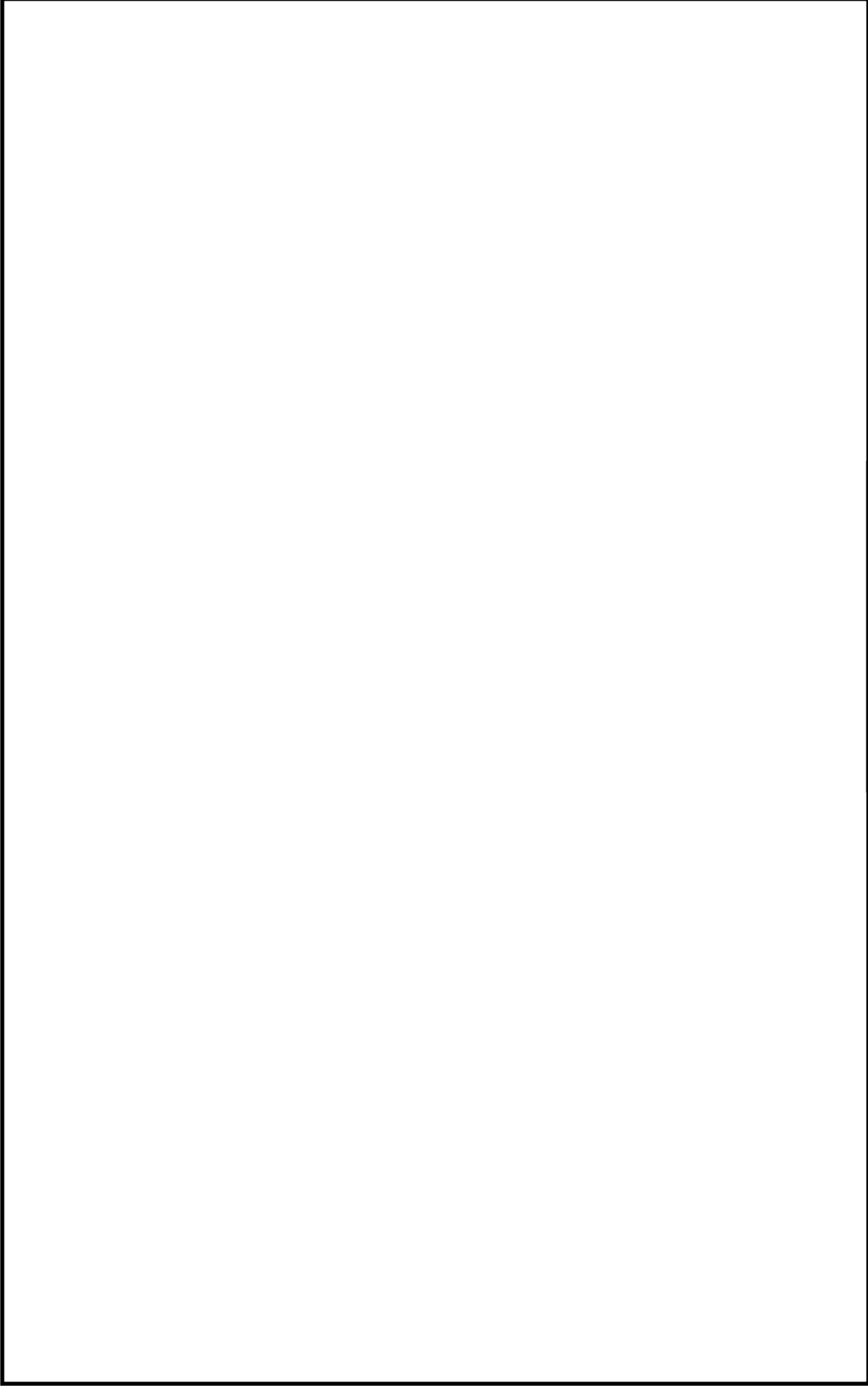
□ は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。



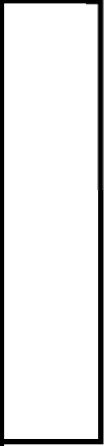
第10.14.10-2 図



□ は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。



第10.14.11-1 図



□ は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。

添付書類九の一部補正

添付書類九を以下のとおり補正する。

頁	行	補 正 前	補 正 後
—		(記載の追加)	別紙 9-1 を追加する。

別添 5

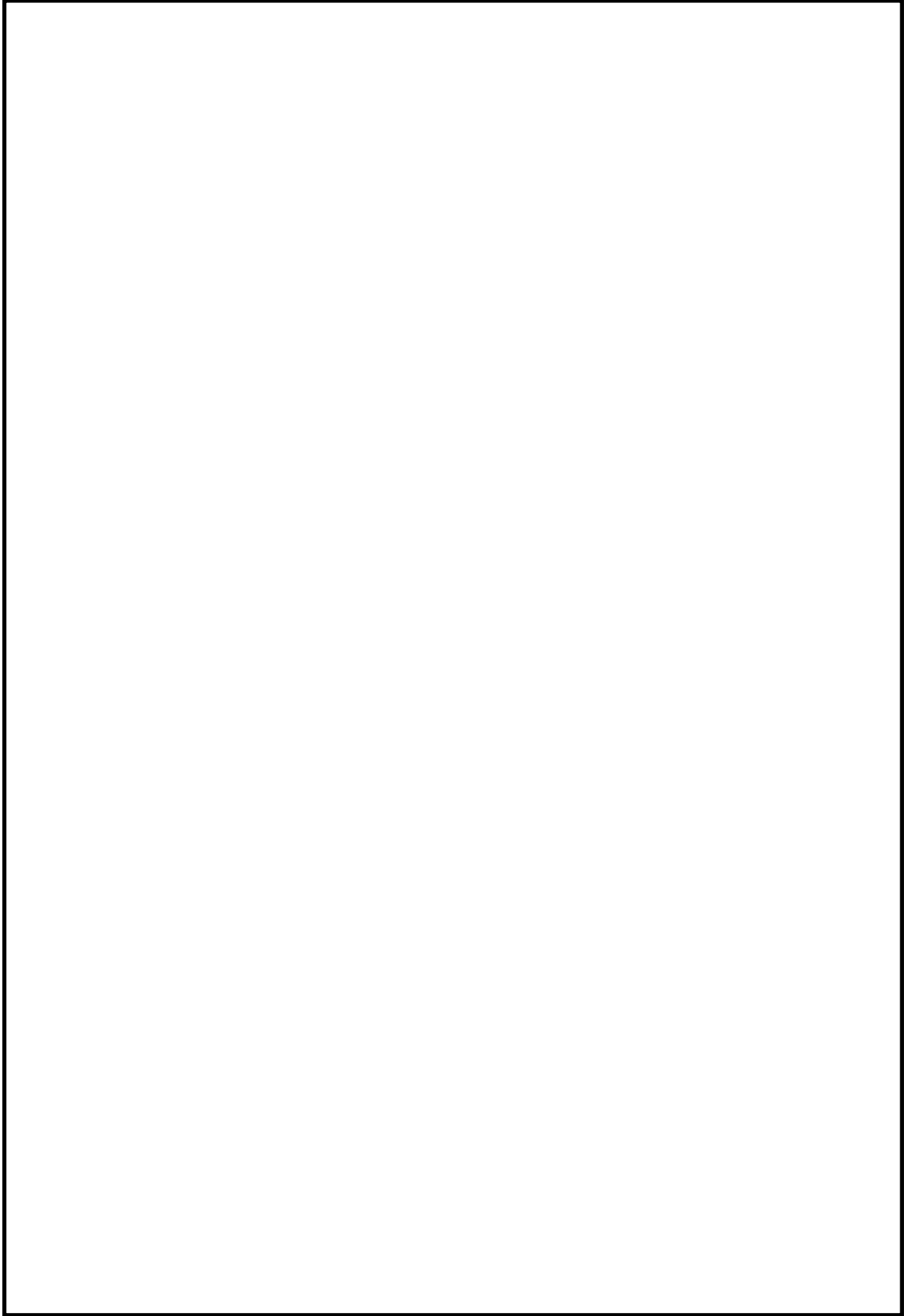
添 付 書 類 九

変更後における発電用原子炉施設の放射線の管理に関する説明書

令和元年 7 月 24 日付け，原規規発第 1907243 号をもって設置変更許可を受けた東海第二発電所の発電用原子炉設置変更許可申請書の添付書類九の記載のうち，下記図面を以下のとおり変更する。

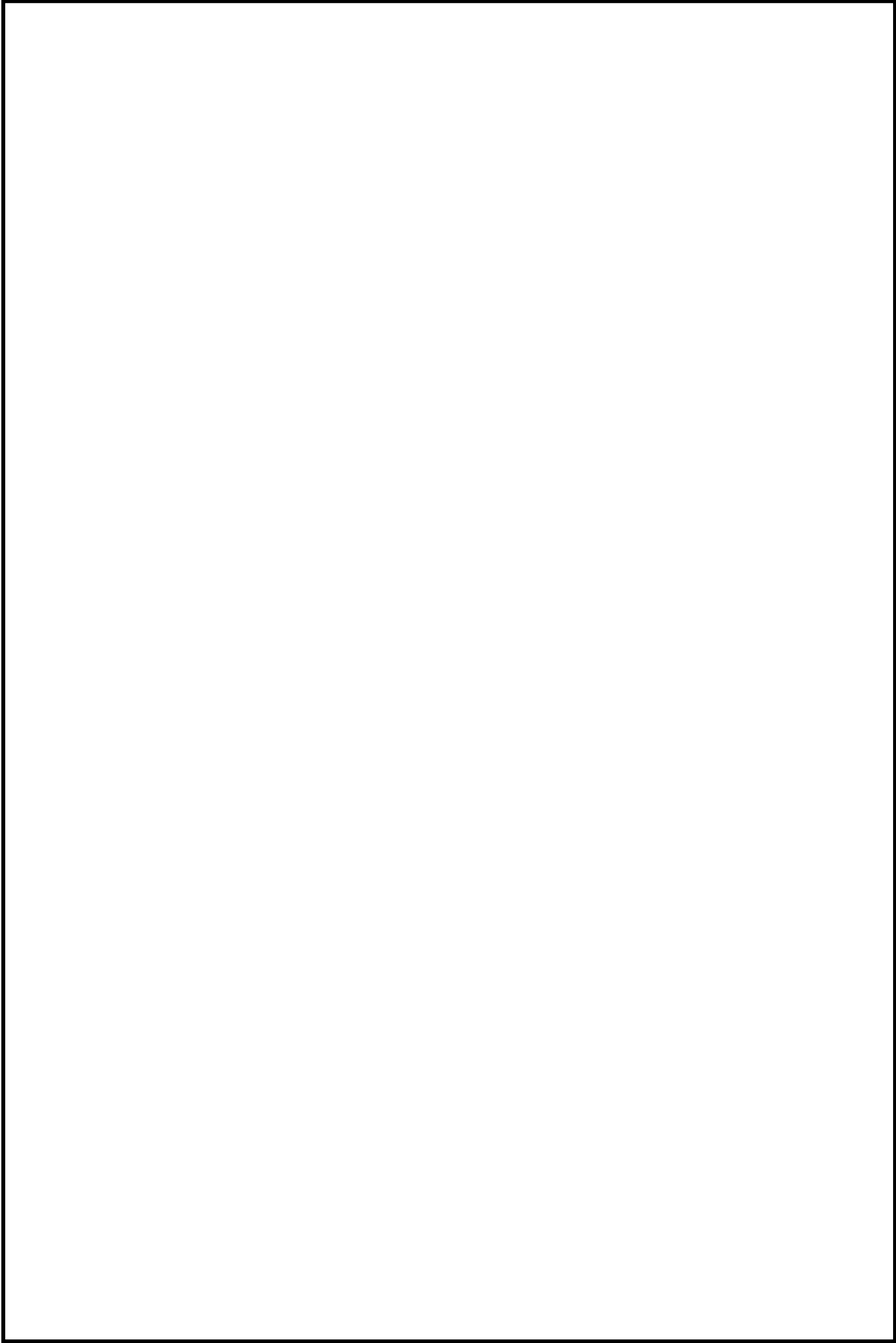
図

- | | |
|-----------|---------------|
| 第 3.1-1 図 | 管理区域図 |
| 第 3.1-2 図 | 周辺監視区域図 |
| 第 5.1-1 図 | 線量計算地点図（その 1） |
| 第 5.1-2 図 | 線量計算地点図（その 2） |



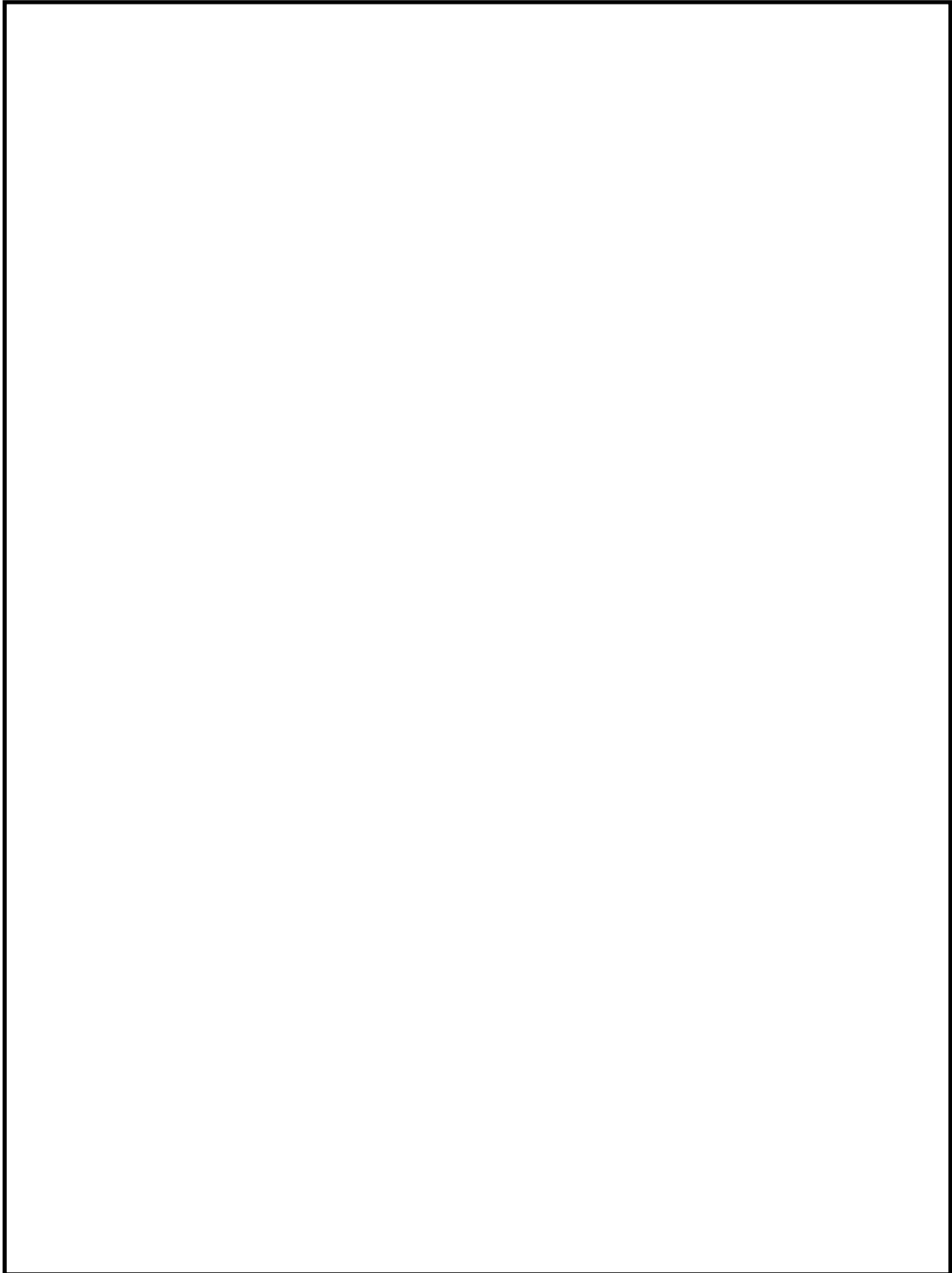
第3.1-1図 管理区域図

□ は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。



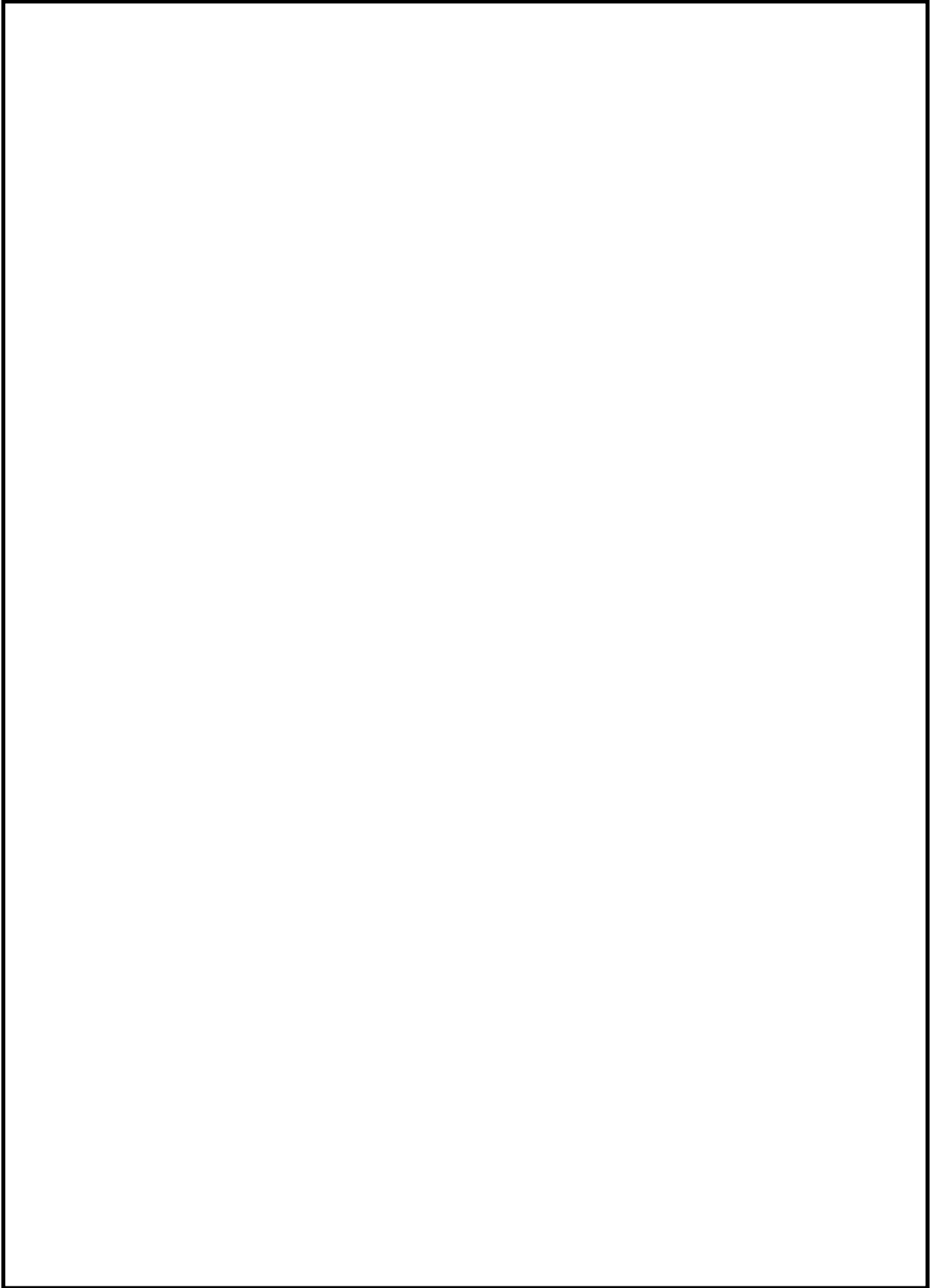
第3.1-2図 周辺監視区域図

は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。




第5.1-1-1図 線量計算地点図（その1）

□ は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。



第 5.1-2 図 線量計算地点図 (その 2)

 は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。

添付書類十の一部補正

添付書類十 目次を以下のとおり補正する。

頁	行	補 正 前	補 正 後
10-目-1	上 1	(記載の変更)	別紙 10-目-1 に変更する。
	～		
10-目-2	下 1		

令和元年 7 月 24 日付け原規規則発第 1907243 号をもって設置変更許可を受けた東海第二発電所の発電用原子炉設置変更許可申請書の添付書類十の記載のうち、下記項目の記述及び関連図面等を次のとおり変更又は追加する。

[その 5-9×9 燃料が装荷されたサイクル以降]

5. 重大事故の発生及び拡大の防止に必要な措置を実施するために必要な技術的能力

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

5.2.1 可搬型設備等による対応

5.2.1.1 大規模損壊発生時の手順書の整備

(3) 大規模損壊発生時の対応手順書の整備及びその対応操作

b. 大規模損壊発生時に活動を行うために必要な手順書

(e) 「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」

(n) 「1.14 電源の確保に関する手順等」

5.2.1.2 大規模損壊の発生に備えた体制の整備

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

5.2.2 特定重大事故等対処施設の機能を維持するための体制の整備

5.2.2.1 特定重大事故等対処施設の手順書の整備

5.2.2.2 特定重大事故等対処施設による対応の体制の整備

5.2.2.3 特定重大事故等対処施設の資機材の配備に関する基本的な考え方

5.2.2.4 重大事故等対策及び可搬型設備等による対応

7. 重大事故に至るおそれがある事故及び重大事故に対する対策の有効性評価

7.1 運転中の原子炉における重大事故に対する対策の有効性評価

7.1.1 高圧・低圧注水機能喪失

7.1.1.1 事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

(3) 炉心損傷防止対策

f. 格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱

7.1.1.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

(2) 有効性評価の条件

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(f) 格納容器圧力逃がし装置

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

(3) 有効性評価の結果

a. 事象進展

b. 評価項目等

7.1.1.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

(2) 解析条件の不確かさの影響評価

b. 操作条件

(a) 運転員等操作時間に与える影響

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

(3) 操作時間余裕の把握

7.1.1.5 結 論

7.1.4.2 残留熱除去系が故障した場合

7.1.4.2.1 事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

(3) 炉心損傷防止対策

g. 格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱

7.1.4.2.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

(2) 有効性評価の条件

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(h) 格納容器圧力逃がし装置

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

(3) 有効性評価の結果

a. 事象進展

b. 評価項目等

7.1.4.2.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

(2) 解析条件の不確かさの影響評価

b. 操作条件

(a) 運転員等操作時間に与える影響

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

(3) 操作時間余裕の把握

7.1.4.2.5 結 論

7.1.6 L O C A時注水機能喪失

7.1.6.1 事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策

- (2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方
- (3) 炉心損傷防止対策
 - f. 格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱

7.1.6.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

- (2) 有効性評価の条件
 - b. 重大事故等対策に関連する機器条件
 - (e) 格納容器圧力逃がし装置
 - c. 重大事故等対策に関連する操作条件
- (3) 有効性評価（敷地境界及び非居住区域境界での実効線量評価）の条件
- (4) 有効性評価の結果
 - a. 事象進展
 - b. 評価項目等

7.1.6.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

- (2) 解析条件の不確かさの影響評価
 - b. 操作条件
 - (a) 運転員等操作時間に与える影響
 - (b) 評価項目となるパラメータに与える影響
- (3) 操作時間余裕の把握

7.1.6.5 結 論

7.2 運転中の原子炉における重大事故

7.2.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器加圧・過温破損）

7.2.1.3 代替循環冷却系を使用できない場合

7.2.1.3.1 格納容器破損防止対策

h. 格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱

7.2.1.3.2 格納容器破損防止対策の有効性評価

(2) 有効性評価の条件

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(g) 格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱

- 第 5.1-1 表 重大事故等対策における手順書の概要 (5/19)
- 第 5.1-1 表 重大事故等対策における手順書の概要 (7/19)
- 第 5.1-1 表 重大事故等対策における手順書の概要 (9/19)
- 第 5.1-1 表 重大事故等対策における手順書の概要 (14/19)
- 第 5.1-1 表 重大事故等対策における手順書の概要 (15/19)
- 第 5.1-2 表 重大事故等対策における操作の成立性
- 第 5.2-4 表 大規模損壊発生時の対応操作一覧
- 第 5.2-8 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
(1.5) 対応 手段, 対処設備, 手順書一覧 (3/4)
- 第 5.2-10 表 機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手
順 (1.7)
- 第 5.2-17 表 機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手
順 (1.14)
- 第 5.2-18 表 大規模損壊に特化した手順 (1/2)
- 第 5.2-20 表 特定重大事故等対処施設を用いた大規模損壊時の対応に
係る発電所要員の力量管理について
- 第 5.2-21 表 特定重大事故等対処施設による対応の手順書の概要
- 第 7.1.1-1 表 高圧・低圧注水機能喪失における重大事故等対策につい
て (3/3)
- 第 7.1.1-2 表 主要解析条件 (高圧・低圧注水機能喪失) (4/5)
- 第 7.1.1-2 表 主要解析条件 (高圧・低圧注水機能喪失) (5/5)
- 第 7.1.4.2-1 表 崩壊熱除去機能喪失時 (残留熱除去系が故障した場合)
における重大事故等対策について (3/3)
- 第 7.1.4.2-2 表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が
故障した場合)) (5/6)

- 第 7.1.4.2-2 表 主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合））（6/6）
- 第 7.1.6-1 表 L O C A 時注水機能喪失における重大事故等対策について（3/3）
- 第 7.1.6-2 表 主要解析条件（L O C A 時注水機能喪失）（4/5）
- 第 7.1.6-2 表 主要解析条件（L O C A 時注水機能喪失）（5/5）
- 第 7.2.1.3-2 表 主要解析条件（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））（代替循環冷却系を使用できない場合）（3/4）
- 第 7.1.1-1 図 高圧・低圧注水機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図（1/3）（低圧代替注水系（常設）による原子炉注水段階）
- 第 7.1.1-1 図 高圧・低圧注水機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図（2/3）（低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却段階）
- 第 7.1.1-1 図 高圧・低圧注水機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図（3/3）（低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱段階）
- 第 7.1.1-2 図 高圧・低圧注水機能喪失の対応手順の概要
- 第 7.1.1-3 図 高圧・低圧注水機能喪失の作業と所要時間（2/2）
- 第 7.1.1-18 図 サプレッション・プール水位の推移
- 第 7.1.1-19 図 サプレッション・プール水温度の推移

- 第 7.1.2-1 図 高圧注水・減圧機能喪失時の重大事故等対策の概略系統
図 (1/2) (低圧炉心スプレー系及び残留熱除去系 (低
圧注水系) による原子炉注水段階)
- 第 7.1.2-1 図 高圧注水・減圧機能喪失時の重大事故等対策の概略系統
図 (2/2) (低圧炉心スプレー系による原子炉注水及び
残留熱除去系による格納容器除熱段階)
- 第 7.1.2-18 図 サプレッション・プール水位の推移
- 第 7.1.2-19 図 サプレッション・プール水温度の推移
- 第 7.1.3.1-1 図 全交流動力電源喪失 (長期 T B) 時の重大事故等対策
の概略系統図 (1/3) (原子炉隔離時冷却系による原
子炉注水段階)
- 第 7.1.3.1-1 図 全交流動力電源喪失 (長期 T B) 時の重大事故等対策
の概略系統図 (2/3) (低圧代替注水系 (可搬型) に
よる原子炉注水及び代替格納容器スプレー冷却系 (可
搬型) による格納容器冷却段階)
- 第 7.1.3.1-1 図 全交流動力電源喪失 (長期 T B) 時の重大事故等対策
の概略系統図 (3/3) (残留熱除去系による原子炉注
水及び格納容器除熱段階)
- 第 7.1.3.1-15 図 サプレッション・プール水位の推移
- 第 7.1.3.1-16 図 サプレッション・プール水温度の推移
- 第 7.1.3.2-1 図 全交流動力電源喪失 (T B D, T B U) 時の重大事故
等対策の概略系統図 (1/3) (高圧代替注水系による
原子炉注水段階)

- 第 7.1.3.2-1 図 全交流動力電源喪失（TBD, TBU）時の重大事故等対策の概略系統図（2/3）（低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び代替格納容器スプレー冷却系（可搬型）による格納容器冷却段階）
- 第 7.1.3.2-1 図 全交流動力電源喪失（TBD, TBU）時の重大事故等対策の概略系統図（3/3）（残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱段階）
- 第 7.1.3.2-15 図 サプレッション・プール水位の推移
- 第 7.1.3.2-16 図 サプレッション・プール水温度の推移
- 第 7.1.3.3-1 図 全交流動力電源喪失（TBP）時の重大事故等対策の概略系統図（1/3）（原子炉隔離時冷却系による原子炉注水段階）
- 第 7.1.3.3-1 図 全交流動力電源喪失（TBP）時の重大事故等対策の概略系統図（2/3）（低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び代替格納容器スプレー冷却系（可搬型）による格納容器冷却段階）
- 第 7.1.3.3-1 図 全交流動力電源喪失（TBP）時の重大事故等対策の概略系統図（3/3）（残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱段階）
- 第 7.1.3.3-18 図 サプレッション・プール水位の推移
- 第 7.1.3.3-19 図 サプレッション・プール水温度の推移
- 第 7.1.4.2-1 図 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）時の重大事故等対策の概略系統図（1/4）（原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレー系による原子炉注水段階）

- 第 7.1.4.2-1 図 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）
時の重大事故等対策の概略系統図（2/4）（低圧代替
注水系（常設）による原子炉注水段階）
- 第 7.1.4.2-1 図 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）
時の重大事故等対策の概略系統図（3/4）（低圧代替
注水系（常設）による原子炉注水及び代替格納容器ス
プレイ冷却系（常設）による格納容器冷却段階）
- 第 7.1.4.2-1 図 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）
時の重大事故等対策の概略系統図（4/4）（低圧代替
注水系（常設）による原子炉注水及び格納容器圧力逃
がし装置による格納容器除熱段階）
- 第 7.1.4.2-2 図 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）
の対応手順の概要
- 第 7.1.4.2-3 図 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）
の作業と所要時間（2/2）
- 第 7.1.4.2-15 図 サプレッション・プール水位の推移
- 第 7.1.4.2-16 図 サプレッション・プール水温度の推移
- 第 7.1.5-1 図 原子炉停止機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図
（1/3）（原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系
による原子炉注水並びに A T W S 緩和設備（代替再循環
系ポンプトリップ機能）による原子炉出力の抑制段階）

- 第 7.1.5-1 図 原子炉停止機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図
(2/3) (原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水, ほう酸水注入系による原子炉停止並びに残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却系) による格納容器除熱段階)
- 第 7.1.5-1 図 原子炉停止機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図
(3/3) (高圧炉心スプレイ系による原子炉注水及び残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却系) による格納容器除熱段階)
- 第 7.1.6-1 図 L O C A 時注水機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (1/3) (低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水段階)
- 第 7.1.6-1 図 L O C A 時注水機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (2/3) (低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による格納容器冷却段階)
- 第 7.1.6-1 図 L O C A 時注水機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (3/3) (低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱段階)
- 第 7.1.6-2 図 L O C A 時注水機能喪失 (中破断 L O C A) の対応手順の概要
- 第 7.1.6-3 図 L O C A 時注水機能喪失の作業と所要時間 (2/2)
- 第 7.1.6-19 図 サプレッション・プール水位の推移
- 第 7.1.6-20 図 サプレッション・プール水温度の推移

- 第 7.1.7-1 図 格納容器バイパス（I S L O C A）時の重大事故等対策の概略系統図（1/3）（原子炉隔離時冷却系による原子炉注水段階）
- 第 7.1.7-1 図 格納容器バイパス（I S L O C A）時の重大事故等対策の概略系統図（2/3）（漏えい抑制のための原子炉減圧後の低圧炉心スプレイ系及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水段階）
- 第 7.1.7-1 図 格納容器バイパス（I S L O C A）時の重大事故等対策の概略系統図（3/3）（隔離成功後の低圧炉心スプレイ系による原子炉注水及び残留熱除去系による格納容器除熱段階）
- 第 7.1.8-1 図 敷地に遡上する津波への防護対策概要
- 第 7.1.8-2 図 津波浸水による最終ヒートシンク喪失時の重大事故等対策の概略系統図（1/3）（原子炉隔離時冷却系による原子炉注水段階）
- 第 7.1.8-2 図 津波浸水による最終ヒートシンク喪失時の重大事故等対策の概略系統図（2/3）（低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却段階）
- 第 7.1.8-2 図 津波浸水による最終ヒートシンク喪失時の重大事故等対策の概略系統図（3/3）（緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器冷却段階）

第 7.2.1.2-1 図 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の重大事故等対策の概略系統図（代替循環冷却系を使用する場合）（1/3）（低圧代替注水系（常設）による原子炉注水，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却段階）

第 7.2.1.2-1 図 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の重大事故等対策の概略系統図（代替循環冷却系を使用する場合）（2/3）（代替循環冷却系による格納容器除熱段階）

第 7.2.1.2-1 図 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の重大事故等対策の概略系統図（代替循環冷却系を使用する場合）（3/3）（代替循環冷却系による格納容器除熱，可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入段階）

第 7.2.1.2-15 図 サプレッション・プール水位の推移

第 7.2.1.2-16 図 サプレッション・プール水温度の推移

第 7.2.1.3-1 図 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の重大事故等対策の概略系統図（代替循環冷却系を使用できない場合）（1/2）（低圧代替注水系（常設）による原子炉注水，代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却段階）

- 第 7.2.1.3-1 図 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の重大事故等対策の概略系統図（代替循環冷却系を使用できない場合）（2/2）（低圧代替注水系（常設）による原子炉注水，格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱段階）
- 第 7.2.1.3-2 図 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の対応手順の概要（代替循環冷却系を使用できない場合）
- 第 7.2.1.3-3 図 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の作業と所要時間（代替循環冷却系を使用できない場合）（2/2）
- 第 7.2.1.3-14 図 サプレッション・プール水位の推移
- 第 7.2.1.3-15 図 サプレッション・プール水温度の推移
- 第 7.4.1-1 図 崩壊熱除去機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図（1/2）（原子炉減圧及び残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水段階）
- 第 7.4.1-1 図 崩壊熱除去機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図（2/2）（残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱段階）
- 第 7.4.2-1 図 全交流動力電源喪失時の重大事故等対策の概略系統図（1/2）（原子炉減圧及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水段階）
- 第 7.4.2-1 図 全交流動力電源喪失時の重大事故等対策の概略系統図（2/2）（緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱段階）

第 7.4.3-1 図 原子炉冷却材の流出時の重大事故等対策の概略系統図
(1/2) (原子炉冷却材流出の発生段階)

第 7.4.3-1 図 原子炉冷却材の流出時の重大事故等対策の概略系統図
(2/2) (残留熱除去系 (低圧注水系) による原子炉注
水段階)

添付書類十 5章を以下のとおり補正する。

頁	行	補 正 前	補 正 後
10-5-1	上 9 と 上 10 の間	(記載の追加)	別紙 10-5-1 を追加する。
10-5-2	下 1 と	(記載の追加)	別紙 10-5-2 を追加する。
10-5-3	上 1 の間		
10-5-3	上 1 ～	(記載の変更)	別紙 10-5-3 に変更する。
10-5-36	下 9		
10-5-42	下 1 と	(記載の追加)	別紙 10-5-4 を追加する。
10-5-43	上 1 の間		
10-5-48	下 1 と	(記載の追加)	別紙 10-5-5 を追加する。
10-5-49	上 1 の間		
10-5-52		(記載の変更)	別紙 10-5-6 に変更する。

頁	行	補 正 前	補 正 後
10-5-56	下 1	(記載の追加)	別紙 10-5-7 を追加する。
	と		
10-5-57	上 1		別紙 10-5-8 を追加する。
	の間		
10-5-64	下 1	(記載の追加)	別紙 10-5-8 を追加する。
	と		
10-5-65	上 1		別紙 10-5-9 に変更する。
	の間		
10-5-65	上 1	(記載の変更)	別紙 10-5-9 に変更する。
	～		
10-5-78	下 1		

(e) 「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」

ロ. 大規模損壊発生時に事故緩和措置を行うための手順

大規模損壊発生時においても炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損（炉心の著しい損傷が発生する前に生ずるものに限る。）を緩和するため、重大事故等対策で整備した手順を基本とし、共通要因で同時に機能喪失することのない可搬型重大事故等対処設備を用いた手順、中央制御室での監視及び制御機能が喪失した場合も対応できるよう、現場にてプラントパラメータを監視するための手順、可搬型計測器にてプラントパラメータを監視するための手順、建物や設備の状況を目視にて確認するための手順、現場にて直接機器を作動させるための手順等を整備する。

大規模損壊発生時に最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順の例を次に示す。（第 5.2-8 表参照）

- ・ 残留熱除去系海水系の機能が喪失した場合、残留熱除去系海水系の系統構成を行い、緊急用海水系又は代替残留熱除去系海水系により、補機冷却用の海水を供給する。
- ・ 残留熱除去系の機能が喪失し、最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合、格納容器圧力逃がし装置により最終ヒートシンク（大気）へ熱を輸送する。

5.2.1.2 大規模損壊の発生に備えた体制の整備

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

- c. プルーム通過時は，大規模損壊対応への指示を行う災害対策要員と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災害対策要員は緊急時対策所及び 当直（運転員）の一部は中央制御室待避室にとどまり，その他の災害対策要員は発電所構外へ一時退避し，その後，災害対策本部長の指示に基づき再参集する。

5.2.2 特定重大事故等対処施設の機能を維持するための体制の整備

原子炉建屋原子炉棟及び原子炉建屋付属棟（以下「原子炉建屋」という。）への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムにより炉心の著しい損傷が発生するおそれがある場合又は炉心の著しい損傷が発生した場合（以下、上記により発生する事故を「原子炉建屋への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重大事故等」という。）において、原子炉格納容器の破損による発電所外への放射性物質の異常な水準の放出を抑制するため、特定重大事故等対処施設の機能を維持するための体制を整備する。この体制は、発電所の外部からの支援が受けられるまでの間、特定重大事故等対処施設の機能を維持できるよう整備する。

また、特定重大事故等対処施設の機能を維持するための体制の整備に関して、以下の項目に関する手順書を適切に整備し、その活動を行うための手順書に関する教育及び訓練を実施するとともに、必要な資機材を整備する。

- 一 特定重大事故等対処施設を用いた原子炉格納容器の破損による発電所外への放射性物質の異常な水準の放出の抑制に関すること

なお、「5.1 重大事故等対策」は共通事項を含む重大事故等の対応に関する事項を、「5.2 大規模な自然災害又は故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムへの対応における事項」の「5.2.1 可搬型設備等による対応」は大規模損壊が発生した場合の可搬型設備等による対応を示しており、ここでは特定重大事故等対処施設に関する事項について特記すべき内容を示す。

また、重大事故等又は大規模損壊に対処するための体制において技術的能力を維持管理していくために必要な事項を、「核原料物質、核燃料物質及び原子炉の規制に関する法律」に基づく原子炉施設保安規定等において規定する。

5.2.2.1 特定重大事故等対処施設の手順書の整備

特定重大事故等対処施設の手順書を整備するに当たっては、原子炉建屋への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重大事故等が発生した場合を想定する。

手順書は使用主体に応じて、当直（運転員）が使用する手順書、東海第二発電所災害対策本部（以下「災害対策本部」という。）が使用する手順書及び特定重大事故等対処施設を操作するために必要な要員（以下「特重施設要員」という。）が使用する手順書を整備する。

(1) 原子炉建屋への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重大事故等が発生した場合への対応における考慮

a. 原子炉建屋への大型航空機の衝突その他のテロリズムにより想定される重大事故等が発生し、中央制御室及び緊急時対策所が機能喪失する過酷な状態において、発電用原子炉施設の状態の把握及び原子炉建屋への大型航空機の衝突その他のテロリズムにより想定される重大事故等対策の適切な判断を行うため、必要な情報が速やかに得られるように情報の種類及び入手方法を整理するとともに、判断基準を明確にし、手順書にまとめる。

b. 原子炉格納容器の破損を防ぐために、最優先すべき操作等を迷うことなく判断し実施できるよう、判断基準をあらかじめ明確に

した手順書を以下のとおり整備する。

特定重大事故等対処施設の使用については、原子炉格納容器の破損を防止するために必要な各操作について、手順着手の判断基準を明確にした手順を整備する。

格納容器ベントについては、フィルタ装置では除去できない希ガスを含んだ原子炉格納容器内雰囲気環境を環境へ放出する手順であるが、原子炉格納容器の破損を防止するために格納容器ベントを実施する必要がある場合において、迷わずフィルタ装置を用いた放射性物質の放出を行えるよう判断基準を明確にした手順を整備する。

- c. 特定重大事故等対処施設による対応において、財産（設備等）保護よりも安全を優先する共通認識を持ち、行動できるよう、社長があらかじめ方針を示す。

特定重大事故等対処施設による対応において、原子力防災管理者及び当直発電長が躊躇せず指示できるよう、財産（設備等）保護よりも安全を優先する方針に基づき定めた判断基準を災害対策本部が使用する手順書及び当直（運転員）が使用する手順書に整備する。また、特重施設要員が躊躇せず操作できるよう、財産（設備等）保護よりも安全を優先する方針に基づき定めた判断基準を特重施設要員が使用する手順書に整備する。

特定重大事故等対処施設による対応時の災害対策本部活動において特定重大事故等対処施設による対応を実施する際に、災害対策本部長（以下「本部長」という。）が、財産（設備等）保護よりも安全を優先する方針に従った判断を実施する。また、財産

(設備等) 保護よりも安全を優先する方針に基づき定めた判断基準を災害対策本部が使用する手順書に整備する。

- d. 特定重大事故等対処施設による対応に使用する手順書として、発電所内の実施組織と支援組織が連携し事故の進展状況に応じて実効的に特定重大事故等対処施設による対応を実施するため、特重施設要員、当直（運転員）及び災害対策本部が使用する手順書を適切に定める。

災害対策本部が使用する手順書に、体制、通報及び災害対策本部内の連携等について明確にした手順を定める。

特重施設要員及び当直（運転員）が使用する手順書は、事故の進展状況に応じて、構成を明確化し、手順書相互間を的確に移行できるように、移行基準を明確にする。

- e. 特定重大事故等対処施設による対応の判断基準として確認される水位、圧力等の計測可能なパラメータを整理し、運転手順書及び災害対策本部手順書に明記する。

原子炉建屋への大型航空機の衝突その他のテロリズムにより想定される重大事故等に対処するために発電用原子炉施設の状態を直接監視することが必要なパラメータをあらかじめ選定し、運転手順書及び災害対策本部手順書に明記する。

発電用原子炉施設の状態を監視するパラメータが故障等により計測不能な場合は、他のパラメータにて当該パラメータを推定する方法を手順書に明記する。

また、特定重大事故等対処施設による対応におけるパラメータ

挙動予測，影響評価すべき項目及び監視パラメータ等を手順書に整理する。

想定する起因事象と特定重大事故等対処施設の効果の評価にて整理した有効な情報について，特重施設要員及び災害対策要員が監視すべきパラメータの選定，状況の把握及びパラメータ挙動予測並びに影響評価のための判断情報とし，特重施設要員及び災害対策本部が使用する手順書に整理する。

f．原子炉建屋への大型航空機の衝突その他のテロリズムの前兆事象を把握ができるか，それにより想定される重大事故等を引き起こす可能性があるかを考慮して，特定重大事故等対処施設の機能の維持及び事故の緩和対策をあらかじめ検討しておき，前兆事象を確認した時点で事前の対応ができる体制及び手順を整備する。

原子炉建屋への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重大事故等が発生した場合又は発生するおそれがあると原子力防災管理者若しくは当直発電長が判断した場合，原則として原子炉の停止及び冷却操作を行う手順を整備する。

g．原子炉建屋への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重大事故等が発生した場合には，特定重大事故等対処施設による対応を行う。なお，並行して「5.2.1 可搬型設備等による対応」で整備した可搬型設備等による対応準備も行い，柔軟で多様性のある対応ができるように考慮する。

(2) 特定重大事故等対処施設の対応手順書の整備及びその対応操作

原子炉建屋への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重大事故等が発生した場合の特定重大事故等対処施設による対応（以下「特定重大事故等対処施設を用いた大規模損壊時の対応」という。）については、以下に示す項目を目的とした特定重大事故等対処施設を構成する設備（以下「E S 設備」という。）の操作を実施するための手順を整備する。

- ・ 特定重大事故等対処施設の準備操作
- ・ 原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧操作
- ・ 炉内の溶融炉心の冷却
- ・ 原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却
- ・ 格納容器内の冷却・減圧・放射性物質低減
- ・ 原子炉格納容器の過圧破損防止
- ・ 水素爆発による原子炉格納容器の破損防止
- ・ の居住性
- ・ 電源設備
- ・ 計装設備
- ・ 通信連絡設備

本来の用途以外の用途（本来の用途以外の用途とは、設置している設備の本来の機能とは異なる目的で使用する場合に、本来の系統構成とは異なる系統構成を実施し設備を使用する場合をいう。）として原子炉建屋への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重大事故等に対処するために使用する設備を含めて、通常時の系統状態から弁操作等により切り替えられるようにして当該操作等について明確にし、通常時の系統状態から速やかに切り替える

ために必要な手順等を整備するとともに、確実にできるよう訓練を実施する。

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損壊時については、原子炉建屋と特定重大事故等対処施設は同時に破損しない設計等としており、特定重大事故等対処施設の被害状況の確認は実施しない。

一方、大規模な自然災害による発電用原子炉施設の大規模損壊時においては、「5.2.1 可搬型設備等による対応」で整備する大規模損壊への個別対応手段の中で特定重大事故等対処施設の使用可否を災害対策本部で把握するため、特重施設要員が被害状況を確認する。

アクセスルート周辺の機器に対しては、火災の発生防止処置を実施する。火災防護対策については「添付書類八1.5.3.2 火災発生防止」に示す。

なお、大規模損壊発生時のプラント全体のアクセスルートの確保及び被害状況の把握については、格納容器ベント手動操作時の現場手動操作機構へのアクセスルートを含めて「5.1.1(2) アクセスルートの確保」のアクセスルートの確保の対応に示すとおり、発電所内の道路及び通路ができる限り確保できるよう、迂回路も考慮して複数のアクセスルートを確保するとともに、障害物を除去可能なホイールローダ等を保管し、それらを運転できる要員を確保する等、実効性のある運用管理を行う。ここに上記で得られたような特定重大事故等対処施設の情報が追加される。「5.1.1(2) アクセスルートの確保」のアクセスルートの確保の対応を、5.2.2.4(1)に再掲する。

また、大規模な火災への対応については、「5.2.1.1(3) b. (a) 5つの活動又は緩和対策を行うための手順書」と同じ運用管理を実施することとしており、5.2.2.4(2)に再掲する。

前兆事象を確認し、原子炉建屋への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重大事故等が発生するおそれがあると原子力防災管理者又は当直発電長が判断した場合は、当直（運転員）及び特重施設要員に特定重大事故等対処施設による対応を指示する。また、自然災害の場合は、「5.1.4(1) f. 」の前兆事象の対応と同じ運用管理を実施することとしており、5.2.2.4(3)に再掲する。

a. 特定重大事故等対処施設の対応手順書の適用条件と判断フロー

特定重大事故等対処施設を有効かつ効果的に活用することが可能となるよう判断フローを整備する。具体的には、原子炉建屋への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重大事故等発生時に特定重大事故等対処施設により対応する場合に加え、「5.2.1 可搬型設備等による対応」で整備するその他の起因（大規模な自然災害）で発生する大規模損壊時の個別対応手段においても本部長の指揮のもと、特定重大事故等対処施設を活用可能となるよう判断フローを整備する。

(a) 特定重大事故等対処施設による対応要否の判断基準

原子炉建屋への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重大事故等が発生するおそれがあると原子力防災管理者又は当直発電長が判断した場合、当直（運転員）及び特重施設要員に特定重大事故等対処施設による対応を指示する。特重施設要員は、特定重大事故等対処施設による対応

の指示を受けた後は、その後本部長から指示がなくとも手順着手の判断基準に基づき手順に従った対応を行い、原子炉格納容器の破損による発電所外への放射性物質の異常な水準の放出を抑制する。ただし、特定重大事故等対処施設を用いた大規模損壊時の対応中に設計基準事故対処設備、重大事故等対処設備（ES設備を除く。）による対応が可能となり、特定重大事故等対処施設による対応を実施する必要がないと本部長が判断した場合は、本部長の指揮のもと、通常のプラント停止操作又は「5.2.1 可搬型設備等による対応」で整備する大規模損壊時の手順を用いた対応に移行する。

また、「5.2.1 可搬型設備等による対応」で整備するその他の起因（大規模な自然災害）で発生する大規模損壊時の個別対応手段において、本部長が特定重大事故等対処施設による影響緩和が有効と判断した場合は、本部長の指揮のもと、特重施設要員が特定重大事故等対処施設の個別機能を用いた対応を行う。

なお、必要に応じて災害対策本部とは通信連絡設備を用いて情報共有を行う。

(b) 特定重大事故等対処施設の用いる機能を選択するための判断フロー

原子力防災管理者又は当直発電長が、特定重大事故等対処施設を用いた大規模損壊時の対応を判断後、特重施設要員は手順に従った対応を行う。特定重大事故等対処施設の個別機能を用いる場合は、可搬型設備等による大規模損壊時の判断フローに特定重大事故等対処施設の個別機能を付加した判断

フローを用いる。

b. 優先順位に係る基本的な考え方

(a) 特定重大事故等対処施設による対応と可搬型設備等による対応

大規模損壊発生時には、特定重大事故等対処施設による対応とともに、可搬型設備等による対応の手順がある。ここでは、特定重大事故等対処施設による対応と可搬型設備等による対応の関係について記載する。

原子炉建屋への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大規模損壊発生時には、特定重大事故等対処施設による対応と並行して、可搬型設備等による対応準備も行う。特定重大事故等対処施設は常設設備であることから、可搬型設備等による対応と比較して即応性及び信頼性が高いため、原子炉格納容器の破損防止に係る対応については特定重大事故等対処施設を用いた対応を優先する。なお、中央制御室における特定重大事故等対処施設の準備操作が実施できなかった場合は、「5.2.1 可搬型設備等による対応」で整備する大規模損壊時の対応を行う。また、原子炉格納容器の破損が確認された場合は、特定重大事故等対処施設を用いた対応を優先せずに「5.2.1 可搬型設備等による対応」における放射性物質拡散抑制のための戦略に従った対応を行う。

「5.2.1 可搬型設備等による対応」で整備するその他の起因（大規模な自然災害）における大規模損壊への個別対応手段において、設備の被害状況把握により災害対策本部長の

指揮のもと、特重施設要員が特定重大事故等対処施設を用いた対応を行う。特定重大事故等対処施設を用いた対応を行う個別戦略を以下に示す。

- ・原子炉注水戦略

 - 代替減圧

 - 低圧代替注水

- ・格納容器除熱戦略

 - 代替格納容器スプレー

 - ペDESTAL（ドライウエル部）への注水

 - 原子炉格納容器の減圧及び除熱

- ・水素爆発防止戦略

 - 原子炉格納容器内の水素排出

(b) 特定重大事故等対処施設における各手順の基本的考え方

特定重大事故等対処施設を用いた大規模損壊時の対応においても、可搬型設備等を用いた対応と同様に、環境への放射性物質の放出低減を最優先に考える。このため、使用する手順の順番としては、原子炉への注水を行う「代替減圧」及び「低圧代替注水」、原子炉格納容器へのスプレーにより冷却・減圧を行う「代替格納容器スプレー」、原子炉格納容器下部に落下した熔融炉心の冷却を行う「ペDESTAL（ドライウエル部）への注水」、原子炉格納容器の減圧及び除熱を行う「原子炉格納容器の減圧及び除熱」、原子炉格納容器内の水素排出を行う「原子炉格納容器内の水素排出」の順で実施することとする。

また、「原子炉格納容器の減圧及び除熱」並びに「原子炉

格納容器内の水素排出」の手順における格納容器ベントについては、フィルタ装置では除去できない希ガスを含んだ原子炉格納容器内雰囲気環境へ放出する手順であることから、原子炉格納容器圧力が限界圧力に達する前、又は、原子炉格納容器からの異常漏えいが発生した場合に実施することを基本とする。また、原子炉格納容器の破損を防止するために格納容器ベントを実施する必要がある場合において、迷わずフィルタ装置を用いた放射性物質の放出を行えるよう、判断基準を明確にした手順を整備する。

なお、特定重大事故等対処施設を用いた大規模損壊時の対応中に、設計基準事故対処設備、重大事故等対処設備（ES設備を除く。）による対応が可能となり、格納容器ベントを実施する必要がないと本部長が判断した場合は、本部長の指揮のもと、重大事故等発生時の手順を用いた対応に移行する。

c. 特定重大事故等対処施設による対応を行うために必要な手順書

特定重大事故等対処施設による対応については、「実用発電用原子炉に係る発電用原子炉設置者の重大事故の発生及び拡大の防止に必要な措置を実施するために必要な技術的能力に係る審査基準」（以下「技術的能力審査基準」という。）で規定する内容に加え、「設置許可基準規則」に基づいて整備する設備の運用手順等についても考慮した第5.2-21表に示す「特定重大事故等対処施設による対応の手順書の概要」を含めて手順書を適切に整備する。

整備する手順書及び想定する起因事象と特定重大事故等対処施設の効果の評価については「追補2 想定する起因事象と特定重大事故等対処施設の効果の評価」にて補足する。

5.2.2.2 特定重大事故等対処施設による対応の体制の整備

原子炉建屋への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重大事故等が発生した場合において、原子炉格納容器の破損による発電所外への放射性物質の異常な水準の放出を抑制するため、特定重大事故等対処施設の機能を維持するための体制を整備する。この体制は、発電所の外部からの支援が受けられるまでの間、特定重大事故等対処施設の機能を維持できるよう、整備する。また、5.2.2.1における特定重大事故等対処施設の手順書を用いた活動を行うための教育及び訓練を実施するとともに、必要な資機材を整備する。

原子炉建屋への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重大事故等に対処するために、発電所の外部からの支援が受けられるまでの7日間、特定重大事故等対処施設は必要な設備が機能できるようにする。なお、特定重大事故等対処施設は、原子炉建屋への故意による大型航空機の衝突に対してその重大事故等に対処するために必要な機能が損なわれるおそれがないものとするため、ES設備は、原子炉建屋及び特定重大事故等対処施設に衝突することによってこれらが同時に破損することを防ぐ設計とするとともに、信頼性向上を図る設計であることから、特定重大事故等対処施設の復旧作業及びそのために必要な体制の整備は不要である。

- (1) 特定重大事故等対処施設による対応のための要員への教育及び訓練の実施

特定重大事故等対処施設による対応のための要員は、原子炉建屋への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重大事故等が発生した場合に対して、特定重大事故等対処施設による必要な対処を迅速かつ円滑に実施するために必要な力量を確保するため、教育及び訓練を継続的に実施する。

必要な力量の確保に当たっては、事故時対応の知識及び技能について要員の役割に応じた教育及び訓練を定められた頻度、内容で計画的に実施することにより要員の力量の維持及び向上を図る。必要となる力量を第5.2-20表に示す。

要員の教育及び訓練の頻度と力量評価の考え方は、以下のとおりとし、この考え方に基づき教育訓練の計画を定め、実施する。

- ・要員に対し必要な教育及び訓練項目を年1回以上実施し、評価することにより、力量が維持されていることを確認する。
- ・教育訓練の実施結果により、手順、資機材及び体制について改善可否を評価し、必要により手順、資機材の改善、教育及び訓練計画への反映を行い、力量を含む対応能力の向上を図る。

特定重大事故等対処施設による対応のための要員の対象者については、重大事故等発生時における事象の種類及び事象の進展に応じて迅速かつ円滑に対処できるよう、要員の役割に応じた教育及び訓練を実施し、計画的に評価することにより力量を付与し、特定重大事故等対処施設の運用開始前までに力量を付与された要員を必要人数配置する。

特定重大事故等対処施設による対応のための要員を確保するため、以下の基本方針に基づき教育及び訓練を実施する。

計画（P）、実施（D）、評価（C）、改善（A）のプロセスを

適切に実施し、P D C Aサイクルを廻すことで、手順書の改善、体制の改善等の継続的な重大事故等対策の改善を図る。

- a. 特定重大事故等対処施設については、原子炉建屋への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重大事故等が発生した場合に対処する施設であることを踏まえ、特定重大事故等対処施設からの操作による発電用原子炉施設の挙動に関する知識の向上を図ることのできる教育及び訓練等を実施する。

原子炉建屋への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重大事故等が発生した場合に原子炉格納容器の破損による発電所外への放射性物質の異常な水準の放出を抑制するための迅速かつ円滑な対処を実施するために必要な知識について、要員の役割に応じた教育及び訓練を定期的実施する。

- b. 要員の役割に応じて、原子炉建屋への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重大事故等が発生した場合に、原子炉格納容器の破損による発電所外への放射性物質の異常な水準の放出を抑制するための迅速かつ円滑な対処ができるよう、過酷事故の内容、基本的な対処方法等、定期的に知識ベースの理解向上に資する教育を行う。

実施組織及び支援組織の実効性等を総合的に確認するため、原子炉建屋への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重大事故等発生時のプラント状況の把握、的確な対応操作の選択等、災害対策本部の指揮者、当直（運転員）及び特重施設要員の連携等を確認するための演習等を定期的に計画する。

特定重大事故等対処施設の対応を迅速に実施するために、必要

に応じて事象進展による悪条件（高線量下，夜間及び悪天候（降雨，強風等）及び照明機能低下等）等を想定し，必要な防保護具等を使用した訓練も実施する。

当直（運転員）及び特重施設要員に対しては，原子炉建屋への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重大事故等が発生した場合に原子炉格納容器の破損による発電所外への放射性物質の異常な水準の放出を抑制するために必要な特定重大事故等対処施設の操作を習得することを目的に，手順の内容理解を図るための机上教育，特定重大事故等対処施設の操作方法を習得するための模擬訓練を実施する。

特定重大事故等対処施設の対応を迅速に実施するために，特重施設要員は，役割に応じて特定重大事故等対処施設について熟知しておく必要があるため，現場を含めた模擬訓練を行う。また，通常時に実施する項目を定めた手順書に基づき，設備の定期点検及び運転に必要な操作を自らが行う。

保守室員は，研修センターにてポンプ，弁設備等の分解点検，調整，部品交換の実習を社員自らが実施することにより技能及び知識の向上を図る。さらに，設備の点検においては，保守実施方法をまとめた作業手順書に基づき，現場に立ち，巡視点検，分解機器の状況確認，組立状況確認及び試運転の立会確認を行うとともに，作業手順書の内容確認及び作業工程検討等の保守点検活動を社員自らも行う。

特定重大事故等対処施設の対応を迅速に実施するために，設備及び事故時用の資機材等に関する情報並びにマニュアルが即時に利用できるよう，普段から保守点検活動等を通じて準備する。特

重施設要員は、それらの情報及びマニュアルを用いて、事故時対応訓練を行うことで、設備資機材の保管場所、保管状態を把握し、取扱いの習熟を図るとともに、情報及びマニュアルの管理を実施する。

また、災害対策本部の要員及び当直（運転員）に対しては、特重施設要員への適切な指示を行うために、役割に応じて机上教育を実施する。

(2) 特定重大事故等対処施設による対応の体制

a. 原子炉建屋への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重大事故等が発生した場合に対して、特定重大事故等対処施設による必要な対処を迅速かつ円滑に実施するため、

「5.1.4(3) 体制の整備」、 「5.2.1.2(2) 大規模損壊発生時の体制」及び「5.2.1.2(3) 大規模損壊発生時の要員確保及び通常とは異なる指揮命令系統の確立についての基本的な考え方」にて整備される体制のもと、特重施設要員は実施組織として、

5.2.2.1における特定重大事故等対処施設の対応手順書に従って活動を行うこととしており、5.2.2.4(4)、5.2.2.4(5)及び

5.2.2.4(6)に再掲する。

なお、特定重大事故等対処施設設置に伴う基本的な体制は、特定重大事故等対処施設設置を踏まえた対応を行う。

b. 特定重大事故等対処施設による対応における指示者は、事象発生前については原子力防災管理者又は当直発電長であり、災害対策本部設置後においては、所長（原子力防災管理者）は、本部長

として全体指揮者となり原子力防災組織を統括管理する。

災害対策本部は、東海発電所及び東海第二発電所の同時被災の場合において、本部長の指示により発電所ごとに指名した指揮者の指示のもと、発電所ごとの情報収集や事故対策の検討を行い、重大事故等対策を実施する。

c. 原子炉建屋への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重大事故等が発生した場合に速やかに対応するために、原子炉圧力容器に燃料が装荷されている場合における必要な特重施設要員として、（原子炉圧力容器に燃料が装荷されていない場合は要員の確保の必要なし。）を確保する。また、

「5.1.4(3) 体制の整備」で整備される重大事故等が発生した場合に速やかに対応するために、原子炉圧力容器に燃料が装荷されている場合における必要な要員を常時39名確保し、特重施設要員と合わせて合計（原子炉圧力容器に燃料が装荷されていない場合は、必要な要員を常時37名）を確保する。

特重施設要員を特定重大事故等対処施設内に常時確保し、中央制御室（当直（運転員）を含む。）又は重大事故等対処設備（ES設備を除く。）による格納容器破損防止対策が有効に機能しなくなる場合においても、対処できるよう体制を整備する。

d. 病原性の高い新型インフルエンザや同様に危険性のある新感染症等が発生し、所定の特重施設要員に欠員が生じた場合は、夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）を含め特重施設要員の補充を行うとともに、そのような事態に備えた特重施設要員の体制に係

る管理を行う。

特重施設要員の補充の見込みが立たない場合は、発電用原子炉の停止等の措置を実施し、確保できる要員で、安全が確保できる発電用原子炉の運転状態に移行する。

e. 特定重大事故等対処施設による対応を開始して以降は、要員の交代なしでも7日間継続した対応が可能な設計としているため、特重施設要員の非常招集については実施しない方針であるが、要員の交代が可能な状況であれば、での操作を行える力量を持った要員が本部長の指揮のもと、交代により対応に当たる。なお、要員の交代の際には、周辺の放射線量に配慮し、内に汚染物を持ち込まないように、チェンジングエリアを運用し、要員の被ばくの低減を図る。

f. 格納容器ベント時における対応として、格納容器ベントの開始前には、最低限必要な災害対策要員は緊急時対策所にとどまり、格納容器ベントによる被ばくの影響が低下すれば、活動を再開する。その他の要員は発電所外に一時退避し、その後の交代要員として発電所へ再度参集する。

また、は格納容器ベント時及びプルーム放出時においてもにとどまる。

(3) 特定重大事故等対処施設の対応拠点

原子炉建屋への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重大事故等が発生した場合において、特重施設要員の拠点は

□とする。

(4) 原子炉建屋への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重大事故等発生時の支援体制の確立

a. 本店対策本部体制の確立

原子炉建屋への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重大事故等発生時の本店対策本部体制において

「5.1.4(3) 体制の整備」及び「5.2.1.2(5) a. 本店対策本部体制の確立」と同じ運用管理を実施することとしており、

5.2.2.4(4)及び5.2.2.4(7)に再掲する。

b. 外部支援体制の確立

原子炉建屋への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重大事故等に対処するため、特定重大事故等対処施設内であらかじめ用意された資機材及び燃料等、□

内にとどまり対応するために必要な飲料及び食料等により、特定重大事故等対処施設による対応を実施し、発電所の外部からの支援が受けられるまでの7日間、特定重大事故等対処施設の機能を維持できるようにする。

また、原子炉建屋への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重大事故等発生時の外部支援体制の確立においては、プラントメーカ、協力会社及び燃料供給会社、他の原子力事業者等関係機関と協議及び合意の上、外部支援計画及び発電所外に保有している重大事故等対処設備（ES設備を除く。）と同種の設備、予備品、燃料等により、事象発生後6日

間までに支援を受けられる計画等を定める「5.1.3 支援に係る事項」及び「5.2.1.2(5) b. 外部支援体制の確立」と同じ運用管理を実施することとしており、5.2.2.4(8)及び5.2.2.4(9)に再掲する。

5.2.2.3 特定重大事故等対処施設の資機材の配備に関する基本的な考え方

原子炉建屋への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重大事故等に対処するために、発電所の外部からの支援が受けられるまでの7日間、特定重大事故等対処施設の機能を維持するため、特重施設要員□が要員の交代なしに7日間、□にとどまり対応活動が可能なよう資機材を配備する。

- ・外部支援が受けられない場合も□で対応可能なように、飲料水、食料等を□に備蓄する。
- ・特定重大事故等対処施設の機能を維持するための体制に係る資料を配備する。
- ・□は居住性を確保した設計とするためマスク等の個人が用いる防護具は必要ないが、万一のための防護具として全面マスクを配備する。
- ・要員の交代を行う場合でも対応可能なように、必要な防護具等、チェンジングエリア用資機材等を配備する。

また、緊急時対策所等の資機材の配備において「5.1.3 支援に係る事項」及び「5.2.1.3(2) 大規模損壊に備えた資機材の配備に関する基本的な考え方」と同じ運用管理を実施することとしており、5.2.2.4(8)及び5.2.2.4(10)に再掲する。

5.2.2.4 重大事故等対策及び可搬型設備等による対応

「5.2.2 特定重大事故等対処施設の機能を維持するための体制の整備」において、「5.1 重大事故等対策」及び「5.2 大規模な自然災害又は故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムへの対応における事項」のうち「5.2.1 可搬型設備等による対応」に従って実施する事項を以下に再掲する。

- ・アクセスルートの確保
- ・5つの活動又は緩和対策を行うための手順書
- ・前兆事象の対応
- ・体制の整備
- ・大規模損壊発生時の体制
- ・大規模損壊発生時の要員確保及び通常とは異なる指揮命令系統の確立についての基本的な考え方
- ・本店対策本部体制の確立
- ・支援に係る事項
- ・外部支援体制の確立
- ・大規模損壊に備えた資機材の配備に関する基本的な考え方

(1) アクセスルートの確保

アクセスルートの確保については、「5.1.1(2) アクセスルートの確保」に従って実施することとしている。5.1.1(2)のうち、特定重大事故等対処施設による対応に関連する記載を抜粋し、以下に再掲する。

想定される重大事故等が発生した場合において、可搬型重大事故等対処設備を運搬し、又は他の設備の被害状況を把握するため、発

電所内の道路及び通路が確保できるよう、以下の実効性のある運用管理を実施する。

屋外及び屋内においてアクセスルートは、想定される自然現象、発電用原子炉施設の安全性を損なわせる原因となるおそれがある事象であって人為によるもの（故意によるものを除く。）、溢水及び火災を想定しても、運搬、移動に支障をきたすことのないよう、迂回路も考慮して複数のアクセスルートを確保する。

屋内及び屋外アクセスルートに対する自然現象については、網羅的に抽出するために、地震、津波に加え、発電所敷地及びその周辺での発生実績の有無に関わらず、国内外の基準や文献等に基づき収集した洪水、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、森林火災等の事象を考慮する。これらの事象のうち、発電所敷地及びその周辺での発生の可能性、屋外アクセスルートへの影響度、事象進展速度や事象進展に対する時間余裕の観点から、屋外アクセスルートに影響を与えるおそれがある事象として、地震、津波、洪水、風（台風）、竜巻、凍結、降水、積雪、落雷、火山の影響、生物学的事象、森林火災及び高潮を選定する。

屋外及び屋内アクセスルートに対する発電所敷地又はその周辺において想定される発電用原子炉施設の安全性を損なわせる原因となるおそれがある事象であって人為によるもの（故意によるものを除く。）については、網羅的に抽出するために、発電所敷地及びその周辺での発生実績の有無に関わらず、国内外の基準や文献等に基づき収集した飛来物（航空機落下等）、ダムの崩壊、爆発、近隣工場等の火災、有毒ガス、船舶の衝突及び電磁的障害を考慮する。これ

らの事象のうち、発電所敷地及びその周辺での発生の可能性、屋外アクセスルートへの影響度、事象進展速度や事象進展に対する時間余裕の観点から、屋外アクセスルートに影響を与えるおそれがある事象として飛来物（航空機落下）、ダムの崩壊、爆発、近隣工場等の火災、有毒ガス、船舶の衝突及び電磁的障害を選定する。また、重大事故等時の高線量下環境を考慮する。

屋外アクセスルートは、発電用原子炉施設の安全性を損なわせる原因となるおそれがある事象であって人為によるもの（故意によるものを除く。）のうち航空機墜落による火災、火災の二次的影響（ばい煙及び有毒ガス）、飛来物（航空機落下）、爆発、近隣工場等の火災、有毒ガス及び船舶の衝突に対して、迂回路も考慮した複数のアクセスルートを確保する。

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

屋内アクセスルートは、自然現象として選定する地震、津波、風（台風）、竜巻、凍結、降水、積雪、落雷、火山の影響、生物学的事象、森林火災及び高潮に対して、外部からの衝撃による損傷の防止が図られた建屋内に確保する。また、発電所敷地又はその周辺における発電用原子炉施設の安全性を損なわせる原因となるおそれがある事象であって人為によるもの（故意によるものを除く。）として選定する飛来物（航空機落下）、爆発、近隣工場等の火災、有毒ガス及び船舶の衝突に対して、外部からの衝撃による損傷の防止が図られた建屋内に確保する。

屋内アクセスルート上の資機材については、必要に応じて固縛又

は転倒防止措置により，通行に支障をきたさない措置を講じる。

屋内アクセスルート周辺の機器に対しては火災の発生防止処置を実施する。火災防護対策については「添付書類八1.5.1.2 火災発生防止に係る設計方針」に示す。

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

屋内のアクセスルートでの被ばくを考慮した放射線防護具の配備を行い，移動時及び作業時の状況に応じて着用する。停電時及び夜間時においては，確実に運搬，移動ができるように，可搬型照明を配備する。また，現場との連絡手段を確保し，作業環境を考慮する。

(2) 5つの活動又は緩和対策を行うための手順書

5つの活動又は緩和対策を行うための手順書については，

「5.2.1.1(3) b. (a) 5つの活動又は緩和対策を行うための手順書」に従って実施することとしている。5.2.1.1(3) b. (a)のうち，特定重大事故等対処施設による対応に関連する記載を抜粋し，以下に再掲する。

a. 5つの活動又は緩和対策を行うための手順書

(a) 大規模な火災が発生した場合における消火活動に関する手順等

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

大型航空機の衝突による大規模な火災が発生した場合における対応手段の優先順位は、放水砲等を用いた泡消火について速やかに準備し、早期に準備が可能な化学消防自動車及び水槽付消防ポンプ自動車による泡消火並びに延焼防止のための消火を実施する。

なお、当該の対応において事故対応を行うためのアクセスルート若しくは操作箇所での復旧活動に支障となる火災が発生している場合は、消火活動を速やかに実施し、操作箇所までのアクセスルート等を確保する。具体的には、次の手順で対応を行う。

- ① アクセスルートに障害がない箇所があれば、その箇所を使用する。
- ② 複数の操作箇所のいずれもがアクセスルートに障害がある場合、最もアクセスルートを確認しやすい箇所を優先的に確保する。
- ③ ①及び②いずれの場合も、予備としてもう1つの操作箇所へのアクセスルートを確認する。

消火活動を行うに当たっては、火災発見の都度、次に示す[1]～[4]の区分を基本に消火活動の優先度を判定し、優先度の高い火災より順次消火活動を実施する。

[1] アクセスルート・操作箇所の確保のための消火

- ・アクセスルート確保
- ・車両及びホースルートの設置エリアの確保

(初期消火に用いる化学消防自動車、水槽付消防ポンプ自動車等)

[2] 原子力安全の確保のための消火

- ・ 重大事故等対処設備が設置された建屋，放射性物質内包の建屋
- ・ 可搬型重大事故等対処設備の屋外接続箇所及び設置エリアの確保
- ・ 可搬型代替注水大型ポンプ（放水用）及びホースルート，放水砲の設置エリアの確保

[3] 火災の波及性が考えられ，事故収束に向けて原子力安全に影響を与える可能性がある火災の消火

- ・ 可搬型重大事故等対処設備の複数の屋外接続箇所及び設置エリアの確保

[4] その他火災の消火

[1]から[3]以外の火災は，対応可能な段階になってから，可能な範囲で消火する。

建屋内外共に上記の考え方を基本に消火するが，大型航空機衝突による建屋内の大規模な火災時は，入域可能な状態になってから消火活動を実施する。

消火活動に当たっては，現場間では無線連絡設備を使用するとともに，現場と災害対策本部間では衛星電話設備を使用し，連絡を密にする。無線連絡設備及び衛星電話設備での連絡が困難な建屋内において火災が発生している場合には，複数ある別の対応手段を選択して事故対応を試みるとともに，火災に対しては連絡要員を配置する等により外部との通信ルート及び自衛消防隊員の安全を確保した上で，対応可能な範囲の消火活動を行う。

また、自衛消防隊以外の重大事故等対応要員が消火活動を行う場合は、災害対策本部の指揮命令系統の下で活動する。

(3) 前兆事象の対応

前兆事象の対応については、「5.1.4(1) f.」の前兆事象の対応に従って実施することとしている。「5.1.4(1) f.」を以下に再掲する。

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

大津波警報が発令された場合、原則として発電用原子炉の停止及び冷却操作を行う手順を整備する。また、引き波により取水ピット水位が循環水ポンプの取水可能下限水位まで低下した場合など、発電用原子炉の運転継続に支障がある場合に、発電用原子炉を手動停止する手順を整備する。

台風進路に想定された場合、屋外設備の暴風雨対策の強化及び巡視点検を強化する手順を整備する。

竜巻の発生が予測される場合、車両の退避又は固縛の実施、クレーン作業の中止、外部事象防護対象施設を内包する区画に設置する扉の閉止状態を確認する手順を整備する。

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

(4) 体制の整備

体制の整備については、「5.1.4(3) 体制の整備」に従って実施することとしている。5.1.4(3)のうち、特定重大事故等対処施設による対応に関連する記載を抜粋し、以下に再掲する。

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

- a. 重大事故等対策を実施する実施組織及び支援組織の役割分担及び責任者等を定め、効果的な重大事故等対策を実施し得る体制を整備する。

重大事故等を起因とする原子力災害が発生するおそれがある場合又は発生した場合に、事故原因の除去、原子力災害の拡大防止及びその他の必要な活動を迅速かつ円滑に行うため、所長（原子力防災管理者）は、事象に応じて非常事態を発令し、災害対策要員の非常招集及び通報連絡を行い、所長（原子力防災管理者）を災害対策本部長とする災害対策本部を設置して対処する。

所長（原子力防災管理者）は、発電所の災害対策本部長として、災害対策本部の統括管理を行い、責任を持って原子力防災の活動方針の決定をする。

災害対策本部における指揮命令系統を明確にするとともに、指揮者である災害対策本部長（原子力防災管理者）が不在の場合は、あらかじめ定めた順位に従い、副原子力防災管理者がその職務を代行する。

災害対策本部は、重大事故等対策を実施する実施組織、実施

組織に対して技術的助言を行う技術支援組織及び実施組織が事故対策に専念できる環境を整える運営支援組織で編成する。

通常時の発電所体制下での運転，日常保守点検活動の実施経験が災害対策本部での事故対応，復旧活動に活かすことができ，組織が効果的に重大事故等対策を実施できるように，専門性及び経験を考慮した作業班の構成を行う。

また，各班の役割分担，対策の実施責任を有する班長を定め，指揮命令系統を明確にし，効果的な重大事故等対策を実施し得る体制を整備する。

発電用原子炉主任技術者は，重大事故等時の災害対策本部において，その職務に支障をきたすことがないように，独立性を確保する。発電用原子炉主任技術者は，重大事故等対策における発電用原子炉施設の運転に関し保安監督を誠実かつ最優先に行うことを任務とする。

発電用原子炉主任技術者は，重大事故等対策において，発電用原子炉施設の運転に関し保安上必要な場合は，重大事故等に対処する要員（災害対策本部長を含む。）へ指示を行い，災害対策本部の本部長は，その指示を踏まえ方針を決定する。

夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）に重大事故等が発生した場合，災害対策要員は発電用原子炉主任技術者が発電用原子炉施設の運転に関する保安の監督を誠実に行うことができるように，通信連絡手段により必要の都度，情報連絡（プラントの状況，対策の状況）を行い，発電用原子炉主任技術者は得られた情報に基づき，発電用原子炉施設の運転に関し保安上必要な場合は指示を行う。

発電用原子炉主任技術者は、重大事故等の発生連絡を受けた後、速やかに災害対策本部に駆けつけられるように、早期に非常招集が可能なエリア（東海村又は隣接市町村）に発電用原子炉主任技術者又は代行者を待機させる。

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

b. 実施組織は、当直（運転員）とともに、事故の影響緩和・拡大防止に係る運転上の措置等を行う運転班、事故の影響緩和・拡大防止に係る給水対応、電源対応、アクセスルート確保及び拡散抑制対応並びに不具合設備の応急補修対応を行う保修班及び初期消火活動を行う自衛消防隊を有する消防班で構成され、重大事故等対処を円滑に実施できる体制とし、各班には必要な指示を行う班長を配置する。

c. 実施組織は、一部の敷地を共有する東海発電所との同時被災においても対応できる組織とする。

東海発電所は、廃止措置中であり、また、全燃料が搬出済みであるため重大事故等は発生しない。東海発電所において、非常事態等の事象（可能性のある事象を含む。）が東海第二発電所と同時に発災し、各発電所での対応が必要となる場合には、災害対策本部は、緊急時対策所及び通信連絡設備を共用して事故収束対応を行う。

東海発電所と共用する一部の常設重大事故等対処設備は、同一のスペース及び同一の端末を使用するが、共用により悪影響

を及ぼさないように、各発電所に必要な容量を確保する設計としている。可搬型重大事故等対処設備についても、東海発電所及び東海第二発電所に必要な容量を確保する設計としている。

したがって、東海発電所との共用による東海第二発電所の事故収束対応への悪影響は無く、事故収束に係る対応を実施できる。

東海発電所との同時被災の場合においては、対応に当たる組織を東海発電所と東海第二発電所とで、原則、別組織とし、必要な災害対策要員を発電所内に常時確保することにより同時被災に対応できる体制とする。

災害対策本部は、東海発電所との同時被災の場合において、情報の混乱や指揮命令が遅れることのないよう、両発電所を兼務し、他発電所への悪影響を及ぼす事故状況を把握した上で、各発電所の事故対応上の意思決定を行う災害対策本部長が活動方針を示し、各発電所に配置された災害対策本部長代理は対象となる発電所の事故影響緩和・拡大防止に関わるプラント運転操作への助言や可搬型重大事故等対処設備を用いた対応、不具合設備の復旧等の統括に専従することにより、事故収束に係る対応を実施できる。

また、災害対策本部のうち広報及びオフサイトセンター対応に当たる要員並びにこれらの対応を統括する災害対策本部長代理は、両発電所の状況に関する情報を統合して同時に提供する必要があることから、東海発電所及び東海第二発電所の重大事故対応を兼務して対応できる体制とする。

東海発電所との同時被災において、東海第二発電所の運転操

作指揮を当直発電長が行い、各発電所の運転操作及び事故状況に関わる情報収集や事故対策の検討等を行うことにより、情報の混乱や指揮命令が遅れることのない体制とする。

東海第二発電所の発電用原子炉主任技術者は、東海第二発電所の保安監督を誠実かつ、最優先に行う。

一部の敷地を共有する東海発電所においては、重大事故等は発生せず、東海発電所との同時被災を考慮する必要が無いことから、東海第二発電所のみ発電用原子炉主任技術者を選任している。

- d. 災害対策本部には、支援組織として技術支援組織と運営支援組織を設ける。

実施組織に対して技術的助言を行うための技術支援組織は、事故状況の把握・評価、プラント状態の進展予測・評価、事故拡大防止対策の検討及び技術的助言等を行う技術班、発電所内外の放射線・放射能の状況把握、影響範囲の評価、被ばく管理、汚染拡大防止措置等に関する技術的助言及び二次災害防止に関する措置等を行う放射線管理班、不具合設備の応急復旧、放射性物質の汚染除去、事故の影響緩和・拡大防止に関する対応指示及び技術的助言等を行う保修班及びプラント状態の把握及び災害対策本部への報告、事故の影響緩和・拡大防止に関する対応指示及び技術的助言等を行う運転班、初期消火活動に関する対応及び指示等を行う消防班で構成する。

実施組織が重大事故等対策に専念できる環境を整えるための運営支援組織は、事故に関する情報の収集、災害対策本部内で

の情報の共有，本店対策本部及び社外関係機関への連絡等を行う情報班，関係地方公共団体の対応，報道機関等の社外対応に係る本店対策本部への連絡等を行う広報班，災害対策本部の運営，資機材の調達及び輸送，所内警備，避難誘導，医療（救護）に関する措置，二次災害防止に関する措置等を行う庶務班で構成する。

- e. 所長（原子力防災管理者）は，警戒事象（その時点では，公衆への放射線による影響やそのおそれが緊急のものではないが，原災法第10条第1項に基づく特定事象に至る可能性のある事象）においては警戒事態を，また，特定事象又は原災法第15条第1項に該当する事象が発生した場合においては非常事態を宣言し，災害対策要員の非常招集及び通報連絡を行い，所長（原子力防災管理者）を本部長とする発電所警戒本部又は災害対策本部を設置する。その中に実施組織及び支援組織を設置し重大事故等の対策を実施する。

夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）において，重大事故等が発生した場合でも，速やかに対策を行えるように，発電所内に必要な重大事故等に対処する要員を常時確保する。

重大事故等が発生した場合に速やかに対応するため，東海第二発電所の重大事故等に対処する災害対策本部（初動体制）の要員として，統括管理及び全体指揮を行う統括待機当番者1名，重大事故等対応要員を指揮する現場統括待機者1名及び通報連絡等を行う通報連絡要員の災害対策要員（指揮者等）2名，運転操作対応を行う当直（運転員）7名，運転操作の助成

を行う重大事故等対応要員3名，給水確保及び電源確保対応を行う重大事故等対応要員12名，放射線管理対応を行う重大事故等対応要員2名並びに火災発生時の初期消火活動に対応するための自衛消防隊11名の合計39名を確保する。

なお，原子炉運転中においては，当直（運転員）を7名とし，また原子炉運転停止中においては，当直（運転員）を5名とする。

また，参集する災害対策要員として，非常招集から2時間以内に，発電所敷地内に待機する39名を除く要員72名（拘束当番）を確保する。

なお，中央制御室の当直（運転員）は，当直発電長，当直副発電長，当直運転員の計7名／直を配置している。なお，原子炉運転停止中^{※1}については，当直（運転員）を5名／直とする。

※1 原子炉の状態が冷温停止（原子炉冷却材温度が100℃未満）及び燃料交換の期間

重大事故等が発生した場合，災害対策要員は，非常招集から2時間後には，重大事故等対応に必要な要員111名以上が参集し，要員の任務に応じた対応を行う。

他操作との流動性が少ない特定の力量を有する参集要員（重大事故等対応要員のうち電源確保対応及び給水確保対応の要員，運転操作対応の要員）については，参集の確実さを向上させるために，その要員の居住地に応じてあらかじめ発電所近傍に待機させる。

発電所外から要員が参集するルートは，発電所正門を通行し

て参集するルートを使用する。発電所正門を通行した参集ルートが使用できない場合は、隣接事業所の敷地内の通行を含む、当該参集ルート以外の参集ルートを使用して参集する。

隣接事業所の敷地内を通行して参集する場合は、隣接事業所の敷地内の通行を可能とした隣接事業所との合意文書に基づき、要員は隣接事業所の敷地内を通行して発電所に参集するとともに、要員の通行に支障をきたす障害物等が確認された場合には、当社が障害物の除去を実施する。

重大事故等の対応で、高線量下における対応が必要な場合においても、災害対策要員を確保する。

病原性の高い新型インフルエンザや同様に危険性のある新感染症等が発生し、事態に備えた体制に係る管理を行う。

重大事故等に対処する要員の補充の見込みが立たない場合は、原子炉停止等の措置を実施し、確保できる重大事故等に対処する要員で、安全が確保できる発電用原子炉の運転状態に移行する。

また、あらかじめ定めた連絡体制に基づき夜間及び休日（平日の勤務時間帯以外）を含めて必要な要員を非常招集できるよう、定期的に通報連絡訓練を実施する。

- f. 発電所における重大事故等対策の実施組織及び支援組織の各班並びに当直（運転員）の機能は、上記 a. 項、 b. 項及び d. 項のとおり明確にするとともに、責任者として本部員及び班長を、当直（運転員）の責任者として当直発電長を配置する。

g. 重大事故等対策の判断については全て発電所にて行うこととし、災害対策本部における指揮命令系統を明確にするるとともに、指揮者である災害対策本部長の所長（原子力防災管理者）が欠けた場合に備え、代行者として副原子力防災管理者をあらかじめ定め明確にする。また、災害対策本部の各班を統括する本部員、班長及び当直発電長についても欠けた場合に備え、代行者と代行順位をあらかじめ明確にする。

災害対策本部長は、災害対策本部の統括管理を行い、責任を持って、原子力防災の活動方針の決定を行う。

災害対策本部長（原子力防災管理者）が欠けた場合は、副原子力防災管理者が、あらかじめ定めた順位に従い代行する。

本部員及び班長が欠けた場合は、同じ機能を担務する下位の要員が代行するか、又は上位の職位の要員が下位の職位の要員の職務を兼務することとし、具体的な代行者の配置については上位の職位の要員が決定することをあらかじめ定める。

当直発電長が欠けた場合は、発電長代務者が中央制御室へ到着するまでの間、運転管理に当たっている当直副発電長が代務に当たることをあらかじめ定めている。

h. 重大事故等が発生した場合において、実施組織及び支援組織が定められた役割を遂行するために、関係箇所との連携を図り、迅速な対応により事故対応を円滑に対応することが必要なことから、以下の施設及び設備を整備する。

支援組織が、必要なプラントのパラメータを確認するための

安全パラメータ表示システム（SPDS），発電所内外に通信連絡を行い関係箇所と連携を図るための統合原子力防災ネットワークを用いた通信連絡設備（テレビ会議システム，IP-電話機，IP-FAX），衛星電話設備及び無線連絡設備等を備えた緊急時対策所を整備する。

実施組織が，中央制御室，緊急時対策所及び現場との連携を図るため，携行型有線通話装置，無線通話設備及び衛星電話設備等を整備する。また，電源が喪失し照明が消灯した場合でも，迅速な現場への移動，操作及び作業を実施し，作業内容及び現場状況の情報共有を実施できるようヘッドライト及びLEDライト等を整備する。

これらは，重大事故等時において，初期に使用する施設及び設備であり，これらの施設又は設備を使用することによって発電用原子炉施設の状態を確認し，必要な発電所内外各所へ通報連絡を行い，また重大事故等対処のため，夜間においても速やかに現場へ移動する。

- i. 支援組織は，発電用原子炉施設の状態及び重大事故等対策の実施状況について，本店対策本部，国，関係地方公共団体等の発電所内外の組織への通報連絡を実施できるように，衛星電話設備及び統合原子力防災ネットワークを用いた通信連絡設備等を配備し，広く情報提供を行うことができる体制を整備する。

発電用原子炉施設の状態及び重大事故等対策の実施状況に係る情報は，災害対策本部の情報班にて一元的に集約管理し，発電所内外で共有するとともに，本店対策本部と発電所の災害対

策本部間において、衛星電話設備、統合原子力防災ネットワークを用いた通信連絡設備及び安全パラメータ表示システム（SPDS）等を使用することにより、発電所の状況及び重大事故等対策の実施状況の情報共有を行う。また、本店対策本部との情報共有を密にすることで報道発表、外部からの問い合わせ対応及び関係機関への連絡を本店対策本部で実施し、災害対策本部が事故対応に専念でき、かつ、発電所内外へ広く情報提供を行うことができる体制を整備する。

- j. 重大事故等時に、発電所外部からの支援を受けることができるように支援体制を整備する。

発電所において、警戒事象、特定事象又は原災法第15条第1項に該当する事象が発生した場合、所長（原子力防災管理者）は非常事態を宣言するとともに本店発電管理室長へ報告する。

報告を受けた本店発電管理室長はただちに社長に報告し、社長は本店における非常事態を発令する。本店発電管理室長から連絡を受けた本店庶務班長は、本店災害対策本部の組織で構成する本店対策本部を設置するため、本店における本店対策本部組織の要員を非常招集する。

社長は、本店における非常事態を発令した場合、すみやかに本店対策本部を設置し、本店対策本部長としてその職務を行う。社長が不在の場合は、あらかじめ定めた順位に従い、本店対策本部の本部長代理がその職務を代行する。

本店対策本部長は、本店対策本部の設置、運営、統括及び災害対策活動に関する総括管理を行い、副本部長は本店対策本部

長を補佐する。本店対策本部各班長は本部長が行う災害対策活動を補佐する。

本店対策本部は、全社での体制とし、発電所の災害対策本部が重大事故等対策に専念できるように支援する。

本店対策本部は、福島第一原子力発電所の事故から得られた教訓から原子力防災組織に適用すべき必要要件を定めた体制とすることにより、社長を本店対策本部長とした指揮命令系統を明確にし、災害対策本部が重大事故等対策に専念できる体制を整備する。

情報班は、事故に関する情報の収集、災害対策本部への指導・援助及び本店対策本部内での連絡調整、社外関係機関との連絡・調整及び法令上必要な連絡、報告等を行う。

庶務班は、通信施設の確保、要員の確保、発電所の職場環境の整備、原子力事業所災害対策支援拠点の立ち上げ、発電所の復旧活動に必要な資機材の調達・搬送、官庁への支援要請、他の原子力事業者からの支援受入れ調整、応援計画案の作成及び各班応援計画の取りまとめ等を行う。

広報班は、報道機関等との対応、広報関係資料の作成、応援計画案の作成等を行う。

技術班は、原子炉・燃料の安全に係る事項の検討、発電所施設・環境調査施設の健全性確認、災害対策本部が行う応急活動の検討、応援計画案の作成等を行う。

放射線管理班は、放射線管理に係る事項の検討、個人被ばくに係る事項の検討、応援計画の作成等を行う。

保健安全班は、現地医療体制整備の支援、緊急被ばく医療に

係る事項の検討， 応援計画案の作成等を行う。

原子力緊急時後方支援班は，原子力事業所災害対策支援拠点の整備・運営を行う。

本店対策本部長は，発電所における重大事故等対策の実施を支援するために，原災法第10条通報後，原子力事業所災害対策支援拠点の設営を本店庶務班長に指示する。

本店庶務班長は，あらかじめ選定している施設の候補の中から，放射性物質が放出された場合の影響等を考慮した上で原子力事業所災害対策支援拠点を指定し，必要な要員を確保して，原子力緊急時後方支援班として派遣する。原子力緊急時後方支援班は，原子力事業所災害対策支援拠点を設置・整備する。

原子力事業所災害対策支援拠点の設置後は，本店庶務班長は発電所の事故収束対応を維持するために必要な燃料及び資機材等を原子力事業所災害対策拠点まで運搬し，原子力緊急時後方支援班は，原子力事業所災害対策拠点に運搬された燃料及び資機材等を用いて，発電所の事故状況に応じた支援を実施する。

また，本店庶務班長は，他の原子力事業者及び原子力緊急事態支援組織より技術的な支援が受けられる体制を整備する。

k. 重大事故等発生後の中長期的な対応が必要となる場合に備えて，本店対策本部が中心となり，プラントメーカ及び協力会社を含めた社内外の関係各所と連携し，適切かつ効果的な対応を検討できる体制を整備する。

重大事故等への対応操作や作業が長期間にわたる場合に備えて，機能喪失した設備の部品取替による復旧手段を整備すると

ともに、 主要な設備の取替物品をあらかじめ確保する。

また、 重大事故等時に、 機能喪失した設備の復旧を実施するための作業環境の線量低減対策や、 放射性物質を含んだ汚染水が発生した場合の対応等について、 事故収束活動を円滑に実施するため、 平時から必要な対応を検討できる協力体制を継続して構築する。

第 5.1-1 表 重大事故等対策における手順書の概要 (5/19)

1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等		
方針目的	設計基準事故対処設備が有する最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合において、炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損（炉心の著しい損傷が発生する前に生ずるものに限る。）を防止するため、格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱、緊急用海水系による原子炉格納容器内の除熱により最終ヒートシンクへ熱を輸送する手順等を整備する。	
対応手段等	設計基準事故対処設備	設計基準事故対処設備である残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）、残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）及び残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）並びに残留熱除去系海水系が健全であれば、重大事故等対処設備と位置付け重大事故等の対処に用いる。
	フロントライン系故障時 による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 格納容器圧力逃がし装置	設計基準事故対処設備である残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）、残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）及び残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）の故障等により最終ヒートシンクへ熱を輸送できない場合は、格納容器圧力逃がし装置により原子炉格納容器内に蓄積した熱を最終的な熱の逃がし場である大気へ輸送する。 格納容器圧力逃がし装置の隔離弁（電動駆動弁）の駆動源や制御電源が喪失した場合は、隔離弁を遠隔で手動操作することにより原子炉格納容器内に蓄積した熱を最終的な熱の逃がし場である大気へ輸送する。
	サポート系故障時 による除熱 緊急用海水系	設計基準事故対処設備である残留熱除去系海水系の故障等又は全交流動力電源喪失により最終ヒートシンクへ熱を輸送できない場合は、緊急用海水系、残留熱除去系等により、発生した熱を最終的な熱の逃がし場である海へ輸送する。

1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等

配慮すべき事項	重大事故等時の対応手段の選択	フロントライン系故障時	<p>設計基準事故対処設備である残留熱除去系が機能喪失した場合は、格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱を実施する。</p> <p>格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントの実施に当たり、弁の駆動電源及び空気源がない場合は、現場で手動操作を行う。</p> <p>なお、格納容器圧力逃がし装置により格納容器ベントを実施する場合は、スクラビング効果が期待できるサプレッション・チェンバを経由する経路を第一優先とする。</p> <p>サプレッション・チェンバ側のベントラインが水没等の理由で使用できない場合は、ドライウェルを経由する経路を第二優先とする。</p>
	作業性		<p>格納容器圧力逃がし装置の隔離弁を遠隔で手動操作する場合は、汎用電動工具を用いて操作するため、速やかに操作ができるよう操作場所近傍に配備する。また、作業エリアには蓄電池内蔵型照明を配備する。</p>
	電源確保		<p>全交流動力電源が喪失した場合は、代替交流電源設備等を用いて格納容器ベントを実施するために必要な電動弁へ給電する。電源が確保できない場合は、現場において手動で系統構成を行う。</p> <p>全交流動力電源が喪失した場合は、常設代替交流電源設備等を用いて残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）、残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）及び残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）へ給電する。</p>
	燃料給油		<p>配慮すべき事項は、「1.14 電源の確保に関する手順等」の燃料給油と同様である。</p>

第 5.1-1 表 重大事故等対策における手順書の概要 (7/19)

1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等		
方針目的	炉心の著しい損傷が発生した場合において、原子炉格納容器の破損を防止するため、格納容器圧力逃がし装置及び代替循環冷却系により、原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させる手順等を整備する。	
対応手段等	代替循環冷却系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱	原子炉格納容器の破損を防止するため、代替循環冷却系により原子炉格納容器の圧力及び温度を低下させる。
	格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱	残留熱除去系の復旧又は代替循環冷却系の運転による原子炉格納容器内の減圧及び除熱ができない場合、又は原子炉建屋の水素濃度が 2.0vol% に到達した場合は、原子炉格納容器の破損を防止するため、格納容器圧力逃がし装置により原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させる。
配慮すべき事項	重大事故等時の対応手段の選択	<p>残留熱除去系による原子炉格納容器内の除熱機能が喪失した場合は、代替循環冷却系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱を行う。</p> <p>代替循環冷却系が起動できない場合は、サブプレッション・プール水位が格納容器スプレイ停止水位に到達した場合に、格納容器圧力逃がし装置により原子炉格納容器内を減圧及び除熱を行う。</p> <p>格納容器圧力逃がし装置の格納容器ベントの実施に当たり、弁の駆動電源がない場合は、現場での手動操作を行う。</p> <p>なお、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントを実施する場合は、スクラビング効果が期待できるサブプレッション・チェンバを経由する経路を第一優先とする。</p> <p>サブプレッション・チェンバ側のベントラインが水没等の理由で使用できない場合は、ドライウェルを経由する経路を第二優先とする。</p> <p>なお、代替循環冷却系により発電用原子炉を冷却する場合は、代替格納容器スプレイ冷却系と配管を共有しない系統を選択する。</p>

1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等			
配慮すべき事項	代替循環冷却時の留意事項	放射線防護	代替循環冷却系の運転後、長期にわたる系統廻りの線量低減対策として、可搬型代替注水大型ポンプにより系統水を入れ替えることでフラッシングを実施する。
		電源確保	全交流動力電源が喪失した場合は、常設代替交流電源設備を用いて代替循環冷却系へ給電する。
	格納容器ベント時の留意事項	不活性ガスによる系統内の置換 格納容器圧力逃がし装置の	格納容器圧力逃がし装置により格納容器ベントを実施中に、排気中に含まれる可燃性ガスによる爆発を防ぐため、格納容器圧力逃がし装置の系統内を不活性ガス（窒素）であらかじめ置換する。
		原子炉格納容器の負圧 破損の防止	格納容器圧力逃がし装置の使用後に格納容器スプレイを実施する場合は、原子炉格納容器の負圧破損を防止するとともに、原子炉格納容器内の可燃性ガス濃度を低減するため、可搬型窒素供給装置により原子炉格納容器内へ不活性ガス（窒素）を供給する。また、サプレッション・チェンバの圧力が規定の圧力まで低下した場合に、格納容器スプレイを停止する。
		放射線防護	格納容器圧力逃がし装置を使用する場合は、プルームの影響による被ばくを低減するため、中央制御室待避室へ待避しプラントパラメータを継続して監視する。 現場運転員の放射線防護を考慮して、遠隔手動弁を操作するエリアを二次格納施設外の [] 又は [] に設置する。さらに、格納容器圧力逃がし装置の操作場所である [] は、必要な要員を収容可能な遮蔽に囲まれた空間とし、正圧化することにより外気の流入を一定時間遮断することで被ばくを低減する。
		電源確保	全交流動力電源が喪失した場合は、代替交流電源設備等を用いて格納容器ベントに必要な電動弁へ給電する。電源が確保できない場合は、現場において手動で系統構成を行う。

1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等

配慮すべき事項	作業性	格納容器圧力逃がし装置の隔離弁を遠隔で手動操作する場合は、汎用電動工具を用いて操作するため、速やかに操作ができるよう操作場所近傍に配備する。また、作業エリアには蓄電池内蔵型照明を配備する。
	燃料給油	配慮すべき事項は、「1.14 電源の確保に関する手順等」の燃料給油と同様である。

第 5.1-1 表 重大事故等対策における手順書の概要 (9/19)

1.9 水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための手順等	
方針目的	炉心の著しい損傷が発生した場合において、ジルコニウム-水反応及び水の放射線分解等により発生する水素及び酸素が、原子炉格納容器内に放出された場合においても水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するために必要な原子炉格納容器内の不活性化、格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の水素及び酸素の排出、及び原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の監視を行う手順等を整備する。
対応手段等	原子炉格納容器内の不活性化 原子炉格納容器内における水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するため、原子炉運転中における原子炉格納容器内の雰囲気は、不活性ガス（窒素）で置換することにより不活性化した状態とする。
	可搬型窒素供給装置及び格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器水素爆発防止 原子炉格納容器内に発生する水素及び酸素を以下の手段により抑制又は排出し、水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止する。 ・可搬型窒素供給装置により不活性ガス（窒素）を原子炉格納容器内へ注入する。 ・格納容器圧力逃がし装置により排出する。
	水素濃度及び酸素濃度の監視 原子炉格納容器内の 原子炉格納容器内に発生する水素及び酸素の濃度を格納容器内水素濃度（S A）、格納容器内酸素濃度（S A）を用いて測定し、監視する。 全交流動力電源が喪失した場合は、代替交流電源設備から給電されていることを確認後、格納容器内水素濃度（S A）及び格納容器内酸素濃度（S A）を用いて測定し、監視する。

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

	<p>重大事故等時の対応手段の選択</p>	<p>原子炉格納容器内の酸素濃度が4.0vol%に到達した場合は、可搬型窒素供給装置を用いて不活性ガス（窒素）を原子炉格納容器内へ注入する。</p> <p>原子炉格納容器内の酸素濃度が4.3vol%に到達した場合は、格納容器圧力逃がし装置を用いて原子炉格納容器内に滞留している水素及び酸素を排出する。</p> <p>なお、格納容器圧力逃がし装置を用いて原子炉格納容器内に滞留している水素及び酸素を排出する場合は、スクラビング効果が期待できるサブプレッション・チェンバを経由する経路を第一優先とする。サブプレッション・チェンバ側のベントラインが水没等の理由で使用できない場合は、ドライウェルを経由する経路を第二優先とする。</p>
<p>配慮すべき事項</p>	<p>及び酸素のベント時の留意事項</p> <p>原子炉格納容器内の水素</p>	<p>格納容器圧力逃がし装置を使用する場合は、フィルタ装置水素濃度にて水素濃度を監視する。また、格納容器圧力逃がし装置を使用する場合は、フィルタ装置出口放射線モニタの放射線率及び事前にフィルタ装置出口配管表面の放射線量率と配管内部の放射性物質濃度から算出した換算係数にて放射性物質濃度を推定し監視する。</p> <p>格納容器圧力逃がし装置を使用する場合は、ブルームの影響による被ばくを低減させるため、中央制御室待機室へ待避しプラントパラメータを継続して監視する。</p> <p>現場運転員の放射線防護を考慮して、遠隔手動弁を操作するエリアを二次格納施設外の [] 又は [] に設置する。さらに、格納容器圧力逃がし装置の操作場所である [] は、必要な要員を収容可能な遮蔽に囲まれた空間とし、正圧化することにより外気の流入を一定時間遮断することで被ばくを低減する。</p>
<p>配慮すべき事項</p>	<p>作業性</p> <p>電源確保</p>	<p>格納容器圧力逃がし装置の隔離弁を遠隔で手動操作する場合は、汎用電動工具を用いて操作するため、速やかに操作ができるよう操作場所近傍に配備する。また、作業エリアには蓄電池内蔵型照明を配備する。</p> <p>全交流動力電源が喪失した場合は、代替交流電源設備等を用いて原子炉格納容器内の水素及び酸素の排出に必要な電動弁、格納容器内水素濃度（SA）及び格納容器内酸素濃度（SA）へ給電する。</p>

[] は、営業秘密又は防護上観点から公開できません。

第 5.1-2 表 重大事故等対策における操作の成立性

No.	対応手段	要 員	要員数	想定時間
1.1	—	—	—	—
1.2	現場での手動操作による高圧代替注水系起動	運転員等 (中央制御室, 現場)	5	58 分以内
	現場手動操作による原子炉隔離時冷却系起動	運転員等 (中央制御室, 現場)	5	125 分以内
	代替交流電源設備による原子炉隔離時冷却系への給電	1.14 に記載の [常設代替交流電源設備による非常用所内電気設備への給電] 及び [可搬型代替交流電源設備による非常用所内電気設備への給電] と同様		
	代替直流電源設備による原子炉隔離時冷却系への給電	1.14 に記載の [可搬型代替直流電源設備による非常用所内電気設備への給電] と同様		
1.3	可搬型代替直流電源設備による逃がし安全弁 (自動減圧機能) 開放	1.14 に記載の [可搬型代替直流電源設備による代替所内電気設備への給電] と同様		
	非常用窒素供給系による駆動源確保 (非常用窒素供給系高圧窒素ボンベ切替え)	運転員等 (中央制御室, 現場)	3	282 分以内
	非常用逃がし安全弁駆動系による逃がし弁開放 (非常用逃がし安全弁駆動系高圧窒素ボンベ切替え)	運転員等 (現場)	2	120 分以内
	代替直流電源設備による復旧	1.14 に記載の [可搬型代替直流電源設備による非常用所内電気設備への給電] と同様		
	代替交流電源設備による復旧	1.14 に記載の [常設代替交流電源設備による非常用所内電気設備への給電] と同様		
1.4	インターフェイスシステム LOCA 発生時の対応 (中央制御室からの遠隔操作による漏えい箇所の隔離ができない場合)	運転員等 (中央制御室, 現場)	6	300 分以内
	低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉圧力容器への注水 (淡水/海水) (現場操作) (代替淡水貯槽から残留熱除去系 C 系配管を使用した高所東側接続口による原子炉注水の場合)	運転員等 (中央制御室, 現場)	6	215 分以内
	重大事故等対応要員	8		

第 5.1-2 表 重大事故等対策における操作の成立性

No.	対応手段	要 員	要員数	想定時間
1.4	低圧代替注水系（可搬型）による原子炉压力容器への注水（淡水／海水）（現場操作） （西側淡水貯水設備から残留熱除去系 C 系配管を使用した高所西側接続口による原子炉注水の場合）	運転員等 （中央制御室，現場）	6	165 分以内
		重大事故等対応要員	8	
	低圧代替注水系（可搬型）による原子炉压力容器への注水（淡水／海水）（現場操作） （代替淡水貯槽から低圧炉心スプレイ系配管を使用した原子炉建屋東側接続口による原子炉注水の場合）	運転員等 （中央制御室，現場）	6	535 分以内
		重大事故等対応要員	8	
	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）電源復旧後の発電用原子炉からの除熱	運転員等 （中央制御室，現場）	6	147 分以内
	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による発電用原子炉からの除熱	運転員等 （中央制御室，現場）	6	147 分以内
1.5	格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作）（格納容器バント準備：S／C 側バントの場合）	1.7 と同様		
	格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作）（格納容器バント開始操作）	1.7 と同様		
	フィルタ装置スクラビング水補給 （代替淡水貯槽からフィルタ装置スクラビング水補給ライン接続口を使用したフィルタ装置スクラビング水の補給の場合）	1.7 と同様		
	原子炉格納容器内の不活性ガス（窒素）置換 （格納容器窒素供給ライン西側接続口／東側接続口を使用した原子炉格納容器内の不活性ガス（窒素）置換の場合）	1.7 と同様		
	フィルタ装置内の不活性ガス（窒素）置換	1.7 と同様		
	フィルタ装置スクラビング水移送	1.7 と同様		

第 5.1-2 表 重大事故等対策における操作の成立性

No.	対応手段	要員	要員数	想定時間
1.5	フィルタ装置スクラビング水移送 (代替淡水貯槽からのフィルタ装置スクラビング水補給ライン接続口を使用したフィルタ装置水張りの場合)	1.7 と同様		
1.6	代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイ（淡水／海水）（現場操作）（代替淡水貯槽から残留熱除去系 B 系配管を使用した高所東側接続口による原子炉格納容器内へのスプレイの場合）	運転員等 （中央制御室，現場）	6	215 分以内
	重大事故等対応要員	8		
	代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイ（淡水／海水）（現場操作）（西側淡水貯水設備から残留熱除去系 B 系配管を使用した高所西側接続口による原子炉格納容器内へのスプレイの場合）	運転員等 （中央制御室，現場）	6	215 分以内
重大事故等対応要員	8			
1.6	代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイ（淡水／海水）（現場操作）（代替淡水貯槽から残留熱除去系 A 系配管を使用した原子炉建屋東側接続口による原子炉格納容器内へのスプレイの場合）	運転員等（現場）	6	535 分以内
	重大事故等対応要員	8		
1.7	格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作）（格納容器ベント準備：S/C 側ベントの場合）	運転員等（現場）	3	130 分以内
	格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作）（格納容器ベント開始操作）	重大事故等対応要員	3	30 分以内
	フィルタ装置スクラビング水補給 (代替淡水貯槽からフィルタ装置スクラビング水補給ライン接続口を使用したフィルタ装置スクラビング水の補給の場合)	重大事故等対応要員	8	145 分以内

第 5.1-2 表 重大事故等対策における操作の成立性

No.	対応手段	要員	要員数	想定時間
1.7	原子炉格納容器内の不活性ガス（窒素）置換 （格納容器窒素供給ライン西側接続口／東側接続口を使用した原子炉格納容器内の不活性ガス（窒素）置換の場合）	重大事故等対応要員	6	115 分以内
	フィルタ装置内の不活性ガス（窒素）置換	重大事故等対応要員	6	115 分以内
	フィルタ装置スクラビング水移送	運転員等 （中央制御室, 現場）	3	42 分以内
		重大事故等対応要員	2	
フィルタ装置スクラビング水移送 （代替淡水貯槽からのフィルタ装置スクラビング水補給ライン接続口を使用したフィルタ装置水張りの場合）	重大事故等対応要員	8	145 分以内	
1.8	格納容器下部注水系（可搬型）によるペDESTAL（ドライウエル部）への注水（淡水／海水） （代替淡水貯槽から高所東側接続口を使用したペDESTAL（ドライウエル部）水位確保の場合）	運転員等 （中央制御室）	1	215 分以内
		重大事故等対応要員	8	
	格納容器下部注水系（可搬型）によるペDESTAL（ドライウエル部）への注水（淡水／海水） （西側淡水貯水設備から高所西側接続口を使用したペDESTAL（ドライウエル部）水位確保の場合）	運転員等 （中央制御室）	1	140 分以内
		重大事故等対応要員	8	
	格納容器下部注水系（可搬型）によるペDESTAL（ドライウエル部）への注水（淡水／海水） （代替淡水貯槽から原子炉建屋東側接続口を使用したペDESTAL（ドライウエル部）水位確保の場合）	運転員等 （中央制御室）	1	535 分以内
		重大事故等対応要員	8	
	低压代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水（淡水／海水） （代替淡水貯槽から残留熱除去系 C 系配管を使用した高所東側接続口による原子炉圧力容器への注水の場合）	運転員等 （中央制御室）	1	215 分以内
		重大事故等対応要員	8	
低压代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水（淡水／海水） （西側淡水貯水設備から残留熱除去系 C 系配管を使用した高所西側接続口による原子炉圧力容器への注水の場合）	運転員等 （中央制御室）	1	140 分以内	
	重大事故等対応要員	8		

第 5.1-2 表 重大事故等対策における操作の成立性

No.	対応手段	要員	要員数	想定時間
1.8	低圧代替注水系（可搬型）による原子炉压力容器への注水（淡水／海水）	運転員等 （中央制御室）	1	535 分以内
	（代替淡水貯槽から低圧炉心スプレイ系配管を使用した原子炉建屋東側接続口による原子炉压力容器への注水の場合）	重大事故等対応要員	8	
1.9	可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器内への窒素供給（格納容器窒素供給ライン西側接続口／東側接続口を使用した原子炉格納容器（S／C側）内へ窒素供給の場合）	重大事故等対応要員	6	115 分以内
	代替電源設備により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設備への給電	1.14 に記載の〔可搬型代替交流電源設備による代替所内電気設備への給電〕及び〔可搬型代替直流電源設備による代替所内電気設備への給電〕と同様。		
	代替電源による必要な設備への給電	1.14 に記載の〔可搬型代替交流電源設備による代替所内電気設備への給電〕及び〔可搬型代替直流電源設備による代替所内電気設備への給電〕と同様。		
1.10	代替電源による必要な設備への給電	1.14 に記載の〔可搬型代替交流電源設備による代替所内電気設備への給電〕及び〔可搬型代替直流電源設備による代替所内電気設備への給電〕と同様。		
1.11	可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プール注水（淡水／海水）（現場操作）（代替淡水貯槽から高所東側接続口を使用した使用済燃料プール注水の場合）	運転員等 （中央制御室，現場）	3	215 分以内
		重大事故等対応要員	8	
1.11	可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プール注水（淡水／海水）（現場操作）	運転員等 （中央制御室，現場）	3	140 分以内
	（西側淡水貯水設備から高所西側接続口を使用した使用済燃料プール注水の場合）	重大事故等対応要員	8	

第 5.1-2 表 重大事故等対策における操作の成立性

No.	対応手段	要員	要員数	想定時間
1.11	可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プール注水（淡水／海水）（現場操作） （代替淡水貯槽から原子炉建屋東側接続口を使用した使用済燃料プール注水の場合）	運転員等 （中央制御室，現場）	3	535 分以内
		重大事故等対応要員	8	
	可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレィヘッド）を使用した使用済燃料プールのスプレィ（淡水／海水）（代替淡水貯槽から高所東側接続口を使用した使用済燃料プールのスプレィの場合）	運転員等 （中央制御室）	1	215 分以内
		重大事故等対応要員	8	
	可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレィヘッド）を使用した使用済燃料プールのスプレィ（淡水／海水）（西側淡水貯水設備から高所西側接続口を使用した使用済燃料プールのスプレィの場合）	運転員等 （中央制御室）	1	140 分以内
		重大事故等対応要員	8	
	可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレィヘッド）を使用した使用済燃料プールのスプレィ（淡水／海水）（代替淡水貯槽から原子炉建屋東側接続口を使用した使用済燃料プールのスプレィの場合）	運転員等 （中央制御室）	1	535 分以内
		重大事故等対応要員	8	
可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレィノズル）を使用した使用済燃料プールのスプレィ（淡水／海水）（代替淡水貯槽から原子炉建屋廃棄物処理棟東側扉を使用した使用済燃料プールのスプレィの場合）	運転員等 （中央制御室）	1	435 分以内	
	重大事故等対応要員	8		
可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレィノズル）を使用した使用済燃料プールのスプレィ（淡水／海水）（代替淡水貯槽から原子炉建屋原子炉棟大物搬入口を使用した使用済燃料プールのスプレィの場合）	運転員等 （中央制御室）	1	370 分以内	
	重大事故等対応要員	8		
	大気への放射性物質の拡散抑制	1.12 と同様		
	代替電源による給電	1.14 と同様		

第 5.1-2 表 重大事故等対策における操作の成立性

No.	対応手段	要 員	要員数	想定時間
1.12	可搬型代替注水大型ポンプ（放水用）及び放水砲による大気への放射性物質の拡散抑制	重大事故等対応要員	8	145 分以内
	汚濁防止膜による海洋への放射性物質の拡散抑制	重大事故等対応要員	9	360 分以内
	可搬型代替注水大型ポンプ（放水用）、放水砲、泡混合器及び泡消火薬剤容器（大型ポンプ用）による航空機燃料火災への泡消火	重大事故等対応要員	8	145 分以内
1.13	代替淡水貯槽を水源とした可搬型代替注水大型ポンプによる送水（可搬型代替注水大型ポンプによる代替淡水貯槽から原子炉建屋東側接続口への送水）	重大事故等対応要員	8	535 分以内
	西側淡水貯水設備を水源とした可搬型代替注水中型ポンプによる送水（可搬型代替注水中型ポンプによる西側淡水貯水設備から原子炉建屋東側接続口への送水）	重大事故等対応要員	8	320 分以内
	海を水源とした可搬型代替注水大型ポンプによる送水 （可搬型代替注水大型ポンプによる海水取水箇所（SA用海水ピット）から原子炉建屋東側接続口への送水）	重大事故等対応要員	8	370 分以内
	海を水源とした可搬型代替注水大型ポンプによる送水 （可搬型代替注水大型ポンプによる海水取水箇所（SA用海水ピット）から原子炉建屋西側接続口への送水）	重大事故等対応要員	8	290 分以内
	海を水源とした可搬型代替注水大型ポンプによる送水 （可搬型代替注水大型ポンプによる海水取水箇所（SA用海水ピット）から高所東側接続口への送水）	重大事故等対応要員	8	220 分以内
	海を水源とした可搬型代替注水大型ポンプによる送水 （可搬型代替注水大型ポンプによる海水取水箇所（SA用海水ピット）から高所西側接続口への送水）	重大事故等対応要員	8	225 分以内

第 5.1-2 表 重大事故等対策における操作の成立性

No.	対応手段	要員	要員数	想定時間
1. 13	代替淡水貯槽を水源とした可搬型代替注水大型ポンプによる送水 (可搬型代替注水大型ポンプによる代替淡水貯槽からフィルタ装置スクラビング水補給ライン接続口への送水)	重大事故等対応要員	8	145 分以内
	西側淡水貯水設備を水源とした可搬型代替注水中型ポンプによる送水 (可搬型代替注水中型ポンプによる西側淡水貯水設備からフィルタ装置スクラビング水補給ライン接続口への送水)	重大事故等対応要員	8	130 分以内
	西側淡水貯水設備を水源とした可搬型代替注水中型ポンプによる代替淡水貯槽への補給 (可搬型代替注水中型ポンプによる西側淡水貯水設備から代替淡水貯槽への補給)	運転員等 (中央制御室)	1	160 分以内
		重大事故等対応要員	8	
	海を水源とした可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる代替淡水貯槽への補給 (可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる海水取水箇所 (S A用海水ピット) から代替淡水貯槽への補給)	運転員等 (中央制御室)	1	160 分以内
		重大事故等対応要員	8	
	代替淡水貯槽を水源とした可搬型代替注水大型ポンプによる西側淡水貯水設備への補給 (可搬型代替注水大型ポンプによる代替淡水貯槽から西側淡水貯水設備への補給)	運転員等 (中央制御室)	1	165 分以内
		重大事故等対応要員	8	
	海を水源とした可搬型代替注水大型ポンプによる西側淡水貯水設備への補給 (可搬型代替注水大型ポンプによる海水取水箇所 (S A用海水ピット) から西側淡水貯水設備への送水)	運転員等 (中央制御室)	1	220 分以内
		重大事故等対応要員	8	
1. 14	常設代替交流電源設備による非常用所内電気設備への給電	運転員等 (中央制御室, 現場)	3	92 分以内
	可搬型代替直流電源設備による非常用所内電気設備への給電	運転員等 (中央制御室, 現場)	2	230 分以内
		重大事故等対応要員	6	

第 5.1-2 表 重大事故等対策における操作の成立性

No.	対応手段	要 員	要員数	想定時間
1.14	可搬型代替交流電源設備による代替所内電気設備への給電	運転員等 (中央制御室, 現場)	3	160 分以内
		重大事故等対応要員	6	
	可搬型代替直流電源設備による代替所内電気設備への給電	運転員等 (中央制御室, 現場)	2	230 分以内
		重大事故等対応要員	6	
	可搬型設備用軽油タンクからのタンクローリへの給油 (初回)	重大事故等対応要員	2	90 分以内
	可搬型設備用軽油タンクからのタンクローリへの給油 (2 回目以降)	重大事故等対応要員	2	50 分以内
タンクローリから各機器への給油	重大事故等対応要員	2	30 分以内	
1.15	可搬型計測器による計測	重大事故等対応要員	2	63 分以内
1.16	チェンジングエリアの設置及び運用手順	重大事故等対応要員	2	170 分以内
	原子炉建屋ガス処理系による運転員等の被ばく防止手順(現場での原子炉建屋外側ブローアウトパネル部閉止手順)	重大事故等対応要員	2	40 分以内 (1 枚)
1.17	可搬型モニタリング・ポストによる放射線量の測定及び代替測定	重大事故等対応要員	2	475 分以内
	可搬型放射能測定装置による空気中の放射性物質の濃度の代替測定	重大事故等対応要員	2	110 分以内
	可搬型放射能測定装置による空気中の放射性物質の濃度の測定	重大事故等対応要員	2	110 分以内
	可搬型放射能測定装置による水中の放射性物質の濃度の測定	重大事故等対応要員	2	90 分以内
	可搬型放射能測定装置による土壌中の放射性物質の濃度の測定	重大事故等対応要員	2	100 分以内
	海上モニタリング	重大事故等対応要員	4	290 分以内
	モニタリング・ポストのバックグラウンド低減対策	重大事故等対応要員	2	185 分以内

第 5.1-2 表 重大事故等対策における操作の成立性

No.	対応手段	要員	要員数	想定時間
1.17	可搬型モニタリング・ポストのバックグラウンド低減対策	重大事故等対応要員	2	300 分以内
	放射性物質の濃度の測定時のバックグラウンド低減対策	重大事故等対応要員	2	30 分以内
	可搬型気象観測設備による気象観測項目の代替測定	重大事故等対応要員	2	80 分以内
1.18	緊急時対策所立ち上げの手順 (緊急時対策所非常用換気設備の運転)	災害対策要員	1	5 分以内
	緊急時対策所立ち上げの手順 (緊急時対策所エリアモニタの設置)	重大事故等対応要員	1	10 分以内
	可搬型モニタリング・ポストによる放射線量の測定	1.17 と同様		
	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 (緊急時対策所加圧設備による空気供給準備手順)	災害対策要員	2	65 分以内
	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 (緊急時対策所加圧設備への切り替え準備手順)	災害対策要員	1	5 分以内
		重大事故等対応要員	1	
	放射線防護に関する手順等 (緊急時対策所非常用換気設備から緊急時対策所加圧設備への切替え手順)	災害対策要員	1	5 分以内
	放射線防護に関する手順等 (緊急時対策所加圧設備から緊急時対策所非常用換気設備への切替え手順)	災害対策要員	1	67 分以内
	必要な数の要員の収容に係る手順等 (チェンジングエリアの設置及び運用手順)	重大事故等対応要員	2	20 分以内
	必要な数の要員の収容に係る手順等 (緊急時対策所非常用換気設備の切替え手順)	災害対策要員	1	5 分以内
代替電源設備からの給電手順 (緊急時対策所用発電機による給電【常用電源設備又は自動起動する緊急時対策所用発電機による給電を確認する手順の判断基準】)	災害対策要員	1	3 分以内	
代替電源設備からの給電手順 (緊急時対策所用発電機による給電【緊急時対策所用発電機の自動起動手順の判断基準】)	災害対策要員	1	10 分以内	

第 5.1-2 表 重大事故等対策における操作の成立性

No.	対応手段	要 員	要員数	想定時間
1. 19	代替電源設備から給電する手順等	<p>1. 14 に記載の [常設代替交流電源設備による非常用所内電気設備への給電] 及び [可搬型代替交流電源設備による非常用所内電気設備への給電] と同様。</p> <p>1. 18 に記載の [緊急時対策所用発電機による給電] と同様。</p>		

第 5.2-4 表 大規模損壊発生時の対応操作一覧 (4/8)

対応操作	内 容	技術的能力に係る審査基準（解釈）の該当項目
原子炉格納容器の破損を緩和するための対策	緊急用海水系又は代替残留熱除去系海水系による補機冷却用の海水確保	残留熱除去系海水系の機能が喪失した場合、残留熱除去系海水系の系統構成を行い、緊急用海水系又は代替残留熱除去系海水系により、補機冷却用の海水を供給する。
	格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱	残留熱除去系の機能が喪失し、最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合、格納容器圧力逃がし装置により最終ヒートシンク（大気）へ熱を輸送する。
	代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器スプレイ	残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による原子炉格納容器内の冷却機能の喪失が起きた場合、代替淡水貯槽を水源とした代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器スプレイを行う。
	代替循環冷却系による原子炉格納容器の過圧破損の防止	炉心の著しい損傷が発生した場合、代替循環冷却系の運転により、原子炉格納容器の圧力及び温度を低下させることで原子炉格納容器の過圧破損を防止する。
	格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器の過圧破損の防止	炉心の著しい損傷が発生した場合において、残留熱除去系の機能が喪失した場合及び代替循環冷却系の運転が期待できない場合、格納容器圧力逃がし装置により原子炉格納容器内の減圧及び除熱を実施し、原子炉格納容器の過圧破損を防止する。
	格納容器下部注水系（常設）によるデブリ冷却	炉心の著しい損傷が発生した場合、原子炉格納容器の破損を防止するため、格納容器下部注水系（常設）により、ペDESTAL（ドライウエル部）に落下した熔融炉心を冷却する。
	格納容器下部注水系（可搬型）によるデブリ冷却	炉心の著しい損傷が発生した場合、原子炉格納容器の破損を防止するため、格納容器下部注水系（可搬型）により、ペDESTAL（ドライウエル部）に落下した熔融炉心を冷却する。

第 5.2-8 表 機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順(1.5)

対応 手段, 対処設備, 手順書一覧 (3/4)

(フロントライン系故障時)

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備		手順書
フロントライン系故障時	残留熱除去系(原子炉停止時冷却系), 残留熱除去系(サブプレッション・プール冷却系)及び残留熱除去系(格納容器スプレイ冷却系) ポンプ	原子炉格納容器内 の減圧及び除熱	格納容器 圧力逃がし装置※3	重大事故等 対処設備	非常時運転手順書Ⅱ (徴候ベース) 「PCV圧力制御」 AM設備別操作手順書 重大事故等対策要領
		現場操作	遠隔人力操作機構	重大事故等 対処設備	非常時運転手順書Ⅱ (徴候ベース) 「PCV圧力制御」 AM設備別操作手順書 重大事故等対策要領

※1: 手順については「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。

※2: 手順については「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」にて整備する。

※3: 手順については「1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」にて整備する。

※4: 手順については「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

第5.2-10表 機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順 (1.7)

対応手段, 対処設備, 手順書一覧 (1/3)

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	対処設備		手順書
原子炉格納容器の過圧破損防止	外部電源系及び非常用ディーゼル発電機 (全交流動力電源)	代替循環冷却系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱	代替循環冷却系ポンプ 残留熱除去系熱交換器 残留熱除去系海水系ポンプ ^{※1} 残留熱除去系海水系ストレーナ 緊急用海水ポンプ ^{※1} 緊急用海水系ストレーナ 可搬型代替注水大型ポンプ サプレッション・チェンバ 代替淡水貯槽 ^{※2} 残留熱除去系配管・弁・ストレーナ・スプレイヘッド 代替循環冷却系配管・弁 ホース 原子炉圧力容器 原子炉格納容器 常設代替交流電源設備 ^{※3} 燃料給油設備 ^{※3}	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅲ (シビアアクシデント) 「除熱-1」等 AM設備別操作手順書 重大事故等対策要領
			可搬型代替注水大型ポンプ ^{※1} ホース	自主対策設備	

※1: 手順については「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
 ※2: 手順については「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」にて整備する。
 ※3: 手順については「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

対応手段, 対処設備, 手順書一覧 (2/3)

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	対処設備		手順書
原子炉格納容器の過圧破損防止	外部電源系及び非常用ディーゼル発電機 (全交流動力電源)	格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱	フィルタ装置 第一弁 (D/W側) フィルタ装置入口連絡弁 フィルタ装置入口第一弁 (S/C側) フィルタ装置入口第一弁 (S/C側) バイパス弁 フィルタ装置入口第二弁 フィルタ装置入口第二弁バイパス弁 遠隔人力操作機構 [] 遮蔽 [] 空気ポン ベユニット (空気ポンペ) 圧力開放板 可搬型窒素供給装置 移送ポンプ フィルタ装置遮蔽 配管遮蔽 不活性ガス系配管・弁 格納容器圧力逃がし装置配管・弁 [] 空気ポン ベユニット (配管・弁) 窒素供給配管・弁 移送配管・弁 補給水配管・弁 原子炉格納容器 (サブプレッション・チェンバを含む) 真空破壊弁 可搬型代替注水中型ポンプ ^{※2} 可搬型代替注水大型ポンプ ^{※2} 西側淡水貯水設備 ^{※2} 代替淡水貯槽 ^{※2} 常設代替交流電源設備 ^{※3} 可搬型代替交流電源設備 ^{※3} 常設代替直流電源設備 ^{※3} 可搬型代替直流電源設備 ^{※3} 燃料給油設備 ^{※3}	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅲ (シビアアクシデント) 「除熱-1」等 AM設備別操作手順書 重大事故等対策要領
			[] 空気ポン ベユニット空気供給圧力計 [] 差圧計 淡水タンク ^{※2}	自主対策設備	

※1: 手順については「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
 ※2: 手順については「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」にて整備する。
 ※3: 手順については「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

[] は、営業秘密又は防護上観点から公開できません。

対応手段，対処設備，手順書一覧（3／3）

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	対処設備		手順書
原子炉格納容器の過圧破損防止	—	現場操作	遠隔人力操作機構 [] 遮蔽 [] 空気ポンベユニット（空気ポンベ） [] 空気ポンベユニット（配管・弁）	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）「除熱－1」等
			[] 空気ポンベユニット空気供給圧力計 [] 差圧計	自主対策設備	AM設備別操作手順書 重大事故等対策要領
		不活性ガス（窒素）による系統内の置換	可搬型窒素供給装置 不活性ガス系配管・弁 格納容器圧力逃がし装置配管・弁 フィルタ装置 常設代替交流電源設備※ ³ 可搬型代替交流電源設備※ ³ 燃料給油設備※ ³	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）「除熱－1」等 AM設備別操作手順書 重大事故等対策要領
		原子炉格納容器器負圧破損の防止	可搬型窒素供給装置 不活性ガス系配管・弁 格納容器圧力逃がし装置配管・弁 原子炉格納容器 常設代替交流電源設備※ ³ 可搬型代替交流電源設備※ ³ 燃料給油設備※ ³	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）「放出」 AM設備別操作手順書 重大事故等対策要領
サブプレッション・プール水pH制御装置による薬液注入	薬液タンク 蓄圧タンク加圧用窒素ガスポンベ サプレッション・プール水pH制御装置 配管・弁 残留熱除去系配管・弁・スプレイヘッド サプレッション・チェンバ 常設代替直流電源設備※ ³ 可搬型代替直流電源設備※ ³ 燃料給油設備※ ³	自主対策設備	非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）「放出」 AM設備別操作手順書 重大事故等対策要領		

※1：手順については「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。

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

※3：手順については「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

[] は，営業秘密又は防護上観点から公開できません。

第5.2-18表 大規模損壊に特化した手順 (1/2)

想定	対応手段	対応手順	対処設備	整備する手順書の分類
<p>炉心損傷後，原子炉格納容器からの異常な漏えいを検知した場合や格納容器スプレイ機能を有する重大事故等対処設備が機能喪失した場合</p>	<p>原子炉格納容器内の減圧及び除熱</p>	<p>格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱手順</p>	<p>フィルタ装置 圧力開放板 移送ポンプ 遠隔人力操作機構 [] 空気 ボンベユニット (空気ポンプ) [] 空気 ボンベユニット空気供給圧力計 [] 差圧計 可搬型窒素供給装置 フィルタ装置遮蔽 配管遮蔽 [] 遮蔽 第一弁 (D/W側) フィルタ装置入口第一弁 (S/C側) フィルタ装置入口第一弁 (S/C側) バイパス弁 フィルタ装置入口第二弁 フィルタ装置入口第二弁バイパス弁 フィルタ装置入口連絡弁 不活性ガス系配管・弁 格納容器圧力逃がし装置配管・弁 [] 空気 ボンベユニット (配管・弁) 窒素供給配管・弁 移送配管・弁 補給水配管・弁 原子炉格納容器 (サブプレッション・チェンバを含む) 真空破壊弁 可搬型代替注水中型ポンプ 可搬型代替注水大型ポンプ 西側淡水貯水設備 代替淡水貯槽 常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 常設代替直流電源設備 可搬型代替直流電源設備 燃料給油設備 淡水タンク</p>	<p>大規模損壊時に対応する手順</p>
<p>化学消防自動車，水槽付消防ポンプ自動車，可搬型代替注水大型ポンプ (放水用) 等を用いた火災時の対応が困難な場合</p>	<p>消火</p>	<p>可搬型代替注水中型ポンプによる消火手順</p>	<p>可搬型代替注水中型ポンプ 泡消火薬剤容器 (消防車用) 放水銃 燃料給油設備</p>	
<p>使用済燃料プールが損傷し，重大事故等対策として整備する手順で水位が維持できない場合</p>	<p>放水砲による使用済燃料プールへの注水</p>	<p>可搬型代替注水大型ポンプ及び放水砲による使用済燃料プールへの放水手順</p>	<p>原子炉建屋外側ブローアウトパネル ブローアウトパネル閉止装置 可搬型代替注水大型ポンプ (放水用) 放水砲 ホース SA用海水ピット取水塔 海水引込み管 SA用海水ピット 燃料給油設備</p>	

[] は，営業秘密又は防護上の観点から公開できません。

第 5.2-20 表 特定重大事故等対処施設を用いた大規模損壊時の対応に係る発電所要員の力量管理について

要 員	必要な任務	力 量
災害対策本部長 ・指揮者	○特定重大事故等対処施設を用いた災害対策活動の実施	○的確な指揮 ○特定重大事故等対処施設に係る知識 ○対応による効果・影響の評価
災害対策要員 ・技術支援組織（技術班・運転班・放射線管理班・保修班）	○特定重大事故等対処施設を用いた災害対策活動の実施	○特定重大事故等対処施設に係る知識 ○対応による効果・影響の評価
災害対策要員 ・運営支援組織（庶務班，広報班，情報班）	○特定重大事故等対処施設を用いた災害対策活動の実施	○特定重大事故等対処施設に係る知識
当直発電長	○事故状況の把握 ○事故拡大防止に必要な運転上の措置	○的確な指揮 ○確実なプラント状況把握 ○DB・SA設備，系統の知識 ○特定重大事故等対処施設に係る知識 ○対応による効果・影響の評価 ○格納容器ベントに係る設備・系統の知識（中央制御室及び現場での事故対応の操作手順）
当直副発電長，当直運転員，運転班	○事故状況の把握 ○事故拡大防止に必要な運転上の措置	○確実なプラント状況把握 ○DB・SA設備，系統の知識 ○特定重大事故等対処施設に係る知識 ○格納容器ベントに係る設備・系統の知識（中央制御室及び現場での事故対応の操作手順）
特重施設要員	○事故拡大防止に必要な運転上の措置	○特定重大事故等対処施設に係る知識 ○対応による効果・影響の評価 ○特定重大事故等対処施設による事故対応の操作手順

第 5.2-21 表 特定重大事故等対処施設による対応の手順書の概要 (1/12)

a. 特定重大事故等対処施設の準備操作の手順

--

は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。

第 5.2-21 表 特定重大事故等対処施設による対応の手順書の概要 (2/12)

b. 原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧操作の手順

--

は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。

第 5.2-21 表 特定重大事故等対処施設による対応の手順書の概要 (3/12)

c. 炉内の溶融炉心の冷却の手順

--

は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。

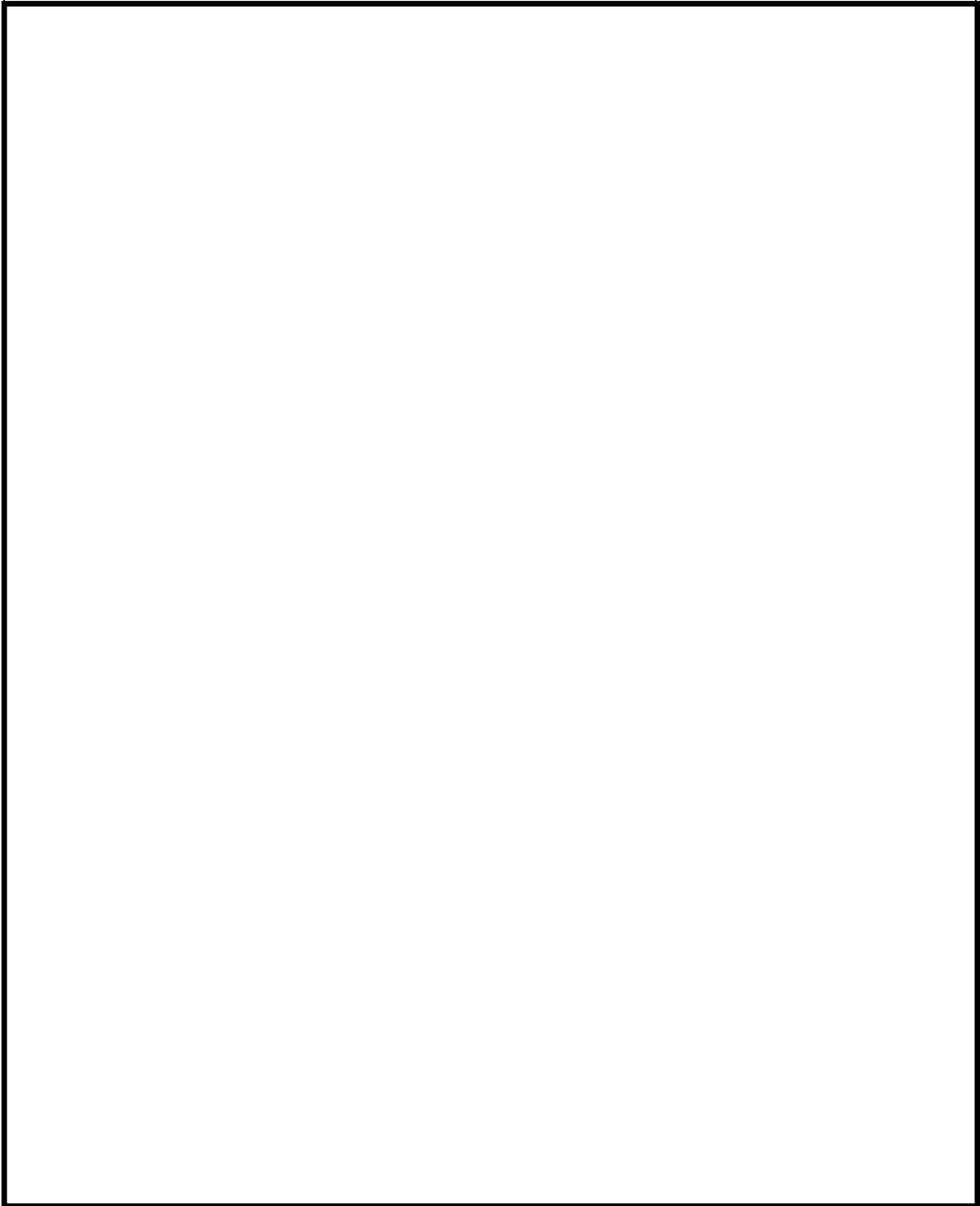
第 5.2-21 表 特定重大事故等対処施設による対応の手順書の概要 (4/12)

d. 原子炉格納容器下部に落下した熔融炉心の冷却の手順

--

は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。

d. 原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却の手順



は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。

第 5.2-21 表 特定重大事故等対処施設による対応の手順書の概要 (5/12)

e. 格納容器内の冷却・減圧・放射性物質低減の手順

は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。

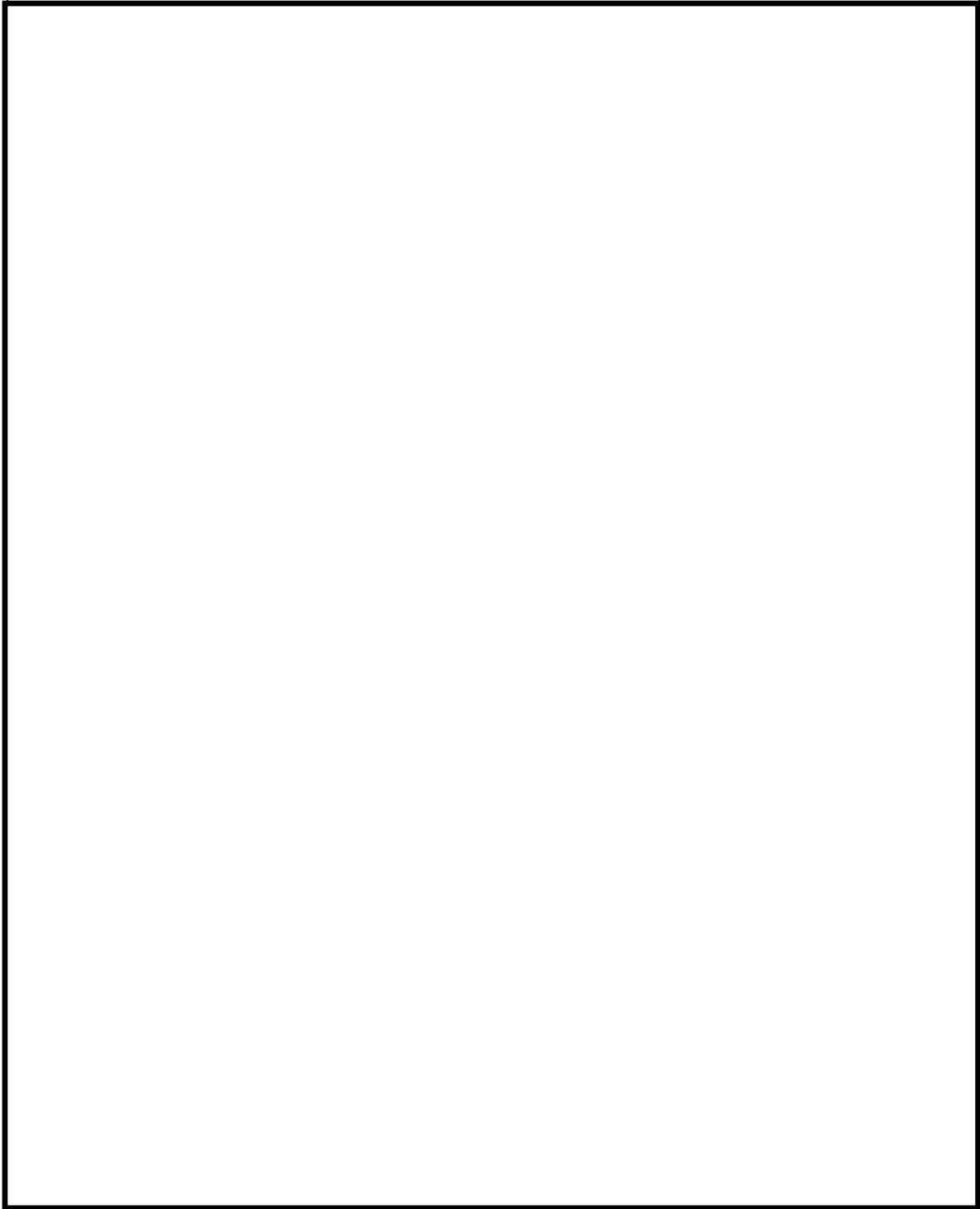
第 5.2-21 表 特定重大事故等対処施設による対応の手順書の概要 (6/12)

f. 原子炉格納容器の過圧破損防止の手順

--

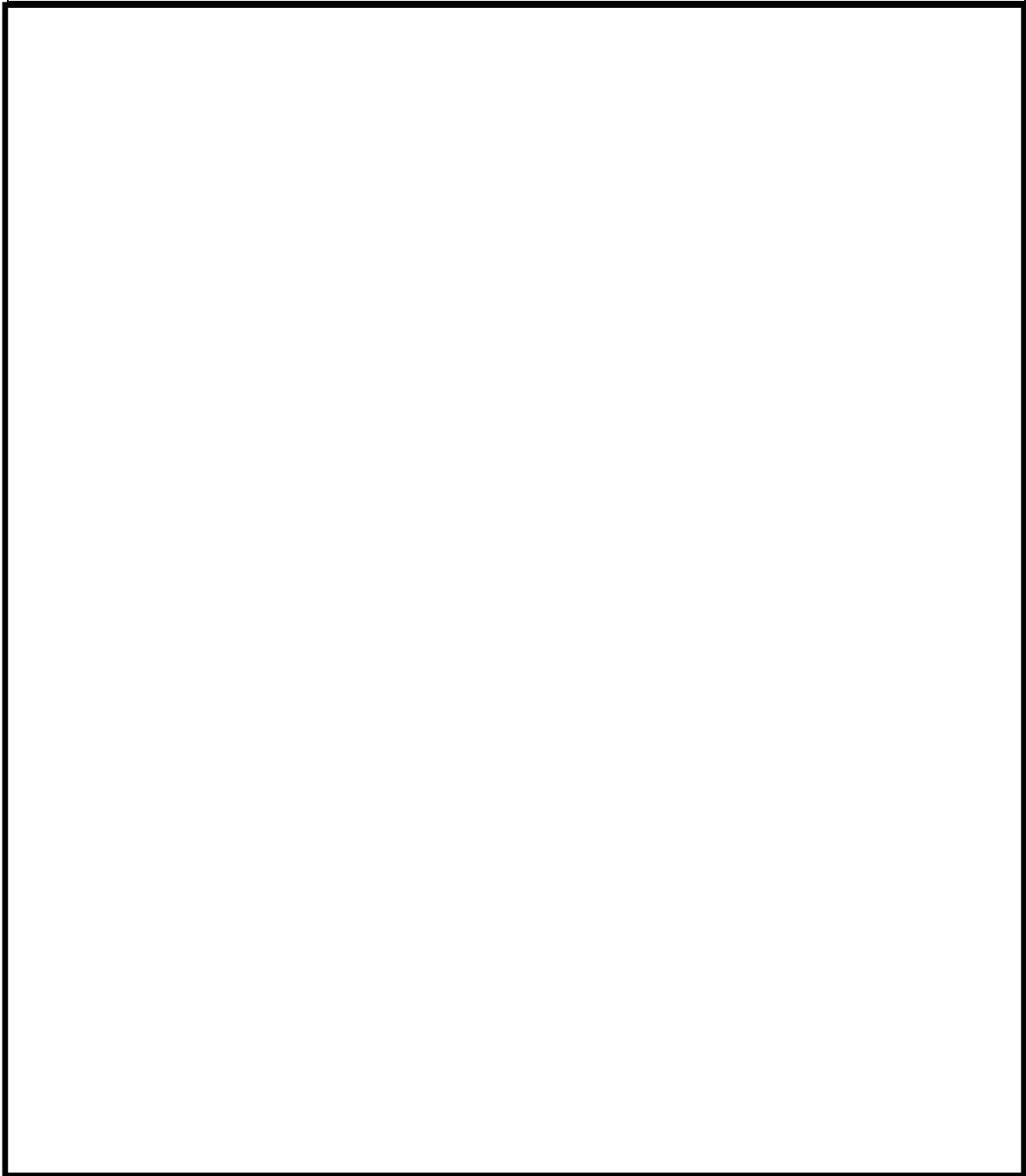
は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。

f. 原子炉格納容器の過圧破損防止の手順



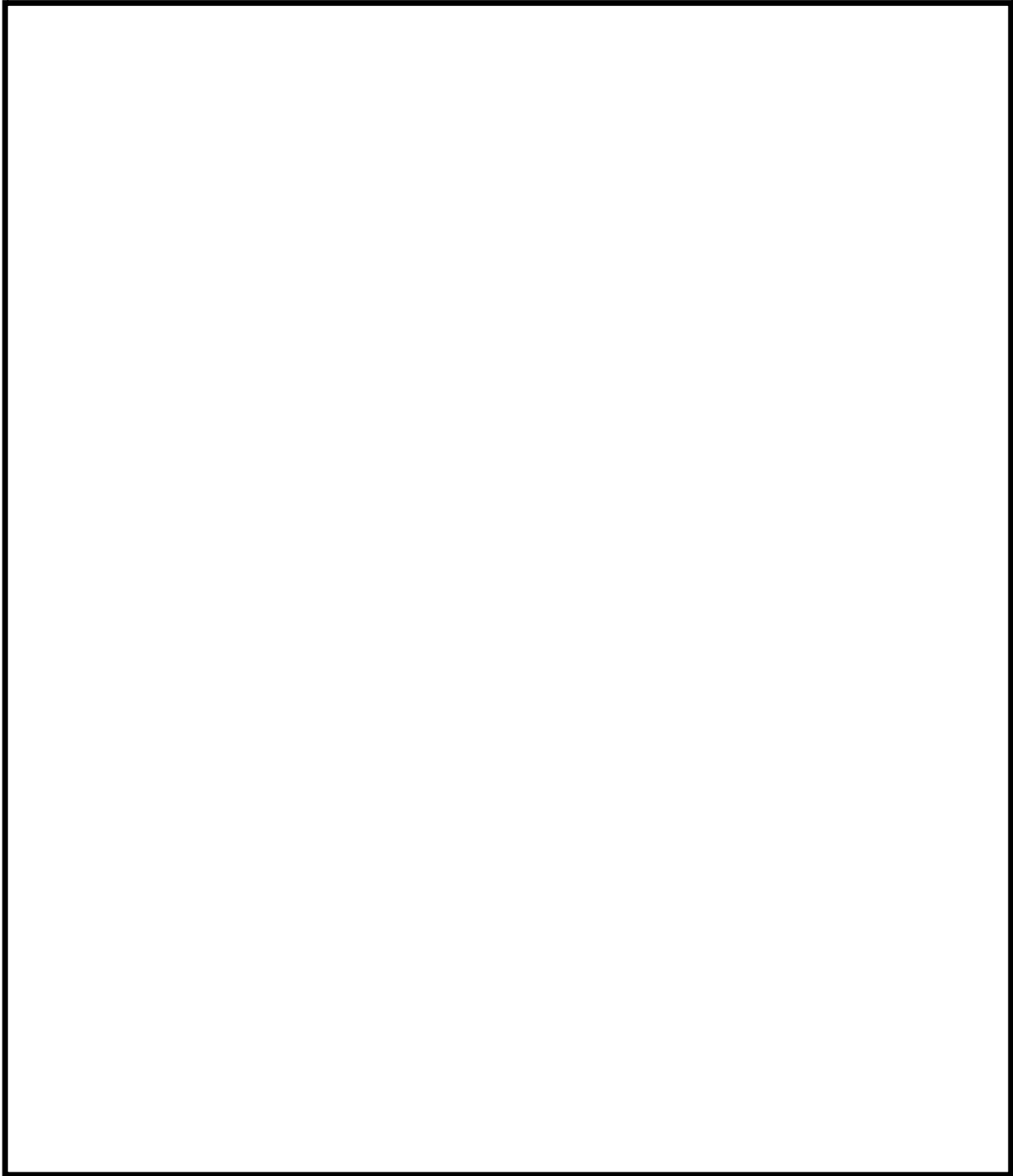
は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。


f. 原子炉格納容器の過圧破損防止の手順



は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。

f. 原子炉格納容器の過圧破損防止の手順



 は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。

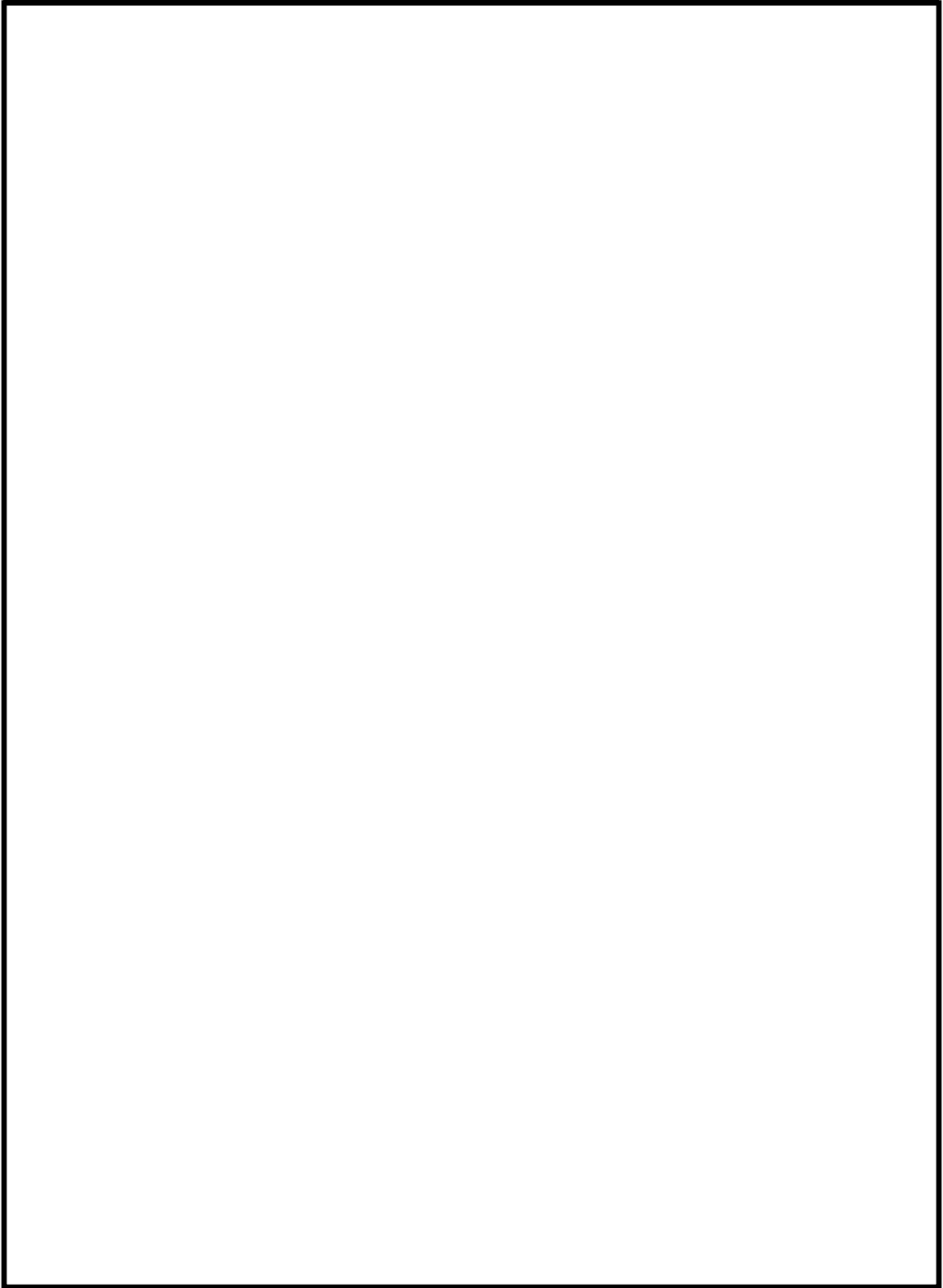
第 5.2-21 表 特定重大事故等対処施設による対応の手順書の概要 (7/12)


g. 水素爆発による原子炉格納容器の破損防止の手順

--

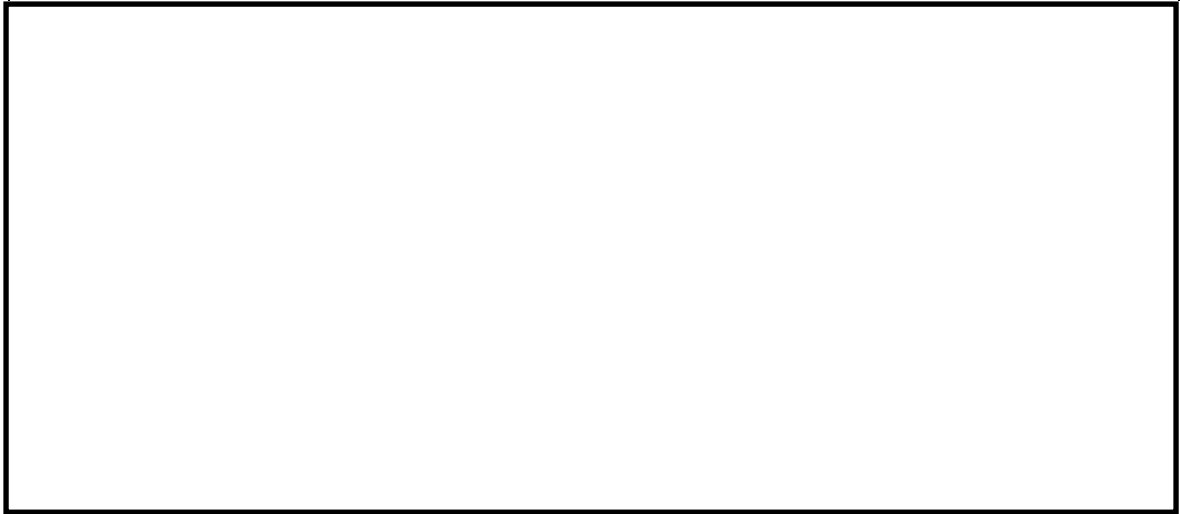
は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。

g. 水素爆発による原子炉格納容器の破損防止の手順



 は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。

g. 水素爆発による原子炉格納容器の破損防止の手順



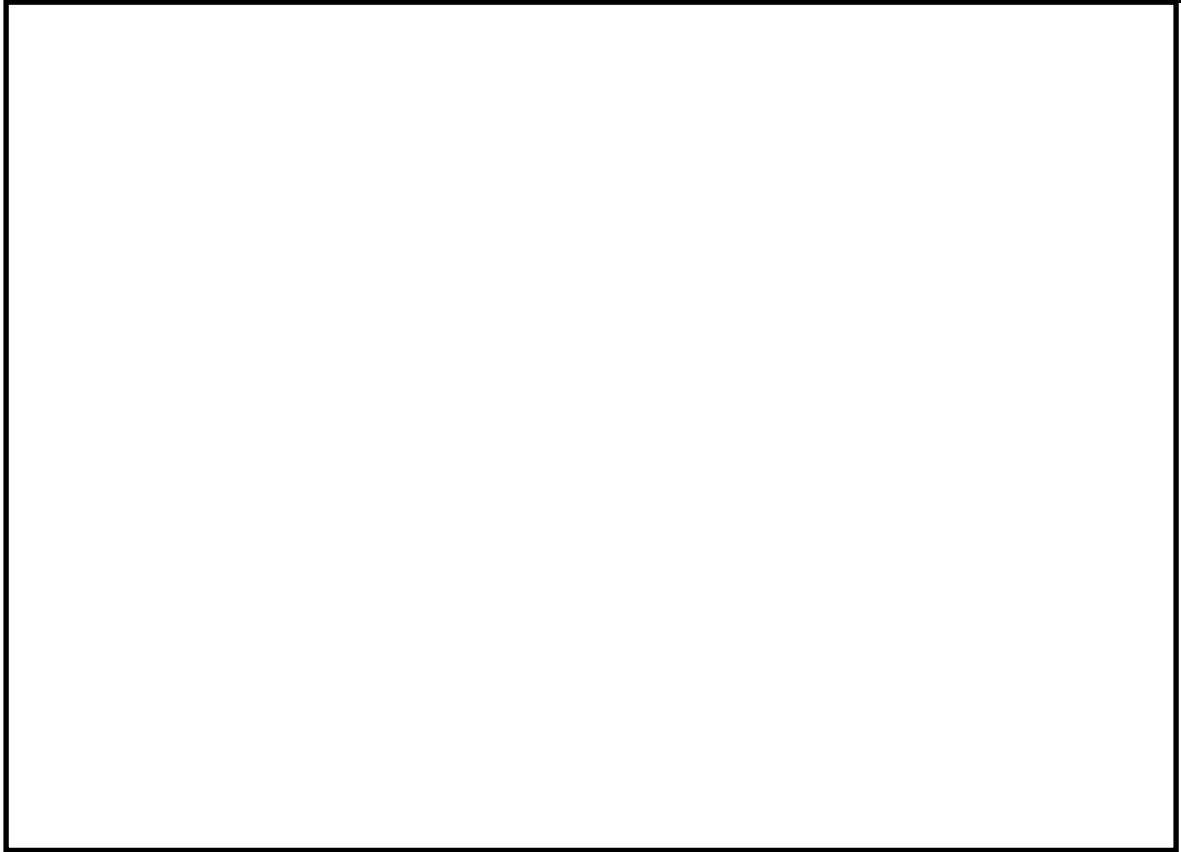
 は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。

第 5.2-21 表 特定重大事故等対処施設による対応の手順書の概要 (8/12)

h. の居住性に関する手順

は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。

h. の居住性に関する手順



は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。

第 5.2-21 表 特定重大事故等対処施設による対応の手順書の概要 (9/12)

i. 電源設備の手順

--

は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。

第 5.2-21 表 特定重大事故等対処施設による対応の手順書の概要 (10/12)

j. 計装設備の手順

--

は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。

第 5.2-21 表 特定重大事故等対処施設による対応の手順書の概要 (11/12)

k. 通信連絡設備の手順

--

は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。

第 5.2-21 表 特定重大事故等対処施設による対応の手順書の概要 (12/12)

1. 原子炉格納容器を長期的に安定状態に維持するための手順

--

は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。

添付書類十 6章を以下のとおり補正する。

頁	行	補 正 前	補 正 後
		(記載の追加)	別紙 10-6-1 を追加する。

第 6.2-1 表 有効性評価における重要事故シーケンスと技術的能力審査基準／設置許可基準規則／技術基準規則との関連 (6/16)

技術的能力 審査基準		重要事故シーケンス																								
		炉心の著しい損傷の防止										原子炉格納容器の破損の防止						使用済燃料貯蔵槽内の燃料破損の防止		運転停止中原子炉内の燃料損傷の防止						
		高圧・低圧注水機能喪失	高圧注水・減圧機能喪失	全交流動力電源喪失(長期TB)	全交流動力電源喪失(TBD, TBU)	全交流動力電源喪失(TBP)	崩壊熱除去系機能喪失(取水機能が喪失した場合)	崩壊熱除去系機能喪失(残留熱除去系が故障した場合)	原子炉停止機能喪失	LOCA時注水機能喪失	格納容器バイパス(インターフェイスシステム)(LOCA)	津波浸水による最終ヒートシンク喪失	格納容器過圧・過温破損(格納容器過圧・過温破損)(代替循環冷却系を使用できない場合)	格納容器過圧・過温による静的負荷(格納容器過圧・過温破損)(代替循環冷却系を使用できない場合)	格納容器雰囲気直接加熱	高圧溶融物放出	原子炉圧力容器外の溶融燃料と冷却材相互作用	水素燃焼	溶融炉心・コンクリート相互作用	想定事故1	想定事故2	崩壊熱除去系機能喪失(残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失)	全交流動力電源喪失	原子炉冷却材の流出	反応度の誤投入	
●：有効性評価において、解析上考慮している	○：有効性評価において、解析上考慮していない																									
技術的能力 審査基準	対応手段																									
1.5	格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱	●					●		●																	
	格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱(現場操作)	○					○		○																	
	緊急用海水系による冷却水確保			○	○	○	●				●											○	●	○		
	代替残留熱除去系海水系による冷却水確保			○	○	○	○															○	○	○		
	残留熱除去系海水系による冷却水確保		●							●		●										●		●		

添付書類十 7章を以下のとおり補正する。

頁	行	補 正 前	補 正 後
		(記載の追加)	別紙 10-7-1 を追加する。

7. 重大事故に至るおそれがある事故及び重大事故に対する対策の有効性評価

7.1.1 高圧・低圧注水機能喪失

7.1.1.1 事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」では，運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（L O C Aを除く。）の発生後，高圧注水機能が喪失し，原子炉減圧には成功するが，低圧注水機能が喪失することを想定する。このため，逃がし安全弁による圧力制御に伴う蒸気流出により原子炉圧力容器内の保有水量が減少し，原子炉水位が低下することから，緩和措置がとられない場合には，原子炉水位の低下により炉心が露出し，炉心損傷に至る。また，低圧注水機能喪失を想定することから，併せて残留熱除去系機能喪失に伴う崩壊熱除去機能喪失等を想定する。

本事故シーケンスグループは，原子炉圧力容器内への高圧・低圧注水機能を喪失したことによって炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，重大事故等対策の有効性評価には，高圧・低圧注水機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。ここで，高圧・低圧注水機能喪失が生じた際の状況を想定すると，事象発生後，重大事故等対処設備によって高圧注水を実施して炉心損傷を防止する場合よりも，高圧注水に期待せず，原子炉を減圧し，低圧注水に移行して炉心損傷を防止する場合の方が，原子炉の減圧により原子炉圧力容器内の保有水量が減少し，原子炉水位がより早く低下することから，事故対応として厳しいと考えられる。このことから，本事故シーケンスグループにおいては，高圧注水機能に期待せず，原子炉の減圧後，低圧注水に移行して炉心損傷を防止する対策の有効性を評価することとする。なお，高圧・低圧注水機能喪失が生

じ、重大事故等対処設備の高圧注水機能に期待する事故シーケンスとしては、全交流動力電源喪失時の原子炉隔離時冷却系喪失があり、「7.1.3.2 全交流動力電源喪失（TBD，TBU）」において主に高圧代替注水系の有効性を確認している。

したがって、本事故シーケンスグループでは、逃がし安全弁の手動開操作により原子炉を減圧し、原子炉減圧後に低圧代替注水系（常設）により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。また、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却、格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を実施する。なお、代替循環冷却系による格納容器除熱も実施可能である。

(3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策として低圧代替注水系（常設）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、逃がし安全弁（自動減圧機能）を開維持することで、低圧代替注水系（常設）による炉心冷却を継続する。また、格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却手段、格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第7.1.1-1図に、手順の概要を第7.1.1-2図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第7.1.1-1表に示す。

本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて、事象発生2時間までの重大事故等対策に必要な要員は、災害対策要員（初動）18名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、当直発電長

1名、当直副発電長1名及び運転操作対応を行う当直運転員4名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う要員は4名及び現場操作を行う重大事故等対応要員は8名である。

また、事象発生2時間以降に追加で必要な参集要員は、タンクローリによる燃料給油操作を行うための重大事故等対応要員2名及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作を行うための重大事故等対応要員3名である。必要な要員と作業項目について第7.1.1-3図に示す。

なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、18名で対処可能である。

f. 格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱

格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱の準備として、フィルタ装置入口第一弁を中央制御室からの遠隔操作により開する。

サブプレッション・プール水位が、通常水位+6.5mに到達した場合、中央制御室からの遠隔操作により代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を停止する。代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却の停止後、格納容器圧力は徐々に上昇する。格納容器圧力が0.31MPa [gage]に到達した場合、フィルタ装置入口第二弁を中央制御室からの遠隔操作によって全開操作することで、格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を実施する。

格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を確認するために必要な計装設備は、サブプレッション・チェンバ圧力等である。

格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を実施している間に炉心損傷していないことを確認するために必要な計装設備は、格納容器雰囲気放射線モニタ（D/W）等である。

サプレッション・チェンバ側からの格納容器圧力逃がし装置のベントラインが水没しないことを確認するために必要な計装設備は、サプレッション・プール水位である。

以降、炉心冷却は、低圧代替注水系（常設）による注水により継続的に行い、また、格納容器除熱は、格納容器圧力逃がし装置により継続的に行う。

7.1.1.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

(2) 有効性評価の条件

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(f) 格納容器圧力逃がし装置

格納容器圧力逃がし装置により、格納容器圧力 0.31MPa [gage] における排出流量 13.4kg/s に対して、フィルタ装置入口第二弁を全開にて格納容器除熱を実施する。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

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

(c) 格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作は、格納容器圧力が 0.31MPa [gage] に到達した場合に実施する。

(3) 有効性評価の結果

a. 事象進展

給水流量の全喪失後、原子炉水位は急速に低下する。原子炉水位低（レベル3）信号が発生して原子炉がスクラムするが、原子炉水位異常低下（レベル2）で原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の起動に失敗し、その後、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の

起動にも失敗する。これにより、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の吐出圧力が確保されないため、自動減圧系についても作動しない。再循環系ポンプについては、原子炉水位異常低下（レベル2）で2台全てがトリップする。主蒸気隔離弁は、原子炉水位異常低下（レベル2）で全閉する。事象発生から25分後に中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁（自動減圧機能）7個を手動開することで、原子炉急速減圧を実施し、原子炉減圧後に低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始する。原子炉急速減圧を開始すると、原子炉冷却材の流出により原子炉水位は低下し、燃料有効長頂部を下回るが、低圧代替注水系（常設）による注水が開始されると原子炉水位が回復し、炉心は再冠水する。

燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率は、原子炉減圧により、原子炉水位が低下し、炉心が露出することから上昇する。その結果、燃料被覆管の伝熱様式は核沸騰冷却から蒸気冷却となり熱伝達係数は低下する。その後、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水により、燃料の露出と冠水を繰り返すため、燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率及び熱伝達係数は増減する。炉心が再冠水すると、ボイド率が低下し、熱伝達係数が上昇することから、燃料被覆管温度は低下する。平均出力燃料集合体及び炉心下部プレナム部のボイド率については、原子炉水位及び原子炉圧力の変化に伴い変化する。

崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が格納容器内に流入することで、格納容器圧力及び雰囲気温度は徐々に上昇する。そのため、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を行う。格納容器除熱は、事象発生から約28時間経過した時点で実施

する。

なお、格納容器除熱時のサプレッション・プール水位は、真空破壊装置（約 15m）及びベントライン（約 15m）に対して、十分に低く推移するため、真空破壊装置の健全性は維持される。

b. 評価項目等

燃料被覆管の最高温度は、第 7.1.1-10 図に示すとおり、原子炉水位が回復するまでの間に炉心が一時的に露出するため燃料被覆管の温度が上昇し、約 338℃に到達するが、1,200℃以下となる。燃料被覆管の最高温度は、平均出力燃料集合体にて発生している。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 1%以下であり、15%以下となる。

原子炉圧力は、第 7.1.1-4 図に示すとおり、逃がし安全弁（安全弁機能）の作動により、約 7.79MPa [gage] 以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（高々約 0.3MPa）を考慮しても、約 8.09MPa [gage] 以下であり、最高使用圧力の 1.2 倍（10.34MPa [gage]）を十分下回る。

また、崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が格納容器内に流入することによって、格納容器圧力及び雰囲気温度は徐々に上昇するが、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を行うことによって、格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は、約 0.31MPa [gage] 及び約 143℃に抑えられ、格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。

第 7.1.1-5 図に示すとおり、低圧代替注水系（常設）による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。その後は、約 28 時間後

に格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を開始することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。

格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント時の非居住区域境界及び敷地境界での実効線量の評価結果は、サプレッション・プールでのスクラビングによる放射性物質の除染効果を見込まない厳しい評価としている「7.1.6 LOCA時注水機能喪失」のドライウェルベント時の実効線量の評価結果以下となり、5mSvを下回ることから、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。

本評価では、「6.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目及び周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えないことについて、対策の有効性を確認した。

7.1.1.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。

高圧・低圧注水機能喪失では、高圧注水機能が喪失し、原子炉減圧には成功するが、低圧注水機能が喪失することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作（原子炉急速減圧操作を含む。）、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作とする。

(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

a. 運転員等操作時間に与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは実験

結果の燃料被覆管温度に比べて+50℃高めに評価することから、解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり燃料被覆管温度は低くなるが、操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル(格納容器の熱水力モデル)はHDR実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから、格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている代替格納容器スプレイ冷却系(常設)及び格納容器圧力逃がし装置に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF実験解析により格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致すること

を確認しており、その差異は小さいことから、格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている代替格納容器スプレイ冷却系（常設）及び格納容器圧力逃がし装置に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。

(2) 解析条件の不確かさの影響評価

b. 操作条件

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作（原子炉急速減圧操作を含む。）は、解析上の操作開始時間として事象発生から25分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、高圧・低圧注水機能喪失の認知に係る確認時間、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水準備の操作時間及び逃がし安全弁の操作時間は、時間余裕を含めて設定していることから、原子炉急速減圧の操作開始時間は解析上の設定よりも若干早まる可能性があるが、状況判断から原子炉減圧操作までは一連の操作として実施し、同一の運転員による並列操作はなく、運転員等操作時間に与える影響も小さい。

操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作は、解析上の操作開始時間として格納容器圧力 0.279MPa [gage] 到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、常設低圧代替注水系ポンプ2台により格納容器スプレイと原子炉注水を同時に実施可能な流量が確保されており、また、並列して実施する場合がある操作は同一の制御盤による実施が可能であるため、不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さく、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。

当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、並列して実施する場合がある低圧代替注水系（常設）による原子炉注水とは同一の制御盤により実施可能であることから、他の操作に与える影響はない。

操作条件の格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作は、解析上の操作開始時間として格納容器圧力 0.31MPa [gage] 到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作においては、炉心損傷前の格納容器ベントの操作実施基準（格納容器圧力 0.31MPa [gage]）に到達するのは、事象発生の約 28 時間後であり、格納容器ベントの準備操作はサプレッション・プール水位の上昇傾向を監視しながらあらかじめ実施可能である。また、当該操作は中央制御室からの遠隔操作により実施可能であることから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。ただし、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて対応するため、程度操作開始時間が遅れる可能性があるが、格納容器の限界圧力は 0.62MPa [gage] であることから、格納容器の健全性という点では問題とはならない。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、並列して実施する場合がある操作とは同一の制御盤により実施可能であることから、他の操作に与える影響はない。なお、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合においても、現場操作にて対応することから、他の操作に与える影響はない。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作（原子炉急速減圧操作を含む。）は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定よりも早くなる可能性があり、その場合には燃料被覆管温度は解析結果よりも低くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作は、運転員等操作時間に与える影響として、常設低圧代替注水系ポンプ2台により格納容器スプレイと原子炉注水を同時に実施可能な流量が確保されており、また、並列して実施する場合がある操作は同一の制御盤による実施が可能であるため、不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さく、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

操作条件の格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。仮に、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて対応するため、程度操作開始時間が遅れる可能性がある。格納容器ベント操作開始時間が遅くなった場合、格納容器圧力は 0.31MPa [gage] より若干上昇するため、評価項目となるパラメータに影響を与えるが、格納容器の限界圧力は 0.62MPa [gage] であることから、格納容器の健全性という点では問題とはならない。

(3) 操作時間余裕の把握

操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目と

なるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。

操作条件の低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作（原子炉急速減圧操作を含む。）については、高圧・低圧注水機能喪失及び給水流量の全喪失を想定することから安全機能の喪失状態が同じであり、原子炉減圧操作も同じ 25 分であるが、原子炉水位低下の観点では本重要事故シーケンスより厳しい「7.1.6 L O C A 時注水機能喪失」において、操作開始時間の 10 分程度の時間遅れまでに低圧代替注水系（常設）による注水が開始できれば、燃料被覆管の破裂及び炉心の著しい損傷は発生せず、評価項目を満足することから時間余裕がある。また、格納容器ベント時の非居住区域境界及び敷地境界での実効線量は燃料被覆管の破裂が発生しないことから「7.1.1.2 炉心損傷防止対策の有効性評価 (3) 有効性評価の結果」と同等となり、5mSv を下回る。操作開始時間の 25 分程度の時間遅れでは、一部の燃料被覆管に破裂が発生するが、炉心の著しい損傷は発生せず、評価項目を満足する。また、格納容器ベント時の非居住区域境界での実効線量は約 1.1mSv、敷地境界での実効線量は約 2.8mSv であり、5mSv を下回る。

操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作については、格納容器スプレイ開始までの時間は事象発生から約 14 時間あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。

操作条件の格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作については、格納容器ベント開始までの時間は事象発生から約 28 時間あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。また、遠隔操作の失敗により、格納容器ベント操作開始時間が遅れる場合においても、格納容器圧力は 0.31MPa[gage]から上昇するが、格納容器圧力の上昇は緩やかであるため、格納容器の限界圧力 0.62MPa [gage] に至るまでの時間は、格納容器スプ

レイを停止した時点の格納容器圧力約 0.247MPa[gage]から 0.31MPa[gage] 到達までの時間が約 1 時間であることを考慮すると、0.31MPa [gage] から 0.62MPa [gage] に到達するまでに 5 時間程度の準備時間が確保でき、現場操作に要する時間は□程度であることから、時間余裕がある。

7.1.1.5 結 論

事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」では、高圧注水機能が喪失し、原子炉減圧には成功するが、低圧注水機能が喪失することで、原子炉水位の低下により炉心が露出し、炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として低圧代替注水系（常設）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却手段及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱手段を整備している。

事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」の重要事故シーケンス「過渡事象（給水流量の全喪失）＋高圧炉心冷却失敗＋低圧炉心冷却失敗」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を実施することにより、炉心損傷することはない。その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。

なお、格納容器圧力逃がし装置の使用による非居住区域境界及び敷地境界での実効線量は、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与える

ことはない。

解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。

重大事故等対策時に必要な要員は、災害対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。

以上のことから、低圧代替注水系（常設）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水、格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「高圧・低圧注水機能喪失」に対して有効である。

7.1.4.2 残留熱除去系が故障した場合

7.1.4.2.1 事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

本事故シーケンスグループは，L O C Aを起因事象とする事故シーケンスも含め炉心冷却に成功する。中長期的な格納容器圧力及び雰囲気温度上昇の観点では，崩壊熱が支配要因となることからL O C Aも過渡事象も同等となり，崩壊熱除去機能喪失に対する重大事故等対策に違いはない。また，L O C A時注水機能喪失及び雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）にて，L O C Aに加えて崩壊熱除去機能が喪失した場合の重大事故等対策の有効性を確認している。

以上を踏まえ，事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」では，運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故（L O C Aを除く。）の発生後，炉心冷却には成功するが，残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失することを想定する。このため，原子炉冷却材温度の上昇により発生する蒸気が逃がし安全弁により格納容器に放出され，格納容器圧力が上昇することから，緩和措置がとられない場合には，炉心損傷より先に格納容器が破損する。これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には，原子炉水位の低下により炉心が露出し，炉心損傷に至る。

本事故シーケンスグループは，残留熱除去系が故障したことによって最終的に炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，重大事故等対策の有効性評価には，残留熱除去系の有する炉心冷却及び格納容器除熱機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。

したがって，本事故シーケンスグループでは，原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を

図る。また、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却，格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を実施する。

(3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策として原子炉隔離時冷却系，高圧炉心スプレイ系，低圧代替注水系（常設）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水手段を整備し，安定状態に向けた対策として，逃がし安全弁（自動減圧機能）を開維持することで，低圧代替注水系（常設）による炉心冷却を継続する。また，格納容器の健全性を維持するため，安定状態に向けた対策として代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却手段及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第 7.1.4.2-1 図に，手順の概要を第 7.1.4.2-2 図に示すとともに，重大事故等対策の概要を以下に示す。また，重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第 7.1.4.2-1 表に示す。

本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて，事象発生 2 時間までの重大事故等対策に必要な要員は，災害対策要員（初動）18 名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は，当直発電長 1 名，当直副発電長 1 名及び運転操作対応を行うための当直運転員 4 名である。

発電所構内に常駐している要員のうち，通報連絡等を行う要員は 4 名及び現場操作を行うための重大事故等対応要員は 8 名である。

また，事象発生 2 時間以降に追加に必要な参集要員は，タンクローリによる燃料給油操作を行うための重大事故等対応要員 2 名及び格納容器圧力

逃がし装置による格納容器除熱操作を行うための重大事故等対応要員 3 名である。必要な要員と作業項目について第 7.1.4.2-3 図に示す。

なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、18 名で対処可能である。

g. 格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱

格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱の準備として、フィルタ装置入口第一弁を中央制御室からの遠隔操作により開する。

サブプレッション・プール水位が、通常水位+6.5m に到達した場合、中央制御室からの遠隔操作により代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を停止する。代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却の停止後、格納容器圧力は徐々に上昇する。格納容器圧力が 0.31MPa [gage] に到達した場合、フィルタ装置入口第二弁を中央制御室からの遠隔操作によって全開操作することで、格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を実施する。

格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を確認するために必要な計装設備は、サブプレッション・チェンバ圧力等である。

格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を実施している間に炉心損傷していないことを確認するために必要な計装設備は、格納容器雰囲気放射線モニタ（D/W）等である。

サブプレッション・チェンバ側からの格納容器圧力逃がし装置のベントラインが水没しないことを確認するために必要な計装設備は、サブプレッション・プール水位である。

以降、炉心冷却は、低圧代替注水系（常設）による注水により継続的に行い、また、格納容器除熱は、格納容器圧力逃がし装置により継続的に行

う。

7.1.4.2.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

(2) 有効性評価の条件

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(h) 格納容器圧力逃がし装置

格納容器圧力逃がし装置により，格納容器圧力 0.31MPa [gage] における排出流量 13.4kg/s に対して，フィルタ装置入口第二弁を全開にて格納容器除熱を実施する。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

(c) 格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作は，格納容器圧力が 0.31MPa [gage] に到達した場合に実施する。

(3) 有効性評価の結果

a. 事象進展

給水流量の全喪失後，原子炉水位は急速に低下する。また，原子炉水位低（レベル3）信号が発生して原子炉がスクラムし，原子炉水位異常低下（レベル2）で原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系が自動起動して原子炉水位は適切に維持される。

再循環系ポンプについては，原子炉水位異常低下（レベル2）で2台全てがトリップする。

低圧代替注水系（常設）を起動し，サプレッション・プール水温度がサプレッション・プール熱容量制限である 65°C に到達した時点で，中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁（自動減圧機能）7 個を手動開することで，原子炉を減圧する。原子炉減圧により原子炉隔離時冷却系は停止する。その後は，低圧代替注水系（常設）による原子炉注水

によって、原子炉水位は適切に維持される。

高出力燃料集合体及び炉心下部プレナム部のボイド率については、原子炉減圧により増加する。また、高圧炉心スプレイ系による原子炉注水時に、炉心上部プレナム部の蒸気が凝縮され、原子炉が減圧されることにより、ボイド率が一時的に増加し、高出力燃料集合体が一時的に露出する。

崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が格納容器内に流入することで、格納容器圧力及び雰囲気温度は徐々に上昇する。そのため、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を行う。格納容器除熱は、事象発生から約 28 時間経過した時点で実施する。

なお、格納容器除熱時のサプレッション・プール水位は、真空破壊装置（約 15m）及びベントライン（約 15m）に対して、十分に低く推移するため、真空破壊装置の健全性は維持される。

b. 評価項目等

原子炉水位はおおむね燃料有効長頂部を下回ることなく、炉心はおおむね冠水維持されるため、燃料被覆管の最高温度は、第 7.1.4.2-10 図に示すとおり初期値（約 309℃）を上回ることなく、1,200℃以下となる。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 1%以下であり、15%以下となる。

原子炉圧力は、第 7.1.4.2-4 図に示すとおり、約 7.79MPa [gage] 以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（高々約 0.3MPa）を考慮しても、約 8.09MPa [gage] 以下であり、最高使用圧力の 1.2 倍（10.34MPa [gage]）

を十分下回る。

また、崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉压力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が格納容器内に流入することによって、格納容器圧力及び雰囲気温度は徐々に上昇するが、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を行うことによって、格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は、約 0.31MPa [gage] 及び約 143°C に抑えられ、格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。

第 7.1.4.2-5 図に示すとおり、低圧代替注水系（常設）による注水継続により炉心がおおむね冠水し、炉心の冷却が維持される。その後は、約 28 時間後に格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を開始することで安定状態が確立し、また、安定状態を維持できる。格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント時の非居住区域境界及び敷地境界での実効線量の評価結果は、サプレッション・プールでのスクラビングによる放射性物質の除染効果を見込まない厳しい評価としている「7.1.6 L O C A 時注水機能喪失」のドライウェルベント時の実効線量の評価結果以下となり、5mSv を下回ることから、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。

本評価では、「6.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目及び周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えないことについて、対策の有効性を確認した。

7.1.4.2.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

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

余裕を評価するものとする。

崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）では、炉心冷却には成功するが、残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として、逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作とする。

(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

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

a. 運転員等操作時間に与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、解析コードは、炉心が冠水維持する場合には燃料被覆管温度は上昇しないため不確かさは小さい。原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の自動起動により行われ、また、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注水に移行すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性がある。よって、実際の燃料被覆管温度は低くなり、原子炉水位挙動に影響を与える可能性があるが、原子炉注水は原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の自動起動により行われ、また、操作手順（原子炉減圧後速やかに低圧注

水に移行すること) に変わりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル(格納容器の熱水力モデル) はH D R 実験解析では区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向を確認しているが、B W R の格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においてはこの解析で確認した不確かさは小さくなるものと推定される。しかし、全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから、格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている代替格納容器スプレイ冷却系(常設)及び格納容器圧力逃がし装置に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、C S T F 実験解析により格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいことから、格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている代替格納容器スプレイ冷却系(常設)及び格納容器圧力逃がし装置に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。

(2) 解析条件の不確かさの影響評価

b. 操作条件

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、解析上の操作開始時間としてサプレッション・プール水温度65℃到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作にお

いては、事故時の重要監視パラメータとしてサブレーション・プール水温度を継続監視しており、また、サブレーション・プール水温度の上昇は緩やかであることから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより操作開始時間が遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もないことから、他の操作に与える影響はない。

操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作は、解析上の操作開始時間として格納容器圧力 0.279MPa [gage] 到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、常設低圧代替注水系ポンプ 2 台により格納容器スプレイと原子炉注水を同時に実施可能な流量が確保されており、また、並列して実施する場合がある操作は同一の制御盤による実施が可能であるため、不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さく、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより操作開始時間が遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、並列して実施する場合がある操作は同一の制御盤により実施可能であることから、他の操作に与える影響はない。

操作条件の格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作は、解析上の操作開始時間として格納容器圧力 0.31MPa [gage] 到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作においては、炉心損傷前の格納容器ベントの操作実施基準（格納容器

圧力 0.31MPa [gage]) に到達するのは、事象発生の約 28 時間後であり、格納容器ベントの準備操作はサプレッション・プール水位の上昇傾向を監視しながらあらかじめ実施可能である。また、当該操作は中央制御室からの遠隔操作により実施可能であることから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。ただし、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて対応するため、程度操作開始時間が遅れる可能性があるが、格納容器の限界圧力は 0.62MPa [gage] であることから、格納容器の健全性の点では問題とならない。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、並列して実施する場合はある操作とは同一の制御盤により実施可能であることから、他の操作に与える影響はない。なお、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合においても、現場操作にて対応することから、他の操作に与える影響はない。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作は、運転員等操作時間に与える影響として、事故時の重要監視パラメータとしてサプレッション・プール水温度を継続監視しており、また、サプレッション・プール水温度の上昇は緩やかであることから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作は、運転員等操作時間に与える影響として、常設低圧代替注水

系ポンプ 2 台により格納容器スプレイと原子炉注水を同時に実施可能な流量が確保されており、また、並列して実施する場合がある操作は同一の制御盤による実施が可能であるため、不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さく、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。格納容器スプレイ開始時間が早くなる場合、遅くなる場合のいずれにおいても、事象進展はほぼ変わらないことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

操作条件の格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作は、運転員等操作時間に与える影響として、格納容器ベントの準備操作はサブプレッション・プール水位の上昇傾向を監視しながらあらかじめ実施可能である。また、当該操作は中央制御室からの遠隔操作により実施可能であることから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。仮に、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて対応するため、程度操作開始時間が遅れる可能性がある。格納容器ベント操作開始時間が遅くなった場合、格納容器圧力は 0.31MPa [gage] より若干上昇するため、評価項目となるパラメータに影響を与えるが、格納容器の限界圧力は 0.62MPa [gage] であることから、格納容器の健全性という点では問題とはならない。

(3) 操作時間余裕の把握

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

操作条件の逃がし安全弁による原子炉急速減圧操作については、逃がし

安全弁による原子炉減圧までの時間は事象発生から約 2 時間であり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。

操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作については、格納容器スプレイ開始までの時間は事象発生から約 13 時間あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。

操作条件の格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作については、格納容器ベント開始までの時間は事象発生から約 28 時間あり、準備時間が確保できるため、時間余裕がある。また、遠隔操作の失敗により、格納容器ベント操作開始時間が遅れる場合においても、格納容器圧力は 0.31MPa [gage] から上昇するが、格納容器圧力の上昇は緩やかであるため、格納容器の限界圧力 0.62MPa [gage] に至るまでの時間は、格納容器スプレイを停止した時点の格納容器圧力約 0.256MPa [gage] から 0.31MPa [gage] 到達までの時間が約 1 時間であることを考慮すると、0.31MPa [gage] から 0.62MPa [gage] に到達するまでに 5 時間程度の準備時間が確保でき、現場操作に要する時間は 程度であることから、時間余裕がある。

7.1.4.2.5 結 論

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」では、炉心冷却には成功するが、残留熱除去系の故障により崩壊熱除去機能が喪失し、炉心損傷より先に格納容器が破損し、これに伴って炉心冷却機能を喪失する場合には、原子炉水位の低下により炉心が露出して炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として原子炉隔離時冷却系、高圧炉心スプレイ系、低圧代替注水系（常設）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水手段、安定状態に

向けた対策として代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却手段及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱手段を整備している。

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」の重要事故シーケンス「過渡事象（給水流量の全喪失）＋RHR失敗」について有効性評価を行った。上記の場合においても、原子炉隔離時冷却系、高圧炉心スプレイ系、低圧代替注水系（常設）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却、格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を実施することにより、炉心損傷することはない。

その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力並びに格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。なお、格納容器圧力逃がし装置の使用による非居住区域境界及び敷地境界での実効線量は、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。

解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。

重大事故等対策時に必要な要員は、災害対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。

以上のことから、原子炉隔離時冷却系、高圧炉心スプレイ系、低圧代替注水系（常設）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水、格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」に対して有効で

ある。

7.1.6 L O C A時注水機能喪失

7.1.6.1 事故シーケンスグループの特徴，炉心損傷防止対策

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「L O C A時注水機能喪失」では，原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の中小破断の発生後，高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失することを想定する。このため，破断箇所から原子炉冷却材が流出し，原子炉水位が低下することから，緩和措置がとられない場合には，原子炉水位の低下により炉心が露出し，炉心損傷に至る。また，低圧注水機能喪失を想定することから，併せて残留熱除去系機能喪失に伴う崩壊熱除去機能喪失等を想定する。

本事故シーケンスグループは，小破断L O C A又は中破断L O C Aが発生し，同時に高圧及び低圧の注水機能を喪失したことによって炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため，重大事故等対策の有効性評価には，小破断L O C A又は中破断L O C A発生時の高圧注水機能又は低圧注水機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。ここで，小破断L O C A又は中破断L O C A発生後に高圧・低圧注水機能喪失が生じた際の状況を想定すると，事象発生後，重大事故等対処設備によって高圧注水を実施して炉心損傷を防止する場合よりも，高圧注水に期待せず，原子炉を減圧し，低圧注水に移行して炉心損傷を防止する場合の方が，原子炉の減圧により原子炉圧力容器内の保有水量が減少し，原子炉水位がより早く低下することから，事故対応として厳しいと考えられる。このことから，本事故シーケンスグループにおいては，高圧注水機能に期待せず，原子炉の減圧後，低圧注水に移行して炉心損傷を防止する対策の有効性を評価することとする。

したがって，本事故シーケンスグループでは，逃がし安全弁の手動開操

作により原子炉を減圧し、原子炉減圧後に低圧代替注水系（常設）により炉心を冷却することによって炉心損傷の防止を図る。また、代替格納容器スプレー冷却系（常設）による格納容器冷却、格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を実施する。なお、代替循環冷却系による格納容器除熱も実施可能である。

(3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「L O C A時注水機能喪失」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策として低圧代替注水系（常設）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水手段を整備し、安定状態に向けた対策として、逃がし安全弁（自動減圧機能）を開維持することで、低圧代替注水系（常設）による炉心冷却を継続する。また、格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として代替格納容器スプレー冷却系（常設）による格納容器冷却手段、格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第 7.1.6-1 図に、手順の概要を第 7.1.6-2 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と操作手順の関係を第 7.1.6-1 表に示す。

本事故シーケンスグループの重要事故シーケンスにおいて、事象発生 2 時間までの重大事故等対策に必要な要員は、災害対策要員（初動）18 名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、当直発電長 1 名、当直副発電長 1 名及び運転操作対応を行う当直運転員 4 名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う要員は 4 名及び現場操作を行う重大事故等対応要員は 8 名である。

また、事象発生 2 時間以降に追加に必要な参集要員は、タンクローリによる燃料給油操作を行うための重大事故等対応要員 2 名及び格納容器圧力

逃がし装置による格納容器除熱操作を行うための重大事故等対応要員 3 名である。必要な要員と作業項目について第 7.1.6-3 図に示す。

なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、18 名で対処可能である。

f. 格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱

格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱の準備として、フィルタ装置入口第一弁を中央制御室からの遠隔操作により開する。

サブプレッション・プール水位が、通常水位+6.5m に到達した場合、中央制御室からの遠隔操作により代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を停止する。代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却の停止後、格納容器圧力は徐々に上昇する。格納容器圧力が 0.31MPa [gage] に到達した場合、フィルタ装置入口第二弁を中央制御室からの遠隔操作によって全開操作することで、格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を実施する。

格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を確認するために必要な計装設備は、サブプレッション・チェンバ圧力等である。

格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を実施している間に炉心損傷していないことを確認するために必要な計装設備は、格納容器雰囲気放射線モニタ（D/W）等である。

サブプレッション・チェンバ側からの格納容器圧力逃がし装置のベントラインが水没しないことを確認するために必要な計装設備は、サブプレッション・プール水位である。

以降、炉心冷却は、低圧代替注水系（常設）による注水により継続的に行い、また、格納容器除熱は、格納容器圧力逃がし装置により継続的に行

う。

7.1.6.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

(2) 有効性評価の条件

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(e) 格納容器圧力逃がし装置

格納容器圧力逃がし装置により，格納容器圧力 0.31MPa [gage] における排出流量 13.4kg/s に対して，フィルタ装置入口第二弁を全開にて格納容器除熱を実施する。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

(c) 格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作は，格納容器圧力が 0.31MPa [gage] に到達した場合に実施する。

(3) 有効性評価（敷地境界及び非居住区域境界での実効線量評価）の条件

h. 敷地境界における大気拡散条件については，地上放出，実効放出継続時間 1 時間の値として，相対濃度 (χ/Q) を 8.2×10^{-5} (s/m³)，相対線量 (D/Q) を 9.9×10^{-19} (Gy/Bq) とする。また，非居住区域境界における大気拡散条件については，地上放出，実効放出継続時間 1 時間の値として，相対濃度 (χ/Q) を 3.1×10^{-5} (s/m³)，相対線量 (D/Q) を 4.1×10^{-19} (Gy/Bq) とする。

(4) 有効性評価の結果

a. 事象進展

事象発生後に外部電源喪失となり，原子炉水位低（レベル3）信号が発生して原子炉がスクラムするが，原子炉水位異常低下（レベル2）で原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の起動に失敗し，その後，低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の起動にも失敗す

る。これにより、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の吐出圧力が確保されないため、自動減圧系についても作動しない。

再循環系ポンプについては、原子炉水位異常低下（レベル 2）で全台がトリップする。主蒸気隔離弁は、原子炉水位異常低下（レベル 2）で全閉する。

事象発生から 25 分後に中央制御室からの遠隔操作によって逃がし安全弁（自動減圧機能）7 個を手動開することで、原子炉急速減圧を実施し、原子炉減圧後に、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始する。原子炉急速減圧を開始すると、原子炉冷却材の流出により原子炉水位は低下し、燃料有効長頂部を下回るが、低圧代替注水系（常設）による注水が開始されると原子炉水位が回復し、炉心は再冠水する。燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率は、原子炉減圧により、原子炉水位が低下し、炉心が露出することから上昇する。その結果、燃料被覆管の伝熱様式は核沸騰冷却から蒸気冷却となり熱伝達係数は低下する。その後、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水により、燃料の露出と冠水を繰り返すため、燃料被覆管の最高温度発生位置におけるボイド率及び熱伝達係数は増減する。炉心が再冠水すると、ボイド率が低下し、熱伝達係数が上昇することから、燃料被覆管温度は低下する。

平均出力燃料集合体及び炉心下部プレナム部のボイド率については、原子炉水位及び原子炉圧力の変化に伴い変化する。

崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が格納容器内に流入することで、格納容器圧力及び雰囲気温度は徐々に上昇する。そのため、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を行う。格納容器除熱は、事象発生から約 28 時間経過した時点で実施

する。なお、格納容器除熱時のサプレッション・プール水位は、真空破壊装置（約 15m）及びベントライン（約 15m）に対して、十分に低く推移するため、真空破壊装置の健全性は維持される。

b. 評価項目等

燃料被覆管の最高温度は、第 7.1.6-10 図に示すとおり、原子炉水位が回復するまでの間に炉心が一時的に露出するため燃料被覆管の温度が上昇し、約 616°C に到達するが、1,200°C 以下となる。燃料被覆管の最高温度は、平均出力燃料集合体にて発生している。また、燃料被覆管の酸化量は酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 1% 以下であり、15% 以下となる。

原子炉圧力は、第 7.1.6-4 図に示すとおり、逃がし安全弁（安全弁機能）の作動により、約 7.79MPa [gage] 以下に抑えられる。原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（高々約 0.3MPa）を考慮しても、約 8.09MPa [gage] 以下であり、最高使用圧力の 1.2 倍（10.34MPa [gage]）を十分下回る。

また、崩壊熱除去機能を喪失しているため、原子炉圧力容器内で崩壊熱により発生する蒸気が格納容器内に流入することによって、格納容器圧力及び雰囲気温度は徐々に上昇するが、代替格納容器スプレー冷却系（常設）による格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を行うことによって、格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度の最大値は、約 0.31MPa [gage] 及び約 143°C に抑えられ、格納容器の限界圧力及び限界温度を下回る。

第 7.1.6-5 図に示すとおり、低圧代替注水系（常設）による注水継続により炉心が冠水し、炉心の冷却が維持される。その後は、約 28 時間後に格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を開始することで安定状

態が確立し、また、安定状態を維持できる。

格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント時の敷地境界での実効線量の評価結果は約 $4.1 \times 10^{-1} \text{mSv}$ であり、 5mSv を下回るため、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。また、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント時の非居住区域境界での実効線量の評価結果は約 $1.6 \times 10^{-1} \text{mSv}$ であり、 5mSv を下回る。

本評価では、「6.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目及び周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えないことについて、対策の有効性を確認した。

7.1.6.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。

LOCA時注水機能喪失では、原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の中小破断の発生後、高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失し、かつ、自動減圧系が機能喪失することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象進展に有意な影響を与えると考えられる操作として、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作（原子炉急速減圧操作を含む。）、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作とする。

(2) 解析条件の不確かさの影響評価

b. 操作条件

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作（原子炉

急速減圧操作を含む。)は、解析上の操作開始時間として事象発生から 25 分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、高圧・低圧注水機能喪失の認知に係る確認時間、低圧代替注水系(常設)による原子炉注水準備の操作時間及び逃がし安全弁の操作時間は、時間余裕を含めて設定していることから、原子炉急速減圧の操作開始時間は解析上の設定よりも若干早まる可能性があるが、状況判断から原子炉減圧操作までは一連の操作として実施し、同一の運転員による並列操作はなく、運転員等操作時間に対する余裕は大きくなる。

操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却操作は、解析上の操作開始時間として格納容器圧力 0.279MPa [gage] 到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、常設低圧代替注水系ポンプ 2 台により格納容器スプレイと原子炉注水を同時に実施可能な流量が確保されており、また、並列して実施する場合がある操作は同一の制御盤による実施が可能であるため、不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さく、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。当該操作は、解析コード及び解析条件(操作条件を除く。)の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、並列して実施する場合がある低圧代替注水系(常設)による原子炉注水とは同一の制御盤により実施可能であることから、他の操作に与える影響はない。

操作条件の格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作は、解析上の操作開始時間として格納容器圧力 0.31MPa [gage] 到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、実態の運転操作

においては、炉心損傷前の格納容器ベントの操作実施基準（格納容器圧力 0.31MPa [gage]）に到達するのは、事象発生約 28 時間後であり、格納容器ベントの準備操作はサブプレッション・プール水位の上昇傾向を監視しながらあらかじめ実施可能である。また、当該操作は中央制御室からの遠隔操作により実施可能であることから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であり、操作開始時間に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響も小さい。ただし、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて対応するため、程度操作開始時間が遅れる可能性があるが、格納容器の限界圧力は 0.62MPa [gage] のため、格納容器の健全性という点では問題とならない。当該操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより操作開始時間は遅れる可能性があるが、中央制御室で行う操作であり、並列して実施する場合は同一の制御盤により実施可能であることから、他の操作に与える影響はない。

なお、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合においても、現場操作にて対応することから、他の操作に与える影響はない。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作（原子炉急速減圧操作を含む。）は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定よりも早まる可能性があり、その場合には燃料被覆管温度は解析結果よりも低くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作は、運転員等操作時間に与える影響として、常設低圧代替注水

系ポンプ 2 台により格納容器スプレイと原子炉注水を同時に実施可能な流量が確保されており、また、並列して実施する場合がある操作は同一の制御盤による実施が可能であるため、不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さく、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

操作条件の格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。仮に、格納容器ベント実施時に遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて対応するため、程度操作開始時間が遅れる可能性がある。格納容器ベント操作開始時間が遅くなった場合、格納容器圧力は 0.31MPa [gage] より若干上昇するため、評価項目となるパラメータに影響を与えるが、格納容器の限界圧力は 0.62MPa [gage] であることから、格納容器の健全性という点では問題とはならない。

(3) 操作時間余裕の把握

操作開始時間の遅れによる影響度合いを把握する観点から、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内での操作時間余裕を確認し、その結果を以下に示す。

第 7.1.6-25 図から第 7.1.6-27 図に示すとおり、操作条件の低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作（原子炉急速減圧操作を含む。）については、事象発生から 35 分後（操作開始時間 10 分程度の遅れ）までに原子炉急速減圧操作を実施できれば、燃料被覆管の最高温度は約 706℃となり 1,200℃以下となることから、炉心の著しい損傷は発生せず、評価項目を満足することから時間余裕がある。また、燃料被覆管の破裂も発生しな

いことから、格納容器ベント時の敷地境界及び非居住区域境界での実効線量は「7.1.6.2(4) 有効性評価の結果」と同等となり、5mSvを下回る。事象発生から50分後（操作開始時間25分程度の遅れ）までに原子炉急速減圧操作を実施できれば、燃料被覆管の最高温度は約1,000℃となり1,200℃以下となることから、炉心の著しい損傷は発生せず、評価項目を満足することから時間余裕がある。また、一部の燃料被覆管に破裂が発生するが、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント時の敷地境界での実効線量は約2.8mSv、非居住区域境界での実効線量は約1.1mSvであり、5mSvを下回る。

操作条件の代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作については、格納容器スプレイ開始までの時間は事象発生から約16時間あり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。

操作条件の格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作については、格納容器ベント開始までの時間は事象発生から約28時間あり、準備時間が確保できるため、時間余裕がある。また、遠隔操作の失敗により、格納容器ベント操作開始時間が遅れる場合においても、格納容器圧力は0.31MPa [gage] から上昇するが、格納容器圧力の上昇は緩やかであるため、格納容器の限界圧力0.62MPa [gage] に至るまでの時間は、格納容器スプレイを停止した時点の格納容器圧力約0.243MPa [gage] から0.31MPa [gage] 到達までの時間が約1時間であることを考慮すると、0.31MPa [gage] から0.62MPa [gage] に到達するまでに5時間程度の準備時間が確保でき、現場操作に要する時間は□程度であることから、時間余裕がある。

7.1.6.5 結 論

事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」では、原子炉の出力

運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の中小破断の発生後、
高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失し、かつ、自動減圧系が機能喪失する
ことで、破断箇所から原子炉冷却材が流出し、原子炉水位の低下により炉心
が露出して炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「L
O C A時注水機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策と
して低圧代替注水系（常設）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子
炉注水手段、安定状態に向けた対策として代替格納容器スプレイ冷却系（常
設）による格納容器冷却手段及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除
熱手段を整備している。

事故シーケンスグループ「L O C A時注水機能喪失」の重要事故シーケン
ス「中破断L O C A + 高圧炉心冷却失敗 + 低圧炉心冷却失敗」について有効
性評価を行った。

上記の場合においても、逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧、
低圧代替注水系（常設）による原子炉注水、代替格納容器スプレイ冷却系（常
設）による格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を
実施することにより、炉心損傷することはない。

その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにか
かる圧力、格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足し
ている。また、安定状態を維持できる。

なお、格納容器圧力逃がし装置の使用による敷地境界及び非居住区域境界
での実効線量は、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与える
ことはない。

解析コード及び解析条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作
時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について

確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。

重大事故等対策時に必要な要員は、災害対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源を供給可能である。

以上のことから、低圧代替注水系（常設）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水、格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「L O C A時注水機能喪失」に対して有効である。

7.2 運転中の原子炉における重大事故

7.2.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器加圧・過温破損）

7.2.1.3 代替循環冷却系を使用できない場合

7.2.1.3.1 格納容器破損防止対策

h. 格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱

格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱の準備として、フィルタ装置入口第一弁を中央制御室からの遠隔操作により開する。

サブプレッション・プール水位が通常水位+6.5m に到達した場合、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却の停止後、フィルタ装置入口第二弁を中央制御室からの遠隔操作によって全開することで、格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を実施する。

格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を確認するために必要な計装設備は、サブプレッション・チェンバ圧力等である。

サブプレッション・チェンバ側からの格納容器圧力逃がし装置のベントラインが水没しないことを確認するために必要な計装設備は、サブプレッション・プール水位である。

以降、損傷炉心の冷却は、低圧代替注水系（常設）による注水により継続的に行い、また、格納容器除熱は、格納容器圧力逃がし装置により継続的に行う。

7.2.1.3.2 格納容器破損防止対策の有効性評価

(2) 有効性評価の条件

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(g) 格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱

格納容器圧力 0.31MPa [gage] における排気流量 13.4kg/s に対し

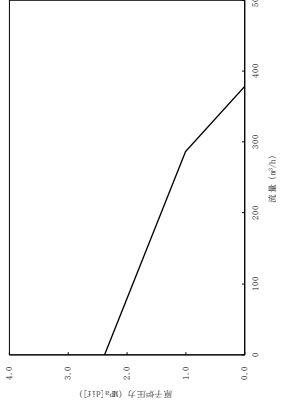
て、フィルタ装置入口第二弁の中央制御室からの遠隔操作による全開操作にて格納容器除熱を実施する。

第7.1.1-1表 高圧・低圧注水機能喪失における重大事故等対策について (3/3)

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却	格納容器圧力が0.279MPa [gage] に到達した場合、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）により格納容器冷却を実施する。また、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を継続する。	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 西側淡水貯水設備 可搬型設備用軽油タンク	可搬型代替注水中型ポンプ タンクローリ	ドライウェル圧力 サブレクション・チェンバ圧力 原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（燃料域）* 原子炉水位（SA広帯域） 原子炉水位（SA燃料域） 低圧代替注水系格納容器スプレイ流量（常設ライン用） 低圧代替注水系原子炉注水流量（常設ライン用） 代替淡水貯槽水位
格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱	格納容器圧力が0.31MPa [gage] に到達した場合、格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を実施する。	格納容器圧力逃がし装置	-	ドライウェル圧力 サブレクション・チェンバ圧力 サブレクション・プール水位 格納容器雰囲気放射線モニタ（D/W） 格納容器雰囲気放射線モニタ（S/C） フィルタ装置圧力 フィルタ装置出口放射線モニタ（高レンジ・低レンジ）

* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 7.1.1-2 表 主要解析条件 (高圧・低圧注水機能喪失) (4/5)

項 目	主要解析条件	条件設定の考え方
<p>重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>低圧代替注水系 (常設)</p>	<p>最大 378m³/h で注水 (格納容器スプレー実施前)</p>	<p>設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定</p> 
	<p>230m³/h (格納容器スプレー実施中)</p>	<p>設計に基づき, 併用時の注入先圧力及びシステム圧損を考慮しても確保可能な流量を設定</p>
<p>代替格納容器スプレー冷却系 (常設)</p>	<p>130m³/h にて格納容器内へスプレー</p>	<p>格納容器雰囲気温度及び圧力抑制に必要なスプレー流量を考慮し, 設定</p>
<p>格納容器圧力逃がし装置</p>	<p>格納容器圧力が 0.31MPa [gage] における排出流量 13.4kg/s に対して, フィルタ装置入口第二弁を全開にて格納容器除熱</p>	<p>格納容器圧力逃がし装置の設計値を考慮して, 格納容器圧力及び雰囲気温度を低下させるのに必要な排出流量として設定</p>

第 7.1.1-2 表 主要解析条件 (高圧・低圧注水機能喪失) (5/5)

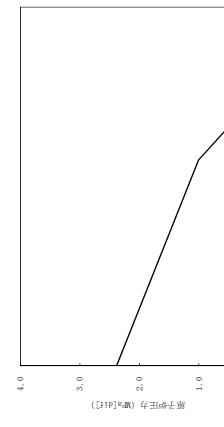
項 目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に 関連する操作条件	逃がし安全弁による原子炉急 速減圧操作	中央制御室において、状況判断の時間、高圧・低圧注水機能 喪失の確認時間及び低圧代替注水系（常設）の準備時間を考 慮して設定
代替格納容器スプレイ冷却系 （常設）による格納容器冷却 操作	事象発生 25 分後	格納容器最高使用圧力を考慮して設定
格納容器圧力逃がし装置によ る格納容器除熱操作	格納容器圧力 0.279MPa [gage] 到達時	格納容器最高使用圧力を踏まえて設定

第7.1.4.2-1表 崩壊熱除去機能喪失時（残留熱除去系が故障した場合）における重大事故等対策について（3/3）

操作及び確認	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却	格納容器圧力が0.279MPa [gage] に到達した場合、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）により格納容器冷却を実施する。また、低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を継続する。	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 西側淡水貯水設備 可搬型設備用軽油タンク	可搬型代替注水中型ポンプ タンクローリ	ドライウエル圧力 サブレーション・チェンバ圧力 原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（燃料域）* 原子炉水位（SA広帯域） 原子炉水位（SA燃料域） 低圧代替注水系格納容器スプレイ流量（常設ライン用） 低圧代替注水系原子炉注水流量（常設ライン用） 代替淡水貯槽水位
格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱	格納容器圧力が0.31MPa [gage] に到達した場合、格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を実施する。	格納容器圧力逃がし装置	-	ドライウエル圧力 サブレーション・チェンバ圧力 サブレーション・プール水位 格納容器雰囲気放射線モニタ（D/W） 格納容器雰囲気放射線モニタ（S/C） フィルタ装置圧力 フィルタ装置出口放射線モニタ（高レンジ・低レンジ）

* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第7.1.4.2-2表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)) (5/6)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
<p>重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>低圧代替注水系 (常設)</p>	<p>最大 378m³/h で注水 (格納容器スプレー実施前)</p>	<p>設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定</p> 
<p>代替格納容器スプレー冷却系 (常設)</p>	<p>230m³/h (格納容器スプレー実施中)</p>	<p>設計に基づき, 併用時の注入先圧力及びシステム圧損を考慮しても確保可能な流量を設定</p>
<p>格納容器圧力逃がし装置</p>	<p>130m³/h にて格納容器内へスプレー</p>	<p>格納容器雰囲気温度及び圧力抑制に必要なスプレー流量を考慮し, 設定</p>
	<p>格納容器圧力が 0.31MPa [gage] における排出流量 13.4kg/s に対して, フィルタ装置入口第二弁を全開にて格納容器除熱</p>	<p>格納容器雰囲気温度及び圧力抑制に必要なスプレー流量を考慮し, 設定</p>

第7.1.4.2-2表 主要解析条件 (崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合)) (6/6)

項 目	主要解析条件	条件設定の考え方
逃がし安全弁原子炉急速減圧操作	サブレシジョン・プール水温度 65℃到達時	サブレシジョン・プール熱容量制限を踏まえて設定
代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による格納容器冷却操作	格納容器圧力 0.279MPa [gage] 到達時	格納容器最高使用圧力に対する余裕を考慮し設定
格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作	格納容器圧力 0.31MPa [gage] 到達時	格納容器最高使用圧力を踏まえて設定

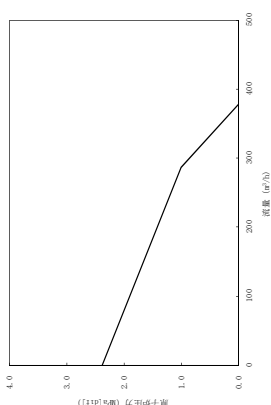
重大事故等対策に
関連する操作条件

第7.1.6-1表 L O C A時注水機能喪失における重大事故等対策について (3/3)

確認及び操作	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型代替注水中型ポンプタンクローリ	計装設備
代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却	格納容器圧力が0.279MPa [gage] に到達した場合、代替格納容器スプレイ冷却系(常設)により格納容器冷却を実施する。また、低圧代替注水系(常設)による原子炉注水を継続する。	常設代替交流電源設備 常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 西側淡水貯水設備 軽油貯蔵タンク 可搬型設備用軽油タンク	可搬型代替注水中型ポンプタンクローリ	ドライウエル圧力 サブプレシジョン・チェンバ圧力 原子炉水位 (SA広帯域) 原子炉水位 (SA燃料域) 原子炉水位 (広帯域) * 原子炉水位 (燃料域) * 低圧代替注水系格納容器スプレイ流量 (常設ライン用) 低圧代替注水系原子炉注水流量 (常設ライン用) 代替淡水貯槽水位
格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱	格納容器圧力が0.31MPa [gage] に到達した場合、格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を実施する。	格納容器圧力逃がし装置	-	ドライウエル圧力 サブプレシジョン・チェンバ圧力 サブプレシジョン・プール水位 格納容器雰囲気放射線モニタ (DW) 格納容器雰囲気放射線モニタ (SC) フィルタ装置圧力 フィルタ装置出口放射線モニタ (高レンジ・低レンジ)

* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 7.1.6-2 表 主要解析条件 (LOCA 時注水機能喪失) (4/5)

項目	主要解析条件	条件設定の考え方
<p>重大事故等対策に関連する機器条件</p> <p>低圧代替注水系 (常設)</p>	<p>最大 378m³/h で注水 (格納容器スプレイ実施前)</p>	<p>設計値に注入配管の流路圧損を考慮した値として設定</p> 
<p>代替格納容器スプレイ冷却系 (常設)</p>	<p>230m³/h (格納容器スプレイ実施中)</p>	<p>設計に基づき, 併用時の注入先圧力及び系統圧損を考慮しても確保可能な流量を設定</p>
<p>格納容器圧力逃がし装置</p>	<p>130m³/h にて格納容器内へスプレイ</p> <p>格納容器圧力が 0.31MPa [gage] における排出流量 13.4kg/s に対して, フィルタ装置入口第二弁を全開にて格納容器除熱</p>	<p>格納容器雰囲気温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し, 設定</p> <p>格納容器圧力逃がし装置の設計値を考慮して, 格納容器圧力及び雰囲気温度を低下させるのに必要な排出流量として設定</p>

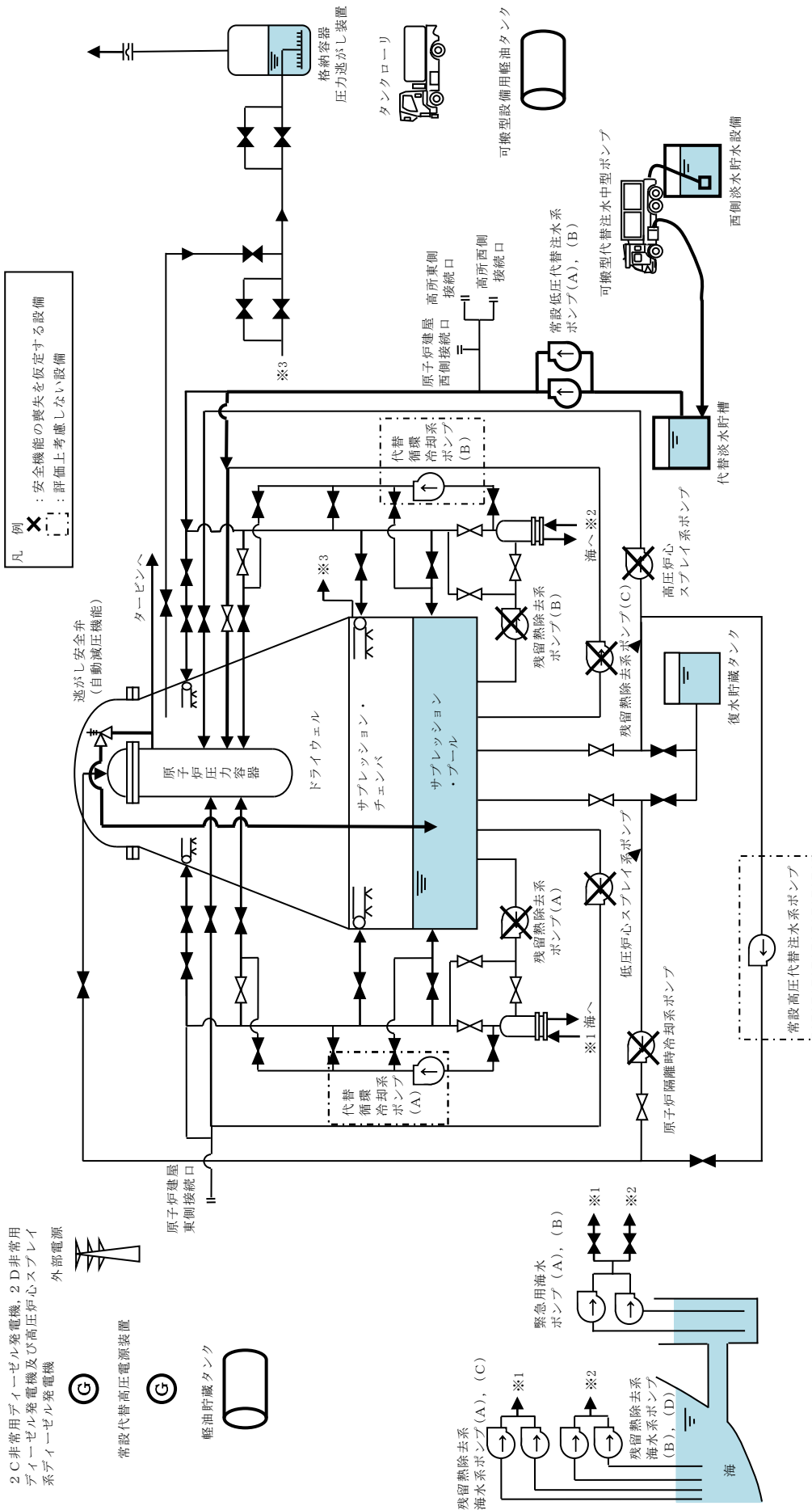
第 7.1.6-2 表 主要解析条件 (LOCA 時注水機能喪失) (5/5)

項 目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に 関連する操作条件	逃がし安全弁による原子炉急速 減圧操作	事象発生 25 分後	中央制御室において、状況判断の時間、高圧・低圧注水機能喪失の確認時間及び低圧代替注水系（常設）の準備時間を考慮して設定
	代替格納容器スプレイ冷却系 （常設）による格納容器冷却操 作	格納容器圧力 0.279MPa [gage] 到達時	格納容器最高使用圧力に対する余裕を考慮して設定
	格納容器圧力逃がし装置による 格納容器除熱操作	格納容器圧力 0.31MPa [gage] 到達時	格納容器最高使用圧力を踏まえて設定

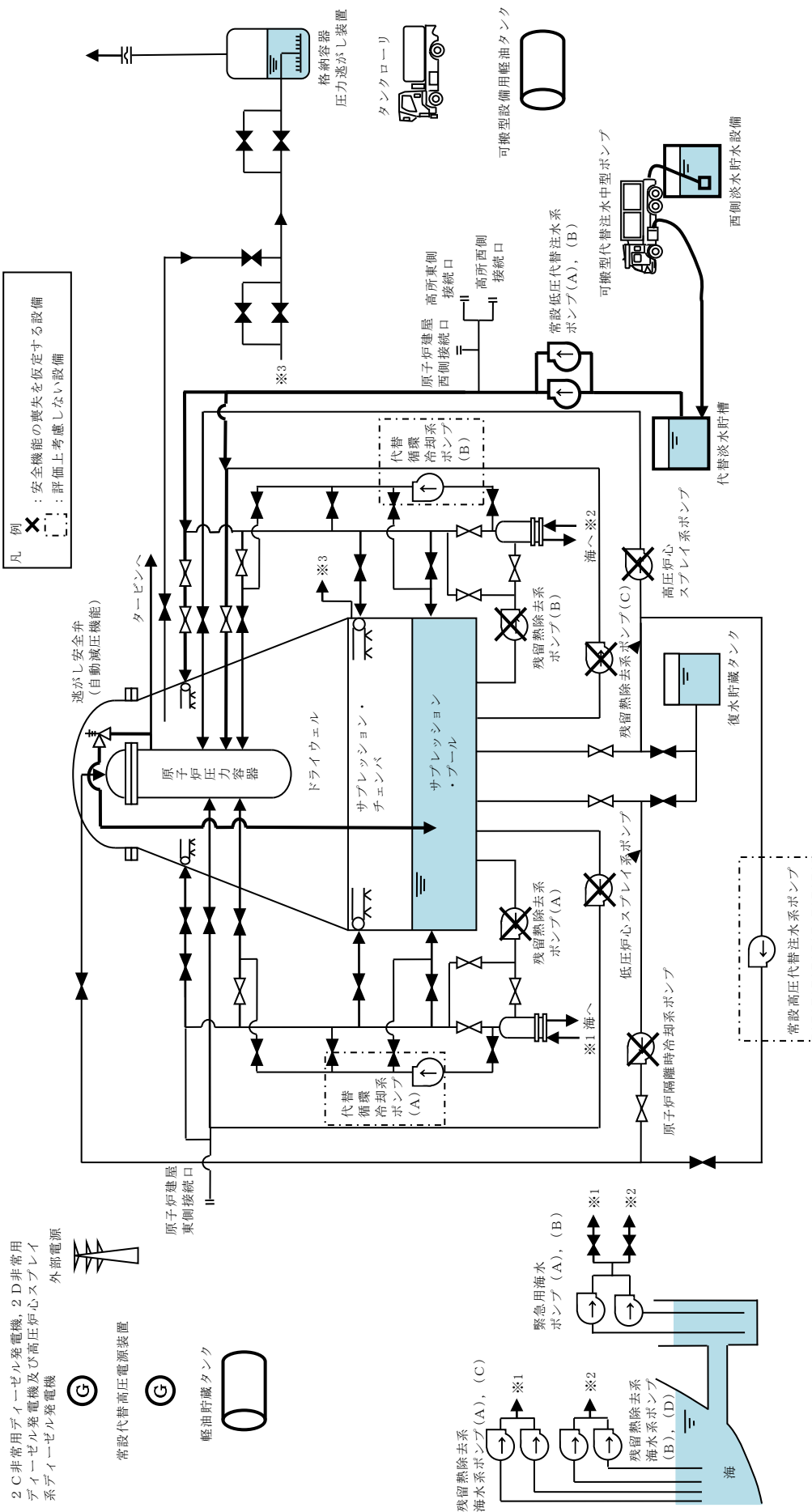
第7.2.1.3-2表 主要解析条件（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））
（代替循環冷却系を使用できない場合）（3/4）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉スクラム信号	原子炉水位低（レベル3）信号		短時間であるが原子炉熱出力が維持される厳しい設定として、外部電源喪失時のタービン蒸気加減弁急閉及び原子炉保護系電源喪失による原子炉スクラムについては保守的に考慮せず、原子炉水位低（レベル3）信号にてスクラムするものとして設定
主蒸気隔離弁	事象発生と同時に閉止		短時間であるが主蒸気が格納容器内に維持される厳しい設定として、原子炉保護系電源喪失及び原子炉水位異常低下（レベル2）信号による主蒸気隔離弁閉止については保守的に考慮せず、事象発生と同時に主蒸気隔離弁が閉止するものとして設定
再循環系ポンプ	事象発生と同時に停止		事象進展に与える影響は軽微であることから、全交流動力電源喪失によるポンプ停止を踏まえて設定
低圧代替注水系（常設）	事象初期の原子炉注水実施時： $230\text{m}^3/\text{h}$ （一定） 原子炉水位LO到達判断後： 崩壊熱による蒸発を補う注水量 （最大 $50\text{m}^3/\text{h}$ ）に制御		炉心冷却の維持に必要な流量として設定
代替格納容器スプレイ冷却系（常設）	事象初期の原子炉注水実施時： $130\text{m}^3/\text{h}$ （一定） 格納容器圧力制御： $130\text{m}^3/\text{h}$ （一定）		格納容器雰囲気温度及び圧力抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、設定
格納容器下部注水系（常設）	解析上考慮しない		サブレシジョン・プール水位の上昇が早くなり、格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作までの操作時間余裕の観点で厳しい条件として、運転手順の流量調整範囲（ $102\text{m}^3/\text{h}\sim 130\text{m}^3/\text{h}$ ）における上限を設定
格納容器下部注水系（常設）	格納容器圧力が $0.31\text{MPa}[\text{gage}]$ における排出流量 $13.4\text{kg}/\text{s}$ に対して、フィルタ装置入口第二弁を全開にて格納容器除熱		格納容器雰囲気温度の挙動を厳しく評価するため、初期条件としてペデスタル（ドライウエル部）のプール水を考慮していないことから、常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系（常設）によるペデスタル（ドライウエル部）水位の確保操作についても考慮しない
格納容器圧力逃がし装置			格納容器圧力逃がし装置の設計値を考慮して、格納容器圧力及び雰囲気温度を低下させるのに必要な排出流量として設定

重大事故等対策に関する機器条件



第 7.1.1-1 図 高圧・低圧注水機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (1/3)
 (低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水段階)



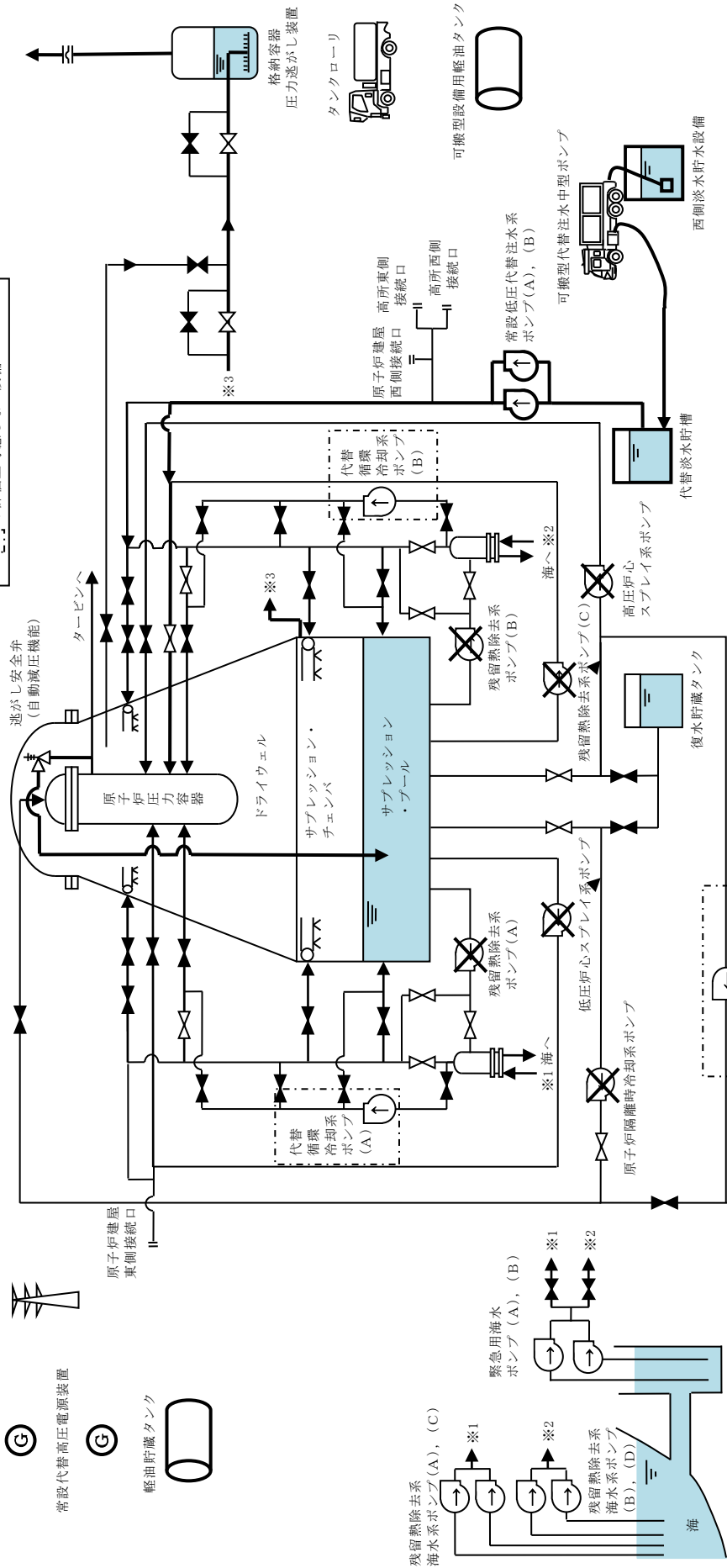
第 7.1.1-1 図 高圧・低圧注水機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (2/3)
 (低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水及び代替格納容器スプレイス冷却系 (常設) による格納容器冷却段階)

2 C非常用ディーゼル発電機, 2 D非常用ディーゼル発電機及び高圧炉心スプレイスターバイバイ発電機

外部電源

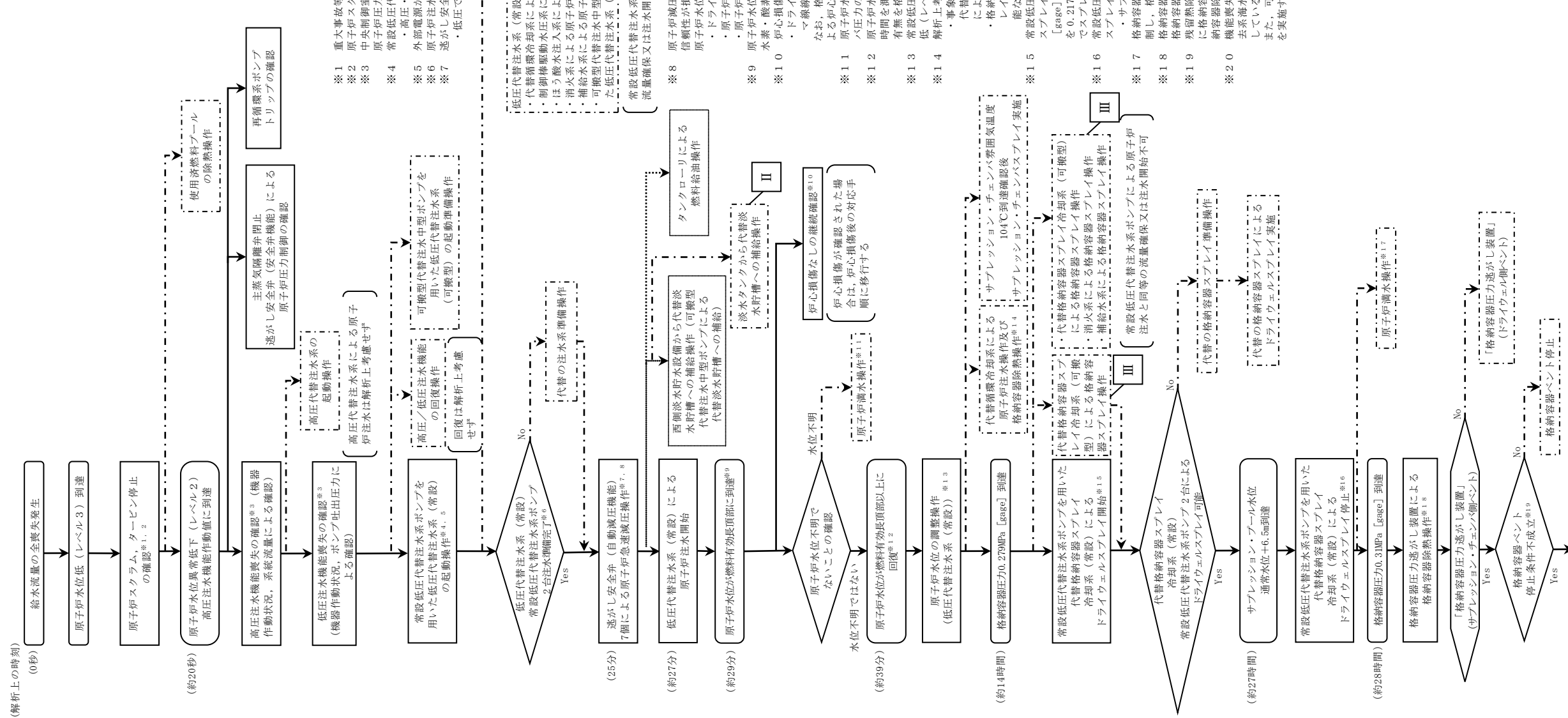
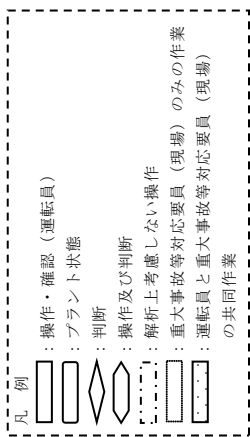
常設代替高圧電源装置

軽油貯蔵タンク



例
 X : 安全機能の喪失を仮定する設備
 [] : 評価上考慮しない設備

第 7.1.1-1 図 高圧・低圧注水機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (3/3)
 (低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱段階)



低圧代替注水系（常設）により原子炉水位を維持し、格納容器圧力速がし装置（サブプレッション・チェンクベント）により炉温停止状態とする。残留熱除去系が可能な場合、また、機能喪失している設備の復旧を試み、格納容器圧力速がし装置による格納容器除熱操作を停止し、格納容器を隔離状態とする。残留熱除去系の復旧後は、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）により炉温停止状態とする。

第 7.1.1-2 図 高圧・低圧注水機能喪失の対応手順の概要

- ※ 1 重大事故等発生を通信連絡設備により確認した現場作業員は退避を実施する。
- ※ 2 原子炉スクラムは、中央制御室にて平均出力領域計装等により確認する。
- ※ 3 中央制御室にて、機器ランプ表示、警報、ポンプ吐出圧力、系統流量、原子炉水位（広帯域）、原子炉圧力等にて確認する。
- ※ 4 常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動操作は、以下により判断する。
 - 外部電源がない場合には、常設代替交流電源設備による緊急用母線受電操作を実施する。
 - 高圧・低圧注水機能喪失
- ※ 5 外部電源がない場合には、常設代替交流電源設備による緊急用母線受電操作を実施する。
- ※ 6 原子炉注水に必要な弁が動作可能であることを確認する。
- ※ 7 逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動による原子炉急減圧は、以下により判断する。
 - 低圧で原子炉注水可能な系統又は低圧代替注水系 1 系統以上起動できるとき

- ※ 8 原子炉減圧時には原子炉水位計凝縮槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれる可能性があるため、原子炉水位不明でないことを確認する。
 - 原子炉水位不明は、以下のいずれかにより判断する。
 - ドライウエル系雰囲気温度と原子炉圧力の関係が原子炉水位不明領域に入った場合
 - 原子炉水位の計装電圧が喪失した場合
 - 原子炉水位の指示値のばらつきが大きき燃料有効長頂部以上であることが判断できない場合
 - 原子炉水位が燃料有効長頂部以下となった場合は、格納容器雰囲気監視系等により格納容器内の水素・酸素濃度を確認する。
 - ※ 1 0 ドライウエル又はサブプレッション・チェンクベント内のガンマ線量率確認が設計基準事故相当のガンマ線量率の 10 倍以上となった場合
- ※ 1 1 なお、格納容器雰囲気放射線モニタ (D/W) 及び格納容器雰囲気放射線モニタ (S/C) による炉心損傷発生の判断ができない場合は、原子炉圧力容器温度により判断する。
- ※ 1 2 パ圧力の差圧を確認すること、原子炉圧力容器が燃料有効長頂部以上であることを確認する。
- ※ 1 3 原子炉水位（燃料液）により燃料有効長頂部を越えていることを確認する。
- ※ 1 4 時間を測定し、「燃料許容炉心露出時間」の禁止領域に入っていることを確認する。
- ※ 1 5 無を格納容器雰囲気放射線モニタ等により確認する。
- ※ 1 6 常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）により、原子炉水位を原子炉水位（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間に維持する。
- ※ 1 7 解析上考慮しない代替循環冷却系は、実際には以下の運用としている。
 - 代替注水系（常設）を優先し、海水系による冷却水供給を必要としない低圧代替注水系（常設）を優先し、海水系による冷却水供給が確保された後に代替循環冷却系による原子炉注水に切り替える。
 - 格納容器圧力が 0.245MPa [gage] に到達した時点で、代替循環冷却系による格納容器スプレイを実施する。また、代替循環冷却系は、原子炉注水及び格納容器スプレイの併用可能な設計としている。
- ※ 1 8 常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）によるドライウエルスプレイは、解析上は 130m³/h 一定流量で、格納容器圧力を 0.21MPa [gage] から 0.279MPa [gage] の範囲に維持するよう間欠運転としているが、実際には運転手順に従い格納容器圧力を 0.21MPa [gage] から 0.279MPa [gage] の範囲に維持するよう 102m³/h~130m³/h の範囲でスプレイ流量を調整する。
- ※ 1 9 常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）によるドライウエルスプレイの停止は、以下により判断する。
 - サブプレッション・プール水位が通常水位+6.5m に到達
 - 格納容器除熱操作前に、原子炉水位を可能な限り高く維持すること、格納容器への放熱を抑制し、格納容器圧力の上昇を緩和する（解析上考慮しない）。
 - 格納容器圧力 0.31MPa [gage] 到達（格納容器最高使用圧力）により、炉心損傷がないことを格納容器雰囲気放射線モニタ等により確認し、格納容器ベントを開始する。
 - ※ 1 7 残留熱除去系等による除熱が可能であること、水素濃度制御が可能であることを確認した後
 - ※ 1 8 格納容器圧力速がし装置による格納容器除熱を停止する。格納容器圧力速がし装置による格納容器除熱の停止後は、格納容器及びフィルタ装置内の変毒置換を実施する。
 - ※ 1 9 機能喪失している設備の復旧手段として、格納容器除熱手段である残留熱除去系及び残留熱除去系海水系の復旧手順を整備しており、残留熱除去系海水系ポンプ電動機を予備品として確保している。可搬型熱交換器、可搬ポンプ等を用いた可搬型の格納容器除熱系統による格納容器除熱を実施することも可能である。

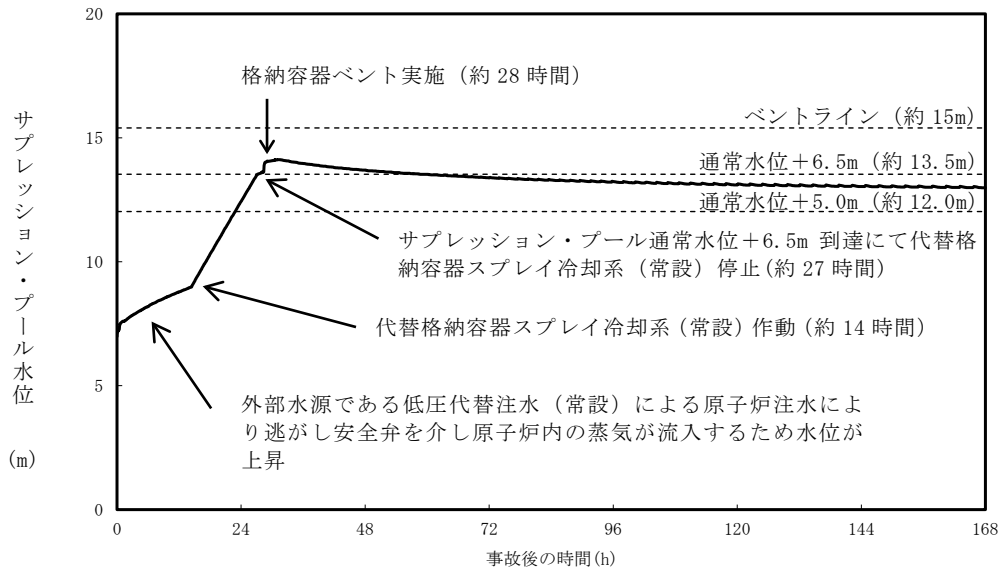
【有効性評価の対象としていないが他に取得する手段】

- I 技術基準上の全ての要求事項を満たすことや全てのプラント状況において使用する代替循環冷却系、制御棒駆動水圧系、ほう酸水注入系、消火系、補給水系、可搬型代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）及び可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水も実施可能である。
- II 「淡水タンク」から可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる代替淡水貯槽への補給も可能である。また、「海水」から可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる代替淡水貯槽への補給も可能である。
- III 常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器スプレイを優先するが、可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器スプレイも実施可能である。技術基準上の全ての要求事項を満たすことや全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となることが期待される。可搬型代替注水大型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）、消火系及び補給水系による格納容器スプレイも実施可能である。

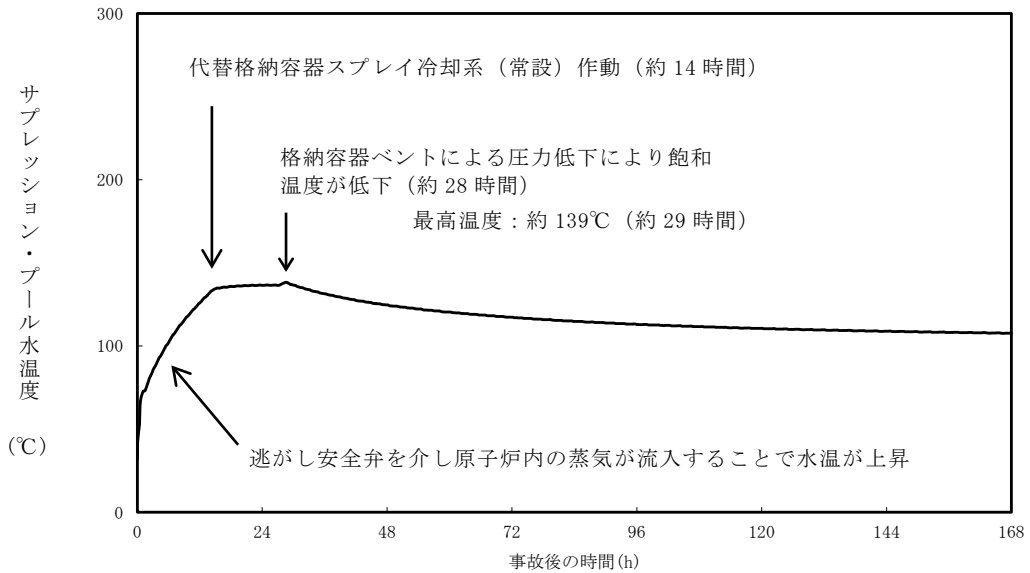
操作項目	実施箇所・必要要員数			操作の内容	経過時間 (時間)												備考	
	当直運転員 (中央制御室)	当直運転員 (現場)	重大事故等対応要員 (現場)		4	8	12	16	20	24	28	32	36	40	44	48		
					事象発生 約27分 原子炉注水開始 約14時間 格納容器圧力0.279MPa [gage] 到達 約23時間 サプレッション・プール水位 通常水位+5.0m到達 約27時間 サプレッション・プール水位 通常水位+6.5m到達 約28時間 格納容器圧力0.31MPa [gage] 到達													
原子炉水位の調整 操作(低圧代替注 水系(常設))	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)による原子炉注水の調整操作	原子炉水位を原子炉水位低(レベル3)から原子炉水位高(レベル8)の間に維持													
常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却操作	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却操作	格納容器スプレイ中、適宜状態監視													
代替循環冷却系による原子炉注水操作及び格納容器除熱操作	【1人】 A	-	-	●代替循環冷却系による原子炉注水操作 ●代替循環冷却系による格納容器冷却操作	注水開始後、適宜原子炉水位調整												解析上考慮しない 代替循環冷却系のみで状態維持が可能な場合は、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)による注水を停止する	
原子炉満水操作	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)による原子炉注水の流量増加操作	原子炉水位を可能な限り高く維持												解析上考慮しない	
使用済燃料プールの除熱操作	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン)を使用した使用済燃料プールへの注水操作 ●緊急用海水系による海水通水の系統構成操作及び起動操作 ●代替燃料プール冷却系の起動操作	適宜実施												解析上考慮しない スロッシングによる水位低下がある場合は代替燃料プール冷却系の起動までに実施する 解析上考慮しない 約25時間後までに実施する	
格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱の準備操作	【1人】 A	-	-	●格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱の準備操作(中央制御室でのフィルタ装置入口第一弁操作)	6分												解析上考慮しない	
格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作(サブプレッション・チェンバ側)	【1人】 A	-	-	●格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作(現場でのフィルタ装置入口第一弁操作)	格納容器ベント実施後、適宜状態監視												解析上考慮しない	
可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系(可搬型)の起動準備操作	-	-	3人 (参集)	●フィルタ装置入口第二弁現場操作場所への移動 ●格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作(現場でのフィルタ装置入口第二弁操作)	遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を行う 操作は、現場への移動を含め、[] から開始可能である(操作完了[] 後)内												解析上考慮しない	
西側淡水貯水設備を水源とした可搬型代替注水中型ポンプによる代替淡水貯槽への補給操作	-	-	8人 a~h	●可搬型代替注水中型ポンプの移動、ホース敷設等の操作	170分												解析上考慮しない	
タンクローリによる燃料給油操作	-	-	【8人】 a~h	●可搬型代替注水中型ポンプの移動、ホース敷設等の操作	180分												代替淡水貯槽の枯渇までには十分な時間がある	
	-	-	【2人】 a, b	●可搬型代替注水中型ポンプの起動操作及び水源補給操作	適宜実施												代替淡水貯槽の残量に応じて適宜補給を実施する	
	-	-	2人 (参集)	●可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの給油操作	90分												タンクローリ残量に応じて適宜軽油タンクから給油	
	-	-	2人 A, B	●可搬型代替注水中型ポンプへの給油操作	適宜実施													
必要要員合計	2人 A, B	3人 C, D, E	8人 a~h (参集要員5人)															

第 7. 1. 1-3 図 高圧・低圧注水機能喪失の作業と所要時間 (2/2)

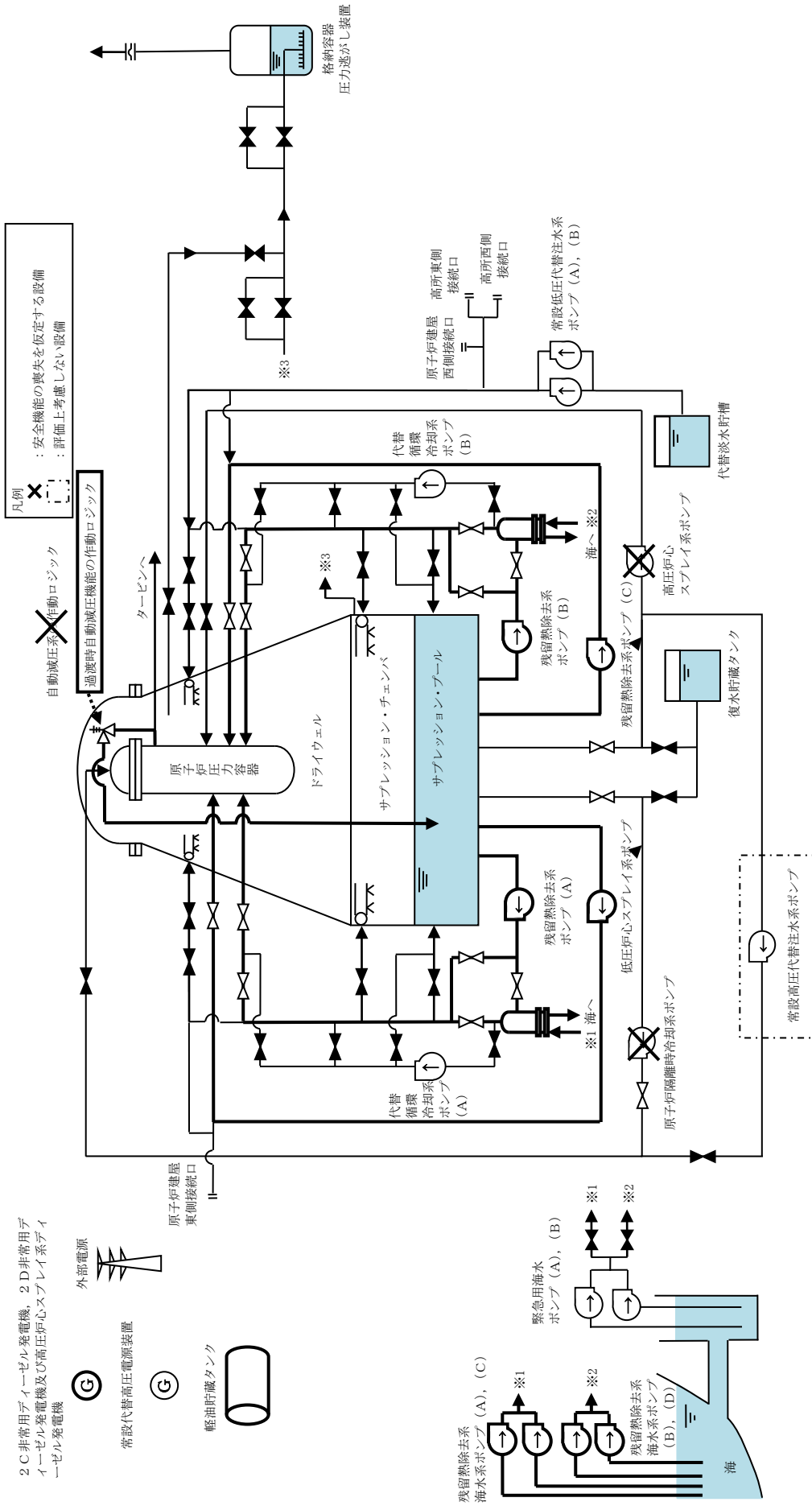
[] は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。



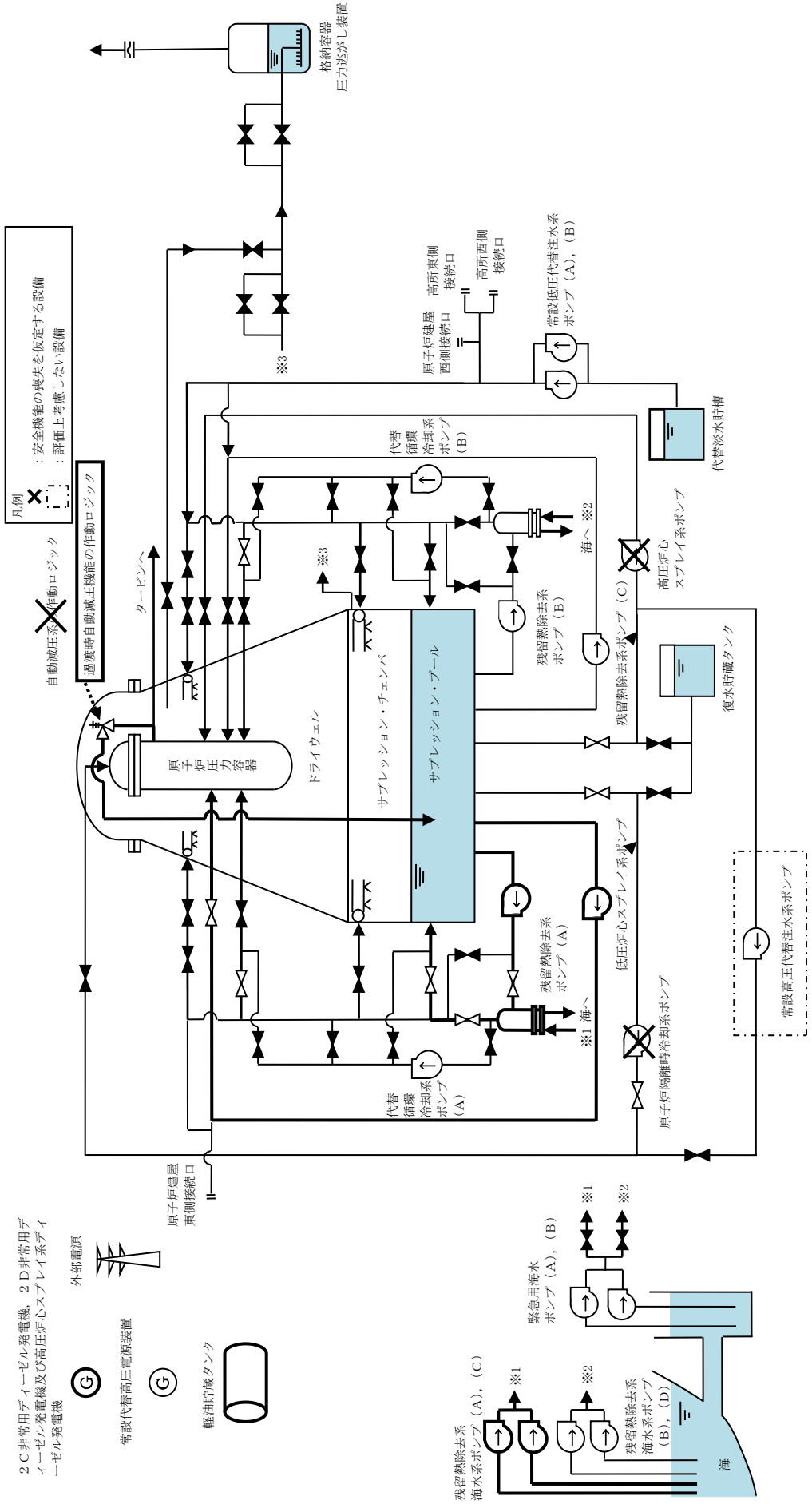
第 7.1.1-18 図 サプレッション・プール水位の推移



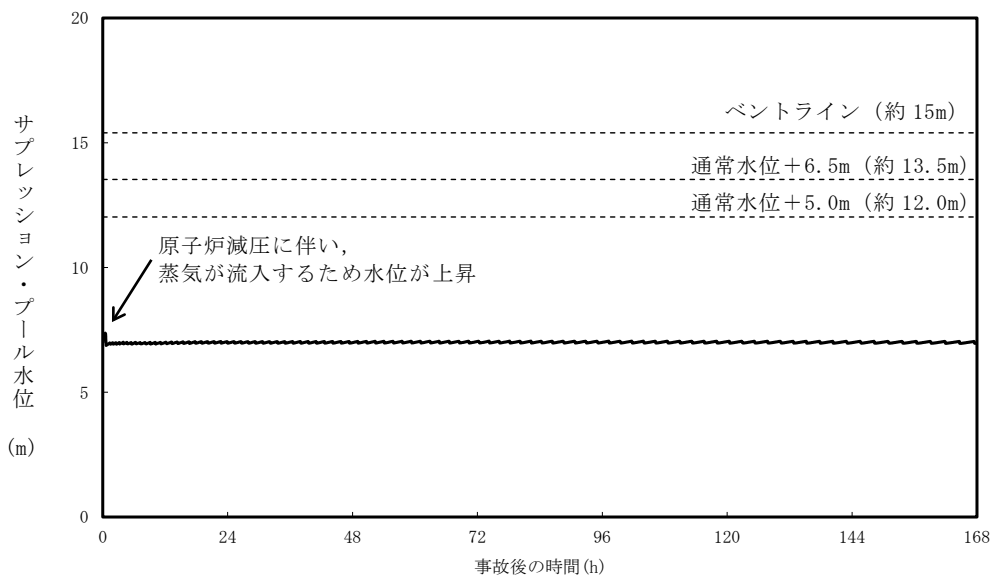
第 7.1.1-19 図 サプレッション・プール水温度の推移



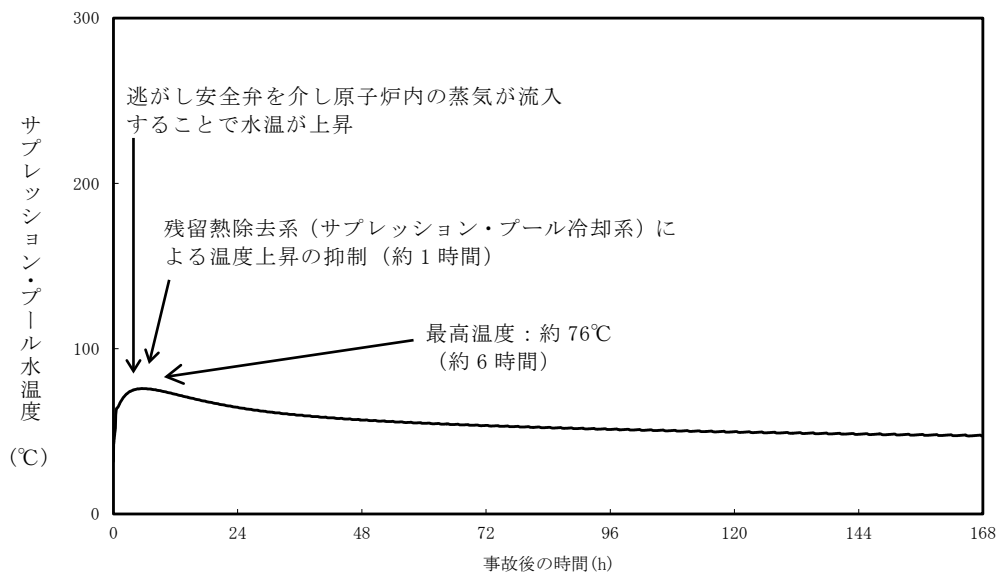
第 7.1.2-1 図 高圧注水・減圧機能喪失時の重大事故対策の概略系統図 (1/2)
 (低圧炉心スプレイス系及び残留熱除去系 (低圧注水系) による原子炉注水段階)



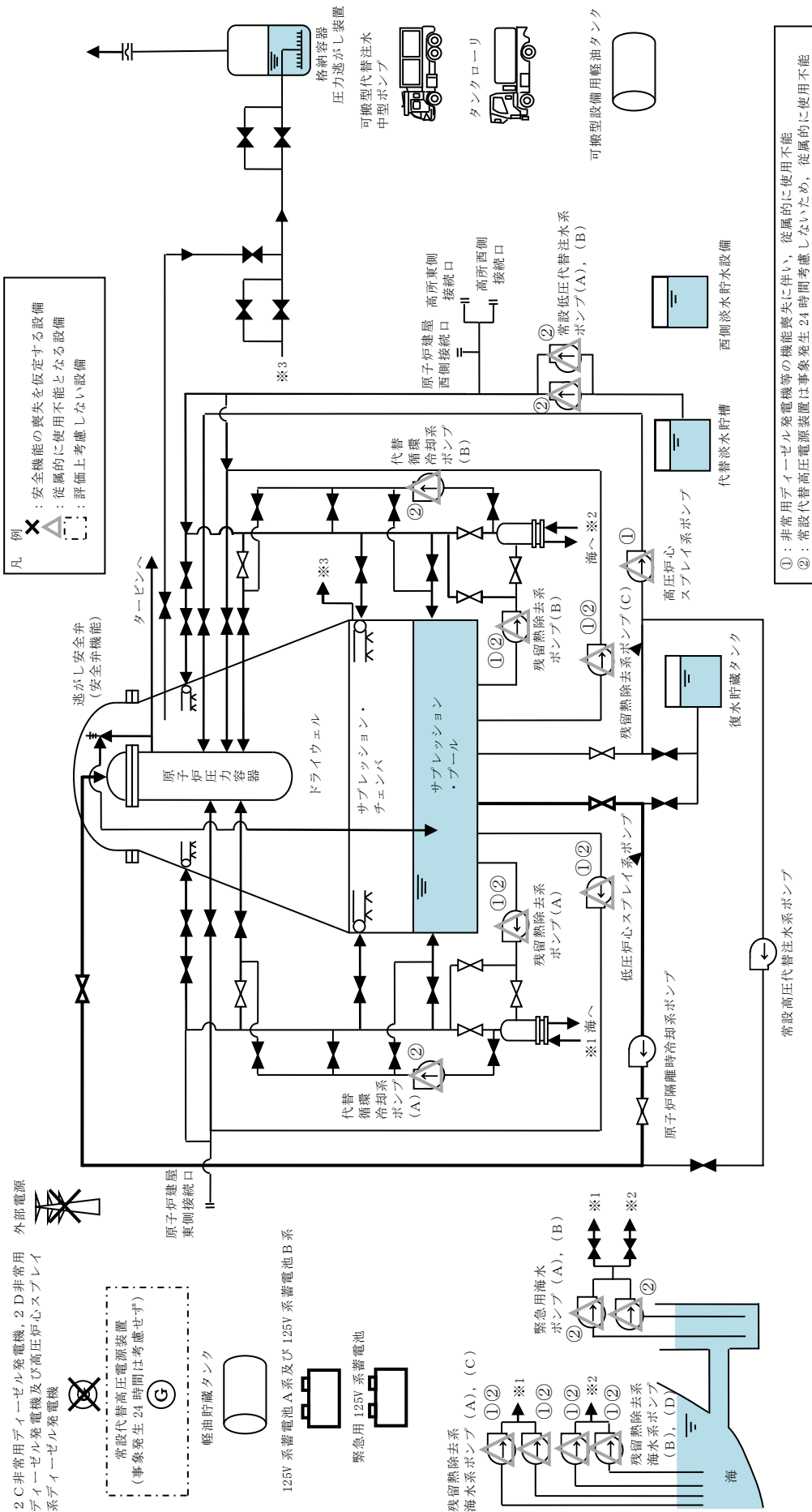
第 7.1.2-1 図 高圧注水・減圧機能喪失時の重大事故対策の概略系統図 (2/2)
 (低圧炉心スプレイ系による原子炉注水及び残留熱除去系による格納容器除熱段階)



第 7.1.2-18 図 サプレッション・プール水位の推移

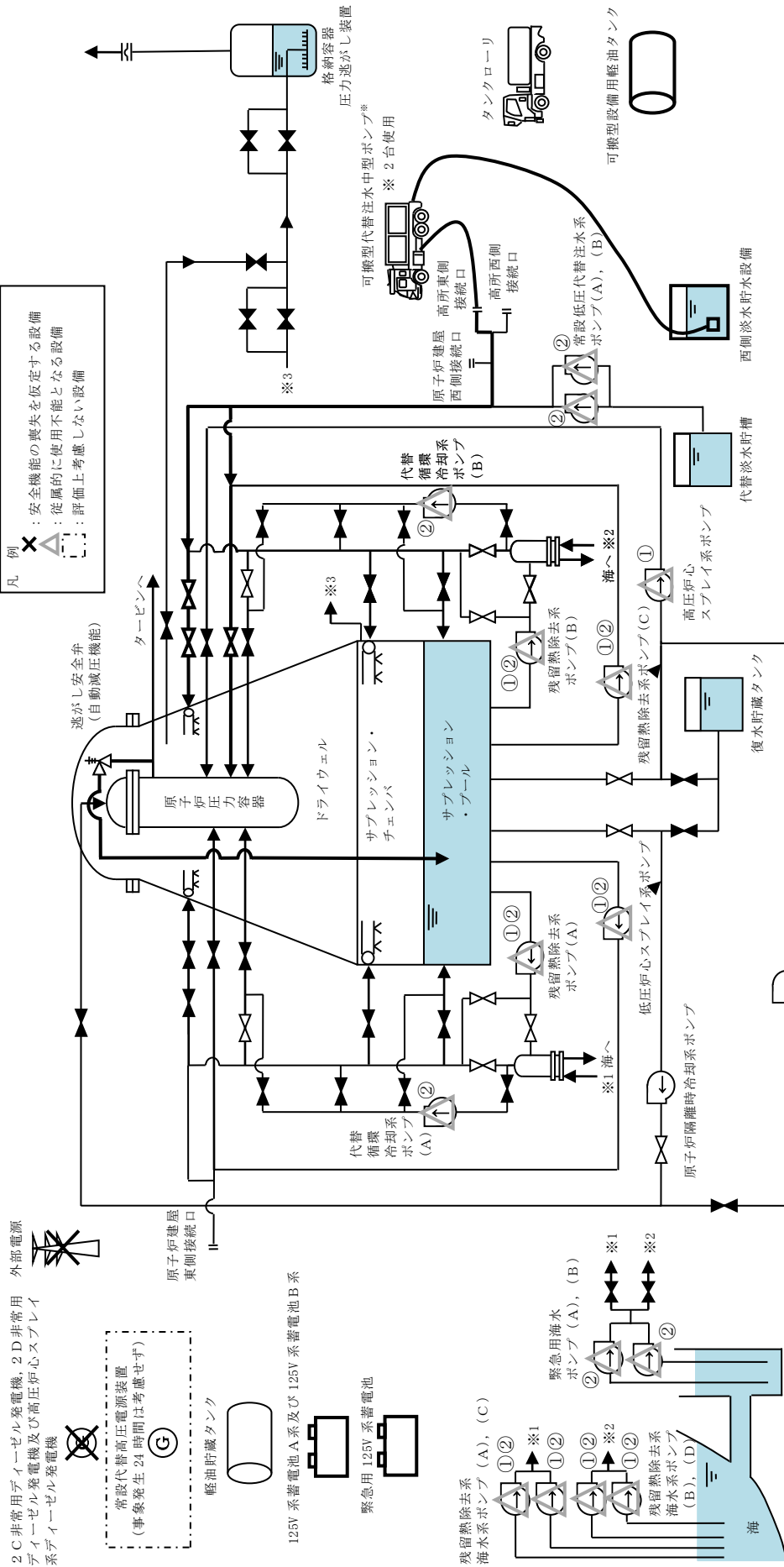


第 7.1.2-19 図 サプレッション・プール水温度の推移



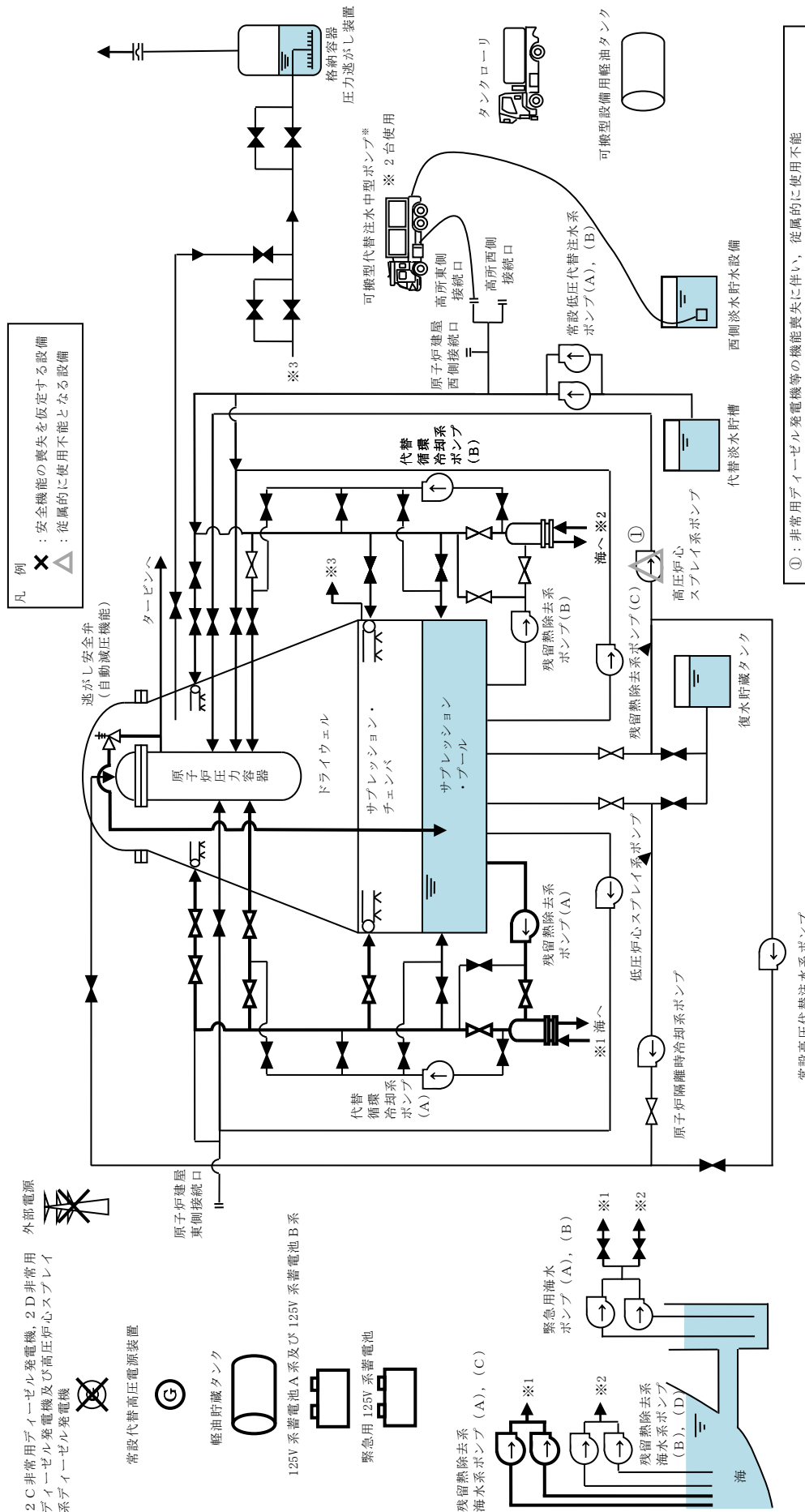
第 7.1.3.1-1 図 全交流動力電源喪失（長期 T B）時の重大事故等対策の概略系統図（1/3）

（原子炉隔離時冷却系による原子炉注水段階）

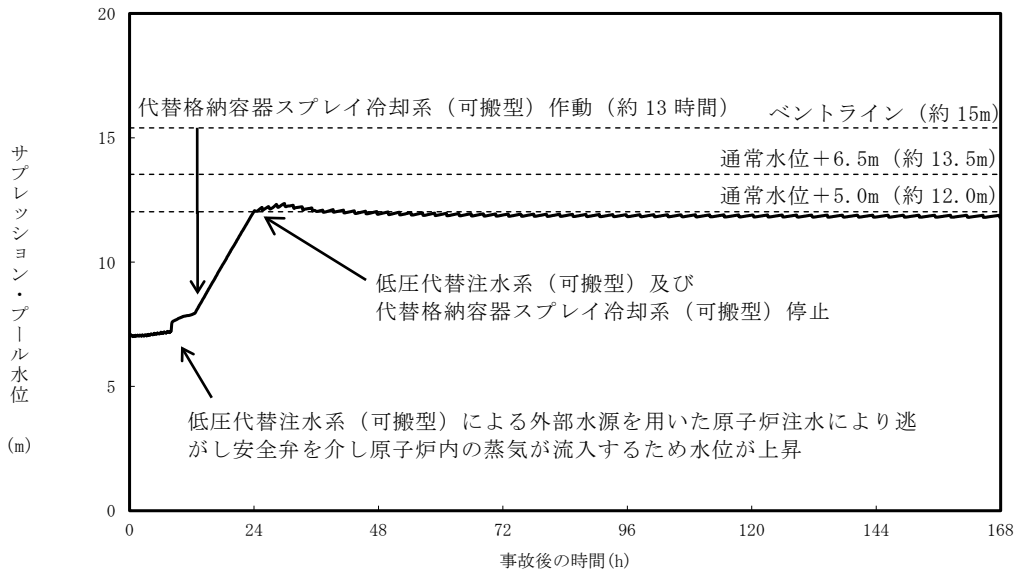


① : 非常用ディーゼル発電機等の機能喪失に伴い、従属的に使用不能
 ② : 常設代替高圧電源装置は事象発生 24 時間考慮しないため、従属的に使用不能

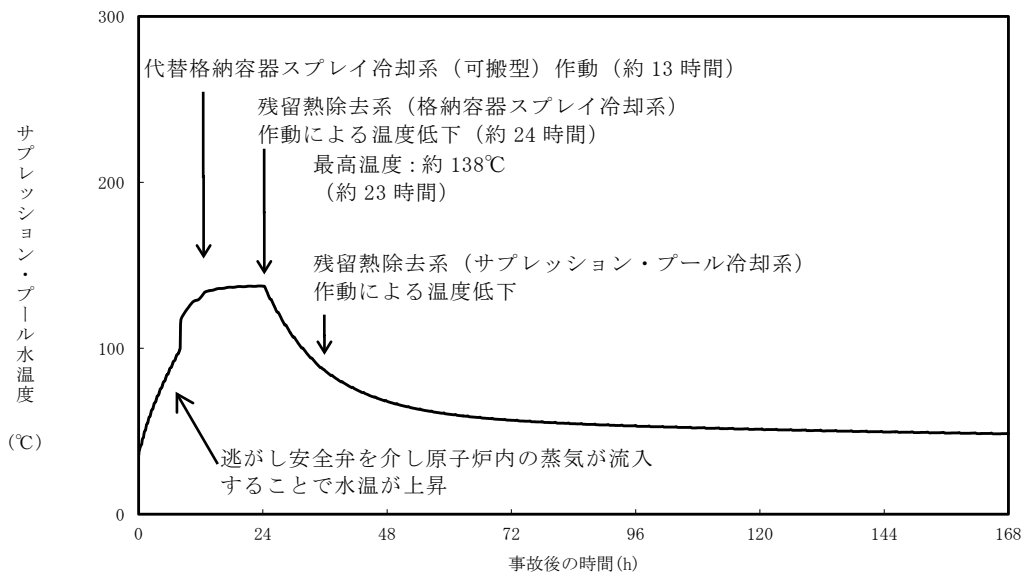
第 7.1.3.1-1 図 全交流動力電源喪失 (長期 T B) 時の重大事故等対策の概略格納器システム図 (2/3)
 (低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水及び代替格納器スプレイ冷却系 (可搬型) による格納器冷却段階)



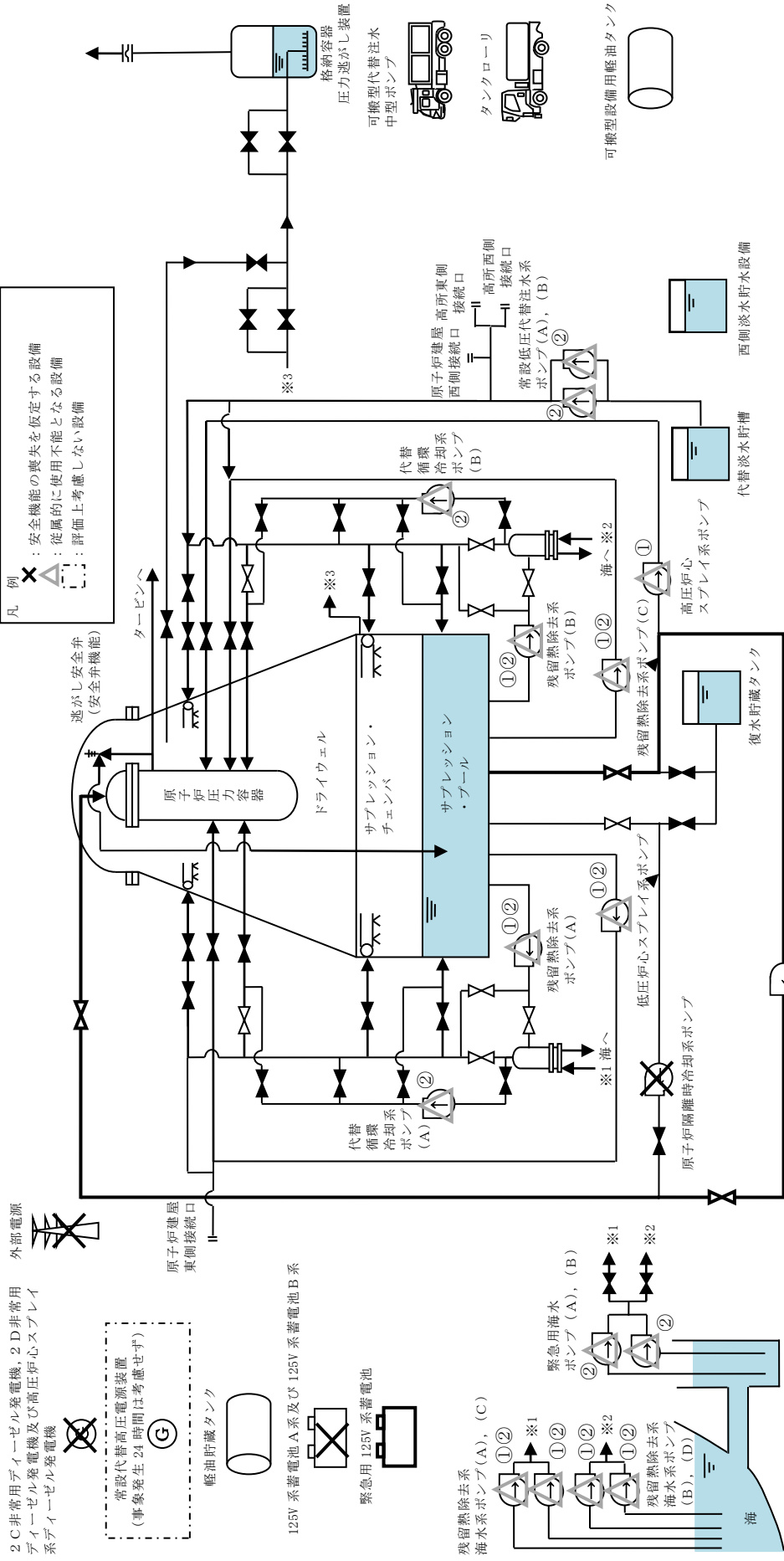
第 7.1.3.1-1 図 全交流動力電源喪失（長期 T B）時の重大事故等対策の概略系統図（3 / 3）
 （残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱段階）



第 7. 1. 3. 1-15 図 サプレッション・プール水位の推移



第 7. 1. 3. 1-16 図 サプレッション・プール水温度の推移



2 C 非常用ディーゼル発電機, 2 D 非常用ディーゼル発電機及び高圧炉心スプレイス系ディーゼル発電機

⊗ : 非常用ディーゼル発電機等の機能喪失に伴い, 従属的に使用不能
 ⊠ : 常設代替高圧電源装置は事象発生 24 時間考慮しないため, 従属的に使用不能

125V 系蓄電池 A 系及び 125V 系蓄電池 B 系

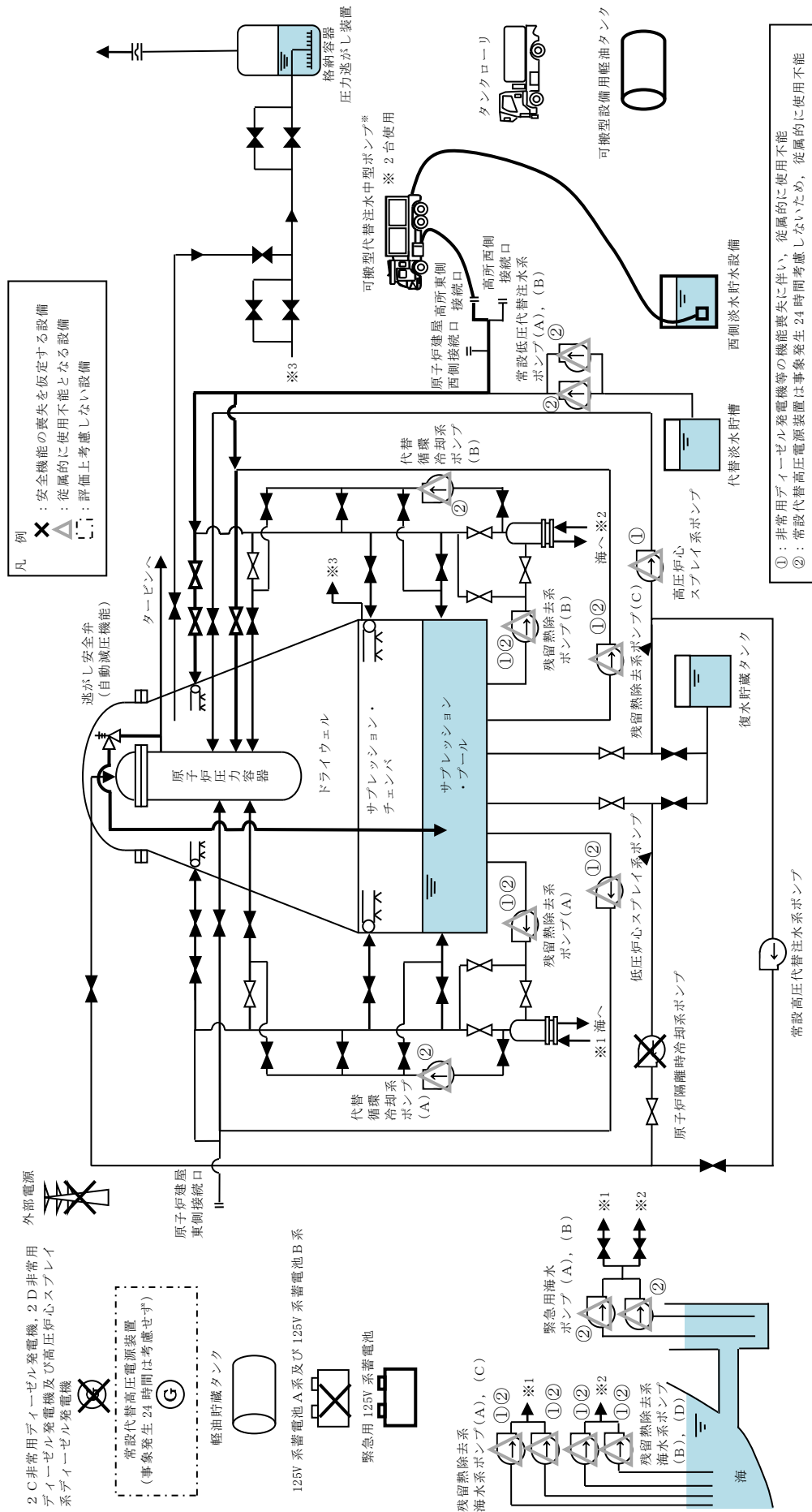
緊急用 125V 系蓄電池

残留熱除去系海水系ポンプ (A), (B), (C)
 ※1
 ※2
 緊急用海水ポンプ (A), (B)
 ※1
 ※2
 残留熱除去系海水系ポンプ (B), (D)
 海

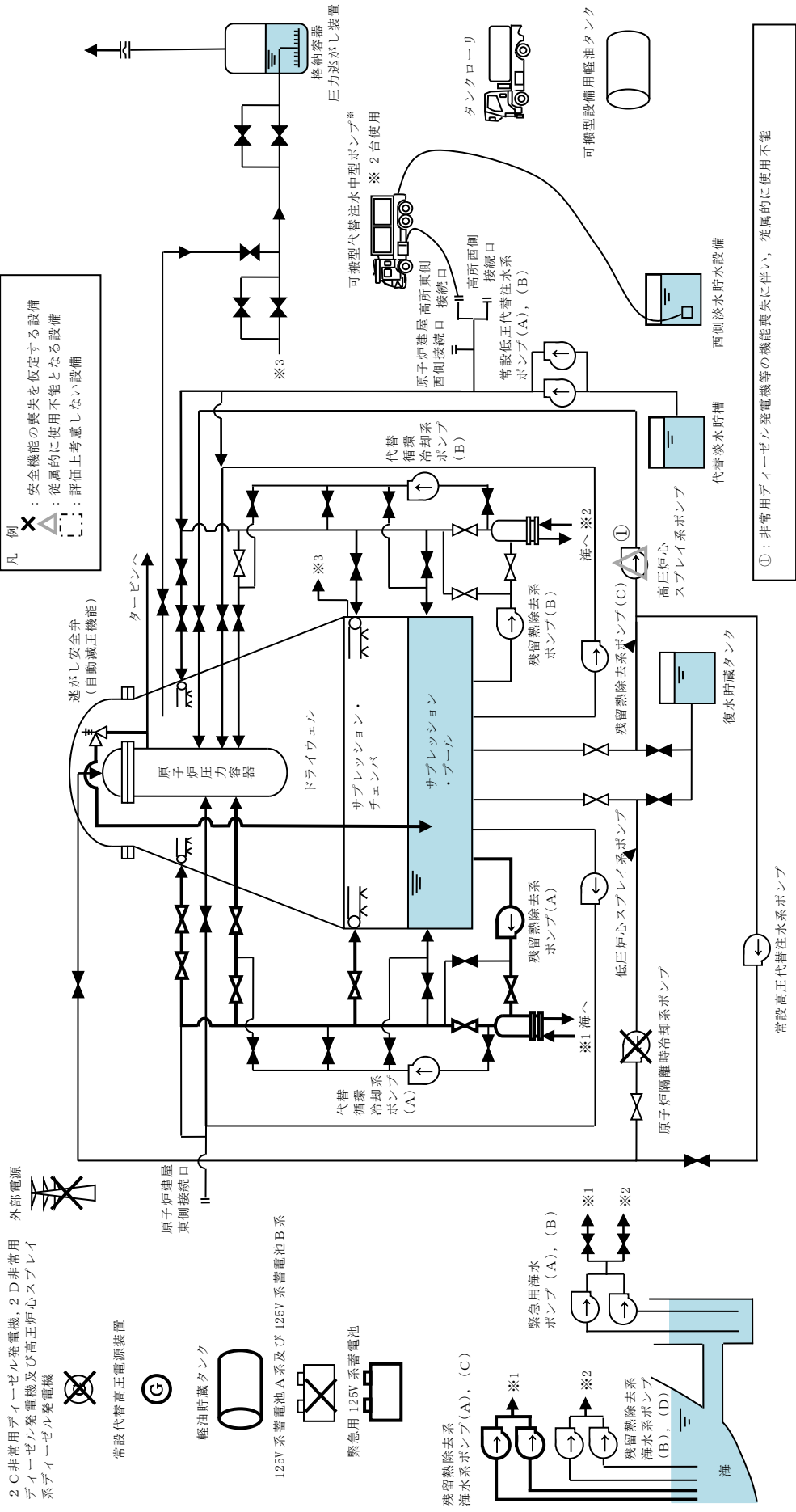
常設高圧代替注水系ポンプ

① : 非常用ディーゼル発電機等の機能喪失に伴い, 従属的に使用不能
 ② : 常設代替高圧電源装置は事象発生 24 時間考慮しないため, 従属的に使用不能

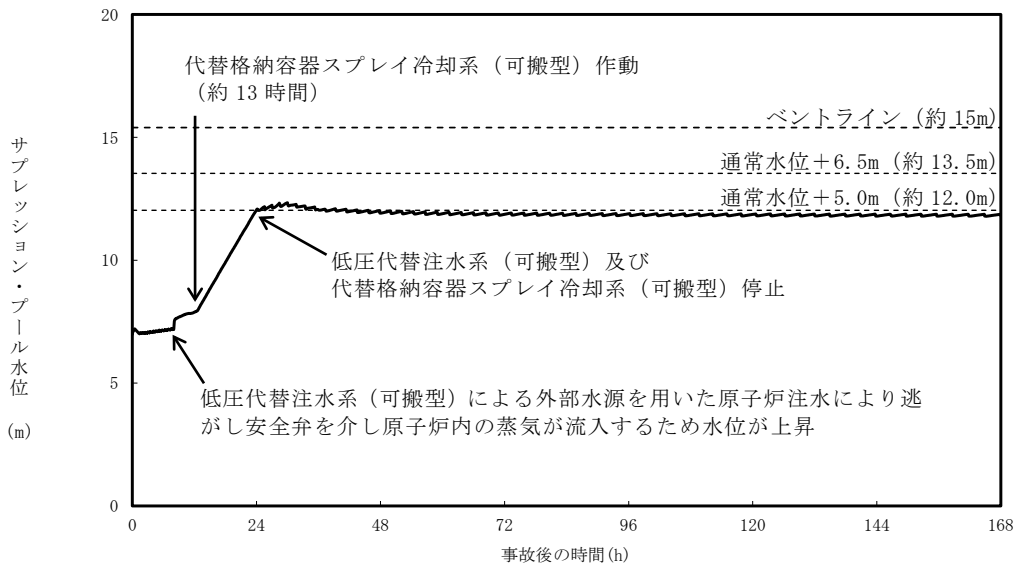
第 7.1.3.2-1 図 全交流動力電源喪失 (TBD, TBU) 時の重大事故等対策の概略系統図 (1/3)
 (高圧代替注水系による原子炉注水段階)



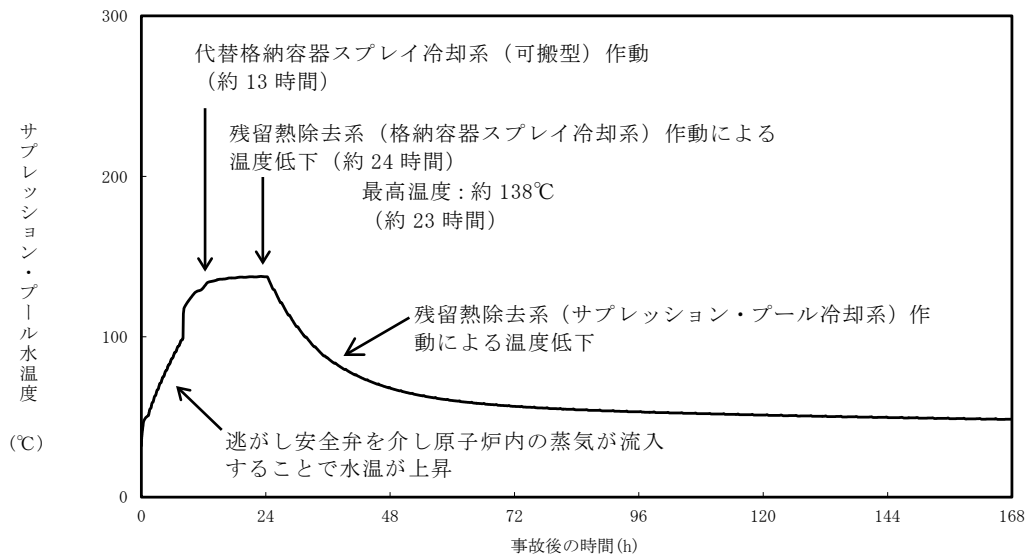
第 7.1.3.2-1 図 全交流動力電源喪失 (TBD, TBU) 時の重大事故等対策の概略系統図 (2/3)
 (低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水及び代替格納容器スプレイス冷却系 (可搬型) による格納容器冷却段階)



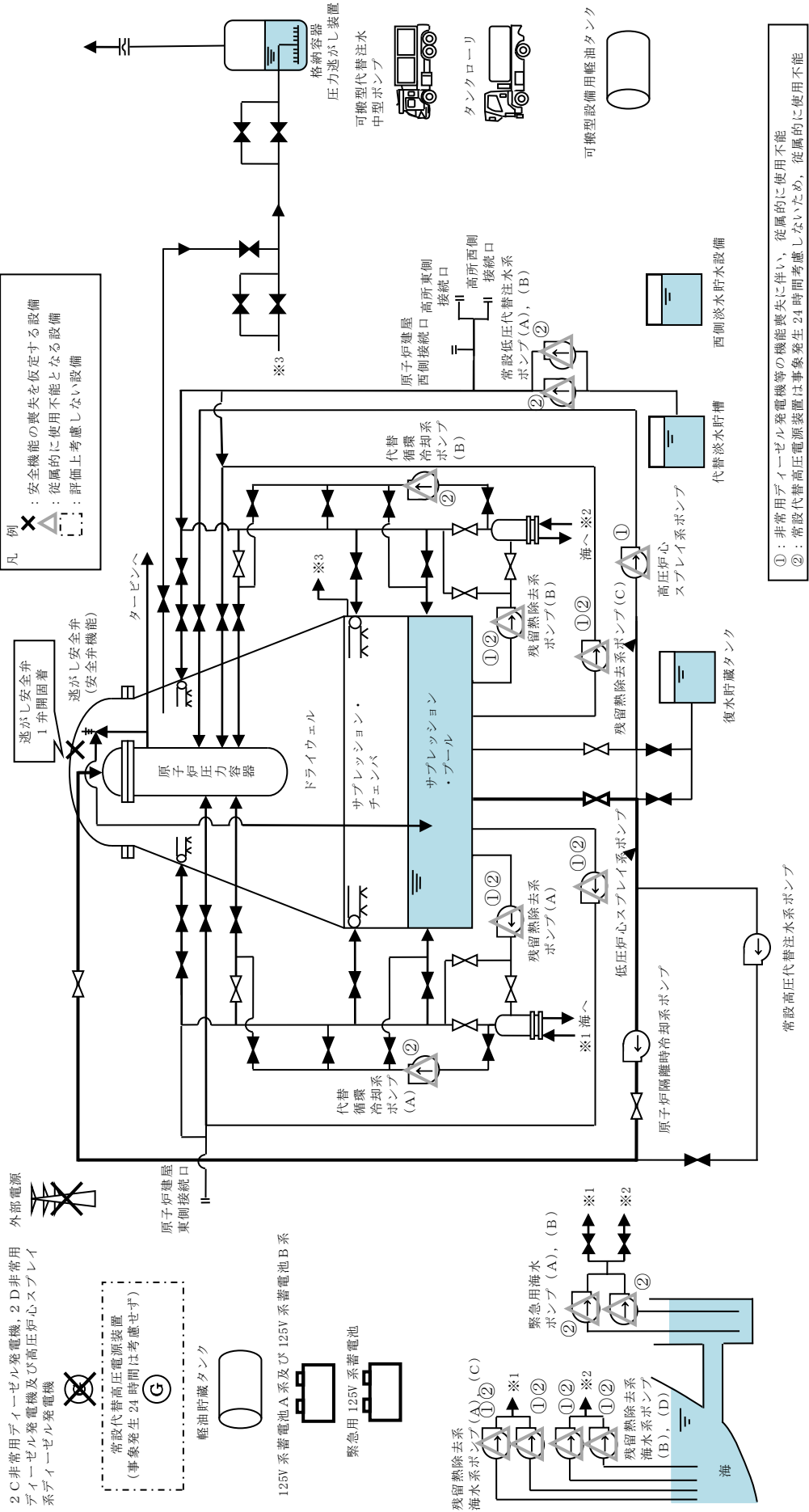
第 7.1.3.2-1 図 全交流動力電源喪失 (TBD, TBU) 時の重大事故等対策の概略系統図 (3/3)
(残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱段階)



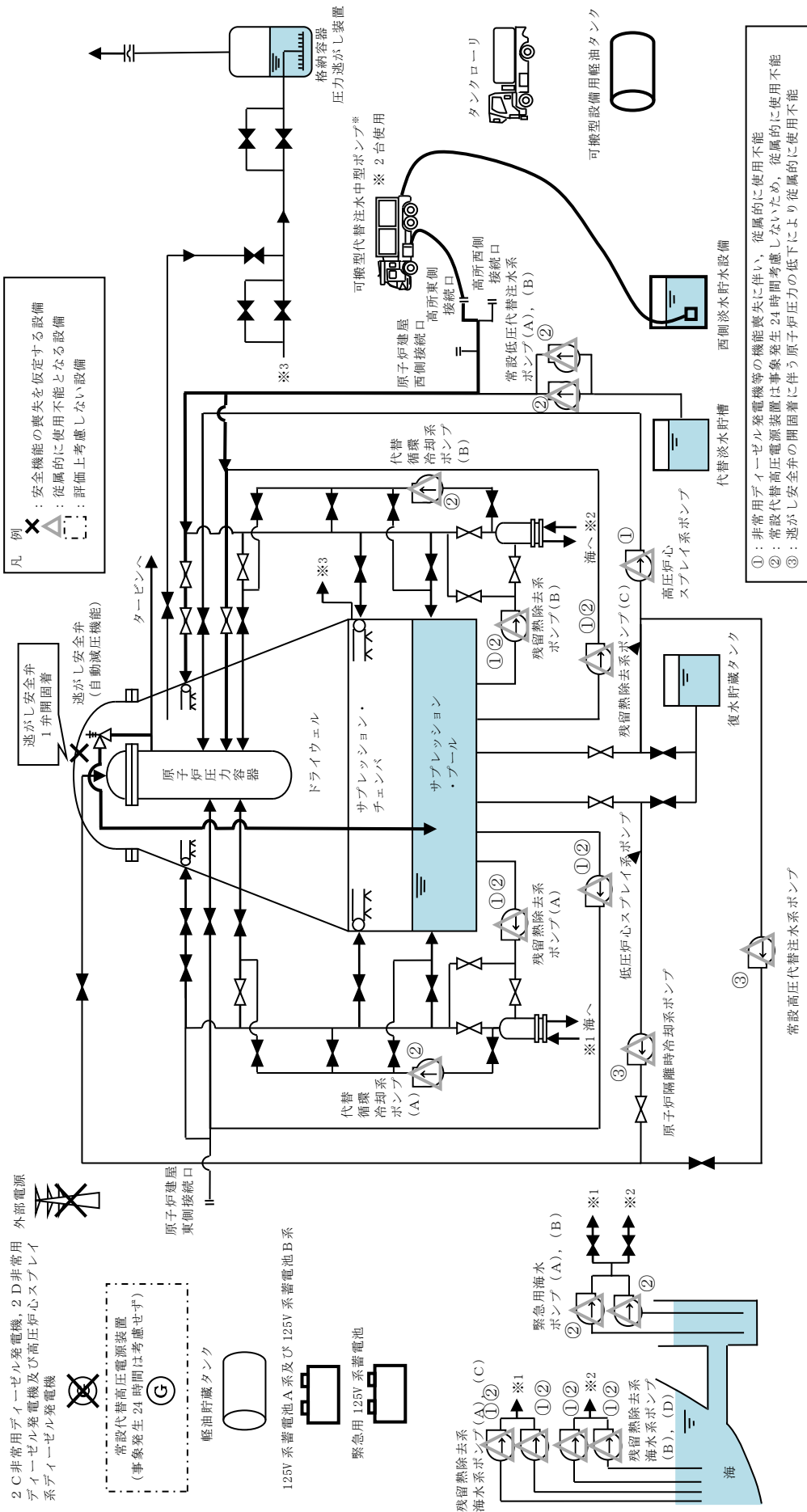
第 7. 1. 3. 2-15 図 サプレッション・プール水位の推移



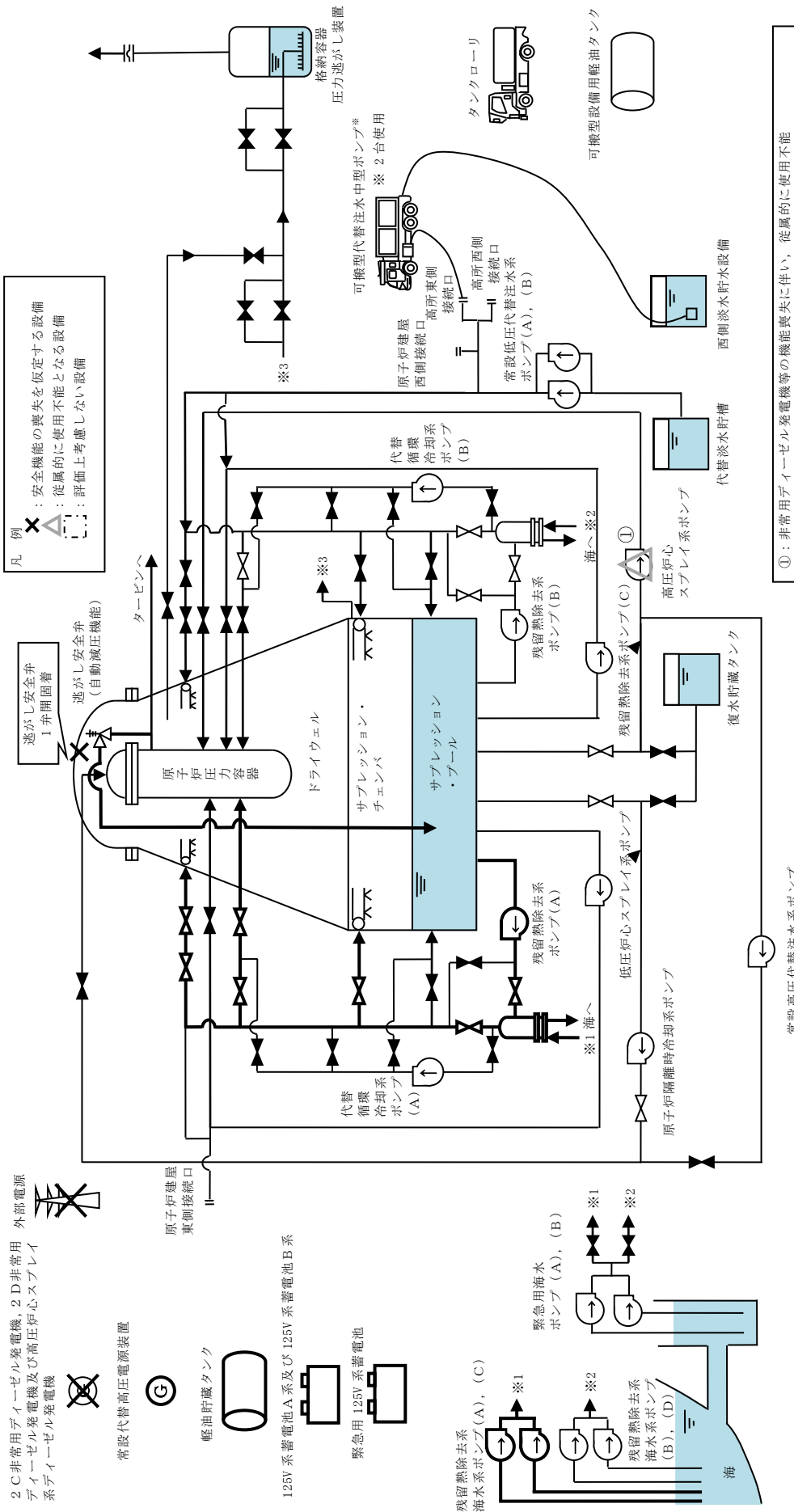
第 7. 1. 3. 2-16 図 サプレッション・プール水温度の推移



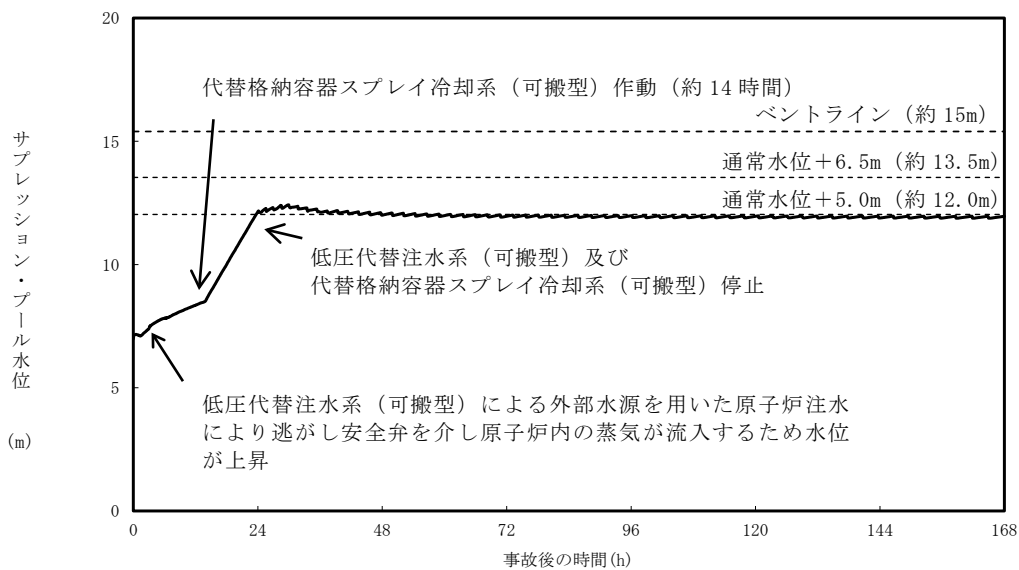
第 7.1.3.3-1 図 全交流動力電源喪失 (TBP) 時の重大事故等対策の概略系統図 (1/3)
(原子炉隔離時冷却系による原子炉注水段階)



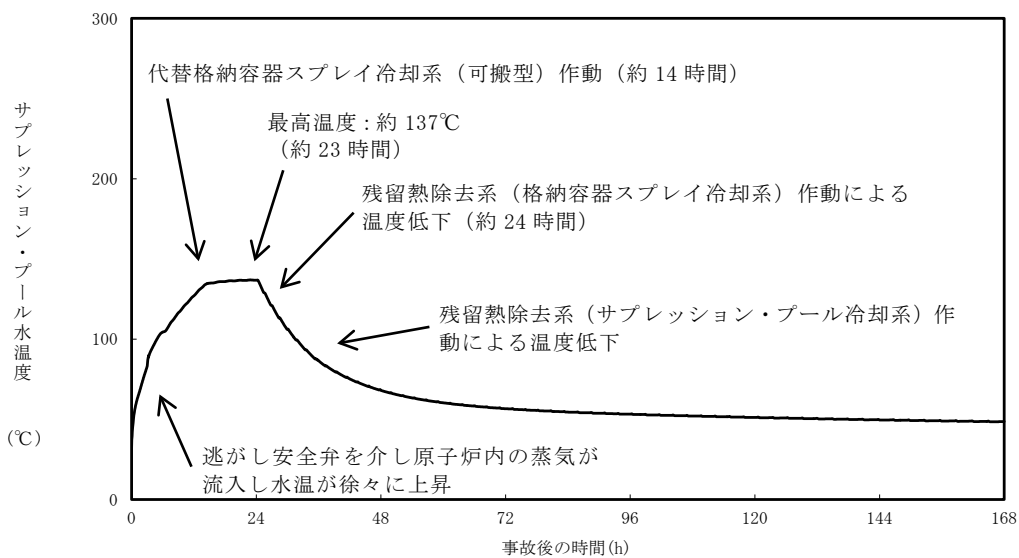
第7.1.3.3-1 図 全交流動力電源喪失 (TBP) 時の重大事故等対策の概略系統図 (2/3)
 (低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水及び代替格納容器スプレイス冷却系 (可搬型) による格納容器冷却段階)



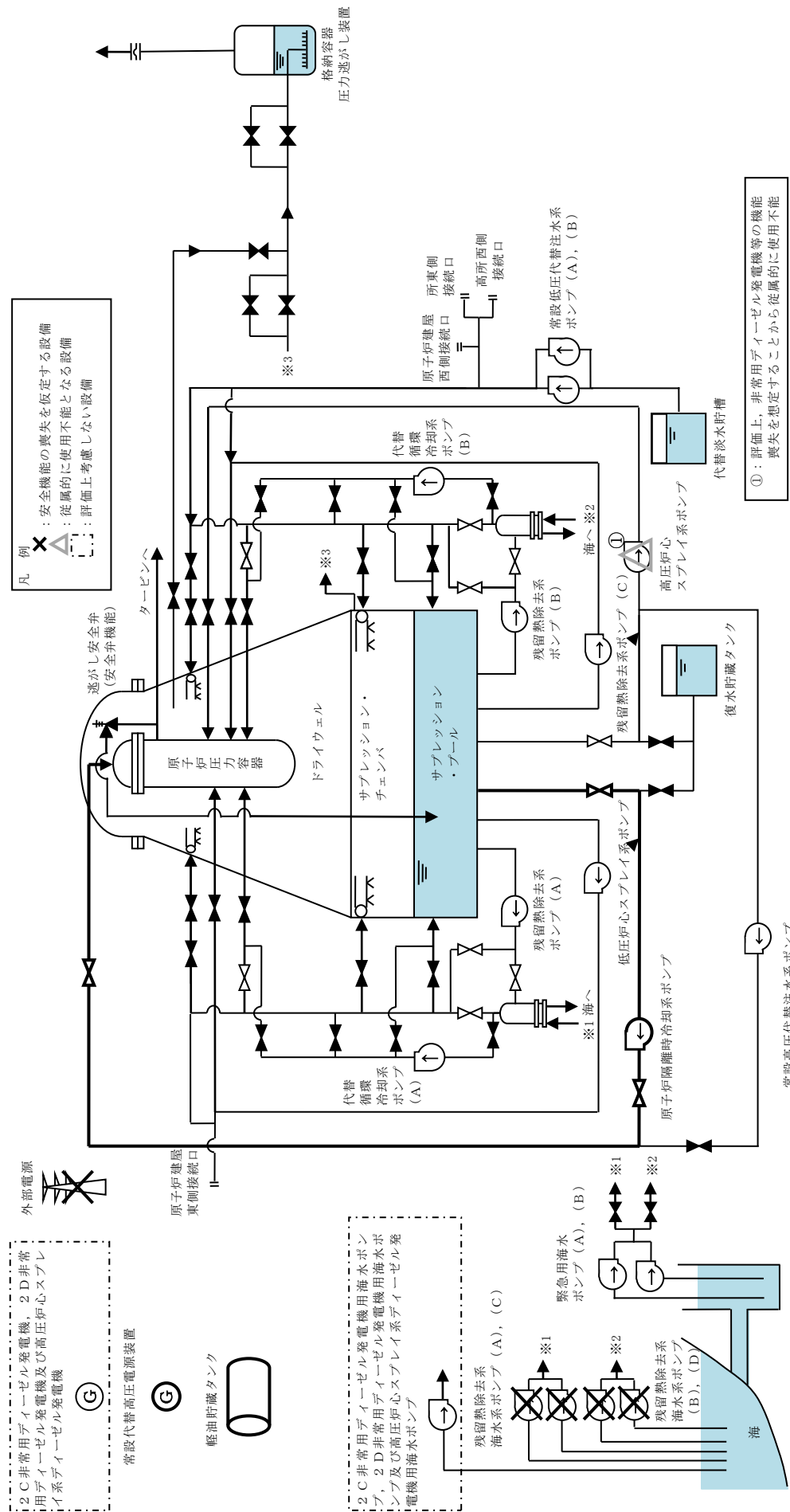
第 7.1.3.3-1 図 全交流動力電源喪失 (TBP) 時の重大事故等対策の概略系統図 (3/3)
(残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱段階)



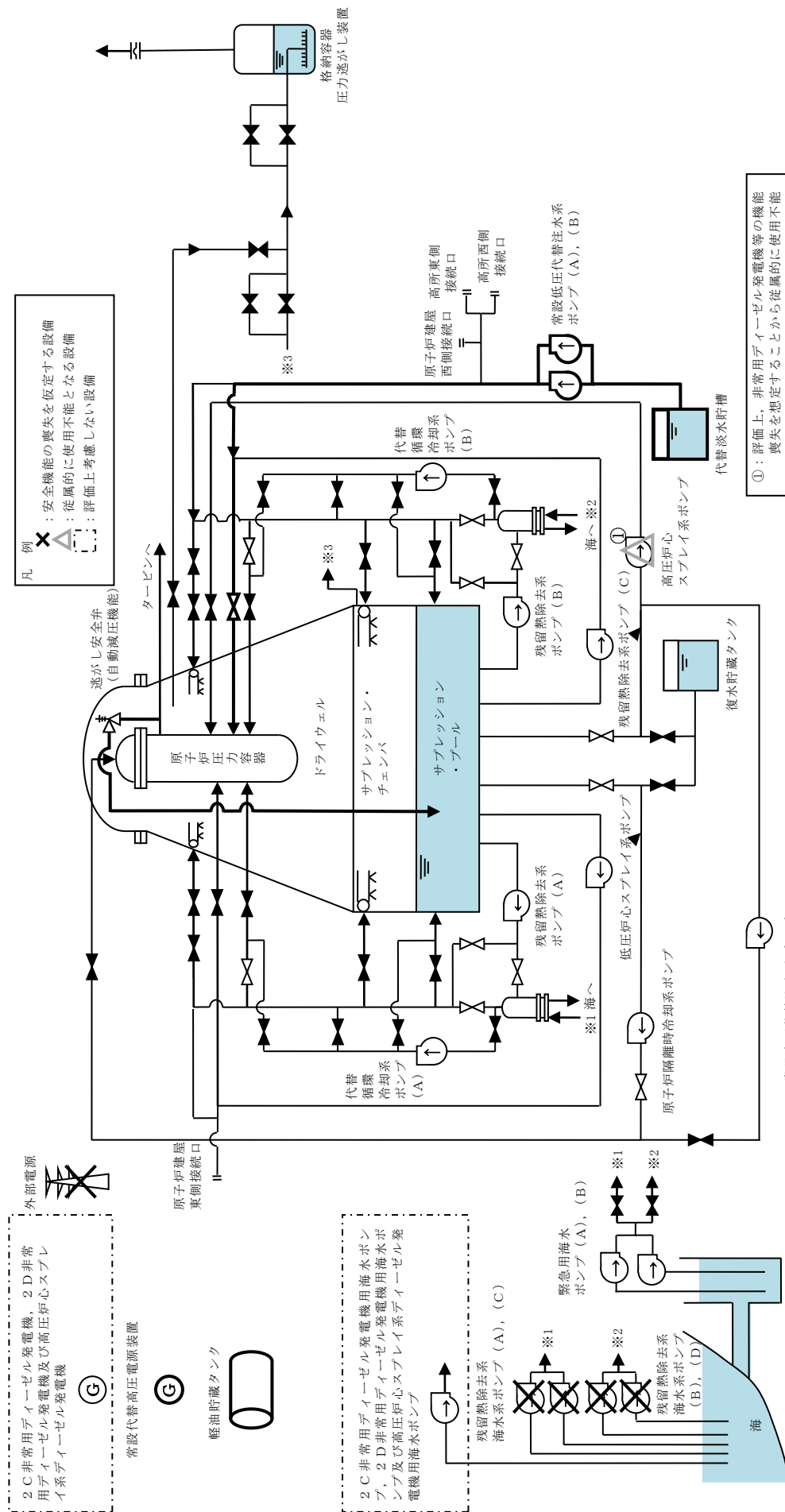
第 7. 1. 3. 3-18 図 サプレッション・プール水位の推移



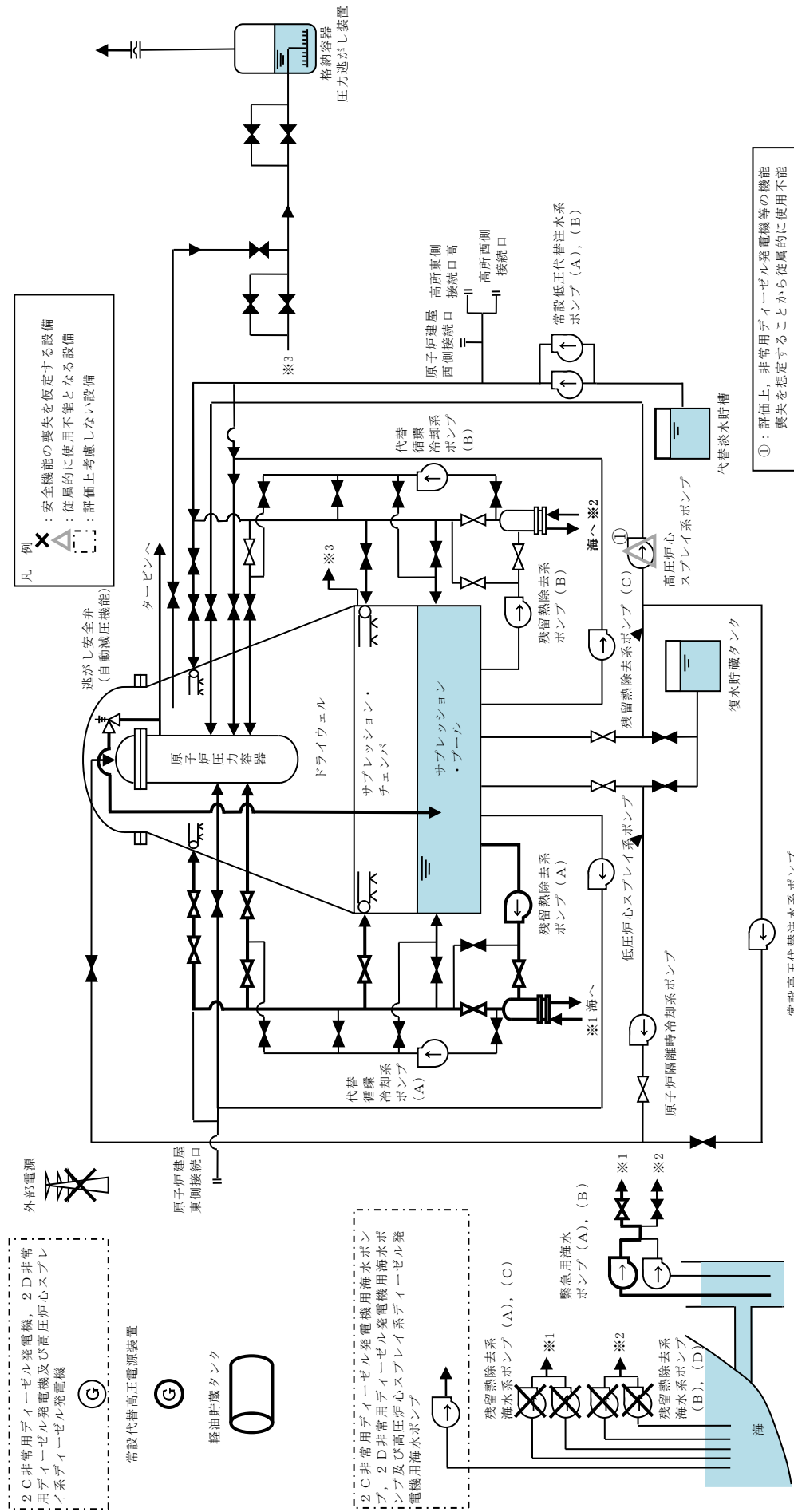
第 7. 1. 3. 3-19 図 サプレッション・プール水温度の推移



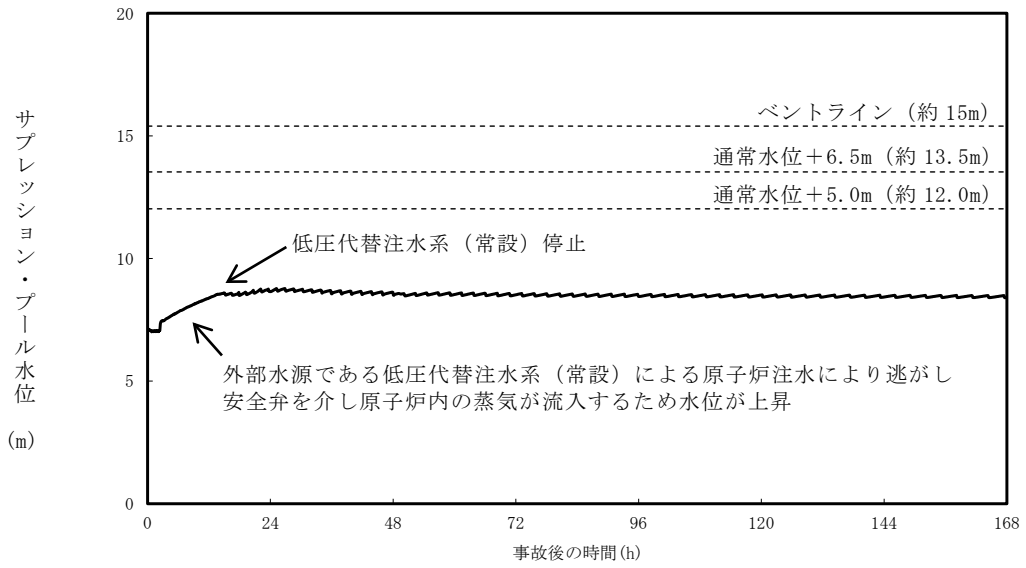
第 7.1.4.1-1 図 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）時の重大事故対策の概略系統図（1/3）
（原子炉隔離時冷却系による原子炉注水段階）



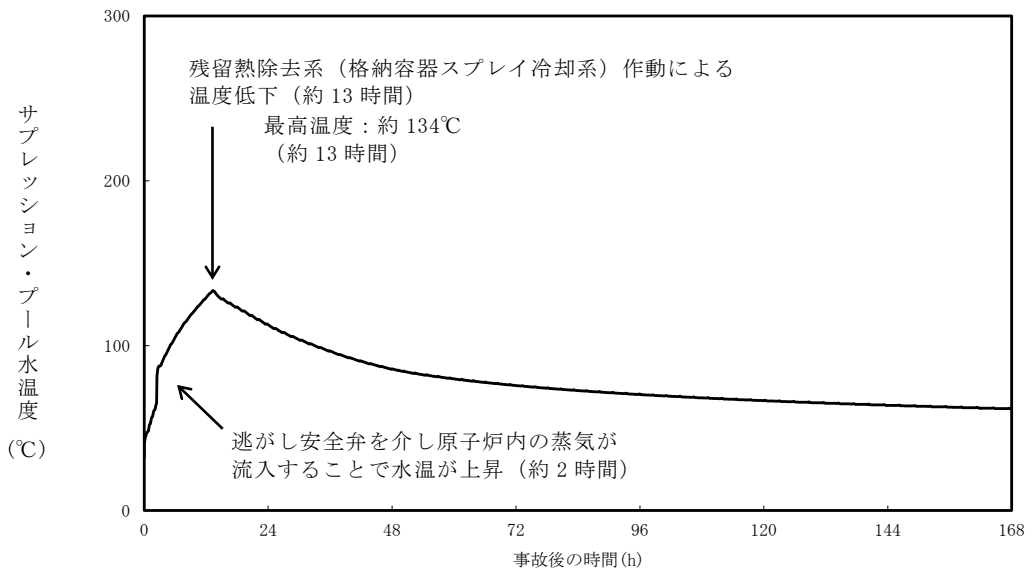
第 7.1.4.1-1 図 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）時の重大事故対策の概略系統図（2/3）
 （低圧代替注水系（常設）による原子炉注水段階）



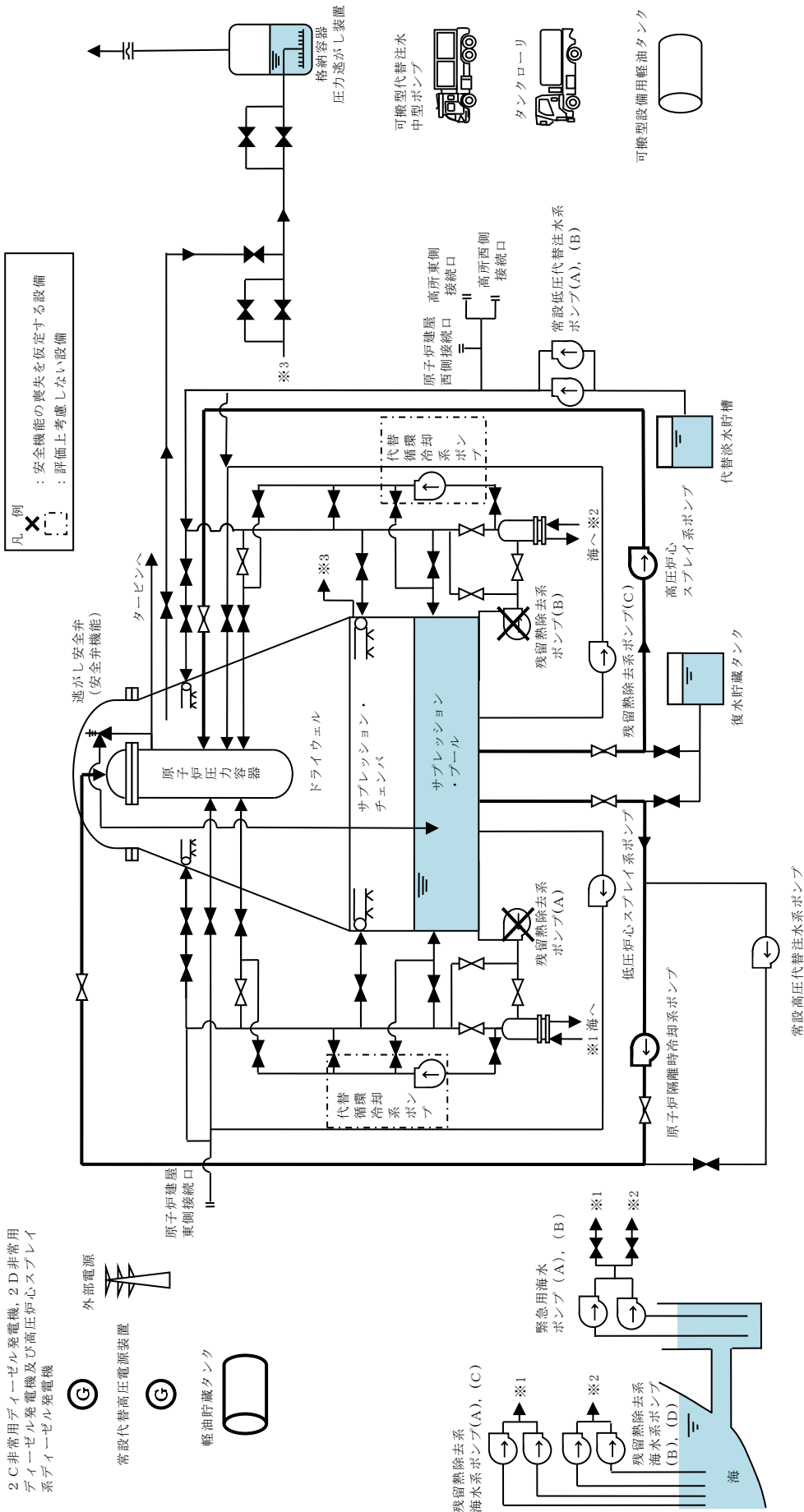
第 7.1.4.1-1 図 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）時の重大事故等対策の概略系統図（3/3）
 （緊急用海水を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器除熱段階）



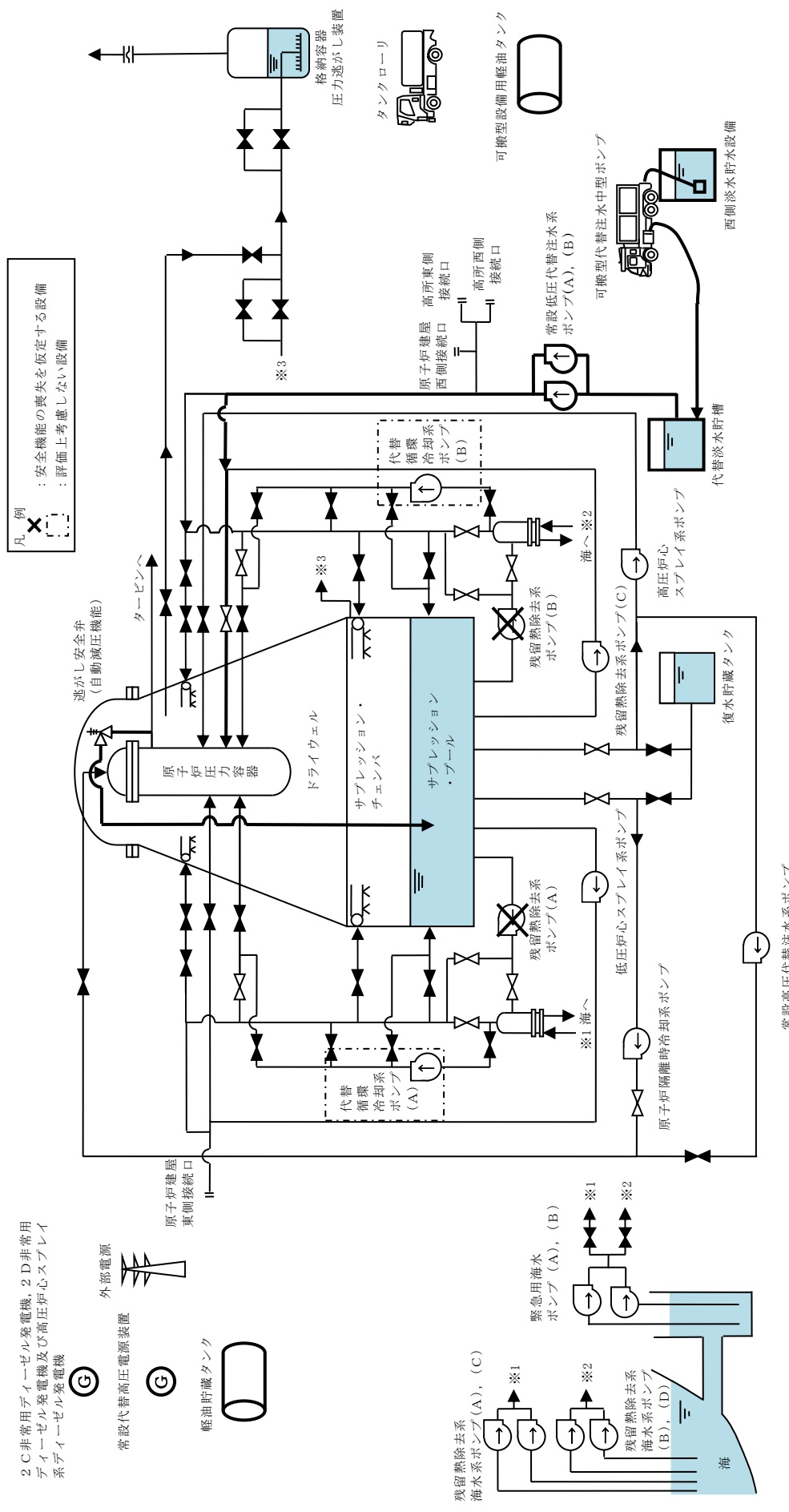
第 7. 1. 4. 1-15 図 サプレッション・プール水位の推移



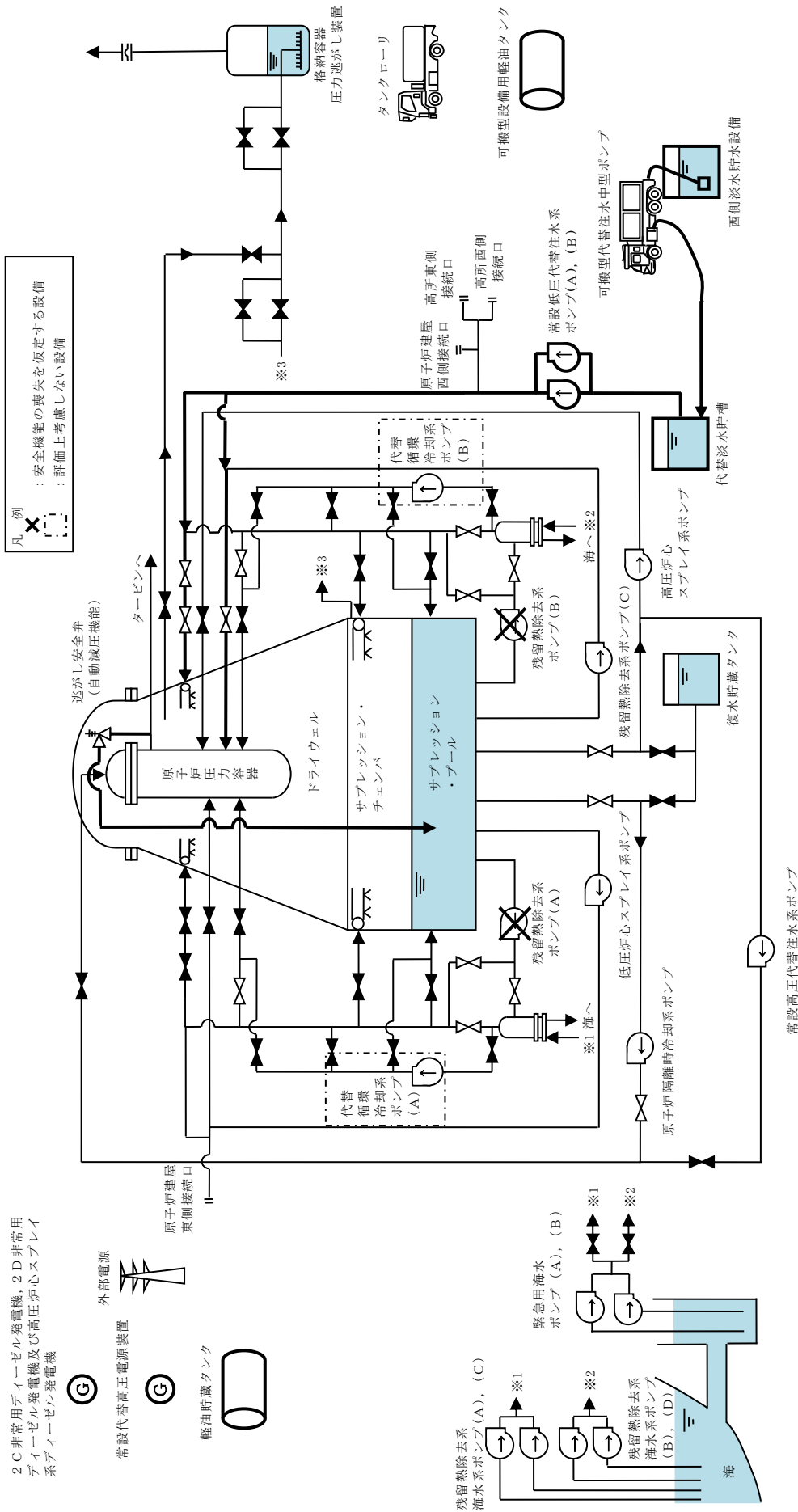
第 7. 1. 4. 1-16 図 サプレッション・プール水温度の推移



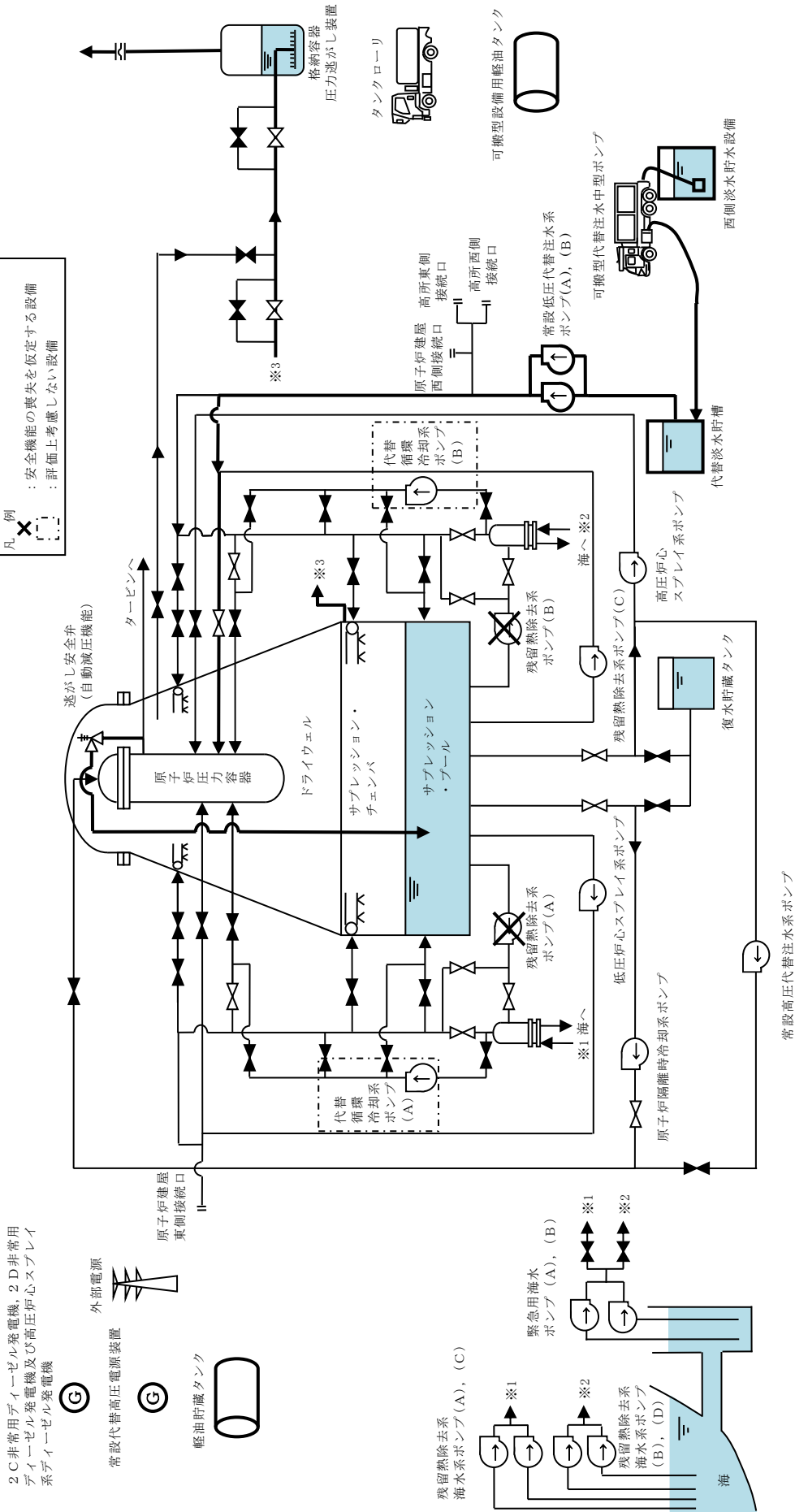
第 7.1.4.2-1 図 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）時の重大事故等対策の概略系統図（1/4）
 （原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイス系による原子炉注水段階）



第7.1.4.2-1 図 崩壊熱除去機能喪失（残熱除去系が故障した場合）時の重大事故等対策の概略系統図（2/4）
 （低圧代替注水系（常設）による原子炉注水段階）



第 7.1.4.2-1 図 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）時の重大事故対策の概略系統図（3/4）
 （低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイスポンプ冷却系（常設）による格納容器冷却段階）

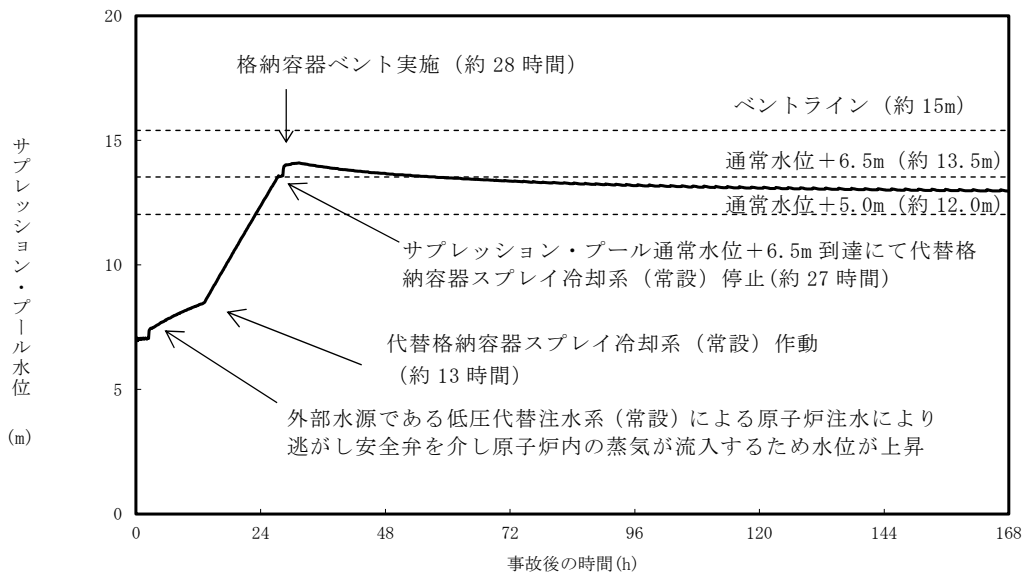


第 7.1.4.2-1 図 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）時の重大事故等対策の概略系統図（4/4）
 （低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱段階）

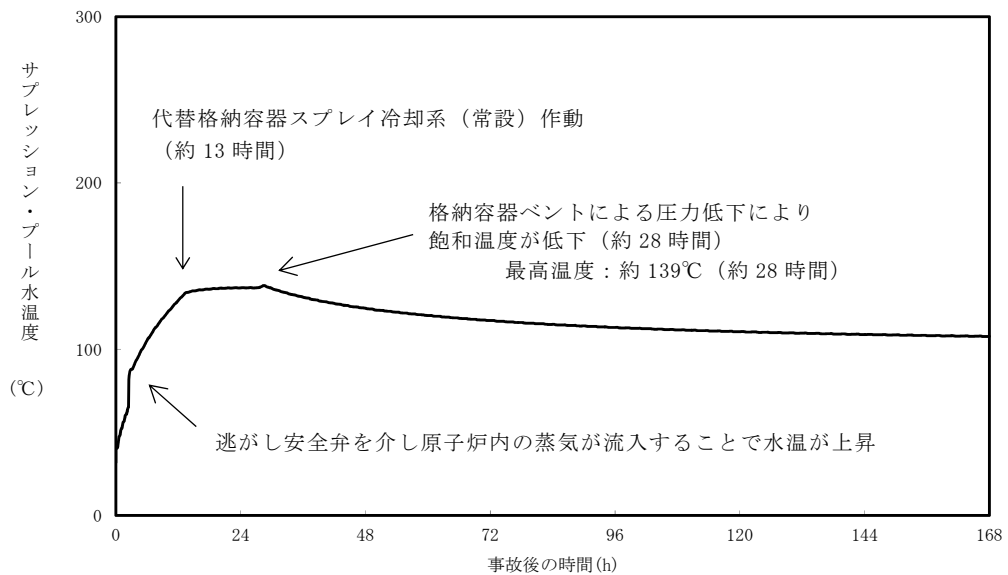
				崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）													
操作項目	実施箇所・必要要員数			操作の内容	経過時間（時間）												備考
	当直運転員 （中央制御室）	当直運転員 （現場）	重大事故等対応要員 （現場）		4	8	12	16	20	24	28	32	36	40	44	48	
原子炉水位の調整操作 （原子炉隔離時冷却系及び 高圧炉心スプレイ系）	【1人】 A	-	-	●原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水の調整操作	事象発生 ▼約2時間 サプレッション・プール水温度65℃到達 ▼約13時間 格納容器圧力0.279MPa [gage] 到達 ▼約23時間 サプレッション・プール水位 通常水位+5.0m到達 ▼約27時間 サプレッション・プール水位 通常水位+6.5m到達 ▼約28時間 格納容器圧力0.31MPa [gage] 到達												
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動操作	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の系統構成操作及び起動操作	3分												サプレッション・プール熱容量制限到達までに実施
逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉急速減圧操作	【1人】 B	-	-	●逃がし安全弁（自動減圧機能）7個の手動開放操作	1分												
原子炉水位の調整操作 （低圧代替注水系（常設））	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の調整操作	原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）から原子炉水位高（レベル8）の間に維持												
常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作	格納容器スプレイ中、適宜状態監視												
代替循環冷却系による原子炉注水操作及び格納容器除熱操作	【1人】 A	-	-	●代替循環冷却系による原子炉注水操作 ●代替循環冷却系による格納容器冷却操作	注水開始後、適宜原子炉水位調整 格納容器スプレイ中、適宜状態監視												解析上考慮しない 代替循環冷却系のみで状態維持が可能な場合は、低圧代替注水系（常設）による注水を停止する
原子炉満水操作	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の流量増加操作	原子炉水位を可能な限り高く維持												解析上考慮しない
使用済燃料プールの除熱操作	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作 ●緊急用海水系による海水通水の系統構成操作及び起動操作 ●代替燃料プール冷却系の起動操作	適宜実施												解析上考慮しない スロッシングによる水位低下がある場合は代替燃料プール冷却系の起動までに実施する
格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱の準備操作	【1人】 A	-	-	●格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱の準備操作（中央制御室でのフィルタ装置入口第一弁操作）	6分												解析上考慮しない
格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作（サプレッション・チェンバール）	【1人】 A	-	-	●フィルタ装置入口第二弁現場操作場所への移動 ●格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱の準備操作（現場でのフィルタ装置入口第一弁操作）	遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を行う操作は、現場への移動を含め、 <input type="text"/> から開始可能である（操作完了後） <input type="text"/> 内から操作を行う												解析上考慮しない
西側淡水貯水設備を水源とした可搬型代替注水中型ポンプによる代替淡水貯槽への補給操作	-	-	8人 a~h	●可搬型代替注水中型ポンプの移動、ホース敷設等の操作	180分												代替淡水貯槽の枯渇までには十分な時間がある
タンクローリによる燃料給油操作	-	-	2人 （参集）	●可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの給油操作 ●可搬型代替注水中型ポンプへの給油操作	90分	適宜実施											タンクローリ残量に応じて適宜軽油タンクから給油
必要要員合計	2人 A, B	3人 C, D, E	8人 a~h （参集要員5人）														

第 7. 1. 4. 2-3 図 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）の作業と所要時間（2/2）

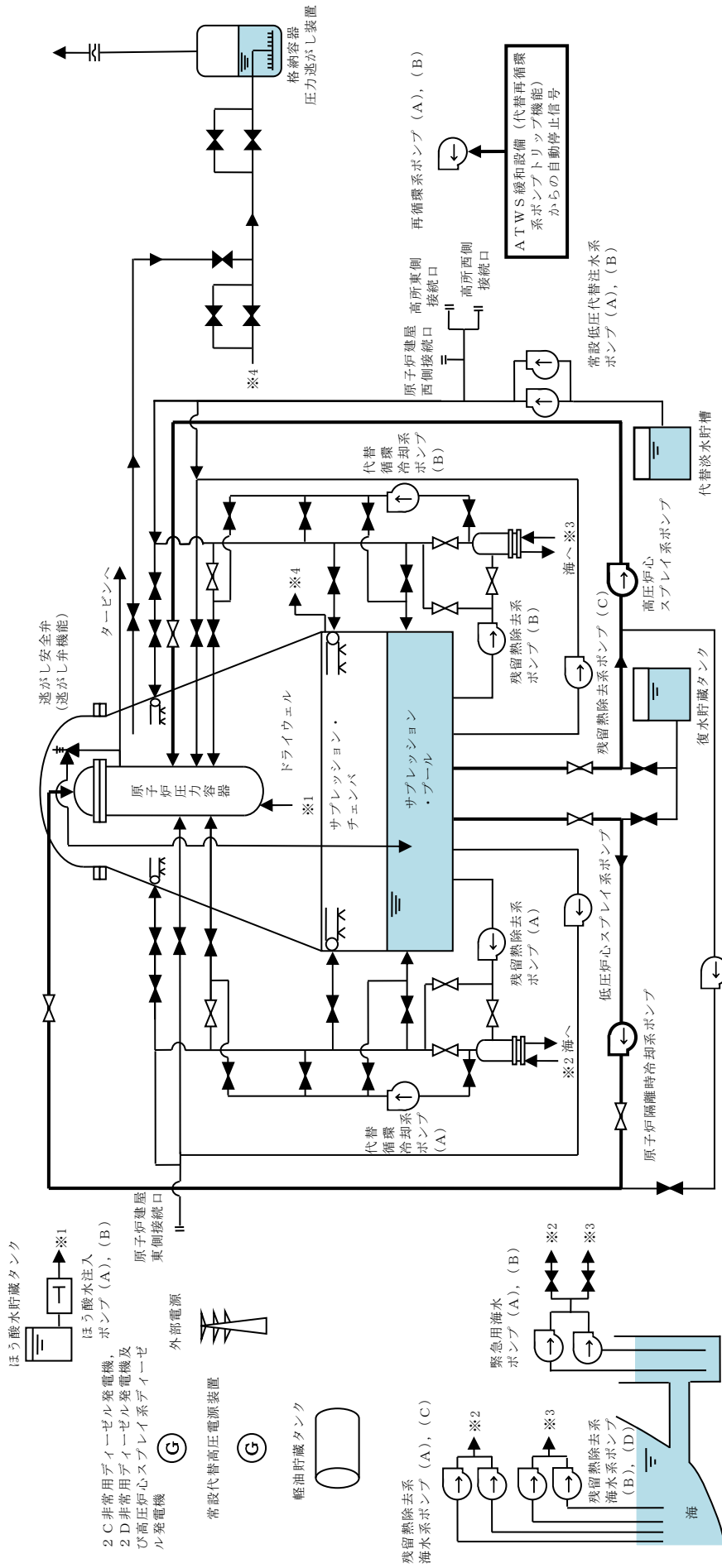
は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。



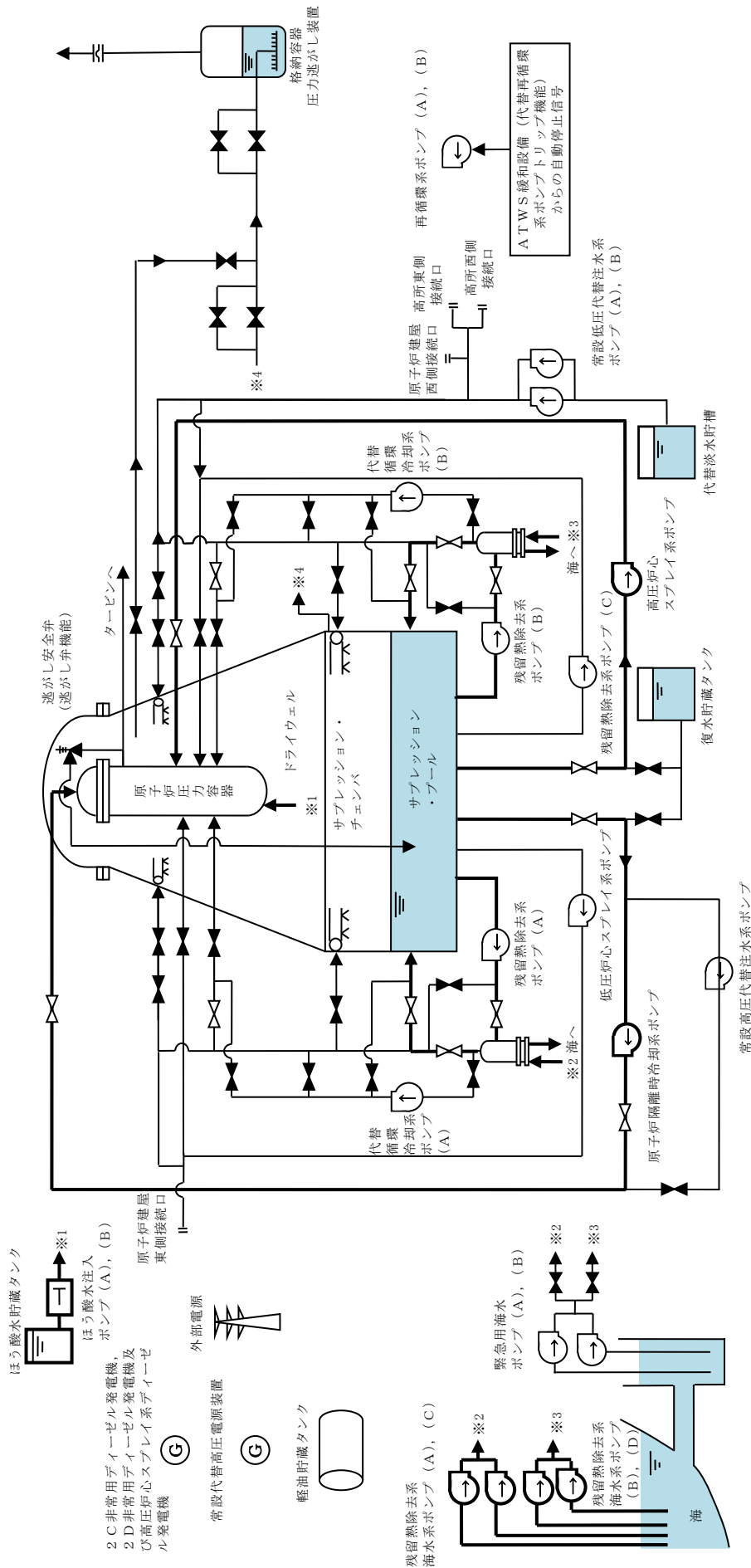
第 7.1.4.2-15 図 サプレッション・プール水位の推移



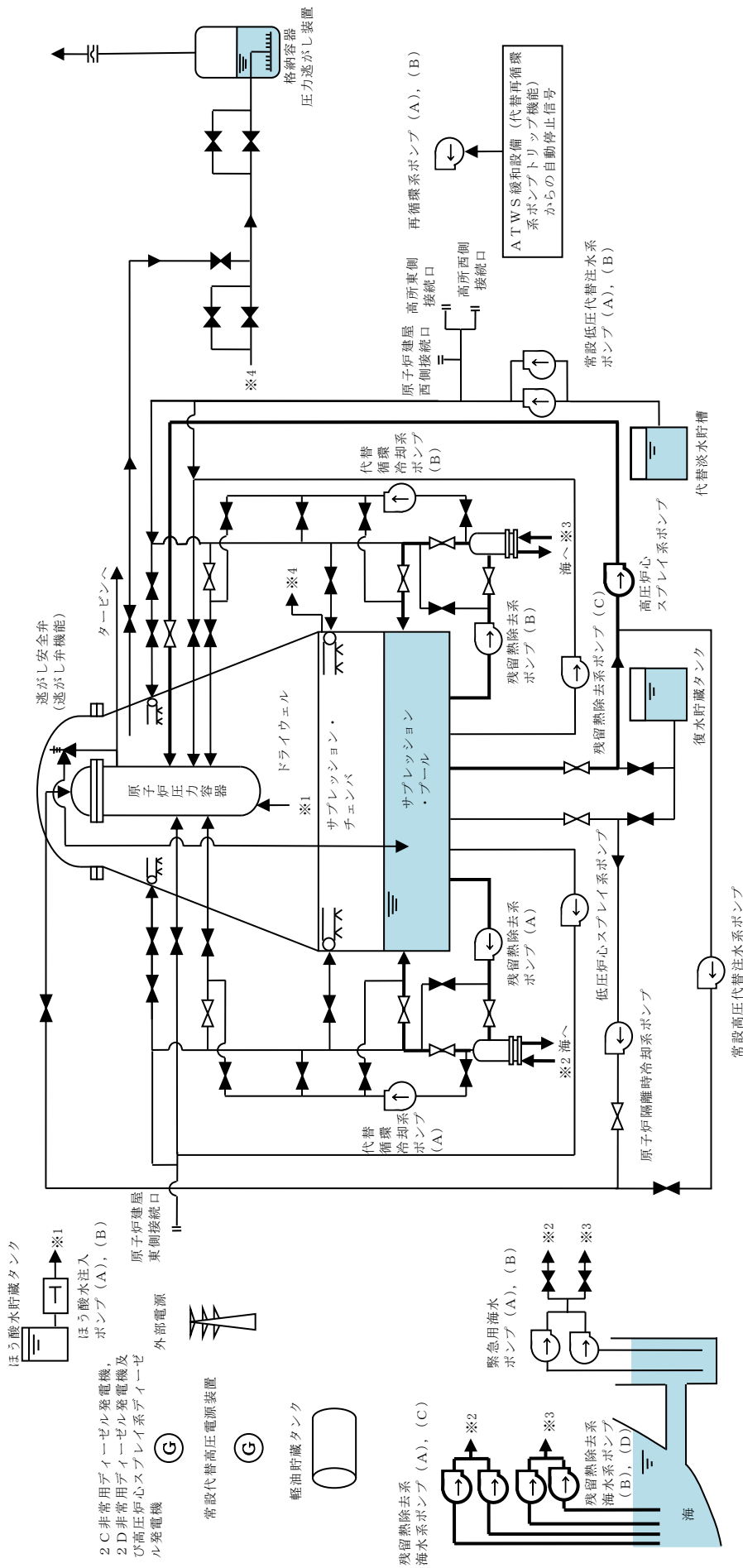
第 7.1.4.2-16 図 サプレッション・プール水温度の推移



第 7.1.5-1 図 原子炉停止機能喪失時の重大事故対策の概略系統図 (1/3)
 (原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイスライ系による原子炉注水並びに A.T.W.S. 緩和設備 (代替再循環系ポンプトリップ機能) による原子炉出力の抑制段階)

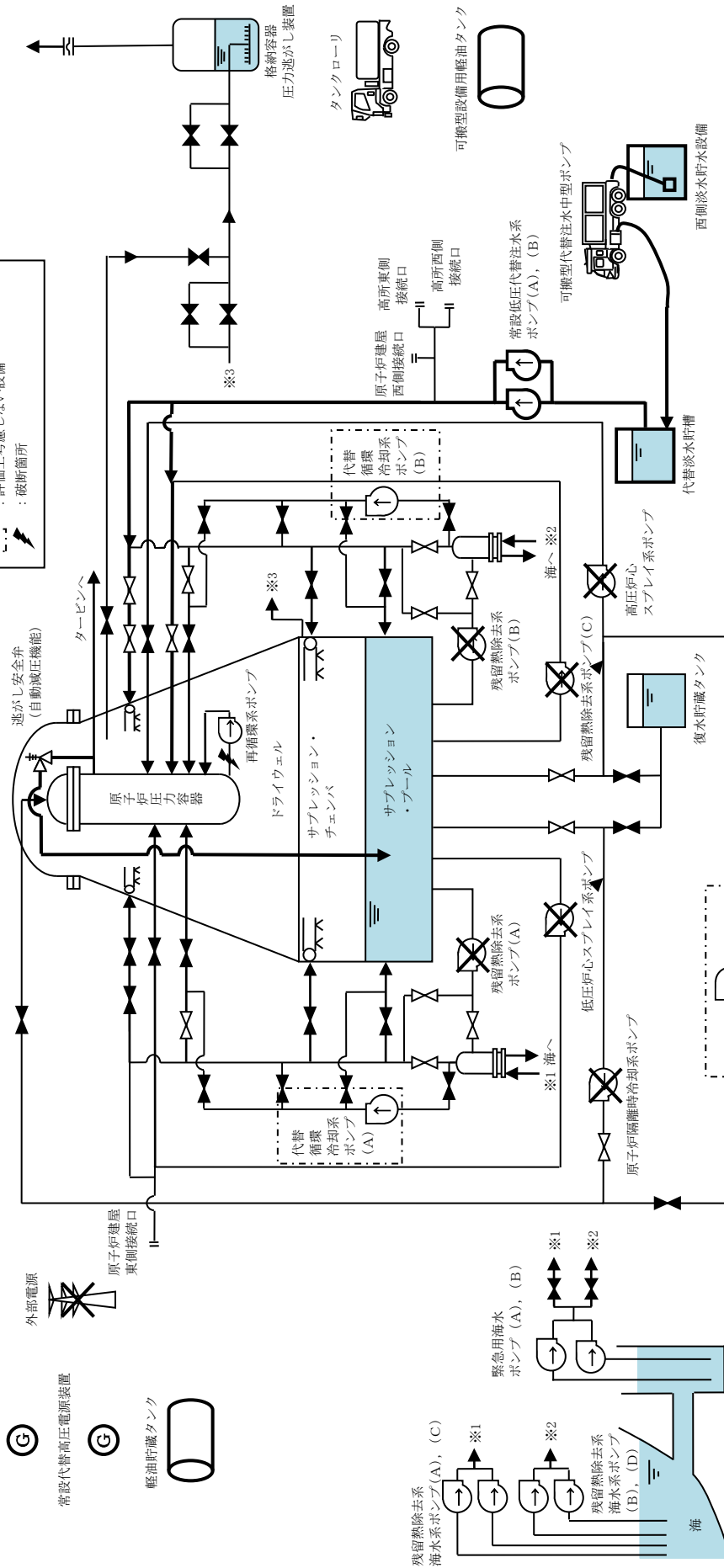


第 7.1.5-1 図 原子炉停止機能喪失時の重大事故対策の概略系統図 (2/3)
 (原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系による原子炉注水, ほう酸水注入系による原子炉停止並びに
 残留熱除去系 (サブレーション・プール冷却系) による格納容器除熱段階)



第 7.1.5-1 図 原子炉停止機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (3/3)
 (高圧炉心スプレイ系による原子炉注水及び残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却系) による格納容器除熱段階)

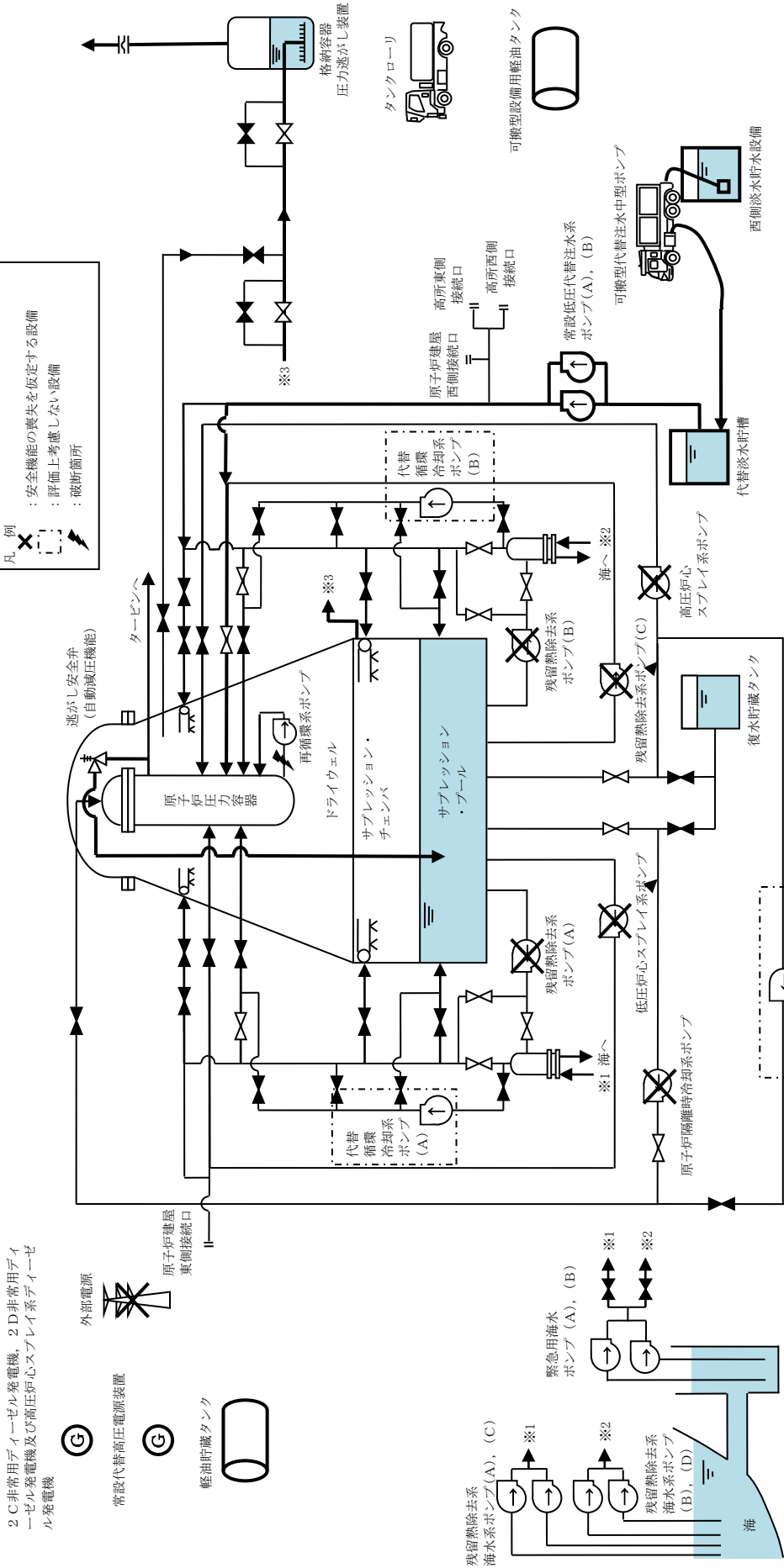
2 C非常用ディーゼル発電機, 2 D非常用ディーゼル発電機及び高圧炉心スプレイスレイ系ディーゼル発電機



第 7.1.6-1 図 L O C A 時注水機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (2/3)

(低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水及び

代替格納容器スプレイスレイ冷却系 (常設) による格納容器冷却段階)

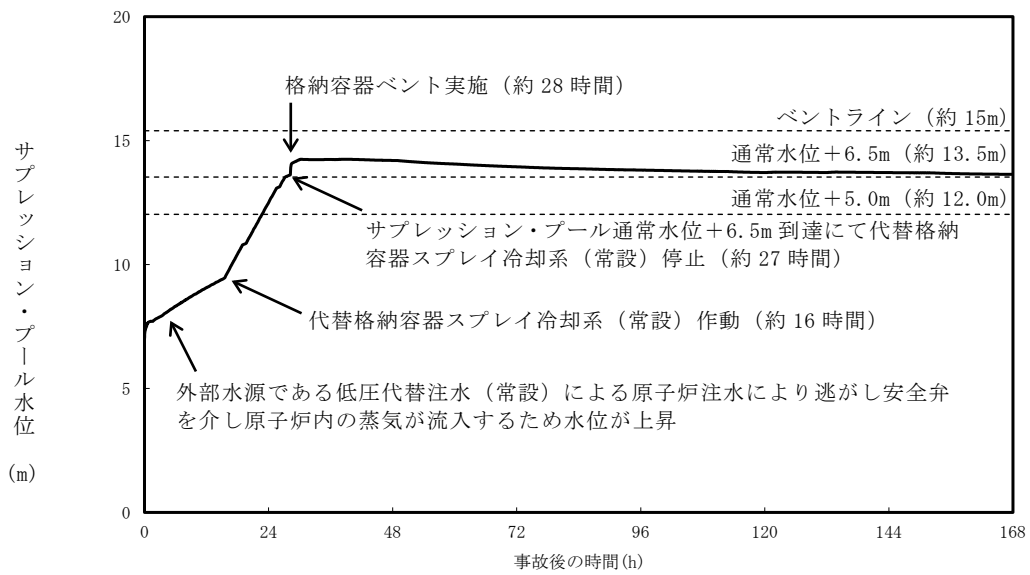


第 7.1.6-1 図 L O C A 時注水機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (3/3)
 (低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱段階)

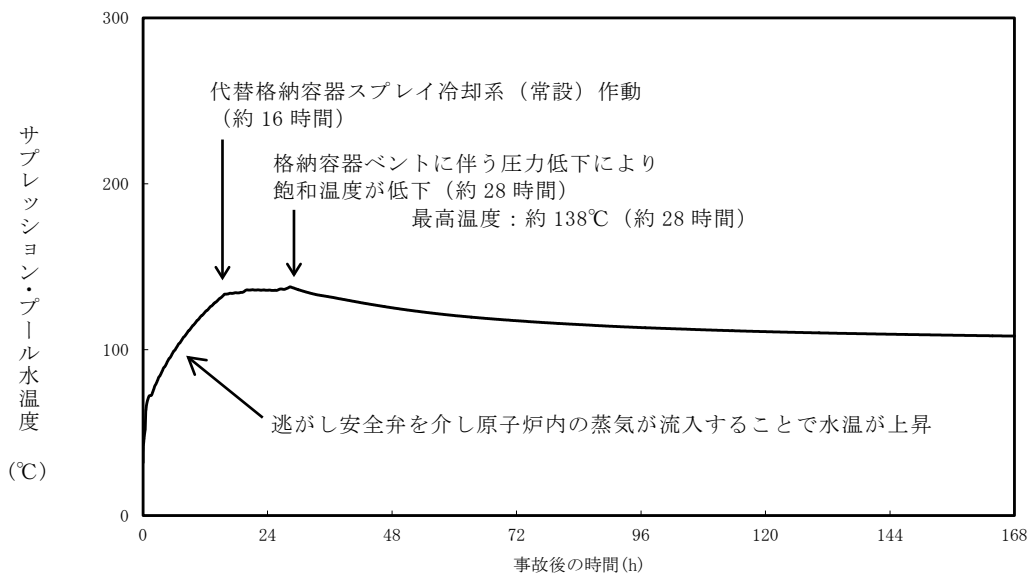
操作項目	実施箇所・必要員数			操作の内容	経過時間 (時間)											備考
	運転員 (中央制御室)	運転員 (現場)	重大事故等対応要員 (現場)		4	8	12	16	20	24	28	32	36	40	44	
原子炉水位の調整 操作(低圧代替注 水系(常設))	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)による原子炉注水の調整操作	▽25分 原子炉減圧開始 ▽約27分 低圧代替注水系(常設)原子炉注水開始 ▽約16時間 格納容器圧力0.279MPa [gage] 到達 ▽約23時間 サプレッション・プール水位 通常水位+5.0m到達 ▽約27時間 サプレッション・プール水位 通常水位+6.5m到達 ▽約28時間 格納容器圧力0.31MPa [gage] 到達											
原子炉満水操作	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)による原子炉注水の流量増加操作	原子炉水位を原子炉水位低(レベル3)から原子炉水位高(レベル8)の間に維持する											
常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却操作	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却操作	格納容器スプレイ中適宜状態監視											
代替循環冷却系による原子炉注水操作及び格納容器除熱操作	【1人】 A	-	-	●代替循環冷却系による原子炉注水操作 ●代替循環冷却系による格納容器冷却操作												解析上考慮しない 代替循環冷却系のみで状態維持が可能な場合は、低圧代替注水系(常設)による注水を停止する
使用済燃料プールの除熱操作	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン)を使用した使用済燃料プールへの注水操作 ●緊急用海水系による海水通水の系統構成操作及び起動操作 ●代替燃料プール冷却系の起動操作	適宜実施											解析上考慮しない スロッシングによる水位低下がある場合は代替燃料プール冷却系の起動までに実施する
格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱の準備操作	【1人】 A	-	-	●格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱の準備操作(中央制御室でのフィルタ装置入口第一弁操作)	6分											
格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作(サブプレッション・チェンバ側)	【1人】 A	-	-	●フィルタ装置入口第一弁現場操作場所への移動 ●格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱の準備操作(現場でのフィルタ装置入口第一弁操作)	20分 15分											解析上考慮しない 約25時間後までに実施する
可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系(可搬型)の起動準備操作	-	-	3人 (参集)	●可搬型代替注水中型ポンプの移動、ホース敷設等の操作	170分											解析上考慮しない
西側淡水貯水設備を水源とした可搬型代替注水中型ポンプによる代替淡水貯槽への補給操作	-	-	【8人】 a~h	●可搬型代替注水中型ポンプの移動、ホース敷設等の操作	180分											代替淡水貯槽の枯渇までには十分な時間がある
タンクローリによる燃料給油操作	-	-	【2人】 a, b	●可搬型代替注水中型ポンプの起動操作及び水源補給操作	適宜実施											代替淡水貯槽の残量に応じて適宜補給を実施する
タンクローリによる燃料給油操作	-	-	2人 (参集)	●可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの給油操作 ●可搬型代替注水中型ポンプへの給油操作	90分 適宜実施											タンクローリ残量に応じて適宜軽油タンクから給油
必要員合計	2人 A, B	3人 C, D, E	8人 a~h (参集要員5人)													

第 7.1.6-3 図 LOCA時注水機能喪失の作業と所要時間 (2/2)

□ は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。

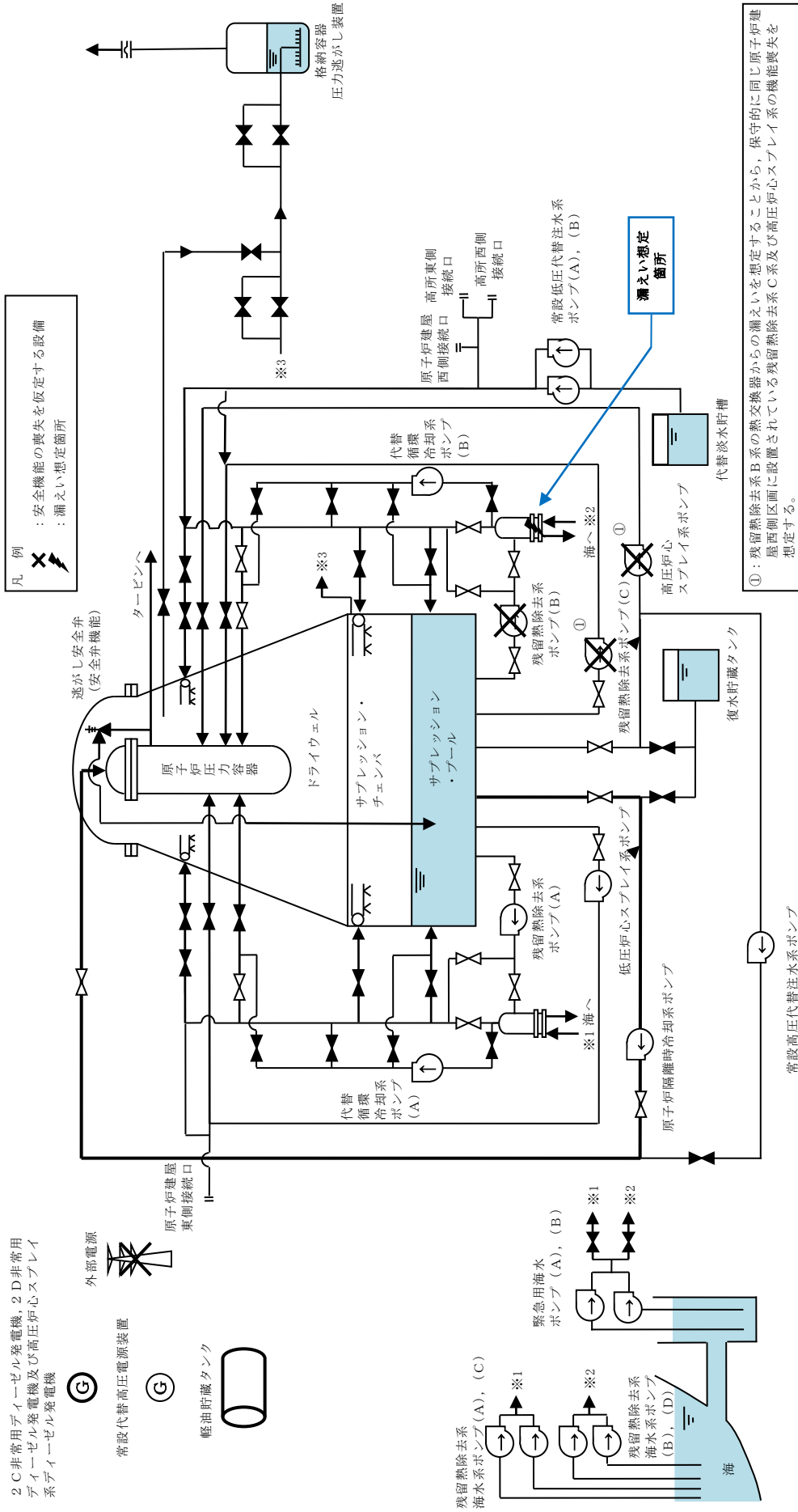
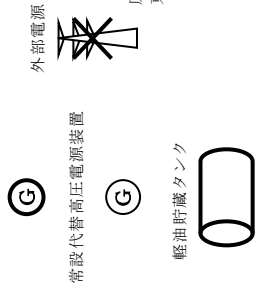


第 7.1.6-19 図 サプレッション・プール水位の推移



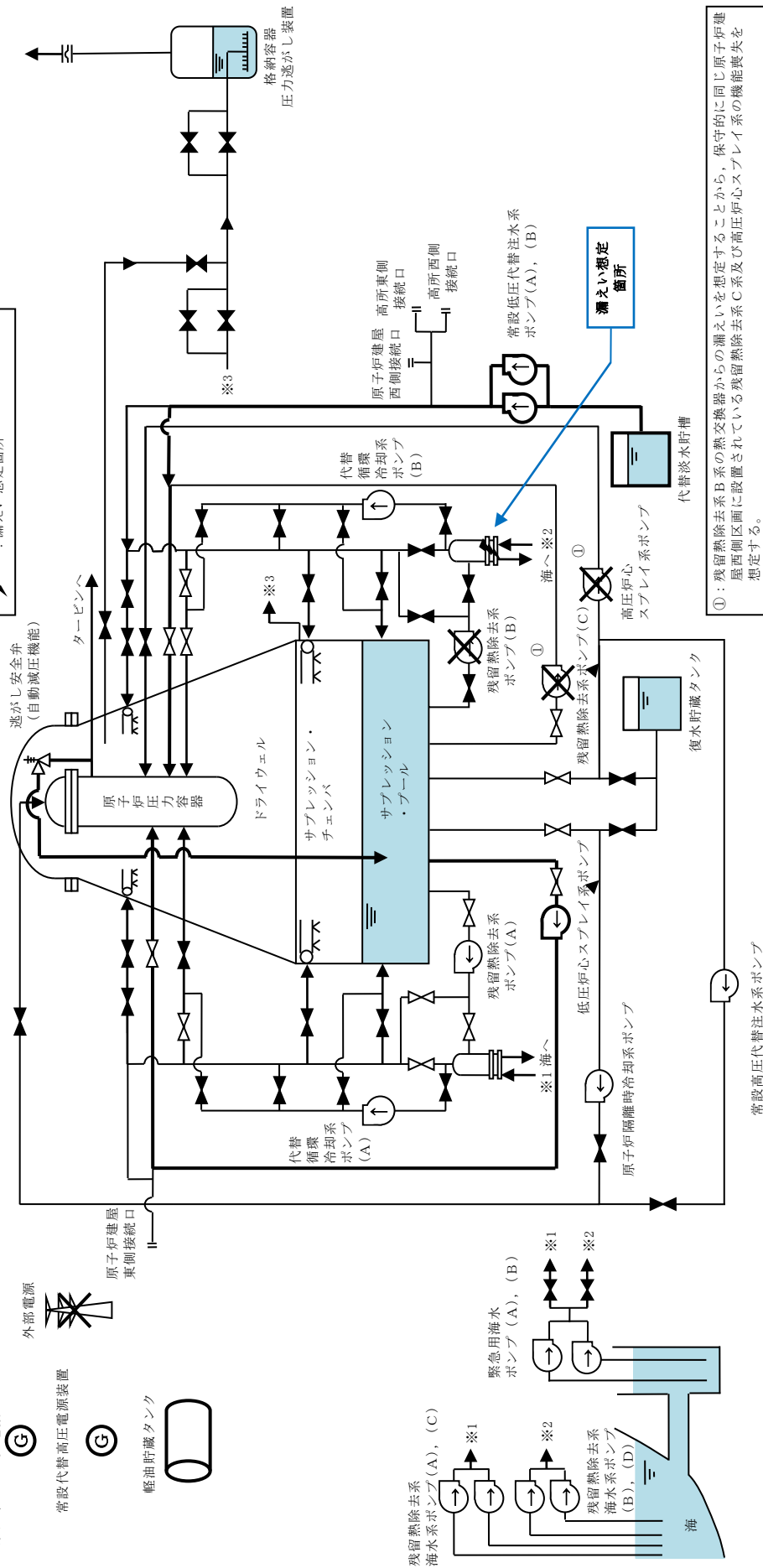
第 7.1.6-20 図 サプレッション・プール水温度の推移

2 C 非常用ディーゼル発電機, 2 D 非常用ディーゼル発電機及び高圧炉心スプレイスディーゼル発電機



第 7.1.7-1 図 格納容器バイパス (ISLOCA) 時の重大事故等対策の概略系統図 (1/3)
(原子炉隔離時冷却系による原子炉注水段階)

2C非常用ディーゼル発電機, 2D非常用ディーゼル発電機及び高圧炉心スプレイスターバイディーゼル発電機

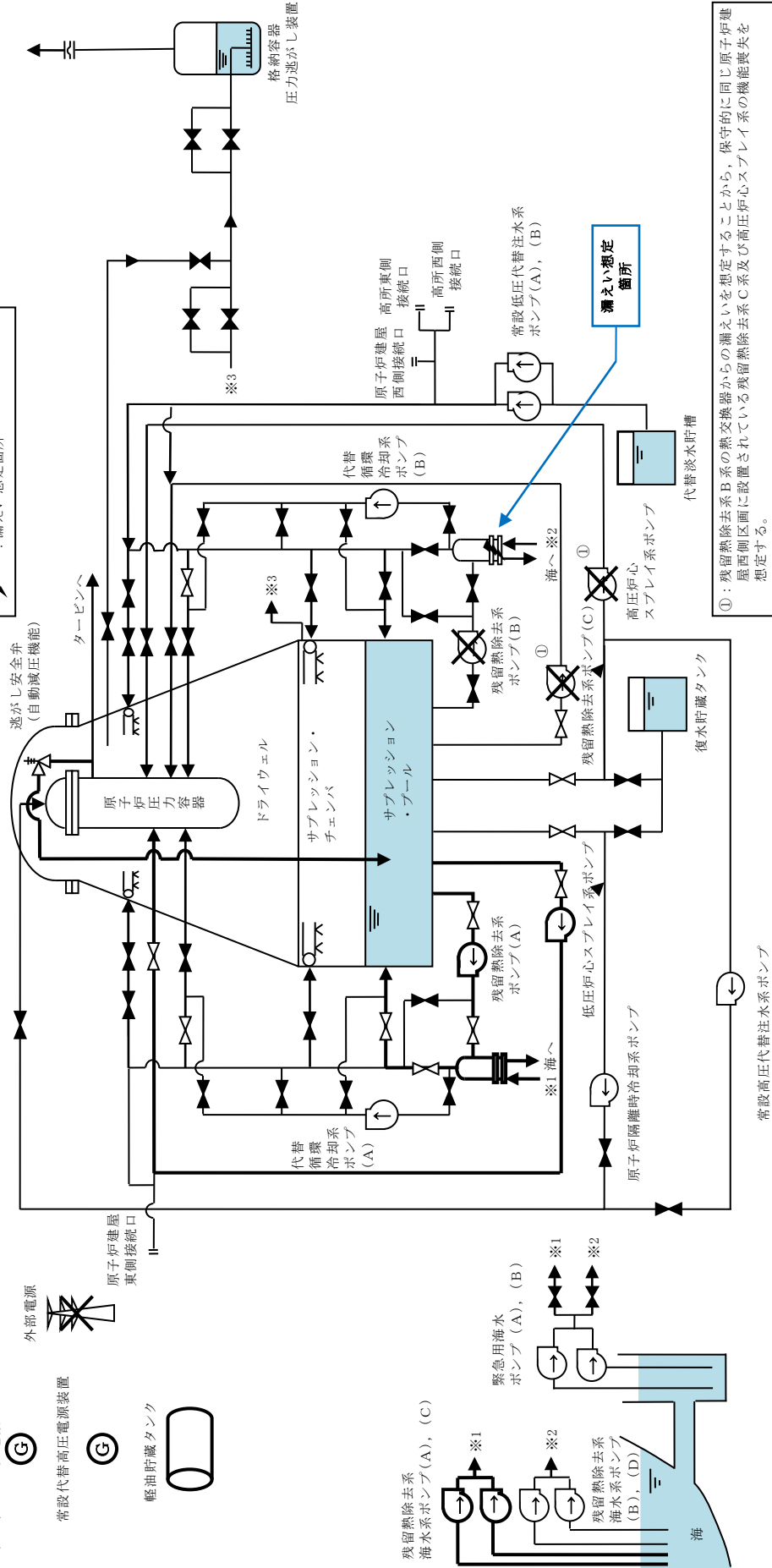


例
 ⚡ : 安全機能の喪失を仮定する設備
 ✕ : 漏えい想定箇所

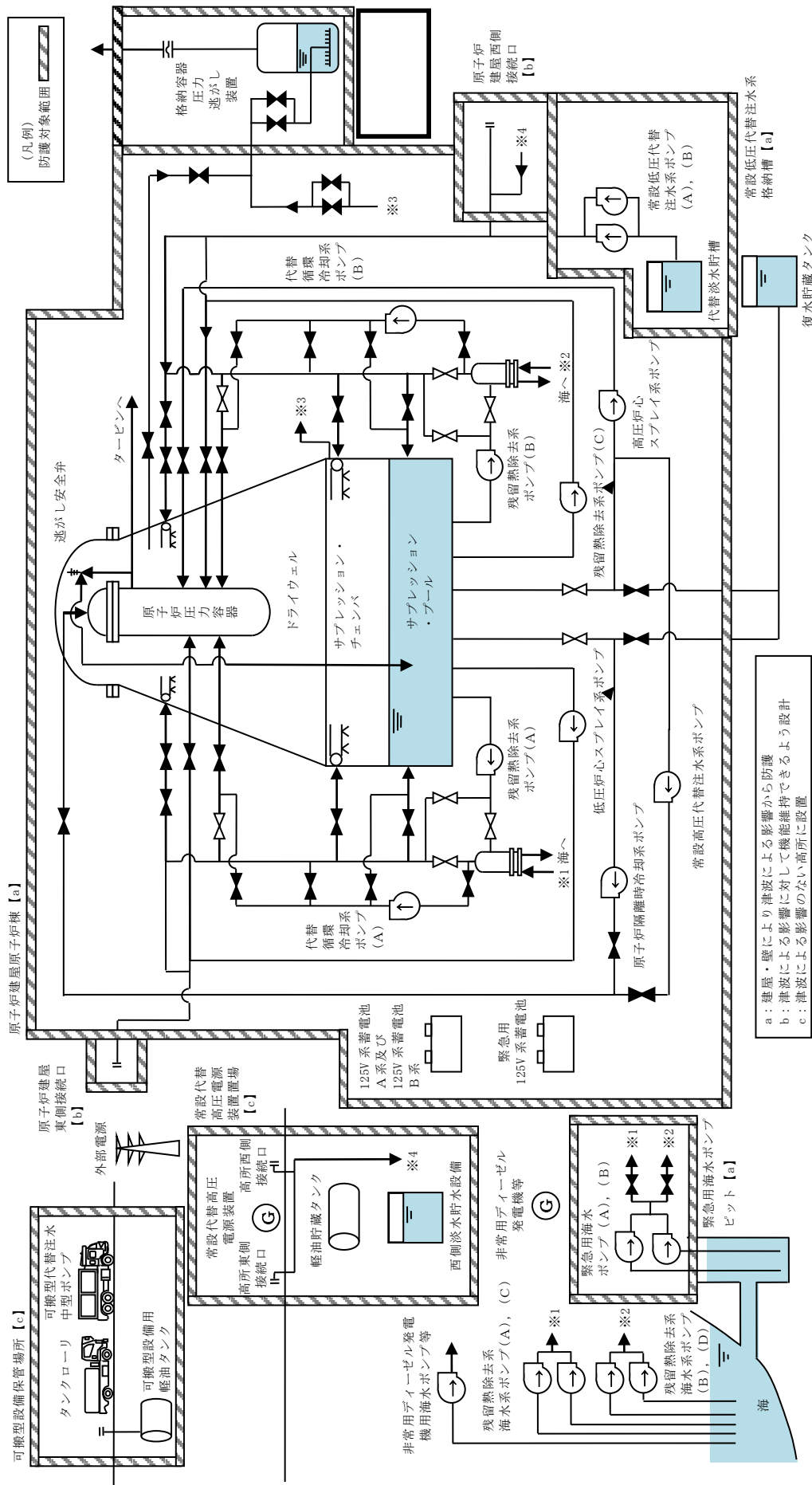
①: 残留熱除去系B系の熱交換器からの漏えいを想定することから, 保守的に同じ原子炉建屋西側区画に設置されている残留熱除去系C系及び高圧炉心スプレイスターバイ系の機能喪失を想定する。

第 7.1.7-1 図 格納容器バイパス (I S L O C A) 時の重大事故等対策の概略系統図 (2 / 3)
 (漏えい抑制のための原子炉減圧後の低圧炉心スプレイスターバイ系及び低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水段階)

2C非常用ディーゼル発電機, 2D非常用ディーゼル発電機及び高圧炉心スプレイス系ディーゼル発電機

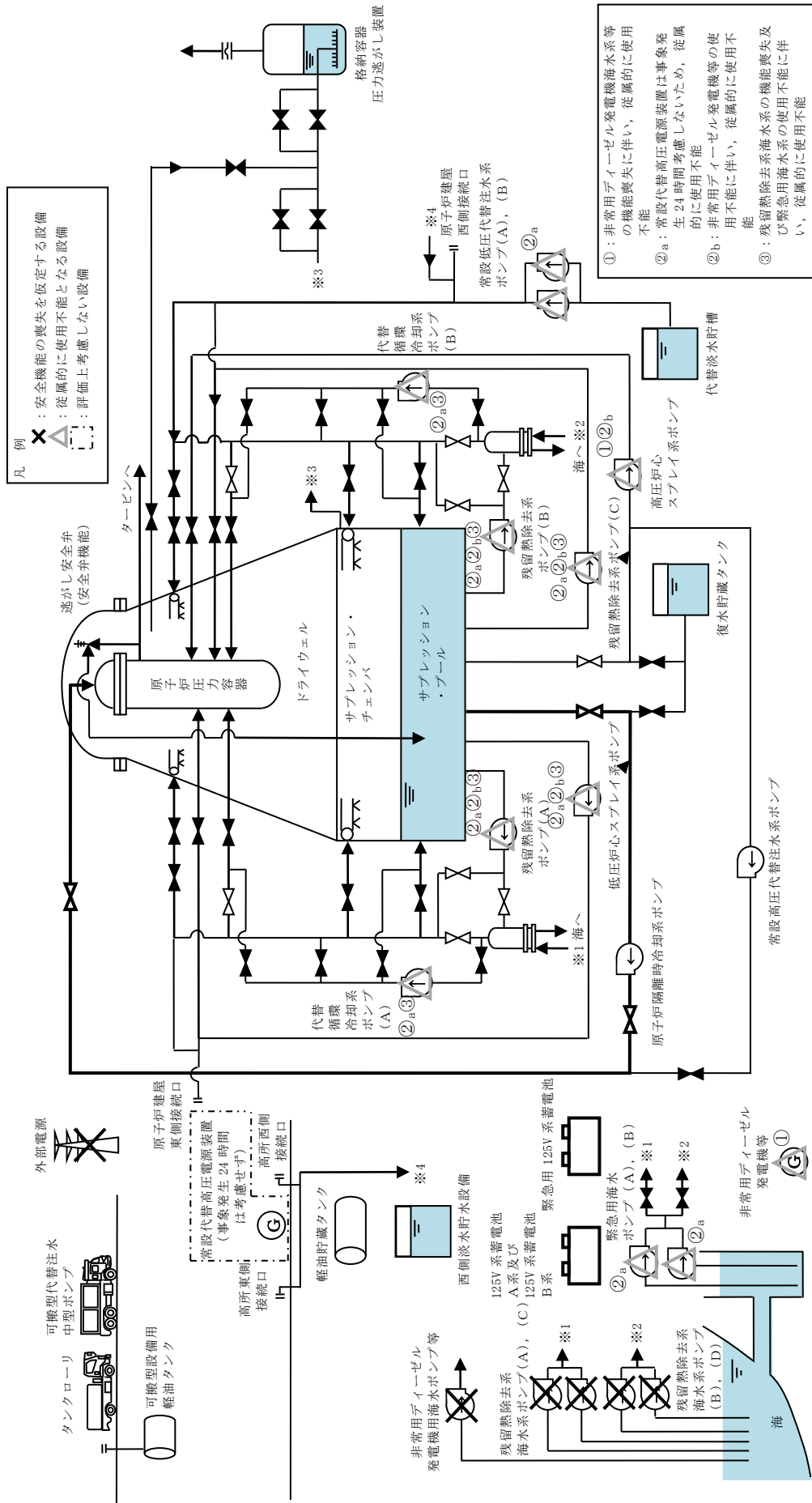


第 7.1.7-1 図 格納容器バイパス (ISLOCA) 時の重大事故等対策の概略系統図 (3/3)
 (隔離成功後の低圧炉心スプレイス系による原子炉注水及び残留熱除去系による格納容器除熱段階)

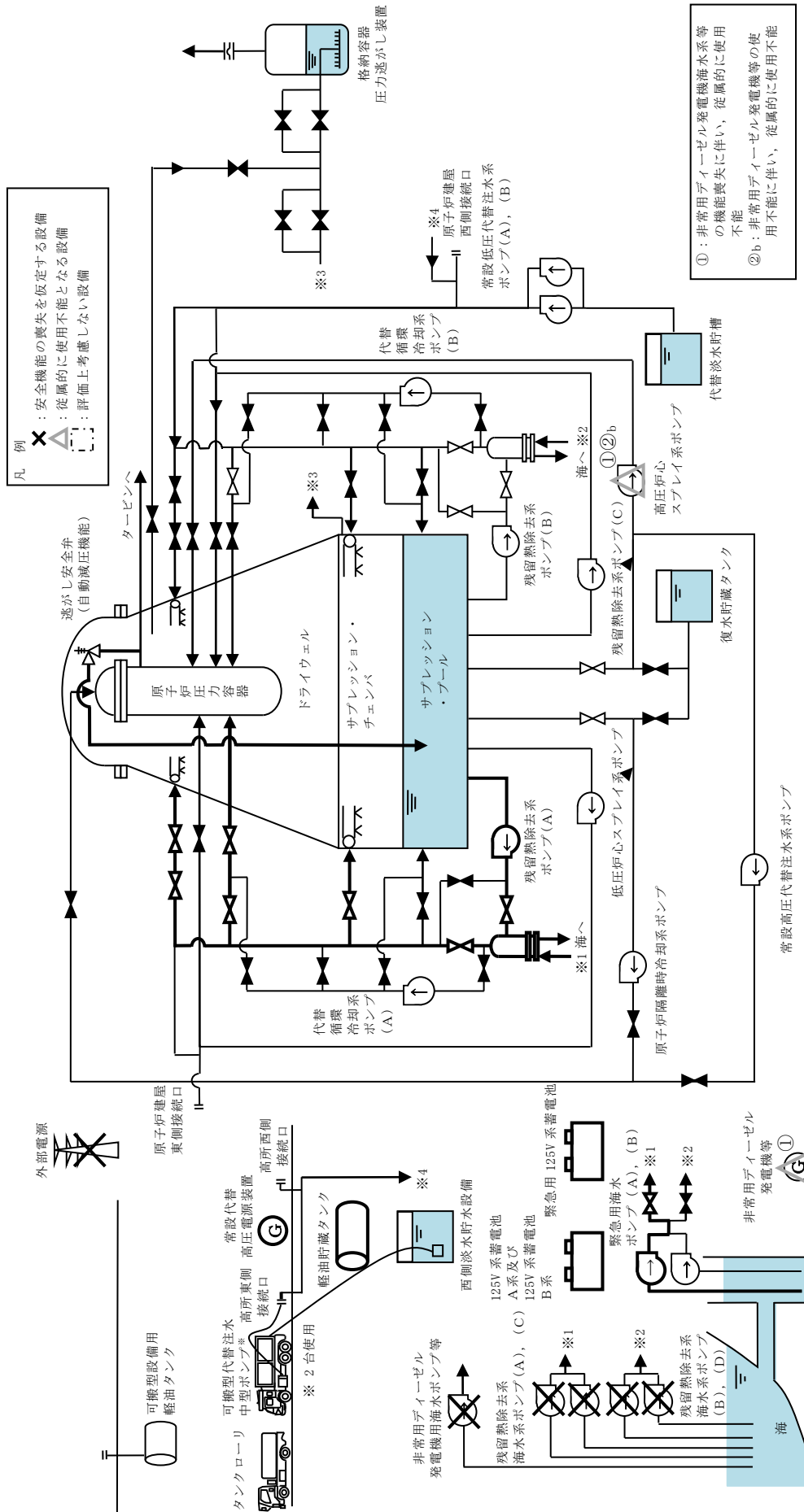


第7.1.8-1 敷地に遡上する津波への防護対策概要

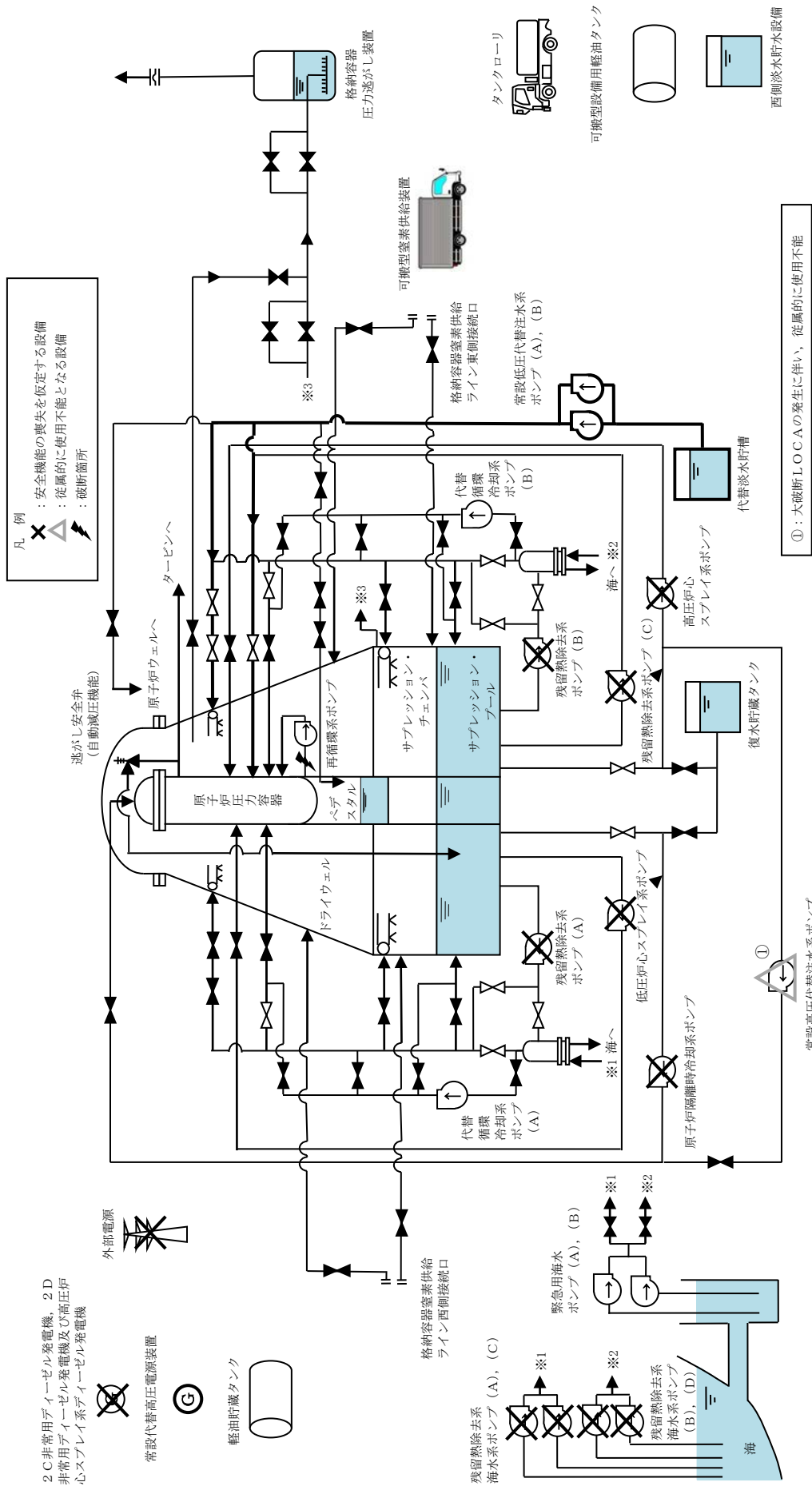
は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。



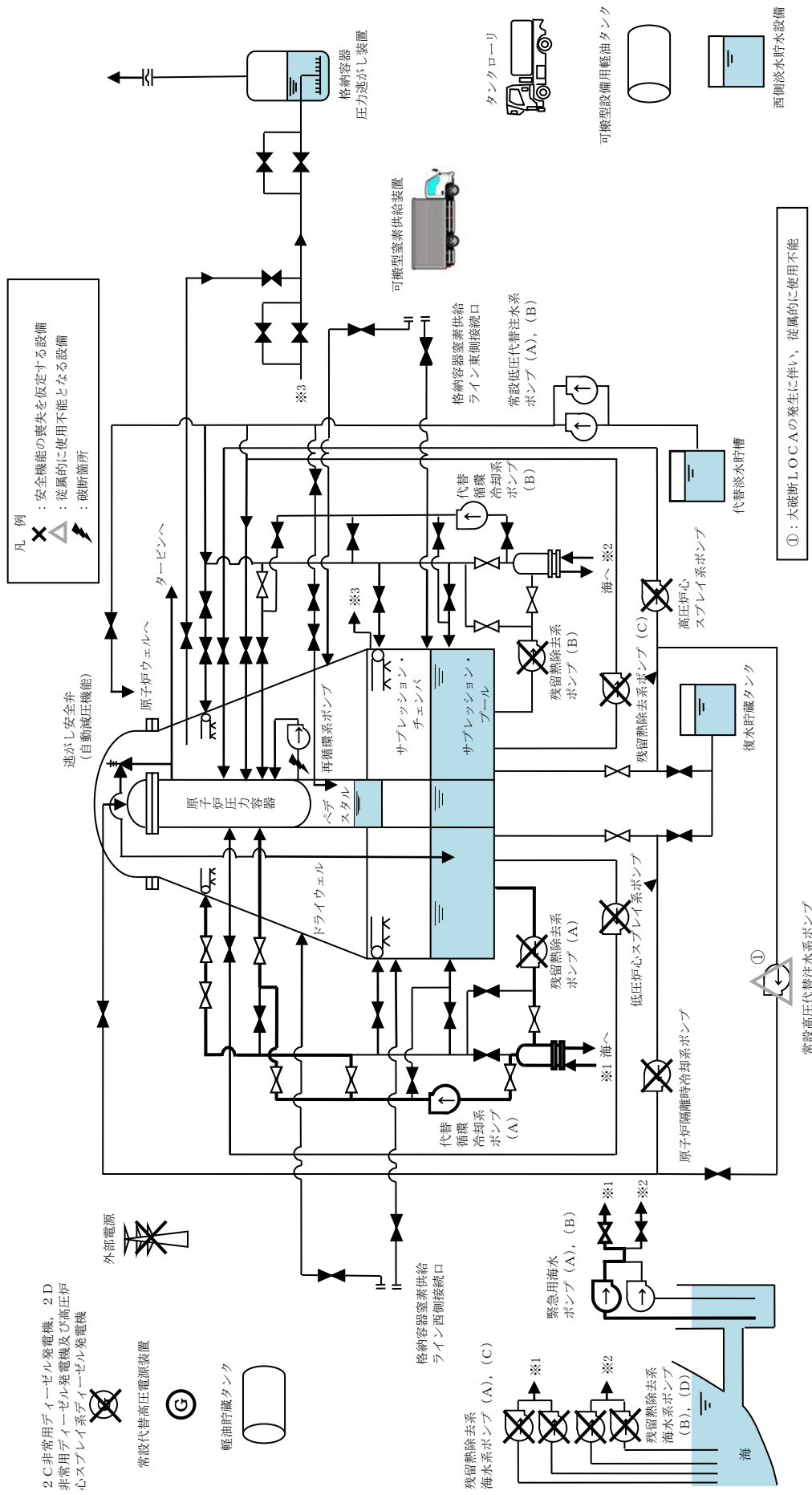
第 7.1.8-2 図 津波浸水による最終ヒートシンク喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (1/3)
 (原子炉隔離時冷却系による原子炉注水段階)



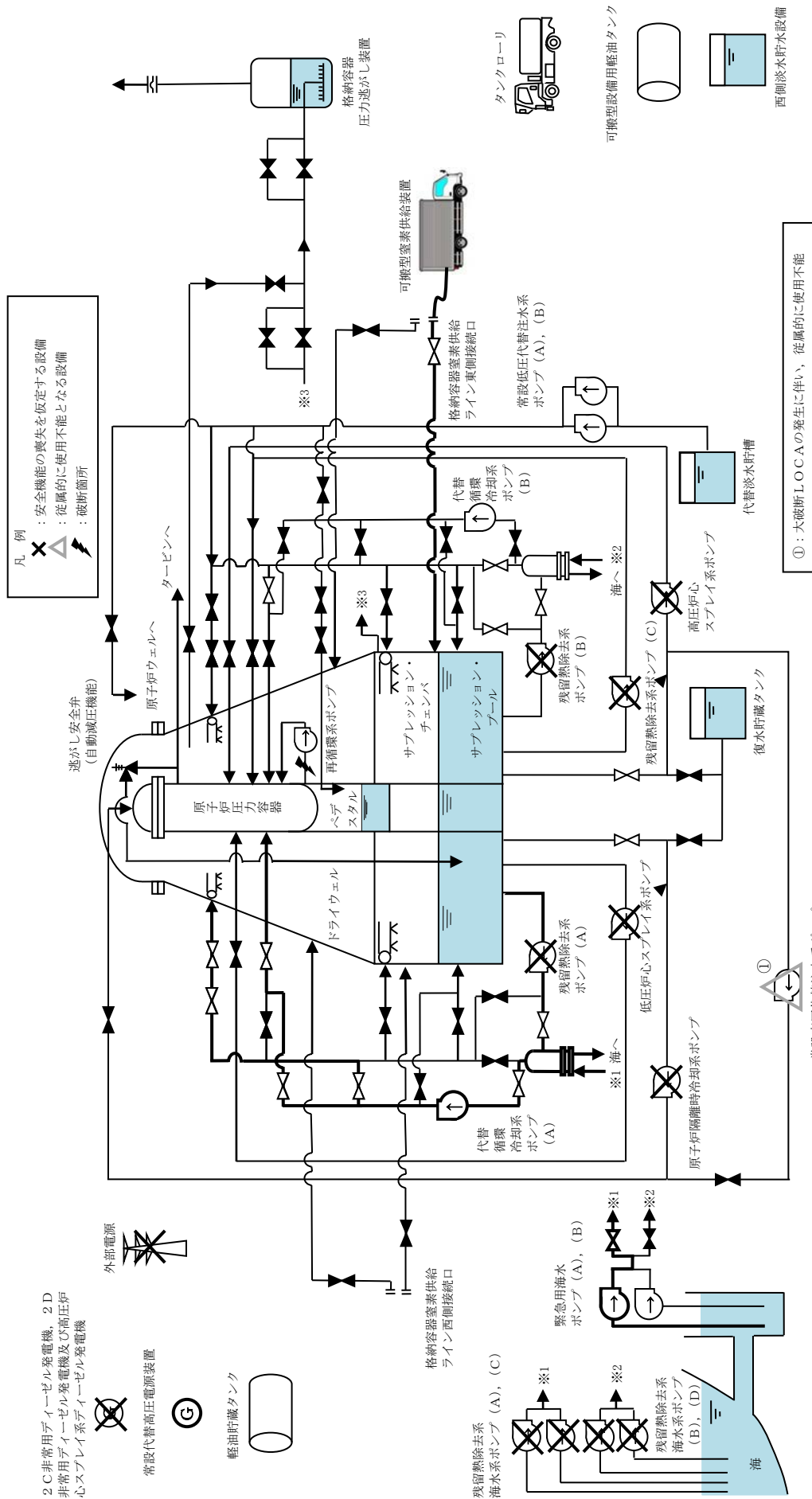
第 7.1.8-2 図 津波浸水による最終ヒートシンク喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (3/3)
(緊急用海水系を用いた残留熱除去系による原子炉注水及び格納容器冷却段階)



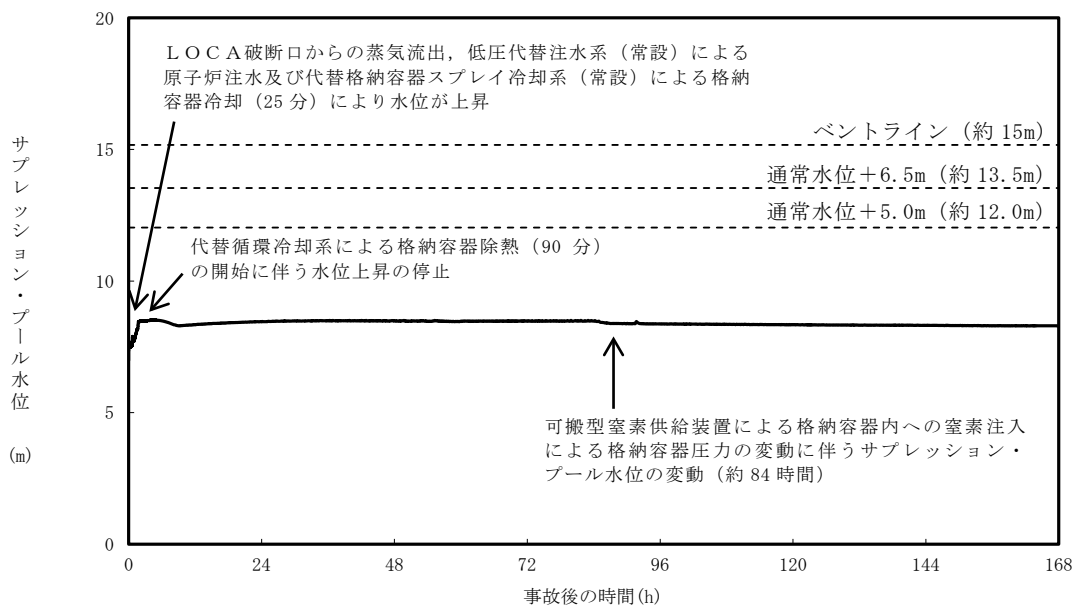
第 7.2.1.2-1 図 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の重大事故等対策の概略系統図（代替循環冷却系を使用する場合）(1/3)
 （低圧代替注水系（常設）、代替格納容器スプレイスポンプ冷却系（常設）による格納容器冷却段階）



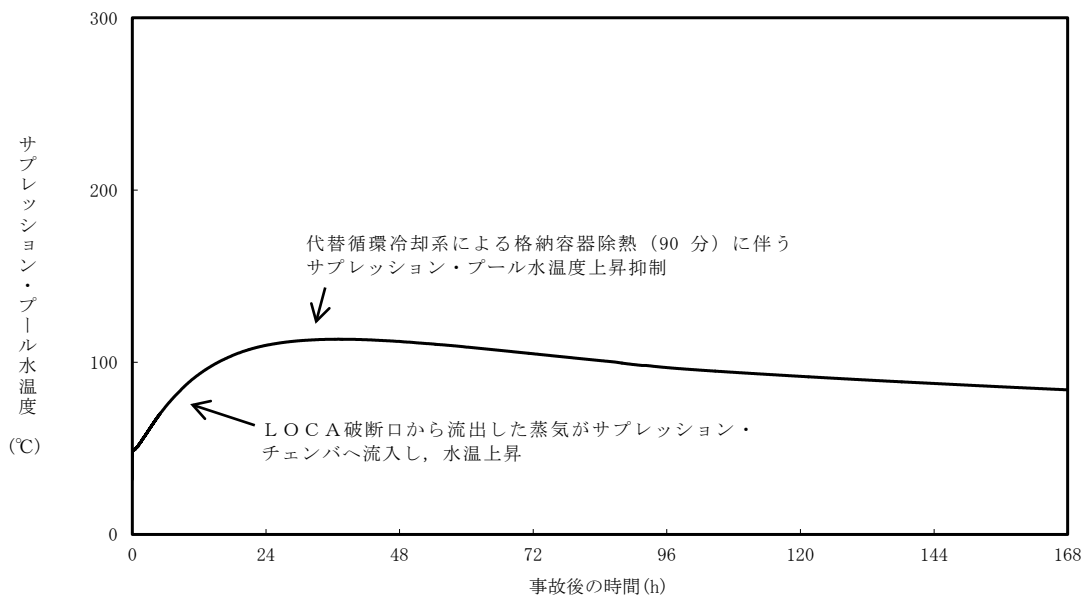
第 7.2.1.2-1 図 「雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)」の重大事故等対策の概略系統図 (代替循環冷却系を使用する場合) (2/3) (代替循環冷却系による格納容器除熱段階)



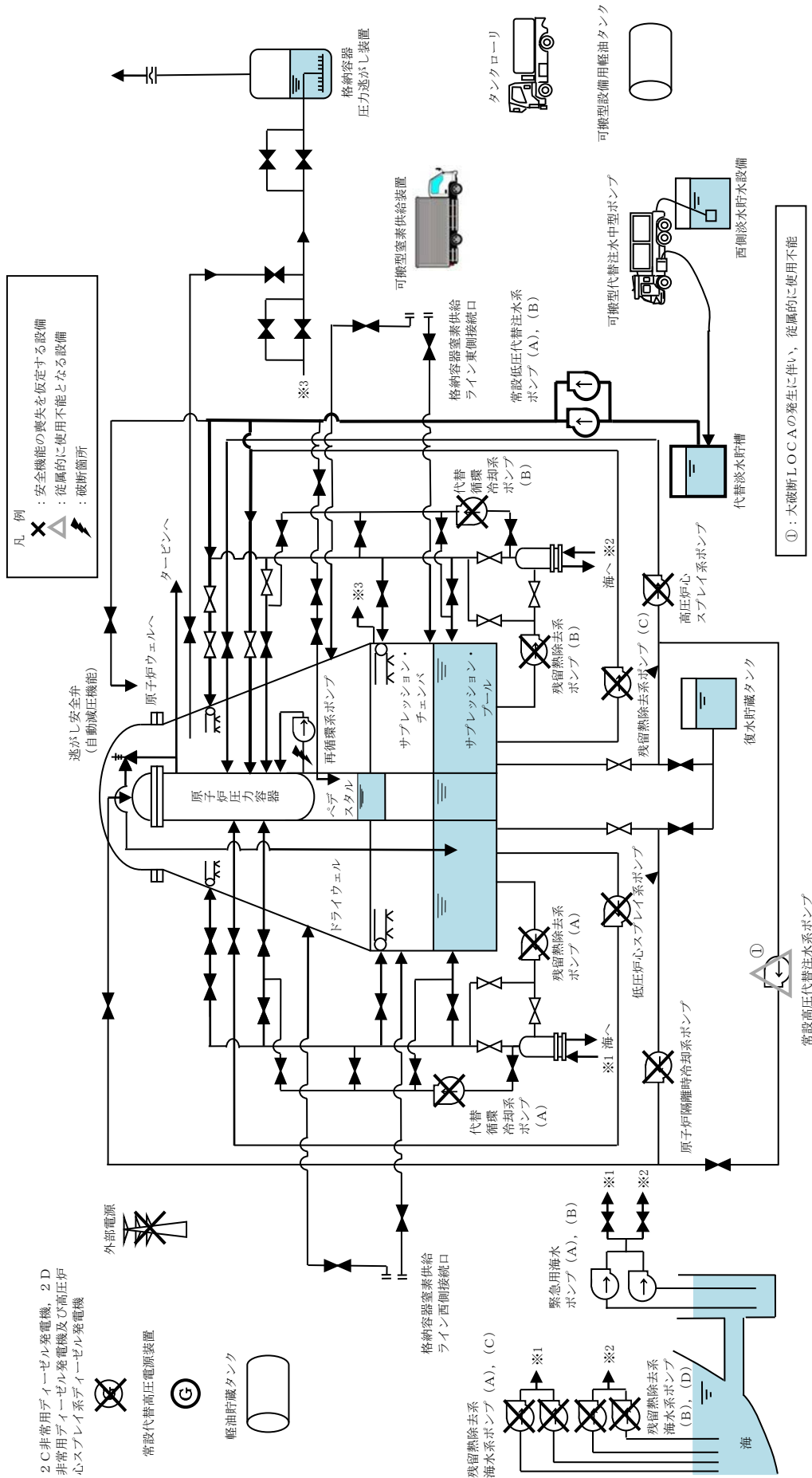
第 7.2.1.2-1 図 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の重大事故等対策の概略系統図（代替循環冷却系を使用する場合）（3/3）
 （代替循環冷却系による格納容器除熱，可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入段階）



第 7.2.1.2-15 図 サプレッション・プール水位の推移

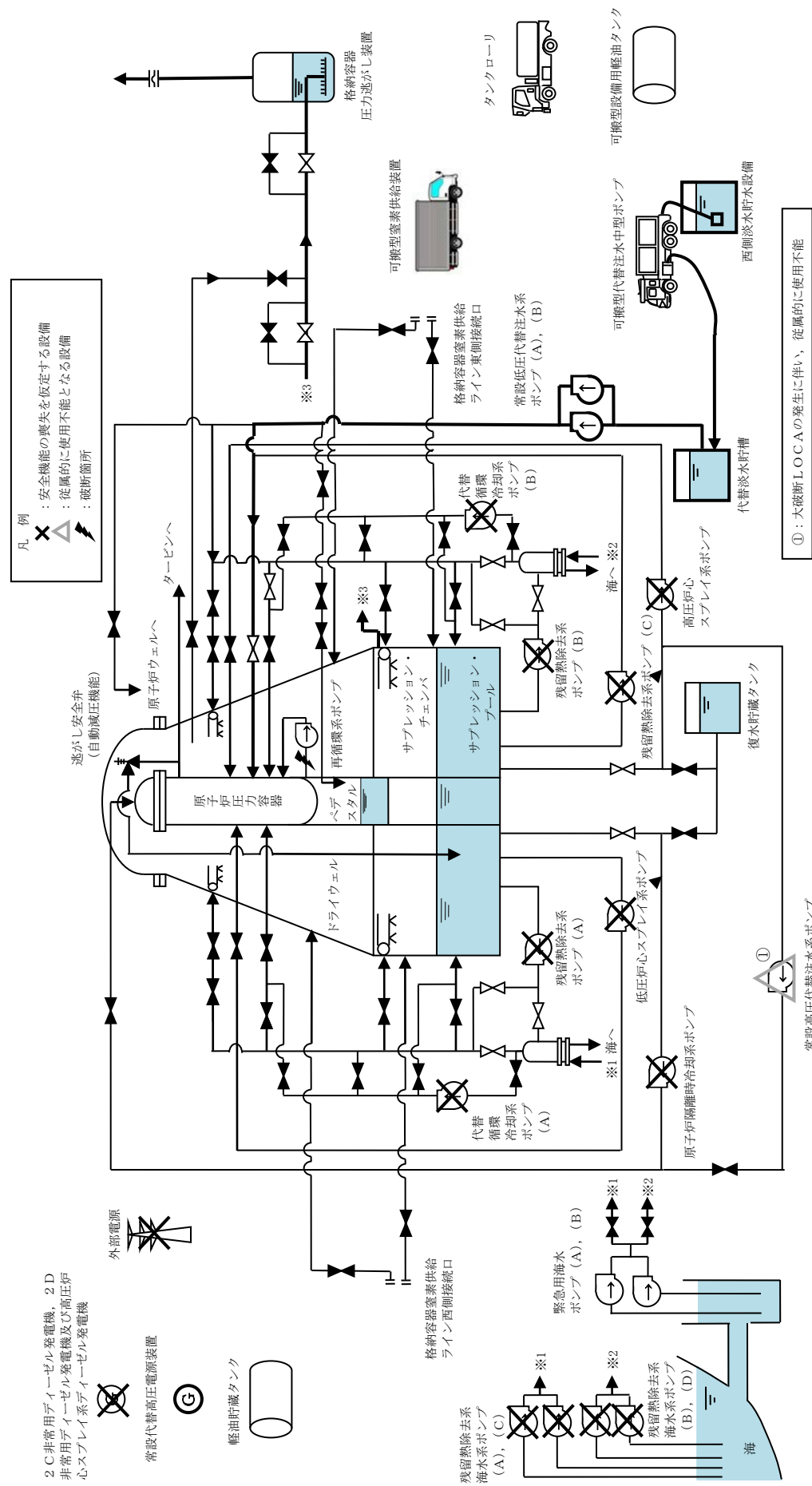


第 7.2.1.2-16 図 サプレッション・プール水温度の推移



第 7.2.1.3-1 図 「雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)」の重大事故等対策の概略系統図 (代替循環冷却系を使用できない場合) (1/2) (低圧代替注水係 (常設) による原子炉注水, 代替格納容器スプレイスタージェン冷却系 (常設) による格納容器冷却段階)

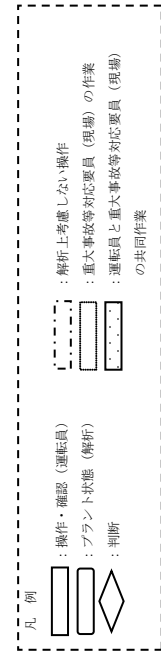
2 C 非常用ディーゼル発電機, 2 D
非常用ディーゼル発電機及び高圧炉
心スプレイス系ディーゼル発電機



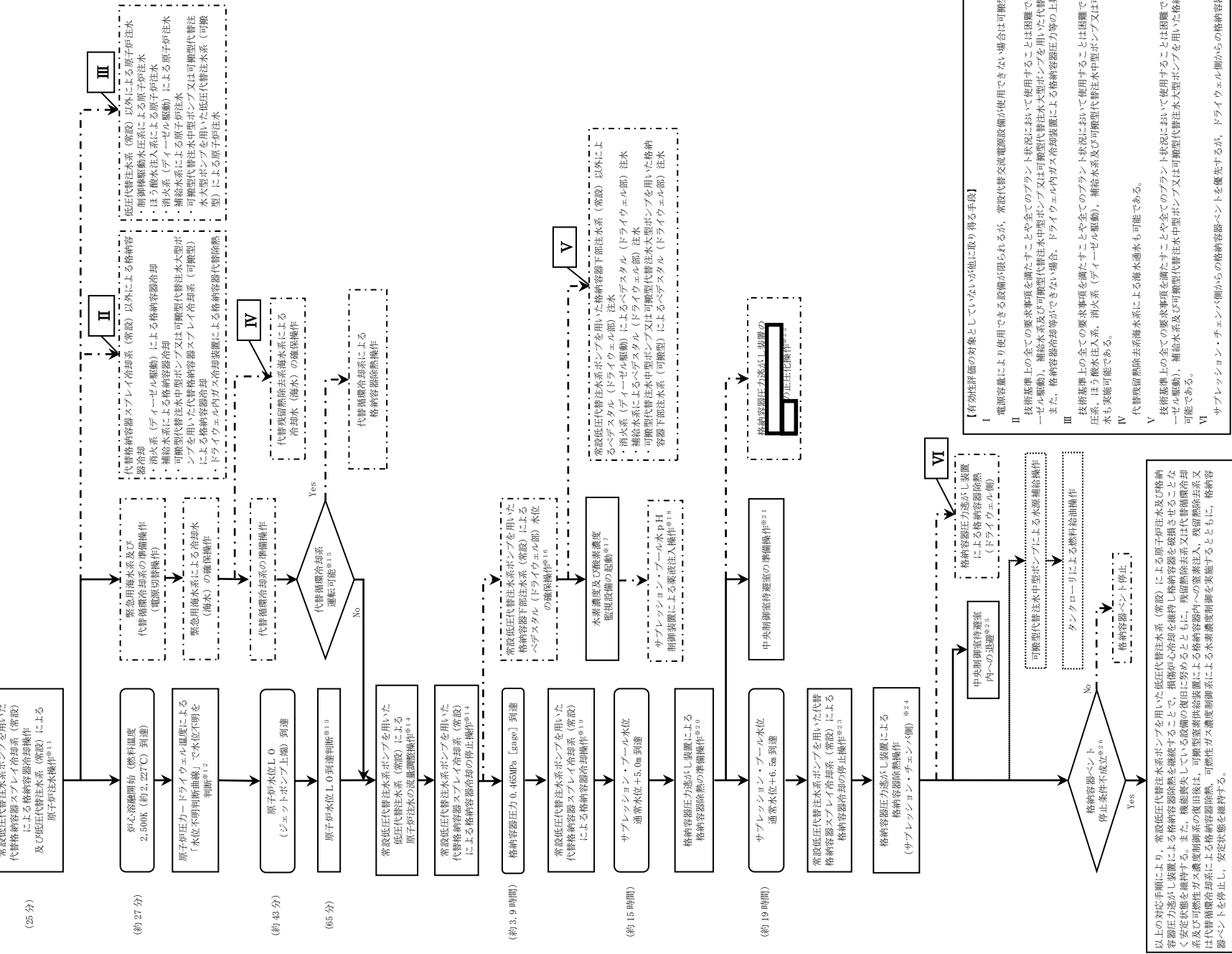
第 7.2.1.3-1 図 「雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)」の
重大事故等対策の概略系統図 (代替循環冷却系を使用できない場合) (2/2)
(低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水, 格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱段階)

(解析上の時刻)

対応操作は原子炉水位・格納容器圧力等の概像に応じて対応を行うため、今回想定している解析規模・破断位置が異なる場合及び破断位置が特定できない場合においても、対応する操作手順に変更はない。



- ※1 外部電源喪失に伴い、解析炉スクラム、主蒸気隔離弁閉止及び炉循環系ポンプ停止となるが、解析炉水位低 (レベル3) 設定点到達にて原子炉スクラム信号が発信するものとする。主蒸気隔離弁閉止及び炉循環系ポンプ停止については、外部電源喪失時とする。
- ※2 原子炉水位異常低下 (レベル1) 設定点及びドライウェル圧力 13.7kPa [eage] 到達により、床ドレン制限弁、機器ドレン制限弁及び原子炉補機冷却水制限弁が自動閉止することを確認する。
- ※3 重大事故等発生を通信連絡設備により確認した現場作業員は迅速を実施する。
- ※4 原子炉スクラムは、中央制御室にて事故出力領域計装等により確認する。
- ※5 LOC発生は、以下により判断する。
 - ・格納容器圧力が 13.7kPa [eage] に到達
- ※6 非常用炉心冷却系等の機能喪失により原子炉への注水機能が喪失する。
- ※7 炉心損傷は、以下により判断する。
 - ・ドレイウェル又はサブプレッション・チェンバ内のガンマ線量率が設計基準値相当のガンマ線量率の10倍以上
 - ・計装機故障相当のガンマ線量率の10倍以上 (D/W) 及び (S/C) による炉心損傷発生の判断ができない場合は、原子炉圧力容器温度により判断する。
- ※8 外部電源の受電及び非常用デゾーゼル発電機等の起動ができず、非常用母線の電源回復ができない場合、早期の電源回復不能と判断する。
- ※9 原子炉冷却材浄化系吸込弁の閉止操作を実施する。
- ※10 常設低圧代替注水系 (常設) の起動操作は、以下により判断する。
 - ・LOC発生時の確認、かつ、炉心損傷の確認
- ※11 格納容器デゾーゼル注水量は 120m³/h 以上、原子炉注水流量は 20m³/h 以上となるが、原子炉注水に伴い炉心部における蒸気発生により格納容器温度が上昇することを考慮し、格納容器スプレイを優先する。
- ※12 原子炉水位不明は、以下のいずれかにより判断する。
 - ・ドレイウェル旁路気温度と原子炉圧力の関係が原子炉水位不明領域に入った場合
 - ・原子炉水位計のばらつきが大きき燃料格納炉長頂部以上であることが判断できない場合
- ※13 原子炉水位LO (水位不明判断時は原子炉水位LO以上まで冠水させるために必要な注水量を注水した場合) により、損傷炉心冷却成功を判断する。
- ※14 原子炉水位LO到達の判断後、代替循環冷却系による格納容器除熱ができない場合は、常設低圧代替注水系 (常設) を用いた低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水流量を調整し、格納容器スプレイ併用系 (常設) による代替注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ併用系 (常設) による格納容器冷却を停止する。
- ※15 残留熱除去系送水ポンプへの海水通水並びに代替循環冷却系の系構成及び起動の問題なく行われたことをもって、代替循環冷却系の運転可能と判断する。
- ※16 ベデスタル (ドレイウェル部) 内床ドレンサンプの 1m 水位維持機能を使用した追加注水により水位を確保する。
 - ・水位維持操作は、非常用母線からの負荷切替操作、注水開始操作、水位上昇及び水位停止操作を考慮した時間 (約 24 分) で実施する。その点で、床ドレン排水弁・チェンバへの排水により水位が約 1m となった時点で、床ドレン排水弁及び機器ドレン排水弁は自動閉止する。
- ※17 炉心損傷を確認した場合、水素濃度及び酸素濃度監視設備を起動し、他のパラメータ同様、格納容器内水素濃度及び酸素濃度を監視して監視する。
- ※18 サプレッション・プール水 pH 制御装置 (自主対策設備) による薬液注入操作は、ベデスタル (ドレイウェル部) 水位の確保後から実施する。
- ※19 常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による格納容器冷却操作は、解析上は 130m³/h 一定流量で、格納容器圧力を 0.400MPa [eage] から 0.465MPa [eage] の範囲に維持するよう周知運転としているが、実際には運転手順に従い格納容器圧力を 0.400MPa [eage] から 0.465MPa [eage] の範囲に維持するよう 102~130m³/h の範囲でスプレイ流量を調整する。
- ※20 サプレッション・プール水位が通常水位+5.0m に到達した場合は、格納容器ベント準備のため、中央制御室にて機器ランプ表示により系構成を確認するとともに、格納容器圧力逃がし装置のフィルタ装置入口第一弁を全開とする。フィルタ装置入口第一弁の開操作は、「サブプレッション・チェンバ側」を優先して実施し、中央制御室からの遠隔操作及び現場での手動操作に失敗した場合は、「ドレイウェル側」の開操作を実施する。
- ※21 中央制御室待避室の準備操作は、以下を実施する。
 - ・中央制御室待避室内の正圧化準備操作
 - ・可燃型照明 (SA) の設置
 - ・データ表示装置 (待避室) の起動操作
 - ・衛星電話設備 (可搬型) (遠退室) の設置
 - ・通気、中央制御室待避室内の圧正化は、サブプレッション・プール水位が通常水位+6.4m に到達することにより開始する。
- ※22 格納容器圧力逃がし装置のフィルタ装置入口第二弁の現場操作場所への移動完了後、正圧化を実施する。
- ※23 サプレッション・プール水位が通常水位+6.5m に到達することにより判断する。
- ※24 常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による格納容器冷却の停止操作を実施後、本操作を実施する。
- ※25 格納容器ベント準備実施後、発電機、運転員 A 及び運転員 B は、中央制御室待避室へ退避する。その後、中央制御室待避室の雰囲気圧力調整が低下したことを確認し、中央制御室待避室から退避する。
- ※26 残留熱除去系等による除熱が可能であること、水素濃度制御が可能であること等を確認した後に格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を停止する。格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱の停止後は、格納容器及びフィルタ装置内の重要置換を実施する。



第 7.2.1.3-2 図 「券囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損)」 の対応手順の概要 (代替循環冷却系を使用できない場合)

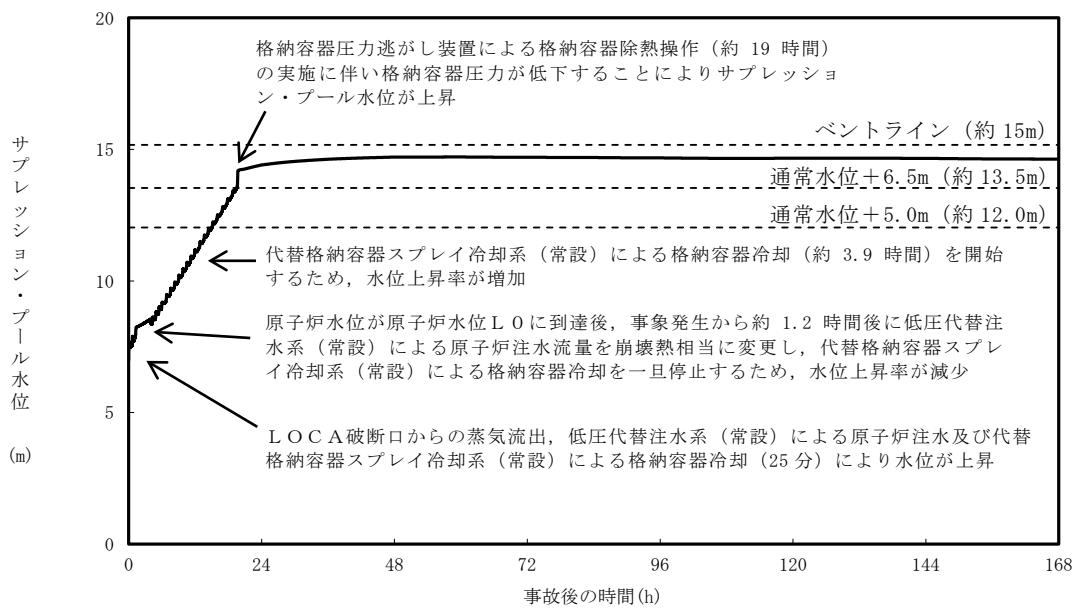
以上の対応手順により、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を継続することで、損傷炉心冷却を維持し格納容器を破損させずに安定状態を維持する。また、機能喪失している設備の復旧に努めるとともに、残留熱除去系又は代替循環冷却系及び可燃型代替注水大型ポンプ又は可燃型代替注水大型ポンプを用いた格納容器冷却による格納容器内への重要注水、残留熱除去系又は代替循環冷却系による格納容器除熱、可燃型代替注水大型ポンプによる水素濃度制御系による水素濃度制御を継続するとともに、格納容器ベントを停止し、安定状態を維持する。

雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用できない場合）

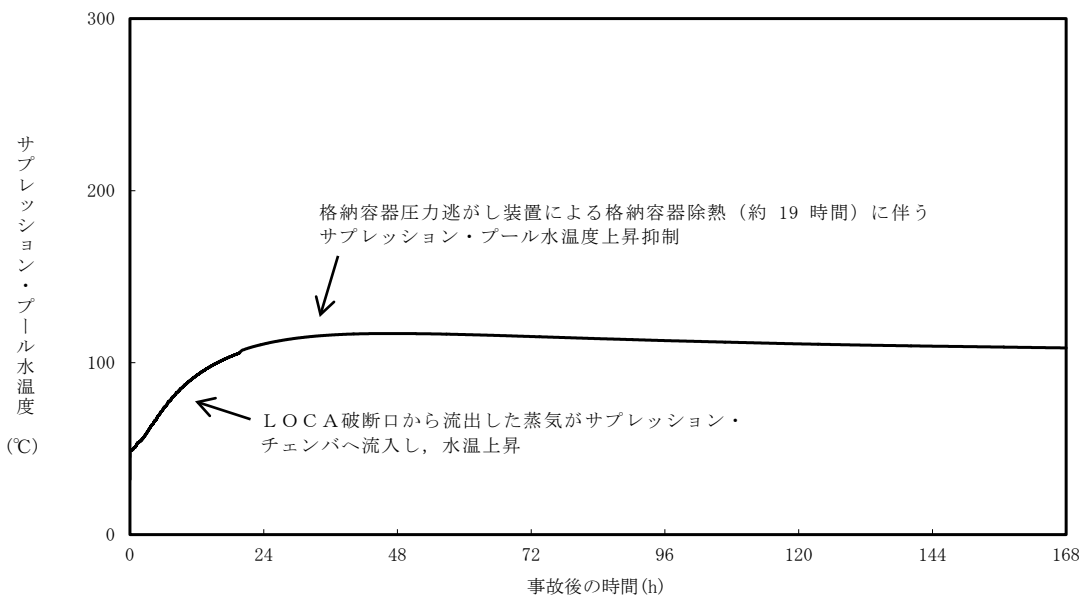
操作項目	実施箇所・必要員数 【 】は他作業後移動してきた要員			操作の内容	経過時間（時間）										備考	
	当直運転員 (中央制御室)	当直運転員 (現場)	重大事故等対応要員 (現場)		4	8	12	16	20	24	28	32	36	40		44
原子炉水位の調整操作(低圧代替注水系(常設))	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)による原子炉注水の調整操作	流量調整後(崩壊熱相当)、適宜状態監視										解析上では、事象発生12時間までは6時間間隔で注水量を変更し、12時間以降においては12時間以上の間隔で流量調整を実施する	
常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却操作	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却操作	間欠スプレイにより格納容器圧力を0.400MPa [gage] から0.465MPa [gage] の間に維持										解析上では、約6分以上の間隔で格納容器圧力が変動するが、実運用上ではスプレイ流量を調整することで可能な限り連続スプレイする手順とし、並行した操作を極力減らすこととする	
格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱の準備操作	【1人】 A	-	-	●格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱の準備操作(中央制御室でのフィルタ装置入口第一弁操作)	6分										解析上考慮しない	
	-	【2人】+1人 C, D, E	-	●フィルタ装置入口第一弁現場操作場所への移動 ●格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱の準備操作(現場でのフィルタ装置入口第一弁操作)	[]										フィルタ装置入口第一弁操作完了後、緊急時対策所へ退避する	
	1人 副発電長	【3人】 C, D, E	-	●緊急時対策所への退避	[]											
中央制御室待避室の準備操作	【1人】 B	-	-	●中央制御室待避室内の正圧化準備操作	20分											
				●可搬型照明(SA)の設置	15分											
				●データ表示装置(待避室)の起動操作	15分											
				●衛星電話設備(可搬型)(待避室)の設置	5分											
格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作(サブプレッション・チェンバール)	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却の停止操作 ●格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作(中央制御室でのフィルタ装置入口第二弁操作)	3分 2分										格納容器除熱実施後、適宜状態監視	
	-	-	【3人】 (参集)	●[]の正圧化操作 ●格納容器逃がし装置による格納容器除熱操作(現場でのフィルタ装置入口第二弁操作) ●[]への退避 ●緊急時対策所への帰還	4分 30分 240分										サブプレッション・プール水位指示値が通常水位+6.4m到達時に待避室の加圧操作を行う	
	【1人】 B	-	-	●中央制御室待避室内の正圧化操作	5分										サブプレッション・プール水位指示値が通常水位+6.4m到達時に待避室の加圧操作を行う	
	1人+【2人】 発電長, A, B	-	-	●中央制御室待避室内への退避	300分											
使用済燃料プールの除熱操作	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン)を使用した使用済燃料プールへの注水操作	適宜実施										解析上考慮しない スロッシングによる水位低下がある場合は代替燃料プール冷却系の起動までに実施する	
				●緊急用海水系による海水通水の系統構成操作及び起動操作	20分										解析上考慮しない 約25時間までに実施する	
				●代替燃料プール冷却系の起動操作	15分											
可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系(可搬型)の起動準備操作	-	-	8人 e~j	●可搬型代替注水中型ポンプの移動、ホース敷設等の操作	170分										炉心損傷により屋外放射線量が高い場合は屋内に待機し、モニタ指示を確認しながら作業を行う	
西側淡水貯水設備を水源とした可搬型代替注水中型ポンプによる代替淡水貯槽への補給操作	-	-	【8人】 e~j 【2人】 c, d	●可搬型代替注水中型ポンプの移動、ホース敷設等の操作 ●可搬型代替注水中型ポンプの起動操作及び水源補給操作	180分										適宜実施 水源枯渇までは十分余裕がある	
タンクローリによる燃料給油操作	-	-	2人 (参集)	●可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの給油操作 ●可搬型代替注水中型ポンプへの給油操作	90分										適宜実施 タンクローリ残量に応じて適宜軽油タンクから給油する	
2人 A, B 3人 C, D, E 10人 a~j 及び参集5人																

第7.2.1.3-3 図 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の作業と所要時間（代替循環冷却系を使用できない場合）（2/2）

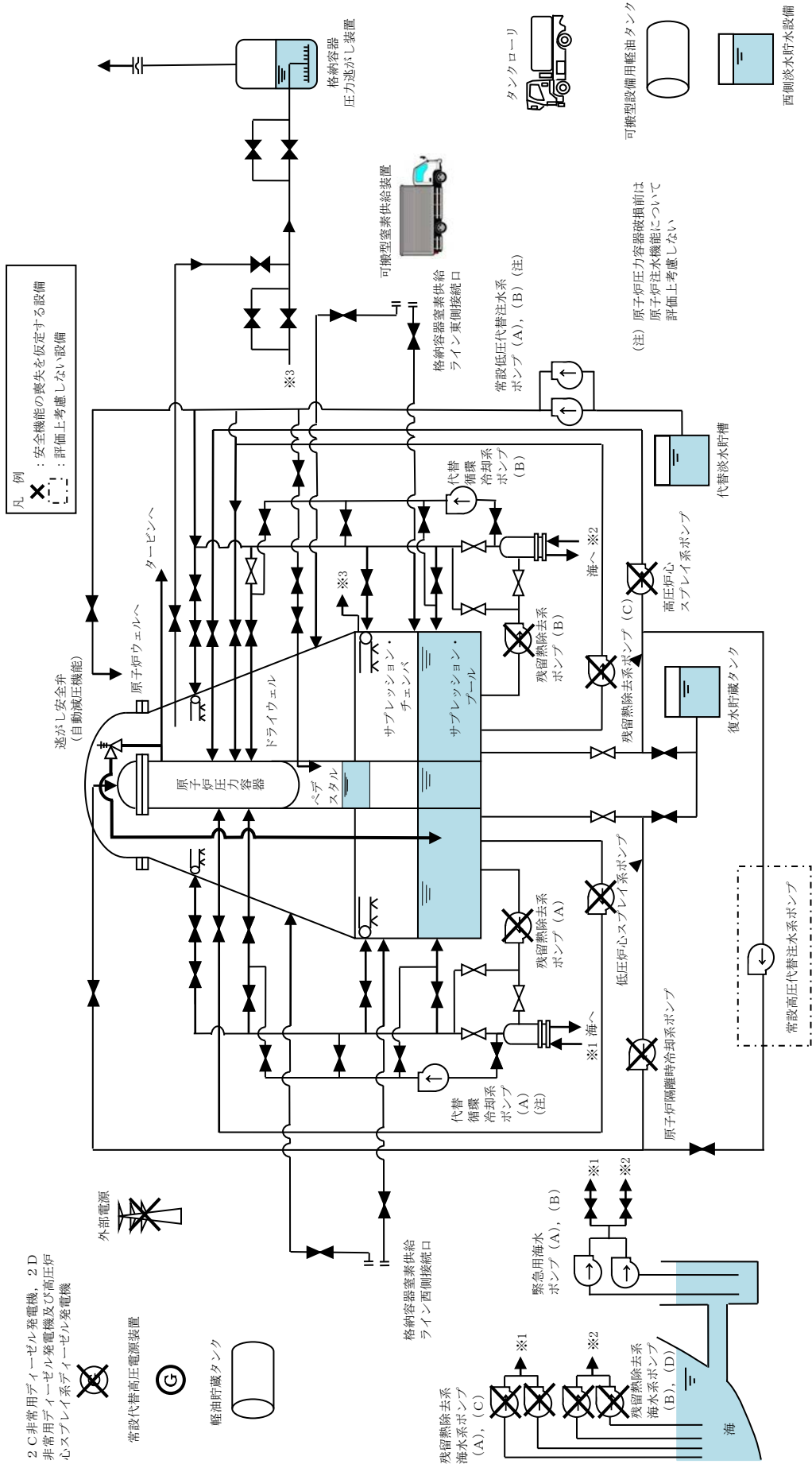
[] は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。



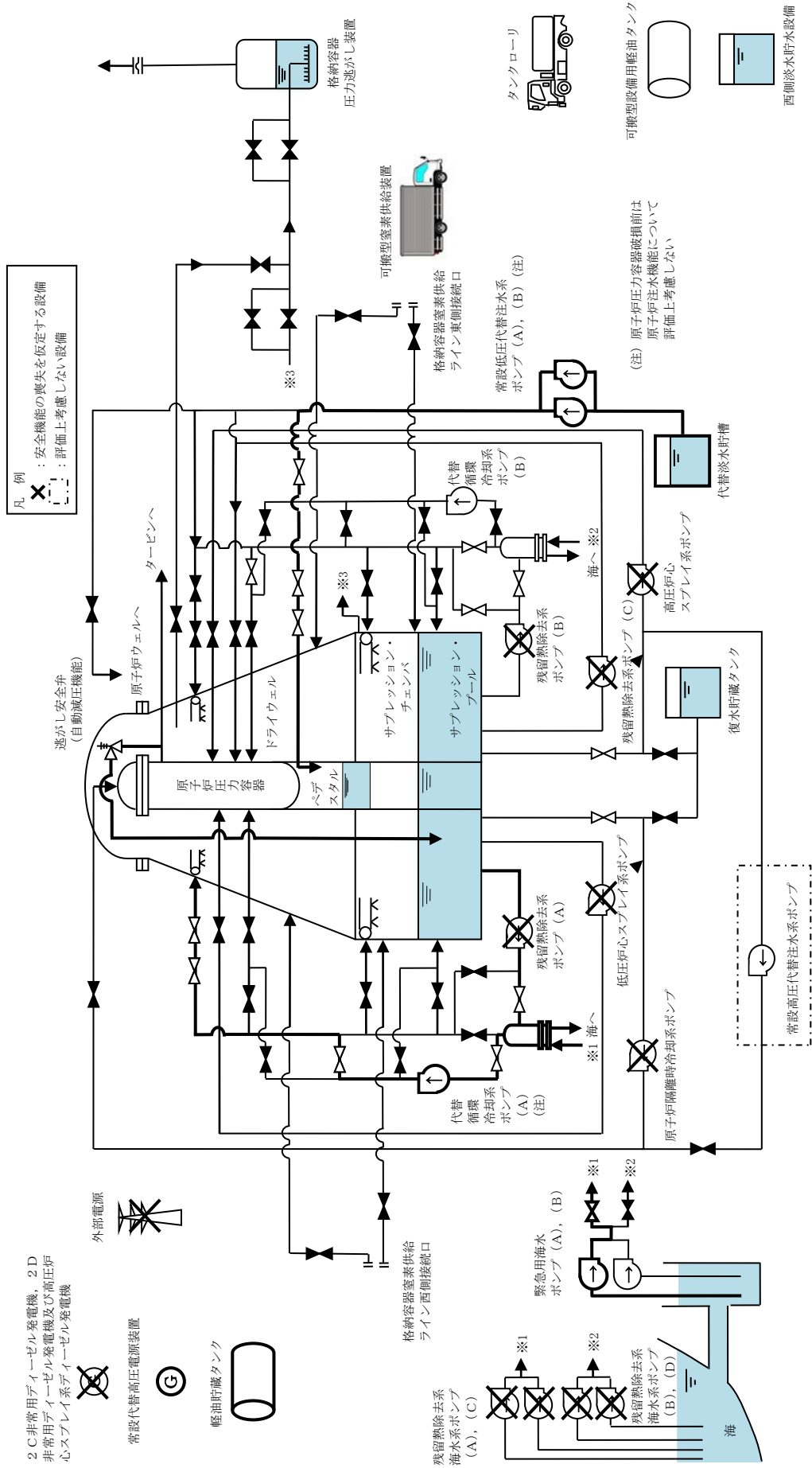
第 7.2.1.3-14 図 サプレッション・プール水位の推移



第 7.2.1.3-15 図 サプレッション・プール水温度の推移



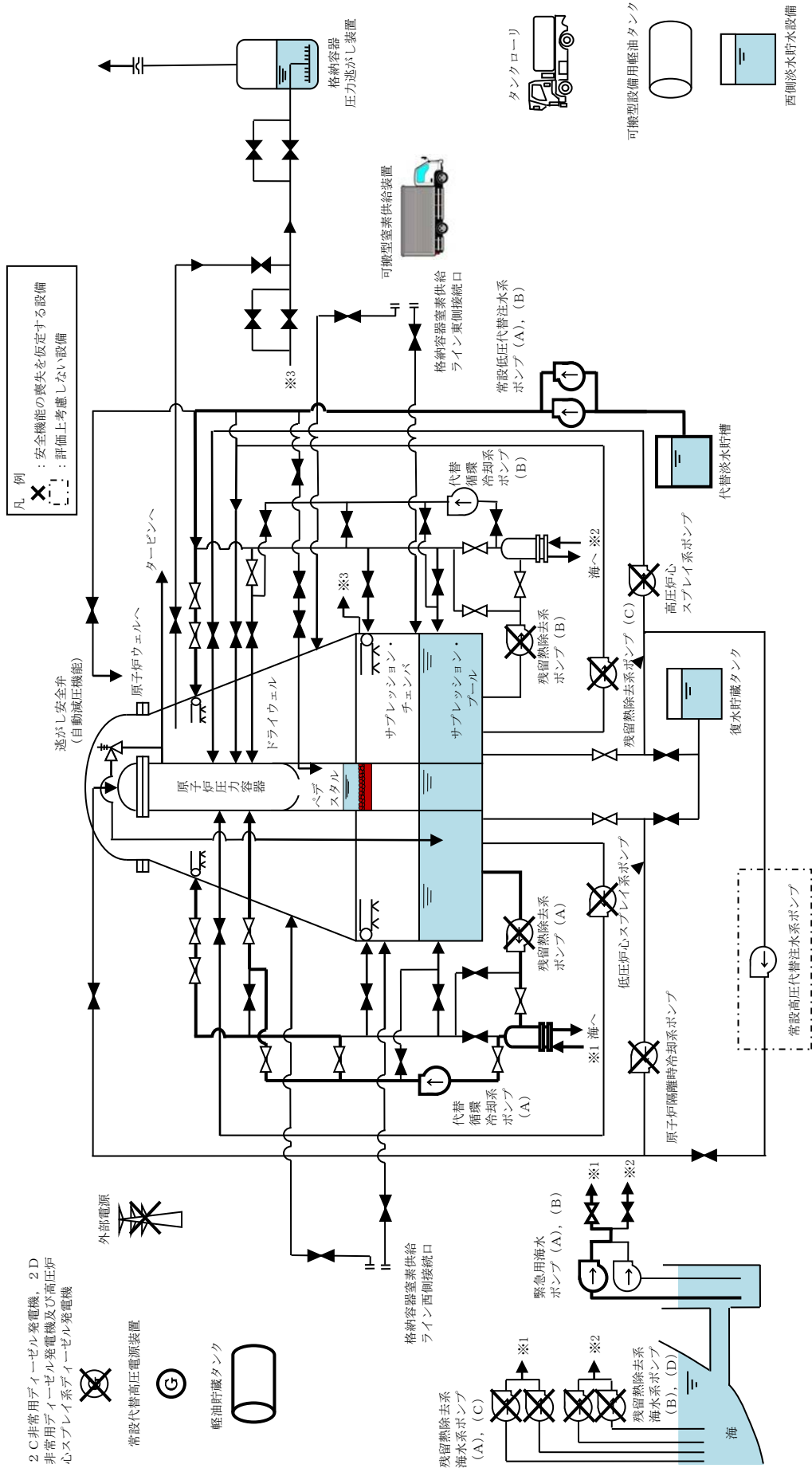
第 7.2.2-1 図 高圧炉力容器破損前/格納容器雰囲気直接加熱時の重大事故等対策の概略系統図 (1/5)
 (原子炉圧力容器破損前の逃がし安全弁 (自動減圧機能) による原子炉減圧段階)



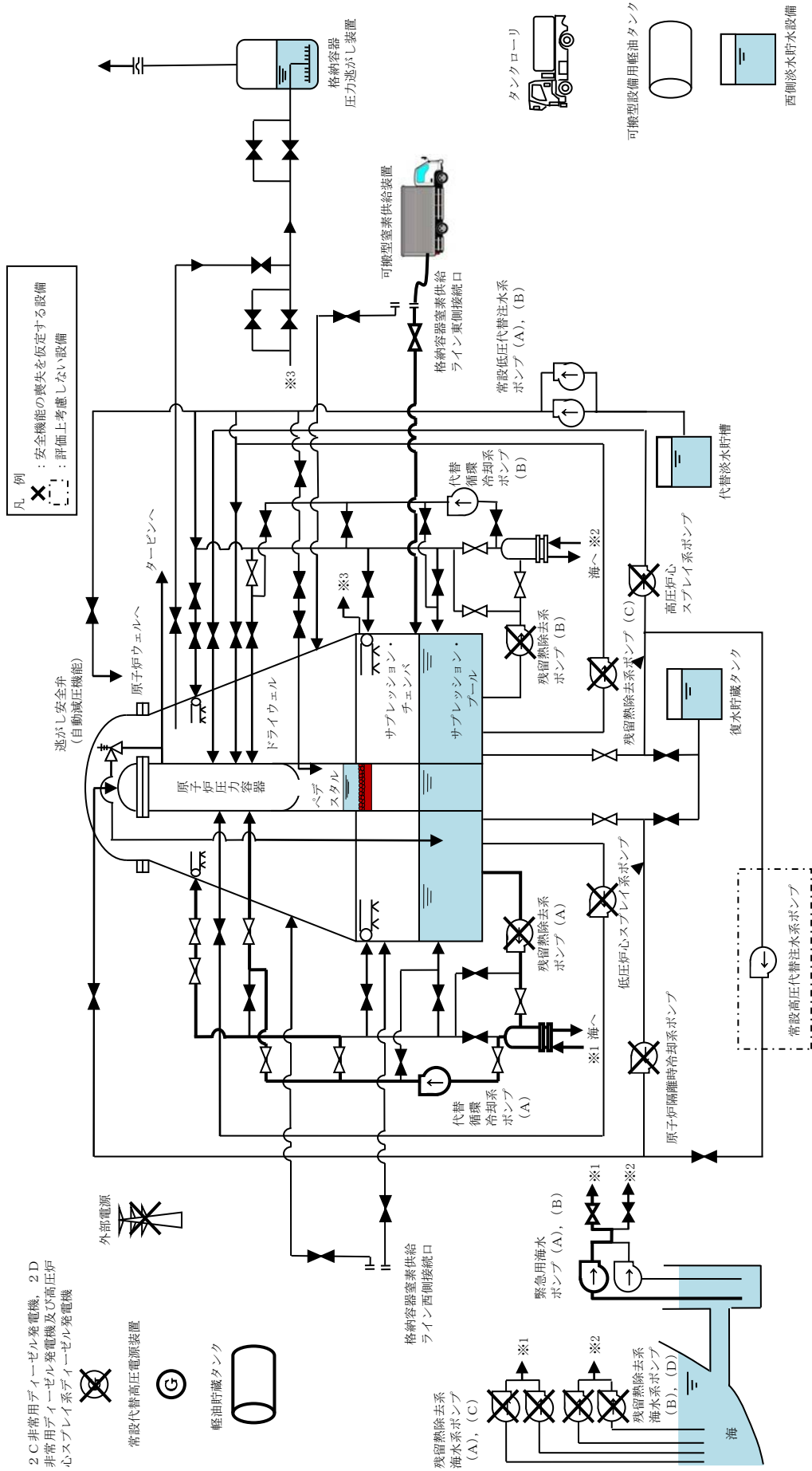
第 7.2.2-1 図 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱時の重大事故等対策の概略系統図 (2/5)

(原子炉圧力容器破損前の代替循環冷却系による格納容器除熱及び

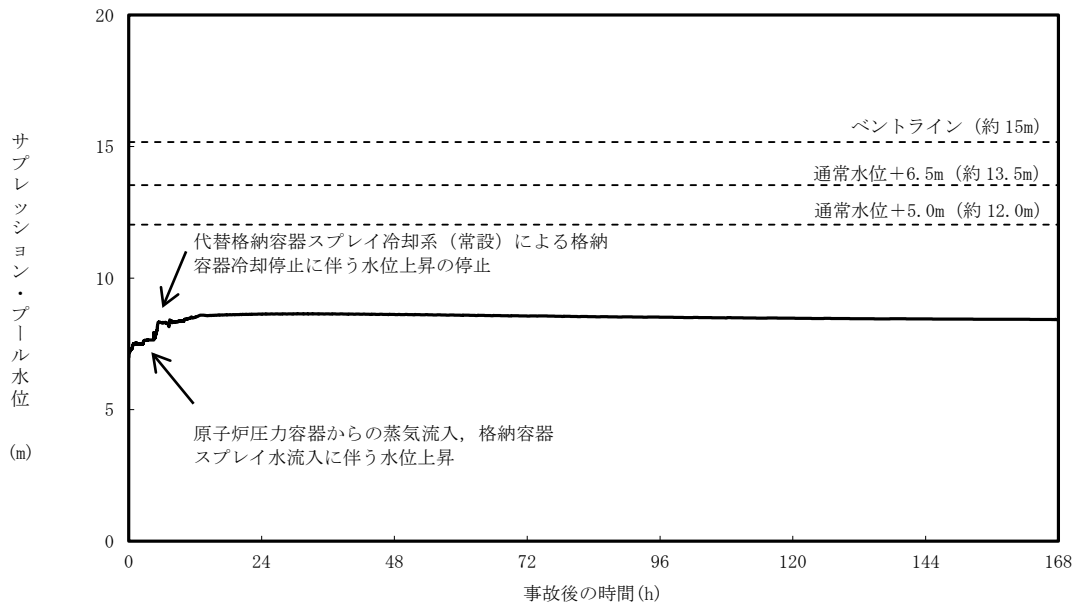
格納容器下部注水系 (常設) によるペデスタル (ドラウイウエル部) 水位の確保段階)



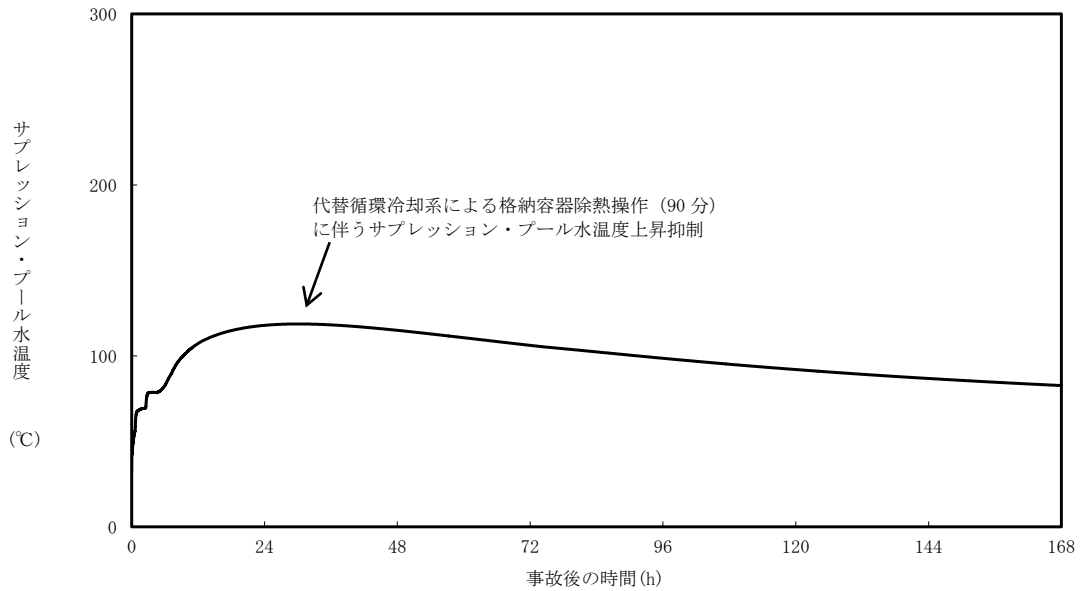
第 7.2.2-1 図 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱時の重大事故等対策の概略系統図 (4/5)
 (原子炉圧力容器破損後の代替循環冷却系による格納容器除熱、代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による格納容器冷却段階)



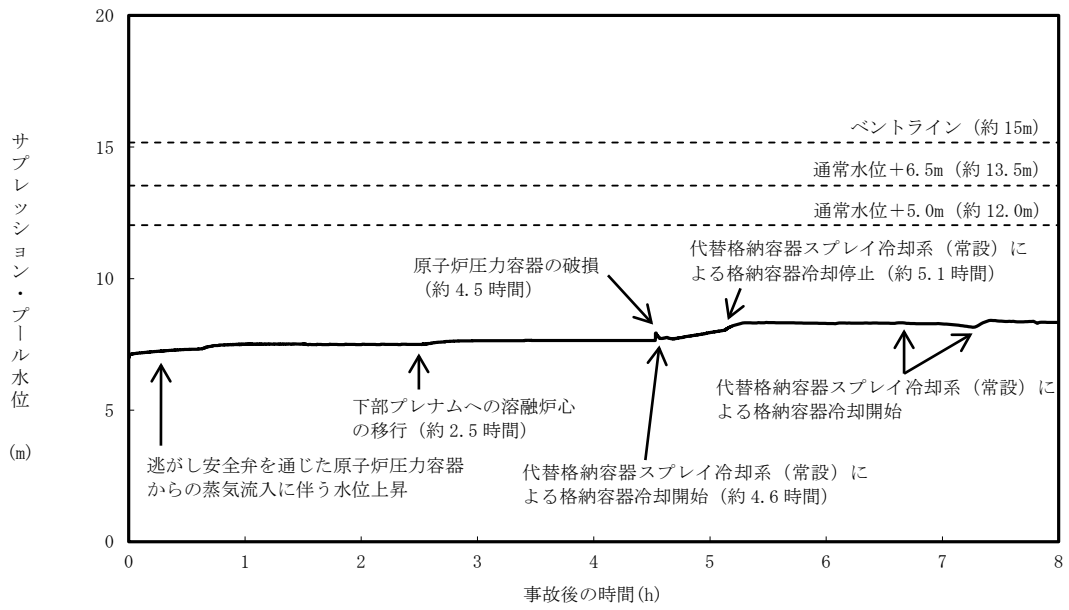
第 7.2.2-1 図 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱時の重大事故等対策の概略系統図 (5/5)
 (原子炉压力容器破損後の代替循環冷却系による格納容器除熱、可搬型窒素供給装置による格納容器内への窒素注入段階)



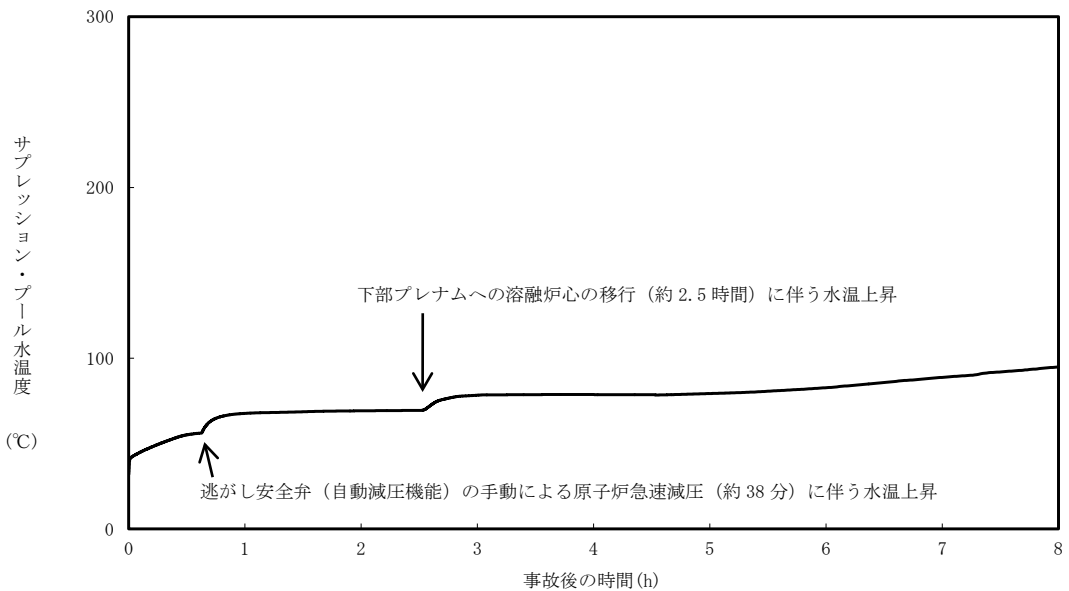
第 7.2.2-11 図 サプレッション・プール水位の推移



第 7.2.2-12 図 サプレッション・プール水温度の推移



第 7.2.2-13 図 サプレッション・プール水位の推移 (～8 時間)



第 7.2.2-14 図 サプレッション・プール水温度の推移 (～8 時間)

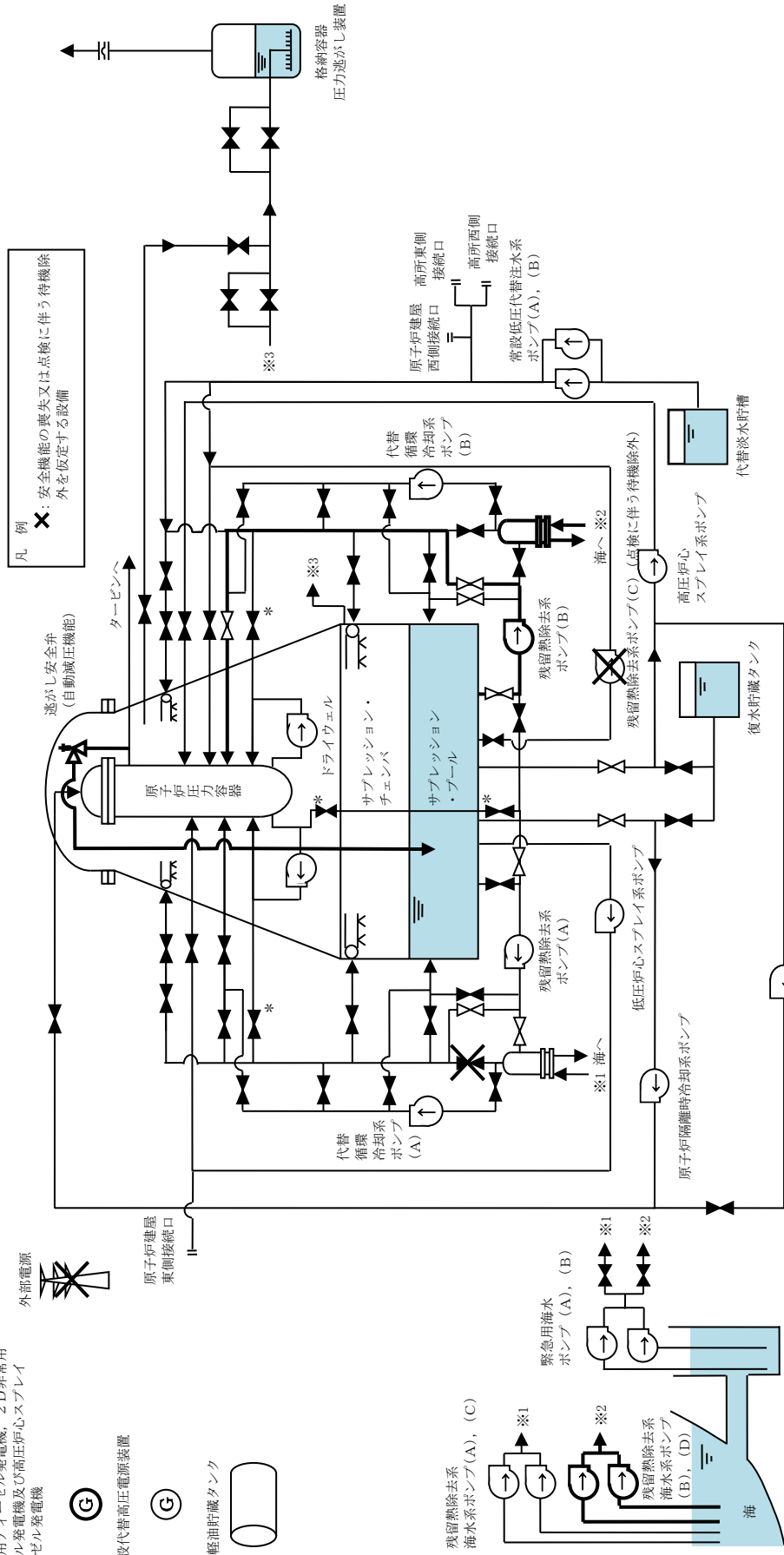
2C非常用ディーゼル発電機, 2D非常用ディーゼル発電機及び高圧炉心スプレイス系ディーゼル発電機



常設代替高圧電源装置



軽油貯蔵タンク

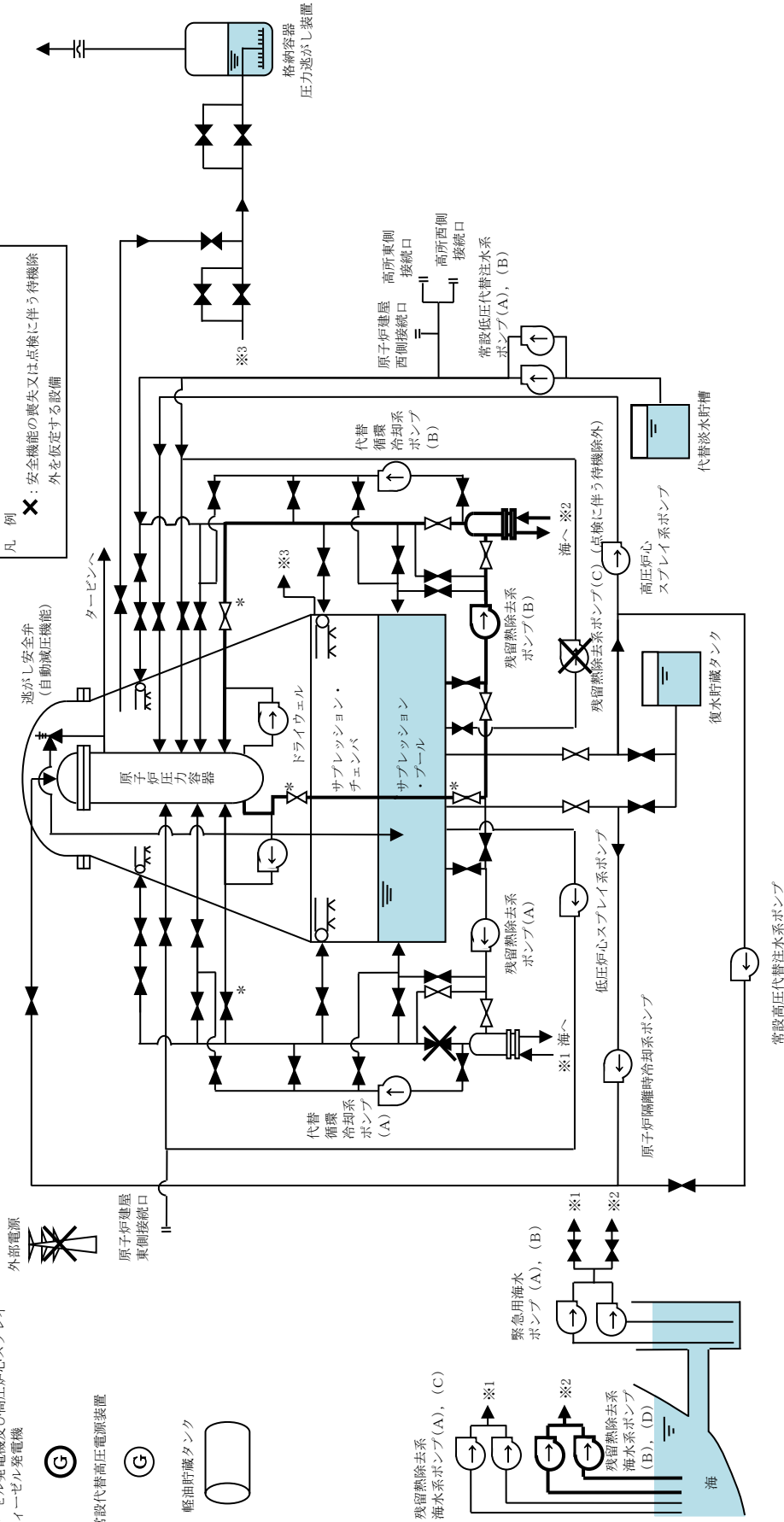


常設高圧代替注水系ポンプ

* 開操作に当たって格納容器隔離信号のリセットが必要な弁

第 7.4.1-1 図 崩壊熱除去機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (1/2)
(原子炉減圧及び残留熱除去系 (低圧注水系) による原子炉注水段階)

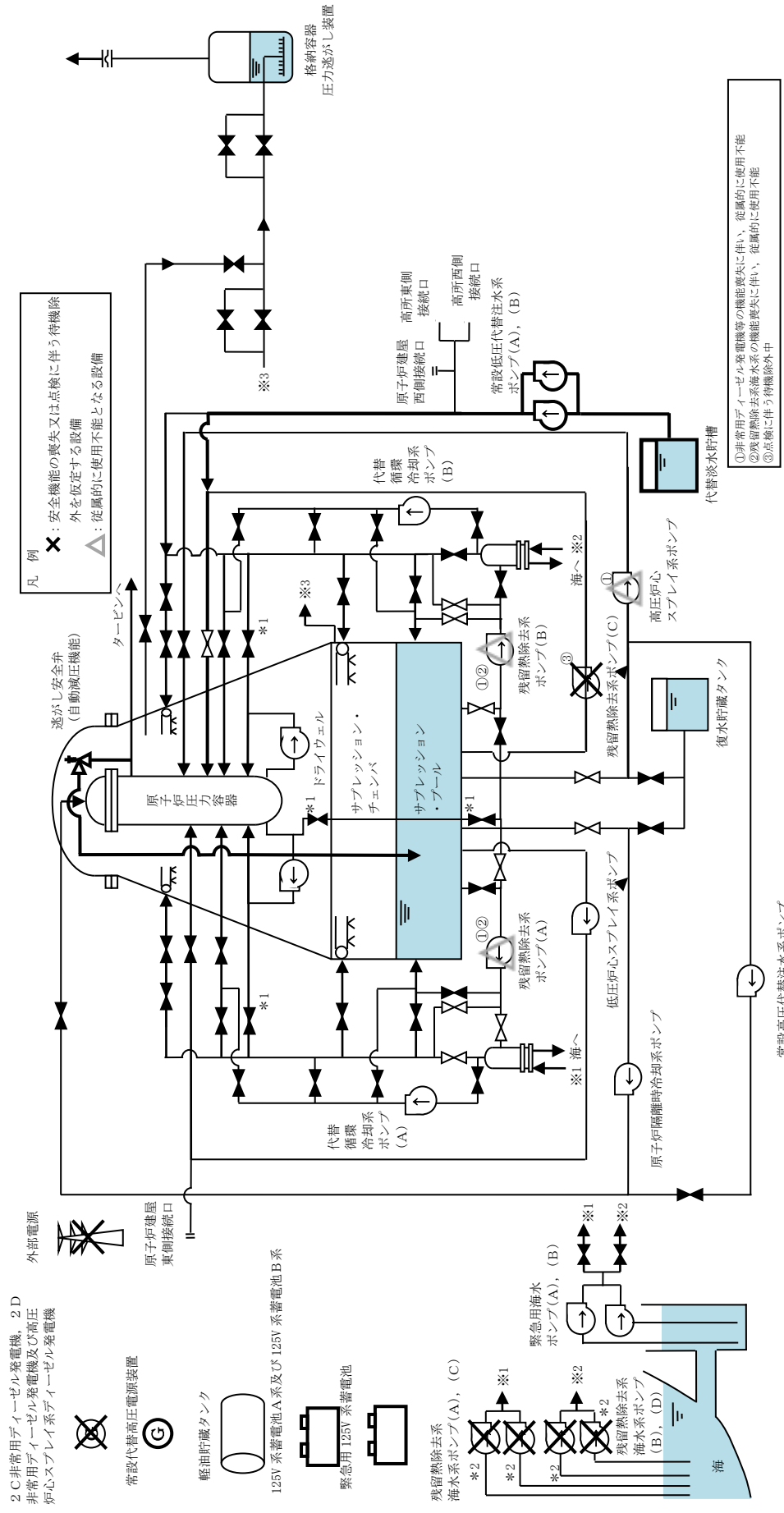
2 C 非常用ディーゼル発電機, 2 D 非常用ディーゼル発電機及び高圧炉心スプレイス系ディーゼル発電機



常設高圧代替注水ポンプ

* 開操作に当たって格納容器隔離信号のリセットが必要な弁

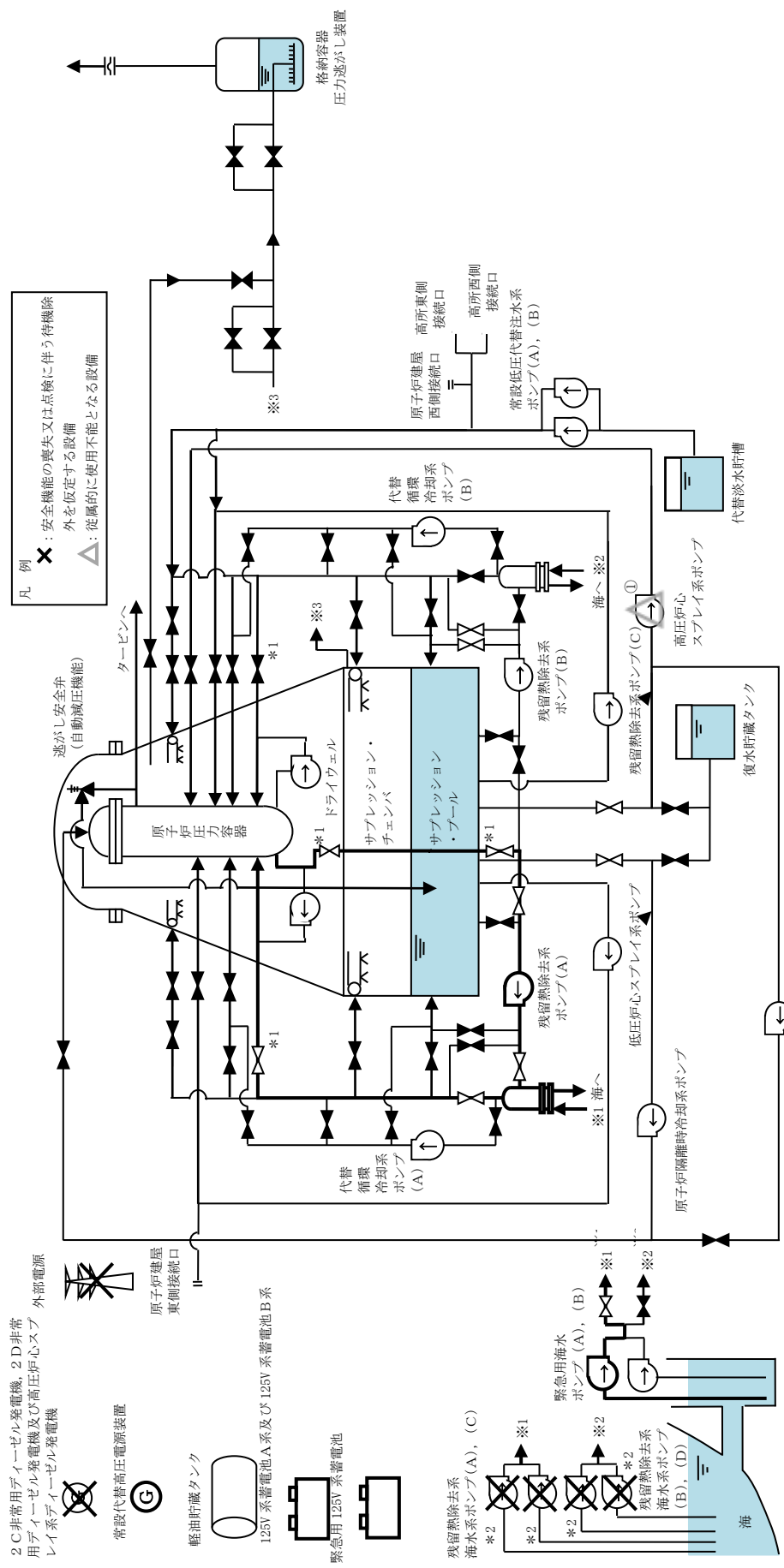
第 7.4.1-1 図 崩壊熱除去機能喪失時の重大事故対策の概略系統図 (2/2)
(残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) による原子炉除熱段階)



*1 開動作に当たって格納容器隔離信号のリセットが必要な手

*2 崩壊熱除去機能喪失(残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失)の事故シナリオグループに含まれる「残留熱除去系の故障(RHRS喪失)+崩壊熱除去・炉心冷却失敗」の事故シナリオの燃料損傷防止対策の有効性を確認するため、残留熱除去系海水水系の機能喪失を重量させるものとする

第7.4.2-1 図 全交流動力電源喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (1/2)
(原子炉減圧及び低圧代替注水水系(常設)による原子炉注水段階)



凡例
 ✕: 安全機能の喪失又は点検に伴う待機除外を仮定する設備
 △: 従属的に使用不能となる設備

①非常用ディーゼルの発電機等の機能喪失に伴い、従属的に使用不能

2 C 非常用ディーゼル発電機、2 D 非常用ディーゼル発電機及び高圧炉心スプレイス系ディーゼル発電機
 外部電源
 原子炉建屋東側接続口
 常設代替高圧電源装置
 軽油貯蔵タンク
 125V 系蓄電池 A 系及び 125V 系蓄電池 B 系
 緊急用 125V 系蓄電池

常設高圧代替注水系ポンプ

*1 開操作に当たって格納容器隔離信号のリセットが必要な弁
 *2 崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失) の事故シナリオに含まれる「残留熱除去系の故障 (RHS 喪失) + 崩壊熱除去・炉心冷却失敗」の事故シナリオの燃料損傷防止対策の有効性を確認するため、残留熱除去系海水系の機能喪失を重畳させるものとします

第 7.4.2-1 図 全交流動力電源喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (2/2)
 (緊急用海水系を用いた残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) による原子炉除熱段階)

2C非常用ディーゼル発電機、2D非常用ディーゼル発電機及び高圧炉心スプレイス系ディーゼル発電機

外部電源

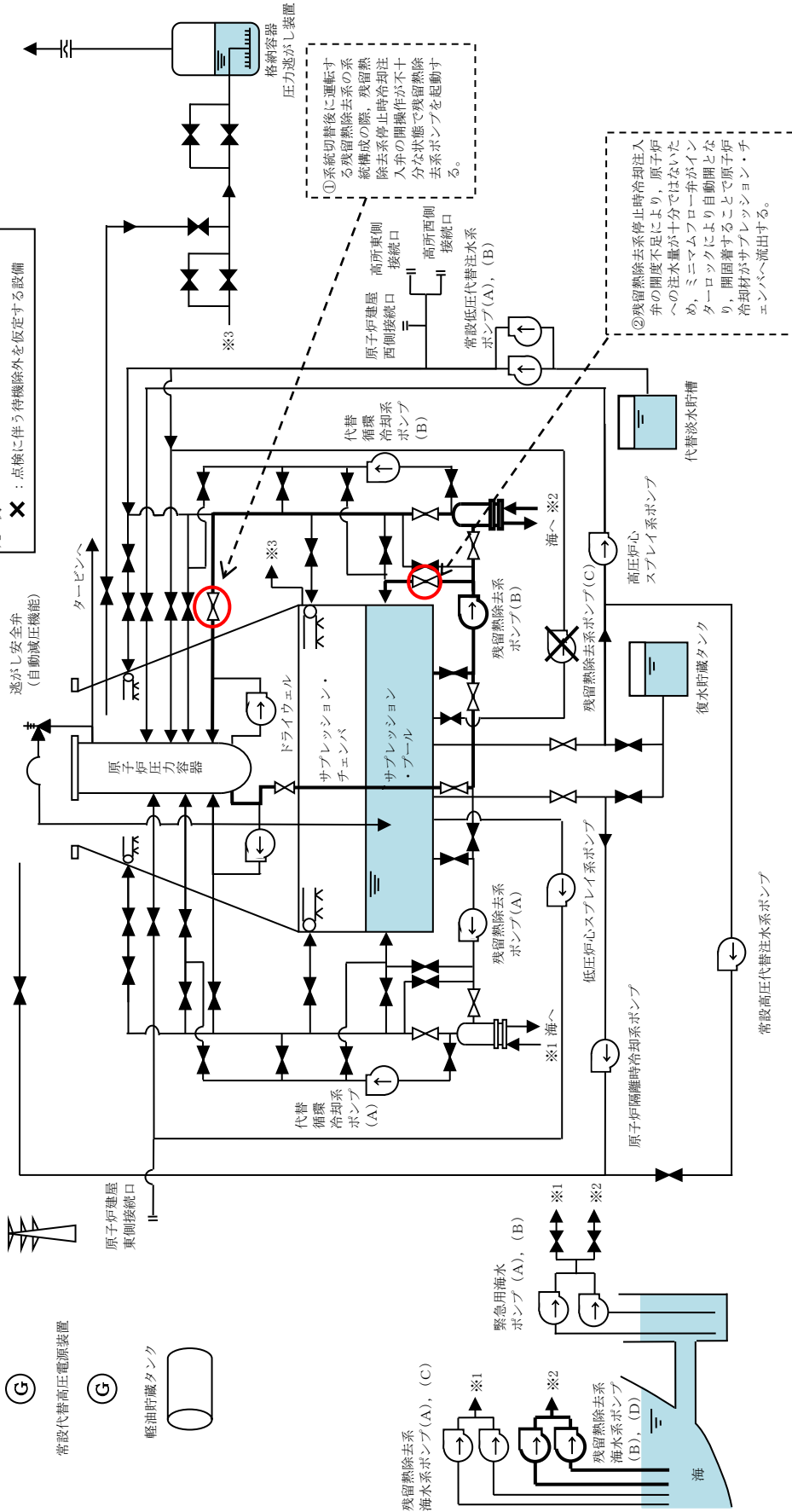
Ⓒ

常設代替高圧電源装置

Ⓒ

軽油貯蔵タンク

凡例
 × : 点検に伴う待機除外を仮定する設備



第7.4.3-1 図 原子炉冷却材の流出時の重大事故等対策の概略系統図 (1/2)
 (原子炉冷却材流出の発生段階)

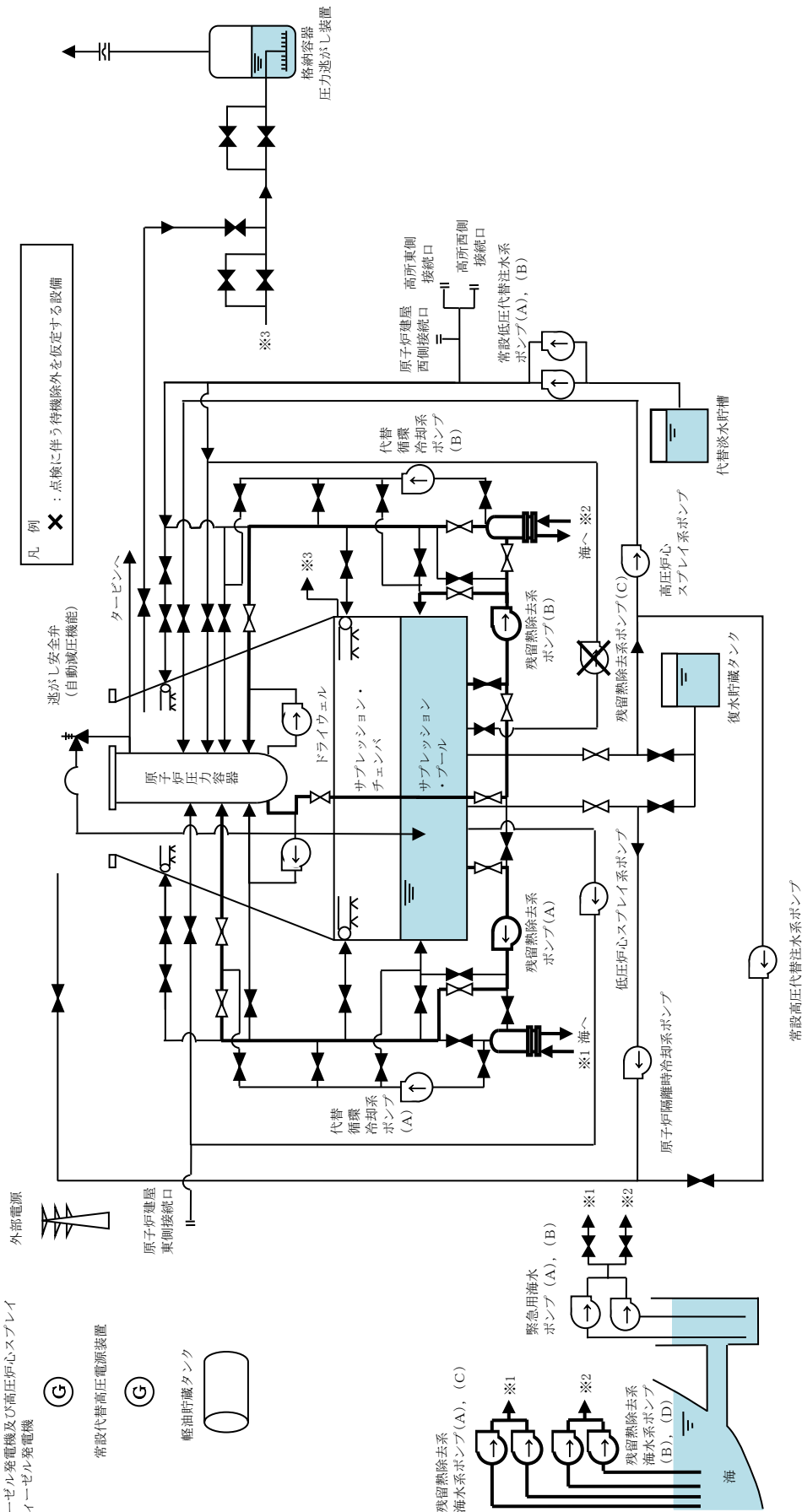
2 C 非常用ディーゼル発電機、2 D 非常用ディーゼル発電機及び高圧炉心スプレイス系ディーゼル発電機

Ⓒ

常設代替高圧電源装置

Ⓒ

軽油貯蔵タンク



第 7.4.3-1 図 原子炉冷却材の流出時の重大事故等対策の概略系統図 (2/2)
(残留熱除去系 (低圧注水系) による原子炉注水段階)

添付書類十「5. 重大事故の発生及び拡大の
防止に必要な措置を実施するために必要な
技術的能力」の追補（追補 1）の一部補正

追補 1 「1.1」～「1.19」を以下のとおり補正する。

頁	行	補 正 前	補 正 後
1.4-1		(記載の変更)	別紙-追補 1-1.4-1 に 変更する。
1.5-1	上 1	(記載の変更)	別紙-追補 1-1.5-1 に変 更する。
	～		
1.5-6	下 1		
1.6-1		(記載の変更)	別紙-追補 1-1.6-1 に 変更する。
1.7-1	上 1	(記載の変更)	別紙-追補 1-1.7-1 に 変更する。
	～		
1.7-6	下 1		
1.8-1		(記載の変更)	別紙-追補 1-1.8-1 に 変更する。
1.9-1		(記載の変更)	別紙-追補 1-1.9-1 に 変更する。
1.11-1		(記載の変更)	別紙-追補 1-1.11-1 に 変更する。
1.12-1		(記載の変更)	別紙-追補 1-1.12-1 に 変更する。
1.13-1	上 1	(記載の変更)	別紙-追補 1-1.13-1 に 変更する。
	～		
1.13-24			

頁	行	補 正 前	補 正 後
1.14-1	上 1	(記載の変更)	別紙-追補 1-1.14-1 に 変更する。
	～		
1.14-34	下 1		
1.14-37		(記載の変更)	別紙-追補 1-1.14-2 に 変更する。
1.14-40		(記載の変更)	別紙-追補 1-1.14-3 に 変更する。
1.14-53		(記載の変更)	別紙-追補 1-1.14-4 に 変更する。
1.14-54		(記載の追加)	別紙-追補 1-1.14-5 を 追加する。
の後			
1.14-55		(記載の変更)	別紙-追補 1-1.14-6 に 変更する。
～			
1.14-56			
1.14-58		(記載の変更)	別紙-追補 1-1.14-7 に 変更する。
1.14-58		(記載の追加)	別紙-追補 1-1.14-8 を 追加する。
の後			
1.14-59		(記載の変更)	別紙-追補 1-1.14-9 に 変更する。
～			
1.14-60			
1.14-62		(記載の変更)	別紙-追補 1-1.14-10 に 変更する。

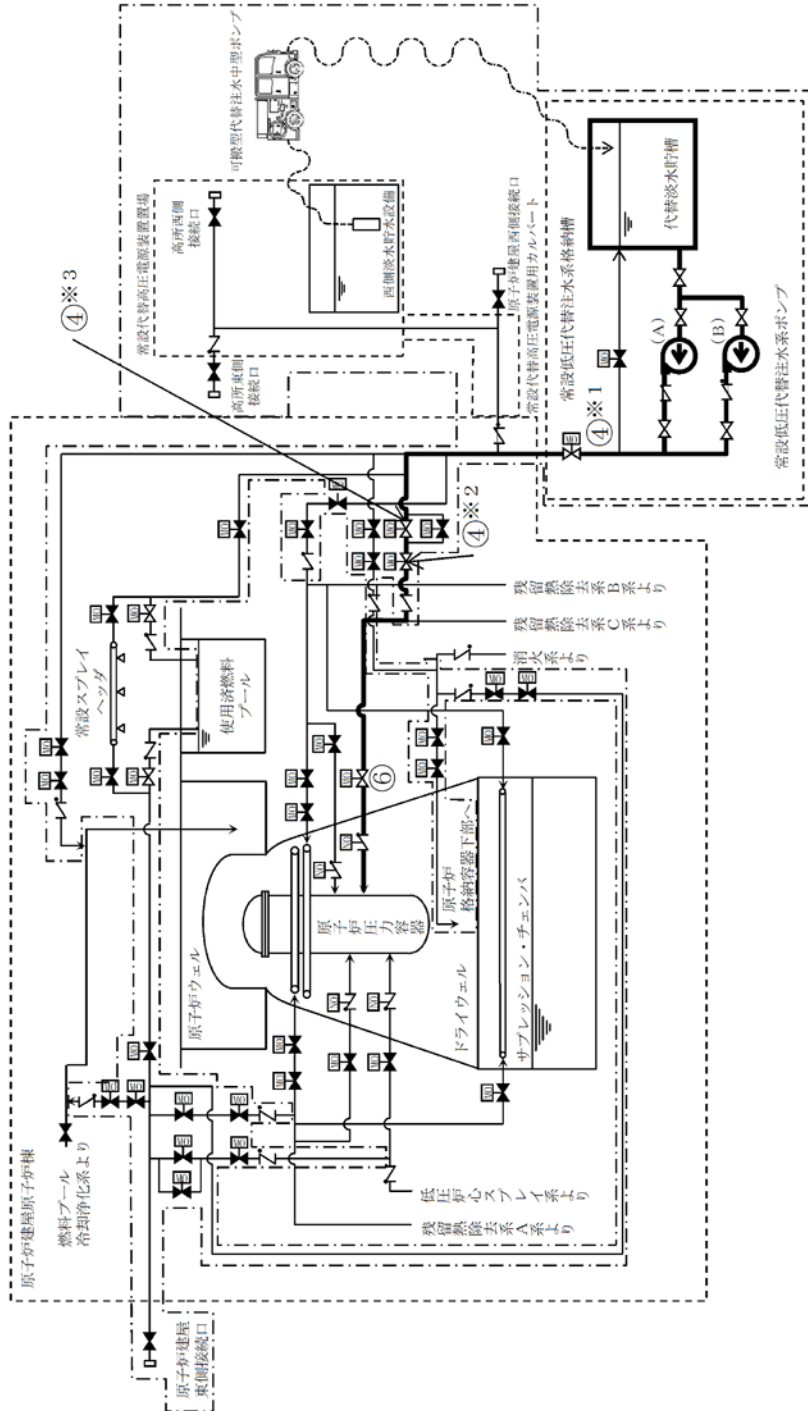
頁	行	補 正 前	補 正 後
1.14-62 の後		(記載の追加)	別紙-追補1-1.14-11を 追加する。
1.15-1	上1 ～	(記載の変更)	別紙-追補1-1.15-1に 変更する。
1.15-3	下1		
1.15-3 の後		(記載の追加)	別紙-追補1-1.15-2を 追加する。
1.15-4		(記載の変更)	別紙-追補1-1.15-3に 変更する。
1.16-1		(記載の変更)	別紙-追補1-1.16-1に 変更する。
1.17-1		(記載の変更)	別紙-追補1-1.17-1に 変更する。
1.17-1 の後		(記載の追加)	別紙-追補1-1.17-2を 追加する。
1.17-2		(記載の変更)	別紙-追補1-1.17-3に 変更する。

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

記述は、令和元年7月24日付け原規規発第1907243号をもって設置変更許可を受けた東海第二発電所の発電用原子炉設置変更許可申請書の添付書類十追補1の記述のうち、「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」の記載内容に同じ。

ただし、「第1.4－8図 低圧代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水 概要図」，「第1.4－10図 低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水（淡水／海水） 概要図【交流動力電源が確保されている場合】」，「第1.4－11図 低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水（淡水／海水）タイムチャート（発電用原子炉運転中）（1／2）」，「第1.4－11図 低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水（淡水／海水）タイムチャート（発電用原子炉運転中）（2／2）」，「第1.4－12図 低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水（淡水／海水） 概要図【全交流動力電源が喪失している場合】」，「第1.4－13図 低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水（淡水／海水）タイムチャート（発電用原子炉運転中）（1／2）」，「第1.4－13図 低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水（淡水／海水）タイムチャート（発電用原子炉運転中）（2／2）」，「第1.4－14図 低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水（淡水／海水）タイムチャート（発電用原子炉停止中）（1／2）」及び「第1.4－14図 低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水（淡水／海水）タイムチャート（発電用原子炉停止中）（2／2）」に係わる記述を以下のとおり変更する。

凡例		ポンプ
		電動駆動
		窒素駆動
		弁
		逆止弁
		ホース
		設計基準対象施設から追加した箇所

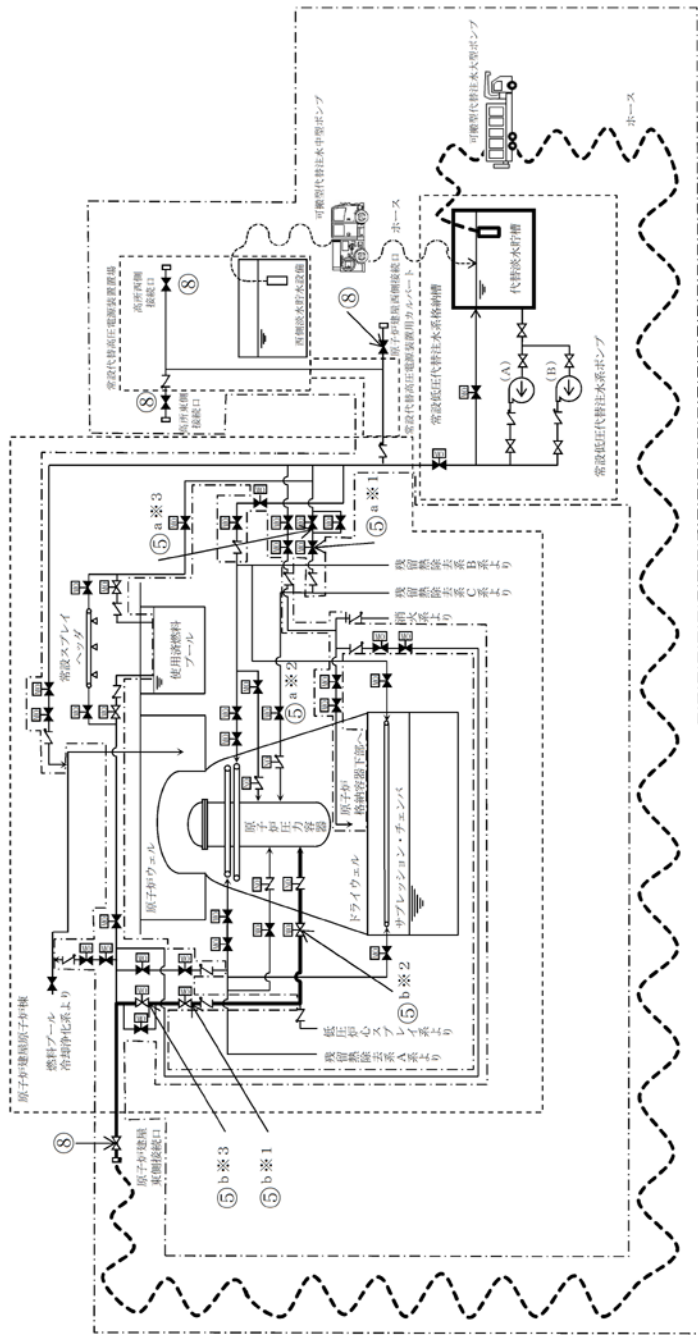


操作手順	弁名称	操作手順	弁名称
④※1	常設低圧代替注水系統分離弁	④※3	原子炉圧力容器注水流調整弁
④※2	原子炉注水弁	⑥	残留熱除去系C系注入弁

記載例 ○※1～：操作手順番号を示す。
○※1～：同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合、その実施順を示す。

第1.4-8図 低圧代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水 概要図

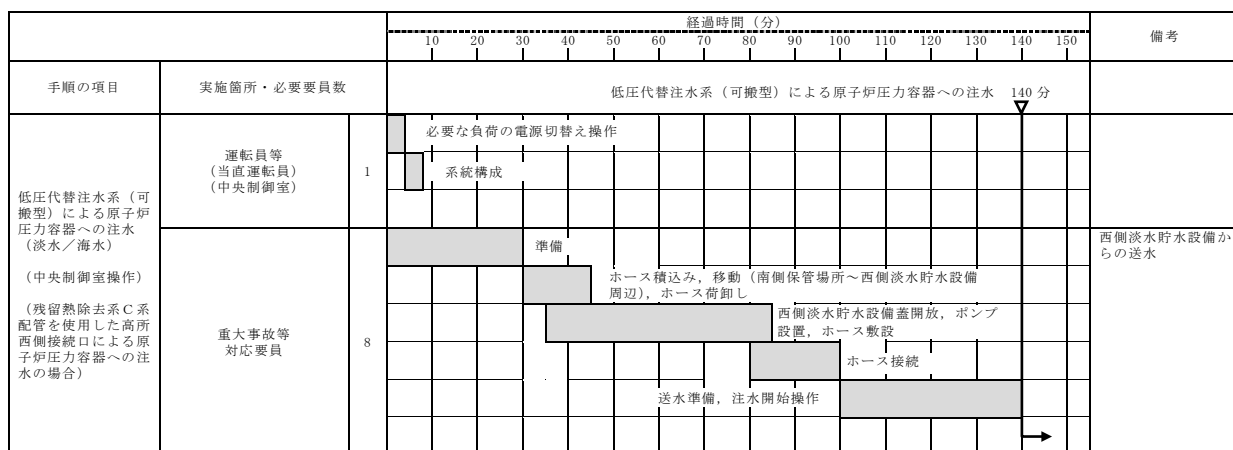
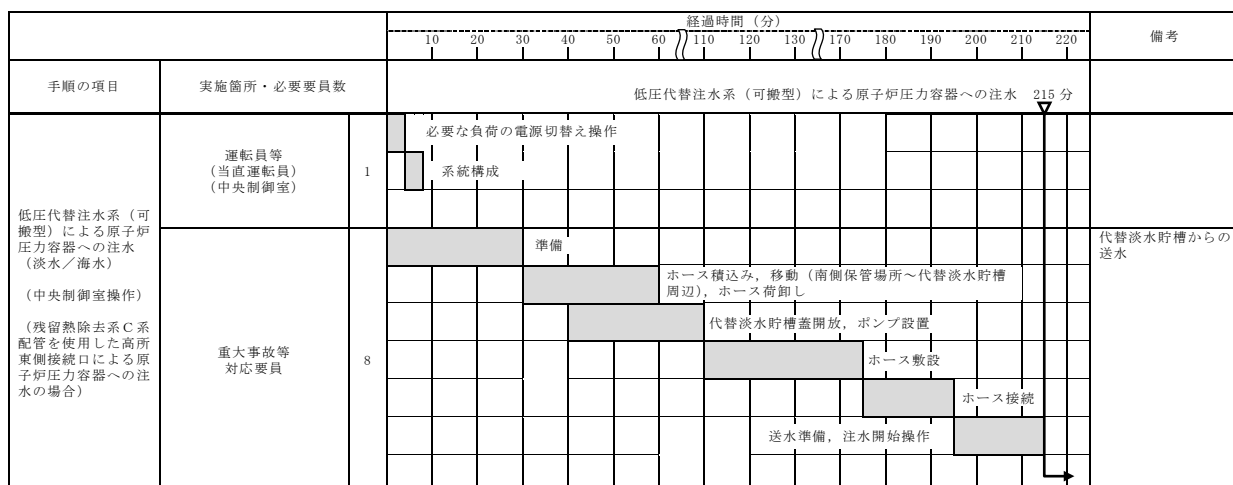
凡例		ポンプ
		電動駆動
		窒素駆動
		弁
		逆止弁
		ホース
		設計基準対象施設から追加した箇所



操作手順	弁名称	操作手順	弁名称
⑤a※1, ⑤b※1	原子炉注水弁	⑤a※3, ⑤b※3	原子炉圧力容器注水流量調整弁
⑤a※2	残留熱除去系C系注入弁	⑧	原子炉建屋西側接続口の弁, 高所西側接続口の弁, 高所東側接続口の弁, 原子炉建屋東側接続口の弁
⑤b※2	低圧炉心スプレイス系注入弁		

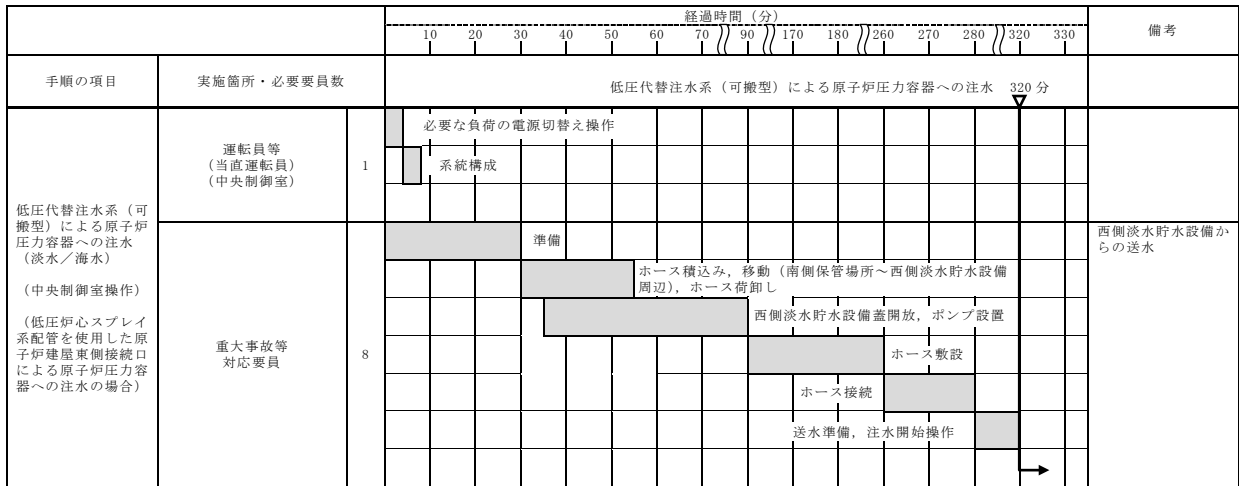
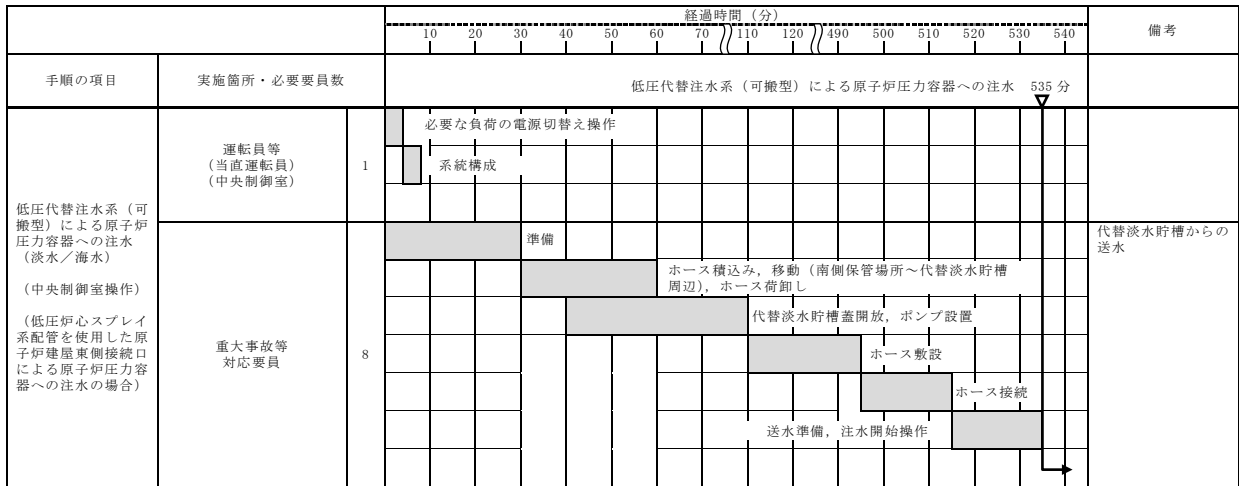
記載例 ○ : 操作手順番号を示す。
 ○ a ~ : 同一操作手順番号内で選択して実施する操作がある場合の操作手順の優先番号を示す。
 ○ ※1 ~ : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合, その実施順を示す。

第1.4-10図 低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水（淡水／海水） 概要図【交流動力電源が確保され
 ている場合】



【ホース敷設(代替淡水貯槽から高所東側接続口)の場合は402m、ホース敷設(西側淡水貯水設備から高所西側接続口)の場合は70m】

第1.4-11図 低圧代替注水系(可搬型)による原子炉压力容器への注水(淡水/海水) タイムチャート(発電用原子炉運転中)(1/2)



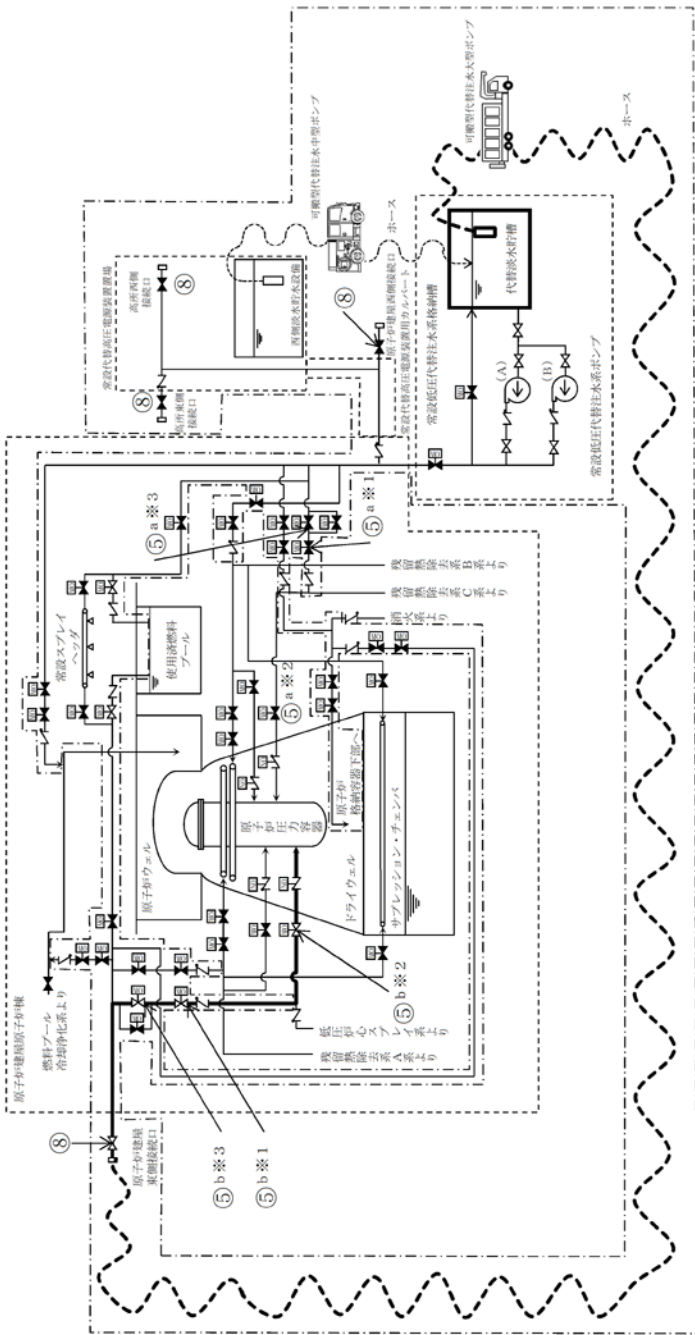
【ホース敷設(代替淡水貯槽から原子炉建屋東側接続口)の場合は542m, ホース敷設(西側淡水貯水設備から原子炉建屋東側接続口)の場合は871m】

第1.4-11図 低圧代替注水系(可搬型)による原子炉压力容器への注水

(淡水/海水) タイムチャート(発電用原子炉運転中)(2/2)

	ポンプ
	電動駆動
	窒素駆動
	弁
	逆止弁
	ホース
	設計基準対象施設から追加した箇所

凡例



操作手順	弁名称	操作手順	弁名称
⑤ a ※ 1, ⑤ b ※ 1	原子炉注水弁	⑤ a ※ 3, ⑤ b ※ 3	原子炉圧力容器注水流量調整弁
⑤ a ※ 2	残留熱除去系 C 系注入弁	⑧	原子炉建屋西側接続口の弁, 高所西側接続口の弁, 高所東側接続口の弁, 原子炉建屋東側接続口の弁
⑤ b ※ 2	低圧炉心スプレイス系注入弁		

記載例 ○ : 操作手順番号を示す。
 ○ a ~ : 同一操作手順番号内で選択して実施する操作がある場合の操作手順の優先番号を示す。
 ○ ※ 1 ~ : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合, その実施順を示す。

第1.4-12図 低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水（淡水／海水） 概要図【全交流動力電源が喪失している場合】

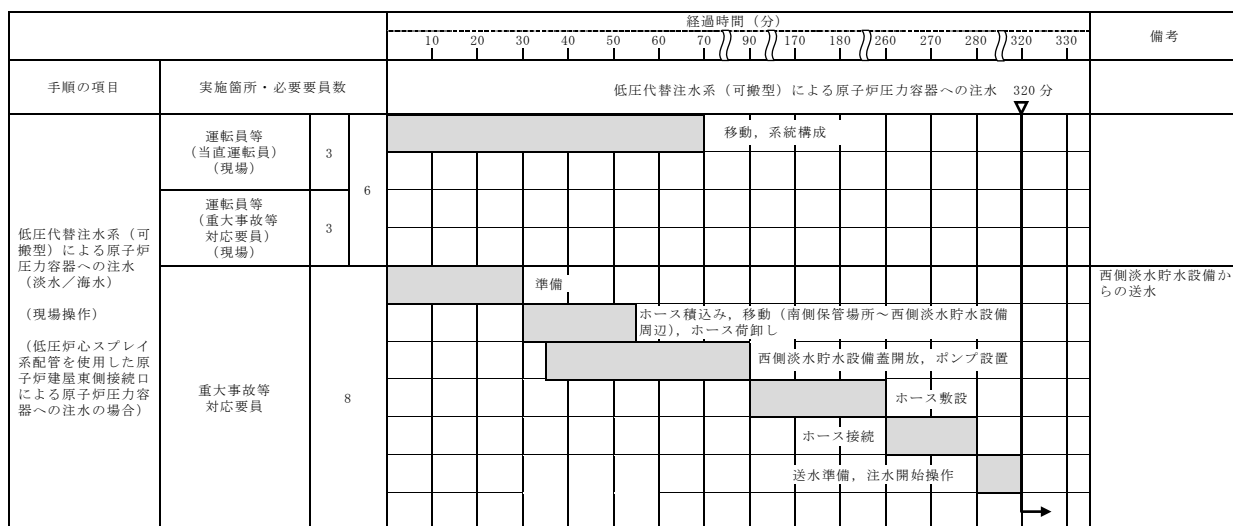
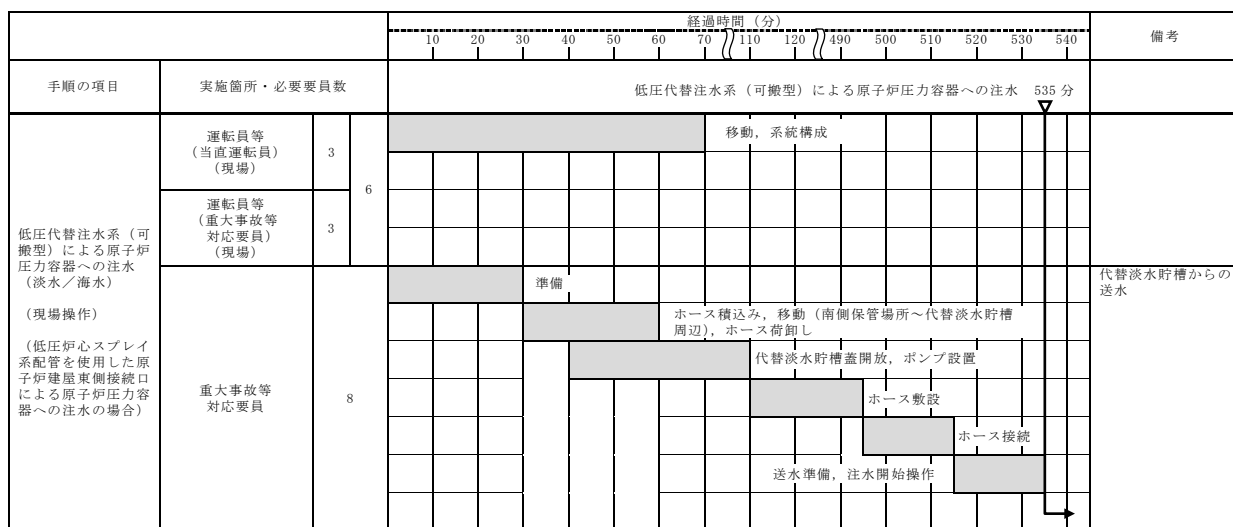
		経過時間 (分)																				備考		
		10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	130	140	150	160	170	180	190	200	210	220	
手順の項目	実施箇所・必要要員数	低圧代替注水系（可搬型）による原子炉压力容器への注水 215分																						
低圧代替注水系（可搬型）による原子炉压力容器への注水（淡水／海水） （現場操作） （残留熱除去系C系配管を使用した高所東側接続口による原子炉压力容器への注水の場合）	運転員等（当直運転員）（現場）	3	移動，系統構成																			代替淡水貯槽からの送水		
	運転員等（重大事故等対応要員）（現場）	3																						
	重大事故等対応要員	8	準備 ホース積込み，移動（南側保管場所～代替淡水貯槽周辺），ホース荷卸し 代替淡水貯槽蓋開放，ポンプ設置 ホース敷設 ホース接続 送水準備，注水開始操作																					

		経過時間 (分)																備考	
		10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	130	140	150	160	170	
手順の項目	実施箇所・必要要員数	低圧代替注水系（可搬型）による原子炉压力容器への注水 165分																	
低圧代替注水系（可搬型）による原子炉压力容器への注水（淡水／海水） （現場操作） （残留熱除去系C系配管を使用した高所西側接続口による原子炉压力容器への注水の場合）	運転員等（当直運転員）（現場）	3	移動，系統構成														西側淡水貯水設備からの送水		
	運転員等（重大事故等対応要員）（現場）	3																	
	重大事故等対応要員	8	準備 ホース積込み，移動（南側保管場所～西側淡水貯水設備周辺），ホース荷卸し 西側淡水貯水設備蓋開放，ポンプ設置，ホース敷設 ホース接続 送水準備，注水開始操作																

【ホース敷設（代替淡水貯槽から高所東側接続口）の場合は402m，ホース敷設（西側淡水貯水設備から高所西側接続口）の場合は70m】

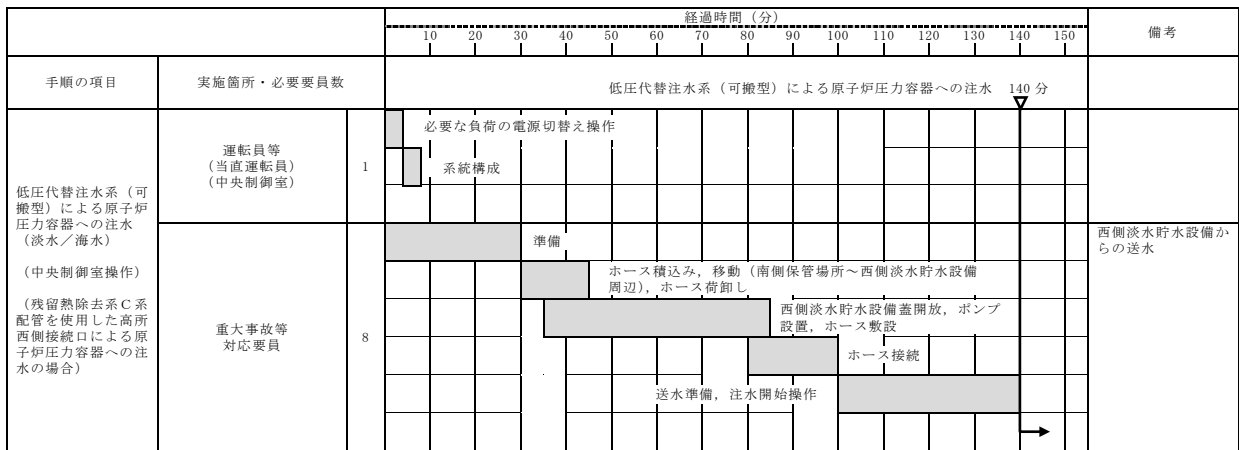
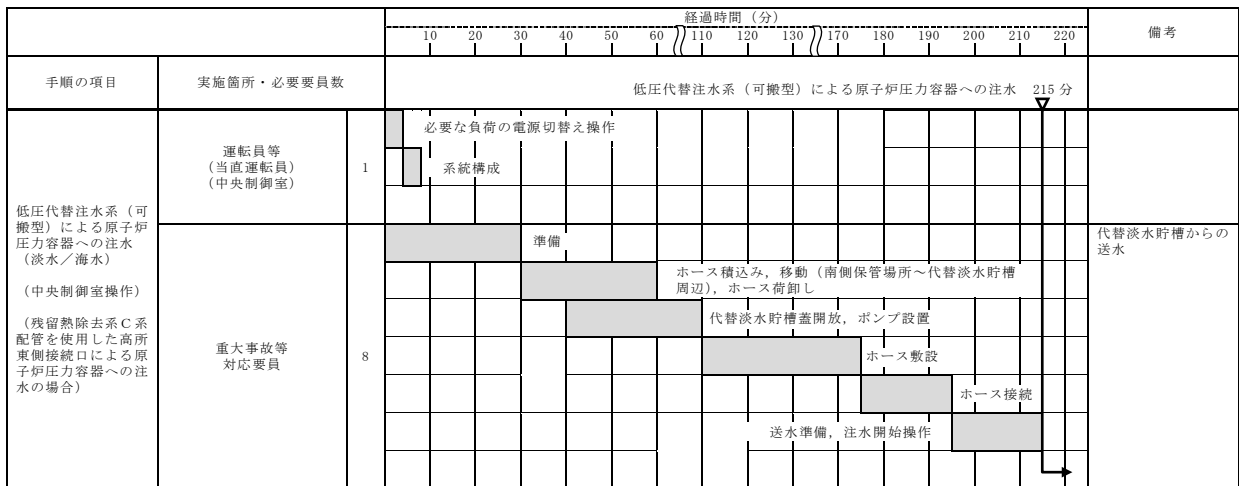
第1.4-13図 低圧代替注水系（可搬型）による原子炉压力容器への注水

（淡水／海水）タイムチャート（発電用原子炉運転中）（1／2）



【ホース敷設（代替淡水貯槽から原子炉建屋東側接続口）の場合は542m，ホース敷設（西側淡水貯水設備から原子炉建屋東側接続口）の場合は871m】

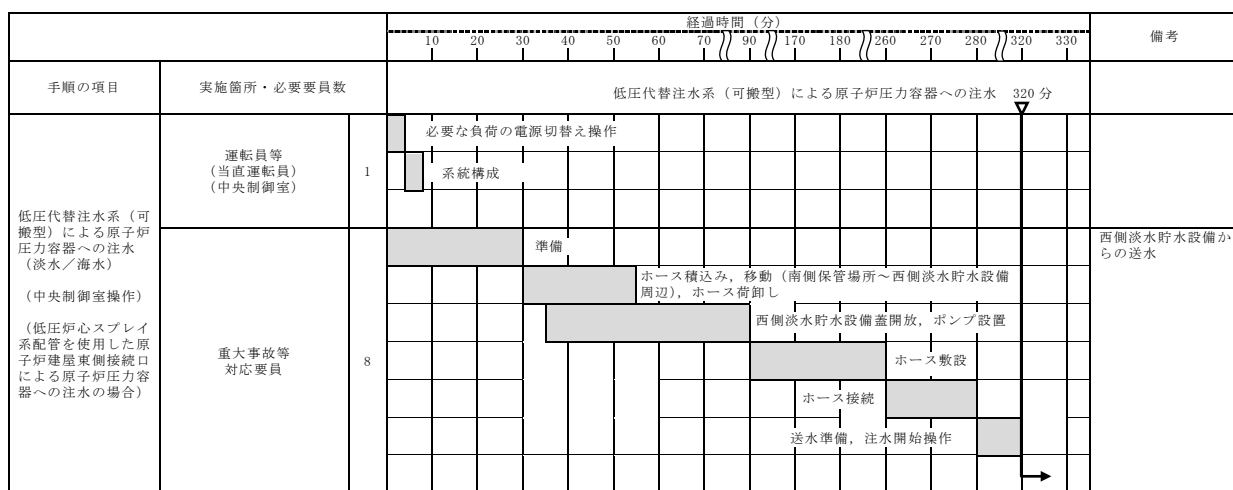
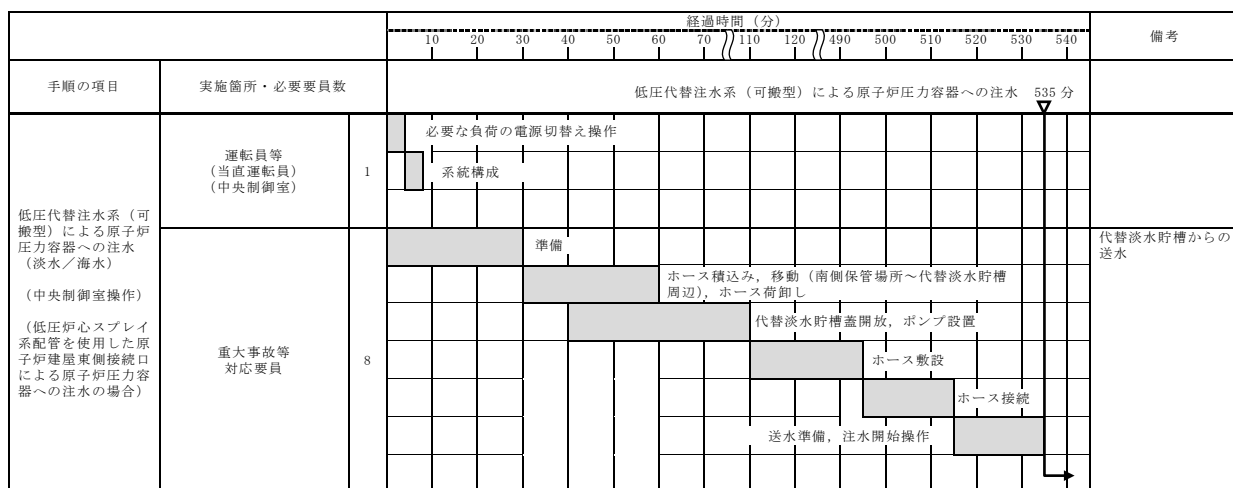
第 1.4-13 図 低圧代替注水系（可搬型）による原子炉压力容器への注水（淡水／海水）タイムチャート（発電用原子炉運転中）（2／2）



【ホース敷設(代替淡水貯槽から高所東側接続口)の場合は402m, ホース敷設(西側淡水貯水設備から高所西側接続口)の場合は70m】

第1.4-14図 低圧代替注水系(可搬型)による原子炉压力容器への注水

(淡水/海水) タイムチャート(発電用原子炉停止中)(1/2)



【ホース敷設(代替淡水貯槽から原子炉建屋東側接続口)の場合は542m, ホース敷設(西側淡水貯水設備から原子炉建屋東側接続口)の場合は871m】

第1.4-14図 低压代替注水系(可搬型)による原子炉压力容器への注水

(淡水/海水) タイムチャート(発電用原子炉停止中)(2/2)

1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等

記述は、令和元年7月24日付け原規規発第1907243号をもって設置変更許可を受けた東海第二発電所の発電用原子炉設置変更許可申請書の添付書類十追補1の記述のうち、「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」の記載内容に同じ。

ただし、「1.5.1(2) a. フロントライン系故障時の対応手段及び設備」，「1.5.2.1(1) a. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱」，「1.5.2.1(2) a. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作）」，「1.5.2.1(3) 重大事故等時の対応手段の選択」，「1.5.2.2(1) a. (b) 操作手順」，「1.5.2.2(1) b. (b) 操作手順」，「1.5.2.2(1) b. (c) 操作の成立性」，「第1.5－1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 対応手段，対処設備，手順書一覧（3／4）」，「第1.5－2表 重大事故等対処に係る監視計器」，「第1.5－3表 審査基準における要求事項ごとの給電対象設備」，「第1.5－1図 機能喪失原因対策分析」，「第1.5－4図 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 概要図」，「第1.5－5図 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 タイムチャート」，「第1.5－6図 フィルタ装置スクラビング水補給 概要図」，「第1.5－7図 フィルタ装置スクラビング水補給 タイムチャート」，「第1.5－8図 原子炉格納容器内の不活性ガス（窒素）置換 概要図」，「第1.5－9図 原子炉格納容器内の不活性ガス（窒素）置換 タイムチャート」，「第1.5－10図 フィルタ装置内の不活性ガス（窒素）置換 概要図」，「第1.5－11図 フィルタ装置内の不活性ガス（窒素）置換 タイムチャート」，「第1.5－12図 フィルタ装置スクラビング水移送 概要図」，「第

1.5-13図 フィルタ装置スクラビング水移送 タイムチャート (1/2) 」, 「第1.5-13図 フィルタ装置スクラビング水移送 タイムチャート (2/2) 」, 「第1.5-14図 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作) 概要図」, 「第1.5-15図 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作) タイムチャート」, 「第1.5-19図 代替残留熱除去系海水系による冷却水確保 タイムチャート」及び「第1.5-22図 重大事故等時の対応手段選択フローチャート」に係わる記述を以下のとおり変更し, 「1.5.2.1(1) b. 耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱」, 「1.5.2.1(2) b. 耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作) 」に係わる記述を削除する。また, 関連図面について別表1のとおり読み替え又は削除する。

変 更 前	変 更 後
第 1.5-14 ㊦	削除
第 1.5-15 ㊦	削除
第 1.5-16 ㊦	第 1.5-14 ㊦
第 1.5-17 ㊦	第 1.5-15 ㊦
第 1.5-18 ㊦	削除
第 1.5-19 ㊦	削除
第 1.5-20 ㊦	第 1.5-16 ㊦
第 1.5-21 ㊦	第 1.5-17 ㊦
第 1.5-22 ㊦	第 1.5-18 ㊦
第 1.5-23 ㊦	第 1.5-19 ㊦
第 1.5-24 ㊦	第 1.5-20 ㊦
第 1.5-25 ㊦	第 1.5-21 ㊦
第 1.5-26 ㊦	第 1.5-22 ㊦

1.5.1 対応手段と設備の選定

(2) 対応手段と設備の選定の結果

a. フロントライン系故障時の対応手段及び設備

(a) 最終ヒートシンク（大気）への代替熱輸送

- i) 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱
設計基準事故対処設備である残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）、残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）及び残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）が故障等により最終ヒートシンクへ熱を輸送できない場合は、格納容器圧力逃がし装置により最終ヒートシンク（大気）へ熱を輸送する手段がある。

この対応手段及び設備は、「1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」における「格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱」にて選定する対応手段及び設備と同様である。

格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱で使用する設備は以下のとおり。

・格納容器圧力逃がし装置

格納容器ベントを実施する際の設備とラインの優先順位は以下のとおりとする。

優先①：格納容器圧力逃がし装置によるS/C側ベント

優先②：格納容器圧力逃がし装置によるD/W側ベント

ii) 現場操作

格納容器圧力逃がし装置の隔離弁（電動駆動弁）の駆動源や制御電源が喪失した場合、隔離弁を遠隔で手動操作することで最終ヒートシンク（大気）へ熱を輸送する手段がある。なお、隔離弁を遠隔

で手動操作するエリアは二次格納施設外である []
[]とする。

格納容器圧力逃がし装置の現場操作で使用する設備は以下のとおり。

- ・遠隔人力操作機構

(b) 重大事故等対処設備

格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱で使用する設備のうち、格納容器圧力逃がし装置は重大事故等対処設備として位置付ける。

現場操作で使用する設備のうち、遠隔人力操作機構は重大事故等対処設備として位置付ける。

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全て網羅されている。

以上の重大事故等対処設備により、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）、残留熱除去系（サプレッション・プール冷却系）及び残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）の使用が不可能な場合においても最終ヒートシンク（大気）へ熱を輸送できる。

1.5.2 重大事故等時の手順

1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順

- (1) 最終ヒートシンク（大気）への代替熱輸送（交流動力電源が健全である場合）

- a. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱

残留熱除去系の機能が喪失し、最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合、格納容器圧力逃がし装置により最終ヒートシンク（大

気)へ熱を輸送する。

また、格納容器ベント実施中において、残留熱除去系又は代替循環冷却系による原子炉格納容器内の除熱機能が1系統回復し、可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素・酸素濃度制御機能及び可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器負圧破損防止機能が使用可能と判断した場合、並びに原子炉格納容器内の圧力310kPa [gage] (1Pd) 未満、原子炉格納容器内の温度171℃未満及び原子炉格納容器内の水素濃度が可燃限界未満であることを確認した場合は、フィルタ装置入口第一弁 (S/C側) 又は第一弁 (D/W側) を全閉し、格納容器ベントを停止することを基本として、その他の要因を考慮した上で総合的に判断し、適切に対応する。なお、フィルタ装置出口弁 (側) については、フィルタ装置入口第一弁 (S/C側) 又は第一弁 (D/W側) を全閉後、原子炉格納容器内の除熱機能が更に1系統回復する等、より安定的な状態になった場合に全閉する。

(a) 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱

i) 手順着手の判断基準

炉心損傷^{※1}前において、外部水源による原子炉格納容器内の冷却により、サプレッション・プール水位が上昇し、サプレッション・プール水位指示値が通常水位+5.0mに到達した場合、又は原子炉格納容器内の冷却を実施しても、原子炉格納容器内の圧力を規定圧力 (279kPa [gage]) 以下に維持できない場合。

※1：格納容器雰囲気放射線モニタでドライウエル又はサプレッション・チェンバ内のガンマ線線量率が、設計基準事故相当のガンマ線線量率の10倍以上となった場合、又は格納容器雰囲気放射線モニタが使用できない場合に原子炉圧力容器温度で

300℃以上を確認した場合。

ii) 操作手順

格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱手順は以下のとおり。手順対応フローを第1.5-2図に、概要図を第1.5-4図に、タイムチャートを第1.5-5図に示す。

【S/C側ベントの場合（D/W側ベントの場合、手順⑧以外は同様。）】

①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、格納容器圧力逃がし装置によるS/C側からの格納容器ベントの準備を開始するように運転員等に指示する（S/C側からの格納容器ベントができない場合は、D/W側からの格納容器ベントの準備を開始するように指示する。）。

②発電長は、災害対策本部長代理に格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントの準備開始を報告する。

③運転員等は中央制御室にて、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントに必要な電動弁の電源切替え操作を実施する。

④運転員等は中央制御室にて、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントに必要な電動弁の電源が確保されたこと、及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示等にて確認する。

⑤運転員等は、格納容器ベント前の確認として、不活性ガス系の隔離信号が発生している場合は、中央制御室にて、不活性ガス系隔離信号の除外操作を実施する。

⑥運転員等は中央制御室にて、S/C側ベント前の系統構成として、格納容器/サプレッション・チェンバN₂ガス供給弁、格

格納容器N₂ガス供給弁，サブプレッション・チェンバN₂ガス供給弁，エアーパージ供給入口弁，格納容器パージ弁，サブプレッション・チェンバパージ弁及びN₂ガスパージ供給弁の全閉を確認する。

⑦運転員等は中央制御室にて，D/W側ベント前の系統構成として，原子炉建屋ガス処理系一次隔離弁，換気空調系一次隔離弁，原子炉建屋ガス処理系二次隔離弁及び換気空調系二次隔離弁の全閉を確認する。

⑧^a S/C側ベントの場合

運転員等は中央制御室にて，フィルタ装置入口第一弁（S/C側）の全開操作を実施する。なお，フィルタ装置入口第一弁（S/C側）が開操作できない場合は，フィルタ装置入口第一弁（S/C側）バイパス弁の全開操作を実施する。

⑧^b D/W側ベントの場合

フィルタ装置入口第一弁（S/C側）の開操作ができない場合は，運転員等は中央制御室にて，第一弁（D/W側）及びフィルタ装置入口連絡弁の全開操作を実施する。

⑨運転員等は，格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント準備完了を発電長に報告する。

⑩発電長は，格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント準備完了を災害対策本部長代理に報告する。

⑪発電長は，格納容器ベント判断基準であるサブプレッション・プール水位指示値が通常水位+6.5mに到達した後，ドライウエル圧力又はサブプレッション・チェンバ圧力指示値が310kPa

[gage]（1Pd）に到達したことを確認し，格納容器圧力逃が

し装置による格納容器ベントの開始を災害対策本部長代理に報告する。

⑫発電長は、運転員等に格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント開始を指示する。

⑬運転員等は中央制御室にて、フィルタ装置入口第二弁の全開操作を実施し、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントを開始する。なお、フィルタ装置入口第二弁の開操作ができない場合は、フィルタ装置入口第二弁バイパス弁の全開操作を実施し、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントを開始する。

⑭運転員等は中央制御室にて、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントが開始されたことをドライウェル圧力及びサプレッション・チェンバ圧力指示値の低下、並びにフィルタ装置圧力及びフィルタ装置スクラビング水温度指示値の上昇により確認するとともに、フィルタ装置出口放射線モニタ（高レンジ・低レンジ）指示値の上昇を確認し、発電長に報告する。また、発電長は、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントが開始されたことを災害対策本部長代理に報告する。

⑮運転員等は中央制御室にて、格納容器ベント開始後、残留熱除去系又は代替循環冷却系による原子炉格納容器内の除熱機能が1系統回復し、可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素・酸素濃度制御機能及び可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器負圧破損防止機能が使用可能な場合、並びに原子炉格納容器内の圧力310kPa [gage]（1Pd）未満、原子炉格納容器内の温度171℃未満及び原子炉格納容器内の水素濃度が可燃

限界未満であることを確認することにより、フィルタ装置入口第一弁（S/C側）又は第一弁（D/W側）の全閉操作を実施し、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントを停止する。

iii) 操作の成立性

格納容器ベント準備開始を判断してから格納容器ベント準備完了までの必要な要員数及び所要時間は以下のとおり。

- ・中央制御室からのフィルタ装置入口第一弁（S/C側）操作の場合

中央制御室対応を運転員等（当直運転員）1名にて作業を実施した場合、6分以内で可能である。

- ・中央制御室からの第一弁（D/W側）操作の場合

中央制御室対応を運転員等（当直運転員）1名にて作業を実施した場合、7分以内で可能である。

格納容器ベント基準到達から格納容器ベント開始までの必要な要員数及び所要時間は以下のとおり。

- ・中央制御室からのフィルタ装置入口第二弁操作の場合

中央制御室対応を運転員等（当直運転員）1名にて作業を実施した場合、2分以内で可能である。

【S/C側ベントの場合】

サブプレッション・プール水位指示値が通常水位+5.0mに到達後、原子炉格納容器内の冷却を実施しても、原子炉格納容器内の圧力を規定圧力（279kPa [gage]）以下に維持できない場合に、フィルタ装置入口第一弁（S/C側）操作を中央制御室にて実施した場合、6分以内で可能である。また、サブプレッション・プール水位指示値が通

常水位+6.5mに到達し、ドライウェル圧力又はサプレッション・チェンバ圧力指示値が310kPa [gage] (1Pd) に到達後、フィルタ装置入口第二弁操作を中央制御室にて実施した場合、2分以内で可能である。

【D/W側ベントの場合】

サプレッション・プール水位指示値が通常水位+5.0mに到達後、又は原子炉格納容器内の冷却を実施しても、原子炉格納容器内の圧力を規定圧力(279kPa [gage])以下に維持できない場合に、第一弁(D/W側)操作を中央制御室にて実施した場合、7分以内で可能である。また、サプレッション・プール水位指示値が通常水位+6.5mに到達し、ドライウェル圧力又はサプレッション・チェンバ圧力指示値が310kPa [gage] (1Pd) に到達後、フィルタ装置入口第二弁操作を中央制御室にて実施した場合、2分以内で可能である。

(b) フィルタ装置スクラビング水補給

フィルタ装置の水位が待機時水位下限である2,530mmを下回り、下限水位である1,325mmに到達する前に、西側淡水貯水設備、代替淡水貯槽又は淡水タンクを水源とした可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによりフィルタ装置へ水張りを実施する。

i) 手順着手の判断基準

フィルタ装置水位指示値が1,500mm以下の場合。

ii) 操作手順

フィルタ装置スクラビング水補給手順の概要は以下のとおり。概要図を第1.5-6図に、タイムチャートを第1.5-7図に示す。

①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、災害対策本部長代理にフィルタ装置スクラビング水補給の準備開始を依頼する。

- ②災害対策本部長代理は、重大事故等対応要員にフィルタ装置スクラビング水補給の準備開始を指示する。
- ③発電長は、運転員等にフィルタ装置スクラビング水補給の準備開始を指示する。
- ④運転員等は中央制御室にて、フィルタ装置スクラビング水補給に必要な監視計器の電源が確保されていることを状態表示等により確認し、フィルタ装置スクラビング水補給の準備完了を発電長に報告する。
- ⑤発電長は、フィルタ装置スクラビング水補給の準備完了を災害対策本部長代理に報告する。
- ⑥重大事故等対応要員は、フィルタ装置スクラビング水補給として使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプの配備及びホースを接続し、フィルタ装置スクラビング水補給の準備完了を災害対策本部長代理に報告する。
- ⑦災害対策本部長代理は、フィルタ装置スクラビング水補給の準備完了を発電長に報告する。
- ⑧発電長は、災害対策本部長代理にフィルタ装置スクラビング水補給として使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる送水開始を依頼する。
- ⑨災害対策本部長代理は、フィルタ装置スクラビング水補給として使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプの起動を重大事故等対応要員に指示する。
- ⑩重大事故等対応要員は、フィルタ装置スクラビング水補給として使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプを起動した後、にてフィル

タベント装置補給水ライン元弁の全開操作を実施し、フィルタ装置スクラビング水補給として使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプにより送水を開始したことを災害対策本部長代理に報告する。

⑪災害対策本部長代理は、フィルタ装置スクラビング水補給として使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプにより送水を開始したことを発電長に報告する。

⑫運転員等は中央制御室にて、フィルタ装置スクラビング水補給が開始されたことをフィルタ装置水位指示値の上昇により確認した後、待機時水位下限である2,530mm以上まで補給されたことを確認し、発電長に報告する。

⑬発電長は、災害対策本部長代理にフィルタ装置スクラビング水補給の停止を依頼する。

⑭災害対策本部長代理は、フィルタ装置スクラビング水補給として使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプの停止を重大事故等対応要員に指示する。

⑮重大事故等対応要員は にて、フィルタタベント装置補給水ライン元弁を全閉とした後、フィルタ装置スクラビング水補給として使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプを停止し、災害対策本部長代理に報告する。

⑯災害対策本部長代理は、フィルタ装置スクラビング水補給として使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる送水を停止したことを発電長に報告する。

iii) 操作の成立性

上記の操作は、作業開始を判断してからフィルタ装置スクラビング水補給の開始までの必要な要員数及び所要時間は以下のとおり。

【フィルタ装置スクラビング水補給ライン接続口を使用したフィルタ装置スクラビング水補給】（水源：淡水タンク）

- ・現場対応を重大事故等対応要員 8 名にて作業を実施した場合、155 分以内で可能である。

【フィルタ装置スクラビング水補給ライン接続口を使用したフィルタ装置スクラビング水補給】（水源：西側淡水貯水設備）

- ・現場対応を重大事故等対応要員 8 名にて作業を実施した場合、130 分以内で可能である。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、放射線防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。また、ホース等の接続は速やかに作業ができるように、フィルタ装置スクラビング水補給として使用する可搬型代替注水中型ポンプ及び可搬型代替注水大型ポンプの保管場所に使用工具及びホースを配備する。

車両の作業用照明、ヘッドライト及びLEDライトを用いることで、暗闇における作業性についても確保する。

(c) 原子炉格納容器内の不活性ガス（窒素）置換

格納容器ベント停止後における水の放射線分解によって発生する可燃性ガス濃度の上昇を抑制、及び原子炉格納容器の負圧破損を防止するため、可搬型窒素供給装置により原子炉格納容器内を不活性ガス（窒素）で置換する。

i) 手順着手の判断基準

格納容器ベント停止可能^{※1}と判断した場合。

※1：残留熱除去系又は代替循環冷却系による原子炉格納容器内の

除熱機能，可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素・酸素濃度制御機能及び可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器負圧破損防止機能が使用可能と判断した場合で，原子炉格納容器内の圧力が 310kPa [gage] (1Pd) 未満，原子炉格納容器内の温度が 171°C 未満及び原子炉格納容器内の水素濃度が可燃限界未満であることを確認した場合。

ii) 操作手順

原子炉格納容器内の不活性ガス（窒素）置換手順の概要は以下のとおり。概要図を第 1.5-8 図に，タイムチャートを第 1.5-9 図に示す。

- ①発電長は，手順着手の判断基準に基づき，災害対策本部長代理に原子炉格納容器内の不活性ガス（窒素）による置換を依頼する。
- ②災害対策本部長代理は，可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器内への不活性ガス（窒素）注入をするための接続口を発電長に報告する。
- ③災害対策本部長代理は，可搬型窒素供給装置として使用する窒素供給装置を S / C 側用に1台，D / W 側用に1台の準備及び可搬型窒素供給装置として使用する窒素供給装置用電源車1台の準備を重大事故等対応要員に指示する。
- ④重大事故等対応要員は，可搬型窒素供給装置として使用する窒素供給装置及び窒素供給装置用電源車を原子炉建屋東側屋外又は原子炉建屋西側屋外に配備した後，可搬型窒素供給装置として使用する窒素供給装置及び窒素供給装置用電源車にケーブルを接続するとともに，窒素供給用ホースを接続口に取り付け

る。

- ⑤重大事故等対応要員は、可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器（S／C側及びD／W側）内への不活性ガス（窒素）注入をするための準備が完了したことを災害対策本部長代理に報告する。
- ⑥災害対策本部長代理は、可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器（S／C側及びD／W側）内への不活性ガス（窒素）注入の開始を発電長に報告する。
- ⑦災害対策本部長代理は、可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器（S／C側及びD／W側）内への不活性ガス（窒素）注入の開始を重大事故等対応要員に指示する。
- ⑧重大事故等対応要員は原子炉建屋東側屋外又は原子炉建屋西側屋外にて、窒素ガス補給弁（S／C側及びD／W側）の全開操作を実施し、原子炉格納容器内への不活性ガス（窒素）注入を開始したことを、災害対策本部長代理に報告する。
- ⑨災害対策本部長代理は、可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器内への不活性ガス（窒素）注入を開始したことを発電長に報告する。
- ⑩発電長は、運転員等にフィルタ装置入口第一弁（S／C側）又は第一弁（D／W側）全閉による格納容器ベント停止を指示する。
- ⑪運転員等は、フィルタ装置入口第一弁（S／C側）又は第一弁（D／W側）の全閉操作を実施し、格納容器ベントを停止したことを発電長に報告する。
- ⑫発電長は、運転員等に残留熱除去系又は代替循環冷却系による

原子炉格納容器内の除熱開始を指示する。また、原子炉格納容器内の圧力を310kPa [gage] (1Pd) ～13.7kPa [gage] の間で制御^{*2}するように指示する。

⑬運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系又は代替循環冷却系による原子炉格納容器内の除熱を開始した後、原子炉格納容器内の圧力を310kPa [gage] (1Pd) ～13.7kPa [gage] の間で制御する。

⑭運転員等は中央制御室にて、原子炉格納容器内の不活性ガス（窒素）注入によりドライウェル圧力又はサプレッション・チェンバ圧力指示値が310kPa [gage] (1Pd) に到達したことを確認し、原子炉格納容器内の不活性ガス（窒素）注入が完了したことを発電長に報告する。

⑮発電長は、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントのため、運転員等にフィルタ装置入口第一弁（S/C側）又は第一弁（D/W側）の全開操作を指示する。

⑯運転員等は中央制御室にて、フィルタ装置入口第一弁（S/C側）又は第一弁（D/W側）の全開操作を実施し、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントを開始したことを発電長に報告する。なお、第一弁（D/W側）を用いた格納容器ベントを実施する際には、フィルタ装置入口連絡弁を全開とする。

⑰発電長は、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントを開始したことを災害対策本部長代理に報告する。

⑱発電長は、可燃性ガス濃度制御系が起動可能な圧力まで原子炉格納容器内の圧力が低下したことを確認し、運転員等に可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素・酸素濃度制御

を指示する。

⑱運転員等は中央制御室にて、可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素・酸素濃度制御を実施し、発電長に報告する。

⑳発電長は、可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器内への不活性ガス（窒素）注入の停止を災害対策本部長代理に依頼する。

㉑災害対策本部長代理は、可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器内への不活性ガス（窒素）注入の停止を重大事故等対応要員に指示する。

㉒重大事故等対応要員は原子炉建屋東側屋外又は原子炉建屋西側屋外にて、窒素ガス補給弁（S/C側及びD/W側）の全閉操作を実施し、原子炉格納容器内への不活性ガス（窒素）注入を停止した後、災害対策本部長代理に報告する。

㉓災害対策本部長代理は、可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器内への不活性ガス（窒素）注入の停止を発電長に報告する。

㉔発電長は、運転員等にフィルタ装置入口第一弁（S/C側）又は第一弁（D/W側）全閉による格納容器ベント停止を指示する。

㉕運転員等は中央制御室にて、フィルタ装置入口第一弁（S/C側）又は第一弁（D/W側）の全閉操作を実施し、格納容器ベントを停止したことを発電長に報告する。

※2：原子炉格納容器内の圧力が245kPa [gage]（0.8Pd）又は原子炉格納容器内の温度が150℃到達で原子炉格納容器内への

スプレイを実施する。

iii) 操作の成立性

上記の操作において、作業開始を判断してから原子炉格納容器内の不活性ガス（窒素）置換開始までの必要な要員数及び所要時間は以下のとおり。

【格納容器窒素供給ライン西側接続口を使用した原子炉格納容器内の不活性ガス（窒素）置換の場合】

- ・現場対応を重大事故等対応要員 6 名にて作業を実施した場合、115 分以内で可能である。

【格納容器窒素供給ライン東側接続口を使用した原子炉格納容器内の不活性ガス（窒素）置換の場合】

- ・現場対応を重大事故等対応要員 6 名にて作業を実施した場合、115 分以内で可能である。

なお、炉心損傷がない状況下での格納容器ベントであるため、本操作における作業エリアの被ばく線量率は低く、作業は可能である。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、放射線防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。また、窒素供給用ホース等の接続は速やかに作業ができるように、可搬型窒素供給装置の保管場所に使用工具及び窒素供給用ホースを配備する。車両の作業用照明、ヘッドライト及びLEDライトを用いることで、暗闇における作業性についても確保する。

(d) フィルタ装置内の不活性ガス（窒素）置換

格納容器ベントを実施した際には、原子炉格納容器内に含まれる非凝縮性ガスがフィルタ装置を経由して大気へ放出されることから、フ

フィルタ装置内での水素爆発を防止するため、可搬型窒素供給装置によりフィルタ装置内を不活性ガス（窒素）で置換する。

i) 手順着手の判断基準

原子炉格納容器内の不活性ガス（窒素）置換が終了した場合。

ii) 操作手順

フィルタ装置内の不活性ガス（窒素）置換手順の概要は以下のとおり。概要図を第1.5-10図に、タイムチャートを第1.5-11図に示す。

①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、災害対策本部長代理にフィルタ装置内の不活性ガス（窒素）による置換を依頼する。

②災害対策本部長代理は、可搬型窒素供給装置によるフィルタ装置内への不活性ガス（窒素）注入をするための準備開始を重大事故等対応要員に指示する。

③重大事故等対応要員は、原子炉建屋西側屋外へ可搬型窒素供給装置を配備し、窒素供給用ホースを接続口に取り付け、フィルタ装置内への不活性ガス（窒素）注入をするための準備が完了したことを災害対策本部長代理に報告する。

④災害対策本部長代理は、可搬型窒素供給装置によるフィルタ装置内への不活性ガス（窒素）注入の開始を重大事故等対応要員に指示する。

⑤重大事故等対応要員は原子炉建屋西側屋外にて、フィルタベント装置窒素供給ライン元弁の全開操作を実施し、フィルタ装置内への不活性ガス（窒素）注入を開始したことを災害対策本部長代理に報告する。

- ⑥災害対策本部長代理は、可搬型窒素供給装置によるフィルタ装置内の不活性ガス（窒素）置換を開始したことを発電長に報告する。
- ⑦発電長は、運転員等にフィルタ装置スクラビング水温度の確認を指示する。
- ⑧運転員等は中央制御室にて、フィルタ装置スクラビング水温度指示値が55℃^{*1}以下であることを確認し、発電長に報告する。
- ⑨発電長は、運転員等にフィルタ装置入口水素濃度計を起動するように指示する。
- ⑩運転員等は中央制御室にて、フィルタ装置入口水素濃度計を起動し、発電長に報告するとともに、フィルタ装置入口水素濃度指示値を監視する。

※1：可搬型窒素供給装置出口温度と同程度の温度とし、さらにフィルタ装置スクラビング水温度が上昇傾向にないことの確認により冷却が完了したと判断できる温度。

iii) 操作の成立性

上記の現場対応を重大事故等対応要員6名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してからフィルタ装置内への不活性ガス（窒素）置換開始まで115分以内で可能である。

なお、炉心損傷がない状況下での格納容器ベントであるため、本操作における作業エリアの被ばく線量率は低く、作業は可能である。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、放射線防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。また、窒素供給用ホース等の接続

は速やかに作業ができるように、可搬型窒素供給装置の保管場所に使用工具及び窒素供給用ホースを配備する。車両の作業用照明、ヘッドライト及びLEDライトを用いることで、暗闇における作業性についても確保する。

(e) フィルタ装置スクラビング水移送

水の放射線分解により発生する水素がフィルタ装置内に蓄積することを防止するため、フィルタ装置スクラビング水をサブプレッション・チェンバへ移送する。移送ポンプの電源は、常設代替交流電源設備として使用する常設代替高圧電源装置又は可搬型代替交流電源設備として使用する可搬型代替低圧電源車から受電可能である。

i) 手順着手の判断基準

フィルタ装置スクラビング水温度指示値が 55°C^{*1} 以下において、フィルタ装置水位が規定値以上確保されている場合。

※1：可搬型窒素供給装置出口温度と同程度の温度とし、さらにフィルタ装置スクラビング水温度が上昇傾向にないことの確認により冷却が完了したと判断できる温度。

ii) 操作手順

フィルタ装置スクラビング水移送手順の概要は以下のとおり。概要図を第1.5-12図に、タイムチャートを第1.5-13図に示す。

①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、災害対策本部長代理にフィルタ装置水張りの準備開始を依頼する。

②災害対策本部長代理は、重大事故等対応要員にフィルタ装置水張りの準備開始を指示する。

③発電長は、運転員等にフィルタ装置スクラビング水移送の準備開始を指示する。

- ④運転員等は中央制御室にて、フィルタ装置のスクラビング水移送に必要なポンプ及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示等により確認し、発電長に報告する。
- ⑤発電長は、運転員等にフィルタ装置のスクラビング水移送に必要な系統構成を指示する。
- ⑥運転員等は[]にて、フィルタベント装置移送ライン止め弁を全開とする。
- ⑦運転員等は[]にて、フィルタベント装置ドレン移送ライン切替え弁（S/C側）を全開とする。
- ⑧運転員等は、フィルタ装置のスクラビング水移送に必要な系統構成が完了したことを発電長に報告する。
- ⑨発電長は、運転員等にフィルタ装置のスクラビング水移送を指示する。
- ⑩運転員等は中央制御室にて、移送ポンプを起動した後、フィルタ装置水位指示値が計測範囲下端である180mmまで低下したことを確認し、移送ポンプを停止する。
- ⑪運転員等は[]にて、フィルタベント装置移送ライン止め弁を全閉とする。
- ⑫運転員等は、フィルタ装置のスクラビング水移送が完了したことを発電長に報告する。
- ⑬発電長は、災害対策本部長代理にフィルタ装置水張りの準備が完了したことを報告する。
- ⑭重大事故等対応要員は、災害対策本部長代理にフィルタ装置水張りの準備が完了したことを報告する。
- ⑮災害対策本部長代理は、発電長にフィルタ装置水張りとして使

用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる送水開始を報告する。

⑩災害対策本部長代理は、重大事故等対応要員にフィルタ装置水張りとして使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプの起動を指示する。

⑪重大事故等対応要員は、フィルタ装置水張りとして使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプを起動した後、にてフィルタベント装置補給水ライン元弁の全開操作を実施し、フィルタ装置水張りとして使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプにより送水を開始したことを災害対策本部長代理に報告する。

⑫災害対策本部長代理は、発電長にフィルタ装置水張りとして使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプにより送水を開始したことを報告する。

⑬発電長は、運転員等にフィルタ装置水位を確認するように指示する。

⑭運転員等は中央制御室にて、フィルタ装置水位指示値が待機時水位下限である2,530mm以上まで水張りされたことを確認し、発電長に報告する。

⑮発電長は、災害対策本部長代理にフィルタ装置水張りとして使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる送水の停止を依頼する。

⑯災害対策本部長代理は、重大事故等対応要員にフィルタ装置水張りとして使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替

注水大型ポンプの停止を指示する。

②③重大事故等対応要員は、にてフィルタベント装置補給水ライン元弁を全閉とした後、フィルタ装置水張りとして使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプを停止し、災害対策本部長代理に報告する。

②④災害対策本部長代理は、発電長にフィルタ装置水張りとして使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる送水停止を報告する。

②⑤発電長は、運転員等にフィルタ装置スクラビング水移送ライン洗浄のため、スクラビング水移送を指示する。

②⑥運転員等はにて、フィルタベント装置移送ライン止め弁を全開とする。

②⑦運転員等は中央制御室にて、移送ポンプを起動した後、フィルタ装置水位指示値が計測範囲下端である180mmまで低下したことを確認し、移送ポンプを停止する。

②⑧運転員等は、フィルタ装置スクラビング水移送ラインの洗浄が完了したことを発電長に報告する。

②⑨発電長は、運転員等にフィルタ装置入口水素濃度を確認するように指示する。

②⑩運転員等は中央制御室にて、フィルタ装置入口水素濃度指示値が可燃限界未満であることを確認し、発電長に報告する。

②⑪発電長は、災害対策本部長代理にフィルタ装置内の不活性ガス（窒素）置換の停止を依頼する。

②⑫災害対策本部長代理は、重大事故等対応要員にフィルタ装置内

の不活性ガス（窒素）による置換の停止を指示する。

③重大事故等対応要員は原子炉建屋西側屋外にて、フィルタベント装置窒素供給ライン元弁を全閉とし、フィルタ装置内の不活性ガス（窒素）置換を停止する。

④重大事故等対応要員は、災害対策本部長代理に可搬型窒素供給装置によるフィルタ装置内の不活性ガス（窒素）置換の停止を報告する。

⑤災害対策本部長代理は、発電長に可搬型窒素供給装置によるフィルタ装置内の不活性ガス（窒素）置換の停止を報告する。

⑥発電長は、運転員等にフィルタ装置出口弁（側）を全閉とするように指示する。

⑦運転員等は、にてフィルタ装置出口弁（側）を全閉とし、発電長に報告する。

iii) 操作の成立性

上記の操作のうちフィルタ装置スクラビング水移送については、中央制御室対応を運転員等（当直運転員）1名及び現場対応を運転員等（当直運転員及び重大事故等対応要員）4名にて実施した場合、作業開始を判断してからフィルタ装置スクラビング水移送開始まで42分以内で可能である。

また、フィルタ装置水張りについては、フィルタ装置スクラビング水移送完了からフィルタ装置水張り開始までの必要な要員数及び所要時間は以下のとおり。

【フィルタ装置スクラビング水補給ライン接続口を使用したフィルタ装置水張り】（水源：淡水タンク）

・現場対応を重大事故等対応要員 8 名にて作業を実施した場合、

155 分以内で可能である。

【フィルタ装置スクラビング水補給ライン接続口を使用したフィルタ装置水張り】（水源：西側淡水貯水設備）

- ・現場対応を重大事故等対応要員 8 名にて作業を実施した場合、130 分以内で可能である。

フィルタ装置スクラビング水移送ライン洗浄については、中央制御室対応を運転員等（当直運転員）1名及び現場対応を重大事故等対応要員2名にて実施した場合、フィルタ装置水張り完了からフィルタ装置スクラビング水移送ライン洗浄開始まで42分以内で可能である。

なお、炉心損傷がない状況下での格納容器ベントであるため、本操作における作業エリアの被ばく線量率は低く、作業は可能である。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、放射線防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。また、ホース等の接続を速やかに作業できるように、フィルタ装置水張りとして使用する可搬型代替注水中型ポンプ及び可搬型代替注水大型ポンプの保管場所に使用工具及びホースを配備する。車両の作業用照明、ヘッドライト及びLEDライトを用いることで、暗闇における作業性についても確保する。室温は通常運転時と同程度である。

(2) 最終ヒートシンク（大気）への代替熱輸送（全交流動力電源喪失時の場合）

a. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作）

残留熱除去系の機能が喪失し、最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能

が喪失した場合、格納容器圧力逃がし装置により最終ヒートシンク（大気）へ熱を輸送する。

また、格納容器ベント実施中において、残留熱除去系又は代替循環冷却系による原子炉格納容器内の除熱機能が1系統回復し、可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素・酸素濃度制御機能及び可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器負圧破損防止機能が使用可能と判断した場合、並びに原子炉格納容器内の圧力310kPa [gage]（1Pd）未満、原子炉格納容器内の温度171℃未満及び原子炉格納容器内の水素濃度が可燃限界未満であることを確認した場合は、フィルタ装置入口第一弁（S/C側）又は第一弁（D/W側）を全閉し、格納容器ベントを停止することを基本として、その他の要因を考慮した上で総合的に判断し、適切に対応する。なお、フィルタ装置出口弁（側）については、フィルタ装置入口第一弁（S/C側）又は第一弁（D/W側）を全閉後、原子炉格納容器内の除熱機能が更に1系統回復する等、より安定的な状態になった場合に全閉する。

全交流動力電源喪失時に、早期の電源復旧が見込めない場合は、現場手動にて系統構成を行う。

- (a) 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱
（現場操作）

i) 手順着手の判断基準

炉心損傷^{*1}前において、全交流動力電源喪失時に外部水源による原子炉格納容器内の冷却により、サブプレッション・プール水位が上昇し、サブプレッション・プール水位指示値が通常水位+5.0mに到達した場合、又は原子炉格納容器内の冷却を実施しても、原子炉格納容器内の圧力を規定圧力（279kPa [gage]）以下に維持できない場

合。

※1：格納容器雰囲気放射線モニタでドライウェル又はサブプレッション・チェンバ内のガンマ線線量率が、設計基準事故相当のガンマ線線量率の10倍以上となった場合、又は格納容器雰囲気放射線モニタが使用できない場合に原子炉圧力容器温度で300℃以上を確認した場合。

ii) 操作手順

格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱手順の概要は以下のとおり。手順対応フローを第1.5-2図に、概要図を第1.5-14図に、タイムチャートを第1.5-15図に示す。

【S/C側ベントの場合（D/W側ベントの場合、手順⑧以外は同様。）】

①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、災害対策本部長代理に格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントの準備を依頼する。

②災害対策本部長代理は、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント準備のため、に重大事故等対応要員を派遣し、発電長に報告する。

③発電長は、格納容器圧力逃がし装置によるS/C側からの格納容器ベントの準備を開始するように運転員等に指示する（S/C側からの格納容器ベントができない場合は、D/W側からの格納容器ベントの準備を開始するように指示する。）。

④発電長は、災害対策本部長代理に格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントの準備開始を報告する。

⑤運転員等は中央制御室にて、格納容器圧力逃がし装置による格

格納容器ベントに必要な監視計器の電源が確保されていることを確認する。

⑥運転員等は中央制御室にて、S/C側ベント前の系統構成として、格納容器/サプレッション・チェンバN₂ガス供給弁、格納容器N₂ガス供給弁、サプレッション・チェンバN₂ガス供給弁、エアージェット供給入口弁、格納容器パージ弁、サプレッション・チェンバパージ弁及びN₂ガスパージ供給弁の全閉を確認する。

⑦運転員等は中央制御室にて、D/W側ベント前の系統構成として、原子炉建屋ガス処理系一次隔離弁、換気空調系一次隔離弁、原子炉建屋ガス処理系二次隔離弁及び換気空調系二次隔離弁の全閉を確認する。

⑧^a S/C側ベントの場合

運転員等は [] にて、フィルタ装置入口第一弁（S/C側）を遠隔人力操作機構による操作で全開とする。なお、フィルタ装置入口第一弁（S/C側）が開操作できない場合は、フィルタ装置入口第一弁（S/C側）バイパス弁を遠隔人力操作機構による操作で全開とする。

⑧^b D/W側ベントの場合

フィルタ装置入口第一弁（S/C側）の開操作ができない場合は、運転員等は [] にて第一弁（D/W側）を遠隔人力操作機構による操作で全開するとともに、 [] [] にて、フィルタ装置入口連絡弁を遠隔人力操作機構による操作で全開とする。

⑨運転員等は、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント準

備完了を発電長に報告する。

⑩発電長は、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント準備完了を災害対策本部長代理に報告する。

⑪発電長は、格納容器ベント判断基準であるサプレッション・プール水位指示値が通常水位+6.5mに到達した後、ドライウエル圧力又はサプレッション・チェンバ圧力指示値が310kPa [gage] (1Pd) に到達したことを確認し、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントの開始を災害対策本部長代理に報告する。

⑫発電長は、重大事故等対応要員に格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント開始を指示する。

⑬重大事故等対応要員は にて、フィルタ装置入口第二弁を遠隔人力操作機構にて全開とし、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントを開始する。フィルタ装置入口第二弁の開操作ができない場合は、フィルタ装置入口第二弁バイパス弁を遠隔人力操作機構にて全開とし、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントを開始する。

⑭運転員等は中央制御室にて、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントが開始されたことをドライウエル圧力及びサプレッション・チェンバ圧力指示値の低下、並びにフィルタ装置圧力及びフィルタ装置スクラビング水温度指示値の上昇により確認するとともに、フィルタ装置出口放射線モニタ（高レンジ・低レンジ）指示値の上昇を確認し、発電長に報告する。また、発電長は、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントが開始されたことを災害対策本部長代理に報告する。

⑮運転員等は中央制御室にて、格納容器ベント開始後、残留熱除去系又は代替循環冷却系による原子炉格納容器内の除熱機能が1系統回復し、可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素・酸素濃度制御機能及び可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器負圧破損防止機能が使用可能な場合、並びに原子炉格納容器内の圧力310kPa [gage] (1Pd) 未満、原子炉格納容器内の温度171℃未満及び原子炉格納容器内の水素濃度が可燃限界未満であることを確認することにより、格納容器ベント停止判断をする。

⑯運転員等は、又はにて、遠隔人力操作機構によりフィルタ装置入口第一弁（S/C側）又は第一弁（D/W側）の全閉操作を実施する。

iii) 操作の成立性

格納容器ベント準備開始を判断してから格納容器ベント準備完了までの必要な要員数及び所要時間は以下のとおり。

・現場からのフィルタ装置入口第一弁（S/C側）操作の場合
運転員等によるフィルタ装置入口第一弁（S/C側）までの移動は、で可能である。

現場からのフィルタ装置入口第一弁（S/C側）操作の場合、
運転員等（当直運転員3名）にて作業を実施した場合、90分以内で可能である。

重大事故等対応要員によるまでの移動は、で可能である。

・現場からの第一弁（D/W側）操作の場合
運転員等による第一弁（D/W側）までの移動は、で

可能である。

現場からの第一弁（D/W側）操作の場合、運転員等（当直運転員3名）にて作業を実施した場合、90分以内で可能である。

重大事故等対応要員によるフィルタ装置入口連絡弁までの移動は、で可能である。

現場からのフィルタ装置入口連絡弁操作の場合、重大事故等対応要員3名で実施した場合、90分以内で可能である。

重大事故等対応要員によるフィルタ装置入口連絡弁の操作の後、当該場所からまでの移動は、で可能である。

【S/C側ベント】

サブプレッション・プール水位指示値が通常水位+5.0mに到達後、又は原子炉格納容器内の冷却を実施しても、原子炉格納容器内の圧力を規定圧力（279kPa [gage]）以下に維持できない場合に、フィルタ装置入口第一弁（S/C側）操作を現場にて実施した場合、130分以内で可能である。また、サブプレッション・プール水位指示値が通常水位+6.5mに到達し、ドライウエル圧力又はサブプレッション・チェンバ圧力指示値が310kPa [gage]（1Pd）に到達後、フィルタ装置入口第二弁操作を現場にて実施した場合、30分以内で可能である。（総要員数：運転員等（当直運転員）3名、重大事故等対応要員3名、総所要時間：160分以内）

【D/W側ベント】

サブプレッション・プール水位指示値が通常水位+5.0mに到達後、又は原子炉格納容器内の冷却を実施しても、原子炉格納容器内の圧力

を規定圧力（279kPa [gage]）以下に維持できない場合に、第一弁（D/W側）操作を現場にて実施した場合、180分以内で可能である。また、サプレッション・プール水位指示値が通常水位+6.5mに到達し、ドライウェル圧力又はサプレッション・チェンバ圧力指示値が310kPa [gage]（1Pd）に到達後、フィルタ装置入口第二弁操作を現場にて実施した場合、30分以内で可能である。（総要員数：運転員等（当直運転員）3名、重大事故等対応要員3名、総所要時間：210分以内）

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、放射線防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。

遠隔人力操作機構については、速やかに操作ができるように、汎用電動工具（電動ドライバ）を操作場所近傍に配備する。また、作業エリアには蓄電池内蔵型照明を配備しており、建屋内常用照明消灯時における作業性を確保しているが、ヘッドライト及びLEDライトをバックアップとして携行する。

(3) 重大事故等時の対応手段の選択

重大事故等時の対応手段の選択方法は以下のとおり。対応手段の選択フローチャートを第1.5-22図に示す。

残留熱除去系が機能喪失した場合は、格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱を実施する。

格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントは、弁の駆動電源及び空気源がない場合、現場での手動操作を行う。

なお、格納容器圧力逃がし装置を用いて、格納容器ベントを実施する際には、スクラビングによる放射性物質の排出抑制を期待できるS/C側ベ

ントを第一優先とする。S/C側ベントラインが水没等の理由で使用できない場合は、D/Wを經由してフィルタ装置を通る経路を第二優先とする。

1.5.2.2 サポート系故障時の対応手順

(1) 最終ヒートシンク（海）への代替熱輸送

b. 代替残留熱除去系海水系による冷却水確保

(b) 操作手順

代替残留熱除去系海水系による冷却水確保手順の概要は以下のとおり（代替残留熱除去系海水系A系東側接続口又は代替残留熱除去系海水系西側接続口を使用した残留熱除去系海水系A系への冷却水送水手順を示す。代替残留熱除去系海水系B系東側接続口又は代替残留熱除去系海水系西側接続口を使用した残留熱除去系海水系B系への冷却水送水手順も同様。ただし、代替残留熱除去系海水系A系東側接続口又は代替残留熱除去系海水系西側接続口を使用した手順は、手順①以外は同様。）。手順の対応フローを第1.5-3図に、概要図を第1.5-18図に、タイムチャートを第1.5-19図に示す。

①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、災害対策本部長代理に代替残留熱除去系海水系による冷却水確保の準備開始を依頼する。

②災害対策本部長代理は、プラントの被災状況に応じて代替残留熱除去系海水系による冷却水確保のため、水源から代替残留熱除去系海水系の接続口を決定し、発電長に使用する代替残留熱除去系海水系接続口を報告する。

③災害対策本部長代理は、重大事故等対応要員に代替残留熱除去系

海水系による冷却水確保のため、使用する水源から代替残留熱除去系海水系の接続口を指示する。

④重大事故等対応要員は、代替残留熱除去系海水系として使用する可搬型代替注水大型ポンプを海に配置し、可搬型代替注水大型ポンプ付属の水中ポンプユニットを設置する。

⑤重大事故等対応要員は、海から代替残留熱除去系海水系の接続口までホースの敷設を実施する。

⑥発電長は、運転員等に代替残留熱除去系海水系による冷却水確保の準備を指示する。

⑦運転員等は中央制御室にて、代替残留熱除去系海水系による冷却水確保に必要な電動弁の電源切替え操作を実施する。

⑧運転員等は中央制御室にて、代替残留熱除去系海水系による冷却水確保に必要な電動弁の電源が確保されたこと、及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示等にて確認する。

⑨発電長は、運転員等に代替残留熱除去系海水系による冷却水確保の系統構成を指示する。

⑩運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系熱交換器（A）海水流量調整弁の自動閉信号の除外を実施する。

⑪^a 代替残留熱除去系海水系 A 系東側接続口を使用した冷却水（海水）確保の場合

運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系熱交換器（A）海水流量調整弁を全開とする。

⑪^b 代替残留熱除去系海水系西側接続口を使用した冷却水（海水）確保の場合

運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系－緊急用海水系系統分

離弁（A）を全閉とし，残留熱除去系熱交換器（A）海水流量調整弁，緊急用海水系RHR熱交換器隔離弁（A）及び緊急用海水系RHR補機隔離弁（A）を全開とする。

⑫運転員等は，発電長に代替残留熱除去系海水系による冷却水確保の系統構成が完了したことを報告する。

⑬重大事故等対応要員は，災害対策本部長代理に代替残留熱除去系海水系による冷却水確保の準備が完了したことを報告する。

⑭災害対策本部長代理は，発電長に代替残留熱除去系海水系として使用する可搬型代替注水大型ポンプによる冷却水の送水開始を報告する。

⑮災害対策本部長代理は，重大事故等対応要員に代替残留熱除去系海水系として使用する可搬型代替注水大型ポンプの起動を指示する。

⑯重大事故等対応要員は，代替残留熱除去系海水系西側接続口，代替残留熱除去系海水系A系東側接続口又は代替残留熱除去系海水系B系東側接続口の弁が全閉していることを確認した後，代替残留熱除去系海水系として使用する可搬型代替注水大型ポンプを起動し，ホース内の水張り及び空気抜きを実施する。

⑰重大事故等対応要員は，ホース内の水張り及び空気抜きが完了した後，代替残留熱除去系海水系西側接続口，代替残留熱除去系海水系A系東側接続口又は代替残留熱除去系海水系B系東側接続口の弁を全開とし，代替残留熱除去系海水系として使用する可搬型代替注水大型ポンプにより送水を開始したことを災害対策本部長代理に報告する。

⑱災害対策本部長代理は，発電長に代替残留熱除去系海水系として

使用する可搬型代替注水大型ポンプにより冷却水の送水を開始したことを報告する。

⑱発電長は、運転員等に代替残留熱除去系海水系により冷却水の供給が開始されたことを確認するように指示する。

⑳運転員等は中央制御室にて、代替残留熱除去系海水系により冷却水の供給が開始されたことを残留熱除去系海水系系統流量指示値の上昇により確認し、発電長に報告する。

㉑発電長は、災害対策本部長代理に代替残留熱除去系海水系により冷却水の供給が開始されたことを報告する。

㉒災害対策本部長代理は、重大事故等対応要員に代替残留熱除去系海水系として使用する可搬型代替注水大型ポンプの回転数を制御するように指示する。

㉓重大事故等対応要員は、可搬型代替注水大型ポンプ付きの圧力計にて圧力指示値を確認し、代替残留熱除去系海水系として使用する可搬型代替注水大型ポンプの回転数を制御し、災害対策本部長代理に報告する。

(c) 操作の成立性

上記の操作は、作業開始を判断してから代替残留熱除去系海水系による冷却水（海水）供給開始までの必要な要員数及び所要時間は以下のとおり。

【代替残留熱除去系海水系 A 系東側接続口又は代替残留熱除去系海水系 B 系東側接続口による冷却水（海水）確保の場合】

- ・中央制御室対応を運転員等（当直運転員）1名、現場対応を重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、370分以内で可能である。

【代替残留熱除去系海水系西側接続口による冷却水（海水）確保の場合】

- ・中央制御室対応を運転員等（当直運転員）1名，現場対応を重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合，290分以内で可能である。

円滑に作業できるように，移動経路を確保し，放射線防護具，照明及び通信連絡設備を整備する。また，ホース等の接続は速やかに作業ができるように，代替残留熱除去系海水系として使用する可搬型代替注水大型ポンプの保管場所に使用工具及びホースを配備する。

車両の作業用照明，ヘッドライト及びLEDライトを用いることで，暗闇における作業性についても確保する。

第1.5-1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

対応手段，対処設備，手順書一覧（3/4）

（フロントライン系故障時）

分類	機能喪失を想定する設計基準事故対処設備	対応手段	対処設備		手順書
フロントライン系故障時	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系），残留熱除去系（サブプレッション・プール冷却系）及び残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）ポンプ	原子炉格納容器内の減圧及び除熱 格納容器圧力逃がし装置による	格納容器圧力逃がし装置※3	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース） 「PCV圧力制御」 AM設備別操作手順書 重大事故等対策要領
		現場操作	遠隔人力操作機構	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ（徴候ベース） 「PCV圧力制御」 AM設備別操作手順書 重大事故等対策要領

※1：手順については「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。

※2：手順については「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」にて整備する。

※3：手順については「1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」にて整備する。

第1.5-2表 重大事故等対処に係る監視計器

監視計器一覧 (1/8)

手順書	重大事故等の対応に必要なとなる監視項目	監視パラメータ (計器)	
1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (1) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (交流動力電源が健全である場合) a. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (a) 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱			
非常時運転手順書Ⅱ (徴候ベース) 「PCV圧力制御」 AM設備別操作手順書	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率	格納容器雰囲気放射線モニタ (D/W) 格納容器雰囲気放射線モニタ (S/C)
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度
		原子炉格納容器内の圧力	ドライウエル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力
		原子炉格納容器内の水位	サブプレッション・プール水位
		電源	M/C 2C電圧 パワーセンタ (以下「パワーセンタ」を「P/C」という。) 2C電圧 M/C 2D電圧 P/C 2D電圧 緊急用M/C電圧 緊急用P/C電圧 直流 125V 主母線盤 2A電圧 直流 125V 主母線盤 2B電圧 緊急用直流 125V 主母線盤電圧
		原子炉格納容器内の水位	サブプレッション・プール水位
	操作	原子炉格納容器内の圧力	ドライウエル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力
		原子炉格納容器内の温度	ドライウエル雰囲気温度 サブプレッション・チェンバ雰囲気温度
		原子炉格納容器内の水素濃度	格納容器内水素濃度 (SA) 格納容器内水素濃度
		原子炉格納容器内の酸素濃度	格納容器内酸素濃度 (SA) 格納容器内酸素濃度
		原子炉格納容器内の水位	サブプレッション・プール水位
		最終ヒートシンクの確保	フィルタ装置圧力 フィルタ装置スクラビング水温度 フィルタ装置出口放射線モニタ (高レンジ・低レンジ)

監視計器一覧 (2/8)

手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)	
1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (1) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (交流動力電源が健全である場合) a. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (b) フィルタ装置スクラビング水補給			
AM設備別操作手順書	判断基準	最終ヒートシンクの確保 フィルタ装置水位	
	操作	最終ヒートシンクの確保 フィルタ装置水位	
1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (1) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (交流動力電源が健全である場合) a. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (c) 原子炉格納容器内の不活性ガス (窒素) 置換			
AM設備別操作手順書	判断基準	原子炉格納容器内の圧力	ドライウエル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力
		原子炉格納容器内の温度	ドライウエル雰囲気温度 サブプレッション・チェンバ雰囲気温度
		原子炉格納容器内の水素濃度	格納容器内水素濃度 (S A) 格納容器内水素濃度
	操作	原子炉格納容器内の圧力	ドライウエル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力
		原子炉格納容器内の温度	ドライウエル雰囲気温度 サブプレッション・チェンバ雰囲気温度
		原子炉格納容器内の水素濃度	格納容器内水素濃度 (S A) 格納容器内水素濃度
		原子炉格納容器内の酸素濃度	格納容器内酸素濃度 (S A) 格納容器内酸素濃度
		最終ヒートシンクの確保	残留熱除去系系統流量 代替循環冷却系格納容器スプレイ流量

監視計器一覧 (3/8)

手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)	
1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (1) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (交流動力電源が健全である場合) a. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (d) フィルタ装置内の不活性ガス (窒素) 置換			
AM設備別操作手順書	判断基準	原子炉格納容器内の圧力	ドライウエル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力
		原子炉格納容器内の水素濃度	格納容器内水素濃度 (S A) 格納容器内水素濃度
		原子炉格納容器内の酸素濃度	格納容器内酸素濃度 (S A) 格納容器内酸素濃度
	操作	最終ヒートシンクの確保	フィルタ装置スクラビング水温度 フィルタ装置入口水素濃度
1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (1) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (交流動力電源が健全である場合) a. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (e) フィルタ装置スクラビング水移送			
AM設備別操作手順書	判断基準	最終ヒートシンクの確保	フィルタ装置スクラビング水温度 フィルタ装置水位
	操作	最終ヒートシンクの確保	フィルタ装置水位 フィルタ装置入口水素濃度

監視計器一覧 (4/8)

手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)	
1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (2) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (全交流動力電源喪失時の場合) a. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作) (a) 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作)			
非常時運転手順書Ⅱ (徴候ベース) 「P C V圧力制御」 A M設備別操作手順書	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率	格納容器雰囲気放射線モニタ (D/W) 格納容器雰囲気放射線モニタ (S/C)
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度
		原子炉格納容器内の圧力	ドライウエル圧力 サプレッション・チェンバ圧力
		電源	緊急用M/C電圧 緊急用P/C電圧 緊急用直流 125V 主母線盤電圧
		原子炉格納容器内の水位	サプレッション・プール水位
	操作	原子炉格納容器内の圧力	ドライウエル圧力 サプレッション・チェンバ圧力
		原子炉格納容器内の温度	ドライウエル雰囲気温度 サプレッション・チェンバ雰囲気温度
		原子炉格納容器内の水素濃度	格納容器内水素濃度 (S A) 格納容器内水素濃度
		原子炉格納容器内の酸素濃度	格納容器内酸素濃度 (S A) 格納容器内酸素濃度
		原子炉格納容器内の水位	サプレッション・プール水位
		最終ヒートシンクの確保	フィルタ装置圧力 フィルタ装置スクラビング水温度 フィルタ装置出口放射線モニタ (高レンジ・低レンジ)

監視計器一覧 (5/8)

手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)	
1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (2) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (全交流動力電源喪失時の場合) a. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作) (b) フィルタ装置スクラビング水補給			
AM設備別操作手順書	判断基準	最終ヒートシンクの確保	フィルタ装置水位
	操作	最終ヒートシンクの確保	フィルタ装置水位
1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (2) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (全交流動力電源喪失時の場合) a. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作) (c) 原子炉格納容器内の不活性ガス (窒素) 置換			
AM設備別操作手順書	判断基準	原子炉格納容器内の圧力	ドライウエル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力
		原子炉格納容器内の温度	ドライウエル雰囲気温度 サブプレッション・チェンバ雰囲気温度
		原子炉格納容器内の水素濃度	格納容器内水素濃度 (S A) 格納容器内水素濃度
	操作	原子炉格納容器内の圧力	ドライウエル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力
		原子炉格納容器内の温度	ドライウエル雰囲気温度 サブプレッション・チェンバ雰囲気温度
		原子炉格納容器内の水素濃度	格納容器内水素濃度 (S A) 格納容器内水素濃度
		原子炉格納容器内の酸素濃度	格納容器内酸素濃度 (S A) 格納容器内酸素濃度
		最終ヒートシンクの確保	残留熱除去系系統流量 代替循環冷却系格納容器スプレイ流量

監視計器一覧 (6/8)

手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目		監視パラメータ (計器)
1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (2) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (全交流動力電源喪失時の場合) a. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作) (d) フィルタ装置内の不活性ガス (窒素) 置換			
AM設備別操作手順書	判断基準	原子炉格納容器内の圧力	ドライウエル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力
		原子炉格納容器内の水素濃度	格納容器内水素濃度 (SA) 格納容器内水素濃度
		原子炉格納容器内の酸素濃度	格納容器内酸素濃度 (SA) 格納容器内酸素濃度
	操作	最終ヒートシンクの確保	フィルタ装置スクラビング水温度 フィルタ装置入口水素濃度
1.5.2.1 フロントライン系故障時の対応手順 (2) 最終ヒートシンク (大気) への代替熱輸送 (全交流動力電源喪失時の場合) a. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作) (e) フィルタ装置スクラビング水移送			
AM設備別操作手順書	判断基準	最終ヒートシンクの確保	フィルタ装置スクラビング水温度 フィルタ装置水位
	操作	最終ヒートシンクの確保	フィルタ装置水位 フィルタ装置スクラビング水温度 フィルタ装置入口水素濃度

監視計器一覧 (7/8)

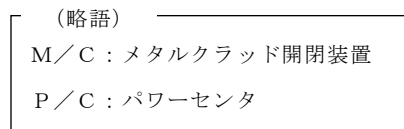
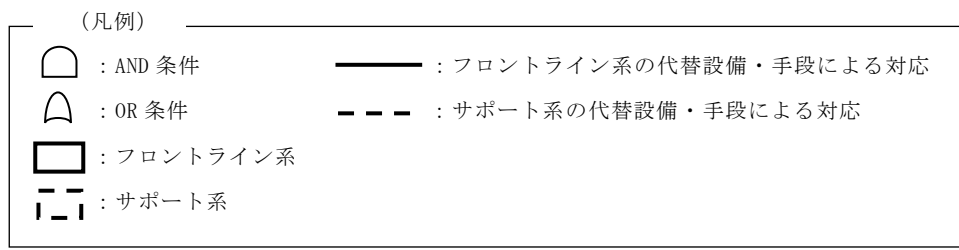
手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)	
1.5.2.2 サポート系故障時の対応手順 (1) 最終ヒートシンク (海) への代替熱輸送 a. 緊急用海水系による冷却水の確保			
非常時運転手順書Ⅱ (徴候ベース) 「S/P温度制御」等	判断基準	原子炉格納容器内の温度	ドライウエル雰囲気温度 サプレッション・チェンバ雰囲気温度 サプレッション・プール水温度
非常時運転手順書Ⅱ (停止時徴候ベース) 「停止時崩壊熱除去制御」等		原子炉格納容器内の圧力	ドライウエル圧力 サプレッション・チェンバ圧力
非常時運転手順書Ⅲ (シビアアクシデント) 「除熱-1」等		電源	緊急用M/C電圧 緊急用P/C電圧 緊急用直流125V主母線盤電圧
AM設備別操作手順書	操作	最終ヒートシンクの確保	緊急用海水系流量 (残留熱除去系熱交換器) 緊急用海水系流量 (残留熱除去系補機)
1.5.2.2 サポート系故障時の対応手順 (1) 最終ヒートシンク (海) への代替熱輸送 b. 代替残留熱除去系海水系による冷却水の確保			
非常時運転手順書Ⅱ (徴候ベース) 「S/P温度制御」等	判断基準	原子炉格納容器内の温度	ドライウエル雰囲気温度 サプレッション・チェンバ雰囲気温度 サプレッション・プール水温度
非常時運転手順書Ⅱ (停止時徴候ベース) 「停止時崩壊熱除去制御」等		原子炉格納容器内の圧力	ドライウエル圧力 サプレッション・チェンバ圧力
非常時運転手順書Ⅲ (シビアアクシデント) 「除熱-1」等		電源	緊急用M/C電圧 緊急用P/C電圧 緊急用直流125V主母線盤電圧
AM設備別操作手順書	操作	最終ヒートシンクの確保	残留熱除去系海水系系統流量

監視計器一覧 (8/8)

手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)
1.5.2.3 設計基準事故対処設備を使用した対応手順 (1) 残留熱除去系海水系による冷却水の確保		
非常時運転手順書Ⅱ (徴候ベース) 「S/P温度制御」等	判断基準	原子炉圧力容器の温度
非常時運転手順書Ⅱ (停止時徴候ベース) 「停止時崩壊熱除去制御」等		原子炉格納容器内の温度
非常時運転手順書Ⅲ (シビアアクシデント) 「除熱-1」等 AM設備別操作手順書	操作	ドライウエル圧力
		原子炉格納容器内の圧力
		原子炉格納容器内の温度
		最終ヒートシンクの確保
		原子炉格納容器内の温度
		ドライウエル雰囲気温度 サプレッション・チェンバ雰囲気温度 サプレッション・プール水温度
		ドライウエル圧力 サプレッション・チェンバ圧力
		サプレッション・プール水温度
		残留熱除去系熱交換器入口温度 残留熱除去系熱交換器出口温度 残留熱除去系海水系系統流量 残留熱除去系系統流量

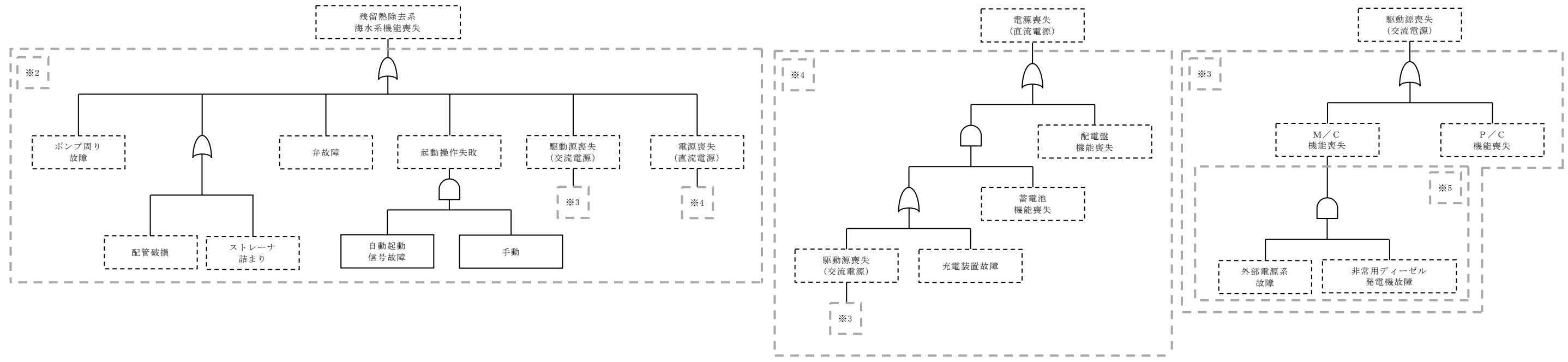
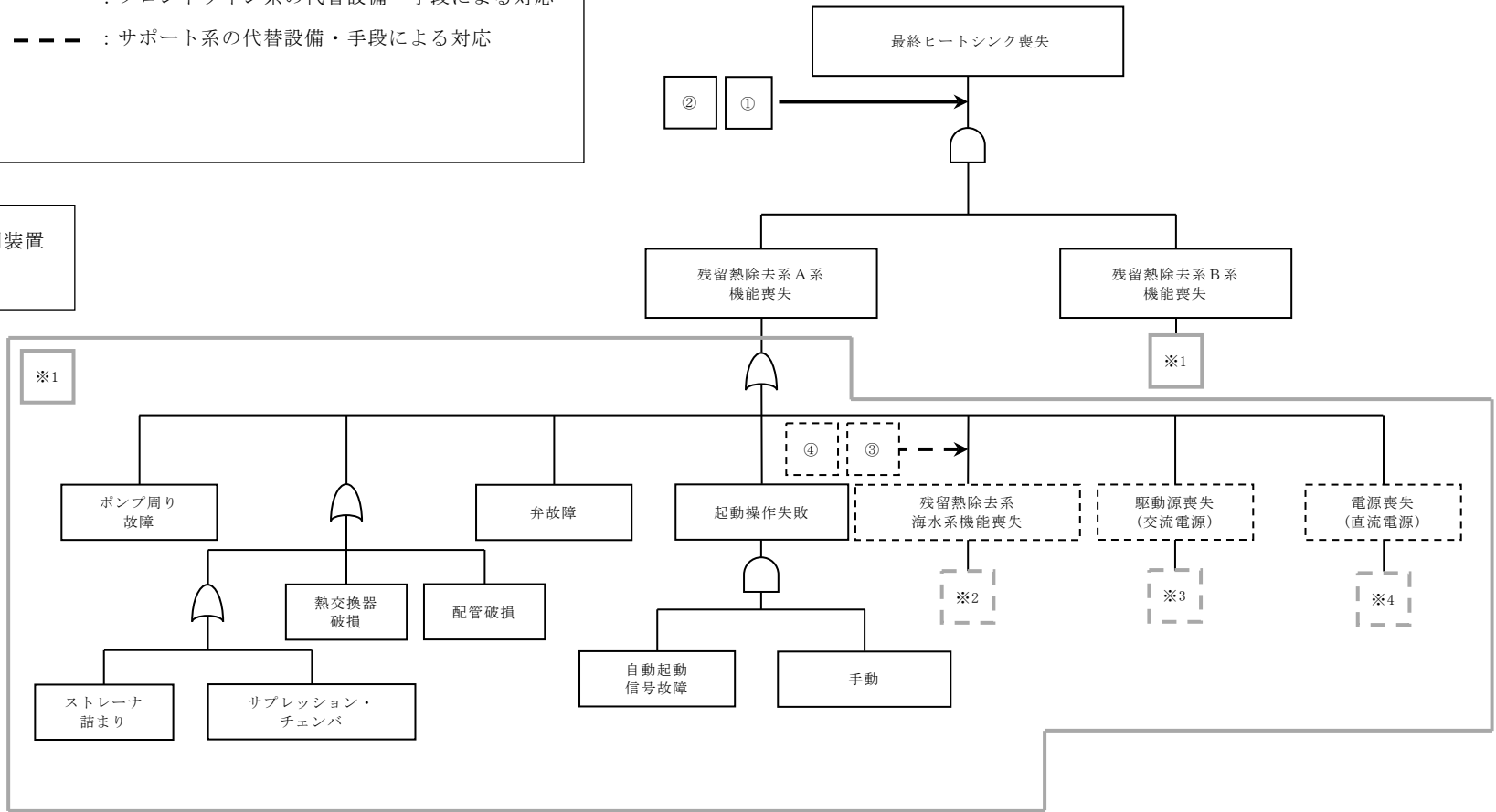
第1.5-3表 審査基準における要求事項ごとの給電対象設備

対象条文	供給対象設備	給電元 給電母線
<p>【1.5】 最終ヒートシンクへ熱を輸 送するための手順等</p>	不活性ガス系 弁	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 緊急用モータコントロールセンタ (以下「モータコントロールセン タ」を「MCC」という。) MCC 2D系
	格納容器圧力逃がし装置 弁	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 緊急用MCC MCC 2D系
	緊急用海水ポンプ	常設代替交流電源設備 緊急用M/C
	緊急用海水系 弁	常設代替交流電源設備 緊急用MCC
	残留熱除去系海水系 弁	常設代替交流電源設備 緊急用MCC MCC 2C系 MCC 2D系
	中央制御室監視計器類	常設代替交流電源設備 可搬型代替交流電源設備 直流125V主母線盤 2A 直流125V主母線盤 2B 緊急用直流125V主母線盤

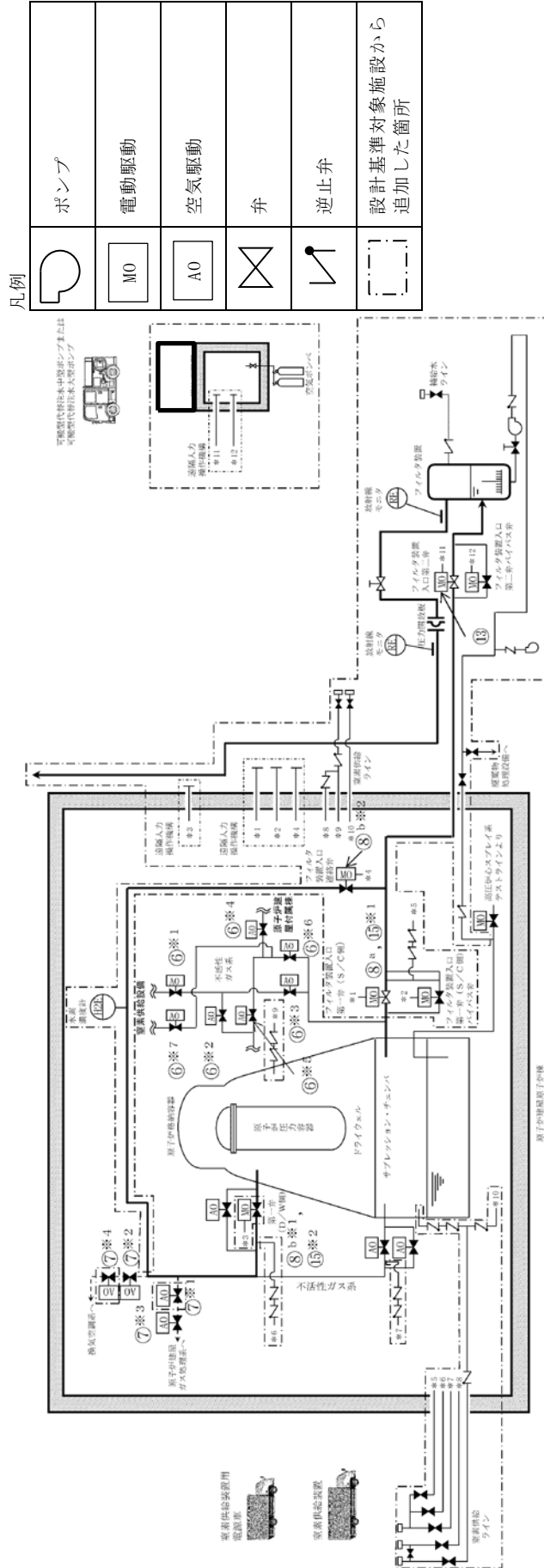


フロントライン系故障時の対応手段
 ①: 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱
 ②: 現場操作

サポート系故障時の対応手段
 ③: 緊急用海水系による除熱
 ④: 代替残留熱除去系海水系による除熱



第1.5-1図 機能喪失原因対策分析



凡例

	ポンプ
	電動駆動
	空気駆動
	弁
	逆止弁
	設計基準対象施設から追加した箇所

操作手順	弁名称	操作手順	弁名称	操作手順	弁名称
⑥※1	格納容器/サブプレッション・チェンバN ₂ ガス供給弁	⑥※6	サブプレッション・チェンババージ弁	⑦※4	換気空調系二次隔離弁
⑥※2	格納容器N ₂ ガス供給弁	⑥※7	N ₂ ガスバージ供給弁	⑧ ^a , ⑮※1	フィルタ装置入口第一弁 (S/C側)
⑥※3	サブプレッション・チェンバN ₂ ガス供給弁	⑦※1	原子炉建屋ガス処理系一次隔離弁	⑧ ^b ※1, ⑮※2	第一弁 (D/W側)
⑥※4	エアバージ供給入口弁	⑦※2	換気空調系一次隔離弁	⑧ ^b ※2	フィルタ装置入口連絡弁
⑥※5	格納容器バージ弁	⑦※3	原子炉建屋ガス処理系二次隔離弁	⑬	フィルタ装置入口第二弁

記載例 ○：操作手順番号を示す。

○※1～：同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合、その実施順を示す。

○a～：同一操作手順番号内で選択して実施する操作の優先番号を示す。

第1.5-4図 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 概要図

□ は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。

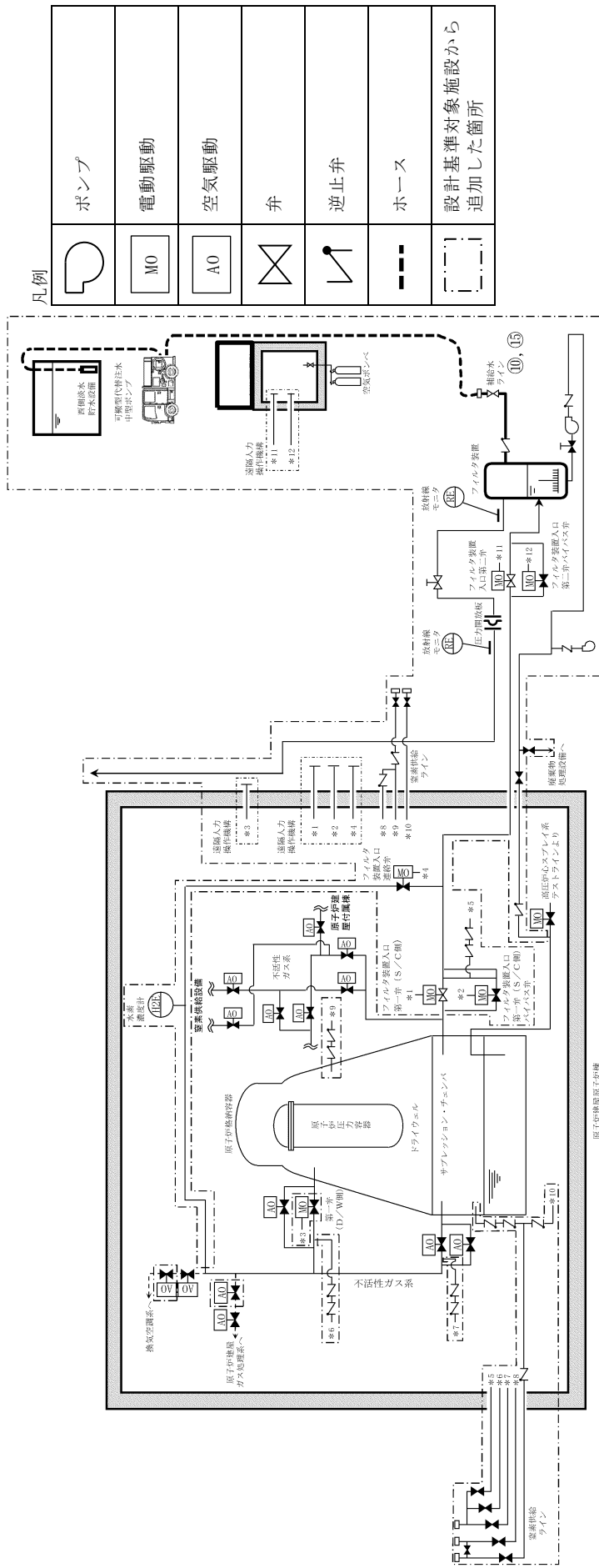
		経過時間(分)															備考		
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15			
手順の項目	実施箇所・必要要員数	格納容器ベント準備判断															8分	格納容器ベント	
格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (中央制御室操作) (格納容器ベント準備：フィルタ装置入口第一弁(S/C側))	運転員等 (当直運転員) (中央制御室)	1					系統構成											※1, ※2	
							格納容器ベント準備												
											格納容器ベント開始操作								
											→								

		経過時間(分)															備考		
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15			
手順の項目	実施箇所・必要要員数	格納容器ベント準備判断															9分	格納容器ベント	
格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (中央制御室操作) (格納容器ベント準備：第一弁(D/W側)操作の場合)	運転員等 (当直運転員) (中央制御室)	1					系統構成											※2	
							格納容器ベント準備												
											格納容器ベント開始操作								
											→								

※1：フィルタ装置入口第一弁（S/C側）の遠隔開操作不可の場合、フィルタ装置入口第一弁（S/C側）バイパス弁を開とする。中央制御室対応を運転員等（当直運転員）1名にて実施した場合、2分以内で可能である。

※2：フィルタ装置入口第二弁の遠隔開操作不可の場合、フィルタ装置入口第二弁バイパス弁を開とする。中央制御室対応を運転員等（当直運転員）1名にて実施した場合、2分以内で可能である。

第1.5-5図 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱
タイムチャート



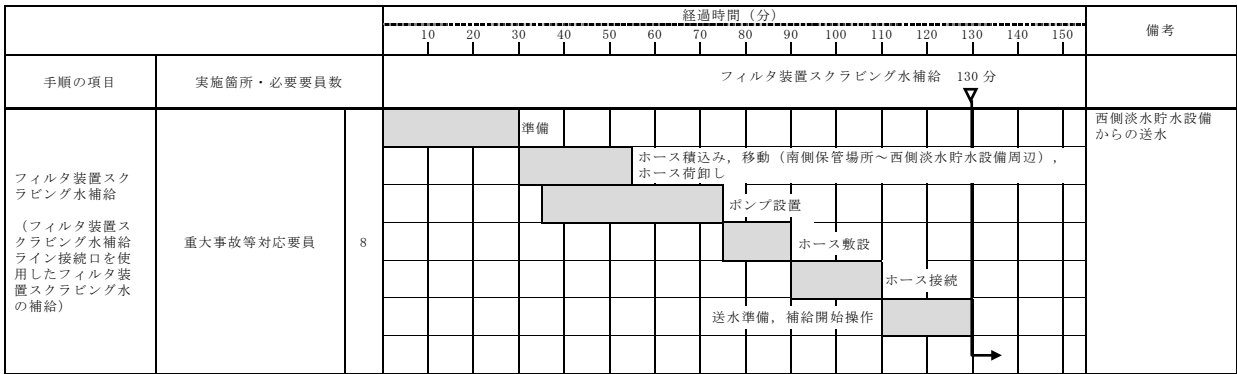
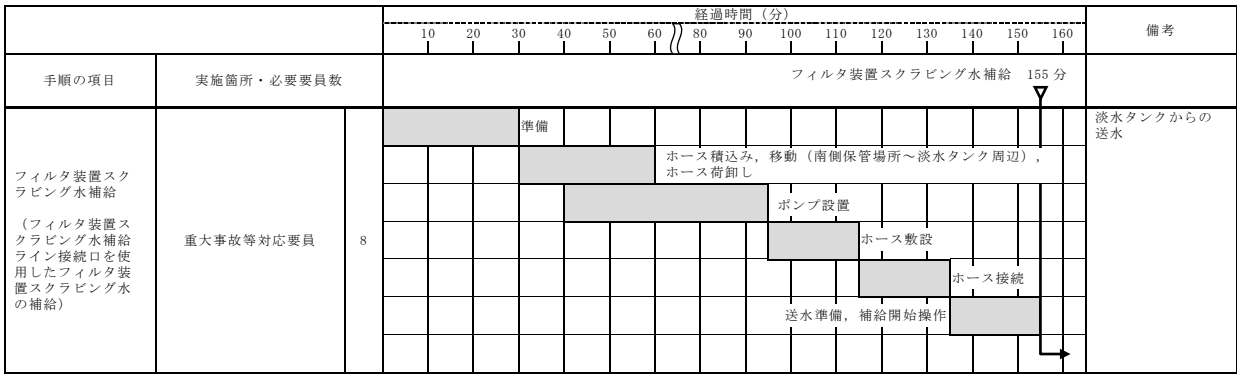
ポンプ	凡例
電動駆動	MO
空気駆動	AO
弁	✕
逆止弁	↗
ホース	---
設計基準対象施設から追加した箇所	---

操作手順	弁名称
⑩, ⑮	フィルタババント装置補給水ライン元弁

記載例 ○：操作手順番号を示す。

第1.5-6図 フィルタ装置スクラビング水補給 概要図

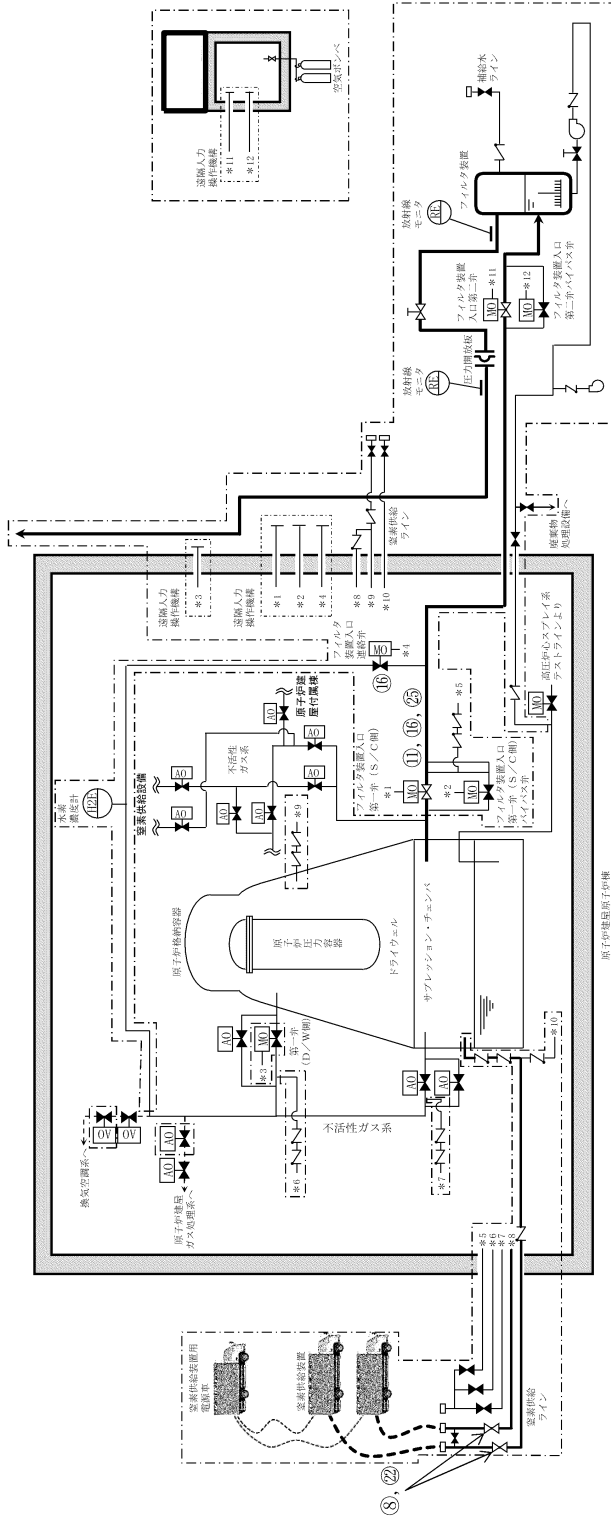
□ は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。



【ホース敷設（淡水タンクからフィルタ装置スクラビング水補給ライン接続口）の場合は348m，ホース敷設（西側淡水貯水設備からフィルタ装置スクラビング水補給ライン接続口）の場合は279m】

第1.5-7図 フィルタ装置スクラビング水補給 タイムチャート

凡例		ポンプ
		電動駆動
		空気駆動
		弁
		逆止弁
		ホース
		ケーブル
		設計基準対象施設から追加した箇所

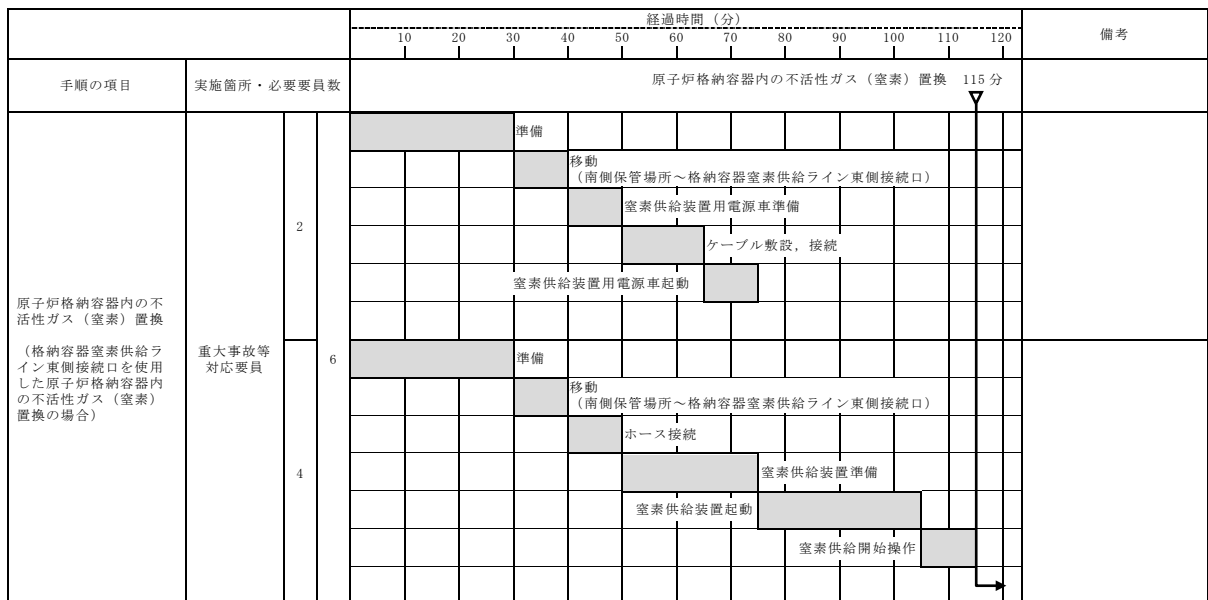
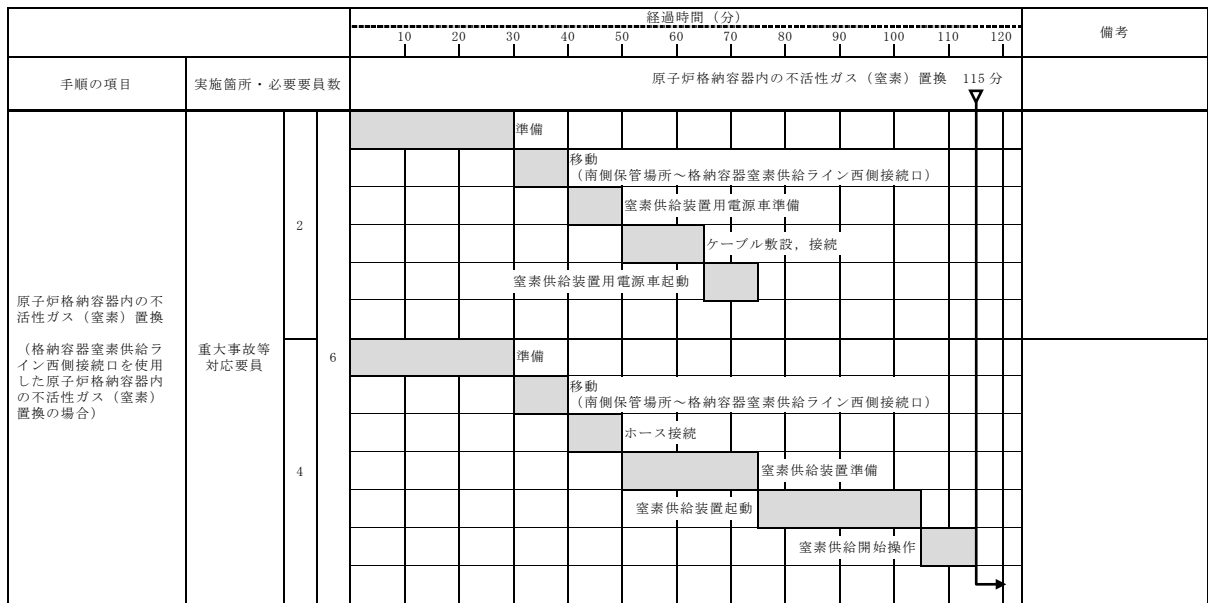


操作手順	弁名称
⑧, ⑨	窒素ガス補給弁 (S/C側及びD/W側)
⑩, ⑬, ⑮	フィルタ装置入口第一弁 (S/C側), 第一弁 (D/W側)
⑯	フィルタ装置入口連絡弁

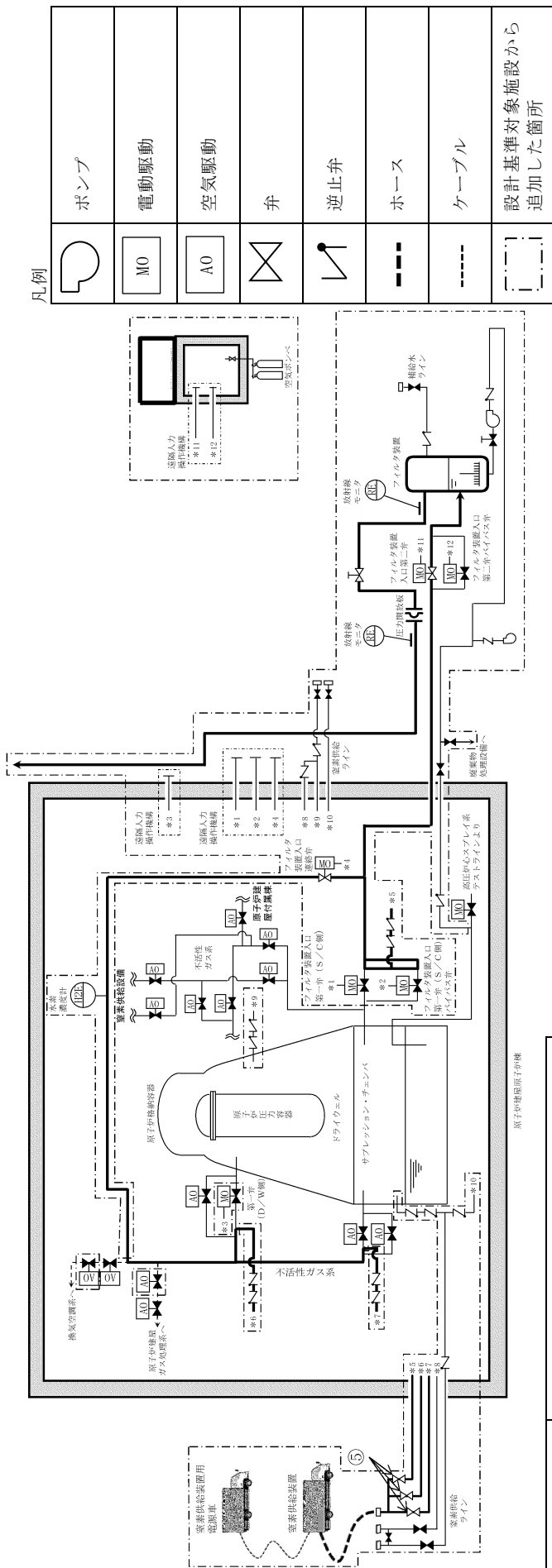
記載例 ○ : 操作手順番号を示す。

第1.5-8図 原子炉格納容器内の不活性ガス(窒素)置換 概要図

は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。



第 1.5-9 図 原子炉格納容器内の不活性ガス(窒素)置換 タイムチャート

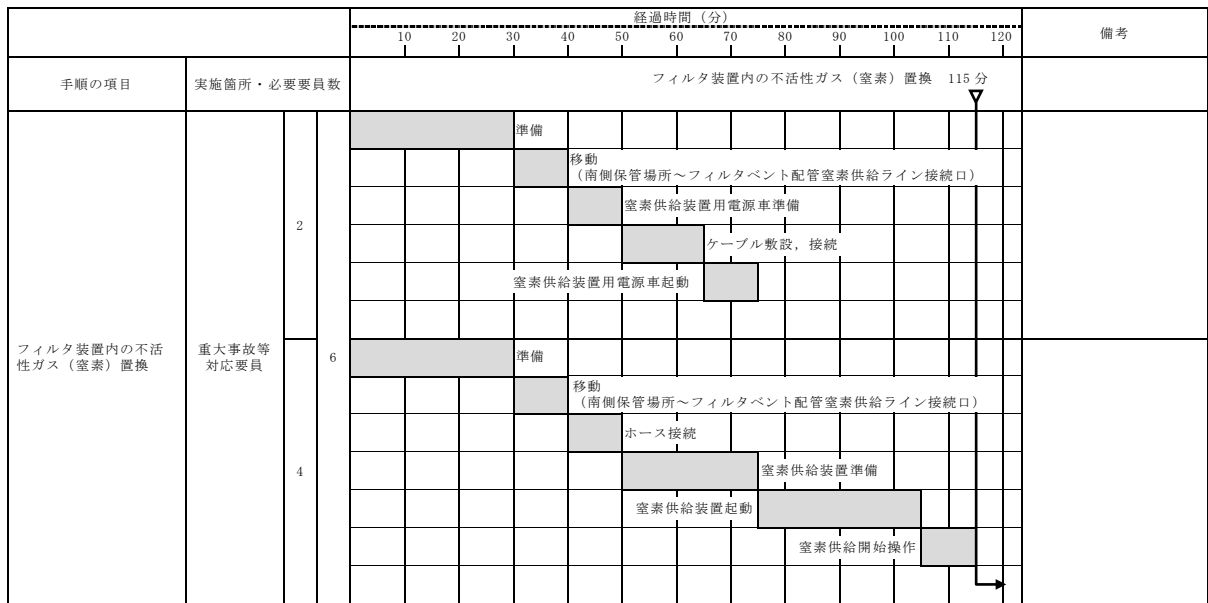


第 1.5-10 図 フィルタ装置内の不活性ガス（窒素）置換 概要図

は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。

操作手順	弁名称
⑤	フィルタベント装置窒素供給ライン元弁

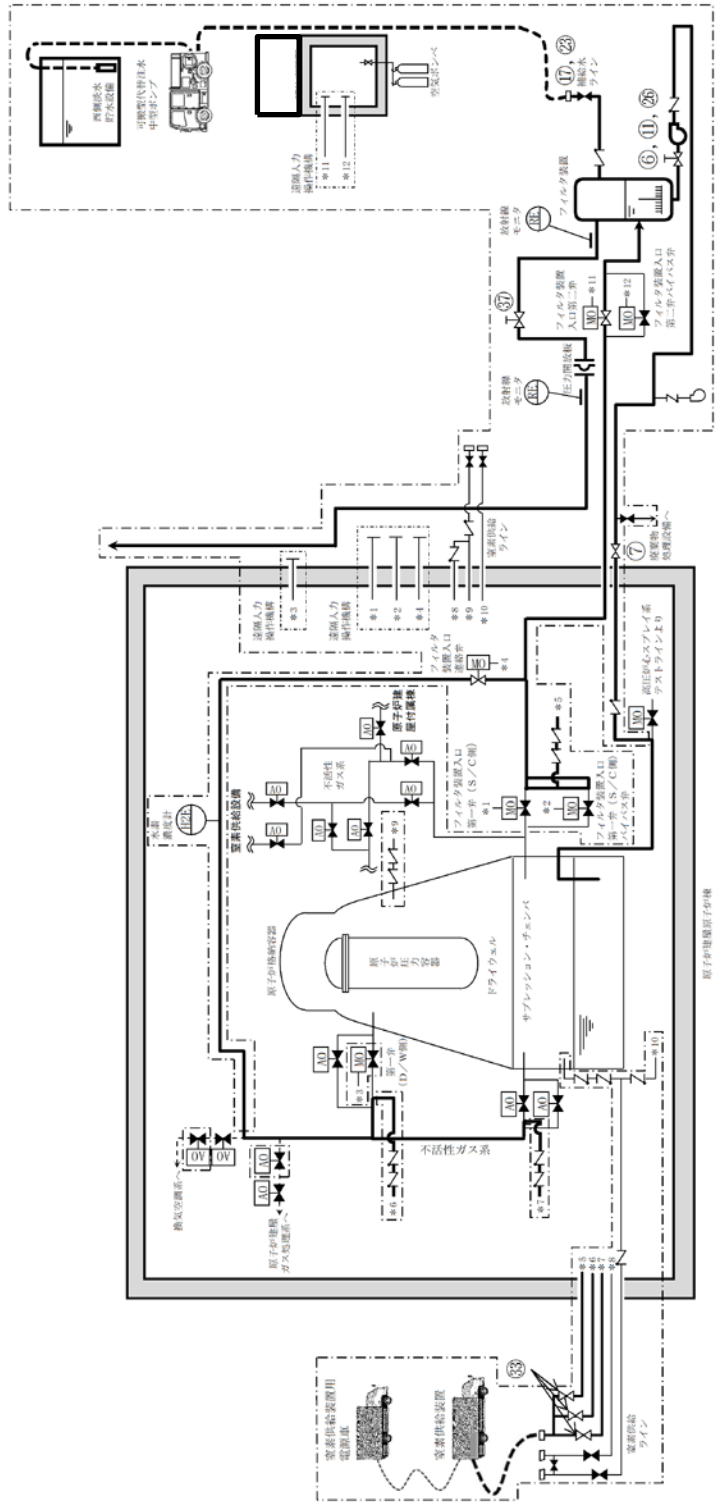
記載例 ○ : 操作手順番号を示す。



第1.5-11図 フィルタ装置内の不活性ガス(窒素)置換 タイムチャート

凡例

	ポンプ
	電動駆動
	空気駆動
	弁
	逆止弁
	ホース
	ケーブル
	設計基準対象施設から追加した箇所



操作手順	弁名称	操作手順	弁名称
⑥, ⑩, ⑳	フィルタバメント装置移送ライン止め弁	⑳	フィルタバメント装置窒素供給ライン元弁
⑦	フィルタバメント装置ドレン移送ライン切替弁 (S/C側)	⑳	フィルタ装置出口弁 (側)
⑩, ㉑	フィルタバメント装置補給水ライン元弁		

記載例 ○ : 操作手順番号を示す。

第1.5-12図 フィルタ装置スクラビング水移送 概要図

は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。

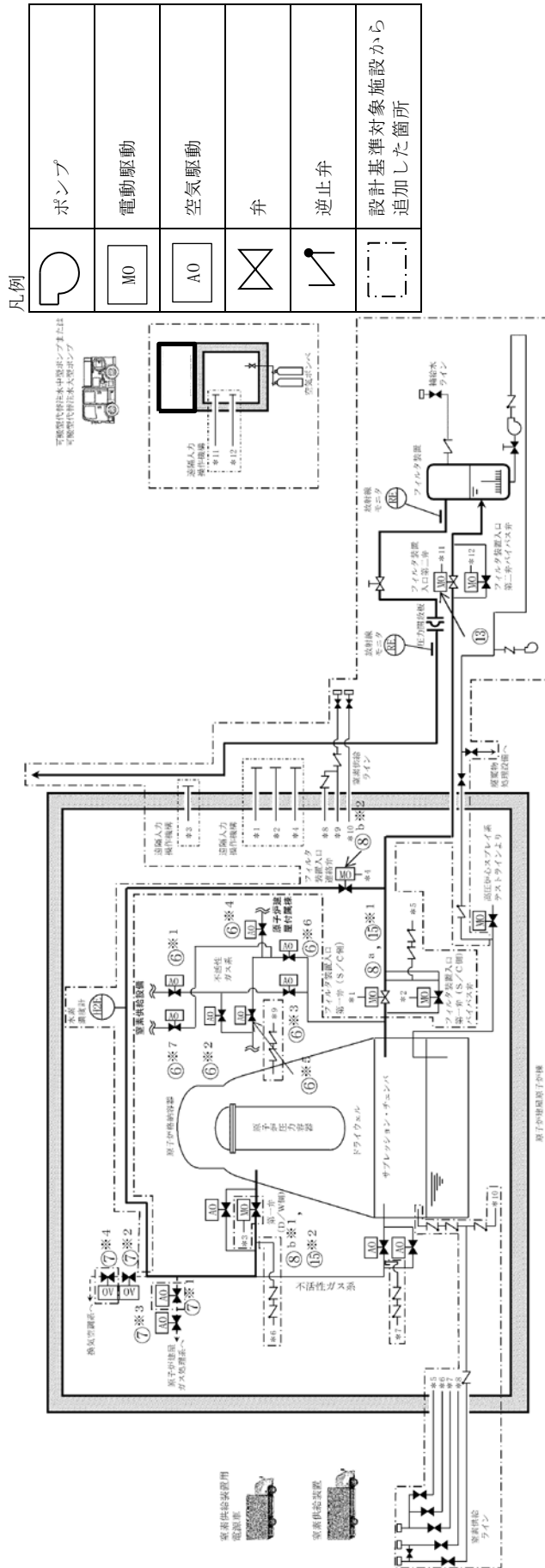
			経過時間 (分)								備考	
			10	20	30	40	50	60	70	80	90	
手順の項目	実施箇所・必要要員数		フィルタ装置スクラビング水移送 42分									
フィルタ装置スクラビング水移送	運転員等 (当直運転員) (中央制御室)	1										
	運転員等 (当直運転員) (現場)	2										
	重大事故等 対応要員	2										

			経過時間 (分)												備考							
			10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	130	140	150					
手順の項目	実施箇所・必要要員数		フィルタ装置スクラビング水補給 130分																			
フィルタ装置スクラビング水補給 (フィルタ装置スクラビング水補給ライン接続口を使用したフィルタ装置水張り)	重大事故等対応要員	8																西側淡水貯水設備からの送水				

【ホース敷設（西側淡水貯水設備からフィルタ装置スクラビング水補給ライン接続口）の場合は279m】

			経過時間 (分)								備考	
			10	20	30	40	50	60	70	80	90	
手順の項目	実施箇所・必要要員数		フィルタ装置スクラビング水移送 42分									
フィルタ装置スクラビング水移送 (フィルタ装置スクラビング水移送ライン洗浄)	運転員等 (当直運転員) (中央制御室)	1										
	重大事故等 対応要員	2										

第1.5-13図 フィルタ装置スクラビング水移送 タイムチャート (2/2)

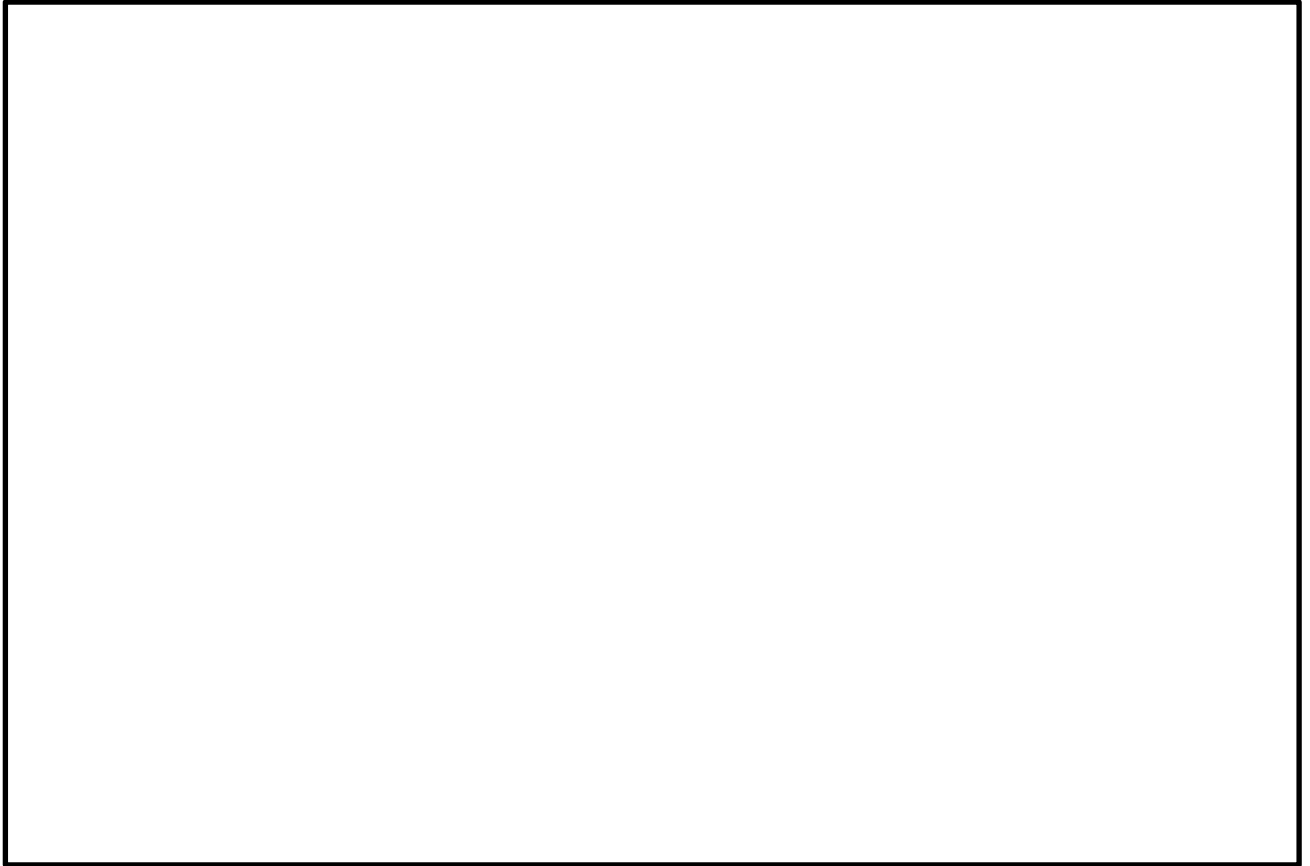


操作手順	弁名称	操作手順	弁名称	操作手順	弁名称
⑥※1	格納容器/サブプレッジョン・チェンバN ₂ ガス供給弁	⑥※6	サブプレッジョン・チェンバN ₂ ガス供給弁	⑦※4	換気空調系二次隔離弁
⑥※2	格納容器N ₂ ガス供給弁	⑥※7	N ₂ ガスバージ供給弁	⑧ ^a , ⑮※1	フィルタ装置入口第一弁 (S/C側)
⑥※3	サブプレッジョン・チェンバN ₂ ガス供給弁	⑦※1	原子炉建屋ガス処理系一次隔離弁	⑧ ^b ※1, ⑮※2	第一弁 (D/W側)
⑥※4	エアバージ供給入口弁	⑦※2	換気空調系一次隔離弁	⑧ ^b ※2	フィルタ装置入口連絡弁
⑥※5	格納容器バージ弁	⑦※3	原子炉建屋ガス処理系二次隔離弁	⑬	フィルタ装置入口第二弁

記載例 ○ : 操作手順番号を示す。
 ○※1~ : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合、その実施順を示す。
 ○^a~ : 同一操作手順番号内で選択して実施する操作がある場合の優先番号を示す。

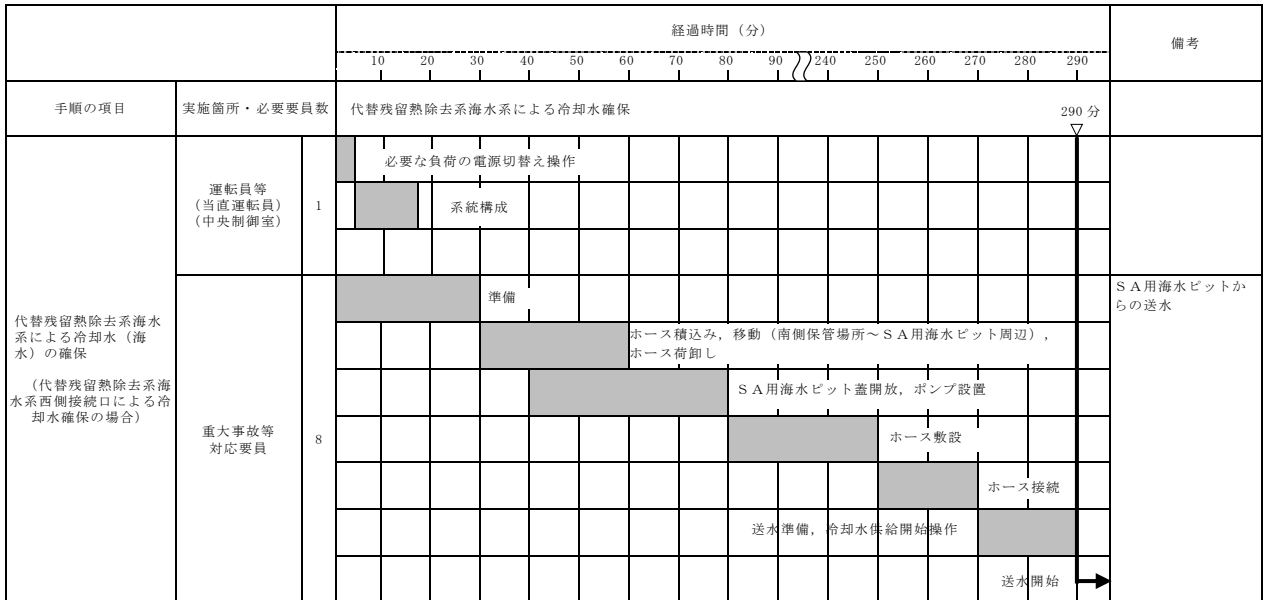
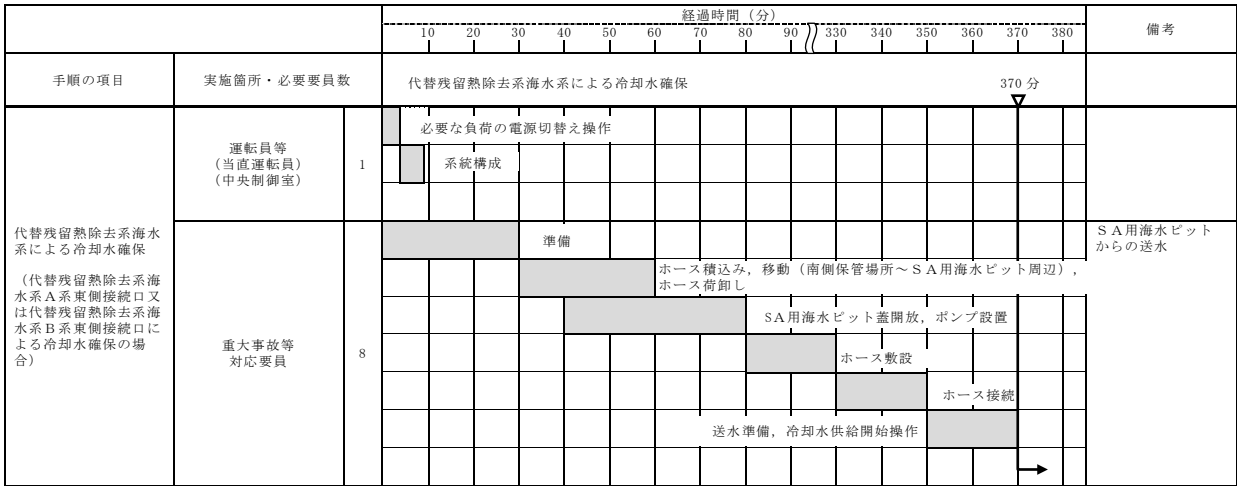
第1.5-14図 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作) 概要図

□ は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。



第1.5-15図 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作） タイムチャート

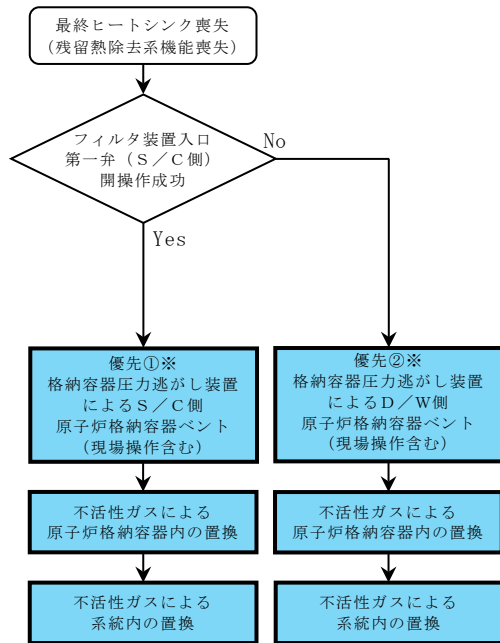
は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。



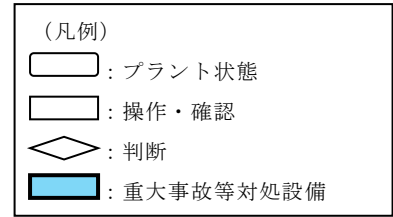
【ホース敷設（SA用海水ピットから代替残留熱除去系海水系A系東側接続口又は代替残留熱除去系海水系B系東側接続口）の場合は355m、ホース敷設（SA用海水ピットから代替残留熱除去系海水系西側接続口）の場合は267m】

第1.5-19図 代替残留熱除去系海水系による冷却水確保 タイムチャート

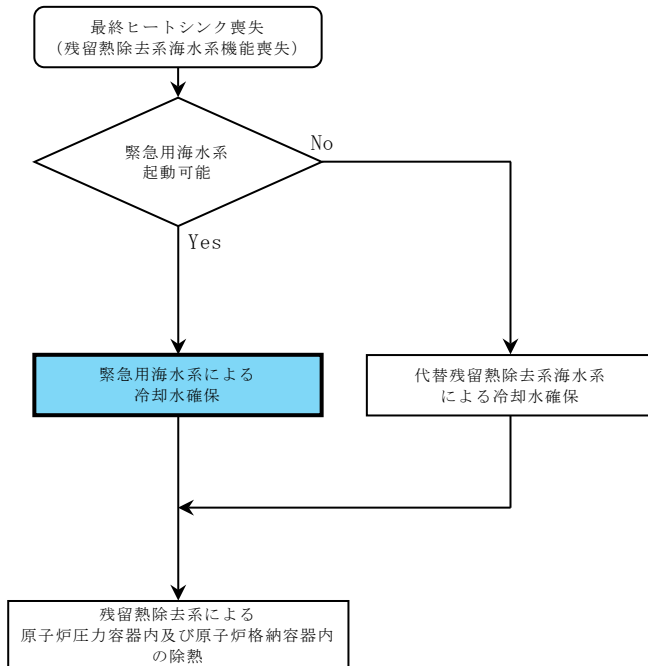
(1) フロントライン系故障時の対応手段の選択



※優先順位は①→②の順とする。



(2) サポート系故障時の対応手段の選択



第1.5-22図 重大事故等時の対応手段選択フローチャート

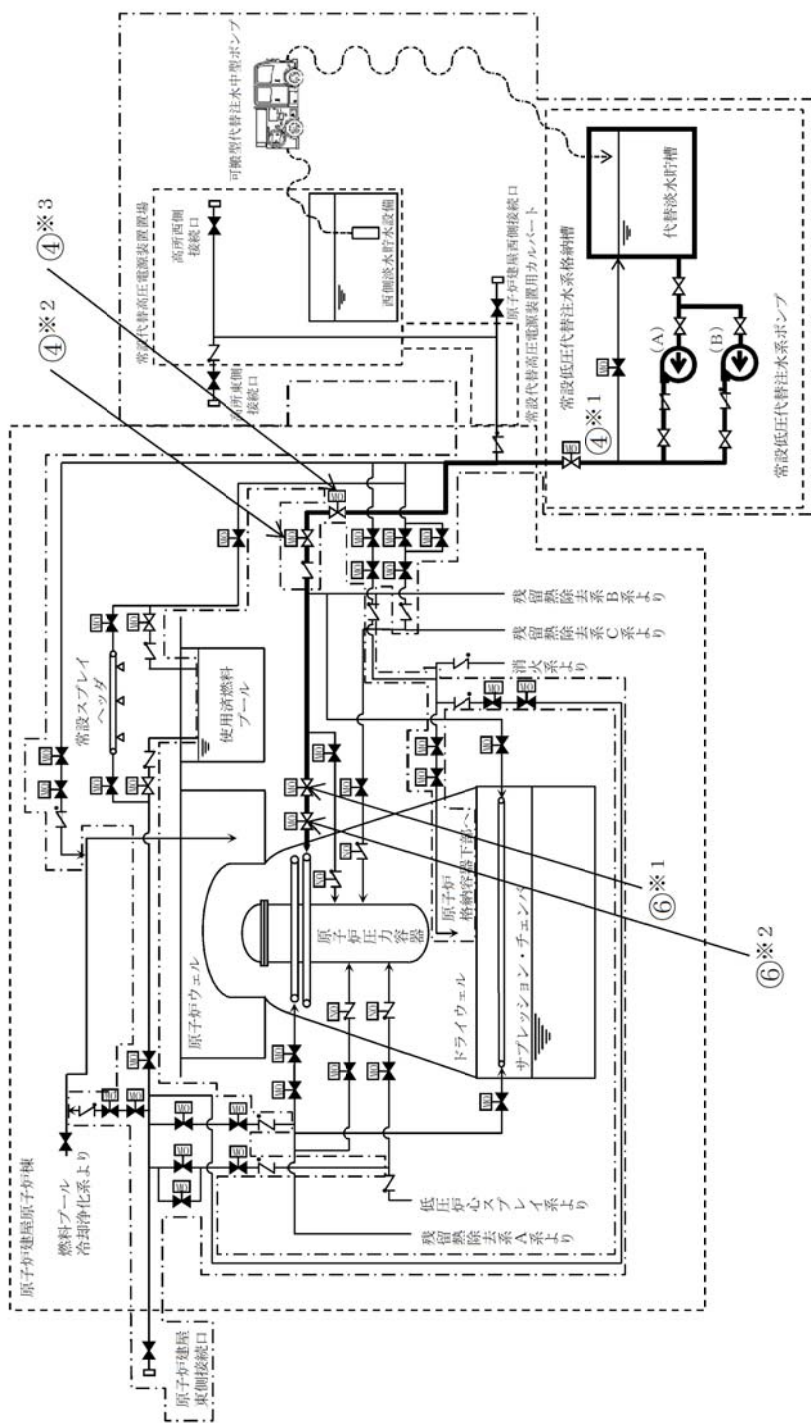
1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等

記述は、令和元年7月24日付け原規規発第1907243号をもって設置変更許可を受けた東海第二発電所の発電用原子炉設置変更許可申請書の添付書類十追補1の記述のうち、「1.6 原子炉格納容器内の冷却等のための手順等」の記載内容に同じ。

ただし、「第1.6－9図 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器内へのスプレイ 概要図」，「第1.6－15図 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイ（淡水／海水）概要図【交流動力電源が確保されている場合】」，「第1.6－16図 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイ（淡水／海水） タイムチャート【交流動力電源が確保されている場合】（1／2）」，「第1.6－16図 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイ（淡水／海水） タイムチャート【交流動力電源が確保されている場合】（2／2）」，「第1.6－17図 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイ（淡水／海水） 概要図【全交流動力電源が喪失している場合】」，「第1.6－18図 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイ（淡水／海水） タイムチャート【全交流動力電源が喪失している場合】（1／2）」及び「第1.6－18図 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイ（淡水／海水） タイムチャート【全交流動力電源が喪失している場合】（2／2）」に係わる記述を以下のとおり変更する。

凡例

	ポンプ
	電動駆動
	窒素駆動
	弁
	逆止弁
	ホース
	設計基準対象施設から追加した箇所

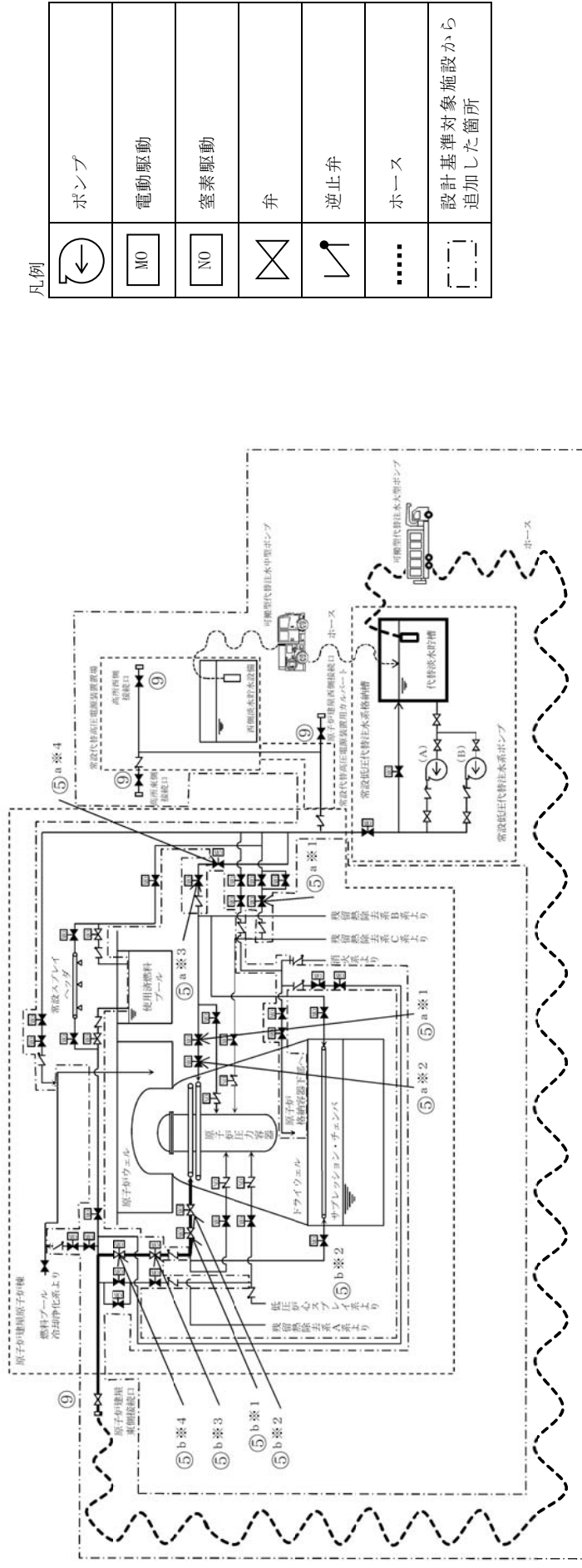


操作手順	弁名称	操作手順	弁名称
④※1	常設低圧代替注水系系統分離弁	④※3	代替格納容器スプレイ流量調整弁
④※2	代替格納容器スプレイ注水弁	⑥※1, ⑥※2	残留熱除去系B系D/Wスプレイ弁

記載例 ○：操作手順番号を示す。

○※1～：同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合、その実施順を示す。

第1.6-9図 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による原子炉格納容器内へのスプレイ 概要図



凡例

	ポンプ
MO	電動駆動
NO	窒素駆動
	弁
	逆止弁
...	ホース
	設計基準対象施設から追加した箇所

操作手順	弁名称	操作手順	弁名称
⑤ a※1, ⑤ a※2	残留熱除去系 B 系 D/W スプレイ 弁	⑤ a※4, ⑤ b※4	代替格納容器 スプレイ 流量調整弁
⑤ b※1, ⑤ b※2	残留熱除去系 A 系 D/W スプレイ 弁	⑨	原子炉建屋西側接続口の弁, 高所西側接続口の弁, 高所東側接続口の弁, 原子炉建屋東側接続口の弁
⑤ a※3, ⑤ b※3	代替格納容器 スプレイ 注水弁		

記載例 ○ : 操作手順番号を示す。
 ○ a ~ : 同一操作手順番号内で選択して実施する操作がある場合の操作手順の優先番号を示す。
 ○ ※ 1 ~ : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合, その実施順を示す。

第1.6-15図 代替格納容器 スプレイ 冷却系 (可搬型) による原子炉格納容器内へのスプレイ (淡水/海水) 概要図【交流

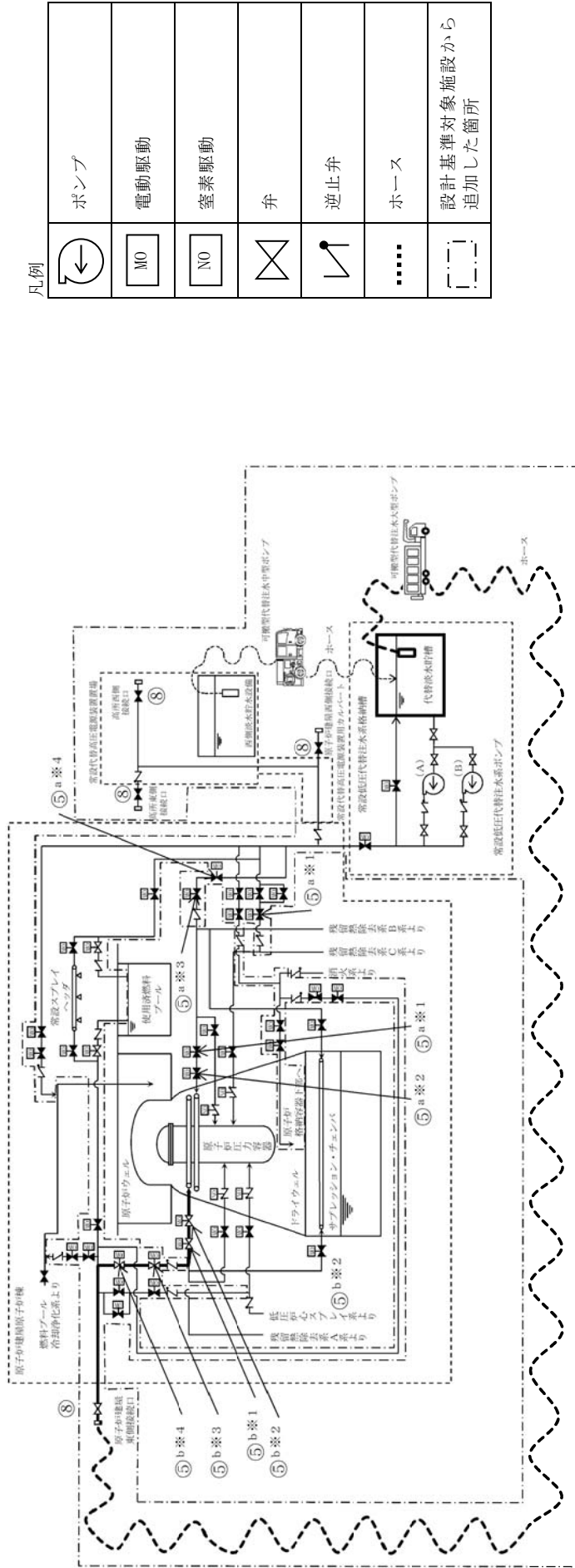
動力電源が確保されている場合】

		経過時間(分)																		備考																																			
		10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	130	140	150	160	170	180		190	200	210	220	230	240	250	260	270	280	290	300	310	320	330	340	350	360	370	380	390	400	410	420	430	440	450	460	470	480	490	500	510	520	530
手順の項目	実施箇所・必要要員数	代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)による原子炉格納容器内へのスプレイ 535分																																																					
代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)による原子炉格納容器内へのスプレイ(淡水/海水) (中央制御室操作) (残留熱除去系A系配管を使用した原子炉建屋東側接続口による原子炉格納容器内へのスプレイの場合)	運転員等(当直運転員)(中央制御室)	1	必要な負荷の電源切替え操作 系統構成																																																				
	重大事故等対応要員	8	準備 ホース積み込み, 移動(南側保管場所~代替淡水貯槽周辺), ホース荷卸し 代替淡水貯槽蓋開放, ポンプ設置 ホース敷設 ホース接続 送水準備, スプレイ開始操作																																						代替淡水貯槽からの送水														

		経過時間(分)																		備考																																			
		10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	130	140	150	160	170	180		190	200	210	220	230	240	250	260	270	280	290	300	310	320	330	340	350	360	370	380	390	400	410	420	430	440	450	460	470	480	490	500	510	520	530
手順の項目	実施箇所・必要要員数	代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)による原子炉格納容器内へのスプレイ 320分																																																					
代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)による原子炉格納容器内へのスプレイ(淡水/海水) (中央制御室操作) (残留熱除去系A系配管を使用した原子炉建屋東側接続口による原子炉格納容器内へのスプレイの場合)	運転員等(当直運転員)(中央制御室)	1	必要な負荷の電源切替え操作 系統構成																																																				
	重大事故等対応要員	8	準備 ホース積み込み, 移動(南側保管場所~西側淡水貯水設備周辺), ホース荷卸し 西側淡水貯水設備蓋開放, ポンプ設置 ホース敷設 ホース接続 送水準備, スプレイ開始操作																																						西側淡水貯水設備からの送水														

【ホース敷設(代替淡水貯槽から原子炉建屋東側接続口)の場合は542m, ホース敷設(西側淡水貯水設備から原子炉建屋東側接続口)の場合は871m】

第1.6-16図 代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)による原子炉格納容器内へのスプレイ(淡水/海水) タイムチャート【交流動力電源が確保されている場合】(2/2)



凡例

	ポンプ
	電動駆動
	窒素駆動
	弁
	逆止弁
	ホース
	設計基準対象施設から追加した箇所

操作手順	弁名称	操作手順	弁名称
⑤ a ※ 1, ⑤ a ※ 2	残留熱除去系 B 系 D / W スプレイ 弁	⑤ a ※ 4, ⑤ b ※ 4	代替格納容器 スプレイ 流量調整弁
⑤ b ※ 1, ⑤ b ※ 2	残留熱除去系 A 系 D / W スプレイ 弁	⑧	原子炉 建屋 西側 接続口 の 弁, 高所 西側 接続口 の 弁, 高所 東側 接続口 の 弁, 原子炉 建屋 東側 接続口 の 弁
⑤ a ※ 3, ⑤ b ※ 3	代替格納容器 スプレイ 注水 弁		

記載例 ○ : 操作手順番号を示す。
 ○ a ~ : 同一操作手順番号内で選択して実施する操作がある場合の操作手順の優先番号を示す。
 ○ ※ 1 ~ : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合、その実施順を示す。

第1.6-17図 代替格納容器 スプレイ 冷却系 (可搬型) による原子炉格納容器内へのスプレイ (淡水/海水) 概要図【全交

流動力電源が喪失している場合】

手順の項目		実施箇所・必要要員数		経過時間(分)																			備考
				10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	130	140	150	160	170	180	190	
				代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)による原子炉格納容器内へのスプレイ 215分																			
代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)による原子炉格納容器内へのスプレイ(淡水/海水) (現場操作) (残留熱除去系B系配管を使用した高所東側接続口による原子炉格納容器内へのスプレイの場合)	運転員等(当直運転員)(現場)	3	6																移動, 系統構成				
	運転員等(重大事故等対応要員)(現場)	3																					
	重大事故等対応要員	8	準備				ホース積み込み, 移動(南側保管場所~代替淡水貯槽周辺), ホース荷卸し				代替淡水貯槽蓋開放, ポンプ設置				ホース敷設				ホース接続			代替淡水貯槽からの送水	
				送水準備, スプレイ開始操作																			

手順の項目		実施箇所・必要要員数		経過時間(分)																			備考
				10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	130	140	150	160	170	180	190	
				代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)による原子炉格納容器内へのスプレイ 215分																			
代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)による原子炉格納容器内へのスプレイ(淡水/海水) (現場操作) (残留熱除去系B系配管を使用した高所西側接続口による原子炉格納容器内へのスプレイの場合)	運転員等(当直運転員)(現場)	3	6																移動, 系統構成				
	運転員等(重大事故等対応要員)(現場)	3																					
	重大事故等対応要員	8	準備				ホース積み込み, 移動(南側保管場所~西側淡水貯水設備周辺), ホース荷卸し				西側淡水貯水設備蓋開放, ポンプ設置, ホース敷設				ホース接続			西側淡水貯水設備からの送水					
				送水準備, スプレイ開始操作																			

【ホース敷設(代替淡水貯槽から高所東側接続口)の場合は402m, ホース敷設(西側淡水貯水設備から高所西側接続口)の場合は70m】

第1.6-18図 代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)による原子炉格納容器内へのスプレイ(淡水/海水) タイムチャート【全交流動力電源が喪失している場合】(1/2)

				経過時間(分)																				備考																		
				10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	130	140	150	160	170	180	190	200	210	220	230	240	250	260	270	280	290	300	310	320	330	340	350	360			
手順の項目	実施箇所・必要要員数	代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)による原子炉格納容器内へのスプレイ 535分																																								
代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)による原子炉格納容器内へのスプレイ(淡水/海水) (現場操作) (残留熱除去系A系配管を使用した原子炉建屋東側接続口による原子炉格納容器内へのスプレイの場合)	運転員等(当直運転員)(現場)	3	6	移動, 系統構成																																						
	運転員等(重大事故等対応要員)(現場)	3																																								
	重大事故等対応要員	8	準備 ホース積み込み, 移動(南側保管場所~代替淡水貯槽周辺), ホース荷卸し 代替淡水貯槽蓋開放, ポンプ設置 ホース敷設 ホース接続 送水準備, スプレイ開始操作																																							
																																										代替淡水貯槽からの送水

				経過時間(分)																				備考																		
				10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	130	140	150	160	170	180	190	200	210	220	230	240	250	260	270	280	290	300	310	320	330	340	350	360			
手順の項目	実施箇所・必要要員数	代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)による原子炉格納容器内へのスプレイ 320分																																								
代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)による原子炉格納容器内へのスプレイ(淡水/海水) (現場操作) (残留熱除去系A系配管を使用した原子炉建屋東側接続口による原子炉格納容器内へのスプレイの場合)	運転員等(当直運転員)(現場)	3	6	移動, 系統構成																																						
	運転員等(重大事故等対応要員)(現場)	3																																								
	重大事故等対応要員	8	準備 ホース積み込み, 移動(南側保管場所~西側淡水貯水設備周辺), ホース荷卸し 西側淡水貯水設備蓋開放, ポンプ設置 ホース敷設 ホース接続 送水準備, スプレイ開始操作																																							
																																										西側淡水貯水設備からの送水

【ホース敷設(代替淡水貯槽から原子炉建屋東側接続口)の場合は542m, ホース敷設(西側淡水貯水設備から原子炉建屋東側接続口)の場合は871m】

第 1.6-18 図 代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)による原子炉格納容器内へのスプレイ(淡水/海水) タイムチャート【全交流動力電源が喪失している場合】 (2/2)

1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等

記述は、令和元年7月24日付け原規規発第1907243号をもって設置変更許可を受けた東海第二発電所の発電用原子炉設置変更許可申請書の添付書類十追補1の記述のうち、「1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」の記載内容に同じ。

ただし、「1.7.1(2) a. (b) i) 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱」, 「1.7.1(2) a. (b) ii) 現場操作」, 「1.7.1(2) a. (b) iii) 不活性ガス（窒素）による系統内の置換」, 「1.7.1(2) a. (d) 重大事故等対処設備と自主対策設備」, 「1.7.2.1(1) b. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱」, 「1.7.2.1(2) a. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作）」, 「第1.7－1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」, 「第1.7－2表 重大事故等対処に係る監視計器監視計器一覧（2/10）」, 「第1.7－2表 重大事故等対処に係る監視計器監視計器一覧（3/10）」, 「第1.7－2表 重大事故等対処に係る監視計器監視計器一覧（8/10）」, 「第1.7－1図 非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）「除熱－1」における対応フロー」, 「第1.7－2図 非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）「放出」における対応フロー」, 「第1.7－5図 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱概要図」, 「第1.7－6図 の正圧化 概要図」, 「第1.7－7図 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 タイムチャート（1/2）」, 「第1.7－7図 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 タイムチャート（2/2）」, 「第1.7－8図 フィルタ装置スクラビング水補給 概要図」, 「第1.7－9図

フィルタ装置スクラビング水補給 タイムチャート」, 「第1.7-10図 原子炉格納容器内の不活性ガス(窒素)置換 概要図」, 「第1.7-11図 原子炉格納容器内の不活性ガス(窒素)置換 タイムチャート」, 「第1.7-12図 フィルタ装置内の不活性ガス(窒素)置換 概要図」, 「第1.7-13図 フィルタ装置内の不活性ガス(窒素)置換 タイムチャート」, 「第1.7-14図 フィルタ装置スクラビング水移送 概要図」, 「第1.7-15図 フィルタ装置スクラビング水移送 タイムチャート(1/2)」, 「第1.7-15図 フィルタ装置スクラビング水移送 タイムチャート(2/2)」, 「第1.7-18図 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱(現場操作) 概要図」, 「第1.7-19図 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱(現場操作) タイムチャート(1/2)」, 「第1.7-19図 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱(現場操作) タイムチャート(2/2)」及び「第1.7-20図 重大事故等時の対応手段選択フローチャート」に係わる記述を以下のとおり変更する。

1.7.1 対応手段と設備の選定

(2) 対応手段と設備の選定の結果

a. 原子炉格納容器の過圧破損防止のための対応手段及び設備

(b) 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱

i) 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱

炉心の著しい損傷が発生した場合において、原子炉格納容器の破損を防止するため、格納容器圧力逃がし装置により原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させる手段がある。

格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱で使用する設備は以下のとおり。

- ・フィルタ装置
- ・第一弁（D/W側）
- ・フィルタ装置入口連絡弁
- ・フィルタ装置入口第一弁（S/C側）
- ・フィルタ装置入口第一弁（S/C側）バイパス弁
- ・フィルタ装置入口第二弁
- ・フィルタ装置入口第二弁バイパス弁
- ・遠隔人力操作機構
- ・ 遮蔽
- ・ 空気ポンベユニット（空気ポンベ）
- ・圧力開放板
- ・可搬型窒素供給装置
- ・移送ポンプ
- ・フィルタ装置遮蔽
- ・配管遮蔽
- ・不活性ガス系配管・弁
- ・格納容器圧力逃がし装置配管・弁
- ・ 空気ポンベユニット（配管・弁）
- ・窒素供給配管・弁
- ・移送配管・弁
- ・補給水配管・弁

- ・原子炉格納容器（サブプレッション・チェンバを含む）
- ・真空破壊弁
- ・可搬型代替注水中型ポンプ
- ・可搬型代替注水大型ポンプ
- ・西側淡水貯水設備
- ・代替淡水貯槽
- ・淡水タンク※²
- ・常設代替交流電源設備
- ・可搬型代替交流電源設備
- ・常設代替直流電源設備
- ・可搬型代替直流電源設備
- ・燃料給油設備

※² 淡水タンク：多目的タンク，ろ過水貯蔵タンク，原水タンク
及び純水貯蔵タンクを示す。

格納容器ベントを実施する際の設備とラインの優先順位は以下のとおりとする。

優先①：格納容器圧力逃がし装置によるS/C側ベント

優先②：格納容器圧力逃がし装置によるD/W側ベント

なお，可搬型代替注水中型ポンプによるフィルタ装置への水の補給は，原則として西側淡水貯水設備又は淡水タンクの淡水を利用する。

また，可搬型代替注水大型ポンプによるフィルタ装置への水の補給は，原則として代替淡水貯槽又は淡水タンクの淡水を利用する。

ii) 現場操作

格納容器圧力逃がし装置の隔離弁（電動駆動弁）の駆動源や制御

電源が喪失した場合、隔離弁を遠隔で手動操作することで原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させる手段がある。

放射線防護対策として、隔離弁を遠隔で手動操作するエリアは二次格納施設外である []、 [] 又は [] とする。さらに、格納容器圧力逃がし装置のフィルタ装置入口第二弁及びフィルタ装置入口第二弁バイパス弁の操作場所である [] は、必要な要員を収容可能な遮蔽に囲まれた空間とし、 [] [] 空気ポンベユニットにて正圧化することにより、外気の流入を一定時間遮断することで、格納容器圧力逃がし装置を使用する際のプルームの影響による操作員の被ばくを低減する。

格納容器圧力逃がし装置の現場操作で使用する設備は以下のとおり。

- ・遠隔人力操作機構

- ・ [] 遮蔽

- ・ [] 空気ポンベユニット（空気ポンベ）

- ・ [] 空気ポンベユニット（配管・弁）

iii) 不活性ガス（窒素）による系統内の置換

排気中に含まれる可燃性ガスによる爆発を防ぐため、格納容器圧力逃がし装置の系統内を不活性ガス（窒素）で置換する手段がある。

不活性ガス（窒素）による系統内の置換で使用する設備は以下のとおり。

- ・可搬型窒素供給装置

- ・不活性ガス系配管・弁
- ・格納容器圧力逃がし装置配管・弁
- ・フィルタ装置
- ・常設代替交流電源設備
- ・可搬型代替交流電源設備
- ・燃料給油設備

(d) 重大事故等対処設備と自主対策設備

代替循環冷却系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱で使用する設備のうち、代替循環冷却系ポンプ、残留熱除去系熱交換器、残留熱除去系海水系ポンプ、残留熱除去系海水系ストレーナ、緊急用海水ポンプ、緊急用海水系ストレーナ、可搬型代替注水大型ポンプ、サプレッション・チェンバ、代替淡水貯槽、残留熱除去系配管・弁・ストレーナ・スプレイヘッド、代替循環冷却系配管・弁、ホース、原子炉圧力容器、原子炉格納容器、常設代替交流電源設備及び燃料給油設備は重大事故等対処設備として位置付ける。

格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱で使用する設備のうち、フィルタ装置、第一弁（D/W側）、フィルタ装置入口連絡弁、フィルタ装置入口第一弁（S/C側）、フィルタ装置入口第一弁（S/C側）バイパス弁、フィルタ装置入口第二弁、フィルタ装置入口第二弁バイパス弁、遠隔人力操作機構、 遮蔽、 空気ボンベユニット（空気ボンベ）、圧力開放板、可搬型窒素供給装置、移送ポンプ、フィルタ装置遮蔽、配管遮蔽、不活性ガス系配管・弁、格納容器圧力逃がし装置配管・弁、 空気ボンベユニット（配管・弁）、窒素供給配管・弁、移送配管・弁、補給水

配管・弁，原子炉格納容器（サブプレッション・チェンバを含む），真空破壊弁，可搬型代替注水中型ポンプ，可搬型代替注水大型ポンプ，西側淡水貯水設備，代替淡水貯槽，常設代替交流電源設備，可搬型代替交流電源設備，常設代替直流電源設備，可搬型代替直流電源設備及び燃料給油設備は重大事故等対処設備として位置付ける。

現場操作で使用する設備のうち，遠隔人力操作機構，
遮蔽，空気ボンベユニット（空気ボンベ）及び空気ボンベユニット（配管・弁）は重大事故等対処設備として位置付ける。

不活性ガス（窒素）による系統内の置換で使用する設備のうち，可搬型窒素供給装置，不活性ガス系配管・弁，格納容器圧力逃がし装置配管・弁，フィルタ装置，常設代替交流電源設備，可搬型代替交流電源設備及び燃料給油設備は重大事故等対処設備として位置付ける。

原子炉格納容器負圧破損の防止で使用する設備のうち，可搬型窒素供給装置，不活性ガス系配管・弁，格納容器圧力逃がし装置配管・弁，原子炉格納容器，常設代替交流電源設備，可搬型代替交流電源設備及び燃料給油設備は重大事故等対処設備として位置付ける。

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が全て網羅されている。

以上の重大事故等対処設備により，原子炉格納容器内の圧力及び温度を低下させることができる。

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，自主対策設備として位置付ける。あわせて，その理由を示す。

- ・可搬型代替注水大型ポンプ，ホース

敷地に遡上する津波が発生した場合のアクセスルートの復旧には不確実さがあり，使用できない場合があるが，可搬型代替注水大型ポンプによる冷却水供給により代替循環冷却系が使用可能となれば，原子炉格納容器内の減圧及び除熱する手段として有効である。

- ・淡水タンク（多目的タンク，ろ過水貯蔵タンク，原水タンク及び純水貯蔵タンク）

耐震性は確保されていないが，重大事故等の収束に必要な水を確保する手段として有効である。

なお，重大事故等へ対処するために消火系による消火が必要な火災が発生している場合は，消火系の水源である多目的タンク，ろ過水貯蔵タンク及び原水タンクは使用できない。

- ・サプレッション・プール水 pH 制御装置

重大事故等対処設備である格納容器圧力逃がし装置により中央制御室の被ばく低減効果が一定程度得られており，サプレッション・プール水 pH 制御装置によりサプレッション・チェンバに薬液を注入することで原子炉格納容器外に放出されるよう素の放出量を低減する手段は更なるよう素低減対策として有効である。

1.7.2 重大事故等時の手順

1.7.2.1 原子炉格納容器の過圧破損防止のための対応手順

(1) 交流動力電源が健全である場合の対応手順

b. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱

炉心の著しい損傷が発生した場合において，残留熱除去系の機能が喪失した場合，及び代替循環冷却系の運転が期待できない場合は，サプレ

ッション・チェンバ以外の水源を用いた原子炉格納容器内へのスプレイを実施しているため、サプレッション・プール水位が上昇するが、サプレッション・プール水位指示値が通常水位+6.5mに到達した場合は、サプレッション・チェンバの格納容器ベント排気ラインの水没を防止するために原子炉格納容器内へのスプレイを停止し、格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱を実施することで原子炉格納容器の過圧破損を防止する。

また、原子炉格納容器内でジルコニウム-水反応により発生した水素が原子炉建屋原子炉棟に漏えいする可能性があることから、原子炉建屋原子炉棟6階天井付近の水素濃度、原子炉建屋原子炉棟2階及び原子炉建屋原子炉棟地下1階のハッチ等の貫通部付近の水素濃度並びに静的触媒式水素再結合器動作監視装置にて静的触媒式水素再結合器の出入口温度の監視を行い、原子炉建屋原子炉棟内において異常な水素の漏えいを検知した場合は原子炉格納容器内に滞留した水素を排出することで、原子炉建屋原子炉棟への水素の漏えいを防止する。

なお、格納容器圧力逃がし装置を使用する場合は、プルームの影響による被ばくを低減させるため、中央制御室待避室へ待避及び にて待機し、プラントパラメータを中央制御室待避室内のデータ表示装置（待避室）により継続して監視する。

格納容器ベント実施中において、残留熱除去系又は代替循環冷却系による原子炉格納容器内の除熱機能が1系統回復し、可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素・酸素濃度制御機能及び可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器負圧破損防止機能が使用可能な場合、並びに原子炉格納容器内の圧力310kPa [gage] (1Pd) 未満、原子炉格納容器内の温度171℃未満及び原子炉格納容器内の水素濃度が可燃限界未満

であることを確認した場合は、フィルタ装置入口第一弁（S/C側）又は第一弁（D/W側）を全閉し、格納容器ベントを停止することを基本として、その他の要因を考慮した上で総合的に判断し、適切に対応する。なお、フィルタ装置出口弁（側）については、フィルタ装置入口第一弁（S/C側）又は第一弁（D/W側）を全閉後、原子炉格納容器内の除熱機能が更に1系統回復する等、より安定的な状態になった場合に全閉する。

(a) 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱

i) 手順着手の判断基準

炉心損傷を判断した場合^{*1}において、残留熱除去系及び代替循環冷却系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱ができず、サプレッション・プール水位指示値が通常水位+5.0mに到達した場合^{*2}。

※1：格納容器雰囲気放射線モニタでドライウェル又はサプレッション・チェンバ内のガンマ線線量率が、設計基準事故相当のガンマ線線量率の10倍以上となった場合、又は格納容器雰囲気放射線モニタが使用できない場合に原子炉圧力容器温度で300℃以上を確認した場合。

※2：発電用原子炉の冷却ができない場合、又は原子炉格納容器内の温度及び圧力の制御ができない場合は、速やかに格納容器ベントの準備を開始する。

ii) 操作手順

格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第1.7-1図及び第1.7-2図に、概要図を第1.7-5図に、タイムチャートを第1.7-7図

に示す。

【S/C側ベントの場合（D/W側ベントの場合，手順⑩以外は同様。）】

- ①発電長は，手順着手の判断基準に基づき，災害対策本部長代理に格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントの準備を依頼する。
- ②災害対策本部長代理は，格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント準備のため，に重大事故等対応要員を派遣し，発電長に報告する。
- ③発電長は，格納容器圧力逃がし装置によるS/C側からの格納容器ベントの準備を開始するよう運転員等に指示する（S/C側からの格納容器ベントができない場合は，D/W側からの格納容器ベントの準備を開始するよう指示する。）。
- ④発電長は，災害対策本部長代理に格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントの準備開始を報告する。
- ⑤運転員等は中央制御室にて，格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントに必要な電動弁の電源切替え操作を実施する。
- ⑥運転員等は中央制御室にて，格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントに必要な電動弁の電源が確保されたこと，及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示等にて確認する。
- ⑦運転員等は，格納容器ベント前の確認として，不活性ガス系の隔離信号が発生している場合は，中央制御室にて，不活性ガス系の隔離信号の除外操作を実施する。
- ⑧運転員等は中央制御室にて，S/C側ベント前の系統構成とし

て、格納容器／サブプレッション・チェンバN₂ガス供給弁，格納容器N₂ガス供給弁，サブプレッション・チェンバN₂ガス供給弁，エアーパージ供給入口弁，格納容器パージ弁，サブプレッション・チェンバパージ弁及びN₂ガスパージ供給弁の全閉を確認する。

⑨運転員等は中央制御室にて，D／W側ベント前の系統構成として，原子炉建屋ガス処理系一次隔離弁，換気空調系一次隔離弁，原子炉建屋ガス処理系二次隔離弁及び換気空調系二次隔離弁の全閉を確認する。

⑩^a S／C側ベントの場合

運転員等は中央制御室にて，フィルタ装置入口第一弁（S／C側）の全開操作を実施する。なお，フィルタ装置入口第一弁（S／C側）が開操作できない場合は，フィルタ装置入口第一弁（S／C側）バイパス弁の全開操作を実施する。

⑩^b D／W側ベントの場合

フィルタ装置入口第一弁（S／C側）の開操作ができない場合は，運転員等は中央制御室にて，第一弁（D／W側）及びフィルタ装置入口連絡弁の全開操作を実施する。

⑪運転員等は，格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント準備完了を発電長に報告する。

⑫発電長は，格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント準備が完了したことを災害対策本部長代理に報告する。

⑬発電長は，格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントの開始を災害対策本部長代理に報告する。

⑭発電長は，以下のいずれかの条件に到達したことを確認し，運

転員等に格納容器ベント開始を指示する。

- ・外部水源を用いた原子炉格納容器内へのスプレイを実施中に、サプレッション・プール水位指示値が通常水位+6.5mに到達した場合。
- ・原子炉建屋水素濃度指示値が2.0vol%に到達した場合。

⑮運転員等は中央制御室にて、フィルタ装置入口第二弁の全開操作を実施し、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントを開始する。なお、フィルタ装置入口第二弁の開操作ができない場合は、フィルタ装置入口第二弁バイパス弁の全開操作を実施し、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントを開始する。

⑯運転員等は中央制御室にて、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントが開始されたことをドライウエル圧力及びサプレッション・チェンバ圧力指示値の低下、並びにフィルタ装置圧力及びフィルタ装置スクラビング水温度指示値の上昇により確認するとともに、フィルタ装置出口放射線モニタ（高レンジ・低レンジ）指示値の上昇により確認し、発電長に報告する。また、発電長は、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントが開始されたことを災害対策本部長代理に報告する。

⑰運転員等は、格納容器ベント開始後、残留熱除去系又は代替循環冷却系による原子炉格納容器内の除熱機能が1系統回復し、可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素・酸素濃度制御機能及び可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器負圧破損防止機能が使用可能な場合、並びに原子炉格納容器内の圧力310kPa [gage]（1Pd）未満、原子炉格納容器内の温度171°C

未満及び原子炉格納容器内の水素濃度が可燃限界未満であることを確認することにより、フィルタ装置入口第一弁（S/C側）又は第一弁（D/W側）の全閉操作を実施し、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントを停止する。

iii) 操作の成立性

格納容器ベント準備開始を判断してから格納容器ベント準備完了までの必要な要員数及び所要時間は以下のとおり。

- ・中央制御室からのフィルタ装置入口第一弁（S/C側）の場合
中央制御室対応を運転員等（当直運転員）1名にて作業を実施した場合、6分以内で可能である。
- ・中央制御室からの第一弁（D/W側）操作の場合
中央制御室対応を運転員等（当直運転員）1名にて作業を実施した場合、7分以内で可能である。

正圧化基準到達から
の正圧化開始までの必要な要員数及び所要時間は以下のとおり。

- ・
空気ポンベユニットによる
の正圧化
現場対応を重大事故等対応要員3名にて作業を実施した場合、4分以内で可能である。

格納容器ベント基準到達から格納容器ベント開始までの必要な要員数及び所要時間は以下のとおり。

- ・中央制御室からのフィルタ装置入口第二弁操作の場合
中央制御室対応を運転員等（当直運転員）1名にて作業を実施した場合、2分以内で可能である。

【S/C側ベントの場合】

サブプレッション・プール水位指示値が通常水位+5.0mに到達後、フィルタ装置入口第一弁（S/C側）操作を中央制御室にて実施した場合、6分以内で可能である。

サブプレッション・プール水位指示値が通常水位+6.5mに到達後、フィルタ装置入口第二弁操作を中央制御室にて実施した場合、2分以内で可能である。

【D/W側ベントの場合】

サブプレッション・プール水位指示値が通常水位+5.0mに到達後、第一弁（D/W側）操作を中央制御室にて実施した場合、7分以内で可能である。

サブプレッション・プール水位指示値が通常水位+6.5mに到達後、フィルタ装置入口第二弁操作を中央制御室にて実施した場合、2分以内で可能である。

(b) の正圧化

格納容器圧力逃がし装置を使用する際に、

を空気ボンベユニットにより加圧し、の居住性を確保する。

i) 手順着手の判断基準

炉心損傷を判断した場合^{※1}において、サブプレッション・プール水位指示値が通常水位+6.4m^{※2}に到達した場合^{※3}。

※1：格納容器雰囲気放射線モニタでドライウエル又はサブプレッション・チェンバ内のガンマ線線量率が、設計基準事故相当のガンマ線線量率の10倍以上となった場合、又は格納容器雰囲気放射線モニタが使用できない場合に原子炉圧力容器温度で

300℃以上を確認した場合。

※2：格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントの前に、速やかに [] の加圧を行えるように設定。なお、サプレッション・プール水位が通常水位+6.4m から+6.5m に到達するまで評価上約 20 分である。

※3：発電用原子炉の冷却ができない場合、又は原子炉格納容器内の温度及び圧力の制御ができない場合は、速やかに格納容器ベントの準備を開始する。

ii) 操作手順

[] の正圧化手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第 1.7-1 図に、概要図を第 1.7-6 図に、タイムチャートを第 1.7-7 図に示す。

①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、重大事故等対応要員に [] の正圧化を指示する。

②重大事故等対応要員は [] にて、 [] 空気ボンベユニット空気元弁を全開とし、 [] の正圧化を開始したことを発電長に報告する。

③重大事故等対応要員は、 [] 空気ボンベユニット空気供給圧力により空気供給の健全性を確認するとともに、 [] 差圧により [] [] が微正圧であることを確認する。

iii) 操作の成立性

上記の現場対応を重大事故等対応要員3名にて実施した場合、作業開始を判断してから [] 内の正圧化開

始まで4分以内で可能である。このうち、
空気ボンベユニットの空気ボンベユニット空気元弁の操作から正圧に達するまで1分以内である。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、放射線防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。

(c) フィルタ装置スクラビング水補給

フィルタ装置の水位が待機時水位下限である 2,530mm を下回り下限水位である 1,325mm に到達する前に、西側淡水貯水設備、代替淡水貯槽又は淡水タンクを水源とした可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによりフィルタ装置へ水張りを実施する。

i) 手順着手の判断基準

フィルタ装置水位指示値が 1,500mm 以下の場合。

ii) 操作手順

フィルタ装置スクラビング水補給手順の概要は以下のとおり。概要図を第 1.7-8 図に、タイムチャートを第 1.7-9 図に示す。

①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、災害対策本部長代理にフィルタ装置スクラビング水補給の準備開始を依頼する。

②災害対策本部長代理は、重大事故等対応要員にフィルタ装置スクラビング水補給の準備開始を指示する。

③発電長は、運転員等にフィルタ装置スクラビング水補給の準備開始を指示する。

④運転員等は中央制御室にて、フィルタ装置スクラビング水補給に必要な監視計器の電源が確保されていることを状態表示等により確認し、フィルタ装置スクラビング水補給の準備完了を発

電長に報告する。

- ⑤発電長は、フィルタ装置スクラビング水補給の準備完了を災害対策本部長代理に報告する。
- ⑥重大事故等対応要員は、フィルタ装置スクラビング水補給として使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプの配備及びホースを接続し、フィルタ装置スクラビング水補給の準備完了を災害対策本部長代理に報告する。
- ⑦災害対策本部長代理は、フィルタ装置スクラビング水補給の準備完了を発電長に報告する。
- ⑧発電長は、災害対策本部長代理にフィルタ装置スクラビング水補給として使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる送水開始を依頼する。
- ⑨災害対策本部長代理は、フィルタ装置スクラビング水補給として使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプの起動を重大事故等対応要員に指示する。
- ⑩重大事故等対応要員は、フィルタ装置スクラビング水補給として使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプを起動した後、にてフィルタ装置スクラビング水補給ライン元弁の全開操作を実施し、フィルタ装置スクラビング水補給として使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプにより送水を開始したことを災害対策本部長代理に報告する。
- ⑪災害対策本部長代理は、フィルタ装置スクラビング水補給として使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプにより送水を開始したことを発電長に報告する。

⑫運転員等は中央制御室にて、フィルタ装置スクラビング水補給が開始されたことをフィルタ装置水位指示値の上昇により確認した後、待機時水位下限である2,530mm以上まで補給されたことを確認し、発電長に報告する。

⑬発電長は、災害対策本部長代理にフィルタ装置スクラビング水補給の停止を依頼する。

⑭災害対策本部長代理は、フィルタ装置スクラビング水補給として使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプの停止を重大事故等対応要員に指示する。

⑮重大事故等対応要員は にて、フィルタベント装置補給水ライン元弁を全閉とした後、フィルタ装置スクラビング水補給として使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプを停止し、災害対策本部長代理に報告する。

⑯災害対策本部長代理は、フィルタ装置スクラビング水補給として使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる送水を停止したことを発電長に報告する。

iii) 操作の成立性

上記の操作は、作業開始を判断してからフィルタ装置スクラビング水補給の開始までの必要な要員数及び所要時間は以下のとおり。

【フィルタ装置スクラビング水補給ライン接続口を使用したフィルタ装置スクラビング水補給】（水源：淡水タンク）

- ・現場対応を重大事故等対応要員 8 名にて実施した場合、155 分以内で可能である。

【フィルタ装置スクラビング水補給ライン接続口を使用したフィル

タ装置スクラビング水補給】（水源：西側淡水貯水設備）

- ・現場対応を重大事故等対応要員 8 名にて実施した場合，130 分以内で可能である。

における操作は，フィルタ装置スクラビング水が格納容器ベント開始後 7 日間は補給操作が不要となる水量を保有していることから，大気中に放出された放射性物質から受ける放射線量は低下しているとともに，格納容器圧力逃がし装置の遮蔽壁により作業が可能な放射線環境である。

円滑に作業できるように，移動経路を確保し，放射線防護具，照明及び通信連絡設備を整備する。また，ホース等の接続は速やかに作業ができるように，フィルタ装置スクラビング水補給として使用する可搬型代替注水中型ポンプ及び可搬型代替注水大型ポンプの保管場所に使用工具及びホースを配備する。

車両の作業用照明，ヘッドライト及びLEDライトを用いることで，暗闇における作業性についても確保する。

(d) 原子炉格納容器内の不活性ガス（窒素）置換

格納容器ベント停止後における水の放射線分解によって発生する可燃性ガス濃度の上昇を抑制，及び原子炉格納容器の負圧破損を防止するため，可搬型窒素供給装置により原子炉格納容器内を不活性ガス（窒素）で置換する。

i) 手順着手の判断基準

格納容器ベント停止可能^{※1}と判断した場合。

※1：残留熱除去系又は代替循環冷却系による原子炉格納容器内の除熱機能が 1 系統回復し，可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素・酸素濃度制御機能及び可搬型窒素供給

装置による原子炉格納容器負圧破損防止機能が使用可能な場合、並びに原子炉格納容器内の圧力が 310kPa [gage]

(1Pd) 未満、原子炉格納容器内の温度が 171°C未満及び原子炉格納容器内の水素濃度が可燃限界未満であることを確認した場合。

ii) 操作手順

原子炉格納容器内の不活性ガス（窒素）置換手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第 1.7-2 図に、概要図を第 1.7-10 図に、タイムチャートを第 1.7-11 図に示す。

- ①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、災害対策本部長代理に原子炉格納容器内の不活性ガス（窒素）による置換を依頼する。
- ②災害対策本部長代理は、可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器内への不活性ガス（窒素）注入をするための接続口を発電長に報告する。
- ③災害対策本部長代理は、可搬型窒素供給装置として使用する窒素供給装置を S / C 側用に1台、D / W 側用に1台の準備及び可搬型窒素供給装置として使用する窒素供給装置用電源車1台の準備を重大事故等対応要員に指示する。
- ④重大事故等対応要員は、可搬型窒素供給装置として使用する窒素供給装置及び窒素供給装置用電源車を原子炉建屋東側屋外又は原子炉建屋西側屋外に配備した後、可搬型窒素供給装置として使用する窒素供給装置及び窒素供給装置用電源車にケーブルを接続するとともに、窒素供給用ホースを接続口に取り付ける。

- ⑤重大事故等対応要員は、可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器（S／C側及びD／W側）内への不活性ガス（窒素）注入をするための準備が完了したことを災害対策本部長代理に報告する。
- ⑥災害対策本部長代理は、可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器（S／C側及びD／W側）内への不活性ガス（窒素）注入の開始を発電長に報告する。
- ⑦災害対策本部長代理は、可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器（S／C側及びD／W側）内への不活性ガス（窒素）注入の開始を重大事故等対応要員に指示する。
- ⑧重大事故等対応要員は原子炉建屋東側屋外又は原子炉建屋西側屋外にて、窒素ガス補給弁（S／C側及びD／W側）の全開操作を実施し、原子炉格納容器内への不活性ガス（窒素）注入を開始したことを、災害対策本部長代理に報告する。
- ⑨災害対策本部長代理は、可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器内への不活性ガス（窒素）注入を開始したことを発電長に報告する。
- ⑩発電長は、運転員等にフィルタ装置入口第一弁（S／C側）又は第一弁（D／W側）全閉による格納容器ベント停止を指示する。
- ⑪運転員等は、フィルタ装置入口第一弁（S／C側）又は第一弁（D／W側）の全閉操作を実施し、格納容器ベントを停止したことを発電長に報告する。
- ⑫発電長は、運転員等に残留熱除去系又は代替循環冷却系による原子炉格納容器内の除熱開始を指示する。また、原子炉格納容

器内の圧力を310kPa [gage] (1Pd) ～13.7kPa [gage] の間で制御^{*2}するように指示する。

⑬運転員等は中央制御室にて、残留熱除去系又は代替循環冷却系による原子炉格納容器内の除熱を開始した後、原子炉格納容器内の圧力を310kPa [gage] (1Pd) ～13.7kPa [gage] の間で制御する。

⑭運転員等は中央制御室にて、原子炉格納容器内の不活性ガス（窒素）注入によりドライウェル圧力又はサブプレッション・チェンバ圧力指示値が310kPa [gage] (1Pd) に到達したことを確認し、原子炉格納容器内の不活性ガス（窒素）注入が完了したことを発電長に報告する。

⑮発電長は、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントのため、運転員等にフィルタ装置入口第一弁（S/C側）又は第一弁（D/W側）の全開操作を指示する。

⑯運転員等は中央制御室にて、フィルタ装置入口第一弁（S/C側）又は第一弁（D/W側）の全開操作を実施し、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントを開始したことを発電長に報告する。なお、第一弁（D/W側）を用いた格納容器ベントを実施する際には、フィルタ装置入口連絡弁を全開とする。

⑰発電長は、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントを開始したことを災害対策本部長代理に報告する。

⑱発電長は、可燃性ガス濃度制御系が起動可能な圧力まで原子炉格納容器内の圧力が低下したことを確認し、運転員等に可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素・酸素濃度制御を指示する。

⑲運転員等は中央制御室にて、可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素・酸素濃度制御を実施し、発電長に報告する。

⑳発電長は、可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器内への不活性ガス（窒素）注入の停止を災害対策本部長代理に依頼する。

㉑災害対策本部長代理は、可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器内への不活性ガス（窒素）注入の停止を重大事故等対応要員に指示する。

㉒重大事故等対応要員は原子炉建屋東側屋外又は原子炉建屋西側屋外にて、窒素ガス補給弁（S/C側及びD/W側）の全閉操作を実施し、原子炉格納容器内への不活性ガス（窒素）注入を停止した後、災害対策本部長代理に報告する。

㉓災害対策本部長代理は、可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器内への不活性ガス（窒素）注入の停止を発電長に報告する。

㉔発電長は、運転員等にフィルタ装置入口第一弁（S/C側）又は第一弁（D/W側）全閉による格納容器ベント停止を指示する。

㉕運転員等は中央制御室にて、フィルタ装置入口第一弁（S/C側）又は第一弁（D/W側）の全閉操作を実施し、格納容器ベントを停止したことを発電長に報告する。

※2：原子炉格納容器内の圧力が245kPa [gage]（0.8Pd）又は原子炉格納容器内の温度が150℃到達で原子炉格納容器内へのスプレイを実施する。

iii) 操作の成立性

上記の操作において、作業開始を判断してから原子炉格納容器内の不活性ガス（窒素）置換開始までの必要な要員数及び所要時間は以下のとおり。

【格納容器窒素供給ライン西側接続口を使用した原子炉格納容器内の不活性ガス（窒素）置換の場合】

- ・現場対応を重大事故等対応要員 6 名にて実施した場合、115 分以内で可能である。

【格納容器窒素供給ライン東側接続口を使用した原子炉格納容器内の不活性ガス（窒素）置換の場合】

- ・現場対応を重大事故等対応要員 6 名にて実施した場合、115 分以内で可能である。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、放射線防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。また、窒素供給用ホース等の接続は速やかに作業ができるように、可搬型窒素供給装置の保管場所に使用工具及び窒素供給用ホースを配備する。車両の作業用照明、ヘッドライト及びLEDライトを用いることで、暗闇における作業性についても確保する。

(e) フィルタ装置内の不活性ガス（窒素）置換

格納容器ベントを実施した際には、原子炉格納容器内に含まれる非凝縮性ガスがフィルタ装置を経由して大気へ放出されることから、フィルタ装置内での水素爆発を防止するため、可搬型窒素供給装置によりフィルタ装置内を不活性ガス（窒素）で置換する。

i) 手順着手の判断基準

原子炉格納容器内の不活性ガス（窒素）置換が終了した場合。

ii) 操作手順

フィルタ装置内の不活性ガス（窒素）置換手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第1.7-2図に、概要図を第1.7-12図に、タイムチャートを第1.7-13図に示す。

- ①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、災害対策本部長代理にフィルタ装置内の不活性ガス（窒素）による置換を依頼する。
- ②災害対策本部長代理は、可搬型窒素供給装置によるフィルタ装置内への不活性ガス（窒素）注入をするための準備開始を重大事故等対応要員に指示する。
- ③重大事故等対応要員は、原子炉建屋西側屋外へ可搬型窒素供給装置を配備し、窒素供給用ホースを接続口へ取り付け、フィルタ装置内への不活性ガス（窒素）注入をするための準備が完了したことを災害対策本部長代理に報告する。
- ④災害対策本部長代理は、重大事故等対応要員に可搬型窒素供給装置によるフィルタ装置内への不活性ガス（窒素）注入の開始を指示する。
- ⑤重大事故等対応要員は原子炉建屋西側屋外にて、フィルタベント装置窒素供給ライン元弁の全開操作を実施し、フィルタ装置内への不活性ガス（窒素）注入を開始したことを災害対策本部長代理に報告する。
- ⑥災害対策本部長代理は、可搬型窒素供給装置によるフィルタ装置内の不活性ガス（窒素）置換を開始したことを発電長に報告する。
- ⑦発電長は、運転員等にフィルタ装置スクラビング水温度の確認

を指示する。

⑧運転員等は中央制御室にて、フィルタ装置スクラビング水温度指示値が55℃^{*1}以下であることを確認し、発電長に報告する。

⑨発電長は、運転員等にフィルタ装置入口水素濃度計を起動するように指示する。

⑩運転員等は中央制御室にて、フィルタ装置入口水素濃度計を起動し、発電長に報告するとともに、フィルタ装置入口水素濃度指示値を監視する。

※1：可搬型窒素供給装置出口温度と同程度の温度とし、さらにフィルタ装置スクラビング水温度が上昇傾向にないことの確認により冷却が完了したと判断できる温度。

iii) 操作の成立性

上記の現場対応を重大事故等対応要員6名にて実施した場合、作業開始を判断してからフィルタ装置内の不活性ガス（窒素）置換開始まで115分以内で可能である。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、放射線防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。また、窒素供給用ホース等の接続は速やかに作業ができるように、可搬型窒素供給装置の保管場所に使用工具及び窒素供給用ホースを配備する。車両の作業用照明、ヘッドライト及びLEDライトを用いることで、暗闇における作業性についても確保する。

(f) フィルタ装置スクラビング水移送

水の放射線分解により発生する水素がフィルタ装置内に蓄積することを防止するため、フィルタ装置スクラビング水をサブプレッション・

チェンバへ移送する。移送ポンプの電源は、常設代替交流電源設備として使用する常設代替高圧電源装置又は可搬型代替交流電源設備として使用する可搬型代替低圧電源車から受電可能である。

i) 手順着手の判断基準

フィルタ装置スクラビング水温度指示値が55℃以下において、フィルタ装置水位が規定値以上確保されている場合。

ii) 操作手順

フィルタ装置スクラビング水移送手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第1.7-2図に、概要図を第1.7-14図に、タイムチャートを第1.7-15図に示す。

①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、災害対策本部長代理にフィルタ装置水張りの準備開始を依頼する。

②災害対策本部長代理は、重大事故等対応要員にフィルタ装置水張りの準備開始を指示する。

③発電長は、運転員等にフィルタ装置スクラビング水移送の準備開始を指示する。

④運転員等は中央制御室にて、フィルタ装置のスクラビング水移送に必要なポンプ及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示等により確認し、発電長に報告する。

⑤発電長は、運転員等にフィルタ装置のスクラビング水移送に必要な系統構成を指示する。

⑥運転員等は [] にて、フィルタベント装置移送ライン止め弁を全開とする。

⑦運転員等は [] にて、フィルタベント装置ドレン移送ライン切替え弁（S/C側）を全開とする。

- ⑧運転員等は、フィルタ装置のスクラビング水移送に必要な系統構成が完了したことを発電長に報告する。
- ⑨発電長は、運転員等にフィルタ装置のスクラビング水移送を指示する。
- ⑩運転員等は中央制御室にて、移送ポンプを起動した後、フィルタ装置水位指示値が計測範囲下端である180mmまで低下したことを確認し、移送ポンプを停止する。
- ⑪運転員等は [] にて、フィルタベント装置移送ライン止め弁を全閉とする。
- ⑫運転員等は、フィルタ装置のスクラビング水移送が完了したことを発電長に報告する。
- ⑬発電長は、災害対策本部長代理にフィルタ装置水張りの準備が完了したことを報告する。
- ⑭重大事故等対応要員は、災害対策本部長代理にフィルタ装置水張りの準備が完了したことを報告する。
- ⑮災害対策本部長代理は、発電長にフィルタ装置水張りとして使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる送水開始を報告する。
- ⑯災害対策本部長代理は、重大事故等対応要員にフィルタ装置水張りとして使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプの起動を指示する。
- ⑰重大事故等対応要員は、フィルタ装置水張りとして使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプを起動した後、 [] にてフィルタベント装置補給水ライン元弁の全開操作を実施し、フィルタ装置水張りと

して使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプにより送水を開始したことを災害対策本部長代理に報告する。

⑱災害対策本部長代理は、発電長にフィルタ装置水張りとして使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプにより送水を開始したことを報告する。

⑲発電長は、運転員等にフィルタ装置水位を確認するように指示する。

⑳運転員等は中央制御室にて、フィルタ装置水位指示値が待機時水位下限である2,530mm以上まで水張りされたことを確認し、発電長に報告する。

㉑発電長は、災害対策本部長代理にフィルタ装置水張りとして使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる送水の停止を依頼する。

㉒災害対策本部長代理は、重大事故等対応要員にフィルタ装置水張りとして使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプの停止を指示する。

㉓重大事故等対応要員は、にてフィルタベント装置補給水ライン元弁を全閉とした後、フィルタ装置水張りとして使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプを停止し、災害対策本部長代理に報告する。

㉔災害対策本部長代理は、発電長にフィルタ装置水張りとして使用する可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる送水停止を報告する。

- ⑳発電長は、運転員等にフィルタ装置スクラビング水移送ライン洗淨のため、スクラビング水移送を指示する。
- ㉑運転員等は[]にて、フィルタベント装置移送ライン止め弁を全開とする。
- ㉒運転員等は中央制御室にて、移送ポンプを起動した後、フィルタ装置水位指示値が計測範囲下端である180mmまで低下したことを確認し、移送ポンプを停止する。
- ㉓運転員等は、フィルタ装置スクラビング水移送ラインの洗淨が完了したことを発電長に報告する。
- ㉔発電長は、運転員等にフィルタ装置入口水素濃度を確認するように指示する。
- ㉕運転員等は中央制御室にて、フィルタ装置入口水素濃度指示値が可燃限界未満であることを確認し、発電長に報告する。
- ㉖発電長は、災害対策本部長代理にフィルタ装置内の不活性ガス（窒素）置換の停止を依頼する。
- ㉗災害対策本部長代理は、重大事故等対応要員にフィルタ装置内の不活性ガス（窒素）による置換の停止を指示する。
- ㉘重大事故等対応要員は原子炉建屋西側屋外にて、フィルタベント装置窒素供給ライン元弁を全閉とし、フィルタ装置内の不活性ガス（窒素）置換を停止する。
- ㉙重大事故等対応要員は、災害対策本部長代理に可搬型窒素供給装置によるフィルタ装置内の不活性ガス（窒素）置換の停止を報告する。
- ㉚災害対策本部長代理は、発電長に可搬型窒素供給装置によるフィルタ装置内の不活性ガス（窒素）置換の停止を報告する。

③⑥発電長は、運転員等にフィルタ装置出口弁（側）を全閉とするように指示する。

③⑦運転員等はにて、フィルタ装置出口弁（側）を全閉とし、発電長に報告する。

iii) 操作の成立性

上記の操作のうちフィルタ装置スクラビング水移送については、中央制御室対応を運転員等（当直運転員）1名及び現場対応を運転員等（当直運転員及び重大事故等対応要員）4名にて実施した場合、作業開始を判断してからフィルタ装置スクラビング水移送開始まで42分で可能である。

また、フィルタ装置水張りについては、フィルタ装置スクラビング水移送完了からフィルタ装置水張り開始までの必要な要員数及び所要時間は以下のとおり。

【フィルタ装置スクラビング水補給ライン接続口を使用したフィルタ装置水張り】（水源：淡水タンク）

- ・現場対応を重大事故等対応要員8名にて実施した場合、155分以内で可能である。

【フィルタ装置スクラビング水補給ライン接続口を使用したフィルタ装置水張り】（水源：西側淡水貯水設備）

- ・現場対応を重大事故等対応要員8名にて実施した場合、130分以内で可能である。

フィルタ装置スクラビング水移送ライン洗浄については、中央制御室対応を運転員等（当直運転員）1名及び現場対応を重大事故等対応要員2名にて実施した場合、フィルタ装置水張り完了からフィルタ装置スクラビング水移送ライン洗浄開始まで42分以内で可能で

ある。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、放射線防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。屋内作業の室温は通常状態と同程度である。また、ホース等の接続は速やかに作業ができるように、フィルタ装置水張りとして使用する可搬型代替注水中型ポンプ及び可搬型代替注水大型ポンプの保管場所に使用工具及びホースを配備する。車両の作業用照明、ヘッドライト及びLEDライトを用いることで、暗闇における作業性についても確保する。

(2) 全交流動力電源喪失時の対応手順

a. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作）

炉心の著しい損傷が発生した場合において、残留熱除去系の機能が喪失した場合及び代替循環冷却系の運転が期待できない場合は、サプレッション・チェンバ以外の水源を用いた原子炉格納容器内へのスプレイを実施しているため、サプレッション・プール水位が上昇するが、サプレッション・プール水位指示値が通常水位+6.5mに到達した場合は、サプレッション・チェンバの格納容器ベント排気ラインの水没を防止するために原子炉格納容器内へのスプレイを停止し、格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱を実施し、原子炉格納容器の過圧破損を防止する。

また、原子炉格納容器内でジルコニウム-水反応により発生した水素が原子炉建屋原子炉棟に漏えいする可能性があることから、原子炉建屋原子炉棟6階天井付近の水素濃度、原子炉建屋原子炉棟2階及び原子炉建屋原子炉棟地下1階のハッチ等の貫通部付近の水素濃度並びに静的触媒式水素再結合器動作監視装置にて静的触媒式水素再結合器の出入口温度の

監視を行い、原子炉建屋原子炉棟内において異常な水素の漏えいを検知した場合は原子炉格納容器内に滞留した水素を排出することで、原子炉建屋原子炉棟への水素の漏えいを防止する。

フィルタ装置入口第一弁（S/C側）及び第一弁（D/W側）を中央制御室からの遠隔操作により開できない場合は、遠隔人力操作機構による現場操作（二次格納施設外）を実施する。

フィルタ装置入口第二弁及びフィルタ装置入口第二弁バイパス弁を操作する[]は、必要な要員を収容可能な遮蔽に囲まれた空間とし、[]空気ポンプユニットにて正圧化することにより外気の流入を一定時間遮断し、格納容器圧力逃がし装置を使用する際のプルームの影響による操作員の被ばくを低減する。また、格納容器ベントを実施した際のプルームの影響による被ばくを低減するため、中央制御室待避室へ待避及び[]にて待機し、プラントパラメータを中央制御室待避室内のデータ表示装置（待避室）により継続して監視する。

格納容器ベント実施中において、残留熱除去系又は代替循環冷却系による原子炉格納容器内の除熱機能が1系統回復し、可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素・酸素濃度制御機能及び可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器負圧破損防止機能が使用可能な場合、並びに原子炉格納容器内の圧力310kPa [gage]（1Pd）未満、原子炉格納容器内の温度171℃未満及び原子炉格納容器内の水素濃度が可燃限界未満であることを確認した場合は、フィルタ装置入口第一弁（S/C側）又は第一弁（D/W側）を全閉し、格納容器ベントを停止することを基本として、その他の要因を考慮した上で総合的に判断し、適切に対応する。なお、フィルタ装置出口弁（[]側）については、フィルタ

装置入口第一弁（S／C側）又は第一弁（D／W側）を全閉後、原子炉格納容器内の除熱機能が更に1系統回復する等、より安定的な状態になった場合に全閉する。

全交流動力電源喪失時は、現場手動にて系統構成を行う。

(a) 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱
（現場操作）

i) 手順着手の判断基準

炉心損傷を判断した場合^{※1}において、全交流動力電源喪失時の場合に残留熱除去系及び代替循環冷却系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱ができない場合において、サプレッション・プール水位指示値が通常水位+5.0mに到達した場合^{※2}。

※1：格納容器雰囲気放射線モニタでドライウエル又はサプレッション・チェンバ内のガンマ線線量率が、設計基準事故相当のガンマ線線量率の10倍以上となった場合、又は格納容器雰囲気放射線モニタが使用できない場合に原子炉圧力容器温度で300℃以上を確認した場合。

※2：発電用原子炉の冷却ができない場合、又は原子炉格納容器内の温度及び圧力の制御ができない場合は、速やかに格納容器ベントの準備を開始する。

ii) 操作手順

格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作）の手順は以下のとおり。手順の対応フローを第1.7-1図及び第1.7-2図に、概要図を第1.7-18図に、タイムチャートを第1.7-19図に示す。

【S／C側ベントの場合（D／W側ベントの場合、手順⑧以外は同

様。)。】

- ①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、災害対策本部長代理に格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントの準備を依頼する。
- ②災害対策本部長代理は、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント準備のため、に重大事故等対応要員を派遣し、発電長に報告する。
- ③発電長は、格納容器圧力逃がし装置によるS/C側からの格納容器ベントの準備を開始するよう運転員等に指示する（S/C側からの格納容器ベントができない場合は、D/W側からの格納容器ベントの準備を開始するよう指示する。）。
- ④発電長は、災害対策本部長代理に格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントの準備開始を報告する。
- ⑤運転員等は中央制御室にて、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントに必要な監視計器の電源が確保されていることを確認する。
- ⑥運転員等は中央制御室にて、S/C側ベント前の系統構成として、格納容器/サプレッション・チェンバN₂ガス供給弁、格納容器N₂ガス供給弁、サプレッション・チェンバN₂ガス供給弁、エアーパージ供給入口弁、格納容器パージ弁、サプレッション・チェンバパージ弁及びN₂ガスパージ供給弁の全閉を確認する。
- ⑦運転員等は中央制御室にて、D/W側ベント前の系統構成として、原子炉建屋ガス処理系一次隔離弁、換気空調系一次隔離弁、原子炉建屋ガス処理系二次隔離弁及び換気空調系二次隔離弁の

全閉を確認する。

⑧^a S / C側ベントの場合

運転員等は [] にて、フィルタ装置入口第一弁（S / C側）を遠隔人力操作機構による操作で全開とする。
なお、フィルタ装置入口第一弁（S / C側）が開操作できない場合は、フィルタ装置入口第一弁（S / C側）バイパス弁を遠隔人力操作機構による操作で全開とする。

⑧^b D / W側ベントの場合

フィルタ装置入口第一弁（S / C側）の開操作ができない場合は、運転員等は [] にて第一弁（D / W側）を遠隔人力操作機構による操作で全開するとともに、 [] [] にて、フィルタ装置入口連絡弁を遠隔人力操作機構による操作で全開とする。

⑨運転員等は、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント準備完了を発電長に報告する。

⑩発電長は、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント準備完了を災害対策本部長代理に報告する。

⑪発電長は、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントの開始を災害対策本部長代理に報告する。

⑫発電長は、以下のいずれかの条件に到達したことを確認し、運転員等に格納容器ベント開始を指示する。

- ・外部水源を用いた原子炉格納容器内へのスプレイを実施中に、サプレッション・プール水位指示値が通常水位+6.5mに到達した場合。
- ・原子炉建屋水素濃度指示値が2.0vol%に到達した場合。

⑬重大事故等対応要員は [] にて、フィルタ装置入口第二弁を遠隔人力操作機構にて全開とし、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントを開始する。フィルタ装置入口第二弁の開操作ができない場合は、フィルタ装置入口第二弁バイパス弁を遠隔人力操作機構にて全開とし、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントを開始する。

⑭運転員等は中央制御室にて、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントが開始されたことをドライウエル圧力及びサプレッション・チェンバ圧力指示値の低下、並びにフィルタ装置圧力及びフィルタ装置スクラビング水温度指示値の上昇により確認するとともに、フィルタ装置出口放射線モニタ（高レンジ・低レンジ）指示値の上昇により確認し、発電長に報告する。また、発電長は、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントが開始されたことを災害対策本部長代理に報告する。

⑮運転員等は中央制御室にて、格納容器ベント開始後、残留熱除去系又は代替循環冷却系による原子炉格納容器内の除熱機能が1系統回復し、可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素・酸素濃度制御機能及び可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器負圧破損防止機能が使用可能な場合、並びに原子炉格納容器内の圧力310kPa [gage] (1Pd) 未満、原子炉格納容器内の温度171℃未満及び原子炉格納容器内の水素濃度が可燃限界未満であることを確認することにより、格納容器ベント停止判断をする。

⑯運転員等は [] 又は [] にて、遠隔人力操作機構によりフィルタ装置入口第一弁（S/C

側)又は第一弁(D/W側)の全閉操作を実施する。

iii) 操作の成立性

格納容器ベント準備開始を判断してから格納容器ベント準備完了までの必要な要員数及び所要時間は以下のとおり。

- ・現場からのフィルタ装置入口第一弁(S/C側)操作の場合
運転員等によるフィルタ装置入口第一弁(S/C側)までの移動は、で可能である。

現場からのフィルタ装置入口第一弁(S/C側)操作の場合、運転員等(当直運転員3名)にて作業を実施した場合、90分以内で可能である。

重大事故等対応要員によるまでの移動は、で可能である。

- ・現場からの第一弁(D/W側)操作の場合

運転員等による第一弁(D/W側)までの移動は、で可能である。

現場からの第一弁(D/W側)操作の場合、運転員等(当直運転員3名)にて作業を実施した場合、90分以内で可能である。

重大事故等対応要員によるフィルタ装置入口連絡弁までの移動は、で可能である。

現場からのフィルタ装置入口連絡弁操作の場合、重大事故等対応要員3名で実施した場合、90分以内で可能である。

重大事故等対応要員によるフィルタ装置入口連絡弁の操作の後、当該場所からまでの移動は、
で可能である。

正圧化基準到達から

□□□□の正圧化開始までの必要な要員数及び所要時間は以下のとおり。

- ・ □□□□□□□□空気ボンベユニットによる □□□□□□□□の正圧化

現場対応を重大事故等対応要員3名にて作業を実施した場合、4分以内で可能である。

格納容器ベント判断基準到達から格納容器ベント開始までの必要な要員数及び所要時間は以下のとおり。

- ・ 現場操作（フィルタ装置入口第二弁）遠隔操作不可の場合
現場対応を重大事故等対応要員3名にて作業を実施した場合、30分以内で可能である。

【S/C側ベント】

サプレッション・プール水位指示値が通常水位+5.0mに到達後、フィルタ装置入口第一弁（S/C側）操作を現場にて実施した場合、130分以内で可能である。また、サプレッション・プール水位指示値が通常水位+6.5mに到達後、フィルタ装置入口第二弁操作を現場にて実施した場合、30分以内で可能である。（総要員数：運転員等3名、重大事故等対応要員3名、総所要時間：160分以内）

【D/W側ベント】

サプレッション・プール水位指示値が通常水位+5.0mに到達後、第一弁（D/W側）操作を現場にて実施した場合、180分以内で可能である。また、サプレッション・プール水位指示値が通常水位+6.5mに到達後、フィルタ装置入口第二弁操作を現場にて実施した場合、30分以内で可能である。（総要員数：運転員等3名、重大事故等対応要員3名、総所要時間：210分以内）

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、放射線防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。室温は通常運転時と同程度である。

遠隔人力操作機構については、速やかに操作ができるように、汎用電動工具（電動ドライバ）を操作場所近傍に配備する。また、作業エリアには蓄電池内蔵型照明を配備しており、建屋内常用照明消灯時における作業性を確保しているが、ヘッドライト及びLEDライトをバックアップとして携行する。

(b) [] の正圧化

格納容器圧力逃がし装置を使用する際に、 []

[] を [] 空気ポンプユニットにより加圧し、 [] の居住性を確保する。

なお、操作手順については、「1.7.2.1(1) b. (b) []

[] の正圧化」の操作手順と同様である。

(c) フィルタ装置スクラビング水補給

フィルタ装置の水位が待機時水位下限である 2,530mm を下回り下限水位である 1,325mm に到達する前までに、西側淡水貯水設備、代替淡水貯槽又は淡水タンクを水源とした可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによりフィルタ装置へ水張りを実施する。

なお、操作手順については、「1.7.2.1(1) b. (c) フィルタ装置スクラビング水補給」の操作手順と同様である。

(d) 原子炉格納容器内の不活性ガス（窒素）置換

格納容器ベント停止後における水の放射線分解によって発生する可燃性ガス濃度の上昇を抑制、及び原子炉格納容器の負圧破損を防止するため、可搬型窒素供給装置により原子炉格納容器内を不活性ガス

(窒素) で置換する。

なお、操作手順については、「1.7.2.1(1) b. (d) 原子炉格納容器内の不活性ガス（窒素）置換」の操作手順と同様である。

(e) フィルタ装置内の不活性ガス（窒素）置換

格納容器ベントを実施した際には、原子炉格納容器内に含まれる非凝縮性ガスがフィルタ装置を経由して大気へ放出されることから、フィルタ装置内での水素爆発を防止するため、可搬型窒素供給装置によりフィルタ装置内を不活性ガス（窒素）で置換する。

なお、操作手順については、「1.7.2.1(1) b. (e) フィルタ装置内の不活性ガス（窒素）置換」の操作手順と同様である。

(f) フィルタ装置スクラビング水移送

水の放射線分解により発生する水素がフィルタ装置内に蓄積することを防止するため、フィルタ装置スクラビング水をサブプレッション・チェンバへ移送する。移送ポンプの電源は、常設代替交流電源設備として使用する常設代替高圧電源装置又は可搬型代替交流電源設備として使用する可搬型代替低圧電源車から受電可能である。

なお、操作手順については、「1.7.2.1(1) b. (f) フィルタ装置スクラビング水移送」の操作手順と同様である。

第1.7-1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

対応手段, 対処設備, 手順書一覧 (1/3)

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	対処設備	手順書	
原子炉格納容器の過圧破損防止	外部電源系及び非常用ディーゼル発電機 (全交流動力電源)	代替循環冷却系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱	代替循環冷却系ポンプ 残留熱除去系熱交換器 残留熱除去系海水系ポンプ ^{※1} 残留熱除去系海水系ストレーナ 緊急用海水ポンプ ^{※1} 緊急用海水系ストレーナ 可搬型代替注水大型ポンプ サプレッション・チェンバ 代替淡水貯槽 ^{※2} 残留熱除去系配管・弁・ストレーナ・スプレイヘッダ 代替循環冷却系配管・弁 ホース 原子炉圧力容器 原子炉格納容器 常設代替交流電源設備 ^{※3} 燃料給油設備 ^{※3}	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅲ (シビアアクシデント) 「除熱-1」等 AM設備別操作手順書 重大事故等対策要領
			可搬型代替注水大型ポンプ ^{※1} ホース	自主対策設備	

※1: 手順については「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
 ※2: 手順については「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」にて整備する。
 ※3: 手順については「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

対応手段, 対処設備, 手順書一覧 (2/3)

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	対処設備	手順書
原子炉格納容器の過圧破損防止	外部電源系及び非常用ディーゼル発電機 (全交流動力電源)	格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱	フィルタ装置 第一弁 (D/W側) フィルタ装置入口連絡弁 フィルタ装置入口第一弁 (S/C側) フィルタ装置入口第一弁 (S/C側) バイパス弁 フィルタ装置入口第二弁 フィルタ装置入口第二弁バイパス弁 遠隔人力操作機構 [] 遮蔽 [] 空気ポン ベユニット (空気ポンベ) 圧力開放板 可搬型窒素供給装置 移送ポンプ フィルタ装置遮蔽 配管遮蔽 不活性ガス系配管・弁 格納容器圧力逃がし装置配管・弁 [] 空気ポン ベユニット (配管・弁) 窒素供給配管・弁 移送配管・弁 補給水配管・弁 原子炉格納容器 (サブプレッション・チェンバを含む) 真空破壊弁 可搬型代替注水中型ポンプ ^{※2} 可搬型代替注水大型ポンプ ^{※2} 西側淡水貯水設備 ^{※2} 代替淡水貯槽 ^{※2} 常設代替交流電源設備 ^{※3} 可搬型代替交流電源設備 ^{※3} 常設代替直流電源設備 ^{※3} 可搬型代替直流電源設備 ^{※3} 燃料給油設備 ^{※3}	重大事故等対処設備 非常時運転手順書Ⅲ (シビアアクシデント) 「除熱-1」等 AM設備別操作手順書 重大事故等対策要領
			[] 空気ポン ベユニット空気供給圧力 [] 差圧 淡水タンク ^{※2}	自主対策設備

※1: 手順については「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
 ※2: 手順については「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」にて整備する。
 ※3: 手順については「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

対応手段, 対処設備, 手順書一覧 (3/3)

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	対処設備	手順書	
原子炉格納容器の過圧破損防止	-	現場操作	遠隔人力操作機構 [] 遮蔽空気ポンベユニット (空気ポンベ) [] 空気ポンベユニット (配管・弁)	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅲ (シビアアクシデント) 「除熱-1」等 AM設備別操作手順書
			[] 空気ポンベユニット空気供給圧力 [] 差圧	自主対策設備	重大事故等対策要領
		不活性ガス (窒素) による系統内の置換	可搬型窒素供給装置 不活性ガス系配管・弁 格納容器圧力逃がし装置配管・弁 フィルタ装置 常設代替交流電源設備 ^{※3} 可搬型代替交流電源設備 ^{※3} 燃料給油設備 ^{※3}	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅲ (シビアアクシデント) 「除熱-1」等 AM設備別操作手順書 重大事故等対策要領
		原子炉格納容器負圧破損の防止	可搬型窒素供給装置 不活性ガス系配管・弁 格納容器圧力逃がし装置配管・弁 原子炉格納容器 常設代替交流電源設備 ^{※3} 可搬型代替交流電源設備 ^{※3} 燃料給油設備 ^{※3}	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅲ (シビアアクシデント) 「放出」 AM設備別操作手順書 重大事故等対策要領
		サブプレッション・プール水 pH 制御装置による薬液注入	薬液タンク 蓄圧タンク加圧用窒素ガスポンベ サブプレッション・プール水 pH 制御装置 配管・弁 残留熱除去系配管・弁・スプレイヘッド サブプレッション・チェンバ 常設代替直流電源設備 ^{※3} 可搬型代替直流電源設備 ^{※3} 燃料給油設備 ^{※3}	自主対策設備	非常時運転手順書Ⅲ (シビアアクシデント) 「放出」 AM設備別操作手順書 重大事故等対策要領

※1: 手順については「1.5 最終ヒートシンクへ熱を輸送するための手順等」にて整備する。
 ※2: 手順については「1.13 重大事故等の収束に必要な水の供給手順等」にて整備する。
 ※3: 手順については「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

第1.7-2表 重大事故等対処に係る監視計器

監視計器一覧 (2/10)

手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)
1.7.2.1 原子炉格納容器の過圧破損防止のための対応手順 (1) 交流動力電源が健全である場合の対応手順 b. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (a) 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱		
非常時運転手順書Ⅲ (シビアアクシデント) 「除熱-1」等	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率 格納容器雰囲気放射線モニタ (D/W) 格納容器雰囲気放射線モニタ (S/C)
		原子炉圧力容器内の温度 原子炉圧力容器温度
		原子炉格納容器内の圧力 ドライウエル圧力 サプレッション・チェンバ圧力
		原子炉格納容器内の水位 サプレッション・プール水位
		原子炉格納容器内の温度 ドライウエル雰囲気温度 サプレッション・チェンバ雰囲気温度 サプレッション・プール水温度
		電源 M/C 2C電圧 P/C 2C電圧 M/C 2D電圧 P/C 2D電圧 緊急用M/C電圧 緊急用P/C電圧 直流125V主母線盤2A電圧 直流125V主母線盤2B電圧 緊急用直流125V主母線盤電圧
AM設備別操作手順書	操作	原子炉格納容器内の放射線量率 格納容器雰囲気放射線モニタ (D/W) 格納容器雰囲気放射線モニタ (S/C)
		原子炉建屋内の水素濃度 ・原子炉建屋原子炉棟6階 ・原子炉建屋原子炉棟2階 ・原子炉建屋原子炉棟地下1階
		原子炉格納容器内の水位 サプレッション・プール水位
		原子炉格納容器内の圧力 ドライウエル圧力 サプレッション・チェンバ圧力
		原子炉格納容器内の温度 ドライウエル雰囲気温度 サプレッション・チェンバ雰囲気温度 サプレッション・プール水温度
		最終ヒートシンクの確保 フィルタ装置圧力 フィルタ装置スクラビング水温度 フィルタ装置入口水素濃度 フィルタ装置出口放射線モニタ (高レンジ・低レンジ)

監視計器一覧 (3/10)


手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)	
1.7.2.1 原子炉格納容器の過圧破損防止のための対応手順 (1) 交流動力電源が健全である場合の対応手順 b. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (b) [] の正圧化			
非常時運転手順書Ⅲ (シビアアクシデント) 「除熱-1」等 AM設備別操作手順書	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率	格納容器雰囲気放射線モニタ (D/W) 格納容器雰囲気放射線モニタ (S/C)
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度
		原子炉格納容器内の圧力	ドライウエル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力
		原子炉格納容器内の水位	サブプレッション・プール水位
		原子炉格納容器内の温度	ドライウエル雰囲気温度 サブプレッション・チェンバ雰囲気温度 サブプレッション・プール水温度
	操作	原子炉格納容器内の水位	サブプレッション・プール水位
		補機監視機能	[] 空気ボンベユニット空気供給圧力 [] 差圧

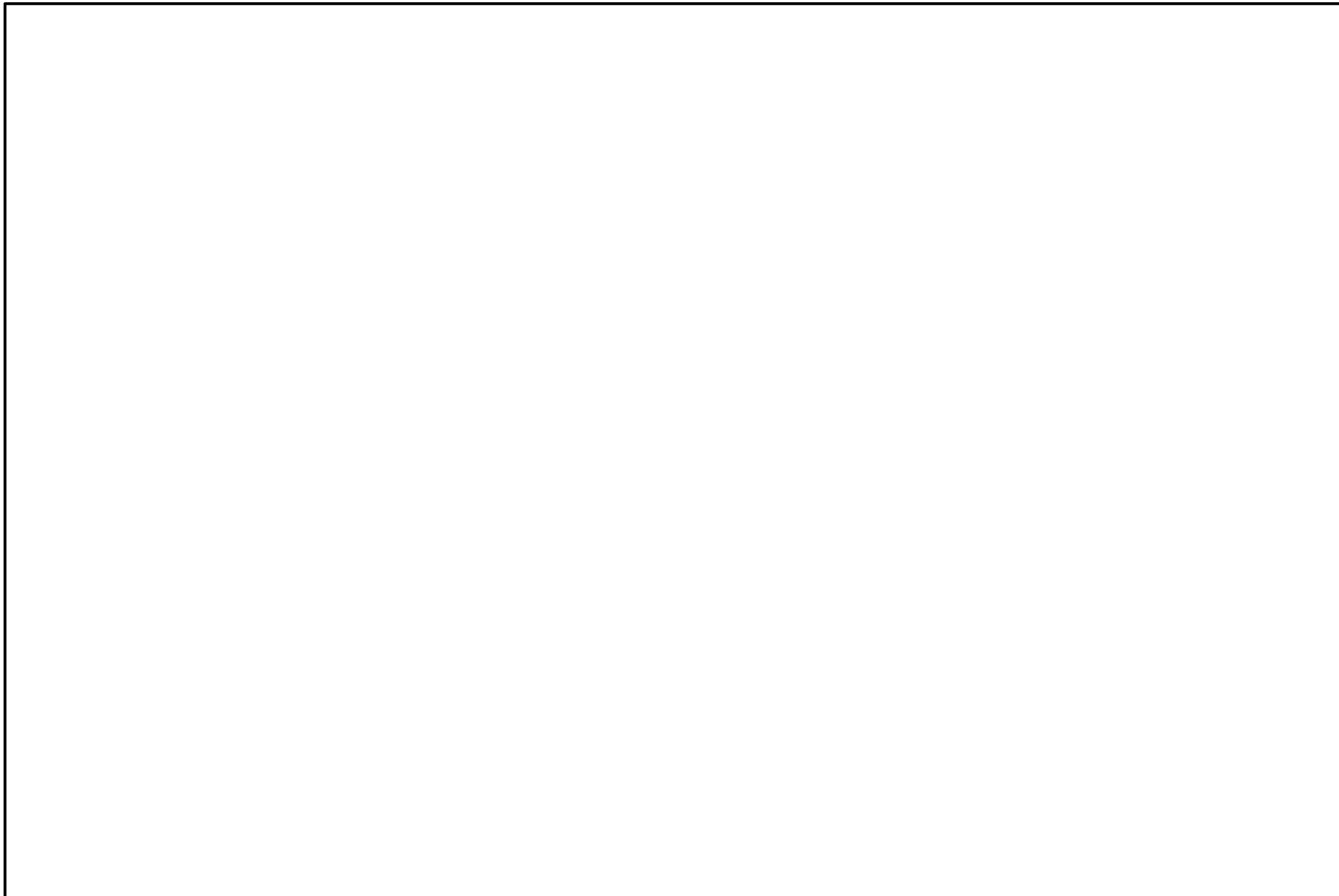
監視計器一覧 (8/10)

手順書	重大事故等の対応に必要な監視項目	監視パラメータ (計器)	
1.7.2.1 原子炉格納容器の過圧破損防止のための対応手順 (2) 全交流動力電源喪失時の対応手順 a. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作) (b) [] の正圧化			
非常時運転手順書Ⅲ (シビアアクシデント) 「除熱-1」等 AM設備別操作手順書	判断基準	原子炉格納容器内の放射線量率	格納容器雰囲気放射線モニタ (D/W) 格納容器雰囲気放射線モニタ (S/C)
		原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度
		原子炉格納容器内の圧力	ドライウェル圧力 サプレッション・チェンバ圧力
		原子炉格納容器内の水位	サプレッション・プール水位
		原子炉格納容器内の温度	ドライウェル雰囲気温度 サプレッション・チェンバ雰囲気温度 サプレッション・プール水温度
	操作	原子炉格納容器内の水位	サプレッション・プール水位
		補機監視機能	[] 空気ボンベユニット空気供給圧力 [] 差圧




第 1.7-1 図 非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）「除熱-1」における対応フロー

 は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。

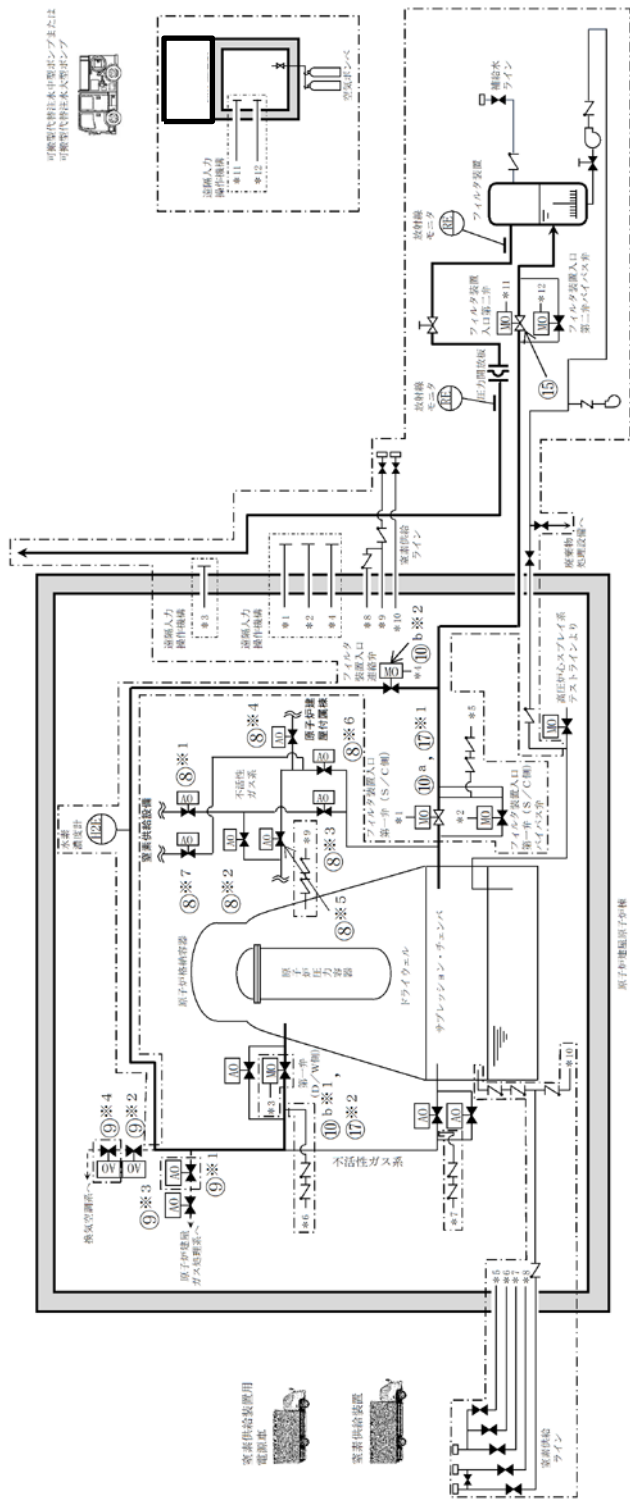


第 1.7-2 図 非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）「放出」における対応フロー

 は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。

凡例

	ポンプ
	電動駆動
	空気駆動
	弁
	逆止弁
	設計基準対象施設から追加した箇所



操作手順	弁名称	操作手順	弁名称	操作手順	弁名称
⑧※1	格納容器/サブレーション・チェンバN ₂ ガス供給弁	⑧※6	サブレーション・チェンババージ弁	⑨※4	換気空調系二次隔離弁
⑧※2	格納容器N ₂ ガス供給弁	⑧※7	N ₂ ガスバージ供給弁	⑩ ^a , ⑩ ^b ※1, ⑩ ^b ※2	フィルタ装置入口第一弁 (S/C側)
⑧※3	サブレーション・チェンバN ₂ ガス供給弁	⑨※1	原子炉建屋ガス処理系一次隔離弁	⑩ ^b ※1, ⑩ ^b ※2	第一弁 (D/W側)
⑧※4	エアバージ供給入口弁	⑨※2	換気空調系一次隔離弁	⑩ ^b ※2	フィルタ装置入口連絡弁
⑧※5	格納容器バージ弁	⑨※3	原子炉建屋ガス処理系二次隔離弁	⑮	フィルタ装置入口第二弁

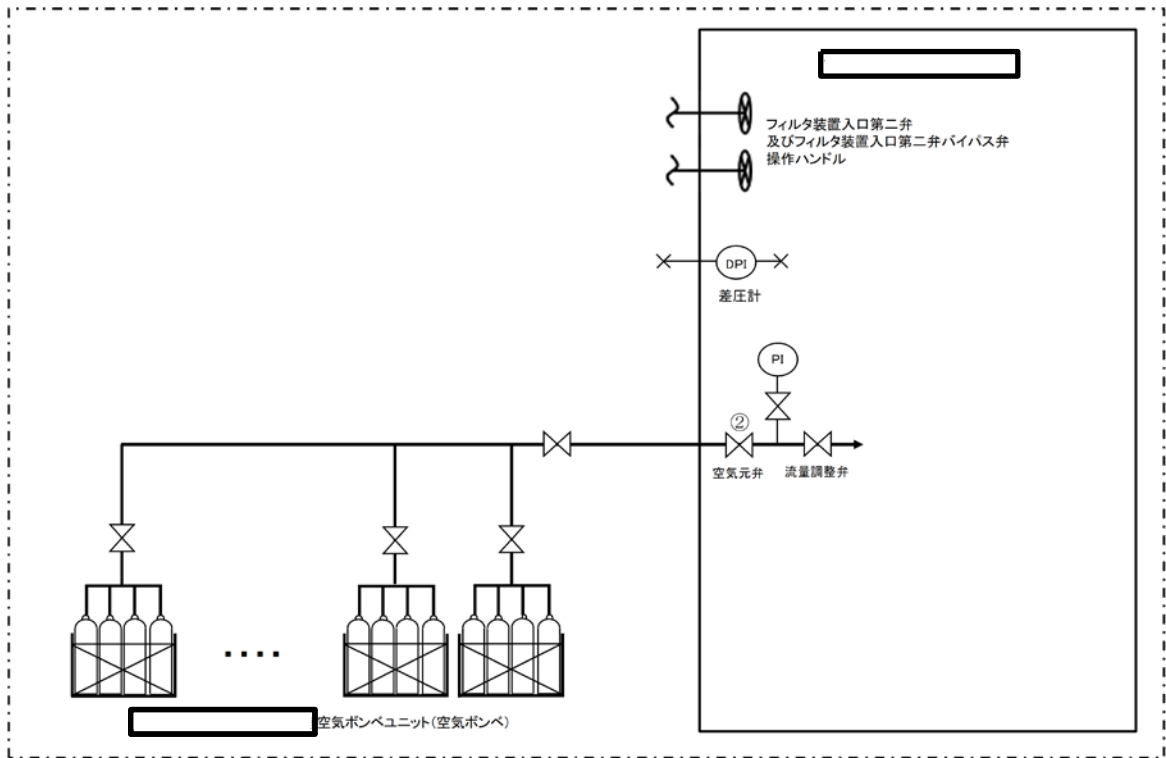
記載例 ○ : 操作手順番号を示す。

○^a ~ : 同一操作手順番号内で選択して実施する操作がある場合の操作手順の優先番号を示す。

○※1 ~ : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合、その実施順を示す。

第 1.7-5 図 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 概要図

□ は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。



 : 設計基準対象施設から追加した箇所

操作手順	弁名称
②	 空気ポンベユニット空気元弁

記載例 ○ : 操作手順番号を示す。

第 1.7-6 図 の正圧化 概要図

は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。

		経過時間 (分)															備考		
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15			
手順の項目	実施箇所・必要要員数	格納容器ベント準備判断															8分	格納容器ベント	
格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (中央制御室操作) (格納容器ベント準備：フィルタ装置入口第一弁 (S/C側))	運転員等 (当直運転員) (中央制御室)	1	系統構成				格納容器ベント準備				格納容器ベント開始操作							※1, ※2	

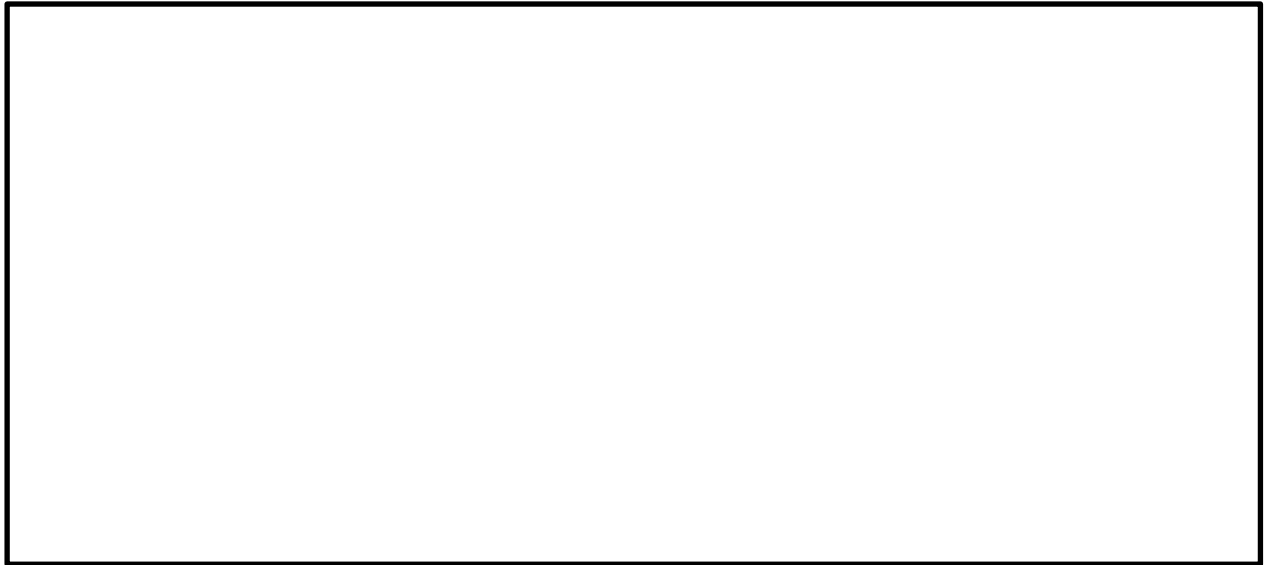
		経過時間 (分)															備考		
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15			
手順の項目	実施箇所・必要要員数	格納容器ベント準備判断															9分	格納容器ベント	
格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (中央制御室操作) (格納容器ベント準備：第一弁 (D/W側) 操作の場合)	運転員等 (当直運転員) (中央制御室)	1	系統構成				格納容器ベント準備				格納容器ベント開始操作							※2	

※1：フィルタ装置入口第一弁 (S/C側) の遠隔開操作不可の場合、フィルタ装置入口第一弁 (S/C側) バイパス弁を開とする。中央制御室対応を運転員等 (当直運転員) 1名にて実施した場合、2分以内で可能である。

※2：フィルタ装置入口第二弁の遠隔開操作不可の場合、フィルタ装置入口第二弁バイパス弁を開とする。中央制御室対応を運転員等 (当直運転員) 1名にて実施した場合、2分以内で可能である。


格納容器ベント

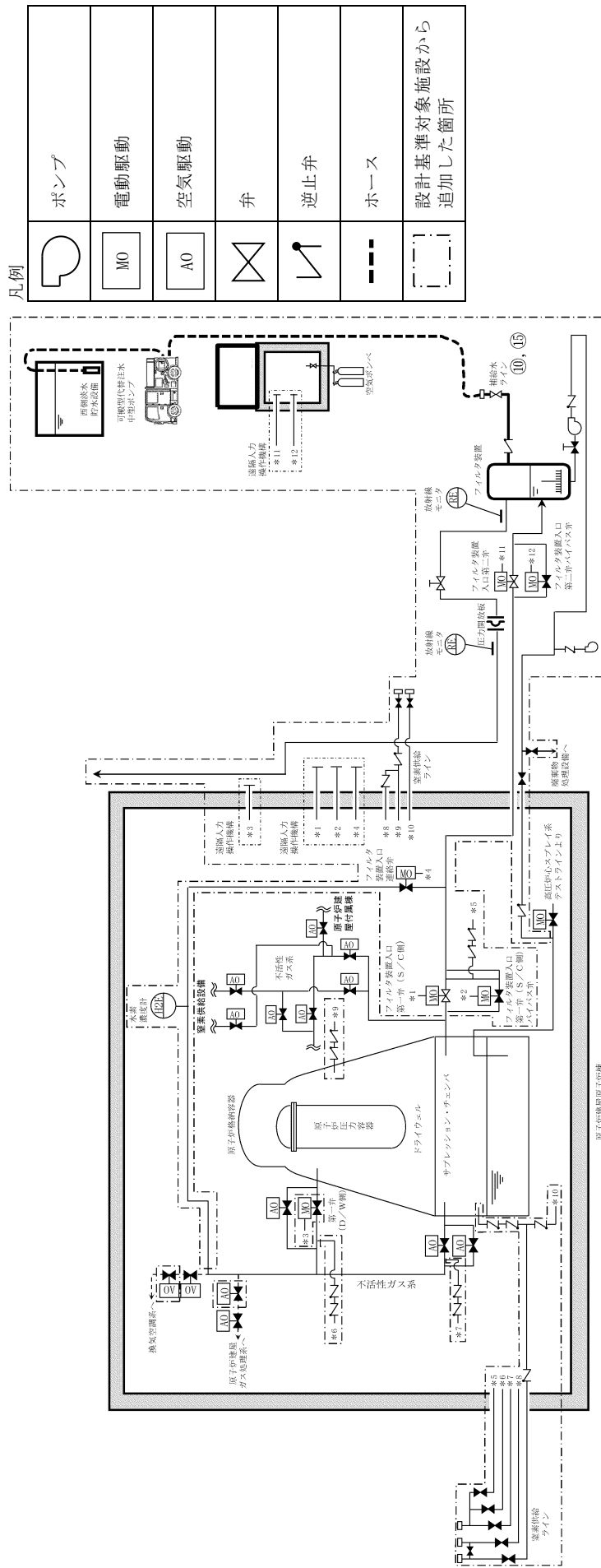
第 1.7-7 図 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 タイムチャート (1/2)



の正圧化

第 1.7-7 図 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 タイムチャート (2/2)

 は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。



凡例

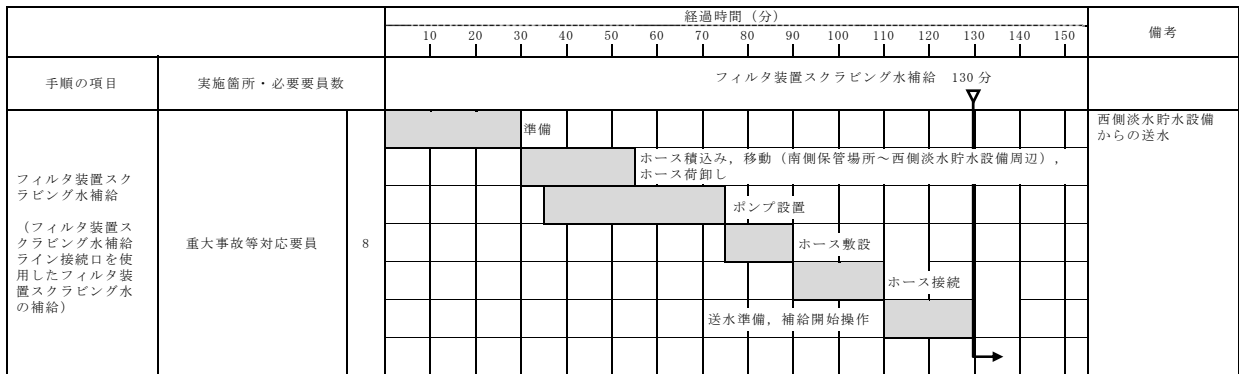
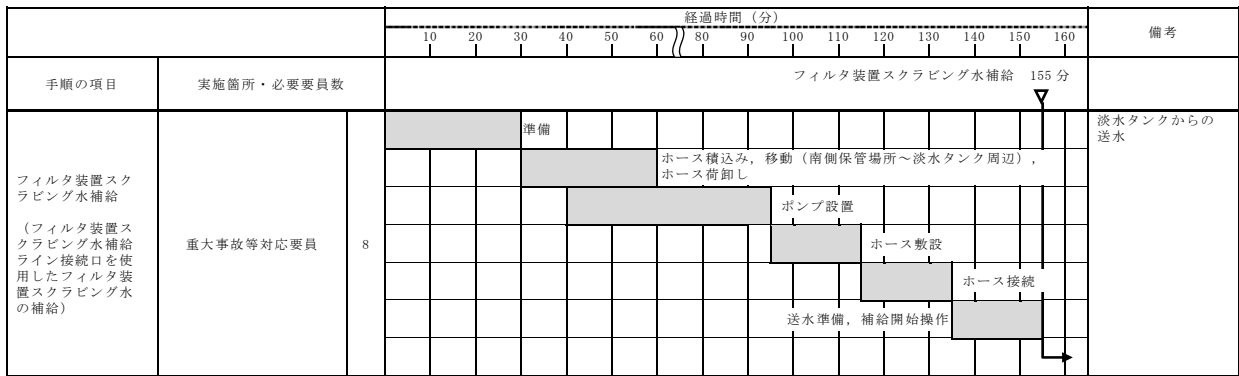
	ポンプ
	電動駆動
	空気駆動
	弁
	逆止弁
	ホース
	設計基準対象施設から追加した箇所

操作手順	弁名称
⑩, ⑮	フィルタバント装置補給水ライン元弁

記載例 ○：操作手順番号を示す。

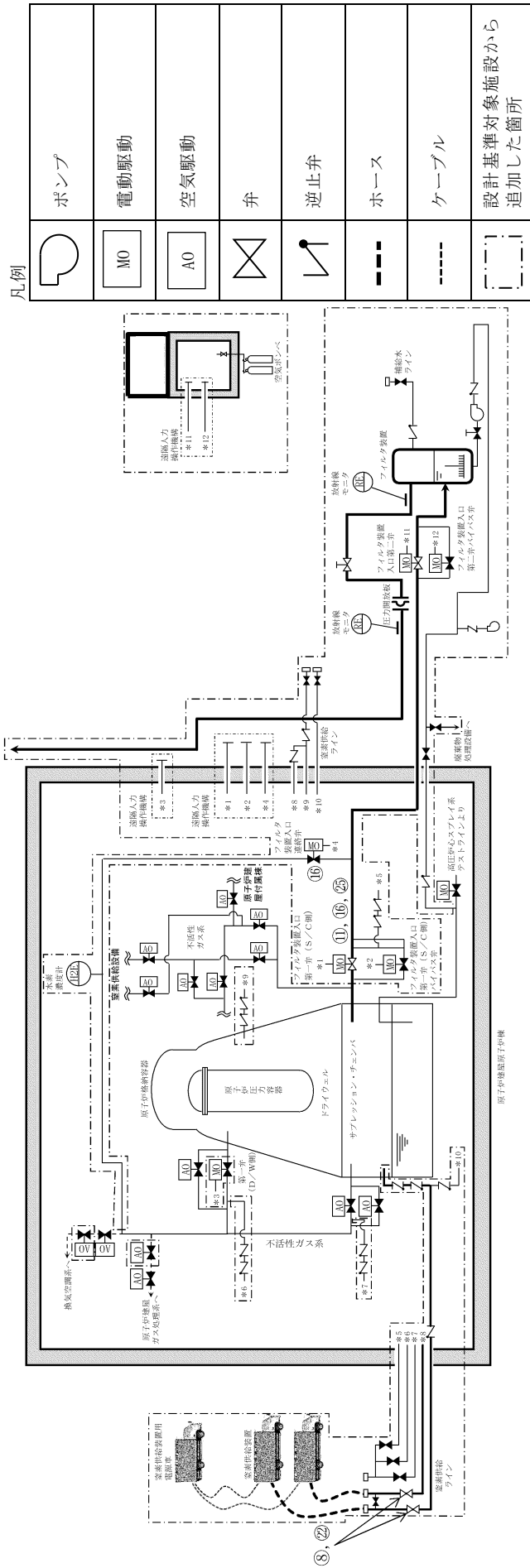
第 1.7-8 図 フィルタ装置スクラビング水補給 概要図

は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。



【ホース敷設 (淡水タンクからフィルタ装置スクラビング水補給ライン接続口) の場合は 348m, ホース敷設 (西側淡水貯水設備からフィルタ装置スクラビング水補給ライン接続口) の場合は 279m】

第 1.7-9 図 フィルタ装置スクラビング水補給 タイムチャート

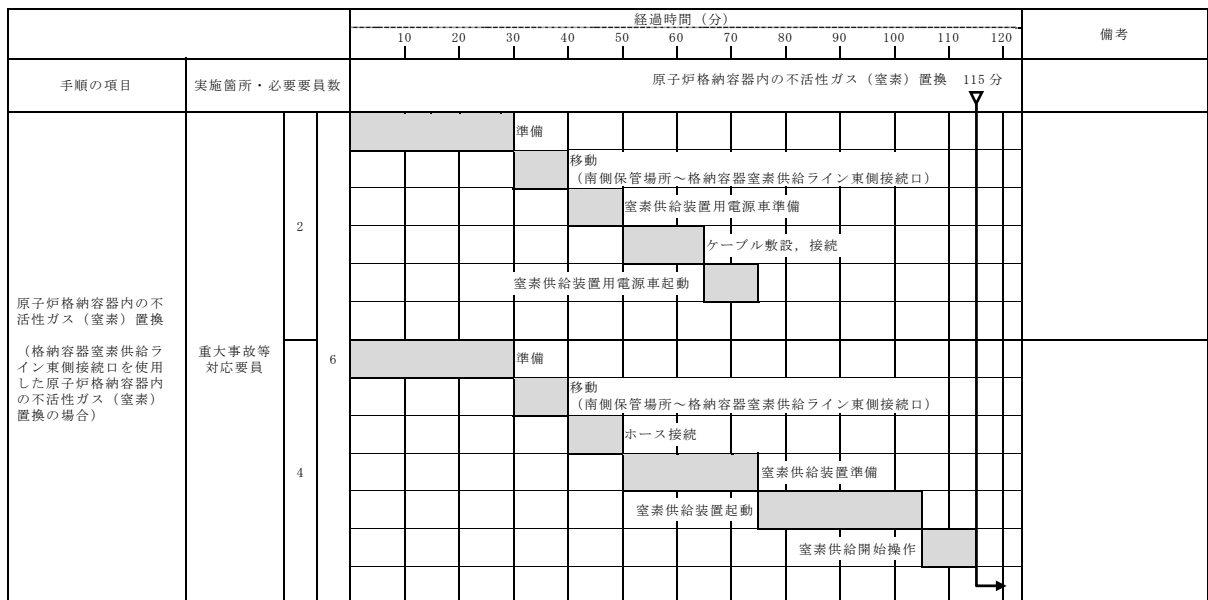
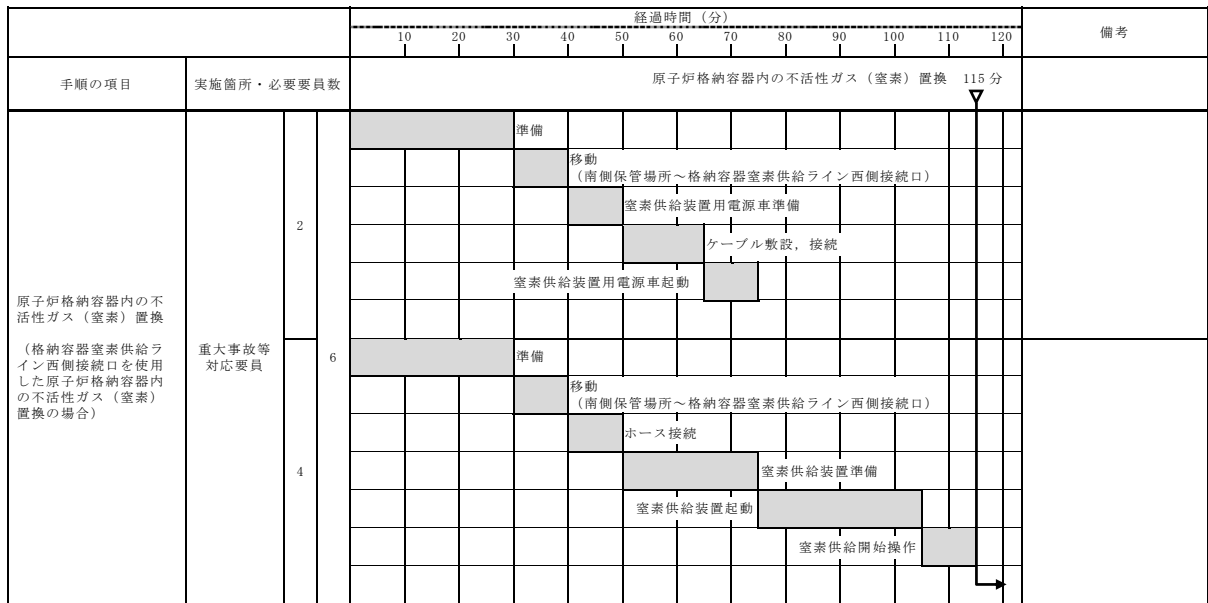


操作手順	弁名称
⑧, ⑫	窒素ガス補給弁 (S/C側及びD/W側)
⑩, ⑯, ㉑	フィルタ装置入口第一弁 (S/C側), 第一弁 (D/W側)
⑮	フィルタ装置入口連絡弁

記載例 ○ : 操作手順番号を示す。

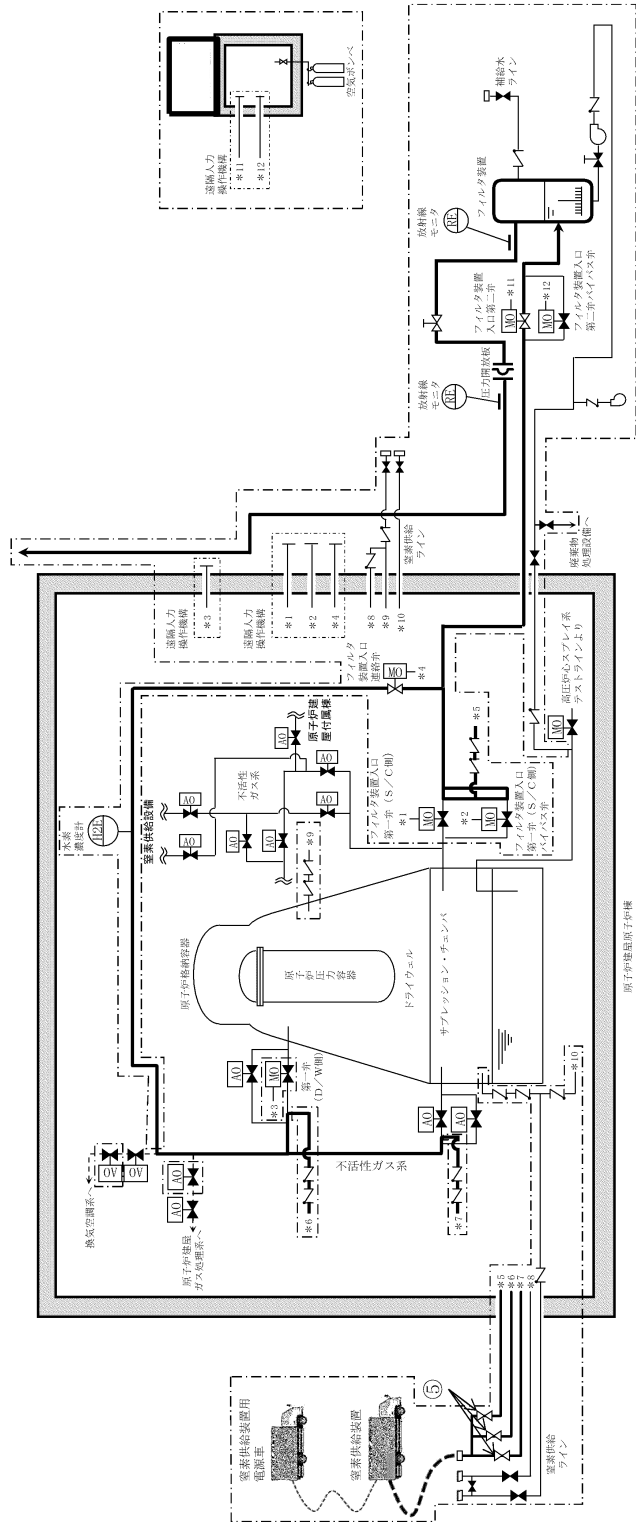
第 1.7-10 図 原子炉格納容器内の不活性ガス (窒素) 置換 概要図

は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。



第 1.7-11 図 原子炉格納容器内の不活性ガス(窒素)置換 タイムチャート

凡例		ポンプ
		電動駆動
		空気駆動
		弁
		逆止弁
		ホース
		ケーブル
		設計基準対象施設から追加した箇所



操作手順	弁名称
⑤	フィルター装置窒素供給ライン元弁

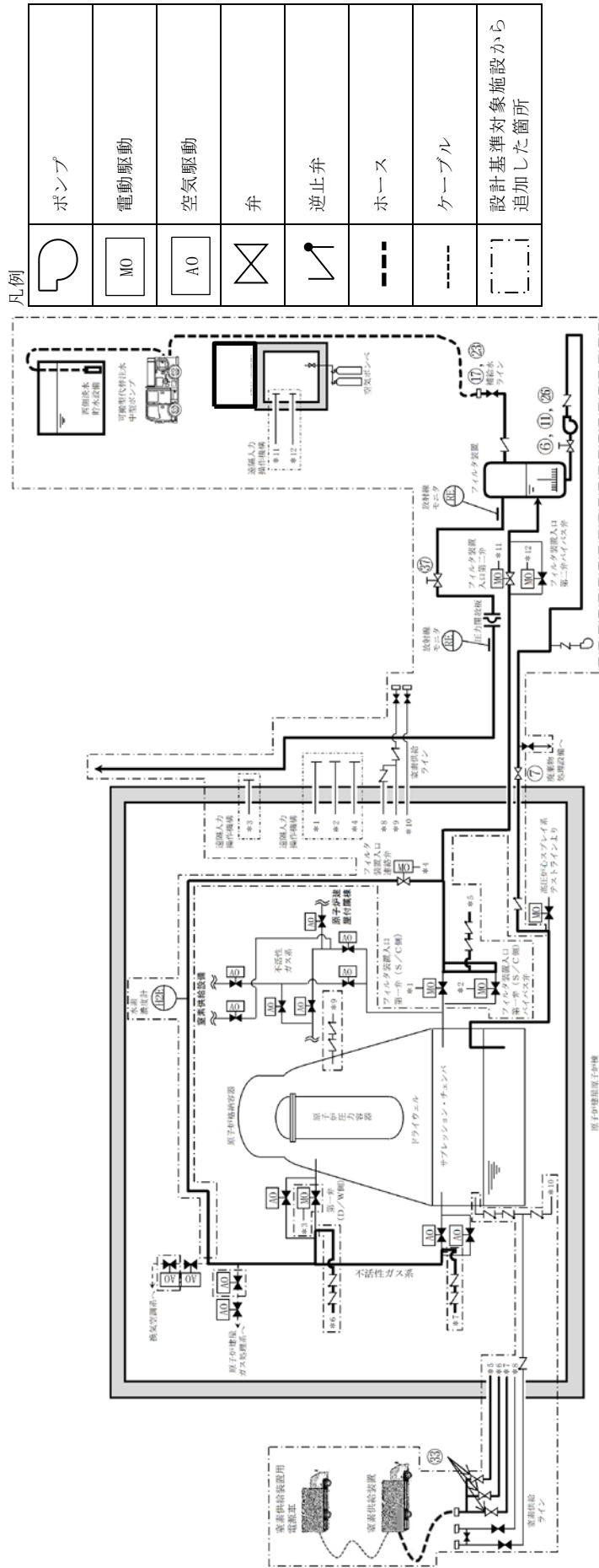
記載例 ○：操作手順番号を示す。

第1.7-12図 フィルタ装置内の不活性ガス（窒素）置換 概要図

は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。

手順の項目		実施箇所・必要要員数		経過時間(分)												備考					
				10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120						
				フィルタ装置内の不活性ガス(窒素)置換 115分																	
フィルタ装置内の不活性ガス(窒素)置換	重大事故等 対応要員	2	6	準備																	
				移動 (南側保管場所～フィルタベント配管窒素供給ライン接続口)																	
				窒素供給装置用電源車準備																	
				ケーブル敷設, 接続																	
				窒素供給装置用電源車起動																	
				準備																	
		4	6	移動 (南側保管場所～フィルタベント配管窒素供給ライン接続口)																	
				ホース接続																	
				窒素供給装置準備																	
				窒素供給装置起動																	
				窒素供給開始操作																	

第 1.7-13 図 フィルタ装置内の不活性ガス(窒素)置換 タイムチャート



操作手順	弁名称	操作手順	弁名称
⑥, ⑩, ⑳	フィルタバベント装置移送ライン止め弁	⑳	フィルタバベント装置窒素供給ライン元弁
⑦	フィルタバベント装置トレン移送ライン切替え弁 (S/C側)	㉑	フィルタ装置出口弁 (例)
⑰, ㉒	フィルタバベント装置補給水ライン元弁		

記載例 ○ : 操作手順番号を示す。

第 1.7-14 図 フィルタ装置スクラビング水移送 概要図

□ は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。

		経過時間(分)										備考	
		10	20	30	40	50	60	70	80	90			
手順の項目	実施箇所・必要要員数	フィルタ装置スクラビング水移送 42分											
フィルタ装置スクラビング水移送	運転員等 (当直運転員) (中央制御室)	1										起動操作	
	運転員等 (当直運転員) (現場)	2										移動, 系統構成	
	重大事故等 対応要員	2										移動, 系統構成	

		経過時間(分)																備考	
		10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	130	140	150	160		
手順の項目	実施箇所・必要要員数	フィルタ装置スクラビング水補給 155分																	
フィルタ装置スクラビング水補給 (フィルタ装置スクラビング水補給ライン接続口を使用したフィルタ装置水張り)	重大事故等 対応要員	8																準備	淡水タンクからの 送水
																		ホース積み込み, 移動(南側保管場所~淡水タンク周辺), ホース荷卸し	
																		ポンプ設置	
																		ホース敷設	
																		ホース接続	
																		送水準備, 補給開始操作	

【ホース敷設(淡水タンクからフィルタ装置スクラビング水補給ライン接続口)の場合は348m】

		経過時間(分)										備考	
		10	20	30	40	50	60	70	80	90			
手順の項目	実施箇所・必要要員数	フィルタ装置スクラビング水移送 42分											
フィルタ装置スクラビング水移送 (フィルタ装置スクラビング水移送ライン洗浄)	運転員等 (当直運転員) (中央制御室)	1										起動操作	
	重大事故等 対応要員	2										移動, 系統構成	

第 1.7-15 図 フィルタ装置スクラビング水移送 タイムチャート (1/2)

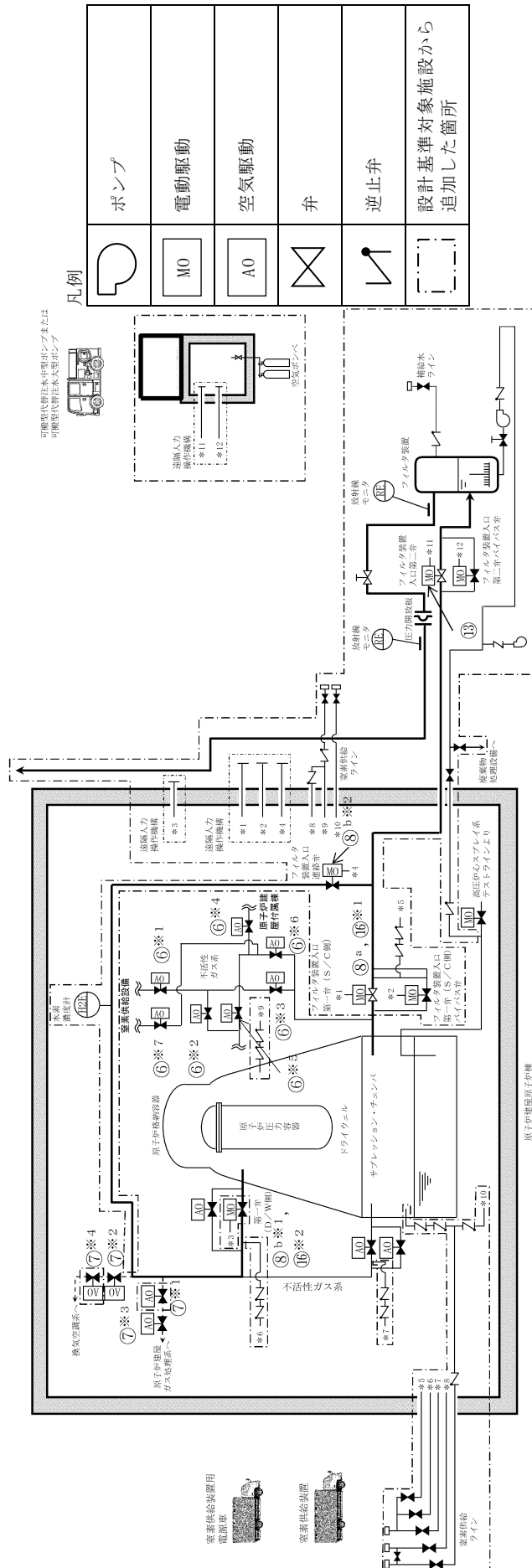
手順の項目		実施箇所・必要要員数		経過時間(分)																備考
				10	20	30	40	50	60	70	80	90								
		フィルタ装置スクラビング水移送		42分																
フィルタ装置スクラビング水移送	運転員等 (当直運転員) (中央制御室)	1														起動操作				
	運転員等 (当直運転員) (現場)	2														移動, 系統構成				
	重大事故等 対応要員	2														移動, 系統構成				

手順の項目		実施箇所・必要要員数		経過時間(分)																備考
				10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	130	140	150		
		フィルタ装置スクラビング水補給		130分																
フィルタ装置スクラビング水補給 (フィルタ装置スクラビング水補給ライン接続口を使用したフィルタ装置水張り)	重大事故等 対応要員	8	準備														西側淡水貯水設備 からの送水			
			ホース積み込み, 移動(南側保管場所~西側淡水貯水設備周辺), ホース荷卸し																	
			ポンプ設置																	
			ホース敷設																	
			ホース接続																	
			送水準備, 補給開始操作																	

【ホース敷設(西側淡水貯水設備からフィルタ装置スクラビング水補給ライン接続口)の場合は279m】

手順の項目		実施箇所・必要要員数		経過時間(分)																備考
				10	20	30	40	50	60	70	80	90								
		フィルタ装置スクラビング水移送		42分																
フィルタ装置スクラビング水移送 (フィルタ装置スクラビング水移送ライン洗浄)	運転員等 (当直運転員) (中央制御室)	1														起動操作				
	重大事故等 対応要員	2														移動, 系統構成				

第 1.7-15 図 フィルタ装置スクラビング水移送 タイムチャート (2/2)

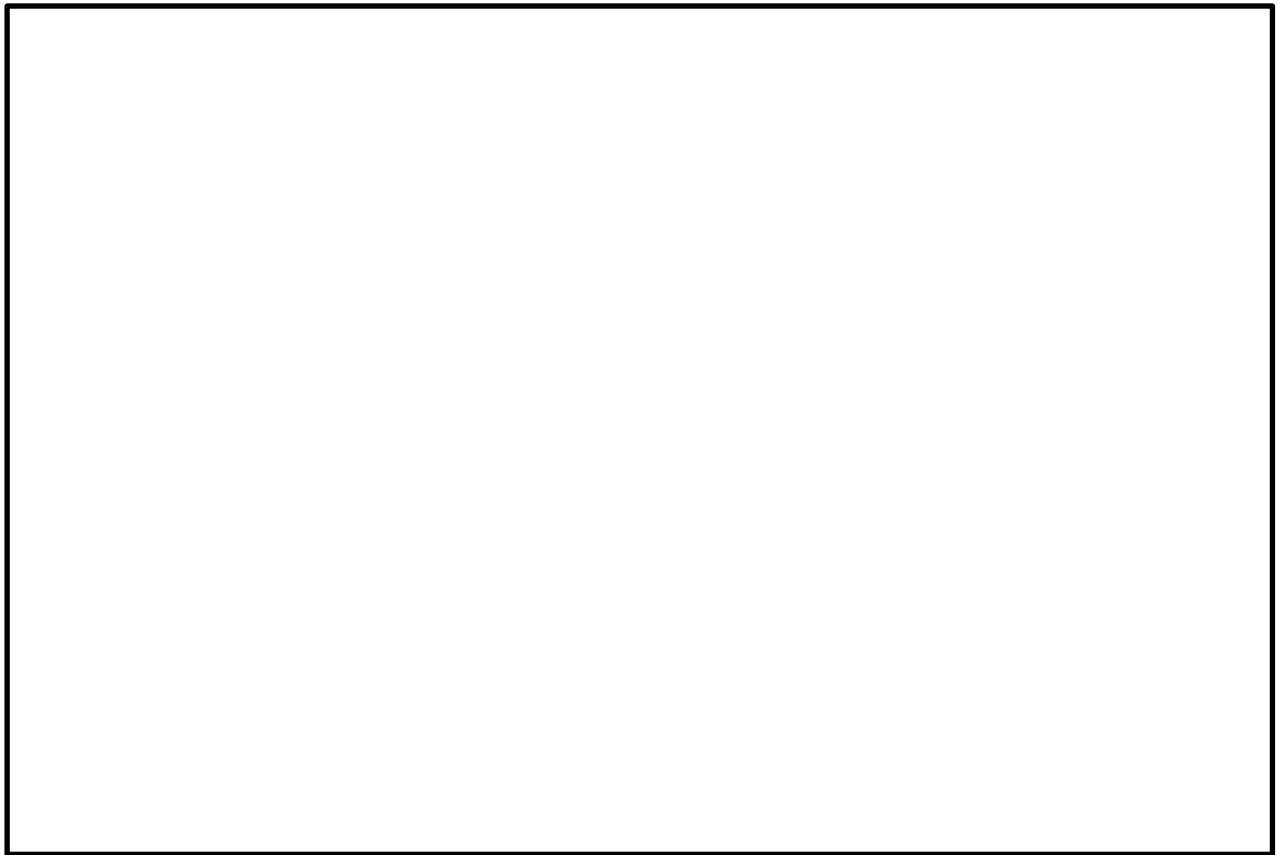


操作手順	弁名称	操作手順	弁名称	操作手順	弁名称
⑥※1	格納容器/サブプレッジョン・チェンバN ₂ ガス供給弁	⑥※6	サブプレッジョン・チェンバN ₂ ガス供給弁	⑦※4	換気空調系二次隔離弁
⑥※2	格納容器N ₂ ガス供給弁	⑥※7	N ₂ ガスバナー供給弁	⑧ ^a , ⑩※1	フィルタ装置入口第一弁 (S/C側)
⑥※3	サブプレッジョン・チェンバN ₂ ガス供給弁	⑦※1	原子炉建屋ガス処理系一次隔離弁	⑧ ^b ※1, ⑩※2	第一弁 (D/W側)
⑥※4	エアバナー供給入口弁	⑦※2	換気空調系一次隔離弁	⑧ ^b ※2	フィルタ装置入口連絡弁
⑥※5	格納容器バナー供給弁	⑦※3	原子炉建屋ガス処理系二次隔離弁	⑬	フィルタ装置入口第二弁

記載例 ○：操作手順番号を示す。
 ○^a～：同一操作手順番号内で選択して実施する操作がある場合の操作手順の優先番号を示す。
 ○※1～：同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合、その実施順を示す。

第 1.7-18 図 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作） 概要図

□ は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。



格納容器ベント

第 1.7-19 図 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱（現場操作） タイムチャート（1/2）

は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。

手順の項目	実施箇所・必要要員数	経過時間(分)															備考
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
[] 空気ポンベユニットによる [] の正圧化	重大事故等対応要員 3	[] サプレッション・プール水位が通常水位+6.4m到達				[] 空気ポンベユニットによる [] の正圧化											※1
						正圧化開始操作											

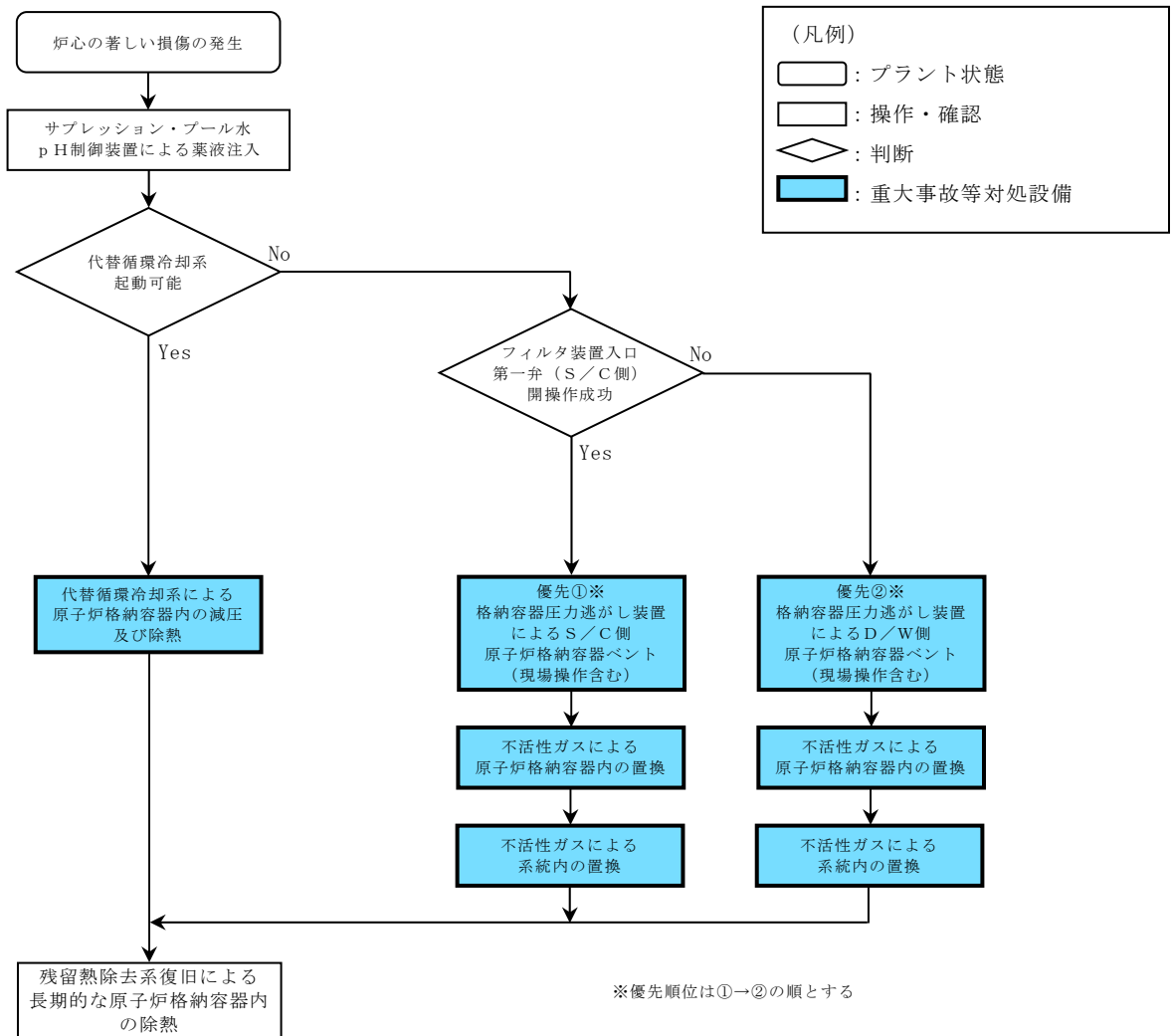
※1: [] 空気ポンベユニット (空気ポンベ) を 48 本のうち 44 本を使用することにより, [] を 5 時間正圧化可能である。

[] の正圧化

第 1.7-19 図 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱 (現場操作) タイムチャート (2/2)

[] は, 営業秘密又は防護上の観点から公開できません。

(1) フロントライン系故障時の対応手段の選択



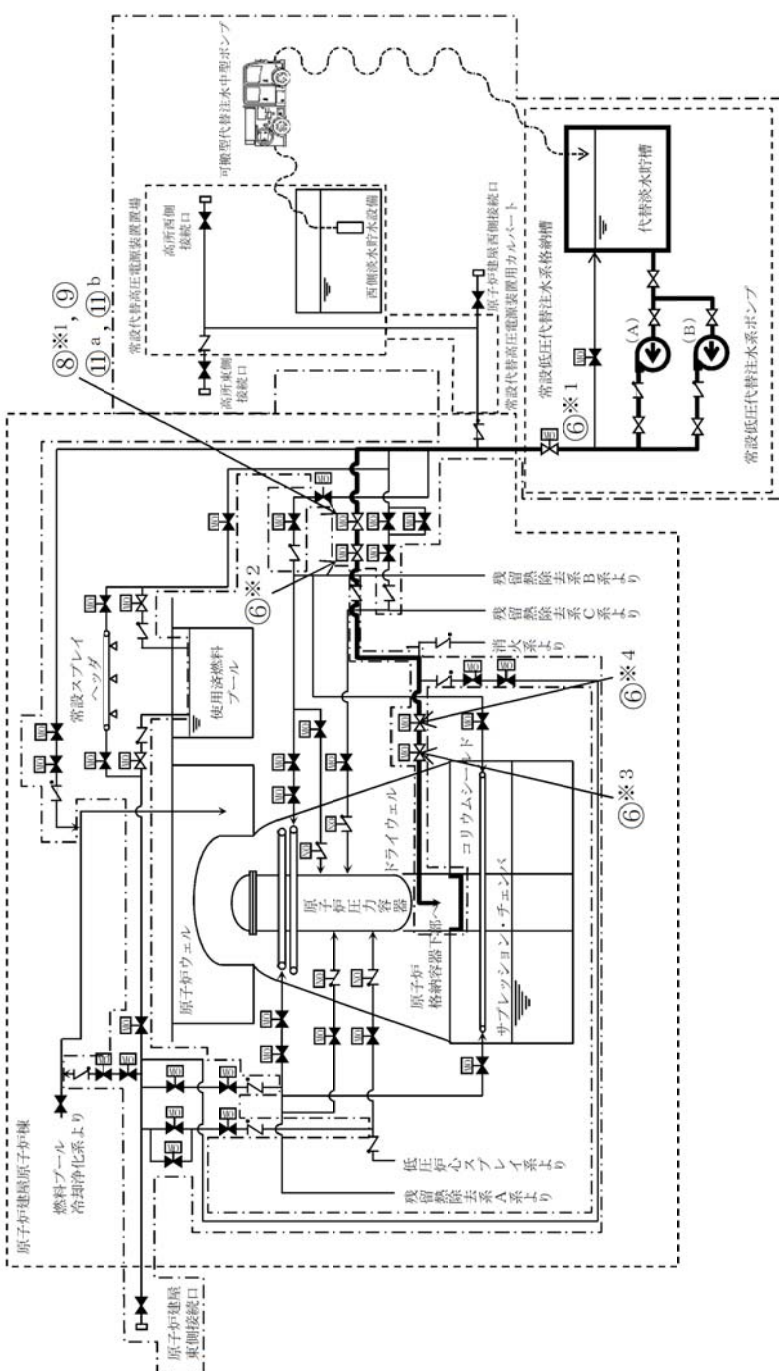
第1.7-20図 重大事故等時の対応手段選択フローチャート

1.8 原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための手順等

記述は、令和元年7月24日付け現規規発第1907243号をもって設置変更許可を受けた東海第二発電所の発電用原子炉設置変更許可申請書の添付書類十追補1の記述のうち、「1.8 原子炉格納容器下部の溶融炉心を冷却するための手順等」の記載内容に同じ。

ただし、「第1.8－4図 格納容器下部注水系（常設）によるペDESTAL（ドライウエル部）への注水 概要図（2／2）」、「第1.8－6図 格納容器下部注水系（可搬型）によるペDESTAL（ドライウエル部）への注水（淡水／海水）概要図（2／2）」、「第1.8－7図 格納容器下部注水系（可搬型）によるペDESTAL（ドライウエル部）への注水（淡水／海水）タイムチャート（1／4）」、「第1.8－7図 格納容器下部注水系（可搬型）によるペDESTAL（ドライウエル部）への注水（淡水／海水）タイムチャート（4／4）」、「第1.8－8図 消火系によるペDESTAL（ドライウエル部）への注水 概要図（2／2）」、「第1.8－10図 補給水系によるペDESTAL（ドライウエル部）への注水 概要図（2／2）」、「第1.8－12図 低圧代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水 概要図」、「第1.8－14図 低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水（淡水／海水）概要図」、「第1.8－15図 低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水（淡水／海水）タイムチャート（1／2）」及び「第1.8－15図 低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水（淡水／海水）タイムチャート（2／2）」に係わる記述を以下のとおり変更する。

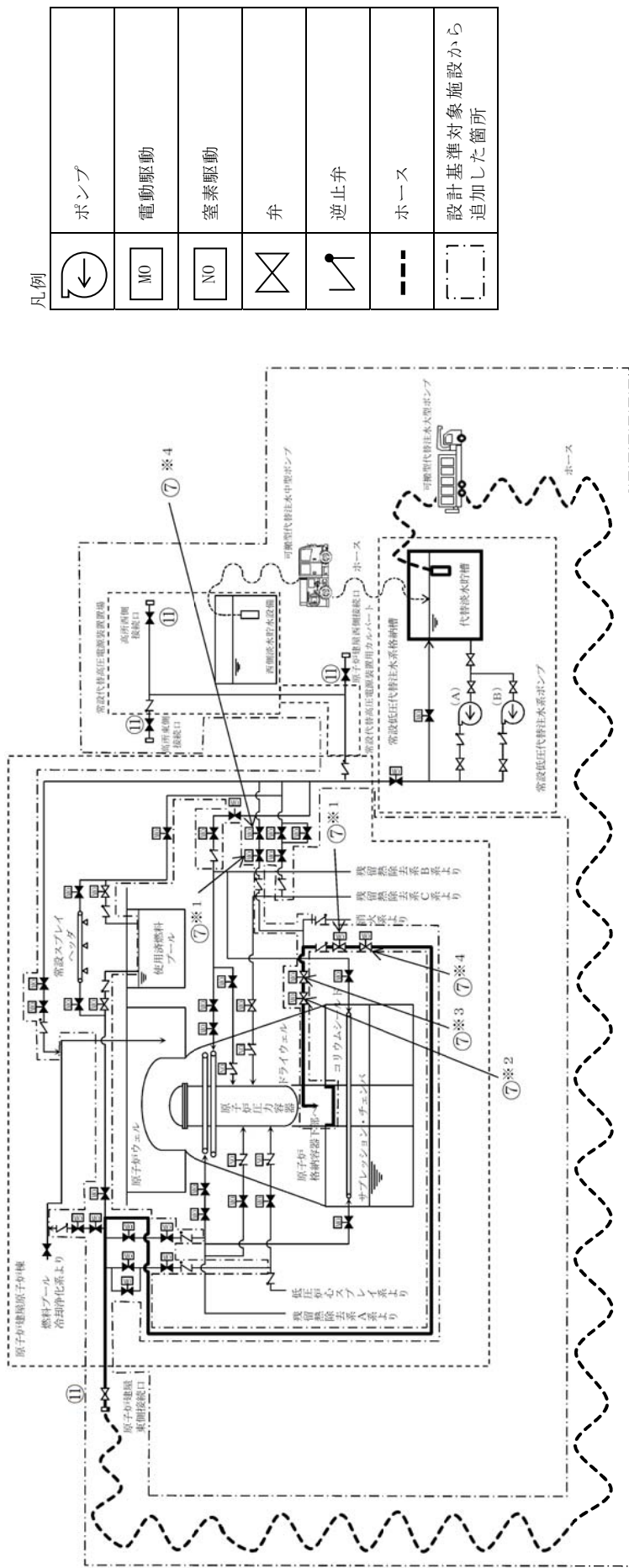
	ポンプ
	電動駆動
	窒素駆動
	弁
	逆止弁
	ホース
	設計基準対象施設から追加した箇所



操作手順	弁名称	操作手順	弁名称
⑥*1	常設低圧代替注水系統分離弁	⑥*4	格納容器下部注水系ペデスタル注入ライン流量調整弁
⑥*2	格納容器下部注水系ペデスタル注水弁	⑧*1, ⑨, ⑩a, ⑩b	格納容器下部注水系ペデスタル注水流量調整弁
⑥*3	格納容器下部注水系ペデスタル注入ライン隔離弁		

記載例 ○ : 操作手順番号を示す。
 ○^a ~ : 同一操作手順番号内で選択して実施する操作がある場合の操作手順の優先番号を示す。
 ○*1 ~ : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合、その実施順を示す。

第1.8-4図 格納容器下部注水系（常設）によるペデスタル（ドライウエール部）への注水 概要図（2/2）



凡例

	ポンプ
	電動駆動
	窒素駆動
	弁
	逆止弁
	ホース
	設計基準対象施設から追加した箇所

操作手順	弁名称	操作手順	弁名称
⑦※1	格納容器下部注水系ペデスタル注水弁	⑦※4	格納容器下部注水系ペデスタル注水流量調整弁
⑦※2	格納容器下部注水系ペデスタル注入ライン隔離弁	①	原子炉建屋西側接続口の弁, 原子炉建屋東側接続口の弁, 高所西側接続口の弁, 高所東側接続口の弁
⑦※3	格納容器下部注水系ペデスタル注入ライン流量調整弁		

記載例 ○ : 操作手順番号を示す。
 ○※1~ : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合, その実施順を示す。
 ○a~ : 同一操作手順番号内で選択して実施する操作がある場合の優先番号を示す。

第1.8-6図 格納容器下部注水系（可搬型）によるペデスタル（ドライウエル部）への注水（淡水／海水） 概要図（2／

		経過時間(分)																				備考			
		10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	130	140	150	160	170	180	190	200		210	220	
手順の項目	実施箇所・必要要員数	格納容器下部注水系（可搬型）によるペDESTAL（ドライウエル部）への注水 215分																							
格納容器下部注水系（可搬型）によるペDESTAL（ドライウエル部）への注水（淡水／海水） （高所東側接続口を使用したペDESTAL（ドライウエル部）水位確保の場合）	運転員等（当直運転員）（中央制御室）	1																							
	重大事故等対応要員	8																							代替淡水貯槽からの送水

【ホース敷設（代替淡水貯槽から高所東側接続口）の場合は402m】

		経過時間(分)												備考	
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12		
手順の項目	実施箇所・必要要員数	ペDESTAL（ドライウエル部）の水位1.05m到達 ペDESTAL（ドライウエル部）への注水停止 10分													
格納容器下部注水系（可搬型）によるペDESTAL（ドライウエル部）への注水（淡水／海水）	運転員等（当直運転員）（中央制御室）	1													
	重大事故等対応要員	8													注水完了確認

		経過時間(分)												備考
		0.5	1	1.5	2	2.5	3	3.5	4	4.5	5	5.5	6	
手順の項目	実施箇所・必要要員数	ペント管より排水後、ペDESTAL（ドライウエル部）の水位1.0m到達 ペント管より排水停止確認 1分												
格納容器下部注水系（可搬型）によるペDESTAL（ドライウエル部）への注水（淡水／海水）	運転員等（当直運転員）（中央制御室）	1												
	重大事故等対応要員	8												排水弁自動閉確認

【ペDESTAL（ドライウエル部）水位確保】

		経過時間(分)																							備考
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	
手順の項目	実施箇所・必要要員数	ペDESTAL（ドライウエル部）の溶融炉心堆積高さ確認 ペDESTAL（ドライウエル部）の溶融炉心堆積高さに応じた注水 20分																							
格納容器下部注水系（可搬型）によるペDESTAL（ドライウエル部）への注水（淡水／海水）	運転員等（当直運転員）（中央制御室）	1																							
	重大事故等対応要員	8																							注水開始確認 注水開始操作

【原子炉圧力容器破損後のペDESTAL（ドライウエル部）への注水】

第1.8-7図 格納容器下部注水系（可搬型）によるペDESTAL（ドライウエル部）への注水（淡水／海水） タイムチャート（1/4）

		経過時間(分)												備考																					
		10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	130	140	150	160	170	180	190	200	210	220	230	240	250	260	270	280	290	300	310	320	330	
手順の項目	実施箇所・必要員数	格納容器下部注水系（可搬型）によるペDESTAL（ドライウエル部）への注水 320分																																	
格納容器下部注水系（可搬型）によるペDESTAL（ドライウエル部）への注水（淡水/海水） （原子炉建屋東側接続口を使用したペDESTAL（ドライウエル部）水位確保の場合）	運転員等（当直運転員）（中央制御室）	1	必要な負荷の電源切替え操作 排水弁開操作 系統構成																																
	重大事故等対応要員	8	準備 ホース積み込み、移動（南側保管場所～西側淡水貯水設備周辺）、ホース荷卸し 西側淡水貯水設備蓋開放、ポンプ設置 ホース敷設 ホース接続 送水準備、注水開始操作																																西側淡水貯水設備からの送水

【ホース敷設（西側淡水貯水設備から原子炉建屋東側接続口）の場合は 871m】

		経過時間(分)												備考	
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12		
手順の項目	実施箇所・必要員数	ペDESTAL（ドライウエル部）の水位 1.05m 到達 ペDESTAL（ドライウエル部）への注水停止 10分													
格納容器下部注水系（可搬型）によるペDESTAL（ドライウエル部）への注水（淡水/海水）	運転員等（当直運転員）（中央制御室）	1	注水完了確認												
	重大事故等対応要員	8	注水停止操作												

		経過時間(分)												備考	
		0.5	1	1.5	2	2.5	3	3.5	4	4.5	5	5.5	6		
手順の項目	実施箇所・必要員数	ペント管より排水後、ペDESTAL（ドライウエル部）の水位 1.0m 到達 ペント管より排水停止確認													
格納容器下部注水系（可搬型）によるペDESTAL（ドライウエル部）への注水（淡水/海水）	運転員等（当直運転員）（中央制御室）	1	排水弁自動閉確認												
	重大事故等対応要員	8													

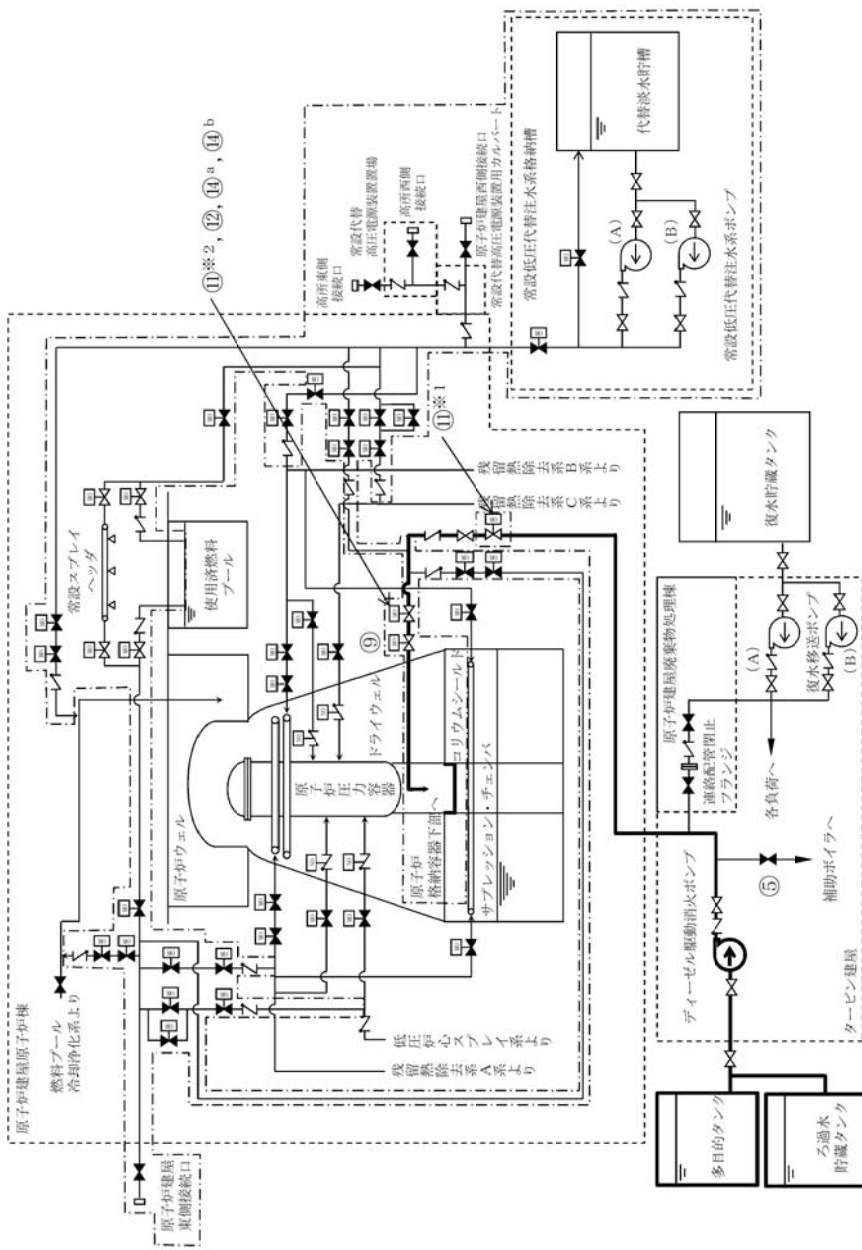
【ペDESTAL（ドライウエル部）水位確保】

		経過時間(分)													備考									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
手順の項目	実施箇所・必要員数	ペDESTAL（ドライウエル部）の溶融炉心堆積高さ確認 ペDESTAL（ドライウエル部）の溶融炉心堆積高さに応じた注水 20分																						
格納容器下部注水系（可搬型）によるペDESTAL（ドライウエル部）への注水（淡水/海水）	運転員等（当直運転員）（中央制御室）	1	注水開始確認																					
	重大事故等対応要員	8	注水開始操作																					

【原子炉圧力容器破損後のペDESTAL（ドライウエル部）への注水】

第1.8-7図 格納容器下部注水系（可搬型）によるペDESTAL（ドライウエル部）への注水（淡水/海水） タイムチャート（4/4）

凡例		ポンプ
		電動駆動
		モーター駆動
		弁
		逆止弁
		設計基準対象施設から追加した箇所



操作手順	弁名称	操作手順	弁名称
⑤	補助ボイラ冷却水元弁	⑪※1, ⑫※2, ⑬, ⑭a, ⑭b	格納容器下部注水系ペデスタル注入ライン流量調整弁
⑨	格納容器下部注水系ペデスタル注入ライン隔離弁		

記載例 ○ : 操作手順番号を示す。

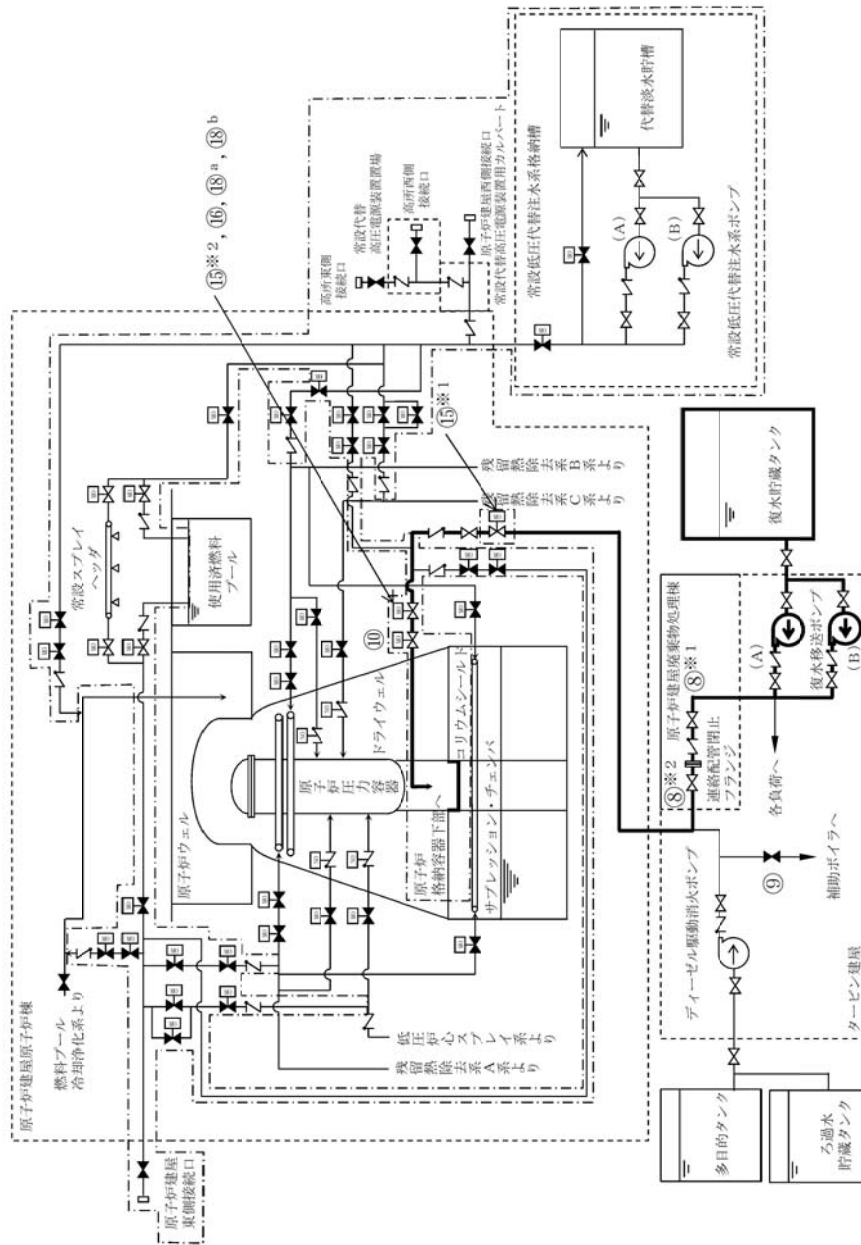
○^a ~ : 同一操作手順番号内で選択して実施する操作がある場合の優先番号を示す。

○※1 ~ : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合、その実施順を示す。

第1.8-8図 消火系によるペデスタル（ドライウエル部）への注水 概要図（2/2）

凡例

	ポンプ
	電動駆動
	窒素駆動
	弁
	逆止弁
	設計基準対象施設から追加した箇所



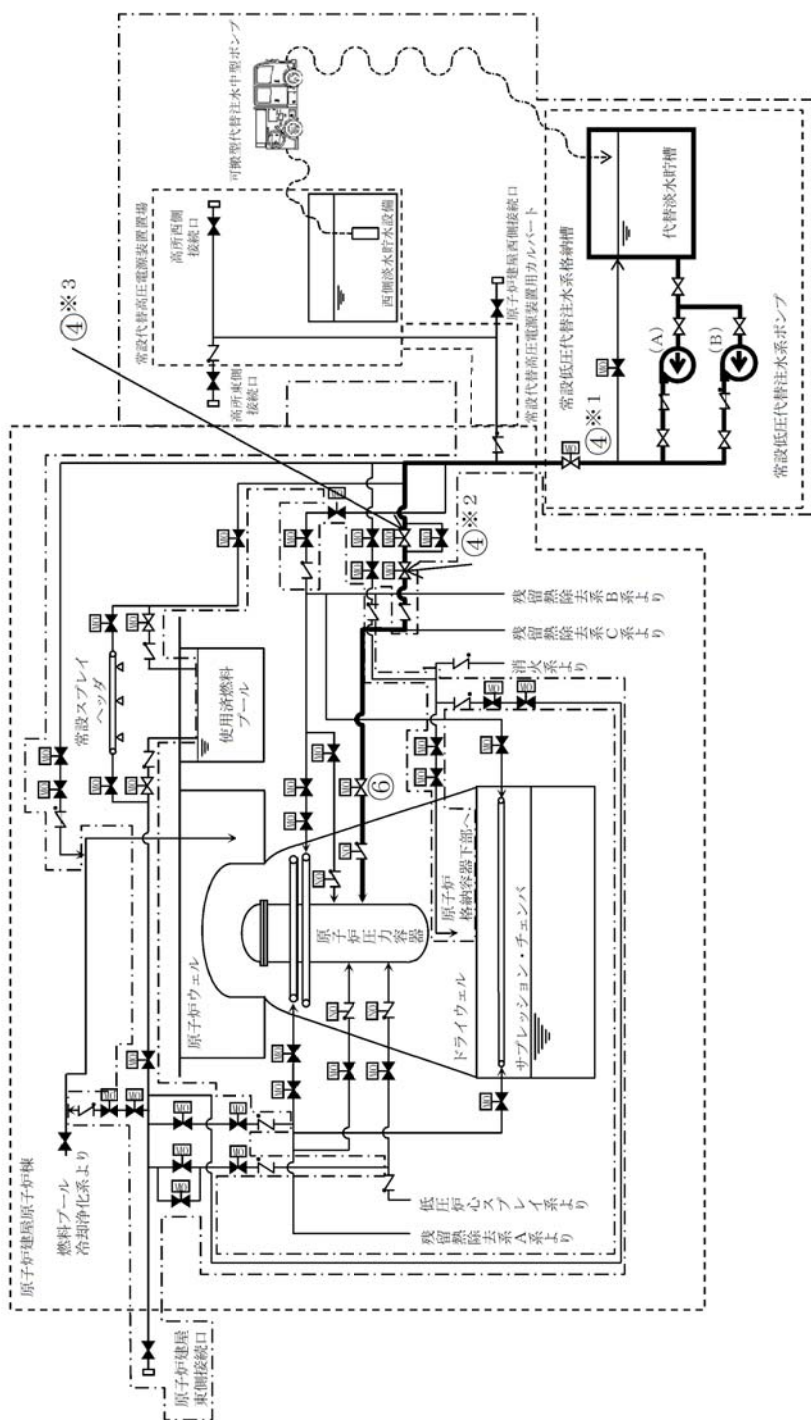
操作手順	弁名称	操作手順	弁名称
⑮※1, ⑮※2	補給水系一消火系連絡ライン止め弁	⑩	格納容器下部注水系ペデスタル注入ライン隔離弁
⑨	補助ボイラ冷却水元弁	⑮※1, ⑮※2, ⑯, ⑮a, ⑮b	格納容器下部注水系ペデスタル注入ライン流量調整弁

記載例 ○ : 操作手順番号を示す。
 ○^a ~ : 同一操作手順番号内で選択して実施する操作がある場合の操作手順の優先番号を示す。
 ○※1 ~ : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合、その実施順を示す。

第1.8-10図 補給水系によるペデスタル（ドライウエル部）への注水 概要図（2/2）

凡例

	ポンプ
	電動駆動
	窒素駆動
	弁
	逆止弁
	ホース
	設計基準対象施設から追加した箇所



操作手順	弁名称	操作手順	弁名称
④※1	常設低圧代替注水系統分離弁	④※3	原子炉圧力容器注水流量調整弁
④※2	原子炉注水弁	⑥	残留熱除去系C系注入弁

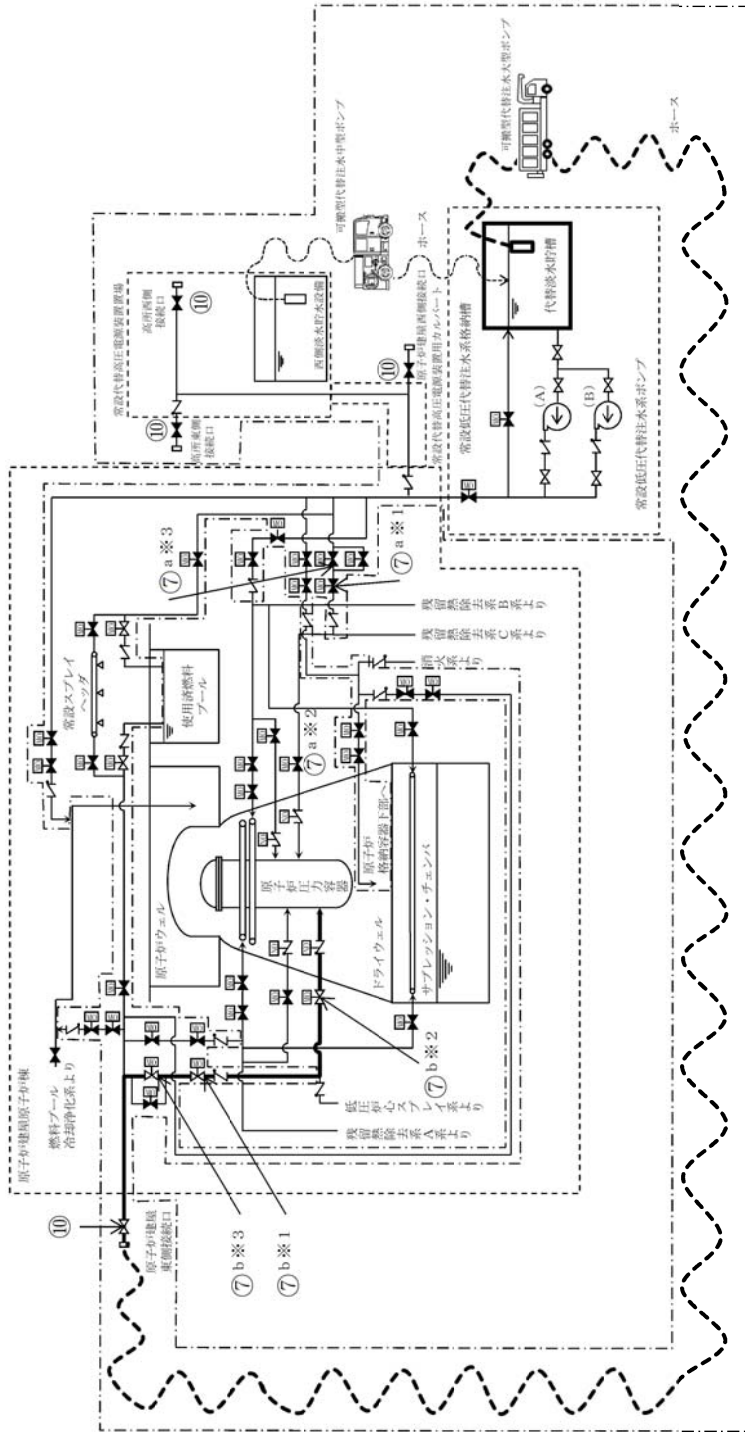
記載例 ○：操作手順番号を示す。

○※1～：同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合、その実施順を示す。

第1.8-12図 低圧代替注水系（常設）による原子炉圧力容器への注水 概要図

凡例

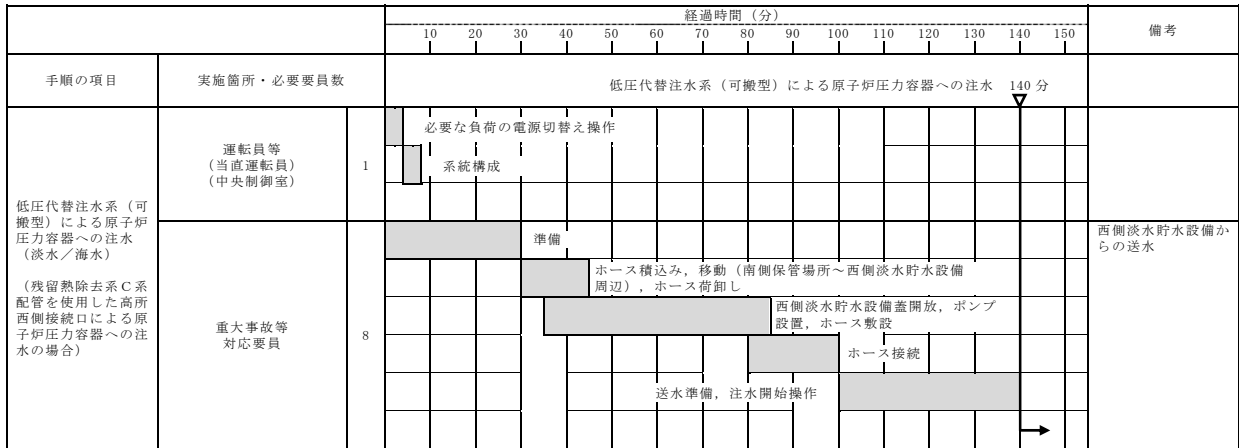
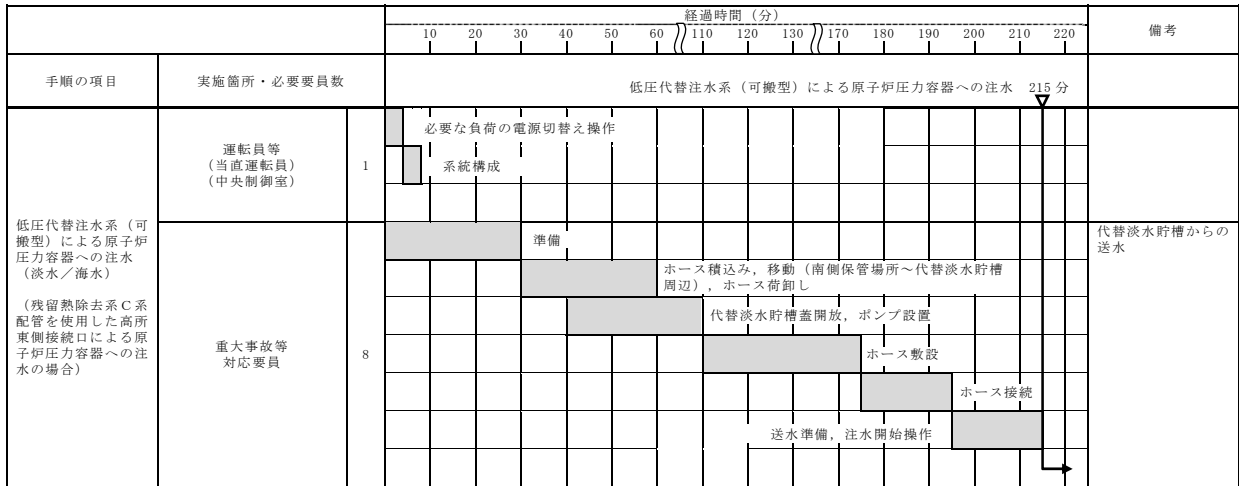
	ポンプ
	電動駆動
	窒素駆動
	弁
	逆止弁
	ホース
	設計基準対象施設から追加した箇所



操作手順	弁名称	操作手順	弁名称
⑦ ^a *1, ⑦ ^b *1	原子炉注水弁	⑦ ^a *3, ⑦ ^b *3	原子炉圧力容器注水流量調整弁
⑦ ^a *2	残留熱除去系C系注入弁	⑩	原子炉建屋西側接続口の弁, 原子炉建屋東側接続口の弁, 高所西側接続口の弁, 高所東側接続口の弁
⑦ ^b *2	低圧炉心スプレイ系注入弁		

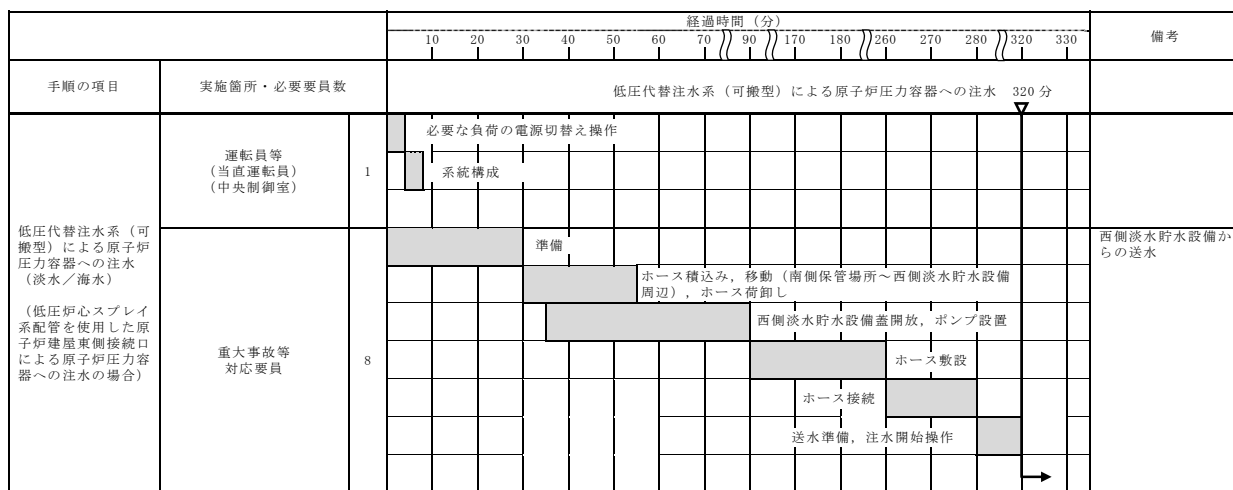
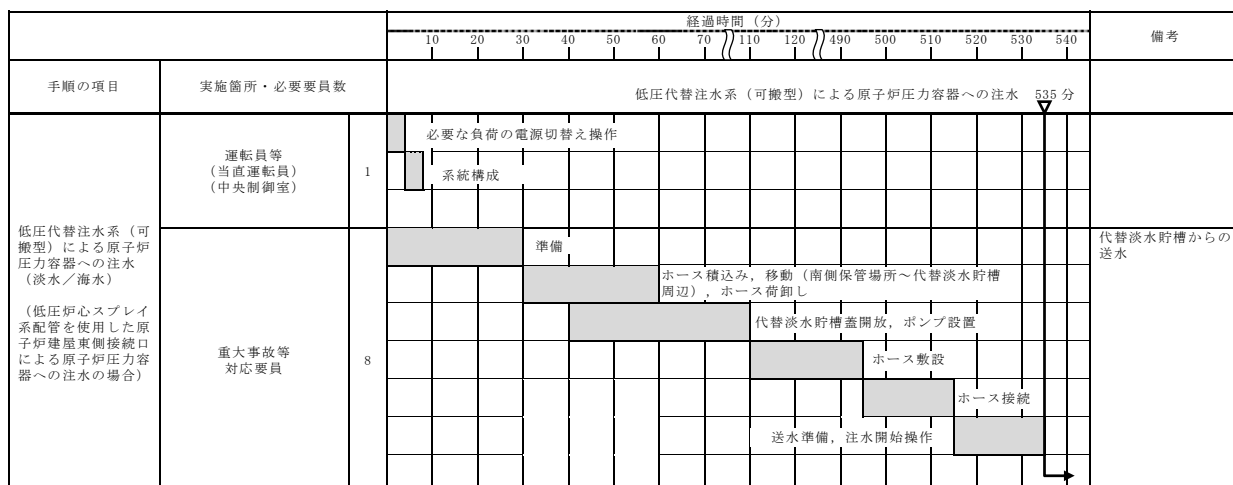
記載例 ○ : 操作手順番号を示す。
 ○^a~ : 同一操作手順番号内で選択して実施する操作がある場合の操作手順の優先番号を示す。
 ○^a*1~ : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合、その実施順を示す。

第1.8-14図 低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水（淡水／海水） 概要図



【ホース敷設（代替淡水貯槽から高所東側接続口）の場合は402m、ホース敷設（西側淡水貯水設備から高所西側接続口）の場合は70m】

第1.8-15図 低圧代替注水系（可搬型）による原子炉压力容器への注水（淡水／海水） タイムチャート（1/2）



【ホース敷設(代替淡水貯槽から原子炉建屋東側接続口)の場合は542m, ホース敷設(西側淡水貯水設備から原子炉建屋東側接続口)の場合は871m】

第1.8-15図 低圧代替注水系(可搬型)による原子炉压力容器への注水(淡水/海水) タイムチャート(2/2)

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

記述は、令和元年7月24日付け原規規発第1907243号をもって設置変更許可を受けた東海第二発電所の発電用原子炉設置変更許可申請書の添付書類十追補1の記述のうち、「1.9 水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための手順等」の記載内容に同じ。

ただし、「1.9.2.1(1)b.(b) 操作手順」、「1.9.2.1(1)b.(c) 操作の成立性」、「1.9.2.1(2)b. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の水素排出」、「第1.9－1図 非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）「除熱－1」における対応フロー」、「第1.9－2図 非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）「放出」における対応フロー」、「第1.9－3図 発電用原子炉運転中の原子炉格納容器内の不活性化 概要図」、「第1.9－4図 可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素供給 概要図」、「第1.9－5図 可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素供給 タイムチャート」、「第1.9－6図 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の水素排出 概要図」、「第1.9－7図 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の水素排出 タイムチャート」、「第1.9－14図 重大事故等時の対応手段選択フローチャート（1／3）」、「第1.9－14図 重大事故等時の対応手段選択フローチャート（2／3）」、及び「第1.9－14図 重大事故等時の対応手段選択フローチャート（3／3）」に係わる記述を以下のとおり変更する。

1.9.2 重大事故等時の手順

1.9.2.1 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対応手順

(1) 原子炉格納容器内不活性化による原子炉格納容器水素爆発防止

b. 可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素供給

(b) 操作手順

可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素供給の手順は以下のとおり。手順の対応フローを第 1.9-2 図に、概要図を第 1.9-4 図に、タイムチャートを第 1.9-5 図に示す。

- ①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、災害対策本部長代理に原子炉格納容器への窒素供給の準備開始を依頼する。
- ②災害対策本部長代理は、発電長に可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器（S/C側及びD/W側）への窒素供給をするための接続口を報告する。
- ③災害対策本部長代理は、重大事故等対応要員に可搬型窒素供給装置として使用する窒素供給装置をS/C側用に1台、D/W側用に1台を準備及び可搬型窒素供給装置として使用する窒素供給装置用電源車1台の準備を指示する。
- ④重大事故等対応要員は、可搬型窒素供給装置として使用する窒素供給装置及び窒素供給装置用電源車を原子炉建屋東側屋外又は原子炉建屋西側屋外に配備した後、可搬型窒素供給装置として使用する窒素供給装置及び窒素供給装置用電源車にケーブルを接続するとともに、窒素供給用ホースを接続口に取り付ける。
- ⑤重大事故等対応要員は、可搬型窒素供給装置を起動する。
- ⑥重大事故等対応要員は、可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器（S/C側及びD/W側）への窒素供給の準備が完了したことを災害対策本部長代理に報告する。また、災害対策本部長代理は発電長に報告する。
- ⑦発電長は、格納容器内酸素濃度（SA）又は格納容器内酸素濃度が、原子炉格納容器（S/C側）への窒素供給基準である

4. 0vol%に到達したことを確認し、災害対策本部長代理に原子炉格納容器（S/C側）への窒素供給を依頼する。

⑧災害対策本部長代理は、重大事故等対応要員に可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器（S/C側）への窒素供給開始を指示する。

⑨重大事故等対応要員は、原子炉建屋東側屋外又は原子炉建屋西側屋外にて、窒素ガス補給弁（S/C側）を全開とし、窒素を原子炉格納容器（S/C側）に供給を開始したことを、災害対策本部長代理に報告する。また、災害対策本部長代理は発電長に報告する。

⑩発電長は、運転員等に原子炉格納容器内の酸素濃度指示値を確認し、原子炉格納容器内の酸素濃度が上昇傾向の場合は、災害対策本部長代理に可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器（D/W側）への窒素供給の追加を依頼する。

⑪^a原子炉格納容器内の酸素濃度上昇傾向の場合

災害対策本部長代理は、重大事故等対応要員に可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器（D/W側）への窒素供給開始を指示

し、重大事故等対応要員は、原子炉建屋東側屋外又は原子炉建屋西側屋外にて、可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器（D/W側）への窒素供給を開始する。なお、ドライウェル圧力又はサプレッション・チェンバ圧力指示値が310kPa [gage]（1Pd）に到達するまで可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器（S/C側及びD/W側）への窒素供給を継続する。その後、運転員等は中央制御室にて、ドライウェル圧力又はサプレッション・チェンバ圧力指示値が310kPa [gage]（1Pd）に到達したことを確認

し、発電長に報告する。

⑪^b原子炉格納容器内の酸素濃度上昇傾向でない場合

可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器（S/C側）への窒素供給をドライウエル圧力又はサプレッション・チェンバ圧力指示値が310kPa [gage]（1Pd）に到達するまで継続し、運転員等は中央制御室にて、ドライウエル圧力又はサプレッション・チェンバ圧力指示値が310kPa [gage]（1Pd）に到達したことを確認し、発電長に報告する。

⑫発電長は、災害対策本部長代理に原子炉格納容器内の圧力が

310kPa [gage]（1Pd）に到達したことを報告し、原子炉格納容器への窒素供給停止を依頼する。

⑬災害対策本部長代理は、重大事故等対応要員に原子炉格納容器への窒素供給停止を指示する。

⑭重大事故等対応要員は、原子炉格納容器への窒素供給を停止するため、⑪^aにより原子炉格納容器（S/C側及びD/W側）へ窒素供給をしていた場合は、原子炉建屋東側屋外又は原子炉建屋西側屋外にて、窒素ガス補給弁（S/C側及びD/W側）を全閉とする。また、⑪^bにより原子炉格納容器（S/C側）への窒素供給を継続した場合は、原子炉建屋東側屋外又は原子炉建屋西側屋外にて、窒素ガス補給弁（S/C側）を全閉とする。なお、重大事故等対応要員は、原子炉格納容器（S/C側）又は原子炉格納容器（S/C側及びD/W側）への窒素供給を停止した後、災害対策本部長代理に報告する。また、災害対策本部長代理は発電長に報告する。

⑮発電長は、運転員等に原子炉格納容器内の酸素濃度の確認を指示

する。

- ⑩^a 原子炉格納容器内の酸素濃度4.0vol%到達時点で事故後7日経過している場合

運転員等は中央制御室にて、格納容器内酸素濃度（S A）又は格納容器内酸素濃度指示値が4.0vol%に到達したことを確認し、発電長に報告する。

- ⑩^b 原子炉格納容器内の酸素濃度4.0vol%到達時点で事故後7日経過していない場合

運転員等は中央制御室にて、格納容器内酸素濃度（S A）又は格納容器内酸素濃度指示値が4.0vol%に到達したことを確認し、発電長に報告する。また、災害対策本部長代理は、重大事故等対応要員に原子炉格納容器（S / C側）への窒素供給を指示し、重大事故等対応要員は、原子炉建屋東側屋外又は原子炉建屋西側屋外にて、可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器（S / C側）への窒素供給を開始する。なお、原子炉格納容器内の酸素濃度指示値の傾向に応じて、以下の操作を実施する。

- i) 原子炉格納容器内の酸素濃度上昇傾向の場合

災害対策本部長代理は、重大事故等対応要員に可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器（D / W側）への窒素供給開始を指示し、重大事故等対応要員は、原子炉建屋東側屋外又は原子炉建屋西側屋外にて、原子炉格納容器（D / W側）への窒素供給を開始する。その後、運転員等は中央制御室にて、ドライウエル圧力又はサプレッション・チェンバ圧力指示値が465kPa [gage]（1.5Pd）に到達したことを発電長に報告する。また、重大事故等対応要員は、窒素ガ

ス補給弁（S／C側及びD／W側）を全閉とし、原子炉格納容器への窒素供給を停止する。

ii) 原子炉格納容器内の酸素濃度上昇傾向でない場合

運転員等は中央制御室にて、ドライウェル圧力又はサプレッション・チェンバ圧力指示値が465kPa [gage] (1.5Pd) に到達したことを発電長に報告する。また、重大事故等対応要員は、窒素ガス補給弁（S／C側）を全閉とし、原子炉格納容器への窒素供給を停止する。

⑰発電長は、運転員等に原子炉格納容器内の酸素濃度の確認を指示する。

⑱運転員等は中央制御室にて、格納容器内酸素濃度（SA）又は格納容器内酸素濃度指示値が格納容器ベント判断基準である4.3vol%に到達したことを確認し、発電長に報告する。

⑲発電長は、運転員等にサプレッション・プール水温度の確認を指示する。

⑳^a サプレッション・プール水温度指示値が100℃未満の場合

発電長は災害対策本部長代理に、原子炉格納容器（D／W側）への窒素供給を依頼する。なお、原子炉格納容器への窒素供給停止前に原子炉格納容器（S／C側及びD／W側）への窒素供給を実施していた場合は、原子炉格納容器（S／C側及びD／W側）への窒素供給を依頼する。

⑳^b サプレッション・プール水温度指示値が100℃以上の場合

発電長は、運転員等に外部水源である代替格納容器スプレイ冷却系（常設）の起動及び内部水源である残留熱除去系又は代替循環冷却系の停止を指示し、災害対策本部長代理に原子炉格納容器

(D/W側) への窒素供給を依頼する。なお、原子炉格納容器への窒素供給停止前に原子炉格納容器 (S/C側及びD/W側) への窒素供給を実施していた場合は、原子炉格納容器 (S/C側及びD/W側) への窒素供給を依頼する。

⑳ 災害対策本部長代理は、重大事故等対応要員に可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素供給開始を指示する。

㉑^a 原子炉格納容器への窒素供給停止前の操作が㉑^a 又は㉒^b i) により可搬型窒素供給装置2台で実施した場合

重大事故等対応要員は、原子炉建屋東側屋外又は原子炉建屋西側屋外にて、窒素ガス補給弁 (S/C側及びD/W側) を全開とし、原子炉格納容器 (S/C側及びD/W側) への窒素供給を開始したことを災害対策本部長代理に報告する。

㉑^b 原子炉格納容器への窒素供給停止前の操作が㉑^b 又は㉒^b ii) により可搬型窒素供給装置1台で実施した場合

重大事故等対応要員は、原子炉建屋東側屋外又は原子炉建屋西側屋外にて、窒素ガス補給弁 (D/W側) を全開とし、原子炉格納容器 (D/W側) への窒素供給を開始したことを災害対策本部長代理に報告する。

㉓ 災害対策本部長代理は、発電長に可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器へ窒素供給を開始したことを報告する。

㉔ 発電長は、運転員等に格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントの準備を指示する。

(c) 操作の成立性

上記の操作において、作業開始を判断してから原子炉格納容器 (S/C側) への窒素供給開始までの必要な要員数及び所要時間は以下の

とおり。

【格納容器窒素供給ライン西側接続口を使用した原子炉格納容器（S／C側）への窒素供給の場合】

- ・現場対応を重大事故等対応要員6名にて実施した場合、115分以内で可能である。

【格納容器窒素供給ライン東側接続口を使用した原子炉格納容器（S／C側）への窒素供給の場合】

- ・現場対応を重大事故等対応要員6名にて実施した場合、115分以内で可能である。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、放射線防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。窒素供給用ホースの接続は、汎用の結合金具であり、十分な作業スペースを確保していることから、容易に実施可能である。また、車両の作業用照明、ヘッドライト及びLEDライトを用いることで、暗闇における作業性についても確保する。

(2) 炉心の著しい損傷が発生した場合の原子炉格納容器水素爆発防止

b. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の水素排出

炉心の著しい損傷が発生した場合、原子炉格納容器内の可燃性ガス濃度を監視し、ジルコニウム-水反応及び水の放射線分解等により原子炉格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の上昇が確認された場合、格納容器圧力逃がし装置を使用した格納容器ベント操作により原子炉格納容器内の水素及び酸素を排出することで原子炉格納容器の水素爆発による破損を防止する。

格納容器圧力逃がし装置を使用する場合は、プルームの影響による被ばくを低減させるため、運転員等は中央制御室待避室へ待避し中央制御室待避室内のデータ表示装置（待避室）によりプラントパラメータを継

続して監視する。

なお、中央制御室から格納容器圧力逃がし装置の遠隔操作ができない場合は、遠隔人力操作機構を使用した現場（二次格納施設外）での操作を実施する。格納容器圧力逃がし装置の遠隔人力操作機構を使用した現場操作による格納容器ベント手順については、「1.7 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための手順等」にて整備する。

格納容器ベント実施中において、残留熱除去系又は代替循環冷却系による原子炉格納容器内の除熱機能が1系統回復し、可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素・酸素濃度制御機能及び可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器負圧破損防止機能が使用可能と判断した場合、並びに原子炉格納容器内の圧力310kPa [gage] (1Pd) 未満、原子炉格納容器内の温度171℃未満及び原子炉格納容器内の水素濃度が可燃限界未満であることを確認した場合は、フィルタ装置入口第一弁（S/C側）又は第一弁（D/W側）を全閉とし、格納容器ベントを停止することを基本として、その他の要因を考慮した上で総合的に判断し、適切に対応する。

(a) 手順着手の判断基準

炉心損傷を判断した場合^{*1}において、可燃性ガス濃度制御系による水素濃度及び酸素濃度の制御ができず、原子炉格納容器内の酸素濃度が4.3vol%に到達した場合^{*2}で、原子炉格納容器内へ不活性ガス（窒素）を注入している場合。

※1：格納容器雰囲気放射線モニタでドライウェル又はサブプレッション・チェンバ内のガンマ線線量率が、設計基準事故相当のガンマ線線量率の10倍以上となった場合、又は格納容器雰囲気放射線モニタが使用できない場合に原子炉圧力容器温度で300℃以

上を確認した場合。

※2：炉心の著しい損傷を防止するために原子炉压力容器への注水を実施する必要がある場合，又は原子炉格納容器の破損を防止するために原子炉格納容器内へスプレイを実施する必要がある場合は，これらの操作を完了した後に格納容器ベントの準備を開始する。ただし，発電用原子炉の冷却ができない場合，又は原子炉格納容器内の冷却ができない場合は，速やかに格納容器ベントの準備を開始する。

(b) 操作手順

格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の水素排出手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第1.9-2図に，概要図を第1.9-6図に，タイムチャートを第1.9-7図に示す。なお，格納容器圧力逃がし装置補機類の操作手順は「1.7.2.1 (1) b. 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱」にて整備する。

【S/C側ベントの場合（D/W側ベントの場合，手順⑧以外は同様。）】

①発電長は，手順着手の判断基準に基づき，格納容器圧力逃がし装置によるS/C側からの格納容器ベントの準備を開始するよう運転員等に指示する（S/C側からの格納容器ベントができない場合は，D/W側からの格納容器ベントの準備を開始するよう指示する）。

②発電長は，災害対策本部長代理に格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントの準備開始を報告する。

③運転員等は，中央制御室にて，格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントに必要な電動弁の電源切替え操作を実施する。

- ④運転員等は中央制御室にて、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントに必要な電動弁の電源が確保されたこと、及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示等にて確認する。
- ⑤運転員等は、格納容器ベント前の確認として、不活性ガス系の隔離信号が発生している場合は、中央制御室にて、不活性ガス系の隔離信号の除外操作を実施する。
- ⑥運転員等は中央制御室にて、S/C側ベント前の系統構成として、格納容器/サプレッション・チェンバN₂ガス供給弁、格納容器N₂ガス供給弁、サプレッション・チェンバN₂ガス供給弁、エアページ供給入口弁、格納容器ページ弁、サプレッション・チェンバページ弁及びN₂ガスページ供給弁の全閉を確認する。
- ⑦運転員等は中央制御室にて、D/W側ベント前の系統構成として、原子炉建屋ガス処理系一次隔離弁、換気空調系一次隔離弁、原子炉建屋ガス処理系二次隔離弁及び換気空調系二次隔離弁の全閉を確認する。
- ⑧^a S/C側ベントの場合
- 運転員等は中央制御室にて、フィルタ装置入口第一弁（S/C側）の全開操作を実施する。なお、フィルタ装置入口第一弁（S/C側）が開操作できない場合は、フィルタ装置入口第一弁（S/C側）バイパス弁の全開操作を実施する。
- ⑧^b D/W側ベントの場合
- フィルタ装置入口第一弁（S/C側）の開操作ができない場合は、運転員等は中央制御室にて、第一弁（D/W側）及びフィルタ装置入口連絡弁の全開操作を実施する。
- ⑨運転員等は、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント準備

完了を発電長に報告する。

⑩発電長は、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント準備完了を災害対策本部長代理に報告する。

⑪発電長は、運転員等に格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント開始を指示する。

⑫運転員等は中央制御室にて、フィルタ装置入口第二弁（優先）を全開とするが、フィルタ装置入口第二弁が全開できない場合は、フィルタ装置入口第二弁バイパス弁を全開とし、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントが開始されたことを格納容器内水素濃度（S A）、格納容器内酸素濃度（S A）、格納容器内水素濃度及び格納容器内酸素濃度指示値の低下、並びにフィルタ装置圧力及びフィルタ装置スクラビング水温度指示値の上昇により確認するとともに、フィルタ装置出口放射線モニタ（高レンジ・低レンジ）指示値の上昇により確認し、発電長に報告する。また、発電長は、格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントが開始されたことを災害対策本部長代理に報告する。

⑬運転員等は、格納容器ベント開始後、フィルタ装置入口水素濃度による水素濃度の監視及びフィルタ装置出口放射線モニタによる放射線量率の監視を行う。また、緊急時対策要員は、フィルタ装置出口放射線モニタから得た放射線量率及び事前にフィルタ装置出口配管表面の放射線量率と配管内部の放射性物質濃度から算出した換算係数を用いて放射性物質濃度を推定する。

⑭運転員等は、格納容器ベント開始後、残留熱除去系又は代替循環冷却系による原子炉格納容器内の除熱機能が1系統回復し、可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素・酸素濃度制御

機能及び可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器負圧破損防止機能が使用可能な場合，並びに原子炉格納容器内の圧力が310kPa [gage] (1Pd) 未満，原子炉格納容器内の温度が171℃未満及び原子炉格納容器内の水素濃度が可燃限界未満であることを確認することにより，フィルタ装置入口第一弁（S/C側）又は第一弁（D/W側）の全閉操作を実施し，格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントを停止する。

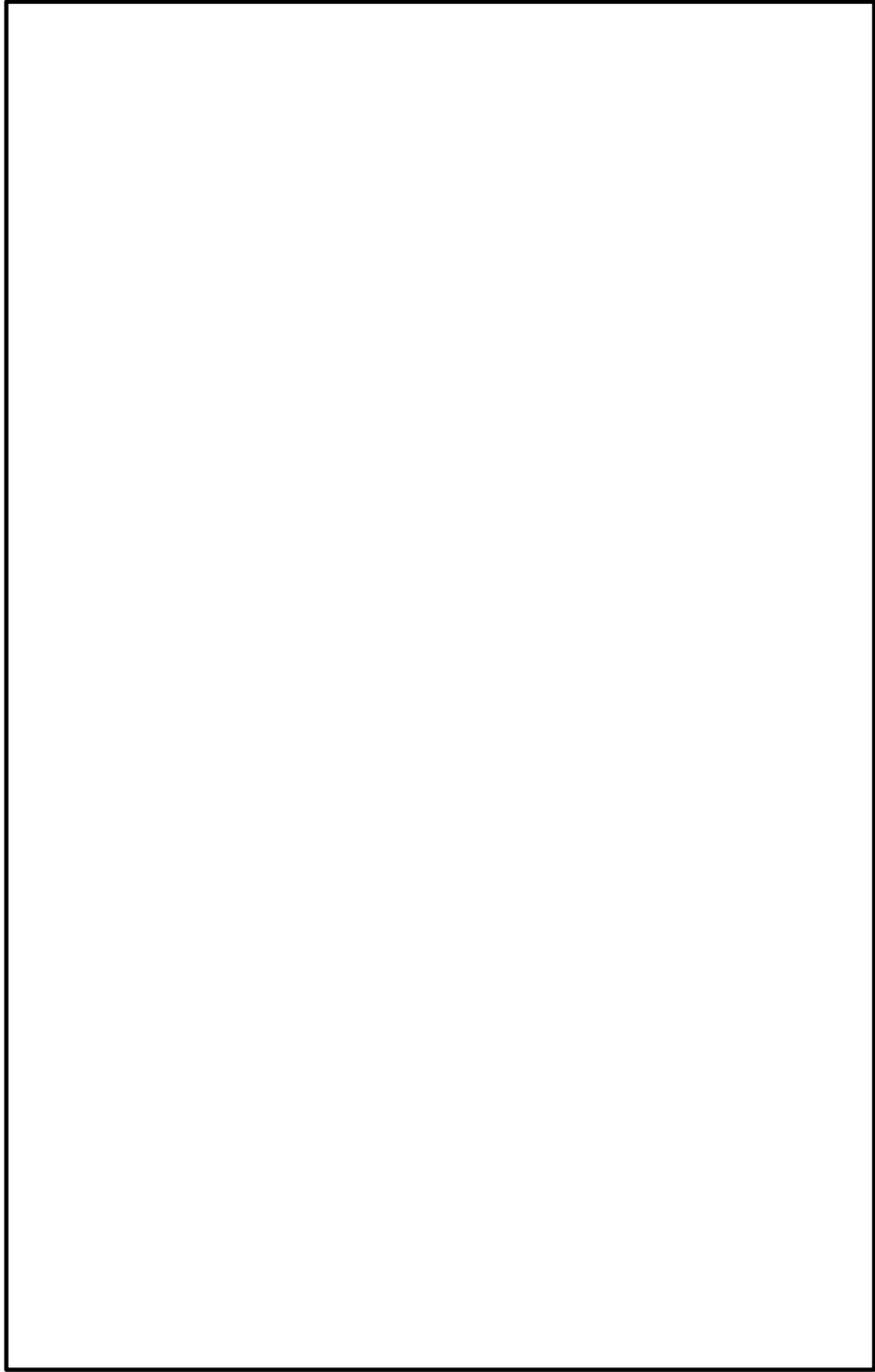
(c) 操作の成立性

格納容器ベント準備開始を判断してから格納容器ベント準備完了までの必要な要員数及び所要時間は以下のとおり。

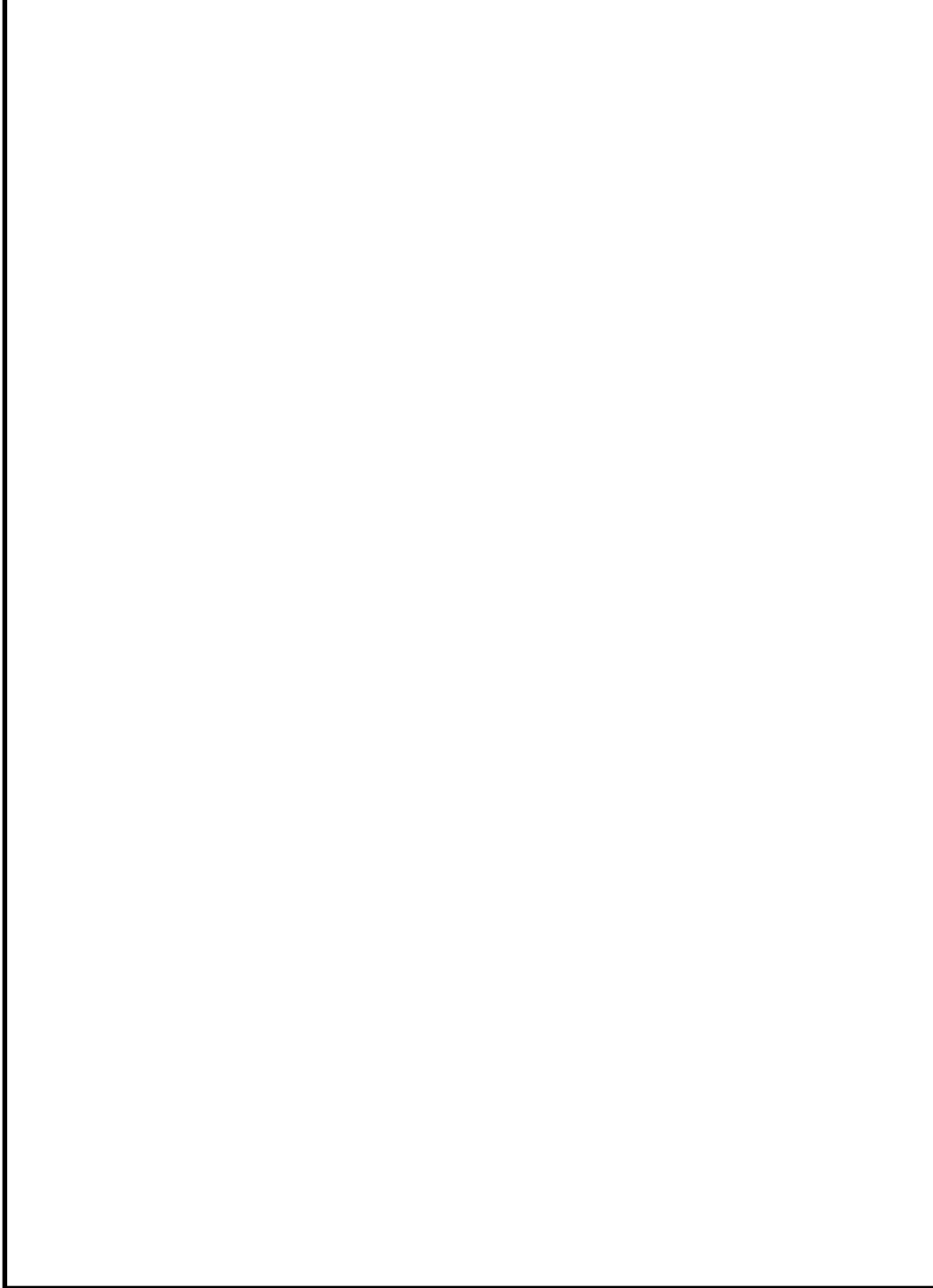
- ・中央制御室からのフィルタ装置入口第一弁（S/C側）の場合
中央制御室対応を運転員等（当直運転員）1名にて作業を実施した場合，6分以内で可能である。
- ・中央制御室からの第一弁（D/W側）操作の場合
中央制御室対応を運転員等（当直運転員）1名にて作業を実施した場合，7分以内で可能である。

格納容器ベント基準到達から格納容器ベント開始までの必要な要員数及び所要時間は以下のとおり。

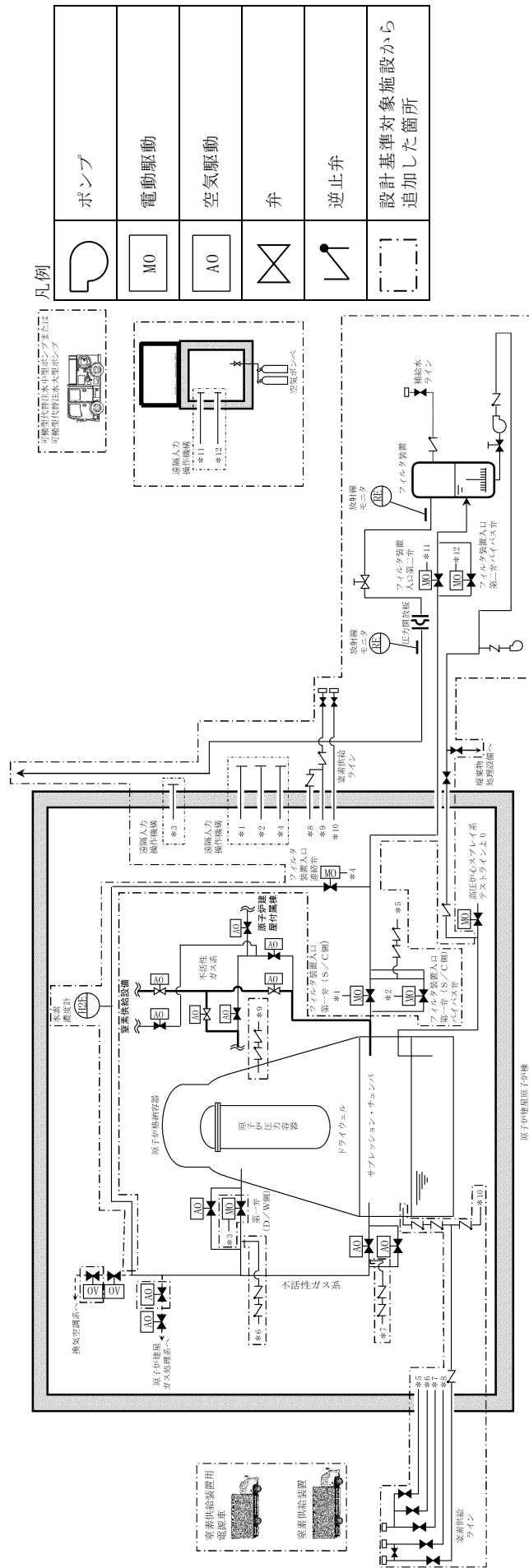
- ・中央制御室からのフィルタ装置入口第二弁操作の場合
中央制御室対応を運転員等（当直運転員）1名にて作業を実施した場合，2分以内で可能である。



第 1.9-1 図 非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）「除熱-1」における対応フロー
□ は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。



第1.9-2 図 非常時運転手順書Ⅲ (シビアアクシデント) 「放出」における対応フロー
□ は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。

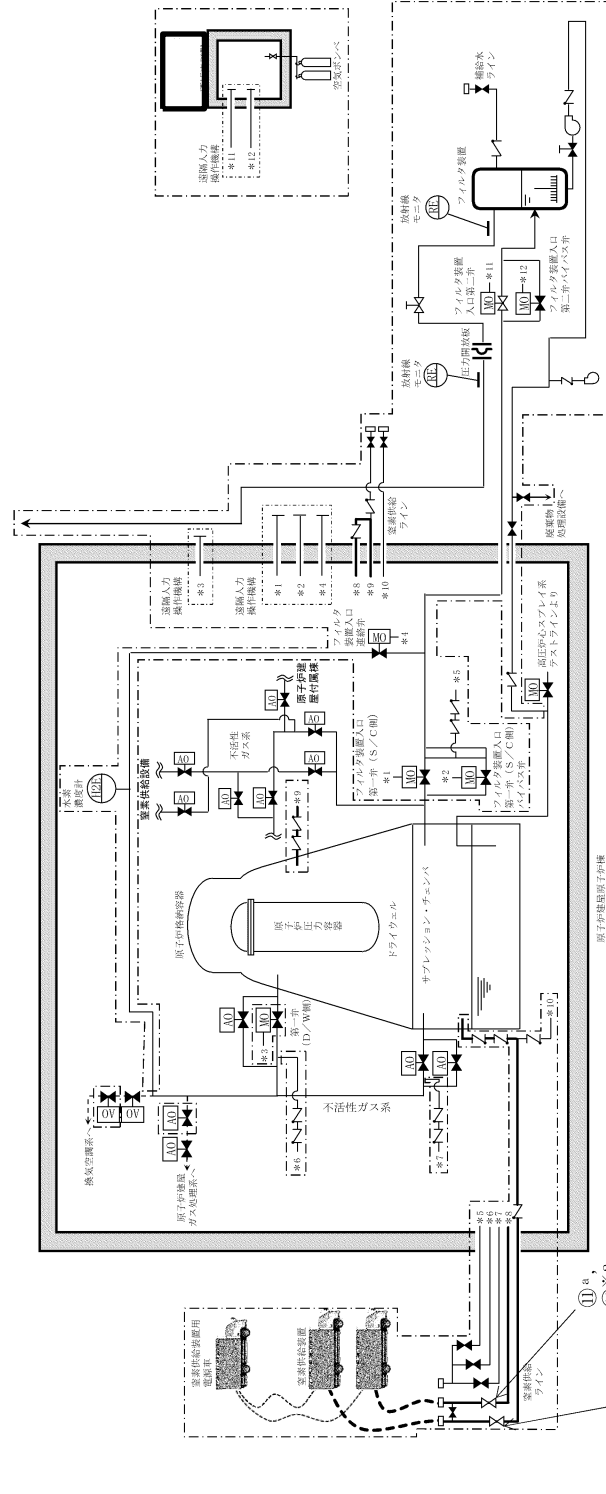


第 1.9-3 図 発電用原子炉運転中の原子炉格納容器内の不活性化化 概要図

□ は、営業秘密又は防護上観点から公開できません。

凡例

	ポンプ
	電動駆動
	空気駆動
	弁
	逆止弁
	ホース
	ケーブル
	設計基準対象施設から追加した箇所

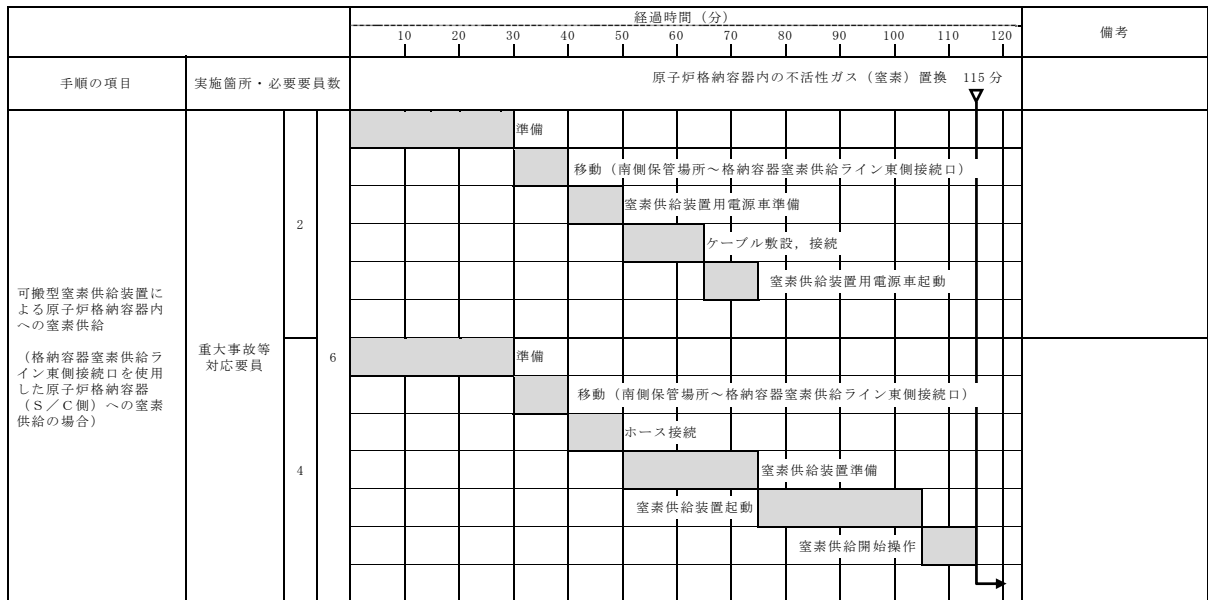
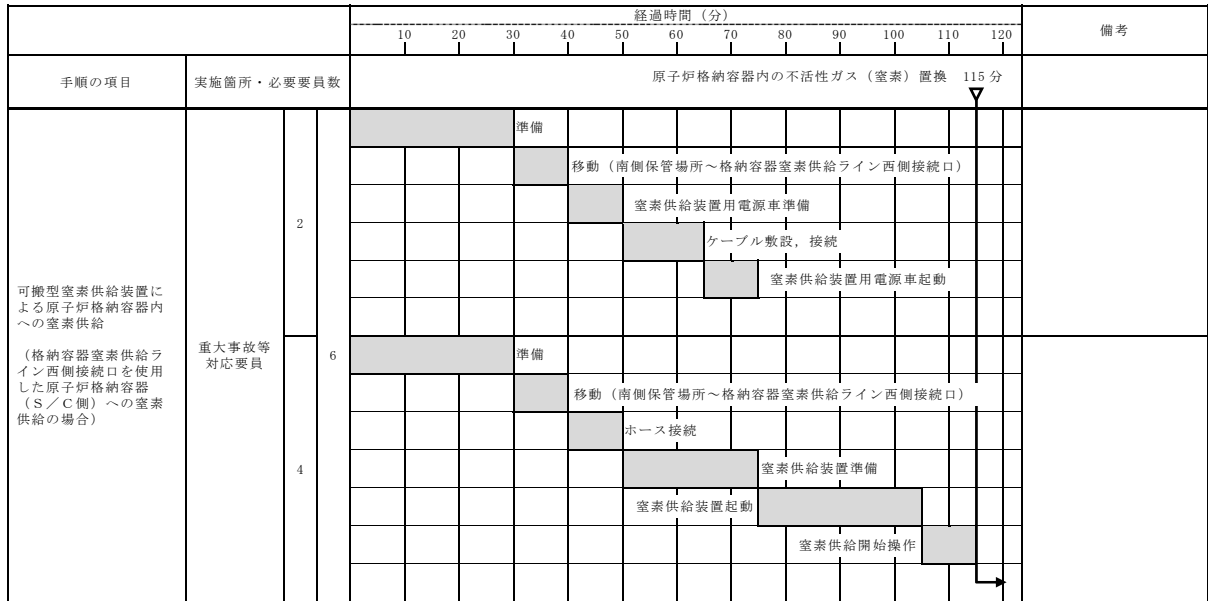


操作手順	弁名称
⑨, ⑭※1, ⑮b1)※1, ⑮b1), ⑳a※1	窒素ガス補給弁 (S/C側)
⑰a, ⑱※2, ⑲b1)※2, ⑳a※2, ㉑b	窒素ガス補給弁 (D/W側)

記載例 ○ : 操作手順番号を示す。
○ a ~ : 同一操作手順番号内で選択して実施する操作がある場合の操作手順の優先番号を示す。
○ ※1 ~ : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合、その実施順を示す。

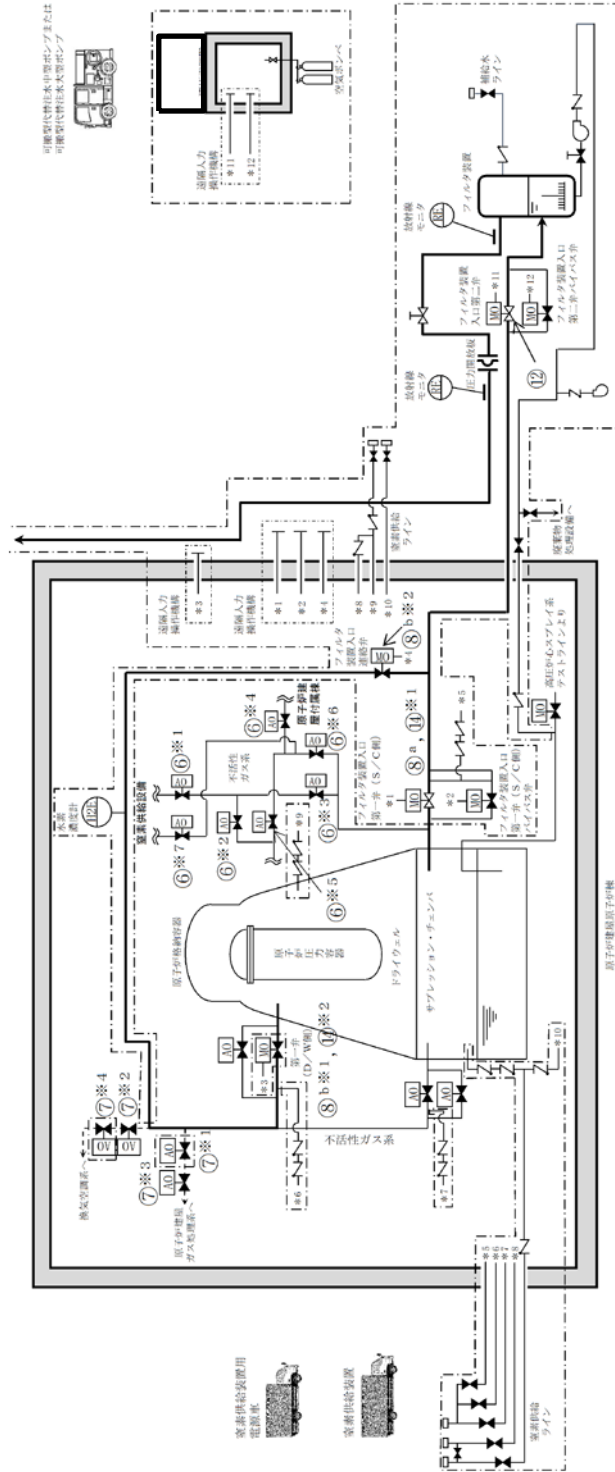
第 1.9-4 図 可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素供給 概要図

は、営業秘密又は防護上観点から公開できません。



第 1.9-5 図 可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器への窒素供給 タイムチャート

凡例		ポンプ
		電動駆動
		空気駆動
		弁
		逆止弁
		設計基準対象施設から追加した箇所



操作手順	弁名称	操作手順	弁名称	操作手順	弁名称
⑥※1	格納容器/サブプレッジョン・チェンバN ₂ ガス供給弁	⑥※6	サブプレッジョン・チェンバN ₂ ガス供給弁	⑦※4	換気空調系二次隔離弁
⑥※2	格納容器N ₂ ガス供給弁	⑥※7	N ₂ ガスバナー供給弁	⑧ ^a , ⑩※1	フィルタ装置入口第一弁 (S/C側)
⑥※3	サブプレッジョン・チェンバN ₂ ガス供給弁	⑦※1	原子炉建屋ガス処理系一次隔離弁	⑧ ^b ※1, ⑩※2	第一弁 (D/W側)
⑥※4	エアバナー供給弁	⑦※2	換気空調系一次隔離弁	⑧ ^b ※2	フィルタ装置入口連絡弁
⑥※5	格納容器バナー供給弁	⑦※3	原子炉建屋ガス処理系二次隔離弁	⑫	フィルタ装置入口第二弁

記載例 ○ : 操作手順番号を示す。

○^a~ : 同一操作手順番号内で選択して実施する操作がある場合の操作手順の優先番号を示す。

○※1~ : 同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象がある場合、その実施順を示す。

第1.9-6図 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の水素排出 概要図

□ は、営業秘密又は防護上観点から公開できません。

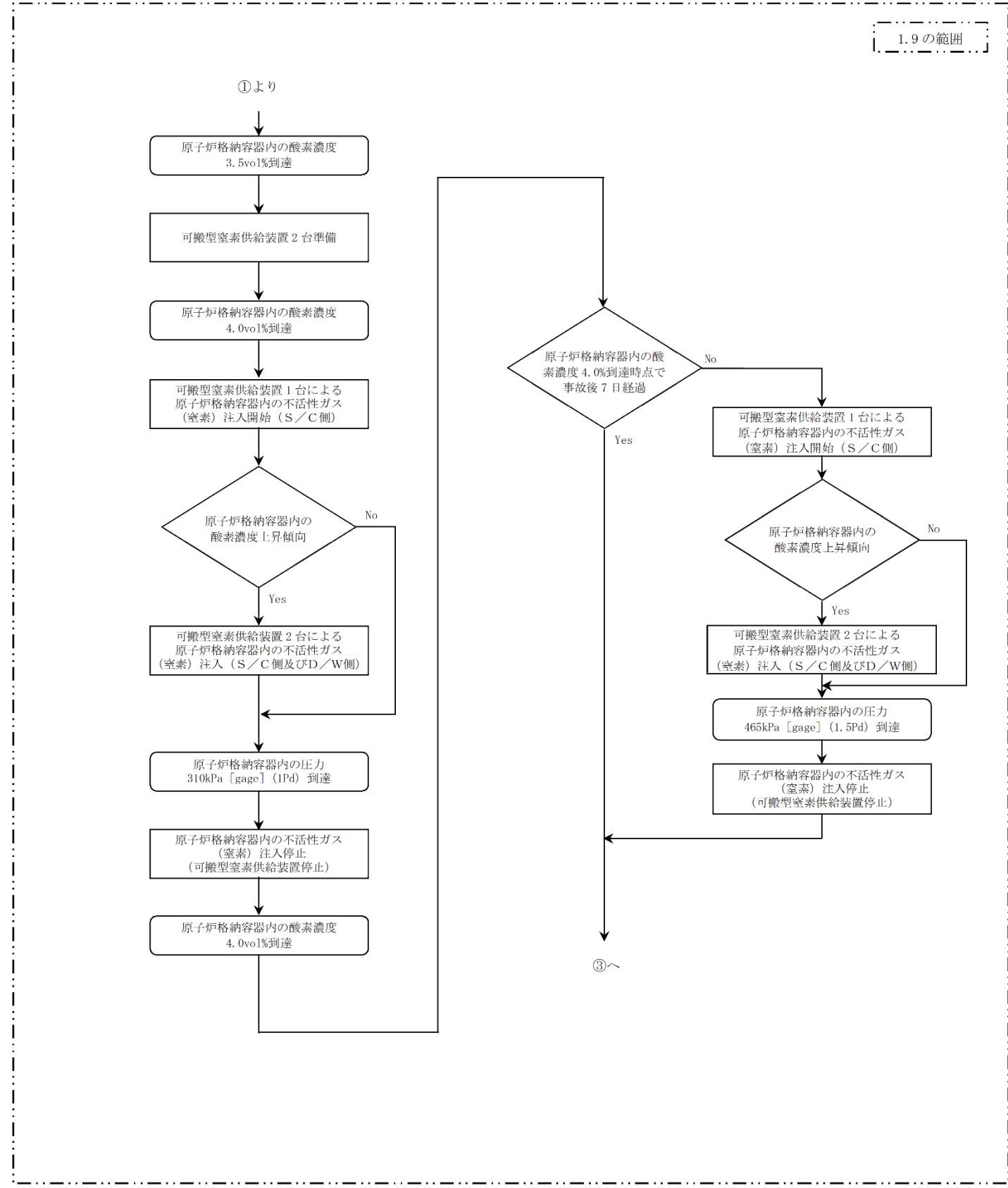
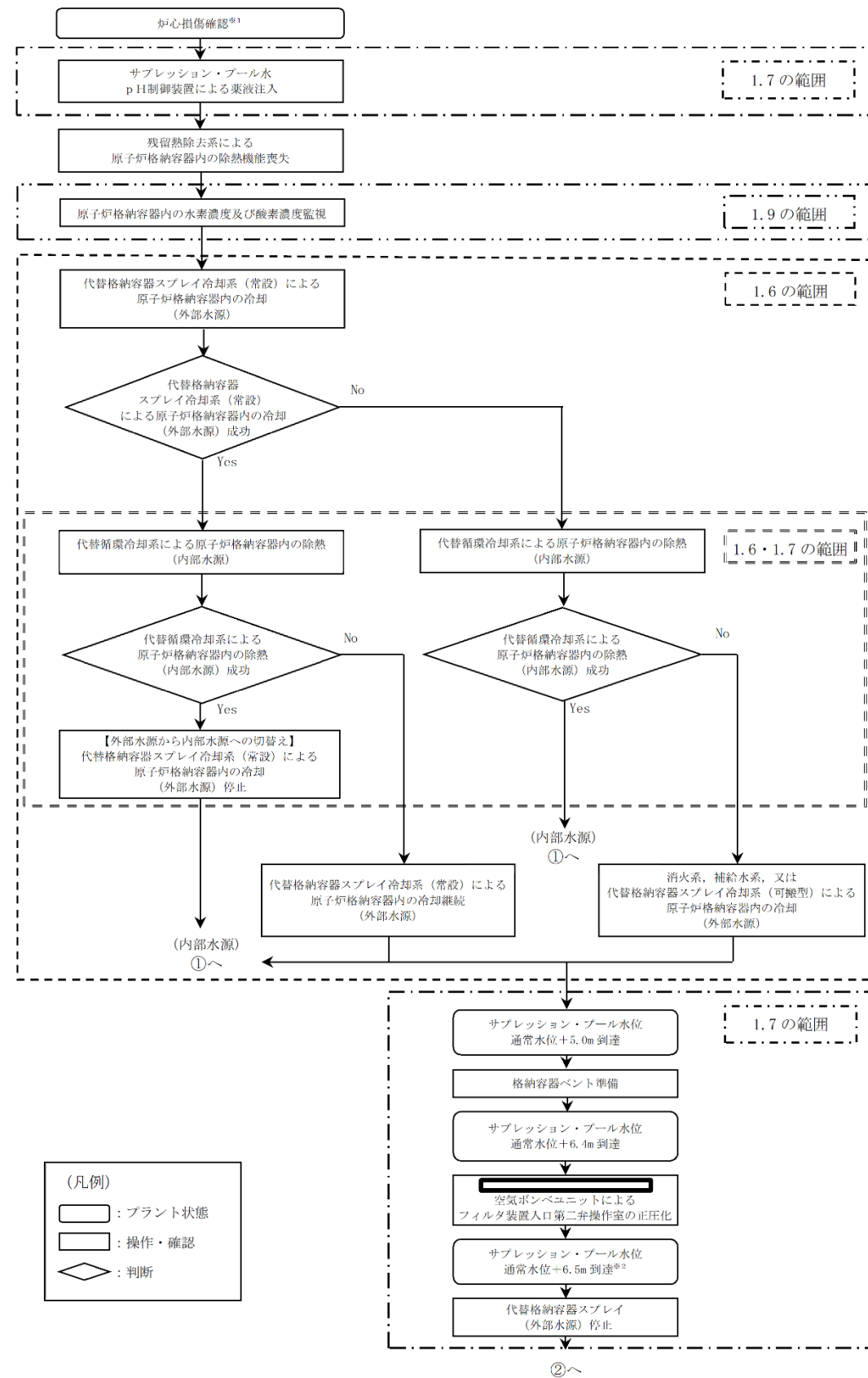
		経過時間 (分)															備考		
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15			
手順の項目	実施箇所・必要要員数	格納容器ベント準備判断															6分	格納容器ベント	
格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の水素排出 (格納容器ベント準備：フィルタ装置入口第一弁 (S/C側))	運転員等 (当直運転員) (中央制御室)	1	系統構成				格納容器ベント準備										※1		
			系統構成				格納容器ベント準備												
			系統構成				格納容器ベント準備												

		経過時間 (分)															備考		
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15			
手順の項目	実施箇所・必要要員数	格納容器ベント準備判断															7分	格納容器ベント	
格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の水素排出 (格納容器ベント準備：第一弁 (D/W側) 操作の場合)	運転員等 (当直運転員) (中央制御室)	1	系統構成				格納容器ベント準備												
			系統構成				格納容器ベント準備												
			系統構成				格納容器ベント準備												

		経過時間 (分)									備考		
		1	2	3	4	5	6	7	8	9			
手順の項目	実施箇所・必要要員数	格納容器ベント準備完了									2分	格納容器ベント	
格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の水素排出	運転員等 (当直運転員) (中央制御室)	1	格納容器ベント開始操作									※2	
			格納容器ベント開始操作										
			格納容器ベント開始操作										

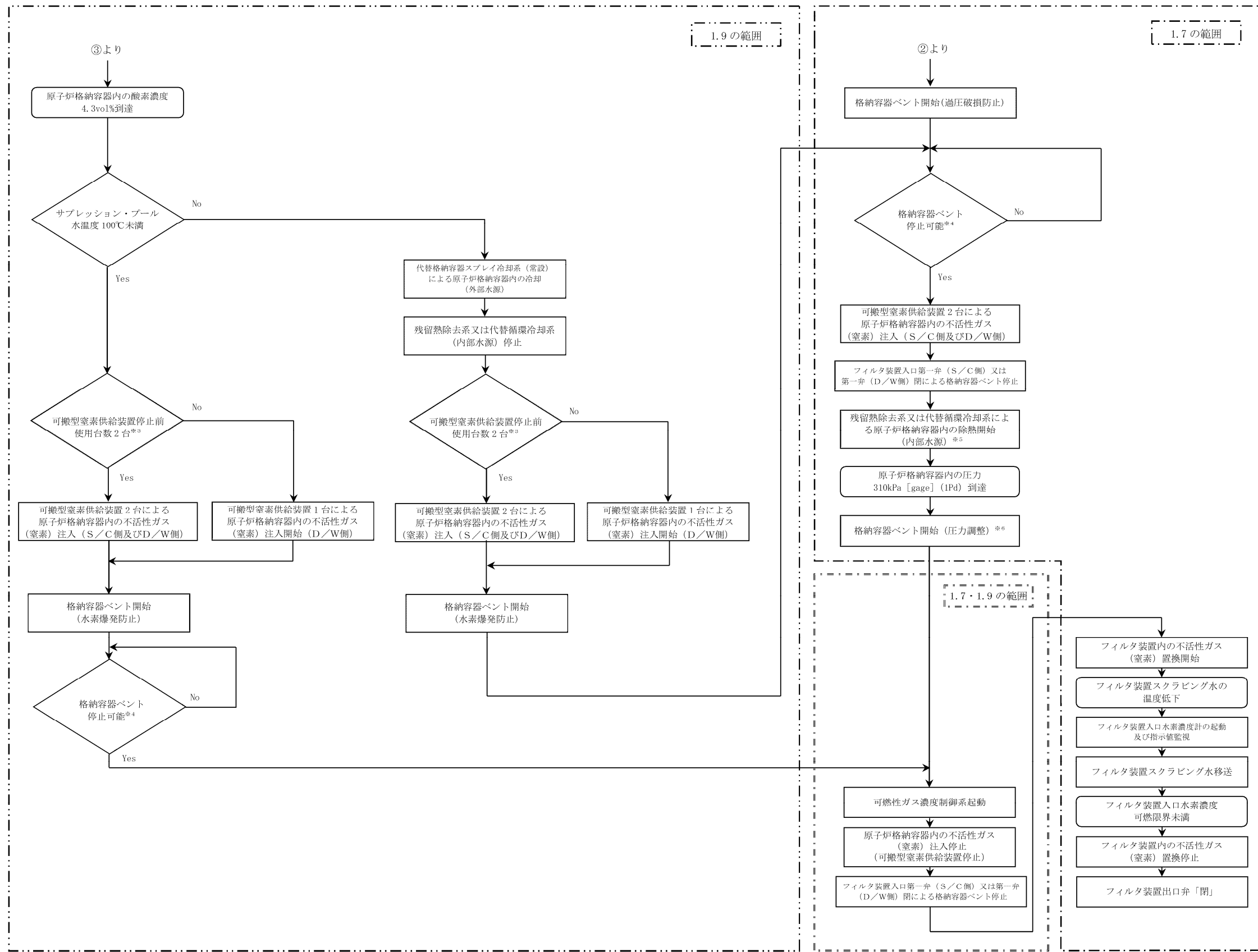
- ※1：フィルタ装置入口第一弁 (S/C側) の遠隔開操作不可の場合、フィルタ装置入口第一弁 (S/C側) バイパス弁を開とする。中央制御室対応を運転員等 (当直運転員) 1名にて実施した場合、2分以内で可能である。
- ※2：フィルタ装置入口第二弁の遠隔開操作不可の場合、フィルタ装置入口第二弁バイパス弁を開とする。中央制御室対応を運転員等 (当直運転員) 1名にて実施した場合、2分以内で可能である。

第 1.9-7 図 格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の水素排出
タイムチャート



□ は、営業秘密又は防護上観点から公開できません。

第1.9-14図 重大事故等時の対応手段選択フローチャート (1/3)



※1: 格納容器雰囲気放射線モニタでドライウエル又はサブプレッション・チェンバ内のガンマ線線量率が、設計基準事故相当のガンマ線線量率の10倍以上となった場合、又は格納容器雰囲気放射線モニタが使用できない場合に原子炉圧力容器温度で300℃以上を確認した場合。なお、炉心損傷確認以降の原子炉注水操作については、「1.4 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時に発電用原子炉を冷却するための手順等」にて整備する。

※2: 「サブプレッション・プール水位通常水位+6.5m」に到達するまでに、代替循環冷却系による原子炉格納容器内の除熱 (内部水源) が可能となり、除熱成功した場合は、内部水源による除熱に切り替える。

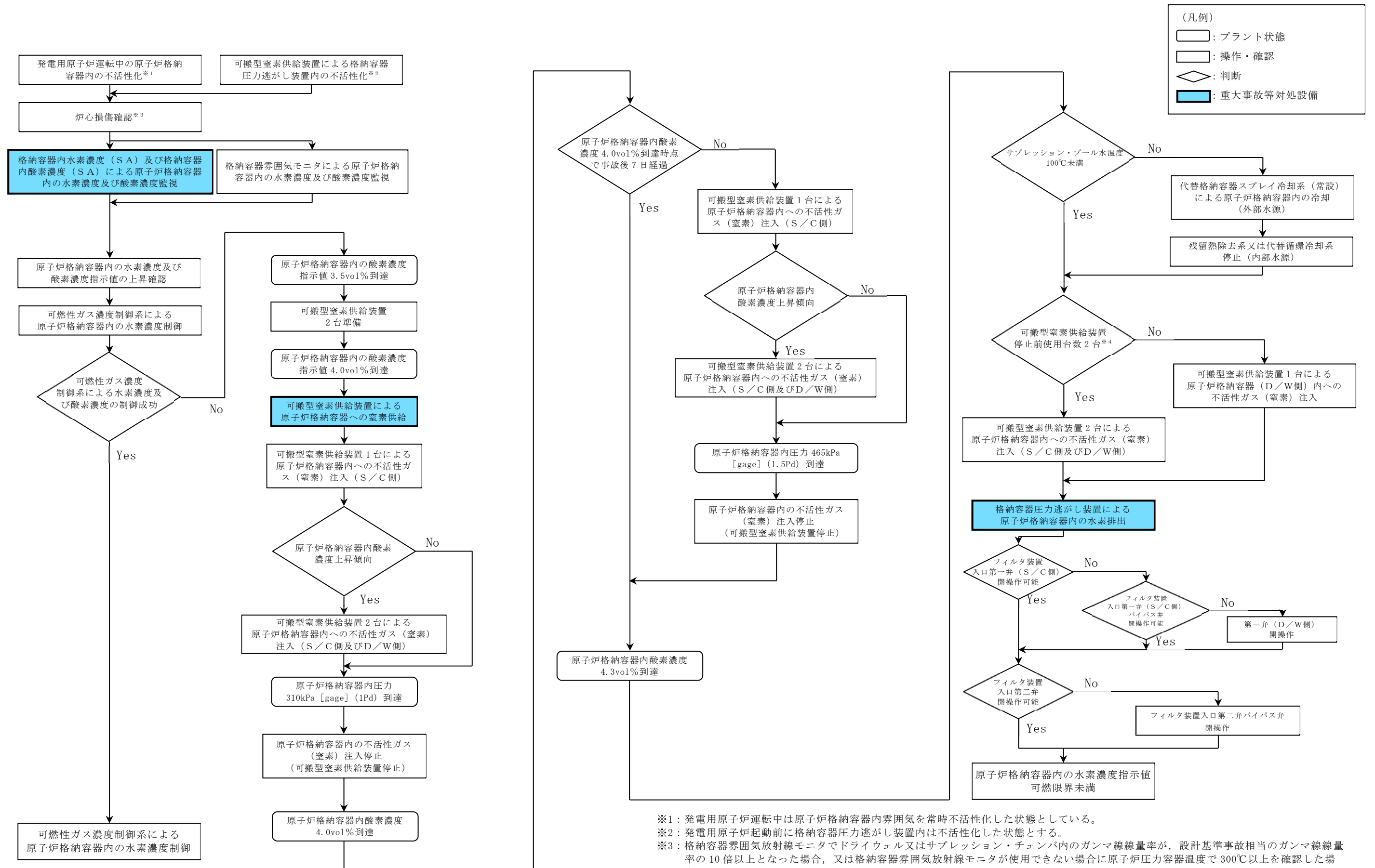
※3: 格納容器ベント前の窒素注入については、可搬型窒素供給装置停止前に窒素注入していた可搬型窒素供給装置の台数により、原子炉格納容器へ窒素を注入する。なお、1台により窒素注入をする場合、D/W側に酸素が滞留することを防止するためにD/W側から窒素を注入する。また、第一弁 (D/W側) 閉による格納容器ベント時は、S/C側から注入する。

※4: 残留熱除去系又は代替循環冷却系による原子炉格納容器内の除熱機能が1系統回復し、可燃性ガス濃度制御系による原子炉格納容器内の水素・酸素濃度制御機能及び可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器負圧破損防止機能が使用可能と判断した場合、原子炉格納容器内の圧力が310kPa [gage] (1Pd) 未満、原子炉格納容器内の温度が171℃未満及び原子炉格納容器内の水素濃度が可燃限界未満であることを確認した場合。

※5: 代替格納容器スプレー冷却系 (常設) による原子炉格納容器内の冷却を行っている場合は停止とする。

※6: 可燃性ガス濃度制御系を起動可能な圧力まで原子炉格納容器内の圧力を低下させることを目的として、残留熱除去系又は代替循環冷却系による原子炉格納容器除熱及び可搬型窒素供給装置による原子炉格納容器内への不活性ガス (窒素) 注入を継続しながら第一弁を再度開として、格納容器ベント (圧力調整) する。

第 1.9-14 図 重大事故等時の対応手段選択フローチャート (2/3)



※1: 発電用原子炉運転中は原子炉格納容器内雰囲気を常時不活性化した状態としている。
 ※2: 発電用原子炉起動前に格納容器圧力逃がし装置内は不活性化した状態とする。
 ※3: 格納容器雰囲気放射線モニタでドライウェル又はサプレッション・チェンバ内のガンマ線線量率が、設計基準事故相当のガンマ線線量率の10倍以上となった場合、又は格納容器雰囲気放射線モニタが使用できない場合に原子炉圧力容器温度で300℃以上を確認した場合。
 ※4: 格納容器ベント前の窒素注入については、可搬型窒素供給装置停止前に窒素注入していた可搬型窒素供給装置の台数により、原子炉格納容器へ窒素を注入する。なお、1台により窒素注入をする場合、D/Wに酸素が滞留することを防止するためにD/Wから窒素を注入する。なお、第一弁 (D/W側) 開による格納容器ベント時は、S/C側から注入する。

第1.9-14図 重大事故等時の対応手段選択フローチャート (3/3)

1.11 使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための手順等

記述は、令和元年7月24日付け原規規発第1907243号をもって設置変更許可を受けた東海第二発電所の発電用原子炉設置変更許可申請書の添付書類十追補1の記述のうち、「1.11 使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための手順等」の記載内容に同じ。

ただし、「1.11.2.4 (1) a. (c) ii) 操作手順」, 「1.11.2.4 (1) a. (c) iii) 操作の成立性」, 「第1.11－3図 常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン／常設スプレイヘッド）を使用した使用済燃料プールへの注水 概要図」, 「第1.11－5図 可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン／常設スプレイヘッド）を使用した使用済燃料プールへの注水（淡水／海水） 概要図」, 「第1.11－6図 可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン／常設スプレイヘッド）を使用した使用済燃料プールへの注水（淡水／海水） タイムチャート（1／4）」, 「第1.11－6図 可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン／常設スプレイヘッド）を使用した使用済燃料プールへの注水（淡水／海水） タイムチャート（2／4）」, 「第1.11－6図 可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン／常設スプレイヘッド）を使用した使用済燃料プールへの注水（淡水／海水） タイムチャート（3／4）」, 「第1.11－6図 可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン／常設スプレイヘッド）を使用した使用済燃料プールへの注水（淡水／海水） タイムチャート（4／4）」, 「第1.11－11図 常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料

プール注水系（常設スプレイヘッド）を使用した使用済燃料プールへのスプレイ 概要図」，「第1.11-13図 可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッド）を使用した使用済燃料プールへのスプレイ（淡水／海水） 概要図」，「第1.11-14図 可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッド）を使用した使用済燃料プールへのスプレイ（淡水／海水） タイムチャート（1／2）」，「第1.11-14図 可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッド）を使用した使用済燃料プールへのスプレイ（淡水／海水） タイムチャート（2／2）」及び「第1.11-23図 代替燃料プール冷却系として使用する可搬型代替注水大型ポンプによる冷却水（海水）の確保 タイムチャート」に係わる記述を以下の通り変更する。

1.11.2 重大事故等時の手順

1.11.2.4 使用済燃料プールから発生する水蒸気による悪影響を防止するための対応手順

(1) 使用済燃料プールの除熱

a. 代替燃料プール冷却系による使用済燃料プールの除熱

(c) 代替燃料プール冷却系として使用する可搬型代替注水大型ポンプによる冷却水（海水）の確保

ii) 操作手順

代替燃料プール冷却系として使用する可搬型代替注水大型ポンプによる冷却水（海水）の確保手順の概要は以下のとおり（代替燃料プール冷却系東側接続口，代替燃料プール冷却系西側接続口，代替残留熱除去系海水系西側接続口を使用した手順は，手順⑨以外は同

様。)。手順の対応フローを第1.11-2図に、概要図を第1.11-22図に、タイムチャートを第1.11-23図に示す。

- ①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、災害対策本部長代理に代替燃料プール冷却系として使用する可搬型代替注水大型ポンプによる冷却水確保の準備開始を依頼する。
- ②災害対策本部長代理は、プラントの被災状況に応じて代替燃料プール冷却系として使用する可搬型代替注水大型ポンプによる冷却水確保のため、水源からの接続口を決定し、発電長に使用する代替燃料プール冷却系の接続口を報告する。なお、代替燃料プール冷却系の接続口は、各作業時間（出動準備、移動、代替淡水貯槽蓋開放、ポンプ設置、ホース敷設、ホース接続及び送水準備）を考慮し、送水開始までの時間が最短となる代替燃料プール冷却系東側接続口を優先する。
- ③災害対策本部長代理は、重大事故等対応要員に代替燃料プール冷却系として使用する可搬型代替注水大型ポンプによる冷却水確保のため、使用する水源から代替燃料プール冷却系の接続口を指示する。
- ④重大事故等対応要員は、代替燃料プール冷却系として使用する可搬型代替注水大型ポンプを海に配置し、可搬型代替注水大型ポンプ付属の水中ポンプユニットを設置する。
- ⑤重大事故等対応要員は、海から代替燃料プール冷却系の接続口までホースの敷設を実施する。
- ⑥発電長は、運転員等に代替燃料プール冷却系として使用する可搬型代替注水大型ポンプによる冷却水確保の準備開始を指示する。

- ⑦運転員等は中央制御室にて、代替燃料プール冷却系として使用する可搬型代替注水大型ポンプによる冷却水確保に必要な電動弁及び監視計器の電源が確保されていることを状態表示等にて確認する。
- ⑧発電長は、運転員等に代替燃料プール冷却系として使用する可搬型代替注水大型ポンプによる冷却水確保の系統構成を指示する。
- ⑨^a代替燃料プール冷却系東側接続口又は代替燃料プール冷却系西側接続口を使用した冷却水（海水）確保の場合
運転員等は中央制御室にて、代替燃料プール冷却系熱交換器冷却水供給流量調節弁が全閉していることを確認する。
- ⑨^b代替残留熱除去系海水系西側接続口を使用した冷却水（海水）確保の場合
運転員等は中央制御室にて、代替燃料プール冷却系熱交換器冷却水供給流量調節弁の全開操作を実施する。
- ⑩運転員等は中央制御室にて、代替燃料プール冷却系熱交換器冷却水出口ライン切替え弁（A）又は代替燃料プール冷却系熱交換器冷却水出口ライン切替え弁（B）の全開操作を実施する。
- ⑪重大事故等対応要員は、災害対策本部長代理に代替燃料プール冷却系として使用する可搬型代替注水大型ポンプによる冷却水確保の準備が完了したことを報告する。
- ⑫災害対策本部長代理は、発電長に代替燃料プール冷却系として使用する可搬型代替注水大型ポンプによる冷却水の送水開始を報告するとともに重大事故等対応要員に代替燃料プール冷却系として使用する可搬型代替注水大型ポンプの起動を指示する。

- ⑬重大事故等対応要員は、代替燃料プール冷却系西側接続口、代替燃料プール冷却系東側接続口又は代替残留熱除去系海水系西側接続口の弁が全閉していることを確認した後、代替燃料プール冷却系として使用する可搬型代替注水大型ポンプを起動し、ホース内の水張り及び空気抜きを実施する。
- ⑭重大事故等対応要員は、ホース内の水張り及び空気抜きが完了した後、代替燃料プール冷却系西側接続口、代替燃料プール冷却系東側接続口又は代替残留熱除去系海水系西側接続口の弁の全開操作を実施し、代替燃料プール冷却系として使用する可搬型代替注水大型ポンプにより送水を開始したことを災害対策本部長代理に報告する。また、災害対策本部長代理は、発電長に報告する。
- ⑮発電長は、運転員等に代替燃料プール冷却系として使用する可搬型代替注水大型ポンプにより冷却水の供給が開始されたことを確認するように指示する。
- ⑯運転員等は中央制御室にて、代替燃料プール冷却系として使用する可搬型代替注水大型ポンプにより冷却水の供給が開始されたことを緊急用海水系流量（代替燃料プール冷却系熱交換器）の流量上昇により確認し、発電長に報告する。
- ⑰発電長は、災害対策本部長代理に代替燃料プール冷却系として使用する可搬型代替注水大型ポンプにより冷却水の供給が開始されたことを報告する。
- ⑱災害対策本部長代理は、重大事故等対応要員に代替燃料プール冷却系として使用する可搬型代替注水大型ポンプの回転数を制御するように指示する。

⑲重大事故等対応要員は、可搬型代替注水大型ポンプ付きの圧力計にて圧力指示値を確認し、代替燃料プール冷却系として使用する可搬型代替注水大型ポンプの回転数を制御し、災害対策本部長代理に報告する。

iii) 操作の成立性

上記の操作は、作業開始を判断してから代替燃料プール冷却系として使用する可搬型代替注水大型ポンプによる冷却水の供給開始までの必要な要員数及び所要時間は以下のとおり。

【代替燃料プール冷却系東側接続口を使用した冷却水（海水）確保の場合】

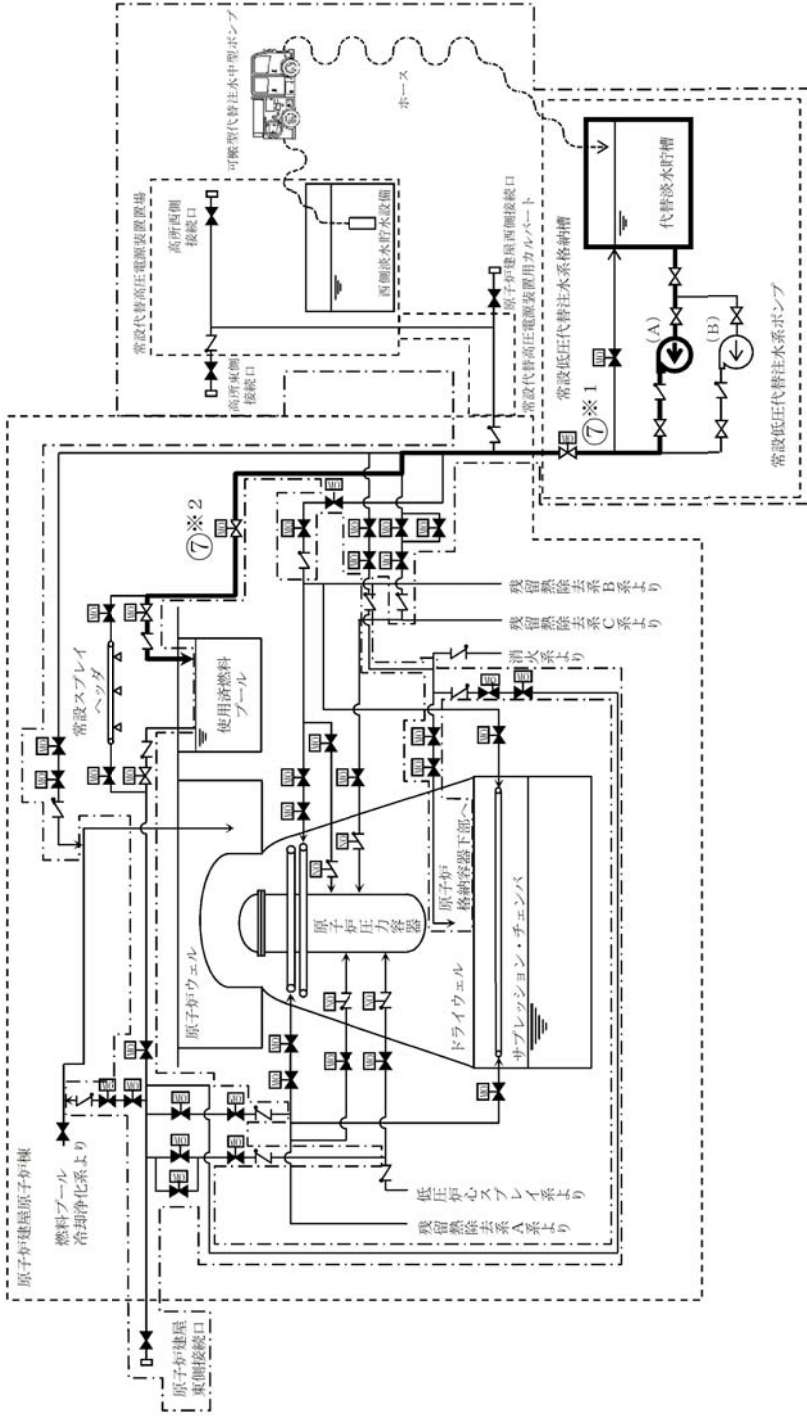
- ・上記の操作は、運転員等（当直運転員）1名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、370分以内で可能である。

【代替燃料プール冷却系西側接続口を使用した冷却水（海水）確保の場合】

- ・上記の操作は、運転員等（当直運転員）1名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、290分以内で可能である。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、放射線防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。代替燃料プール冷却系として使用する可搬型代替注水大型ポンプからのホースの接続は、汎用の結合金具であり、十分な作業スペースを確保していることから、容易に実施可能である。

また、車両の作業用照明、ヘッドライト及びLEDライトを用いることで、暗闇における作業性についても確保している。



凡例

	ポンプ
	電動駆動
	窒素駆動
	弁
	逆止弁
	ホース
	設計基準対象施設から追加した箇所

操作手順	弁名称	操作手順	弁名称
⑦※1	常設低圧代替注水系統分離弁	⑦※2	使用済燃料プール注水ライン流量調整弁

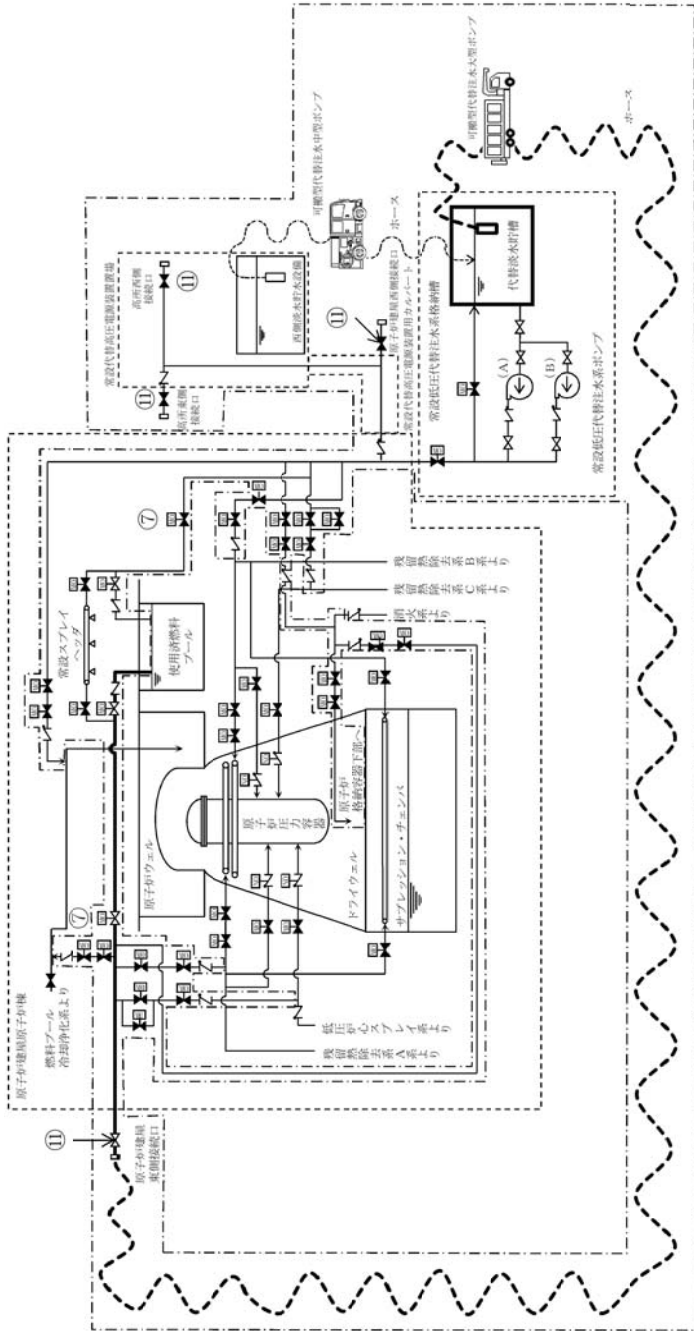
記載例 ○：操作手順番号を示す。

○※1～：同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合、その実施順を示す。

第1.11-3図 常設低圧代替注水ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン／常設スプレイヘッド）を使用した使用済燃料プールへの注水 概要図

凡例

	ポンプ
	電動駆動
	窒素駆動
	弁
	逆止弁
	ホース
	設計基準対象施設から追加した箇所



操作手順	弁名称
⑦	使用済燃料プール注水ライン流量調整弁
⑪	原子炉建屋西側接続口の弁, 高所東側接続口の弁, 高所西側接続口の弁

記載例 ○：操作手順番号を示す。

第1.11-5図 可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン／常設スプレイヘッド）を使用した使用済燃料プールへの注水（淡水／海水） 概要図

手順の項目	実施箇所・必要要員数	経過時間(分)																				備考			
		10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	130	140	150	160	170	180	190	200		210	220	
		可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン/常設スプレイヘッド)を使用した使用済燃料プールへの注水 215分																							
可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン/常設スプレイヘッド)を使用した使用済燃料プールへの注水(淡水/海水) (現場操作) (高所東側接続口を使用した使用済燃料プールへの注水の場合)	運転員等(当直運転員)(中央制御室)	1																							
	運転員等(当直運転員)(現場)	2																							
	重大事故等対応要員	8																							代替淡水貯槽からの送水

手順の項目	実施箇所・必要要員数	経過時間(分)															備考							
		10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	130	140	150								
		可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン/常設スプレイヘッド)を使用した使用済燃料プールへの注水 140分																						
可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン/常設スプレイヘッド)を使用した使用済燃料プールへの注水(淡水/海水) (現場操作) (高所西側接続口を使用した使用済燃料プールへの注水の場合)	運転員等(当直運転員)(中央制御室)	1																						
	運転員等(当直運転員)(現場)	2																						
	重大事故等対応要員	8																						

【ホース敷設(代替淡水貯槽から高所東側接続口)の場合は402m, ホース敷設(西側淡水貯水設備から高所西側接続口)の場合は70m】

第1.11-6図 可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン/常設スプレイヘッド)を使用した使用済燃料プールへの注水(淡水/海水) タイムチャート(2/4)

手順の項目	実施箇所・必要要員数	経過時間(分)																			備考
		10	20	30	40	50	60	70	110	120	490	500	510	520	530	540					
		可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系 (注水ライン/常設スプレイヘッド)を使用した使用済燃料プールへの注水 535分																			
可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン/常設スプレイヘッド)を使用した使用済燃料プールへの注水(淡水/海水) (現場操作) (原子炉建屋東側接続口を使用した使用済燃料プールへの注水の場合)	運転員等(当直運転員)(中央制御室)	1																			
	運転員等(当直運転員)(現場)	2																			
	重大事故等対応要員	8																			代替淡水貯槽からの送水

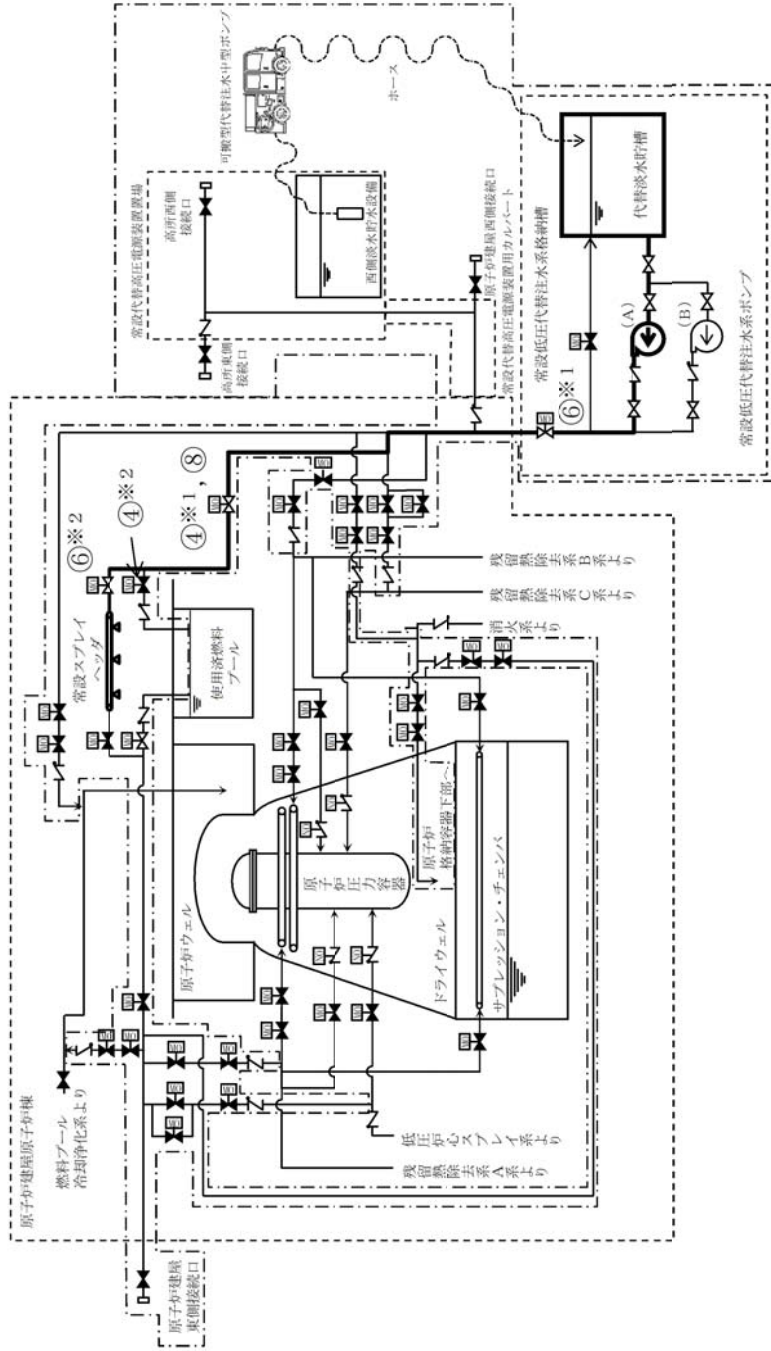
手順の項目	実施箇所・必要要員数	経過時間(分)																			備考
		10	20	30	40	50	60	70	90	170	180	260	270	280	320	330					
		可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系 (注水ライン/常設スプレイヘッド)を使用した使用済燃料プールへの注水 320分																			
可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン/常設スプレイヘッド)を使用した使用済燃料プールへの注水(淡水/海水) (現場操作) (原子炉建屋東側接続口を使用した使用済燃料プールへの注水の場合)	運転員等(当直運転員)(中央制御室)	1																			
	運転員等(当直運転員)(現場)	2																			
	重大事故等対応要員	8																			西側淡水貯水設備からの送水

【ホース敷設(代替淡水貯槽から原子炉建屋東側接続口)の場合は542m, ホース敷設(西側淡水貯水設備から原子炉建屋東側接続口)の場合は871m】

第1.11-6図 可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン/常設スプレイヘッド)を使用した使用済燃料プールへの注水(淡水/海水) タイムチャート(4/4)

凡例

	ポンプ
	電動駆動
	室素駆動
	弁
	逆止弁
	ホース
	設計基準対象施設から追加した箇所



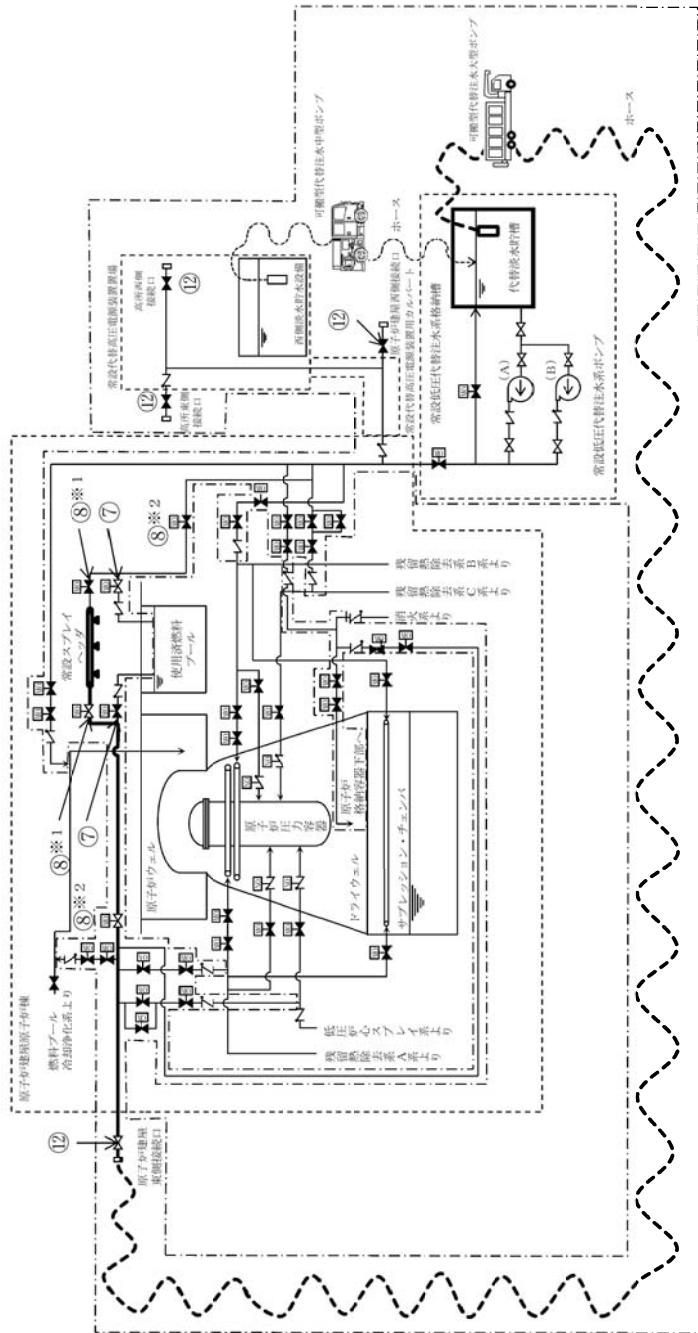
操作手順	弁名称	操作手順	弁名称
④※1, ⑧	使用済燃料プール注水ライン流量調整弁	⑥※1	常設低圧代替注水系系統分離弁
④※2	使用済燃料プール注水ライン元弁	⑥※2	使用済燃料プールスプレイレイン元弁

記載例 ○：操作手順番号を示す。
 ○※1～：同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合、その実施順を示す。

第1.11-11図 常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイレインヘッド）を使用した使用済燃料プールへのスプレイレイン概要図

凡例

	ポンプ
	電動駆動
	窒素駆動
	弁
	逆止弁
	ホース
	設計基準対象施設から追加した箇所

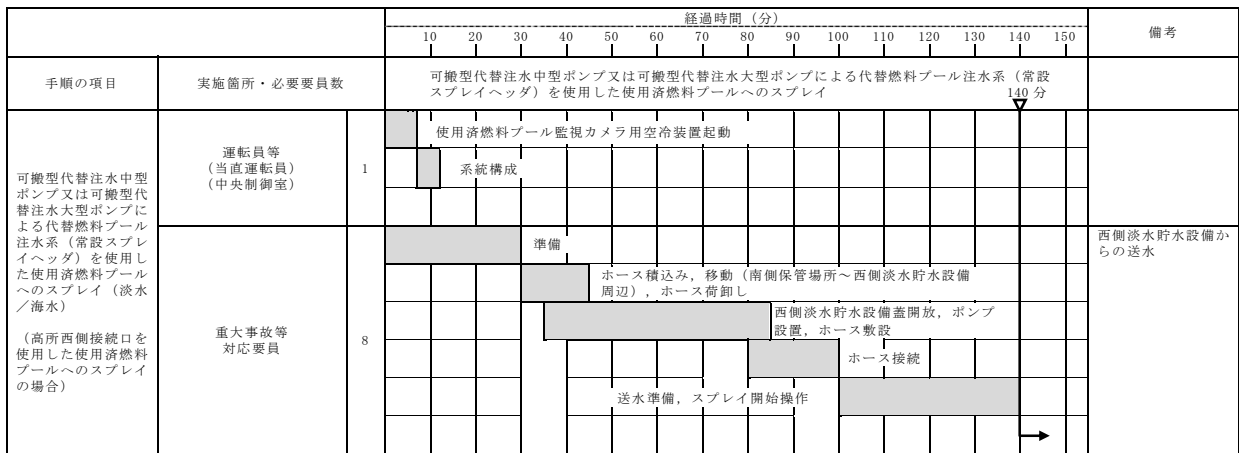
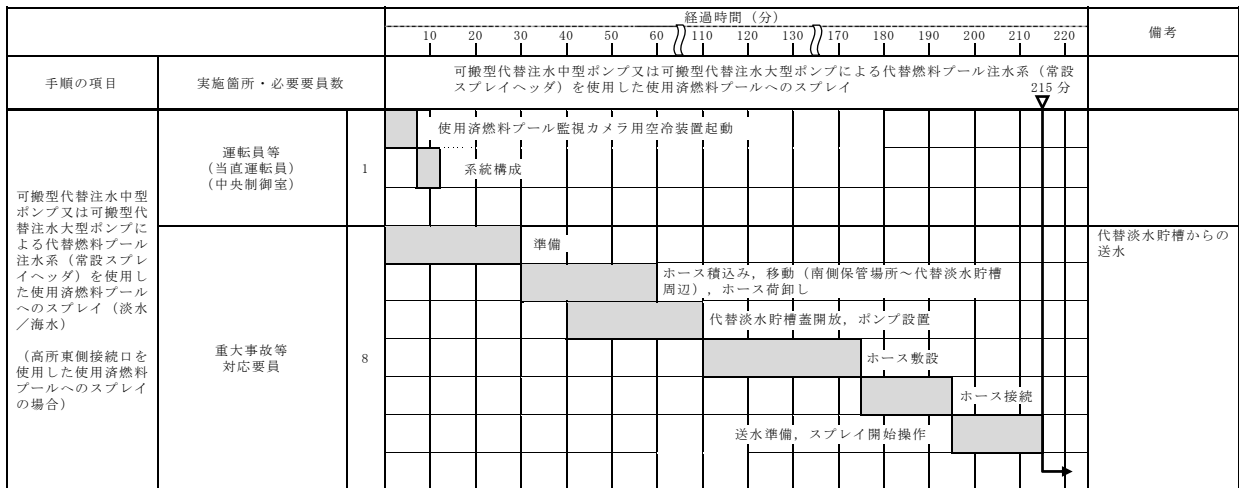


操作手順	弁名称	操作手順	弁名称
⑦	使用済燃料プール注水ライン元弁	⑧※2	使用済燃料プール注水ライン流量調整弁
⑧※1	使用済燃料プールのスプレイレイン元弁	⑫	原子炉建屋西側接続口の弁, 原子炉建屋東側接続口の弁, 高所東側接続口の弁, 高所西側接続口の弁

記載例 ○：操作手順番号を示す。

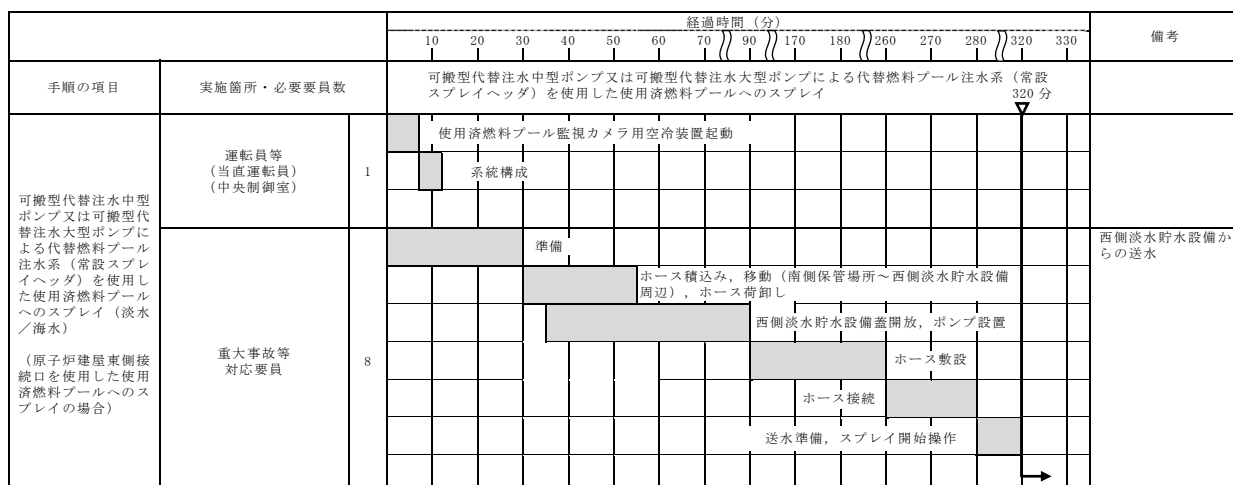
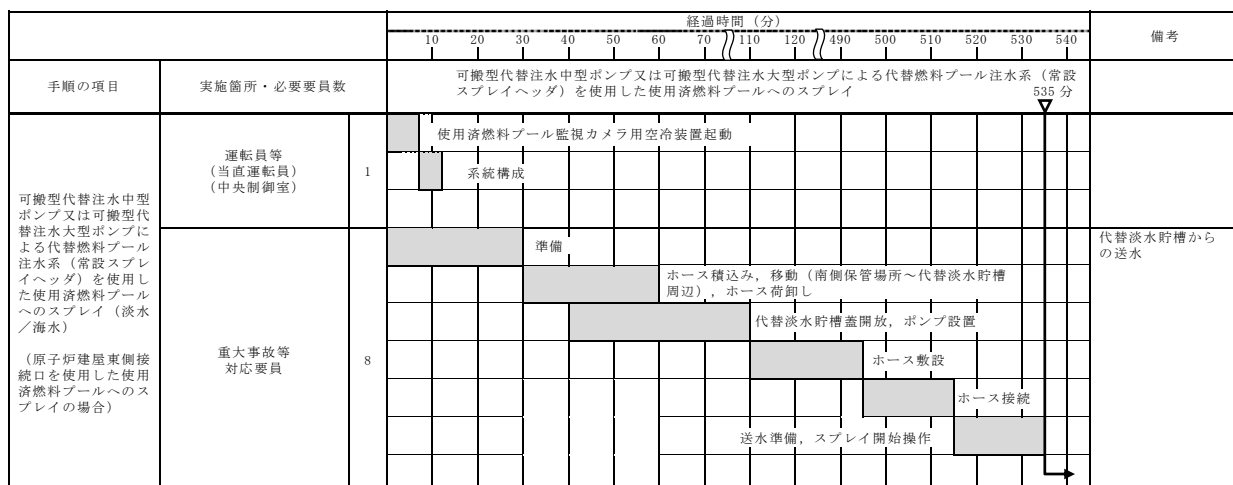
○※1～：同一操作手順番号内に複数の操作又は確認を実施する対象弁がある場合、その実施順を示す。

第1.11-13図 可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッダ）を使用した使用済燃料プールへのスプレイ（淡水／海水）概要図



【ホース敷設（代替淡水貯槽から高所東側接続口）の場合は402m，ホース敷設（西側淡水貯水設備から高所西側接続口）の場合は70m】

第1.11-14図 可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッド）を使用した使用済燃料プールへのスプレイ（淡水／海水） タイムチャート (1/2)



【ホース敷設(代替淡水貯槽から原子炉建屋東側接続口)の場合は542m, ホース敷設(西側淡水貯水設備から原子炉建屋東側接続口)の場合は871m】

第1.11-14図 可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系(常設スプレィヘッド)を使用した使用済燃料プールへのスプレィ(淡水/海水) タイムチャート (2/2)

		経過時間(分)																備考	
		10	20	30	40	50	60	70	80	90	330	340	350	360	370	380			
手順の項目	実施箇所・必要要員数	代替燃料プール冷却系として使用する可搬型代替注水大型ポンプによる冷却水の確保 370分																	
代替燃料プール冷却系として使用する可搬型代替注水大型ポンプによる冷却水(海水)の確保 (代替燃料プール冷却系東側接続口を使用した冷却水(海水)確保の場合)	運転員等(当直運転員)(中央制御室)	1	系統構成																
	重大事故等対応要員	8	準備															SA用海水ピットからの送水	
			ホース積み込み、移動(南側保管場所～SA用海水ピット周辺)、ホース荷卸し																
			SA用海水ピット蓋開放、ポンプ設置																
			ホース敷設																
			ホース接続																
送水準備、冷却水供給開始操作																			

		経過時間(分)																備考	
		10	20	30	40	50	60	70	80	90	250	260	270	280	290	300			
手順の項目	実施箇所・必要要員数	代替燃料プール冷却系として使用する可搬型代替注水大型ポンプによる冷却水の確保 290分																	
代替燃料プール冷却系として使用する可搬型代替注水大型ポンプによる冷却水(海水)の確保 (代替燃料プール冷却系西側接続口を使用した冷却水(海水)確保の場合)	運転員等(当直運転員)(中央制御室)	1	系統構成																
	重大事故等対応要員	8	準備															SA用海水ピットからの送水	
			ホース積み込み、移動(南側保管場所～SA用海水ピット周辺)、ホース荷卸し																
			SA用海水ピット蓋開放、ポンプ設置																
			ホース敷設																
			ホース接続																
送水準備、冷却水供給開始操作																			

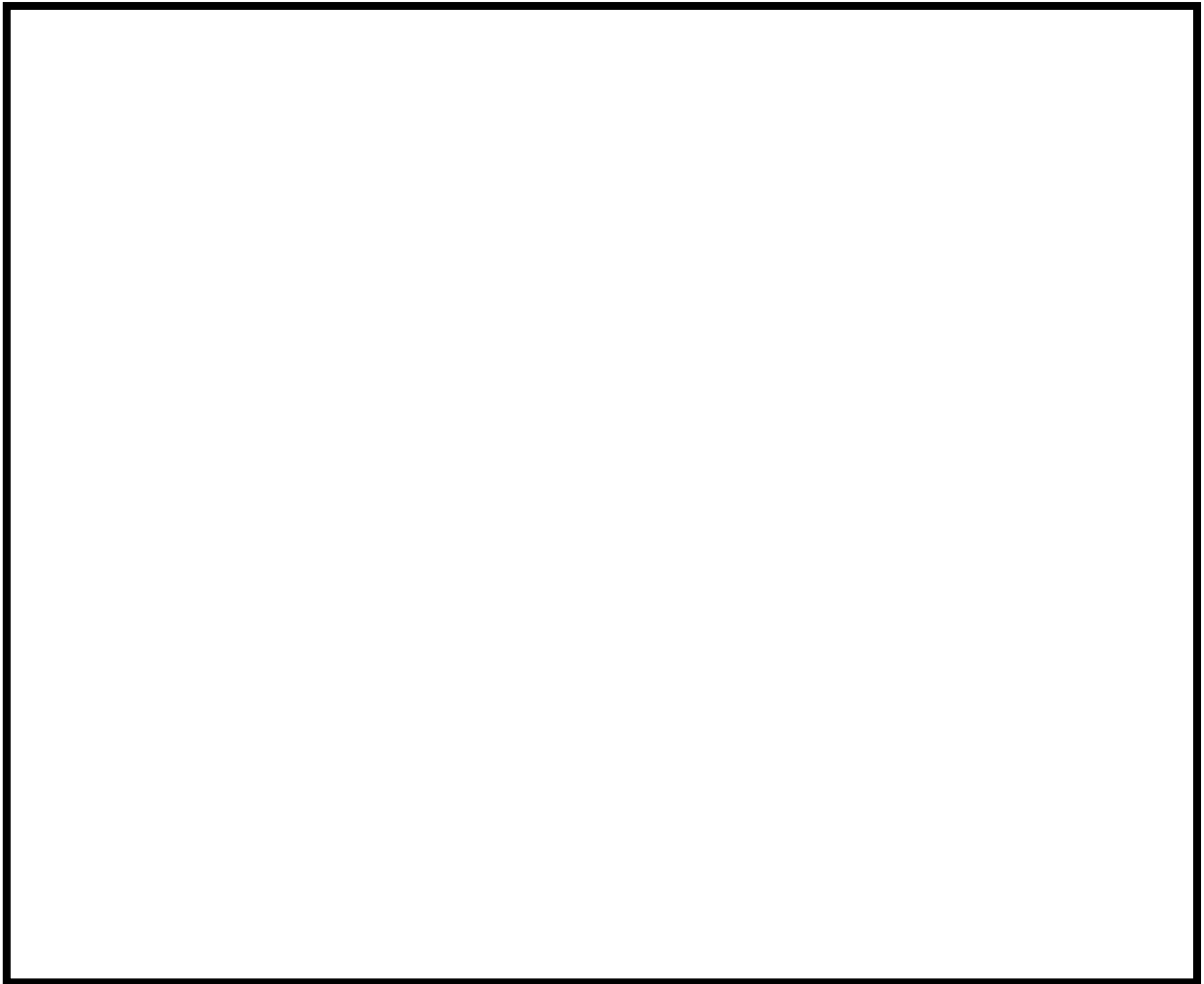
【ホース敷設 (SA用海水ピットから代替燃料プール冷却系東側接続口) の場合は355m, ホース敷設 (SA用海水ピットから代替燃料プール冷却系西側接続口) の場合は267m】

第1.11-23図 代替燃料プール冷却系として使用する可搬型代替注水大型ポンプによる冷却水(海水)の確保 タイムチャート


1.12 発電所外への放射性物質の拡散を抑制するための手順等

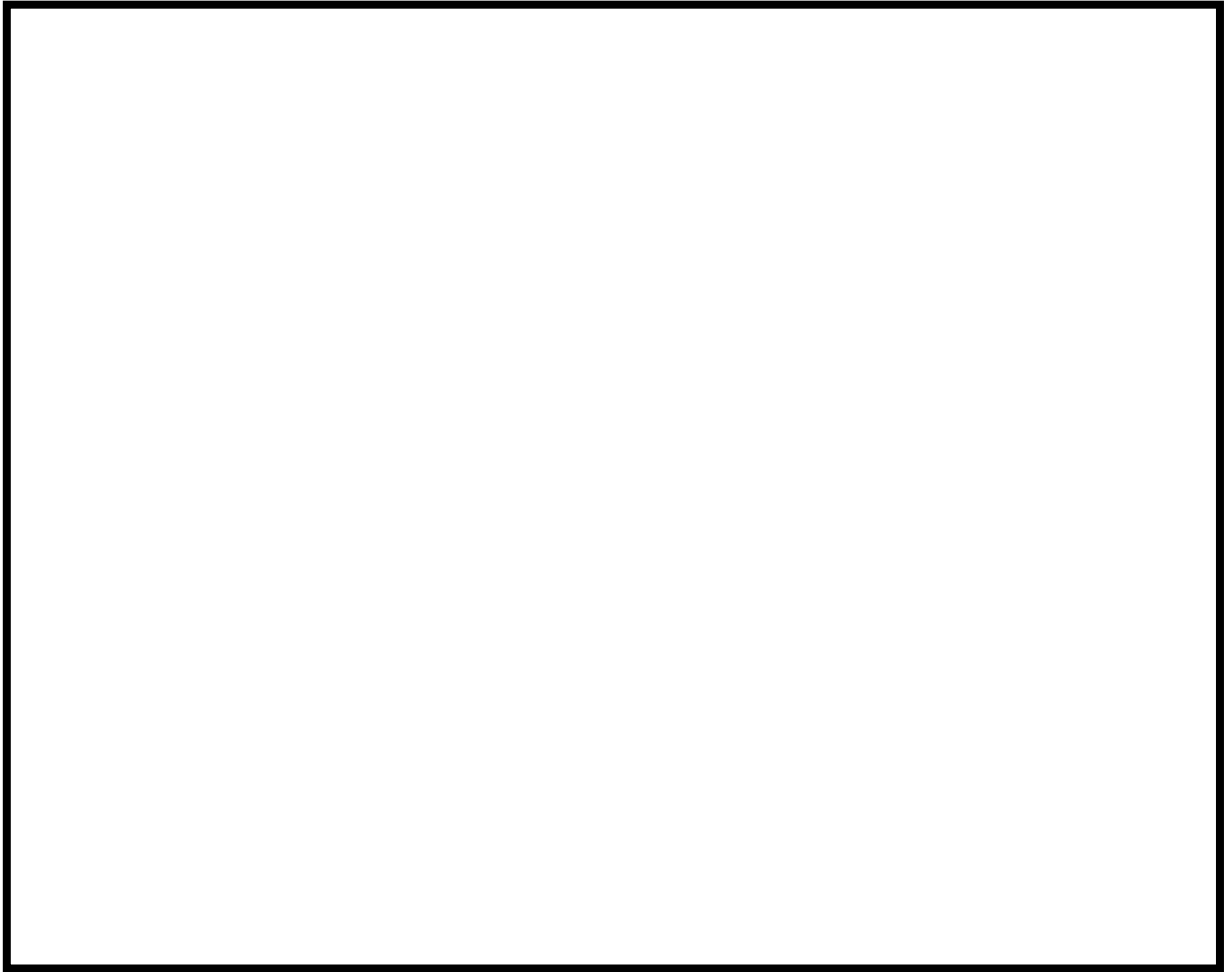
記述は、令和元年7月24日付け原規規発第1907243号をもって設置変更許可を受けた東海第二発電所の発電用原子炉設置変更許可申請書の添付書類十追補1の記述のうち、「1.12 発電所外への放射性物質の拡散を抑制するための手順等」の記載内容に同じ。

ただし、「第1.12－3図 可搬型代替注水大型ポンプ（放水用）及び放水砲による大気への放射性物質の拡散抑制ホース敷設ルート及び放水砲の設置位置図（例）」、「第1.12－5図 汚濁防止膜の設置位置図」、「第1.12－7図 放射性物質吸着材の設置位置図」、「第1.12－11図 水利の配置図（初期対応における延焼防止処置）」及び「第1.12－13図 航空機燃料火災への泡消火に関するホース敷設ルート図（例）」に係わる記述を以下の通り変更する。




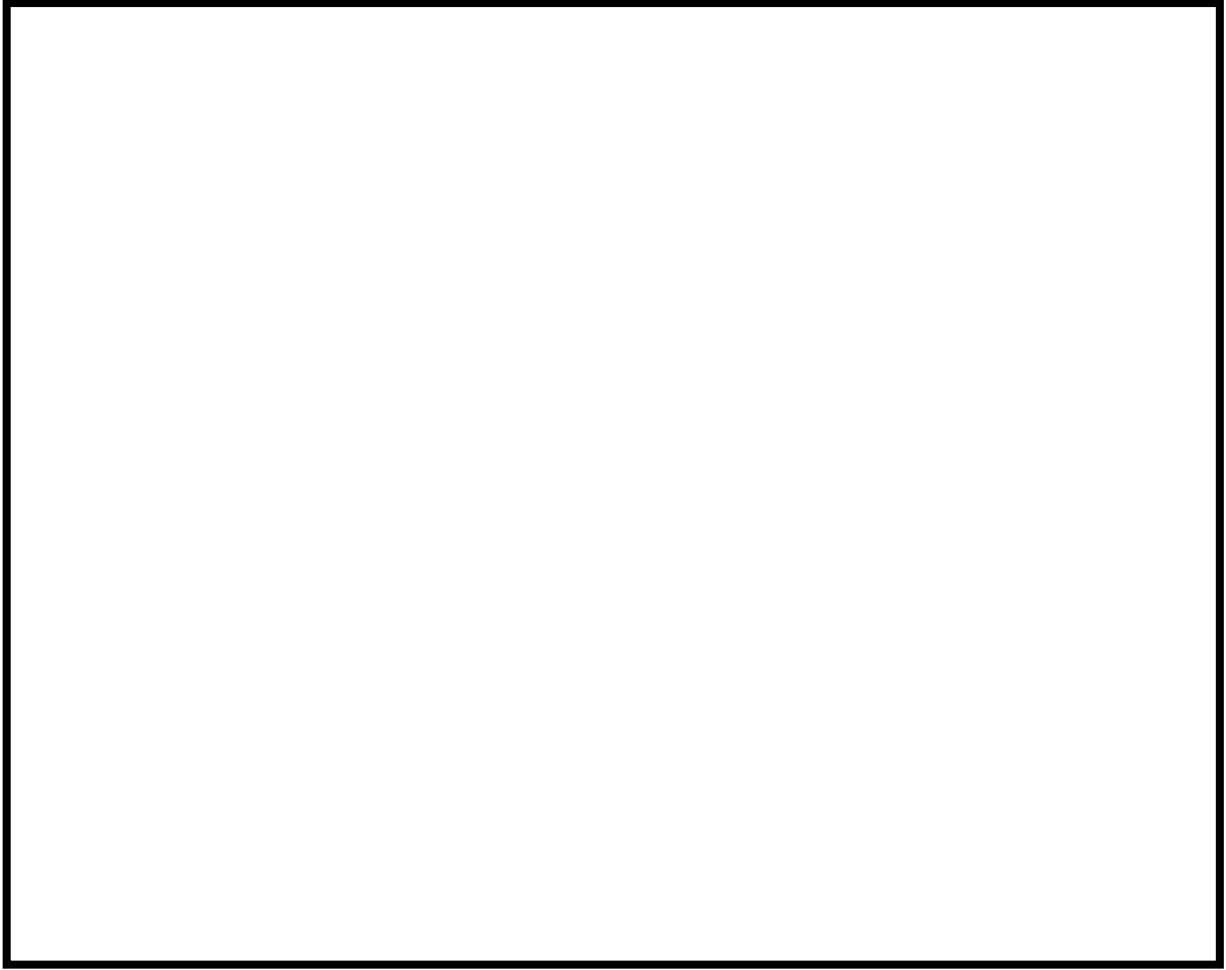
第 1.12-3 図 可搬型代替注水大型ポンプ（放水用）及び放水砲による大気への放射性物質の拡散抑制ホース敷設ルート及び放水砲の設置位置図（例）

 は、営業秘密又は防護上観点から公開できません。




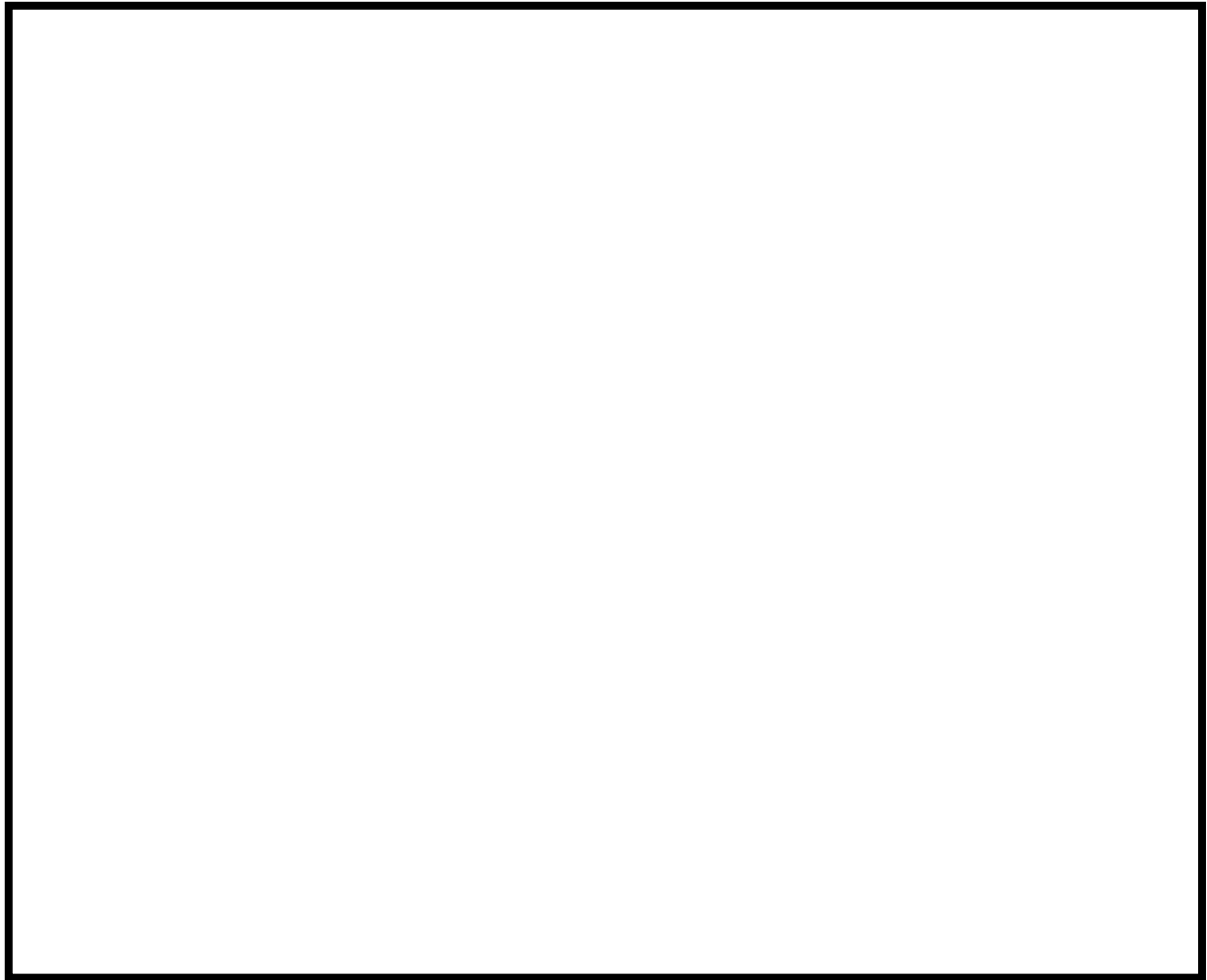
第 1.12-5 図 汚濁防止膜の設置位置図

 は、営業秘密又は防護上観点から公開できません。




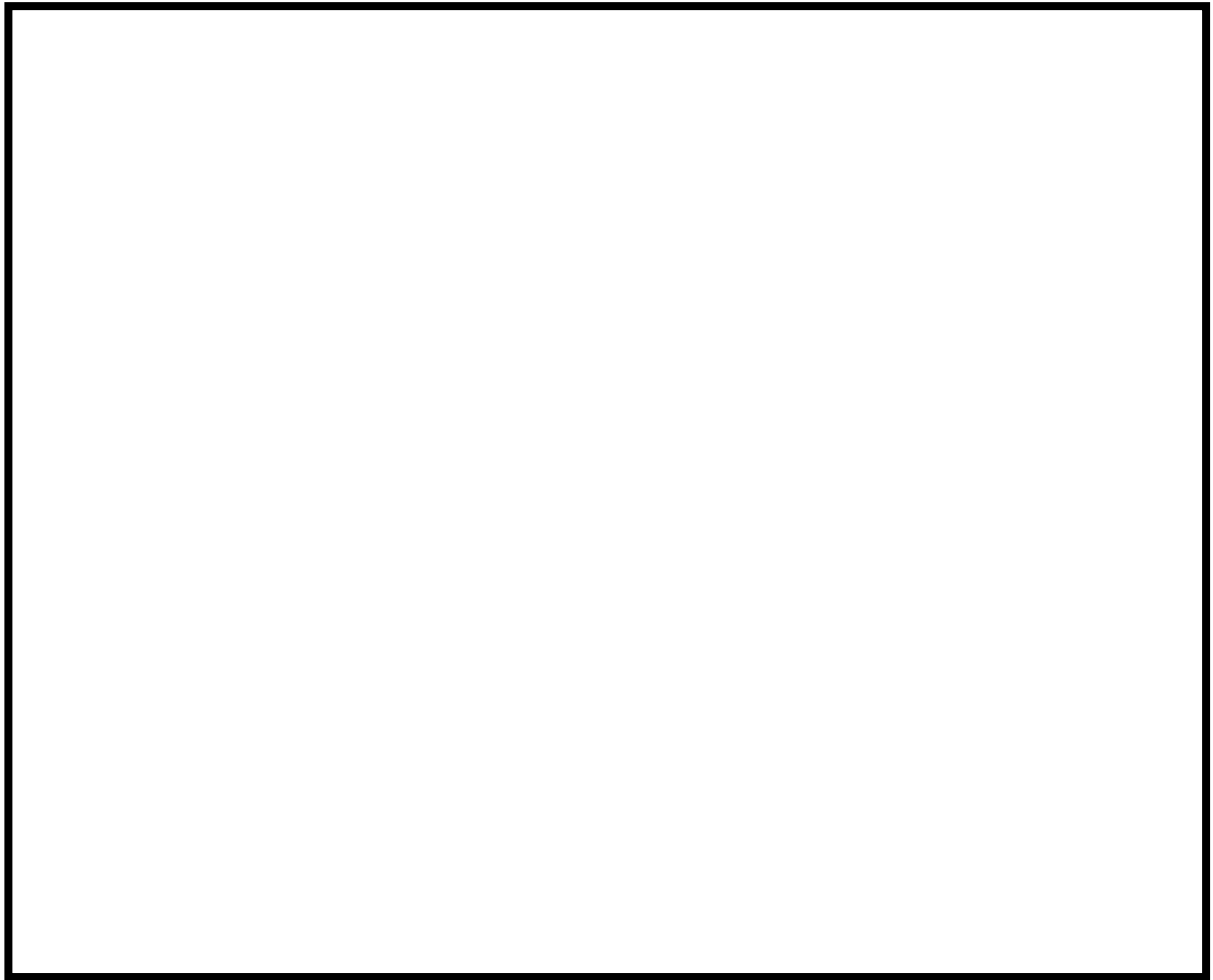
第 1.12-7 図 放射性物質吸着材の設置位置図

 は、営業秘密又は防護上観点から公開できません。




第1.12-11図 水利の配置図（初期対応における延焼防止処置）

 は、営業秘密又は防護上観点から公開できません。



第 1.12-13 図 航空機燃料火災への泡消火に関するホース敷設ルート図(例)

 は、営業秘密又は防護上観点から公開できません。

1.13 重大事故等の収束に必要なとなる水の供給手順等

記述は、令和元年7月24日付け原規規発第1907243号をもって設置変更許可を受けた東海第二発電所の発電用原子炉設置変更許可申請書の添付書類十追補1の記述のうち、「1.13 重大事故等の収束に必要なとなる水の供給手順等」の記載内容に同じ。

ただし、「1.13.2.1(5)a. 西側淡水貯水設備を水源とした可搬型代替注水中型ポンプによる送水（淡水／海水）」、「1.13.2.1(5)a. (b)操作手順」, 「1.13.2.1(5)a. (c)操作の成立性」, 「1.13.2.1(5)b. (a) iii)操作の成立性」, 「1.13.2.1(5)c. (a) iii)操作の成立性」, 「1.13.2.1(5)d. (a) iii)操作の成立性」, 「1.13.2.1(5)e. (a) iii)操作の成立性」, 「1.13.2.1(5)f. (a) iii)操作の成立性」, 「1.13.2.1(5)g. (a) iii)操作の成立性」, 「1.13.2.1(5)g. (b) iii)操作の成立性」, 「1.13.2.1(6)a. 代替淡水貯槽を水源とした可搬型代替注水大型ポンプによる送水（淡水／海水）」, 「1.13.2.1(6)a. (b)操作手順」, 「1.13.2.1(6)a. (c)操作の成立性」, 「1.13.2.1(6)b. (a) iii)操作の成立性」, 「1.13.2.1(6)c. (a) iii)操作の成立性」, 「1.13.2.1(6)d. (a) iii)操作の成立性」, 「1.13.2.1(6)e. (a) iii)操作の成立性」, 「1.13.2.1(6)f. (a) iii)操作の成立性」, 「1.13.2.1(6)g. (a) iii)操作の成立性」, 「1.13.2.1(6)g. (c) iii)操作の成立性」, 「1.13.2.1(7) a. (b)操作手順」, 「1.13.2.1(7) a. (c)操作の成立性」, 「1.13.2.1(7) b. (a) iii) 操作の成立性」, 「1.13.2.1(8)a. 海を水源とした可搬型代替注水大型ポンプによる送水」, 「1.13.2.1(8)a. (b)操作手順」, 「1.13.2.1(8)a. (c)操作の成立性」, 「1.13.2.1(8)b. (a) iii)操作の成立性」, 「1.13.2.1(8)c. (a) iii)操作の成立性」, 「1.13.2.1(8)d. (a) iii)操作の成立性」, 「1.13.2.1(8)e. (a) iii)操作の成立性」, 「1.13.2.1(8)f. (a) iii)操作の成立性」, 「1.13.2.1(8)f. (c) iii)操作の成立性」,

「1.13.2.1(8)h. (b) iii)操作の成立性」, 「1.13.2.1(8)m. (a) iii)操作の成立性」, 「1.13.2.2(1) a. (b) iii) 操作の成立性」, 「1.13.2.2(2) a. (b) iii)操作の成立性」, 「第1.13-6図 可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる送水(淡水/海水)概要図(1/11)」, 「第1.13-6図 可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる送水(淡水/海水)概要図(2/11)」, 「第1.13-6図 可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる送水(淡水/海水)概要図(3/11)」, 「第1.13-6図 可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる送水(淡水/海水)概要図(4/11)」, 「第1.13-6図 可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる送水(淡水/海水)概要図(5/11)」, 「第1.13-6図 可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる送水(淡水/海水)概要図(6/11)」, 「第1.13-6図 可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる送水(淡水/海水)概要図(7/11)」, 「第1.13-6図 可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる送水(淡水/海水)概要図(8/11)」, 「第1.13-6図 可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる送水(淡水/海水)概要図(9/11)」, 「第1.13-6図 可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる送水(淡水/海水)概要図(10/11)」, 「第1.13-6図 可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる送水(淡水/海水)概要図(11/11)」, 「第1.13-7図 可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる送水(淡水/海水)タイムチャート(2/6)」, 「第1.13-7図 可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる送水(淡水/海水)タイムチャート(4/6)」, 「第1.13-7図 可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる送水(淡水/海水)タイムチャート(5/6)」, 「第1.13-7図 可搬型代替注水中型ポンプ

又は可搬型代替注水大型ポンプによる送水（淡水／海水）タイムチャート（6／6）」，「第1.13-8図 可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる代替淡水貯槽への補給（淡水／海水）概要図（1／2）」，「第1.13-8図 可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる代替淡水貯槽への補給（淡水／海水）概要図（2／2）」，「第1.13-9図 可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる代替淡水貯槽への補給（淡水／海水）タイムチャート（1／2）」，「第1.13-10図 可搬型代替注水大型ポンプによる西側淡水貯水設備への補給（淡水／海水）概要図」，「第1.13-11図 可搬型代替注水大型ポンプによる西側淡水貯水設備への補給（淡水／海水）タイムチャート（1／2）」，「第1.13-17図 ホース敷設図（西側淡水貯水設備を水源とした可搬型代替注水中型ポンプによる送水）（1／2）」，「第1.13-17図 ホース敷設図（西側淡水貯水設備を水源とした可搬型代替注水中型ポンプによる送水）（2／2）」，「第1.13-18図 ホース敷設図（代替淡水貯槽を水源とした可搬型代替注水大型ポンプによる送水）（1／2）」，「第1.13-18図 ホース敷設図（代替淡水貯槽を水源とした可搬型代替注水大型ポンプによる送水）（2／2）」，「第1.13-19図 ホース敷設図（海を水源とした可搬型代替注水大型ポンプによる送水）（1／2）」，「第1.13-19図 ホース敷設図（海を水源とした可搬型代替注水大型ポンプによる送水）（2／2）」，「第1.13-20図 ホース敷設図（西側淡水貯水設備を水源とした可搬型代替注水中型ポンプによる送水）」，「第1.13-21図 ホース敷設図（代替淡水貯槽を水源とした可搬型代替注水大型ポンプによる送水）」，「第1.13-22図 ホース敷設図（淡水タンクを水源とした可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる送水）」，「第1.13-23図 ホース敷設図（西側淡水貯水設備を水源とした可搬型代替注水中型ポンプによる代替淡水貯槽への補給）」，「第1.13-24図 ホース敷設図（淡水タンクを水源とした可搬型

代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる代替淡水貯槽への補給)」、 「第1.13-25図 ホース敷設図 (海を水源とした可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる代替淡水貯槽への補給)」、 「第1.13-26図 ホース敷設図 (代替淡水貯槽を水源とした可搬型代替注水大型ポンプによる西側淡水貯水設備への補給)」、 「第1.13-27図 ホース敷設図 (淡水タンクを水源とした可搬型代替注水大型ポンプによる西側淡水貯水設備への補給)」、 「第1.13-28図 ホース敷設図 (海を水源とした可搬型代替注水大型ポンプによる西側淡水貯水設備への補給)」に係わる記述を以下のとおり変更する。

1.13.2 重大事故当時の手順

1.13.2.1 水源を利用した対応手順

(5) 西側淡水貯水設備を水源とした対応手順

- a. 西側淡水貯水設備を水源とした可搬型代替注水中型ポンプによる送水
(淡水/海水)

原子炉圧力容器への注水，原子炉格納容器内の冷却，原子炉格納容器下部への注水，原子炉ウェルへの注水及び使用済燃料プールの冷却に用いる常設の設備が使用できない場合に可搬型代替注水中型ポンプによる各種注水を行う。また，フィルタ装置スクラビング水の水位が低下した場合に可搬型代替注水中型ポンプによる補給を行う。

本手順では災害対策本部による水源特定，可搬型代替注水中型ポンプの配置，高所東側接続口，高所西側接続口，原子炉建屋東側接続口又は原子炉建屋西側接続口及びフィルタ装置スクラビング水補給ライン接続口までのホース接続及び可搬型代替注水中型ポンプによる送水までの手順を整備し，高所東側接続口，高所西側接続口，原子炉建屋東側接続口又は原子炉

建屋西側接続口及びフィルタ装置スクラビング水補給ライン接続口から注水等が必要な箇所までの操作手順については各条文にて整備する。（手順のリンク先については、「1.13.2.1(5) b. ～1.13.2.1(5) g. 」に示す。）

可搬型代替注水中型ポンプの水源は、西側淡水貯水設備（淡水）を優先して使用する。淡水による各種注水が枯渇等により継続できない場合は海水による各種注水に切り替えるが、西側淡水貯水設備を経由して注水が必要な箇所へ送水することにより、各種注水を継続しながら淡水から海水への水源の切替えが可能である。

ただし、フィルタ装置スクラビング水補給は原則淡水補給のみとする。なお、西側淡水貯水設備への淡水補給及び海水補給は、「1.13.2.2(2) a. 可搬型代替注水大型ポンプによる西側淡水貯水設備への補給（淡水／海水）」の手順にて実施する。

水源特定、可搬型代替注水中型ポンプ配置、高所東側接続口、高所西側接続口、原子炉建屋東側接続口又は原子炉建屋西側接続口及びフィルタ装置スクラビング水補給ライン接続口までのホース接続及び送水の一連の流れはどの対応においても同じであり、水源から高所東側接続口、高所西側接続口、原子炉建屋東側接続口又は原子炉建屋西側接続口及びフィルタ装置スクラビング水補給ライン接続口までの距離によりホース数量が決まる。

なお、水源と高所東側接続口、高所西側接続口、原子炉建屋東側接続口又は原子炉建屋西側接続口の選択は、高所東側接続口又は高所西側接続口を優先する。高所東側接続口又は高所西側接続口が使用できない場合は、原子炉建屋東側接続口又は原子炉建屋西側接続口を使用する。

高所東側接続口又は高所西側接続口の選択は、各作業時間（出勤準備、

移動，西側淡水貯水設備の蓋開放，ポンプ設置，ホース敷設，ホース接続及び送水準備）を考慮し，送水開始までの時間が最短となる組み合わせを優先して選択する。西側淡水貯水設備を水源とした原子炉圧力容器への注水，原子炉格納容器内の冷却，原子炉格納容器下部への注水，原子炉ウェルへの注水及び使用済燃料プールへの注水／スプレーを実施する場合は，送水開始までの時間が最短となる高所西側接続口を優先して使用する。

原子炉建屋東側接続口又は原子炉建屋西側接続口の選択は，各作業時間（出動準備，移動，西側淡水貯水設備の蓋開放，ポンプ設置，ホース敷設，ホース接続及び送水準備）を考慮し，送水開始までの時間が最短となる組み合わせを優先して選択する。西側淡水貯水設備を水源とした原子炉圧力容器への注水，原子炉格納容器内の冷却，原子炉格納容器下部への注水，原子炉ウェルへの注水及び使用済燃料プールへの注水／スプレーを実施する場合は，送水開始までの時間が最短となる原子炉建屋西側接続口を優先して使用する。

(b) 操作手順

可搬型代替注水中型ポンプによる送水手順の概要は以下のとおり。概要図を第 1.13-6 図に，タイムチャートを第 1.13-7 図に，ホース敷設図を第 1.13-17 図及び第 1.13-20 図に示す。

【可搬型代替注水中型ポンプ 2 台による高所東側接続口，高所西側接続口，原子炉建屋東側接続口又は原子炉建屋西側接続口への送水を行う場合】

①発電長は，手順着手の判断基準に基づき，災害対策本部長代理に可搬型代替注水中型ポンプによる送水を依頼する。

②災害対策本部長代理は，プラントの被災状況に応じて可搬型代替注水中型ポンプによる各種注水を行うことを決定し，各種注水のため

の高所東側接続口，高所西側接続口，原子炉建屋東側接続口又は原子炉建屋西側接続口の場所を決定する。

③災害対策本部長代理は，発電長に送水のための接続口の場所を連絡する。

④災害対策本部長代理は，重大事故等対応要員に可搬型代替注水中型ポンプによる西側淡水貯水設備を水源とした送水準備のため，接続口の場所を指示する。

⑤重大事故等対応要員は，可搬型代替注水中型ポンプ2台を西側淡水貯水設備に配置し，西側淡水貯水設備の蓋を開放後，可搬型代替注水中型ポンプ付属の水中ポンプユニット1台目を西側淡水貯水設備へ設置する。

⑥重大事故等対応要員は，可搬型代替注水中型ポンプ付属の水中ポンプユニット1台目の吐出側ホースを可搬型代替注水中型ポンプ付属の水中ポンプユニット2台目の吸込口に接続する。

⑦重大事故等対応要員は，西側淡水貯水設備から指示された接続口までのホース敷設を行う。

⑧重大事故等対応要員は，接続口へホースの接続を行う。

⑨発電長は，災害対策本部長代理に建屋内の系統構成が完了したことを連絡する。

⑩重大事故等対応要員は，災害対策本部長代理に可搬型代替注水中型ポンプによる送水準備完了を報告する。

⑪災害対策本部長代理は，発電長に可搬型代替注水中型ポンプによる送水の開始を連絡する。

⑫災害対策本部長代理は，重大事故等対応要員に可搬型代替注水中型ポンプによる送水開始を指示する。

- ⑬重大事故等対応要員は、接続口の弁の全閉を確認後、可搬型代替注水中型ポンプ 1 台目を起動し、可搬型代替注水中型ポンプ付属の水中ポンプユニット 2 台目吸込口までのホースの水張り及び空気抜きを行う。
- ⑭重大事故等対応要員は、可搬型代替注水中型ポンプ 2 台目を起動し、接続口までのホースの水張り及び空気抜きを行う。
- ⑮重大事故等対応要員は、空気抜き完了後、接続口の弁を開とし、送水を開始したことを災害対策本部長代理に報告する。
- ⑯災害対策本部長代理は、発電長に可搬型代替注水中型ポンプによる送水を開始したことを連絡する。
- ⑰重大事故等対応要員は、注水中はホースの結合金具付きの可搬型圧力計で圧力を確認しながら可搬型代替注水中型ポンプの回転数を操作する。

【可搬型代替注水中型ポンプによるフィルタ装置スクラビング水補給ライン接続口への送水を行う場合】

- ①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、災害対策本部長代理に可搬型代替注水中型ポンプによる送水を依頼する。
- ②災害対策本部長代理は、重大事故等対応要員に可搬型代替注水中型ポンプによる西側淡水貯水設備を水源としたフィルタ装置スクラビング水補給準備のため、フィルタ装置スクラビング水補給ライン接続口への送水準備を指示する。
- ③重大事故等対応要員は、可搬型代替注水中型ポンプを西側淡水貯水設備に配置し、可搬型代替注水中型ポンプ付属の水中ポンプユニットを西側淡水貯水設備へ設置する。
- ④重大事故等対応要員は、西側淡水貯水設備から接続口までのホース

を敷設する。

- ⑤重大事故等対応要員は、接続口へホースの接続を行う。
- ⑥発電長は、災害対策本部長代理にフィルタ装置スクラビング水補給の系統構成が完了したことを連絡する。
- ⑦重大事故等対応要員は、災害対策本部長代理に可搬型代替注水中型ポンプによる送水準備完了を報告する。
- ⑧災害対策本部長代理は、発電長に可搬型代替注水中型ポンプによる送水の開始を連絡する。
- ⑨災害対策本部長代理は、重大事故等対応要員に可搬型代替注水中型ポンプによる送水開始を指示する。
- ⑩重大事故等対応要員は、接続口の弁の全閉を確認後、可搬型代替注水中型ポンプを起動し、ホースの水張り及び空気抜きを行う。
- ⑪重大事故等対応要員は、空気抜き完了後、接続口の弁を開とし、送水を開始したことを災害対策本部長代理に報告する。
- ⑫災害対策本部長代理は、発電長に可搬型代替注水中型ポンプによる送水を開始したことを連絡する。

(c) 操作の成立性

上記の操作は、重大事故等対応要員 8 名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから西側淡水貯水設備を水源とした可搬型代替注水中型ポンプによる送水開始まで、高所東側接続口に接続した場合において 150 分以内、高所西側接続口に接続した場合において 140 分以内、原子炉建屋東側接続口に接続した場合において 320 分以内、原子炉建屋西側接続口に接続した場合において 165 分以内、フィルタ装置スクラビング水補給ラインの接続口に接続した場合において 130 分以内で可能である。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、放射線防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。可搬型代替注水中型ポンプからのホースの接続は、汎用の結合金具であり、十分な作業スペースを確保していることから、容易に操作可能である。

構内のアクセスルート状況を考慮して西側淡水貯水設備から送水先へホースを敷設し、送水ルートを確保する。

また、車両の作業用照明、ヘッドライト及びLEDライトを用いることで、暗闇における作業性についても確保している。

なお、炉心損傷により屋外放射線量が高い場合は屋内に待機し、モニタ指示を確認しながら作業を実施する。

b. 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の西側淡水貯水設備を水源とした原子炉圧力容器への注水

(a) 低圧代替注水系（可搬型）による西側淡水貯水設備を水源とした原子炉圧力容器への注水

iii) 操作の成立性

上記の操作は、作業開始を判断してから、低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水開始までの必要な要員数及び所要時間は以下のとおり。

【交流動力電源が確保されている場合】

【中央制御室からの操作（残留熱除去系C系配管を使用した高所西側接続口による原子炉圧力容器への注水の場合）】

- ・上記の操作は、運転員等（当直運転員）1名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、140分以内で可能である。

【中央制御室からの操作（残留熱除去系C系配管を使用した高所東側

接続口による原子炉圧力容器への注水の場合)】

- ・上記の操作は、運転員等（当直運転員）1名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、150分以内で可能である。

【中央制御室からの操作（残留熱除去系C系配管を使用した原子炉建屋西側接続口による原子炉圧力容器への注水の場合）】

- ・上記の操作は、運転員等（当直運転員）1名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、165分以内で可能である。

【中央制御室からの操作（低圧炉心スプレイ系配管を使用した原子炉建屋東側接続口による原子炉圧力容器への注水の場合）】

- ・上記の操作は、運転員等（当直運転員）1名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、320分以内で可能である。

【全交流動力電源が喪失している場合】

【現場操作（残留熱除去系C系配管を使用した高所西側接続口による原子炉圧力容器への注水の場合）】

- ・上記の操作は、運転員等（当直運転員及び重大事故等対応要員）6名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、165分以内で可能である。

【現場操作（残留熱除去系C系配管を使用した高所東側接続口による原子炉圧力容器への注水の場合）】

- ・上記の操作は、運転員等（当直運転員及び重大事故等対応要員）6名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、165分以内で可能である。

【現場操作（残留熱除去系C系配管を使用した原子炉建屋西側接続口による原子炉圧力容器への注水の場合）】

- ・上記の操作は、運転員等（当直運転員及び重大事故等対応要員）6

名及び重大事故等対応要員 8 名にて作業を実施した場合、165 分以内で可能である。

【現場操作（低圧炉心スプレイ系配管を使用した原子炉建屋東側接続口による原子炉圧力容器への注水の場合）】

・上記の操作は、運転員等（当直運転員及び重大事故等対応要員）6 名及び重大事故等対応要員 8 名にて作業を実施した場合、320 分以内で可能である。

（「1.4.2.1(3) a. (e) 低圧代替注水系（可搬型）による残存溶融炉心の冷却（淡水／海水）」，「1.8.2.2(1) b. 低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水（淡水／海水）」は炉心損傷状態での手順のため全交流動力電源喪失時は使用できない。）

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、放射線防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。低圧代替注水系（可搬型）として使用する可搬型代替注水中型ポンプからのホースの接続は、汎用の結合金具であり、十分な作業スペースを確保していることから、容易に実施可能である。

また、車両の作業用照明、ヘッドライト及びLEDライトを用いることで、暗闇における作業性についても確保している。

c. 西側淡水貯水設備を水源とした原子炉格納容器内の冷却

(a) 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による西側淡水貯水設備を水源とした原子炉格納容器内の冷却

iii) 操作の成立性

上記の操作は、作業開始を判断してから代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイ開始までの必要な要員数及び所要時間は以下のとおり。

【交流動力電源が確保されている場合】

【中央制御室からの操作（残留熱除去系B系配管を使用した高所西側接続口による原子炉格納容器内へのスプレイの場合）】

- ・上記の操作は、運転員等（当直運転員）1名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、140分以内で可能である。

【中央制御室からの操作（残留熱除去系B系配管を使用した高所東側接続口による原子炉格納容器内へのスプレイの場合）】

- ・上記の操作は、運転員等（当直運転員）1名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、150分以内で可能である。

【中央制御室からの操作（残留熱除去系B系配管を使用した原子炉建屋西側接続口による原子炉格納容器内へのスプレイの場合）】

- ・上記の操作は、運転員等（当直運転員）1名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、165分以内で可能である。

【中央制御室からの操作（残留熱除去系A系配管を使用した原子炉建屋東側接続口による原子炉格納容器内へのスプレイの場合）】

- ・上記の操作は、運転員等（当直運転員）1名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、320分以内で可能である。

【全交流動力電源が喪失している場合】

【現場操作（残留熱除去系B系配管を使用した高所西側接続口による原子炉格納容器内へのスプレイの場合）】

- ・上記の操作は、運転員等（当直運転員及び重大事故等対応要員）6名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、215分以内で可能である。

【現場操作（残留熱除去系B系配管を使用した高所東側接続口による原子炉格納容器内へのスプレイの場合）】

- ・上記の操作は、運転員等（当直運転員及び重大事故等対応要員）6名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、215分以内で可能である。

【現場操作（残留熱除去系B系配管を使用した原子炉建屋西側接続口による原子炉格納容器内へのスプレイの場合）】

- ・上記の操作は、運転員等（当直運転員及び重大事故等対応要員）6名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、215分以内で可能である。

【現場操作（残留熱除去系A系配管を使用した原子炉建屋東側接続口による原子炉格納容器内へのスプレイの場合）】

- ・上記の操作は、運転員等（当直運転員及び重大事故等対応要員）6名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、320分以内で可能である。

（「1.6.2.2(1) a. (d) 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイ（淡水／海水）」は炉心損傷状態での手順のため全交流動力電源喪失時は使用できない。）

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、放射線防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）として使用する可搬型代替注水中型ポンプからのホースの接続は、汎用の結合金具であり、十分な作業スペースを確保していることから、容易に実施可能である。

また、車両の作業用照明、ヘッドライト及びLEDライトを用いることで、暗闇における作業性についても確保している。

d. 西側淡水貯水設備を水源としたフィルタ装置スクラビング水補給

- (a) 可搬型代替注水中型ポンプによるフィルタ装置スクラビング水補給

iii) 操作の成立性

上記の操作は、作業開始を判断してからフィルタ装置スクラビング水補給の開始までの必要な要員数及び所要時間は以下のとおり。

【フィルタ装置スクラビング水補給ライン接続口を使用したフィルタ装置スクラビング水補給】

- ・上記の操作は、重大事故等対応要員 8 名にて作業を実施した場合、130 分以内で可能である。

常設代替高圧電源装置用カルバート () 上屋における操作は、フィルタ装置スクラビング水が格納容器ベント開始後 7 日間は補給操作が不要となる水量を保有していることから、大気中に放出された放射性物質から受ける放射線量は低下しているとともに、
の遮蔽壁により作業が可能な放射線環境である。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、放射線防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。また、ホース等の接続は速やかに作業ができるように、フィルタ装置スクラビング水補給として使用する可搬型代替注水中型ポンプの保管場所に使用工具及びホースを配備する。

車両の作業用照明、ヘッドライト及びLEDライトを用いることで、暗闇における作業性についても確保する。

e. 西側淡水貯水設備を水源とした原子炉格納容器下部への注水

- (a) 格納容器下部注水系（可搬型）による西側淡水貯水設備を水源とした原子炉格納容器下部への注水

iii) 操作の成立性

上記の操作は、作業開始を判断してから格納容器下部注水系（可搬型）によるペDESTAL（ドライウェル部）への注水開始までの必要な

要員数及び所要時間は以下のとおり。

【高所西側接続口を使用したペDESTAL（ドライウエル部）水位確保の場合】

- ・上記の操作は、運転員等（当直運転員）1名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、140分以内で可能である。

【高所東側接続口を使用したペDESTAL（ドライウエル部）水位確保の場合】

- ・上記の操作は、運転員等（当直運転員）1名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、150分以内で可能である。

【原子炉建屋西側接続口を使用したペDESTAL（ドライウエル部）水位確保の場合】

- ・上記の操作は、運転員等（当直運転員）1名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、165分以内で可能である。

【原子炉建屋東側接続口を使用したペDESTAL（ドライウエル部）水位確保の場合】

- ・上記の操作は、運転員等（当直運転員）1名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、320分以内で可能である。

【高所西側接続口、高所東側接続口、原子炉建屋西側接続口及び原子炉建屋東側接続口を使用した原子炉圧力容器破損後のペDESTAL（ドライウエル部）への注水の場合】

- ・上記の操作は、運転員等（当直運転員）1名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、20分以内で可能である。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、放射線防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。格納容器下部注水系（可搬型）として使用する可搬型代替注水中型ポンプからのホースの接続は、汎用の結

合金具であり、十分な作業スペースを確保していることから、容易に実施可能である。

また、車両の作業用照明、ヘッドライト及びLEDライトを用いることで、暗闇における作業性についても確保する。

f. 西側淡水貯水設備を水源とした原子炉ウェルへの注水

(a) 格納容器頂部注水系（可搬型）による原子炉ウェルへの注水

i) 手順着手の判断基準

iii) 操作の成立性

上記の操作は、作業開始を判断してから、格納容器頂部注水系（可搬型）による原子炉ウェルへの注水開始までの必要な要員数及び所要時間は以下のとおり。

【高所西側接続口を使用した原子炉ウェルへの注水の場合】

- ・上記の操作は、運転員等（当直運転員）1名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、140分以内で可能である。

【高所東側接続口を使用した原子炉ウェルへの注水の場合】

- ・上記の操作は、運転員等（当直運転員）1名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、150分以内で可能である。

【原子炉建屋西側接続口を使用した原子炉ウェルへの注水の場合】

- ・上記の操作は、運転員等（当直運転員）1名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、165分以内で可能である。

【原子炉建屋東側接続口を使用した原子炉ウェルへの注水の場合】

- ・上記の操作は、運転員等（当直運転員）1名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、320分以内で可能である。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、放射線防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。格納容器頂部注水系（可搬型）として

使用する可搬型代替注水中型ポンプからのホースの接続は、汎用の結合金具であり、十分な作業スペースを確保していることから、容易に実施可能である。

また、車両の作業用照明、ヘッドライト及びLEDライトを用いることで、暗闇における作業性についても確保している。室温は通常運転時と同程度である。

なお、一度原子炉格納容器トップヘッドフランジが冠水するまで注水した後は、蒸発による水位低下を考慮して定期的に注水し、原子炉格納容器トップヘッドフランジが冠水する水位を維持することにより、原子炉格納容器トップヘッドフランジのシール部温度をシールの健全性を保つことができる温度以下に抑えることが可能である。

g. 西側淡水貯水設備を水源とした使用済燃料プールへの注水／スプレイ

- (a) 代替燃料プール注水系による注水ライン／常設スプレイヘッドを使用した使用済燃料プールへの注水

iii) 操作の成立性

上記の操作は、作業開始を判断してから可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン／常設スプレイヘッド）を使用した使用済燃料プールへの注水開始までの必要な要員数及び所要時間は以下のとおり。

【中央制御室からの操作（高所西側接続口を使用した使用済燃料プールへの注水の場合）】

- ・上記の操作は、運転員等（当直運転員）1名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、140分以内で可能である。

【現場操作（高所西側接続口を使用した使用済燃料プールへの注水の場合）】

- ・上記の操作は、運転員等（当直運転員）3名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、140分以内で可能である。

【中央制御室からの操作（高所東側接続口を使用した使用済燃料プールへの注水の場合）】

- ・上記の操作は、運転員等（当直運転員）1名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、150分以内で可能である。

【現場操作（高所東側接続口を使用した使用済燃料プールへの注水の場合）】

- ・上記の操作は、運転員等（当直運転員）3名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、150分以内で可能である。

【中央制御室からの操作（原子炉建屋西側接続口を使用した使用済燃料プールへの注水の場合）】

- ・上記の操作は、運転員等（当直運転員）1名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、165分以内で可能である。

【現場操作（原子炉建屋西側接続口を使用した使用済燃料プールへの注水の場合）】

- ・上記の操作は、運転員等（当直運転員）3名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、165分以内で可能である。

【中央制御室からの操作（原子炉建屋東側接続口を使用した使用済燃料プールへの注水の場合）】

- ・上記の操作は、運転員等（当直運転員）1名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、320分以内で可能である。

【現場操作（原子炉建屋東側接続口を使用した使用済燃料プールへの注水の場合）】

- ・上記の操作は、運転員等（当直運転員）3名及び重大事故等対応

要員 8 名にて作業を実施した場合、320 分以内で可能である。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、放射線防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。代替燃料プール注水系（注水ライン／常設スプレイヘッド）として使用する可搬型代替注水中型ポンプからのホースの接続は、汎用の結合金具であり、十分な作業スペースを確保していることから、容易に実施可能である。

また、車両の作業用照明、ヘッドライト及びLEDライトを用いることで、暗闇における作業性についても確保している。

(b) 代替燃料プール注水系による常設スプレイヘッドを使用した使用済燃料プールへのスプレイ

iii) 操作の成立性

上記の操作は、作業開始を判断してから可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッド）を使用した使用済燃料プールへのスプレイ開始までの必要な要員数及び所要時間は以下のとおり。

【高所西側接続口を使用した使用済燃料プールへのスプレイの場合】

- ・上記の操作は、運転員等（当直運転員）1 名及び重大事故等対応要員 8 名にて作業を実施した場合、140 分以内で可能である。

【高所東側接続口を使用した使用済燃料プールへのスプレイの場合】

- ・上記の操作は、運転員等（当直運転員）1 名及び重大事故等対応要員 8 名にて作業を実施した場合、150 分以内で可能である。

【原子炉建屋西側接続口を使用した使用済燃料プールへのスプレイの場合】

- ・上記の操作は、運転員等（当直運転員）1 名及び重大事故等対応要員 8 名にて作業を実施した場合、165 分以内で可能である。

【原子炉建屋東側接続口を使用した使用済燃料プールへのスプレイの場合】

- ・上記の操作は、運転員等（当直運転員）1名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、320分以内で可能である。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、放射線防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッダ）として使用する可搬型代替注水中型ポンプからのホースの接続は、汎用の結合金具であり、十分な作業スペースを確保していることから、容易に実施可能である。

また、車両の作業用照明、ヘッドライト及びLEDライトを用いることで、暗闇における作業性についても確保している。

(6) 代替淡水貯槽を水源とした対応手順（可搬型代替注水大型ポンプを使用する場合）

a. 代替淡水貯槽を水源とした可搬型代替注水大型ポンプによる送水（淡水／海水）

原子炉圧力容器への注水，原子炉格納容器内の冷却，原子炉格納容器下部への注水，原子炉ウェルへの注水及び使用済燃料プールの冷却に用いる常設の設備が使用できない場合に，可搬型代替注水大型ポンプによる各種注水を行う。また，フィルタ装置スクラビング水の水位が低下した場合に可搬型代替注水大型ポンプによる補給を行う。

本手順では，災害対策本部による水源特定，可搬型代替注水大型ポンプの配置，原子炉建屋東側接続口，原子炉建屋西側接続口，高所東側接続口又は高所西側接続口及びフィルタ装置スクラビング水補給ライン接続口までのホース接続及び可搬型代替注水大型ポンプによる送水までの手順を整備し，原子炉建屋東側接続口，原子炉建屋西側接続口，高所東側接続口又

は高所西側接続口及びフィルタ装置スクラビング水補給ライン接続口から注水等が必要な箇所までの操作手順については各条文にて整備する。(手順のリンク先については、「1.13.2.1(6)b.～1.13.2.1(6)g.」に示す。)

可搬設備による注水等に使用する水源は、西側淡水貯水設備(淡水)を優先して使用するが、西側淡水貯水設備を水源として使用できない場合は、代替淡水貯槽(淡水)を使用する。淡水による各種注水が枯渇等により継続できない場合は海水による各種注水に切り替えるが、代替淡水貯槽を経由して注水が必要な箇所へ送水することにより、各種注水を継続しながら淡水から海水への水源の切替えが可能である。

ただし、フィルタ装置スクラビング水補給は原則淡水補給のみとする。なお、代替淡水貯槽への淡水補給及び海水の補給は、「1.13.2.2(1)a.可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる代替淡水貯槽への補給(淡水/海水)」の手順にて実施する。

水源特定、可搬型代替注水大型ポンプの配置、原子炉建屋東側接続口、原子炉建屋西側接続口、高所東側接続口又は高所西側接続口及びフィルタ装置スクラビング水補給ライン接続口までのホース接続及び送水の一連の流れはどの対応においても同じであり、水源から原子炉建屋東側接続口、原子炉建屋西側接続口、高所東側接続口又は高所西側接続口及びフィルタ装置スクラビング水補給ライン接続口までの距離及び選択する接続口(送水能力)によりホース数量が決まる。

なお、水源と原子炉建屋東側接続口、原子炉建屋西側接続口、高所東側接続口又は高所西側接続口の選択は、原子炉建屋東側接続口又は原子炉建屋西側接続口を優先する。原子炉建屋東側接続口又は原子炉建屋西側接続口が使用できない場合は、高所東側接続口又は高所西側接続口を使用す

る。

原子炉建屋東側接続口又は原子炉建屋西側接続口の選択は、各作業時間（出動準備、移動、代替淡水貯槽の蓋開放、ポンプ設置、ホース敷設、ホース接続及び送水準備）を考慮し、送水開始までの時間が最短となる組み合わせを優先して選択する。代替淡水貯槽を水源とした原子炉圧力容器への注水、原子炉格納容器内の冷却、原子炉格納容器下部への注水、原子炉ウェルへの注水及び使用済燃料プールへの注水／スプレーを実施する場合は、送水開始までの時間が最短となる原子炉建屋西側接続口を優先して使用する。

高所東側接続口又は高所西側接続口の選択は、各作業時間（出動準備、移動、代替淡水貯槽の蓋開放、ポンプ設置、ホース敷設、ホース接続及び送水準備）を考慮し、送水開始までの時間が最短となる組み合わせを優先して選択する。代替淡水貯槽を水源とした原子炉圧力容器への注水、原子炉格納容器内の冷却、原子炉格納容器下部への注水、原子炉ウェルへの注水及び使用済燃料プールへの注水／スプレーを実施する場合は、送水開始までの時間が最短となる高所西側接続口を優先して使用する。

(b) 操作手順

可搬型代替注水大型ポンプによる送水手順の概要は以下のとおり。概要図を第 1.13-6 図に、タイムチャートを第 1.13-7 図に、ホース敷設図を第 1.13-18 図及び第 1.13-21 図に示す。

【可搬型代替注水大型ポンプによる原子炉建屋東側接続口、原子炉建屋西側接続口、高所東側接続口又は高所西側接続口への送水を行う場合】

①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、災害対策本部長代理に可搬型代替注水大型ポンプによる送水を依頼する。

- ②災害対策本部長代理は、プラントの被災状況に応じて可搬型代替注水大型ポンプによる各種注水を行うことを決定し、各種注水のための原子炉建屋東側接続口、原子炉建屋西側接続口、高所東側接続口又は高所西側接続口の場所を決定する。
- ③災害対策本部長代理は、発電長に送水のための接続口の場所を連絡する。
- ④災害対策本部長代理は、重大事故等対応要員に可搬型代替注水大型ポンプによる代替淡水貯槽を水源とした送水準備のため、接続口の場所を指示する。
- ⑤重大事故等対応要員は、可搬型代替注水大型ポンプを代替淡水貯槽に配置し、代替淡水貯槽の蓋を開放後、可搬型代替注水大型ポンプ付属の水中ポンプユニットを代替淡水貯槽へ設置する。
- ⑥重大事故等対応要員は、代替淡水貯槽から指示された接続口までのホース敷設を行う。
- ⑦重大事故等対応要員は、接続口へホースの接続を行う。
- ⑧発電長は、災害対策本部長代理に建屋内の系統構成が完了したことを連絡する。
- ⑨重大事故等対応要員は、災害対策本部長代理に可搬型代替注水大型ポンプによる送水準備完了を報告する。
- ⑩災害対策本部長代理は、発電長に可搬型代替注水大型ポンプによる送水の開始を連絡する。
- ⑪災害対策本部長代理は、重大事故等対応要員に可搬型代替注水大型ポンプによる送水開始を指示する。
- ⑫重大事故等対応要員は、接続口の弁の全閉を確認後、可搬型代替注水大型ポンプを起動し、ホースの水張り及び空気抜きを行う。

⑬重大事故等対応要員は、空気抜き完了後、接続口の弁を開とし、送水を開始したことを災害対策本部長代理に報告する。

⑭災害対策本部長代理は、発電長に可搬型代替注水大型ポンプによる送水を開始したことを連絡する。

⑮重大事故等対応要員は、注水中は可搬型代替注水大型ポンプ付きの圧力計で圧力を確認しながら可搬型代替注水大型ポンプの回転数を操作する。

【可搬型代替注水大型ポンプによるフィルタ装置スクラビング水補給ライン接続口への送水を行う場合】

①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、災害対策本部長代理に可搬型代替注水大型ポンプによる送水を依頼する。

②災害対策本部長代理は、重大事故等対応要員に可搬型代替注水大型ポンプによる代替淡水貯槽を水源としたフィルタ装置スクラビング水補給準備のため、フィルタ装置スクラビング水補給ライン接続口への送水準備を指示する。

③重大事故等対応要員は、可搬型代替注水大型ポンプを代替淡水貯槽に配置し、代替淡水貯槽の蓋を開放後、可搬型代替注水大型ポンプ付属の水中ポンプユニットを代替淡水貯槽へ設置する。

④重大事故等対応要員は、代替淡水貯槽から接続口までのホースを敷設する。

⑤重大事故等対応要員は、接続口へホースの接続を行う。

⑥発電長は、災害対策本部長代理にフィルタ装置スクラビング水補給の系統構成が完了したことを連絡する。

⑦重大事故等対応要員は、災害対策本部長代理に可搬型代替注水大型ポンプによる送水準備完了を報告する。

- ⑧災害対策本部長代理は、発電長に可搬型代替注水大型ポンプによる送水の開始を連絡する。
- ⑨災害対策本部長代理は、重大事故等対応要員に可搬型代替注水大型ポンプによる送水開始を指示する。
- ⑩重大事故等対応要員は、接続口の弁の全閉を確認後、可搬型代替注水大型ポンプを起動し、ホースの水張り及び空気抜きを行う。
- ⑪重大事故等対応要員は、空気抜き完了後、接続口の弁を開とし、送水を開始したことを災害対策本部長代理に報告する。
- ⑫災害対策本部長代理は、発電長に可搬型代替注水大型ポンプによる送水を開始したことを連絡する。

(c) 操作の成立性

上記の操作は、重大事故等対応要員 8 名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから代替淡水貯槽を水源とした可搬型代替注水大型ポンプによる送水開始まで、原子炉建屋東側接続口に接続した場合において 535 分以内、原子炉建屋西側接続口に接続した場合において 160 分以内、高所東側接続口に接続した場合において 215 分以内、高所西側接続口に接続した場合において 175 分以内、フィルタ装置スクラビング水補給ライン接続口に接続した場合において 145 分以内で可能である。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、放射線防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。可搬型代替注水大型ポンプからのホースの接続は、汎用の結合金具であり、十分な作業スペースを確保していることから、容易に操作可能である。

構内のアクセスルートの状況を考慮して代替淡水貯槽から送水先へホースを敷設し、送水ルートを確保する。

また、車両の作業用照明、ヘッドライト及びLEDライトを用いるこ

とで、暗闇における作業性についても確保している。

なお、炉心損傷により屋外放射線量が高い場合は屋内に待機し、モニタ指示を確認しながら作業を実施する。

b. 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の代替淡水貯槽を水源とした原子炉圧力容器への注水

(a) 低圧代替注水系（可搬型）による代替淡水貯槽を水源とした原子炉圧力容器への注水

iii) 操作の成立性

上記の操作は、作業開始を判断してから、低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水開始までの必要な要員数及び所要時間は以下のとおり。

【交流動力電源が確保されている場合】

【中央制御室からの操作（残留熱除去系C系配管を使用した原子炉建屋西側接続口による原子炉圧力容器への注水の場合）】

- ・上記の操作は、運転員等（当直運転員）1名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、160分以内で可能である。

【中央制御室からの操作（低圧炉心スプレイ系配管を使用した原子炉建屋東側接続口による原子炉圧力容器への注水の場合）】

- ・上記の操作は、運転員等（当直運転員）1名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、535分以内で可能である。

【中央制御室からの操作（残留熱除去系C系配管を使用した高所西側接続口による原子炉圧力容器への注水の場合）】

- ・上記の操作は、運転員等（当直運転員）1名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、175分以内で可能である。

【中央制御室からの操作（残留熱除去系C系配管を使用した高所東側接続口による原子炉圧力容器への注水の場合）】

- ・上記の操作は、運転員等（当直運転員）1名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、215分以内で可能である。

【全交流動力電源が喪失している場合】

【現場操作（残留熱除去系C系配管を使用した原子炉建屋西側接続口による原子炉圧力容器への注水の場合）】

- ・上記の操作は、運転員等（当直運転員及び重大事故等対応要員）6名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、160分以内で可能である。

【現場操作（低圧炉心スプレイ系配管を使用した原子炉建屋東側接続口による原子炉圧力容器への注水の場合）】

- ・上記の操作は、運転員等（当直運転員及び重大事故等対応要員）6名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、535分以内で可能である。

【現場操作（残留熱除去系C系配管を使用した高所西側接続口による原子炉圧力容器への注水の場合）】

- ・上記の操作は、運転員等（当直運転員及び重大事故等対応要員）6名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、175分以内で可能である。

【現場操作（残留熱除去系C系配管を使用した高所東側接続口による原子炉圧力容器への注水の場合）】

- ・上記の操作は、運転員等（当直運転員及び重大事故等対応要員）6名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、215分以内で可能である。

(「1.4.2.1(3) a. (e) 低圧代替注水系 (可搬型) による残存溶融炉心の冷却 (淡水/海水)」, 「1.8.2.2(1) b. 低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉圧力容器への注水 (淡水/海水)」は炉心損傷状態での手順のため全交流動力電源喪失時は使用できない。)

円滑に作業できるように, 移動経路を確保し, 放射線防護具, 照明及び通信連絡設備を整備する。低圧代替注水系 (可搬型) として使用する可搬型代替注水大型ポンプからのホースの接続は, 汎用の結合金具であり, 十分な作業スペースを確保していることから, 容易に実施可能である。

また, 車両の作業用照明, ヘッドライト及びLEDライトを用いることで, 暗闇における作業性についても確保している。

c. 代替淡水貯槽を水源とした原子炉格納容器内の冷却

(a) 代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による代替淡水貯槽を水源とした原子炉格納容器内の冷却

iii) 操作の成立性

上記の操作は, 作業開始を判断してから代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による原子炉格納容器内へのスプレイ開始までの必要な要員数及び所要時間は以下のとおり。

【交流動力電源が確保されている場合】

【中央制御室からの操作 (残留熱除去系B系配管を使用した原子炉建屋西側接続口による原子炉格納容器内へのスプレイの場合)】

・上記の操作は, 運転員等 (当直運転員) 1名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合, 160分以内で可能である。

【中央制御室からの操作 (残留熱除去系A系配管を使用した原子炉建

【屋東側接続口による原子炉格納容器内へのスプレイの場合】

- ・上記の操作は、運転員等（当直運転員）1名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、535分以内で可能である。

【中央制御室からの操作（残留熱除去系B系配管を使用した高所西側接続口による原子炉格納容器内へのスプレイの場合）】

- ・上記の操作は、運転員等（当直運転員）1名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、175分以内で可能である。

【中央制御室からの操作（残留熱除去系B系配管を使用した高所東側接続口による原子炉格納容器内へのスプレイの場合）】

- ・上記の操作は、運転員等（当直運転員）1名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、215分以内で可能である。

【全交流動力電源が喪失している場合】

【現場操作（残留熱除去系B系配管を使用した原子炉建屋西側接続口による原子炉格納容器内へのスプレイの場合）】

- ・上記の操作は、運転員等（当直運転員及び重大事故等対応要員）6名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、195分以内で可能である。

【現場操作（残留熱除去系A系配管を使用した原子炉建屋東側接続口による原子炉格納容器内へのスプレイの場合）】

- ・上記の操作は、運転員等（当直運転員及び重大事故等対応要員）6名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、535分以内で可能である。

【現場操作（残留熱除去系B系配管を使用した高所西側接続口による原子炉格納容器内へのスプレイの場合）】

- ・上記の操作は、運転員等（当直運転員及び重大事故等対応要員）6

名及び重大事故等対応要員 8 名にて作業を実施した場合、195 分以内で可能である。

【現場操作（残留熱除去系 B 系配管を使用した高所東側接続口による原子炉格納容器内へのスプレイの場合）】

- ・上記の操作は、運転員等（当直運転員及び重大事故等対応要員）6 名及び重大事故等対応要員 8 名にて作業を実施した場合、215 分以内で可能である。

（「1.6.2.2(1) a. (d) 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイ（淡水／海水）」は炉心損傷状態での手順のため全交流動力電源喪失時は使用できない。）

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、放射線防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）として使用する可搬型代替注水大型ポンプからのホースの接続は、汎用の結合金具であり、十分な作業スペースを確保していることから、容易に実施可能である。

また、車両の作業用照明、ヘッドライト及び LED ライトを用いることで、暗闇における作業性についても確保している。

d. 代替淡水貯槽を水源としたフィルタ装置スクラビング水補給

- (a) 可搬型代替注水大型ポンプによるフィルタ装置スクラビング水補給
 - iii) 操作の成立性

上記の操作は、作業開始を判断してからフィルタ装置スクラビング水補給の開始までの必要な要員数及び所要時間は以下のとおり。

【フィルタ装置スクラビング水補給ライン接続口を使用したフィルタ装置スクラビング水補給】

- ・上記の操作は、重大事故等対応要員 8 名にて作業を実施した場合、145 分以内で可能である。

常設代替高圧電源装置用カルバート () 上屋における操作は、フィルタ装置スクラビング水が格納容器ベント開始後 7 日間は補給操作が不要となる水量を保有していることから、大気中に放出された放射性物質から受ける放射線量は低下しているとともに、の遮蔽壁により作業が可能な放射線環境である。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、放射線防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。また、ホース等の接続は速やかに作業ができるように、フィルタ装置スクラビング水補給として使用する可搬型代替注水大型ポンプの保管場所に使用工具及びホースを配備する。

車両の作業用照明、ヘッドライト及びLEDライトを用いることで、暗闇における作業性についても確保する。

e. 代替淡水貯槽を水源とした原子炉格納容器下部への注水

- (a) 格納容器下部注水系（可搬型）による代替淡水貯槽を水源とした原子炉格納容器下部への注水

iii) 操作の成立性

上記の操作は、作業開始を判断してから格納容器下部注水系（可搬型）によるペDESTAL（ドライウェル部）への注水開始までの必要な要員数及び所要時間は以下のとおり。

【原子炉建屋西側接続口を使用したペDESTAL（ドライウェル部）水位確保の場合】

- ・上記の操作は、運転員等（当直運転員）1 名及び重大事故等対応要員 8 名にて作業を実施した場合、160 分以内で可能である。

【原子炉建屋東側接続口を使用したペDESTAL（ドライウエル部）水位確保の場合】

- ・上記の操作は、運転員等（当直運転員）1名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、535分以内で可能である。

【高所西側接続口を使用したペDESTAL（ドライウエル部）水位確保の場合】

- ・上記の操作は、運転員等（当直運転員）1名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、175分以内で可能である。

【高所東側接続口を使用したペDESTAL（ドライウエル部）水位確保の場合】

- ・上記の操作は、運転員等（当直運転員）1名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、215分以内で可能である。

【原子炉建屋西側接続口、原子炉建屋東側接続口、高所西側接続口及び高所東側接続口を使用した原子炉圧力容器破損後のペDESTAL（ドライウエル部）への注水の場合】

- ・上記の操作は、運転員等（当直運転員）1名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、20分以内で可能である。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、放射線防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。格納容器下部注水系（可搬型）として使用する可搬型代替注水大型ポンプからのホースの接続は、汎用の結合金具であり、十分な作業スペースを確保していることから、容易に実施可能である。

また、車両の作業用照明、ヘッドライト及びLEDライトを用いることで、暗闇における作業性についても確保する。

f. 代替淡水貯槽を水源とした原子炉ウエルへの注水

(a) 格納容器頂部注水系（可搬型）による原子炉ウェルへの注水

iii) 操作の成立性

上記の操作は、作業開始を判断してから、格納容器頂部注水系（可搬型）による原子炉ウェルへの注水開始までの必要な要員数及び所要時間は以下のとおり。

【原子炉建屋西側接続口を使用した原子炉ウェルへの注水の場合】

- ・上記の操作は、運転員等（当直運転員）1名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、160分以内で可能である。

【原子炉建屋東側接続口を使用した原子炉ウェルへの注水の場合】

- ・上記の操作は、運転員等（当直運転員）1名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、535分以内で可能である。

【高所西側接続口を使用した原子炉ウェルへの注水の場合】

- ・上記の操作は、運転員等（当直運転員）1名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、175分以内で可能である。

【高所東側接続口を使用した原子炉ウェルへの注水の場合】

- ・上記の操作は、運転員等（当直運転員）1名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、175分以内で可能である。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、放射線防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。格納容器頂部注水系（可搬型）として使用する可搬型代替注水大型ポンプからのホースの接続は、汎用の結合金具であり、十分な作業スペースを確保していることから、容易に実施可能である。

また、車両の作業用照明、ヘッドライト及びLEDライトを用いることで、暗闇における作業性についても確保している。室温は通常運転時と同程度である。

なお、一度原子炉格納容器トップヘッドフランジが冠水するまで注水した後は、蒸発による水位低下を考慮して定期的に注水し、原子炉格納容器トップヘッドフランジが冠水する水位を維持することにより、原子炉格納容器トップヘッドフランジのシール部温度をシールの健全性を保つことができる温度以下に抑えることが可能である。

g. 代替淡水貯槽を水源とした使用済燃料プールへの注水／スプレイ

(a) 代替燃料プール注水系による注水ライン／常設スプレイヘッドを使用した使用済燃料プールへの注水

iii) 操作の成立性

上記の操作は、作業開始を判断してから可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン／常設スプレイヘッド）を使用した使用済燃料プールへの注水開始までの必要な要員数及び所要時間は以下のとおり。

【中央制御室からの操作（原子炉建屋西側接続口を使用した使用済燃料プールへの注水の場合）】

- ・上記の操作は、運転員等（当直運転員）1名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、160分以内で可能である。

【現場操作（原子炉建屋西側接続口を使用した使用済燃料プールへの注水の場合）】

- ・上記の操作は、運転員等（当直運転員）3名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、160分以内で可能である。

【中央制御室からの操作（原子炉建屋東側接続口を使用した使用済燃料プールへの注水の場合）】

- ・上記の操作は、運転員等（当直運転員）1名及び現場対応を重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、535分以内で可能

である。

【現場操作（原子炉建屋東側接続口を使用した使用済燃料プールへの注水の場合）】

- ・上記の操作は、運転員等（当直運転員）3名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、535分以内で可能である。

【中央制御室からの操作（高所西側接続口を使用した使用済燃料プールへの注水の場合）】

- ・上記の操作は、運転員等（当直運転員）1名及び現場対応を重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、175分以内で可能である。

【現場操作（高所西側接続口を使用した使用済燃料プールへの注水の場合）】

- ・上記の操作は、運転員等（当直運転員）3名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、175分以内で可能である。

【中央制御室からの操作（高所東側接続口を使用した使用済燃料プールへの注水の場合）】

- ・上記の操作は、運転員等（当直運転員）1名及び現場対応を重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、215分以内で可能である。

【現場操作（高所東側接続口を使用した使用済燃料プールへの注水の場合）】

- ・上記の操作は、運転員等（当直運転員）3名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、215分以内で可能である。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、放射線防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。代替燃料プール注水系（注水ライン／

常設スプレイヘッド)として使用する可搬型代替注水大型ポンプからのホースの接続は、汎用の結合金具であり、十分な作業スペースを確保していることから、容易に実施可能である。

また、車両の作業用照明、ヘッドライト及びLEDライトを用いることで、暗闇における作業性についても確保している。

(c) 代替燃料プール注水系による常設スプレイヘッドを使用した使用済燃料プールへのスプレイ

iii) 操作の成立性

上記の操作は、作業開始を判断してから可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系(常設スプレイヘッド)を使用した使用済燃料プールへのスプレイ開始までの必要な要員数及び所要時間は以下のとおり。

【原子炉建屋西側接続口を使用した使用済燃料プールへのスプレイの場合】

- ・上記の操作は、運転員等(当直運転員)1名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、160分以内で可能である。

【原子炉建屋東側接続口を使用した使用済燃料プールへのスプレイの場合】

- ・上記の操作は、運転員等(当直運転員)1名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、535分以内で可能である。

【高所西側接続口を使用した使用済燃料プールへのスプレイの場合】

- ・上記の操作は、運転員等(当直運転員)1名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、175分以内で可能である。

【高所東側接続口を使用した使用済燃料プールへのスプレイの場合】

- ・上記の操作は、運転員等(当直運転員)1名及び重大事故等対応

要員 8 名にて作業を実施した場合、215 分以内で可能である。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、放射線防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッダ）として使用する可搬型代替注水大型ポンプからのホースの接続は、汎用の結合金具であり、十分な作業スペースを確保していることから、容易に実施可能である。

また、車両の作業用照明、ヘッドライト及びLEDライトを用いることで、暗闇における作業性についても確保している。

(7) 淡水タンクを水源とした対応手順

- a. 淡水タンクを水源とした可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる送水

(b) 操作手順

可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる送水手順の概要は以下のとおり。概要図を第 1.13-6 図に、タイムチャートを第 1.13-7 図に、ホース敷設図は第 1.13-22 図に示す。

- ①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、災害対策本部長代理に可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる送水を依頼する。
- ②災害対策本部長代理は、重大事故等対応要員に可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる淡水タンクを水源としたフィルタ装置スクラビング水補給準備のため、フィルタ装置スクラビング水補給ライン接続口への送水準備を指示する。
- ③重大事故等対応要員は、可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプを淡水タンクに配置し、多目的タンク配管・弁の予

備ノズルと可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプ付属の水中ポンプユニット吸込口をホースで接続する。

- ④重大事故等対応要員は、淡水タンクから接続口までのホースを敷設する。
- ⑤重大事故等対応要員は、接続口へホースの接続を行う。
- ⑥発電長は、災害対策本部長代理にフィルタ装置スクラビング水補給の系統構成が完了したことを連絡する。
- ⑦重大事故等対応要員は、災害対策本部長代理に可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる送水準備完了を報告する。
- ⑧災害対策本部長代理は、発電長に可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる送水の開始を連絡する。
- ⑨災害対策本部長代理は、重大事故等対応要員に可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる送水開始を指示する。
- ⑩重大事故等対応要員は、多目的タンク配管・弁の予備ノズル弁を全開とし、接続口の弁の全閉を確認後、可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプを起動し、ホースの水張り及び空気抜きを行う。
- ⑪重大事故等対応要員は、空気抜き完了後、接続口の弁を開とし、送水を開始したことを災害対策本部長代理に報告する。
- ⑫災害対策本部長代理は、可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる送水を開始したことを連絡する。

(c) 操作の成立性

上記の操作は、重大事故等対応要員 8 名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから淡水タンクを水源とした可搬型代替注水中型ポン

プ又は可搬型代替注水大型ポンプによるフィルタ装置スクラビング水補給ライン接続口に接続した場合において155分以内で可能である。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、放射線防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプからのホースの接続は、汎用の結合金具であり、十分な作業スペースを確保していることから、容易に操作可能である。

構内のアクセスルート状況を考慮して淡水タンクから送水先へホースを敷設し、送水ルートを確保する。

また、車両の作業用照明、ヘッドライト及びLEDライトを用いることで、暗闇における作業性についても確保している。

なお、炉心損傷により屋外放射線量が高い場合は屋内に待機し、モニタ指示を確認しながら作業を実施する。

b. 淡水タンクを水源としたフィルタ装置スクラビング水補給

- (a) 可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによるフィルタ装置スクラビング水補給

iii) 操作の成立性

上記の操作は、作業開始を判断してからフィルタ装置スクラビング水補給の開始までの必要な要員数及び所要時間は以下のとおり。

【フィルタ装置スクラビング水補給ライン接続口を使用したフィルタ装置スクラビング水補給】

- ・上記の操作は、重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、155分以内で可能である。

常設代替高圧電源装置用カルバート () 上屋における操作は、フィルタ装置スクラビング水が格納容器ベント開始後7日

間は補給操作が不要となる水量を保有していることから、大気中に放出された放射性物質から受ける放射線量は低下しているとともに、
の遮蔽壁により作業が可能な放射線環境である。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、放射線防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。また、ホース等の接続は速やかに作業ができるように、フィルタ装置スクラビング水補給として使用する可搬型代替注水中型ポンプ及び可搬型代替注水大型ポンプの保管場所に使用工具及びホースを配備する。

車両の作業用照明、ヘッドライト及びLEDライトを用いることで、暗闇における作業性についても確保する。

(8) 海を水源とした対応手順

a. 海を水源とした可搬型代替注水大型ポンプによる送水

原子炉圧力容器への注水、原子炉格納容器内の冷却、原子炉格納容器下部への注水、原子炉ウェルへの注水及び使用済燃料プールの冷却に用いる常設の設備が使用できない場合に可搬型代替注水大型ポンプによる各種注水を行う。

本手順では災害対策本部による水源の確保として可搬型代替注水大型ポンプの配置、原子炉建屋東側接続口、原子炉建屋西側接続口、高所東側接続口又は高所西側接続口までのホース接続及び可搬型代替注水大型ポンプによる送水までの手順を整備し、原子炉建屋東側接続口、原子炉建屋西側接続口、高所東側接続口又は高所西側接続口から注水等が必要な箇所までの操作手順については各条文にて整備する。（手順のリンク先については、「1.13.2.1(8) b. ～1.13.2.1(8) f. 」に示す。）

水源の確保、可搬型代替注水大型ポンプの配置、原子炉建屋東側接続

口，原子炉建屋西側接続口，高所東側接続口又は高所西側接続口までのホース接続及び送水の一連の流れはどの対応においても同じであり，水源から原子炉建屋東側接続口，原子炉建屋西側接続口，高所東側接続口又は高所西側接続口までの距離及び選択する接続口（送水能力）によりホース数量が決まる。

なお，水源と原子炉建屋東側接続口，原子炉建屋西側接続口，高所東側接続口又は高所西側接続口の選択は，送水能力がある原子炉建屋東側接続口又は原子炉建屋西側接続口を優先する。原子炉建屋東側接続口又は原子炉建屋西側接続口が使用できない場合は，高所東側接続口又は高所西側接続口を使用する。

原子炉建屋東側接続口又は原子炉建屋西側接続口の選択は，各作業時間（出動準備，移動，SA用海水ピットの蓋開放，ポンプ設置，ホース敷設，ホース接続及び送水準備）を考慮し，送水開始までの時間が最短となる組み合わせを優先して選択する。海を水源とした原子炉圧力容器への注水，原子炉格納容器内の冷却，原子炉格納容器下部への注水，原子炉ウェルへの注水及び使用済燃料プールへの注水／スプレーを実施する場合は，送水開始までの時間が最短となる原子炉建屋西側接続口を優先して使用する。

高所東側接続口又は高所西側接続口の選択は，各作業時間（出動準備，移動，SA用海水ピットの蓋開放，ポンプ設置，ホース敷設，ホース接続及び送水準備）を考慮し，送水開始までの時間が最短となる組み合わせを優先して選択する。海を水源とした原子炉圧力容器への注水，原子炉格納容器内の冷却，原子炉格納容器下部への注水，原子炉ウェルへの注水及び使用済燃料プールへの注水／スプレーを実施する場合は，送水開始までの時間が最短となる高所東側接続口を優先して使用する。

(b) 操作手順

海を水源とした可搬型代替注水大型ポンプによる送水手順の概要は以下のとおり。概要図を第 1.13-6 図に、タイムチャートを第 1.13-7 図に、ホース敷設図を第 1.13-19 図に示す。

- ①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、災害対策本部長代理に可搬型代替注水大型ポンプによる送水を依頼する。
- ②災害対策本部長代理は、プラントの被災状況に応じて可搬型代替注水大型ポンプによる各種注水を行うことを決定し、各種注水のための原子炉建屋東側接続口、原子炉建屋西側接続口、高所東側接続口又は高所西側接続口の場所を決定する。
- ③災害対策本部長代理は、発電長に送水のための接続口の場所を連絡する。
- ④災害対策本部長代理は、重大事故等対応要員に可搬型代替注水大型ポンプによる海を水源とした送水のため接続口の場所を指示する。
- ⑤重大事故等対応要員は、可搬型代替注水大型ポンプを海水取水箇所（S A用海水ピット）に配置し、S A用海水ピットの蓋を開放後、可搬型代替注水大型ポンプ付属の水中ポンプユニット^{※1}を海水取水箇所（S A用海水ピット）へ設置する。
- ⑥重大事故等対応要員は、海水取水箇所（S A用海水ピット）から指示された接続口までのホース敷設を行う。
- ⑦重大事故等対応要員は、接続口へホースの接続を行う。
- ⑧発電長は、災害対策本部長代理に建屋内の系統構成が完了したことを連絡する。
- ⑨重大事故等対応要員は、災害対策本部長代理に可搬型代替注水大型ポンプによる送水準備完了を報告する。

- ⑩災害対策本部長代理は、発電長に可搬型代替注水大型ポンプによる送水の開始を連絡する。
- ⑪災害対策本部長代理は、重大事故等対応要員に可搬型代替注水大型ポンプによる送水開始を指示する。
- ⑫重大事故等対応要員は、接続口の弁の全閉を確認後、可搬型代替注水大型ポンプを起動し、ホースの水張り及び空気抜きを行う。
- ⑬重大事故等対応要員は、空気抜き完了後、接続口の弁を開とし、送水を開始したことを災害対策本部長代理に報告する。
- ⑭災害対策本部長代理は、発電長に可搬型代替注水大型ポンプによる送水を開始したことを連絡する。
- ⑮重大事故等対応要員は、注水中は可搬型代替注水大型ポンプ付きの圧力計で圧力を確認しながら可搬型代替注水大型ポンプの回転数を操作する。

※1：可搬型代替注水大型ポンプ付属の水中ポンプユニット吸込み部には、ストレーナを設置しており、海面より低く着底しない位置に取水部分を固定することにより、異物の混入を防止する。

(c) 操作の成立性

上記の操作は、重大事故等対応要員 8 名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから海を水源とした可搬型代替注水大型ポンプによる送水開始まで、原子炉建屋東側接続口に接続した場合において 370 分以内、原子炉建屋西側接続口に接続した場合において 290 分以内、高所東側接続口に接続した場合において 220 分以内、高所西側接続口に接続した場合において 225 分以内で可能である。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、放射線防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。可搬型代替注水大型ポンプからのホースの

接続は、汎用の結合金具であり、十分な作業スペースを確保していることから、容易に操作可能である。

構内のアクセスルートの状況を考慮して海から送水先へホースを敷設し、送水ルートを確認する。

また、車両の作業用照明、ヘッドライト及びLEDライトを用いることで、暗闇における作業性についても確保している。

なお、炉心損傷により屋外放射線量が高い場合は屋内に待機し、モニタ指示を確認しながら作業を実施する。

b. 原子炉冷却材圧力バウンダリ低圧時の海を水源とした原子炉圧力容器への注水

(a) 低圧代替注水系（可搬型）による海を水源とした原子炉圧力容器への注水

iii) 操作の成立性

上記の操作は、作業開始を判断してから、低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水開始までの必要な要員数及び所要時間は以下のとおり。

【交流動力電源が確保されている場合】

【中央制御室からの操作（残留熱除去系C系配管を使用した原子炉建屋西側接続口による原子炉圧力容器への注水の場合）】

- ・上記の操作は、運転員等（当直運転員）1名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、290分以内で可能である。

【中央制御室からの操作（低圧炉心スプレイ系配管を使用した原子炉建屋東側接続口による原子炉圧力容器への注水の場合）】

- ・上記の操作は、運転員等（当直運転員）1名及び重大事故等対応

要員 8 名にて作業を実施した場合、370 分以内で可能である。

【中央制御室からの操作（残留熱除去系 C 系配管を使用した高所西側接続口による原子炉压力容器への注水の場合）】

・上記の操作は、運転員等（当直運転員）1 名及び重大事故等対応要員 8 名にて作業を実施した場合、225 分以内で可能である。

【中央制御室からの操作（残留熱除去系 C 系配管を使用した高所東側接続口による原子炉压力容器への注水の場合）】

・上記の操作は、運転員等（当直運転員）1 名及び重大事故等対応要員 8 名にて作業を実施した場合、220 分以内で可能である。

【全交流動力電源が喪失している場合】

【現場操作（残留熱除去系 C 系配管を使用した原子炉建屋西側接続口による原子炉压力容器への注水の場合）】

・上記の操作は、運転員等（当直運転員及び重大事故等対応要員）6 名及び重大事故等対応要員 8 名にて作業を実施した場合、290 分以内で可能である。

【現場操作（低圧炉心スプレイ系配管を使用した原子炉建屋東側接続口による原子炉压力容器への注水の場合）】

・上記の操作は、運転員等（当直運転員及び重大事故等対応要員）6 名及び重大事故等対応要員 8 名にて作業を実施した場合、370 分以内で可能である。

【現場操作（残留熱除去系 C 系配管を使用した高所西側接続口による原子炉压力容器への注水の場合）】

・上記の操作は、運転員等（当直運転員及び重大事故等対応要員）6 名及び重大事故等対応要員 8 名にて作業を実施した場合、225 分以内で可能である。

【現場操作（残留熱除去系C系配管を使用した高所東側接続口による原子炉圧力容器への注水の場合）】

- ・上記の操作は、運転員等（当直運転員及び重大事故等対応要員）6名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、220分以内で可能である。

（「1.4.2.1(3) a. (e) 低圧代替注水系（可搬型）による残存溶融炉心の冷却（淡水／海水）」，「1.8.2.2(1) b. 低圧代替注水系（可搬型）による原子炉圧力容器への注水（淡水／海水）」は炉心損傷状態での手順のため全交流動力電源喪失時は使用できない。）

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、放射線防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。低圧代替注水系（可搬型）として使用する可搬型代替注水大型ポンプからのホースの接続は、汎用の結合金具であり、十分な作業スペースを確保していることから、容易に実施可能である。

また、車両の作業用照明、ヘッドライト及びLEDライトを用いることで、暗闇における作業性についても確保している。

c. 海を水源とした原子炉格納容器内の冷却

- (a) 代替格納容器スプレー冷却系（可搬型）による海を水源とした原子炉格納容器内の冷却

iii) 操作の成立性

上記の操作は、作業開始を判断してから代替格納容器スプレー冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレー開始までの必要な要員数及び所要時間は以下のとおり。

【交流動力電源が確保されている場合】

【中央制御室からの操作（残留熱除去系B系配管を使用した原子炉建

【屋西側接続口による原子炉格納容器内へのスプレイの場合】

- ・上記の操作は、運転員等（当直運転員）1名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、290分以内で可能である。

【中央制御室からの操作（残留熱除去系A系配管を使用した原子炉建屋東側接続口による原子炉格納容器内へのスプレイの場合）】

- ・上記の操作は、運転員等（当直運転員）1名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、370分以内で可能である。

【中央制御室からの操作（残留熱除去系B系配管を使用した高所西側接続口による原子炉格納容器内へのスプレイの場合）】

- ・上記の操作は、運転員等（当直運転員）1名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、225分以内で可能である。

【中央制御室からの操作（残留熱除去系B系配管を使用した高所東側接続口による原子炉格納容器内へのスプレイの場合）】

- ・上記の操作は、運転員等（当直運転員）1名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、220分以内で可能である。

【全交流動力電源が喪失している場合】

【現場操作（残留熱除去系B系配管を使用した原子炉建屋西側接続口による原子炉格納容器内へのスプレイの場合）】

- ・上記の操作は、運転員等（当直運転員及び重大事故等対応要員）6名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、290分以内で可能である。

【現場操作（残留熱除去系A系配管を使用した原子炉建屋東側接続口による原子炉格納容器内へのスプレイの場合）】

- ・上記の操作は、運転員等（当直運転員及び重大事故等対応要員）6名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、370分

以内で可能である。

【現場操作（残留熱除去系 B 系配管を使用した高所西側接続口による原子炉格納容器内へのスプレイの場合）】

- ・上記の操作は、運転員等（当直運転員及び重大事故等対応要員）6 名及び重大事故等対応要員 8 名にて作業を実施した場合、225 分以内で可能である。

【現場操作（残留熱除去系 B 系配管を使用した高所東側接続口による原子炉格納容器内へのスプレイの場合）】

- ・上記の操作は、運転員等（当直運転員及び重大事故等対応要員）6 名及び重大事故等対応要員 8 名にて作業を実施した場合、220 分以内で可能である。

（「1.6.2.2(1) a. (d) 代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による原子炉格納容器内へのスプレイ（淡水／海水）」は炉心損傷状態での手順のため全交流動力電源喪失時は使用できない。）

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、放射線防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）として使用する可搬型代替注水大型ポンプからのホースの接続は、汎用の結合金具であり、十分な作業スペースを確保していることから、容易に実施可能である。

また、車両の作業用照明、ヘッドライト及び LED ライトを用いることで、暗闇における作業性についても確保している。

d. 海を水源とした原子炉格納容器下部への注水

- (a) 格納容器下部注水系（可搬型）による海を水源とした原子炉格納容器下部への注水

iii) 操作の成立性

上記の操作は、作業開始を判断してから格納容器下部注水系（可搬型）によるペDESTAL（ドライウエル部）への注水開始までの必要な要員数及び所要時間は以下のとおり。

【原子炉建屋西側接続口を使用したペDESTAL（ドライウエル部）水位確保の場合】

- ・上記の操作は、運転員等（当直運転員）1名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、290分以内で可能である。

【原子炉建屋東側接続口を使用したペDESTAL（ドライウエル部）水位確保の場合】

- ・上記の操作は、運転員等（当直運転員）1名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、370分以内で可能である。

【高所西側接続口を使用したペDESTAL（ドライウエル部）水位確保の場合】

- ・上記の操作は、運転員等（当直運転員）1名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、225分以内で可能である。

【高所東側接続口を使用したペDESTAL（ドライウエル部）水位確保の場合】

- ・上記の操作は、運転員等（当直運転員）1名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、220分以内で可能である。

【原子炉建屋西側接続口、原子炉建屋東側接続口、高所西側接続口及び高所東側接続口を使用した原子炉圧力容器破損後のペDESTAL（ドライウエル部）への注水の場合】

- ・上記の操作は、運転員等（当直運転員）1名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、20分以内で可能である。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、放射線防護具、照明

及び通信連絡設備を整備する。格納容器下部注水系（可搬型）として使用する可搬型代替注水大型ポンプからのホースの接続は、汎用の結合金具であり、十分な作業スペースを確保していることから、容易に実施可能である。

また、車両の作業用照明、ヘッドライト及びLEDライトを用いることで、暗闇における作業性についても確保する。

e. 海を水源とした原子炉ウェルへの注水

(a) 格納容器頂部注水系（可搬型）による原子炉ウェルへの注水

iii) 操作の成立性

上記の操作は、作業開始を判断してから、格納容器頂部注水系（可搬型）による原子炉ウェルへの注水開始までの必要な要員数及び所要時間は以下のとおり。

【原子炉建屋西側接続口を使用した原子炉ウェルへの注水の場合】

- ・上記の操作は、運転員等（当直運転員）1名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、290分以内で可能である。

【原子炉建屋東側接続口を使用した原子炉ウェルへの注水の場合】

- ・上記の操作は、運転員等（当直運転員）1名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、370分以内で可能である。

【高所西側接続口を使用した原子炉ウェルへの注水の場合】

- ・上記の操作は、運転員等（当直運転員）1名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、225分以内で可能である。

【高所東側接続口を使用した原子炉ウェルへの注水の場合】

- ・上記の操作は、運転員等（当直運転員）1名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、220分以内で可能である。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、放射線防護具、照明

及び通信連絡設備を整備する。格納容器頂部注水系（可搬型）として使用する可搬型代替注水大型ポンプからのホースの接続は、汎用の結合金具であり、十分な作業スペースを確保していることから、容易に実施可能である。

また、車両の作業用照明、ヘッドライト及びLEDライトを用いることで、暗闇における作業性についても確保している。室温は通常運転時と同程度である。

なお、一度原子炉格納容器トップヘッドフランジが冠水するまで注水した後は、蒸発による水位低下を考慮して定期的に注水し、原子炉格納容器トップヘッドフランジが冠水する水位を維持することにより、原子炉格納容器トップヘッドフランジのシール部温度をシールの健全性を保つことができる温度以下に抑えることが可能である。

f. 海を水源とした使用済燃料プールへの注水／スプレイ

- (a) 海を水源とした代替燃料プール注水系による注水ライン／常設スプレイヘッダを使用した使用済燃料プールへの注水

iii) 操作の成立性

上記の操作は、作業開始を判断してから可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン／常設スプレイヘッダ）を使用した使用済燃料プールへの注水開始までの必要な要員数及び所要時間は以下のとおり。

【中央制御室からの操作（原子炉建屋西側接続口を使用した使用済燃料プールへの注水の場合）】

- ・上記の操作は、運転員等（当直運転員）1名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、290分以内で可能である。

【現場操作（原子炉建屋西側接続口を使用した使用済燃料プールへの

注水の場合)】

- ・上記の操作は、運転員等（当直運転員）3名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、290分以内で可能である。

【中央制御室からの操作（原子炉建屋東側接続口を使用した使用済燃料プールへの注水の場合）】

- ・上記の操作は、運転員等（当直運転員）1名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、370分以内で可能である。

【現場操作（原子炉建屋東側接続口を使用した使用済燃料プールへの注水の場合）】

- ・上記の操作は、運転員等（当直運転員）3名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、370分以内で可能である。

【中央制御室からの操作（高所西側接続口を使用した使用済燃料プールへの注水の場合）】

- ・上記の操作は、運転員等（当直運転員）1名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、225分以内で可能である。

【現場操作（高所西側接続口を使用した使用済燃料プールへの注水の場合）】

- ・上記の操作は、運転員等（当直運転員）3名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、225分以内で可能である。

【中央制御室からの操作（高所東側接続口を使用した使用済燃料プールへの注水の場合）】

- ・上記の操作は、運転員等（当直運転員）1名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、220分以内で可能である。

【現場操作（高所東側接続口を使用した使用済燃料プールへの注水の場合）】

- ・上記の操作は、運転員等（当直運転員）3名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、220分以内で可能である。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、放射線防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。代替燃料プール注水系（注水ライン／常設スプレイヘッド）として使用する可搬型代替注水大型ポンプからのホースの接続は、汎用の結合金具であり、十分な作業スペースを確保していることから、容易に実施可能である。

また、車両の作業用照明、ヘッドライト及びLEDライトを用いることで、暗闇における作業性についても確保している。

- (c) 海を水源とした代替燃料プール注水系による常設スプレイヘッドを使用した使用済燃料プールへのスプレイ

iii) 操作の成立性

上記の操作は、作業開始を判断してから可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッド）を使用した使用済燃料プールへのスプレイ開始までの必要な要員数及び所要時間は以下のとおり。

【原子炉建屋西側接続口を使用した使用済燃料プールへのスプレイの場合】

- ・上記の操作は、運転員等（当直運転員）1名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、290分以内で可能である。

【原子炉建屋東側接続口を使用した使用済燃料プールへのスプレイの場合】

- ・上記の操作は、運転員等（当直運転員）1名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、370分以内で可能である。

【高所西側接続口を使用した使用済燃料プールへのスプレイの場合】

- ・上記の操作は、運転員等（当直運転員）1名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、225分以内で可能である。

【高所東側接続口を使用した使用済燃料プールへのスプレイの場合】

- ・上記の操作は、運転員等（当直運転員）1名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、220分以内で可能である。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、放射線防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッド）として使用する可搬型代替注水大型ポンプからのホースの接続は、汎用の結合金具であり、十分な作業スペースを確保していることから、容易に実施可能である。

また、車両の作業用照明、ヘッドライト及びLEDライトを用いることで、暗闇における作業性についても確保している。

h. 海を水源とした最終ヒートシンク（海）への代替熱輸送

(b) 海を水源とした代替残留熱除去系海水系による冷却水の確保

iii) 操作の成立性

上記の操作は、作業開始を判断してから代替残留熱除去系海水系による冷却水（海水）供給開始までの必要な要員数及び所要時間は以下のとおり。

【代替残留熱除去系海水系A系東側接続口又は代替残留熱除去系海水系B系東側接続口による冷却水（海水）確保の場合】

- ・上記の操作は、運転員等（当直運転員）1名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、370分以内で可能である。

【代替残留熱除去系海水系西側接続口による冷却水（海水）確保の場合】

- ・上記の操作は、運転員等（当直運転員）1名及び重大事故等対応

要員 8 名にて作業を実施した場合、290 分以内で可能である。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、放射線防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。代替残留熱除去系海水系として使用する可搬型代替注水大型ポンプからのホースの接続は、汎用の結合金具であり、十分な作業スペースを確保していることから、容易に実施可能である。

また、車両の作業用照明、ヘッドライト及びLEDライトを用いることで、暗闇における作業性についても確保する。

m. 海を水源とした代替燃料プール冷却系による使用済燃料プールの除熱

(a) 代替燃料プール冷却系による使用済燃料プールの除熱

iii) 操作の成立性

(iii) 代替燃料プール冷却系として使用する可搬型代替注水大型ポンプによる冷却水（海水）の確保

上記の操作は、作業開始を判断してから代替燃料プール冷却系として使用する可搬型代替注水大型ポンプによる冷却水の供給開始までの必要な要員数及び所要時間は以下のとおり。

【代替燃料プール冷却系東側接続口を使用した冷却水（海水）確保の場合】

- ・上記の操作は、運転員等（当直運転員）1 名及び重大事故等対応要員 8 名にて作業を実施した場合、370 分以内で可能である。

【代替燃料プール冷却系西側接続口を使用した冷却水（海水）確保の場合】

- ・上記の操作は、運転員等（当直運転員）1 名及び重大事故等対応要員 8 名にて作業を実施した場合、290 分以内で可能であ

る。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、放射線防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。代替燃料プール冷却系として使用する可搬型代替注水大型ポンプからのホースの接続は、汎用の結合金具であり、十分な作業スペースを確保していることから、容易に実施可能である。

また、車両の作業用照明、ヘッドライト及びLEDライトを用いることで、暗闇における作業性についても確保している。

1.13.2.2 水源へ水を補給するための対応手順

(1) 代替淡水貯槽へ水を補給するための対応手順

a. 可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる代替淡水貯槽への補給（淡水／海水）

(b) 淡水タンクを水源とした可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる代替淡水貯槽への補給

iii) 操作の成立性

上記の操作は、運転員等（当直運転員）1名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる淡水タンクから代替淡水貯槽への補給開始まで190分以内で可能である。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、放射線防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。屋内作業の室温は通常運転時と同程度である。

可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプからのホースの接続は、汎用の結合金具であり、十分な作業スペースを確保し

ていることから、容易に操作可能である。

構内のアクセスルート状況を考慮して淡水タンクから代替淡水貯槽へホースを敷設し、送水ルートを確認する。

また、車両の作業用照明、ヘッドライト及びLEDライトを用いることで、暗闇における作業性についても確保している。

なお、炉心損傷により屋外放射線量が高い場合は屋内に待機し、モニタ指示を確認しながら作業を実施する。

(2) 西側淡水貯水設備へ水を補給するための対応手順

a. 可搬型代替注水大型ポンプによる西側淡水貯水設備への補給（淡水／海水）

(b) 淡水タンクを水源とした可搬型代替注水大型ポンプによる西側淡水貯水設備への補給

iii) 操作の成立性

上記の操作は、運転員等（当直運転員）1名及び重大事故等対応要員8名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから可搬型代替注水大型ポンプによる淡水タンクから西側淡水貯水設備への補給開始まで230分以内で可能である。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、放射線防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。屋内作業の室温は通常運転時と同程度である。

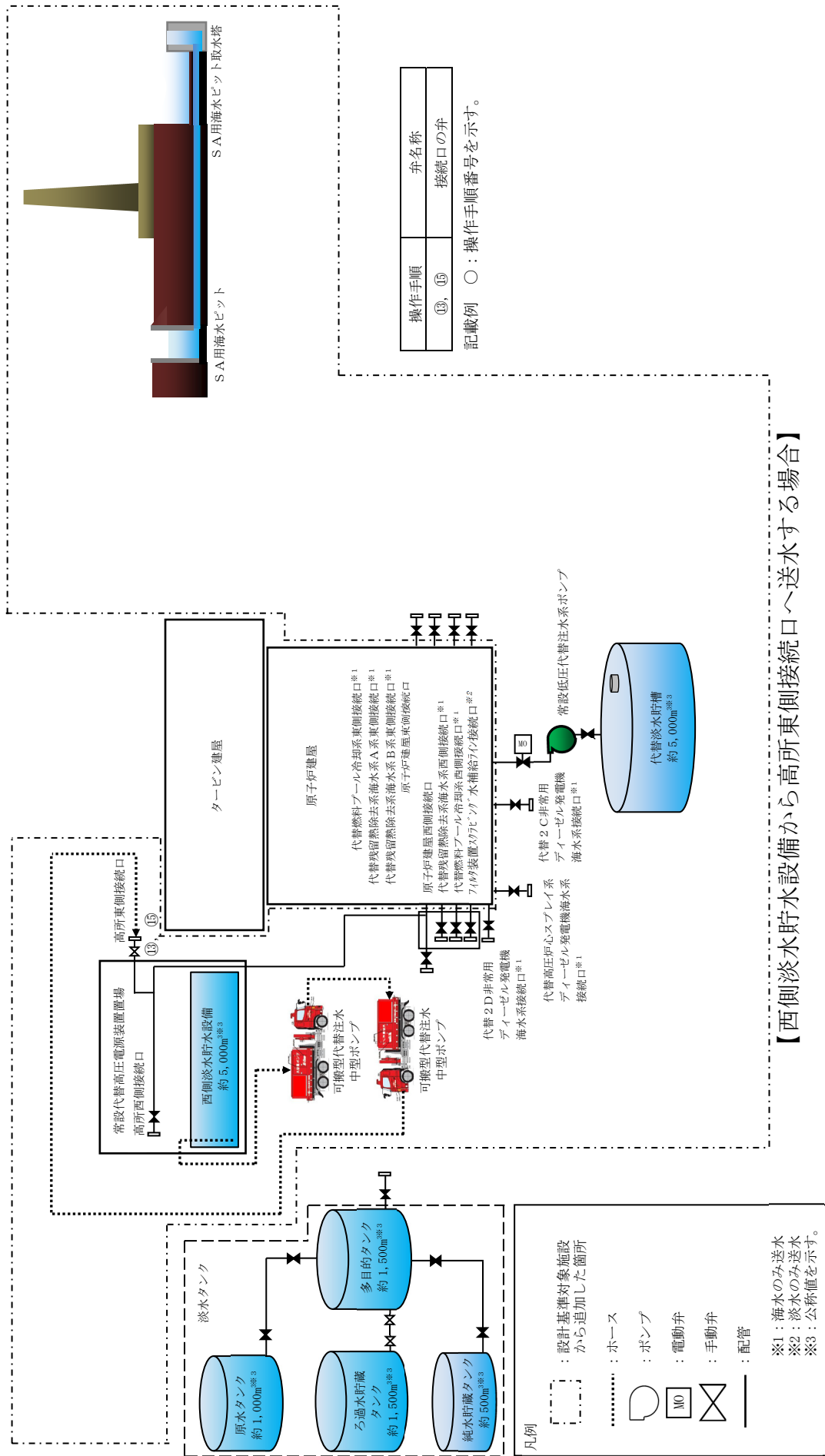
可搬型代替注水大型ポンプからのホースの接続は、汎用の結合金具であり、十分な作業スペースを確保していることから、容易に操作可能である。

構内のアクセスルート状況を考慮して淡水タンクから西側淡水貯

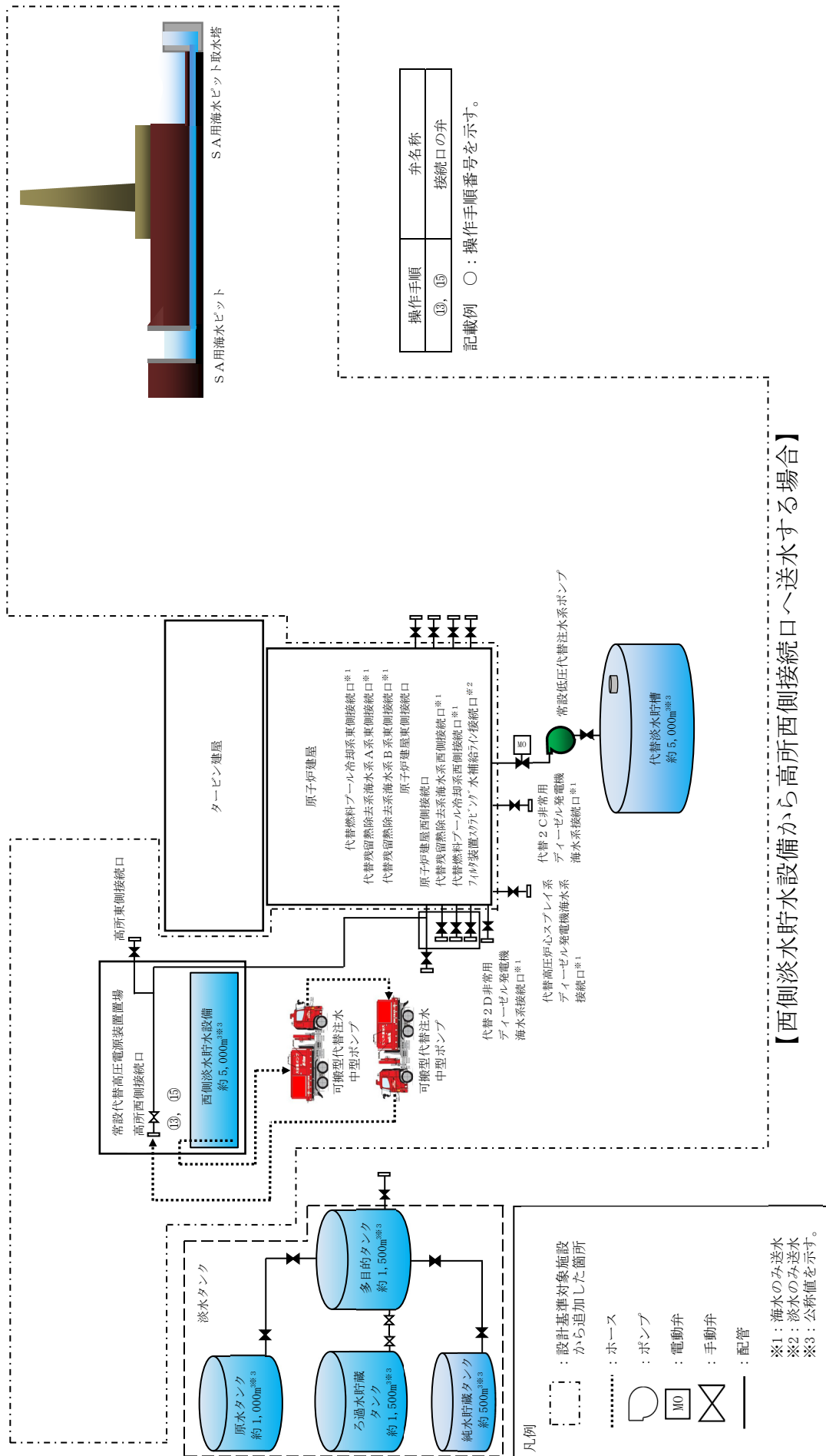
水設備へホースを敷設し，送水ルートを確保する。

また，車両の作業用照明，ヘッドライト及びLEDライトを用いることで，暗闇における作業性についても確保している。

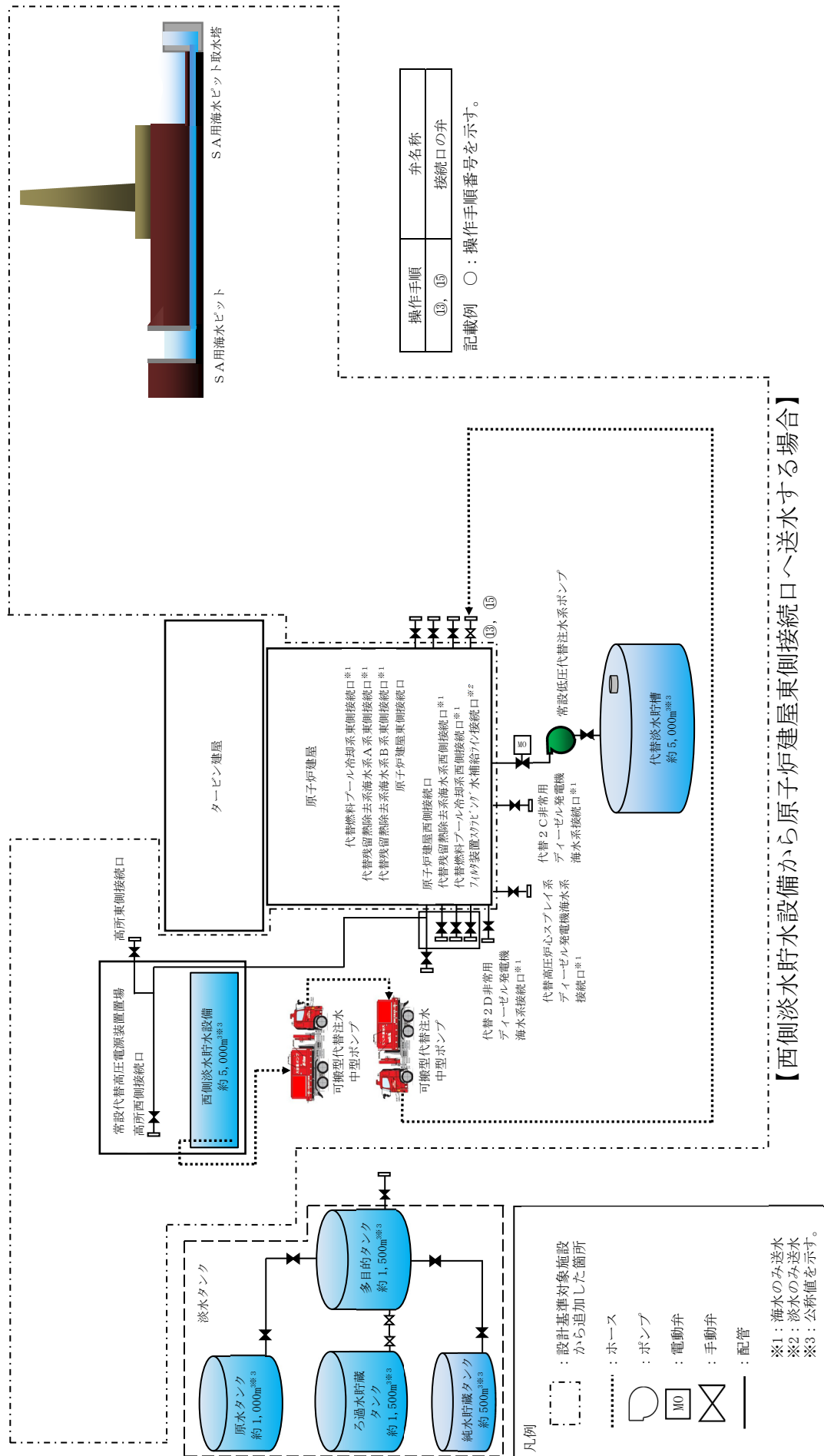
なお，炉心損傷により屋外放射線量が高い場合は屋内に待機し，モニタ指示を確認しながら作業を実施する。



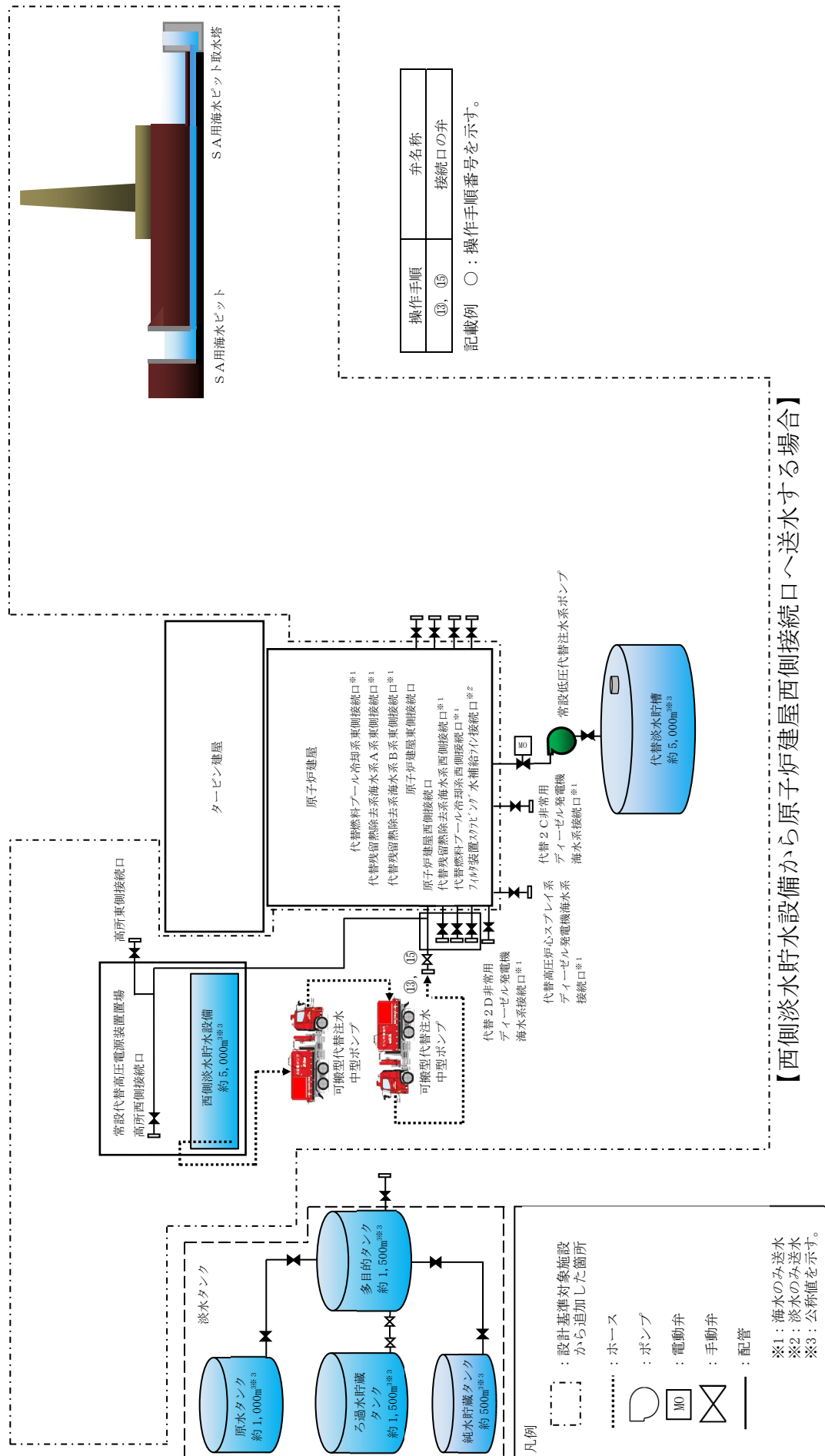
第 1.13-6 図 可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる送水（淡水／海水）概要図（1/11）



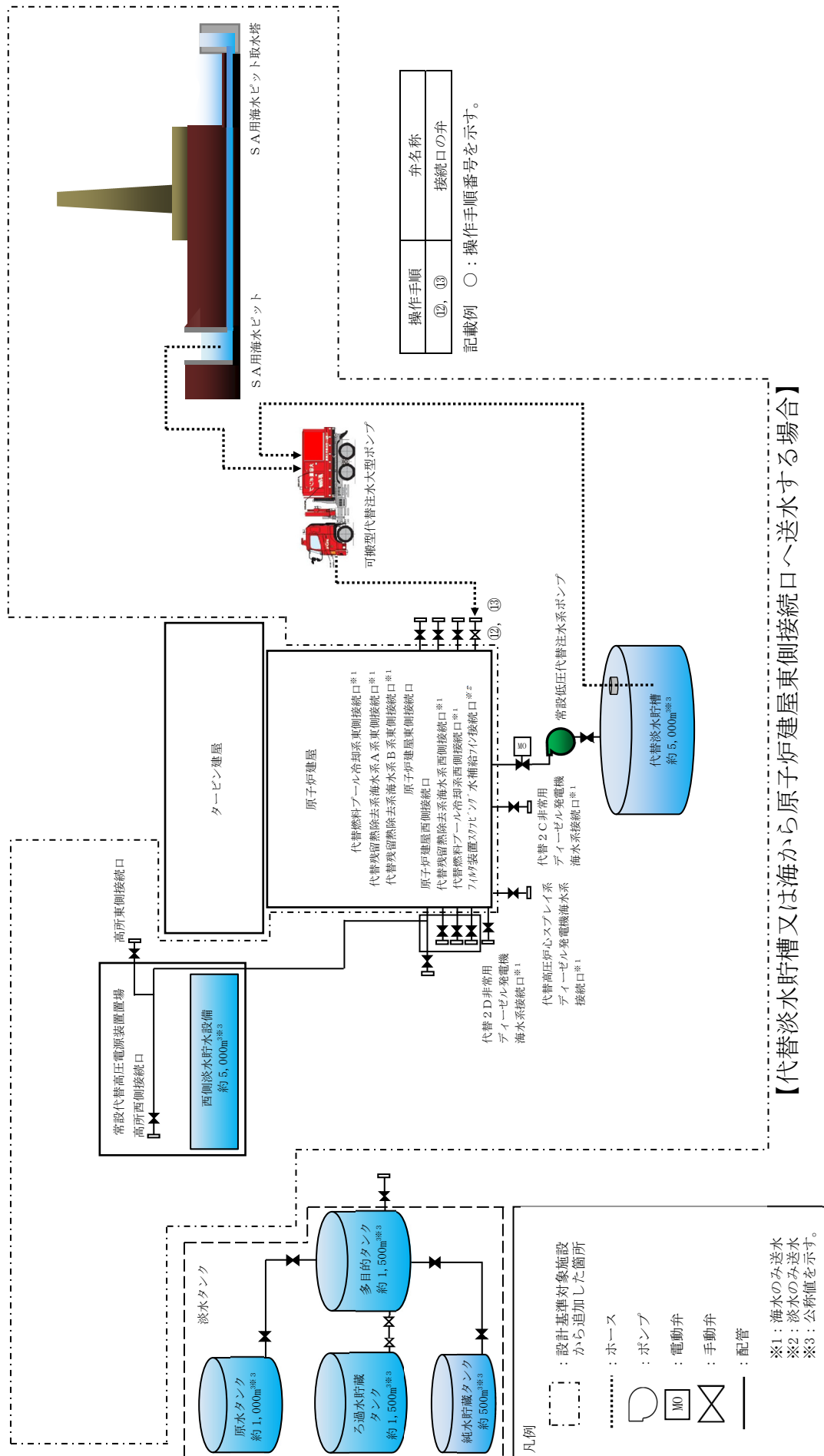
第 1.13-6 図 可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる送水（淡水／海水）概要図（2／11）



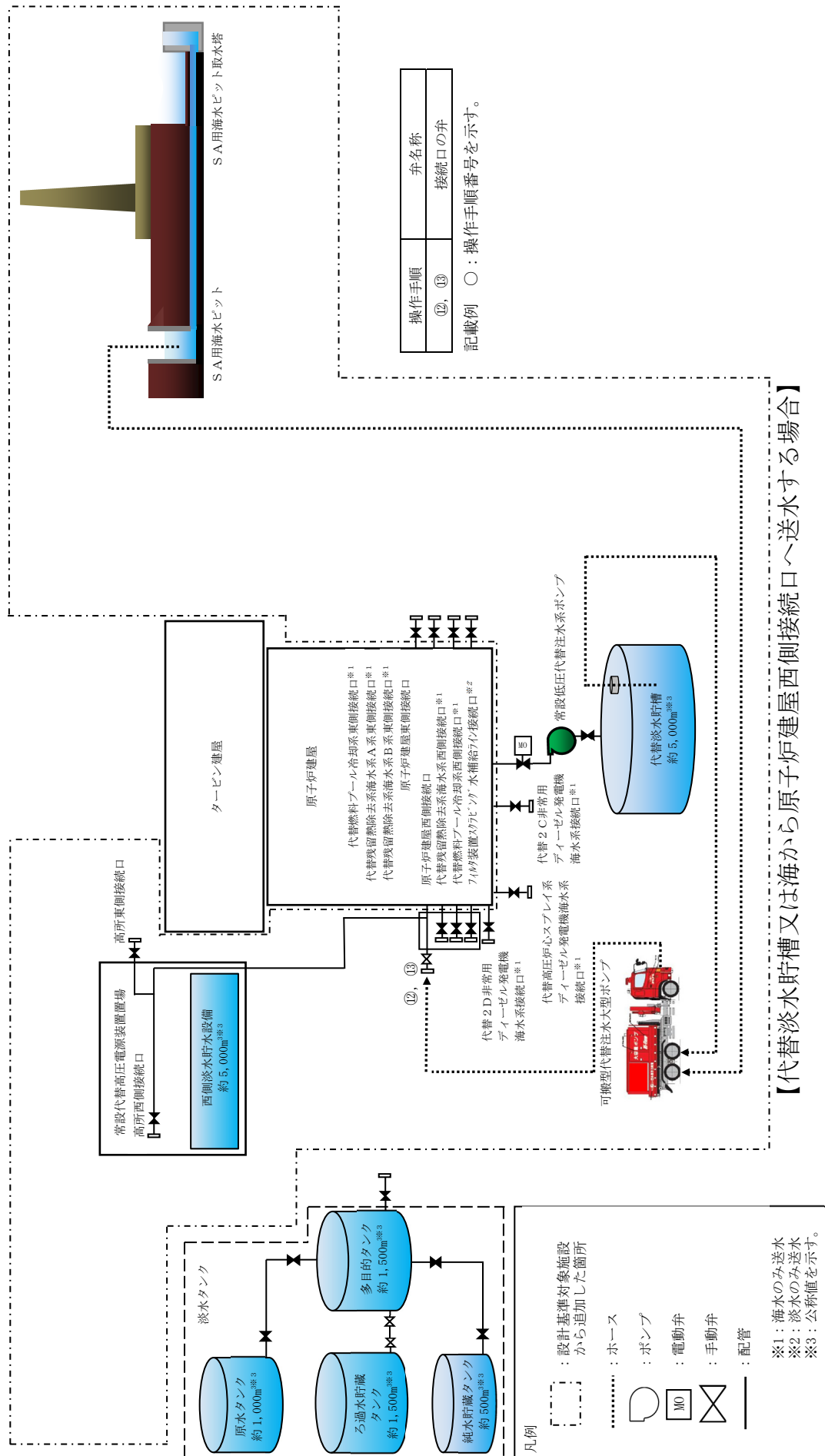
第 1.13-6 図 可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる送水（淡水／海水）概要図（3／11）



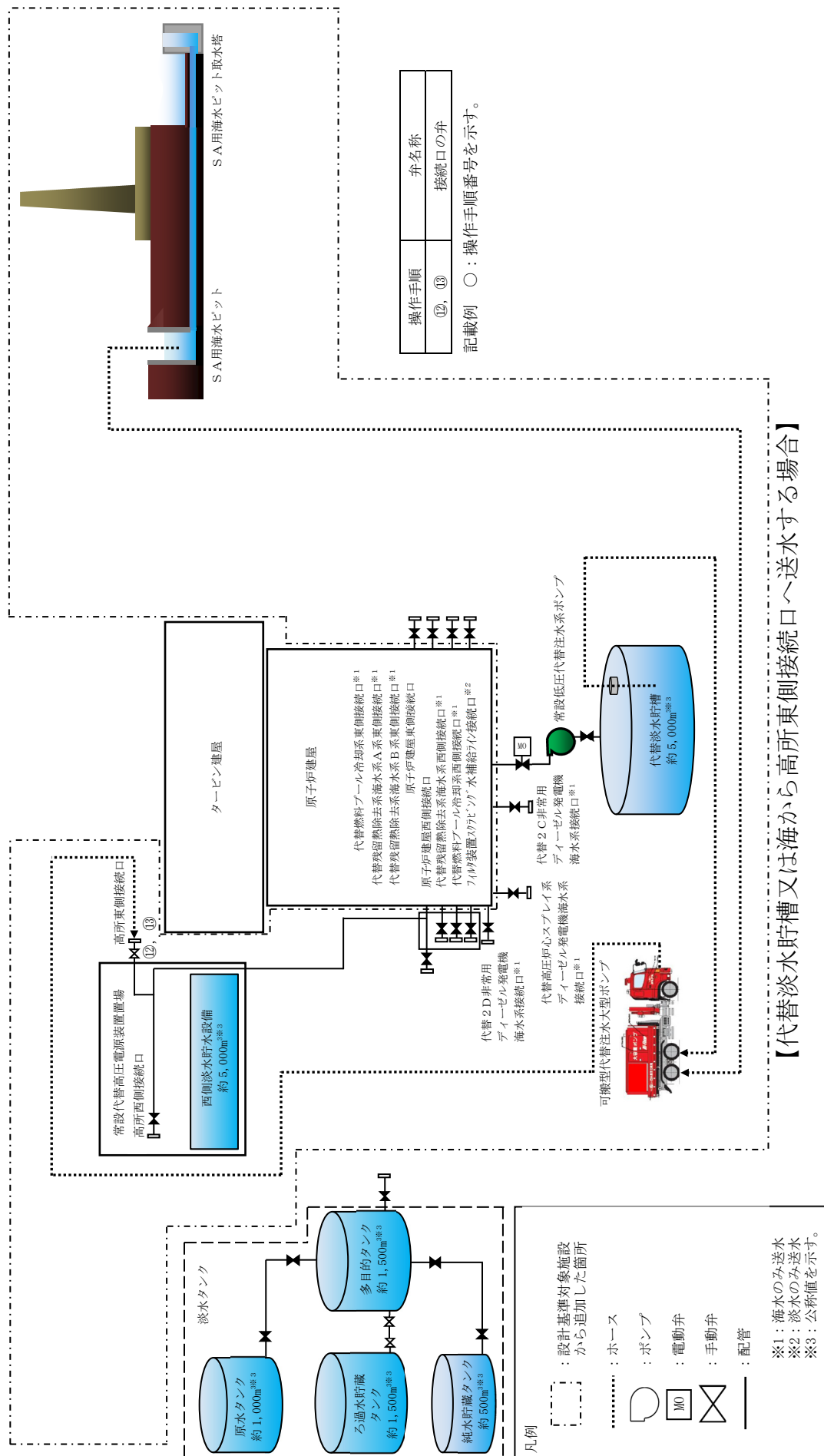
第 1.13-6 図 可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる送水（淡水／海水）概要図（4/11）



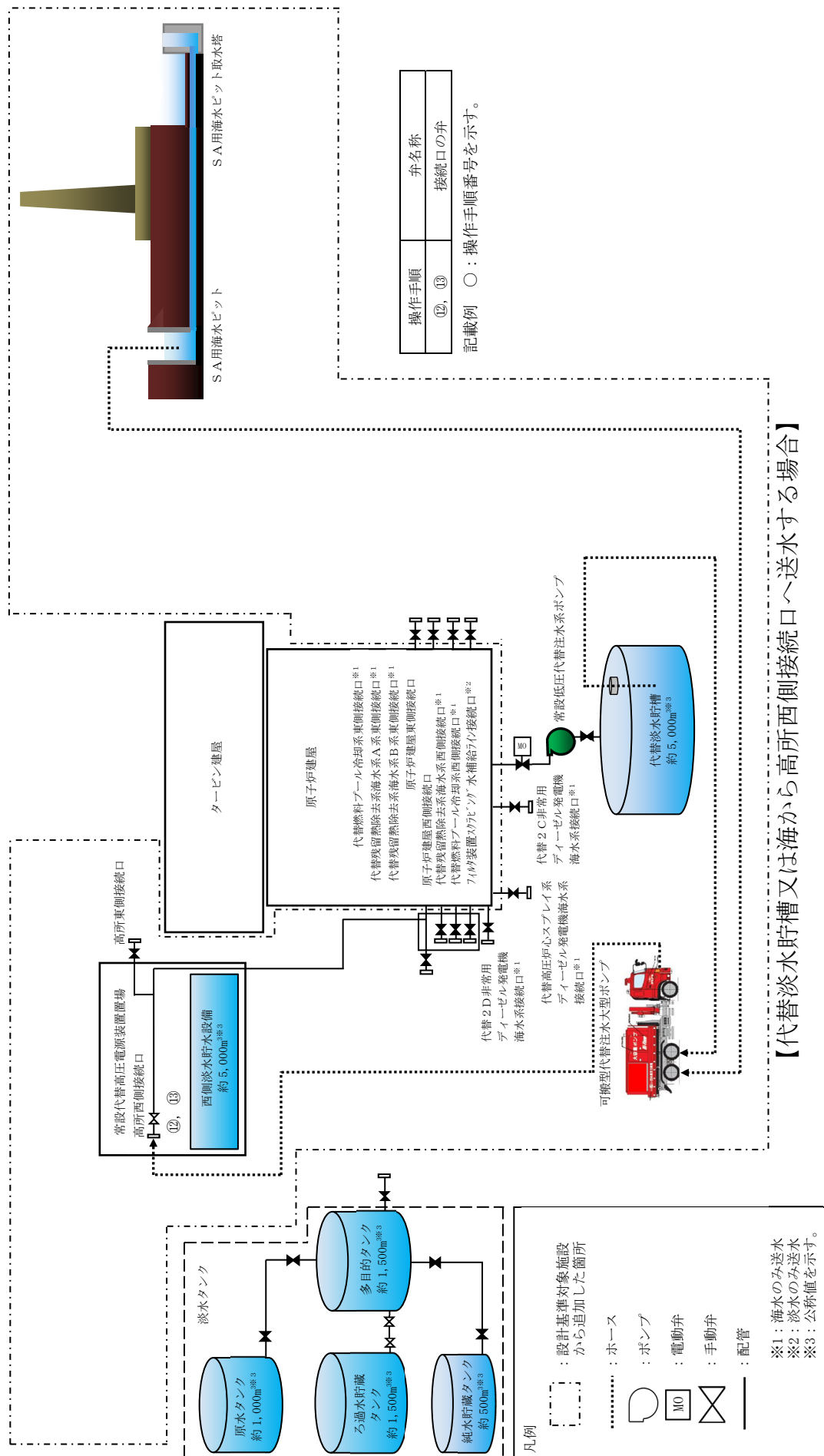
第 1.13-6 図 可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる送水（淡水／海水）概要図（5/11）



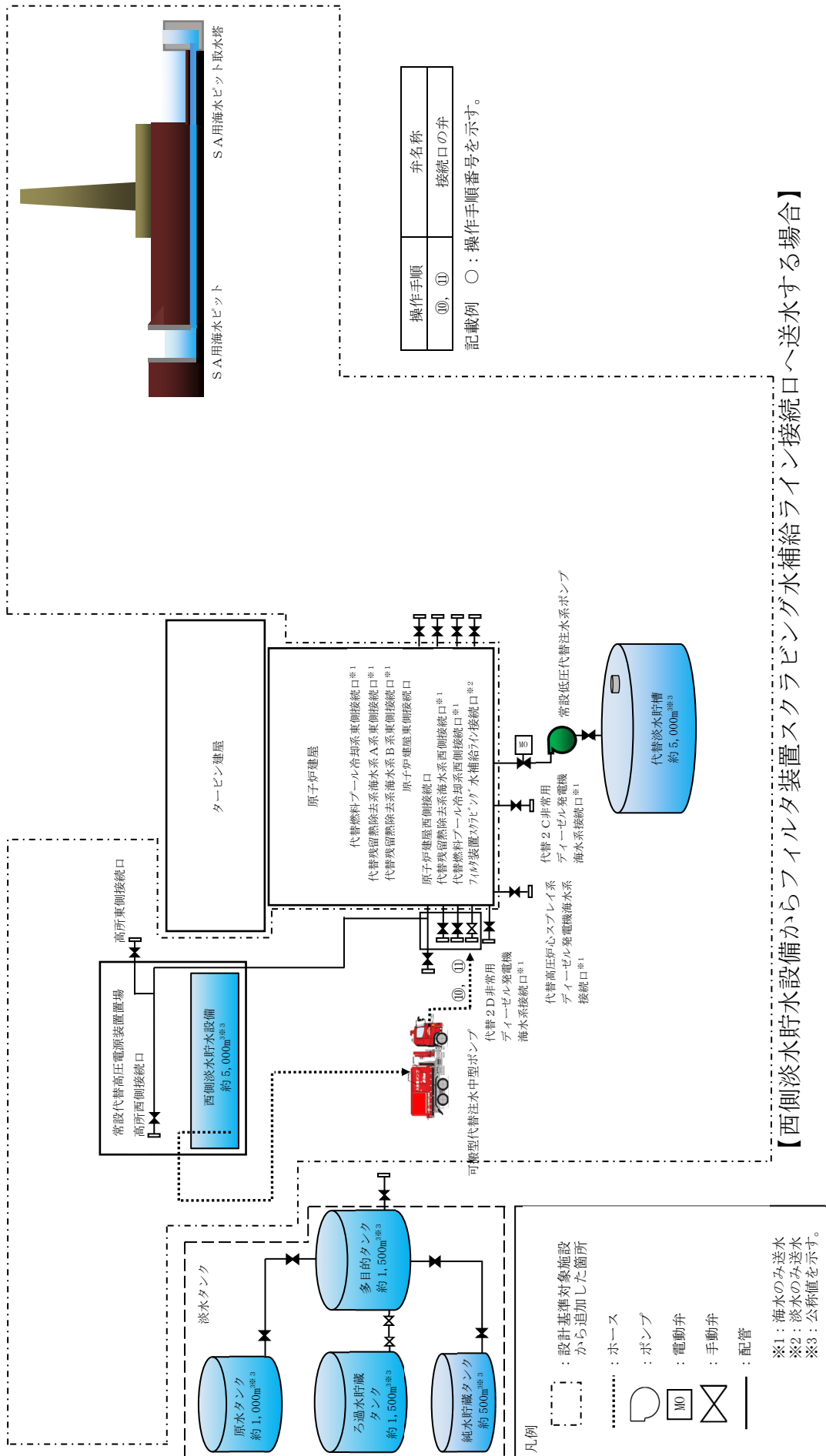
第 1.13-6 図 可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる送水（淡水／海水）概要図（6／11）



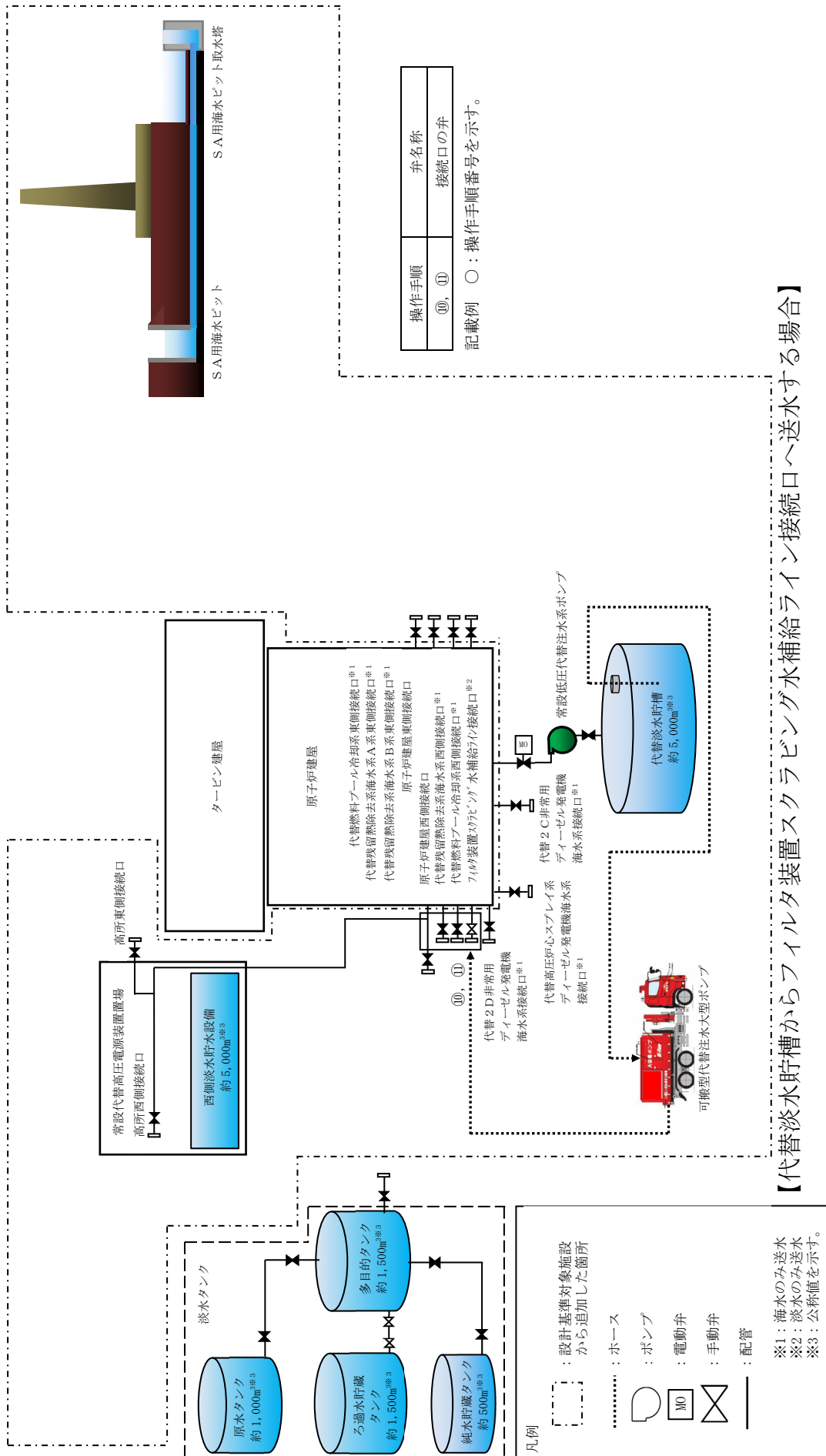
第 1.13-6 図 可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる送水（淡水／海水）概要図（7/11）



第 1.13-6 図 可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる送水（淡水／海水）概要図（8/11）

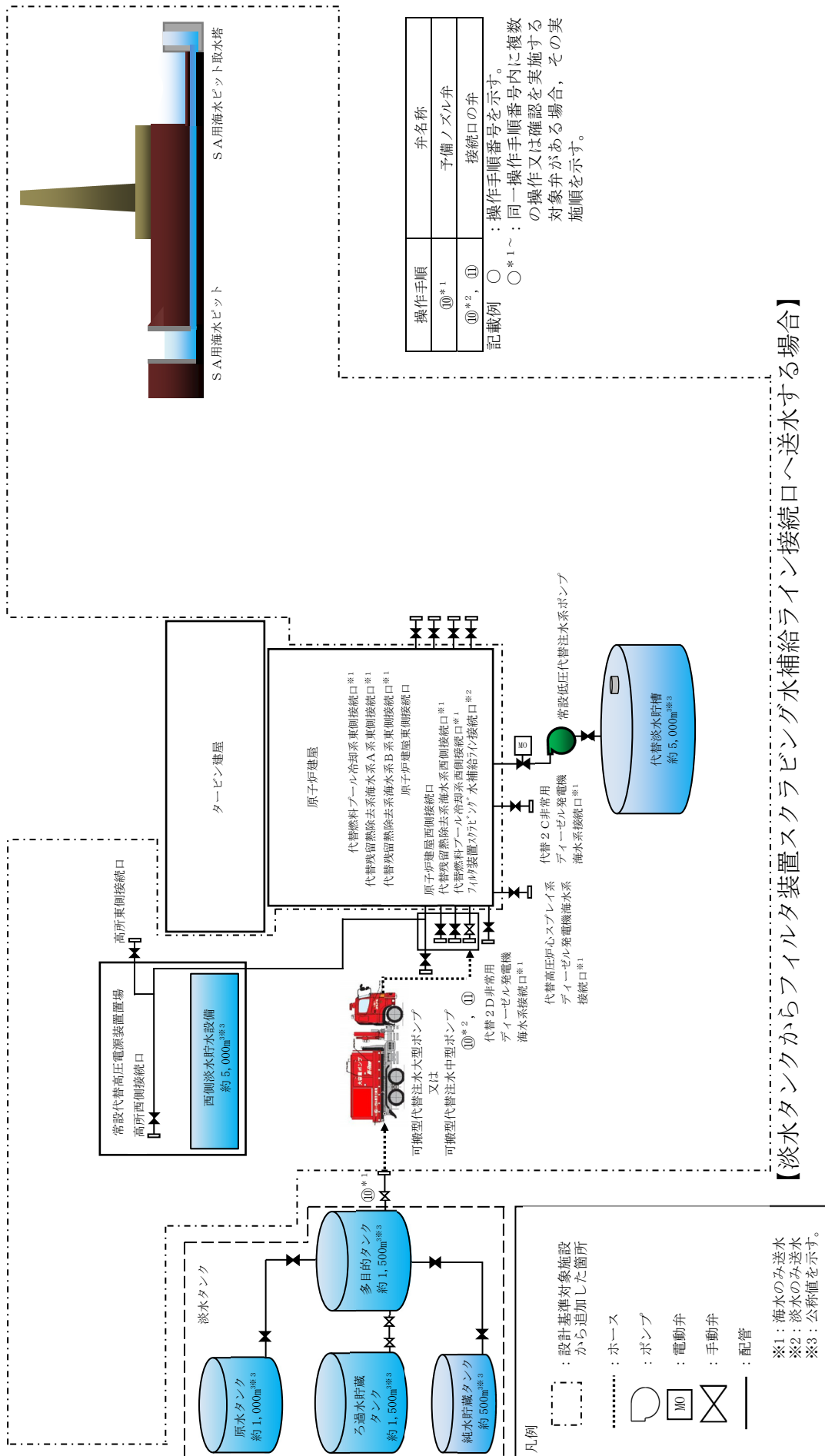


第 1.13-6 図 可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる送水（淡水／海水）概要図（9／11）



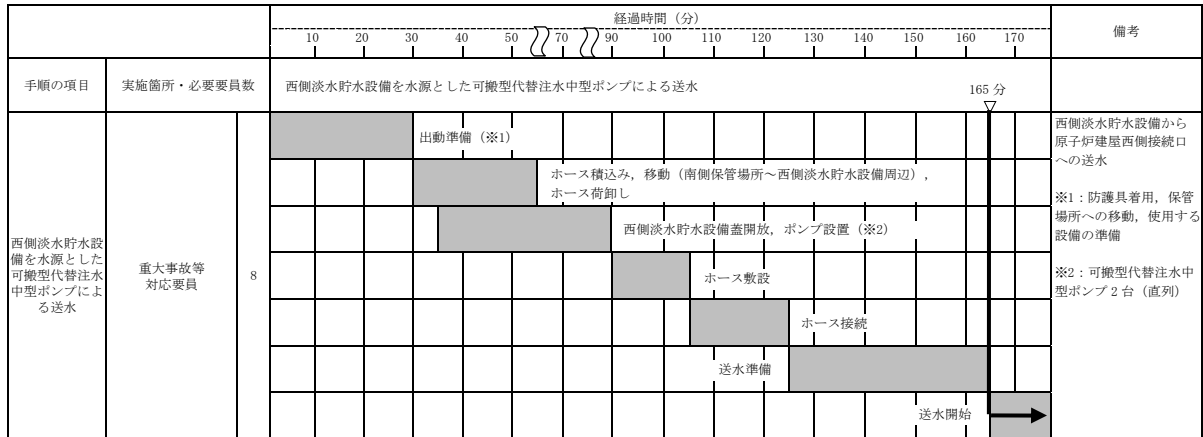
【代替淡水貯槽からフィルタ装置スクラビング水補給ライン接続口へ送水する場合】

第 1.13-6 図 可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる送水（淡水／海水）概要図（10／11）

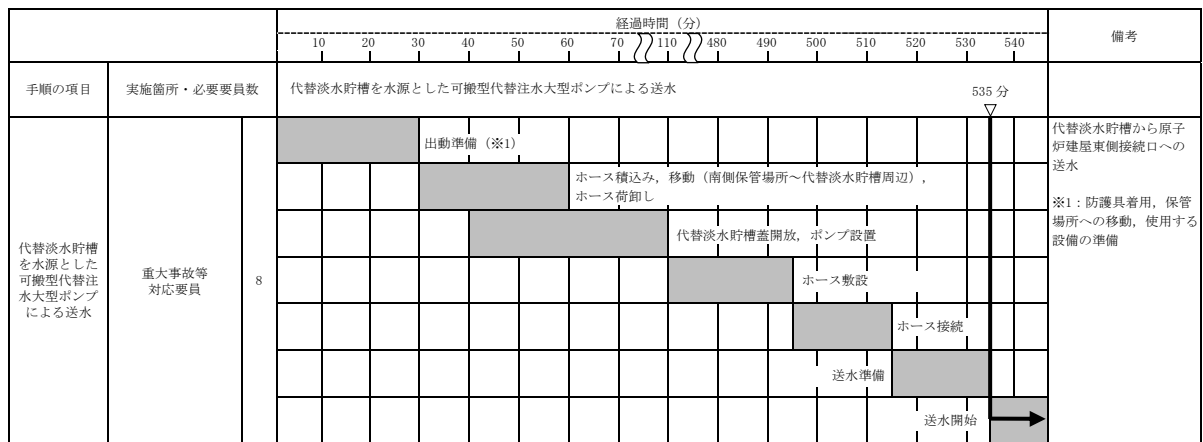


【淡水タンクからフィルタ装置スクラビング水補給ライン接続口へ送水する場合】

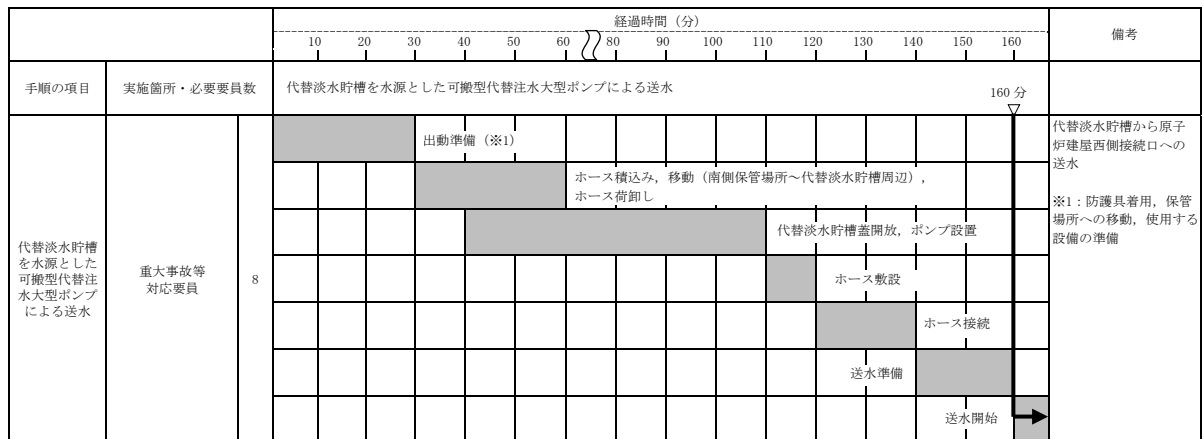
第 1.13-6 図 可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる送水（淡水／海水）概要図（11／11）



【ホース敷設にホース運搬車を使用する場合, 原子炉建屋西側接続口への送水開始まで 160 分以内で可能である。】



【ホース敷設にホース運搬車を使用する場合, 原子炉建屋東側接続口への送水開始まで 205 分以内で可能である。】



【ホース敷設にホース運搬車を使用する場合, 原子炉建屋西側接続口への送水開始まで 145 分以内で可能である。】

第 1.13-7 図 可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる送水 (淡水/海水) タイムチャート (2/6)

		経過時間(分)																		備考	
		10	20	30	40	50	60	70	80	90	240	250	260	270	280	290					
手順の項目	実施箇所・必要要員数	海を水源とした可搬型代替注水大型ポンプによる送水																		290分	
海を水源とした可搬型代替注水大型ポンプによる送水	重大事故等対応要員	8	出動準備(※1)																		海水取水箇所(SA用海水ビット)から原子炉建屋西側接続口への送水 ※1:防護具着用,保管場所への移動,使用する設備の準備
			ホース積込み,移動(南側保管場所～SA用海水ビット周辺),ホース荷卸し																		
			SA用海水ビット蓋開放,ポンプ設置																		
			ホース敷設																		
			ホース接続																		
			送水準備																		
			送水開始																		

【ホース敷設にホース運搬車を使用する場合,原子炉建屋西側接続口への送水開始まで130分以内で可能である。】

		経過時間(分)																		備考	
		10	20	30	40	50	60	70	80	90	170	180	190	200	210	220					
手順の項目	実施箇所・必要要員数	海を水源とした可搬型代替注水大型ポンプによる送水																		220分	
海を水源とした可搬型代替注水大型ポンプによる送水	重大事故等対応要員	8	出動準備(※1)																		海水取水箇所(SA用海水ビット)から高所東側接続口への送水 ※1:防護具着用,保管場所への移動,使用する設備の準備
			ホース積込み,移動(南側保管場所～SA用海水ビット周辺),ホース荷卸し																		
			SA用海水ビット蓋開放,ポンプ設置																		
			ホース敷設																		
			ホース接続																		
			送水準備																		
			送水開始																		

【ホース敷設にホース運搬車を使用する場合,高所東側接続口への送水開始まで155分以内で可能である。】

		経過時間(分)																		備考	
		10	20	30	40	50	60	70	80	170	180	190	200	210	220	230					
手順の項目	実施箇所・必要要員数	海を水源とした可搬型代替注水大型ポンプによる送水																		225分	
海を水源とした可搬型代替注水大型ポンプによる送水	重大事故等対応要員	8	出動準備(※1)																		海水取水箇所(SA用海水ビット)から高所西側接続口への送水 ※1:防護具着用,保管場所への移動,使用する設備の準備
			ホース積込み,移動(南側保管場所～SA用海水ビット周辺),ホース荷卸し																		
			SA用海水ビット蓋開放,ポンプ設置																		
			ホース敷設																		
			ホース接続																		
			送水準備																		
			送水開始																		

【ホース敷設にホース運搬車を使用する場合,高所西側接続口への送水開始まで150分以内で可能である。】

第 1.13-7 図 可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる送水(淡水/海水)タイムチャート(4/6)

		経過時間 (分)															備考		
		10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	130	140	150			
手順の項目	実施箇所・必要要員数	西側淡水貯水設備を水源とした可搬型代替注水中型ポンプによる送水															130分		
西側淡水貯水設備を水源とした可搬型代替注水中型ポンプによる送水	重大事故等 対応要員	8	出動準備 (※1)																西側淡水貯水設備からフィルタ装置スクラビング水補給ライン接続口への送水 ※1：防護具着用，保管場所への移動，使用する設備の準備
			ホース積込み，移動（南側保管場所～西側淡水貯水設備周辺），ホース荷卸し																
			西側淡水貯水設備蓋開放，ポンプ設置																
			ホース敷設																
			ホース接続																
			送水準備																
															送水開始	→			

【ホース敷設にホース運搬車を使用する場合，フィルタ装置スクラビング水補給ライン接続口への送水開始まで130分以内で可能である。】

		経過時間 (分)															備考		
		10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	130	140	150			
手順の項目	実施箇所・必要要員数	代替淡水貯槽を水源とした可搬型代替注水大型ポンプによる送水															145分		
代替淡水貯槽を水源とした可搬型代替注水大型ポンプによる送水	重大事故等 対応要員	8	出動準備 (※1)																代替淡水貯槽からフィルタ装置スクラビング水補給ライン接続口への送水 ※1：防護具着用，保管場所への移動，使用する設備の準備
			ホース積込み，移動（南側保管場所～代替淡水貯槽周辺），ホース荷卸し																
			代替淡水貯槽蓋開放，ポンプ設置																
			ホース敷設																
			ホース接続																
			送水準備																
															送水開始	→			

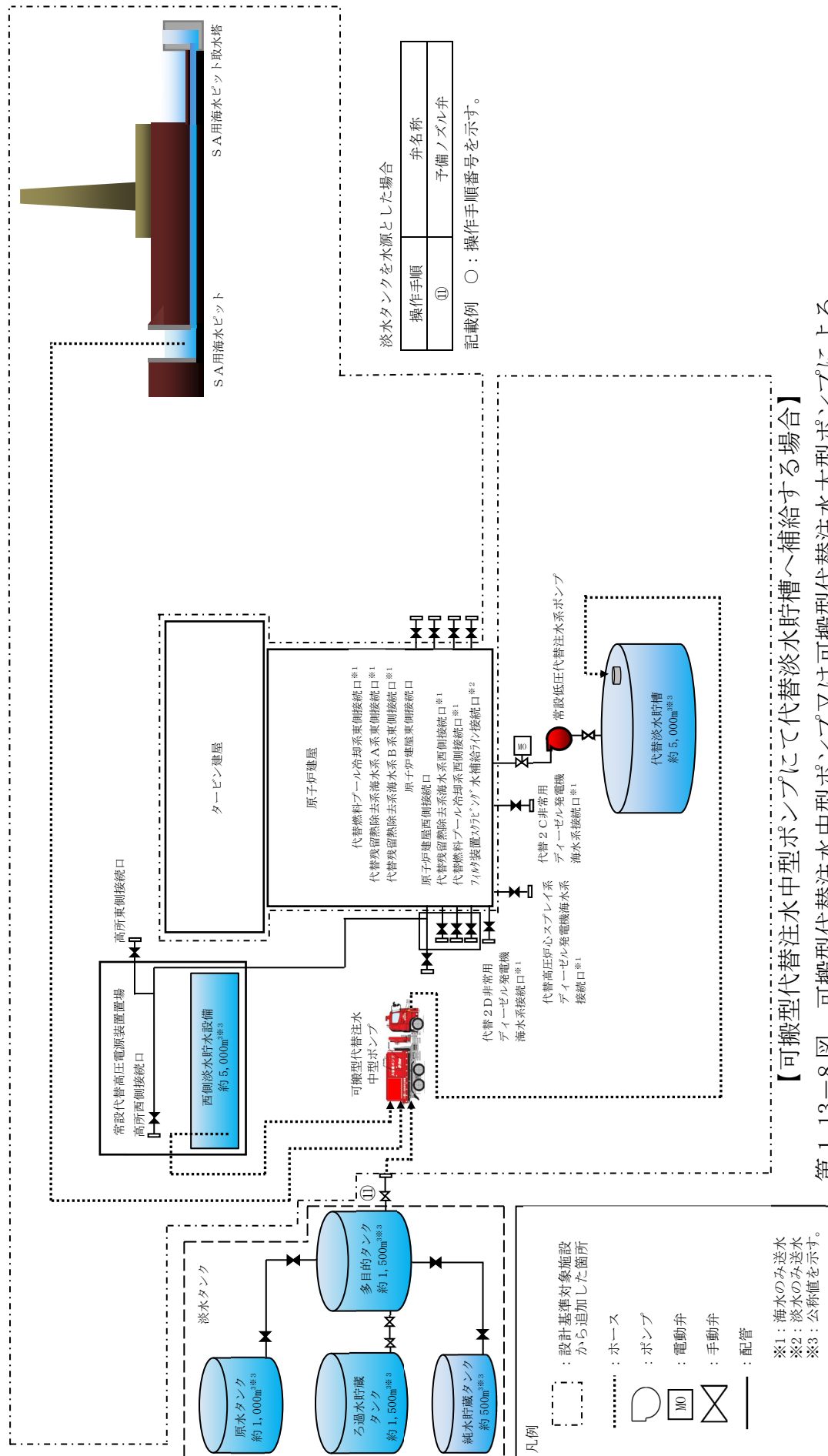
【ホース敷設にホース運搬車を使用する場合，フィルタ装置スクラビング水補給ライン接続口への送水開始まで145分以内で可能である。】

第 1.13-7 図 可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる送水（淡水／海水）タイムチャート（5/6）

		経過時間 (分)																備考		
		10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	130	140	150	160			
手順の項目	実施箇所・必要要員数	淡水タンクを水源とした可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる送水																155分		
淡水タンクを水源とした可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる送水	重大事故等対応要員	8	出動準備 (※1)																	淡水タンクからフィルタ装置スクラビング水補給ライン接続口への送水 ※1：防護具着用，保管場所への移動，使用する設備の準備
						ホース積み込み，移動（南側保管場所～淡水タンク周辺），ホース荷卸し														
						ポンプ設置														
									ホース敷設											
												ホース接続								
												送水準備								
												送水開始								

【ホース敷設にホース運搬車を使用する場合，フィルタ装置スクラビング水補給ライン接続口への送水開始まで145分以内で可能である。】

第 1.13-7 図 可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる送水（淡水／海水）タイムチャート（6／6）



淡水タンクを水源とした場合

操作手順	弁名称
①	予備ノズル弁

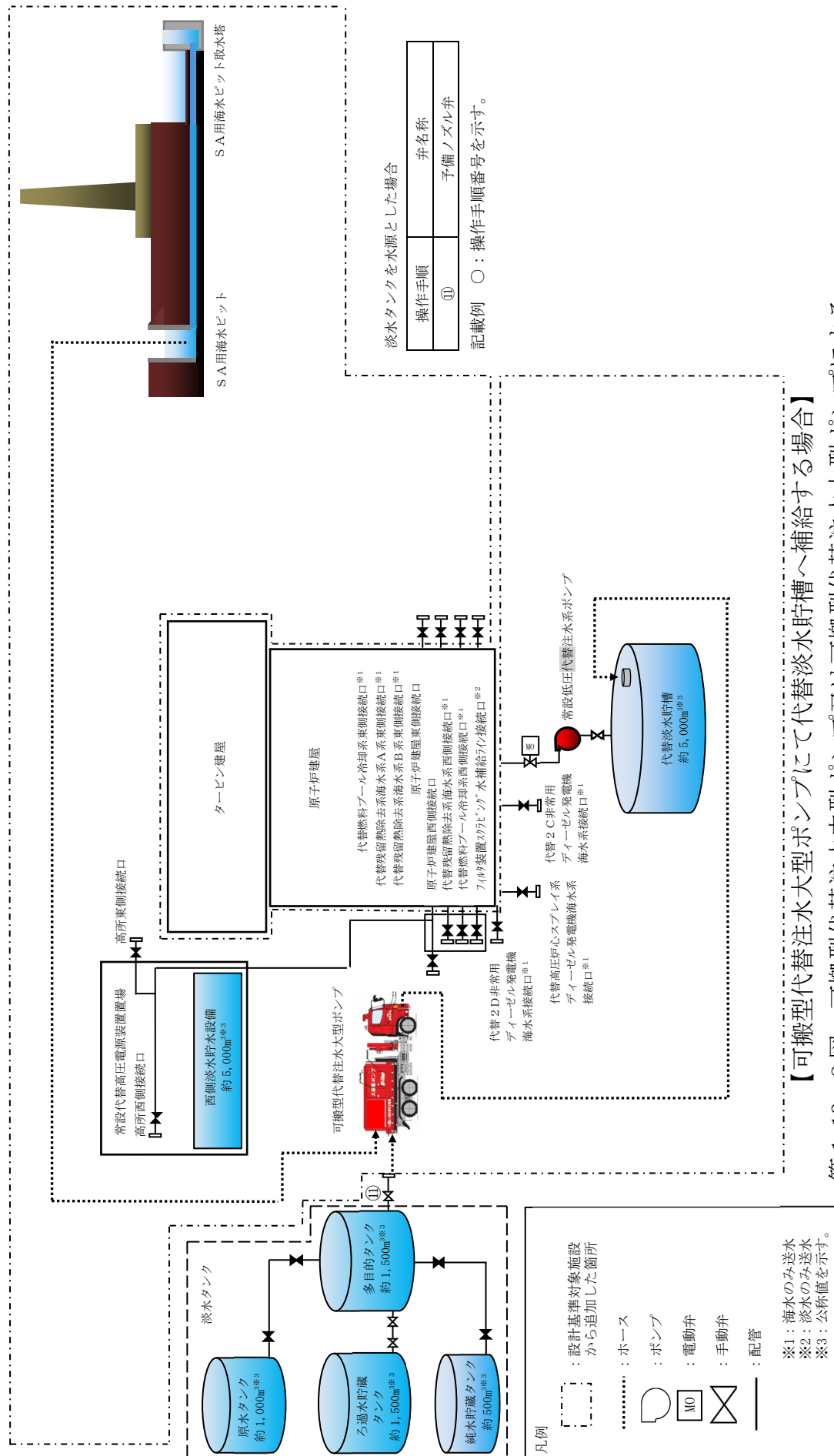
記載例 ○：操作手順番号を示す。

【可搬型代替注水中型ポンプにて代替淡水貯槽へ補給する場合】

第 1.13-8 図 可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる

代替淡水貯槽への補給（淡水／海水）概要図（1/2）

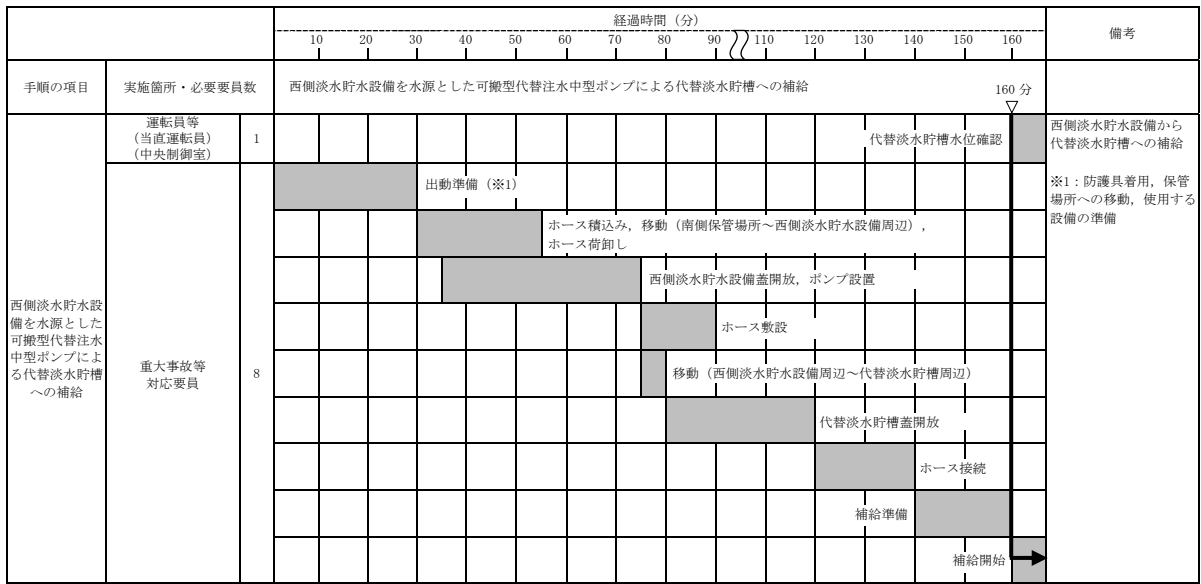
- 凡例
- ：設計基準対象施設から追加した箇所
 - ：ホース
 - ：ポンプ
 - MO：電動弁
 - ：手動弁
 - ：配管
- ※1：海水のみ送水
 ※2：淡水のみ送水
 ※3：公称値を示す。



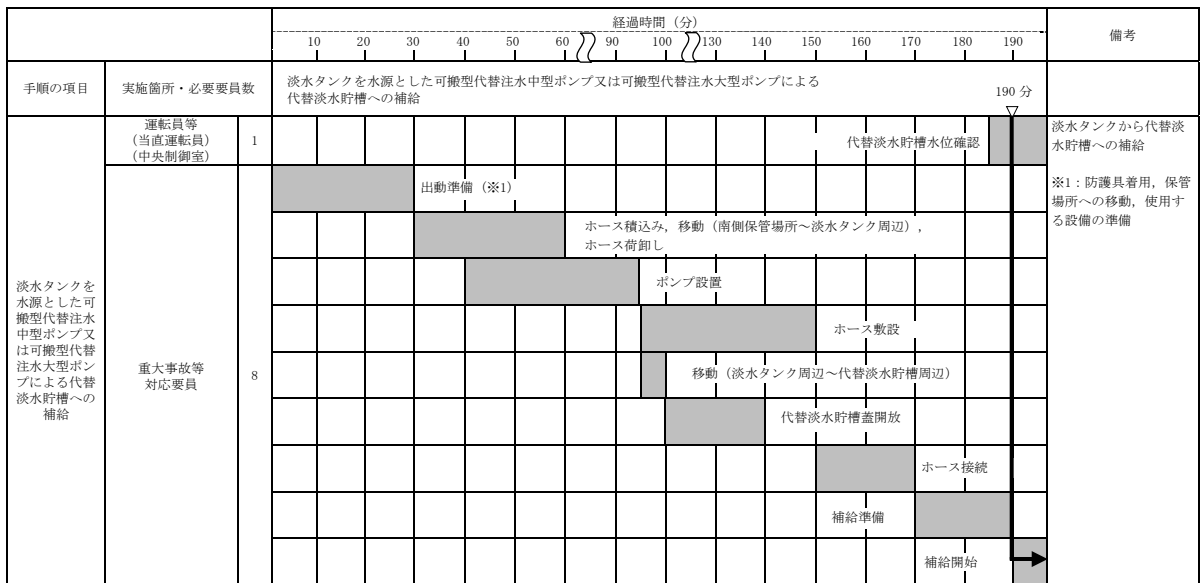
【可搬型代替注水大型ポンプにて代替淡水貯槽へ補給する場合】

第 1.13-8 図 可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる

代替淡水貯槽への補給（淡水／海水）概要図（2/2）

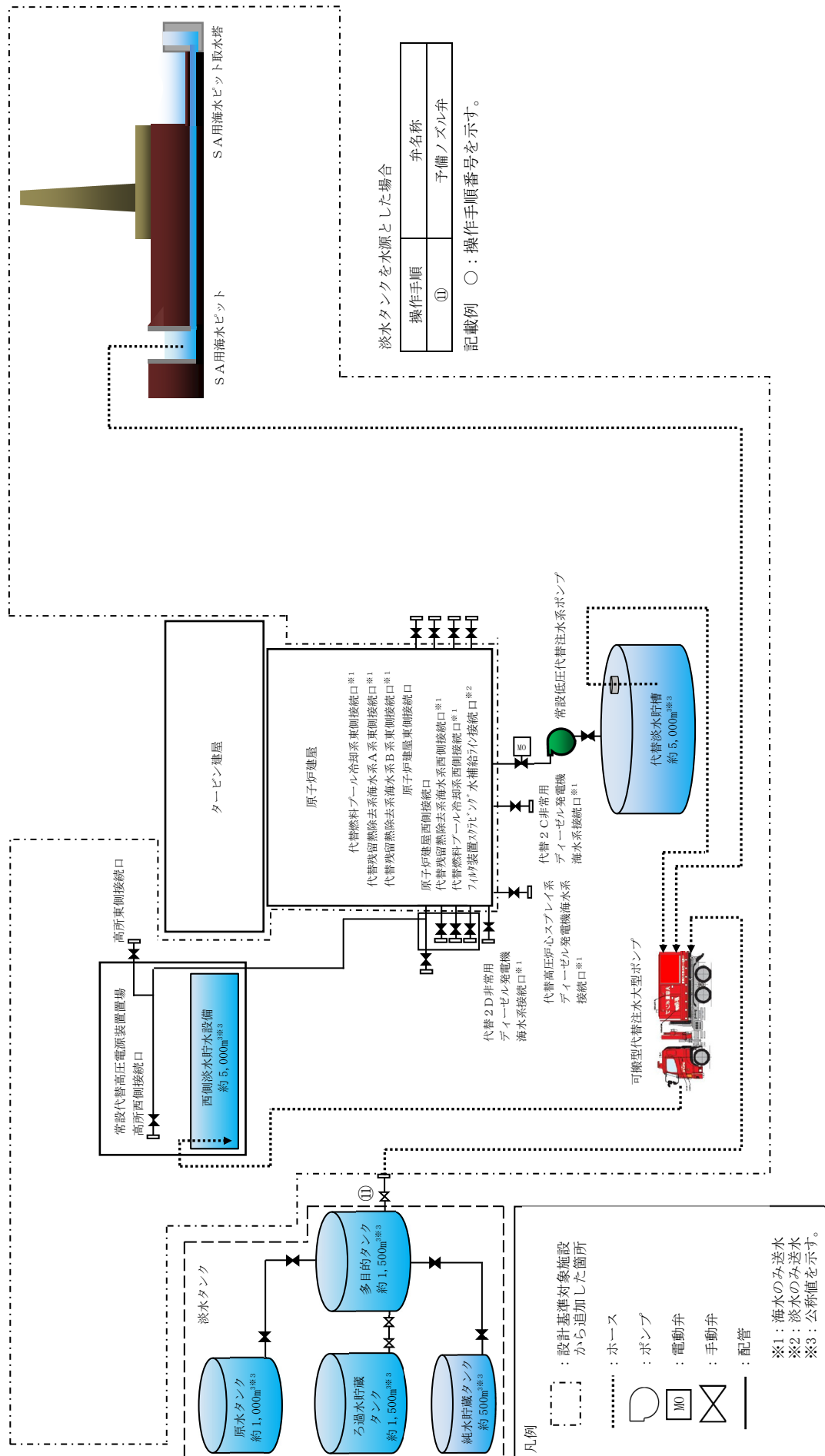


【ホース敷設にホース運搬車を使用する場合，補給開始まで160分以内で可能である。】



【ホース敷設にホース運搬車を使用する場合，補給開始まで170分以内で可能である。】

第 1.13-9 図 可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる代替淡水貯槽への補給(淡水/海水)タイムチャート(1/2)

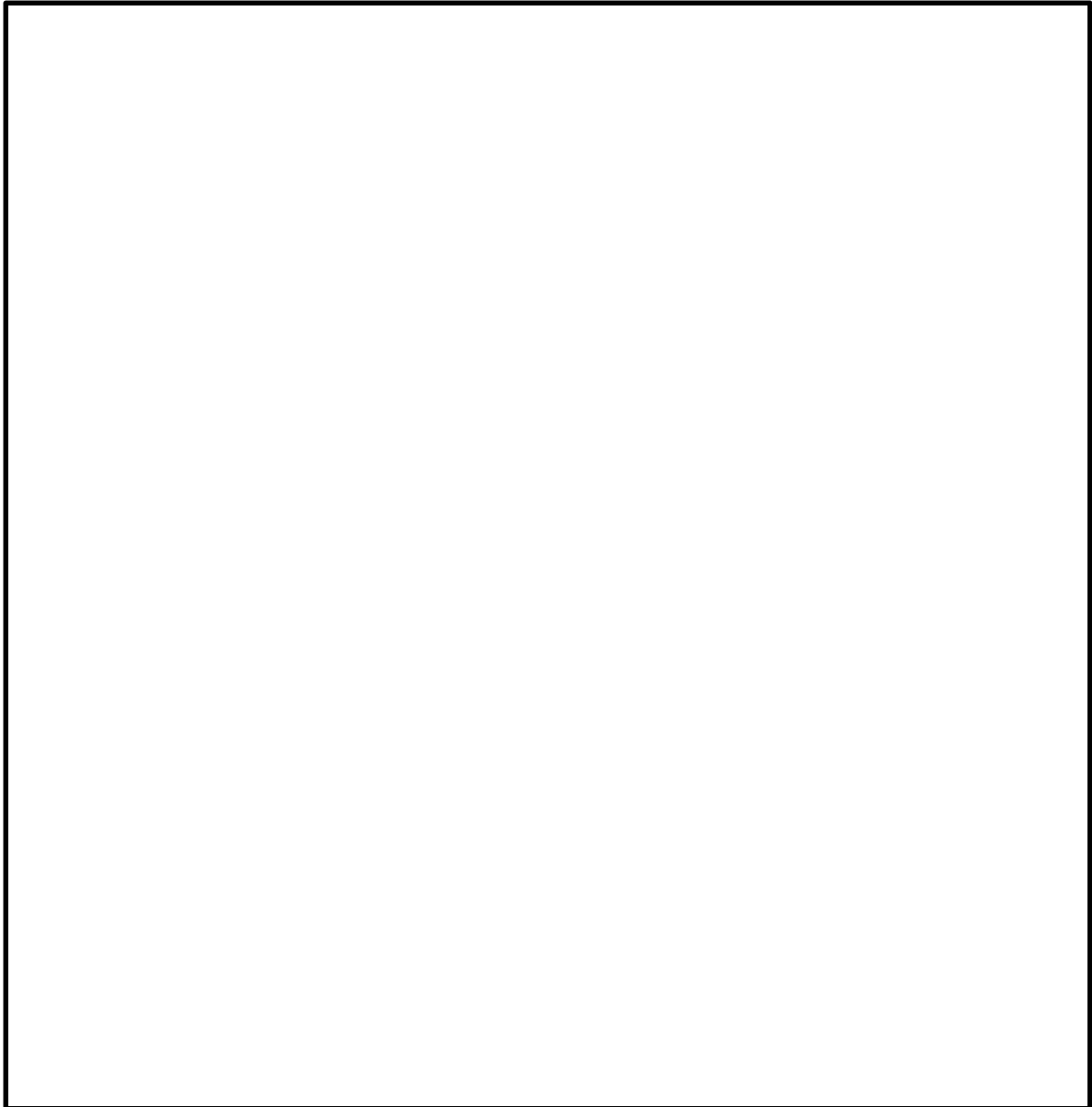


淡水タンクを水源とした場合

操作手順	弁名称
①	予備ノズル弁


記載例 ○：操作手順番号を示す。

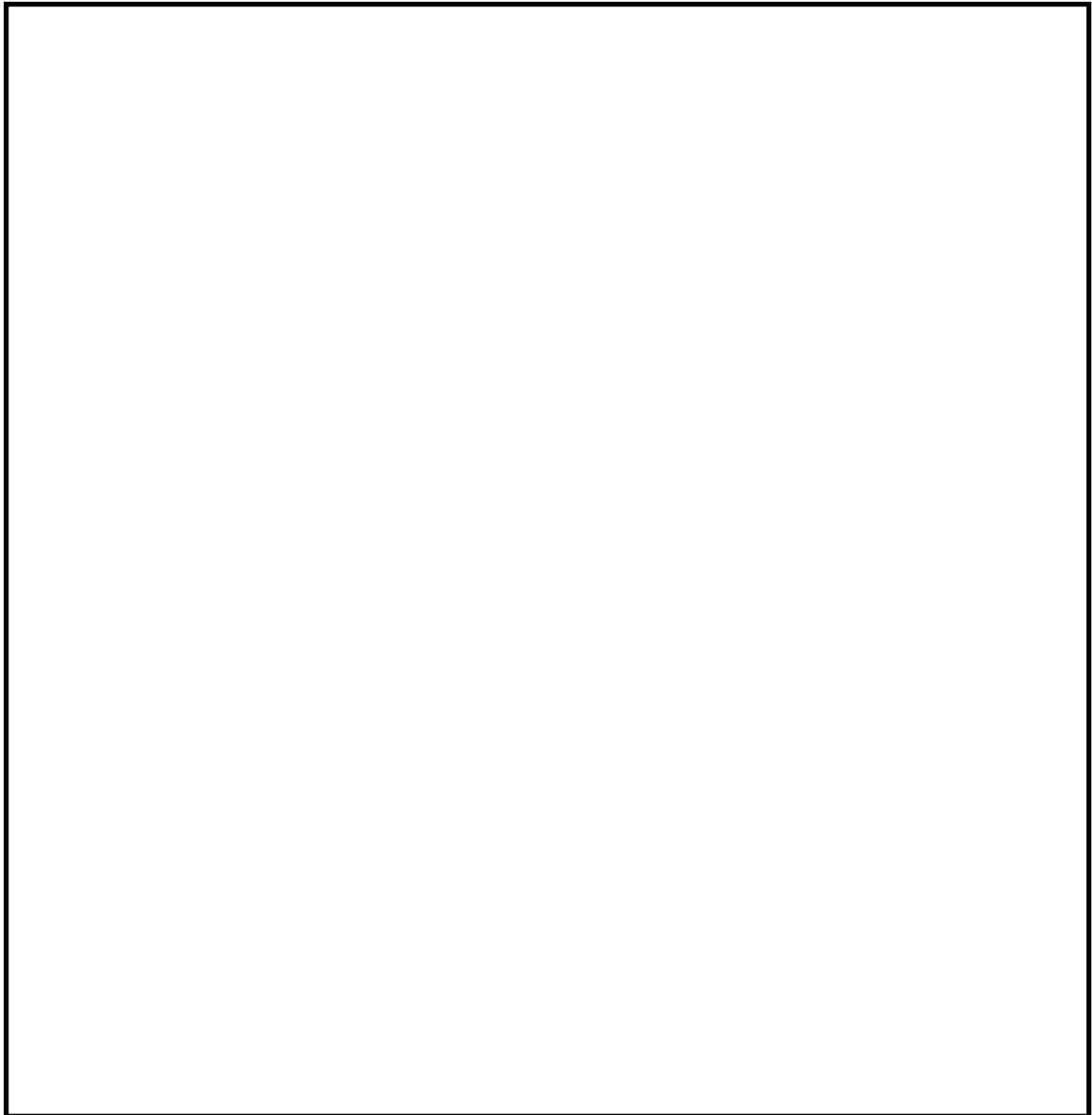
第 1.13-10 図 可搬型代替注水大型ポンプによる西側淡水貯水設備への補給（淡水／海水）概要図



(高所東側接続口又は高所西側接続口への送水)


第 1.13-17 図 ホース敷設図（西側淡水貯水設備を水源とした可搬型代替注水
中型ポンプによる送水）（1/2）

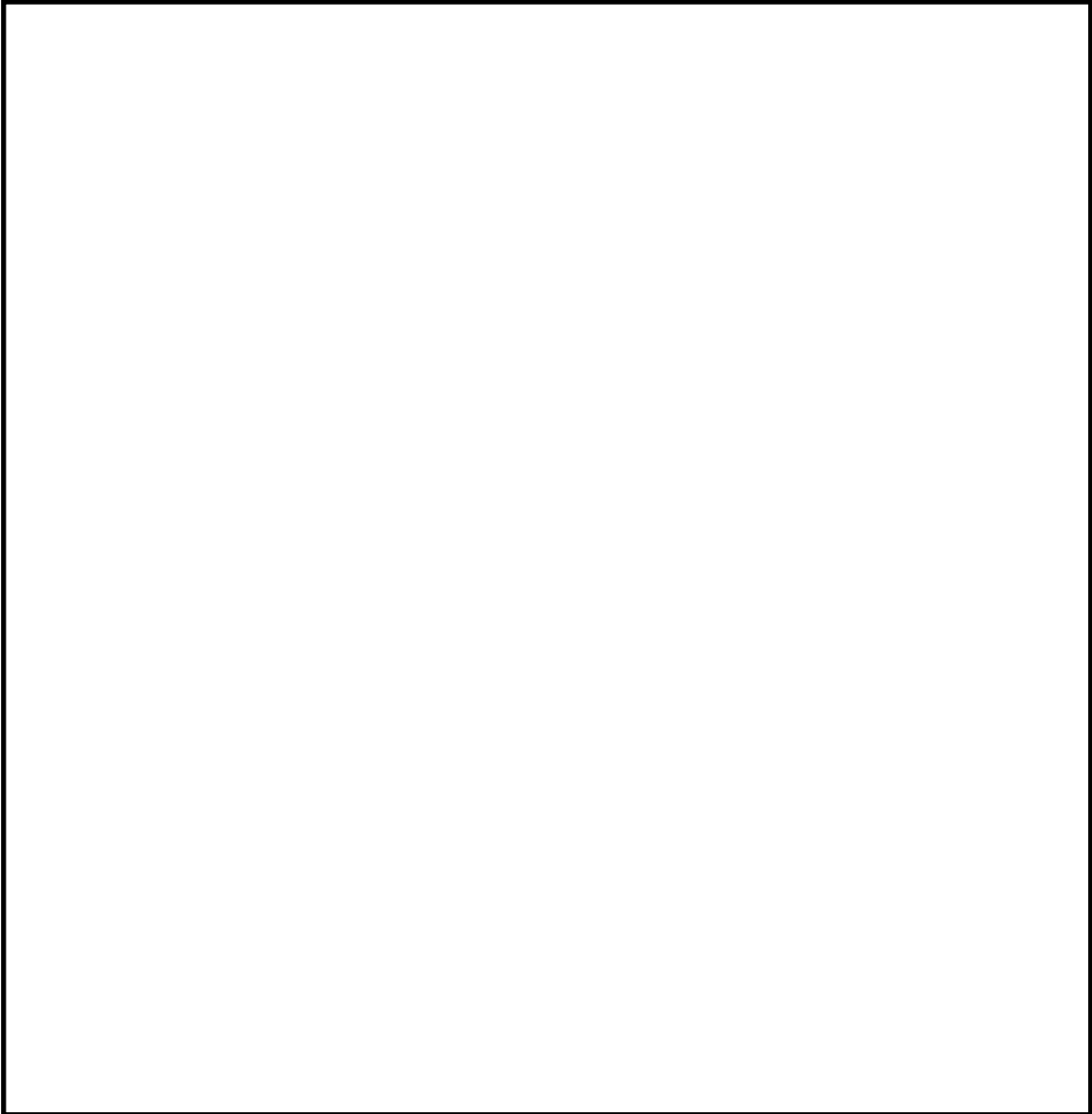
 は、営業秘密又は防護上観点から公開できません。



(原子炉建屋東側接続口又は原子炉建屋西側接続口への送水)


第 1.13-17 図 ホース敷設図（西側淡水貯水設備を水源とした可搬型代替注水
中型ポンプによる送水）（2/2）

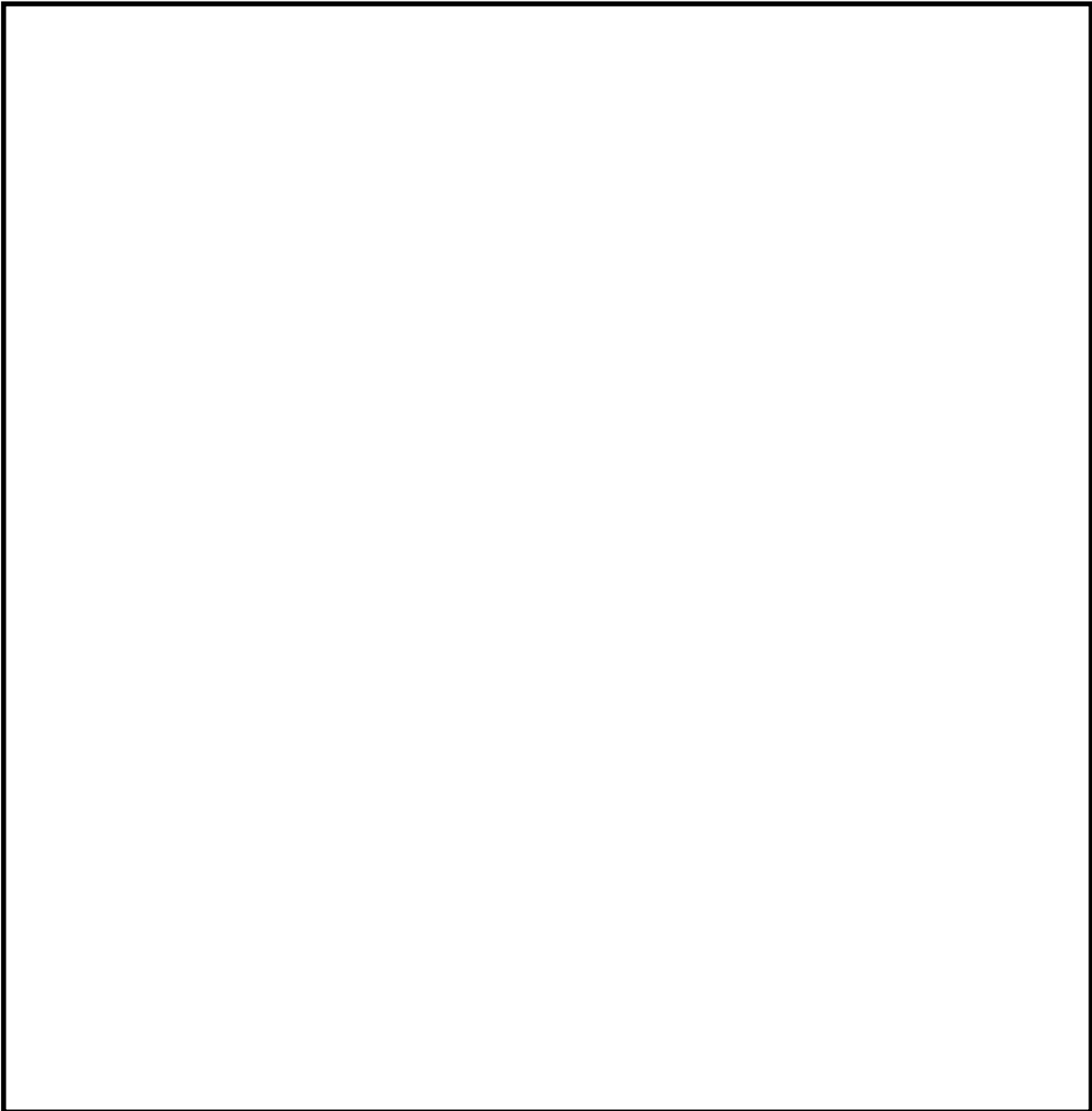
 は、営業秘密又は防護上観点から公開できません。



(原子炉建屋東側接続口又は原子炉建屋西側接続口への送水)


第 1.13-18 図 ホース敷設図 (代替淡水貯槽を水源とした可搬型代替注水
大型ポンプによる送水) (1/2)

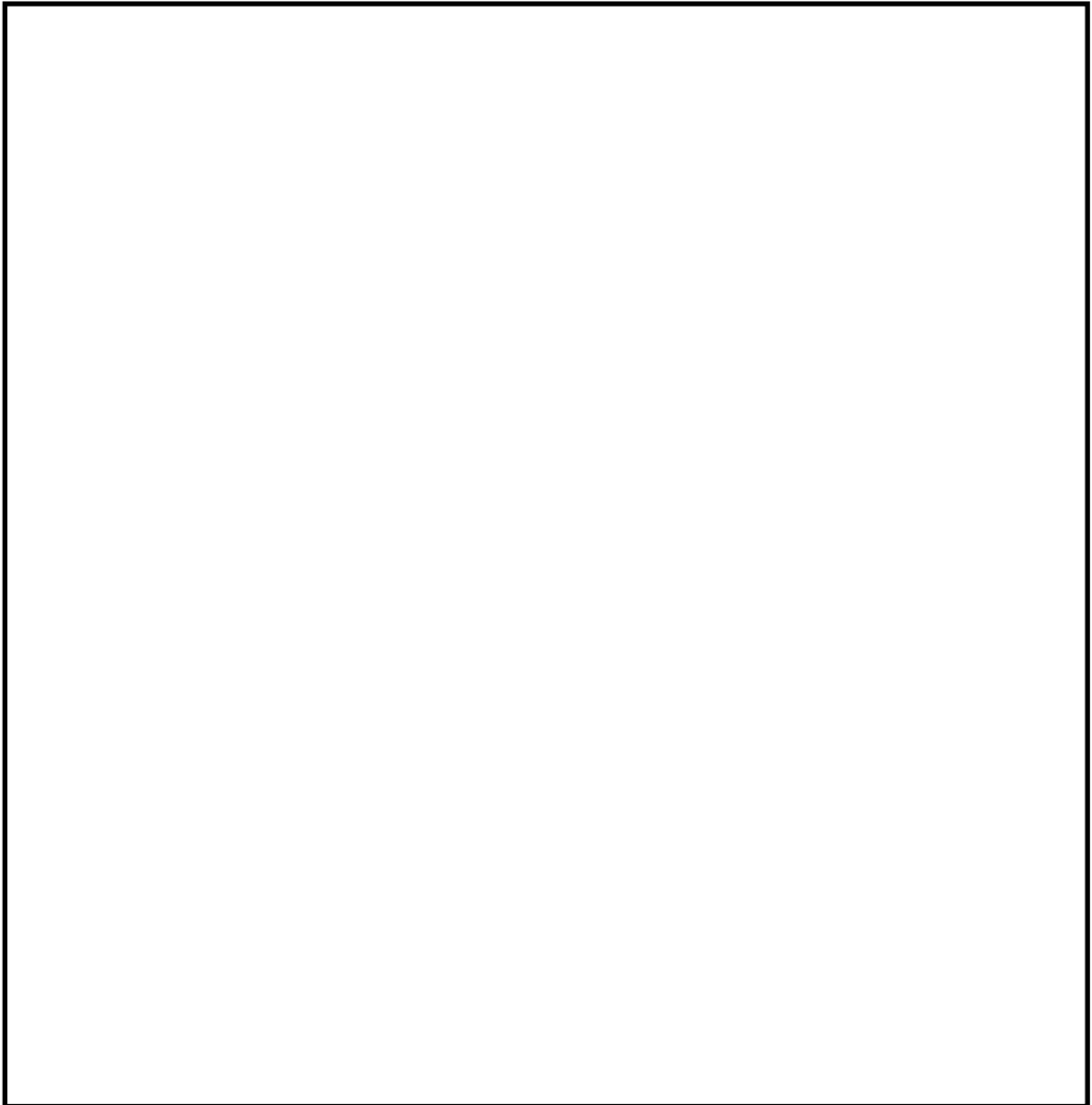
 は、営業秘密又は防護上観点から公開できません。



(高所東側接続口又は高所西側接続口への送水)


第 1.13-18 図 ホース敷設図 (代替淡水貯槽を水源とした可搬型代替注水
大型ポンプによる送水) (2/2)

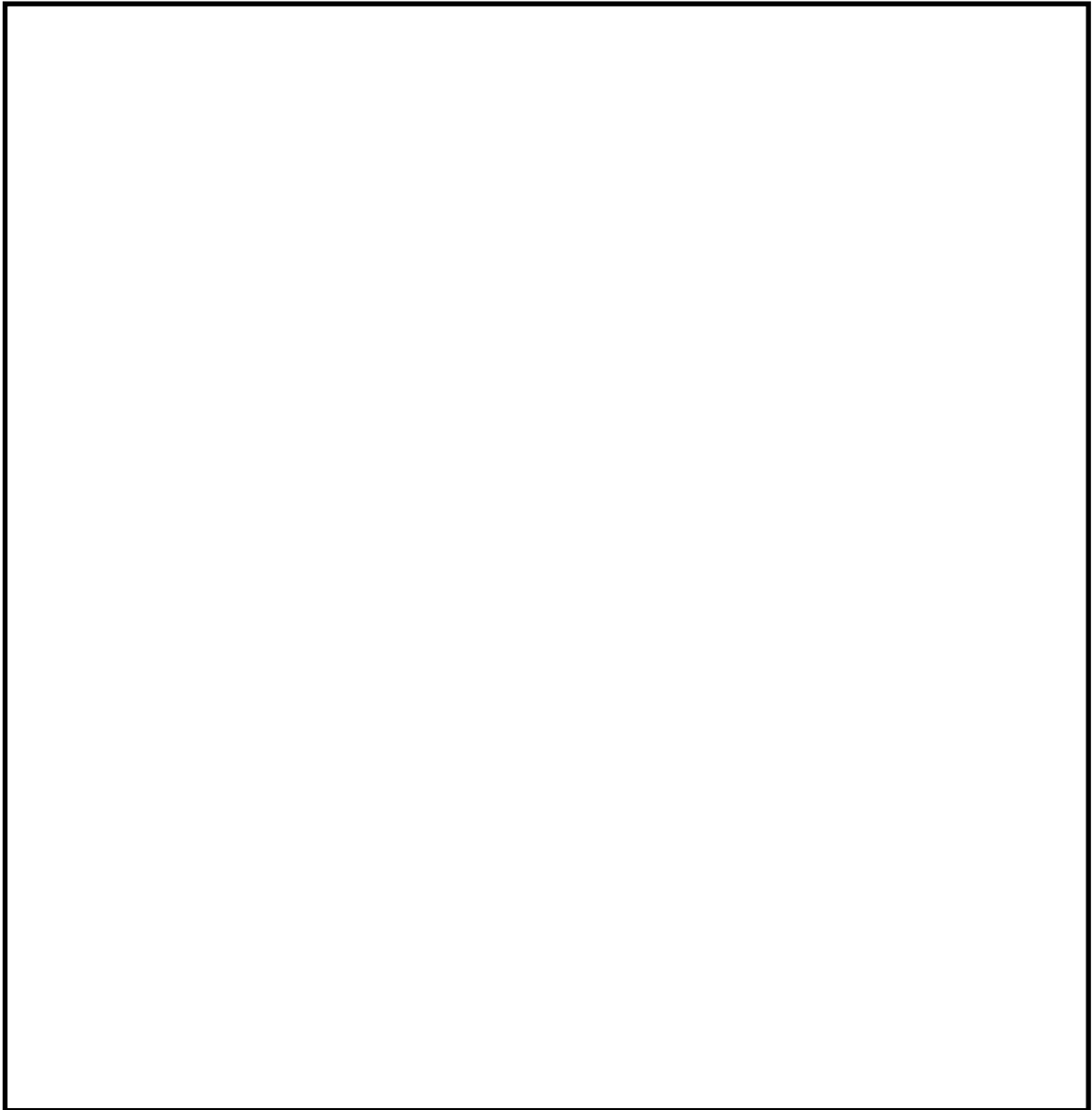
 は、営業秘密又は防護上観点から公開できません。



(原子炉建屋東側接続口又は原子炉建屋西側接続口への送水)


第 1.13-19 図 ホース敷設図 (海を水源とした可搬型代替注水大型ポンプによる送水) (1/2)

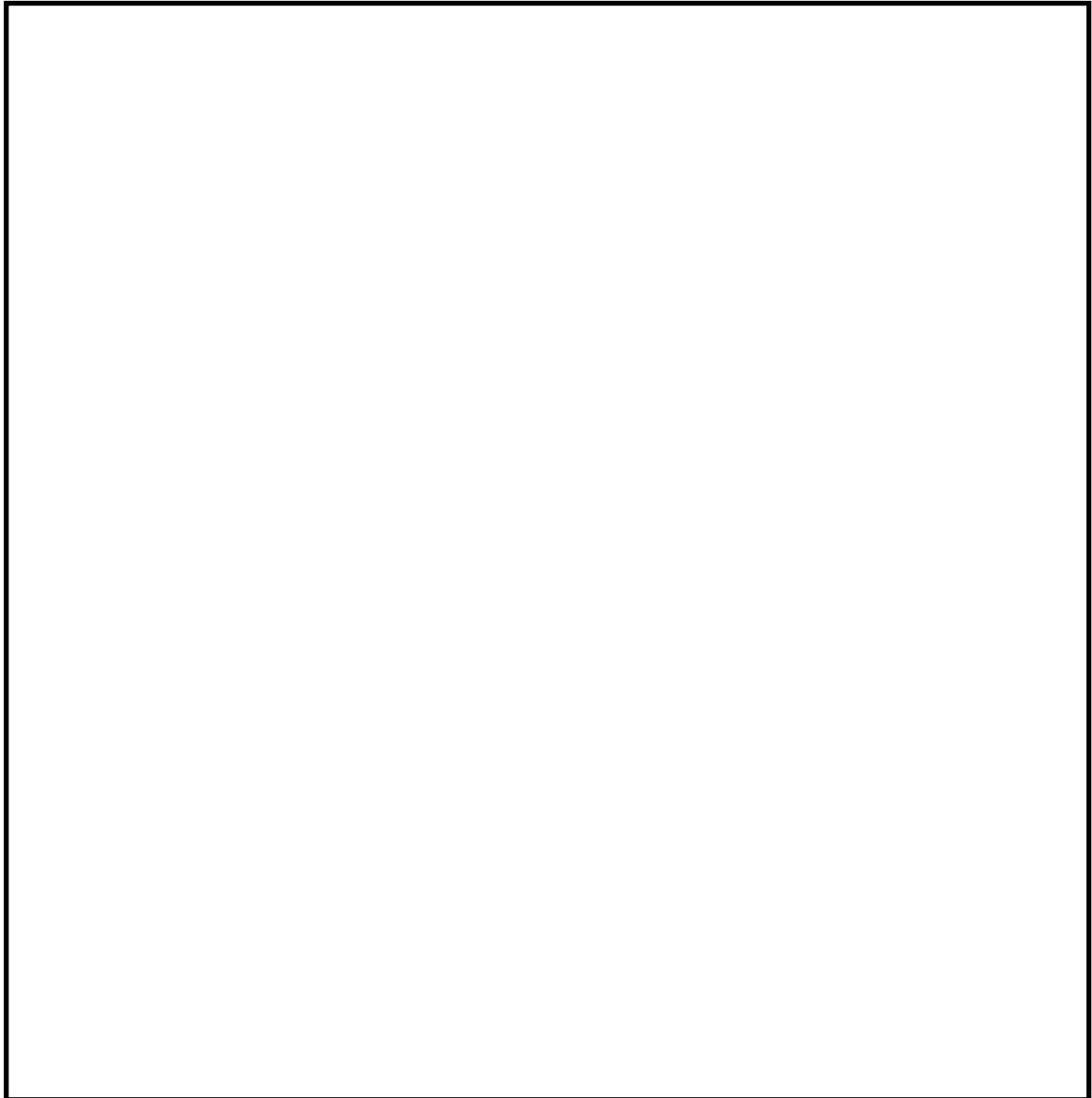
 は、営業秘密又は防護上観点から公開できません。



(高所東側接続口又は高所西側接続口への送水)


第 1.13-19 図 ホース敷設図 (海を水源とした可搬型代替注水大型ポンプによる送水) (2/2)

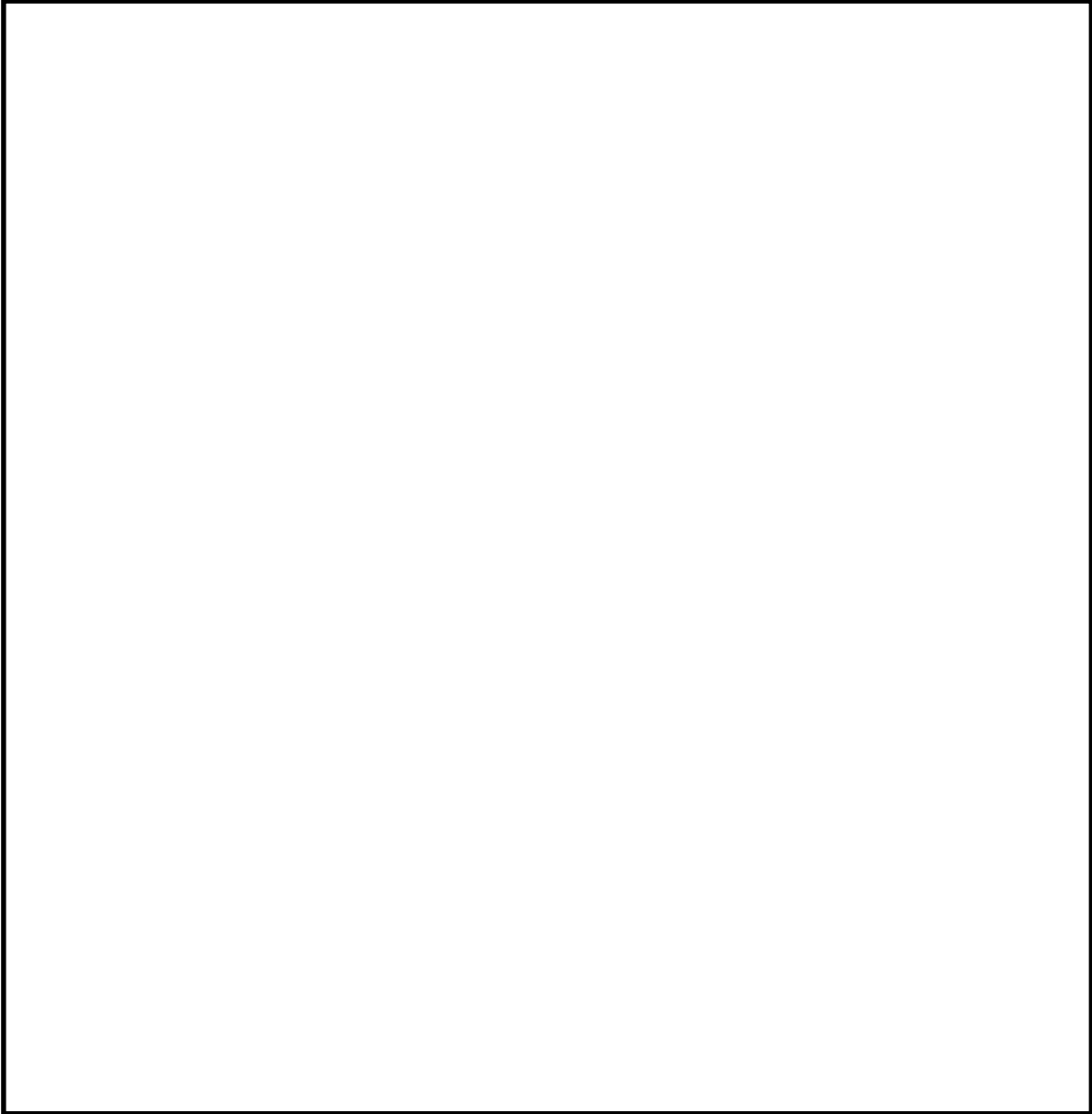
 は、営業秘密又は防護上観点から公開できません。



(フィルタ装置スクラビング水補給ライン接続口への送水)


第 1.13-20 図 ホース敷設図 (西側淡水貯水設備を水源とした可搬型代替注水中型ポンプによる送水)

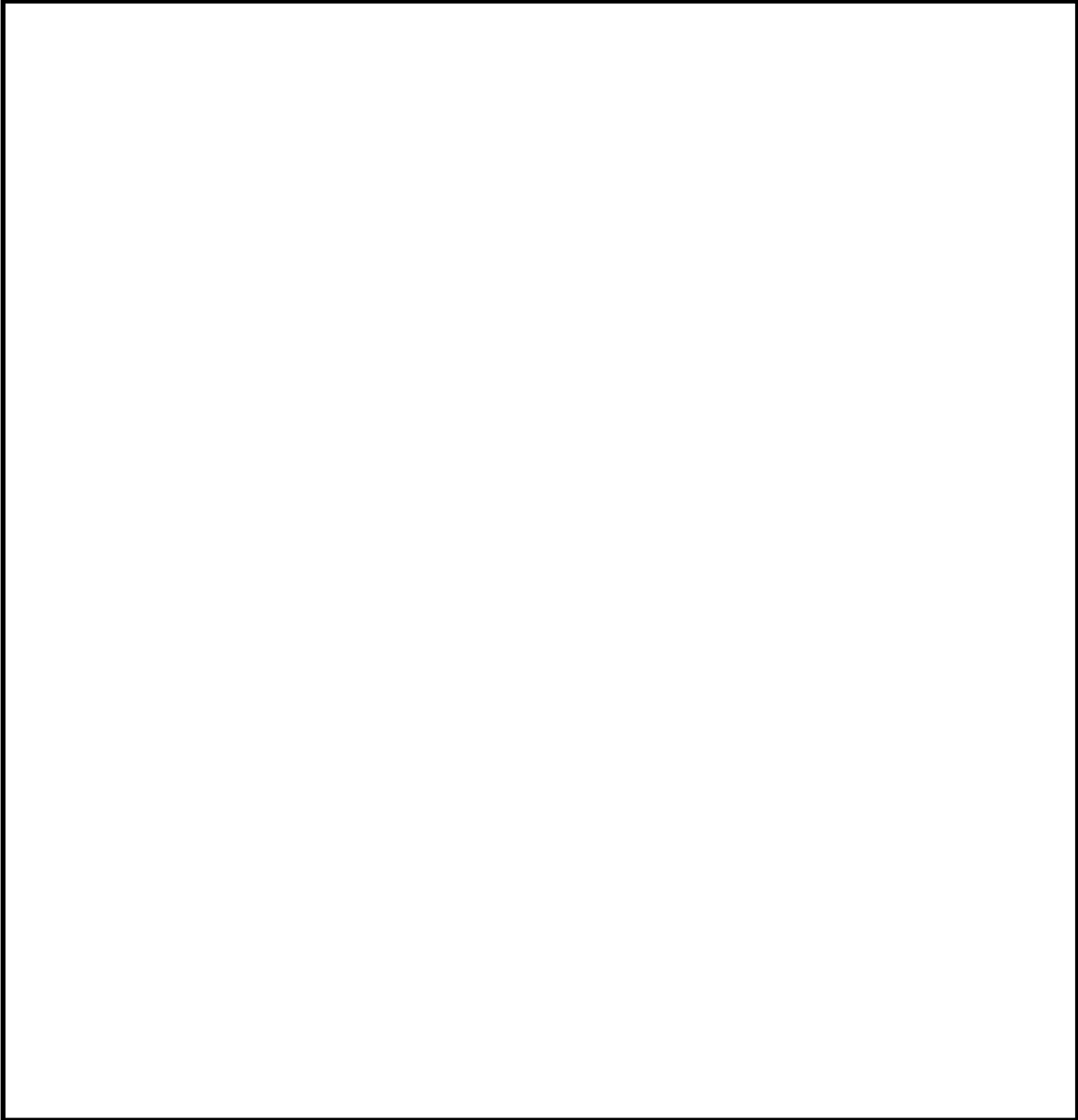
 は、営業秘密又は防護上観点から公開できません。



(フィルタ装置スクラビング水補給ライン接続口への送水)


第 1.13-21 図 ホース敷設図 (代替淡水貯槽を水源とした可搬型代替注水
大型ポンプによる送水)

 は、営業秘密又は防護上観点から公開できません。




(フィルタ装置スクラビング水補給ライン接続口への送水)

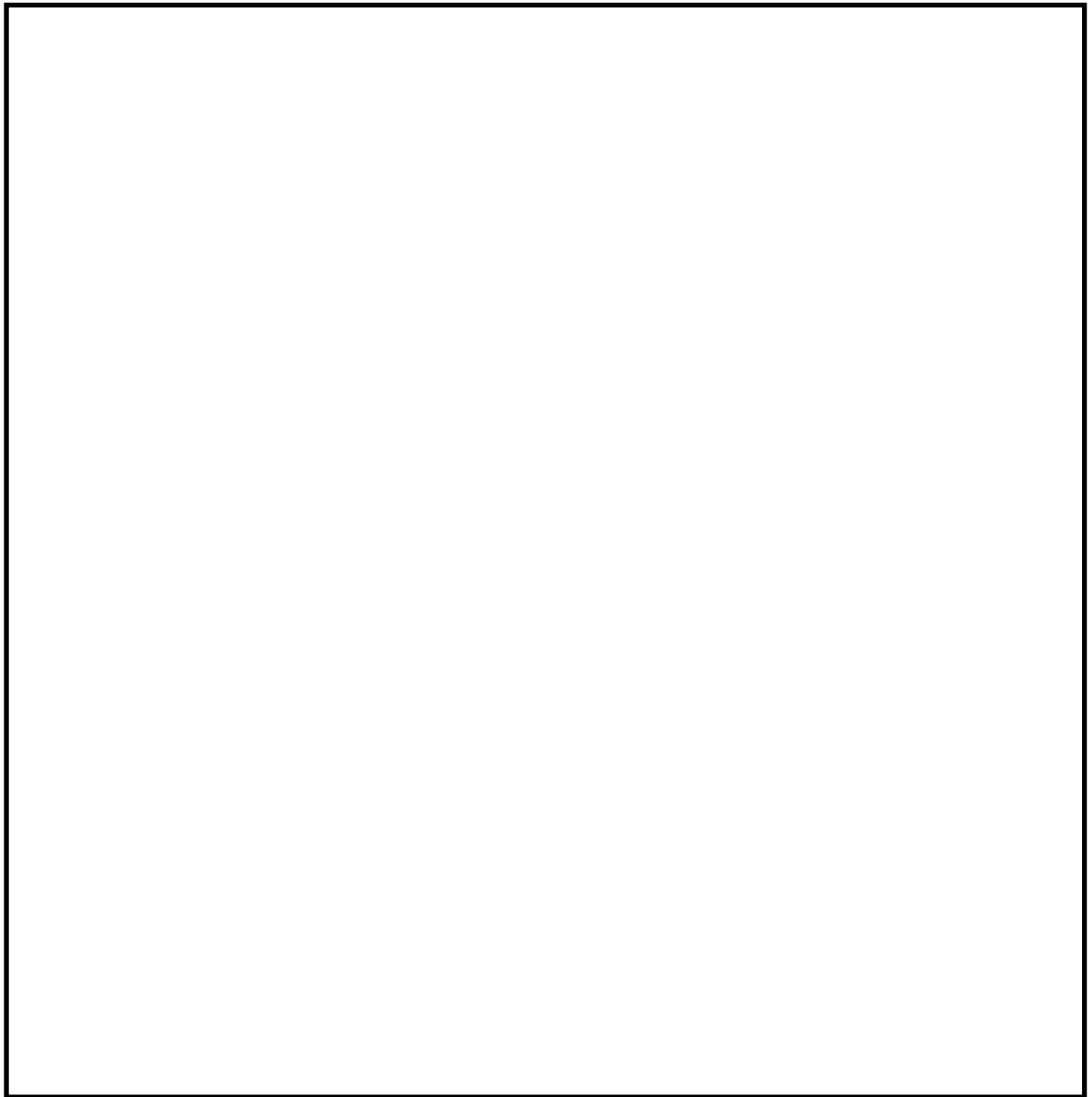
第 1.13-22 図 ホース敷設図 (淡水タンクを水源とした可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる送水)

 は、営業秘密又は防護上観点から公開できません。




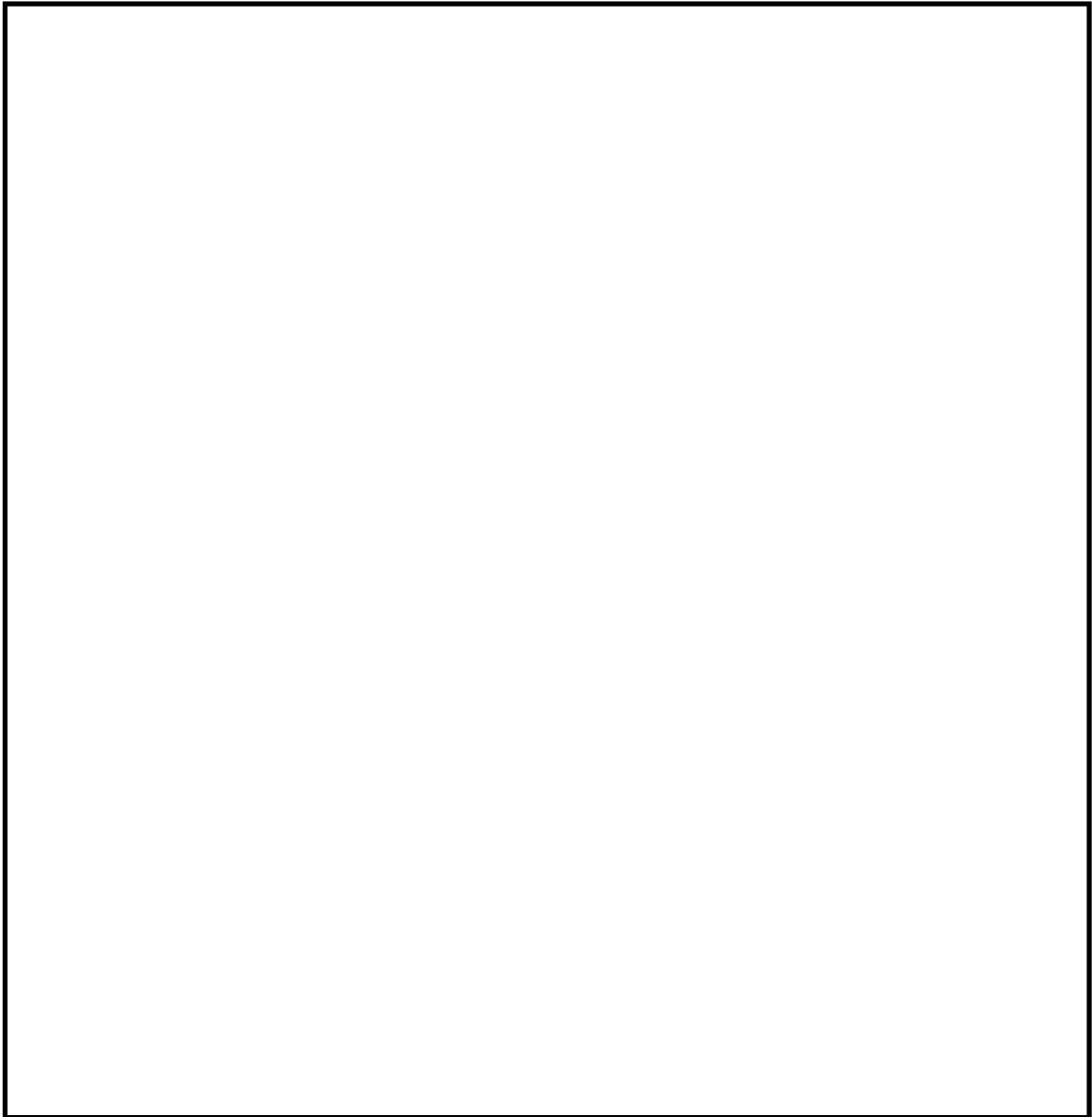
第 1.13-23 図 ホース敷設図（西側淡水貯水設備を水源とした可搬型代替注水中型ポンプによる代替淡水貯槽への補給）

 は、営業秘密又は防護上観点から公開できません。




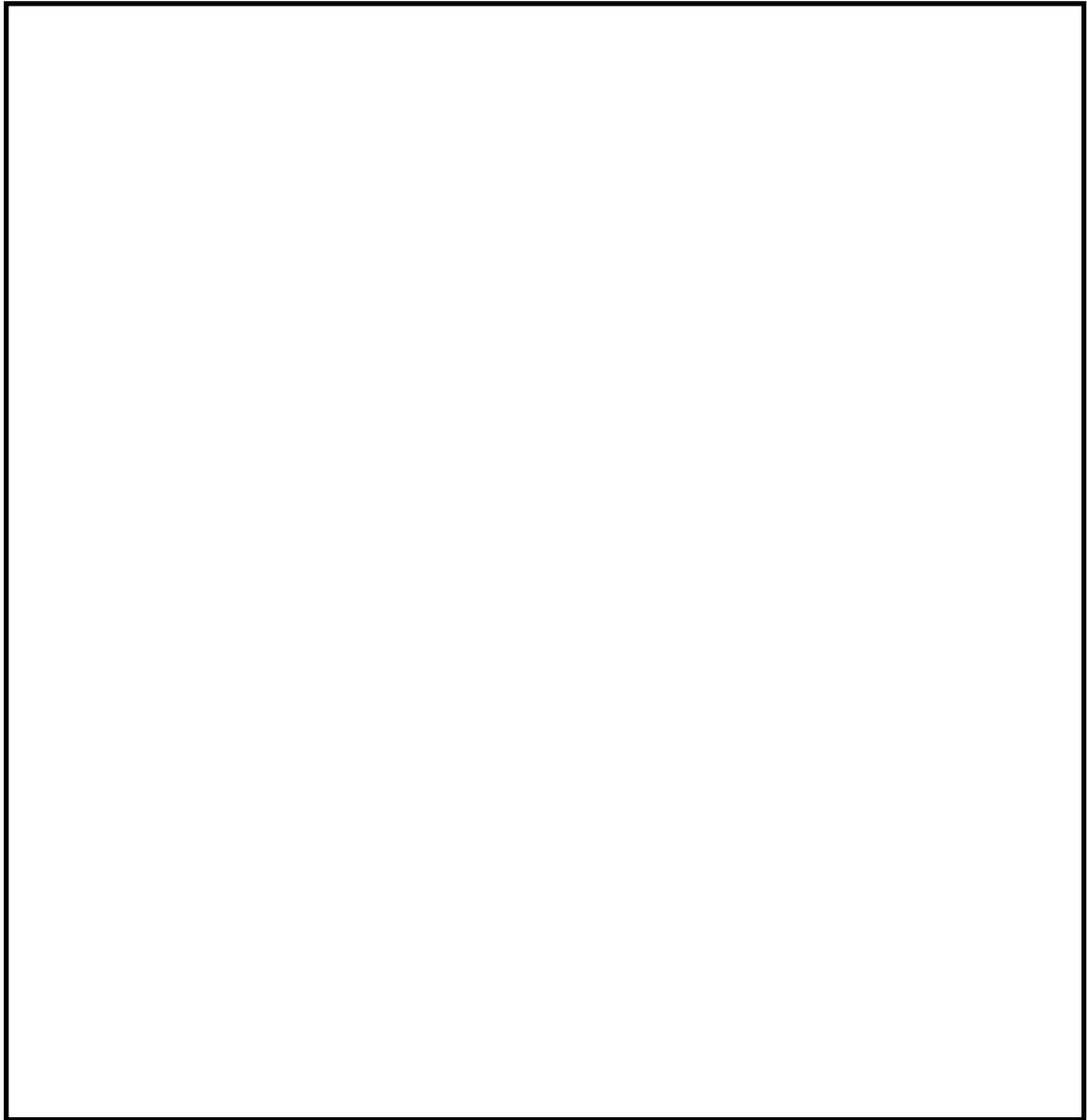
第 1.13-24 図 ホース敷設図（淡水タンクを水源とした可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる代替淡水貯槽への補給）

 は、営業秘密又は防護上観点から公開できません。




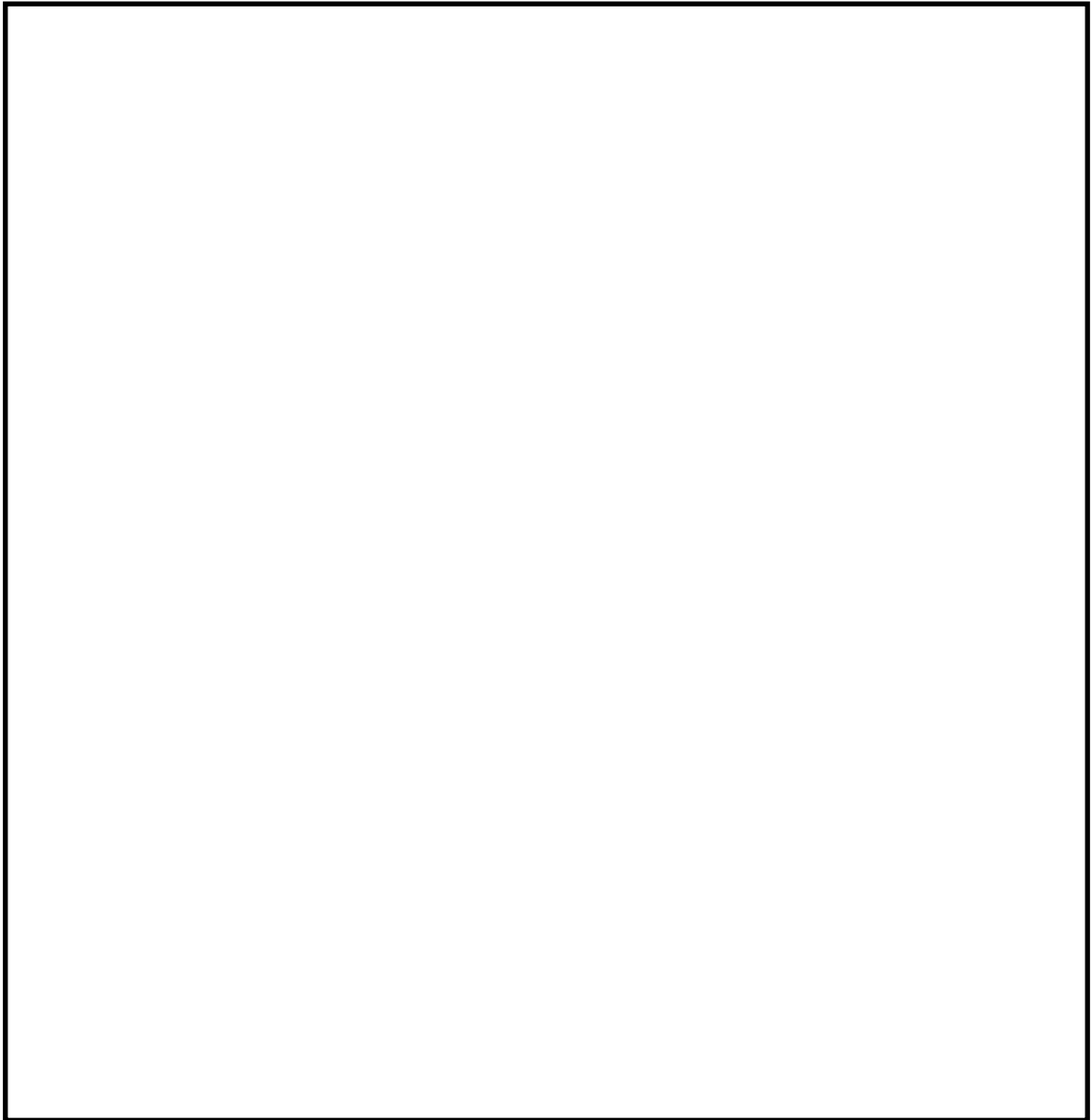
第 1.13-25 図 ホース敷設図（海を水源とした可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプによる代替淡水貯槽への補給）

 は、営業秘密又は防護上観点から公開できません。




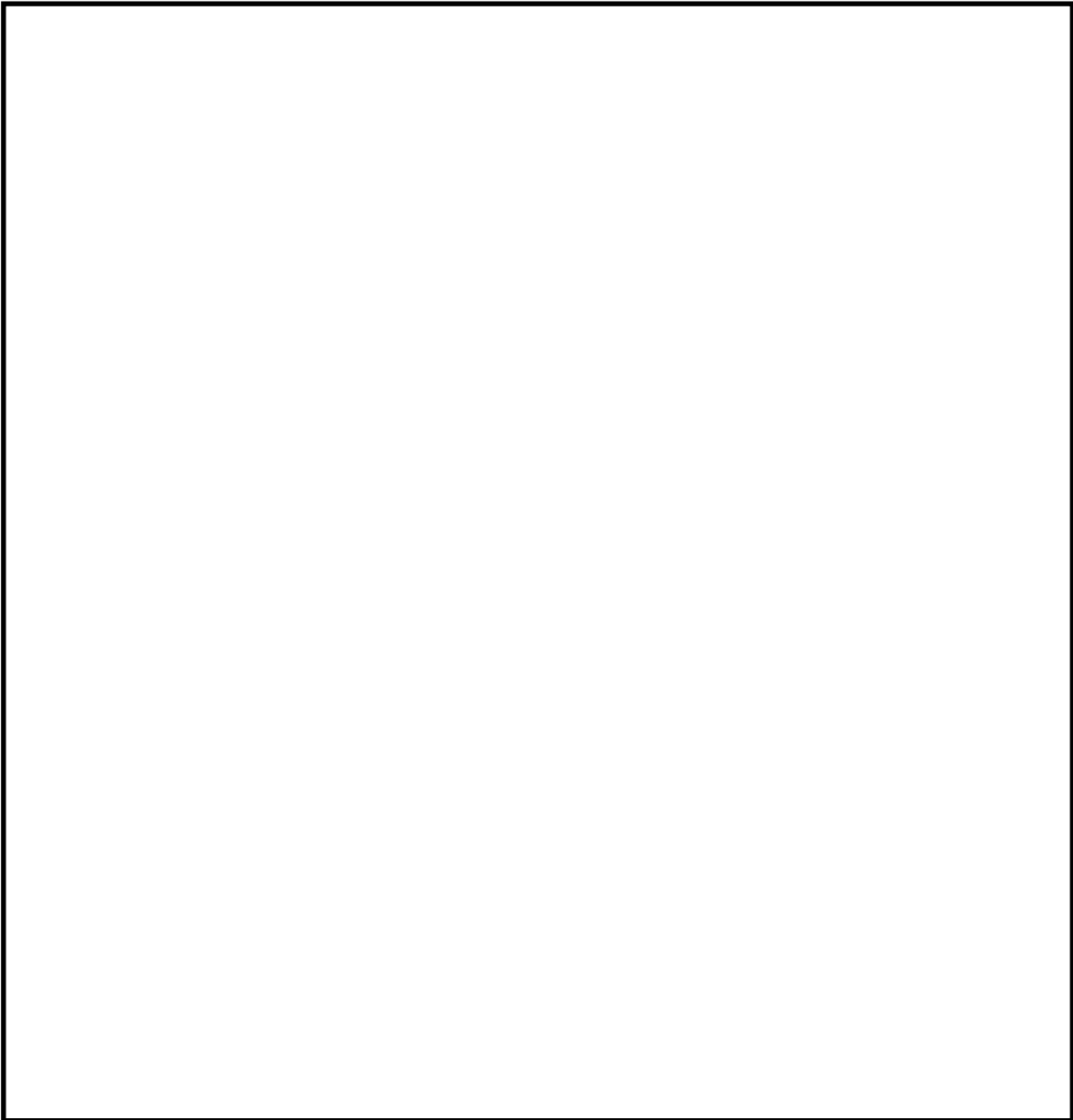
第 1.13-26 図 ホース敷設図（代替淡水貯槽を水源とした可搬型代替注水大型ポンプによる西側淡水貯水設備への補給）

 は、営業秘密又は防護上観点から公開できません。




第 1.13-27 図 ホース敷設図（淡水タンクを水源とした可搬型代替注水大型ポンプによる西側淡水貯水設備への補給）

 は、営業秘密又は防護上観点から公開できません。



第 1.13-28 図 ホース敷設図（海を水源とした可搬型代替注水大型ポンプ
による西側淡水貯水設備への補給）

 は、営業秘密又は防護上観点から公開できません。

1.14 電源の確保に関する手順等

記述は、令和元年7月24日付け原規規発第1907243号をもって設置変更許可を受けた東海第二発電所の発電用原子炉設置変更許可申請書の添付書類十追補 1 の記述のうち、「1.14 電源の確保に関する手順等」の記載内容に同じ。ただし、「1.14.1(2) a. 代替電源（交流）による対応手段及び設備」，「1.14.1(2) b. 代替電源（直流）による対応手段及び設備」，「1.14.1(2) c. 代替所内電気設備による対応手段及び設備」，「1.14.1(2) d. 非常用ディーゼル発電機機能喪失時の代替電源による対応手段及び設備」，「1.14.2.1(1) 代替交流電源設備による給電」，「1.14.2.2(1) 代替直流電源設備による給電」，「1.14.2.3 代替所内電気設備による対応手順」，「1.14.2.4(2) 非常用ディーゼル発電機機能喪失時の代替直流電源による給電」，「1.14.2.9 重大事故等時の対応手段の選択」，「第1.14.1－1表 機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順」，「第1.14.1－2表 重大事故等対処に係る監視計器」，「第1.14.1－1図 機能喪失原因対策分析（交流）」，「第1.14.1－2図 機能喪失原因対策分析（直流）」，「第1.14.1－4図 直流電源単線結線図（1/3）」，「第1.14.2.1－1図 EOP「交流/直流電源供給回復」における対応フロー」，「第1.14.2.1－8図 可搬型代替交流電源設備（可搬型代替低圧電源車接続盤（西側）又は（東側）接続）の起動並びにP/C 2C及びP/C 2D受電手順のタイムチャート」，「1.14.2.1－9図 可搬型代替交流電源設備（常用MCC（屋内開閉所）への接続）の起動並びにP/C 2C及びP/C 2D受電の概要図」，「1.14.2.1－10図 可搬型代替交流電源設備（常用MCC（屋内開閉所）への接続）の起動並びにP/C 2C及びP/C 2D受電手順のタイムチャート」，「第1.14.2.2－1図 所内常設直流電源設備によ

る非常用所内電気設備への給電手順の概要図」, 「第1.14.2.2-3図 所内常設直流電源設備（3系統目）による非常用所内電気設備への給電手順の概要図」, 「第1.14.2.2-4図 所内常設直流電源設備（3系統目）による非常用所内電気設備への給電手順のタイムチャート」, 「第1.14.2.2-5図 可搬型代替直流電源設備（可搬型代替交流電源車接続盤（西側）又は（東側）接続）による給電手順の概要図」, 「第1.14.2.2-6図 可搬型代替直流電源設備（可搬型代替交流電源車接続盤（西側）又は（東側）接続）による給電手順のタイムチャート」, 「第1.14.2.3-4図 可搬型代替交流電源設備（可搬型代替低圧電源車接続盤（西側）又は（東側）接続）の起動及び緊急用P/C受電の手順のタイムチャート」, 「第1.14.2.3-5図 常設代替直流電源設備による代替所内電気設備への給電の概要図」, 「第1.14.2.3-7図 所内常設直流電源設備（3系統目）による代替所内電気設備への給電の概要図」, 「第1.14.2.3-8図 所内常設直流電源設備（3系統目）による代替所内電気設備への給電のタイムチャート」, 「第1.14.2.3-9図 可搬型代替直流電源設備による代替所内電気設備への給電の概要図」, 「第1.14.2.3-10図 可搬型代替直流電源設備による代替所内電気設備への給電手順のタイムチャート」及び「第1.14.2.8-1図 重大事故等発生時の対応手段選択フローチャート（3/3）」に係る記述を以下のとおり変更する。

1.14.1 対応手段と設備の選定

(2) 対応手段と設備の選定の結果

a. 代替電源（交流）による対応手段及び設備

(a) 代替交流電源設備による給電

設計基準事故対処設備である非常用交流電源設備の故障により非常用高圧母線2C・2D・HPCSへの給電ができない場合は、代替交

流電源設備による給電にて炉心の著しい損傷等を防止するために必要な電力を確保する。

i) 常設代替交流電源設備による給電

常設代替交流電源設備から非常用所内電気設備及び代替所内電気設備へ給電する手段がある。

常設代替交流電源設備による給電で使用する設備は以下のとおり。単線結線図を第1.14.1-3図に示す。

- ・ 常設代替高圧電源装置
- ・ 常設代替高圧電源装置燃料移送系配管・弁
- ・ 常設代替高圧電源装置～緊急用M/C～M/C 2C及び2D電路
- ・ 緊急用M/C～緊急用モータコントロールセンタ（以下「MCC」という。）電路
- ・ 燃料給油設備

ii) 緊急時対策室建屋ガスタービン発電機による給電

緊急時対策室建屋ガスタービン発電機から非常用所内電気設備へ給電する手段がある。

緊急時対策室建屋ガスタービン発電機による給電で使用する設備は以下のとおり。単線結線図を第1.14.1-3図に示す。

- ・ 緊急時対策室建屋ガスタービン発電機
- ・ 緊急時対策室建屋ガスタービン発電機用燃料タンク
- ・ 緊急時対策室建屋ガスタービン発電機用燃料移送ポンプ
- ・ 緊急時対策室建屋ガスタービン発電機用燃料移送系配管・弁
- ・ 緊急時対策室建屋ガスタービン発電機～パワーセンタ（以下「P/C」という。）2D電路

iii) 可搬型代替交流電源設備による給電

可搬型代替交流電源設備を非常用所内電気設備に接続し、給電する手段がある。

可搬型代替交流電源設備による給電で使用する設備は以下のとおり。単線結線図を第1.14.1-3図に示す。

- ・可搬型代替低圧電源車
- ・可搬型代替低圧電源車～可搬型代替低圧電源車接続盤（西側）
又は（東側）～P/C 2C及びP/C 2D電路
- ・可搬型代替低圧電源車～常用MCC（屋内開閉所）～P/C 2D電路
- ・燃料給油設備

(b) 重大事故等対処設備と自主対策設備

常設代替交流電源設備による給電で使用する設備のうち、常設代替高圧電源装置、常設代替高圧電源装置～緊急用M/C～M/C 2C及び2D電路、緊急用M/C～緊急用MCC電路、常設代替高圧電源装置燃料移送系配管・弁及び燃料給油設備は重大事故等対処設備として位置付ける。

可搬型代替交流電源設備による給電で使用する設備のうち、可搬型代替低圧電源車、可搬型代替低圧電源車～可搬型代替低圧電源車接続盤（西側）又は（東側）～P/C 2C及びP/C 2D電路、並びに燃料給油設備は重大事故等対処設備として位置付ける。

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全て網羅されている。

以上の重大事故等対処設備により、設計基準事故対処設備の故障

で交流電源が喪失した場合においても、炉心の著しい損傷等を防止するために必要な電力を確保できる。

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、自主対策設備として位置付ける。あわせて、その理由を示す。

- ・ 緊急時対策室建屋ガスタービン発電機，緊急時対策室建屋ガスタービン発電機用燃料タンク，緊急時対策室建屋ガスタービン発電機用燃料移送ポンプ，緊急時対策室建屋ガスタービン発電機用燃料移送系配管・弁及び緊急時対策室建屋ガスタービン発電機～P / C 2 D 電路

耐震性は確保されていないが、緊急時対策室建屋ガスタービン発電機等が健全である場合において、重大事故等の対処に必要な電源を確保するための手段として有効である。

- ・ 可搬型代替低圧電源車～常用MCC（屋内開閉所）～P / C 2 D 電路

耐震性は確保されていないが、電路が健全である場合において、重大事故等の対処に必要な電源を確保するための手段として有効である。

b. 代替電源（直流）による対応手段及び設備

(a) 代替直流電源設備による給電

設計基準事故対処設備である非常用交流電源設備の故障により充電器を経由した直流設備への給電ができない場合は、代替直流電源設備による給電にて炉心の著しい損傷等を防止するために必要な電力を確保する。

i) 所内常設直流電源設備による給電

非常用交流電源設備の故障により直流125V充電器A・Bを経由した直流設備への給電ができない場合は、常設代替交流電源設備又は可搬型代替交流電源設備による給電を開始するまでの間、所内常設直流電源設備により24時間にわたり直流設備へ給電する手段がある。

所内常設直流電源設備による非常用所内電気設備への給電で使用する設備は以下のとおり。単線結線図を第1.14.1-4図に示す。

- ・ 125V系蓄電池A系
- ・ 125V系蓄電池B系
- ・ 125V系蓄電池A系～直流125V主母線盤2A電路
- ・ 125V系蓄電池B系～直流125V主母線盤2B電路

ii) 所内常設直流電源設備（3系統目）による給電

非常用交流電源設備の故障時に可搬型直流電源設備等の準備が完了するまでに、直流125V主母線電圧が所内常設直流電源設備の枯渇等により許容最低電圧値以上を維持できない場合、所内常設直流電源設備（3系統目）により24時間にわたり直流設備へ給電する手段がある。

所内常設直流電源設備（3系統目）による給電に使用する設備は以下のとおり。単線結線図を第1.14.1-4図に示す。

- ・ 125V系蓄電池（3系統目）
- ・ 125V系蓄電池（3系統目）～直流125V主母線盤2A及び2B電路

iii) 可搬型代替直流電源設備による非常用所内電気設備への給電

非常用交流電源設備の故障、所内常設直流電源設備及び所内常設直流電源設備（3系統目）の蓄電池の枯渇等により直流設備への給電ができない場合は、可搬型代替低圧電源車及び可搬型整流器を組み合わせた可搬型代替直流電源設備により直流設備へ給電する手段

がある。

可搬型代替直流電源設備による非常用所内電気設備への給電で使用する設備は以下のとおり。単線結線図を第1.14.1-4図に示す。

- ・可搬型代替低圧電源車
- ・可搬型整流器
- ・可搬型代替低圧電源車～可搬型代替低圧電源車接続盤（西側）及び（東側）～可搬型整流器～直流125V主母線盤2 A及び2 B 電路
- ・燃料給油設備

(b) 重大事故等対処設備と自主対策設備

所内常設直流電源設備による給電で使用する設備のうち、125V系蓄電池A系、125V系蓄電池B系、125V系蓄電池A系～直流125V主母線盤2 A 電路及び125V系蓄電池B系～直流125V主母線盤2 B 電路は重大事故等対処設備として位置付ける。

所内常設直流電源設備（3系統目）による給電で使用する設備のうち、125V系蓄電池（3系統目）及び125V系蓄電池（3系統目）～直流125V主母線盤2 A及び2 B 電路は重大事故等対処設備として位置付ける。

可搬型代替直流電源設備による給電で使用する設備のうち、可搬型代替低圧電源車、可搬型整流器、可搬型代替低圧電源車～可搬型代替低圧電源車接続盤（西側）及び（東側）～可搬型整流器～直流125V主母線盤2 A及び2 B 電路並びに燃料給油設備は重大事故等対処設備として位置付ける。

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全て網羅されている。

以上の重大事故等対処設備により、設計基準事故対処設備の故障で

直流電源が喪失した場合においても、炉心の著しい損傷等を防止するために必要な電力を確保できる。

c. 代替所内電気設備による対応手段及び設備

(a) 代替所内電気設備による給電

設計基準事故対処設備である非常用所内電気設備の機能が喪失し、必要な設備へ給電できない場合又は代替所内電気設備に接続する重大事故等対処設備が必要な場合は、代替所内電気設備にて電路を確保し、常設代替交流電源設備、可搬型代替交流電源設備、常設代替直流電源設備、所内常設直流電源設備（3系統目）又は可搬型代替直流電源設備から給電する手段がある。

なお、非常用所内電気設備及び代替所内電気設備は、重大事故等が発生した場合において、共通要因で同時に機能を喪失することなく、少なくとも一系統は機能の維持及び人の接近性を確保する設計とする。

代替電源設備による代替所内電気設備への給電で使用する設備は以下のとおり。単線結線図を第1.14.1-3図及び第1.14.1-4図に示す。

- ・ 緊急用M/C
- ・ 緊急用P/C
- ・ 緊急用M C C
- ・ 緊急用電源切替盤
- ・ 緊急用125V系蓄電池
- ・ 緊急用直流125V主母線盤
- ・ 緊急用125V系蓄電池～緊急用直流125V主母線盤電路

(b) 重大事故等対処設備と自主対策設備

代替電源設備による代替所内電気設備への給電で使用する設備のうち、緊急用M/C、緊急用P/C、緊急用M C C、緊急用電源切替盤、

緊急用125V系蓄電池，緊急用直流125V主母線盤及び緊急用125V蓄電池～緊急用直流125V主母線盤電路は重大事故等対処設備と位置付ける。

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全て網羅されている。

以上の重大事故等対処設備により，設計基準事故対処設備である非常用所内電気設備が機能喪失した場合においても，炉心の著しい損傷等を防止するために必要な電力を確保できる。

d. 非常用ディーゼル発電機機能喪失時の代替電源による対応手段及び設備

(a) 非常用ディーゼル発電機機能喪失時の代替交流電源による給電

設計基準事故対処設備である非常用ディーゼル発電機の故障によりM/C 2C及び2Dへの給電ができない場合は，代替交流電源設備による給電にて炉心の著しい損傷等を防止するために必要な電力を確保する。

i) 常設代替交流電源設備による非常用高圧母線への給電

常設代替交流電源設備からM/C 2C・2D及び代替所内電気設備へ給電する手段がある。

常設代替交流電源設備による給電で使用する設備は以下のとおり。
単線結線図を第1.14.1-3図に示す。

- ・ 常設代替高圧電源装置
- ・ 常設代替高圧電源装置燃料移送系配管・弁
- ・ 常設代替高圧電源装置～緊急用M/C～M/C 2C及び2D電路
- ・ 緊急用M/C～緊急用MCC電路
- ・ 燃料給油設備

ii) 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機による非常用高圧母線への給電

HPCS D/GからM/C 2C (又は2D) へ給電する手段がある。

HPCS D/GによるM/C 2C (又は2D) への給電で使用する設備は以下のとおり。単線結線図を第1.14.1-3図に示す。

- ・ HPCS D/G
- ・ 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機燃料油デイトンク
- ・ M/C HPCS
- ・ M/C 2E
- ・ HPCS D/G～M/C HPCS～M/C 2E～M/C 2C及び2D電路
- ・ 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水ポンプ
- ・ 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水ポンプ～HPCS D/G流路
- ・ 軽油貯蔵タンク
- ・ 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機燃料移送ポンプ
- ・ 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機燃料移送系配管・弁

iii) 緊急時対策室建屋ガスタービン発電機による非常用低圧母線への給電

緊急時対策室建屋ガスタービン発電機からP/C 2Dへ給電する手段がある。

緊急時対策室建屋ガスタービン発電機によるP/C 2Dへの給電で使用する設備は以下のとおり。単線結線図を第1.14.1-3図に示す。

- ・ 緊急時対策室建屋ガスタービン発電機
- ・ 緊急時対策室建屋ガスタービン発電機用燃料タンク
- ・ 緊急時対策室建屋ガスタービン発電機用燃料移送ポンプ
- ・ 緊急時対策室建屋ガスタービン発電機用燃料移送系配管・弁
- ・ 緊急時対策室建屋ガスタービン発電機～P/C 2D 電路

iv) 可搬型代替交流電源設備による非常用低圧母線への給電

可搬型代替交流電源設備を非常用所内電気設備に接続し、P/C 2C・2Dへ給電する手段がある。

可搬型代替交流電源設備による給電で使用する設備は以下のとおり。単線結線図を第1.14.1-3図に示す。

- ・ 可搬型代替低圧電源車
- ・ 可搬型代替低圧電源車～可搬型代替低圧電源車接続盤（西側）
又は（東側）～P/C 2C及び2D電路
- ・ 可搬型代替低圧電源車～常用MCC（屋内開閉所）～P/C
2D電路
- ・ 燃料給油設備

(b) 非常用ディーゼル発電機機能喪失時の代替直流電源による給電

設計基準事故対処設備である非常用ディーゼル発電機の故障により充電器を経由した直流設備への給電ができない場合は、代替直流電源設備による給電にて炉心の著しい損傷等を防止するために必要な電力を確保する。

i) 所内常設直流電源設備による直流125V主母線盤への給電

非常用ディーゼル発電機の故障により直流125V充電器A・Bを経由した直流設備への給電ができない場合は、常設代替交流電源設備又は可搬型代替交流電源設備による給電を開始するまでの間、所内

常設直流電源設備により24時間にわたり直流設備へ給電する手段がある。

所内常設直流電源設備による直流125V主母線盤への給電で使用する設備は以下のとおり。単線結線図を第1.14.1-4図に示す。

- ・ 125V系蓄電池 A 系
 - ・ 125V系蓄電池 B 系
 - ・ 125V系蓄電池 A 系～直流125V主母線盤 2 A 電路
 - ・ 125V系蓄電池 B 系～直流125V主母線盤 2 B 電路
- ii) 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機による直流125V主母線盤への給電

非常用ディーゼル発電機の故障，所内常設直流電源設備の蓄電池の枯渇により直流設備への給電ができない場合は，H P C S D / G 及び直流125V予備充電器を組合わせて直流設備へ給電する手段がある。

H P C S D / G による直流125V主母線盤 2 A（又は 2 B）への給電で使用する設備は以下のとおり。

- ・ H P C S D / G
- ・ 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機燃料油デイトンク
- ・ M / C H P C S
- ・ M C C H P C S
- ・ 直流125V予備充電器
- ・ H P C S D / G ~ M / C H P C S ~ M C C H P C S ~ 直流125V予備充電器～直流125V主母線盤 2 A 及び 2 B 電路
- ・ 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水ポンプ
- ・ 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水ポンプ～H P C S

D/G 流路

- ・ 軽油貯蔵タンク
- ・ 高圧炉心スプレー系ディーゼル発電機燃料移送ポンプ
- ・ 高圧炉心スプレー系ディーゼル発電機燃料移送系配管・弁

iii) 所内常設直流電源設備（3系統目）による直流125V主母線盤への給電

非常用ディーゼル発電機の故障時に可搬型直流電源設備等の準備が完了するまでに、直流125V主母線電圧が所内常設直流電源設備の枯渇等により許容最低電圧値以上を維持できない場合、所内常設直流電源設備（3系統目）により24時間にわたり直流設備へ給電する手段がある。

所内常設直流電源設備（3系統目）による直流125V主母線盤への給電に使用する設備は以下のとおり。単線結線図を第1.14.1-4図に示す。

- ・ 125V系蓄電池（3系統目）
- ・ 125V系蓄電池（3系統目）～直流125V主母線盤2A及び2B電路

iv) 可搬型代替直流電源設備による直流125V主母線盤への給電

非常用ディーゼル発電機の故障、所内常設直流電源設備及び所内常設直流電源設備（3系統目）の蓄電池の枯渇等により直流設備への給電ができない場合は、可搬型代替低圧電源車及び可搬型整流器を組み合わせた可搬型代替直流電源設備により直流125V主母線盤2A（又は2B）へ給電する手段がある。

可搬型代替直流電源設備による直流125V主母線盤への給電で使用する設備は以下のとおり。単線結線図を第1.14.1-4図に示す。

- ・ 可搬型代替低圧電源車

- ・可搬型整流器
- ・可搬型代替低圧電源車～可搬型代替低圧電源車接続盤（西側）及び（東側）～可搬型整流器～直流125V主母線盤 2 A 及び 2 B 電路
- ・燃料給油設備

(c) 重大事故等対処設備と自主対策設備

常設代替交流電源設備による非常用高圧母線への給電で使用する設備のうち、常設代替高圧電源装置、常設代替高圧電源装置～M/C 2 C 及び 2 D 電路、常設代替高圧電源装置燃料移送系配管・弁並びに燃料給油設備は重大事故等対処設備として位置付ける。

高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機による非常用高圧母線への給電で使用する設備のうち、HPCS D/G、高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機燃料油デイトンク、M/C HPCS、HPCS D/G～M/C HPCS 電路、高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水ポンプ、高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水ポンプ～HPCS D/G、軽油貯蔵タンク、高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機燃料移送ポンプ及び高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機燃料移送系配管・弁は重大事故等対処設備として位置付ける。

可搬型代替交流電源設備による非常用低圧母線への給電で使用する設備のうち、可搬型代替低圧電源車、可搬型代替低圧電源車～可搬型代替低圧電源車接続盤（西側）及び（東側）～P/C 2 C 及び 2 D 電路並びに燃料給油設備は重大事故等対処設備として位置付ける。

所内常設直流電源設備による直流125V主母線盤への給電で使用する設備のうち、125V系蓄電池 A 系、125V系蓄電池 B 系、125V系蓄電池 A 系～直流125V主母線盤 2 A 電路及び125V系蓄電池 B 系～直流125V主母線盤 2 B 電路は重大事故等対処設備として位置付ける。

高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機による直流125V主母線盤への給電で使用する設備のうち、HPCS D/G, 125V系蓄電池HPCS, 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機燃料油デイトンク, M/C HPCS, MCC HPCS, HPCS D/G~M/C HPCS~MCC HPCS 電路, 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水ポンプ, 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水ポンプ~HPCS D/G 流路, 軽油貯蔵タンク, 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機燃料移送ポンプ及び高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機燃料移送系配管・弁は重大事故等対処設備として位置付ける。

所内常設直流電源設備（3系統目）による直流125V主母線盤への給電で使用する設備のうち、125V系蓄電池（3系統目）、125V系蓄電池（3系統目）～直流125V主母線盤2A及び2B電路は重大事故等対処設備として位置付ける。

可搬型代替直流電源設備による直流125V主母線盤への給電で使用する設備のうち、可搬型代替低圧電源車、可搬型整流器、可搬型代替低圧電源車～可搬型代替低圧電源車接続盤（西側）及び（東側）～可搬型整流器～直流125V主母線盤2A及び2B電路並びに燃料給油設備は重大事故等対処設備として位置付ける。

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全て網羅されている。

以上の重大事故等対処設備により、設計基準事故対処設備の故障で交流電源が喪失した場合においても、炉心の著しい損傷等を防止するために必要な電力を確保できる。

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、自主対策設備として位置付ける。あわせて、その理由を

示す。

- ・ M/C 2E, M/C HPCS ~ M/C 2E ~ M/C 2C 又は 2D 電路

耐震性は確保されていないが、M/C 2E を経由する電路の健全性が確認でき、HPCS D/G が健全であり、かつ高圧炉心スプレイ系ポンプの停止が可能な場合において、重大事故等の対処に必要な電源を確保するための手段として有効である。

- ・ 緊急時対策室建屋ガスタービン発電機、緊急時対策室建屋ガスタービン発電機用燃料タンク、緊急時対策室建屋ガスタービン発電機用燃料移送ポンプ、緊急時対策室建屋ガスタービン発電機用燃料移送系配管・弁及び緊急時対策室建屋ガスタービン発電機 ~ P/C 2D 電路

耐震性は確保されていないが、緊急時対策室建屋ガスタービン発電機等が健全である場合において、重大事故等の対処に必要な電源を確保するための手段として有効である。

- ・ 可搬型代替低圧電源車 ~ 常用 MCC (屋内開閉所) ~ P/C 2D 電路

耐震性は確保されていないが、電路が健全である場合において、重大事故等の対処に必要な電源を確保するための手段として有効である。

- ・ 直流125V予備充電器, MCC HPCS ~ 直流125V予備充電器 ~ 直流125V主母線盤 2A 及び 2B 電路

耐震性は確保されていないが、HPCS D/G が健全であり、かつ直流125V予備充電器を經由する電路の健全性が確認できた場

合において、重大事故等の対処に必要な直流電源を確保するための手段として有効である。

1.14.2 重大事故等時の手順

1.14.2.1 代替電源（交流）による対応手順

(1) 代替交流電源設備による給電

送電線及び開閉所が破損又は破損する可能性のある大規模自然災害が発生した場合、並びに外部電源、 $2C \cdot 2D$ D/G 及び $HPCS$ D/G による給電が見込めない場合に、発電用原子炉及び使用済燃料プールの冷却、原子炉格納容器内の冷却及び除熱に必要な M/C $2C$ （又は $2D$ ）の電源を復旧する。重大事故等対応は、非常用母線の $2C$ 又は $2D$ のいずれかの給電で行うことができるため、判断基準の明確化の観点から、 $2C$ を優先する手順としている。

M/C $2C$ （又は $2D$ ）受電操作完了後、直流125V充電器へ交流電源を供給する。

常設代替交流電源設備の起動操作を行い、常設代替交流電源設備による P/C $2C$ （又は $2D$ ）へ給電を行う。常設代替交流電源設備による給電ができない場合は、緊急時対策室建屋ガスタービン発電機による給電を行う。緊急時対策室建屋ガスタービン発電機による給電ができない場合は、可搬型代替交流電源設備（可搬型代替低圧電源車接続盤（西側）又は（東側）接続）による給電を行う。可搬型代替交流電源設備（可搬型代替低圧電源車接続盤（西側）又は（東側）接続）による給電ができない場合は、可搬型代替交流電源設備（常用 MCC （屋内開閉所）接続）による給電を行う。

代替交流電源設備による非常用所内電気設備への給電の優先順位は以

下のとおり。

1. 常設代替交流電源設備
2. 緊急時対策室建屋ガスタービン発電機
3. 可搬型代替交流電源設備（可搬型代替低圧電源車接続盤（西側）又は（東側）接続）
4. 可搬型代替交流電源設備（常用MCC（屋内開閉所）接続）

上記給電を継続するために常設代替交流電源設備である常設代替高圧電源装置又は可搬型代替交流電源設備である可搬型代替低圧電源車への燃料給油を実施する。燃料の給油手順については、「1.14.2.6 燃料の補給手順」にて整備する。

(a) 手順着手の判断基準

[常設代替高圧電源装置の起動及びM/C 2C又はM/C 2D受電準備開始の判断基準]

外部電源喪失，2C・2D・HPCS D/Gの機能喪失によりM/C 2C・2D・HPCSへ給電できない場合。

[緊急時対策室建屋ガスタービン発電機の起動及びP/C 2D受電準備開始の判断基準]

外部電源喪失及び2C・2D・HPCS D/Gの機能喪失により，M/C 2C・2Dの母線電圧が喪失している状態で，緊急時対策室建屋ガスタービン発電機の使用が可能な場合。

[可搬型代替交流電源設備（可搬型代替低圧電源車接続盤（西側）又は（東側）接続）の起動並びにP/C 2C及びP/C 2D受電準備開始の判断基準]

外部電源，2C・2D・HPCS D/G，常設代替高圧電源装置及び緊急時対策室建屋ガスタービン発電機による給電ができない

場合。

[可搬型代替交流電源設備（常用MCC（屋内開閉所）接続）の起動並びにP/C 2C及びP/C 2D受電準備開始の判断基準]

外部電源，2C・2D・HPCS D/G，常設代替高圧電源装置，緊急時対策室建屋ガスタービン発電機及び可搬型代替交流電源設備（可搬型代替低圧電源車接続盤（西側）及び（東側）接続）による給電ができない場合。

(b) 操作手順

[優先1. 常設代替高圧電源装置によるM/C 2C又はM/C 2D受電の場合]

常設代替高圧電源装置による代替所内電気設備を経由した非常用所内電気設備への給電手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第1.14.2.1-1図及び第1.14.2.1-2図に，概要図を第1.14.2.1-3図に，タイムチャートを第1.14.2.1-4図に示す。

[常設代替高圧電源装置（2台）の中央制御室からの起動]

①発電長は，手順着手の判断基準に基づき，運転員等に常設代替高圧電源装置（2台）の中央制御室からの起動を指示する。

②運転員等は，中央制御室にて常設代替高圧電源装置（2台）を起動し，発電長に常設代替高圧電源装置（2台）の中央制御室からの起動が完了したことを報告する。^{※1}

※1 中央制御室からの起動が完了した場合は操作手順⑦へ

[常設代替高圧電源装置（2台）の現場からの起動の場合]

③中央制御室からの起動に失敗した場合，発電長は，災害対策本部長代理に常設代替高圧電源装置（2台）の現場からの起動を依頼する。

- ④災害対策本部長代理は、重大事故等対応要員に常設代替高圧電源装置（2台）の現場からの起動を指示する。
- ⑤重大事故等対応要員は、屋外（常設代替高圧電源装置置場）にて常設代替高圧電源装置（2台）を起動し、災害対策本部長代理に常設代替高圧電源装置（2台）の起動が完了したことを報告する。
- ⑥災害対策本部長代理は、発電長に常設代替高圧電源装置（2台）の現場からの起動が完了したことを連絡する。

[代替所内電気設備受電]

- ⑦発電長は、運転員等に常設代替高圧電源装置（2台）による代替所内電気設備への給電開始を指示する。
- ⑧運転員等は、中央制御室にて緊急用M/Cの受電遮断器を「入」とし、緊急用M/Cを受電する。
- ⑨運転員等は、中央制御室にて緊急用M/Cへの給電を確認する。
- ⑩運転員等は、発電長に常設代替高圧電源装置（2台）による代替所内電気設備への給電が完了したことを報告する。

[常設代替高圧電源装置（3台）の中央制御室からの追加起動]

- ⑪発電長は、運転員等に常設代替高圧電源装置（3台）の中央制御室からの追加起動を指示する。
- ⑫運転員等は、中央制御室にて常設代替高圧電源装置（3台）を追加起動し、発電長に常設代替高圧電源装置（3台）の中央制御室からの追加起動が完了したことを報告する。^{※2}

※2 中央制御室からの起動が完了した場合は操作手順⑰へ

[常設代替高圧電源装置（3台）の現場からの追加起動の場合]

- ⑬中央制御室からの起動に失敗した場合、発電長は、災害対策本部長代理に常設代替高圧電源装置（3台）の現場からの追加起動を

依頼する。

- ⑭災害対策本部長代理は、重大事故等対応要員に常設代替高圧電源装置（3台）の現場からの追加起動を指示する。
- ⑮重大事故等対応要員は、屋外（常設代替高圧電源装置置場）にて常設代替高圧電源装置（3台）を追加起動し、災害対策本部長代理に常設代替高圧電源装置（3台）の追加起動が完了したことを報告する。
- ⑯災害対策本部長代理は、発電長に常設代替高圧電源装置（3台）の現場からの追加起動が完了したことを連絡する。
- ⑰発電長は、運転員等に常設代替高圧電源装置（5台）による緊急用M/Cを経由した非常用所内電気設備への給電開始を指示する。
- ⑱運転員等は、原子炉建屋附属棟内にてM/C 2C（又は2D）の受電前状態において異臭・発煙・破損・保護装置の動作等異常がないことを外観点検により確認する。
- ⑲運転員等は、中央制御室又は原子炉建屋附属棟内にて給電準備としてM/C 2C（又は2D）及びP/C 2C・2Dの負荷遮断器を「切」とし、動的負荷の自動起動防止のため操作スイッチを隔離する。
- ⑳運転員等は、中央制御室にて緊急用M/Cを経由したM/C 2C（又は2D）受電のための連絡遮断器を「入」とするとともに、P/C 2C・2Dの連絡遮断器を「入」として、M/C 2C（又は2D）、P/C 2C・2D及びMCC 2C系・2D系を受電する。
- ㉑運転員等は、中央制御室又は原子炉建屋附属棟内にてM/C 2C（又は2D）、P/C 2C・2D及びMCC 2C系・2D系

の必要な負荷へ給電する（又は給電を確認する）。

②運転員等は、原子炉建屋付属棟内にてM/C 2C（又は2D）、P/C 2C・2D及びMCC 2C系・2D系の受電状態において異臭・発煙・破損・保護装置の動作等異常がないことを外観点検により確認する。

③運転員等は、発電長に常設代替高圧電源装置（5台）による緊急用M/Cを経由した非常用所内電気設備への給電が完了したことを報告する。

なお、遮断器用制御電源の喪失により中央制御室からのM/C 2C（又は2D）及びP/C 2C・2Dの遮断器操作ができない場合は、現場にて遮断器本体を手動で投入して電路を構成する。

[優先2. 緊急時対策室建屋ガスタービン発電機の起動及びP/C 2D受電の場合]

緊急時対策室建屋ガスタービン発電機によるP/C 2Dへの給電手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第1.14.2.1-1図及び第1.14.2.1-2図に、概要図を第1.14.2.1-5図に、タイムチャートを第1.14.2.1-6図に示す。

①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、災害対策本部長代理に緊急時対策室建屋ガスタービン発電機によるP/C 2Dへの給電準備開始を依頼する。

②災害対策本部長代理は、重大事故等対応要員に緊急時対策室建屋ガスタービン発電機によるP/C 2Dへの給電準備開始を指示する。

③発電長は、運転員等に緊急時対策室建屋ガスタービン発電機によるP/C 2Dへの給電準備開始を指示する。

- ④運転員等は、原子炉建屋付属棟内にてP/C 2Dの受電前状態において異臭・発煙・破損・保護装置の動作等異常がないことを外観点検により確認する。
- ⑤運転員等は、中央制御室及び原子炉建屋付属棟内にて給電準備としてP/C 2Dの受電遮断器及び負荷遮断器を「切」とし、動的負荷の自動起動防止のため操作スイッチを隔離するとともに、P/C 2Dの負荷抑制のため、必要な負荷以外の遮断器を「切」とし、発電長に可搬型代替低圧電源車によるP/C 2Dへの給電準備が完了したことを報告する。
- ⑥重大事故等対応要員は、緊急時対策室建屋内にて緊急時対策室建屋ガスタービン発電機の停止状態に異常がないことを、外観点検により確認する。緊急時対策室建屋ガスタービン発電機が運転している場合は停止する。
- ⑦重大事故等対応要員は、緊急時対策室建屋内にて緊急時対策室建屋受電用ブレーカを「OFF」にする。
- ⑧重大事故等対応要員は、緊急時対策室建屋内で電磁接触器の制御ケーブルのリフト及び動力仮設ケーブルを接続する。
- ⑨重大事故等対応要員は、緊急時対策室建屋内で給電するP/C側の受電用ブレーカを「ON」にする。
- ⑩重大事故等対応要員は、P/C側の受電用ブレーカにて緊急時対策室建屋ガスタービン発電機からP/C 2D間の電路の健全性を絶縁抵抗測定により確認し、災害対策本部長代理に緊急時対策室建屋ガスタービン発電機によるP/C 2Dへの給電準備が完了したことを報告する。
- ⑪災害対策本部長代理は、発電長に緊急時対策室建屋ガスタービン

発電機による P / C 2 D への給電準備が完了したことを連絡する。

⑫発電長は、災害対策本部長代理に緊急時対策室建屋ガスタービン発電機による P / C 2 D への電路への給電を依頼する。

⑬災害対策本部長代理は、重大事故等対応要員に緊急時対策室建屋ガスタービン発電機による P / C 2 D への電路への給電開始を指示する。

⑭重大事故等対応要員は、緊急時対策室建屋ガスタービン発電機を起動し P / C 2 D 間の電路への給電を実施し、災害対策本部長代理に緊急時対策室建屋ガスタービン発電機による給電を開始したことを報告する。

⑮災害対策本部長代理は、発電長に緊急時対策室建屋ガスタービン発電機による P / C 2 D への電路への給電が完了したことを連絡する。

⑯発電長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員等に非常用所内電気設備の受電開始を指示する。

⑰運転員等は、原子炉建屋付属棟内にて P / C 2 D の緊急時対策室建屋受電遮断器を「入」とし、P / C 2 D 及び M C C 2 D 系を受電する。

⑱運転員等は、中央制御室又は原子炉建屋付属棟内にて P / C 2 D 及び M C C 2 D 系の必要な負荷へ給電する。

⑲運転員等は、原子炉建屋付属棟内にて P / C 2 D 及び M C C 2 D 系の受電状態において異臭・発煙・破損・保護装置の動作等異常がないことを外観点検により確認する。

⑳運転員等は、発電長に非常用所内電気設備の受電が完了したこと

を報告する。

なお、遮断器用制御電源の喪失により中央制御室からP/C 2Dの遮断器操作ができない場合は、現場にて遮断器本体を手動で投入して電路を構成する。

[優先3. 可搬型代替交流電源設備（可搬型代替低圧電源車接続盤（西側）又は（東側）接続）の起動並びにP/C 2C及びP/C 2D受電の場合]

可搬型代替交流電源設備による非常用所内電気設備への給電手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第1.14.2.1-1図及び第1.14.2.1-2図に、概要図を第1.14.2.1-7図に、タイムチャートを第1.14.2.1-8図に示す。

[可搬型代替低圧電源車の起動]

- ①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、災害対策本部長代理に可搬型代替低圧電源車によるP/C 2C・2Dへの給電準備開始を依頼する。
- ②災害対策本部長代理は、重大事故等対応要員に可搬型代替低圧電源車によるP/C 2C・2Dへの給電準備開始を指示する。
- ③発電長は、運転員等に可搬型代替低圧電源車によるP/C 2C・2Dへの給電準備開始を指示する。
- ④重大事故等対応要員は、原子炉建屋西側接続口又は原子炉建屋東側接続口にて可搬型代替低圧電源車（2台）を配置し、可搬型代替低圧電源車から可搬型代替低圧電源車接続盤まで可搬型代替低圧電源車用動力ケーブルを、可搬型代替低圧電源車（2台）の間に可搬型代替低圧電源車用動力ケーブル及び並列運転用制御ケーブルを敷設し、接続する。

- ⑤運転員等は、原子炉建屋付属棟内にてP/C 2C・2Dの受電前状態において異臭・発煙・破損・保護装置の動作等異常がないことを外観点検により確認する。
- ⑥運転員等は、中央制御室及び原子炉建屋付属棟内にて給電準備としてP/C 2C・2Dの受電遮断器及び負荷遮断器を「切」とし、動的負荷の自動起動防止のため操作スイッチを隔離するとともに、P/C 2C・2Dの負荷抑制のため、必要な負荷以外の遮断器を「切」とし、発電長に可搬型代替低圧電源車によるP/C 2C・2Dへの給電準備が完了したことを報告する。
- ⑦重大事故等対応要員は、原子炉建屋西側接続口又は原子炉建屋東側接続口にて可搬型代替低圧電源車からP/C 2C・2D間の連絡母線までの電路の健全性を絶縁抵抗測定により確認し、災害対策本部長代理に可搬型代替低圧電源車によるP/C 2C・2Dへの給電準備が完了したことを報告する。
- ⑧災害対策本部長代理は、発電長に可搬型代替低圧電源車によるP/C 2C・2Dへの給電準備が完了したことを連絡する。
- ⑨発電長は、災害対策本部長代理に可搬型代替低圧電源車によるP/C 2C・2D間の連絡母線への給電を依頼する。
- ⑩災害対策本部長代理は、重大事故等対応要員に可搬型代替低圧電源車によるP/C 2C・2D間の連絡母線への給電開始を指示する。
- ⑪重大事故等対応要員は、原子炉建屋西側接続口又は原子炉建屋東側接続口にて可搬型代替低圧電源車（2台）の起動及び並列操作によりP/C 2C・2D間の連絡母線への給電を実施し、災害対策本部長代理に可搬型代替低圧電源車によるP/C 2C・2

D間の連絡母線への給電が完了したことを報告する。

- ⑫災害対策本部長代理は、発電長に可搬型代替低圧電源車（2台）によるP/C 2C・2D間の連絡母線への給電が完了したことを連絡する。
- ⑬発電長は、運転員等に非常用所内電気設備の受電開始を指示する。
- ⑭運転員等は、原子炉建屋付属棟内にてP/C 2C・2Dの受電前状態において異臭・発煙・破損・保護装置の動作等異常がないことを外観点検により確認する。
- ⑮運転員等は、中央制御室にてP/C 2C・2Dの連絡遮断器を「入」とし、P/C 2C・2D及びMCC 2C系・2D系を受電する。
- ⑯運転員等は、中央制御室又は原子炉建屋付属棟内にてP/C 2C・2D及びMCC 2C系・2D系の必要な負荷へ給電する（又は給電を確認する）。
- ⑰運転員等は、原子炉建屋付属棟内にてP/C 2C・2D及びMCC 2C系・2D系の受電状態において異臭・発煙・破損・保護装置の動作等異常がないことを外観点検により確認する。
- ⑱運転員等は、発電長に非常用所内電気設備の受電が完了したことを報告する。

なお、遮断器用制御電源の喪失により中央制御室からのP/C 2C・2Dの遮断器操作ができない場合は、現場にて遮断器本体を手動で投入して電路を構成する。

[優先4. 可搬型代替交流電源設備（常用MCC（屋内開閉所）接続）の起動並びにP/C 2C及びP/C 2D受電の場合]

可搬型代替交流電源設備による非常用低圧母線への給電手順の概

要は以下のとおり。手順の対応フローを第1.14.2.1-1図及び第1.14.2.1-2図に、概要図を第1.14.2.1-9図に、タイムチャートを第1.14.2.1-10図に示す。

- ①発電長は、手順着手の判断基準に基づき、災害対策本部長代理に可搬型代替低圧電源車による開閉所MCC及びP/C 2B-2を介したP/C 2C・2Dへの給電準備開始を依頼する。
- ②災害対策本部長代理は、重大事故等対応要員に可搬型代替低圧電源車による開閉所MCC及びP/C 2B-2を介したP/C 2C・2Dへの給電準備開始を指示する。
- ③発電長は、運転員等に可搬型代替低圧電源車によるP/C 2C・2Dへの給電準備開始を指示する。
- ④重大事故等対応要員は、屋内開閉所南側に可搬型代替低圧電源車(2台)を配置し、可搬型代替低圧電源車から開閉所MCCまで可搬型代替低圧電源車用動力ケーブルを、可搬型代替低圧電源車(2台)の間に可搬型代替低圧電源車用動力ケーブル及び並列運転用制御ケーブルを敷設し、接続する。
- ⑤重大事故等対応要員は、原子炉建屋附属棟内にてP/C 2B-2からP/C 2D間に仮設ケーブルを敷設し、接続する。
- ⑥運転員等は、原子炉建屋附属棟内にてP/C 2Dの受電前状態において異臭・発煙・破損・保護装置の動作等異常がないことを外観点検により確認する。
- ⑦運転員等は、中央制御室及び原子炉建屋附属棟内にて給電準備としてP/C 2B-2及びP/C 2C・2Dの受電遮断器及び負荷遮断器を「切」とし、動的負荷の自動起動防止のため操作スイッチを隔離するとともに、P/C 2C・2Dの負荷抑制のため、

必要な負荷以外の遮断器を「切」とし、発電長に可搬型代替低圧電源車によるP/C 2C・2Dへの給電準備が完了したことを報告する。

⑧重大事故等対応要員は、開閉所MCCにて可搬型代替低圧電源車からP/C 2D間の電路の健全性を絶縁抵抗測定により確認し、災害対策本部長代理に可搬型代替低圧電源車による開閉所MCCを介したP/C 2Dへの給電準備が完了したことを報告する。

⑨災害対策本部長代理は、発電長に可搬型代替低圧電源車による開閉所MCCを介したP/C 2Dへの給電準備が完了したことを連絡する。

⑩発電長は、災害対策本部長代理に可搬型代替低圧電源車による開閉所MCCを介したP/C 2Dへの電路への給電を依頼する。

⑪災害対策本部長代理は、重大事故等対応要員に可搬型代替低圧電源車による開閉所MCCを介したP/C 2Dへの電路への給電開始を指示する。

⑫重大事故等対応要員は、開閉所MCCにて可搬型代替低圧電源車（2台）の起動及び並列操作によりP/C 2Dへの電路への給電を実施し、災害対策本部長代理に可搬型代替低圧電源車による開閉所MCCを介したP/C 2Dへの電路への給電が完了したことを報告する。

⑬災害対策本部長代理は、発電長に可搬型代替低圧電源車（2台）による開閉所MCCを介したP/C 2Dへの電路への給電が完了したことを連絡する。

⑭発電長は、運転員等に非常用所内電気設備の受電開始を指示する。

⑮運転員等は、原子炉建屋付属棟内にてP/C 2Dの受電前状態

において異臭・発煙・破損・保護装置の動作等異常がないことを外観点検により確認する。

⑯運転員等は、原子炉建屋付属棟内にてP/C 2Dの可搬型代替
低圧電源車からの受電遮断器を「入」とし、P/C 2D及びM
CC 2D系を受電する。

⑰運転員等は、中央制御室にてP/C 2Cの連絡遮断器を「入」
とし、P/C 2Cを受電する。

⑱運転員等は、中央制御室又は原子炉建屋付属棟内にてP/C 2
C・2D及びMCC 2C系・2D系の必要な負荷へ給電する。

⑲運転員等は、原子炉建屋付属棟内にてP/C 2C・2D及びM
CC 2C系・2D系の受電状態において異臭・発煙・破損・保
護装置の動作等異常がないことを外観点検により確認する。

⑳運転員等は、発電長に非常用所内電気設備の受電が完了したこ
とを報告する。

なお、遮断器用制御電源の喪失により中央制御室からのP/C 2
C・2Dの遮断器操作ができない場合は、現場にて遮断器本体を手動
で投入して電路を構成する。

(c) 操作の成立性

[優先1. 常設代替高圧電源装置の起動及びM/C 2C又はM/C 2
D受電の場合]

[常設代替高圧電源装置（2台）の中央制御室からの起動及び代替所
内電気設備受電]

中央制御室対応を運転員等（当直運転員）1名にて作業を実施し
た場合、作業開始を判断してから常設代替高圧電源装置（2台）の
起動及び緊急用M/C受電完了まで4分以内で可能である。

[常設代替高圧電源装置（2台）の現場からの起動及び代替所内電気設備受電]

中央制御室対応を運転員等（当直運転員）1名，現場対応を重大事故等対応要員2名にて作業を実施した場合，作業開始を判断してから常設代替高圧電源装置（2台）の起動及び緊急用M/C受電完了まで40分以内で可能である。

[常設代替高圧電源装置（3台）の中央制御室からの追加起動及び非常用所内電気設備受電]

中央制御室対応を運転員等（当直運転員）1名，現場対応を運転員等（当直運転員）2名にて作業を実施した場合，作業開始を判断してから常設代替高圧電源装置（3台）の起動及びM/C 2C（又は2D）受電完了まで92分以内で可能である。

[常設代替高圧電源装置（3台）の現場からの追加起動及び非常用所内電気設備受電]

中央制御室対応を運転員等（当直運転員）1名，現場対応を運転員等（当直運転員）2名及び重大事故等対応要員2名にて作業を実施した場合，作業開始を判断してから常設代替高圧電源装置（3台）の起動及びM/C 2C（又は2D）受電完了まで88分以内で可能である。なお，中央制御室での常設代替高圧電源装置起動失敗に係る時間を考慮すると92分以内で可能である。

また，円滑に作業できるように，移動経路を確保し，放射線防護具，照明及び通信連絡設備を整備する。

[優先2. 緊急時対策室建屋ガスタービン発電機の起動及びP/C 2D受電の場合]

上記の操作は，中央制御室対応を運転員等（当直運転員）1名，

現場対応を運転員等（当直運転員）2名及び重大事故等対応要員6名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから緊急時対策室建屋ガスタービン発電機によるP/C 2D受電完了まで160分以内で可能である。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、放射線防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。

[優先3. 可搬型代替交流電源設備（可搬型代替低圧電源車接続盤（西側）又は（東側）接続）の起動並びにP/C 2C及びP/C 2D受電の場合]

中央制御室対応を運転員等（当直運転員）1名、現場対応を運転員等（当直運転員）2名及び重大事故等対応要員6名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから可搬型代替低圧電源車の起動完了まで150分以内で可能である。

中央制御室対応を運転員等（当直運転員）1名及び現場対応を運転員等（当直運転員）2名及び重大事故等対応要員6名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してからP/C 2C・2D受電まで160分以内で可能である。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、放射線防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。

[優先4. 可搬型代替交流電源設備（常用MCC（屋内開閉所）接続）の起動並びにP/C 2C及びP/C 2D受電の場合]

上記の操作は、中央制御室対応を運転員等（当直運転員）1名及び現場対応を運転員等（当直運転員）2名及び重大事故等対応要員6名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してからP/C 2C及びP/C 2D受電まで455分以内で可能である。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、放射線防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。

1.14.2.2 代替電源（直流）による対応手順

(1) 代替直流電源設備による給電

a. 所内常設直流電源設備による非常用所内電気設備への給電

外部電源喪失及び2C・2D D/Gの機能喪失、常設代替交流電源設備、緊急時対策室建屋ガスタービン発電機及び可搬型代替交流電源設備による交流電源の復旧ができない場合、所内常設直流電源設備である125V系蓄電池A系・B系から、24時間以上にわたり非常用所内電気設備である直流125V主母線盤2A・2Bへ給電する。

外部電源喪失及び2C・2D D/Gの機能喪失後、充電器を經由した直流母線（直流125V主母線盤）への給電から、125V系蓄電池A系・B系による直流母線（直流125V主母線盤）への給電に自動で切り替わることを確認する。125V系蓄電池A系・B系の延命のため、全交流動力電源喪失から1時間経過するまでに、中央制御室において簡易な操作でプラントの状態監視に必要な直流125V主母線盤の直流負荷を切り離し、その後、全交流動力電源喪失から8時間経過するまでに、中央制御室外において必要な負荷以外の切り離しを実施することで、24時間以上にわたり直流125V主母線盤2A・2Bへ給電する。

所内常設直流電源設備から直流母線へ給電している24時間以内に、常設代替交流電源設備、緊急時対策室建屋ガスタービン発電機又は可搬型代替低圧電源車によりP/C 2C・2Dを受電し、その後、直流125V主母線盤2A・2Bを受電して直流電源の機能を回復させる。なお、蓄電池を充電する際は水素が発生するため、バッテリー室の換気を確保し

た上で、蓄電池の回復充電を実施する。

(a) 手順着手の判断基準

[所内常設直流電源設備による非常用所内電気設備への給電の判断基準]

全交流動力電源喪失により、直流125V充電器A及び直流125V充電器Bの交流入力電源の喪失が発生した場合。

[必要な負荷以外の切り離しの判断基準]

125V系蓄電池A系・B系から直流125V主母線盤2A・2Bへの自動給電開始から1時間以内に常設代替高圧電源装置による代替所内電気設備への給電がなく、常設代替高圧電源装置による直流125V充電器A・Bの交流入力電源の復旧が見込めない場合。

(b) 操作手順

所内常設直流電源設備による非常用所内電気設備への給電手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第1.14.2.1-1図及び第1.14.2.1-2図に、概要図を第1.14.2.2-1図に、タイムチャートを第1.14.2.2-2図に示す。なお、125V系蓄電池HPCS系、中性子モニタ用蓄電池A系、中性子モニタ用蓄電池B系による給電手段については、「1.14.2.7(2) 非常用直流電源設備による給電」にて整備する。

[所内常設直流電源設備による非常用所内電気設備への自動給電確認]

- ① 発電長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員等に125V系蓄電池A系・B系による非常用所内電気設備への自動給電状態の確認を指示する。
- ② 運転員等は、中央制御室にて直流125V充電器A・Bの交流入力電源が喪失したことを「非常用高圧母線2C・2D低電圧」

警報により確認する。

- ③ 運転員等は、中央制御室にて 125V 系蓄電池 A 系・B 系による直流 125V 主母線盤 2 A・2 B，直流 125VMCC 2 A 系及び直流 125V 分電盤 2 A 系・2 B 系への自動給電状態に異常がないことを直流 125V 主母線盤 2 A・2 B の電圧指示値により確認し、発電長に直流 125V 主母線盤 2 A・2 B，直流 125VMCC 2 A 系及び直流 125V 分電盤 2 A 系・2 B 系へ自動給電されていることを報告する。

[必要な負荷以外の切離し]

- ④ 発電長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員等に 125V 系蓄電池 A 系・B 系の延命処置として、1 時間以内に中央制御室にて簡易な操作でプラントの状態監視に必要なではない負荷を切り離し、8 時間後に現場にて必要な負荷以外の切離しを指示する。
- ⑤ 運転員等は、中央制御室及び原子炉建屋付属棟内にて 125V 系蓄電池 A 系・B 系の延命処置として必要な負荷以外の切り離しを実施し、発電長に必要な負荷以外の切り離しが完了したことを報告する。

(c) 操作の成立性

[所内常設直流電源設備による非常用所内電気設備への自動給電確認]

125V 系蓄電池 A 系・B 系による直流 125V 主母線盤 2 A・2 B への給電については、運転員の操作は不要である。

[必要な負荷以外の切離し]

中央制御室対応を運転員等（当直運転員）1 名，現場対応を運転員

等（当直運転員）2名にて作業を実施した場合、必要な負荷以外の切離しの作業開始を判断してから中央制御室にて1時間以内に必要な負荷以外の切り離しの作業完了まで60分以内で可能である。

また、必要な負荷以外の切離しの作業開始を判断してから8時間後に現場にて必要な負荷以外の切り離しを行い、作業完了まで、必要な負荷以外の切離しの作業開始を判断してから540分以内で可能である。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、放射線防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。

b. 所内常設直流電源設備（3系統目）による非常用所内電気設備への給電

非常用交流電源設備の故障時に可搬型直流電源設備等の準備が完了するまでに、直流125V主母線電圧が所内常設直流電源設備の枯渇等により許容最低電圧値以上を維持できない場合に、所内常設直流電源設備（3系統目）である125V系蓄電池（3系統目）から、24時間にわたり非常用所内電気設備である直流125V主母線盤2 A（又は2 B）へ給電する。

125V系蓄電池（3系統目）の延命のため、全交流動力電源喪失から1時間経過するまでに、中央制御室において簡易な操作でプラントの状態監視に必要なではない直流125V主母線盤の直流負荷を切り離し、その後、全交流動力電源喪失から8時間経過するまでに、中央制御室外において必要な負荷以外の切り離しを実施することで、24時間にわたり直流125V主母線盤2 A（又は2 B）へ給電する。

(a) 手順着手の判断基準

外部電源及び2 C・2 D・HPCS D/Gの機能喪失時に可搬型直流電源設備等の準備が完了するまでに、直流母線電圧が125V系蓄電池A系（又はB系）の枯渇等により直流125V主母線電圧が許容最低電

圧値（103V）以上を維持できない場合。

(b) 操作手順

所内常設直流電源設備（3系統目）による非常用所内電気設備への給電手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第1.14.2.1-1図及び第1.14.2.1-2図に、概要図を第1.14.2.2-3図に、タイムチャートを第1.14.2.2-4図に示す。

- ① 発電長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員等に125V系蓄電池（3系統目）による非常用所内電気設備への給電及び必要直流負荷への切替えを指示する。
- ② 運転員等は、中央制御室及び現場にて125V系蓄電池（3系統目）による必要直流負荷への切替えを実施する。
- ③ 運転員等は、中央制御室にて125V系蓄電池（3系統目）による直流125V主母線盤2A（又は2B）、直流125VMCC2A系及び直流125V分電盤2A系（又は2B系）への給電状態に異常がないことを直流125V主母線盤2A（又は2B）の電圧指示値により確認し、発電長に直流125V主母線盤2A（又は2B）、直流125VMCC2A系及び直流125V分電盤2A系（又は2B系）への給電が完了したことを報告する。

(c) 操作の成立性

上記の中央制御室対応は、運転員等（当直運転員）1名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから125V系蓄電池（3系統目）による非常用所内電気設備への給電完了まで25分以内で可能である。

c. 可搬型代替直流電源設備による非常用所内電気設備への給電

外部電源及び2C・2D・HPCS D/Gの機能喪失時に、125V系蓄電池A系・B系による直流125V主母線盤2A・2Bへ給電又は125V系

蓄電池（3系統目）による直流125V主母線盤2A（又は2B）へ給電ができない場合に、可搬型代替低圧電源車及び可搬型整流器を組み合わせた可搬型代替直流電源設備により直流電源を必要な機器に給電する。

また、上記給電を継続するために電源車への燃料給油を実施する。燃料の給油手順については、「1.14.2.6 燃料の補給手順」にて整備する。

(a) 手順着手の判断基準

交流動力電源喪失後、125V系蓄電池A系・B系又は125V系蓄電池（3系統目）による直流125V主母線盤2A・2Bへの給電開始から24時間以内に、常設代替交流電源設備、緊急時対策室ガスタービン発電機及び可搬型代替交流電源設備による給電操作が完了する見込みがない場合。

(b) 操作手順

可搬型代替直流電源設備による非常用所内電気設備への給電手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第1.14.2.1-1図及び第1.14.2.1-2図に、概要図を第1.14.2.2-5図に、タイムチャートを第1.14.2.2-6図に示す。

- ① 発電長は、手順着手の判断基準に基づき、災害対策本部長代理に可搬型代替低圧電源車及び可搬型整流器による非常用所内電気設備への給電準備開始を依頼する。
- ② 発電長は、運転員等に可搬型代替低圧電源車及び可搬型整流器による可搬型代替直流電源設備用電源切替盤の受電準備開始を指示する。
- ③ 災害対策本部長代理は、重大事故等対応要員に可搬型代替低圧電源車及び可搬型整流器による可搬型代替直流電源設備用電源切替盤への給電準備開始を指示する。
- ④ 重大事故等対応要員は、原子炉建屋西側接続口又は原子炉建屋東側

接続口にて可搬型代替低圧電源車及び可搬型整流器を配置し，可搬型代替低圧電源車及び可搬型整流器から可搬型代替低圧電源車接続盤までの間に可搬型代替低圧電源車用動力ケーブル及び可搬型整流器用ケーブルを敷設し，接続する。

- ⑤ 運転員等は，原子炉建屋付属棟内にて直流 125V 主母線盤 2 A（又は 2 B）の受電前状態において異臭・発煙・破損等異常がないことを外観点検により確認し，発電長に非常用所内電気設備の受電準備が完了したことを報告する。
- ⑥ 重大事故等対応要員は，原子炉建屋西側接続口又は原子炉建屋東側接続口にて可搬型代替低圧電源車（可搬型整流器経由）から直流 125V 主母線盤 2 A（又は 2 B）までの間の電路の健全性を絶縁抵抗測定により確認し，災害対策本部長代理に可搬型代替直流電源設備用電源切替盤への給電準備が完了したことを報告する。
- ⑦ 災害対策本部長代理は，発電長に可搬型代替低圧電源車及び可搬型整流器による可搬型代替直流電源設備用電源切替盤への給電準備が完了したことを連絡する。
- ⑧ 発電長は，災害対策本部長代理に可搬型代替低圧電源車及び可搬型整流器による可搬型代替直流電源設備用電源切替盤への給電開始を依頼する。
- ⑨ 災害対策本部長代理は，重大事故等対応要員に可搬型代替直流電源設備用電源切替盤への給電開始を指示する。
- ⑩ 発電長は，運転員等に非常用所内電気設備の受電開始を指示する。
- ⑪ 重大事故等対応要員は，原子炉建屋西側接続口又は原子炉建屋東側接続口にて可搬型代替低圧電源車及び可搬型整流器を起動し，可搬型代替直流電源設備用電源切替盤への給電を開始し，災害対策本部

長代理に可搬型代替直流電源設備用電源切替盤への給電が完了したことを報告する。

⑫ 災害対策本部長代理は、発電長に可搬型代替低圧電源車及び可搬型整流器による可搬型代替直流電源設備用電源切替盤への給電が完了したことを報告する。

⑬ 運転員等は、原子炉建屋付属棟内にて可搬型代替直流電源設備用電源切替盤及び直流 125V 主母線盤 2 A（又は 2 B）の配線用遮断器を「入」（又は「入」を確認する。）とし、可搬型代替直流電源設備用電源切替盤を経由して直流 125V 主母線盤 2 A（又は 2 B）、直流 125V M C C 2 A系及び直流 125V 分電盤 2 A系（又は 2 B系）を受電する。

⑭ 運転員等は、原子炉建屋付属棟内にて直流 125V 主母線盤 2 A（又は 2 B）、直流 125V M C C 2 A系及び直流 125V 分電盤 2 A系（又は 2 B系）にて遮断器用制御電源等の必要な負荷の配線用遮断器を「入」（又は「入」を確認）する。

⑮ 運転員等は、原子炉建屋付属棟内にて直流 125V 主母線盤 2 A（又は 2 B）、直流 125V M C C 2 A系及び直流 125V 分電盤 2 A系（又は 2 B系）の受電状態において異臭・発煙・破損等異常がないことを外観点検により確認する。

⑯ 運転員等は、発電長に可搬型代替低圧電源車及び可搬型整流器による非常用所内電気設備への給電が完了したことを報告する。

(c) 操作の成立性

現場対応を運転員等（当直運転員）2名及び重大事故等対応要員6名にて実施した場合、作業開始を判断してから直流125V主母線盤 2 A（又は 2 B）の受電完了まで230分以内で可能である。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、放射線防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。

(2) 常設直流電源喪失時の遮断器用制御電源確保

a. 常設直流電源喪失時の直流 125V 主母線盤 2 A 及び 2 B 受電

外部電源、非常用ディーゼル発電機及び常設直流電源喪失後、常設代替交流電源設備、緊急時対策室建屋ガスタービン発電機又は可搬型代替交流電源設備による給電が可能な場合、P/C 2 C 又は 2 D を受電後、直流 125V 充電器 A 又は B から直流 125V 主母線盤 2 A 又は 2 B へ給電し、遮断器の制御電源を確保する。

なお、M/C 2 C、M/C 2 D、P/C 2 C 及び P/C 2 D の受電時は、当該遮断器の制御電源が喪失していることから、手動にて遮断器を投入後、受電操作を実施する。

給電手段、電路構成及び M/C 2 C 並びに M/C 2 D 受電前準備については「1. 14. 2. 1(1) 代替交流電源設備による給電」と同様である。

代替交流電源設備による非常用所内電気設備への給電の優先順位は以下のとおり。

1. 常設代替交流電源設備
2. 緊急時対策室建屋ガスタービン発電機
3. 可搬型代替交流電源設備（可搬型代替低圧電源車接続盤（西側）又は（東側）接続）
4. 可搬型代替交流電源設備（常用 MCC（屋内開閉所）接続）

(a) 手順着手の判断基準

直流 125V 主母線盤 2 A 及び 2 B の電圧が喪失した場合で、常設代替交流電源設備、緊急時対策室建屋ガスタービン発電機又は可搬型代替交流電源設備のいずれかの手段による M/C 2 C、M/C 2 D、

P/C 2C又はP/C 2Dへの給電のための電路構成，受電前準備及び起動操作が完了している場合。

(b) 操作手順

常設直流電源喪失時の直流 125V 主母線盤 2A及び2B受電手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第 1.14.2.1-1 図及び第 1.14.2.1-2 図に，概要図を第 1.14.2.1-3 図，第 1.14.2.1-5 図，第 1.14.2.1-7 図及び第 1.14.2.1-9 図に，タイムチャートを第 1.14.2.1-4 図，第 1.14.2.1-6 図，第 1.14.2.1-8 図及び第 1.14.2.1-10 図に示す。

なお，常設代替交流電源設備，緊急時対策室建屋ガスタービン発電機又は可搬型代替交流電源設備のいずれかの手段によるM/C 2C，M/C 2D，P/C 2C又はP/C 2Dへの給電のための電路構成，受電前準備及び起動操作については「1.14.2.1(1) 代替交流電源設備による給電」の操作手順にて実施する。

(c) 操作の成立性

操作の成立性は「1.14.2.1(1) 代替交流電源設備による給電」と同様である。

[優先1. 常設代替高圧電源装置の起動及びM/C 2C（又は 2D）受電の場合]

[常設代替高圧電源装置（2台）の中央制御室からの起動及び代替所内電気設備受電]

中央制御室対応を運転員等（当直運転員）1名，現場対応を運転員等（当直運転員）2名にて作業を実施した場合，作業開始を判断してから常設代替高圧電源装置（2台）の起動及び緊急用M/C受電完了まで4分以内で可能である。

[常設代替高圧電源装置（2台）の現場からの起動及び代替所内電気設備受電]

中央制御室対応を運転員等（当直運転員）1名，現場対応を運転員等（当直運転員）2名及び重大事故等対応要員2名にて作業を実施した場合，作業開始を判断してから常設代替高圧電源装置（2台）の起動及び緊急用M/C受電完了まで40分以内で可能である。

[常設代替高圧電源装置（3台）の中央制御室からの追加起動及び非常用所内電気設備受電]

中央制御室対応を運転員等（当直運転員）1名，現場対応を運転員等（当直運転員）2名にて作業を実施した場合，作業開始を判断してから常設代替高圧電源装置（3台）の起動及びM/C 2C（又は2D）受電完了まで92分以内で可能である。

[常設代替高圧電源装置（3台）の現場からの追加起動及び非常用所内電気設備受電]

中央制御室対応を運転員等（当直運転員）1名，現場対応を運転員等（当直運転員）2名及び重大事故等対応要員2名にて作業を実施した場合，作業開始を判断してから常設代替高圧電源装置（3台）の起動及びM/C 2C（又は2D）受電完了まで88分以内で可能である。なお，中央制御室での常設代替高圧電源装置起動失敗に係る時間を考慮すると92分以内で可能である。

円滑に作業できるように，移動経路を確保し，放射線防護具，照明及び通信連絡設備を整備する。

[優先2. 緊急時対策室建屋ガスタービン発電機の起動及びP/C 2D受電の場合]

上記の操作は，中央制御室対応を運転員等（当直運転員）1名，

現場対応を運転員等（当直運転員）2名及び重大事故等対応要員6名にて作業を実施した場合，作業開始を判断してから緊急時対策室建屋ガスタービン発電機によるP/C 2D受電完了まで160分以内で可能である。

円滑に作業できるように，移動経路を確保し，放射線防護具，照明及び通信連絡設備を整備する。

[優先3. 可搬型代替交流電源設備（可搬型代替低圧電源車接続盤（西側）又は（東側）接続）の起動並びにP/C 2C及びP/C 2D受電の場合]

中央制御室対応を運転員等（当直運転員）1名及び現場対応を運転員等（当直運転員）2名及び重大事故等対応要員6名にて作業を実施した場合，作業開始を判断してからP/C 2C及び2D受電完了まで160分以内で可能である。

円滑に作業できるように，移動経路を確保し，放射線防護具，照明及び通信連絡設備を整備する。

[優先4. 可搬型代替交流電源設備（常用MCC（屋内開閉所）接続）の起動並びにP/C 2C及びP/C 2D受電の場合]

上記の操作は，中央制御室対応を運転員等（当直運転員）1名及び現場対応を運転員等（当直運転員）2名及び重大事故等対応要員6名にて作業を実施した場合，作業開始を判断してからP/C 2C及びP/C 2D受電完了まで455分以内で可能である。

円滑に作業できるように，移動経路を確保し，放射線防護具，照明及び通信連絡設備を整備する。

1.14.2.3 代替所内電気設備による対応手順

(1) 代替交流電源設備による代替所内電気設備への給電

a. 常設代替交流電源設備又は可搬型代替交流電源設備による代替所内電気設備への給電

非常用所内電気設備であるM/C 2C及びM/C 2Dが機能喪失した場合、又は代替所内電気設備に接続する重大事故等対処設備が必要な場合に、常設代替高圧電源装置又は可搬型代替交流電源設備から代替所内電気設備へ給電することで、発電用原子炉の冷却、原子炉格納容器内の冷却及び除熱に必要な設備の電源を復旧する。

代替交流電源設備による代替所内電気設備への給電の優先順位は以下のとおり。

1. 常設代替交流電源設備
2. 可搬型代替交流電源設備（可搬型代替低圧電源車接続盤（西側）又は（東側）接続）

また、上記給電を継続するために常設代替交流電源設備である常設代替高圧電源装置又は可搬型代替交流電源設備である可搬型代替低圧電源車への燃料給油を実施する。燃料の給油手順については、「1.14.2.6 燃料の補給手順」にて整備する。

(a) 手順着手の判断基準

[常設代替高圧電源装置の起動及び緊急用M/C受電準備開始の判断基準]

外部電源喪失により緊急用M/Cの母線電圧が喪失した場合。

[可搬型代替交流電源設備（可搬型代替低圧電源車接続盤（西側）又は（東側）接続）の起動及び緊急用P/C受電準備開始の判断基準]

外部電源喪失時に、常設代替高圧電源装置による緊急用M/Cへの給電ができない場合。

(b) 操作手順

[優先1. 常設代替高圧電源装置の起動及び緊急用M/C受電の場合]

常設代替交流電源設備による代替所内電気設備への給電手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第1.14.2.1-1図及び第1.14.2.1-2図に、概要図を第1.14.2.3-1図に、タイムチャートを第1.14.2.3-2図に示す。

なお、電路構成については「1.14.2.1(1) 代替交流電源設備による給電」の「優先1. 常設代替高圧電源装置によるM/C 2C又はM/C 2D受電の場合」のうち、代替所内電気設備への給電と同様である。

[常設代替高圧電源装置の中央制御室からの起動]

操作手順は「1.14.2.1(1) 代替交流電源設備による給電」の「優先1. 常設代替高圧電源装置によるM/C 2C又はM/C 2D受電の場合」の操作手順①～②と同様である。

[常設代替高圧電源装置の現場からの起動の場合]

操作手順は「1.14.2.1(1) 代替交流電源設備による給電」の「優先1. 常設代替高圧電源装置によるM/C 2C又はM/C 2D受電の場合」の操作手順③～⑥と同様である。

[代替所内電気設備受電]

- ⑦ 発電長は、運転員等に常設代替高圧電源装置（2台）による代替所内電気設備への給電開始を指示する。
- ⑧ 運転員等は、中央制御室にて緊急用M/Cの受電遮断器を「入」とし、緊急用M/C、緊急用P/C及び緊急用MCCを受電する。
- ⑨ 運転員等は、中央制御室にて緊急用M/C、緊急用P/C及び

緊急用MCCの必要な負荷へ給電する。

- ⑩ 運転員等は給電を確認し、発電長に常設代替高圧電源装置（2台）による代替所内電気設備への給電が完了したことを報告する。

[優先2. 可搬型代替交流電源設備（可搬型代替低圧電源車接続盤（西側）又は（東側）接続）の起動及び緊急用P/C受電の場合]

可搬型代替交流電源設備による代替所内電気設備への給電手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第1.14.2.1-1図及び第1.14.2.1-2図に、概要図を第1.14.2.3-3図に、タイムチャートを第1.14.2.3-4図に示す。

[可搬型代替低圧電源車の起動]

- ① 発電長は、手順着手の判断基準に基づき、災害対策本部長代理に可搬型代替低圧電源車による緊急用P/Cへの給電準備開始を依頼する。
- ② 災害対策本部長代理は、重大事故等対応要員に可搬型代替低圧電源車による緊急用P/Cへの給電準備開始を指示する。
- ③ 発電長は、運転員等に可搬型代替低圧電源車による緊急用P/Cへの給電準備開始を指示する。
- ④ 重大事故等対応要員は、原子炉建屋西側接続口又は原子炉建屋東側接続口にて可搬型代替低圧電源車（2台）を配置し、可搬型代替低圧電源車から可搬型代替低圧電源車接続盤まで可搬型代替低圧電源車用動力ケーブルを、可搬型代替低圧電源車（2台）の間に可搬型代替低圧電源車用動力ケーブル及び並列運転用制御ケーブルを敷設し、接続する。
- ⑤ 運転員等は、中央制御室及び原子炉建屋付属棟内にて給電準備

として緊急用 P / C の受電遮断器を「切」とし、発電長に可搬型代替低圧電源車による緊急用 P / C への給電準備が完了したことを報告する。

- ⑥ 重大事故等対応要員は、原子炉建屋西側接続口又は原子炉建屋東側接続口にて可搬型代替低圧電源車から緊急用 P / C 間の連絡母線までの電路の健全性を絶縁抵抗測定により確認し、災害対策本部長代理に可搬型代替低圧電源車による緊急用 P / C への給電準備が完了したことを報告する。
- ⑦ 災害対策本部長代理は、発電長に可搬型代替低圧電源車による緊急用 P / C への給電準備が完了したことを連絡する。
- ⑧ 発電長は、災害対策本部長代理に可搬型代替低圧電源車による P / C 2 C ・ 2 D 間の連絡母線への給電を依頼する。
- ⑨ 災害対策本部長代理は、重大事故等対応要員に可搬型代替低圧電源車による P / C 2 C ・ 2 D 間の連絡母線への給電開始を指示する。
- ⑩ 重大事故等対応要員は、原子炉建屋西側接続口又は原子炉建屋東側接続口にて可搬型代替低圧電源車（2台）の起動及び並列操作により P / C 2 C ・ 2 D 間の連絡母線への給電を実施し、災害対策本部長代理に可搬型代替低圧電源車による P / C 2 C ・ 2 D 間の連絡母線への給電が完了したことを報告する。
- ⑪ 災害対策本部長代理は、発電長に可搬型代替低圧電源車（2台）による P / C 2 C ・ 2 D 間の連絡母線への給電が完了したことを連絡する。

[代替所内電気設備受電]

- ⑫ 発電長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員等に可搬型代

替低圧電源車による代替所内電気設備への給電開始を指示する。

- ⑬ 運転員等は，中央制御室にて緊急用P／Cの連絡遮断器を「入」とし，緊急用P／C及び緊急用MCCを受電する。
- ⑭ 運転員等は，中央制御室にて緊急用P／C及び緊急用MCCの必要な負荷へ給電する。
- ⑮ 運転員等は給電を確認し，発電長に可搬型代替低圧電源車による代替所内電気設備への給電が完了したことを報告する。

(c) 操作の成立性

[優先1. 常設代替高圧電源装置の起動及び緊急用M／C受電の場合]

[常設代替高圧電源装置（2台）の中央制御室からの起動及び代替所内電気設備受電]

中央制御室対応を運転員等（当直運転員）1名にて作業を実施した場合，作業開始を判断してから常設代替高圧電源装置（2台）の起動及び緊急用M／C受電完了まで4分以内で可能である。

[常設代替高圧電源装置（2台）の現場からの起動及び代替所内電気設備受電]

中央制御室対応を運転員等（当直運転員）1名及び重大事故等対応要員2名にて作業を実施した場合，作業開始を判断してから常設代替高圧電源装置（2台）の起動及び緊急用M／C受電完了まで40分以内で可能である。

円滑に作業できるように，移動経路を確保し，放射線防護具，照明及び通信連絡設備を整備する。

[優先2. 可搬型代替交流電源設備（可搬型代替低圧電源車接続盤（西側）又は（東側）接続）の起動及び緊急用P／C受電の場合]

中央制御室対応を運転員等（当直運転員）1名，現場対応を運転

員等（当直運転員）2名及び重大事故等対応要員6名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してから可搬型代替交流電源設備による緊急用P/Cへの給電完了まで160分以内で可能である。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、放射線防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。

(2) 代替直流電源設備による代替所内電気設備への給電

a. 常設代替直流電源設備による代替所内電気設備への給電

外部電源喪失により、緊急用直流125V充電器の交流入力電源が喪失した場合は、常設代替直流電源設備である緊急用125V系蓄電池から代替所内電気設備である緊急用直流125V主母線盤に自動給電する。

緊急用125V系蓄電池は、常設代替高圧電源装置（又は可搬型代替交流電源設備）による給電を開始するまで24時間以上にわたり、緊急用直流125V主母線盤へ給電する。

なお、蓄電池は充電時に水素が発生するため、バッテリー室の換気を確保した上で、蓄電池の回復充電を実施する。

(a) 手順着手の判断基準

外部電源喪失により、非常用所内電気設備から代替所内電気設備への給電が喪失し、緊急用M/Cの母線電圧が喪失した場合

(b) 操作手順

常設代替直流電源設備による代替所内電気設備への給電手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第1.14.2.1-1図及び第1.14.2.1-2図に、概要図を第1.14.2.3-5図に、タイムチャートを第1.14.2.3-6図に示す。

① 発電長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員等に常設代替直流電源設備による代替所内電気設備への自動給電状態の確認を指示す

る。

- ② 運転員等は，中央制御室にて緊急用直流 125V 充電器の交流入力電源が喪失したことを「非常用高圧母線 2 C・2 D 低電圧」警報により確認する。
- ③ 運転員等は，中央制御室にて緊急用 125V 系蓄電池による緊急用直流 125V 主母線盤への自動給電状態に異常がないことを緊急用直流 125V 主母線盤の電圧指示値により確認し，発電長に緊急用直流 125V 主母線盤，緊急用直流 125VMC C 及び緊急用直流 125V 計装分電盤へ自動給電されていることを報告する。

(c) 操作の成立性

上記の操作は，緊急用125V系蓄電池による緊急用直流125V主母線盤への給電については，運転員の操作は不要である。

- b. 所内常設直流電源設備（3系統目）による代替所内電気設備への給電
- 外部電源喪失時に緊急用125V系蓄電池の枯渇等により，直流電圧を維持できない場合は，所内常設直流電源設備（3系統目）である125V系蓄電池（3系統目）から，24時間にわたり代替所内電気設備である緊急用直流125V主母線盤へ給電する。

(a) 手順着手の判断基準

外部電源喪失の後，緊急用125V系蓄電池による緊急用直流125V主母線盤への自動給電開始から24時間以内に，常設代替交流電源設備及び可搬型代替交流電源設備による緊急用直流125V充電器の交流入力電源の復旧が見込めず，直流125V主母線盤 2 A・2 B の電源給電機能が喪失しており，緊急用125V系直流母線電圧が蓄電池の枯渇等により許容最低電圧値（103V）以上を維持できない場合。

(b) 操作手順

所内常設直流電源設備（3系統目）による代替所内電気設備への給電手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第1.14.2.1-1図及び第1.14.2.1-2図に，概要図を第1.14.2.3-7図に，タイムチャートを第1.14.2.3-8図に示す。

- ① 発電長は，手順着手の判断基準に基づき，運転員等に125V系蓄電池（3系統目）による代替所内電気設備への給電及び必要直流負荷への切替えを指示する。
- ② 運転員等は，中央制御室及び現場にて125V系蓄電池（3系統目）による必要直流負荷への切替えを実施する。
- ③ 運転員等は，中央制御室にて125V系蓄電池（3系統目）による緊急用直流125V主母線盤への給電状態に異常がないことを緊急用直流125V主母線盤の電圧指示値により確認し，発電長に緊急用直流125V主母線盤，緊急用直流125VMCC及び緊急用直流125V計装分電盤への給電が完了したことを報告する。

(c) 操作の成立性

上記の中央制御室対応は，運転員等（当直運転員）1名にて作業を実施した場合，作業開始を判断してから125V系蓄電池（3系統目）による代替所内電気設備への給電完了まで25分以内で可能である。

c. 可搬型代替直流電源設備による代替所内電気設備への給電

外部電源喪失の後，緊急用125V系蓄電池又は125V系蓄電池（3系統目）による緊急用直流125V主母線盤への給電開始から24時間以内に，常設代替交流電源設備及び可搬型代替交流電源設備による緊急用直流125V充電器の交流入力電源の復旧が見込めず，直流125V主母線盤2A・2Bの電源給電機能が喪失しており，緊急用125V系蓄電池又は125V系蓄電池（3系統目）が枯渇するおそれがある場合に，可搬型代替低圧電源車及び可

搬型整流器を組み合わせた可搬型代替直流電源設備により代替所内電気設備である緊急用直流125V主母線盤に給電する。

(a) 手順着手の判断基準

外部電源喪失時に、緊急用125V系蓄電池又は125V系蓄電池（3系統目）による緊急用直流125V主母線盤への給電開始から24時間以内に、常設代替交流電源設備及び可搬型代替交流電源設備による給電操作が完了する見込みがない場合。

(b) 操作手順

可搬型代替直流電源設備による代替所内電気設備への給電手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第1.14.2.1-1図及び第1.14.2.1-2図に、概要図を第1.14.2.3-9図に、タイムチャートを第1.14.2.3-10図に示す。

- ① 発電長は、手順着手の判断基準に基づき、災害対策本部長代理に可搬型代替直流電源設備による可搬型代替直流電源設備用電源切替盤の給電準備開始を依頼する。
- ② 発電長は、運転員等に可搬型代替直流電源設備による代替所内電気設備の受電準備開始を指示する。
- ③ 災害対策本部長代理は、重大事故等対応要員に可搬型代替直流電源設備による可搬型代替直流電源設備用電源切替盤への給電準備開始を指示する。
- ④ 重大事故等対応要員は、原子炉建屋西側接続口又は原子炉建屋東側接続口にて可搬型代替低圧電源車及び可搬型整流器を配置し、可搬型代替低圧電源車及び可搬型整流器から可搬型代替低圧電源車接続盤までの間に可搬型代替低圧電源車用動力ケーブル及び可搬型整流器用ケーブルを敷設し、接続する。

- ⑤ 運転員等は、原子炉建屋付属棟内にて緊急用直流 125V 主母線盤の受電前状態において異臭・発煙・破損等異常がないことを外観点検により確認し、発電長に代替所内電気設備の受電準備が完了したことを報告する。
- ⑥ 重大事故等対応要員は、原子炉建屋西側接続口又は原子炉建屋東側接続口にて可搬型代替低圧電源車（可搬型整流器経由）から可搬型代替直流電源設備用電源切替盤までの間の電路の健全性を絶縁抵抗測定により確認し、災害対策本部長代理に可搬型代替直流電源設備用電源切替盤への給電準備が完了したことを報告する。
- ⑦ 災害対策本部長代理は、発電長に可搬型代替直流電源設備による可搬型代替直流電源設備用電源切替盤への給電準備が完了したことを連絡する。
- ⑧ 発電長は、災害対策本部長代理に可搬型代替直流電源設備による可搬型代替直流電源設備用電源切替盤への給電開始を依頼する。
- ⑨ 災害対策本部長代理は、重大事故等対応要員に可搬型代替直流電源設備用電源切替盤への給電開始を指示する。
- ⑩ 発電長は、運転員等に代替所内電気設備の受電開始を指示する。
- ⑪ 重大事故等対応要員は、原子炉建屋西側接続口又は原子炉建屋東側接続口にて可搬型代替低圧電源車及び可搬型整流器を起動し、可搬型代替直流電源設備用電源切替盤への給電を開始し、災害対策本部長代理に可搬型代替直流電源設備用電源切替盤への給電が完了したことを報告する。
- ⑫ 災害対策本部長代理は、発電長に可搬型代替直流電源設備による可搬型代替直流電源設備用電源切替盤への給電が完了したことを連絡する。

- ⑬ 運転員等は、原子炉建屋付属棟内にて可搬型代替直流電源設備用電源切替盤の配線用遮断器を「緊急用M C C側」へ切り替え、緊急用直流 125V 主母線盤の配線用遮断器を「入」（又は「入」を確認）し、可搬型代替直流電源設備用電源切替盤を経由して緊急用直流 125V 主母線盤、緊急用直流 125V M C C及び緊急用直流 125V 計装分電盤を受電する。
- ⑭ 運転員等は、原子炉建屋付属棟内にて緊急用直流 125V 主母線盤、緊急用直流 125V M C C及び緊急用直流 125V 計装分電盤にて必要な負荷の配線用遮断器を「入」（又は「入」を確認）とする。
- ⑮ 運転員等は、原子炉建屋付属棟内にて緊急用直流 125V 主母線盤、緊急用直流 125V M C C及び緊急用直流 125V 計装分電盤の受電状態において異臭・発煙・破損等異常がないことを外観点検により確認する。
- ⑯ 運転員等は、発電長に可搬型代替直流電源設備による代替所内電気設備の受電が完了したことを報告する。

(c) 操作の成立性

上記の操作は、現場対応を運転員等（当直運転員）2名及び重大事故等対応要員6名にて実施した場合、作業開始を判断してから可搬型代替直流電源設備による代替所内電気設備への給電完了まで230分以内で可能である。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、放射線防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。

1. 14. 2. 4 非常用ディーゼル発電機機能喪失時の代替電源による対応手順

(2) 非常用ディーゼル発電機機能喪失時の代替直流電源による給電

a. 所内常設直流電源設備による直流125V主母線盤への給電

外部電源喪失及び2C・2D D/Gの機能喪失、常設代替高圧電源装置及び可搬型代替低圧電源車による交流電源の復旧ができない場合、所内常設直流電源設備である125V系蓄電池A系・B系から、24時間以上にわたり非常用所内電気設備である直流125V主母線盤2A・2Bへ給電する。

外部電源喪失及び2C・2D D/Gの機能喪失後、充電器を經由した直流母線（直流125V主母線盤）への給電から、125V系蓄電池A系・B系による直流母線（直流125V主母線盤）への給電に自動で切り替わることを確認する。125V系蓄電池A系・B系の延命のため、全交流動力電源喪失から1時間経過するまでに、中央制御室において簡易な操作でプラントの状態監視に必要ではない直流125V主母線盤の直流負荷を切り離し、その後、全交流動力電源喪失から8時間経過するまでに、中央制御室外において必要な負荷以外の切り離しを実施することで、24時間以上にわたり直流125V主母線盤2A・2Bへ給電する。

所内常設直流電源設備から直流母線へ給電している24時間以内に、常設代替高圧電源装置又は可搬型代替低圧電源車によりP/C 2C・2Dを受電し、その後、直流125V主母線盤2A・2Bを受電して直流電源の機能を回復させる。なお、蓄電池を充電する際は水素が発生するため、バッテリー室の換気を確保した上で、蓄電池の回復充電を実施する。

(a) 手順着手の判断基準

【所内常設直流電源設備による非常用所内電気設備への自動給電確認の判断基準】

外部電源喪失及び2C・2D D/G機能喪失により、直流125V充

電器 A， 直流125V充電器 B， 直流±24V充電器 A 及び直流±24V充電器 B の交流入力電源の喪失が発生した場合。

【必要な負荷以外の切り離しの判断基準】

125V系蓄電池 A 系・ B 系から直流125V主母線盤 2 A ・ 2 B への自動給電開始から1時間以内に常設代替高圧電源装置による代替所内電気設備への給電がなく， 常設代替高圧電源装置による直流125V充電器 A ・ B の交流入力電源の復旧が見込めない場合。

(b) 操作手順

所内常設直流電源設備による直流125V主母線盤等への給電手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第1.14.2.1-1図及び第1.14.2.1-2図に， 概要図を第1.14.2.2-1図に， タイムチャートを第1.14.2.2-2図に示す。

操作手順は「1.14.2.2(1) a . 所内常設直流電源設備による非常用所内電気設備への給電」 の操作手順と同様である。

(c) 操作の成立性

操作の成立性は「1.14.2.2(1) a . 所内常設直流電源設備による非常用所内電気設備への給電」 の操作の成立性と同様である。

b . 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機による直流125V主母線盤への給電

外部電源喪失， 2 C ・ 2 D D/G 及び M/C 2 C ・ 2 D の故障により， 非常用所内電気設備である直流125V充電器 A ・ B の交流入力電源が喪失している状態で， HPCS D/G， M/C HPCS 及び直流125V予備充電器の使用が可能であって， さらに高圧炉心スプレイ系ポンプの停止が可能な場合は， HPCS D/G から M/C HPCS 及び直流125V予備充電器を経由して非常用所内直流電気設備である直流125V主母

線盤 2 A（又は 2 B）へ給電する。

(a) 手順着手の判断基準

外部電源喪失及び 2 C・2 D D/G の故障により、M/C 2 C・2 D の母線電圧が喪失している状態で、HPCS D/G、M/C HPCS、MCC HPCS 及び直流 125V 予備充電器の使用が可能であって、さらに高圧炉心スプレイ系ポンプの停止が可能な場合。

(b) 操作手順

HPCS D/G による M/C 2 C・2 D への給電手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第 1.14.2.1-1 図及び第 1.14.2.1-2 図に、概要図を第 1.14.2.4-3 図に、タイムチャートを第 1.14.2.4-4 図に示す。

- ① 発電長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員等に HPCS D/G による M/C HPCS 及び直流 125V 予備充電器を経由した直流 125V 主母線盤 2 A（又は 2 B）への給電準備開始を指示する。
- ② 運転員等は、原子炉建屋付属棟内にて給電準備として直流 125V 充電器 A・B の出力遮断器を「切」とする。
- ③ 運転員等は、中央制御室にて給電準備として M/C HPCS の負荷遮断器を「切」とし、動的負荷の自動起動防止のため操作スイッチを隔離する。
- ④ 運転員等は、原子炉建屋付属棟内にて M/C HPCS、直流 125V 予備充電器及び直流 125V 主母線盤 2 A（又は 2 B）の受電前状態において異臭・発煙・破損・保護装置の動作等異常がないことを外観点検により確認する。
- ⑤ 運転員等は、発電長に HPCS D/G による直流 125V 主母線盤 2 A（又は 2 B）への給電準備が完了したことを報告する。

- ⑥ 発電長は、運転員等にH P C S D / Gによる直流 125V 主母線盤 2 A（又は 2 B）への給電開始を指示する。
- ⑦ 運転員等は、中央制御室にてH P C S D / Gを起動（又は運転状態を確認）し、M / C H P C SのH P C S D / G用受電遮断器を「入」とし、M / C H P C S及びM C C H P C Sを受電する。
- ⑧ 運転員等は、原子炉建屋付属棟内にてM C C H P C Sから直流 125V 予備充電器受電のための配線用遮断器を「入」として、直流 125V 予備充電器を受電する。
- ⑨ 運転員等は、原子炉建屋付属棟内にてM / C H P C Sから直流 125V 予備充電器を経由した直流 125V 主母線盤 2 A（又は 2 B）受電のための配線用遮断器を「入」として、直流 125V 主母線盤 2 A（又は 2 B）を受電する。
- ⑩ 運転員等は、原子炉建屋付属棟内にて直流 125V 主母線盤 2 A（又は 2 B）への給電状態に異常がないことを発電長に報告する。

(c) 操作の成立性

上記の操作は、中央制御室対応を運転員等（当直運転員）1名、現場対応を運転員等（当直運転員）2名にて作業を実施した場合、作業開始を判断してからH P C S D / Gによる直流125V主母線盤 2 A（又は 2 B）への給電まで90分以内で可能である。

円滑に作業できるように、移動経路を確保し、放射線防護具、照明及び通信連絡設備を整備する。

- c. 所内常設直流電源設備（3系統目）による直流125V主母線盤への給電非常用交流電源設備の故障時に可搬型直流電源設備等の準備が完了するまでに、直流125V主母線電圧が所内常設直流電源設備の枯渇等により許容最低電圧値以上を維持できない場合は、所内常設直流電源設備（3

系統目) である125V系蓄電池 (3系統目) から, 24時間にわたり非常用
所内電気設備である直流125V主母線盤 2 A (又は 2 B) へ給電する。

125V系蓄電池 (3系統目) の延命のため, 全交流動力電源喪失から1
時間経過するまでに, 中央制御室において簡易な操作でプラントの状態
監視に必要なではない直流125V主母線盤の直流負荷を切り離し, その後,
全交流動力電源喪失から8時間経過するまでに, 中央制御室外において
必要な負荷以外の切り離しを実施することで, 24時間にわたり直流125V
主母線盤 2 A (又は 2 B) へ給電する。

(a) 手順着手の判断基準

外部電源及び 2 C・2 D・HPCS D/Gの機能喪失時に可搬型
直流電源設備等の準備が完了するまでに, 直流母線電圧が125V系蓄電
池A系 (又はB系) の枯渇等により直流125V主母線電圧が許容最低電
圧値 (103V) 以上を維持できない場合。

(b) 操作手順

所内常設直流電源設備 (3系統目) による直流125V主母線盤への給
電手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第1.14.2.1-1図
及び第1.14.2.1-2図に, 概要図を第1.14.2.2-3図に, タイムチャー
トを第1.14.2.2-4図に示す。

操作手順は「1.14.2.2(1) b. 所内常設直流電源設備 (3系統目)
による非常用所内電気設備への給電」の操作手順と同様である。

(c) 操作の成立性

操作の成立性は「1.14.2.2(1) b. 所内常設直流電源設備 (3系統
目) による非常用所内電気設備への給電」の操作の成立性と同様であ
る。

d. 可搬型代替直流電源設備による直流125V主母線盤への給電

外部電源及び2 C・2 D D/Gの機能喪失時に、125V系蓄電池A系・B系又は125V系蓄電池（3系統目）による直流125V主母線盤2 A・2 Bへの給電開始から24時間以内に、常設代替交流電源設備及び可搬型代替交流電源設備による直流125V充電器A・Bの交流入力電源の復旧が見込めず、125V系蓄電池A系・B系又は125V系蓄電池（3系統目）が枯渇するおそれがある場合に、可搬型代替低圧電源車及び可搬型整流器を組み合わせた可搬型代替直流電源設備により非常用所内電気設備である直流125V主母線盤2 A（又は2 B）に給電する。

また、上記給電を継続するために可搬型代替低圧電源車への燃料給油を実施する。燃料の給油手順については、「1.14.2.6 燃料の補給手順」にて整備する。

(a) 手順着手の判断基準

外部電源喪失及び2 C・2 D D/G機能喪失後、125V系蓄電池A系・B系又は125V系蓄電池（3系統目）による直流125V主母線盤2 A・2 Bへの給電開始から24時間以内に、常設代替高圧電源装置及び可搬型代替低圧電源車による給電操作が完了する見込みがない場合。

(b) 操作手順

可搬型代替直流電源設備による直流125V主母線盤への給電手順の概要は以下のとおり。手順の対応フローを第1.14.2.1-1図及び第1.14.2.1-2図に、概要図を第1.14.2.2-5図に、タイムチャートを第1.14.2.2-6図に示す。

操作手順は「1.14.2.2(1)c. 可搬型代替直流電源設備による非常用所内電気設備への給電」の操作手順と同様である。

(c) 操作の成立性

操作の成立性は「1.14.2.2(1)c. 可搬型代替直流電源設備による

非常用所内電気設備への給電」の操作の成立性と同様である。

1.14.2.9 重大事故等時の対応手段の選択

重大事故等時の対応手段の選択方法は以下のとおり。対応手段の選択フローチャートを第1.14.2.8-1図に示す。

(1) 代替電源（交流）による対応手段

全交流動力電源喪失時に炉心の著しい損傷，原子炉格納容器の破損，使用済燃料プール内の燃料体等の著しい損傷及び運転停止中原子炉内燃料体の著しい損傷を防止するために必要な電力を確保するための給電手段として，常設代替交流電源設備，緊急時対策室建屋ガスタービン発電機及び可搬型代替交流電源設備による給電がある。

短期的には低圧代替注水設備（常設）への給電，中期的には発電用原子炉及び原子炉格納容器の除熱で用いる残留熱除去系への給電が主な目的となることから，これらの必要な負荷を運転するための十分な容量があり，かつ短時間で電力供給が可能である常設代替交流電源設備（優先1）による給電を優先する。

常設代替交流電源設備から給電できない場合は，緊急時対策室建屋ガスタービン発電機（優先2）から給電する。緊急時対策室建屋ガスタービン発電機から給電できない場合は，可搬型代替交流電源設備（可搬型代替低圧電源車接続盤（西側）又は（東側）接続）（優先3）から給電する。可搬型代替交流電源設備（可搬型代替低圧電源車接続盤（西側）又は（東側）接続）から給電できない場合は，可搬型代替交流電源設備（常用MCC（屋内開閉所）接続）（優先4）から給電する。

上記の手順を連続して実施した場合，直流125V主母線盤の受電完了まで約867分で実施可能であり，所内常設直流電源設備から給電されている24

時間以内に十分な余裕を持って給電を開始する。

(2) 代替電源（直流）による対応手段

全交流動力電源喪失時，直流母線への直流電源が給電できない場合の対応手段として，所内常設直流電源設備，常設代替直流電源設備，所内常設直流電源設備（3系統目）及び可搬型代替直流電源設備がある。

原子炉圧力容器への注水として用いる原子炉隔離時冷却系及び高圧代替注水系，発電用原子炉の減圧に用いる逃がし安全弁（自動減圧機能），原子炉格納容器内の減圧及び除熱で用いる格納容器圧力逃がし装置への給電が主な目的となる。短時間で給電が可能であり，長期間にわたる運転が期待できる手段から優先して準備する。

全交流動力電源の喪失により直流125V充電器A・Bを経由した直流125V主母線盤2A・2Bへの給電ができない場合は，代替交流電源設備による給電を開始するまでの間，125V系蓄電池A系・B系及び緊急用125V系蓄電池を使用することで24時間にわたり原子炉隔離時冷却系の運転及び逃がし安全弁（自動減圧機能）の作動等に必要な直流電源の給電を行う。

なお，所内常設直流電源設備及び常設代替直流電源設備は，直流125V充電器A・B及び緊急用直流125V充電器の交流入力電源の喪失と同時に非常用所内電気設備である直流125V主母線盤2A・2B及び代替所内電気設備である緊急用直流125V主母線盤に無停電で自動給電される。

全交流動力電源喪失後，可搬型直流電源設備等の準備が完了するまでに，緊急用の直流125V主母線電圧が所内常設直流電源設備又は常設代替直流電源設備の枯渇等により許容最低電圧値以上を維持できない場合は，所内常設直流電源設備（3系統目）である125V系蓄電池（3系統目）から，直流125V主母線盤2A，2B又は緊急用直流125V主母線盤へ給電する。

全交流動力電源喪失後，24時間以内に代替交流電源設備による給電操作

が完了する見込みがない場合は、可搬型代替直流電源設備を用いて直流125V主母線盤 2 A・2 B 又は緊急用直流125V主母線盤へ給電する。

代替交流電源設備により交流電源が復旧した場合は、直流125V充電器 A・B 及び緊急用125V充電器を受電して直流電源の機能を回復させる。

直流125V蓄電池 A系・B系が枯渇した場合は、遮断器の制御電源が喪失しているため、遮断器を手動で投入してから代替交流電源設備により交流電源を復旧し、直流125V充電器盤 A・B を経由して直流125V主母線盤 2 A・2 B に給電して直流電源の機能を回復させる。

第 1.14.1－1 表 機能喪失を想定する設計基準事故対処設備と整備する手順

対応手段，対処設備，手順書一覧 (3/8)

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	対処設備	手順書	
代替交流電源設備による給電	2C・2D 非常用ディーゼル発電機 高圧炉心スプレイ系 ディーゼル発電機 (全交流動力電源喪失)	常設代替交流電源設備による給電	<ul style="list-style-type: none"> 常設代替高圧電源装置 常設代替高圧電源装置燃料移送系配管・弁 常設代替高圧電源装置～緊急用M/C～M/C 2C及び2D電路 緊急用M/C～緊急用モータコントロールセンタ(以下「MCC」という。)電路 燃料給油設備 	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ(徴候ベース)「電源供給回復」 非常時運転手順書Ⅱ(停止時徴候ベース)「停止時電源復旧」 AM設備別操作手順書 重大事故等対策要領
		緊急時対策室建屋ガスタービン発電機による給電	<ul style="list-style-type: none"> 緊急時対策室建屋ガスタービン発電機 緊急時対策室建屋ガスタービン発電機用燃料タンク 緊急時対策室建屋ガスタービン発電機用燃料移送ポンプ 緊急時対策室建屋ガスタービン発電機用燃料移送系配管・弁 緊急時対策室建屋ガスタービン発電機～パワーセンタ(以下「P/C」という。)2D電路 	自主対策設備	非常時運転手順書Ⅱ(徴候ベース)「電源供給回復」 非常時運転手順書Ⅱ(停止時徴候ベース)「停止時電源復旧」 AM設備別操作手順書 重大事故等対策要領
		可搬型代替交流電源設備による給電	<ul style="list-style-type: none"> 可搬型代替低圧電源車 可搬型代替低圧電源車～可搬型代替低圧電源車接続盤(西側)又は(東側)～P/C 2C及びP/C 2D電路 燃料給油設備 	重大事故等対処設備	非常時運転手順書Ⅱ(徴候ベース)「電源供給回復」 非常時運転手順書Ⅱ(停止時徴候ベース)「停止時電源復旧」 AM設備別操作手順書
			<ul style="list-style-type: none"> 可搬型代替低圧電源車～常用MCC(屋内開閉所)～P/C 2D電路 	自主対策設備	重大事故等対策要領

※1：125V系蓄電池A系・B系・HPCS系及び中性子モニタ用蓄電池A系・B系からの給電は，運転員による操作は不要である。

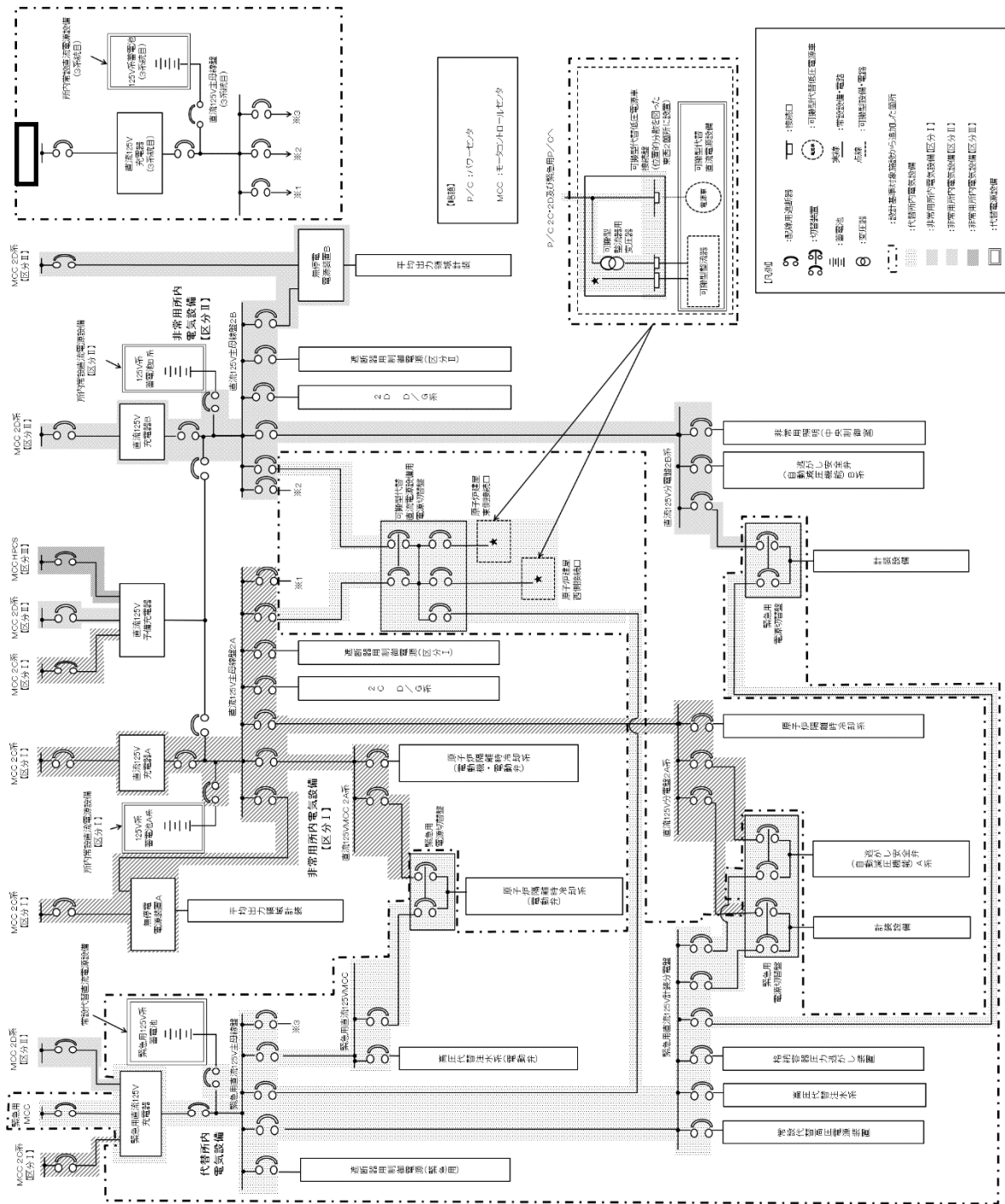
※2：緊急用125V系蓄電池からの給電は，運転員による操作は不要である。

対応手段，対処設備，手順書一覧（6／8）

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	対処設備	手順書
非常用ディーゼル発電機機能喪失時の代替交流電源による給電	2C・2D 非常用ディーゼル発電機 高圧炉心スプレイ系 ディーゼル発電機 (全交流動力電源喪失)	可搬型代替交流電源設備による非常用低圧母線への給電	<ul style="list-style-type: none"> 可搬型代替低圧電源車 可搬型代替低圧電源車～可搬型代替低圧電源車接続盤（西側）又は（東側）～P/C 2C及び2D電路 燃料給油設備 	重大事故等対処
			<ul style="list-style-type: none"> 可搬型代替低圧電源車～常用MCC（屋内開閉所）～P/C 2D電路 	自主対策設備
非常用ディーゼル発電機機能喪失時の代替直流電源による給電	2C・2D 非常用ディーゼル発電機 高圧炉心スプレイ系 ディーゼル発電機 (全交流動力電源喪失)	所内常設直流電源設備による直流125V主母線盤への給電	<ul style="list-style-type: none"> 125V系蓄電池A系※1 125V系蓄電池B系※1 125V系蓄電池A系～直流125V主母線盤2A電路 125V系蓄電池B系～直流125V主母線盤2B電路 	重大事故等対処設備
			<ul style="list-style-type: none"> HPCS D/G 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機燃料油デイトンク M/C HPCS MCC HPCS 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水ポンプ 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水ポンプ～HPCS D/G流路 軽油貯蔵タンク 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機燃料移送ポンプ 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機燃料移送系配管・弁 	重大事故等対処設備
			<ul style="list-style-type: none"> 直流125V予備充電器 HPCS D/G～M/C HPCS～MCC HPCS～直流125V予備充電器～直流125V主母線盤2A及び2B電路 	自主対策設備

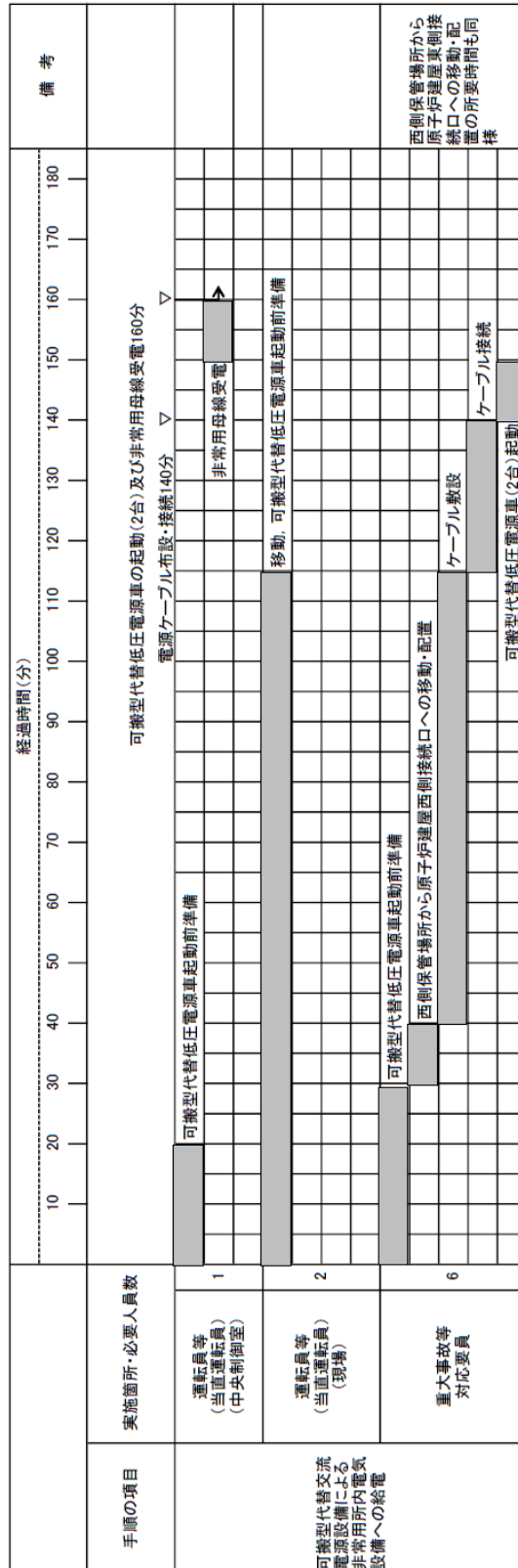
※1：125V系蓄電池A系・B系・HPCS系及び中性子モニタ用蓄電池A系・B系からの給電は，運転員による操作は不要である。

※2：緊急用125V系蓄電池からの給電は，運転員による操作は不要である。

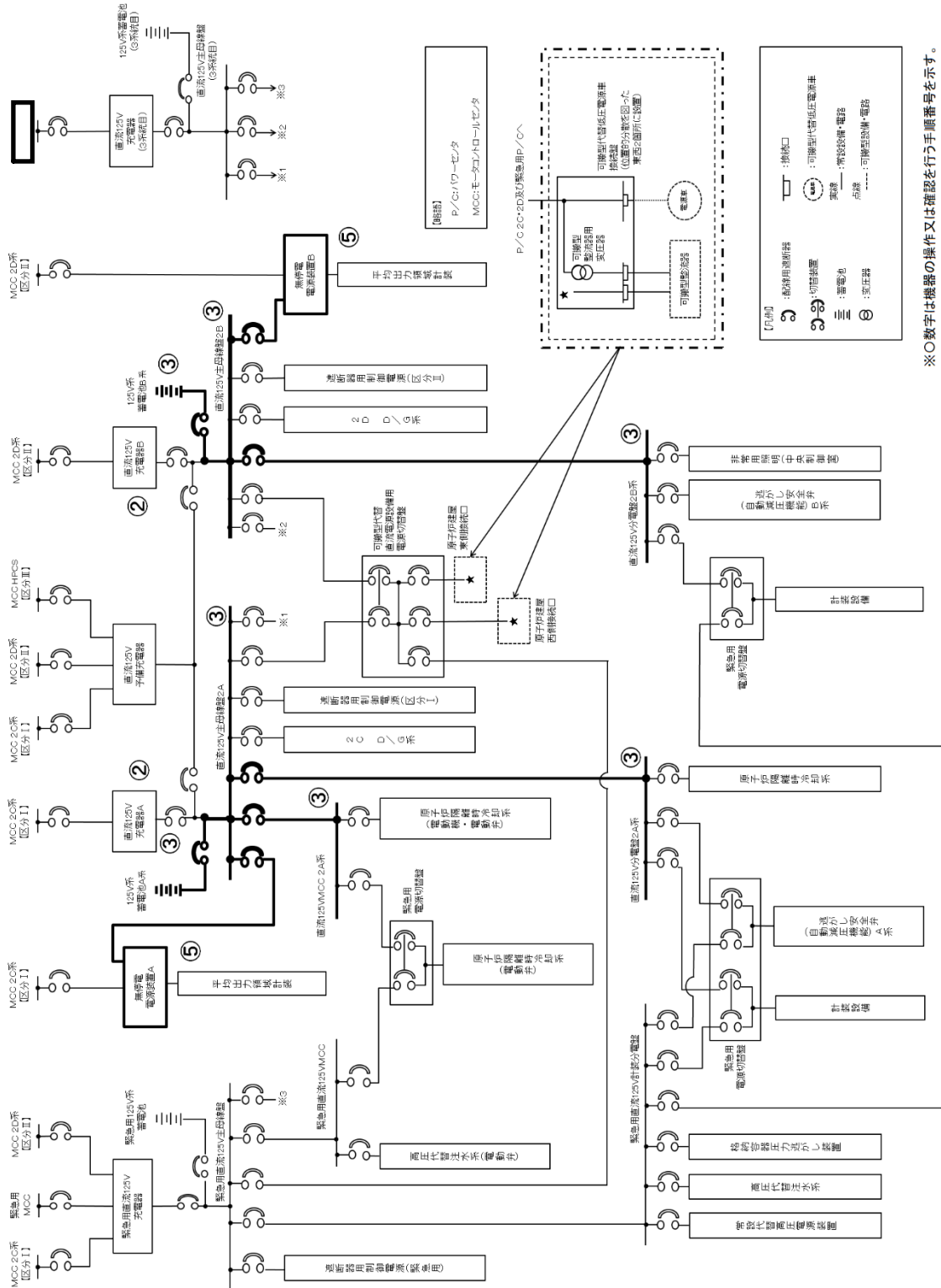


第1.14.1-4図 直流電源単線結線図 (1/3)

は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。

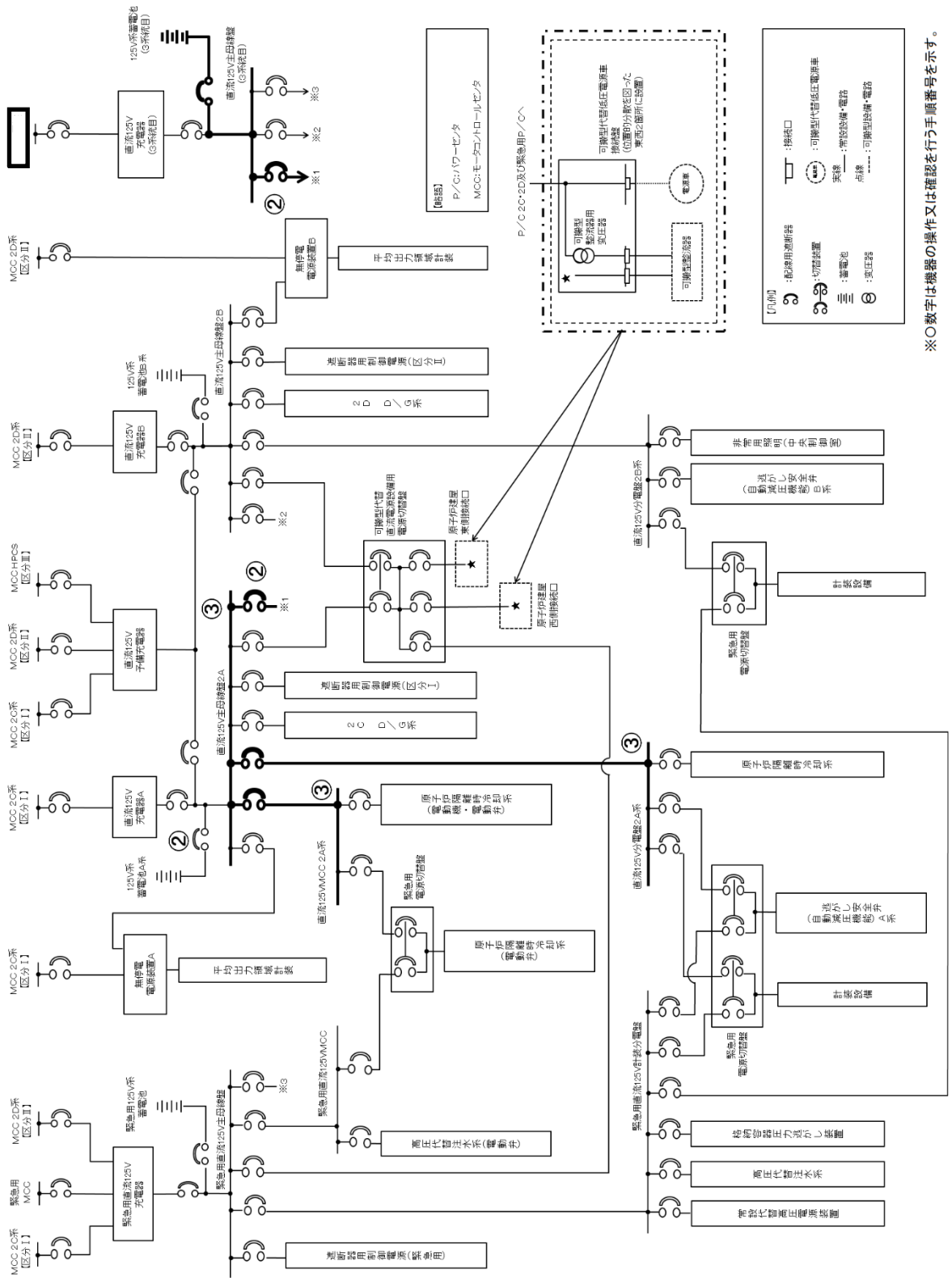


第 1.14.2.1-8 図 可搬型代替交流電源設備（可搬型代替低圧電源車接続盤（西側）又は（東側）接続）の起動並びに P/C 2 C 及び P/C 2 D 受電手順のタイムチャート



第 1.14.2.2-1 図 所内常設直流電源設備による非常用所内電気設備への給電手順の概要図

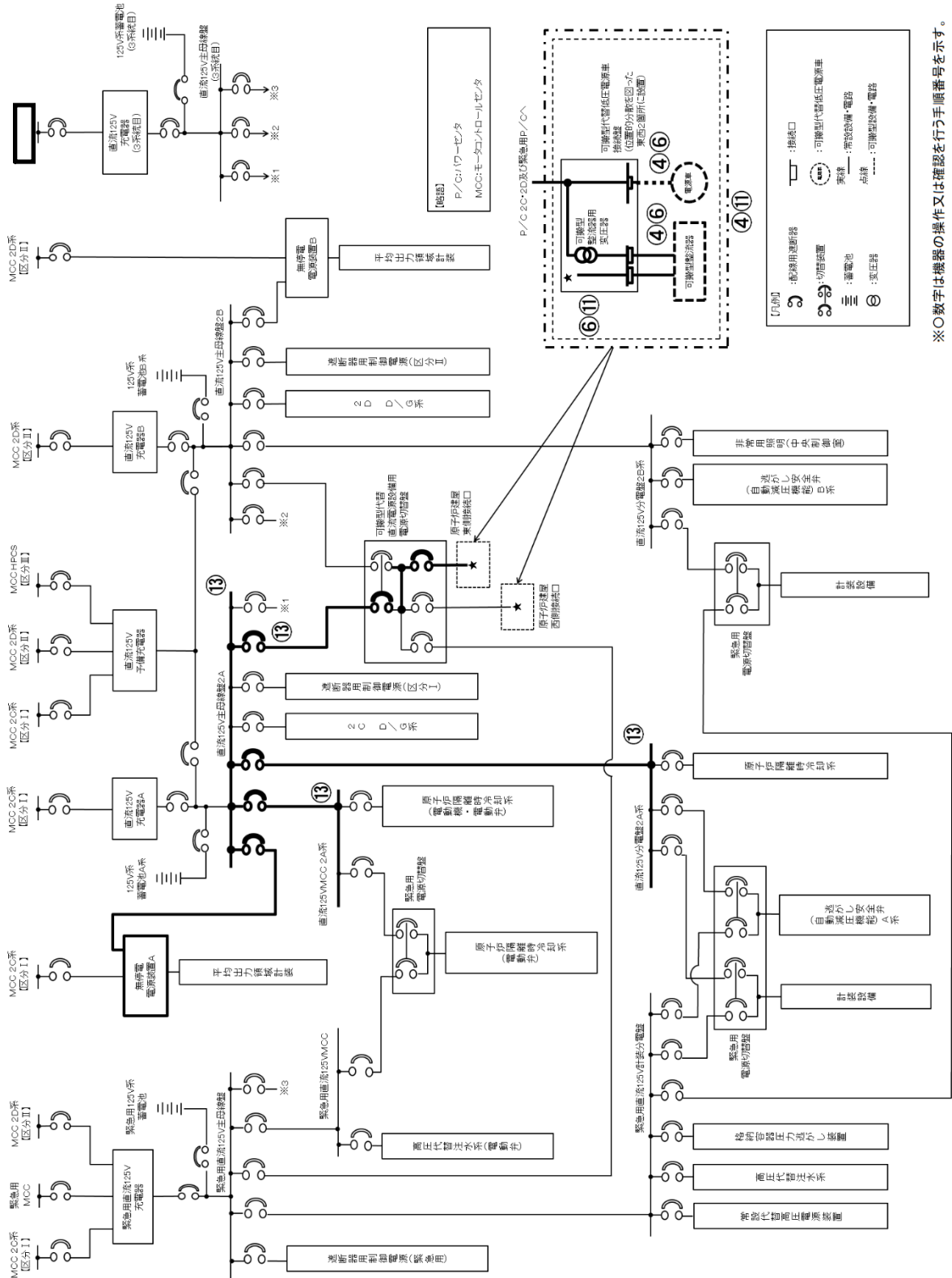
□ は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。



※○数字は機器の操作又は確認を行う手順番号を示す。

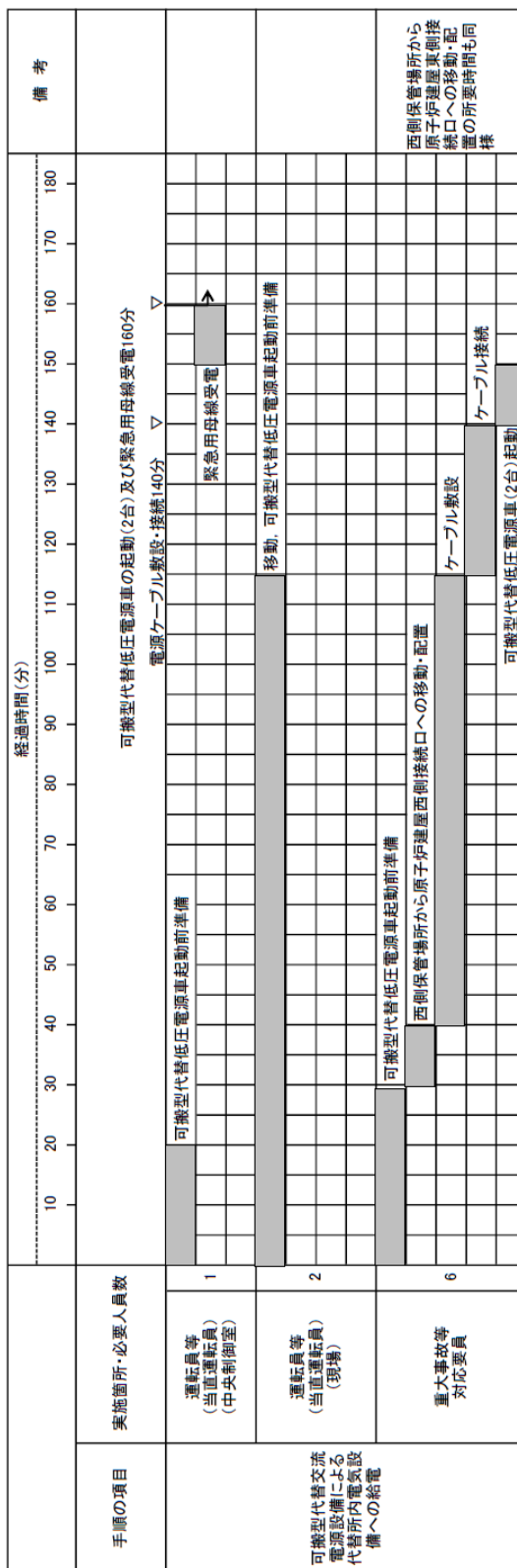
は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。

第 1.14.2.2-3 図 所内常設直流電源設備（3系統目）による非常用所内電気設備への給電手順の概要図

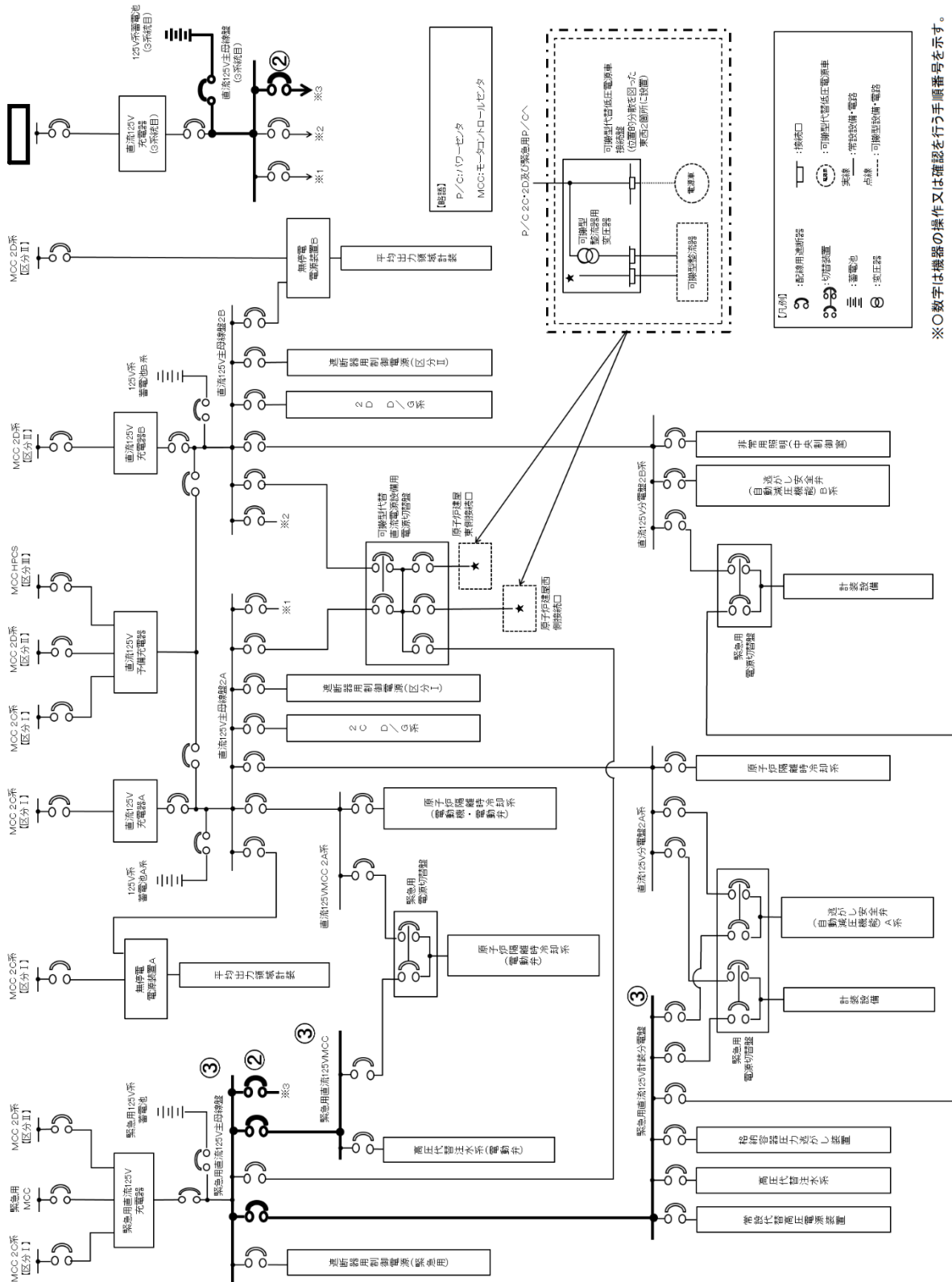


第 1.14.2.2-5 図 可搬型代替直流電源設備（可搬型代替交流電源車接続盤（西側）又は（東側）接続）による給電手順の概要図

は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。



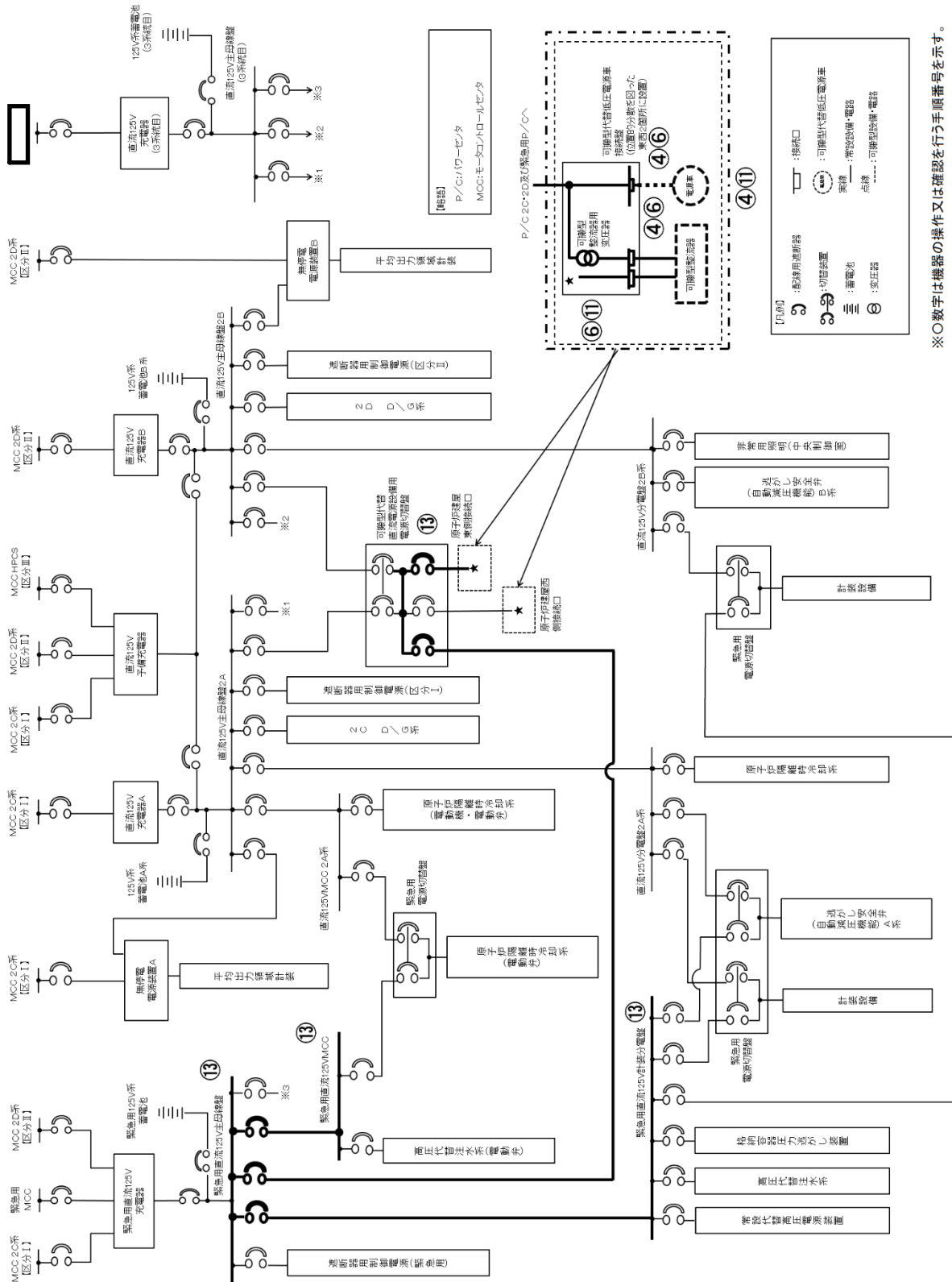
第 1.14.2.3-4 図 可搬型代替交流電源設備（可搬型代替低圧電源車接続盤（西側）又は（東側）接続）の起動及び緊急用 P / C 受電の手順のタイムチャート



※○数字は機器の操作又は確認を行う手順番号を示す。

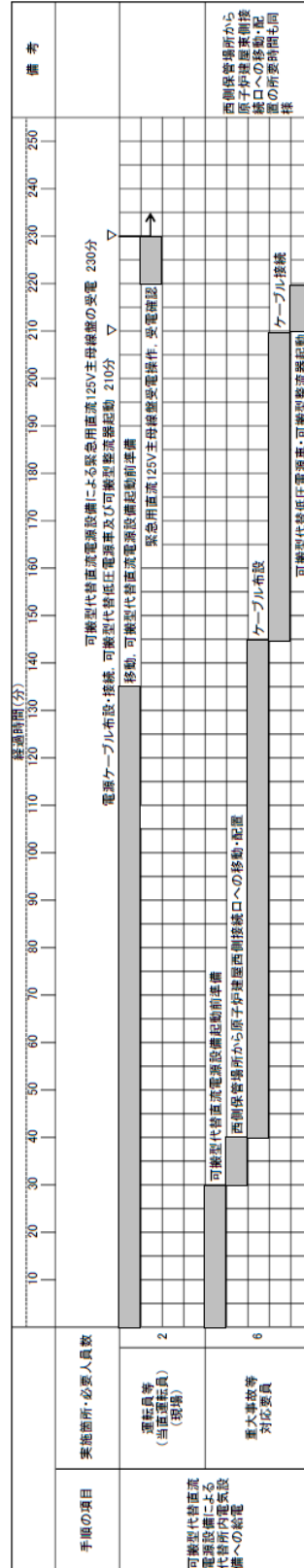
は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。

第 1.14.2.3-7 図 所内常設直流電源設備（3系統目）による代替所内電気設備への給電の概要図



第 1.14.2.3-9 図 可搬型代替直流電源設備による代替所内電気設備への給電の概要図

は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。



第 1.14.2.3-10 図 可搬型代替直流電源設備による代替所内電気設備への給電手順のタイムチャート

1.15 事故時の計装に関する手順等

記述は，令和元年7月24日付け原規規発第1907243号をもって設置変更許可を受けた東海第二発電所の発電用原子炉設置変更許可申請書の添付書類十追補1の記述のうち，「1.15 事故時の計装に関する手順等」の記載内容に同じ。

ただし，「1.15.1(2)c. 計測に必要な計器電源が喪失した場合の手段及び設備」，「1.15.2.1(1)d. 代替パラメータでの推定方法」，「1.15.2.2(1)c. 所内常設直流電源設備（3系統目）又は可搬型代替直流電源設備からの給電」，「1.15.2.2(1)e. 重大事故等時の対応手段の選択」，「第1.15－1表 事故時に必要な計装に関する手順」，「第1.15－2表 重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ（重大事故等対処設備）（10／16）」，「第1.15－3表 代替パラメータによる主要パラメータの推定（1／21）」，「第1.15－3表 代替パラメータによる主要パラメータの推定（14／21）」，「第1.15－4表 補助パラメータ（3／3）」，「第1.15－1図 機能喪失原因対策分析」，「第1.15－3図 主要設備 系統概要図（1／3）」及び「第1.15－4図 計器の電源構成図（直流電源）（1／3）」に係る記述を以下のとおり変更する。

1.15.1 対応手段と設備の選定

(2) 対応手段と設備の選定の結果

c. 計測に必要な計器電源が喪失した場合の手段及び設備

(a) 対応手段

監視する計器に供給する電源（以下「計器電源」とい

う。)が喪失し、監視機能が喪失した場合に、代替電源(交流、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、電源(乾電池)を内蔵した可搬型の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。

- ・ 常設代替交流電源設備
- ・ 可搬型代替交流電源設備

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。

- ・ 所内常設直流電源設備
- ・ 常設代替直流電源設備
- ・ 所内常設直流電源設備(3系統目)
- ・ 可搬型代替直流電源設備

可搬型の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自主対策設備

機能喪失原因対策分析の結果により選定した、常設代替交流電源設備、可搬型代替交流電源設備、所内常設直流電源設備、常設代替直流電源設備、所内常設直流電源設備(3系統目)、可搬型代替直流電源設備、可搬型計測器は、重大事故等対処設備として位置付ける。

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が全て網羅されている。

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。

1.15.2 重大事故等時の手順等

1.15.2.1 監視機能喪失

(1) 計器の故障

d. 代替パラメータでの推定方法

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発電用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，発電用原子炉施設の状態を把握する。

推定に当たっては，使用する計器が複数ある場合，代替パラメータと主要パラメータの関連性，検出器の種類，使用環境条件等，以下に示す事項及び計測される値の不確かさを考慮し，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，急激な原子炉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，原子炉水位及び原子炉圧力を除

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。

- ・ 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，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測定されるパラメータの値との差異を評価し，パラメータの値，信頼性を考慮した上で使用する。
- ・ 重大事故等時に最も設置雰囲気環境が厳しくなるのは，炉心損傷及び原子炉圧力容器が破損した状況であるため，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。また，重大事故等発生時と校正時の状態変化による影響を考慮する。
- ・ 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，水が飽和状態でないと不確かさが生じるため，計器が故障するまでの発電用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。
- ・ 推定に当たっては，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 1.15-3 表に整理する。

- ・ 同一物理量（温度，圧力，水位，流量，放射線量率，水素濃度及び中性子束）により推定するケース

- ・ 水位を注水源若しくは注水先の水位変化又は注水量及び吐出圧力により推定するケース
- ・ 流量を注水源又は注水先の水位変化を監視することにより推定するケース
- ・ 除熱状態を温度，圧力，流量等の傾向監視により推定するケース
- ・ 原子炉圧力容器破損後にペDESTAL（ドライウェル部）に落下したデブリの冠水状態を温度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により推定するケース
- ・ 注水量をポンプの注水特性の関係により推定するケース
- ・ 原子炉格納容器内の水位をドライウェル圧力とサブプレッション・チェンバ圧力の差圧により推定するケース
- ・ 未臨界状態の維持を制御棒の挿入状態により推定するケース
- ・ あらかじめ評価したパラメータの相関関係により酸素濃度を推定するケース
- ・ 装置の作動状況により水素濃度を推定するケース
- ・ エリア放射線モニタの傾向監視により格納容器バイパス事象が発生したことを推定するケース
- ・ 原子炉格納容器への空気（酸素）の流入の有無を原子炉格納容器内圧力により推定するケース
- ・ 使用済燃料プールの状態を同一物理量（温度），あらかじめ評価した水位と放射線量率の相関関係及びカメラの監視により，使用済燃料プールの水位又は必要な水遮蔽が確保されていることを推定するケース

- ・原子炉圧力容器内の圧力と原子炉格納容器内の圧力（S / C）の差圧により原子炉圧力容器の満水状態を推定するケース
- ・圧力の傾向監視によりベントガスの放出を推定するケース

1.15.2.2 計測に必要な電源の喪失

(1) 全交流動力電源喪失及び直流電源喪失

c. 所内常設直流電源設備（3系統目）又は可搬型代替直流電源設備からの給電

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、所内常設直流電源設備（3系統目）である125V系蓄電池（3系統目）又は可搬型代替直流電源設備である可搬型代替低圧電源車及び可搬型整流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。

e. 重大事故等時の対応手段の選択

全交流動力電源喪失、直流電源喪失等により、計器電源が喪失した場合に、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には、所内常設直流電源設備又は常設代替直流電源設備から計測可能な計器に給電される。

所内常設直流電源設備又は常設代替直流電源設備から給電されている間に、常設代替交流電源設備又は可搬型代替交流電源設備から計器に給電する。

常設代替交流電源設備又は可搬型代替交流電源設備からの給

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、所内常設直流電源設備（3系統目）又は可搬型代替直流電源設備から計器に給電する。

代替電源（交流，直流）からの給電が困難となった場合は、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。

第 1.15－1 表 事故時に必要な計装に関する手順

対応手段， 対処設備， 手順書一覧

分類	機能喪失を想定する 重大事故等対処設備	対応 手段	対処設備		手順書	
監視機能喪失時	計器の故障	他チャンネル による計測	主要パラメータの他チャンネルの 重要計器	重大事故等 対処設備	AM設備別操作手順書 重大事故等対策要領	
			主要パラメータの他チャンネルの 常用計器	自主対策 設備		
		代替パラメータ による推定	重要代替計器	重大事故等 対処設備	AM設備別操作手順書 重大事故等対策要領	
			常用代替計器	自主対策 設備		
	計器の計測範囲を超え た場合	代替パラメータ による推定	重要代替計器	重大事故等 対処設備		AM設備別操作手順書 重大事故等対策要領
			常用代替計器	自主対策 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	(交流)から の給電	常設代替交流電源設備	重大事故等 対処設備	非常時運転手順書Ⅱ (徴候ベース) 「電源供給回復」 非常時運転手順書Ⅱ (停止時徴候ベース) 「停止時電源復旧」 AM設備別操作手順書 重大事故等対策要領	
			可搬型代替交流電源設備			
		(直流)から の給電	所内常設直流電源設備			
			常設代替直流電源設備			
			所内常設直流電源設備 (3系統目)			
		可搬型計測器 による計測	可搬型代替直流電源設備			
可搬型計測器						
-	-	パラメータ記録	安全パラメータ表示システム (SPDS) (データ伝送装置, 緊急時対策支援 システム伝送装置, SPDSデータ 表示装置)	重大事故等 対処設備	重大事故等対策要領	
			プロセス計算機	自主対策 設備	-	
			記録計			

第 1.15-2 表 重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ (重大事故等対処設備) (1/16)

分類	重要監視パラメータ 重要代替監視パラメータ	個数	計測範囲	設計基準	把握能力 (計測範囲の考え方)	耐震性	電源 ※1,4	検出器の 種類	可搬型 計測器	第 1.15- 3 図 No.
① 原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度	4	0～500℃	302℃以下 ※4	重大事故等時における損傷炉心の冷却状態を把握し, 適切に対応するための判断基準 (300℃) に対して, 500℃まで監視可能。	— (Ss)	緊急用 直流電源	熱電対	可	㉞
	原子炉圧力 ※1									
	原子炉圧力 (S.A) ※1									
	原子炉水位 (広帯域) ※1									
	原子炉水位 (燃料域) ※1									
	原子炉水位 (S.A広帯域) ※1									
② 原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 ※2	2	0～10.5MPa [gage]	8.62MPa [gage] 以下	「②最終ヒートシンクの確保 (残留熱除去系)」を監視するパラメータと同じ。					
	原子炉圧力 (S.A) ※2	2	0～10.5MPa [gage]	8.62MPa [gage] 以下						
	原子炉水位 (広帯域) ※1									
	原子炉水位 (燃料域) ※1									
	原子炉水位 (S.A広帯域) ※1									
	原子炉水位 (S.A燃料域) ※1									
③ 原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力 ※2	2	0～10.5MPa [gage]	8.62MPa [gage] 以下	「③最終ヒートシンクの確保 (残留熱除去系)」を監視するパラメータと同じ。					
	原子炉圧力 (S.A) ※2	2	0～10.5MPa [gage]	8.62MPa [gage] 以下						
	原子炉水位 (広帯域) ※1									
	原子炉水位 (燃料域) ※1									
	原子炉水位 (S.A広帯域) ※1									
	原子炉水位 (S.A燃料域) ※1									

※1 重要代替監視パラメータ, ※2 重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ
 ※3 平均出力領域計装 A～F の 6 チャンネルのうち, A, B の 2 チャンネルが対象。平均出力領域計装の A, C, E チャンネルにはそれぞれ 21 個, B, D, F にはそれぞれ 22 個の検出器がある。
 ※4 設計基準事故時に想定される原子炉圧力容器の最高圧力に対する飽和温度。
 ※5 基準点は蒸気乾燥器スカート下端 (原子炉圧力容器零レベルより 1,340cm), ※6 基準点は燃料有効長頂部 (原子炉圧力容器零レベルより 920cm)
 ※7 ベデスタル底面 (コリウムシールド上表面: EL.11,806mm) からの高さ。
 ※8 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。 ※9 基準点は通常運転水位: EL.3,030mm (サブプレッション・チェンバールより 7,030mm)
 ※10 炉心損傷は, 原子炉停止後の経過時間における格納容器雰囲気放射線モニタの値で判断する。原子炉停止直後に炉心損傷した場合の判断値は約 90Sv/h (経過時間とともに判断値は低くなる) 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。
 ※11 検出点 2 箇所, ※12 検出点 8 箇所, ※13 基準点は使用済燃料貯蔵ラック上端: EL.39,377mm (使用済燃料プール底部より 4,688mm)
 ※14 蓄電池 (所内常設直流電源設備及び常設代替直流電源設備) からの給電により計測可能な計器は, 区分 I, II 直流電源及び緊急用直流電源を電源とした計器である。

第 1.15-2 表 重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ (重大事故等対処設備) (2/16)

分類	重要監視パラメータ 重要代替監視パラメータ	個数	計測範囲	設計基準	把握能力 (計測範囲の考え方)	耐震性	電源 ※1.4	検出器の 種類	可搬型 計測器	第 1.15- 3 図 No.
	原子炉水位 (広帯域) ※2	2	-3, 800mm ₅ ~ 1, 500 mm ₅ ※	-3, 800mm ₅ ~ 1, 400 mm ₅ ※	炉心の冷却状況を把握する上で、原子炉水位制御範囲 (レベル 3 ~ 8) 及び燃料有効長底部まで監視可能。	S	区分 I, II 直流電源	差圧式水位 検出器	可	④1
	原子炉水位 (燃料域) ※2	2	-3, 800mm ₆ ~ 1, 300 mm ₆ ※	397mm ₆ ~ 1, 300 mm ₆ ※		S	区分 I, II 直流電源	差圧式水位 検出器	可	④2
	原子炉水位 (SA 広帯域) ※2	1	-3, 800mm ₅ ~ 1, 500 mm ₅ ※	-3, 800mm ₅ ~ 1, 400 mm ₅ ※		-	緊急用 直流電源	差圧式水位 検出器	可	④3
	原子炉水位 (SA 燃料域) ※2	1	-3, 800mm ₆ ~ 1, 300 mm ₆ ※	397mm ₆ ~ 1, 300 mm ₆ ※		-	緊急用 直流電源	差圧式水位 検出器	可	④4
③ 原子炉圧力容器内の水位	高圧代替注水系系統流量 ※1									
	低圧代替注水系原子炉注水流量 (常設ライン用) ※1									
	低圧代替注水系原子炉注水流量 (常設ライン狭帯域用) ※1									
	低圧代替注水系原子炉注水流量 (可搬ライン用) ※1									
	低圧代替注水系原子炉注水流量 (可搬ライン狭帯域用) ※1									
	代替循環冷却系原子炉注水流量 ※1									
	原子炉隔離時冷却系系統流量 ※1									
	高圧炉心スプレイス系統流量 ※1									
	残留熱除去系系統流量 ※1									
	低圧炉心スプレイス系統流量 ※1									
	原子炉圧力 ※1									
	原子炉圧力 (SA) ※1									
	サブレーション・チェンバ圧力 ※1									
※1	重要代替監視パラメータ, ※2 重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ									
※3	平均出力領域計装 A~F の 6 チャンネルのうち, A, B の 2 チャンネルが対象。平均出力領域計装の A, C, E チャンネルにはそれぞれ 21 個, B, D, F にはそれぞれ 22 個の検出器がある。									
※4	設計基準事故時に想定される原子炉圧力容器の最高圧力に対する飽和温度。									
※5	基準点は蒸気乾燥器スカート下端 (原子炉圧力容器零レベルより 1, 340cm), ※6 基準点は燃料有効長頂部 (原子炉圧力容器零レベルより 920cm) ,									
※7	ペデスタル底面 (コリウムシールド上表面: EL. 11, 806mm) からの高さ。									
※8	重大事故等時に使用する設備のため, 設計基準時時は値なし, ※9 基準点は通常運転水位: EL. 3, 030mm (サブレーション・チェンバ底部より 7, 030mm)									
※10	炉心損傷は, 原子炉停止後の経過時間における格納容器雰囲気放熱線モニタの値で判断する。原子炉停止直後に炉心損傷した場合の判断値は約 90Sv/h (経過時間とともに判断値は低くなる) 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。									
※11	検出点 2 箇所, ※12 検出点 8 箇所, ※13 基準点は使用済燃料貯蔵ラック上端: EL. 39, 377mm (使用済燃料プール底部より 4, 688mm)									
※14	蓄電池 (所内常設直流電源設備及び常設代替直流電源設備) からの給電により計測可能な計器は, 区分 I, II 直流電源及び緊急用直流電源を電源とした計器である。									

「④原子炉圧力容器への注水量」を監視するパラメータと同じ。

「②原子炉圧力容器内の圧力」を監視するパラメータと同じ。

「⑦原子炉格納容器内の圧力」を監視するパラメータと同じ。

第 1.15-2 表 重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ (重大事故等対処設備) (5/16)

分類	重要監視パラメータ 重要代替監視パラメータ	個数	計測範囲	設計基準	把握能力 (計測範囲の考え方)	耐震性	電源 ^{※1,4}	検出器の 種類	可搬型 計測器	第 1.15-3 図 No.	
⑥ 原子炉格納容器内の温度	ドライウエル雰囲気温度	8	0~300℃	171℃以下	原子炉格納容器的限界温度 (200℃) を監視可能。	- (Ss)	緊急用 直流電源	熱電対	可	④5	
	サブレーション・チェンバ 雰囲気温度 ^{※2}	2	0~200℃	104℃以下	原子炉格納容器内の最高使用温度 (104℃) 及び原子炉格納容器的限界温度 (200℃) を監視可能。	- (Ss)	緊急用 直流電源	熱電対	可	④6	
	サブレーション・プール水温度 ^{※2}	3	0~200℃	104℃以下	原子炉格納容器的限界圧力 (620kPa [gage]) におけるサブレーション・プールの飽和温度 (約 167℃) を監視可能。	- (Ss)	緊急用 直流電源	测温 抵抗体	可	④7	
	格納容器下部水温	(水温計 兼デブリ落下 検知用)	5	0~500℃ (ペデスタル 床面 0m) ^{※7}	- ^{※8}	ペデスタル底部にデブリが落下した際の温度上昇又は高温のデブリが検出器に接触し指示値がダウンスケールすることを検知することとデブリ落下を検知可能。	- (Ss)	緊急用 直流電源	测温 抵抗体	可	④8
		(水温計 兼デブリ堆 積検知用)	5	0~500℃ (ペデスタル 床面 +0.2m) ^{※7}	- ^{※8}	ペデスタル床面 +0.2m 以上のデブリ堆積を温度上昇又は高温のデブリと検出器の接触による指示値ダウンスケールにより検知可能。	- (Ss)	緊急用 直流電源	测温 抵抗体	可	
	ドライウエル圧力 ^{※1}				「⑦原子炉格納容器内の圧力」を監視するパラメータと同じ。						
	サブレーション・チェンバ圧力 ^{※1}				「⑦原子炉格納容器内の圧力」を監視するパラメータと同じ。						
⑦ 原子炉格納容器内の圧力	ドライウエル圧力 ^{※2}	1	0~1MPa [abs]	279kPa [gage] 以下	原子炉格納容器的限界圧力 (620kPa [gage]) を監視可能。	- (Ss)	緊急用 直流電源	弾性圧力 検出器	可	④9	
	サブレーション・チェンバ圧力 ^{※2}	1	0~1MPa [abs]	279kPa [gage] 以下		- (Ss)	緊急用 直流電源	弾性圧力 検出器	可	⑤0	
	ドライウエル雰囲気温度 ^{※1}					「⑥原子炉格納容器内の温度」を監視するパラメータと同じ。					
	サブレーション・チェンバ 雰囲気温度 ^{※1}				「⑥原子炉格納容器内の温度」を監視するパラメータと同じ。						

※1 重要代替監視パラメータ, ※2 重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ

※3 平均出力領域計装 A~F の 6 チャンネルのうち, A, B の 2 チャンネルが対象。平均出力領域計装の A, C, E チャンネルにはそれぞれ 21 個, B, D, F にはそれぞれ 22 個の検出器がある。

※4 設計基準事故時に想定される原子炉圧力容器的最高圧力に対する飽和温度。

※5 基準点は蒸気乾燥器スカート下端 (原子炉圧力容器零レベルより 1,340cm), ※6 基準点は燃料有効長頂部 (原子炉圧力容器零レベルより 920cm)

※7 ペデスタル底面 (コリウムシールド上表面: EL. 11, 806mm) からの高さ。

※8 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。 ※9 基準点は通常運転水位: EL. 3,030mm (サブレーション・チェンバ底部より 7,030mm)

※10 炉心損傷は, 原子炉停止後の経過時間における格納容器雰囲気放射線モニタの値で判断する。原子炉停止直後に炉心損傷した場合の判断値は約 90Sv/h (経過時間とともに判断値は低くなる) 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。

※11 検出点 2 箇所, ※12 検出点 8 箇所, ※13 基準点は使用済燃料貯蔵ラック上端: EL. 39, 377mm (使用済燃料プール底部より 4,688mm)

※14 蓄電池 (所内常設直流電源設備及び常設代替直流電源設備) からの給電により計測可能な計器は, 区分 I, II 直流電源及び緊急用直流電源を電源とした計器である。

第 1.15-2 表 重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ (重大事故等対処設備) (6/16)

分類	重要監視パラメータ 重要代替監視パラメータ	個数	計測範囲	設計基準	把握能力 (計測範囲の考え方)	耐震性	電源 ※1,4	検出器の種類	可搬型計測器	第 1.15-3 図 No.	
④ 原子炉格納容器内の水位	サブレーション・プール水位	1	-1m~9m (EL. 2, 030mm~ 12, 030mm) ※9	-0.5m~0m (EL. 2, 530mm~ 3, 030mm) ※9	ウェットウェルベント操作可否判断 (ベン トライン下端高さ-1.64m: 通常水位+ 6.5m) を把握できる範囲を監視可能。(サブ レーション・チェンバンのプール水を水源 とする非常用炉心冷却系等の起動時に想定 される変動 (低下) 水位 (-0.5m) を監視可 能。)	- (Ss)	緊急用 直流電源	差圧式水位 検出器	可	⑤1	
	(高さ 1m 超検知用)	2	+1.05m ※7 (EL. 12, 856mm)	- ※8	炉心損傷後, 原子炉圧力容器破損までの間 に, ペデスタル床面から+1m を超える高さ までの事前注水されたことの検知が可能。	- (Ss)	緊急用 直流電源	電極式水位 検出器	可	⑤2	
		格納容器下部水位	各 2	+0.50m, +0.95m ※7 (EL. 12, 306mm, 12, 756mm)	- ※8	デブリ落下後, ペデスタル床面+0.2m 以上 のデブリ堆積までの間, ペデスタル床面か ら+0.5m~+1m の範囲に水位が維持され ていることの確認が可能。	- (Ss)	緊急用 直流電源	電極式水位 検出器		可
		格納容器下部水位	各 2	+2.25m, +2.75m ※7 (EL. 14, 056mm, 14, 556mm)	- ※8	ペデスタル床面+0.2m 以上のデブリ堆積 後, ペデスタル床面近傍のペデスタル床面 から+2.25m~+2.75m の範囲に水位が維 持されていることの確認が可能。	- (Ss)	緊急用 直流電源	電極式水位 検出器	可	
		低圧代替注水系原子炉注水流量 (常設ライン用) ※1									
		低圧代替注水系原子炉注水流量 (常設ライン狭帯域用) ※1									
		低圧代替注水系原子炉注水流量 (可搬ライン用) ※1									
		低圧代替注水系原子炉注水流量 (可搬ライン狭帯域用) ※1									
		低圧代替注水系格納容器スプレイ 流量 (常設ライン用) ※1									
		低圧代替注水系格納容器スプレイ 流量 (可搬ライン用) ※1									
	低圧代替注水系格納容器 下部注水流量 ※1										
	重要代替監視パラメータ, ※2 重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ										
	平均出力領域計装 A~F の 6 チャンネルのうち, A, B の 2 チャンネルが対象。平均出力領域計装の A, C, E チャンネルにはそれぞれ 21 個, B, D, F にはそれぞれ 22 個の検出器がある。										
	設計基準運事故時に想定される原子炉圧力容器の最高圧力に対する飽和温度。										
	基準点は蒸気乾燥器スカート下端 (原子炉圧力容器零レベルより 1, 340cm), ※6 基準点は燃料有効長頂部 (原子炉圧力容器零レベルより 920cm)										
	ペデスタル底面 (コリウムシールド上表面: EL. 11, 806mm) からの高さ。										
	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。 ※9 基準点は通常運転水位: EL. 3, 030mm (サブレーション・チェンバ底部より 7, 030mm)										
	炉心損傷は, 原子炉停止後の経過時間における格納容器雰囲気放射線モニタの値で判断する。原子炉停止直後に炉心損傷した場合の判断値は約 90Sv/h (経過時間とともに判断値は低くなる) 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。										
	検出点 2 箇所, ※12 検出点 8 箇所, ※13 基準点は使用済燃料貯蔵ラック上端: EL. 39, 377mm (使用済燃料プール底部より 4, 688mm)										
	蓄電池 (所内常設直流電源設備及び常設代替直流電源設備) からの給電により計測可能な計器は, 区分 I, II 直流電源及び緊急用直流電源を電源とした計器である。										

「④原子炉圧力容器への注水量」を監視するパラメータと同じ。

「⑤原子炉格納容器への注水量」を監視するパラメータと同じ。

第 1.15-2 表 重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ (重大事故等対処設備) (7/16)

分類	重要監視パラメータ 重要代替監視パラメータ	個数	計測範囲	設計基準	把握能力 (計測範囲の考え方)	耐震性	電源 ※14	検出器の種類	可搬型計測器	第 1.15-3 図 No.
⑧ 原子炉格納容器内の水位	代替淡水貯槽水位 ※1									
	西側淡水貯水設備水位 ※1									
	ドライウェル圧力 ※1									
	サブプレッション・チェンバ圧力 ※1									
⑨ 原子炉格納容器内の水素濃度	格納容器内水素濃度 (SA)	2	0~100vol%	約 3.3vol% 以下	重大事故等時に原子炉格納容器内の水素濃度が変動する可能性のある範囲 (0~56.6vol%) を監視可能。	- (SS)	計器, サンプルリング装置: 緊急用交流電源	熱伝導式水素検出器	-	㉔
	格納容器雰囲気放射線モニタ (D/W) ※2	2	10^{-2} Sv/h ~ 10^{-5} Sv/h	90Sv/h 未満 ※1	炉心損傷の判断値 (原子炉停止直後に炉心損傷した場合約 90Sv/h) を把握する上で監視可能 (上記の判断値は原子炉停止後の経過時間とともに低くなる)。	S	区分 I, II 直流電源 緊急用 直流電源	イオンチェンバ	-	㉕
⑩ 原子炉格納容器内の放射線量率	格納容器雰囲気放射線モニタ (S/C) ※2	2	10^{-2} Sv/h ~ 10^{-5} Sv/h	90Sv/h 未満 ※1	炉心損傷の判断値 (原子炉停止直後に炉心損傷した場合約 90Sv/h) を把握する上で監視可能 (上記の判断値は原子炉停止後の経過時間とともに低くなる)。	S	区分 I, II 直流電源 緊急用 直流電源	イオンチェンバ	-	㉖

「⑩水源の確保」を監視するパラメータと同じ。

「⑦原子炉格納容器内の圧力」を監視するパラメータと同じ。

※1 重要代替監視パラメータ, ※2 重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ

※3 平均出力領域計装 A~F の 6 チャンネルのうち, A, B の 2 チャンネルが対象。平均出力領域計装の A, C, E チャンネルにはそれぞれ 21 個, B, D, F にはそれぞれ 22 個の検出器がある。

※4 設計基準事故時に想定される原子炉圧力容器の最高圧力に対する飽和温度。

※5 基準点は蒸気乾燥器スカート下端 (原子炉圧力容器零レベルより 1,340cm), ※6 基準点は燃料有効長頂部 (原子炉圧力容器零レベルより 920cm)

※7 ベデスタル底面 (コリウムシールド上表面: EL.11, 806mm) からの高さ。

※8 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。 ※9 基準点は通常運転水位: EL.3,030mm (サブプレッション・チェンバ底部より 7,030mm)

※10 炉心損傷は, 原子炉停止後の経過時間における格納容器雰囲気放射線モニタの値で判断する。原子炉停止直後に炉心損傷した場合の判断値は約 90Sv/h (経過時間とともに判断値は低くなる) 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。

※11 検出点 2 箇所, ※12 検出点 8 箇所, ※13 基準点は使用済燃料貯蔵ラック上端: EL.39,377mm (使用済燃料プール底部より 4,688mm)

※14 蓄電池 (所内常設直流電源設備及び常設代替直流電源設備) からの給電により計測可能な計器は, 区分 I, II 直流電源及び緊急用直流電源を電源とした計器である。

第 1.15-2 表 重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ (重大事故等対処設備) (8/16)

分類	重要監視パラメータ 重要代替監視パラメータ	個数	計測範囲	設計基準	把握能力 (計測範囲の考え方)	耐震性	電源 ※14	検出器の 種類	可搬型 計測器	第 1.15- 3 図 No.
⑩ 未臨界の維持又は監視	起動領域計装 ※2	8	$10^{-1} \text{ cps} \sim 10^6 \text{ cps}$ $(1.0 \times 10^3 \text{ cm}^{-2} \cdot \text{s}^{-1})$ \sim $1.0 \times 10^9 \text{ cm}^{-2} \cdot \text{s}^{-1}$) $0 \sim 40\%$ 又は $0 \sim 125\%$ $(1.0 \times 10^8 \text{ cm}^{-2} \cdot \text{s}^{-1})$ \sim $1.5 \times 10^{13} \text{ cm}^{-2} \cdot \text{s}^{-1}$)		原子炉の停止時から起動時及び起動時から定格出力運転時の中性子束を監視可能。なお、起動領域計装が測定できる範囲を超えた場合は、平均出力領域計装によって監視可能。	S	区分 I, II 中性子 モニタ用 直流電源	核分裂 電離箱	-	㉞
	平均出力領域計装 ※2	2※3	$0 \sim 125\%$ $(1.0 \times 10^{12} \text{ cm}^{-2} \cdot \text{s}^{-1})$ \sim $1.0 \times 10^{14} \text{ cm}^{-2} \cdot \text{s}^{-1}$)	定格出力の 約 19 倍	原子炉の起動時から定格出力運転時の中性子束を監視可能。なお、設計基準事故時及び重大事故等時、一時的に計測範囲を超えるが、負の反応度フィードバック効果により短期間であり、かつ出力上昇及び低下は急峻である。125%を超えた領域でその指示に基づき操作を伴うものでないことから、現状の計測範囲でも運転監視上影響はない。また、重大事故等時においても再循環系ポンプトリップ等により中性子束は低下するため、現状の計測範囲でも対応が可能。	S	区分 I, II 原子炉保護系 交流電源 区分 I, II 直流電源	核分裂 電離箱	-	㉞

※1 重要代替監視パラメータ, ※2 重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ

※3 平均出力領域計装 A~F の 6 チャンネルのうち, A, B の 2 チャンネルが対象。平均出力領域計装の A, C, E チャンネルにはそれぞれ 21 個, B, D, F にはそれぞれ 22 個の検出器がある。

※4 設計基準事故時に想定される原子炉圧力容器の最高圧力に対する飽和温度。

※5 基準点は蒸気乾燥器スカート下端 (原子炉圧力容器響レベルより 1,340cm), ※6 基準点は燃料有効長頂部 (原子炉圧力容器響レベルより 920cm)

※7 ペデスタル底面 (コリウムシールド上表面: EL.11, 806mm) からの高さ。

※8 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。、※9 基準点は通常運転水位: EL. 3, 030mm (サブレンジョン・チェンバ底部より 7, 030mm)

※10 炉心損傷は, 原子炉停止後の経過時間における格納容器雰囲気放射線モニタの値で判断する。原子炉停止直後に炉心損傷した場合の判断値は約 90Sv/h (経過時間とともに判断値は低くなる) 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。

※11 検出点 2 箇所, ※12 検出点 8 箇所, ※13 基準点は使用済燃料貯蔵ラック上端: EL. 39, 377mm (使用済燃料プール底部より 4, 688mm)

※14 蓄電池 (所内常設直流電源設備及び常設代替直流電源設備) からの給電により計測可能な計器は, 区分 I, II 直流電源及び緊急用直流電源を電源とした計器である。

第 1.15-2 表 重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ (重大事故等対処設備) (10/16)

分類	重要監視パラメータ 重要代替監視パラメータ	個数	計測範囲	設計基準	把握能力 (計測範囲の考え方)	耐震性	電源 ※14	検出器の 種類	可搬型 計測器	第 1.15- 3 図 No.	
⑫ 最終 ヒート シンク の 確 保	フィルタ装置水位	2	180mm~5,500mm	— ※8	系統待機時におけるスクラビング水位の設定範囲内及びベント後のフィルタ装置機能維持のための下限水位から上限水位の範囲を監視可能。	— (Ss)	緊急用 直流電源	差圧式水位 検出器	可	⑳	
	フィルタ装置圧力 ※2	1	0~1MPa [gage]	— ※8	格納容器ベント実施時に、格納容器圧力逃がし装置の最高使用圧力 (0.62MPa [gage]) を監視可能。	— (Ss)	緊急用 直流電源	弾性圧力 検出器	可	㉑	
	フィルタ装置スクラビング水 温度 ※2	1	0~300℃	— ※8	格納容器ベント実施時に、格納容器圧力逃がし装置の最高使用温度 (200℃) を監視可能。	— (Ss)	緊急用 直流電源	熱電対	可	㉒	
	フィルタ装置出口放射線モニタ (高レンジ・低レンジ)	1	10^{-2} Sv/h~ 10^5 Sv/h	— ※8	格納容器ベント実施時(炉心損傷している場合に、想定されるフィルタ装置出口の最大放射線量率 (約 5×10^1 Sv/h) を監視可能。	— (Ss)	緊急用 直流電源	イオン チェンバ	—	—	㉓
		1	10^{-3} mSv/h~ 10^4 mSv/h	— ※8	格納容器ベント実施時(炉心損傷していない場合)に、想定されるフィルタ装置出口の最大放射線量率 (約 7×10^0 mSv/h) を監視可能。	— (Ss)	緊急用 直流電源				
	フィルタ装置入口水素濃度	2	0~100vol%	— ※8	格納容器ベント停止後の窒素によるパージを実施し、フィルタ装置の入口配管内に滞留する水素濃度が可燃限界濃度 (4vol%) 未満であることを監視可能。	— (Ss)	計器、サンブ リング装置； 緊急用交流電 源	熱伝導式 水素検出器	—	㉔	
	ドライウエル圧力 ※1	「⑦原子炉格納容器内の圧力」を監視するパラメータと同じ。									
	サブプレッション・チェンバ圧力 ※1	「⑨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じ。									
	格納容器内水素濃度 (SA) ※1										

※1 重要代替監視パラメータ, ※2 重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ
 ※3 平均出力領域計装 A~F の 6 チャンネルのうち, A, B の 2 チャンネルが対象。平均出力領域計装の A, C, E チャンネルにはそれぞれ 21 個, B, D, F にはそれぞれ 22 個の検出器がある。
 ※4 設計基準事故時に想定される原子炉圧力容器の最高圧力に対する飽和温度。
 ※5 基準点は蒸気乾燥器スカート下端 (原子炉圧力容器零レベルより 1,340cm), ※6 基準点は燃料有効長頂部 (原子炉圧力容器零レベルより 920cm)
 ※7 ペデスタル底面 (コリウムシールド上表面: EL.11, 806mm) からの高さ。
 ※8 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。 ※9 基準点は通常運転水位: EL.3, 030mm (サブプレッション・チェンバ底部より 7,030mm)
 ※10 炉心損傷は, 原子炉停止後の経過時間における格納容器雰囲気放射線モニタの値で判断する。原子炉停止直後に炉心損傷した場合の判断値は約 90Sv/h (経過時間とともに判断値は低くなる) 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。
 ※11 検出点 2 箇所, ※12 検出点 8 箇所, ※13 基準点は使用済燃料貯蔵ラック上端: EL.39, 377mm (使用済燃料プール底部より 4,688mm)
 ※14 蓄電池 (所内常設直流電源設備及び常設代替直流電源設備) からの給電により計測可能な計器は, 区分 I, II 直流電源及び緊急用直流電源を電源とした計器である。

□ は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。

第 1.15-2 表 重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ (重大事故等対処設備) (15/16)

分類	重要監視パラメータ 重要代替監視パラメータ	個数	計測範囲	設計基準	把握能力 (計測範囲の考え方)	耐震性	電源 ※1.4	検出器の 種類	可搬型 計測器	第 1.15-3 図 No.
⑮ 原子炉建屋内の 酸素濃度	原子炉建屋酸素濃度	2	0~10vol%	- ※8	重大事故等時において、原子炉建屋内の酸素濃度の可能性 (酸素濃度: 4vol%) を把握する上で監視可能 (なお、静的触媒式酸素再結合物にて、原子炉建屋内の酸素濃度を可燃限界である 4vol% 未満に低減する)。	-	緊急用 交流電源	触媒式 酸素検出器	-	⑮
		3	0~20vol%							
	静的触媒式酸素再結合物 動作監視装置 ※1	4	0~300°C	- ※8	重大事故等時において、静的触媒式酸素再結合物動作時に想定される温度範囲を監視可能。	-	(Ss)	緊急用 直流電源	熱電対	可
⑯ 原子炉格納 酸素濃度 格納容器内の	格納容器内酸素濃度 (SA)	2	0~25vol%	約 4.4vol% 以下	重大事故等時において、原子炉格納容器内の酸素濃度の変動する可能性のある範囲 (0~4.3vol%) を監視可能。	-	計器、サンブ リング装置: 緊急用交流電 源	磁気力式 酸素検出器	-	⑰
	格納容器雰囲気放射線モニタ (D/W) ※1									
	格納容器雰囲気放射線モニタ (S/C) ※1									
	ドライウエル圧力 ※1									
	サブレーション・チェンバ圧力 ※1									
「⑩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じ。 「⑰原子炉格納容器内の圧力」を監視するパラメータと同じ。										

※1 重要代替監視パラメータ, ※2 重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ

※3 平均出力領域計装 A~F の 6 チャンネルのうち, A, B の 2 チャンネルが対象。平均出力領域計装の A, C, E チャンネルにはそれぞれ 21 個, B, D, F にはそれぞれ 22 個の検出器がある。

※4 設計基準事故時に想定される原子炉圧力容器の最高圧力に対する飽和温度。

※5 基準点は蒸気乾燥器スカー卜下端 (原子炉圧力容器馨レベルより 1,340cm), ※6 基準点は燃料有効長頂部 (原子炉圧力容器馨レベルより 920cm)

※7 ペデスタル底面 (コリウムシールド上表面: EL. 11, 806mm) からの高さ。

※8 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。 ※9 基準点は通常運転水位: EL. 3, 030mm (サブレーション・チェンバ底部より 7, 030mm)

※10 炉心損傷は, 原子炉停止後の経過時間における格納容器雰囲気放射線モニタの値で判断する。原子炉停止直後に炉心損傷した場合の判断値は約 90Sv/h (経過時間とともに判断値は低くなる) 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。

※11 検出点 2 箇所, ※12 検出点 8 箇所, ※13 基準点は使用済燃料貯蔵ラック上端: EL. 39, 377mm (使用済燃料プール底部より 4, 688mm)

※14 蓄電池 (所内常設直流電源設備及び常設代替直流電源設備) からの給電により計測可能な計器は, 区分 I, II 直流電源及び緊急用直流電源を電源とした計器である。

第 1.15-3 表 代替パラメータによる主要パラメータの推定 (1/21)

【推定ケース】

- ケース 1 : 同一物理量 (温度, 圧力, 水位, 流量, 放射線量率, 水素濃度及び中性子束) により推定する。
- ケース 2 : 水位を注水源若しくは注水先の水位変化又は注水量及び吐出圧力により推定する。
- ケース 3 : 流量を注水源又は注水先の水位変化を監視することにより推定する。
- ケース 4 : 除熱状態を温度, 圧力, 流量等の傾向監視により推定する。
- ケース 5 : 原子炉圧力容器破損後にベデスタル (ドライウエル部) に落下したデブリの冠水状態を温度により推定する。
- ケース 6 : 圧力又は温度を水の飽和状態の関係により推定する。
- ケース 7 : 注水量をポンプの注水特性の関係により推定する。
- ケース 8 : 原子炉格納容器内の水位をドライウエル圧力とサブプレッション・チェンバ圧力の差圧により推定する。
- ケース 9 : 未臨界状態の維持を制御棒の挿入状態により推定する。
- ケース 10 : 酸素濃度をあらかじめ評価したパラメータの相関関係により推定する。
- ケース 11 : 水素濃度を装置の作動状況により推定する。
- ケース 12 : エリア放射線モニタの傾向監視により格納容器バイパス事象が発生したことを推定する。
- ケース 13 : 原子炉格納容器への空気 (酸素) の流入の有無を原子炉格納容器内圧力により推定する。
- ケース 14 : 原子炉格納容器の状態を同一物理量 (温度), あらかじめ評価した水位と放射線量率の相関関係及びカメラの監視により、使用済燃料プールの水位又は必要な水遮蔽が確保されていることを推定する。
- ケース 15 : 原子炉圧力容器内の圧力と原子炉格納容器内の圧力 (S/C) の差圧により原子炉圧力容器の満水状態を推定する。
- ケース 16 : フィルタ装置圧力の傾向監視によりベントガスの放出を推定する。

なお、代替パラメータによる推定に当たっては、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※1	推定ケース	代替パラメータ推定方法
原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度	①主要パラメータの他チャンネル	ケース 1	①原子炉圧力容器温度の 1 チャンネルが故障した場合、他チャンネルにより推定する。 ②原子炉圧力容器温度の監視が不可能となった場合は、原子炉水位から原子炉圧力容器内が飽和状態にあると想定することで、原子炉圧力より飽和温度/圧力の関係を利用して原子炉圧力容器内の温度を推定する。 また、スクラム後、原子炉水位が燃料有効長頂部に到達するまでの経過時間より原子炉圧力容器温度を推定する。 ③残留熱除去系が運転状態であれば、残留熱除去系熱交換器入口温度により推定する。 推定は、主要パラメータの他チャンネルを優先する。
		②原子炉圧力	ケース 6	
		③残留熱除去系熱交換器入口温度	ケース 1	

※1 代替パラメータの番号は優先順位を示す。

※2 [] は有効監視パラメータ又は常用代替監視パラメータ (耐震性又は耐環境性等はないが、監視可能であれば発電用原子炉施設の状態を把握することが可能な計器) を示す。

第 1.15-3 表 代替パラメータによる主要パラメータの推定 (14/21)

分類	主要パラメータ	代替パラメータ※1	推定ケース	代替パラメータ推定方法
格納容器圧力逃がし装置 最終ヒートシートの確保	フィルタ装置水位	①主要パラメータの他チャンネル	ケース 1	①フィルタ装置水位の 1 チャンネルが故障した場合は、他チャンネルにより推定する。
	フィルタ装置圧力	①ドラウエル圧力	ケース 1	①フィルタ装置圧力の監視が不可能となった場合は、ドラウエル圧力又はサブレッション・チェンバ圧力の傾向監視により格納容器圧力逃がし装置の健全性を推定する。 ②飽和温度/圧力の関係を利用してフィルタ装置スクラビング水温度によりフィルタ装置圧力を推定する。 推定は、同じ物理量であるドラウエル圧力、サブレッション・チェンバ圧力を優先する。
		②サブレッション・チェンバ圧力	ケース 6	
	フィルタ装置スクラビング水温度	①フィルタ装置圧力	ケース 6	①飽和温度/圧力の関係を利用してフィルタ装置圧力によりフィルタ装置スクラビング水温度を推定する。
	フィルタ装置出口放射線モニタ (高レンジ・低レンジ)	①フィルタ装置圧力	ケース 16	①フィルタ装置出口放射線モニタ (高レンジ・低レンジ) の監視が不可能となった場合は、フィルタ装置圧力の傾向監視によりベントガスの放出を推定する。
	フィルタ装置入口水素濃度	①主要パラメータの他チャンネル ②格納容器内水素濃度 (SA)	ケース 1	①フィルタ装置入口水素濃度の 1 チャンネルが故障した場合は、他チャンネルにより推定する。 ②フィルタ装置入口水素濃度の監視が不可能となった場合は、原子炉格納容器内の水素が格納容器圧力逃がし装置の配管内を通過することから、格納容器内水素濃度 (SA) により推定する。 推定は、主要パラメータの他チャンネルを優先する。

※1 代替パラメータの番号は優先順位を示す。

※2 「 」は有効監視パラメータ又は常用代替監視パラメータ (耐震性又は耐環境性等はないが、監視可能であれば発電用原子炉施設の状態を把握することが可能な計器) を示す。

第 1.15-3 表 代替パラメータによる主要パラメータの推定 (15/21)

分類	主要パラメータ	代替パラメータ※1	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	残留熱除去系熱交換器入口温度	①原子炉圧力容器温度 ①サブプレッション・プール水温度	ケース1	①残留熱除去系熱交換器入口温度の監視が不可能となった場合は、原子炉圧力容器温度、サブプレッション・プール水温度により最終ヒートシンクが確保されていることを推定する。
		①残留熱除去系熱交換器出口温度 ②残留熱除去系海水系系統流量 ②緊急用海水系流量 (残留熱除去系熱交換器) ②緊急用海水系流量 (残留熱除去系補機)	ケース1 ケース4	①残留熱除去系熱交換器出口温度の監視が不可能となった場合は、残留熱除去系熱交換器の熱量評価から残留熱除去系熱交換器入口温度により推定する。 ②残留熱除去系海水系系統流量又は緊急用海水系流量 (残留熱除去系熱交換器)、緊急用海水系流量 (残留熱除去系補機) により、最終ヒートシンクが確保されていることを推定する。 推定は、残留熱除去系熱交換器入口温度を優先する。
	残留熱除去系系統流量	①残留熱除去系ポンプ吐出圧力	ケース4	①残留熱除去系系統流量の監視が不可能となった場合は、残留熱除去系ポンプ吐出圧力から残留熱除去系ポンプの注水特性を用いて、残留熱除去系系統流量が確保されていることを推定する。

※1 代替パラメータの番号は優先順位を示す。

※2 [] は有効監視パラメータ又は常用代替監視パラメータ (耐震性又は耐環境性等はないが、監視可能であれば発電用原子炉施設の状態を把握することが可能な計器) を示す。

第 1.15-4 表 補助パラメータ (2/3)

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	緊急時対策室建屋ガスタービン発電機電圧	緊急時対策室建屋ガスタービン発電機の運転状態を確認するパラメータ
	緊急時対策室建屋ガスタービン発電機周波数	
	緊急時対策室建屋ガスタービン発電機電力	
	2C・2D非常用ディーゼル発電機燃料油デイトンクレベル	燃料の確保状態を確認するパラメータ
	高圧炉心スプレー系ディーゼル発電機燃料油デイトンクレベル	
	可搬型設備用軽油タンクレベル	
	軽油貯蔵タンクレベル	
	タンクローリレベル	
補機関係	ほう酸水貯蔵タンク液位	ほう酸水注入系の運転状態を確認するパラメータ
	ほう酸水注入ポンプ吐出圧力	
	局所出力領域計装	
	常設高圧代替注水系ポンプ入口圧力	高圧代替注水系の運転状態を確認するパラメータ
	高圧代替注水系タービン入口圧力	
	高圧代替注水系タービン排気圧力	
	原子炉隔離時冷却系タービン入口圧力	原子炉隔離時冷却系の運転状態を確認するパラメータ
	原子炉隔離時冷却系ポンプ吸込圧力	
	可搬型回転計	
	低圧代替注水系格納容器頂部流量 (常設ライン用)	
	低圧代替注水系格納容器頂部流量 (可搬ライン用)	低圧代替注水系の運転状態を確認するパラメータ
	低圧代替注水系使用済燃料プール流量 (常設ライン用)	
	低圧代替注水系使用済燃料プール流量 (可搬ライン用)	
	緊急用海水系流量 (代替燃料プール冷却系熱交換器)	緊急用海水系の運転状態を確認するパラメータ
代替燃料プール冷却系熱交換器出口温度		
その他	制御棒駆動水圧系駆動水ヘッド差圧	制御棒駆動系の運転状態を確認するパラメータ
	制御棒駆動水圧系系統流量	
	制御棒駆動系冷却水ライン流量	
	原子炉水位 (狭帯域)	原子炉の水位を確認するパラメータ
	非常用窒素供給系供給圧力 ^{※1}	逃がし安全弁の作動状態を確認するパラメータ
	非常用窒素供給系高圧窒素ポンベ圧力 ^{※1}	
	非常用逃がし安全弁駆動系供給圧力 ^{※1}	
	非常用逃がし安全弁駆動系高圧窒素ポンベ圧力 ^{※1}	
	主蒸気流量	原子炉冷却材の漏えいを確認するパラメータ

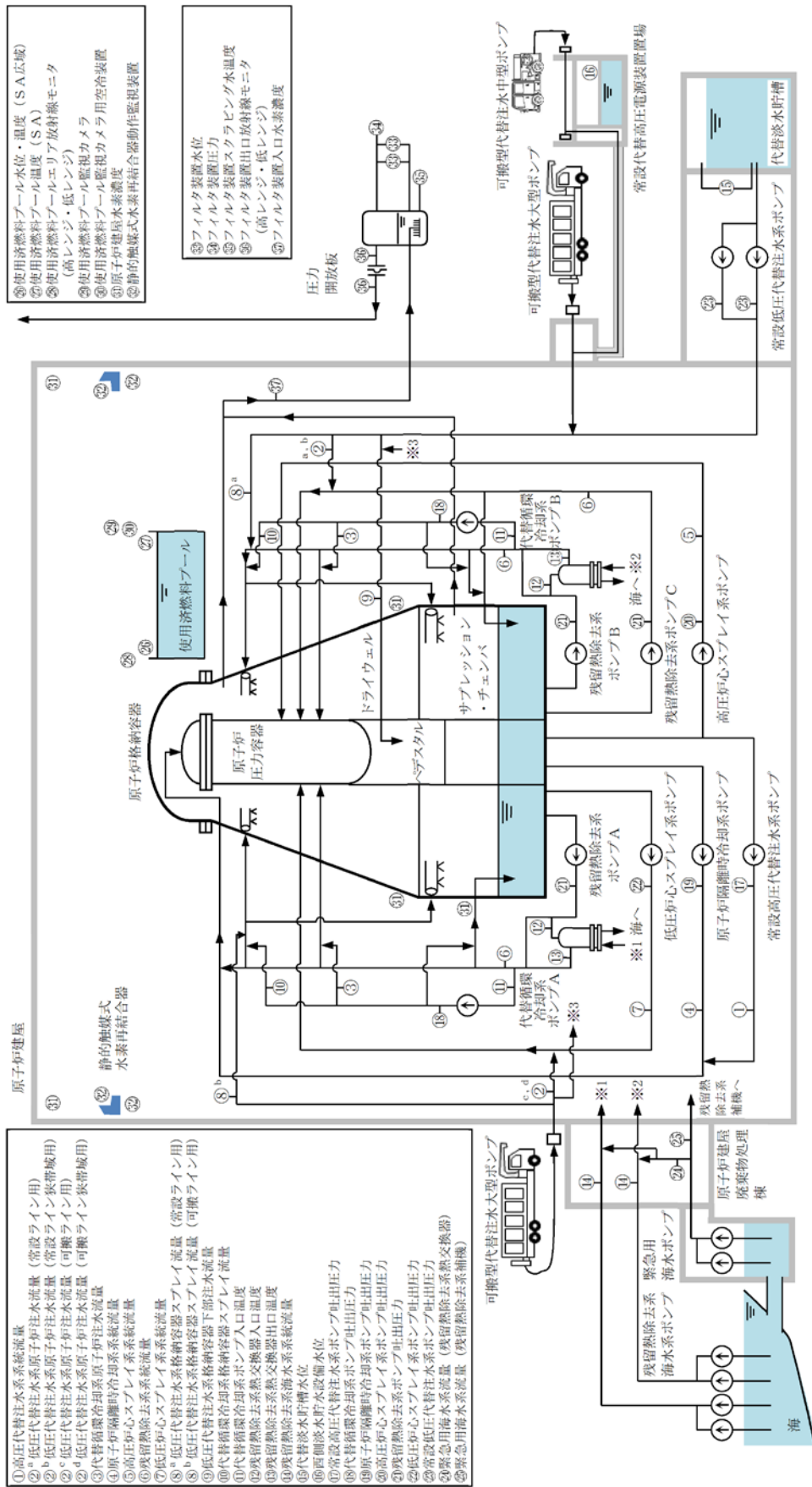
※1 重大事故等対処設備を活用する手順等の着手の判断基準として用いるパラメータについては、重大事故等対処設備とする。

第 1.15-4 表 補助パラメータ (3/3)

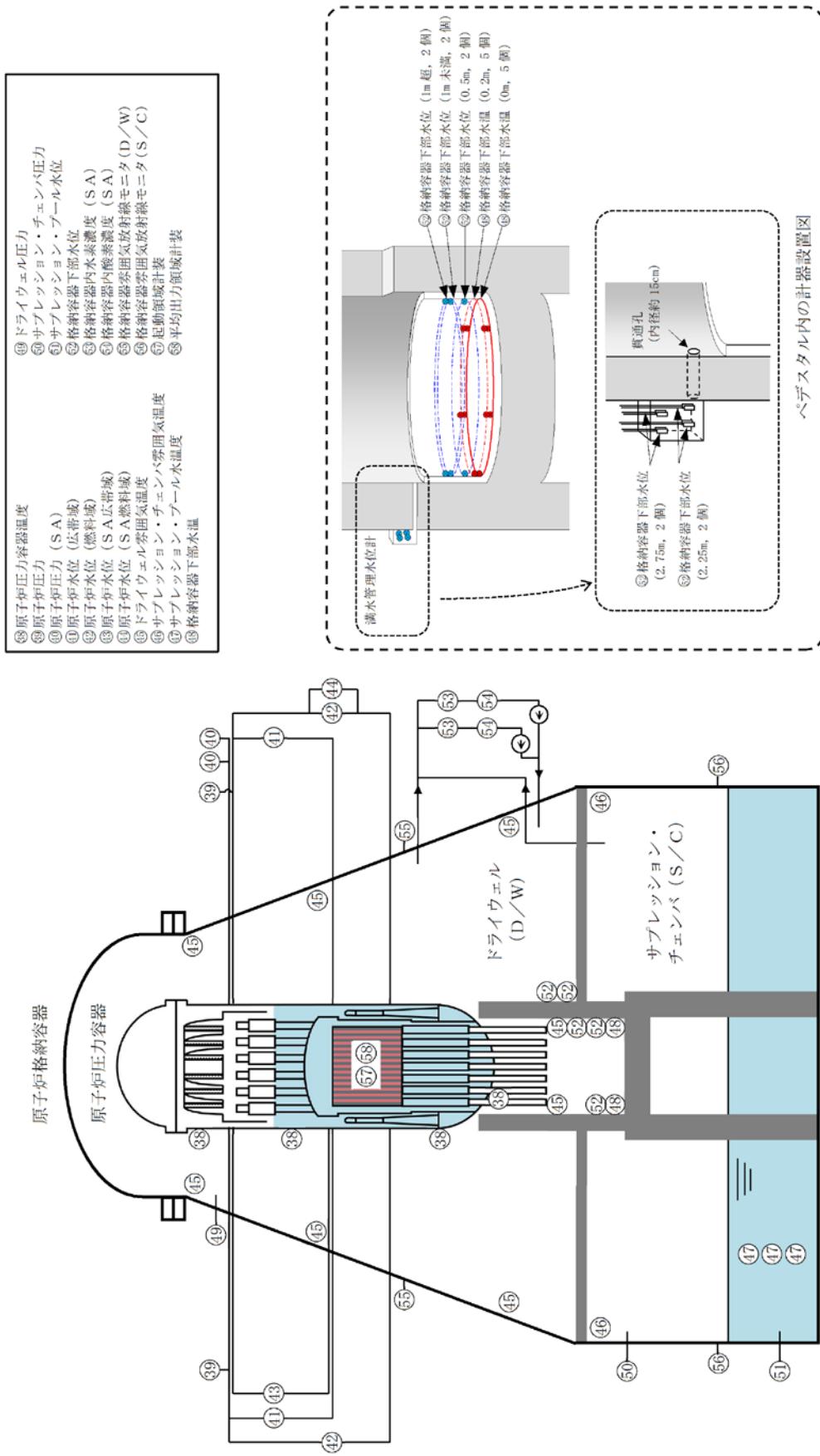
分類	補助パラメータ	補助パラメータの分類理由
その他	給水流量	給復水系の運転状態を確認するパラメータ
	給水系ポンプ吐出ヘッド圧力	
	復水器真空度	
	消火系ポンプ吐出ヘッド圧力	消火系の運転状態を確認するパラメータ
	復水移送ポンプ吐出ヘッド圧力	補給水系の運転状態を確認するパラメータ
	純水移送ポンプ吐出ヘッド圧力	
	原子炉冷却材浄化系系統流量	原子炉冷却材浄化系の運転状態を確認するパラメータ
	原子炉冷却材浄化系原子炉出口温度	
	原子炉冷却材浄化系非再生熱交換器出口温度	
	代替循環冷却系ポンプ出口流量	代替循環冷却系の運転状態を確認するパラメータ
	差圧	の正圧化を確認するパラメータ
	空気ボンベユニット空気供給圧力	ラメータ
	薬液タンク圧力	サブレション・プール水 pH 制御設備の状態を確認するパラメータ
	薬液タンク液位	
	制御棒位置指示	溶融炉心の徴候を検知するパラメータ
	可燃性ガス濃度制御系再循環ガス流量	可燃性ガス濃度制御系の運転状態を確認するパラメータ
	可燃性ガス濃度制御系ブロウ吸込ガス流量	
	可燃性ガス濃度制御系ブロウ吸込ガス圧力	
	可燃性ガス濃度制御系加熱器入口温度	
	可燃性ガス濃度制御系加熱器表面温度	
	可燃性ガス濃度制御系再結合器内ガス温度	
	可燃性ガス濃度制御系再結合器出口ガス温度	
	可燃性ガス濃度制御系再結合器表面温度	
	非常用ガス再循環系空気流量	原子炉建屋ガス処理系の運転状態を確認するパラメータ
	非常用ガス処理系空気流量	
	使用済燃料プール温度	使用済燃料プールの状態を確認するパラメータ
	スキマサージタンク水位	
	燃料取替フロア燃料プールエリア放射線モニタ	
	原子炉建屋換気系燃料取替床排気ダクト放射線モニタ	
	原子炉建屋換気系排気ダクト放射線モニタ	
	原子炉補機冷却系ポンプ吐出ヘッド圧力	原子炉補機冷却系の運転状態を確認するパラメータ
	モニタリング・ポスト	屋外の放射線量率を確認するパラメータ
	復水貯蔵タンク水位	代替淡水源の確保状態を確認するパラメータ
	ろ過水貯蔵タンク水位	
	純水貯蔵タンク水位	
	多目的タンク水位	
	原水タンク水位	

※1 重大事故等対処設備を活用する手順等の着手の判断基準として用いるパラメータについては、重大事故等対処設備とする。

は、営業秘密又は防護上観点から公開できません。



第 1.15-3 図 主要設備 系統概要図 (1/3)



第 1.15-3 図 主要設備 系統概要図 (2/3)

1.16 原子炉制御室の居住性等に関する手順等

記述は、令和元年7月24日付け原規規発第1907243号をもって設置変更許可を受けた東海第二発電所の発電用原子炉設置変更許可申請書の添付書類十追補1の記述のうち、「1.16 原子炉制御室の居住性等に関する手順等」の記載内容と同じ。

ただし、「1.16.2.3 (1) b. 原子炉建屋ガス処理系停止手順」及び「第1.16－9図 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の作業と所要時間（代替循環冷却系を使用できない場合）」に係わる記述を以下のとおり変更する。

1.16.2 重大事故等時の手順

1.16.2.3 運転員等の被ばくを低減するための手順等

(1) 原子炉建屋ガス処理系による運転員等の被ばく防止手順

b. 原子炉建屋ガス処理系停止手順

原子炉建屋ガス処理系が運転中に、原子炉建屋内の水素濃度の上昇を確認した場合は、原子炉建屋ガス処理系の系統内での水素爆発を回避するため、原子炉建屋ガス処理系を停止する。

(a) 手順着手の判断基準

原子炉建屋原子炉棟の水素濃度が、2.0vol%に到達した場合。

(b) 操作手順

原子炉建屋ガス処理系を停止する手順は以下のとおり。原子炉建屋ガス処理系の概要図を第1.16－12図に、タイムチャートを第1.16－15図に示す。

① 発電長は、手順着手の判断基準に基づき、運転員等に原子炉建

屋ガス処理系の停止準備を開始するよう指示する。

- ② 運転員等は，非常用ガス処理系排風機のコントロールスイッチを「切保持」とし，非常用ガス処理系排風機，非常用ガス再循環系排風機が停止，非常用ガス再循環系系統入口弁，非常用ガス再循環系トレイン入口弁が全閉となることを確認する。
- ③ 運転員等は，原子炉建屋ガス処理系の停止操作が完了したことを発電長に報告する。

(c) 操作の成立性

上記の操作は，運転員等（当直運転員）1名にて作業を実施した場合，作業開始を判断してから非常用ガス処理系の停止まで5分以内で対応可能である。

雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）（代替循環冷却系を使用できない場合）

操作項目	実施箇所・必要員数 【 】は他作業後移動してきた要員			操作の内容	経過時間（時間）										備考		
	当直運転員 （中央制御室）	当直運転員 （現場）	重大事故等対応要員 （現場）		4	8	12	16	20	24	28	32	36	40		44	48
原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（常設））	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の調整操作	▽約 3.9 時間 格納容器圧力 0.465MPa [gage] 到達 ▽約 15 時間 サプレッション・プール水位 通常水位+5.0m 到達 ▽約 19 時間 サプレッション・プール水位 通常水位+6.5m 到達 ▽約 42.6 時間 代替淡水貯槽残量 1,000m ³ 到達										解析上では、事象発生12時間までは6時間間隔で注水量を変更し、12時間以降においては12時間以上の間隔で流量調整を実施する		
常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレィ冷却系（常設）による格納容器冷却操作	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレィ冷却系（常設）による格納容器冷却操作	間欠スプレィにより格納容器圧力を 0.400MPa [gage] から 0.465MPa [gage] の間に維持										解析上では、約6分以上の間隔で格納容器圧力が変動するが、実運用上ではスプレィ流量を調整することで可能な限り連続スプレィする手順とし、並行した操作を極力減らすこととする		
格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱の準備操作	【1人】 A	-	-	●格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱の準備操作（中央制御室でのフィルタ装置入口第一弁操作）	6分										解析上考慮しない		
	-	【2人】+1人 C, D, E	-	●フィルタ装置入口第一弁現場操作場所への移動 ●格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱の準備操作（現場でのフィルタ装置入口第一弁操作）											フィルタ装置入口第一弁操作完了後、緊急時対策所に退避する		
	1人 副発電長	【3人】 C, D, E	-	●緊急時対策所への退避													
中央制御室待避室の準備操作	【1人】 B	-	-	●中央制御室待避室内の正圧化準備操作	20分												
				●可搬型照明（SA）の設置	15分												
				●データ表示装置（待避室）の起動操作	15分												
				●衛星電話設備（可搬型）（待避室）の設置	5分												
格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作（サプレッション・チェンバ側）	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレィ冷却系（常設）による格納容器冷却の停止操作 ●格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱操作（中央制御室でのフィルタ装置入口第二弁操作） ●格納容器逃がし装置による格納容器除熱操作実施後の状態監視	3分 2分										格納容器除熱実施後、適宜状態監視		
	-	-	【3人】 （参集）	●[]の正圧化操作 ●格納容器逃がし装置による格納容器除熱操作（現場でのフィルタ装置入口第二弁操作） ●[]への退避 ●緊急時対策所への帰還	4分 30分 240分										サプレッション・プール水位指示値が通常水位+6.4m到達時に待避室の加圧操作を行う		
	【1人】 B	-	-	●中央制御室待避室内の正圧化操作	5分										サプレッション・プール水位指示値が通常水位+6.4m到達時に待避室の加圧操作を行う		
	1人+【2人】 発電長、A, B	-	-	●中央制御室待避室内への退避	300分												
	【1人】 A	-	-	●常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作 ●緊急用海水系による海水通水の系統構成操作及び起動操作 ●代替燃料プール冷却系の起動操作	適宜実施 20分 15分										解析上考慮しない スロッシングによる水位低下がある場合は代替燃料プール冷却系の起動までに実施する 解析上考慮しない 約25時間までに実施する		
可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作	-	-	8人 e~j	●可搬型代替注水中型ポンプの移動、ホース敷設等の操作	170分										炉心損傷により屋外放射線量が高い場合は屋内に待機し、モニタ指示を確認しながら作業を行う		
西側淡水貯水設備を水源とした可搬型代替注水中型ポンプによる代替淡水貯槽への補給操作	-	-	【8人】 e~j 【2人】 c, d	●可搬型代替注水中型ポンプの移動、ホース敷設等の操作 ●可搬型代替注水中型ポンプの起動操作及び水源補給操作	180分										適宜実施 水源枯渇までは十分余裕がある		
タンクローリによる燃料給油操作	-	-	2人 （参集）	●可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの給油操作 ●可搬型代替注水中型ポンプへの給油操作	90分										適宜実施 タンクローリ残量に応じて適宜軽油タンクから給油する		
				2人 A, B	3人 C, D, E	10人 a~j 及び参集 5人											

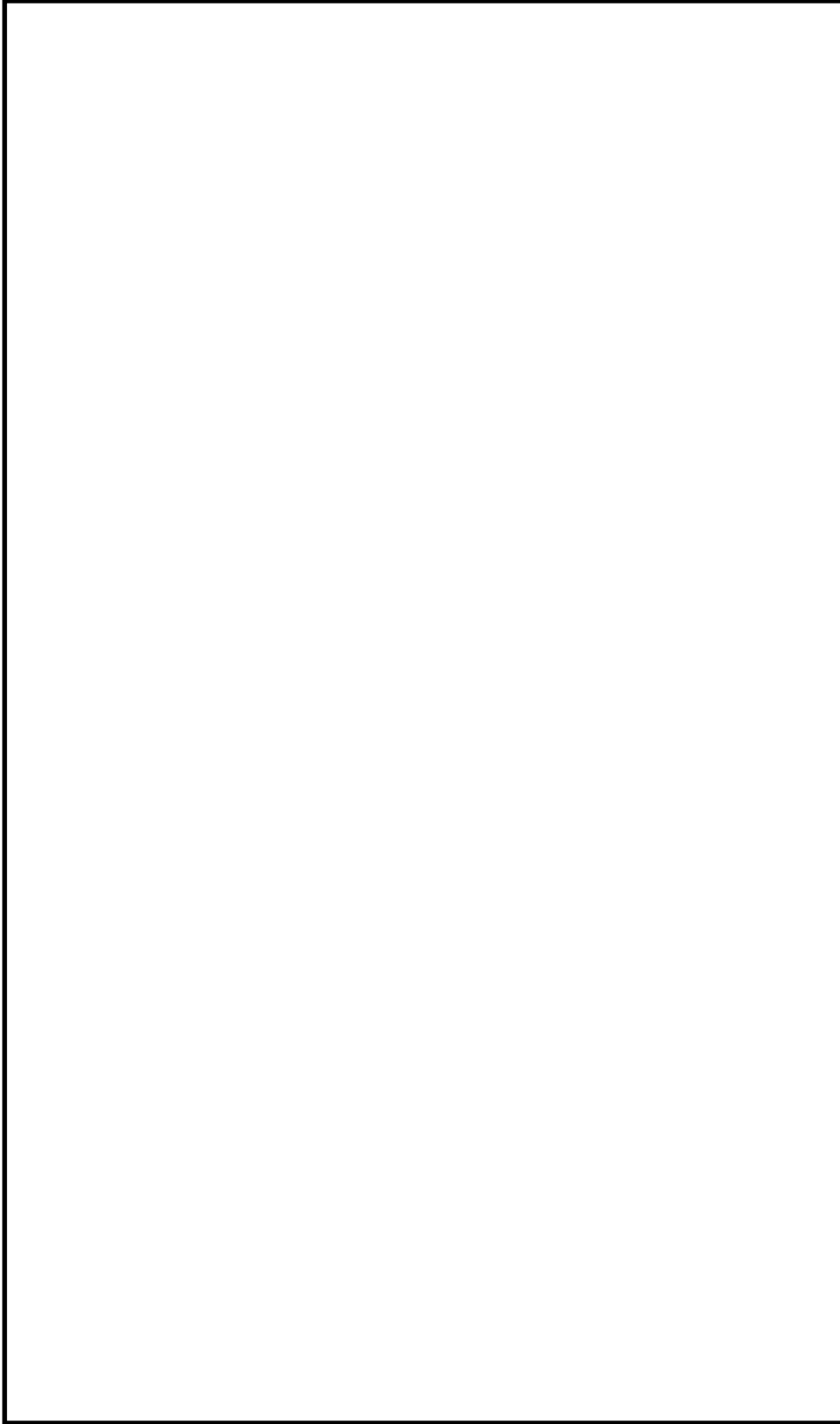
第 1.16-9 図 「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の作業と所要時間（代替循環冷却系を使用できない場合）

□ は、営業秘密又は防護上観点から公開できません。

1.17 監視測定等に関する手順等

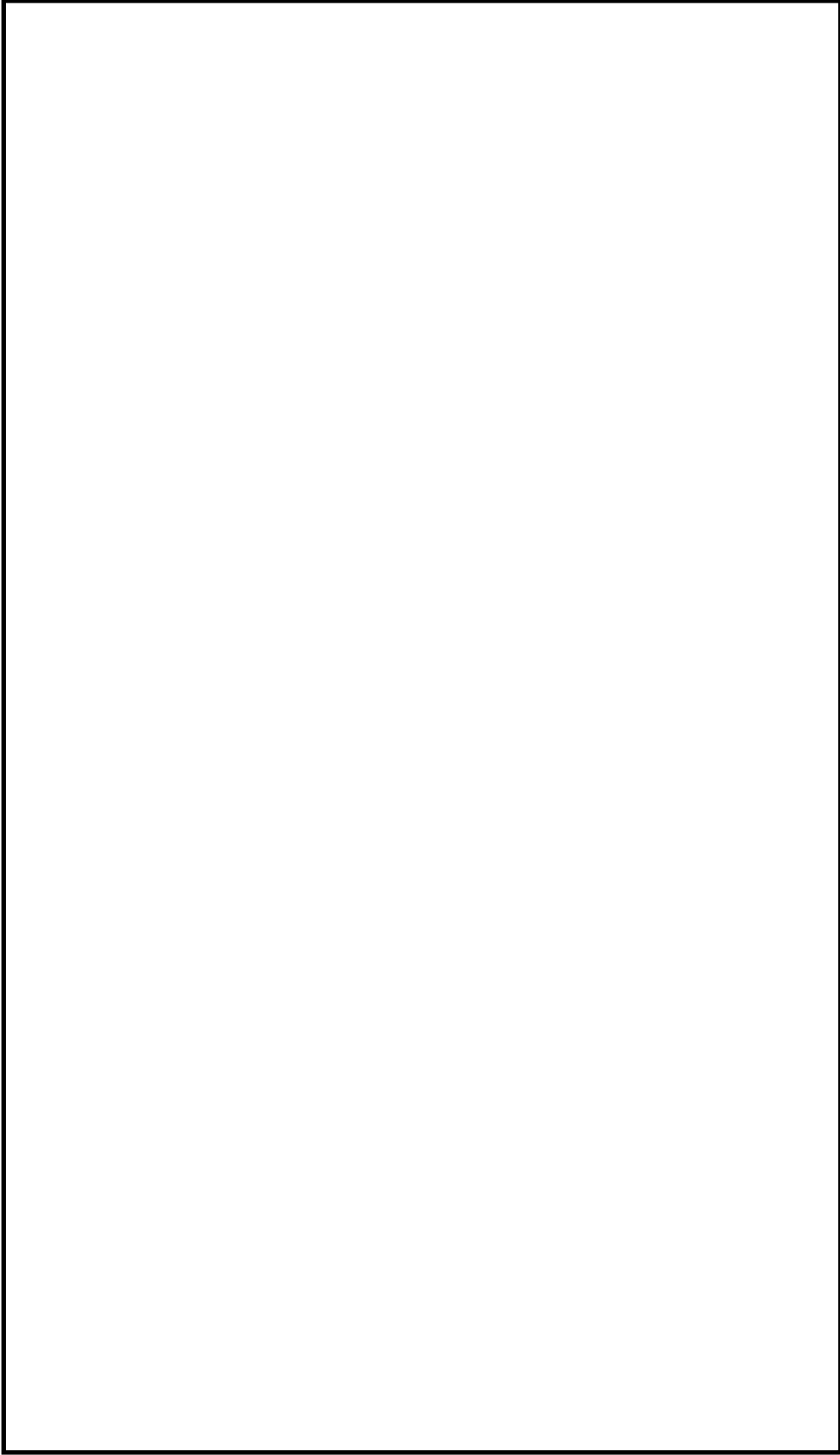
記述は、令和元年7月24日付け原規規発第1907243号をもって設置変更許可を受けた東海第二発電所の発電用原子炉設置変更許可申請書の添付書類十追補1の記述のうち、「1.17 監視測定等に関する手順等」の記載内容に同じ。

ただし、「第1.17－2図 可搬型モニタリング・ポストの設置場所及び保管場所」、「第1.17－5図 可搬型放射能測定装置の保管場所及び海水・排水試料採取場所」、「第1.17－10図 小型船舶の保管場所及び運搬ルート」及び「第1.17－15図 可搬型気象観測設備の設置場所及び保管場所」に係わる記述を以下のとおり変更する。



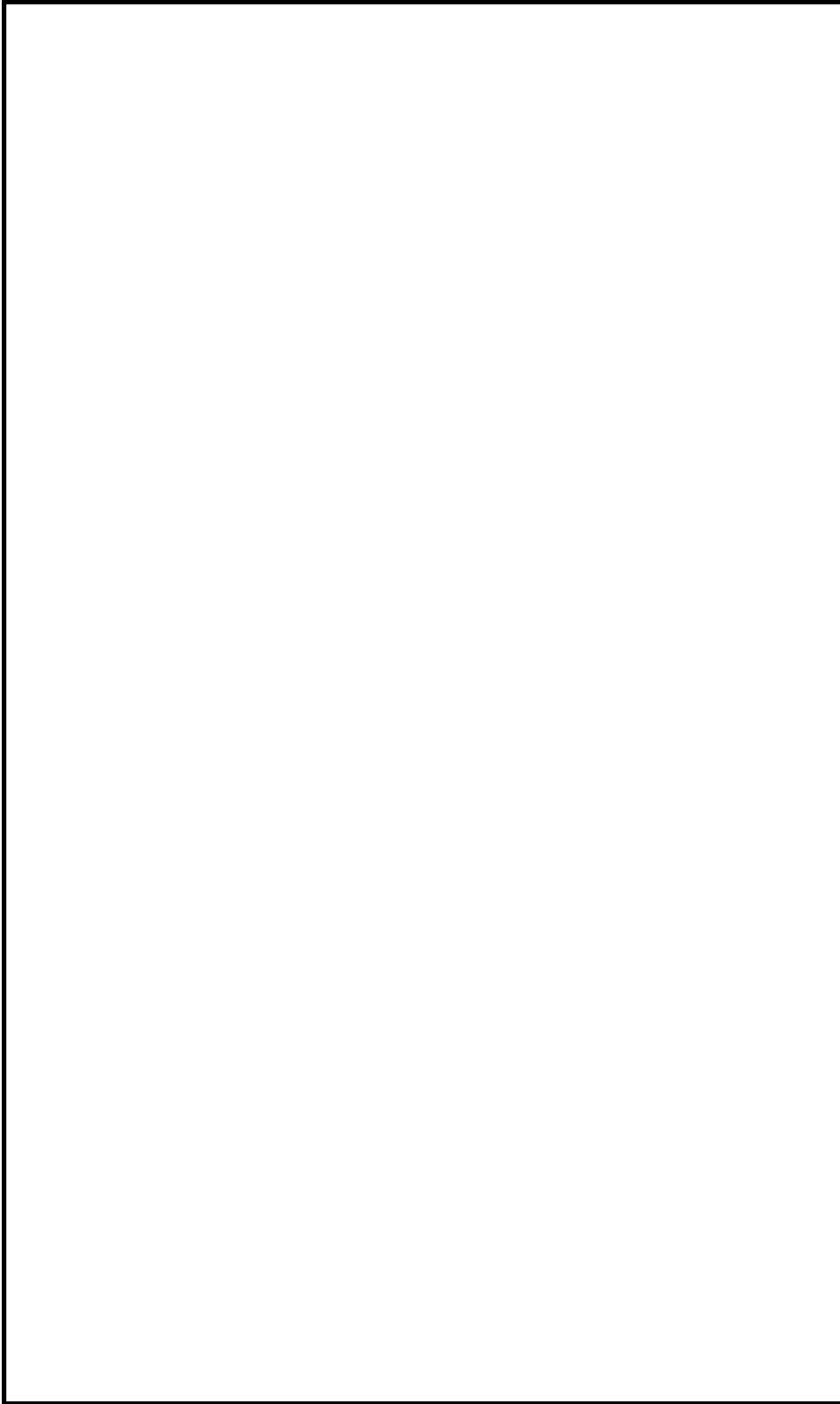
第 1.17-2 図 可搬型モニタリング・ポストの設置場所及び保管場所

□ は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。



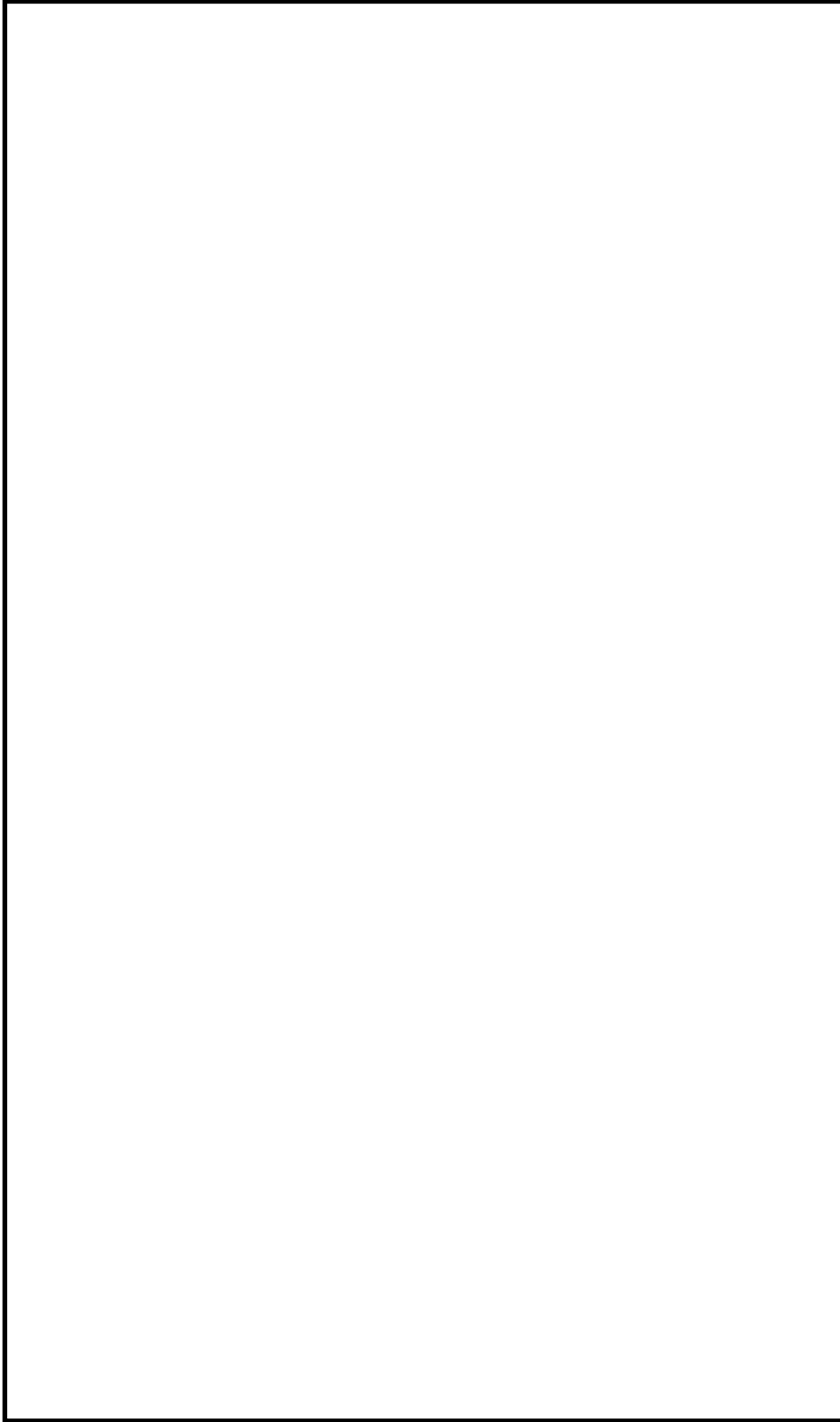
第 1.17-5 図 可搬型放射能測定装置の保管場所及び海水・排水試料採取場所

は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。



第 1.17-10 図 小型船舶の保管場所及び運搬ルート

□ は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。



第 1.17-15 図 可搬型気象観測設備の設置場所及び保管場所

は、営業秘密又は防護上の観点から公開できません。

添付書類十「5.2.2 特定重大事故等対処
施設の機能を維持するための体制の整備」
の追補の一部補正

「5.2.2 特定重大事故等対処施設の機能を維持するための体制の整備」
の追補の記載内容は営業秘密又は防護上の観点から公開できません。

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」の追補
(追補 2) の一部補正

追補 2. I 「事故シーケンスグループの抽出及び重要事故シーケンスの選定について」を以下のとおり補正する。

頁	行	補 正 前	補 正 後
—		(記載の追加)	別紙－追補 2. I -1 を追加する。

追補 2. I

I 事故シーケンスグループの抽出及び 重要事故シーケンスの選定について

令和元年 7 月 24 日付け、原規規発第 1907243 号をもって設置変更許可を受けた東海第二発電所の発電用原子炉設置変更許可申請書の添付書類十追補 2.

I の記載のうち、下記項目を以下のとおり変更する。

1.3.2(1) iii) 有効性を確認する主な炉心損傷防止対策

1.3.2(4) iii) 有効性を確認する主な炉心損傷防止対策

1.3.2(6) iii) 有効性を確認する主な炉心損傷防止対策

第 1-3 表 事故シーケンスグループの主要な炉心損傷防止対策及び炉心損傷頻度

第 1-4 表 重要事故シーケンス等の選定 (1/2)

第 1-4 表 重要事故シーケンス等の選定 (2/2)

別紙 3 表 1 諸外国における炉心損傷防止対策と東海第二発電所の対策との比較 (3/6)

別紙 3 表 1 諸外国における炉心損傷防止対策と東海第二発電所の対策との比較 (4/6)

別紙 3 表 1 諸外国における炉心損傷防止対策と東海第二発電所の対策との比較 (5/6)

別紙 4 2. 「崩壊熱除去機能喪失」に対応する炉心損傷防止対策

別紙 4 表 2 着眼点に基づく整理

別紙 5 表 1 必要な安全機能及び防護対象設備 (1/2)

別紙 6 1-1. (3) カットセットを踏まえた事故シーケンスへの対策の対応性

別紙 6 第 1-6 表 「崩壊熱除去機能喪失」における主要なカットセット (1/2)

別紙 6 第 1-6 表 「崩壊熱除去機能喪失」における主要なカットセット (2/2)

別紙 6 1-2.(3) 確認結果

別紙 7 1.(2) 主要なカットセットの確認結果

別紙 7 第 1-7 表 「崩壊熱除去機能喪失 (TW)」における主要なカット
セット

別添 1.1.1.8(4) まとめ

別添 2.1.1.6(4) 重要度評価について

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抽出及び重要事故シーケンス選定について

1.3 重要事故シーケンスの選定について

1.3.2 重要事故シーケンスの選定結果

(1) 高圧・低圧注水機能喪失

iii) 有効性を確認する主な炉心損傷防止対策

- ・ 手動減圧
- ・ 低圧代替注水系（常設）
- ・ 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）
- ・ 格納容器圧力逃がし装置
- ・ 常設代替交流電源設備
- ・ 常設代替直流電源設備

(4) 崩壊熱除去機能喪失

iii) 有効性を確認する主な炉心損傷防止対策

機能喪失した崩壊熱除去機能に対する代替除熱手段として、RHR故障時及び取水機能喪失時の状況を想定し、それぞれ以下の炉心損傷防止対策の有効性を確認する。

【RHR故障時】

- ・ 原子炉隔離時冷却系
- ・ 高圧炉心スプレイ系
- ・ 手動減圧
- ・ 低圧代替注水系（常設）
- ・ 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）
- ・ 格納容器圧力逃がし装置

- ・ 常設代替交流電源設備
- ・ 常設代替直流電源設備

【取水機能喪失時】

- ・ 原子炉隔離時冷却系
- ・ 手動減圧
- ・ 低圧代替注水系（常設）
- ・ 残留熱除去系
- ・ 緊急用海水系
- ・ 常設代替交流電源設備
- ・ 常設代替直流電源設備

(6) L O C A時注水機能喪失

iii) 有効性を確認する主な炉心損傷防止対策

- ・ 手動減圧
- ・ 低圧代替注水系（常設）
- ・ 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）
- ・ 格納容器圧力逃がし装置
- ・ 常設代替交流電源設備
- ・ 常設代替直流電源設備

第1-3表 事故シナリオグループの主要な炉心損傷防止対策及び炉心損傷頻度

事故シナリオグループ	事故シナリオ	対応する主要な炉心損傷防止対策	内部現象	地震	津波	合計	各CDP ^{※1} に対する割合 (%)	CDP ^{※1} に対する割合 (%)	備考
高圧・高圧注水機損傷	過渡事象+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	過渡事象+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	3.2E+10	4.0E+07	—	4.0E+07	0.6	—	—
	過渡事象+高圧炉心冷却失敗+高圧炉心冷却失敗	過渡事象+高圧炉心冷却失敗+高圧炉心冷却失敗	2.0E+10	2.5E+09	—	2.7E+09	0.6	—	
	自動停止/過渡事象+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	自動停止/過渡事象+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	4.2E+10	—	—	4.2E+10	<0.1	—	
	自動停止/過渡事象+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	自動停止/過渡事象+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	4.3E+11	—	—	4.3E+11	<0.1	4.7E-07	
	自動停止/過渡事象+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	自動停止/過渡事象+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	2.5E+09	—	—	2.5E+09	<0.1	—	
	自動停止/過渡事象+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	自動停止/過渡事象+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	3.0E+11	—	—	3.0E+11	<0.1	—	
	過渡事象+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	過渡事象+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	9.4E+09	1.3E+06	—	1.3E+06	1.7	—	
	自動停止/過渡事象+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	自動停止/過渡事象+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	2.0E+09	—	—	2.0E+09	<0.1	—	
	自動停止/過渡事象+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	自動停止/過渡事象+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	8.2E+09	—	—	8.2E+09	<0.1	1.3E-06	
	自動停止/過渡事象+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	自動停止/過渡事象+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	5.7E+08	5.0E+09	—	6.3E+08	<0.1	—	
長期間TB	外部電源喪失+DG失敗+HPCS失敗 (管電熱結露RCIC停止)	外部電源喪失+DG失敗+HPCS失敗 (管電熱結露RCIC停止)	2.0E+08	—	—	2.0E+08	<0.1	—	3.6
	サボート系喪失 (直流電源故障) (外部電源喪失)+DG失敗+HPCS失敗 (管電熱結露RCIC停止)	サボート系喪失 (直流電源故障) (外部電源喪失)+DG失敗+HPCS失敗 (管電熱結露RCIC停止)	6.0E+12	—	—	6.0E+12	2.8	—	
	外部電源喪失+DG失敗+高圧炉心冷却失敗	外部電源喪失+DG失敗+高圧炉心冷却失敗	2.0E+10	4.0E+07	—	4.0E+07	0.6	—	
	サボート系喪失 (直流電源故障) (外部電源喪失)+DG失敗+高圧炉心冷却失敗	サボート系喪失 (直流電源故障) (外部電源喪失)+DG失敗+高圧炉心冷却失敗	1.1E+08	—	—	1.1E+08	<0.1	—	
	外部電源喪失+DG失敗+過剰し安全弁閉鎖失敗+HPCS失敗	外部電源喪失+DG失敗+過剰し安全弁閉鎖失敗+HPCS失敗	3.0E+10	2.0E+09	—	2.7E+09	<0.1	—	
	サボート系喪失 (直流電源故障) (外部電源喪失)+DG失敗+過剰し安全弁閉鎖失敗+HPCS失敗	サボート系喪失 (直流電源故障) (外部電源喪失)+DG失敗+過剰し安全弁閉鎖失敗+HPCS失敗	2.3E+10	—	—	2.3E+10	<0.1	—	
	過渡事象+RHR失敗	過渡事象+RHR失敗	4.3E+05	5.0E+06	—	4.9E+05	65.1	—	
	過渡事象+過剰し安全弁閉鎖失敗+RHR失敗	過渡事象+過剰し安全弁閉鎖失敗+RHR失敗	3.8E+07	2.0E+08	—	4.1E+07	0.5	—	
	外部電源喪失+DG失敗 (HPCS成功)	外部電源喪失+DG失敗 (HPCS成功)	6.0E+07	6.0E+08	—	7.0E+07	1.0	—	
	外部電源喪失+DG失敗+過剰し安全弁閉鎖失敗 (HPCS成功)	外部電源喪失+DG失敗+過剰し安全弁閉鎖失敗 (HPCS成功)	3.6E+09	3.3E+10	—	3.9E+09	<0.1	—	
崩壊炉心冷却	外部電源喪失+高圧炉心冷却失敗 (HPCS成功)	外部電源喪失+高圧炉心冷却失敗 (HPCS成功)	6.0E+10	1.2E+11	—	7.0E+10	<0.1	—	87.6
	自動停止/過渡事象+高圧炉心冷却失敗 (HPCS成功)	自動停止/過渡事象+高圧炉心冷却失敗 (HPCS成功)	9.9E+06	—	—	9.9E+06	13.2	—	
	自動停止/過渡事象+高圧炉心冷却失敗+RHR失敗	自動停止/過渡事象+高圧炉心冷却失敗+RHR失敗	5.2E+08	—	—	5.2E+08	<0.1	—	
	サボート系喪失 (直流電源故障) (外部電源喪失)+RHR失敗	サボート系喪失 (直流電源故障) (外部電源喪失)+RHR失敗	1.7E+06	—	—	1.7E+06	2.3	—	
	サボート系喪失 (直流電源故障) (外部電源喪失)+RHR失敗	サボート系喪失 (直流電源故障) (外部電源喪失)+RHR失敗	8.0E+09	—	—	8.0E+09	<0.1	—	
	サボート系喪失 (直流電源故障) (外部電源喪失)+DG失敗 (HPCS成功)	サボート系喪失 (直流電源故障) (外部電源喪失)+DG失敗 (HPCS成功)	4.1E+06	—	—	4.1E+06	5.4	—	
	サボート系喪失 (直流電源故障) (外部電源喪失)+DG失敗 (HPCS成功)	サボート系喪失 (直流電源故障) (外部電源喪失)+DG失敗 (HPCS成功)	2.1E+08	—	—	2.1E+08	<0.1	—	
	中絶断LOCA+RHR失敗	中絶断LOCA+RHR失敗	4.3E+08	—	—	4.3E+08	<0.1	—	
	大断断LOCA+RHR失敗	大断断LOCA+RHR失敗	3.0E+08	—	—	3.0E+08	<0.1	—	
	過渡事象+高圧炉心冷却失敗	過渡事象+高圧炉心冷却失敗	3.0E+09	—	—	3.0E+09	<0.1	—	
原子炉停止機損傷	サボート系喪失 (直流電源故障) (外部電源喪失)+原子炉停止失敗	サボート系喪失 (直流電源故障) (外部電源喪失)+原子炉停止失敗	3.8E+11	—	—	3.8E+11	<0.1	—	0.2
	中絶断LOCA+原子炉停止失敗	中絶断LOCA+原子炉停止失敗	2.2E+11	—	—	2.2E+11	<0.1	—	
	大断断LOCA+原子炉停止失敗	大断断LOCA+原子炉停止失敗	2.2E+12	—	—	2.2E+12	<0.1	—	
	交流電源喪失+原子炉停止失敗 ^{※3}	交流電源喪失+原子炉停止失敗 ^{※3}	—	2.0E+08	—	2.0E+08	<0.1	—	
	交流電源喪失+原子炉停止失敗 ^{※3}	交流電源喪失+原子炉停止失敗 ^{※3}	—	1.0E+08	—	1.0E+08	<0.1	—	
	小断断LOCA+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	小断断LOCA+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	1.4E+13	—	—	1.4E+13	<0.1	—	
	中絶断LOCA+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	中絶断LOCA+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	2.2E+14	—	—	2.2E+14	<0.1	—	
	大断断LOCA+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗 ^{※3}	大断断LOCA+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗 ^{※3}	1.5E+11	—	—	1.5E+11	<0.1	—	
	中絶断LOCA+高圧炉心冷却失敗+原子炉停止失敗 ^{※3}	中絶断LOCA+高圧炉心冷却失敗+原子炉停止失敗 ^{※3}	4.0E+12	—	—	4.0E+12	<0.1	—	
	大断断LOCA+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗 ^{※3}	大断断LOCA+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗 ^{※3}	1.4E+12	—	—	1.4E+12	<0.1	—	
燃料容器バypass	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	4.8E+10	—	—	4.8E+10	<0.1	—	5.3
	原子炉種類内浸水による機器の過熱機損傷 (燃料ヒートシフト)	原子炉種類内浸水による機器の過熱機損傷 (燃料ヒートシフト)	—	—	7.0E+07	7.0E+07	1.0	—	
	燃料ヒートシフト損失 (管電熱結露RCIC停止)	燃料ヒートシフト損失 (管電熱結露RCIC停止)	—	—	3.2E+06	3.2E+06	4.2	—	
	燃料ヒートシフト損失+高圧炉心冷却失敗	燃料ヒートシフト損失+高圧炉心冷却失敗	—	—	1.1E+08	1.1E+08	<0.1	—	
	燃料ヒートシフト損失+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	燃料ヒートシフト損失+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	—	—	1.7E+08	1.7E+08	<0.1	—	
	燃料ヒートシフト損失+過剰し安全弁閉鎖失敗	燃料ヒートシフト損失+過剰し安全弁閉鎖失敗	—	—	4.0E+06	4.0E+06	<0.1	—	
	燃料ヒートシフト損失+過剰し安全弁閉鎖失敗+低圧炉心冷却失敗	燃料ヒートシフト損失+過剰し安全弁閉鎖失敗+低圧炉心冷却失敗	—	—	7.0E+05	7.0E+05	99.0	—	
	燃料ヒートシフト損失+過剰し安全弁閉鎖失敗+低圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	燃料ヒートシフト損失+過剰し安全弁閉鎖失敗+低圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	—	—	4.8E+10	4.8E+10	<0.1	—	
	燃料ヒートシフト損失+過剰し安全弁閉鎖失敗+低圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	燃料ヒートシフト損失+過剰し安全弁閉鎖失敗+低圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	—	—	4.0E+06	4.0E+06	<0.1	—	
	燃料ヒートシフト損失+過剰し安全弁閉鎖失敗+低圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	燃料ヒートシフト損失+過剰し安全弁閉鎖失敗+低圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗	—	—	1.7E+08	1.7E+08	<0.1	—	

※1 各CDPは、事故シナリオグループ別の頻度を表す。事故シナリオグループ別の頻度は、事故シナリオグループ別の頻度を表す。事故シナリオグループ別の頻度は、事故シナリオグループ別の頻度を表す。

※2 崩壊炉心冷却に過剰し安全弁閉鎖失敗を伴うものは、崩壊炉心冷却に過剰し安全弁閉鎖失敗を伴うものとして評価している。崩壊炉心冷却に過剰し安全弁閉鎖失敗を伴うものは、崩壊炉心冷却に過剰し安全弁閉鎖失敗を伴うものとして評価している。

※3 崩壊炉心冷却に過剰し安全弁閉鎖失敗を伴うものは、崩壊炉心冷却に過剰し安全弁閉鎖失敗を伴うものとして評価している。崩壊炉心冷却に過剰し安全弁閉鎖失敗を伴うものは、崩壊炉心冷却に過剰し安全弁閉鎖失敗を伴うものとして評価している。

※4 国内外の先導的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ナリオグループ。

表 1 諸外国における炉心損傷防止対策と東海第二発電所の対策との比較 (3/6)

分類	事故シナリオグループ	機能	炉心損傷防止対策に係る設備又は操作				対策の概要	
			東海第二発電所	米国	ドイツ	スウェーデン		フィンランド
3	全交流動力電源喪失	炉心冷却 (交流電源復旧後)	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉隔離時冷却系ポンプ 常設高圧代替注水系ポンプ ディーゼル駆動消火ポンプ 残留熱除去系ポンプ 常設低圧代替注水系ポンプ 	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉隔離時冷却系ポンプ ディーゼル駆動消火ポンプ SBO の影響を受けないポンプ ((サービスイ系-給水系経由の注水) (水源: 河川, 湖, 貯水池, 海など)) 	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉隔離時冷却系ポンプ 独立非常用系の中圧注入ポンプ 	<ul style="list-style-type: none"> 蒸気タービン駆動の高圧注水系 	<ul style="list-style-type: none"> 火災用ポンプ, プラターポンプ (専用電源有り) 	<p>ドイツ及びフィンランドでは、専用の電源により動作可能なポンプを整備している。</p> <p>東海第二発電所においても、代替交流電源により動作可能な残留熱除去系ポンプ, 常設低圧代替注水系ポンプを整備することとしている。</p>
		最終ヒートシンク	<ul style="list-style-type: none"> 格納容器圧力逃がし装置 (手動操作可能) 緊急用海水系 (交流電源の復旧が必要) 	<ul style="list-style-type: none"> 耐圧強化ベント系 (手動操作可能) 原子炉冷却材浄化系 (S/P 除熱) 	<ul style="list-style-type: none"> フィルタベント系 (手動操作可能) 独立非常用系 (ヒートシンク: 冷却塔, 地下水, 河川) 必須サービスイ系 (ヒートシンク: 河川) 	<ul style="list-style-type: none"> フィルタベント系 (ラプチャダイスクによる自動起動) 	<ul style="list-style-type: none"> フィルタベント系 (ラプチャダイスク) フィルタを經由しない大容量圧力逃がし装置 (ラプチャダイスク) 代替最終ヒートシンク (冷却塔及び既存ポンプの利用) 	<p>欧米では、交流電源がなくても動作可能なフィルタベント系や耐圧強化ベント系を整備しており、大気を最終ヒートシンクとする対策をとっている。また、代替交流電源により動作可能な最終ヒートシンクを整備している。</p> <p>東海第二発電所においても、交流電源がなくても動作可能な格納容器圧力逃がし装置を整備することとしており、大気を最終ヒートシンクとする対策をとっている。また、緊急用海水系及び可搬型ポンプによる海水をヒートシンクとする対策を整備することとしている。</p>
		格納容器注水	<ul style="list-style-type: none"> 代替格納容器スプレイ ディーゼル駆動消火ポンプ 常設低圧代替注水系ポンプ (交流電源の復旧が必要) 代替循環冷却系ポンプ (交流電源の復旧が必要) 代替格納容器スプレイ 可搬型代替注水中型ポンプ 可搬型代替注水大型ポンプ 	<ul style="list-style-type: none"> 代替格納容器スプレイ ディーゼル駆動消火ポンプ 代替格納容器スプレイ 可搬型消火ポンプ (サービスイ系-RIR 経由) 	<ul style="list-style-type: none"> 代替格納容器スプレイ 可搬型消火ポンプ (サービスイ系-RIR 経由) 	<ul style="list-style-type: none"> 代替格納容器スプレイ 火災防護系のディーゼル駆動ポンプ 代替格納容器スプレイ 可搬型ポンプ 	<ul style="list-style-type: none"> 代替格納容器スプレイ 火災防護系ポンプ (専用 DG 有) 	<p>欧米では、交流電源に依存しない常設又は可搬型ポンプによる代替格納容器スプレイ手段を整備している。また、専用電源を持つポンプによる代替格納容器スプレイ手段を整備している。</p> <p>東海第二発電所においても、交流電源に依存しない常設及び可搬型ポンプによる代替格納容器スプレイ手段を整備することとしている。また、代替電源から給電する低圧代替注水ポンプによる代替格納容器スプレイ手段を対策としている。</p>
		給水源	1 と同様	1 と同様	1 と同様	1 と同様	1 と同様	1 と同様
		まとめ	上述の調査結果より、東海第二発電所の対策は、諸外国の既設プラントで整備されている対策と同等であることを確認した。					

下線部 有効性評価において有効性を確認する対策

表 1 諸外国における炉心損傷防止対策と東海第二発電所の対策との比較 (4/6)

分類	事故シナリオグループ	機能	炉心損傷防止対策に係る設備又は操作				対策の概要	
			東海第二発電所	米国	ドイツ	スウェーデン		フィンランド
4-1	崩壊熱除去機能喪失(取水機能喪失)	最終ヒートシンク	<ul style="list-style-type: none"> 緊急用海水系 格納容器圧力逃がし装置 トライウエル内ガス冷却装置 	3と同様	3と同様	3と同様	欧米では、フィルタベント系や耐圧強化ベント系を整備しており、大気を最終ヒートシンクとする対策をとっている。また、冷却塔等の代替最終ヒートシンクを整備している。 東海第二発電所においても、格納容器圧力逃がし装置を整備することとしており、大気を最終ヒートシンクとする対策としてしている。また、緊急用海水系を整備することとしている。	
			<ul style="list-style-type: none"> 可搬型代替注水大型ポンプ 	3と同様	3と同様	3と同様		
		炉心冷却	<ul style="list-style-type: none"> 常設低圧代替注水系ポンプ 代替循環冷却系ポンプ 常設高圧代替注水系ポンプ 電動消火ポンプ ディーゼル駆動消火ポンプ 復水移送ポンプ ほう酸水注入ポンプ 	1と同様*	1と同様*	1と同様*	1と同様	
			<ul style="list-style-type: none"> 可搬型代替注水中型ポンプ 可搬型代替注水大型ポンプ 	1と同様*	1と同様*	1と同様*	1と同様	
		格納容器注水	<ul style="list-style-type: none"> 代替格納容器スプレイ 常設低圧代替注水系ポンプ 代替循環冷却系ポンプ 電動消火ポンプ ディーゼル駆動消火ポンプ 復水移送ポンプ 	<ul style="list-style-type: none"> 代替格納容器スプレイ ディーゼル駆動消火ポンプ 	<ul style="list-style-type: none"> D/W, W/W スプレイ サービスイ系 	<ul style="list-style-type: none"> 代替格納容器スプレイ 火災防護系のディーゼル駆動ポンプ 	<ul style="list-style-type: none"> 代替格納容器スプレイ 火災防護系ポンプ (専用 DG 有) 	欧米では、常設又は可搬型ポンプによる代替格納容器スプレイ手段を整備しており、格納容器スプレイ機能を多様化している。 東海第二発電所においても、常設及び可搬型ポンプによる代替格納容器スプレイ手段を整備することとしており、格納容器スプレイ機能の多様化を対策としてしている。
			<ul style="list-style-type: none"> 代替格納容器スプレイ 可搬型代替注水中型ポンプ 可搬型代替注水大型ポンプ 	<ul style="list-style-type: none"> 代替格納容器スプレイ 可搬型ポンプ 	<ul style="list-style-type: none"> S/P への注水 可搬型消火ポンプ (サービスイ系-RIR 経由) 	<ul style="list-style-type: none"> 代替格納容器スプレイ 可搬型ポンプ 	1と同様	1と同様
		給水源	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	1と同様	
		まとめ	上述の調査結果より、東海第二発電所の対策は、諸外国の既設プラントで整備されている対策と同等であることを確認した。					

下線部 有効性評価において有効性を確認する対策。

※ 取水機能の喪失により動作できないものは除く。

表 1 諸外国における炉心損傷防止対策と東海第二発電所の対策との比較 (5/6)

分類	事故シナリオグループ	機能	炉心損傷防止対策に係る設備又は操作				対策の概要			
			東海第二発電所	米国	ドイツ	スウェーデン		フィンランド		
4-2	崩壊熱除去機能喪失 (RHR 機能喪失)	最終ヒートシンク	・格納容器圧力逃がし装置 ・ドライウェル内ガス冷却装置	4-1 と同様	4-1 と同様	4-1 と同様	4-1 と同様	欧米では、フィルタベント系や耐圧強化ベント系を整備しており、大気を最終ヒートシンクとする対策をとっている。また、冷却塔等の代替最終ヒートシンクを整備している。 東海第二発電所においても、格納容器圧力逃がし装置を整備することとしており、大気を最終ヒートシンクとする対策としている。		
		炉心注水	1 と同様	1 と同様	1 と同様	1 と同様	1 と同様	1 と同様		
		格納容器注水	4-1 と同様	4-1 と同様	4-1 と同様	4-1 と同様	4-1 と同様	4-1 と同様	4-1 と同様	
		給水源	1 と同様	1 と同様	1 と同様	1 と同様	1 と同様	1 と同様	1 と同様	
5	原子炉停止機能喪失	原子炉停止	・ほう酸水注入系 (手動) ・ A T W S 緩和設備 (代替再循環系ポンプトリップ機能) ・ A T W S 緩和設備 (代替制御棒挿入機能)	・ほう酸水注入系 (自動) ・ほう酸水注入系のほう酸濃度の増加 ・ CRD 系、原子炉冷却材浄化系によるほう酸水注入 ・代替制御棒挿入回路 ・ A T W S 原子炉再循環ポンプトリップ ・ MSIV 閉後 A T W S 時の炉圧高で給水ポンプトリップロジック追加	・緊急ほう酸水注入系 (手動)	・ほう酸水注入系 (手動又は自動) ・バックアップスクラム回路 (制御棒の電動挿入、再循環ポンプ減速)	・ほう酸水注入系 (自動)	欧米では、代替制御棒挿入回路及び原子炉再循環ポンプトリップ回路の導入や、ほう酸水注入系を整備している。 東海第二発電所においても、 A T W S 緩和設備 (代替再循環系ポンプトリップ機能) 及び A T W S 緩和設備 (代替制御棒挿入機能) を導入することとしている。また、ほう酸水注入系を整備している。		
6	LOCA 時注水機能喪失	炉心冷却	1 と同様	1 と同様	1 と同様	1 と同様	1 と同様	1 と同様	1 と同様	
		原子炉減圧	2 と同様	2 と同様	2 と同様	2 と同様	2 と同様	2 と同様	2 と同様	
		最終ヒートシンク	4-1 と同様	4-1 と同様	4-1 と同様	4-1 と同様	4-1 と同様	4-1 と同様	4-1 と同様	
		格納容器注水	4-1 と同様	4-1 と同様	4-1 と同様	4-1 と同様	4-1 と同様	4-1 と同様	4-1 と同様	
		給水源	1 と同様	1 と同様	1 と同様	1 と同様	1 と同様	1 と同様	1 と同様	1 と同様
		まとめ	上述の調査結果より、東海第二発電所の対策は、諸外国の既設プラントで整備されている対策と同等であることを確認した。	上述の調査結果より、東海第二発電所の対策は、諸外国の既設プラントで整備されている対策と同等であることを確認した。	上述の調査結果より、東海第二発電所の対策は、諸外国の既設プラントで整備されている対策と同等であることを確認した。	上述の調査結果より、東海第二発電所の対策は、諸外国の既設プラントで整備されている対策と同等であることを確認した。	上述の調査結果より、東海第二発電所の対策は、諸外国の既設プラントで整備されている対策と同等であることを確認した。	上述の調査結果より、東海第二発電所の対策は、諸外国の既設プラントで整備されている対策と同等であることを確認した。	上述の調査結果より、東海第二発電所の対策は、諸外国の既設プラントで整備されている対策と同等であることを確認した。	

下線部 有効性評価において有効性を確認する対策

表 1 諸外国における炉心損傷防止対策と東海第二発電所の対策との比較 (6/6)

分類	事故シナリオグループ	機能	炉心損傷防止対策に係る設備又は操作				対策の概要	
			東海第二発電所	米国	ドイツ	スウェーデン		フィンランド
7	インターフェイ システム LOCA	炉心冷却	東海第二発電所 ・健全な原子炉注水設備で対応	米国 ・既存設備で対応	ドイツ -	スウェーデン -	フィンランド -	<p>米国では、既存設備を用いて炉心冷却を実施することとしている。</p> <p>東海第二発電所においては、健全な原子炉注水設備（既設ポンプ、新設ポンプ）を用いて炉心冷却を実施することとしている。</p> <p>米国では、既存の計装等から破損個所の検出、隔離手段と、原子炉の減圧手順を整備しており、破損個所からの流出量を低減している。ドイツにおいては、格納容器隔離手段として代替隔離弁を設置している。</p> <p>東海第二発電所においては、米国と同様に、既存の計装等から破損個所の検出、隔離手段と、原子炉の減圧手順を整備することとしており、破損個所からの流出量低減を対策としている。</p>
		格納容器 バイパス 防止等	<ul style="list-style-type: none"> 破損個所の検出、隔離（既設の計装） 原子炉減圧、水位制御 	<ul style="list-style-type: none"> 破損個所の検出、隔離（既設の計装） 原子炉の減圧（破断口からの流出量低減） 	<ul style="list-style-type: none"> 隔離弁の自動閉止又は代替隔離弁の閉止による格納容器隔離機能の確保 	-	-	
		まとめ	上述の調査結果より、東海第二発電所の対策は、諸外国の既設プラントで整備されている対策と同等であることを確認した。					

下線部 有効性評価において有効性を確認する対策

T B Wシーケンスの炉心損傷防止対策及び着眼点に基づく評価

を踏まえた重要事故シーケンスの選定について

2. 「崩壊熱除去機能喪失」に対応する炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失」に対応する炉心損傷防止対策については、「残留熱除去系が故障した場合」及び「取水機能が喪失した場合」を想定し、以下の炉心損傷防止対策の有効性を確認している。

「残留熱除去系が故障した場合」:

- ・ 格納容器圧力逃がし装置

「取水機能が喪失した場合」:

- ・ 緊急用海水系（常設代替交流電源設備による給電）

このうち、「残留熱除去系が故障した場合」を想定して有効性を確認している格納容器圧力逃がし装置については、系統構成に必要な電動弁等は常設代替交流電源設備から緊急用母線を介して給電可能な設計としており、現場での手動開操作も可能であることから、外部電源及び非常用電源（区分Ⅰ，Ⅱ）が喪失しているT B Wシーケンスにおいても有効な対策である。

「取水機能が喪失した場合」を想定して有効性を確認している緊急用海水系については、常設代替交流電源設備からの電源融通による非常用母線の受電及び緊急用海水系を用いた残留熱除去系による対応の有効性を確認しており、T B Wシーケンスにおいても有効な対策である。

さらに、T B Wシーケンスについては、常設代替交流電源設備からの電源融通による非常用母線の受電により、緊急用海水系を用いずとも、残留熱除去系海水系を用いた残留熱除去系による対応にも期待できる。

表2 着眼点に基づく整理

シーケンス	対応する主要な 炉心損傷防止対策	着眼点				備考
		a	b	c	d	
TW	<ul style="list-style-type: none"> ・格納容器圧力逃がし装置 ・緊急用海水系 	低	高	高	高	過渡事象（給水流量の全喪失）に起因する事故シーケンスが含まれる
TBW	<div style="border: 1px solid black; padding: 2px; margin-bottom: 5px;">以下はTBWに有効な対策</div> <ul style="list-style-type: none"> ・常設代替交流電源設備 + 残留熱除去系 	高	高	高	中	サポート系喪失（直流電源故障）に起因する事故シーケンスは、起因事象の発生により給水流量の全喪失に至る場合がある

表2に示すとおり、TWとTBWを区別した場合、審査ガイドに記載の着眼点の「高」の数はTWとTBWで同じとなるが、「中」の数が多いのはTBWとなる。

ただし、2.で示したとおり、有効性を確認する主要な炉心損傷防止対策はTBWシーケンスに対しても有効となっており、「取水機能が喪失した場合」の有効性評価では、全交流動力電源喪失を仮定した評価を行うことでTBWを包絡した評価を行っている。また、崩壊熱除去機能喪失への対策の有効性を確認する観点からは、非常用電源の喪失に伴い崩壊熱除去機能が喪失するTBWシーケンスより、崩壊熱除去機能そのものが機能喪失するTWシーケンスを想定して評価することが適切であると考えている。

これらのことを考慮すると、崩壊熱除去機能喪失における重要事故シーケンスはTBWシーケンスに対する対策の有効性も確認可能なシーケンスを選定しており、選定した重要事故シーケンスは妥当なものと考えている。

表1 必要な安全機能及び防護対象設備（1 / 2）

必要な安全機能	防護対象設備
	常設重大事故等対処設備
原子炉注水	<ul style="list-style-type: none"> ・ 原子炉隔離時冷却系 ・ 高压代替注水系 ・ 逃がし安全弁 ・ 過渡時自動減圧機能 ・ 逃がし安全弁用可搬型蓄電池 (逃がし安全弁機能回復 (可搬型代替直流電源供給)) ・ 高压窒素ポンペ (逃がし安全弁機能回復 (代替窒素供給)) ・ 低压代替注水系 (可搬型) ・ 低压代替注水系 (常設) ・ 残留熱除去系 ・ 代替循環冷却系 ・ 緊急用海水系 ・ ほう酸水注入系
格納容器注水／除熱	<ul style="list-style-type: none"> ・ 代替循環冷却系 ・ 緊急用海水系 ・ 代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) ・ 代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) ・ 残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系) ・ 残留熱除去系 (サプレッション・プール冷却系) ・ 原子炉格納容器下部注水設備 (常設) ・ 原子炉格納容器下部注水設備 (可搬型) ・ 格納容器圧力逃がし装置 ・ 静的触媒式水素再結合器 ・ 水素濃度の監視設備
使用済燃料プール注水／除熱	<ul style="list-style-type: none"> ・ 代替燃料プール注水系 ・ 代替燃料プール冷却系 ・ 緊急用海水系
電 源	<ul style="list-style-type: none"> ・ 可搬型代替交流電源設備 ・ 常設代替交流電源設備 ・ 非常用所内電気設備 ・ 所内常設直流電源設備 ・ 常設代替直流電源設備 ・ 可搬型代替直流電源設備 ・ 代替所内電気設備 ・ 燃料給油設備

内部事象 P R A における主要なカットセット及び F V 重要度
に照らした重大事故等防止対策の有効性について

1. 内部事象出力運転時レベル 1 P R A

1-1. 主要なカットセットに照らした重大事故等対処設備の有効性

(3) カットセットを踏まえた事故シーケンスへの対策の対応性

今回の分析では、各事故シーケンスグループのうち、主要な事故シーケンスそれぞれについて支配的なカットセットを確認し、対策の有効性を定性的に考察した。なお、支配的なカットセットであっても、事故シーケンスグループ全体の炉心損傷頻度に対しては小さな割合となる場合もあり、今回確認したカットセットの炉心損傷頻度の合計が事故シーケンスグループの炉心損傷頻度に占める割合は事故シーケンスグループによって異なる。全炉心損傷頻度から見ると、「崩壊熱除去機能喪失」の事故シーケンスグループが約 99.8%を占めており、「崩壊熱除去機能喪失」については、炉心損傷頻度の約 82%のカットセットを確認したことから、全炉心損傷頻度に対しても、約 82%のカットセットを確認し、対策の有効性を定性的に確認したものと整理できる。

また、「崩壊熱除去機能喪失」は除熱機能の喪失によって格納容器が先行破損し、炉心損傷に至ることから、対策としては除熱機能の多重化及び多様化が有効であると考えられる。除熱機能については、大気を最終ヒートシンクとする格納容器圧力逃がし装置を設置し、その機能を多様化している。格納容器圧力逃がし装置は残留熱除去系等に対して独立した系統であり、共通原因による機能喪失のリスクを可能な限り低減している。このことから、

全炉心損傷頻度の約 99.8%を占める「崩壊熱除去機能喪失」に対しては炉心損傷頻度のほとんどの割合に対して、有効性評価で考慮した対策での対応が有効なものであると考えられる。

(2)で述べた有効性評価で考慮した対策では対応できない場合について、全炉心損傷頻度から見た場合は非常に小さい寄与ではあるが、「L O C A時注水機能喪失」において中破断L O C Aを起因とするカットセットが抽出されており、L O C Aについては破断面積の大きさが一定の範囲を超えるような場合は、炉心損傷を防止することができないシーケンスとして整理している。これらの炉心損傷防止対策が有効に機能しないカットセットについては、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できることを確認することとしている。また、「L O C A + 高圧炉心冷却失敗 + 原子炉減圧失敗」のカットセットとして抽出されている、計装系の故障及び人的過誤（注水不能認知失敗）が重畳するカットセットについては、認知に失敗したまま長時間気づかないことは現実的には考え難く、これら認知失敗が含まれるカットセットの炉心損傷頻度は非常に小さくなっているものの、発生した場合は有効性評価で考慮した対応が困難である。

有効性評価で考慮した対策は、基本的に設計基準設備に対して多様化された、独立系統機能の追加であることから、これらの共用部分の故障を伴うカットセットが抽出されていない以上、有効性評価で考慮した対策はほとんどのシーケンスに対して有効であると考えられる。また、全炉心損傷頻度の約 99.8%を占める「崩壊熱除去機能喪失」についても、今回考慮した除熱機能である残留熱除去系に対して、独立かつ多様化された系統である格納容器

圧力逃がし装置等を設けることから，全炉心損傷頻度のほとんどの割合に対して，有効性評価で考慮した対策が有効なものであると考えられる。

【崩壊熱除去機能喪失】

TWについては、いずれの事故シーケンスにおいても、ポンプ故障、弁故障、ストレーナ閉塞、点検のための待機除外等の要因により、残留熱除去系又はそのサポート系である残留熱除去系海水系が機能喪失することにより崩壊熱除去機能が喪失するカットセット及び残留熱除去系操作失敗のヒューマンエラーにより崩壊熱除去機能が喪失するカットセットが上位に抽出されている。

これらのカットセットに対する炉心損傷防止対策としては、残留熱除去系海水系が機能喪失している場合（取水機能喪失時）は、緊急用海水系及び残留熱除去系を用いた除熱又は格納容器圧力逃がし装置による除熱が有効である。また、残留熱除去系が機能喪失している場合（RHR故障時）は、格納容器圧力逃がし装置による除熱が有効である。

TBWについては、いずれの事故シーケンスにおいても、外部電源喪失及び非常用ディーゼル発電機の故障が重畳する等、交流電源の喪失に伴い崩壊熱除去機能喪失に至るカットセットも抽出されている。

これらのカットセットに対する炉心損傷防止対策としては、常設代替交流電源設備により交流動力電源を回復することが有効である。なお、残留熱除去系海水系又は残留熱除去系の故障が重畳した場合は、TWと同様の対策が有効である。

第 1-6 表 「崩壊熱除去機能喪失」における主要なカットセット (1/2)

事故シーケンス	炉心損傷頻度 (/炉年)	主要なカットセット	炉心損傷頻度 (/炉年)	事故シーケンスグループに対する寄与割合*1 (%)	有効性を確認する主な対策	対策の有効性
崩壊熱除去機能喪失 T W 過渡事象 + RHR 失敗	4.4E-05	①非隔離事象 + RHR 系操作失敗	1.9E-05	30.7	[RHR 故障時] ・格納容器圧力逃がし装置	○
		②原子炉緊急停止系誤動作等 + RHR 系操作失敗	6.0E-06	9.9		○
		③隔離事象 + RHR 系操作失敗	2.9E-06	4.9	[RHR 故障時] ・格納容器圧力逃がし装置	○
		③水位低下事象 + RHR 系操作失敗	2.9E-06	4.9		○
		④非隔離事象 + RHR S-A/B 海水ストレーナ閉塞共通原因故障	2.9E-06	4.8	[取水機能喪失時] ・緊急用海水系	○
		⑥全給水喪失 + RHR 系操作失敗	1.1E-06	1.8	[RHR 故障時] ・格納容器圧力逃がし装置	○
		⑦原子炉緊急停止系誤動作等 + RHR S-A/B 海水ストレーナ閉塞共通原因故障	9.4E-07	1.6	[取水機能喪失時] ・緊急用海水系	○
		⑧非隔離事象 + RHR S-A/B 流量調整弁開失敗共通原因故障	6.1E-07	1.0	[RHR 故障時] ・格納容器圧力逃がし装置	○
		⑨隔離事象 + RHR S-A/B 海水ストレーナ閉塞共通原因故障	4.6E-07	0.8	[取水機能喪失時] ・緊急用海水系	○
		⑨水位低下事象 + RHR S-A/B 海水ストレーナ閉塞共通原因故障	4.6E-07	0.8		○
		⑪外部電源喪失 + RHR 系操作失敗	4.5E-07	0.7	[RHR 故障時] ・格納容器圧力逃がし装置	○
		⑫非隔離事象 + RHR-A/B 熱交バイパス弁開失敗共通原因故障	3.8E-07	0.6		○
		⑬非隔離事象 + RHR S-A/B/C/D ポンプ起動失敗共通原因故障	3.5E-07	0.6	[取水機能喪失時] ・緊急用海水系	○
		⑬非隔離事象 + RHR-A/B ポンプ起動失敗共通原因故障	3.1E-07	0.5		○
		⑬非隔離事象 + RHR-A/B ポンプ室空調ファン起動失敗共通原因故障	3.1E-07	0.5	[RHR 故障時] ・格納容器圧力逃がし装置	○
		⑭原子炉緊急停止系誤動作等 + RHR S-A/B 流量調整弁開失敗共通原因故障	2.0E-07	0.3		○
		⑰非隔離事象 + RHR-A/B ポンプ運転継続失敗共通原因故障	1.7E-07	0.3		○
		⑱全給水喪失 + RHR S-A/B 海水ストレーナ閉塞共通原因故障	1.7E-07	0.3	[取水機能喪失時] ・緊急用海水系	○
		⑲非隔離事象 + RHR-A/B/C ポンプ起動失敗共通原因故障	1.6E-07	0.3		○
		⑲非隔離事象 + RHR-A/B/C ポンプ室空調ファン起動失敗共通原因故障	1.6E-07	0.3	[RHR 故障時] ・格納容器圧力逃がし装置	○
⑳原子炉緊急停止系誤動作等 + RHR-A/B 熱交バイパス弁開失敗共通原因故障	1.2E-07	0.2		○		
㉑原子炉緊急停止系誤動作等 + RHR S-A/B/C/D ポンプ起動失敗共通原因故障	1.1E-07	0.2	[取水機能喪失時] ・緊急用海水系	○		
㉑原子炉緊急停止系誤動作等 + RHR-A/B ポンプ起動失敗共通原因故障	1.0E-07	0.2		○		
㉒原子炉緊急停止系誤動作等 + RHR-A/B ポンプ室空調ファン起動失敗共通原因故障	1.0E-07	0.2	[RHR 故障時] ・格納容器圧力逃がし装置	○		
過渡事象 + 逃がし安全弁閉鎖失敗 + RHR 失敗	3.8E-07	①逃がし安全弁誤開放 + RHR 系操作失敗	1.1E-07	0.2	[RHR 故障時] ・格納容器圧力逃がし装置	○
		②非隔離事象 + 逃がし安全弁閉鎖失敗 + RHR 系操作失敗	9.7E-08	0.2		○
		③逃がし安全弁誤開放 + RHR S-A/B 海水ストレーナ閉塞共通原因故障	1.7E-08	<0.1	[取水機能喪失時] ・緊急用海水系	○
手動停止 / サポート系喪失 (手動停止) + RHR 失敗	9.9E-06	①計画外停止 + RHR 系操作失敗	4.7E-06	7.8	[RHR 故障時] ・格納容器圧力逃がし装置	○
		②計画外停止 + RHR S-A/B 海水ストレーナ閉塞共通原因故障	7.4E-07	1.2		○
		③残留熱除去系海水系故障 (区分 I) + RHR S-B メンテナンスによる待機除外	2.7E-07	0.4	[取水機能喪失時] ・緊急用海水系	○
		③残留熱除去系海水系故障 (区分 II) + RHR S-A メンテナンスによる待機除外	2.7E-07	0.4		○
		⑤計画外停止 + RHR S-A/B 流量調整弁開失敗共通原因故障	1.5E-07	0.3	[RHR 故障時] ・格納容器圧力逃がし装置	○

*1 崩壊熱除去喪失 (T W, T B W) の炉心損傷頻度に対する寄与割合を示す

第1-6表 「崩壊熱除去機能喪失」における主要なカットセット (2/2)

事故シーケンス	炉心損傷頻度 (1/炉年)	主要なカットセット	炉心損傷頻度 (1/炉年)	事故シーケンスグループに対する寄与割合 ^{※1} (%)	有効性を確認する主な対策	対策の有効性
T W 崩壊熱除去機能喪失	手動停止/サポート系喪失 (手動停止) +逃がし安全弁再閉鎖失敗 +RHR失敗	①計画外停止 +逃がし安全弁再閉鎖失敗 +RHR系操作失敗	2.5E-08	<0.1	[RHR故障時] ・格納容器圧力逃がし装置	○
		②計画外停止 +逃がし安全弁再閉鎖失敗 +RHR-S-A/B海水ストレーナ閉塞共通原因故障	3.9E-09	<0.1		○
		③残留熱除去系海水系故障 (区分Ⅰ) +逃がし安全弁再閉鎖失敗 +RHR-S-Bメンテナンスによる待機除外	1.4E-09	<0.1		○
	サポート系喪失 (自動停止) +RHR失敗	③残留熱除去系海水系故障 (区分Ⅱ) +逃がし安全弁再閉鎖失敗 +RHR-S-Aメンテナンスによる待機除外	1.4E-09	<0.1		○
		①直流電源故障 (区分Ⅰ) +RHR-S-Bメンテナンスによる待機除外	1.0E-07	0.2	[取水機能喪失時] ・緊急用海水系	○
		①直流電源故障 (区分Ⅱ) +RHR-S-Aメンテナンスによる待機除外	1.0E-07	0.2		○
	③交流電源故障 (区分Ⅱ) +RHR-S-Aメンテナンスによる待機除外	5.7E-08	<0.1	○		
	サポート系喪失 (自動停止) +逃がし安全弁再閉鎖失敗 +RHR失敗	①直流電源故障 (区分Ⅰ) +逃がし安全弁再閉鎖失敗 +RHR-S-Bメンテナンスによる待機除外	5.4E-10	<0.1		○
		①直流電源故障 (区分Ⅱ) +逃がし安全弁再閉鎖失敗 +RHR-S-Aメンテナンスによる待機除外	5.4E-10	<0.1		○
		③交流電源故障 (区分Ⅱ) +逃がし安全弁再閉鎖失敗 +RHR-S-Aメンテナンスによる待機除外	3.0E-10	<0.1		○
	小破断 LOCA +RHR失敗	①小破断 LOCA +RHR系操作失敗	3.3E-08	<0.1	[RHR故障時] ・格納容器圧力逃がし装置	○
		②小破断 LOCA +RHR-S-A/B海水ストレーナ閉塞共通原因故障	5.2E-09	<0.1		○
③小破断 LOCA +RHR-S-A/B流量調整弁開失敗共通原因故障		1.1E-09	<0.1	[取水機能喪失時] ・緊急用海水系	○	
中破断 LOCA +RHR失敗	①中破断 LOCA +RHR系操作失敗	2.2E-08	<0.1	[RHR故障時] ・格納容器圧力逃がし装置	○	
	①中破断 LOCA +RHR-S-A/B海水ストレーナ閉塞共通原因故障	3.4E-09	<0.1		○	
	①中破断 LOCA +RHR-S-A/B流量調整弁開失敗共通原因故障	7.2E-10	<0.1	[取水機能喪失時] ・緊急用海水系	○	
大破断 LOCA +RHR失敗	①大破断 LOCA +RHR系操作失敗	2.2E-09	<0.1	[RHR故障時] ・格納容器圧力逃がし装置	○	
	②大破断 LOCA +RHR-S-A/B海水ストレーナ閉塞共通原因故障	3.4E-10	<0.1	[取水機能喪失時] ・緊急用海水系	○	
	③大破断 LOCA +RHR-S-A/B流量調整弁開失敗共通原因故障	7.2E-11	<0.1	[RHR故障時] ・格納容器圧力逃がし装置	○	
T B W	外部電源喪失 +DG失敗 (HPCS成功)	①外部電源喪失 +DG-2C/2D運転継続失敗共通原因故障	2.0E-07	0.3		○
		②外部電源喪失 +DG-2C/2D起動失敗共通原因故障	1.3E-07	0.2		○
		③外部電源喪失 +DGSW-A/B海水ストレーナ閉塞共通原因故障	7.2E-08	0.1		○
	外部電源喪失 +DG失敗 +逃がし安全弁再閉鎖失敗 (HPCS成功)	①外部電源喪失 +DG-2C/2D運転継続失敗共通原因故障 +逃がし安全弁再閉鎖失敗	1.0E-09	<0.1		○
		②外部電源喪失 +DG-2C/2D起動失敗共通原因故障 +逃がし安全弁再閉鎖失敗	7.0E-10	<0.1		○
		③外部電源喪失 +DGSW-A/B海水ストレーナ閉塞共通原因故障 +逃がし安全弁再閉鎖失敗	3.7E-10	<0.1		○
	外部電源喪失 +直流電源喪失 (HPCS成功)	①外部電源喪失 +蓄電池-A/B給電失敗共通原因故障	6.9E-10	<0.1		○
		②外部電源喪失 +蓄電池-A/B給電失敗共通原因故障 +逃がし安全弁再閉鎖失敗	3.6E-12	<0.1		○
		③外部電源喪失 +蓄電池-A給電失敗 +蓄電池-B給電失敗	1.7E-12	<0.1		○
	サポート系喪失 (直流電源故障) (外部電源喪失) +DG失敗 (HPCS成功)	①直流電源故障 (区分Ⅰ) +DG-2D運転継続失敗	6.3E-07	1.0	・常設代替交流電源設備	○
		①直流電源故障 (区分Ⅱ) +DG-2C運転継続失敗	6.3E-07	1.0		○
		③直流電源故障 (区分Ⅰ) +DG-2D起動失敗	4.3E-07	0.7		○
③直流電源故障 (区分Ⅱ) +DG-2C起動失敗		4.3E-07	0.7	○		
⑤直流電源故障 (区分Ⅰ) +DG-2Dメンテナンスによる待機除外		2.7E-07	0.5	○		
⑤直流電源故障 (区分Ⅱ) +DG-2Cメンテナンスによる待機除外		2.7E-07	0.5	○		
サポート系喪失 (直流電源故障) (外部電源喪失) +逃がし安全弁再閉鎖失敗 (HPCS成功)	①直流電源故障 (区分Ⅰ) +DG-2D運転継続失敗 +逃がし安全弁再閉鎖失敗	3.3E-09	<0.1		○	
	①直流電源故障 (区分Ⅱ) +DG-2C運転継続失敗 +逃がし安全弁再閉鎖失敗	3.3E-09	<0.1		○	
	③直流電源故障 (区分Ⅰ) +DG-2D起動失敗 +逃がし安全弁再閉鎖失敗	2.2E-09	<0.1		○	
	③直流電源故障 (区分Ⅱ) +DG-2C起動失敗 +逃がし安全弁再閉鎖失敗	2.2E-09	<0.1		○	

※1 崩壊熱除去喪失 (T W, T B W) の炉心損傷頻度に対する寄与割合を示す

1-2. F V 重要度に照らした重大事故等対処設備の有効性

(3) 確認結果

F V 重要度が $1E-3$ を超える基事象を確認したところ、「高圧・低圧注水機能喪失」、「高圧注水・減圧機能喪失」、「全交流動力電源喪失」、「崩壊熱除去機能喪失」、「原子炉停止機能喪失」及び「インターフェイスシステム L O C A」については、抽出された全ての基事象に対して、定性的には何らかの重大事故等防止対策が有効であることを確認した。また、「L O C A 時注水機能喪失」については、L O C A の破断面積が大きい場合には、抽出された一部の基事象に対して、定性的には有効な重大事故等対策が確認されなかった。

今回の内部事象出力運転時レベル 1 P R A では、「崩壊熱除去機能喪失」が炉心損傷頻度のほぼ 100% を占めており、「崩壊熱除去機能喪失」に対しては F V 重要度が $1E-3$ を超える全ての基事象に重大事故等対処設備（具体的には格納容器圧力逃がし装置等による除熱機能の代替）が有効であることを確認した。このことから、重大事故等対処設備によって、プラント運転開始時の内部事象レベル 1 P R A の全炉心損傷頻度は $1E-3$ 程度低減されるものと考えられる。また、重大事故等対処設備による内部事象を起因した炉心損傷リスクへの対策の網羅性は 99% 以上と整理できる。

事故シーケンスグループ別の確認結果については以下に示すとおり。

【高圧・低圧注水機能喪失】

F V 重要度が $1E-3$ を超える全ての基事象に何らかの重大事故等防

止対策が有効であることを確認した。

支配的な基事象として、高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機及び残留熱除去系海水系の故障並びに点検のための待機除外等が抽出されたが、これらに対しては低圧代替注水系（常設）による原子炉注水によって対応することが可能である。

【高圧注水・減圧機能喪失】

F V 重要度が $1E-3$ を超える全ての基事象に何らかの重大事故等防止対策が有効であることを確認した。

支配的な基事象として、原子炉手動減圧失敗、注水不能認知失敗等のヒューマンエラーが抽出されたが、これらに対しては過渡時自動減圧機能による原子炉減圧が有効であり、その後の低圧炉心冷却によって対応することが可能である。

【全交流動力電源喪失（長期 T B, T B U, T B P, T B D）】

F V 重要度が $1E-3$ を超える全ての基事象に何らかの重大事故等防止対策が有効であることを確認した。

支配的な基事象として、非常用ディーゼル発電機、非常用蓄電池の故障等が抽出されたが、これらに対しては常設代替直流電源設備及び常設代替交流電源設備による電源復旧によって対応することが可能である。また、長期 T B の場合については、原子炉隔離時冷却系の運転継続中に電源が不要となる低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を確保することによって対応することも可能である。

【崩壊熱除去機能喪失】

F V 重要度が $1E-3$ を超える全ての基事象に何らかの重大事故等防止対策が有効であることを確認した。

支配的な基事象として、残留熱除去系操作失敗のヒューマンエラー

及び残留熱除去系，残留熱除去系海水系の故障等が抽出されたが，これらに対しては格納容器圧力逃がし装置によって対応することが可能である。また，残留熱除去系海水系が故障した場合については，緊急用海水系によって対応することも可能である。

【原子炉停止機能喪失】

F V 重要度が $1E-3$ を超える全ての基事象に何らかの重大事故等防止対策が有効であることを確認した。

支配的な基事象として，スクラムコンタクタの故障が抽出されているが，これらに対してはA T W S 緩和設備（代替再循環系ポンプトリップ機能）及びほう酸水注入系によって対応することが可能である。

【L O C A 時注水機能喪失】

L O C A 時注水機能喪失については，L O C A の破断面積が大きい場合には炉心損傷防止が困難となるが，破断面積が一定の範囲内であれば，何らかの重大事故等防止対策が有効であることを確認した。

支配的な基事象として，残留熱除去系海水系，高圧炉心スプレイ系の故障等が抽出されたが，これらに対しては低圧代替注水系（常設）による原子炉注水によって対応することが可能である。また，この他に支配的な基事象として，注水不能認知失敗，原子炉手動減圧失敗等のヒューマンエラーが抽出されたが，これらに対しては低圧E C C S が健全な状況であれば，過渡時自動減圧回路による減圧によって対応することも可能である。

【格納容器バイパス（インターフェイスシステムL O C A）】

F V 重要度が $1E-3$ を超える全ての基事象に何らかの重大事故等防止対策が有効であることを確認した。

支配的な基事象として，インターフェイスシステムL O C A 発生の

起因となる配管破損及び隔離弁の閉め忘れ，故障等が抽出されたが，これらに対しては減圧による漏えい低減や発生個所の隔離によって対応することが可能である。

地震P R A，津波P R Aにおける主要な事故シーケンスの
対策について

1. 地震レベル1 P R A

(2) 主要なカットセットの確認結果

第1-1表～第1-9表に示したとおり、「原子炉停止機能喪失」に含まれるカットセットの一部に炉心損傷防止が困難なカットセットが存在するものの、主要なカットセットレベルまで展開しても、大半のカットセットについては整備された重大事故等対処設備により炉心損傷を防止できることを確認した。なお、地震により重大事故等対処設備の機能が失われる可能性もあるが、その場合は機能喪失を免れた設備等を用いて事象の緩和に努めることとなる。

炉心損傷防止が困難なカットセットとして、「原子炉停止機能喪失」における、原子炉スクラムの失敗（シュラウドサポート損傷）と交流電源又は直流電源の喪失が重畳するカットセットが抽出された。これらのカットセットに対しては、交流電源又は直流電源の喪失により、ほう酸水注入系が機能喪失に至ることから、炉心損傷を防止することができない。

ただし、これらの事故シーケンスは、地震発生と同時に最大加速度を受けるものとして評価している地震P R Aから抽出されたものであるが、基準地震動 S_s よりも十分小さな加速度でスクラム信号「地震加速度大」が発信し、シュラウドサポート等の炉内構造物が損傷する前に制御棒の挿入が完了すると考えられる。このため、現実的にはこれらの事故シーケンスは発生し難いと考え

られる（別紙 2）。このため，現実的に想定するとこれらのカットセットによって炉心損傷に至る頻度は十分に小さいものと考えられる。

【崩壊熱除去機能喪失（TW，TBW）】

TWについては、低加速度領域（～0.5G）における主要なカットセットとして、ヒューマンエラー及び残留熱除去系海水系のランダム故障（弁、ストレーナ閉塞等）により崩壊熱除去機能が喪失するカットセットが上位に抽出されている。また、高加速度領域（1.0G～）における主要なカットセットとして、地震による残留熱除去系のゲート弁の損傷により崩壊熱除去機能が喪失するカットセットが上位に抽出されている。

これらのカットセットに対する炉心損傷防止対策として、残留熱除去系海水系が機能喪失している場合（取水機能喪失時）は、緊急用海水系及び残留熱除去系を用いた除熱や、格納容器圧力逃がし装置による除熱が有効である。また、残留熱除去系が機能喪失している場合（RHR故障時）は、格納容器圧力逃がし装置による除熱が有効である。

TBWについては、いずれの事故シーケンスにおいても、外部電源喪失及び非常用ディーゼル発電機の故障が重畳する等、交流電源の喪失に伴い崩壊熱除去機能喪失に至るカットセットも抽出されている。

これらのカットセットに対する炉心損傷防止対策としては、常設代替交流電源設備により交流動力電源を回復することが有効である。なお、残留熱除去系海水系又は残留熱除去系の故障が重畳した場合は、TWと同様の対策が有効である。

第 1-7 表 「崩壊熱除去機能喪失 (TW)」における主要なカットセット

No.	加速度区分 (G)	主要なカットセット	炉心 損傷頻度 (/炉年)	事故シナシスグループ に対する 寄与割合 (%)	有効性を確認する主な 対策	対策の 有効性
1	0.16~0.2	①RHR系操作失敗	1.7E-06	30.6	[RHR故障時] ・格納容器圧力逃がし 装置	○
2	0.2~0.3		1.1E-06	19.1		○
3	0.3~0.4		3.0E-07	5.5		○
4	0.4~0.5		1.1E-07	2.1		○
5	0.16~0.2	②RHR S-A/B海水ストレーナ閉塞共通原因故障	1.0E-07	1.9	[取水機能喪失時] ・緊急用海水系	○
6	0.2~0.3		6.5E-08	1.2		○

1. レベル 1 P R A

1.1 内部事象 P R A

1.1.1 出力運転時 P R A

1.1.1.8 炉心損傷頻度

炉心損傷に至る事故シーケンスの発生頻度を算出して全炉心損傷頻度を算出するとともに、主要な結果を分析した。

(4) まとめ

東海第二発電所の内部事象出力運転時レベル 1 P R Aを実施した。その結果、全炉心損傷頻度の点推定値は $6.1E-5$ ／炉年となった。また、不確かさ解析の結果得られた全炉心損傷頻度の平均値は $6.4E-5$ ／炉年、エラーファクタは3.8であった。

また、炉心損傷に至る支配的な要因を確認する観点で重要度解析を、全炉心損傷頻度への潜在的な影響を確認する観点で感度解析を実施した。

重要度解析においては、F V重要度及びR A Wの2つの重要度指標を用いて起因事象及び緩和設備の基事象の重要度を把握した。その結果、起因事象では「直流電源故障（区分Ⅰ）」及び「直流電源故障（区分Ⅱ）」、緩和設備では残留熱除去系、残留熱除去系海水系及び非常用D Gの重要度が高いことを確認した。なお、残留熱除去系の共通要因故障については、代替除熱手段である格納容器圧力逃がし装置により炉心損傷頻度の低減が可能である。また、残留熱除去系海水系の共通要因故障については、緊急用海水系により炉心損傷頻度の低減が可能である。さらに、非常用D Gの故障については、常設代替高圧電源装置により炉心損傷頻度の低減が可能である。

感度解析においては、東海第二発電所の運転実績を反映した起
因事象発生頻度及び機器故障率データを用いて全炉心損傷頻度を
評価した。その結果、全炉心損傷頻度はベースケースの不確かさ
の幅の中に収まっていることを確認し、一般パラメータを用いて
評価した場合と同様の傾向を示していることを確認した。

2. レベル 1.5 P R A

2.1 内部事象 P R A

2.1.1 出力運転時 P R A

2.1.1.6 格納容器破損頻度

(4) 重要度評価について

レベル 1 P R A では格納容器先行破損の事故シーケンスグループが支配的であることを考慮すると、レベル 1.5 P R A においても、レベル 1 P R A における重要度評価結果と同様、崩壊熱除去機能に係る系統である残留熱除去系、残留熱除去系海水系及び非常用ディーゼル発電機の重要度が高くなることは明らかであることから、重要度評価は実施しないこととする。

なお、残留熱除去系の機能喪失については、代替除熱手段である格納容器圧力逃がし装置、残留熱除去系海水系の機能喪失については緊急用海水系、非常用ディーゼル発電機の故障については常設代替高圧電源装置により、格納容器破損頻度の低減が可能である。

添付書類十一の一部補正

添付書類十一を以下のとおり補正する。

頁	行	補 正 前	補 正 後
一		(記載の追加)	別紙 11-1 を追加する。

別添 7

添 付 書 類 十 一

変更後における発電用原子炉施設の保安のための業務に係る
品質管理に必要な体制の整備に関する説明書

1. 概 要

本説明書は、変更後における発電用原子炉施設の保安のための業務に係る品質管理に必要な体制の整備に関する説明書として、品質管理に関する事項に基づき、発電用原子炉施設の当該設置変更許可申請（以下「本申請」という。）に当たって実施した設計活動に係る品質管理の実績及びその後の工事等の活動に係る品質管理の方法，組織等に係る事項を記載する。

2. 基本方針

本説明書では、本申請における、「実施した設計活動に係る品質管理の実績」及び「その後の工事等の活動に係る品質管理の方法，組織等に係る事項」を、以下のとおり説明する。

(1) 設計活動に係る品質管理の実績

「設計活動に係る品質管理の実績」として、実施した設計の管理の方法を「3. 設計活動に係る品質管理の実績」に記載する。

具体的には、組織について「3.1 本申請における設計に係る組織（組織内外の相互関係及び情報伝達含む。）」に、実施する各段階について「3.2 本申請における設計の各段階とその審査」に、品質管理の方法について「3.3 本申請における設計に係る品質管理の方法」に、調達管理の方法について「3.4 本申請における調達管理の方法」に、文書管理について「3.5 本申請における文書及び記録の管理」に、不適合管理について「3.6 本申請における不適合管理」に記載する。

(2) その後の工事等の活動に係る品質管理の方法，組織等に係る事項

その後の工事等の活動に係る品質管理の方法，組織等に係る事項については、「4. その後の工事等の活動に係る品質管理の方法等」に記載する。

具体的には、組織について「4.1 その後の工事等の活動に係る組織

(組織内外の相互関係及び情報伝達含む。)」に、実施する各段階について「4.2 その後の設計，工事等の各段階とその審査」に、品質管理の方法について「4.3 その後の設計に係る品質管理の方法」，「4.4 工事に係る品質管理の方法」及び「4.5 使用前事業者検査の方法」に、設計及び工事の計画の認可申請（以下「設工認」という。）における調達管理の方法について「4.6 設工認における調達管理の方法」に、文書管理について「4.7 その後の設計，工事等における文書及び記録の管理」に、不適合管理について「4.8 その後の不適合管理」に記載する。

また、設工認に基づき、「実用発電用原子炉及びその附属施設の技術基準に関する規則（平成25年6月28日原子力規制委員会規則第6号）（以下「技術基準規則」という。）」への適合性を確保するために必要となる設備（以下「適合性確認対象設備」という。）の施設管理について、「5. 適合性確認対象設備の施設管理」に記載する。

3. 設計活動に係る品質管理の実績

本申請に当たって実施した設計に係る品質管理は、発電用原子炉設置変更許可申請書本文における「十一 発電用原子炉施設の保安のための業務に係る品質管理に必要な体制の整備に関する事項」（以下「設置許可本文十一号」という。）に基づき以下のとおり実施する。

なお、本申請における設計及び調達に係る業務のうち、原子力利用における安全対策の強化のための核原料物質，核燃料物質及び原子炉の規制に関する法律等の一部を改正する法律に基づき変更認可された発電用原子炉施設保安規定の施行までに実施した業務は、設置許可本文十一号に基づくものではないことから、原子力利用における安全対策の強化のための核原料物質，核燃料物質及び原子炉の規制に関する法律等の一部を改正する法律に基づき変

更認可された発電用原子炉施設保安規定の施行までに実施した業務の実績については、本申請における活動実績に応じて記載する。

3.1 本申請における設計に係る組織（組織内外の相互関係及び情報伝達含む。）

設計及び調達は、第1図に示す本店組織及び発電所組織に係る体制で実施する。

また、設計（「3.3 本申請における設計に係る品質管理の方法」）並びに調達（「3.4 本申請における調達管理の方法」）の各プロセスを主管する組織を第1表に示す。

第1表に示す各プロセスを主管する組織の長は、担当する設備に関する設計並びに調達について、責任と権限を持つ。

3.1.1 設計に係る組織

設計は、第1表に示す主管組織のうち、「3.3 本申請における設計に係る品質管理の方法」に係る組織が設計を主管する組織として実施する。この設計に必要な資料の作成を行うため、第1図に示す体制を定めて設計に係る活動を実施する。

なお、本申請において上記による体制で実施した。

3.1.2 調達に係る組織

調達は、第1表に示す本店組織及び発電所組織の調達を主管する組織で実施する。

3.2 本申請における設計の各段階とその審査

本申請における設計は、本申請における申請書作成及びこれに付随する基本的な設計として、設置許可本文十一号「7.3 設計開発」のうち、必要な事項に基づき以下のとおり実施する。

本申請における設計の各段階と設置許可本文十一号との関係を第2表に示

す。

設計を主管する組織の長は、第2表に示すアウトプットに対する審査（以下「レビュー」という。）を実施するとともに、記録を管理する。

なお、設計の各段階におけるレビューについては、第1表に示す設計を主管する組織の中で当該設備の設計に関する専門家を含めて実施する。

なお、本申請において上記による活動を実施した。

3.3 本申請における設計に係る品質管理の方法

設計を主管する組織の長は、本申請における設計として、「3.3.1 設計開発に用いる情報の明確化」、「3.3.2(1) 申請書作成のための設計」及び「3.3.2(2) 設計のアウトプットに対する検証」の各段階を実施する。

以下に各段階の活動内容を示す。

3.3.1 設計開発に用いる情報の明確化

設計を主管する組織の長は、本申請に必要な設計開発に用いる情報を明確にする。

なお、本申請において上記による活動を実施した。

3.3.2 設計及び設計のアウトプットに対する検証

設計を主管する組織の長は、本申請における設計を以下のとおり実施する。

(1) 申請書作成のための設計

設計を主管する組織の長は、本申請における申請書作成のための設計を実施する。

また、設計を主管する組織の長は、本申請における申請書の作成に必要な基本的な設計の品質を確保する上で重要な活動となる、「調達による解析」及び「手計算による自社解析」について、個別に管理事項を実施し、品質を確保する。

なお、本申請において上記による活動を実施した。

(2) 設計のアウトプットに対する検証

設計を主管する組織の長は、「3.3.2 設計及び設計のアウトプットに対する検証」のアウトプットが設計のインプット（「3.3.1 設計開発に用いる情報の明確化」）で与えられた要求事項に対する適合性を確認した上で、要求事項を満たしていることの検証を、組織の要員に指示する。

なお、この検証は当該業務を直接実施した原設計者以外の者に実施させる。

なお、本申請において上記による活動を実施した。

(3) 申請書の作成

設計を主管する組織の長は、本申請における申請書作成のための設計からのアウトプットを基に、本申請に必要な書類等を取りまとめる。

なお、本申請において上記による活動を実施した。

(4) 申請書の承認

設計を主管する組織の長は、作成した資料を取りまとめ、原子炉施設保安委員会へ付議し、審議及び確認を得る。

また、本申請の提出手続きを主管する組織の長は、原子炉施設保安委員会の審議及び確認を得た本申請における申請書について、原子力規制委員会への提出手続きの承認を得る。

なお、本申請において上記による活動を実施した。

3.3.3 設計における変更

設計を主管する組織の長は、設計の変更が必要となった場合、各設計結果のうち、影響を受けるものについて必要な設計を実施し、影響を受けた段階以降の設計結果を必要に応じ修正する。

なお、本申請において上記による活動を実施した。

3.3.4 新検査制度移行に際しての本申請における設計管理の特例

設計を主管する組織の長が実施する本申請における設計管理の対象となる業務のうち、原子力利用における安全対策の強化のための核原料物質、核燃料物質及び原子炉の規制に関する法律等の一部を改正する法律に基づき変更認可された発電用原子炉施設保安規定の施行までに実施した本申請における申請書作成に係る社内手続き又は基本設計に係る調達製品の検証については、設置許可本文十一号に基づく設計管理は適用しない。

3.4 本申請における調達管理の方法

調達を主管する組織の長は、調達管理を確実にするために、設置許可本文十一号に基づき以下に示す管理を実施する。

3.4.1 供給者の技術的評価

契約及び調達を主管する組織の長は、供給者が当社の要求事項に従って調達製品を供給する技術的な能力を判断の根拠として、供給者の技術的評価を実施する。

なお、本申請において上記による活動を実施した。

3.4.2 供給者の選定

調達を主管する組織の長は、本申請における設計に必要な調達を行う場合、調達に必要な要求事項を明確にし、契約を主管する組織の長へ供給者の選定を依頼する。また、契約を主管する組織の長は、「3.4.1 供給者の技術的評価」で、技術的な能力があると判断した供給者を選定する。

供給者に対しては品質保証計画書を提出させ審査する。

なお、本申請において上記による活動を実施した。

3.4.3 調達管理

調達を主管する組織の長は、調達に関する品質保証活動を行うに当たって、以下に基づき業務を実施する。

なお、本申請において上記による活動を実施した。

(1) 仕様書の作成

調達を主管する組織の長は、業務の内容に応じ、設置許可本文十一号に基づく調達要求事項を含めた仕様書を作成し、供給者の業務実施状況を適切に管理する。（「3.4.3(2) 調達した役務の検証」参照）

(2) 調達した役務の検証

調達を主管する組織の長は、調達した役務が調達要求事項を満たしていることを確実にするために調達した役務の検証を行う。

供給者先で検証を実施する場合は、あらかじめ仕様書で検証の要領及び調達した役務のリリースの方法を明確にした上で、検証を行う。

3.4.4 調達先品質保証監査

供給者に対する監査を主管する組織の長は、供給者の品質保証活動及び健全な安全文化を育成し維持するための活動が適切で、かつ、確実に行われていることを確認するために、調達先品質保証監査を実施する。

3.5 本申請における文書及び記録の管理

本申請における設計に係る文書及び記録については、設置許可本文十一号に定める品質マネジメント文書、それらに基づき作成される品質記録であり、これらを適切に管理する。

3.6 本申請における不適合管理

本申請に基づく設計において発生した不適合については、適切に処置を行う。

4. その後の工事等の活動に係る品質管理の方法等

その後の工事等の活動に係る品質管理の方法、組織等に係る事項については、設置許可本文十一号に基づき以下のとおり実施する。

4.1 その後の工事等の活動に係る組織（組織内外の相互関係及び情報伝達含む。）

その後の工事等の活動は、第1図に示す本店組織及び発電所組織に係る体制で実施する。

4.2 その後の設計、工事等の各段階とその審査

4.2.1 設計及び工事等のグレード分けの適用

設計及び工事等におけるグレード分けは、原子炉施設の安全上の重要度に応じて行う。

4.2.2 設計及び工事等の各段階とその審査

設計又は工事を主管する組織の長並びに検査を担当する組織の長は、その後における設計及び工事等の各段階において、レビューを実施するとともに、記録を管理する。

なお、設計の各段階におけるレビューについては、設計及び工事を主管する組織の中で当該設備の設計に関する専門家を含めて実施する。

4.3 その後の設計に係る品質管理の方法

設計を主管する組織の長は、設工認における技術基準規則等への適合性を確保するための設計を実施する。

4.3.1 適合性確認対象設備に対する要求事項の明確化

その後の設計を主管する組織の長は、設工認に必要な要求事項を明確にする。

4.3.2 各条文の対応に必要な適合性確認対象設備の選定

その後の設計を主管する組織の長は、各条文の対応に必要な適合性確認対象設備を抽出する。

4.3.3 設計及び設計のアウトプットに対する検証

設計を主管する組織の長は、適合性確認対象設備の技術基準規則等への適

合性を確保するための設計を実施する。

(1) 基本設計方針の作成（設計 1）

設計を主管する組織の長は、技術基準規則等の適合性確認対象設備に必要な要求事項に対する設計を漏れなく実施するために、技術基準規則の条文ごとに各条文に関連する要求事項を用いて設計項目を明確にした基本設計方針を作成する。

(2) 適合性確認対象設備の各条文への適合性を確保するための設計（設計 2）

設計を主管する組織の長は、適合性確認対象設備に対し、変更があった要求事項への適合性を確保するための詳細設計を、「設計 1」の結果を用いて実施する。

(3) 詳細設計の品質を確保する上で重要な活動の管理

設計を主管する組織の長は、詳細設計の品質を確保する上で重要な活動となる、「調達による解析」及び「手計算による自社解析」について、個別に管理事項を実施し、品質を確保する。

(4) 設計のアウトプットに対する検証

設計を主管する組織の長は、「4.3.3 設計及び設計のアウトプットに対する検証」のアウトプットが設計のインプット（「4.3.1 適合性確認対象設備に対する要求事項の明確化」及び「4.3.2 各条文の対応に必要な適合性確認対象設備の選定」参照）で与えられた要求事項に対する適合性を確認した上で、要求事項を満たしていることの検証を、組織の要員に指示する。

なお、この検証は適合性確認を実施した者の業務に直接関与していない上位職位の者に実施させる。

(5) 設工認申請書の作成

設計を主管する組織の長は、その後の設計からのアウトプットを基に、

設工認に必要な書類等を取りまとめる。

(6) 設工認申請書の承認

設工認申請書の取りまとめを主管する組織の長は、設計を主管する組織の長が作成した資料を取りまとめ、原子炉施設保安運営委員会へ付議し、審議及び確認を得る。

4.3.4 設計における変更

設計を主管する組織の長は、設計対象の追加又は変更が必要となった場合、各設計結果のうち、影響を受けるものについて必要な設計を実施し、影響を受けた段階以降の設計結果を必要に応じ修正する。

4.4 工事に係る品質管理の方法

工事を主管する組織の長は、具体的な設備の設計の実施及びその結果を反映した設備を導入するために必要な工事を、「4.6 設工認における調達管理の方法」の管理を適用して実施する。

4.4.1 具体的な設備の設計の実施（設計3）

工事を主管する組織の長は、工事段階において、要求事項に適合するための具体的な設計（設計3）を実施し、決定した具体的な設備の設計結果を取りまとめる。

4.4.2 具体的な設備の設計に基づく工事の実施

工事を主管する組織の長は、要求事項に適合する設備を設置するための工事を実施する。

4.5 使用前事業者検査の方法

使用前事業者検査は、適合性確認対象設備が、認可された設工認に記載された仕様及びプロセスのとおりであること、技術基準規則に適合していることを確認するため、使用前事業者検査を計画し、工事実施組織からの独立性を確保した検査体制のもと、実施する。

4.5.1 使用前事業者検査での確認事項

使用前事業者検査は、適合性確認対象設備が、認可された設工認に記載された仕様及びプロセスのとおりであること、技術基準規則に適合していることを確認するために、以下の項目について検査を実施する。

- (1) 実設備の仕様の適合性確認
- (2) 品質マネジメントシステムに係る検査

4.5.2 使用前事業者検査の計画

検査を担当する組織の長は、適合性確認対象設備が、認可された設工認に記載された仕様及びプロセスのとおりであること、技術基準規則に適合していることを確認するため、使用前事業者検査を計画する。

4.5.3 検査計画の管理

検査に係るプロセスの取りまとめを主管する組織の長は、使用前事業者検査の実施時期及び使用前事業者検査が確実に行われることを管理する。

4.5.4 使用前事業者検査の実施

使用前事業者検査は、検査要領書の作成、検査体制を確立して実施する。

4.6 設工認における調達管理の方法

調達を主管する組織の長は、設工認で行う調達管理を確実にするために、品質管理に関する事項に基づき以下に示す管理を実施する。

4.6.1 供給者の技術的評価

契約及び調達を主管する組織の長は、供給者が当社の要求事項に従って調達製品を供給する技術的な能力を判断の根拠として、供給者の技術的評価を実施する。

4.6.2 供給者の選定

調達を主管する組織の長は、設工認に必要な調達を行う場合、原子力安全に対する影響、供給者の実績等を考慮し、業務の重要度に応じてグレード分

けを行い管理する。

4.6.3 調達製品の調達管理

調達を主管する組織の長は、調達に関する品質保証活動を行うに当たって、原子力安全に対する影響及び供給者の実績等を考慮し、以下の調達管理に基づき業務を実施する。

(1) 仕様書の作成

調達を主管する組織の長は、業務の内容に応じ、品質管理に関する事項に基づく調達要求事項を含めた仕様書を作成し、供給者の業務実施状況を適切に管理する。（「4.6.3(2) 調達製品の管理」参照）

(2) 調達製品の管理

調達を主管する組織の長は、当社が仕様書で要求した製品が確実に納品されるよう調達製品が納入されるまでの間、製品に応じた必要な管理を実施する。

(3) 調達製品の検証

調達を主管する組織の長は、調達製品が調達要求事項を満たしていることを確実にするために調達製品の検証を行う。

なお、供給者先で検証を実施する場合、あらかじめ仕様書で検証の要領及び調達製品のリリースの方法を明確にした上で、検証を行う。

4.6.4 調達先品質保証監査

供給者に対する監査を主管する組織の長は、供給者の品質保証活動及び健全な安全文化を育成し維持するための活動が適切で、かつ、確実に行われていることを確認するために、調達先品質保証監査を実施する。

4.7 その後の設計、工事等における文書及び記録の管理

その後の設計、工事等における文書及び記録については、設置許可本文十一号に示す文書、それらに基づき作成される品質記録であり、これらを適切

に管理する。

4.8 その後の不適合管理

その後の設計，工事及び試験・検査において発生した不適合については，適切に処置を行う。

5. 適合性確認対象設備の施設管理

工事を主管する組織の長は，適合性確認対象設備について，技術基準規則への適合性を使用前事業者検査を実施することにより確認し，適合性確認対象設備の使用開始後においては，施設管理に係る業務プロセスに基づき原子炉施設の安全上の重要度に応じた点検計画を策定し保全を実施することにより，適合性を維持する。

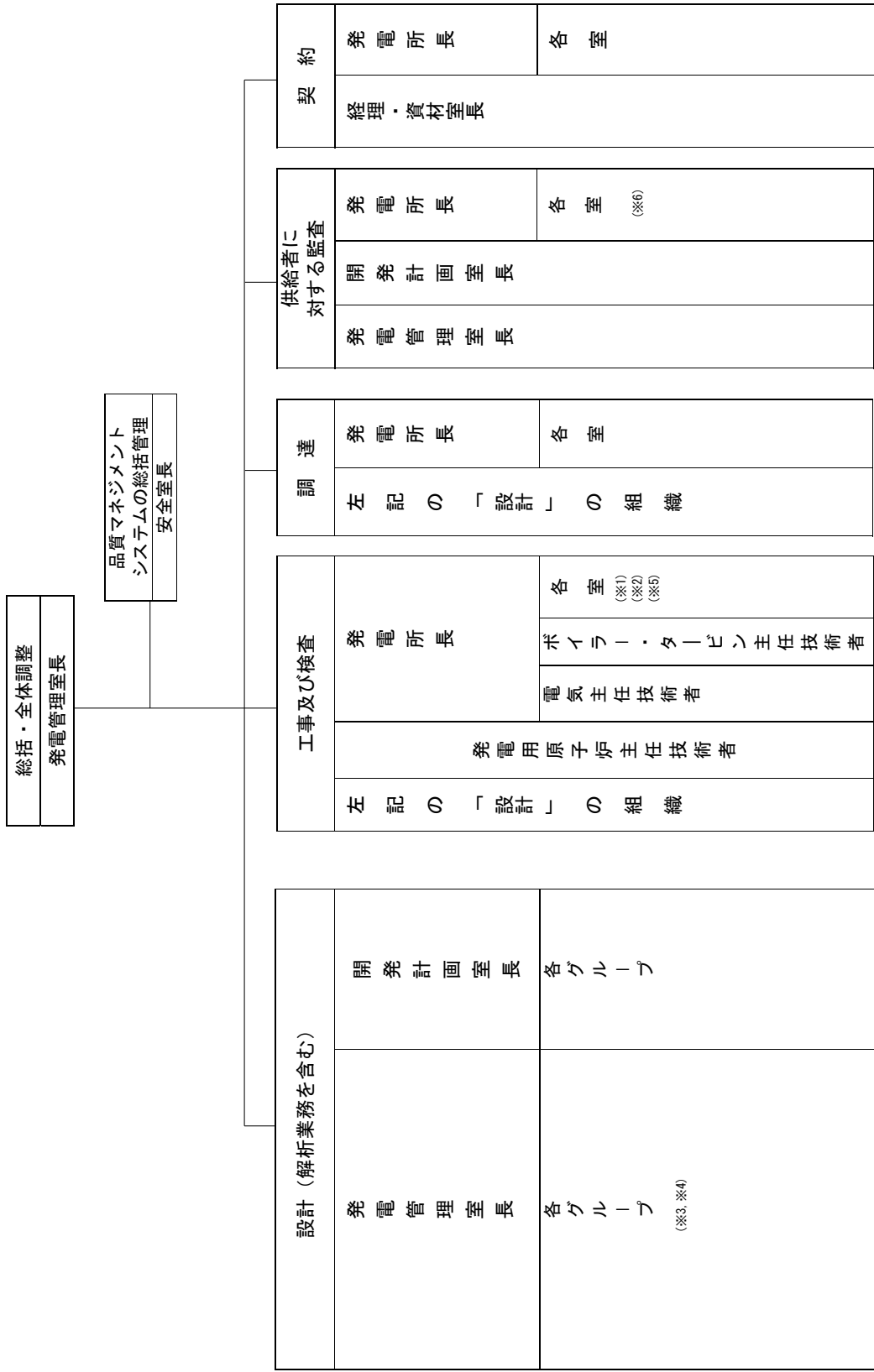
第1表 設計及び調達の実施の体制

プロセス		主管組織
3.3	本申請における設計に係る品質管理の方法	本店 発電管理室 本店 開発計画室 発電所 発電室 発電所 安全管理室 発電所 保守室 発電所 土木建築室 発電所 安全・防災室
3.4	本申請における調達管理の方法	本店 経理・資材室 本店 発電管理室 本店 開発計画室 発電所 発電室 発電所 安全管理室 発電所 保守室 発電所 土木建築室 発電所 安全・防災室

第2表 本申請における設計及び調達の各段階

各段階			設置許可本文十一号の対応項目	概要
設計	3.3	本申請における設計に係る品質管理の方法	7.3.1 設計開発計画	本申請及びこれに付随する基本設計を実施するための計画
	3.3.1	設計開発に用いる情報の明確化	7.3.2 設計開発に用いる情報	本申請及びこれに付随する基本設計の要求事項の明確化
	3.3.2(1) ※	申請書作成のための設計	7.3.3 設計開発の結果に係る情報	本申請における申請書作成のための設計
	3.3.2(2)	設計のアウトプットに対する検証	7.3.5 設計開発の検証	本申請及びこれに付随する基本設計の妥当性のチェック
	3.3.3 ※	設計における変更	7.3.7 設計開発の変更の管理	設計対象の追加や変更時の対応
調達	3.4	本申請における調達管理の方法	7.4 調達	本申請に必要な設計に係る調達管理

※：「3.2 本申請における設計の各段階とその審査」で述べている「設計の各段階における審査」の各段階を示す。



※1：検査（主要な耐圧部の溶接部を除く）に係るプロセスの取りまとめを主管する組織の長
 ※2：主要な耐圧部の溶接部に係る使用前事業者検査に係るプロセスの取りまとめを主管する組織の長
 ※3：本申請の提出手続きを主管する組織の長
 ※4：竣工認申請書の提出手続きを主管する組織の長
 ※5：竣工認申請書の取りまとめを主管する組織の長
 ※6：調達先品質保証監査は工事等を主管する組織の長（担当室長）が監査員を選任

第1図 適合性確認に関する体制表