護系用）及び蓄電池（重大事故等対処用）並びに直流電源用発電機及び可搬型直流変換器を用いた電源系統に対して独立した設計とする。

重大事故等対処用変圧器受電盤及び重大事故等対処用変圧器盤を使用した代替所内電気設備は、独立した電路で系統構成することにより、所内電気設備である２系統の非常用母線に対して独立した設計とする。

変圧器車及び可搬型分電盤を使用した代替所内電気設備は、可搬ケーブルにて系統構成することにより、所内電気設備である２系統の非常用母線に対して独立性を確保する設計とする。

10.2.2.2 悪影響防止

基本方針については、「1.1.7.1　多様性、位置的分散、悪影響防止等」に示す。

大容量空冷式発電機、ディーゼル発電機、蓄電池（安全防護系用）、蓄電池（重大事故等対処用）及び蓄電池（３系統目）は、遮断器操作によって通常時の系統構成から重大事故等対処設備としての系統構成及び系統隔離をすることで、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

燃料油貯蔵タンク及びタンクローリは、他の設備から独立して使用可能なことにより、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

大容量空冷式発電機用燃料タンク、大容量空冷式発電機用給油ポンプ、燃料油貯油そう、重大事故等対処用変圧器受電

盤及び重大事故等対処用変圧器盤は、通常時の系統構成を変えることなく重大事故等対処設備として系統構成をすることで、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

発電機車（高圧発電機車及び中容量発電機車）、号炉間電力融通ケーブル、予備ケーブル（号炉間電力融通用）、直流電源用発電機、可搬型直流変換器、変圧器車及び可搬型分電盤は、通常時に接続先の系統と分離された状態であること及び重大事故時は重大事故等対処設備として系統構成することで、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

可搬型重大事故等対処設備であるタンクローリ、発電機車（高圧発電機車及び中容量発電機車）、直流電源用発電機、可搬型直流変換器、変圧器車及び可搬型分電盤を設置する時は、車輪止めや固縛等によって固定することで他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

10.2.2.3 共用の禁止

号炉間電力融通ケーブル又は予備ケーブル（号炉間電力融通用）を使用した他号炉のディーゼル発電機（燃料油貯油そう含む。）からの号炉間電力融通は、号炉間電力融通ケーブルを手動で１号炉及び２号炉の非常用高圧母線の遮断器へ接続し、遮断器を投入することにより、重大事故等の対応に必要となる電力を供給可能となり、安全性の向上を図ることができることから、１号炉及び２号炉で共用する設計とする。

これらの設備は、共用により悪影響を及ぼさないよう重大事故等発生時以外、号炉間電力融通ケーブルを非常用高圧母

線の遮断器から切り離し、遮断器を開放することにより、他号炉と分離が可能な設計とする。

10.2.2.4 容 量 等

基本方針については、「1.1.7.2　容量等」に示す。

大容量空冷式発電機は、常設代替電源として、重大事故等時に想定される事故シーケンスのうち最大負荷となる「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及び RCP シール LOCA が発生する事故」の対処のために必要な負荷容量に対して十分であることを確認した発電機容量を有する設計とする。

燃料油貯蔵タンクは、重大事故等発生後７日間、重大事故等対処設備の連続定格運転に必要な燃料に対して十分であることを確認したタンク容量を有する設計とする。

タンクローリは、大容量空冷式発電機、発電機車（高圧発電機車及び中容量発電機車)、直流電源用発電機、可搬型電動ポンプ用発電機、可搬型ディーゼル注入ポンプ、移動式大容量ポンプ車、使用済燃料ピット及び復水タンク補給用水中ポンプ用発電機並びに取水用水中ポンプ用発電機の重大事故等対処設備の連続定格運転に必要な燃料を補給できる容量を有するものを１号炉及び２号炉共用で１セット１台使用する。保有数は、故障時及び保守点検による待機除外時のバックアップ用として１セット１台の合計２台（１号及び２号炉共用）を分散して保管する設計とする。

大容量空冷式発電機用燃料タンクは、夜間の燃料補給作業

の回避、作業環境として最も厳しいと考えられる炉心損傷後のプルーム通過時や想定を越える自然現象の影響等を考慮した燃料補給時間に対して、燃料消費量を考慮して十分な容量の燃料を有する設計とする。

大容量空冷式発電機用燃料ポンプは、大容量空冷式発電機の連続定格運転に必要な燃料を供給できる容量を有する設計とする。

発電機車（高圧発電機車及び中容量発電機車）は、設計基準事故対処設備の電源が喪失する重大事故等時に最低限必要な交流負荷へ電力を供給するために必要な容量を有するものを１号炉及び２号炉それぞれ１セット１台使用する。保有数は、１号炉及び２号炉それぞれで２セット２台、故障時及び保守点検による待機除外時のバックアップ用として２台の合計６台（１号及び２号炉共用）を分散して保管する設計とする。

号炉間電力融通ケーブルは、重大事故等時の対処に必要な交流電力を送電することができる容量を有する設計とする。また、１号炉及び２号炉の非常用高圧母線を接続できる十分な長さのケーブルを有する設計とする。

予備ケーブル（号炉間電力融通用）は、重大事故等時の対処に必要な交流電力を送電することができる容量を有する設計とする。また、１号炉及び２号炉の非常用高圧母線間を接続できる十分な長さのケーブルを有する設計とする。

保有数は、１号炉及び２号炉で１セット 21 本、故障時のバックアップ用として１セット 21 本の合計 42 本（１号及び２

号炉共用）を分散して保管する設計とする。

ディーゼル発電機は、重大事故等の収束に必要な容量が設計基準事故対処設備の容量に対して十分であることを確認しているため、設計基準事故対処設備の容量と同仕様の設計とする。

蓄電池（安全防護系用）及び蓄電池（重大事故等対処用）は、組み合わせて使用することで、負荷切り離し（中央制御室及び隣接する１次系継電器室において簡易な操作で負荷の切り離しを行う場合を含まない。）を行わずに８時間、さらに必要な負荷以外の切り離しを行うことで 16 時間の合計 24 時間にわたって電力を供給できる容量に対して十分であることを確認した蓄電容量を有する設計とする。

蓄電池（３系統目）は、負荷切り離し（中央制御室及び隣接する１次系継電器室において簡易な操作で負荷の切り離しを行う場合を含まない。）を行わずに８時間、その後、必要な負荷以外を切り離して残り 16 時間の合計 24 時間にわたり電力の供給を行うことができる容量に対して十分であることを確認した蓄電容量を有する設計とする。

可搬型直流電源設備を構成する直流電源用発電機及び可搬型直流変換器は、それぞれ１台で重大事故等の対処に必要な容量を有する設計とする。直流電源用発電機は、１号炉及び２号炉それぞれ１セット１台使用する。保有数は、１号炉及び２号炉それぞれで２セット２台、故障時及び保守点検による待機除外時のバックアップ用として２台の合計６台（１号及び２号炉共用）を分散して保管する設計とする。可搬型直

流電源設備を構成する可搬型直流変換器は、１号炉及び２号炉それぞれ１セット１個使用する。保有数は、１号炉及び２号炉それぞれで２セット２個、故障時及び保守点検による待機除外時のバックアップ用として２個の合計６個（１号及び２号炉共用）を分散して保管する設計とする。

代替所内電気設備である重大事故等対処用変圧器受電盤、重大事故等対処用変圧器盤は、所内電気設備である２系統の非常用母線等の機能が喪失したことにより発生する重大事故等の対応に必要な設備に電力を供給できる容量を有する設計とする。

代替所内電気設備である変圧器車及び可搬型分電盤は、２系統の非常用母線等の機能が喪失したことにより発生する重大事故等の対応に必要な設備に電力を供給できる容量を有する設計とする。変圧器車は、１号炉及び２号炉それぞれ１セット１台使用する。保有数は、１号炉及び２号炉で２セット２台、故障時及び保守点検による待機除外時のバックアップ用として２台の合計４台（１号及び２号炉共用）を分散して保管する設計とする。代替所内電源設備である可搬型分電盤は、１号炉及び２号炉それぞれ１セット７個使用する。保有数は、１号炉及び２号炉で２セット 14 個、故障時及び保守点検による待機除外時のバックアップ用として７個の合計 21 個（１号及び２号炉共用）を分散して保管する設計とする。

10.2.2.5 環境条件等

基本方針については、「1.1.7.3　環境条件等」に示す。

大容量空冷式発電機は、重大事故等時における屋外の環境条件を考慮した設計とする。操作は中央制御室及び設置場所から可能な設計とする。

燃料油貯蔵タンク、大容量空冷式発電機用燃料タンク及び大容量空冷式発電機用給油ポンプは、重大事故等時における屋外の環境条件を考慮した設計とする。操作は設置場所で可能な設計とする。

タンクローリ、発電機車（高圧発電機車及び中容量発電機車）、直流電源用発電機及び変圧器車は、屋外に保管及び設置するため、重大事故等時における屋外の環境条件を考慮した設計とする。操作は設置場所で可能な設計とする。

燃料油貯油そうは、重大事故等時における屋外の環境条件を考慮した設計とする。

号炉間電力融通ケーブル、重大事故等対処用変圧器受電盤及び重大事故等対処用変圧器盤は、重大事故等時における原子炉補助建屋内の環境条件を考慮した設計とする。操作は設置場所で可能な設計とする。

予備ケーブル（号炉間電力融通用）は、屋外に保管し、原子炉補助建屋内で接続するため、重大事故等時における屋外及び原子炉補助建屋内の環境条件を考慮した設計とする。操作は設置場所で可能な設計とする。

ディーゼル発電機は、重大事故等時における原子炉補助建屋内の環境条件を考慮した設計とする。操作は中央制御室及び設置場所で可能な設計とする。

蓄電池（安全防護系用）は、重大事故等時における原子炉

補助建屋内の環境条件を考慮した設計とする。

蓄電池（重大事故等対処用）は、重大事故等時における原子炉補助建屋内の環境条件を考慮した設計とする。操作は中央制御室から可能な設計とする。

蓄電池（３系統目）は、重大事故等時における原子炉補助建屋内の環境条件を考慮した設計とする。操作は中央制御室及び１次系継電器室で可能な設計とする。

可搬型直流変換器は、原子炉補助建屋内に保管及び設置するため、重大事故等時における原子炉補助建屋内の環境条件を考慮した設計とする。操作は設置場所で可能な設計とする。

可搬型分電盤は、屋外に保管し、原子炉補助建屋内に設置するため、重大事故等時における屋外及び原子炉補助建屋内の環境条件を考慮した設計とする。操作は設置場所で可能な設計とする。

10.2.2.6 操作性の確保

基本方針については、「1.1.7.4　操作性及び試験・検査性」に示す。

大容量空冷式発電機及びディーゼル発電機を使用した電源系統は、重大事故等が発生した場合でも、通常時の系統から遮断器操作にて速やかに切り替えられる設計とする。遮断器操作は操作に際して手順通りの操作でなければ接続できない構造の設計とする。

大容量空冷式発電機及びディーゼル発電機の操作は、中央制御室及び設置場所で可能な設計とする。

燃料油貯蔵タンクに保管する燃料は、タンクローリにて確実に移送できる設計とする。大容量空冷式発電機用給油ポンプは、大容量空冷式発電機用燃料タンク及び大容量空冷式発電機の近傍に設置することにより、確実に給油が可能な設計とする。

発電機車（高圧発電機車及び中容量発電機車）は、車両として移動可能な設計とするとともに、車輪止めを搭載し、設置場所にて固定できる設計とする。また、容易かつ確実に接続できるように、１号炉及び２号炉同一規格のコネクタ接続を行う設計とする。

号炉間電力融通ケーブルは、重大事故等が発生した場合、通常時の系統から遮断器操作及び接続操作にて速やかに切り替えられる設計とする。遮断器操作は操作に際して手順通りの操作でなければ接続できない構造の設計とする。また、ケーブル接続口については、容易かつ確実に接続できるように、１号炉及び２号炉同一規格のコネクタ接続を行う設計とする。

予備ケーブル（号炉間電力融通用）は、重大事故等が発生した場合、通常時の系統から遮断器操作及び接続操作にて切り替えられる設計とする。遮断器操作は操作に際して手順通りの操作でなければ接続できない構造の設計とする。また、ケーブル接続口については、簡便な接続規格による接続とし、確実に接続できるように、１号炉及び２号炉同一規格の圧縮端子接続を行う設計とする。

蓄電池（重大事故等対処用）及び蓄電池（３系統目）の操作は、中央制御室及び設置場所で可能な設計とする。

直流電源用発電機は、車両により運搬、移動できる設計とするとともに、車輪止めを搭載し、設置場所にて固定できる設計とする。また、容易かつ確実に接続できるように、１号炉及び２号炉同一規格のコネクタ接続を行う設計とする。

原子炉補助建屋内に保管している可搬型直流変換器は、接続箇所まで運搬、移動ができる設計とするとともに、車輪止めを搭載し、設置場所にて固定できる設計とする。また、容易かつ確実に接続できるように、１号炉及び２号炉同一規格のコネクタ接続を行う設計とする。

変圧器車は、車両として移動可能な設計とするとともに、車輪止めを搭載し、設置場所にて固定できる設計とする。変圧器車の接続箇所は、容易かつ確実に接続できるように、１号炉及び２号炉同一規格のコネクタ接続を行う設計とする。

可搬型分電盤は、車両等により運搬、移動できる設計とするとともに、固縛等により設置場所にて固定できる設計とする。可搬型分電盤の負荷との接続箇所は、容易かつ確実に接続できるように、１号炉及び２号炉同一規格のコネクタ接続を行う設計とする。

10.2.3 主要設備及び仕様

電源設備の主要設備及び仕様は第 10.2.1 表及び第 10.2.2 表のとおり。

10.2.4 試験検査

基本方針については、「1.1.7.4　操作性及び試験・検査

性」に示す。

常設代替電源設備にて使用する系統（大容量空冷式発電機、大容量空冷式発電機用燃料タンク及び大容量空冷式発電機用給油ポンプ）は、模擬負荷による機能・性能確認が可能な設計とする。

大容量空冷式発電機は、分解点検が可能な設計とする。大容量空冷式発電機用燃料タンクは、内部の確認が可能なようにマンホールを設け、油量、漏えいの確認が可能なように油面計を設ける設計とする。大容量空冷式発電機用給油ポンプは、試験系統での運転が可能なようにテストラインを設ける系統設計とし、分解点検が可能な設計とする。

可搬型代替電源設備にて使用する系統（発電機車（高圧発電機車及び中容量発電機車））は、模擬負荷による機能・性能確認が可能な設計とする。

発電機車（高圧発電機車及び中容量発電機車）は、分解点検が可能な設計とする。さらに、発電機車（高圧発電機車及び中容量発電機車）は、車両として、運転状態の確認が可能な設計とする。また、外観点検が可能な設計とする。

電源設備に燃料を補給する燃料油貯油そう、燃料油貯蔵タンク及びタンクローリは、油量、漏えいの確認が可能なように油面計又は検尺口を設け、内部の確認が可能なようにマンホールを設ける設計とする。さらに、タンクローリは、車両として、運転状態の確認が可能な設計とし、外観の確認が可能な設計とする。

タンクローリ付ポンプは、通常ラインにて機能・性能確認

ができる設計とし、分解が可能な設計とする。

号炉間電力融通にて使用する系統（号炉間電力融通ケーブル、予備ケーブル（号炉間電力融通用）及びディーゼル発電機）は、機能・性能確認が可能な設計とする。

号炉間電力融通ケーブル及び予備ケーブル(号炉間電力融通用)は、機能・性能確認ができるように絶縁抵抗測定が可能な設計とする。ディーゼル発電機は、分解点検が可能な設計とし、系統負荷により機能・性能確認が可能な系統設計とする。

所内常設蓄電式直流電源設備である蓄電池（安全防護系用）及び蓄電池（重大事故等対処用）は、機能・性能確認が可能なように、電圧、比重測定が可能な設計とする。

また、蓄電池（３系統目）は、機能・性能確認が可能なように電圧測定が可能な設計とする。

可搬型直流電源設備にて使用する系統（直流電源用発電機、可搬型直流変換器）は、模擬負荷により機能・性能確認が可能な系統設計とする。

直流電源用発電機は、分解点検が可能な設計とする。

代替所内電気設備に使用する重大事故等対処用変圧器盤、重大事故等対処用変圧器受電盤、変圧器車及び可搬型分電盤は、機能・性能確認が可能なように、絶縁抵抗測定が可能な設計とする。さらに、変圧器車は、車両として、運転状態の確認が可能な設計とする。また、外観の確認が可能な設計とする。

10.3 常用電源設備

10.3.1 概　　要

設計基準対象施設は、送受電可能な回線として、500kV 送電線（川内原子力線）１ルート２回線及び 220kV 送電線（川内原子力連絡線及び新鹿児島線）２ルート４回線にて、電力系統に接続する。500kV 送電線は、約 60km 離れた南九州変電所に連系し、また、220kV 送電線は、約 6km 離れた川内火力発電所の開閉所及び約 48km 離れた新鹿児島変電所に連系する。

500kV 送電線と 220kV 送電線は、500kV 母線及び 220kV 母線を通し１台の連絡用変圧器にて連系する。

これらの送電線は、上流側の接続先において１つの変電所又は開閉所のみに連系していないため、１つの変電所又は開閉所が停止することによって、当該発電用原子炉施設に接続された送電線が全て停止する事態に至らない設計とする。

なお、これら送電線は、発電用原子炉施設を安全に停止するために必要な電力を供給可能な容量とする。

500kV 送電線は、１回線で本発電所の全発生電力を送電し得る容量とすることで、１回線事故が発生しても、発電所を全出力運転できる設計とする。

所内電力は通常時には、発電機から所内変圧器を通して受電し、起動・停止時には発電機負荷開閉器を開放することにより 500kV 送電線から主変圧器、所内変圧器を通して受電できる設計とする。さらに、500kV 送電線停電の場合には、220kV 送電線から連絡用変圧器を通し、主変圧器、所内変圧器から受電できる設計とする。また、所内変圧器から受電できない場合、予備変

圧器を通し、発電用原子炉施設を安全に停止するために必要な所内電力を受電できる設計とする。

高圧母線は、常用３母線と非常用２母線で構成する。常用３母線は所内変圧器から直接受電できるほか、予備変圧器からも受電できる設計とする。

低圧母線は、常用３母線、共通１母線、非常用２母線で構成する。常用３母線及び共通１母線は常用高圧母線から動力変圧器を通して受電できる設計とする。

所内補機は、工学的安全施設に関係する補機と一般補機とに分け、それぞれ非常用、常用母線に接続する。所内補機で２台以上設置するものは非常用、常用ともに各母線に分割接続し、所内電力供給の安定を図る。

また、必要な直流電源を確保するため蓄電池を設置する。

直流電源設備は、非常用所内電源として２系統及び常用所内電源として１系統から構成する。

10.3.2 設計方針

10.3.2.1 外部電源系

重要安全施設がその機能を維持するために必要となる電力を当該重要安全施設に供給するため、外部電源系を設ける。

重要安全施設へ電力を供給する電気施設は、その電力の供給が停止することがないよう、送電線の回線数と特高開閉所の母線数は、供給信頼度の整合が図れた設計とし、電気系統の系統分離を考慮して、500kV 母線を２母線、220kV 母線を２母線で構成する。

また、発電機、外部電源系、非常用所内電源系、その他の関連する電気系統の機器の短絡若しくは地絡又は母線の低電圧若しくは過電流、変圧器１次側における１相開放故障等を検知できる設計とし、検知した場合には、遮断器により故障箇所を隔離することにより、故障による影響を局所化できるとともに、他の安全機能への影響を限定できる構成とする。

外部電源の少なくとも２回線は、それぞれ独立した送電線により電力系統に連系させるため、万一、送電線の上流側接続先である南九州変電所、川内火力発電所の開閉所又は新鹿児島変電所のいずれかが停止しても、発電用原子炉施設に電力を供給することが可能な設計とする。

外部電源の少なくとも１回線は他の回線と物理的に分離された設計とするため、全ての送電線が同一鉄塔等に架線されない設計とすることにより、発電用原子炉施設への電力供給が同時に停止しない設計とする。

さらに、外部電源のいずれの２回線が喪失した場合においても電力系統から発電用原子炉施設への電力供給が同時に停止しない設計とする。

当該特高開閉所から主発電機側の送受電設備は、十分な支持性能をもつ地盤に設置する。

碍子、遮断器等は耐震性の高いものを使用する。さらに津波に対して隔離又は防護するとともに、塩害を考慮した設計とする。

10.3.3 主要設備

10.3.3.1 送電線（１号及び２号炉共用）

発電所は、重要安全施設がその機能を維持するために必要となる電力を当該重要安全施設に供給するため、第 10.3.1 図に示すとおり、送受電可能な 500kV 送電線（川内原子力線）１ルート２回線及び 220kV 送電線（川内原子力連絡線及び新鹿児島線）２ルート４回線の合計３ルート６回線で電力系統に連系する。

500kV 送電線は、約 60km 離れた南九州変電所に連系する。

また、220kV 送電線は、約 6km 離れた川内火力発電所の開閉所及び約 48km 離れた新鹿児島変電所に連系する。

送受電可能な 500kV 送電線（川内原子力線）１ルート２回線及び 220kV 送電線（川内原子力連絡線及び新鹿児島線）２ルート４回線の合計３ルート６回線で電力系統に連系するまでは、送受電可能な 500kV 送電線（川内原子力線）１ルート２回線及び受電専用の回線として 220kV 送電線（川内原子力支線）１ルート１回線の合計２ルート３回線で電力系統に連系する。

220kV 送電線は、約３km 離れた新鹿児島線（川内火力発電所の開閉所及び新鹿児島変電所に接続）に連系する。

これらの送電線は、上流側の接続先において１つの変電所又は開閉所のみに連系していないため、１つの変電所又は開閉所が停止することによって、当該発電用原子炉施設に接続された送電線が全て停止する事態に至らない設計とする。

送電線は１回線で、重要安全施設がその機能を維持するた

めに必要となる電力を供給できる容量を選定するとともに、重要安全施設に連系する 500kV 送電線及び 220kV 送電線は、単一故障時の影響を考慮し、６回線とする。

外部電源系統については、短絡、地絡検出用保護装置を２系列設置することにより、多重化を図る設計とする。また、送電線両端の変電所又は開閉所の送電線引出口に遮断器を配置し、送電線で短絡、地絡等の故障が発生した場合には、遮断器で故障箇所を隔離することにより、故障による影響を局所化できるとともに、他の安全機能への影響を限定できる設計とする。また、送電線１相の開放が生じた際は、保護装置による自動検知又は電流計にて監視する。

設計基準対象施設に連系する 500kV 送電線（川内原子力線）２回線と 220kV 送電線（川内原子力連絡線及び新鹿児島線）４回線は、同一の送電鉄塔に架線しないよう、それぞれに送電鉄塔を備える。

また、送電線は、大規模な盛土の崩壊、大規模な地すべり、急傾斜の崩壊による被害の最小化を図るため、鉄塔基礎の安定性を確保することで、鉄塔の倒壊を防止するとともに、台風等による強風発生時の事故防止対策を図ることにより、外部電源系からの電力供給が同時に停止することはない。

さらに、500kV 送電線（川内原子力線）と 220kV 送電線（新鹿児島線、川内火力線）の交差箇所の離隔距離については、必要な絶縁距離を確保する。

これらにより、設計基準対象施設に連系する送電線は、互いに物理的に分離した設計とする。

送電線の設備仕様を第 10.3.1 表に示す。また、送電系統図を第 10.3.1 図に示す。

10.3.3.2 特高開閉所（１号及び２号炉共用）

500kV 特高開閉所は、第 10.3.2 図に示すように、500kV 送電線及び主変圧器を連系する遮断器、断路器、避雷器、計器用変圧器、計器用変流器及び 500kV 母線等から構成する。また、220kV 特高開閉所は、第 10.3.2 図に示すように、220kV 送電線及び予備変圧器を連系する遮断器、断路器、避雷器、計器用変圧器、計器用変流器及び 220kV 母線等から構成する。さらに、500kV 送電線と 220kV 送電線を 500kV 母線及び 220kV 母線を通して１台の連絡用変圧器にて連系する。

故障を検知した場合には、遮断器により故障箇所を隔離することにより、故障による影響を局所化できるとともに、他の安全機能への影響を限定できる。

また、特高開閉所は地盤が不等沈下や傾斜等が起きないような十分な支持性能を持つ場所に設置し、かつ津波の影響を受けない敷地高さに設置する。

碍子、遮断器等は耐震性の高い懸垂碍子及びガス絶縁開閉装置を使用する。

塩害を考慮し、碍子に対しては、碍子洗浄装置を設置し、遮断器等に対しては、電路がタンクに内包されているガス絶縁開閉装置を採用する。

特高開閉所機器の設備仕様を第 10.3.2 表に示す。

10.3.3.3 発電機及び励磁装置

発電機は約 890,000kW、約 1,800rpm 蒸気タービンに直結された横置・円筒回転界磁形・全閉自己通風・水素内部冷却・同期交流発電機で励磁機はブラシレス励磁機である。また、発電機負荷開閉器は、SF_6 ガスを用いた電力開閉装置を使用する。

発電機、励磁機及び発電機負荷開閉器の設備仕様を第10.3.3表に示す。

10.3.3.4 主要変圧器

発電用原子炉施設として、次のような主要変圧器を使用する。

主変圧器・・・発電機電圧(23kV)を送電線電圧(500kV)に昇圧する。

所内変圧器・・・発電機電圧(23kV)を高圧母線電圧(6.9kV)に降圧する。

予備変圧器・・・送電線電圧(220kV)を高圧母線電圧(6.9kV)に降圧する。

連絡用変圧器・・・500kV 母線と 220kV 母線を連系する。

発電所の発生電力は、主変圧器から 500kV 送電線及び 220kV 送電線により送電する。

所内電力は、通常時には、発電機から所内変圧器を通して受電し、起動・停止時には発電機負荷開閉器を開放することにより 500kV 送電線から主変圧器、所内変圧器を通して受電する。さらに、500kV 送電線停電の場合には、220kV 送電線か

ら予備変圧器を通して発電用原子炉施設を安全に停止するために必要な所内電力を受電することができる。

主要変圧器の設備仕様を第 10.3.4 表に示す。

10.3.3.5 所内高圧系統

所内高圧系統を、第 10.1.1 図に示す。常用高圧母線は、次の３母線で構成する。

常用高圧母線（4-2A、4-2B1、4-2B2）

所内変圧器又は予備変圧器から受電できる母線。

これらの母線は、母線毎に一連のメタルクラッド開閉装置で構成し遮断器には真空遮断器を使用する。故障を検知した場合には、遮断器により故障箇所を隔離することにより、故障による影響を局所化できるとともに、他の安全機能への影響を限定できる。

常用高圧母線のメタルクラッド開閉装置は、タービン建屋内に設置する。

常用高圧母線は、通常運転時に必要な負荷を振り分ける。常用高圧母線は通常時、所内変圧器から受電し、所内変圧器が使用できない場合には、予備変圧器から受電する。

メタルクラッド開閉装置の設備仕様を第 10.1.1 表に示す。

10.3.3.6 所内低圧系統

所内低圧系統を第 10.1.1 図に示す。常用低圧母線は、次の４母線で構成する。

常用低圧母線（3-2A、3-2B1、3-2B2）

常用高圧母線から受電できる母線。

共通母線（3-2E）

常用高圧母線から受電できる母線。

これらの母線は、一連のキュービクルで構成し、遮断器は気中遮断器を使用する。故障を検知した場合には、遮断器により故障箇所を隔離することにより、故障による影響を局所化できるとともに、他の安全機能への影響を限定できる。

常用低圧母線のパワーセンタは、タービン建屋内に設置する。

パワーセンタの設備仕様を第 10.1.2 表に示す。

10.3.3.7 直流電源設備

直流電源設備は、第 10.1.3 図に示すように、３組（常用１組及び非常用２組）のそれぞれ独立した蓄電池、充電器、直流コントロールセンタ等で構成する。直流母線は 125V であり、うち常用１組の電源の負荷は、タービン発電機及び原子炉関係の計測制御電源、タービンの軸受油ポンプ、発電機の非常用密封油ポンプ、電磁弁等である。

３組の蓄電池は、据置型蓄電池で独立したものであり、常用１組は非常用低圧母線に接続された充電器で浮動充電する。

直流電源装置の設備仕様を第 10.1.3 表に示す。

10.3.3.8 計測制御用電源設備

計測制御用電源設備は、第 10.1.4 図に示すように常用として計装用交流母線９母線及び計装用後備母線４母線、また、

非常用として計装用交流母線4母線で構成し、母線電圧は115V及び100Vである。

常用の計測制御用電源設備は、非常用低圧母線に接続する計装用電源装置（無停電電源装置）等で構成する。

計測制御用電源設備の設備仕様を第10.1.4表に示す。

10.3.3.9 制御棒クラスタ駆動装置用電源設備

制御棒クラスタ駆動装置用電源は、電動発電機を使用する。

電動機は、100％容量のものを2台備え、各々別個に460V母線から給電する。また、モータにはフライホイールを取り付け、瞬間的な電源変動による発電機出力のじょう乱を極力抑制し、制御棒クラスタ駆動装置用電源の確保を図る。

10.3.3.10 作業用電源設備

作業用電源としてはパワーセンタ及び所内コントロールセンタから変圧器を通して、交流210V及び105Vに変圧し、給電する。

また、分電盤、スイッチ、コンセント等を所要場所に設置する。

10.3.3.11 電線路

動力回路、制御回路、計装回路のケーブルは、それぞれ相互に電気的・物理的分離を図るため、適切な離隔距離又は必要に応じて隔壁を設けたケーブルトレイ及びコンジット（電線貫通部を含む）を使用して布設する。

特にケーブルトレイ等が隔壁を貫通する場合は、火災対策上隔壁効果を減少させない構造とする。

10.3.3.12　事故時母線切替

通常時は500kV送電線２回線及び220kV４回線を使用して送電するが、500kV送電線１回線事故時でも残りの500kV送電線１回線及び220kV送電線で発電所の発生電力を送電し得る容量がある。

万一、電気系統の短絡や地絡、母線の低電圧や過電流等が発生した場合も、それらを検知できる設計としており、検知した場合には、遮断器により故障箇所を隔離し、故障による影響を局所化し、他の安全機能への影響を限定できる構成とする。

また、500kV送電線２回線停電時には、必要な所内電力は、220kV送電線に接続する連絡用変圧器を通し、所内変圧器から受電する。所内変圧器から受電ができない場合には、予備変圧器から受電する。

(1)　予備変圧器への切替

所内変圧器から受電できない場合、予備変圧器から受電する。本切替えは自動切替えであり容易に実施可能である。

10.3.4 主要仕様

主要仕様を第10.1.1表から第10.1.4表及び第10.3.1表から第10.3.4表に示す。

10.3.5 試験検査

10.3.5.1 蓄電池

蓄電池は、定期的に電解液面の検査と補水、電解液の比重とセル電圧の測定及び浮動充電電圧の測定を行い、健全性を確認する。

10.3.6 手順等

(1) 外部電源系統切替を実施する際は、予め手順を定め、給電操作指令伝票等を活用し、給電運用担当箇所と連携を図り実施する。

(2) 電気設備の塩害を考慮し、定期的に碍子洗浄操作を実施する。また、碍子の汚損が激しい場合は、臨時に碍子洗浄操作を実施する。

(3) 中央制御室に設置した電流計の指示値確認を行い、電路の1相開放が発生していないことを確認する。なお、1号炉及び2号炉停止中でかつ川内原子力線1回線停止中の場合は、非常用母線への給電を予備変圧器に切替を実施する。

(4) 変圧器1次側において1相開放を検知した場合、故障箇所の隔離又は非常用母線を健全な電源から受電できるよう切替を実施する。

(5) 電気設備に要求される機能を維持するため、保守計画に基づき適切に保守管理、点検を実施するとともに、必要に応じ補修を行う。

(6) 外部電源系統切替操作に関する教育・訓練を実施する。

(7) 電気設備に係る保守・点検に関する教育を実施する。

10.4 補助蒸気設備

10.4.1 概　　要

この設備は、タービンのグランド蒸気、廃液蒸発装置、屋外タンクの保温、各種建屋の暖房用等に蒸気を供給する設備である。

蒸気源としては、主蒸気及びスチームコンバータ発生蒸気を使用し、これらが使用できない場合には、補助ボイラを運転して蒸気を供給する。

補助蒸気設備系統の概略を第10.4.1図に示す。

10.4.2 設計方針

(1) 通常時は、主蒸気及びスチームコンバータ発生蒸気を使用する。

(2) 主蒸気及びスチームコンバータ発生蒸気が利用できないときは、補助ボイラを使用する。

(3) 補助ボイラは、想定される使用条件に応じて必要な蒸気を供給する能力を有する設計とする。また、補助ボイラは、発電用原子炉施設の安全性に影響を及ぼすおそれのない設計とする。

10.4.3 主要設備の仕様

補助蒸気設備の主要設備の仕様は、第10.4.1表に示すとおりである。

10.4.4 主要設備

(1) 主 蒸 気

主蒸気は、下記の装置に供給する。１次系装置の復水は、１次系補助蒸気復水ポンプにより復水器へ導く。

なお、主蒸気の後備手段として、補助ボイラの蒸気を供給できるようにし、復水の回収が可能であるものは、補助蒸気ドレンタンク及び補助蒸気ドレンタンクポンプを経て、補助ボイラ給水タンクに回収する。

ａ．１次系装置

(a) ほう酸補給タンク

(b) ほう酸回収装置

(c) 廃液蒸発装置

(d) 燃料取替用水タンク加熱器

(e) １次系純水タンク加熱器

ｂ．２次系装置

(a) 高圧及び低圧タービングランド

(b) 脱気器（シール及び加熱用）

(c) スチームコンバータ

(d) 主給水ポンプタービングランド

(2) スチームコンバータ

スチームコンバータは、通常時には、加熱蒸気としてタービン第６抽気を使用し、低負荷時には、第６抽気のかわりに主蒸気を加熱蒸気として運転する。

スチームコンバータ発生蒸気は、次の装置に供給する。

なお、ほとんどの復水は、補助蒸気ドレンタンク及びポン

プを経てスチームコンバータ給水タンクに回収する。また、スチームコンバータの蒸気の後備手段として、補助ボイラの蒸気を供給できるようにし、その際の復水は補助ボイラ給水タンクに回収する。

ａ．１次系装置

(a)　換気空調設備

格納容器空調装置

安全補機開閉器室空調装置

補助建屋空調装置

安全補機室空調装置

蓄電池室空調装置

中間建屋空調装置

(b)　ディーゼル発電機設備

(c)　除　洗　槽

(d)　そ　の　他

ｂ．２次系装置

(a)　復水タンク

(b)　そ　の　他

(3)　補助ボイラ（１号及び２号炉共用）

発電所停止時又はスチームコンバータ停止時には、補助ボイラを使用し、必要な箇所に補助蒸気を供給する。

補助ボイラ燃料油タンクは屋外に設置する。

10.5　火災防護設備

10.5.1 設計基準対象施設

10.5.1.1 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、安全機能を有する構築物、系統及び機器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並びに火災の影響軽減のそれぞれを考慮した火災防護対策を講じる。

火災の発生防止は、発火性又は引火性物質等に対して火災の発生防止対策を講じるほか、水素に対する換気及び漏えい検知対策、電気系統の過電流による過熱、焼損の防止対策等を行う。

火災の感知及び消火は、安全機能を有する構築物、系統及び機器に対して、火災の影響を限定し、早期の火災感知及び消火を行えるように、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の設置に当たっては、地震等の自然現象によっても、火災感知及び消火の機能、性能が維持され、かつ、安全機能を有する構築物、系統及び機器は、消火設備の破損、誤作動又は誤操作によって安全機能を失うことのないよう設置する。火災感知設備及び消火設備は、安全機能を有する構築物、系統及び機器の耐震クラスに応じて、機能を維持できるよう設置する。原子炉の高温停止及び低温停止に係る安全機能を有する構築物、系統及び機器相互の系統分離を行うために設ける火災区域及び火災区画に設置される消火設備は、系統分離に応じた独立性を備えるよう設置する。

火災の影響軽減は、安全機能を有する構築物、系統及び機器の重要度に応じ、それらを設置する火災区域又は火災区画の火災及び隣接する火災区域又は火災区画における火災による影響を軽減するため、系統分離等の火災の影響軽減のための対策を行う。

また、火災の影響軽減のための対策を前提とし、設備等の設置状況を踏まえた可燃性物質の量等を基に、発電用原子炉施設内の火災によっても、安全保護系及び原子炉停止系の作動が要求される場合には、火災による影響を考慮しても、多重化されたそれぞれの系統が同時に機能を失うことなく、原子炉の高温停止及び低温停止が達成できることを、火災影響評価により確認する。

10.5.1.2 設計方針

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、原子炉の高温停止、低温停止を達成し、維持する機能及び放射性物質の貯蔵又は閉じ込め機能を有する構築物、系統及び機器を火災から防護することを目的として、火災発生防止、火災の感知及び消火並びに火災の影響軽減のそれぞれを考慮した火災防護対策を講じる。

(1) 火災発生防止

発火性又は引火性物質の漏えい防止の措置や不燃性又は難燃性材料の使用等、火災の発生を防止する。

(2) 火災の感知及び消火

火災感知設備及び消火設備は、安全機能を有する構築物、

系統及び機器に対する火災の影響を限定し、早期の火災感知及び消火を行う。

(3) 火災の影響軽減

安全機能を有する構築物、系統及び機器の重要度に応じ、それらを設置する火災区域又は火災区画内の火災及び隣接する火災区域又は火災区画における火災による影響に対し、火災の影響軽減対策を行う。

10.5.1.3 主要設備

10.5.1.3.1 火災発生防止設備

発電用原子炉施設は、「1.6.1 設計基準対象施設の火災防護に関する基本方針」における「1.6.1.2 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オイルパン、ドレンリム又は堰等の設備を設置する。

10.5.1.3.2 火災感知設備

火災感知設備の火災感知器は、アナログ式の煙感知器及びアナログ式の熱感知器の組合せを基本として、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、火災は炎が生じる前に発煙する等の予想される火災の性質を考慮して、以下のとおり設置する。

(1) 一般エリア

一般エリアは、アナログ式の煙感知器（一部１号及び２号炉共用）及びアナログ式の熱感知器（一部１号及び２号

炉共用）を設置する。

(2)　冷却材貯蔵タンク室

冷却材貯蔵タンク室は、アナログ式の煙感知器と炎感知器（赤外線）を設置する。

(3)　原子炉格納容器

原子炉格納容器は、防爆型の煙感知器と防爆型の熱感知器を設置し、天井までの高さが８m以上ある箇所は、防爆型の煙感知器と防爆型の炎感知器（赤外線）を設置する。

(4)　体積制御タンク室及び蓄電池室

体積制御タンク室及び蓄電池室は、防爆型の煙感知器と防爆型の熱感知器を設置する。

(5)　海水管トレンチエリア

海水管トレンチは、電線管近傍に熱を感知できる光ファイバケーブルを設置するとともに、電線管を接続するプルボックス内にアナログ式の煙感知器を設置する。

(6)　海水ポンプエリア及び屋外タンクエリア

海水ポンプエリア及び屋外タンクエリアは防爆型の熱感知器と防爆型の炎感知器（赤外線）を設置する。

(7)　ディーゼル発電機燃料油貯油そうエリア及び燃料油貯蔵タンクエリア

ディーゼル発電機燃料油貯油そうエリア及び燃料油貯蔵タンクエリアは、防爆型の熱感知器と防爆型の煙感知器を設置する。

(8)　中央制御盤内

中央制御室の中央制御盤内には、高感度煙感知器を設置

する。

(9) 圧縮固化処理棟

圧縮固化処理棟のうち天井までの高さが８ｍ以上ある箇所は、アナログ式の煙感知器と炎感知器（赤外線）を設置する設計とする。

10.5.1.3.3 消火設備

消火設備は、原子炉の安全停止に必要な機器等を設置する火災区域又は火災区画並びに放射性物質貯蔵等の機器等を設置する火災区域の火災を早期に消火するために、火災発生時の煙の充満等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。

また、消火設備は、第 10.5.1 表に示す故障警報を、中央制御室に発する設備を設置する。

10.5.1.3.3.1 原子炉の安全停止に必要な機器等を設置する火災区域又は火災区画に設置する消火設備

(1) 火災発生時の煙の充満等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により消火活動が困難となる火災区域又は火災区画は、中央制御室からの手動操作による固定式消火設備である全域ハロン消火設備（一部１号及び２号炉共用）又は自動消火設備である全域ハロン自動消火設備（一部１号及び２号炉共用）を設置する。

全域ハロン消火設備の概要図を第 10.5.1 図、全域ハロ

ン自動消火設備の概要図を第 10.5.2 図に示す。

また、系統分離に応じた独立性を考慮した全域ハロン自動消火設備の概要図を第 10.5.3 図に示す。

ただし、以下の火災区域又は火災区画は、上記と異なる消火設備を設置する。

a. ディーゼル発電機室

ディーゼル発電機室は、二酸化炭素自動消火設備を設置する。

b. 原子炉格納容器

原子炉格納容器は、消火器及び水消火設備を設置するとともに、ろ過水貯蔵タンク及び燃料取替用水タンクを水源とする原子炉格納容器スプレイ設備を設置する。

(2) 火災発生時の煙の充満等により消火活動が困難とならない火災区域又は火災区画に設置する消火設備

a. ディーゼル発電機燃料油貯油そうエリア

ディーゼル発電機燃料油貯油そうエリアは、消火器を設置する。

b. ディーゼル発電機燃料油貯蔵タンクエリア

ディーゼル発電機燃料油貯蔵タンクエリアは、消火器を設置する。

c. 屋外タンクエリア、海水ポンプエリア及び海水管トレンチエリア

屋外タンクエリア、海水ポンプエリア及び海水管トレンチエリアは、消火器及び水消火設備を設置する。

海水ポンプは、火災の影響軽減のための対策として海水ポンプ用二酸化炭素自動消火設備を設置する。

海水ポンプ用二酸化炭素自動消火設備の概要図を第10.5.4図に示す。

d. 中央制御室

中央制御室は、粉末消火器及び二酸化炭素消火器を設置する。

10.5.1.3.3.2 放射性物質貯蔵等の機器等を設置する火災区域に設置する消火設備

(1) 火災発生時の煙の充満等により消火活動が困難となる火災区域に設置する消火設備

火災発生時の煙の充満により消火活動が困難となる放射性物質貯蔵等の機器等を設置する火災区域の消火設備は、中央制御室からの手動操作による固定式消火設備である全域ハロン消火設備、水噴霧消火設備（1号及び2号炉共用)、泡消火設備（1号及び2号炉共用）のいずれか、又は自動消火設備である全域ハロン自動消火設備を設置する。

水噴霧消火設備の概要図を第10.5.5図、泡消火設備の概要図を第10.5.6図に示す。

(2) 火災発生時の消火活動が困難とならない火災区域に設置する消火設備

a. 液体廃棄物処理設備

液体廃棄物処理設備を設置する火災区域は、消火器

及び水消火設備を設置する。

b. 新燃料貯蔵庫

新燃料貯蔵庫を設置する火災区域は、消火器及び水消火設備を設置する。

c. 固体廃棄物搬出検査棟

固体廃棄物搬出検査棟の火災区域は、消火器及び水消火設備を設置する。

10.5.1.3.4 火災の影響軽減のための対策設備

火災の影響軽減のための対策設備は、安全機能を有する構築物、系統及び機器の重要度に応じ、それらを設置する火災区域又は火災区画内の火災及び隣接する火災区域又は火災区画における火災による影響に対し、火災の影響軽減のための対策を講じるために、以下のとおり設置する。

10.5.1.3.4.1 火災区域の分離を実施する設備

他の火災区域又は火災区画と分離するために、以下の耐火能力を有する耐火壁を設置する。

(1) 3時間以上の耐火能力を有する耐火壁として、3時間耐火に設計上必要なコンクリート壁厚である 150mm より厚い 200mm 以上の壁厚のコンクリート壁

(2) 火災耐久試験により3時間以上の耐火能力を有することを確認した耐火壁

10.5.1.3.4.2 火災防護対象機器等の火災の影響軽減のための対策を実施する設備

火災防護対象機器等を設置する火災区域及び火災区画に対して、火災区域内又は火災区画内の火災の影響軽減のための対策や隣接する火災区域又は火災区画における火災の影響を軽減するための対策を実施するための隔壁等として、以下の設備を設置する。

火災の影響を軽減するための対策を実施するために設置する火災感知設備及び自動消火設備は、「10.5.1.3.2 火災感知設備」及び「10.5.1.3.3　消火設備」の設備を設置する。

(1)　火災耐久試験により3時間以上の耐火能力を確認した隔壁等

(2)　火災耐久試験により1時間以上の耐火能力を確認した隔壁等

10.5.1.4 主要仕様

10.5.1.4.1 火災感知設備

火災感知設備の火災感知器の概略を第10.5.2表に示す。

10.5.1.4.2 消火設備

消火設備の概略仕様を第10.5.3表に示す。

10.5.1.5 試験検査

10.5.1.5.1 火災感知設備

アナログ型の火災感知器を含めた火災感知設備は、機能に異常がないことを確認するため、定期的に自動試験を実施する。

ただし、自動試験機能のない火災感知器は、機能に異常がないことを確認するために、煙等の火災を模擬した試験を定期的に実施する。

10.5.1.5.2 消火設備

機能に異常がないことを確認するために、消火設備の作動確認を実施する。

ただし、原子炉格納容器スプレイ設備は、原子炉格納容器スプレイ機能を定期的に確認する作動試験において、その機能を確認する。

10.5.1.6 体　　制

火災防護に関する以下の体制に関する事項を、火災防護計画に定める。

火災発生時の発電用原子炉施設の保全のための活動を行うため、通報連絡者、運転員及び専属消防隊による初期消火活動要員が常駐するとともに、火災発生時には、所員により編成する自衛消防隊を所長の判断により設置する。

自衛消防隊の組織体制を第 10.5.8 図に示す。

10.5.1.7 手 順 等

火災防護計画には、計画を遂行するための体制、責任の所

在、責任者の権限、体制の運営管理、必要な要員の確保及び教育訓練並びに火災防護対策を実施するために必要な手順について定めるとともに、発電用原子炉施設の安全機能を有する構築物、系統及び機器を火災から防護するため、火災区域及び火災区画を考慮した火災の発生防止、火災の早期感知及び消火並びに火災の影響軽減の３つの深層防護の概念に基づく火災防護対策等について定めるが、このうち、火災防護対策を実施するために必要な手順の主なものを以下に示す。

(1)　火災が発生していない平常時の対応においては、以下の手順を予め整備し、的確に操作を行う。

a.　中央制御室内の巡視点検によって、火災が発生していないこと及び火災感知設備に異常がないことを火災受信機盤で確認する。

b.　消火設備の故障警報が発信した場合には、中央制御室及び必要な現場の制御盤の警報を確認するとともに、消火設備が故障している場合には、早期に必要な補修を行う。

(2)　消火設備のうち、自動消火設備を設置する火災区域又は火災区画における火災発生時の対応においては、以下の手順を予め整備し、的確に操作を行う。

a.　火災感知器が作動した場合は、火災区域又は火災区画からの退避警報及び自動消火設備の作動状況を確認する。

b.　自動消火設備の作動後は、消火状況の確認、プラント運転状況の確認等を行う。

(3)　消火設備のうち、手動操作による固定式消火設備を設置する火災区域又は火災区画における火災発生時の対応において

は、以下の手順を予め整備し、的確に操作を行う。

a. 火災感知器が作動し、火災を確認した場合は、初期消火活動を行う。

b. 消火活動が困難な場合は、職員の退避を確認後、固定式消火設備を手動操作により作動させ、作動状況の確認、消火状況の確認、プラント運転状況の確認等を行う。

(4) 原子炉格納容器内における火災発生時の対応においては、以下の手順を予め整備し、的確に操作を行う。

a. 当直課長が局所火災と判断し、かつ、原子炉格納容器内への進入が可能であると判断した場合は、消火器又は水による消火活動を実施するとともに、消火状況の確認、プラント運転状況の確認等を行う。

b. 当直課長が原子炉格納容器内へ進入できないと判断した場合又は広範囲な火災と判断した場合は、プラントを停止するとともに、原子炉格納容器スプレイ設備を使用した消火を実施し、消火状況の確認、プラント運転状況の確認等を行う。

(5) 中央制御盤内における火災発生時の対応においては、以下の手順を予め整備し、的確に操作を行う。

中央制御盤の１つの区画の安全機能が全て喪失した場合における原子炉の安全停止に関する手順についても予め整備する。

a. 高感度煙感知器により火災を感知し、火災を確認した場合は、常駐する運転員による二酸化炭素消火器を用いた初期消火活動、プラント運転状況の確認等を行う。

b.　煙の充満により運転操作に支障がある場合は、火災発生時の煙を排気するため、排煙設備を起動する。

(6)　水素濃度検知器を設置する火災区域又は火災区画における水素濃度上昇時の対応として、換気設備の運転状態の確認、換気設備の追加起動等を実施する手順を予め整備し、的確に操作を行う。

(7)　火災発生時の煙の充満により消火活動に支障がある場合を考慮し、ポンプ室の消火活動時には可搬式の排風機を準備することを定めた手順を予め整備し、的確に操作を行う。

(8)　屋外消火配管の凍結防止対策の対応として、外気温度が0℃まで低下した場合は、屋外の消火設備の凍結を防止するために消火栓及び消火配管のブロー弁を微開する手順を予め整備し、的確に操作を行う。

(9)　火災の影響軽減のための対策を実施するために、火災区域又は火災区画における点検等で使用する資機材（可燃物）に対する持込みと保管に係る手順を予め整備し、的確に実施する。

(10) 火災の発生を防止するために、火災区域又は火災区画における溶接等の火気作業に対する以下の手順を予め整備し、的確に実施する。

a.　火気作業前の計画策定

b.　火気作業時の養生、消火器等の配備、監視人の配置等

(11) 火災防護に必要な設備は、機能を維持するため、保守計画に基づき適切に保守管理、点検を実施するとともに、必要に応じ補修を行う。

(12) 火災区域、火災防護対象機器等、火災の影響軽減のための隔壁等の設計変更に当たっては、発電用原子炉施設内の火災によっても、安全保護系及び原子炉停止系の作動が要求される場合には、火災による影響を考慮しても、多重化されたそれぞれの系統が同時に機能を失うことなく、原子炉を安全停止できることを火災影響評価により確認する。

(13) 発電用原子炉施設内の火災区域又は火災区画に設置される安全機能を有する構築物、系統及び機器を火災から防護することを目的として、火災から防護すべき機器等、火災の発生防止、火災の感知及び消火並びに火災の影響軽減のそれぞれを考慮した以下の教育を定期的に実施する。

a. 火災区域及び火災区画の設定

b. 火災から防護すべき安全機能を有する構築物、系統及び機器

c. 火災から防護すべき原子炉の安全停止に必要な機器等

d. 火災から防護すべき放射性物質貯蔵等の機器等

e. 火災の発生防止対策

f. 火災感知設備

g. 消火設備

h. 火災の影響軽減対策

i. 火災影響評価

(14) 発電用原子炉施設内の火災区域又は火災区画に設置される安全機能を有する構築物、系統及び機器を火災から防護することを目的として、消火器及び水による初期消火活動等について、所員による消防訓練、初期消火活動要員による総合的

な訓練及び運転員による運転操作等の訓練を定期的に実施する。

10.5.2　重大事故等対処施設

10.5.2.1　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、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。

火災の発生防止は、発火性又は引火性物質等に対して火災の発生防止対策を講じるほか、水素に対する換気及び漏えい検知対策、電気系統の過電流による過熱、焼損の防止対策等を行う。

火災の感知及び消火は、重大事故等対処施設に対して、火災の影響を限定し、早期の火災感知及び消火を行えるように、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の設置に当たっては、地震等の自然現象によっても、火災感知及び消火の機能、性能が維持され、かつ、重大事故等対処施設は、消火設備の破損、誤作動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設置する。火災感知設備及び消火設備は、重大事故等対処施設の区分に応じて、機能を維持できるよう設置する。

10.5.2.2　設計方針

火災区域及び火災区画に設置される、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。

(1)　火災発生防止

発火性又は引火性物質の漏えい防止の措置や不燃性又は難燃性材料の使用等、火災の発生を防止する。

(2)　火災の感知及び消火

火災感知設備及び消火設備は、重大事故等対処施設に対する火災の影響を限定し、早期の火災感知及び消火を行う。

10.5.2.3　主要設備

10.5.2.3.1　火災発生防止設備

重大事故等対処施設は、「1.6.2　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「1.6.2.2　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オイルパン、ドレンリム又は堰等の設備を設置する。

10.5.2.3.2　火災感知設備

火災感知設備の火災感知器は、アナログ式の煙感知器及びアナログ式の熱感知器の組合せを基本として、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、火災は炎が生じる前に発煙する等の予想される火災の性質を考慮して、以下のとおり設置する。

(1)　一般エリア

一般エリアは、アナログ式の煙感知器（一部１号及び２号炉共用）及びアナログ式の熱感知器（一部１号及び２号

炉共用）を設置する。

(2)　原子炉格納容器

原子炉格納容器は、防爆型の煙感知器と防爆型の熱感知器を設置し、天井までの高さが８ｍ以上ある箇所は、防爆型の煙感知器と防爆型の炎感知器（赤外線）を設置する。

(3)　蓄電池室

蓄電池室は、防爆型の煙感知器と防爆型の熱感知器を設置する。

(4)　緊急時対策棟（指揮所）、緊急時対策棟及び燃料取扱設備エリア

煙感知器と熱感知器の組合せを基本とするが、障害物がなく監視が広範囲に可能な場所については、煙感知器と炎感知器（赤外線）又は熱感知器と炎感知器（赤外線）を設置する。

(5)　海水管トレンチエリア

海水管トレンチは、電線管近傍に熱を感知できる光ファイバケーブルを設置するとともに、電線管を接続するプルボックス内にアナログ式の煙感知器を設置する。

(6)　海水ポンプエリア、屋外タンクエリア並びにモニタリングステーションエリア及びモニタリングポストエリア（局舎内を除く）

海水ポンプエリア、屋外タンクエリア並びにモニタリングステーションエリア及びモニタリングポストエリア（局舎内を除く。）は、防爆型の熱感知器及び防爆型の炎感知器（赤外線）を設置する。

(7)　ディーゼル発電機燃料油貯油そうエリア及び燃料油貯蔵タンクエリア並びに緊急時対策所用発電機車用燃料油貯蔵タンクエリア

ディーゼル発電機燃料油貯油そうエリア及び燃料油貯蔵タンクエリア並びに緊急時対策所用発電機車用燃料油貯蔵タンクエリアは、防爆型の熱感知器と防爆型の煙感知器を設置する。

(8)　大容量空冷式発電機エリア

大容量空冷式発電機エリアは、防爆型の熱感知器と防爆型の炎感知器（赤外線）を設置する。

(9)　中央制御盤内

中央制御室の中央制御盤内には、高感度煙感知器を設置する。

10.5.2.3.3　消火設備

消火設備は、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等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。

また、消火設備は、第 10.5.4 表に示す故障警報を、中央制御室に発する設備を設置する。

10.5.2.3.3.1　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

(1)　火災発生時の煙の充満等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により消火活動が困難となる火災区域又は火災区画は、中央制御室からの手動操作による固定式消火設備である全域ハロン消火設備（一部１号及び２号炉共用）又は自動消火設備である全域ハロン自動消火設備（一部１号及び２号炉共用）を設置する。

全域ハロン消火設備の概要図を第 10.5.1 図、全域ハロン自動消火設備の概要図を第 10.5.2 図に示す。

ただし、以下の火災区域又は火災区画は、上記と異なる消火設備を設置する。

a．ディーゼル発電機室

ディーゼル発電機室は、二酸化炭素自動消火設備を設置する。

b．原子炉格納容器

原子炉格納容器は、消火器及び水消火設備を設置するとともに、ろ過水貯蔵タンク及び燃料取替用水タンクを水源とする原子炉格納容器スプレイ設備を設置する。

(2)　火災発生時の煙の充満等により消火活動が困難とならない火災区域又は火災区画に設置する消火設備

a．中央制御室

中央制御室は、粉末消火器及び二酸化炭素消火器を設置する。

b．燃料取扱設備エリア

燃料取扱設備エリアは、消火器及び水消火設備を設置

する。

c. 屋外タンクエリア、海水ポンプエリア、海水管トレンチエリア及び大容量空冷式発電機エリア

屋外タンクエリア、海水ポンプエリア、海水管トレンチエリア及び大容量空冷式発電機エリアは、消火器又は泡消火も含む水消火設備を設置する。海水ポンプは、海水ポンプ用二酸化炭素自動消火設備を設置する。

海水ポンプ用二酸化炭素自動消火設備の概要図を第10.5.4図に示す。

d. ディーゼル発電機燃料油貯油そうエリア及び燃料油貯蔵タンクエリア並びに緊急時対策所用発電機車用燃料油貯蔵タンクエリア

ディーゼル発電機燃料油貯油そうエリア及び燃料油貯蔵タンクエリア並びに緊急時対策所用発電機車用燃料油貯蔵タンクエリアは、消火器を設置する。

e. モニタリングステーションエリア及びモニタリングポストエリア

モニタリングステーション及びモニタリングポストを設置する火災区域は、消火器を設置する。モニタリングステーション及びモニタリングポストの局舎内はハロゲン化物自動消火設備を設置する。

ハロゲン化物自動消火設備の概要図を第 10.5.7 図に示す。

10.5.2.4　主要仕様

10.5.2.4.1　火災感知設備

火災感知設備の火災感知器の概略を第 10.5.5 表に示す。

10.5.2.4.2　消火設備

消火設備の概略仕様を第 10.5.6 表に示す。

10.5.2.5　試験検査

10.5.2.5.1　火災感知設備

アナログ型の火災感知器を含めた火災感知設備は、機能に異常がないことを確認するため、定期的に自動試験を実施する。

ただし、自動試験機能のない火災感知器は、機能に異常がないことを確認するために、煙等の火災を模擬した試験を定期的に実施する。

10.5.2.5.2　消火設備

機能に異常がないことを確認するために、消火設備の作動確認を実施する。

ただし、原子炉格納容器スプレイ設備は、原子炉格納容器スプレイ機能を定期的に確認する作動試験において、その機能を確認する。

10.5.2.6　体　　制

重大事故等対処時に火災が発生した場合は、初期消火活動

要員として常駐している通報連絡者、運転員及び専属消防隊にて初期消火活動を実施する。

また、火災による重大事故等への影響及び重大事故等への対処状況に応じて、専属消防隊に加え、所員により編成する自衛消防隊を所長の判断により設置する。

自衛消防隊の組織体制を、第10.5.8図に示す。

10.5.2.7　手順等

火災防護計画には、計画を遂行するための体制、責任の所在、責任者の権限、体制の運営管理、必要な要員の確保及び教育訓練並びに火災防護対策を実施するために必要な手順について定めるとともに、重大事故等対処施設を火災から防護するため、火災区域及び火災区画を考慮した火災の発生防止、火災の早期感知及び消火のそれぞれの深層防護の概念に基づく火災防護対策等について定めるが、このうち、火災防護対策を実施するために必要な手順の主なものを以下に示す。

(1)　火災が発生していない平常時の対応においては、以下の手順を予め整備し、的確に操作を行う。

ａ．中央制御室内の巡視点検によって、火災が発生していないこと及び火災感知設備に異常がないことを火災受信機盤で確認する。

ｂ．消火設備の故障警報が発信した場合には、中央制御室及び必要な現場の制御盤の警報を確認するとともに、消火設備が故障している場合には、早期に必要な補修を行う。

(2)　消火設備のうち、自動消火設備を設置する火災区域又は火

災区画における火災発生時の対応においては、以下の手順を予め整備し、的確に操作を行う。

ａ．火災感知器が作動した場合は、火災区域又は火災区画からの退避警報及び自動消火設備の作動状況を確認する。

ｂ．自動消火設備の作動後は、消火状況の確認、プラント運転状況の確認等を行う。

(3)　消火設備のうち、手動操作による固定式消火設備を設置する火災区域又は火災区画における火災発生時の対応においては、以下の手順を予め整備し、的確に操作を行う。

ａ．火災感知器が作動し、火災を確認した場合は、初期消火活動を行う。

ｂ．消火が困難な場合は、職員の退避を確認後、固定式消火設備を手動操作により作動させ、作動状況の確認、消火状況の確認、プラント運転状況の確認等を行う。

(4)　原子炉格納容器内における火災発生時の対応においては、以下の手順を予め整備し、的確に操作を行う。

ａ．当直課長が局所火災と判断し、かつ、原子炉格納容器内への進入が可能であると判断した場合は、消火器又は水による消火活動を実施するとともに、消火状況の確認、プラント運転状況の確認等を行う。

ｂ．当直課長が原子炉格納容器内へ進入できないと判断した場合又は広範囲な火災と判断した場合は、プラントを停止するとともに、原子炉格納容器スプレイ設備を使用した消火を実施し、消火状況の確認、プラント運転状況の確認等を行う。

(5) 中央制御盤内における火災発生時の対応においては、以下の手順を予め整備し、的確に操作を行う。

ａ．高感度煙感知器により火災を感知し、火災を確認した場合は、常駐する運転員による二酸化炭素消火器を用いた初期消火活動、プラント運転状況の確認等を行う。

ｂ．煙の充満により運転操作に支障がある場合は、火災発生時の煙を排気するため、排煙設備を起動する。

(6) 水素濃度検知器を設置する火災区域又は火災区画における水素濃度上昇時の対応として、換気設備の運転状態の確認、換気設備の追加起動等を実施する手順を予め整備し、的確に操作を行う。

(7) 火災発生時の煙の充満により消火活動に支障がある場合を考慮し、ポンプ室の消火活動時には可搬式の排風機を準備することを定めた手順を予め整備し、的確に操作を行う。

(8) 屋外消火配管の凍結防止対策の対応として、外気温度が０℃まで低下した場合は、屋外の消火設備の凍結を防止するために消火栓及び消火配管のブロー弁を微開する手順を予め整備し、的確に操作を行う。

(9) 火災の発生を防止するために、火災区域又は火災区画における溶接等の火気作業に対する以下の手順を予め整備し、的確に実施する。

ａ．火気作業前の計画策定

ｂ．火気作業時の養生、消火器等の配備、監視人の配置等

(10) 火災防護に必要な設備は、機能を維持するため、保守計画に基づき適切に保守管理、点検を実施するとともに、必要に

応じ補修を行う。

(11) 原子炉施設内の火災区域又は火災区画に設置される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、火災から防護すべき機器等、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以下の教育を、定期的に実施する。

a．火災区域及び火災区画の設定

b．火災から防護すべき重大事故等対処施設

c．火災の発生防止対策

d．火災感知設備

e．消火設備

(12) 発電用原子炉施設内の火災区域又は火災区画に設置される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、消火器及び水による初期消火活動等について、所員による消防訓練、初期消火活動要員による総合的な訓練及び運転員による運転操作等の訓練を定期的に実施する。

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、特重設備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。

火災の発生防止は、発火性又は引火性物質等に対して火災の発生防止対策を講じるほか、水素に対する換気及び漏えい検知対策、電気系統の過電流による過熱、焼損の防止対策等

を行う。

火災の感知及び消火は、特重設備に対して、火災の影響を限定し、早期の火災感知及び消火を行えるように、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の設置に当たっては、地震等の自然現象によっても、火災感知及び消火の機能、性能が維持され、かつ、特重設備は、消火設備の破損、誤作動又は誤操作によって原子炉補助建屋等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を失うことのないよう設置する。火災感知設備及び消火設備は、基準地震動による地震力に対して、機能を維持できるよう設置する。

10.5.3.2　設計方針

「10.5.2.2　設計方針」を適用する。ただし、「重大事故等対処施設」は、「特重設備」に読み替える。

10.5.3.3　主要設備

10.5.3.3.1　火災発生防止設備

特重設備は、「1.6.3 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「1.6.3.2 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オイルパン、ドレンリム又は堰等の設備を設置する。

10.5.3.3.2　火災感知設備

火災感知設備の火災感知器は、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、予想される火災の性質を考慮して、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又はアナログ式でない炎感知器から異なる種類の感知器を組み合わせて、以下のとおり設置する。

(1) 一般エリア

一般エリアは、アナログ式の煙感知器（一部１号及び２号炉共用)、アナログ式の熱感知器（一部１号及び２号炉共用）又はアナログ式でない炎感知器を組み合わせて設置する。

(2) 原子炉格納容器

原子炉格納容器は、アナログ式でない防爆型の煙感知器とアナログ式でない防爆型の熱感知器を設置し、天井までの高さが８ｍ以上ある箇所は、アナログ式でない防爆型の煙感知器とアナログ式でない防爆型の炎感知器（赤外線）を設置する。

(3) 蓄電池室

蓄電池室は、防爆型の煙感知器と防爆型の熱感知器を設置する。

(4) [redacted]

[redacted]は、アナログ式でない防爆型の煙感知器とアナログ式でない防爆型の熱感知器を設置する。

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

10.5.3.3.3　消火設備

消火設備は、特重設備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等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。

また、消火設備は、第 10.5.7 表に示す故障警報を、[redacted]に発する設備を設置する。

10.5.3.3.3.1　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

(1)　火災発生時の煙の充満等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により消火活動が困難となる火災区域又は火災区画は、[redacted]からの手動操作による固定式消火設備である全域ハロン消火設備又は自動消火設備である全域ハロン自動消火設備を設置する。

全域ハロン消火設備の概要図を第 10.5.1 図、全域ハロン自動消火設備の概要図を第 10.5.2 図に示す。

ただし、以下の火災区域又は火災区画は、上記と異なる消火設備を設置する。

a.　原子炉格納容器

原子炉格納容器は、消火器及び水消火設備を設置するとともに、ろ過水貯蔵タンク及び燃料取替用水タンクを水源とする原子炉格納容器スプレイ設備を設置する。

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

(2) 火災発生時の煙の充満等により消火活動が困難とならない火災区域又は火災区画に設置する消火設備

a. [redacted]は、粉末消火器及び二酸化炭素消火器を設置する。

b. [redacted]は、消火器を設置する。

10.5.3.4 主要仕様

10.5.3.4.1 火災感知設備

火災感知設備の火災感知器の概略を第 10.5.8 表に示す。

10.5.3.4.2 消火設備

消火設備の概略仕様を第 10.5.9 表に示す。

10.5.3.5 試験検査

10.5.3.5.1 火災感知設備

アナログ型の火災感知器を含めた火災感知設備は、機能に異常がないことを確認するため、定期的に自動試験を実施する。

ただし、自動試験機能のない火災感知器は、機能に異常がないことを確認するために、煙等の火災を模擬した試験を定期的に実施する。

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

10.5.3.5.2　消火設備

機能に異常がないことを確認するために、消火設備の作動確認を実施する。

ただし、原子炉格納容器スプレイ設備は、原子炉格納容器スプレイ機能を定期的に確認する作動試験において、その機能を確認する。

10.5.3.6　体　　制

原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他テロリズムに対してその重大事故等対処時に火災が発生した場合は、初期消火活動要員として常駐している通報連絡者、運転員、特重施設要員及び専属消防隊にて初期消火活動を実施する。

また、火災による原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他テロリズムに対してその重大事故等への影響及び当該事象への対処状況に応じて、専属消防隊に加え、所員により編成する自衛消防隊を所長の判断により設置する。

自衛消防隊の組織体制を、第 10.5.8 図に示す。

10.5.3.7　手 順 等

火災防護計画には、計画を遂行するための体制、責任の所在、責任者の権限、体制の運営管理、必要な要員の確保及び教育訓練並びに火災防護対策を実施するために必要な手順について定めるとともに、特重設備を火災から防護するため、火災区域及び火災区画を考慮した火災の発生防止、火災の早

期感知及び消火のそれぞれの深層防護の概念に基づく火災防護対策等について定めるが、このうち、火災防護対策を実施するために必要な手順の主なものを以下に示す。

(1)　火災が発生していない平常時の対応においては、以下の手順を予め整備し、的確に操作を行う。

a.　[redacted]の巡視点検によって、火災が発生していないこと及び火災感知設備に異常がないことを火災受信機盤で確認する。

b.　消火設備の故障警報が発信した場合には、[redacted]並びに必要な現場の制御盤の警報を確認するとともに、消火設備が故障している場合には、早期に必要な補修を行う。

(2)　消火設備のうち、自動消火設備を設置する火災区域又は火災区画における火災発生時の対応においては、以下の手順を予め整備し、的確に操作を行う。

a.　火災感知器が作動した場合は、火災区域又は火災区画からの退避警報及び自動消火設備の作動状況を確認する。

b.　自動消火設備の作動後は、消火状況の確認、プラント運転状況の確認等を行う。

(3)　消火設備のうち、手動操作による固定式消火設備を設置する火災区域又は火災区画における火災発生時の対応においては、以下の手順を予め整備し、的確に操作を行う。

a.　火災感知器が作動し、火災を確認した場合は、初期消火活動を行う。

b.　消火が困難な場合は、職員の退避を確認後、固定式消火

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

設備を手動操作により作動させ、作動状況の確認、消火状況の確認、プラント運転状況の確認等を行う。

(4) 原子炉格納容器内における火災発生時の対応においては、以下の手順を予め整備し、的確に操作を行う。

a. 当直課長が局所火災と判断し、かつ、原子炉格納容器内への進入が可能であると判断した場合は、消火器又は水による消火活動を実施するとともに、消火状況の確認、プラント運転状況の確認等を行う。

b. 当直課長が原子炉格納容器内へ進入できないと判断した場合又は広範囲な火災と判断した場合は、プラントを停止するとともに、原子炉格納容器スプレイ設備を使用した消火を実施し、消火状況の確認、プラント運転状況の確認等を行う。

(5) [redacted]における火災発生時の対応においては、以下の手順を予め整備し、的確に操作を行う。

a. 火災感知器により火災を感知し、火災を確認した場合は、常駐する運転員又は特重施設要員による二酸化炭素消火器を用いた初期消火活動、プラント運転状況の確認等を行う。

b. [redacted]は、煙の充満により運転操作に支障がある場合は、火災発生時の煙を排気するため、排煙設備を起動する。

(6) 水素濃度検知器を設置する火災区域又は火災区画における水素濃度上昇時の対応として、換気設備の運転状態の確認、換気設備の追加起動等を実施する手順を予め整備し、的確に操作を行う。

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

(7) 火災発生時の煙の充満により消火活動に支障がある場合を考慮し、ポンプ室の消火活動時には可搬式の排風機を準備することを定めた手順を予め整備し、的確に操作を行う。

(8) 屋外消火配管の凍結防止対策の対応として、外気温度が0℃まで低下した場合は、屋外の消火設備の凍結を防止するために消火栓及び消火配管のブロー弁を微開する手順を予め整備し、的確に操作を行う。

(9) 火災の発生を防止するために、火災区域又は火災区画における溶接等の火気作業に対する以下の手順を予め整備し、的確に実施する。

a. 火気作業前の計画策定

b. 火気作業時の養生、消火器等の配備、監視人の配置等

(10) 火災防護に必要な設備は、機能を維持するため、保守計画に基づき適切に保守管理、点検を実施するとともに、必要に応じ補修を行う。

(11) 発電用原子炉施設内の火災区域又は火災区画に設置される特重設備を火災から防護することを目的として、火災から防護すべき機器等、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以下の教育を、定期的に実施する。

a. 火災区域及び火災区画の設定

b. 火災から防護すべき特重設備

c. 火災の発生防止対策

d. 火災感知設備

e. 消火設備

（12）発電用原子炉施設内の火災区域又は火災区画に設置される特重設備を火災から防護することを目的として、消火器及び水による初期消火活動等について、所員による消防訓練、初期消火活動要員による総合的な訓練並びに運転員及び特重施設要員による運転操作等の訓練を定期的に実施する。

10.6　消火設備

10.6.1　概　　要

消火設備は、火災を感知して適切な消火を行い、火災による人的、物的被害を軽減し、発電所の安全性を保つことができるように設置する。

主要消火設備は以下のとおりである。

(1)　水消火設備

(2)　炭酸ガス消火設備

(3)　泡消火設備

(4)　可搬式消火器

水消火設備の系統の概略を第10.6.1図に、設備仕様の概略を第10.6.1表に示す。

10.6.2　設計方針

消火設備は、消防法、その他の規則、規定等に基づいて設計する。

(1)　発電用原子炉施設が火災の発生、延焼等の影響を受けることにより、発電用原子炉の安全性に支障をきたすことのないような消火設備を設ける設計とする。

(2)　消火設備は、破損、誤動作または誤操作により安全上重要な構築物、系統及び機器に悪影響を与えないように設計する。

10.6.3　主要設備

(1)　火災感知設備

各防火対象物及びその有効区域内に温度上昇又は煙感知によ

り確実に火災を感知し、すみやかに中央制御室へ警報する火災感知設備を設ける。

火災感知設備は、非常用所内電源から給電するとともに、必要に応じて消火設備等を作動させる。

(2) 水消火設備

水消火設備は、ケーブル処理室、原子炉補助建屋、廃棄物処理建屋、タービン建屋、事務所、主要変圧器、固体廃棄物貯蔵庫、構内付属設備等の消火設備として設ける。水消火設備は、消火水母管で構成し、必要箇所へはこの母管より分岐する。

なお、ケーブル処理室水消火設備の火災時散水により、安全上重要な構築物、系統及び機器の安全機能が著しく阻害されないようにする。

水消火設備の水源としては、初期消火用として所内用水タンクを使用する。また、タンクの容量は、主要変圧器火災を想定した最大初期消火所要水量に十分な保有水量とする。

消火ポンプ起動後は、水源として、ろ過水貯蔵タンクを使用する。消火ポンプは電動消火ポンプ及び後備用としてディーゼル駆動消火ポンプを設けるとともに故障時の警報を中央制御室に示す。

なお、消火設備のうち、所内用水タンク、消火ポンプは1号炉で設置、共用である。

管理区域内の消火水排水はプラント外へ流出しないようにする。

廃棄物搬出設備消火ポンプは、水源として廃棄物搬出設備消火用水タンクを使用する。廃棄物搬出設備の消火ポンプは、廃

棄物搬出設備電動消火ポンプ及び後備用として廃棄物搬出設備ディーゼル消火ポンプを設ける。

(3) 炭酸ガス消火設備

炭酸ガス消火設備は、１次冷却材ポンプ、ディーゼル発電機室、燃料貯蔵タンク及びタービン主油タンク等の消火設備として設ける。

ディーゼル発電機室炭酸ガス消火設備は、その作動に先立ち警報を発し、立入者の安全を計る。

(4) 泡消火設備

泡消火設備は、補助ボイラ燃料タンク用として消火原液タンクから送られる消火液を噴出する定置式エアフォーム型とする。更に、防油堤内に漏れた油の消火の為に補助消火栓から導いた泡ホースノズルを設置する。また、市消防署が有する化学消防車が接続可能なように、これらの消火設備には接続座を設ける。

なお、本設備は１号炉で設置、共用である。

(5) 可搬式消火器

可搬式消火器は、発電所全体にわたり消防法に基づいて原子炉格納容器内、原子炉補助建屋内及びタービン建屋内に設置する。

本節の記述については、更に追補３「10. その他発電用原子炉の附属施設」の追補がある。

10.7 津波及び内部溢水に対する浸水防護設備

10.7.1 津波に対する防護設備

10.7.1.1 設計基準対象施設

10.7.1.1.1 概　　要

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、施設の供用中に極めてまれではあるが発生する可能性があり、施設に大きな影響を与えるおそれがある津波（以下「基準津波」という。）に対して、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、２設備並びに津波防護施設、浸水防止設備及び津波監視設備を含む耐震Ｓクラスに属する設備（以下「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（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。）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。

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（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。）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。

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。

10.7.1.1.2 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（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。）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、取水路及び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（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。）を内包する建屋及び区画（海水ポンプエリアを除く。）は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。また、海水ポンプエリアについて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、津波の流入を防止する設計とする。

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り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. 取水路又は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・放水施設及び地下部等において、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・放水施設及び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「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) (1)(2)に規定するものの他、設計基準対象施設の津波防護対象設備（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。）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設計とする。そのため、海水ポンプについては、基準津波による取水ピット水位の低下に対して、海水ポンプ取水可能水位を下回る可能性があ

るため、貯留堰の設置及び大津波警報発令時の循環水ポンプ停止運用により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、津波の伝ぱ性及び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、海水ポンプエリア防護壁及び貯留堰とする。「浸水防止設備」は、海水ポンプエリア水密扉、中間建屋水密扉、制御建屋水密扉、床ドレンライン逆止弁及び貫通部止水処置とする。また、「津波監視設備」は、津波監視カメラ及び取水ピット水位計とする。「津波影響軽減施設」は防護堤及び防波堤とする。

b. 入力津波については、基準津波の波源からの数値計算により、各施設・設備の設置位置において算定される時刻歴波形とする。

数値計算に当たっては、敷地形状、敷地沿岸域の海底地形、津波の敷地への浸入角度、河川の有無、陸上の遡上・伝ぱの効果及び伝ぱ経路上の人工構造物等を考慮する。また、津波による港湾内の局所的な海面の固有振動による励起を適切に評価し考慮する。

c. 津波防護施設については、その構造に応じ、波力による侵食及び洗掘に対する抵抗性並びにすべり及び転倒に対する安定性を評価し、越流時の耐性にも配慮した上で、入力津波に対する津波防護機能が十分に保持できる設計とする。

d. 浸水防止設備については、浸水想定範囲等における浸水時及び冠水後の波圧等に対する耐性等を評価し、越流時の耐性にも配慮した上で、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。

e. 津波監視設備については、津波の影響（波力及び漂流物の衝突）に対して、影響を受けにくい位置への設置及び影響の防止策・緩和策等を検討し、入力津波に対して津波監視機能が十分に保持できる設計とする。

f. 津波防護施設の外側の発電所敷地内及び近傍において建物・構築物及び設置物等が破損、倒壊及び漂流する可能性がある場合には、津波防護施設及び浸水防止設備に波及的影響を及ぼさないよう、

漂流防止措置又は津波防護施設及び浸水防止設備への影響の防止措置を施す設計とする。

g. 上記ｃ、ｄ及びｆの設計等においては、耐津波設計上の十分な裕度を含めるため、各施設・設備の機能損傷モードに対応した荷重（浸水高、波力・波圧、洗掘力、浮力等）について、入力津波による荷重から十分な余裕を考慮して設定する。また、余震の発生の可能性を検討した上で、必要に応じて余震による荷重と入力津波による荷重との組合せを考慮する。さらに、入力津波の時刻歴波形に基づき、津波の繰返しの襲来による作用が津波防護機能及び浸水防止機能へ及ぼす影響について検討する。

h. 津波防護施設及び浸水防止設備の設計に当たって、津波影響軽減施設・設備の効果を考慮する場合は、このような各施設・設備についても、入力津波に対して津波による影響の軽減機能が保持される設計とするとともに、上記ｆ及びｇを満たすこととする。

（6） 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、地震による敷地の隆起・沈降、地震（本震及び余震）による影響、津波の繰返しの襲来による影響及び津波による二次的な影響（洗掘、砂移動、漂流物等）及び自然条件（積雪、風荷重等）を考慮する。

（7） 津波防護施設、浸水防止設備及び津波監視設備の設計並びに海水ポンプの取水性の評価に当たっては、入力津波による水位変動に対して朔望平均潮位を考慮して安全側の評価を実施する。なお、その他の要因による潮位変動についても適切に評価し考慮する。また、地震により陸域の隆起又は沈降が想定される場合、想定される地震の震源モデルから算定される、敷地の地殻変動量を考慮して安全側の評価を実施する。

10.7.1.1.3 主要設備

（1） 海水ポンプエリア防護壁（１号及び２号炉共用）

EL.+5.0m の敷地を越える津波が襲来した場合に、津波が海水ポンプエリアへ到達、流入することを防止し、防護対象設備が機能喪失することのない設計とするため、海水ポンプエリア防護壁を海水ポンプエリアに設置する。海水ポンプエリア防護壁の設計においては、基準地震動による地震力に対して津波防護機能が十分に保持できる設計とする。また、波力による侵食及び洗掘に対する抵抗性並びにすべり及び転倒に対する安定性を評価し、越流時の耐性にも配慮した上で、入力津波に対する津波防護機能が十分に保持できる設計とする。設計に当たっては、漂流物による荷重及び自然条件（積雪、風荷重等）との組合せを適切に考慮する。

（2） 貯留堰（１号及び２号炉共用）

基準津波による取水ピット内水位低下時に、海水ポンプ取水可能水位を下回ることのない設計とするため、海水ポンプの継

続運転が十分可能となるよう、取水口前面に海水を貯水する対策として貯留堰を設置する。貯留堰の設計においては、基準地震動による地震力に対して津波防護機能が十分に保持できる設計とする。また、波力による侵食及び洗掘に対する抵抗性並びにすべり及び転倒に対する安定性を評価し、越流時の耐性にも配慮した上で、入力津波に対する津波防護機能が十分に保持できる設計とする。設計に当たっては、漂流物による荷重及び自然条件（積雪、風荷重等）との組合せを適切に考慮する。

(3)　海水ポンプエリア水密扉（１号及び２号炉共用）

EL.+5.0m の敷地を越える津波が襲来した場合に、津波が海水ポンプエリアへ到達、流入することを防止し、防護対象設備が機能喪失することのない設計とするため、海水ポンプエリア水密扉を海水ポンプエリアに設置する。海水ポンプエリア水密扉の設計においては、基準地震動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設計とする。また、浸水時及び冠水時の波圧等に対する耐性を評価し、越流時の耐性にも配慮した上で、入力津波に対する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、漂流物による荷重及び自然条件（積雪、風荷重等）との組合せを適切に考慮する。

(4)　中間建屋水密扉

タービン建屋からの津波・溢水の伝ぱを防止し、防護対象設備が機能喪失することのない設計とするため、中間建屋水密扉を中間建屋に設置する。中間建屋水密扉の設計においては、基準地震動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設計とする。また、浸水時及び冠水時の波圧等に対する耐性

を評価し、入力津波に対する浸水防止機能が十分に保持できる設計とする。

(5) 制御建屋水密扉（１号及び２号炉共用）

タービン建屋からの津波・溢水の伝ぱを防止し、防護対象設備が機能喪失することのない設計とするため、制御建屋水密扉を制御建屋に設置する。制御建屋水密扉の設計においては、基準地震動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設計とする。また、浸水時及び冠水時の波圧等に対する耐性を評価し、入力津波に対する浸水防止機能が十分に保持できる設計とする。

上記（1）～（5）の各施設・設備の設計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、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。

各施設・設備の設計、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、衝撃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。

10.7.1.1.4 主要仕様

主要設備の仕様を第 10.7.1 表に示す。

10.7.1.1.5 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。

10.7.1.1.6 手順等

(1) 引き波時の海水ポンプの取水性確保を目的として、発電所を含む地域に大津波警報が発令された場合の循環水ポンプ停止（プラント停止）の操作手順等を予め整備し、的確に実施する。

(2) 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及び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等を予め整備し、的確に実施する。

(3) 燃料等輸送船に関し、津波警報等が発令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等を予め整備し、的確に実施する。

(4) 津波監視カメラ及び取水ピット水位計による津波の襲来状況の監視に係る運用手順を予め整備し、的確に実施する。

(5) 津波防護施設、浸水防止設備、津波監視設備及び津波影響軽減施設については、各施設及び設備に要求される機能を維持す

るため、保守計画に基づき適切に保守管理、点検を実施するとともに、必要に応じ補修を行う。

(6) 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、津波監視設備及び津波影響軽減施設の保守・点検に関する教育を定期的に実施する。

10.7.1.2 重大事故等対処施設

10.7.1.2.1 概　　要

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、基準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、津波の敷地への流入防止、漏水による重大事故等に対処するために必要な機能への影響防止、津波防護の多重化及び水位低下による重大事故等の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。

津波の敷地への流入防止は、重大事故等対処施設の津波防護対象設備（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。）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。

漏水による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、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。

津波防護の多重化は、上記２つの対策のほか、重大事故等対処施設の津波防護対象設備（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。）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。

水位低下による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。

10.7.1.2.2 設計方針

重大事故等対処施設は、基準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。

津波から防護する設備は、重大事故等対処施設、可搬型重大事故等対処設備、津波防護施設、浸水防止設備及び津波監視設備（以下「重大事故等対処施設の津波防護対象設備」という。）とする。

耐津波設計に当たっては、以下の方針とする。

（1） 重大事故等対処施設の津波防護対象設備（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。）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、取水路及び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. 重大事故等対処施設の津波防護対象設備（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。）を内包する建屋及び区画（海水ポンプエリアを除く。）は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。また、海水ポンプエリアについて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、津波の流入を防止する設計とする。

b. 上記 a の遡上波の到達防止に当たっての検討は、「10.7.1.1 設計基準対象施設」を適用する。

c. 取水路又は放水路等の経路から、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、「10.7.1.1 設計基準対象施設」を適用する。

(2) 取水・放水施設及び地下部等において、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、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。具体的には、「10.7.1.1 設計基準対象施設」を適用する。

(3) (1)(2)に規定するものの他、重大事故等対処施設の津波防護対象設備（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。）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、必要に応じて実施する浸水対策については、「10.7.1.1 設計基準対象施設」を適用する。

(4) 水位変動に伴う取水性低下による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。そのため、海水ポンプについては「10.7.1.1 設計基準対象施設」を適用する。

また、取水用水中ポンプ及び移動式大容量ポンプ車については、基準津波による取水ピット水位の変動に対して取水性を確保でき、取水口からの砂の混入に対して、各ポンプが機能保持できる設計とする。

(5) 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、「10.7.1.1 設計基準対象施設」を適用する。

(6) 津波防護施設、浸水防止設備及び津波監視設備の設計並びに海水ポンプ等の取水性の評価における入力津波の評価に当たっては、「10.7.1.1 設計基準対象施設」を適用する。

10.7.1.2.3 主要設備

「10.7.1.1 設計基準対象施設」に同じ。

10.7.1.2.4 主要仕様

主要設備の仕様を第 10.7.1 表に示す。

10.7.1.2.5 試験検査

「10.7.1.1 設計基準対象施設」に同じ。

10.7.1.2.6 手 順 等

「10.7.1.1 設計基準対象施設」に同じ。

10.7.1.3 特定重大事故等対処施設

10.7.1.3.1 概　　要

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、原子炉補助建屋等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補助建屋等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（津波防護施設、浸水防止設備及び津波監視設備を除く。）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、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（津波防護施設、浸水

防止設備及び津波監視設備を除く。）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。

10.7.1.3.2 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補助建屋等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。

津波から防護する設備は、特定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（以下「特定重大事故等対処施設の津波防護対象設備」という。）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（津波防護施設、浸水防止設備及び津波監視設備を除く。）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、取水路及び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。



枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

c. 上記 b の遡上波の到達防止に当たっての検討は、「10.7.1.1 設計基準対象施設」を適用する。

d. 取水路又は放水路等の経路から、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、「10.7.1.1 設計基準対象施設」を適用する。

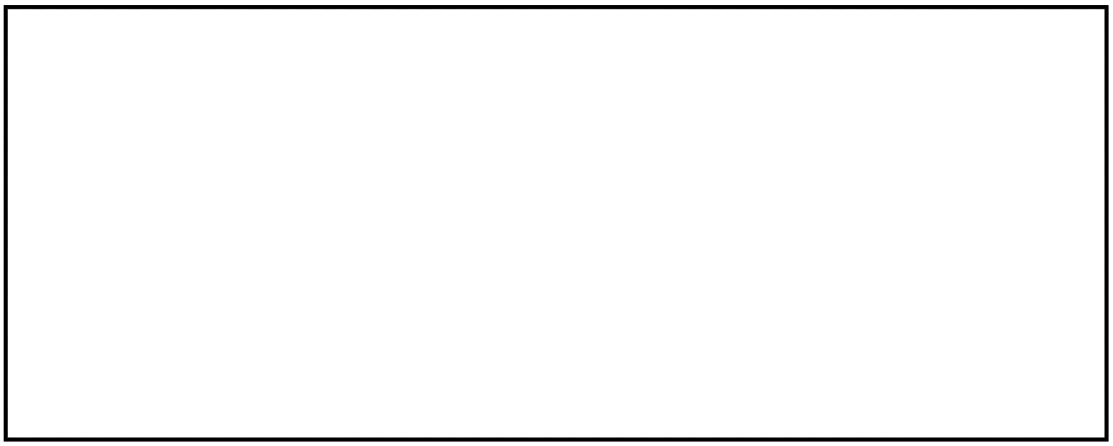
(2) (1)に規定するものの他、特定重大事故等対処施設の津波防護対象設備（津波防護施設、浸水防止設備及び津波監視設備を除く。）を内包する建屋及び区画については、浸水対策を行うことにより津波による影響等から隔離する。そのため、浸水防護重点化範囲を明確化するとともに、必要に応じて実施する浸水対策については、「10.7.1.1 設計基準対象施設」を適用する。

(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、「10.7.1.1 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、「10.7.1.1 設計基準対象施設」に対する耐津

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

波設計を適用する。



10.7.1.3.3 主要設備

「10.7.1.1 設計基準対象施設」に同じ。ただし、(2)貯留堰を除く。

10.7.1.3.4 主要仕様

主要設備の仕様を第 10.7.1 表に示す。ただし、(2)貯留堰を除く。

10.7.1.3.5 試験検査

津波防護施設、浸水防止設備及び津波監視設備並びに基準津波を一定程度超える津波に対する浸水対策は、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。

10.7.1.3.6 手順等

(1) 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及び閉止されていない状態が確認された

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

場合の閉止操作の手順等を予め整備し、的確に実施する。

(2) 燃料等輸送船に関し、津波警報等が発令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等を予め整備し、的確に実施する。

(3) 津波監視カメラ及び取水ピット水位計による津波の襲来状況の監視に係る運用手順を予め整備し、的確に実施する。

(4) 津波防護施設、浸水防止設備、津波監視設備及び津波影響軽減施設並びに基準津波を一定程度超える津波に対する浸水対策については、各施設及び設備に要求される機能を維持するため、保守計画に基づき適切に保守管理、点検を実施するとともに、必要に応じ補修を行う。

(5) 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、津波監視設備及び津波影響軽減施設並びに基準津波を一定程度超える津波に対する浸水対策の保守・点検に関する教育を定期的に実施する。

10.7.2 内部溢水に対する防護設備

10.7.2.1 概　　要

発電用原子炉施設内における溢水が発生した場合においても、施設内に設ける壁、扉、堰等の浸水防護設備により、防護対象設備が、その安全機能を損なわない設計とする。

溢水影響評価に当たっては、溢水防護区画を設定し区画内の溢水評価が保守的になるように溢水経路を設定する。発生を想定する溢水に対し、防護対象設備が没水、被水及び蒸気

の影響を受けて、その安全機能を損なわない設計とする。

10.7.2.2 設計方針

発電用原子炉施設内で溢水が発生した場合において、施設内に設ける壁、扉、堰等の浸水防護設備により、防護対象設備がその安全機能を損なわない設計とする。

10.7.2.2.1 発電用原子炉施設の溢水評価に関する設計方針

(1) 溢水源及び溢水量の想定

溢水源及び溢水量としては、発生要因別に分類した以下の溢水を想定して評価する。

・溢水の影響を評価するために想定する機器の破損等により生じる溢水（以下「想定破損による溢水」という。）

・発電所内で生じる異常状態（火災を含む。）の拡大防止のために設置される系統からの放水による溢水（以下「消火水の放水による溢水」という。）

・地震に起因する機器の破損等により生じる溢水（以下「地震起因による溢水」という。）

・その他の要因（地下水の流入、地震以外の自然現象に起因して生じる破損等）により生じる溢水（以下「その他の溢水」という。）

(2) 防護対象設備の設定

防護対象設備は、発電用原子炉施設内で発生した溢水に対して、重要度の特に高い安全機能を有する系統が、その

安全機能を損なわない設計（原子炉を高温停止でき、引き続き低温停止、及び放射性物質の閉じ込め機能を維持できる設計。また、停止状態にある場合は、引き続きその状態を維持できる設計。）とするために必要な設備とする。

(3) 溢水防護区画及び溢水経路の設定

溢水防護に対する評価対象区画は、防護対象設備が設置されている全ての区画、並びに中央制御室及び現場操作が必要な設備へのアクセス通路について設定する。評価対象区画は壁、扉、堰等、又はそれらの組合せによって他の区画と分離される区画として設定し、溢水防護区画内の水位が最も高くなるように保守的に溢水経路を設定する。

(4) 防護対象設備設置建屋内における溢水評価に関する設計方針

溢水の影響を評価するために、想定破損による溢水、消火水の放水による溢水、地震起因による溢水及びその他の溢水に対して、防護対象設備が以下に示す没水、被水及び蒸気の影響を受けて安全機能を損なわない設計とする。

また、溢水評価において現場や中央制御室での操作を必要としている場合は、溢水の影響によりアクセス性が失われない設計とする。

a. 想定破損による溢水影響に対する設計方針

想定される配管の破損形状に基づいた溢水の影響を受けて防護対象設備が安全機能を損なわない設計とする。

b. 消火水の放水による溢水影響に対する設計方針

火災時の消火系統からの放水による溢水を想定し、溢

水の影響を受けて、防護対象設備が安全機能を損なわない設計とする。

また、格納容器スプレイ系統の作動により、原子炉格納容器内の防護対象設備が安全機能を損なわない設計とする。

c. 地震起因による溢水影響に対する設計方針（使用済燃料ピットのスロッシングを含む。）

溢水源となり得る機器（流体を内包する機器）のうち、基準地震動による地震力によって破損が生じる機器からの溢水を想定し、溢水の影響を受けて防護対象設備が安全機能を損なわない設計とする。

d. その他の溢水影響に対する設計方針

その他の溢水のうち機器の誤作動や弁グランド部、配管フランジ部からの漏えい事象等に対しては、漏えい検知システム等により早期に検知し、漏えい箇所の特定及び漏えい箇所の隔離等により漏えいを止めることで防護対象設備の安全機能を損なわない設計とする。

(5) 海水ポンプエリアにおける溢水評価に関する設計方針

海水ポンプエリア内及びエリア外で発生する溢水の影響を受けて、海水ポンプエリア内にある防護対象設備が安全機能を損なわない設計とする。

(6) 防護対象設備設置建屋外における溢水評価に関する設計方針

防護対象設備が安全機能を損なわない設計とするため、廃棄物処理建屋、タービン建屋、貯水池（宮山池）及び屋

外タンクからの溢水は、防護対象設備が設置される建屋へ流入しない設計とする。また、地下水は建屋基礎下に設置している集水配管により、建屋最下層にある湧水サンプピットに集水する設計とする。また地下水水位を考慮しても防護対象設備が設置されている区画へ地下水が流入しない設計とする。

10.7.2.2.2 使用済燃料ピットの溢水評価に関する設計方針

(1) 溢水源及び溢水量の想定

溢水源及び溢水量は、「10.7.2.2.1 発電用原子炉施設の溢水評価に関する設計方針」と同じ想定とする。

(2) 防護対象設備の設定

防護対象設備は、使用済燃料ピットの冷却及び給水に必要な設備とする。

(3) 溢水防護区画及び溢水経路の設定

溢水防護区画及び溢水経路は、「10.7.2.2.1 発電用原子炉施設の溢水評価に関する設計方針」と同じ設定とする。

(4) 溢水影響に対する設計方針

溢水影響に対する設計方針は、「10.7.2.2.1 発電用原子炉施設の溢水評価に関する設計方針」と同様とする。

なお、基準地震動での使用済燃料ピット水のスロッシングにより、使用済燃料ピット外へ漏えいする溢水量を考慮しても、使用済燃料ピットの冷却機能及び使用済燃料の放射線に対する遮へい機能維持に必要な水位が確保される設計とする.

10.7.2.3 主要設備

(1) 燃料取扱建屋堰

使用済燃料ピットのスロッシングによる溢水が、燃料取扱建屋から原子炉補助建屋へ伝ぱすることを防止し、防護対象設備が安全機能を損なわない設計とするため、燃料取扱建屋堰を燃料取扱建屋に設置する。燃料取扱建屋堰の設計においては、基準地震動による地震力に対して溢水の伝ぱを防止する機能が十分に保持できる設計とする。また、燃料取扱建屋堰の高さは、スロッシングにより発生する溢水水位に対して裕度を確保する設計とする。

(2) 原子炉補助建屋水密扉

廃棄物処理建屋で発生する溢水が原子炉補助建屋へ伝ぱすることを防止し、防護対象設備が安全機能を損なわない設計とするため、原子炉補助建屋水密扉を原子炉補助建屋に設置する。原子炉補助建屋水密扉の設計においては、基準地震動による地震力に対して浸水を防止する機能が十分に保持できる設計とする。また、溢水により発生する水圧に対して水密性を有する設計とする。

(3) 中間建屋水密扉

タービン建屋からの溢水が中間建屋に伝ぱすることを防止するための中間建屋水密扉及び主蒸気管室で発生する溢水が中間建屋内へ伝ぱすることを防止するための中間建屋水密扉を中間建屋に設置することで、防護対象設備が安全機能を損なわない設計とする。中間建屋水密扉の設計においては、基準地震動による地震力に対して浸水を防止する機能が十分に

保持できる設計とする。また、溢水により発生する水圧に対して水密性を有する設計とする。

(4)　制御建屋水密扉（１号及び２号炉共用）

タービン建屋からの溢水が制御建屋へ伝ぱすることを防止し、防護対象設備が安全機能を損なわない設計とするため、制御建屋水密扉を制御建屋に設置する。制御建屋水密扉の設計においては、基準地震動による地震力に対して浸水を防止する機能が十分に保持できる設計とする。また、溢水により発生する水圧に対して水密性を有する設計とする。

(5)　海水ポンプエリア水密扉（１号及び２号炉共用）

海水ポンプエリア周辺で発生した溢水が海水ポンプエリアへ伝ぱすることを防止し、防護対象設備が安全機能を損なわない設計とするため、海水ポンプエリア水密扉を海水ポンプエリアに設置する。海水ポンプエリア水密扉の設計においては、基準地震動による地震力に対して浸水を防止する機能が十分に保持できる設計とする。また、溢水により発生する水圧に対して水密性を有する設計とする。

(6)　海水ポンプエリア防護壁（１号及び２号炉共用）

海水ポンプエリア周辺で発生した溢水が海水ポンプエリアへ伝ぱすることを防止し、防護対象設備が安全機能を損なわない設計とするため、海水ポンプエリア防護壁を海水ポンプエリアに設置する。海水ポンプエリア防護壁の設計においては、基準地震動による地震力に対して浸水を防止する機能が十分に保持できる設計とする。また、溢水により発生する水圧に対して水密性を有する設計とする。

(7) 海水管ダクト竪坑蓋

海水ポンプエリア周辺で発生した溢水が海水ポンプエリアへ伝ぱすることを防止し、防護対象設備が安全機能を損なわない設計とするため、海水管ダクト竪坑蓋を海水管ダクト竪坑に設置する。海水管ダクト竪坑蓋の設計においては、基準地震動による地震力に対して浸水を防止する機能が十分に保持できる設計とする。また、溢水により発生する水圧に対して水密性を有する設計とする。

10.7.2.4 主要仕様

主要設備の仕様を第 10.7.2 表に示す。

10.7.2.5 試験検査

浸水防護設備は、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、定期的に試験又は検査を実施する。

10.7.2.6 手 順 等

溢水評価において、溢水量を制限するために漏えい停止操作に期待する場合は、その手順を明確にする。また、溢水発生時に、防護対象設備が、安全機能を損なわないようにするために継続的な保守点検及び教育訓練を実施する。

(1) 配管の想定破損による溢水が発生する場合及び基準地震動による地震力により耐震Ｂ、Ｃクラスの機器が破損し溢水が発生する場合においては、予め手順等を整備し、的確に操作

を行う。

(2) 溢水評価区画において、資機材の持込み等により評価条件としている可燃性物質の量及び床面積に見直しがある場合は、溢水評価への影響確認を行う。

(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及び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等を予め整備し、的確に実施する。

(4) 運転実績（高エネルギ配管として運転している割合が当該系統の運転している時間の２％又はプラント運転期間の１％より小さい）により、低エネルギ配管としている設備の運転時間実績管理を行う。

(5) 機能喪失高さが低い防護対象設備について、消火水放水時における注意喚起をするため、機能喪失高さ及び注意事項の表示を行う。

(6) 火災時に消火水を放水した場合は、消火水による防護対象設備の安全機能への影響の有無を確認するために、放水後に適切な保守点検を行う。

(7) 防護対象設備が蒸気環境に曝された場合は、防護対象設備が要求される安全機能を維持するため、適切な保守点検を行う。

(8) 海水ポンプエリア内で溢水が発生した場合に、排水を期待する床ドレンラインが閉塞しないように、日常点検又は定期点検により適切な保守管理を実施する。

(9) 配管の想定破損評価において、応力評価の結果により破損形状の想定を行う場合は、評価結果に影響するような減肉が

ないことを、継続的な肉厚管理で確認する。

(10) 浸水防護設備及び「1.7 溢水防護に関する基本方針」で示す防護対象設備の機能維持に必要な設備に対して、要求される機能を維持するため、保守計画に基づき適切に保守管理、点検を実施するとともに、必要に応じ補修を行う。

(11) 内部溢水全般（評価内容並びに溢水経路、防護対象設備、水密扉及び堰等の設置の考え方等）について教育を定期的に実施する。

(12) 火災が発生した場合の初期消火活動及び自衛消防隊による消火活動時の放水に関する注意事項について、定期的に教育を実施する。

(13) 発電課運転員が内部溢水発生時に的確な判断・操作等が実施できるよう、内部溢水発生時の対処に係る訓練を定期的に実施する。

10.8 補機駆動用燃料設備（非常用電源設備及び補助ボイラに係るものを除く。）

10.8.1 概　　要

重大事故等に対処するために使用する可搬型又は常設設備の動作に必要な駆動燃料を貯蔵及び補給する燃料設備として燃料油貯蔵タンク及びタンクローリを設ける。燃料油貯蔵タンク及びタンクローリについては、「10.2　代替電源設備」にて記載する。

10.9 非常用取水設備

10.9.1 通常運転時等

10.9.1.1 概　　要

設計基準事故の収束に必要となる原子炉補機冷却海水系の冷却用の海水を確保するための設備を設置する。

10.9.1.2 設計方針

設計基準事故時に必要な原子炉補機冷却海水系に使用する海水を取水し、海水ポンプへ導水するための流路を構築するために、取水口、取水路、取水ピットを設置することで、冷却に必要な海水を確保できる設計とする。

また、基準津波に対して、海水ポンプが引波時においても機能維持できるよう、貯留堰（取水口の一部）を設置することで、原子炉補機冷却海水系の冷却に必要な海水が確保できる設計とする。

10.9.1.3 主要設備

(1)　取 水 口

海底部の冷水を取水するために取水口を設ける。なお、取水口の一部を構成する貯留堰は、引波時において、冷却に必要な海水の流出を防止する。

(2)　取 水 路

取水口で取込んだ海水を取水ピットまで導入するために取水路を設ける。

(3) 取水ピット

取水路から取込んだ海水を海水ポンプまで導入するために取水ピットを設ける。

10.9.1.4 主要仕様

非常用取水設備の主要仕様を第 10.9.1 表に示す。

10.9.1.5 試験検査

基本方針については、「1.1.7.4 操作性及び試験・検査性」に示す。

取水口及び取水路は、外観の確認が可能な設計とする。

取水ピットは、外観の確認が可能な設計とする。また、取水ピットの非破壊検査が可能なように、試験装置を配備できる設計とする。

10.9.2 重大事故等時

10.9.2.1 概　　要

非常用取水設備の取水口、取水路及び取水ピットは、設計基準事故対処設備の一部を流路として使用することから、流路に係る機能について重大事故等対処設備としての設計を行う。

10.9.2.2 設計方針

10.9.2.2.1 悪影響防止

基本方針については、「1.1.7.1 多様性、位置的分散、悪

影響防止等」に示す。

取水口、取水路及び取水ピットは、通常時の系統構成を変えることなく重大事故等対処設備としての系統構成をすることで、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

10.9.2.2.2 共用の禁止

基本方針については、「1.1.7.1　多様性、位置的分散、悪影響防止等」に示す。

非常用取水設備である取水口、取水路及び取水ピットは、共用により自号炉だけでなく他号炉の海水取水箇所も使用することで、安全性の向上が図れることから、１号炉及び２号炉で共用する設計とする。

これらの設備は容量に制限がなく１号炉及び２号炉に必要な取水容量を十分に有しているが、共用により悪影響を及ぼさないよう、引き波時においても貯留堰により１号炉及び２号炉に必要な海水を確保する設計とする。

10.9.2.2.3 環境条件等

基本方針については、「1.1.7.3 環境条件等」に示す。

取水口、取水路及び取水ピットは、重大事故等時における屋外の環境条件を考慮した設計とする。

取水口、取水路及び取水ピットは、コンクリート構造物であり、常時海水を通水するため、腐食を考慮して鉄筋に対して十分なかぶり厚さを確保する設計とする。

10.9.2.3 主要設備及び仕様

非常用取水設備の主要設備及び仕様は第 10.9.1 表のとおり。

10.9.2.4 試験検査

基本方針については、「1.1.7.4　操作性及び試験・検査性」に示す。

取水口のうち貯留堰については、機能・性能の確認が可能な設計とする。

取水口、取水路及び取水ピットは、外観の確認が可能な設計とする。

取水ピットは、非破壊検査が可能なように、試験装置を設置できる設計とする。

10.10　緊急時対策所

10.10.1　通常運転時等

10.10.1.1　概　　要

１次冷却系統に係る発電用原子炉施設の損壊その他の異常が発生した場合に適切な措置をとるため、緊急時対策所を中央制御室以外の場所に設置する。

緊急時対策所を設置する緊急時対策棟は、緊急時対策棟（指揮所）及び緊急時対策棟（休憩所）で構成する。

緊急時対策棟の設置工事において、緊急時対策棟（指揮所）と緊急時対策棟（休憩所）を接続する工事期間中は、緊急時対策所を代替緊急時対策所から緊急時対策棟（指揮所）内に移設し、緊急時対策所機能を確保する。なお、設置工事においては、アクセスルートの変更も含め、代替緊急時対策所の機能及び運用に影響がないよう配慮して施工する。

代替緊急時対策所は、その機能に係る設備を含め、必要な手続きを行った後、機能を緊急時対策所（指揮所）に移行する。緊急時対策所（指揮所）又は緊急時対策所（緊急時対策棟内）において引き続き使用する設備を除き、本移行をもって代替緊急時対策所の機能を廃止するが、緊急時対策所（緊急時対策棟内）において緊急時対策棟（休憩所）として使用する。

緊急時対策所（指揮所）と緊急時対策棟（休憩所）を合わせた緊急時対策所（緊急時対策棟内）は、その機能に係る設備を含め、必要な手続きを行った後、緊急時対策所と

しての機能を持たせる。

緊急時対策所（指揮所）及び緊急時対策所（緊急時対策棟内）は、異常等に対処するために必要な指示を行うための要員等を収容できる設計とする。また、異常等に対処するために必要な情報を中央制御室内の運転員を介さずに正確かつ速やかに把握できる設備として、緊急時運転パラメータ伝送システム（SPDS）及びSPDSデータ表示装置並びに発電所内の関係要員への指示及び発電所外関係箇所との通信連絡を行うために必要な設備として、電力保安通信用電話設備、衛星携帯電話設備、無線連絡設備、携帯型通話設備、テレビ会議システム（社内）、加入電話設備及び統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備を設置又は保管する設計とする。

また、室内の酸素濃度及び二酸化炭素濃度が活動に支障がない範囲にあることを把握できるよう、酸素濃度計及び二酸化炭素濃度計を配備する。

緊急時対策所（指揮所）及び緊急時対策所（緊急時対策棟内）は、有毒ガスが重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員に及ぼす影響により、当該要員の対処能力が著しく低下しないよう、当該要員が緊急時対策所（指揮所）及び緊急時対策所（緊急時対策棟内）内にとどまり、事故対策に必要な各種の指示、操作を行うことができる設計とする。

10.10.1.2　設計方針

緊急時対策所（指揮所）及び緊急時対策所（緊急時対策棟内）は、以下のとおりの設計とする。

(1)　１次冷却系統に係る発電用原子炉施設の損壊その他の異常が発生した場合に適切な措置をとるために必要な指示を行う要員等を収容できる設計とする。

(2)　１次冷却系統に係る発電用原子炉施設の損壊その他の異常に対処するために必要な指示ができるよう、異常等に対処するために必要な情報を把握できる設備を設置する設計とする。

(3)　発電所内外の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行うために必要な設備を設置する設計とする。

(4)　室内の酸素濃度及び二酸化炭素濃度が活動に支障がない範囲にあることを把握できるよう、酸素濃度計及び二酸化炭素濃度計を配備する設計とする。

(5)　想定される有毒ガスの発生において、有毒ガスが重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員に及ぼす影響により、当該要員の対処能力が著しく低下し、安全機能が損なわれることがない設計とする。

そのために、「有毒ガス防護に係る影響評価ガイド」を参照し、有毒ガス防護に係る影響評価を実施する。

有毒ガス防護に係る影響評価に当たっては、有毒ガスが大気中に多量に放出されるかの観点から、有毒化学物質の揮発性等の性状、貯蔵量、建屋内保管、換気等の貯蔵状況等を踏まえ、敷地内及び中央制御室等から半径 10km 以内に

ある敷地外の固定源及び可動源を特定し、特定した有毒化学物質に対して有毒ガス防護のための判断基準値を設定する。また、固定源の有毒ガス影響を軽減することを期待する防液堤等は、現場の設置状況を踏まえ、評価条件を設定する。

固定源に対しては、貯蔵容器すべてが損傷し、有毒化学物質の全量流出によって発生した有毒ガスが大気中に放出される事象を想定し、重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員の吸気中の有毒ガス濃度の評価結果が、有毒ガス防護のための判断基準値を下回るよう設計する。

可動源に対しては、通信連絡設備による連絡、緊急時対策所（指揮所）及び緊急時対策所（緊急時対策棟内）の緊急時対策所換気設備の隔離、防護具の着用等の対策により重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員を防護できる設計とする。

有毒ガス防護に係る影響評価において、有毒ガス影響を軽減することを期待する防液堤等は、必要に応じて保守管理及び運用管理を適切に実施する。

10.10.1.3　主要設備

緊急時対策所（指揮所）及び緊急時対策所（緊急時対策棟内）の主要設備は以下のとおりとする。

(1)　緊急時対策所（指揮所）（１号及び２号炉共用）

異常等に対処するために必要な指示を行う要員等を収容できるよう、緊急時対策所（指揮所）を設置する。

(2)　緊急時対策所（緊急時対策棟内）（１号及び２号炉共用）

異常等に対処するために必要な指示を行う要員等を収容できるよう、緊急時対策所（緊急時対策棟内）を設置する。

(3)　情報収集設備（１号及び２号炉共用）

中央制御室内の運転員を介さずに異常状態等を正確かつ速やかに把握するため、緊急時運転パラメータ伝送システム（SPDS）及びSPDSデータ表示装置を設置する。

代替緊急時対策所のSPDSデータ表示装置は、緊急時対策所（指揮所）への機能の移行をもって廃止する。なお、代替緊急時対策所の緊急時運転パラメータ伝送システム（SPDS）は、緊急時対策所（指揮所）又は緊急時対策所（緊急時対策棟内）において引き続き使用する。

(4)　通信連絡設備（１号及び２号炉共用）（10.13　通信連絡設備）

発電所内の関係要員への指示及び発電所外関係箇所との通信連絡を行うことができる通信連絡設備を設置又は保管する。

代替緊急時対策所の通信連絡設備は、緊急時対策所（指揮所）への機能の移行をもって廃止する。

(5)　酸素濃度計（１号及び２号炉共用）

室内の酸素濃度が活動に支障のない範囲であることを把握できるよう、酸素濃度計を配備する。

代替緊急時対策所の酸素濃度計は、緊急時対策所（指揮所）への機能の移行をもって廃止する。

(6)　二酸化炭素濃度計（１号及び２号炉共用）

室内の二酸化炭素濃度が活動に支障のない範囲であることを把握できるよう、二酸化炭素濃度計を配備する。

代替緊急時対策所の二酸化炭素濃度計は、緊急時対策所（指揮所）への機能の移行をもって廃止する。

10.10.1.4　手順等

緊急時対策所に要求される機能を維持するため、保守計画に基づき適切に保守管理、点検を実施するとともに、必要に応じ補修を行う。また、当該保守・点検に関する教育を定期的に実施する。

10.10.1.5　主要仕様

緊急時対策所の設備仕様を第 10.10.1 表に示す。

10.10.2　重大事故等時

10.10.2.1　概　　要

(1)　緊急時対策所（指揮所）

緊急時対策所（指揮所）は、重大事故等が発生した場合においても当該事故等に対処するために必要な指示を行う要員がとどまることができるよう、適切な措置を講じた設計とするとともに、重大事故等に対処するために必要な情報を把握できる設備及び発電所内外の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行うために必要な設備を設置又は保管する設計とする。また、重大事故等に対処するために必要な数の要員を収容できる設計とする。

緊急時対策棟の設置工事において、緊急時対策棟（指揮所）と緊急時対策棟（休憩所）を接続する工事期間中は、緊急時対策所を代替緊急時対策所から緊急時対策棟（指揮所）内に移設し、緊急時対策所機能を確保する。なお、設置工事においては、アクセスルートの変更も含め、代替緊急時対策所の機能及び運用に影響がないよう配慮して施工する。

代替緊急時対策所は、その機能に係る設備を含め、必要な手続きを行った後、機能を緊急時対策所（指揮所）に移行する。緊急時対策所（指揮所）又は緊急時対策所（緊急時対策棟内）において引き続き使用する設備を除き、本移行をもって代替緊急時対策所の機能を廃止するが、緊急時対策所（緊急時対策棟内）において緊急時対策棟（休憩所）として使用する。

緊急時対策所（指揮所）と緊急時対策棟（休憩所）を合わせた緊急時対策所（緊急時対策棟内）は、その機能に係る設備を含め、必要な手続きを行った後、緊急時対策所としての機能を持たせる。

(2)　緊急時対策所（緊急時対策棟内）

緊急時対策所（緊急時対策棟内）は、重大事故等が発生した場合においても当該事故等に対処するために必要な指示を行う要員がとどまることができるよう、適切な措置を講じた設計とするとともに、重大事故等に対処するために必要な情報を把握できる設備及び発電所内外の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行うために必要な設備を

設置又は保管する設計とする。また、重大事故等に対処するために必要な数の要員を収容できる設計とする。

10.10.2.2　設計方針

(1)　緊急時対策所（指揮所）

緊急時対策所（指揮所）は、重大事故等が発生した場合においても当該事故等に対処するための適切な措置が講じられるよう、その機能に係る設備を含め、基準地震動に対する地震力に対し、機能を喪失しないようにするとともに、基準津波の影響を受けない設計とする。地震及び津波に対しては、「1.4.2　重大事故等対処施設の耐震設計」、「1.5.2　重大事故等対処施設の耐津波設計」に基づく設計とする。また、緊急時対策所（指揮所）の機能に係る設備は、中央制御室との共通要因により同時に機能喪失しないよう、中央制御室に対して独立性を有する設計とするとともに、中央制御室とは離れた位置に設置又は保管する設計とする。

緊急時対策所（指揮所）は、重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員に加え、原子炉格納容器の破損等による発電所外への放射性物質の拡散を抑制するための対策に対処するために必要な数の要員を含め、重大事故等に対処するために必要な数の要員を収容することができる設計とする。

重大事故等が発生し、緊急時対策所（指揮所）の外側が放射性物質により汚染したような状況下において、対策要

員が緊急時対策所（指揮所）の外側から室内に放射性物質による汚染を持ち込むことを防止するため、身体サーベイ及び作業服の着替え等を行うための区画を設置する設計とする。身体サーベイの結果、対策要員の汚染が確認された場合は、対策要員の除染を行うことができる区画を、身体サーベイを行う区画に隣接して設置する設計とする。

重大事故等が発生した場合においても、当該事故等に対処するために必要な指示を行う要員等がとどまることができるよう、緊急時対策所（指揮所）の居住性を確保するための設備として、以下の重大事故等対処設備（居住性の確保）を設ける。

重大事故等対処設備（居住性の確保）として、緊急時対策所（指揮所）の緊急時対策所遮へい、緊急時対策所換気設備、酸素濃度計、二酸化炭素濃度計、緊急時対策所エリアモニタ及び可搬型エリアモニタ（加圧判断用）を使用する。

緊急時対策所（指揮所）の居住性については、想定する放射性物質の放出量等を東京電力株式会社福島第一原子力発電所事故と同等とし、かつ、緊急時対策所（指揮所）内でのマスクの着用、交代要員体制及び安定よう素剤の服用がなく、仮設設備を考慮しない要件においても、緊急時対策所（指揮所）にとどまる要員の実効線量が事故後７日間で 100mSv を超えないことを判断基準とする。

緊急時対策所（指揮所）の緊急時対策所遮へいは、重大事故等が発生した場合において、緊急時対策所（指揮所）

の気密性及び緊急時対策所換気設備の性能とあいまって、居住性に係る判断基準である緊急時対策所（指揮所）にとどまる要員の実効線量が事故後7日間で100mSvを超えない設計とする。

緊急時対策所（指揮所）の緊急時対策所換気設備は、重大事故等が発生した場合において、緊急時対策所（指揮所）内への希ガス等の放射性物質の侵入を低減又は防止するため適切な換気設計を行い、緊急時対策所（指揮所）の気密性及び緊急時対策所遮へいの性能とあいまって、居住性に係る判断基準である緊急時対策所（指揮所）にとどまる要員の実効線量が事故後7日間で100mSvを超えない設計とする。なお、換気設計にあたっては、緊急時対策所（指揮所）の建物の気密性に対して十分な余裕を考慮した設計とする。

緊急時対策所（指揮所）の緊急時対策所換気設備として、緊急時対策所非常用空気浄化ファン、緊急時対策所非常用空気浄化フィルタユニット及び緊急時対策所加圧設備を設置又は保管する設計とする。

緊急時対策所（指揮所）には、室内の酸素濃度及び二酸化炭素濃度が活動に支障がない範囲にあることを把握できるよう酸素濃度計及び二酸化炭素濃度計を保管するとともに、室内への希ガス等の放射性物質の侵入を低減又は防止するための確実な判断ができるよう放射線量を監視、測定する緊急時対策所エリアモニタ及び可搬型エリアモニタ（加圧判断用）を保管する設計とする。

緊急時対策所（指揮所）には、重大事故等が発生した場合においても当該事故等に対処するために必要な指示ができるよう、重大事故等に対処するために必要な情報を把握できる設備として、以下の重大事故等対処設備（情報の把握）を設ける。

重大事故等対処設備（情報の把握）として、重大事故等に対処するために必要な情報を中央制御室内の運転員を介さずに緊急時対策所（指揮所）において把握できる情報収集設備を使用する。

緊急時対策所（指揮所）の情報収集設備として、事故状態等の必要な情報を把握するために必要なパラメータ等を収集し、緊急時対策所（指揮所）で表示できるよう、緊急時運転パラメータ伝送システム（SPDS）及び SPDS データ表示装置を設置する設計とする。

緊急時運転パラメータ伝送システム（SPDS）については、全交流動力電源が喪失した場合においても、代替電源設備である大容量空冷式発電機から給電できる設計とする。

緊急時対策所（指揮所）には、重大事故等が発生した場合においても発電所の内外の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行うための設備として、以下の重大事故等対処設備（通信連絡）を設ける。

重大事故等対処設備（通信連絡）として、緊急時対策所（指揮所）から中央制御室、屋内外の作業場所、本店、国、地方公共団体、その他関係機関等の発電所の内外の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行うため、通信連絡

設備を使用する。

緊急時対策所（指揮所）の通信連絡設備として、携帯型通話設備、衛星携帯電話設備及び統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備を設置又は保管する設計とする。

緊急時対策所（指揮所）は、代替電源設備からの給電を可能とするよう、以下の重大事故等対処設備（電源の確保）を設ける。

全交流動力電源が喪失した場合の重大事故等対処設備（電源の確保）として、緊急時対策所用発電機車を使用する。

緊急時対策所用発電機車は、１台で緊急時対策所（指揮所）に給電するために必要な容量を有するものを予備も含めて３台保管することで、多重性を有する設計とする。

緊急時対策所用発電機車は、緊急時対策所用発電機車用燃料油貯蔵タンクから緊急時対策所用発電機車用給油ポンプを用いて燃料を補給できる設計とする。

代替緊急時対策所の緊急時対策所換気設備、代替緊急時対策所エリアモニタ、可搬型エリアモニタ（加圧判断用）、酸素濃度計、二酸化炭素濃度計、通信連絡設備、SPDS データ表示装置及び代替緊急時対策所用発電機は、緊急時対策所（指揮所）への機能の移行をもって廃止する。なお、代替緊急時対策所情報収集設備のうち緊急時運転パラメータ伝送システム（SPDS）は、緊急時対策所（指揮所）又は緊急時対策所（緊急時対策棟内）において緊急時対策所情報

収集設備の緊急時運転パラメータ伝送システム（SPDS）として引き続き使用する。

代替緊急時対策所の緊急時対策所遮へいは、緊急時対策所（指揮所）への機能の移行をもって廃止するが、緊急時対策所（緊急時対策棟内）において緊急時対策所遮へい（緊急時対策所（緊急時対策棟内））の一部として使用する。

緊急時対策所（指揮所）に係る具体的な設備は以下のとおりとする。

以下の設備は、緊急時対策所遮へい（緊急時対策所（指揮所））を除き、緊急時対策所（緊急時対策棟内）において引き続き使用する。

緊急時対策所遮へい（緊急時対策所（指揮所））は、遮へい体を除き、緊急時対策所（緊急時対策棟内）において緊急時対策所遮へい（緊急時対策所（緊急時対策棟内））の一部として引き続き使用する。

・緊急時対策所遮へい（緊急時対策所（指揮所））（１号及び２号炉共用）
・緊急時対策所非常用空気浄化ファン（１号及び２号炉共用）
・緊急時対策所非常用空気浄化フィルタユニット（１号及び２号炉共用）
・緊急時対策所加圧設備（１号及び２号炉共用）
・酸素濃度計（１号及び２号炉共用）
・二酸化炭素濃度計（１号及び２号炉共用）

・緊急時対策所エリアモニタ（１号及び２号炉共用）
・可搬型エリアモニタ（加圧判断用）（１号及び２号炉共用）
・緊急時運転パラメータ伝送システム（SPDS）（１号及び２号炉共用）
・SPDS データ表示装置（１号及び２号炉共用）
・大容量空冷式発電機（10.2　代替電源設備）
・携帯型通話設備（１号及び２号炉共用）
・衛星携帯電話設備（１号及び２号炉共用）
・統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備（１号及び２号炉共用）
・緊急時対策所用発電機車（１号及び２号炉共用）
・緊急時対策所用発電機車用燃料油貯蔵タンク（１号及び２号炉共用）
・緊急時対策所用発電機車用給油ポンプ（１号及び２号炉共用）

大容量空冷式発電機は「10.2　代替電源設備」にて記載する。

(2)　緊急時対策所（緊急時対策棟内）

緊急時対策所（緊急時対策棟内）は、重大事故等が発生した場合においても当該事故等に対処するための適切な措置が講じられるよう、その機能に係る設備を含め、基準地震動に対する地震力に対し、機能を喪失しないようにするとともに、基準津波の影響を受けない設計とする。地震及び津波に対しては、「1.4.2　重大事故等対処施設の耐震設

計」、「1.5.2　重大事故等対処施設の耐津波設計」に基づく設計とする。また、緊急時対策所（緊急時対策棟内）の機能に係る設備は、中央制御室との共通要因により同時に機能喪失しないよう、中央制御室に対して独立性を有する設計とするとともに、中央制御室とは離れた位置に設置又は保管する設計とする。

緊急時対策所（緊急時対策棟内）は、重大事故等に対処するために必要な指示を行う要員に加え、原子炉格納容器の破損等による発電所外への放射性物質の拡散を抑制するための対策に対処するために必要な数の要員を含め、重大事故等に対処するために必要な数の要員を収容することができる設計とする。

重大事故等が発生し、緊急時対策所（緊急時対策棟内）の外側が放射性物質により汚染したような状況下において、対策要員が緊急時対策所（緊急時対策棟内）の外側から室内に放射性物質による汚染を持ち込むことを防止するため、身体サーベイ及び作業服の着替え等を行うための区画を設置する設計とする。身体サーベイの結果、対策要員の汚染が確認された場合は、対策要員の除染を行うことができる区画を、身体サーベイを行う区画に隣接して設置する設計とする。

重大事故等が発生した場合においても、当該事故等に対処するために必要な指示を行う要員等がとどまることができるよう、緊急時対策所（緊急時対策棟内）の居住性を確保するための設備として、以下の重大事故等対処設備（居

住性の確保）を設ける。

重大事故等対処設備（居住性の確保）として、緊急時対策所（緊急時対策棟内）の緊急時対策所遮へい、緊急時対策所換気設備、酸素濃度計、二酸化炭素濃度計、緊急時対策所エリアモニタ及び可搬型エリアモニタ（加圧判断用）を使用する。

緊急時対策所（緊急時対策棟内）の居住性については、想定する放射性物質の放出量等を東京電力株式会社福島第一原子力発電所事故と同等とし、かつ、緊急時対策所（緊急時対策棟内）内でのマスクの着用、交代要員体制及び安定よう素剤の服用がなく、仮設設備を考慮しない要件においても、緊急時対策所（緊急時対策棟内）にとどまる要員の実効線量が事故後７日間で 100mSv を超えないことを判断基準とする。

緊急時対策所（緊急時対策棟内）の緊急時対策所遮へいは、重大事故等が発生した場合において、緊急時対策所（緊急時対策棟内）の気密性及び緊急時対策所換気設備の性能とあいまって、居住性に係る判断基準である緊急時対策所（緊急時対策棟内）にとどまる要員の実効線量が事故後７日間で 100mSv を超えない設計とする。

緊急時対策所（緊急時対策棟内）の緊急時対策所換気設備は、重大事故等が発生した場合において、緊急時対策所（緊急時対策棟内）内への希ガス等の放射性物質の侵入を低減又は防止するため適切な換気設計を行い、緊急時対策所（緊急時対策棟内）の気密性及び緊急時対策所遮へいの

性能とあいまって、居住性に係る判断基準である緊急時対策所（緊急時対策棟内）にとどまる要員の実効線量が事故後７日間で 100mSv を超えない設計とする。なお、換気設計にあたっては、緊急時対策所（緊急時対策棟内）の建物の気密性に対して十分な余裕を考慮した設計とする。

緊急時対策所（緊急時対策棟内）の緊急時対策所換気設備として、緊急時対策所非常用空気浄化ファン、緊急時対策所非常用空気浄化フィルタユニット及び緊急時対策所加圧設備を設置又は保管する設計とする。

緊急時対策所（緊急時対策棟内）には、室内の酸素濃度及び二酸化炭素濃度が活動に支障がない範囲にあることを把握できるよう酸素濃度計及び二酸化炭素濃度計を保管するとともに、室内への希ガス等の放射性物質の侵入を低減又は防止するための確実な判断ができるよう放射線量を監視、測定する緊急時対策所エリアモニタ及び可搬型エリアモニタ（加圧判断用）を保管する設計とする。

緊急時対策所（緊急時対策棟内）には、重大事故等が発生した場合においても当該事故等に対処するために必要な指示ができるよう、重大事故等に対処するために必要な情報を把握できる設備として、以下の重大事故等対処設備（情報の把握）を設ける。

重大事故等対処設備（情報の把握）として、重大事故等に対処するために必要な情報を中央制御室内の運転員を介さずに緊急時対策所（緊急時対策棟内）において把握できる情報収集設備を使用する。

緊急時対策所（緊急時対策棟内）の情報収集設備として、事故状態等の必要な情報を把握するために必要なパラメータ等を収集し、緊急時対策所（緊急時対策棟内）で表示できるよう、緊急時運転パラメータ伝送システム（SPDS）及びSPDSデータ表示装置を設置する設計とする。

緊急時運転パラメータ伝送システム（SPDS）については、全交流動力電源が喪失した場合においても、代替電源設備である大容量空冷式発電機から給電できる設計とする。

緊急時対策所（緊急時対策棟内）には、重大事故等が発生した場合においても発電所の内外の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行うための設備として、以下の重大事故等対処設備（通信連絡）を設ける。

重大事故等対処設備（通信連絡）として、緊急時対策所（緊急時対策棟内）から中央制御室、屋内外の作業場所、本店、国、地方公共団体、その他関係機関等の発電所の内外の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行うため、通信連絡設備を使用する。

緊急時対策所（緊急時対策棟内）の通信連絡設備として、携帯型通話設備、衛星携帯電話設備及び統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備を設置又は保管する設計とする。

緊急時対策所（緊急時対策棟内）は、代替電源設備からの給電を可能とするよう、以下の重大事故等対処設備（電源の確保）を設ける。

全交流動力電源が喪失した場合の重大事故等対処設備

（電源の確保）として、緊急時対策所用発電機車を使用する。

緊急時対策所用発電機車は、１台で緊急時対策所（緊急時対策棟内）に給電するために必要な容量を有するものを予備も含めて３台保管することで、多重性を有する設計とする。

緊急時対策所用発電機車は、緊急時対策所用発電機車用燃料油貯蔵タンクから緊急時対策所用発電機車用給油ポンプを用いて燃料を補給できる設計とする。

これらの具体的な設備は以下のとおりとする。

・緊急時対策所遮へい（緊急時対策所（緊急時対策棟内））（１号及び２号炉共用）
・緊急時対策所非常用空気浄化ファン（１号及び２号炉共用）
・緊急時対策所非常用空気浄化フィルタユニット（１号及び２号炉共用）
・緊急時対策所加圧設備（１号及び２号炉共用）
・酸素濃度計（１号及び２号炉共用）
・二酸化炭素濃度計（１号及び２号炉共用）
・緊急時対策所エリアモニタ（１号及び２号炉共用）
・可搬型エリアモニタ（加圧判断用）（１号及び２号炉共用）
・緊急時運転パラメータ伝送システム（SPDS）（１号及び２号炉共用）
・SPDSデータ表示装置（１号及び２号炉共用）

・大容量空冷式発電機（10.2　代替電源設備）
・携帯型通話設備（１号及び２号炉共用）
・衛星携帯電話設備（１号及び２号炉共用）
・統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備（１号及び２号炉共用）
・緊急時対策所用発電機車（１号及び２号炉共用）
・緊急時対策所用発電機車用燃料油貯蔵タンク（１号及び２号炉共用）
・緊急時対策所用発電機車用給油ポンプ（１号及び２号炉共用）

大容量空冷式発電機は「10.2　代替電源設備」にて記載する。

10.10.2.2.1　多様性、多重性、独立性及び位置的分散

基本方針については、「1.1.7.1　多様性、位置的分散、悪影響防止等」に示す。

(1)　緊急時対策所（指揮所）

緊急時対策所（指揮所）は、建屋及びそれと一体の緊急時対策所遮へい並びに換気設備として緊急時対策所非常用空気浄化ファン及び緊急時対策所非常用空気浄化フィルタユニットを有し、さらに、換気設備の電源を空冷式の緊急時対策所用発電機車から給電できる設計とする。これら中央制御室に対して独立性を有した設備により居住性を確保できる設計とする。

緊急時対策所（指揮所）は、中央制御室とは離れた緊

急時対策棟（指揮所）内に設置することで、位置的分散を図る設計とする。

緊急時対策所非常用空気浄化ファンは、中央制御室とは離れた緊急時対策棟（指揮所）内に、緊急時対策所非常用空気浄化フィルタユニットは、緊急時対策棟（指揮所）の屋上に、緊急時対策所用発電機車用燃料油貯蔵タンク及び緊急時対策所用発電機車用給油ポンプは、緊急時対策棟（指揮所）付近に設置することで、位置的分散を図る設計とする。

緊急時対策所用発電機車は、中央制御室とは離れた位置の屋外に分散して保管及び設置することで、位置的分散を図る設計とする。

緊急時対策所非常用空気浄化ファン及び緊急時対策所非常用空気浄化フィルタユニットは、緊急時対策所（指揮所）内を換気するために必要な容量を有するものを２台（１号及び２号炉共用）設置することで多重性を図る設計とする。

緊急時運転パラメータ伝送システム（SPDS）及び SPDS データ表示装置は、異なる通信方式を使用し、多様性を持つ設計とする。

緊急時対策所用発電機車は、緊急時対策所（指揮所）に給電するために必要な容量を有するものを３台（１号及び２号炉共用）保管することで多重性を図る設計とする。

緊急時対策所用発電機車用燃料油貯蔵タンク及び緊急

時対策所用発電機車用給油ポンプは、緊急時対策所用発電機車が緊急時対策所（指揮所）に給電するために必要な容量を有するものを２台（１号及び２号炉共用）設置することで多重性を図る設計とする。

(2)　緊急時対策所（緊急時対策棟内）

緊急時対策所（緊急時対策棟内）は、建屋及びそれと一体の緊急時対策所遮へい並びに換気設備として緊急時対策所非常用空気浄化ファン及び緊急時対策所非常用空気浄化フィルタユニットを有し、さらに、換気設備の電源を空冷式の緊急時対策所用発電機車から給電できる設計とする。これら中央制御室に対して独立性を有した設備により居住性を確保できる設計とする。

緊急時対策所（緊急時対策棟内）は、中央制御室とは離れた緊急時対策棟内に設置することで、位置的分散を図る設計とする。

緊急時対策所非常用空気浄化ファンは、中央制御室とは離れた緊急時対策棟（指揮所）内に、緊急時対策所非常用空気浄化フィルタユニットは、緊急時対策棟（指揮所）の屋上に、緊急時対策所用発電機車用燃料油貯蔵タンク及び緊急時対策所用発電機車用給油ポンプは、緊急時対策棟（指揮所）付近に設置することで、位置的分散を図る設計とする。

緊急時対策所用発電機車は、中央制御室とは離れた位置の屋外に分散して保管及び設置することで、位置的分散を図る設計とする。

緊急時対策所非常用空気浄化ファン及び緊急時対策所非常用空気浄化フィルタユニットは、緊急時対策所（緊急時対策棟内）内を換気するために必要な容量を有するものを２台（１号及び２号炉共用）設置することで多重性を図る設計とする。

緊急時運転パラメータ伝送システム（SPDS）及び SPDS データ表示装置は、異なる通信方式を使用し、多様性を持つ設計とする。

緊急時対策所用発電機車は、緊急時対策所（緊急時対策棟内）に給電するために必要な容量を有するものを３台（１号及び２号炉共用）保管することで多重性を図る設計とする。

緊急時対策所用発電機車用燃料油貯蔵タンク及び緊急時対策所用発電機車用給油ポンプは、緊急時対策所用発電機車が緊急時対策所（緊急時対策棟内）に給電するために必要な容量を有するものを２台（１号及び２号炉共用）設置することで多重性を図る設計とする。

10.10.2.2.2　悪影響防止

基本方針については、「1.1.7.1　多様性、位置的分散、悪影響防止等」に示す。

(1)　緊急時対策所（指揮所）

緊急時対策所遮へい（緊急時対策所（指揮所））は、緊急時対策棟（指揮所）と一体のコンクリート構造物とし、倒壊等により他の設備に悪影響を及ぼさない設計と

する。

緊急時対策所非常用空気浄化ファン、緊急時対策所非常用空気浄化フィルタユニット、緊急時対策所用発電機車用燃料油貯蔵タンク及び緊急時対策所用発電機車用給油ポンプは、弁操作等によって、通常時の系統構成から重大事故等対処設備として系統構成ができることで、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

緊急時対策所用発電機車は、通常時に接続先の系統と分離された状態であること及び重大事故等時は重大事故等対処設備として系統構成をすること並びに車輪止め等によって固定することで、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

緊急時対策所加圧設備、酸素濃度計、二酸化炭素濃度計、緊急時対策所エリアモニタ及び可搬型エリアモニタ（加圧判断用）は、他の設備から独立して単独で使用可能なことにより他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

緊急時運転パラメータ伝送システム（SPDS）及び SPDS データ表示装置は、電源操作等によって、通常時の系統構成から重大事故等対処設備としての系統構成をすることで、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

(2)　緊急時対策所（緊急時対策棟内）

緊急時対策所遮へい（緊急時対策所（緊急時対策棟内））は、緊急時対策棟と一体のコンクリート構造物とし、倒壊等により他の設備に悪影響を及ぼさない設計と

する。

緊急時対策所非常用空気浄化ファン、緊急時対策所非常用空気浄化フィルタユニット、緊急時対策所用発電機車用燃料油貯蔵タンク及び緊急時対策所用発電機車用給油ポンプは、弁操作等によって、通常時の系統構成から重大事故等対処設備として系統構成ができることで、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

緊急時対策所用発電機車は、通常時に接続先の系統と分離された状態であること及び重大事故等時は重大事故等対処設備として系統構成をすること並びに車輪止め等によって固定することで、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

緊急時対策所加圧設備、酸素濃度計、二酸化炭素濃度計、緊急時対策所エリアモニタ及び可搬型エリアモニタ（加圧判断用）は、他の設備から独立して単独で使用可能なことにより他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

緊急時運転パラメータ伝送システム（SPDS）及び SPDS データ表示装置は、電源操作等によって、通常時の系統構成から重大事故等対処設備としての系統構成をすることで、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

10.10.2.2.3　共用の禁止

基本方針については、「1.1.7.1　多様性、位置的分散、悪影響防止等」に示す。

(1)　緊急時対策所（指揮所）

緊急時対策所（指揮所）は、事故対応において１号炉及び２号炉双方のプラント状況を考慮した指揮命令を行う必要があるため、同一スペースを共用化し、事故収束に必要な緊急時対策所遮へい（緊急時対策所（指揮所））、緊急時対策所非常用空気浄化ファン、緊急時対策所非常用空気浄化フィルタユニット、緊急時対策所用発電機車用燃料油貯蔵タンク、緊急時対策所用発電機車用給油ポンプ、緊急時運転パラメータ伝送システム（SPDS）、SPDS データ表示装置及び通信連絡設備を設置する。共用により、必要な情報（相互のプラント状況、運転員の対応状況等）を共有・考慮しながら、総合的な管理（事故処置を含む）を行うことで、安全性の向上が図れることから、１号炉及び２号炉で共用する設計とする。

各設備は、共用により悪影響を及ぼさないよう、号炉の区分けなく使用でき、更にプラントパラメータは、号炉毎に表示・監視できる設計とする。また、通信連絡設備は、１号炉及び２号炉各々に必要な容量を確保するとともに、号炉の区分けなく通信連絡できるよう設計されているため、共用により悪影響を及ぼさない。

(2)　緊急時対策所（緊急時対策棟内）

緊急時対策所（緊急時対策棟内）は、事故対応において１号炉及び２号炉双方のプラント状況を考慮した指揮命令を行う必要があるため、同一スペースを共用化し、

事故収束に必要な緊急時対策所遮へい（緊急時対策所（緊急時対策棟内））、緊急時対策所非常用空気浄化ファン、緊急時対策所非常用空気浄化フィルタユニット、緊急時対策所用発電機車用燃料油貯蔵タンク、緊急時対策所用発電機車用給油ポンプ、緊急時運転パラメータ伝送システム（SPDS）、SPDS データ表示装置及び通信連絡設備を設置する。共用により、必要な情報（相互のプラント状況、運転員の対応状況等）を共有・考慮しながら、総合的な管理（事故処置を含む）を行うことで、安全性の向上が図れることから、１号炉及び２号炉で共用する設計とする。

各設備は、共用により悪影響を及ぼさないよう、号炉の区分けなく使用でき、更にプラントパラメータは、号炉毎に表示・監視できる設計とする。また、通信連絡設備は、１号炉及び２号炉各々に必要な容量を確保するとともに、号炉の区分けなく通信連絡できるよう設計されているため、共用により悪影響を及ぼさない。

10.10.2.2.4　容 量 等

基本方針については、「1.1.7.2　容量等」に示す。

(1)　緊急時対策所（指揮所）

緊急時対策所（指揮所）の指揮スペースは、重大事故等に対処するために必要な指示をする対策要員及び原子炉格納容器の破損等による発電所外への放射性物質の拡散の抑制に必要な現場活動等に従事する対策要員等、最

大 100 名を収容できる設計とする。また、対策要員等が緊急時対策所（指揮所）に7日間とどまり重大事故等に対処するために必要な数量の放射線管理用資機材や食料等を配備できる設計とする。

緊急時対策所非常用空気浄化ファン、緊急時対策所非常用空気浄化フィルタユニット及び緊急時対策所加圧設備は、緊急時対策所（指揮所）内にとどまる対策要員の線量を低減し、かつ、酸素濃度及び二酸化炭素濃度を活動に支障がなく維持できる設計とする。

緊急時対策所非常用空気浄化ファン及び緊急時対策所非常用空気浄化フィルタユニットは、故障時及び保守点検時を考慮し、100％容量１台に加えて、同容量の予備機を１台設置する。また、緊急時対策所非常用空気浄化フィルタユニットは、身体サーベイ及び作業服の着替え等を行うための区画を含め緊急時対策所（指揮所）内に対し、放射線による悪影響を及ぼさないよう、十分な放射性物質の除去効率及び吸着能力を有する設計とする。

緊急時対策所加圧設備は「実用発電用原子炉に係る重大事故時の制御室及び緊急時対策所の居住性に係る被ばく評価に関する審査ガイド」における放射性物質の放出時間が 10 時間であることを踏まえ、緊急時対策所（指揮所）内を加圧するために必要な容量を確保するだけでなく、予測困難なプルームの通過に対して十分な余裕を持つ容量を保管する設計とする。

代替電源設備である緊急時対策所用発電機車は、１台

で緊急時対策所（指揮所）に給電するために必要な容量を有するものを１台使用する。保有数は、使用する１台と故障時及び保守点検による待機除外時のバックアップ用として２台の合計３台（１号及び２号炉共用）保管する設計とする。緊急時対策所用発電機車用燃料油貯蔵タンクは、外部からの支援がなくとも、１基で緊急時対策所用発電機車の７日分の連続定格運転に必要な容量を有するとともに、同容量の予備機を１基の合計２基（１号及び２号炉共用）設置することにより多重性を持つ設計とする。緊急時対策所用発電機車用給油ポンプは、１台で緊急時対策所用発電機車の連続定格運転に必要な燃料を供給できる容量を有するとともに、同容量の予備機を１台の合計２台（１号及び２号炉共用）設置することにより多重性を持つ設計とする。

緊急時対策所エリアモニタは、緊急時対策所（指揮所）内の放射線量の測定が可能な台数として２台（１号及び２号炉共用）、故障時及び保守点検による待機除外時のバックアップ用として１台の合計３台（１号及び２号炉共用）を保管する設計とする。

緊急時運転パラメータ伝送システム（SPDS）及び SPDS データ表示装置は、発電所内外の通信連絡をする必要のある場所と必要なデータ量を伝送できる設計とする。

酸素濃度計及び二酸化炭素濃度計は、緊急時対策所（指揮所）内の居住環境の基準値を上回る範囲を測定できるものを１号炉及び２号炉共用で１セット２個使用す

る。保有数は１セット２個（１号及び２号炉共用）と、故障時及び保守点検時のバックアップ用としての２個を含めて合計４個（１号及び２号炉共用）を保管する設計とする。

(2)　緊急時対策所（緊急時対策棟内）

緊急時対策所（緊急時対策棟内）の指揮スペースは、重大事故等に対処するために必要な指示をする対策要員及び原子炉格納容器の破損等による発電所外への放射性物質の拡散の抑制に必要な現場活動等に従事する対策要員等、最大 100 名を収容できる設計とする。また、対策要員等が緊急時対策所（緊急時対策棟内）に７日間とどまり重大事故等に対処するために必要な数量の放射線管理用資機材や食料等を配備できる設計とする。

緊急時対策所非常用空気浄化ファン、緊急時対策所非常用空気浄化フィルタユニット及び緊急時対策所加圧設備は、緊急時対策所（緊急時対策棟内）内にとどまる対策要員の線量を低減し、かつ、酸素濃度及び二酸化炭素濃度を活動に支障がなく維持できる設計とする。

緊急時対策所非常用空気浄化ファン及び緊急時対策所非常用空気浄化フィルタユニットは、故障時及び保守点検時を考慮し、100％容量１台に加えて、同容量の予備機を１台設置する。また、緊急時対策所非常用空気浄化フィルタユニットは、身体サーベイ及び作業服の着替え等を行うための区画を含め緊急時対策所（緊急時対策棟内）内に対し、放射線による悪影響を及ぼさないよう、

十分な放射性物質の除去効率及び吸着能力を有する設計とする。

緊急時対策所加圧設備は「実用発電用原子炉に係る重大事故時の制御室及び緊急時対策所の居住性に係る被ばく評価に関する審査ガイド」における放射性物質の放出時間が 10 時間であることを踏まえ、緊急時対策所（緊急時対策棟内）内を加圧するために必要な容量を確保するだけでなく、予測困難なプルームの通過に対して十分な余裕を持つ容量を保管する設計とする。

代替電源設備である緊急時対策所用発電機車は、１台で緊急時対策所（緊急時対策棟内）に給電するために必要な容量を有するものを１台使用する。保有数は、使用する１台と故障時及び保守点検による待機除外時のバックアップ用として２台の合計３台（１号及び２号炉共用）保管する設計とする。緊急時対策所用発電機車用燃料油貯蔵タンクは、外部からの支援がなくとも、１基で緊急時対策所用発電機車の７日分の連続定格運転に必要な容量を有するとともに、同容量の予備機を１基の合計２基（１号及び２号炉共用）設置することにより多重性を持つ設計とする。緊急時対策所用発電機車用給油ポンプは、１台で緊急時対策所用発電機車の連続定格運転に必要な燃料を供給できる容量を有するとともに、同容量の予備機を１台の合計２台（１号及び２号炉共用）設置することにより多重性を持つ設計とする。

緊急時対策所エリアモニタは、緊急時対策所（緊急時

対策棟内）内の放射線量の測定が可能な台数として２台（１号及び２号炉共用）、故障時及び保守点検による待機除外時のバックアップ用として１台の合計３台（１号及び２号炉共用）を保管する設計とする。

緊急時運転パラメータ伝送システム（SPDS）及び SPDS データ表示装置は、発電所内外の通信連絡をする必要のある場所と必要なデータ量を伝送できる設計とする。

酸素濃度計及び二酸化炭素濃度計は、緊急時対策所（緊急時対策棟内）内の居住環境の基準値を上回る範囲を測定できるものを１号炉及び２号炉共用で１セット２個使用する。保有数は１セット２個（１号及び２号炉共用）と、故障時及び保守点検時のバックアップ用としての２個を含めて合計４個（１号及び２号炉共用）を保管する設計とする。

10.10.2.2.5　環境条件等

基本方針については、「1.1.7.3　環境条件等」に示す。

(1)　緊急時対策所（指揮所）

緊急時対策所遮へい（緊急時対策所（指揮所））は、コンクリート構造物として緊急時対策棟（指揮所）と一体であり、建屋として重大事故等時の環境条件を考慮した設計とする。

緊急時対策所非常用空気浄化ファンは、緊急時対策棟（指揮所）内にあり、重大事故等時の環境条件を考慮した設計とする。操作は緊急時対策所（指揮所）内で可能

な設計とする。

緊急時対策所非常用空気浄化フィルタユニットは、緊急時対策棟（指揮所）の屋上にあり、重大事故等時における屋外の環境条件を考慮した設計とする。

緊急時対策所加圧設備は、重大事故等時における屋外の環境条件を考慮した設計とする。操作は設置場所で可能な設計とする。

緊急時対策所用発電機車は、重大事故等時における屋外の環境条件を考慮した設計とする。操作は設置場所及び緊急時対策所（指揮所）内で可能な設計とする。

酸素濃度計、二酸化炭素濃度計、緊急時対策所エリアモニタは、重大事故等時における緊急時対策所（指揮所）内の環境条件を考慮した設計とする。操作は緊急時対策所（指揮所）内で可能な設計とする。

緊急時運転パラメータ伝送システム（SPDS）及び SPDS データ表示装置は、重大事故等時における中央制御室、原子炉補助建屋、緊急時対策棟（指揮所）のそれぞれの環境条件を考慮した設計とする。

可搬型エリアモニタ（加圧判断用）は、重大事故等時における屋外の環境条件を考慮した設計とする。操作は設置場所で可能な設計とする。

緊急時対策所用発電機車用燃料油貯蔵タンクは、重大事故等時における屋外の環境条件を考慮した設計とする。

緊急時対策所用発電機車用給油ポンプは、重大事故等時における屋外の環境条件を考慮した設計とする。操作

は設置場所及び緊急時対策所（指揮所）内で可能な設計とする。

(2)　緊急時対策所（緊急時対策棟内）

緊急時対策所遮へい（緊急時対策所（緊急時対策棟内））は、コンクリート構造物として緊急時対策棟と一体であり、建屋として重大事故等時の環境条件を考慮した設計とする。

緊急時対策所非常用空気浄化ファンは、緊急時対策棟（指揮所）内にあり、重大事故等時の環境条件を考慮した設計とする。操作は緊急時対策所（緊急時対策棟内）内で可能な設計とする。

緊急時対策所非常用空気浄化フィルタユニットは、緊急時対策棟（指揮所）の屋上にあり、重大事故等時における屋外の環境条件を考慮した設計とする。

緊急時対策所加圧設備は、重大事故等時における屋外の環境条件を考慮した設計とする。操作は設置場所で可能な設計とする。

緊急時対策所用発電機車は、重大事故等時における屋外の環境条件を考慮した設計とする。操作は設置場所及び緊急時対策所（緊急時対策棟内）内で可能な設計とする。

酸素濃度計、二酸化炭素濃度計、緊急時対策所エリアモニタは、重大事故等時における緊急時対策所（緊急時対策棟内）内の環境条件を考慮した設計とする。操作は緊急時対策所（緊急時対策棟内）内で可能な設計とする。

緊急時運転パラメータ伝送システム（SPDS）及びSPDSデータ表示装置は、重大事故等時における中央制御室、原子炉補助建屋、緊急時対策棟のそれぞれの環境条件を考慮した設計とする。

可搬型エリアモニタ（加圧判断用）は、重大事故等時における屋外の環境条件を考慮した設計とする。操作は設置場所で可能な設計とする。

緊急時対策所用発電機車用燃料油貯蔵タンクは、重大事故等時における屋外の環境条件を考慮した設計とする。

緊急時対策所用発電機車用給油ポンプは、重大事故等時における屋外の環境条件を考慮した設計とする。操作は設置場所及び緊急時対策所（緊急時対策棟内）内で可能な設計とする。

10.10.2.2.6　操作性の確保

基本方針については、「1.1.7.4　操作性及び試験・検査性」に示す。

(1)　緊急時対策所（指揮所）

緊急時対策所非常用空気浄化ファンは、緊急時対策棟（指揮所）内に、緊急時対策所非常用空気浄化フィルタユニットは、緊急時対策棟（指揮所）の屋上に設置する。また、外気中の放射性物質の濃度に応じてこれらの設備を切り替える必要があるため、緊急時対策所（指揮所）内の操作スイッチによる操作が可能な設計とする。

緊急時対策所加圧設備は、速やかに系統構成できるよ

う、緊急時対策棟（指揮所）近傍に配備する設計とするとともに、容易に交換ができる設計とする。また、外気中の放射性物質の濃度に応じて緊急時対策所（指揮所）内を加圧する必要があるため、緊急時対策所（指揮所）内の手動操作バルブにより確実に空気加圧操作ができる設計とする。

緊急時対策所用発電機車は、車両として移動可能な設計とするとともに、車輪止めを搭載し、設置場所にて固定できる設計とする。緊急時対策所用発電機車は、緊急時対策棟（指揮所）及び緊急時対策所用発電機車用給油ポンプとの接続が速やかに行えるよう、緊急時対策棟（指揮所）近傍に配備する。緊急時対策棟（指揮所）との電源ケーブルの接続は、コネクタ接続とし、接続規格を統一することにより、確実に接続が行える設計とする。緊急時対策所用発電機車用給油ポンプとの接続は、ボルト締めフランジ又はより簡便な接続規格等、接続規格を統一することにより、一般的に使用される工具を用いて、可搬型ホースを確実に接続が可能な設計とする。緊急時対策所用発電機車は、設置場所及び緊急時対策所（指揮所）内の操作スイッチによる操作が可能な設計とする。

緊急時対策所用発電機車用給油ポンプは緊急時対策棟（指揮所）近傍に設置し、設置場所及び緊急時対策所（指揮所）内の操作スイッチによる操作が可能な設計とする。

緊急時対策所エリアモニタ及び可搬型エリアモニタ

（加圧判断用）は、人力により容易に運搬でき、付属の操作スイッチにより現場での操作が可能な設計とする。また、測定結果は、緊急時対策所（指揮所）内にて容易かつ確実に把握できるよう考慮する。

緊急時運転パラメータ伝送システム（SPDS）は、常時伝送を行うため、通常操作を必要としない設計とする。

SPDS データ表示装置、酸素濃度計及び二酸化炭素濃度計は、汎用品を用いる等容易かつ確実に操作ができる設計とする。

(2)　緊緊急時対策所（緊急時対策棟内）

緊急時対策所非常用空気浄化ファンは、緊急時対策棟（指揮所）内に、緊急時対策所非常用空気浄化フィルタユニットは、緊急時対策棟（指揮所）の屋上に設置する。また、外気中の放射性物質の濃度に応じてこれらの設備を切り替える必要があるため、緊急時対策所（緊急時対策棟内）内の操作スイッチによる操作が可能な設計とする。

緊急時対策所加圧設備は、速やかに系統構成できるよう、緊急時対策棟（指揮所）近傍に配備する設計とするとともに、容易に交換ができる設計とする。また、外気中の放射性物質の濃度に応じて緊急時対策所（緊急時対策棟内）内を加圧する必要があるため、緊急時対策所（緊急時対策棟内）内の手動操作バルブにより確実に空気加圧操作ができる設計とする。

緊急時対策所用発電機車は、車両として移動可能な設

計とするとともに、車輪止めを搭載し、設置場所にて固定できる設計とする。緊急時対策所用発電機車は、緊急時対策棟及び緊急時対策所用発電機車用給油ポンプとの接続が速やかに行えるよう、緊急時対策棟（指揮所）近傍に配備する。緊急時対策棟との電源ケーブルの接続は、コネクタ接続とし、接続規格を統一することにより、確実に接続が行える設計とする。緊急時対策所用発電機車用給油ポンプとの接続は、ボルト締めフランジ又はより簡便な接続規格等、接続規格を統一することにより、一般的に使用される工具を用いて、可搬型ホースを確実に接続が可能な設計とする。緊急時対策所用発電機車は、設置場所及び緊急時対策所（緊急時対策棟内）内の操作スイッチによる操作が可能な設計とする。

緊急時対策所用発電機車用給油ポンプは緊急時対策棟（指揮所）近傍に設置し、設置場所及び緊急時対策所（緊急時対策棟内）内の操作スイッチによる操作が可能な設計とする。

緊急時対策所エリアモニタ及び可搬型エリアモニタ（加圧判断用）は、人力により容易に運搬でき、付属の操作スイッチにより現場での操作が可能な設計とする。また、測定結果は、緊急時対策所（緊急時対策棟内）内にて容易かつ確実に把握できるよう考慮する。

緊急時運転パラメータ伝送システム（SPDS）は、常時伝送を行うため、通常操作を必要としない設計とする。

SPDS データ表示装置、酸素濃度計及び二酸化炭素濃度

計は、汎用品を用いる等容易かつ確実に操作ができる設計とする。

10.10.2.3　主要設備及び仕様

緊急時対策所（重大事故等時）の主要設備及び仕様は第10.10.2表及び第10.10.3表に示す。

10.10.2.4　試験検査

基本方針については、「1.1.7.4　操作性及び試験・検査性」に示す。

(1)　緊急時対策所（指揮所）

居住性の確保として使用する緊急時対策所遮へい（緊急時対策所（指揮所））は、主要部分の断面寸法が確認できる設計とする。また、外観の確認が可能な設計とする。

居住性の確保として使用する緊急時対策所非常用空気浄化ファン及び緊急時対策所非常用空気浄化フィルタユニットは、試験系統により、機能・性能の確認が可能な設計とする。また、緊急時対策所非常用空気浄化フィルタユニットは、差圧の確認が可能な設計とする。

居住性の確保として使用する緊急時対策所非常用空気浄化ファンは、分解が可能な設計とする。

居住性の確保として使用する緊急時対策所非常用空気浄化フィルタユニットは、開放が可能な設計とし、性能の確認が可能なようフィルタの取り出しが可能な設計とする。

居住性の確保として使用する緊急時対策所加圧設備は、通気による機能・性能の確認が可能な設計とする。

代替電源設備として使用する緊急時対策所用発電機車用燃料油貯蔵タンクについては、内部の確認が可能なようマンホールを設けるとともに、油量、漏えいの確認が可能なよう油面計を設ける設計とする。

代替電源設備として使用する緊急時対策所用発電機車は、分解点検が可能な設計とし、模擬負荷へ接続することにより、機能・性能の確認が可能な設計とする。緊急時対策所用発電機車は、車両として、運転状態の確認が可能な設計とする。また、外観点検が可能な設計とする。

代替電源設備として使用する緊急時対策所用発電機車用給油ポンプは、試験系統により、機能・性能の確認が可能な設計とする。また、分解が可能な設計とする。

放射線量の測定に使用する緊急時対策所エリアモニタ及び可搬型エリアモニタ（加圧判断用）は、校正用線源による特性の確認が可能な設計とする。

必要な情報を把握するために使用する情報収集設備は、機能・性能の確認が可能な設計とする。また、外観の確認が可能な設計とする。

酸素濃度及び二酸化炭素濃度の測定に使用する酸素濃度計及び二酸化炭素濃度計は、特性の確認が可能なように、標準器等による校正ができる設計とする。

(2)　緊急時対策所（緊急時対策棟内）

居住性の確保として使用する緊急時対策所遮へい（緊急

時対策所（緊急時対策棟内））は、主要部分の断面寸法が確認できる設計とする。また、外観の確認が可能な設計とする。

居住性の確保として使用する緊急時対策所非常用空気浄化ファン及び緊急時対策所非常用空気浄化フィルタユニットは、試験系統により、機能・性能の確認が可能な設計とする。また、緊急時対策所非常用空気浄化フィルタユニットは、差圧の確認が可能な設計とする。

居住性の確保として使用する緊急時対策所非常用空気浄化ファンは、分解が可能な設計とする。

居住性の確保として使用する緊急時対策所非常用空気浄化フィルタユニットは、開放が可能な設計とし、性能の確認が可能なようフィルタの取り出しが可能な設計とする。

居住性の確保として使用する緊急時対策所加圧設備は、通気による機能・性能の確認が可能な設計とする。

代替電源設備として使用する緊急時対策所用発電機車用燃料油貯蔵タンクについては、内部の確認が可能なようマンホールを設けるとともに、油量、漏えいの確認が可能なよう油面計を設ける設計とする。

代替電源設備として使用する緊急時対策所用発電機車は、分解点検が可能な設計とし、模擬負荷へ接続することにより、機能・性能の確認が可能な設計とする。緊急時対策所用発電機車は、車両として、運転状態の確認が可能な設計とする。また、外観点検が可能な設計とする。

代替電源設備として使用する緊急時対策所用発電機車用

給油ポンプは、試験系統により、機能・性能の確認が可能な設計とする。また、分解が可能な設計とする。

放射線量の測定に使用する緊急時対策所エリアモニタ及び可搬型エリアモニタ（加圧判断用）は、校正用線源による特性の確認が可能な設計とする。

必要な情報を把握するために使用する情報収集設備は、機能・性能の確認が可能な設計とする。また、外観の確認が可能な設計とする。

酸素濃度及び二酸化炭素濃度の測定に使用する酸素濃度計及び二酸化炭素濃度計は、特性の確認が可能なように、標準器等による校正ができる設計とする。

10.11　構内出入監視装置

安全機能を有する構築物、系統及び機器に対する人の不法な侵入等を防止するため、核物質防護対策として、照明灯、有線通信装置、テレビカメラ、磁気施錠装置等を設ける。

10.12　安全避難通路等

10.12.1　概　　要

照明用電源は、所内低圧系統より、原子炉格納容器内（アニュラス部を含む。）、原子炉補助建屋内、燃料取扱建屋内、タービン建屋内及び水中照明設備へ給電する。

中央制御室及びその他必要な場所の非常用照明は、非常用母線から給電する。さらに、避難通路を確保するために蓄電池内蔵型の非常灯及び誘導灯を設ける。

設計基準事故が発生した場合に用いる照明として、避難用の照明とは別に作業用照明を設置する。作業用照明は、非常用電源又は常用電源のいずれかより受電する。また、外部電源喪失及び全交流動力電源喪失時から重大事故等に対処するために必要な電力の供給が交流動力電源から開始されるまでの間においても、中央制御室は専用の無停電電源装置から、その他機器へのアクセスルート等は内蔵電池からの給電により点灯を継続し、昼夜、場所を問わず作業が可能な設計とする。

また、その他現場作業が必要となった場合を考慮し、可搬型照明を配備する。

10.12.2　設計方針

安全避難通路は、その位置を明確かつ恒久的に表示することにより、容易に識別できるように避難用照明を設置する。また、避難用照明は、電源が喪失した場合においても機能を損なうおそれがないようにする。さらに、設計基準事故が発生した場合に用いる照明（避難用の照明を除く。）及びその専用の電源を

設ける。

10.12.3　主要設備

10.12.3.1　照明設備

照明用電源は、パワーセンタ、原子炉コントロールセンタ、タービンコントロールセンタ及び所内コントロールセンタから変圧器を通して、交流 210V 及び 105V に変圧し、原子炉格納容器内（アニュラス部を含む。）、原子炉補助建屋内、燃料取扱建屋内、タービン建屋内及び水中照明設備へ給電する。

中央制御室及びその他必要な場所の非常用照明は、非常用母線から給電する。さらに、居室及び避難通路に設置される非常灯及び誘導灯は、全交流動力電源喪失時に内蔵の蓄電池から給電する。

設計基準事故が発生した場合に用いる照明として、避難用の照明とは別に作業用照明を設置する。

作業用照明のうち、中央制御室は非常用電源から、機器へのアクセスルート等は非常用電源あるいは常用電源のいずれかより受電する。また、外部電源喪失時及び全交流動力電源喪失時から重大事故等に対処するために必要な電力の供給が交流動力電源から開始されるまでの間においても、中央制御室は専用の無停電電源装置から、その他機器へのアクセスルート等は内蔵電池からの給電により点灯を継続する。

この作業用照明により、設計基準事故で操作が必要となる中央制御室等の照明を確保し、その他機器へのアクセスルート等の照明を確保でき、昼夜、場所を問わず作業が可能な設

計とする。

また、設計基準事故に対応するための操作が必要な場所は、作業用照明が設置されており作業が可能であるが、仮に、追加の現場作業が必要となった場合を考慮し、念のため、初動操作を対応する運転員が滞在する中央制御室等に懐中電灯等の可搬型照明を配備する。

外部電源喪失時、ディーゼル発電機が長時間連続運転を行う場合において、夜間におけるタンクローリによるディーゼル発電機燃料の輸送を実施する場合、投光器、ヘッドライト等の可搬型照明、タンクローリの前照灯等を使用する。これらの可搬型照明は、タンクローリ内及び発電所構内の所定の場所に保管し、輸送開始が必要となる時間（少なくとも 12 時間以内）までに十分準備できるものとする。

10.12.4　手順等

(1)　可搬型照明は、予め定められた箇所に保管し、必要時、迅速に使用できるよう必要数を保管管理する。

(2)　可搬型照明および作業用照明に要求される機能を維持するため、保守計画に基づき適切に保守管理、点検を実施するとともに、必要に応じ補修を行う。

(3)　作業用照明に係る保守・点検に関する教育を行う。

(4)　可搬型照明の使用等に関する教育・訓練を行う。

10.13　通信連絡設備

10.13.1　通常運転時等

10.13.1.1　概　　要

設計基準事故が発生した場合において、発電所内の人に対し必要な指示ができるよう、警報装置及び多様性を確保した通信連絡設備を設置又は保管する。

また、発電所外の通信連絡をする必要がある場所と通信連絡ができるよう、多様性を確保した専用通信回線に接続する。

代替緊急時対策所の通信連絡設備は、緊急時対策所（指揮所）への機能の移行をもって廃止する。

10.13.1.2　設計方針

(1)　設計基準事故が発生した場合において、中央制御室等から人が立ち入る可能性のある原子炉建屋、タービン建屋等の建屋内外各所の者への操作、作業又は退避の指示等の連絡をブザー鳴動等により行うことができる装置及び音声等により行うことができる設備として、警報装置及び多様性を確保した通信設備（発電所内）を設置又は保管する設計とする。また、緊急時対策所（指揮所）又は緊急時対策所（緊急時対策棟内）へ事故状態等の把握に必要なデータを伝送できる設備として、データ伝送設備（発電所内）を設置する設計とする。

なお、警報装置、通信設備（発電所内）及びデータ伝送設備（発電所内）については、非常用所内電源及び無停電電源に接続し、外部電源が期待できない場合でも動作可能な設計とする。

(2) 設計基準事故が発生した場合において、発電所外の本店、国、地方公共団体、その他関係機関等の必要箇所へ事故の発生等に係る連絡を音声等により行うことができる設備として、通信設備（発電所外）を設置又は保管する設計とする。また、発電所内から発電所外の緊急時対策支援システム（ERSS）等へ必要なデータを伝送できる設備として、データ伝送設備（発電所外）を設置する設計とする。

通信設備（発電所外）及びデータ伝送設備（発電所外）については、有線系、無線系又は衛星系回線による通信方式の多様性を備えた構成の専用通信回線に接続し、輻輳等による制限を受けることなく常時使用できる設計とする。

なお、通信設備（発電所外）及びデータ伝送設備（発電所外）については、非常用所内電源及び無停電電源に接続し、外部電源が期待できない場合でも動作可能な設計とする。

10.13.1.3 主要設備

10.13.1.3.1 通信連絡設備（１号及び２号炉共用）

(1) 設計基準事故が発生した場合において、中央制御室等から人が立ち入る可能性のある原子炉建屋、タービン建屋等の建屋内外各所の者への操作、作業又は退避の指示等の連絡をブザー鳴動等により行うことができる装置及び音声等により行うことができる設備として、非常用サイレン等の警報装置及び運転指令設備、電力保安通信用電話設備等の多様性を確保した通信設備（発電所内）を設置又は保管する。また、緊急時対策所（指揮所）又は緊急時対策所（緊

急時対策棟内）へ事故状態等の把握に必要なデータを伝送できるデータ伝送設備（発電所内）として、緊急時運転パラメータ伝送システム（SPDS）及び SPDS データ表示装置を設置する。

なお、警報装置、通信設備（発電所内）及びデータ伝送設備（発電所内）については、非常用所内電源及び無停電電源に接続し、外部電源が期待できない場合でも動作可能な設計とする。

(2) 設計基準事故が発生した場合において、発電所外の本店、国、地方公共団体、その他関係機関等の必要箇所へ事故の発生等に係る連絡を音声等により行うことができる設備として、加入電話設備、衛星携帯電話設備等の通信設備（発電所外）を設置又は保管する。また、発電所内から発電所外の緊急時対策支援システム（ERSS）等へ必要なデータを伝送できるデータ伝送設備（発電所外）として、緊急時運転パラメータ伝送システム（SPDS）を設置する。

通信設備（発電所外）及びデータ伝送設備（発電所外）については、有線系、無線系又は衛星系回線による通信方式の多様性を備えた構成の専用通信回線に接続し、輻輳等による制限を受けることなく常時使用できる設計とする。

なお、通信設備（発電所外）及びデータ伝送設備（発電所外）については、非常用所内電源及び無停電電源に接続し、外部電源が期待できない場合でも動作可能な設計とする。

さらに、通信設備（発電所外）及びデータ伝送設備（発

電所外）については、定期的に点検を行うとともに、専用通信回線及びデータ伝送設備（発電所外）の常時監視を行うことにより、常時使用できることを確認する。

10.13.1.4　主要仕様

通信連絡設備の一覧を第 10.13.1 表に示す。

10.13.1.5　試験検査

警報装置、通信設備（発電所内）及び通信設備（発電所外）は、通話通信の確認が可能な設計とする。また、外観の確認が可能な設計とする。

データ伝送設備（発電所内）及びデータ伝送設備（発電所外）は、機能・性能の確認が可能な設計とする。また、外観の確認が可能な設計とする。

10.13.1.6　手順等

(1) 通信連絡設備の操作については、予め手順を整備し、的確に実施する。

(2) 専用通信回線、データ伝送設備（発電所内）及びデータ伝送設備（発電所外）については、常時監視を行うとともに、異常時の対応に関する手順を整備する。また、異常時の対応手順に関する教育を定期的に実施する。

(3) 通信連絡設備に要求される機能を維持するため、保守計画に基づき適切に保守管理、点検を実施するとともに、必要に応じ補修を行う。

(4) 社内外の関係先へ、的確かつ迅速に通報連絡ができるよう、原子力防災訓練等を定期的に実施する。

10.13.2 重大事故等時

10.13.2.1 概　　要

重大事故等が発生した場合において、発電所の内外の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行うために必要な通信連絡設備を設置又は保管する。

代替緊急時対策所の通信連絡設備は、緊急時対策所（指揮所）への機能の移行をもって廃止する。

10.13.2.2 設計方針

重大事故等が発生した場合において、発電所内の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行うために必要な通信設備（発電所内）及び緊急時対策所（指揮所）又は緊急時対策所（緊急時対策棟内）へ重大事故等に対処するために必要なデータを伝送できるデータ伝送設備（発電所内）を設ける。

通信設備（発電所内）として、重大事故等が発生した場合に必要な衛星携帯電話設備、無線連絡設備及び携帯型通話設備は、中央制御室、原子炉補助建屋、緊急時対策棟（指揮所）又は緊急時対策棟に設置又は保管する設計とする。

データ伝送設備（発電所内）として、緊急時運転パラメータ伝送システム（SPDS）は、原子炉補助建屋に設置し、SPDSデータ表示装置は、緊急時対策棟（指揮所）又は緊急時対策棟に設置する設計とする。

衛星携帯電話設備のうち衛星携帯電話（固定型）は、屋外に設置したアンテナと接続することにより、屋内で使用できる設計とする。

衛星携帯電話設備のうち衛星携帯電話（固定型）の電源は、ディーゼル発電機に加えて、全交流動力電源が喪失した場合においても、代替電源設備である大容量空冷式発電機及び緊急時対策所用発電機車から給電できる設計とする。

衛星携帯電話設備のうち衛星携帯電話（携帯型）、無線連絡設備のうち無線通話装置（携帯型）及び携帯型通話設備の電源は、充電池又は乾電池を使用する設計とする。

充電池を用いるものについては、予備の充電池と交換することにより、継続して通話ができ、使用後の充電池は、中央制御室、緊急時対策所（指揮所）又は緊急時対策所（緊急時対策棟内）の電源から充電することができる設計とする。また、乾電池を用いるものについては、予備の乾電池と交換することにより、7日間以上継続して通話ができる設計とする。

緊急時運転パラメータ伝送システム（SPDS）については、ディーゼル発電機に加えて、全交流動力電源が喪失した場合においても、代替電源設備である大容量空冷式発電機から給電できる設計とする。また、SPDSデータ表示装置については、ディーゼル発電機に加えて、全交流動力電源が喪失した場合においても、代替電源設備である緊急時対策所用発電機車から給電できる設計とする。

具体的な設備は、以下のとおりとする。

・　衛星携帯電話設備（衛星携帯電話（固定型、携帯型））

（１号及び２号炉共用）

・　無線連絡設備（無線通話装置（携帯型））（１号及び２号炉共用）

・　携帯型通話設備（携帯型有線通話装置）（１号及び２号炉共用）

・　緊急時運転パラメータ伝送システム（SPDS）（１号及び２号炉共用）

・　SPDSデータ表示装置（１号及び２号炉共用）

・　大容量空冷式発電機（10.2　代替電源設備）

・　緊急時対策所用発電機車（１号及び２号炉共用）

（10.10　緊急時対策所）

大容量空冷式発電機については、「10.2　代替電源設備」にて記載する。

緊急時対策所用発電機車については、「10.10 緊急時対策所」にて記載する。

重大事故等が発生した場合において、発電所外（社内外）の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡を行うために必要な通信設備（発電所外）及び発電所内から発電所外の緊急時対策支援システム（ERSS）等へ必要なデータを伝送できるデータ伝送設備（発電所外）を設ける。

通信設備（発電所外）として、重大事故等が発生した場合に必要な衛星携帯電話設備及び統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備は、緊急時対策棟（指揮所）又は緊急時対策棟に設置又は保管する設計とする。

データ伝送設備（発電所外）として、緊急時運転パラメー

タ伝送システム（SPDS）は、原子炉補助建屋に設置する設計とする。

衛星携帯電話設備のうち衛星携帯電話（固定型）は、屋外に設置したアンテナと接続することにより、屋内で使用できる設計とする。

衛星携帯電話設備のうち衛星携帯電話（固定型）の電源は、ディーゼル発電機に加えて、全交流動力電源が喪失した場合においても、代替電源設備である緊急時対策所用発電機車から給電できる設計とする。

衛星携帯電話設備のうち衛星携帯電話（携帯型）の電源は、充電池を使用しており、予備の充電池と交換することにより、継続して通話ができ、使用後の充電池は、中央制御室、緊急時対策所（指揮所）又は緊急時対策所（緊急時対策棟内）の電源から充電することができる設計とする。

統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備については、ディーゼル発電機に加えて、全交流動力電源が喪失した場合においても、代替電源設備である緊急時対策所用発電機車から給電できる設計とする。

緊急時運転パラメータ伝送システム（SPDS）については、ディーゼル発電機に加えて、全交流動力電源が喪失した場合においても、代替電源設備である大容量空冷式発電機から給電できる設計とする。

緊急時対策支援システム（ERSS）等へのデータ伝送の機能に係る設備については、固縛又は転倒防止処置を講じ、基準地震動による地震力に対し、機能喪失しない設計とする。

具体的な設備は、以下のとおりとする。

・　衛星携帯電話設備（衛星携帯電話（固定型、携帯型））（１号及び２号炉共用）

・　統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備（テレビ会議システム、IP電話、衛星通信装置（電話）、IP-FAX）（１号及び２号炉共用）

・　緊急時運転パラメータ伝送システム（SPDS）（１号及び２号炉共用）

・　大容量空冷式発電機（10.2　代替電源設備）

・　緊急時対策所用発電機車（１号及び２号炉共用）（10.10　緊急時対策所）

大容量空冷式発電機については、「10.2 代替電源設備」にて記載する。

緊急時対策所用発電機車については、「10.10　緊急時対策所」にて記載する。

10.13.2.2.1　多様性、位置的分散

基本方針については、「1.1.7.1　多様性、位置的分散、悪影響防止等」に示す。

通信設備（発電所内）、データ伝送設備（発電所内）、通信設備（発電所外）及びデータ伝送設備（発電所外）は、設計基準事故対処設備としての電源に対して多様性を持った代替電源から給電できる設計とする。電源設備の多様性、位置的分散については、「10.2 代替電源設備」及び「10.10 緊急時対策所」にて記載する。

また、通信設備（発電所内）、データ伝送設備（発電所内）、通信設備（発電所外）及びデータ伝送設備（発電所外）は、異なる通信方式を使用し、多様性を持つ設計とする。

10.13.2.2.2　悪影響防止

基本方針については、「1.1.7.1　多様性、位置的分散、悪影響防止等」に示す。

衛星携帯電話設備のうち衛星携帯電話（固定型）、統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備、緊急時運転パラメータ伝送システム（SPDS）及びSPDSデータ表示装置は、電源操作等によって、通常時の系統構成から重大事故等対処設備として系統構成をすることで、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

衛星携帯電話設備のうち衛星携帯電話（携帯型）、無線連絡設備のうち無線通話装置（携帯型）及び携帯型通話設備は、他の設備から独立して単独で使用可能なことにより、他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

10.13.2.2.3　共用の禁止

基本方針については、「1.1.7.1　多様性、位置的分散、悪影響防止等」に示す。

通信連絡設備は、号炉の区分けなく通信連絡することで、必要な情報（相互のプラント状況、運転員の対応状況等）を共有・考慮しながら、総合的な管理（事故処置を含む。）

を行うことができ、安全性の向上が図れることから、１号炉及び２号炉で共用する設計とする。

通信連絡設備は、共用により悪影響を及ぼさないよう、１号炉及び２号炉に必要な容量を確保するとともに、号炉の区分けなく通信連絡できる設計とする。

10.13.2.2.4　容 量 等

基本方針については、「1.1.7.2　容量等」に示す。

衛星携帯電話設備、無線連絡設備及び携帯型通話設備は、発電所内の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡できるよう、必要な個数を設置又は保管する。

衛星携帯電話設備及び統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備は、発電所外の通信連絡をする必要のある場所と通信連絡できるよう、必要な個数を設置又は保管する。

緊急時運転パラメータ伝送システム(SPDS)（計装設備（重大事故等対処設備)、緊急時対策所及び通信連絡設備と兼用）は、発電所の内外の通信連絡をする必要のある場所に必要なデータ量を伝送できる設計とする。

10.13.2.2.5　環境条件等

基本方針については、「1.1.7.3　環境条件等」に示す。

携帯型通話設備は、重大事故等時における建屋内（原子炉格納容器内を除く。）及び屋外の環境条件を考慮した設計とする。人が携行して使用が可能な設計とする。

衛星携帯電話設備のうち衛星携帯電話（携帯型）及び無線連絡設備のうち無線通話装置（携帯型）は、重大事故等時における屋外の環境条件を考慮した設計とする。人が携行して使用が可能な設計とする。

衛星携帯電話設備のうち衛星携帯電話（固定型）、統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備、緊急時運転パラメータ伝送システム（SPDS）及びSPDSデータ表示装置は、重大事故等時における中央制御室、原子炉補助建屋、緊急時対策棟（指揮所）又は緊急時対策棟のそれぞれの環境条件を考慮した設計とする。

10.13.2.2.6　操作性の確保

基本方針については、「1.1.7.4　操作性及び試験・検査性」に示す。

衛星携帯電話設備のうち衛星携帯電話（携帯型）及び無線連絡設備のうち無線通話装置（携帯型）は、特別な技量を要することなく、容易に操作ができるとともに、使用場所において通信連絡をする必要のある場所と確実に接続及び通信連絡ができる設計とする。

携帯型通話設備は、乾電池を使用し、使用場所において端末と中継コードを容易かつ確実に接続できるとともに、通信連絡をする必要のある場所と確実に接続及び通信連絡ができる設計とする。

統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備及び衛星携帯電話設備のうち衛星携帯電話（固定型）は、

特別な技量を要することなく、容易に操作ができるとともに、通信連絡をする必要のある場所と確実に接続及び通信連絡ができる設計とする。

緊急時運転パラメータ伝送システム（SPDS）は、常時伝送を行うため、通常操作を必要としない設計とする。

SPDSデータ表示装置は、容易かつ確実に操作ができる設計とする。

10.13.2.3　主要設備及び仕様

通信連絡を行うために必要な設備の主要設備及び仕様は第10.13.2表及び第10.13.3表のとおり。

10.13.2.4　試験検査

基本方針については、「1.1.7.4　操作性及び試験・検査性」に示す。

通信設備（発電所内）及び通信設備（発電所外）は、通話通信の確認が可能な設計とする。また、外観の確認が可能な設計とする。

データ伝送設備（発電所内）及びデータ伝送設備（発電所外）は、機能・性能の確認が可能な設計とする。また、外観の確認が可能な設計とする。

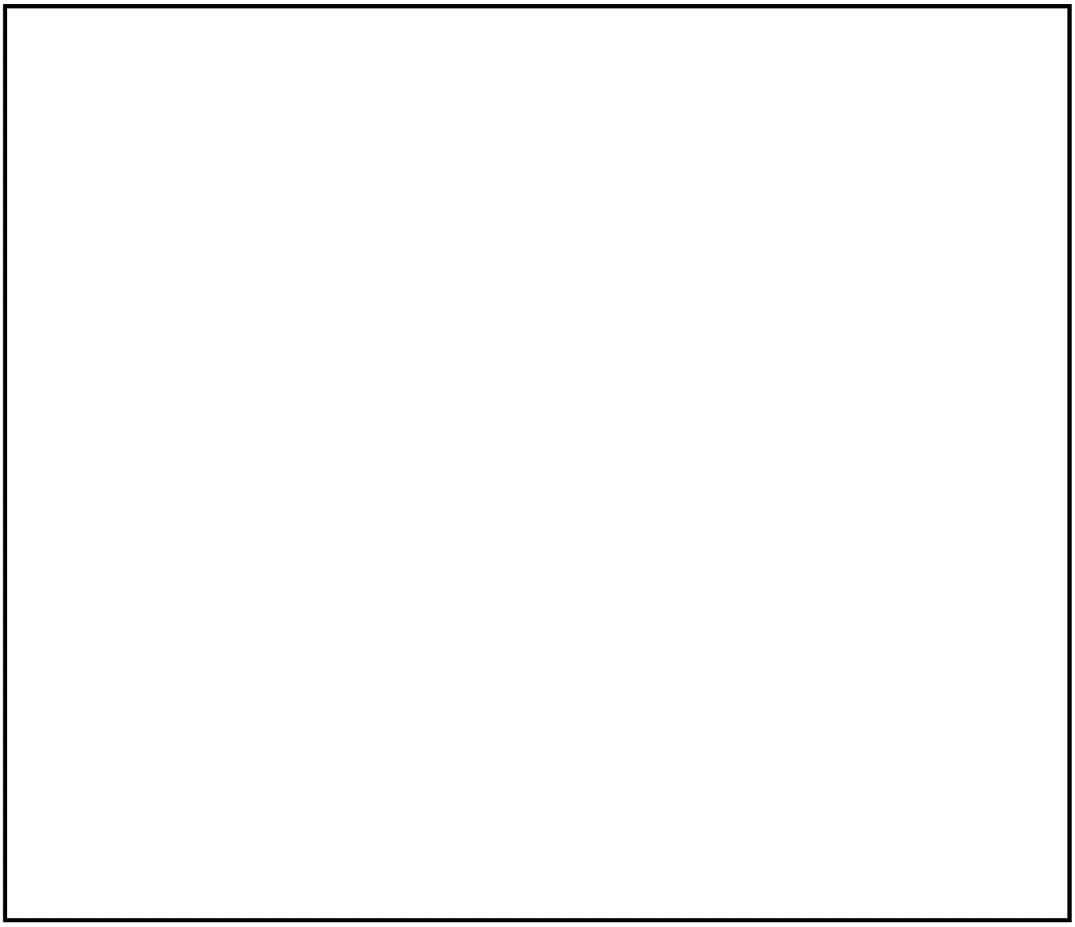
10.14　特定重大事故等対処施設

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

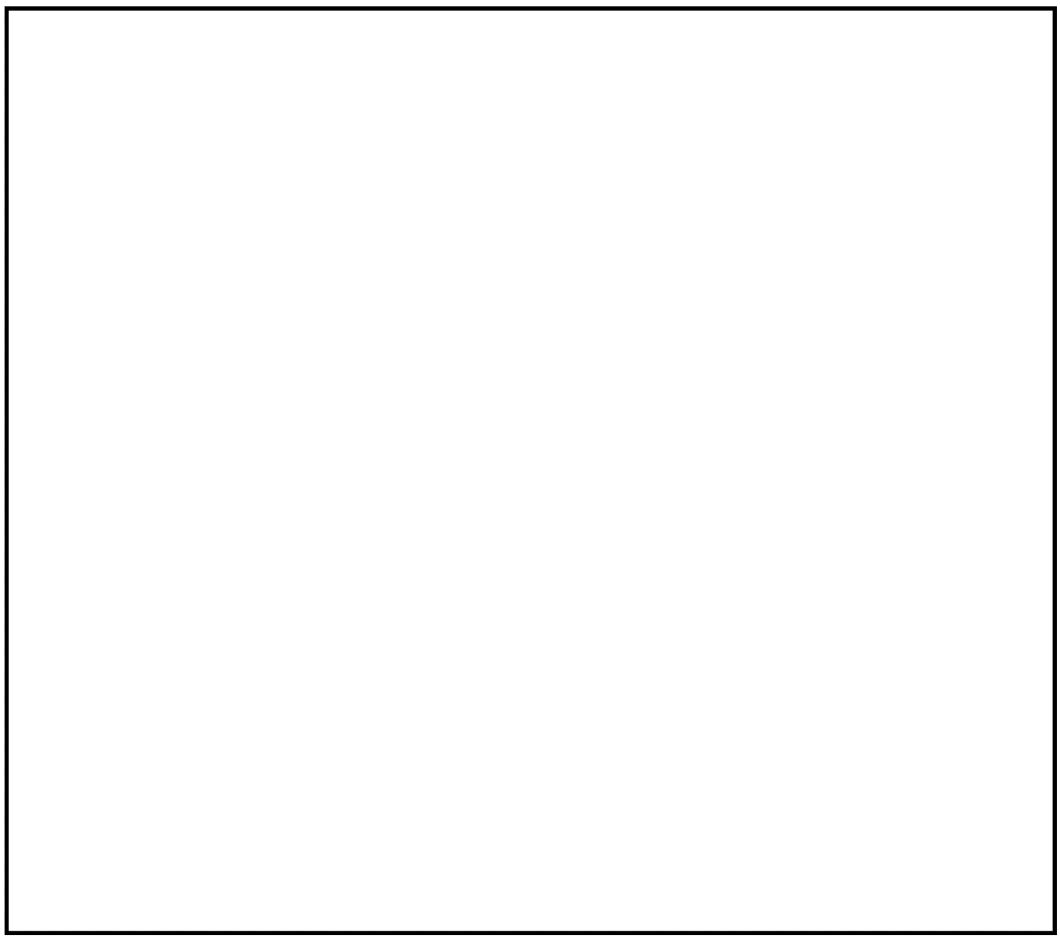
10.14.1.1　概　　要

発電用原子炉施設に特定重大事故等対処施設を設置し、原子炉補助建屋等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、原子炉補助建屋等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止する設計とする。

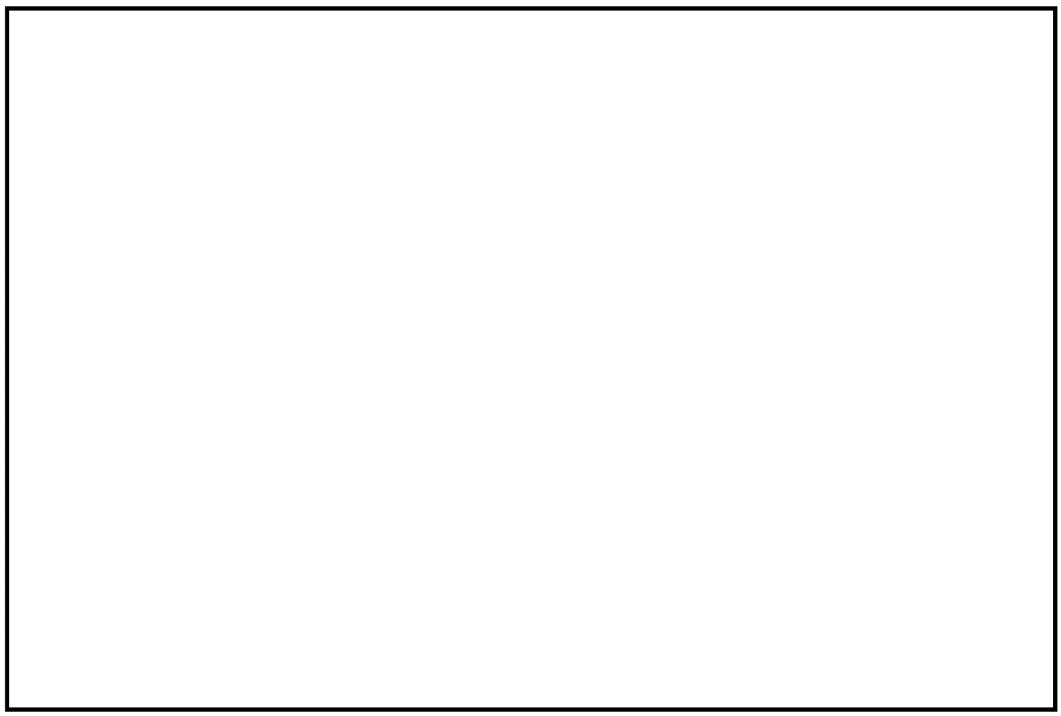
10.14.1.2　設計方針



枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

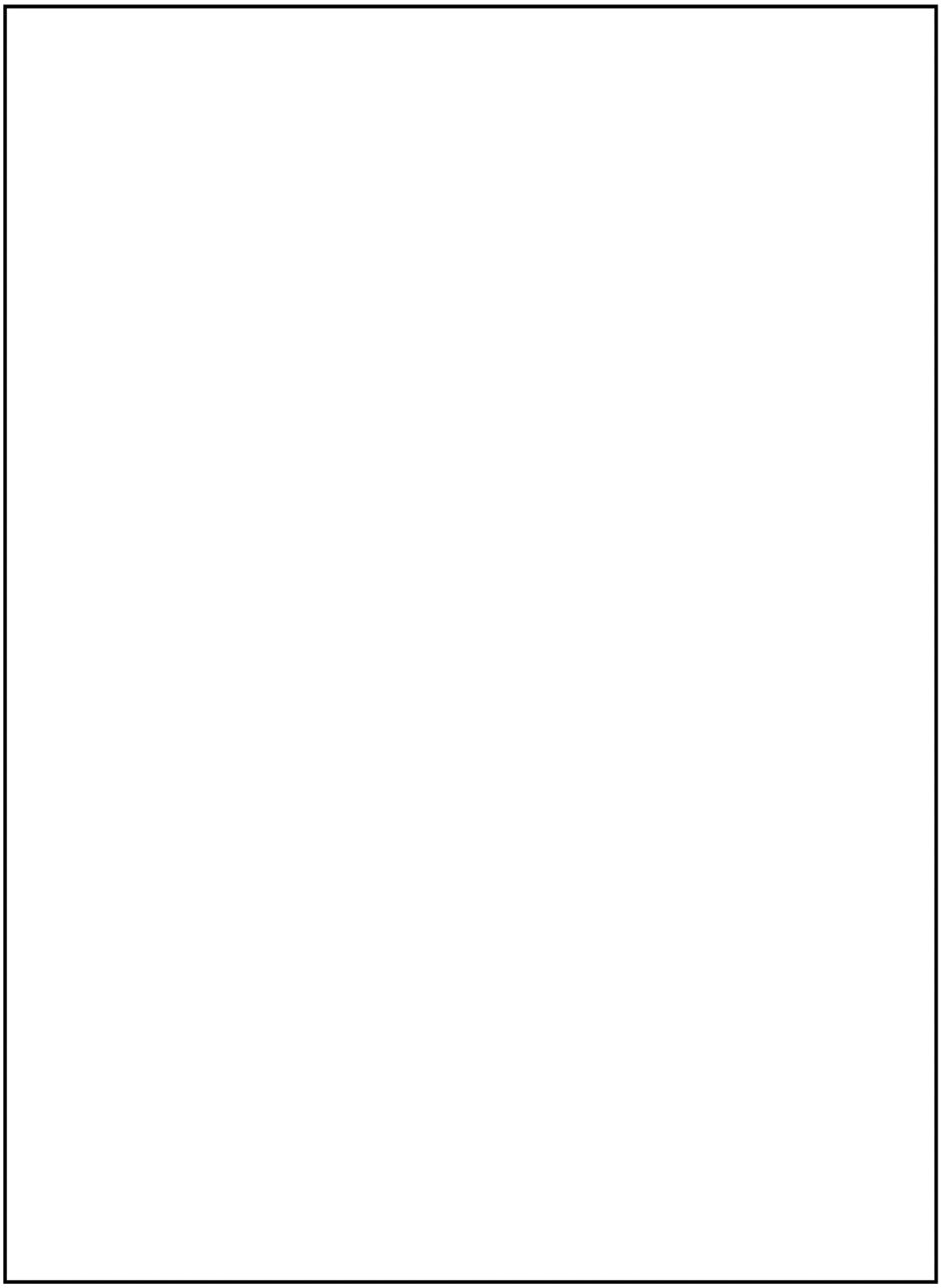


10.14.1.2.1　大型航空機の衝突影響を考慮する対象範囲



枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

10.14.1.2.2　大型航空機等の特性



枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

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

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

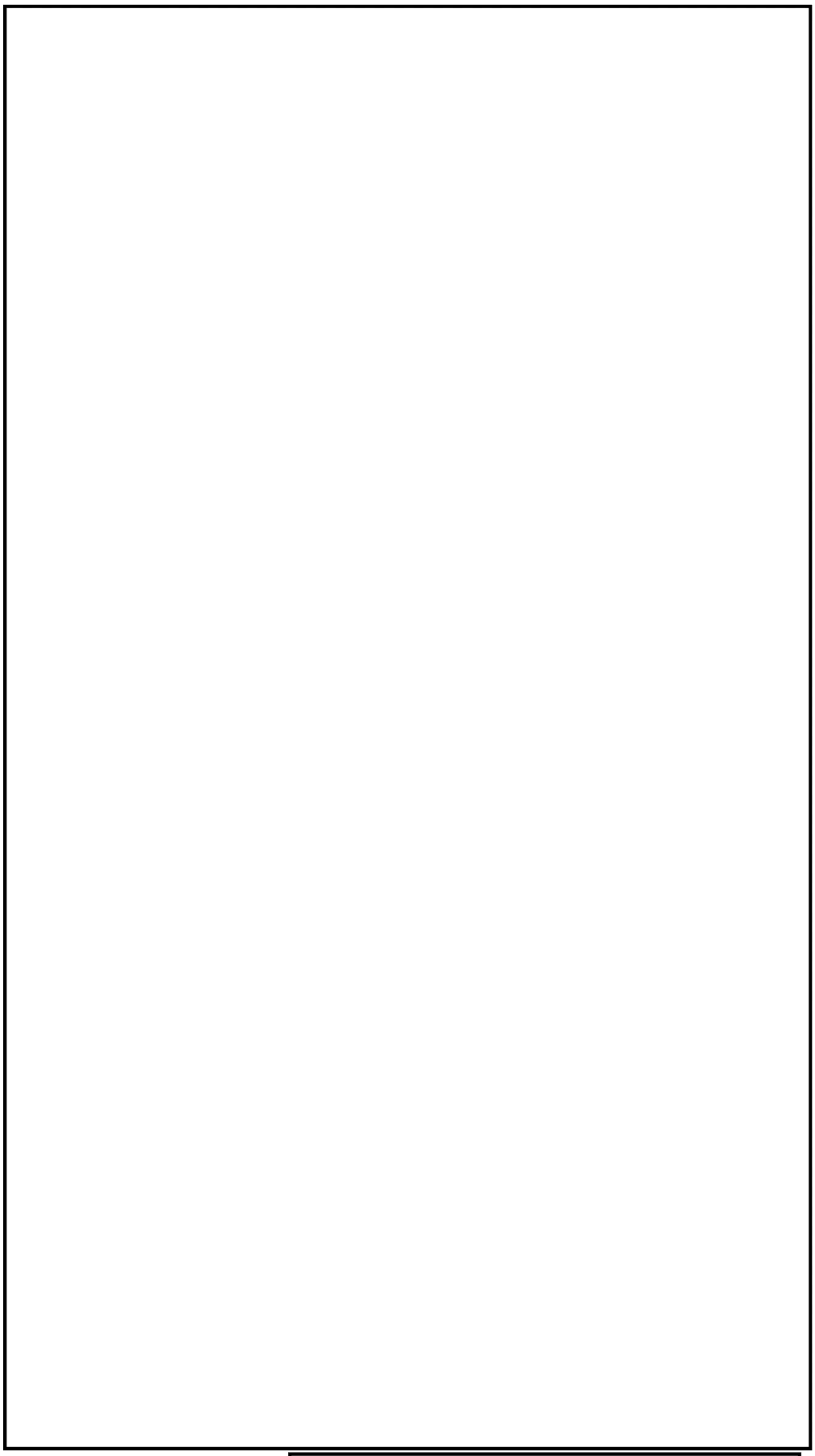
10.14.1.2.4　評価内容の設定

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

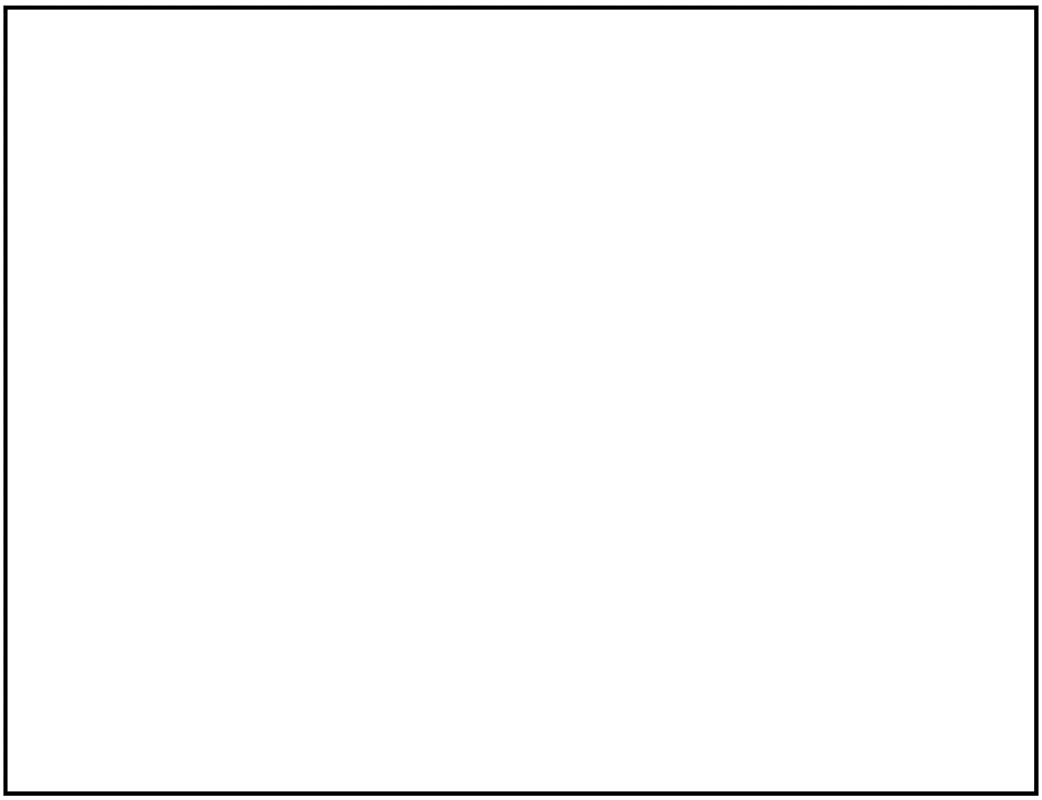
枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

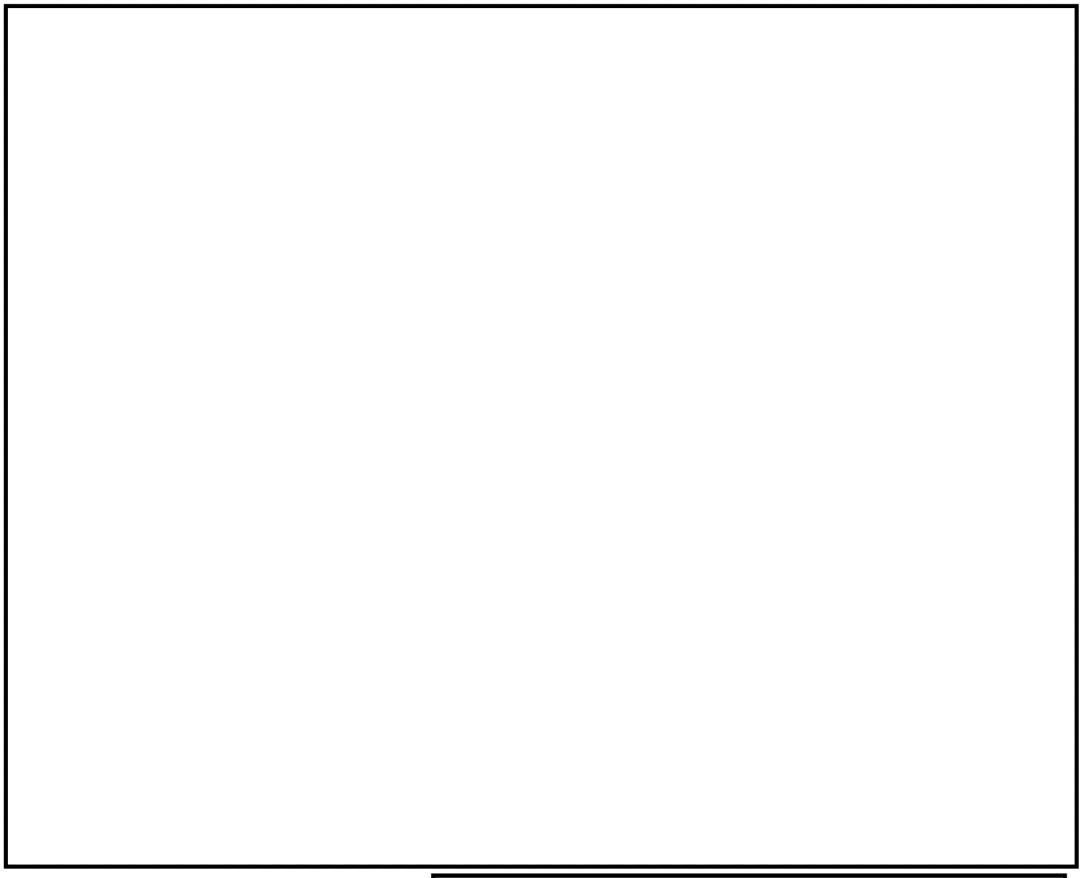
枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。



枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。



10.14.1.2.5　評価の方法



枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

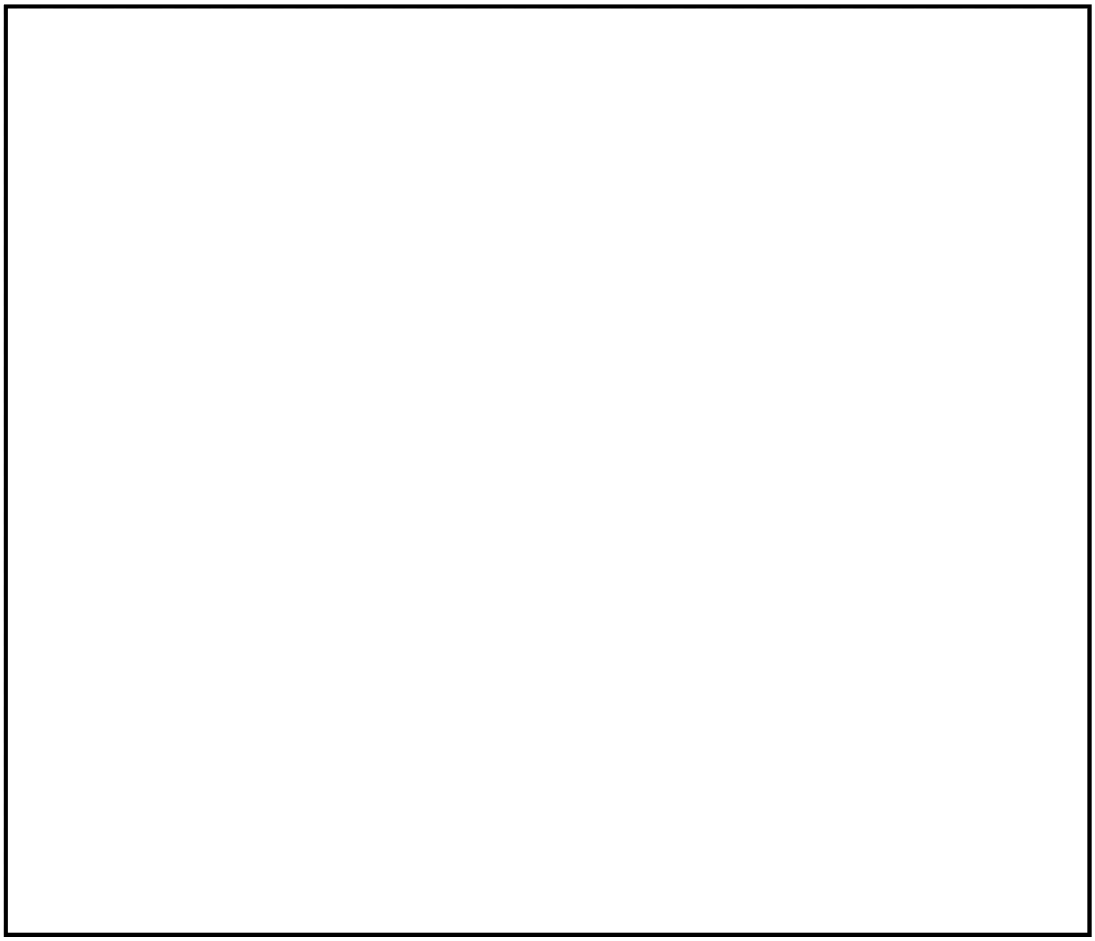
枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。



枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

10.14.2　原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧操作機能

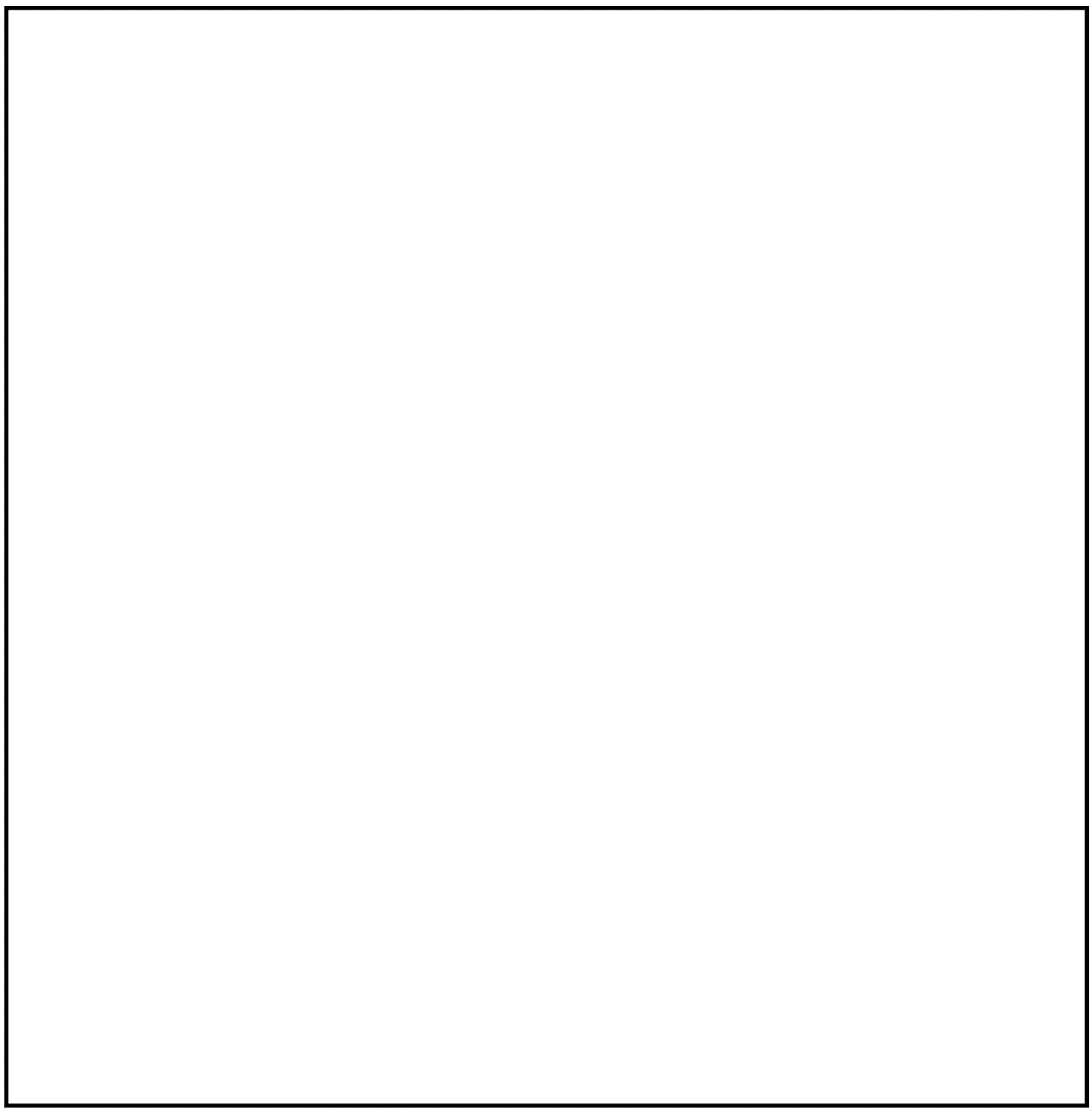
10.14.2.1　概　　要

原子炉補助建屋等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。

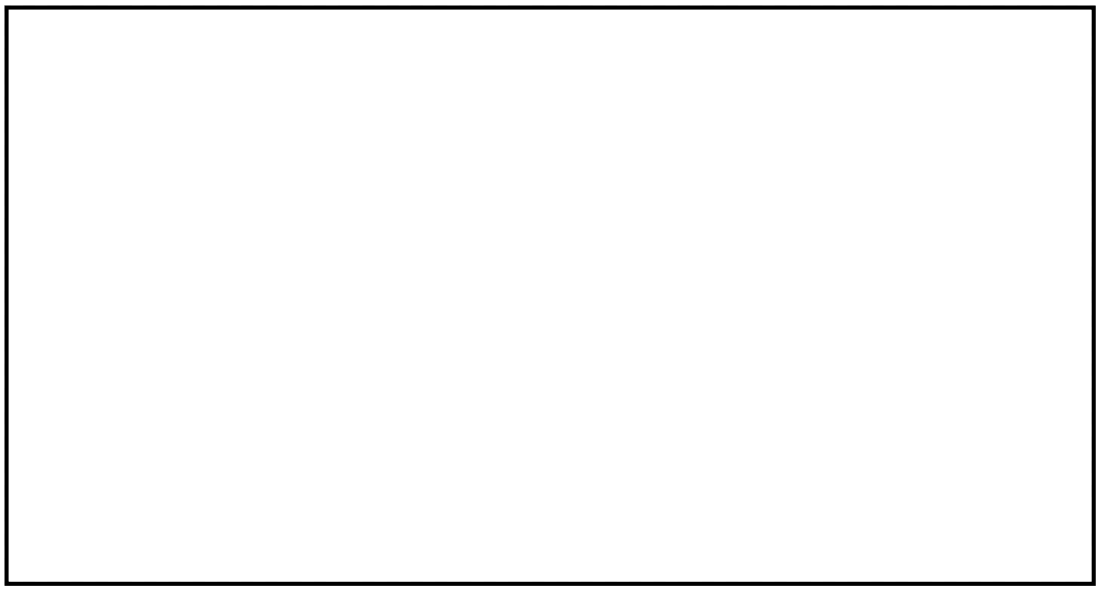
原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧操作機能の概略系統図を第 10.14.2.1 図から第 10.14.2.2 図に示す。

10.14.2.2　設計方針

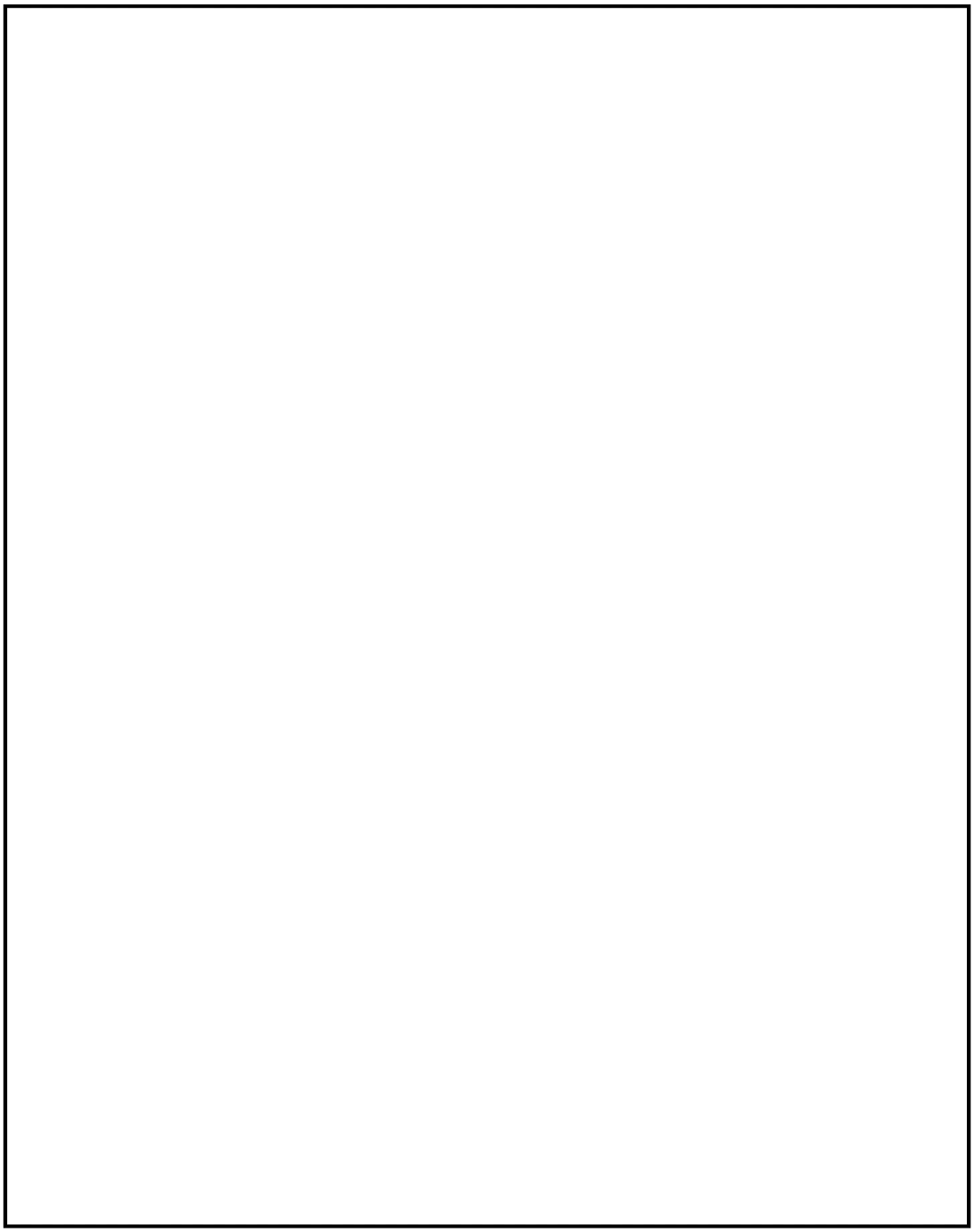
枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。



10.14.2.2.1　多重性又は多様性、独立性、位置的分散



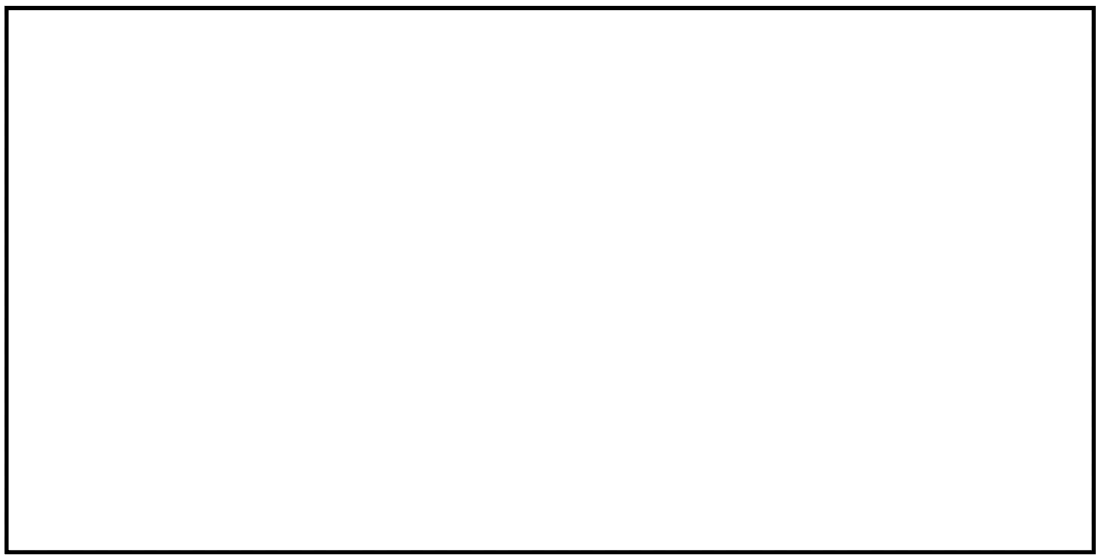
枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。



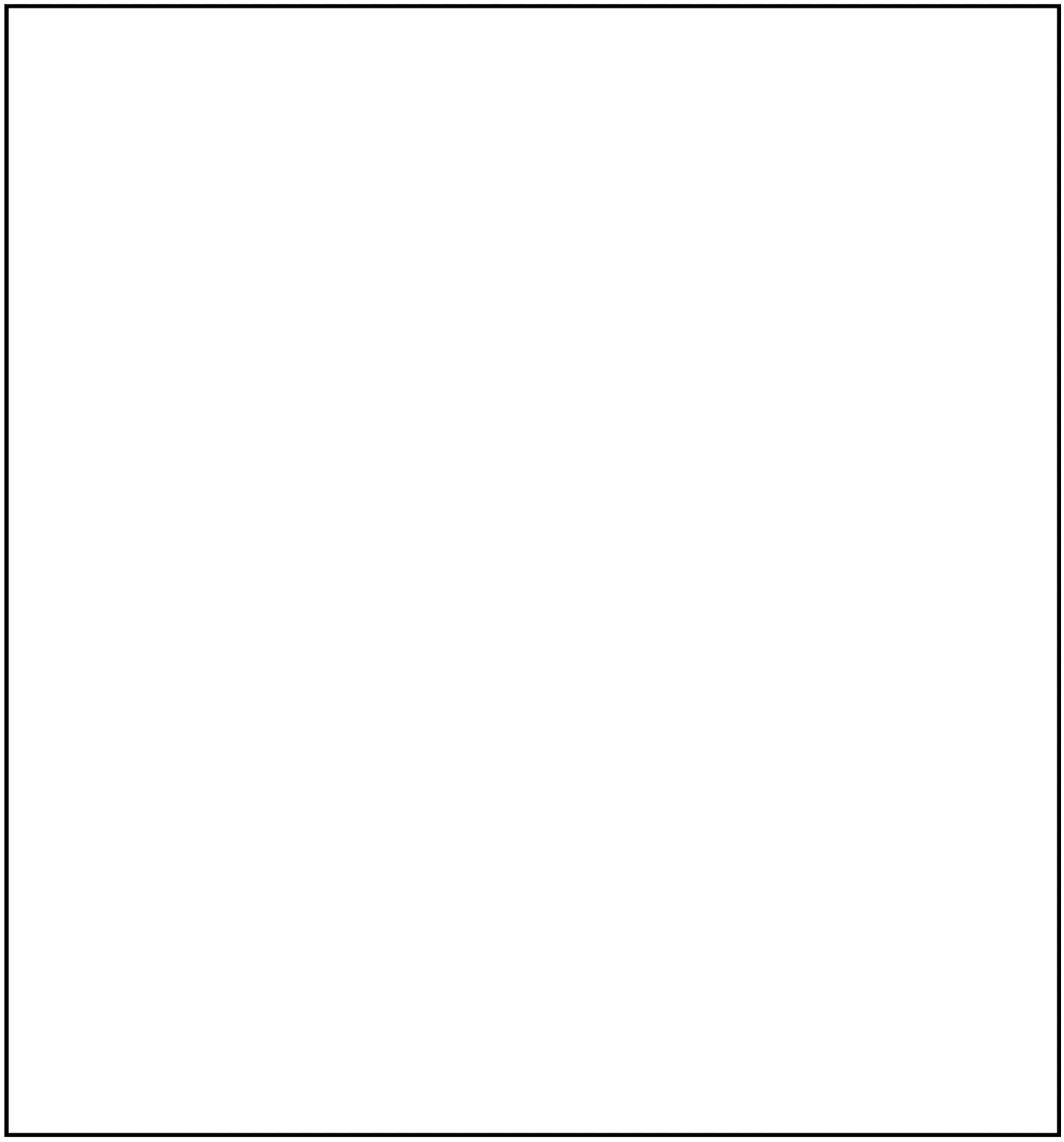
10.14.2.2.2　悪影響防止



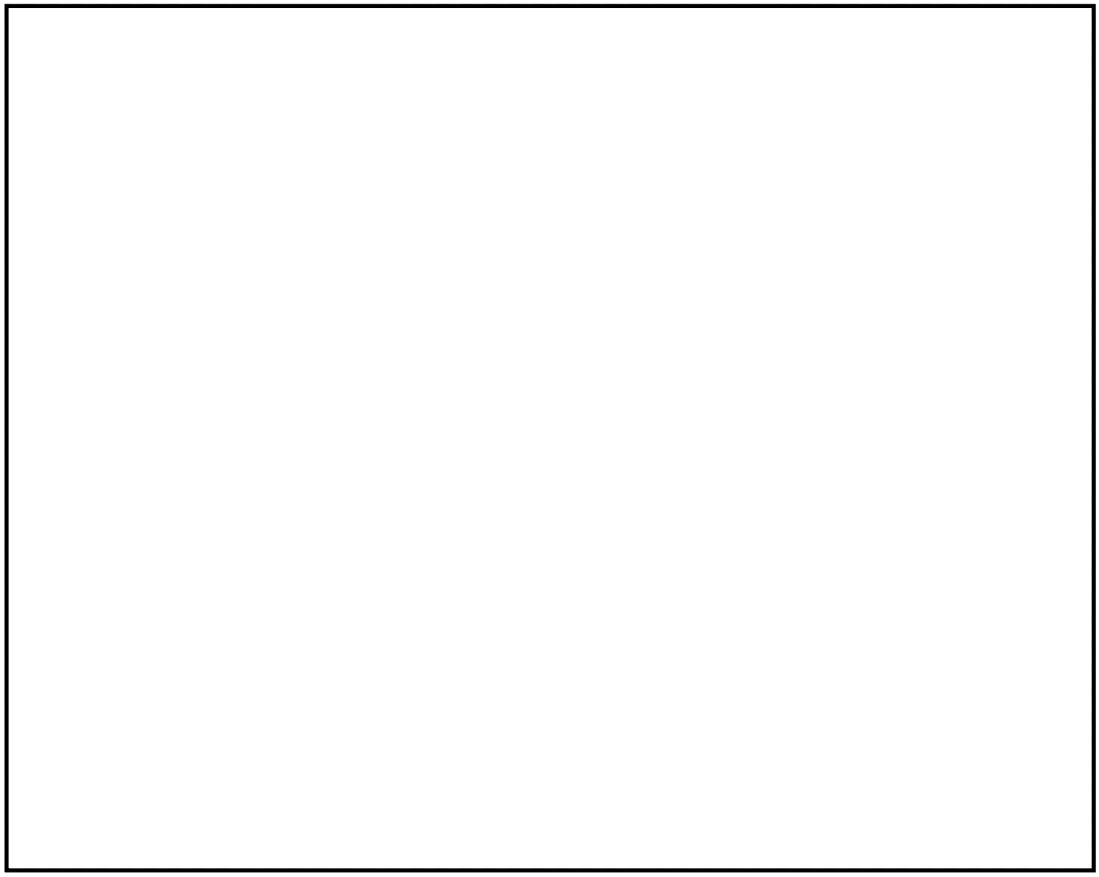
枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。



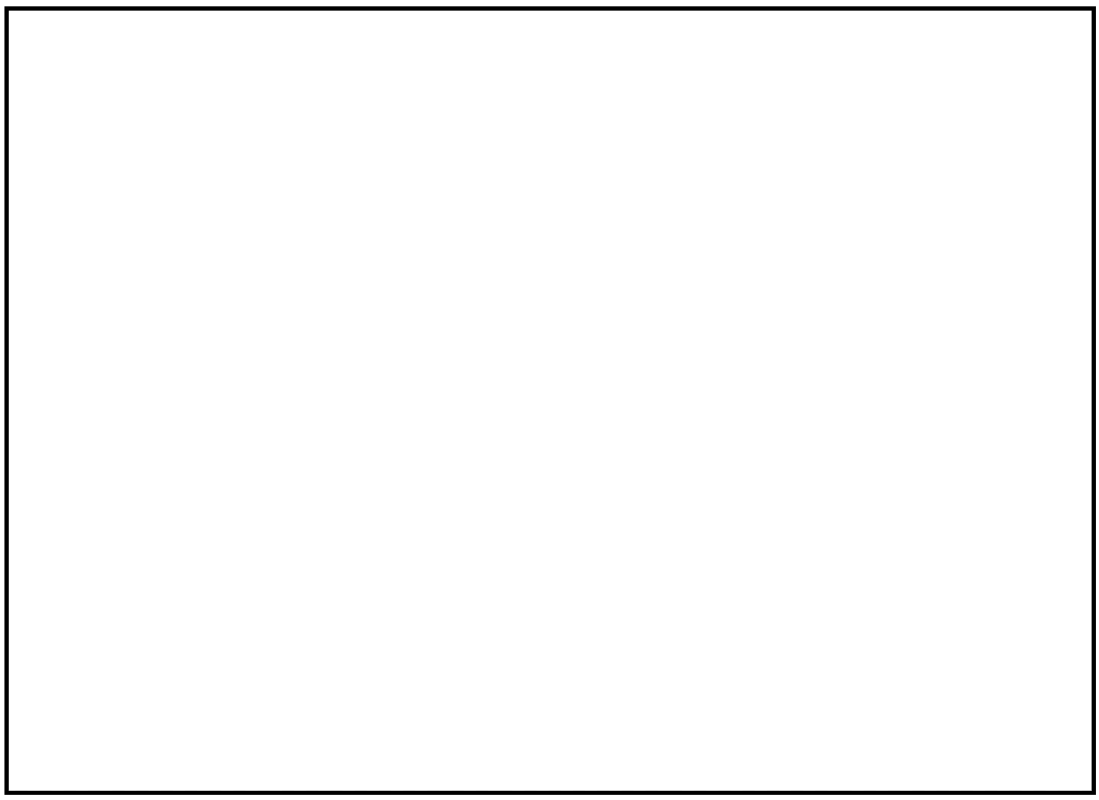
10.14.2.2.3　容　量　等



枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。



10.14.2.2.4　環境条件等



枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

10.14.2.2.5　操作性の確保

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

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

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

10.14.3　原子炉内の溶融炉心の冷却機能

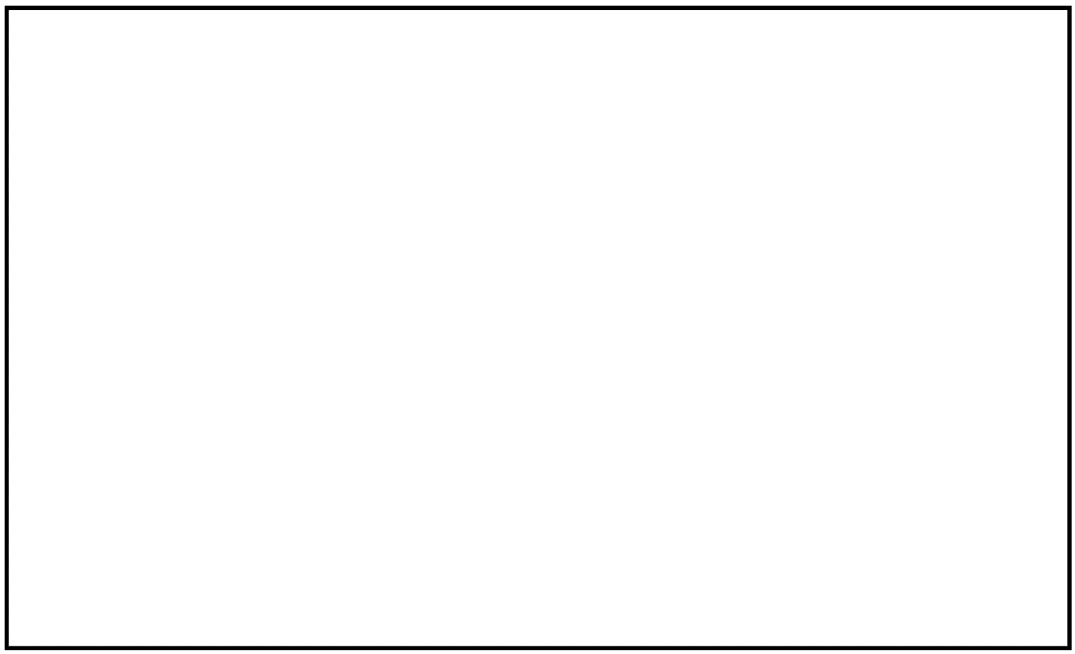
10.14.3.1　概　　要

原子炉補助建屋等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。

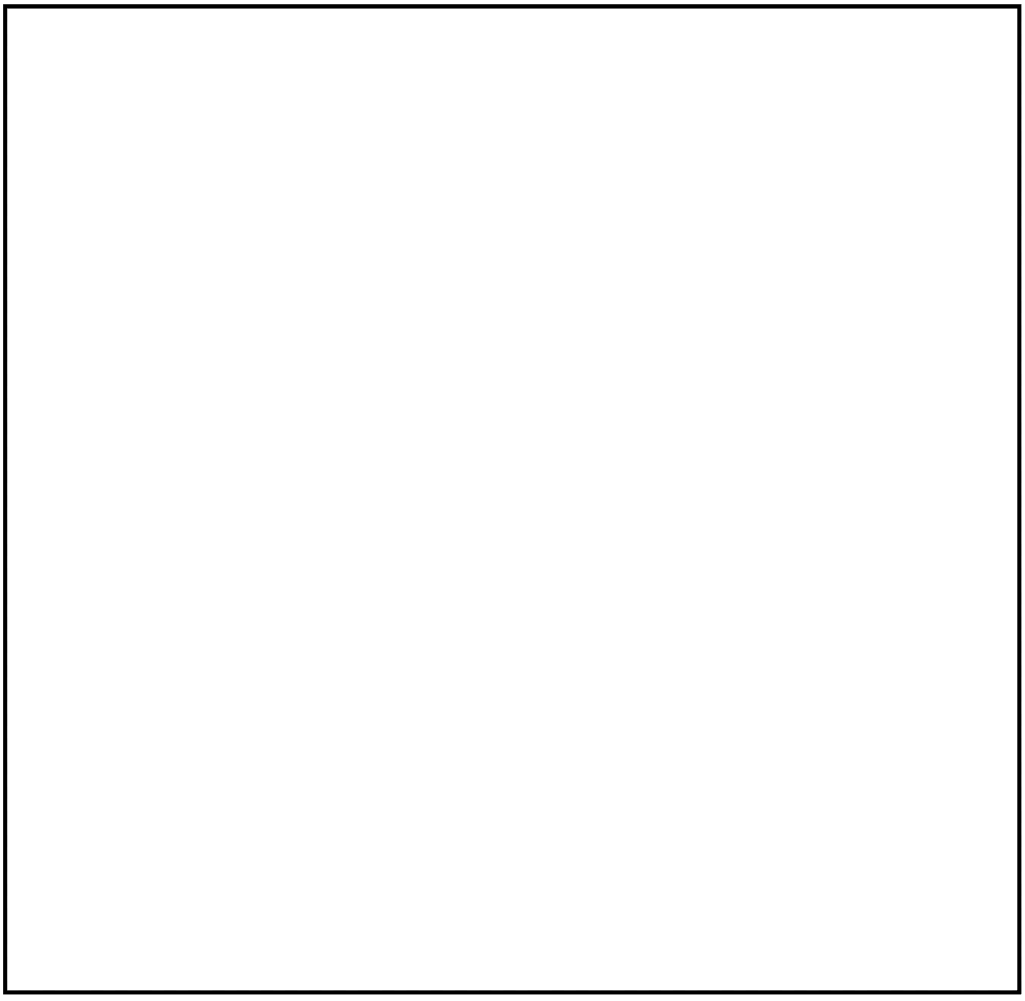
原子炉内の溶融炉心の冷却機能の概略系統図を第10.14.3.1図に示す。

10.14.3.2　設計方針

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。



10.14.3.2.1　多重性又は多様性、独立性、位置的分散



枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

10.14.3.2.2　悪影響防止

10.14.3.2.3　容　量　等

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

10.14.3.2.4　環境条件等

10.14.3.2.5　操作性の確保

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

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

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

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

原子炉補助建屋等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、原子炉格納容器下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。

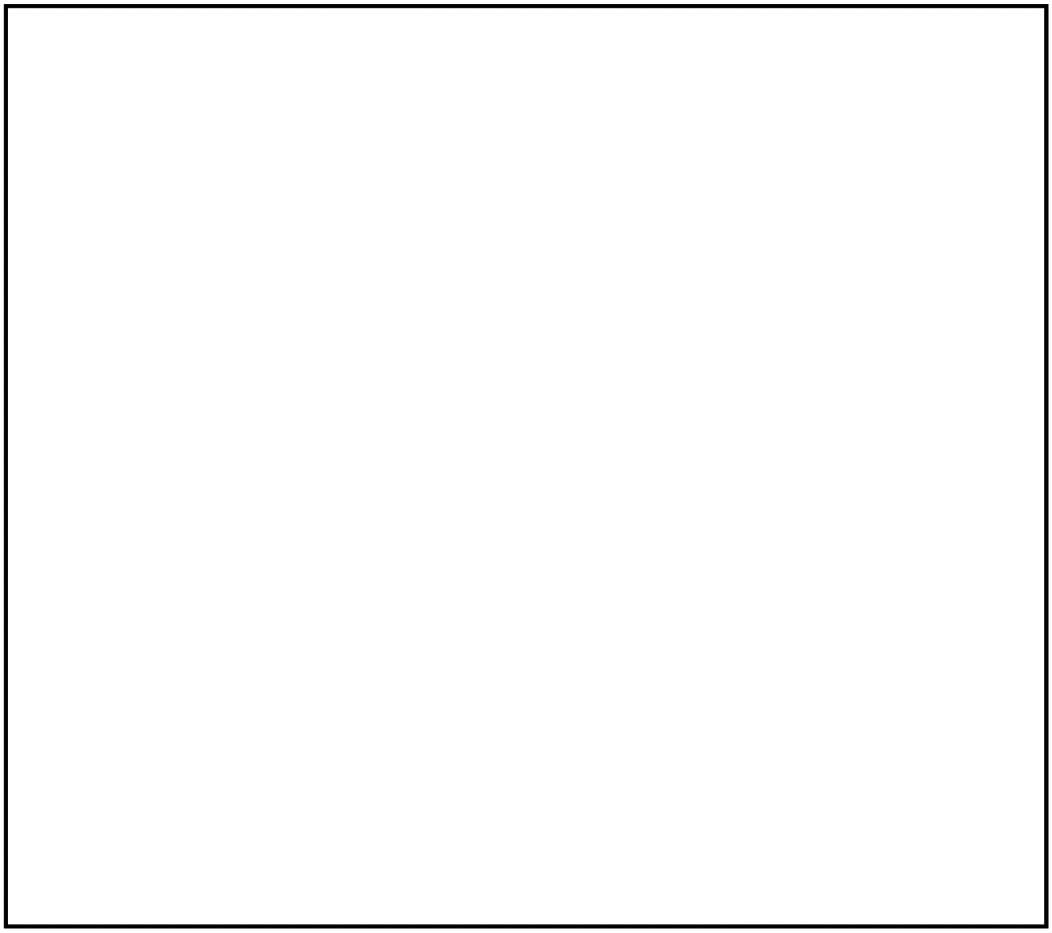
原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却機能の概略系統図を第 10.14.4.1 図に示す。

10.14.4.2　設計方針

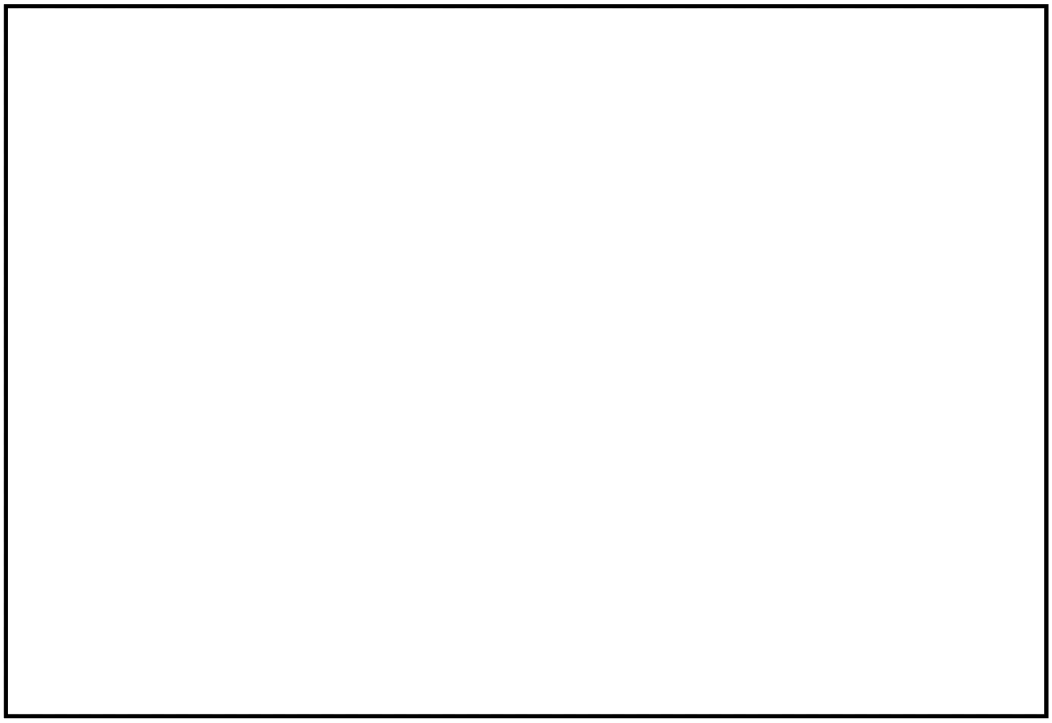
枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

10.14.4.2.1　多重性又は多様性、独立性、位置的分散

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。



10.14.4.2.2　悪影響防止



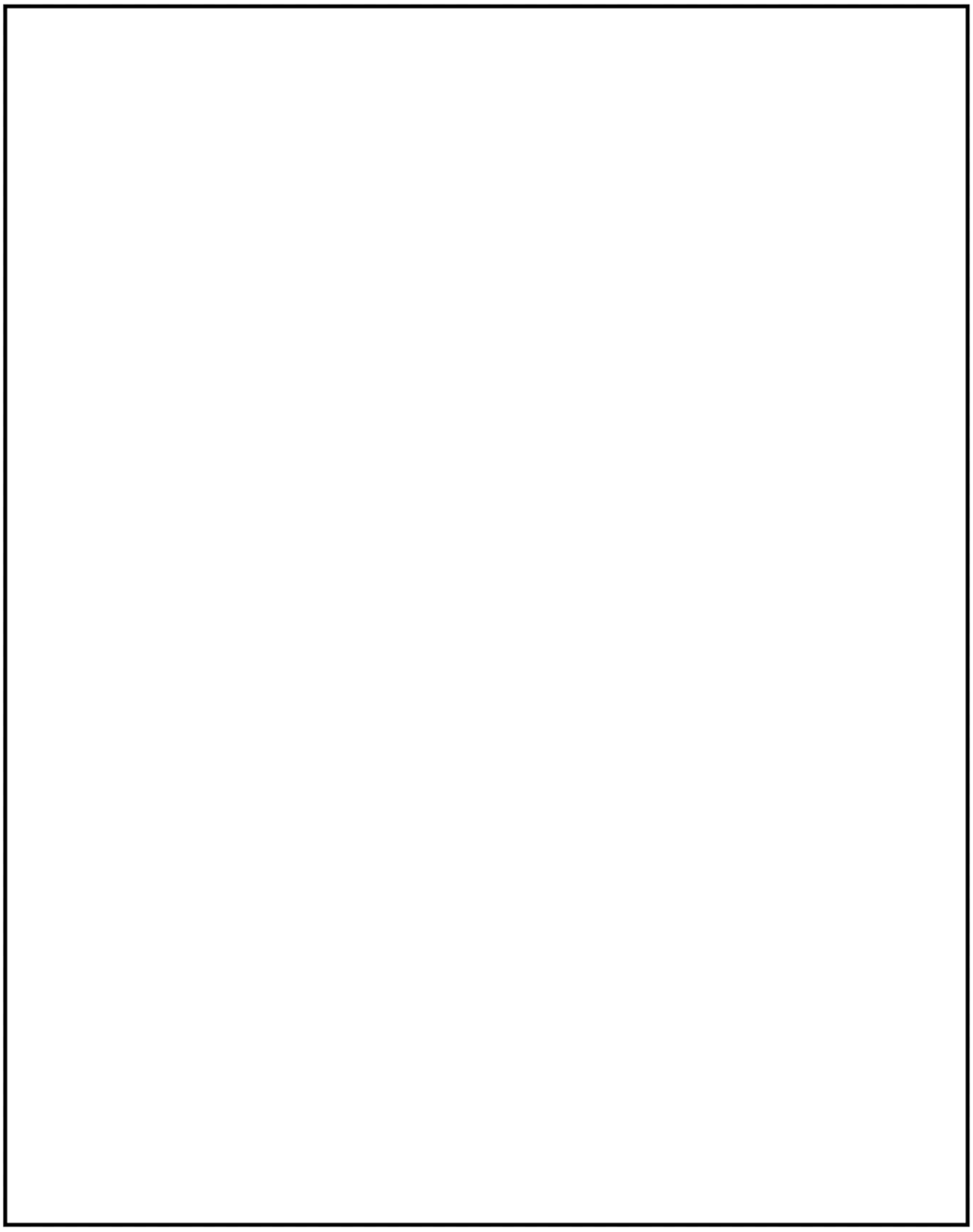
枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

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

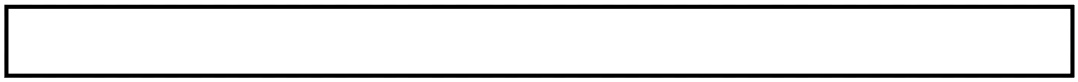
枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。



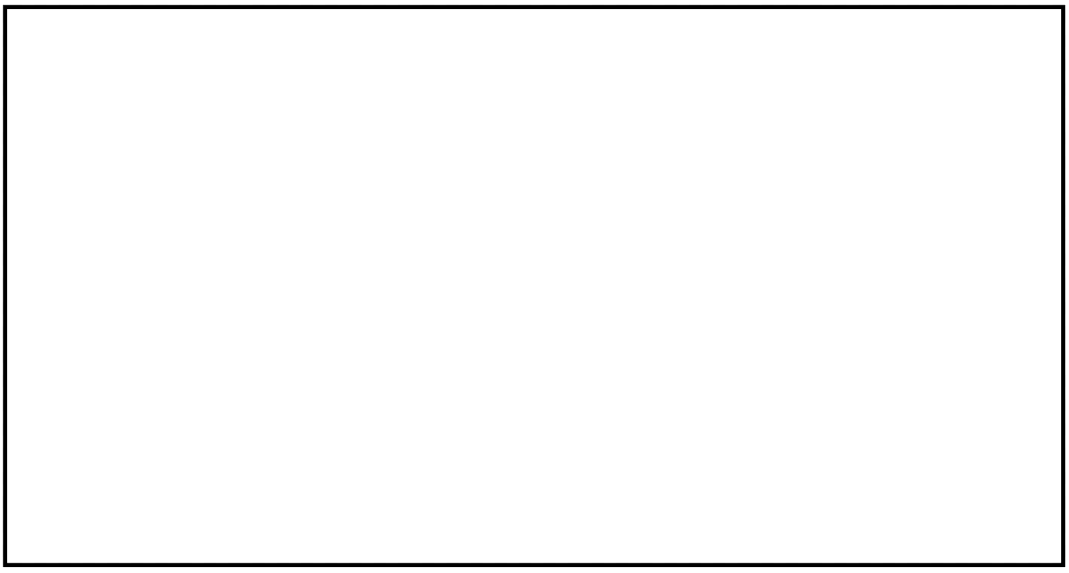
10.14.4.3　主要設備及び仕様



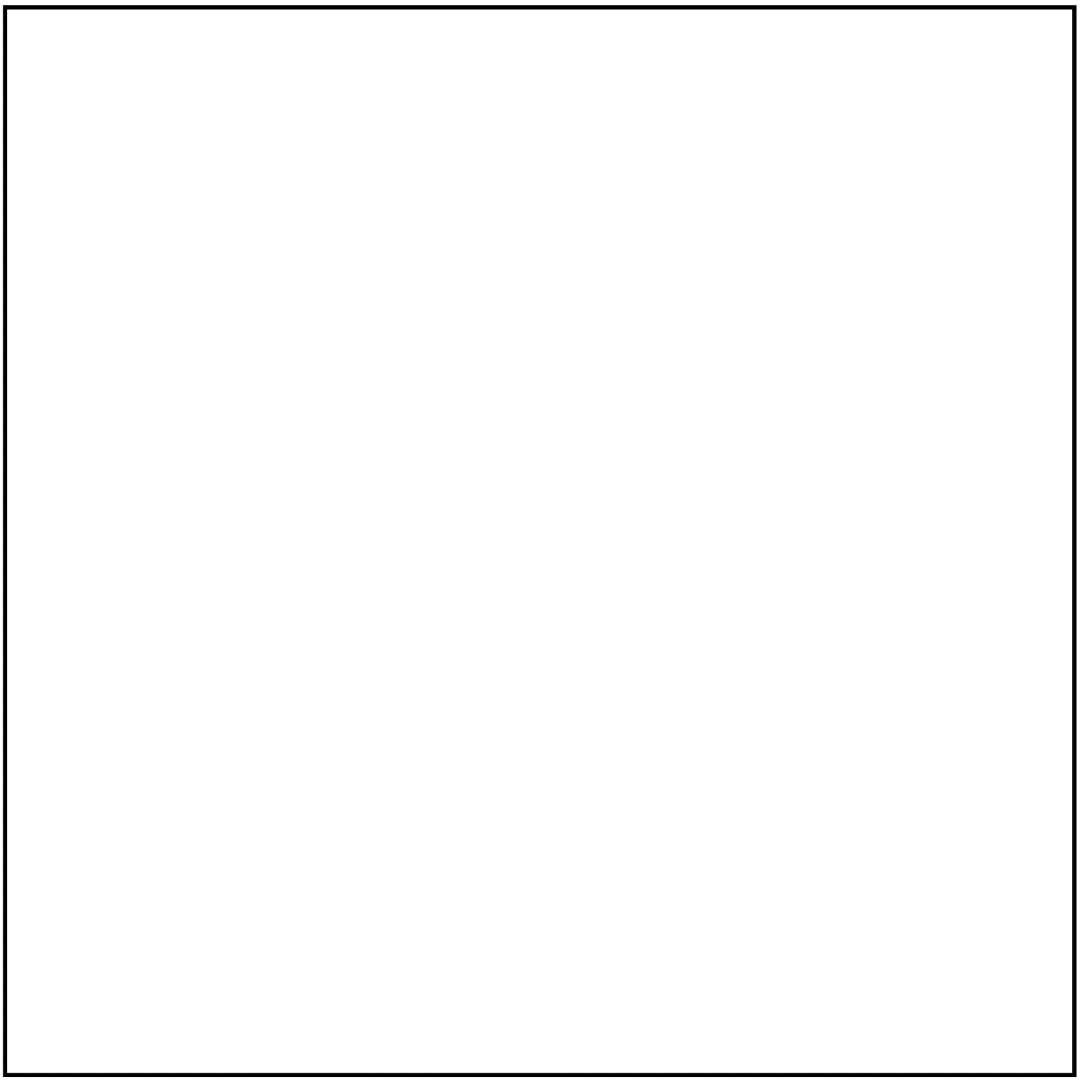
10.14.4.4　試験検査



枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。



10.14.4.5　信頼性向上を図るための設計方針



枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

10.14.5　原子炉格納容器内の冷却・減圧・放射性物質低減機能

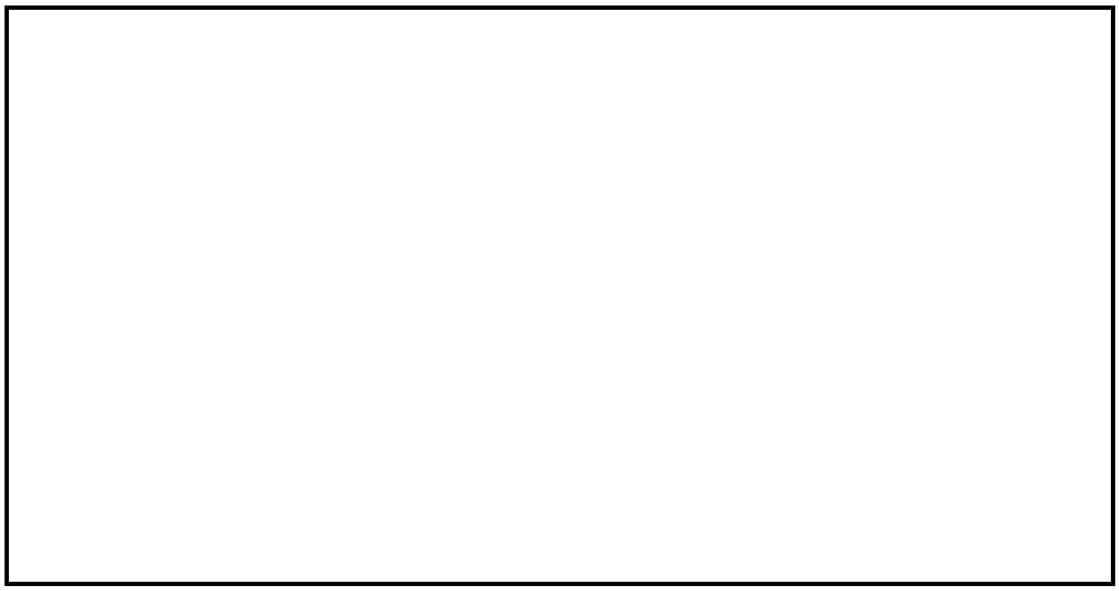
10.14.5.1　概　　要

原子炉補助建屋等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。

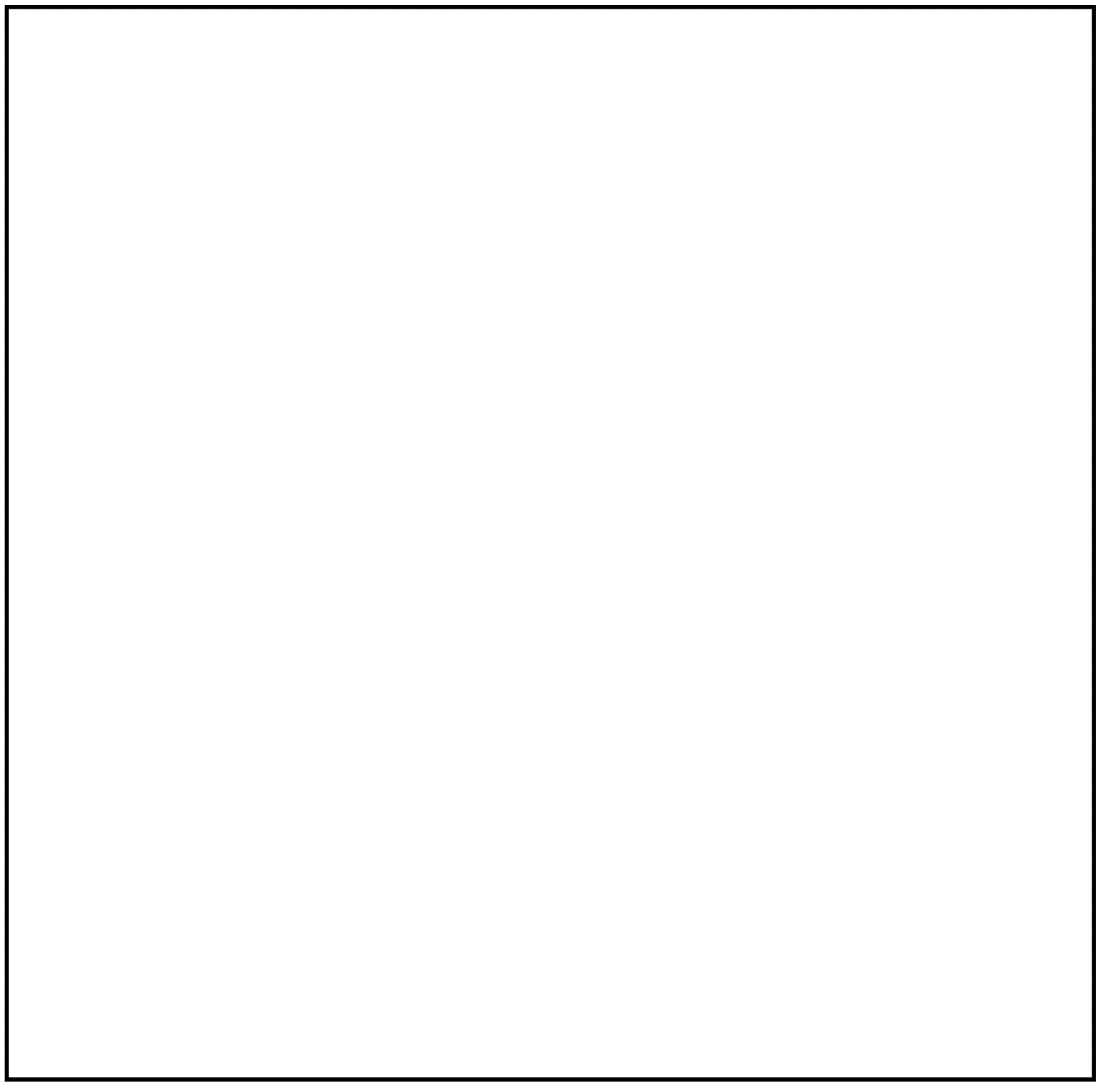
原子炉格納容器内の冷却・減圧・放射性物質低減機能の概略系統図を第 10.14.5.1 図に示す。

10.14.5.2　設計方針

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。



10.14.5.2.1　多重性又は多様性、独立性、位置的分散



枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

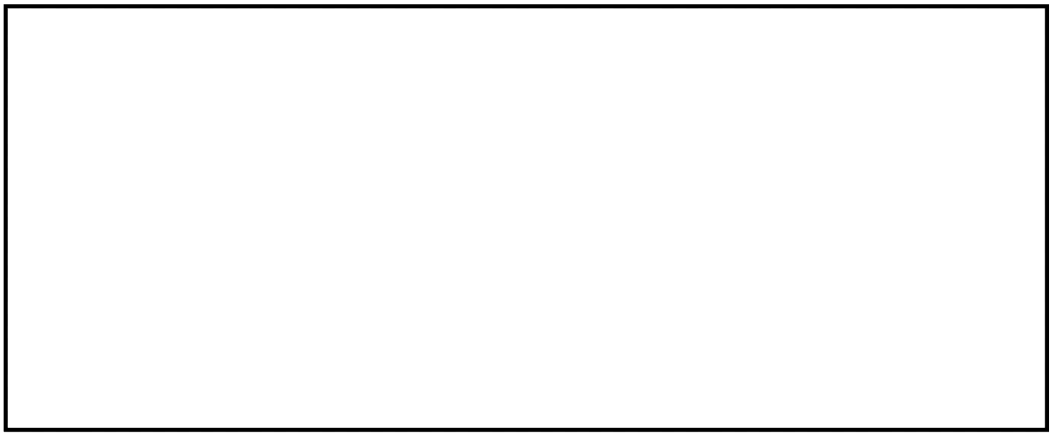
10.14.5.2.2　悪影響防止

10.14.5.2.3　容　量　等

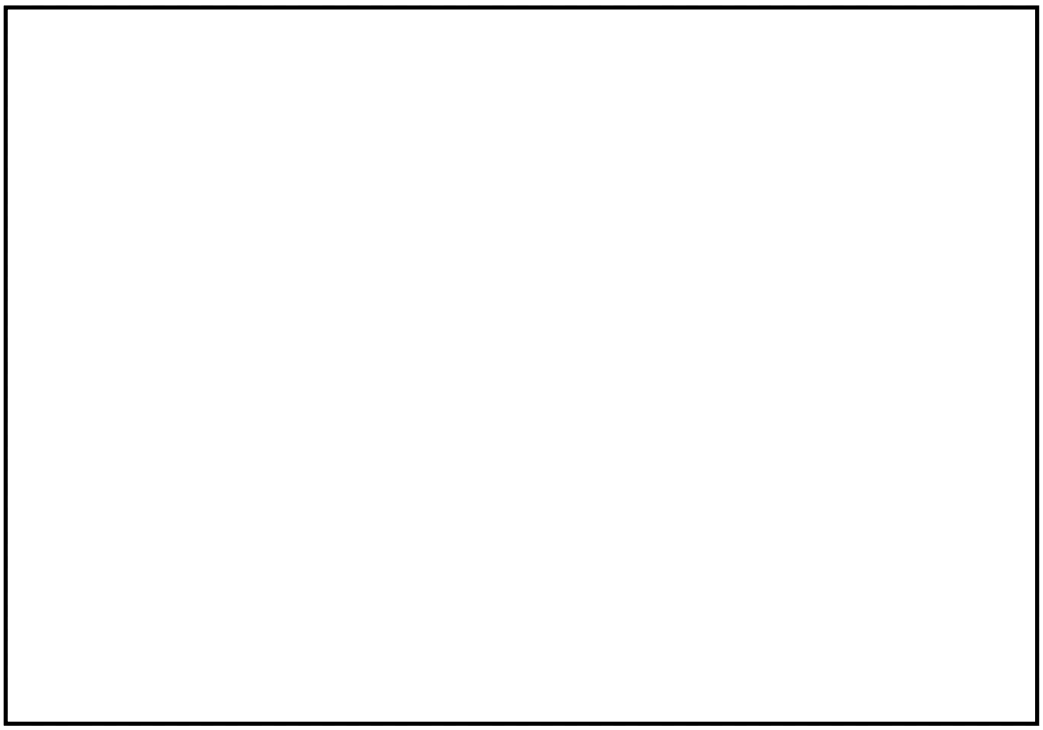
枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。



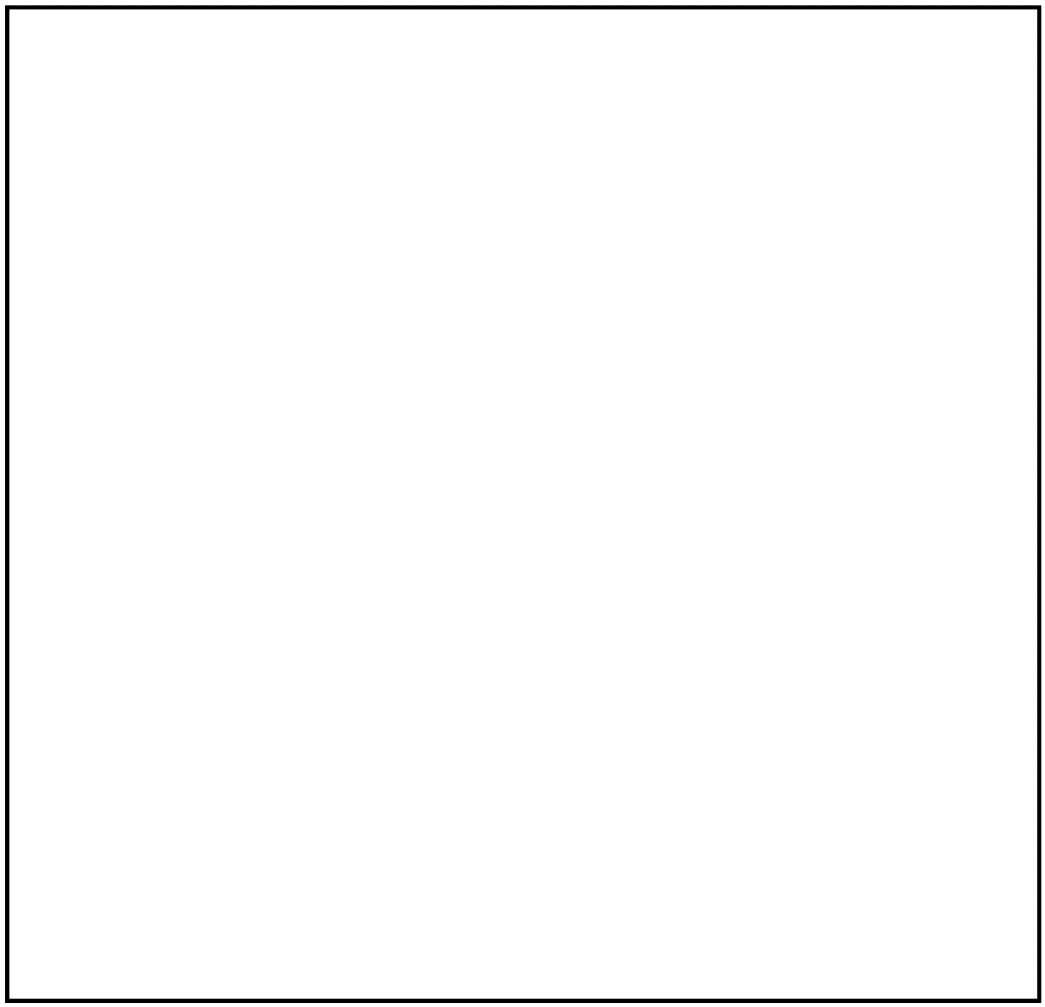
10.14.5.2.4　環境条件等



10.14.5.2.5　操作性の確保



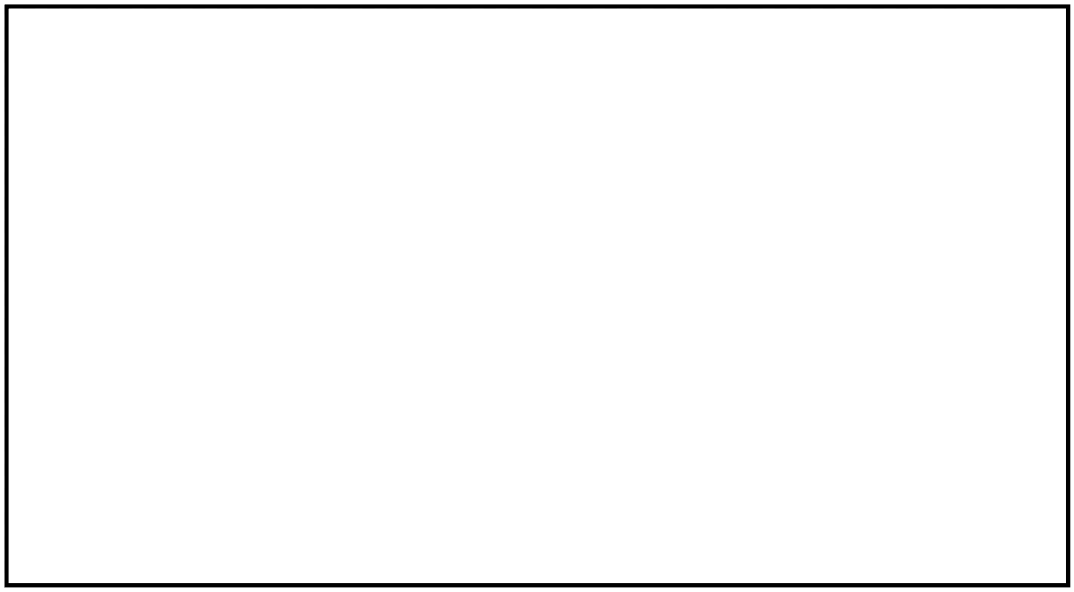
枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。



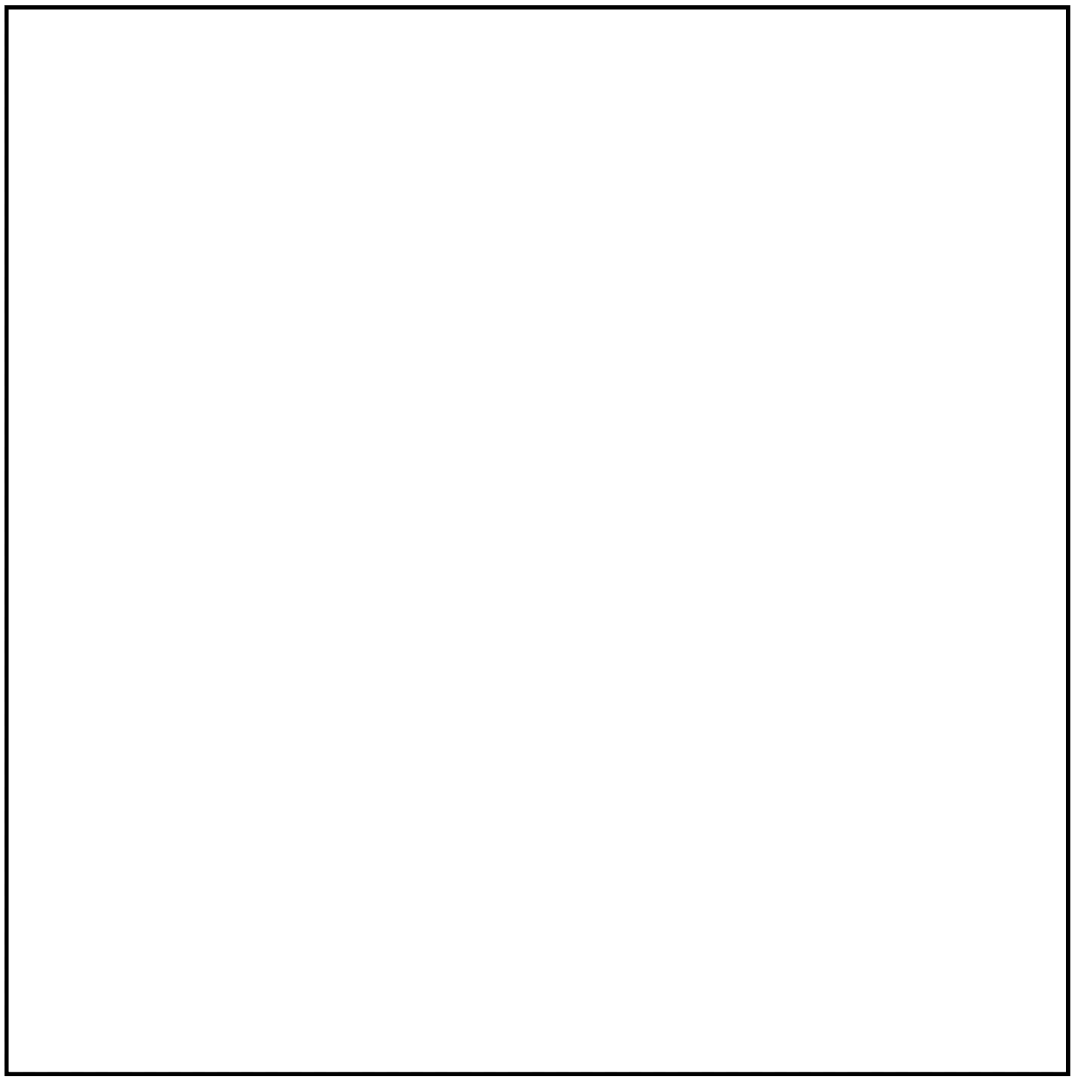
10.14.5.3　主要設備及び仕様

10.14.5.4　試験検査

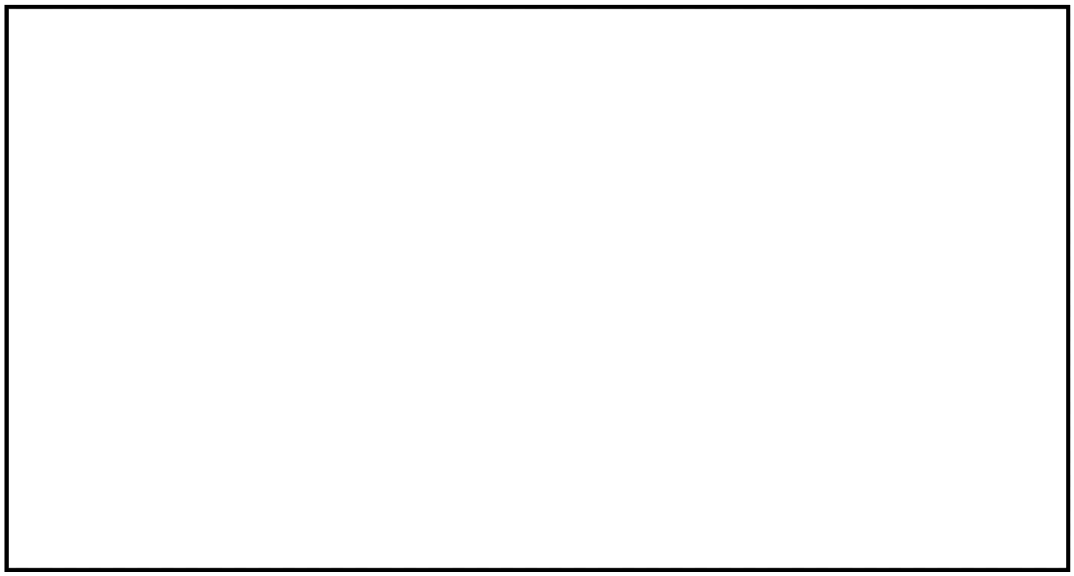
枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。



10.14.5.5　信頼性向上を図るための設計方針



枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。



枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

10.14.6　原子炉格納容器の過圧破損防止機能

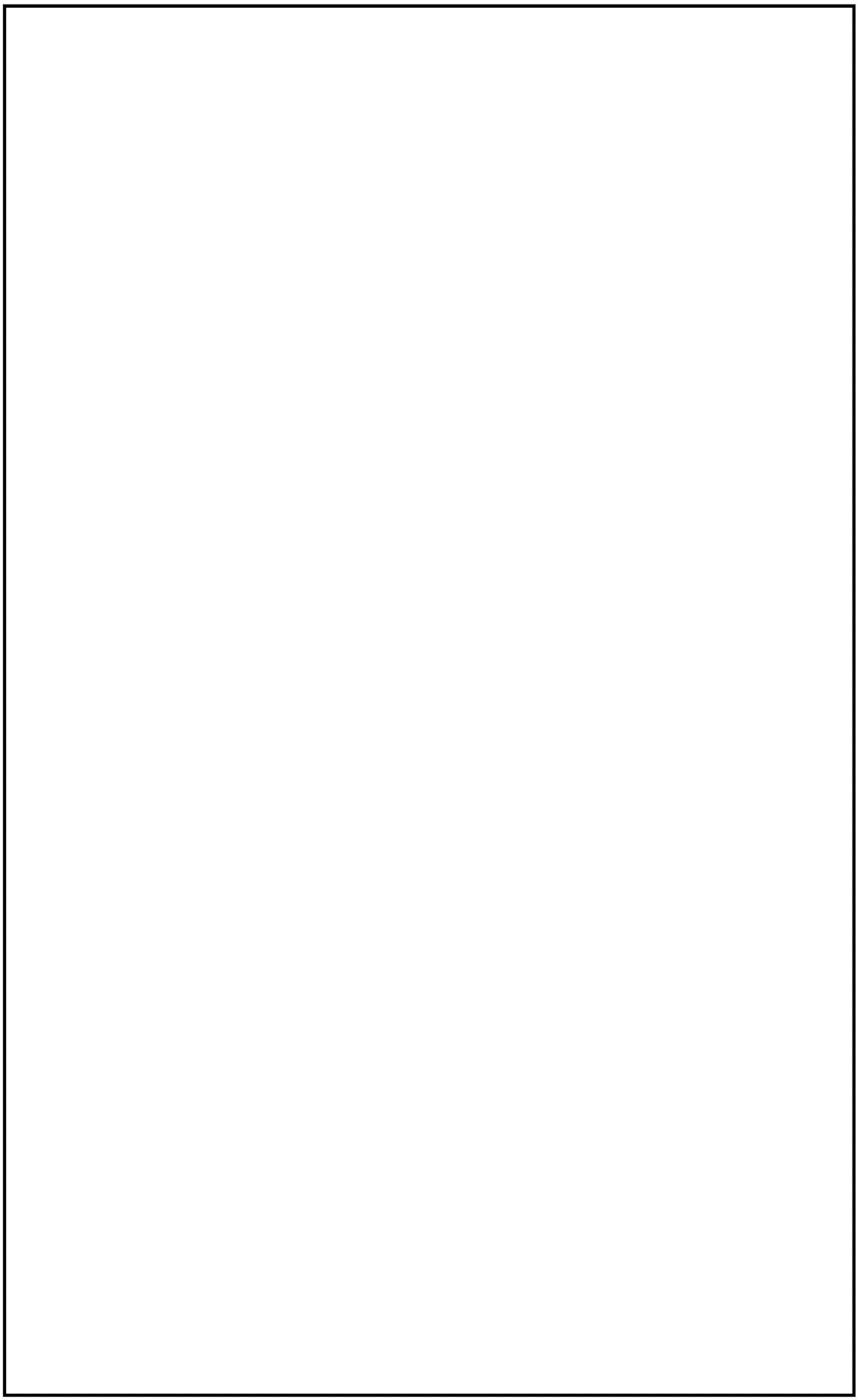
10.14.6.1　概　　要

原子炉補助建屋等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概略系統図を第10.14.6.1 図に示す。

10.14.6.2　設計方針

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。



枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

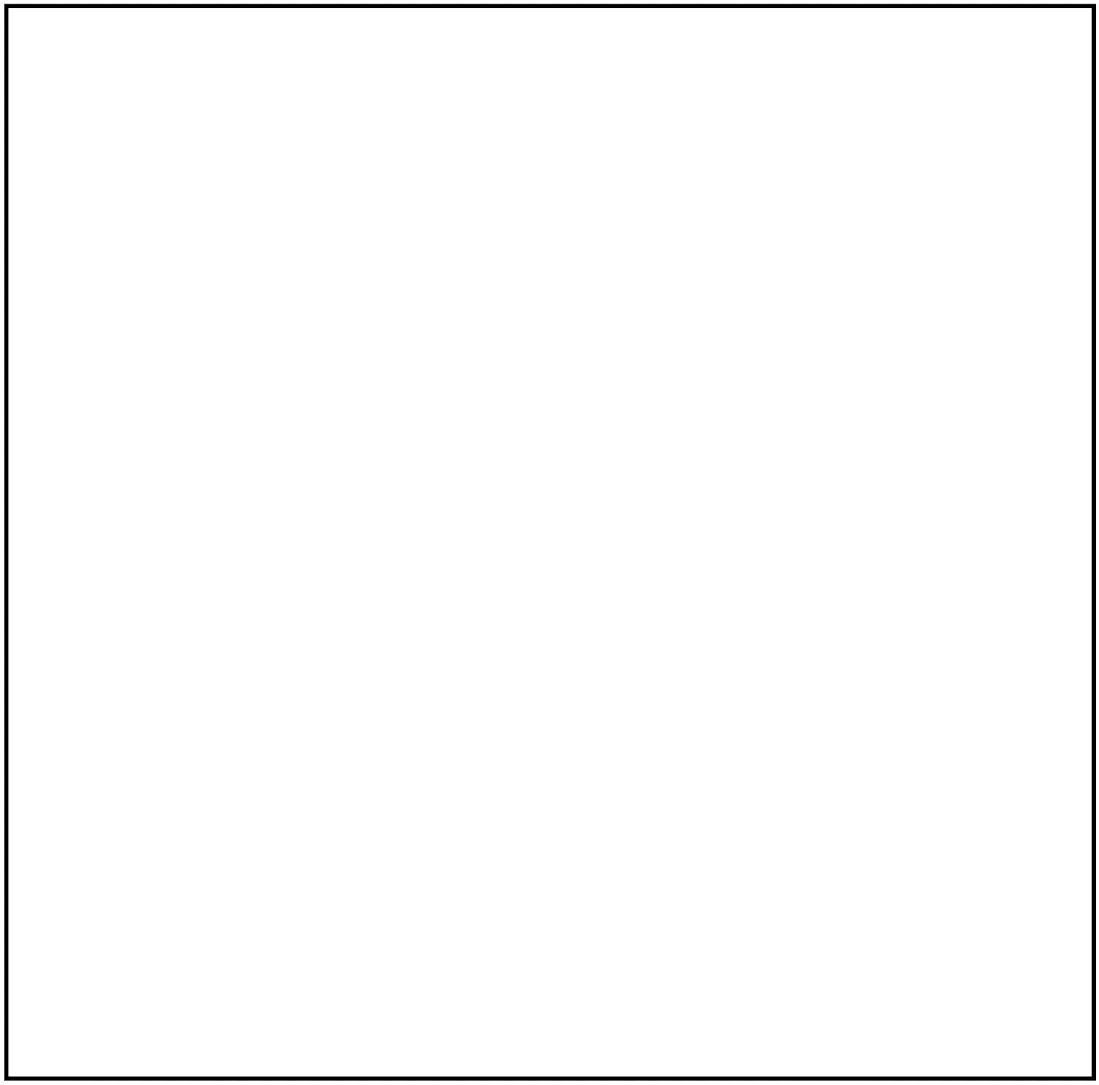
枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

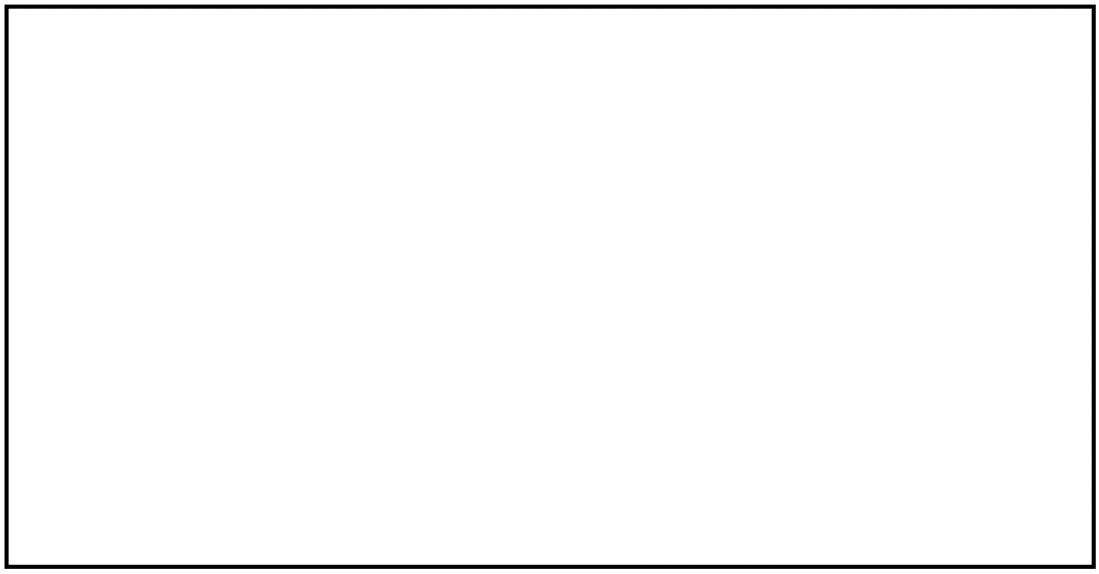
枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。



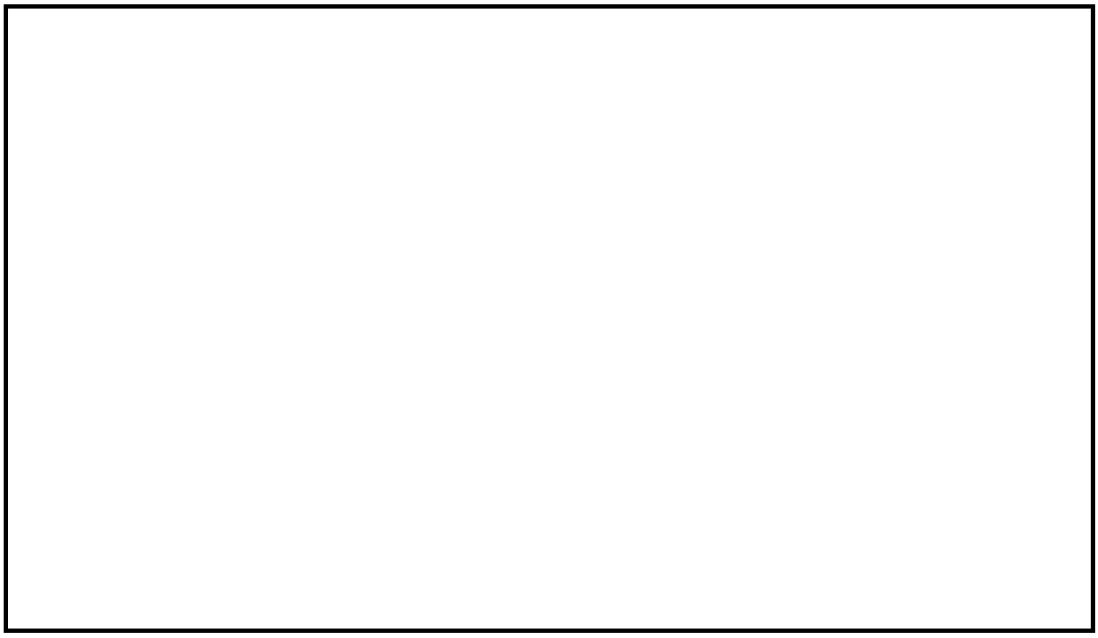
10.14.6.2.1　多重性又は多様性、独立性、位置的分散



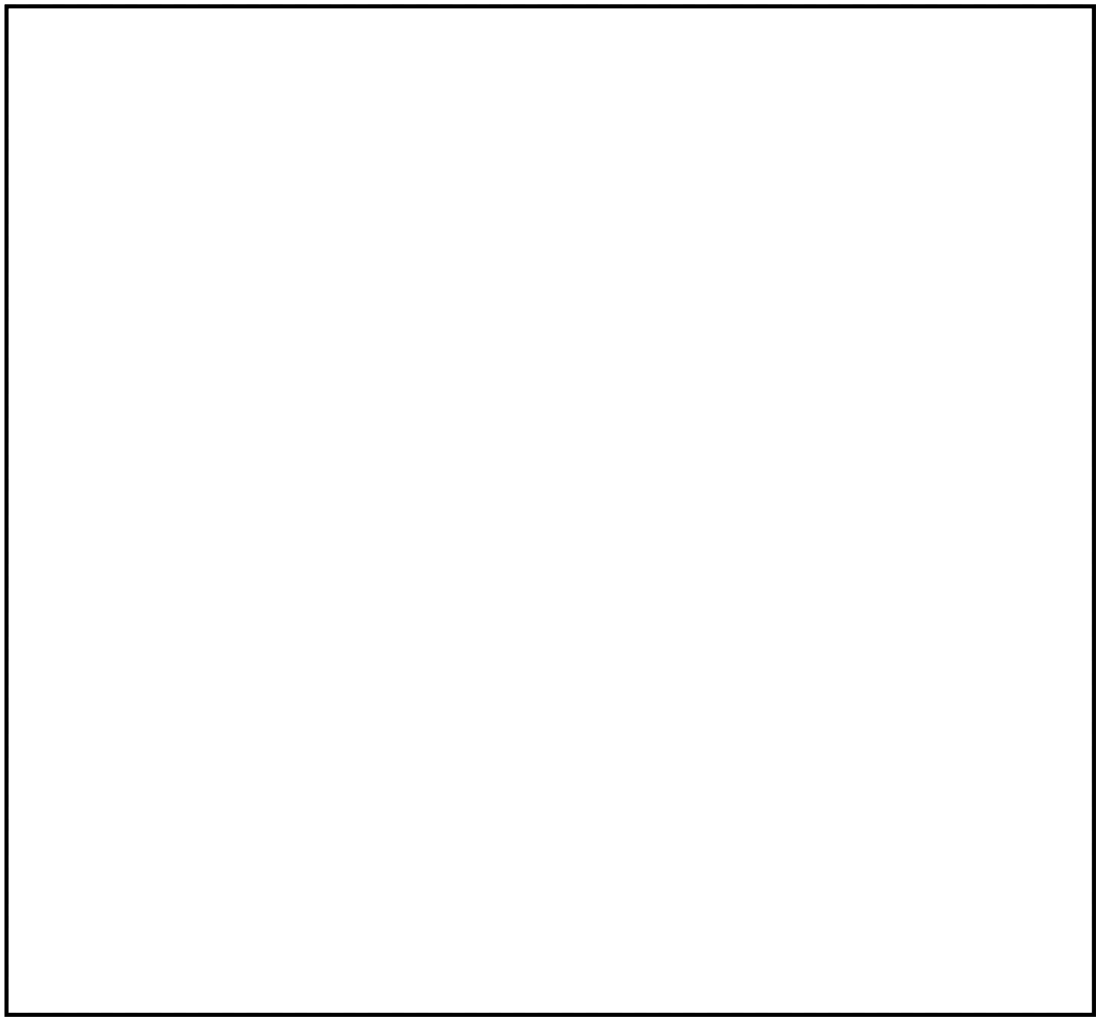
枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

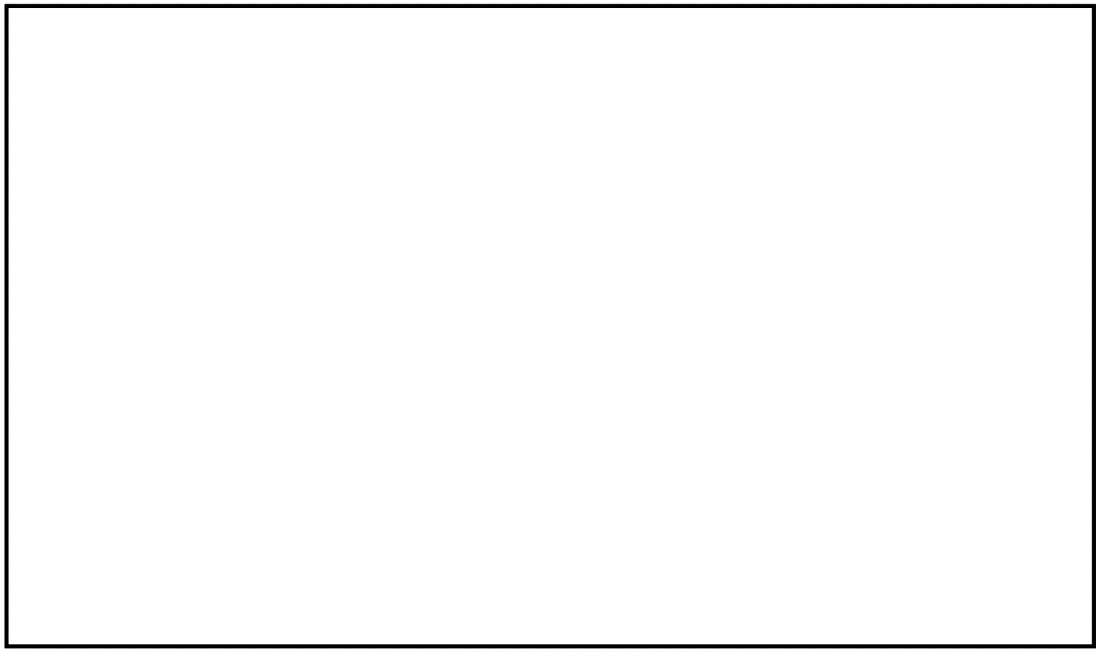
枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。



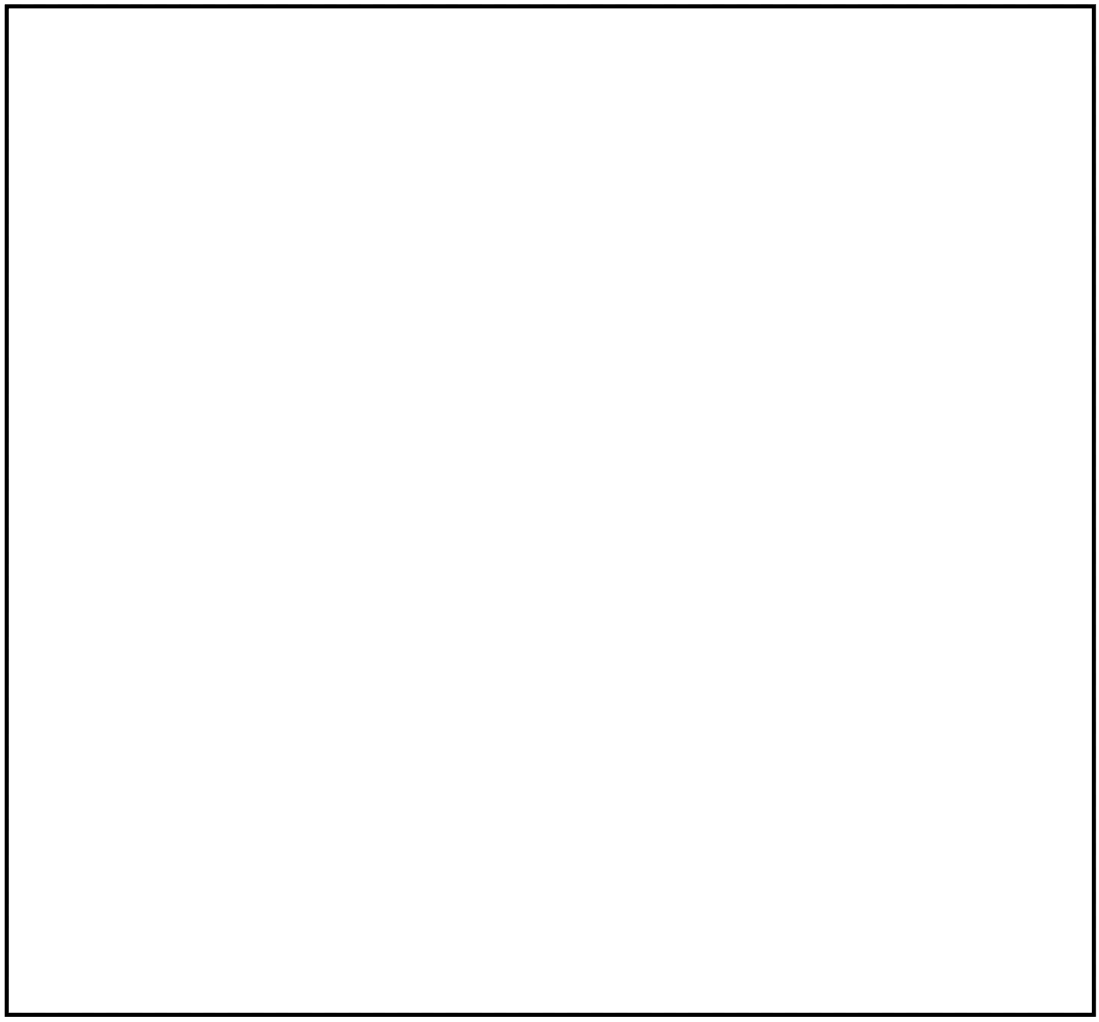
10.14.6.2.2　悪影響防止



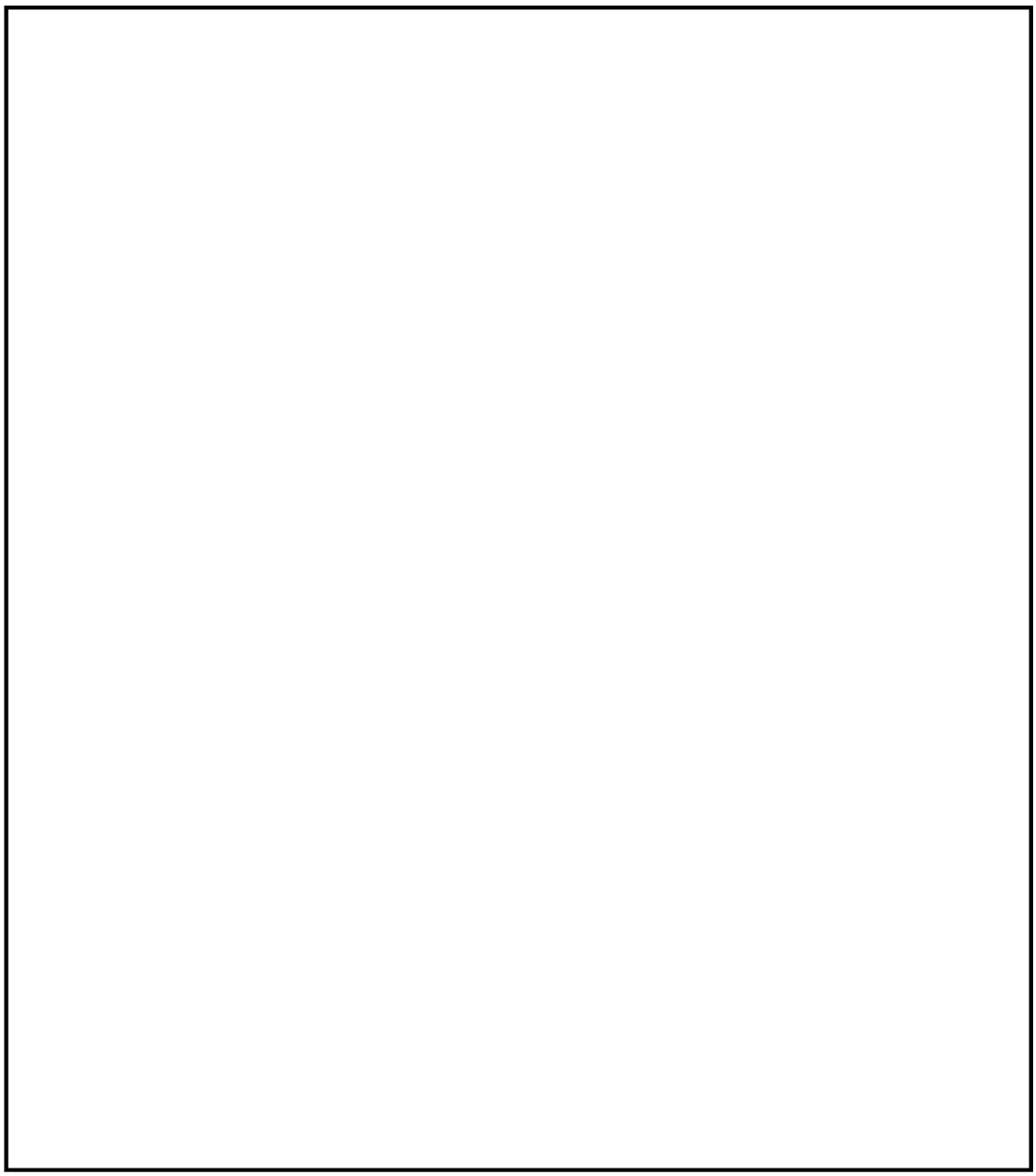
枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。



10.14.6.2.3　容　量　等



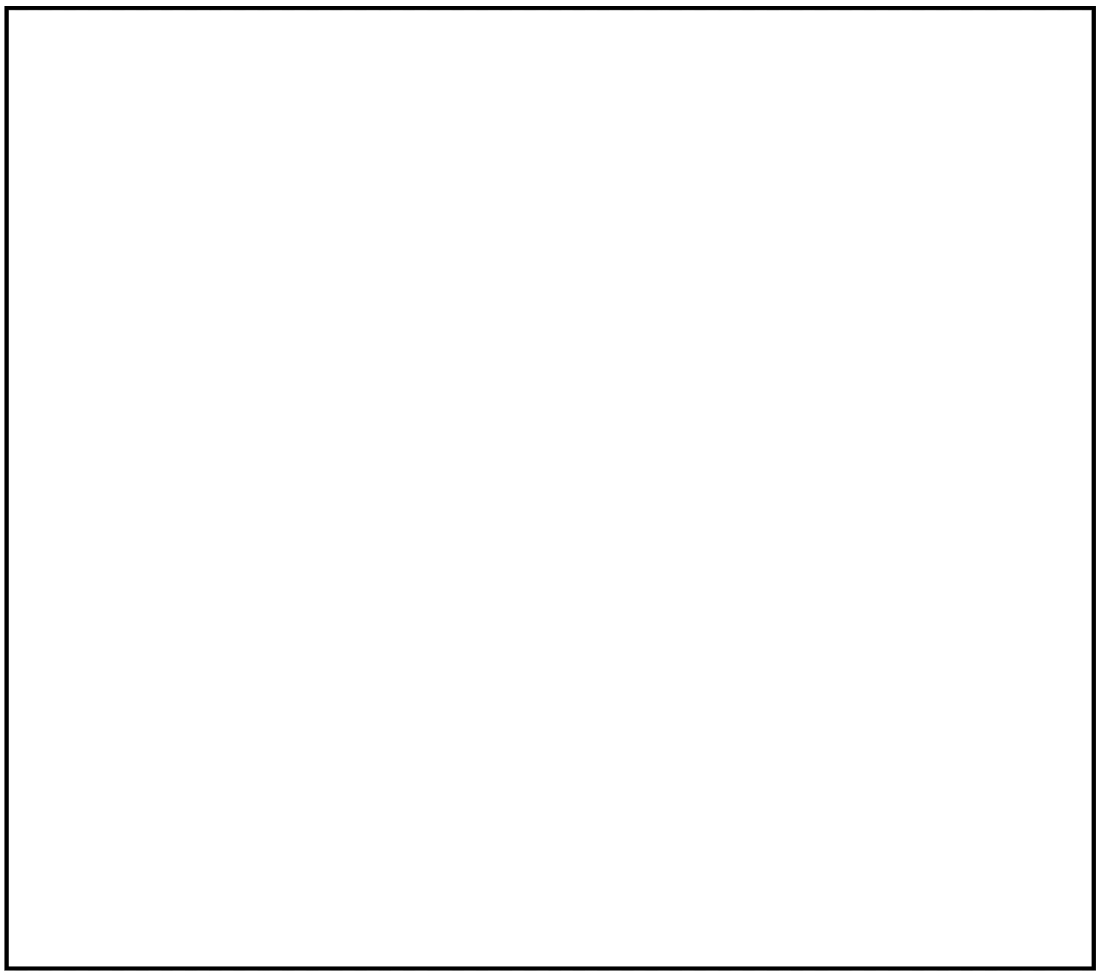
枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。



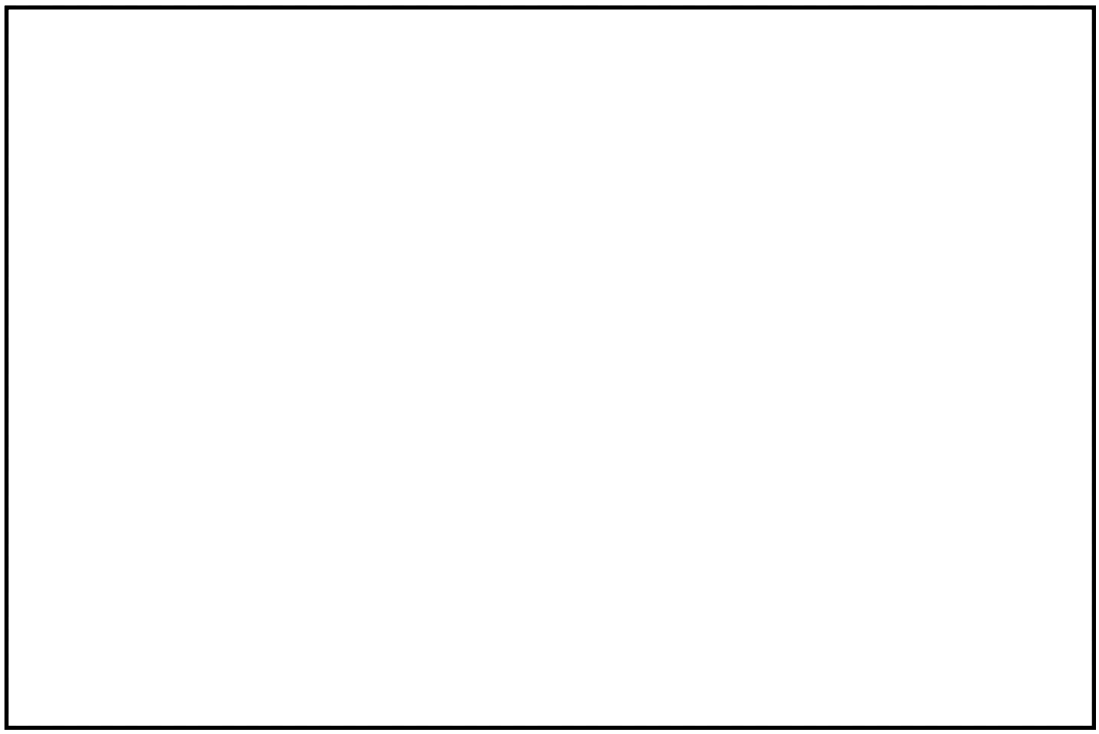
10.14.6.2.4　環境条件等



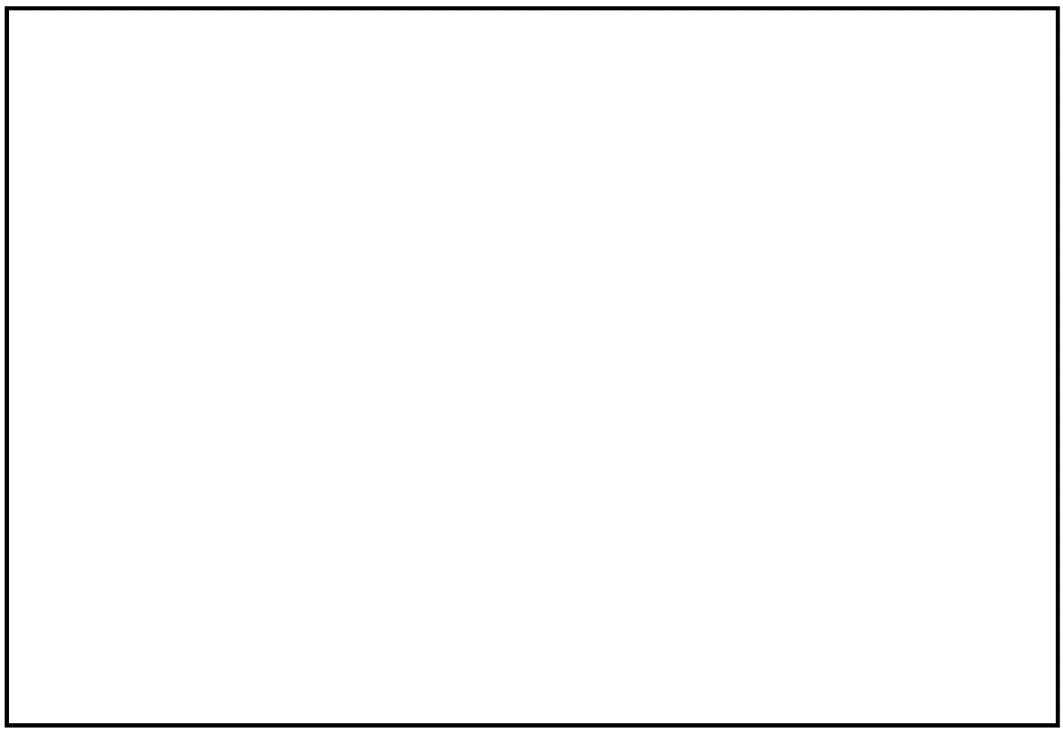
枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。



10.14.6.2.5　操作性の確保



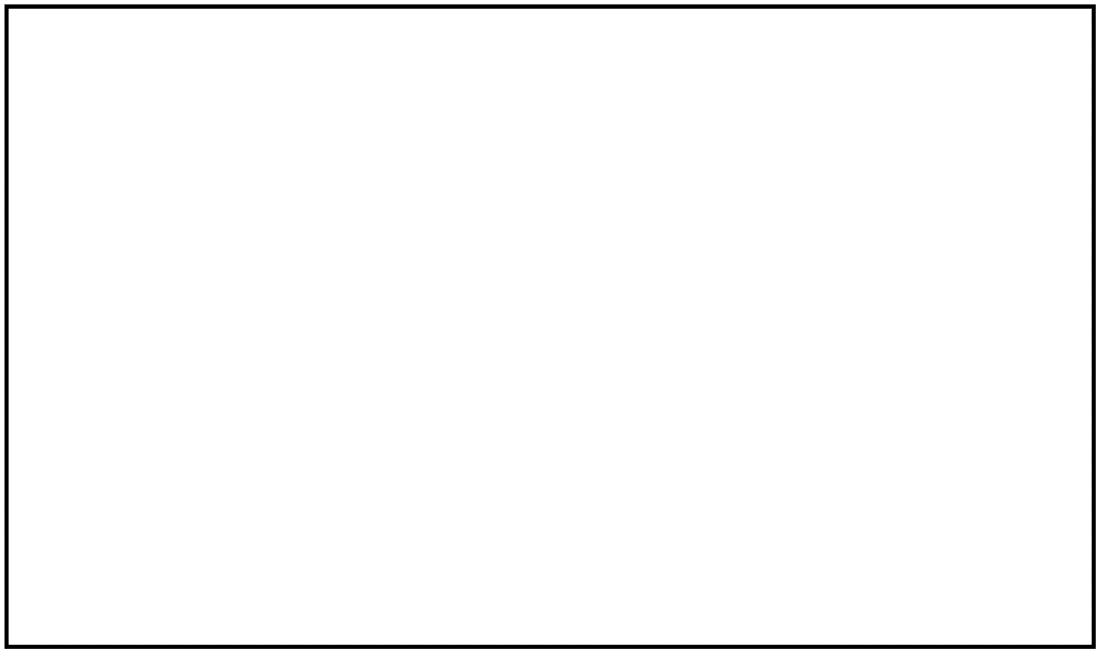
枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。



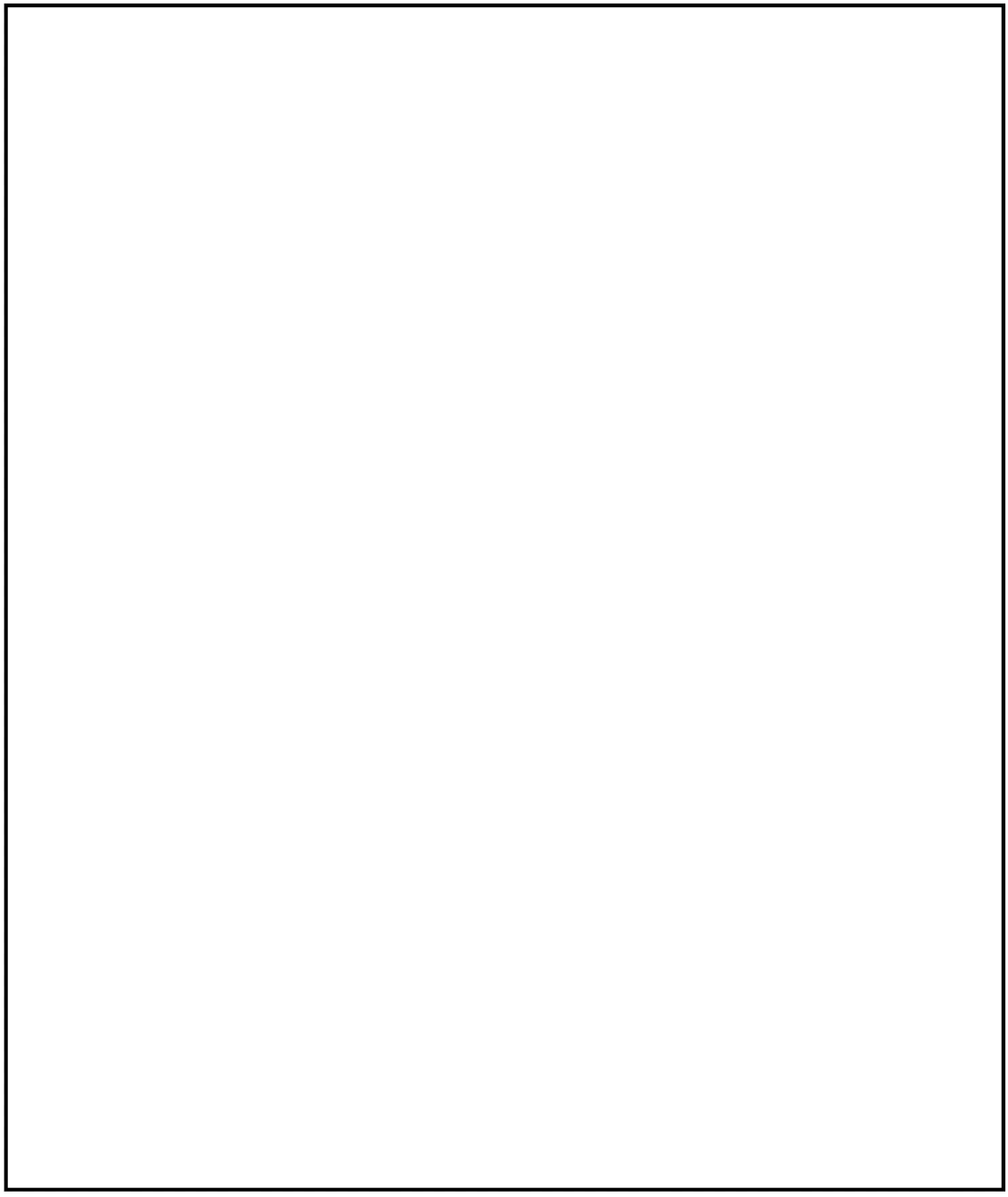
10.14.6.3　主要設備及び仕様



10.14.6.4　試験検査



枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。



10.14.6.5　信頼性向上を図るための設計方針



枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

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

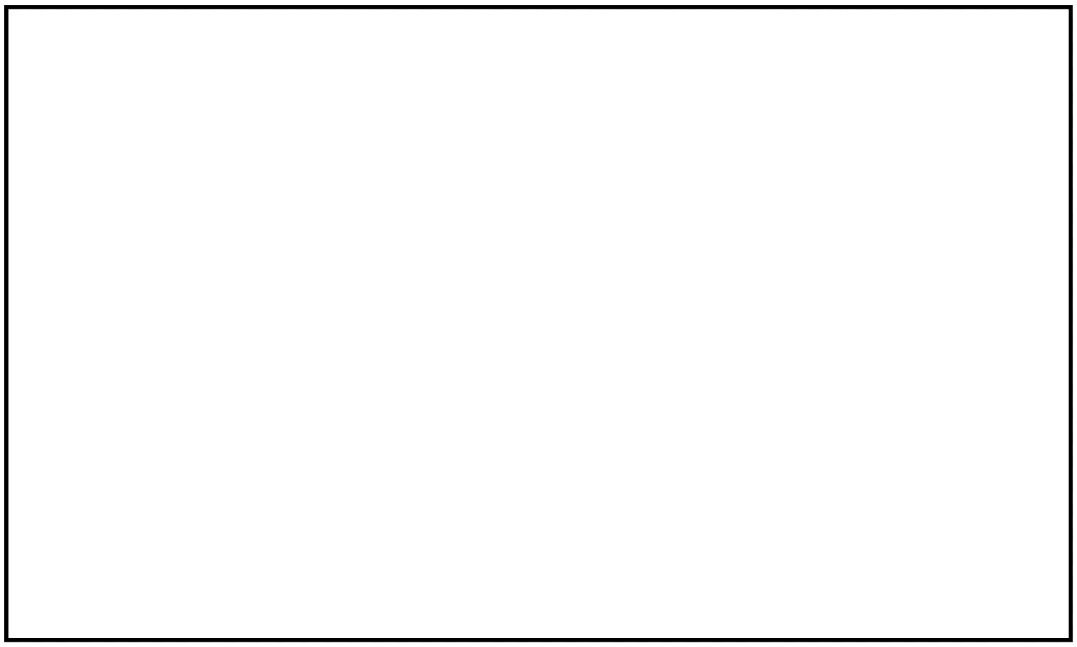
原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムに対して、原子炉格納容器の破損を防止するため、水素爆発による原子炉格納容器の破損防止機能を有する特定重大事故等対処施設を設置する。

10.14.7.2　設計方針

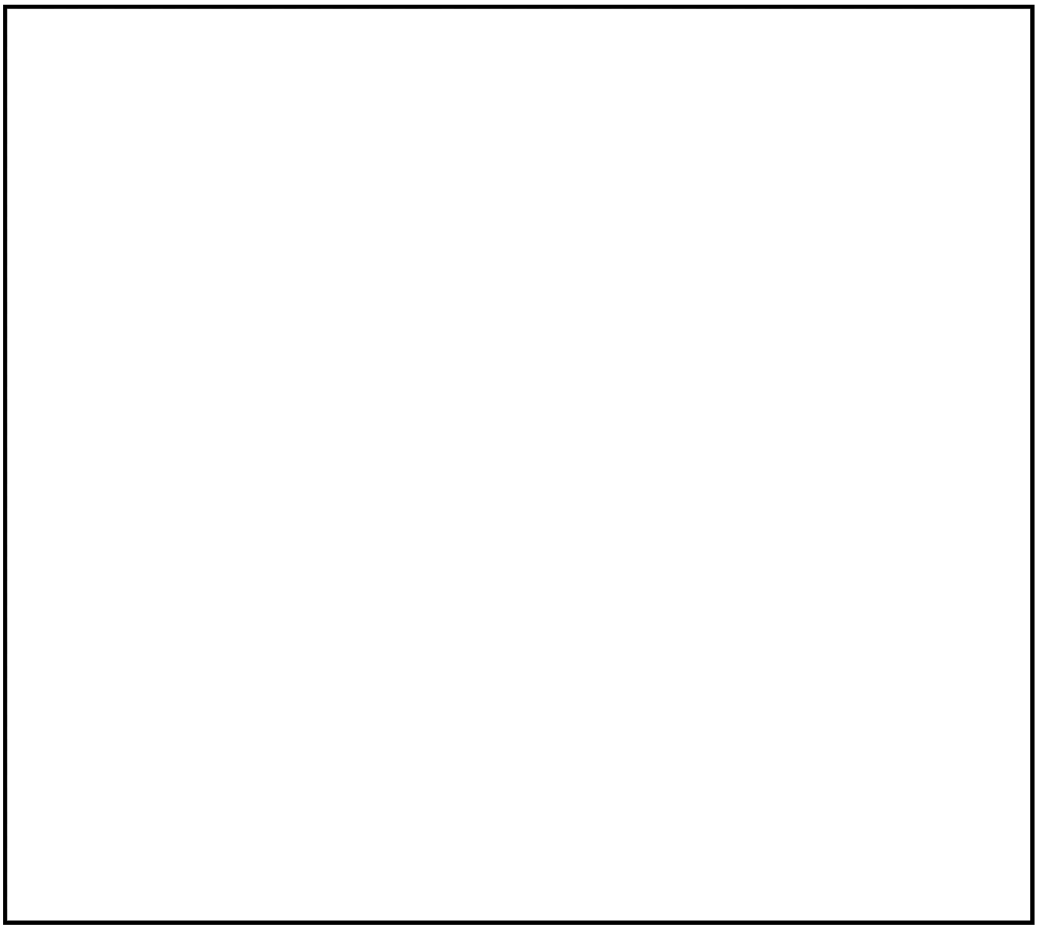
枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

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　悪影響防止



枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

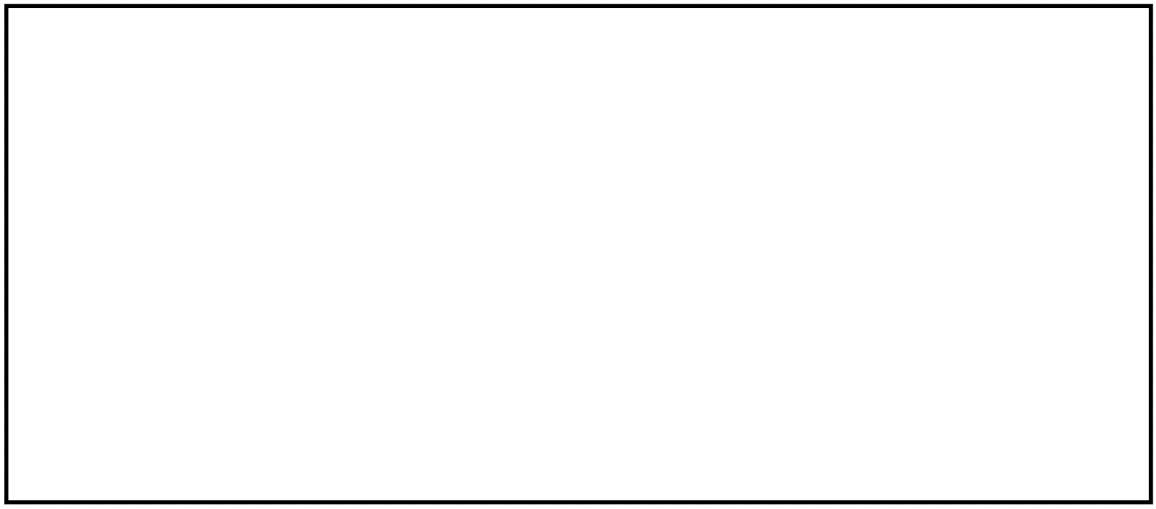
10.14.7.2.3　容　量　等

10.14.7.2.4　環境条件等

10.14.7.3　主要設備及び仕様

10.14.7.4　試験検査

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。



10.14.7.5　信頼性向上を図るための設計方針



枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

10.14.8　電源設備

10.14.8.1　概　　要

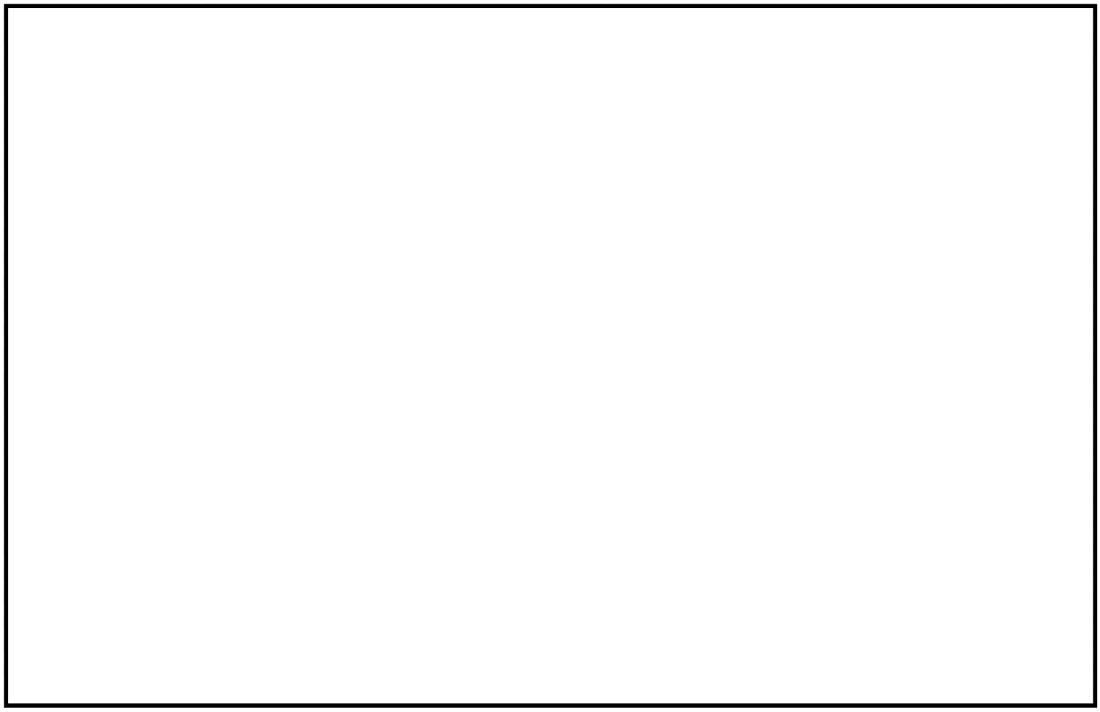
原子炉補助建屋等への故意による大型航空機の衝突その他のテロリズムに対して、原子炉格納容器の破損を防止するために必要な機器へ電力を供給するための電源設備を設置する。

電源設備の概略系統図を第 10.14.8.1 図に示す。

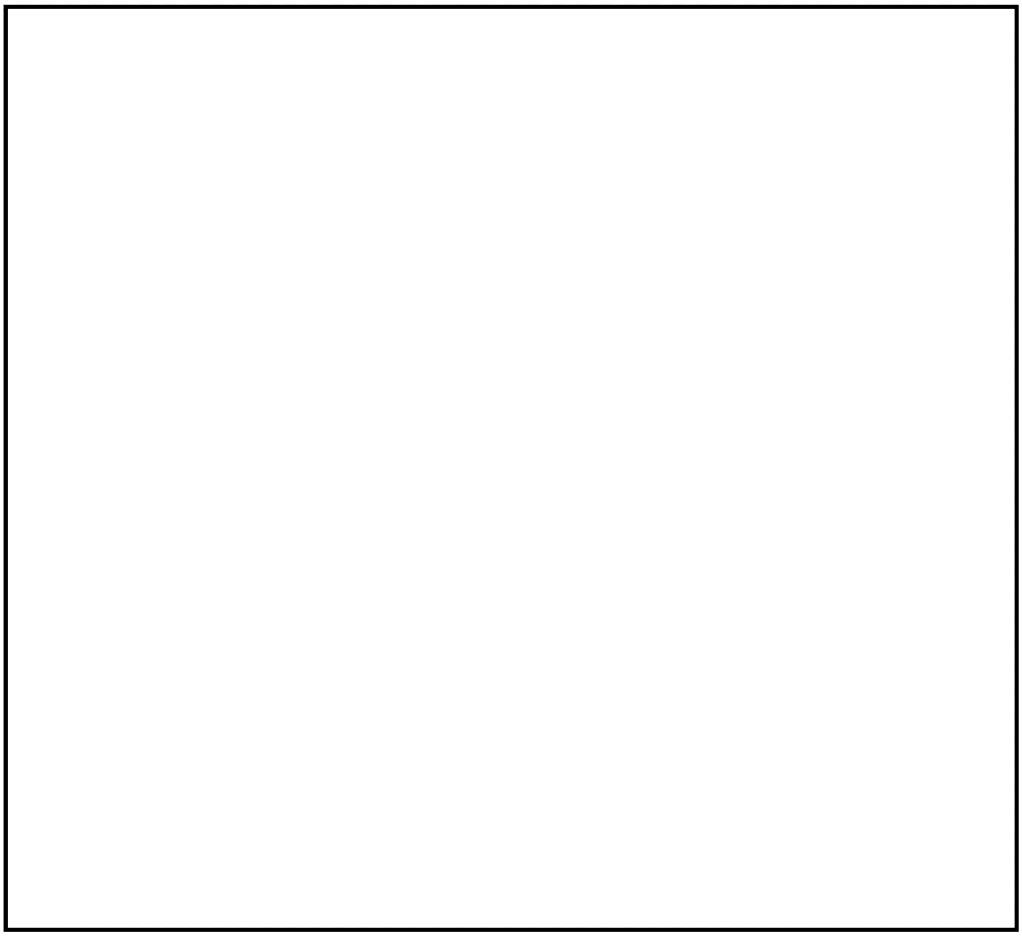
10.14.8.2　設計方針

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。



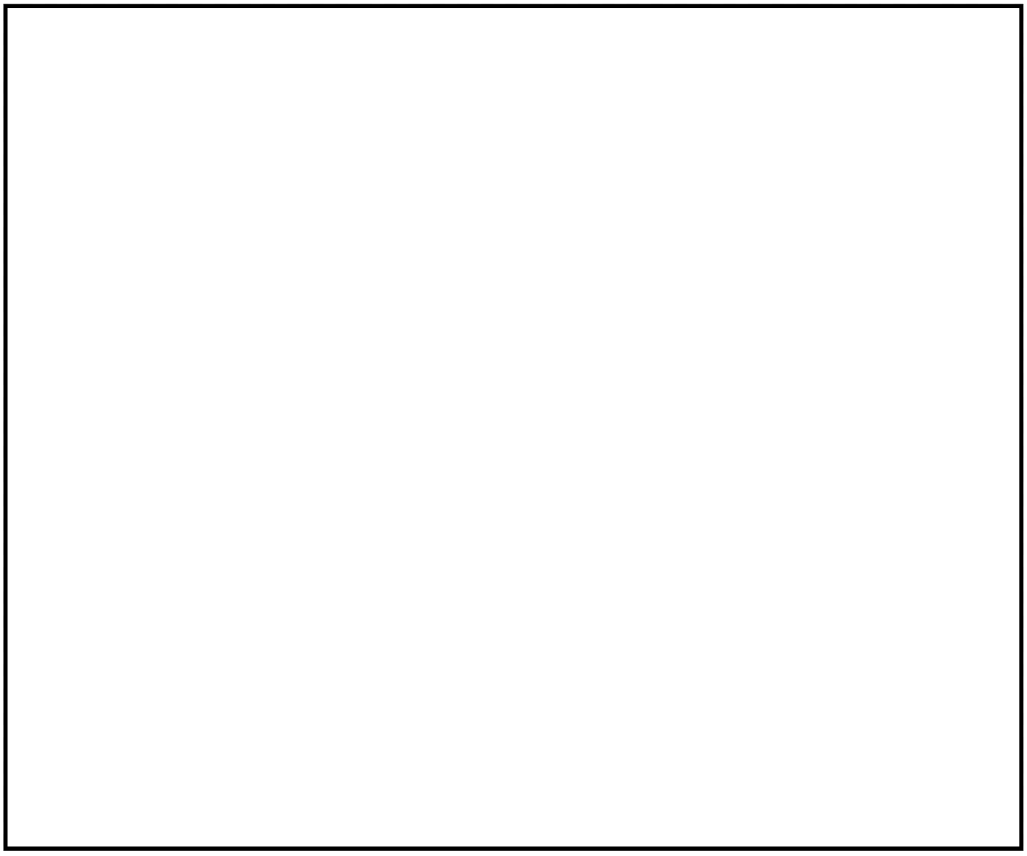
10.14.8.2.1　多重性又は多様性、独立性、位置的分散



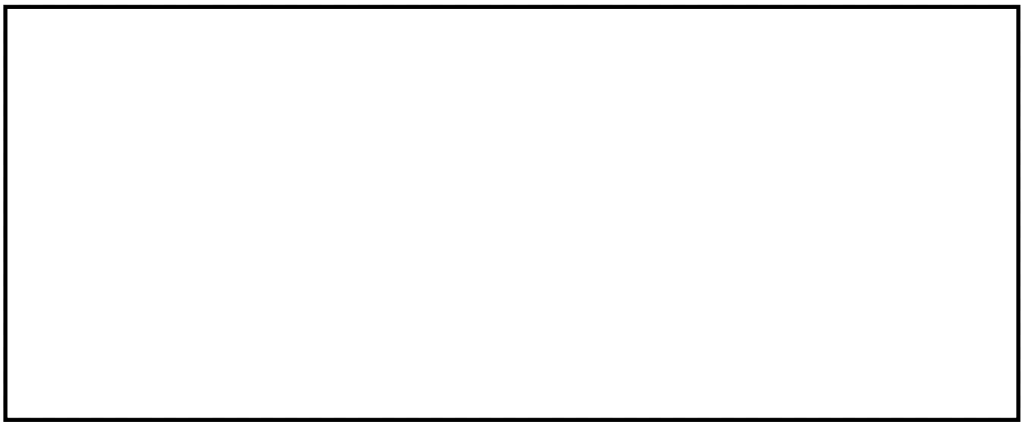
枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。



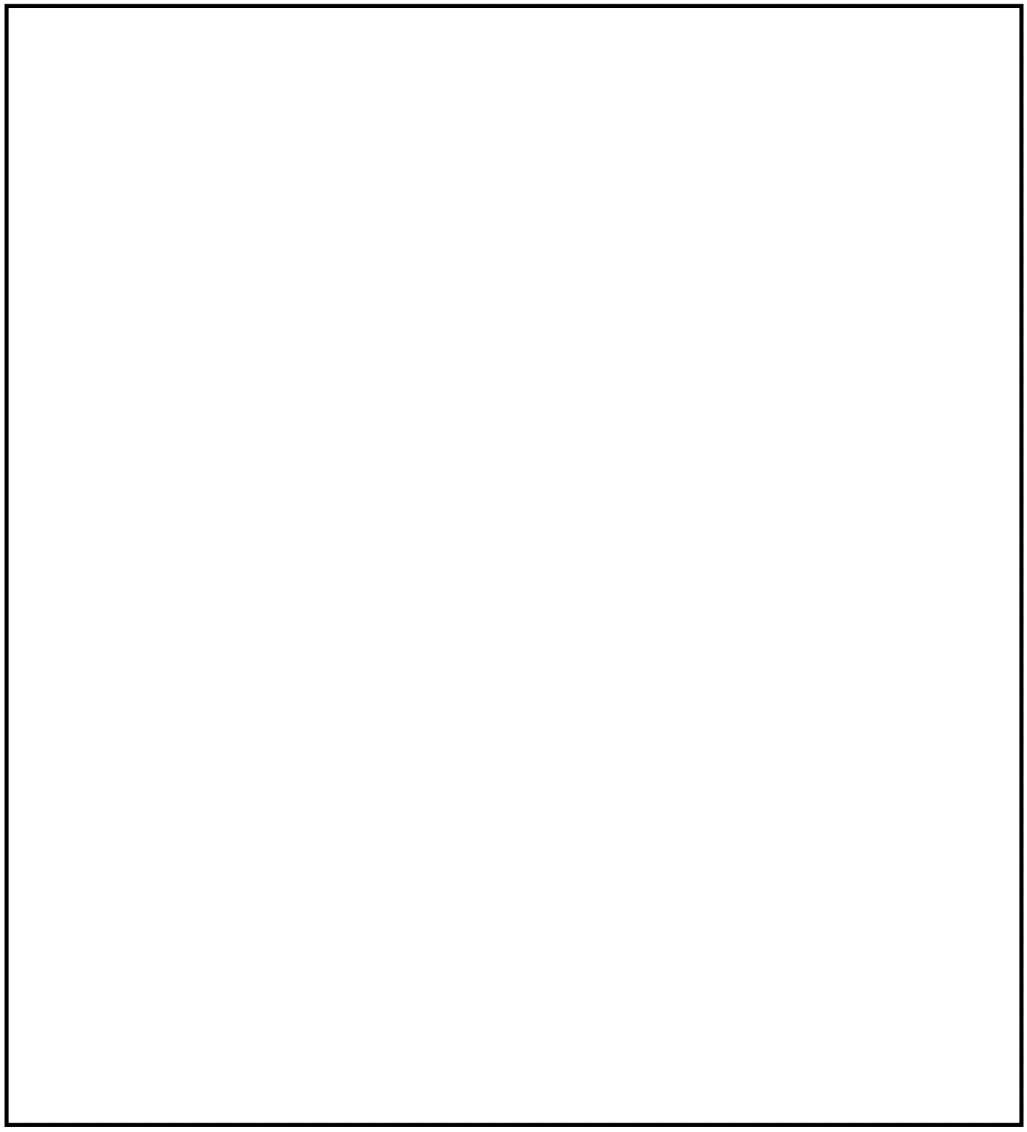
10.14.8.2.2　悪影響防止



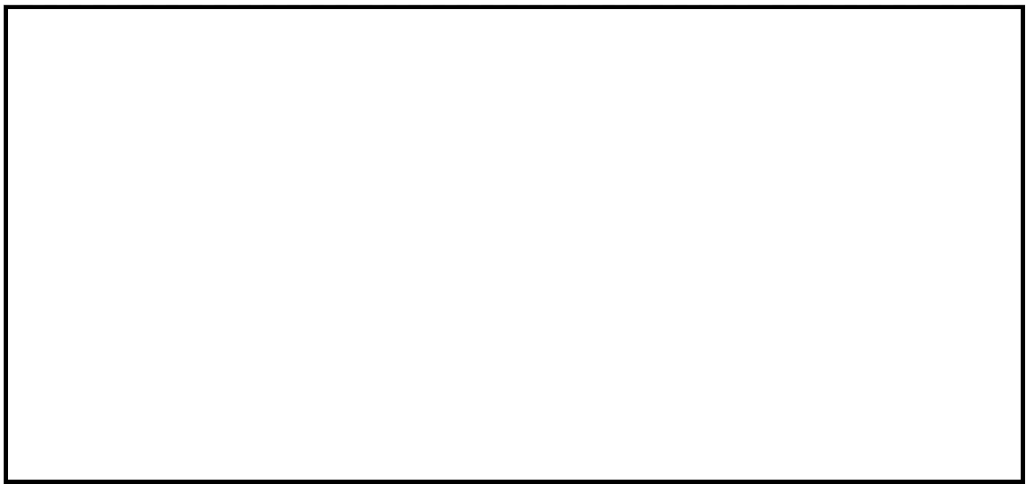
10.14.8.2.3　共用の禁止



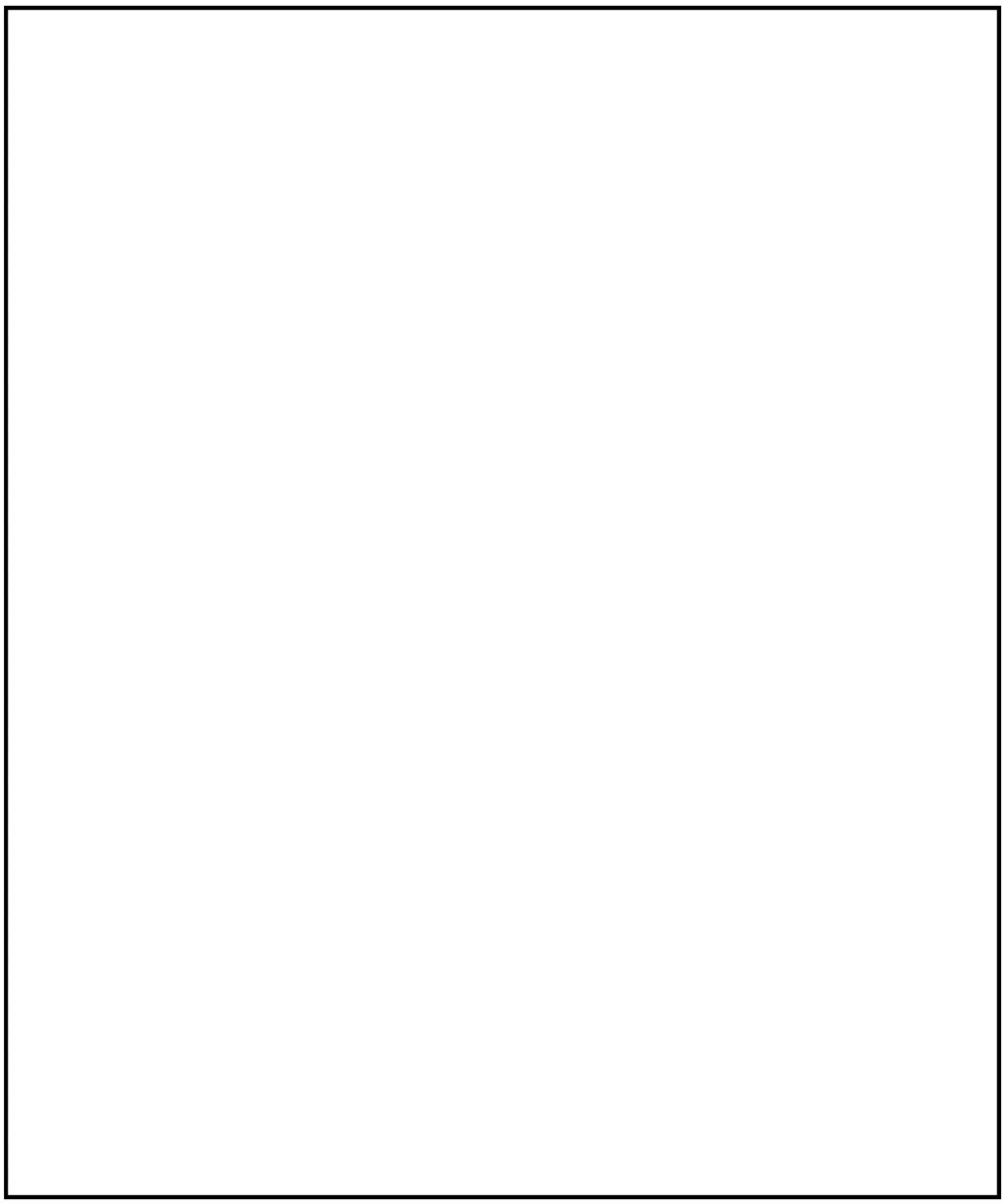
枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。



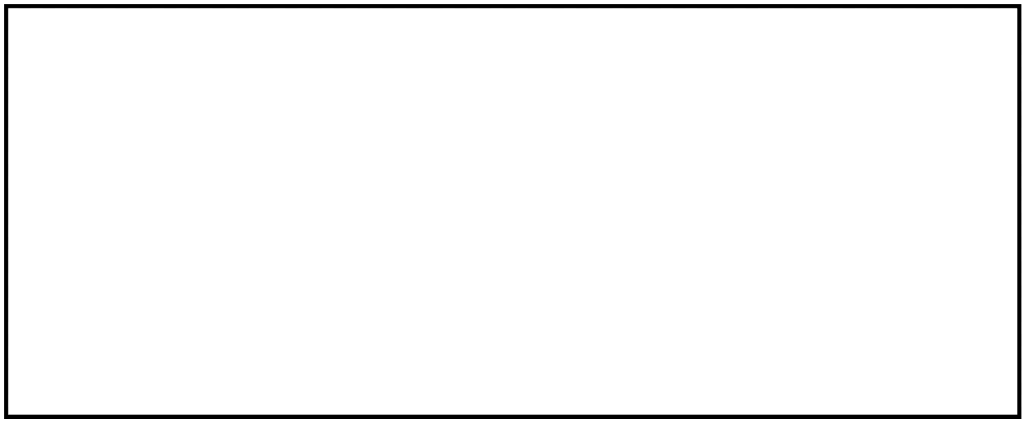
10.14.8.2.4　容　量　等



枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。



10.14.8.2.5　環境条件等



枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

10.14.8.2.6　操作性の確保

10.14.8.3　主要設備及び仕様

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

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

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

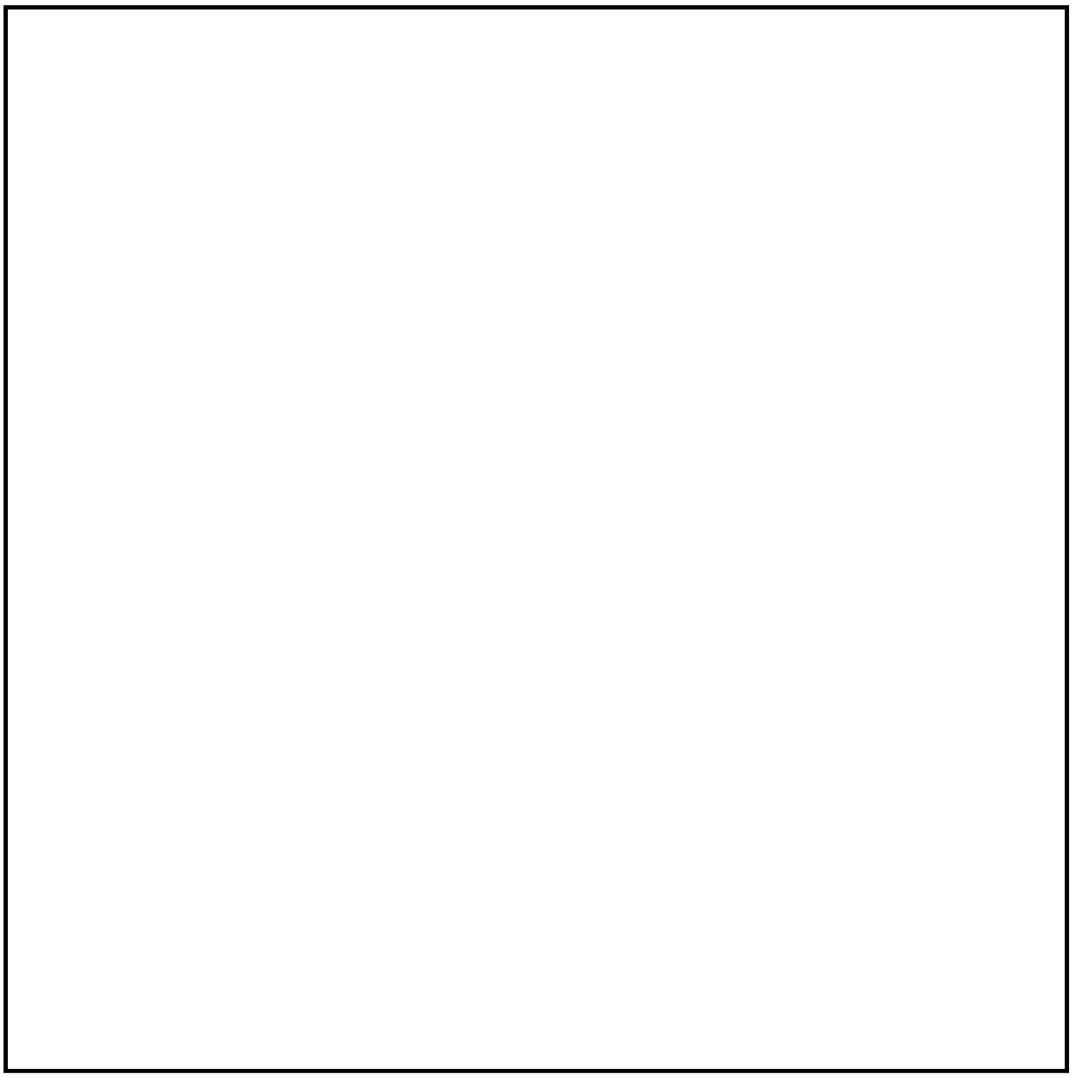
10.14.9　計装設備

10.14.9.1　概　　要

原子炉補助建屋等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の状態及び特重設備の状態を計測し、監視するための計測機能を有する計装設備を設置する。

計装設備の概略系統図を第10.14.9.1 図から第10.14.9.2 図に示す。

10.14.9.2　設計方針

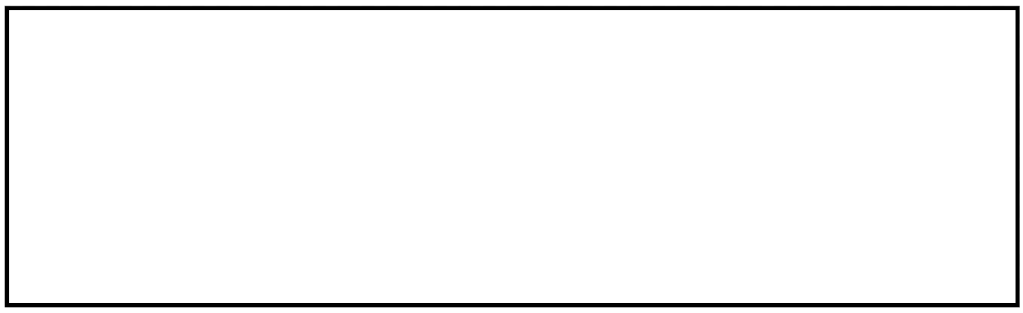


枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

10.14.9.2.1　多重性又は多様性、独立性、位置的分散

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。



10.14.9.2.2　悪影響防止



10.14.9.2.3　容　量　等



10.14.9.2.4　環境条件等



枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

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

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

10.14.10　通信連絡設備

10.14.10.1　概　　要

原子炉補助建屋等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。

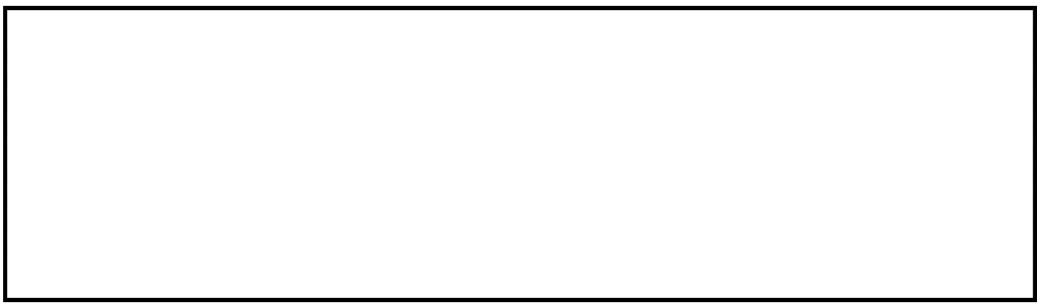
通信連絡設備の概略系統図を第10.14.10.1図に示す。

10.14.10.2　設計方針

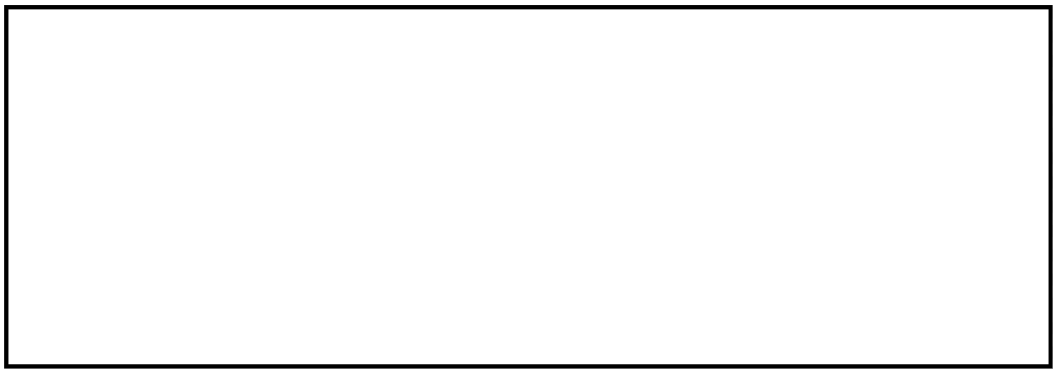
枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

10.14.10.2.1　多重性又は多様性、独立性、位置的分散

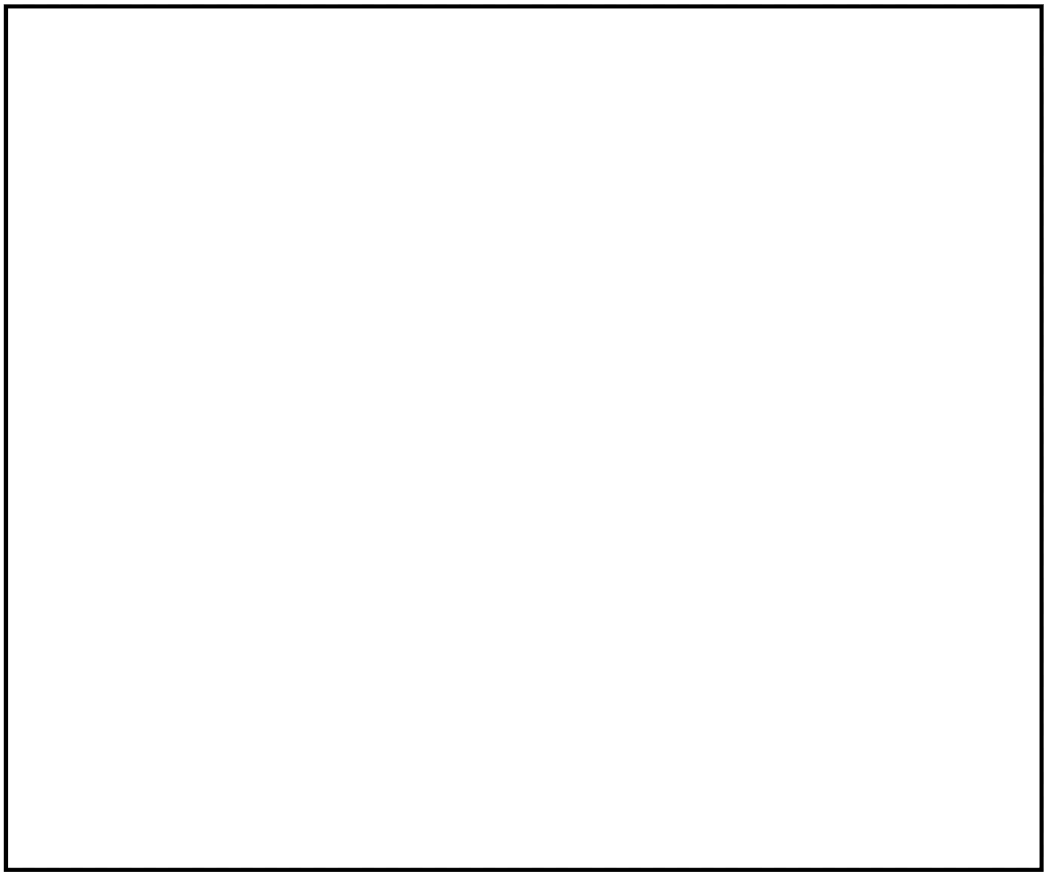
枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。



10.14.10.2.2　悪影響防止



10.14.10.2.3　共用の禁止



枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

10.14.10.2.4　容　量　等

10.14.10.2.5　環境条件等

10.14.10.2.6　操作性の確保

10.14.10.3　主要設備及び仕様

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

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

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

10.14.11　緊急時制御室

10.14.11.1　概　　要

原子炉補助建屋等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重設備の制御機能を有する緊急時制御室を設置する。

緊急時制御室の概略系統図を第 10.14.11.1 図に示す。

10.14.11.2　設計方針

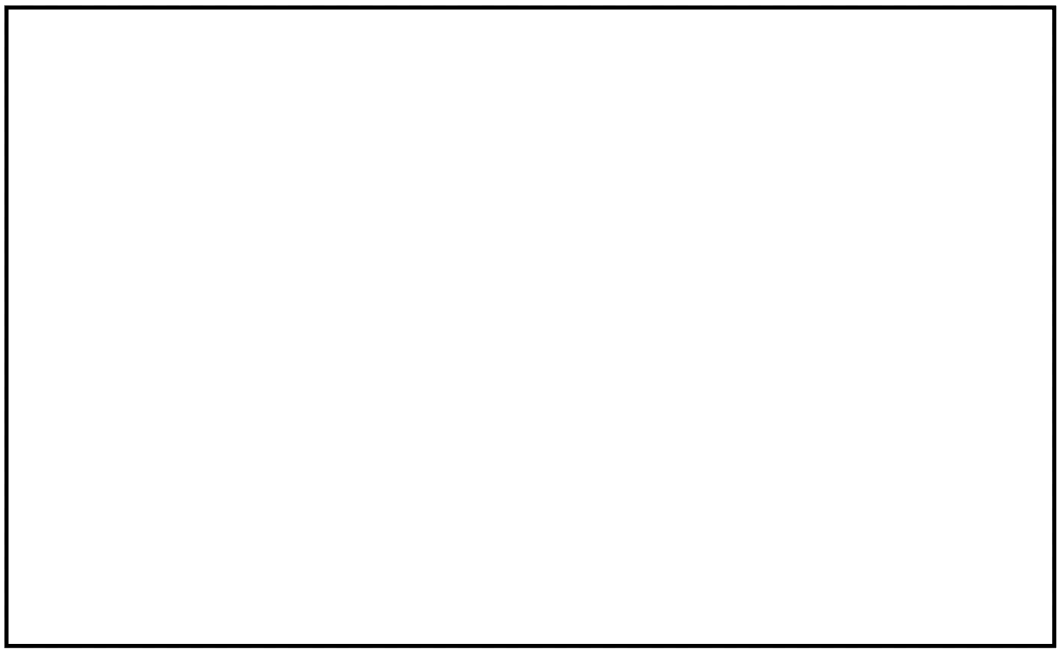
枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。



は、有毒ガスが特重施設要員に及ぼす影響により、当該要員の対処能力が著しく低下しないよう、当該要員が内にとどまり、事故対策に必要な各種の操作を行うことができる設計とする。

は、想定される有毒ガスの発生において、有毒ガスが特重施設要員に及ぼす影響により、当該要員の対処能力が著しく低下し、特定重大事故等対処施設の機能が損なわれることがない設計とする。

そのために、「有毒ガス防護に係る影響評価ガイド」を参照し、有毒ガス防護に係る影響評価を実施する。

有毒ガス防護に係る影響評価に当たっては、有毒ガスが大気中に多量に放出されるかの観点から、有毒化学物質の揮発性等の性状、貯蔵量、建屋内保管、換気等の貯蔵状況等を踏まえ、敷地内及び中央制御室等から半径 10km 以内にある敷地外の固定源及び可動源を

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

特定し、特定した有害化学物質に対して有毒ガス防護のための判断基準を設定する。また、固定源の有毒ガス影響を軽減することを期待する防液堤等は、現場の設置状況を踏まえ、評価条件を設定する。

固定源に対しては、貯蔵容器すべてが損傷し、有毒化学物質の全量流出によって発生した有毒ガスが大気中に放出される事象を想定し、特重施設要員の吸気中の有毒ガス濃度の評価結果が、有毒ガス防護のための判断基準値を下回るよう設計する。

可動源に対しては、通信連絡設備による連絡、[redacted]換気設備の隔離、防護具の着用等の対策により特重施設要員を防護できる設計とする。

有毒ガス防護に係る影響評価において、有毒ガス影響評価において、有毒ガス影響を軽減することを期待する防液堤等は、必要に応じて保守管理及び運用管理を適切に実施する。

[redacted]

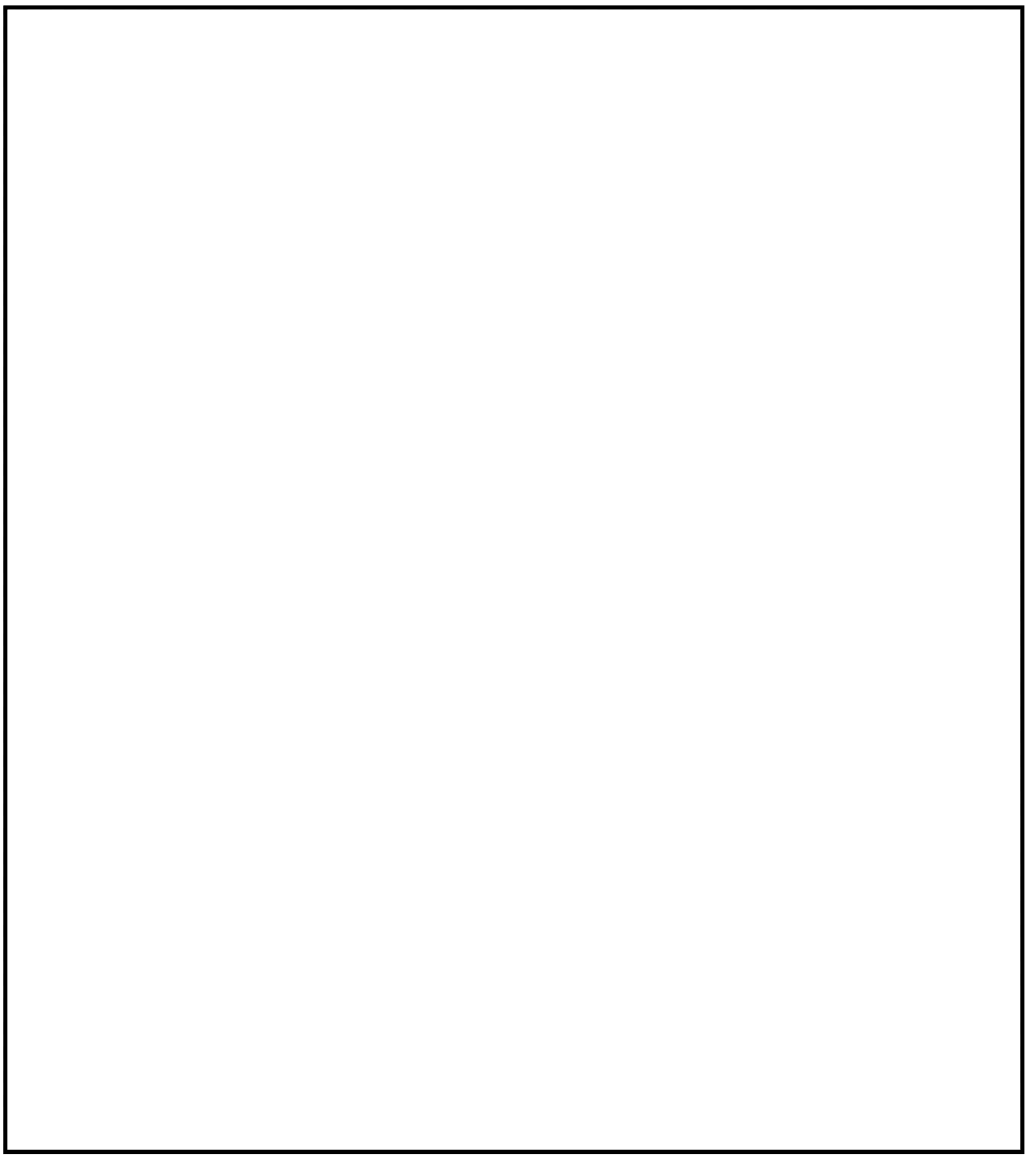
10.14.11.2.1　多重性又は多様性、独立性、位置的分散

[redacted]

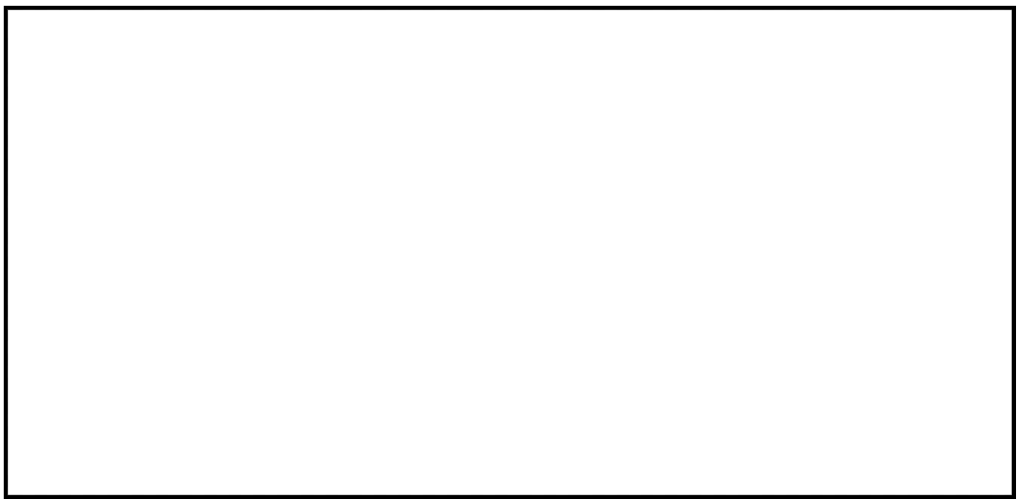
枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。



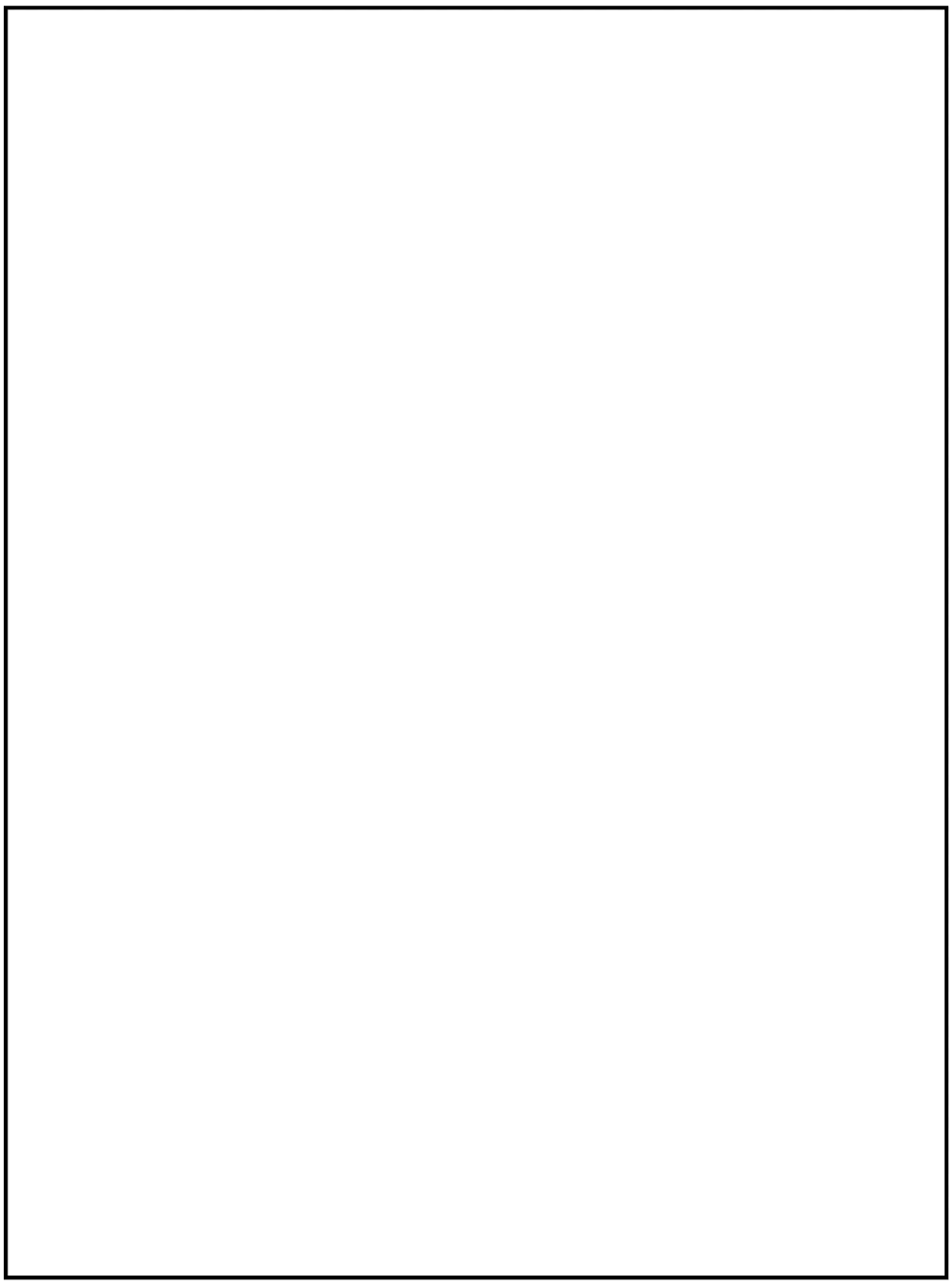
10.14.11.2.2　悪影響防止



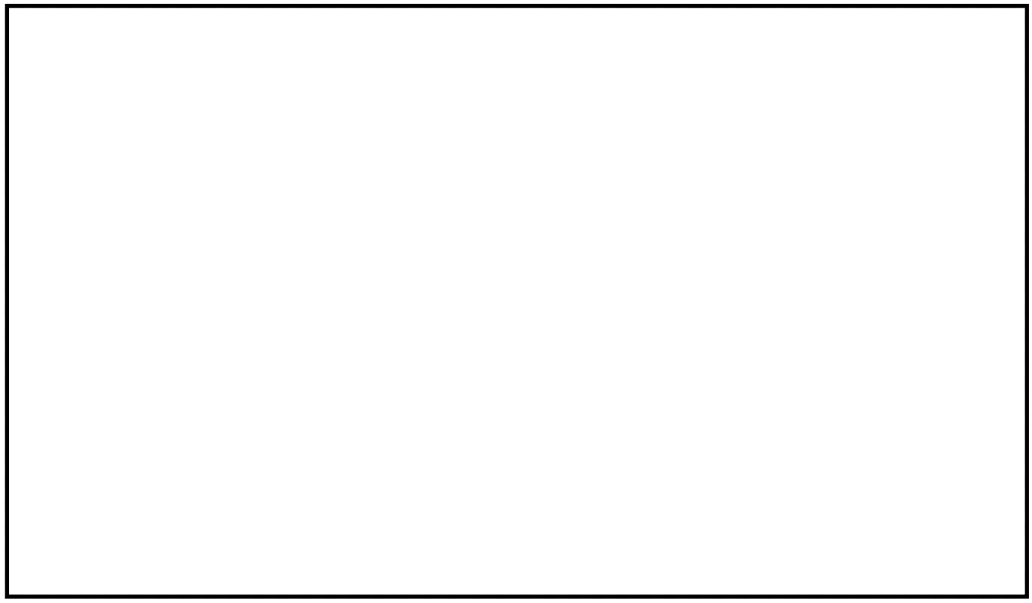
枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。



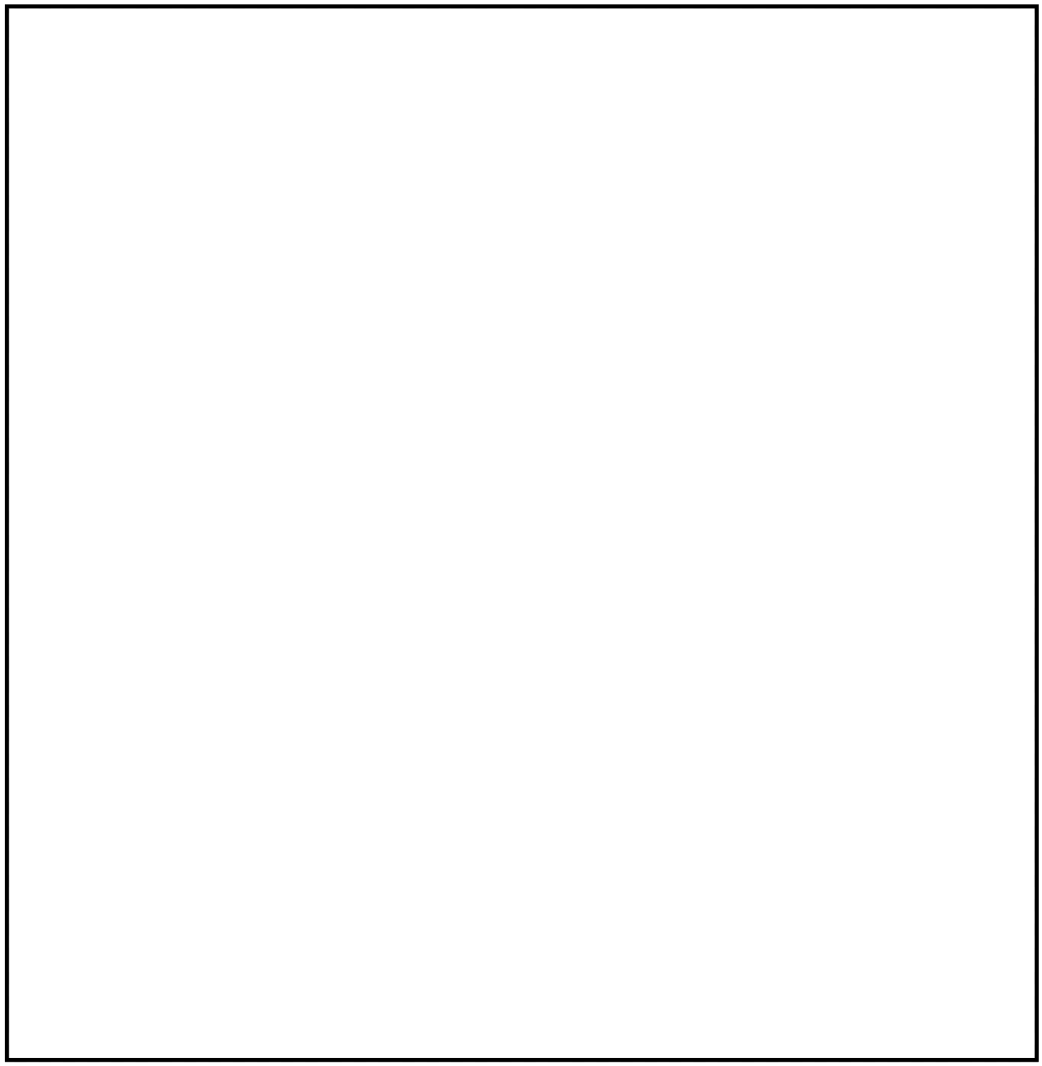
10.14.11.2.3　共用の禁止



枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。



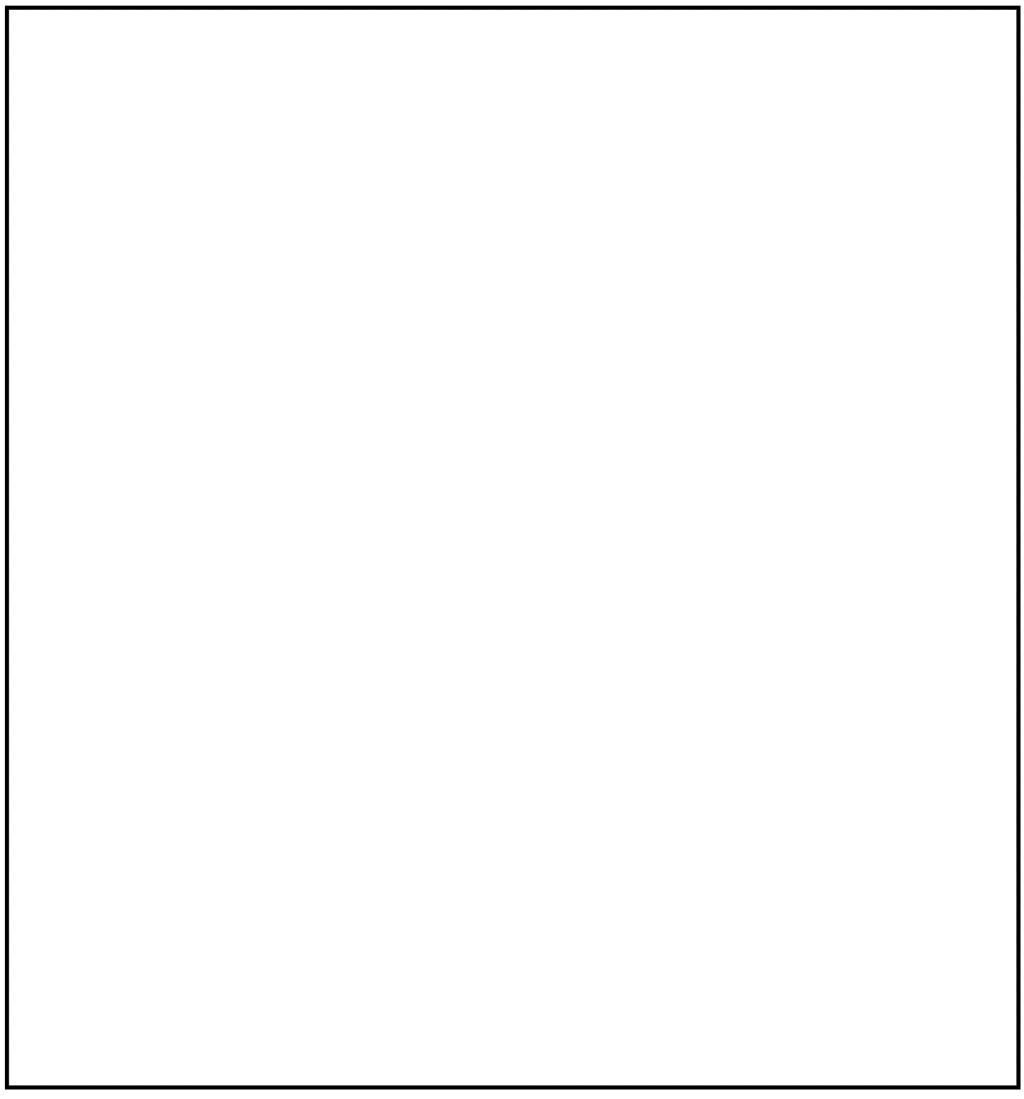
10.14.11.2.4　容　量　等



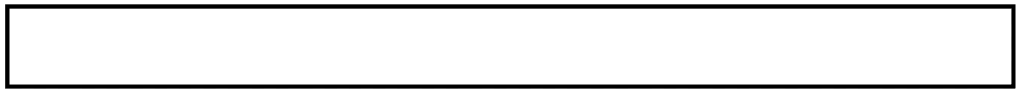
枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。



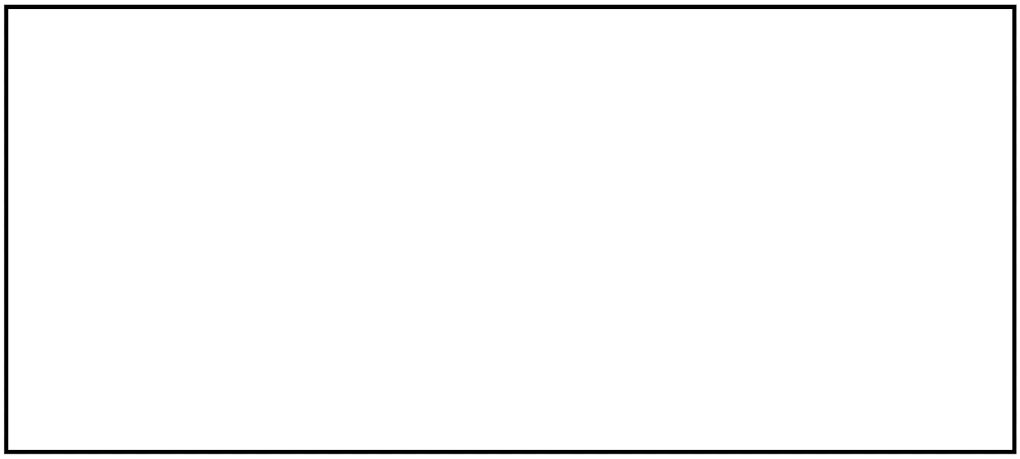
10.14.11.2.5　環境条件等



10.14.11.2.6　操作性の確保



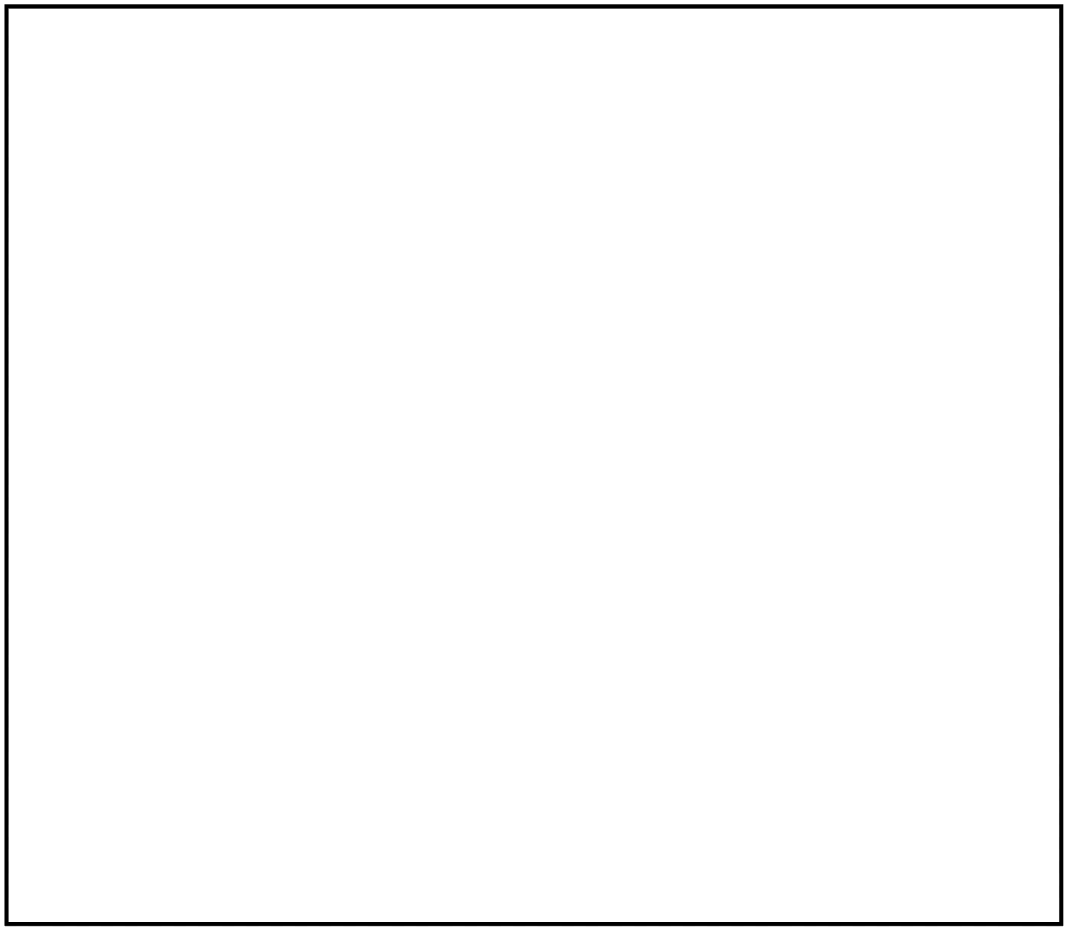
枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。



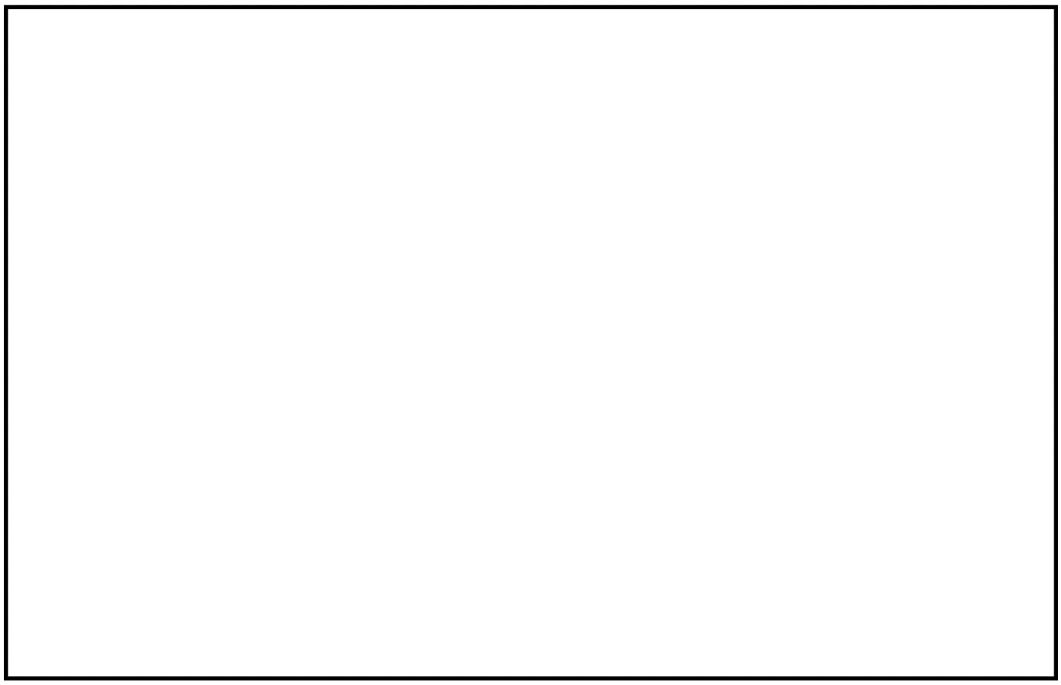
10.14.11.3　主要設備及び仕様



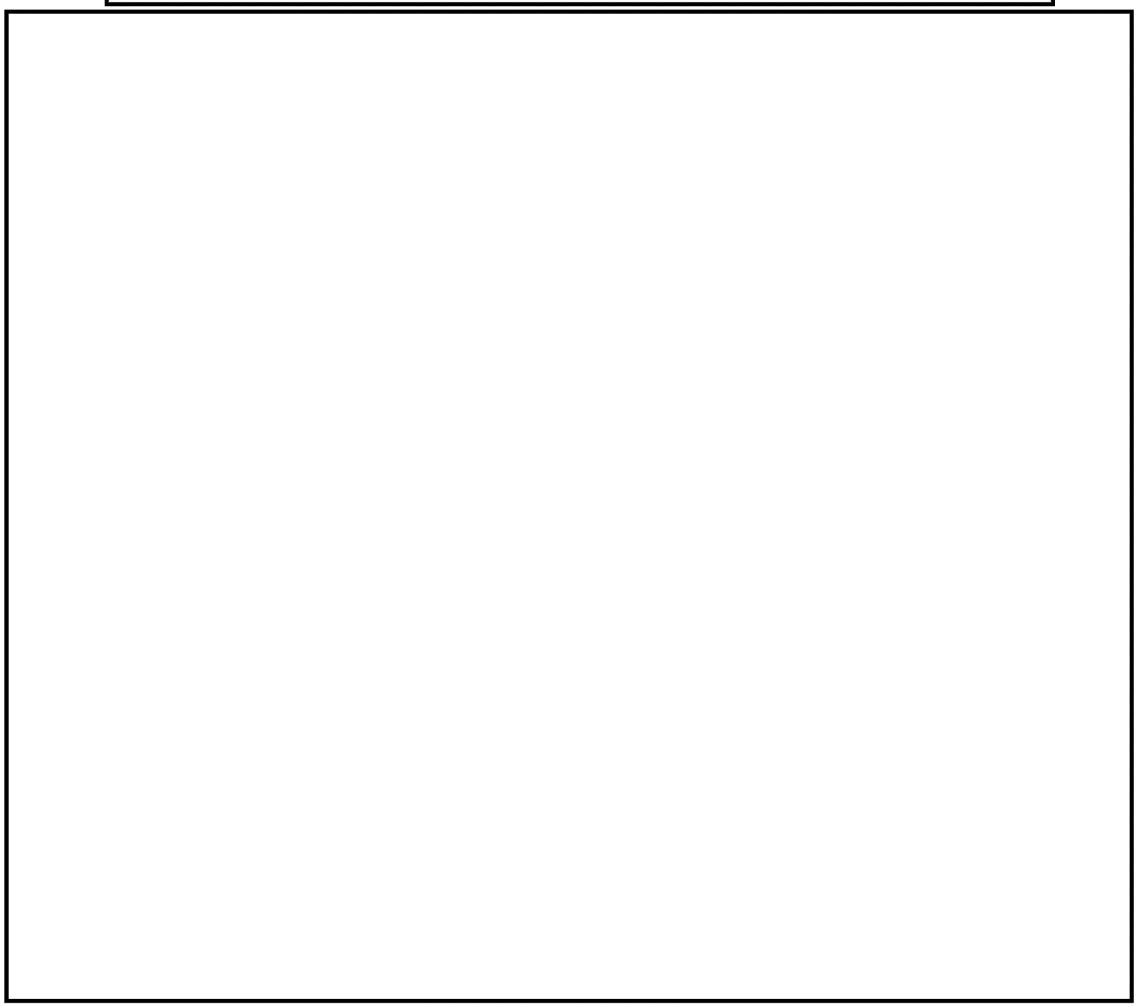
10.14.11.4　試験検査



枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。



10.14.11.5



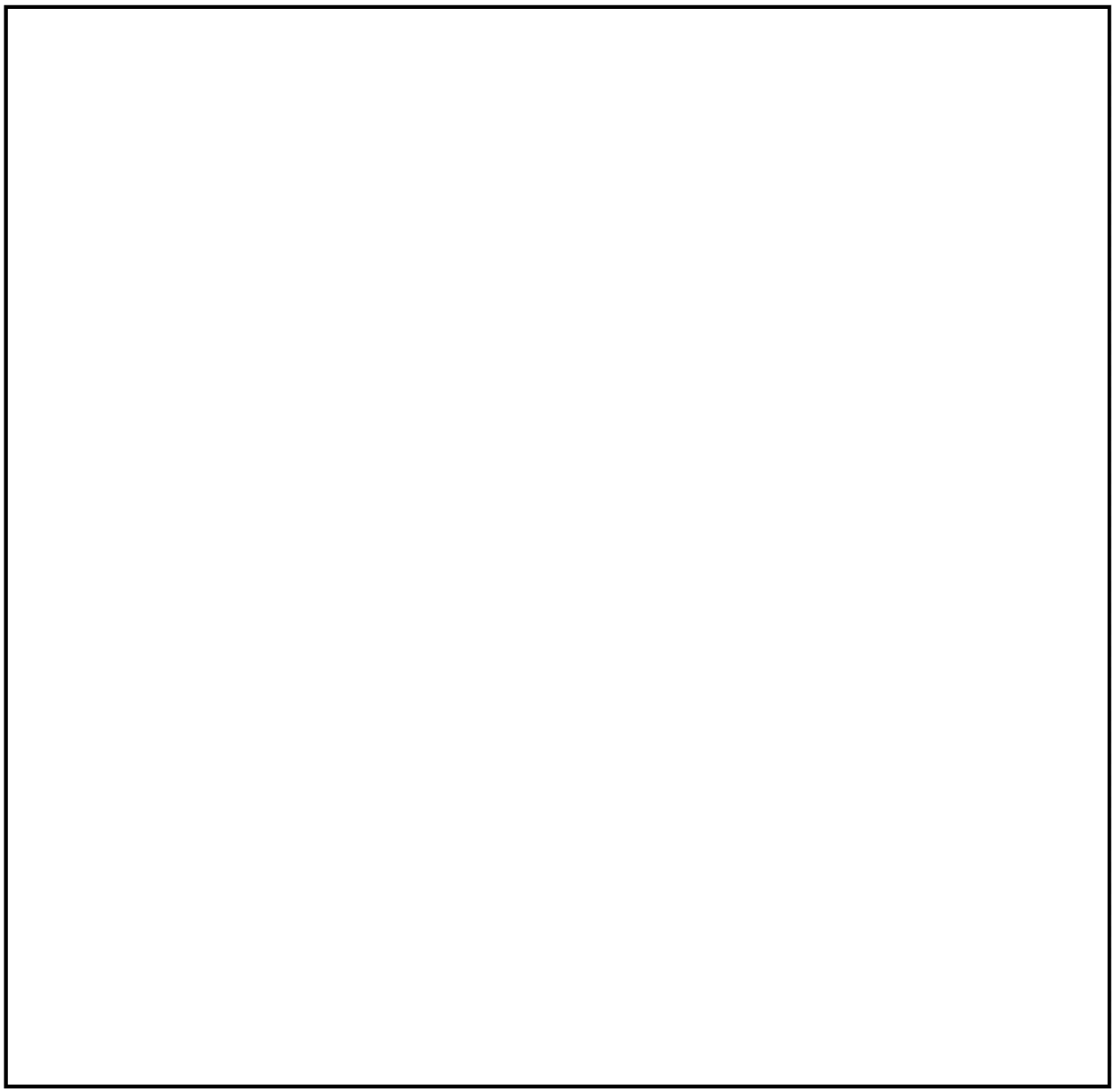
枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

10.14.11.6　信頼性向上を図るための設計方針

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。



枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。



枠囲みの内容は防護上の観点から公開できません。

10.15　参考文献

(1)　最新航空実用ハンドブック、株式会社朝日ソノラマ日本航空広報部

(2)　Stellungnahme der HSK zur Sicherheit der schweizerischen Kernkraftwerke bei einem vorsätzlichen Flugzeugabsturz, Würenlingen, März 2003

(3)　航空豆知識、 JAL ホームページ

(4)　「Aircraft Crash Impact Analyses Demonstrate Nuclear Power Plant's Structural Strength」December 2002,米国 NEI 研究レポート

(5)　Zusammenfassung de GRS-Studie durch das Bundesministerium für Umwelt,Naturschutz und Reaktorsicherheit(BMU),Bonn,den 27,11,2002

(6)　P.P. Degen, "Perforation of Reinforced Concrete Slabs by Rigid Missiles",Journal of the Structural Division, ASCE, Vol.106, No.ST7, July 1980

(7)　K. Muto et al., "Experimental Studies on Local Damage of Reinforced Concrete Structures by the Impact of Deformable Missiles Part1: Outline of Test Program and Small-Scale Tests", Transactions of the 10th International Conference on Structural Mechanics in Reactor Technology,Vol.J, pp.257-264, 1989

(8)　Y.Esashi et al., "Experimental Studies on Local Damage of Reinforced Concrete Structures by the Impact Deformable Missiles Part2:Intermediate Scale

Tests″, Transactions of the 10th International Conference on Structural Mechanics in Reactor Technology, Vol.J,pp.265-270, 1989

(9) K. Muto et al., ″Experimental Studies on Local Damage of Reinforced Concrete Structures by the Impact of Deformable Missiles Part3: Full-Scale Tests″, Transaction of the 10th International Conference on Structural Mechanics in Reactor Technology, Vol.J, pp.271-278, 1989

(10) K. Muto et al., ″Experimental Studies on Local Damage of Reinforced Concrete Structures by the Impact of Deformable Missiles Part4: Overall Evaluation of Local Damage″, Transaction of the 10th International Conference on Structural Mechanics in Reactor Technology, Vol.J,pp.279-284, 1989

(11) W.S. Chang, ″Impact of Solid Missiles on Concrete Barriers″, Journal of the Structural Division, ASCE, Vol.107, No.ST2, February 1981

(12) J.D. Riera, ″A Critical Reappraisal of Nuclear Power Plant Safety against Accidental Aircraft Impact″, Nuclear Engineering and Design, Vol.57,pp.193-206, 1980

(13) W.A. von Riesemann et al., ″Full-Scale Aircraft Impact Test for Evaluation of Impact Forces Part1: Test Plan, Test Method, and Test Results″,

Transactions of the 10th International Conference on Structural Mechanics in Reactor Technology, Vol.J, pp.285-292, 1989

(14) K. Muto et al., ″Full-Scale Aircraft Impact Test for Evaluation of Impact Force Part2: Analysis of the Results″, Transactions of the 10th International Conference on StructuralMechanics in Reactor Technology, Vol.J, pp.293-299, 1989

(15) Airplane Characteristics for Airport Planning, BOEING 社ホームページ

(16) 平成 25 年度版民間航空機関連データ集（平成 26 年３月）、一般財団法人日本航空機開発協会

(17) PRTR 制度届外排出量の推計方法等に係わる資料平成 23 年度届出外排出量の推計方法等詳細版、16.航空機に係る排出量、経済産業省

(18) Federal Aviation Administration, U.S. DEPARTMENT OF TRANSPORTATION FEDERAL AVIATION ADMINISTRATION TYPE CERTIFICATE DATA SHEET

(19) Dimensions & key data, Airbus 社ホームページ

(20) Airliners.net, http://www.airliners.net/

(21) 空港土木施設設計基準国土交通省航空局監修、平成 17 年４月、財団法人港湾空港建設技術サービスセンター

(22) Jane's All the World's Aircraft 2000-2001

(23) Jane's All the World's Aircraft 2013-2014

(24) Jane's Aero – Engines Issue 25, 2009

(25) 民間航空機に関する市場予測 2014－2033（2014 年 3 月）、
一般財団法人日本航空機開発協会
(26) BWR 配管における混合ガス（水素・酸素）の燃焼による配管
損傷防止に関するガイドライン（第３版）、平成 22 年３月、
一般社団法人日本原子力技術協会

第 10.1.1 表　メタルクラッド開閉装置の設備仕様（1／2）

構成及び仕様

項　　目	受　電　盤	き　電　盤	計器用変圧器盤
(a) 個　　数	17面	54面	7 面
(b) 形　　状	屋内用鋼板製単位閉鎖垂直自立形		
(c) 使用母線電圧	6.9kV		
(d) 電気方式	60Hz　　3 相　　3 線　　抵抗接地式		
(e) 電源引込方式	バスダクト又はケーブルによる		
(f) フィーダ引出方式	ケーブルによる		
(g) 母線電流容量	3,000A　　2,000A		

遮　断　器

項　　目	受　　電　　用	き　　電　　用
(a) 個　　数	17台	53台
(b) 形　　状	真空拡散型引出式　　6MV40DHE-650C形	
(c) 極　　数	3 極	
(d) 操作方式	電動ばね操作	
(e) 絶縁階級	6A号	
(f) 定格電圧	7.2kV	
(g) 定格電流	3,000A　　2,000A　　1,200A	
(h) 遮断電流	40kA	
(i) 定格遮断時間	3 サイクル	
(j) 引きはずし自由方式	電気的、機械的	
(k) 投入方式	バネ式	

第10.1.1表　メタルクラッド開閉装置の設備仕様（2／2）

動力変圧器

項　　目	非常用母線用	常用母線用
(a) 個　　数	2台	4台
(b) 形　　式	屋内用3相乾式変圧器	
(c) 冷却方式	自　　冷	
(d) 周 波 数	60Hz	
(e) 容　　量	約2,300kV･A	約2,300kV･A
(f) 結　　線	一次：星形　　二次：三角形	
(g) 定格電圧	一次　6.6kV（5タップ） (6.3、6.45、6.6、6.75、6.9kV) 二次　460V	
(h) 絶　　縁	H種	

第10.1.2表　パワーセンタの設備仕様

構成及び仕様

項　　目	受　電　盤	母線連絡盤	き　電　盤	変圧器盤
(a) 個　　数	6 面	5 面	27面	6 面
(b) 形　　式	屋内用鋼板製閉鎖垂直自立形			
(c) 定格電圧	600V			
(d) 電気方式	60Hz、3 相、3 線、非接地式			
(e) 電源引込方式	バスダクト又はケーブルによる			
(f) フィーダ引出方式	ケーブルによる			
(g) 母線電流容量	3,000A（主母線）　1,600A（分岐母線）			

遮　断　器

項　　目	受　電　用	母線連絡用	き　電　用
(a) 個　　数	6 台	5 台	78台
(b) 形　　式	低圧気中遮断器		
(c) 極　　数	3 極		
(d) 操作方式	直流電磁操作（DC 125V）		
(e) 定格電圧	600V		
(f) 定格電流	3,000A	3,000A	1,600A
(g) 遮断容量非対称 3 相平均値	75,000A	75,000A	50,000A
(h) 引きはずし自由方式	電気的、機械的		

第10.1.3表　直流電源設備の設備仕様

(1)　蓄　電　池

型　　式	鉛蓄電池
容　　量	約1,200A･h／組×２組（安全上重要な設備に供給）
	約4,000A･h／組（安全上重要な設備以外に供給）
電　　圧	129Ｖ（浮動充電時）
組　　数	３（１組当たり60個）

(2)　整　流　器

型　　式	鋼板製自立閉鎖形
	自動電圧調整装置付シリコン整流器
充電方式	浮　　動
冷却方式	自　　冷
交流入力	３相　60Hz　440Ｖ
直流出力	129Ｖ（浮動充電時）
	常用：約300Ａ／個、約450Ａ／個
	予備：約230Ａ／個、約310Ａ／個
個　　数	６

(3)　直流コントロールセンタ

型　　式	鋼板製自立閉鎖形
	配電用遮断器内蔵
母線容量	約800Ａ／個×２個
	約1,500Ａ／個
個　　数	３

第 10.1.4 表　計測制御用電源設備の設備仕様

(1)　非　常　用

計装用電源装置（無停電電源装置）

台　　数	4
容　　量	約 18kVA（1 台当たり）
出 力 電 圧	115V

(2)　常　　用

a.　計装用電源装置

台　　数	1
容　　量	約 100kVA
出 力 電 圧	115V

b.　計装用電源装置（無停電電源装置）

台　　数	1
容　　量	約 70kVA
出 力 電 圧	100V

c.　変 圧 器

台　　数	2
容　　量	約 18kVA（1 台当たり）
出 力 電 圧	115V

第 10.1.5 表　ディーゼル発電機の設備仕様

(1)　エンジン

個　　数	2
出　　力	約 5,700kW（1 個当たり）
起 動 方 式	圧縮空気起動
使 用 燃 料	A 重 油

(2)　発 電 機

個　　数	2
型　　式	横置回転界磁 3 相同期発電機
容　　量	約 7,200kVA（1 個当たり）
力　　率	0.8
電　　圧	6,900V
周 波 数	60Hz

(3)　燃料油貯油そう

型　　式	横置円筒型地下タンク
基　　数	2
容　　量	約 135kℓ（1 基当たり）
使 用 燃 料	A 重 油

(4)　燃料油貯蔵タンク

型　　式	横置円筒型地下タンク
基　　数	2
容　　量	約 200kℓ（1 基当たり）
使 用 燃 料	A 重 油

第 10.2.1 表　電源設備（常設）の設備仕様

(1)　大容量空冷式発電機

種　　類	ガスタービン発電機
台　　数	1
容　　量	約4,000kVA
電　　圧	6,600V

(2)　燃料油貯蔵タンク

兼用する設備は以下のとおり。

・非常用電源設備

・代替電源設備

・補機駆動用燃料設備

型　　式	横置円筒型地下タンク
基　　数	2
容　　量	約200kℓ（1基当たり）
使 用 燃 料	A重油

(3)　大容量空冷式発電機用燃料タンク

種　　類	横置円筒型
基　　数	1
容　　量	約30kℓ
使 用 燃 料	A重油

(4) 大容量空冷式発電機用給油ポンプ

種類	横置うず巻式
台数	1
容量	約1.8m^3／h
揚程	約14.5m
最高使用圧力	0.3MPa[gage]
最高使用温度	40℃

(5) 号炉間電力融通ケーブル（１号及び２号炉共用）

本数	1
電圧	6,600V

(6) ディーゼル発電機（重大事故等時のみ１号及び２号炉共用）

兼用する設備は以下のとおり。

・非常用電源設備

・代替電源設備

エンジン

台数	4
出力	約5,700kW（１台当たり）
起動方式	圧縮空気起動
使用燃料	Ａ重油

発電機

台数	4
型式	横置回転界磁３相同期発電機
容量	約7,200kVA（１台当たり）
力率	0.8
電圧	6,900V

周　波　数　　60Hz

(7) 燃料油貯油そう　(重大事故等時のみ１号及び２号炉共用)

兼用する設備は以下のとおり。

・非常用電源設備

・代替電源設備

型	式	横置円筒型地下タンク
基	数	４
容	量	約135kℓ（１基当たり）
使用燃料		Ａ重油

(8) 蓄電池（安全防護系用）

兼用する設備は以下のとおり。

・非常用電源設備

・代替電源設備

型	式	鉛蓄電池
組	数	２
容	量	約1,200A･h（１組当たり）
電	圧	129V（浮動充電時）

(9) 蓄電池（重大事故等対処用）

型	式	鉛蓄電池
組	数	１
容	量	約2,400A･h
電	圧	129V（浮動充電時）

(10) 蓄電池（３系統目）

型　　式	鉛蓄電池
組　　数	1
容　　量	約3,000A･h
電　　圧	138V（浮動充電時）

(11) 計装用電源装置（３系統目蓄電池用）

台　　数	1
容　　量	約 10kVA
出 力 電 圧	115V

(12) 重大事故等対処用変圧器受電盤

個　　数	1
定 格 電 圧	7,200V

(13) 重大事故等対処用変圧器盤

個　　数	1
定 格 電 圧	6,600V／440V

第10.2.2表　電源設備（可搬型）の設備仕様

(1) タンクローリ（１号及び２号炉共用）

兼用する設備は以下のとおり。

・代替電源設備

・補機駆動用燃料設備

台	数	１（予備１）
容	量	約14kℓ（１台当たり）

(2) 予備ケーブル（号炉間電力融通用）（１号及び２号炉共用）

本	数	21*1（予備21*1）
電	圧	6,600V

＊１　１相分７本で３相分の本数を示す。

(3) 発電機車（１号及び２号炉共用）

種　　類	ディーゼル発電機
台　　数	
高圧発電機車	４＊２
中容量発電機車	２＊２
容　　量	
高圧発電機車	約500kVA（１台当たり）
中容量発電機車	約1,825kVA（１台当たり）
電　　圧	6,600V

＊２　保有台数を示す。１号炉及び２号炉共用で高圧発電機車と中容量発電機車を組み合わせて台数は４台（予備２台）とする。

(4) 直流電源用発電機（１号及び２号炉共用）

台　　数	４（予備２）
容　　量	約220kVA（１台当たり）
電　　圧	220V

(5) 可搬型直流変換器（１号及び２号炉共用）

個　　数	４（予備２）
容　　量	400A以上（１個当たり）
出 力 電 圧	０～150Ｖ

(6) 変圧器車（１号及び２号炉共用）

台	数	２（予備２）
容	量	約300 kVA（１台当たり）
電	圧	6,600V／440V

(7) 可搬型分電盤（１号及び２号炉共用）

個	数	14（予備７）
電	圧	440V

第 10.3.1 表　送電線の設備仕様

500kV 送電線（１号及び２号炉共用）

（「常用電源設備」及び「非常用電源設備」と兼用）

定格電圧	500kV
回線数	２回線
導体サイズ	ＴＡＣＳＲ　410mm^2、４導体
送電容量	約 4,440MW（１回線当たり）
亘長	約 60km（南九州変電所まで）

220kV 送電線（１号及び２号炉共用）

（「常用電源設備」及び「非常用電源設備」と兼用）

定格電圧	220kV
回線数	４回線
導体サイズ	ＴＡＣＳＲ　610mm^2、２導体
送電容量	約 1,240MW（１回線当たり）
亘長	約６km（川内火力発電所の開閉所まで） 約 48km（新鹿児島変電所まで）

第10.3.2表　特高開閉所機器の設備仕様

500kV母線（１号炉で設置、共用）

形　　式	相分離ＳＦ$_6$ガス絶縁方式
定　格　電　圧	550kV
電　流　容　量	6,000Ａ
定格短時間電流	50kA　　２ｓ

220kV母線（１号炉で設置、共用）

形　　式	相分離ＳＦ$_6$ガス絶縁方式
定　格　電　圧	240kV
電　流　容　量	6,000Ａ
定格短時間電流	50kA　　２ｓ

遮断器（主変圧器用遮断器以外は１号炉で設置、共用）

	主変圧器用遮断器	５００ｋＶ送電線用遮断器	５００ｋＶ母線連絡用遮断器	連絡用変圧器用遮断器
定格電圧	550kV	550kV	550kV	550kV
定格電流	2,000Ａ	6,000Ａ	6,000Ａ	2,000Ａ
定格遮断電流	50kA	50kA	50kA	50kA
個数	1	2	1	1

	予備変圧器用遮断器	２２０ｋＶ送電線用遮断器	２２０ｋＶ母線連絡用遮断器	連絡用変圧器用遮断器
定格電圧	240kV	240kV	240kV	240kV
定格電流	2,000Ａ	6,000Ａ	6,000Ａ	4,000Ａ
定格遮断電流	50kA	50kA	50kA	50kA
個数	1	4	1	1

断　路　器（主変圧器用断路器以外は１号炉で設置、共用）

	主変圧器用断路器	500kV送電線用断路器	500kV母線連絡用断路器	連絡用変圧器用断路器
定格電圧	550kV	550kV	550kV	550kV
定格電流	2,000A	6,000A	6,000A	2,000A
定格短時間電流	50kA 2s	50kA 2s	50kA 2s	50kA 2s
個数	2	4	2	2

	予備変圧器用断路器	220kV送電線用断路器	220kV母線連絡用断路器	連絡用変圧器用断路器
定格電圧	240kV	240kV	240kV	240kV
定格電流	2,000A	6,000A	6,000A	4,000A
定格短時間電流	50kA 2s	50kA 2s	50kA 2s	50kA 2s
個数	2	8	2	2

第10.3.3表　発電機及び励磁機の設備仕様

(1)　発　電　機

型　　式	横置回転界磁３相同期タービン発電機
容　　量	約990,000kV･A
力　　率	約90％遅れ
電　　圧	23,000Ｖ
相	３相
周　波　数	60Hz
回　転　数	約1,800rpm
結　線　法	星　　型
冷　却　法	水素内部冷却

(2)　励　磁　機

名　　称		主　励　磁　機	副　励　磁　機
種　　類		ブラシレス励磁機	永久磁石回転界磁形
容　　量		約　3,600kW	約　40kV･A
電　　圧		ＤＣ　440Ｖ	125Ｖ
回　転　数		約　1,800rpm	約　1,800rpm
駆　動　方　法		タービンと直結	タービンと直結
台　数	常　用	1	1
	予　備	0	0

(3)　発電機負荷開閉器

定格電圧	25kV
定格電流	27,000A
個　　数	1

第 10.3.4 表　主 要 変 圧 器 の 設 備 仕 様

（予備変圧器、連絡用変圧器は１号炉で設置、共用）

名　　称		主 変 圧 器	所 内 変 圧 器	予 備 変 圧 器	連絡用変圧器
種　　類		屋外無圧密封式	屋外無圧密封式 負荷時タップ切替器付	屋外無圧密封式 負荷時タップ切替器付	屋外無圧密封式 負荷時タップ切替器付
容　　量		約 1,000,000kV･A	約 65,000kV･A	約 72,000kV･A	約 1,000,000kV･A
電　圧	１　次	23kV	23kV	220kV	540／530／520／510／500kV
	２　次	540／530／520／510／500kV	6.9kV、6.9kV	6.9kV、6.9kV	220kV
相		３	３	３	３
周　波　数		60Hz	60Hz	60Hz	60Hz
結線法	１　次	３　角	３　角	星　形	星　形
	２　次	星　形	星形、星形	星形、星形	星　形
	３　次	－	－	３　角	３　角
冷　却　方　式		導油風冷式	導油風冷式	導油風冷式	導油風冷式
台　　数		１	１	１	１

第10.4.1表　補助蒸気設備の設備仕様

(1)　補助ボイラ（１号炉で設置、共用）

型　　式	２胴水管式自然循環ボイラ
個　　数	２
容　　量	約25（ｔ／ｈ）／個
蒸気条件	
圧　　力	約８kg／cm^2 G
温　　度	約175℃
材　　料	
ドラム	炭　素　鋼
管	低炭素鋼
使用燃料	Ａ　重　油
燃料タンク容量	約500kl

(2)　スチームコンバータ

型　　式	パッケージ屋外式
個　　数	１
容　　量	約25ｔ／ｈ
加熱蒸気	
圧　　力	約25kg／cm^2 G
温　　度	約225℃
蒸気条件	
圧　　力	約８kg／cm^2 G
温　　度	約175℃
本体材料	炭　素　鋼

(3) 補助蒸気復水回収タンク

型　　式	丸　　型
個　　数	1
容　　量	約6.7m^3
使用圧力	大 気 圧
使用温度	100℃
材　　料	炭 素 鋼

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	電動消火ポンプ	ポンプ自動停止、電動機過負荷
	ディーゼル消火ポンプ	ポンプ自動停止、装置異常 （燃料及び冷却水レベルの低下）
廃棄物搬出設備消火ポンプ	廃棄物搬出設備電動消火ポンプ	ポンプ自動停止、電動機過負荷
	廃棄物搬出設備ディーゼル消火ポンプ	ポンプ自動停止、装置異常 （燃料及び冷却水レベルの低下）
消火設備	・二酸化炭素自動消火設備 ・海水ポンプ用二酸化炭素自動消火設備 ・全域ハロン自動消火設備 ・全域ハロン消火設備 ・泡消火設備 ・水噴霧消火設備	設備異常 （電源故障、断線、短絡、地絡等）

第10.5.2表　火災感知設備の火災感知器の概略

火災感知器の設置箇所	火災感知器の設置型式	
一般エリア	煙感知器 （一部１号及び ２号炉共用）	熱感知器 （一部１号及び ２号炉共用）
冷却材貯蔵タンク室	煙感知器	炎感知器（赤外線）
原子炉格納容器	防爆型煙感知器	「天井高さ８m未満」 防爆型熱感知器
		「天井高さ８m以上」 防爆型炎感知器 （赤外線）
体積制御タンク室及び 蓄電池室	防爆型煙感知器	防爆型熱感知器
海水管トレンチエリア	煙感知器	光ファイバケーブル
海水ポンプエリア及び 屋外タンクエリア	防爆型熱感知器	防爆型炎感知器 （赤外線）
ディーゼル発電機 燃料油貯油そうエリア 及び 燃料油貯蔵タンクエリア	防爆型煙感知器	防爆型熱感知器
圧縮固化処理棟	煙感知器	「天井高さ８m未満」 熱感知器
		「天井高さ８m以上」 炎感知器（赤外線）
中央制御盤内	高感度煙感知器	

第 10.5.3 表　消火設備の概略仕様

(1)　全域ハロン消火設備（一部１号及び２号炉共用）

・消 火 剤 ：ハロン 1301

・消火剤量 ：１立方メートル当たり　0.32kg 以上

・設置箇所 ：火災発生時の煙の充満等による消火活動が困難な火災区域又は火災区画（原子炉補助建屋、中間建屋、制御建屋、廃棄物処理建屋及び燃料取扱建屋）

(2)　全域ハロン自動消火設備（一部１号及び２号炉共用）

・消 火 剤 ：ハロン 1301

・消火剤量 ：１立方メートル当たり　0.32kg 以上

・設置箇所 ：火災発生時の煙の充満等による消火活動が困難な火災区域又は火災区画、火災の影響軽減のための対策が必要な火災区域又は火災区画（原子炉補助建屋、中間建屋、制御建屋、アニュラス及び圧縮固化処理棟）

(3)　二酸化炭素自動消火設備

・消 火 剤 ：二酸化炭素

・消火剤量 ：１立方メートル当たり　0.75kg 以上

・設置箇所 ：ディーゼル発電機室

(4)　海水ポンプ用二酸化炭素自動消火設備

・消 火 剤 ：二酸化炭素

・消火剤量 ：１立方メートル当たり　2.8kg 以上

・設置箇所 ：海水ポンプ

(5)　水噴霧消火設備（１号及び２号炉共用）

・消　火　剤　：水

・消火剤量：１平方メートル当たり　10ℓ/min 以上

・設置箇所：アスファルト固化装置、雑固体焼却設備

(6)　泡消火設備（１号及び２号炉共用）

・消　火　剤　：泡水溶液

・消火剤量：１立方メートル当たり　0.008m^3 以上

・設置箇所：固体廃棄物貯蔵庫

第 10.5.4 表　消火設備の主な故障警報（重大事故等対処施設）

設備		主な警報要素
消　火 ポンプ	電動消火ポンプ	ポンプ自動停止、電動機過負荷
	ディーゼル消火ポンプ	ポンプ自動停止、装置異常 （燃料及び冷却水レベルの低下）
消　火 設　備	・二酸化炭素自動消火設備 ・海水ポンプ用二酸化炭素自動消火設備 ・全域ハロン自動消火設備 ・全域ハロン消火設備 ・ハロゲン化物自動消火設備	設備異常 （電源故障、断線、短絡、地絡等）

第 10.5.5 表　火災感知設備の火災感知器の概略（重大事故等対処施設）

<table>
<tr><th>火災感知器の設置箇所</th><th colspan="2">火災感知器の設置型式</th></tr>
<tr><td>一般エリア</td><td>煙感知器
（一部１号及び
２号炉共用）</td><td>熱感知器
（一部１号及び
２号炉共用）</td></tr>
<tr><td rowspan="2">原子炉格納容器内</td><td rowspan="2">防爆型煙感知器</td><td>「天井高さ８ｍ未満」
防爆型熱感知器</td></tr>
<tr><td>「天井高さ８ｍ以上」
防爆型炎感知器
（赤外線）</td></tr>
<tr><td>蓄電池室</td><td>防爆型煙感知器</td><td>防爆型熱感知器</td></tr>
<tr><td rowspan="2">緊急時対策棟（指揮所）、
緊急時対策棟及び
燃料取扱設備エリア</td><td rowspan="2">煙感知器
（一部１号及び
２号炉共用）</td><td>熱感知器
（一部１号及び
２号炉共用）</td></tr>
<tr><td>炎感知器（赤外線）
（一部１号及び
２号炉共用）</td></tr>
<tr><td>海水管トレンチエリア</td><td>煙感知器</td><td>光ファイバケーブル</td></tr>
<tr><td>モニタリングステーション及び
モニタリングポスト</td><td>煙感知器
（１号及び
２号炉共用）</td><td>熱感知器
（１号及び
２号炉共用）</td></tr>
<tr><td>ディーゼル発電機
燃料油貯油そうエリア及び
燃料油貯蔵タンクエリア
並びに緊急時対策所用発電機車用
燃料油貯蔵タンクエリア</td><td>防爆型煙感知器
（一部１号及び
２号炉共用）</td><td>防爆型熱感知器
（一部１号及び
２号炉共用）</td></tr>
<tr><td>屋　　外</td><td>防爆型熱感知器
（一部１号及び
２号炉共用）</td><td>防爆型炎感知器
（赤外線）
（一部１号及び
２号炉共用）</td></tr>
</table>

第 10.5.6 表　消火設備の概略仕様（重大事故等対処施設）

(1)　全域ハロン消火設備（一部１号及び２号炉共用）

・消　火　剤　：ハロン 1301

・消火剤量　：１立方メートル当たり　0.32kg 以上

・設置箇所　：火災発生時の煙の充満等による消火活動が困難な火災区域又は火災区画（原子炉補助建屋、中間建屋及び制御建屋）

(2)　全域ハロン自動消火設備（一部１号及び２号炉共用）

・消　火　剤　：ハロン 1301

・消火剤量　：１立方メートル当たり　0.32kg 以上

・設置箇所　：火災発生時の煙の充満等による消火活動が困難な火災区域又は火災区画（原子炉補助建屋、中間建屋、制御建屋、アニュラス、緊急時対策棟（指揮所）及び緊急時対策棟）

(3)　ハロゲン化物自動消火設備（１号及び２号炉共用）

・消　火　剤　：FK－５－１－12

・消火剤量　：１立方メートル当たり　0.84kg 以上

・設置箇所　：モニタリングステーション及びモニタリングポストの局舎内

(4)　二酸化炭素自動消火設備

・消　火　剤　：二酸化炭素

・消火剤量　：１立方メートル当たり　0.75kg 以上

・設置箇所　：ディーゼル発電機室

(5)　海水ポンプ用二酸化炭素自動消火設備

・消　火　剤　：二酸化炭素

・消火剤量　：１立方メートル当たり　2.8kg 以上

・設置箇所　：海水ポンプ

(6)　移動式消火設備（１号及び２号炉共用）

(6－1) 化学消防自動車

・消　火　剤　：水又は泡水溶液

・消火剤量　：水槽／薬槽容量　1.3m^3　／　0.5m^3

・設置箇所　：発電所構内専属消防隊本部建屋

(6－2) 小型動力ポンプ付水槽車

・消　火　剤　：水

・消火剤量　：５m^3

・設置箇所　：発電所構内専属消防隊本部建屋

第 10.5.7 表　消火設備の主な故障警報（特定重大事故等対処施設）

設備		主な警報要素
消　火 ポンプ	電動消火ポンプ	ポンプ自動停止、電動機過負荷
	ディーゼル消火ポンプ	ポンプ自動停止、装置異常 （燃料及び冷却水レベルの低下）
消　火 設　備	・全域ハロン自動消火設備 ・全域ハロン消火設備	設備異常 （電源故障、断線、短絡、地絡等）

第 10.5.8 表　火災感知設備の火災感知器の概略（特定重大事故等対処施設）

<table>
<tr><th>火災感知器の設置箇所</th><th colspan="2">火災感知器の設置型式</th></tr>
<tr><td>一般エリア</td><td>煙感知器又は熱感知器
（一部１号及び
２号炉共用）</td><td>熱感知器又は炎感知器
（一部１号及び
２号炉共用）</td></tr>
<tr><td rowspan="2">原子炉格納容器内</td><td rowspan="2">防爆型煙感知器</td><td>「天井高さ８ｍ未満」
防爆型熱感知器</td></tr>
<tr><td>「天井高さ８ｍ以上」
防爆型炎感知器
（赤外線）</td></tr>
<tr><td>蓄電池室</td><td>防爆型煙感知器</td><td>防爆型熱感知器</td></tr>
<tr><td>□</td><td>防爆型煙感知器</td><td>防爆型熱感知器</td></tr>
</table>

□：防護上の観点から公開できません

第 10.5.9 表　消火設備の概略仕様（特定重大事故等対処施設）

(1)　全域ハロン消火設備

・消　火　剤 ：ハロン 1301

・消火剤量 ：１立方メートル当たり　0.32kg 以上

・設置箇所 ：火災発生時の煙の充満等による消火活動が困難な火災区域又は火災区画

(2)　全域ハロン自動消火設備

・消　火　剤 ：ハロン 1301

・消火剤量 ：１立方メートル当たり　0.32kg 以上

・設置箇所 ：火災発生時の煙の充満等による消火活動が困難な火災区域又は火災区画

(3)　移動式消火設備（１号及び２号炉共用）

(3－1) 化学消防自動車

・消　火　剤 ：水又は泡水溶液

・消火剤量 ：水槽／薬槽容量　1.3m^3　／　0.5m^3

・設置箇所 ：発電所構内専属消防隊本部建屋

(3－2) 小型動力ポンプ付水槽車

・消　火　剤 ：水

・消火剤量 ：５m^3

・設置箇所 ：発電所構内専属消防隊本部建屋

第10.6.1表　消火設備の設備仕様

(1)　消火ポンプ（１号炉で設置、共用）

個　　数	２（電動及びディーゼル駆動）
容　　量	約12(m^3／min)／個
揚　　程	約110m
本体材料	鋳　　鉄

(2)　電動消火ポンプモータ

出　　力	340kW

(3)　ディーゼル消火ポンプ・エンジン

出　　力	460PS
燃　　料	軽　　油

第10.7.1表　浸水防護施設の設備仕様

(1)　海水ポンプエリア防護壁（１号及び２号炉共用）

（内部溢水に対する防護設備と兼用）

種　　類	鋼製及び鉄筋コンクリート壁
材　　料	炭素鋼 鉄筋コンクリート
個　　数	1

(2)　貯留堰（１号及び２号炉共用）（非常用取水設備と兼用）

種　　類	コンクリート堰
材　　料	コンクリート
個　　数	1

(3)　海水ポンプエリア水密扉（１号及び２号炉共用）

（内部溢水に対する防護設備と兼用）

種　　類	片開扉
材　　料	炭素鋼
個　　数	8

(4)　中間建屋水密扉（内部溢水に対する防護設備と兼用）

種　　類	片開扉
材　　料	炭素鋼
個　　数	1

（5） 制御建屋水密扉（１号及び２号炉共用）

（内部溢水に対する防護設備と兼用）

種　　類	片開扉
材　　料	炭素鋼
個　　数	１

第10.7.2表　内郭浸水防護設備の設備仕様

(1)　燃料取扱建屋堰

種　　類	堰
材　　料	鉄筋コンクリート
個　　数	2

(2)　原子炉補助建屋水密扉

種　　類	片開扉
材　　料	炭素鋼
個　　数	1

(3)　中間建屋水密扉（津波に対する防護設備と一部兼用）

種　　類	片開扉
材　　料	炭素鋼
個　　数	2

(4)　制御建屋水密扉（1号及び2号炉共用）
（津波に対する防護設備と兼用）

種　　類	片開扉
材　　料	炭素鋼
個　　数	1

(5)　海水ポンプエリア水密扉（1号及び2号炉共用）
（津波に対する防護設備と兼用）

種　　類	片開扉
材　　料	炭素鋼
個　　数	8

(6)　海水ポンプエリア防護壁（１号及び２号炉共用）

（津波に対する防護設備と兼用）

種　　類	鋼製壁及び鉄筋コンクリート壁
材　　料	炭素鋼
	鉄筋コンクリート
個　　数	1

(7)　海水管ダクト竪坑蓋

種　　類	蓋
材　　料	炭素鋼
	鉄筋コンクリート
個　　数	1

第 10.9.1 表　非常用取水設備の設備仕様

(1) 取　水　口（１号及び２号炉共用）

兼用する設備は以下のとおり。

・津波に対する防護設備（設計基準対象施設）（貯留堰部のみ）

・津波に対する防護設備（重大事故等対処施設）（貯留堰部のみ）

・非常用取水設備（通常運転時等）

・非常用取水設備（重大事故等時）

種　　類	鉄筋コンクリート扶壁式擁壁 コンクリート堰（貯留堰部）
材　　料	鉄筋コンクリート
容　　量	4,400m^{3}以上＊１
個　　数	１

(2) 取　水　路（重大事故等時のみ１号及び２号炉共用）

兼用する設備は以下のとおり。

・非常用取水設備（通常運転時等）

・非常用取水設備（重大事故等時）

種　　類	鉄筋コンクリート函渠
材　　料	鉄筋コンクリート
容　　量	4,400m^{3}以上＊１
個　　数	１

（3）取水ピット（重大事故等時のみ１号及び２号炉共用）

兼用する設備は以下のとおり。

・非常用取水設備（通常運転時等）

・非常用取水設備（重大事故等時）

種　　類	鉄筋コンクリート取水槽
材　　料	鉄筋コンクリート
容　　量	4,400m^3以上＊１
個　　数	１

＊１　引き波時に海水ポンプの継続運転に必要な水量であり、取水口、取水路及び取水ピットのうち貯留堰により確保する水量の合計

第 10.10.1 表　緊急時対策所の設備仕様

(1)　緊急時対策所（指揮所）

以下の設備は、緊急時対策所（指揮所）を除き、緊急時対策所（緊急時対策棟内）において引き続き使用する。

緊急時対策所（指揮所）は、緊急時対策所（緊急時対策棟内）において緊急時対策所（緊急時対策棟内）の一部として引き続き使用する。

a.　緊急時対策所（指揮所）（１号及び２号炉共用）

個　　数　　一式

b.　情報収集設備（１号及び２号炉共用）

兼用する設備は以下のとおり。

・緊急時対策所

・通信連絡設備

設 備 名　　緊急時運転パラメータ伝送システム（SPDS）（１号及び２号炉共用）

個　　数　　一式

設 備 名　　SPDS データ表示装置（１号及び２号炉共用）

個　　数　　一式

c.　通信連絡設備（１号及び２号炉共用）

設 備 名　　電力保安通信用電話設備（１号及び２号炉共用）

個　　数　　一式

設 備 名　　衛星携帯電話設備（１号及び２号炉共

用）

個　　数　　一式

設 備 名　　無線連絡設備（１号及び２号炉共用）

個　　数　　一式

設 備 名　　携帯型通話設備（１号及び２号炉共用）

個　　数　　一式

設 備 名　　テレビ会議システム（社内）（１号及び２号炉共用）

個　　数　　一式

設 備 名　　加入電話設備（１号及び２号炉共用）

個　　数　　一式

設 備 名　　統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備（１号及び２号炉共用）

個　　数　　一式

d. 酸素濃度計（１号及び２号炉共用）

個　　数　　２（予備２）

測定範囲　　０～100％

e. 二酸化炭素濃度計（１号及び２号炉共用）

個　　数　　２（予備２）

測定範囲　　０～１％

(2)　緊急時対策所（緊急時対策棟内）

a.　緊急時対策所（緊急時対策棟内）（１号及び２号炉共用）

個　　数　　一式

b.　情報収集設備（１号及び２号炉共用）

兼用する設備は以下のとおり。

・緊急時対策所

・通信連絡設備

設　備　名　　緊急時運転パラメータ伝送システム（SPDS）（１号及び２号炉共用）

個　　数　　一式

設　備　名　　SPDSデータ表示装置（１号及び２号炉共用）

個　　数　　一式

c.　通信連絡設備（１号及び２号炉共用）

設　備　名　　電力保安通信用電話設備（１号及び２号炉共用）

個　　数　　一式

設　備　名　　衛星携帯電話設備（１号及び２号炉共用）

個　　数　　一式

設　備　名　　無線連絡設備（１号及び２号炉共用）

個　　数　　一式

設　備　名　　携帯型通話設備（１号及び２号炉共用）

個　　数　　一式

設　備　名　　テレビ会議システム（社内）（１号及び

２号炉共用）

個　　数　　一式

設 備 名　　加入電話設備（１号及び２号炉共用）

個　　数　　一式

設 備 名　　統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備（１号及び２号炉共用）

個　　数　　一式

d. 酸素濃度計（１号及び２号炉共用）

個　　数　　２（予備２）

測定範囲　　０～100％

e. 二酸化炭素濃度計（１号及び２号炉共用）

個　　数　　２（予備２）

測定範囲　　０～１％

第 10.10.2 表　緊急時対策所（重大事故等時）（常設）の設備仕様

(1)　緊急時対策所（指揮所）

以下の設備は、緊急時対策所遮へい（緊急時対策所（指揮所））を除き、緊急時対策所（緊急時対策棟内）において引き続き使用する。

緊急時対策所遮へい（緊急時対策所（指揮所））は、遮へい体を除き、緊急時対策所（緊急時対策棟内）において緊急時対策所遮へい（緊急時対策所（緊急時対策棟内））の一部として引き続き使用する。

a.　緊急時対策所遮へい（緊急時対策所（指揮所））（１号及び２号炉共用）

個　　数　　一式

b.　緊急時対策所非常用空気浄化ファン（１号及び２号炉共用）

台　　数　　２

容　　量　　約 130m^3／min（１台当たり）

c.　緊急時対策所非常用空気浄化フィルタユニット（１号及び２号炉共用）

型　　式　　微粒子フィルタ／よう素フィルタ

基　　数　　２

容　　量　　約 130m^3／min（１基当たり）

効　　率

単体除去効率　　99.97%以上（0.15μｍ粒子）／95%以上

総合除去効率　　99.99%以上（0.7μｍ粒子）／99.75%以上

d. 緊急時対策所情報収集設備（１号及び２号炉共用）

兼用する設備は以下のとおり。

・計装設備（重大事故等対処設備）

・緊急時対策所

・通信連絡設備

設　備　名	緊急時運転パラメータ伝送システム（SPDS）（１号及び２号炉共用）
個　　数	一式
設　備　名	SPDSデータ表示装置（１号及び２号炉共用）
個　　数	一式

e. 通信連絡設備（１号及び２号炉共用）

設　備　名	衛星携帯電話設備（１号及び２号炉共用）
個　　数	一式
設　備　名	統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備（１号及び２号炉共用）
個　　数	一式

f. 緊急時対策所用発電機車用燃料油貯蔵タンク（１号及び２号炉共用）

型　　式	横置円筒型地下タンク
基　　数	２
容　　量	約75kℓ（１基当たり）
使用燃料	Ａ重油

g. 緊急時対策所用発電機車用給油ポンプ（１号及び２号炉共用）

種　　類	うず巻式

台　　数　　2

容　　量　　約 1.8 m^3／h（１台当たり）

最高使用圧力　　0.38 MPa[gage]

最高使用温度　　40 ℃

(2)　緊急時対策所（緊急時対策棟内）

a.　緊急時対策所遮へい（緊急時対策所（緊急時対策棟内））（１号及び２号炉共用）

個　　数　　一式

b.　緊急時対策所非常用空気浄化ファン（１号及び２号炉共用）

台　　数　　2

容　　量　　約 130m^3／min（１台当たり）

c.　緊急時対策所非常用空気浄化フィルタユニット（１号及び２号炉共用）

型　　式　　微粒子フィルタ／よう素フィルタ

基　　数　　2

容　　量　　約 130m^3／min（１基当たり）

効　　率

単体除去効率　　99.97%以上（0.15μｍ粒子）／95%以上

総合除去効率　　99.99%以上（0.7μｍ粒子）／99.75%以上

d.　緊急時対策所情報収集設備（１号及び２号炉共用）

兼用する設備は以下のとおり。

・計装設備（重大事故等対処設備）

・緊急時対策所

・通信連絡設備

設　備　名　　緊急時運転パラメータ伝送システム（SPDS）（１号及び２号炉共用）

個　　数　　一式

設　備　名　　SPDSデータ表示装置（１号及び２号炉共用）

個　　数　　一式

e.　通信連絡設備（１号及び２号炉共用）

設　備　名　　衛星携帯電話設備（１号及び２号炉共用）

個　　数　　一式

設　備　名　　統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備（１号及び２号炉共用）

個　　数　　一式

f.　緊急時対策所用発電機車用燃料油貯蔵タンク（１号及び２号炉共用）

型　　式　　横置円筒型地下タンク

基　　数　　２

容　　量　　約75kℓ（１基当たり）

使用燃料　　Ａ重油

g.　緊急時対策所用発電機車用給油ポンプ（１号及び２号炉共用）

種　　類　　うず巻式

台　　数　　２

容　　量　　約1.8 m^3／h（１台当たり）

最高使用圧力　　0.38 MPa[gage]

最高使用温度　　40 ℃

第 10.10.3 表　緊急時対策所（重大事故等時）（可搬型）の設備仕様

(1)　緊急時対策所（指揮所）

以下の設備は、緊急時対策所（緊急時対策棟内）において引き続き使用する。

a.　緊急時対策所加圧設備（１号及び２号炉共用）

型　　式	空気ボンベ
本　　数	一式

b.　酸素濃度計（１号及び２号炉共用）

個　　数	２（予備２）
測定範囲	０～100％

c.　二酸化炭素濃度計（１号及び２号炉共用）

個　　数	２（予備２）
測定範囲	０～１％

d.　緊急時対策所エリアモニタ（１号及び２号炉共用）

型　　式	半導体式検出器
個　　数	２（予備１）
計測範囲	0.001～99.99mSv／h

e.　可搬型エリアモニタ（加圧判断用）（１号及び２号炉共用）

型　　式	半導体式検出器
個　　数	１（予備１）[注1]
	注１　監視測定設備と兼用
計測範囲	0.001～300mSv／h

f.　通信連絡設備（１号及び２号炉共用）

設 備 名	携帯型通話設備（１号及び２号炉共用）

個　　数　　一式

g. 緊急時対策所用発電機車（１号及び２号炉共用）

台　　数　　１（予備２）

容　　量　　約 1,825kVA（１台当たり）

電　　圧　　6,600V

(2) 緊急時対策所（緊急時対策棟内）

a. 緊急時対策所加圧設備（１号及び２号炉共用）

型　　式　　空気ボンベ

本　　数　　一式

b. 酸素濃度計（１号及び２号炉共用）

個　　数　　２（予備２）

測定範囲　　０～100％

c. 二酸化炭素濃度計（１号及び２号炉共用）

個　　数　　２（予備２）

測定範囲　　０～１％

d. 緊急時対策所エリアモニタ（１号及び２号炉共用）

型　　式　　半導体式検出器

個　　数　　２（予備１）

計測範囲　　0.001～99.99mSv／h

e. 可搬型エリアモニタ（加圧判断用）（１号及び２号炉共用）

型　　式　　半導体式検出器

個　　数　　１（予備１）注１

注１　監視測定設備と兼用

計測範囲　　0.001～300mSv／h

f. 通信連絡設備（１号及び２号炉共用）

設 備 名	携帯型通話設備（１号及び２号炉共用）
個 数	一式

g. 緊急時対策所用発電機車（１号及び２号炉共用）

台 数	１（予備２）
容 量	約 1,825kVA（１台当たり）
電 圧	6,600V

第 10.13.1 表　通信連絡設備の一覧表

通信種別			主要設備		電源	通信回線
警報装置	所内		運転指令設備	ページング装置	非常用所内電源、無停電電源	－
			非常用サイレン		非常用所内電源、無停電電源	
通信設備（発電所内）			運転指令設備	ページング装置	非常用所内電源、無停電電源	
				ディジタル無線 ページング装置	非常用所内電源、無停電電源、充電池	
			電力保安通信用電話設備	保安電話（FAX を含む。）（注１）	固定型：非常用所内電源、無停電電源 携帯型：非常用所内電源、無停電電源、 充電池	
				衛星電話（FAX を含む。）（注１）	固定型：非常用所内電源、無停電電源 可搬型：充電池	
			衛星携帯電話設備	衛星携帯電話（注１）	固定型：非常用所内電源、無停電電源 携帯型：充電池	
			無線連絡設備	無線通話装置（注１）	固定型：非常用所内電源、無停電電源 携帯型：充電池、乾電池 モニタリングカー：車載電源	
			携帯型通話設備	携帯型有線通話装置	乾電池	
データ伝送設備（発電所内）			緊急時運転パラメータ伝送システム（SPDS）（注１）		非常用所内電源、無停電電源	
			SPDS データ表示装置		非常用所内電源、無停電電源	
通信設備（発電所外）	所外	社内	電力保安通信用電話設備	保安電話（FAX を含む。）（注１）	固定型：非常用所内電源、無停電電源 携帯型：非常用所内電源、無停電電源、 充電池	有線系回線、多重無線系回線 （専用の電力保安通信用回線）
				衛星電話（FAX を含む。）（注１）	固定型：非常用所内電源、無停電電源 可搬型：充電池	衛星系回線 （専用の通信事業者回線）
			テレビ会議システム（社内）		非常用所内電源、無停電電源	有線系回線 （専用の電力保安通信用回線） 衛星系回線 （専用の通信事業者回線）
			無線連絡設備	無線通話装置（注１）	固定型：非常用所内電源、無停電電源 携帯型：充電池、乾電池 モニタリングカー：車載電源	無線系回線（専用）
		社外（社内を含む。）	加入電話設備	加入電話（FAX を含む。）	固定型：通信事業者回線から給電（電話） 非常用所内電源、無停電電源（FAX） 携帯型：充電池	有線系回線、無線系回線 （通信事業者回線（注２））
			統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備	テレビ会議システム	非常用所内電源、無停電電源	有線系回線、衛星系回線 （専用の通信事業者回線）
				IP 電話		
				衛星通信装置（電話）		
				IP-FAX		
			衛星携帯電話設備	衛星携帯電話（注１）	固定型：非常用所内電源、無停電電源 携帯型：充電池	衛星系回線（通信事業者回線）
データ伝送設備（発電所外）			緊急時運転パラメータ伝送システム（SPDS）（注１）		非常用所内電源、無停電電源	有線系回線、衛星系回線 （専用の通信事業者回線）

注１：発電所内用と発電所外用で共用
注２：災害時優先回線含む

第10.13.2表　通信連絡を行うために必要な設備（常設）の設備仕様

(1) 衛星携帯電話設備（１号及び２号炉共用）

設　備　名	衛星携帯電話（固定型）
使 用 回 線	衛星系回線
個　　数	１式

(2) 統合原子力防災ネットワークに接続する通信連絡設備（１号及び２号炉共用）

設　備　名	テレビ会議システム
使 用 回 線	有線系回線、衛星系回線
個　　数	１式

設　備　名	IP電話
使 用 回 線	有線系回線
個　　数	１式

設　備　名	衛星通信装置（電話）
使 用 回 線	衛星系回線
個　　数	１式

設　備　名	IP-FAX
使 用 回 線	有線系回線
個　　数	１式

設　備　名　　IP-FAX

使 用 回 線　　衛星系回線

個　　数　　１式

(3) 緊急時運転パラメータ伝送システム（SPDS）（１号及び２号炉共用）

兼用する設備は以下のとおり。

・計装設備（重大事故等対処設備）

・緊急時対策所

・通信連絡設備

使 用 回 線　　有線系回線、衛星系回線

個　　数　　１式

(4) SPDSデータ表示装置（１号及び２号炉共用）

兼用する設備は以下のとおり。

・計装設備（重大事故等対処設備）

・緊急時対策所

・通信連絡設備

個　　数　　１式

第10.13.3表　通信連絡を行うために必要な設備（可搬型）の設備仕様

(1) 衛星携帯電話設備（１号及び２号炉共用）

設　備　名	衛星携帯電話（携帯型）
使 用 回 線	衛星系回線
個　　数	１式

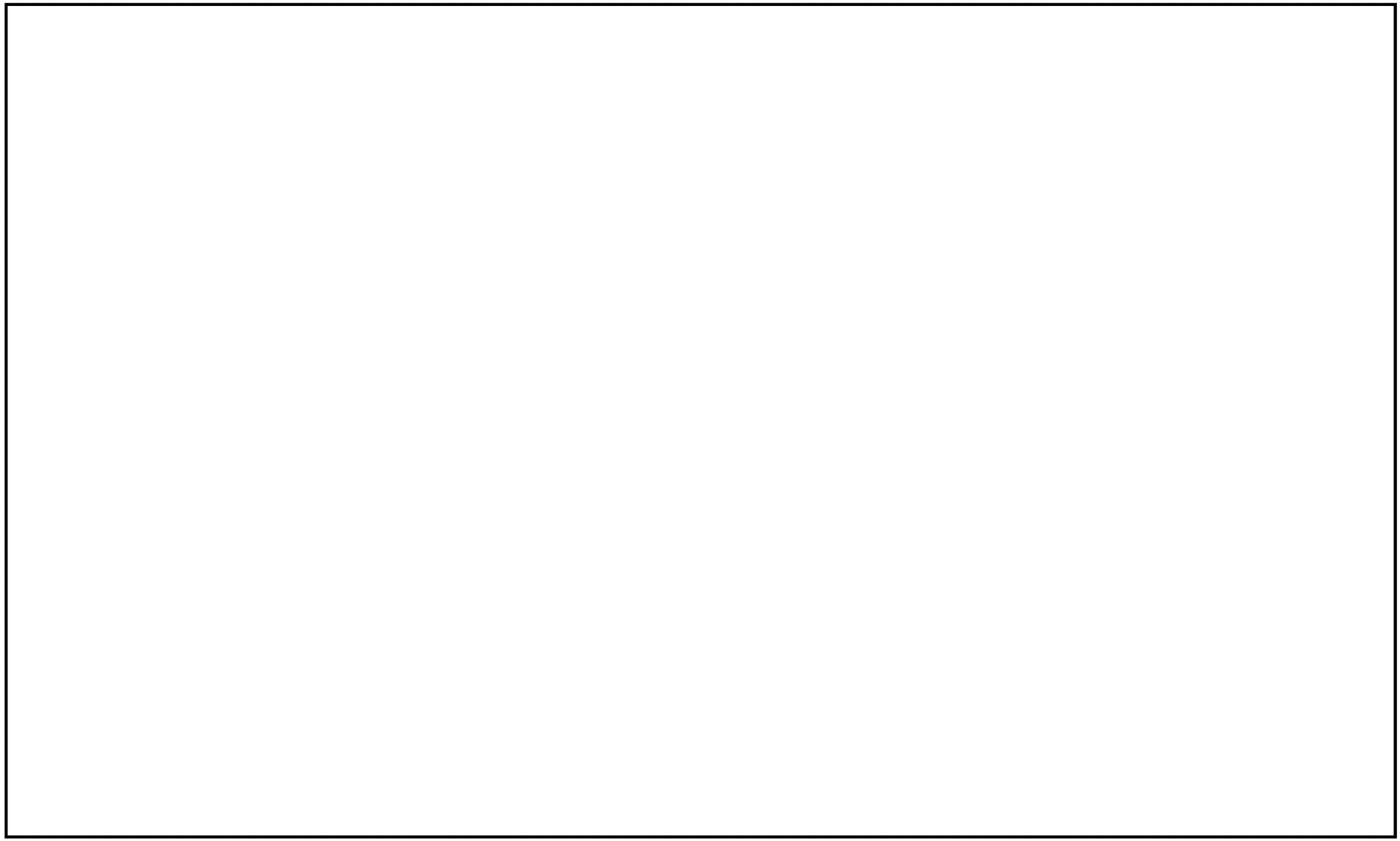
(2) 無線連絡設備（１号及び２号炉共用）

設　備　名	無線通話装置（携帯型）
使 用 回 線	無線系回線
個　　数	１式

(3) 携帯型通話設備（１号及び２号炉共用）

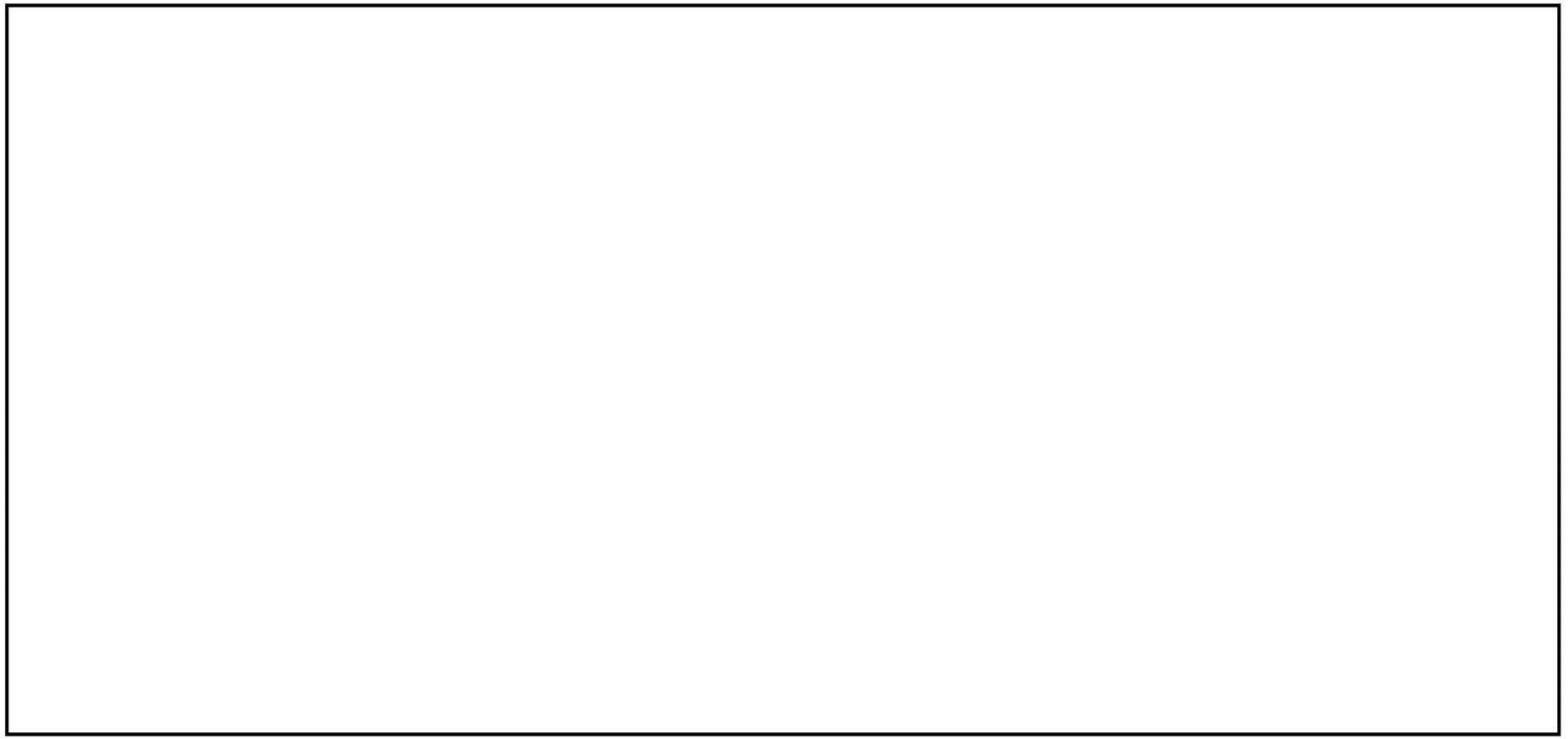
設　備　名	携帯型有線通話装置
使 用 回 線	有線系回線
個　　数	１式

第10.14.1.1表(1/5)　特定重大事故等対処施設を構成する設備と設置場所



：防護上の観点から公開できません

第10.14.1.1表(2/5)　特定重大事故等対処施設を構成する設備と設置場所

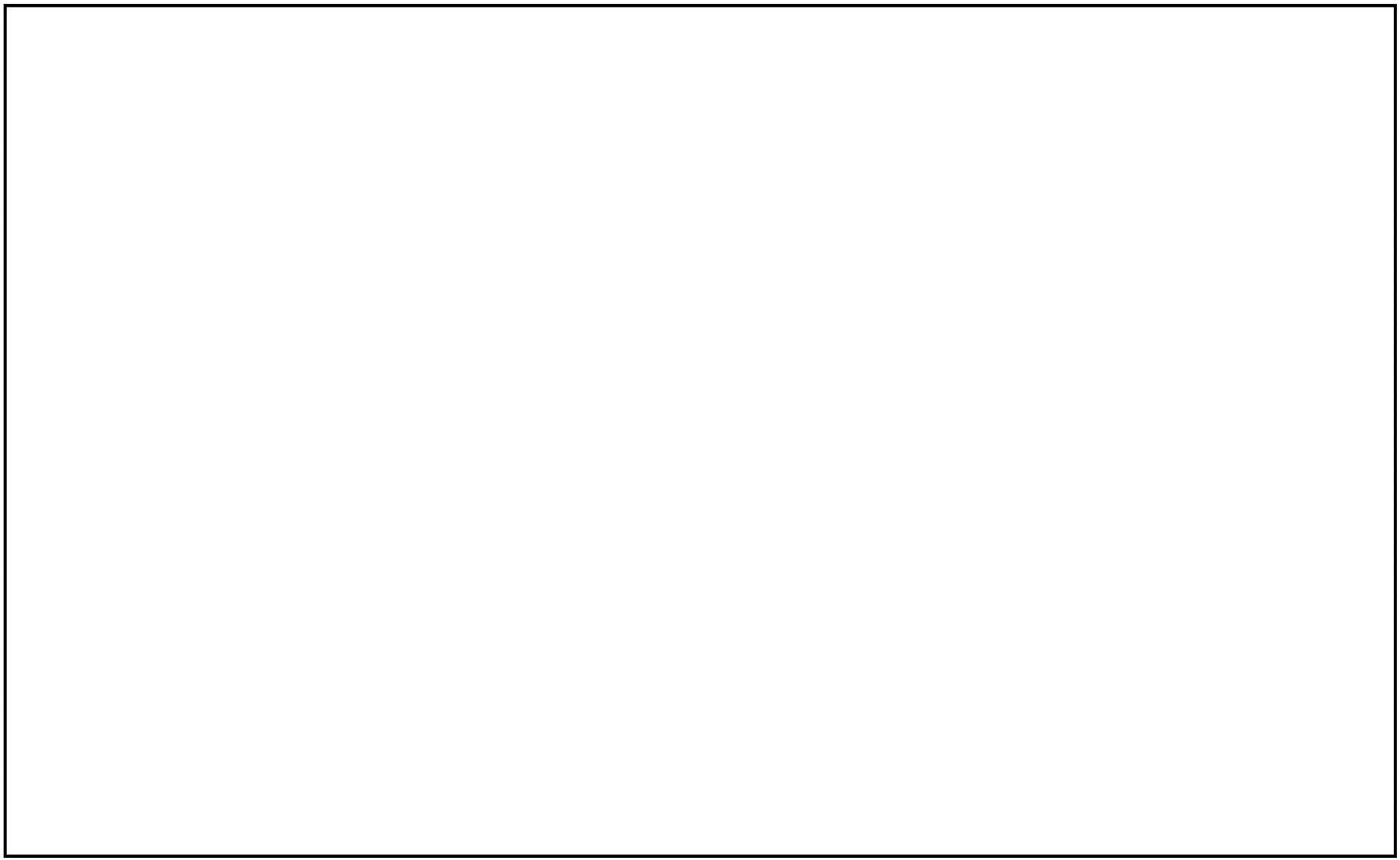


：防護上の観点から公開できません

第10.14.1.1表(3/5)　特定重大事故等対処施設を構成する設備と設置場所

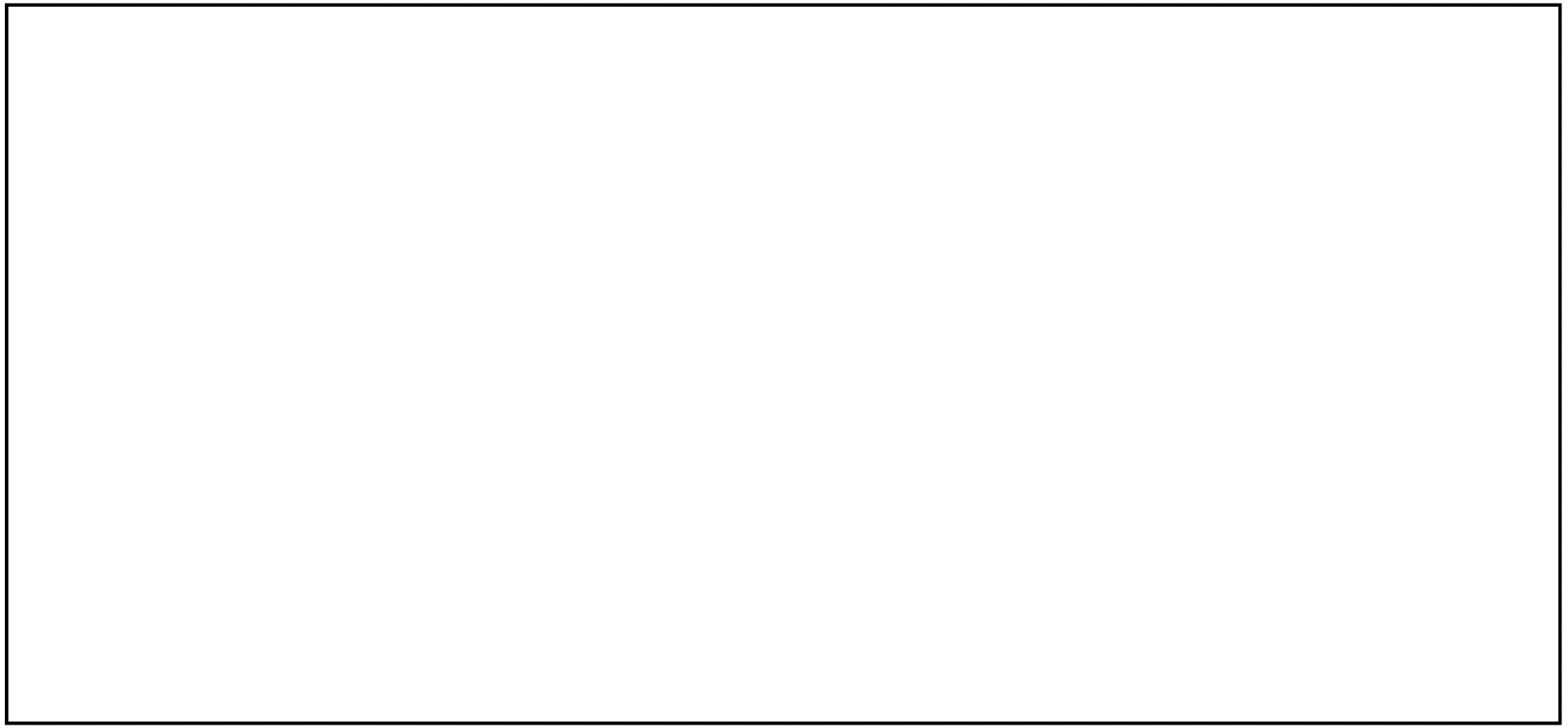
：防護上の観点から公開できません

第10.14.1.1表(4/5)　特定重大事故等対処施設を構成する設備と設置場所



：防護上の観点から公開できません

第10.14.1.1表(5/5)　特定重大事故等対処施設を構成する設備と設置場所



：防護上の観点から公開できません

第10.14.1.2表

第10.14.1.3表

第10.14.1.4表

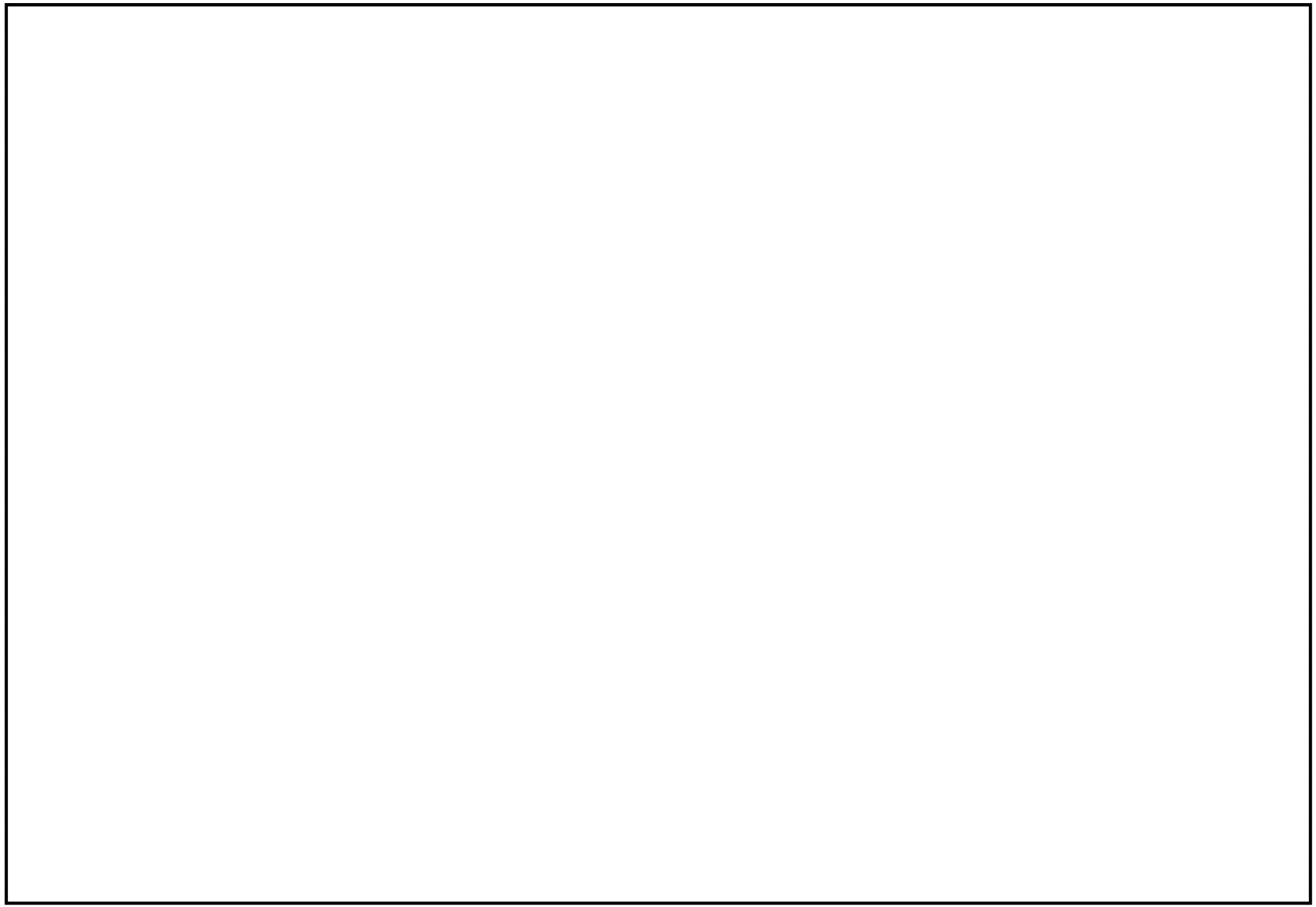
：防護上の観点から公開できません

第 10.14.1.5 表

第10.14.1.6表

：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



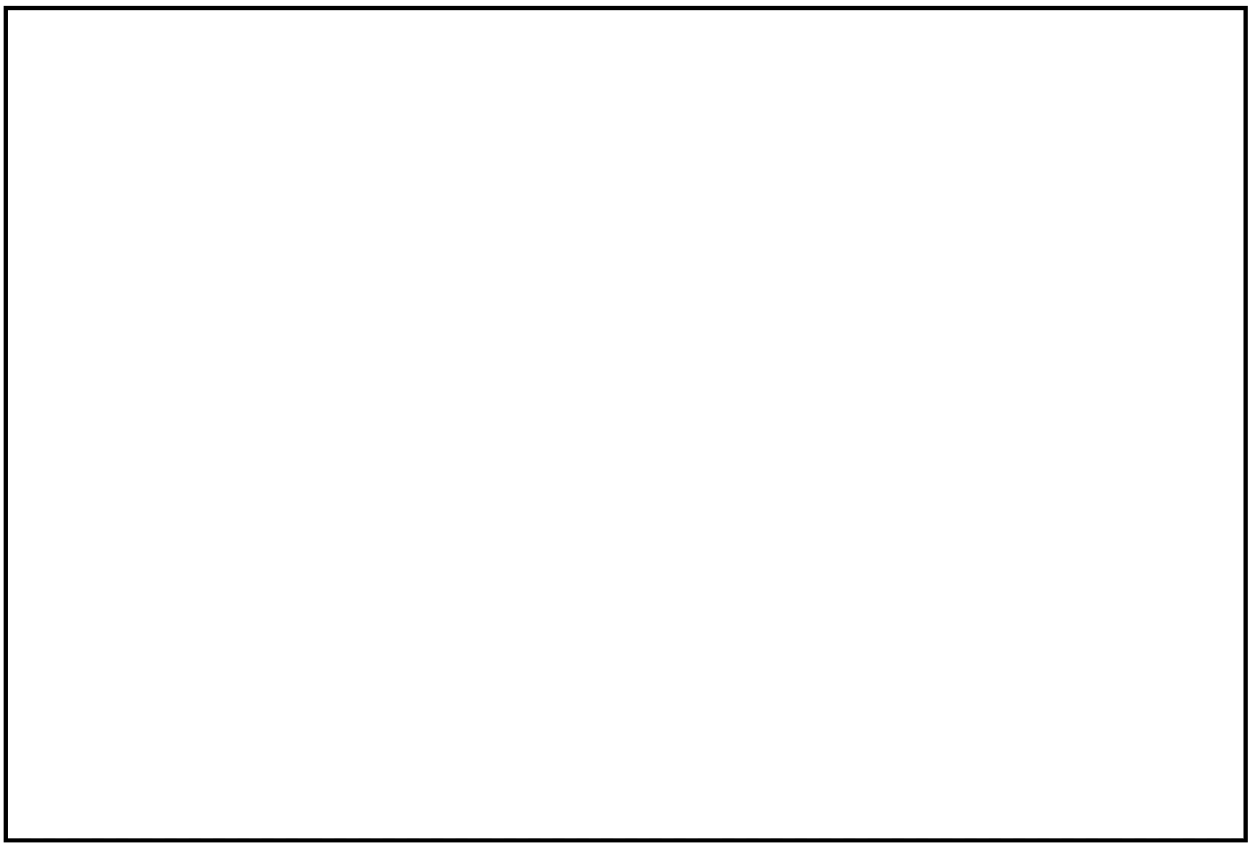
：防護上の観点から公開できません

第10.14.1.8表　エンジンの主要諸元

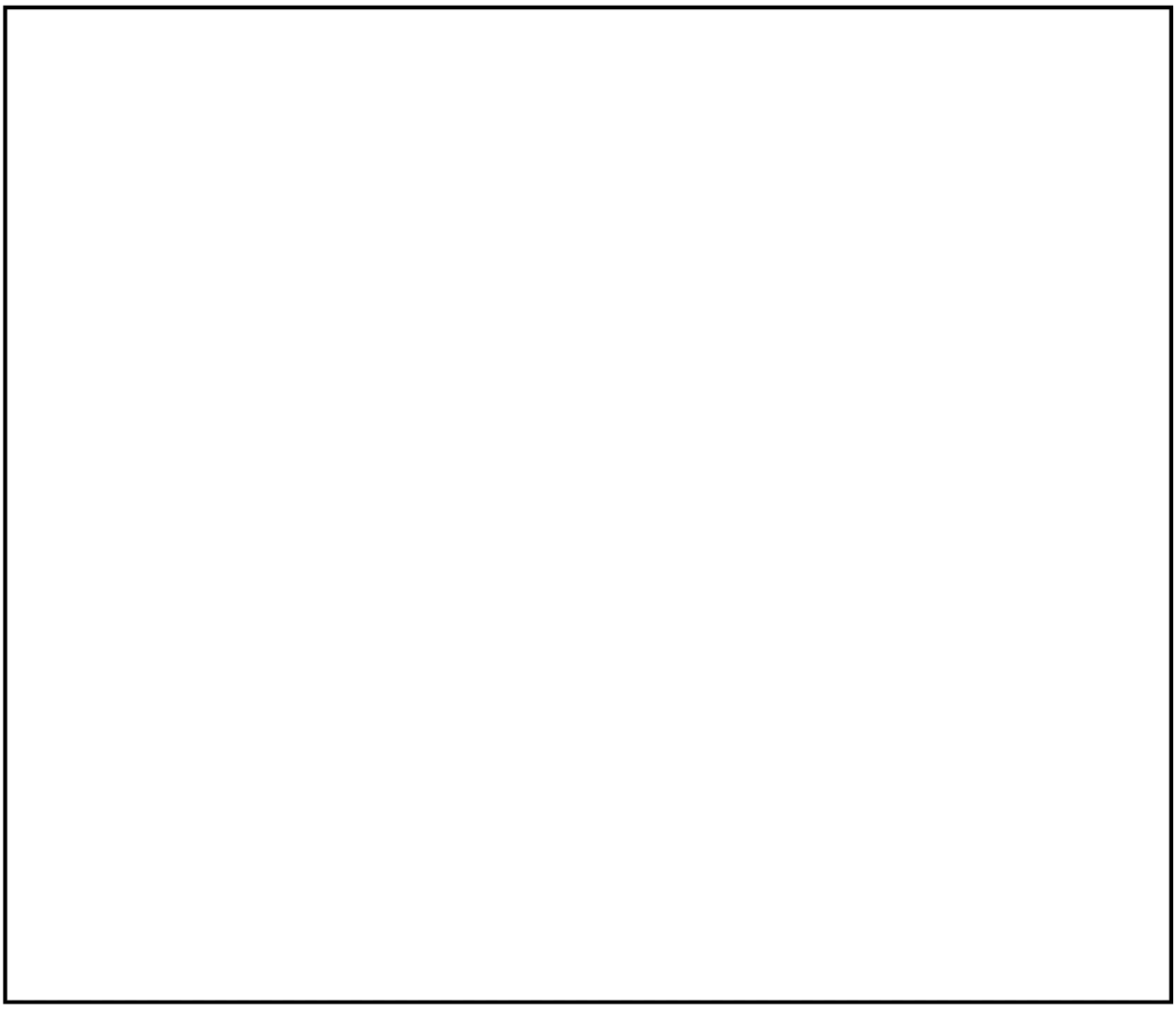
：防護上の観点から公開できません

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設備仕様

：防護上の観点から公開できません



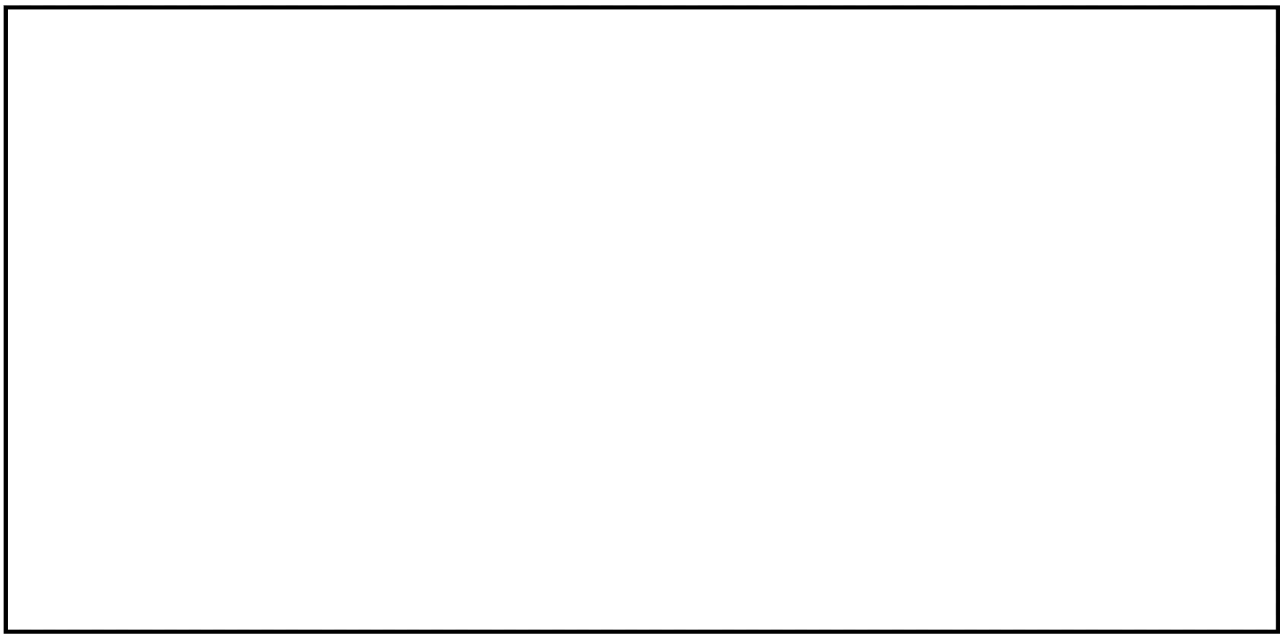
：防護上の観点から公開できません



：防護上の観点から公開できません

第 10.14.3.1 表　原子炉内の溶融炉心の冷却機能の設備仕様

：防護上の観点から公開できません



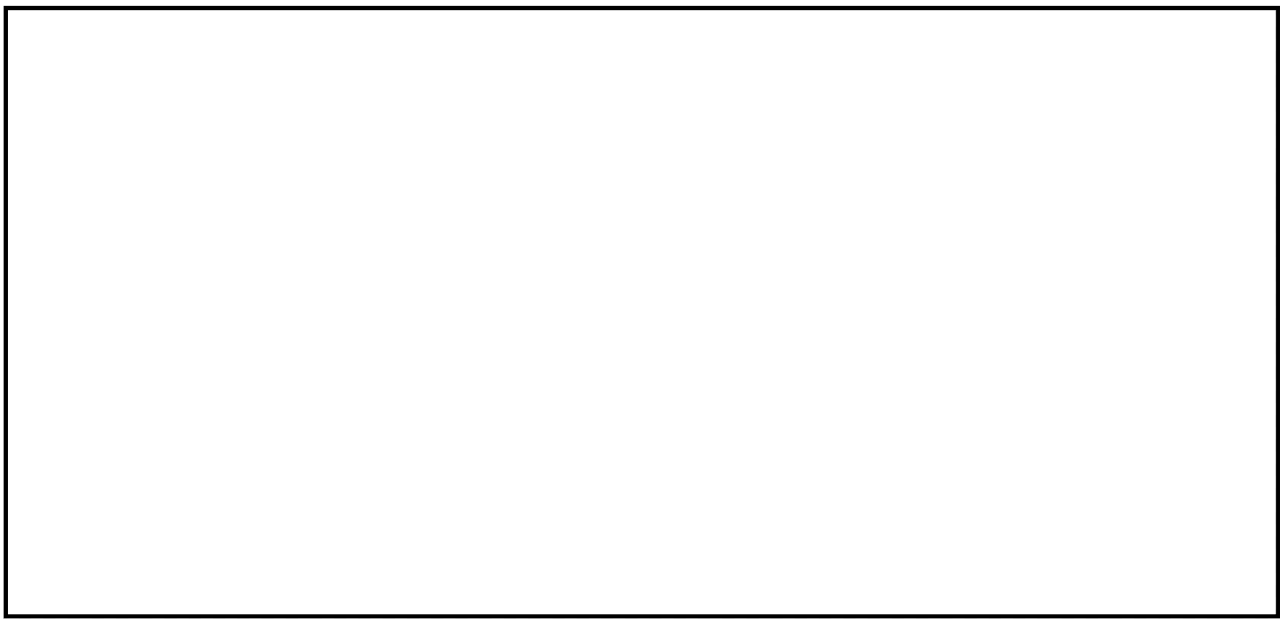
：防護上の観点から公開できません

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設備仕様

：防護上の観点から公開できません

第 10.14.5.1 表　原子炉格納容器内の冷却・減圧・放射性物質低減機能の設備仕様

：防護上の観点から公開できません

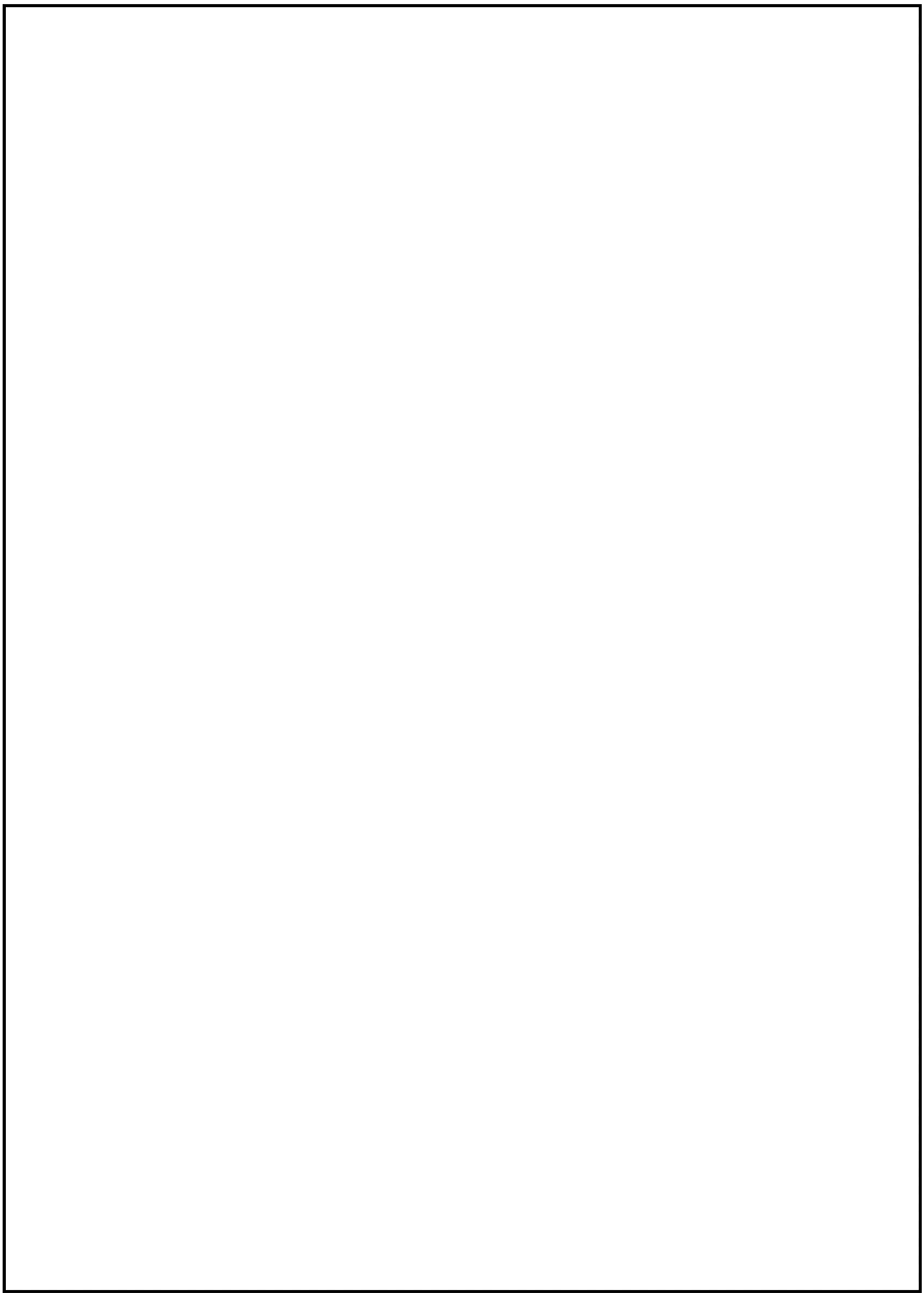


：防護上の観点から公開できません

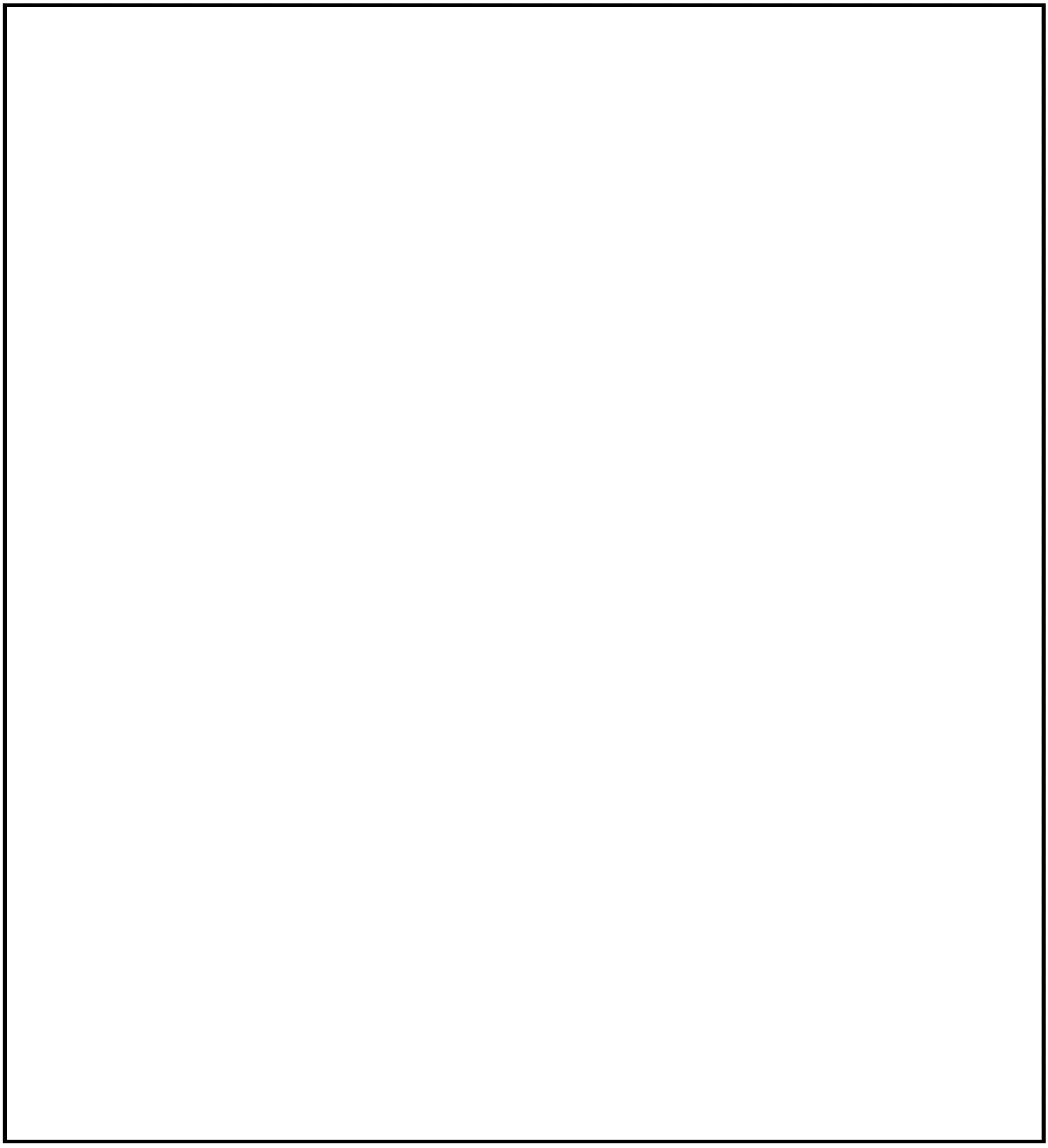
第10.14.6.1表　原子炉格納容器の過圧破損防止機能の設備仕様

：防護上の観点から公開できません

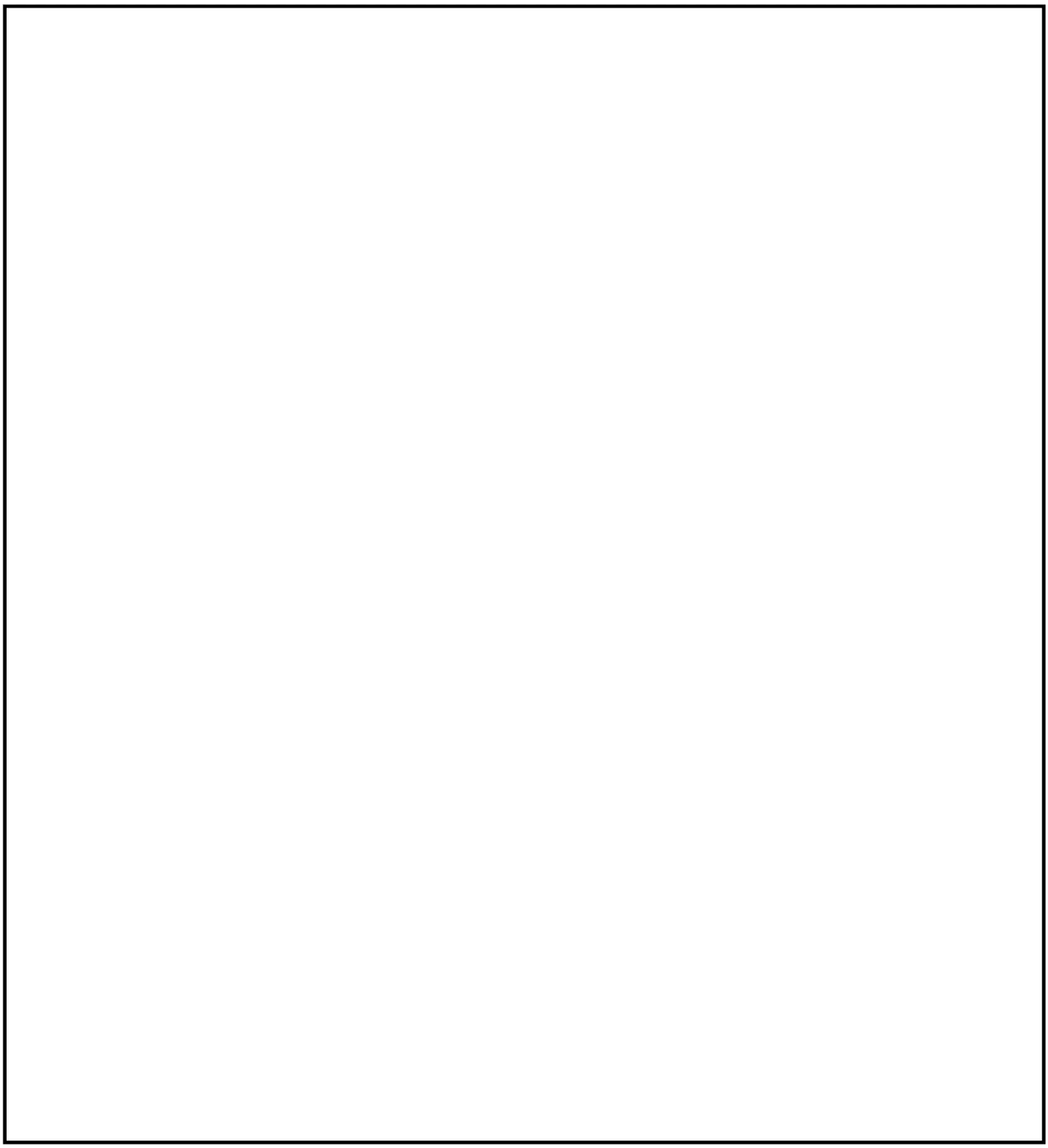
：防護上の観点から公開できません



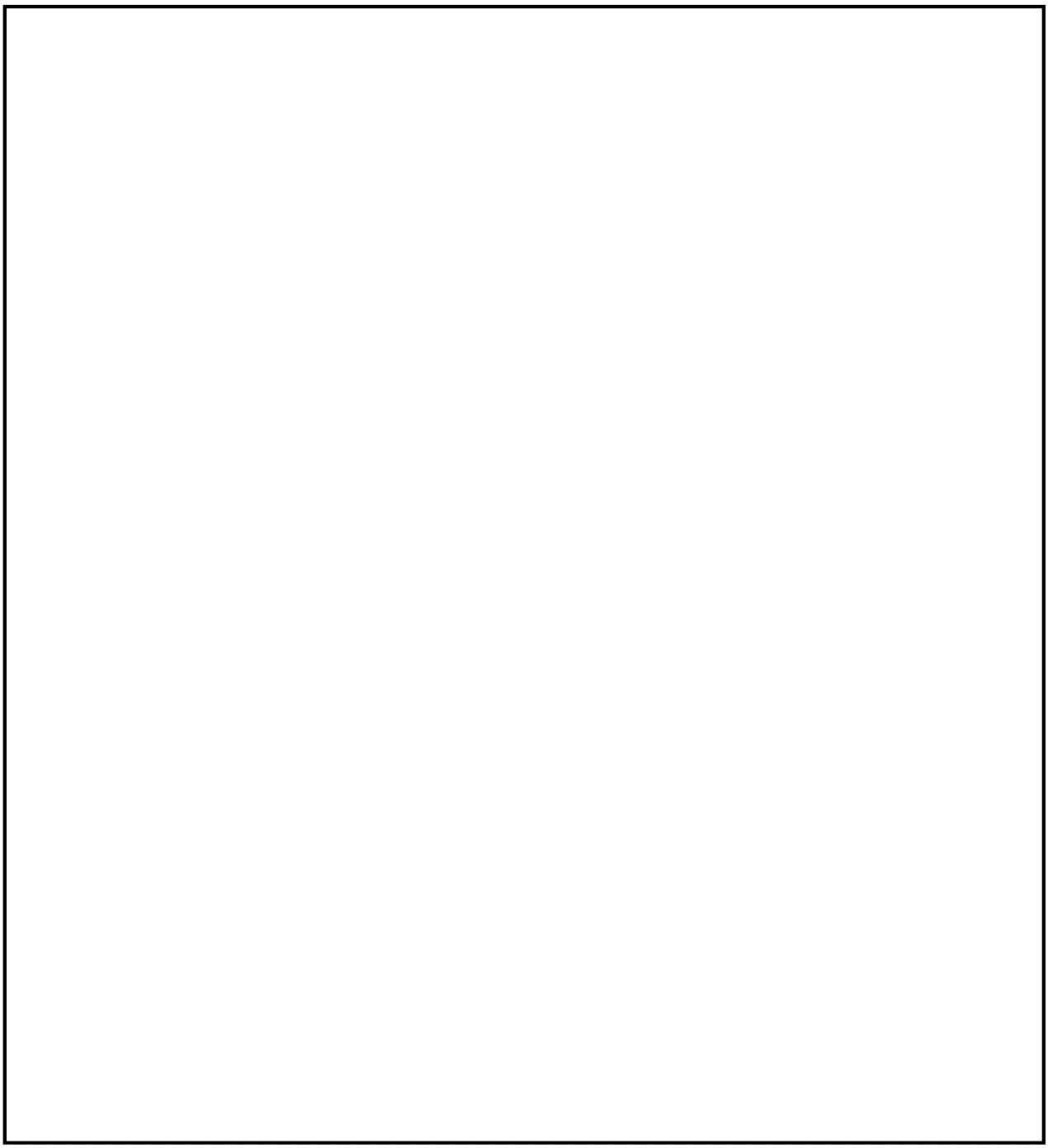
：防護上の観点から公開できません



：防護上の観点から公開できません



：防護上の観点から公開できません



：防護上の観点から公開できません

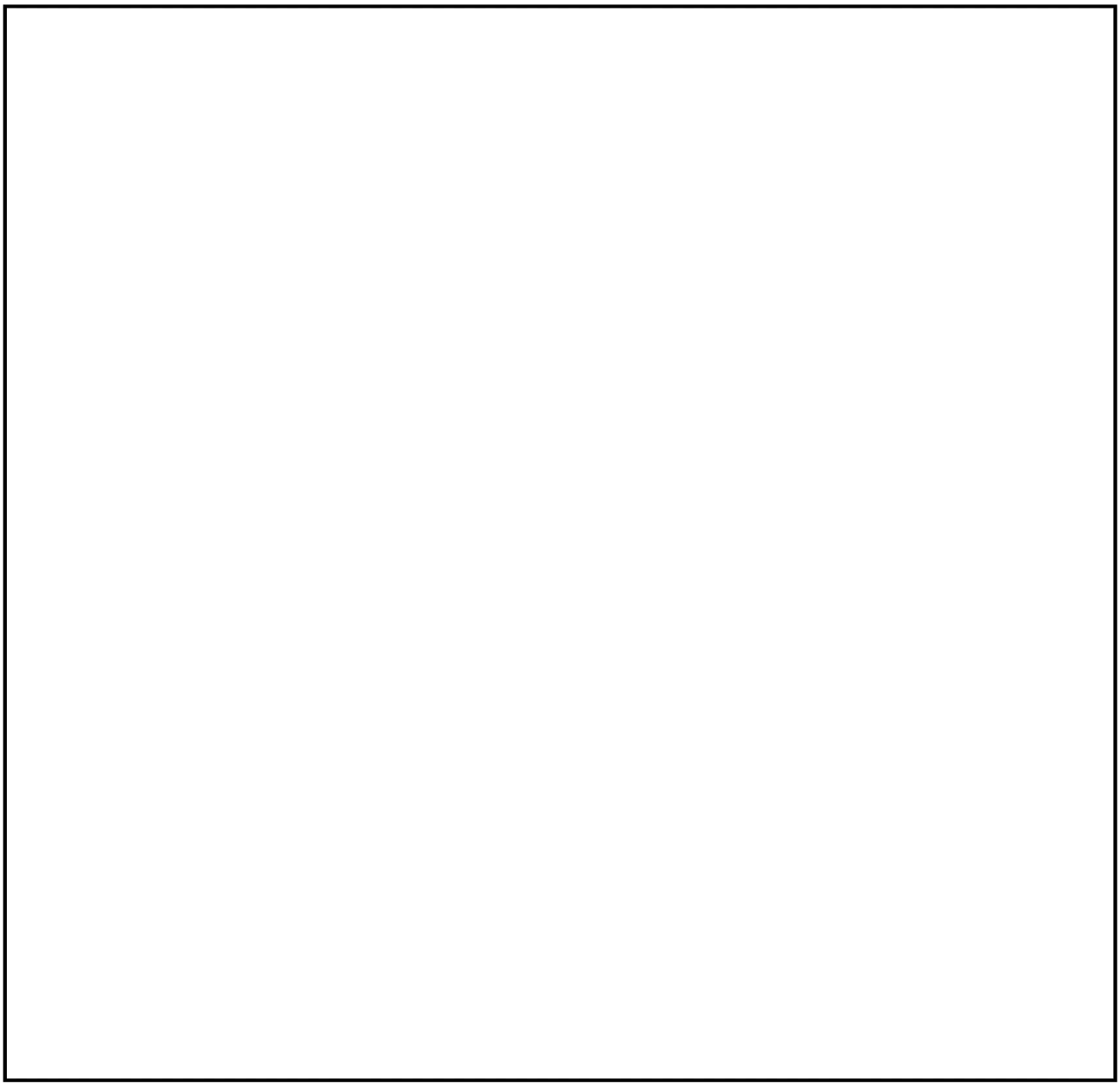
：防護上の観点から公開できません

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設備仕様

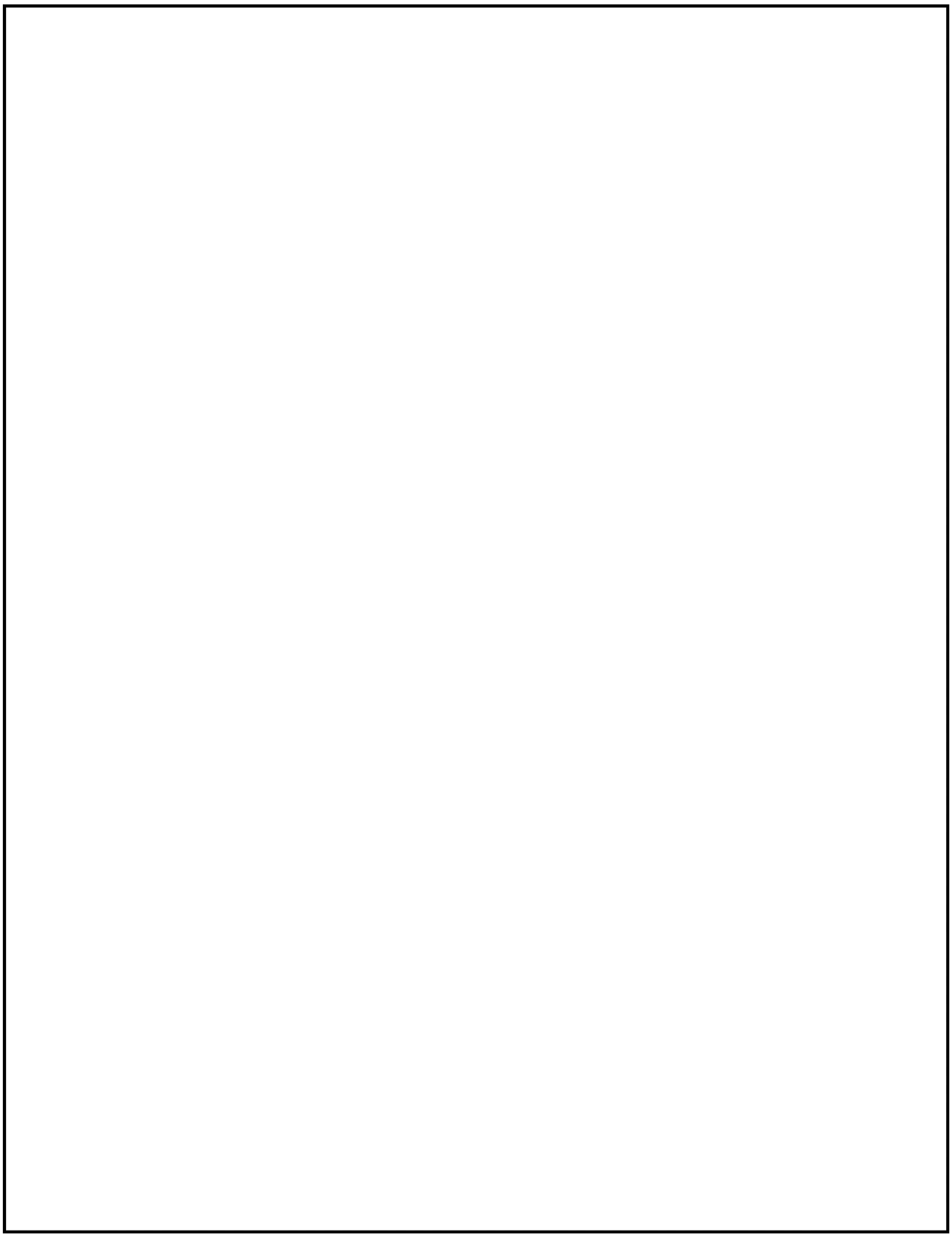
：防護上の観点から公開できません

第 10.14.8.1 表　電源設備の設備仕様

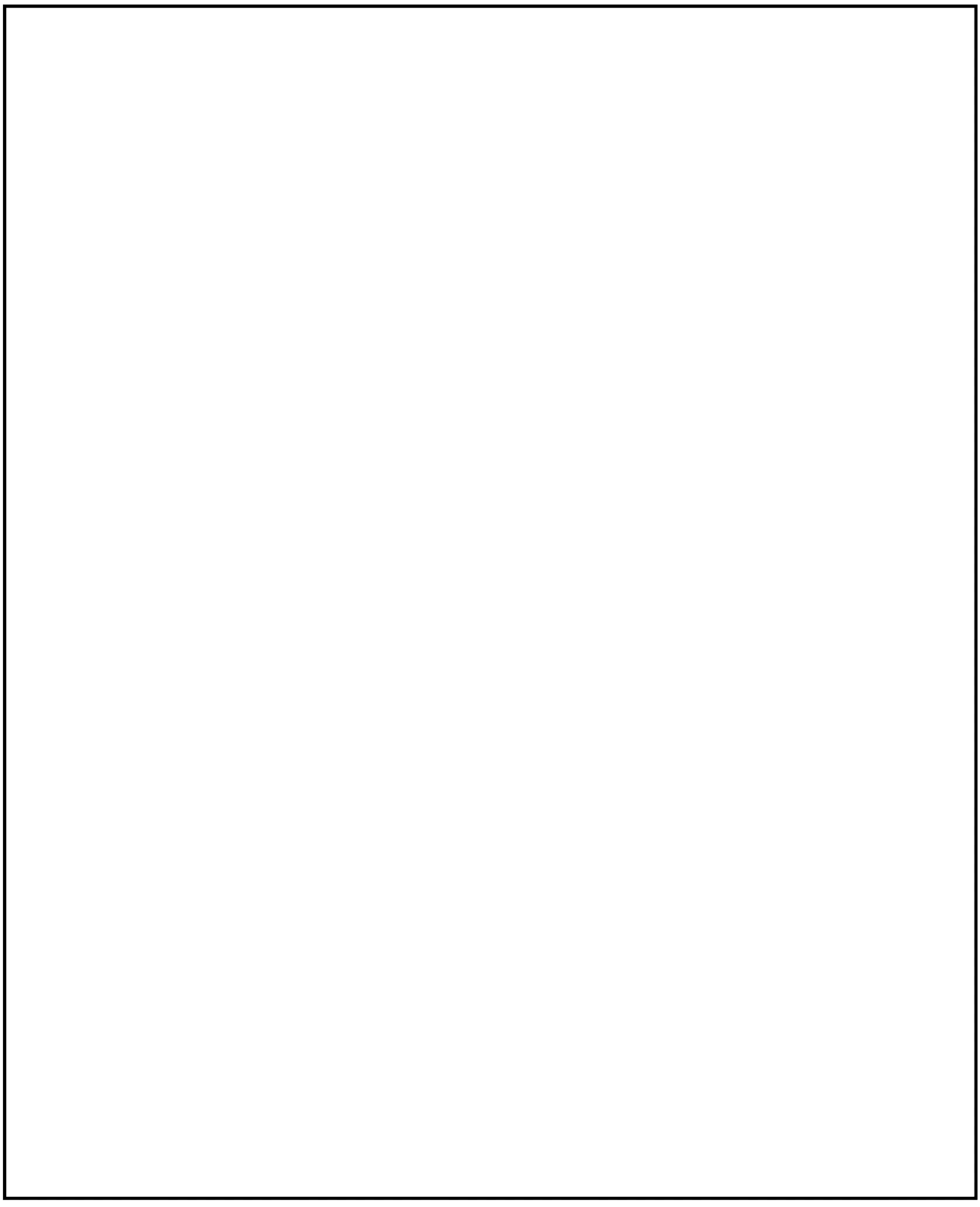
：防護上の観点から公開できません



：防護上の観点から公開できません



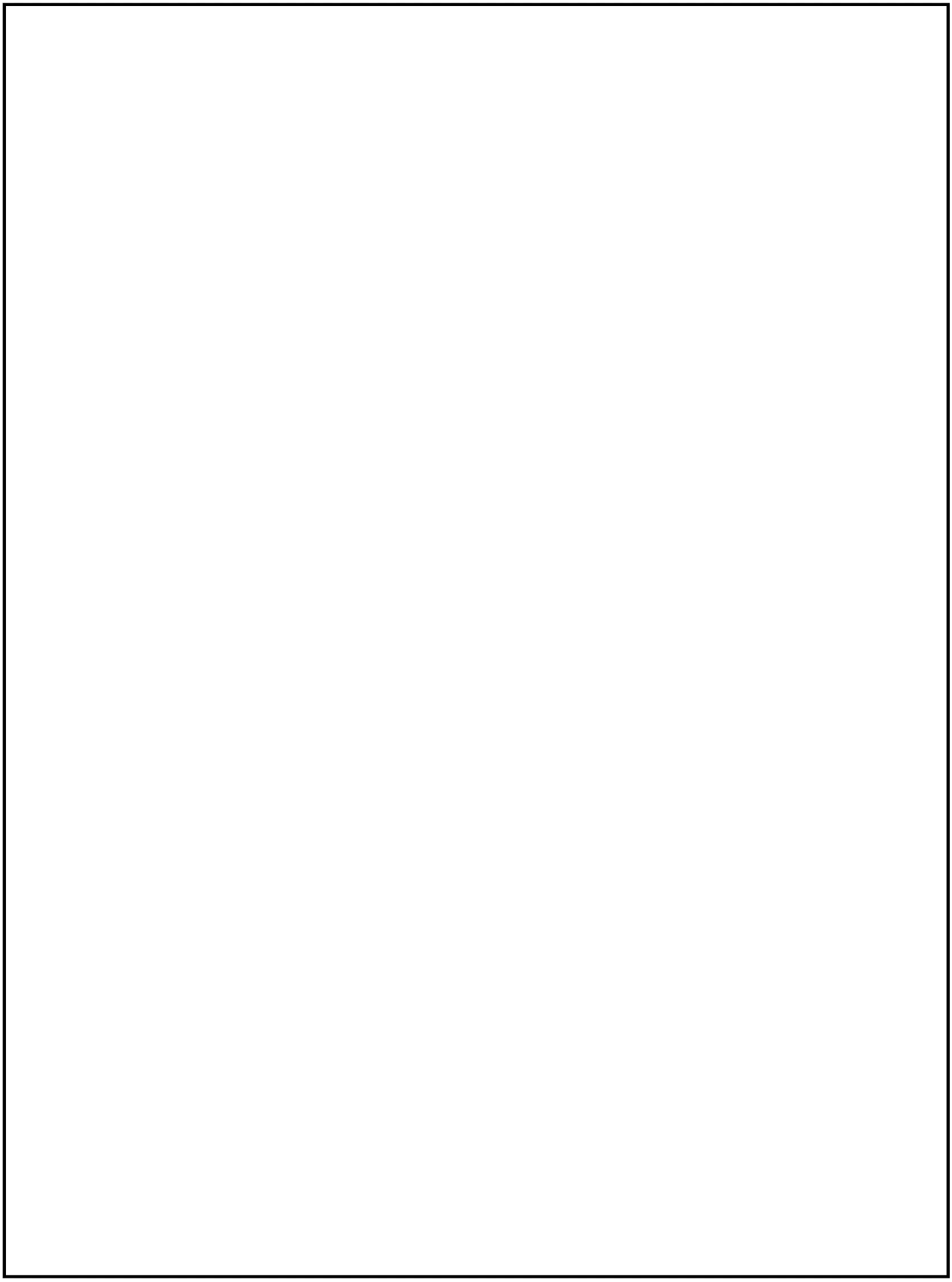
：防護上の観点から公開できません



：防護上の観点から公開できません

第 10.14.9.1 表　計装設備の設備仕様

：防護上の観点から公開できません



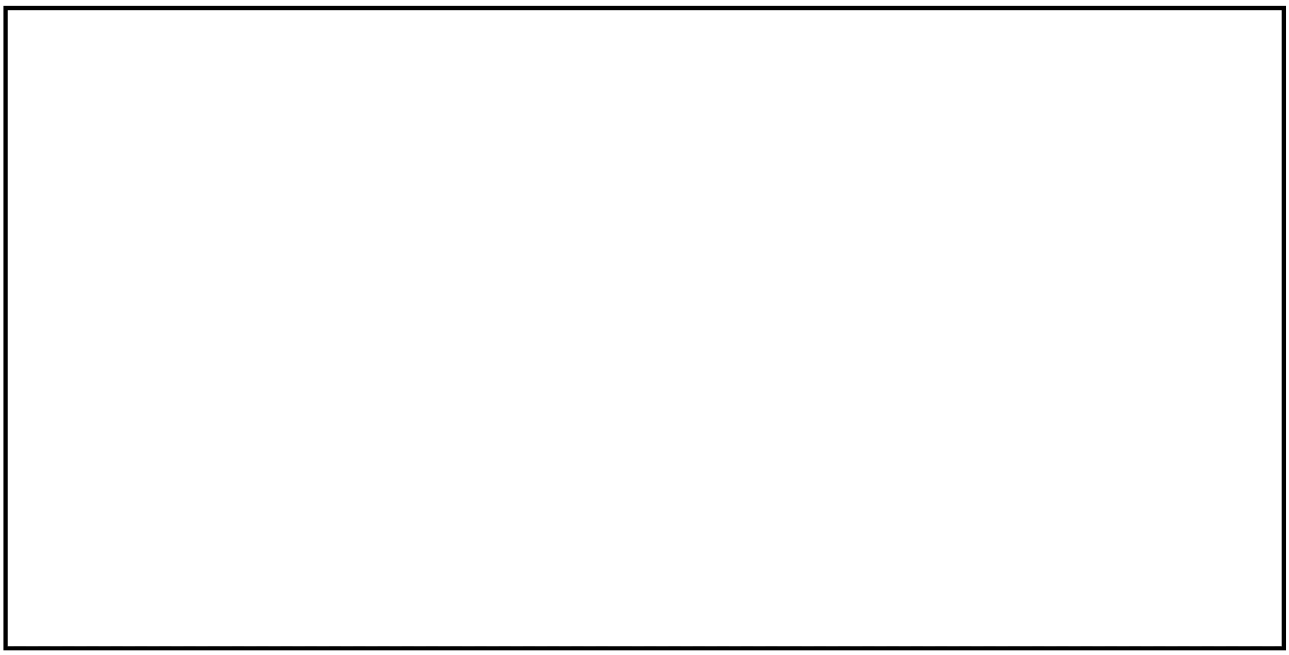
：防護上の観点から公開できません

第 10.14.10.1 表　通信連絡設備の設備仕様

：防護上の観点から公開できません

第 10.14.11.1 表　緊急時制御室の設備仕様

：防護上の観点から公開できません



：防護上の観点から公開できません

第 10.14.11.2 表

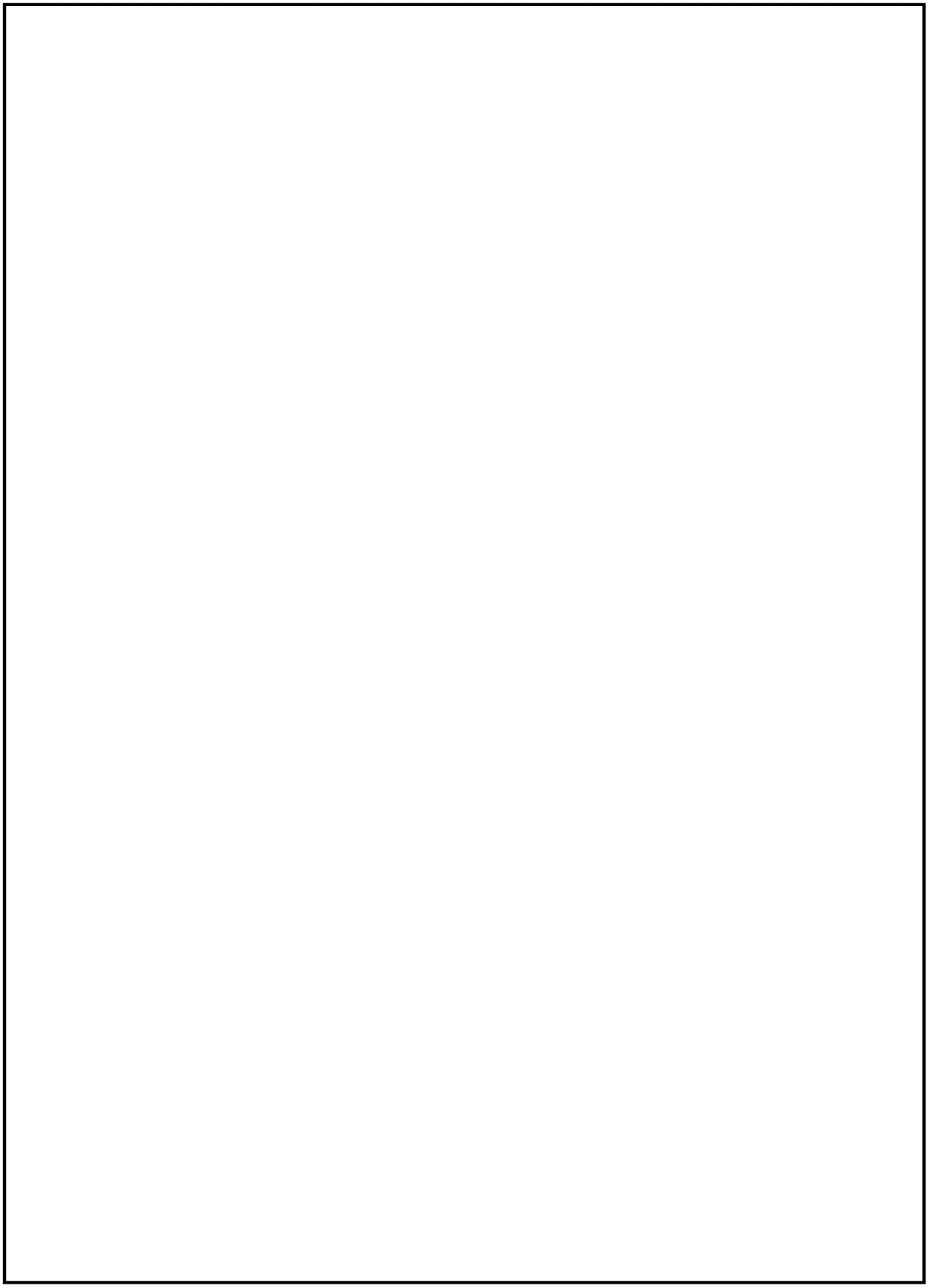
：防護上の観点から公開できません

第 10.14.11.3 表

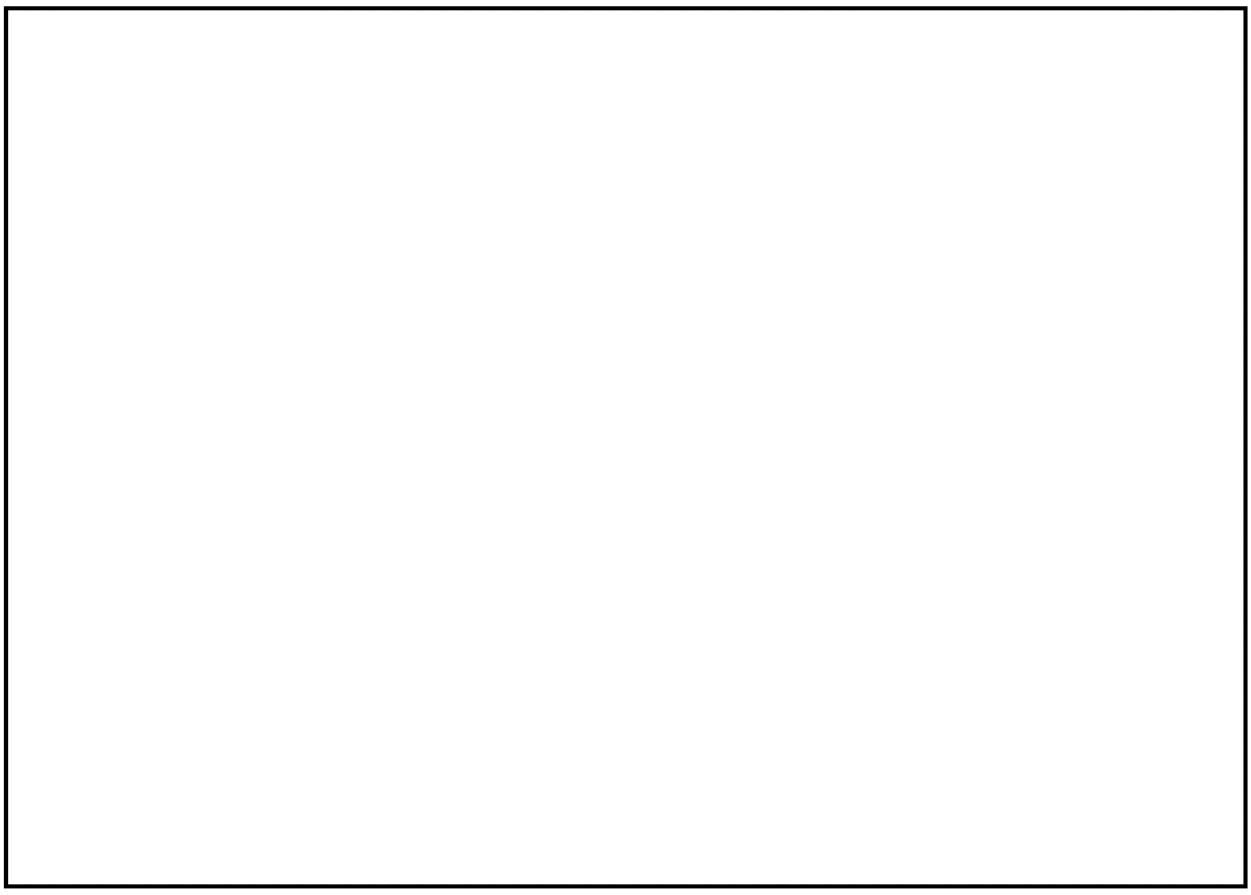
：防護上の観点から公開できません

第 10.14.12.1 表

：防護上の観点から公開できません



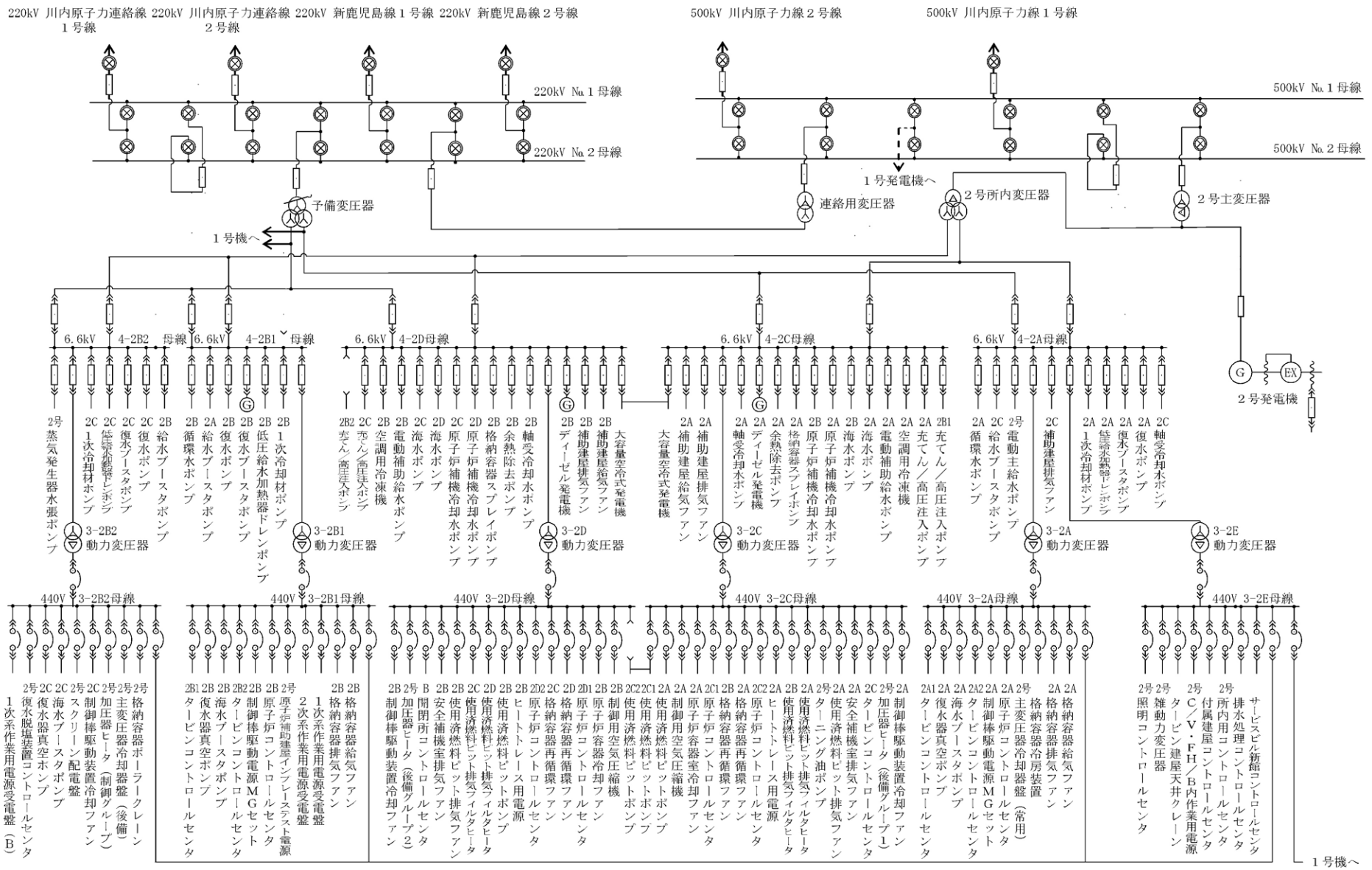
：防護上の観点から公開できません



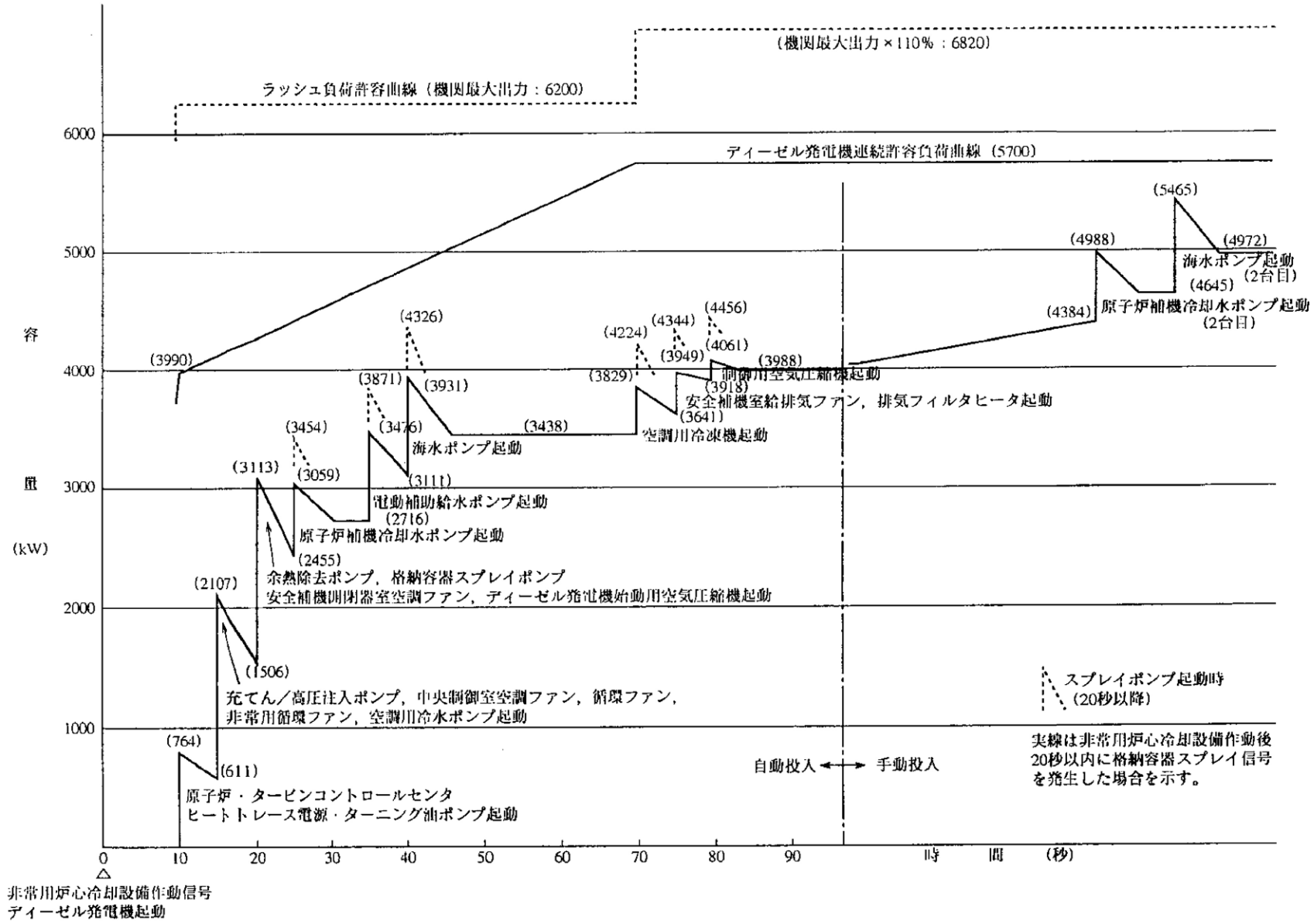
：防護上の観点から公開できません

第 10.14.13.1 表

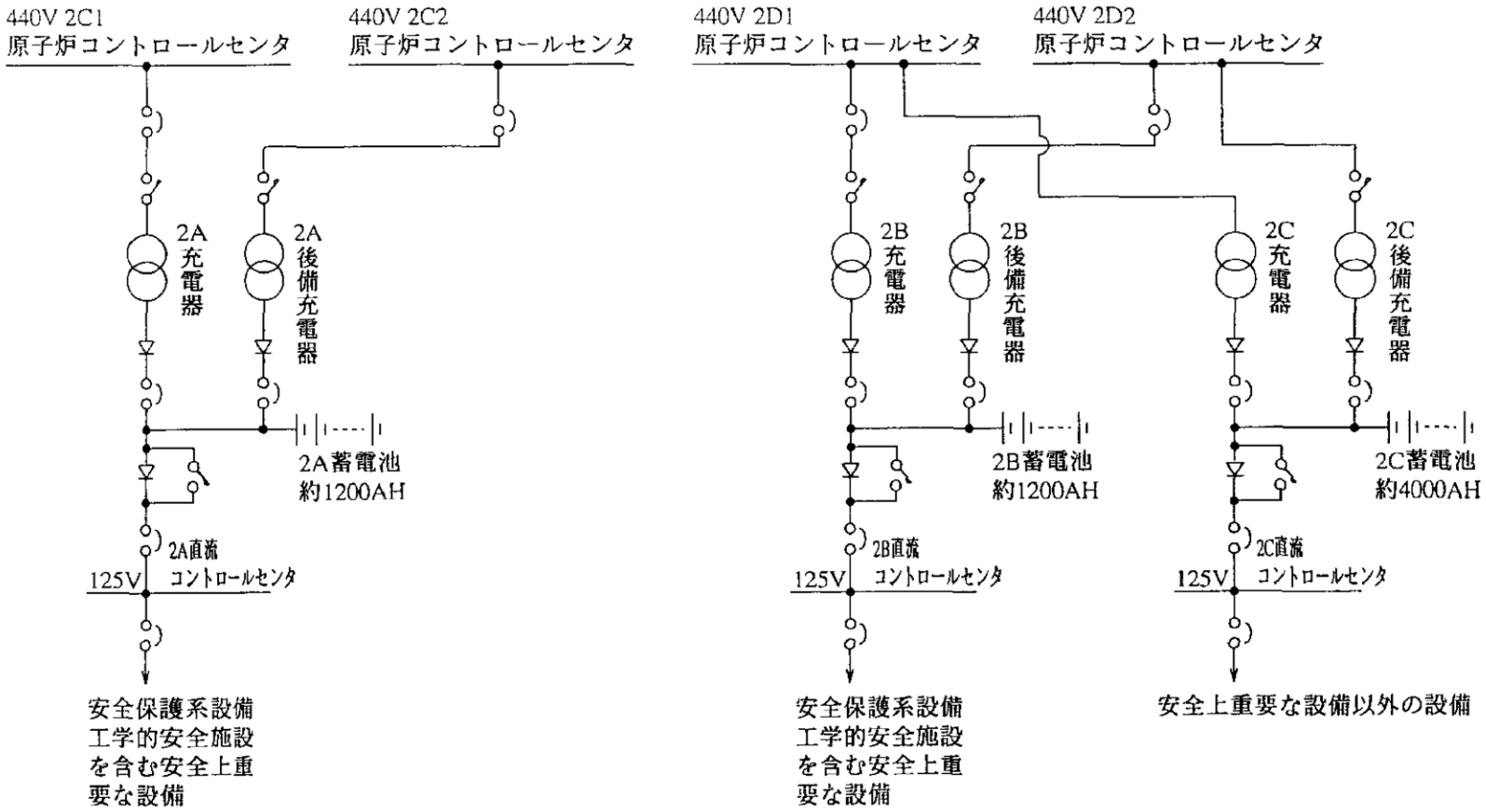
：防護上の観点から公開できません



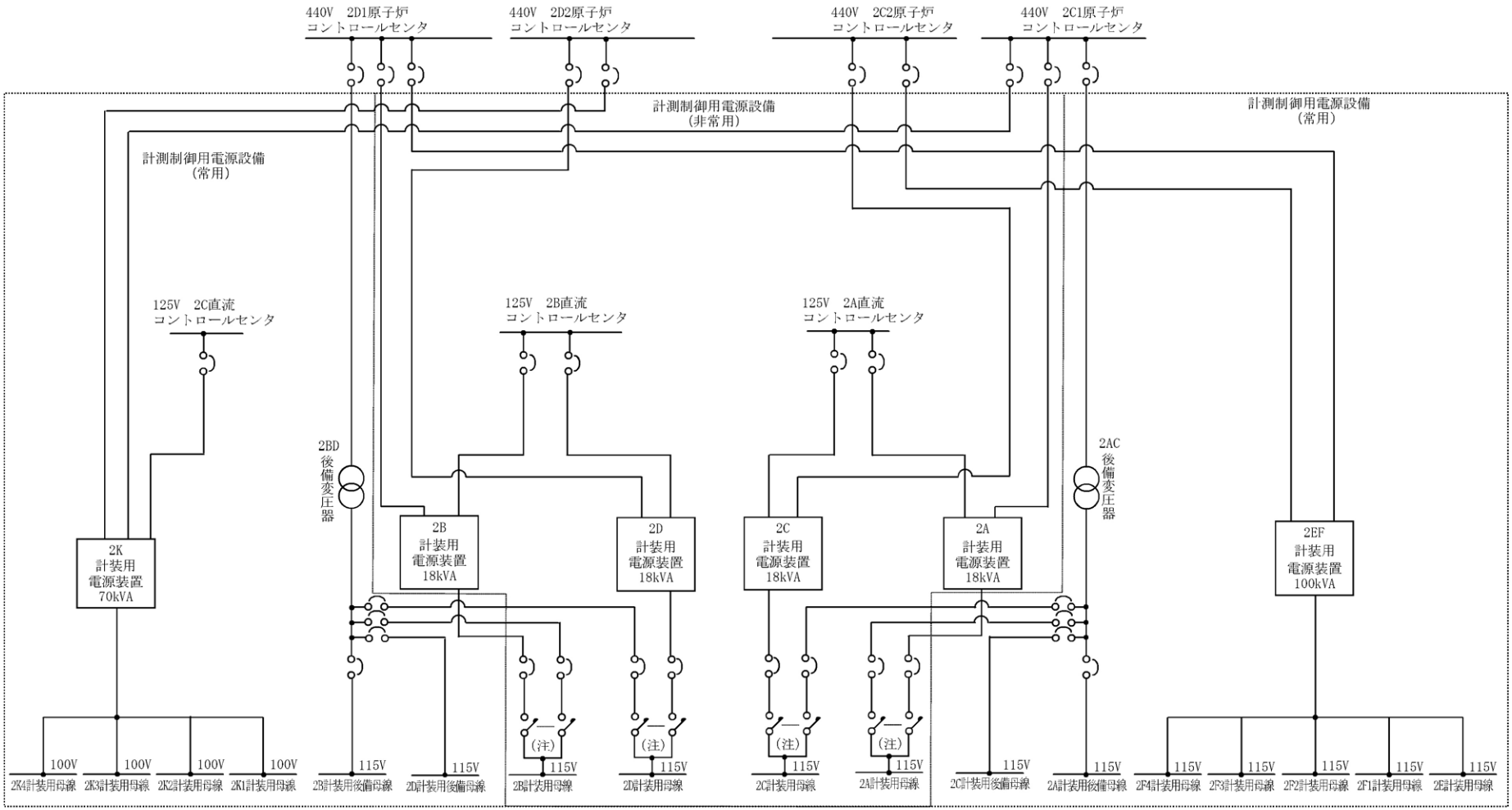
第 10.1.1 図　所内単線結線図



第 10.1.2 図　工学的安全施設作動時におけるディーゼル発電機の負荷曲線

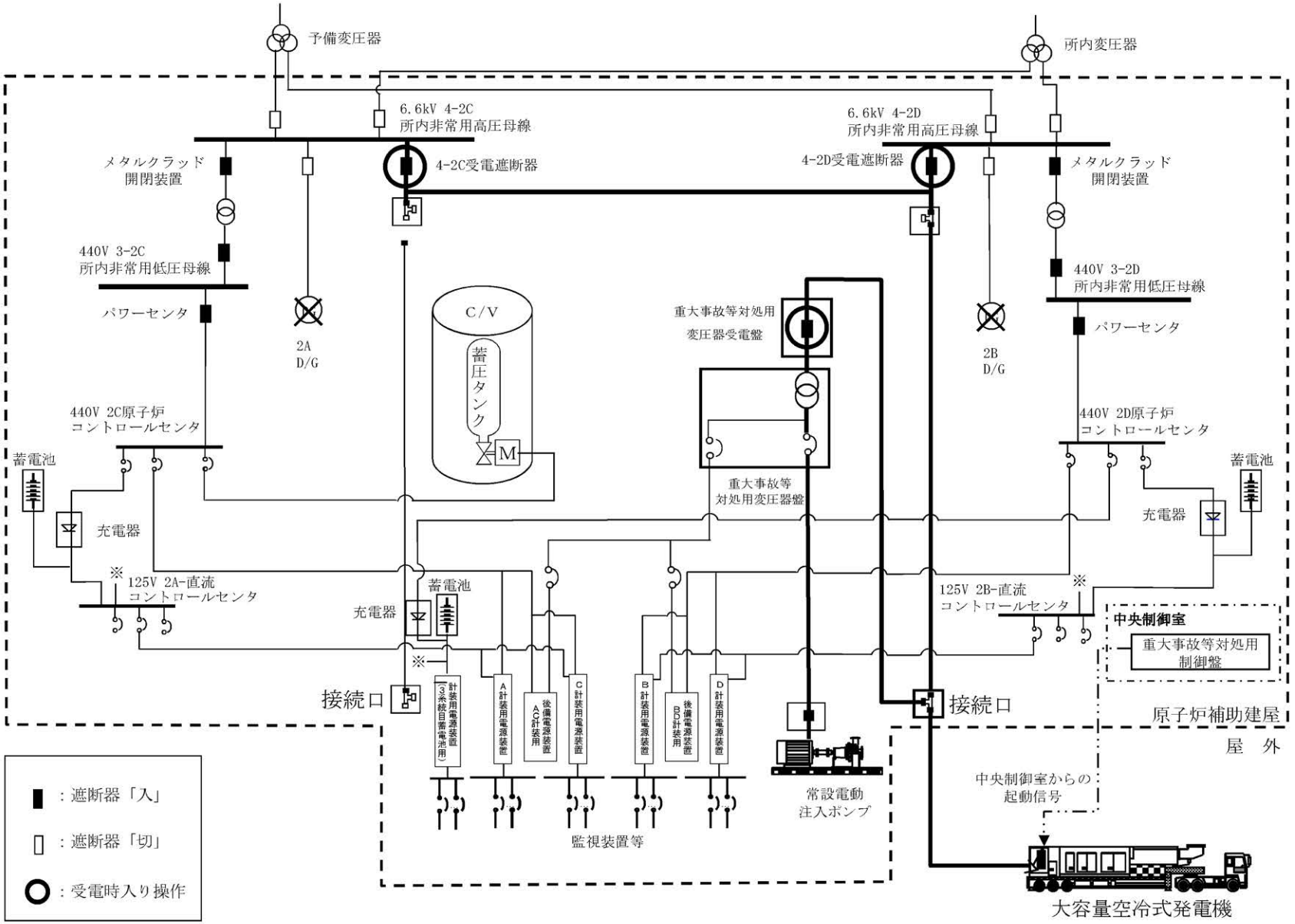


第 10.1.3 図　直流単線結線図

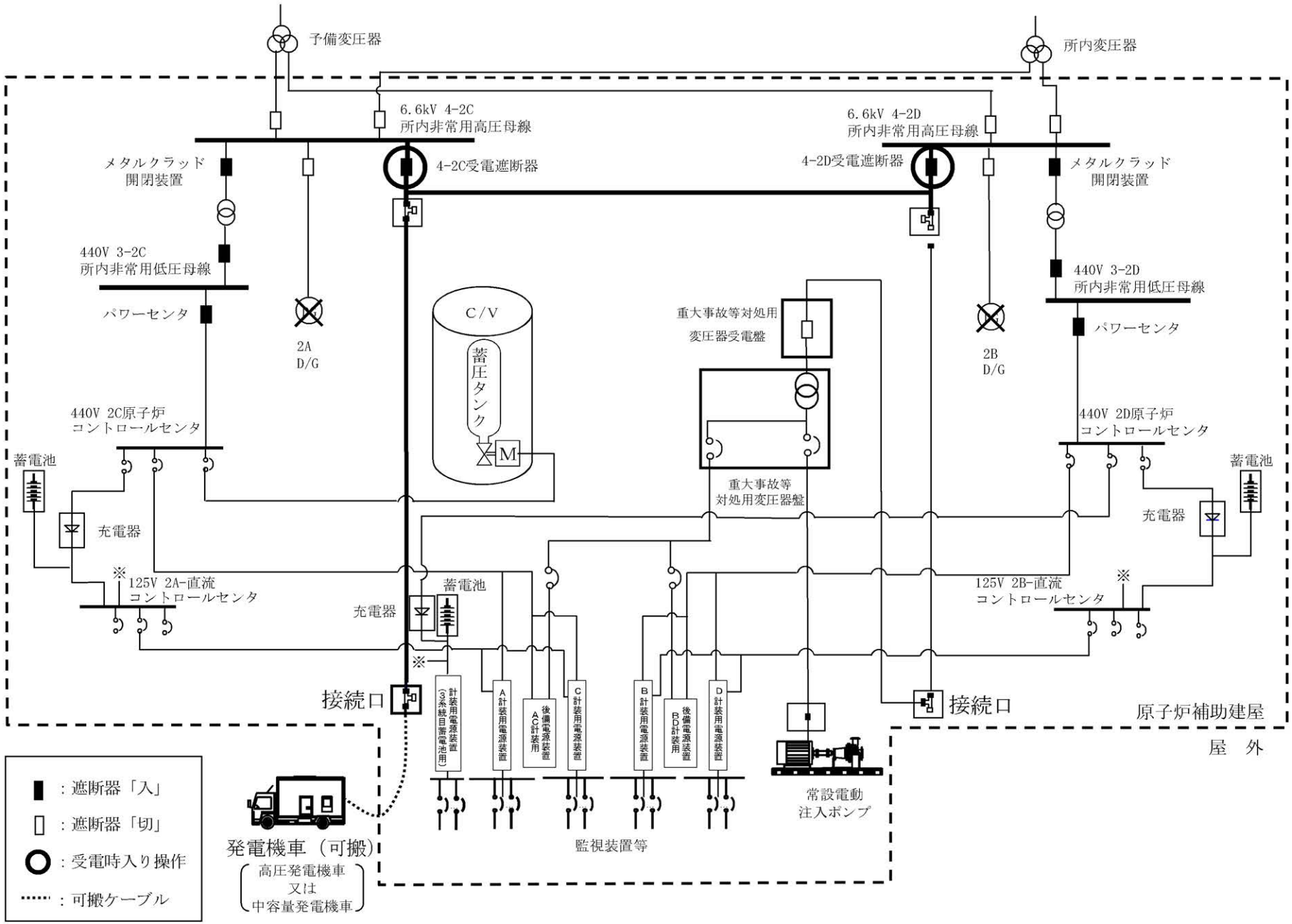


(注) 機械的インターロック

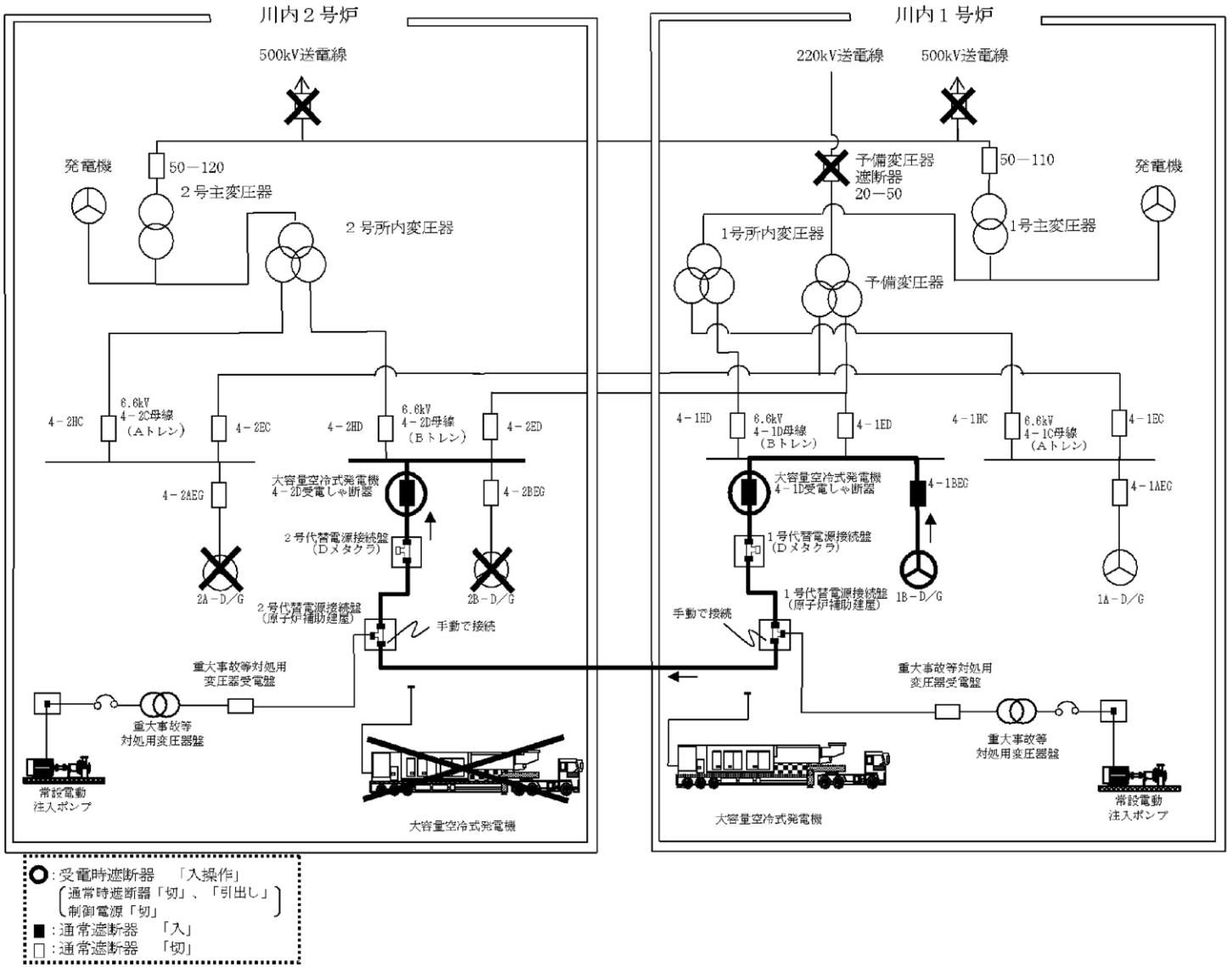
第 10.1.4 図　計測制御用電源単線結線図



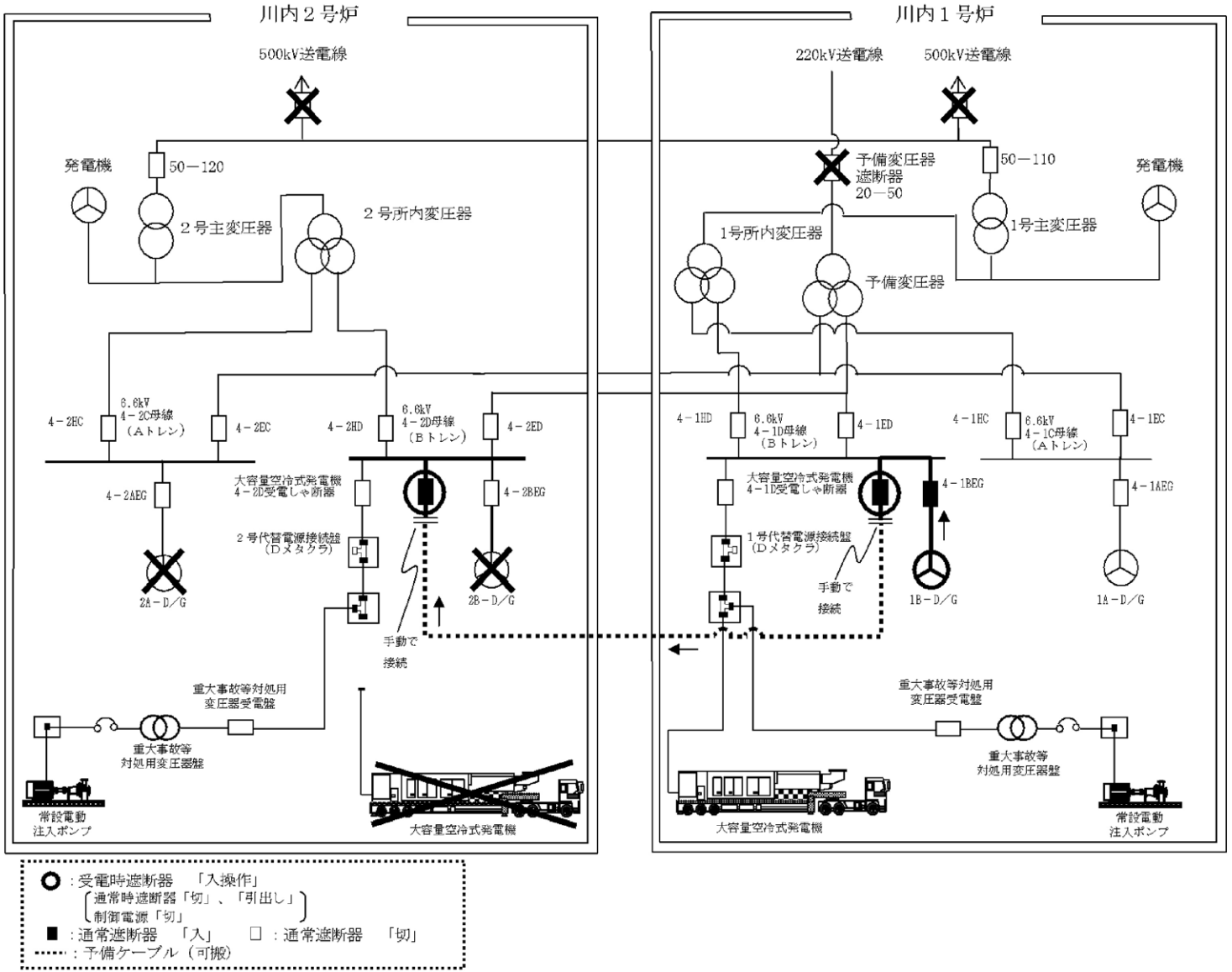
第 10.2.1 図　　電源設備系統概要図（1）



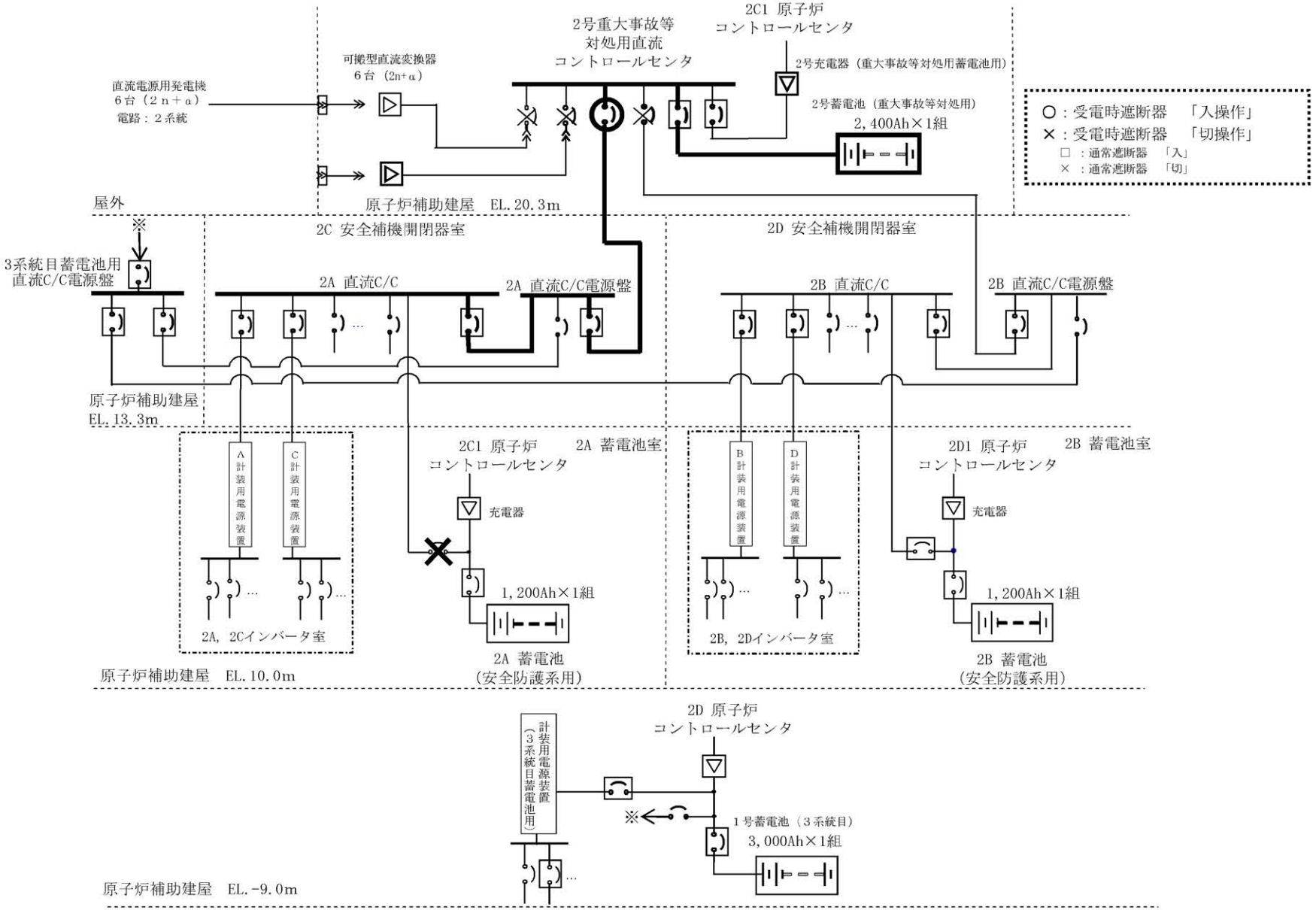
第 10.2.2 図　　電源設備系統概要図（２）



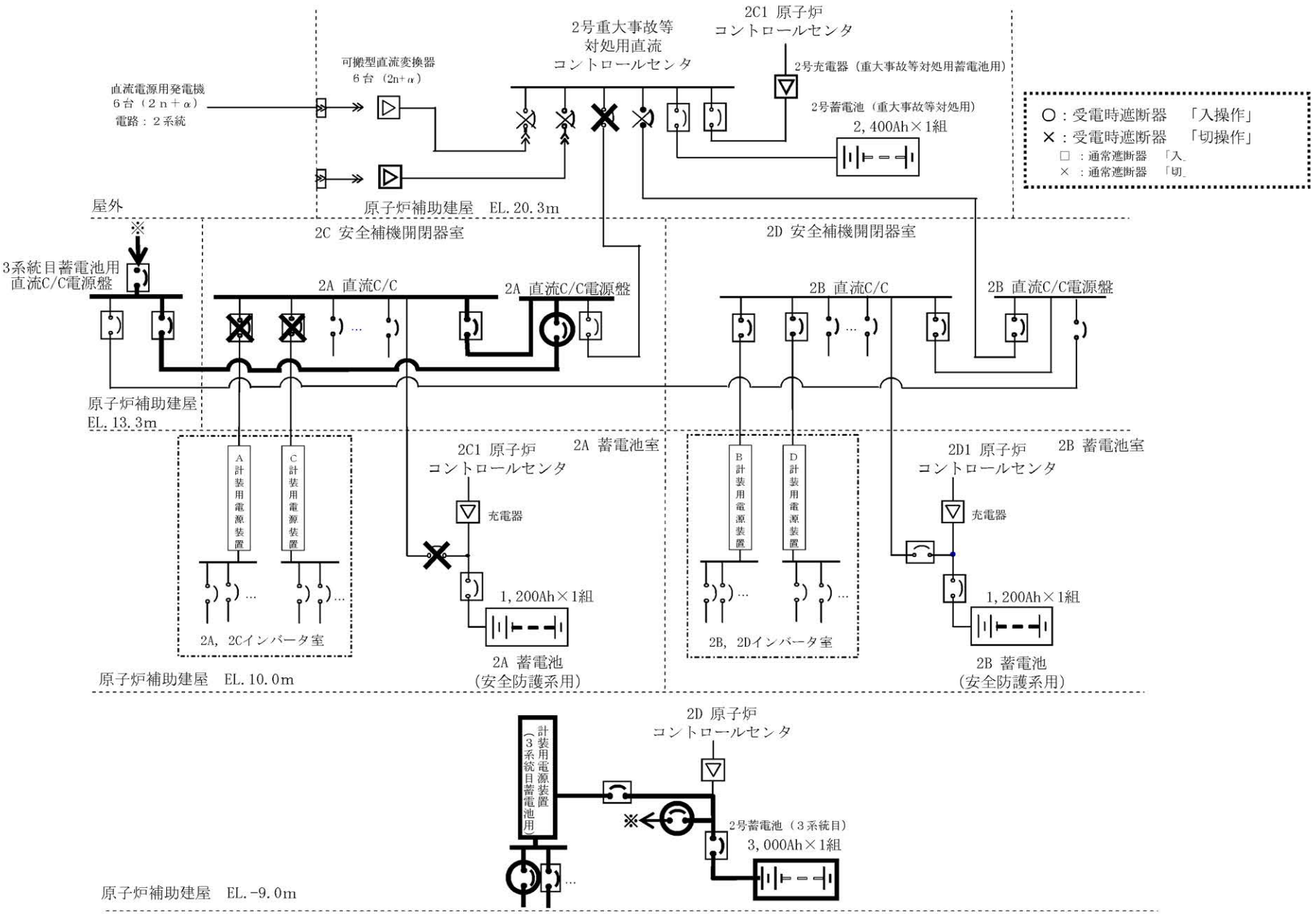
第 10.2.3 図　　電源設備系統概要図（３）



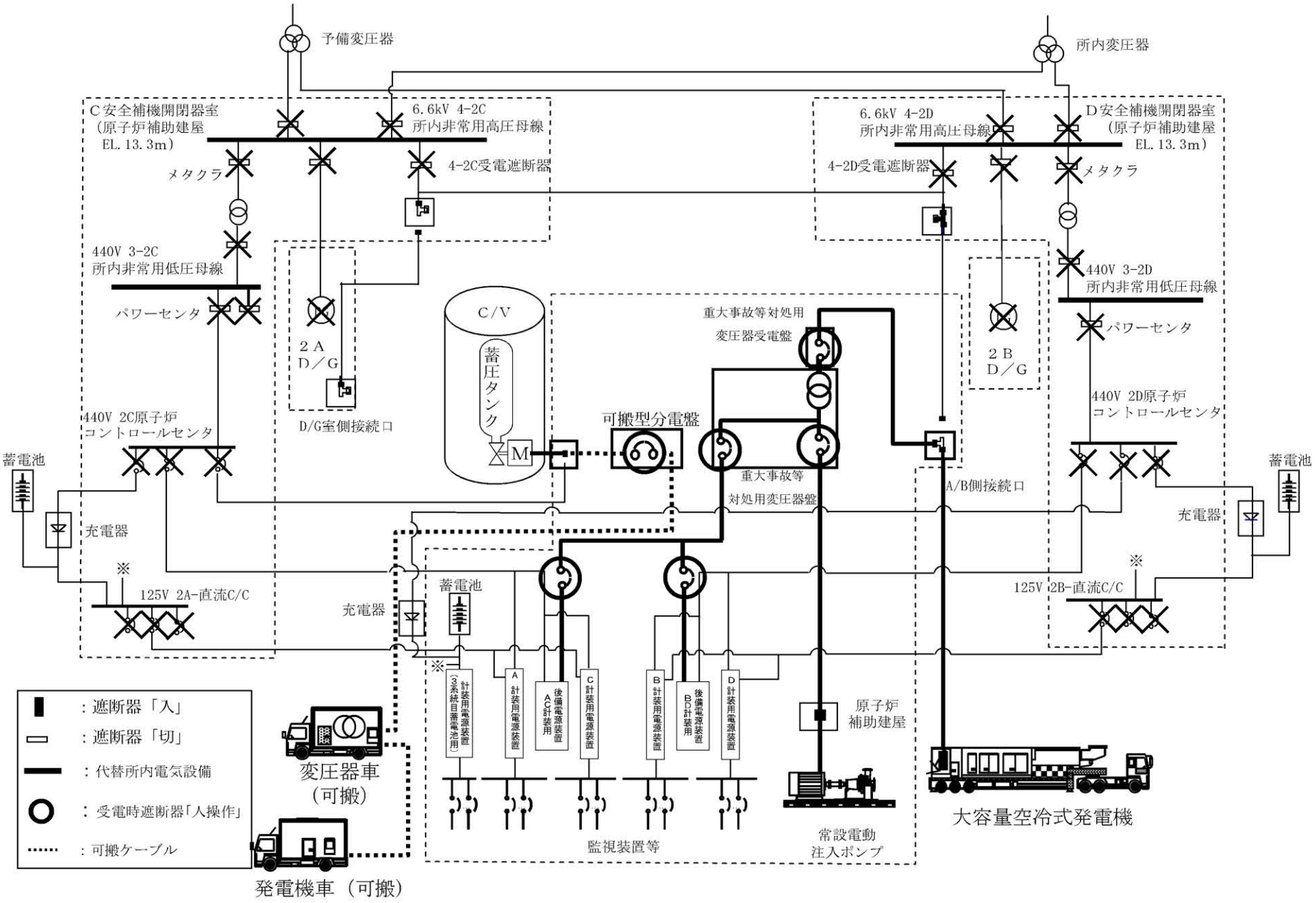
第 10.2.4 図　　電源設備系統概要図（４）



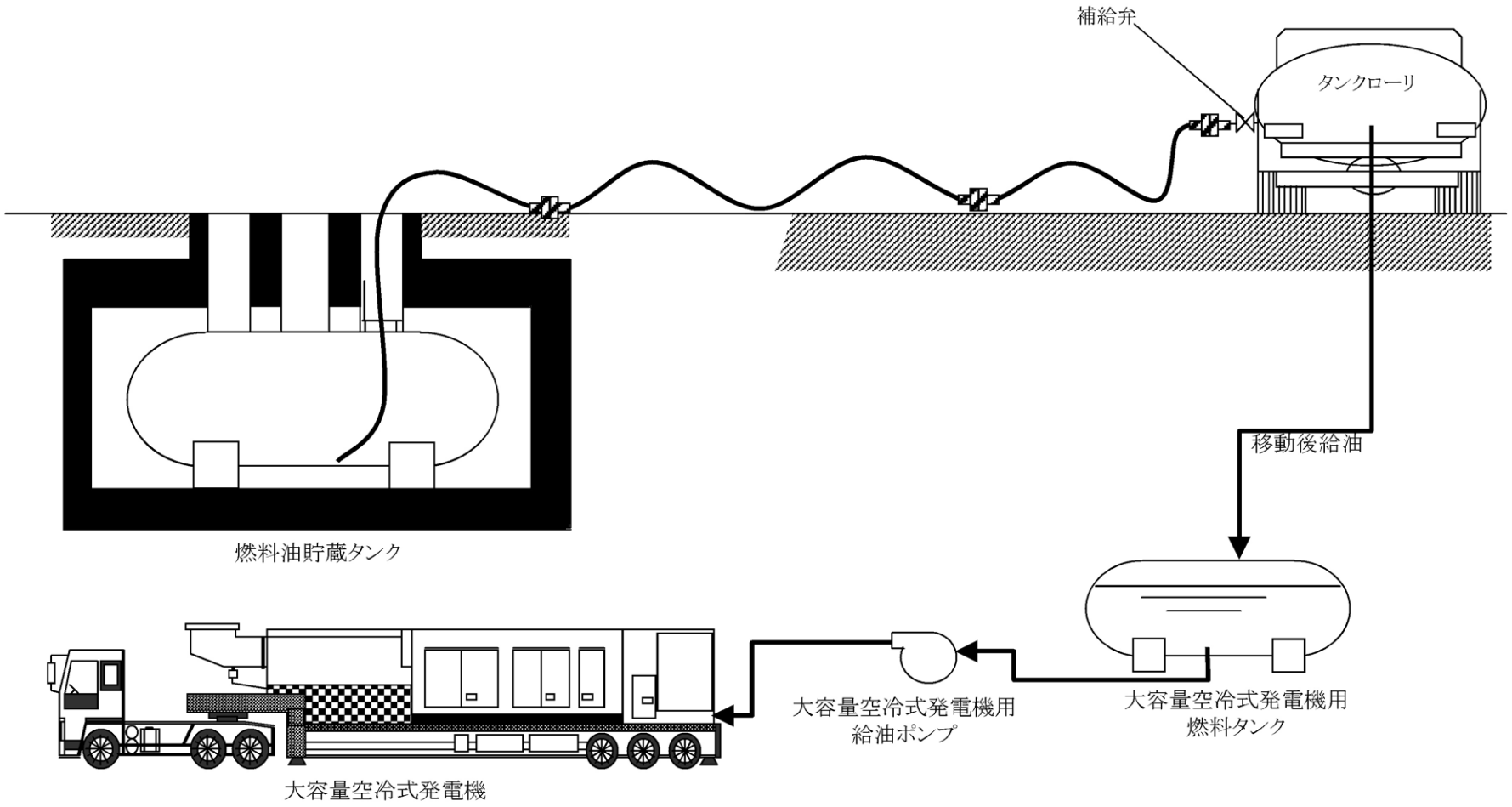
第 10.2.5 図　　電源設備系統概要図（5）



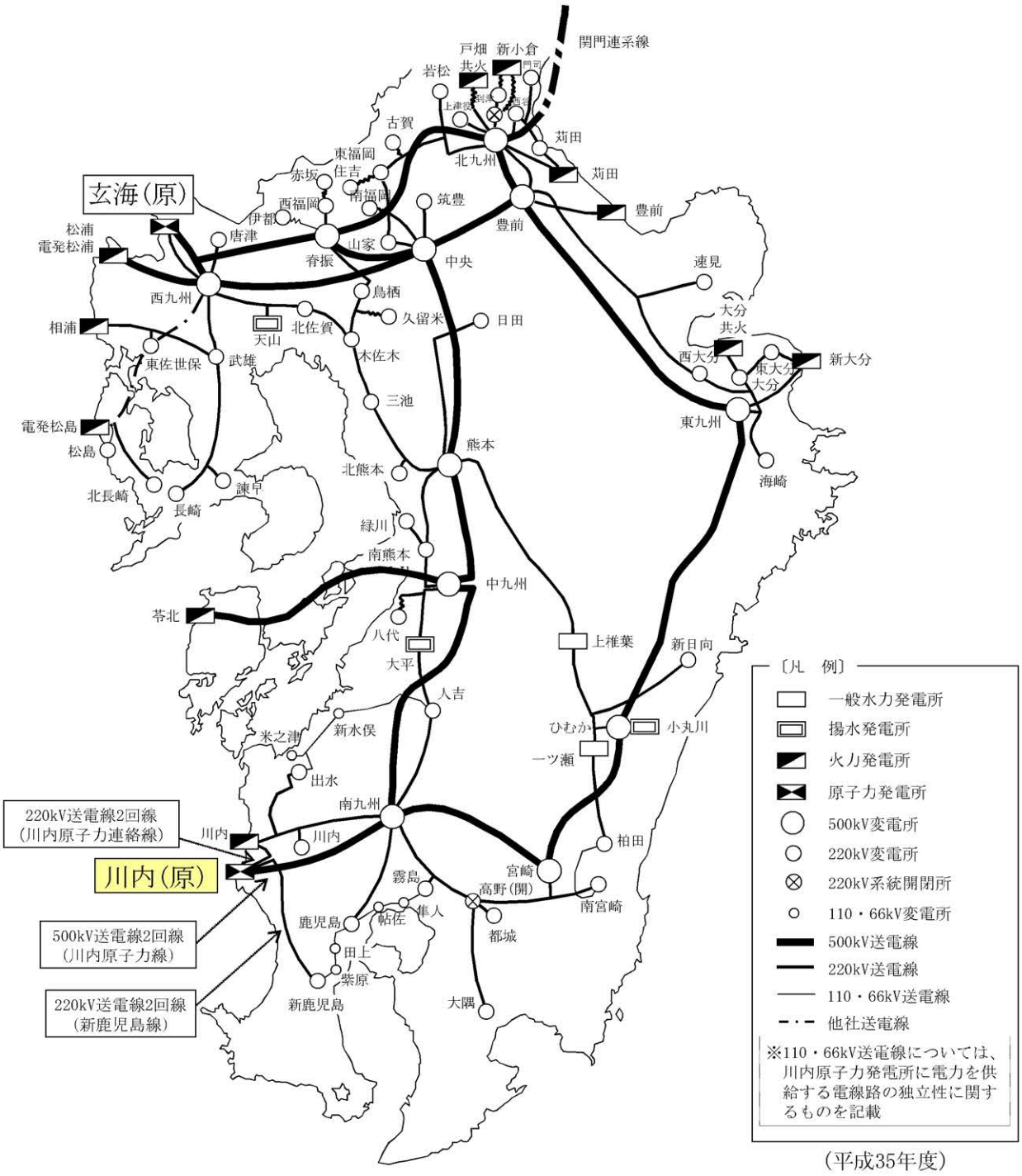
第 10.2.5(1)図　　電源設備系統概要図（5-1）



第 10.2.6 図　　電源設備系統概要図（6）

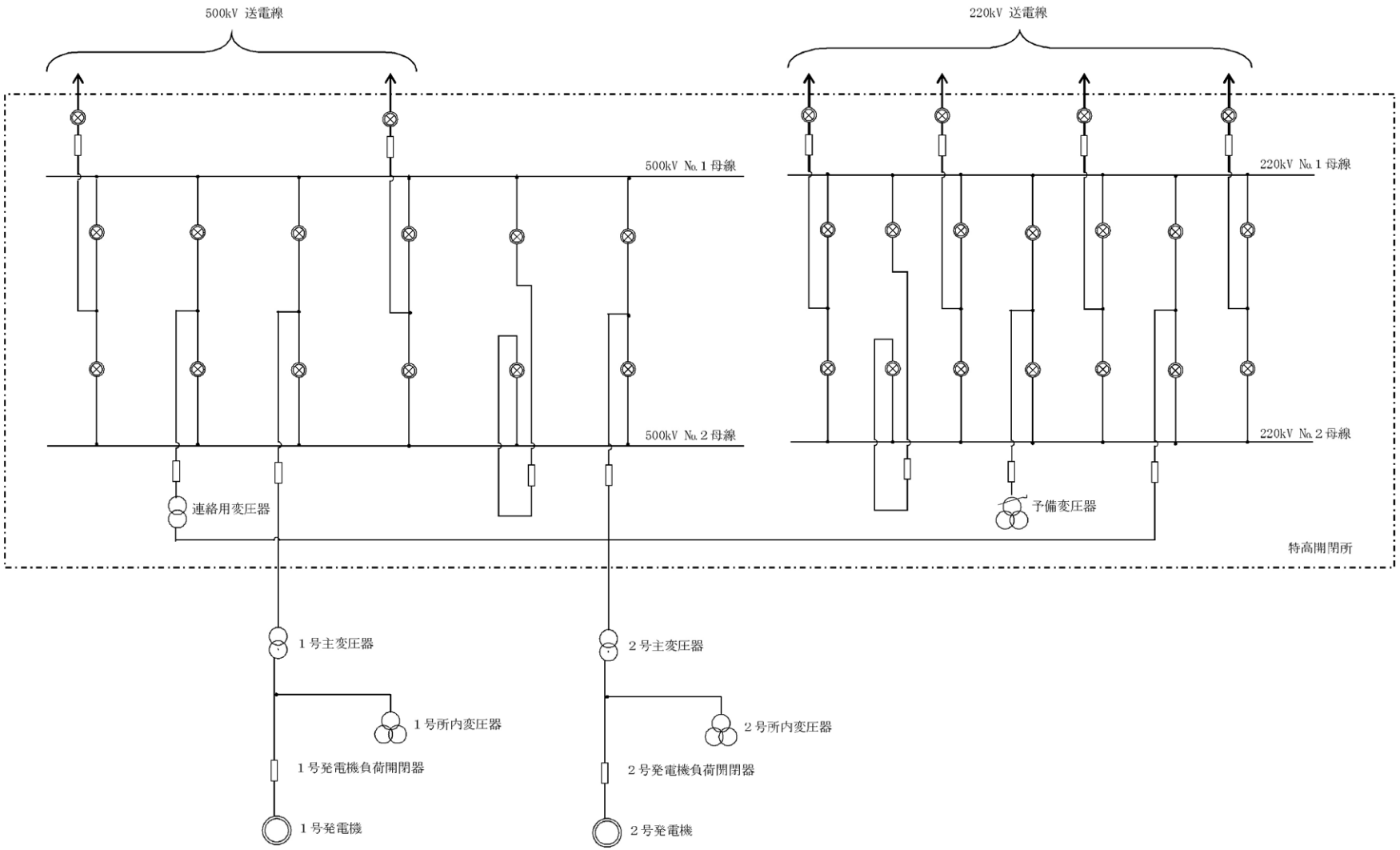


第 10.2.7 図　　電源設備系統概要図（７）

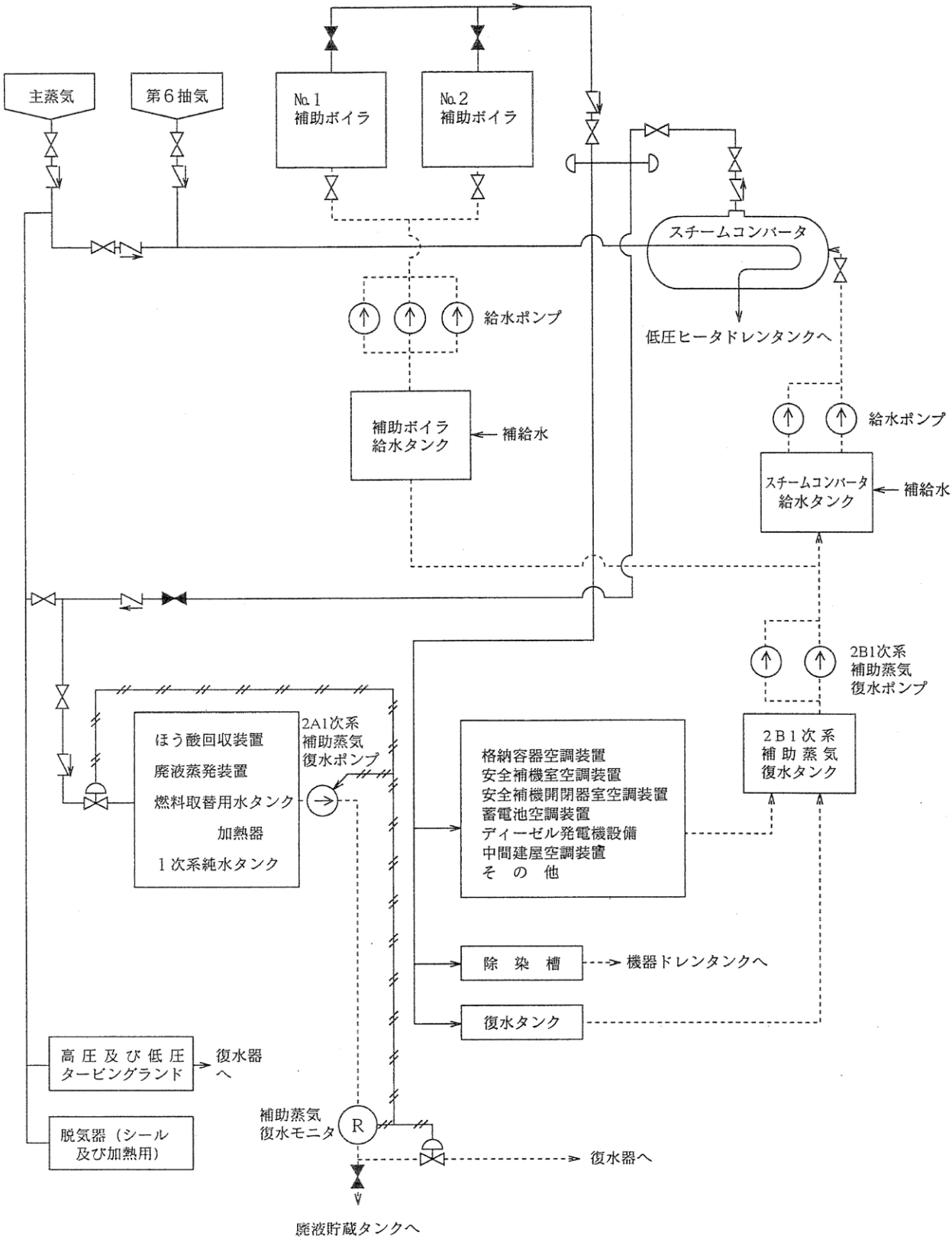


(平成35年度)

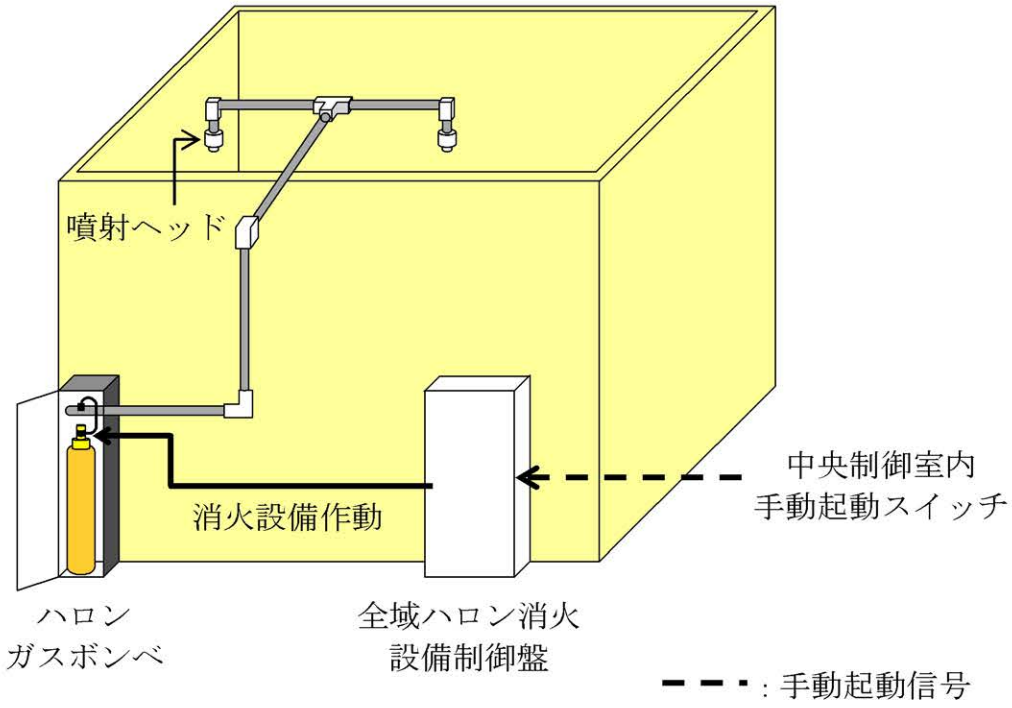
第 10.3.1 図　送電系統図



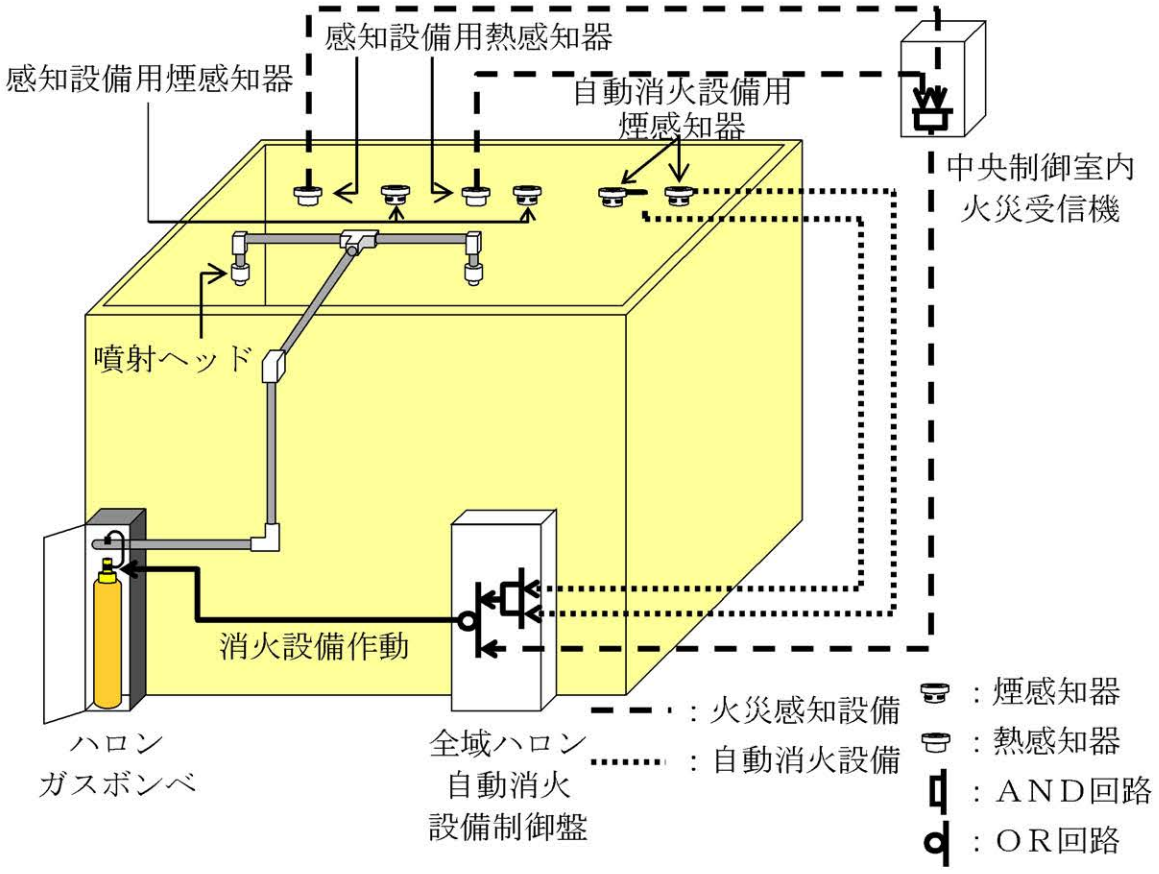
第 10.3.2 図　特高開閉所単線結線図



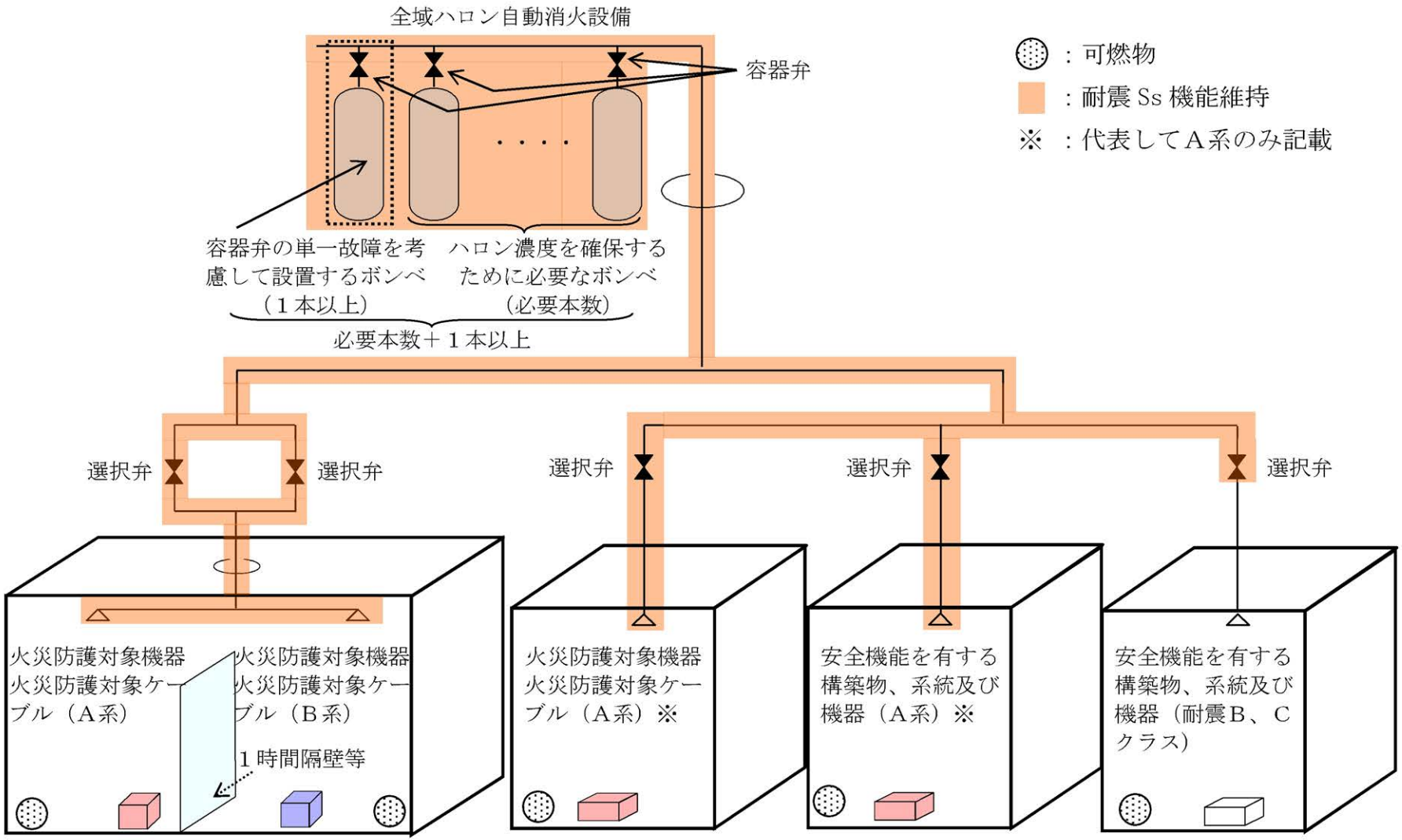
第 10.4.1 図　補助蒸気設備系統説明図



第10.5.1図　全域ハロン消火設備概要図

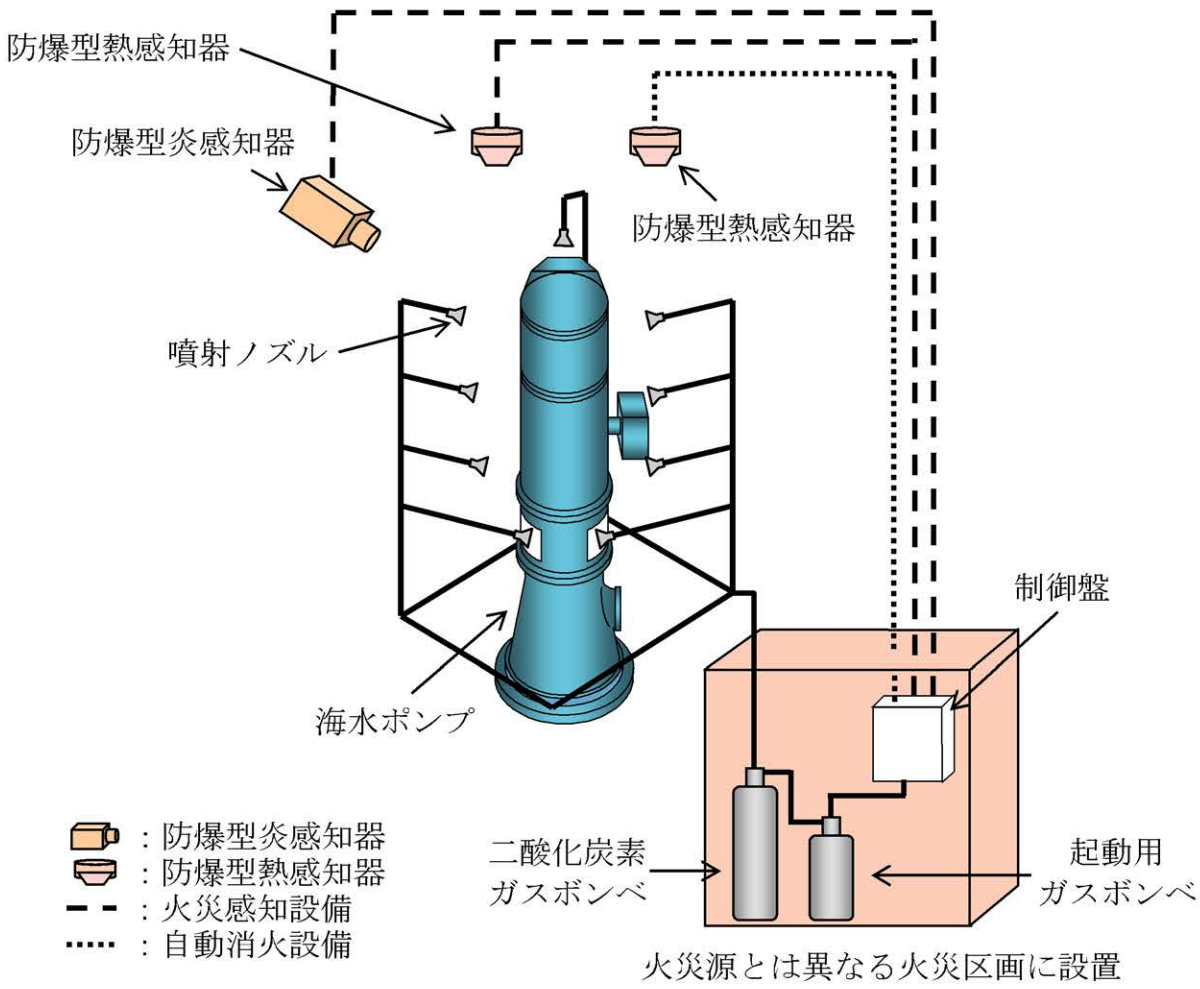


第10.5.2図　全域ハロン自動消火設備概要図

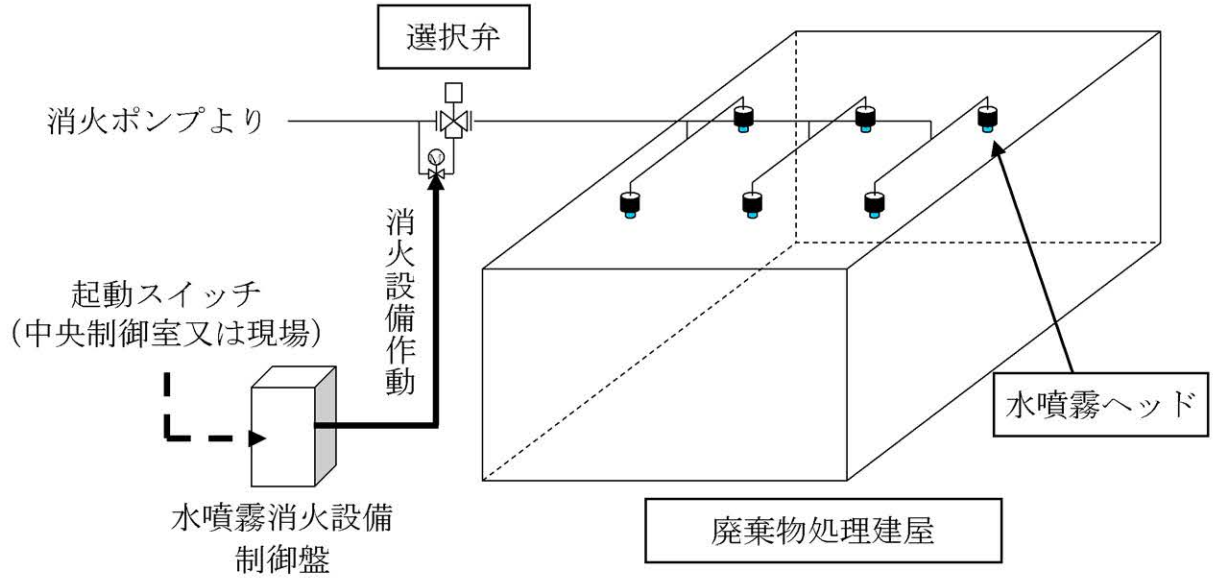


○　系統分離対応の自動消火設備は、消火困難対応の消火設備と共用する。
○　自動消火設備の耐震性は、消火対象機器の耐震性に応じて設定する。

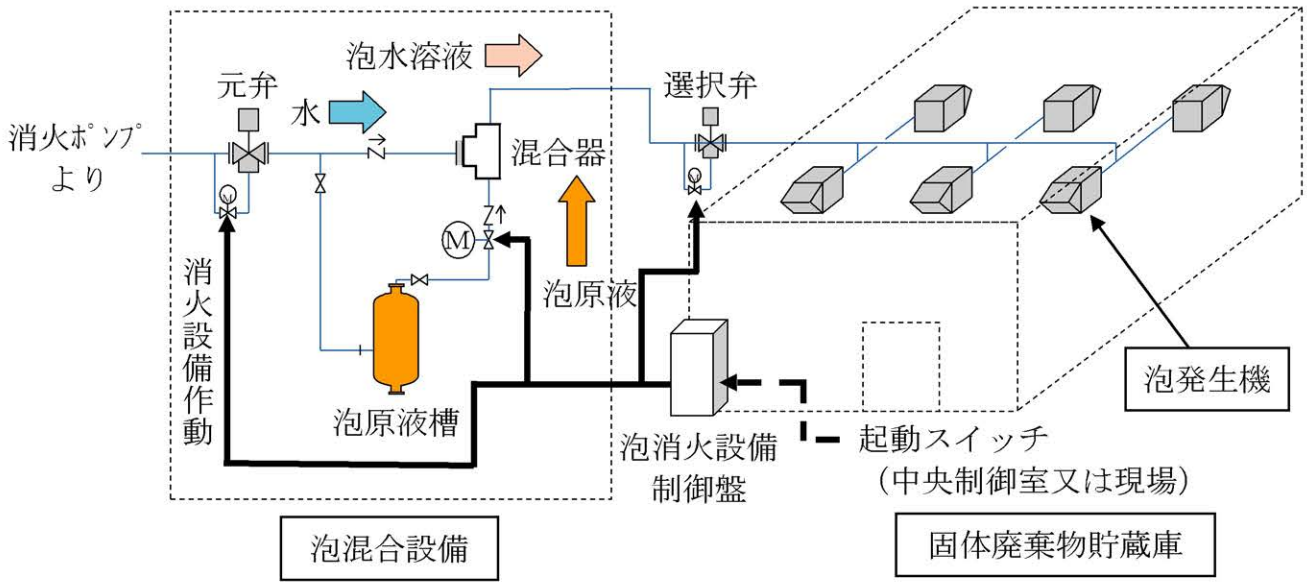
第10.5.3図　系統分離に応じた独立性を考慮した全域ハロン自動消火設備概要図



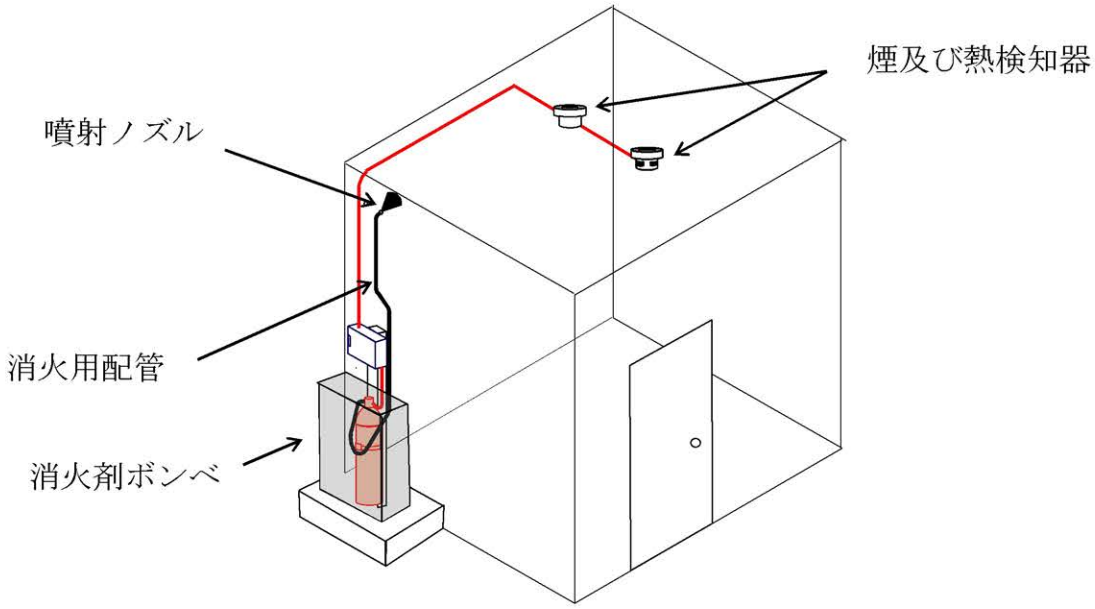
第10.5.4図　海水ポンプ用二酸化炭素自動消火設備概要図



第10.5.5図　水噴霧消火設備概要図



第10.5.6図　泡消火設備概要図



第 10.5.7 図　ハロゲン化物自動消火設備概要図

技術的支援

指　令　部

組　織	構　成	主　な　任　務
本 部 長 【管理権原者】	○所　長	本部の統括及び方針の決定
副本部長	○次　長	本部長の補佐
統括管理者	○次　長	自衛消防隊の統括管理
本 部 付	○発電用原子炉主任技術者　等	○本部長への意見具申 ○各班長への助言又は協力

運転員（当直員）

組　織	構　成	主　な　任　務
運転員 （当直員）	○発電課	運転上の措置

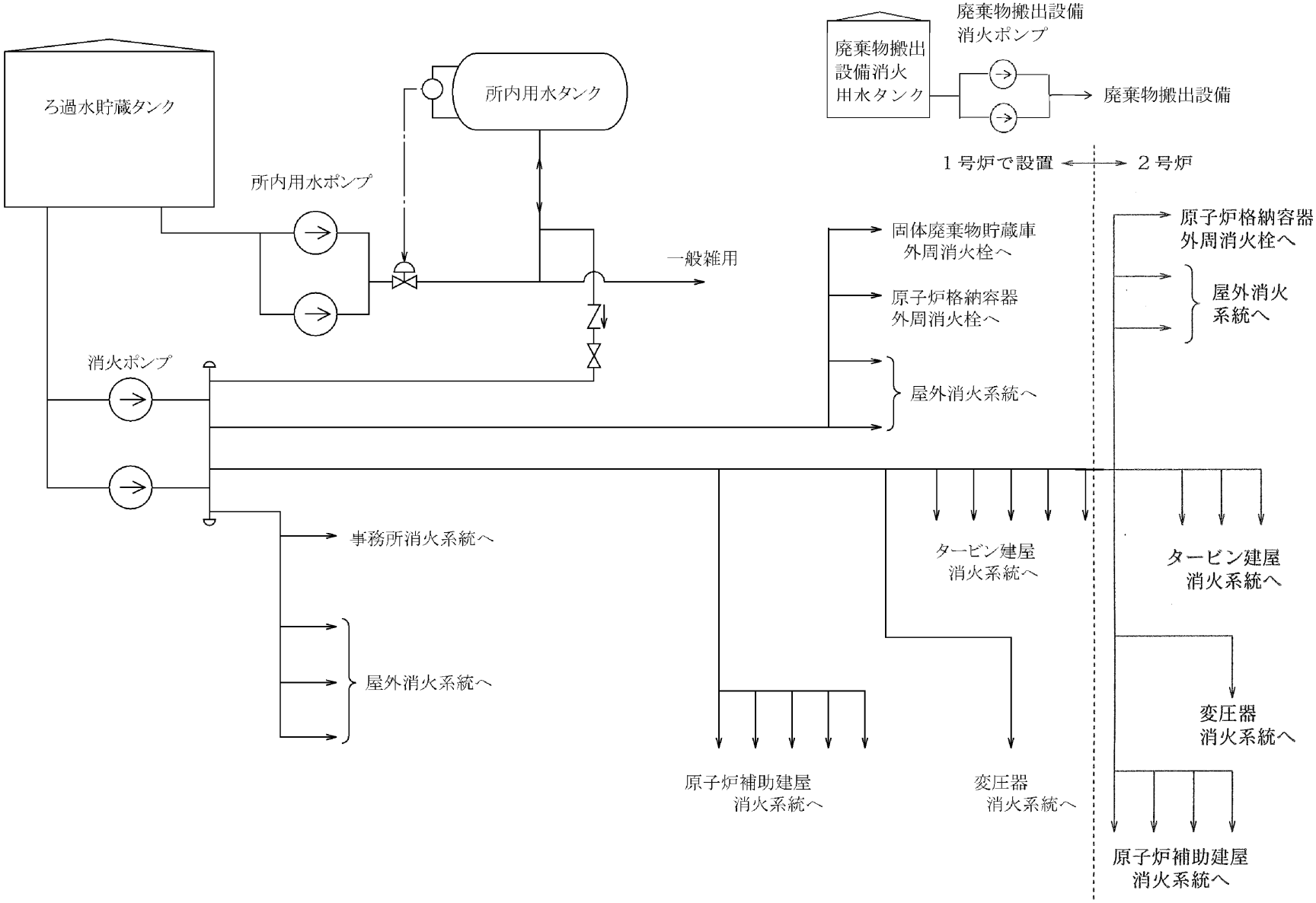
専属消防隊(委託員)

組　織	構　成	主　な　任　務
専属消防隊 （委託員）	○防災指揮者 ○機関員 ○操作員　等	消火活動

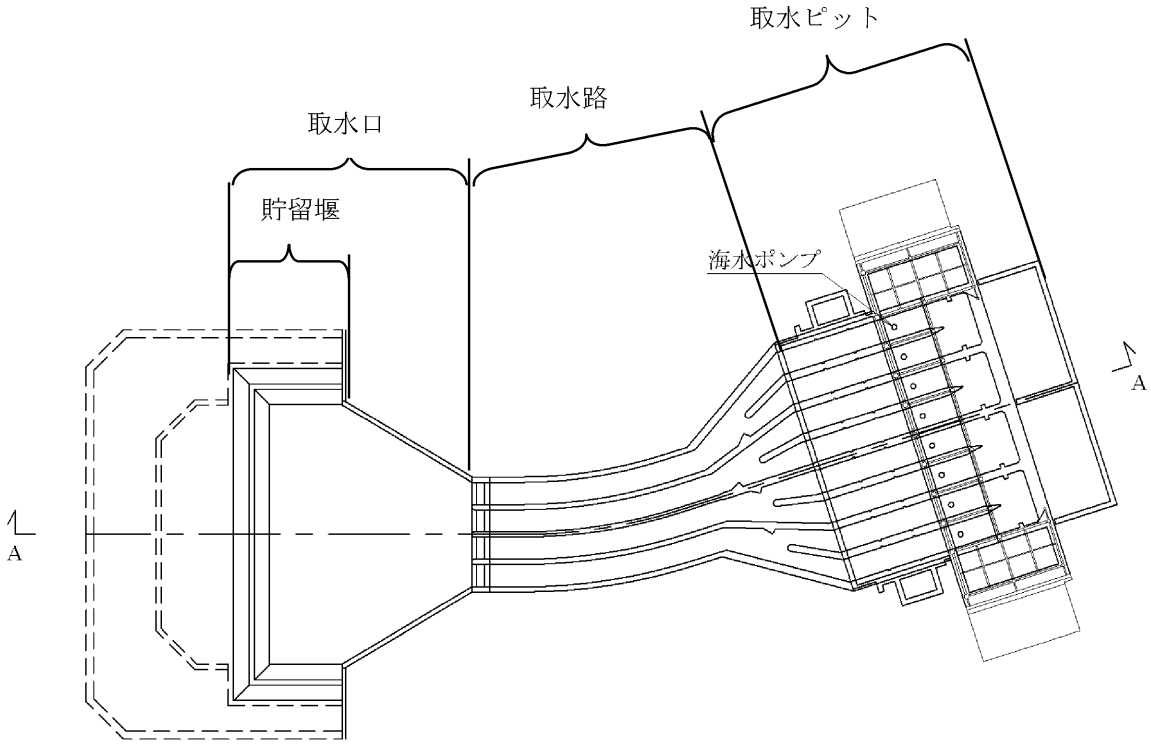
作　業　班

組　織	構　成	主　な　任　務
総　括　班	○技術課 ○防災課	本部の運営
運転支援班	○技術課 ○発電課	運転措置の技術的支援
安全管理班	○安全管理課	放射線管理
保　修　班	○保修課	設備の保修
運　転　班	○発電課	運転上の措置
広　報　班	○環境広報担当	自治体・プレス対応
総　務　班	○防災課 ○総務課	本部の設営・庶務
土木建築班	○土木建築課	土木建築設備の保修
原子力訓練センター班	○原子力訓練センター	避難者の誘導

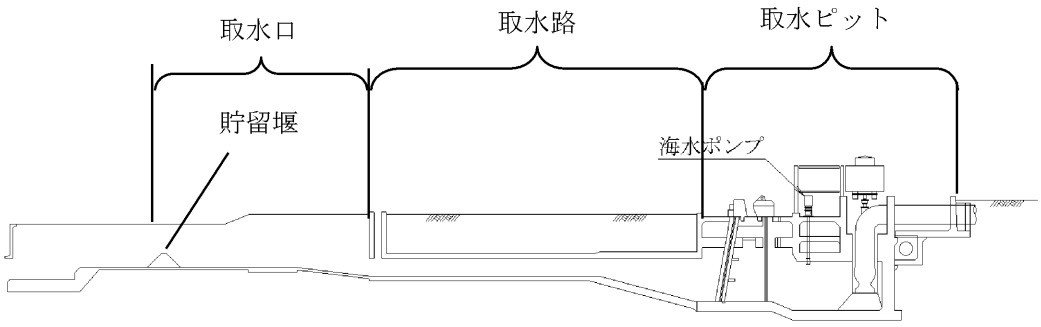
第 10.5.8 図　自衛消防隊体制図



第 10.6.1 図　水消火設備系統説明図



非常用取水設備平面図



A－A断面図

第 10.9.1 図　非常用取水設備概要図



第 10.10.1 図　代替緊急時対策所

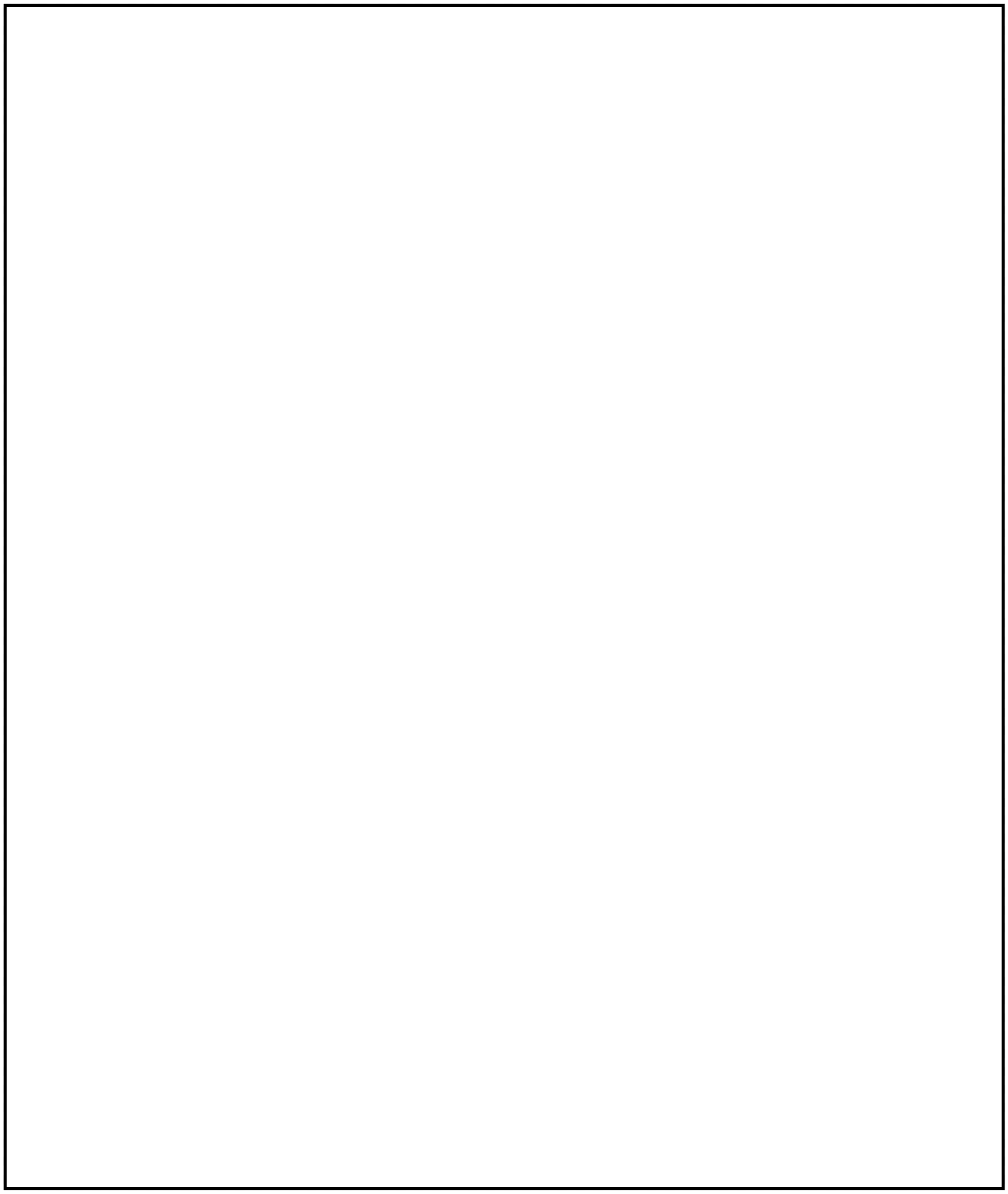


第 10.10.2 図　緊急時対策所（指揮所）



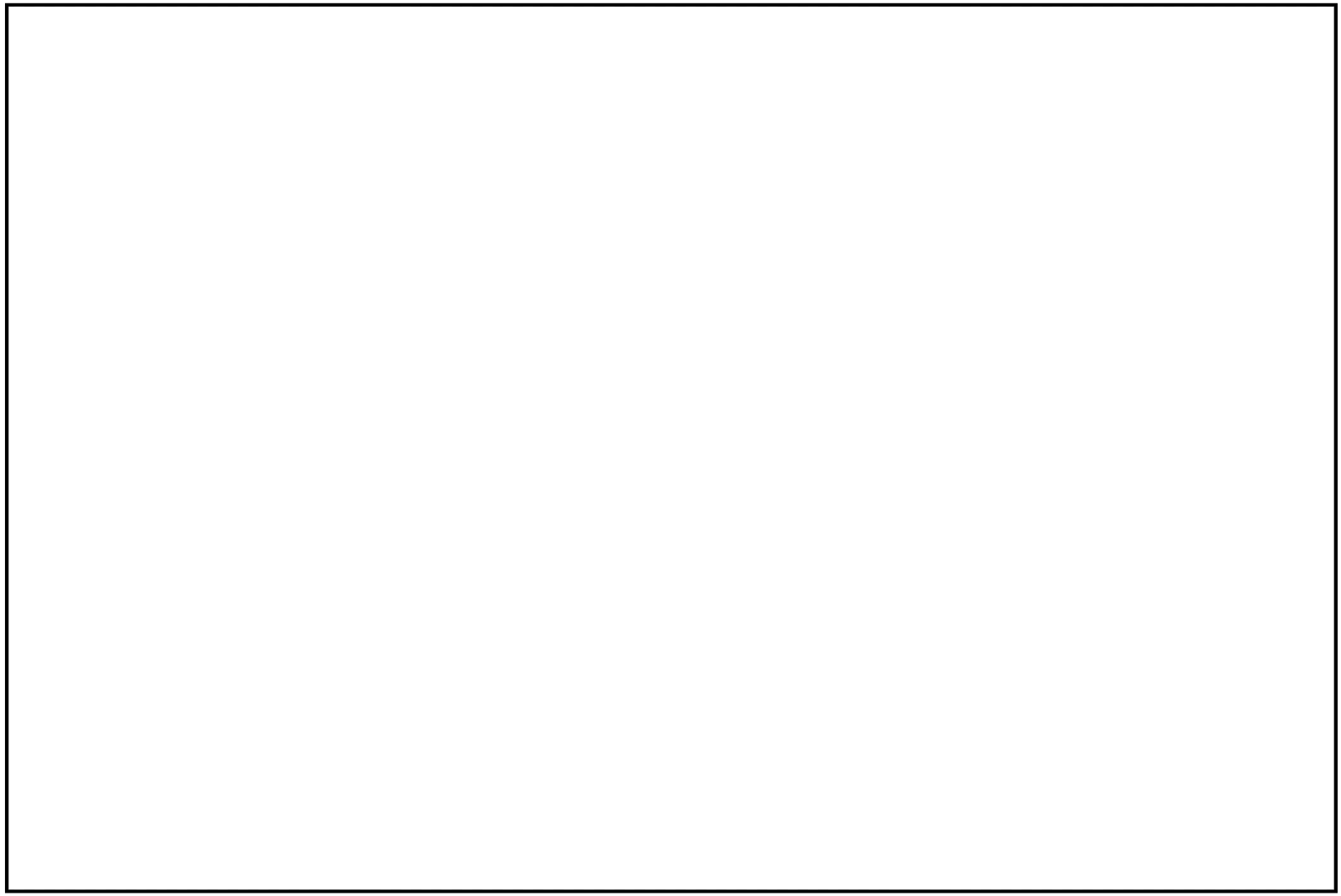
第 10.10.3 図　緊急時対策所（緊急時対策棟内）

：防護上の観点から公開できません



第10.14.1.1図(1/2)　川内原子力発電所１号及び２号炉
特定重大事故等対処施設の構内配置図

：防護上の観点から公開できません

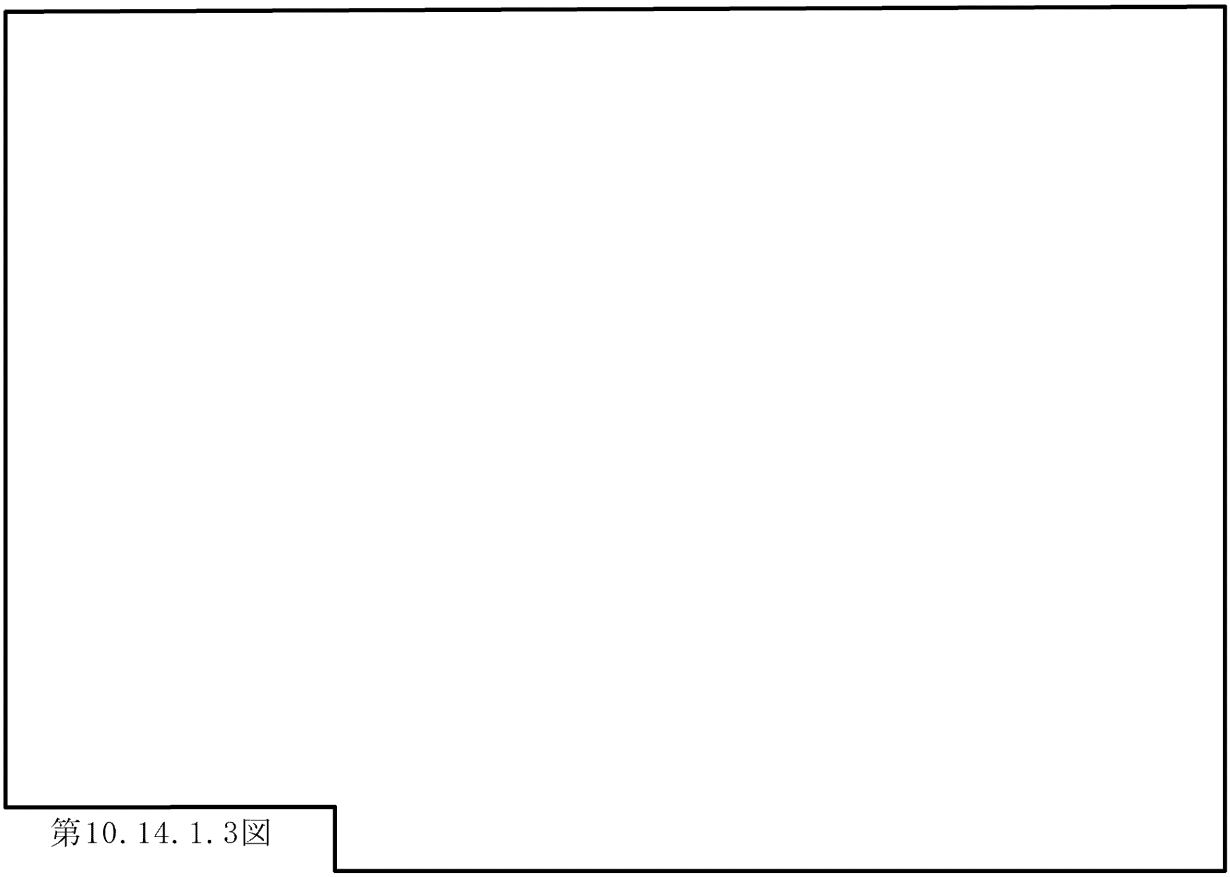


第10.14.1.1図(2/2)　川内原子力発電所１号及び２号炉　特定重大事故等対処施設の構内配置図

：防護上の観点から公開できません

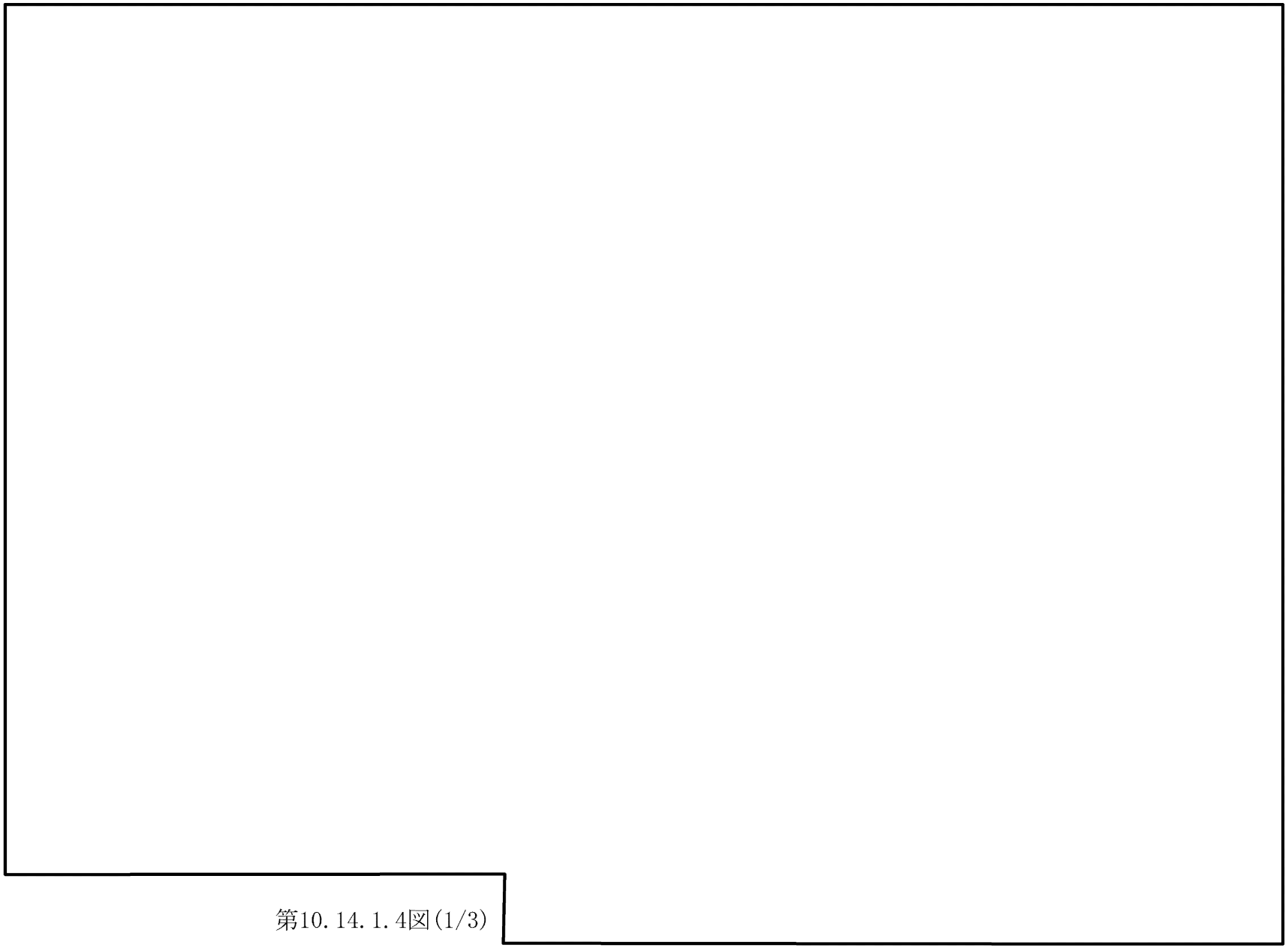


第10.14.1.2図



第10.14.1.3図

：防護上の観点から公開できません



第10.14.1.4図(1/3)

：防護上の観点から公開できません

第 10.14.1.4 図(2/3)

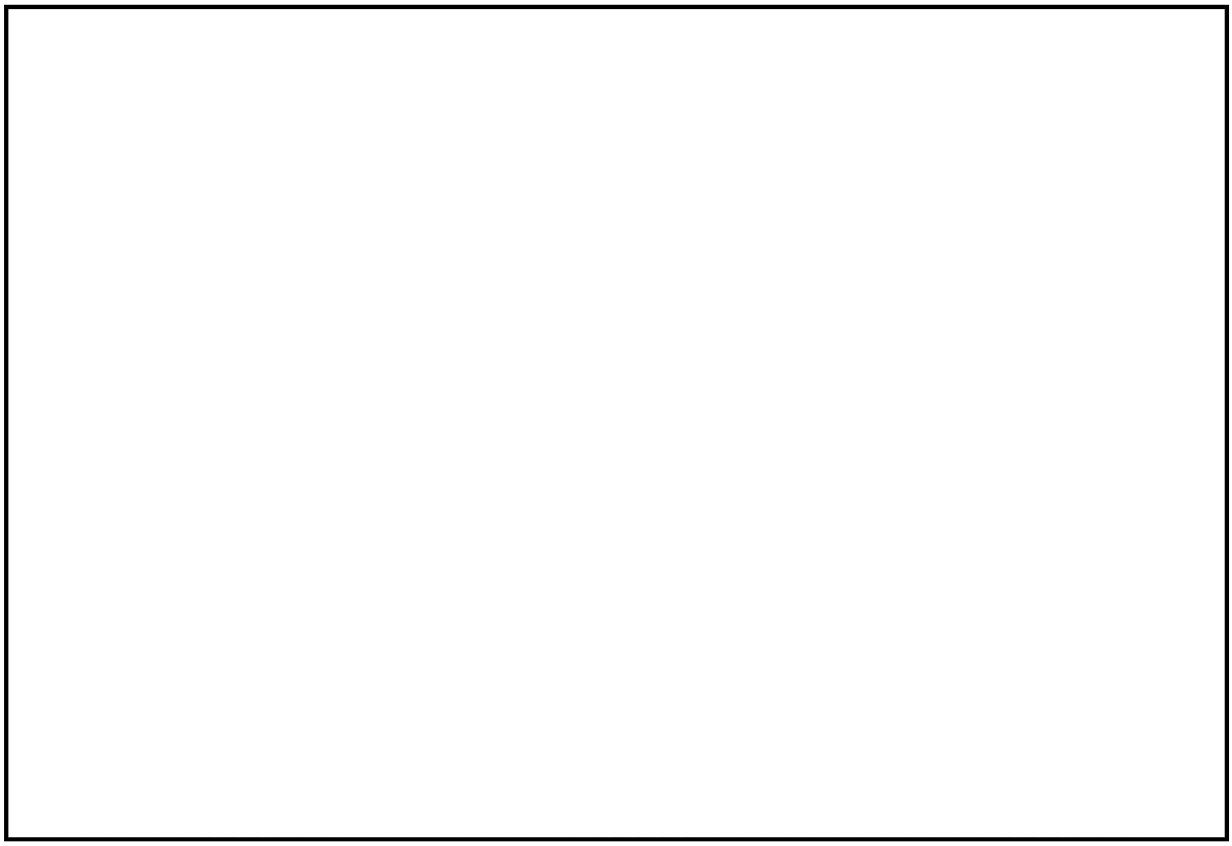
：防護上の観点から公開できません

第 10.14.1.4 図(3/3)

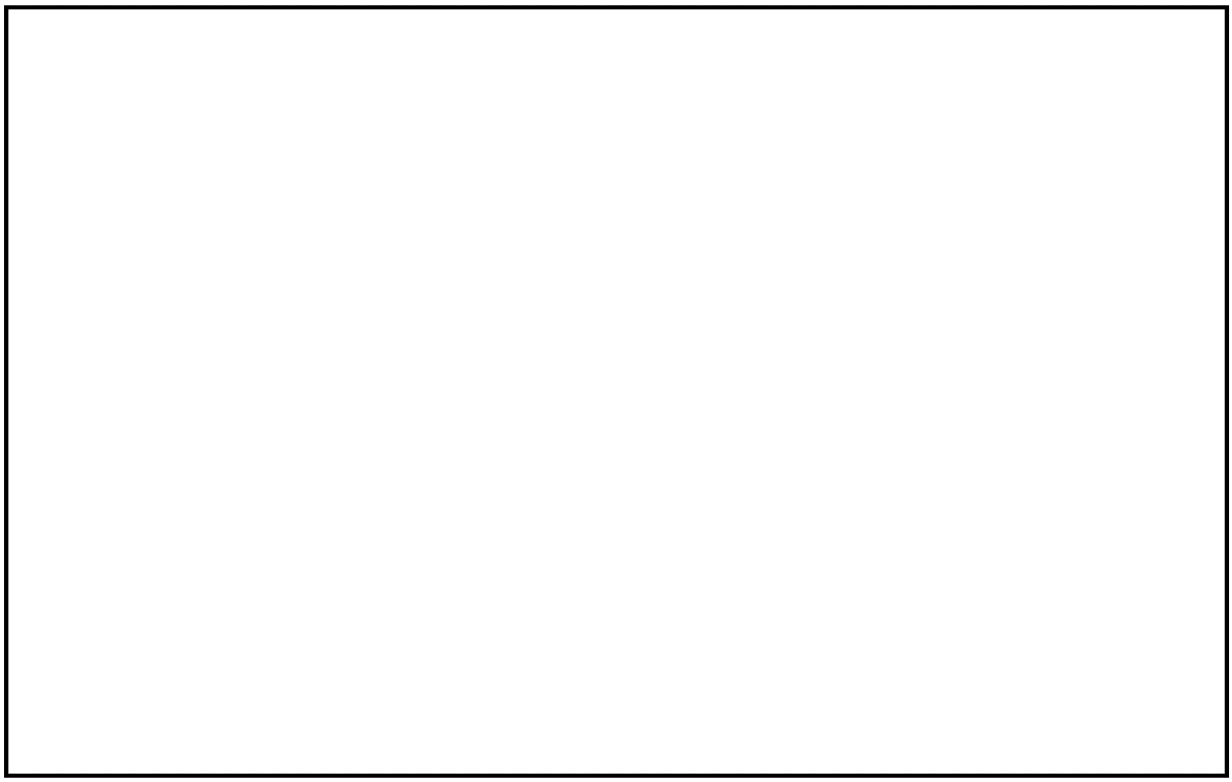
：防護上の観点から公開できません

第 10.14.1.5 図

：防護上の観点から公開できません

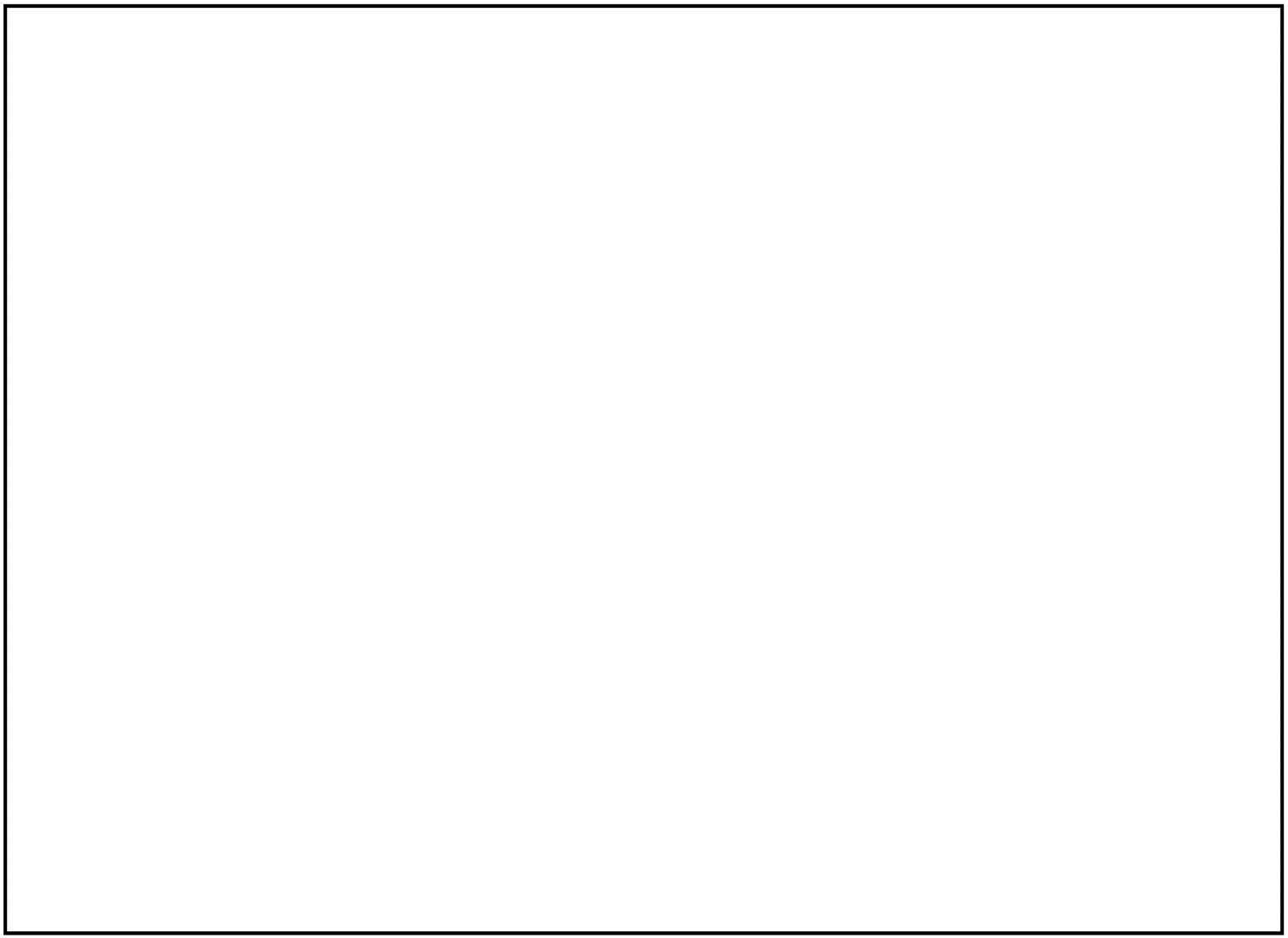


第10.14.1.6図　衝撃荷重曲線



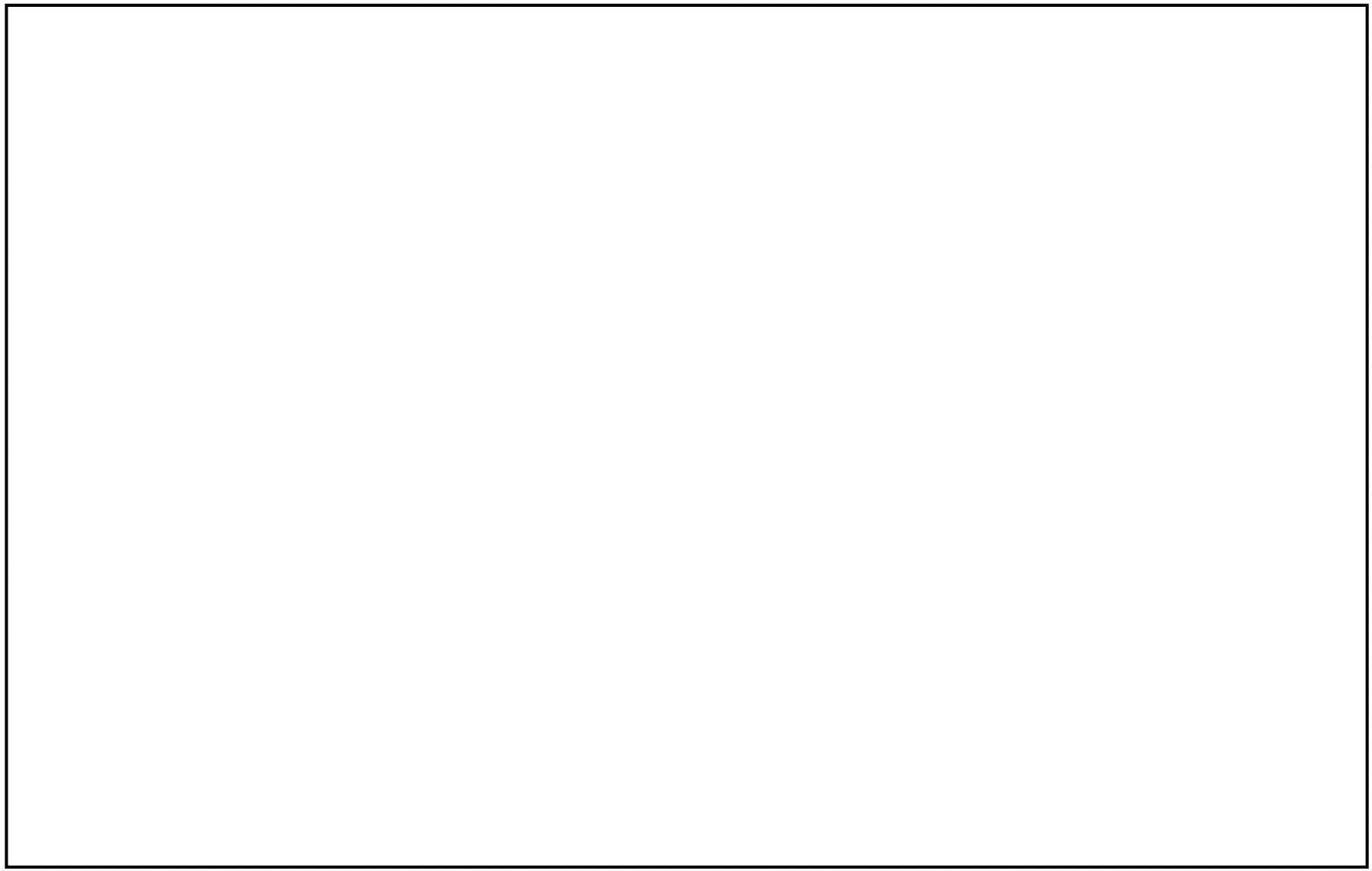
第 10.14.1.7 図　衝撃荷重の入力面積

：防護上の観点から公開できません



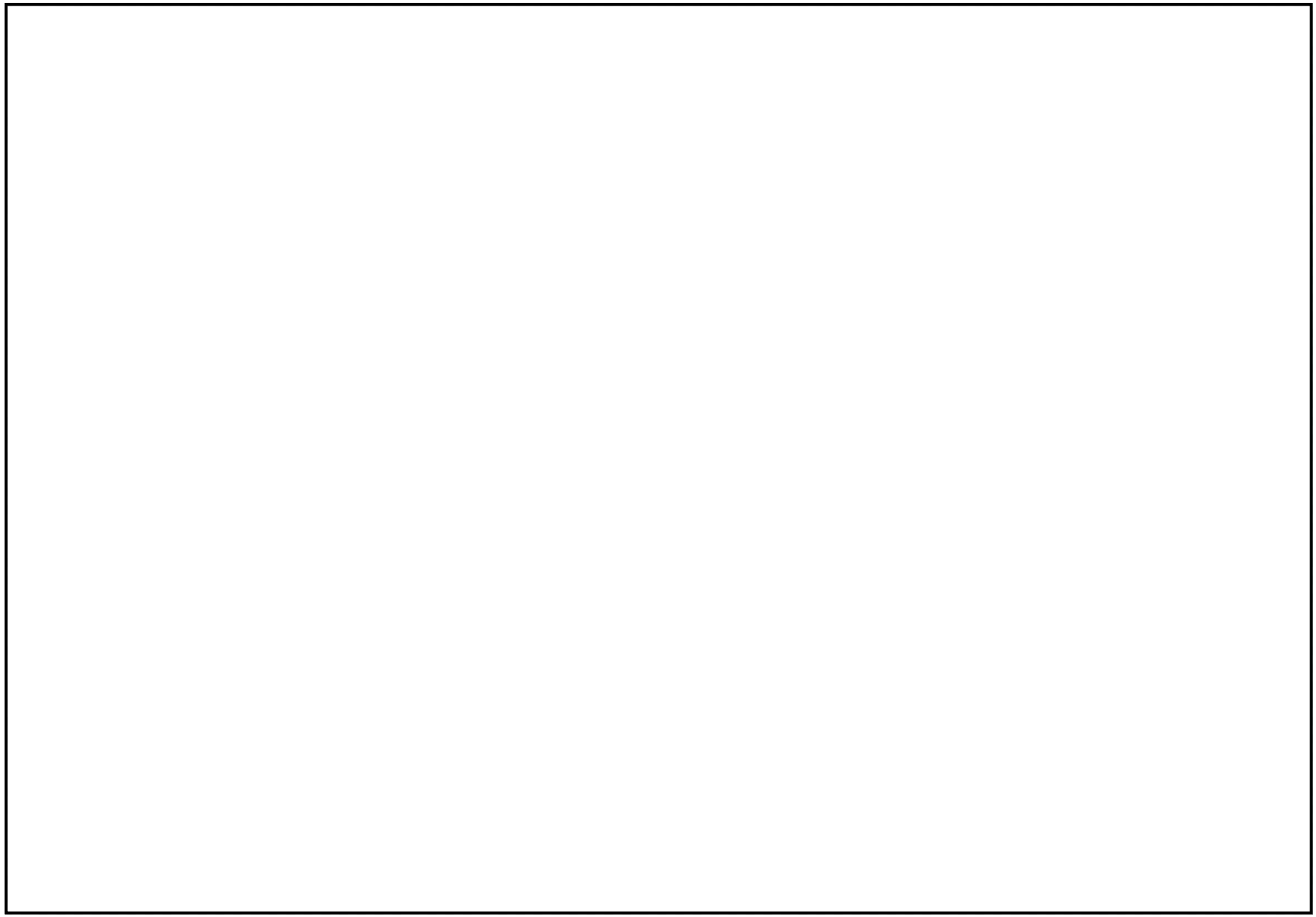
第 10.14.2.1 図　原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧操作機能　概略系統図

：防護上の観点から公開できません



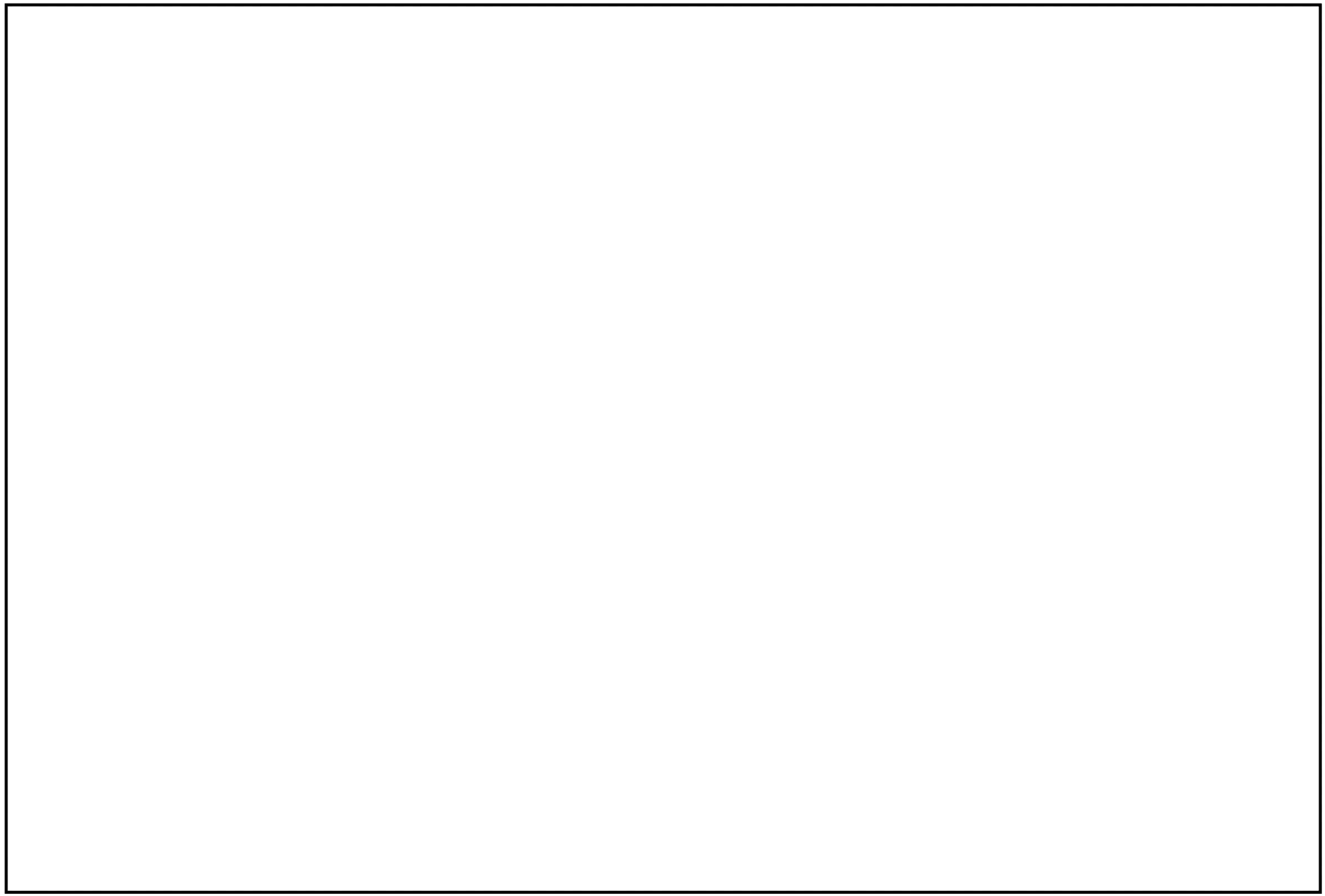
第 10.14.2.2 図　原子炉冷却材圧力バウンダリの減圧操作機能　概略系統図

：防護上の観点から公開できません



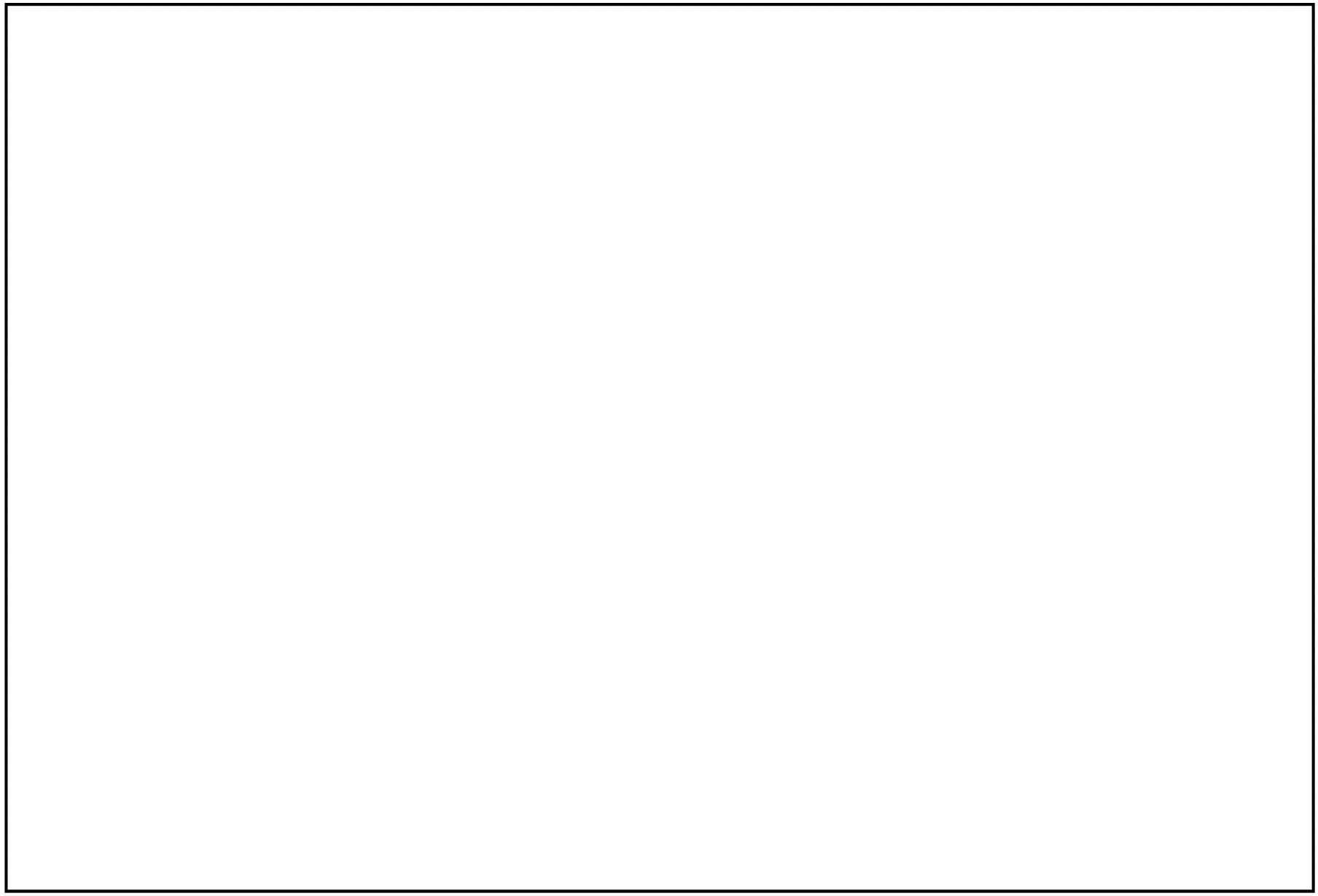
第 10.14.3.1 図　原子炉内の溶融炉心の冷却機能　概略系統図

：防護上の観点から公開できません



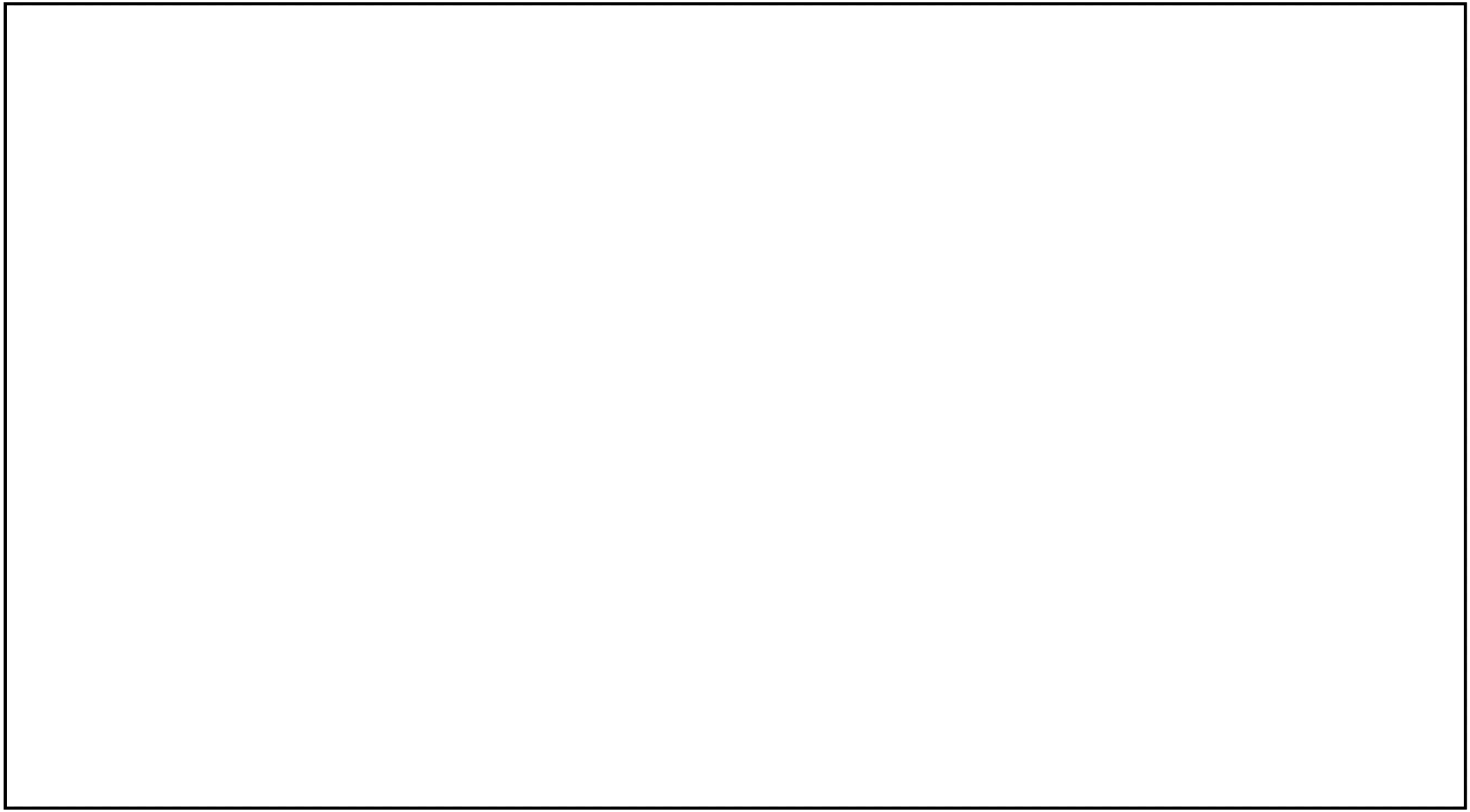
第 10.14.4.1 図　原子炉格納容器下部に落下した溶融炉心の冷却機能　概略系統図

：防護上の観点から公開できません



第 10.14.5.1 図　原子炉格納容器内の冷却・減圧・放射性物質低減機能　概略系統図

：防護上の観点から公開できません

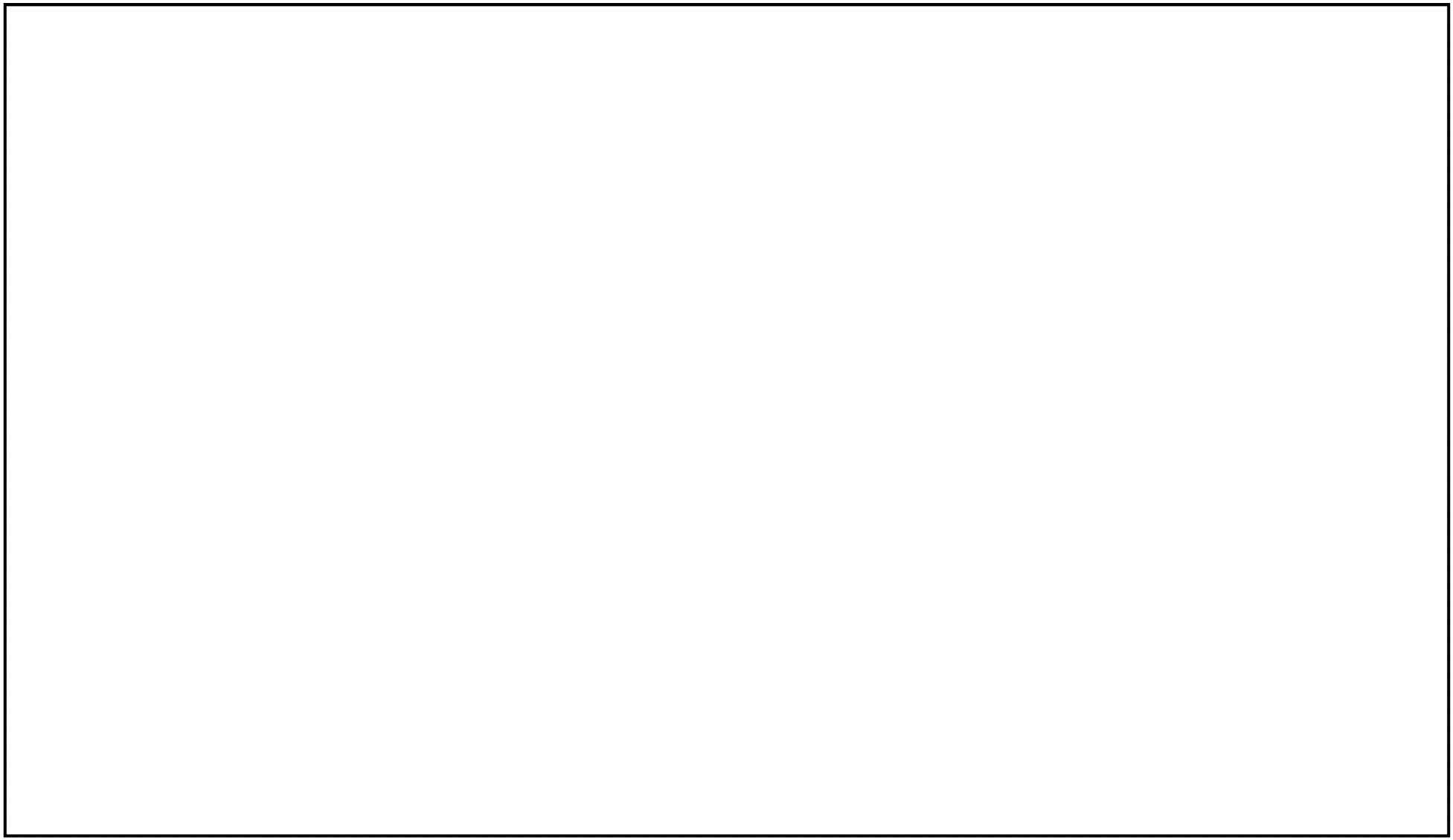


第 10.14.6.1 図　原子炉格納容器の過圧破損防止機能　概略系統図

：防護上の観点から公開できません

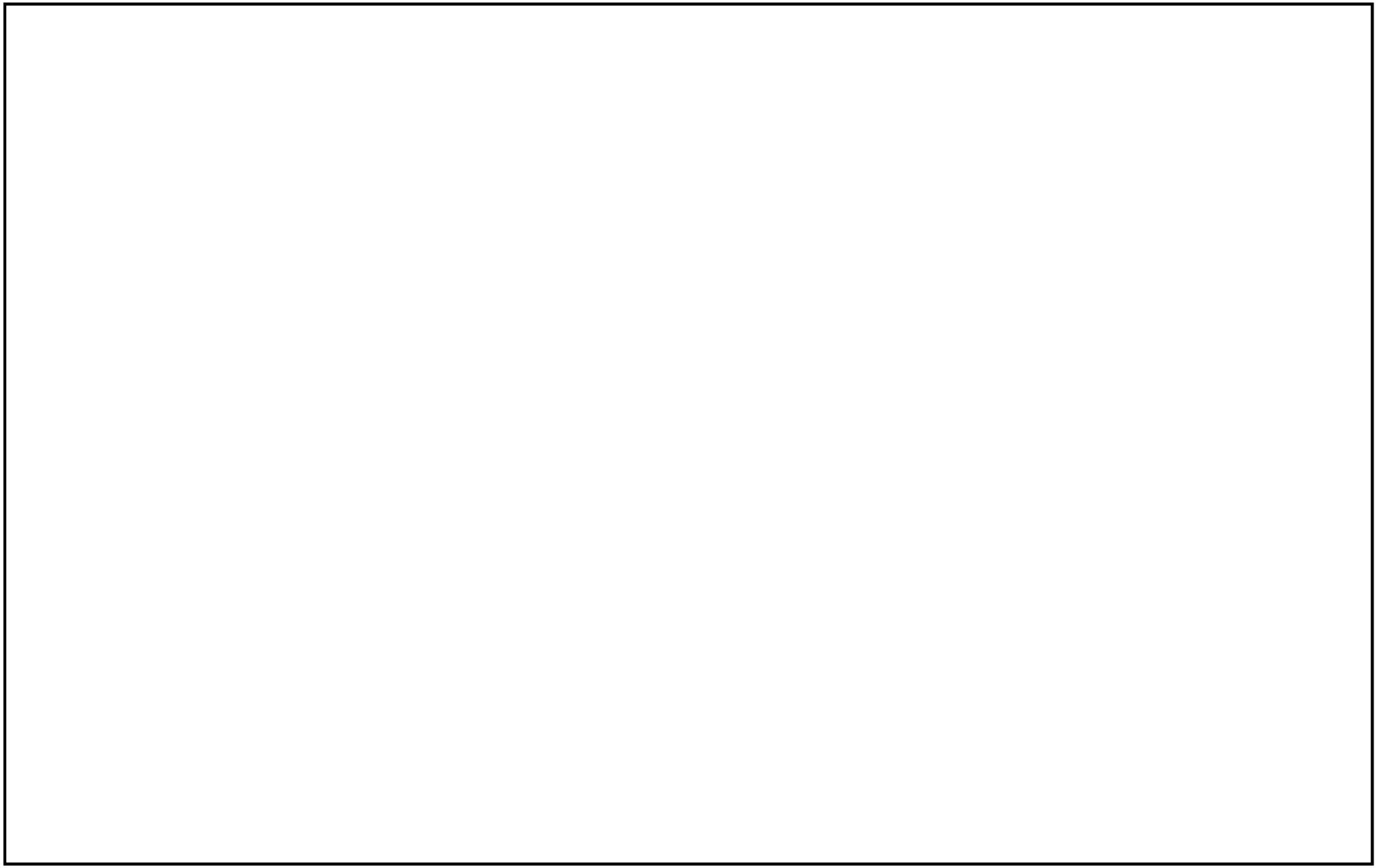
第 10.14.8.1 図　電源設備　概略系統図

：防護上の観点から公開できません



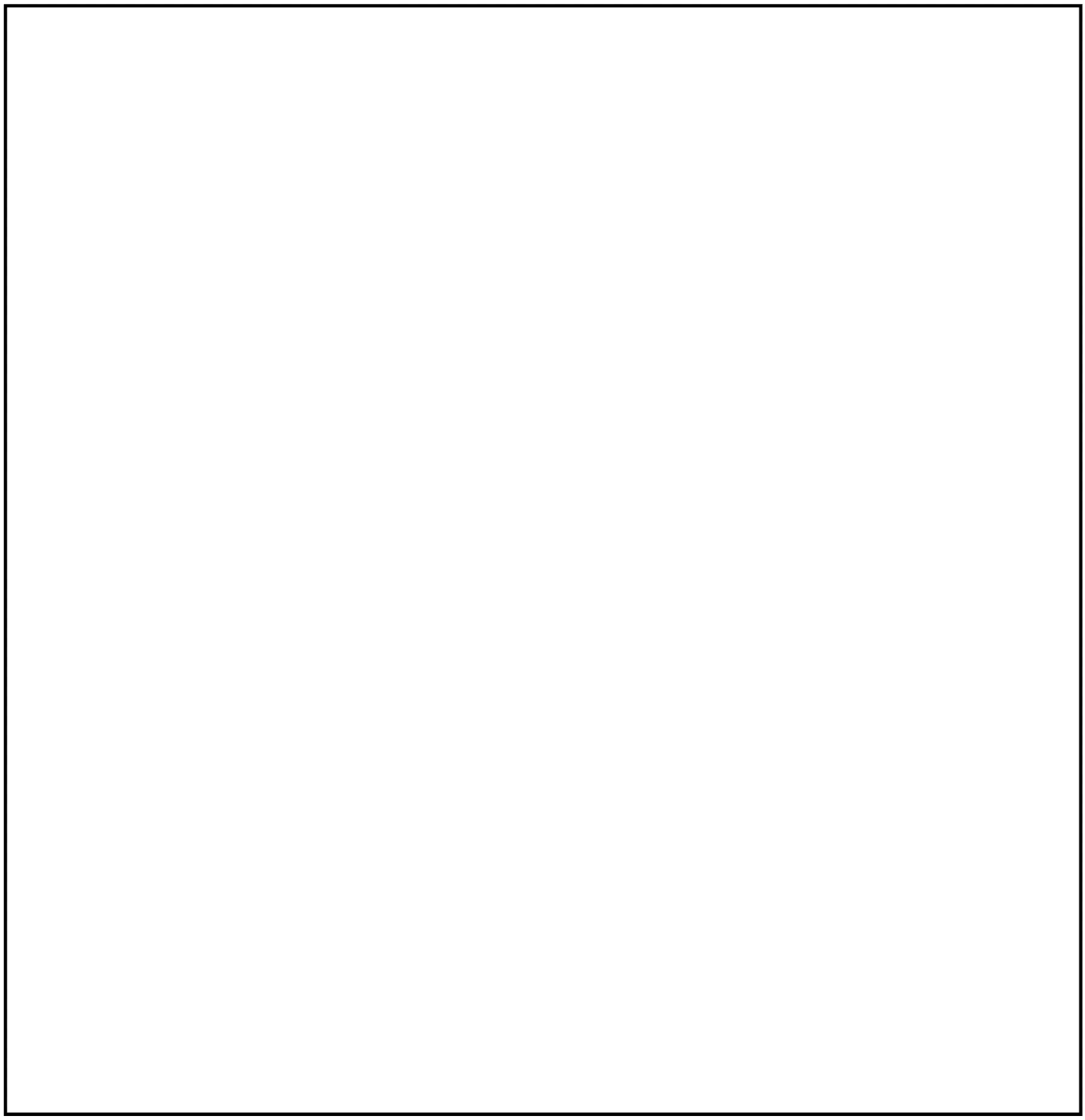
第 10.14.9.1 図　計装設備　概略系統図

：防護上の観点から公開できません



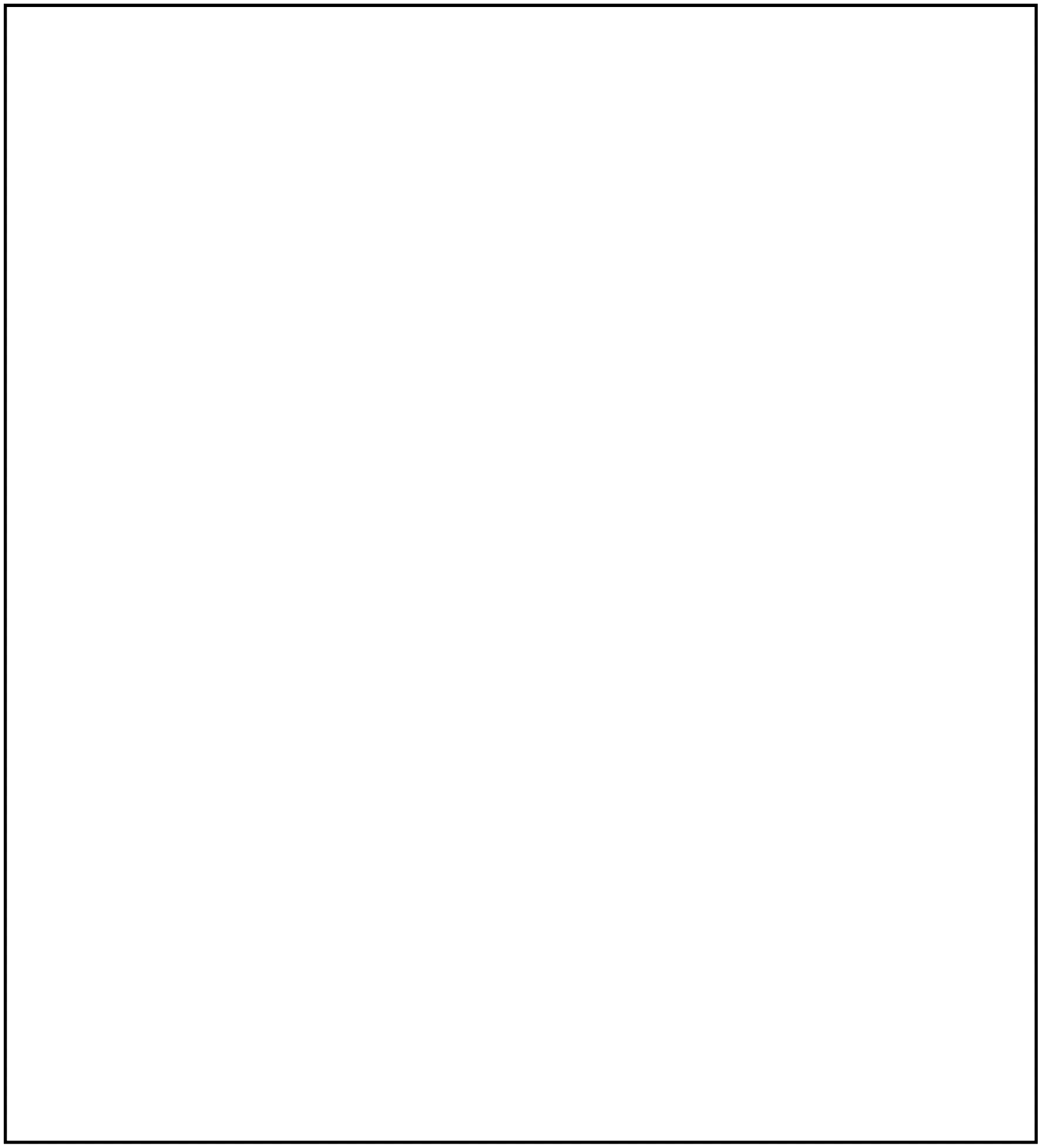
第 10.14.9.2 図　計装設備　概略系統図

：防護上の観点から公開できません



第 10.14.10.1 図　通信連絡設備　概略系統図

：防護上の観点から公開できません



第 10.14.11.1 図　緊急時制御室　概略系統図

：防護上の観点から公開できません

11. 運転保守

11.1 運転保守の基本方針

原子炉施設の運転保守の基本方針及び基本設計で前提とした運転管理事項は、「核原料物質、核燃料物質及び原子炉の規制に関する法律」第43条の3の24の規定に基づく川内原子力発電所原子炉施設保安規定（以下「保安規定」という。）等において規定する。

11.2 保安管理体制

発電所の保安管理体制は、所長、発電用原子炉主任技術者（原子炉保安監理担当）、電気主任技術者、ボイラー・タービン主任技術者、総務課、防災課、防護管理課、技術課、安全管理課、発電課、保修課、土木建築課、原子力訓練センター及び安全品質保証統括室をもって構成する。

さらに、発電所における発電用原子炉施設の保安運営に関する重要事項を審議するため、本店に原子力発電安全委員会、発電所に川内原子力発電所安全運営委員会を設ける。

11.3 運転管理

発電用原子炉施設の運転管理は、保安規定に定める運転上の留意事項、運転上の制限及び異常時の措置を遵守し、発電用原子炉施設の運転に習熟した者を確保し、機器の性能及び状態を的確に把握した上で行う。

また、運転操作は、通常時及び異常時に対応するよう作成された運転手順書に従って行い、シミュレータを活用した教育訓練により徹底を図る。異常時の運転手順書については、安全上重要な機器が

故障した場合に適切に対応できるよう具体的なものとする。さらに、関連する運転手順書間のつながりを明確化し、機器の操作時期、順序、条件等の表現を平易なものとする。

運転手順書については、国内外の事故、故障等を反映して、充実を図る。

11.4 燃料管理

燃料の運搬、貯蔵、検査、取替え等は、保安規定に基づき適切に管理し、あらかじめ定める燃料取替計画等に従い、所定の容器及び燃料取扱設備を使用し、燃料が臨界に達するおそれがないように必要な措置をとりながら行う。

11.5 放射性廃棄物管理

放射性気体廃棄物及び放射性液体廃棄物を発電所外に放出する場合は、法令に定められた濃度限度等の制限値を遵守することはもちろん、発電所周辺の公衆の線量を合理的に達成できる限り低減するよう適切な放出管理を行う。

放射性固体廃棄物を発電所内に貯蔵又は貯蔵保管する場合は、所定の貯蔵設備において適切に管理する。

11.6 放射線管理

放射線管理は、発電所周辺の公衆、放射線業務従事者等の線量を法令に定められた限度を超えないようにすることはもちろん、合理的に達成できる限り低減する方針で行う。

発電所には、管理区域、周辺監視区域等を設け、出入管理、被ば

く管理、管理区域内における作業管理、放射線の測定、放射性物質及び放射性物質によって汚染された物の移動の管理等を適切に実施する。

11.7 保守管理

発電用原子炉施設の保守管理は、保守管理計画を定め、発電用原子炉施設を構成する構築物、系統及び機器について、保守管理の重要度分類を行い、この重要度に応じて行う。

発電用原子炉施設の性能を維持するために、保全が必要な対象構築物、系統及び機器を定め、保全の実施とその結果の確認及び評価等を適切に行う。また、保守管理の定期的な評価の記録を保存する。

11.8 非常時の措置

非常時の措置として、保安規定に定める事前対策、初期活動及び非常時の活動に関する規定を遵守し、事故の原因除去、拡大防止等のための活動を迅速かつ適切に行う。

また、非常事態に対処するための総合的な訓練を定期的及び必要に応じて計画し実施する。

11.9 保安教育

所員及び請負会社従業員に対して、発電用原子炉施設の保安に関する教育を定期的及び必要に応じ計画し実施する。

11.10 記録及び報告

発電用原子炉施設の保安管理上必要な記録を作成し、保存すると

ともに、報告すべき事項について定め、必要な機関に報告を行う。

追　　補

（添付書類八）

目　　次

追補１．「３．発電用原子炉及び炉心」の追補

Ⅰ　燃料棒のわん曲について ・・・

追　補　1

「３．発電用原子炉及び炉心」の追補

添付書類八「３．発電用原子炉及び炉心」の記述に次のとおり追補する。

Ⅰ　燃料棒のわん曲について

１．序

川内２号炉燃料（17×17燃料、９グリッド（Ｒ型））のわん曲の解析・評価は下記の基本方針に従って行う。

(1)　わん曲現象評価モデルは、美浜２号炉（14×14燃料、７グリッド)、玄海２号炉（14×14燃料、８グリッド)、大飯１、２号炉、川内１号炉（17×17燃料、９グリッド）等に適用された評価モデル[(1)]を用いる。

(2)　燃料寿命末期に、わん曲により接触する可能性のあるチャンネル数は１チャンネル以下であることを確認する。

(3)　燃料寿命末期における予測わん曲量に対応するＤＮＢペナルティが、ＤＮＢに関する設計評価上の余裕（設計余裕）以下になることを確認する。

２．川内２号炉燃料のわん曲量の評価

川内２号炉燃料は、わん曲の軽減対策として９グリッド集合体を採用している。以下に川内２号炉燃料のクリティカル・スパン（わん曲発生頻度の一番高いスパン）における99.7％確率限界のわん曲量（チャンネル閉塞割合で表示）を求める。尚、９グリッド集合体のわん曲軽減効果を見るため、17×17燃料で７グリッド、９グリッドとした場合のわん曲量も併せて求める。

(1)　解析に使用するインプット・データ

主要なインプットデータを第１表に示す。

グリッド拘束力については、17×17燃料集合体の拘束力の実測値に基づき、内側セル、外側セル共に平均値約 [　　]、標

準偏差約 [redacted] を用いる。

初期わん曲については、７グリッドの場合の初期わん曲をサリー１号炉の実績に合うように選び、他のグリッド数の初期わん曲はスパン長に比例するとの安全側の仮定を設定して求める。この仮定は非一様温度分布等による炉内初期わん曲はスパン長の二乗に比例するのに対し、グリッドのディンプルの直角度のずれによる炉内初期わん曲はスパン長に比例するということに基づいている。

照射時間については、３サイクルの運転を経る燃料集合体を対象として設定する。

(2) わん曲量の評価

評価モデルを用いた、７、８及び９グリッドの17×17燃料のわん曲量評価結果を第１図に示す。

３．わん曲により接触する可能性のあるチャンネル数の評価

燃料寿命末期において接触する可能性のあるチャンネル数を第２図に示す手法に基づき95%信頼度で求めた結果を第２表に示す。表から明らかなように、９グリッド設計においては、接触する可能性のあるチャンネル数は１チャンネルより十分小さくなり、実際上接触する恐れはないといえる。

４．予測わん曲量に対応するＤＮＢペナルティが、ＤＮＢに関する設計評価上の余裕（設計余裕）の範囲内にあることの評価[(2)(3)]

燃料棒わん曲によるＤＮＢペナルティが熱水力設計（ＤＮＢ評価）に及ぼす影響の評価法を第３図に示す。

評価法の概要は以下のとおりである。

シンプルセルにおける接触曲り及び部分曲りＤＮＢテスト結果から、接触ＤＮＢペナルティδcon 及び 85%曲りＤＮＢペナルティδpb,85が決まる。部分曲りに対するＤＮＢペナルティは、第４図に示すように原点とδpb,85とδconを直線で結んだもので与えられる。

一方、曲りの予測モデルから、寿命末期における投影クリアランスの標準偏差B_σが求まり、これより 95%確率の投影クリアランス減少量ΔC_{95}は、

$$\Delta C_{95} = 1.645 B_\sigma \cdot C_0$$

で与えられる。ここにC_0は曲りの無い場合のギアップである。

$\Delta C_{95} / C_0$が 0.85 より大きい場合には

$$\delta_{95} = \delta_{pb,85} + \frac{(\Delta C_{95} / C_0) - 0.85}{1.0 - 0.85} (\delta_{con} - \delta_{pb,85})$$

で与えられる。

このようにして求めたＤＮＢペナルティδ_{95}と、炉心熱設計上の余裕（設計余裕δ_D）とを比較し、ＤＮＢペナルティが設計余裕によってカバーされていることを確認する。

川内２号炉における評価結果を以下に示す。

(1)　燃料寿命末期におけるわん曲量

第１図のわん曲予測カーブより、燃料寿命末期におけるわん曲量（標準偏差B_σで表示）を求めると以下の値になる。

９グリッド（川内２号炉）‥B_σ＝ [　　]（[　　] mil）

８グリッド（わん曲軽減効果確認用）

‥B_σ＝ [　　]（[　　] mil）

(2)　川内２号炉における接触ＤＮＢペナルティ（δcon）及び85%曲

りＤＮＢペナルティ（δpb,85）

川内２号炉におけるδconを、運転領域中で最大となる2400psia、118％出力条件で求めると31％となる。また、δpb,85は安全側に10.2％とする。

(3) 川内２号炉の熱水力設計余裕（δ_D）

ａ．ＤＮＢ解析上のピッチ減少法に見込んでいる余裕

燃料集合体の製作公差および炉心内でのわん曲の進行のＤＮＢに及ぼす影響を考慮するために、高温水路のピッチを減少させＤＮＢＲを控え目に評価している。

この、ピッチ減少（川内２号炉の場合 [　　] mil）によるＤＮＢＲの余裕は2.2％である。

ｂ．熱拡散係数（ＴＤＣ）及びグリッド係数（K_S）に見込んでいる余裕

川内２号炉のＤＮＢ解析では、ＴＤＣおよび改良型スペーサファクタ（F'_S）に含まれるK_Sとして、それぞれ0.038及び0.046を用いている。

一方、７段のＲグリッドを用いた17×17燃料集合体のＴＤＣ実験を行い平均値で0.059を得ており、更に15×15燃料集合体の実験でグリッドスパン長が短いほどＴＤＣが大きくなることが確認されているので、川内２号炉（９段のＲグリッド）の場合、ＴＤＣ＝0.059を採用することができる。

また、グリッド間隔をかえたＤＮＢ実験によればK_Sはグリッド間隔の関数で示され、川内２号炉の場合、K_S＝ [　　] を採用することができる。

ＴＤＣ及びK_Sで見込んでいるＤＮＢＲの余裕は、川内２号炉

の場合には９％である。

ｃ．ＤＮＢ相関式乗数の余裕

17×17燃料のＤＮＢ実験を行った結果、「Ｗ－３相関式」に0.88を乗じると従来の手法と同じ精度でＤＮＢ熱流束を予測できることが確認されている。

川内２号炉のＤＮＢ解析では、「Ｗ－３相関式」に0.865を乗じたものでＤＮＢＲを求めているため、ＤＮＢＲの余裕は1.7％となる。

ｄ．熱水力設計余裕（δ_D）

設計余裕としては、更にＤＮＢ相関式（最小ＤＮＢＲ≧1.30）における余裕（「95％の信頼度でＤＮＢが生じない確率が95％」に対応するＤＮＢＲが1.30より小さいことによる余裕）があるが、これを考慮しない場合でも、前記ａ、ｂ、ｃ項によりδ_Dは約13％となる。

(4)　燃料棒わん曲によるＤＮＢペナルティが、熱水力設計（ＤＮＢ評価）に及ぼす影響の評価

前記ａ、ｂ、ｃの値を用いて、第３図に従い、燃料棒わん曲によるＤＮＢペナルティが熱水力設計（ＤＮＢ評価）に及ぼす影響を評価した。結果を第３表に示す。

表から明らかなように、９グリッドでは、予測わん曲量に対応するＤＮＢペナルティは十分余裕をもって、ＤＮＢに関する設計評価上の余裕（設計余裕）の範囲内にある。

５．わん曲対策

(1)　わん曲評価モデルの改善、詳細化

現在の、わん曲現象評価モデルは、わん曲減少の大局的な把握を行っていると考える。

しかしながら、現在のモデルで考慮しているパラメータ（①グリッドの拘束力に基づく圧縮力と初期わん曲との組合せ、②被覆管の偏肉による偏心）以外のパラメータと組み合わさって大きなわん曲に至ることも考えられる（ただし、これの発生確率は小さいと考える。）ので、これらパラメータの解明を含めて、以下の実績データの収集調査等を行い、その結果に従い評価モデルの改善、詳細化を行う。

ａ．現在までに収集した14×14燃料、15×15燃料及び17×17燃料の照射実績を調査検討し、川内２号炉に採用される予定の17×17燃料のわん曲に対して十分対策を施している。

ｂ．より詳細なデータを積み重ねるため、一定のパラメータのみを変更し、他のパラメータは共通している燃料集合体を作り、このパラメータのわん曲に及ぼす影響を検討する、いわゆる特性区分燃料集合体（Characterized Assembly）の国内外先行プラントでの照射実績データの調査検討を行う。

(2)　接触燃料棒の安全性確認

わん曲した燃料棒の安全性の確認のために以下の炉外・炉内実験を実施済みあるいは実施中である。

ａ．炉外実験

わん曲した燃料棒の熱的健全性を確認するため、他電力・メーカと共同して、わん曲の程度を変えた燃料棒のＤＮＢ実験をコロ

ンビア大学高温ループを使って実施し、わん曲した燃料棒の熱水力設計手法を確立した。

b．炉内実験

わん曲により接触した燃料棒の炉内における熱的・機械的健全性の確認のため、他電力・メーカと共同して、ハンデル炉（Halden Heavy Water Reactor、ノルウェー）で接触燃料棒の照射実験を実施中である。

(3) わん曲対策実施スケジュール

2章で述べたわん曲対策の実施スケジュールを第4表に示す。

第4表のわん曲対策実施の結果得られた新しい知見を、必要に応じて川内2号炉の燃料設計、品質管理に反映させる意向である。

6．結　　論

川内2号炉燃料（17×17燃料、9グリッド（R型））のわん曲の解析評価の結果、接触チャンネル数・熱水力設計に及ぼす影響ともに解析評価の基本方針を満足することを確認した。

今後更にわん曲対策に努め、新しい知見が得られた場合には必要に応じて川内2号炉の燃料設計、品質管理に反映していく予定である。

第１表　わん曲量評価に用いたパラメータ

(1)　被覆管諸元

外　　径	約9.5mm（0.374 inch）
肉　　厚	約0.6mm（0.0225inch）
燃料棒間ギャップ	約3.1mm（122mil）

(2)　グリッド数、グリッドスパン長

スパン	７グリッド	８グリッド	９グリッド
1（Top）	47.5cm	52.3cm	50.8cm
2	66.5cm	〃	〃
3	〃	〃	45.3cm
4	〃	〃	〃
5	〃	〃	〃
6	61.5cm	〃	〃
7		62.1cm	〃
8			47.0cm

(3)　グリッド初期拘束力

平　均　値＝□kg（□lbs）

標準偏差＝□kg（□lbs）　　内側、外側セル共（17×17燃料集合体の実測値に基づき決定）

(4)　初期わん曲（２σレベル）

７グリッド	８グリッド	９グリッド
□mil	□mil	□mil
サリー１号炉実績に合うように選定	“スパン長に比例”するとの仮定より７グリッドの値から計算	

(5)　運転条件

サイクル	1	2	3
サイクル長さ	10,000EFPH	7,000EFPH	7,000EFPH

第２表　接触する可能性のあるチャンネル数

	評　価　結　果	８グリッドの場合
寿命末期における99.7％確率限界チャンネル閉塞割合		
接触する可能性のあるチャンネル数		

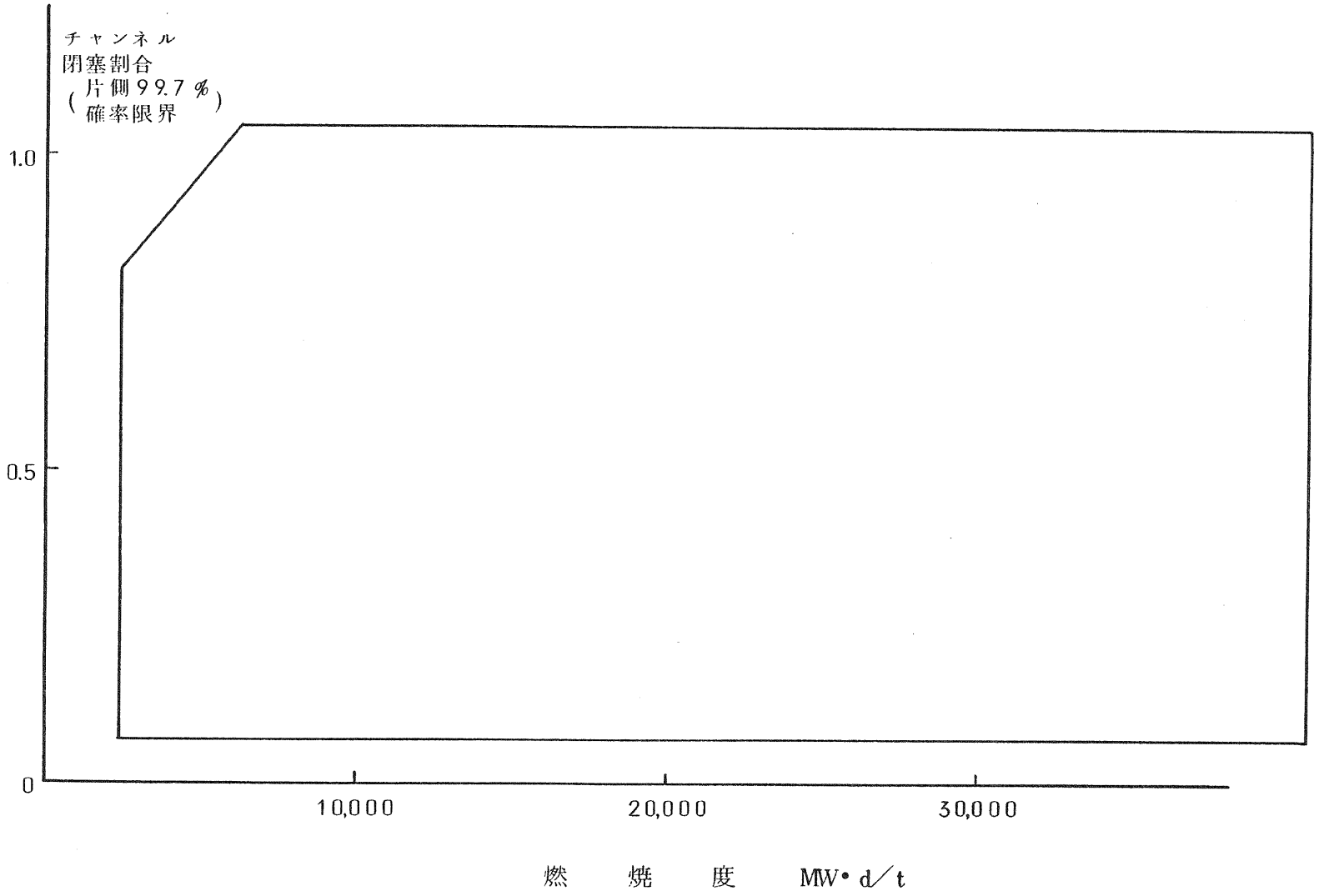
第３表　わん曲燃料棒のＤＮＢへの影響

わん曲によるＤＮＢペナルティ δ_P		ＤＮＢに関する設計評価上の余裕（熱水力設計余裕）。但し、ＤＮＢ相関式における余裕を除く。 δ_D
評　価　結　果	８グリッドの場合	
2.9％	5.2％	約13％

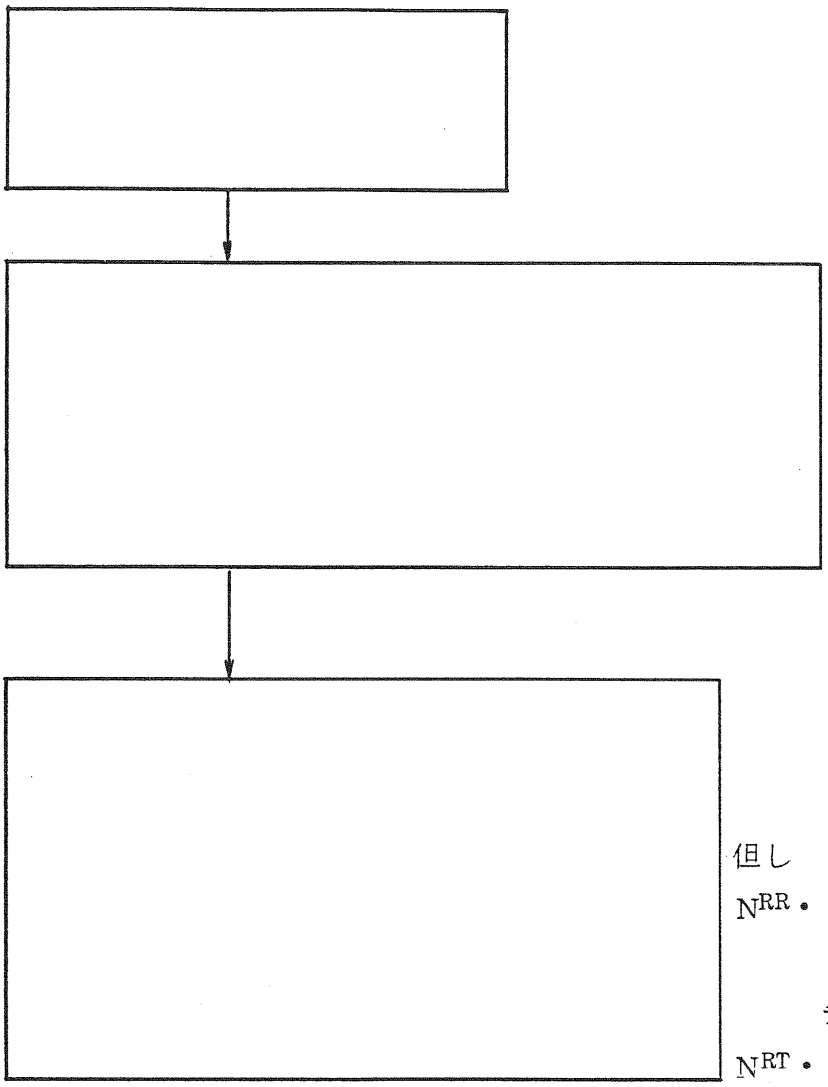
第４表　わん曲対策実施スケジュール

項目＼年	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
わん曲評価モデルの改善、詳細化										
接触燃料棒の安全性確認										
炉外実験										
ＤＮＢ実験（コロンビア大学）										
炉内実験（ハルデン炉）										
製造（予定）										
部品発注										
燃料製造										
装　　荷										

第１図　川内２号炉燃料集合体（１７×１７燃料、９グリッド）のわん曲の時間変化



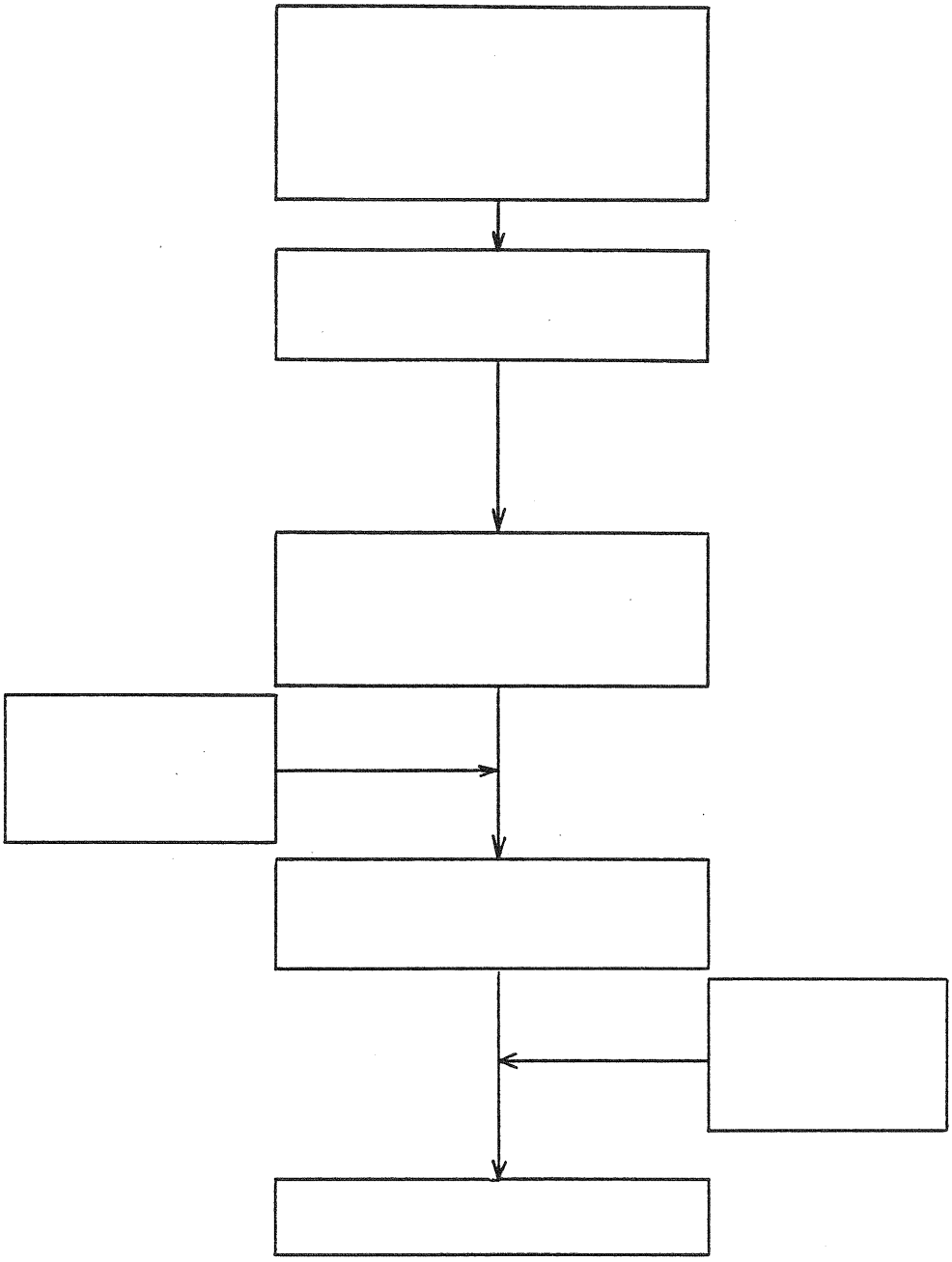
第２図　わん曲による接触チャンネル数評価法



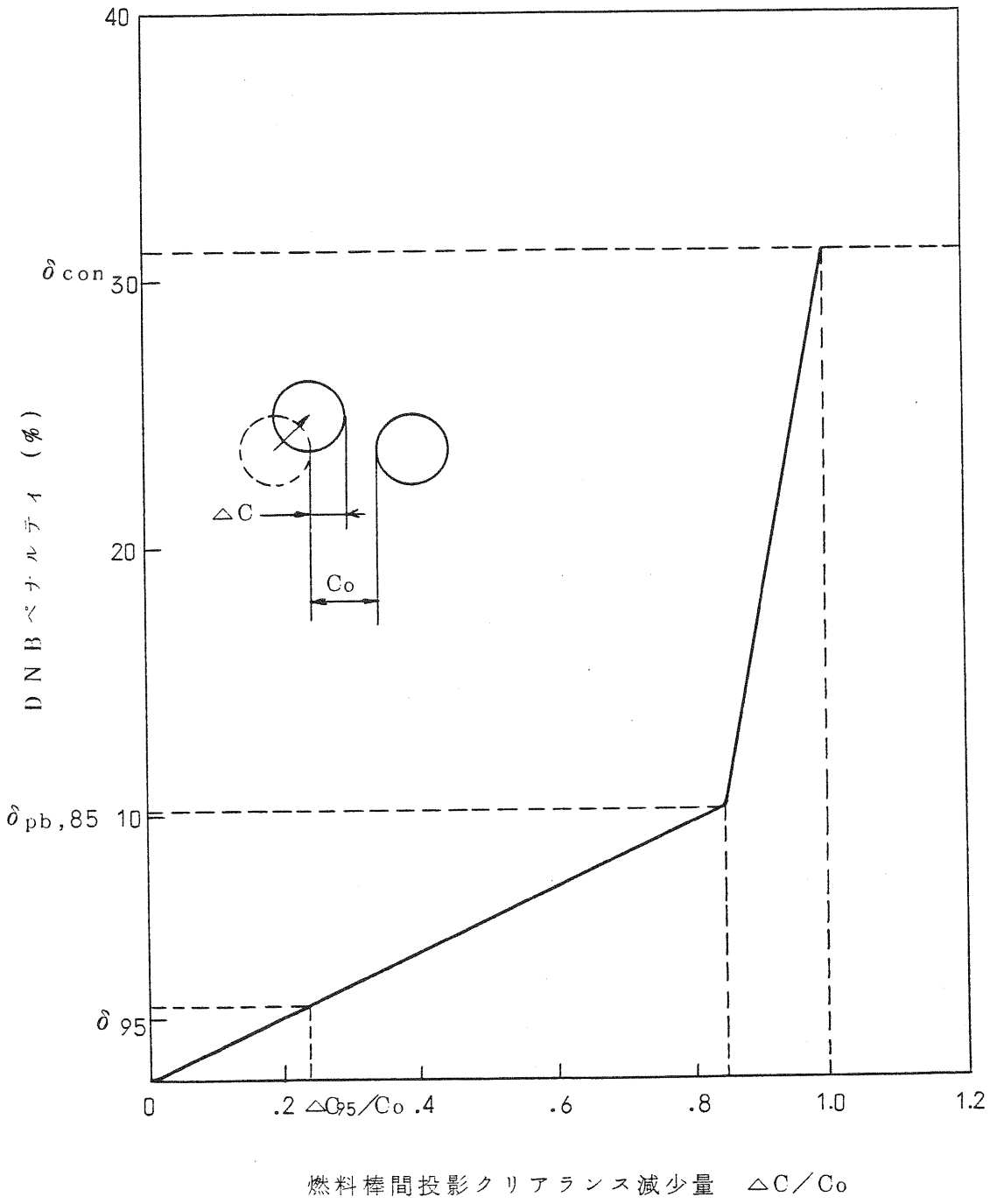
但し

N^{RR}・１領域中のロッドーロッドの全チャンネル数

N^{RT}・１領域中のロッドーシンブルの全チャンネル数



第３図　燃料棒曲りによるＤＮＢペナルティ評価手順



第４図　ＤＮＢペナルティ対燃料棒間投影クリアランス減少量

参考文献

(1) 「燃料棒のわん曲（Bowing）について」ＭＡＰＩ－1031
三菱原子力工業、1976

(2) 「燃料棒曲りＤＮＢテスト報告書」昭和52年11月
通産省発電用事業炉部会提出資料

(3) 「Rod Bowed to Contact Departure form Nucleate Boiling Tests in Coldwal Thimble Cell Geometry」
Journal of Nuclear Science and Technology, 15〔８〕
(August 1978)

追　補　２

「５．原子炉冷却系統施設」の追補

添付書類八「５．原子炉冷却系統施設」の記述に次のとおり追補する。

Ⅰ　タービンミサイルについて

１．概　　要

最近の原子力発電所のタービンは、火力発電所のタービンでの製作経過、運転実績をベースに多重の過速防止機構、タービン材料の健全性の面で高い信頼性を持ち、更に十分な品質管理、製作管理、据付管理、運転管理等を実施しているので、タービン・ミサイルが発生するような事故は極めて起こりにくいものと思われる。

タービン事故に際して発生するミサイルとしては、低圧タービン羽根、Ｔ－Ｇカップリング、低圧タービン・ディスク（羽根車）、高圧ロータなどが想定されるが、羽根・カップリングについては原子炉格納施設及び燃料取扱建屋に到達しないか、又は到達したとしてもそれらの十分なコンクリート厚さにより原子炉冷却材圧力バウンダリ及び使用済燃料ピットは防護される。ディスクについては、その破損の確率は極めて低いと考えられるが、仮に過去の事故例に基づいた破損発生率を用い、原子炉冷却材圧力バウンダリ及び使用済燃料ピットの破損確率を計算すると極めて小さい値となる。

また、高圧ロータ等については、破損時のエネルギーからミサイル化することはありえない。したがってタービン・ミサイルによる影響は無視できると考える。

２．タービンの過速防止とタービン・ロータの健全性

2.1　タービンの事故

タービン事故が起因となってミサイルを発生させるケースを大別すると、次のとおりである。

(1)　ロータ又はディスク自身が破裂してミサイルを生じさせるもの。

(2)　軸系が過大振動又は軸受機能喪失により軸が振れ廻り、ロータ付属物を飛ばすもの。

後者の場合は軸系が異常過大振動で曲り、又、振れ廻るために回転部が静止部に接触し、カップリング、ブレード等をミサイルとして飛ばすことがあるが、ロータ自身は他の静止部品と接触し摩擦によりエネルギを失い、ミサイルとならない。

一方、前者すなわちロータ又はディスク自身の破裂事故は、原子力発電プラントでは、低圧タービンディスクのみがミサイルとなりうるが、そのミサイルとしてのエネルギが大きく、発電用原子炉施設の安全上重要な機器へ与える影響が大きいために、その可能性が問題となる。

（ただし、三菱重工製及びウエスティングハウス社製のタービン・ディスクでミサイルになったものはない。）

ロータ及びディスクの破裂事故の発生原因から分類すると次のとおりである。

(1)　定格回転時にも起こり得るバースト

製造時より存在していた材料の欠陥が起動停止等の繰返しによる疲労と運転中の疲労腐食により拡大し、その大きさが

限界欠陥寸法を上回り破裂を起こす。

(2) タービン回転数が破壊回転数まで上昇することによる破裂

これらの事故形態を考慮して現在のタービンでは、次章以下で述べるように極めて厳しい設計的配慮、品質管理、運用管理がなされており、現有技術ではかかるロータ又はディスクの破裂事故は十分防止できるものと思われる。

2.2　品質管理による事故防止

2.2.1　ロータの製作技術の進歩

脆性破壊を防止するため、ロータ材の製造法として従来の大気造塊法に対し、真空造塊法が採用されるなど造塊技術が改良され、材料の脆性破面遷移温度は可能な限り低温とし、又、超音波探傷検査をロータ素材検査に採用することにより、内部欠陥の発見が可能になった。又、従来一般に使用されていたシリコン脱酸は、真空カーボン脱酸に切り替えられ、鍛造法も鍛造比を大きくとったり、大型ロータについては、特殊鍛造法を取り入れるなど鍛造効果を向上させ、又、原料を精選し不純物を少なくするなどにより、密集した微小欠陥を発生せしめないよう改善している。

2.2.2　非破壊検査技術の向上

ロータ・ディスク材の健全性チェックのための非破壊検査技術、特に超音波による探傷検査技術は、この数年間著しく向上した。

したがって、過去破裂事故に結びついたような材質欠陥は、現有検査技術によれば、十分事前に検知されたロータ・ディスク素材として受け入れられる余地は全くない。

現在ロータ・ディスク材の健全性をチェックするため適用されている非破壊検査は次のとおりである。

超音波探傷試験　　外周及び中心孔から素材内部を探傷

磁粉探傷試験　　外周コーナー部及び中心孔表面付近を探傷

染色探傷試験　　外周及び中心孔を探傷

目視検査　　外表面及び中心孔表面を探傷

2.2.3　振動管理の強化

軸系バランシング不良による軸の過大振動によるミサイル化を防ぐ対策として以下のことを実施している。

(1)　回転体の振動管理強化

(2)　軸受ボルトゆるみ止めたい索

(3)　防火対策の強化

回転体の振動管理技術として、この数年間特に強化された事項として次のものがあげられる。

a．工場におけるバランシングの強化

b．現地バランシングの強化

c．運転上の振動監視計器の増強

d．軸振動の限度値と処置基準の確立

現有管理技術によれば次のような関門により軸系バランシング不良による事故が発生する可能性はない。

○ 単体としてアンバランスのあるロータが出荷されることがない。

○ 現地バランシングは最新技術手法を駆使し、短期間で的確に調整が可能。

○ 試運転中といえども、軸振動が過大となれば定められた的確な処置をとり、過大振動で運転されるようなことは許容されない。

○ 軸受ボルトの締付け管理およびゆるみどめ処置により、軸振

動で軸受ボルトがゆるんだり、軸受機能を喪失するような事態はない。

2.3　設備の多重化等による事故防止

2.3.1　調速機構の多重化

タービンを制御するガバナ機構は多重化されており、万一そのうちのひとつが機能を失っても、他の機構がバックアップし、タービン速度が制御されず、暴走するようなことがないよう考慮されている。

(1)　主ガバナ

(2)　補助ガバナ

(3)　機械式過速度トリップ装置

(4)　電気式過速度トリップ装置

2.3.2　蒸気弁の多重化

タービンへの蒸気の流入を制御又は遮断する蒸気弁はスティックして、その機能を失わぬよう定期的に弁の開閉テストを行い常時チェックしている。

それでもなお、万一いずれかの弁がスティックしてもタービンが過速することを防ぐため、蒸気弁は二重に設けられている。

すなわち、高圧タービン入口には、主蒸気止弁と蒸気加減弁を、低圧タービン入口には再熱蒸気止弁とインターセプト弁をそれぞれ二重にして、万一ひとつの蒸気弁が全閉しない場合にも、他の弁が蒸気を遮断する。

以上の様に制御系統及び弁類の多重化、並びに弁作動の周期的チェックにより通常運転時、負荷急変時を問わずいかなる運

転状態でも定格回転数の111％以下となるよう設計されている。

また、川内２号機と類似の国内プラントのタービンの負荷遮断時の過速度実測値は、たかだか定格速度の６％程度の上昇であった。今、最悪の過速度状態での111％を仮定しても、回転数は定格回転数の117％となり設計最大速度118％を越えることはない。

2.4　運転時の事故防止

2.4.1　過大熱応力の防止

起動時及び負荷の急激な変化時には、ロータ及びディスクに接する蒸気温度が急激に変化し、ロータ及びディスクに過大な熱応力を生ぜしめる可能性がある。このような過大な熱応力は回数が重なるにつれて、ロータの熱疲労クラックを発生する原因となるので、ロータに過大な熱応力が生じないように、次のような規制を行っている。

(1)　高圧タービン・ロータ

発生する熱応力が最も大きい調速段出口のロータ・メタル温度と調速段出口蒸気温度を監視し、その温度差によって負荷変化率を規制し過大熱応力を防止する。

(2)　低圧タービン・ロータ

低圧タービン入口蒸気温度の変化を制御し過大熱応力を防止する。

2.4.2　タービン保安装置の作動確認

タービンを停止又は蒸気弁を閉鎖しなければならない場合、安全装置が確実に作動することを確かめるために、定期的に各弁の開閉及び保安装置の作動試験を実施している。

前述のように最近設計・製作されているタービンについては、保安装置及び弁の多重化等により設計最大速度の118％に達することはない。万一達したとしても、ロータ強度としては設計上の配慮が充分に行われ、材料の製造、検査に対する品質管理面

での厳格化、又、運転中の運転管理（振動管理、ローターの熱応力管理・水質管理・保安装置の作動確認等）の十分な実施により、今後のタービンについては破損の確率は無視出来る程度である。

仮想的タービン・ミサイル検討は、設計回転数上限2124rpm（1800rpmの118％）にて行う。

３．仮想的タービン・ミサイルの評価

前述のごとく最近のタービンの破損は極めて低いが仮想的にタービンの破損を考えた場合の影響を検討する。

仮想的タービン・ミサイルに対し、防護の対象とすべき機器類として以下の観点から選定する。

(1)　発電用原子炉の安全な停止機能の確保

(2)　原子炉格納容器と原子炉冷却材圧力バウンダリ同時破損防止

(3)　燃料及び使用済燃料プールの健全性の確保

(4)　残留熱除去機能の確保

(5)　非常用電源の確保

系統の多重性、配置、及び多層のコンクリート壁及びコンクリート床等から、川内２号機の仮想的タービンミサイルによる防護すべき対象物としては、

(1)　原子炉冷却材圧力バウンダリ

(2)　使用済燃料ピット

となる。

以下にそれらに対する検討を行う。

更に川内１号機からの影響についても検討する。

3.1　仮想的タービン・ミサイル

前述のごとく最新設計のタービンは破損事故が起こることはあり得ないことであるが、仮想的なタービン事故を想定し、それによる原子炉冷却材圧力バウンダリ及び使用済燃料ピットに対する影響を評価する。

仮想的タービンミサイルとして

(1)　低圧タービン羽根

(2)　タービンー発電機カップリング（Ｔ－Ｇカップリング）

(3)　低圧タービン翼車（ディスク）

(4)　その他（タービン・ロータ、発電機ロータ等）

想定した。

3.2　低圧タービン羽根の検討

3.2.1　低圧タービン羽根のミサイル化

運転中にタービン羽根が破損すると仮定しては最終翼の付け根の応力が降伏点に達した時に破損するとすると、その回転速度は定格の約160％と予想される。従って、設計最大回転速度118％に対し十分な強度的余裕があり破損することは極めてすくない。

また、仮に設計最大回転速度118％で破損したとすると、その破損翼はフロガイド・フランジに衝突し、その初期エネルギーの半分以上を失う。残留エネルギーはさらにその外に位置する外部車室を貫通する程のものではなく、翼は車室内に留まる。

3.2.2　仮想羽根ミサイル

低圧タービン最終段動翼のケーシング外飛散事故は、前述の如くタービンの構造上からも起こり得ないものであるが、仮りにこの動翼が設計最大回転数118％で破損したとすると、その性状は、

重　　量　　7.7 kg

最小断面積　　3.69㎠

破損瞬時の羽根重心速度　307ｍ／ｓ

となる。

この破損羽根が、低圧タービン外部ケーシングより飛び出した時の残存エネルギー率を、過去の火力タービンの羽根飛散事故例に基づき2.0％とし、外部に対しミサイル化した飛散羽根の速度を求めるものとする。

破損瞬時の羽根の初期エネルギー

$$Es=\frac{1}{2g}\cdot W\cdot Vs^2=\frac{1}{2\times 9.8}\times 7.7\times 307^2=3.7\times 10^4 kg\cdot m$$

ケーシング飛出し後の羽根残存エネルギー

$$Em=\left(\frac{2.0}{100}\right)Es=7.4\times 10^2 kg\cdot m$$

従ってこの仮想ミサイルの飛散初速度は

$$Vm=\sqrt{2g\frac{Em}{W}}=43.4m/s$$

3.2.3　鉄筋コンクリート壁によるミサイル防護効果

鉄筋コンクリート壁の仮想ミサイルに対する防護必要最小厚さの評価を修正ＮＤＲＣ式により行うものとする。

但し、式を使用するに当たって

・形状係数　　1.14（鋭い先端の物体）

・コンクリート４週強度　　225kg／㎠

とする。

必要最小厚さを求めると13.6㎝となり、対象物は十分な防護効果を有する。

3.3　Ｔ－Ｇカップリングの検討

3.3.1　Ｔ－Ｇカップリングのミサイル化

Ｔ－Ｇカップリングの破損は、カップリングそれ自身が破損するか、カップリング部の焼きばめが、緩み抜けるかのいずれかである。カップリングそれ自身の強度は充分に高く、また、カップリング部の焼きばめも定格速度の約200％で緩む。従って、設計最大速度の118％に於いては破損するとは考えられない。

3.3.2　Ｔ－Ｇカップリングのミサイル

前述のようにＴ－Ｇカップリングが破損し、ミサイル化することはあり得ないが、何らかの原因で設計最大速度118％カップリングが破損し、ミサイル化したと仮定する。

その性状は

重　　量	9822kg
慣性モーメント	3008kg・m^2
投影最小面積	3150cm^2
118％破損瞬時の回転速度	222.3rad／ｓ

となる。

今、このＴ／Ｇカップリングの破損時の併進運動エネルギーを過去の火力発電所での発生事故例をもとに算定する。

118％速度時の回転エネルギーは

$$E=\frac{1}{2}\times\frac{3008}{9.8}\left(\frac{2124}{60}\times 2\pi\right)^2=7.59\times10^6\text{kg-m}$$

となり、併進運動エネルギーを初期回転エネルギーの4.5％と

して、飛び出し速度を求める。

併進エネルギー　$E_2=7.59\times10^6\times0.045=3.4\times10^5$kg・m

併進速度　$V=\sqrt{\frac{2gE_2}{W}}=\sqrt{\frac{2\times9.8\times34}{9822}}\times10^2=26.1$m／s

この併進速度によるＴ－Ｇカップリング・ミサイルは、図４に示す飛跡限界から解るように原子炉格納容器及び使用済燃料ピットへは届かず、その影響は極めて小さいものと思われる。また、川内１号機からのＴ－Ｇカップリングミサイルは到達しない。

3.4　タービンディスクの検討

3.4.1　ディスクの破損確率（P_1）

(1)　ＷＨ社の資料*によれば1800rpm、低圧最終翼長40″タービンにおける設計最大速度時の破損確率は、1.6×10^{-10}／年と示されている。

この値は次のように評価されたものである。

a　タービン過速度防御系の主要な構成要素のいくつかにおいて、その所定の機能を満たすことが同時に不可能となり、設計最大速度に達する確率を過速度制御系の信頼性の観点から評価すると、

2.5×10^{-4}／年

となる。

b　設計最大速度時にディスクに生ずる応力は、材料の降伏強さよりはるかに小さく、破損するとすればぜい性破壊によるものとなる。

冷態起動を15回／年として、40年間で600回の応力サイクルがあると考え、ぜい性破壊の生ずる確率を評価すると、

6.3×10^{-7}

となる。

従って、ａ×ｂより1.6×10^{-10}／年となり、ディスクの破損確率は極めて小さい。

＊BYRON／BRAID WOOD STATION PSAR ATTACHMENT 1 TO APPENDIX C O “HYPOTHETICAL TURBINE MISSILES”

(2) 過去の事故例による場合

前述のように現在のタービンにおいては、ディスクの破損に至る確率は極めて小さいと考えられ、ディスク・ミサイルによる影響の評価は必要ないと思われる。

ディスク・ミサイルの評価に当たって、その前提として発生確率（P_1）を過去のディスク破損例をベースとして求め$P_1=5\times10^{-5}$／年とする。

3.4.2 ディスク・ミサイルの到達確率（P_2）評価方法

確率評価の前提条件は以下の通りとする。

(1) 対象物として原子炉冷却材圧力バウンダリ及び使用済燃料ピットとするが、原子炉冷却材圧力バウンダリに対してはその外周にある外周コンクリート壁及び原子炉格納容器の側壁及びトップ・ドーム部を、使用済燃料ピットに対してはその屋根を検討の対象とする。

(3) ディスクの破損は設計最大速度の118％に生じ、ディスク・ミサイル化するものとする。

(4)　タービン・ディスク・ミサイルとしては低圧タービン３台、６流、全30段のディスクにつき考えるものとする。

なお、到達確率の算定に当たっては全30段の平均値とする。

(5)　ミサイルとしては４分割ディスクとし、上方に２片のミサイルを考慮する。

各段のミサイルの諸元は以下の通りである。

表１　ディスク・ミサイルの諸元

ディスク No.	ケーシング貫通後最大速度(m／s)	重　　量 (kg)	最小投影面積 (cm^2)
1	0	2067	－
2	54.4	1642	2318
3	84	1331	1728
4	0	1354	－
5 (最終段)	23	1321	2062

(6)　飛び出し角度範囲は最終段ディスクについては０～25°（外側）中間段ディスクについては±５°とする。

飛び出し速度は０～最大速度で一様分布とする。

(7)　衝突確率の評価に際しては、対象の外周コンクリート壁トップ・ドーム部及び使用済燃料ピットはその平面を、外周コンクリート壁の側壁はその立面を衝突範囲とし、その衝突範囲を微小範囲に区分し、各速度、各飛び出し角度に対しモンテカルロ法で衝突確率を求め全範囲を集積することによって評価する。

(8)　貫通（必要遮蔽厚さ）計算に対しては

コンクリートは、修正ＮＤＲＣ式

鋼板は、ＢＲＬ式

を使用する。

なお、修正ＮＤＲＣ式の使用に当たって

・形状係数　　Ｎ＝0.84(鈍い先端の物体)

・コンクリート４週強度　225kg／cm^2

を使用する。

(9)　対象物の有効厚さの計算に当たっては対象物への入射角（α）を考慮し１／cos^{2}αを採用する。

(10)　遮蔽効果は貫通確率をＰとすると、以下のように与えられる。

$$P = \frac{\int_{Vmin}^{Vmax} P'(V)\,dV}{\int_{Vmin}^{Vmax} dV}$$

ここでＰ’(Ｖ)は、

Ｖ＜Ｖp$_1$の場合Ｐ’(Ｖ)＝０

Ｖp$_1$≦Ｖ≦Ｖp$_2$の場合

$$P'(V) = \frac{Tmax(V) - T}{Tmax(V) - Tmin(V)}$$

Ｖp$_2$＜Ｖの場合、Ｐ’(Ｖ)＝１

ただし、

Ｖmaxは最大速度

Ｖminは最小速度

Ｔmax(Ｖ)は貫通最大厚さの関数

（最小投影面積に対応）

Ｔmin(Ｖ)は貫通最小厚さの関数

（最大投影面積に対応）

Ｔは有効厚さ

Vp_1は、Ｔmax(Ｖ)＝Ｔとなる速度

Vp_2は、Ｔmin(Ｖ)＝Ｔとなる速度である。

3.4.3　ディスク・ミサイルの到達確率（P_2）

(1)　使用済燃料ピットに対する到達確率（P_2）

ディスクNo.	２号機タービンからの到達確率	１号機タービンからの到達確率
1	0	0
2	0.0004630	0
3	0.0006081	0.00000688
4	0	0
5	0	0
計	0.0010711	0.00000688
平　　均	2.14×10^{-4}	1.38×10^{-6}

(2)　原子炉冷却材圧力バウンダリに対する到達確立（P_2）

防護壁としては、外周コンクリート壁の側壁部900㎜（最小厚さ）トップドーム部400㎜、また、原子炉格納容器の鋼板については円筒部38㎜、トップドーム部19㎜を考える。

a　外周コンクリート壁側壁部のコンクリート必要厚さ（最高速度の第３段ディスクで84ｍ／ｓを使用）は1106㎜とな

り、側壁を貫通するが、コンクリート貫通後の速度に対し、鋼板の必要厚さは

円筒部　　28㎜

トップ・ドーム部　　14㎜

である。

従って、格納容器を貫通することはないので原子炉冷却材圧力バウンダリの到達確率は　　$P_2 = 0$

となる。

b　外周コンクリート壁ドーム部については、外周コンクリート壁ドーム部を貫通後、原子炉格納容器鋼板を貫通する確率を求め、原子炉冷却材圧力バウンダリに対する到達確率P_2を計算すると以下の通りである。

（２号機タービンからの到達確率）

ディスクNo.	ドームへの衝突確率	外周コンクリート壁ドーム貫通確率	原子炉格納容器ドーム貫通確率	到達確率P_2
1	0	0	0	0
2	0.02767	0.469	0	0
3	0.02098	0.664	0.238	3.316×10^{-3}
4	0	0	0	0
5	0	0	0	0
			平　均	6.63×10^{-4}

（１号機タービンからの到達確率）

ディスクNo.	ドームへの衝突確率	外周コンクリート壁ドーム貫通確率	原子炉格納容器ドーム貫通確率	到達確率P_2
1	0	0	0	0
2	0	0.469	0	0
3	0.000198	0.664	0.238	3.129×10^{-5}
4	0	0	0	0
5	0	0	0	0
			平　均	6.26×10^{-6}

(3)　ディスク・ミサイルの総合評価

（P_1＝５$\times10^{-5}$／年とする）

（２号機タービンからの到達確率）

使用済燃料ピット　　$P_1\times P_2=1.07\times10^{-8}$／年

原子炉冷却材　側　壁　　$P_1\times P_2=0$

圧力バウンダリ　ドーム部　　$P_1\times P_2=3.32\times10^{-6}$／年

（１号機タービンからの到達確率）

使用済燃料ピット　　$P_1\times P_2=6.90\times10^{-11}$／年

原子炉冷却材　側　壁　　$P_1\times P_2=0$

圧力バウンダリ　ドーム部　　$P_1\times P_2=3.13\times10^{-10}$／年

以上の結果からディスク・ミサイルによる原子炉冷却材圧力バウンダリ及び使用済燃料ピットに対する影響は極めて小さいものであると判断される。

3.5　その他（高圧ロータ、発電機ロータ）の検討

3.5.1　高圧ロータ

高圧ロータは、直径が小さく初期エネルギは小さい。また、高圧タービンは、内圧に耐えるよう厚肉のケーシング及び質量の大きい翼環を採用しているため、高圧ロータが118％速度で破裂してもケーシング内にとどまり、外部ミサイルとならない。

検討結果

○ １／４	ロータ破片の重量	13.7ｔ
○ 〃	外径	1700㎜
○ 〃	長さ	3810㎜
○ 〃	初期エネルギE_0（118％速度時）	4.52×10^6kg・m
○ 車室上半の重量		65.7ｔ
○ 非弾性衝突に対し圧縮、剪断等で吸収されるエネルギ　ΔＫＥ（１／４ロータ片に対し）		3.01×10^6kg・m
○ 車室の引張変形で吸収できるエネルギ（１／４ロータ片に対し）Ｅｔ		4.09×10^6kg・m
○ ボルトで吸収できるエネルギ（　同　上　）Ｅｂ		2.97×10^6kg・m

$E_0 < \Delta KE + Et$ 及び $E_0 < \Delta KE + Eb$

であるので、ロータが118％速度で破裂しても、ケーシングを貫通したり、ボルトが切れて、ケーシングとロータがミサイルとして飛び出すことはない。

3.5.2　発電機ロータ

発電機ロータは、固定子の半径方向厚み及び質量が大きいことから118％速度で破裂しても、固定子内にとどまり、外部ミサイルとならない。

検討結果

○	１／４　ロータ破片の重量	30.6ｔ
○	〃　外径	1700㎜
○	〃　長さ	6950㎜
○	〃　初期エネルギＥ$_0$（118％速度時）	22.7×10^6kg・m
○	固定子重量	232ｔ
○	非弾性衝突に対し圧縮、剪断等で吸収されるエネルギ　ΔＫＥ（１／４ロータ片に対し）	13.3×10^6kg・m
○	固定子の引張変形で吸収できるエネルギ（　同上　）Ｅｔ	62.3×10^6kg・m

Ｅ$_0$＜ΔＫＥ＋Ｅｔであるからロータが118％速度で破裂しても固定子を貫通したり、ミサイルとして飛び出すことはない。

以上から、破損ロータのミサイル化は考えられない。

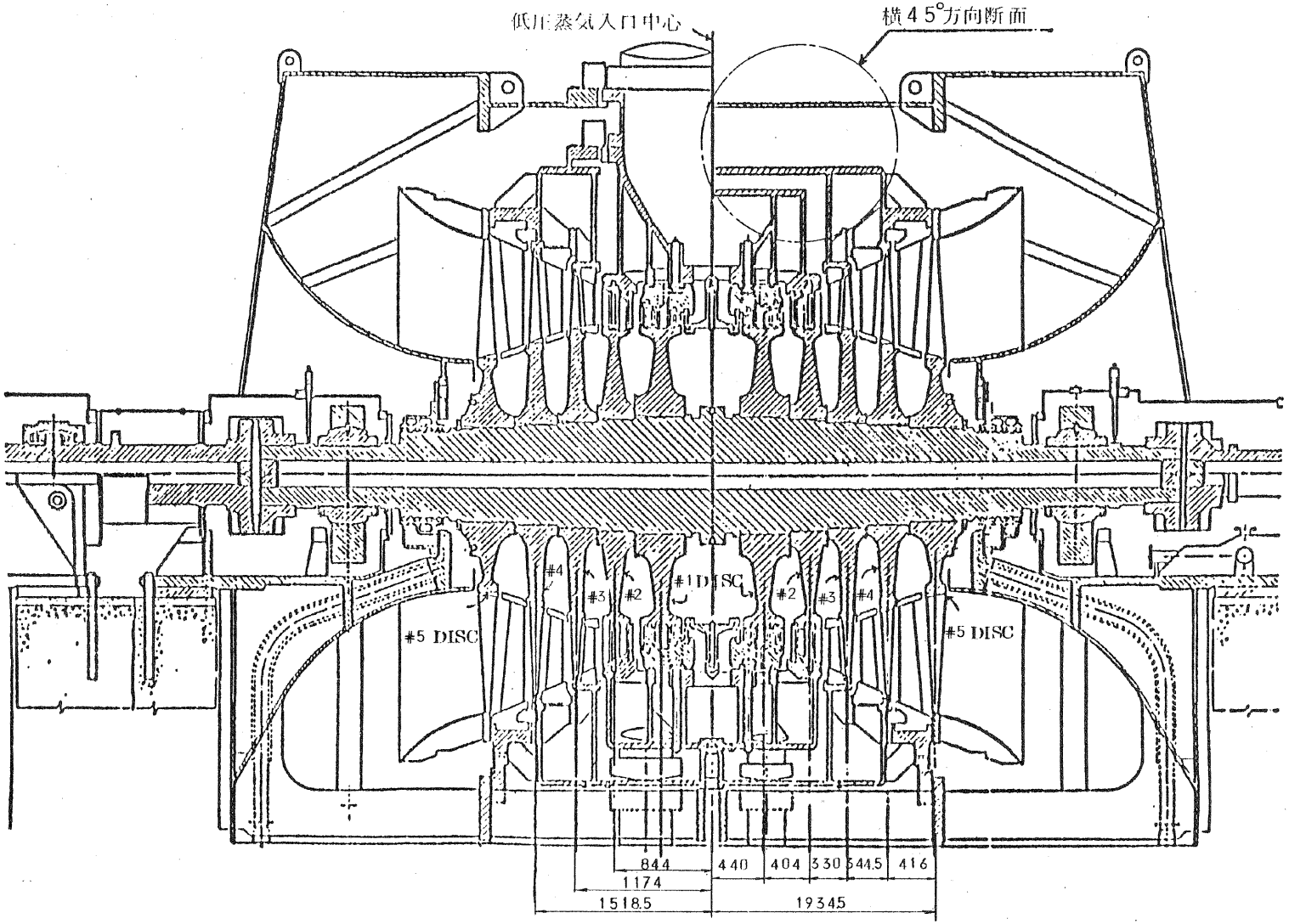


図2　低圧タービン断面図

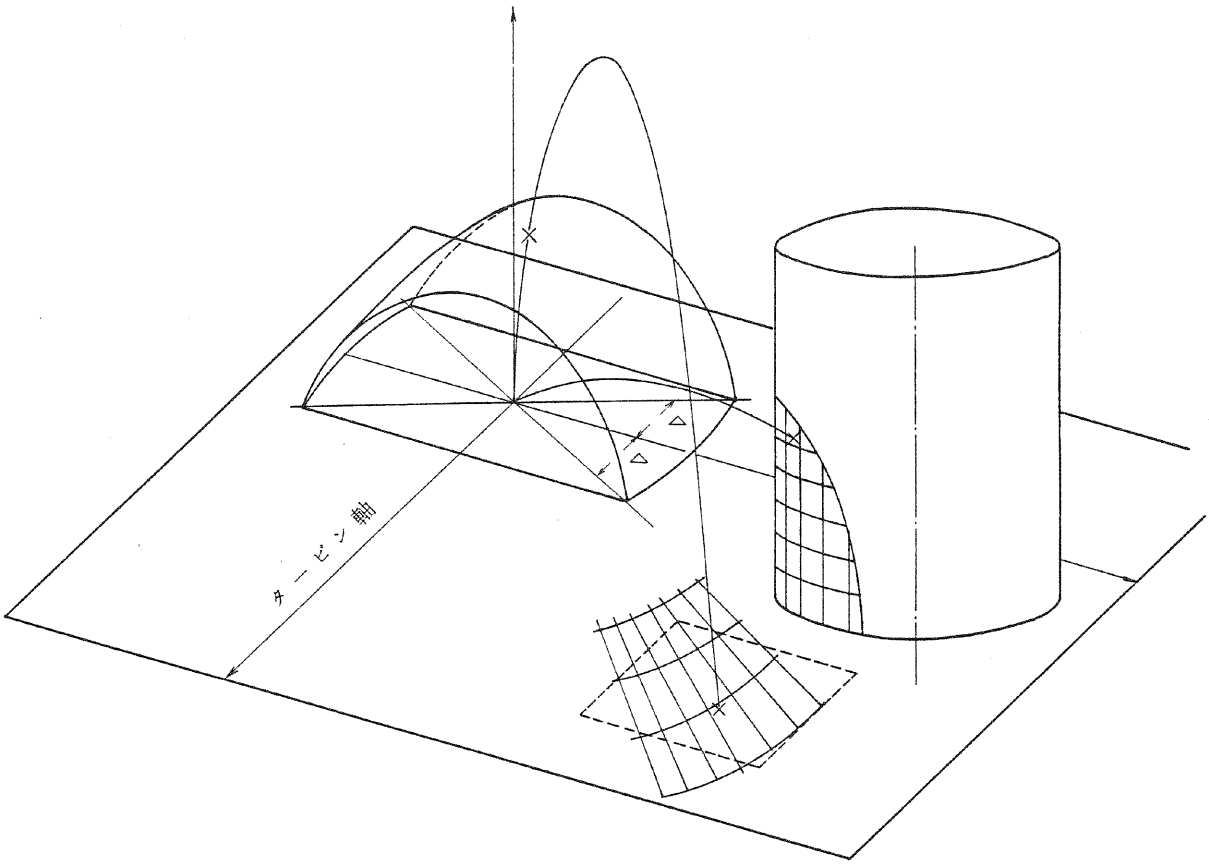


図３　解析モデル図

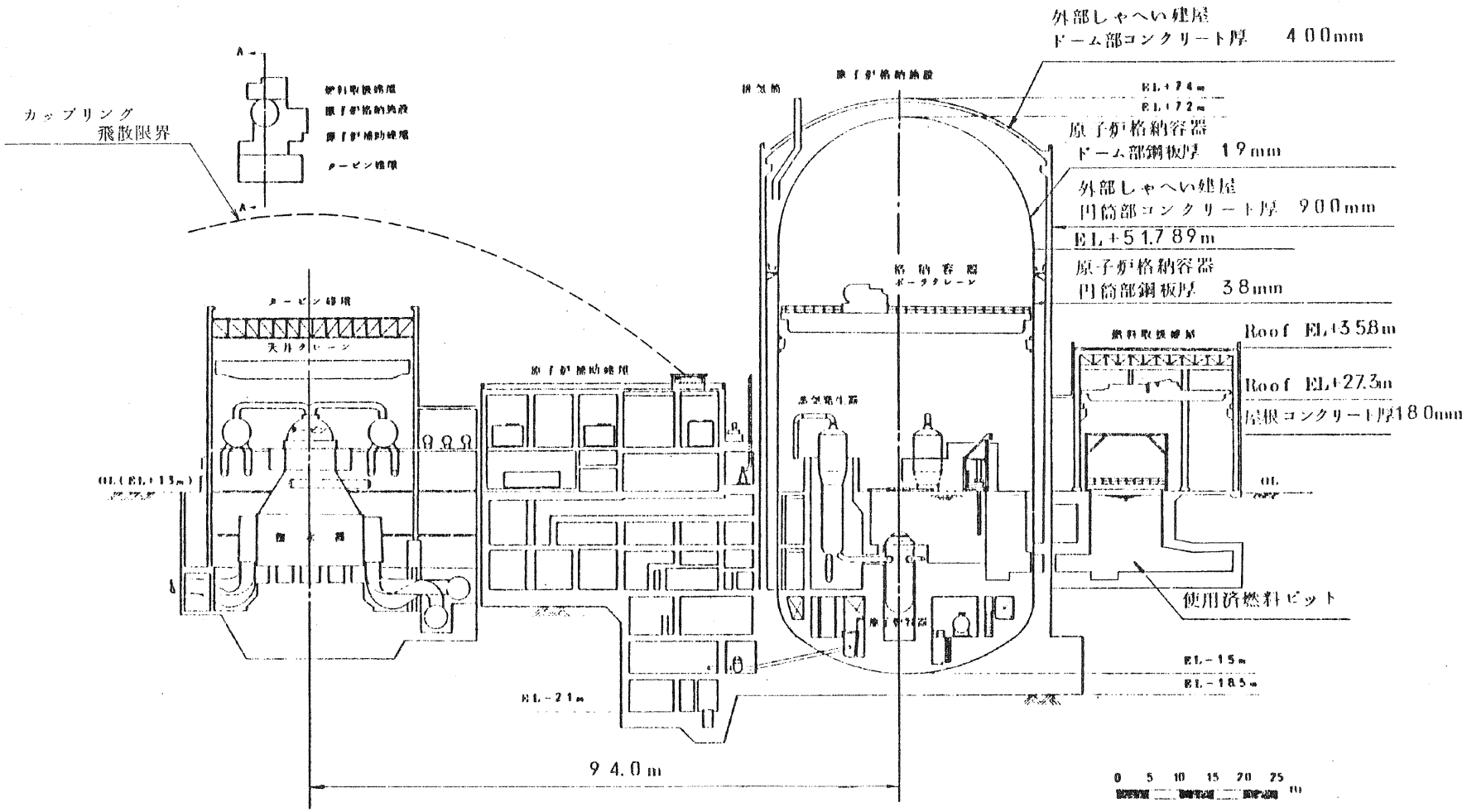

外部しゃへい建屋
ドーム部コンクリート厚　400mm
カップリング
飛散限界
原子炉格納容器
ドーム部鋼板厚　19mm
外部しゃへい建屋
円筒部コンクリート厚　900mm
EL+51.789m
原子炉格納容器
円筒部鋼板厚　38mm
Roof EL+35.8m
Roof EL+27.3m
屋根コンクリート厚180mm
使用済燃料ピット
EL-15m
EL-18.5m
EL-21m
94.0m
0 5 10 15 20 25 m

図4　断　面　図

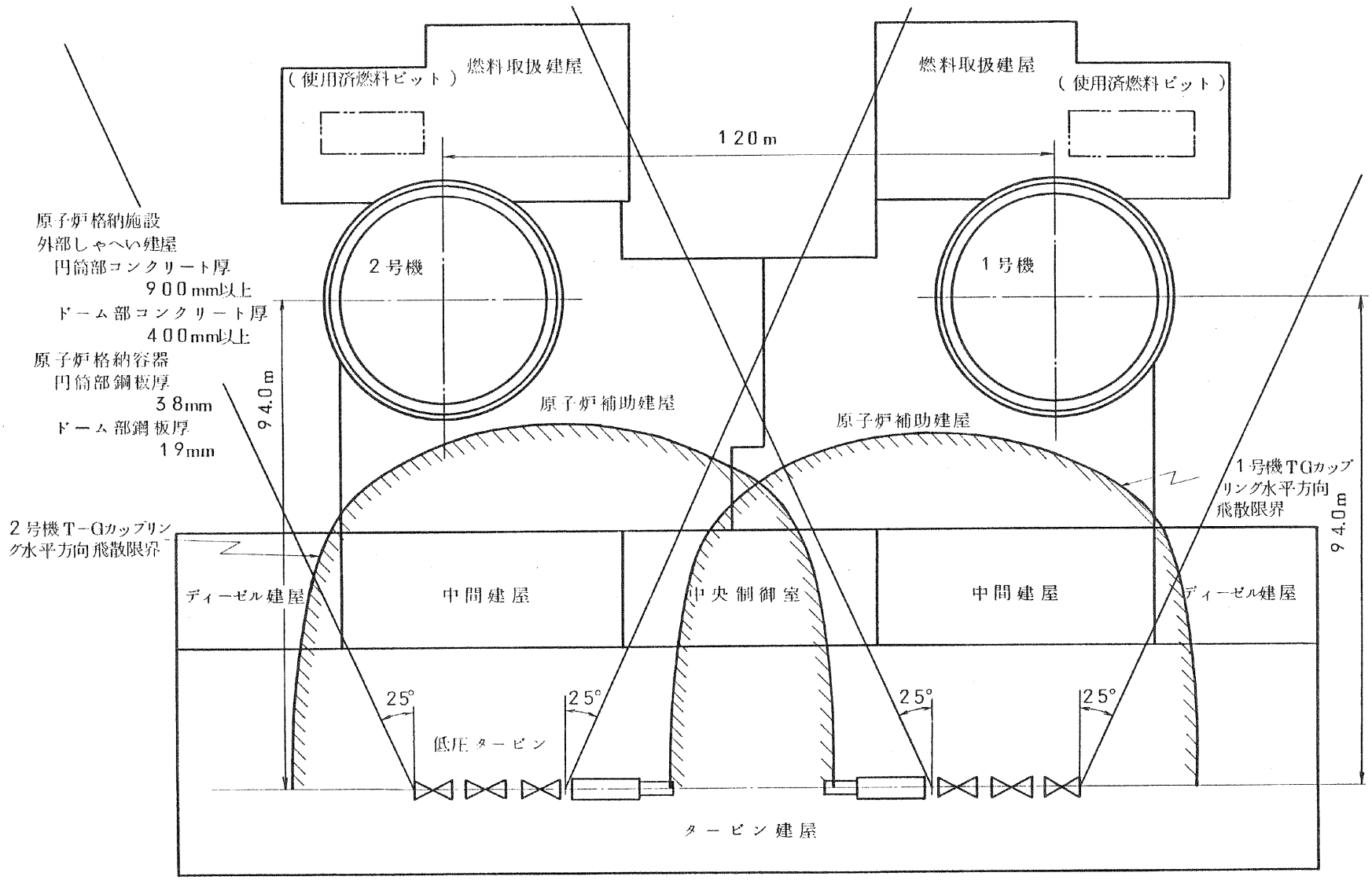

燃料取扱建屋
（使用済燃料ピット）
燃料取扱建屋
（使用済燃料ピット）
120m
原子炉格納施設
外部しゃへい建屋
円筒部コンクリート厚
900mm以上
ドーム部コンクリート厚
400mm以上
原子炉格納容器
円筒部鋼板厚
38mm
ドーム部鋼板厚
19mm
2号機
1号機
94.0m
原子炉補助建屋
原子炉補助建屋
1号機TGカップリング水平方向飛散限界
2号機T-Gカップリング水平方向飛散限界
94.0m
ディーゼル建屋
中間建屋
中央制御室
中間建屋
ディーゼル建屋
25°
25°
25°
25°
低圧タービン
タービン建屋
0 5 10 15 20 25 m

図5　平面配置図

追　補　3

「10．その他発電用原子炉の附属施設」の追補

添付書類八「10．その他発電用原子炉の附属施設」の記述に次のとおり追補する。

Ⅰ　火災に対する設計上の考慮について

１．まえがき

川内２号機は火災により発電用原子炉施設の安全性が損なわれないように、安全上重要な構築物、系統及び機器に対し、発電用軽水型原子炉施設の火災防護に関する審査指針及び国内の関連法規類に準拠して以下の設計方針により火災防護対策を行なう。

２．基本方針

安全上重要な構築物、系統及び機器の防火対策は、火災発生の防止、火災検知及び消化、並びに火災による影響の軽減の三つの方策を組合せて行なう。

(1)　火災発生防止

ａ．発電用原子炉施設の設計にあたっては、発火性又は引火性の油あるいは水素を内包する系統の漏洩防止、電気系統の地絡、短絡等に起因する過電流による過熱の防止を考慮する。

ｂ．安全上重要な構築物、系統及び機器は実用上可能な限り不燃材、又は難燃材を使用するとともに、適切な耐震設計を行なう。

(2)　火災検知及び消火

ａ．発電用原子炉を停止し、余熱を除去するために必要な安全上重要な設備及び放射性物質の制御されない放出を防止するために必要な設備には適切な火災検出装置及び消火設備を設ける。

消火活動が十分に行ない得ない区域には、自動又は遠隔操作の消火設備を設ける。

ｂ．安全上重要な構築物、系統及び機器は消火活動並びに消火設備の破損、誤動作又は誤操作によりその安全機能を損なわれな

いようにする。

(3)　火災の影響の軽減

ａ．発電用原子炉を停止し、余熱を除去するために必要な安全上重要な構築物、系統及び機器は、耐火壁、隔壁、間隔及び消火設備の組合せにより火災の影響を軽減し防護する。

ｂ．発電用原子炉施設の想定される火災により、発電用原子炉に外乱が及び、かつ、安全系の作動が要求される場合には、その安全系に単一故障を仮定しても発電用原子炉を高温停止できるようにする。

ｃ．低温停止に必要な系統は、想定される火災によっても、その機能を喪失しないようにする。

３．設計方針

(1)　火災発生防止

発電用原子炉施設の設計にあたっては、発火性又は引火性の油あるいは水素を内包する系統の漏洩防止、電気系統の地絡、短絡等に起因する過電流による過熱の防止を考慮する。

油、水素又はその他の可燃物を内包する機器としては１次冷却材ポンプ、充てん／高圧注入ポンプ、ディーゼル発電機、体積制御タンク、水素分離装置、水素タンク、水素廃ガス減衰タンク、タービン、タービン油タンク、主要変圧器、発電機、アスファルト固化装置及び固体廃棄物貯蔵庫がある。

ａ．油を内包する機器については、シール構造を採用することにより漏洩を防止するとともに、油面計、せきの設置等により漏洩の早期発見及び拡大防止を計る。

b．水素を内包する系統については、無漏洩構造弁を採用し、配管接続部は原則として溶接することにより漏洩を防止する他、水素の圧力又は純度等を監視する。

c．水素の供給設備は、安全上重要な構築物、系統及び機器を内蔵する火災区域外で、かつ、換気を考慮した場所に設置する。

d．バッテリ室には換気設備を設置する。

e．電気機器の地絡、短絡又は過電流の発生による電気機器の焼損を防止するために過負荷保護、短絡保護設備を設ける。

f．アスファルト固化装置においてアスファルトを加熱する熱媒系は閉ループとする。

g．安全上重要な構築物は鉄筋コンクリート、鋼材等により構成する。

h．安全上重要な系統及び機器は原則として鋼材で構成する。（ケーブルトレイ、電線管はそれぞれ鋼材、鋼管とする）

i．安全上重要な機器の配船は原則として難燃性ケーブルを使用する。

j．建屋内に設ける変圧器は難燃性材料を使用した乾式変圧器を使用する。

k．安全上重要な構築物、系統及び機器を設置している区域のち、手動消火のための接近が困難な場所でかつ遠隔消火装置がない場合には原則として可燃物の集積は行わない。

l．火災区域内で油のような可燃性材料を使用する場合には、火災区域内貯蔵量は運転上の要求に見合う最低量とする。

m．多量の油の供給設備は安全上重要な構築物、系統及び機器を内蔵する火災区域外に設置する。

ｎ．発電用原子炉施設の避雷設備として、発電用原子炉施設のうちで最も高い原子炉建屋の頂部にJIS A 4201に基づき避雷針を設け、落雷による火災発生を防止する。

ｏ．安全上重要な構築物、系統及び機器は耐震設計審査指針の重要度分類に基づいて適切な耐震設計を行い、破損又は倒壊を防ぐことにより火災発生を防止するとともに、安全上重要な構築物、系統及び機器以外の設備の破損・発火によっても悪影響を受けないよう適切な配置設計、耐震設計を行う。

(2)　火災検知及び消火

ａ．発電用原子炉を停止し、余熱を除去するために必要な安全上重要な構築物、系統及び機器並びに放射性物質の制御されない放出を防止するために必要な設備を火災の悪影響から防護するために、必要な区域には適切な火災検出装置及び消火設備を設ける。

ｂ．火災検出装置は火災の性質、室の構造、空気流等の環境条件を考慮して設置する。

ｃ．火災検出装置は非常用電源から給電する他、火災警報集合盤を中央制御室に設置し、警報発信時の火災発生場所確認を安易にするとともに、火災の一括警報を中央制御盤に表示する。

第１図に火災検出装置の概念図を示す。

ｄ．消火設備として水消火設備及び炭酸ガス消火設備を設置する。

ｅ．消火設備のうち下記の消火設備は火災検出装置により自動作動させる。

ディーゼル発電機室	炭酸ガス自動消火設備
ディーゼル燃料油タンク	同　　上

屋外油入変圧器　　自動水消火設備

ｆ．ディーゼル発電機室炭酸ガス自動消火設備は、その作動に先立ち警報を発し、立入者の安全を計る。

ｇ．遠隔手動消火設備を下記の通り設置する。

１次冷却材ポンプ	手動炭酸ガス消火設備
ケーブル処理室	手動水消火設備
格納容器空気浄化フィルタ	同　上

ｈ．消火栓を総ての火災区域の消火活動に対処できるように配置するとともに、水消火設備は十分な容量の設備とし、配管は他の目的に使用しない。またポンプは２重化（電動及びディーゼル機関駆動）とするとともに故障時の警報を中央制御室に示す。

ｉ．ケーブル処理室水消火設備の火災時散水により、安全上重要な構築物、系統及び機器の安全機能が著しく阻害されないようにする。

ｊ．管理区域内の消火水はプラント外へ流出しないようにする。

ｋ．水素分離装置（水素廃ガス減衰タンクを含む）、アスファルト固化装置、固体廃棄物貯蔵庫には適切な火災検出装置及び消火設備を設ける。

ｌ．水消火系配管のうち、１次系建屋内配管には、配管破損により安全上重要な設備の安全機能を損なうことがないように、耐震性を考慮した配管サポート設計等を行なう。

ｍ．屋外油入変圧器は、いずれも耐候型で、かつ充電部の露出が無い型式を採用するため自動水消火設備の誤動作による影響は全くない。

ｎ．ディーゼル発電機室及びディーゼル燃料油タンクの炭酸ガス

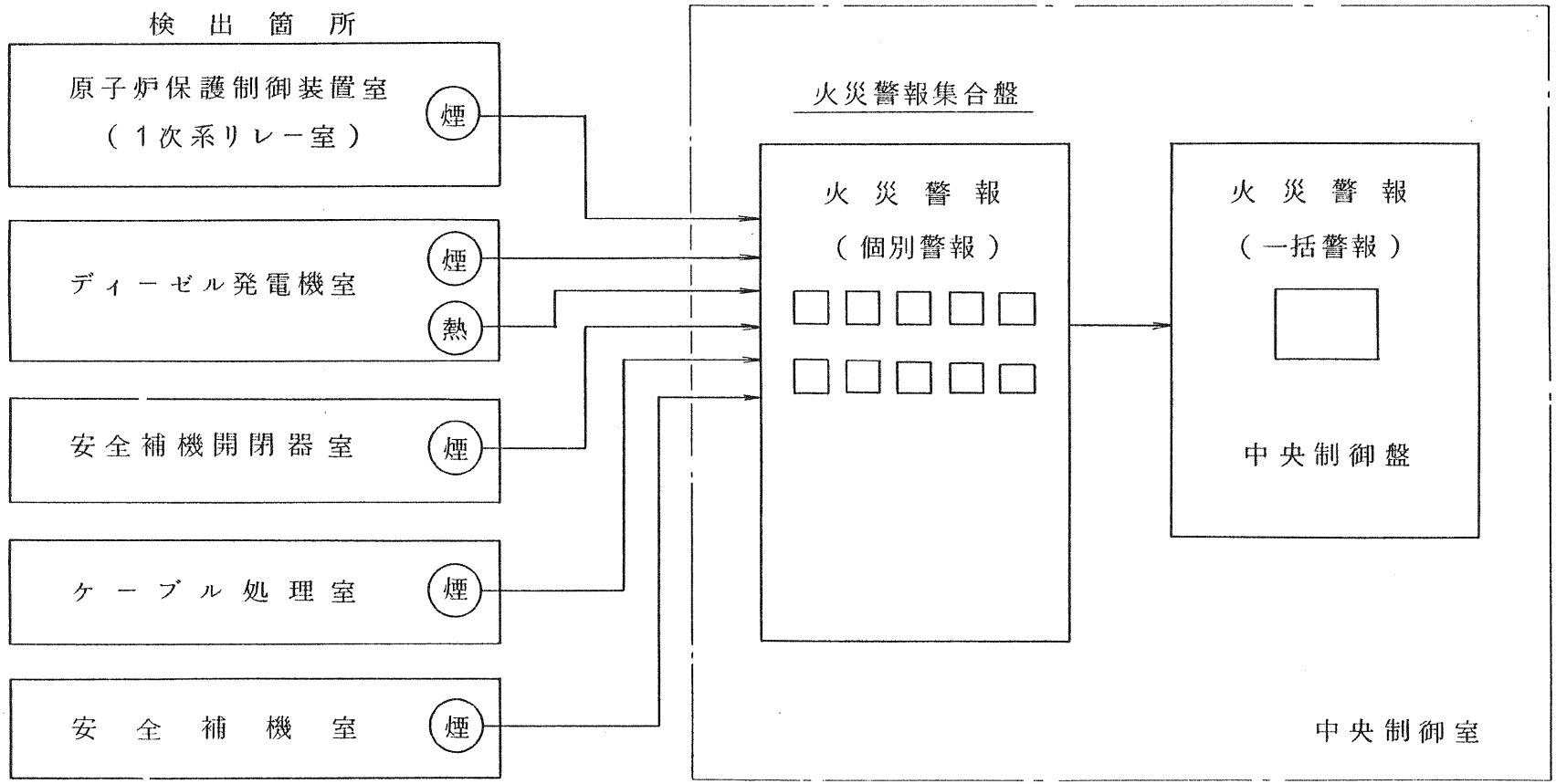
自動消火設備は、炭酸ガスが不活性であり、かつディーゼルエンジンの吸排気口をディーゼル発電機室外設置とするため、その誤動作によりディーゼル発電機の機能を損なうことはない。

o．ケーブル処理室水消火設備は、室外の止め弁を２重にし、ご操作を防止するとともに、スプリンクラヘッドには開放型を使用し、室内の配管には水がたまらないようにする。

p．考慮すべき自然事象としては台風、地震等が考えられる。台風に対しては、消火設備の機器及び構築物を建築基準法に基づいた風圧で設計するのでその性能が著しく阻害されることはない。

地震に対しては、有意に起こると考えられる地震に基づく耐震設計を行うので、火災時に地震が同時に発生したとしても、消火設備の性能が著しく阻害されることはない。

第１図　火災検出装置概念図



(3)　火災の影響の軽減

ａ．安全上重要な構築物、系統及び機器が設置されている区域のうち、火災の影響を受ける恐れのある所は、適切な区画により火災区域を設定する。

例えばディーゼル発電機は、Ａ、Ｂ２台設置するが各々耐火壁構造の室内に設置し、火災の影響を受けないようにする。

ｂ．各火災区域については、耐火壁により隣接区域間の延焼防止を行うか、若しくは耐火壁、隔壁、間隔及び消火設備の組合せにより隣接区域間及び火災区域内の延焼防止を行う。

例えば１次系継電器は、耐火壁により隣接区域の火災の影響を受けないようにするとともに、室内では間隔によりトレンＡ、Ｂの分離を行いかつ保護系と制御系の分離は隔壁（保護系計器、制御系計器は各々別の鋼板製盤に収納する）で行う他、手動消火器を設置し火災の影響の軽減を行う。

ｃ．火災区域を貫通するケーブルトレイは耐火シールを行い、出入口には火災評価により必要に応じて防火扉を設置する。また換気系ダクトには必要に応じて防火ダンパを設置する。

ｄ．発電用原子炉施設の想定される火災により、発電用原子炉に外乱が及び、かつ発電用原子炉を高温停止することが要求される場合に必要な安全機能は原子炉トリップ系及び補助給水系である。これらは単一故障を仮定しても発電用原子炉を高温停止できるように設計する。

また、高温停止状態から低温停止状態を達成するのに必要な安全上重要な設備は、想定される火災によっても機能を喪失することのないように多重性並びに適切な区画等による火災の影

響軽減を考慮した設計とする。

4．想定火災時の原子炉停止機能

(1)　想定火災の考え方

1）運転管理の範囲内で各区域に存在する可燃性材料、発火源による火災を想定する。

2）火災の態様についても1）と同様に考える。すなわち、引火性材料の火災及び電気火災を想定する。

3）想定火災の対象物

①　引火性材料火災

a　油　火　災

燃料油、潤滑油等の油槽、油入変圧器及びアスファルト固化装置

b　水素ガス火災

水素ガス使用系統、同タンク

②　電気火災

ケーブル（変圧器、電動機、しゃ断器、無停電電源装置等は可燃物が少なく、いわゆる延焼を伴う火災とならないため除く）

なお、故意の引火性可燃物持込みによる火災は、防火管理を十分に行うことによって発生しないものとする。

(2)　想定火災の態様、影響範囲限定の考え方

1）想定火災の態様

①　計装ケーブルは電流源も小さく、原則として1ケーブル1回路であるので、実際的な火災としては1回路の機能喪失を

ひき起すとする。

② 制御及び電力ケーブルは、１トレイのケーブルの機能喪失（通電不能）を考える。

③ 油、水素ガスの火災では、当該補機は機能喪失するものとする。

２）火災影響の限定

原子炉停止、余熱の除去に必要な安全系は両トレン間の延焼防止を計る。

① 多量の引火性材料は耐火壁にて延焼防止

（例）充てん／高圧注入ポンプ、ディーゼル発電機

② 引火性材料が量的に少ない所は、隔壁、距離により延焼防止

（例）ほう酸ポンプ

③ 安全系ケーブルトレイは第２図に示すように分離を行う事により電気火災は伝播しないとする。

(3) 想定する火災エリア

油又は水素を内包する具対的な機器は以下の通りで、これらが設置されるエリアからの火災を想定する。

１）油

非常用ディーゼル発電機

１次冷却材ポンプ

充てん／高圧注入ポンプ

タービン発電機、油タンク、主給水ポンプ

タービン動補助給水ポンプ

主変圧器、所内変圧器、起動変圧器、予備変圧器

アスファルト固化装置

２）水　　素

水素分離装置（水素廃ガス減衰タンクを含む）

体積制御タンク

蓄　電　池

主発電機

また、電気火災についてはケーブルを想定する。

(4) 想定火災による原子炉外乱及び原子炉外乱時の停止機能

想定火災エリア毎に機器の発火を想定し、その影響による原子炉外乱の有無及び原子炉外乱時に高温停止するのに必要な機能について検討した結果、想定火災による原子炉外乱としては、１次冷却材流量（部分）喪失、負荷喪失、原子炉トリップ、主給水喪失があり、この時に発電用原子炉を高温停止するのに必要な安全機能は原子炉トリップ及び補助給水である。これらは単一故障を仮定しても発電用原子炉を高温停止できるように設計する。

また、高温停止状態から低温停止状態を達成するのに必要な安全上重要な設備（余熱除去ポンプ、ほう酸ポンプ、充てん／高圧注入ポンプ等）は想定される火災によっても機能を喪失することのないように多重性、耐火壁、隔壁、離隔を考慮した設計とする。

第２図　安全系ケーブルトレイの分離

安全系のケーブルトレイは下記のように分離する。

1.　ケーブル処理室

(1)　異なる系統のケーブルトレイ相互間の分離距離

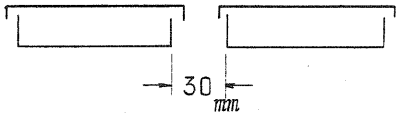
a.　水平方向　　３００㎜以上

b.　垂直方向　　９００㎜以上

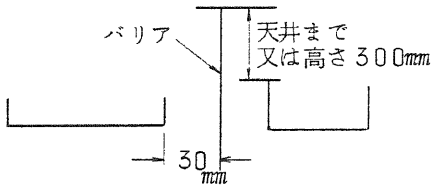
(2)　上記分離距離が保てない場合は、コンジット布設（電力回路）か、下記に示すいづれかの方法で分離する。

a.　水平方向

(a)

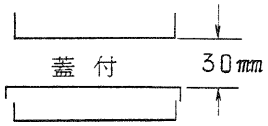


(b)

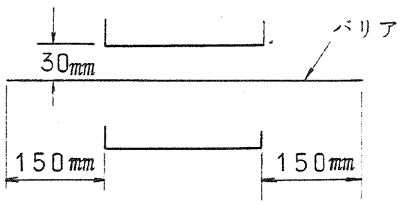


b.　垂直方向

(a)

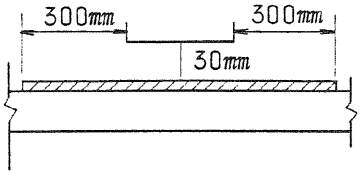


(b)

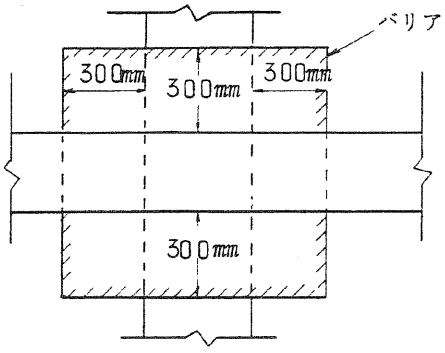


c.　交　　差

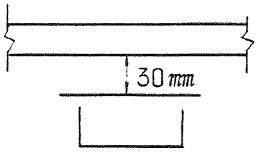
(a)



(b)



(c)



２．一般区画

(1)　異なる系統のケーブルトレイ相互間の分離距離は

水平方向　900㎜以上　　垂直方向　1,500㎜以上

(2)　上記分離距離が保てない場合はコンジット布設か、閉鎖トレイの使用又はケーブル処理室と同様な分離とする。

(3)　格納容器電線貫通部も配線経路の一部として扱い、上記の分離と同様とする。

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

目　　次

１．放射線防護に関する基本方針
1.1　基本的考え方
1.2　具体的方法

２．発電所の放射線管理
2.1　管理区域、保全区域及び周辺監視区域の設定
2.1.1　管理区域
2.1.2　保全区域
2.1.3　周辺監視区域
2.2　管理区域内の管理
2.3　作業管理
2.3.1　人の出入管理
2.3.2　物品の出入管理
2.3.3　管理区域内の区分
2.3.4　作業管理

2.4　個人管理

2.5　保全区域内の管理

2.6　周辺監視区域内の管理

2.7　放射性廃棄物の放出管理

2.7.1　気体廃棄物

2.7.2　液体廃棄物

３．周辺監視区域境界及び周辺地域の放射線監視

3.1　空間放射線量の監視

3.2　環境試料の放射能監視

3.3　異常時における測定

４．放射性廃棄物処理

4.1　放射性廃棄物処理の基本的考え方

4.2　気体廃棄物処理

4.2.1　気体廃棄物の発生源

4.2.2　１次冷却材中の希ガス及びよう素の濃度

4.2.3　気体廃棄物の放出量

4.3　液体廃棄物処理

4.3.1　液体廃棄物の発生源

4.3.2　液体廃棄物の発生量

4.3.3　液体廃棄物の放出量

4.4　固体廃棄物処理

4.4.1　固体廃棄物の種類とその発生量

4.4.2　保管管理

4.5　参考文献

５．平常運転時における発電所周辺の一般公衆の受ける線量評価

5.1　実効線量の計算

5.1.1　気体廃棄物中の希ガスのγ線による実効線量

5.1.2　液体廃棄物中の放射性物質による実効線量

5.1.3　よう素による実効線量

5.2　線量評価結果

5.3　参考文献

表

第2.2.1表　管理区域内の遮へい設計基準

第2.2.2表　管理区域内のエリアモニタ

第2.2.3表　管理区域内の放射性物質等の測定方法

第2.2.4表　系統内の放射能測定用モニタ

第2.6.1表　周辺監視区域内における外部放射線に係る線量当量の測定内容

第2.7.1表　排気筒ガスモニタ及び排気じんあいモニタ

第3.1.1表　空間放射線量の監視用設備

第4.2.1表　１次冷却材中の希ガス及びよう素の濃度

第4.2.2表　希ガスの放出量（１号及び２号炉各炉）

第4.2.3表　よう素の放出量（１号及び２号炉各炉）

第4.2.4表　希ガス及びよう素の放出量

第4.3.1表　液体廃棄物の年間推定発生量及び放出量

第4.3.2表　液体廃棄物の核種構成

第4.4.1表　固体廃棄物の年間推定発生量

第5.1.1表　実効線量評価に用いる排気筒有効高さ

第5.1.2表　着目方位及び隣接２方位への最大放出回数

第5.1.3表　実効線量評価に用いる気象条件(1)

第5.1.4表　実効線量評価に用いる気象条件(2)

第5.1.5表　周辺監視区域境界外における希ガスのγ線による年間実効線量（１号及び２号炉合算）

第5.1.6表　敷地境界外における希ガスのγ線による年間実効線量（１号及び２号炉合算）

第5.1.7表　液体廃棄物中に含まれる核種ｉの実効線量への換算係数
第5.1.8表　液体廃棄物の放水口濃度
第5.1.9表　海産物の濃縮係数
第5.1.10表　気体廃棄物中のよう素による実効線量（１号及び２号炉合算）

図

第2.1.1図　管理区域及び保全区域図（特定重大事故等対処施設を含む。）
第2.1.2図　管理区域詳細図（地下５階～地下３階）
第2.1.3図　管理区域詳細図（地下２階）
第2.1.4図　管理区域詳細図（地下１階）
第2.1.5図　管理区域詳細図（１階）
第2.1.6図　管理区域詳細図（２階）
第2.1.7図　周辺監視区域図
第4.1.1図　気体廃棄物処理系統説明図（換気系等を含む。）
第4.1.2図　液体廃棄物処理系統説明図
第4.1.3図　固体廃棄物処理系統説明図
第4.3.1図　液体廃棄物の年間発生量とその放射性物質の濃度（１号炉、評価ベース）
第4.3.2図　液体廃棄物の年間発生量とその放射性物質の濃度（２号炉、評価ベース）
第5.1.1図　評価地点

１．放射線防護に関する基本方針

1.1　基本的考え方

放射線の被ばく管理及び放射性廃棄物の廃棄に当たっては、「核原料物質、核燃料物質及び原子炉の規制に関する法律」（以下「原子炉等規制法」という。）及び「労働安全衛生法」を遵守し、発電所周辺の一般公衆及び放射線業務従事者等が、本発電所に起因する放射線被ばくから十分安全に保護されるように放射線防護対策を講じる。

さらに、発電所周辺の一般公衆の受ける線量については、「発電用軽水型原子炉施設周辺の線量目標値に関する指針」（以下「線量目標値に関する指針」という。）に基づき、合理的に達成できる限り低くすることとする。

なお、放射線の被ばく管理及び放射性廃棄物の廃棄の運用については、今後、発電用原子炉施設の最終的な詳細設計に合わせて十分検討の上、「原子炉等規制法」に基づいて作成する保安規定にこれを定める。

1.2　具体的方法

(1)　放射線防護に関して、外部被ばくに対しては十分な遮へい設備により、また、空気汚染等による内部被ばくに対しては、換気設備等によりこれを無視できる程度に下げる方針で設計し運用する。

(2)　放射線業務従事者等に対しては、無用の放射線被ばくを防止するために、管理区域を設定して立入りの制限を行い、外部放射線に係る線量当量、空気中若しくは水中の放射性物質の濃度及び床等の表面の放射性物質の密度を監視してその結果を管理区域内の諸管理に反映する。

(3)　放射線業務従事者等の線量を測定評価し、線量の低減に努めるとともに、その結果を作業環境の整備及び作業方法等の改善に反映する。

さらに、定期的に健康診断を行って身体的状態を把握する。

(4)　管理区域の外側に周辺監視区域を設定して、この区域内での人の居住を禁止し、境界にはさく又は標識を設ける等の方法によって人の立入りを制限する。

(5)　気体及び液体廃棄物の放出管理については、発電所周辺の一般公衆の受ける線量が「線量目標値に関する指針」に定める線量目標値を超えないように努める。

２．発電所の放射線管理

2.1　管理区域、保全区域及び周辺監視区域の設定

2.1.1　管理区域

炉室、使用済燃料の貯蔵施設、放射性廃棄物の廃棄施設等の場所であって、その場所における外部放射線に係る線量、空気中の放射性物質の濃度又は放射性物質によって汚染された物の表面の放射性物質の密度が「実用発電用原子炉の設置、運転等に関する規則の規定に基づく線量限度等を定める告示」（以下「線量限度等を定める告示」という。）（第２条）に定められた値を超えるか又は超えるおそれのある区域はすべて管理区域とする。実際には、部屋、建物その他の施設の配置及び管理上の便宜をも考慮して原子炉格納施設、原子炉補助建屋の大部分、燃料取扱建屋、固体廃棄物貯蔵庫、廃棄物処理建屋等を管理区域とする。

また、運用段階でもしも一時的に上記管理区域に係る値を超えるか又は超えるおそれのある区域が生じた場合は、一時管理区域とする。

管理区域については、「実用発電用原子炉の設置、運転等に関する規則」（第８条）に従って、次の措置を講じる。

(1)　壁、さく等の区画物によって区画するほか、標識を設けることによって明らかに他の場所と区別し、かつ、放射線等の危険性の程度に応じて人の立入制限、かぎの管理等の措置を講じる。

(2)　床、壁、その他人の触れるおそれのある物であって放射性物質によって汚染された物の表面の放射性物質の密度が「線量限度等を定める告示」（第５条）に定める表面密度限度を超えないようにする。

(3) 管理区域から人が退去し又は物品を持ち出そうとする場合には、その者の身体及び衣服、履物等身体に着用している物並びにその持ち出そうとする物品（その物品を容器に入れ又は包装した場合には、その容器又は包装）の表面の放射性物質の密度が(2)の表面密度限度の十分の一を超えないようにする。

管理区域は第2.1.1図～第2.1.6図に示すように設定する。

2.1.2 保全区域

「実用発電用原子炉の設置、運転等に関する規則」（第１条）の規定に基づき発電用原子炉施設の保全のために特に管理を必要とする原子炉補助建屋で管理区域以外の区域及びタービン建屋等を第2.1.1図に示すように保全区域として設定する。

2.1.3 周辺監視区域

線量、空気中若しくは水中の放射性物質の濃度が「線量限度等を定める告示」（第３条及び第９条）に定められた値を超えるおそれのある区域を周辺監視区域とする。実際には管理上の便宜も考慮して第2.1.7図に示すように設定する。

「実用発電用原子炉の設置、運転等に関する規則」（第８条）の規定に基づき、周辺監視区域には人の居住を禁止し、境界にさく又は標識を設ける等の方法によって周辺監視区域に業務上立ち入る者以外の者の立入りを制限する。

2.2　管理区域内の管理

管理区域内の各区域は、外部放射線に係る線量当量率、放射線業務従事者等の立入り頻度等に差異があるため、これらのことを考慮して区域内管理及び作業管理を行う。

作業管理については、「2.3 作業管理」で述べることにし、ここでは区域内管理について述べる。

管理区域内の管理は、遮へい及び換気設備等の防護施設の設置、維持及び外部放射線に係る線量当量等を監視することにより行う。

以下、その具体的な方法について述べる。

(1)　遮　へ　い

放射線業務従事者等の立入場所における線量を合理的に達成できる限り低減するため、関係各区域への立入りの頻度、滞在時間等を考慮して第2.2.1表のように管理区域を３区分に分け、これらの外部放射線に係る基準線量率に適合する維持管理を行えるよう遮へいを設ける。

第2.2.1表　管理区域内の遮へい設計基準

区　　分		外部放射線に係る設計基準	代表箇所
管理区域内	第Ⅱ区分	≦　0.01mSv／h	一般通路等
	第Ⅲ区分	≦　0.15mSv／h	操作用通路等
	第Ⅳ区分	＞　0.15mSv／h	機器室等

遮へいの具体的な説明は、「添付書類八 8.3 遮へい設備」に示す。

(2) 換　　気

放射線業務従事者等を放射性物質での汚染による被ばくから防護するため、換気設備は次の条件を満足するように管理する。

a．換気は系統ごとに行い汚染の拡大を防止していること。

b．各換気系統について空気の供給は清浄区域から行い、汚染の可能性のある区域に向かって流れていること。

c．フィルタは所定の性能を維持していること。

d．各換気系統の容量は、各区域及び部屋の換気、除熱を行うに十分であること。

e．人が常時立ち入る場所は、空気中の放射性物質の濃度が濃度限度よりも、十分低くなっていること。

換気設備の具体的な説明は「添付書類八 8.2 換気空調設備」に示す。

(3) 線量当量等の測定

a．外部放射線に係る線量当量率の測定

管理区域内空間の外部放射線に係る線量当量率を把握するため、管理区域内の主要部分における外部放射線に係る線量当量率を測定する。

外部放射線に係る線量当量率測定用のエリアモニタについては、第2.2.2表に示す。

第2.2.2表　管理区域内のエリアモニタ

設　置　場　所	検出器の種類
ドラム詰操作室	半導体
使用済液体用フィルタドラム詰室	半導体
放射化学室	半導体
充てん／高圧注入ポンプ室	半導体
使用済燃料ピット付近	半導体
原子炉系試料採取室	半導体
原子炉格納容器内（エアロック付近）	半導体
原子炉格納容器内（炉内核計装付近）	半導体
廃棄物処理建屋内	半導体
圧縮固化処理棟内	半導体

前記のモニタは、放射線レベルがあらかじめ設定された値を超えた場合、現場及び中央制御室において警報を発する。

ただし、廃棄物処理建屋内のエリアモニタは、廃棄物処理建屋内制御室で、圧縮固化処理棟内のエリアモニタは、圧縮固化処理棟の制御室で指示及び警報を行うとともに、中央制御室に警報を発する。

なお、警報は異常の発見を主目的とするところから、その警報設定点は遮へい設計区分の上限等を基にして定める。

また、放射線業務従事者等が、特に、頻繁に立ち入る箇所については、定期的及び必要の都度サーベイメータによる外部放射線に係る線量当量率の測定を行う。

サーベイメータとしては線量当量率サーベイメータを使用する。

b．空気中の放射性物質の濃度及び床等の表面の放射性物質の密度の測定

管理区域内の空気中の放射性物質の濃度及び床等の表面の放射性物質の密度を把握するため次の測定を行う。

(a) 原子炉格納施設モニタ

このモニタは、原子炉格納容器内の空気中の放射性物質の濃度（ガス及びじんあい）を常に監視する。

放射能レベルがあらかじめ設定された値を超えた場合は、中央制御室において警報を発し、適切な処置がなされるよう運転員の注意を喚起する。

なお、警報は異常の発見を主目的とすることから、その警報設定点は通常時の値等を基にして定める。

(b) サンプリングによる測定

空気中の放射性物質の濃度又は床等の表面の放射性物質の密度が異常に変化すれば、前に述べたエリアモニタ及びサーベイメータによっても測定できるものであるが、これとは別に、放射線業務従事者等が特に頻繁に立ち入る箇所については、サンプリングによる測定を定期的及び必要の都度行う。

以上の測定に用いる検出器又は器具等を第2.2.3表に示す。

第2.2.3表　管理区域内の放射性物質等の測定方法

測定方法	測　定　対　象	検出器又は器具等
固定モニタ（原子炉格納施設モニタ）	原子炉格納容器内空気中ガスの放射能濃度	シンチレータ
	原子炉格納容器内空気中粒子の放射能濃度	シンチレータ
サンプリングによる測定	空気中ガスの放射能濃度	ガスサンプラ ガス放射能測定装置
	空気中粒子の放射能濃度	ダストサンプラ 試料放射能測定装置
	床等の表面の放射性物質の密度	スミヤろ紙 試料放射能測定装置

c．系統内の放射能測定

発電用原子炉施設が、正常に運転されていることを確認するため、系統内の気体及び液体中の放射性物質の濃度を測定する。

(a)　復水器排気ガスモニタ

復水器真空ポンプからの排気ガス中の放射性物質の濃度を監視し、１次冷却系から２次冷却系への漏えいを検知する。

(b)　蒸気発生器ブローダウン水モニタ

蒸気発生器２次側ブローダウン水中の放射性物質の濃度を監視し、１次冷却系から２次冷却系への漏えいを検知する。

(c)　原子炉補機冷却水モニタ

原子炉補機冷却水中の放射性物質の濃度を監視し、１次冷却設備、化学体積制御設備、放射性廃棄物廃棄施設及び余熱除去設備等から原子炉補機冷却水側への１次冷却材の漏えいを検知する。

(d)　補助蒸気復水モニタ

液体廃棄物処理設備の廃液蒸発装置等の加熱蒸気側ドレン中の放射性物質の濃度を監視して、廃液側から、蒸気ドレン側への廃液の漏えいを検知する。

(e) 高感度型主蒸気管モニタ

主蒸気管蒸気中の放射性物質の濃度を監視し、Ｎ－16に着目して１次冷却系から２次冷却系への漏えいを検知する。

上記のように、(a)～(e)は気体又は液体中の放射性物質の濃度を常に監視し、放射能レベルがあらかじめ設定された値を超えた場合は中央制御室において警報を発し、適切な処置がなされるよう運転員の注意を喚起する。

なお、警報は異常の発見を主目的とするところから、その警報設定点は平常時の値等を基にして定める。

以上のモニタの検出器の種類を第2.2.4表に示す。

第2.2.4表　系統内の放射能測定用モニタ

モ　ニ　タ　の　種　類	検出器の種類
復水器排気ガスモニタ	シンチレータ
蒸気発生器ブローダウン水モニタ	シンチレータ
原子炉補機冷却水モニタ	シンチレータ
補助蒸気復水モニタ	シンチレータ
高感度型主蒸気管モニタ	シンチレータ

なお、プロセスモニタの説明図を添付書類八の第11.2.1図に示す。

(f)　サンプリングによる測定

上記のほかに、主な系統は定期的及び必要な都度サンプリングし、試料放射能測定装置により放射性物質の濃度を測定する。

2.3　作業管理

管理区域内の管理で述べたように、設備及び作業環境の管理を十分に行って作業環境の条件の向上に努めるが、実際に放射線業務従事者が作業を行う場合には放射線業務従事者の線量を低減するため、さらに、厳重な作業管理を行う。

2.3.1　人の出入管理

(1)　管理区域への立入制限

管理区域への立入りは、あらかじめ指定された者で、かつ必要な場合に限り、管理区域に立ち入るものとする。

なお、管理区域への立入制限は、出入管理室において行う。

(2)　出入管理の原則

ａ．管理区域の出入口は、１箇所とする。

ｂ．管理区域に立ち入る者には、蛍光ガラス線量計、警報付ポケット線量計等所定の個人線量計を装着させる。

ｃ．管理区域に立ち入る者には、指定された被服を着用させる。汚染のある区域へ立ち入る場合には、必要に応じて適切な防護具等を着用させ、内部被ばくを防止する。

ｄ．管理区域から退出する者には、退出モニタ等によって放射性物質による表面汚染を検査させる。

ｅ．管理区域の人の出入りについては、出入管理室において確認し、記録する。

(3)　管理区域での遵守事項

ａ．管理区域立入時には、前に述べた個人線量計、指定された被服等の着用を遵守させるとともに、不要品を持ち込ませないよ

う注意する。

b．放射性物質を経口摂取するおそれのある場所での飲食、喫煙は禁止する。

c．異常事態の発生又はそのおそれがある事象を発見した場合は、直ちに必要箇所へ連絡させ、その指示に従わせる。

2.3.2　物品の出入管理

管理区域への物品の持込み及び持出しは、出入管理室において行う。ただし、燃料及び大型機器の搬出入に際しては、原子炉補助建屋、燃料取扱建屋及び原子炉格納施設等の機器搬入口に臨時の出入管理室を設けて、出入管理を行う。

管理区域から物品を持ち出す場合は、その物品の表面の放射性物質の密度が、「線量限度等を定める告示」（第２条）に定める管理区域に係る値を超えていないことを測定によって確認する。なお、放射性物質等を運搬する場合には、「実用発電用原子炉の設置、運転等に関する規則」、「核燃料物質等車両運搬規則」等を遵守する。

2.3.3　管理区域内の区分

管理区域は、外部放射線に係る線量に起因する放射線管理区域と空気中の放射性物質の濃度又は床等の表面の放射性物質の密度に起因する汚染管理区域とに区分する。さらに、放射線管理区域は、その外部放射線に係る線量当量率の高低により、また、汚染管理区域は空気中の放射性物質の濃度又は床等の表面の放射性物質の密度の高低により区分し、段階的な出入管理を行うことによ

って管理区域へ立ち入る者の被ばく管理等が容易、かつ、確実に行えるようにする。

2.3.4　作業管理

管理区域内での作業は、原則として次のように行う。

(1)　事前に個人被ばく歴、作業環境及びその変化を考慮し、放射線業務従事者の線量を低減するよう作業計画を立てるとともに、作業方法、手順等について、その周知徹底を図る。

(2)　放射線防護については、防護具類、警報付ポケット線量計等の個人線量計の着用、時間制限等必要な条件を定める。

(3)　作業を行う場合は、責任者を定めるとともに上記条件等を遵守させ、放射線業務従事者の線量の低減を図る。

(4)　作業中に作業環境の変化が起こり得るような場合は、必要に応じ外部放射線に係る線量当量率及び空気中の放射性物質の濃度を測定し、作業環境の確認を行う。

(5)　その結果必要な場合は、一時的遮へいの使用、除染等を行い、作業環境の保全に努める。

(6)　請負業者の作業管理については、当社放射線業務従事者に準じて行わせるほか、立会い等により指導監督を行う。

2.4　個人管理

放射線業務従事者の個人管理は、線量を常に測定評価するとともに、定期的及び必要に応じて健康診断を実施し、身体的状態を把握することによって行う。

(1)　管理区域立入り前の措置

「実用発電用原子炉の設置、運転等に関する規則」（第１条）に従って、発電用原子炉の運転、発電用原子炉施設の保全、核燃料物質又は核燃料物質によって汚染された物の運搬、貯蔵、廃棄又は汚染の除去等の業務に従事する者であって、管理区域に立ち入る者を放射線業務従事者とする。

放射線業務従事者に対しては、あらかじめ次のような措置を講じる。

ａ．放射線防護に関する教育、訓練を行う。

ｂ．被ばく歴及び健康診断結果を調査する。

(2)　放射線業務従事者の線量限度

放射線業務従事者の線量は、「線量限度等を定める告示」（第６条及び第８条）に定める線量限度を超えないようにする。

(3)　線量の管理

ａ．外部被ばくによる線量の測定評価

外部被ばくによる線量の測定評価は、原則として次のように行う。

(a)　放射線業務従事者には、発電所内においては蛍光ガラス線量計等を着用させ、外部被ばくによる線量の積算値を定期的に測定評価する。

(b)　管理区域に立ち入る場合には、上記個人線量計の着用を確

認するとともに、さらに警報付ポケット線量計等を着用させ、外部被ばくによる線量をその日ごとに測定評価する。

なお、一時的に立ち入る者には、警報付ポケット線量計等を着用させ、外部被ばくによる線量の測定評価を行う。

(c) 特殊な作業に従事する者に対しては、その作業に応じて、適切な個人線量計、例えば、原子炉運転中に行われる原子炉格納施設内の作業等に関しては、中性子用の警報付ポケット線量計等を着用させ、その都度外部被ばくによる線量の測定評価を行う。

b．内部被ばくによる線量の測定評価

(a) 放射線業務従事者の内部被ばくの管理は、作業環境の空気中の放射性物質濃度及び放射性物質の表面密度を測定し、必要に応じマスク、防護衣等の着用により体内摂取を防止することによって行う。また、内部被ばくによる線量の評価に資するためホールボディカウンタによる測定を行う。

(b) ホールボディカウンタによる測定は、発電所入退所時（放射線業務従事者として勤務を開始及び終了する時）及び定期的並びに必要に応じて行う。

(c) 放射性物質を体内摂取した者又はそのおそれのある者については尿検査等も行う。

c．線量評価結果の通知及び記録

(a) 放射線業務従事者の線量評価結果は、所属長及び本人に通知する。

(b) 放射線業務従事者の線量測定結果は、定期的に評価、記録するとともに、以後の放射線管理及び健康管理に反映させる。

(4) 健康管理

ａ.「電離放射線障害防止規則」（第56条）の規定に基づき放射線業務従事者について、健康診断を実施し、その身体的状態を把握する。

これらの健康診断の結果は、本人へ通知するとともに記録する。

ｂ. 健康診断結果及び線量評価結果による医師の勧告等を考慮し、必要ある場合は、保健指導及び就業上の措置を講じる。

2.5 保全区域内の管理

保全区域は、「実用発電用原子炉の設置、運転等に関する規則」（第８条）の規定に基づき、標識を設ける等の方法によって明らかに他の場所と区別し、かつ、管理の必要に応じて人の立入制限、かぎの管理、物品の持出制限等の措置を講じる。

2.6 周辺監視区域内の管理

周辺監視区域は、「線量限度等を定める告示」（第２条）に定める外部放射線に係る線量、空気中の放射性物質の濃度及び表面の放射性物質の密度以下に保つ。

具体的には、外部放射線に係る線量については、３月間につき1.3mSv以下になるように遮へいを維持管理する。

また、空気中及び水中の放射性物質については、管理区域との境界を壁等によって区画するとともに管理区域内の放射性物質の濃度の高い空気や水が、容易に流出することのないよう、換気系統及び排水系統を管理する。

表面の放射性物質の密度については、「2.3 作業管理」で述べたよ

うに、人及び物品の出入管理を十分に行う。

なお、これらの基準を満足していることを確認するために、管理区域外において、定期的に外部放射線に係る線量当量の測定を第2.6.1表のように行う。

第2.6.1表　周辺監視区域内における外部放射線に係る線量当量の測定内容

項　　目	頻　　度
外部放射線に係る線量当量（蛍光ガラス線量計）	３月ごとに読取り
外部放射線に係る線量当量率（シンチレーション検出器）	１回／月

なお、周辺監視区域外においては、「線量限度等を定める告示」（第３条及び第９条）に定める線量限度及び濃度限度以下に管理するが、その方法については、「2.7 放射性廃棄物の放出管理」で述べる。

また、その監視については、「３．周辺監視区域境界及び周辺地域の放射線監視」で述べる。

2.7　放射性廃棄物の放出管理

発電所外に放出される放射性の気体及び液体廃棄物は、以下に述べるように厳重な管理を行い、周辺監視区域外の空気中又は水中の放射性物質の濃度が、「線量限度等を定める告示」（第９条）に定める値を超えないようにする。

さらに、「線量目標値に関する指針」に基づき、放出管理の目標値を以下のように定め、この管理目標値を超えることのないように努

める。

2.7.1　気体廃棄物

(1)　放出管理

平常運転時の気体廃棄物は、放射能を減衰させるか又はフィルタを通して補助建屋排気筒、格納容器排気筒、廃棄物処理建屋及び圧縮固化処理棟の排気口から放出する。

補助建屋排気筒から放出するものは、ガス減衰タンクからの排気、原子炉補助建屋換気系からの排気及び原子炉格納容器減圧時の排気である。この気体廃棄物の排気中の放射性物質濃度は、補助建屋排気筒ガスモニタによって常に監視する。

なお、ガス減衰タンクの気体廃棄物を放出する場合には、あらかじめサンプリングによる放射能測定を行い、放出される放射性物質の濃度を確認する。

一方、格納容器排気筒から放出するものは、原子炉格納容器等の換気系からの排気である。

この放出される空気中の放射性物質の濃度は、格納容器排気筒ガスモニタによって常に監視する。

原子炉格納容器内の空気は原子炉停止時等、必要な時にのみ放出するが、放出する場合には、あらかじめ原子炉格納施設モニタによって放射性物質の濃度を確認する。

また、廃棄物処理建屋から放出するものは、焼却炉の排気及び廃棄物処理建屋の換気系からの排気である。これらの排気中の放射性物質の濃度は、サンプリングによる放射能測定により確認するとともに、焼却炉排気じんあいモニタ及び廃棄物処理

建屋排気じんあいモニタによって常に監視する。

圧縮固化処理棟の排気中の放射性物質の濃度は、サンプリングによる放射能測定により確認する。

これらの排気筒ガスモニタ及び排気じんあいモニタの測定結果は、中央制御室に指示、記録するとともに、放射能レベルがあらかじめ設定された値を超えた場合、中央制御室に警報を発し、適切な処置がなされるよう運転員の注意を喚起する。

ただし、廃棄物処理建屋排気じんあいモニタ及び焼却炉排気じんあいモニタの測定結果は、廃棄物処理建屋内制御室で指示するとともに、放射能レベルがあらかじめ設定された値を超えた場合、中央制御室及び廃棄物処理建屋内制御室に警報を発し、注意を喚起する。

なお、これらのモニタの警報設定点は、平常時の値及び放出に関する管理の目標値等を基にして定める。

モニタの検出器を第2.7.1表に示す。

第2.7.1表　排気筒ガスモニタ及び排気じんあいモニタ

モニタの種類	検出器の種類
補助建屋排気筒ガスモニタ	シンチレータ
格納容器排気筒ガスモニタ	シンチレータ
廃棄物処理建屋排気じんあいモニタ	シンチレータ
焼却炉排気じんあいモニタ	シンチレータ

また、各排気筒及び排気口から放出される気体廃棄物中の放

射性よう素、放射性粒子及びトリチウムについては、第2.7.1表に示すモニタ付近及び圧縮固化処理棟に連続サンプリングができる試料採取装置を設置し、定期的に測定する。

(2) 放出管理目標値

後述の「４．放射性廃棄物処理」及び「５．平常運転時における発電所周辺の一般公衆の受ける線量評価」の結果から「線量目標値に関する指針」に基づき、気体廃棄物中の希ガス及びよう素の放出管理目標値（１号及び２号炉合計）を以下のとおり設定する。

希　ガ　ス	年間	1.7×10^{15}Bq
よう素131	年間	6.2×10^{10}Bq

2.7.2 液体廃棄物

(1) 放出管理

平常運転時の液体廃棄物は、「添付書類八 7.3 液体廃棄物処理設備」で述べた処理を行った後、復水器冷却水と混合、希釈して放出する。

この放出される放射性物質の濃度を確認するために、これらの液体廃棄物を放出する場合には、あらかじめタンクにおいてサンプリングし、放射性物質の濃度を測定する。

また、放出される液体中の放射性物質の濃度は、廃棄物処理設備排水モニタによって常に監視する。

この廃棄物処理設備排水モニタの測定結果は、中央制御室に指示、記録するとともに、放射能レベルがあらかじめ設定された値を超えた場合、警報を発し、適切な処置がなされるよう運

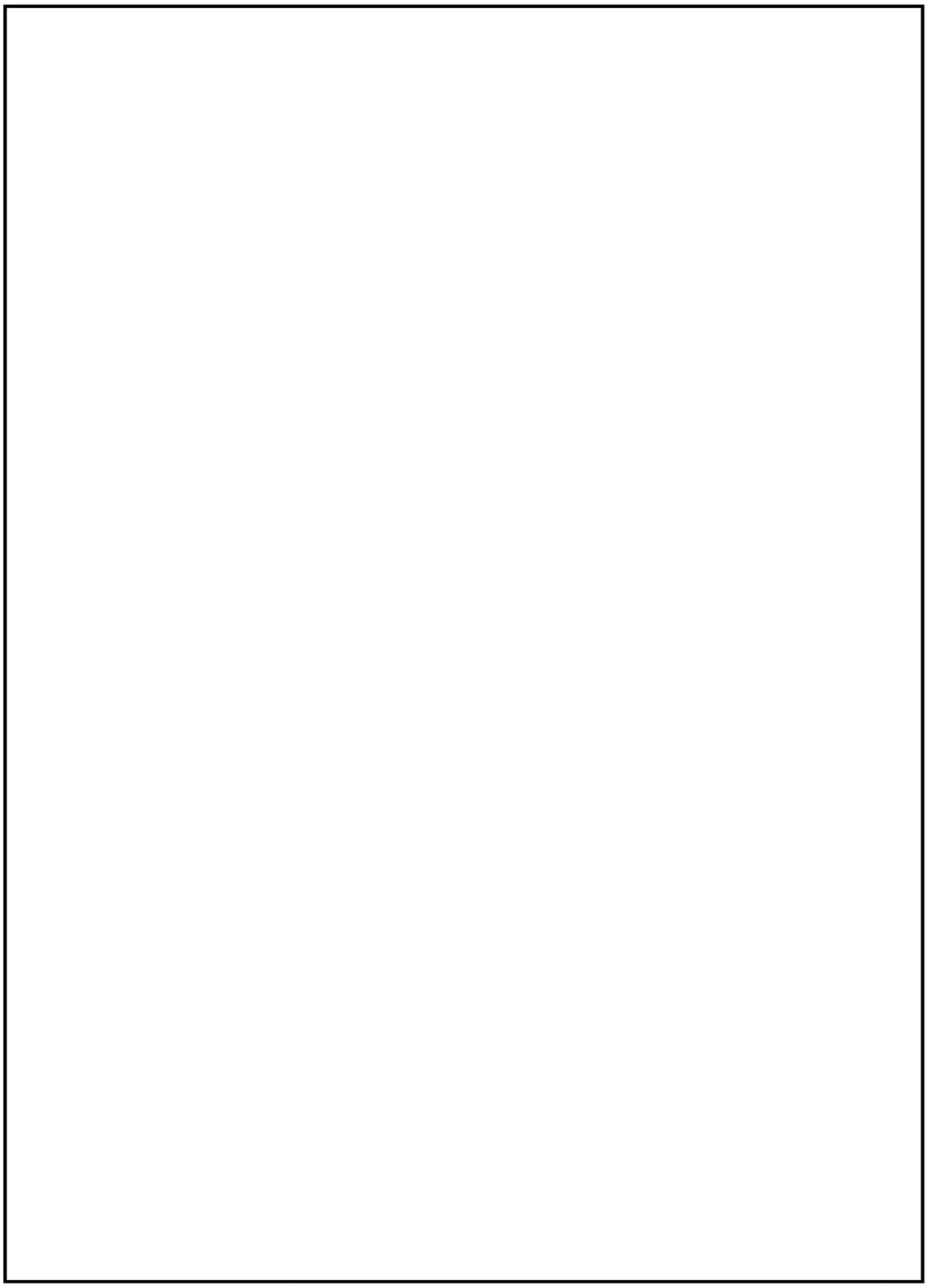
転員の注意を喚起する。

廃棄物処理設備排水モニタの警報設定点は、平常時の値及び放出に関する管理の目標値を基にして定める。

廃棄物処理設備排水モニタの検出器は、シンチレータである。

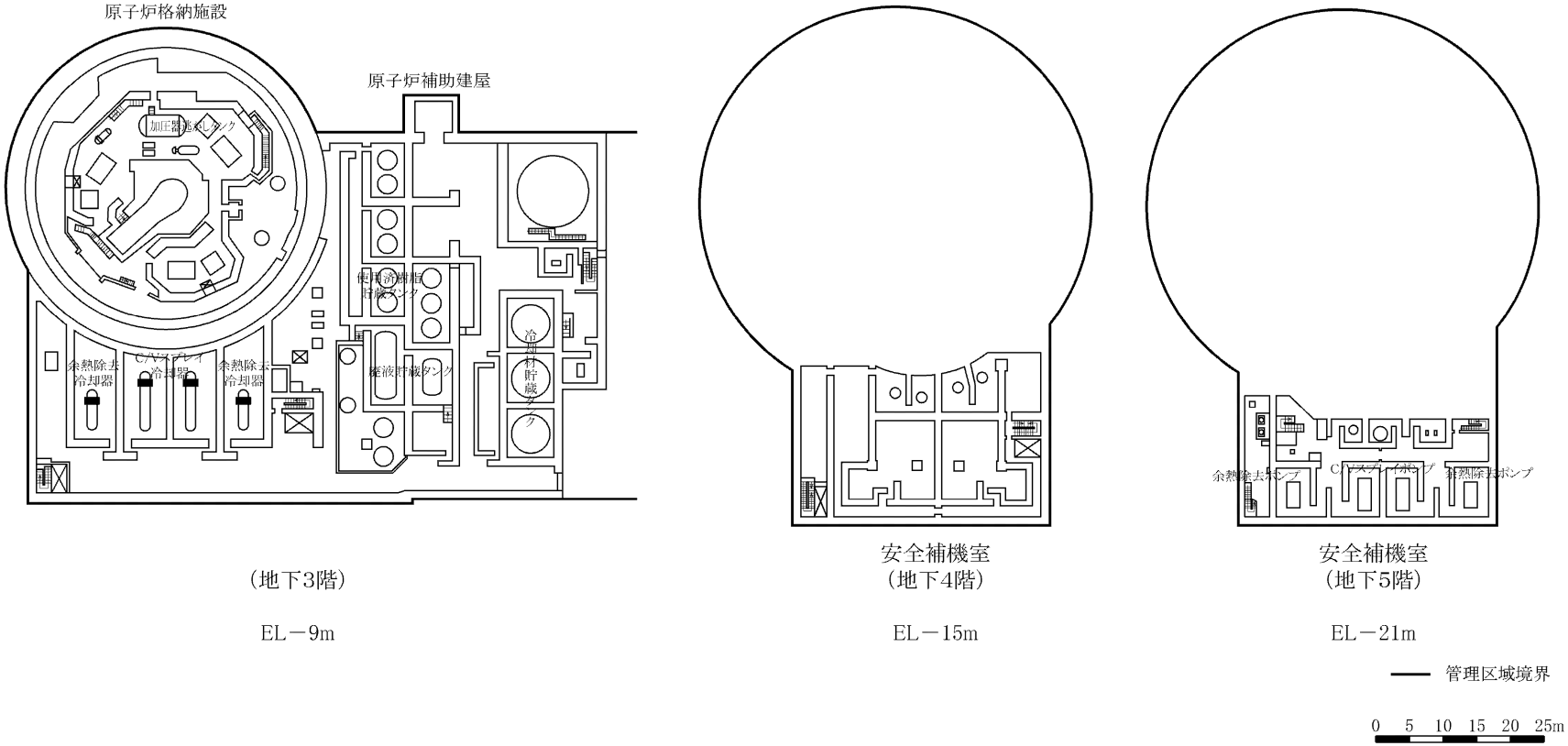
(2) 放出管理目標値

後述の「４．放射性廃棄物処理」及び「５．平常運転時における発電所周辺の一般公衆の受ける線量評価」の結果から「線量目標値に関する指針」に基づき、液体廃棄物中の放射性物質（トリチウムを除く）の放出管理目標値（１号及び２号炉合計）を年間7.4×10^{10}Bqに設定する。

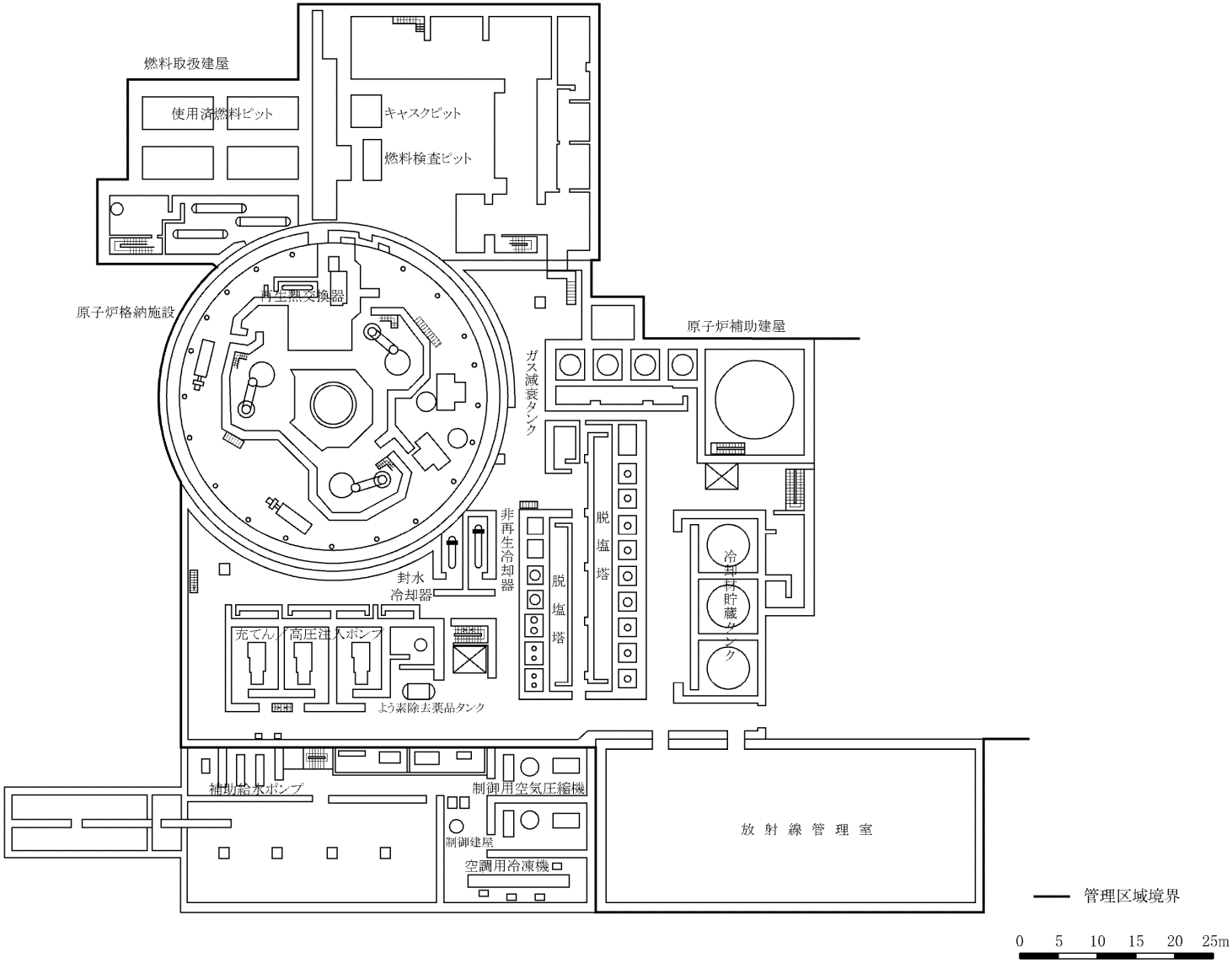


第2.1.1図　管理区域及び保全区域図(特定重大事故等対処施設を含む。)

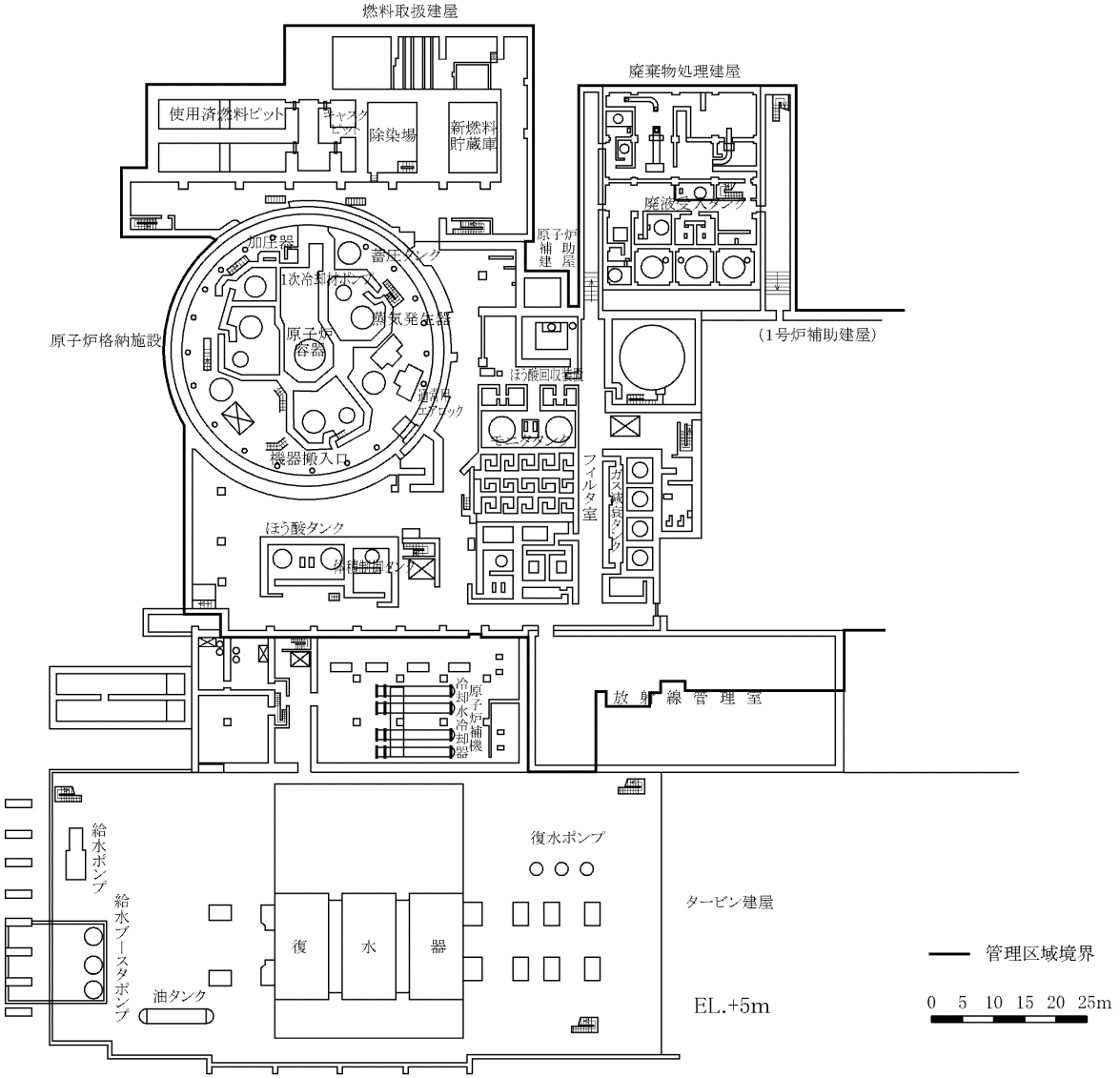
：防護上の観点から公開できません



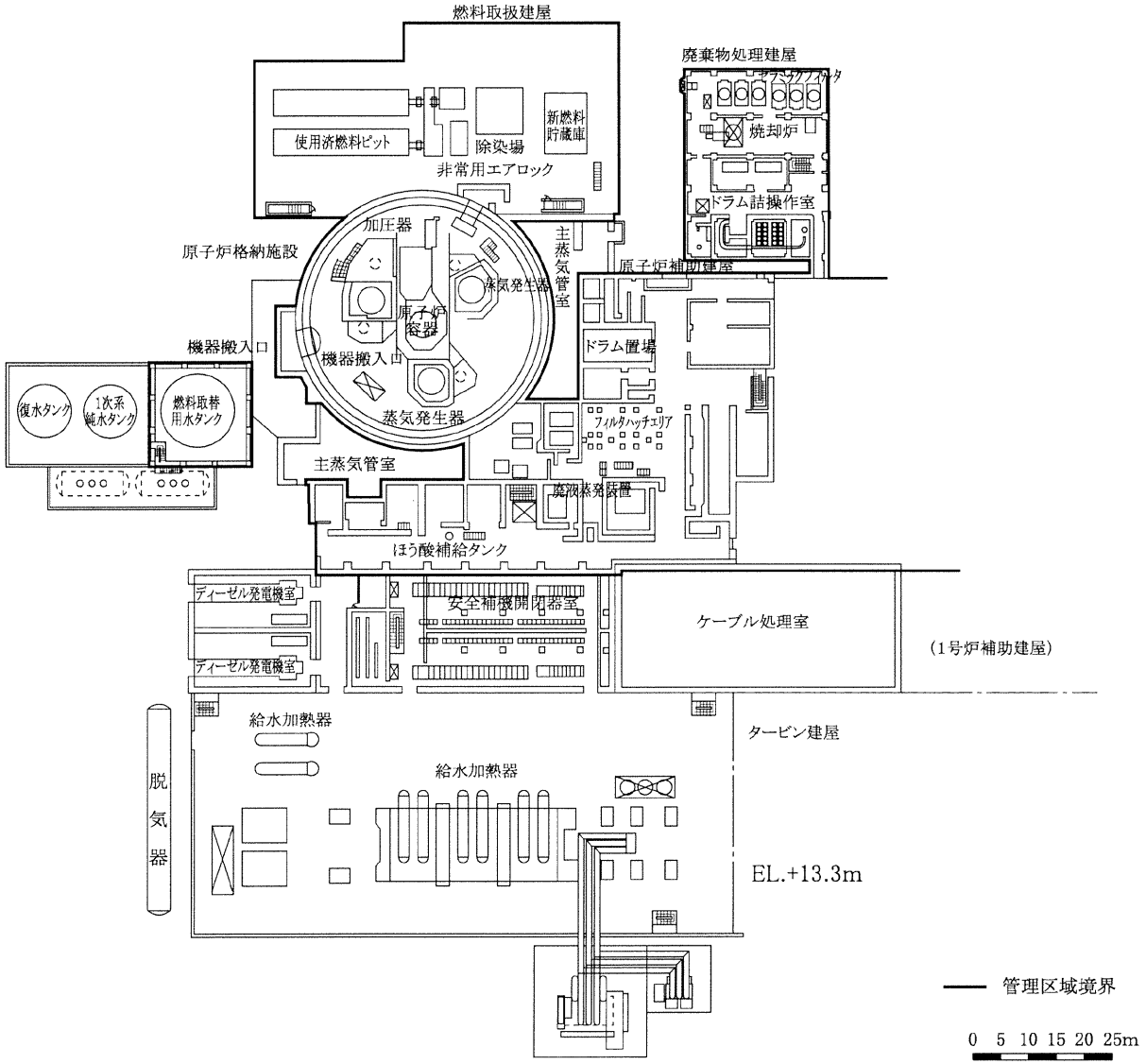
第2．1．2図　管　理　区　域　詳　細　図　（地下５階～地下３階）



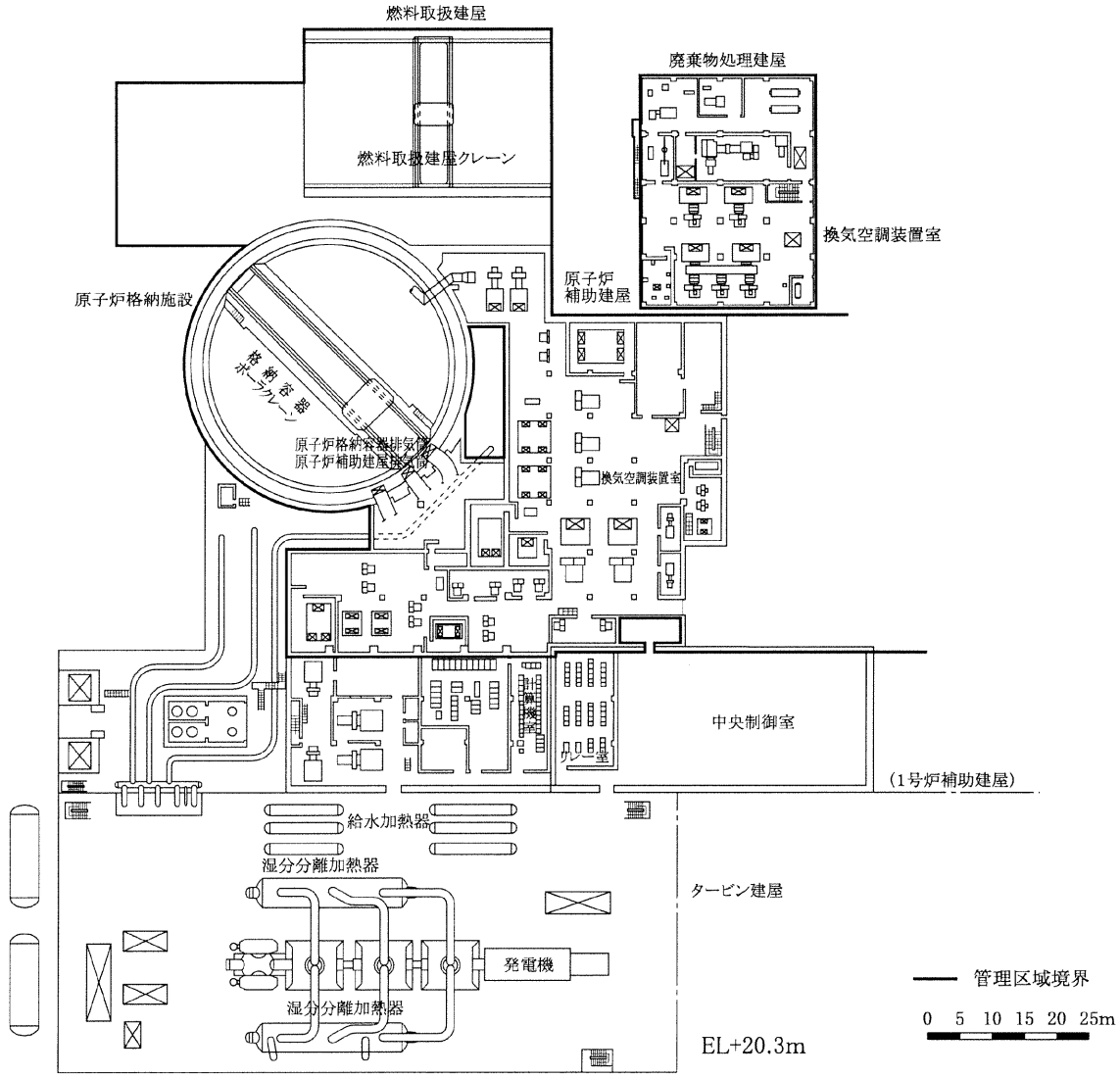
第2.1.3図　管　理　区　域　詳　細　図　（地下2階）



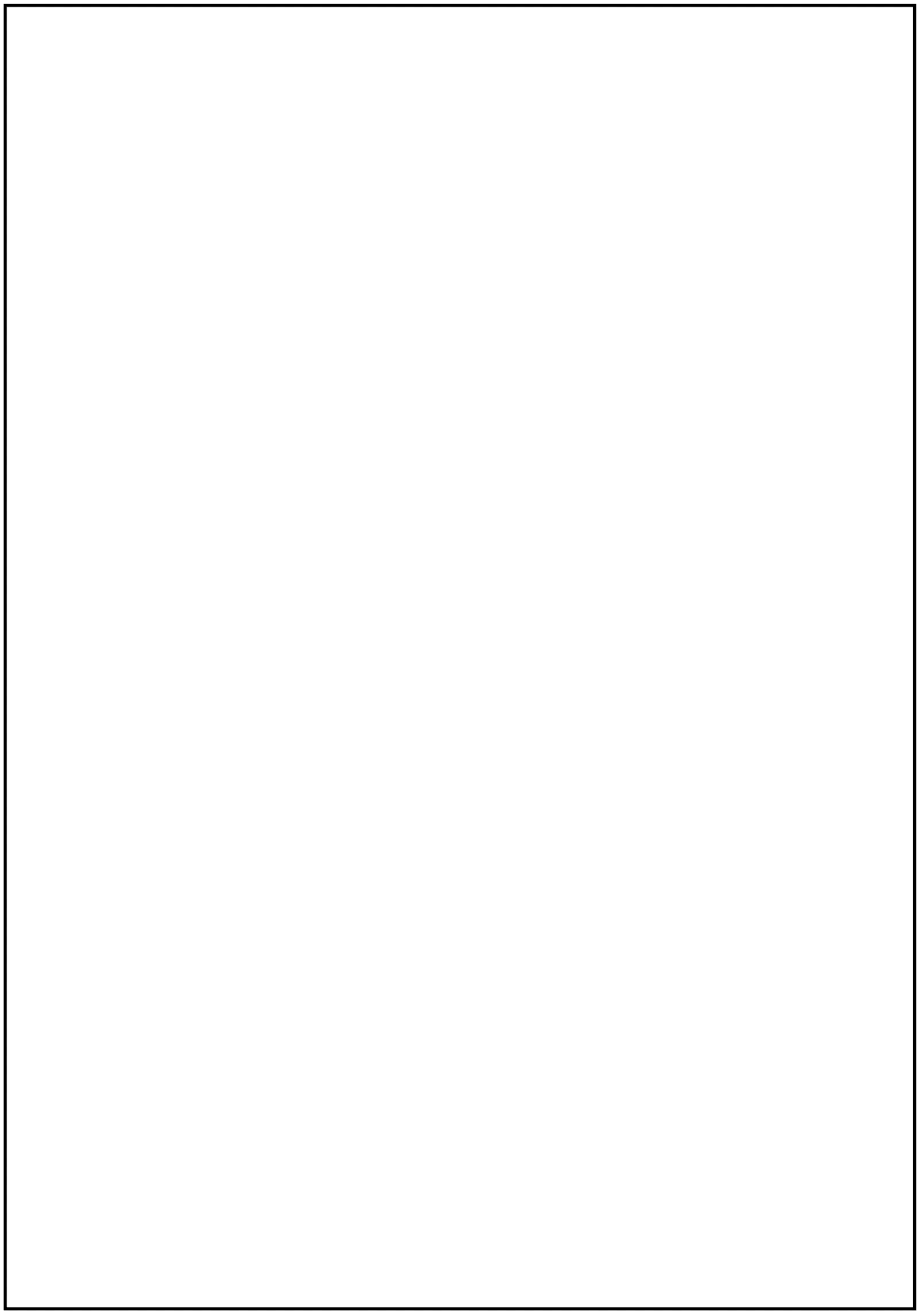
第2.1.4図　管理区域詳細図（地下1階）



第2.1.5図　管理区域詳細図（1階）



第2.1.6図 管 理 区 域 詳 細 図 (2階)



第2.1.7図　周辺監視区域図

：防護上の観点から公開できません

３．周辺監視区域境界及び周辺地域の放射線監視

「2.7 放射性廃棄物の放出管理」で述べたように、気体及び液体廃棄物の放出に当たっては、厳重な管理を行うが、さらに、異常がないことを確認するため、周辺監視区域境界及び周辺地域の放射線監視を以下のように行う。

3.1　空間放射線量の監視

周辺監視区域境界及び周辺地域の空間放射線量の監視は、長期間の積算線量の測定及び線量率の測定により行う。

積算線量は、蛍光ガラス線量計を配置し、これを定期的に回収して線量を読み取ることにより測定する。

線量率は、周辺監視区域境界付近に設置されているモニタリングポスト及びモニタリングステーションにより測定する。

空間放射線量の監視用設備の種類、測定頻度を第3.1.1表に示す。

第3.1.1表　空間放射線量の監視用設備

（１号及び２号炉共用）

設備の種類	測定対象	測定頻度	検出器の種類	備考
モニタリングポイント	積算線量	３月ごとに読取り	蛍光ガラス線量計	
モニタリングポスト	線量率	常時	シンチレータ電離箱	線量率については、中央制御室で常時監視する。
モニタリングステーション	線量率	常時	シンチレータ電離箱	

また、これを補うものとして、モニタリングカーによる周辺サーベイを定期的に行う。

3.2　環境試料の放射能監視

周辺環境の放射性物質の濃度の長期的傾向を把握するため、次のように環境試料の測定を行う。

環境試料の種類	：	陸　水　　陸　　土　　空気中粒子 海　水　　陸上生物 海底土　　海洋生物
頻　　度	：	原則として年２回とし、必要に応じて増加する。
測　定　核　種	：	核分裂生成物及び腐食生成物の内、主要な核種について行う。
放射能測定に使用する測定器	：	試料放射能測定装置 化学分析装置

3.3　異常時における測定

放射性廃棄物の放出は、前述の排気筒ガスモニタ及びじんあいモニタ、廃棄物処理設備排水モニタ等により常に監視し、異常な放出がないように十分に管理を行う。ただし、万一異常な放出があって敷地外に影響があると考えられた場合は、モニタリングポスト、モニタリングステーションにより測定できるが、さらに、モニタリングカーにより、中央制御室と無線連絡をとりつつ敷地周辺の放射能測定を行い、その範囲、程度等の推定を敏速かつ確実に行う。モニタリングカーには、空間放射線量率測定器、空気中の粒子とよう素の放射能濃度測定用のサンプラと測定器、無線機等を備える。

４．放射性廃棄物処理

4.1　放射性廃棄物処理の基本的考え方

放射性廃棄物廃棄施設の設計及び管理に際しては、「実用発電用原子炉の設置、運転等に関する規則」の範囲を十分守るとともに、「線量目標値に関する指針」の考え方を尊重するものとする。

気体廃棄物としては、カバーガス（窒素）を主体とする冷却材貯蔵タンク等のベントガス及び水素を主体とする体積制御タンクからのパージガスがあり、これらの気体廃棄物は、ガス減衰タンクに一定期間貯留して、放射能を十分減衰させた後、放射性物質の濃度を監視しながら補助建屋排気筒から放出する。

また、換気空気は、微粒子フィルタ等を通した後、放射性物質の濃度を監視しながら補助建屋排気筒又は格納容器排気筒から放出する。

液体廃棄物は、原則として蒸発装置及び脱塩塔等で処理し、処理後の蒸留水は原則として再使用するが、放出する場合は放射性物質の濃度が十分低いことを確認する。また、その際に発生する濃縮廃液は固化し、固体廃棄物として取り扱う。ただし、洗浄排水処理装置の濃縮廃液は、原則として洗浄排水高濃縮装置で処理した後焼却し、固体廃棄物として取り扱う。放射性物質の濃度のごく低い廃液を環境に放出する場合には、放水口における水中の放射性物質の濃度が「線量限度等を定める告示」（第９条）に定める水中の濃度限度以下になるようにする。

固体廃棄物としては、蒸発装置により濃縮された濃縮廃液の固化物、脱塩塔使用済樹脂、雑固体等がある。

濃縮廃液は、固化材（アスファルト又はセメント）とともにドラ

ム詰めを行い貯蔵保管する。ただし、洗浄排水高濃縮装置の濃縮廃液は、雑固体焼却設備で焼却処理後ドラム詰めを行い貯蔵保管する。

脱塩塔使用済樹脂は、使用済樹脂貯蔵タンクに貯蔵するものとするが、固化材（セメント）とともにドラム詰めも可能なようにする。

雑固体廃棄物は、必要に応じて圧縮減容又は焼却処理後、ドラム詰め等を行い貯蔵保管する。

発生したドラム詰め等固体廃棄物は、敷地内の所要の遮へい設計を行った固体廃棄物貯蔵庫に貯蔵保管する。

使用済制御棒等の放射化された機器は使用済燃料ピットに貯蔵する。

また、蒸気発生器の取替えに伴い取り外した蒸気発生器３基等及び原子炉容器上部ふたの取替えに伴い取り外した原子炉容器上部ふた１基等は、敷地内に所要の遮へい設計を行った２－固体廃棄物貯蔵庫を設けて貯蔵保管する。

気体廃棄物処理系統説明図、液体廃棄物処理系統説明図及び固体廃棄物処理系統説明図を、各々第4.1.1図、第4.1.2図及び第4.1.3図に示す。

4.2　気体廃棄物処理

4.2.1　気体廃棄物の発生源

平常運転時において発生する気体廃棄物の発生源としては、次のものがある。

(1)　ガス減衰タンクの排気

１次冷却材中のほう素濃度を変更する際に生ずる抽出水（以下「１次冷却材抽出水」という。）、格納容器冷却材ドレン及び補助建屋冷却材ドレンは、いったん冷却材貯蔵タンクに貯留後、脱ガス塔で溶存気体を分離し、ほう酸回収装置蒸発器に送られる。脱ガス塔で分離された気体、冷却材貯蔵タンクなどにシール用として充てんされている窒素ガス、各機器からベントされる窒素系廃ガス、原子炉停止時における１次冷却材の脱ガス操作に伴うガス及び体積制御タンクからパージされた水素廃ガスは、ガス圧縮装置により加圧、圧縮し、ガス減衰タンクに貯留後、冷却材貯蔵タンクのカバーガス（窒素）として再使用するが、気体量が余剰となれば、放射能を減衰させた後、補助建屋排気筒ガスモニタにより、放射性物質の濃度を監視しつつ、補助建屋排気筒から放出する（第4.1.1図参照）。

ガス減衰タンクに移行する放射性物質として希ガス及びよう素が考えられるが、よう素については冷却材混床式脱塩塔等により除去された後、ガス減衰タンクで減衰されるので、その量は極めて少なく無視できる程度である。

なお、ガス減衰タンクからの放出量の計算及び線量評価ではカバーガスの再使用は考慮しないものとする。

(2)　原子炉格納容器換気空気

原子炉格納容器内で１次冷却材の漏えいがあれば、その中に含まれる希ガス及びよう素が空気中に移行するので、若干の放射性物質が換気空気に混在する。

また、原子炉格納容器内空気中のＡｒ－40は、その一部が原子炉容器外周部において中性子照射を受けＡｒ－41となる。

原子炉停止中に放射線業務従事者が原子炉格納容器内に立ち入る場合等、必要に応じて格納容器空調装置により換気を行うが、原子炉格納容器内空気中に放射性よう素及び粒子状物質が浮遊している場合は、換気に先立って、格納容器空気浄化装置を作動し、微粒子フィルタ及びよう素フィルタを内蔵した格納容器空気浄化フィルタユニットにより空気を浄化する。

換気空気は、原子炉格納施設モニタにより放射性物質の濃度を確認し、微粒子フィルタを内蔵した格納容器排気フィルタユニットにより粒子状物質を除去した後、格納容器排気筒ガスモニタにより放射性物質の濃度を監視しつつ、格納容器排気筒から放出する（第4.1.1図参照）。

原子炉運転中に原子炉格納容器内圧力が上がると減圧のために、補助建屋排気筒から少量の排気を行う。

(3)　原子炉補助建屋等の換気空気等

原子炉補助建屋内で１次冷却材の漏えいがあれば、その中に含まれる希ガス及びよう素が空気中に移行するので、若干の放射性物質が換気空気に混在する。

使用済燃料ピット、一般補機室及び安全補機室の換気空気は、通常微粒子フィルタを内蔵した補助建屋排気フィルタユニットに

より排気中の粒子をろ過した後、補助建屋排気筒ガスモニタで放射性物質の濃度を監視しつつ、補助建屋排気筒から放出する。

非常時には使用済燃料ピット及び一般補機室のうち放射性物質を含むおそれのある区域の排気は、微粒子フィルタ及びよう素フィルタを内蔵した使用済燃料ピット排気フィルタユニットを経て補助建屋排気筒から、また、安全補機室の排気は、微粒子フィルタ及びよう素フィルタを内蔵した安全補機室排気フィルタユニットを経て、格納容器排気筒からそれぞれ放出する（第4.1.1図参照）。

なお、定期検査等のために発電用原子炉を停止する時は、１次冷却材の脱ガスを行うので燃料取替えや機器の補修に伴って原子炉格納容器及び原子炉補助建屋換気空気中に移行する希ガスの量は無視し得るがよう素131はこれらの換気空気中に若干含まれる。

さらに、アスファルト固化装置からのオフガスは、フィルタを通した後、１号炉の補助建屋排気筒から放出する。

また、廃棄物処理建屋からの排気は、廃棄物処理建屋排気じんあいモニタ及び焼却炉排気じんあいモニタにより放射能レベルを監視しつつ廃棄物処理建屋の排気口から放出する。

4.2.2　１次冷却材中の希ガス及びよう素の濃度

気体廃棄物中の主な放射性物質は、燃料から１次冷却材中に漏出する核分裂生成物のうちの希ガス及びよう素である。

これらの放射性物質の１次冷却材中の濃度（年平均）は、「発電用軽水型原子炉施設周辺の線量目標値に対する評価指針」（以下「線量目標値に対する評価指針」という。）に従い、１号炉及び２号炉について以下のとおり求める。

なお、線量評価に当たっては、燃料被覆管欠陥率を１％と想定し、体積制御タンクの連続脱ガスは、行わないことを前提とする。

(1)　計　算　式

１次冷却材中の希ガス及びよう素の濃度は(9－1)式を用いて計算する。

$$Awi=\frac{Aci\cdot\nu i}{Wm\cdot\alpha i\cdot t}\cdot\{t-\frac{1}{\alpha i}\cdot(1-e^{-\alpha i\cdot t})\} \qquad \cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots(9-1)$$

ただし、

$$\alpha i=\lambda i+\frac{Wp}{Wm}\cdot\{\frac{(DFi-1)}{DFi}+FSi\}+\frac{W_B}{Wm}$$

$$Aci=\frac{\lambda i\cdot F\cdot Yi/100}{(\lambda i+\nu i+\sigma i\cdot\phi)}$$

$$F=3.2\times10^{16}\cdot P\cdot\frac{f}{100}(fissions/s)$$

ここに、

Ａwi：核種ｉの１次冷却材中の濃度　(Bq／g)

Ａci：被覆管欠陥燃料棒内の核種ｉの量　(Bq)

νi　：核種ｉの逃散率係数　(s^{-1})

Ｗm　：１次冷却材保有量　(g)

αi　：核種ｉの除去定数　(s^{-1})

t　：年間原子炉運転時間　(s)

λi　：核種ｉの崩壊定数　(s^{-1})

Wp　：浄化系流量　(g／s)

DFi　：核種ｉの浄化系の除染係数

FSi　：核種ｉのストリッピング係数

W_B　：ほう酸回収装置で処理される抽出１次冷却材の年間平均流量　(g／s)

Yi　：核種ｉの核分裂収率　(%)

σi　：核種ｉの熱中性子断面積　(cm^2)

φ　：炉心平均熱中性子束　(n／(cm^2・s))

P　：炉心熱出力　(MWt)

f　：燃料被覆管欠陥率　(%)

(2)　計算条件

(9－1)式の計算に用いたパラメータは次のとおりである。

νi　：(Ｋｒ、Ｘｅ)　6.5×10^{-8}　(s^{-1})

（Ｉ）　1.3×10^{-8}　(s^{-1})

Wm　：1.95×10^{8}　(g)

t　：2.52×10^{7}　(s)

Wp　：3.75×10^{3}　(g／s)

DFi　：(Ｋｒ、Ｘｅ)　1

（Ｉ）　10

FSi　：(体積制御タンクの連続脱ガス無し。)

(Ｋｒ－85m)　2.7×10^{-1}

(Ｋｒ－85)　2.3×10^{-5}

(Ｋｒ－87)　6.0×10^{-1}

（Ｋｒ－88　）　　4.3×10^{-1}

（Ｘｅ－131m）　　1.0×10^{-2}

（Ｘｅ－133m）　　3.7×10^{-2}

（Ｘｅ－133　）　　1.6×10^{-2}

（Ｘｅ－135m）　　8.0×10^{-1}

（Ｘｅ－135　）　　1.8×10^{-1}

（Ｘｅ－138　）　　1.0

（Ｉ－131　）　　0.0

（Ｉ－133　）　　0.0

W_B　：6.98×10^{1}　（g／s）

σi　：（Ｘｅ－135についてのみ考慮する。）

2.65×10^{-18}　（cm^2）

ϕ　：3.60×10^{13}　（n／（cm^2・s））

Ｐ　：2,652　（MWt）

ｆ　：1　（％）

λi　：｝「被ばく計算に用いる放射線エネルギー等について」[(1)]による。

Ｙｉ　：｝

(3)　計算結果

１次冷却材中の希ガス及びよう素の濃度は第4.2.1表に示すとおりである。

第4.2.1表　１次冷却材中の希ガス及びよう素の濃度

核　　種		濃　度　Ａwi（Bq／g）
希ガス	Ｋｒ－85m	7.62×10^{4}
	Ｋｒ－85	6.19×10^{4}
	Ｋｒ－87	4.40×10^{4}
	Ｋｒ－88	1.31×10^{5}
	Ｘｅ－131m	8.16×10^{4}
	Ｘｅ－133m	1.13×10^{5}
	Ｘｅ－133	8.26×10^{6}
	Ｘｅ－135m	3.98×10^{3}
	Ｘｅ－135	1.36×10^{5}
	Ｘｅ－138	2.13×10^{4}
よう素	Ｉ－131	8.48×10^{4}
	Ｉ－133	1.42×10^{5}

4.2.3　気体廃棄物の放出量

気体廃棄物の発生源については、「4.2.1 気体廃棄物の発生源」の項で述べたが、気体廃棄物の放出量の計算は、「線量目標値に対する評価指針」に従って以下のように、ガス減衰タンクから放出される希ガス、原子炉格納容器換気により放出される希ガス及びよう素、原子炉格納容器減圧時の排気により放出される希ガス及びよう素、原子炉補助建屋換気により放出される希ガス及びよう素並びに定期検査時に放出されるよう素131に分けて行う。

(1)　計　算　式

ａ．ガス減衰タンクから放出される希ガスの量

ガス減衰タンクから放出される希ガスの量は(9－2) 式を用いて計算する。

$$Q_{GDTi} = Q_i \cdot e^{-\lambda_i \cdot t_G} \quad \cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots \quad (9-2)$$

$$Q_i = A_{wi} \cdot (k \cdot We + Wd + n_d \cdot Wm)$$

ここに、

Q_{GDTi}：ガス減衰タンクから放出される核種ｉの量　(Bq／y)

Q_i　：核種ｉのガス減衰タンクへの移行量　(Bq／y)

t_G　：ガス減衰タンクの保持時間　(s)

ｋ　：抽出操作に伴う１次冷却材濃度の平均希釈率

Ｗｅ　：ほう酸回収装置で処理される１次冷却材抽出水量　(g／y)

Ｗｄ　：ほう酸回収装置で処理される１次系機器ドレン量　(g／y)

n_d　：低温停止時における１次冷却材の脱ガス回数　(y^{-1})

b．原子炉停止時の原子炉格納容器換気により放出される希ガス及びよう素の量

原子炉停止時の原子炉格納容器換気により放出される希ガス及びよう素の量は、(9－3)式を用いて計算する。

$$Q_{cvi}=n\cdot\left[\frac{\beta i}{\lambda i+\gamma i}\cdot\left\{1-e^{-(\lambda i+\gamma i)\cdot t_f}\right\}+\frac{\beta i}{\lambda i}\cdot\left\{(1-e^{-\lambda i\cdot T})\cdot e^{-(\lambda i+\gamma i)\cdot t_f}\right\}\right] \quad \cdots\cdots\cdots (9-3)$$

ただし、

$$\beta i=A_{wi}\cdot L_1\cdot P_{1i}$$

$$\gamma i=\frac{V_R}{V_{CV}}\cdot\eta i\cdot M$$

ここに、

Q_{cvi}	：核種ｉの原子炉停止時の原子炉格納容器換気による放出量	(Bq／y)
n	：原子炉停止時の原子炉格納容器換気回数	(y^{-1})
t_f	：格納容器空気浄化装置運転時間	(s)
T	：原子炉停止時の原子炉格納容器換気の間隔	(s)
L_1	：原子炉格納容器内１次冷却材漏えい率	(g／s)
P_{1i}	：原子炉格納容器内で漏えい１次冷却材中の核種ｉが空気中に移行する割合	
V_R	：格納容器空気浄化装置容量	(m^3／s)
Vcv	：原子炉格納容器自由体積	(m^3)
ηi	：格納容器空気浄化装置の核種ｉに対するよう素フィルタの捕集効率	

M　　：格納容器空気浄化装置の混合効率

c．原子炉格納容器減圧時の排気により放出される希ガス及びよう素の量

原子炉格納容器減圧時の排気により放出される希ガス及びよう素の量は(9－4)式を用いて計算する。

$$Q_{CVDi}=\frac{\beta i\cdot Vp}{\lambda i\cdot T\cdot Vcv}\cdot(1-\eta_{Di})\cdot\{T-\frac{1}{\lambda i}(1-e^{-\lambda i\cdot T})\} \quad \cdots\cdots\cdots\cdots (9-4)$$

ここに、

Q_{CVDi}：核種ｉの原子炉格納容器減圧時の排気による放出量　(Bq／y)

Ｖｐ　：原子炉格納容器減圧時の排気量　(m^3／y)

η_{Di}　：原子炉格納容器減圧時排気ラインの核種ｉに対するよう素フィルタの捕集効率

d．原子炉補助建屋換気により放出される希ガス及びよう素の量

原子炉補助建屋換気により放出される希ガス及びよう素の量は(9－5)式を用いて計算する。

$$Q_{ABi}=Awi\cdot L_2\cdot P_{2i}\cdot t \quad \cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots (9-5)$$

ここに、

Q_{ABi}：核種ｉの原子炉補助建屋の換気による放出量(Bq／y)

L_2　：原子炉補助建屋内１次冷却材漏えい率　(g／s)

P_{2i}　：原子炉補助建屋内で漏えい１次冷却材中の核種ｉが空気中に移行する割合

e．定期検査時に放出されるよう素131の量

定期検査時に放出されるよう素131の量は、(9－6)式を用い

て計算する。

$$Q_{I-131} = (Q_{CVI-131} + Q_{CVDI-131} + Q_{ABI-131}) \times \frac{1}{4} \quad \cdots\cdots\cdots\cdots (9-6)$$

ここに、

Q_{I-131} ：定期検査時に放出されるよう素131の量 (Bq／y)

$Q_{CVI-131}$ ：原子炉停止時に原子炉格納容器換気により放出されるよう素131の量 (Bq／y)

$Q_{CVDI-131}$ ：原子炉格納容器減圧時に放出されるよう素131の量 (Bq／y)

$Q_{ABI-131}$ ：原子炉補助建屋換気により放出されるよう素131の量 (Bq／y)

(2) 計算条件

(9－2)式の計算に用いたパラメータは次のとおりである。

t_G	:	2.59×10^{6}	(s)	(30d)
k	:	1		
We	:	1.76×10^{9}	(g／y)	
Wd	:	3.00×10^{8}	(g／y)	
nd	:	2	(y^{-1})	

(9－3)式の計算に用いたパラメータは次のとおりである。

n	:	4	(y^{-1})	
t_f	:	5.76×10^{4}	(s)	(16h)
T	:	6.31×10^{6}	(s)	(73d)
L_1	:	1.16	(g／s)	(0.1t／d)
P_{1i}	:	(Kr、Xe) 1.0	(I) 0.1	

V_R ： 8.50 (m^3／s) (255m^3／min×2)

V_{cv} ： 8.01×10^4 (m^3)

η_i ：(Kr、Xe) 0.0 (I) 0.9

M ： 0.7

(9－4)式の計算に用いたパラメータは次のとおりである。

V_p ： 1.30×10^5 (m^3／y)

η_{Di} ：(Kr、Xe、I) 0.0 (よう素フィルタを通さず)

(9－5)式の計算に用いたパラメータは次のとおりである。

L_2 ： 9.26×10^{-1} (g／s) (0.08t／d)

P_{2i} ：(Kr、Xe) 1.0 (I)0.005

(3) 計算結果

気体廃棄物中の希ガス及びよう素の放出量は1号炉及び2号炉各炉並びに1号炉及び2号炉合算について、それぞれ第4.2.2表、第4.2.3表及び第4.2.4表に示すとおりである。

第4.2.2表　希ガスの放出量（１号及び２号炉各炉）

（単位：Bq／y）

核種＼項目	ガス減衰タンクの排気	原子炉停止時の原子炉格納容器換気	原子炉格納容器減圧時の排気	原子炉補助建屋の換気	合計
Ｋｒ－85m	～ 0	8.2×10^{9}	3.3×10^{9}	1.8×10^{12}	1.8×10^{12}
Ｋｒ－85	1.5×10^{14}	1.8×10^{12}	3.7×10^{11}	1.4×10^{12}	1.5×10^{14}
Ｋｒ－87	～ 0	1.3×10^{9}	5.4×10^{8}	1.0×10^{12}	1.0×10^{12}
Ｋｒ－88	～ 0	8.8×10^{9}	3.6×10^{9}	3.1×10^{12}	3.1×10^{12}
Ｘｅ－131m	3.5×10^{13}	5.5×10^{11}	1.7×10^{11}	1.9×10^{12}	3.7×10^{13}
Ｘｅ－133m	2.7×10^{10}	1.5×10^{11}	5.7×10^{10}	2.6×10^{12}	2.9×10^{12}
Ｘｅ－133	4.0×10^{14}	2.5×10^{13}	9.2×10^{12}	1.9×10^{14}	6.2×10^{14}
Ｘｅ－135m	～ 0	2.5×10^{7}	1.0×10^{7}	9.3×10^{10}	9.3×10^{10}
Ｘｅ－135	～ 0	3.0×10^{10}	1.2×10^{10}	3.2×10^{12}	3.2×10^{12}
Ｘｅ－138	～ 0	1.2×10^{8}	4.9×10^{7}	5.0×10^{11}	5.0×10^{11}
放出量合計	5.8×10^{14}	2.8×10^{13}	9.8×10^{12}	2.1×10^{14}	8.3×10^{14}
γ線実効エネルギ(1)（MeV／dis）	3.2×10^{-2}	4.3×10^{-2}	4.4×10^{-2}	8.3×10^{-2}	4.6×10^{-2}
β線実効エネルギ(1)（MeV／dis）	1.7×10^{-1}	1.4×10^{-1}	1.4×10^{-1}	1.5×10^{-1}	1.6×10^{-1}

第4.2.3表　よう素の放出量（１号及び２号炉各炉）

（単位：Bq／y）

核種＼項目	ガス減衰タンクの排気	原子炉停止時の原子炉格納容器換気	原子炉格納容器減圧時の排気	原子炉補助建屋の換気	定期検査時のよう素１３１	合計
Ｉ－131	——	1.4×10^{9}	1.3×10^{10}	9.9×10^{9}	6.2×10^{9}	3.1×10^{10}
Ｉ－133	——	9.4×10^{8}	2.8×10^{9}	1.7×10^{10}	——	2.0×10^{10}

なお、Ａｒ－41は、原子炉格納容器内空気中のＡｒ－40が原子炉容器外周部において中性子に照射されることにより生成するが、これによる年間の放出量は１号炉及び２号炉各炉で3.7×10^{11}Bq程度で充分小さい。

また、Ｎ－16(半減期7.35秒)[(2)]及びＮ－17(半減期4.14秒)[(2)]は、１次冷却材の原子炉格納容器内漏えい又は原子炉補助建屋内漏えいにより空気中に存在するが、短半減期核種であるため、その放出量は無視できる程度である。

さらに、廃液蒸発装置濃縮液のアスファルト固化処理及び可燃性雑固体廃棄物の焼却処理に伴う排ガス中にも若干の放射性物質が含まれるが、その年間放出量は無視できる程度である。

第4.2.4表　希ガス及びよう素の放出量

（単位：Bq／y）

核種＼発電用原子炉		１　号　炉	２　号　炉	合　　計
希　ガ　ス		8.3×10^{14}	8.3×10^{14}	1.7×10^{15}
よう素	Ｉ－131	3.1×10^{10}	3.1×10^{10}	6.2×10^{10}
	Ｉ－133	2.0×10^{10}	2.0×10^{10}	4.1×10^{10}

4.3　液体廃棄物処理

4.3.1　液体廃棄物の発生源

平常運転時において発生する液体廃棄物の発生源としては、次のものがある。

(1)　１次冷却材抽出水

(2)　格納容器冷却材ドレン及び補助建屋冷却材ドレン

(3)　良水質の補助建屋機器ドレン

(4)　低水質の補助建屋機器ドレン

(5)　格納容器及び補助建屋床ドレン

(6)　燃料取扱建屋機器ドレン及び燃料取扱建屋床ドレン

(7)　薬品ドレン

(8)　洗たく排水、手洗排水及びシャワ排水(以下「洗浄排水」という。)

(1)、(2)の廃液については、冷却材貯蔵タンクに貯留し、ほう酸回収装置脱塩塔でイオン化不純物を除去するとともに、ほう酸回収装置で溶存気体を分離し（分離された気体は気体廃棄物として処理する。)、ほう酸回収装置蒸発器により溶存する固形分を濃縮分離する。蒸留水は、ほう酸蒸留水脱塩塔を通した後、原則として原子炉補給水として再使用し、濃縮液はほう酸溶液として再使用する。

(3)の廃液については、Ａ廃液貯蔵タンクに貯留し、Ａ廃液蒸発装置で溶存する固形分を濃縮分離する。蒸留水は、廃液蒸留水モニタ脱塩塔を通した後、原則として再使用し、濃縮廃液は固体廃棄物として処理する。

(4)、(5)及び(6)の廃液については、Ｂ廃液貯蔵タンクに貯留し、

Ｂ廃液蒸発装置で溶存する固形分を濃縮分離する。蒸留水は、廃液蒸留水脱塩塔を通して廃液蒸留水タンクに送り、ここで放射性物質の濃度が十分低いことを確認し、復水器冷却水等と混合希釈して放水口から放出する。濃縮廃液は、固体廃棄物として処理する。

(7)、(8)の廃液については１号炉でそれぞれ次の処理を行う。

(7)の廃液については、薬品ドレンタンクに貯留した後、１号炉の(4)、(5)及び(6)の系統で処理する。

(8)の廃液については、原則として洗浄排水処理装置で溶存固形分を分離する。蒸留水は、洗浄排水蒸留水脱塩塔を通した後、洗浄排水モニタタンクに送り、放射性物質の濃度が十分低いことを確認した後、復水器冷却水等と混合希釈して放水口から放出する。一方、濃縮廃液は原則として、洗浄排水高濃縮装置で処理した後焼却し、固体廃棄物として処理する。

上記の他、酸液ドレンタンクに集められる薬品ドレン（強酸等）があるが、これは中和処理した後、固体廃棄物として処理する。液体廃棄物処理系統説明図を第4.1.2図に示す。

4.3.2　液体廃棄物の発生量

平常運転時に発生する液体廃棄物の量は、以下の前提条件に基づき推定する。

(1)　1次冷却材抽出水量は、標準的な起動停止を仮定し、推定する。

(2)　冷却材ドレン、機器ドレンは、各機器からのドレン量、漏えい量等から推定する。

(3)　床ドレンは、床面積、キャスクの除染等から推定する。

(4)　洗浄排水及び薬品ドレンについては、先行発電所の実績を考慮する。

液体廃棄物の年間推定発生量は、第4.3.1表に示すとおりである。

4.3.3　液体廃棄物の放出量

液体廃棄物の発生源のうち、１次冷却材抽出水、格納容器冷却材ドレン、補助建屋冷却材ドレン及び良水質の補助建屋機器ドレンは、処理後、原則として再使用するが、評価上全量放出するものとすれば、液体廃棄物の全放出量は第4.3.1表に示すとおりである。

上記放出量中に含まれる放射能量（トリチウムを除く。）は、１号炉で年間約1.1×10^{10}Bq、２号炉で年間約4.8×10^{9}Bqとなる。

なお、放出放射能量の算定に当たっては、燃料被覆管欠陥率を１％と想定し、１次冷却材中の放射性物質の濃度（希ガス及びトリチウムを除く。）は、１号炉及び２号炉それぞれ約5.8×10^{5}Bq／cm^3とした。

発生源別液体廃棄物の年間発生量とその放射性物質の濃度の概略は１号炉及び２号炉それぞれ第4.3.1図及び第4.3.2図に示すとおりである。

液体廃棄物による実効線量評価を行う際には、液体廃棄物処理設備運用の変動及び先行炉の放出実績を考慮して液体廃棄物の年間放出量はトリチウムを除き、１号炉及び２号炉各々3.7×10^{10}Bq／y、トリチウムは１号炉及び２号炉各々5.55×10^{13}Bq／yとする。

また、トリチウムを除いた液体廃棄物の核種構成は、第4.3.2表に示すとおりとする。

なお、これらの希釈水となる年間復水器冷却水量は、１号炉及び２号炉各々$1.60\times10^{9}m^3$／yである。

第4.3.1表　液体廃棄物の年間推定発生量及び放出量

（単位：m^3／y）

種別	年間発生量		年間放出量	
	1号炉	2号炉	1号炉	2号炉
(1)　1次冷却材抽出水 (2)　格納容器冷却材ドレン及び補助建屋冷却材ドレン	約3,000	約3,000	約3,000	約3,000
(3)　良水質の補助建屋機器ドレン	約　300	約　300	約　300	約　300
(4)　低水質の補助建屋機器ドレン (5)　格納容器及び補助建屋床ドレン (6)　燃料取扱建屋機器ドレン及び燃料取扱建屋床ドレン	約　250	約　250	約　250	約　250
(7)　薬品ドレン	約　200	約　200	約　400	－
(8)　洗浄排水	約1,500	約1,500	約3,000	－
合計	約5,250	約5,250	約6,950	約3,550

注　1号炉では良水質はA系統、低水質はB系統を示す。

第4.3.2表　液体廃棄物の核種構成

核　　種	核種構成（%）
Ｃｒ － 51	2
Ｍｎ － 54	3
Ｆｅ － 59	2
Ｃｏ － 58	10
Ｃｏ － 60	15
Ｓｒ － 89	2
Ｓｒ － 90	1
Ｉ　－131	15
Ｃｓ －134	20
Ｃｓ －137	30
計	100

4.4　固体廃棄物処理

4.4.1　固体廃棄物の種類とその発生量

固体廃棄物には、脱塩塔使用済樹脂、廃液蒸発装置の濃縮廃液固化物、薬品ドレン（強酸等）の固化物、洗浄排水処理装置の濃縮廃液及び雑固体廃棄物(使用済フィルタ、布、紙等)がある。

脱塩塔使用済樹脂は、使用済樹脂貯蔵タンクに貯蔵して放射能の減衰を図るものとするが、固化材（セメント）とともにドラム詰めも可能なようにする。

廃液蒸発装置の濃縮廃液は、固化材（アスファルト又はセメント）とともにドラム詰めにする。

薬品ドレン（強酸等）は、固化材（セメント）とともにドラム詰めにする。

洗浄排水処理装置の濃縮廃液は、原則として洗浄排水高濃縮装置で処理した後、雑固体廃棄物とともに雑固体焼却設備で焼却した後ドラム詰めにする。

雑固体廃棄物は、必要に応じて圧縮減容又は焼却処理後、ドラムに詰める。

雑固体廃棄物のうち使用済液体用フィルタについては、コンクリートを内張りしたドラムに詰める。

雑固体廃棄物のうち使用済換気用フィルタについては、圧縮減容してドラム詰めするか又は放射性物質が飛散しないようにこん包する。

上記のほか、使用済制御棒等の放射化された機器が発生することがある。これらは、使用済燃料ピットに貯蔵し、放射能の減衰を図ることとする。

固体廃棄物の発生量の推定に当たっては、樹脂の使用量、液体廃棄物の発生量、先行発電所の実績等を考慮する。

固体廃棄物の種類別年間推定発生量は、第4.4.1表に示すとおりである。

なお、蒸気発生器の取替えに伴い取り外した蒸気発生器３基等及び原子炉容器上部ふたの取替えに伴い取り外した原子炉容器上部ふた１基等は、必要に応じて汚染拡大防止対策を講じて、２－固体廃棄物貯蔵庫に貯蔵保管する。また、取替えに伴い発生する雑固体廃棄物は必要に応じて減容処理後ドラム詰め又はこん包を行う。手洗水等については、他の廃液と同様に処理後ドラム詰めにする。

第4.4.1表　固体廃棄物の年間推定発生量

種類	年間推定発生量		
	１号炉	２号炉	合　計
脱塩塔使用済樹脂	約13m^3	約13m^3	約26m^3
廃液蒸発装置の濃縮廃液固化物（薬品ドレン（強酸等）を含む）	ドラム缶 約100本	ドラム缶 約100本	ドラム缶 約200本
雑固体廃棄物（使用済フィルタを含む）	ドラム缶 約355本	ドラム缶 約355本	ドラム缶 約710本
焼却灰	ドラム缶 約　40本	ドラム缶 約　40本	ドラム缶 約　80本
使用済制御棒等	発生量* 不　定	発生量* 不　定	発生量* 不　定

＊　放射化された機器であり定常的に発生するものではない。

4.4.2　保管管理

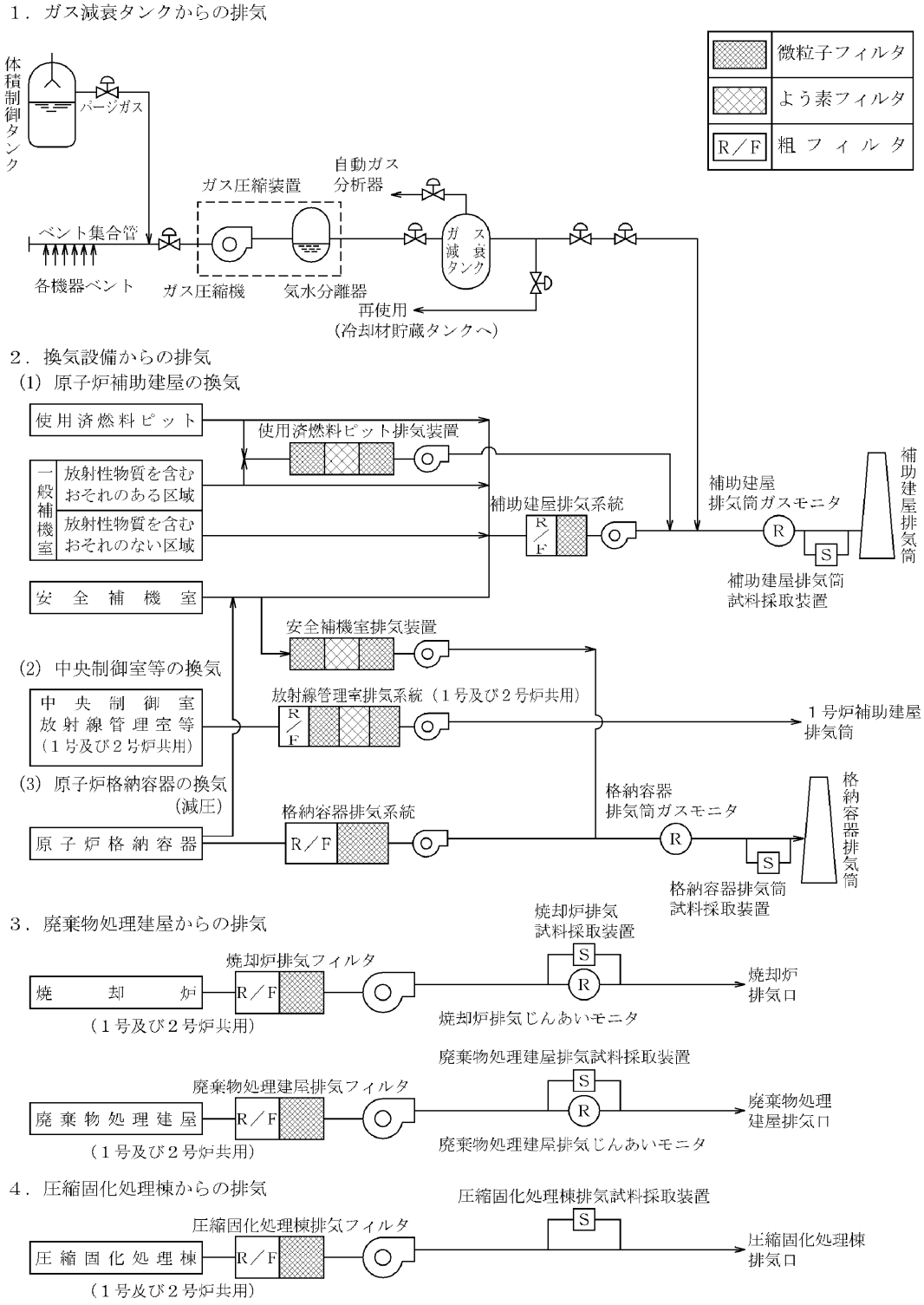
ドラム詰め及びこん包した固体廃棄物は、発電所敷地内の固体廃棄物貯蔵庫又は固体廃棄物搬出検査棟に貯蔵保管して放射能の減衰を図る。

また、１号炉及び２号炉の取り外した蒸気発生器６基等並びに１号炉及び２号炉の取り外した原子炉容器上部ふた２基等は、２－固体廃棄物貯蔵庫に貯蔵保管する。

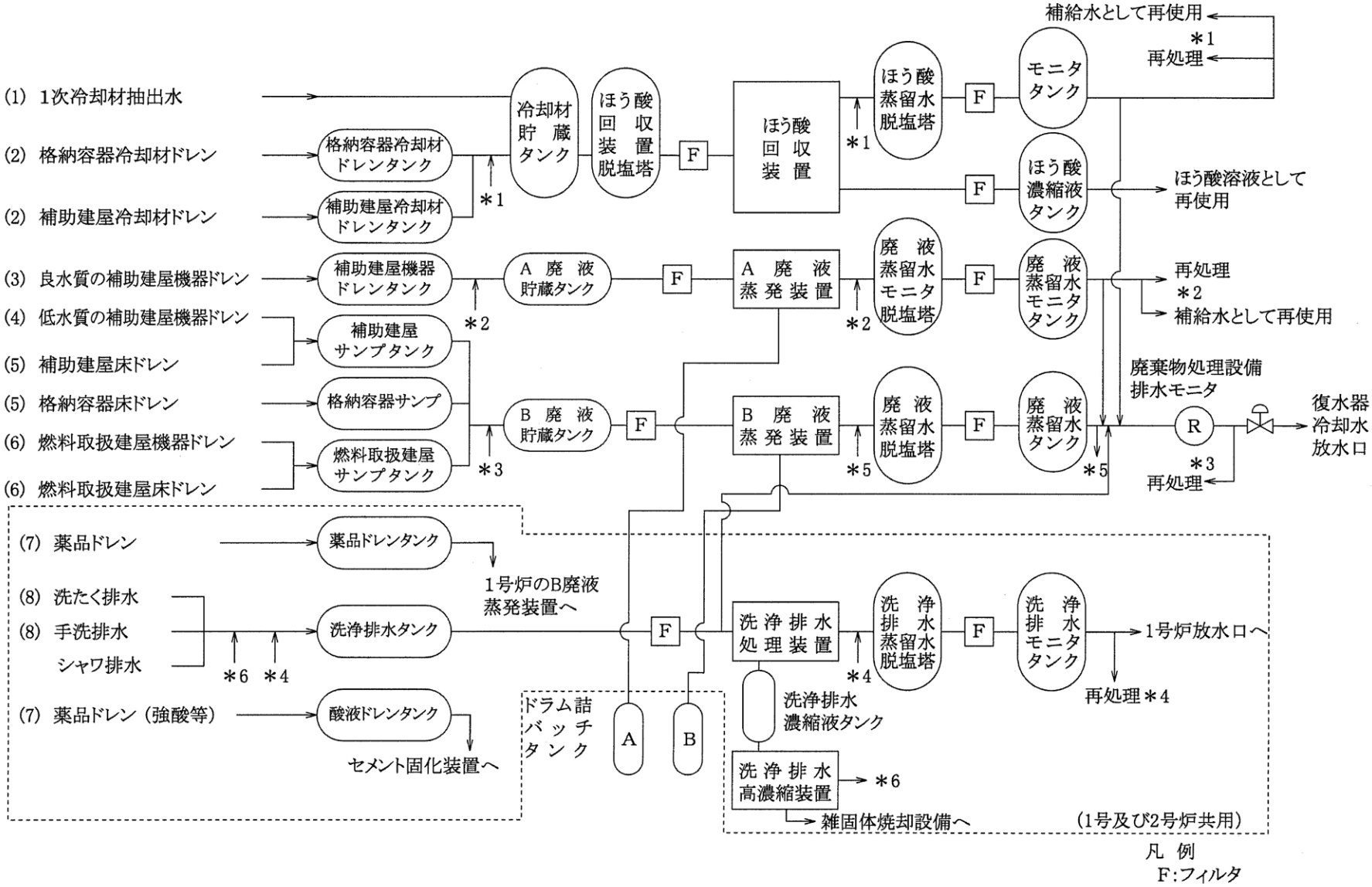
脱塩塔使用済樹脂は原子炉補助建屋内の使用済樹脂貯蔵タンクに貯蔵して放射能の減衰を図るが、ドラム詰めにした場合は固体廃棄物貯蔵庫又は固体廃棄物搬出検査棟に貯蔵保管する。

固体廃棄物貯蔵庫及び固体廃棄物搬出検査棟は管理区域とし、定期的に周辺の放射線サーベイ等を行い、厳重に管理する。

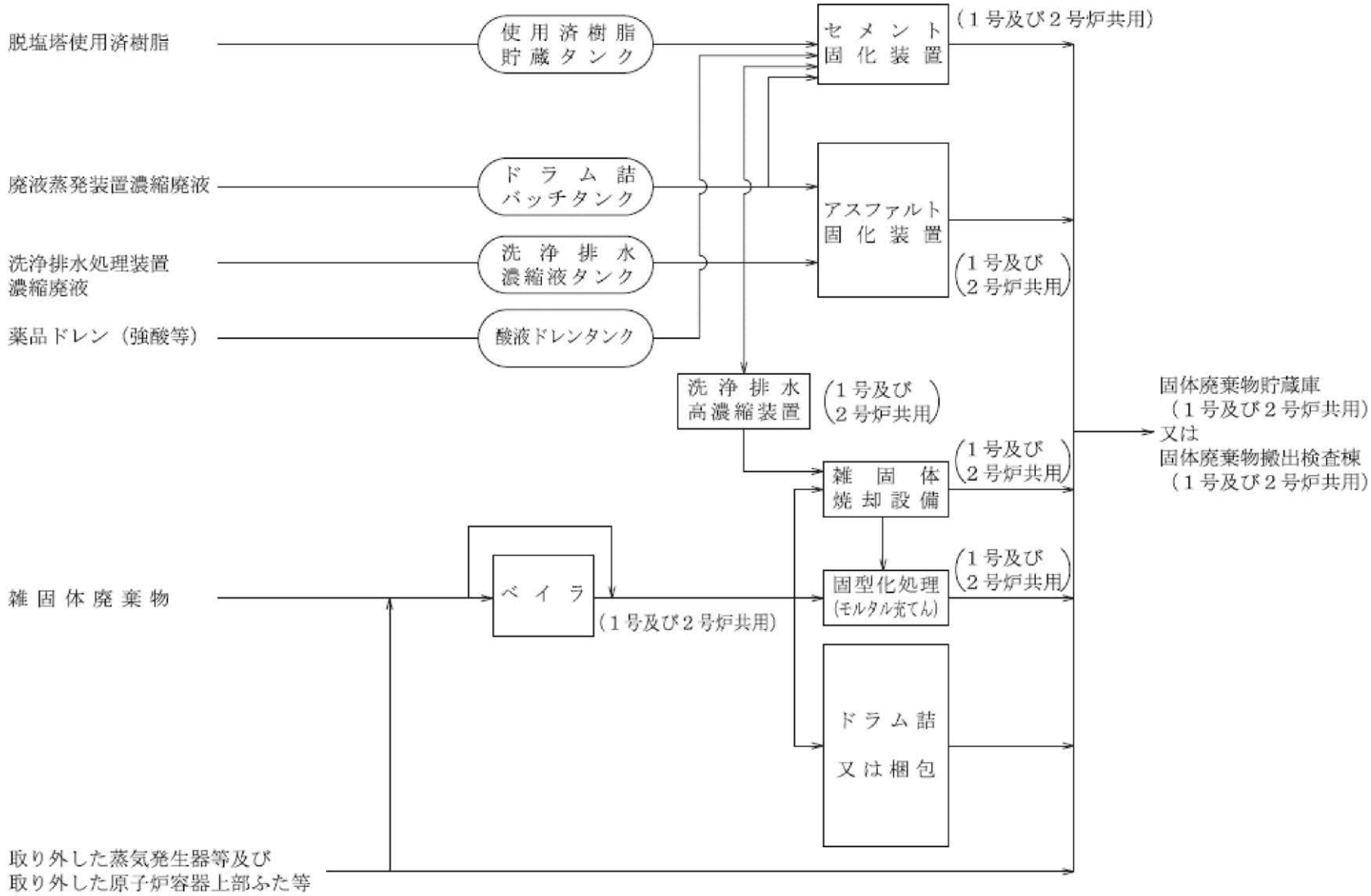
なお、必要に応じて、固体廃棄物を廃棄事業者の廃棄施設へ廃棄する。



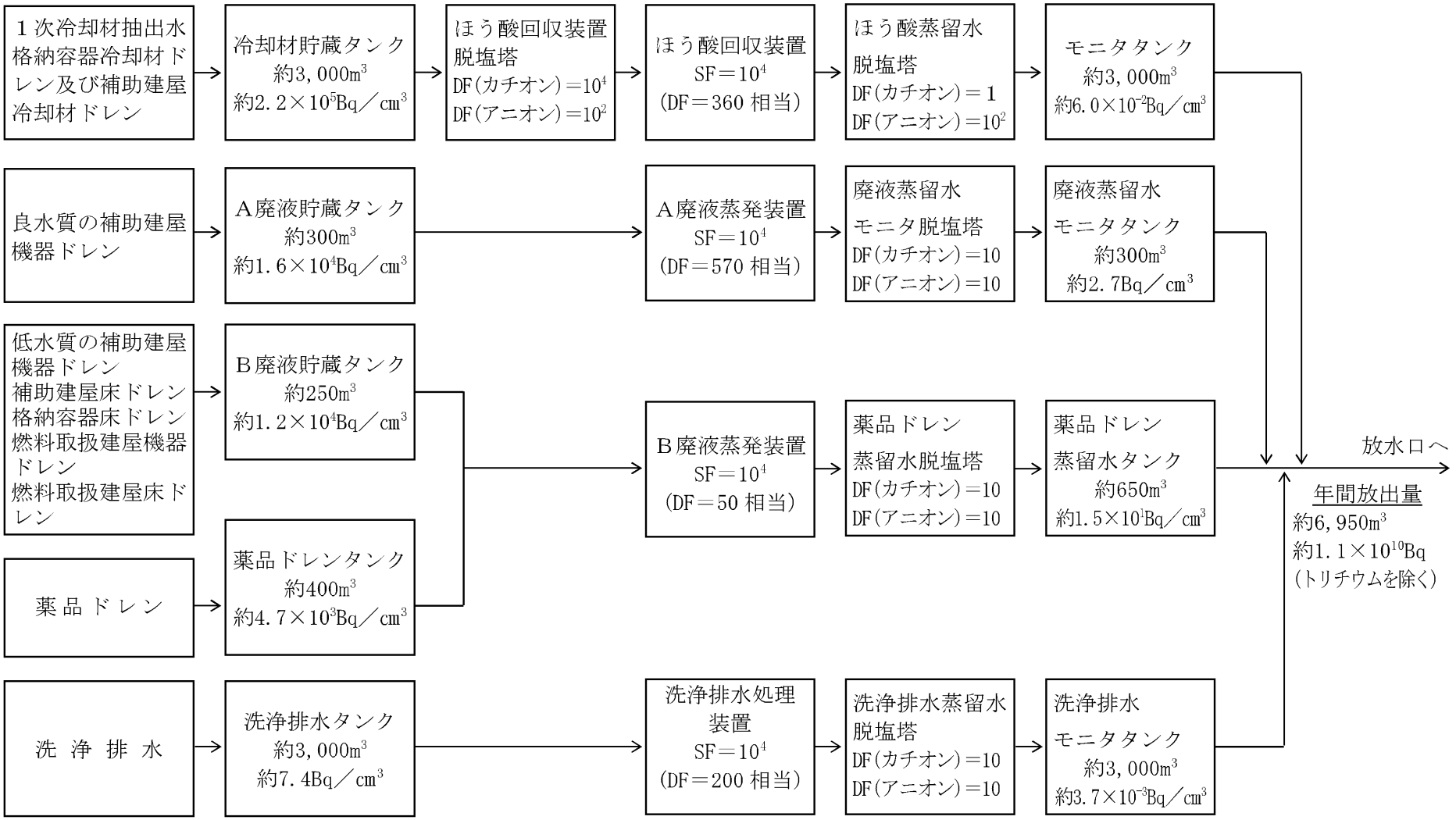
第4.1.1図　気体廃棄物処理系統説明図（換気系等を含む。）



第4.1.2図　液体廃棄物処理系統説明図

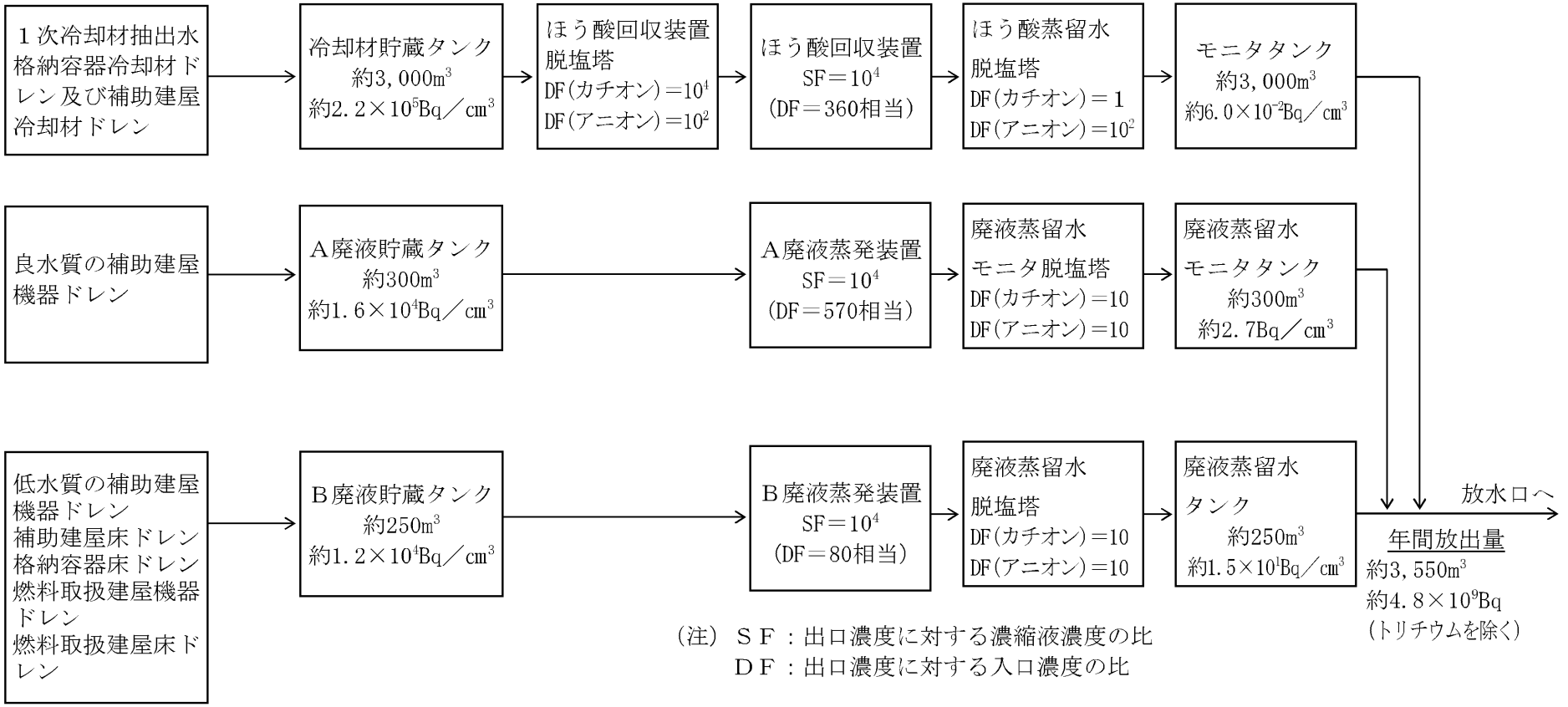


第4.1.3図　固体廃棄物処理系統説明図



（注）ＳＦ：出口濃度に対する濃縮液濃度の比
ＤＦ：出口濃度に対する入口濃度の比

第 4.3.1 図　液体廃棄物の年間発生量とその放射性物質の濃度（１号炉、評価ベース）



第 4.3.2 図　液体廃棄物の年間発生量とその放射性物質の濃度（２号炉、評価ベース）

4.5 参考文献

(1) 「被ばく計算に用いる放射線エネルギー等について」
（原子力安全委員会了承、平成元年3月27日）
一部改訂、平成13年3月29日

(2) 「Table of Isotopes,Sixth Edition 」
Lederer, C.M et al.
John Wiley & Sons,Inc., 1968

５．平常運転時における発電所周辺の一般公衆の受ける線量評価

気体廃棄物中の希ガスのγ線からの外部被ばくによる実効線量、液体廃棄物中の放射性物質の摂取に伴う内部被ばくによる実効線量及びよう素の摂取に伴う内部被ばくによる実効線量は、「発電用原子炉施設の安全解析に関する気象指針」及び「線量目標値に対する評価指針」に従って評価する。

5.1　実効線量の計算

5.1.1　気体廃棄物中の希ガスのγ線による実効線量

5.1.1.1　計算方法の概要

実効線量の計算に使用する気体廃棄物中の希ガスとして次の４種類を対象とする。

(1)　ガス減衰タンクから放出される希ガス

(2)　原子炉停止時の原子炉格納容器換気により放出される希ガス

(3)　原子炉格納容器減圧時の排気により放出される希ガス

(4)　原子炉補助建屋換気により放出される希ガス

(1)及び(2)は、放出が間欠的な事象であるため、着目方位及びその隣接２方位へ向かう風の出現頻度の和と年間の放出回数とから二項確率分布の信頼度が67％となるように、着目方位を中心とした３方位への最大放出回数を求め、その放射性雲からの実効線量を計算する。また、風速については、方位別大気安定度別風速逆数の平均を用いる。

(3)及び(4)は、放出が連続的な事象であるとして、方位別大気安定度別風速逆数の総和を用いてその放射性雲からの実効線

量を計算する。なお、風が着目方位に隣接する方位へ向かっている場合は、着目方位にも実効線量の寄与があるので、これも加算する。

実効線量の計算は、２号発電用原子炉を中心として16方位に分割したうちの陸側９方位の周辺監視区域境界外について行い、希ガスのγ線による１号炉及び２号炉合算の実効線量が最大となる地点での線量を求める。

また、将来の集落の形成を考慮し、陸側９方位の敷地境界外についても希ガスのγ線による１号炉及び２号炉合算の実効線量が最大となる地点での線量を求める。

5.1.1.2　実効線量の計算式

(1)　計算に用いる基本式

γ線による空気カーマ率を求める基本式は(9－7)式のとおりである。

$$D_\gamma(x', y', 0) = K_1 \cdot E_\gamma \cdot \mu_{en} \cdot \int_0^\infty \int_{-\infty}^\infty \int_0^\infty \frac{e^{-\mu \cdot r}}{4\pi r^2} \cdot B(\mu \cdot r) \cdot \chi(x, y, z) \cdot dx \cdot dy \cdot dz \quad \cdots (9-7)$$

ここに、

$D_\gamma(x', y', 0)$　：計算地点$(x', y', 0)$におけるγ線による空気カーマ率　（μGy／h）

K_1　：空気カーマ率への換算係数　$\left(\frac{dis \cdot m^3 \cdot \mu Gy}{MeV \cdot Bq \cdot h}\right)$

E_γ　：γ線の実効エネルギ　（MeV／dis）

μ_{en}　：空気に対するγ線の線エネルギ吸収係数　(m^{-1})

r　　：放射性雲中の点(x、y、z)から計算点(x′、y′、0)までの距離

$$r=\sqrt{(x'-x)^2+(y'-y)^2+(0-z)^2} \quad (m)$$

μ　　：空気に対するγ線の線減衰係数　(m^{-1})

B(μ・r)　　：空気に対するγ線の再生係数

$$B(\mu\cdot r)=1+\alpha_B\cdot(\mu\cdot r)+\beta_B\cdot(\mu\cdot r)^2+\gamma_B\cdot(\mu\cdot r)^3$$

α_B、β_B、γ_Bはγ線のエネルギ別に与えられる。

χ(x、y、z)　　：放射性雲中の点(x、y、z)における放射性物質の濃度　(Bq／m^3)

χ(x、y、z)は(9－8)式を用いて計算する。

$$\chi(x,y,z)=\frac{Q}{2\pi\cdot\sigma y\cdot\sigma z\cdot U}\cdot\exp\left(-\frac{y^2}{2\sigma y^2}\right)\cdot\left[\exp\left\{-\frac{(z-h)^2}{2\sigma z^2}\right\}+\exp\left\{-\frac{(z+h)^2}{2\sigma z^2}\right\}\right] \quad \cdots\cdots (9-8)$$

ここに、

Q　：放　出　率　(Bq／s)

U　：放出源高さを代表する風速　(m／s)

h　：放出源の有効高さ　(m)

σy　：濃度分布のy方向の拡がりのパラメータ　(m)

σz　：濃度分布のz方向の拡がりのパラメータ　(m)

(2)　実効線量の計算式

希ガスのγ線による実効線量は方位別に(9－9)式を用いて計算する。

$$H\gamma=H\gamma in+H\gamma cont \quad \cdots\cdots (9-9)$$

ここに、

H_{γ}　：希ガスのγ線による方位別年間実効線量（μSv／y）

$H_{\gamma in}$　：間欠放出分（ガス減衰タンク排気及び原子炉停止時の原子炉格納容器換気）の希ガスのγ線による方位別年間実効線量（μSv／y）

$H_{\gamma cont}$　：連続放出分（原子炉格納容器減圧時の排気及び原子炉補助建屋換気）の希ガスのγ線による方位別年間実効線量（μSv／y）

a．ガス減衰タンクから放出される希ガス及び原子炉停止時の原子炉格納容器換気により放出される希ガス

ガス減衰タンク排気及び原子炉停止時の原子炉格納容器換気により間欠的に放出される希ガスのγ線による実効線量は(9－10)式を用いて計算する。

$$H_{\gamma in} = \sum_{s=A}^{F} (H_{\gamma ins} + H'_{\gamma ins} + H''_{\gamma ins}) \quad \cdots\cdots\cdots (9-10)$$

ここに、

$H_{\gamma ins}$　：風が着目方位へ向かっており、大気安定度がｓである時の着目地点における希ガスのγ線による年間実効線量（μSv／y）

$H'_{\gamma ins}$、$H''_{\gamma ins}$　：それぞれ、風が着目方位に隣接する方位へ向かっており、大気安定度がｓである時の着目地点における希ガスのγ線による年間実効線量（μSv／y）

添字：ｓ：６つの大気安定度型(A、B、C、D、E、F)を示す。

$H_{\gamma}ins$、$H'_{\gamma}ins$及び$H''_{\gamma}ins$は、それぞれ(9－11)、(9－12)及び(9－13)式を用いて計算する。

$$H_{\gamma}ins = K_{\gamma} \cdot f_h \cdot f_o \cdot \frac{Q_{in} \cdot E_{\gamma in} \cdot n_T}{3,600 \times 0.5 \times N \cdot f_{LT}} \cdot \overline{D}_s \cdot \frac{N_{LS}}{N_t} \cdot \overline{S}_{LS} \quad \cdots\cdots (9-11)$$

$$H'_{\gamma}ins = K_{\gamma} \cdot f_h \cdot f_o \cdot \frac{Q_{in} \cdot E_{\gamma in} \cdot n_T}{3,600 \times 0.5 \times N \cdot f_{LT}} \cdot \overline{D'}_s \cdot \frac{N'_{LS}}{N_t} \cdot \overline{S'}_{LS} \quad \cdots\cdots (9-12)$$

$$H''_{\gamma}ins = K_{\gamma} \cdot f_h \cdot f_o \cdot \frac{Q_{in} \cdot E_{\gamma in} \cdot n_T}{3,600 \times 0.5 \times N \cdot f_{LT}} \cdot \overline{D''}_s \cdot \frac{N''_{LS}}{N_t} \cdot \overline{S''}_{LS} \quad \cdots\cdots (9-13)$$

ここに、

K_{γ}　：空気カーマから実効線量への換算係数（μSv／μGy）

f_h　：家屋による遮へい係数

f_o　：居住係数

$\overline{D}_s$　：放出率1Bq／s、γ線エネルギ0.5MeV／dis、風速1m／sで着目方位へ放出した場合、大気安定度がｓである時の当該距離におけるγ線による空気カーマ率の方位内平均値（μGy／h）

$\overline{D'}_s$、$\overline{D''}_s$　：それぞれ、放出率1Bq／s、γ線エネルギ0.5MeV／dis、風速1m／sで着目方位に隣接する方位へ放出した場合、大気安定度

がｓである時の着目方位の当該距離におけるγ線による空気カーマ率の方位内平均値　(μGy／h)

$\overline{D}$ｓ、$\overline{D'}$ｓ及び$\overline{D''}$ｓは(9－7)式を基本式として求める。

Q_{in}　：ガス減衰タンク排気又は原子炉停止時の原子炉格納容器換気中の希ガスの年間放出量　(Bq／y)

$E_{\gamma in}$　：ガス減衰タンク排気又は原子炉停止時の原子炉格納容器換気中の希ガスのγ線実効エネルギ　(MeV／dis)

N　：ガス減衰タンク排気又は原子炉停止時の原子炉格納容器換気の回数　(回／y)

n_T　：着目方位及びその隣接２方位へ向かう風の出現頻度の和と年間の放出回数とから二項確率分布の信頼度が67％となるように求めた着目方位を中心とした３方位への最大放出回数　(回／y)

f_{LT}　：着目方位及びその隣接２方位へ向かう風の出現頻度の和

Ｎｔ　：総観測回数　(回／y)

N_{LS}　：風が着目方位へ向かっているときの大気安定度別観測回数　(回／y)

N'_{LS}、N''_{LS}　：それぞれ、風が着目方位に隣接する方位へ向かっている時の大気安定度別観測回数　（回／y）

$\overline{S}_{LS}$　：風が着目方位へ向かっており、大気安定度がｓである時の風速逆数の平均（s／m）

$\overline{S'}_{LS}$、$\overline{S''}_{LS}$　：それぞれ、風が着目方位に隣接する方位へ向かっており、大気安定度がｓである時の風速逆数の平均　（s／m）

添字：Ｌ　：16方位（計算方位）を示す。

ｂ．原子炉格納容器減圧時の排気により放出される希ガス及び原子炉補助建屋換気により放出される希ガス

原子炉格納容器減圧時の排気及び原子炉補助建屋換気により連続的に放出される希ガスのγ線による実効線量は、(9－14)式を用いて計算する。

$$H_{\gamma Cont} = \sum_{s=A}^{F} (H_{\gamma Conts} + H'_{\gamma Conts} + H''_{\gamma Conts}) \cdots (9-14)$$

ここに、

$H_{\gamma Conts}$　：風が着目方位へ向かっており、大気安定度がｓである時の着目地点における希ガスのγ線による年間実効線量　（μSv／y）

$H'_{\gamma Conts}$、$H''_{\gamma Conts}$　：それぞれ、風が着目方位に隣接する方位へ向かっており、大気安定度がｓである時の着目地点における希ガスのγ線による年間実効線量　（μSv／y）

$H_{\gamma Conts}$、$H'_{\gamma Conts}$及び$H''_{\gamma Conts}$は、それぞれ(9－15)、(9－16)及び(9－17)式を用いて計算する。

$$H_{\gamma Conts}=K_{\gamma}\cdot f_h\cdot f_o\cdot\frac{Q_{Cont}\cdot E_{\gamma Cont}}{3,600\times 0.5}\cdot\overline{D}_s\cdot\frac{1}{Nt}\cdot S_{LS} \quad \cdots\cdots (9-15)$$

$$H'_{\gamma Conts}=K_{\gamma}\cdot f_h\cdot f_o\cdot\frac{Q_{Cont}\cdot E_{\gamma Cont}}{3,600\times 0.5}\cdot\overline{D'}_s\cdot\frac{1}{Nt}\cdot S'_{LS} \quad \cdots\cdots (9-16)$$

$$H''_{\gamma Conts}=K_{\gamma}\cdot f_h\cdot f_o\cdot\frac{Q_{Cont}\cdot E_{\gamma Cont}}{3,600\times 0.5}\cdot\overline{D''}_s\cdot\frac{1}{Nt}\cdot S''_{LS} \quad \cdots\cdots (9-17)$$

ここに、

Q_{Cont}　：原子炉格納容器減圧時の排気又は原子炉補助建屋換気中の希ガスの年間放出量　(Bq／y)

$E_{\gamma Cont}$　：原子炉格納容器減圧時の排気又は原子炉補助建屋換気中の希ガスのγ線実効エネルギ　(MeV／dis)

S_{LS}　：風が着目方位へ向かっており、大気安定度がｓである時の風速逆数の総和　(s／m)

S'_{LS}、S''_{LS}　：それぞれ、風が着目方位に隣接する方位へ向かっており、大気安定度がｓである時の風速逆数の総和　(s／m)

5.1.1.3　計算条件

(9－7)式の計算に用いたパラメータは次のとおりである。

K_1　：4.46×10^{-4}　　$\left(\frac{dis\cdot m^3\cdot \mu Gy}{MeV\cdot Bq\cdot h}\right)$

μen：3.84×10^{-3}　　(m^{-1})

μ　：1.05×10^{-2}　　(m^{-1})

α_B　：1.000

β_B　：0.4492

γ_B　：0.0038

(9－8)式の計算に用いたパラメータは次のとおりである。

h　：第5.1.1表に示すとおりである。

(9－11)、(9－12)及び(9－13)式に用いたパラメータは次のとおりである。

K_γ　：0.8　　$(\mu Sv/\mu Gy)$

fh　：1

fo　：1

Qin　：(ガス減衰タンク排気)

5.8×10^{14}　　(Bq／y)

(原子炉停止時の原子炉格納容器換気)

2.8×10^{13}　　(Bq／y)

$E_\gamma in$：(ガス減衰タンク排気)

3.2×10^{-2}　　(MeV／dis)

(原子炉停止時の原子炉格納容器換気)

4.3×10^{-2}　　(MeV／dis)

N　：(ガス減衰タンク排気)

20　　(回／y)

（原子炉停止時の原子炉格納容器換気）

4　　（回／y）

n_T　：第5.1.2表に示すとおりである。

f_{LT}　：第5.1.3表に示すとおりである。

Nt　：8,760　　（回／y）

N_{LS}、N'_{LS}、N''_{LS}：第5.1.3表に示すとおりである。

$\overline{S}_{LS}$、$\overline{S'}_{LS}$、$\overline{S''}_{LS}$：第5.1.4表に示すとおりである。

(9－15)、(9－16)及び(9－17)式の計算に用いたパラメータは次のとおりである。

Q_{Cont}　：（原子炉格納容器減圧時の排気）

9.8×10^{12}　　（Bq／y）

（原子炉補助建屋換気）

2.1×10^{14}　　（Bq／y）

$E_{\gamma Cont}$　：（原子炉格納容器減圧時の排気）

4.4×10^{-2}　　（MeV／dis）

（原子炉補助建屋換気）

8.3×10^{-2}　　（MeV／dis）

S_{LS}、S'_{LS}、S''_{LS}：第5.1.4表に示すとおりである。

5.1.1.4　計算結果

陸側９方位の周辺監視区域境界外及び参考として上記方位以外の海に面する周辺監視区域境界について、希ガスのγ線による１号炉及び２号炉合算の実効線量の計算を行った結果は第5.1.5表に、また評価地点は第5.1.1図に示すとおりである。これによれば、陸側９方位の周辺監視区域境界外で希ガスのγ線

による実効線量が最大となるのは２号炉心から南方向約680m地点であり、その実効線量は年間約3.1μSvである。

将来の集落の形成を考慮し、陸側９方位の敷地境界外について１号炉及び２号炉合算の希ガスのγ線による実効線量の計算を行った結果は第5.1.6表に、また評価地点は第5.1.1図に示すとおりである。これによれば、陸側９方位の敷地境界外で希ガスのγ線による実効線量が最大となるのは２号炉心から南方向約680m地点であり、その実効線量は年間約3.1μSvである。

5.1.2　液体廃棄物中の放射性物質による実効線量

5.1.2.1　計算方法の概要

液体廃棄物中の放射性物質（よう素を除く。）による実効線量の計算は、発電用原子炉施設の前面海域に生息する海産物を摂取することによって放射性物質を体内摂取した場合について行う。

ただし、液体廃棄物中のよう素による実効線量の計算については「5.1.3 よう素による実効線量」において行う。

海水中の放射性物質の濃度は、放射性物質の年間放出量を年間の復水器冷却水量で除した放水口における濃度とし、前面海域での拡散による希釈効果は考慮しない。

5.1.2.2　実効線量の計算式

液体廃棄物による実効線量は(9－18)式を用いて計算する。

$$H_{wi} = 365 \cdot \sum_{i} K_{wi} \cdot A_{wi} \quad \cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots (9-18)$$

ただし、

$$A_{wi} = C_{wi} \cdot \sum_{k} \{(CF)_{ik} \cdot W_{Tk} \cdot f_{mk} \cdot f_{ik}\}$$

ここに、

H_w　：海産物を摂取した場合の実効線量　（μSy／y）

365　：年間日数への換算係数　（d／y）

K_{wi}　：核種ｉの実効線量への換算係数　（μSv／Bq）

A_{wi}　：核種ｉの海産物摂取による摂取率　（Bq／d）

C_{wi}　：海水中の核種ｉの濃度　（Bq／cm^3）

$(CF)_{ik}$　：核種ｉの海産物ｋに対する濃縮係数

（(Bq／g)／(Bq／cm^3)）

W_{Tk}　：海産物ｋの摂取率　（g／d）

f_{mk}　：海産物ｋの市場希釈係数

f_{ik}　：海産物ｋの採取から摂取までの核種ｉの減衰比

$$f_{ik} = \exp\left(-\frac{0.693}{T_{r}{}^{T}i} \cdot t_k\right)$$

（魚類、無脊椎動物に対して）

$$f_{ik} = \frac{3}{12} + \frac{T_{r}{}^{T}i}{0.693 \times 365}\left\{1 - \exp\left(-\frac{0.693}{T_{r}{}^{T}i} \times 365 \times \frac{9}{12}\right)\right\}$$

（海藻類に対して）

$T_{r}{}^{T}i$　：核種ｉの物理的半減期　（d）

t_k　：海産物ｋ（海藻類を除く。）の採取から摂取までの期間　（d）

5.1.2.3　計算条件

(9－18)式の計算に用いたパラメータは次のとおりである。

K_{wi}　：第5.1.7表に示すとおりである。

C_{wi}　：第5.1.8表に示すとおりである。

$(CF)_{ik}$：第5.1.9表に示すとおりである。

W_{Tk}　：魚　　類　　200　　(g／d)

無脊椎動物　　20　　(g／d)

海　藻　類（生３月、生相当量の乾物９月）

40　　(g／d)

f_{mk}　：1

t_k　：0　　(d)

Tr^{Ti}　：ICRP Publication 72[1]による。

5.1.2.4　計算結果

液体廃棄物中の放射性物質（よう素を除く。）による１号炉及び２号炉合算の実効線量の計算結果は年間約1.7μSvである。

5.1.3　よう素による実効線量

5.1.3.1　気体廃棄物中のよう素による実効線量

(1)　計算方法の概要

実効線量の計算に使用する気体廃棄物中のよう素として４種類を対象とする。

ａ．原子炉停止時の原子炉格納容器換気により放出されるよう素

ｂ．原子炉格納容器減圧時の排気により放出されるよう素

ｃ．原子炉補助建屋換気により放出されるよう素

ｄ．定期検査時に放出されるよう素

ただし、上記のａ.、ｂ．及びｃ．はよう素131及びよう素133について計算し、ｄ.はよう素131のみについて計算する。

実効線量の計算は大気中によう素131及びよう素133が存在する時の被ばく経路を考慮し、成人、幼児及び乳児が吸入摂取、葉菜摂取及び牛乳摂取によってよう素を体内摂取した場合について行う。

よう素の年平均地上空気中濃度は、ａ．は放出が間欠的な事象であるとし、ｂ.、ｃ．及びｄ．は放出が連続的な事象であるとして、それぞれ希ガスのγ線による実効線量の計算の場合と同様の方法で求める。

吸入摂取による実効線量を求める場合には、将来の集落の形成を考慮し、２号発電用原子炉を中心として16方位に分割したうちの陸側９方位の敷地境界外について年平均地上空気中濃度が最大となる地点の地上空気中濃度を用いる。

葉菜摂取による実効線量を求める場合には、食物連鎖を考

慮し、２号発電用原子炉を中心として16方位に分割したうちの陸側９方位の敷地境界外について年平均地上空気中濃度が最大となる地点の地上空気中濃度を用いる。

牛乳摂取による実効線量を求める場合には、食物連鎖を考慮し、現存する牧草地のうちで年平均地上空気中濃度が最大となる地点の地上空気中濃度を用いる。

気象条件は希ガスのγ線による実効線量の場合と同一とする。

(2)　実効線量の計算式

ａ．年平均地上空気中濃度の計算式

よう素の年平均地上空気中濃度は、方位別に(9－19)式を用いて計算する。

$$\chi_I = \chi_{Iin} + \chi_{ICont} \quad \cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots (9-19)$$

ここに、

χ_I　：気体廃棄物中のよう素の年平均地上空気中濃度　(Bq／cm^3)

χ_{Iin}　：間欠放出分（原子炉停止時の原子炉格納容器換気中のよう素）による年平均地上空気中濃度　(Bq／cm^3)

χ_{ICont}　：連続放出分（原子炉格納容器減圧時の排気中のよう素、原子炉補助建屋換気中のよう素及び定期検査時に放出されるよう素）による年平均地上空気中濃度　(Bq／cm^3)

(a) 原子炉停止時の原子炉格納容器換気により放出されるよう素

原子炉停止時の原子炉格納容器換気により間欠的に放出されるよう素の年平均地上空気中濃度は(9－20)式を用いて計算する。

$$\chi^{I}in = \sum_{s=A}^{F} (\chi^{I}ins + \chi'^{I}ins + \chi''^{I}ins) \quad \cdots\cdots\cdots (9-20)$$

ただし、

$$\chi^{I}ins = \frac{Q^{I}in \cdot n^{T}}{8,760 \times N \cdot f^{LT}} \cdot \overline{\chi}s \cdot \frac{N^{LS}}{Nt} \cdot \overline{S}^{LS}$$

$$\chi'^{I}ins = \frac{Q^{I}in \cdot n^{T}}{8,760 \times N \cdot f^{LT}} \cdot \overline{\chi'}s \cdot \frac{N'^{LS}}{Nt} \cdot \overline{S'}^{LS}$$

$$\chi''^{I}ins = \frac{Q^{I}in \cdot n^{T}}{8,760 \times N \cdot f^{LT}} \cdot \overline{\chi''}s \cdot \frac{N''^{LS}}{Nt} \cdot \overline{S''}^{LS}$$

ここに、

$\chi^{I}ins$ ：風が着目方位へ向かっており、大気安定度がｓである時の着目地点における年平均地上空気中濃度 (Bq／cm^3)

$\chi'^{I}ins$、$\chi''^{I}ins$ ：それぞれ、風が着目方位に隣接する方位へ向かっており、大気安定度がｓである時の着目地点における年平均地上空気中濃度(Bq／cm^3)

$Q^{I}in$ ：原子炉停止時の原子炉格納容器換気中のよう素の年間放出量(Bq／y)

$\overline{\chi}s$ ：放出率１Bq／h、風速１m／sで着目方位へ放出した場合、大気安定度

がｓである時の当該距離における地上空気中濃度の方位内平均値

(Bq／cm^3)

$\overline{\chi'}$ｓ、$\overline{\chi''}$ｓ　：それぞれ、放出率１Bq／h、風速１m／sで着目方位に隣接する方位へ放出した場合、大気安定度がｓである時の着目方位の当該距離における地上空気中濃度の方位内平均値

(Bq／cm^3)

$\overline{\chi}$ｓ、$\overline{\chi'}$ｓ、及び$\overline{\chi''}$ｓは(9－8)式を基本式として求める。

(b)　原子炉格納容器減圧時の排気により放出されるよう素、原子炉補助建屋換気により放出されるよう素及び定期検査時に放出されるよう素

連続放出と見なせる原子炉格納容器減圧時の排気により放出されるよう素、原子炉補助建屋換気により放出されるよう素及び定期検査時に放出されるよう素による年平均地上空気中濃度は、(9－21)式を用いて計算する。

$$\chi_{ICont} = \sum_{s=A}^{F} (\chi_{ICont_s} + \chi'_{ICont_s} + \chi''_{ICont_s}) \quad \cdots\cdots\cdots (9-21)$$

ただし、

$$\chi_{ICont_s} = \frac{Q_{ICont}}{8,760} \cdot \overline{\chi}_s \cdot \frac{1}{N_t} \cdot S_{LS}$$

$$\chi'_{ICont_s} = \frac{Q_{ICont}}{8,760} \cdot \overline{\chi'}_s \cdot \frac{1}{N_t} \cdot S'_{LS}$$

$$\chi''_{ICont s} = \frac{Q_{ICont}}{8,760} \cdot \overline{\chi''}_{s} \cdot \frac{1}{N_t} \cdot S''_{LS}$$

ここに、

$\chi_{ICont s}$：風が着目方位へ向かっており、大気安定度がｓである時の着目地点における年平均地上空気中濃度　(Bq／cm^3)

$\chi'_{ICont s}$、$\chi''_{ICont s}$：それぞれ、風が着目方位に隣接する方位へ向かっており、大気安定度がｓである時の着目地点における年平均地上空気中濃度　(Bq／cm^3)

Q_{ICont}：原子炉格納容器減圧時の排気中のよう素、原子炉補助建屋換気中のよう素又は定期検査時に放出されるよう素の年間放出量　(Bq／y)

b．実効線量の計算式

実効線量は成人、幼児及び乳児について、それぞれ(9－22)式を用いて求める。

$$H_{th} = H_I + H_V + H_M \quad \cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots (9-22)$$

ここに、

H_{th}：気体廃棄物中のよう素による実効線量　(μSv／y)

H_I：吸入摂取による実効線量　(μSv／y)

H_V：葉菜摂取による実効線量　(μSv／y)

H_M：牛乳摂取による実効線量　(μSv／y)

H_I、H_V及びH_Mはそれぞれ(9－23)、(9－24)及び(9－25)式を用いて求める。

$$H_I = 365 \cdot \sum_i K_{Ii} \cdot A_{Ii} \quad \cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots (9-23)$$

ただし、

$$A_{Ii} = M_I \cdot \overline{\chi}_{Ii}$$

ここに、

K_{Ii}：よう素ｉの吸入摂取による実効線量への換算係数

（μSv／Bq）

A_{Ii}：よう素ｉの吸入摂取による摂取率　（Bq／d）

M_I：呼　吸　率　（cm^3／d）

$\overline{\chi}_{Ii}$：よう素ｉの計算地点における年平均地上空気中濃度　（Bq／cm^3）

$$H_V = 365 \cdot \sum_i K_{Ti} \cdot A_{Vi} \quad \cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots (9-24)$$

ただし、

$$A_{Vi} = M_V \cdot f_{vm} \cdot f_{vt} \cdot f_d \cdot F_{vi} \cdot \exp\left(-\frac{0.693}{T_{ri}} \cdot t_v\right) \cdot \overline{\chi}_{vi}$$

ここに、

K_{Ti}：よう素ｉの経口摂取による実効線量係数（μSv／Bq）

A_{vi}：よう素ｉの葉菜摂取による摂取率　（Bq／d）

M_V：葉菜の摂取率　（g／d）

f_{vm}：葉菜の市場希釈係数

f_{vt}：葉菜の栽培期間の年間比

f_d：葉菜の除染係数

F_{vi}：よう素ｉが空気中から葉菜に移行する割合

（(Bq／g)／(Bq／cm^3)）

$\overline{\chi}_{vi}$：よう素ｉの計算地点における年平均地上空気中濃度　（Bq／cm^3）

T_{ri}：よう素ｉの物理的半減期　（d）

t_v　：葉菜の採取から摂取までの期間　(d)

$$H_M = 365 \cdot \sum_i K_{Ti} \cdot A_{Mi} \quad \cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots (9-25)$$

ただし、

$$A_{Mi} = M_M \cdot f_{Mm} \cdot f_{Mt} \cdot f_f \cdot F_{Mi} \cdot \exp\left(-\frac{0.693}{T_{ri}} \cdot t_M\right) \cdot \overline{\chi}_{Mi}$$

ここに、

A_{Mi}　：よう素ｉの牛乳摂取による摂取率　(Bq／d)

M_M　：牛乳の摂取率　(ml／d)

f_{Mm}　：牛乳の市場希釈係数

f_{Mt}　：牧草の栽培期間の年間比

f_f　：飼料の混合比

F_{Mi}　：よう素ｉが空気中から牛乳に移行する割合

((Bq／ml)／(Bq／cm^3))

$\overline{\chi}_{Mi}$　：よう素ｉの計算地点における年平均地上空気中濃度　(Bq／cm^3)

t_M　：牛乳の採取から摂取までの期間　(d)

(3)　計算条件

(9－23)式の計算に用いたパラメータは次のとおりである。

K_{Ii}	：成　人	Ｉ－131	1.5×10^{-2}	(μSv／Bq)
		Ｉ－133	2.9×10^{-3}	(μSv／Bq)
	幼　児	Ｉ－131	6.9×10^{-2}	(μSv／Bq)
		Ｉ－133	1.6×10^{-2}	(μSv／Bq)
	乳　児	Ｉ－131	1.3×10^{-1}	(μSv／Bq)
		Ｉ－133	3.5×10^{-2}	(μSv／Bq)
M_I	：成　人	2.22×10^{7}		(cm^3／d)
	幼　児	8.72×10^{6}		(cm^3／d)

乳　児　　2.86×10^{6}　　(cm^3／d)

$\overline{\chi}_{Ii}$ ：（１号及び２号炉合算）

Ｉ－131　　1.17×10^{-9}　　(Bq／cm^3)

Ｉ－133　　7.73×10^{-10}　　(Bq／cm^3)

１号炉からの寄与を含めた２号炉心から南南東方向670m地点の濃度

(9－24)式の計算に用いたパラメータは次のとおりである。

K_{Ti} ：成　人　Ｉ－131　1.6×10^{-2}　(μSv／Bq)

Ｉ－133　3.1×10^{-3}　(μSv／Bq)

幼　児　Ｉ－131　7.5×10^{-2}　(μSv／Bq)

Ｉ－133　1.7×10^{-2}　(μSv／Bq)

乳　児　Ｉ－131　1.4×10^{-1}　(μSv／Bq)

Ｉ－133　3.8×10^{-2}　(μSv／Bq)

Ｍv　：成　人　100　(g／d)

幼　児　50　(g／d)

乳　児　20　(g／d)

ｆvm　：1

ｆvt　：0.5

ｆd　：0.5

Ｆvi　：Ｉ－131　2.6×10^{6}　((Bq／g)／(Bq／cm^3))

Ｉ－133　4.3×10^{5}　((Bq／g)／(Bq／cm^3))

$\overline{\chi}_{vi}$ ：（１号及び２号炉合算）

Ｉ－131　1.17×10^{-9}　(Bq／cm^3)

Ｉ－133　7.73×10^{-10}　(Bq／cm^3)

１号炉からの寄与を含めた２号炉心から南南東

方向670m地点の濃度

t_v ：0 (d)

T_{ri} ：「被ばく計算に用いる放射線エネルギー等について」(2)による。

(9－25)式の計算に用いたパラメータは次のとおりである。

M_M ：成　人　200 (ml／d)

幼　児　500 (ml／d)

乳　児　600 (ml／d)

f_{Mm} ：成　人　1

幼　児　1

乳　児　0.5

f_{Mt} ：0.5

f_f ：1

F_{Mi} ：Ｉ－131　6.2×10^5　((Bq／ml)／(Bq／cm^3))

Ｉ－133　4.6×10^4　((Bq／ml)／(Bq／cm^3))

$\overline{\chi}_{Mi}$ ：（１号及び２号炉合算）

Ｉ－131　4.67×10^{-11} (Bq／cm^3)

Ｉ－133　3.08×10^{-11} (Bq／cm^3)

１号炉からの寄与を含めた２号炉心から東南東方向7,700m地点の濃度

t_M ：成　人　0 (d)

幼　児　0 (d)

乳　児　3 (d)

(4)　計算結果

１号炉及び２号炉からの気体廃棄物中のよう素による実

効線量を計算した結果は、第5.1.10表に示すとおりである。

第5.1.10表　気体廃棄物中のよう素による実効線量

（１号及び２号炉合算）

（単位：μSv／y）

摂取経路	核　種	成　　人	幼　　児	乳　　児
吸　入　摂　取	I－131	1.5×10^{-1}	2.6×10^{-1}	1.6×10^{-1}
	I－133	1.9×10^{-2}	4.0×10^{-2}	2.9×10^{-2}
葉　菜　摂　取	I－131	4.5×10^{-1}	1.1×10^{0}	7.8×10^{-1}
	I－133	9.4×10^{-3}	2.6×10^{-2}	2.4×10^{-2}
牛　乳　摂　取	I－131	1.7×10^{-2}	2.0×10^{-1}	1.8×10^{-1}
	I－133	1.6×10^{-4}	2.2×10^{-3}	2.7×10^{-4}

陸側９方位の敷地境界外で、よう素の年平均地上空気中濃度が最大となる地点に人が居住し、その付近で栽培される葉菜を摂取し、さらに、現存する牧草栽培地の牧草で飼育された乳牛の牛乳を摂取すると仮定して実効線量を評価すると、次のようになる。

成　人　　0.7　　（μSv／y）

幼　児　　1.6　　（μSv／y）

乳　児　　1.2　　（μSv／y）

これによると、実効線量が最大となるのは幼児であり、その実効線量は、年間約1.6μSvである。

5.1.3.2　液体廃棄物中のよう素による実効線量

(1)　計算方法の概要

液体廃棄物中のよう素による実効線量は、成人、幼児及び乳児が、発電用原子炉施設の前面海域に生息する海産物を摂取することによって、よう素を体内摂取した場合について行う。

海水中のよう素の濃度は、「5.1.2 液体廃棄物中の放射性物質による実効線量」と同様な方法で計算する。

(2)　実効線量の計算式

液体廃棄物中のよう素による実効線量は海藻類を摂取する場合と摂取しない場合とに分けてそれぞれ(9－26)及び(9－27)式を用いて計算する。

a．海藻類を摂取する場合

$$Hwth = K_3 \cdot \sum_i \left\{ \frac{Awthi}{As} \cdot qs \cdot (SEE)i \cdot fsi \right\} \quad \cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots (9-26)$$

ただし、

$$Awthi = Cwi \cdot \sum_k \{(CF)ik \cdot Wk \cdot fmk \cdot fik\}$$

$$As = Cws \cdot \sum_k \{(CF)ik \cdot Wk\}$$

ここに、

Hwth　：海産物を摂取した場合の実効線量　　(μSv／y)

K_3　：実効線量への換算係数　　$\left(\frac{dis \cdot g \cdot \mu Sv}{MeV \cdot Bq \cdot y}\right)$

Awthi：よう素ｉの海産物摂取による摂取率　　(Bq／d)

As　：安定よう素の海産物摂取による摂取率　(g／d)

qs　：甲状腺中の安定よう素量　　(g)

fsi　：よう素ｉの甲状腺中比放射能の減衰係数

$(SEE)_i$：よう素ｉの甲状腺に対する比実効エネルギ

(MeV／（g・dis）)

Ｗｋ　：海産物ｋの摂取率　(g／d)

Ｃｗｓ　：海水中の安定よう素の濃度　(g/cm^3)

ｂ．海藻類を摂取しない場合

$$H_F = 365 \cdot \sum_i K_{Ti} \cdot A_{Fi} \quad \cdots\cdots(9-27)$$

ただし、

$$A_{Fi} = Cwi \cdot \sum_k \{(CF)ik \cdot Wk \cdot fmk \cdot fik\}$$

ここに、

H_F　：海産物（海藻類を除く。）を摂取した場合の実効線量　(μSv／y)

A_{Fi}　：よう素ｉの海産物（海藻類を除く。）摂取による摂取率　(Bq／d)

(3)　計算条件

(9－26)及び(9－27)式の計算に用いたパラメータは次のとおりである。

K_3　：2.52×10^2　$\left(\frac{dis \cdot g \cdot \mu Sv}{MeV \cdot Bq \cdot y}\right)$

ｑｓ：成　人　1.2×10^{-2}　(g)

幼　児　成人の値の1／5.8　(g)

乳　児　成人の値の1／16　(g)

$(SEE)_i$：成　人	Ｉ－131	0.010	$\left(\frac{MeV}{g \cdot dis}\right)$
	Ｉ－133	0.022	$\left(\frac{MeV}{g \cdot dis}\right)$
幼　児	Ｉ－131	0.058	$\left(\frac{MeV}{g \cdot dis}\right)$
	Ｉ－133	0.12	$\left(\frac{MeV}{g \cdot dis}\right)$
乳　児	Ｉ－131	0.15	$\left(\frac{MeV}{g \cdot dis}\right)$

		Ｉ－133	0.33	($\frac{\text{MeV}}{\text{g・dis}}$)
ｆsi	：成　人	Ｉ－131	0.1	
		Ｉ－133	0.01	
	幼　児	Ｉ－131	0.3	
		Ｉ－133	0.04	
	乳　児	Ｉ－131	0.4	
		Ｉ－133	0.07	

Ｗｋ　：魚　類

成　人	200	(g／d)
幼　児	100	(g／d)
乳　児	40	(g／d)

無脊椎動物

成　人	20	(g／d)
幼　児	10	(g／d)
乳　児	4	(g／d)

海藻類(生３月、生相当量の乾物９月)

成　人	40	(g／d)
幼　児	20	(g／d)
乳　児	8	(g／d)

Ｃｗｓ　：5×10^{-8}　(g／cm^3)

(4)　計算結果

液体廃棄物中のよう素による実効線量の計算を行った結果は、次のとおりである。

海藻類を摂取する場合

成　人	0.1	(μSv／y)

幼　児　　0.2　　（μSv／y）

乳　児　　0.3　　（μSv／y）

海藻類を摂取しない場合

成　人　　0.1　　（μSv／y）

幼　児　　0.2　　（μSv／y）

乳　児　　0.2　　（μSv／y）

これによると実効線量が最大となるのは、海藻類を摂取する場合の乳児であり、その実効線量は、年間約0.3μSvである。

5.1.3.3　気体廃棄物中及び液体廃棄物中のよう素を同時に摂取する場合の実効線量

(1)　計算方法の概要

実効線量の計算は、空気中及び海水中によう素が存在する時の被ばく経路を考慮し、成人、幼児及び乳児が吸入摂取、葉菜摂取及び牛乳摂取並びに海産物摂取によってよう素を体内摂取した場合について行う。

気体廃棄物中に含まれるよう素の年平均地上空気中濃度及び液体廃棄物中に含まれるよう素の海水中の濃度は、それぞれ、「5.1.3.1 気体廃棄物中のよう素による実効線量」及び「5.1.3.2　液体廃棄物中のよう素による実効線量」の場合と同様な方法で計算する。

(2)　実効線量の計算式

気体廃棄物中及び液体廃棄物中のよう素を同時に摂取する場合の実効線量は、海藻類を摂取する場合と摂取しない場

合とに分けて、それぞれ(9－28)及び(9－29)式を用いて計算する。

a．海藻類を摂取する場合

$$Hc = K_3 \cdot \sum_i \left\{ \frac{Ai}{As} \cdot qs \cdot (SEE)_i \cdot fsi \right\} \quad \cdots\cdots (9-28)$$

ここに、

Hc ：吸入摂取、葉菜摂取、牛乳摂取及び海産物摂取による実効線量 （μSv／y）

Ai ：よう素iの吸入摂取、葉菜摂取、牛乳摂取及び海産物摂取による摂取率 （Bq／d）

$$Ai = 0.90 \times A_{Ii} + A_{vi} + A_{Mi} + A_{wthi}$$

b．海藻類を摂取しない場合

$$H_{TF} = 365 \cdot \sum_i \{K_{Ii} \cdot A_{Ii} + K_{Ti} \cdot (A_{vi} + A_{Mi} + A_{Fi})\} \quad \cdots\cdots (9-29)$$

ここに、

H_{TF}：吸入摂取、葉菜摂取、牛乳摂取及び海産物（海藻類を除く。）摂取による実効線量 （μSv／y）

(3) 計算条件

(9－28)及び(9－29)式の計算に用いたパラメータは「5.1.3.1 気体廃棄物中のよう素による実効線量」及び「5.1.3.2 液体廃棄物中のよう素による実効線量」で述べたとおりである。

(4) 計算結果

１号炉及び２号炉からの気体廃棄物中及び液体廃棄物中のよう素を同時に摂取する場合の実効線量の計算を行った結果は次のとおりである。

海藻類を摂取する場合（１号及び２号炉合算）

成　人	0.2	（μSv／y）
幼　児	0.4	（μSv／y）
乳　児	0.4	（μSv／y）

海藻類を摂取しない場合（１号及び２号炉合算）

成　人	0.7	（μSv／y）
幼　児	1.8	（μSv／y）
乳　児	1.3	（μSv／y）

これによると、実効線量が最大となるのは海藻類を摂取しない場合の幼児であり、その実効線量は年間約1.8μSvである。

5.2　線量評価結果

敷地境界外における１号炉及び２号炉からの気体廃棄物中の希ガスのγ線からの外部被ばくによる実効線量、液体廃棄物の中の放射性物質の摂取に伴う内部被ばくによる実効線量及びよう素の摂取に伴う内部被ばくによる実効線量は、それぞれ年間約3.1μSv、年間約1.7μSv及び年間約1.8μSvとなり、合計年間約6.6μSvである。

この値は、「線量目標値に関する指針」に示される線量目標値の年間50μSvを下回る。

第5.1.1表　実効線量評価に用いる排気筒有効高さ

計算地点の方位	ユニット	各地点での排気筒有効高さ(m)	
		周辺監視区域境界外	敷地境界外
ＮＮＥ	1	45	40
	2	45	50
ＮＥ	1	40	40
	2	45	45
ＥＮＥ	1	50	50
	2	50	50
Ｅ	1	60	60
	2	55	60
ＥＳＥ	1	45	50
	2	45	45
ＳＥ	1	45	45
	2	35	40
ＳＳＥ	1	50	50
	2	45	45
Ｓ	1	50	50
	2	45	45
ＳＳＷ	1	40	40
	2	45	45

［注］

表中の方位以外の有効高さについては、それぞれのユニットのうち最も低い有効高さを使用する。

第5.1.2表　着目方位及び隣接２方位への最大放出回数

〈着目方位及びその隣接方位へ向かう風の出現頻度の和と年間の放出回数とから二項確率分布の信頼度が67％となるように求めた着目方位を中心とした３方位への最大放出回数〉

（単位：回／y）

計算地点の方位	着目方位を中心とした３方位への最大放出回数 n_T	
	ガス減衰タンク排気	原子炉停止時の原子炉格納容器換気
Ｎ	3	1
ＮＮＥ	3	1
ＮＥ	2	1
ＥＮＥ	2	1
Ｅ	2	1
ＥＳＥ	3	1
ＳＥ	5	1
ＳＳＥ	6	1
Ｓ	7	1
ＳＳＷ	5	1
ＳＷ	5	1
ＷＳＷ	5	1
Ｗ	7	2
ＷＮＷ	7	2
ＮＷ	6	1
ＮＮＷ	3	1

第5.1.3表　実効線量評価に用いる気象条件(1)

（川内原子力発電所気象観測所
自　昭和61年　4月
至　昭和62年　3月）

計算地点の方位L	方位Lへ向かう風の出現頻度(%)		方位Lへ向かう風の大気安定度別観測回数　N_{LS}（回／y）					
	f_L	f_{LT}[注1]	A	B	C	D	E	F[注2]
N	5.1	12.7	0.0	26.0	49.0	314.0	12.0	47.0
NNE	4.4	12.3	1.0	26.0	43.0	248.0	10.0	54.0
NE	2.8	9.6	0.0	46.0	26.0	148.0	4.0	21.0
ENE	2.4	7.9	2.0	80.0	24.0	87.0	3.0	14.0
E	2.7	9.1	12.0	110.0	13.0	81.0	7.0	14.0
ESE	4.0	11.4	7.0	117.0	39.0	160.0	9.0	16.0
SE	4.7	20.8	3.0	67.0	44.0	264.0	15.0	17.0
SSE	12.1	26.4	8.0	153.0	145.0	674.0	31.0	47.0
S	9.6	28.6	10.0	160.0	171.0	355.0	44.0	101.0
SSW	6.9	22.7	1.0	64.0	48.0	209.0	49.0	236.0
SW	6.2	19.2	5.0	68.0	2.0	155.0	3.0	310.0
WSW	6.1	21.3	13.0	119.0	2.0	149.0	2.0	246.0
W	9.0	31.0	3.0	135.0	12.0	287.0	9.0	340.0
WNW	15.9	29.9	1.0	55.0	64.0	742.0	131.0	398.0
NW	5.0	24.1	2.0	35.0	32.0	278.0	25.0	66.0
NNW	3.2	13.3	0.0	19.0	12.0	178.0	14.0	59.0

［注１］着目方位及びその隣接２方位へ向かう風の出現頻度の和
［注２］大気安定度ＦはＧを含む。

第5.1.4表　実効線量評価に用いる気象条件(2)

（川内原子力発電所気象観測所
自　昭和61年　4月
至　昭和62年　3月）

計算地点の方位　L	方位Lへ向かう風の大気安定度別風速逆数の総和S_{LS}及び平均$\overline{S}_{LS}$（s／m）											
	A		B		C		D		E		F [注1]	
	S_{LS}	$\overline{S}_{LS}$	S_{LS}	$\overline{S}_{LS}$	S_{LS}	$\overline{S}_{LS}$	S_{LS}	$\overline{S}_{LS}$	S_{LS}	$\overline{S}_{LS}$	S_{LS}	$\overline{S}_{LS}$
N	0.00	0.00	15.50	0.59	10.49	0.21	79.10	0.25	3.66	0.30	38.83	0.83
NNE	0.57	0.56	15.60	0.59	10.12	0.24	72.62	0.29	2.73	0.27	44.40	0.83
NE	0.00	0.00	20.41	0.44	6.29	0.25	52.68	0.36	0.95	0.23	20.92	1.02
ENE	1.03	0.51	33.27	0.42	6.43	0.27	35.68	0.41	0.75	0.24	16.25	1.12
E	7.26	0.59	56.75	0.52	3.97	0.30	26.90	0.33	1.53	0.21	17.10	1.24
ESE	5.32	0.74	66.48	0.57	14.15	0.36	47.02	0.29	2.52	0.27	21.17	1.34
SE	2.67	0.87	33.71	0.50	12.07	0.27	52.12	0.20	4.76	0.31	15.14	0.88
SSE	3.78	0.46	64.57	0.42	31.90	0.22	106.44	0.16	6.90	0.22	29.24	0.62
S	6.06	0.59	62.69	0.39	33.03	0.19	86.72	0.24	7.53	0.17	57.56	0.57
SSW	0.57	0.56	32.04	0.50	8.81	0.18	76.27	0.37	8.68	0.18	105.45	0.45
SW	3.06	0.60	48.72	0.72	0.44	0.22	91.92	0.59	0.66	0.22	147.19	0.48
WSW	5.67	0.43	80.94	0.68	0.66	0.33	91.82	0.62	0.57	0.28	150.00	0.61
W	1.66	0.54	67.84	0.50	3.03	0.25	128.69	0.45	2.20	0.24	184.06	0.54
WNW	0.85	0.83	35.94	0.65	16.05	0.25	209.98	0.28	31.24	0.24	189.73	0.48
NW	1.16	0.57	24.61	0.70	9.19	0.29	90.22	0.32	8.13	0.33	56.63	0.86
NNW	0.00	0.00	14.98	0.77	3.61	0.29	55.42	0.31	4.37	0.30	51.39	0.88

［注１］　大気安定度ＦはＧを含む。

第5.1.5表　周辺監視区域境界外における希ガスのγ線による年間実効線量（１号及び２号炉合算）

（単位：μSv／y）

	評価地点の方位	２号炉心から計算地点までの距離（m）	γ線による実効線量
陸側評価地点	ＮＮＥ	580	1.8
	ＮＥ	690	1.4
	ＥＮＥ	620	1.3
	Ｅ	610	1.4
	ＥＳＥ	610	2.1
	ＳＥ	680	2.0
	ＳＳＥ	630	3.0
	Ｓ	680	3.1
	ＳＳＷ	740	2.8
[注] 参考地点	ＳＷ	490	5.9
	ＷＳＷ	400	7.8
	Ｗ	320	9.6
	ＷＮＷ	320	9.9
	ＮＷ	320	5.6
	ＮＮＷ	270	3.6
	Ｎ	360	3.1

［注］海側方位の周辺監視区域境界計算地点

第5.1.6表　敷地境界外における希ガスのγ線による
年間実効線量（１号及び２号炉合算）

（単位：μSv／y）

評価地点の方位	２号炉心から計算地点までの距離(m)	γ線による実効線量
ＮＮＥ	820	1.4
ＮＥ	780	1.3
ＥＮＥ	650	1.2
Ｅ	670	1.2
ＥＳＥ	760	1.5
ＳＥ	870	1.4
ＳＳＥ	670	2.8
Ｓ	680	3.1
ＳＳＷ	740	2.8

第5.1.7表　液体廃棄物中に含まれる核種ｉの
実効線量への換算係数

核　　種	実効線量への換算係数Ｋwi（μSv／Bq）
Ｈ － 3	1.8×10^{-5}
Ｃｒ － 51	3.8×10^{-5}
Ｍｎ － 54	7.1×10^{-4}
Ｆｅ － 59	1.8×10^{-3}
Ｃｏ － 58	7.4×10^{-4}
Ｃｏ － 60	3.4×10^{-3}
Ｓｒ － 89	2.6×10^{-3}
Ｓｒ － 90	2.8×10^{-2}
Ｃｓ － 134	1.9×10^{-2}
Ｃｓ － 137	1.3×10^{-2}

第5.1.8表　液体廃棄物の放水口濃度

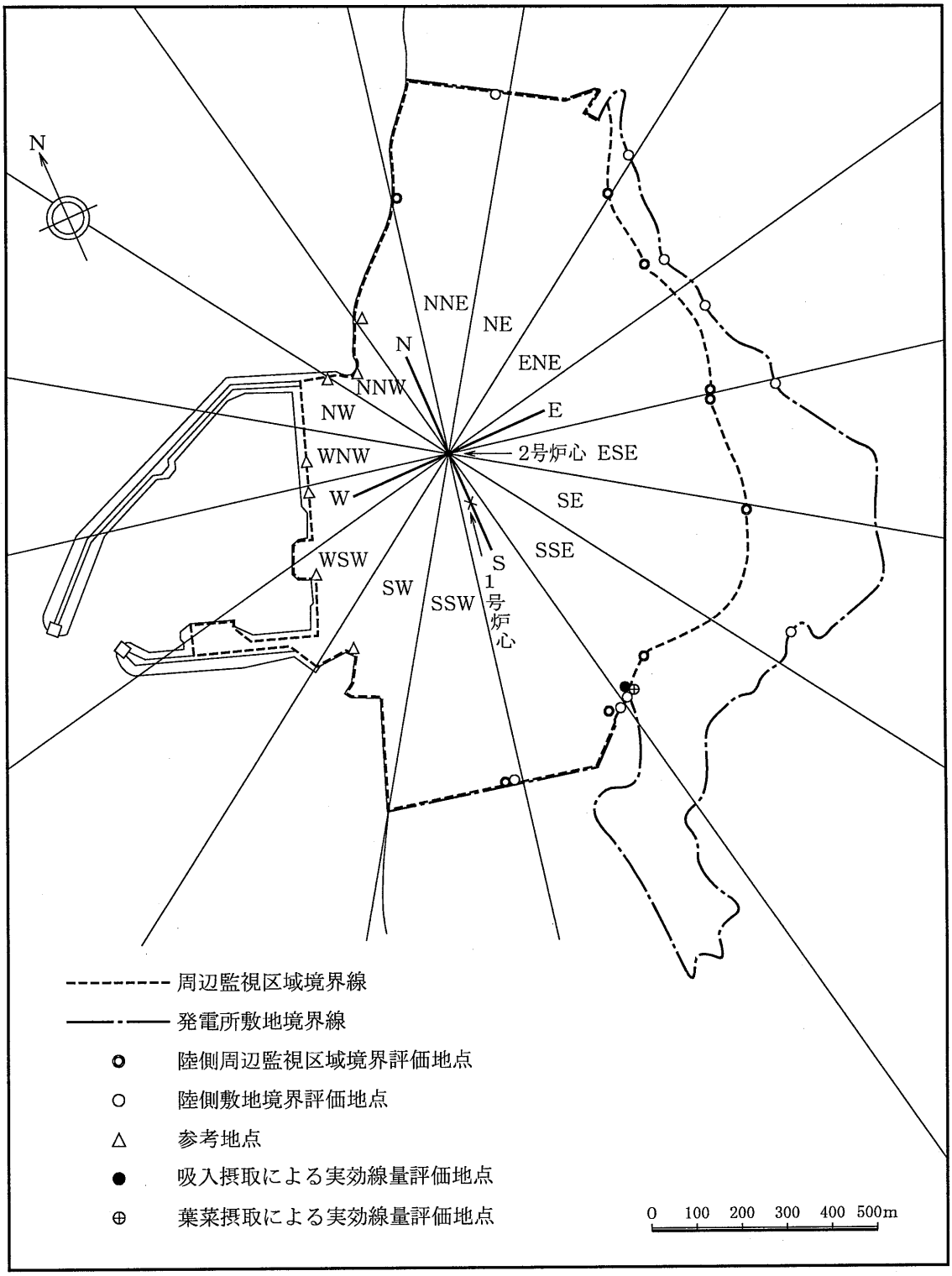
核　種	［注１］ 核種構成 （％）	［注２］ 年間放出量 （Bq／ｙ）	放水口濃度Ｃwi （Bq／cm^3）
Ｃｒ-51	2	7.4×10^{8}	4.63×10^{-7}
Ｍｎ-54	3	1.11×10^{9}	6.94×10^{-7}
Ｆｅ-59	2	7.4×10^{8}	4.63×10^{-7}
Ｃｏ-58	10	3.7×10^{9}	2.31×10^{-6}
Ｃｏ-60	15	5.55×10^{9}	3.47×10^{-6}
Ｓｒ-89	2	7.4×10^{8}	4.63×10^{-7}
Ｓｒ-90	1	3.7×10^{8}	2.31×10^{-7}
Ｉ-131	15	5.55×10^{9}	3.47×10^{-6}
Ｃｓ-134	20	7.4×10^{9}	4.63×10^{-6}
Ｃｓ-137	30	1.11×10^{10}	6.94×10^{-6}
H-3	－	5.55×10^{13}	3.47×10^{-2}

［注１］核種構成はトリチウム（Ｈ－3）を除いたもの

［注２］１号及び２号炉各炉あたりの放出量

第5.1.9表　海産物の濃縮係数

元　　素	濃縮係数(CF)ik　（Bq／g ／ Bq／cm³）		
	魚　　類	無脊椎動物	海　　藻
H	1	1	1
Ｃｒ	4×10^2	2×10^3	2×10^3
Ｍｎ	6×10^2	10^4	2×10^4
Ｆｅ	3×10^3	2×10^4	5×10^4
Ｃｏ	10^2	10^3	10^3
Ｓｒ	1	6	10
I	10	50	4×10^3
Ｃｓ	30	20	20


N
NNE
NE
ENE
E
2号炉心
ESE
SE
SSE
S
1号炉心
SSW
SW
WSW
W
WNW
NW
NNW
N
周辺監視区域境界線
発電所敷地境界線
陸側周辺監視区域境界評価地点
陸側敷地境界評価地点
参考地点
吸入摂取による実効線量評価地点
葉菜摂取による実効線量評価地点
0 100 200 300 400 500m

第5．1．1図　　評　価　地　点

5.3 参考文献

(1) 「Age-dependent Doses to Members of the Public from Intake of Radionuclides」
ICRP Publication 72, Adopted in 1995

(2) 「被ばく計算に用いる放射線エネルギー等について」
（原子力安全委員会了承、平成元年 3月27日）
一部改訂 平成13年 3月29日

添　付　書　類　十

変更後における発電用原子炉施設において事故が発生した場合における当該事故に対処するために必要な施設及び体制の整備に関する説明書

目　　次

１．　安全評価に関する基本方針
1.1　基本的考え方
1.1.1　運転時の異常な過渡変化
1.1.2　設計基準事故
1.1.3　重大事故及び仮想事故
1.2　主要な解析条件
1.2.1　初期定常運転条件
1.2.2　安全保護系の設定点の作動限界値及び応答時間
1.2.3　原子炉トリップ特性
1.2.4　反応度係数
1.2.5　解析に当たって考慮する事項
1.3　解析に使用する計算プログラム
1.4　参考文献

２．運転時の異常な過渡変化の解析

2.1　序

2.2　炉心内の反応度又は出力分布の異常な変化

2.2.1　原子炉起動時における制御棒の異常な引き抜き

2.2.2　出力運転中の制御棒の異常な引き抜き

2.2.3　制御棒の落下及び不整合

2.2.4　原子炉冷却材中のほう素の異常な希釈

2.3　炉心内の熱発生又は熱除去の異常な変化

2.3.1　原子炉冷却材流量の部分喪失

2.3.2　原子炉冷却材系の停止ループの誤起動

2.3.3　外部電源喪失

2.3.4　主給水流量喪失

2.3.5　蒸気負荷の異常な増加

2.3.6　２次冷却系の異常な減圧

2.3.7　蒸気発生器への過剰給水

2.4　原子炉冷却材圧力又は原子炉冷却材保有量の異常な変化

2.4.1　負荷の喪失

2.4.2　原子炉冷却材系の異常な減圧

2.4.3　出力運転中の非常用炉心冷却系の誤起動

2.5　参考文献

３．　設計基準事故の解析

3.1　序

3.2　原子炉冷却材の喪失又は炉心冷却状態の著しい変化

3.2.1　原子炉冷却材喪失

3.2.2　原子炉冷却材流量の喪失
3.2.3　原子炉冷却材ポンプの軸固着
3.2.4　主給水管破断
3.2.5　主蒸気管破断
3.3　反応度の異常な投入又は原子炉出力の急激な変化
3.3.1　制御棒飛び出し
3.4　環境への放射性物質の異常な放出
3.4.1　放射性気体廃棄物処理施設の破損
3.4.2　蒸気発生器伝熱管破損
3.4.3　燃料集合体の落下
3.4.4　原子炉冷却材喪失
3.4.5　制御棒飛び出し
3.5　原子炉格納容器内圧力、雰囲気等の異常な変化
3.5.1　原子炉冷却材喪失
3.5.2　可燃性ガスの発生
3.6　その他（地震、火災、台風、洪水等）
3.7　参考文献

４．重大事故及び仮想事故の解析
4.1　重大事故
4.1.1　原子炉冷却材喪失
4.1.2　蒸気発生器伝熱管破損
4.1.3　結　　論
4.2　仮想事故
4.2.1　原子炉冷却材喪失

4.2.2　蒸気発生器伝熱管破損
4.2.3　結　　論
4.3　参考文献

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
5.1　重大事故等対策
5.1.1　重大事故等対処設備に係る事項
5.1.2　復旧作業に係る事項
5.1.3　支援に係る事項
5.1.4　手順書の整備、教育及び訓練の実施並びに体制の整備
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
5.2.2　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

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
6.1　概　　要
6.1.1　評価対象の整理及び評価項目の設定
6.1.2　評価に当たって考慮する事項
6.1.3　有効性評価に使用する計算プログラム
6.1.4　有効性評価における解析の条件設定
6.1.5　解析の実施
6.1.6　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

6.1.7　必要な要員及び資源の評価
6.2　評価対象の整理及び評価項目の設定
6.2.1　運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故
6.2.2　運転中の原子炉における重大事故
6.2.3　使用済燃料ピットにおける重大事故に至るおそれがある事故
6.2.4　運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故
6.3　評価に当たって考慮する事項
6.3.1　有効性評価において考慮する措置
6.3.2　安全機能の喪失に対する仮定
6.3.3　外部電源に対する仮定
6.3.4　単一故障に対する仮定
6.3.5　運転員等の操作時間に対する仮定
6.3.6　考慮する範囲
6.4　有効性評価に使用する計算プログラム
6.4.1　M-RELAP5
6.4.2　SPARKLE-2
6.4.3　MAAP
6.4.4　GOTHIC
6.4.5　COCO
6.5　有効性評価における解析の条件設定の方針
6.5.1　解析条件設定の考え方
6.5.2　共通解析条件
6.6　解析の実施方針

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
6.7.1　解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価
6.7.2　解析条件の不確かさの影響評価
6.7.3　操作時間余裕の把握
6.8　必要な要員及び資源の評価方針
6.8.1　必要な要員の評価
6.8.2　必要な資源の評価
6.9　参考文献

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至るおそれがある事故
7.1.1　２次冷却系からの除熱機能喪失
7.1.2　全交流動力電源喪失
7.1.3　原子炉補機冷却機能喪失
7.1.4　原子炉格納容器の除熱機能喪失
7.1.5　原子炉停止機能喪失
7.1.6　ECCS注水機能喪失
7.1.7　ECCS再循環機能喪失
7.1.8　格納容器バイパス
7.2　重大事故
7.2.1　雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）
7.2.2　高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱
7.2.3　原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用
7.2.4　水素燃焼

7.2.5　溶融炉心・コンクリート相互作用
7.3　使用済燃料ピットにおける重大事故に至るおそれがある事故
7.3.1　想定事故１
7.3.2　想定事故２
7.4　運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故
7.4.1　崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）
7.4.2　全交流動力電源喪失
7.4.3　原子炉冷却材の流出
7.4.4　反応度の誤投入
7.5　必要な要員及び資源の評価
7.5.1　必要な要員及び資源の評価条件
7.5.2　重大事故等対策時に必要な要員の評価結果
7.5.3　重大事故等対策時に必要な水源、燃料及び電源の評価結果

表

第 1.2.1 表　解析に使用する初期定常運転条件

第 1.2.2 表　解析に使用する原子炉トリップ限界値及び応答時間

第 1.2.3 表　解析に使用する工学的安全施設作動信号の作動限界値及び応答時間

第 1.2.4 表　解析において影響緩和のため考慮する主要な安全機能―運転時の異常な過渡変化

第 1.2.5 表　解析において影響緩和のため考慮する主要な安全機能―設計基準事故

第 1.3.1 表　解析に使用する計算プログラム一覧表―運転時の異常な過渡変化

第 1.3.2 表　解析に使用する計算プログラム一覧表―設計基準事故

第 3.2.1.1 表　大破断解析結果（低温側配管両端破断）

第 3.2.1.2 表　大破断解析結果（低温側配管両端破断、流出係数 0.4）

第 3.2.1.3 表　小破断解析結果

第 3.3.1.1 表　制御棒飛び出し解析結果（高温零出力）

第 3.4.2.1 表　よう素の吸入摂取による小児の実効線量係数及びＩ－１３１等価量への換算係数

第 4.1.1 表　よう素の炉心内蓄積量

第 4.1.2 表　希ガスの炉心内蓄積量

第 4.1.3 表　よう素の吸入摂取による小児の甲状腺の等価線量に係る線量係数及びＩ－１３１等価量への換算係数

第 4.1.4 表　原子炉格納容器内の積算線源強度（重大事故）

第 4.1.5 表　１次冷却材中のよう素の平衡濃度及び追加放出寄与分

第 4.1.6 表　　１次冷却材中の希ガスの平衡濃度及び追加放出寄与分
第 4.2.1 表　　よう素の吸入摂取による成人の甲状腺の等価線量に係る線量係数及びＩ－１３１等価量への換算係数
第 4.2.2 表　　原子炉格納容器内の積算線源強度（仮想事故）
第 4.2.3 表　　全身線量の積算値（2005 年の人口集計による）
第 4.2.4 表　　全身線量の積算値（2055 年の人口推計による）
第 5.1.1 表　　重大事故等対策における手順書の概要
第 5.1.2 表　　重大事故等対策における操作の成立性
第 5.2.1 表　　自然災害 11 事象が発電用原子炉施設へ与える影響の整理
第 5.2.2 表　　自然災害の重畳事象が発電用原子炉施設へ与える影響の整理
第 5.2.3 表　大規模損壊へ至る可能性のある大規模自然災害
第 5.2.4 表　大規模損壊発生時の対応操作一覧
第 5.2.5 表　重大事故等及び大規模損壊対応設備と整備する手順（1.2）
第 5.2.6 表　重大事故等及び大規模損壊対応設備と整備する手順（1.3）
第 5.2.7 表　重大事故等及び大規模損壊対応設備と整備する手順（1.4）
第 5.2.8 表　重大事故等及び大規模損壊対応設備と整備する手順（1.5）
第 5.2.9 表　重大事故等及び大規模損壊対応設備と整備する手順（1.6）
第 5.2.10 表　重大事故等及び大規模損壊対応設備と整備する手順（1.7）
第 5.2.11 表　重大事故等及び大規模損壊対応設備と整備する手順（1.8）
第 5.2.12 表　重大事故等及び大規模損壊対応設備と整備する手順（1.9）
第 5.2.13 表　重大事故等及び大規模損壊対応設備と整備する手順(1.10)
第 5.2.14 表　重大事故等及び大規模損壊対応設備と整備する手順(1.11)
第 5.2.15 表　重大事故等及び大規模損壊対応設備と整備する手順(1.12)
第 5.2.16 表　重大事故等及び大規模損壊対応設備と整備する手順(1.13)

第5.2.17表　重大事故等及び大規模損壊対応設備と整備する手順(1.14)
第5.2.18表　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5.2.19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5.2.20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
第6.2.2表　重要事故シーケンスの選定（運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故）
第6.2.3表　評価事故シーケンスの選定（運転中の原子炉における重大事故）
第6.2.4表　重要事故シーケンスの選定（運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故）
第6.4.1表　有効性評価に使用する解析コード一覧表　－運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故
第6.4.2表　有効性評価に使用する解析コード一覧表　－運転中の原子炉における重大事故
第6.4.3表　有効性評価に使用する解析コード一覧表　－運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故
第6.4.4表　M-RELAP5における重要現象の不確かさ等
第6.4.5表　SPARKLE-2における重要現象の不確かさ等
第6.4.6表　MAAPにおける重要現象の不確かさ等
第6.4.7表　GOTHICにおける重要現象の不確かさ等
第6.4.8表　COCOにおける重要現象の不確かさ等
第6.7.1表　評価項目となるパラメータに有意な影響を与える重要現象一覧（運転中の原子炉における重大事故に至るお

それがある事故）
第 6.7.2 表　評価項目となるパラメータに有意な影響を与える重要現象一覧（運転中の原子炉における重大事故）
第 6.7.3 表　評価項目となるパラメータに有意な影響を与える重要現象一覧（運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故）
第 7.1.1.1 表　２次冷却系からの除熱機能喪失時における重大事故等対策について
第 7.1.1.2 表　主要解析条件（２次冷却系からの除熱機能喪失）
第 7.1.2.1 表　全交流動力電源喪失における重大事故等対策について
第 7.1.2.2 表　主要解析条件（全交流動力電源喪失（RCP シール LOCA が発生する場合））
第 7.1.2.3 表　主要解析条件（全交流動力電源喪失（RCP シール LOCA が発生しない場合））
第 7.1.3.1 表　原子炉補機冷却機能喪失における重大事故等対策について
第 7.1.4.1 表　原子炉格納容器の除熱機能喪失時における重大事故等対策について
第 7.1.4.2 表　主要解析条件（原子炉格納容器の除熱機能喪失）
第 7.1.5.1 表　原子炉停止機能喪失における重大事故等対策について
第 7.1.5.2 表　主要解析条件（原子炉停止機能喪失（主給水流量喪失））
第 7.1.5.3 表　主要解析条件（原子炉停止機能喪失（負荷の喪失））
第 7.1.5.4 表　原子炉停止機能喪失（主給水流量喪失）時の感度解析結果
第 7.1.5.5 表　原子炉停止機能喪失（負荷の喪失）時の感度解析結果
第 7.1.6.1 表　ECCS 注水機能喪失時における重大事故等対策について

第 7.1.6.2 表　主要解析条件（ECCS 注水機能喪失）
第 7.1.7.1 表　ECCS 再循環機能喪失時における重大事故等対策について
第 7.1.7.2 表　主要解析条件（ECCS 再循環機能喪失）
第 7.1.8.1 表　格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA）時における重大事故等対策について
第 7.1.8.2 表　格納容器バイパス（蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故）時における重大事故等対策について
第 7.1.8.3 表　主要解析条件（格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA））
第 7.1.8.4 表　主要解析条件（格納容器バイパス（蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故））
第 7.2.1.1.1 表　雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）における重大事故等対策について
第 7.2.1.1.2 表　主要解析条件（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損））
第 7.2.1.2.1 表　雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）における重大事故等対策について
第 7.2.1.2.2 表　主要解析条件（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損））
第 7.2.2.1 表　主要解析条件（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）
第 7.2.3.1 表　主要解析条件（原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用）
第 7.2.4.1 表　水素燃焼における重大事故等対策について

第 7.2.4.2 表　主要解析条件（水素燃焼）
第 7.2.5.1 表　主要解析条件（溶融炉心・コンクリート相互作用）
第 7.3.1.1 表　想定事故１における重大事故等対策について
第 7.3.1.2 表　主要評価条件（想定事故１）
第 7.3.2.1 表　想定事故２における重大事故等対策について
第 7.3.2.2 表　主要評価条件（想定事故２）
第 7.4.1.1 表　崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）時における重大事故等対策について
第 7.4.1.2 表　主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失））
第 7.4.2.1 表　全交流動力電源喪失時における重大事故等対策について
第 7.4.2.2 表　主要解析条件（全交流動力電源喪失）
第 7.4.3.1 表　原子炉冷却材の流出時における重大事故等対策について
第 7.4.3.2 表　主要解析条件（原子炉冷却材の流出）
第 7.4.4.1 表　反応度の誤投入時における重大事故等対策について
第 7.4.4.2 表　主要評価条件（反応度の誤投入）

図

第 1.2.1 図　トリップ時の制御棒クラスタ落下による反応度添加曲線

第 1.2.2 図　解析に使用したドップラ出力係数

第 1.2.3 図　過大出力ΔＴ高及び過大温度ΔＴ高による保護限界図（代表例）

第 2.2.1.1 図　原子炉起動時における制御棒の異常な引き抜き

第 2.2.2.1 図　出力運転中の制御棒の異常な引き抜き ―― 速い引き抜きの場合(1)

第 2.2.2.2 図　出力運転中の制御棒の異常な引き抜き ―― 速い引き抜きの場合(2)

第 2.2.2.3 図　出力運転中の制御棒の異常な引き抜き ―― 遅い引き抜きの場合(1)

第 2.2.2.4 図　出力運転中の制御棒の異常な引き抜き ―― 遅い引き抜きの場合(2)

第 2.2.2.5 図　出力運転中の制御棒の異常な引き抜き

第 2.2.2.6 図　出力運転中の制御棒の異常な引き抜き

第 2.2.3.1 図　制御棒の落下 ―― 制御棒クラスタ自動制御運転

第 2.2.3.2 図　制御棒の落下 ―― 制御棒クラスタ手動制御運転

第 2.3.1.1 図　原子炉冷却材流量の部分喪失

第 2.3.2.1 図　原子炉冷却材系の停止ループの誤起動

第 2.3.4.1 図　主給水流量喪失(1)

第 2.3.4.2 図　主給水流量喪失(2)

第 2.3.5.1 図　蒸気負荷の異常な増加 ―― ケースＣ（自動運転・サイクル初期）

第 2.3.5.2 図　蒸気負荷の異常な増加 ── ケース D
（自動運転・サイクル末期）
第 2.3.6.1 図　解析に使用した減速材密度反応度欠損
第 2.3.6.2 図　２次冷却系の異常な減圧
第 2.3.7.1 図　蒸気発生器への過剰給水
第 2.4.1.1 図　負荷の喪失 ── 加圧器圧力制御系作動
第 2.4.1.2 図　負荷の喪失 ── 加圧器圧力制御系不作動
第 2.4.2.1 図　原子炉冷却材系の異常な減圧
第 2.4.3.1 図　出力運転中の非常用炉心冷却系の誤起動
第 3.2.1.1 図　原子炉冷却材喪失 ── 非常用炉心冷却設備性能評価解析 ── 大破断(1)
第 3.2.1.2 図　原子炉冷却材喪失 ── 非常用炉心冷却設備性能評価解析 ── 大破断(2)
第 3.2.1.3 図　原子炉冷却材喪失 ── 非常用炉心冷却設備性能評価解析 ── 大破断(3)
第 3.2.1.4 図　原子炉冷却材喪失 ── 非常用炉心冷却設備性能評価解析 ── 大破断(4)
第 3.2.1.5 図　原子炉冷却材喪失 ── 非常用炉心冷却設備性能評価解析 ── 小破断(1) ── 液相部破断
第 3.2.1.6 図　原子炉冷却材喪失 ── 非常用炉心冷却設備性能評価解析 ── 小破断(2) ── 液相部破断
第 3.2.1.7 図　原子炉冷却材喪失 ── 非常用炉心冷却設備性能評価解析 ── 小破断(3) ── 気相部破断
第 3.2.2.1 図　原子炉冷却材流量の喪失
第 3.2.3.1 図　原子炉冷却材ポンプの軸固着

第 3.2.4.1 図　主給水管破断(1)
第 3.2.4.2 図　主給水管破断(2)
第 3.2.5.1 図　解析に使用したドプラ出力欠損
第 3.2.5.2 図　主蒸気管破断 ── ケースＡ（外部電源あり）
第 3.2.5.3 図　主蒸気管破断 ── ケースＢ（外部電源なし）
第 3.3.1.1 図　制御棒飛び出し ── サイクル初期高温全出力
第 3.3.1.2 図　制御棒飛び出し ── サイクル末期高温全出力
第 3.3.1.3 図　制御棒飛び出し ── サイクル初期高温零出力
第 3.3.1.4 図　制御棒飛び出し ── サイクル末期高温零出力
第 3.3.1.5 図　制御棒飛び出し ── サイクル初期高温全出力 ── 圧力解析
第 3.3.1.6 図　制御棒飛び出し ── サイクル初期高温零出力 ── 圧力解析
第 3.4.1.1 図　放射性気体廃棄物処理施設の破損時の希ガスの大気放出過程
第 3.4.2.1 図　蒸気発生器伝熱管破損(1)
第 3.4.2.2 図　蒸気発生器伝熱管破損(2)
第 3.4.2.3 図　蒸気発生器伝熱管破損（事故）時のよう素の大気放出過程
第 3.4.2.4 図　蒸気発生器伝熱管破損（事故）時の希ガスの大気放出過程
第 3.4.3.1 図　燃料集合体の落下時のよう素の大気放出過程
第 3.4.3.2 図　燃料集合体の落下時の希ガスの大気放出過程
第 3.4.4.1 図　原子炉冷却材喪失（事故）時のよう素の大気放出過程
第 3.4.4.2 図　原子炉冷却材喪失（事故）時の希ガスの大気放出過程

第 3.4.5.1 図　制御棒飛び出し時のよう素の大気放出過程
第 3.4.5.2 図　制御棒飛び出し時の希ガスの大気放出過程
第 3.5.1.1 図　原子炉冷却材喪失 ── 原子炉格納容器健全性評価用内圧解析
第 3.5.2.1 図　可燃性ガスの発生 ── 原子炉格納容器内の水素濃度評価
第 4.1.1 図　原子炉冷却材喪失（重大事故）時のよう素の大気放出過程
第 4.1.2 図　原子炉冷却材喪失（重大事故）時の希ガスの大気放出過程
第 4.1.3 図　蒸気発生器伝熱管破損（重大事故）時のよう素の大気放出過程
第 4.1.4 図　蒸気発生器伝熱管破損（重大事故）時の希ガスの大気放出過程
第 4.2.1 図　原子炉冷却材喪失（仮想事故）時のよう素の大気放出過程
第 4.2.2 図　原子炉冷却材喪失（仮想事故）時の希ガスの大気放出過程
第 4.2.3 図　蒸気発生器伝熱管破損（仮想事故）時のよう素の大気放出過程
第 4.2.4 図　蒸気発生器伝熱管破損（仮想事故）時の希ガスの大気放出過程
第 5.2.1 図　大規模損壊を発生させる可能性のある自然災害の検討プロセスの概要
第 5.2.2 図　大規模な自然災害により生じうるプラントの状況

第 5.2.3 図　大規模損壊発生時の対応全体フロー（状況把握が困難な場合）
第 6.2.1 図　PRA におけるイベントツリー
第 6.2.2 図　地震 PRA 階層イベントツリー
第 6.2.3 図　津波 PRA 階層イベントツリー
第 6.2.4 図　格納容器イベントツリー
第 6.2.5 図　停止時 PRA におけるイベントツリー
第 6.5.1 図　高温点評価用崩壊熱
第 6.5.2 図　炉心平均評価用崩壊熱
第 7.1.1.1 図　２次冷却系からの除熱機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図
第 7.1.1.2 図　事故シーケンスグループ「２次冷却系からの除熱機能喪失」の対応手順の概要（重要事故シーケンス「主給水流量喪失＋補助給水失敗」の事象進展）
第 7.1.1.3 図　２次冷却系からの除熱機能喪失（主給水流量喪失＋補助給水失敗）の作業と所要時間
第 7.1.1.4 図　１次系圧力の推移
第 7.1.1.5 図　加圧器上端部クオリティの推移
第 7.1.1.6 図　加圧器水位の推移
第 7.1.1.7 図　高温側配管・加圧器サージライン接続部ボイド率の推移
第 7.1.1.8 図　１次系保有水量の推移
第 7.1.1.9 図　原子炉容器内水位の推移
第 7.1.1.10 図　高圧注入流量の推移
第 7.1.1.11 図　加圧器逃がし弁・安全弁流量の推移

第 7.1.1.12 図　燃料被覆管温度の推移
第 7.1.1.13 図　１次系温度の推移
第 7.1.1.14 図　蒸気発生器水位の推移
第 7.1.1.15 図　２次系圧力の推移
第 7.1.1.16 図　１次系圧力の推移（充てん／高圧注入ポンプ１台の場合）
第 7.1.1.17 図　高圧注入流量の推移（充てん／高圧注入ポンプ１台の場合）
第 7.1.1.18 図　１次系保有水量の推移（充てん／高圧注入ポンプ１台の場合）
第 7.1.1.19 図　原子炉容器内水位の推移（充てん／高圧注入ポンプ１台の場合）
第 7.1.1.20 図　燃料被覆管温度の推移（充てん／高圧注入ポンプ１台の場合）
第 7.1.1.21 図　１次系圧力の推移（開始が早くなる場合）
第 7.1.1.22 図　１次系温度の推移（開始が早くなる場合）
第 7.1.1.23 図　高圧注入流量の推移（開始が早くなる場合）
第 7.1.1.24 図　１次系保有水量の推移（開始が早くなる場合）
第 7.1.1.25 図　原子炉容器内水位の推移（開始が早くなる場合）
第 7.1.1.26 図　燃料被覆管温度の推移（開始が早くなる場合）
第 7.1.1.27 図　１次系圧力の推移（開始が遅くなる場合）
第 7.1.1.28 図　１次系温度の推移（開始が遅くなる場合）
第 7.1.1.29 図　高圧注入流量の推移（開始が遅くなる場合）
第 7.1.1.30 図　１次系保有水量の推移（開始が遅くなる場合）
第 7.1.1.31 図　原子炉容器内水位の推移（開始が遅くなる場合）

第 7.1.1.32 図　燃料被覆管温度の推移（開始が遅くなる場合）
第 7.1.2.1 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
第 7.1.2.2 図　全交流動力電源喪失時の初期対応手順
第 7.1.2.3 図　事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」の対応手順の概要（重要事故シーケンス「外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失＋原子炉補機冷却機能喪失＋RCP シール LOCA」の事象進展）
第 7.1.2.4 図　事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」の対応手順の概要（重要事故シーケンス「外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失＋原子炉補機冷却機能喪失」の事象進展）
第 7.1.2.5 図　全交流動力電源喪失時（全交流動力電源喪失＋原子炉補機冷却機能喪失＋RCP シール LOCA）の作業と所要時間
第 7.1.2.6 図　全交流動力電源喪失時（全交流動力電源喪失（24 時間）＋原子炉補機冷却機能喪失）の作業と所要時間
第 7.1.2.7 図　１次系圧力の推移（RCP シール LOCA が発生する場合）
第 7.1.2.8 図　１次系温度の推移（RCP シール LOCA が発生する場合）
第 7.1.2.9 図　１次系保有水量の推移（RCP シール LOCA が発生する場合）
第 7.1.2.10 図　蓄圧注入流量積算値の推移（RCP シール LOCA が発生する場合）
第 7.1.2.11 図　漏えい流量と注水流量の推移（RCP シール LOCA が発生する場合）
第 7.1.2.12 図　RCP シール部からの漏えいのクオリティの推移（RCP シ

ール LOCA が発生する場合）
第 7.1.2.13 図　１次冷却材流量の推移（RCP シール LOCA が発生する場合）
第 7.1.2.14 図　炉心出口流量の推移（RCP シール LOCA が発生する場合）
第 7.1.2.15 図　炉心上端ボイド率の推移（RCP シール LOCA が発生する場合）
第 7.1.2.16 図　原子炉容器内水位の推移（RCP シール LOCA が発生する場合）
第 7.1.2.17 図　燃料被覆管温度の推移（RCP シール LOCA が発生する場合）
第 7.1.2.18 図　２次系圧力の推移（RCP シール LOCA が発生する場合）
第 7.1.2.19 図　主蒸気逃がし弁流量の推移（RCP シール LOCA が発生する場合）
第 7.1.2.20 図　蒸気発生器保有水量の推移（RCP シール LOCA が発生する場合）
第 7.1.2.21 図　蒸気発生器水位の推移（RCP シール LOCA が発生する場合）
第 7.1.2.22 図　補助給水流量の推移（RCP シール LOCA が発生する場合）
第 7.1.2.23 図　崩壊熱と２次系除熱量の推移（RCP シール LOCA が発生する場合）
第 7.1.2.24 図　原子炉格納容器圧力の推移（RCP シール LOCA が発生する場合）
第 7.1.2.25 図　原子炉格納容器内温度の推移（RCP シール LOCA が発生する場合）
第 7.1.2.26 図　原子炉格納容器圧力の長期間の推移（RCP シール LOCA

が発生する場合）
第 7.1.2.27 図　原子炉格納容器内温度の長期間の推移(RCP シール LOCA が発生する場合）
第 7.1.2.28 図　１次系圧力の推移（RCP シール LOCA が発生しない場合）
第 7.1.2.29 図　１次系温度の推移（RCP シール LOCA が発生しない場合）
第 7.1.2.30 図　１次系保有水量の推移（RCP シール LOCA が発生しない場合）
第 7.1.2.31 図　漏えい流量と注水流量の積算値の推移(RCP シール LOCA が発生しない場合）
第 7.1.2.32 図　漏えい流量と注水流量の推移（RCP シール LOCA が発生しない場合）
第 7.1.2.33 図　１次冷却材流量の推移（RCP シール LOCA が発生しない場合）
第 7.1.2.34 図　炉心上端ボイド率の推移（RCP シール LOCA が発生しない場合）
第 7.1.2.35 図　原子炉容器内水位の推移（RCP シール LOCA が発生しない場合）
第 7.1.2.36 図　燃料被覆管温度の推移（RCP シール LOCA が発生しない場合）
第 7.1.2.37 図　２次系圧力の推移（RCP シール LOCA が発生しない場合）
第 7.1.2.38 図　主蒸気逃がし弁流量の推移（RCP シール LOCA が発生しない場合）
第 7.1.2.39 図　蒸気発生器保有水量の推移（RCP シール LOCA が発生しない場合）
第 7.1.2.40 図　蒸気発生器水位の推移（RCP シール LOCA が発生しない

場合）
第 7.1.2.41 図　補助給水流量の推移（RCP シール LOCA が発生しない場合）
第 7.1.2.42 図　崩壊熱量と２次系除熱量の推移（RCP シール LOCA が発生しない場合）
第 7.1.2.43 図　１次系圧力の推移（RCP シール LOCA が発生する場合）（主蒸気逃がし弁操作時間余裕確認）
第 7.1.2.44 図　２次系圧力の推移（RCP シール LOCA が発生する場合）（主蒸気逃がし弁操作時間余裕確認）
第 7.1.2.45 図　燃料被覆管温度の推移（RCP シール LOCA が発生する場合）（主蒸気逃がし弁操作時間余裕確認）
第 7.1.2.46 図　１次系保有水量の推移（RCP シール LOCA が発生する場合）（主蒸気逃がし弁操作時間余裕確認）
第 7.1.2.47 図　１次系圧力の推移（RCP シール LOCA が発生する場合）（蓄圧タンク出口弁閉止操作時間余裕確認）
第 7.1.2.48 図　１次系保有水量の推移（RCP シール LOCA が発生する場合）（代替炉心注水操作時間余裕確認）
第 7.1.3.1 図　原子炉補機冷却機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図
第 7.1.3.2 図　事故シーケンスグループ「原子炉補機冷却機能喪失」の対応手順の概要
第 7.1.3.3 図　原子炉補機冷却機能喪失時の作業と所要時間
第 7.1.4.1 図　原子炉格納容器の除熱機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図
第 7.1.4.2 図　事故シーケンスグループ「原子炉格納容器の除熱機能

喪失」の対応手順の概要（重要事故シーケンス「中破断LOCA＋格納容器スプレイ注入失敗」の事象進展）
第 7.1.4.3 図　原子炉格納容器の除熱機能喪失（中破断 LOCA＋格納容器スプレイ注入失敗）の作業と所要時間
第 7.1.4.4 図　１次系圧力の推移
第 7.1.4.5 図　破断流量の推移
第 7.1.4.6 図　高圧注入流量の推移
第 7.1.4.7 図　低圧注入流量の推移
第 7.1.4.8 図　原子炉容器内水位の推移
第 7.1.4.9 図　燃料被覆管温度の推移
第 7.1.4.10 図　格納容器最下階領域水量の推移
第 7.1.4.11 図　格納容器再循環サンプ水温度の推移
第 7.1.4.12 図　原子炉格納容器からの除熱量の推移
第 7.1.4.13 図　原子炉格納容器圧力の推移
第 7.1.4.14 図　原子炉格納容器内温度の推移
第 7.1.4.15 図　原子炉格納容器圧力の推移（破断口径の影響確認）
第 7.1.4.16 図　原子炉格納容器内温度の推移（破断口径の影響確認）
第 7.1.4.17 図　原子炉格納容器圧力の推移（格納容器再循環ユニット除熱特性の影響確認）
第 7.1.4.18 図　原子炉格納容器内温度の推移（格納容器再循環ユニット除熱特性の影響確認）
第 7.1.4.19 図　原子炉格納容器圧力の推移（格納容器内自然対流冷却操作時間余裕確認）
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
第 7.1.5.2 図　事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」の対

応手順の概要（重要事故シーケンス「主給水流量喪失＋原子炉トリップ失敗」の事象進展）
第 7.1.5.3 図　事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」の対応手順の概要（重要事故シーケンス「負荷の喪失＋原子炉トリップ失敗」の事象進展）
第 7.1.5.4 図　原子炉停止機能喪失時（主給水流量喪失＋原子炉トリップ失敗）の作業と所要時間
第 7.1.5.5 図　原子炉停止機能喪失時（負荷の喪失＋原子炉トリップ失敗）の作業と所要時間
第 7.1.5.6 図　原子炉出力の推移（主給水流量喪失）
第 7.1.5.7 図　１次冷却材平均温度の推移（主給水流量喪失）
第 7.1.5.8 図　１次系圧力の推移（主給水流量喪失）
第 7.1.5.9 図　加圧器逃がし弁・安全弁流量の推移（主給水流量喪失）
第 7.1.5.10 図　加圧器保有水量の推移（主給水流量喪失）
第 7.1.5.11 図　炉心上端ボイド率の推移（主給水流量喪失）
第 7.1.5.12 図　燃料実効温度と１次冷却材温度の推移（主給水流量喪失）
第 7.1.5.13 図　２次系除熱量の推移（主給水流量喪失）
第 7.1.5.14 図　蒸気流量の推移（主給水流量喪失）
第 7.1.5.15 図　２次系圧力の推移（主給水流量喪失）
第 7.1.5.16 図　蒸気発生器２次側保有水量の推移（主給水流量喪失）
第 7.1.5.17 図　給水流量の推移（主給水流量喪失）
第 7.1.5.18 図　原子炉出力の推移（負荷の喪失）
第 7.1.5.19 図　１次冷却材平均温度の推移（負荷の喪失）
第 7.1.5.20 図　１次系圧力の推移（負荷の喪失）

第 7.1.5.21 図　加圧器逃がし弁・安全弁流量の推移（負荷の喪失）
第 7.1.5.22 図　加圧器保有水量の推移（負荷の喪失）
第 7.1.5.23 図　炉心上端ボイド率の推移（負荷の喪失）
第 7.1.5.24 図　燃料実効温度と１次冷却材温度の推移（負荷の喪失）
第 7.1.5.25 図　２次系除熱量の推移（負荷の喪失）
第 7.1.5.26 図　蒸気流量の推移（負荷の喪失）
第 7.1.5.27 図　２次系圧力の推移（負荷の喪失）
第 7.1.5.28 図　蒸気発生器２次側保有水量の推移（負荷の喪失）
第 7.1.5.29 図　給水流量の推移（負荷の喪失）
第 7.1.5.30 図　１次系圧力の推移（主給水流量喪失）（定常誤差及びドップラ効果の感度確認）
第 7.1.5.31 図　１次系圧力の推移（負荷の喪失）（定常誤差及びドップラ効果の感度確認）
第 7.1.6.1 図　ECCS 注水機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図
第 7.1.6.2 図　事故シーケンスグループ「ECCS 注水機能喪失」の対応手順の概要（重要事故シーケンス「中破断 LOCA＋高圧注入失敗」の事象進展）
第 7.1.6.3 図　ECCS 注水機能喪失時（中破断 LOCA＋高圧注入失敗）の作業と所要時間
第 7.1.6.4 図　１次系圧力の推移（６インチ破断）
第 7.1.6.5 図　１次系保有水量の推移（６インチ破断）
第 7.1.6.6 図　ECCS 注水流量の推移（６インチ破断）
第 7.1.6.7 図　破断流量の推移（６インチ破断）
第 7.1.6.8 図　気泡炉心水位の推移（６インチ破断）
第 7.1.6.9 図　炉心入口流量の推移（６インチ破断）

第 7.1.6.10 図　燃料被覆管温度の推移（６インチ破断）
第 7.1.6.11 図　２次系圧力の推移（６インチ破断）
第 7.1.6.12 図　補助給水流量の推移（６インチ破断）
第 7.1.6.13 図　主蒸気流量の推移（６インチ破断）
第 7.1.6.14 図　１次系圧力の推移（４インチ破断）
第 7.1.6.15 図　１次系保有水量の推移（４インチ破断）
第 7.1.6.16 図　ECCS 注水流量の推移（４インチ破断）
第 7.1.6.17 図　破断流量の推移（４インチ破断）
第 7.1.6.18 図　気泡炉心水位の推移（４インチ破断）
第 7.1.6.19 図　炉心入口流量の推移（４インチ破断）
第 7.1.6.20 図　燃料被覆管温度の推移（４インチ破断）
第 7.1.6.21 図　２次系圧力の推移（４インチ破断）
第 7.1.6.22 図　補助給水流量の推移（４インチ破断）
第 7.1.6.23 図　主蒸気流量の推移（４インチ破断）
第 7.1.6.24 図　１次系圧力の推移（２インチ破断）
第 7.1.6.25 図　１次系保有水量の推移（２インチ破断）
第 7.1.6.26 図　ECCS 注水流量の推移（２インチ破断）
第 7.1.6.27 図　破断流量の推移（２インチ破断）
第 7.1.6.28 図　気泡炉心水位の推移（２インチ破断）
第 7.1.6.29 図　炉心入口流量の推移（２インチ破断）
第 7.1.6.30 図　燃料被覆管温度の推移（２インチ破断）
第 7.1.6.31 図　２次系圧力の推移（２インチ破断）
第 7.1.6.32 図　補助給水流量の推移（２インチ破断）
第 7.1.6.33 図　主蒸気流量の推移（２インチ破断）
第 7.1.6.34 図　蓄圧注入流量積分値の推移（４インチ破断）（蓄圧タン

ク初期保有水量の影響確認）
第 7.1.6.35 図　気泡炉心水位の推移（４インチ破断）（蓄圧タンク初期保有水量の影響確認）
第 7.1.6.36 図　燃料被覆管温度の推移（４インチ破断）（蓄圧タンク初期保有水量の影響確認）
第 7.1.6.37 図　蓄圧注入流量積分値の推移（２インチ破断）（蓄圧タンク初期保有水量の影響確認）
第 7.1.6.38 図　気泡炉心水位の推移（２インチ破断）（蓄圧タンク初期保有水量の影響確認）
第 7.1.6.39 図　燃料被覆管温度の推移（２インチ破断）（蓄圧タンク初期保有水量の影響確認）
第 7.1.6.40 図　１次系圧力の推移（４インチ破断）（２次系強制冷却操作時間余裕確認）
第 7.1.6.41 図　１次系保有水量の推移（４インチ破断）（２次系強制冷却操作時間余裕確認）
第 7.1.6.42 図　炉心入口流量の推移（４インチ破断）（２次系強制冷却操作時間余裕確認）
第 7.1.6.43 図　蓄圧注入流量積分値の推移（４インチ破断）（２次系強制冷却操作時間余裕確認）
第 7.1.6.44 図　気泡炉心水位の推移（４インチ破断）（２次系強制冷却操作時間余裕確認）
第 7.1.6.45 図　燃料被覆管温度の推移（４インチ破断）（２次系強制冷却操作時間余裕確認）
第 7.1.6.46 図　１次系圧力の推移（２インチ破断）（２次系強制冷却操作時間余裕確認）

第 7.1.6.47 図　１次系保有水量の推移（２インチ破断）（２次系強制冷却操作時間余裕確認）
第 7.1.6.48 図　炉心入口流量の推移（２インチ破断）（２次系強制冷却操作時間余裕確認）
第 7.1.6.49 図　蓄圧注入流量積分値の推移（２インチ破断）（２次系強制冷却操作時間余裕確認）
第 7.1.6.50 図　気泡炉心水位の推移（２インチ破断）（２次系強制冷却操作時間余裕確認）
第 7.1.6.51 図　燃料被覆管温度の推移（２インチ破断）（２次系強制冷却操作時間余裕確認）
第 7.1.7.1 図　ECCS 再循環機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図
第 7.1.7.2 図　事故シーケンスグループ「ECCS 再循環機能喪失」の対応手順の概要（重要事故シーケンス「大破断 LOCA＋低圧再循環失敗」の事象進展）
第 7.1.7.3 図　ECCS 再循環機能喪失時（大破断 LOCA＋低圧再循環失敗）の作業と所要時間
第 7.1.7.4 図　１次系圧力の推移
第 7.1.7.5 図　１次系温度（炉心部温度）の推移
第 7.1.7.6 図　破断流量の推移
第 7.1.7.7 図　高圧注入流量の推移
第 7.1.7.8 図　低圧注入流量の推移
第 7.1.7.9 図　代替再循環注水流量の推移
第 7.1.7.10 図　原子炉容器内水位の推移
第 7.1.7.11 図　燃料被覆管温度の推移
第 7.1.7.12 図　格納容器最下階領域水量の推移

第 7.1.7.13 図　格納容器再循環サンプ水温度の推移
第 7.1.7.14 図　原子炉格納容器圧力の推移
第 7.1.7.15 図　原子炉格納容器内温度の推移
第 7.1.7.16 図　原子炉容器内水位の推移（コード間比較）
第 7.1.7.17 図　燃料被覆管温度の推移（M-RELAP5 コード）
第 7.1.7.18 図　原子炉容器内水位の推移（代替再循環操作時間余裕確認）（M-RELAP5 コード）
第 7.1.7.19 図　燃料被覆管温度の推移（代替再循環操作時間余裕確認）（M-RELAP5 コード）
第 7.1.8.1 図　格納容器バイパス時の重大事故等対策の概略系統図（インターフェイスシステム LOCA）
第 7.1.8.2 図　格納容器バイパス時の重大事故等対策の概略系統図（蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器隔離失敗）
第 7.1.8.3 図　事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA）」の対応手順の概要（重要事故シーケンス「インターフェイスシステム LOCA」の事象進展）
第 7.1.8.4 図　事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器隔離失敗）」の対応手順の概要（重要事故シーケンス「蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器隔離失敗」の事象進展）
第 7.1.8.5 図　格納容器バイパス時（インターフェイスシステム LOCA）の作業と所要時間
第 7.1.8.6 図　格納容器バイパス時（蒸気発生器伝熱管破損＋破損側

蒸気発生器隔離失敗）の作業と所要時間
第 7.1.8.7 図　１次系圧力の推移（インターフェイスシステム LOCA）
第 7.1.8.8 図　１次系温度の推移（インターフェイスシステム LOCA）
第 7.1.8.9 図　１次系保有水量の推移（インターフェイスシステム LOCA）
第 7.1.8.10 図　１次系注水流量（高圧及び充てん）の推移（インターフェイスシステム LOCA）
第 7.1.8.11 図　１次系注水流量（蓄圧注入）の推移（インターフェイスシステム LOCA）
第 7.1.8.12 図　注水流量積分値の推移（インターフェイスシステム LOCA）
第 7.1.8.13 図　加圧器逃がし弁・安全弁流量の推移（インターフェイスシステム LOCA）
第 7.1.8.14 図　加圧器水位の推移（インターフェイスシステム LOCA）
第 7.1.8.15 図　破断流量の推移（インターフェイスシステム LOCA）
第 7.1.8.16 図　破断流クオリティの推移（インターフェイスシステム LOCA）
第 7.1.8.17 図　炉心上端ボイド率の推移（インターフェイスシステム LOCA）
第 7.1.8.18 図　燃料被覆管温度の推移（インターフェイスシステム LOCA）
第 7.1.8.19 図　補助給水流量の推移(インターフェイスシステム LOCA)
第 7.1.8.20 図　蒸気流量の推移（インターフェイスシステム LOCA）
第 7.1.8.21 図　１、２次系圧力の推移（蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器隔離失敗）

第 7.1.8.22 図　１次系温度の推移（蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器隔離失敗）
第 7.1.8.23 図　１次系注水流量の推移（蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器隔離失敗）
第 7.1.8.24 図　破断流量の推移（蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器隔離失敗）
第 7.1.8.25 図　加圧器逃がし弁・安全弁流量の推移（蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器隔離失敗）
第 7.1.8.26 図　１次系保有水量の推移（蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器隔離失敗）
第 7.1.8.27 図　炉心上端ボイド率の推移（蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器隔離失敗）
第 7.1.8.28 図　加圧器水位の推移（蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器隔離失敗）
第 7.1.8.29 図　原子炉容器内水位の推移（蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器隔離失敗）
第 7.1.8.30 図　燃料被覆管温度の推移（蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器隔離失敗）
第 7.1.8.31 図　蒸気発生器水位の推移（蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器隔離失敗）
第 7.1.8.32 図　給水流量の推移（蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器隔離失敗）
第 7.1.8.33 図　蒸気流量の推移（蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器隔離失敗）
第 7.1.8.34 図　１次系注水流量（高圧及び充てん）の推移（インター

フェイスシステムLOCA）（操作時間余裕確認）
第7.1.8.35図　１次系注水流量の推移（蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器隔離失敗）（操作時間余裕確認）
第7.2.1.1.1図　雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）モードでの重大事故等対策の概略系統図
第7.2.1.1.2図　格納容器破損モードの対応手順の概要（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損））
第7.2.1.1.3図　雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）（大破断LOCA＋ECCS注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗）時の作業と所要時間
第7.2.1.1.4図　雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）（大破断LOCA＋ECCS注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗）における事象進展の概要
第7.2.1.1.5図　１次系圧力の推移
第7.2.1.1.6図　原子炉容器内水位の推移
第7.2.1.1.7図　燃料最高温度の推移
第7.2.1.1.8図　原子炉格納容器圧力の推移
第7.2.1.1.9図　原子炉格納容器内温度の推移
第7.2.1.1.10図　原子炉格納容器圧力の推移（～４時間）
第7.2.1.1.11図　原子炉格納容器内温度の推移（～４時間）
第7.2.1.1.12図　原子炉格納容器圧力に占める水蒸気及び水素の分圧（絶対圧）の推移
第7.2.1.1.13図　原子炉格納容器圧力の推移（溶融炉心・コンクリート相互作用による影響確認）
第7.2.1.1.14図　原子炉格納容器内温度の推移（溶融炉心・コンクリー

ト相互作用による影響確認）
第 7.2.1.1.15 図 原子炉容器内水位の推移（高温側配管全ループ破断時の影響確認）
第 7.2.1.1.16 図 原子炉格納容器圧力の推移（高温側配管全ループ破断時の影響確認）
第 7.2.1.1.17 図 原子炉容器内水位の推移（低温側配管全ループ破断時の影響確認）
第 7.2.1.1.18 図 原子炉格納容器圧力の推移（低温側配管全ループ破断時の影響確認）
第 7.2.1.1.19 図 原子炉容器内水位の推移（原子炉容器下端における破損時の影響確認）
第 7.2.1.1.20 図 原子炉格納容器圧力の推移（原子炉容器下端における破損時の影響確認）
第 7.2.1.1.21 図 原子炉格納容器圧力の推移（格納容器再循環ユニット除熱特性の影響確認）
第 7.2.1.1.22 図 原子炉格納容器内温度の推移（格納容器再循環ユニット除熱特性の影響確認）
第 7.2.1.1.23 図 原子炉格納容器圧力の推移（格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却の水素影響確認）（ドライ換算 13vol％水素が存在する場合）
第 7.2.1.1.24 図 原子炉格納容器内温度の推移（格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却の水素影響確認）（ドライ換算 13vol％水素が存在する場合）
第 7.2.1.1.25 図 原子炉格納容器圧力の推移（代替格納容器スプレイ操作時間余裕確認）

第 7.2.1.1.26 図 原子炉格納容器内温度の推移（代替格納容器スプレイ操作時間余裕確認）
第 7.2.1.1.27 図 Cs-137 積算放出放射能量の推移
第 7.2.1.1.28 図 Cs-137 の大気放出過程
第 7.2.1.2.1 図 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）モードでの重大事故等対策の概略系統図
第 7.2.1.2.2 図 格納容器破損モードの対応手順の概要（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損））
第 7.2.1.2.3 図 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）（全交流動力電源喪失＋補助給水失敗）時の作業と所要時間
第 7.2.1.2.4 図 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）（全交流動力電源喪失＋補助給水失敗）における事象進展の概要
第 7.2.1.2.5 図 原子炉容器内水位の推移
第 7.2.1.2.6 図 上部プレナム気相温度の推移
第 7.2.1.2.7 図 原子炉格納容器圧力の推移
第 7.2.1.2.8 図 原子炉格納容器内温度の推移
第 7.2.1.2.9 図 原子炉格納容器圧力に占める水蒸気及び水素の分圧（絶対圧）の推移
第 7.2.1.2.10 図 原子炉下部キャビティ室水量の推移
第 7.2.1.2.11 図 原子炉格納容器圧力の推移（格納容器再循環ユニット除熱特性の影響確認）
第 7.2.1.2.12 図 原子炉格納容器内温度の推移（格納容器再循環ユニット除熱特性の影響確認）

第 7.2.1.2.13 図 原子炉格納容器圧力の推移（加圧器逃がし弁開放操作開始の時間余裕確認）
第 7.2.1.2.14 図 原子炉格納容器内温度の推移（加圧器逃がし弁開放操作開始の時間余裕確認）
第 7.2.2.1 図 １次系圧力の推移
第 7.2.2.2 図 蓄圧注入流量の推移
第 7.2.2.3 図 １次系圧力の推移（蓄圧タンク保持圧力の影響確認）
第 7.2.2.4 図 １次系圧力の推移（加圧器逃がし弁開放操作開始が早くなる場合）
第 7.2.2.5 図 １次系圧力の推移（加圧器逃がし弁開放操作開始が遅くなる場合）
第 7.2.4.1 図 水素燃焼モードでの重大事故等対策の概略系統図
第 7.2.4.2 図 格納容器破損モードの対応手順の概要（水素燃焼）
第 7.2.4.3 図 水素燃焼（大破断 LOCA＋ECCS 注入失敗）における作業と所要時間
第 7.2.4.4 図 水素濃度評価の概要
第 7.2.4.5 図 水素燃焼後の原子炉格納容器圧力評価の流れ
第 7.2.4.6 図 水素燃焼（大破断 LOCA＋ECCS 注入失敗）における事象進展の概要
第 7.2.4.7 図 原子炉格納容器内の水素・水蒸気濃度の推移（MAAP コード）
第 7.2.4.8 図 燃料最高温度の推移
第 7.2.4.9 図 ジルコニウム－水反応割合の推移
第 7.2.4.10 図 原子炉格納容器内の平均水素濃度の推移（GOTHIC コード）

第 7.2.4.11 図　原子炉格納容器内の各区画水素濃度（ドライ）の推移（GOTHIC コード）
第 7.2.4.12 図　原子炉格納容器圧力の推移
第 7.2.4.13 図　原子炉格納容器内温度の推移
第 7.2.4.14 図　１次系圧力の推移
第 7.2.4.15 図　原子炉格納容器内の平均水素濃度（ウェット）の推移（イグナイタの効果に期待する場合）
第 7.2.4.16 図　原子炉格納容器内の平均水素濃度（ドライ）の推移（イグナイタの効果に期待する場合）
第 7.2.5.1 図　原子炉下部キャビティ室水量の推移
第 7.2.5.2 図　ベースマット侵食深さの推移
第 7.2.5.3 図　原子炉下部キャビティ室水量の推移（高温側配管全ループ破断時の影響確認）
第 7.2.5.4 図　ベースマット侵食深さの推移（高温側配管全ループ破断時の影響確認）
第 7.2.5.5 図　原子炉下部キャビティ室水量の推移（低温側配管全ループ破断時の影響確認）
第 7.2.5.6 図　ベースマット侵食深さの推移（低温側配管全ループ破断時の影響確認）
第 7.2.5.7 図　原子炉下部キャビティ室水量の推移（原子炉容器下端における破損時の影響確認）
第 7.2.5.8 図　ベースマット侵食深さの推移（原子炉容器下端における破損時の影響確認）
第 7.2.5.9 図　原子炉下部キャビティ床面からの水位の推移（代替格納容器スプレイ操作時間余裕確認）

第 7.2.5.10 図　ベースマット侵食深さの推移（代替格納容器スプレイ操作時間余裕確認）
第 7.3.1.1 図　想定事故１の重大事故等対策の概略系統図
第 7.3.1.2 図　想定事故１「使用済燃料ピット冷却系及び補給水系の故障」の対応手順の概要（想定事故１の事象進展）
第 7.3.1.3 図　想定事故１（使用済燃料ピット冷却系及び補給水系の故障）の作業と所要時間
第 7.3.1.4 図　使用済燃料ピット水位低下時間評価結果
第 7.3.2.1 図　想定事故２の重大事故等対策の概略系統図
第 7.3.2.2 図　想定事故２「使用済燃料ピット冷却系配管の破断」の対応手順の概要（想定事故２の事象進展）
第 7.3.2.3 図　想定事故２（使用済燃料ピット冷却系配管の破断）における作業と所要時間
第 7.3.2.4 図　使用済燃料ピット水位低下時間評価結果
第 7.4.1.1 図　崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）時の重大事故等対策の概略系統図
第 7.4.1.2 図　事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失)」の対応手順の概要（重要事故シーケンス「燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故」の事象進展）
第 7.4.1.3 図　崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）時（燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故）の作業と所要時間
第 7.4.1.4 図　１次系圧力の推移

第 7.4.1.5 図　炉心上端ボイド率の推移
第 7.4.1.6 図　開口部からの流出流量と注入流量の推移
第 7.4.1.7 図　加圧器頂部クオリティの推移
第 7.4.1.8 図　原子炉容器内水位の推移
第 7.4.1.9 図　１次系保有水量の推移
第 7.4.1.10 図　加圧器水位の推移
第 7.4.1.11 図　１次系温度の推移
第 7.4.1.12 図　燃料被覆管温度の推移
第 7.4.1.13 図　１次系保有水量の推移（炉心注水操作開始の時間余裕確認）
第 7.4.2.1 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
第 7.4.2.2 図　事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」の対応手順の概要（重要事故シーケンス「燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故」の事象進展）
第 7.4.2.3 図　全交流動力電源喪失時（燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故）の作業と所要時間
第 7.4.2.4 図　１次系圧力の推移
第 7.4.2.5 図　炉心上端ボイド率の推移
第 7.4.2.6 図　開口部からの流出流量と注入流量の推移
第 7.4.2.7 図　加圧器頂部クオリティの推移
第 7.4.2.8 図　原子炉容器内水位の推移

第 7.4.2.9 図　１次系保有水量の推移
第 7.4.2.10 図　加圧器水位の推移
第 7.4.2.11 図　１次系温度の推移
第 7.4.2.12 図　燃料被覆管温度の推移
第 7.4.2.13 図　１次系保有水量の推移（炉心注水操作開始の時間余裕確認）
第 7.4.3.1 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
第 7.4.3.2 図　事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」の対応手順の概要（重要事故シーケンス「燃料取出前のミッドループ運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリ機能が喪失する事故」の事象進展）
第 7.4.3.3 図　原子炉冷却材の流出時（燃料取出前のミッドループ運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリ機能が喪失する事故）の作業と所要時間
第 7.4.3.4 図　１次系圧力の推移
第 7.4.3.5 図　炉心上端ボイド率の推移
第 7.4.3.6 図　開口部からの流出流量と注入流量の推移
第 7.4.3.7 図　加圧器頂部クオリティの推移
第 7.4.3.8 図　高温側配管クオリティ（余熱除去系抽出口）の推移
第 7.4.3.9 図　原子炉容器内水位の推移
第 7.4.3.10 図　１次系保有水量の推移
第 7.4.3.11 図　加圧器水位の推移
第 7.4.3.12 図　１次系温度の推移
第 7.4.3.13 図　燃料被覆管温度の推移
第 7.4.3.14 図　１次系保有水量の推移（炉心注水操作開始の時間余裕

確認）

第 7.4.4.1 図　反応度の誤投入時の重大事故等対策の概略系統図

第 7.4.4.2 図　事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」の対応手順の概要（重要事故シーケンス「原子炉起動時に、化学体積制御系の弁の誤作動等により原子炉へ純水が流入する事故」の事象進展）

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

第 7.4.4.4 図　反応度の誤投入時の臨界到達時間評価結果

１．　安全評価に関する基本方針

1.1　基本的考え方

本原子炉施設の安全評価の目的は以下のとおりである。

(1)　安全設計の基本方針の妥当性の確認

本原子炉が固有の安全性と安全確保のために設計した設備により安全に運転できることを示し、原子炉施設の安全設計の基本方針の妥当性を確認する。

(2)　立地条件の適否の確認

万一重大な事故が発生したとしても工学的安全施設により放射性物質が発電所敷地周辺へ多量に放出されるのを防止できることを示し、発電所周辺の一般公衆との離隔に関する妥当性を確認する。

原子炉の安全設計の基本方針の妥当性は、「実用発電用原子炉及びその附属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則」により、また、原子炉の立地条件の適否は、「原子炉立地審査指針及びその適用に関する判断のめやすについて」（以下「原子炉立地審査指針」という。）によりそれぞれ判断されるが、これらの判断の過程で行う安全評価は、「発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針」（以下「安全評価指針」という。）、「軽水型動力炉の非常用炉心冷却系の性能評価指針」（以下「ＥＣＣＳ性能評価指針」という。）及び「発電用軽水型原子炉施設の反応度投入事象に関する評価指針」（以下「ＲＩＥ評価指針」という。）等に基づいて行うものとする。

本原子炉施設の安全設計の基本方針の妥当性を確認するために、異常状態、すなわち、運転時の異常な過渡変化及び設計基準事故に

ついて解析し、評価を行う。

一方、本原子炉施設の立地条件の適否を判断するための安全評価を行うに当たっては、「原子炉立地審査指針」に基づき、重大事故及び仮想事故について評価を行う。

1.1.1　運転時の異常な過渡変化

1.1.1.1　定　　義

運転時の異常な過渡変化とは、発電用原子炉の運転中において発電用原子炉施設の寿命期間中に予想される機器の単一の故障若しくは誤動作又は運転員の単一の誤操作及びこれらと類似の頻度で発生すると予想される外乱によって生ずる異常な状態に至る事象をいう。

1.1.1.2　評価事象

本原子炉において評価する運転時の異常な過渡変化は、「安全評価指針」に基づき、発電用原子炉施設が制御されずに放置されると、炉心あるいは原子炉冷却材圧力バウンダリに過度の損傷をもたらす可能性のある事象について、これらの事象が発生した場合における安全保護系、原子炉停止系等の主として「異常影響緩和系」（以下「ＭＳ」という。）に属する構築物、系統及び機器の設計の妥当性を確認する見地から、代表的な事象を選定する。具体的には、以下に示す異常な状態を生じさせる可能性のある事象とする。

(1)　炉心内の反応度又は出力分布の異常な変化

ａ．原子炉起動時における制御棒の異常な引き抜き

ｂ．出力運転中の制御棒の異常な引き抜き

ｃ．制御棒の落下及び不整合

ｄ．原子炉冷却材中のほう素の異常な希釈

(2)　炉心内の熱発生又は熱除去の異常な変化

ａ．原子炉冷却材流量の部分喪失

ｂ．原子炉冷却材系の停止ループの誤起動

ｃ．外部電源喪失

ｄ．主給水流量喪失

ｅ．蒸気負荷の異常な増加

ｆ．２次冷却系の異常な減圧

ｇ．蒸気発生器への過剰給水

(3)　原子炉冷却材圧力又は原子炉冷却材保有量の異常な変化

ａ．負荷の喪失

ｂ．原子炉冷却材系の異常な減圧

ｃ．出力運転中の非常用炉心冷却系の誤起動

1.1.1.3　判断基準

想定された事象が生じた場合、炉心は損傷に至ることなく、かつ、発電用原子炉施設は通常運転に復帰できる状態で事象が収束される設計であることを確認しなければならない。このことを判断する基準は以下のとおりである。

(1)　最小限界熱流束比（以下「最小ＤＮＢＲ」という。）が許容限界値以上であること。

(2)　燃料被覆管の機械的破損が生じないよう、燃料中心最高温度は燃料ペレットの溶融点未満であること。

(3)　燃料エンタルピは、許容限界値以下であること。

(4)　原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、最高使用圧力である 17.16MPa[gage]の 1.1 倍の圧力 18.88MPa[gage]以下であること。

上記の判断基準に対して想定した運転時の異常な過渡変化ごとにさらに具体的な基準を用いる場合には、各事象の説明の中でその具体的な基準を記述する。

1.1.2　設計基準事故

1.1.2.1　定　　義

設計基準事故とは、前記運転時の異常な過渡変化を超える異常な状態であって、発生する頻度はまれであるが、発生した場合は原子炉施設からの放射性物質の放出の可能性があり、原子炉施設の安全性を評価する観点から想定する必要のある事象をいう。

1.1.2.2　評価事象

本原子炉において評価する設計基準事故は、「安全評価指針」に基づき、原子炉施設から放出される放射性物質による敷地周辺への影響が大きくなる可能性のある事象について、これらの事象が発生した場合における工学的安全施設等の主としてＭＳに属する構築物、系統及び機器の設計の妥当性を確認する見地から、代表的な事象を選定する。具体的には、以下に示す異常な状態を生じさせる可能性のある事象とする。

(1) 原子炉冷却材の喪失又は炉心冷却状態の著しい変化

a. 原子炉冷却材喪失

b. 原子炉冷却材流量の喪失

c. 原子炉冷却材ポンプの軸固着

d. 主給水管破断

e. 主蒸気管破断

(2) 反応度の異常な投入又は原子炉出力の急激な変化

a. 制御棒飛び出し

(3) 環境への放射性物質の異常な放出

a. 放射性気体廃棄物処理施設の破損

b. 蒸気発生器伝熱管破損

c. 燃料集合体の落下

d. 原子炉冷却材喪失

e. 制御棒飛び出し

(4) 原子炉格納容器内圧力、雰囲気等の異常な変化

a. 原子炉冷却材喪失

b. 可燃性ガスの発生

1.1.2.3 判断基準

想定された事象が生じた場合、炉心の溶融あるいは著しい損傷のおそれがなく、かつ、事象の過程において他の異常状態の原因となるような２次的損傷が生じなく、さらに放射性物質の放散に対する障壁の設計が妥当であることを確認しなければならない。このことを判断する基準は、以下のとおりである。

(1) 炉心は著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却が可能

であること。

(2) 燃料エンタルピは制限値を超えないこと。

(3) 原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、最高使用圧力である 17.16MPa[gage]の 1.2 倍の圧力 20.59MPa[gage]以下であること。

(4) 原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力は、最高使用圧力 0.245MPa[gage]以下であること。

(5) 周辺の公衆に対し、著しい放射線被ばくのリスクを与えないこと。

上記の判断基準に対して想定した事故ごとにさらに具体的な基準を用いる場合には、各事象の説明の中でその具体的な基準を記述する。

1.1.3 重大事故及び仮想事故

1.1.3.1 定　　義

重大事故及び仮想事故とは「原子炉立地審査指針」に基づき、原子炉立地条件の適否を評価する見地から想定する必要のある事象をいう。

1.1.3.2 評価事象

本原子炉において評価する重大事故及び仮想事故は、「安全評価指針」に基づき以下の事象とする。

(1) 重大事故

前記事故の解析結果を参考として、それらの事故の中から放射性物質の放出の拡大の可能性のある事故を取り上げ、技術的

に最大と考えられる放射性物質の放出量を想定することとし、「安全評価指針」に従い、原子炉格納容器内放出に係る事故として原子炉冷却材喪失を、また、原子炉格納容器外放出に係る事故として蒸気発生器伝熱管破損を選定する。

(2) 仮想事故

重大事故として取り上げた事故について、より多くの放射性物質の放出量を仮想した事故を想定する。

1.1.3.3 判断基準

発電用原子炉施設の立地上の妥当性の判断基準は、重大事故及び仮想事故の評価内容が「原子炉立地審査指針」に適合することである。

1.2　主要な解析条件

運転時の異常な過渡変化の解析及び設計基準事故の解析に当たって、用いている基本的な解析条件及び考慮すべき事項について記載する。

1.2.1　初期定常運転条件

解析では、原子炉出力の初期値として、定格値に定常運転出力決定に際して生じる熱校正の誤差を考慮した値を用いる。また、１次冷却材平均温度及び原子炉圧力の初期値は、定格値に定常運転時の誤差を考慮した値を用いる。

解析に使用する初期定常運転条件を第 1.2.1 表に示す。これらの初期値の選定に際しては、判断基準に照らして解析結果が最も厳しくなるように定常誤差の符号を選択するが、ＤＮＢＲの評価では改良統計的熱設計手法(1)を使用するため、初期定常運転状態の誤差の効果は最小ＤＮＢＲの許容限界値に含まれており、初期値として定格値を用いる。

1.2.2　安全保護系の設定点の作動限界値及び応答時間

原子炉保護設備により監視している発電用原子炉施設の運転パラメータが設定値を超えた場合、発電用原子炉のトリップ信号を発生し、自動的に制御棒クラスタ駆動装置に電源を供給するしゃ断器を開放する。制御棒クラスタは、電源喪失により駆動装置から切り離され、自重によって炉心へ落下する。発電用原子炉の緊急停止動作には、信号発生遅れ、原子炉トリップしゃ断器開放時間及び制御棒クラスタ切離し時間の時間遅れがある。

解析では、原子炉トリップ信号は、発電用原子炉施設の運転パラメータがトリップ設定値に余裕を見込んだトリップ限界値に達したときに発生するものとする。

このトリップ限界値は、トリップ設定点に安全側に誤差を考慮した値を用いる。

また、緊急停止動作の応答時間遅れとしては、トリップ状態に達した時点から、制御棒クラスタが制御棒クラスタ駆動装置を離れ落下を始めるまでの時間をとり、それぞれのトリップ信号に対して解析結果が厳しくなるよう控えめに決めた値を使用する。第1.2.2表に解析で用いた原子炉トリップ限界値及び応答時間を示す。

工学的安全施設作動設備の監視している運転パラメータが設定値に達した場合は、非常用炉心冷却設備等の工学的安全施設を作動する信号が発生する。

解析に当たっては、工学的安全施設作動信号は、発電用原子炉施設の運転パラメータが作動設定値に安全側に誤差を考慮した作動限界値に達したときに発生するものとする。また、この信号の発生には、応答時間遅れとして、作動状態に達した時点から工学的安全施設を作動させるためのシーケンス開始までの時間をとり、それぞれの信号に対して解析結果が厳しくなるように決めた値を使用する。第1.2.3表に解析で用いた工学的安全施設作動信号の作動限界値及び応答時間を示す。

1.2.3　原子炉トリップ特性

発電用原子炉のトリップの効果を期待する場合においては、ト

リップを生じさせる信号の種類を明確にした上、適切なトリップ遅れ時間を考慮し、かつ、当該事象の条件において最大反応度価値を有する制御棒クラスタ１本が全引抜位置にあるものとして停止効果を考慮する。制御棒クラスタの固着は確率的には非常に小さいので、この仮定は原子炉停止系の停止能力の解析上の余裕となる。

さらに、解析では、トリップ時の制御棒クラスタ落下による反応度の添加は、制御棒クラスタ落下時間と落下時の軸方向中性子束分布に関しても安全側に考慮して、第 1.2.1 図に示すものを使用する。制御棒クラスタ落下開始から全ストロークの 85%落下までの時間が解析上重要であり、この時間を 2.2 秒としている。

1.2.4　反応度係数

原子炉の過渡応答は、反応度の帰還効果、とりわけ減速材温度係数あるいは減速材密度係数及びドップラ出力係数に依存する。運転時の異常な過渡変化の解析及び設計基準事故の解析では、これらの反応度係数はそれぞれの解析において安全側の値を使用する。

減速材密度係数は、出力運転状態からの解析では、サイクル初期からサイクル末期を含み、0～0.43（ΔＫ／Ｋ）／（g／cm^3）の範囲の値を使用し、ドップラ出力係数は、第 1.2.2 図に示す値を用いる。これらは、安全側に十分余裕を含み決定している。

1.2.5　解析に当たって考慮する事項

(1)　解析に当たって考慮する範囲

想定された事象の解析を行うに当たっては、異常状態の発生前の状態として、当該原子炉施設の通常運転範囲及び運転期間の全域について考慮し、サイクル期間中の炉心燃焼度変化、燃料交換等による長期的な変動及び運転中予想される異なった運転モードを考慮して、判断基準に照らして解析結果が最も厳しくなる初期状態を選定する。また、解析は、原則として事象が収束し、補助給水系又は主給水系による蒸気発生器保有水の確保及び主蒸気逃がし弁又はタービンバイパス弁による除熱及び化学体積制御系によるほう素の添加、さらには余熱除去冷却系の作動により、支障なく冷態停止に至ることができることが合理的に推定できる時点まで行う。

(2)　安全機能に対する仮定

a．　想定された事象に対処するための安全機能のうち解析に当たって考慮するものは、原則として「発電用軽水型原子炉施設の安全機能の重要度分類に関する審査指針」において定めるＭＳ－１に属するもの及びＭＳ－２に属するものとする。

ただし、ＭＳ－３に属するタービントリップ動作は作動系に高い信頼性を有する設計としているので、その作動に期待する。

解析に当たって、考慮している主要な安全機能を第1.2.4表及び第1.2.5表に示す。

b．　解析に当たっては、想定された事象に加えて、事故に対処するために必要な系統、機器について原子炉停止、炉心冷却及び放射能閉じ込めの各基本的安全機能別に、解析の結果を最も厳

しくする機器の単一故障を仮定した解析を行う。この場合、事象発生後短時間にわたっては動的機器について、また、長時間にわたっては動的機器又は静的機器について、単一故障を考えるものとする。

ただし、事象発生前から動作しており、かつ、発生後も引き続き動作する機器については、原則として故障を仮定しない。

静的機器については、単一故障を仮定したときにこれを含む系統が所定の安全機能を達成できるように設計されている場合、その故障が安全上支障のない時間内に除去又は修復できる場合、又は、その故障の発生確率が十分低い場合においては、故障を仮定しない。

c．　事象に対処するために必要な運転員の手動操作については、適切な時間的余裕を考慮する。

d．　安全保護系の動作を期待する場合においては、安全保護系動作のための信号の種類及び信号発生時点を明確にする。安全保護系以外の系であっても、その動作が解析の結果に有意な影響を与えるものについては、同様とする。

e．　設計基準事故の解析に当たって、工学的安全施設の動作を期待する場合においては、外部電源が利用できない場合も考慮する。

(3)　解析に使用するモデル及びパラメータ

解析に当たって使用するモデル及びパラメータは、評価の結果が厳しくなるように選定する。蒸気発生器伝熱管施栓率は10%までを考慮する。ただし、評価目的の範囲内で合理的なものを用いるものとする。なお、パラメータに不確定因子が考えられる場合

には適切な安全余裕を見込んで解析を行う。

また、燃料ペレット熱伝導率として、燃焼に伴い熱伝導率が低下する効果を適切に考慮し[2]、崩壊熱としては、日本原子力学会の推奨値に基づく核分裂生成物の崩壊熱にアクチニドの崩壊熱を考慮した曲線[3]を使用する。

1.3　解析に使用する計算プログラム

運転時の異常な過渡変化の解析及び設計基準事故の解析に使用する計算プログラム（以下「コード」という。）の一覧表をそれぞれ第1.3.1表及び第1.3.2表に示す。表中の計算コードの概要を次に記載する。

(1)　ＦＡＣＴＲＡＮ[4][5]

燃料棒の過渡解析コードＦＡＣＴＲＡＮは、燃料棒の過渡変化を計算する詳細な解析コードで、制御棒飛び出しのような急峻な過渡変化を取り扱えるよう燃料を十分多数の半径方向空間ノードに区分し、温度の関数である材料の物性値及び詳細な燃料ペレットー燃料被覆管ギャップの熱伝達の計算、ＤＮＢ後の過渡変化を取り扱う遷移及び膜沸騰熱伝達相関式、ジルコニウムー水反応及び材質の部分的溶融計算の模擬が可能である。

ＦＡＣＴＲＡＮの入力には、原子炉出力及び１次冷却材パラメータ（圧力、流量、温度、密度）を時間の関数として含み、出力としては、金属被覆の二酸化ウラン燃料棒断面の温度分布の過渡変化及び被覆管の表面における熱流束の過渡変化が求められる。

(2)　ＭＡＲＶＥＬ[4][5]

プラント過渡特性解析コードＭＡＲＶＥＬは、原子炉容器、１次冷却材高温側配管、１次冷却材低温側配管、蒸気発生器、加圧器及び加圧器サージ管を含む１次冷却系全体を適切に模擬し、６群の遅発中性子及び反応度帰還を含む１点近似中性子動特性、燃料棒の熱的動特性、１次冷却材の熱水力学的挙動及び蒸気発生器内での熱伝達を計算する。制御系としては、制御棒制御系、タービンバイパス制御系、給水制御系及び加圧器圧力制御系を模擬し、

さらに、必要に応じて原子炉保護設備、工学的安全施設及び化学体積制御設備等の模擬が可能である。

このコードは、特に多ループの加圧水型原子炉でループ間で異なった条件が存在する場合のプラント過渡特性解析に有効である。解析目的により、多ループプラントの物理的、熱的及び熱水力学的特性は、２つの等価ループに分けて扱われる。

ＭＡＲＶＥＬの入力には、原子炉出力、１次冷却材温度等の初期条件、１次冷却材体積等のプラントデータ、核特性データ、原子炉保護設備及び非常用炉心冷却設備作動限界値等を含み、出力としては、原子炉出力、原子炉圧力、１次冷却材温度及びＤＮＢ相関式[6]に基づくＤＮＢＲ等の過渡変化が求められる。

(3)　ＰＨＯＥＮＩＸ[4][5]

１次冷却材流量過渡特性解析コードＰＨＯＥＮＩＸは、単一あるいは複数の１次冷却材ポンプの故障に対し個々のループ流量、炉心流量及びポンプ回転数を計算する。流量は、各々の１次冷却材ループ及び炉心に沿って１次冷却材流量の運動量平衡方程式を解くことにより計算する。この運動量平衡の式には連続の式、ポンプの運動量平衡の式及びポンプ特性を含んでいる。１次冷却材ループ数は、最大６ループまで模擬可能である。

ＰＨＯＥＮＩＸの入力には、慣性モーメント、揚程曲線等の１次冷却材ポンプ特性データ等を含み、出力としては、１次冷却材流量の過渡変化が求められる。

(4)　ＣＨＩＣＫＩＮ－Ｍ[4][5]

炉心動特性解析コードＣＨＩＣＫＩＮ－Ｍは、炉心内の熱出力を６群の遅発中性子及び反応度帰還を含む１点近似動特性方程

式により求め、特に反応度が急激に加わる事象の解析に有効である。燃料中の温度は半径方向だけの１次元の熱伝導方程式を、また、流路内の１次冷却材の温度、流量及び圧力は軸方向だけの１次元の質量、運動量及びエネルギ保存則を適用して求める。これらの変数より燃料による反応度帰還量及び１次冷却材密度による反応度帰還量を求め、これに制御棒クラスタによる反応度変化を加えた全反応度変化が１点近似動特性方程式の入力となり、熱出力の変化が求められる。

ＣＨＩＣＫＩＮ－Ｍの入力には、燃料の形状、核特性等の炉心データ、原子炉出力及び１次冷却材温度等の初期条件を含み、出力としては、中性子束及び１次冷却材温度等の過渡変化が求められる。

(5)　ＴＨＩＮＣ－Ⅲ[7]

過渡解析に使用する熱水力計算コードＴＨＩＮＣ－Ⅲは、熱水力設計計算コードＴＨＩＮＣ－Ｉに過渡解析の機能を持たせたコードであり、炉心を３次元的に分割して、各メッシュに対し質量、運動量及びエネルギ保存則を適用して解くものである。

ＴＨＩＮＣ－Ⅲの入力には、炉心定数に加えて、炉心入口流量、熱流束及び出力等を時間の関数として含み、出力としては、炉心内冷却材温度、圧力、密度、ボイド率及びＤＮＢ相関式[6][8]によるＤＮＢＲ等の時間変化が求められる。

(6)　ＴＷＩＮＫＬＥ[4][5]

多次元炉心動特性解析コードＴＷＩＮＫＬＥは、主に反応度事故に対し、空間及び時間依存中性子束の動特性変化を解析する詳細な解析コードである。空間依存性は、３次元まで考慮されてお

り、中性子束の動特性解析はエネルギ２群拡散方程式を解く。

遅発中性子は６群で模擬する。さらに、６領域からなる燃料ペレットー被覆管－１次冷却材燃料棒熱伝達モデル及び縦軸方向を中性子束の動特性解析と同じメッシュ点で解く１次冷却材熱水力モデルを含む。ドップラ及び減速材等の負帰還効果は空間依存として扱い、１点近似動特性モデルと異なって、各メッシュ点で吸収断面積の補正をすることにより考慮されている。

ＴＷＩＮＫＬＥの入力には、各メッシュでの中性子断面積、実効増倍率、入口温度、圧力及び流量等を時間の関数として含み、出力としては、中性子束レベル、中性子束分布及び炉心熱系の応答が空間及び時間依存で求められる。

（7）　ＳＡＴＡＮ－Ｍ[(9)(10)]

ブローダウン解析コードＳＡＴＡＮ－Ｍは、１次冷却系を多数のノードに区分し、質量、運動量及びエネルギ保存則を解き、１次冷却系配管破断時における各ノード内冷却材の圧力、エンタルピ、密度、ノード間の流量等を算出するものであり、平均及び高温領域炉心状態、１次冷却材ポンプ状態、出力変化、破断口流出流量、原子炉トリップ及び非常用炉心冷却設備状態等の諸量の模擬が含められている。

蓄圧注入系の評価で注入水バイパス量を求める必要がある場合にはバイパス終了時間を求め、その時間までに蓄圧タンクより注入された水が炉心をバイパスするものとする。このバイパス終了時間は、ドリフトフラックスモデルにより計算される注入水が原子炉容器ダウンカマを下降し始める時間である。

ＳＡＴＡＮ－Ｍの入力には原子炉出力、１次冷却材温度等初期

状態を指定する運転パラメータ、系の形状及び水力学的諸量、核特性データ及び燃料状態を指定する炉心データ、原子炉保護設備と非常用炉心冷却設備作動限界値及び動作特性パラメータ、１次冷却材ポンプ特性曲線、破断想定の位置、断面積及び体様等の条件を含み、主要な出力はブローダウン各時点における炉心圧力、炉心流量、エンタルピ等の燃料棒熱解析に必要な諸量、リフィル解析の初期条件となる蓄圧タンク残存水量、蓄圧タンク圧力、蒸気発生器２次側状態量、原子炉容器内残存水量、原子炉格納容器内圧解析に必要な破断口からの質量流量及びエネルギ放出量である。

(8)　ＳＡＴＡＮ－Ⅵ[11]

ブローダウン解析コードＳＡＴＡＮ－Ⅵは、原子炉格納容器健全性評価におけるブローダウン現象を模擬するものであり、大破断ブローダウン解析用ＳＡＴＡＮ－Ｍと同等なコードである。ＳＡＴＡＮ－Ⅵの入力にはＳＡＴＡＮ－Ｍと同様の諸量を含み、主要な出力はブローダウン各時点における原子炉格納容器内圧解析に必要な破断口からの質量流量及びエネルギ放出量である。

(9)　ＳＡＴＡＮ－Ｍ（Small ＬＯＣＡ）[10][12]

小破断ブローダウン解析コードＳＡＴＡＮ－Ｍ（Small ＬＯＣＡ）は、小破断時の現象を考慮して気水分離現象及びノード間の水頭差がより正確に算出できるように、大破断ブローダウン解析用ＳＡＴＡＮ－Ｍに機能追加を行ったコードである。

ＳＡＴＡＮ－Ｍ（Small ＬＯＣＡ）の入力にはＳＡＴＡＮ－Ｍと同様の諸量を含み、主要な出力はブローダウン各時点における炉心圧力、炉心流量及び気泡炉心水位等の燃料棒熱解析に必要な

諸量である。

(10) ＷＲＥＦＬＯＯＤ[9][10][11]

リフィル／再冠水解析コードＷＲＥＦＬＯＯＤは、非常用炉心冷却設備性能評価においてはリフィル期間、また、原子炉格納容器健全性評価においてはリフィル及び再冠水期間における１次冷却系全体の模擬をＳＡＴＡＮ－Ｍ又はＳＡＴＡＮ－Ⅵに引き続き行う。

リフィル期間はバイパス終了後、非常用炉心冷却設備からの注水により、原子炉容器下部プレナムが満水になるまでを模擬する。

再冠水期間は炉心において発生する蒸気及び巻き込み水のループを通過しての原子炉格納容器への放出が主な現象であるから、ループ内における流量は分岐点、注入点以外は一様として運動量方程式を解く方法を用いている。ただし、各場所における圧力が一様でないことを考慮するため、１次冷却系をノードに区分して模擬する。また、流体のエンタルピ変化に対しては、原子炉容器ダウンカマ及び下部プレナムでの器壁からの伝熱、炉心内における崩壊熱及び他の残留熱の放出、蒸気発生器内における２次側からの伝熱が考慮されている。

破断口外部の背圧すなわち原子炉格納容器内圧はこのコードと同時に計算されるＣＯＣＯコード（後述）の出力として与えられる。

ＷＲＥＦＬＯＯＤの入力は系の形状及び水力学的諸量、非常用炉心冷却設備の動作特性パラメータ、蓄圧タンク、原子炉容器残存水量及び蒸気発生器２次側状態量等を含み、主要な出力は再冠

水解析に必要な再冠水開始時刻（注入水によって下部プレナムが満水になる時刻）、再冠水開始時の蓄圧タンク残存水量等の諸量、原子炉格納容器内圧解析の入力となる破断口からの質量流量及びエネルギ放出量である。

（11）　ＢＡＳＨ－Ｍ[9][10]

再冠水解析コードＢＡＳＨ－Ｍは、非常用炉心冷却設備性能評価において、再冠水期間における１次冷却系全体の模擬を行い、燃料被覆管最高温度を計算するための燃料棒熱解析に必要な炉心再冠水速度、炉心流入水エンタルピ等を算出する。ＢＡＳＨ－Ｍは大別して炉心部の流動・伝熱モデルとそのほかの１次冷却系流動モデルからなる。

炉心部の流動・伝熱モデルでは、平均出力に対応した燃料棒内の熱伝導方程式を解く部分と、流体挙動を質量、エネルギ保存則とドリフトフラックスモデルにより解く部分からなるが、軸方向を詳細にノード分割し、熱伝達モデルを介在することで、両者は結合され、各ノードにおける流量、ボイド率及びエンタルピ等が算出される。熱伝達モデルとしては、以下の体様が含まれ、各位置の流動状況に応じて使用される。

ａ．液相への強制対流熱伝達

ｂ．核沸騰熱伝達

ｃ．遷移沸騰熱伝達

ｄ．膜沸騰熱伝達

ｅ．液滴への輻射熱伝達

ｆ．蒸気への強制対流熱伝達

ｇ．蒸気への輻射熱伝達

１次冷却系流動モデルは、炉心部の流動・伝熱モデルより、炉心出口質量流量、エネルギ流量等を受け渡され、ＳＡＴＡＮ－Ｍと同様に、１次冷却系を多数のノードに区分し、質量、運動量及びエネルギ保存則を解き、各ノード内冷却材の圧力、エンタルピ、密度、ノード間の流量等を算出し、炉心部の流動・伝熱モデルへ炉心入口質量流量等を受け渡す。炉心部の流動・伝熱モデルと１次冷却系流動モデルとは、このように互いに出力を受け渡しながら計算を進める。

破断口外部の背圧すなわち原子炉格納容器内圧はこのコードと同時に計算されるＣＯＣＯコード（後述）の出力として与えられる。

ＢＡＳＨ－Ｍの入力は、系の形状及び水力学的諸量、燃料の線出力密度等再冠水開始時初期条件、非常用炉心冷却設備の動作特性パラメータ等を含み、主要な出力は燃料棒熱解析に必要な炉心再冠水速度、炉心流入水エンタルピ、原子炉格納容器内圧解析の入力となる破断口からの質量流量及びエネルギ放出量である。

（12）　ＣＯＣＯ[9][10][11]

原子炉格納容器内圧解析コードＣＯＣＯは、原子炉格納容器内を気相系と液相系に大別し、各系内では状態は一様とし、各々の系について質量及びエネルギ保存則を解く。

気相部の蒸気については過熱及び飽和状態、液相部の水については飽和及び未飽和状態を模擬することができ、どの状態にあるかはコード内で自動的に判定して、対応した状態方程式を用いる。また、原子炉格納容器スプレイ設備等熱除去系のみならず、原子炉格納容器内構築物との間の熱の授受もモデルに組み込ま

れている。

ＣＯＣＯの入力としては、原子炉格納容器自由体積及び構築物形状・数量等のデータ、熱除去系等の特性及び作動パラメータ、圧力、温度、湿度等の初期条件のほかに、１次冷却系からの質量流量及びエネルギ放出量が必要であるが、これはブローダウン時についてはＳＡＴＡＮ－Ｍ又はＳＡＴＡＮ－Ⅵ、リフィル時についてはＷＲＥＦＬＯＯＤ、再冠水時についてはＢＡＳＨ－Ｍ又はＷＲＥＦＬＯＯＤの出力として与えられる。主要な出力は原子炉格納容器内圧の時間変化である。

(13)　ＬＯＣＴＡ－Ｍ[9][10]

燃料棒熱解析コードＬＯＣＴＡ－Ｍは、ＳＡＴＡＮ－Ｍ、ＷＲＥＦＬＯＯＤ、ＢＡＳＨ－Ｍの出力を入力として、ブローダウン過程より再冠水過程に至るまでの燃料棒熱解析を行い、燃料被覆管最高温度等を算出する。ＬＯＣＴＡ－Ｍは大別して燃料被覆管表面熱伝達係数を求める部分と燃料棒熱モデル部分とから構成される。

燃料被覆管表面熱伝達係数は、ブローダウン中はＳＡＴＡＮ－Ｍの出力として与えられる炉心圧力、炉心流量及びエンタルピ等から求められ、次のような体様が含まれる。

ａ．核沸騰熱伝達

ｂ．遷移沸騰熱伝達

ｃ．蒸気流への強制対流熱伝達

ｄ．蒸気への輻射熱伝達

リフィル中は燃料棒間の輻射熱伝達のみを考慮し、また再冠水過程はＢＡＳＨ－Ｍの出力として与えられる炉心再冠水速度、炉

心流入水エンタルピ等を入力として、ＢＡＳＨ－Ｍの炉心部の流動・伝熱モデルと同一のモデルを使用して、燃料被覆管表面熱伝達係数を算出する。

熱モデル部分では燃料ペレット及び燃料被覆管を半径方向及び軸方向に区分し、境界条件の下で熱発生及び熱伝導を解くが、次の影響が考慮されている。

ａ．燃料ペレット内での分布を考えた熱発生

ｂ．燃料被覆管でのジルコニウム－水反応による熱発生

ｃ．温度及び酸化ジルコニウム生成に伴う諸物性値の変化

ここで、燃料被覆管が破裂したと計算された後では、燃料被覆管内面において少なくとも破裂箇所の上下各々3.8㎝の範囲でジルコニウム－水反応が起こるものと仮定する。燃料被覆管と水との反応熱の評価はＯＲＮＬの実験に基づいて三菱原子力工業㈱が作成した反応速度相関式[13]により計算する。また、燃料被覆管のジルコニウム－水反応量はBaker－Justの式[14]に基づいて計算する。

燃料ペレット－燃料被覆管の間のギャップ熱伝達係数は、ギャップ内気体組成、ギャップ形状、ギャップ内気体及び周辺の温度を考慮して求められる。この場合、燃料被覆管変形の影響も考慮されている。

ＬＯＣＴＡ－Ｍの入力としてはＳＡＴＡＮ－Ｍ、ＷＲＥＦＬＯＯＤ及びＢＡＳＨ－Ｍの出力のほかに燃料ペレット初期温度と線出力密度等の燃料棒に関する初期条件が含まれる。出力としては「ＥＣＣＳ性能評価指針」の基準と照合すべき燃料被覆管最高温度、ジルコニウム－水反応量を含む。

(14)　ＬＯＣＴＡ－Ⅳ[10][12]

燃料棒熱解析コードＬＯＣＴＡ－Ⅳは、ＳＡＴＡＮ－Ｍ(Small ＬＯＣＡ)の出力を入力として、小破断ブローダウン時炉心部の水位が一時的に低下し燃料棒が露出する場合の燃料棒熱解析を行い、燃料被覆管最高温度等を算出する。ＬＯＣＴＡ－Ⅳの解析モデルは大破断解析用コードＬＯＣＴＡ－Ｍのブローダウン過程解析モデルと基本的に同じである。

ＬＯＣＴＡ－Ⅳの入力としてはＳＡＴＡＮ－Ｍ（Small ＬＯＣＡ）の出力のほかに燃料ペレット初期温度と線出力密度等の燃料棒に関する初期条件が含まれる。出力としては「ＥＣＣＳ性能評価指針」の基準と照合すべき燃料被覆管最高温度、ジルコニウム－水反応量を含む。

(15)　その他のコード

原子炉格納容器内に浮遊する核分裂生成物からのγ線による線量の計算にはＳＣＡＴＴＥＲＩＮＧコード、ＳＰＡＮコードを使用するが詳細は「4.1.1.4 原子炉格納容器内浮遊核分裂生成物による線量」で述べる。

また、特に中性子束分布の歪を考慮しなければならない事象については、核設計計算コードＡＮＣ[15]を使用して、燃焼度の関数としての２群群定数等を入力とし、３次元拡散計算を行い、減速材密度、キセノン濃度及びドップラ効果の空間分布を考慮した出力分布を求める。

第 1.2.1 表　解析に使用する初期定常運転条件

	定　格　値	定 常 誤 差
原　子　炉　出　力	2,660MWt	±2%
1 次冷却材平均温度	302.3℃	±2.2℃
原　子　炉　圧　力	15.41MPa[gage]	±0.21MPa

第 1.2.2 表　解析に使用する原子炉トリップ
限界値及び応答時間

原子炉トリップ信号	解析に使用するトリップ限界値	応答時間（秒）
出力領域中性子束高（高設定）	118%（定格出力値に対して）	0.5
出力領域中性子束高（低設定）	35%（定格出力値に対して）	0.5
過大温度ΔT高	1次冷却材平均温度等の関数（第 1.2.3 図参照）	6.0
過大出力ΔT高	1次冷却材平均温度等の関数（第 1.2.3 図参照）	6.0
原子炉圧力高	16.61MPa[gage]	2.0
原子炉圧力低	12.73MPa[gage]	2.0
1次冷却材流量低	87%（定格流量に対して）	1.0
1次冷却材ポンプ電源電圧低	65%（定格値に対して）	1.2
蒸気発生器水位異常低	狭域水位検出器下端水位	2.0
タービントリップ	－	1.0

第 1.2.3 表　解析に使用する工学的安全施設作動信号の
作動限界値及び応答時間

工学的安全施設作動信号	解析に使用する作動限界値	応答時間 （秒）
非常用炉心冷却設備作動信号		
ａ．原子炉圧力低と	12.04MPa[gage]（圧力）	2.0
加圧器水位低の一致	水位検出器下端水位(水位)	
ｂ．原子炉圧力異常低	11.36MPa[gage]	2.0
ｃ．主蒸気流量高と主蒸気	注．　参照（流量）	2.0
ライン圧力低の一致	3.35MPa[gage]（圧力）	
ｄ．原子炉格納容器圧力高	0.030MPa[gage]	2.0
主蒸気ライン隔離信号		
主蒸気流量高と主蒸気ライン圧力低の一致	非常用炉心冷却設備作動信号のｃと同じ	2.0
原子炉格納容器スプレイ作動信号		2.0
原子炉格納容器圧力異常高	0.119MPa[gage]	

（注）主蒸気管破断で使用するが、この場合「主蒸気流量高」は瞬時に発生するため作動限界値は不要である。

第 1.2.4 表　解析において影響緩和のため考慮する主要な安全機能
── 運転時の異常な過渡変化

分　類	機　能	系 統 及 び 機 器
ＭＳ－１	原子炉の緊急停止機能	制御棒クラスタ及び制御棒駆動系 （トリップ機能）
	未臨界維持機能	制御棒クラスタ及び制御棒駆動系 非常用炉心冷却系（ほう酸水注入機能）
	原子炉冷却材圧力バウンダリの過圧防止機能	加圧器安全弁（開機能）
	原子炉停止後の除熱機能	補助給水系 主蒸気安全弁
	工学的安全施設及び原子炉停止系への作動信号の発生機能	安全保護系
	安全上特に重要な関連機能	非常用電源系
ＭＳ－３	タービントリップ機能	タービントリップ

第 1.2.5 表　解析において影響緩和のため考慮する主要な安全機能
── 設計基準事故

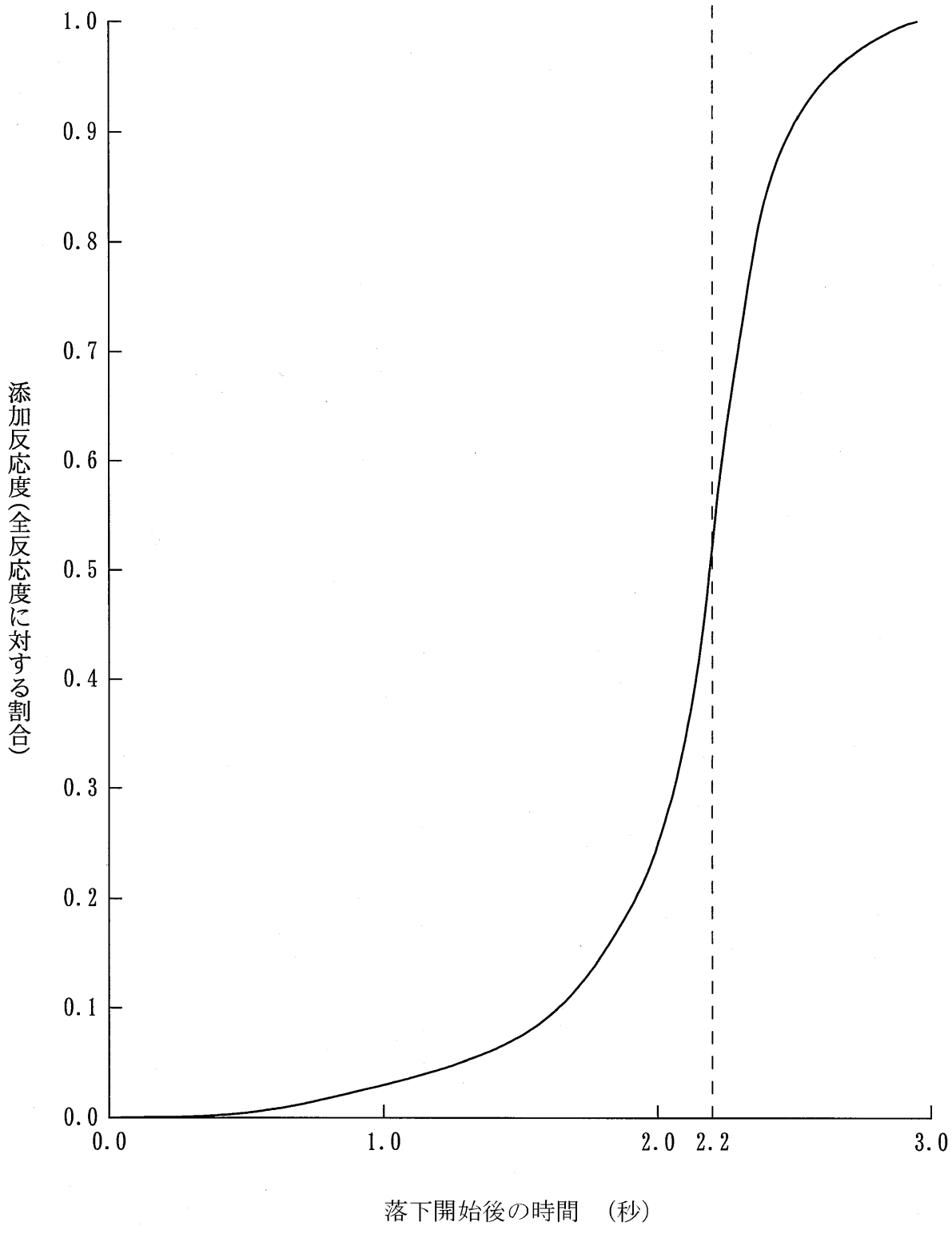
分　類	機　能	系統及び機器
ＭＳ－１	原子炉の緊急停止機能	制御棒クラスタ及び制御棒駆動系（トリップ機能）
	未臨界維持機能	制御棒クラスタ及び制御棒駆動系 非常用炉心冷却系（ほう酸水注入機能）
	原子炉冷却材圧力バウンダリの過圧防止機能	加圧器安全弁（開機能）
	原子炉停止後の除熱機能	補助給水系、主蒸気安全弁 主蒸気隔離弁 主蒸気逃がし弁（手動逃がし機能）
	炉心冷却機能	非常用炉心冷却系
	放射性物質の閉じ込め機能 放射線の遮へい及び放出低減機能	原子炉格納容器、アニュラス、原子炉格納容器隔離弁、原子炉格納容器スプレイ系、アニュラス空気浄化系、安全補機室空気浄化系
	工学的安全施設及び原子炉停止系への作動信号の発生機能	安全保護系
	安全上特に重要な関連機能	非常用電源系
ＭＳ－２	異常状態の緩和機能	加圧器逃がし弁（手動開閉機能）
ＭＳ－３	タービントリップ機能	タービントリップ

第 1.3.1 表　解析に使用する計算プログラム一覧表
── 運転時の異常な過渡変化

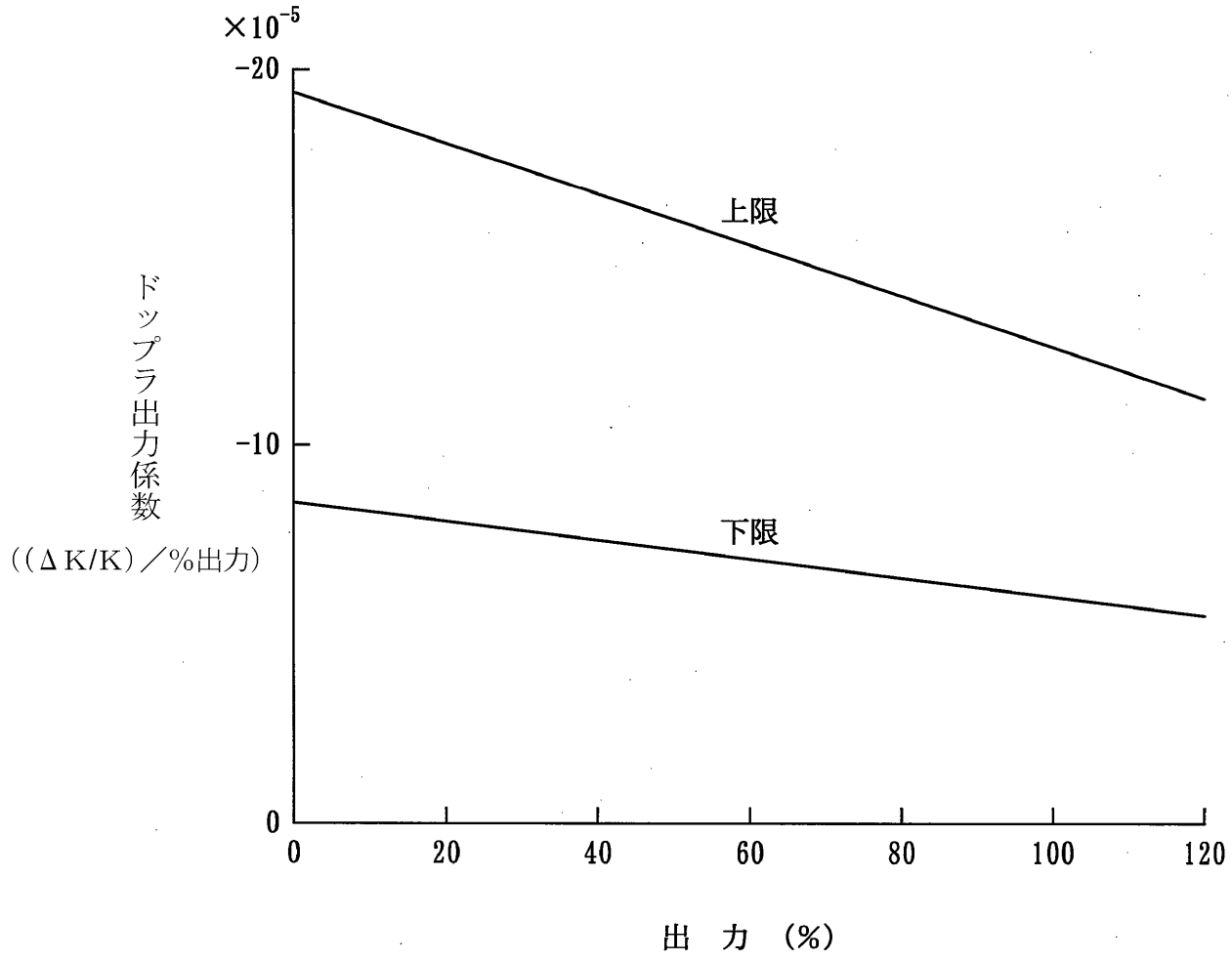
分　類	解　析　項　目	使用計算プログラム
炉心内の反応度又は出力分布の異常な変化	原子炉起動時における制御棒の異常な引き抜き	ＣＨＩＣＫＩＮ－Ｍ ＦＡＣＴＲＡＮ ＴＨＩＮＣ－Ⅲ ＭＡＲＶＥＬ
	出力運転中の制御棒の異常な引き抜き	ＭＡＲＶＥＬ ＦＡＣＴＲＡＮ
	制御棒の落下及び不整合	ＭＡＲＶＥＬ ＴＨＩＮＣ－Ⅲ
	原子炉冷却材中のほう素の異常な希釈	―――
炉心内の熱発生又は熱除去の異常な変化	原子炉冷却材流量の部分喪失	ＰＨＯＥＮＩＸ ＭＡＲＶＥＬ ＦＡＣＴＲＡＮ ＴＨＩＮＣ－Ⅲ
	原子炉冷却材系の停止ループの誤起動	ＭＡＲＶＥＬ
	外部電源喪失	―――
	主給水流量喪失	ＭＡＲＶＥＬ
	蒸気負荷の異常な増加	
	２次冷却系の異常な減圧	
	蒸気発生器への過剰給水	
原子炉冷却材圧力又は原子炉冷却材保有量の異常な変化	負荷の喪失	ＭＡＲＶＥＬ
	原子炉冷却材系の異常な減圧	
	出力運転中の非常用炉心冷却系の誤起動	

第 1.3.2 表　解析に使用する計算プログラム一覧表
── 設計基準事故

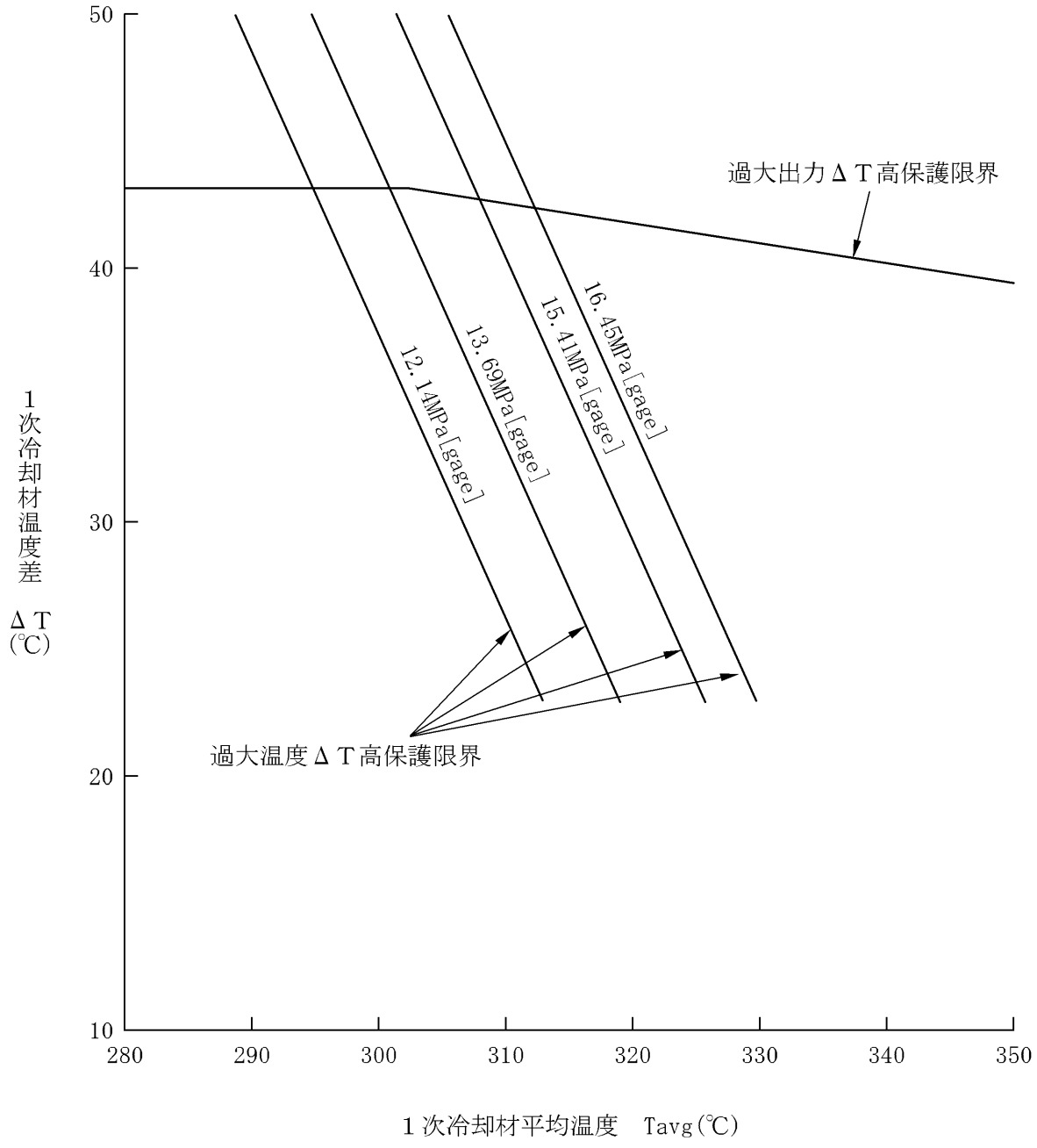
分　類	解　析　項　目		使用計算プログラム
原子炉冷却材の喪失又は炉心冷却状態の著しい変化	原子炉冷却材喪失	大破断	ＳＡＴＡＮ－Ｍ ＷＲＥＦＬＯＯＤ ＢＡＳＨ－Ｍ ＬＯＣＴＡ－Ｍ ＣＯＣＯ
		小破断	ＳＡＴＡＮ－Ｍ （Small ＬＯＣＡ） ＬＯＣＴＡ－Ⅳ
	原子炉冷却材流量の喪失		ＰＨＯＥＮＩＸ ＭＡＲＶＥＬ ＦＡＣＴＲＡＮ ＴＨＩＮＣ－Ⅲ
	原子炉冷却材ポンプの軸固着		
	主給水管破断		ＭＡＲＶＥＬ ＦＡＣＴＲＡＮ ＴＨＩＮＣ－Ⅲ
	主蒸気管破断		ＭＡＲＶＥＬ ＡＮＣ ＴＨＩＮＣ－Ⅲ
反応度の異常な投入又は原子炉出力の急激な変化	制御棒飛び出し		ＴＷＩＮＫＬＥ ＦＡＣＴＲＡＮ ＴＨＩＮＣ－Ⅲ ＭＡＲＶＥＬ
環境への放射性物質の異常な放出	放射性気体廃棄物処理施設の破損		―――
	蒸気発生器伝熱管破損		ＭＡＲＶＥＬ ＦＡＣＴＲＡＮ ＴＨＩＮＣ－Ⅲ
	燃料集合体の落下		―――
	原子炉冷却材喪失		ＳＣＡＴＴＥＲＩＮＧ ＳＰＡＮ
	制御棒飛び出し		
原子炉格納容器内圧力、雰囲気等の異常な変化	原子炉冷却材喪失		ＳＡＴＡＮ－Ⅵ ＷＲＥＦＬＯＯＤ ＣＯＣＯ
	可燃性ガスの発生		―――



第 1.2.1 図　トリップ時の制御棒クラスタ落下による反応度添加曲線



第 1.2.2 図　解析に使用したドップラ出力係数



第 1.2.3 図　過大出力ΔT高及び過大温度ΔT高による保護限界図(代表例)

1.4　参考文献

(1)　「改良統計的熱設計手法について」

MHI－NES－1009　改 1

三菱重工業、平成 12 年

(2)　「三菱ＰＷＲ高燃焼度化ステップ２燃料の機械設計」

MHI－NES－1021　改 7

三菱重工業、平成 16 年

(3)　「ＰＷＲの安全解析用崩壊熱について」

MHI－NES－1010　改 3

三菱重工業、平成 16 年

(4)　「三菱ＰＷＲの事故解析計算コードの概要」

MAPI－1017　改 2

三菱原子力工業、昭和 52 年

(5)　「三菱ＰＷＲの事故解析コードの検証」

MAPI－1058

三菱原子力工業、昭和 55 年

(6)　「三菱新ＤＮＢ相関式（MIRC-1）について」

MAPI－1075　改 3

三菱重工業、平成 12 年

(7)　「ＴＨＩＮＣ－Ⅲコードの概要」

MAPI－1072

三菱原子力工業、昭和 59 年

(8)　「ＤＮＢ相関式について」

MAPI－1029　改 3

三菱重工業、平成 16 年

(9) 「三菱ＰＷＲ非常用炉心冷却系性能評価解析方法（大破断時）」

MAPI－1035　改 8

三菱重工業、平成 11 年

(10) 「三菱ＰＷＲ非常用炉心冷却系性能評価感度解析」

MAPI－1063　改 2

三菱原子力工業、平成 2 年

(11) 「三菱ＰＷＲ原子炉格納容器内圧評価解析手法」

MHI－NES－1016

三菱重工業、平成 12 年

(12) 「三菱ＰＷＲ非常用炉心冷却系性能評価解析方法（小破断時）」

MAPI－1041　改 7

三菱重工業、平成 11 年

(13) 「ジルコニウム・水蒸気反応速度式」

MAPI－1057　改 1

三菱原子力工業、昭和 56 年

(14) 「Studies of Metal-Water Reactions at High Temperatures Ⅲ. Experimental and Theoretical Studies of the Zirconium-Water Reaction」

ANL-6548

L.Baker, L.C.Just,1962

(15) 「三菱ＰＷＲの新核設計手法と信頼性」

MAPI－1087　改 6

三菱重工業、平成 16 年

２．運転時の異常な過渡変化の解析

2.1　序

本原子炉施設において発生する可能性のある運転時の異常な過渡変化に対して、その発生原因と防止対策及び拡大防止対策を説明し、その経過の解析と結果の評価を行い、本原子炉の安全性がいかに確保されるかを説明する。

2.2　炉心内の反応度又は出力分布の異常な変化

2.2.1　原子炉起動時における制御棒の異常な引き抜き

2.2.1.1　過渡変化の原因、防止対策及び拡大防止対策

(1)　過渡変化の原因及び説明

この過渡変化は、発電用原子炉の起動時に、制御棒駆動系の故障、誤操作等により、制御棒クラスタが連続的に引き抜かれ、原子炉出力が上昇する事象を想定する。

制御棒クラスタの異常な連続的引き抜きが生じると、中性子束は急激に上昇するが、負のドプラ係数による反応度帰還効果によって抑えられる。この自己制御性は、原子炉保護設備が作動するまでの初期において、出力上昇を抑制するので重要な役割を果たす。さらに、原子炉保護設備により発電用原子炉は自動停止し、この過渡変化は安全に終止できる。

この事象については、燃料エンタルピに関して以下の判断基準を用いる。なお、ここではウラン燃料ペレットの単位重量当たりのエンタルピ半径方向平均を kJ／kg･UO_2 の単位で表す。

a．燃料エンタルピの最大値は、燃料の許容設計限界 712kJ／kg･UO_2（「ＲＩＥ評価指針」に示す 170cal／g･UO_2 に相当。）を超えないこと。

b．ピーク出力部燃料エンタルピの増分は、「発電用軽水型原子炉施設の反応度投入事象における燃焼の進んだ燃料の取扱いについて」（以下「ＲＩＥ報告書」という。）に示された以下のペレット／被覆管機械的相互作用を原因とする破損しきい値のめやす（以下「ＰＣＭＩ破損しきい値のめやす」という。）を超えないこと。

ペレット燃焼度　25,000MWd／t未満

ピーク出力部燃料エンタルピの増分　460kJ／kg･UO_2

（「ＲＩＥ報告書」に示す110cal／g･UO_2に相当。）

ペレット燃焼度　25,000MWd／t以上40,000MWd／t未満

ピーク出力部燃料エンタルピの増分　356kJ／kg･UO_2

（「ＲＩＥ報告書」に示す85cal／g･UO_2に相当。）

ペレット燃焼度　40,000MWd／t以上65,000MWd／t未満

ピーク出力部燃料エンタルピの増分　209kJ／kg･UO_2

（「ＲＩＥ報告書」に示す50cal／g･UO_2に相当。）

ペレット燃焼度　65,000MWd／t以上75,000MWd／t程度まで

ピーク出力部燃料エンタルピの増分　167kJ／kg･UO_2

（「ＲＩＥ報告書」に示す40cal／g･UO_2に相当。）

(2)　防止対策

制御棒クラスタの引き抜きにより過度の反応度添加率で反応度が添加されることがないよう制御棒クラスタはバンク構成とし、バンク単位で挿入、引き抜きを行い、各バンクごとに所定の順序で駆動される。また、駆動の最大速度を約114cm／minに制限している。

(3)　拡大防止対策

ａ．「中間領域中性子束高」信号又は「出力領域中性子束高」信号による「制御棒クラスタ引抜阻止インターロック」により制御棒クラスタの引き抜きを自動的に阻止し、過渡変化の進行を未然に防止する。

ｂ．原子炉保護設備からの信号により発電用原子炉は自動停止する。この事象においては以下の信号の発生が考えられる。

(a)　中性子源領域中性子束高

(b)　中間領域中性子束高

(c)　出力領域中性子束高（低設定）

(d)　出力領域中性子束高（高設定）

(e)　出力領域中性子束変化率高

2.2.1.2　過渡変化の解析

(1)　解析方法

炉心動特性解析コードＣＨＩＣＫＩＮ－Ｍにより中性子束の過渡応答を求め、さらに、この結果を用いて、燃料棒過渡解析コードＦＡＣＴＲＡＮによって、熱点の燃料エンタルピ等の過渡変化を計算する。

また、熱水力計算コードＴＨＩＮＣ－Ⅲにより炉心における急峻なボイドの生成を求め、このボイドを考慮してプラント過渡特性解析コードＭＡＲＶＥＬにより原子炉圧力を求める。

(2)　解析条件

ａ．原子炉出力の初期値は定格値の 10^{-13} とする。

ｂ．初期温度条件は高温零出力状態の温度として、286.1℃とする。高温では、燃料ペレットから１次冷却材への熱伝達がよく、燃料ペレット熱容量が大きく、また、ドプラ係数の絶対値が小さいことから、ドプラ効果は小さくなるため、より低い温度条件より厳しい。また、初期の実効増倍率は 1.0 とする。これらは原子炉出力上昇を最も急峻にする。

ｃ．反応度添加率は、最大反応度価値を有する２つの制御棒クラスタバンクが、最大速度（約 114 ㎝／min）で炉心から同時に

引き抜かれると想定した場合の最大値を上回る値として、8.6×10^{-4}（△Ｋ／Ｋ）／ｓとする。

ｄ．実効遅発中性子割合(βeff)は0.75％を使用する。

ｅ．ドプラ係数は、燃料実効温度の関数として考慮する。

過渡変化の発生初期に起こる原子炉出力の上昇の最大値は、ドプラ係数に強く依存するので、安全側に絶対値が小さめの値とする。

ｆ．減速材温度係数は、高温停止状態から出力運転状態までの最大の値を包絡する値として 8.0×10^{-5}（△Ｋ／Ｋ）／℃とする。

燃料から１次冷却材への熱伝達は原子炉出力の変化に比較して時間遅れが大きいため、原子炉出力の初期変化に対する減速材温度係数の寄与は小さい。しかし、中性子束ピークの現れた後の出力の下降は、減速材温度係数に依存するので、この場合が最も厳しくなる。

ｇ．発電用原子炉は、「出力領域中性子束高（低設定)」信号で自動停止するものとする。

ｈ．原子炉圧力の初期値は、燃料エンタルピ解析の場合、定格値に負の定常誤差を考慮した値、圧力解析の場合、定格値に正の定常誤差を考慮した値とする。

(3)　解析結果

中性子束、燃料エンタルピ及び原子炉圧力の変化を第2.2.1.1図に示す。中性子束は、過渡変化発生の約9.5秒後に「出力領域中性子束高（低設定)」信号のトリップ限界値まで増大し、さらに、定格出力値の約4.6倍まで上昇するが、ドプラ反応度帰還効果によって急速に抑えられ、約10秒後に制御棒クラスタが

落下を開始することにより低下する。

燃料エンタルピ及びピーク出力部燃料エンタルピ増分の最大値は、それぞれ約 343kJ／kg・UO_2 及び約 81 kJ／kg・UO_2 である。

また、原子炉圧力の最大値は約 17.3MPa[gage]である。

なお、ピーク出力部燃料エンタルピの最大値は、約 158 kJ／kg・UO_2 であり、浸水燃料の存在を仮定しても、この過渡変化による燃料棒の破裂は生じない。

原子炉停止後、発電用原子炉は高温停止状態に移行し、さらに２次側による冷却操作等により冷態停止状態に移行することができる。

2.2.1.3　結　　論

この過渡変化において、十分厳しい結果を与える仮定をした解析においても、燃料エンタルピは燃料の許容設計限界である 712kJ／kg・UO_2（「ＲＩＥ評価指針」に示す 170cal／g･UO_2 に相当。）を十分下回り、ピーク出力部燃料エンタルピ増分の最大値はペレット燃焼度 65,000MWd／t 以上 75,000MWd／t 程度までのＰＣＭＩ破損しきい値のめやすである 167kJ／kg・UO_2（「ＲＩＥ報告書」に示す 40cal／g･UO_2 に相当。）を下回っており、燃料の健全性が損なわれることはない。また、原子炉圧力は過度に上昇することはなく、原子炉冷却材圧力バウンダリの健全性が問題となることはない。

2.2.2　出力運転中の制御棒の異常な引き抜き

2.2.2.1　過渡変化の原因、防止対策及び拡大防止対策

(1)　過渡変化の原因及び説明

この過渡変化は、発電用原子炉の出力運転中に、制御棒駆動系の故障、誤操作等により制御棒クラスタが連続的に引き抜かれ、原子炉出力が上昇する事象を想定する。

制御棒クラスタの異常な連続的引き抜きに伴って、原子炉出力が上昇し、１次冷却材温度が上昇して、ＤＮＢＲが低下するが、原子炉保護設備により発電用原子炉は自動停止し、ＤＮＢＲが許容限界値を下回る前に、この過渡変化は安全に終止できる。

(2)　防止対策

制御棒クラスタの引き抜きにより過度の反応度添加率で反応度が添加されることがないよう制御棒クラスタはバンク構成とし、バンク単位で挿入、引き抜きを行い、各バンクごとに所定の順序で駆動される。また、駆動の最大速度を約 114 ㎝／min に制限している。

(3)　拡大防止対策

ａ．「出力領域中性子束高」信号、「過大温度△Ｔ高」信号又は「過大出力△Ｔ高」信号による「制御棒クラスタ引抜阻止インターロック」により、制御棒クラスタの引き抜きを手動又は自動のいずれの場合にも自動的に阻止し、過渡変化の進行を未然に防止する。

ｂ．原子炉保護設備からの信号により発電用原子炉は自動停止する。この事象においては以下の信号の発生が考えられる。

(a)　出力領域中性子束高

(b)　過大出力△Ｔ高

(c)　過大温度△Ｔ高

(d)　原子炉圧力高

(e)　加圧器水位高

(f)　出力領域中性子束変化率高

2.2.2.2　過渡変化の解析

(1)　解析方法

プラント過渡特性解析コードＭＡＲＶＥＬにより、原子炉出力、原子炉圧力、１次冷却材平均温度及びＤＮＢＲの過渡応答を求め、これらのデータを使って、燃料棒過渡解析コードＦＡＣＴＲＡＮにより燃料温度を求める。

(2)　解析条件

ａ．ＤＮＢＲの評価では、初期原子炉出力は定格出力とする。

ｂ．減速材密度係数は出力運転時の最小値である 0（△Ｋ／Ｋ）／（ｇ／cm^3）とし、ドプラ出力係数は第 1.2.2 図の下限の値とする。

ｃ．制御棒クラスタ引き抜きによる最大の反応度添加率としては、最大反応度価値を有する２つの制御棒クラスタバンクが、最大速度で同時に引き抜かれる場合を想定した最大反応度添加率を上回る値として、8.6×10^{-4}（△Ｋ／Ｋ）／ｓとする。

ｄ．発電用原子炉は、「出力領域中性子束高（高設定）」又は「過大温度△Ｔ高」のトリップ限界値に達すると、自動停止するものとする。

ｅ．燃料中心温度の評価では、初期原子炉出力は最大出力（102％）とし、最も厳しい解析結果をもたらす燃焼度を仮定する。

(3) 解析結果

制御棒クラスタの引抜速度が速い場合として最大の反応度添加率である 8.6×10^{-4}（△Ｋ／Ｋ）／ｓとした場合の原子炉出力、原子炉圧力、１次冷却材平均温度及び最小ＤＮＢＲの変化を第2.2.2.1図に示す。この場合、原子炉出力が急速に増加し、過渡変化発生の約 1.3 秒後に「出力領域中性子束高」信号の原子炉トリップ限界値に達し、約 1.8 秒後に制御棒クラスタは落下を開始する。原子炉出力のピーク値は定格値の約 127％である。この自動停止は非常に早い時期に行われるので、原子炉圧力や１次冷却材平均温度の変化は小さく、原子炉圧力の上昇は約0.5MPa、最小ＤＮＢＲは約 1.97 となる。また、燃料中心温度の変化を第2.2.2.2図に示すが、その最高値は約2,150℃である。

制御棒クラスタ引抜速度が遅い場合として最小のＤＮＢＲを与える2.8×10^{-5}(△Ｋ／Ｋ)／ｓとした場合の原子炉出力、原子炉圧力、１次冷却材平均温度及び最小ＤＮＢＲの変化を第2.2.2.3図に示す。この場合、過渡変化は反応度添加率が小さいため長くなるが、過渡変化発生の約41秒後に「過大温度△Ｔ高」信号のトリップ限界値に達し、約47秒後に制御棒クラスタは落下を開始する。原子炉出力のピーク値は定格値の約118％である。原子炉圧力及び１次冷却材平均温度の上昇は、制御棒クラスタの速い引き抜きの場合より大きいが、原子炉圧力の上昇は約0.7MPa、１次冷却材平均温度のピーク値は約310℃にとどまり、過渡期間中の最小ＤＮＢＲも約1.75である。

また、燃料中心温度については、最高値を与える 3.2×10^{-5}（△Ｋ／Ｋ）／ｓとした場合の変化を第 2.2.2.4 図に示すが、その最高値は約 2,330℃である。

反応度添加率と最小ＤＮＢＲの関係は、第 2.2.2.5 図に示すとおりで反応度添加率の全範囲にわたる最小ＤＮＢＲは、約 1.75 である。

反応度添加率と燃料中心温度の関係は、第 2.2.2.6 図に示すとおりで反応度添加率の全範囲にわたる燃料中心温度の最高値は約 2,330℃である。

原子炉停止後、発電用原子炉は高温停止状態に移行し、さらに２次側による冷却操作等により冷態停止状態に移行することができる。

2.2.2.3　結　　論

出力運転中の制御棒の異常な引き抜きにおいて、あらゆる反応度添加率に対して、発電用原子炉は十分早く自動停止し、最小ＤＮＢＲは許容限界値を下回らず、燃料中心最高温度も溶融点未満であるので、燃料の健全性が損なわれることはない。また、原子炉圧力の上昇はわずかであり、原子炉冷却材圧力バウンダリの健全性が問題となることはない。

2.2.3　制御棒の落下及び不整合

2.2.3.1　過渡変化の原因、防止対策及び拡大防止対策

(1)　過渡変化の原因及び説明

この過渡変化は、発電用原子炉の出力運転中に制御棒駆動系

の故障等により、炉心に挿入されている制御棒の配置に異常が生じ、炉心内の出力分布が変化する以下の制御棒の落下と不整合の事象を想定する。

制御棒の落下は、最大反応度価値を有する制御棒クラスタ１本が全引抜位置から全挿入位置に落下する事象として考える。

もし、防止対策が何らとられないとすると、減少した原子炉出力を補償するために他の制御棒クラスタが引き抜かれ、過渡変化の生じる前の出力に復帰する。この状態では炉心出力分布がひずんでおり熱水路係数が大きいため、発電用原子炉の安全性の余裕の減少となるので、その過渡変化が過大になる前に、原子炉保護設備により発電用原子炉は自動停止し、過渡変化は安全に終止できる。

制御棒の不整合は、炉心に挿入される制御棒クラスタバンクが挿入限界位置にあり、かつ、そのうちの１本の制御棒クラスタが全引抜位置にある不整合な状態として考える。

この場合、不ぞろいに駆動された制御棒クラスタ付近の原子炉出力は局部的に変化し、炉心出力分布は通常運転状態より悪化する。もし、防止対策が何らとられないとすると、熱水路係数を大きくさせ、発電用原子炉の安全余裕を減少させる。

したがって、この過渡変化が過大となる前に検出され、修正されて、発電用原子炉の安全が確保されるよう防止対策がとられるようになっている。

(2)　防止対策

各制御棒クラスタは、バンクごとに所定の順序で駆動され、通常、プラント炉心寿命中、それぞれの出力に対して定められ

た運転範囲内にあり、この範囲外の異常な制御棒クラスタパターン及び異常な位置で運転されることはない。

(3) 拡大防止対策

a．各制御棒クラスタの位置を指示する位置指示計装を中央制御室に設ける。

b．出力分布の非対称性は、炉外核計装又は炉内計装によって検出できる。

c．運転員は、「制御棒位置偏差大」警報によって、同一バンクに生じた不整動作を検知できる。

d．さらに、運転員は、各々の制御棒クラスタの位置指示計の下限信号による「制御棒落下」警報によって、制御棒クラスタの落下を知ることができる。

e．原子炉保護設備からの信号により発電用原子炉は自動停止する。この事象においては以下の信号の発生が考えられる。

(a) 出力領域中性子束変化率高

(b) 中間領域中性子束高

(c) 出力領域中性子束高

(d) 原子炉圧力低

2.2.3.2 過渡変化の解析

(1) 解析方法

プラント過渡特性解析コードＭＡＲＶＥＬにより、制御棒クラスタ落下による原子炉出力、熱流束、原子炉圧力、１次冷却材平均温度及びＤＮＢＲの過渡応答を求める。制御棒クラスタの不整合については、熱水力計算コードＴＨＩＮＣ－Ⅲにより

ＤＮＢＲへの影響を解析する。

(2)　解析条件

ａ．初期原子炉出力は定格出力とする。

ｂ．減速材密度係数は、出力運転時の最小値である 0(△Ｋ／Ｋ)／（ｇ／cm^3）とし、ドプラ出力係数は第 1.2.2 図の下限の値とする。

ｃ．添加反応度は、定格出力運転中、引抜上端より制御棒クラスタ１本が落下した場合の最大値を上回る値として、-2.5×10^{-3}△Ｋ／Ｋをとり、瞬時に加わるものとする。

ｄ．制御用制御棒クラスタは、自動制御運転である場合と手動制御運転である場合の両方について解析する。

自動制御運転の場合は、制御棒クラスタ落下により、原子炉出力、１次冷却材平均温度及び原子炉圧力は減少するが、制御棒制御系の動作により、原子炉出力と１次冷却材平均温度は、初期運転状態に復帰するものとする。

ｅ．制御棒クラスタ落下後の核的エンタルピ上昇熱水路係数($F^N_{\Delta H}$)として、1.84 を使用する。

ｆ．制御棒クラスタ不整合は、最も厳しい状態として、制御棒クラスタバンクＤが挿入限界に位置し、うち１本の制御棒クラスタが全引抜位置にあるものとする。

(3)　解析結果

定格運転中、最大反応度価値を有する制御棒クラスタ１本が落下した場合を上回る反応度が添加されたときの原子炉出力、熱流束、１次冷却材平均温度、原子炉圧力及び最小ＤＮＢＲの変化を第 2.2.3.1 図及び第 2.2.3.2 図に示す。

制御棒クラスタは瞬時に落下し終わるとしているので、原子炉出力及び熱流束は過渡変化の発生直後急減し、一時的に原子炉圧力及び１次冷却材平均温度も減少するが、その後自動制御運転の場合は、制御棒制御系の働きにより回復する。

この過渡変化中に最小ＤＮＢＲは熱流束の減少とともに上昇し、熱流束が復帰するにつれ減少する。ＤＮＢＲは、熱水路係数として制御棒クラスタ落下後の値を用い、かつ過渡変化中一定として計算しているが、この場合でも最小ＤＮＢＲは約 1.86 である。原子炉出力の最大値は約 105％であるので、燃料中心温度は十分溶融点未満である。また、原子炉圧力の上昇は約 0.2MPa である。

制御棒制御系が手動制御運転である場合には、原子炉圧力が低下し続け、過渡変化発生の約 82 秒後に「原子炉圧力低」信号のトリップ限界値に達し、約 84 秒で制御棒クラスタが落下を開始することにより、発電用原子炉は自動停止する。最小ＤＮＢＲはこの過渡変化時に初期値以下に低下することはない。

また、制御棒クラスタ不整合の場合においては、最小ＤＮＢＲは約 1.97 である。この場合、原子炉出力の変化はないので、燃料中心温度は十分溶融点未満であり、原子炉圧力の変化もない。

自動又は手動による原子炉停止後、発電用原子炉は高温停止状態に移行し、さらに２次側による冷却操作等により冷態停止状態に移行することができる。

2.2.3.3　結　　論

上記の結果のように、最も厳しい定格出力運転状態において

制御棒クラスタの落下が起こり、原子炉出力が制御棒制御系の働きで定格出力へ復帰した場合でも、最小ＤＮＢＲは許容限界値を下回らず、燃料中心温度も溶融点未満であるので、燃料の健全性が損なわれることはない。また、原子炉圧力の上昇はわずかであり、原子炉冷却材圧力バウンダリの健全性が問題となることはない。

また、制御棒クラスタの不整合が生じた場合でも、最小ＤＮＢＲは許容限界値を下回らず、燃料中心温度も溶融点未満であるので、燃料の健全性が損なわれることはない。また、原子炉圧力の変化はないので、原子炉冷却材圧力バウンダリの健全性が問題となることはない。

2.2.4　原子炉冷却材中のほう素の異常な希釈

2.2.4.1　過渡変化の原因、防止対策及び拡大防止対策

(1)　過渡変化の原因及び説明

この過渡変化は、発電用原子炉の起動時あるいは出力運転中に、化学体積制御系の故障、誤操作等により１次冷却材中に純水が注入され、１次冷却材中のほう素濃度が低下して反応度が添加される事象を想定する。

プラント起動時のように発電用原子炉が停止状態にある場合は、この反応度添加により、停止余裕が減少し臨界に至るおそれがある。出力運転時で、制御棒クラスタを自動制御している場合は、添加反応度を補償するように制御棒クラスタが挿入限界を超えて挿入されるため、必要な停止余裕を失うおそれがある。

また、制御棒クラスタの手動制御時には「2.2.2 出力運転中の制御棒の異常な引き抜き」と同様、原子炉出力が増加し、熱流束の増加及び１次冷却材温度の上昇によって、ＤＮＢＲの許容限界値に対する余裕が減少する。

しかし、このような過渡変化は、異常事態の発生から保護動作が必要となるまでの間には十分な時間的余裕があり、運転員の操作又は原子炉自動停止により安全に終止できる。

(2) 防止対策

ａ．ほう素の希釈は、ある一定量の純水を１次冷却系に注入することによって行われ、純水が設定量だけ注入され終わると、純水注入ラインの弁を自動的に閉止するので、設定値を超えるほう素の希釈は起こらない。

ｂ．希釈を行う場合、運転員に対して、自動補給モードから希釈モードへの切換えと起動スイッチの操作という２段の手順が必要であるようにし、どちらかの手順を怠ると希釈できないようにして、運転員の不注意な希釈の可能性を小さくするように設計している。

ｃ．化学体積制御設備は、「中性子源領域炉停止時中性子束高」警報又は「制御棒クラスタ挿入限界」警報によって、運転員が異常を検知し、十分修正動作がとれるよう、その最大ほう素希釈率を限定している。

(3) 拡大防止対策

ａ．化学体積制御設備の故障によって、ほう酸水あるいは純水の流量が設定流量から外れた場合は、運転員に流量偏差大の警報で注意を喚起するとともに、体積制御タンク入口及び充てん／

高圧注入ポンプ入口の補給水制御弁を自動的に閉じ、１次冷却系への補給を停止する。

ｂ．原子炉保護設備からの信号により発電用原子炉は自動停止する。この事象においては以下の信号の発生が考えられる。

(a)　中性子束高

(b)　過大温度△Ｔ高

2.2.4.2　過渡変化の解析

(1)　解析方法

１次冷却材と希釈水は完全混合するものとし、ほう素の平衡式及び質量の平衡式を用いて計算する。

(2)　解析条件

ａ．プラント起動時の異常な希釈

(a)　１次冷却材の体積は、解析結果が厳しくなるような値として、加圧器等を除いた１次冷却系の有効体積（215m^3）を用いる。

(b)　１次冷却系への純水補給最大流量は、１次系補給水ポンプ２台運転時の全容量（81.8m^3／h）とする。

(c)　１次冷却系は、燃料取替用水タンクのほう酸水（ほう素濃度 2,700ppm）で満たされているものとする。

(d)　「中性子源領域炉停止時中性子束高」警報は、設定値に余裕を見込んだ値として、停止時中性子束レベルの 0.8 デカード上とする。

ｂ．出力運転時の異常な希釈

(a)　１次冷却材の体積は、プラント起動時と同様の有効体積

を用いる。

(b)　１次冷却系への純水補給最大流量は、充てん／高圧注入ポンプ３台運転時の全容量（37.5m^3／h）とする。

(c)　初期ほう素濃度は、大きめの反応度添加率を与えるよう、出力運転時に予想される最高濃度を上回る値として2,000ppmとする。

(d)　反応度停止余裕は0.018△Ｋ／Ｋとする。

(3)　解析結果

ａ．プラント起動時の異常な希釈

この場合には、１次冷却材の初期ほう素濃度と臨界に達するほう素濃度の差が大きく、希釈率も比較的小さいため、希釈が始まってから「中性子源領域炉停止時中性子束高」の警報が発せられるまでに約 52 分を要し、臨界に至るまでにさらに約 12 分を要する。したがって、運転員が異常な状態を検知し、原因を取り除く手段をとるのに希釈停止操作時間を考慮しても十分な時間がある。

異常の原因を除去した後、発電用原子炉はほう素の濃縮及び通常の運転操作により冷態停止状態に移行することができる。

ｂ．出力運転時の異常な希釈

発電用原子炉が自動制御出力運転にある場合は、希釈に伴う反応度添加を補償するよう、制御棒クラスタを炉心内に自動挿入する。制御棒クラスタが挿入限界に達した後、さらに希釈が続けられて、停止余裕を失うに至るまでに約 23 分を要するため、希釈停止操作時間を考慮しても「制御棒クラスタ挿入限界」警報により、運転員が異常な状態を検知し、原因を取り除

き、あらかじめ決められた手順でほう素の再濃縮を行うのに十分な時間がある。

発電用原子炉が手動制御出力運転にあり、かつ運転員が異常な状態に対し何らの措置もとらない場合には、原子炉出力及び１次冷却材温度が上昇し、「過大温度△Ｔ高」信号により発電用原子炉は自動停止する。この過渡変化は「2.2.2 出力運転中の制御棒の異常な引き抜き」と同様で、反応度添加率（約 1.4×10^{-5}（△Ｋ／Ｋ）／s）はこの解析で使用した範囲に含まれている。したがって、最小ＤＮＢＲは許容限界値を下回らず、燃料中心温度は溶融点未満であり、原子炉圧力の上昇もわずかである。

異常の原因を除去し手動又は自動による原子炉停止後、発電用原子炉は高温停止状態に移行し、２次側による冷却操作等により冷態停止状態に移行することができる。

2.2.4.3　結　　論

プラント起動時にほう素を誤って希釈した場合、発電用原子炉が臨界になるまでに、運転員が警報により異常な状態を検知し、これを終結させるのに十分な時間がある。また、出力運転時に制御棒クラスタを自動制御している場合も、ほう素の希釈に伴い、制御棒クラスタを自動的に挿入し、必要な停止余裕が失われるまでに、運転員が「制御棒クラスタ挿入限界」警報により異常な状態を検知し、これを終結させるのに十分な時間がある。制御棒クラスタを手動制御している場合には自動挿入されないため、原子炉出力が上昇するが、発電用原子炉は「過大

温度△Ｔ高」信号により自動停止し、最小ＤＮＢＲは許容限界値を下回らず、燃料中心温度も溶融点未満であるので、燃料の健全性が損なわれることはない。また、原子炉圧力の上昇はわずかであり、原子炉冷却材圧力バウンダリの健全性が問題となることはない。

2.3　炉心内の熱発生又は熱除去の異常な変化

2.3.1　原子炉冷却材流量の部分喪失

2.3.1.1　過渡変化の原因、防止対策及び拡大防止対策

(1)　過渡変化の原因及び説明

この過渡変化は、発電用原子炉の出力運転中に１次冷却材を駆動する１次冷却材ポンプの故障等により、炉心の冷却材流量が減少する事象を想定する。具体的には、１台の１次冷却材ポンプの駆動電源が喪失するものと考える。

この場合、炉心損傷の心配のない低出力時以外は、原子炉保護設備により発電用原子炉は自動停止し、過渡変化は安全に終止できる。

(2)　防止対策

１次冷却材ポンプは、単一の所内母線故障で２台以上のポンプが同時に停止しないよう別々の所内母線に接続し、原子炉運転中、この母線は発電機側の電源から給電され、発電機側の電源がしゃ断された場合にも直ちに外部の 500kV 又は 220kV 送電線より給電される構成とする。

(3)　拡大防止対策

ａ．１次冷却材ポンプは、フライホイールを設けて慣性を大きくして、電源喪失の際にも１次冷却材流量の急速な低下を防ぎ、熱除去能力が急速に失われることを防止する。

ｂ．原子炉保護設備からの信号により発電用原子炉は自動停止する。この事象においては以下の信号の発生が考えられる。

(a)　１次冷却材流量低

(b)　１次冷却材ポンプしゃ断器開

2.3.1.2　過渡変化の解析

(1)　解析方法

１次冷却材流量過渡特性解析コードＰＨＯＥＮＩＸにより１次冷却材流量コーストダウン曲線を求め、これを入力として、プラント過渡特性解析コードＭＡＲＶＥＬにより、原子炉出力及び原子炉圧力の過渡応答を求める。これらのデータを使って、燃料棒過渡解析コードＦＡＣＴＲＡＮにより、燃料被覆管表面の平均点と熱点の熱流束の時間変化を求め、さらに、熱水力計算コードＴＨＩＮＣ－ⅢによりＤＮＢＲへの影響を解析する。

(2)　解析条件

ａ．初期原子炉出力は定格出力とする。

ｂ．減速材密度係数は、出力運転時の最小値である０（△Ｋ／Ｋ）／(g／cm^3)とし、ドプラ出力係数は、第 1.2.2 図の上限の値とする。この組合せは、１次冷却材温度上昇による原子炉出力抑制効果と、トリップ時に加えられる負の反応度添加を最も小さくする。

ｃ．発電用原子炉の自動停止は、「１次冷却材流量低」信号によるものとする。

ｄ．１次冷却材流量コーストダウン曲線の計算に使用する１次冷却材ポンプの慣性モーメントは、安全側の値として小さめの3,110kg・m^{2}を使用する。

ｅ．制御棒制御系は手動制御されているものとする。

自動制御運転の場合は、１次冷却材平均温度の上昇に伴って、制御棒制御系は制御棒を挿入する方向に作用するが、その作動は無視する。

(3) 解析結果

１次冷却材ポンプ１台停止時の炉心流量、原子炉出力、平均点熱流束、熱点熱流束、最小ＤＮＢＲ及び原子炉圧力の変化を第 2.3.1.1 図に示す。１次冷却材流量の低下により、過渡変化発生の約 1.4 秒後に「１次冷却材流量低」信号のトリップ限界値に到達し、約 2.4 秒で制御棒クラスタが落下を開始することにより原子炉出力は低下する。最小ＤＮＢＲは過渡変化発生の約 3.2 秒後に約 2.21 となる。また、原子炉圧力の上昇は約 0.4MPa である。

原子炉出力は上昇することはないので、燃料中心温度は十分溶融点未満である。

原子炉停止後、発電用原子炉は高温停止状態に移行し、さらに２次側による冷却操作等により冷態停止状態に移行することができる。

2.3.1.3 結　　論

出力運転中に１次冷却材ポンプが１台停止した場合、残りの２台の１次冷却材ポンプは運転しており、さらに、停止した１次冷却材ポンプの慣性と１次冷却材の慣性があるために、１次冷却材流量が急速に減少することはなく、炉心の熱除去能力が急激に低下するようなことはない。その結果、最小ＤＮＢＲは許容限界値を下回らず、燃料中心温度も溶融点未満であるので燃料の健全性が損なわれることはない。また、原子炉圧力の上昇はわずかであり、原子炉冷却材圧力バウンダリの健全性が問題となることはない。

2.3.2　原子炉冷却材系の停止ループの誤起動

2.3.2.1　過渡変化の原因、防止対策及び拡大防止対策

(1)　過渡変化の原因及び説明

１次冷却材ポンプ２台で部分負荷運転を行っている場合、停止ループは原子炉容器出入口間の圧力差により１次冷却材が逆流しているので、停止ループの低温側配管冷却材温度は運転ループの低温側配管冷却材温度と等しいが、蒸気発生器における熱伝達による温度降下のため、高温側配管冷却材温度は、低温側配管冷却材温度より低くなっている。

この過渡変化は、１次冷却材ポンプ１台が停止しており、発電用原子炉が部分負荷で運転中にポンプ制御系の故障、誤操作等により停止中のポンプが起動され、停止ループ中の比較的低温の冷却材が炉心に注入されて反応度が添加され、原子炉出力が上昇する事象を想定する。

この場合、過渡変化が過大となる場合はその前に原子炉保護設備により発電用原子炉は自動停止し、過渡変化は安全に終止できる。

(2)　防止対策

ａ．停止ループの１次冷却材ポンプを起動するときは、１次冷却材温度が炉心に異常な反応度変化を伴わない値であるように原子炉出力を下げた後、停止ループの１次冷却材ポンプを起動する操作を行うよう厳格な運転管理を行う。

ｂ．１次冷却材ポンプの制御装置は別々に設け、単一の故障又は誤操作で複数のポンプが起動することがない設計としている。

ｃ．高出力時（パーミッシブ信号（Ｐ－８）の設定値（40％）以

上）では、１次冷却材ポンプは全台運転するため、原子炉冷却材系の停止ループの誤起動は起こらない。

(3)　拡大防止対策

ａ．原子炉保護設備からの信号により発電用原子炉は自動停止する。この事象においては以下の信号の発生が考えられる。

(a)　中性子束高

ｂ．１次冷却材ポンプが１台停止状態で出力がパーミッシブ信号（Ｐ－８）設定値を超えると原子炉トリップのブロックが解除され「１次冷却材流量低」信号で発電用原子炉は自動停止する。

2.3.2.2　過渡変化の解析

(1)　解析方法

プラント過渡特性解析コードＭＡＲＶＥＬにより、原子炉出力、原子炉圧力、炉心冷却材平均温度及び熱流束の過渡応答を求める。

(2)　解析条件

ａ．初期原子炉出力は１ループ停止運転時の最大運転出力である40％とする。また、１次冷却材平均温度の初期値は40％出力運転時の値とし、原子炉圧力の初期値は定格値とする。

ｂ．停止している１次冷却材ポンプの起動に伴い、停止ループ中の流量は10秒で定格流量に達するものとする。

ｃ．減速材密度係数は、最大値である 0.43（△Ｋ／Ｋ）／（g／cm^3）とする。

この過渡変化においては、１次冷却材の温度低下による反応度添加を最大にするので、この値が最も厳しい。

ｄ．ドプラ出力係数は、第1.2.2図の下限の値とする。

燃料温度の上昇による反応度増加抑制に対する寄与が小さくなるので、この値が最も厳しい。

ｅ．制御棒制御系は手動制御されているものとする。

(3) 解析結果

解析結果を、第 2.3.2.1 図に示す。熱流束の最大値は定格値の約 81%であり、１次冷却材の炉心平均温度は、定格出力時より低い値にしかならない。したがって、最小ＤＮＢＲの許容限界値に対する余裕は定格出力時より大きい。また、燃料中心温度は十分溶融点未満である。原子炉圧力の上昇は約 0.8MPa である。

手動による原子炉停止後、発電用原子炉は高温停止状態に移行し、さらに２次側による冷却操作等により冷態停止状態に移行することができる。

2.3.2.3 結　　論

部分出力運転時に１次冷却系の停止しているループの１次冷却材ポンプを起動した場合でも、最小ＤＮＢＲは許容限界値を下回らず、燃料中心温度も溶融点未満であるので、燃料の健全性が損なわれることはない。また、原子炉圧力の上昇はわずかであり、原子炉冷却材圧力バウンダリの健全性が問題となることはない。

2.3.3　外部電源喪失

2.3.3.1　過渡変化の原因、防止対策及び拡大防止対策

(1)　過渡変化の原因及び説明

この過渡変化は、発電用原子炉の出力運転中に送電系統又は所内主発電設備の故障等により外部電源が喪失する事象を想定する。

具体的には外部電源の喪失により所内補機用交流電源が喪失し、１次冷却材ポンプ、復水ポンプ及び主給水ポンプ等が自動停止し、１次冷却材流量や主給水流量の喪失が起こる事象として考える。

この場合、原子炉保護設備により発電用原子炉は自動停止する。また、補助給水設備、主蒸気逃がし弁及び主蒸気安全弁の作動により、原子炉自動停止後の発電用原子炉の崩壊熱及び他の残留熱を除去でき、過渡変化は安全に終止できる。

(2)　防止対策

ａ．１号炉及び２号炉は 500kV 送電線２回線で送電系統に接続する。送電系統の実績からみて、この２回線が同時に故障を起こす可能性は極めて小さい。

ｂ．500kV 送電線２回線が停電した場合には発電用原子炉を安全に停止するために必要な非常用所内電力は 220kV 送電線から受電し、外部電源がすべて同時に失われる可能性を小さくする。

ｃ．所内母線は各々独立した複数の母線で構成し、所内補機は各母線に分割して接続する。したがって、単一の母線の故障があっても全所内補機の電源が失われることはない。

ｄ．多重化された直流負荷に給電する 125V 直流電源は各々独立

した２系統から成り、それらは個々に蓄電池と充電装置を有し、２系統の直流電源が失われることのないようにする。

ｅ．計測制御用機器などは 115V 交流母線から供給する。この母線は独立する２つの 125V 直流電源及び 460V 非常用電源からインバータを通じて供給され、この 115V 交流母線の電圧が失われることがないようにする。

(3)　拡大防止対策

ａ．外部電源喪失時に必要な補機を作動させるために必要な容量を有するディーゼル発電機２台を設ける。

このディーゼル発電機は、それが接続される非常用高圧母線の電圧低下で自動起動させる。

ｂ．何らかの理由で制御棒クラスタ駆動装置への電源が失われれば、制御棒クラスタは炉心内に重力により落下し、発電用原子炉は自動停止する。

2.3.3.2　過渡変化の解析

(1)　解析方法

この過渡変化においては、定格出力運転中、所内常用電源の全部が喪失した場合が最も厳しい。この場合、過渡変化の初期は１次冷却材ポンプが３台とも自動停止するので「3.2.2 原子炉冷却材流量の喪失」と同様である。１次冷却材流量が低下した後は、「2.3.4 主給水流量喪失」で解析した過渡状態と同様であり、自然循環により発電用原子炉の崩壊熱及び他の残留熱の除去は十分になされる。したがって、本事象は、「3.2.2 原子炉冷却材流量の喪失」及び「2.3.4 主給水流量喪失」の解析で包

含される。

(2) 解析条件

「2.3.4 主給水流量喪失」及び「3.2.2 原子炉冷却材流量の喪失」解析と同様である。

(3) 解析結果

最小ＤＮＢＲは約 2.01 である。原子炉出力は上昇しないので、燃料中心温度は十分溶融点未満である。また、原子炉圧力の最高値は約 17.4MPa[gage]にとどまる。

原子炉停止後、発電用原子炉は高温停止状態に移行し、さらに２次側による冷却操作等により冷態停止状態に移行することができる。

2.3.3.3 結　　論

所内電源の確保には、万全を期しており、この一部あるいは全部が喪失することはほとんど考えられない。たとえ何らかの理由で、１次冷却材ポンプや蒸気発生器２次側給水設備の電源が喪失したとしても、「3.2.2 原子炉冷却材流量の喪失」の結果及び「2.3.4 主給水流量喪失」の結果が示すように、最小ＤＮＢＲは許容限界値を下回らず、燃料中心温度も溶融点未満であるので、燃料の健全性が損なわれることはない。また、原子炉圧力は過度に上昇することはなく、原子炉冷却材圧力バウンダリの健全性が問題となることはない。

2.3.4　主給水流量喪失

2.3.4.1　過渡変化の原因、防止対策及び拡大防止対策

(1)　過渡変化の原因及び説明

この過渡変化は、発電用原子炉の出力運転中に、主給水ポンプ、復水ポンプ又は給水制御系の故障等により、すべての蒸気発生器への給水が停止し、発電用原子炉からの除熱能力が低下する事象を想定する。

この場合、原子炉保護設備により発電用原子炉は自動停止する。また、補助給水ポンプが自動起動して蒸気発生器２次側に給水し、原子炉自動停止後の発電用原子炉の崩壊熱及び他の残留熱を除去でき、過渡変化は安全に終止できる。

(2)　防止対策

主給水制御系は、すべての蒸気発生器への主給水が同時に喪失する可能性を減らすため、蒸気発生器ごとに個別に設置する。

(3)　拡大防止対策

ａ．蒸気発生器１基への主給水が停止すると、その水位が低下し「蒸気発生器水位偏差大」の警報を発し、運転員の注意を喚起する。

ｂ．蒸気発生器への主給水が喪失することに備えて、電動補助給水ポンプ２台を設け、以下の信号により自動起動する。

(a)　蒸気発生器水位異常低

(b)　すべての主給水ポンプトリップ

(c)　非常用炉心冷却設備作動

電動補助給水ポンプは、外部電源が喪失した場合には、ディーゼル発電機により電源が供給され自動起動する。

c．さらに、タービン動補助給水ポンプ１台を設け、以下の信号により自動起動する。

(a)　３基のうち２基の蒸気発生器水位異常低

(b)　常用高圧母線のうちいずれか２つの電圧低

タービン動補助給水ポンプは、蒸気発生器２次側の蒸気により駆動する。

d．原子炉保護設備からの信号により発電用原子炉は自動停止する。この事象においては以下の信号の発生が考えられる。

(a)　蒸気発生器給水流量低

(b)　蒸気発生器水位異常低

(c)　原子炉圧力高

e．発電用原子炉の崩壊熱及び他の残留熱の除去は、２次側の補助給水と主蒸気逃がし弁あるいは主蒸気安全弁によって行われ、１次冷却系が過大に熱膨張及び加圧される以前に十分除熱が可能である。

2.3.4.2　過渡変化の解析

(1)　解析方法

プラント過渡特性解析コードＭＡＲＶＥＬにより、原子炉圧力、蒸気発生器水位、加圧器保有水量及び１次冷却材平均温度の過渡応答を求める。

(2)　解析条件

a．初期値として原子炉出力は定常運転時の最大出力（定格値の102％）、加圧器保有水量は最大値（62％）、蒸気発生器水位は定格出力運転時設定水位とする。

b．事象発生後の炉心部での発熱量を評価する際には、発電用原子炉は定格出力の 102%で長時間運転されてきたものとし、崩壊熱としては、日本原子力学会の推奨値に基づく核分裂生成物の崩壊熱にアクチニドの崩壊熱を考慮した曲線(1)を使用する。

c．発電用原子炉の停止と同時に外部電源喪失を仮定し、1次冷却材は、1次冷却材ポンプの停止後コーストダウンし、その後自然循環するものとする。

d．電動補助給水ポンプ1台が原子炉トリップ 60 秒後に自動起動し、3基の蒸気発生器に 80m^3／h の流量で給水するものとする。タービン動補助給水ポンプによる補助給水は解析では無視する。

e．タービンバイパス弁及び主蒸気逃がし弁は作動せず、主蒸気安全弁のみ作動するものとする。

f．原子炉圧力の評価と加圧器水位の評価では条件が異なるため、以下の2ケースに分けて解析を実施する。

(a) 原子炉圧力の評価では、1次冷却材平均温度及び原子炉圧力の初期値は圧力変化が最大となるように、それぞれ最高温度及び最低圧力とし、原子炉圧力の低減効果を持つ加圧器スプレイ弁、加圧器逃がし弁は作動しないものとする。

(b) 加圧器水位の評価では、1次冷却材平均温度及び原子炉圧力の初期値は1次冷却材の膨張が最大となるように、それぞれ最低温度及び最高圧力とし、加圧器水位の上昇効果を持つ加圧器スプレイ弁、加圧器逃がし弁は作動するものとする。

(3) 解析結果

原子炉圧力を評価した場合の解析結果を第 2.3.4.1 図に示す。発電用原子炉は過渡変化発生の約 28 秒後に「原子炉圧力高」信号のトリップ限界値に達し、約 30 秒後に制御棒クラスタが落下を開始することにより自動停止する。原子炉圧力は原子炉トリップ直後に最大となるが、加圧器安全弁の作動により最大約 17.4MPa[gage]にとどまる。蒸気発生器水位は、主給水喪失及び原子炉トリップにより蒸気発生器内の気泡がつぶれることによって急減するが、補助給水ポンプの作動によって補われ、漸次水位は回復する。また、1次冷却材ポンプは停止するが、1次冷却材の自然循環によって十分熱除去が可能である。1次冷却材平均温度は上昇するが、やがて補助給水及び自然循環による熱除去が有効となり1次冷却材平均温度及び原子炉圧力は減少に向かう。

加圧器水位を評価した場合の加圧器保有水量の過渡変化を第 2.3.4.2 図に示す。発電用原子炉は過渡変化発生の約 50 秒後に「蒸気発生器水位異常低」信号のトリップ限界値に達し、約 52 秒で制御棒クラスタが落下を開始することにより自動停止する。加圧器保有水量の最大値は約 32m^3（加圧器容積の約 78%）であり、加圧器は満水になることはない。

原子炉停止後、発電用原子炉は高温停止状態に移行し、さらに2次側による冷却操作等により冷態停止状態に移行することができる。

2.3.4.3　結　　論

このように主給水流量喪失に対して十分な防止対策がとられており、たとえこの過渡変化が発生したとしても補助給水能力により、原子炉圧力は過度に上昇することはなく、原子炉冷却材圧力バウンダリの健全性が問題となることはない。

2.3.5　蒸気負荷の異常な増加

2.3.5.1　過渡変化の原因、防止対策及び拡大防止対策

(1)　過渡変化の原因及び説明

この過渡変化は、発電用原子炉の出力運転中に、タービンバイパス弁、蒸気加減弁又は主蒸気逃がし弁の誤開放により主蒸気流量が異常に増加し、１次冷却材の温度が低下して反応度が添加され、原子炉出力が上昇する事象を想定する。

(2)　防止対策

負荷要求の急増に対しては、原子炉制御設備は 10％のステップ状及び 5％／min のランプ状負荷変化に追随できる。また、タービンバイパス弁及び主蒸気逃がし弁は、誤動作による過渡変化を抑制するために、弁１個当たりの最大容量を適切な値にしており、また、制御系の単一の故障によって、これらの弁が２つ以上同時に全開となるようなことはないよう構成している。

(3)　拡大防止対策

ａ．通常運転中は中央制御室で、「蒸気発生器水位」、「主蒸気流量」等の指示計器の監視を行い、また、警報として「蒸気発生器水位偏差大」を設けており早期に異常現象の発生が検知できる。

b．原子炉保護設備からの信号により発電用原子炉は自動停止する。この事象においては以下の信号の発生が考えられる。

(a)　中性子束高

(b)　過大出力△Ｔ高

(c)　過大温度△Ｔ高

2.3.5.2　過渡変化の解析

(1)　解析方法

プラント過渡特性解析コードＭＡＲＶＥＬにより、原子炉出力、原子炉圧力、１次冷却材平均温度及びＤＮＢＲの過渡応答を求める。

(2)　解析条件

a．初期原子炉出力は定格出力とする。

b．サイクル初期であるか末期であるかで、減速材密度係数が異なり、また、負荷の増大に伴い制御棒クラスタが自動的に引き抜かれるか否かにより解析結果が異なるので以下の４ケースに分けて解析する。

ケースＡ：手動運転、サイクル初期

ケースＢ：手動運転、サイクル末期

ケースＣ：自動運転、サイクル初期

ケースＤ：自動運転、サイクル末期

c．減速材密度係数はサイクル初期では 0（△Ｋ／Ｋ）／（g／cm^3）とし、サイクル末期では最大値である 0.43（△Ｋ／Ｋ）／（g／cm^3）とする。

d．ドプラ出力係数は、第 1.2.2 図の下限の値とする。

燃料温度上昇による反応度増加抑制に対する寄与が小さくなるので、この値が最も厳しい。

e．発電用原子炉を定格出力で運転中に、タービンバイパス弁、蒸気加減弁又は主蒸気逃がし弁のうち1個が全開になり、蒸気流量が10%急増するものとする。

(3) 解析結果

ケースAにおいては、原子炉出力は若干上昇するが、1次冷却材平均温度が大幅に低下するため、DNBRは初期値からわずかに減少するのみであり、最小DNBRは約2.31である。

ケースBにおいては、減速材の反応度帰還がより大きいので原子炉出力の上昇も大きいが、最小DNBRは約2.08である。

ケースC及びケースDの場合、原子炉出力は制御棒クラスタの引き抜きにより上昇し、1次冷却材平均温度はプログラム値に保たれるため、DNBRに関してより厳しい結果になる。

ケースCの解析結果を第2.3.5.1図に示し、ケースDの解析結果を第2.3.5.2図に示す。ケースCの最小DNBRは約2.05であり、ケースDの最小DNBRは約2.06である。また、原子炉圧力の上昇は約0.2MPa以下である。

いずれの場合にも原子炉出力は約110%を超えることはなく、過度な原子炉出力の上昇がないので、燃料中心温度は十分溶融点未満である。

異常原因を除去し手動による原子炉停止後、発電用原子炉は高温停止状態に移行し、さらに2次側による冷却操作等により冷態停止状態に移行することができる。

2.3.5.3　結　　論

このような厳しい解析条件のもとでの過渡変化に対しても、最小ＤＮＢＲは許容限界値を下回らず、燃料中心温度も溶融点未満であるので、燃料の健全性が損なわれることはない。また、原子炉圧力の上昇はわずかであり、原子炉冷却材圧力バウンダリの健全性が問題となることはない。

2.3.6　２次冷却系の異常な減圧

2.3.6.1　過渡変化の原因、防止対策及び拡大防止対策

(1)　過渡変化の原因及び説明

この過渡変化は、発電用原子炉の高温停止中にタービンバイパス弁、主蒸気逃がし弁等の２次冷却系の弁が誤開放し、１次冷却材の温度が低下して、反応度が添加される事象を想定する。

この場合、非常用炉心冷却設備の作動により、過渡変化は安全に終止できる。

(2)　防止対策

タービンバイパス弁及び主蒸気逃がし弁は、誤動作による過渡変化を抑制するために、弁１個当たりの最大容量を適切な値にしており、また、制御系の単一の故障によって、これらの弁が２つ以上同時に全開となるようなことはないよう構成している。

(3)　拡大防止対策

ａ．通常運転中は中央制御室で、「蒸気発生器水位」、「主蒸気流量」等の指示計器の監視を行い、また、警報として「蒸気発生器水位偏差大」を設けており早期に異常現象の発生が検知でき

る。

b．原子炉保護設備からの信号により発電用原子炉は自動停止する。この事象においては以下の信号の発生が考えられる。

(a)　中性子束高

(b)　過大温度△Ｔ高

(c)　過大出力△Ｔ高

(d)　非常用炉心冷却設備作動

(e)　原子炉圧力低

c．主給水による１次冷却系の過度の冷却を防止するため、「原子炉トリップ」信号と「１次冷却材平均温度低」信号の一致により、主給水制御弁を全閉する。さらに、「非常用炉心冷却設備作動」信号により、主給水ポンプを自動停止し、主給水系のすべての制御弁及び主給水隔離弁を全閉する。

d．炉心にほう酸水を注入するため、以下の信号により非常用炉心冷却設備を作動する。

(a)　原子炉圧力低と加圧器水位低の一致

(b)　原子炉圧力異常低

(c)　主蒸気ライン差圧高

e．主蒸気逃がし弁の誤開の場合は元弁、タービンバイパス弁の誤開の場合は主蒸気隔離弁を閉止することにより事象を終結できる。

2.3.6.2　過渡変化の解析

(1)　解析方法

プラント過渡特性解析コードＭＡＲＶＥＬにより原子炉圧力、

炉心冷却材平均温度、蒸気流量及び炉心反応度の過渡応答を求める。

(2) 解析条件

a．発電用原子炉の初期状態としては、発電用原子炉は高温停止状態にあり制御棒は全挿入されているものとする。反応度停止余裕は、原子炉トリップ時に最大の反応度価値を持つ制御棒クラスタ１本が全引抜位置で固着したときの値として 0.018△Ｋ／Ｋとする。１次冷却材中のほう素濃度は設計上許容される最低濃度として0ppmを仮定する。

b．解析はサイクル末期について行う。

サイクル末期は減速材密度係数が最大になるので、１次冷却系の冷却による炉心への影響が最も大きい。

減速材密度変化による反応度効果は、第 2.3.6.1 図に示すように密度の関数として与える。

c．１次冷却材平均温度及び原子炉圧力の初期値は、高温停止状態に対する値として、それぞれ 286.1℃及び 15.41MPa[gage]とする。

d．タービンバイパス弁、主蒸気逃がし弁等２次冷却系の弁のうち、最大容量を持った弁が１個全開するものとする。

蒸気の放出量は、7.48MPa[gage]にて 403t／hとする。

e．炉心反応度の評価では、１台の充てん／高圧注入ポンプのみが作動し、ほう酸注入タンクからほう素濃度 20,000ppm のほう酸水を１次冷却材低温側配管に注入するものとする。なお、原子炉圧力の評価では、２台の充てん／高圧注入ポンプが作動するものとする。

また、ほう酸水が炉心に到達するまでの時間には、「非常用炉心冷却設備作動」信号が発生してから、充てん／高圧注入ポンプが全速に達するまでの時間、ほう酸注入配管内の低濃度のほう酸水が一掃される時間及び１次冷却材管内での輸送遅れを考慮する。

ｆ．蒸気発生器では完全に気水分離するものとする。

水のキャリーオーバは、１次冷却系の冷却を減少させるので、この仮定は厳しいものである。

ｇ．外部電源はあるものとする。

外部電源によって１次冷却材ポンプの運転が継続され、１次冷却材流量が維持され炉心がより冷却されるので、厳しい仮定である。

(3)　解析結果

高温停止状態において１個の２次冷却系の弁から蒸気が放出された場合の炉心反応度評価の解析結果を第 2.3.6.2 図に示す。

蒸気発生器からの蒸気放出により、蒸気発生器２次側及び１次冷却系は減圧冷却される。しかし、「原子炉圧力低と加圧器水位低の一致」信号による非常用炉心冷却設備作動信号の作動限界値に約 216 秒で達することにより非常用炉心冷却設備が作動し、ほう酸水が炉心に到達することにより発電用原子炉は臨界となることはなく、過渡変化は安全に終止する。また、原子炉圧力の観点では、２台の充てん／高圧注入ポンプによりほう酸水が注入され続けたとしても、加圧器安全弁の容量は、注入流量を十分上回るため、原子炉圧力が過度に上昇することはない。

この後、異常原因を除去し、２次側による冷却操作等により、

発電用原子炉は冷態停止状態に移行することができる。

2.3.6.3　結　　論

解析結果より明らかなように、この過渡変化によって、発電用原子炉は臨界とならないので、最小ＤＮＢＲは許容限界値を下回らず、燃料中心温度も溶融点未満である。したがって、燃料の健全性が損なわれることはない。また、原子炉圧力は過度に上昇することはなく、原子炉冷却材圧力バウンダリの健全性が問題となることはない。

2.3.7　蒸気発生器への過剰給水

2.3.7.1　過渡変化の原因、防止対策及び拡大防止対策

(1)　過渡変化の原因及び説明

この過渡変化は、発電用原子炉の出力運転中に給水制御系の故障又は誤操作等により、蒸気発生器への給水が過剰となり、１次冷却材の温度が低下して反応度が添加され、原子炉出力が上昇する事象を想定する。

この場合、原子炉保護設備により発電用原子炉は自動停止し、過渡変化は安全に終止できる。

(2)　防止対策

主給水制御弁は、誤動作による過渡変化を抑制するために、弁１個当たりの最大容量を適切な値にしており、また、制御系の単一の故障によって、これらの弁が２つ以上同時に全開となるようなことはないよう構成している。

(3) 拡大防止対策

ａ．通常運転中は、中央制御室で「蒸気発生器水位」、「蒸気発生器給水流量」等の指示計器の監視を行い、また、警報として「蒸気発生器水位偏差大」を設けており、早期に異常現象の発生が検知できる。

ｂ．蒸気発生器の水位が異常に上昇した場合には、「蒸気発生器水位高」信号により主給水制御弁を全閉する。また、同時に中央制御室に警報を発し、運転員の注意を喚起する。

ｃ．「蒸気発生器水位異常高」信号により、タービントリップを行い、すべての主給水ポンプを自動停止し、主給水系のすべての制御弁及び主給水隔離弁を全閉する。

ｄ．原子炉保護設備からの信号により発電用原子炉は自動停止する。この事象においては以下の信号の発生が考えられる。

(a) 中性子束高

(b) 過大温度△Ｔ高

(c) 過大出力△Ｔ高

(d) タービントリップ

2.3.7.2 過渡変化の解析

(1) 解析方法

プラント過渡特性解析コードＭＡＲＶＥＬにより、原子炉出力、原子炉圧力、１次冷却材平均温度、蒸気発生器水位及びＤＮＢＲの過渡応答を求める。

(2) 解析条件

ａ．初期原子炉出力は定格出力とする。

b．減速材密度係数は、出力運転時の最大値であるサイクル末期の 0.43（△Ｋ／Ｋ）／（g／cm^3）とし、ドプラ出力係数は第1.2.2図の下限の値とする。

この組合せは、反応度帰還が最大であり、出力増加は最大となる。

c．主給水制御弁が１個全開し、蒸気発生器１基に定格流量の170％で、給水されるものとする。

d．「蒸気発生器水位異常高」信号で、タービンは自動停止し、引き続き「タービントリップ」信号によって発電用原子炉は自動停止する。

また、この「蒸気発生器水位異常高」信号によって、主給水隔離弁等が全閉し、給水は停止する。

(3)　解析結果

解析結果を第 2.3.7.1 図に示す。蒸気発生器２次側への過剰給水によって、１次冷却材平均温度が低下し、減速材密度係数の正の反応度帰還で原子炉出力が増加するが、過渡変化発生の約 56 秒後に「蒸気発生器水位異常高」信号によるタービントリップが生じ、引き続き発電用原子炉は約 57 秒で制御棒クラスタが落下を開始することにより自動停止する。最小ＤＮＢＲは約 2.25 である。また、原子炉出力は約 104％にとどまるので、燃料中心温度は十分溶融点未満であり、原子炉圧力の上昇も約 0.2MPa である。

主給水及び発電用原子炉の停止後、発電用原子炉は高温停止状態に移行し、さらに２次側による冷却操作等により冷態停止状態に移行することができる。

2.3.7.3　結　　論

蒸気発生器２次側への過剰給水で、炉心に冷水が導入されることによって、原子炉出力は増大するが、サイクル末期の核的に最も厳しい状態で、過渡変化が発生しても、最小ＤＮＢＲは許容限界値を下回らず、燃料中心温度も溶融点未満であるので、燃料の健全性が損なわれることはない。

また、原子炉圧力の上昇はわずかであり、原子炉冷却材圧力バウンダリの健全性が問題となることはない。

2.4　原子炉冷却材圧力又は原子炉冷却材保有量の異常な変化

2.4.1　負荷の喪失

2.4.1.1　過渡変化の原因、防止対策及び拡大防止対策

(1)　過渡変化の原因及び説明

この過渡変化は、発電用原子炉の出力運転中に外部電源あるいはタービンの故障等により、タービンへの蒸気流量が急減し原子炉圧力が上昇する事象を想定する。

タービン故障等によりタービンが自動停止する場合は、低出力時（パーミッシブ信号（Ｐ－７）の設定値以下）を除き、直接原子炉トリップに至る。この場合、蒸気発生器で発生する過剰な蒸気は、タービンバイパス弁を通って復水器へ導かれ、１次冷却系の除熱、冷却は維持されるため、１次冷却材温度及び原子炉圧力はほとんど上昇せずに、この過渡変化は安全に終止できる。

定格負荷の約 50%以下の負荷喪失の場合は、蒸気加減弁及びタービンバイパス弁の作動により、プラントは自動停止することなく安全に追従できる。

定格負荷の約 50%より大きい負荷喪失の場合は、タービン及び発電用原子炉は直接自動停止することはないが、もし発電用原子炉の運転条件が乱されて、原子炉保護設備の設定値に達すれば発電用原子炉は自動停止し、この過渡変化は安全に終止できる。

負荷喪失後、タービンバイパス系が使用できないという事態が生じれば、主蒸気安全弁が作動して１次冷却系の除熱を確保するとともに、発電用原子炉は「原子炉圧力高」、「加圧器水位

高」、「過大温度△Ｔ高」等の信号により自動停止し、この過渡変化は安全に終止できる。この場合１次冷却系の過度の圧力上昇は、加圧器逃がし弁、加圧器安全弁等の作動により防止できる。

(2)　防止対策

１号炉及び２号炉は、500kV 送電線２回線で送電系統に接続する。送電系統の実績からみて、この２回線が同時に故障を起こす可能性は極めて小さい。

(3)　拡大防止対策

ａ．タービントリップを生じると、低出力時（パーミッシブ信号（Ｐ－７）の設定値以下）を除き、直ちに発電用原子炉も自動停止する。

ｂ．タービンが自動停止しても、タービンバイパス系の作動により、１次冷却系の冷却はなされる。復水器真空度の喪失などによりタービンバイパス系が作動しない場合は、２次冷却系の圧力が上昇し、主蒸気逃がし弁又は主蒸気安全弁が作動する。主蒸気安全弁は、２次冷却系の過度の圧力上昇を十分抑制できる容量であり、１次冷却系の冷却を確保する。

ｃ．１次冷却材温度及び原子炉圧力が上昇した場合、加圧器スプレイ及び加圧器逃がし弁は圧力上昇の抑制効果を持つ。また、加圧器安全弁は、全負荷喪失時に加圧器スプレイ及び加圧器逃がし弁が作動しない場合でも、主蒸気安全弁の作動と相まって、１次冷却系の過度の圧力上昇を抑制できる逃がし容量を持つように設計する。

ｄ．原子炉保護設備からの信号により発電用原子炉は自動停止す

る。この事象においては以下の信号の発生が考えられる。

(a)　原子炉圧力高

(b)　加圧器水位高

(c)　過大温度△Ｔ高

2.4.1.2　過渡変化の解析

(1)　解析方法

プラント過渡特性解析コードＭＡＲＶＥＬにより、原子炉出力、原子炉圧力、１次冷却材平均温度及びＤＮＢＲの過渡応答を求める。

(2)　解析条件

ａ．初期原子炉出力は、ＤＮＢＲの評価では定格出力とし、原子炉圧力の評価では102％出力とする。

ｂ．減速材密度係数は、出力運転時の最小値である０（△Ｋ／Ｋ）／（g／cm^3）とし、ドプラ出力係数は、第 1.2.2 図の上限の値とする。

この組合せは、１次冷却材温度上昇による原子炉出力抑制効果と、トリップ時に加えられる負の反応度添加を最も小さくする。

ｃ．１次冷却系の除熱に対し、厳しい条件として、負荷が瞬時に完全に喪失するものとする。また、この場合タービンバイパス弁及び主蒸気逃がし弁は作動しないものとし、主蒸気安全弁が作動するものとする。

ｄ．加圧器の圧力抑制効果については、以下の２つの場合を考慮する。

(a) 加圧器スプレイ及び加圧器逃がし弁は作動するものとする。この場合の減圧効果はＤＮＢＲ低下の点で厳しくなる。

(b) 加圧器スプレイ及び加圧器逃がし弁は作動しないものとする。この場合、原子炉圧力上昇の点で厳しくなる。

ｅ．制御棒制御系は手動制御されているものとする。

この場合タービン負荷に追従した制御棒クラスタの自動挿入がないので、ＤＮＢＲ低下及び原子炉圧力上昇の点からより厳しくなる。

(3) 解析結果

加圧器圧力制御系の減圧効果を考慮した場合の解析結果を第2.4.1.1図に示す。発電用原子炉は、過渡変化発生の約11秒後に「原子炉圧力高」信号のトリップ限界値に到達し、約13秒で制御棒クラスタが落下を開始することにより自動停止する。最小ＤＮＢＲは約2.15である。加圧器スプレイは、過渡変化の発生後直ちに作動するが、原子炉圧力は加圧器逃がし弁が作動後さらに上昇し、加圧器安全弁が作動し、圧力上昇が抑えられる。

原子炉停止の遅れと、タービンバイパス弁及び主蒸気逃がし弁の不作動を仮定しているため、２次冷却系の圧力は主蒸気安全弁の設定圧力まで上昇し、主蒸気安全弁が作動する。この蒸気放出により１次冷却系の除熱がなされる。

加圧器圧力制御系の減圧効果を無視した場合の解析結果を第2.4.1.2図に示す。発電用原子炉は、過渡変化発生の約6秒後に「原子炉圧力高」信号のトリップ限界値に到達し、約8秒で制御棒クラスタが落下を開始することにより自動停止する。この間の原子炉圧力は、加圧器安全弁の作動により最大約

17.7MPa[gage]にとどまり、運転時の異常な過渡変化のなかで最大となる。この場合でも原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最大値は約 18.2MPa[gage]にとどまる。

また、いずれの場合にも原子炉出力は上昇しないので燃料中心温度は十分溶融点未満である。

原子炉停止後、発電用原子炉は高温停止状態に移行し、さらに２次側による冷却操作等により冷態停止状態に移行することができる。

2.4.1.3　結　　論

負荷の喪失が起こった場合でも、主蒸気安全弁、加圧器スプレイ及び加圧器逃がし弁の作動により、１次冷却系は過圧されることはない。さらに、加圧器スプレイ及び加圧器逃がし弁が作動しない場合でも、１次冷却系は加圧器安全弁の作動により、過度の圧力上昇を抑えることができ、原子炉冷却材圧力バウンダリの健全性が問題となることはない。また、最小ＤＮＢＲは許容限界値を下回らず、燃料中心温度も溶融点未満であるので、燃料の健全性が損なわれることはない。

2.4.2　原子炉冷却材系の異常な減圧

2.4.2.1　過渡変化の原因、防止対策及び拡大防止対策

(1)　過渡変化の原因及び説明

この過渡変化は、発電用原子炉の出力運転中に、１次冷却系の圧力制御系の故障等により、原子炉圧力が低下する事象を想定する。

具体的には、加圧器圧力制御系の加圧器逃がし弁と加圧器スプレイ弁のうち原子炉圧力を最も低下させる効果をもつ加圧器逃がし弁１個が全開するものと考える。

この場合、原子炉保護設備により発電用原子炉は自動停止し、過渡変化は安全に終止できる。

(2)　防止対策

加圧器逃がし弁は、誤動作による過渡変化を抑制するために、弁１個当たりの最大容量を適切な値にしており、また、制御系の単一の故障によって、これらの弁が２つ同時に全開となるようなことはないよう構成している。

(3)　拡大防止対策

ａ．通常運転中は中央制御室で、「加圧器圧力」、「加圧器水位」等の指示計器の監視を行い、また、警報として「加圧器逃がし弁出口温度高」、「加圧器圧力低」等を設けており早期に異常現象の発生が検知できる。加圧器逃がし弁からの漏えいの場合は、元弁を閉止することにより対処できる。

ｂ．原子炉保護設備からの信号により発電用原子炉は自動停止する。この事象においては以下の信号の発生が考えられる。

(a)　過大温度△Ｔ高

(b)　原子炉圧力低

2.4.2.2　過渡変化の解析

(1)　解析方法

プラント過渡特性解析コードＭＡＲＶＥＬにより、原子炉出力、原子炉圧力、１次冷却材平均温度及びＤＮＢＲの過渡応答

を求める。

(2)　解析条件

ａ．初期原子炉出力は定格出力とする。

ｂ．減速材密度係数は、0(△Ｋ／Ｋ)／(g／cm^3)とする。

原子炉圧力の下降による負の反応度帰還が最小となるので、この場合が最も厳しくなる。また、反応度帰還あるいは炉心出力分布に関してボイドの発生による効果は考慮しない。これらの仮定により、解析でのＤＮＢＲの値は実際よりも厳しくなる。

ｃ．ドプラ出力係数は、第1.2.2図の上限の値とする。

燃料温度下降時の正の反応度帰還を大きくするので、この場合が最も厳しくなる。

ｄ．１次冷却材の吹出し流量は、最も厳しい加圧器逃がし弁１個の定格容量の120%とする。

ｅ．制御棒制御系は自動制御されているものとする。

この場合、制御棒クラスタが引き抜かれ、正の反応度が添加されるので、この過渡変化に対して、より厳しい仮定となる。

ｆ．出力ピーキング係数は変化しないものとする。

実際には反応度の帰還効果により、出力分布は平たん化されるので、この仮定によるＤＮＢＲの解析は実際よりも厳しい結果を与える。

(3)　解析結果

原子炉出力、原子炉圧力、１次冷却材平均温度及び最小ＤＮＢＲの解析結果を第2.4.2.1図に示す。１次冷却材平均温度の低下による制御棒クラスタの引き抜きのため、正の反応度が添加され、原子炉出力は上昇するが、過渡変化発生の約58秒後に原

子炉圧力低下に伴う「原子炉圧力低」信号のトリップ限界値に到達し、約60秒で制御棒クラスタが落下を開始することにより発電用原子炉は自動停止する。最小ＤＮＢＲは、約2.02である。

原子炉停止後、発電用原子炉は高温停止状態に移行し、さらに２次側による冷却操作等により冷態停止状態に移行することができる。

2.4.2.3　結　　論

この過渡変化が生じても、最小ＤＮＢＲは許容限界値を下回らず、燃料の健全性が損なわれることはない。

2.4.3　出力運転中の非常用炉心冷却系の誤起動

2.4.3.1　過渡変化の原因、防止対策及び拡大防止対策

(1)　過渡変化の原因及び説明

この過渡変化は、発電用原子炉の出力運転中に非常用炉心冷却設備が誤起動する事象を想定する。具体的には、非常用炉心冷却設備のうち高圧注入系が起動し、ほう酸水が１次冷却系に注入され、原子炉出力が低下し、２次冷却系との出力の不一致によって１次冷却系が冷却される現象として考える。

非常用炉心冷却設備作動信号は通常原子炉トリップをもたらす。しかし、原子炉トリップを伴わずに非常用炉心冷却設備のみが誤作動する場合でも、原子炉保護設備により発電用原子炉は自動停止する。

また、原子炉トリップ後も充てん／高圧注入ポンプにより１次冷却系にほう酸水が注入され、原子炉圧力が上昇するが、加

圧器安全弁の容量は、注入流量を十分に上回るため過度に圧力上昇することはなく、過渡変化は安全に終止できる。

(2) 防止対策

a．非常用炉心冷却設備は

(a) 原子炉圧力低と加圧器水位低の一致

(b) 原子炉圧力異常低

(c) 主蒸気流量高と主蒸気ライン圧力低あるいは1次冷却材平均温度異常低の一致

(d) 主蒸気ライン差圧高

(e) 原子炉格納容器圧力高

により自動作動するが、各信号の論理構成は多重構成としており、不必要な作動を防止している。

b．運転員による手動作動に対しても、不注意な作動の可能性を小さくするように設計している。

(3) 拡大防止対策

a．「非常用炉心冷却設備作動」信号により発電用原子炉は自動停止する。

b．原子炉保護設備からの信号により発電用原子炉は自動停止する。この事象においては以下の信号の発生が考えられる。

(a) 原子炉圧力低

2.4.3.2 過渡変化の解析

(1) 解析方法

プラント過渡特性解析コードＭＡＲＶＥＬにより原子炉出力、原子炉圧力、1次冷却材平均温度、蒸気流量及びＤＮＢＲの過

渡応答を求める。

(2) 解析条件

a．初期原子炉出力は定格出力とする。

b．減速材密度係数は、0(△K／K)／(g／cm^3)とする。

c．ドプラ出力係数は、第1.2.2図の下限の値とする。

d．制御棒制御系は手動制御されているものとする。

制御棒制御系が自動制御されている場合は、1次冷却材平均温度の降下に伴って制御棒クラスタが引き抜かれ過渡変化を和らげる。

e．発電用原子炉が出力運転中に、2台の充てん／高圧注入ポンプにより、ほう素濃度20,000ppmのほう酸水が各ループの低温側配管に注入されるものとする。なお、注入水の流量は1次冷却系の圧力とポンプの特性によって定まる値に余裕をみた値を仮定する。

f．発電用原子炉の自動停止は「原子炉圧力低」信号によるものとする。

(3) 解析結果

解析結果を第2.4.3.1図に示す。ほう酸水の注入により原子炉出力は低下するが、蒸気流量は蒸気加減弁が全開となるまで減少しない。

タービン負荷と原子炉出力の不一致は、1次冷却材平均温度、加圧器保有水量及び原子炉圧力を低下させる。発電用原子炉は、過渡変化発生の約29秒後に「原子炉圧力低」信号のトリップ限界値に達し、約31秒で制御棒クラスタが落下を開始することにより自動停止する。また、最小ＤＮＢＲは初期値を下回ること

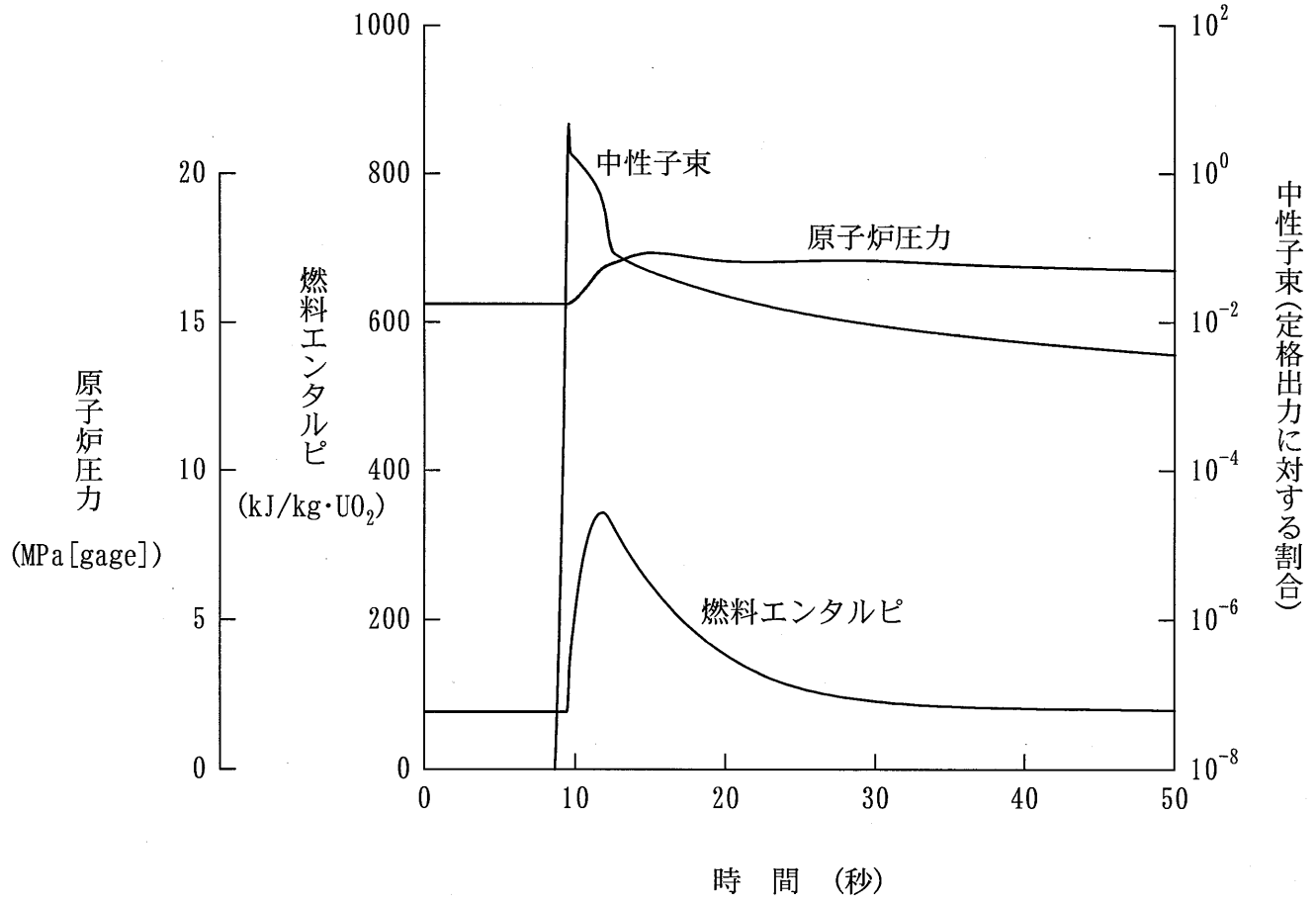
はない。

原子炉トリップ後、ほう酸水が注入され続けたとしても、加圧器安全弁の容量は注入流量を十分上回るため、原子炉圧力が過度に上昇することはない。

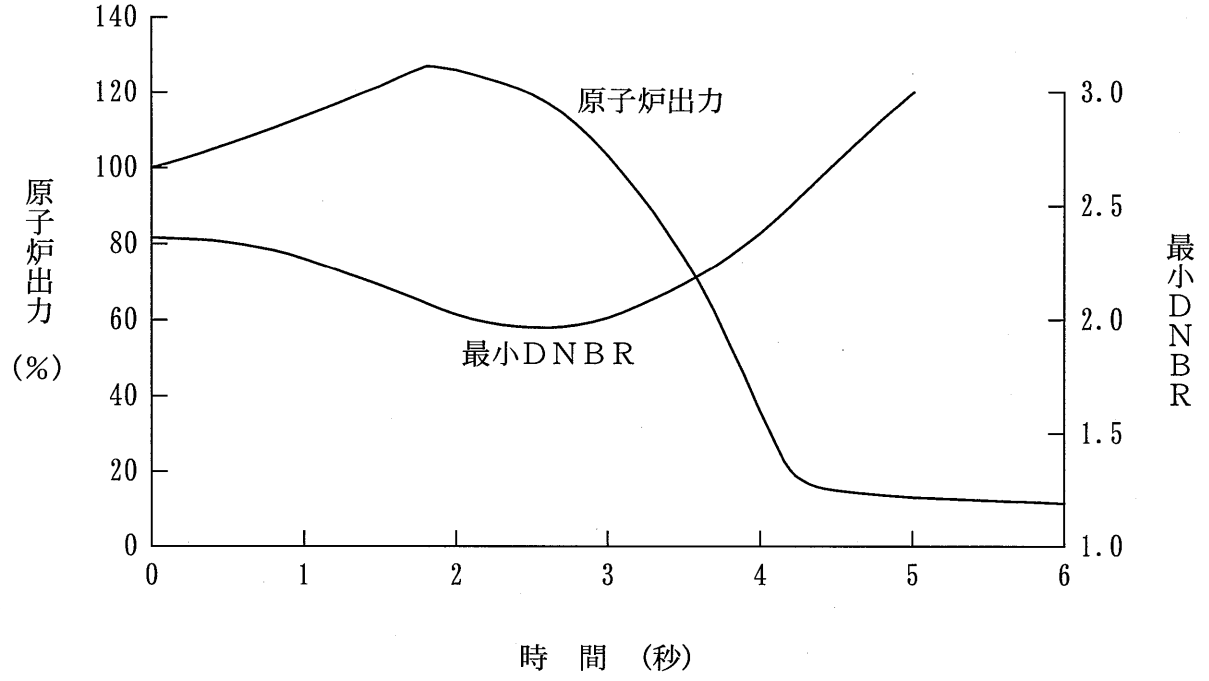
原子炉停止後、異常原因を除去し、２次側による冷却操作等により発電用原子炉は冷態停止状態に移行することができる。

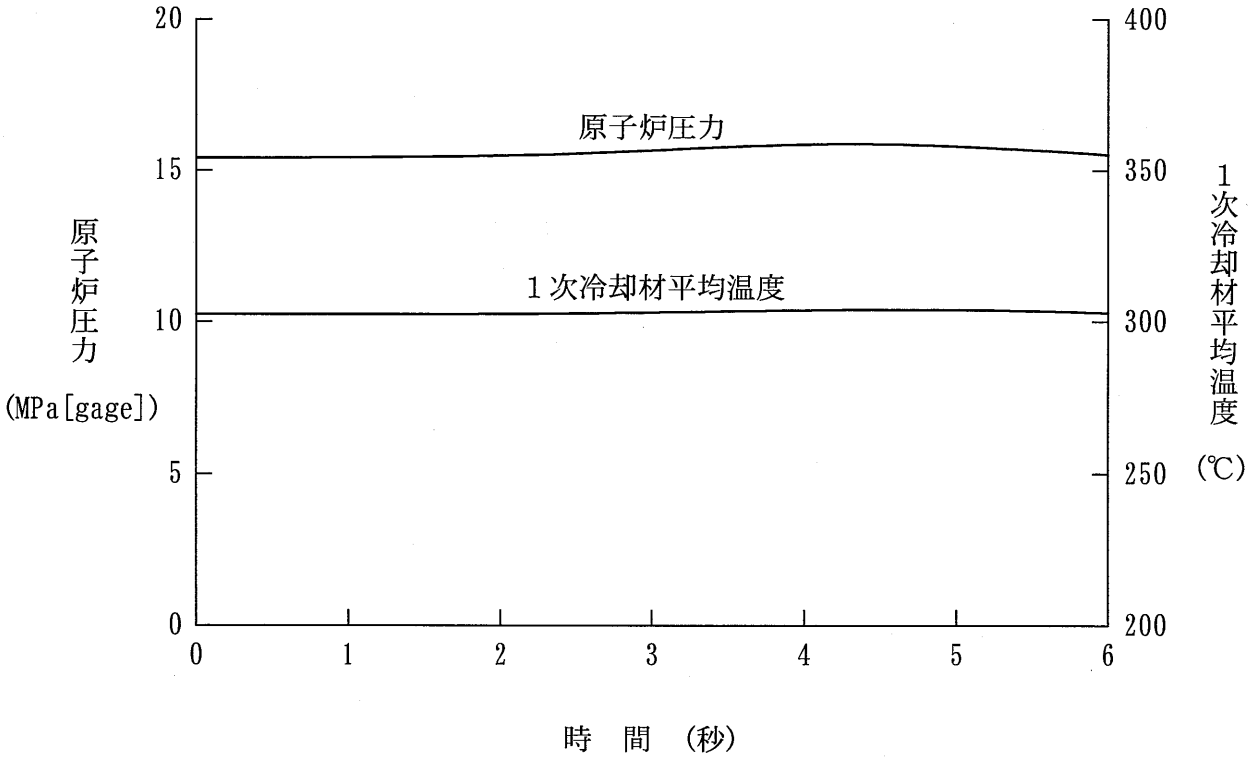
2.4.3.3　結　　論

非常用炉心冷却設備の誤起動が起こり、直ちに発電用原子炉が自動停止しない場合でも、最小ＤＮＢＲは初期値を下回ることはなく、燃料の健全性が損なわれることはない。また、原子炉圧力は過度に上昇することはなく、原子炉冷却材圧力バウンダリの健全性が問題となることはない。

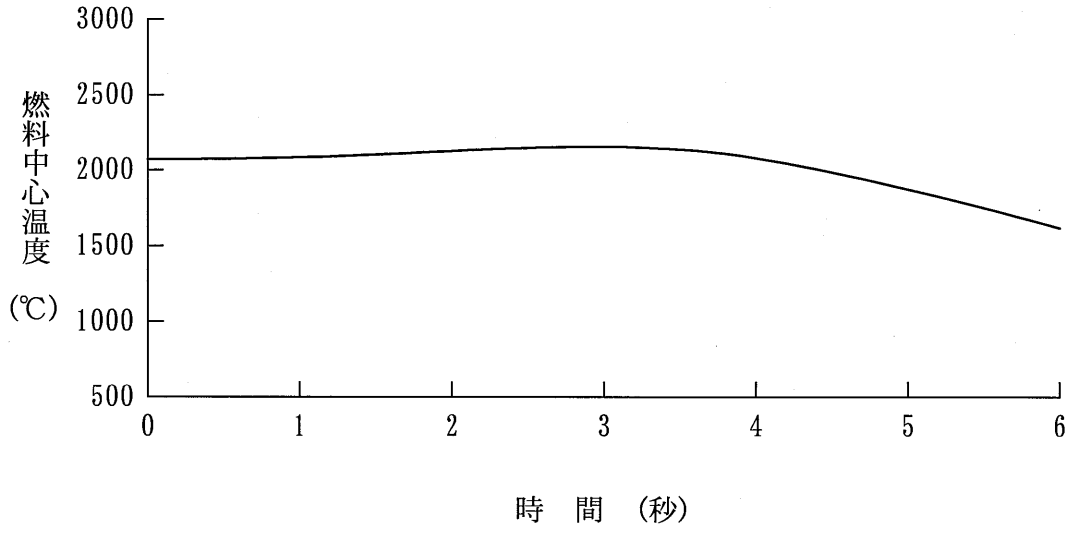


第2.2.1.1図　原子炉起動時における制御棒の異常な引き抜き

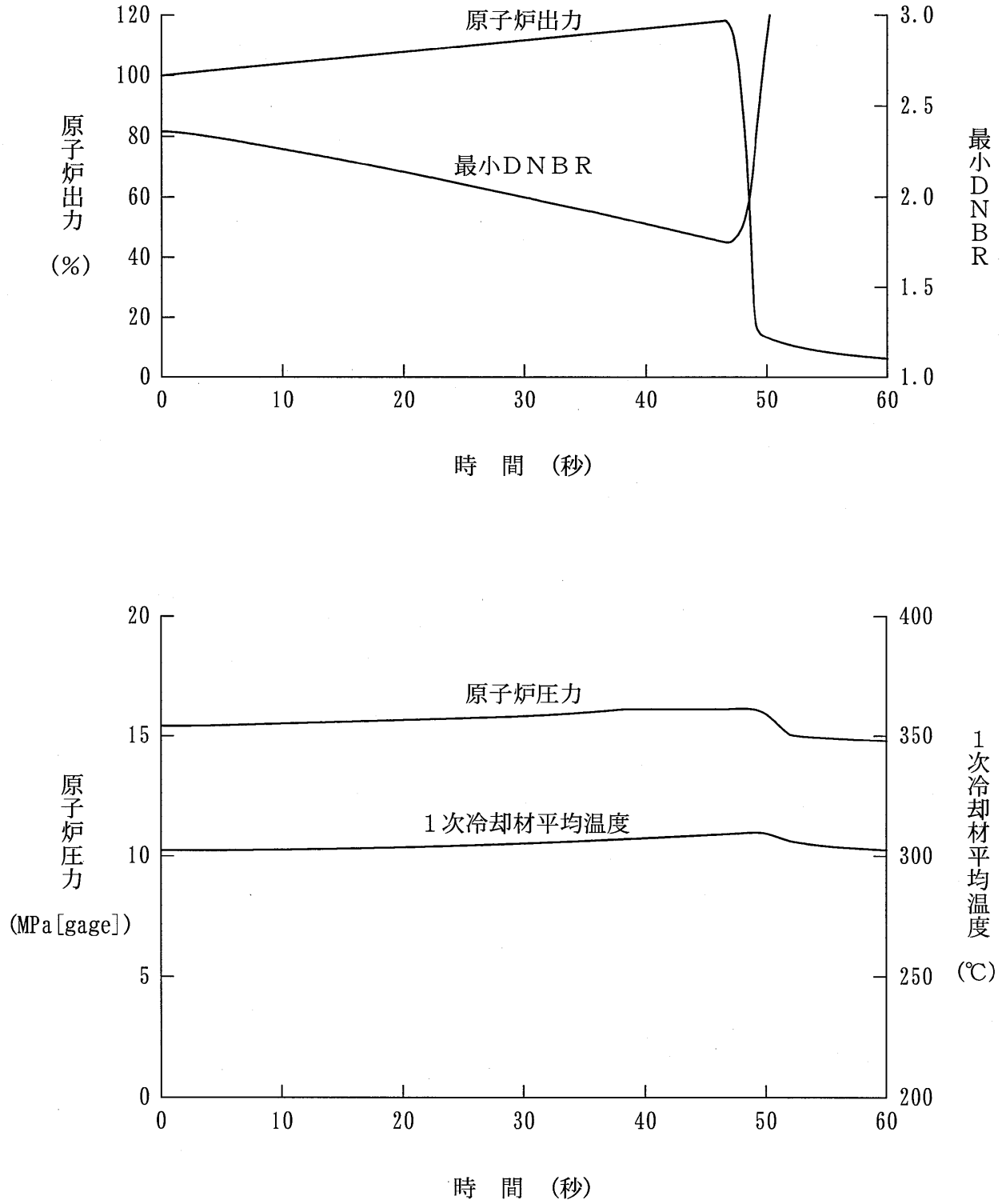




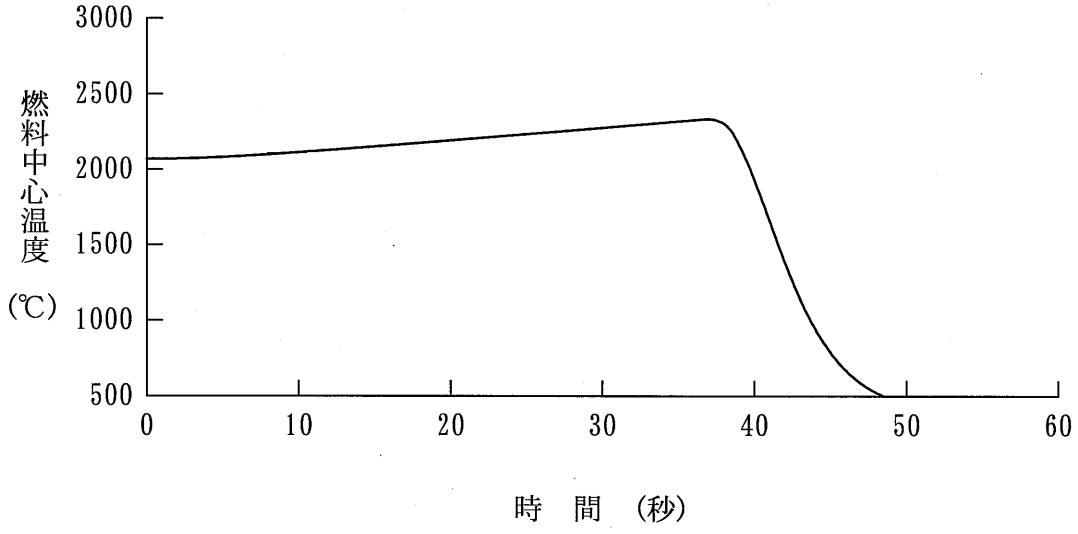
第2.2.2.1図　出力運転中の制御棒の異常な引き抜き
－速い引き抜きの場合(1)



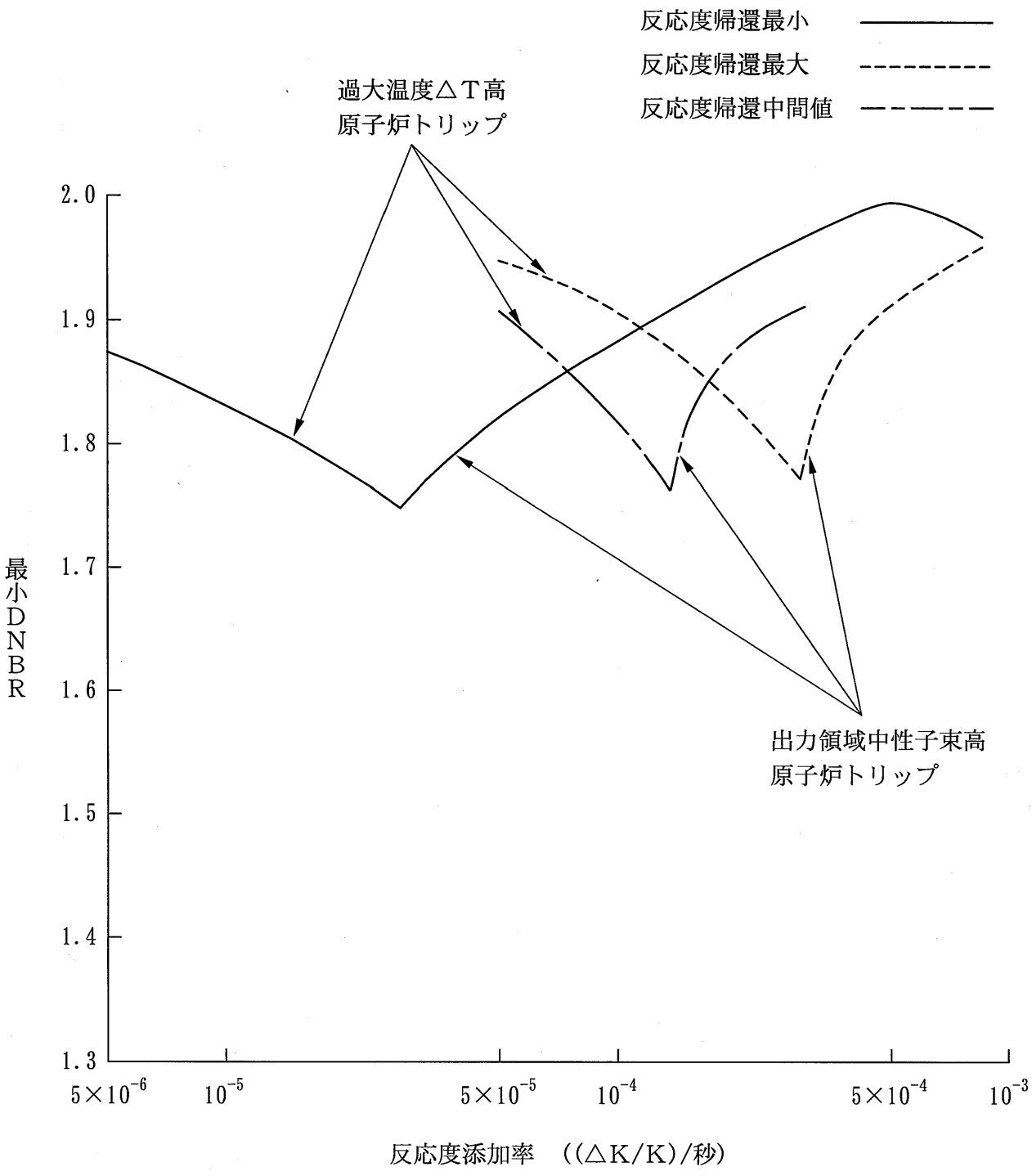
第2.2.2.2図　出力運転中の制御棒の異常な引き抜き
－速い引き抜きの場合(2)



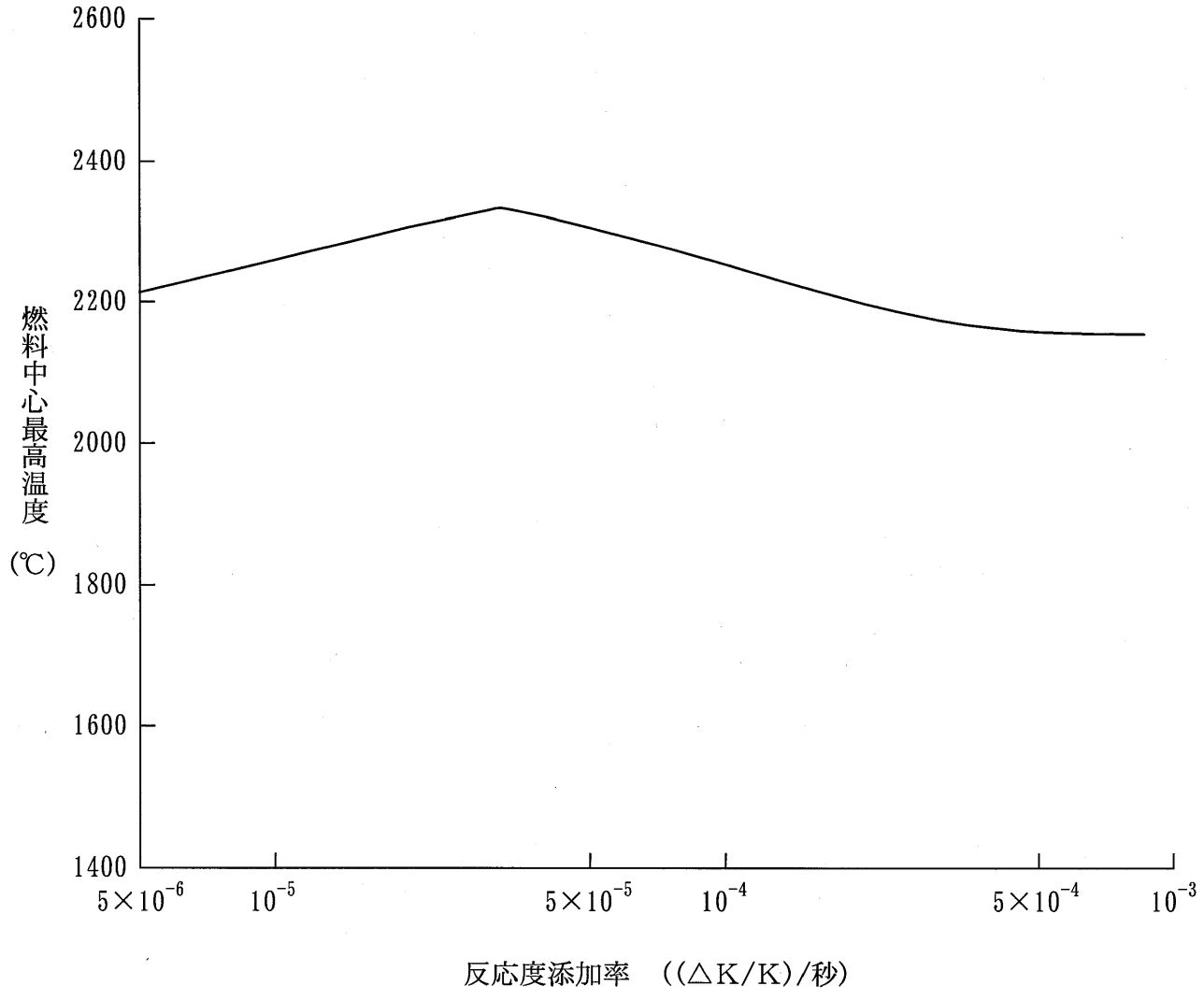
第2.2.2.3図　出力運転中の制御棒の異常な引き抜き
－遅い引き抜きの場合(1)



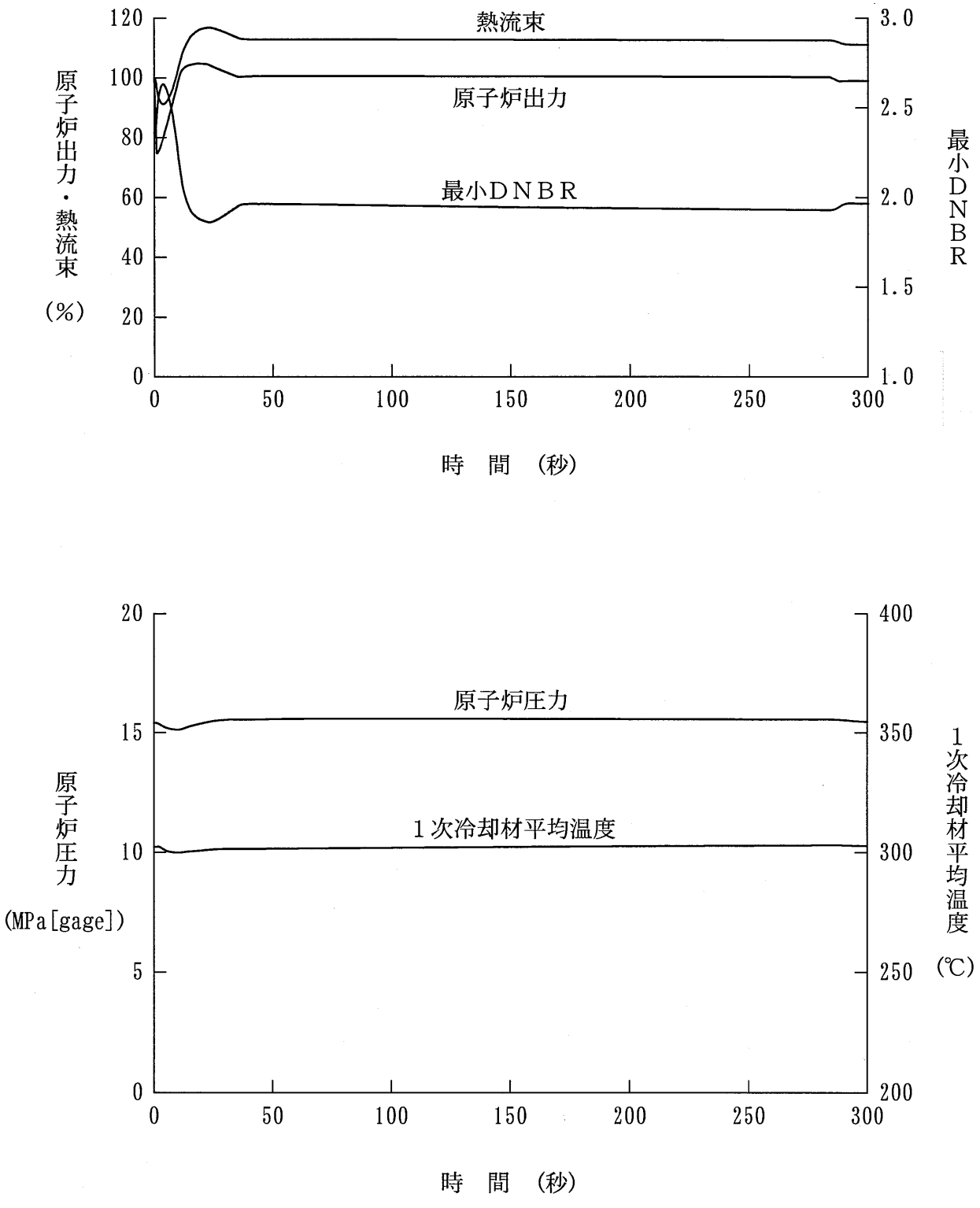
第2.2.2.4図　出力運転中の制御棒の異常な引き抜き
－遅い引き抜きの場合(2)



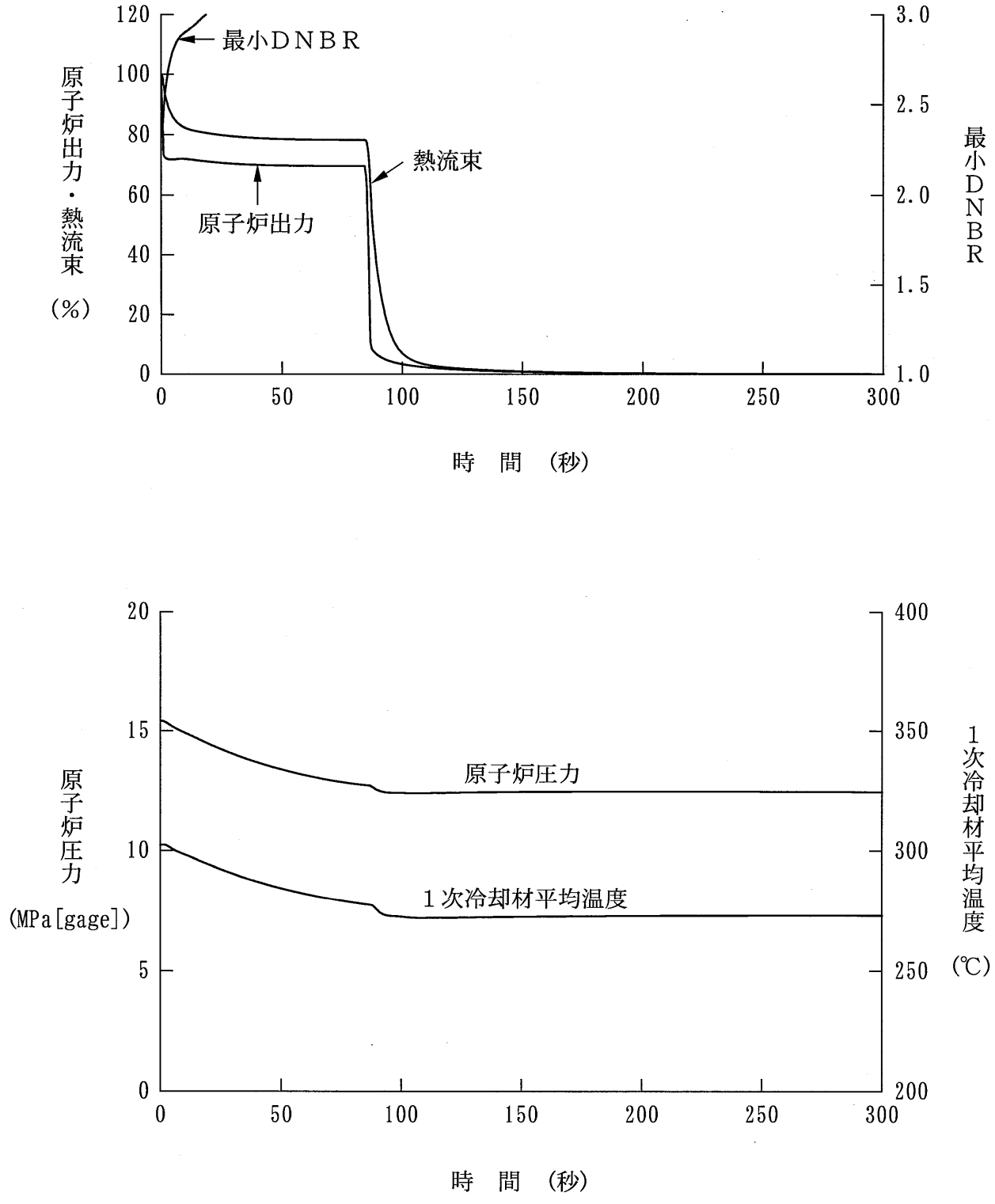
第2.2.2.5図　出力運転中の制御棒の異常な引き抜き



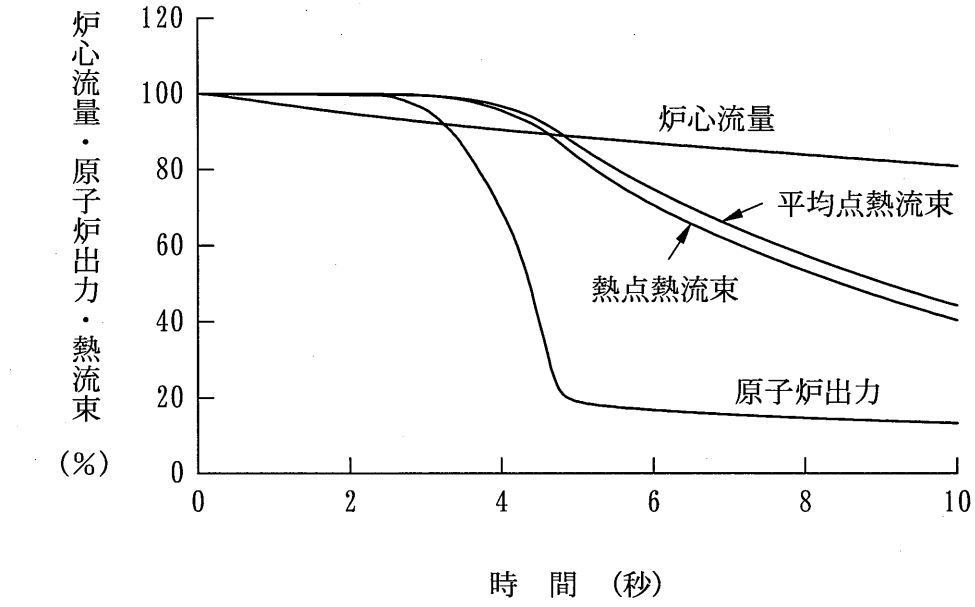
第2.2.2.6図　出力運転中の制御棒の異常な引き抜き

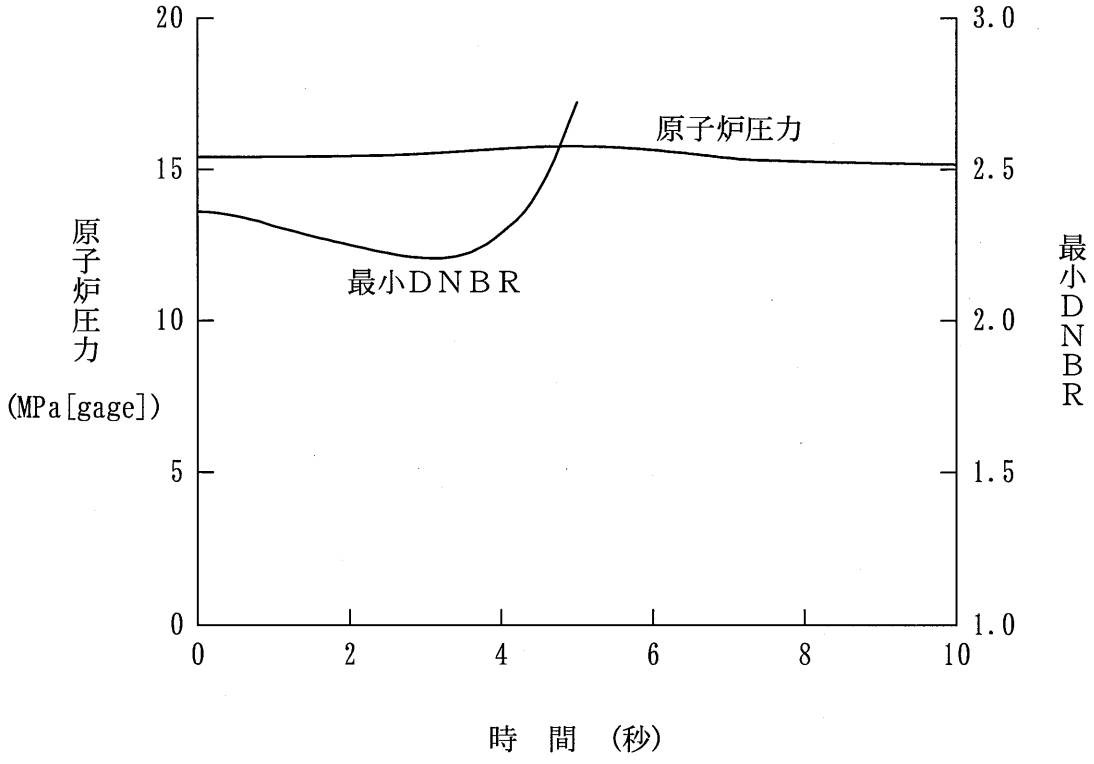


第2.2.3.1図　制御棒の落下－制御棒クラスタ自動制御運転

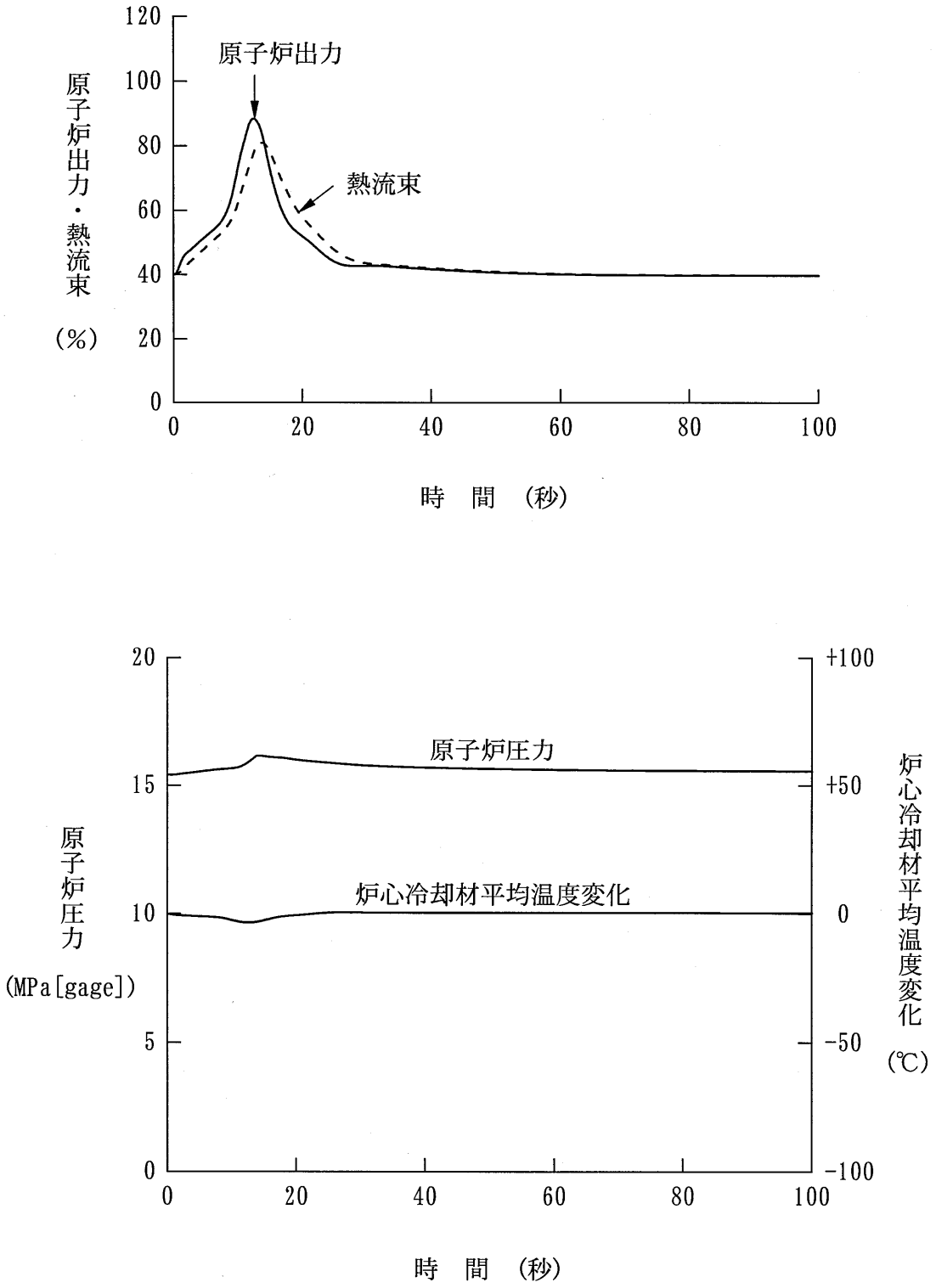


第2.2.3.2図　制御棒の落下－制御棒クラスタ手動制御運転

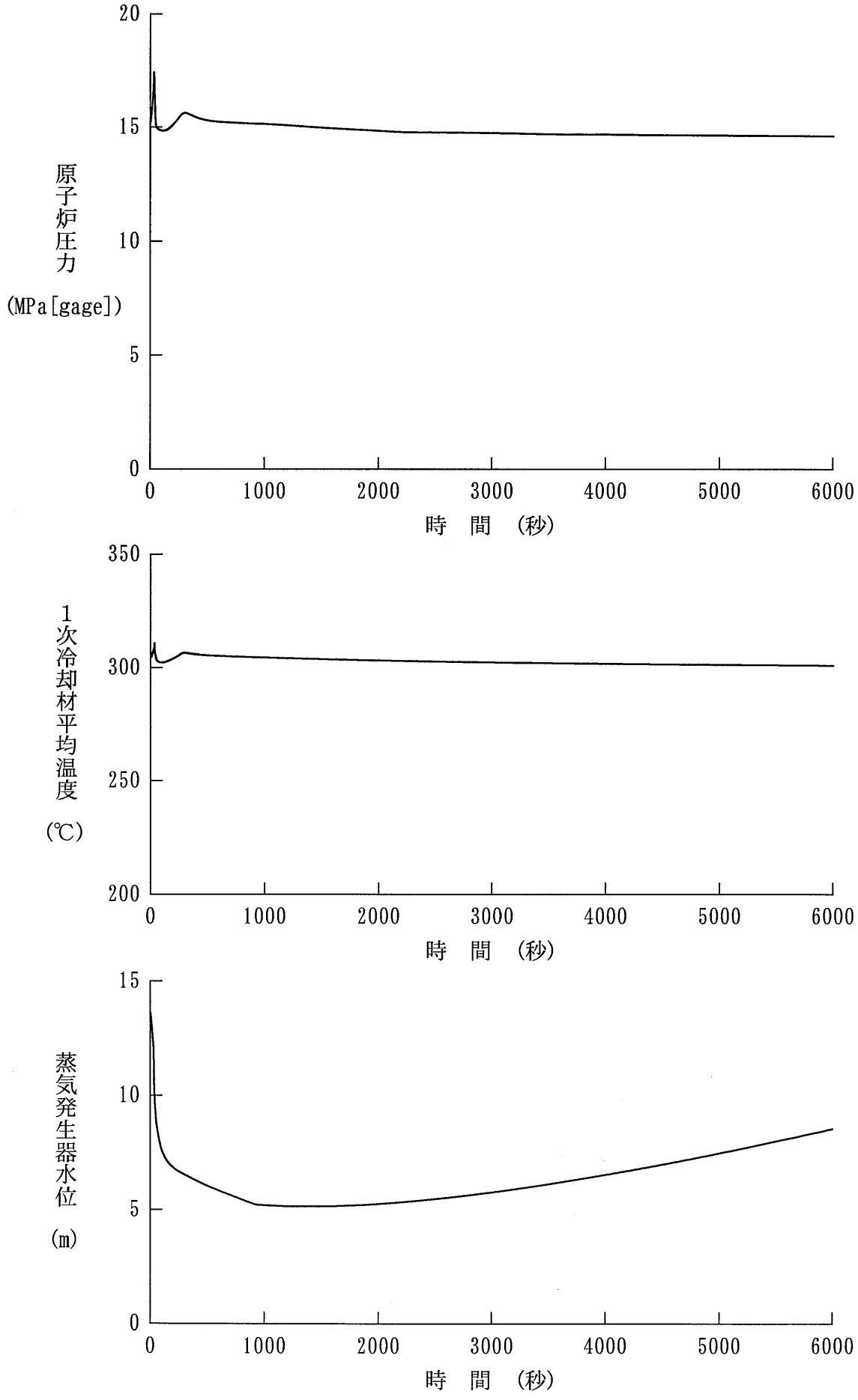




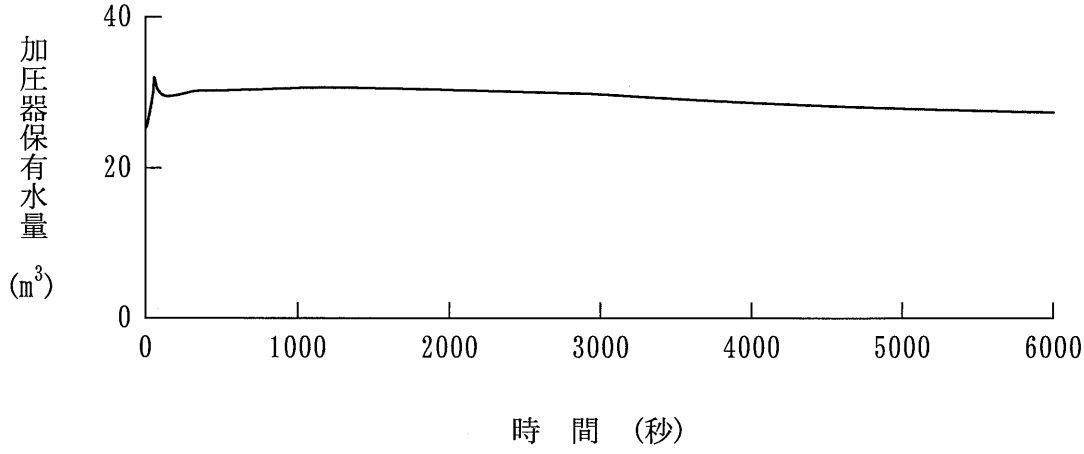
第2.3.1.1図　原子炉冷却材流量の部分喪失



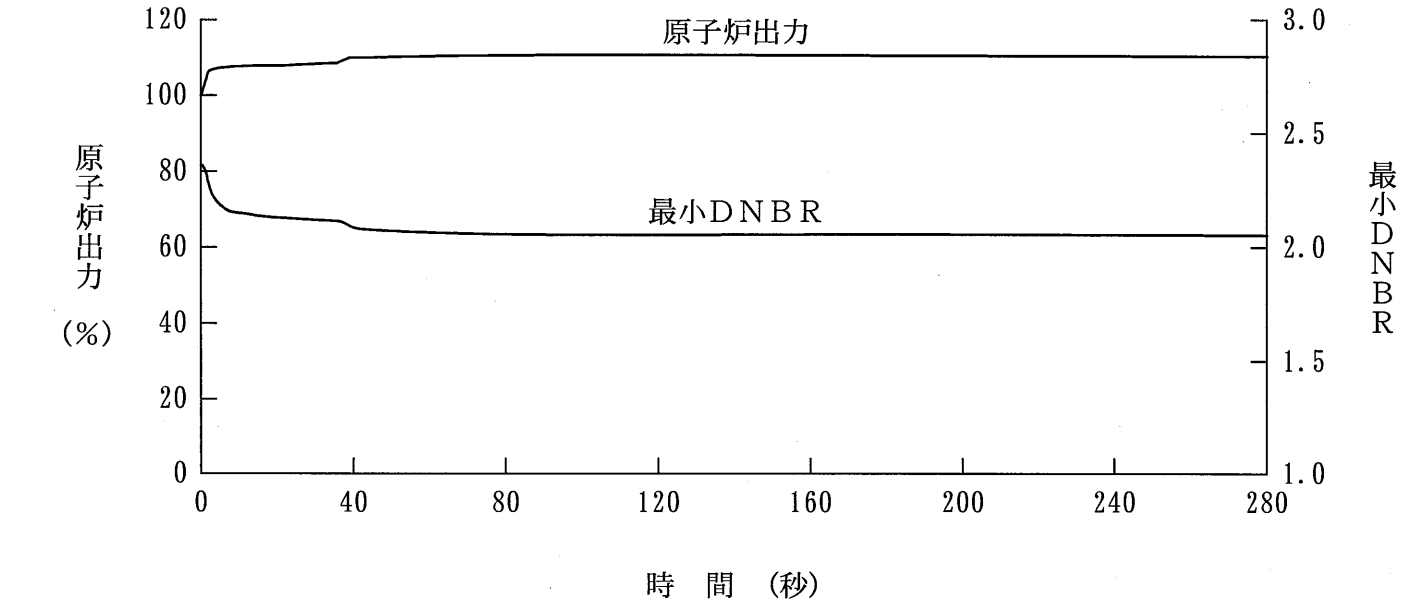
第2.3.2.1図　原子炉冷却材系の停止ループの誤起動

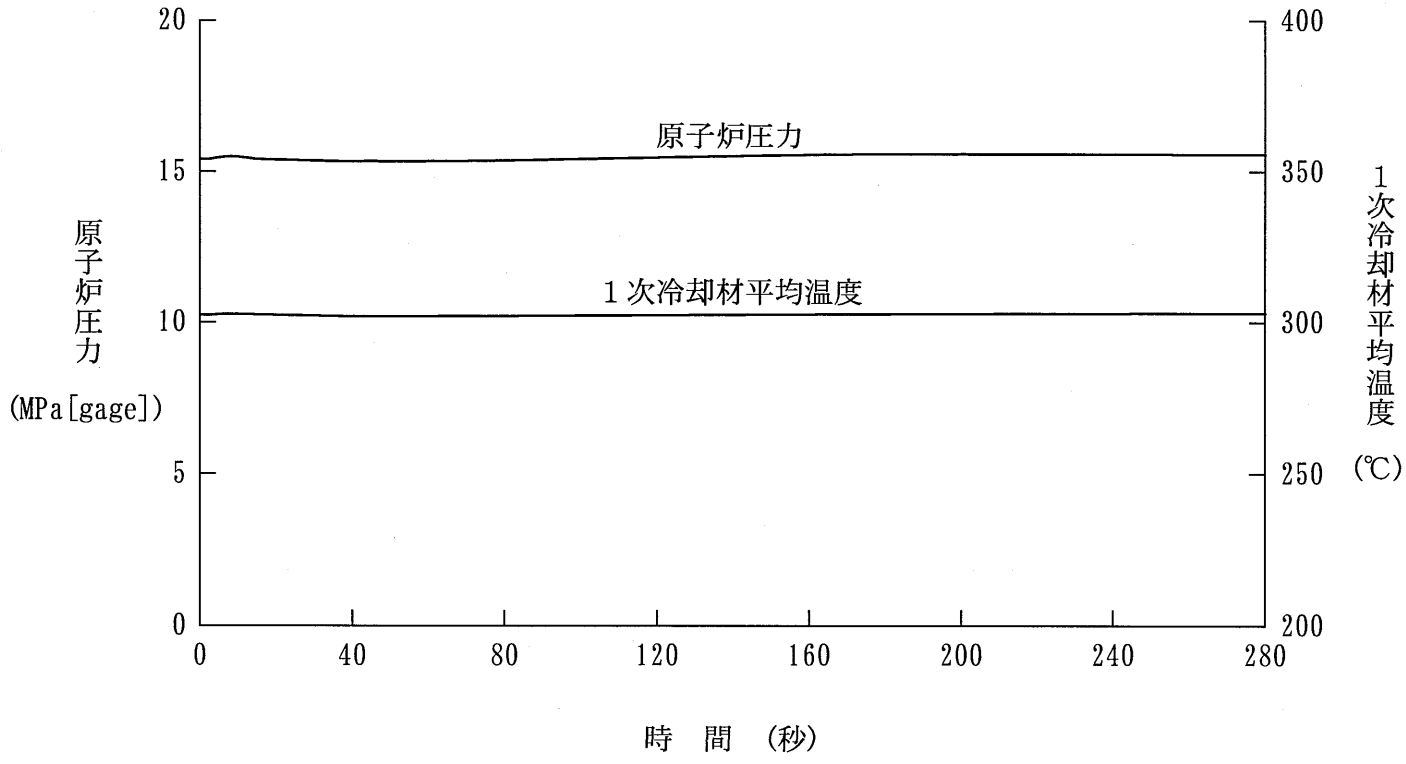


第2.3.4.1図　主給水流量喪失(1)

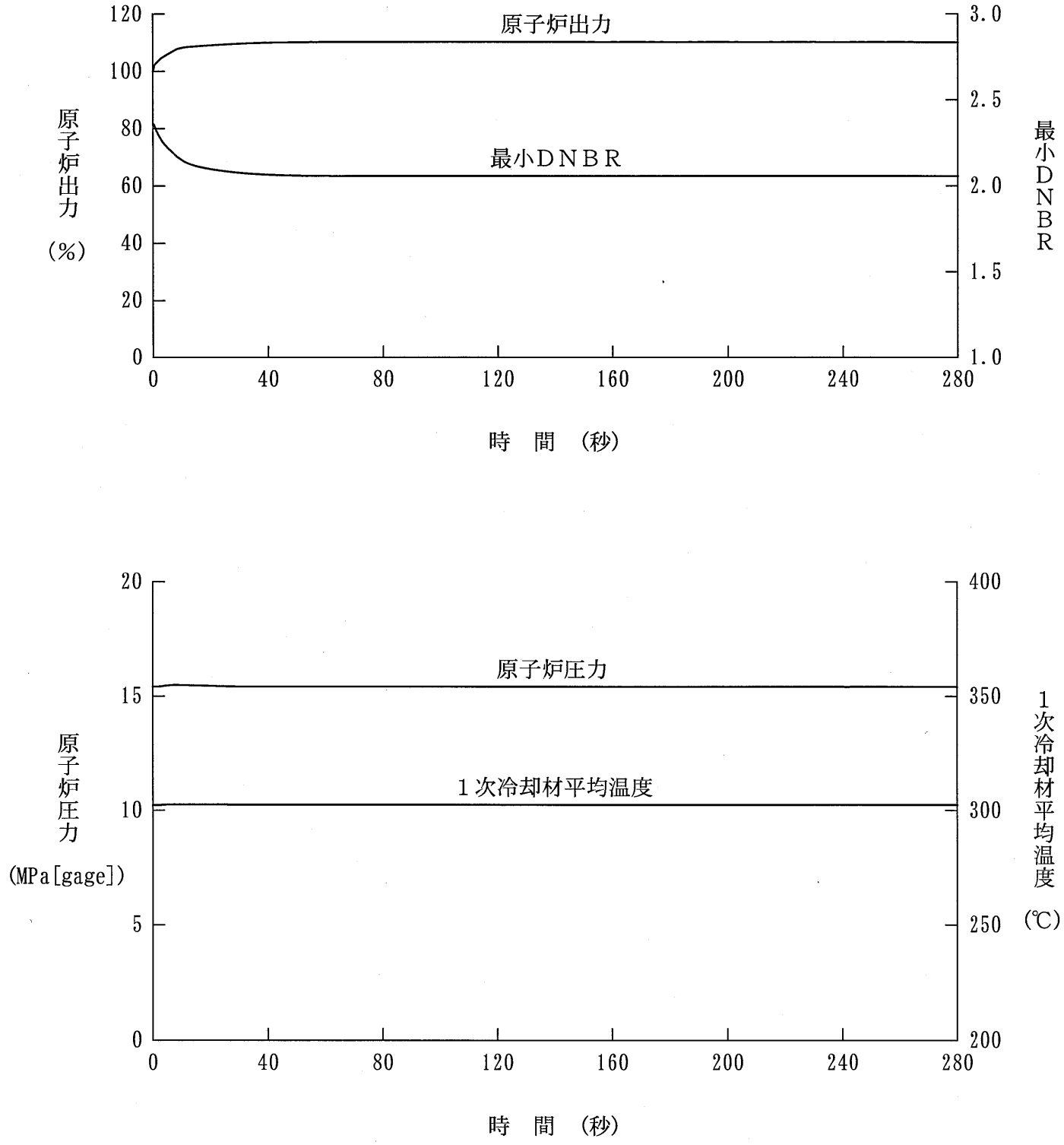


第2.3.4.2図　主給水流量喪失(2)

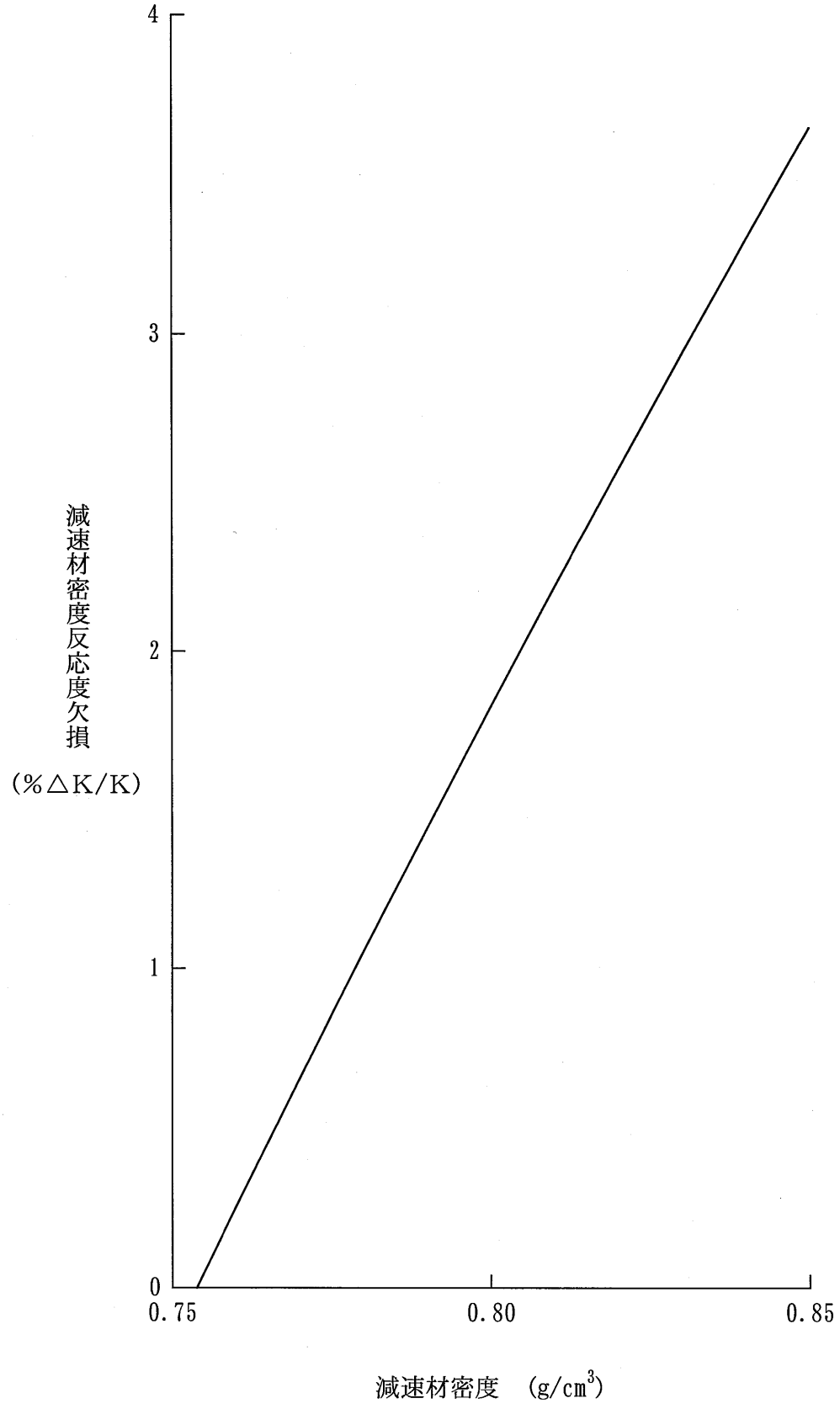




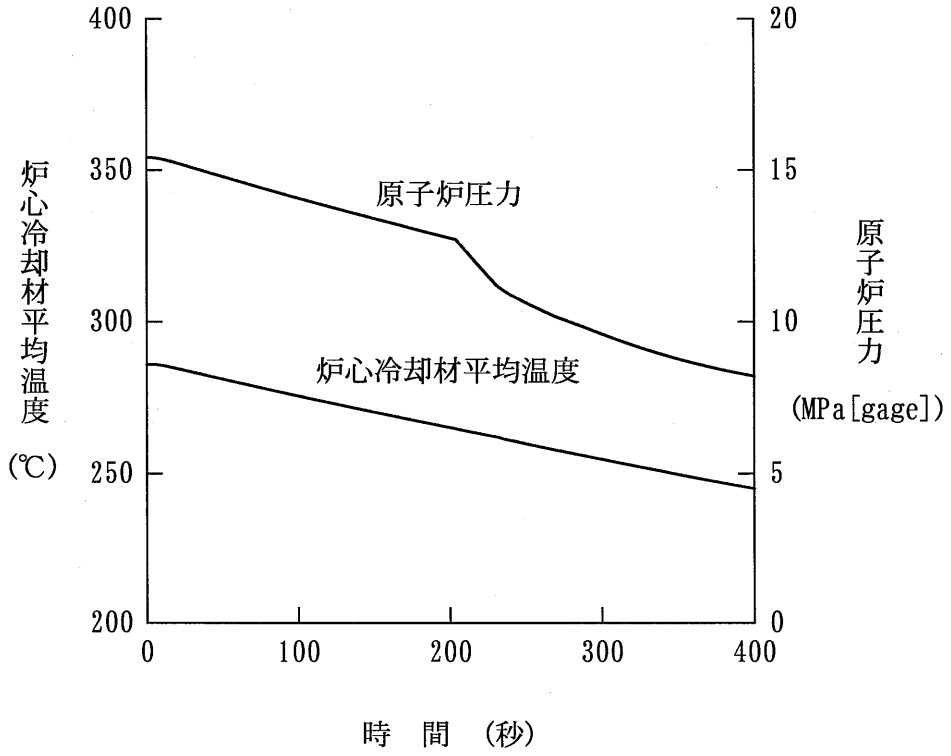
第2.3.5.1図　蒸気負荷の異常な増加－ケースＣ
（自動運転・サイクル初期）

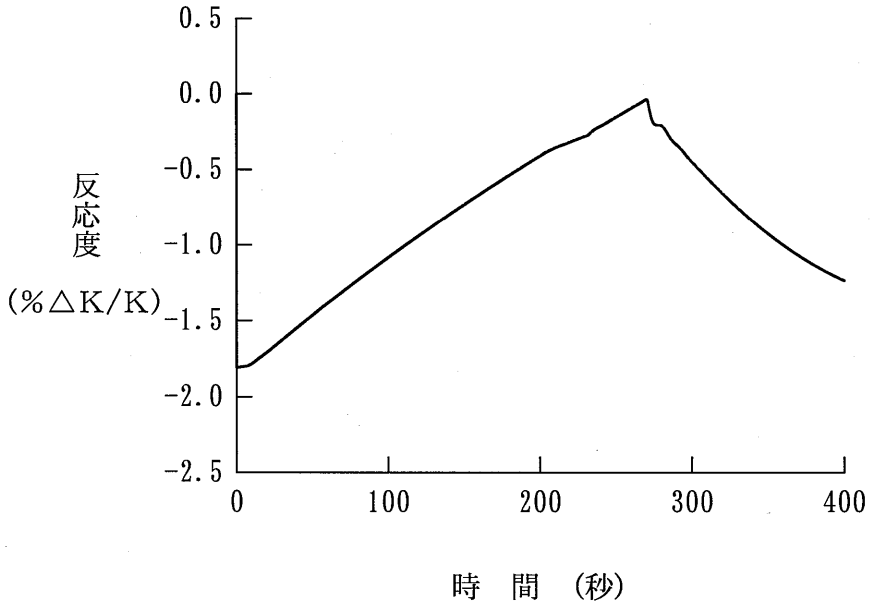


第2.3.5.2図　蒸気負荷の異常な増加－ケースＤ
（自動運転・サイクル末期）

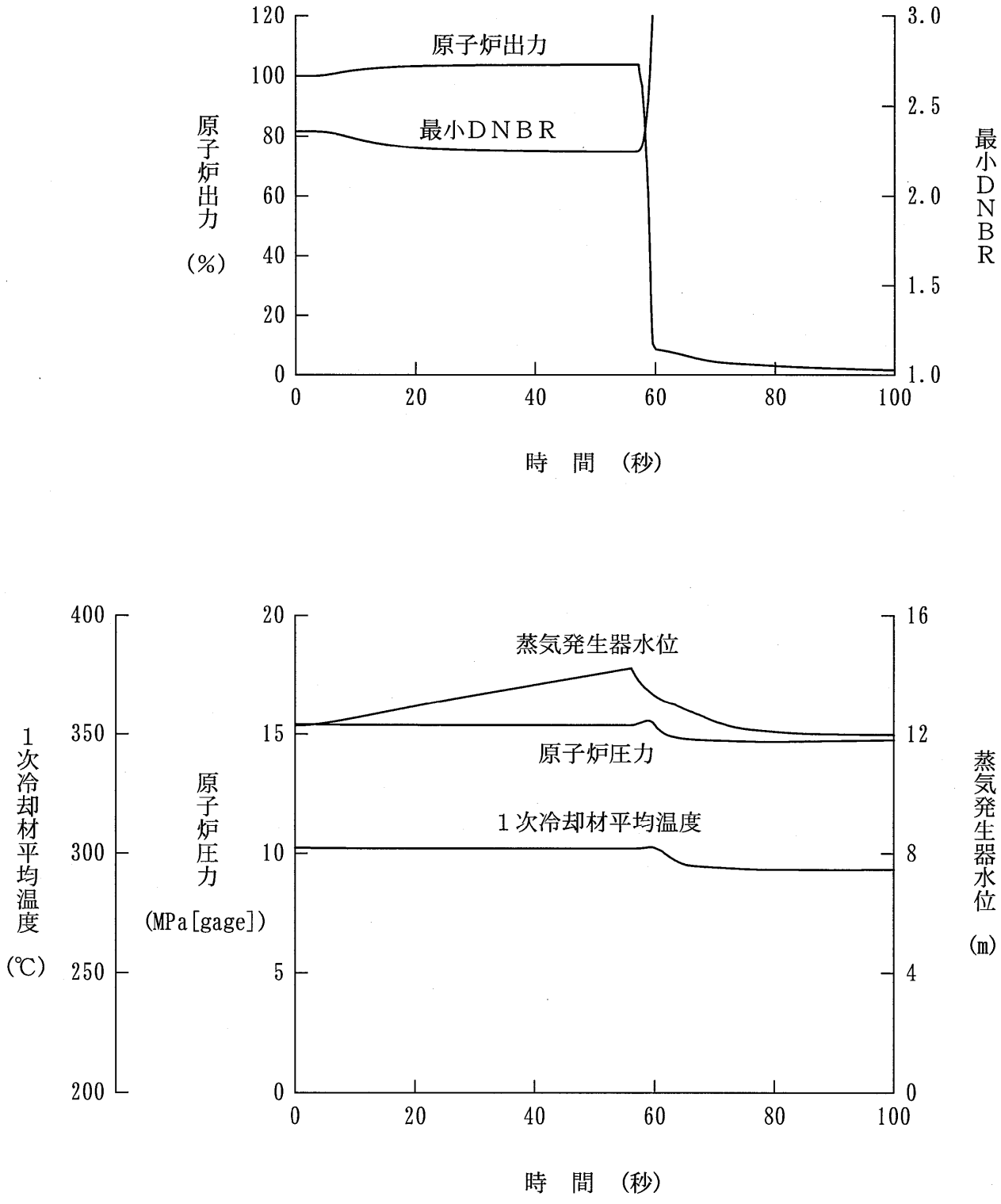


第2.3.6.1図　解析に使用した減速材密度反応度欠損

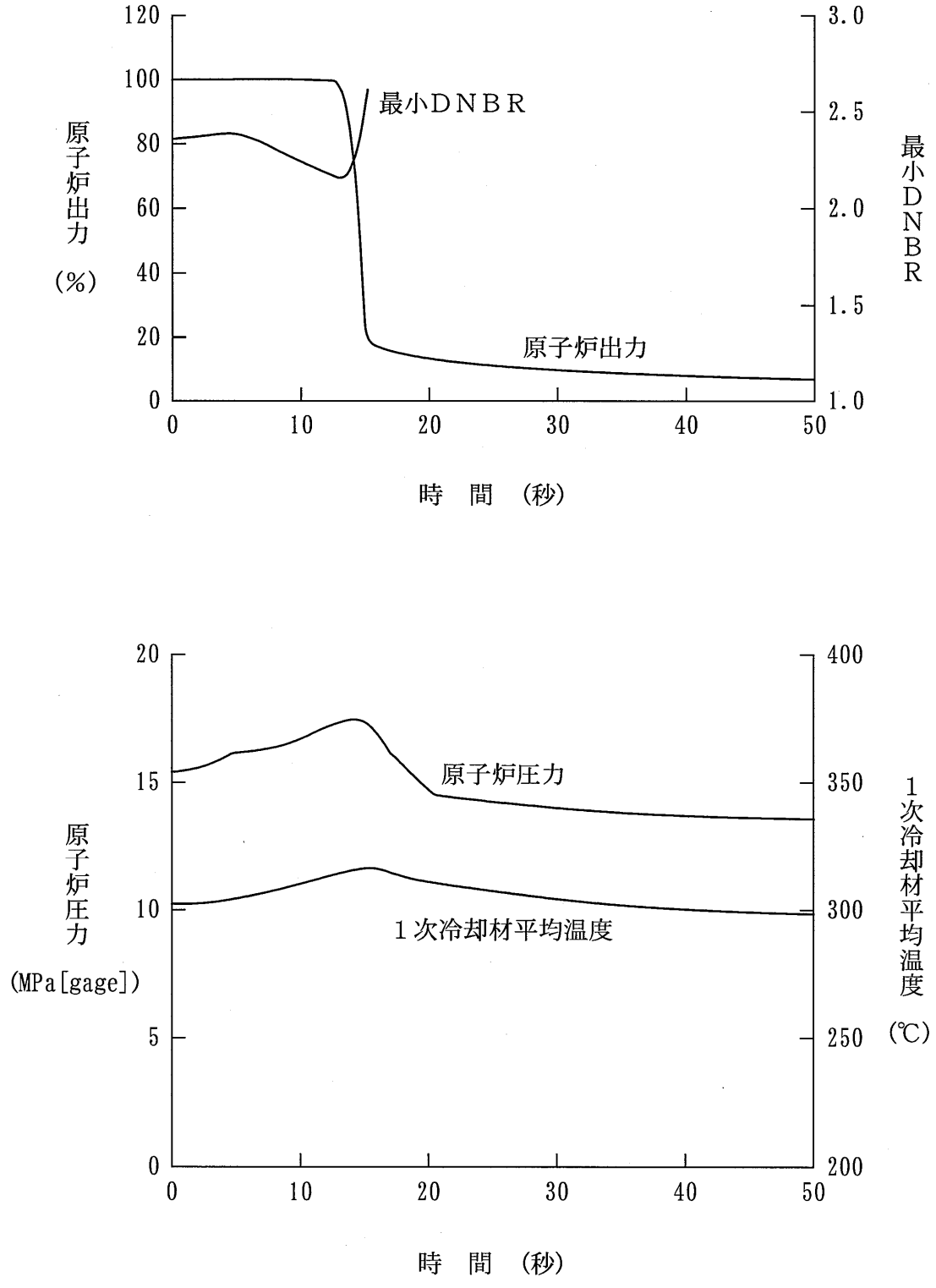




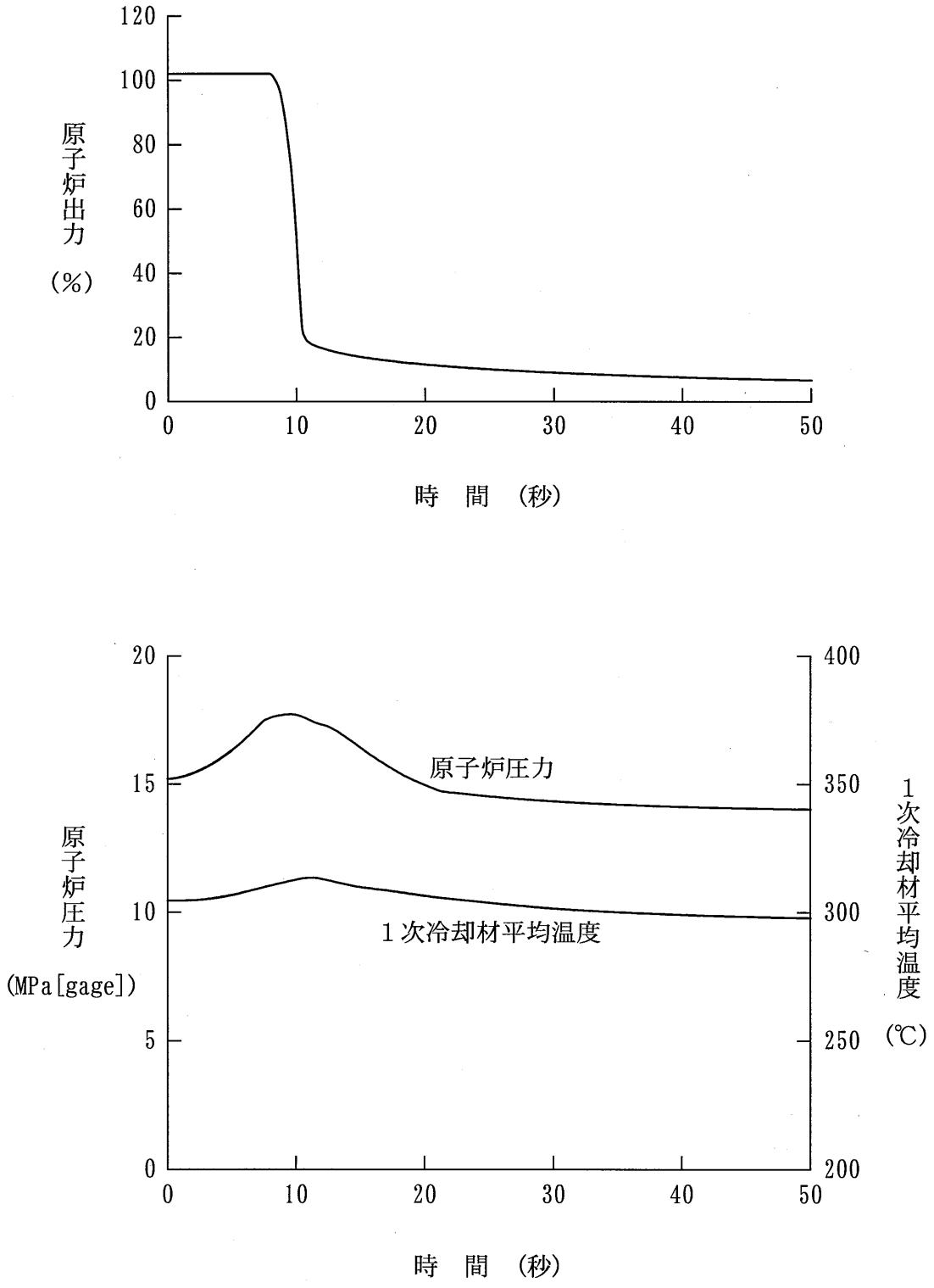
第2.3.6.2図　２次冷却系の異常な減圧



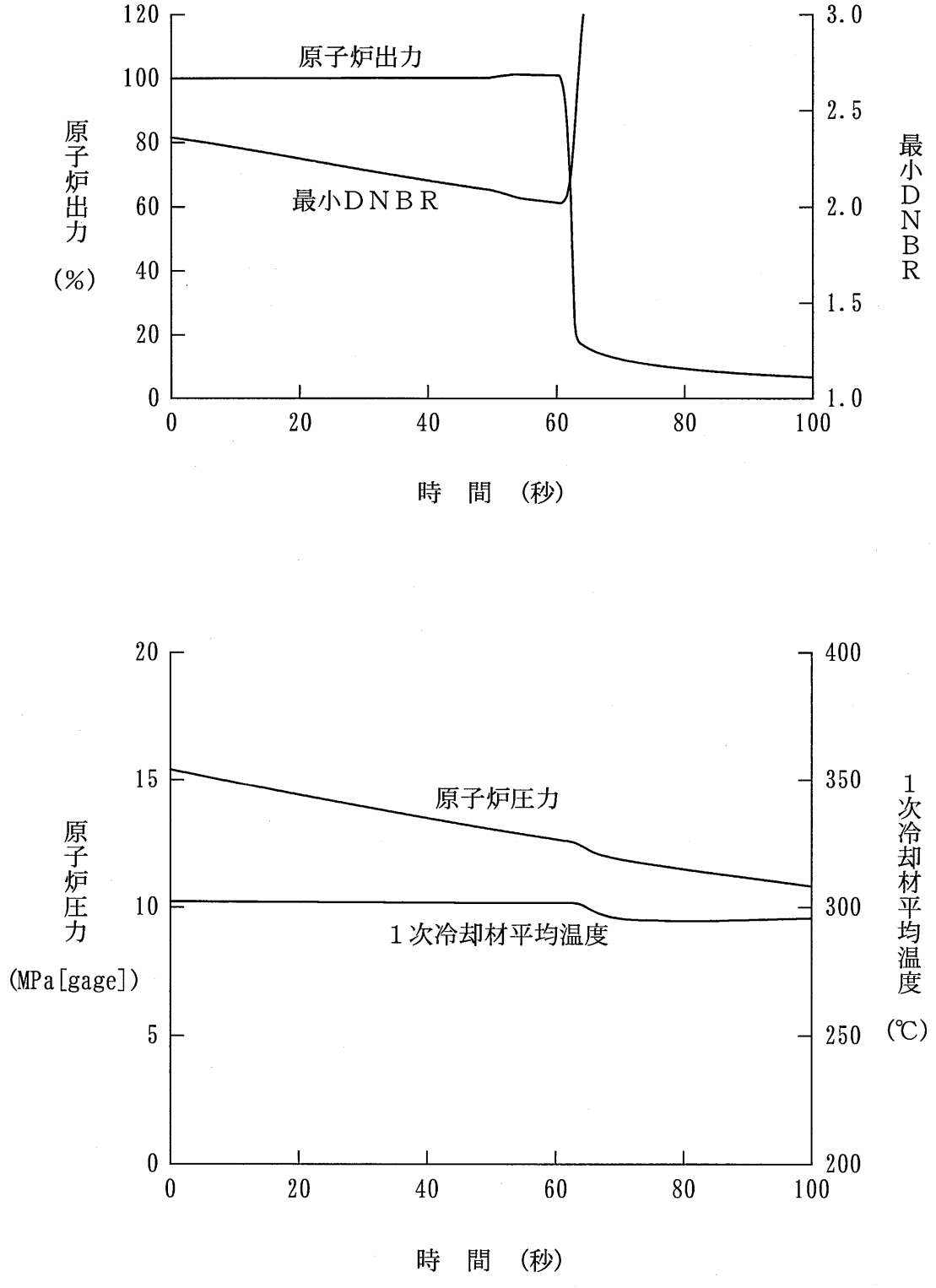
第2.3.7.1図　蒸気発生器への過剰給水



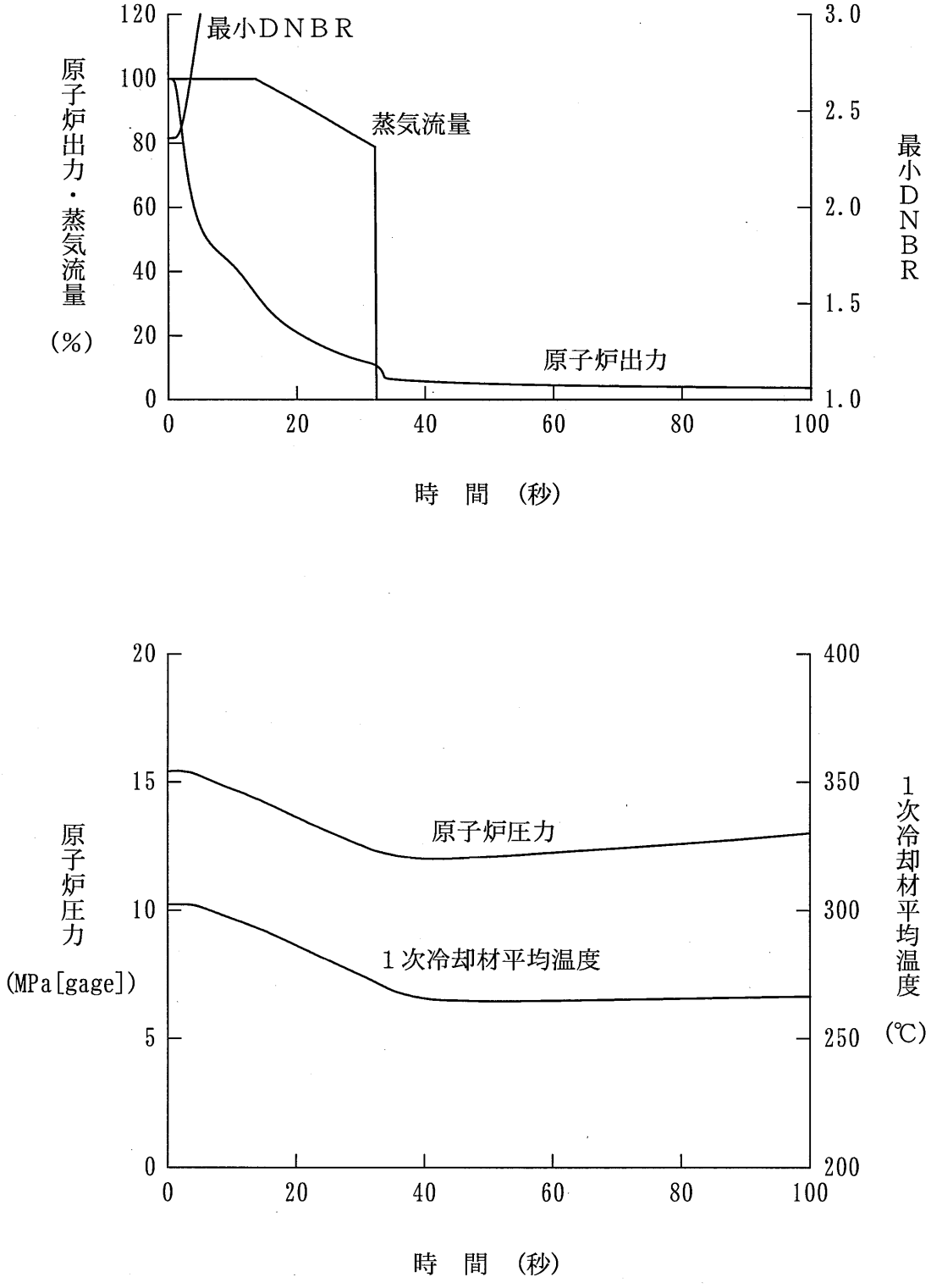
第2.4.1.1図　負荷の喪失－加圧器圧力制御系作動



第2.4.1.2図　負荷の喪失－加圧器圧力制御系不作動



第2.4.2.1図　原子炉冷却材系の異常な減圧



第2.4.3.1図　出力運転中の非常用炉心冷却系の誤起動

2.5　参考文献

(1)　「ＰＷＲの安全解析用崩壊熱について」

MHI－NES－1010　改 3

三菱重工業、平成 16 年

３．設計基準事故の解析

3.1　序

本原子炉施設において想定される設計基準事故に対して、その発生原因と事故防止対策及び拡大防止対策を説明し、事故経過の解析と結果の評価を行い、本原子炉の安全性がいかに確保されるかを説明する。

3.2　原子炉冷却材の喪失又は炉心冷却状態の著しい変化

3.2.1　原子炉冷却材喪失

3.2.1.1　事故の原因、防止対策及び拡大防止対策

(1)　事故の原因及び説明

この事故は、発電用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あるいはこれに付随する機器等の破損等により、１次冷却材が系外に流失し、炉心の冷却能力が低下する事象を想定する。

この場合、１次冷却材の流出量の少ない場合には、充てん／高圧注入ポンプによる１次冷却材の補給で加圧器水位を維持しながら、通常の原子炉停止操作をとることができる。また、１次冷却材の流出量が充てん／高圧注入ポンプの補給量を上回る場合には、原子炉保護設備により発電用原子炉は自動停止し、非常用炉心冷却設備の作動により、事故は炉心に過度の損傷を与えることなく終止できる。また、原子炉格納容器スプレイ設備の作動により原子炉格納容器内は減圧され、原子炉格納容器に損傷を与えることなく事故は終止できる。

これらの具体的な判断基準として、「ＥＣＣＳ性能評価指針」に基づいて以下の基準を用いる。

ａ．燃料被覆管の温度の計算値の最高値は、1,200℃以下であること。

ｂ．燃料被覆管のジルコニウムー水反応量の計算値は、酸化反応が著しくなる前の燃料被覆管厚さの 15%以下であること。

ｃ．炉心で燃料被覆管及び構造材が水と反応するに伴い発生する水素の量は、原子炉格納容器の健全性確保の見地から、十分低い値

であること。

d．燃料棒の形状の変化を考慮しても、崩壊熱の除去が長期間にわたって行われることが可能であること。

(2)　防止対策

a．１次冷却系の材料選定、設計、製作、据付け及び供用期間中において、以下のような考慮を払い、配管破断の可能性を極めて小さくする。

(a)　材料選定、設計、製作、据付け及び検査は、関連する規格及び基準に適合させるようにし、また、品質管理を十分に行うとともに、供用期間中においても必要な検査を行う。

(b)　加圧器安全弁、加圧器逃がし弁など過渡状態での過圧を防止する設備を設ける。また、熱応力などが過度となることのないよう設計上の配慮を行い、さらに、機械的な原因による過度の応力を制限する。

(c)　１次冷却系は、オーステナイトステンレス鋼やニッケル・クロム・鉄合金など耐食性の強い材料を使用するが、さらに、１次冷却材中の溶存酸素量や塩素量を抑えて、腐食を防止するよう運転管理を行う。

b．原子炉格納容器内に設ける漏えい監視設備によって、早期に漏れを検知し、適切な処置を講じる。

また、加圧器逃がし弁からの漏えいの場合は、逃がし弁出口温度等により検知し、元弁を閉止することにより対処できる。

(3)　拡大防止対策

a．炉心の冷却可能な形状が維持し得ないほどの燃料被覆管の破損を防止し、原子炉格納容器の健全性確保の見地からジルコニウム

ー水反応を十分低く抑え、崩壊熱の除去を長期間にわたって行うため、非常用炉心冷却設備を設ける。

(a) 小口径の配管の破断のように、喪失する1次冷却材量が少ない場合には、1次冷却系に冷却材を補給する充てん／高圧注入ポンプは、通常運転時に必要な補給量以上の容量のものを使用するので、加圧器水位の低下により補給水量が自動的に増加し、加圧器の水位が通常運転時より下がることを防止しつつ、通常の停止操作をとることができる。

この充てん／高圧注入ポンプの吸込側は、体積制御タンクに接続しているが、1次冷却系への補給水量が増大し、この体積制御タンクの水位が異常に低くなった場合は、弁を切り替えて充てん／高圧注入ポンプの吸込側を燃料取替用水タンクに接続することにより、1次冷却系への補給を継続できる。

(b) 破断面積が大きく、充てん／高圧注入ポンプのみで加圧器水位を維持できない程度に1次冷却材量が減少し、また、1次冷却系の圧力が低下して蓄圧タンクの保持圧力以下になると、自動的に蓄圧タンク内のほう酸水を、1次冷却系の原子炉入口側配管を経て原子炉内に注入し、炉心の冷却を行う。

(c) この間、1次冷却材量の減少と原子炉圧力の低下による「原子炉圧力低と加圧器水位低の一致」信号、「原子炉圧力異常低」信号又は「原子炉格納容器圧力高」信号により、「非常用炉心冷却設備作動」信号が発生し、この信号で、充てん／高圧注入ポンプ（高圧注入系）や余熱除去ポンプ（低圧注入系）が起動し、燃料取替用水タンクのほう酸水を原子炉内に注入し、炉心の冷却を行う。また、「原子炉圧力低」信号又は「非常用炉

心冷却設備作動」信号により発電用原子炉を自動停止する。

(d)　さらに、長時間の余熱除去を行うため、前記の２系統が作動して燃料取替用水タンクのほう酸水がほぼ使用しつくされると、１次冷却系からの流出水等の格納容器サンプにたまったほう酸水を再び上記の２系統を通して発電用原子炉に注入する再循環ラインを設ける。余熱除去ポンプを通るほう酸水は余熱除去冷却器により冷却する。

ｂ．１次冷却材管の亀裂や破断に伴って放出される１次冷却材及び放射性物質の外部への放散を抑制するため、原子炉格納容器を設ける。

ｃ．原子炉格納容器内の温度及び圧力の上昇を抑制するため、燃料取替用水タンクのほう酸水又は格納容器サンプ水を原子炉格納容器内にスプレイする２系列の原子炉格納容器スプレイ設備を設ける。この設備には、格納容器サンプ水をスプレイする再循環期間のスプレイ水の冷却のため、格納容器スプレイ冷却器を設ける。

ｄ．上記の工学的安全施設は、発電所外部からの給電が全くとだえるような不測の事態においても十分その機能を果たせるように、発電所内に設けるディーゼル発電機から受電し運転できるようにする。

ｅ．工学的安全施設及びディーゼル発電機は、原子炉出力運転時及び原子炉停止時に、「非常用炉心冷却設備作動」等の信号を模擬し、工学的安全施設及びディーゼル発電機がその機能を果たせることを確認できる。

3.2.1.2　事故経過の解析

(1)　非常用炉心冷却設備性能評価解析－大破断－[(1)(2)(3)]

a．解析方法

事故の経過は、数種の詳細なコードの組合せによって解析する。解析は大別して、ブローダウン解析、リフィル／再冠水解析及び燃料棒熱解析に分かれる。

(a)　ブローダウン解析

これは配管破断部からの１次冷却材の流出、１次冷却系の圧力低下、蓄圧注入系による注水等、事故初期の１次冷却系全体の熱水力学的な挙動を解析するものである。これに用いるブローダウン解析コードＳＡＴＡＮ－Ｍは、ブローダウン期間中の炉心冷却材流量、圧力、クォリティ等を解析する。

(b)　リフィル／再冠水解析

ブローダウン後の過渡変化は緩やかで、非常用炉心冷却設備からの注水により原子炉容器下部プレナム部に冷却材がたまり始め、やがて炉心底部まで水位が上昇する（リフィル期間という。）。これ以後は、炉心の下部から再冠水が始まり、炉心は水滴を巻き込んだ蒸気流により冷却される（再冠水期間という。）。ブローダウン後の期間は、上記のブローダウン解析コードとは別に、リフィル期間についてはＷＲＥＦＬＯＯＤコード、再冠水期間についてはＢＡＳＨ－Ｍコードで解析する。これらの解析コードによって、再冠水開始時刻、再冠水期間中の炉心圧力、炉心流入水エンタルピ、炉心部に到達するほう酸水の速度（炉心再冠水速度という。）等を解析する。

また、１次冷却系に対して背圧として作用する原子炉格納容

器内圧はＣＯＣＯコードにより解析し、ＷＲＥＦＬＯＯＤコード及びＢＡＳＨ－Ｍコードと結合した状態で計算を行う。

(c)　燃料棒熱解析

これは、事故時の燃料被覆管温度や、ジルコニウム－水反応量等を解析するものである。これに用いる燃料棒熱解析コードＬＯＣＴＡ－Ｍは、上記のブローダウン解析コードＳＡＴＡＮ－Ｍ及びＢＡＳＨ－Ｍコードによって得られる炉心の流量、圧力、クォリティ、炉心再冠水速度、炉心流入水エンタルピ等を入力として全事故期間にわたる燃料棒の熱的挙動を解析する。

ｂ．解析条件

解析に当たっては、実際よりも十分に厳しい解析結果を得るために、次のような解析条件を用いる。

(a)　配管の破断は、非常用炉心冷却設備の性能発揮の点から最も厳しい低温側配管（１次冷却材ポンプ出口から原子炉容器入口ノズルまでの間）に起こるものとする。破断規模は、最も極端なケースとして、１次冷却材管（内径約0.70m、肉厚約69mmのステンレス鋼）の両端破断が瞬時に発生するものとし、破断口における流出係数は、1.0～0.4までの範囲について検討する。このことは、流出係数を1.0と考えた場合、破断規模として１次冷却材管の両端破断断面積の1.0倍から0.4倍までの範囲について検討することに相当する。

破断の体様については、上記のような両端破断のほかに、配管の長さ方向のスプリット破断も想定できるが、一般的な感度解析の結果、両端破断の方が高い燃料被覆管温度をもたらすことが判明しているので、ここでは、両端破断の場合を解析する。

(b)　原子炉出力は定格出力の 102%とし、燃料ペレットの焼きしまり効果を含まない場合を仮定し、熱流束熱水路係数は 2.32、燃料棒の最大線出力密度は 39.6kW／m の 102%とする。

(c)　非常用炉心冷却設備のパラメータとして以下の値を用いる。

蓄圧注入系の蓄圧タンクの保持圧力　　4.04MPa[gage]

蓄圧注入系の蓄圧タンクの保有水量　　29.0m^3（１基当たり）

高圧注入系及び低圧注入系の作動時間遅れ　　30 秒

「非常用炉心冷却設備作動」信号は、「原子炉格納容器圧力高」信号、「原子炉圧力低と加圧器水位低の一致」信号あるいは「原子炉圧力異常低」信号のうち、早い方の信号により発生するものとする。

(d)　工学的安全施設の安全設計の基本的考え方の１つである単一故障の仮定として、低圧注入系の１系列の不作動を仮定する。この仮定は、ディーゼル発電機の２台中１台不作動を仮定する場合よりも、原子炉格納容器内圧が低くなることによって再冠水時の炉心での熱伝達が悪くなるため、燃料被覆管温度の上昇という観点から厳しいものである。

また、解析では、常用電源はすべて喪失するものとし、非常用電源の供給もディーゼル発電機の電圧が確立するまでの間遅延されるものとする。

(e)　ブローダウン過程中に蓄圧注入系より注入されるほう酸水は、原子炉容器のダウンカマ部での蒸気の上昇流が十分に弱まり、注入水が上昇流に対向して下部プレナムに落下できるようになるまで、原子炉容器内残存水量として有効に作用しないものとする。

(f)　再冠水解析においては、炉心で発生する蒸気及び巻き込まれた水滴がループを通過して原子炉格納容器へ放出される際の抵抗が大きいほど厳しい結果を与えるので、解析上の仮定として１次冷却材ポンプの駆動軸が固着して動かないものとする。

(g)　再冠水時には、背圧が低いと炉心で発生する蒸気の放出が悪く、炉心の熱伝達が低下するので、原子炉格納容器内圧の計算に際しては、内圧が低めになるような条件を選定する。

(h)　事故後の炉心部での発熱量を評価する際には、発電用原子炉は定格出力の 102%で長時間運転されてきたものとし、崩壊熱としては、日本原子力学会の推奨値に基づく核分裂生成物の崩壊熱にアクチニドの崩壊熱を考慮した曲線[4]を使用する。

(i)　事故発生時の燃料棒内の蓄積エネルギの評価に当たっては、燃焼度や燃料ペレットの焼きしまりの影響を考慮し、サイクル寿命中最悪の結果を与えるように解析する。

(j)　原子炉容器頂部の初期の１次冷却材温度は、高温側配管冷却材温度に等しいと仮定する。

(k)　蒸気発生器伝熱管施栓率は 10%とする。

c．解析結果

以上により解析した結果を第 3.2.1.1 表に示す。

第3.2.1.1表に示すように、流出係数0.4の場合が燃料被覆管温度の上昇という観点からみて最も厳しくなるので、以下では、この場合について述べる。

流出係数0.4の場合の主な解析結果は第3.2.1.2表のとおりである。

第 3.2.1.1 表　大破断解析結果（低温側配管両端破断）

流　出　係　数	1.0	0.6	0.4
燃　料　被　覆　管　最　高　温　度（℃）	934	955	1,027
局所的最大ジルコニウムー水反応量（%）	0.5	1.7	3.6
全炉心平均ジルコニウムー水反応量（%）	0.3 以下	0.3 以下	0.3 以下

第 3.2.1.2 表　大破断解析結果

（低温側配管両端破断、流出係数 0.4）

燃料被覆管最高温度	1,027℃
燃料被覆管最高温度出現位置	炉心下端から 2.13m
高温燃料棒のバースト発生時間	事故発生の 35 秒後
高温燃料棒のバースト位置	炉心下端から 1.83m
局所的最大ジルコニウムー水反応量	3.6%
全炉心平均ジルコニウムー水反応量	0.3%以下

主要なパラメータの解析結果を基に事故経過の概要を以下に記述する。主要なパラメータの解析結果として、炉心圧力、炉心流量及び高温流路のクォリティの変化を第3.2.1.1図に、再冠水過程での原子炉容器ダウンカマ部水位、炉心再冠水速度積分値の変化を第3.2.1.2図に、原子炉格納容器圧力の変化を第3.2.1.3図に、燃料被覆管表面での熱伝達係数及び燃料被覆管温度の変化を第3.2.1.4図に示す。

(a) 炉心圧力及び炉心流量の変化

第3.2.1.1図に示すように、炉心部の圧力は事故後急激に低下するが、炉心部が2相流の状態になると圧力低下は緩やかになり、破断発生から約29秒後に原子炉格納容器内圧とほぼ等しくなって、ブローダウンが終了する。

一方、炉心流量は破断発生後直ちに上向きから下向きの流れに逆転するが、約2秒後には炉心内の1次冷却材のフラッシング等の影響により流れが停滞し、その後は約12秒後から再び下向きに流れる。

破断発生の約16秒後には原子炉圧力が蓄圧注入系の保持圧力以下となり、蓄圧注入系は自動的に注入を開始し、その注入は破断発生の約47秒後まで継続される。

ブローダウン終了以降は、原子炉圧力は原子炉格納容器内圧程度にとどまり、大きな変化はない。

(b) 高圧注入系及び低圧注入系の起動

高圧注入系及び低圧注入系は、「原子炉格納容器圧力高」信号の非常用炉心冷却設備作動限界値に破断発生後約1秒で到達することにより作動する。しかしながら、解析条件(d)項で述

べたように外部電源喪失の条件を仮定しているので、ディーゼル発電機が「非常用炉心冷却設備作動」信号により自動起動して駆動電源が確立した後、高圧注入系及び低圧注入系のポンプが自動起動して燃料取替用水タンクのほう酸水を発電用原子炉へ注入する。解析条件(c)項に記したように、このための時間遅れを30秒としているので、高圧注入系及び低圧注入系は、破断発生の約31秒後から注水を開始することになる。

(c) リフィル及び再冠水

ブローダウン終了後のリフィル期間における水位上昇は、原子炉水位が零の状態から始まる。解析条件(e)項の条件により、有効に作用しないとしていた蓄圧タンクからの注入水が、ブローダウン終了後は下部プレナムにたまり始め、約31秒後には高圧注入系及び低圧注入系からの注水も加わり、破断発生の約40秒後に水位は燃料の下端に達する。

燃料の下端に水位が達した後の再冠水期間は、炉心で発生する蒸気と蒸気に巻き込まれた水滴の混合流によって炉心は冷却される。この際、炉心再冠水速度は、炉心部で発生した蒸気が破断口を通って放出される際の流路の摩擦圧損と、炉心部とダウンカマ部との間に生じた水位差による静水頭とがバランスすることで求まる。

(d) 燃料被覆管温度変化

低温側配管の両端破断が生じ、1次冷却材が破断口から流出すると、原子炉内の圧力は急速に低下し、ボイドの発生により炉心の核分裂反応は停止するので、燃料の核分裂による発熱はなくなるが、その後も燃料ペレットの蓄積エネルギの放出及び

崩壊熱の発生は続く。

一方、それまで原子炉内を流れていた１次冷却材は、その大部分がブローダウン期間中に破断口から原子炉格納容器内に放出されるが、その間に炉心を通る１次冷却材により炉心の冷却が維持される。

破断発生直後は炉心の１次冷却材の流れが一時停滞するため、燃料被覆管の温度はいったん上昇するが、破断口からの放出が進み炉心部の流れが回復すると、逆に低下していく。

しかし、さらに１次冷却材の放出が進行すると、しだいに炉心部を通る１次冷却材も少なくなるので、燃料被覆管の温度は上昇する。

ブローダウンが終了すると、蓄圧注入系からの注入水が下部プレナムにたまり始め、約31秒後には高圧注入系及び低圧注入系からの注入も開始され、破断発生の約40秒後に原子炉水位が燃料の下端に達する。ブローダウン終了からこのときまでのリフィル期間は、炉心は燃料棒相互間の熱輻射のみしか考慮していないので、燃料被覆管温度は燃料ペレット温度近くまで上昇する。再冠水開始後は炉心で発生する蒸気及び蒸気に巻き込まれた水滴の混合流により炉心の冷却が行われる。以後、非常用炉心冷却設備からの冷却水の注入により炉心水位が上昇し、冷却も順調に行われるので、燃料被覆管温度は破断発生の約100秒後にはピークに達する。約410秒後には最高温度となる位置まで炉心水位が上昇し、被覆管温度も炉心水温近くまで低下する。その後も冷却水の注入が引き続いて行われ、やがて格納容器サンプにたまった流出水等を余熱除去ポンプ、余熱除去冷却

器及び充てん／高圧注入ポンプを通して炉心に注入する再循環に切り替え、長期にわたる冷却を行う。

このようにして、炉心内で最も高温になる部分の燃料被覆管温度でも第3.2.1.2表に示すように約1,027℃にとどまり、ジルコニウム－水反応量も最大となる部分で約3.6%に抑えられる。燃料被覆管の温度が約1,027℃近くに達するのは全体のごく一部であって、他の燃料被覆管はさらに低い温度にとどまる。

また、上記解析は外部電源が喪失したとして行っているが、事故時に外部電源が喪失しない場合には、１次冷却材ポンプの運転により初期の炉心流量が大きいことにより炉心からの除熱量が大きくなる。したがって、外部電源が喪失した場合の解析結果に包含されている。

(2)　非常用炉心冷却設備性能評価解析－小破断－[(2)(3)(5)]

ａ．解析方法

小破断事故においては、１次冷却材の原子炉格納容器への放出が終わるまでに、換言すれば、原子炉圧力が原子炉格納容器内圧まで低下する以前に、非常用炉心冷却設備により炉心冠水が行われ、ブローダウン過程中に燃料被覆管の温度にピークが現れるので、大破断の場合のＷＲＥＦＬＯＯＤコード、ＢＡＳＨ－Ｍコード及びＣＯＣＯコードによる解析は不要である。

したがって、計算コードの構成は、ブローダウン解析コードＳＡＴＡＮ－Ｍ（Small ＬＯＣＡ）と燃料棒熱解析コードＬＯＣＴＡ－Ⅳからなる。なお、小破断時のブローダウン解析コードＳＡＴＡＮ－Ｍ（Small ＬＯＣＡ）は、大破断時のブローダウン解析コードＳＡＴＡＮ－Ｍのすべての機能に加えて、炉心における

気水分離現象及び各ノード間の水頭差がより正確に算出できるようにモデルを改良している。

b．解析条件

小破断事故では、次に述べる条件を除いて、すべて大破断解析の条件と同じである。そして、前述のようにＷＲＥＦＬＯＯＤコード、ＢＡＳＨ－Ｍコード及びＣＯＣＯコードによる解析が不要となるので、これらの計算に係る条件も不要である。

(a)　破断位置は、大破断と同じく最も高い燃料被覆管温度を与える低温側配管とし、破断面積については、一般的な感度解析の結果を踏まえて、最も厳しい場合をサーベイする。また、気相部破断については液相部破断に比べて現象が緩やかであるが、加圧器気相部に接続する最大口径配管破断を解析する。

(b)　工学的安全施設についての動的機器の単一故障の仮定として、ディーゼル発電機１台の不作動を仮定する。小破断時は、大破断時と違って、原子炉圧力が原子炉格納容器内圧まで低下する以前に、非常用炉心冷却設備により炉心冠水が行われるので、原子炉格納容器内圧の影響を受けない。したがって、１次冷却系への安全注入流量を最低に見積もるこの仮定が最も厳しくなる。

(c)　非常用炉心冷却設備の高圧注入系の作動時間遅れは 25 秒とする。

c．解析結果

以上により解析した結果を第 3.2.1.3 表に示す。

最も厳しい結果を与える低温側配管口径約 25.4cm 相当のスプリット破断及び気相部破断について以下に述べる。

(a)　低温側配管スプリット破断

主要なパラメータの過渡変化の結果として、炉心圧力、炉心出口流量、気泡炉心水位及び原子炉出力の変化を第 3.2.1.5 図に、燃料被覆管表面での熱伝達係数及び燃料被覆管温度の変化を第 3.2.1.6 図に示す。

事故後、1 次冷却材の流出に伴い原子炉圧力は急激に減少し、約5秒後に「原子炉圧力低」信号のトリップ限界値に達し、約7秒後に制御棒クラスタが落下を開始することにより発電用原子炉は自動停止する。また、約7秒後に「原子炉圧力異常低」信号の非常用炉心冷却設備作動限界値に達し、約32秒後に高圧注入系からの注入が始まる。

炉心は約46秒後に露出し始め、燃料被覆管温度は上昇してくるが、その後高圧注入系及び蓄圧注入系からの注入により、炉心水位が再び上昇することにより、燃料被覆管温度は最高約713℃に達した後急速に低下する。ジルコニウム－水反応量も、最大となる部分で約0.1%にとどまる。

(b)　気相部破断

加圧器気相部に接続する最大口径約13cm配管破断の場合について以下に述べる。

主要なパラメータの過渡変化の結果として、炉心圧力、炉心入口流量及び気泡炉心水位の変化を第3.2.1.7図に示す。

事故後、加圧器気相部からの蒸気放出に伴い原子炉圧力は急激に減少し、約5秒後に「原子炉圧力低」信号のトリップ限界値に達し、約7秒後に制御棒クラスタが落下を開始することにより発電用原子炉は自動停止する。また、約13秒後に「原子炉

圧力異常低」信号の非常用炉心冷却設備作動限界値に達し、約38秒後に高圧注入系からの注入が始まる。

炉心部が２相流の状態になると圧力低下が緩やかとなるが、約482秒後に蓄圧注入系からの注入が始まり、さらに原子炉圧力は低下する。

また、炉心は冠水状態にあり、燃料被覆管温度はほぼ１次冷却材の飽和温度近くにとどまり、ジルコニウム－水反応量も問題とならない。

また、いずれの場合にも、格納容器サンプにたまった流出水等を余熱除去ポンプ、余熱除去冷却器及び充てん／高圧注入ポンプを通して炉心に注入する再循環に切り替え長期にわたる冷却を行う。

第 3.2.1.3 表　小破断解析結果

項　　目	液　相　部　破　断			気相部破断
破　断　配　管　口　径（cm）	30.5	25.4	20.3	13
燃料被覆管最高温度（℃）	684	713	630	炉心露出せず
局所的最大ジルコニウム－水反応量（％）	0.1	0.1	0.1	－
全炉心平均ジルコニウム－水反応量（％）	0.1 以下	0.1 以下	0.1 以下	－

3.2.1.3　結　　論

非常用炉心冷却設備性能評価用大破断解析において、第3.2.1.1表に示すとおり、燃料被覆管の最高温度は約1,027℃であり、制限値1,200℃に比べて余裕がある。

また、燃料被覆管の局所的最大ジルコニウムー水反応量及び全炉心平均ジルコニウムー水反応量は、各々約3.6%及び0.3%以下であり十分小さい。さらに、第3.2.1.4図に示すとおり、燃料被覆管の一部がバーストしている燃料棒でも熱除去は順調に行われ、燃料被覆管温度は低い温度に落ち着く。なお、蒸気発生器伝熱管施栓率 0%の場合は、燃料被覆管最高温度並びに局所的最大ジルコニウムー水反応量及び全炉心平均ジルコニウムー水反応量ともに蒸気発生器伝熱管施栓率10%の場合を下回り、問題となることはない。その後は、再循環モードの確立によって、長期にわたる炉心の冷却が可能であり、この低い温度が維持される。

また、小破断解析においても、第3.2.1.3表に示すとおり、燃料被覆管最高温度は約713℃で、制限値1,200℃に比べて十分余裕がある。燃料被覆管の局所的最大ジルコニウムー水反応量及び全炉心平均ジルコニウムー水反応量は、各々約 0.1%及び0.1%以下であり十分小さい。なお、蒸気発生器伝熱管施栓率0%の場合は、燃料被覆管最高温度については、蒸気発生器伝熱管施栓率10%の場合に比べて若干上昇するが、この場合でも燃料被覆管最高温度は約740℃（低温側配管口径約25.4cm相当のスプリット破断）であり、大破断解析の燃料被覆管温度が最も高くなる場合の解析結果を下回るとともに、制限値 1,200℃を下

回り、燃料被覆管のジルコニウム－水反応量も問題となることはない。また、長期にわたる炉心の冷却は再循環モードの確立によって維持できる。

3.2.2　原子炉冷却材流量の喪失

3.2.2.1　事故の原因、防止対策及び拡大防止対策

(1)　事故の原因及び説明

この事故は、発電用原子炉の出力運転中に１次冷却材の流量が定格出力時の流量から自然循環流量にまで大幅に低下する事象を想定する。

具体的には１次冷却材ポンプの全台の駆動電源が同時に喪失するものと考える。この事故が発生すると、炉心損傷の心配のない低出力時以外は、原子炉保護設備により発電用原子炉は自動停止し、事故は安全に終止できる。

(2)　防止対策

１次冷却材ポンプは、単一の所内母線故障で２台以上のポンプが同時に停止しないよう別々の所内母線に接続し、原子炉運転中、この母線は発電機側の電源から給電され、発電機側の電源がしゃ断された場合にも直ちに外部の 500kV 又は 220kV 送電線より給電される構成とし、所内母線の電源喪失の発生を防止する。

(3)　拡大防止対策

ａ．１次冷却材ポンプは、フライホイールを設けて慣性を大きくして、電源喪失の際にも１次冷却材流量の急速な低下を防ぎ、熱除去能力が急速に失われることを防止する。

ｂ．原子炉保護設備からの信号により発電用原子炉を自動停止す

る。この事象においては以下の信号の発生が考えられる。

(a)　１次冷却材流量低

(b)　１次冷却材ポンプ電源電圧低

(c)　１次冷却材ポンプ電源周波数低

(d)　１次冷却材ポンプしゃ断器開

3.2.2.2　事故経過の解析

(1)　解析方法

１次冷却材流量過渡特性解析コードＰＨＯＥＮＩＸにより１次冷却材流量コーストダウン曲線を求め、これを入力として、プラント過渡特性解析コードＭＡＲＶＥＬにより、原子炉出力及び原子炉圧力の過渡応答を求める。これらのデータを使って、燃料棒過渡解析コードＦＡＣＴＲＡＮにより燃料棒表面の平均点と熱点の熱流束の時間変化を求め、さらに、熱水力計算コードＴＨＩＮＣ－ⅢによりＤＮＢＲへの影響を解析する。

(2)　解析条件

ａ．初期原子炉出力は定格出力とする。

ｂ．減速材密度係数は、出力運転時の最小値 0(△Ｋ／Ｋ)／(g／cm^3)とし、ドプラ出力係数は、第 1.2.2 図の上限の値とする。

この組合せは、１次冷却材温度上昇による原子炉出力抑制効果とトリップ時に加えられる負の反応度添加を最も小さくする。

ｃ．発電用原子炉の自動停止は、「１次冷却材ポンプ電源電圧低」信号によるものとする。

ｄ．１次冷却材流量のコーストダウン曲線の計算に使用する１次冷却材ポンプの慣性モーメントは、安全側の値として小さめの

3,110 kg・m^2を使用する。

e．制御棒制御系は手動制御されているものとする。

(3) 解析結果

1次冷却材ポンプ全台停止時の炉心流量、原子炉出力、平均点熱流束、熱点熱流束、原子炉圧力及び最小ＤＮＢＲの変化を第3.2.2.1図に示す。1次冷却材ポンプの電源喪失により「1次冷却材ポンプ電源電圧低」信号のトリップ限界値に到達し、約1.2秒で制御棒クラスタが落下を開始することにより原子炉出力は低下する。

最小ＤＮＢＲは、事故発生の約2.6秒後に約2.01となる。また、原子炉圧力の上昇は約0.6MPaである。

原子炉停止後、高温停止状態に移行し、2次側による冷却操作等により、発電用原子炉は冷態停止状態に移行することができる。

3.2.2.3 結　　論

1次冷却材ポンプの全台停止時においても、1次冷却材及び1次冷却材ポンプの慣性のために、1次冷却材流量が急速に低下することなく発電用原子炉は自動的に停止し、最小ＤＮＢＲは約2.01にとどまるので、炉心冷却能力が失われることはない。また、原子炉圧力の上昇はわずかであり、原子炉冷却材圧力バウンダリの健全性が問題となることはない。

3.2.3　原子炉冷却材ポンプの軸固着

3.2.3.1　事故の原因、防止対策及び拡大防止対策

(1)　事故の原因及び説明

この事故は、発電用原子炉の出力運転中に、１次冷却材を駆動するポンプの回転軸が固着し、１次冷却材の流量が急激に減少する事象を想定する。具体的には１次冷却材ポンプ１台の回転軸が固着して瞬時に停止するものと考える。

この場合、燃料被覆管温度の急上昇による燃料棒の損傷と、原子炉圧力の急上昇による１次冷却系の損傷が生じるか否かが問題となる。

発電用原子炉は、原子炉保護設備により自動停止し、事故は炉心に過度の損傷を与えることなく終止できる。

(2)　防止対策

ａ．１次冷却材ポンプの材料選定、設計、製作、据付け及び検査は、関連する規格及び基準に適合させるようにし、また、品質管理を十分に行う。特に、ベアリングは長時間の１次冷却材ポンプの運転に対しても摩耗することのないように設計を行い、ポンプ軸固着の可能性を極めて小さくする。

ｂ．ベアリング潤滑油やベアリング温度が異常な状態になれば、「オイルレベル低」警報や「ベアリング温度高」警報を中央制御室に発し、運転員のポンプ停止操作により、ベアリングの固着を防ぐようにする。

(3)　拡大防止対策

原子炉保護設備からの信号により発電用原子炉を自動停止する。この事象においては以下の信号の発生が考えられる。