

位が放射線の遮蔽が維持される最低水位(線量率が 10mSv/h となる通常水位から約 0.86m 下の水位)に到達するまでの時間は事象発生から約 5 時間後となり、それ以降は原子炉建屋原子炉棟 6 階の線量率が上昇し、その場における長時間の作業は困難となる。ただし、可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン)を使用した使用済燃料プールへの注水操作は屋外での操作であるため、現場操作に必要な遮蔽は維持される。また、燃料有効長頂部まで水位が低下するまでの時間は事象発生から 2 日以上あり、事象発 **記載のみ** 後までに可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系(注水ライン)を使用した注水が可能であるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。なお、本スロッシングの評価には余震の影響を考慮していないが、余震は本震よりも小さな地震動となると考えられ、本震時のスロッシングによってプール水位が約 0.70m 低下しているため、プール水温度の上昇による水位の上昇を考慮しても余震による有意な水位低下はないと考えられる。

初期条件のプールゲートの状態は、評価条件のプールゲート閉鎖に対して最確条件はプールゲート開放であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、保有水量はプールゲート閉鎖時と比べ約 1.6 倍となり、使用済燃料プールの水温上昇及び水位低下速度は緩やかになることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

破断箇所・状態及びサイフォン現象による水位低下量の想定は、評価条件では残留熱除去系に比べて耐震性が低い燃料プール冷却浄化系配管が破断し、燃料プール冷却浄化系配管に設置されている真空破壊弁については閉固着を想定しているが、最確条件では事故毎に異なる。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した注水操作は、運転員等操作時間に与える影響として、評価上の操作開始時間に対して、実際の操作開始時間が早くなる場合が考えられ、この場合使用済燃料プール水位の回復が早くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

（添付資料 4.2.4）

(2) 操作時間余裕の把握

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

操作条件の可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作に対する時間余裕については、放射線の遮蔽が維持される最低水位（線量率が 10mSv/h となる通常水位から約 0.86m 下の水位）に到達するまでの時間が事象発生から 9 時間以上、**燃料有効長頂部**に到達するまでの時間が事象発生から 2 日以上であり、これに対して、注水を開始するまでの時間は事象発生から 8 時間であることから、時間余裕がある。

記載のみ

（添付資料 4.2.4）

(3) まとめ

評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、評価条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響等を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小

修正不要

4.2.5 結 論

想定事故2では、燃料プール冷却浄化系配管の破断により漏えいが発生した際に真空破壊弁の機能が十分に働かず、サイフォン現象等による使用済燃料プール水の小規模な喪失が発生し、かつ、使用済燃料プールへの水の補給にも失敗して使用済燃料プール水位が低下することで、やがて燃料集合体が露出し燃料損傷に至ることが特徴である。想定事故2に対する燃料損傷防止対策としては、サイフォンブレイク用配管による漏えい防止手段及び可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水手段を整備している。

想定事故2について有効性評価を実施した。

上記の場合においても、可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水により、使用済燃料プール水位を回復し維持することができることから、放射線の遮蔽が維持され、かつ、燃料損傷することはない。

また、使用済燃料プールでは燃料集合体がボロン添加ステンレス鋼製ラックセルに貯蔵されており、必要な燃料間距離をとる等の設計により水密度の状態によらず臨界未満となるため、未臨界は維持される。

その結果、燃料有効長頂部の冠水、放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界を維持できることから評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。

記載のみ

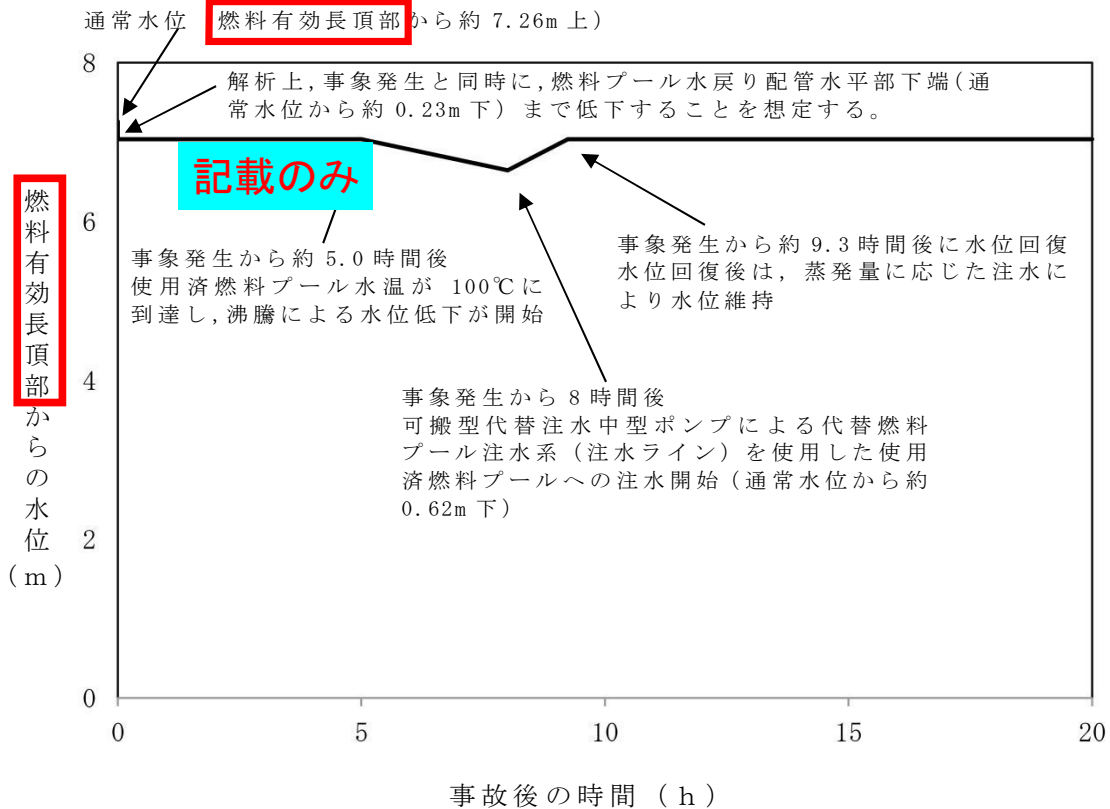
評価条件の不確かさについて確認した結果、運転員等操作時間に与える影響及び評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間余裕について確認した結果、操作が遅れた場合でも一定の余裕がある。

第 4.2-2 表 主要評価条件 (想定事故 2)

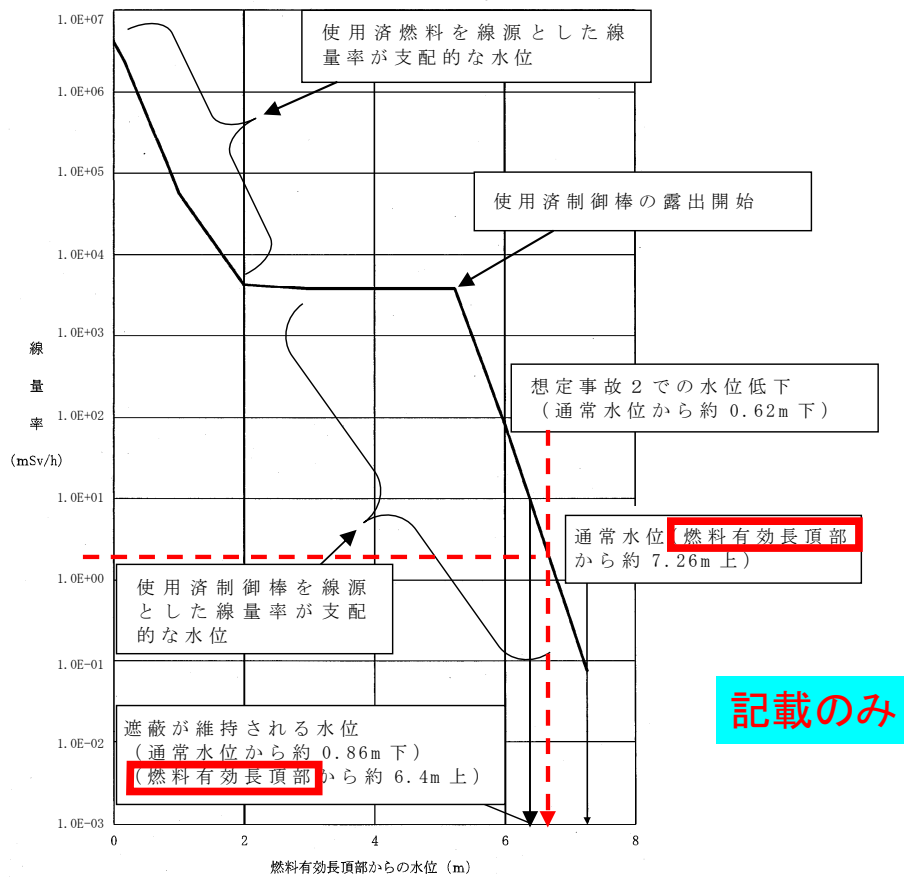
項目		主要評価条件		条件設定の考え方
初期条件	使用済燃料プールの保有水量	約 1,189m ³		使用済燃料プールの保有水量を厳しく見積もるため、プールゲート閉鎖時の水量を設定
	使用済燃料プールの初期水位	通常水位		通常水位 (燃料有効長頂部から約 7.26m 上) を設定
	使用済燃料プールの初期水温	65℃		定の運転上の制限値を設定
事故条件	燃料の崩壊熱	約 9.1MW 取出時平均燃焼度： 貯蔵燃料：45GWd/t 炉心燃料：33GWd/t		原子炉の停止後最短期間 (原子炉停止後 9 日) ※1 で取り出された全炉心分の燃料と過去に取り出された燃料を合わせて、使用済燃料貯蔵ラックに最大体数貯蔵されていることを想定し、崩壊熱は O R I G E N 2 を用いて算出
	漏えいによる使用済燃料プール水位の低下	現象発生と同時に通常水位から約 0.23m 下まで低下		使用済燃料プール水位が最も低下する可能性のあるサイフォン現象による漏えいとして、燃料プール冷却浄化系配管の破断を想定するとともに、破断を想定している燃料プール冷却浄化系配管に設置されている 2 個の真空破壊弁については、閉固着を仮定する。
	安全機能の喪失に対する仮定	使用済燃料プール冷却機能及び注水機能喪失		サイフォンブレイク用配管により、サイフォン現象による流出が停止されるため、使用済燃料プール水位は燃料プール水戻り配管水平部下端 (通常水位から約 0.23m 下) までの低下にとどまり、保守的にこの水位まで瞬時に低下するものとする。
	外部電源	外部電源なし		使用済燃料プール冷却機能及び注水機能喪失として、残留熱除去系、燃料プール冷却浄化系及び補給水系の機能喪失を設定
	外部電源	外部電源なし		外部電源の有無は事象進展に影響しないが、資源の観点で厳しい外部電源なしを設定
策に重大機器関連する条件	可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系 (注水ライン) を使用した使用済燃料プールへの注水量	50m ³ /h		燃料の崩壊熱による使用済燃料プール水の蒸発量を上回り燃料損傷防止が可能な流量として設定
策に重大機器関連する条件	可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系 (注水ライン) の使用開始	現象発生から 8 時間後		可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系 (注水ライン) を使用した使用済燃料プールへの注水操作は、可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系 (可搬型スプレインノズル) を使用した使用済燃料プールスプレインの準備操作の終了後から開始するものとし、可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系 (注水ライン) を使用した使用済燃料プールへの注水操作の間を考慮して設定

※1 東海第二発電所の施設定期検査における実績を確認し、解列後からの時間低下させるが、崩壊熱評価はスクラムのよう瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。

※2 東海第二発電所から全燃料取出完了までの最短期間である約 9 日を考慮して原子炉停止後 9 日を設定。原子炉停止後 9 日は発電機解列からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は発電機解列以前から徐々に低下させるが、崩壊熱評価はスクラムのよう瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。



第 4.2-4 図 使用済燃料プール水位の変化



第 4.2-5 図 線量評価点における線量率と水位の関係

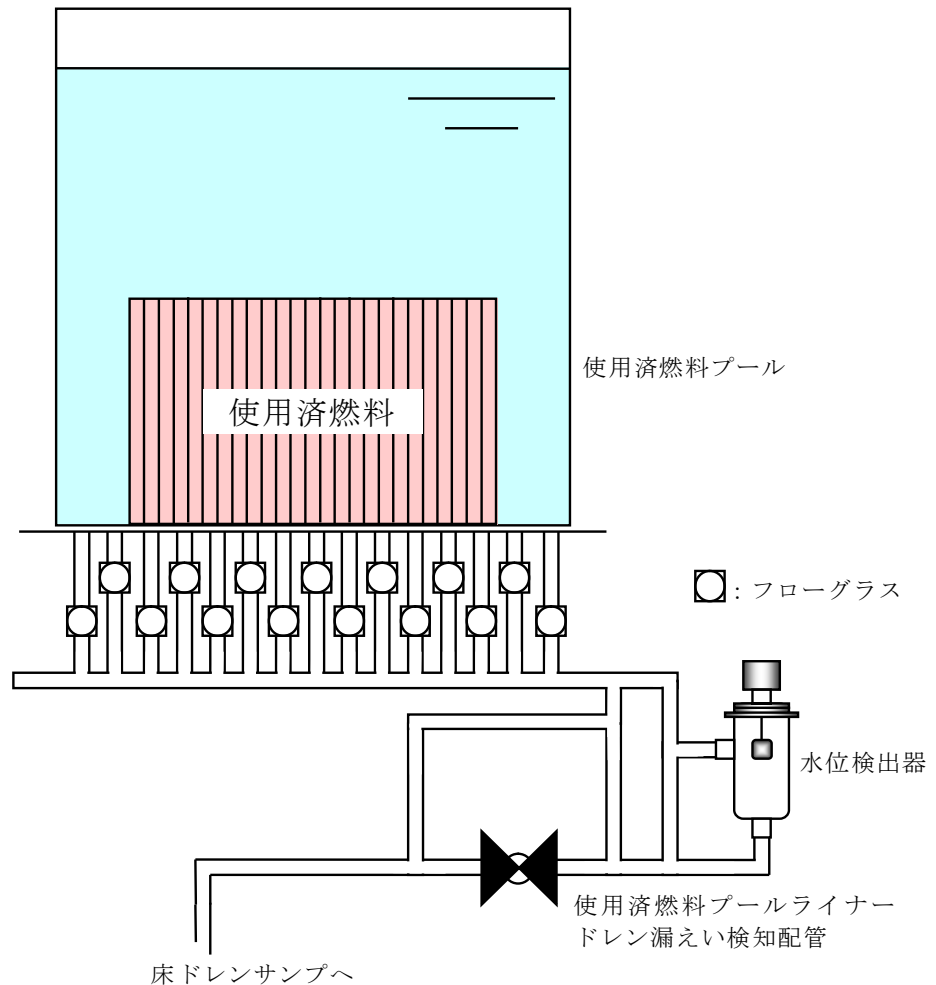
配管破断により保有水が漏えいし、燃料プール水戻り配管水平部下端（通常水位から約 0.23m 下）まで水位が低下した場合、崩壊熱除去機能喪失に伴い、事象発生から約 5.0 時間後に沸騰の開始により水位が低下する。

プールの水位が放射線の遮蔽維持水位（通常水位より約 0.86m 下）まで低下するのは事象発生から約 9.8 時間後であり、可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）による注水操作の時間余裕はある。

項目	算出結果
使用済燃料プール水温 100℃到達までの時間(h)	約 5.0
燃料の崩壊熱による使用済燃料プールの保有水の蒸散量(m ³ /h)	約 15.1
使用済燃料プール水位が通常水位から約 0.86m 低下するまでの時間※ (h)	約 9.8
燃料有効長頂部まで使用済燃料プール水位が低下するまでの時間※ (h)	約 58.7
使用済燃料プール水位の低下速度 (m/h)	約 0.13

※ 事象発生から沸騰開始までの時間を含む

記載のみ



第1図 ライナー dren の構造図

③ S F P ゲートの損傷

S F P ゲートは「添付資料 4.1.8 使用済燃料プール (S F P) ゲートについて」に示すように十分信頼性があり、基準地震動 S_b に対してもその機能は維持される。仮にゲートが外れてプール水の漏えいが発生した場合であっても、ゲート下端 (スロット部) は使用済燃料の有効長 **頂部** より高い位置にあるため、ゲート下端 (スロット部) 到達後に **記載のみ** いは停止し、その後の崩壊熱相当の蒸発量に応じた注水を実施することで冠水は維持される。

運転員は S F P ゲート破損による漏えい警報確認や S F P 水位の低下

等により事象を認知できるため、認知は容易である。

原子炉ウェル及びドライヤ気水分離器貯蔵プール側の筐体に異常がなければ、蒸発量以上の注水を行うことでSFP水位を回復させ、SFP水位及び冷却機能を維持することができる。また、原子炉ウェル及びドライヤ気水分離器貯蔵プール側の筐体から漏えいがある場合であっても、常用の注水設備及び重大事故等対処設備（常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）、又は可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン））等を用いることで崩壊熱による水の蒸発に応じた注水が可能であるため、燃料の健全性は確保される。

④ SFPゲート開放時の原子炉ウェル及びドライヤ気水分離器貯蔵プール側のライナー部の損傷

SFPゲート開放時における原子炉ウェル及びドライヤ気水分離器貯蔵プール側のライナー部が損傷する場合においても、③と同様にゲート下端（スロット部）以下にはSFP水位は低下せず、**使用済燃料の有効長頂部**との位置関係により燃料の冠水は維持される。

記載のみ

また、運転員はライナー部の破損によるSFP水位の低下等により事象を認知できるため、認知は容易である。

その後、原子炉ウェル及びドライヤ気水分離器貯蔵プール側の筐体に異常がなければ注水によってSFP水位を回復させ、SFP水位及び冷却機能を維持することができる。また、原子炉ウェル及びドライヤ気水分離器貯蔵プール側の筐体から漏えいがある場合であっても、常用の注水設備及び重大事故等対処設備（常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）、又は可搬型代替注水中型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン））等を用いることで崩壊熱による水

の蒸発に応じた注水が可能であるため、燃料の健全性は確保される。

⑤地震発生に伴うスロッシングによる漏えい

地震発生時、スロッシングにより S F P の保有水が漏えいし、この時、通常運転水位から 0.70m 程度まで S F P 水位が低下するが、**使用済燃料の有効長頂部**の冠水は維持される。

記載のみ

スロッシング発生時、運転員は現場の漏えい検知器、S F P 水位の低下等により事象を認知できるため、検知は容易である。

スロッシングにより S F P 水位が低下した場合でも遮蔽は維持されるため、オペレーティングフロアでの作業は可能であることから、可搬型代替注水大型ポンプによる可搬型スプレイノズルを用いた代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）によりスプレイを行うことも可能である。また、常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）、又は可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）等を使用した使用済燃料プールスプレイを行うことで燃料の健全性は確保される。

3. 想定事故 2 及び大規模損壊での想定

有効性評価では「2. 各事象の整理」で想定する事象の中で、「② S F P ライナー部の損傷」を除く事象に対して、燃料の損傷を防止できることを確認している。

大規模損壊は、これらの想定時に常用の注水設備及び重大事故等対処設備による注水操作ができない状態、漏えいが継続する状況（「② S F P ライナー部の損傷」を含む）、及び常用の注水設備並びに重大事故等対処設備による注水能力を超える漏えいにより S F P 水位が維持できない状況を想定した事象である。

この対策として、常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッド）、可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（常設スプレイヘッド）、可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（可搬型スプレイノズル）によるSFPへのスプレイ及び放水設備によるスプレイを実施することで使用済燃料の著しい損傷の進行の緩和及び環境への放射性物質放出の低減を行う。

4. 結論

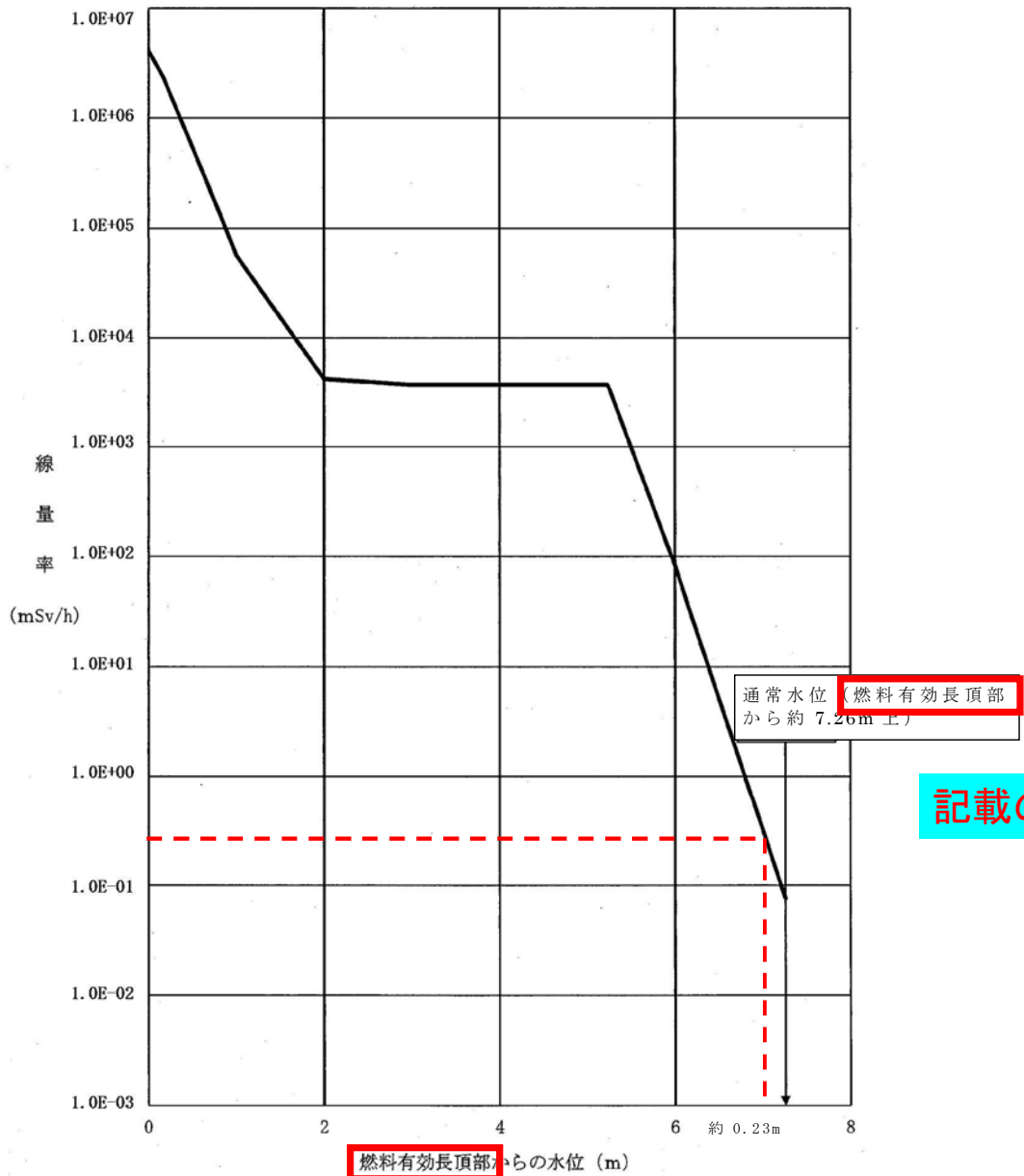
SFPからプール水の漏えいが発生する可能性のある①～⑤の事象について検討した。

記載のみ

使用済燃料の有効長頂部より高い位置で漏えいが停止する事象は③、④、⑤であり、基準地震動 S_0 の地震の影響を考慮して発生のおそれが小さいものは②、③である。

①の「サイフォン現象による漏えい」は、真空破壊弁が機能しないことを想定すると、SFPに接続する配管に耐震Bクラス配管が含まれることから、漏えいが使用済燃料の燃料有効長頂部以下まで継続するおそれがあり、また、注水ラインの破断により対応可能な注水手段が限定されることから、有効性評価において選定している。

記載のみ



記載のみ

記載のみ

第 3 図 使用済燃料プール水位と線量率

3. サイフンブレイク用配管の健全性について

(1) 配管強度への影響について

ディフューザ配管及びその配管に接続されている真空破壊弁を設置した配管は耐震Sクラスで設計されており、その配管にサイフンブレイク用配管を接続するため、耐震性については問題ない。

修正不要

待機中の残留熱除去系（低圧注水系）運転による原子炉水位回復後、中央制御室及び現場※にて残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）への切替操作を実施し、崩壊熱除去機能を回復する。

残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去系熱交換器入口温度等である。

崩壊熱除去機能回復後、逃がし安全弁（自動減圧機能）を全閉とし、原子炉低圧状態の維持を停止する。

※ 残留熱除去系の系統加圧ラインの手動弁を閉状態にする。

h. 使用済燃料プールの冷却操作

代替燃料プール冷却系等を用いて使用済燃料プールへの注水及び冷却を実施する。

5.1.2 燃料損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象事象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、運転中の残留熱除去系の機能喪失を起因事象とし、崩壊熱除去機能が喪失する「残留熱除去系の故障（RHR喪失）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」である。

本重要事故シーケンスは、運転停止中のいずれのプラント状態（以下「POS」という。）においても起こり得るため、崩壊熱、原子炉冷却材の保有水量及び注水手段の多様性の観点から、「POS-A PCV/RPV開放及び原子炉ウェル満水への移行状態」を代表として、評価項目である燃料

有効長頂部の冠水、放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨 **記載のみ** 保を満足することを確認する。また、他のPOSも考慮した想定において

修正不要

(添付資料 5.1.4, 5.1.5)

(c) 原子炉初期水位 **燃料位置の適正化に伴う記載値の変更なし**

評価対象とした P O S - A における原子炉水位は、通常運転水位 (燃

料有効長頂部から約 5.1m 上) から原子炉ウェル満水 (燃料有効長頂部

から約 16.7m 上) までの範囲であるが、遮蔽維持水位到達までの時間

燃料位置の適正化に伴う記載値の変更なし 評価条件とする。また、原子炉

初期水温は残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) の設計温度である

52°C を評価条件とする。

(d) 原子炉初期圧力

評価対象とした P O S - A における原子炉の圧力は大気圧であるた

め原子炉の初期圧力は大気圧とする。また、解析上、原子炉の水位低

下量を厳しく見積もるために、逃がし安全弁 (自動減圧機能) の開操

作によって原子炉圧力が大気圧に維持されているものとする*。

※ 実操作では待機中の残留熱除去系 (低圧注水系) の起動準備が完了した

時点で原子炉減圧を実施する。原子炉圧力が大気圧より高い場合での原

子炉冷却材の蒸発量は大気圧下と比べて小さくなるため、原子炉圧力が

大気圧で維持されているとした評価は保守的な評価となる。

(e) 残留熱除去系の初期運転状態

残留熱除去系の初期運転状態は、以下の状態とする。

- ・ 残留熱除去系 (A) : 原子炉停止時冷却系の状態で運転中
- ・ 残留熱除去系 (B) : 低圧注水系の状態で待機中
- ・ 残留熱除去系 (C) : 点検に伴い待機除外中

b. 事故条件

(a) 起因事象

と線量率の関係を第 5.1-5 図に示す。

a. 事象進展

事象発生後、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の故障に伴い崩壊熱除去機能が喪失することにより原子炉水温が上昇し、約 1.1 時間後に沸騰、蒸発することにより原子炉水位は低下し始める。1 時間毎の中央制御室の巡視により、崩壊熱除去機能が喪失していることを確認し、事象発生から 2 時間後に、待機中の残留熱除去系（低圧注水系）を起動し、原子炉注水を行う。

事象発生から 4 時間 40 分後、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）への切替操作を実施し、崩壊熱除去機能を回復することによって、原子炉水温は低下する。

b. 評価項目 **燃料位置の適正化に伴う再評価結果を踏まえ修正**

原子炉水位は、第 5.1-4 図に示すとおり、**燃料有効長頂部の約 4.2m 上**まで低下するに留まり、燃料の冠水は維持される。

原子炉圧力容器は未開放であり、第 5.1-5 図に示すとおり、必要な遮蔽が維持できる水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h^* が維持される水位）である**燃料有効長頂部の約 1.7m 上**まで低下することはないため、放射線の遮蔽 **遮蔽計算の再解析結果を踏まえ修正** 取替機床上としている。また、全制御棒全挿入状態が維持されるため、未臨界は確保されている。

原子炉水位回復後、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による除熱を継続することで、長期的に安定状態を維持できる。

本評価では、「1.2.4.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について、対策の有効性を確認した。

※ 本事故シーケンスグループにおける必要な遮蔽の目安とした線量率は、原

値を用いるか又は評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるよう保守的な設定をしていることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

初期条件の燃料の崩壊熱は、評価条件の約 18.8MW に対して最確条件は約 18.8MW 以下であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、原子炉水温上昇及び原子炉水位低下速度は緩やかになるが、原子炉への注水操作は崩壊熱に応じた対応をとるものではなく、崩壊熱除去機能喪失の認知を起点とするものであるため、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉初期水温は、評価条件の 52℃ に対して最確条件は約 47℃～約 58℃ である。この原子炉水温は過去の原子炉停止 1 日後の温度の実績値であるが、原子炉停止操作の進捗状況の差異によるものと考えられる。本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、評価条件で設定している原子炉初期水温より高くなる場合があり、原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下するまでの時間余裕は短くなる場合がある。記載のみ 原子炉への注水操作は原子炉水温に応じた対応をとるものではなく、崩壊熱除去機能喪失の認知を起点とするものであるため、運転員等 燃料位置の適正化に伴う記載値の変更なし

初期条件の原子炉初期水位は、評価条件の通常運転水位（燃料有効長頂部から約 5.1m 上）に対して最確条件は通常運転水位に対してゆらぎ（通常運転水位±10cm 程度）がある。本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、評価条件で設定している原子炉初期水位より低くなる場合があり、燃料有効長頂部まで水位が低下する時間は短くな

記載のみ

5.1-11

修正必要

記載のみ

止後の時間が短く、燃料の崩壊熱が大きい場合は燃料有効長頂部が露出するまでの時間余裕が短くなる。原子炉水温が 100℃かつ原子炉停

遮蔽計算の再解析結果及び余裕時間の再評価結果を踏まえ修正

水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h が維持できる水位）である燃料有効長頂部の約 1.7m 上の高さに到達するまでの時間は約 2.9 時間、燃料有効長頂部までの時間は約 4.3 時間であり、必要な放射線の遮蔽は維持され、原子炉への注水操作に対して十分な時間余裕が確保されているため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

初期条件の原子炉初期水温は、評価条件の 52℃に対して最確条件は約 47℃～約 58℃である。本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で設定している記載のみく温より高くなる場合があり、原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下するまでの時間余裕は短くなる。原子炉水温が 100℃かつ原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱の場合でも、必要な遮蔽が維持できる水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h が維持できる水位）である燃料有効長頂部の約 1.7m 上の高さに到達するまでの時間余裕は約 2.9 時間、燃料有効長頂部までの時間余裕は約 4.3 時間であり、必要な放射線の遮蔽は維持され、

遮蔽計算の再解析結果及び余裕時間の再評価結果を踏まえ修正

評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

初期条件の原子炉初期水位は、評価条件の通常運転水位（燃料有効長頂部から約 5.1m 上）に対して最確条件は通常運転水位に対してゆら

燃料位置の適正化に伴う記載値の変更なし

評価条件の不確かさとして最確条件とした場合、評価条件で設定している原子炉初期水位より低くなる場合があるものの、原子炉初期水位のゆらぎによる変動量は、事象発生後の水位低下量に対して十分小さいことから、評価項目とな

修正必要

(2) 操作時間余裕の把握

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

操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作については、通常運転水位から放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は約 4.5 時間、燃料有効長頂部まで原子炉水位が低下するまでの時間は約 6.3 時間であり、これに対して、事故を認知して注水を開

始するまでの時間は約 2 時間であることから、準備時間が確保できるため

遮蔽計算の再解析結果及び余裕時間の再評価結果を踏まえ修正
時間余裕がある。

(3) まとめ

評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、評価条件等の不確かさを考慮した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。

(添付資料 5.1.8)

5.1.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の重大事故等対策時における必要な災害対策要

修正不要

とにより、燃料損傷することはない。

その結果、燃料有効長頂部の冠水、放射線遮蔽の維持及び未臨界の確保ができることから、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。

記載のみ

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

重大事故等対策時に必要な要員は、災害対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源については、7日間以上の供給が可能である。

以上のことから、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」において、残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水及び残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による除熱等の燃料損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」に対して有効である。

第 5.1-1 表 崩壊熱除去機能喪失における重大事故等対策について (2/2)

操作及び確認	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作	<ul style="list-style-type: none"> 崩壊熱除去機能喪失により原子炉冷却材が蒸発し原子炉水位が低下するため、中央制御室からの遠隔操作により待機中の残留熱除去系（低圧注水系）を起動して原子炉注水を開始し、原子炉水位を回復する。 	残留熱除去系（低圧注水系）* 非常用ディーゼル発電機* 軽油貯蔵タンク サプレッション・プール	-	原子炉水位（広帯域、燃料域）* 原子炉水位（S A 広帯域、S A 燃料域） 残留熱除去系*
原子炉保護系母線の受電操作	<ul style="list-style-type: none"> 非常用ディーゼル発電機による非常用母線の受電操作の完了後、非常用母線を介して原子炉保護系母線を受電する。 原子炉保護系母線の受電後、格納容器隔離信号をリセットする。 	非常用ディーゼル発電機* 軽油貯蔵タンク	-	-
残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉冷却操作	<ul style="list-style-type: none"> 待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉水位回復後、中央制御室及び現場にて残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）への切替操作を実施し、崩壊熱除去機能へ回復する。 崩壊熱除去機能回復後、逃がし安全弁（自動減圧機能）を全閉とし、原子炉低圧状態の維持を停止する。 	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）* 非常用ディーゼル発電機* 軽油貯蔵タンク	-	原子炉水位（広帯域、燃料域）* 原子炉水位（S A 広帯域、S A 燃料域） 残留熱除去系* 残留熱除去系* 温度* 残留熱除去系熱交換器出口温度* 残留熱除去系海水系系統流量*
使用済燃料プールの冷却操作	<ul style="list-style-type: none"> 代替燃料プール冷却系等を用いて使用済燃料プールへの注水及び冷却を実施する。 	-	-	-

記載のみ

記載のみ

* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの
 : 有効性評価上考慮しない操作

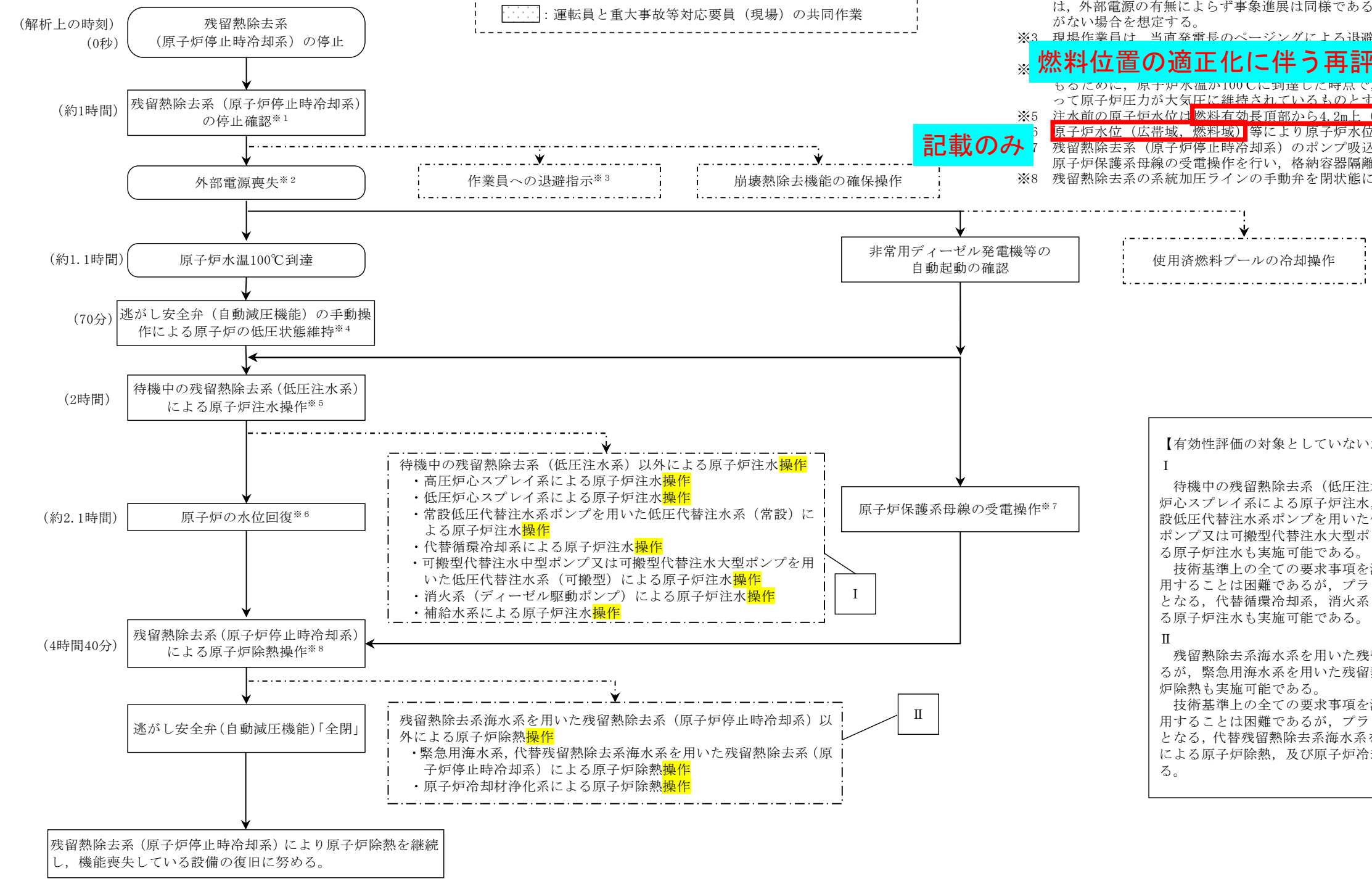
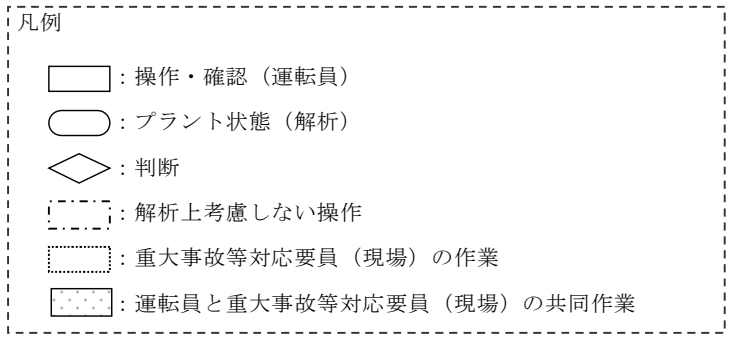
第 5.1-2 表 主要評価条件 (崩壊熱除去機能喪失) (1/2)

項目	主要評価条件	条件設定の考え方	
原子炉圧力容器の状態	原子炉圧力容器未開放	燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から設定	
崩壊熱	約18.8MW* ANSI/ANS-5.1-1979 (9×9燃料(A型), 燃焼度 33GWd/t, 原子炉停止1日後)	崩壊熱が大きい方が原子炉水位低下の観点で厳しい設定となるため, 崩壊熱が大きくなる燃焼度の高い条件として, 1サイクルの運転期間(13ヶ月)に調整運転期間(約1ヶ月)を考慮した運転期間に対応する燃焼度を設定	
原子炉初期水位	通常運転水位(燃料有効長頂部から約5.1m上)	遮蔽維持水位到達までの時間余裕の観点で厳しい, 通常運転水位を設定	
原子炉初期水温	燃料位置の適正化に伴う記載値の変更なし	原子炉停止時冷却系)の設計値を設定	
原子炉初期圧力			原子炉の運転停止1日後の実績を設定
サプレッション・プール水温			保安規定の運転上の制限における上限値を設定
起因事象	残留熱除去系機能喪失	運転中の残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)の故を想定	
安全機能の喪失に対する仮定	崩壊熱除去系機能喪失	運転中の残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)の故障による崩壊熱除去機能の喪失を想定	

* 原子炉停止から1日(24時間)後とは, 発電機解列からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は発電機解列以前から徐々に低下させるが, 崩壊熱評価は原子炉スクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。

修正必要

- プラント前提条件
- ・原子炉の運転停止 1 日後
 - ・原子炉圧力容器未開放
 - ・格納容器開放
 - ・残留熱除去系 (A) : 原子炉停止時冷却系の状態で運転中
 - ・残留熱除去系 (B) : 低圧注水系の状態で待機中
 - ・残留熱除去系 (C) : 点検に伴い待機除外中
 - ・全ての非常用ディーゼル発電機等 : 待機中
 - ・原子炉水位は通常運転水位



- ※1 運転中の残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) が故障した場合は、警報等により速やかに事象発生を認知できるが、運転員による対応操作の時間余裕を厳しく評価する観点から、本評価では警報による認知には期待せず、1時間毎の中央制御室の巡視により残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) が停止していることを認知するものとしている。
- ※2 外部電源は事象発生1時間後に喪失するものと仮定する。ここで、事象発生と同時に外部電源が喪失することを想定した場合、原子炉保護系電源の喪失により格納容器隔離信号が発信し、残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) のポンプ吸込ラインの格納容器隔離弁が自動閉となる。待機中の残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) を起動するためには、格納容器隔離信号のリセット操作が必要であるため、運転員は事後速やかに崩壊熱除去機能が喪失したことを認知することができる。このため、本評価においては、運転員による対応操作を厳しく評価する観点から、事象発生1時間後 (1時間毎の中央制御室の巡視により事象を認知する時刻) までは外部電源がある場合を想定する。事象発生1時間以降は、外部電源の有無によらず事象進展は同様であるが、資源の評価の観点から厳しくなる、外部電源がない場合を想定する。
- ※3 現場作業員は、当直発電長のページングによる退避指示を確認後、退避する。なお、全ての現場作業員は、燃料位置の適正化に伴う再評価結果を踏まえ修正後、厳しく見積もるために、原子炉水温が100℃に到達した時点で、逃がし安全弁 (自動減圧機能) の手動操作によって原子炉圧力が大気圧に維持されているものとする。
- ※5 注水前の原子炉水位は燃料有効長頂部から4.2m上 (原子炉水位低 (レベル3) から0.3m下) となる。原子炉水位 (広帯域、燃料域) 等により原子炉水位の回復を確認する。
- ※7 残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) のポンプ吸込ラインの格納容器隔離弁を開状態にするために、原子炉保護系母線の受電操作を行い、格納容器隔離信号をリセットする。
- ※8 残留熱除去系の系統加圧ラインの手動弁を閉状態にする。

記載のみ

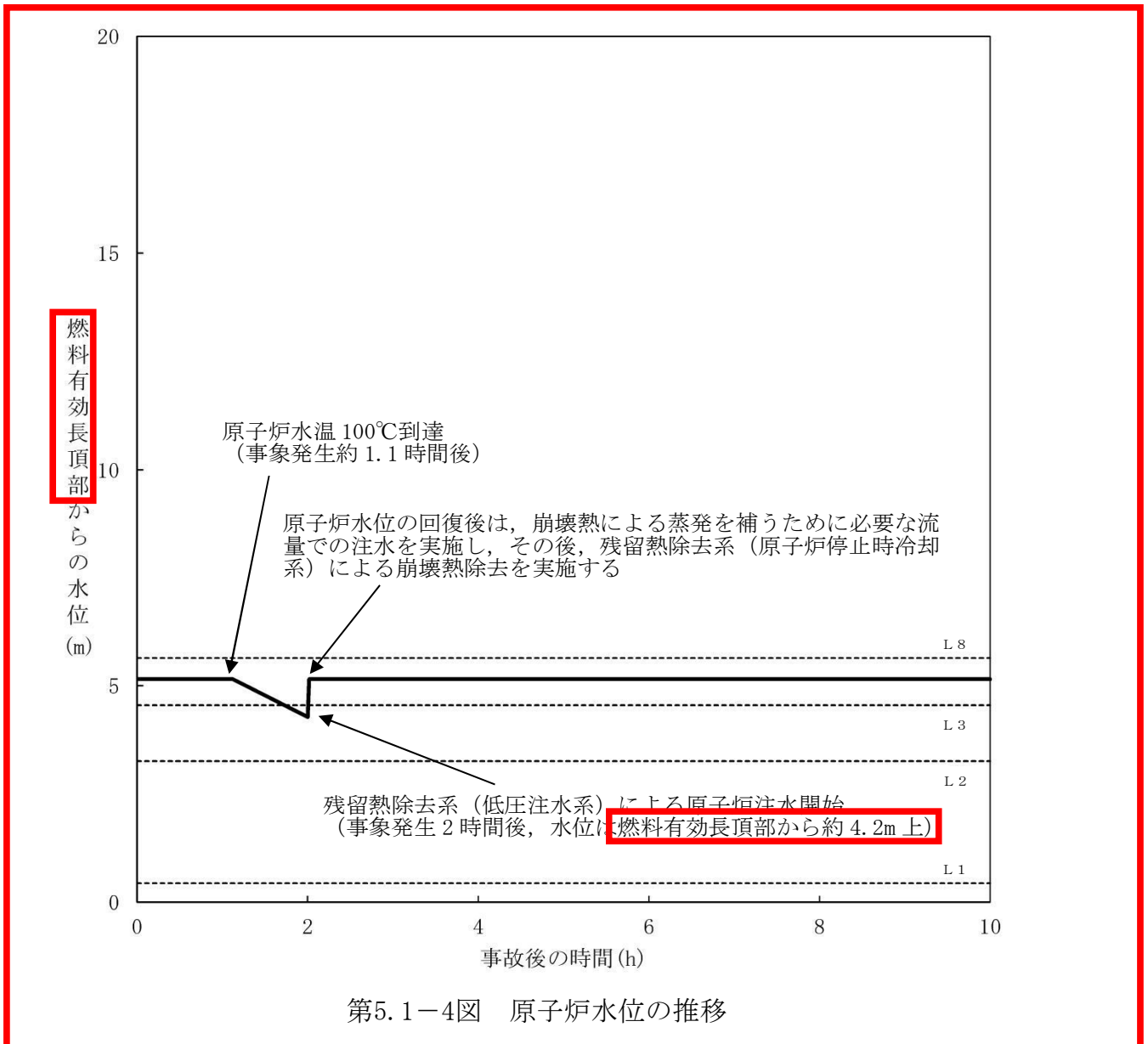
【有効性評価の対象としていないが他に取得手段】

I
待機中の残留熱除去系 (低圧注水系) による原子炉注水を優先するが、高圧炉心スプレー系による原子炉注水、低圧炉心スプレー系による原子炉注水、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設)、可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水も実施可能である。
技術基準上の全ての要求事項を満たすことや全てのプラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備となる、代替循環冷却系、消火系 (ディーゼル駆動ポンプ) 及び補給水系による原子炉注水も実施可能である。

II
残留熱除去系海水系を用いた残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) を優先するが、緊急用海水系を用いた残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) による原子炉除熱も実施可能である。
技術基準上の全ての要求事項を満たすことや全てのプラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備となる、代替残留熱除去系海水系を用いた残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) による原子炉除熱、及び原子炉冷却材浄化系による原子炉除熱も実施可能である。

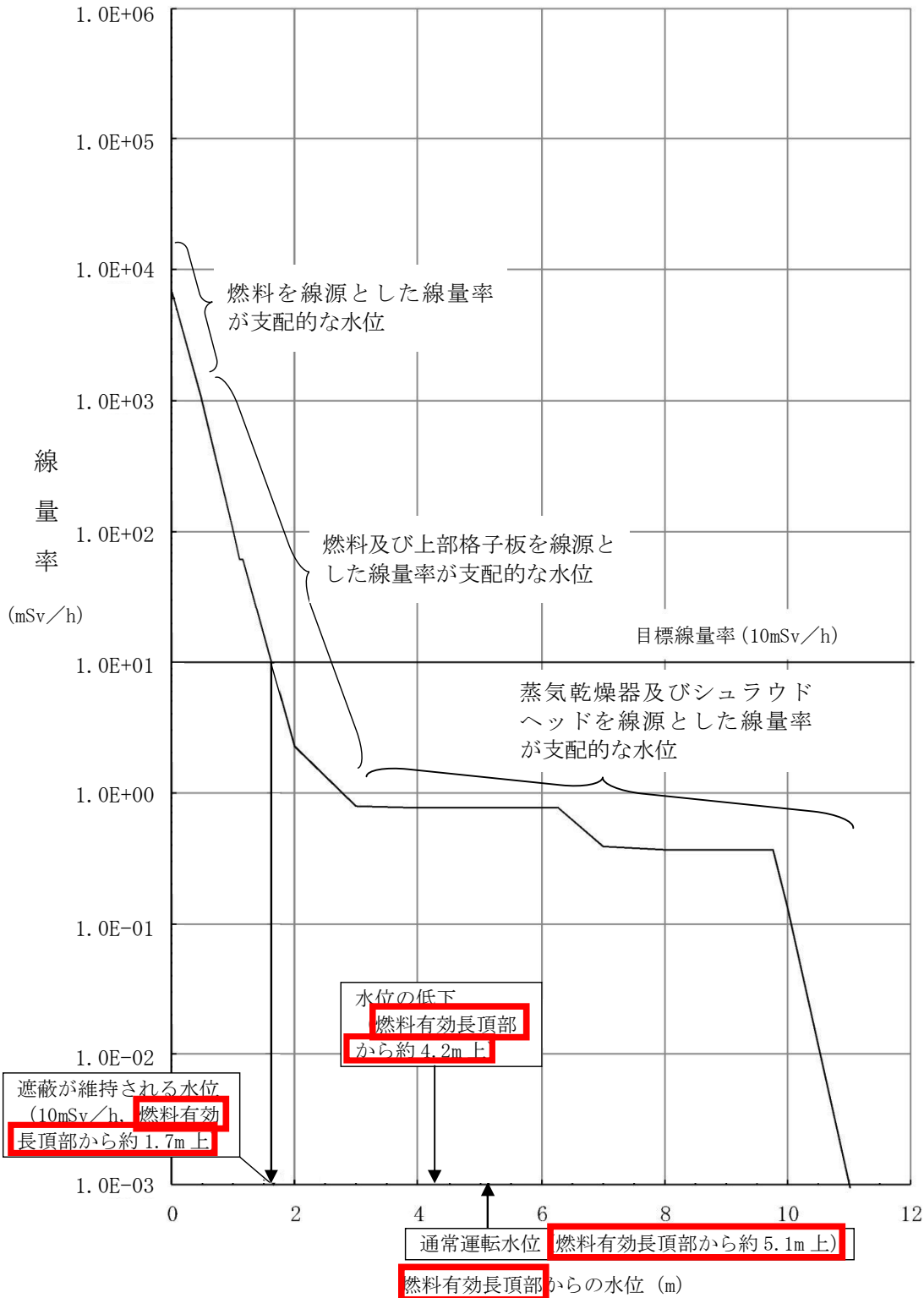
第 5.1-2 図 崩壊熱除去機能喪失時の対応手順の概要

修正必要



燃料位置の適正化に伴う再評価結果を踏まえ修正

修正必要



第5.1-5図 原子炉水位と線量率

遮蔽計算の再解析結果を踏まえ修正

運転停止中の崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失における
基準水位到達までの時間余裕と必要な注水量の計算方法について

運転停止中の崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失により、基準水位到達までの時間余裕と必要な注水量について、以下の式を用いて計算を行った。なお、事象を厳しく評価するため、発生する崩壊熱は全て原子炉水温の上昇及び蒸発に寄与するものとし、原子炉圧力容器や水面からの放熱は考慮しない。

(1) 100℃に至るまでの時間

100℃に至るまでの時間は次の式で求める。

$$t_1 = (h_{100} - h_{52}) \times V_c \times \rho_{52} / (Q \times 3,600) = \text{約 } 1.1\text{h}$$

t_1 : 100℃に至るまでの時間 (h)

h_{100} : 100℃の飽和水の比エンタルピ (kJ/kg) = 419.10

h_{52} : 52℃の飽和水の比エンタルピ (kJ/kg) = 217.70

V_c : 通常運転水位時の原子炉保有水の体積 (m³) = 381

ρ_{52} : 52℃の水密度 (kg/m³) = 987

Q : 崩壊熱 (MW) = 18.8

(2) 基準水位 (燃料有効長頂部) 又は放射線の遮蔽が維持される目安の水位に至るまでの時間 **記載のみ**

崩壊熱 (蒸発) によって基準水位に至るまでの時間は次の式で求める。

$$t = t_1 + t_2 = \text{約 } 6.3\text{h}$$

$$t_2 = \text{遮蔽計算の再解析結果及び
余裕時間の再評価結果を踏まえ修正} = \text{約 } 5.2\text{h}$$

t : 基準水位に至るまでの時間 (h)

t_2 : 100°C到達から基準水位に至るまでの時間 (h)

h_s : 飽和蒸気の比エンタルピ° (kJ/kg) = 2,675.57

V_u : 基準水位までの水の体積 (m³) = 157

燃料位置の適正化に伴う再評価結果を踏まえ修正

崩壊熱（蒸発）によって放射線の遮蔽が維持される水位に至るまでの時間は次の式で求める。

$$t = t_1 + t_3 = \text{約 } 4.5\text{h}$$

t : 遮蔽計算の再解析結果及び余裕時間の再評価結果を踏まえ修正 = 約 3.4h

t : 放射線の遮蔽が維持される水位に至るまでの時間 (h)

t_3 : 100°C到達から放射線の遮蔽が維持される水位に至るまでの時間 (h)

V_u : 放射線の遮蔽が維持される水位までの水の体積 (m³) = 105

燃料位置の適正化に伴う保有水量の見直し、及び遮蔽計算の再解析結果の再評価結果を踏まえ修正

(3) 崩壊熱による蒸発量

崩壊熱によって蒸発する冷却材の量は次の式で求める。

$$V_h = (Q \times 3,600) / ((h_s - h_{100}) \times \rho_{100}) = \text{約 } 32\text{m}^3/\text{h}$$

V_h : 蒸発量 (m³/h)

ρ_{100} : 100°Cの水密度 (kg/m³) = 958

(4) 必要な注水量

崩壊熱によって蒸発する冷却材を補うために必要な注水量は次の式で求める。

$$f = (Q \times 3,600) / ((h_s - h_f) \times \rho_f)$$

f : 必要な注水量 (m³/h)

崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失における
崩壊熱の設定の考え方

1. 本評価における崩壊熱の設定

運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価のうち、「崩壊熱除去機能喪失」及び「全交流動力電源喪失」の重要事故シーケンスに対する有効性評価では、原子炉停止から1日後[※]の崩壊熱を用いて原子炉水温の上昇及び蒸発による原子炉水位の低下を評価している。

一般に、定期検査期間が数十日であることを考慮すると、原子炉停止から1日（24時間）後の崩壊熱を用いることは保守的な設定であると考えられるが、仮に原子炉停止からの時間がより短い時点での崩壊熱を用いれば、より厳しい評価条件となる。

※ 原子炉停止から1日（24時間）後とは、発電機解列からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は発電機解列以前から徐々に低下させるが、崩壊熱評価は原子炉スクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。

2. より厳しい崩壊熱を設定した場合の時間余裕への影響

プラント停止時の期間を復水器真空破壊からとすると、通常、復水器真空破壊のタイミングは通常のプラント停止操作における発電機解列から12時間以上経過している。仮に、原子炉水温が100℃かつ原子炉停止から12時間後の崩壊熱を評価条件とした場合、**燃料有効**

長頂部まで原子炉水位が低下するまでの時間余裕は約4.3時間とな

り、POS-Aに比べて時間余裕が約2時間短くなるが、「崩壊熱除

燃料位置の適正化に伴う再評価結果を踏まえ修正

去機能喪失」における原子炉注水開始は事象発生から2時間後、「全交流動力 **記載のみ**」における原子炉注水開始は事象発生から25分後であるため、**燃料有効長頂部**の冠水は維持される。

また、**遮蔽維持水位到達までの時間余裕は、約2.9時間となり、P OS-Aに比べて時間余裕が約1.6時間短くなるものの、放射線の遮蔽計算の再解析結果及び余裕時間の再評価結果を踏まえ修正**

(添付資料5.1.7)

このように、より厳しい崩壊熱を設定した場合においても、**燃料有効長頂部**の冠水は維持され、放射線の遮蔽に必要な水位は維持さ**記載のみ**を確認した。

上階での線量率は十分小さくなる。また、この状態はコンクリートハッチ、格納容器蓋が未開放状態であり、後述する①-2の状態に包含される。

以上より、この状態における放射線の遮蔽の評価は不要である。

※ 一例としてCo-60を線源とした時の10cmの鉄の実効線量透過率は約 $8.2E-02$ 、155cmのコンクリートの実効線量透過率は約 $4.1E-07$ である。

(参考 放射線施設のしゃへい計算実務マニュアル 2000 公益財団法人原子力安全技術センター)

①-2 コンクリートハッチ取外し及び格納容器蓋取外し(第1図中の2・3, 4)

コンクリートハッチ、格納容器蓋の開放後は、これらの遮蔽効果には期待できなくなり、期待できる遮蔽効果は、原子炉压力容器蓋、蒸気乾燥器、気水分離器となる。この状態における通常運転水位時が①-1及び後述する②、③を包含する最も厳しい状態であるため、この状態を線量率の評価対象とする。

②原子炉压力容器蓋取外し(第1図中の5)

原子炉压力容器蓋開放時はフランジ約0.5m下まで原子炉水位を上昇させた後、原子炉压力容器蓋開放作業を実施する。この際、原子炉水位の上昇により炉心燃料や上部格子板からの放射線の影響は非常に小さくなる。また、保有水量が多くなるため、沸騰開始までの時間余裕は①-2に比べて長くなる(約1.4時間程度) このため、この状態における放射線の遮蔽の評価は、上記の①-2の評価に包絡される。

遮蔽計算の再解析結果及び余裕時間の再評価結果を踏まえ修正

すなわち、原子炉压力容器蓋の取外し中に主変換機電源喪失等の事故が発生した場合でも、原子炉压力容器蓋を完全に移動させていなければ

Rコード (Ver1.04) を用いて計算し、評価に用いた条件は以下に示すものを用いた。

評価点は燃料取替機床上とした。

- ※ 運転停止中の崩壊熱除去機能喪失時及び全交流動力電源喪失時の事故対応で原子炉建屋最上階等の現場作業は不要であるため、線源に近い燃料取替機床上を代表としている。

(1) 炉心燃料・炉内構造物の評価モデルと線源強度

放射線源として燃料，上部格子坂，シュラウドヘッド及び蒸気乾燥器をモデル化した。

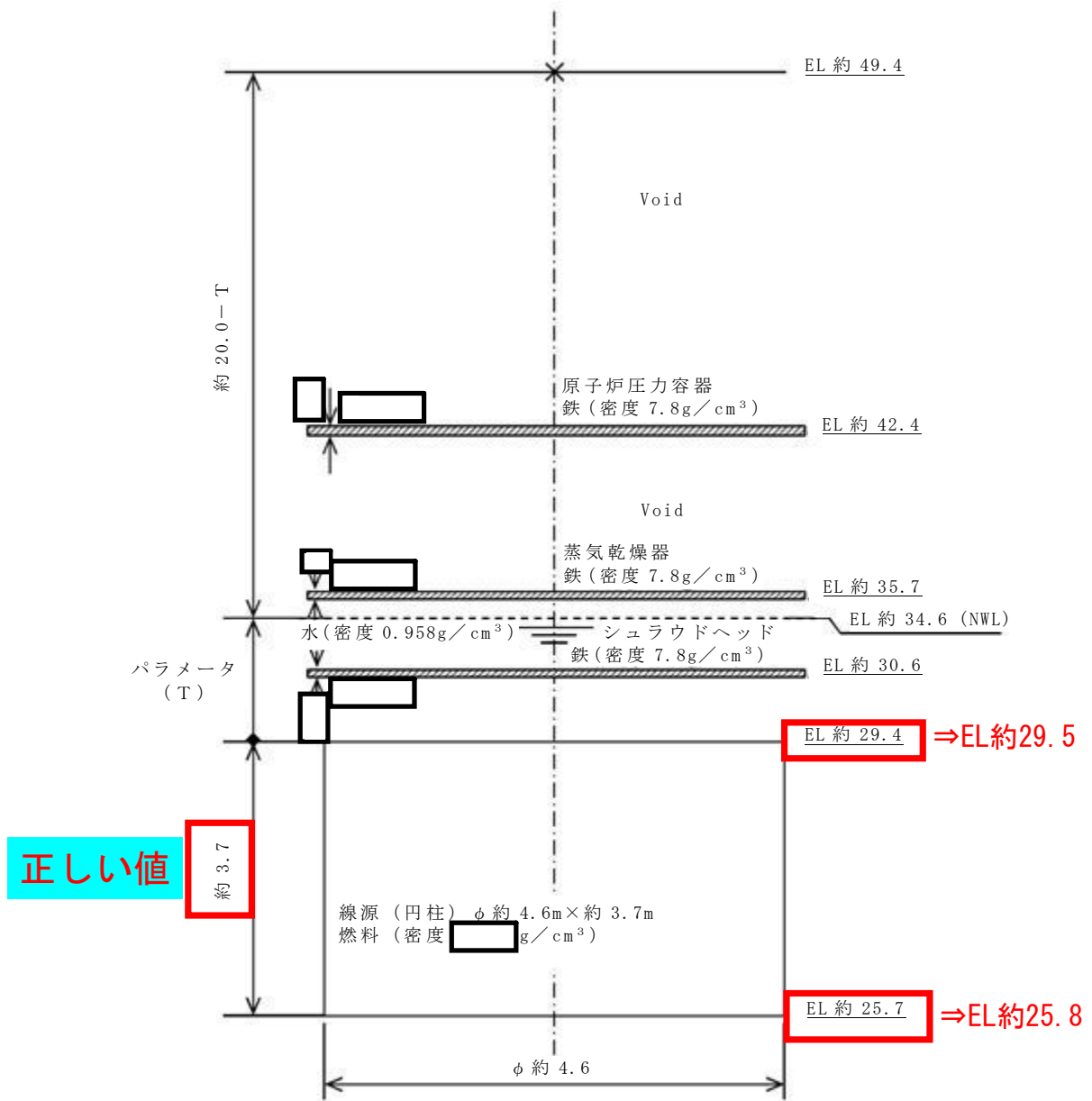
a. 炉心燃料

計算条件を以下に示す。

- 線源形状：燃料集合体の全てに燃料がある状態
- 燃料有効長：3.7m **正しい値**
- ガンマ線エネルギー：計算に使用するガンマ線は，エネルギー 5 群とする。
- 線源材質：燃料及び水（密度 g/cm³）
- 線源強度：文献値^{*1}に記載のエネルギー当たりの線源強度を基に，9×9燃料（A型）の体積当たりの線源強度を式①で算出した。

$$\text{線源強度}(\gamma/s/cm^3) = \frac{\text{文献に記載の線源強度}(MeV/(W \cdot s)) \times \text{燃料集合体当たりの熱出力}(W/\text{体})}{\text{各群のエネルギー}(MeV) \times \text{燃料集合体体積}(cm^3/\text{体})} \dots \textcircled{1}$$

このときの線源条件は以下となる。なお、使用している文献値は、燃料照射期間 10⁶ 時間（約 114 年）と、東海第二発電所の実績を包絡した条件で評価されており、東海第二発電所に関する本評価においても適用可能である。



(寸法は公称値を示す)

単位 : m

× : 評価点 (燃料取替機床上)

第 3 図 燃料の線量率計算モデル

線源材質 : 平板 (密度 g/cm³) ※

※ シュラウドヘッドの材質 の密度は、同等である で代
表した

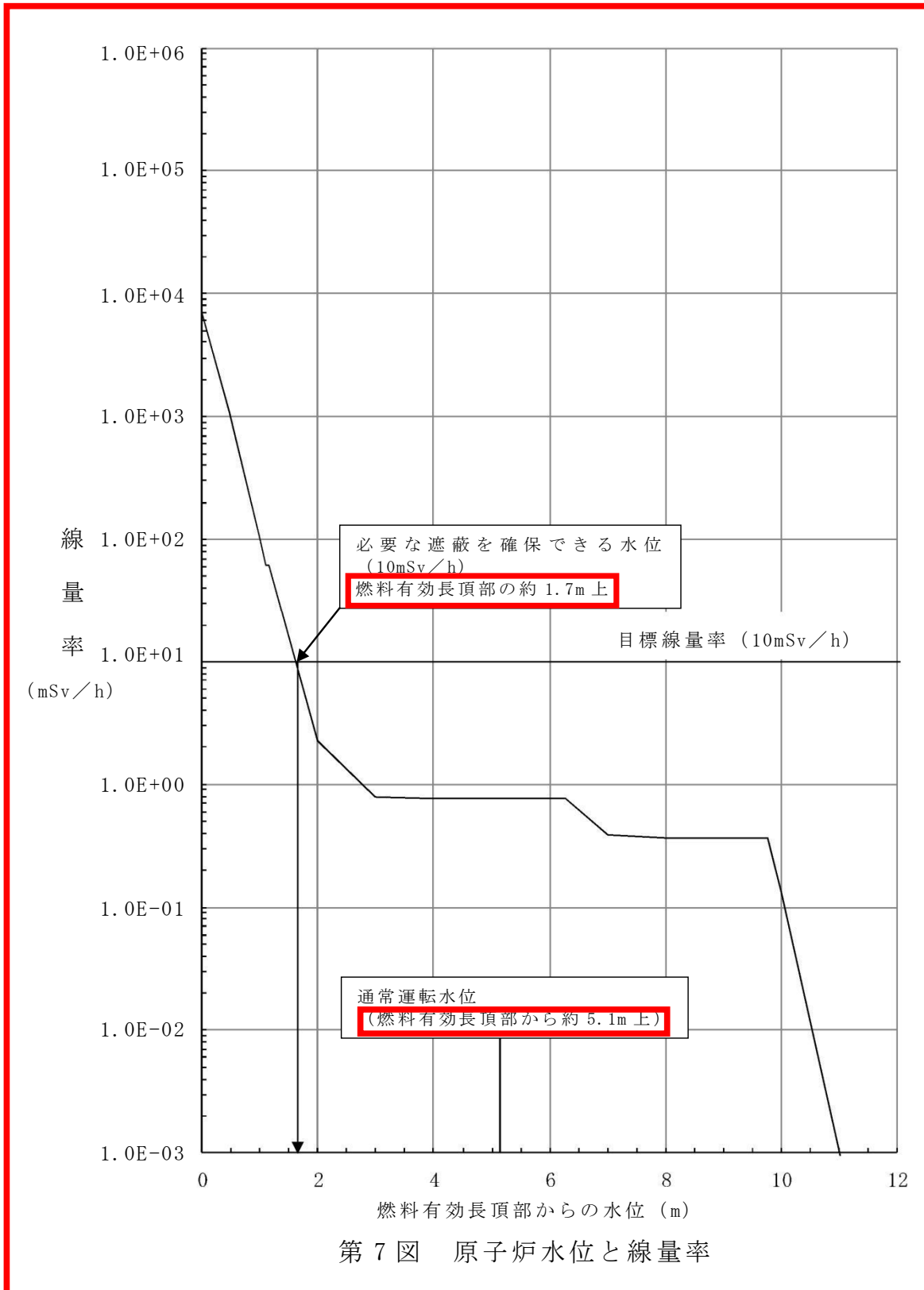
線量率計算モデル (遮蔽) を第 3, 4 図に示す。

(3) 現場の線量率の評価結果

(1), (2) の条件を用いて評価した現場の線量率と原子炉水位の関係を第 7 図に示す。

グラフより必要な遮蔽を確保できる水位 (目安と考える 10mSv/h) は、**燃料有効長頂部の約 1.7m 上** とした。

遮蔽計算の再解析結果を踏まえ修正



遮蔽計算の再解析結果を踏まえ修正

(4) 必要な遮蔽を確保できる水位到達までの時間余裕

崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失から放射線の遮蔽維持に必要な水位到達までの時間を、「添付資料 5.1.3」の計算を用いて求めた。

計算は後述する「添付資料 5.1.8」の評価条件の不確かさを踏まえ、原子炉停止から 12 時間後と 1 日後の 2 ケースを実施した。

算出条件及び算出結果を第 2 表に示す。

その結果、原子炉停止 1 日後における必要な遮蔽を確保できる水位到達までの時間余裕は、崩壊熱除去機能喪失時の注水までの時間（2 時間）、全交流動力電源喪失時の注水開始までの時間（25 分）に対して十分な余裕があることを確認した。

第 2 表 必要な遮蔽を確保できる水位到達までの時間余裕の算出条件及び算出結果

算出条件			算出結果	
原子炉停止後の時間	原子炉初期水温	崩壊熱	必要な遮蔽を確保できる水位到達までの時間余裕	燃料有効長頂部までの時間余裕
12 時間 (不確かさで確認する感度解析ケース)	100℃	約 22.4MW	約 2.9 時間*	約 4.3 時間
24 時間 (有効性評価で確認するベースケース)	52℃	約 18.8MW	約 4.5 時間	約 6.3 時間

遮蔽計算の再解析結果及び余裕時間の再評価結果を踏まえ修正

5. 事故時の退避について

事故発生時の現場作業員の退避について確認した。事象発生時、作業員は、発電長のページングによる退避指示により、現場からの退避を開始し、全ての現場作業員の退避が完了するまでの時間は、1 時間

初期水温 100℃の状態を想定した場合でも，POS-Aに比べて1.6時間短くなるものの，放射線の遮蔽に必要な水位は維持される。

遮蔽計算の再解析結果及び余裕時間の再評価結果を踏まえ修正

評価条件の不確かさの影響評価について（運転停止中 崩壊熱除去機能喪失）

第1表 評価条件を最確条件とした場合の運転員の操作時間及び評価項目となるパラメータと与える影響（運転停止中 崩壊熱除去機能喪失）（1/3）

項目	評価条件		評価条件設定の 考え方	運転員等の操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータと与える影響
	評価条件 (初期, 事故及び機器条件)	最確条件			
燃料の崩壊熱	約 18.8MW ANSI/ANS-5.1-1979 (9×9 燃料 (A 型), 燃 焼度 33Gwd/t, 原子炉 停止 1 日後)	約 18.8MW 以下	停止後の時間につ いては、停止後の 時間が短くなるよ うに 1 日後の状態 を想定	最確条件では評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、原子炉水位が低下し、原子炉初期水位が短くなる。原子炉への注水操作は崩壊熱に 対応するものではなく、崩壊熱除去機能喪失の認知を起点とするものであるため、運転員等 操作時間に与える影響はない。	評価項目となるパラメータと与える影響 最確条件では評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、原子炉水位が低下し、原子炉初期水位が短くなる。原子炉への注水操作は崩壊熱に 対応するものではなく、崩壊熱除去機能喪失の認知を起点とするものであるため、運転員等 操作時間に与える影響はない。
	原子炉初期水温	52℃	約 47℃～約 58℃※1 (実績値)	残留熱除去系（原 子炉停止時冷却 系）の設計値を 想定	最確条件では、評価条件で設定している原子炉初期水温より高くなる場合があり、原子炉初期水位が燃料有効長頂部までの時間余裕は短くなる。100℃かつ原子炉停止から1時間以内の崩壊熱の場合でも、必要な遮蔽が維持できる水位である燃料有効長頂部の約 1.7m 上の高さ に到達するまでの時間は約 2.9 時間、燃料有効長頂部までの時間は約 4.3 時間である。必要な遮蔽は維持され、原子炉初期水位が燃料有効長頂部までの時間余裕は短くなる。100℃かつ原子炉停止から1時間以内の崩壊熱の場合でも、必要な遮蔽が維持できる水位である燃料有効長頂部の約 1.7m 上の高さ に到達するまでの時間は約 2.9 時間、燃料有効長頂部までの時間は約 4.3 時間である。必要な遮蔽は維持され、原子炉初期水位が燃料有効長頂部までの時間余裕は短くなる。
原子炉初期水位	通常運転水位 燃料有効長頂部から 約 5.1m)	通常運転水位 (通常運転水位± 10cm 程度) (実績値)	原子炉停止初期の 通常水位付近に 想定	最確条件では評価条件で設定している原子炉初期水位より低くなる場合があり、原子炉初期水位が燃料有効長頂部までの時間余裕は短くなる。原子炉への注水操作は原子炉水位に 対応するものではなく、崩壊熱除去機能喪失の認知を起点とするものであるため、運転員等 操作時間に与える影響はない。	記載のみ 記載のみ

燃料位置の適正化に伴う記載値の変更なし

※1 過去の実績データより算出された実績値

第2表 運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（運転停止中崩壊熱除去機能喪失）（1/2）

項目	評価条件(操作条件)		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作余裕時間	訓練実績等
	評価上の操作開始条件	評価条件設定の考え方					
待機中の残留熱除去系（低圧注水操作）による注水操作	事象発生から2時間後	事象の認知及び操作に要する時間に、更に時間余裕を考慮して設定	<p>【認知】</p> <p>評価では、1時間毎の中央制御室の巡視により、崩壊熱除去機能が喪失していることを確認すると想定している。原子炉水位低下を認知した後に原子炉注水操作の必要性を認知することは容易であり、評価上の原子炉注水操作開始時間に対して、実際の原子炉注水操作開始時間は早くなる場合が考えられる。</p> <p>【要員配置】</p> <p>中央制御室での操作のみであり、運転員は中央制御室に常駐していることから、操作時間に与える影響はない。</p> <p>【移動】</p> <p>中央制御室での操作のみであり、移動が操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作所要】</p> <p>中央制御室での操作は短く、操作開始時間に対する影響は非常に小さい。</p> <p>【他の並列操作の有無】</p> <p>他の並列操作はないことから、操作時間に与える影響はない。</p> <p>【操作の確実さ】</p> <p>中央制御室の制御盤のスイッチによる容易な操作のため、誤操作は起こりにくいことから、誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に低い。</p>	<p>原子炉水位低下を認知した際に原子炉注水の必要性を認知することは容易であり、評価では事象発生から2時間後の原子炉注水操作開始を設定しているが、実際の原子炉注水操作開始時間は早くなることとが</p>	<p>原子炉注水操作開始が早くなる場合、原子炉水位低下が抑制され、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。なお、運転中の残留熱除去系の故障時には、警報により事象発生を検知可能であり、待機中の残留熱除去系を原子炉炉停止時冷却系</p>	<p>原子炉水位が通常運転水位から放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は約4.5時間、燃料有効長頂部まで低下するまでの時間は約6.3時間である。</p>	<p>中央制御室における操作のため、シミュレータにて訓練実績を取得した。所要時間を5分と想定しているところ、訓練実績</p>
操作条件			<p>【遮蔽計算の再解析結果及び余裕時間の再評価結果を踏まえ修正】</p> <p>列して実施する場合でも、順次実施し所定の時間までに操作を完了でき、影響はない。</p>	<p>とができるため、評価項目となるパラメータの判断基準に対する余裕が大きくなるが、本評価ではこれに期待しないこととする。</p>	<p>原子炉注水を開始するまでの時間は2時間であることから、時間余裕がある。</p>	<p>原子炉注水を開始するまでの時間は2時間であることから、時間余裕がある。</p>	<p>いる運転操作が実施可能なことを確認した。</p>

早期の電源回復不能の確認後、中央制御室及び現場にて常設代替高压電源装置による非常用母線の受電準備操作を実施する。

- h. 逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉の低圧状態維持

残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転停止により原子炉水温が100℃に到達した場合は、原子炉圧力が上昇する。原子炉圧力を低圧状態に維持するため、中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁（自動減圧機能）1弁を開操作する。

逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉の低圧状態維持を確認するために必要な計装設備は、原子炉圧力等である。

- i. 原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（常設））

常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）により原子炉冷却材の蒸発量に応じた原子炉注水を実施し、原子炉水位を通常運転水位付近で維持する。

原子炉水位の調整操作(低圧代替注水系(常設))に必要な計装設備は、**原子炉水位（広帯域，燃料域）**及び低圧代替注水系原子炉注水流量等である。

記載のみ

- j. 常設代替高压電源装置による非常用母線の受電操作

常設代替高压電源装置による緊急用母線の受電操作及び非常用母線の受電準備操作の完了後、中央制御室からの遠隔操作により常設代替高压電源装置3台を追加起動し、常設代替高压電源装置5台から緊急用母線を介して非常用母線を受電する。

常設代替高压電源装置による非常用母線受電操作に必要な計装設備は、M/C 2C（2D）電圧である。

- k. 原子炉保護系母線の受電操作

ンスグループに含まれる事故シーケンス「残留熱除去系の故障（R H R S 喪失）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」の燃料損傷防止対策の有効性を確認するため、残留熱除去系海水系の喪失を仮定する。

本重要事故シーケンスは、運転停止中のいずれのプラント状態（以下「P O S」という。）においても起こり得るため、崩壊熱、原子炉冷却材の保有水量及び注水手段の多様性の観点から、「P O S－A P C V／R P V **記載のみ**及び原子炉ウェル満水への移行状態」を代表として、評価項目である**燃料****有効長頂部**の冠水、放射線の遮蔽が維持される水位の確保及び未臨界の確保を満足することを確認する。また、他のP O Sも考慮した想定においてもこれらの評価項目を満足することを確認する。

また、評価条件の不確かさの影響評価として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

（添付資料 5.1.3）

(2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な評価条件を第 5.2-2 表に示す。また、主要な評価条件について、本重要事故シーケンス特有の評価条件を以下に示す。

a. 初期条件

(a) 原子炉圧力容器及び格納容器の状態

評価対象とした P O S－A における原子炉圧力容器の状態は、未開放状態又は開放状態であるが、原子炉が通常運転水位であり、遮蔽維持水位到達までの時間余裕の観点で厳しい、未開放状態を評価条件とする。また、格納容器の状態は開放状態とし、格納容器蓋等の構造物による放射線の遮蔽には期待しない評価条件とする。

修正不要

(b) 崩壊熱

原子炉停止後の崩壊熱は、ANSI/ANS-5.1-1979の式に基づくものとする。また、評価対象としたPOS-Aは原子炉停止1日後～2日後であるが、崩壊熱が高く、遮蔽維持水位到達までの時間余裕の観点で厳しい、原子炉停止1日後の崩壊熱を評価条件とする。このときの崩壊熱は約18.8MWである。

なお、このときの崩壊熱による原子炉冷却材の蒸発を補うために必要な冷却材（35℃）の注水量は約27m³/hである。

（添付資料 5.1.4, 5.1.5）

(c) 原子炉初期水位及び初期水温

評価対象としたPOS-Aにおける原子炉水位は、通常運転水位（燃料有効長頂部から約5.1m上）から原子炉ウェル満水水位（燃料有効長頂部から約16.7m上）までの範囲であるが、遮蔽維持水位到達までの燃料位置の適正化に伴う記載値の変更なし。また、原子炉初期水温は残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の設計温度である52℃を評価条件とする。

(d) 原子炉圧力

評価対象としたPOS-Aにおける原子炉の圧力は大気圧であるため原子炉の初期圧力は大気圧とする。また、解析上、水位低下量を厳しく見積もるために、逃がし安全弁（自動減圧機能）の開操作によって原子炉圧力が大気圧に維持されているものとする*。

※ 実操作では常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動操作が完了した時点で原子炉減圧を実施する。原子炉圧力が大気圧より高い場合での原子炉冷却材の蒸発量は大気圧下と比べて小さくなるため、原子炉圧力が大気圧で維持されているとした評価は保守的な評

とにより、原子炉水温が上昇し、約 1.1 時間後に沸騰、蒸発することで原子炉水位は低下し始めるが、事象発生後速やかに全交流動力電源喪失を判断し、中央制御室からの遠隔操作により常設代替高压電源装置による交流電源の供給を開始し、事象発生から 25 分経過した時点で常設低压代替注水系ポンプを用いた低压代替注水系（常設）の起動操作を完了し、原子炉冷却材の蒸発量を補うために必要な注水流量で原子炉注水を実施することによって、原子炉水位を通常運転水位付近で維持することができる。

事象発生から 4 時間 55 分経過した時点で、緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）復旧後の原子炉除熱を開始することによって、原子炉水温は低下する。

b. 評価項目等

原子炉水位は、第 5.2-4 図に示すとおり、蒸発量に応じた注水により通常運転水位付近で維持でき、燃料は冠水を維持する。

原子炉圧力容器は未開放であり、第 5.2-5 図に示すとおり、必要な遮蔽を確保できる水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h^* が確保される水位）である燃料有効長頂部の約 1.7m 上まで低下することがないため、放射線の遮蔽は維持される（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h を下回る）。なお、線量率の評価点は燃料取管機床上としている。また、全制御棒全挿入状態が維持されているため、未臨界は確保されている。

なお、事象発生前に現場にいた作業員の退避における放射線影響については、現場環境が悪化する前に退避が可能であるため、影響はない。

事象発生から 4 時間 55 分経過した時点で、緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）復旧後の原子炉除熱を開始することにより、長期的に安定状態を維持できる。

修正不要

(1) 評価条件の不確かさの影響評価

a. 初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件

初期条件、事故条件及び重大事故等対策に関連する機器条件は、第 5.2-2 表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、評価条件の設定に当たっては、設計値を用いるか又は評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるよう保守的な設定をしていることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる項目に関する影響評価の結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

初期条件の燃料の崩壊熱は、評価条件の約 18.8MW に対して最確条件は約 18.8MW 以下であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、原子炉水温上昇及び原子炉水位低下速度は緩やかになるが、原子炉への注水操作や給電操作は崩壊熱に応じた対応をとるものではなく、全交流動力電源の喪失の認知を起点とするものであるため、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉初期水温は、評価条件の 52℃に対して最確条件は約 47℃～約 58℃である。この原子炉水温は過去の原子炉停止 1 日後の温度の実績値であるが、原子炉停止操作の進捗状況の差異によるものと考えられる。本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、評価条件 **記載のみ** いる原子炉初期水温より高くなる場合があり、原子炉水位が **燃料有効長頂部** まで低下するまでの時間余裕は短くなる場合があるものの、原子炉への注水操作や給電操作は原子炉水温に応じた対応をとるものではなく、全交流動力電源の喪失の認知を起点とす

修正不要

るものであるため、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉初期水位は、評価条件の通常運転水位（**燃料有効長頂部から約 5.1m**上）に対して最確条件は通常運転水位に対してゆらき**燃料位置の適正化に伴う記載値の変更なし**不確かさとして、最確条件とした場合、評価条件で設定している原子炉初期水位より低くなる場合があり、**燃料有効長頂部**まで水位が低下する時間は短くなる場合があるものの、**記載のみ**注水操作は原子炉水位に応じた対応をとるものではなく、全交流動力電源喪失の認知を起点とするものであるため、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉初期圧力は、評価条件の大気圧に対して最確条件も大気圧であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。仮に、原子炉圧力が大気圧より高い場合は、沸騰開始時間が遅くなり、水位低下速度は緩やかになるが、原子炉への注水操作や給電操作は原子炉初期圧力に応じた対応をとるものではなく、全交流動力電源の喪失による異常の認知を起点とするものであるため、運転員等操作時間に与える影響はない。

初期条件の原子炉圧力容器の状態は、評価条件の原子炉圧力容器未開放に対して最確条件は事象毎に異なるものであり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、原子炉圧力容器未開放の場合は評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。また、原子炉圧力容器開放の場合は原子炉減圧操作が不要となるが、事象進展に与える影響は小さく、運転員等操作時間に与える影響は小さい。

修正必要

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の燃料の崩壊熱は、評価条件の約 18.8MW に対して最確条件は約 18.8MW 以下であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、原子炉水温上昇及び原子炉水位低下速度は緩やかになることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。また、原子炉停止後の時間が短く、燃料の崩壊熱が大きい場合は注水までの時間余裕が短くなる。原子炉水温が 100℃かつ原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱の場合でも、必要な遮蔽が維持できる水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h が維持できる水位）である燃料有効長頂部の約 1.7m

上の高さに到達するまでの時間は約 2.9 時間、燃料有効長頂部までの時間は約 4.3 時間であり、必要な放射線の遮蔽は維持され、原子炉への注水操作に対して十分な時間余裕が確保されているため、評価項目

遮蔽計算の再解析結果及び余裕時間の再評価結果を踏まえ修正となるパラメータに与える影響は小さい。

初期条件の原子炉初期水温は、評価条件の 52℃に対して最確条件は約 47℃～約 58℃である。本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合は、評価条件で記載のみ、原子炉初期水温より高くなる場合があり、原子炉水位が燃料有効長頂部まで低下するまでの時間余裕は短くなる。原子炉水温が 100℃かつ原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱の場合でも、必要な遮蔽が維持できる水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h が維持できる水位）である燃料有効長頂部の約 1.7m

上の高さに到達するまでの時間余裕は約 2.9 時間、燃料有効長頂部までの時間余裕は約 4.3 時間であり、必要な放射線の遮蔽は維持され、

原子炉への注水操作に対して十分な時間余裕が確保されているため、

遮蔽計算の再解析結果及び余裕時間の再評価結果を踏まえ修正評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

修正不要

初期条件の原子炉初期水位は、評価条件の通常運転水位 **燃料有効長頂部から約 5.1m** (上) に対して最確条件は通常運転水位に対してゆら **燃料位置の適正化に伴う記載値の変更なし** 不確かさとして最確条件とした場合、評価条件で設定している原子炉初期水位より低くなる場合があるものの、原子炉初期水位のゆらぎによる変動量は、事象発生後の水位低下量に対して十分小さいことから、評価項目となるパラメータに対する影響は小さい。

初期条件の原子炉初期圧力は、評価条件の大気圧に対して最確条件も大気圧であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、評価条件と同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。仮に、原子炉圧力が大気圧より高い場合は、沸騰開始時間が遅くなり、原子炉水位の低下速度は緩やかになることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉圧力容器の状態は、評価条件の原子炉圧力容器未開放に対して最確条件は事故事象毎であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、原子炉圧力容器未開放の場合は、評価条件と同様であるため、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。原子炉圧力容器開放の場合は、原子炉減圧操作が不要となるが、事象進展に与える影響は小さく、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

b. 操作条件

操作条件の不確かさとして、操作に係る不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実

修正必要

に与える影響は小さい。

(2) 操作時間余裕の把握

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

操作条件の常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動操作の時間余裕については、原子炉水位が通常水位から放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は事象発生から約 4.5 時間、通常水位から燃料有効長頂部まで低下するまでの時間余裕は約 6.3 時間であり、事象発生から 25 分で原子炉注水準備が完了するため、十分な時間余裕を確保できる。

遮蔽計算の再解析結果及び余裕時間の再評価結果を踏まえ修正

(3) まとめ

評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、評価条件等の不確かさを考慮した場合においても評価項目となるパラメータに与える影響はない。

この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。

(添付資料 5.2.2, 5.2.3)

5.2.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」の重大事故等対策にお

(添付資料 5.2.6)

5.2.5 結 論

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」では、原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失し、原子炉注水機能及び崩壊熱除去機能を喪失することが特徴である。事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に対する燃料損傷防止対策としては、初期の対策として、常設代替高圧電源装置による緊急用母線への交流動力電源の供給手段、及び常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水手段、安定状態に向けた対策として、緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉の除熱手段を整備している。

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」の重要事故シーケンス「外部電源喪失＋交流電源失敗＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、常設代替高圧電源装置による緊急用母線への交流動力電源の給電、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）復旧後の原子 **記載のみ** することにより、燃料損傷することはない。

その結果、**燃料有効長頂部**の冠水、放射線遮蔽の維持及び未臨界の確保ができることから、評価項目を満足している。また、安定状態を維持できる。

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

重大事故等対策時に必要な要員は、災害対策要員にて確保可能である。ま

第 5.2-1 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 (2/3)

操作及び確認	手順	重大事故等対処設備	
		常設設備	可搬型設備
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)の起動操作	<ul style="list-style-type: none"> 緊急用母線の受電操作の完了後、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)による原子炉注水の系統構成を実施する。 	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	原子炉水位(広帯域、燃料域) [*] 原子炉水位(SA広帯域、SA燃料域) 原子炉圧力(SA) 代替注水系原子炉注水流 量 代替淡水貯槽水位
可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系(可搬型)の起動準備操作	<ul style="list-style-type: none"> 全交流動力電源喪失に伴う低圧注水機能喪失の確認後、可搬型代替注水中型ポンプ準備、ホース敷設等を実施する。 	西側淡水貯水設備	可搬型代替注水中型ポンプ
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作	<ul style="list-style-type: none"> 早期の電源回復不能の確認後、常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作を実施する。 	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	—
逃がし安全弁(自動減圧機能)の手動操作による原子炉の低圧状態維持	<ul style="list-style-type: none"> 残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)の運転停止により、原子炉水温が100℃に到達すると、原子炉圧力が上昇する。原子炉圧力を低圧状態に維持するため、中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁(自動減圧機能)1弁を開操作する。 	逃がし安全弁(自動減圧機能) [*] 所内常設直流電源設備 非常用窒素供給系 高圧窒素ポンプ [*]	原子炉圧力 [*] 原子炉圧力(SA)
原子炉水位の調整操作(低圧代替注水系(常設))	<ul style="list-style-type: none"> 常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)により原子炉冷却材の蒸発量に応じた原子炉注水を実施し、原子炉水位を通常運転転水付近で維持する。 	常設低圧代替注水系ポンプ 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク 代替淡水貯槽	原子炉水位(広帯域、燃料域) [*] 原子炉水位(SA広帯域、SA燃料域) 原子炉圧力 [*] 原子炉圧力(SA) 代替注水系原子炉注水流 量 代替淡水貯槽水位

* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの
 : 有効性評価上考慮しない操作

第 5.2-1 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 (3/3)

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備	
		常設設備	可搬型設備
常設代替高压電源装置による非常用母線の受電操作	<ul style="list-style-type: none"> 常設代替高压電源装置による緊急用母線の受電操作及び非常用母線の受電準備操作の完了後、非常用母線 2 C 及び 2 D を受電する。 	常設代替高压電源装置 軽油貯蔵タンク	M/C 2 C 電圧* M/C 2 D 電圧*
原子炉保護系母線の受電操作	<ul style="list-style-type: none"> 常設代替高压電源装置による非常用母線受電操作の完了後、非常用母線を介して原子炉保護系母線を受電する。 原子炉保護系母線の受電後、格納容器隔離信号をリセットする。 	常設代替高压電源装置 軽油貯蔵タンク	—
使用済燃料プールの冷却操作	<ul style="list-style-type: none"> 対応可能な要員にて使用済燃料プールの冷却操作を実施する。 	—	—
緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系） 復旧後の原子炉除熱操作	<ul style="list-style-type: none"> 常設代替高压電源装置による非常用母線及び原子炉保護系母線の受電操作の完了後、中央制御室からの遠隔操作により緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転を開始する。 崩壊熱除去機能回復後、逃がし安全弁（自動減圧機能）を全閉とし、原子炉低圧状態の維持を停止する。 	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）* 緊急用海水系 常設代替高压電源装置 軽油貯蔵タンク	原子炉水位（広帯域、燃料域）* 原子炉水位（S A 広帯域、S A 燃料域） 緊急用海水系 緊急用海水系流量（残留熱除去系補機）
使用済燃料プールの冷却操作	<ul style="list-style-type: none"> 対応可能な要員にて使用済燃料プールの冷却操作を実施する。 	—	—

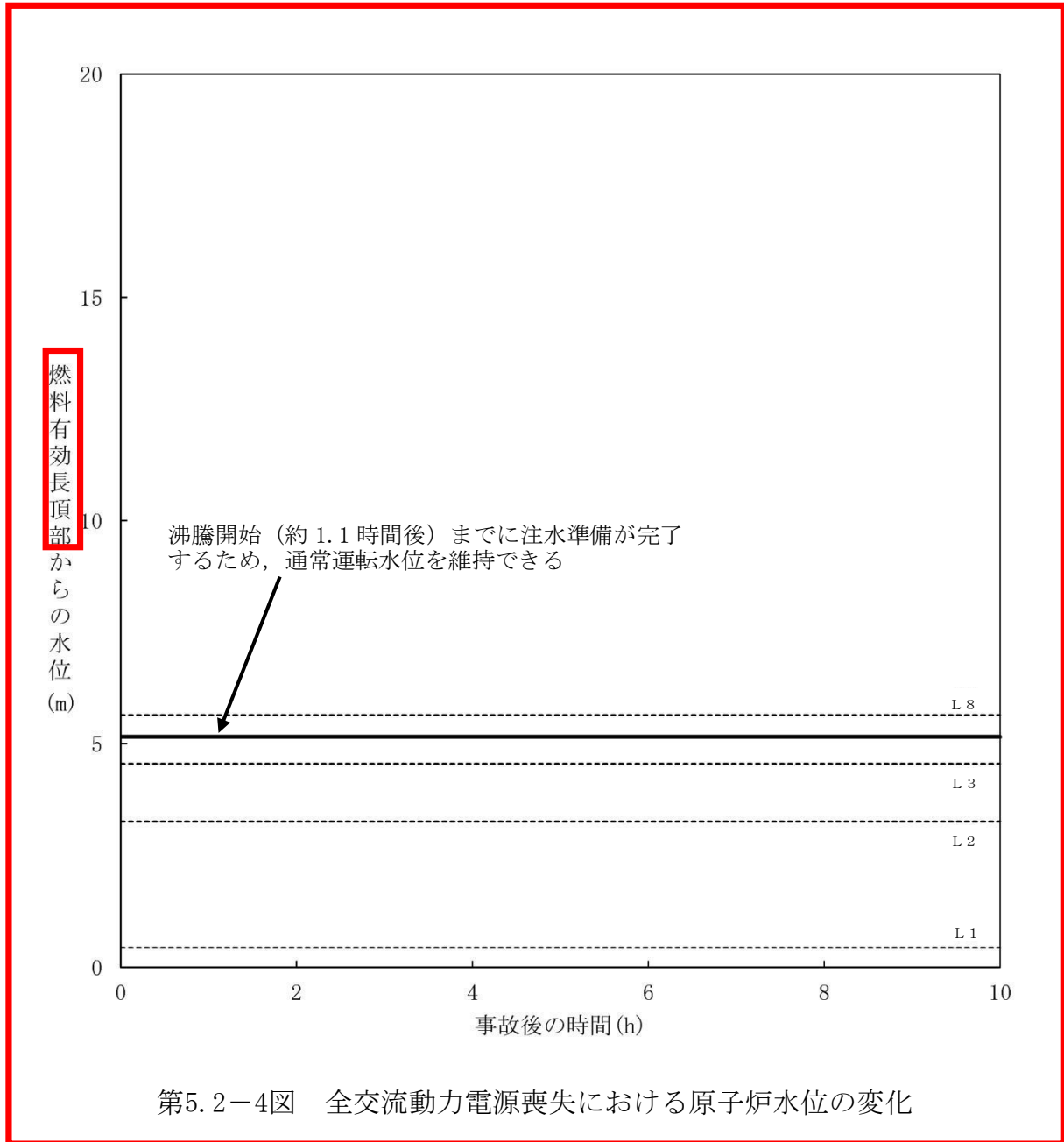
記載のみ

* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの
：有効性評価上考慮しない操作

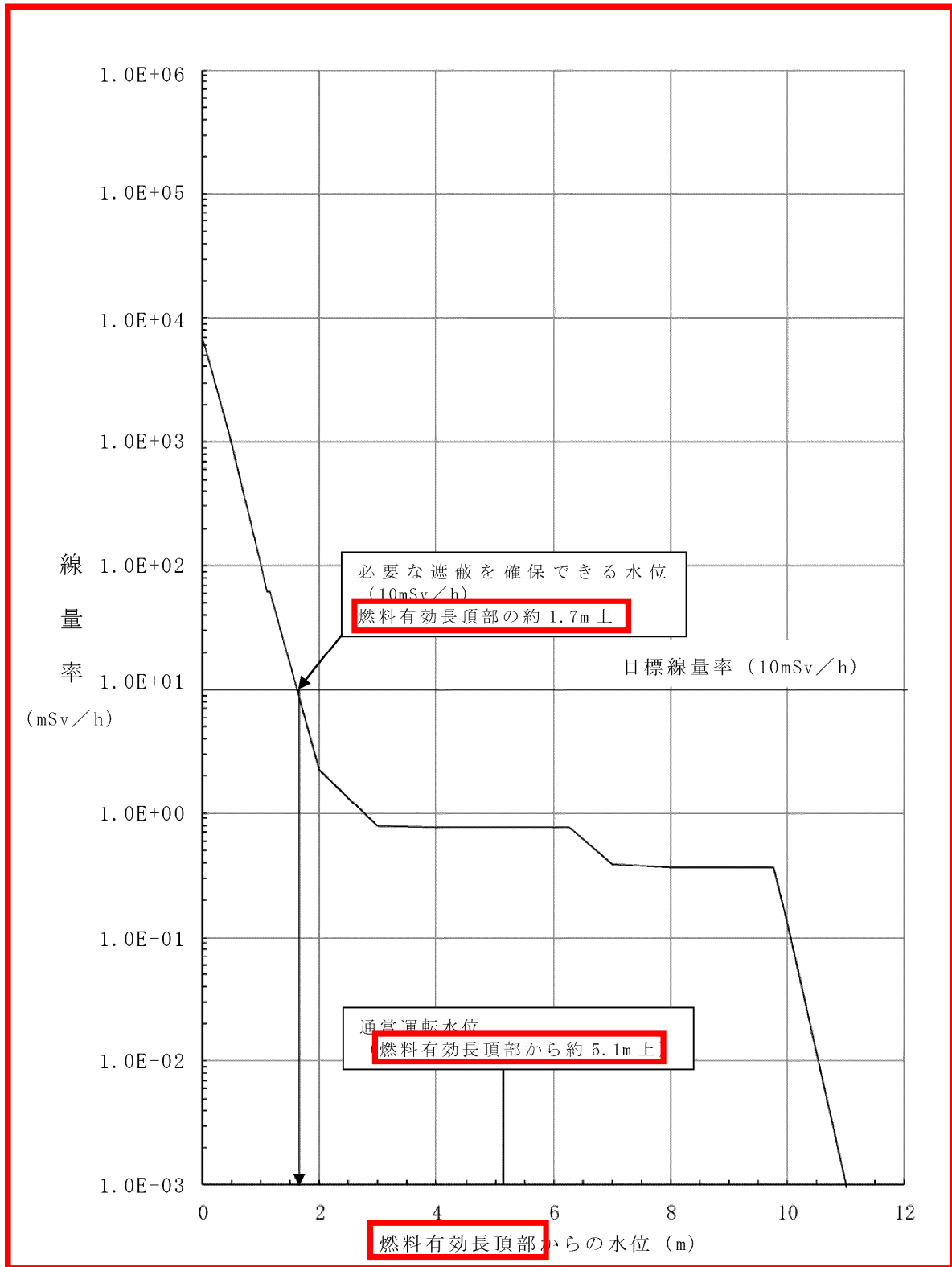
第 5.2-2 表 主要評価条件 (全交流動力電源喪失) (1/2)

項目	主要評価条件	条件設定の考え方
初期条件	原子炉圧力容器の状態	燃料の崩壊熱及び保有水量の観点から設定
	崩壊熱	約18.8MW** ANSI/ANS-5.1-1979 (9)×9燃料(A型), 燃焼度 33GWd/t, 原子炉停止1日後)
	原子炉初期水位	通常運転水位(燃料有効長頂部 から約5.1m上)
	原子炉初期水温	52℃
	燃料位置の適正化に伴う記載値の変更なし	
事故条件	外部水源の温度	原子炉の運転停止1日後の実績を設定 原子炉注水による原子炉水位維持の観点で厳しい高めの水温として、年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定
	起因事象	送電系統又は所内主発電設備の故障等による、外部電源喪失を設定
	安全機能の喪失に 対する仮定	全ての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を設定
	外部電源	起因事象として外部電源の喪失を設定
	※ 原子炉停止から1日(24時間)後とは、発電機解列からの時間を示している。通常停止操作において原子炉の出力は発電機解列以前から徐々に低下させるが、崩壊熱評価は原子炉スクラムのような瞬時に出力を低下させる保守的な計算条件となっている。	

修正不要



燃料位置の適正化に伴う評価結果を踏まえ修正



第 5.2-5 図 原子炉水位と線量率

遮蔽計算の再解析結果を踏まえ修正

評価条件の不確かさの影響評価について（運転停止中 全交流動力電源喪失）

第1表 評価条件を最確条件とした場合の運転員の操作時間及び評価項目となるパラメータと与える影響（運転停止中 全交流動力電源喪失）（1/3）

項目	評価条件（初期、事故及び機器条件）	評価条件の不確かさ	評価条件設定の考え方	運転員等の操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータと与える影響
燃料の崩壊熱	約 18.8MW (ANSI/ANS-5.1-1979) (9×9 燃料 (A 型)；燃 焼度 33GWd/t, 原子炉 停止後 1 日)	最確条件 約 18.8MW 以下	停止後の時間について は、停止後の時間が短 くなるように 1 日後の 状態を想定	最確条件では評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、注水操作や給電操作は崩壊熱に応じた対応をとるものではなく、全交流動力電源の喪失の認知を起点とする操作であるため、運転員等操作時間に与える影響はない。	評価項目となるパラメータと与える影響 最確条件では評価条件で設定している燃料の崩壊熱より小さくなるため、原子炉炉水温度上昇及び原子炉炉水位低下速度は緩やかになることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。 また、原子炉停止後の時間が短く、燃料の崩壊熱が大きい場合は注水までの時間余裕が短くなる。原子炉炉水温度が 100℃かつ原子炉停止から 12 時間後の燃料の崩壊熱の場合でも、必要な遮蔽が維持できる水位（必要な遮蔽の目安として 10mSv/h が維持できる水位）であり、燃料有効長頂部の約 1.7m 上の高さに到達するまでの時間は約 2.9 時間、燃料有効長頂部までの時間は約 4.3 時間であり、必要な放射線の遮蔽は確保される。
原子炉初期炉水温度	52℃	約 47℃～約 58℃※1 (実績値)	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の設計値及び運転停止 1 日後の原子炉炉水温度の実績値（47℃～58℃）を踏まえて設定	最確条件では評価条件で設定している原子炉初期炉水温度より低くなる場合があり、原子炉炉水位が燃料有効長頂部まで低下するまでの時間余があるもの、原子炉への注ぎに当たった対応をとるものについては、崩壊熱除去機能喪失の認知を起点とするものであるため、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件では、評価条件で設定している原子炉初期炉水温度より高くなる場合があり、原子炉炉水位が燃料有効長頂部まで低下するまでの時間余が減少する。燃料の崩壊熱の場合でも、必要な遮蔽が維持できる水位である。燃料有効長頂部の約 1.7m 上の高さに到達するまでの時間は約 2.9 時間、燃料有効長頂部までの時間は約 4.3 時間であり、必要な放射線の遮蔽は確保される。
原子炉初期炉水位	通常運転水位 (燃料有効長頂部から約 5.1m)	通常運転水位 (通常運転水位±10cm 程度) (実績値)	原子炉停止初期の通常水位付近にある状態を想定	最確条件では評価条件で設定している原子炉初期炉水位より低くなる場合があり、注水操作や給電操作は崩壊熱に応じた対応をとるものではない。原子炉炉水位の喪失の認知を起点とする操作であるため、運転員等操作時間に与える影響はない。	最確条件では評価条件で設定している原子炉初期炉水位より低くなる場合があり、原子炉炉水位が燃料有効長頂部まで低下するまでの時間余が減少する。燃料の有効長頂部があるもの、燃料の有効長頂部までの時間余が減少するパラメータに対する余裕は大きくなる。

遮蔽計算の再解析結果及び余裕時間の再評価結果を踏まえ修正

記載のみ

記載のみ

記載のみ

記載のみ

燃料位置の適正化に伴う記載値の変更なし

※1 過去のプラント停止操作実施時の発電機解列から約 24 時間経過後の原子炉炉水温度の実績データ。

第 2 表 運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕 (1/2)

項目	評価条件(操作条件)		操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に与える影響	評価項目となるパラメータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
	評価上の操作開始条件	評価条件設定の考え方					
<p>常設低圧代替注水水系ポンプを用いた低圧代替注水(常設)の起動操作</p> <p>操作条件</p>	<p>常設低圧代替注水水系ポンプを用いた低圧代替注水(常設)の起動操作発生から 25 分後</p>	<p>状況判断、全交流動力電源喪失の判断、常設代替高圧電源装置からの受電操作、及び常設低圧代替注水水系ポンプを用いた低圧代替注水(常設)の起動操作に要する時間を考慮して設定</p>	<p>【認知】 中央制御室にて外部電源受電及び非常用ディーゼル発電機等の電源回復がでない場合、早期の電源回復不可と判断し、これにより常設低圧代替注水ポンプを用いた低圧代替注水(常設)の準備を開始する手順としている。事象判断の時間として 10 分を想定しており、全交流動力電源喪失時に交流電源及び注水手段の確保の必要性を認知することは容易であることから、認知遅れが操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p> <p>【要員配置】 中央制御室での操作のみであり、運転員は中央制御室に常駐していることから、操作時間に与える影響はない。</p> <p>【移動】 中央制御室での操作のみであり、移動が操作開始に要する時間を考慮して操作所要時間より、実際の操作時間は評価上の想定時間よりも早くなることから、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【他の並列操作の有無】 他の並列操作はないことから、操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作の確実さ】 中央制御室の制御盤のスイッチによる簡単な操作であり、誤操作は起こりにくいことから、誤操作等が操作開始時間に影響を及ぼす可能性は非常に小さい。</p>	<p>常設低圧代替注水水系ポンプを用いた低圧代替注水(常設)の起動操作は、常設代替高圧電源装置からの受電操作後に実施するため、受電操作の影響を受けるが、実際の操作時間が評価上の操作開始時間とほぼ同等であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。</p>	<p>原子炉水位が通常運転水位から放射線の遮蔽が維持される最低水位に到達するまでの時間は 4.5 時間、通常水位から燃料有効長頂部まで低下するまでの時間は約 6.3 時間であり、</p>	<p>常設低圧代替注水水系ポンプを用いた低圧代替注水(常設)の起動操作は、所要時間を 3 分と想定しているところ、訓練実績では約 3 分である。</p>	<p>可肥はここを推定した。</p>

遮蔽計算の再解析結果及び余裕時間の再評価結果を踏まえ修正

(3) 燃料損傷防止対策

事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」において、燃料が著しい損傷に至ることなく、かつ十分な冷却を可能とするため、残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水手段及び運転員による原子炉冷却材流出の停止手段を整備する。対策の概略系統図を第 5.3-1 図に、対応手順の概要を第 5.3-2 図に、重要事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における手順と設備の関係を第 5.3-1 表に示す。

本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて、必要な要員は災害対策要員（初動）9名である。

災害対策要員（初動）の内訳は、当直発電長 1名、当直副発電長 1名、運転操作対応を行う当直運転員 3名及び指揮、通報連絡を行う災害対策要員（指揮者等）4名である。

必要な要員と作業項目について第 5.3-3 図に示す。

なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員を確認した結果、災害対策要員（初動）9名で対処可能である。

a. 原子炉冷却材流出の確認

原子炉水位の低下及びサプレッション・プールの水位の上昇を、1時間毎の中央制御室の巡視により確認する。

原子炉冷却材圧力バウンダリ外への原子炉冷却材の流出を確認するために必要な計装設備は、**原子炉水位（広帯域、燃料域）**等である。

記載のみ

（添付資料 5.1.1）

b. 作業員への退避指示

当直発電長は、原子炉冷却材流出を確認後、中央制御室からページングにより現場作業員への退避指示を行う。

(添付資料 5.1.2)

c. 待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作

原子炉冷却材の流出により低下した原子炉水位を回復するため、中央制御室からの遠隔操作により待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を実施する。これにより、原子炉水位は回復する。

残留熱除去系（低圧注水系）の起動確認に必要な計装設備は、残留熱除去系系統流量等である。

d. 原子炉冷却材流出箇所の隔離操作

原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から原子炉冷却材が流出している箇所の隔離を行うことで、原子炉冷却材の流出が停止することを確認する。

原子炉冷却材流出箇所の隔離を確認するために必要な計装設備は、原

子炉水位（広帯域、燃料域）等である。 **記載のみ**

e. 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱操作

待機中の残留熱除去系（低圧注水系）運転による原子炉水位回復後、中央制御室及び現場^{*}にて残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）への切替操作を実施し、原子炉除熱を行う。

残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱を確認するために必要な計装設備は、残留熱除去系熱交換器入口温度等である。

※ 残留熱除去系の系統加圧ラインの手動弁を閉状態にする。

5.3.2 燃料損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、原子炉冷

却材の流出を起因事象とする、「原子炉冷却材の流出（RHR切替時のLOCA）＋崩壊熱除去・炉心冷却失敗」である*。

残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）は通常、2系統あるうち1系統を用いて崩壊熱除去を実施しており、プラント状態（以下「POS」という。）－AからPOS－Dの期間において、作業や点検等に伴い運転号機の切替を実施する場合がある。運転号機の切替に当たって、原子炉冷却材が系外に流出しないように系統構成を十分に確認して行うが、操作の誤り等によって原子炉冷却材が系外に流出する事象を想定している。

「RHR切替時のLOCA」は原子炉冷却材流出事象発生時の認知が他の作業等よりも困難な事象であり、原子炉水位が通常運転水位であるPOSを想定することにより、時間余裕の観点においても最も厳しい想定となる。なお、原子炉水位が通常運転水位の場合は原子炉水位（広帯域、燃料域）による警報や緩和設備の自動起動に期待で記載のみえられるが、評価上これらに期待しない場合でも評価項目を満足することを確認することにより、運転停止中の他のPOSにおいても評価項目を満足できる。

本重要事故シーケンスでは、操作の誤り等による原子炉冷却材の系外流出により原子炉水位が低下するが、燃料有効長頂部の冠水及び未臨界を維持できることを評価する。さらに、記載のみが放射線の遮蔽が維持される水位を確保できることを評価する。

また、評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、本重要事故シーケンスにおける運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

※ RHR切替時のLOCAによる流出は他の原子炉冷却材流出事象と比べて燃料損傷までの時間余裕が短い

（添付資料 5.3.1, 5.3.2）

(2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な評価条件を第5.3-2表に示す。また、主要な評価条件について、本重要事故シーケンス特有の評価条件を以下に示す。

a. 初期条件

(a) 原子炉圧力容器及び格納容器の状態

運転停止中における原子炉圧力容器の状態は、未開放状態又は開放状態であるが、遮蔽維持水位到達までの時間余裕の観点で厳しい未開放状態を評価条件とする。また、格納容器の状態は開放状態とし、格納容器蓋等の構造物による放射線の遮蔽には期待しない評価条件とする。なお、原子炉未開放時においては原子炉水位による警報発生や緩和設備の自動起動等に期待できる場合があるが、本評価ではこれらに期待しないこととする。

(b) 原子炉初期水位及び原子炉初期水温

運転停止中における原子炉水位は、通常運転水位（燃料有効長頂部から約 5.1m 上）から原子炉ウェル満水（燃料有効長頂部から約 16.7m 上）までの範囲であるが、遮蔽維持水位到達までの時間余裕の観点で、**燃料位置の適正化に伴う記載値の変更なし**期水位が原子炉ウェル満水の場合は、原子炉圧力容器蓋による遮蔽に期待できなくなるものの、保有水量が多く、遮蔽維持水位到達までの余裕時間は通常運転水位の場合よりも長くなることから、通常運転水位の場合に評価項目を満足することを確認することにより、原子炉ウェル満水の場合においても評価項目を満足できることを確認できる。

また、原子炉初期水温は残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の設

(c) 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転は、原子炉冷却材流出箇所を隔離操作後に実施するものとする。

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスの原子炉水位の推移を第 5.3-4 図に、原子炉水位と線量率の関係を第 5.3-5 図に示す。

a. 事象進展

事象発生後、原子炉冷却材が流出することにより、原子炉水位は低下し始めるが、原子炉水位の低下により異常事象を認知し、事象発生から 2 時間経過した時点で、待機中の残留熱除去系ポンプを起動し、残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を行う。

その後は原子炉冷却材の流出箇所を隔離することによって流出を止め、また、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転により原子炉除熱を行う。

b. 評価項目 **燃料位置の適正化に伴う評価結果を踏まえ修正**

原子炉水位は、第 5.3-4 図に示すとおり、**燃料有効長頂部の約 2.1m** 上まで低下するとどまり、燃料は冠水維持される。

原子炉圧力容器は未開放であり、必要な遮蔽が維持できる水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h^* が維持される水位）である **燃料有効長頂部の約 1.7m 上** を下回ることがないため、放射線の遮蔽は維持される。な

お、線量率の評価は燃料取替機床上としている。また、全制御棒全挿入状態が維持されているため、本論外は確保されている。
遮蔽計算の再解析結果を踏まえ修正

原子炉水位回復後、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転による原子炉除熱を行うことで、安定状態を維持できる。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の原子炉初期水位及び原子炉圧力容器の状態については、評価条件として設定した通常運転水位及び原子炉圧力容器未開放に対し、最確条件は事故事象毎に異なる。原子炉圧力容器が開放状態で、原子炉初期水位が原子炉ウェル満水又は原子炉ウェル満水への移行期間、かつプールゲートが閉状態の場合においては、評価条件よりも原子炉初期水位が高くなるため、RHR切替時のLOCAにより遮蔽が維持される水位まで原子炉水位が低下するまでの時間は約 18.4 時間となり、評価条件に比べて時間余裕が長くなる。また、プールゲート

遮蔽計算の再解析結果及び余裕時間の再評価結果を踏まえ修正

パラメータに与える余裕は更に大きくなる。

初期条件の原子炉初期圧力は、評価条件の大気圧に対して最確条件も大気圧であり、本評価条件の不確かさとして、最確条件とした場合、評価条件と同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。

b. 操作条件

操作条件の不確かさとして、操作に係る不確かさを「認知」、「要員配置」、「移動」、「操作所要時間」、「他の並列操作有無」及び「操作の確実さ」の6要因に分類し、これらの要員が運転員等操作時間に与える影響を評価する。また、運転員等操作時間に与える影響が評価項目となるパラメータに与える影響を評価し、評価結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作は、評価上の操作開始条件として、事象発生から2時間後を設定

操作条件の原子炉冷却材流出箇所の隔離操作は、運転員等操作時間に与える影響として、原子炉冷却材流出の停止操作が早くなる場合は原子炉水位の低下が抑制され、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

(2) 操作時間余裕の把握

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

操作条件の待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作について、当該操作に対する時間余裕は、必要な遮蔽が確保される最低水位に到達するまでに約 2.3 時間あり、これに対して、事故を認知して原子

炉注水を開始するまでの時間より時間があることから、時間余裕がある
遮蔽計算の再解析結果及び余裕時間の再評価結果を踏まえ修正

操作条件の原子炉冷却材流出箇所の隔離操作について、残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作で原子炉水位を回復させた後に実施する操作であるため、十分な時間余裕がある。

(3) まとめ

評価条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を確認した。その結果、評価条件等の不確かさを考慮した場合においても評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

この他、評価項目となるパラメータに対して、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間には時間余裕がある。

(添付資料 5.3.4)

転号機の切替時の操作誤り等によって原子炉冷却材が系外に流出することで原子炉圧力容器内の保有水量が減少し、燃料損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」に対する炉心損傷防止対策としては、残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水手段を整備している。

事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」の重要事故シーケンス「原子炉冷却材の流出（RHR切替時のLOCA）+崩壊熱除去・炉心冷却失敗」について、有効性評価を実施した。

上記の場合においても、残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を行うことにより、燃料は露出することなく燃料有効長頂部は冠水しているため、燃料損傷することはない。

記載のみ

その結果、燃料有効長頂部の冠水、放射線の遮蔽の維持及び未臨界の確保ができること記載のみ項目を満足している。また、安定状態を維持できる。

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

重大事故等対策時に必要な要員は、災害対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源については、7日間以上の供給が可能である。

以上のことから、事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」において、残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水等の燃料損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」に対して有効である。

第 5.3-1 表 原子炉冷却材の流出における重大事故等対策について

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備	
		常設設備	可搬型設備
原子炉冷却材の流出の確認	<ul style="list-style-type: none"> 1 時間毎の中央制御室の巡視により、原子炉水位の低下及びサプレッション・プールの水位の上昇を確認する。 	—	原子炉水位 (広帯域, 燃料域) [*] 原子炉水位 (SA 広帯域, SA 燃料域) サプレッション・プール水位 [*]
作業員への退避指示	<ul style="list-style-type: none"> 当直発電長は、原子炉冷却材の流出を確認後、中央制御室からページングにより現場作業員への退避指示を行う。 	—	—
待機中の残留熱除去系 (低圧注水系) による原子炉注水操作	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉冷却材の流出により低下した原子炉水位を回復するため、中央制御室からの遠隔操作により待機中の残留熱除去系 (低圧注水系) による原子炉注水を実施する。これにより、原子炉水位は回復する。 	残留熱除去系 (低圧注水系) [*] サプレッション・プール	原子炉水位 (広帯域, 燃料域) [*] 原子炉水位 (SA 広帯域, SA 燃料域) 残留熱除去系系統流量 [*]
原子炉冷却材流出箇所の隔離操作	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から原子炉冷却材が流出している箇所の隔離を行うことで、原子炉冷却材の流出が停止することを確認する。 	—	原子炉水位 (広帯域, 燃料域) [*] 原子炉水位 (SA 広帯域, SA 燃料域)
残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) による原子炉除熱操作	<ul style="list-style-type: none"> 待機中の残留熱除去系 (低圧注水系) による原子炉水位回復後、中央制御室及び現場にて残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) への切替操作を実施し、原子炉除熱を行う。 	残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) [*] 炉停止時冷却系	原子炉水位 (広帯域, 燃料域) [*] 原子炉水位 (SA 広帯域, SA 燃料域) 残留熱除去系系統流量 [*] 残留熱除去系熱交換器入口温度 [*] 残留熱除去系熱交換器出口温度 [*] 残留熱除去系海水系系統流量 [*]

記載のみ

記載のみ

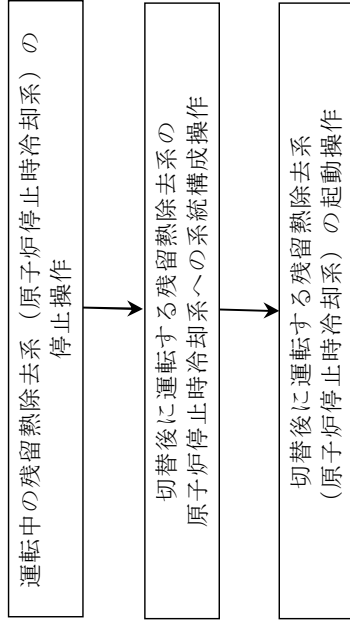
記載のみ

* : 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの
 : 有効性評価上考慮しない操作

第 5.3-2 表 主要評価条件 (原子炉冷却材の流出) (1/2)

項目		主要評価条件	条件設定の考え方
初期条件	原子炉压力容器の状態	原子炉压力容器未開放	原子炉水位が遮蔽水位に到達するまでの時間余裕の観点から最も厳しくなる、原子炉压力容器が未開放、かつ原子炉水位が通常水位の状態を想定
	原子炉の初期水位	通常運転水位 (燃料有効長頂部から約 5.1m上)	
	原子炉の初期水温	燃料位置の適正化に伴う記載値の変更なし	
事故条件	原子炉の初期圧力	大気圧	原子炉の運転停止1日後の実績を設定
	原子炉冷却材のサブプレッション・チェンバへの流出量	45m ³ /h	残留熱除去系のミニマムフローラインの設計、及び原子炉の保有水と残留熱除去系ポンプの水頭圧差から設定
	崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発	原子炉水温の上昇及び蒸発は発生しない	原子炉冷却材の流出流量を厳しく評価するため、残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)は運転状態を想定している。このため、崩壊熱除去機能は喪失しないことから、原子炉水温の上昇及び蒸発は発生しない。
	外部電源	外部電源あり	外部電源がない場合は、原子炉保護系電源の喪失により残留熱除去系(原子炉停止時冷却系)のポンプ吸込ラインの弁が閉となり、原子炉冷却材の流出が停止することから、原子炉冷却材の流出の観点で厳しい外部電源ありを設定

プラント前提条件
 ・原子炉の運転停止1日後
 ・原子炉圧力容器未開放
 ・格納容器開放
 ・残留熱除去系 (A)：原子炉停止時冷却系の状態で運転中
 ・残留熱除去系 (B)：低圧注水系の状態で待機中
 ・残留熱除去系 (C)：点検中
 ・原子炉水位は通常運転水位



(解析上の時刻)
 (0秒)
 切替後に運転する残留熱除去系ポンプ起動時に、ミニマムフロアラインからサブプレッション・プールへ原子炉冷却材が流出することで原子炉水位低下が開始※1

(約1時間)
 原子炉冷却材流出の確認※2

(2時間)
 待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作※3

(約2.1時間)
 原子炉水位回復確認※5

原子炉冷却材流出箇所の隔離操作※6

サブプレッション・プールへの原子炉冷却材流出停止により、原子炉水位の低下停止

残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱操作※7

残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱を継続する。また、原子炉冷却材流出箇所の変更を隔離に努める。

停止した残留熱除去系の低圧注水系への系統構成操作

作業員への退避指示※4

待機中の残留熱除去系（低圧注水系）以外による原子炉注水操作

- ・高圧炉心サブプレレイ系による原子炉注水操作
- ・低圧炉心サブプレレイ系による原子炉注水操作
- ・常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作
- ・可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系による原子炉注水操作
- ・代替循環冷却系による原子炉注水操作
- ・消火系による原子炉注水操作
- ・補給水系による原子炉注水操作

残留熱除去系海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）以外による原子炉除熱操作

- ・緊急用海水系、代替残留熱除去系海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱操作
- ・原子炉冷却材浄化系による原子炉除熱操作

【有効性評価の対象としていないが他に取得する手段】

- I
 待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水を優先するが、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）も実施可能である。
 技術基準上の全ての要求事項を満たすことや全てのプラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備となる、代替循環冷却系、可搬型代替注水中型ポンプ又は可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水、消火系及び補給水系による原子炉注水も実施可能である。
- II
 残留熱除去系海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）を優先するが、緊急用海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱も実施可能である。
 技術基準上の全ての要求事項を満たすことや全てのプラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備となる、代替残留熱除去系海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱、及び原子炉冷却材浄化系による原子炉除熱も実施可能である。

凡例

- ：操作・確認（運転員）
- ：プラント状態（解析）
- ◇：判断
- ◇：操作及び判断
- ⋯⋯：解析上考慮しない操作
- ⋯⋯：重大事故等対応要員（現場）の作業
- ⋯⋯：運転員と重大事故等対応要員（現場）の共同作業

修正必要

※1 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転号機の切替時、原子炉停止時冷却系流量調整弁の開度が不十分な状態で切替後に運転する残留熱除去系ポンプを起動することにより、ミニマムフロア弁が自動開となり、開固着することで原子炉冷却材がサブプレッション・プールに流出することとを想定する（原子炉冷却材の流出量は45m³/h、原子炉水位の低下速度は約1.5m/h）。

※2 原子炉冷却材の流出が発生した場合は、敷地内に上り並ぶかた車庫発生を認知できるが、運転員による対応操作の時間余裕を厳しく評価する観点から、本評価では燃料位置の適正化に伴う再評価結果を踏まえ修正

※3 注水前の原子炉水位は燃料有効長頂部から約2.1m上（原子炉水位低（レベル3）-約2.4m）となる。

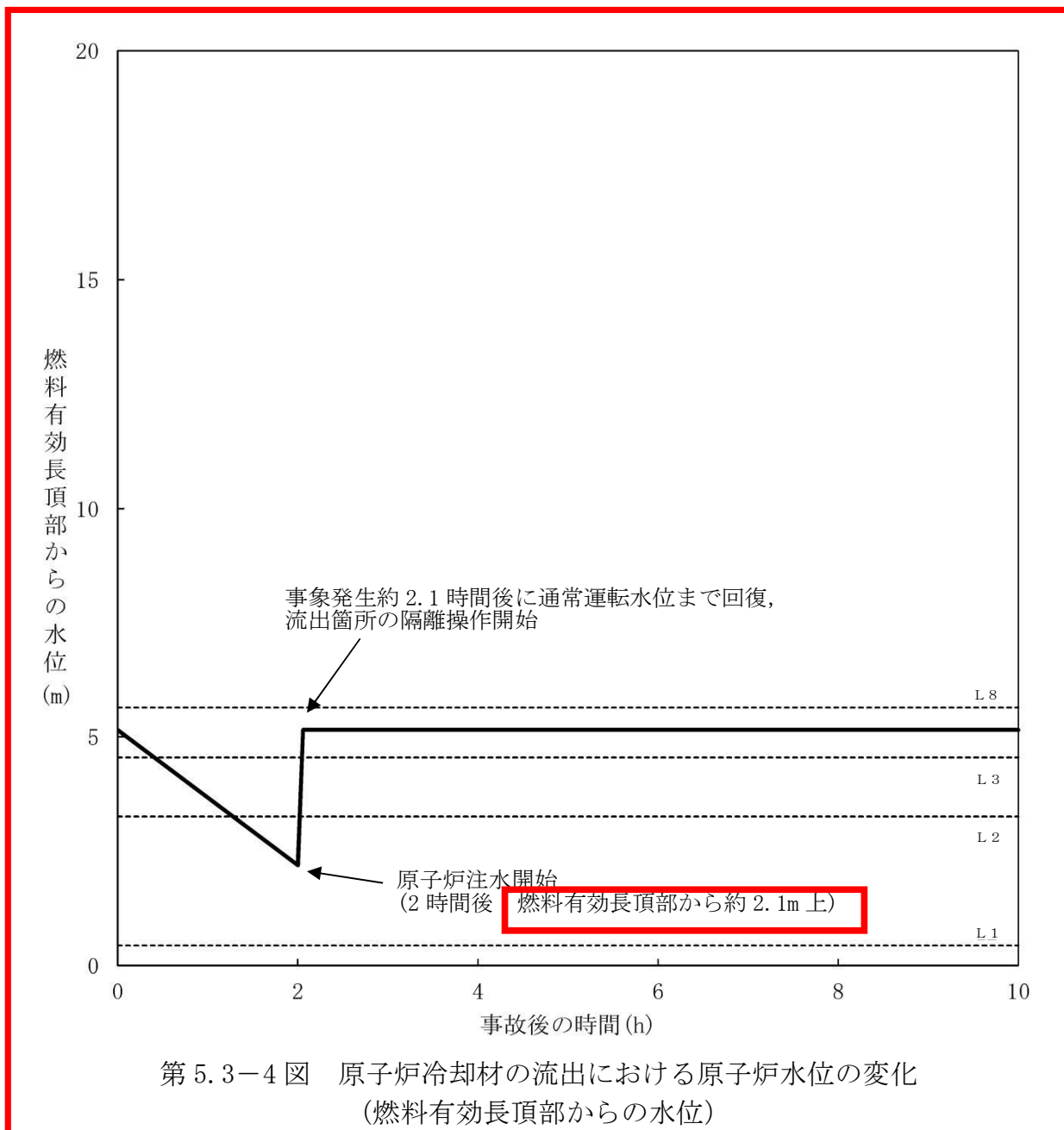
※4 現場作業員は、当直発電長のベレーンダによる退避指示を確認後、退避する。なお、全ての現場作業員の退避が完了するまでの時間は、1時間程度である。

※5 中央制御室において、原子炉水位（広帯域、燃料域）等により原子炉水位の回復を確認する。

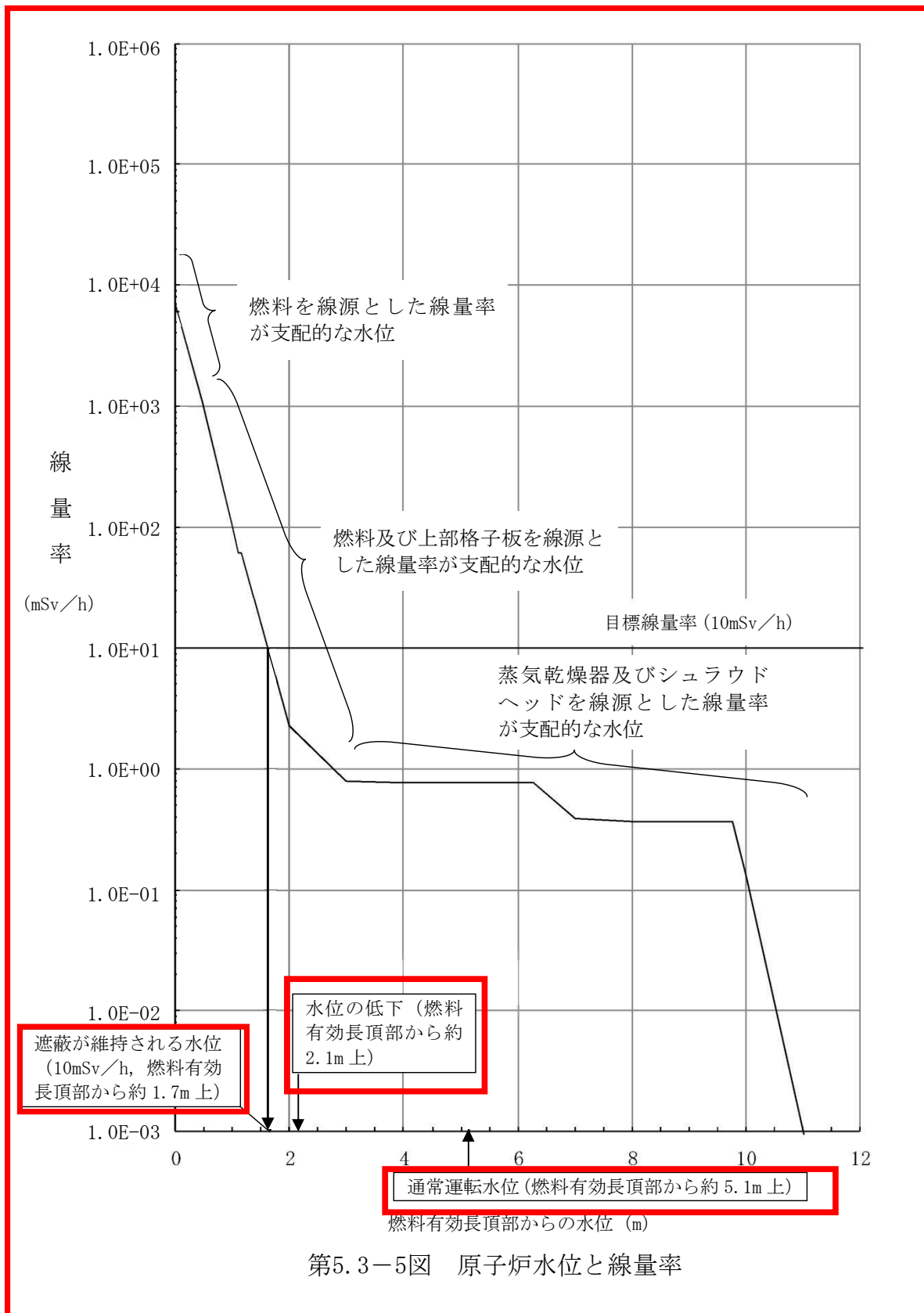
※6 残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水操作で原子炉水位を維持した状態での操作であるため、十分な時間余裕がある。

※7 残留熱除去系の系統が閉状態に閉状態にする。

第3.3-2 事故シナリオ「原子炉冷却材の流出」の対応手順の概要



燃料位置の適正化に伴う評価結果を踏まえ修正



遮蔽計算の再解析結果を踏まえ修正

原子炉圧力容器開放時における運転停止中の線量率評価について

1. はじめに

運転停止中の原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価の評価項目として、「放射線遮蔽が維持される水位を確保すること」がある。

運転停止中の崩壊熱除去機能喪失、全交流動力電源喪失及び原子炉冷却材の流出においては、原子炉圧力容器未開放時を想定しており、必要な遮蔽を確保できる水位到達までの時間余裕は、注水開始までの時間に対して十分な余裕があることを確認している。

(添付資料5.1.7)

運転停止中の原子炉冷却材の流出の事故シナリオでは、崩壊熱除去機能喪失及び全交流動力電源喪失に比べて原子炉圧力容器内の保有水量の減少が大きく、点検などに係る原子炉冷却材の流出は原子炉圧力容器開放状態にて発生することも考えられるため、ここでは、原子炉圧力容器開放状態を対象に線量率の評価を行う。なお、本評価においては、線量率を厳しく評価するため、上部格子板、シュラウドヘッド及び蒸気乾燥器を放射線源として考慮しているが、これらの構造物による遮蔽には期待しない保守的な評価条件とした。

2. 炉心燃料・炉内構造物の評価モデルと線源強度

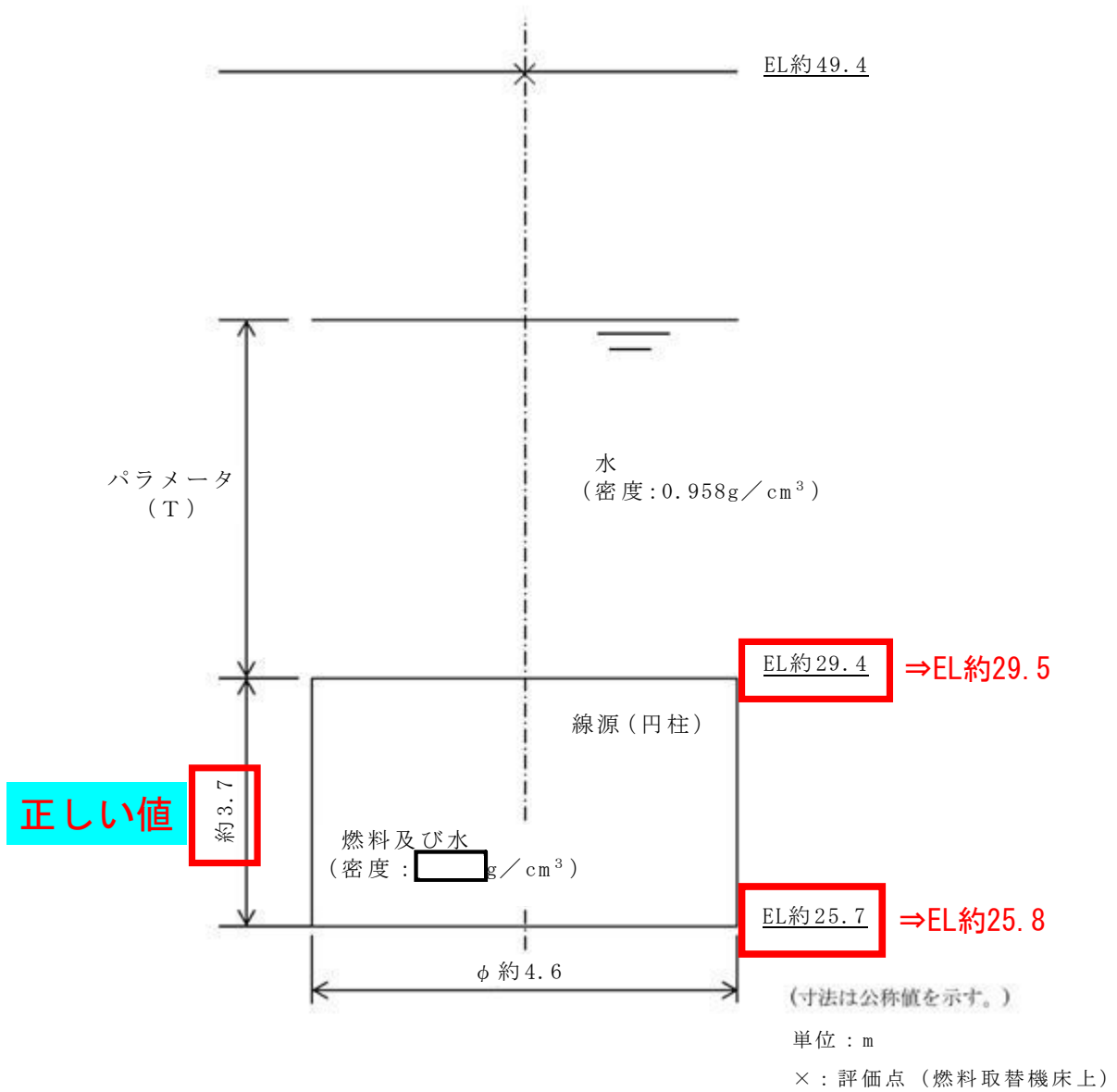
放射線源として燃料、上部格子板、シュラウドヘッド及び蒸気乾燥器をモデル化した。

(1) 炉心燃料

計算条件を以下に示す。

○線源形状：燃料集合体の全てに燃料がある状態

○燃料有効長：約3.7m **正しい数値**



第1図 燃料の水深と線量率の計算モデル

第1表 燃料の線源強度

エネルギー (MeV)	線源強度 ($\text{cm}^{-3} \cdot \text{s}^{-1}$)
1.0	$6.0\text{E}+11$
2.0	$1.1\text{E}+11$
3.0	$2.0\text{E}+09$
4.0	$3.0\text{E}+07$

(2) 上部格子板

線源からの線量率を求める際に設定する評価点は、保守的に燃料取替機床上とした。なお、評価では第1図～第4図の線量率計算モデルに示すように原子炉ウェル筐体による遮蔽は考慮せず、線源から評価点までの距離を入力として評価している。

(2) 放射線の遮蔽が維持される水位

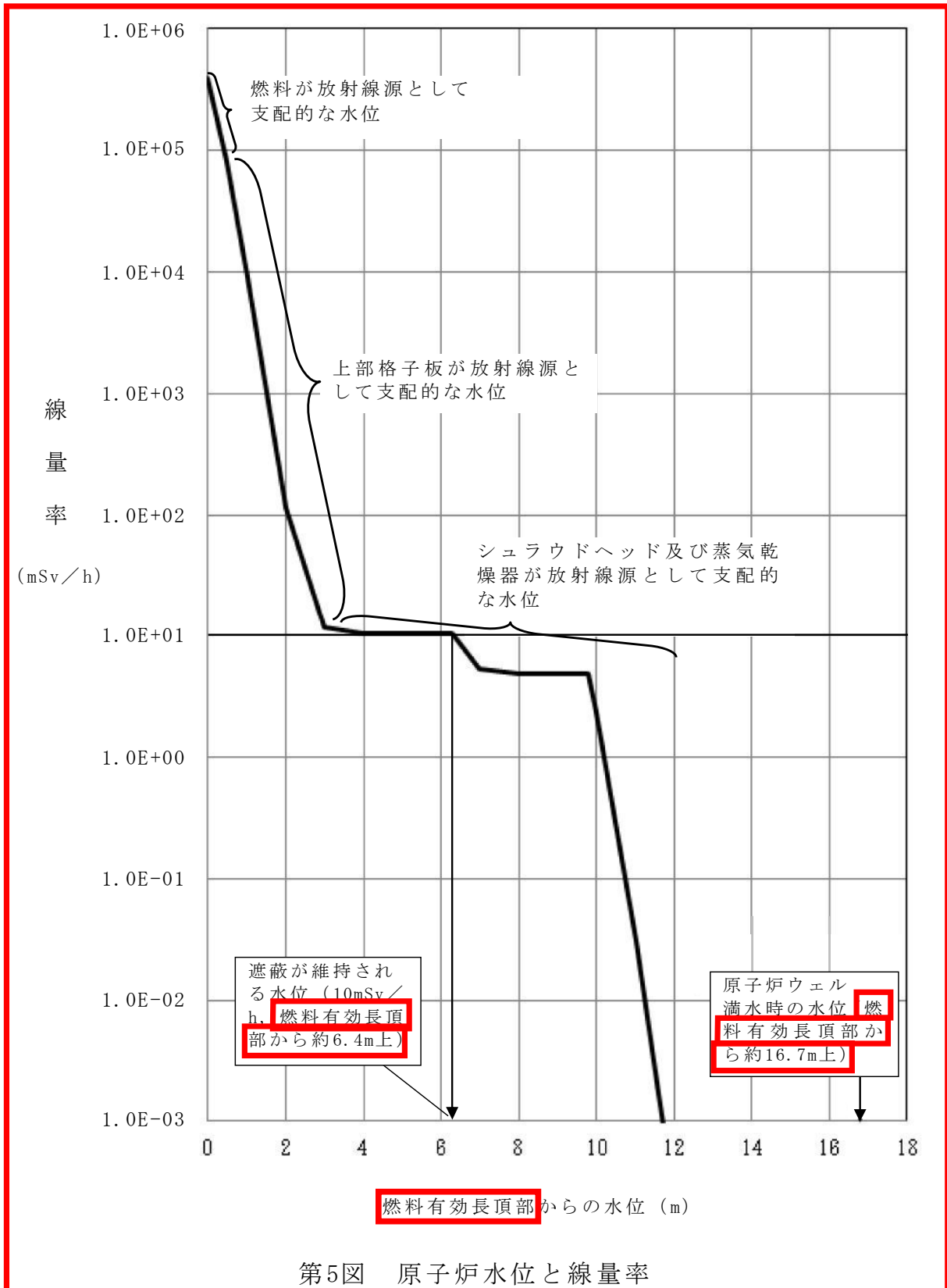
運転停止中の崩壊熱除去機能喪失、全交流動力電源喪失及び原子炉冷却材の流出では、評価点とした燃料取替機床上がある原子炉建屋最上階での操作は不要であり、仮に事象発生時に作業員が原子炉建屋最上階で施設定期検査による作業を実施している場合であっても、退避警報による事象認知後に速やかに退避するため、水位低下後に長時間作業することはない。

放射線の遮蔽を維持するために必要な水位^{*}は第5図より、燃料有効長頂部から約6.4m上となり、原子炉ウェル満水時の水位から約10.4m低下した水位である。

遮蔽計算の再解析結果を踏まえ修正

※ 本事故シーケンスグループにおける必要な遮蔽の目安とした線量率は、原子炉建屋原子炉棟6階での操作時間から10mSv/hと設定した。原子炉建屋原子炉棟6階での操作は、使用済燃料プールの同時被災時における重大事故等対応要員による使用済燃料プールスプレイの準備操作（可搬型スプレイノズルの設置及びホース敷設等）を想定しており、原子炉建屋原子炉棟6階を含め、原子炉建屋内に滞在する時間は2.2時間以内である。そのため、重大事故等対応要員の被ばく量は最大でも22mSvであり、緊急作業時における被ばく限度の100mSvに対して余裕がある。

また、作業員等が事象発生時に原子炉建屋原子炉棟6階に滞在していた場合でも、事象発生後速やかに管理区域外へ退避するため、原子炉建屋原子炉棟6階での被ばく量は限定的である。



遮蔽計算の再解析結果を踏まえ修正

3. POSを選定する上で考慮した点

残留熱除去系は通常、2系統あるうち1系統を用いて崩壊熱除去を実施しており、POS-AからPOS-Dの期間において、作業や点検等に伴い運転号機の切替を実施する場合がある。これらのPOSより、以下の点を考慮してPOSの選定を行った。

(1) 崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発

崩壊熱による原子炉冷却材の減少を厳しく評価する観点では、原子炉停止後の時間が短いPOSの方が適切である。ただし、本重要事故シナリオでは崩壊熱除去機能が喪失しないため、崩壊熱による原子炉水温の上昇及び蒸発は発生しないことから、崩壊熱の違いによる時間余裕への影響はない。

(2) 原子炉圧力容器内の保有水量

原子炉圧力容器内の保有水量の観点では、原子炉ウェル満水の状態が最も余裕があり、原子炉圧力容器が通常運転水位に近いほど厳しい条件となる。原子炉ウェル満水時における遮蔽維持水位到達までの時間余裕は約18.4時間であるのに対して通常運転水位における遮蔽維持水位到達までの時間余裕は約2.3時間である。

遮蔽計算の再解析結果及び余裕時間の再評価結果を踏まえ修正

(3) 事象発生時の認知性

事象発生時の認知性の観点では、時間余裕が短い、すなわち保有水量が少ないPOSの方が適切である。なお、原子炉圧力容器の上蓋が閉止されている場合、原子炉水位の低下による警報発生や緩和設備の自動起動等に期待できる場合があるが、有効性評価ではこれらに期待しないことで認知性をより厳しく扱った。

修正必要

(4) 原子炉水位低下時の作業環境

原子炉水位低下時の作業環境への影響の観点では、原子炉压力容器の上蓋が閉止されている場合、原子炉水位が燃料有効長頂部から約 1.7m 上に低下するまでは原子炉压力容器

遮蔽計算の再解析結果を踏まえ修正

压力容器の上蓋が開放されている場合は、原子炉水位が燃料有効長頂部から約 6.4m 上に低下するまでは原子炉ウエルの水により遮蔽される。

遮蔽計算の再解析結果を踏まえ修正る下限水位到達までに注水す

ることが可能であり遮蔽が維持されることから、作業環境に与える影響はない。

4. POS の選定結果と考察

重要事故シーケンスとして選定した RHR 切替時の LOCA のプラント状態は、RHR 切替を実施する場合がある POS-A から POS-D のうち、時間余裕の観点で厳しい原子炉水位が通常運転水位である POS-A, C, D を選定した。また、他の POS の評価が、POS-A, C, D の RHR 切替時の LOCA の評価に包絡されることを第 2 表で確認した。

第1表 燃料損傷までの余裕時間

事故シーケンス	POS	原子炉水位	燃料損傷に至るまでの保有水量 (m ³) ※	冷却材流出流量 (m ³ /h)	燃料損傷までの余裕時間 (h)
RHR切替時のLOCA	B	原子炉ウエル満水	1,056	47	22.7
CUWブロー時のLOCA	A, C, D	通常水位	157	45	3.5
CRD点検時のLOCA	C, D	通常水位	157	45	3.5
LPRM点検時のLOCA	B	原子炉ウエル満水	1,056	204	5.5
	B	原子炉ウエル満水	1,056	93	12.1

※ 原子炉ウエル満水状態における保有水量は、原子炉側のみの水量を考慮（プールゲートが閉止状態であることを想定し、使用済燃料プールの保有水量を含めない。）。

燃料位置の見直しに伴う保有水量の適正化による変更

評価条件の不確かさの影響評価について（原子炉冷却材の流出）

第1表 評価条件を最確条件とした場合の運転員の操作時間及び評価項目となるパラメータを与える影響（運転停止中 原子炉冷却材の流出）（1/2）

項目	評価条件（初期、事故及び機器条件）の不確かさ		評価条件設定の考え方	運転員等の操作時間を与える影響	評価項目となるパラメータを与える影響
	評価条件	最確条件			
初期条件 原子炉の初期水位及び原子炉压力容器の状態	通常運転水位及び原子炉压力容器未開放	事故事象毎	評価項目となるパラメータに対して時間余裕が厳しくなる、通常水位を想定	原子炉压力容器が開放状態で、原子炉ウェル満水又は原子炉ウェル満水への移行期間、かつプールの初期水位が高くなるため遮断水位到達までの時間余裕が長くなるが、残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉への注水操作及び原子炉冷却材流出の停止操作であるため、運転員等操作時間を与える影響はない。 また、原子炉ウェル満水時においてプールゲートが開状態の場合は更に時間余裕が長くなるが、同様の理由により運転員等操作時間を与える影響はない。	原子炉压力容器が開放状態で、原子炉初期水位が原子炉ウェル満水又は原子炉ウェル満水への移行期間、かつプールゲートが開状態の場合、評価条件として原子炉初期水位が高くなるため遮断水位到達までの時間余裕が長くなる。また、プールゲートが開状態の場合は更に時間余裕が長くなることから、評価項目となるパラメータに与える余裕は更に大きくなるが、残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉への注水操作及び原子炉冷却材流出の停止操作は原子炉冷却材流出の認知を起点とする操作であるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。
	原子炉初期圧力	大気圧	原子炉停止から1日後の状態を想定	最確条件と評価条件が同様であることから、事象進展に与える影響はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。	評価条件と最確条件は同様であることから、事象進展に与える影響はなく、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

遮蔽計算の再解析結果及び余裕時間の再評価結果を踏まえ修正

(欠番)

第 2 表 運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕（運転停止中 原子炉冷却材の流出）（1/2）

項目	評価条件(操作条件)の不確かさ 評価条件設定の 考え方	操作の不確かさ要因	運転員等操作時間に 与える影響	評価項目となるパラ メータに与える影響	操作時間余裕	訓練実績等
操作条件 待機中の残留熱 除去系（低圧注水 水系）の注水操 作	事象の認知及び 操作の時間を基 に、更に時間余裕 を考慮して設定	<p>【認知】 評価では、原子炉水位の低下及びサブプレッ ション・プールの水位の上昇を、1 時間毎 の中央制御室の巡視により確認すると想定 している。実際は、残留熱除去系（原子炉 停止時冷却系）の運転員による切替時のプラ ント状態（原子炉水位等）の確認により、 早期に原子炉冷却材流出を認知できる可能 性がある。</p> <p>【要員配置】 中央制御室内での操作のみであり、運転員 は中央制御室に常駐していることから、要 員配置が操作時間に与える影響はない。</p> <p>【移動】 中央制御室内での操作のみであり、移動が 操作開始時間に与える影響はない。</p> <p>【操作所要時間】 残留熱除去系（低圧注水系）のポンプ起動 操作及び注入弁の開操作は、中央制御室内 の操作盤でのスイッチによる操作であるた め、容易な操作である。操作時間は5分を 想定しており、原子炉水位の低下に対して 操作に要する時間は短い。</p> <p>【他の並列操作の有無】 他の並列操作はないことから、操作開始時 間に与える影響はない。</p> <p>【操作の確実さ】 中央制御室内の制御盤のスイッチによる簡 単な操作であり、誤操作は起こりにくいこ とから、誤操作等が操作開始時間に影響を 及ぼす可能性は非常に小さい。</p>	原子炉水位低下時に 原子炉注水操作の必 要性を認知すること は容易であり、評価で は事象発生から 2 時 間後の原子炉注水開 始を設定しているが、 実際は運転員の残留 熱除去系（原子炉水位 時冷却系）の運転員機 の切替時のプラント 状態確認（原子炉水位 等）による早期の認知 に期待でき、その後速 やかに注水操作を実 行する。また、他の操 作と並列して実施す る場合でも、順次実施 し所定の時間までに 操作を完了できるこ とから影響はない。	原子炉注水操作開始 が早くなる場合は原 子炉水位低下が抑制 され、評価項目となる	<p>原子炉水位が通常 運転水位から放射 線の遮蔽が維持さ れる最低水位に到 達するまでの時間 は約 2.3 時間、燃 料有効長頂部まで 低下するまでの時 間は約 3.5 時間で あり、これに対し 必要時間を 5 分 想定していること ら、訓練実績では 約 4 分である。 想定で意図してい る時間があること を</p>	<p>原子炉注水を開始 するまでの時間は 2 時間であること から、時間余裕が ある。</p>

遮蔽計算の再解析結果を踏まえ修正

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」に示された燃料ペレット燃焼度 $65,000\text{MWd/t}$ 以上の燃料に対するペレット-被覆管機械的相互作用を原因とする破損を生じるしきい値の目安である、ピーク出力部燃料エンタルピの増分で 167kJ/kgUO_2 (40cal/gUO_2) を用いた場合においても、これを超えることはなく燃料の健全性は維持される。

※ ドップラ反応度フィードバックを考慮しない投入反応度の最大値

b. 評価項目等

制御棒の引き抜きによる反応度の投入に伴い一時的に臨界に至るものの、原子炉スクラムにより未臨界は確保される。なお、原子炉水位に有意な変動はないため、燃料有効長頂部は冠水を維持しており、放射線の遮蔽は維持される。

記載のみ

以上により、本評価では、「1.2.4.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(3)の評価項目について、対策の有効性を確認した。

(添付資料 5.4.1)

5.4.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

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

本重要事故シーケンスでは、自動作動する原子炉緊急停止系により、自動的に原子炉をスクラムさせることで、プラントを安定状態に導くことが特徴である。このため、運転員等操作はなく、操作時間が与える影響等はない。

本重要事故シーケンスの評価では、外部電源喪失は想定していない。

5.4.5 結 論

事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」では、誤操作により制御棒の過剰な引き抜きが行われ、臨界に至る反応度が投入されることで、原子炉が臨界に達し燃料損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」に対する燃料損傷防止対策としては、原子炉停止機能を整備している。

事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」の重要事故シーケンス「停止中に実施される検査等により、最大反応度価値を有する制御棒1本が全引き抜きされている状態から、他の1本の制御棒が操作量の制限を超える誤った操作によって引き抜かれ、異常な反応度の投入を認知できずに燃料の損傷に至る事故」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、原子炉停止機能により、燃料が損傷することはなく、未臨界を維持することが可能である。

その結果、燃料有効長頂部の冠水、放射線遮蔽の維持及び未臨界の確保ができることな**記載のみ**目を満足している。また、安定状態を維持できる。

解析条件の不確かさについて確認した結果、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

本事故シーケンスグループにおける重大事故等対策は自動で作動するため、対応の要員の確保は不要である。また、スクラム動作後の原子炉の状態確認については、中央制御室の運転員1名で実施可能である。

以上のことから、事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」において、原子炉停止機能の燃料損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」

修正不要

第9表 使用済燃料プールの対応に必要な水量等の
評価結果

項目	評価結果
使用済燃料プールの水温が 100℃ に到達するまでの時間	約36時間
使用済燃料プールの水位が燃料有効長頂部に到達するまでの時間	約260時間
事故発生から7日間での必要注水量 (蒸発分) ※1, 3	約 410m ³
事故発生から7日間での必要注水量 (蒸発+スロッシング分) ※2, 3	約 490m ³

※1 蒸発による水位低下分を補うために必要な注水量

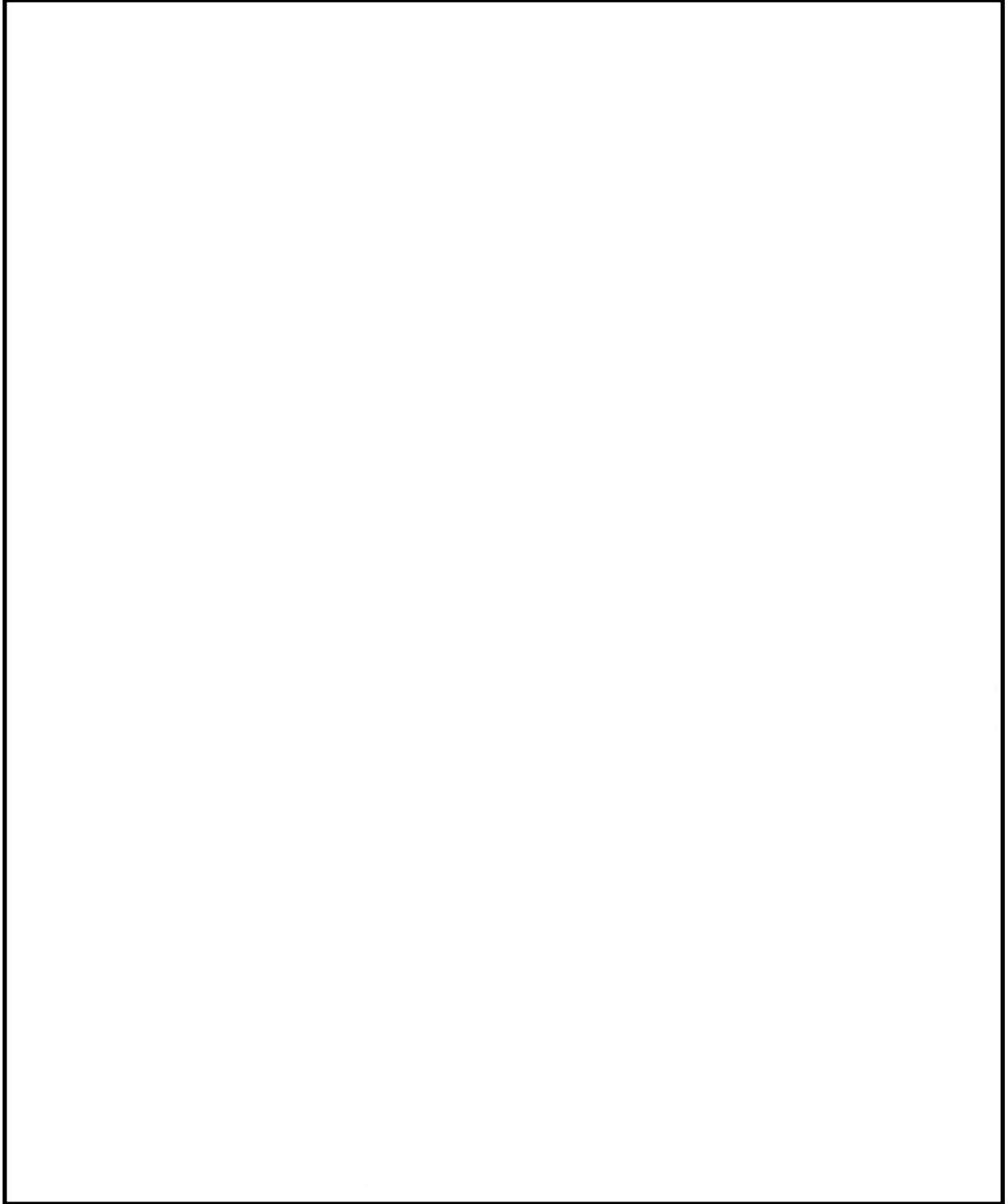
※2 蒸発による水位低下分+スロッシングによる水位低下分を補うために必要な注水量

※3 10m³未満を切上げて表示

記載のみ

1 原子炉水位及びインターロックの概要

原子炉圧力容器水位計装概要図を第 1 図に，インターロックの概要を第 1 表に示す。



第 1 図 原子炉圧力容器水位計装概要図

第 1 表 インターロック概要

原子炉水位	基準水位との差	主要なインターロック
L 8 : 原子炉水位高 (レベル 8)	+1,400mm	原子炉隔離時冷却系自動停止 高圧炉心スプレイ系注入弁閉止
L 5 6	+900mm	通常運転水位
L 3 : 原子炉水位低 (レベル 3)	+300mm	原子炉スクラム 非常用ガス処理系自動起動
L 2 : 原子炉水位異常低下 (レベル 2)	-950mm	原子炉隔離時冷却系自動起動 高圧炉心スプレイ系自動起動 主蒸気隔離弁閉止 再循環ポンプトリップ
L 1 : 原子炉水位異常低下 (レベル 1)	-3,800mm	低圧注水系自動起動 低圧炉心スプレイ系自動起動 自動減圧系タイマー作動*
T A F : 燃料有効長頂部	-4,248mm	(燃料有効長頂部) ⇒ -4,197mm
L 0 : ジェットポンプ上端	-5,315mm	(ジェットポンプ上端)

※：ドライウェル圧力高信号とのアンド条件で作動

3. 使用済燃料プールの有効性評価における評価条件の変更前後の評価結果
- 評価条件の変更前後における各想定事故の評価結果を第 11 表及び第 12 表に示す。

第 11 表 評価結果（想定事故 1）

評価項目	変更前（申請時）	変更後	評価項目
使用済燃料プール水位	燃料有効長頂部から 約 7.1m 上	燃料有効長頂部から 約 6.8m 上	燃料有効長頂部の冠水 遮蔽維持 (目安：10mSv/
未臨界の維持	未臨界を維持	未臨界を維持	未臨界の維持

※：必要な遮蔽が維持される使用済燃料プール水位は燃料有効長頂部の約 6.4m 上

記載のみ

第 12 表 評価結果（想定事故 2）

評価項目	変更前（申請時）	変更後	評価項目
使用済燃料プール水位	燃料有効長頂部から 約 6.8m 上	燃料有効長頂部から 約 6.6m 上	燃料有効長頂部の冠水 遮蔽維持 (目安：10mSv/
未臨界の維持	未臨界を維持	未臨界を維持	未臨界の維持

※：必要な遮蔽が維持される使用済燃料プール水位は燃料有効長頂部の約 6.4m 上

記載のみ

4. 運転停止中原子炉の有効性評価における評価条件の変更前後の評価結果
 評価条件の変更前後における各重要事故シーケンスの評価結果を第13表
 から第15表に示す。

機能喪失)

記載のみ

燃料位置及び原子炉水位の適正化に伴う再評価結果を踏まえ修正			
原子炉水位	原子炉水位の低下なし	燃料有効長頂部から約4.2m上	燃料有効長頂部冠水遮蔽維持 (目安: 10mSv/h [※])
未臨界の維持	未臨界を維持	未臨界を維持	未臨界の維持

※: 必要な遮蔽が維持される原子炉水位は燃料有効長頂部の約1.7m上

遮蔽計算の再解析結果を踏まえ修正

第14表 評価結果 (全交流動力電源喪失)

記載のみ

評価項目	変更前 (申請時)	変更後	評価
原子炉水位	原子炉水位の低下なし	原子炉水位の低下なし	燃料有効長頂部冠水遮蔽維持 (目安: 10mSv/h [※])
未臨界の維持	未臨界を維持	未臨界を維持	未臨界の維持

※: 必要な遮蔽が維持される原子炉水位は燃料有効長頂部の約1.7m上

遮蔽計算の再解析結果を踏まえ修正

材の流出)

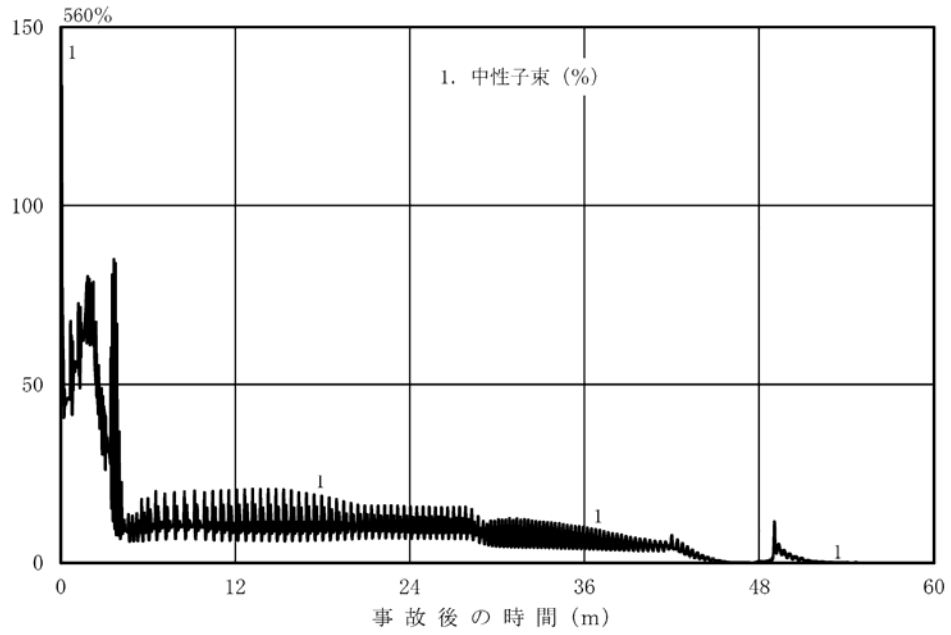
記載のみ

燃料位置及び原子炉水位の適正化に伴う再評価結果を踏まえ修正			
原子炉水位	燃料有効長頂部から約3.7m上	燃料有効長頂部から約2.2m上	燃料有効長頂部冠水遮蔽維持 (目安: 10mSv/h [※])
未臨界の維持	未臨界を維持	未臨界を維持	未臨界の維持

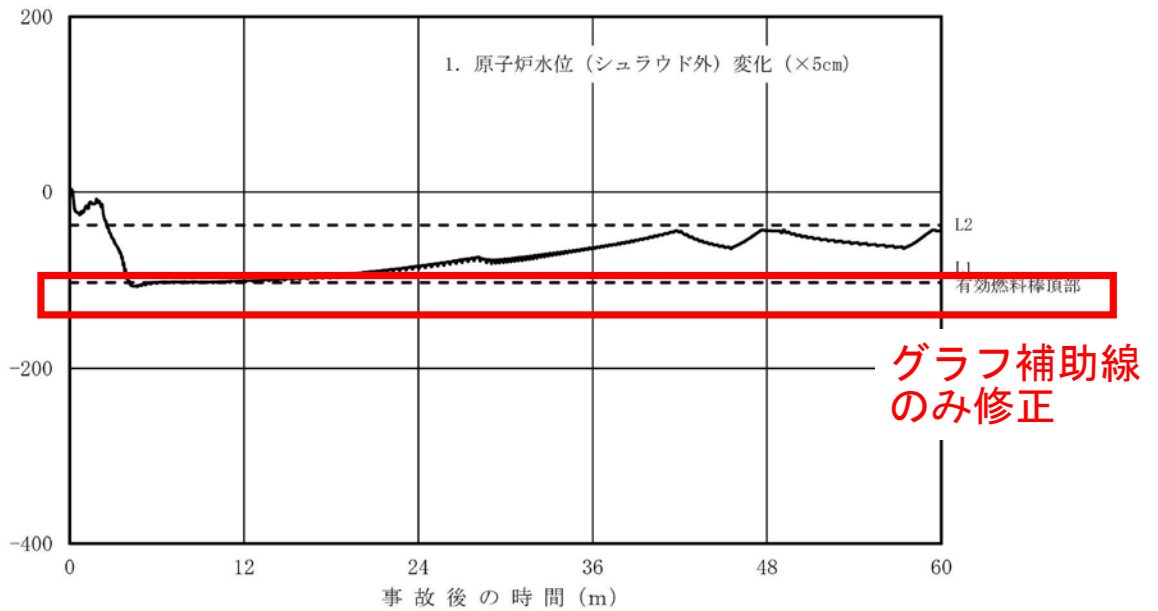
※: 必要な遮蔽が維持される原子炉水位は燃料有効長頂部の約1.7m上

遮蔽計算の再解析結果を踏まえ修正

修正必要

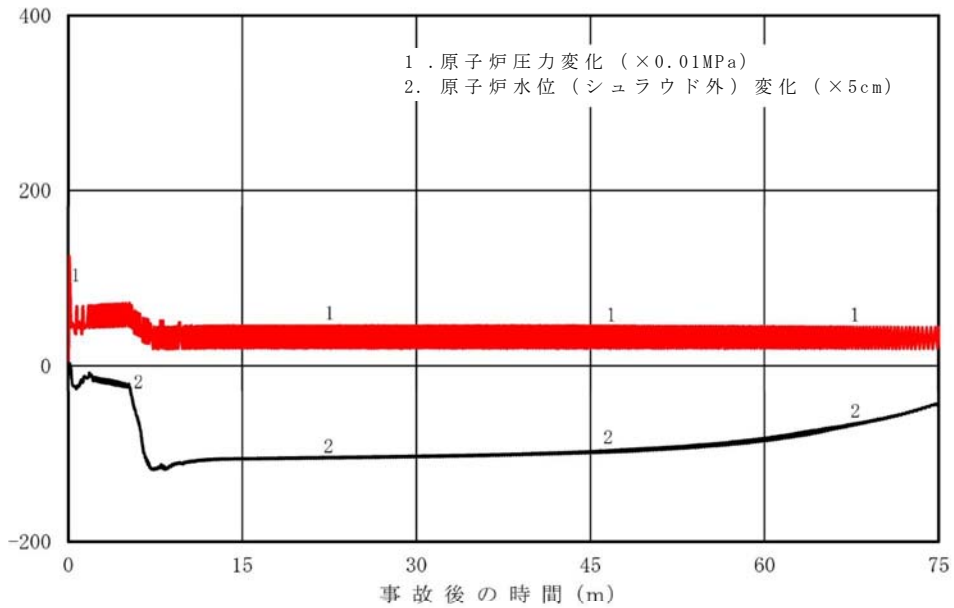


第 3 図 中性子束の水位 (60 分まで)

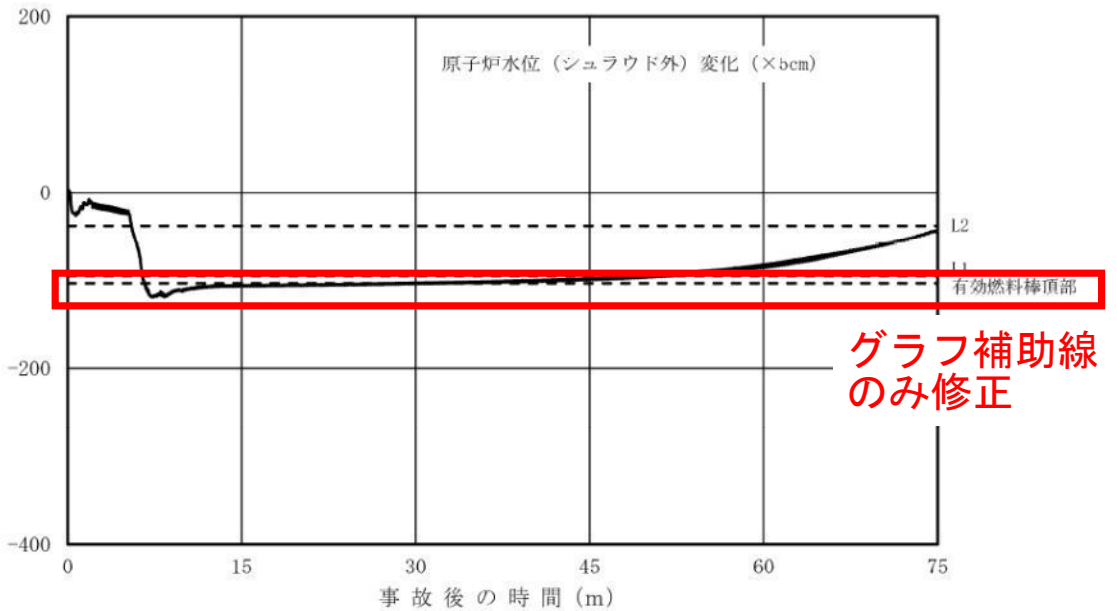


第 4 図 原子炉水位の水位 (60 分まで)

修正必要



第 10 図 原子炉圧力及び原子炉水位 (シュラウド外水位) の推移 (長期)



第 11 図 原子炉水位 (シュラウド外水位) の推移 (長期)

修正不要

※常設設備を別の常設設備に変更することは想定しない

格納容器破損モード	事象設定	格納容器破損防止設備			常設設備の可搬型での代替
		損傷炉心冷却	格納容器破損防止	電源・水源	
高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱 (DCH)	<p>【事象概要】 給水流量の全喪失の発生とともに高圧及び低圧の注水機能喪失及び全交流動力電源喪失が発生し、重大事故等対処設備による原子炉注水を考慮しないため炉心損傷に至る。 手順に従い、原子炉水位が燃料有効長頂部から燃料有効長の20%高い位置に到達した時点で逃がし安全弁2弁を用いて原子炉を手動減圧する。</p>	<p>【高圧注水】 —</p> <p>【減圧】 逃がし安全弁（自動減圧機能）（2弁）</p> <p>・原子炉水位が燃料有効長頂部から燃料有効長の20%高い位置に到達した時点で手動減圧（DCH防止）</p> <p>【低圧注水】 緊急用海水系，代替循環冷却系</p> <p>・原子炉圧力容器破損（約4.5時間後）後，100m³/hで原子炉注水</p>	<p>【格納容器スプレイ】 常設低圧代替注水系ポンプ（2台）</p> <p>・残留熱除去系B系ライン経由で注入</p> <p>・原子炉圧力容器破損（約4.5時間後）を検知し，300m³/hでスプレイ（ペDESTAL（ドライウエル部）注水と同時）</p> <p>・格納容器圧力が低下傾向に転じた後，130m³/hで圧力制御（400kPa[gage]～465kPa[gage]）</p> <p>【ペDESTAL（ドライウエル部）注水】 常設低圧代替注水系ポンプ（2台）</p> <p>・炉心損傷を確認後，事前水張り</p> <p>・原子炉圧力容器破損（約4.5時間後）を検知し，80m³/hで注水</p> <p>・格納容器圧力が低下傾向に転じた後，注水を停止</p> <p>【海水除熱】 緊急用海水系，代替循環冷却系</p> <p>・事象発生90分後から開始</p> <p>【格納容器ベント】 —</p> <p>【窒素注入】 ・格納容器内酸素濃度4.0%（ドライ）到達で窒素注入開始</p>	<p>【電源】 常設代替高圧電源装置</p> <p>・外部電源なし</p> <p>・プラントの状況判断の後，常設代替高圧電源装置2台を起動し，緊急用母線に給電（低圧代替注水系（常設）及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）に給電）</p> <p>・事象発生2時間後から，常設代替高圧電源装置3台を追加起動し，非常用母線に給電</p> <p>【水源（補給含む）】 代替淡水貯槽，サブプレッショ ン・プール</p> <p>・初期水量のみで対応可能。</p>	<p>×</p> <p><格納容器破損防止> ペDESTAL（ドライウエル部）には通常運転時から1m水位が確保されているため，原子炉圧力容器破損に伴い溶融炉心が落下することで蒸気が発生し格納容器の加圧・加温に寄与する。作業着手が遅れた場合には格納容器スプレイによって原子炉圧力容器破損時の加圧・加温を抑制できない可能性がある。また，ペDESTAL（ドライウエル部）注水も実施できないため，溶融炉心の露出やコリウムシールドの侵食によって格納容器の健全性に影響を与える可能性がある。</p>
原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用 (FCI)	<p>原子炉圧力容器破損が破損し，溶融炉心がペDESTAL（ドライウエル部）に落下することで，溶融炉心と水の相互作用による荷重が生じるが，代替循環冷却系による格納容器除熱及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却により格納容器の健全性は維持される。また，ペDESTAL（ドライウエル部）のプール水及び溶融炉心落下後のペDESTAL（ドライウエル部）注水により溶融炉心・コンクリート相互作用は抑制される。</p> <p>その後は代替循環冷却系による格納容器除熱を実施する。</p>	<p>【機能喪失の前提】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・高圧注水機能（HPCCS，RCIC） ・低圧注水機能（LPCS，LPCI） ・全交流動力電源（外部電源，非常用ディーゼル発電機等） <p>【評価上の仮定】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・原子炉圧力容器破損までの重大事故等対処設備による原子炉注水を考慮しない 	<p>【格納容器破損防止】</p> <p>—</p>	<p>【電源】</p> <p>—</p>	<p>×</p>
溶融炉心・コンクリート相互作用 (MCCI)	<p>【機能喪失の前提】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・高圧注水機能（HPCCS，RCIC） ・低圧注水機能（LPCS，LPCI） ・全交流動力電源（外部電源，非常用ディーゼル発電機等） <p>【評価上の仮定】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・原子炉圧力容器破損までの重大事故等対処設備による原子炉注水を考慮しない 	<p>【機能喪失の前提】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・高圧注水機能（HPCCS，RCIC） ・低圧注水機能（LPCS，LPCI） ・全交流動力電源（外部電源，非常用ディーゼル発電機等） <p>【評価上の仮定】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・原子炉圧力容器破損までの重大事故等対処設備による原子炉注水を考慮しない 	<p>【格納容器破損防止】</p> <p>—</p>	<p>【電源】</p> <p>—</p>	<p>×</p>

○：可搬型設備に代替可能
×：可搬型設備に代替不能
—：常設重大事故等対処設備に期待していない

「PRAの説明における参照事項（平成25年9月 原子力規制庁）への東海第二発電所のPRAの対応状況について

PRAの説明における参照事項（原子力規制庁 平成25年9月）の記載内容	東海第二発電所の対応状況
<p>c. 成功基準</p> <ul style="list-style-type: none"> ① 成功基準の一覧表 <ul style="list-style-type: none"> ● 炉心損傷の定義 ● 起因事象ごとの成功基準の一覧表 ● 対処設備作動までの余裕時間及び使命時間 ● 成功基準設定のために熱水力解析等を実施した場合は使用した解析結果、及び使用した解析コードの検証性 	<p>① 炉心燃料の有効燃料長頂部（TAF）が露出した状態と設定した。（「3.1.2.3 成功基準（1）炉心損傷率」）</p> <p>② 炉心損傷防止に必要な緩和設備の「記載のみ」基準の一覧表を起因事象ごとに整理した。</p> <p>③ 3.1.2.3 成功基準（2）起因事象ごとの成功基準の一覧表」）</p> <p>④ 余裕時間については、崩壊熱除去機能喪失に係る起因事象及び原子炉水位がウエルフル満水時に発生する可能性のある冷却材流出に係る起因事象に対しては、TAF露出までの時間が長いことを考慮し、設定していない。また、原子炉に係る起因事象に対しては、原子炉水位が通常水位の場合にTAF露出までの時間についてTAF露出までの時間を考慮した。使用は、24時間と設定した。（「3.1.2.3 成功基準（3）対処設備作動までの余裕率」）</p> <p>⑤ 熱水力解析を実施していない。（「3.1.2.3 成功基準（4）熱水力解析等の解析結果、及び解析コードの検証性」）</p>
<p>d. 事故シークエンス</p> <ul style="list-style-type: none"> ① イベントツリー <ul style="list-style-type: none"> ● イベントツリー図 ● ベンディング、事故進展及び最終状態の説明 ● イベントツリー作成上の主要な仮定 	<p>① 各起因事象に対して、炉心損傷を防止するために必要な緩和設備又は緩和操作を検討し、炉心損傷に至る事故シークエンスを展開した。また、展開した事故シークエンスの最終状態を炉心損傷状態又は成功状態のいずれかに分類した。事故シークエンスの最終状態については、炉心損傷に至る主要な要因の観点から区別するため、「崩壊熱除去機能喪失」、「全交流流動力電源喪失」、「原子炉冷却材の流出」に分類した。（「3.1.2.4 事故シークエンス（1）イベントツリー」）</p>
<p>e. システム信頼性</p> <ul style="list-style-type: none"> ① 評価対象としたシステムとその説明 <ul style="list-style-type: none"> ● 評価対象システム一覧 ● システムの概要、機能、系統図、必要とするサポート系、試験、システム信頼性評価上の主要な仮定 ② システム信頼性評価手法 	<p>① 評価対象としたシステムについては一覧表を作成し、それぞれのシステムのごとに概要、機能、系統図、必要とするサポート系、試験、システム信頼性評価上の主要な仮定を整理した。（「3.1.2.5 システム信頼性（1）評価対象としたシステムとその説明」）</p> <p>② システム信頼性解析では、フロントライン系とサポート系についてフロントツリーを作成し、信頼性評価を行った。</p> <p>フロントツリーを作成しては、対象範囲を示す系統図を作成するとともに、その範囲内にある機器でモデル化すべき故障モードを基事象リストの形で整理した。また、これらの情報に基づき(1)に示した緩和設備についてフロントツリーを作成し、定量化を実施した。（「3.1.2.5 システム信頼性（2）システム信頼性評価手法」）</p>

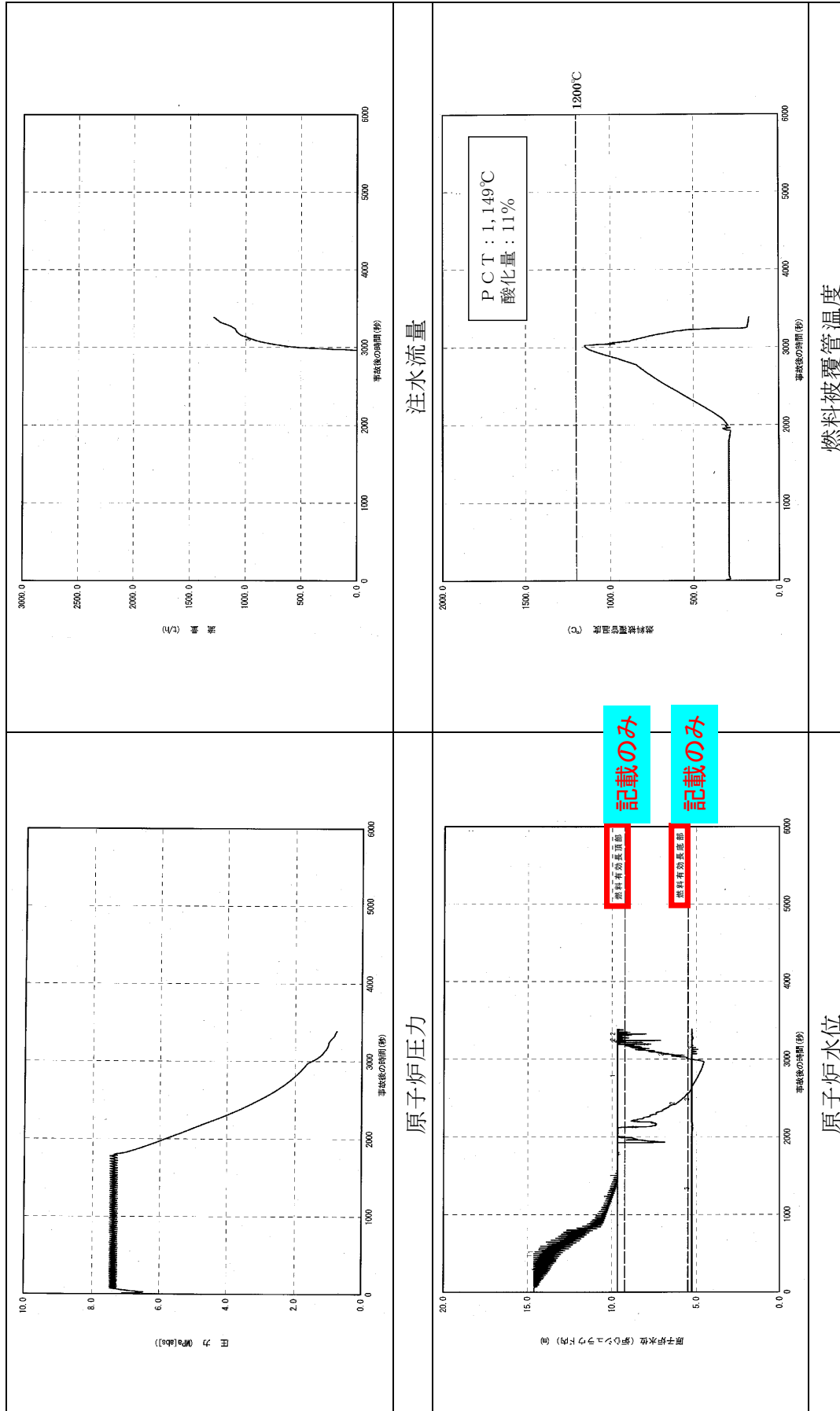


図1 成功基準解析の評価結果 (全給水喪失, 事象発生 30 分後 逃がし安全弁 (1 弁) + 低圧注水系)

3.1.2.3 成功基準

炉心損傷（燃料損傷）を防止するために必要とされる緩和設備又は緩和操作の組合せ，及びそれらの機能を達成するために必要な条件を以下に定めた。

(1) 炉心損傷判定条件

炉心損傷の判定条件を次のとおり **記載のみ**

- ・炉心燃料の **有効燃料長頂部（T A F）** が露出した状態（添付資料 3.1.2.3-1）

(2) 起因事象ごとの成功基準の一覧表

各 P O S に対して想定した起因事象ごとに，炉心損傷防止に必要な緩和設備を設定した。設定した成功基準の一覧を第 3.1.2.3-1 表に示す。また，R H R S の成功基準を第 3.1.2.3-2 表に，E C C S ポンプ室等の空調機の成功基準を第 3.1.2.3-3 表に示す。

成功基準の設定に当たって使用した崩壊熱については，May-Witt の式を用いて評価した。なお，崩壊熱は時間とともに減少するため，P O S 区間においても成功基準が変わることが考えられるが，評価上は崩壊熱がその P O S 区間の初期で一定と仮定し，成功基準を設定する。

a. 除熱機能に対する成功基準

除熱機能に対する各緩和設備の成功基準は，熱交換器の除熱能力が崩壊熱量を上回ることとする。

除熱能力と崩壊熱量の評価結果を第 3.1.2.3-1 図に示す。評価結果より，全 P O S にわたり，R H R 1 系統にて，崩壊熱量を上回る除熱能力がある。

b. 注水機能（残留熱除去系の故障時）に対する成功基準

残留熱除去系の故障時の注水機能に対する各緩和設備の成功基準は、崩壊熱による蒸発量以上の注水能力を有することとする。

注水機能による注水量と崩壊熱による蒸発量の評価結果を第3.1.2.3-2図に示す。評価結果より、全POSにわたり、LPCS、LPCI、HPCS及びCSTのいずれにおいても1系統で、崩壊熱による蒸発量を上回る注水能力がある。

c. 注水機能（原子炉冷却材の流出時）に対する成功基準

原子炉冷却材の流出時の注水機能に対する各緩和設備の成功基準は、原子炉冷却材の流出量以上の注水能力を有することとする。

LPCS、LPCI及びHPCSにて、全ての原子炉冷却材の流出の起回事象に対して、流出量を上回る注水能力がある。また、CSTにおいては、「CRD点検時のLOCA」の大規模流出時以外の原子炉冷却材流出の起回事象に対して、流出量を上回る注水能力がある。

(3) 対処設備作動までの余裕時間及び使命時間

a. 余裕時間

本評価では、起回事象ごとに各POSにおける余裕時間を以下のとおり評価した。評価に使用した冷却材の保有水量を第3.1.2.3-3図に示す。また、冷却材の初期水温は燃料交換作業や原子炉周りの機器の保守が行える最高温度である52℃と仮定した。

(a) 残留熱除去系の故障，外部電源喪失

原子炉水位がTAFに到達するまでに、除熱系緩和設備及

記載のみ

記載のみ

び注水系緩和設備の作動が必要となるため、T A Fに到達するまでの余裕時間を以下の式を使用して評価する。評価には以下の式を使用した。各 P O S における余裕時間を第 3.1.2.3-4 表に示す（添付資料 3.1.2.3-2）。

なお、第 3.1.2.3-4 表に示すとおり、各 P O S における余裕時間は最も短い P O S - S でも 4 時間以上あり、T A F に到達までに崩壊熱除去機能が喪失していることの認知

記載のみ

することは想定し難いため、本 P R A では認知失敗を考慮しないこととする。

i) 冷却材温度が 100℃に到達するまでの余裕時間

$$T_1 = \frac{\Delta T \times M_1 \times C}{Q}$$

T_1 : 冷却材温度が 100℃に到達するまでの余裕時間 (h)

ΔT : 差温 (100℃ - 初期水温) (℃)

M_1 : 保有水量 (m³)

C : 比熱 (J/m³/℃)

Q : 崩壊熱量 (J/h)

ii) 原子炉水位が T A F に到達するまでの余裕時間

$$T_2 = T_1 + \frac{M_2 \times H_v}{Q}$$

記載のみ

T_2 : T A F 到達までの余裕時間 (h)

M_2 : T A F までの水量 (m³)

記載のみ

H_v : 蒸発潜熱 (J/m³)

Q : 崩壊熱量 (J/h)

(b) 原子炉冷却材の流出

原子炉冷却材の流出時の余裕時間は、原子炉水位が通常水位の場合と原子炉ウェル満水の場合に分けて設定する（添付資料 3.1.2.3-3）。

i) 通常水位の場合

通常水位の場合で考慮する原子炉冷却材の流出の起因事象は「RHR切替時のLOCA」及び「CUWブロー時のLOCA」がある。事象発生後の緩和操作を遂行するまでの余裕時間として、流出量とTAFまでの保有水量から3時間と設定した。

ii) 原子炉ウェル満水の場合

原子炉ウェル満水の場合で考慮する原子炉冷却材の流出の起因事象は「CRD点検時のLOCA」、「LPRM点検時のLOCA」及び「RHR切替時のLOCA」がある。CRD点検及びLPRM点検は現場作業に伴う人的過誤で発生する事象であるため作業員が必ず気づくことを考慮し、本PRAでは認知失敗を考慮しないこととする。また、原子炉ウェル満水時のRHR切替時のLOCAは、TAF到達までに冷却材の流出を認知するには十分な時間認知に失敗することは想定し難いため、本PRAでは認知失敗を考慮しないこととする。

b. 使命時間

緩和設備が要求される安全機能を果たすために必要な運転時間である使命時間については、以下の観点から24時間を適用している。

- ・ 24時間あれば、プラントを安定した状態に移行させるこ

起因事象発生後の各人的過誤の評価に対して、認知失敗と操作失敗に分けて評価している。

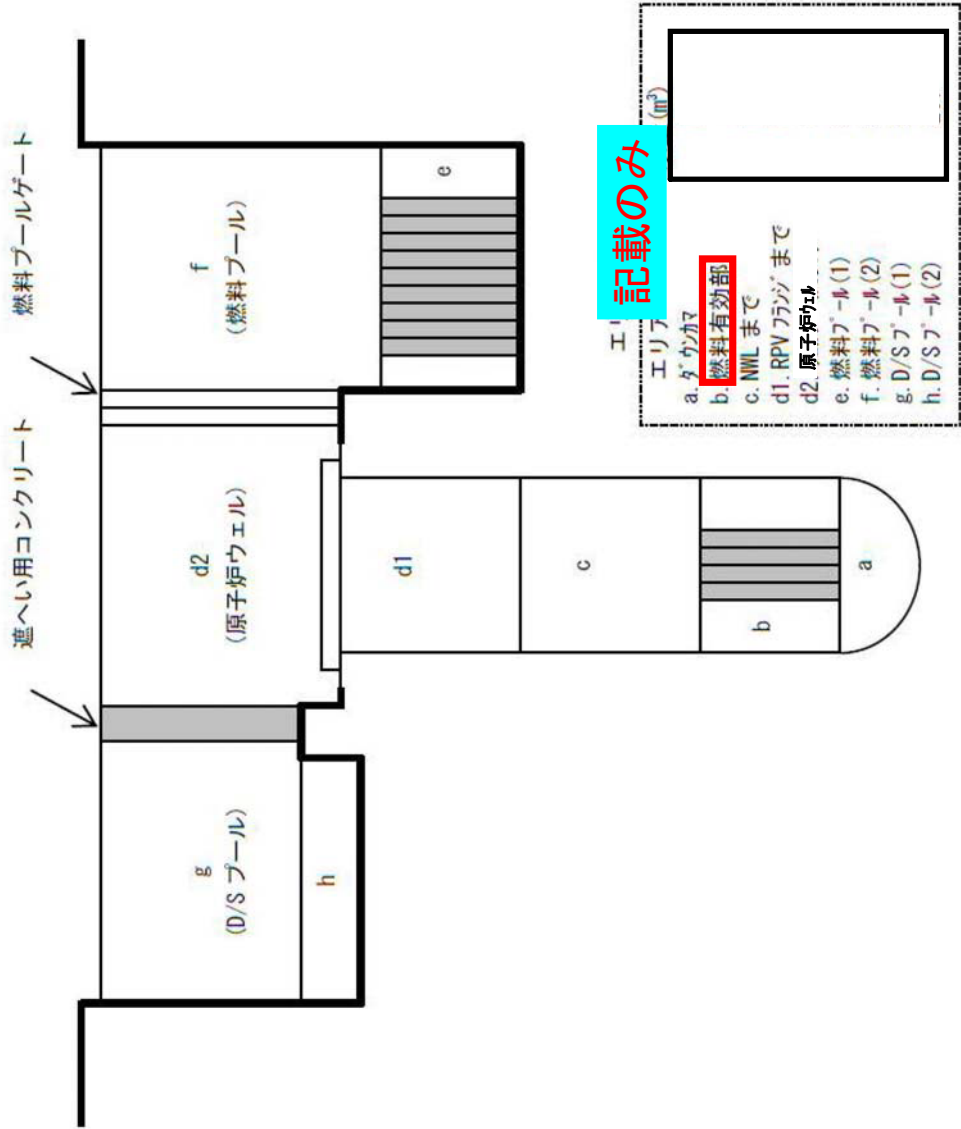
(a) 認知失敗

認知失敗では、警報等により異常を検知して適切な運転手順を選択することに失敗することをモデル化する。認知失敗確率は、THERP手法に基づき、時間信頼性曲線を用いており、対象とする人的過誤の特徴を考慮したストレスレベル等の補正係数を乗じて算出している。なお、時間信頼性曲線を用いる際に必要な余裕時間は、3.1.2.3項で設定した余裕時間を用いる。ただし、残留熱除去系の故障及び外部電源喪失が発生した場合の認知失敗については、T A Fが露出するまでの時間を考慮し、認知失敗は考慮しない **記載のみ** 3.1.2.7-3)。

(b) 操作失敗

操作失敗では、認知成功後の対応操作に失敗することをモデル化する。操作失敗確率は、THERP手法に基づき、運転員のストレスレベルや操作の複雑性を考慮して算出する。

修正不要



第 3.1.2.3-3 図 冷却材の保有水量

炉心損傷条件について

1. 炉心損傷の判定条件及び評価条件

(1) 炉心損傷の判定条件

本評価では炉心損傷の判定条件を次のとおり設定した。

- ・炉心燃料の燃料有効長頂部（T A F）が露出した状態

(2) 炉心損傷までの余裕時間評 記載のみ 評価条件

炉心損傷の判定条件となる T A F の露出までの余裕時間は、保有水量や崩壊熱に依存する。P O S ごとの評価条件について、表 1 に示す。

表 1 炉心損傷判定の評価条件

P O S	原子炉水位	プールゲート	保有水量	評価対象燃料	崩壊熱を考慮する燃料
P O S - S , A , C 1 , C 2 , D	原子炉通常水位	閉		炉心燃料	炉心燃料
P O S - B 1 ~ B 6	原子炉ウェル満水	開		炉心燃料	炉心燃料 + S F P 内の 使用済燃料

2. 冷却材の保有水量

1. の評価条件における保有水量は、以下のとおり設定した。なお、保有水量の設定に使用した保有水量のエリア分割の概要は図 1 に示すとおりである。

(1) 原子炉通常水位（P O S - S , A , C 1 , C 2 , D）

通常水位の場合の保有水量は、原子炉圧力容器底部から原子炉通常水位までの水量（a+b+c）とした。また、崩壊熱により蒸発する水量は T A F から通常水位までの水量（c）を考慮した。

記載のみ

修正不要

(2) 原子炉ウエル満水（POS-B1～B6）

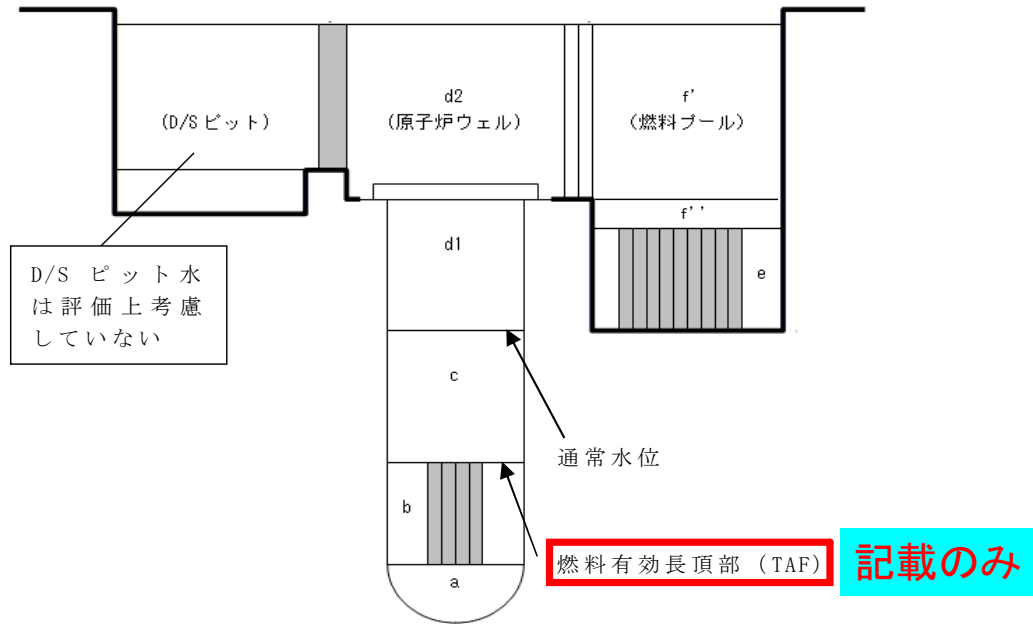
原子炉ウエル満水時の場合の保有水量は，原子炉压力容器底部から原子炉ウエル満水までの水量（ $a+b+c+d1+d2$ ）とした。また，崩壊熱により蒸発する水量は **TAF** から原子炉ウエル満水までの水量（ $c+d1+d2$ ）を考慮した。 記載のみ

上記の水量の設定は，評価対象を炉心またはSFPいずれの燃料とした場合にも，表2に示すとおり保守的な条件となっている。

表2 設定した保有水量

原子炉水位	プールゲート	評価に使用する水量の範囲	評価に使用する水量		現実的な水量	
			対象燃料	保有水量 (保有水エリア)	対象燃料	保有水量 (保有水エリア)
通常水位	閉	崩壊熱により水温が上昇する範囲	炉心		炉心	
		崩壊熱により冷却材が蒸発・流出する範囲	炉心		炉心	
原子炉ウエル満水	開	崩壊熱により水温が上昇する範囲	炉心		炉心 SFP	
		崩壊熱により冷却材が蒸発・流出する範囲	炉心		炉心 SFP	

修正不要



エリア分割保有水量

エリア		水量 (m ³)
a	原子炉圧力容器底部から燃料有効長底部まで	
b	燃料有効長底部から燃料有効長頂部まで	
c	燃料有効長頂部から通常水位まで	
d1	通常水位から原子炉圧力容器フランジまで	
d2	原子炉圧力容器フランジから原子炉ウエル満水水位まで	
e	燃料プール底部から燃料有効長頂部まで	
f'	燃料有効長頂部から燃料プール通常水位まで	
f''		

記載のみ

図 1 保有水のエリア分割概要図

表 1 冷却材流出時の燃料露出までの時間

記載のみ 起凶争家	T A F まで の保有水量 (m ³)	冷却材流出 流量 (m ³ /h)	燃料露出まで の時間 (h)	備考
R H R 切替時 の L O C A			3.6	通常水位
			22.8	原子炉ウエル満水
C U W ブロー時 の L O C A			3.6	通常水位

炉心損傷防止に必要な安全機能の考え方について

(1) 炉心損傷の判定条件

本 P R A では、炉心損傷の判定条件を次のとおり設定している。

- ・炉心燃料の燃料有効長頂部（T A F）が露出した状態

記載のみ

(2) 炉心損傷防止に必要な安全機能

各起因事象において炉心損傷防止に必要な安全機能は以下のとおりである。

a. 崩壊熱除去失敗（残留熱除去系の故障及び外部電源喪失）

崩壊熱除去失敗に係る起因事象に対して、炉心損傷防止に必要な安全機能を表 1 に示す。

表 1 炉心損傷防止に必要な安全機能（崩壊熱除去失敗）

P O S	S	A	B	C	D
R P V の状態	閉鎖	閉鎖～開放	開放	開放～閉鎖	閉鎖
P C V の状態	開放	開放	開放	開放 ^{※1}	閉鎖
必要な安全機能	除熱機能	除熱機能	除熱機能	除熱機能	除熱機能
	注水機能 減圧機能	注水機能 減圧機能 ^{※2}	注水機能	注水機能 減圧機能 ^{※2}	注水機能 減圧機能 P C V 除熱機能

※ 1 : 格納容器漏えい率検査のため、P C V は一時的に閉鎖されるが、この期間は短期間であり、崩壊熱量も小さいため、P C V 開放状態で代表させた。

※ 2 : R P V が閉鎖されている期間のみ。

R P V が閉鎖されている状態（P O S - S, P O S - A, P O S - C 及び P O S - D）においては、崩壊熱除去失敗時に冷却材温度が 100℃ に到達後、水蒸気により R P V が加圧されると、原子炉減圧が必要となる。

原子炉減圧に失敗する要因として、S R V の機械的故障と運転員による S R V 開操作失敗があるが、S R V の機械的故障については 18 弁の全

修正不要

弁が作動に失敗する確率は無視できるほど小さい。また、原子炉水位が

T A Fに到達するまでの余裕時間が出力運転時に比べて十分長い（P O

記載のみ

の大気圧条件における**T A F**到達までの余裕時間は 4.1 時間）こ

とを踏まえると、**記載のみ**る S R V 開操作失敗確率は十分小さい。

そのため、本 P R A では、R P V が閉鎖されている期間においても、減圧機能はモデル化していない。

また、P C V が閉鎖されている状態（P O S - D）においては、崩壊熱除去失敗時に S R V を介して S / C に流入した蒸気により S / P 温度が上昇する。

しかし、P O S - D では崩壊熱が停止直後の 1 / 10 以下まで低下しており、S / P 水温の上昇が緩やかであるため、除熱操作までの時間余裕は十分長いことから、運転員による操作失敗確率は十分小さい。

そのため、本 P R A では P C V が閉鎖されている期間においても、P C V 除熱機能はモデル化していない。

以上より、崩壊熱除去失敗時の炉心損傷防止に必要な安全機能として、除熱機能又は注水機能のみをモデル化している。

b. 原子炉冷却材の流出

原子炉冷却材喪失に係る起因事象に対して、炉心損傷防止に必要な安全機能を表 2 に示す。

表 2 炉心損傷防止に必要な安全機能（原子炉冷却材喪失）

P O S	S	A	B	C	D
RPV の状態	閉鎖	閉鎖～開放	開放	開放～閉鎖	閉鎖
PCV の状態	開放	開放	開放	開放 ^{※1}	閉鎖
必要な安全機能	注水機能	注水機能	注水機能	注水機能	注水機能 除熱機能

※ 1 : 格納容器漏えい率検査のため、P C V は一時的に閉鎖されるが、この期間は短期間であり、崩壊熱量も小さいため、P C V 開放状態で代表させた。

人的過誤に係わる認知失敗の考え方について

(1) 本 P R A における認知失敗の設定の考え方について

a. 残留熱除去系の故障，外部電源喪失

残留熱除去系故障及び外部電源喪失が発生した場合の認知失敗については、**記載のみ** T A F が露出するまでの余裕時間が最も短い P O S - S でも4時間以上あり，崩壊熱除去機能が喪失していることの認知に失敗することは想定し難いため，認知失敗は考慮していない。

b. 原子炉冷却材の流出

(a) R H R 切替時の L O C A

R H R 切替は原子炉水位がウェル満水時に実施される場合と通常水位で実施される場合が考えられる。原子炉水位がウェル満水時の場合は、**記載のみ** T A F 露出までの余裕時間が長く，冷却材流出の認知に失敗する可能性は極めて低いと考えられることから，冷却材流出の認知失敗は考慮していない。また，原子炉水位が通常水位の場合は、**記載のみ** 余裕時間を T A F 到達までの3時間として，以下の人的過誤を考慮し，認知失敗確率を $1.8E-7/d$ と設定した（表 1）。

・ R H R 切替操作時のプラント状態の確認失敗

手順書（10項目以下）中の1項目を省いてしまう人的過誤
確率

・ 管理者のプラント状態チェック失敗

手順書を用いて行う慣例的な点検（作業）の作業ミスを発見しそこなう人的過誤確率を用い，これに低従属を考慮し

評価

- ・原子炉水位認知失敗（3 時間）

運転員が 3 時間以内に原子炉水位低下の認知に失敗する確率

表 1 RHR 切替時の LOCA の認知失敗確率

項目	平均値	中央値	備考
RHR 切替操作時のプラント状態の確認失敗	—	2.0E-03	NUREG/CR-1278 Table 20-7 (1)
管理者のプラント状態チェック失敗	—	1.5E-01	NUREG/CR-1278 Table 20-22 (1) の人的過誤確率 0.1 に低従属を考慮
原子炉水位認知失敗（3 時間）	—	4.6E-05	NUREG/CR-1278 Table 20-3
RHR 切替時の LOCA における運転員認知失敗確率	1.8E-07	—	エラーファクタ (EF) : 42.7

(b) CUW ブロー時の LOCA

CUW ブロー時の LOCA が発生した場合の認知失敗については、中央制御室の運転員による原子炉水位低下の認知失敗の他に、ブロー先である廃棄物処理設備 (NR/W) 制御室の運転員による認知失敗をモデル化している。CUW ブロー時の認知に対する余裕時間を TAF 到達までの 3 時間として、以下の人的過誤を考慮し、認知失敗確率を 3.0E-7/d と設定した (表 2)。

- ・中央制御室運転員認知失敗（3 時間）

中央制御室運転員が 3 時間以内に原子炉水位低下の認知に

失敗する確率

- ・ N R / W 制御室運転員認知失敗 (3 時間)

N R / W 制御室運転員が 3 時間以内に廃液収集タンク等の水位高の認知に失敗する確率

表 2 C U W ブロー時の認知失敗確率

項目	平均値	中央値	備考
中央制御室 運転員認知失敗 (3 時間)	—	9.2E-05	N U R E G / C R - 1 2 7 8 T a b l e 2 0 - 3
N R / W 制御室運 転員認知失敗 (3 時間)	—	4.6E-05	N U R E G / C R - 1 2 7 8 T a b l e 2 0 - 3
C U W ブロー時の L O C A における運 転員認知失敗確率	3.0E-07	—	エラーファクタ (E F) : 122.7

(c) C R D 点検時の L O C A , L P R M 点検時の L O C A

C R D 点検時の L O C A 及び L P R M 点検時の L O C A が発生した場合の認知失敗については、現場作業に伴う人的過誤で発生する事象であるため作業員が必ず気づくことを考慮し、本 P R A では認知失敗を考慮していない。

(2) 認知失敗確率に対する感度解析

a . 残留熱除去系の故障，外部電源喪失

(1) で述べたとおり、本 P R A においては、残留熱除去系の故障及び外部電源喪失が発生した場合の認知失敗については、**記載のみ** T A F 到達までとした余裕時間が十分長いことから考慮していない。この認知失敗について、除熱系緩和設備に対する余裕時間を 100°C

記載のみ

到達までの時間とし、注水系緩和設備に対する余裕時間を T A F 到達までの時間として評価した結果を表 1 に示す。なお、表 1 における注水認知失敗確率は除熱認知に失敗する条件付き確率として設定している。また、余裕時間が 1500 分を超える認知失敗については、多数の警報、定時のパラメータチェック、巡視点検、直交代等の過誤回復手段があるため、必ず認知できるとした。

b. 原子炉冷却材の流出

(a) R H R 切替時の L O C A

(1)で述べたとおり、本 P R A においては、R H R 切替時の L O C A が発生した場合の認知失敗については、R H R 切替操作後の確認段階における操作運転員による認知及び管理者の過誤回復、その後の余裕時間内における運転員認知について期待できるものとして評価している。ただし、前者の操作後の認知及びその過誤回復については、起因事象発生頻度を評価する際に考慮した人的過誤との従属性に対する不確かさが考えられるため、保守的に期待しないとして評価した場合、認知失敗確率は $7.8E-04/d$ となった (表 3)。

表 3 R H R 切替時の L O C A の認知失敗確率 (感度 (通常水位))

項目	平均値	中央値	備考
原子炉水位認知失敗 (3 時間)	—	$9.2E-05$	N U R E G / C R - 1 2 7 8 T a b l e 2 0 - 3
R H R 切替時の L O C A における運転員認知失敗確率	$7.8E-04$	—	エラーファクタ (E F) を 30 と設定

また、ウェル満水時の R H R 切替時の L O C A の認知失敗確

記載のみ

率についても同様に評価した場合、T A F 到達までの余裕時間 (22 時間) 内における認知失敗確率は $1.9E-04/d$ となった (表 4)。

表 4 R H R 切替時の L O C A の認知失敗確率 (感度 (ウエル満水))

項目	平均値	中央値	備考
原子炉水位認知失敗 (22 時間)	—	$2.2E-05$	N U R E G / C R - 1 2 7 8 T a b l e 2 0 - 3
R H R 切替時の L O C A における運転員認知失敗確率	$1.9E-04$		エラーファクタ (E F) を 30 と設定

(3) 感度解析ケースの炉心損傷頻度

(2)で算出した各認知失敗確率を用いて炉心損傷頻度を評価した結果を表 2, 図 1 及び図 2 に示す。また, ベースケースの炉心損傷頻度を表 3 に示す。感度解析ケースの全炉心損傷頻度は, 約 $5.6E-6$ / 炉年であり, ベースケースの約 1.1 倍となった。これは主に, R H R 切替時の L O C A の認知失敗確率が増加したことの影響によるもので, 全炉心損傷頻度に対する R H R 切替時の L O C A の寄与割合も 0.1% 未満から約 8.0% へ増加した。なお, 本 P R A ではモデル化していないが, 冷却材流出時の R H R 自動隔離信号に期待できる期間もあることから, 本信号を考慮することで R H R 切替時の L O C A の炉心損傷頻度の低減が期待できる。

なお, 残留熱除去系の故障及び外部電源喪失が発生した場合の除熱認知失敗及び注水認知失敗を考慮した影響は, 崩壊熱除去機能喪失 (「R H R 喪失」, 「R H R S 喪失」) 及び外部電源喪失の炉心損傷

表 1 余裕時間の評価結果（「残留熱除去系の故障」及び「外部電源喪失」）

POS	余裕時間		除熱の必要性に対する 認知失敗確率 ^{※2}	注水の必要性に対する 認知失敗確率 ^{※2}
	除熱認知 (100°C到達) [h]	注水認知 (T.A.F.到達) [h]		
S	0.7	3.6	10	1.5E-01
A	1.0	5.5	30	3.2E-01
B 1	1.5	54.2	30	— ^{※3}
B 2	2.6	91.9	30	— ^{※3}
B 3	3.1	108.8	30	— ^{※3}
B 4	3.7	157.2	30	— ^{※3}
B 5	4.4	176.8	30	— ^{※3}
B 6	5.0	203.8	30	— ^{※3}
C 1	6.4	37.1	30	— ^{※3}
C 2	6.9	39.6	30	— ^{※3}
D	7.2	42.3	30	— ^{※3}

※1 操作時間 30 分を考慮

※2 除熱認知に失敗する条件付き確率

※3 25 時間以上の時間余裕がある場合は、多数の警報、定時のパラメーターチェック、巡視点検、直交代等の過誤回復が手段あるため、認知失敗を考慮しない

- (b-2) 原子炉格納容器バウンダリにかかる温度が、限界温度を下回る温度である 200℃を下回ること。
- (b-3) 放射性物質の総放出量は、放射性物質による環境への汚染の視点も含め、環境への影響をできるだけ小さくとどめるものであること。
- (b-4) 原子炉圧力容器の破損までに、原子炉圧力は 2.0MPa [gage] 以下に低減されていること。
- (b-5) 急速な原子炉圧力容器外の熔融燃料－冷却材相互作用による熱的・機械的荷重によって、原子炉格納容器バウンダリの機能が喪失しないこと。
- (b-6) 原子炉格納容器が破損する可能性のある水素の爆轟を防止すること。具体的には、原子炉格納容器内の酸素濃度が 5vol% 以下であること。
- (b-7) 可燃性ガスの蓄積、燃焼が生じた場合においても、(b-1)の要件を満足すること。
- (b-8) 熔融炉心による侵食によって、原子炉格納容器の構造部材の支持機能が喪失しないこと及び熔融炉心が適切に冷却されること。
- (c) 使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故
使用済燃料プール内の燃料損傷防止対策について、以下の項目を満足することを確認することで、有効性があることを確認する。
- 記載のみ** (c-1) 燃料有効長頂部が冠水していること。
- (c-2) 放射線の遮蔽が維持される水位を確保すること。
- (c-3) 未臨界が維持されていること。
- (d) 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

運転停止中の原子炉内の燃料損傷防止対策について、以下の項目を満足することを確認することで、有効性があることを確認する。

記載のみ

(d-1) 燃料有効長頂部が冠水していること。

(d-2) 放射線の遮蔽が維持される水位を確保すること。

(d-3) 未臨界を確保すること（ただし、通常の運転操作における臨界、又は燃料の健全性に影響を与えない一時的かつ僅かな出力上昇を伴う臨界は除く。）。

c. 事故に対処するために必要な施設

「(1) 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」で整備する施設のうち、「(2) 重大事故等対策の有効性評価」において重大事故等に対処するために必要な施設を第10-3表に示す。

(ii) 評価条件

有効性評価における解析の条件設定については、事象進展の不確かさを考慮して、設計値等の現実的な条件を基本としつつ、原則、有効性を確認するための評価項目となるパラメータに対して余裕が小さくなるような設定とする。この際、解析コードの持つ重要現象に対する不確かさや解析条件の不確かさによって、さらに本発電用原子炉施設の有効性評価の評価項目となるパラメータ並びに運転員及び重大事故等対応要員（以下「運転員等」という。）操作時間に対する余裕が小さくなる可能性がある場合は、影響評価において感度解析等を行うことを前提に設定する。

a. 主要な解析条件

のとする。格納容器圧力が低下傾向となれば、一旦格納容器スプレイを停止するが、再度格納容器圧力が上昇し、格納容器圧力 465kPa[gage]に到達した場合は、 $130\text{m}^3/\text{h}$ にて格納容器にスプレイするものとする。

(b-13)格納容器下部注水系（常設）は、原子炉圧力容器破損の判断後に、 $80\text{m}^3/\text{h}$ にてペDESTAL（ドライウエル部）に注水するものとする。

(b-14)可搬型窒素供給装置は、窒素 $198\text{m}^3/\text{h}$ 及び酸素 $2\text{m}^3/\text{h}$ の流量で格納容器内に注入するものとする。

(b-15)コリウムシールドは、耐熱材の種類をジルコニア耐熱材とし、侵食開始温度を $2,100^\circ\text{C}$ と設定する。また、ペDESTAL（ドライウエル部）床面積は、コリウムシールドを考慮した床面積を設定する。

(b-16)ペDESTAL（ドライウエル部）には、事象初期から 1m の水張りがなされているものとする。

(b-17)事故収束のための運転員等操作としては、以下のとおりとする。

(b-17-1)逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉急速減圧操作は、原子炉水位が燃料有効長底部から燃料有効長の 20% 上の位置に到達した時点で開始する。

記載のみ

(b-17-2)緊急用海水系及び代替循環冷却系による格納容器除熱は、事象発生 90 分後から開始する。

(b-17-3)常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作は、原子炉圧力容器破損の 6 分後に開始する。また、原子炉圧力容器破損後に

することはない。

- (f) 原子炉格納容器内の酸素濃度については、これが最も厳しくなる「大破断LOCA発生時に高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失する事故」における代替循環冷却系を使用する場合及び「過渡事象発生時に高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失し、さらに重大事故等対処設備による原子炉圧力容器破損までの原子炉注水を考慮しない事故」において、事象発生から7日後までの最大酸素濃度は約4.0vol%（ドライ条件）であり、不確かさを考慮しても5vol%未満に維持される。
- (g) 可燃性ガスの蓄積については、(a)に記載のとおり。可燃性ガスの燃焼については、これが最も厳しくなる「大破断LOCA発生時に高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失する事故」における代替循環冷却系を使用する場合及び「過渡事象発生時に高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失し、さらに重大事故等対処設備による原子炉圧力容器破損までの原子炉注水を考慮しない事故」において、不確かさを考慮しても可燃性ガスの燃焼は生じない。
- (h) 溶融炉心・コンクリート相互作用については、「過渡事象発生時に高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失し、さらに重大事故等対処設備による原子炉圧力容器破損までの原子炉注水を考慮しない事故」において、ペDESTAL（ドライウエル部）の溶融炉心は適切に冷却され、コンクリートの侵食量は床面及び壁面ともに0cmであり、不確かさを考慮しても格納容器の構造部材の支持機能が喪失することはない。
- c. 使用済燃料プールにおける重大事故に至るおそれがある事故

記載のみ

- (a) 燃料有効長頂部の冠水については、水位低下の観点で最も厳し

い「想定事故2」において、使用済燃料プール水位は通常水位から約 0.6m 下の水位まで低下するに留まり、不確かさを考慮しても燃料有効長頂部は冠水維持される。

記載のみ

(b) 放射線の遮蔽については、水位低下の観点で最も厳しい「想定事故2」において、使用済燃料プール水位が通常水位から約 0.6m 下の水位となった場合の原子炉建屋原子炉棟 6 階の床付近の線量率は約 3mSv/h であり、不確かさを考慮しても放射線の遮蔽は維持される。

(c) 未臨界の維持については、使用済燃料プールではボロン添加ステンレス鋼製ラックセルに燃料が貯蔵されており、必要な燃料間距離をとる等の設計により水密度の状態によらず臨界未満となるため、使用済燃料プールの未臨界は維持される。

d. 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

記載のみ

(a) 燃料有効長頂部の冠水については、原子炉水位の低下が最も厳しい「原子炉冷却材の流出」において、原子炉水位は燃料有効長頂部の約 2.1m 上の水位まで低下するに留まり、不確かさを考慮しても燃料有効長頂部は冠水維持される。記載のみ

燃料位置の適正化に伴う再評価結果を踏まえ修正

(b) 放射線の遮蔽が維持される水位の確保については、原子炉水位の低下が最も厳しい「原子炉冷却材の流出」において、原子炉水位は燃料有効長頂部の約 2.1m 上の水位まで低下するに留まり、必要な遮蔽が維持できる水位である燃料有効長頂部の約 1.7m を下回ることがないため、不確かさを考慮しても放射線の遮蔽は維持される。遮蔽計算の再解析結果を踏まえ修正

燃料位置の適正化に伴う再評価結果を踏まえ修正

(c) 未臨界の確保については、「原子炉の運転停止中に制御棒の誤引き抜きにより反応度が投入される事故」において、制御棒の引

第 10-3 表 事故対処するために必要な施設

「高圧・低圧注水機能喪失」 (1/2)

記載のみ

操作及び確認	重大事故等対処設備		
	常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉スクラムの確認	—	—	平均出力領域計装 起動領域計装
高圧注水機能喪失の確認	主蒸気隔離弁 A T W S 緩和設備 (代替原子炉再循環ポンプトリップ機能) 逃がし安全弁 (安全弁機能)	—	原子炉水位 (広帯域, 燃料域) 原子炉水位 (S A 広帯域, S A 燃料域) 高圧炉心スプレイ系系統流量 原子炉隔離時冷却系系統流量 原子炉圧力 原子炉圧力 (S A)
低圧注水機能喪失の確認	—	—	低圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力 残留熱除去系ポンプ吐出圧力
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) の起動準備操作	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	—	常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力 緊急用M/C 電圧
逃がし安全弁 (自動減圧機能) の手動操作による原子炉減圧	逃がし安全弁 (自動減圧機能) 非常用窒素供給系高圧窒素ポンプ	—	原子炉圧力 原子炉圧力 (S A) 格納容器雰囲気放射線モニタ (D/W, S/C)
原子炉水位の調整操作	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	—	原子炉水位 (広帯域, 燃料域) 原子炉水位 (S A 広帯域, S A 燃料域) 低圧代替注水系原子炉注水流量 代替淡水貯槽水位

第 10-3 表 事故対処するために必要な施設

「高圧・低圧注水機能喪失」 (2/2)

記載のみ

操作及び確認	重大事故等対処設備		
	常設設備	可搬型設備	計装設備
常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	-	ドライウエル圧力 ドライウエル雰囲気温度 サプレッション・チェンバ圧力 低圧代替注水系格納容器スプレイ流量 代替淡水貯槽水位 サプレッション・プール水位 原子炉水位 (広帯域, 燃料域) 原子炉水位 (S A 広帯域, S A 燃料域) 低圧代替注水系原子炉注水流量
格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱 (サプレッション・チェンバ側)	格納容器圧力逃がし装置	-	ドライウエル圧力 サプレッション・チェンバ圧力 サプレッション・プール水位 格納容器雰囲気放射線モニタ (D/W, S/C) フィルタ装置出口放射線モニタ (高レンジ, 低レンジ)
可搬型代替注水中型ポンプによる水源補給操作	代替淡水貯槽 西側淡水貯水設備	可搬型代替注水中型ポンプ	代替淡水貯槽水位
タンクローリによる燃料給油操作	可搬型設備用軽油タンク	タンクローリ	-

第 10-3 表 事故対処するために必要な施設

「高圧注水・減圧機能喪失」

記載のみ

操作及び確認	重大事故等対処設備		
	常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉スクラムの確認	—	—	平均出力領域計装 起動領域計装
高圧注水機能喪失の確認	主蒸気隔離弁 A T W S 緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能） 逃がし安全弁（安全弁機能）	—	原子炉水位（広帯域，燃料域） 原子炉水位（S A 広帯域，S A 燃料域） 高圧炉心スプレイ系系統流量 原子炉隔離時冷却系系統流量 原子炉圧力 原子炉圧力（S A）
低圧炉心スプレイ系等の自動起動の確認	低圧炉心スプレイ系 残留熱除去系（低圧注水系） 非常用ディーゼル発電機 軽油貯蔵タンク	—	原子炉水位（広帯域，燃料域） 原子炉水位（S A 広帯域，S A 燃料域） 低圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力 残留熱除去系ポンプ吐出圧力
原子炉自動減圧の確認	過渡時自動減圧回路 逃がし安全弁（自動減圧機能）	—	原子炉水位（広帯域，燃料域） 原子炉水位（S A 広帯域，S A 燃料域） 原子炉圧力 原子炉圧力（S A） 格納容器雰囲気放射線モニタ（D/W，S/C）
原子炉水位の調整操作	低圧炉心スプレイ系 残留熱除去系（低圧注水系） 非常用ディーゼル発電機 軽油貯蔵タンク	—	原子炉水位（広帯域，燃料域） 原子炉水位（S A 広帯域，S A 燃料域） 低圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力 残留熱除去系ポンプ吐出圧力
残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却系）によるサブプレッション・プール冷却	残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却系） 非常用ディーゼル発電機 軽油貯蔵タンク	—	サブプレッション・プール水温度 残留熱除去系系統流量

第 10-3 表 事故対処するために必要な施設

「全交流動力電源喪失（長期 T B）」（1/2）

記載のみ

操作及び確認	重大事故等対処設備		
	常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉スクラム及び全交流動力電源喪失の確認	所内常設直流電源設備 常設代替直流電源設備 主蒸気隔離弁 逃がし安全弁（安全弁機能）	—	平均出力領域計装 起動領域計装 原子炉圧力 原子炉圧力（S A） M/C 2 C 電圧 M/C 2 D 電圧 緊急用 M/C 電圧
原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認	原子炉隔離時冷却系 所内常設直流電源設備	—	原子炉水位（広帯域，燃料域） 原子炉水位（S A 広帯域，S A 燃料域） 原子炉隔離時冷却系系統流量
原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）	原子炉隔離時冷却系 所内常設直流電源設備	—	原子炉水位（広帯域，燃料域） 原子炉水位（S A 広帯域，S A 燃料域） 原子炉隔離時冷却系系統流量
早期の電源回復不能の確認	—	—	—
可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作	—	可搬型代替注水中型ポンプ	—
逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧	逃がし安全弁（自動減圧機能） 非常用窒素供給系高圧窒素ポンプ	可搬型代替注水中型ポンプ	サブプレッション・プール水温度 原子炉圧力 原子炉圧力（S A） ドライウエル雰囲気温度 格納容器雰囲気放射線モニタ（D/W, S/C）
原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（可搬型））	西側淡水貯水設備	可搬型代替注水中型ポンプ	原子炉水位（広帯域，燃料域） 原子炉水位（S A 広帯域，S A 燃料域） 低圧代替注水系原子炉注水流量 原子炉隔離時冷却系注水流量 原子炉圧力 原子炉圧力（S A）
タンクローリによる燃料給油操作	可搬型設備用軽油タンク	タンクローリ	—

第 10-3 表 事故対処するために必要な施設

「全交流動力電源喪失（TBD, TBU）」（1/2）

記載のみ

操作及び確認	重大事故等対処設備		
	常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉スクラム及び全電源喪失の確認	逃がし安全弁（安全弁機能） 常設代替直流電源設備	-	原子炉圧力（SA） M/C 2C電圧 M/C 2D電圧 緊急用M/C電圧
高圧代替注水系の起動操作	高圧代替注水系 常設代替直流電源設備	-	高圧代替注水系系統流量
原子炉水位の調整操作（高圧代替注水系）	高圧代替注水系 常設代替直流電源設備	-	原子炉水位（SA広帯域，SA燃料域） 高圧代替注水系系統流量
可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作	-	可搬型代替注水中型ポンプ	-
逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧	逃がし安全弁（自動減圧機能） 非常用窒素供給系高圧窒素ポンプ 常設代替直流電源設備	-	サプレッション・プール水温度 原子炉圧力（SA） ドライウエル雰囲気温度 格納容器雰囲気放射線モニタ（D/W, S/C）
原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（可搬型））	西側淡水貯水設備	可搬型代替注水中型ポンプ	原子炉水位（SA広帯域，SA燃料域） 低圧代替注水系原子炉注水流量 高圧代替注水系系統流量 原子炉圧力（SA）
タンクローリによる燃料給油操作	可搬型設備用軽油タンク	タンクローリ	-
可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却	西側淡水貯水設備	可搬型代替注水中型ポンプ	ドライウエル圧力 ドライウエル雰囲気温度 サプレッション・チェンバ圧力 低圧代替注水系格納容器スプレイ流量 サプレッション・プール水位

第 10-3 表 事故対処するために必要な施設

「全交流動力電源喪失（TBP）」（1/2）

記載のみ

操作及び確認	重大事故等対処設備		
	常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉スクラム，全交流動力電源喪失及び逃がし安全弁開固着の確認	所内常設直流電源設備 常設代替直流電源設備 主蒸気隔離弁 逃がし安全弁（安全弁機能）	—	平均出力領域計装 起動領域計装 原子炉圧力 原子炉圧力（SA） M/C 2C電圧 M/C 2D電圧 緊急用M/C電圧
原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認	原子炉隔離時冷却系 所内常設直流電源設備	—	原子炉水位（広帯域，燃料域） 原子炉水位（SA広帯域，SA燃料域） 原子炉隔離時冷却系系統流量
原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）	原子炉隔離時冷却系 所内常設直流電源設備	—	原子炉水位（広帯域，燃料域） 原子炉水位（SA広帯域，SA燃料域） 原子炉隔離時冷却系系統流量 原子炉圧力 原子炉圧力（SA） 格納容器雰囲気放射線モニタ（D/W，S/C）
早期の電源回復不能の確認	—	—	—
可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作	—	可搬型代替注水中型ポンプ	原子炉圧力 原子炉圧力（SA）
逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧	逃がし安全弁（自動減圧機能） 非常用窒素供給系高圧窒素ポンプ	—	原子炉圧力 原子炉圧力（SA）
原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（可搬型））	西側淡水貯水設備	可搬型代替注水中型ポンプ	原子炉水位（広帯域，燃料域） 原子炉水位（SA広帯域，SA燃料域） 低圧代替注水系原子炉注水流量 原子炉圧力 原子炉圧力（SA）

第 10-3 表 事故対処するために必要な施設

「崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」（1/2）

記載のみ

操作及び確認	重大事故等対処設備		
	常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉スクラムの確認	—	—	平均出力領域計装 起動領域計装
原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認	原子炉隔離時冷却系 主蒸気隔離弁 A T W S 緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能） 逃がし安全弁（安全弁機能）	—	原子炉水位（広帯域，燃料域） 原子炉水位（S A 広帯域，S A 燃料域） 原子炉隔離時冷却系系統流量 原子炉圧力 原子炉圧力（S A）
原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）	原子炉隔離時冷却系	—	原子炉水位（広帯域，燃料域） 原子炉水位（S A 広帯域，S A 燃料域） 原子炉隔離時冷却系系統流量
取水機能喪失の確認	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	—	サプレッション・プール水温度 残留熱除去系海水系系統流量 M/C 2 C 電圧 M/C 2 D 電圧
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	—	常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力 緊急用M/C 電圧
逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧	逃がし安全弁（自動減圧機能） 非常用窒素供給系高圧窒素ポンプ	—	サプレッション・プール水温度 原子炉圧力 原子炉圧力（S A）
原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（常設））	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	—	原子炉水位（広帯域，燃料域） 原子炉水位（S A 広帯域，S A 燃料域） 低圧代替注水系原子炉注水流量 代替淡水貯槽水位 原子炉隔離時冷却系系統流量

第 10-3 表 事故対処するために必要な施設

「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」（1/2）

記載のみ

操作及び確認	重大事故等対処設備		
	常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉スクラムの確認	—	—	平均出力領域計装 起動領域計装
高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認	主蒸気隔離弁 高圧炉心スプレイ系 原子炉隔離時冷却系 A T W S 緩和設備 （代替原子炉再循環ポンプトリップ機能） 逃がし安全弁（安全弁機能） 非常用ディーゼル発電機 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機 軽油貯蔵タンク	—	原子炉水位（広帯域，燃料域） 原子炉水位（S A 広帯域，S A 燃料域） 高圧炉心スプレイ系系統流量 原子炉隔離時冷却系系統流量 原子炉圧力 原子炉圧力（S A）
原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）	高圧炉心スプレイ系 原子炉隔離時冷却系	—	原子炉水位（広帯域，燃料域） 原子炉水位（S A 広帯域，S A 燃料域） 原子炉隔離時冷却系系統流量
崩壊熱除去機能喪失の確認	—	—	サプレッション・プール水温度 残留熱除去系ポンプ吐出圧力
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	—	常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力 緊急用M/C電圧
逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧	逃がし安全弁（自動減圧機能） 非常用窒素供給系高圧窒素ボンベ	—	サプレッション・プール水温度 原子炉圧力 原子炉圧力（S A）
原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（常設））	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	—	原子炉水位（広帯域，燃料域） 原子炉水位（S A 広帯域，S A 燃料域） 低圧代替注水系原子炉注水流量 代替淡水貯槽水位 原子炉隔離時冷却系系統流量

第 10-3 表 事故対処するために必要な施設

「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）」（2/2）

記載のみ

操作及び確認	重大事故等対処設備		
	常設設備	可搬型設備	計装設備
常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	-	ドライウエル圧力 ドライウエル雰囲気温度 サプレッション・チェンバ圧力 低圧代替注水系格納容器スプレイ流量 代替淡水貯槽水位 サプレッション・プール水位 原子炉水位（広帯域，燃料域） 原子炉水位（S A 広帯域，S A 燃料域） 低圧代替注水系原子炉注水流量
格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱（サプレッション・チェンバ側）	格納容器圧力逃がし装置	-	ドライウエル圧力 サプレッション・チェンバ圧力 サプレッション・プール水位 格納容器雰囲気放射線モニタ（D/W，S/C） フィルタ装置出口放射線モニタ（高レンジ，低レンジ）
可搬型代替注水中型ポンプによる水源補給操作	代替淡水貯槽 西側淡水貯水設備	可搬型代替注水中型ポンプ	代替淡水貯槽水位
タンクローリによる燃料給油操作	可搬型設備用軽油タンク	タンクローリ	-

第 10-3 表 事故対処するために必要な施設

「原子炉停止機能喪失」

記載のみ

操作及び確認	重大事故等対処設備		
	常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉停止機能喪失の確認	A T W S 緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）	-	平均出力領域計装 起動領域計装 原子炉圧力 原子炉圧力（S A）
高圧炉心スプレイ系の自動起動確認等	高圧炉心スプレイ系 原子炉隔離時冷却系 逃がし安全弁（逃がし弁機能）	-	ドライウエル圧力 原子炉水位（広帯域，燃料域） 原子炉水位（S A 広帯域，S A 燃料域） 高圧炉心スプレイ系系統流量 原子炉隔離時冷却系系統流量 平均出力領域計装 起動領域計装
自動減圧系等の作動阻止操作	自動減圧系の起動阻止スイッチ	-	ドライウエル圧力 原子炉水位（広帯域，燃料域） 原子炉水位（S A 広帯域，S A 燃料域） 原子炉圧力 原子炉圧力（S A）
ほう酸水注入系の起動操作	ほう酸水注入系	-	平均出力領域計装 起動領域計装 サプレッション・プール水温度 ほう酸水注入ポンプ吐出圧力
残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱	残留熱除去系（サプレッション・プール水冷却系）	-	サプレッション・プール水温度 残留熱除去系系統流量
原子炉水位の調整操作	ほう酸水注入系 高圧炉心スプレイ系	-	平均出力領域計装 起動領域計装 原子炉水位（広帯域，燃料域） 原子炉水位（S A 広帯域，S A 燃料域） 高圧炉心スプレイ系系統流量

第 10-3 表 事故対処するために必要な施設

「L O C A 時注水機能喪失」 (1/2)

記載のみ

操作及び確認	重大事故等対処設備		
	常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉スクラム及びL O C A 発生の確認	-	-	平均出力領域計装 起動領域計装 ドライウエル圧力 サプレッション・チェンバ 圧力
高圧注水機能喪失の確認	主蒸気隔離弁 A T W S 緩和設 備 (代替原子炉 再循環ポンプト リップ機能) 逃がし安全弁 (安全弁機能)	-	原子炉水位 (広帯域, 燃料 域) 原子炉水位 (S A 広帯域, S A 燃料域) 高圧炉心スプレイ系系統流 量 原子炉隔離時冷却系系統流 量 原子炉圧力 原子炉圧力 (S A)
低圧注水機能喪失の確認	-	-	低圧炉心スプレイ系ポンプ 吐出圧力 残留熱除去系ポンプ吐出圧 力
常設低圧代替注水系ポンプ を用いた低圧代替注水系 (常設) の起動準備操作	常設低圧代替注 水系ポンプ 代替淡水貯槽 常設代替高圧電 源装置 軽油貯蔵タンク	-	常設低圧代替注水系ポンプ 吐出圧力 緊急用M/C 電圧
逃がし安全弁 (自動減圧機 能) の手動操作による原子 炉減圧	逃がし安全弁 (自動減圧機 能) 非常用窒素供給 系高圧窒素ポン プ	-	原子炉圧力 原子炉圧力 (S A) 格納容器雰囲気放射線モニ タ (D/W, S/C)
原子炉水位の調整操作	常設低圧代替注 水系ポンプ 代替淡水貯槽 常設代替高圧電 源装置 軽油貯蔵タンク	-	原子炉水位 (広帯域, 燃料 域) 原子炉水位 (S A 広帯域, S A 燃料域) 低圧代替注水系原子炉注水 流量 代替淡水貯槽水位

第 10-3 表 事故対処するために必要な施設

「L O C A 時注水機能喪失」 (2/2)

記載のみ

操作及び確認	重大事故等対処設備		
	常設設備	可搬型設備	計装設備
常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	-	ドライウエル圧力 ドライウエル雰囲気温度 サプレッション・チェンバ圧力 低圧代替注水系格納容器スプレイ流量 代替淡水貯槽水位 サプレッション・プール水位 原子炉水位 (広帯域, 燃料域) 原子炉水位 (S A 広帯域, S A 燃料域) 低圧代替注水系原子炉注水流量
格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱 (サプレッション・チェンバ側)	格納容器圧力逃がし装置	-	ドライウエル圧力 サプレッション・チェンバ圧力 サプレッション・プール水位 格納容器雰囲気放射線モニタ (D/W, S/C) フィルタ装置出口放射線モニタ (高レンジ, 低レンジ)
可搬型代替注水中型ポンプによる水源補給操作	代替淡水貯槽 西側淡水貯水設備	可搬型代替注水中型ポンプ	代替淡水貯槽水位
タンクローリによる燃料給油操作	可搬型設備用軽油タンク	タンクローリ	-

第 10-3 表 事故対処するために必要な施設

「格納容器バイパス (ISLOCA)」 (1/2)

記載のみ

操作及び確認	重大事故等対処設備		
	常設設備	可搬型設備	計装設備
ISLOCAの発生	—	—	—
原子炉スクラムの確認	—	—	平均出力領域計装 起動領域計装
原子炉隔離時冷却系の自動 起動の確認	原子炉隔離時冷却系 主蒸気隔離弁 ATWS緩和設備（代替原子炉 再循環ポンプトリップ機能） 逃がし安全弁（安全弁機能）	—	原子炉水位（広帯域，燃料域） 原子炉水位（SA広帯域， SA燃料域） 原子炉隔離時冷却系系統流量 原子炉圧力 原子炉圧力（SA）
ISLOCA発生の確認	—	—	原子炉水位（広帯域，燃料域） 原子炉水位（SA広帯域， SA燃料域） 原子炉隔離時冷却系系統流量 残留熱除去系ポンプ吐出圧力
中央制御室における残留熱 除去系の注入弁の閉止操作	—	—	原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（SA広帯域） 残留熱除去系ポンプ吐出圧力
低圧炉心スプレイ系の起動 操作	低圧炉心スプレイ系 非常用ディーゼル発電機 軽油貯蔵タンク	—	低圧炉心スプレイ系ポンプ 吐出圧力
逃がし安全弁（自動減圧機能） の手動操作による原子炉減圧	逃がし安全弁（自動減圧機能） 非常用窒素供給系高圧窒素ポン ベ	—	原子炉圧力 原子炉圧力（SA）
常設低圧代替注水系ポンプ を用いた低圧代替注水系 （常設）の起動準備操作	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	—	常設低圧代替注水系ポンプ 吐出圧力 緊急用M/C電圧

第 10-3 表 事故対処するために必要な施設

「格納容器バイパス (ISLOCA)」 (2/2)

記載のみ

操作及び確認	重大事故等対処設備		
	常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉水位の維持操作	低圧炉心スプレイ系 常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 常設代替高圧電源装置 非常用ディーゼル発電機 軽油貯蔵タンク	-	原子炉水位 (広帯域, 燃料域) 原子炉水位 (SA 広帯域, SA 燃料域) 低圧代替注水系原子炉注水流量 代替淡水貯槽水位 低圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力
中央制御室における残留熱除去系の弁の閉止操作	-	-	原子炉圧力 原子炉圧力 (SA) 原子炉水位 (広帯域, 燃料域) 原子炉水位 (SA 広帯域, SA 燃料域) 残留熱除去系ポンプ吐出圧力
残留熱除去系 (サブプレッション・プール水冷却系) によるサブプレッション・プール冷却	残留熱除去系 (サブプレッション・プール水冷却系) 非常用ディーゼル発電機 軽油貯蔵タンク	-	サプレッション・プール水温度 残留熱除去系系統流量
現場における残留熱除去系の注入弁の閉止操作	残留熱除去系注入弁	-	原子炉水位 (広帯域, 燃料域) 原子炉水位 (SA 広帯域, SA 燃料域) 残留熱除去系ポンプ吐出圧力
原子炉水位の調整操作	低圧炉心スプレイ系 非常用ディーゼル発電機 軽油貯蔵タンク	-	原子炉水位 (広帯域, 燃料域) 原子炉水位 (SA 広帯域, SA 燃料域) 低圧炉心スプレイ系系統流量

第 10-3 表 事故対処するために必要な施設

「津波浸水による注水機能喪失」 (1/2)

記載のみ

操作及び確認	重大事故等対処設備		
	常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉スクラムの確認	所内常設直流電源設備 常設代替直流電源設備 主蒸気隔離弁 逃がし安全弁 (安全弁機能)	—	平均出力領域計装 起動領域計装 原子炉圧力 原子炉圧力 (S A) M/C 2 C 電圧 M/C 2 D 電圧 緊急用 M/C 電圧
原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認	原子炉隔離時冷却系 所内常設直流電源設備	—	原子炉水位 (広帯域, 燃料域) 原子炉水位 (S A 広帯域, S A 燃料域) 原子炉隔離時冷却系系統流量
原子炉水位の調整操作 (原子炉隔離時冷却系)	原子炉隔離時冷却系 所内常設直流電源設備	—	原子炉水位 (広帯域, 燃料域) 原子炉水位 (S A 広帯域, S A 燃料域) 原子炉隔離時冷却系系統流量
早期の電源回復不能の確認	—	—	—
可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型) の起動準備操作	—	可搬型代替注水中型ポンプ	—
逃がし安全弁 (自動減圧機能) の手動操作による原子炉減圧	逃がし安全弁 (自動減圧機能) 非常用窒素供給系高圧窒素ポンプ	可搬型代替注水中型ポンプ	サブプレッション・プール水温度 原子炉圧力 原子炉圧力 (S A) ドライウエル雰囲気温度 格納容器雰囲気放射線モニタ (D/W, S/C)
原子炉水位の調整操作 (低圧代替注水系 (可搬型))	西側淡水貯水設備	可搬型代替注水中型ポンプ	原子炉水位 (広帯域, 燃料域) 原子炉水位 (S A 広帯域, S A 燃料域) 低圧代替注水系原子炉注水流量 原子炉隔離時冷却系注水流量 原子炉圧力 原子炉圧力 (S A)
タンクローリによる燃料給油操作	可搬型設備用軽油タンク	タンクローリ	—

第 10-3 表 事故対処するために必要な施設

「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」

（代替循環冷却系を使用する場合）（1/2）

記載のみ

操作及び確認	重大事故等対処設備		
	常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉スクラム，LOCA 発生及び全交流動力電源喪失の確認	所内常設直流電源設備 主蒸気隔離弁	—	平均出力領域計装 起動領域計装 原子炉圧力 原子炉圧力（SA） M/C 2C 電圧 M/C 2D 電圧 緊急用M/C 電圧 ドライウエル圧力 サプレッション・チェンバ 圧力
原子炉への注水機能喪失の確認	—	—	原子炉隔離時冷却系系統流量
炉心損傷確認	所内常設直流電源設備	—	格納容器雰囲気放射線モニタ（D/W） 格納容器雰囲気放射線モニタ（S/C）
早期の電源回復不能の確認	—	—	—
常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作並びに常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	—	緊急用M/C 電圧 低圧代替注水系格納容器スプレイ流量 低圧代替注水系原子炉注水流量 原子炉水位（広帯域，燃料域） 原子炉水位（SA 広帯域，SA 燃料域） 原子炉圧力 原子炉圧力（SA） ドライウエル雰囲気温度 ドライウエル圧力 サプレッション・チェンバ 圧力 代替淡水貯槽水位
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	—	M/C 2C 電圧 M/C 2D 電圧

第 10-3 表 事故対処するために必要な施設

「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」

（代替循環冷却系を使用する場合）（2/2）

記載のみ

操作及び確認	重大事故等対処設備		
	常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系の起動操作	中央制御室換気系 非常用ガス処理系 非常用ガス再循環系	—	—
緊急用海水系による海水通水操作	緊急用海水系ポンプ 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	—	緊急用海水系流量（残留熱除去系熱交換器）
代替循環冷却系による原子炉注水及び格納容器除熱操作	代替循環冷却系ポンプ 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	—	代替循環冷却系原子炉注水流量 代替循環冷却系格納容器スプレイ流量 原子炉水位計（広帯域，燃料域） 原子炉水位計（S A 広帯域，S A 燃料域） サプレッション・チェンバ 圧力 ドライウエル圧力
水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動操作	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	—	格納容器内水素濃度（S A） 格納容器内酸素濃度（S A）
可搬型窒素供給装置を用いた格納容器内窒素供給操作	—	可搬型窒素供給装置	格納容器内酸素濃度（S A）
タンクローリによる燃料給油操作	可搬型設備用軽油タンク	タンクローリ	—

第 10-3 表 事故対処するために必要な施設

「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」

（代替循環冷却系を使用できない場合）（1/2）

記載のみ

操作及び確認	重大事故等対処設備		
	常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉スクラム，LOCA 発生及び全交流動力電源喪失の確認	所内常設直流電源設備 主蒸気隔離弁	—	平均出力領域計装 起動領域計装 原子炉圧力 原子炉圧力（SA） M/C 2C 電圧 M/C 2D 電圧 緊急用M/C 電圧 ドライウエル圧力 サプレッション・チェンバ 圧力
原子炉への注水機能喪失の確認	—	—	原子炉隔離時冷却系系統流量
炉心損傷確認	所内常設直流電源設備	—	格納容器雰囲気放射線モニタ（D/W） 格納容器雰囲気放射線モニタ（S/C）
早期の電源回復不能の確認	—	—	—
常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作並びに常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却操作及び低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	—	緊急用M/C 電圧 低圧代替注水系格納容器スプレイ流量 低圧代替注水系原子炉注水流量 原子炉水位（広帯域，燃料域） 原子炉水位（SA 広帯域，SA 燃料域） 原子炉圧力 原子炉圧力（SA） ドライウエル雰囲気温度 ドライウエル圧力 サプレッション・チェンバ 圧力 代替淡水貯槽水位
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	—	M/C 2C 電圧 M/C 2D 電圧

第 10-3 表 事故対処するために必要な施設

「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」 (1/3)

記載のみ

操作及び確認	重大事故等対処設備		
	常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉スクラム及び全交流動力電源喪失の確認	逃がし安全弁（安全弁機能） 所内常設直流電源設備 主蒸気隔離弁	—	平均出力領域計装 起動領域計装 原子炉圧力 原子炉圧力（S A） M/C 2 C 電圧 M/C 2 D 電圧 緊急用M/C 電圧
原子炉への注水機能喪失の確認	—	—	原子炉隔離時冷却系系統流量
早期の電源回復不能の確認	—	—	—
常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	—	緊急用M/C 電圧
高圧注水機能喪失の確認	—	—	原子炉水位（広帯域，燃料域） 原子炉水位（S A 広帯域，S A 燃料域） 原子炉隔離時冷却系系統流量 原子炉圧力 原子炉圧力（S A）
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	—	M/C 2 C 電圧 M/C 2 D 電圧
原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系の起動操作	中央制御室換気系 非常用ガス処理系 非常用ガス再循環系	—	—
緊急用海水系による海水通水操作	緊急用海水ポンプ 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	—	緊急用海水系流量（残留熱除去系熱交換器）

第 10-3 表 事故対処するために必要な施設

「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」 (2/3)

記載のみ

操作及び確認	重大事故等対処設備		
	常設設備	可搬型設備	計装設備
代替循環冷却系による格納容器除熱操作	代替循環冷却系ポンプ 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	-	代替循環冷却系格納容器スプレイ流量 サブプレッション・チェンバ圧力 ドライウエル圧力
炉心損傷確認	所内常設直流電源設備	-	格納容器雰囲気放射線モニタ (D/W) 格納容器雰囲気放射線モニタ (S/C)
逃がし安全弁 (自動減圧機能) 2 弁による原子炉急速減圧操作	逃がし安全弁 (自動減圧機能) 非常用窒素供給高圧窒素ポンプ 所内常設直流電源設備	-	原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA燃料域) 原子炉圧力 原子炉圧力 (SA) サブプレッション・プール水温度
水素濃度及び酸素濃度監視設備の起動操作	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	-	格納容器内水素濃度 (SA) 格納容器内酸素濃度 (SA)
格納容器下部水温の継続監視	-	-	原子炉圧力容器温度 格納容器下部水温
原子炉圧力容器破損の判断	-	-	格納容器下部水温
常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による格納容器冷却操作	常設低圧代替注水系ポンプ 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	-	低圧代替注水系格納容器スプレイ流量 サブプレッション・チェンバ圧力 ドライウエル圧力
常設低圧代替注水系ポンプを用いた格納容器下部注水系 (常設) による溶融炉心への注水操作	常設低圧代替注水系ポンプ 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	-	低圧代替注水系格納容器下部注水流量 格納容器下部水温
代替循環冷却系による原子炉注水及び格納容器除熱操作	代替循環冷却系ポンプ 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	-	代替循環冷却系原子炉注水流量 代替循環冷却系格納容器スプレイ流量 サブプレッション・チェンバ圧力 ドライウエル圧力

第 10-3 表 事故対処するために必要な施設

記載のみ

「崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」

操作及び確認	重大事故等対処設備		
	常設設備	可搬型設備	計装設備
運転中の残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の停止確認	—	—	残留熱除去系系統流量 残留熱除去系ポンプ吐出圧力 残留熱除去系熱交換器入口温度 残留熱除去系熱交換器出口温度 残留熱除去系海水系系統流量
逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉の低圧状態維持	逃がし安全弁（自動減圧機能） 非常用窒素供給系 高圧窒素ポンベ	—	原子炉圧力 原子炉圧力（S A）
待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水	残留熱除去系（低圧注水系） 非常用ディーゼル発電機 軽油貯蔵タンク	—	原子炉水位（広帯域，燃料域） 原子炉水位（S A 広帯域，S A 燃料域） 残留熱除去系系統流量
原子炉保護系母線の受電	非常用ディーゼル発電機 軽油貯蔵タンク	—	—
残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉冷却	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系） 非常用ディーゼル発電機 軽油貯蔵タンク	—	原子炉水位（広帯域，燃料域） 原子炉水位（S A 広帯域，S A 燃料域） 残留熱除去系系統流量 残留熱除去系熱交換器入口温度 残留熱除去系熱交換器出口温度 残留熱除去系海水系系統流量

第 10-3 表 事故対処するために必要な施設

「全交流動力電源喪失」 (1/2)

記載のみ

操作及び確認	重大事故等対処設備		
	常設設備	可搬型設備	計装設備
全交流動力電源喪失の確認	—	—	—
常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	—	M/C 2 C 電圧 M/C 2 D 電圧 緊急用 M/C 電圧
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	—	原子炉水位（広帯域，燃料域） 原子炉水位（S A 広帯域，S A 燃料域） 原子炉圧力 原子炉圧力（S A） 低圧代替注水系原子炉注水流量 代替淡水貯槽水位
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	—	—
逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉の低圧状態維持	逃がし安全弁（自動減圧機能） 所内常設直流電源設備 非常用窒素供給系 高圧窒素ポンプ	—	原子炉圧力 原子炉圧力（S A）
原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（常設））	常設低圧代替注水系ポンプ 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク 代替淡水貯槽	—	原子炉水位（広帯域，燃料域） 原子炉水位（S A 広帯域，S A 燃料域） 原子炉圧力 原子炉圧力（S A） 低圧代替注水系原子炉注水流量 代替淡水貯槽水位
常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電操作	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	—	M/C 2 C 電圧 M/C 2 D 電圧
原子炉保護系母線の受電操作	常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	—	—

第 10-3 表 事故対処するために必要な施設

「全交流動力電源喪失」 (2/2)

記載のみ

操作及び確認	重大事故等対処設備		
	常設設備	可搬型設備	計装設備
残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）による原子炉除熱	残留熱除去系（原子炉停止時冷却系） 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	-	原子炉水位（広帯域，燃料域） 原子炉水位（S A 広帯域，S A 燃料域） 残留熱除去系系統流量 残留熱除去系熱交換器入口温度 残留熱除去系熱交換器出口温度 残留熱除去系海水系系統流量

第 10-3 表 事故対処するために必要な施設

「原子炉冷却材の流出」

記載のみ

操作及び確認	重大事故等対処設備		
	常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉冷却材の流出の確認	—	—	原子炉水位（広帯域，燃料域） 原子炉水位（S A 広帯域，S A 燃料域） サプレッション・プール水位
待機中の残留熱除去系（低圧注水系）による原子炉注水	残留熱除去系（低圧注水系）	—	原子炉水位（広帯域，燃料域） 原子炉水位（S A 広帯域，S A 燃料域） 残留熱除去系系統流量
原子炉冷却材漏えい箇所の隔離	—	—	原子炉水位（広帯域，燃料域） 原子炉水位（S A 広帯域，S A 燃料域）

対応手段，対応設備，手順書一覧（8/11）

（監視及び制御）

分類	機能喪失を想定する 設計基準事故対処設備	対応 手段	対応設備	記載のみ	整備する手順書 ^{※1}
監視及び制御	—	監視及び制御	<div style="border: 2px solid red; padding: 2px;"> 原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（燃料域） 原子炉水位（SA広帯域） 原子炉水位（SA燃料域） </div> 原子炉圧力 原子炉圧力（SA） 高压代替注水系系統流量 サプレッション・プール水位 可搬型計測器	重大事故等 対処設備	非常時運転手順書Ⅱ （徴候ベース） 「水位確保」等
		関連設備	常設高压代替注水系ポンプ吐出 圧力 常設高压代替注水系ポンプ入口 圧力 高压代替注水系タービン入口圧 力 高压代替注水系タービン排気圧 力	重大事故等 対処設備	重大事故等対策要領

※1：整備する手順の概要は「1.0 重大事故等対策における共通事項 重大事故等対応に係る手順書の構成と概要
について」にて整理する。

※2：手順については「1.14 電源の確保に関する手順等」にて整備する。

※3：手順については「1.15 事故時の計装に関する手順等」にて整備する。

※4：運転員による操作不要の設備である。

□：自主的に整備する対応手段を示す。

6.2.3.2 有効性を確認するための評価項目の設定

「6.2.3.1 想定事故」に挙げた想定事故については、使用済燃料プールにおける燃料損傷を防止するための対策に対して有効性があることを確認するため、以下の評価項目を設定する。 **記載のみ**

- (1) **燃料有効長頂部**が冠水していること。
- (2) 放射線の遮蔽が維持される水位を確保すること。
- (3) 未臨界が維持されていること。

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

6.2.4.1 事故シーケンスのグループ化と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」については、復水器真空破壊から制御棒引き抜き開始までの期間を評価対象^{*}とし、原子炉の水位、温度、圧力などのプラントパラメータの類似性、保守点検状況などに応じた緩和設備の使用可能性、起因事象、成功基準に関する類似性に応じて、プラントの状態を適切に区分する。また、区分したプラント状態を考慮し、燃料の著しい損傷に至る可能性があるとして想定する事故シーケンスを、本発電用原子炉施設を対象としたPRAの結果を踏まえ運転停止中事故シーケンスグループにグループ化し、運転停止中事故シーケンスグループごとに、重要事故シーケンスを選定して評価を行う。

- ※ 「実用発電用原子炉に係る運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価に関する審査ガイド」の共通解析条件に定められている運転停止中の期間は「主発電機の解列から、原子炉起動の過程における主発電機の併列まで」となり、本評価対象と異なる。ただし、「主発電機の解列から復水器真空破壊まで」及び「制御棒引き抜き開始から原子炉起動の過程における主発電機の併列ま

ため、以下の評価項目を設定する。

記載のみ

- (1) 燃料有効長頂部が冠水していること。
- (2) 放射線の遮蔽が維持される水位を確保すること。
- (3) 未臨界を確保すること（ただし、通常の運転操作における臨界又は燃料の健全性に影響を与えない一時的かつ僅かな出力上昇を伴う臨界は除く。）。

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

グループ化した事故シーケンス毎に関連する措置を「技術的能力に係る審査基準への適合状況説明資料」及び「重大事故等対処設備について」との関係を含めて整理して評価を行う。評価に当たっては、「技術的能力に係る審査基準への適合状況説明資料」で講じることとした措置のうち、「重大事故等対処設備について」で重大事故等対策として用いたものを対象とするが、手順及び体制としてはその他の措置との関係も含めて必要となる水源、燃料、電源等の資源や要員を整理し、資源及び要員の確保に関する評価を行う。なお、「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」及び「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」における1つの事故シーケンスグループ並びに「運転中の原子炉における重大事故」における1つの格納容器破損モードにおいて複数の対策があり、それぞれで重要事故シーケンスを選定していない場合には、代表性及び包含性を整理し、解析を行う。

6.3.2 安全機能の喪失に対する仮定

グループ化した事故シーケンス毎に、PRAの結果を踏まえ、起因事象の

正しい数値

(燃料有効長頂部から+452cm) (遅れ時間 1.05 秒)

工学的安全施設作動回路等の設定点として、以下の値を用いるものとする。

原子炉水位異常低下 (レベル 2) (原子炉隔離時冷却系起動, 高压炉心スプレイ系起動) 設定点

セパレータスカート下端から-63cm

(燃料有効長頂部から+323cm)

正しい数値

原子炉水位異常低下 (レベル 2) (再循環ポンプ全台トリップ) 設定点

セパレータスカート下端から-63cm

(燃料有効長頂部から+323cm)

正しい数値

原子炉水位異常低下 (レベル 2) (主蒸気隔離弁閉止) 設定点

セパレータスカート下端から-63cm

(燃料有効長頂部から+323cm)

正しい数値

原子炉水位異常低下 (レベル 1) (低压炉心スプレイ系起動, 低压注水系起動, 自動減圧系作動信号) 設定点

セパレータスカート下端から-345cm

(燃料有効長頂部から+41cm)

正しい数値

原子炉水位高 (レベル 8) (原子炉隔離時冷却系等による原子炉注水停止) 設定点

セパレータスカート下端から+175cm

(燃料有効長頂部から+561cm)

正しい数値

原子炉圧力高 (再循環ポンプ全台トリップ) 設定点

原子炉圧力 7.39MPa [gage]

ドライウェル圧力高 (非常用炉心冷却系起動, 自動減圧系作動信号)

第 6.4-7 表 MAA Pにおける重要現象の不確かさ等 (1/4)

分類	重要現象	解析モデル	不確かさ
炉心	崩壊熱	炉心モデル (原子炉出力及び崩壊熱)	入力値に含まれる。解析モデルの不確かさの影響はない。保守的な崩壊熱を入力値に用いており、解析モデルの不確かさの影響はない。
	燃料棒内温度変化	炉心モデル (炉心熱水力モデル)	TMI 事故解析における炉心ヒートアップ時の水素ガス発生、炉心領域での溶融進展状態について、TMI 事故分析結果と良く一致することを確認した。
	燃料棒表面熱伝達	溶融炉心の挙動モデル (炉心ヒートアップ)	CORA 実験解析における、燃料被覆管、制御棒及びチャンネルボックスの温度変化について、測定データと良く一致することを確認した。
	燃料被覆管酸化		炉心ヒートアップ速度の増加 (被覆管酸化の促進) を想定し、仮想的な厳しい振り幅ではあるが、ジルコニウム-水反応速度の係数を 2 倍とした感度解析により影響を確認した。
	燃料被覆管変形		・ TQUV、大破断 LOCA シーケンスともに、炉心溶融の開始時刻への影響は小さい。 ・ 下部プレナムへの溶融炉心移行の開始時刻は、ほぼ変化しない。
原子炉 压力容器 (逃がし安全 弁含む)	沸騰・ボイド率変化	炉心モデル (炉心水位計算モデル)	TQIX 及び中破断 LOCA シーケンスに対して、MAAP コードと SAFER コードの比較を行い、以下の傾向を確認した。 ・ MAAP コードでは SAFER コードで考慮している CGFL を取り扱っていないことから、水位変化に差異が生じたものの、水位低下幅は MAAP コードの方が保守的であり、その後の注水操作による有効燃料棒頂部までの水位回復時刻は両コードで同等である。
	冷却材放出 (臨界流・差圧流)	原子炉圧力容器モデル (破断流モデル)	逃がし安全弁からの流量は、設計値に基づいて計算される。
	ECCS 注水 (給水系・代替注水設備含む)	安全系モデル (非常用炉心冷却系) 安全系モデル (代替注水設備)	入力値に含まれる。保守的な注水特性を入力値に用いており、解析モデルの不確かさの影響はない。

記載のみ

h. 逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧

常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作の完了後，中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁（自動減圧機能）7弁を手動開放し，原子炉減圧を実施する。

逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧に必要な計装設備は，原子炉圧力等である。

原子炉水位が燃料有効長頂部に到達した場合は炉心損傷がないことを継続的に確認する。

記載のみ

炉心損傷がないことを継続的に確認するために必要な計装設備は，格納容器雰囲気放射線モニタ（D/W，S/C）である。

i. 原子炉水位の調整操作

逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧により，原子炉圧力が常設低圧代替注水系ポンプの吐出圧力を下回ると，原子炉注水が開始され，原子炉水位が回復したことを確認する。

また，原子炉水位回復後は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間で維持する。

原子炉水位の調整操作に必要な計装設備は，原子炉水位（広帯域，燃料域），低圧代替注水系原子炉注水流量等である。

j. 代替循環冷却系の起動操作

記載のみ

格納容器圧力が245kPa[gage]に到達した場合は，中央制御室からの遠隔操作により，代替循環冷却系による格納容器除熱を実施する。なお，代替循環冷却系による格納容器除熱は解析上考慮しない。

代替循環冷却系の起動操作に必要な計装設備は，代替循環冷却系格納容器スプレー流量等である。

k. 常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレー冷却系（常

a. 事象進展

給水流量の全喪失が発生することで原子炉水位は低下し、原子炉水位低（レベル3）信号により原子炉がスクラムする。原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル2）設定点まで低下すると、主蒸気隔離弁の閉止及び再循環ポンプトリップが発生するとともに、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の自動起動信号が発信するが、機器故障等により自動起動及び手動起動に失敗する。その後、一連の操作として低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の手動起動を試みるが、機器故障等により失敗し、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の吐出圧力が確保されないため、自動減圧系についても作動しない。このため、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動操作を実施し、事象発生後の25分後に、手動操作により逃がし安全弁（自動減圧機能）7弁による原子炉減圧を実施することで、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始する。原子炉減圧を開始すると、原子炉冷却材の流出により原子炉水位は低下し、燃料有効長頂部を下回るが、原子炉圧力が低下し常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧注水系（常設）による原子炉注水が開始されると、原子炉水位が回復し炉心は再冠水する。

燃料被覆管最高温度発生位置のボイド率は、原子炉減圧操作による原子炉圧力の低下に伴い上昇する。熱伝達係数は、燃料被覆管最高温度発生位置が露出し、核沸騰冷却から蒸気冷却に移行することで低下する。原子炉圧力が低下し、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水流量が増加することで炉心が再冠水すると、ボイド率は低下し、熱伝達係数が上昇することで燃料被覆管温度は低下する。平均出力燃料集合体及び炉心下部プレナムのボイド率については、

第 7.1.1-1 表 高圧・低圧注水機能喪失における重大事故等対策について (1/5)

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉スクラムの確認	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉がスクラムしたことを確認する。 	—	—	平均出力領域計装* 起動領域計装*
高圧注水機能喪失の確認	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉水位が、原子炉水位異常低下（レベル 2）設定点に到達したことを確認する。 高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の自動起動に失敗したことを確認する。 高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の手動起動操作を実施し、手動起動に失敗したことを確認する。 これらにより、高圧注水機能喪失と判断する。 主蒸気隔離弁が閉止し、逃がし安全弁（安全弁機能）により原子炉圧力が制御されていることを確認する。 再循環ポンプがトリップしたことを確認する。 	主蒸気隔離弁* A T W S 緩和設備 （代替原子炉再循環ポンプトリップ機能） 逃がし安全弁（安全弁機能）*	—	原子炉水位（広帯域、燃料域）* 原子炉水位（S A 広帯域、S A 燃料域） 高圧炉心スプレイ系系統流量* 原子炉隔離時冷却系系統流量* 原子炉圧力* 原子炉圧力（S A）
高圧代替注水系の起動操作	<ul style="list-style-type: none"> 高圧注水機能喪失の確認後、高圧代替注水系を起動する。 	高圧代替注水系	—	高圧代替注水系系統流量
低圧注水機能喪失の確認	<ul style="list-style-type: none"> 高圧注水機能喪失の確認及び高圧代替注水系の起動操作失敗後、一連の操作として低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の手動起動操作を実施し、手動起動に失敗したことを確認する。 	—	—	低圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力* 残留熱除去系ポンプ吐出圧力*

記載のみ

* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの
 : 有効性評価上考慮しない操作

第 7.1.1-1 表 高圧・低圧注水機能喪失における重大事故等対策について (2/5)

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
高圧／低圧注水機能の回復操作	<ul style="list-style-type: none"> 高圧炉心スプレイス系, 原子炉隔離時冷却系, 低圧炉心スプレイス系及び残留熱除去系 (低圧注水系) の回復操作を実施する。 	—	—	—
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) の起動準備操作	<ul style="list-style-type: none"> 低圧注水機能喪失の確認後, 常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) を起動する。 外部電源が喪失している場合は, 常設代替高圧電源装置を起動し, 緊急用母線を受電する。 	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク* 代替淡水貯槽	—	常設低圧代替注水系ポンプ吐出力 緊急用M/C電圧
可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型) の起動準備操作	<ul style="list-style-type: none"> 低圧注水機能喪失の確認後, 可搬型代替注水中型ポンプ準備, ホース敷設等を実施する。 	代替淡水貯槽	可搬型代替注水中型ポンプ	—
逃がし安全弁 (自動減圧機能) の手動操作による原子炉減圧	<ul style="list-style-type: none"> 常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) の起動準備操作の完了後, 逃がし安全弁 (自動減圧機能) 7 弁を手動開放することにより, 原子炉減圧操作を実施する。 原子炉水位が燃料有効長頂部を下回った場合は, 炉心損傷がないことを継続的に確認する。 	逃がし安全弁 (自動減圧機能) 非常用窒素供給系 高圧窒素ポンベ*	—	原子炉圧力* 原子炉圧力 (SA) 格納容器雰囲気放射線モニタ (D/W, S/C)*

* 既許可の対象となつている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの
 : 有効性評価上考慮しない操作

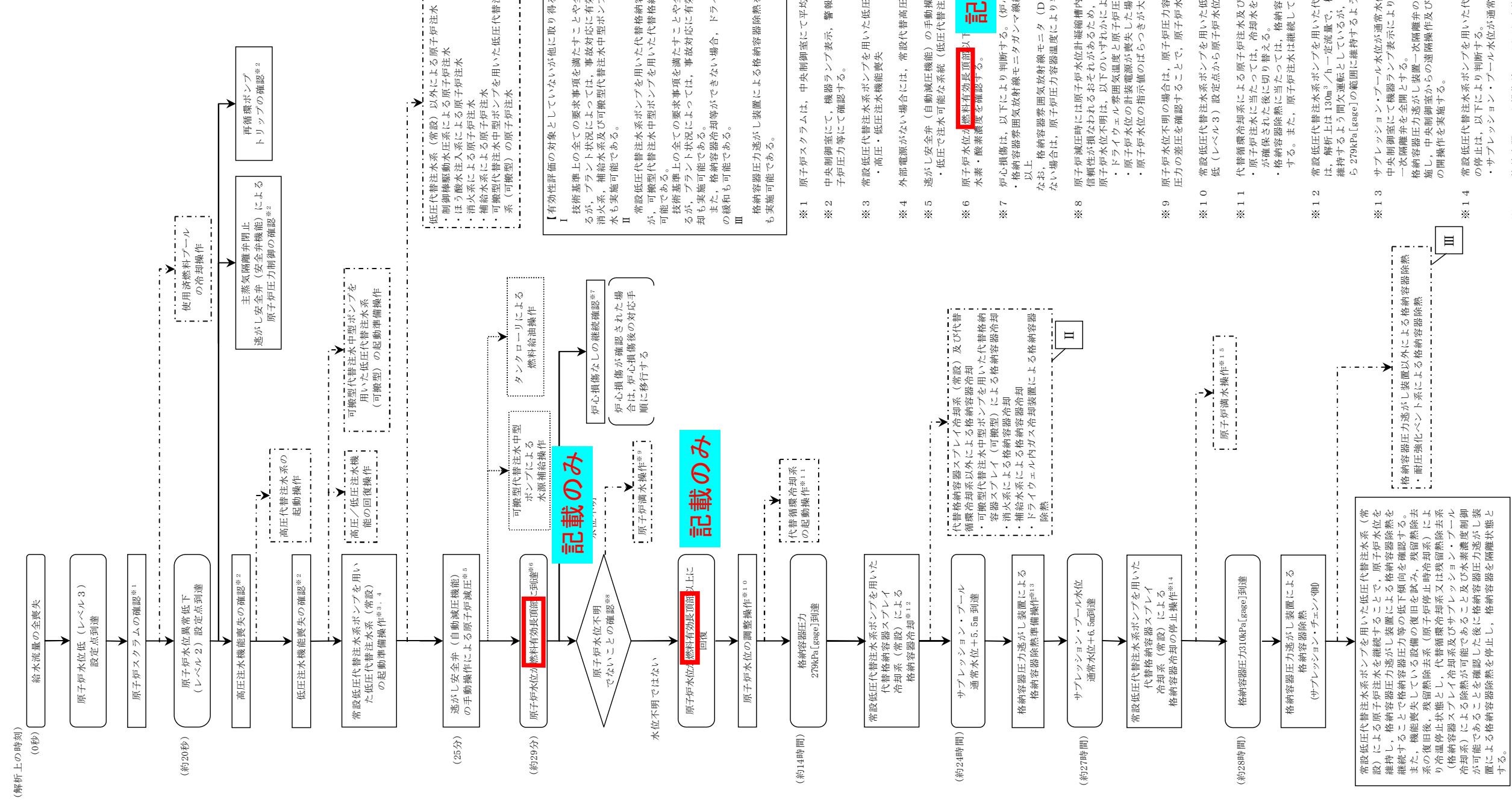
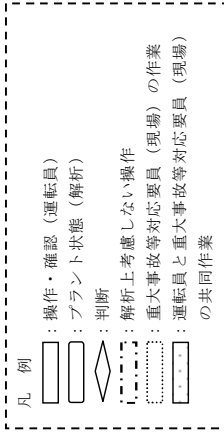
記載のみ

第 7.1.1-1 表 高圧・低圧注水機能喪失における重大事故等対策について (3/5)

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉水位の調整操作	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉減圧により常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）からの原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復したことを確認する。 原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）設定点から原子炉水位高（レベル 8）設定点の間に維持する。 格納容器圧力が 245kPa [gage] に到達した場合は、代替循環冷却系による格納容器スプレイ操作を実施する。 	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク*	記載のみ	原子炉水位（広帯域，燃料域）* 原子炉水位（SA広帯域，SA燃料域） 低圧代替注水系原子炉注水流量 代替淡水貯槽水位
代替循環冷却系の起動操作		緊急用海水系代替循環冷却系ポンプ 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク*	ー	ドライウェル圧力* サプレッション・チェンバ圧力* 緊急用海水系流量（残留熱除去系熱交換器） 代替循環冷却系格納容器スプレイ流量

* 既許可の対象となつている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの
 : 有効性評価上考慮しない操作

修正不要



第 7.1.1-2 図 高圧・低圧注水機能喪失の対応手順の概要

【有効性評価の対象としていないが他に取れ得る手段】

I

低圧代替注水系 (常設) 以外による原子炉注水
 ・ 制御棒駆動水圧系による原子炉注水
 ・ ほう酸水注入系による原子炉注水
 ・ 補給水系による原子炉注水
 ・ 可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型) の原子炉注水

II

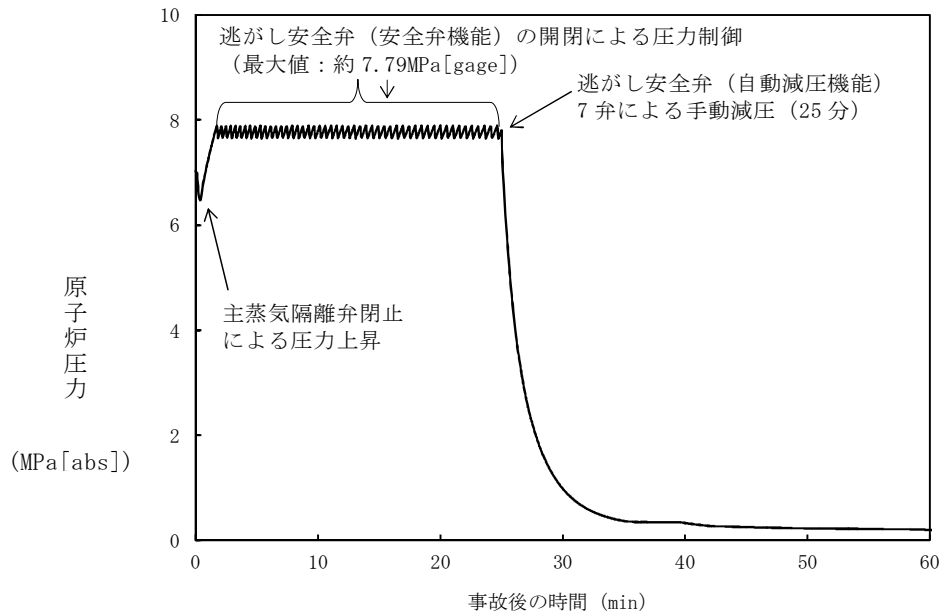
常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ (常設) による格納容器冷却を優先するが、可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ (可搬型) による格納容器冷却も実施可能である。

III

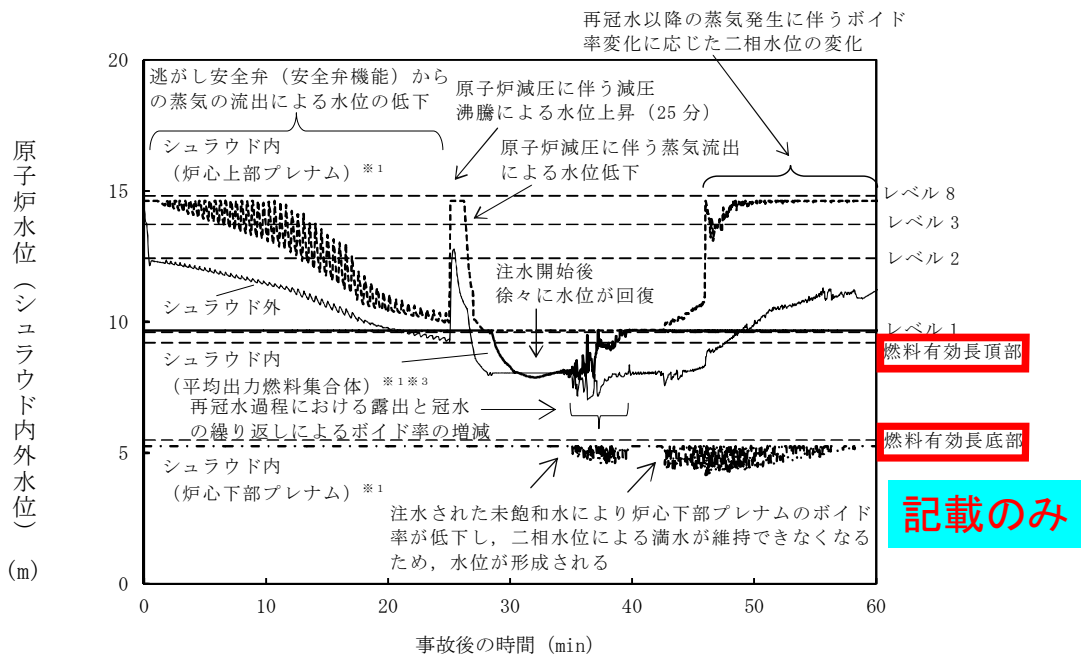
技術基準上の全ての要求事項を満たすことや全てのプラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備となる制御棒駆動水圧系、ほう酸水注入系、補給水系及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水も実施可能である。

格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を優先するが、耐圧強化ベント系による格納容器除熱も実施可能である。

- ※1 原子炉スクラムは、中央制御室にて平均出力傾斜計装等により確認する。
- ※2 中央制御室にて、機器ランプ表示、警報、ポンプ吐出圧力、系統流量、原子炉水位 (広帯域)、原子炉圧力等にて確認する。
- ※3 常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) の起動操作は、以下により判断する。
 - ・ 高圧・低圧注水機能喪失
- ※4 外部電源がない場合には、常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作を実施する。
- ※5 逃がし安全弁 (自動減圧機能) の手動操作による原子炉減圧は、以下により判断する。
 - ・ 低圧で注水可能な系統 (低圧代替注水系 (常設)) の準備完了
- ※6 原子炉水位が燃料有効長頂部以下で、燃料有効長頂部より格納容器内の水素・酸素濃度を確認する。
- ※7 炉心損傷は、以下により判断する。(炉心損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順に移行)
 - ・ 格納容器雰囲気空気放射線モニタダングラム線線量率が設計基準値 (原子炉冷却材喪失) 相当の 10 倍以上
 - ・ 原子炉水位の計装電源が喪失した場合
 - ・ 原子炉水位の指示値のばらつきが大きき燃料有効長頂部以上であることが判断できない場合
 なお、格納容器雰囲気空気放射線モニタ (D/W) 及び (S/C) による炉心損傷発生時の判断ができない場合は、原子炉圧力容器温度により判断する。
- ※8 原子炉減圧時には原子炉水位計避難槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれおそれがあるため、原子炉水位不明でないことを確認する。
 - ・ 原子炉水位不明は、以下のいずれかにより判断する。
 - ・ ドライウェル雰囲気空気温度と原子炉圧力の関係が原子炉水位不明領域に入った場合
 - ・ 原子炉水位の計装電源が喪失した場合
- ※9 原子炉水位不明の場合は、原子炉圧力容器を遮断とし、原子炉水位が燃料有効長頂部以上であることが判断できない場合は、原子炉水位の差圧を確認することで、原子炉水位が燃料有効長頂部以上であることを確認する。
- ※10 常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水 (レベル3) 設定点から原子炉水位高 (レベル4) 到達後、格納容器スプレイによる原子炉注水に切り替える。
 - ・ 原子炉注水に当たっては、冷却水を必要としない低圧代替注水系 (常設) を優先し、冷却水が確保された後に切り替える。
 - ・ 格納容器除熱に当たっては、格納容器圧力が 245kPa [gage] 到達後、格納容器スプレイを実施する。また、原子炉注水は継続して実施する。
- ※11 代替格納容器冷却系による原子炉注水及び格納容器除熱は、以下の運用としている。
 - ・ 原子炉注水に当たっては、冷却水を必要としない低圧代替注水系 (常設) を優先し、冷却水が確保された後に切り替える。
 - ・ 格納容器除熱に当たっては、格納容器圧力が 245kPa [gage] 到達後、格納容器スプレイを実施する。また、原子炉注水は継続して実施する。
- ※12 常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による格納容器冷却は、解析上は 130m³/h 一定流量で、格納容器圧力を 217kPa [gage] から 279kPa [gage] の範囲に維持するよう開気運転としているが、実際には運転手順に従い格納容器圧力を 217kPa [gage] から 279kPa [gage] の範囲に維持するよう 102 ~ 130m³/h の範囲でスプレイ流量を調整する。
- ※13 サプレッション・プール水位が通常水位 +5.5m に到達した場合は、格納容器ベント準備のため、中央制御室にて機器ランプ表示により系統構成を確認するとともに、格納容器圧力逃がし装置一次隔離弁を全開とし、格納容器圧力逃がし装置の復旧後、残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) による復旧後、残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) による復旧後、残留熱除去系又は残留熱除去系 (格納容器スプレイ冷却系) 及び サプレッション・プール冷却系) による除熱が可能であること及び水素濃度抑制装置が確認された後に格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を停止し、格納容器を隔離状態とする。
- ※14 常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱は、以下により判断する。
 - ・ サプレッション・プール水位が通常水位 +6.5m に到達
- ※15 格納容器ベント操作前に、原子炉水位を可能な限り高く維持することで、原子炉格納容器への放熱を抑制し、格納容器圧力の上昇を緩和する (解析上考慮しない)。



第 7.1.1-4 図 原子炉圧力の推移



第 7.1.1-5 図 原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移^{※2}

- ※1 SAFERでは炉心シュラウド内側を下から炉心下部プレナム、炉心、炉心上部プレナムの領域に分け水位を計算している。事象発生 30～40 分程度では炉心上部プレナムについては下限の水位（ノード内水位なしの状態）、事象発生 30 分程度までは平均出力燃料集合体及び炉心下部プレナムについては、上限の水位（ノード内の満水状態）が示されている。例えば、炉心上部プレナムの水位を「下限の水位」と表現しているのは、その領域の冷却材が完全になくなった状態を示し、炉心部又は平均出力燃料集合体と炉心下部プレナムの水位を「上限の水位」と表現しているのは、各々の領域が満水となっている状態を示している。なお、図の点線は炉心上部プレナム、実線は平均出力燃料集合体、一点破線は炉心下部プレナムそれぞれの領域の水位を示す。
- ※2 シュラウド内外水位はボイドを含む場合は二相水位を示しており、二相水位評価の範囲としてボイド率を 0.9 と制限している。（蒸気単相を仮定している蒸気ドームを除く各領域では、水と蒸気の質量及び二相混合相のボイド率が計算され、二相混合体積から二相水位を求めている。ボイド率が 1.0 となるまで二相混合体積を計算し続けると、水がほぼない状態でも、二相混合体積（水位）として扱われるため水位を高め評価することとなる。）
- ※3 「燃料被覆管温度計算の観点から、集合体初期出力を保守的な設定とした燃料集合体」として高出力燃料集合体もモデル化している。
（付録3 重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて 第1部 SAFER コード 3.3 解析モデル 3.3.1 熱水力モデル (1) ノード分割 ⑨ノード9：燃料集合体 参照）

高圧代替注水系の起動操作に必要な計装設備は、高圧代替注水系系統流量等である。

d. 高圧注水機能の回復操作

高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の回復操作を実施する。

e. 低圧炉心スプレイ系等の自動起動の確認

原子炉水位異常低下（レベル1）信号発信により低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）3系統が自動起動する。 **記載のみ**

低圧炉心スプレイ系等の自動起動の確認に必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域、燃料域）、低圧炉心スプレイ系吐出圧力等である。

外部電源が喪失している場合は、非常用ディーゼル発電機等が自動起動し、非常用母線に電源を供給する。

f. 原子炉自動減圧の確認

原子炉水位異常低下（レベル1）信号発信の10分後、かつ低圧炉心スプレイ系又は残留熱除去系（低圧注水系）の吐出圧力が確立されている場合、過渡時自動減圧回路により逃がし安全弁（過渡時自動減圧機能）2弁が自動開放することで原子炉が減圧される。 **記載のみ**

原子炉自動減圧の確認に必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域、燃料域）、原子炉圧力等である。

原子炉水位が燃料有効長頂部に到達した場合は、炉心損傷がないことを継続的に確認する。 **記載のみ**

炉心損傷がないことの継続的な確認に必要な計装設備は、格納容器雰囲気放射線モニタ（D/W，S/C）である。

g. 原子炉水位の調整操作

逃がし安全弁（過渡時自動減圧機能）による原子炉減圧により、原子炉圧力が低圧炉心スプレイ系又は残留熱除去系（低圧注水系）の吐出圧

力を下回ると、原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復したことを確認する。

原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間で維持する。 **記載のみ**

原子炉水位の調整操作に必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域、燃料域）、低圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力、残留熱除去系ポンプ吐出圧力等である。

h. 残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却系）によるサブプレッション・プール冷却

サブプレッション・プール水温度が 32℃に到達し、かつ低圧炉心スプレイ系により原子炉水位が維持可能であることを確認した後、残留熱除去系（低圧注水系）を残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却系）に機能を切り替えることでサブプレッション・プール冷却を開始する。

残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却系）によるサブプレッション・プール冷却に必要な計装設備は、サブプレッション・プール水温度等である。

i. 使用済燃料プールの冷却

代替燃料プール冷却系等を用いて使用済燃料プールへの注水及び冷却を実施する。

以降、炉心冷却は低圧炉心スプレイ系を用いた原子炉注水により継続的に実施し、格納容器除熱は残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却系）により継続的に実施する。

7.1.2.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

修正不要

水位及びサプレッション・プール水温度の推移を第 7.1.2-15 図から第 7.1.2-18 図に示す。

※ 炉心冷却の観点ではシュラウド内水位に着目し、運転員操作の観点ではシュラウド外水位に着目するためシュラウド内外水位を合わせて示している。なお、シュラウド内は炉心部で発生するボイドを含む水位であることから、原子炉水位が低下する過程ではシュラウド外水位と比較して高めの水位を示す。

a. 事象進展

給水流量の全喪失が発生することで原子炉水位は低下し、原子炉水位低（レベル3）信号により原子炉がスクラムする。その後、原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル2）設定点まで低下すると、主蒸気隔離弁の閉止及び再循環ポンプトリップが発生するとともに、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の自動起動信号が発信するが、機器故障等により自動起動及び手動起動に失敗する。

事象発生の約 21 分後に原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル1）設定点に到達すると、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）が自動起動するとともに、過渡時自動減圧回路の作動タイマーが作動し、この 10 分後、事象発生の約 31 分後に過渡時自動減圧回路により逃がし安全弁（過渡時自動減圧機能）2 弁が自動開放する。原子炉減圧が開始されると、逃がし安全弁（過渡時自動減圧機能）開放による蒸気流出によって原子炉水位は低下し、燃料有効長頂部を下回るが、原子炉圧力が低下し低圧炉心スプレイ系等による記載のみ開始されると、原子炉水位が回復し炉心は再冠水する。

燃料被覆管最高温度発生位置のボイド率は、原子炉減圧による原子炉圧力の低下に伴い上昇する。熱伝達係数は、燃料被覆管最高温度発生位

第7.1.2-1表 高圧注水・減圧機能喪失における重大事故等対策について(1/3)

操作及び確認	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉スクラムの確認	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉がスクラムしたことを確認する。 	—	—	平均出力領域計装* 起動領域計装*
高圧注水機能喪失の確認	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉水位が、原子炉水位異常低下(レベル2)設定点に到達したことを確認する。 高圧炉心スプレイス系及び原子炉隔離時冷却系の自動起動に失敗したことを確認する。 高圧炉心スプレイス系及び原子炉隔離時冷却系の手動起動操作を実施し、手動起動に失敗したことを確認する。 これらにより、高圧注水機能喪失と判断する。 主蒸気隔離弁が閉止し、逃がし安全弁(安全弁機能)により原子炉圧力が制御されていることを確認する。 再循環ポンプがトリップしたことを確認する。 	主蒸気隔離弁* ATWS緩和設備 (代替原子炉再循環ポンプトリップ機能) 逃がし安全弁(安全弁機能)*	記載のみ	原子炉水位(広帯域, 燃料域)* 原子炉水位(SA広帯域, SA燃料域) 高圧炉心スプレイス系系統流量* 原子炉隔離時冷却系系統流量* 原子炉圧力* 原子炉圧力(SA)
高圧代替注水系の起動操作	<ul style="list-style-type: none"> 高圧注水機能喪失の確認後、高圧代替注水系を起動する。 	高圧代替注水系	—	高圧代替注水系系統流量
高圧注水機能の回復操作	<ul style="list-style-type: none"> 高圧炉心スプレイス系及び原子炉隔離時冷却系の回復操作を実施する。 	—	—	—

* 既許可の対象となつている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの
 ■ : 有効性評価上考慮しない操作

第 7.1.2-1 表 高圧注水・減圧機能喪失における重大事故等対策について (2/3)

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
低圧炉心スプレイス系の自動起動の確認	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉水位が、原子炉水位異常低下（レベル1）設定点に到達した時点で低圧炉心スプレイス系及び残留熱除去系（低圧注水系）が自動起動したことを確認する。 外部電源が喪失している場合には、非常用ディーゼル発電機が自動起動し、非常用母線に電源を供給する。 	低圧炉心スプレイス* 残留熱除去系（低圧注水系）* 非常用ディーゼル発電機* 軽油貯蔵タンク*	ー	原子炉水位（広帯域、燃料域）* 原子炉水位（S A 広帯域、S A 燃料域） 低圧炉心スプレイスポンプ吐出圧力* 残留熱除去系ポンプ吐出圧力*
原子炉自動減圧の確認	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉水位異常低下（レベル1）設定点到達の10分後に過渡時自動減圧回路が作動することにより逃がし安全弁（自動減圧機能）2弁が自動開放したことを確認する。 原子炉水位が燃料有効長頂部に到達した場合は、炉心損傷がないことを継続的に確認する。 	過渡時自動減圧回路 逃がし安全弁（自動減圧機能）	ー	原子炉水位（広帯域、燃料域）* 原子炉水位（S A 広帯域、S A 燃料域） 原子炉圧力* 原子炉圧力（S A） 格納容器雰囲気放射線モニタ（D/W, S/C）*
原子炉水位の調整操作	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉減圧により低圧炉心スプレイス系及び残留熱除去系（低圧注水系）からの原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復したことを確認する。 原子炉水位回復後は、原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間に維持する。 	低圧炉心スプレイス* 残留熱除去系（低圧注水系）* 非常用ディーゼル発電機* 軽油貯蔵タンク*	ー	原子炉水位（広帯域、燃料域）* 原子炉水位（S A 広帯域、S A 燃料域） 低圧炉心スプレイスポンプ吐出圧力* 残留熱除去系ポンプ吐出圧力*

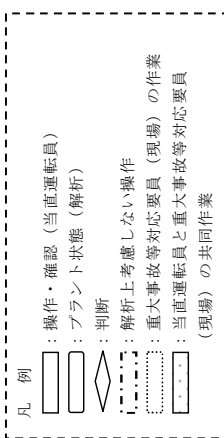
* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

記載のみ

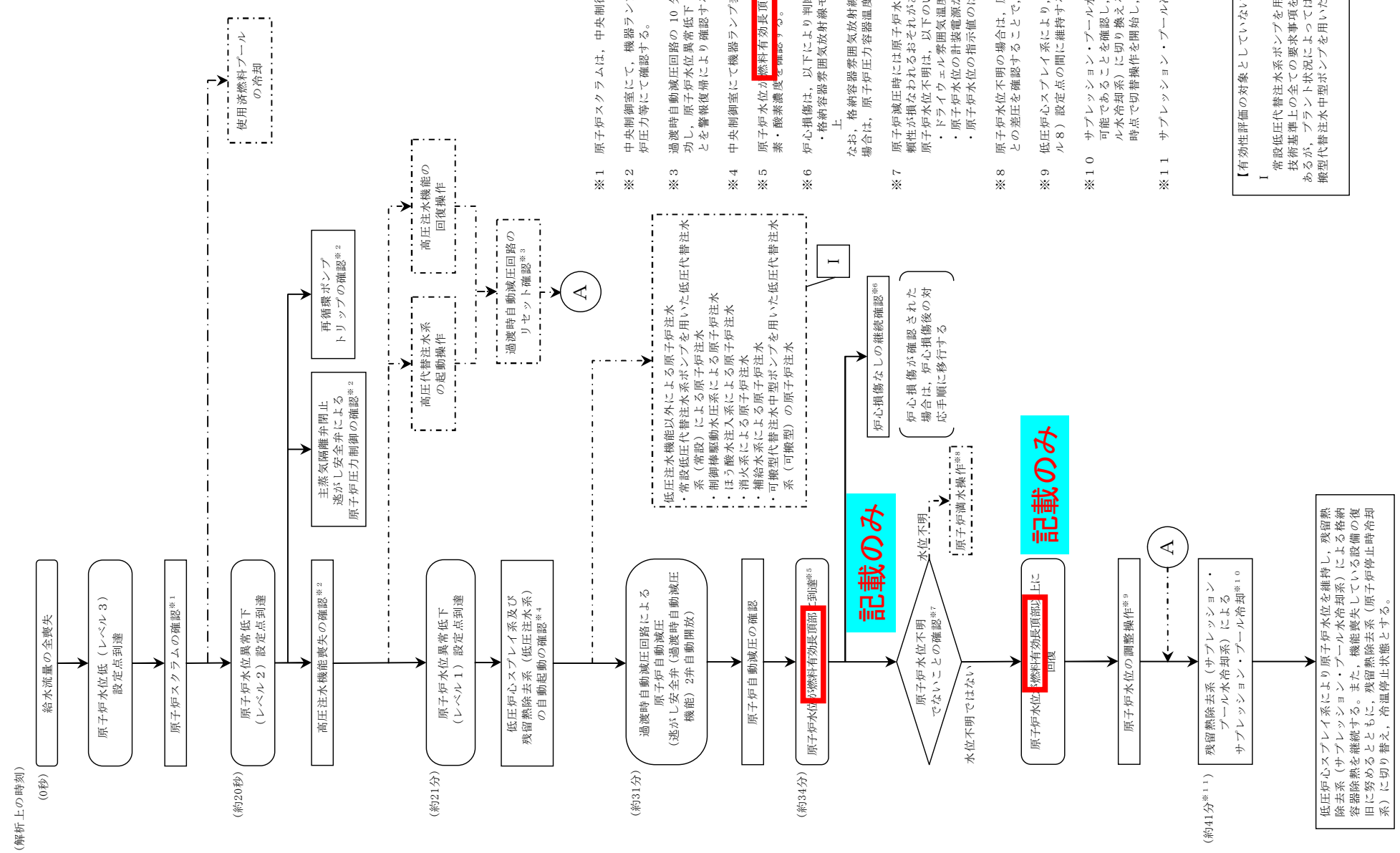
記載のみ

記載のみ

記載のみ



修正不要



- ※1 原子炉スクラムは、中央制御室にて平均出力領域計装等により確認する。
- ※2 中央制御室にて、機器ランプ表示、警報、ポンプ吐出圧力、系統流量、原子炉水位 (広帯域)、原子炉圧力等にて確認する。
- ※3 過渡時自動減圧回路の10分間タイムアウト動作中に高圧代替注水系の起動又は高圧注水機能の回復に成功し、原子炉水位異常低下 (レベル1) 設定点以上に回復した場合は、タイマーがリセットされたことを警報復帰により確認する。
- ※4 中央制御室にて機器ランプ表示力等にて確認する。
- ※5 原子炉水位が燃料有効長頂部以下となった場合は、格納容器雰囲気監視系等により格納容器内の水素、酸素濃度を監視する。
- ※6 炉心損傷は、以下により判断する (燃料損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順へ移行)。
 ・格納容器雰囲気放射線モニタ (D/W) 及び (S/C) による炉心損傷発生の判断ができない場合
 ・格納容器雰囲気放射線モニタ (D/W) 及び (S/C) による炉心損傷発生の判断ができない場合
 ・炉心損傷が確認された場合は炉心損傷後の手順へ移行。
- ※7 原子炉減圧時には原子炉水位計凝縮槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれるおそれがあるため、以下のいずれかにより判断する。
 ・ドライウェル雰囲気温度と原子炉圧力の関係が原子炉水位不明領域に入った場合
 ・原子炉水位の計装電流が喪失した場合
 ・原子炉水位の指示値のばらつきが大きき、燃料有効長頂部以上であることが判断できない場合
- ※8 原子炉水位不明の場合は、原子炉圧力容器を減水し、原子炉圧力とサブプレッション・チェンバ圧力との差圧を確認することで、原子炉水位が燃料有効長頂部以上であることを確認する。
- ※9 低圧炉心スプレイス系により、原子炉水位を原子炉水位 (燃料有効長頂部) 以上であることが確認された場合は、燃料有効長頂部以上であることを確認する。
- ※10 サプレッション・プール水温度が32℃に到達し、かつ低圧炉心スプレイス系により原子炉水位が維持可能であることを確認し、残留熱除去系 (低圧注水系) から残留熱除去系 (サブプレッション・プール冷却系) に切り換える。解析上は、原子炉水位が原子炉水位高 (レベル8) 設定点に到達した時点で切替操作を開始し、この5分後にサブプレッション・プール冷却を開始する想定としている。
- ※11 サプレッション・プール冷却の開始時間は、MAAP解析に基づくものである。

【有効性評価の対象としていないが他に取れる手段】

I 常設低圧代替注水系 (常設) を用いた低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水が実施可能である。技術基準上の全ての要求事項を満たすことや全てのプラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、制御機器動水圧系、ほう酸水注入系、消火系、補給水系及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水も実施可能である。

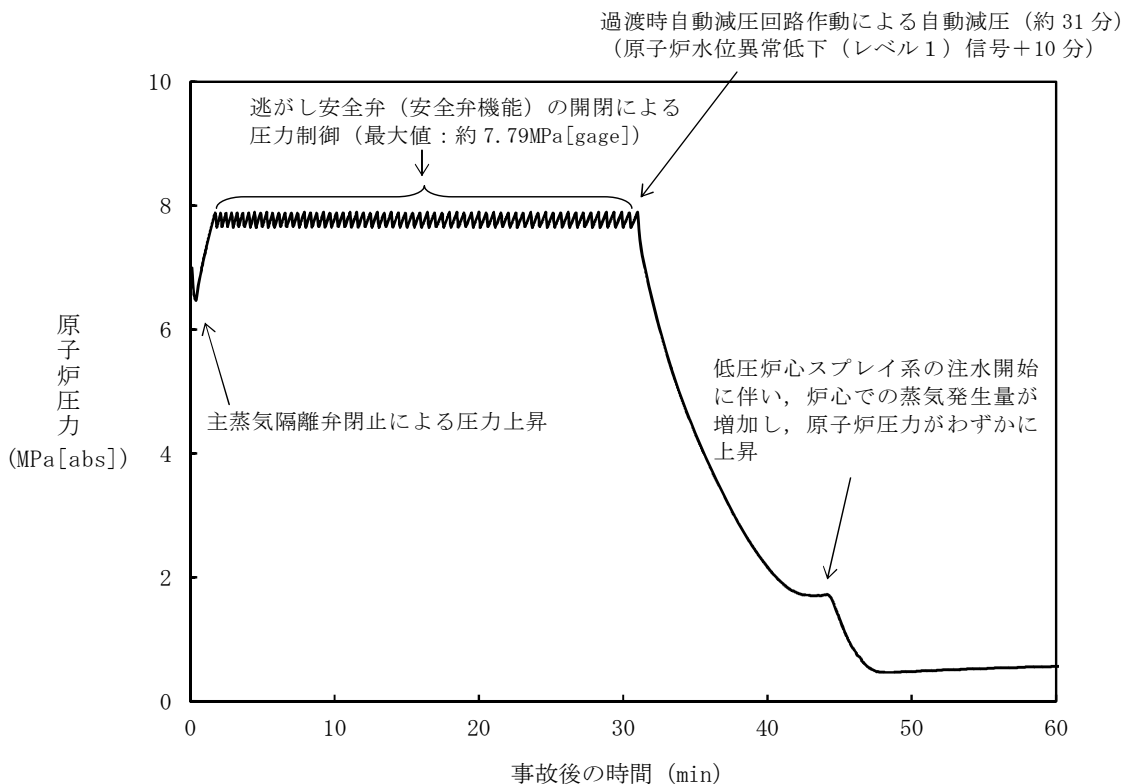
記載のみ

記載のみ

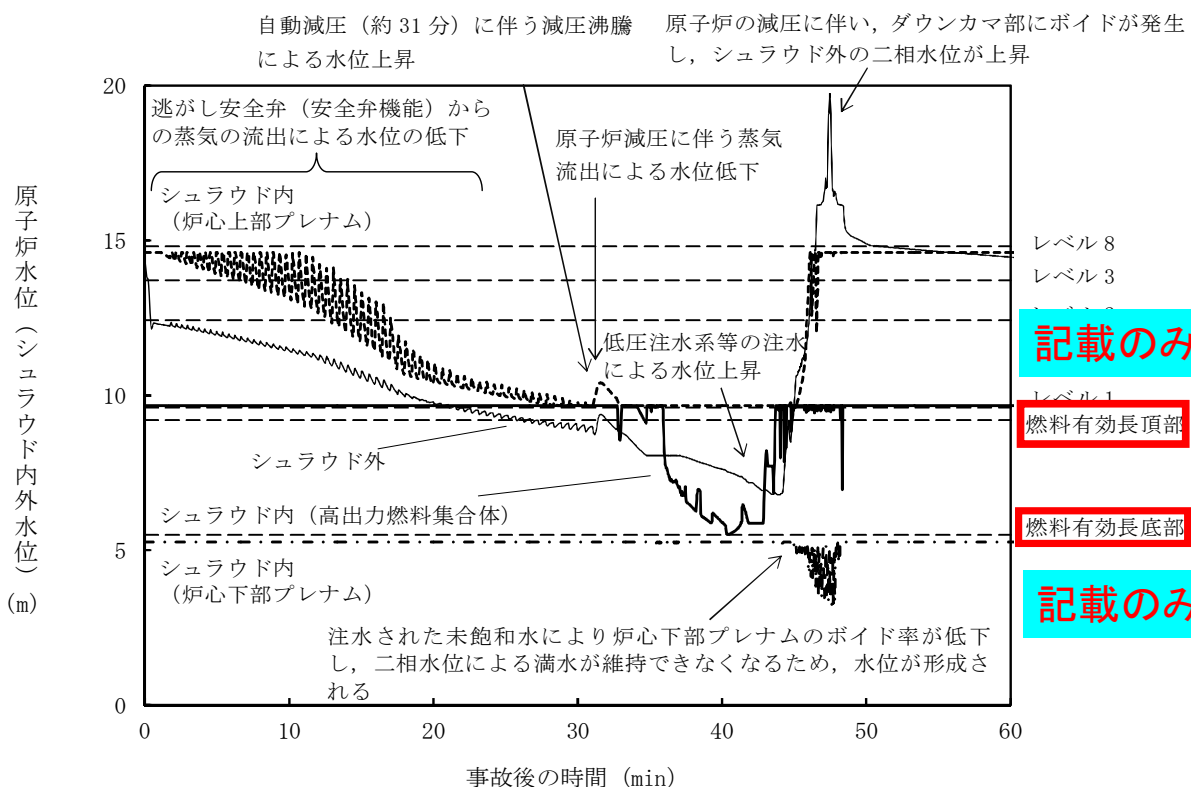
第 7.1.2-2 図 高圧注水・減圧機能喪失の対応手順の概要

高圧注水・減圧機能喪失					経過時間										備考		
					0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	25分		
操作項目	実施箇所・必要員数 【 】は他作業後移動してきた要員				操作の内容	事象発生 ▽原子炉スクラム ▽約20秒 原子炉水位異常低下（レベル2）設定点到達 ▽プラント状況判断 ▽約21分 原子炉水位異常低下（レベル1）設定点到達 ▽約31分 過渡時自動減圧回路自動作動 ▽約34分 原子炉水位燃料有効長頂部到達 ▽約41分 残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却系）への移行										備考	
	責任者	当直発電長	1人	中央監視 運転操作指揮													
	補佐	当直副発電長	1人	運転操作指揮補佐													
	通報連絡者	災害対策要員	2人	災害対策本部連絡 発電所外部連絡													
当直運転員 (中央制御室)	当直運転員 (現場)	重大事故等対応要員 (現場)															
状況判断	2人 A, B	-	-	-	10分											外部電源喪失の確認及び非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認は、外部電源がない場合に実施する	
高圧注水機能喪失の確認	【1人】 A	-	-	-	2分												
高圧代替注水系の起動操作	【1人】 A	-	-	-		4分										解析上考慮しない	
高圧注水機能の回復操作	-	2人 C, D	-	-											適宜実施	解析上考慮しない	
低圧炉心スプレイ系等の自動起動	【1人】 A	-	-	-											適宜確認		
原子炉自動減圧の確認	【1人】 A	-	-	-											適宜確認		
原子炉水位の調整操作	【1人】 A	-	-	-												原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間に維持	
残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却系）によるサブプレッション・プール冷却	【1人】 B	-	-	-											4分		手順上は原子炉水位燃料有効長頂部回復で実施するが、解析上は原子炉水位高（レベル8）到達から5分後に開始
																適宜確認	
使用済燃料プールの冷却	【1人】 A	-	-	-												適宜実施	解析上考慮しない スロッシングによる水位低下がある場合は代替燃料プール冷却系の起動までに実施する
															20分		解析上考慮しない 25時間後までに実施する
必要員合計	2人 A, B	2人 C, D	0人														

第 7.1.2-3 図 高圧注水・減圧機能喪失時の作業と所要時間



第 7.1.2-4 図 原子炉圧力の推移



第 7.1.2-5 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移*

* シュラウド内外水位はボイドを含む場合は、二相水位を示している。

な要員は初動対応要員 22 名及び事象発生から 2 時間以降に期待する参集要員 6 名である。

初動対応要員の内訳は、当直発電長 1 名、当直副発電長 1 名、運転操作対応を行う当直運転員 5 名、通報連絡等を行う災害対策要員 2 名及び現場操作を行う重大事故等対応要員 13 名である。

参集要員の内訳は、燃料給油操作を行う重大事故等対応要員 2 名、可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の流量調整を行う重大事故等対応要員 2 名並びに可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却の現場系統構成及び流量調整を行う重大事故等対応要員 2 名である。

必要な要員と作業項目について第 7.1.3.1-3 図に示す。

なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、初動対応要員 22 名及び参集要員 6 名で対処可能である。

a. 原子炉スクラム及び全交流動力電源喪失の確認

外部電源が喪失するとともに、非常用ディーゼル発電機等が全て機能喪失することで、全交流動力電源喪失となり、原子炉がスクラムしたことを確認する。また、主蒸気隔離弁が閉止するとともに、再循環ポンプが停止したことを確認する。

原子炉スクラム及び全交流動力電源喪失の確認に必要な計装設備は、平均出力領域計装、原子炉圧力等である。

b. 原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認

原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル 2）設定点に到達した時点で原子炉隔離時冷却系が自動起動したことを確認する。

記載のみ

原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認に必要な計装設備は、原子炉水

修正不要

位（広帯域，燃料域），原子炉隔離時冷却系系統流量等である。

c. 原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）

記載のみ

原子炉隔離時冷却系の起動により原子炉注水が開始され，原子炉水位が回復したことを確認する。また，原子炉水位回復後は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間で維持する。

原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）に必要な計装設備は，原子炉水位（広帯域，燃料域）等である。

d. 早期の電源回復不能の確認

記載のみ

全交流動力電源喪失の確認後，中央制御室からの遠隔操作により外部電源の受電及び非常用ディーゼル発電機の起動ができず，非常用母線の電源回復ができない場合，早期の電源回復不能と判断する。これにより，常設代替高圧電源装置による非常用母線の受電準備操作を開始する。

e. 電源確保操作対応

早期の電源回復不能の確認後，非常用ディーゼル発電機等の機能回復操作及び外部電源の機能回復操作を実施する。

f. 可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作

全交流動力電源喪失に伴う低圧注水機能喪失の確認後，可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備を開始する。原子炉建屋内の現場操作にて原子炉注水に必要な系統構成を実施し，屋外の現場操作にて可搬型代替注水中型ポンプの準備，ホース敷設等を実施後にポンプ起動操作を実施する。

g. 逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧

サブプレッション・プール水温度がサブプレッション・プール熱容量制限

修正不要

(原子炉が高圧の場合は 65℃) に到達したことを確認し、可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作が完了した後に、中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁を手動開放し、原子炉減圧を実施する。

逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧に必要な計装設備は、原子炉圧力等である。

原子炉水位が燃料有効長頂部に到達した場合は炉心損傷がないことを継続的に確認する。

記載のみ

炉心損傷がないことを継続的に確認するために必要な計装設備は、格納容器雰囲気放射線モニタ（D/W, S/C）である。

h. 原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（可搬型））

逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧により、原子炉圧力が可搬型代替注水中型ポンプの吐出圧力を下回ると、原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復したことを確認する。原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）設定点から原子炉水位高（レベル 8）設定点の間で維持する。また、原子炉圧力の低下により原子炉隔離時冷却系が停止したことを確認する。

原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（可搬型））に必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域、燃料域）、低圧代替注水系原子炉注水流量等である。

記載のみ

i. タンクローリによる燃料補給操作

タンクローリにより可搬型設備用軽油タンクから可搬型代替注水中型ポンプに燃料給油を実施する。

j. 直流電源の負荷切離操作

早期の電源回復不能の確認後、中央制御室内及び現場配電盤にて所内

第 7.1.3.1-1 表 全交流動力電源喪失（長期 T B）における重大事故等対策について（1/4）

操作及び確認	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉スクラム及び全交流動力電源喪失の確認	<ul style="list-style-type: none"> 外部電源が喪失するとともに、非常用ディゼル発電機等が全て機能喪失すること で、全交流動力電源喪失となり、原子炉がスクラムしたことを確認する。 主蒸気隔離弁が閉止し、逃がし安全弁（安全弁機能）により原子炉圧力が制御されていることを確認する。 再循環ポンプが停止したことを確認する。 原子炉炉水位が原子炉水位異常低下（レベル 2）設定点に到達した時点で原子炉隔離時冷却系が自動起動したことを確認する。 	所内常設直流電源設備* 常設代替直流電源設備 主蒸気隔離弁* 逃がし安全弁（安全弁機能）*	—	平均出力領域計装* 起動領域計装* 原子炉圧力* 原子炉圧力（S A） M/C 2 C 電圧* M/C 2 D 電圧* 緊急用 M/C 電圧
原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉炉水位が原子炉水位異常低下（レベル 2）設定点に到達した時点で原子炉隔離時冷却系が自動起動したことを確認する。 	原子炉隔離時冷却系* 所内常設直流電源設備*	—	原子炉炉水位（広帯域、燃料域）* 原子炉炉水位（S A 広帯域、S A 燃料域）* 原子炉隔離時冷却系系統流量*
原子炉炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉隔離時冷却系の起動により、原子炉注水が開始され、原子炉炉水位が回復したことを確認する。 原子炉炉水位回復後は、原子炉炉水位を原子炉水位低（レベル 3）設定点から原子炉水位高（レベル 8）設定点の間に維持する。 	原子炉隔離時冷却系* 所内常設直流電源設備*	—	原子炉炉水位（広帯域、燃料域）* 原子炉炉水位（S A 広帯域、S A 燃料域）* 原子炉隔離時冷却系系統流量*

* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 7.1.3.1-1 表 全交流動力電源喪失（長期 T B）における重大事故等対策について（2/4）

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
早期の電源回復不能の確認	<ul style="list-style-type: none"> 全交流動力電源喪失の確認後、中央制御室からの遠隔操作により外部電源の受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動を試みるが、失敗したことを確認し、早期の電源回復不能を確認する。 非常用ディーゼル発電機等の回復操作を実施する。 外部電源の回復操作を実施する。 	—	—	—
電源確保操作対応	<ul style="list-style-type: none"> 全交流動力電源喪失に伴う低圧注水機能喪失の確認後、可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備を開始する。 	—	可搬型代替注水中型ポンプ	—
逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧	<ul style="list-style-type: none"> サブレーション・プールの水温度がサブレーション・プール熱容量制限（原子炉が高圧の場合は 65℃）に到達したことを確認する。 可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作の完了後、逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁の手動開放により、原子炉水位が燃料有効長頂部を下げた場合、炉心損傷がないことを継続的に確認する。 	逃がし安全弁（自動減圧機能）* 非常用窒素供給系 高圧窒素ポンベ*	可搬型代替注水中型ポンプ	サブレーション・プール水温度* 原子炉圧力* 原子炉圧力（S A） ドライウェル雰囲気温度* 格納容器雰囲気放射線モニタ（D/W, S/C）*

* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの
 * 有効性評価上考慮しない操作

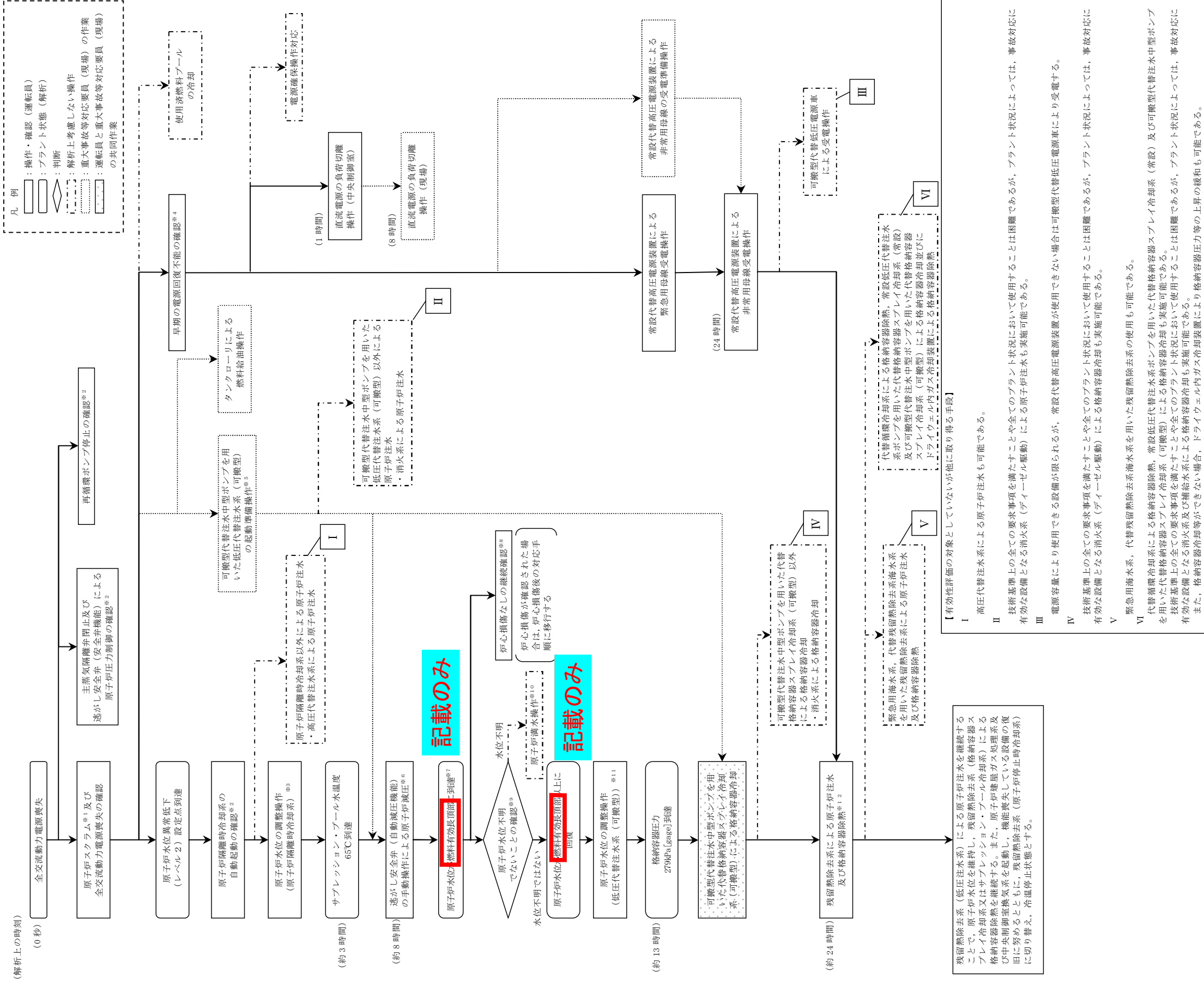
記載のみ

第 7.1.3.1-1 表 全交流動力電源喪失（長期 T B）における重大事故等対策について（3/4）

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（可搬型））	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉減圧により可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）からの原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復したことを確認する。 以降、原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）設定点から原子炉水位高（レベル 8）設定点の間に維持する。 原子炉隔離時冷却系が停止したことを確認する。 	西側淡水貯水設備	可搬型代替注水中型ポンプ	原子炉水位（広帯域、燃料域） 原子炉水位（S A 広帯域、S A 燃料域） 低圧代替注水系原子炉注水流量 原子炉隔離時冷却系注水流量 原子炉圧力* 原子炉圧力（S A）
タンクローリによる燃料給油操作	<ul style="list-style-type: none"> タンクローリにより可搬型代替注水設備用軽油タンクから可搬型代替注水中型ポンプに燃料給油を実施する。 	可搬型設備用軽油タンク	タンクローリ	—
直流電源の負荷切離操作	<ul style="list-style-type: none"> 早期の電源回復不能の確認後、中央制御室及び現場にて所内常設直流電源設備の不要な負荷の切離しを実施する。 	所内常設直流電源設備*	—	—
可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却	<ul style="list-style-type: none"> 格納容器圧力が 279kPa[gage]又はドライウエル雰囲気温度が 171℃に近接したことを確認する。 可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を実施する。 	西側淡水貯水設備	可搬型代替注水中型ポンプ	ドライウエル圧力* ドライウエル雰囲気温度* サプレッション・チェンバ圧力* 低圧代替注水系格納容器スプレイ流量 サプレッション・プールの水位*

* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

記載のみ

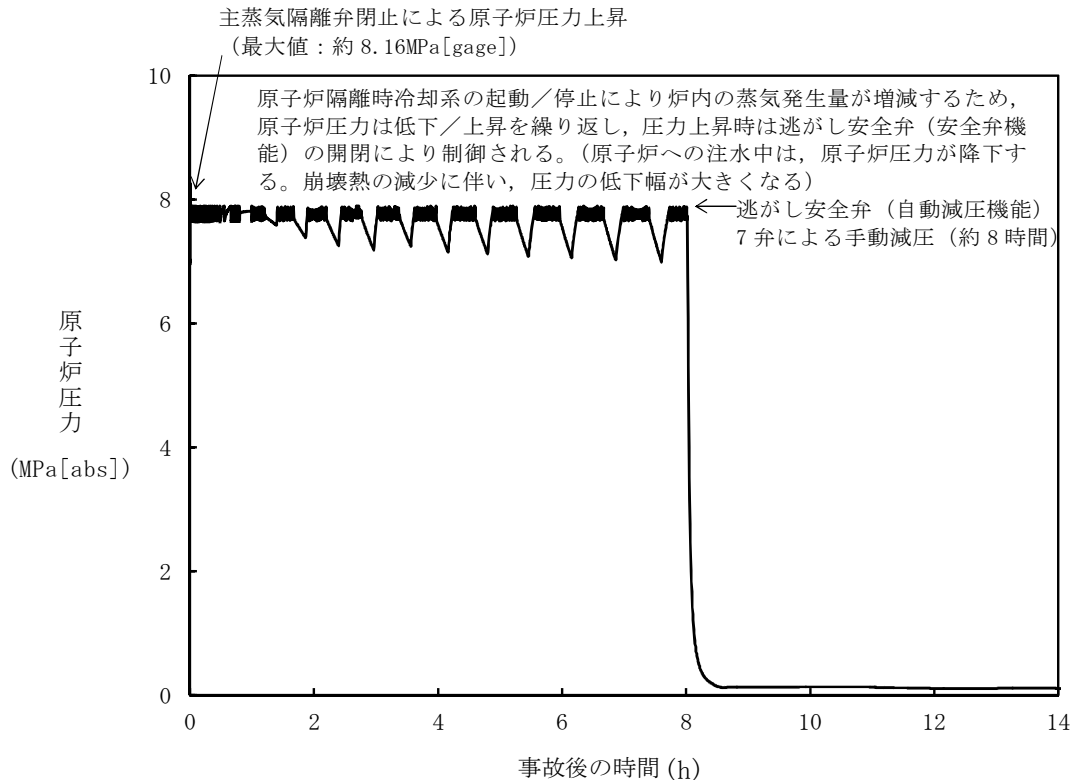


原子炉スクラムは、中央制御室にて平均出力領域射装等により確認する。
 ※1 中央制御室にて、機器ランプ表示、警報、ポンプ吐出圧力、系統流量、原子炉水位（広帯域）、原子炉圧力容器温度にて確認する。
 ※2 原子炉隔離時冷却系により、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間に維持する。
 ※3 中央制御室からの遠隔操作により、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間に維持する。
 ※4 全交流動力電源喪失に伴う低圧注水機電源喪失を確認した場合は、速やかに可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備を開始する。なお、可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）には同じ可搬型代替注水中型ポンプを用いる。
 ※5 全交流動力電源喪失に伴う低圧注水機電源喪失を確認した場合は、速やかに可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水の準備を開始する。また、原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系を起動し、機能喪失している設備の復旧に努めるとともに、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）に切り替え、冷温停止状態とする。
 ※6 原子炉水位が燃料有効長頂部に到達し、燃料有効長頂部以上であることが判断できない場合は、燃料有効長頂部以上の燃料有効長頂部以上であることを確認する。
 ※7 原子炉水位が燃料有効長頂部以下かつ燃料有効長頂部以上であることが判断できない場合は、燃料有効長頂部以上の燃料有効長頂部以上であることを確認する。
 ※8 原子炉水位が燃料有効長頂部以下かつ燃料有効長頂部以上であることが判断できない場合は、燃料有効長頂部以上の燃料有効長頂部以上であることを確認する。
 ※9 原子炉水位が燃料有効長頂部以下かつ燃料有効長頂部以上であることが判断できない場合は、燃料有効長頂部以上の燃料有効長頂部以上であることを確認する。
 ※10 原子炉水位が燃料有効長頂部以下かつ燃料有効長頂部以上であることが判断できない場合は、燃料有効長頂部以上の燃料有効長頂部以上であることを確認する。
 ※11 可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）により、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間に維持する。
 ※12 残留熱除去系は、原子炉水位低（レベル3）設定点にて残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）に切り替える。

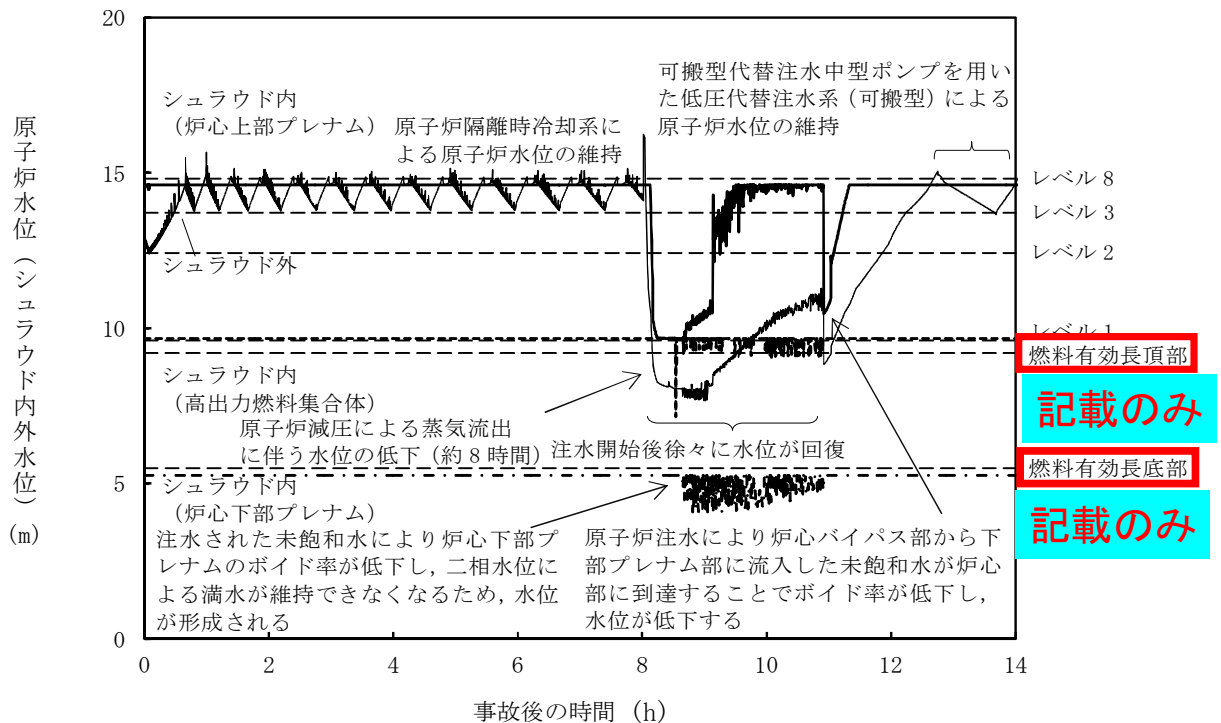
記載のみ

記載のみ

第 7.1.3.1-2 図 全交流動力電源喪失（長期 T B）の対応手順の概要



第 7.1.3.1-4 図 原子炉圧力の推移



第 7.1.3.1-5 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移※

※ シュラウド内外水位はボイドを含む場合、二相水位を示している。

※2 直流電源喪失時には、平均出力領域計装等による原子炉スクラム確認はできないが、直流電源喪失に伴いスクラムパイロット電磁弁が無励磁となり原子炉スクラムが発生する。また、原子炉スクラムに失敗している場合は、炉心での蒸気発生量が多くなり圧力設定点の高い逃がし安全弁が作動し、また作動頻度も高くなることから、原子炉圧力（S A）を監視することで原子炉スクラムの成功／失敗を推定できるものとする。

b. 高圧代替注水系の起動操作

全電源喪失に伴う高圧注水機能喪失の確認後、高圧代替注水系に必要な負荷の電源切替えを実施し、中央制御室からの遠隔操作により、高圧代替注水系を起動する。

高圧代替注水系の起動操作に必要な計装設備は、高圧代替注水系系統流量である。

c. 原子炉水位の調整操作（高圧代替注水系）

高圧代替注水系の起動により、原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復したことを確認する。また、原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間で維持する。

原子炉水位の調整操作（高圧代替注水系）に必要な計装設備は、原子炉水位（S A広帯域、S A燃料域）及び高圧代替注水系系統流量である。

d. 電源確保操作対応

記載のみ

早期の電源回復不能の確認後、直流電源の機能回復操作及び外部電源の機能回復操作を実施する。

e. 可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作

全電源喪失に伴う低圧注水機能喪失の確認後、可搬型代替注水中型ポ

修正不要

ンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備を開始する。原子炉建屋内の現場操作にて原子炉注水に必要な系統構成を実施し、屋外の現場操作にて可搬型代替注水中型ポンプの準備、ホース敷設等を実施した後にポンプ起動操作を実施する。

f. 逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧

全電源喪失の確認後、逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧に必要な負荷の電源切替えを実施する。

サブレーション・プール水温度がサブレーション・プール熱容量制限（原子炉が高圧の場合は 65℃）に到達したことを確認し、可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作及び逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧に必要な電源の切替え操作が完了した後に、中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁を手動開放し、原子炉減圧を実施する。

逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧に必要な計装設備は、原子炉圧力（SA）等である。

原子炉水位が燃料有効長頂部に到達した場合は炉心損傷がないことを継続的に確認する。

記載のみ

炉心損傷がないことを継続的に確認するために必要な計装設備は、格納容器雰囲気放射線モニタ（D/W, S/C）である。

g. 原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（可搬型））

逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧により、原子炉圧力が可搬型代替注水中型ポンプの吐出圧力を下回ると、原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復する。原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間で維持する。また、原子炉圧力の低下により高圧代替注水系

が停止したことを確認する。

原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（可搬型）に必要な計装設備は、原子炉水位（S A広帯域，S A燃料域），低圧代替注水系原子炉注水流量等である。

記載のみ

h. タンクローリによる燃料給油操作

タンクローリにより可搬型設備用軽油タンクから可搬型代替注水中型ポンプに燃料給油を実施する。

i. 可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却

全電源喪失に伴い崩壊熱除去機能が喪失しているため、格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇する。格納容器圧力が 279kPa[gage]に到達した場合又はドライウェル雰囲気温度が 171℃に近接した場合は、可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を実施する。また、同じ可搬型代替注水中型ポンプを用いて原子炉注水を継続する。

可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却に必要な計装設備は、ドライウェル圧力，サプレッション・チェンバ圧力，低圧代替注水系格納容器スプレイ流量，サプレッション・プール水位等である。

j. 常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作

外部電源喪失の確認後，中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置から緊急用母線を受電する。

常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作に必要な計装設備は，緊急用M/C電圧である。

第7.1.3.2-1表 全交流動力電源喪失（TBD, TBU）時における重大事故等対策について（1/3）

操作及び確認	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
原子炉スクラム及び全電源喪失の確認	<ul style="list-style-type: none"> 外部電源が喪失するとともに、直流電源喪失に伴い非常用ディーゼル発電機等が全て機能喪失すること、全電源喪失となり、原子炉はスクラムするが、直流電源喪失により平均出力領域モニタ等による確認がでさないため、原子炉圧力の推移及び逃がし安全弁の動作状況等により原子炉の停止状態を確認する。 全電源喪失により、早期の電源回復不能と判断する。 	逃がし安全弁（安全機能）* 常設代替直流電源設備	-	原子炉圧力（SA） M/C 2C電圧* M/C 2D電圧* 緊急用M/C電圧
高圧代替注水系の起動操作	<ul style="list-style-type: none"> 全電源喪失に伴う高圧注水機能喪失の確認後、高圧代替注水系に必要な負荷の電源切替えを実施し、高圧代替注水系を起動する。 	高圧代替注水系 常設代替直流電源設備	-	高圧代替注水系系統流量
原子炉水位の調整操作（高圧代替注水系）	<ul style="list-style-type: none"> 高圧代替注水系の起動により、原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復したことを確認する。 原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間に維持する。 	高圧代替注水系 常設代替直流電源設備	-	原子炉水位（SA広帯域, SA燃料域） 高圧代替注水系系統流量
電源確保操作対応	<ul style="list-style-type: none"> 直流電源の回復操作を実施する。 外部電源の回復操作を実施する。 	-	-	-
可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作	<ul style="list-style-type: none"> 全電源喪失に伴う低圧注水機能喪失の確認後、可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備を開始する。 	-	可搬型代替注水中型ポンプ	-

* 既許可の対象となつている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの
 ■：有効性評価上考慮しない操作

第7.1.3.2-1表 全交流動力電源喪失（TBD, TBU）時における重大事故等対策について（2/3）

操作及び確認	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧	<ul style="list-style-type: none"> 全電源喪失の確認後、逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧に必要な負荷の電源切替えを実施する。 サプレッション・プール水温度がサプレッション・プール熱容量制限（原子炉が高圧の場合は65℃）に到達したことを確認する。 可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作及び逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧に必要な電源の切替操作が完了した後に、逃がし安全弁（自動減圧機能）7弁を手動開放することにより、原子炉減圧を実施する。 原子炉水位が燃料有効長頂部を下回った場合は、炉心損傷がないことを継続的に確認する。 	逃がし安全弁（自動減圧機能）* 非常用窒素供給系 高圧窒素ポンベ* 常設代替直流電源設備	—	サプレッション・プール水温度* 原子炉圧力（SA） ドライウェル雰囲気温度* 格納容器雰囲気放射線モニタ（D/W, S/C）*
原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（可搬型））	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉減圧により可搬型代替注水ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）からの原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復することを確認する。 原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間に維持する。 高圧代替注水系が停止したことを確認する。 	西側淡水貯水設備	可搬型代替注水中型ポンプ	原子炉水位（SA広帯域, SA燃料域） 低圧代替注水系原子炉注水流量 高圧代替注水系系統流量 原子炉圧力（SA）
タンクローリによる燃料給油操作	タンクローリにより可搬型代替注水設備用軽油タンクから可搬型代替注水中型ポンプに燃料給油を実施する。	可搬型設備用軽油タンク	タンクローリ	—

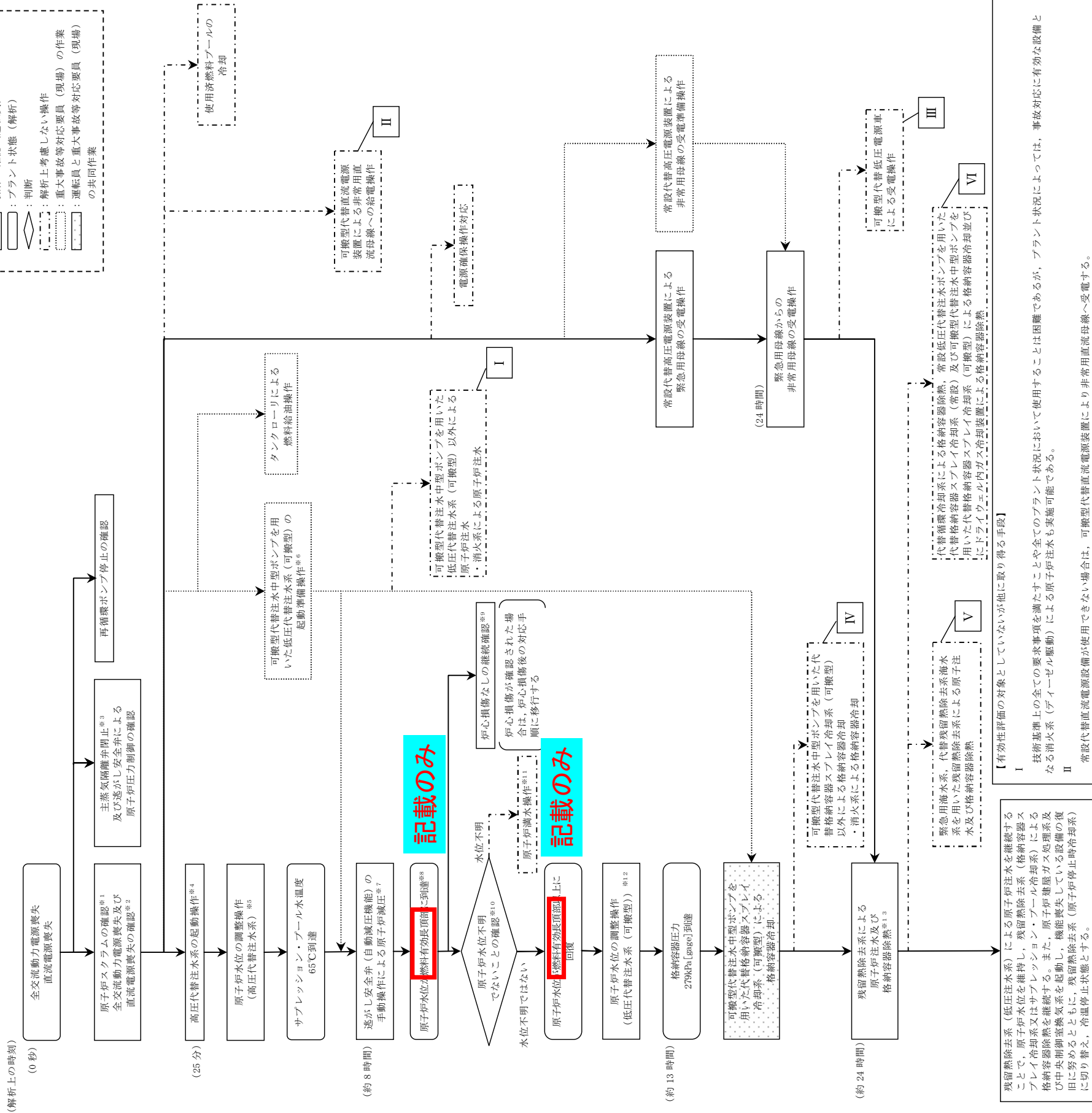
* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

記載のみ

記載のみ

修正不要

- 凡 例
- : 操作・確認 (運転員)
 - : プラント状態 (解析)
 - ◇ : 判断
 - ⋯ : 解析上考慮しない操作
 - ⋯ : 重大事故等対応要員 (現場) の作業
 - ⋯ : 運転員と重大事故等対応要員 (現場) の共同作業

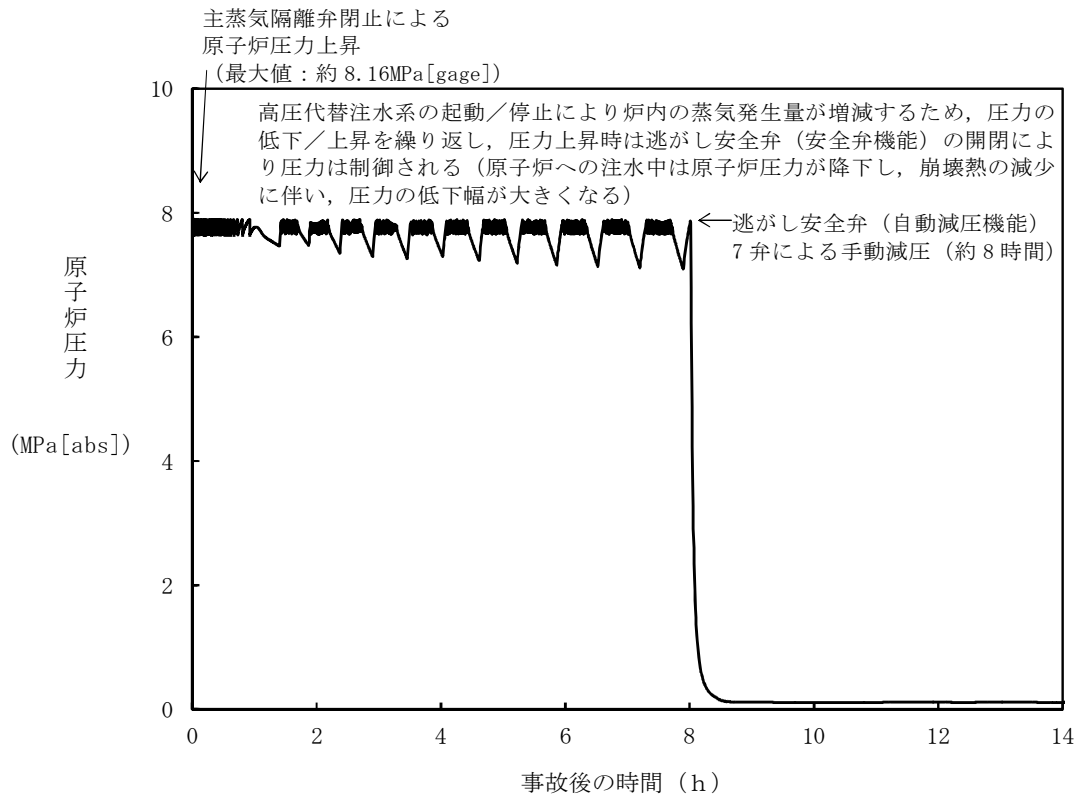


- 【有効性評価の対象としていないが他に取得手段】
- I 技術基準上の全ての要求事項を満たすことや全てのプラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備となる消火系 (ディーゼル駆動) による原子炉注水も実施可能である。
 - II 常設代替直電電源設備が使用できない場合は、可搬型代替直電電源装置により非常用直電電源線へ受電する。
 - III 電源容量により使用できる設備に限られるが、常設代替高圧電圧電源装置が使用できない場合は、可搬型代替低圧電源車により受電する。
 - IV 技術基準上の全ての要求事項を満たすことや全てのプラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備となる消火系 (ディーゼル駆動) による格納容器冷却も実施可能である。
 - V 緊急用海水系及び代替残留熱除去系海水系を用いた残留熱除去の使用も可能である。
 - VI 代替循環冷却系による格納容器除熱、常設低圧代替注水ポンプを用いた代替格納容器冷却系 (常設) 及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器冷却系 (可搬型) による格納容器冷却並びにドライウェル内ガスを冷却装置により格納容器除熱

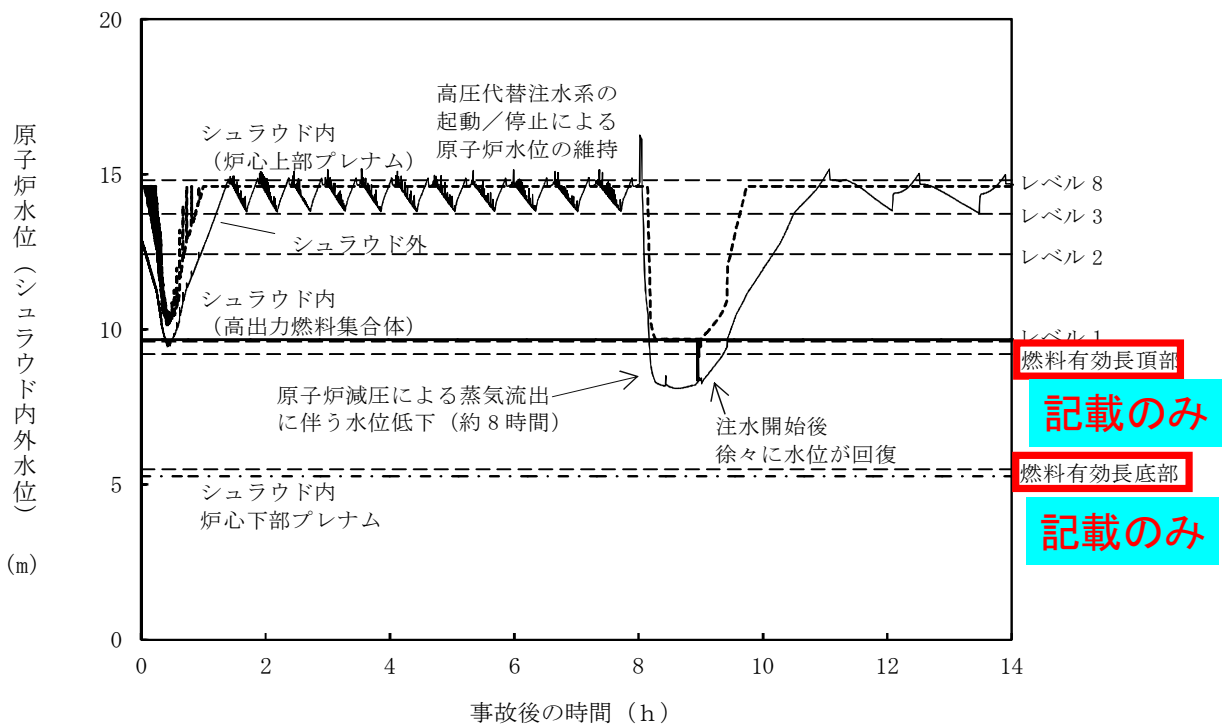
残留熱除去系 (低圧注水) による原子炉注水を継続すること、原子炉水位を維持し、残留熱除去系 (格納容器スプレッド冷却系) はサブプレッション・プール冷却系による格納容器除熱を継続する。また、原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室換気系を起動し、機能喪失している設備の復旧に努めるとともに、残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) に切り替え、冷温停止状態とする。

- ※1 直電電源喪失時には、平均出力領域計装等による原子炉水位許容範囲内の原子炉水位許容範囲に入った場合、原子炉水位が燃料貯留長頂部以上であることが判断できない場合は、燃料貯留長頂部以上であることを確認する。
- ※2 炉心での蒸気発生量が多くなり炉内圧力設定点の高い圧力制御室にて、照明の消灯、非常用ディーゼル発電機が起動し、初期の電源回復不能と判断する。
- ※3 主蒸気隔離弁は制御電源が喪失することにより閉となる。
- ※4 高圧代替注水系の起動操作は以下により判断し、高圧代替注水系に必要な負荷の電源切替えを実施してから高圧代替注水系を起動する。
 - ・電源喪失
 - ・高圧代替注水系により、原子炉水位を原子炉水位低 (レベル3) 設定点から原子炉水位高 (レベル8) 設定点の間に維持する。
 - ※5 全交流動力電源喪失を確認した場合は、速やかに可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水の準備を開始する。なお、低圧代替注水系 (可搬型) 及び代替格納容器スプレッド冷却系 (可搬型) による格納容器冷却も実施可能である。
 - ※6 サブプレッション・プール熱容量制限 (原子炉圧力が低下し可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水の準備を開始すると同時に高圧代替注水系が停止するが、可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水を開始された後に高圧代替注水系は停止する旨とされている。
 - ※7 格納容器雰囲気換気モニタ (D/W) 及び (S/C) による炉心損傷発生の手順に移行する。実際の操作では、原子炉圧力が低下し可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水の準備を開始すると同時に高圧代替注水系が停止する旨とされている。
 - ※8 原子炉水位が燃料貯留長頂部以下となった場合は、格納容器雰囲気換気モニタ (D/W) 及び (S/C) による炉心損傷発生の手順に移行する。
 - ※9 炉心損傷は、以下のいずれかにより判断する。
 - ・ドライウェル雰囲気温度と原子炉圧力の関係が原子炉水位不明領域に入った場合
 - ・原子炉水位の指示値のばらつきが大き
 - ・原子炉水位の燃料貯留長頂部以上であることを確認する
 - ※10 可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系 (レベル3) 設定点にて残留熱除去系 (低圧注水) に切り替え、原子炉水位低 (レベル3) 設定点にて残留熱除去系 (低圧注水) に切り替える。
 - ※11 燃料貯留長頂部以上であることを確認する。
 - ※12 設定点から原子炉水位高 (レベル8) 設定点から原子炉水位低 (レベル3) 設定点の間を維持する。
 - ※13 残留熱除去系は、原子炉水位低 (レベル3) 設定点にて残留熱除去系 (低圧注水) に切り替える。

第 7.1.3.2-2 図 全交流動力電源喪失 (TBD, TBU) の対応手順の概要



第 7.1.3.2-4 図 原子炉圧力の推移



第 7.1.3.2-5 図 原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移※

※：シュラウド内外水位はボイドを含む場合は、二相水位を示している。

b. 原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認

原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル2）設定点に到達した時点で原子炉隔離時冷却系が自動起動したことを確認する。

原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認に必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域、**燃料域**）、原子炉隔離時冷却系系統流量等である。

c. 原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）

記載のみ

原子炉隔離時冷却系の起動により原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復したことを確認する。また、原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間で維持する。

原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）に必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域、**燃料域**）等である。**記載のみ**

原子炉隔離時冷却系による原子炉注水は、逃がし安全弁の開固着によって、原子炉隔離時冷却系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下するまでの間継続する。

原子炉隔離時冷却系の停止後は、逃がし安全弁を介して原子炉圧力容器内の蒸気が流出し、保有水量が減少することで原子炉水位が徐々に低下するため、**燃料有効長頂部**に到達したことを確認した場合は、炉心損傷がないことを継続的に確認する。**記載のみ**

炉心損傷がないことを継続的に確認するために必要な計装設備は、格納容器雰囲気放射線モニタ（D/W，S/C）である。

d. 早期の電源回復不能の確認

全交流動力電源喪失の確認後、中央制御室からの遠隔操作により外部電源の受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動ができず、非常用母線の電源回復ができない場合、早期の電源回復不能と判断する。これによ

修正不要

(レベル8) 設定点の間で維持する。

原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（可搬型））に必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域、**燃料域**）低圧代替注水系原子炉注水流量等である。

記載のみ

i. タンクローリによる燃料給油操作

タンクローリにより可搬型設備用軽油タンクから可搬型代替注水中型ポンプに燃料給油を実施する。

j. 直流電源の負荷切離操作

早期の電源回復不能の確認後、中央制御室内及び現場配電盤にて所内常設直流電源設備の不要な負荷の切離しを実施することにより 24 時間後までの蓄電池による直流電源供給を確保する。

k. 可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却

全交流動力電源喪失に伴い崩壊熱除去機能を喪失しているため、格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇する。格納容器圧力が 279kPa[gage]に到達した場合又はドライウェル雰囲気温度が 171℃に近接した場合は、現場操作にて可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を実施する。また、同じ可搬型代替注水中型ポンプを用いて原子炉注水を継続する。

可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却に必要な計装設備は、ドライウェル圧力、サプレッション・チェンバ圧力、低圧代替注水系格納容器スプレイ流量、サプレッション・プール水位等である。

l. 常設代替高圧電源装置による緊急用母線の受電操作

外部電源喪失の確認後、中央制御室からの遠隔操作により常設代替高

逃がし安全弁 1 弁が開固着することで、蒸気の流出が継続し、事象発生約 1.3 時間後に原子炉圧力が 1.04MPa[gage]まで低下し、原子炉隔離時冷却系が停止することで原子炉水位は徐々に低下し、燃料有効長頂部を下回る。

記載のみ

事象発生約 3 時間後に可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の準備が完了した時点で、逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁の手動操作による原子炉減圧を実施する。逃がし安全弁（自動減圧機能）開放による蒸気流出によって原子炉水位は低下するが、可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の原子炉注水が開始されると、原子炉水位は回復し炉心は再冠水する。

燃料被覆管最高温度発生位置のボイド率は、逃がし安全弁の開固着により蒸気が流出することで炉心が露出し上昇する。その後、原子炉減圧操作による減圧沸騰に伴い一時的に燃料被覆管最高温度発生位置が再冠水し、ボイド率は低下する。熱伝達係数は、燃料被覆管最高温度発生位置が露出し、核沸騰冷却から蒸気冷却に移行することで低下する。原子炉圧力が低下し、可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水流量が増加することで炉心が再冠水すると、ボイド率は低下し、熱伝達係数が上昇することで燃料被覆管温度は低下する。平均出力燃料集合体及び炉心下部プレナムのボイド率については、原子炉水位及び原子炉圧力の変化に伴い増減する。

事象発生から 24 時間後に常設代替高圧電源装置による非常用母線への交流動力電源供給を開始し、その後中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（低圧注水系）を起動し、原子炉注水を開始することで、その後も炉心の冷却は維持される。

また、全交流動力電源喪失に伴い崩壊熱除去機能が喪失しているため、

第 7.1.3.3-1 表 全交流動力電源喪失 (TBP) 時における重大事故等対策について (1/5)

操作及び確認	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉スクラム, 全交流動力電源喪失及び逃がし安全弁開着の確認	<ul style="list-style-type: none"> 外部電源が喪失するとともに, 非常用ディーゼル発電機等が全て機能喪失すること で, 全交流動力電源喪失となり, 原子炉がスクラムしたことを確認する。 主蒸気隔離弁が閉止し, 原子炉圧力が逃がし安全弁の設定点以下まで低下することにより異常を検知し, 逃がし安全弁の開着を確認する。 再循環ポンプが停止したことを確認する。 原子炉水位が, 原子炉水位異常低下 (レベル 2) 設定点に到達した時点で原子炉隔離時冷却系が自動起動したことを確認する。 	所内常設直流電源設備* 常設代替直流電源設備 主蒸気隔離弁* 逃がし安全弁 (安全弁機能)*	—	平均出力領域計装* 起動領域計装* 原子炉圧力* 原子炉圧力 (SA) M/C 2C 電圧* M/C 2D 電圧* 緊急用 M/C 電圧
原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認		原子炉隔離時冷却系* 所内常設直流電源設備*	—	原子炉水位 (広帯域, 燃料域)* 原子炉水位 (SA 広帯域, SA 燃料域) 原子炉隔離時冷却系系統流量*

* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 7.1.3.3-1 表 全交流動力電源喪失 (TBP) 時における重大事故等対策について (2/5)

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉水位の調整操作 (原子炉隔離時冷却系)	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉隔離時冷却系の起動により原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復したことを確認する。 原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低 (レベル 3) 設定点から原子炉水位高 (レベル 8) 設定点の間に維持する。 原子炉隔離時冷却系による原子炉注水は、逃がし安全弁の開固着によって、原子炉隔離時冷却系が動作できない範囲に原子炉圧力が低下するまでの間継続する。 原子炉隔離時冷却系の停止後は、逃がし安全弁の開固着により原子炉水位が徐々に低下し、燃料有効長頂部に到達したことを確認した場合は、炉心損傷がないことを継続的に確認する。 	原子炉隔離時冷却系* 所内常設直流電源設備*	記載のみ	原子炉水位 (広帯域, 燃料域) * 原子炉水位 (S A 広帯域, S A 燃料域) * 原子炉隔離時冷却系系統流量 * 原子炉圧力* 原子炉圧力 (S A) 格納容器雰囲気放射線モニタ (D/W, S/C)*
早期の電源回復不能の確認	<ul style="list-style-type: none"> 全交流動力電源喪失の確認後、中央制御室からの遠隔操作により外部電源の受電及び非常用ディーゼル発電機等の起動を試みるが、失敗したことを確認し、早期の電源回復不能を確認する。 	—	—	—
電源確保操作対応	<ul style="list-style-type: none"> 非常用ディーゼル発電機等の回復操作を実施する。 外部電源の回復操作を実施する。 	—	—	—

* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの
 : 有効性評価上考慮しない操作

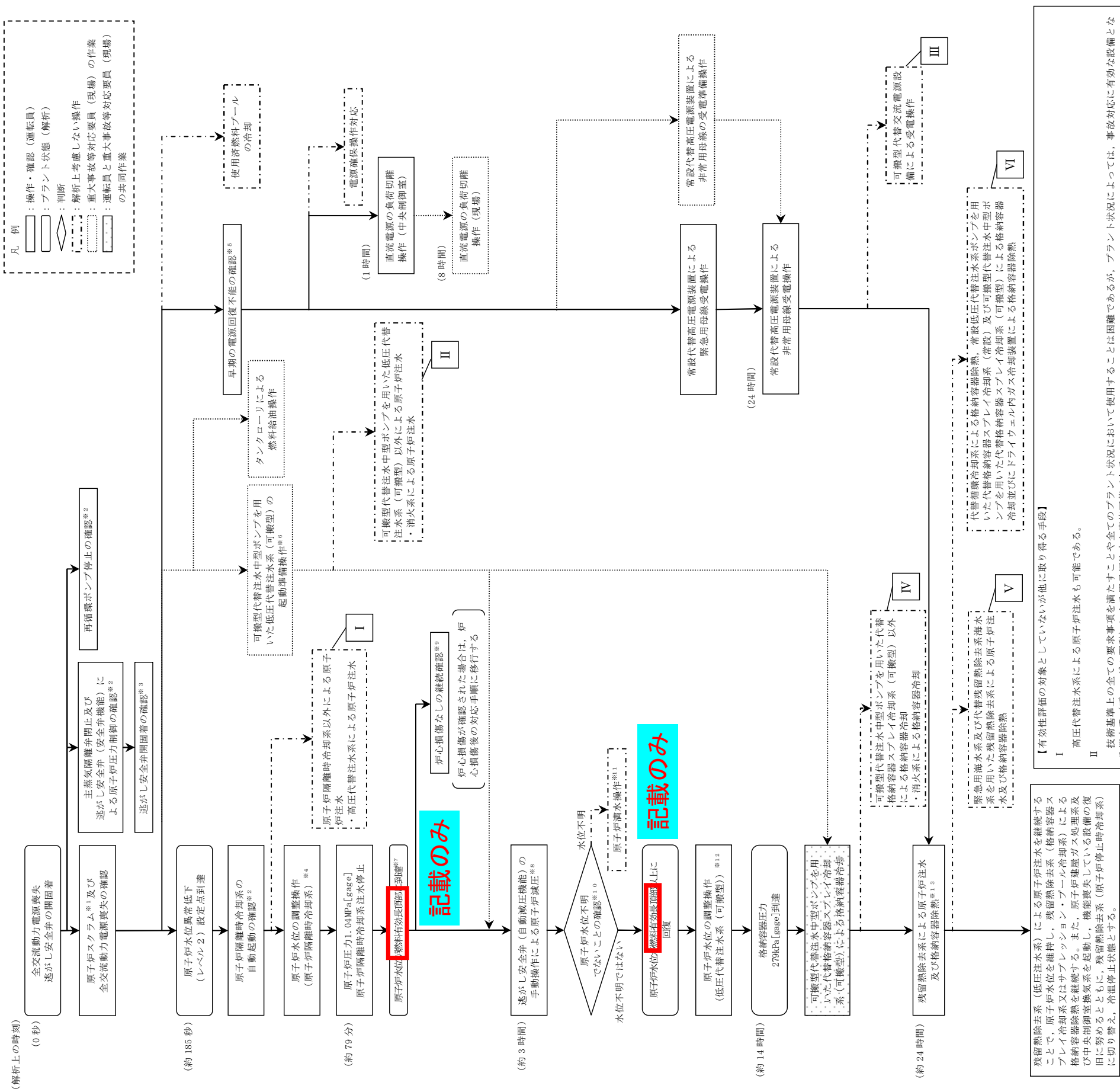
第7.1.3.3-1表 全交流動力電源喪失（TBP）時における重大事故等対策について（3/5）

操作及び確認	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作	<ul style="list-style-type: none"> 全交流動力電源喪失に伴う低圧注水機能喪失の確認後、可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水準備を開始する。 逃がし安全弁の開固着により原子炉圧力が低下していることから、原子炉圧力が低圧代替注水系（可搬型）の吐出圧力を下回った場合は、原子炉注水が開始される。 	—	可搬型代替注水中型ポンプ	原子炉圧力* 原子炉圧力（SA）
逃がし安全弁（自動減圧機能）の手动操作による原子炉減圧	<ul style="list-style-type: none"> 可搬型代替注水ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作の完了後、逃がし安全弁（自動減圧機能）7弁の手动開放により、原子炉減圧を実施する。 	逃がし安全弁（自動減圧機能）* 非常用窒素供給系 高圧窒素ポンプ*	—	原子炉圧力* 原子炉圧力（SA）
原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（可搬型））	<ul style="list-style-type: none"> 可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の原子炉注水により、原子炉水位が回復したことを確認する。 原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間に維持する。 	西側淡水貯水設備	可搬型代替注水中型ポンプ 記載のみ	原子炉水位*（広帯域、燃料域） 原子炉水位（SA広帯域、SA燃料域） 低圧代替注水系原子炉注水流量 原子炉圧力* 原子炉圧力（SA）
タンクローリによる燃料給油操作	<ul style="list-style-type: none"> タンクローリにより可搬型設備用軽油タンクから可搬型代替注水中型ポンプへの燃料給油を実施する。 	可搬型設備用軽油タンク	タンクローリ	—

* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

修正不要

- 凡 例
- : 操作・確認 (運転員)
 - : プラント状態 (解析)
 - ◇ : 判断
 - ⋯ : 解析上考慮しない操作
 - ⋯ : 重大事故等対応要員 (現場) の作業
 - ⋯ : 運転員と重大事故等対応要員 (現場) の共同作業



(解析上の時刻)

【有効性評価の対象としていないが他に取得手段】

I 高圧代普通注水による原子炉注水も可能である。

II 技術基準上の全ての要求事項を満たすことや全てのプラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備となる消火系 (ディーゼル駆動) による原子炉注水も実施可能である。

III 電源容量により使用できる設備に限られるが、常設代替交流電源設備が使用できない場合は可搬型代替交流電源設備により受電する。

IV 技術基準上の全ての要求事項を満たすことや全てのプラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備となる消火系 (ディーゼル駆動) による格納容器冷却も実施可能である。

V 緊急用海水系及び代替残留熱除去系海水系を用いた代替格納容器冷却も実施可能である。

VI 代替循環冷却系による格納容器除熱、常設低圧代普通注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレィ冷却系 (可搬型) 及び可搬型代普通注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレィ冷却系 (可搬型) による格納容器冷却も実施可能である。

技術基準上の全ての要求事項を満たすことや全てのプラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備となる消火系及び補助給水系による格納容器冷却も実施可能である。

また、ドライウェル内ガス冷却装置により格納容器圧力等の上昇の緩和も可能である。

残留熱除去系 (低圧注水系) による原子炉注水を継続することで、原子炉水位を維持し、残留熱除去系 (格納容器スプレィ冷却系又はサブレーション・ブール冷却系) による格納容器除熱を継続する。また、原子炉建屋ガス処理系及び中央制御室至換気系を起動し、機能喪失している設備の復旧に努めるとともに、残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) に切り替え、冷温停止状態とする。

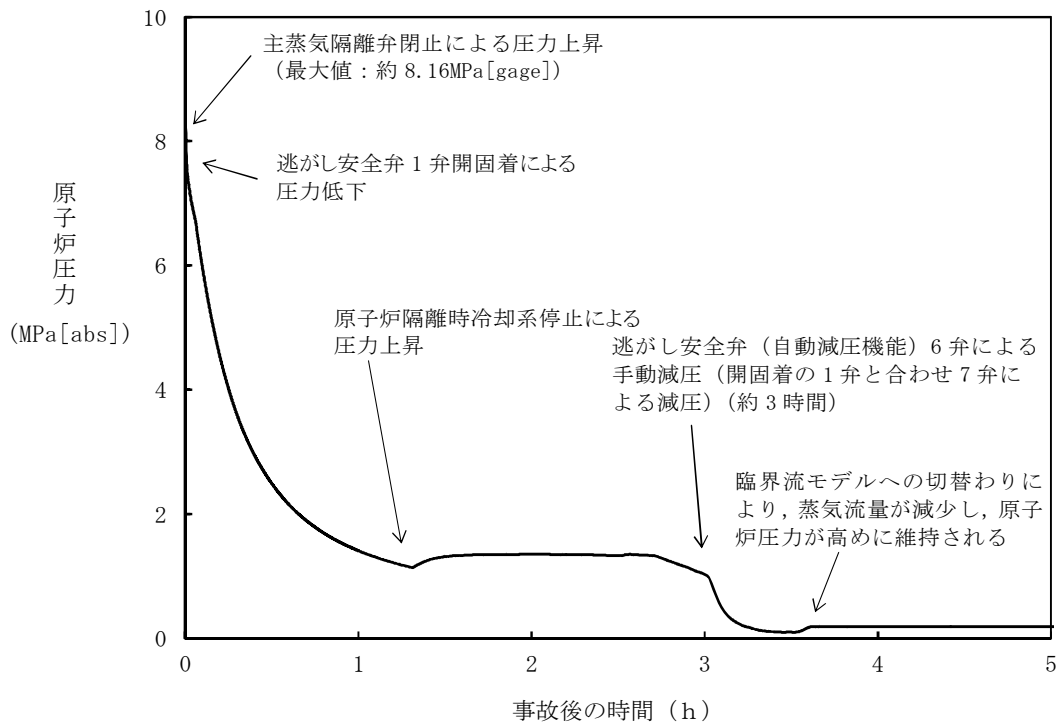
- ※1 : 原子炉スクラムは、中央制御室にて平均出力領域計装により確認する。
- ※2 : 中央制御室にて、機器ランプ表示、警報、ポンプ吐出圧力、系統流量、原子炉水位 (広帯域)、原子炉圧力等にて確認する。
- ※3 : 主蒸気隔離弁が逃がし安全弁の設定圧力以下まで低下することにより異常を検知し、逃がし安全弁の閉鎖を確認する。
- ※4 : 原子炉隔離時冷却系 (可搬型) による原子炉水位低 (レベル3) 設定点から原子炉水位高 (レベル8) 設定点の間に維持する。
- ※5 : 中央制御室にて電源受電及び非常用ディーゼル発電機の起動ができ、非常用母線の電源回復ができない場合、早期の電源回復不能と判断する。
- ※6 : 全交流電源喪失発生後、可搬型代替注水中型ポンプを用いる。
- ※7 : 原子炉水位 (可搬型) には同じ可搬型代替注水中型ポンプを用いる。
- ※8 : 低圧注水可能な系統の準備完了後に原子炉減圧操作を実施する。
- ※9 : 格納容器雰囲気放射線モニタ (D/W) 及び (S/C) による炉心損傷発生時の判断ができない場合は、原子炉圧力容器温度により判断する。
- ※10 : 原子炉減圧時には原子炉水位計凝縮管内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値が相対的に低下するため、原子炉水位不明であることを確認する。原子炉水位不明は、以下のいずれかにより判断する。
 - ・格納容器雰囲気放射線モニタが原子炉圧力の関係が原子炉水位不明領域に入った場合
 - ・ドライウェルの計装値が震動した場合
 - ・原子炉水位の計装値が震動した場合
- ※11 : 原子炉水位不明の場合は、原子炉圧力容器水位計の差圧を確認することで、原子炉水位 (燃料有効長頂部) 以上であることを確認する。
- ※12 : 可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代普通注水系 (可搬型) により、原子炉水位低 (レベル3) 設定点から原子炉水位高 (レベル8) 設定点の間に維持する。
- ※13 : 残留熱除去系は、原子炉水位低 (レベル3) 設定点にて残留熱除去系 (低圧注水系) に切り替え、原子炉水位高 (レベル8) 設定点にて残留熱除去系 (格納容器スプレィ冷却系) に切り替える。

記載のみ

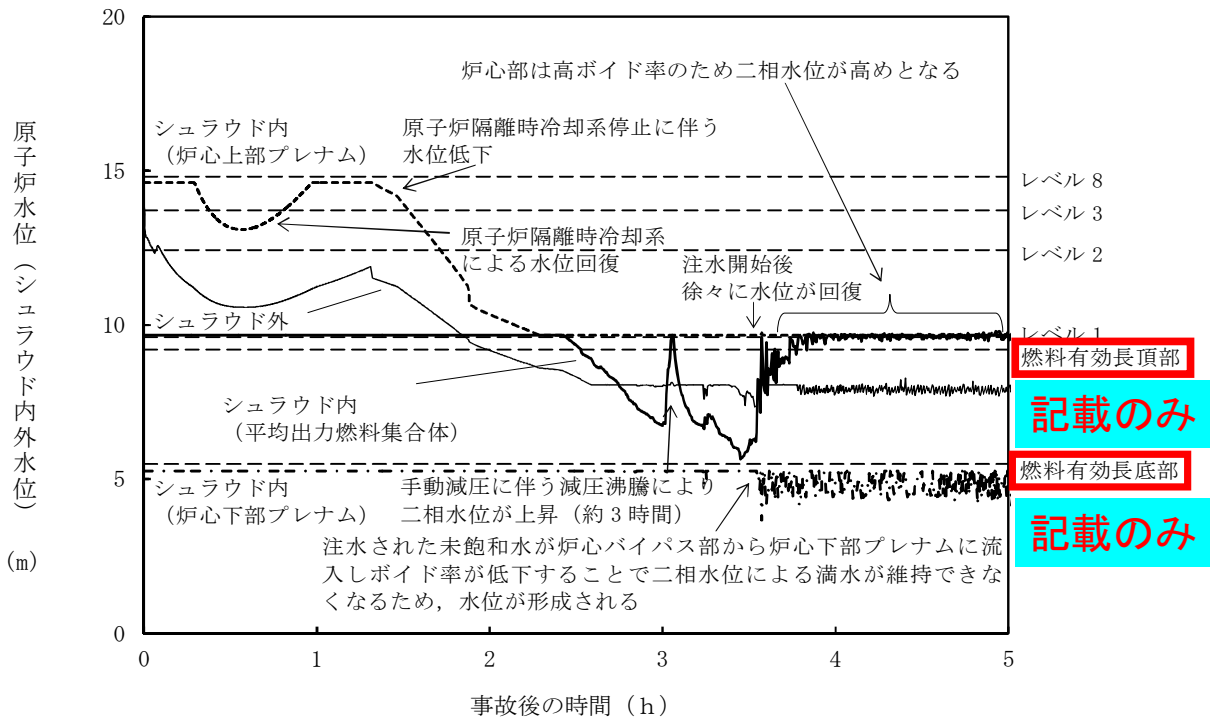
記載のみ

第 7.1.3.3-2 図 全交流動力電源喪失 (TBPP) の対応手順の概要

修正不要

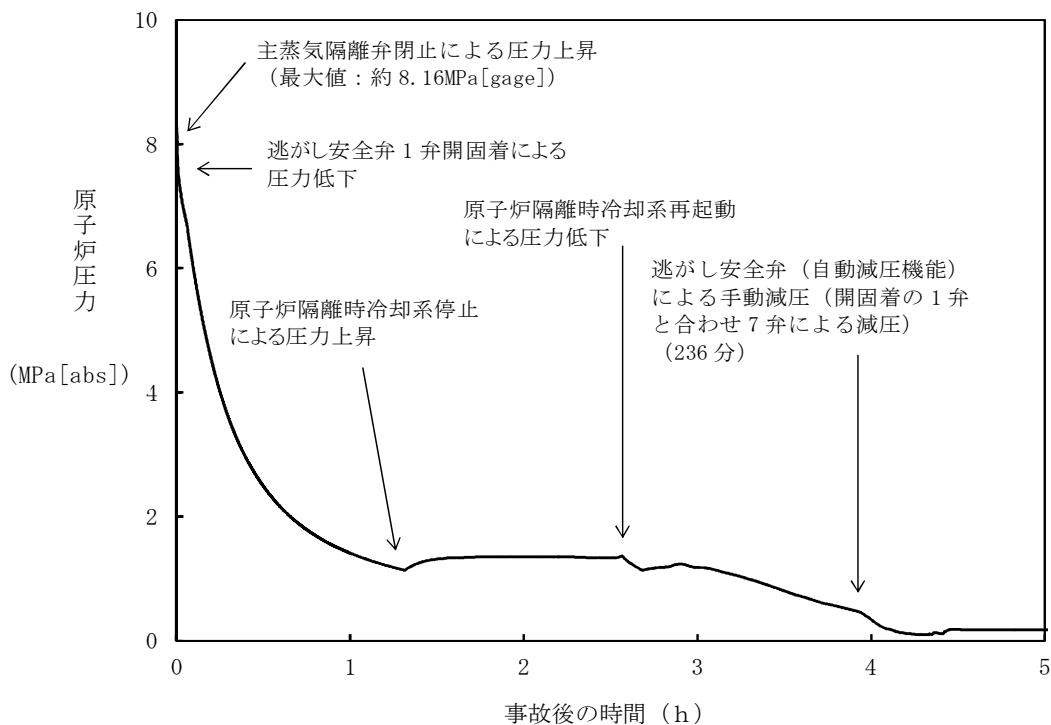


第 7.1.3.3-4 図 原子炉圧力の推移

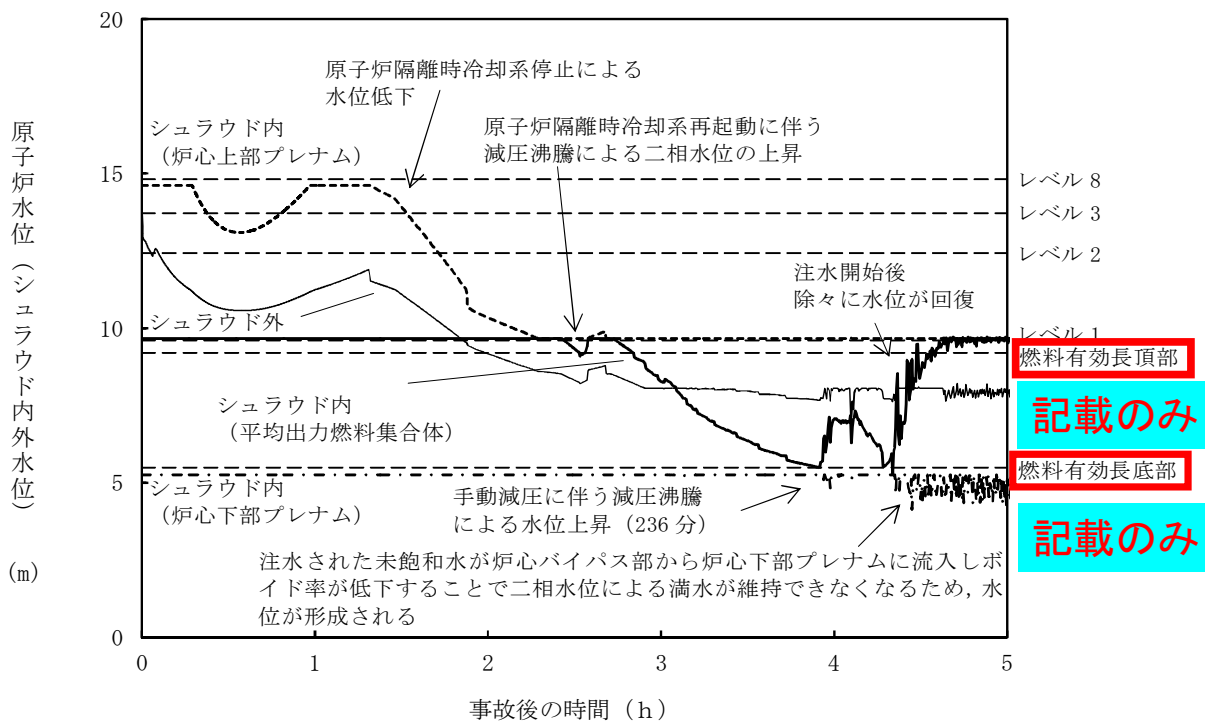


第 7.1.3.3-5 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) の推移※

※ シュラウド内外水位はボイドを含む場合は、二相水位を示している。



第 7. 1. 3. 3-19 図 原子炉圧力の推移（遅れ時間 55 分）



第 7. 1. 3. 3-20 図 原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移（遅れ時間 55 分）

に向けた対策として、緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系及びサブプレッション・プール水冷却系）による格納容器除熱手段を整備する。対策の概略系統図を第 7.1.4.1-1 図に、対応手順の概要を第 7.1.4.1-2 図に示すとともに、対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策の手順と設備との関係を第 7.1.4.1-1 表に示す。

本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて、必要な要員は初動対応要員 18 名である。

初動対応要員の内訳は、当直発電長 1 名、当直副発電長 1 名、運転操作対応を行う当直運転員 4 名、通報連絡等を行う災害対策要員 2 名及び現場操作を行う重大事故等対応要員 10 名である。

必要な要員と作業項目について第 7.1.4.1-3 図に示す。

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

a. 原子炉スクラムの確認

運転時の異常な過渡変化又は設計基準事故が発生して原子炉がスクラムしたことを確認する。

原子炉スクラムの確認に必要な計装設備は、平均出力領域計装等である。

b. 原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認

原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル 2）設定点に到達した時点で原子炉隔離時冷却系が自動起動したことを確認する。また、主蒸気隔離弁が閉止するとともに、再循環ポンプがトリップしたことを確認する。

原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認に必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域、燃料域）、原子炉隔離時冷却系系統流量等である。

c. 原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）

原子炉隔離時冷却系の起動により原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復したことを確認する。また、原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間で維持する。

原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）に必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域、燃料域）等である。

d. 取水機能喪失の確認

記載のみ

サプレッション・プール水温度が 32℃に到達したことを確認し、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系によるサプレッション・プール冷却を試みるが、残留熱除去系海水系の起動に失敗したことを確認し、取水機能喪失を確認する。

取水機能喪失の確認に必要な計装設備は、残留熱除去系海水系系統流量等である。

外部電源が喪失している場合、中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置から緊急用母線を介して非常用母線を受電する。

e. 残留熱除去系海水系の回復操作

取水機能喪失の確認後、残留熱除去系海水系の回復操作を実施する。

f. 常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作

取水機能喪失に伴う低圧注水機能喪失の確認後、中央制御室からの遠隔操作により常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）を起動する。

常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作に必要な計装設備は、常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力等であ

る。

- g. 可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作

取水機能喪失に伴う低圧注水機能喪失の確認後，可搬型代替注水中型ポンプ準備及びホース敷設等を実施する。

- h. 逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧

常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作の完了後，サブプレッション・プール水温度がサブプレッション・プール熱容量制限（原子炉が高圧の場合は 65℃）に到達したことを確認し，中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁（自動減圧機能）の 7 弁を手動開放し，原子炉減圧を実施する。

逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧に必要な計装設備は，原子炉圧力等である。

- i. 原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（常設））

逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧により，原子炉圧力が常設低圧代替注水系ポンプの吐出圧力を下回ると，原子炉注水が開始され，原子炉水位が回復することを確認する。原子炉水位回復後は，原子炉水位を原子炉水位低（レベル 3）設定点から原子炉水位高（レベル 8）設定点の間で維持する。また，原子炉圧力の低下により原子炉隔離時冷却系が停止したことを確認する。

原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（常設））に必要な計装設備は，原子炉水位（広帯域，燃料域）等である。

- j. 緊急用海水系を用いた海水通水操作

記載のみ

取水機能喪失の確認後，中央制御室からの遠隔操作により緊急用海水系を起動する。

第7.1.4.1-1表 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）における重大事故等対策について（1/3）

操作及び確認	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
原子炉スクラムの確認	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉がスクラムしたことを確認する。 	—	—	平均出力領域計装 起動領域計装
原子炉隔離時冷却系の自動起 動の確認	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉水位が、原子炉水位異常低下（レベル2）設定点に到達したことを確認する。 原子炉隔離時冷却系が自動起動したことを確認する。 主蒸気隔離弁が閉止し、逃がし安全弁（安全機能）により原子炉圧力が制御されていることを確認する。 再循環ポンプがトリップしたことを確認する。 	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉隔離時冷却系* 主蒸気隔離弁* A T W S 緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能） 逃がし安全弁（安全機能）* 	—	原子炉水位（広帯域、燃料域）* 原子炉水位（S A 広帯域、S A 燃料域） 原子炉隔離時冷却系系統流量* 原子炉圧力* 原子炉圧力（S A）
原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉隔離時冷却系の起動により、原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復したことを確認する。 原子炉隔離時冷却系により、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間に維持する。 	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉隔離時冷却系* 	—	原子炉水位（広帯域、燃料域）* 原子炉水位（S A 広帯域、S A 燃料域） 原子炉隔離時冷却系系統流量*
取水機能喪失の確認	<ul style="list-style-type: none"> サブレーション・プールの水温度が 32℃以上であることを確認する。 中央制御室からの遠隔操作によりサブレーション・プールの冷却を試みるが、残留熱除去系海水系の起動に失敗したことを確認する。 以上により、取水機能喪失を確認する。 外部電源が喪失している場合は、常設代替高圧電源装置から緊急用母線を介して非常用母線を受電する。 	<ul style="list-style-type: none"> 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク* 	—	サブレーション・プール水温度* 残留熱除去系海水系系統流量* M / C 2 C 電圧* M / C 2 D 電圧*

* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

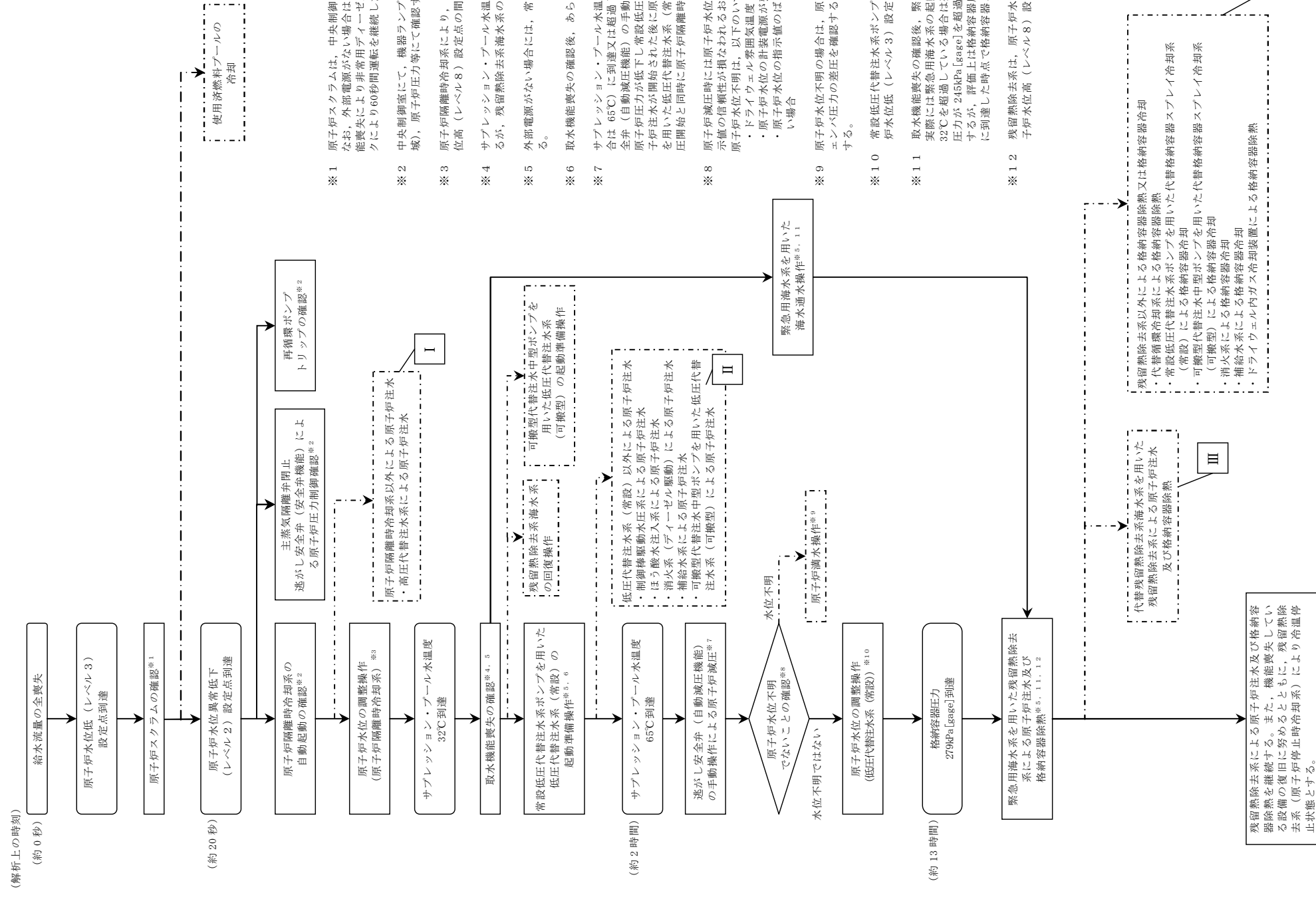
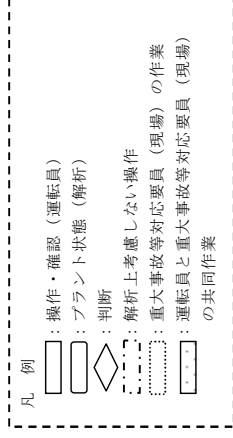
第7.1.4.1-1表 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）における重大事故等対策について（3/3）

操作及び確認	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（常設））	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉減圧により常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）からの原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復したことを確認する。 原子炉隔離時冷却系が停止したことを確認する。 原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間に維持する。 取水機能喪失の確認後、緊急用海水系を起動する。 	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 常設代替高压電源装置 軽油貯蔵タンク*	ー	原子炉水位（広帯域、燃料域）* 原子炉水位（S A広帯域、S A燃料域） 低圧代替注水系原子炉注水流量 代替淡水貯槽水位 原子炉隔離時冷却系系統流量*
緊急用海水系を用いた海水通水操作	<ul style="list-style-type: none"> 緊急用海水系の起動後、残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）を起動する。 常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を停止し、残留熱除去系による原子炉注水に切り替える。 以降、残留熱除去系により原子炉注水及び格納容器除熱を交互に実施しつつ、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間に維持する。 代替燃料プール冷却系等を用いて使用済燃料プールへの注水及び冷却を実施する。 	緊急用海水系 常設代替高压電源装置 軽油貯蔵タンク*	ー	緊急用海水系流量（残留熱除去系熱交換器） 緊急用海水系流量（残留熱除去系補機） 原子炉水位（広帯域）* 原子炉水位（S A広帯域） 残留熱除去系系統流量* 低圧代替注水系原子炉注水流量 サプレッション・チェンバ圧力* ドライウェル圧力* サプレッション・プール水温度*
使用済燃料プールの冷却	<ul style="list-style-type: none"> 代替燃料プール冷却系等を用いて使用済燃料プールへの注水及び冷却を実施する。 	ー	ー	ー

■：有効性評価上考慮しない操作

* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

修正不要



【有効性評価の対象としていないが他に取れ得る手段】

- I 高圧代替注水系による原子炉注水も可能である。
 - II 技術基準上の全ての要求事項を満たすことや全てのプラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備となる副駆動水圧系、ほう酸水注入系、消火系、補給水系及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水も実施可能である。
 - III 代替残留熱除去系海水系を用いた残留熱除去系の使用も可能である。
 - IV 代替循環冷却系、常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) 及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系 (可搬型) による格納容器スプレイも実施可能である。技術基準上の全ての要求事項を満たすことや全てのプラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備となる消火系及び補給水系による格納容器スプレイも実施可能である。
- また、格納容器冷却ができない場合、ドライウェル内ガス冷却装置による格納容器圧力等の上昇の緩和も可能である。

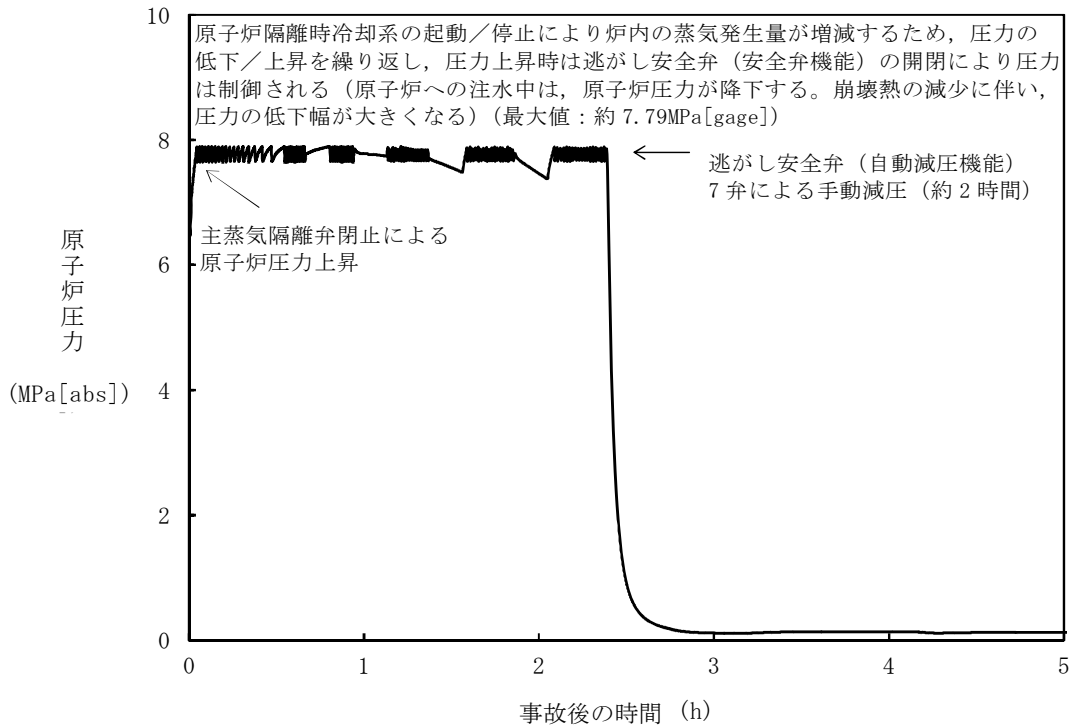
記載のみ

記載のみ

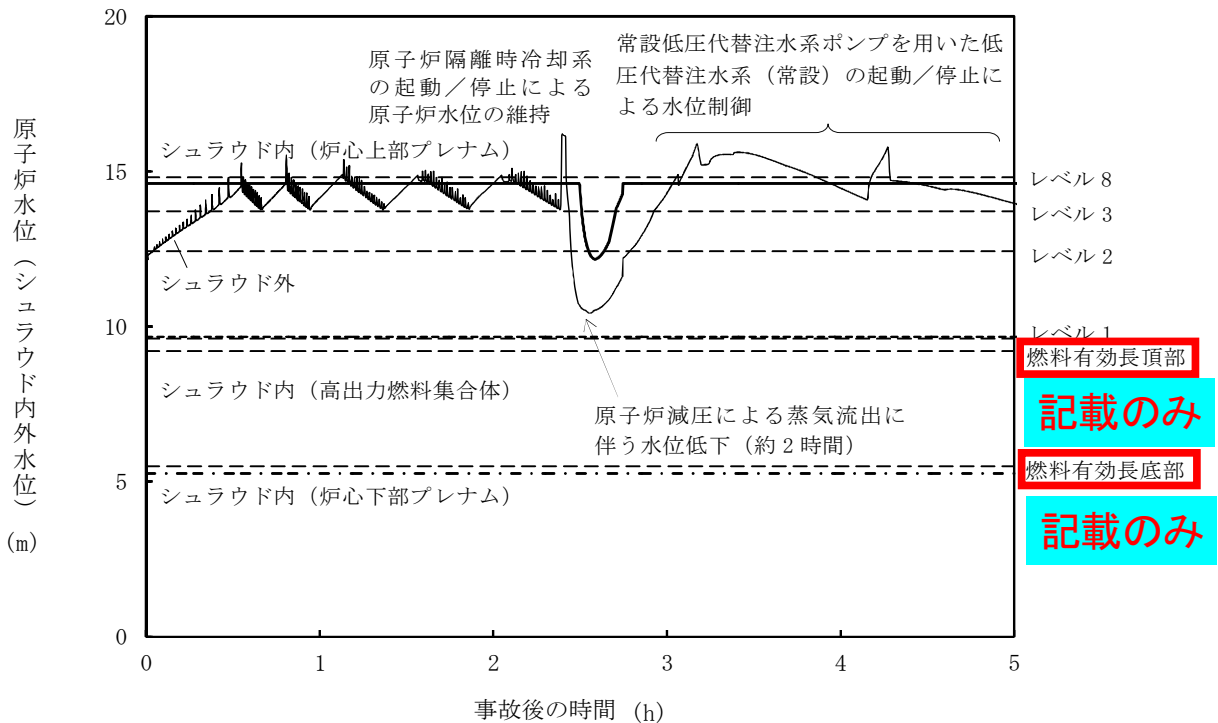
- ※1 原子炉スクラムは、中央制御室にて平均出力領域計表等により確認する。なお、外部電源がない場合は、非常用ディーゼル発電機等が一旦自動起動するが、取水機能喪失により非常用ディーゼル発電機海水ポンプが起動していない場合は、インターロックにより60秒間運転を継続した後に停止する。
- ※2 中央制御室にて、機器ランプ表示、警報、ポンプ吐出圧力、系統流量、原子炉水位 (広帯域)、原子炉圧力等にて確認する。
- ※3 原子炉隔離時冷却系により、原子炉水位を原子炉水位低 (レベル3) 設定点から原子炉水位高 (レベル8) 設定点の間に維持する。
- ※4 サプレッジョン・プールの水温度32℃到達にてサブプレッジョン・プール冷却の実施を判断するが、残留熱除去系海水系の起動操作に失敗することで取水機能喪失を判断する。
- ※5 外部電源がない場合には、常設代替高圧電源装置から緊急用母線及び非常用母線を受電する。
- ※6 取水機能喪失の確認後、あらかじめ低圧で注水可能な系統の準備操作を実施する。
- ※7 サプレッジョン・プールの水温度がサブプレッジョン・プールの熱容量制限 (原子炉が高圧の場合は65℃) に到達又は超過した場合は、低圧で注水可能な系統の準備完了後に逃がし安全弁 (自動減圧機能) の手動操作による原子炉減圧を実施する。また、実際の操作では、原子炉圧力が低下し常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水が開始された後に原子炉隔離時冷却系が停止するが、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) のみによる原子炉注水性能を確認する観点で、原子炉減圧開始と同時に原子炉隔離時冷却系は停止する想定としている。
- ※8 原子炉減圧時には原子炉水位計感測管内の原子炉冷却材の減圧満騰により原子炉水位の指標の信頼性が損なわれおそれがあるため、原子炉水位不明でないことを確認する。原子炉水位不明は、以下のいずれかにより判断する。
 - ・ドライウェル雰囲気温度と原子炉圧力の関係が原子炉水位不明領域に入った場合
 - ・原子炉水位の計装電源が喪失した場合
 - ・原子炉水位の指示値のばらつきが大きき (燃料有効長顶部) 以上であることが判断できない場合
- ※9 原子炉水位不明の場合は、原子炉圧力容器を満水とし、原子炉圧力とサブプレッジョン・チェンバ圧力の差圧を確認することで、原子炉水位が燃料有効長顶部以上であることを確認する。
- ※10 常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水 (レベル3) 設定点から原子炉水位 (レベル3) 設定点まで原子炉水位を維持する。
- ※11 取水機能喪失の確認後、緊急用海水系の起動操作を実施する。実際には緊急用海水系の起動操作が完了した時点で、サブプレッジョン・プールの水温度が32℃を超過している場合は残留熱除去系によるサブプレッジョン・プール冷却、格納容器圧力が245kPa [gauge] を超過している場合は残留熱除去系による格納容器スプレイを実施するが、評価上は格納容器圧力が代替格納容器スプレイの実施基準である279kPa [gauge] に到達した時点で格納容器スプレイを開始する想定としている。
- ※12 残留熱除去系は、原子炉水位低 (レベル3) 設定点にて原子炉注水運転に切り替え、原子炉水位高 (レベル8) 設定点にて格納容器スプレイ運転に切り替える。

第 7.1.4.1-2 図 崩壊熱除去機能喪失 (取水機能が喪失した場合) の対応手順の概要

修正不要



第 7.1.4.1-4 図 原子炉圧力の推移



第 7.1.4.1-5 図 原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移※

※ シュラウド内外水位はボイドを含む場合は、二相水位を示している。

高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認に必要な計装設備は、**原子炉水位（広帯域，燃料域）**、原子炉隔離時冷却系系統流量等である。

記載のみ

外部電源が喪失している場合は、ディーゼル発電機が自動起動し、非常用母線が受電される。

c. 原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）

原子炉水位回復後は、原子炉水位を監視しつつ、原子炉隔離時冷却系により原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間で維持する。

原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）に必要な計装設備は、

原子炉水位（広帯域，燃料域）

記載のみ

d. 崩壊熱除去機能喪失の確認

サブプレッション・プール水温度が32℃に到達したことを確認し、残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却系）によるサブプレッション・プール冷却操作を試みるが、残留熱除去系の起動に失敗したことを確認し、崩壊熱除去機能喪失を確認する。

崩壊熱除去機能喪失の確認に必要な計装設備は、残留熱除去系ポンプ吐出圧力等である。

e. 残留熱除去系の回復操作

崩壊熱除去機能喪失の確認後、残留熱除去系の機能回復操作を実施する。

f. 常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作

崩壊熱除去機能喪失の確認後、低圧で注水可能な系統*として、中央制御室からの遠隔操作により常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代

修正不要

原子炉水位の調整操作(低圧代替注水系(常設))に必要な計装設備は、

原子炉水位(広帯域, 燃料域) **記載のみ**

i. 代替循環冷却系の起動操作

格納容器圧力が 245kPa[gage]に到達した場合は、中央制御室からの遠隔操作により、代替循環冷却系による格納容器除熱を実施する。なお、代替循環冷却系による格納容器除熱は解析上考慮しない。

代替循環冷却系の起動操作に必要な計装設備は、代替循環冷却系格納容器スプレイ流量等である。

j. 常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却

崩壊熱除去機能を喪失しているため、格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇する。格納容器圧力が 279kPa[gage]に到達した場合又はドライウエル雰囲気温度が 171℃に近接した場合は、中央制御室からの遠隔操作により常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却を実施する。また、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)による原子炉注水を継続する。

常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却に必要な計装設備は、ドライウエル圧力、サブプレッション・チェンバ圧力、低圧代替注水系格納容器スプレイ流量、サブプレッション・プール水位等である。

常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却に伴い、サブプレッション・プール水位は徐々に上昇する。サブプレッション・プール水位が、通常水位+5.5mに到達した場合、格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱の準備として、中央制御室からの遠隔操作により格納容器圧力逃がし装置一次隔離弁の開操

第7.1.4.2-1表 崩壊熱除去機能喪失時（残留熱除去系が故障した場合）における重大事故等対策について(1/5)

操作及び確認	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉スクラムの確認	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉がスクラムしたことを確認する。 	—	—	平均出力領域計装* 起動領域計装*
高圧炉心スプレイレイ系及び原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉水位が、原子炉水位異常低下（レベル2）設定点に到達したことを確認する。 高圧炉心スプレイレイ系及び原子炉隔離時冷却系が自動起動し、原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復したことを確認する。 主蒸気隔離弁が閉止し、逃がし安全弁（安全弁機能）により原子炉圧力が制御されていることを確認する。 再循環ポンプがトリップしたことを確認する。 外部電源が喪失している場合には、非常用ディーゼル発電機等が自動起動し、非常用母線が受電される。 	主蒸気隔離弁* 高圧炉心スプレイレイ系* 原子炉隔離時冷却系* A T W S 緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能） 逃がし安全弁（安全弁機能） 非常用ディーゼル発電機* 高圧炉心スプレイレイ系* 軽油貯蔵タンク*	記載のみ	原子炉水位（広帯域、燃料域）* 原子炉水位（S A 広帯域、S A 燃料域） 高圧炉心スプレイレイ系系統流量* 原子炉隔離時冷却系系統流量 原子炉圧力* 原子炉圧力（S A）
原子炉水位の調整操作（原子炉隔離時冷却系）	<ul style="list-style-type: none"> 高圧炉心スプレイレイ系及び原子炉隔離時冷却系の起動により、原子炉水位が回復したことを確認する。 原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間に維持する。 原子炉隔離時冷却系により原子炉水位の維持が可能な場合は、高圧炉心スプレイレイ系による原子炉注水を停止する。 	高圧炉心スプレイレイ系* 原子炉隔離時冷却系*	記載のみ	原子炉水位（広帯域、燃料域）* 原子炉水位（S A 広帯域、S A 燃料域） 原子炉隔離時冷却系系統流量*

* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第7.1.4.2-1表 崩壊熱除去機能喪失時（残留熱除去系が故障した場合）における重大事故等対策について(3/5)

操作及び確認	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（常設））	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉減圧により常設低圧代替注水ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）からの原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復したことを確認する。 原子炉隔離時冷却系が停止したことを確認する。 原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間に維持する。 	常設低圧代替注水ポンプ 代替淡水貯槽 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク*	—	原子炉水位（広帯域、燃料域）* 原子炉水位（S A広帯域、S A燃料域） 低圧代替注水系原子炉注水流量 代替淡水貯槽水位 原子炉隔離時冷却系系統流量*
代替循環冷却系の起動操作	<ul style="list-style-type: none"> 格納容器圧力が245kPa [gage] に到達した場合は、代替循環冷却系による格納容器スプレイ操作を実施する。 	緊急用海水系代替循環冷却系ポンプ 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク*	—	ドライウエル圧力* サプレッション・チェンバ圧力* 緊急用海水系流量（残留熱除去系熱交換器） 代替循環冷却系格納容器スプレイ流量

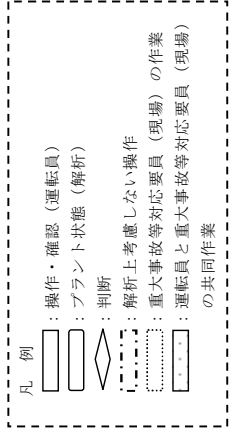
* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの
 □：有効性評価上考慮しない操作

第 7.1.4.2-1 表 崩壊熱除去機能喪失時（残留熱除去系が故障した場合）における重大事故等対策について（4/5）

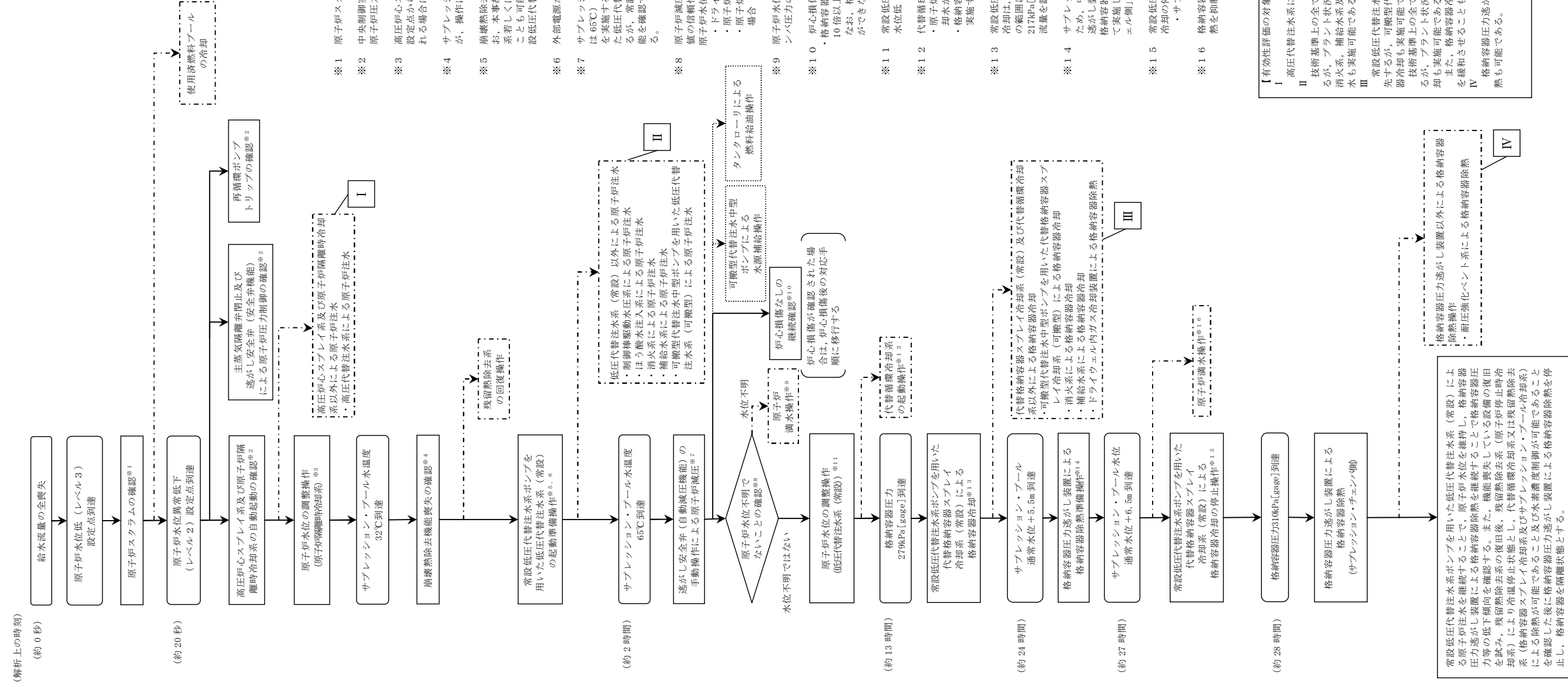
操作及び確認	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
<p>常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器冷却系（常設）による格納容器冷却</p>	<ul style="list-style-type: none"> 格納容器圧力が 279kPa[gage]又はドライウエル雰囲気温度が 171℃に近接したことを確認する。 常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器冷却系（常設）による格納容器冷却を実施する。 サブレーション・プール水位が、通常水位+5.5m に到達した時点で、格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱の準備を実施する。 サブレーション・プール水位が、通常水位+6.5m に到達した時点で、常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器冷却系（常設）による格納容器冷却を停止する。 	<p>常設低圧代替注水系ポンプ 代替格納容器冷却系（常設）による格納容器冷却装置 軽油貯蔵タンク*</p>	<p>—</p>	<p>ドライウエル圧力* ドライウエル雰囲気温度* サブレーション・チェンババ圧力*</p> <p>低圧代替注水系格納容器スプレイ流量 代替格納容器貯槽水位 サブレーション・プール水位* 原子炉水位（広帯域、燃料域）* 原子炉水位（SA広帯域、SA燃料域） 低圧代替注水系原子炉注水流</p>
<p>格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱（サブレーション・チェンバ側）</p>	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉満水操作として、原子炉水位を可能な限り高く維持する。 格納容器圧力が 310kPa[gage]に到達したことを確認し、サブレーション・チェンバ側から格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントを実施する。 	<p>格納容器圧力逃がし装置</p>	<p>—</p>	<p>ドライウエル圧力* サブレーション・チェンババ圧力*</p> <p>サブレーション・プール水位* 格納容器雰囲気放射線モニタ（D/W, S/C）* フィルタ装置出口放射線モニタ（高レンジ, 低レンジ）</p>

記載のみ

* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの



修正不要



第 7.1.4.2-2 図 崩壊熱除去機能喪失 (残留熱除去系が故障した場合) の対応手順の概要

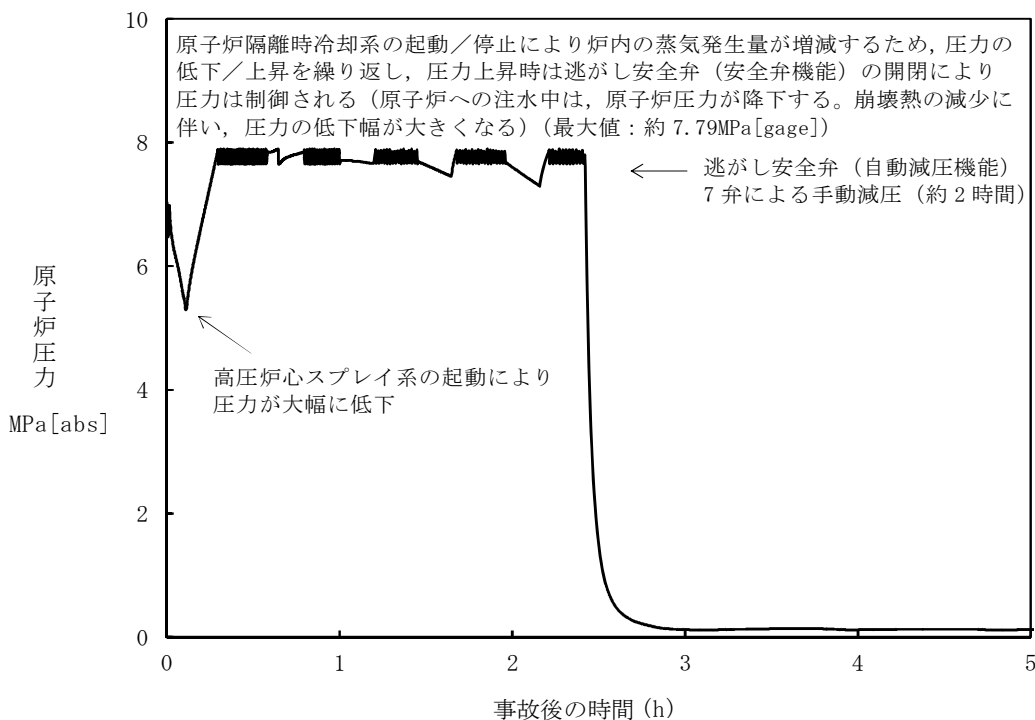
- ※ 1 原子炉スクラムは、中央制御室にて平均出力領域計表等により確認する。
- ※ 2 中央制御室にて、機器ランプ表示、警報、ポンプ吐出圧力、系統流量、原子炉水位 (広帯域)、原子炉圧力等にて確認する。
- ※ 3 高圧炉心スプレイス系及び原子炉隔離時冷却系により、原子炉水位を原子炉水位低 (レベル3) 設定点から原子炉水位高 (レベル8) 設定点の間に維持する。原子炉水位が安定して維持される場合は、高圧炉心スプレイス系は待機状態とする。
- ※ 4 サプレッション・プール水温度 32℃到達にてサブプレッション・プール冷却の実施を判断するが、操作に失敗することで崩壊熱除去機能喪失を判断する。
- ※ 5 崩壊熱除去機能喪失の確認後、あらかじめ低圧で注水可能な系統の準備操作を実施する。なお、本事故シナリオでは、低圧で注水可能な系統として、自動起動した高圧炉心スプレイス系若しくは低圧炉心スプレイス系又は残留熱除去系 (低圧注水系) C 系の手動起動に期待することも可能であるが、原子炉減圧時の水位回復性能を確認する観点で、注水流量の小さい常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) に期待した評価としている。
- ※ 6 外部電源がない場合には、常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作を実施する。
- ※ 7 サプレッション・プール水温度がサブプレッション・プール熱容量制限 (原子炉が高圧の場合は 65℃) に到達又は超過した場合は、低圧で注水可能な系統の準備完了後に原子炉減圧操作を実施する。また、実際の操作では、原子炉圧力が低下し常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水が開始された後に原子炉隔離時冷却系が停止するが、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) のみによる原子炉注水性能を確認する観点で、原子炉減圧開始と同時に原子炉隔離時冷却系は停止する想定としている。
- ※ 8 原子炉減圧時には原子炉水位計凝縮槽内の原子炉冷却材の減圧沸騰により原子炉水位の指示値の信頼性が損なわれおそれがあるため、原子炉水位が不明でないことを確認する。原子炉水位不明は、以下のいずれかにより判断する。
 - ・ドライウエル系温度と原子炉圧力の関係が原子炉水位不明領域に入った場合
 - ・原子炉水位の計装電源が喪失した場合
 - ・原子炉水位の指示値のばらつきが大きすぎる場合
- ※ 9 原子炉水位不明の場合は、原子炉圧力容器を満水とし、原子炉圧力とサブプレッション・チェンバール圧力の差圧を確認することで、原子炉水位が燃料有効長頂部以上であることを確認する。
- ※ 10 炉心損傷は、以下により判断する。(炉心損傷の信頼性が確認された場合は、炉心損傷が確認された場合、炉心損傷後の手順に移行)
 - ・格納容器雰囲気放射線モニタ (D/W) 及び (S/C) による炉心損傷発生を判断できない場合は、原子炉圧力容器温度により判断する。
- ※ 11 常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) により、原子炉水位を原子炉水位低 (レベル3) 設定点から原子炉水位高 (レベル8) 設定点の間に維持する。
- ※ 12 代替循環冷却系による原子炉注水及び格納容器除熱は以下の運用としている。
 - ・原子炉注水に当たっては、冷却水が必要としない低圧代替注水系 (常設) を優先し、冷却水が確保された後に切り替える。
 - ・格納容器除熱に当たっては、格納容器圧力が 245kPa [gage] 到達後、格納容器スプレイスを実施する。また、原子炉注水は継続して実施する。
- ※ 13 常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイス冷却系 (常設) による格納容器冷却は、解析上は 130m³/h 一定流量で、格納容器圧力を 217kPa [gage] から 279kPa [gage] の範囲に維持するよう周次運転としているが、実際には運転手順に従い格納容器圧力を 217kPa [gage] から 279kPa [gage] の範囲に維持するよう 102 ~ 130m³/h の範囲でスプレイス流量を調整する。
- ※ 14 サプレッション・プール水位が通常水位+5.5m に到達した場合は、格納容器ベント準備のため、中央制御室にて機器ランプ表示により系統構成を確認するとともに、格納容器圧力逃がし装置一次隔離弁を全開とする。格納容器圧力逃がし装置は、格納容器圧力が格納容器圧力逃がし装置一次隔離弁の閉鎖操作は、「サブプレッション・チェンバール」を優先して実施し、中央制御室からの遠隔操作及び現場での手動操作に失敗した場合は、「ドライウエル」の開鎖操作を実施する。
- ※ 15 常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイス冷却系 (常設) による格納容器冷却の停止は、以下により判断する。
 - ・サブプレッション・プール水位が通常水位+6.5m に到達
- ※ 16 格納容器ベント操作前に、原子炉水位を可能な限り高く維持することで、格納容器への放熱を抑制し、格納容器圧力の上昇を緩和する。

記載のみ

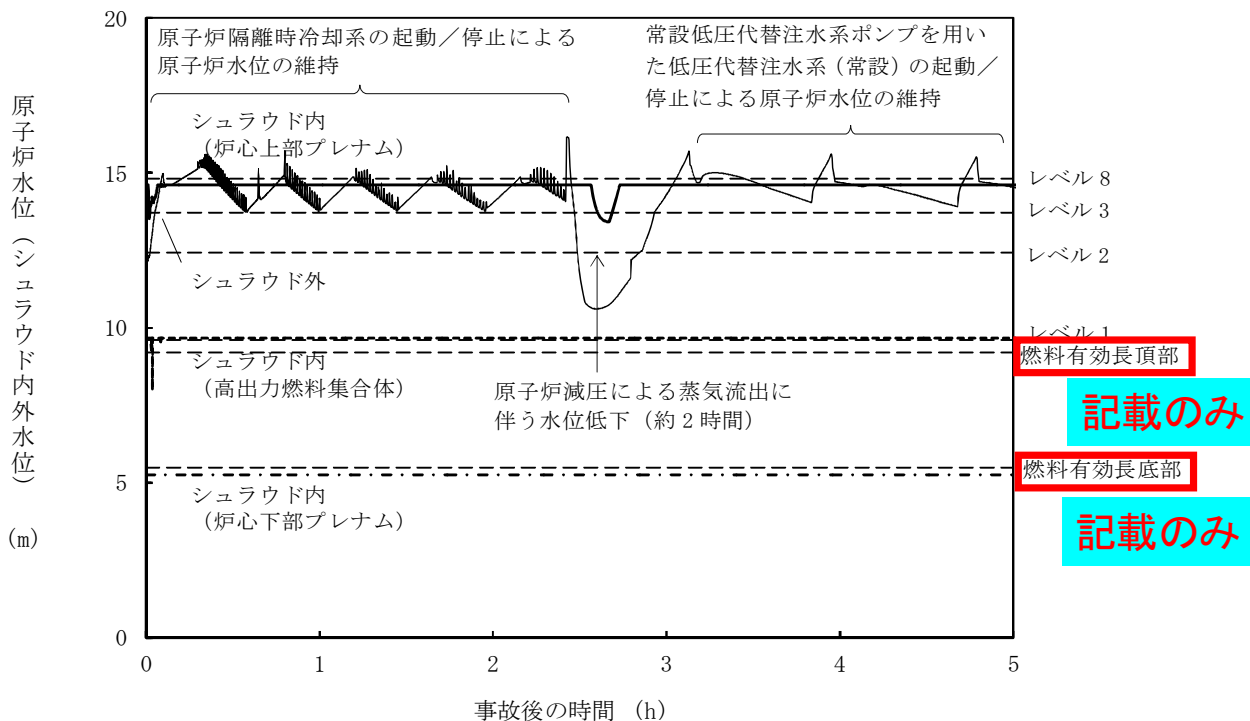
記載のみ

- 【有効性評価の対象としていないが他に取捨得る手段】
- I 高圧代替注水系による原子炉注水も可能である。
 - II 技術基準上の全ての要求事項を満たすことや全てのアラート状況において使用することは困難であるが、アラート状況によっては、事故対応に有効な設備となる副制御駆動水圧系、ほう酸水注入系、消火系、補給水系及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水も実施可能である。
 - III 常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイス冷却系 (常設) による格納容器冷却を優先するが、可搬型代替注水中型ポンプを用いた代替格納容器スプレイス冷却系 (可搬型) による格納容器冷却も実施可能である。
 - IV 技術基準上の全ての要求事項を満たすことや全てのアラート状況において使用することは困難であるが、アラート状況によっては、事故対応に有効な設備となる消火系及び補給水系による格納容器冷却も実施可能である。また、格納容器冷却等ができない場合、ドライウエル内ガス冷却装置により格納容器圧力等の上昇を緩和させせることも可能である。
- 常設低圧代替注水系ポンプを用いた装置による格納容器ベントを優先するが、耐圧強化ベント系による格納容器除熱も可能である。

常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) による格納容器冷却を優先するが、可搬型代替注水中型ポンプを用いた格納容器冷却も実施可能である。また、機能喪失している設備の復旧を試み、残留熱除去系の復旧後、残留熱除去系 (原子炉停止時冷却系) により低温停止状態とし、代替循環冷却系又は残留熱除去系 (格納容器スプレイス冷却系) 及びサブプレッション・プール冷却系による除熱が可能であること及び水蒸気濃度制御が可能であることを確認した後には格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を停止し、格納容器を隔離状態とする。



第 7.1.4.2-4 図 原子炉圧力の推移



第 7.1.4.2-5 図 原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移※

※ シュラウド内外水位はボイドを含む場合は、二相水位を示している。

修正不要

た、ほう酸水の全量注入完了を確認した後は、ほう酸水注入系を停止するとともに、高圧炉心スプレイ系により原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の範囲に維持する。

原子炉水位の調整操作に必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域、**燃**
料域）、起動領域計装等である。

g. 使用済燃料プールの冷却

記載のみ

代替燃料プール冷却系等を用いて使用済燃料プールへの注水及び冷却を実施する。

以降、炉心冷却は高圧炉心スプレイ系を用いた原子炉注水による原子炉注水により継続的に実施し、格納容器除熱は残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却系）により継続的に実施する。

7.1.5.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、過渡事象（反応度印加の観点で厳しい主蒸気隔離弁の誤閉止を選定）を起因事象とし、原子炉圧力上昇による反応度印加の観点で厳しくなる「過渡事象（主蒸気隔離弁の誤閉止）＋原子炉停止失敗」である。また、本事故シーケンスでは、原子炉水位が高めに維持され、炉心入口サブクーリングが大きくなることで原子炉出力の観点で厳しい条件として、評価上、重大事故等対処設備ではない給復水系が一定期間運転を継続する条件としている。

なお、本事故シーケンスグループにおける事故シーケンスのうち、LOCAを起因事象とする事故シーケンスは、原子炉冷却材の流出により、ほ

第 7.1.5-1 表 原子炉停止機能喪失における重大事故対策について (2/4)

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
高圧炉心スプレイ系の自動起動確認等	<ul style="list-style-type: none"> ・ドライウエル圧力高 (13.7kPa[gage]) 設定点に到達したことを確認する。 ・高圧炉心スプレイ系が自動起動し、原子炉注水を開始したことを確認する。 ・また、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系 (低圧注水系) も自動起動し、ミニフロ一運転にて起動待機状態になったことを確認する。 ・主蒸気隔離弁の閉止によりタービン駆動給水ポンプは停止するが、電動駆動給水ポンプにより原子炉注水が継続されていることを確認する。 ・逃がし安全弁 (逃がし弁機能) により原子炉圧力が制御されていることを確認する。 ・原子炉水位を原子炉水位異常低下 (レベル 1) 設定点近傍まで低下させることで原子炉出力を抑制する。 ・給水加熱喪失となり原子炉出力が徐々に上昇することを確認する。 ・その後、復水器ホットウエル水位低下により、給復水系が全停となるが、原子炉水位が原子炉水位異常低下 (レベル 2) 設定点に到達すると、原子炉隔離時冷却系が自動起動し、原子炉注水を開始したことを確認する。 	高圧炉心スプレイ系* 原子炉隔離時冷却系* 逃がし安全弁 (逃がし弁機能)*	ー <div style="background-color: #00FFFF; padding: 5px; text-align: center;">記載のみ</div>	ドライウエル圧力* 原子炉水位 (広帯域, 燃料域)* 原子炉水位 (S A 広帯域, S A 燃料域) 高圧炉心スプレイ系系統流量* 原子炉隔離時冷却系系統流量* 平均出力領域計装* 起動領域計装*

* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第7.1.5-1表 原子炉停止機能喪失における重大事故対策について (3/4)

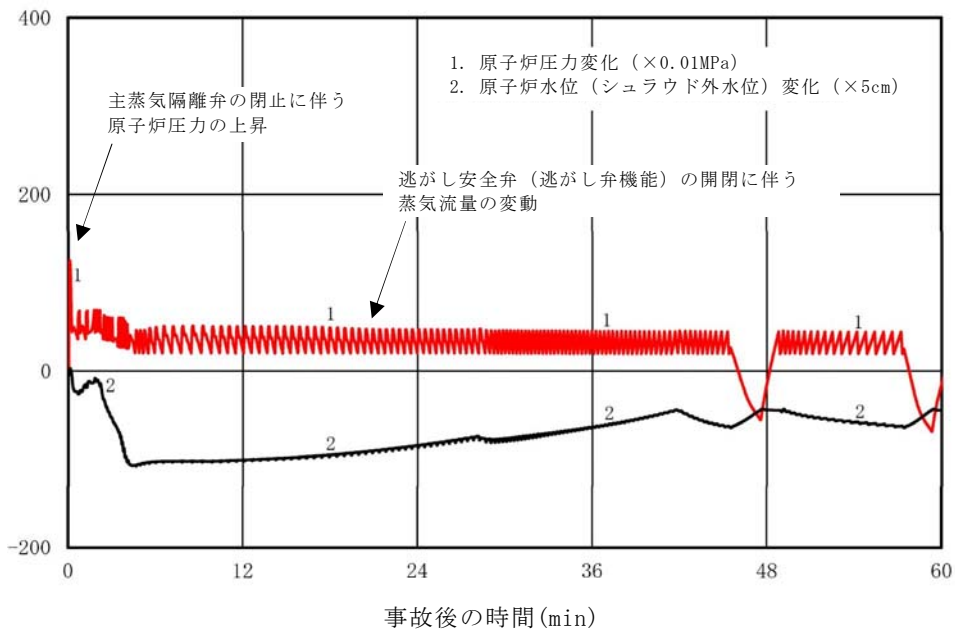
操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
自動減圧系等の作動阻止操作	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉停止機能喪失の確認後、自動減圧系の起動阻止スイッチにより原子炉の自動減圧を阻止する。 自動減圧系の作動阻止操作により、過渡時自動減圧系についても作動が阻止される。 	自動減圧系の起動阻止スイッチ	—	ドライウエル圧力* 原子炉水位 (広帯域, 燃料域)* 原子炉水位 (S A 広帯域, S A 燃料域) 原子炉圧力* 原子炉圧力 (S A)
ほう酸水注入系の起動操作	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉停止機能喪失及び再循環ポンプトリップによる原子炉出力低下を確認した後、平均出力領域計装指示値が10%以上で、かつサプレッション・プールの水温度が49°Cに近接又は超過していることを確認する。 ほう酸水注入系の起動操作を実施する。 中性子束振動の発生を確認した場合にも、ほう酸水注入系の起動操作を実施する。 ほう酸水の注入により原子炉出力が徐々に低下し、未臨界になったことを確認する。 	ほう酸水注入系*	—	平均出力領域計装* 起動領域計装* サプレッション・プール水温度* ほう酸水注入ポンプ吐出圧力*

* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

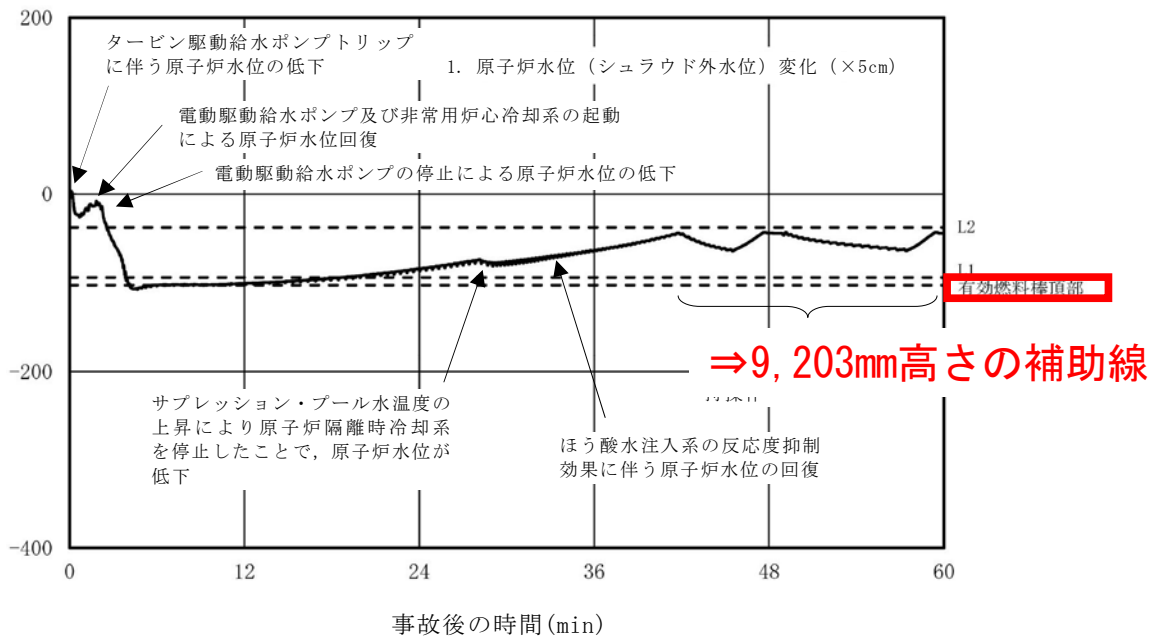
第 7.1.5-1 表 原子炉停止機能喪失における重大事故対策について (4/4)

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
残留熱除去系 (サブプレッション・プールの冷却系) による格納容器除熱	<ul style="list-style-type: none"> サブプレッション・プール水温度が 32℃ に到達したことを確認する。 残留熱除去系 (サブプレッション・プールの冷却系) による格納容器除熱を実施する。 残留熱除去系 (サブプレッション・プールの冷却系) による格納容器除熱を開始した以降も、原子炉出力が残留熱除去系 (サブプレッション・プールの冷却系) の除熱能力を上回っている期間はサブプレッション・プール水温度の上昇が継続することを確認する。 サブプレッション・プール水温度が 106℃ に近接した場合は、原子炉隔離時冷却系を停止する。 	残留熱除去系 (サブプレッション・プールの冷却系) *	—	サブプレッション・プール水温度* 残留熱除去系系統流量*
原子炉水位の調整操作	<ul style="list-style-type: none"> ほう酸水注入により原子炉出力が徐々に低下すること、原子炉水位は徐々に上昇するため、ほう酸水の全量注入完了を確認するまでは、高圧炉心スプレイ系により原子炉水位を原子炉水位異常低下 (レベル 1) 設定点近傍に維持する。 ほう酸水の全量注入完了の確認後は、ほう酸水注入系を停止するとともに、高圧炉心スプレイ系により原子炉水位を原子炉水位高 (レベル 3) 設定点から原子炉水位高 (レベル 8) 設定点の範囲に維持する。 	ほう酸水注入系* 高圧炉心スプレイ系*	記載のみ	平均出力領域計装* 起動領域計装* 原子炉水位 (広帯域, 燃料域)* 原子炉水位 (S A 帯域, S A 燃料域) 高圧炉心スプレイ系系統流量*
使用済燃料プールの冷却	<ul style="list-style-type: none"> 代替燃料プール冷却系等を用いて使用済燃料プールへの注水及び冷却を実施する。 	—	—	—

* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの
 : 有効性評価上考慮しない操作



第 7.1.5-17 図 原子炉圧力及び原子炉水位の推移（長期）



第 7.1.5-18 図 原子炉水位（シュラウド外水位）の推移（長期）

を用いた低圧代替注水系（常設）を起動する。

常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作に必要な計装設備は、常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力である。

外部電源が喪失している場合、中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置から緊急用母線を受電する。

緊急用母線を受電に必要な計装設備は、緊急用M/C電圧である。

g. 可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作

低圧注水機能喪失の確認後、可搬型代替注水中型ポンプ準備、ホース敷設等を実施する。

h. 逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧

常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作の完了後、中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁（自動減圧機能）7弁を手動開放し、原子炉減圧を実施する。

逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧に必要な計装設備は、原子炉圧力等である。

原子炉水位が燃料有効長頂部に到達した場合は炉心損傷がないことを継続的に確認する。 **記載のみ**

炉心損傷がないことの継続的な確認に必要な計装設備は、格納容器雰囲気放射線モニタ（D/W，S/C）である。

i. 原子炉水位の調整操作

逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧により、原子炉圧力が常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の吐出圧力を下回ると、原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復したことを確認する。また、原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位

低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間で維持する。

原子炉水位の調整操作に必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域、**燃**
料域）等である。

j. 代替循環冷却系の起動操作

記載のみ

格納容器圧力が 245kPa[gage]に到達した場合は、中央制御室からの遠隔操作により、代替循環冷却系による格納容器除熱を実施する。なお、代替循環冷却系による格納容器除熱は解析上考慮しない。

代替循環冷却系の起動操作に必要な計装設備は、代替循環冷却系格納容器スプレイ流量等である。

k. 常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却

崩壊熱除去機能を喪失しているため、格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇する。格納容器圧力が 279kPa[gage]に到達した場合又はドライウェル雰囲気温度が 171℃に近接した場合は、中央制御室からの遠隔操作により、常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を実施する。また、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を継続する。

常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却に必要な計装設備は、ドライウェル圧力、サブプレッション・チェンバ圧力、低圧代替注水系格納容器スプレイ流量、サブプレッション・プール水位等である。

常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却に伴い、サブプレッション・プール水位は徐々に上昇する。サブプレッション・プール水位が、通常水位+5.5mに到達した

格納容器雰囲気温度、サブプレッション・プール水位及びサブプレッション・プール水温度の推移を第7.1.6-16図から第7.1.6-19図に示す。同様に、約9.5cm²の破断を想定する場合のパラメータの推移を第7.1.6-20図から第7.1.6-31図に示す。

※ 炉心冷却の観点ではシュラウド内水位に着目し、運転員操作の観点ではシュラウド外水位に着目するためシュラウド内外水位を合わせて示している。なお、シュラウド内は炉心部で発生するボイドを含む水位であることから、原子炉水位が低下する過程ではシュラウド外水位と比較して高めの水位を示す。

a. 事象進展

給水流量の全喪失が発生することで原子炉水位は低下し、原子炉水位低（レベル3）信号により原子炉がスクラムする。原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル2）設定点まで低下すると、主蒸気隔離弁の閉止及び再循環ポンプトリップが発生するとともに、原子炉隔離時冷却系及び高圧炉心スプレイ系の自動起動信号が発信するが、機器故障等により自動起動及び手動起動に失敗する。その後、一連の操作として低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の手動起動を試みるが、機器故障等により失敗し、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の吐出圧力が確保されないため、自動減圧系についても作動しない。このため、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動操作を実施し、事象発生後の25分後に、手動操作により逃がし安全弁（自動減圧機能）7弁による原子炉減圧を実施することで、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始する。原子炉減圧を開始すると、原子炉冷却材の流出により原子炉水位は低下し、燃料有効長頂部を下回るが、原子炉圧力が低下し常設低圧代替注水系ポンプの自動起動が失敗する。このため、常設低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始する。原子炉減圧を開始すると、原子炉冷却材の流出により原子炉水位は低下し、燃料有効長頂部を下回るが、原子炉圧力が低下し常設低圧代替注水系ポンプの自動起動が失敗する。このため、常設低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始する。

第7.1.6-1表 LOCA時注水機能喪失における重大事故等対策について(1/4)

確認及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉スクラム及びLOCA発生の確認	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉がスクラムしたことを確認する。 格納容器圧力が13.7kPa[gage]に到達したことからよりLOCAが発生したことを確認する。 	—	—	平均出力領域計装* 起動領域計装* ドライウエル圧力* サプレッション・チェンバ圧力*
高圧注水機能喪失の確認	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉水位が、原子炉水位異常低下(レベル2)設定点に到達したことを確認する。 高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の自動起動に失敗したことを確認する。 高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の手動起動操作を実施し、手動起動に失敗したことを確認する。 これらにより、高圧注水機能喪失と判断する。 主蒸気隔離弁が閉止し、逃がし安全弁(安全機能)により原子炉圧力が制御されていることを確認する。 再循環ポンプがトリップしたことを確認する。 	主蒸気隔離弁* ATWS緩和設備 (代替原子炉再循環ポンプトリップ機能) 逃がし安全弁(安全機能)*	記載のみ	原子炉水位(広帯域、燃料域)* 原子炉水位(SA広帯域、SA燃料域) 高圧炉心スプレイ系系統流量* 原子炉隔離時冷却系系統流量* 原子炉圧力* 原子炉圧力(SA)
高圧代替注水系の起動操作	<ul style="list-style-type: none"> 高圧注水機能喪失の確認後、高圧代替注水系を起動する。 	高圧代替注水系	—	高圧代替注水系系統流量

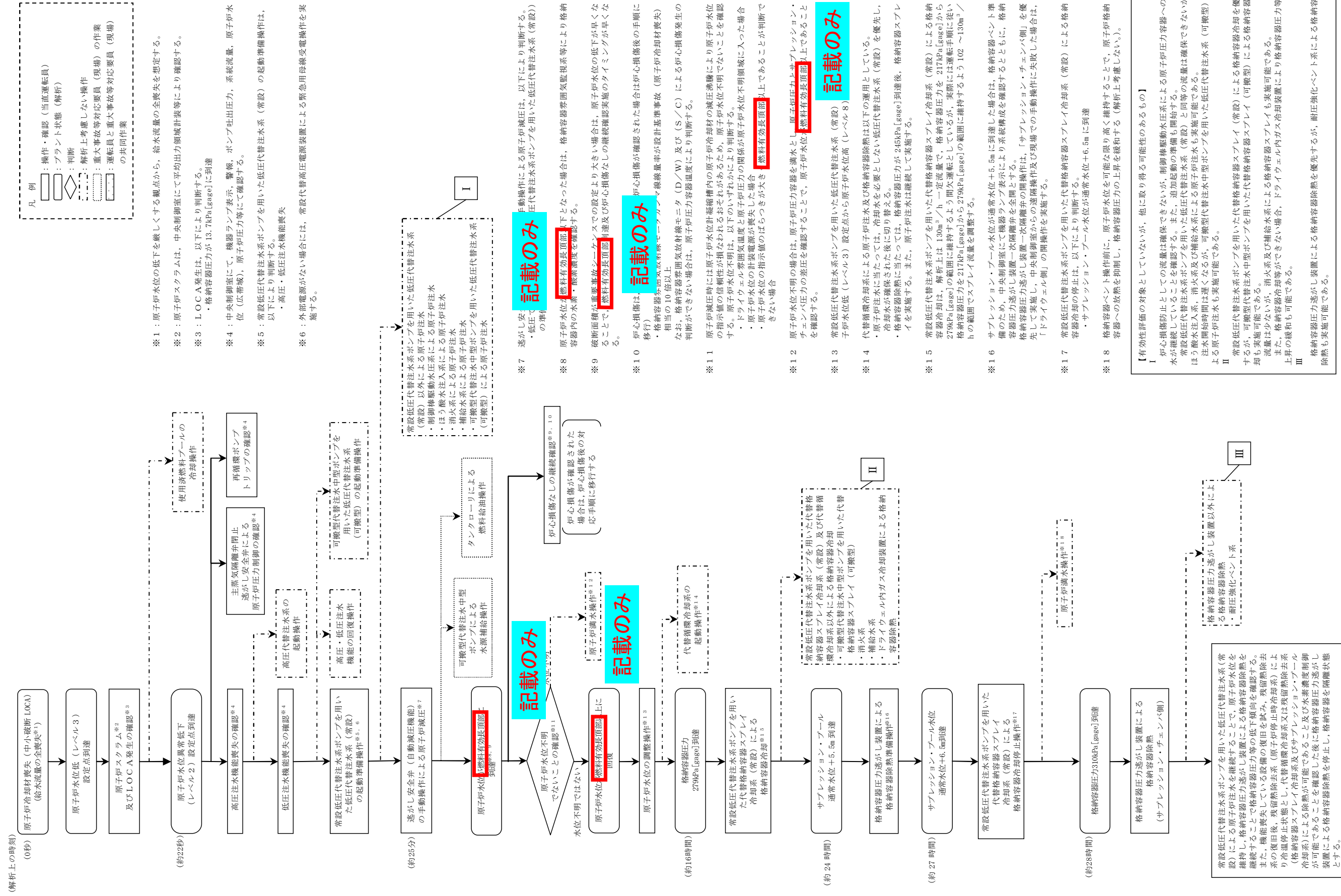
* 既許可の対象となつている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの
 : 有効性評価上考慮しない操作

第7.1.6-1表 LOCA時注水機能喪失における重大事故等対策について (3/4)

確認及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉水位の調整操作	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉減圧により常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)からの原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復したことを確認する。 原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低(レベル3)設定点から原子炉水位高(レベル8)設定点の間に維持する。 格納容器圧力が279kPa[gage]又はドライウエル雰囲気温度が171℃に近接したことを確認する。 常設代替注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器スプレイ冷却を実施する。 サブレーション・プールの水位が、通常水位+5.5mに到達した時点で、格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱の準備を実施する。 サブレーション・プール水位が、通常水位+6.5mに到達した時点で、常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器スプレイを停止する。 	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 常設代替高压電源装置 軽油貯蔵タンク*	- 記載のみ	原子炉水位(広帯域, 燃料域)* 原子炉水位(SA広帯域, SA燃料域) 低圧代替注水系原子炉注水流量 代替淡水貯槽水位 ドライウエル圧力* ドライウエル雰囲気温度* サブレーション・チェンバール圧力* 低圧代替注水系格納容器スプレイ流量 代替淡水貯槽水位 サブレーション・プール水位* 原子炉水位(広帯域, 燃料域)* 原子炉水位(SA広帯域, SA燃料域) 低圧代替注水系原子炉注水流量

* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 7.1.6-2 図 LOC A 時注水機能喪失 (中小破断 LOCA) の対応手順の概要



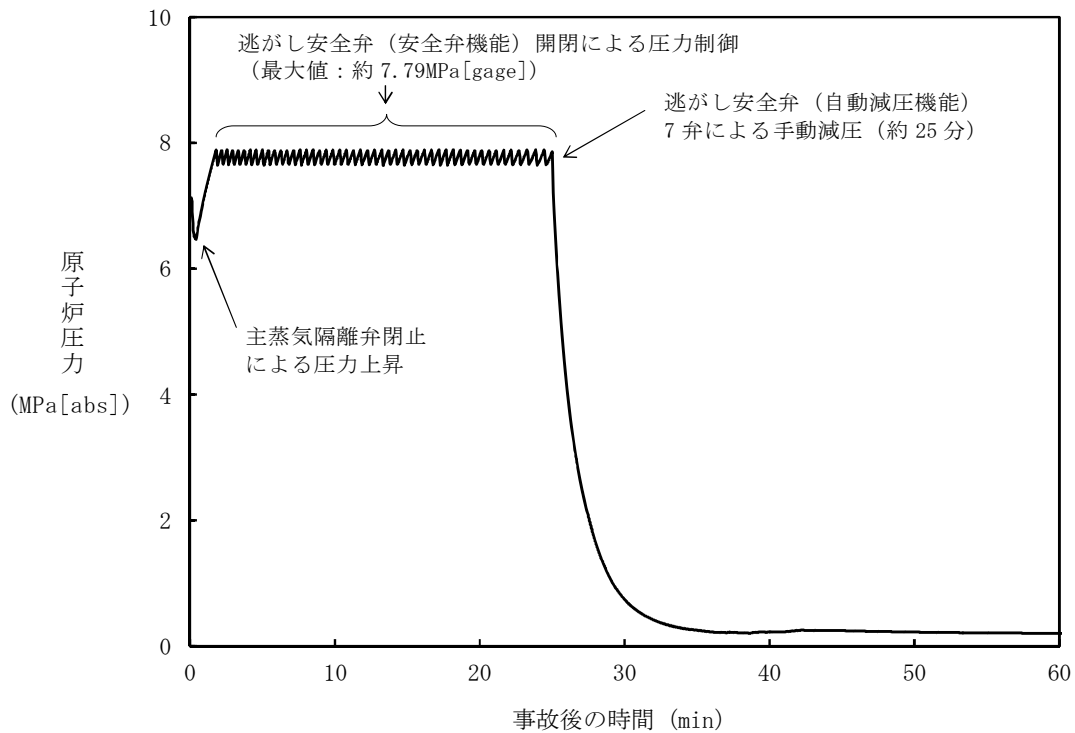
記載のみ

記載のみ

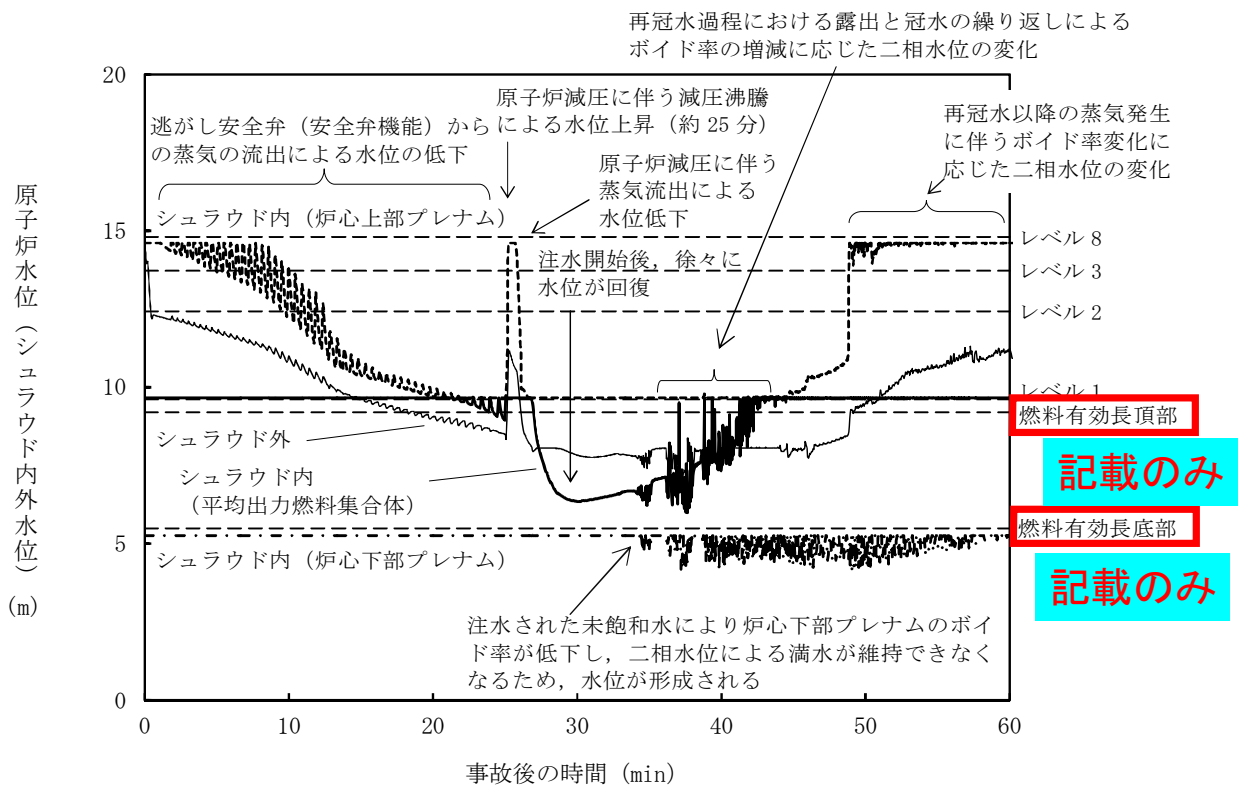
記載のみ

記載のみ

修正不要



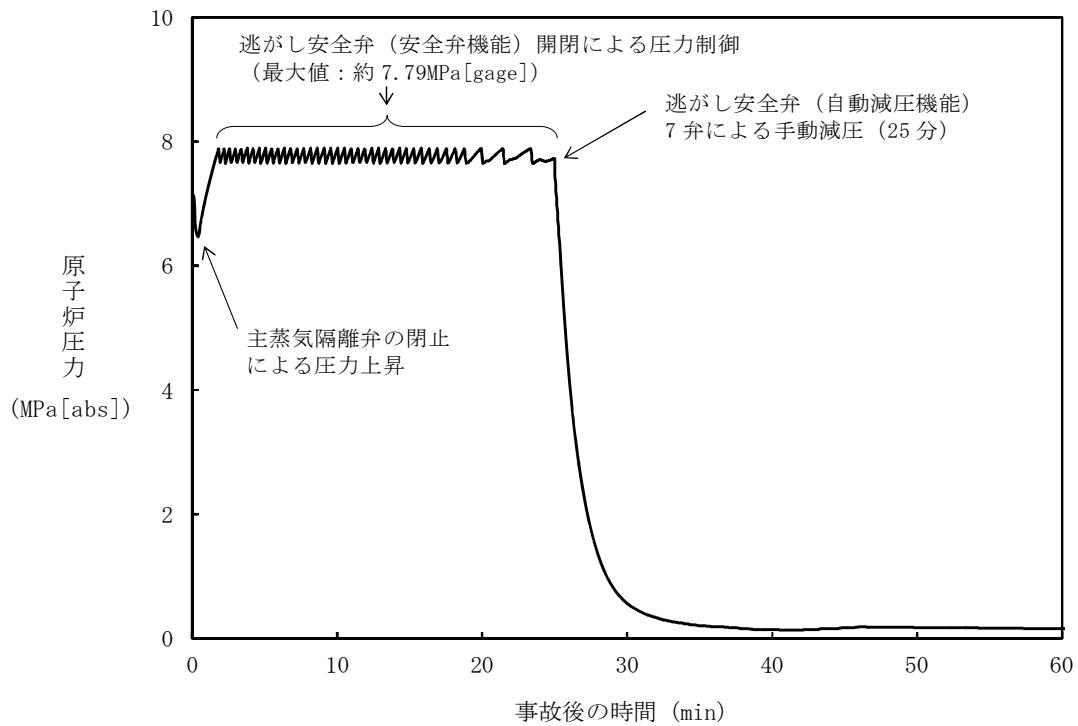
第 7.1.6-4 図 原子炉圧力の推移（約 3.7cm²の破断）



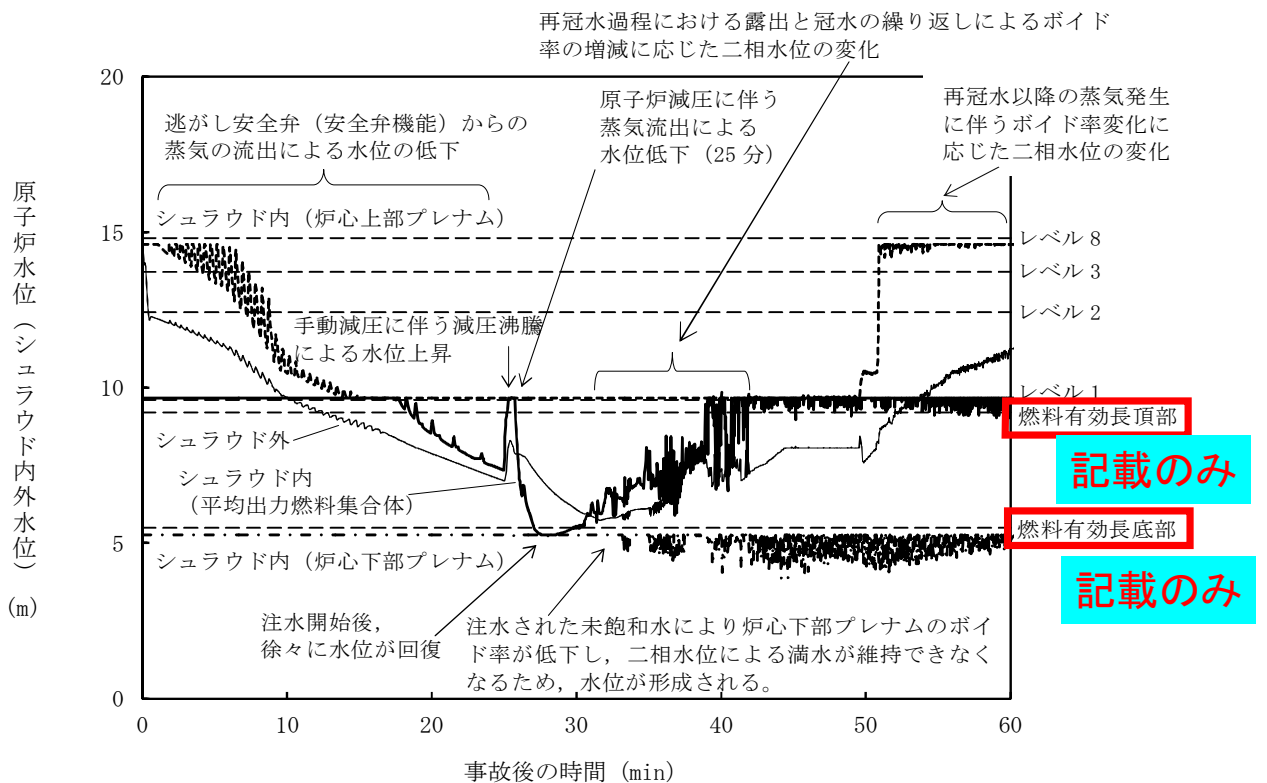
第7.1.6-5図 原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移（約3.7cm²の破断）

※ シュラウド内外水位はボイドを含む場合は、二相水位を示している。

修正不要



第 7.1.6-20 図 原子炉圧力の推移 (約 9.5cm²の破断)



第 7.1.6-21 図 原子炉水位 (シュラウド内外水位) (約 9.5cm²の破断) ※

※ シュラウド内外水位はボイドを含む場合は、二相水位を示している。

修正不要

a. I S L O C A の発生

原子炉冷却材圧力バウンダリと接続された系統で、高圧設計部分と低圧設計部分とを分離するための隔離弁の誤開等により、低圧設計部分が過圧されて破損することで、I S L O C A が発生する。

b. 原子炉スクラムの確認

事象発生後に給水流量の全喪失が発生し、原子炉がスクラムしたことを確認する。

原子炉スクラムの確認に必要な計装設備は、平均出力領域計装等である。

c. 原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認

原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル2）設定点に到達した時点で原子炉隔離時冷却系が自動起動したことを確認する。また、主蒸気隔離弁が閉止するとともに、再循環ポンプがトリップしたことを確認する。

記載のみ

原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認に必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域、燃料域）、原子炉隔離時冷却系系統流量等である。

d. I S L O C A 発生の確認

隔離弁（残留熱除去系の注入弁）の開操作に伴いポンプ吐出圧力が変動したこと、主蒸気隔離弁が閉止し原子炉隔離時冷却系が自動起動したにも関わらず原子炉水位の低下が継続していること等により I S L O C A が発生したことを確認する。

記載のみ

I S L O C A 発生の確認に必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域、燃料域）、残留熱除去系ポンプ吐出圧力等である。

監視可能であれば、原子炉建屋内空間線量率、区画浸水警報、火災警報等による情報も総合的に確認する。

修正不要

e. 中央制御室における残留熱除去系の注入弁の閉止操作

I S L O C A 発生の確認後，中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系の注入弁の閉止操作を実施するが，これに失敗する。

また，残留熱除去系ポンプのコントロールスイッチを停止位置に固定するとともに，レグシールポンプを停止する。

中央制御室における残留熱除去系の注入弁の閉止操作に必要な計装設備は，原子炉水位（広帯域，**燃料域**）**記載のみ**

f. 低圧炉心スプレイ系の起動操作

中央制御室における残留熱除去系の注入弁の閉止失敗後，中央制御室からの遠隔操作により低圧炉心スプレイ系を起動する。

低圧炉心スプレイ系の起動操作に必要な計装設備は，低圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力である。

外部電源が喪失している場合は，非常用ディーゼル発電機等が自動起動し，非常用母線に電源を供給する。

g. 逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧

低圧炉心スプレイ系の起動後，破断箇所からの漏えい抑制のため，中央制御室からの遠隔操作により逃がし安全弁（自動減圧機能）7 弁を手動開放し，原子炉減圧を実施する。

逃がし安全弁（自動減圧機能）の手動操作による原子炉減圧に必要な計装設備は，原子炉圧力等である。

h. 常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作

I S L O C A 発生の確認後，外部水源にて注水可能な系統として中央制御室からの遠隔操作により常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）を起動する。

常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作に必要な計装設備は、常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力である。

外部電源が喪失している場合は、中央制御室からの遠隔操作により常設代替高圧電源装置から緊急用母線を受電する。

緊急用母線を受電に必要な計装設備は、緊急用M/C電圧である。

i. 原子炉水位の維持操作

原子炉減圧操作に伴い、原子炉水位が一時的に低下し、その後原子炉水位が原子炉水位低（レベル3）設定点以上に回復した以降は、破断口からの漏えい抑制のため、原子炉水位を、原子炉水位異常低下（レベル2）設定点以上で可能な限り低めに維持する。また、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水により原子炉水位の維持が可能なことを確認した後、低圧炉心スプレイ系による原子炉注水を停止する。

原子炉水位の調整操作（低圧代替注水系（常設））に必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域）等である。

j. 中央制御室における残留熱除去系の弁の閉止操作

原子炉圧力が3MPa [gage] に到達後、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系の注入弁以外の電動弁の閉止操作を実施する。

中央制御室における残留熱除去系の注入弁の閉止操作に必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域、**燃料域**）、**記載のみ**等である。

k. 残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却系）によるサブプレッション・プール冷却

サブプレッション・プール水温度が32℃に到達したことを確認し、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却系）によるサブプレッション・プール冷却を実施する。

残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却系）によるサブプレッション・プール冷却に必要な計装設備は、サブプレッション・プール水温度等である。

l. 現場における残留熱除去系の注入弁の閉止操作

現場操作により残留熱除去系の注入弁を閉止し、残留熱除去系を隔離する。

現場における残留熱除去系の注入弁の閉止操作に必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域、**燃料域**）**記載のみ**

m. 原子炉水位の調整操作

残留熱除去系の隔離成功後は、低圧炉心スプレイ系により原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間で維持する。また、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を停止する。

原子炉水位の調整操作（低圧炉心スプレイ系）に必要な計装設備は、原子炉水位（広帯域、**燃料域**）**記載のみ**

n. 使用済燃料プールの冷却

代替燃料プール冷却系等を用いて使用済燃料プールへの注水及び冷却を実施する。

以降、炉心冷却は低圧炉心スプレイ系を用いた原子炉注水により継続的に実施し、格納容器除熱は残留熱除去系（サブプレッション・プール水冷却系）により継続的に実施する。

第 7.1.7-1 表 格納容器バイパス (ISLOCA) における重大事故対策について (1/4)

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
ISLOCAの発生	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉冷却材圧力バウンダリと接続されたシステムで、高圧設計部分と低圧設計部分とを分離するための隔離弁の誤開等により、低圧設計部分が過圧されて破損すること、ISLOCAが発生する。 	—	—	—
原子炉スクラムの確認	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉がスクラムしたことを確認する。 	—	—	平均出力領域計装* 起動領域計装* 記載のみ
原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉炉水位が、原子炉炉水位異常低下(レベル2)設定点に到達したことを確認する。 原子炉隔離時冷却系が自動起動したことを確認する。 主蒸気隔離弁が閉止し、逃がし安全弁(安全弁機能)により原子炉圧力が制御されていることを確認する。 再循環ポンプがトリップしたことを確認する。 	原子炉隔離時冷却系* 主蒸気隔離弁* ATWS緩和設備(代替再循環ポンプトリップ機能) 逃がし安全弁(安全弁機能)*	—	原子炉炉水位(広帯域, 燃料域)* 原子炉炉水位(SA広帯域, SA 燃料域) 原子炉隔離時冷却系系統流量* 原子炉圧力* 原子炉圧力(SA) 記載のみ
ISLOCA発生の確認	<ul style="list-style-type: none"> 隔離弁の開操作に伴いポンプ吐出圧力が変動したことで、主蒸気隔離弁が閉止し原子炉隔離時冷却系が自動起動したにも関わらず原子炉炉水位の低下が継続していること等によりISLOCAが発生したことを確認する。 	—	—	原子炉炉水位(広帯域, 燃料域)* 原子炉炉水位(SA広帯域, SA 燃料域) 原子炉隔離時冷却系系統流量* 原子炉隔離時冷却系ポンプ吐出圧力* 残留熱除去系ポンプ吐出圧力* 記載のみ

* 既許可の対象となっている設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 7.1.7-1 表 格納容器バイパス (ISLOCA) における重大事故対策について (3/4)

記載のみ

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉水位の維持操作	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉減圧操作に伴い、原子炉水位が一時的に低下し、その後原子炉水位が回復した以降は、破断口からの漏えい抑制のため、原子炉水位を、原子炉水位異常低下 (レベル 2) 設定点以上で可能な限り低めに維持する。 常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水により原子炉水位の維持が可能なることを確認した後、低圧炉心スプレイ系による原子炉注水を停止する。 	低圧炉心スプレイ系* 常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 常設代替高圧電源装置 非常用ディーゼル発電機* 軽油貯蔵タンク*	ー	原子炉水位 (広帯域、 燃料域) 原子炉水位 (S A 広帯域, S A 燃料域) 低圧代替注水系原子炉注水量 代替淡水貯槽水位 低圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力*
中央制御室における残留熱除去系の弁の閉止操作	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉圧力が 3MPa [gage] 到達後、中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系の電動弁の閉止操作を実施する。 	ー	ー	原子炉圧力* 原子炉圧力 (S A) 原子炉水位 (広帯域、 燃料域) 原子炉水位 (S A 広帯域, S A 燃料域) 残留熱除去系ポンプ吐出圧力*
残留熱除去系 (サブプレッショ ン・プールの冷却系) によるサ プレッショ ン・プールの冷却	<ul style="list-style-type: none"> サブプレッショ ン・プールの冷却系が 32℃ に到達したことを確認する。 中央制御室からの遠隔操作により残留熱除去系によるサブプレッショ ン・プールの冷却を実施する。 	残留熱除去系 (サブプレッショ ン・プールの冷却系) 非常用ディーゼル発電機* 軽油貯蔵タンク*	ー	サプレッショ ン・プールの冷却系温度* 残留熱除去系系統流量*

* 既許可の対象となつていない設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの

第 7.1.7-1 表 格納容器バイパス (ISLOCA) における重大事故対策について (4/4)

操作及び確認	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
現場における残留熱除去系の注入弁の閉止操作	<ul style="list-style-type: none"> 現場操作により残留熱除去系の注入弁を閉止し、残留熱除去系を隔離する。 	残留熱除去系注入弁* 記載のみ	—	原子炉水位 (広帯域, 燃料域) 原子炉水位 (S A 広帯域, S A 燃料域) 残留熱除去系ポンプ吐出圧力*
原子炉水位の調整操作	<ul style="list-style-type: none"> 残留熱除去系の隔離成功後は、低圧炉心スプレイ系により原子炉水位を原子炉水位高 (レベル 3) 設定点から原子炉水位高 (レベル 8) 設定点の間で維持する。 常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水を停止する。 代替燃料プール冷却系等を用いて使用済燃料プールへの注水及び冷却を実施する。 	低圧炉心スプレイ系* 非常用ディーゼル発電機* 軽油貯蔵タンク*	—	原子炉水位 (広帯域, 燃料域) 原子炉水位 (S A 広帯域, S A 燃料域) 低圧炉心スプレイ系流量*
使用済燃料プールの冷却		—	—	—

* 既許可の対象となっていない設備を重大事故等対処設備に位置付けるもの
 ■ : 有効性評価上考慮しない操作

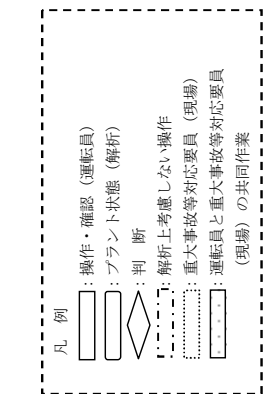
記載のみ

記載のみ

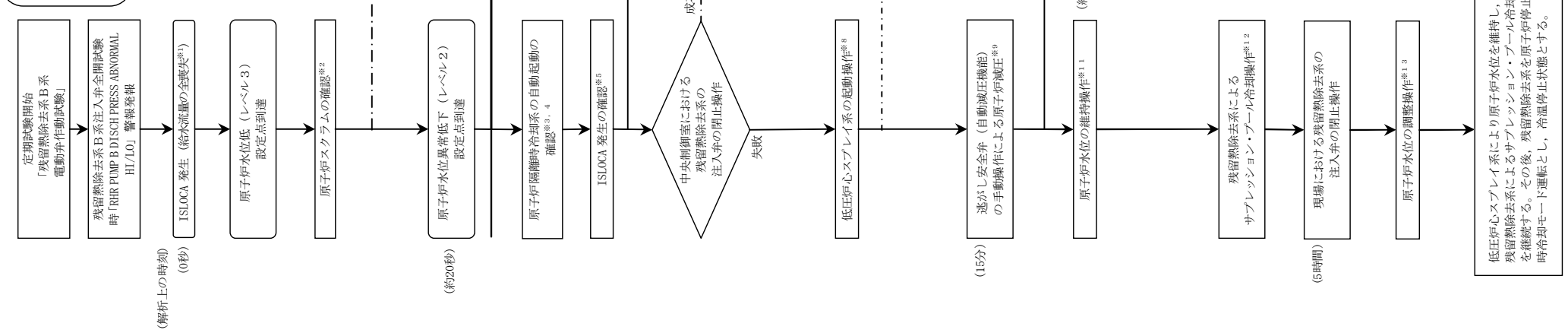
記載のみ

記載のみ

修正必要



本手順においては、残留熱除去系B系のISLOCA事象を想定しているが、残留熱除去系A系等においてISLOCA事象が発生した場合でも、同様の対応を取る系により事象を収束することができる。なお、残留熱除去系A系におけるISLOCAを想定し、保守的に原子炉建屋集熱側に設置されている機器の機能喪失を仮定する場合、原子炉隔離時冷却系及び低圧炉心スプレイスレイ系に代わり、高圧炉心スプレイス系を使用する。



- ※1 評価上は給水流量の全喪失を想定している。
- ※2 原子炉スクラムは、中央制御室にて平均出力傾斜計装等により確認する。
- ※3 原子炉水位異常常低下 (レベル2) 停炉にて高圧炉心スプレイス系も自動起動するが、評価上は漏えいが発生する箇所区画に設置されている高圧炉心スプレイス系の機能喪失を想定している。
- ※4 中央制御室にて、機器ランプ表示、自動起動警報、ポンプ吐出圧力、系統流量、原子炉水位 (広帯域)、原子炉圧力等にて確認する。
- ※5 複数のパラメータによりISLOCAの発生を確認する (補足1)。
- ※6 原子炉水位挙動の変化、残留熱除去系の吐出圧の変化、原子炉建屋床下ドレンサンポンプ運転傾度の低下等により総合的に隔離成功を確認する。
- ※7 ISLOCA発生時は、外部水源の原子炉注水系統を確認するため、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) を起動し、低圧で注水可能な系統を確認する。
- ※8 原子炉注水を原子炉隔離時冷却系のみで実施中の場合は、漏えい抑制のための原子炉減圧操作の実施前に低圧炉心スプレイス系を起動し、低圧で注水可能な系統を確認する。
- ※9 ISLOCA発生時に中央制御室からの注入弁閉止による隔離に失敗した場合は、低圧で注水可能な系統を確認し、その後漏えい抑制のため原子炉を減圧する。
- ※10 残留熱除去系の弁の閉止操作は、原子炉減圧操作に伴い原子炉圧力が残留熱除去系の低圧設計部の最高使用圧力である3MPa(gage)以下まで低下した後に実施する。
- ※11 ISLOCA発生時は、隔離操作が完了するまでの間、漏えい抑制のために原子炉水位を低めに維持するのが望ましいこと及び原子炉水位異常低 (レベル2) にて高圧炉心スプレイス系の自動起動信号、主蒸気隔離弁の自動閉止信号等が発信することを踏まえ、原子炉水位異常低下 (レベル2) 以上で可能な限り原子炉水位を低く維持する。(補足2)
- ※12 格納容器バイパス事象であるが、漏えい抑制のための原子炉減圧等に伴いサブプレッション・プール水温度が32°Cを超える場合は、残留熱除去系によるサブプレッション・プール冷却を実施する。
- ※13 残留熱除去系の注入弁の閉止完了後は、原子炉注水を低圧炉心スプレイス系に切り替え、原子炉水位を原子炉水位低 (レベル3) 設定点から原子炉水位高 (レベル8) 設定点の間に維持する。

記載のみ

ISLOCAの発生は、以下のパラメータによる情報も勘案し総合的に確認する。

- 系統異常過圧警報 (RHR PUMP DISCH PRESS ABNORMAL HI/LOW)
- 主蒸気隔離弁が閉止し、原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の開始が継続 (S.A. 広帯域、S.A. 広帯域、S.A. 広帯域)
- 区画浸水警報 (RHR HX AREA FLOODING 等) 発報
- 区画温度上昇警報 (RHR EQUIPMENT AREA AMBIENT TEMP HI 等) 発報
- 火災警報発報
- 原子炉建屋内空間輻射率上昇警報 (R/B AREA RADIATION HIGH) 発報
- 原子炉建屋内ダストモニタ上昇警報 (DUST MONITOR SYS ABNORMAL) 発報
- 主蒸気流量と給水流量とのミスマッチ発生
- 原子炉建屋内異常漏えい警報 (R/B FD SUMP LEAKAGE HIGH, R/B FD SUMP LEVEL HI-HI 等) 発報
- 原子炉建屋機器ドレンサンポンプ温度高 (R/B ED SUMP TEMP HIGH) 発報
- ドライウェル圧力及び発熱気温度が有意に上昇していない

記載のみ

監視可能であれば、以下のパラメータによる情報も勘案し総合的に確認する。

- 系統異常過圧警報 (RHR PUMP DISCH PRESS ABNORMAL HI/LOW)
- 主蒸気隔離弁が閉止し、原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の開始が継続 (S.A. 広帯域、S.A. 広帯域、S.A. 広帯域)
- 区画浸水警報 (RHR HX AREA FLOODING 等) 発報
- 区画温度上昇警報 (RHR EQUIPMENT AREA AMBIENT TEMP HI 等) 発報
- 火災警報発報
- 原子炉建屋内空間輻射率上昇警報 (R/B AREA RADIATION HIGH) 発報
- 原子炉建屋内ダストモニタ上昇警報 (DUST MONITOR SYS ABNORMAL) 発報
- 主蒸気流量と給水流量とのミスマッチ発生
- 原子炉建屋内異常漏えい警報 (R/B FD SUMP LEAKAGE HIGH, R/B FD SUMP LEVEL HI-HI 等) 発報
- 原子炉建屋機器ドレンサンポンプ温度高 (R/B ED SUMP TEMP HIGH) 発報
- ドライウェル圧力及び発熱気温度が有意に上昇していない

補足2

ISLOCAの発生時は、原子炉水位異常低下 (レベル2) 以上を維持しつつ、漏えい抑制のため可能な限り原子炉水位を低めに維持する。

- 原子炉水位低 (レベル3)
 - 原子炉水位異常低下 (レベル2)
 - 高圧炉心スプレイス系注水ノズル
 - 低圧炉心スプレイス系注水ノズル
 - 原子炉水位異常常低下 (レベル1)
 - 残留熱除去系注水ノズル

燃料有効長区画部 -4, 245mm

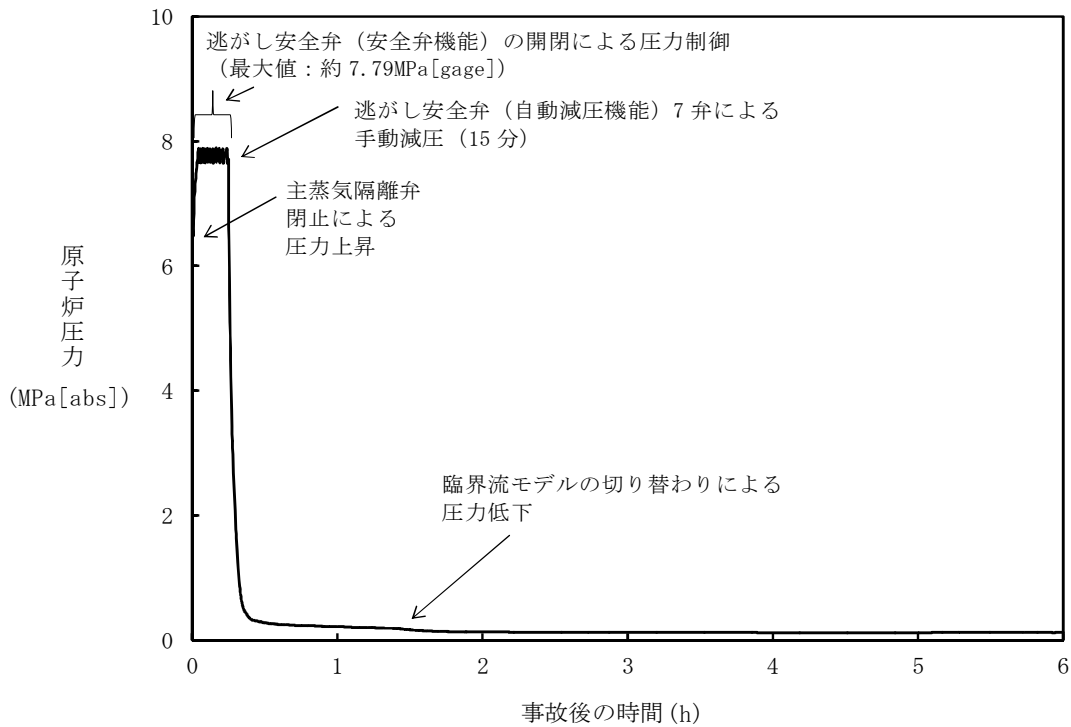
異なる値を記載しており修正が必要 (-4, 197mm)

【有効性評価の対象としていないが他に取り得る手段】

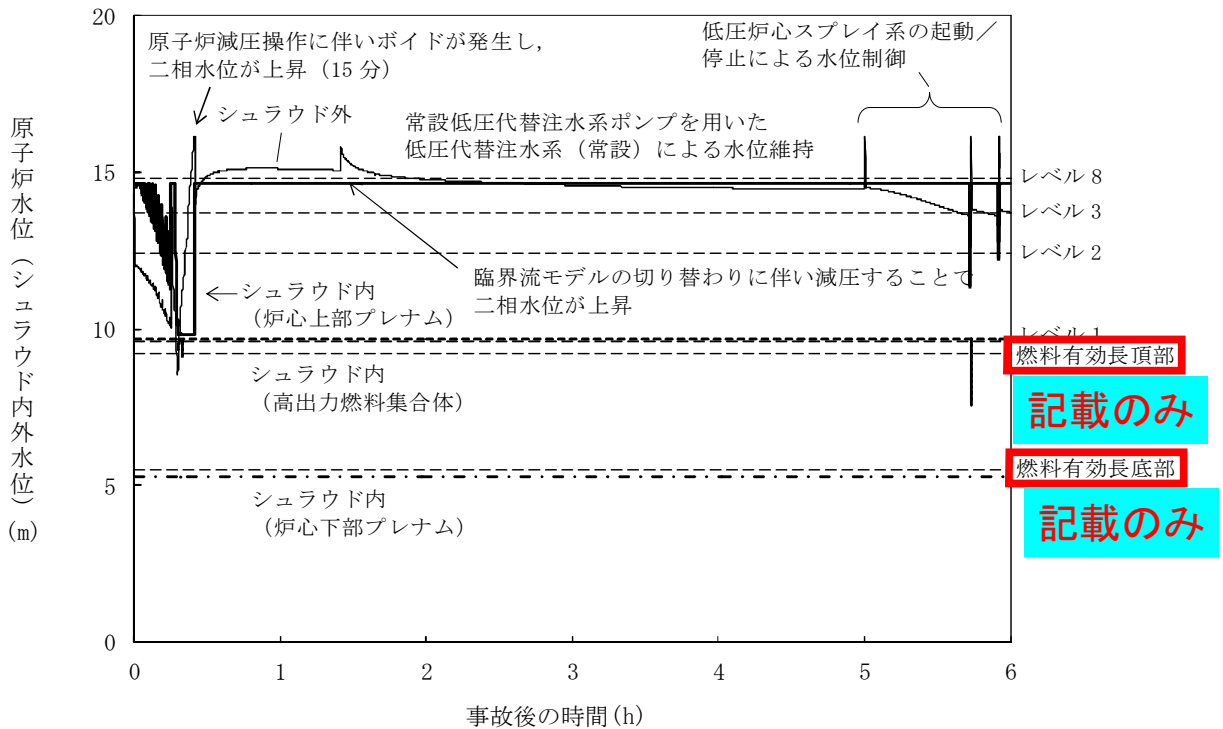
技術基準上の全ての要求事項を満たすことや全てのプラント状況において使用することは困難であるが、プラント状況によっては、事故対応に有効な設備となる制御機器動作水圧系、ほう酸水注入系、消水系、補給水系及び可搬型代替注水中型ポンプを用いた低圧代替注水系 (可搬型) による原子炉注水も実施可能である。また、高圧代替注水系による原子炉注水も可能である。

第 7.1.7-2 図 格納容器バイパス (ISLOCA) の対応手順の概要

修正不要



第7.1.7-4図 原子炉圧力の推移



第7.1.7-5図 原子炉水位（シュラウド内外水位）の推移*

* シュラウド内外水位はボイドを含む場合は、二相水位を示している。

修正不要

第 54—13—1 表 未臨界性評価の基本計算条件

	項目	仕様
燃料仕様	燃料種類	9 × 9 燃料 (A 型)
	U ²³⁵ 濃縮度	<input type="text"/> wt% ※1
	ペレット密度	理論密度の 97%
	ペレット直径	0.96 cm
	被覆管外径	1.12 cm
	被覆管厚さ	0.71 mm
	燃料有効長	3.71 m 正しい数値
使用済燃料ラック	ラックタイプ	キャン型
	ラックピッチ	<input type="text"/> mm
	材料	ボロン添加ステンレス鋼
	ボロン濃度	<input type="text"/> wt% ※2
	板厚	<input type="text"/> mm
	内のり	<input type="text"/> mm

※1：未臨界性評価用燃料集合体 ($k_{\infty} = 1.3$ 未燃焼組成, Gd なし)

※2：ボロン濃度の解析使用値は、製造公差下限値とする。

第 1 表 未臨界性評価の基本計算条件

	項目	仕様
燃料仕様	燃料種類	9 × 9 燃料 (A 型)
	U ²³⁵ 濃縮度	<input type="text"/> wt% ^{※1}
	ペレット密度	理論密度の 97%
	ペレット直径	0.96 cm
	被覆管外径	1.12 cm
	被覆管厚さ	0.71 mm
	燃料有効長	3.71 m
使用済燃料ラック	ラックタイプ	キャン型
	ラックピッチ	<input type="text"/> mm
	材料	ボロン添加ステンレス鋼
	ボロン濃度	<input type="text"/> wt% ^{※2}
	板厚	<input type="text"/> mm
	内のり	<input type="text"/> mm

正しい数値

※1 未臨界性評価用燃料集合体 ($k_{\infty} = 1.3$ 未燃焼組成, G d なし)

※2 ボロン濃度の解析使用値は, 製造公差下限値とする。

修正不要

第 6 表 未臨界性評価の基本計算条件

	項目	仕様
燃料仕様	燃料種類	9 × 9 燃料 (A型)
	U ²³⁵ 濃縮度	<input type="text"/> wt% ※1
	ペレット密度	理論密度の 97%
	ペレット直径	0.96 cm
	被覆管外径	1.12 cm
	被覆管厚さ	0.71 mm
	燃料有効長	3.71m 正しい数値
使用済燃料ラック	ラックタイプ	キャン型
	ラックピッチ	<input type="text"/> mm
	材料	ボロン添加ステンレス鋼
	ボロン濃度	<input type="text"/> wt% ※2
	板厚	<input type="text"/> mm
	内のり	<input type="text"/> mm

※1：未臨界性評価用燃料集合体 ($k_{\infty}=1.3$ 未燃焼組成, Gd なし)

※2：ボロン濃度の解析使用値は、製造公差下限値とする。

修正不要

東海第二発電所の使用済燃料プールでは、ボロン添加ステンレス鋼（以下「B-SUS」という。）製ラックセルに燃料を貯蔵する。使用済燃料プールには、通常は限られた体数の新燃料と照射済燃料を貯蔵するが、臨界設計では、新燃料及びいかなる燃焼度の照射済燃料を貯蔵しても十分安全側の評価を得るように、炉心装荷時の無限増倍率が 1.30 となる燃料を用いて評価している。また、使用済燃料プール水温、ラック製造公差、ボロン添加率、ラックセル内燃料配置それぞれについて最も結果が厳しくなる状態で評価している。未臨界性評価の基本計算条件を第 1 表に、計算体系を第 2 図に示す。

3.2.2 計算条件

評価の計算条件は以下のとおりである。

- (a) 燃料の濃縮度は wt% とする。
- (b) 水の密度は、 $0 \sim 1.0 \text{ g/cm}^3$ とする。
- (c) 燃料有効長は、 とする。
- (d) ボロン濃度の解析使用値は、製造公差下限値の wt% とする。

正しい数値

以下の計算条件は公称値に正負の製作公差を未臨界性評価上厳しくなる側に不確定性として考慮するものである。なお、ラックセル内での燃料配置については、ラック内で燃料が偏心すると、中性子の強吸収体である B-SUS に接近することにより、燃料領域の熱中性子が減少するため、実効増倍率が最も高くなるラックセル内中央配置とする（第 2 図）。

- (e) ラックピッチ
- (f) ラック板厚
- (g) ラック内のり

3.3 計算結果

使用済燃料プール水漏えい時の未臨界性評価結果を第 3 図に示す。実効増倍率は不確定性を考慮しても最大で 0.93 となり、0.95 以下を満足している。

修正不要

第 1 表 未臨界性評価の基本計算条件

	項目	仕様
燃 料 仕 様	燃料種類	9 × 9 燃料 (A 型)
	U^{235} 濃縮度	<input type="text"/> wt% *1
	ペレット密度	理論密度の 97 %
	ペレット直径	0.96 cm
	被覆管外径	1.12 cm
	被覆管厚さ	0.71 mm
	燃料有効長	3.71 m
使用済燃料ラック	ラックタイプ	キャン型
	ラックピッチ	<input type="text"/> mm
	材料	ボロン添加ステンレス鋼
	ボロン濃度	<input type="text"/> wt% *2
	板厚	<input type="text"/> mm
	内のり	<input type="text"/> mm

正しい数値

注記 *1 : 未臨界性評価用燃料集合体 ($k_{\infty} = 1.3$ 未燃焼組成, Gd なし)

*2 : ボロン濃度の解析使用値は, 製造公差下限値とする。

修正不要

2. 評価条件

- ・放熱面積 : 取出燃料の燃料被覆管表面積 (約9.20 m²) 1 体
- ・崩壊熱 : 取出燃料 (約11.9 kW) 1 体
- ・使用済燃料プール雰囲気 : 100 °Cの飽和蒸気
- ・放熱手段 : 対流及び輻射

3. 評価方法

(1) 放熱面積A (約9.20 m²)

$$A = \pi \times D_{rod} \times L \times N_{rod} \times N_{fa1} \doteq 9.20 \text{ [m}^2\text{]}$$

ここで,

D_{rod} : 燃料棒外径 (11.2 × 10⁻³ m)

N_{rod} : 燃料集合体あたりの燃料棒数 (通常燃料棒66 本, 部分長燃料棒8 本)

L : 燃料棒有効長さ (通常燃料棒約3.71 m, 部分長燃料棒約2.16 m)

N_{fa1} : 燃料集合体数 (1 体)

正しい数値

(2) 崩壊熱B (約11.9 kW)

「V-1-3-4 使用済燃料貯蔵槽の冷却能力に関する説明書」第3.2-3表の崩壊熱を用いて,

$$B = Dh \div N_{fa2} \doteq 11.9 \times 10^3 \text{ [W]}$$

ここで,

Dh : 5サイクル目の取出燃料の崩壊熱 (1.09 × 10⁶ W [9 × 9 (A型) 燃料])

N_{fa2} : 燃料集合体数 (92 体 : 5サイクル目の取出燃料体数 [9 × 9 (A型) 燃料])

(3) 対流及び輻射による放熱C, D (C+D=崩壊熱B)

対流及び輻射による放熱は, 以下の式を満足することから, その合計が崩壊熱と等しくなる燃料被覆管表面温度 (TS) を求める。

(対流) C

$$C = (TS - TA) \times A \times h$$

(輻射) D

$$D = ((TS + T_0)^4 - (TA + T_0)^4) \times A \times f \times \sigma \times F_{12}$$

ここで,

TS : 燃料被覆管表面温度 (°C)

TA : 雰囲気温度 (100 °C)

(スプレイ水が崩壊熱による蒸発量を上回ることから熱平衡状態を仮定)

h : 対流熱伝達率 (9.23 W/m² · K)

方格子に配列した円柱状の構造である。十字形の制御棒は、4体の燃料集合体によって囲まれる配置とする。

また、燃料集合体は炉心シユラウド、上部炉心格子、炉心支持板、燃料支持金具及び制御棒案内管で構成する炉心支持構造物で支持され、その荷重は原子炉容器（原子炉圧力容器）に伝えられる。

冷却材は、燃料集合体周囲のチャンネル・ボックスが形成した冷却材流路を炉心下方から上方向に流れる。

これらの構造物は、通常運転時、運転時の異常な過渡変化時及び事故時において原子炉を安全に停止し、かつ炉心の冷却を確保し得る構造とする。

- b. 格子形状 C格子
- c. 主要寸法

炉心等価直径 約 4.8m

炉心有効高さ 約 3.7m

(2) 燃料体の最大そう入量

燃料集合体の体数 764

炉心全ウラン量 約 142t (8×8燃料)

約 133t (新型8×8燃料, 新型8×8燃料)

コニウムライナ燃料)

以下特に断らない限り、新型8×8燃料と新型8×8ジルコニウムライナ燃料を総称して新型8×8燃料という。

約 131t (高燃焼度8×8燃料)

約 132t (9×9燃料(A型))

約 131t (9×9燃料(B型))

以下特に断らない限り、9×9燃料(A型)と9×9燃料(B型)を総称して9×9燃料という。

(3) 主要な核的制限値

原子炉を安全かつ安定に制御することを目的として、次のような核的制限値を設定する。

a. 反応度停止余裕

最大反応度価値を有する制御棒が1本未挿入の状態であっても、他の制御棒によって常に炉心を臨界未満にできる能力を持つ設計とする。

b. 制御棒の最大反応度価値

臨界近接時の制御棒の最大反応度価値は 0.015Δk以下(9×9燃料が装荷されるまでのサイクル)又は 0.013Δk以下(9×9燃料が装荷されたサイクル以降)とする。

c. 減速材ポイド係数及びドップラ係数

減速材ポイド係数及びドップラ係数は、負となるように設計する。

(4) 主要な熱的制限値

通常運転時及び運転時の異常な過渡変化時に、安全保護系の作動等とあいまって、燃料被覆管の過熱及び過度の歪を生じさせないことを目的として、次のような通常運転時の熱的制限値を設定する。

a. 最小境界出力比

(a) 9×9燃料が装荷されるまでのサイクル

i) 第1サイクルより第3サイクル末期までの期間及び第4サイクル以降の各サイクルについて、サイクル初期から、サイクル末期よりさかのぼって炉心平均燃焼度で 1,000MWd/t 手前までの期間

正しい数値

8×8燃料	約3.7m
新型8×8燃料	約3.7m
高燃焼度8×8燃料	約3.7m
9×9燃料(A型)	約3.7m
標準燃料棒	約3.7m
部分長燃料棒	約2.2m
9×9燃料(B型)	約3.7m

正しい数値

(4) 燃料集合体の構造

a. 構造

8×8燃料は63本の燃料棒と1本のウォータ・ロッドを、新型8×8燃料は62本の燃料棒と2本のウォータ・ロッドを、高燃焼度8×8燃料は60本の燃料棒と1本のウォータ・ロッドをそれぞれ8列の正方形に配列し、また、9×9燃料(A型)は74本の燃料棒(標準燃料棒66本及び部分長燃料棒8本)と2本のウォータ・ロッドを、9×9燃料(B型)は72本の燃料棒と1本のウォータ・チャネルをそれぞれ9行9列の正方形に配列し、上端及び下端にタイ・プレートを取り付ける。

燃料集合体の外側にはチャンネル・ボックスを取り付け、冷却材流路を構成する。各燃料棒の間隔は、ウォータ・ロッド又はウォータ・チャンネルで上下方向の位置を定めたスペースにより一定に保たれる構造とする。

燃料集合体は、原子炉の使用期間中に生じ得る種々の因子を考慮しても、その健全性を失うことがない設計とする。

また、燃料集合体は、輸送及び取扱い中に過度の変形を生じない設計とする。

(ジルコニウム内張)
 ジルカロイ-2
 (ジルコニウム内張)

(3) 燃料要素の構造

a. 構造

燃料要素(燃料棒)は、円筒形被覆管に二酸化ウラン焼結ペレット(一部ガドリニアを含む。)を挿入し、両端を密封した構造とし、8×8燃料はヘリウムが充てんされ、新型8×8燃料、高燃焼度8×8燃料及び9×9燃料はヘリウムが加圧充てんされている。

b. 主要寸法

燃料棒外径

8×8燃料	約13mm
新型8×8燃料	約12mm
高燃焼度8×8燃料	約12mm
9×9燃料	約11mm

被覆管厚さ

8×8燃料	約0.9mm
新型8×8燃料	約0.9mm
新型8×8ジルコニウムライナ燃料	約0.9mm(うちジルコニウム内張約0.1mm)
高燃焼度8×8燃料	約0.9mm(うちジルコニウム内張約0.1mm)
9×9燃料	約0.7mm(うちジルコニウム内張約0.1mm)

燃料棒有効長さ

修正不要

〔その2.〕-新型8×8燃料が装着され、新型8×8ジルコニウムライナ燃料が装着されるまでのサイクル)

本原子炉は、冷却材及び減速材に軽水をを使用した強制循環直接サイクルで、内部気水分離方式及び内蔵ジェット・ポンプ方式を採用した沸騰水型原子炉である。本原子炉の定格熱出力は3,293MWであるが、原子炉の主要な安全施設(逃がし安全弁、非常用炉心冷却系、原子炉格納容器等)の設計は、熱出力3,440MW(約105%定格出力)について行う。

炉心設計に当たっては、設計の便宜上「14.3.7.4出力分布」に述べる設計出力分布を反定し、定格出力条件において「14.3.5熱水力設計限界値」に述べる熱水力設計限界値を満足するように設計パラメータを決定する。

炉心の形状は、高さ約3.7m、円筒形で764体の燃料集合体と185本の制御棒で構成されている。燃料集合体には、1体当たり63本の燃料棒と1本のウォータ・ロッドで構成される集合体(以下3.では「8×8燃料」という。)、及び1体当たり62本の燃料棒と2本のウォータ・ロッドで構成される集合体(以下3.では「新型8×8燃料」という。)の2種類がある。

炉心は、原則としてバッチ単位(約1/4~約1/3)で新型8×8燃料に取替えていき、最終的には新型8×8燃料のみで構成されることになる。

燃料の平均燃焼度の目標値は、初裝荷燃料で約21,000MWd/1、取替燃料で約27,500MWd/1~約28,500MWd/1である。

原子炉の基本的構成要素は、原子炉圧力容器(以下3.では「圧力容器」という。)、圧力容器内部構造物、炉心及び制御棒とその駆動機構等である。第3.1-1図及び第3.4-1図は、これら構成要素の相対的な配置を示すものである。圧力容器には、炉心、炉心支持構造物、ジェット・ポンプ、気水分離器、乾燥器等が内蔵されている。

8-3-4

冷却材は、再循環水入口ノズルから原子炉圧力容器内にもどり、ライザを経てジェット・ポンプに導かれ、ジェット駆動流体としてジェット・ノズルから噴出し、環状部の冷却材を吸い込む。

気水分離器内に送られた気水混合流は、遠心分離効果によって蒸気と水とに分離される。蒸気は、さらに乾燥器に入ってから最終的に蒸気中の水分が除去された後、原子炉圧力容器の4個の蒸気出口ノズルから容器外へ出る。乾燥器上部の乾燥蒸気領域は、乾燥器から炉内の最低水位レベルまで延長している。シユラウドによって、気水分離器を出た気水混合流と隔離されている。

気水分離器及び乾燥器で分離された水は乾燥器下部の蒸気プレナムに集合し、炉心シユラウドと原子炉圧力容器壁の間の環状部を下方に流れ、給水スパーチャから原子炉圧力容器内に入ってくる給水と合流してその一部は外部再循環回路へ行き、残りは直接ジェット・ポンプへ入る。

原子炉及び炉心についての主要設計仕様は、次のとおりである。

原子炉熱出力	3,293MWt
炉心冷却材流量	約 48.3×10 ³ t/h
冷却材炉心入口サブクローリング	約 10.1Kcal/kg
炉心出口平均蒸気重量率	約 13.5%
原子炉圧力(原子炉圧力容器ドーム)	約 70.7 kg/cm ² g

正しい数値

炉心実効高	約 3.71m
炉心等価直径	約 4.75m
全ウラン量	約 142t
再循環回路数	2
蒸気流量	約 6.42×10 ³ t/h
蒸気圧力	約 70.7 kg/cm ² g
蒸気温度	約 286℃

8-3-3

(追録六)

修正不要

(その3-1-1) 新型 8 × 8 ジルコニウムライナ燃料が装荷され、高燃焼度 8 × 8 燃

料が装荷されるまでのサイクル)

本原子炉は、冷却材及び減速材に軽水を使用した強制循環直接サイクルで、内部気水分離方式及び内蔵ジェット・ポンプ方式を採用した沸騰水型原子炉である。本原子炉の定格熱出力は3,293MWであるが、原子炉の主要な安全施設(逃がし安全弁、非常用炉心冷却系、原子炉格納容器等)の設計は、熱出力3,440MW(約105%定格出力)について行う。

炉心設計に当たっては、設計の便宜上「14.3.7.4 出力分布」に述べる設計出力分布を仮定し、定格出力条件において「14.3.5 熱水力設計限界値」に述べる熱水力設計限界値を満足するように設計パラメータを決定する。

炉心の形状は、高さ約3.7m、等価直径約4.8mの直円筒形で764体の燃料集

正しい数値

合体と185本の制御棒で構成され、1体当たり63本の燃料棒と1本のウォータ・ロッドで構成される集合体(以下「8 × 8 燃料」という。)、1体当たり62本の燃料棒と2本のウォータ・ロッドで構成される集合体(以下「新型 8 × 8 燃料」という。)、及び新型 8 × 8 燃料に、ジルコニウムを内張りした被覆管を使用した集合体(以下「新型 8 × 8 ジルコニウムライナ燃料」という(36)。)の3種類がある。ただし、以下特にごとわない限り、新型 8 × 8 燃料と新型 8 × 8 ジルコニウムライナ燃料を総称して新型 8 × 8 燃料という。

炉心は、原則としてバッチ単位(約1/4~約1/3)で新型 8 × 8 ジルコニウムライナ燃料に取替えていき、最終的には新型 8 × 8 ジルコニウムライナ燃料のみで構成されることになる。

燃料の平均燃焼度の目標値は、約27,500MWd/1~約33,000MWd/1である。原子炉の基本的構成要素は、原子炉圧力容器(以下「圧力容器」という。)、圧力容器内部構造物、炉心及び制御棒とその駆動機構等である。

止系のほう酸水注入系により原子炉を低温停止する。

冷却材中の腐食生成物及びびこれに伴う放射能を少なくするため、冷却材に接触する部分は耐食性を考慮した材料が用いられている。

原子炉及び炉心についての主要設計仕様を第3.1-1表に示す。

(追録六)

修正不要

(その4-高燃焼度 8 × 8 燃料が装着され、9 × 9 燃料が装着されるまでのサイクル)

本原子炉は、冷却材及び減速材に軽水を使用した強制循環直接サイクルで、内部気水分離方式及び内蔵ジェット・ポンプ方式を採用した沸騰水型原子炉である。本原子炉の定格熱出力は3,293MWであるが、原子炉の主要な安全施設(逃がし安全弁、非常用炉心冷却系、原子炉格納容器等)の設計は、熱出力3,440MW(約105%定格出力)について行う。

炉心設計に当たっては、設計の便宜上「14.3.7.4 出力分布」に述べる設計出力分布を仮定し、定格出力条件において「14.3.5 熱水力設計限界値」に述べる熱水力設計限界値を満足するように設計パラメータを決定する。

炉心の形状は、高さ約3.7m、等正しい数値(形で764体の燃料集合体と185本の制御棒で構成されている。燃料集合体には、1体当たり62本の燃料棒と2本のウォータ・ロッドで構成される集合体(以下「新型8 × 8 燃料」という。)、新型8 × 8 燃料に、ジルコニウムを内張りした被覆管を使用した集合体(以下「新型8 × 8 ジルコニウムライナ燃料」という。(36)及び1体当たり60本の燃料棒と1本の太径のウォータ・ロッドで構成される集合体(以下「高燃焼度8 × 8 燃料」という。(42)(43)の3種類がある。ただし、以下特にとわらない限り、新型8 × 8 燃料と新型8 × 8 ジルコニウムライナ燃料を総称して新型8 × 8 燃料という。

炉心は、原則としてバッチ単位(約1/4〜約1/3)で高燃焼度8 × 8 燃料に取替えていき、最終的には高燃焼度8 × 8 燃料のみで構成されることになる。

燃料の平均燃焼度の目標値は約28,500MWD/1〜約39,500MWD/1である。原子炉の基本的構成要素は、原子炉圧力容器(以下「圧力容器」という。)、圧力容器内部構造物、炉心及び制御棒とその駆動機構等である。第

(追 録 六)

力分布の調整は制御棒位置のパターンを適当に調整することにより行う。また通常運転時に何らかの理由で制御棒のそう入不能によって原子炉の低温停止が得意ない場合には、低温停止可能な反応度値を有する原子炉停止系のほう種水注入系により原子炉を低温停止する。

冷却材中の腐食生成物及びこれに伴う放射能を少なくするため、冷却材に接触する部分は耐食性を考慮した材料が用いられている。

原子炉及び炉心についての主要設計仕様を第3.1-1表に示す。

修正不要

力分布の調整は制御棒位置のパターンを適当に調整することにより行う。また通常運転時に何らかの理由で制御棒のそう入不能によって原子炉の低温停止ができない場合は、低温停止可能な反応度価値を有する原子炉停止系のほう酸水注入系により原子炉を低温停止する。

冷却材中の腐食生成物及びこれに伴う放射能を少なくするため、冷却材に接触する部分は耐食性を考慮した材料が用いられている。

原子炉及び炉心についての主要設計仕様を第3.1-1表に示す。

〔その5-9×9燃料が装荷されたサイクル以降〕

原子炉は、原子炉冷却材（以下3.では「冷却材」という。）及び減速材に軽水を使用した強制循環直接サイクルで、内部気水分離方式及び内蔵ジェット・ポンプ方式を採用した沸騰水型原子炉である。原子炉の定格熱出力は3,293MWであるが、原子炉の主要な安全施設（逃がし安全弁、非常用炉心冷却系、原子炉格納容器等）の設計は、熱出力3,440MW（定格出力の約105%）について行う。

炉心設計に当たっては、設計の便宜上「14.3.6.4 出力分布」に述べる設計出力分布を仮定し、定格出力条件において「14.3.4 通常運転時の熱的制限値」に述べる通常運転時の熱的制限値を満足するように設計パラメータを決定する。

炉心は、高さ約3.7m、柱形で、764体の燃料集合体と185本の制御棒で構成する。燃料集合体は、1体当たり60本の燃料棒と1本の太径のウォータ・ロッドで構成する集合体（以下3.では「高燃焼度8×8燃料」という。）、1体当たり74本の燃料棒と2本の太径のウォータ・ロッドで構成する集合体（以下3.では「9×9燃料（A型）」という。）及び1体当たり72本の燃料棒と1本のウォータ・チャネルで構成する集合体（以下3.では「9×9燃料（B型）」という。）の3種類がある。ただし、以下3.では特に断らない限り、9×9燃料（A型）と9×9燃料（B型）を総称して9×9燃料という。

第3.2-3図に燃料集合体の構造を示す。

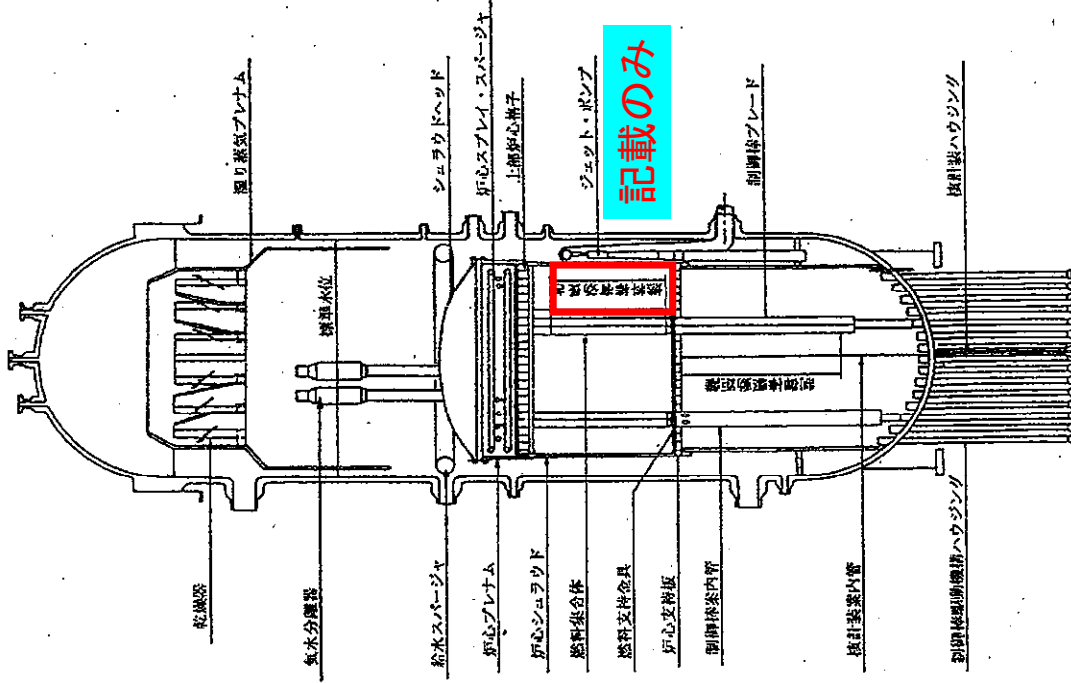
炉心は、原則としてバッチ単位で9×9燃料に取り替えていき、最終的には9×9燃料のみで構成されることになる。

原子炉は、原子炉圧力容器（以下3.では「圧力容器」という。）、圧力容器内部構造物、炉心、制御棒、制御棒駆動機構等で構成される。これら構成

〔追録六〕

修正不要

〔追録六〕



第3.1-1表 原子炉及び炉心の主要設計仕様

原子炉熱出力	3,293MW
再循環ループ数	2
冷却材全流量	約48.3×10 ³ t/h
炉心入口サブクーリング	約47.7kJ/kg
炉心出口平均蒸気重量率	約13.5wt%
原子炉圧力(压力容器ドーム部)	約6.93MPa[gage]
炉心	
有効高さ	約3.71m
等価直径	約4.75m
全ウラン量	約142t (8×8燃料) 約133t (新型8×8燃料, 新型8×8燃料) 8ジルコニウムライナ燃料)
蒸気流量	約131t (高燃焼度8×8燃料)
蒸気圧力	約132t (9×9燃料(A型))
蒸気温度	約131t (9×9燃料(B型)) 約6.42×10 ³ t/h 約6.93MPa[gage] 約286℃

正しい数値

第3.1-1図 原子炉内部構造概略図

修正不要

度は、理論密度の約95%である。ペレットはジルカロイ-2製の被覆管内に入られ、被覆管はその両端にジルカロイ製の端栓が溶接されている。

燃料被覆管はペレットによる内部からの支持がなくても外圧によってつぶれることがない“自立形”設計である。ペレットから放出された核分裂生成物を収容するため、燃料棒上部にプレナムを設けている。プレナムの体積は、設計寿命中の核分裂生成ガスその他のガス蓄積により、過大な圧力上昇をもたらし、燃料棒の中央部の1本(ウォータローッド)のみは、スベ-

正しい数値

燃料は有効長さ約3.71mの

りであり、燃料棒集合体の中空ジルカロイ管であり、中を冷却材が流れるようになっている。

局所ピーキング係数を小さな値にするため、燃料棒集合体内に4種類の濃縮度の燃料棒を使用する予定である。

第3.2-1図に燃料棒集合体の燃料棒配置図を示す。燃料棒集合体の設計にはその向きを認って炉内にそう入さなれないように考慮が払われている。

なお、第3.2-1表に示す燃料設計仕様を、従来の7×7燃料設計仕様と比較すると燃料棒外径、ペレット外径、被覆管厚さ、ペレット被覆管間隔は相対的に小さくなる。

記載のみ

燃料の有効長さ

は多少減少する。

又、最高線出力密度は0.61kW/cm(18.5kW/f)から0.44kW/cm(13.4kW/f)に低下する。

3.2.3 燃料集合体

第3.2-2図及び第3.2-3図に燃料棒集合体の構造を示す。燃料棒集合体は、燃料棒63本とウォータローッド1本を8×8に配列したものであり、周囲はジルカロイ-4製のチャンネンネル・ボックスで囲まれている。ウォータロー

(追録六)

3.2 燃料

【その1-1】新型8×8燃料が装着されるまでのサイクル)

3.2.1 概要

炉心は、燃料棒63本(8×8本、内1本はウォータローッド)を組立てた集合体を1単位とし、この集合体764個で構成される。第1炉心燃料の平均線縮度は約2.2%である。第1炉心初期の超過反応度を抑えるとともに軸方向出力分布を改善するため、燃料棒集合体内に可燃性中性子吸収物質であるガドリニウム(Gd₂O₃)を含む燃料棒数本を入れたガドリニウム燃料棒を使用する。燃料棒集合体には、外わくであるチャンネンネルボックスがついていて、これが燃料棒集合体の冷却材流路を決め、制御棒作動のガイド及び制御棒作動による側圧を防ぐ役割を果たしている。燃料棒集合体は、その受ける熱、放射線及び水力学的影響などを十分考慮の上、機械的及び熱的十分安全で実施するように設計を行っている。燃料取替方式は、いわゆるスキャップ方式を採用しており、平衡サイクルでは1回当り炉心被覆管燃料棒集合体数の約1/4を取替えるようになっている。この方式を採用することによって、炉心の中性子束分布が平坦化され、したがって、燃料棒集合体の最大燃焼度と平均燃焼度との割合が小さくなり、安全性及び経済性の面で好ましい結果をもたらす。

燃料設計仕様概要を第3.2-1表に示す。

3.2.2 燃料棒

燃料棒は、通常の燃料棒では、二酸化ウラン(UO₂)焼結ペレットを使用する。ガドリニウムを含む燃料棒は、少量のガドリニウムを二酸化ウランと混合した焼結ペレットを使用しており、各燃料棒集合体に数本入れられる。このうち一部は、炉心寿命期間中における軸方向出力分布の調整のため、燃料棒軸方向の一部にのみガドリニウムを含むペレットが使用される。ペレットの平均密

修正不要

(追 録 六)

まれている。63本ないし62本の燃料棒のうち8本の燃料棒（タイ・ロッド）が上下の燃料支持板（タイ・プレート）を結びつける役目をしている。

ウォータ・ロッド（新型8×8燃料では2本のウォータ・ロッドのうち1本）は、スベーサの軸方向位置を決める機能を有し、7個のスベーサを保持している。ウォータ・ロッドの材質は燃料棒の被覆管と同じジルカロイ-2製であり、その上部及び下部の側面に孔が設けられ、内部を冷却材が通過するようになっている。

スベーサは、ジルカロイ-4製の枠と、インコネル-X750製スプリングからなり、燃料棒間の間隙を保つ役割を果たす。

燃料棒及びウォータ・ロッドの上部端栓は、上部タイ・プレートの孔の中心を上下に自由に動き得るようになっている。上部タイ・プレートは、これらの上部端栓にはめてあるインコネル-X750製のエクステンション・スプリングによって支えられる。このような構造とすること、及びスベーサのスプリング強さを適切に設計することにより、燃料棒及びウォータ・ロッドは、すべて独立して軸方向に自由に膨張ができるようになっている。

チャンネル・ボックスは、燃料棒冷却のための流路と、制御棒、中性子源及び炉内核計装等を冷却するための流路を分けるとともに制御棒をガイドし、燃料棒を保護する機能を持つ。更に、燃料集合体取扱い時に、燃料集合体に剛性を持たせるとともに、燃料棒を保護する。チャンネル・ボックスは、第3.2-3図に示すように下部タイ・プレートにはめ込み、上部タイ・プレートにチャンネル・フラスナでネジ止めする。

燃料集合体組立時に、燃料棒の配置を誤ることのないよう、燃料棒の上部端栓の径及びタイ・プレートの孔径は、濃縮度ごとに変える設計となっている。また、Gd₂O₃を含む燃料棒の上部端栓は、通常の燃料棒の上

3.2.3 主要設備

(1) 燃料棒

燃料材は、通常の燃料棒では、二酸化ウラン（以下3.では「UO₂」という。）焼結ペレットを使用する。ガドリニア（以下3.では「Gd₂O₃」という。）を含む燃料棒は、少量のGd₂O₃をUO₂と混合した焼結ペレットを使用している。

ペレットの平均密度は、理論密度の約95%である。ペレットは、ジルカロイ-2製の被覆管内に入れ、被覆管の両端にジルカロイ-2製の端栓を密接する。

被覆管は、ペレットによる内部からの支持がなくなっても外圧によってつぶれることがない“自立形”設計である。ペレットから放出された核分裂生成物を收容するため、燃料棒上部にプレナムを設けている。プレナムの体積は、設計寿命中の核分裂生成ガスその他のガス蓄積により、過大な圧力上昇をもたらさないよう十分大きくとっている。燃料は、有効長さ（ペ

レットの入っている部分の長さ）約371cmの長尺燃料である。局部ピーキング係数を小さな値にするため、燃料集合体の長さの燃料棒を使用する。また、新型8×8燃料では、燃料の有効利用を図るため、上部に天然ウランを使用する。

正しい数値

第3.2-1図に燃料集合体内の燃料棒配置を示す。

(2) 燃料集合体

第3.2-3図に燃料集合体の構造を示す。8×8燃料は、燃料棒63本とウォータ・ロッド1本を8×8の配列に組立てたものであり、新型8×8燃料は、燃料棒62本とウォータ・ロッド2本を8×8の配列に組立てたものである。燃料集合体の周囲は、ジルカロイ-4製のチャンネル・ボックスで囲

3.2.2 設計方針

燃料の機械的設計においては、燃料材料、使用温度、圧力条件、照射効果を考慮し、次の設計方針を満足するようにする。

- (1) 添付書類十の「2. 運転時の異常な過渡変化」に記載するいかなる異常な過渡状態においても、プラントの各系統と相まって、「1.4.3.4 過渡時の限界値」に定義する燃料損傷を起こさないこと。
- (2) 被覆管応力は、「3.2.4 機械設計(4)応力解析」に示す応力強さ限界以下であること。
- (3) 設計応力サイクル条件及びサイクル数から計算された疲労の累積係数は1未満であること。
- (4) 燃料集合体は、使用中に燃料棒の変化等による過度の寸法変化を生じないこと。

上記のほか、「3.2.4 機械設計」に記載する燃料被覆管の水素化、フレッキング腐食、ペレット-被覆管機械的相互作用、燃料集合体の輸送及び取扱時の健全性等についても考慮し、総合的に燃料の健全性を評価する。

3.2.3 主要設備

(1) 燃料棒

燃料材料は、通常の燃料棒では、二酸化ウラン（以下3.3.では「UO₂」という。）焼結ペレットを使用する。ガドリニア（以下3.3.では「Gd₂O₃」という。）を含む燃料棒は、少量のGd₂O₃をUO₂と混合した焼結ペレットを使用している。

ペレットの平均密度は、理論密度の約95%である。ペレットは、ジルカロイ-2製の被覆管管に入れ、被覆管の両端にジルカロイ-2製の端栓を溶接する。また、新型8×8ジルコニウムライナ燃料においてはジルコニウムを内張りしたジルカロイ-2製の被覆管を用いている。

被覆管は、ペレットによる内部からの支持がなくても外圧によってつぶれることがない“自立形”設計である。ペレットから放出された核分裂生成物を收容するため、燃料棒上部にブレナムを設けている。ブレナムの体積は、設計寿命中の核分裂生成ガスその他のガス蓄積により、過大な圧力上昇をもたらさないよう十分大きくとっている。燃料は、有効長さ（ペレットの入っている部分の長さ）約371cmの長尺燃料棒が4～8種類の濃度の燃料棒を係数を小さな値にするため、燃料集合体内に4～8種類の濃度の燃料棒を使用する。

第3.2-1図に燃料集合体内の燃料棒配置を示す。

(2) 燃料集合体

第3.2-3図に燃料集合体の構造を示す。8×8燃料は、燃料棒63本とウオータ・ロッド1本を8×8の配列に組立てたものであり、新型8×8燃料は、燃料棒62本とウオータ・ロッド2本を8×8の配列に組立てたものである。燃料集合体の周囲は、ジルカロイ-4製のチャネル・ボックスで囲

（追録六）

上記のほか、燃料被覆管の水酸化、フレッティング腐食、ペレット-被覆管機械的相互作用、燃料集合体の輸送及び取扱時の健全性等についても考慮し、総合的に燃料の健全性を評価する。

3.2.3 主要設備

(1) 燃料棒

燃料材は、通常の燃料棒では、二酸化ウラン（以下3.では「UO₂」という。）焼結ペレットを使用する。ガドリニア（以下3.では「Gd₂O₃」という。）を含む燃料棒は、少量の Gd₂O₃ を UO₂ と混合した焼結ペレットを使用している。

ペレットの平均密度は、新型 8 × 8 燃料においては理論密度の約95%、高燃焼度 8 × 8 燃料においては理論密度の約97%である。ペレットは、ジルカロイ-2製の被覆管内に入れ、被覆管の両端にジルカロイ-2製の端栓を溶接する。また、新型 8 × 8 ジルコニウムライナ燃料及び高燃焼度 8 × 8 燃料においてはジルコニウムを内張りしたジルカロイ-2製の被覆管を用いている。

被覆管は、ペレットによる内部からの支持がなくなっても外圧によってつぶれることのない“自立形”設計である。ペレットから放出された核分裂生成物を収容するため、燃料棒上部にプレナムを設けている。プレナムの体積は、設計寿命中の核分裂生成ガスの総量の約5%に相当し、過大な圧力上昇をもたらさないよう十分大き

正しい数値

有効長さ（ペレ

ットの入っている部分の長さ）約 371cmの長尺燃料である。局所ピーキング係数を小さくするため、燃料集合体内に4～8種類の濃縮度の燃料棒を使用する。

第3.2-1図に燃料集合体内の燃料棒配置を示す。

〔その4〕高燃焼度 8 × 8 燃料が裝荷され、9 × 9 燃料が裝荷されるまでのサイクル]

3.2.1 概要

燃料集合体は、多数の二酸化ウラン・ペレット（一部の燃料棒についてはガドリニア入り二酸化ウラン・ペレット）を被覆管に入れた燃料棒を組立てたものである。燃料棒の配列は、8行8列(8×8)であり、新型 8 × 8 燃料は、62本の燃料棒と2本のウォーター・ロッドで、また高燃焼度 8 × 8 燃料は、60本の燃料棒と1本の太径のウォーター・ロッドで構成される。⁽¹⁾⁽²⁾

燃料集合体を炉心に裝荷する際には、外側にチャンネル・ボックスをはめる。チャンネル・ボックスは、燃料集合体内の冷却材回路を定めるとともに、制御棒作動のガイド及び燃料を保護する役割を果たしている。

燃料集合体は、その受ける熱、放射線及び水力学的影響等を十分考慮のうえ、機械的及び熱的に十分安全であるように設計を行う。

燃料設計仕様概要を第3.2-1表に示す。

3.2.2 設計方針

燃料の機械的設計においては、燃料材料、使用温度、圧力条件、照射効果を考慮し、次の設計方針を満足するようにする。

- (1) 添付巻類十の「2 運転時の異常な過渡変化の解析」に記載するいかなる異常な過渡状態においても、プラントの各系統と相まって、「14.3.4 過渡時の限界値」に定義する燃料損傷を起こさないこと。
- (2) 被覆管応力は、許容応力以下であること。
- (3) 設計応力サイクル条件及びサイクル数から計算された疲労の累積係数は1未満であること。

(4) 燃料集合体は、使用中に燃料棒の変化等による過渡の寸法変化を生じないこと。

修正不要

正しい数値

ルカロイ-2製の被覆管内に入れ、被覆管の両端にジルカロイ-2製の端栓を溶接する。また、新型8×8ジルコニウムライナ燃料及び高燃焼度8×8燃料においてはジルコニウムを内張りしたジルカロイ-2製の被覆管を用いている。

被覆管は、ペレットによる内部からの支持がなくても外圧によってつぶれることがない“自立形”設計である。ペレットから放出された核分裂生成物を収容するため、燃料棒上部にプレナムを設けている。プレナムの体積は、設計寿命中の核分裂生成ガスその他のガス蓄積により、過大な圧力上昇をもたらさないよう十分大きくとっている。燃料は、有効長さ(ペレ

ット)の入っている部分の長さ)約371cmの長尺燃料である。局所グ係数を小さくするために、燃料集合体内に4~8種類の濃縮燃料棒を使用する。

第3.2-1図に燃料集合体内の燃料棒配置を示す。

(2) 燃料集合体

第3.2-3図に燃料集合体の構造を示す。新型8×8燃料は、燃料棒62本とウォータ・ロッド2本を8×8の配列に組立てたものであり、高燃焼度8×8燃料は、燃料棒60本と中央に配した太径のウォータ・ロッド1本を8×8の配列に組立てたものである。燃料集合体の周囲は、ジルカロイ製のチャンネル・ボックスで囲まれている。62本ないし60本の燃料棒のうち8本の燃料棒(タイ・ロッド)が上下の燃料支持板(タイ・プレート)を結びつける役目をしている。

ウォータ・ロッド(新型8×8燃料では2本のウォータ・ロッドのうち1本)は、スペーサの軸方向位置を決める機能を有し、7個のスペーサを保持している。ウォータ・ロッドの材質はジルカロイ-2製であり、その上部及び下部の側面に孔が設けられ、内部を冷却材が通過するようになっ

(追録六)

3.2.2 設計方針

燃料の機械的設計においては、燃料材料、使用温度、圧力条件及び照射効果を考慮し、次の設計方針を満足する設計とする。

- (1) 添付書類十の「2. 運転時の異常な過渡変化の解析」に記載する運転時の異常な過渡変化時において、プラントの各系統とあいまって、燃料の許容設計限界を超えないこと。
- (2) 被覆管応力は、許容応力以下であること。
- (3) 設計応力サイクル条件及びサイクル数から計算された疲労の累積係数は1未満であること。

上記のほか、被覆管の水素化、フレティング腐食、ペレット-被覆管相互作用、使用中の燃料棒の変化等による燃料集合体の過渡の寸法変化、燃料集合体の輸送及び取扱時の健全性等についても考慮し、総合的に燃料の健全性を評価する。

なお、燃料の機械的設計において示す解析は、代表的な9行9列型の燃料集合体の設計について行ったものである。

3.2.3 主要設備

〔高燃焼度8×8燃料について〕

(1) 燃料棒

燃料材は、通常の燃料棒では、二酸化ウラン(以下3.1では「UO₂」という。)焼結ペレットを使用する。ガドリニア(以下3.1では「Gd₂O₃」という。)を含む燃料棒は、少量のGd₂O₃をUO₂と混合した焼結ペレットを使用している。

ペレットの平均密度は、新型8×8燃料においては理論密度の約95%、高燃焼度8×8燃料においては理論密度の約97%である。ペレットは、ジ

(9×9燃料について)

(1) 燃料棒

燃料材は、通常の燃料棒では、二酸化ウラン（以下 UO_2 ）と、
いう。）焼結ペレットを使用する。ガドリニア（以下 Gd_2O_3 ）では「 Gd_2O_3 」と
焼結ペレットを使用する。

ペレットの平均密度は、理論密度の約97%である。ペレットは、ジルコニウムを内張りしたジルカロイ-2製の被覆管内に入れ、被覆管の両端に
ジルカロイ-2製の端栓を溶接する。

被覆管は、ペレットによる内部からの支持がなくても外圧によつてつぶれることがない“自立形”設計である。ペレットから放出された核分裂生成物を収容するため、燃料棒にはブレナムを設けている。ブレナムの体積は、設計寿命中の核分裂生成物のガス蓄積による、過大な圧力上昇をもたさないうえに、
正しい数値、燃料棒の有効長さ（ペレットの入っている部分の長さ）は、約3.71m（9×9燃料（A型）の標準燃料棒及び9×9燃料（B型）の燃料棒）及び、約2.1

記載のみ（A型）の部分長燃料棒）である。ピーキング係数を適切に選定するため、燃料集合体内に6種類程度の濃縮度の燃料棒を使用するとともに、燃料棒の軸方向にも濃縮度分布をもたせている。

第3.2-1図に燃料集合体の燃料棒配置図を示す。

(2) 燃料集合体

第3.2-2図及び第3.2-3図に燃料集合体の構造を示す。

9×9燃料（A型）は、2本の太径のウォータ・ロッドを燃料集合体の中央部に配し、その周囲に74本の燃料棒を9行9列（9×9）に配して構成す

ている。

スペーサは、新型8×8燃料においてはジルカロイ製の棒と、インコネル-X 750製スプリングから、高燃焼度8×8燃料においてはジルカロイ製の外枠、円筒型セルとインコネル-X 750製スプリングからなっており、燃料棒間の間隙を保つ役割を果たす。

燃料棒及びウォータ・ロッドの上部端栓は、上部タイ・プレート上の孔の中を上下に自由に動き得るようになっている。上部タイ・プレートは、これらの上部端栓にはめてあるインコネル-X 750製のエクステンション・スプリングによって支えられる。このような構造とすること、及びスペーサのスプリング強さを適切に設計することにより、燃料棒及びウォータ・ロッドは、すべて独立して軸方向に自由に膨張ができるようになっている。なお、各々の燃料棒は、識別記号を付すこと等により、燃料集合体組立時にその配置を認ることのないよう配慮されている。

チャンネル・ボックスは、燃料棒冷却のための流路と、制御棒、中性子源及び炉内計装等を冷却するための流路を分けるとともに制御棒をガイドし、燃料棒を保護する機能を持つ。更に、燃料集合体取扱時に、燃料集合体に剛性を持たせるとともに、燃料棒を保護する。チャンネル・ボックスは、第3.2-3図に示すように下部タイ・プレートにはめ込み、上部タイ・プレートにチャンネル・ファスナでネジ止めする。

燃料集合体は、炉内そう入時に向きを認ることのないよう、上部タイ・プレートの手前側方向、チャンネル・ファスナの位置等に設計上の考慮を払っている。また、下部タイ・プレートには、制御棒とは反対側の面に冷却孔が各一つずつ設けられ、チャンネルのバイパス流量を確保するようになっている。

る。このうち8本の燃料棒は、標準燃料棒の約2/3の長さとした部分長燃料棒であり、下部の燃料支持板（**記載のみ**）⁽⁶⁶⁾に固定されている⁽⁶⁷⁾。また、74本の燃料棒のうち（ロッド）が上部タイ・プレート及び下部タイ・プレートを結びつける役目をしている。

9×9燃料（B型）は、1本の角管のウォータ・チャンネルを燃料集合体の中央部に配し、その周囲に72本の燃料棒を9行9列（9×9）に配して構成する⁽⁷⁴⁾。72本の燃料棒のうち8本の燃料棒（タイ・ロッド）が上部タイ・プレート及び下部タイ・プレートを結びつける役目をしている。

9×9燃料（A型）及び9×9燃料（B型）ともに、燃料集合体の周囲には、ジルカロイ製のチャンネル・ボックスで囲まれている。

9×9燃料（A型）の2本のウォータ・ロッドのうち1本又は9×9燃料（B型）のウォータ・チャンネルは、スペーサの軸方向位置を決める機能を有し、7個のスペーサを保持している。ウォータ・ロッドはジルカロイ製であり、その上部及び下部の側面に孔が設けられ、またウォータ・チャンネルはジルカロイ製であり、その上部の端面及び側面並びに下部の端面に孔が設けられ、それぞれ内部を冷却材が通過するようになっている。

スペーサは、ジルカロイ製の外枠、円筒型セルとインコネル製のスプリングからなっており、燃料棒間の間隙を保つ役目を果たす。9×9燃料（A型）の標準燃料棒、9×9燃料（B型）の燃料棒、ウォータ・ロッド及びウォータ・チャンネルの上部端部は、上部タイ・プレートの孔の中を上下に自由に動き得る**記載のみ**。上部タイ・プレートは、これらの上部端部にはめてあるインコネル製のエクステンション・スプリングによって支えられる。このような構造とすること、及びスペーサのスプリング強さを適切に設計することにより、燃料棒、ウォータ・ロ

ッド及びウォータ・チャンネルは、すべて独立して軸方向に自由膨張ができるようになっている。なお、各々の燃料棒には、識別記号を付すこと等により、燃料集合体組立時にその配置を誤ることのないよう配慮されている。

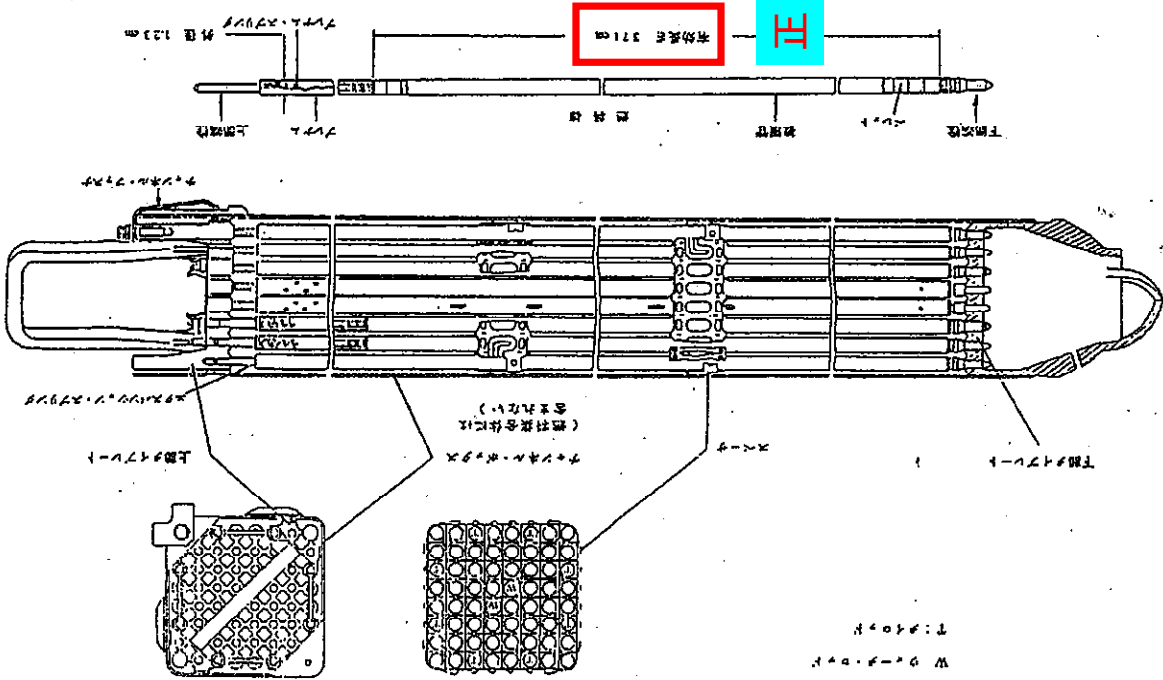
下部タイ・プレートは、炉心下部から流入する冷却材を各燃料棒に分配する役割を果たす。また下部タイ・プレートには、制御棒とは反対側の面に冷却孔が各一つずつ設けられ、チャンネルのバイパス流量を確保するようになっている。

上部タイ・プレートには、燃料集合体の移動のためにハンドルがつけられている。

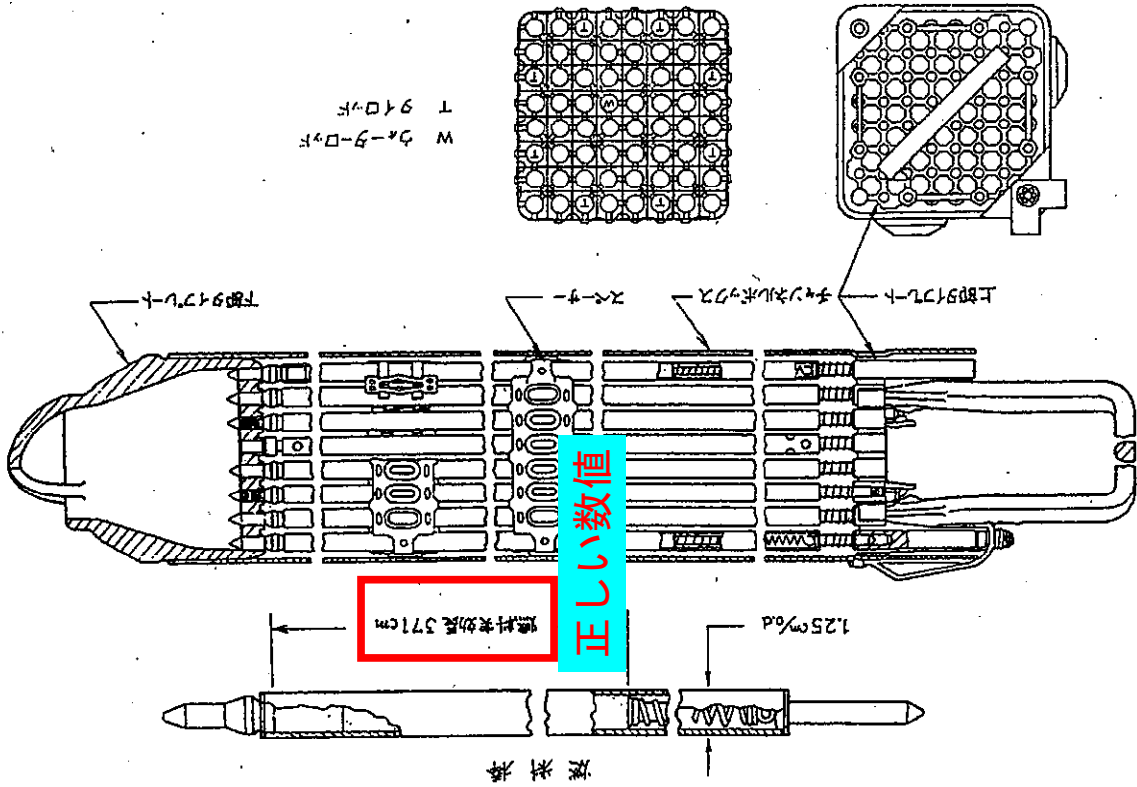
燃料集合体は、炉内挿入時に向きを誤ることのないよう、上部タイ・プレートのハンドル方向、チャンネル・ファスナ的位置等に設計上の考慮を払っている。

修正不要

第3.2-1 (その2) 燃料集合体の構造図 (新型8×8燃料)



第3.2-3図 (その1) 燃料集合体の構造図 (8×8燃料)



修正不要

「14.3.2 設計方針」, 「14.4.2 安定性の定義及び設計」に述べる設計基準を満足するように設計パラメータを決定する。

(その5-9×9燃料が装着されたサイクル以降)

原子炉は, 原子炉冷却材(以下14. では「冷却材」という。)及び減速材に軽水を使用した強制循環直接サイクルで, 内部気水分離方式及び内蔵ジェット・ポンプ方式を採用した沸騰水型原子炉である。原子炉の定格熱出力は3,293MWであるが, 原子炉の主要な安全施設(逃がし安全弁, 非常用炉心冷却系, 原子炉格納容器等)の設計は, 熱出力3,440MW(定格出力の約105%)について行う。

炉心設計に当たっては, 設計の便宜上「14.3.6.4 出力分布」に述べる設計出力分布を仮定し, 定格出力条件において, 「14.2.2 設計方針」,

「14.3.2 設計方針」, 「14.4.2 安定性の定義及び設計方針」に述べる設計基準を満足するように設計パラメータを決定する。

14.2 核設計

(その1-新型8×8燃料が装着されるまでのサイクル)

14.2.1 概要

本原子炉は, 低濃縮二酸化ウランを燃料とする軽水減速の原子炉である。出力運転時には減速材が沸騰し, 炉心内で蒸気ボイドが発生する。核分裂は主として軽水で減速された熱中性子によるものである。

二酸化ウラン燃料中のウラム238は運転中に中性子を吸収してブルトニウムに転換される。このブルトニウムは炉心の持つ反応度を増加させ, また, 熱出力にも寄与することになる。さらに, ウラム238は高速中性子により直接核分裂するが, この割合は全出力の約7%である。また, ウラム238の核分裂は, 炉心内の遅速中性子の増加にも寄与する。出力運転中の中性子平均寿命は約43μsで, 炉心寿命中ほとんど変化しない。実効遅速

中性子割合は, 燃焼度ゼロの時点で約0.0072, 燃焼が進むに従い減少し, 11,000MWD/T時点では約0.0055となる。

ドップラ係数は負で, 十分大きいため, 核的逃走時の最大出力は十分安全な範囲に抑制される。また, ボイド反応度係数も負で大きいいため, 炉の安全性が確保され, キセノンによる出力の持続振動は発生しない。

本原子炉の炉心の形状は, 高さ約3.7m, 等価直径約4.8mの直円筒形で, 764個の燃料集合体と185本の制御棒が格納され, 周囲を軽水反射体によって囲まれる。燃料体はジッセル・ボックスで保護され,

正しい数値

内部の燃料棒の配置は, 8×8の正方形であり, うち中央の1本はスベーパー保持用のウォーターロッドである。核特性上の主因である減速材(水)対燃料(酸化ウラン)体積比は約2.55である。

制御棒は, 周辺の一部を除いて, 燃料集合体4個に1本の割合で, 均一に辺約30cm正方形格子をなすように配置する。

1 4.2.2 設計基準

(1) 安全上の設計基準

原子炉安全上の見地から次のことを考慮して設計を行う。

- a 添付群類10の2に記載するいかなる異常な過渡変化においても, プラントの各系統と相まって14.3.3に定義する燃料損傷を起さないだけの十分な負の反応度効果を有すること。
- b 出力の発散及び持続振動が生じないような核的時性を有すること。
- c 最大反応度を有する制御棒が1本全引抜の状態であっても常に炉心を未臨界にすることができること。

(2) 運転上の設計基準

原子炉運転上の見地から次のことを考慮して設計を行う。

(追録六)

修正不要

2. 炉心設計基準

炉心は以下に述べる基準をすべて満足するように設計する。

2.1 原子炉熱出力

発電端電気出力 1100MW を達成するために必要な原子炉熱出力は、原子炉タービン熱バランスに基づき 3293MW であり、後述する伝熱過程において燃料の健全性を損なうことなくタービン発電機へ伝達しなければなら**正しい数値**

この原子炉熱出力は、有効高さ 3708mm の 764 体の燃料集合体内で起こる核分裂により発生し、ジェットポンプにより強制循環される軽水冷却材に伝達されて蒸気を発生させる。この蒸気は飽和水とともに炉心を上方へ流れ、上部プレナムに至り、蒸気は気水分離器及び乾燥器を経て直接タービンへ送られる。

2.2 燃料棒線出力密度

沸騰水型原子炉における燃料の健全性を維持するための炉心設計条件は、燃料被覆管の変形による損傷を防ぐための基準である。この損傷に対して被覆管の円周方向平均塑性歪 1% を燃料の許容設計限界として用いる。

燃料棒設計最大線出力密度は、運転時の異常な過渡変化が生じても燃料の許容設計限界を超えないよう燃料棒最大線出力密度 44.0kW/m に設定し、これを燃料棒線出力密度の通常運転時の熱的制限値とする。

2.3 熱水力特性（引用文献(1), (2), (3), (4)参照）

燃料の健全性を維持するための熱水力設計条件は、被覆管の温度を過度に高くすることなく熱除去するための基準である。

冷却不十分のために生じる燃料被覆管の過熱による損傷に対し、炉心を監視することの不確かさを考慮して、運転時の異常な過渡変化が起こっても炉心内の 99.9% 以上の燃料棒が沸騰遷移を起こさないという設計基準を用いる。

この設計基準は、沸騰遷移相関式を用いて沸騰遷移が起こりはじめると予測した燃料集合体出力（限界出力）と実際の出力との比の炉心内最小値である最小限界出力比（以下「MCPR」という。）を用いて評価する。炉心熱水力特性を考慮して統計的に解析評価した結果、MCPR の許容設計限界は 1.07 である。MCPR の通常運転時の熱的制限値は、運転時の異常な過渡変化が生じても燃料の許容設計限界を超えないよう次のように設定する。

修正不要

3. 炉心設計仕様 (引用文献(5), (6)参照)

本原子炉の性能に関する主なデータは下記のとおりである。

炉 心

燃料集合体数	764
炉心等価直径	4753 mm
炉心有効高さ	3708 mm
格子形状	C格子

燃料棒	高燃焼度8×8燃料	9×9燃料 (A型)	9×9燃料 (B型)
ペレット直径	10.4mm	9.6mm	9.4mm
被覆管厚さ	0.86mm	0.71mm	0.70mm
	〔うちジルコニウム 内張約 0.1mm〕	〔うちジルコニウム 内張約 0.1mm〕	〔うちジルコニウム 内張約 0.1mm〕
被覆管外径	12.3mm	11.2 mm	11.0mm
燃料棒有効長さ	3708mm	標準燃料棒 3708mm 部分長燃料棒 2163mm	3708mm
プレナム体積比	0.1	標準燃料棒 0.1 部分長燃料棒 0.2	0.1
ペレット材	二酸化ウラン (一部ガドリニア を含む)	同 左	同 左
被覆管材料	ジルカロイ-2 (ジルコニウム内張)	同 左	同 左
ペレット密度	理論密度の約 97 %	同 左	同 左
ヘリウム封入圧	約 0.5 MPa[abs]	約 1.0 MPa[abs]	同 左
ガドリニア濃度	5.5 wt%以下	5.0 wt%以下	5.0 wt%以下

燃料集合体

燃料棒配列	8×8 正方格子	9×9 正方格子	同 左
燃料棒本数	60	74 (うち部分長燃料棒：8)	72
ウォータロッド本数	1	2	—
ウォータチャンネル本数	—	—	1
燃料棒ピッチ	16.3mm	14.4mm	14.5mm
燃料材質量	約 196kg	約 197kg	約 196kg
集合体総質量	約 299kg	約 295kg	約 293kg
	(チャンネルボックスを含む)		

修正不要

めることができる。

以上が炉心出力分布の計算方法であり、この結果を用いて限界出力比を、また6.2.1項で求めた局所出力分布を使用して各燃料集合体の各軸方向位置における線出力密度を計算することができる。

この計算の全体の流れを 図 6-3 に示す。

6.3 燃料集合体内出力分布

出力運転時の燃料集合体の出力及び燃料集合体内出力分布は制御棒の有無により変化する。

この他にチャンネル内ボイド量、燃料集合体の燃焼度、可燃性中性子吸収物質であるガドリニア入り燃料棒の位置等も燃料集合体内出力分布に影響を与える因子となる。

図 6-4 に各燃料集合体タイプの燃料棒配列及び濃縮度分布、図 6-5 にガドリニア分布を示す。

一般に燃焼初期においてはガドリニアの中性子吸収によりガドリニア入り燃料棒の出力は低く、ガドリニアが燃えつきた後の高い燃焼時点では、ガドリニア入り燃料棒は燃料集合体内出力分布に大きな影響を与えない。

6.2.1項の単位燃料集合体核計算で述べた方法により求めた局所ピーキング係数の燃焼に伴う変化例を 図 6-6 に示す。また、R 因子の燃焼に伴う変化例を 図 6-7 に示す。

6.4 炉心内出力分布

正しい数値

炉心は、764 体の燃料集合体、185 本の制御棒及び軽水減速冷却材により構成される。

炉心の寸法は有効高さ 3708mm、等価直径 4753mm で、その形状がほぼ円柱状をなすように燃料集合体が配置される。

制御棒各 1 本のまわりに 4 体の燃料集合体が装荷されるが、これらの燃料集合体は制御棒案内管の上部に取り付けた燃料支持金具で支持される。

燃料集合体の上部は上部格子板で保持される。また、炉心は炉心シュラウドでダウンカムから分離されている。

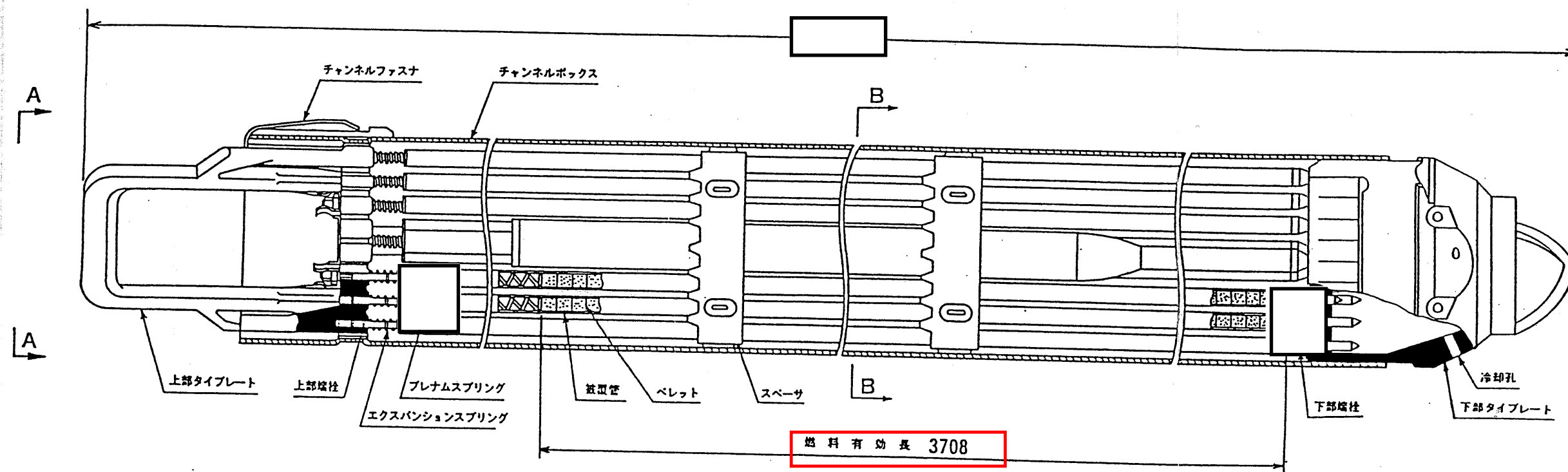
炉心内には、その他炉内中性子検出器が設置されている。炉心配置を 図 6-8、炉心内燃料集合体配置を 図 6-9 に示す。

沸騰水型原子炉では、運転中の軸方向出力分布は制御棒の炉心下方向からの挿入と軸方向ボイド分布の二つの効果によって平坦化され、また、ウラン濃縮度及びガドリニア濃度を軸方向に変化させることにより更に平坦化を図っている。半径方向の出力分布は、制御棒の適切な配置により平坦化される。

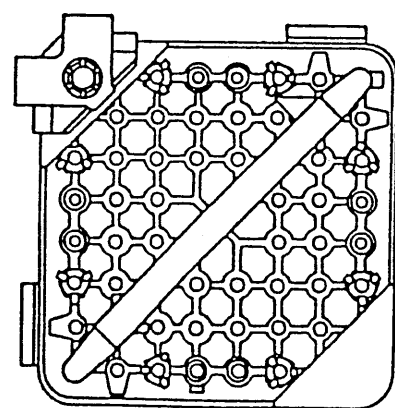
出力変更は、制御棒と炉心流量制御により行われ、このうち制御棒は主として、長期間の燃焼に伴う反応度変化の補償に使用される。

6.2.2 項の全炉心核熱水力特性計算で述べた方法により求めた第 20 サイクル初期及

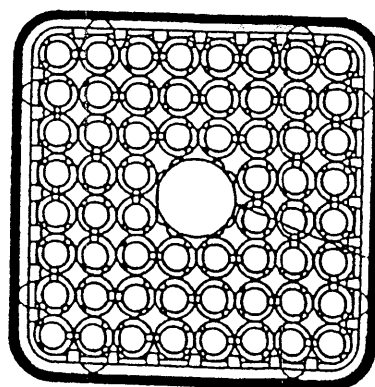
修正不要



正しい数値



A~A矢視図

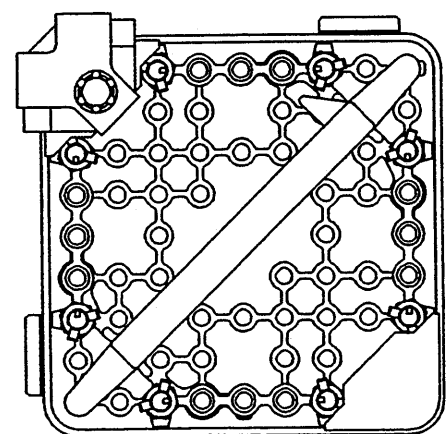
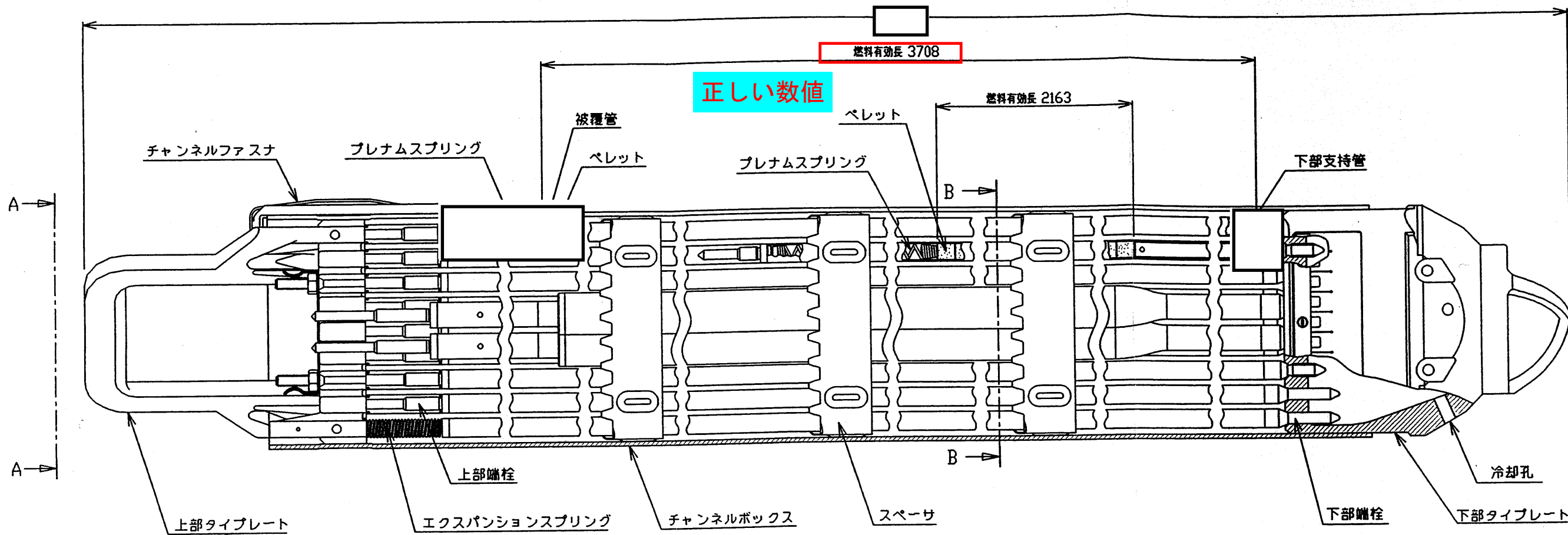


B~B断面図

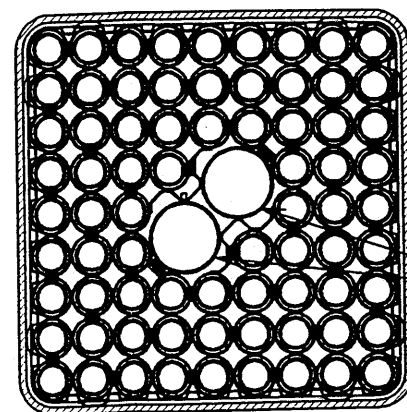
ウォーターロッド

東海第二発電所	
工事計画認可申請書	第1図
高燃焼度 8 × 8 燃料 燃料集合体構造図	
日本原子力発電株式会社	

修正不要



A-A矢视图

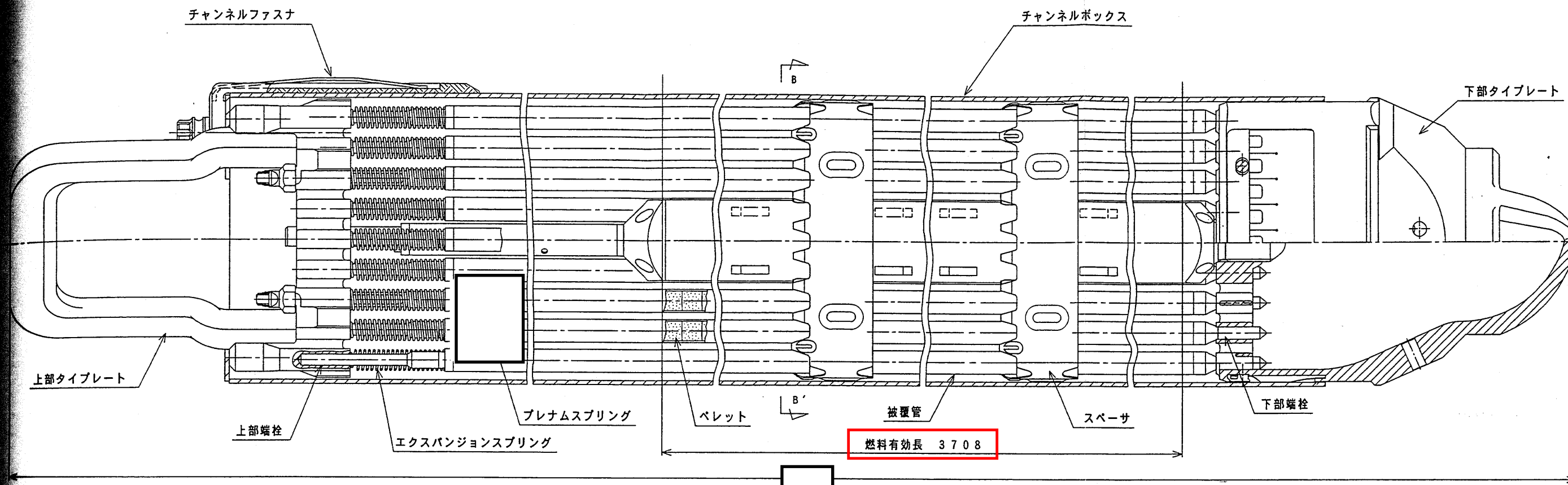


ウォーターロッド

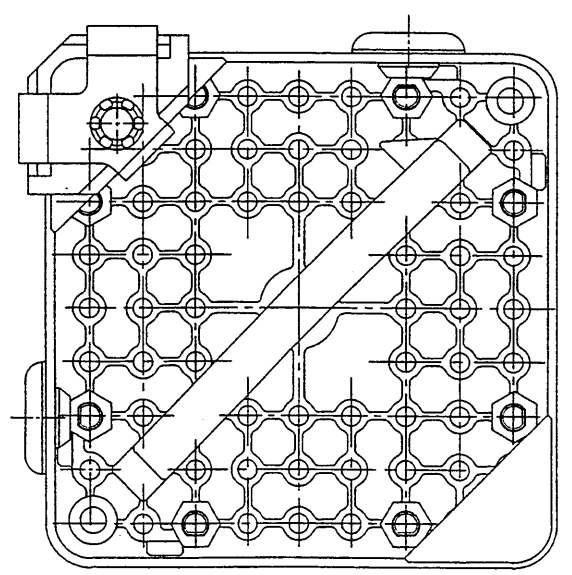
B-B断面図

東海第二発電所	
工事計画認可申請書	第2図
9 × 9 燃料 (A型) 燃料集合体構造図	
日本原子力発電株式会社	

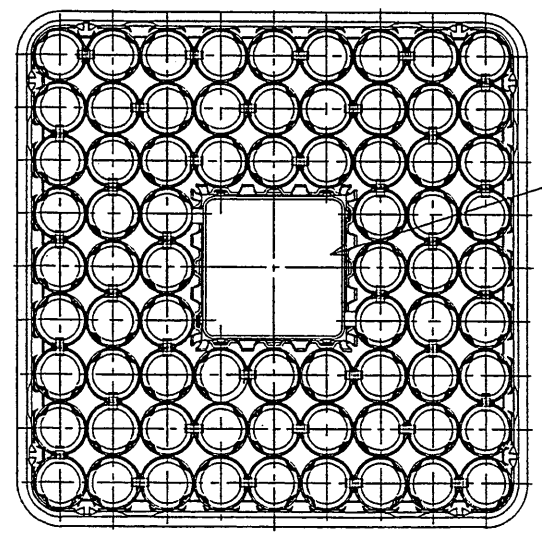
修正不要



正しい数値



A-A' 矢視図



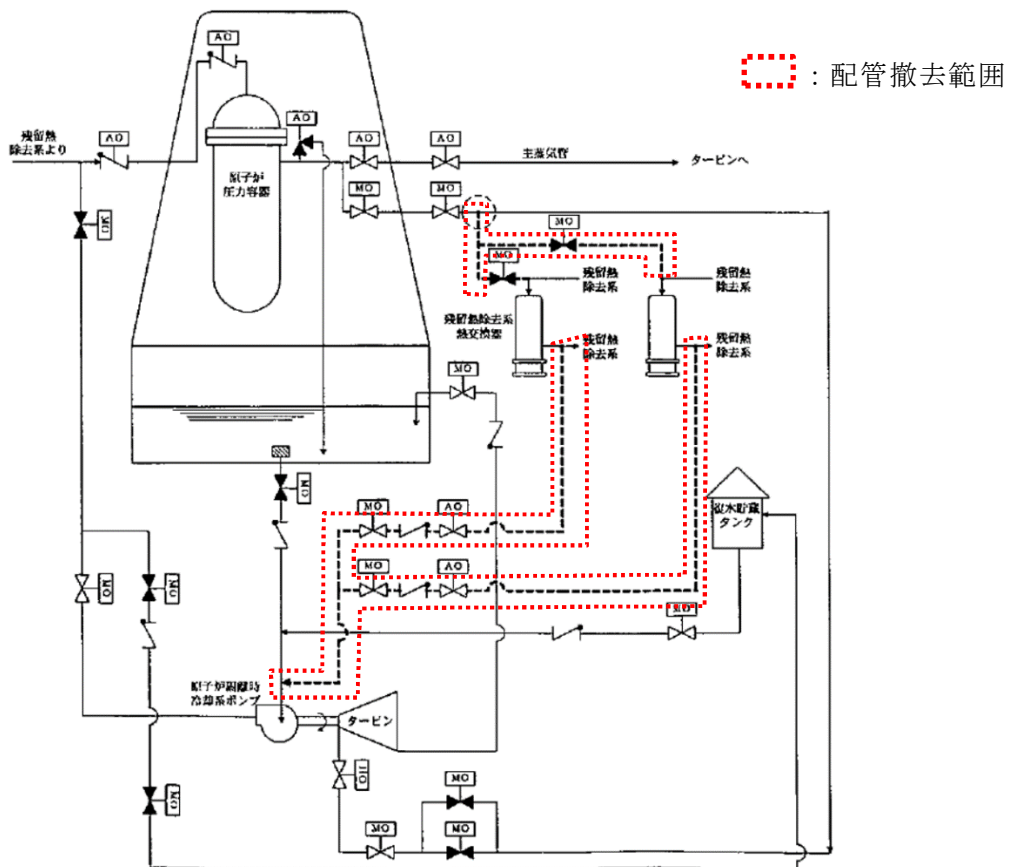
ウォーターチャンネル

B-B' 矢視図

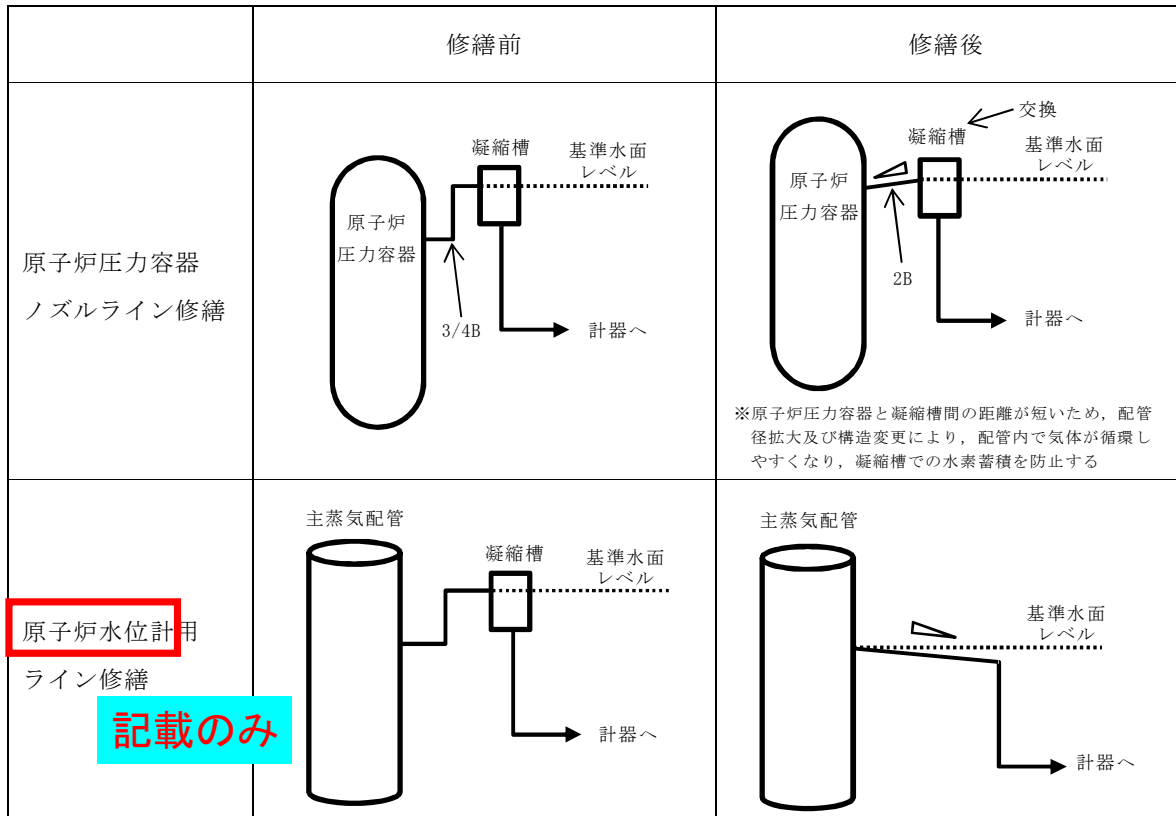
東海第二発電所	
工事計画認可申請書	第3図
9x9燃料(B型)	
燃料集合体構造図	
日本原子力発電株式会社	

第 1-6 表 放射線分解による水素蓄積防止対策の実施状況

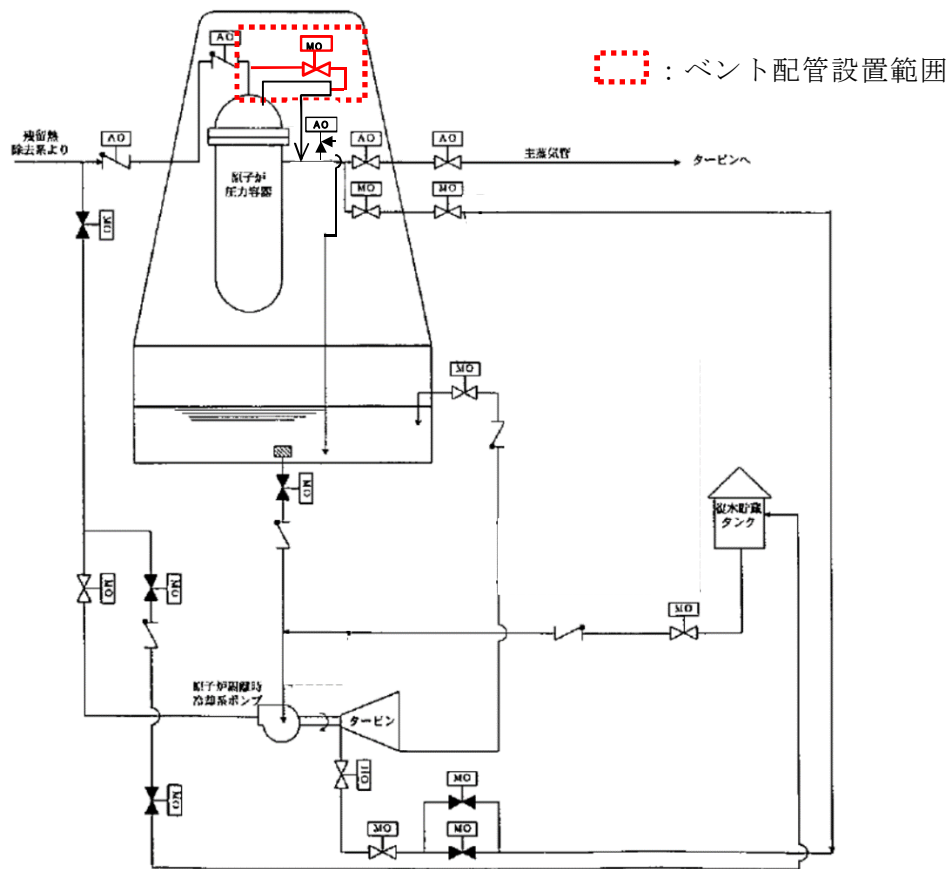
対策箇所	対策内容	対策実施根拠	実施状況
・ 残留熱除去系蒸気凝縮系配管 ・ 原子炉水位計等計装配管	・ 配管撤去及び取替	経済産業省指示文書 「中部電力株式会社浜岡原子力発電所第 1 号機の余熱除去系配管破断に関する再発防止対策について」(平成 14 年 5 月)	実施済
・ 原子炉压力容器頂部スプレイ配管	・ ベント配管を設置	(社)火力原子力発電技術協会 「BWR 配管における混合ガス(水素・酸素)蓄積防止に関するガイドライン」(平成 17 年 10 月)	実施済



第 1-8 図 残留熱除去系蒸気凝縮系配管撤去の概要



第 1-9 図 原子炉水位計等計装配管修繕の概要



第 1-10 図 原子炉圧力容器頂部スプレィ配管追設の概要

第1-11表 制御室外原子炉停止装置による監視・操作機能

設置場所	
監視計器	<div style="border: 1px solid red; padding: 2px;">原子炉水位計</div> <div style="background-color: cyan; padding: 2px; display: inline-block;">記載のみ</div> 原子炉圧力計 サプレッションプール水位計 サプレッションプール温度計 ドライウェル圧力計
原子炉減圧系	主蒸気逃がし弁3弁
高圧炉心注水系	原子炉隔離時冷却系
残留熱除去系	残留熱除去系(A)
低圧注水系	残留熱除去系(A)
残留熱除去系海水系	残留熱除去系海水系ポンプ(A), (C)
電源設備	非常用交流電源(2C系)

② 原子炉格納容器内の系統分離(別紙1資料8)

原子炉格納容器内は、プラント運転中については、窒素が封入され雰囲気が不活性化されていることから、火災の発生は想定されない。

一方で、窒素が封入されていない期間のほとんどは原子炉が低温停止に到達している期間であるが、わずかではあるものの原子炉が低温停止に到達していない期間もあることを踏まえ、以下のとおり火災の影響軽減対策を講じる。

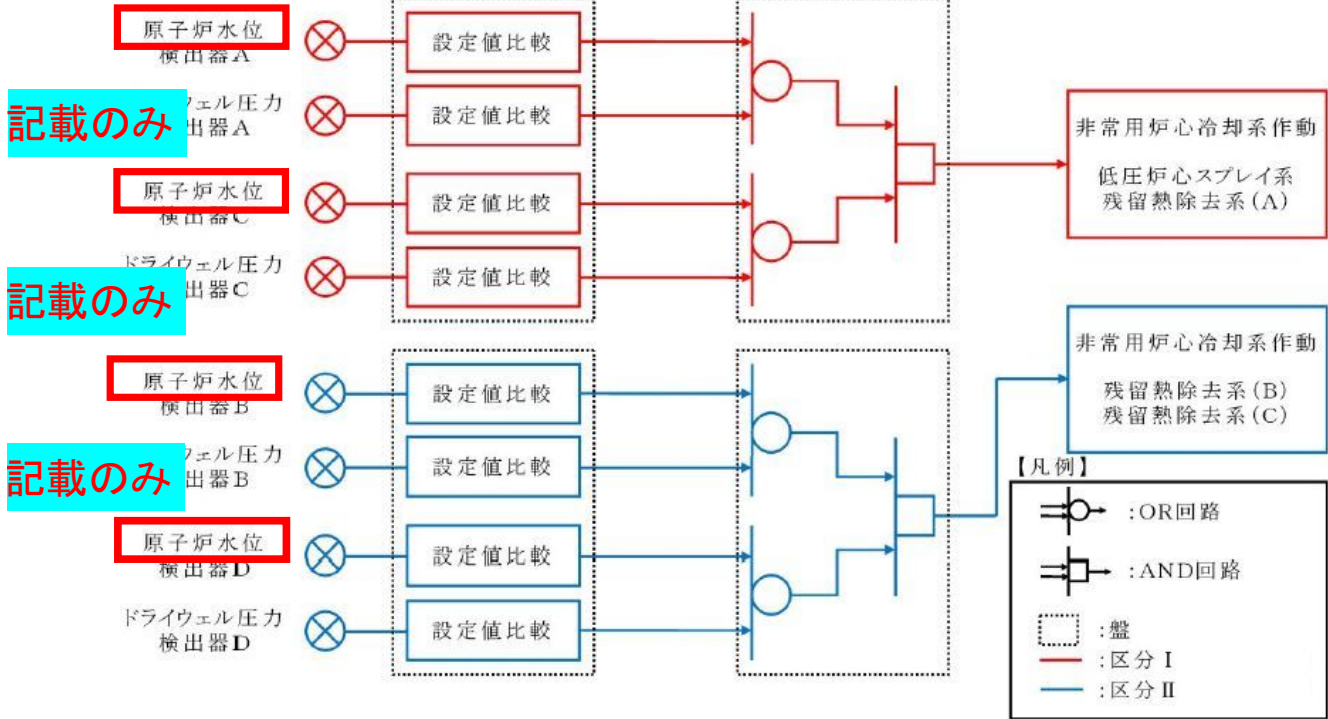
なお、原子炉格納容器内での作業に伴う持込み可燃物について、持込み期間・可燃物量・持込み場所等を管理する。また、原子炉格納容器内の油内包設備、分電盤等については、金属製の筐体やケーシングで構成すること、発火性又は引火性物質である潤滑油を内包する設備は溶接構

第1表 重要度が特に高い安全機能を有するもの（2 / 2）

実用発電用原子炉及びその付属施設の位置、構造及び設備の基準に関する規則の解釈	重要度が特に高い安全機能を有するもの JEAG 4612 2010	原子炉の安全停止機能	放射性物質貯蔵等の機能	防護対策必要機器
圧縮空気供給機能	逃がし安全弁（駆動用窒素源）	○	-	×
	自動減圧系（駆動用窒素源）	○	-	×
	主蒸気隔離弁駆動用窒素源	-	-	×
原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の隔離機能	原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する機器（隔離弁）	○	-	○
原子炉格納容器バウンダリを構成する配管の隔離機能	原子炉格納容器隔離弁及び格納容器バウンダリ配管	-	○	×
原子炉停止系に対する作動信号（常用系として作動させるものを除く）の発生機能	原子炉緊急停止の安全保護回路	○	-	○ ^{※2}
工学的安全施設に分類される機器若しくは系統に対する作動信号の発生機能	非常用炉心冷却系の安全保護回路	○	-	○ ^{※2}
	主蒸気隔離の安全保護回路 原子炉格納容器隔離の安全保護回路	-	○	×
	原子炉建屋ガス処理系作動の安全保護回路	-	○	○ ^{※1, 2}
事故時の原子炉の停止状態の把握機能	中性子束（起動領域モータ）	○	-	○
	原子炉スクラム用電磁弁接触器の状態、制御棒の位置	○	-	×
事故時の炉心冷却状態の把握機能	原子炉水位（広帯域、燃料域） 原子炉圧力	○	-	○
事故時の放射能閉じ込め状態の把握機能	原子炉格納容器圧、 サブプレッションプール水温度 原子炉格納容器エリア放射線量率	○	-	○
事故時のプラント操作のための情報の把握機能	[低温停止へ移行] 原子炉圧力、原子炉水位（広帯域） [ドライウェルスプレイ] 原子炉水位（広帯域、燃料域）	○	-	○
	原子炉格納容器圧力 [サブプレッションプール冷却] 原子炉水位（広帯域、燃料域）、 サブプレッションプール水温度 [可燃性ガス濃度制御系] 原子炉格納容器水素濃度 原子炉格納容器酸素濃度 放射能監視設備	○	-	○
		-	○	×

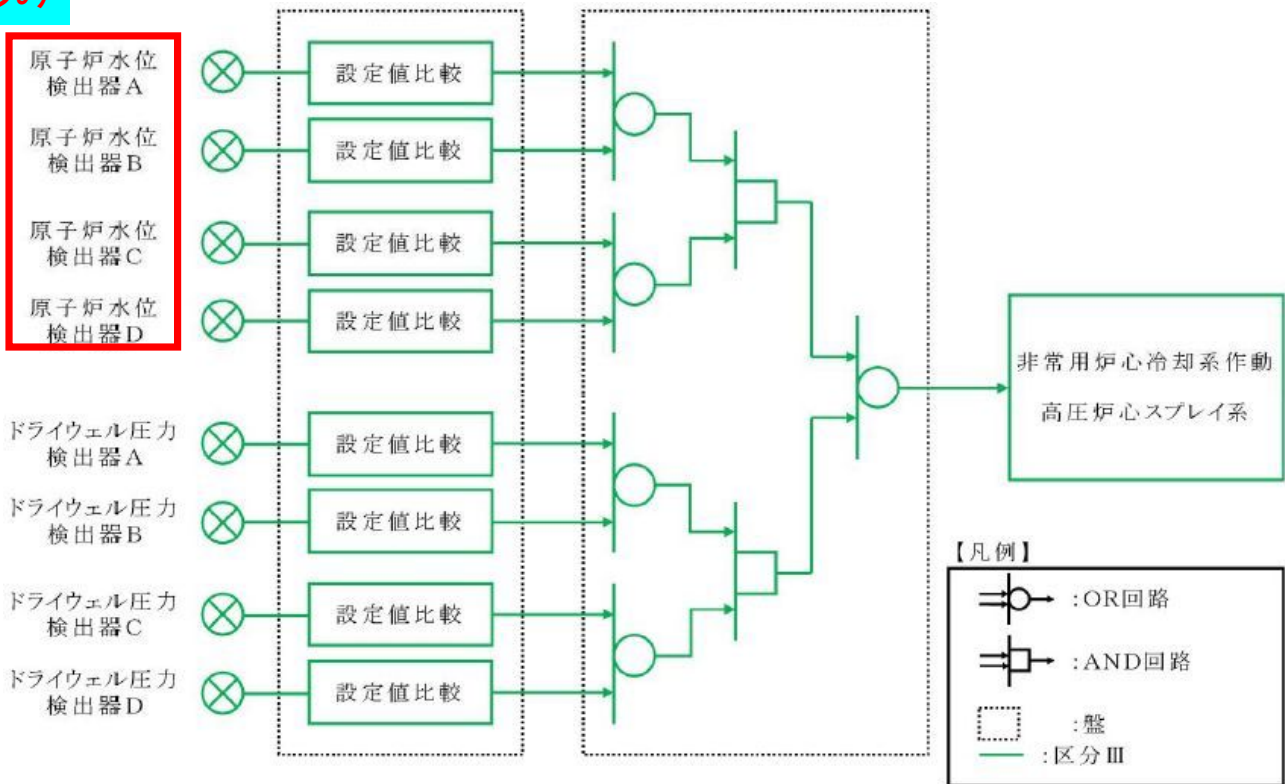
○：火災防護対象機器として防護対策が必要な機器
 ×：火災防護対象系統の機器ではあるが、火災によっても原子炉の安全停止機能に影響をおよぼさないため追加の防護対策が不要な機器
 ※1：放射性物質貯蔵等の機能を有する火災防護対象機器のため、火災の影響軽減として区分分離を実施していないもの
 ※2：機能要求時に火災によって機能喪失させないように火災防護及び火災区域の分離を実施しているもの

記載のみ



非常用炉心冷却系の安全保護回路(低圧炉心スプレイ系, 残留熱除去系)

記載のみ



非常用炉心冷却系の安全保護回路(高圧炉心スプレイ系)

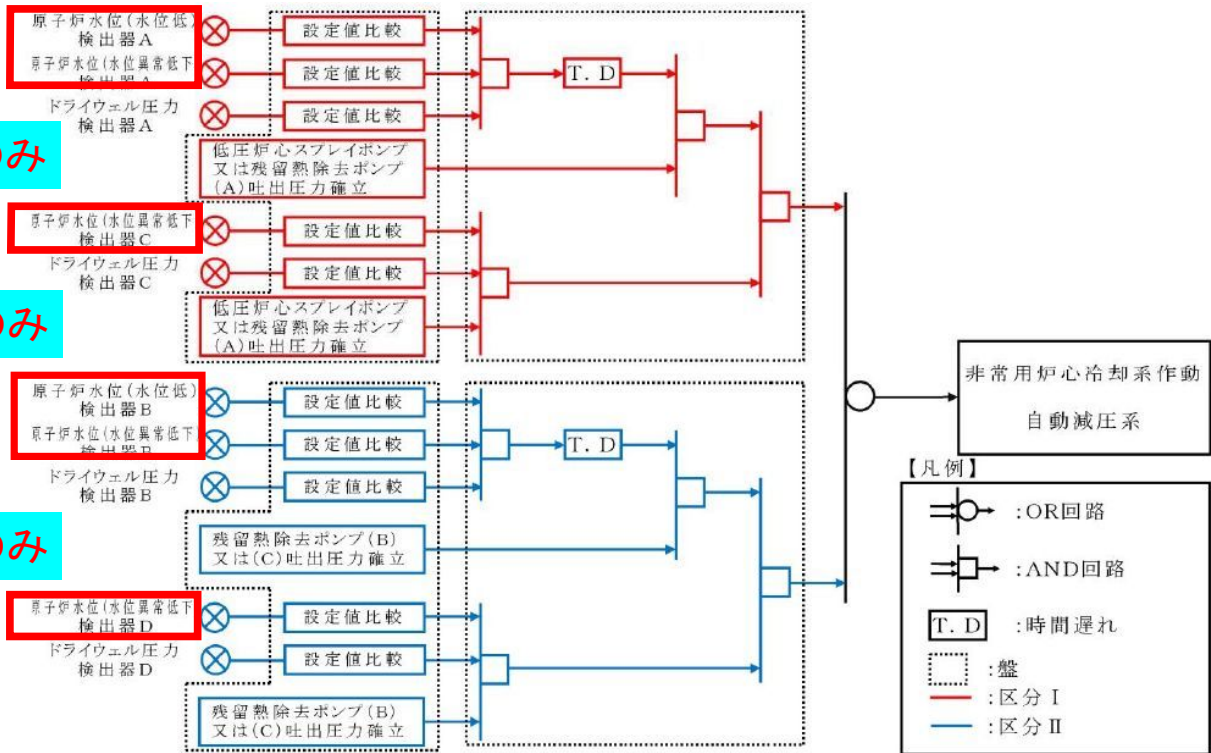
第 17 図 非常用炉心冷却系の安全保護回路 系統概略図

記載のみ

記載のみ

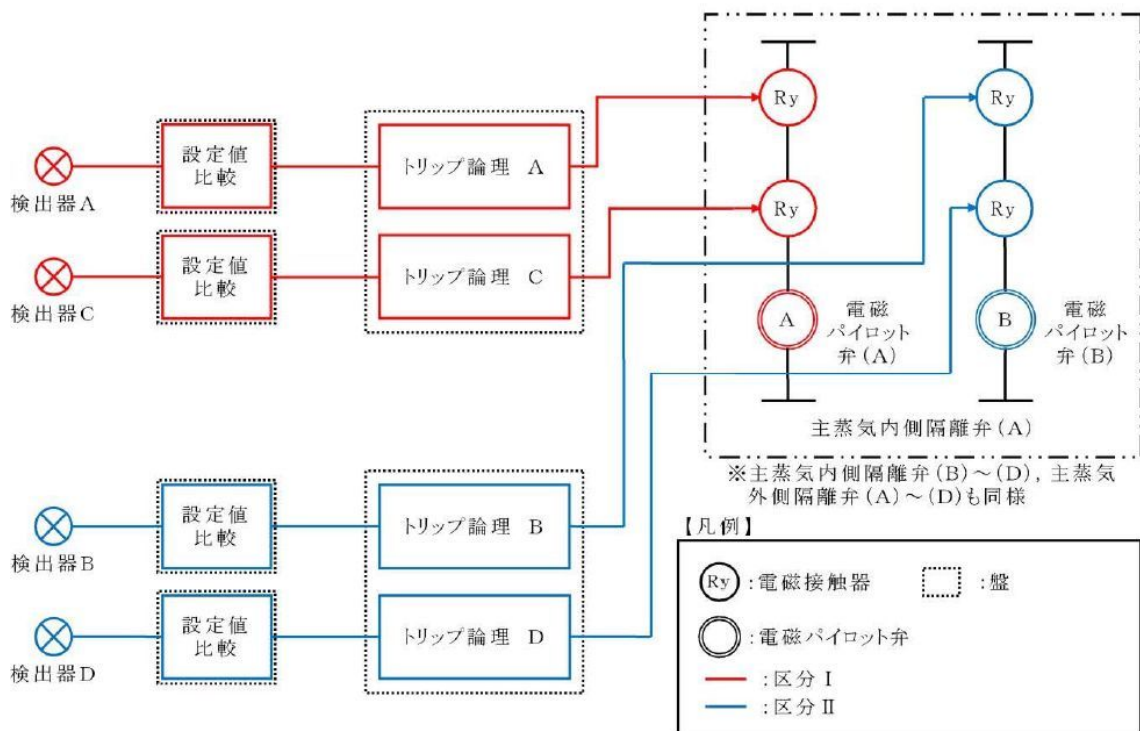
記載のみ

記載のみ



非常用炉心冷却系の安全保護回路(自動減圧系)

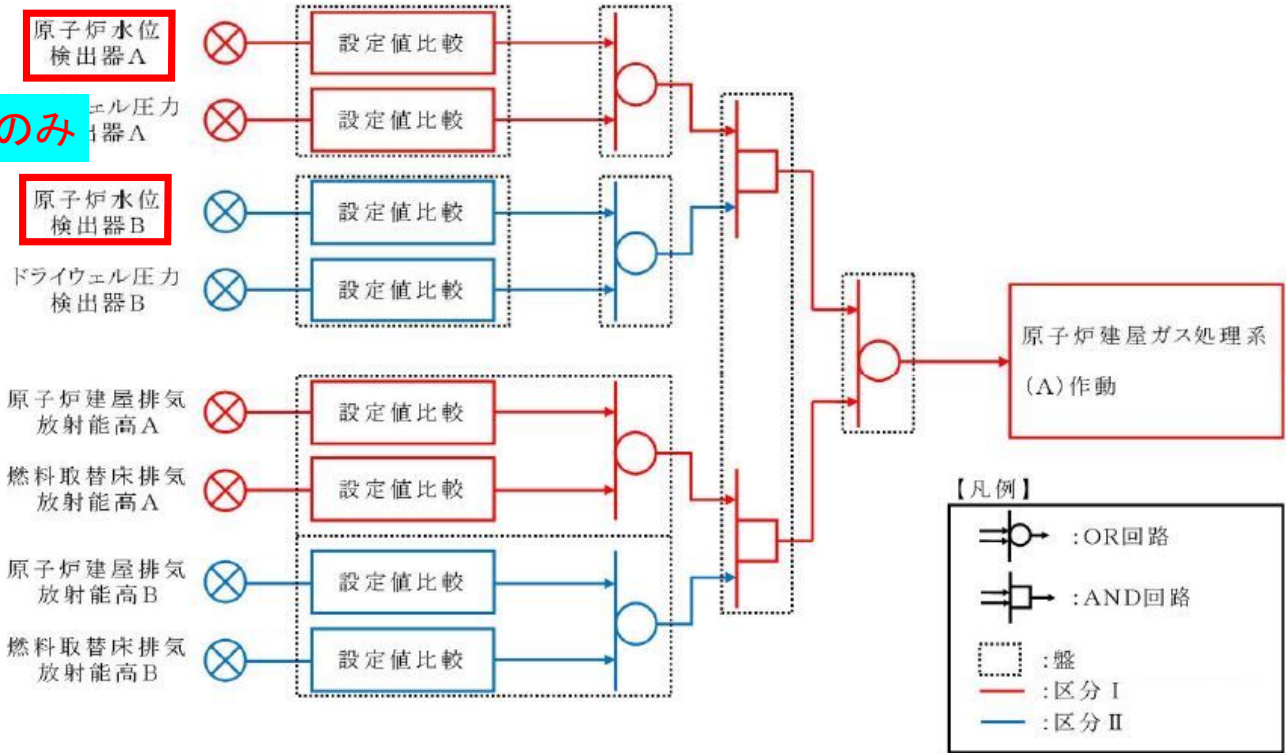
第 18 図 非常用炉心冷却系の安全保護回路 系統概略図



第 19 図 主蒸気隔離の安全保護回路 系統概略図

記載のみ

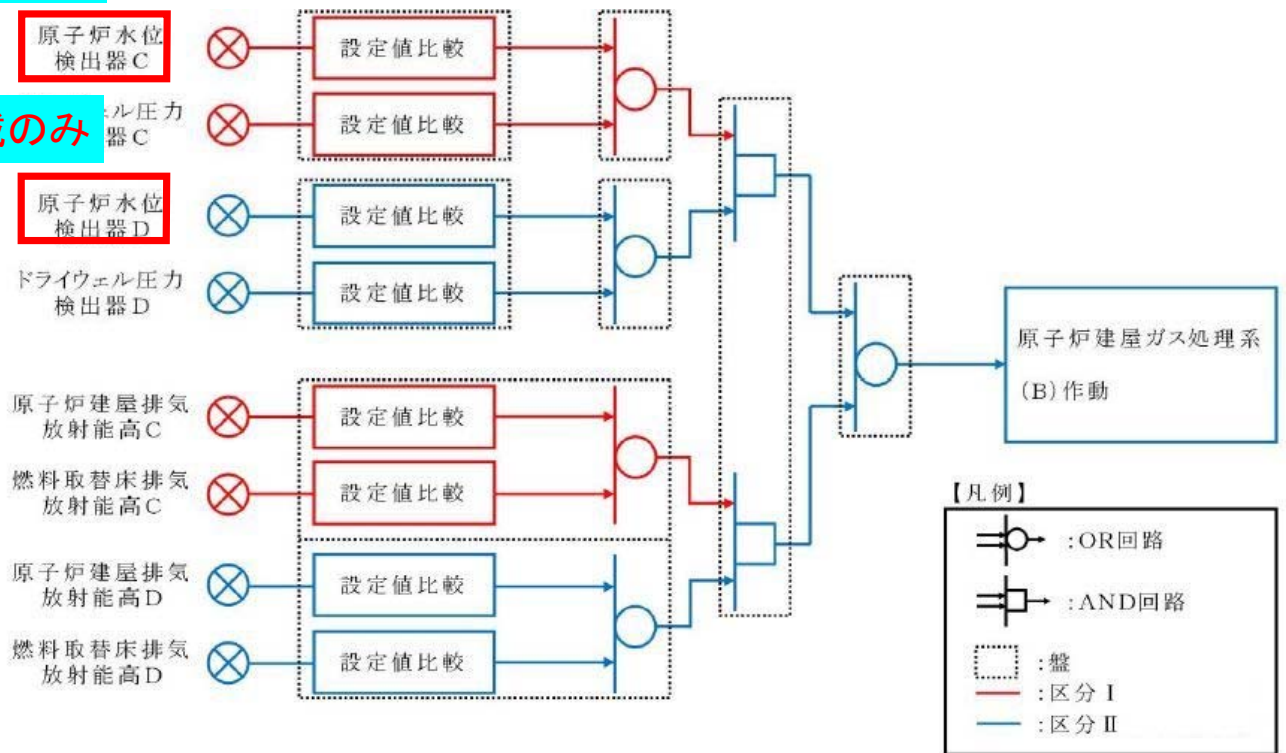
記載のみ



原子炉建屋ガス処理系 (A) 作動の安全保護回路

記載のみ

記載のみ



原子炉建屋ガス処理系 (B) 作動の安全保護回路

第 21 図 原子炉建屋ガス処理系の安全保護回路 系統概略図

⑬ 事故時のプラント操作のための情報の把握機能

事故時のプラント操作のための情報の把握機能は「事故時監視計器の一部（原子炉圧力，原子炉水位（広帯域，燃料域），原子炉格納容器圧力，サブプレッション・プール水温度，原子炉格納容器水素濃度，原子炉格納容器酸素濃度，放射能監視設備）」**記載のみ**である。

こられ監視計器のうち，原子炉圧力，原子炉水位（広帯域，燃料域），原子炉格納容器圧力，サブプレッション・プール水温度，原子炉格納容器水素濃度**記載のみ**に**記載のみ**災防護対象機器等として火災防護に係る審査基準に基づき火災発生防止対策，感知・消火対策，火災の影響軽減対策をそれぞれ実施する。

原子炉格納容器酸素濃度，放射能監視設備（主排気筒放射線モニタ）は，検出器を多重化し位置的分散を図る設計とする。また，電路についても IEEE384 に準じて電線管の使用等により分離して配置する設計とすることから，火災により複数の区分が同時に機能喪失する可能性はきわめて小さい（第 25 図）。さらに，火災防護に係る審査基準に基づき火災発生防止対策として難燃ケーブルの使用等の対策を講じる設計とする。

したがって，火災により複数の区分が同時に機能を喪失することはなく，火災が発生した場合においても，独立した複数の機能を有していると考ええる。

重要度分類指針		東海第二発電所				
分類	定義	機能	構築物、系統又は機器	原子炉の安全停止に必要な機能	火災による機能影響*	
	機器の損傷又は故障により敷地周辺公衆に与える放射線の影響を十分小さくする構築物、系統及び機器	1) 放射性物質放出の防止機能 2) 放射性物質放出の防止機能	機器又は機器	サブプレッジョン・プールストレナー ・封水ポンプ、封水ライン配管、弁 ・ポンプテスタライン配管、弁	—	—
			放射性気体廃棄物処理系の隔離弁、排気筒(非常用ガス処理系排気管の支持機能以外)	放射性気体廃棄物処理系(オフガス系)隔離弁 排気筒(原子炉建屋ガス処理系配管の支持機能以外の部分) 燃料プール冷却浄化系の燃料プール入口逆止弁 原子炉建屋原子炉棟 直接関連系(原子炉建屋) 間接関連系(原子炉建屋)	— — — — — —	— — — — — —
MS-2	1) PS-2の構築物、系統及び機器の損傷又は故障により敷地周辺公衆に与える放射線の影響を十分小さくする構築物、系統及び機器	燃料集合体落下事故時放射能放出を低減する系 燃料集合体落下事故時放射能放出を低減する系	原子炉建屋ガス処理系	乾燥装置(乾燥機能部分) 排気筒(原子炉建屋ガス処理系配管の支持機能)	— — —	— — —
			間接関連系(原子炉建屋ガス処理系)	・フィルタ装置スペースヒータ	—	—
	2) 異常状態への対応上特に重要な構築物、系統及び機器	1) 事故時のプラント状態の把握機能	中性子束(起動領域計装) 原子炉スクラム用電磁接触器の制御棒位置 原子炉水位(広帯域、燃料域) 原子炉圧力	記載のみ	○ ○	○ ○
			事故時監視計器の一部	原子炉格納容器圧力 サブプレッジョン・プール水温度 原子炉格納容器エリア放射線量率(高レンジ) [低温停止への移行] 原子炉圧力 原子炉水位(広帯域) 「サブプレッジョン・プール溢却」 原子炉水位(広帯域、燃料域) 「サブプレッジョン・プール水温度」	記載のみ	○ ○ ○ ○ ○ ○

*各系統から抽出された機器に対して、火災による原子炉の安全停止に必要な機能への影響を考慮し、重要度に応じて図るべき火災防護対策を個別に評価した結果を添付資料5に示す。

東海第二発電所

名称 火災区域の配置を明示した図面 (その5)

日本原子力発電株式会社

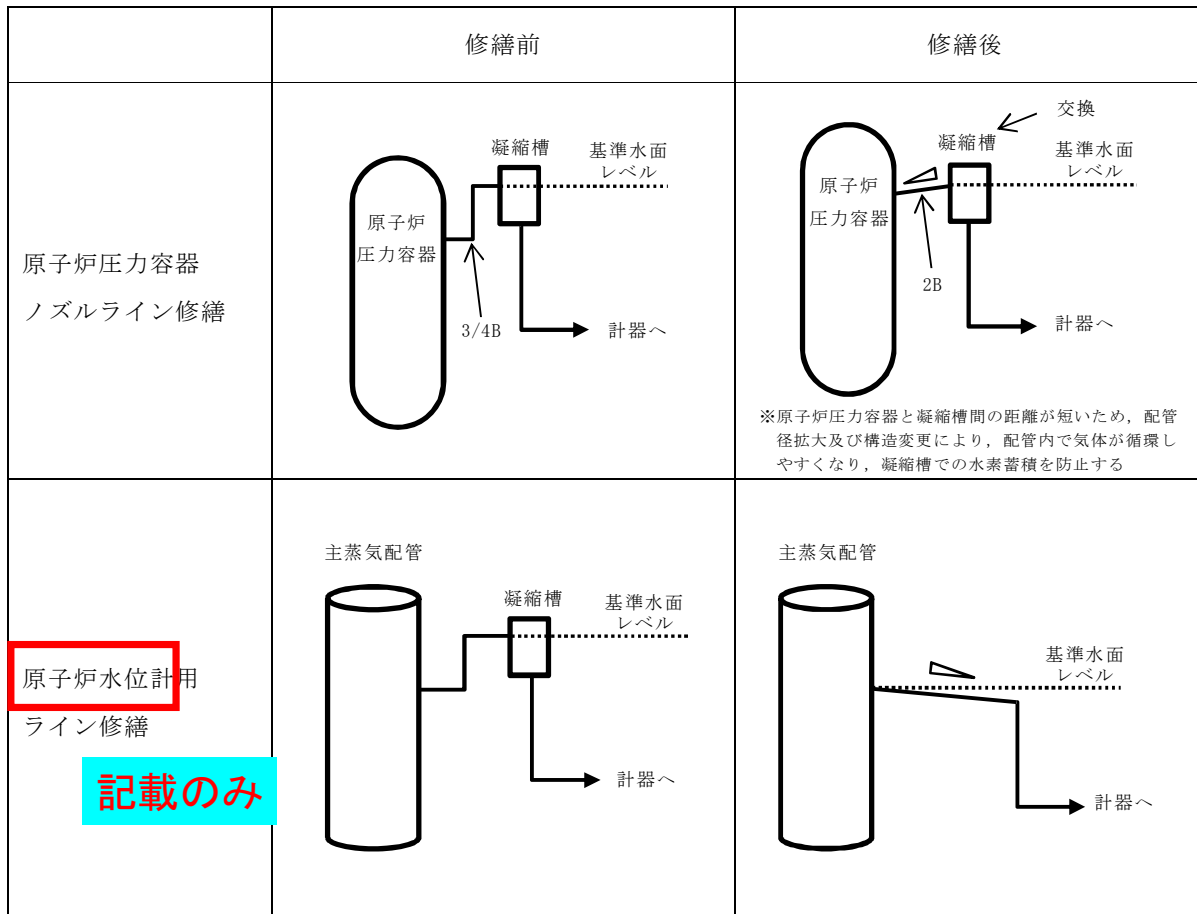
第1表 異なる区分の区域に設置されている機器及び系統分離対策 (3 / 4)

区域番号	場所	設置場所 区画(部屋)	機種	異区分設置機器	系統分離対策

[系統分離対策凡例]

- a. 3時間以上の耐火能力を有する隔壁等による分離
- b. 6m+火災感知・自動消火設備
- c. 1時間の耐火能力を有する隔壁等+火災感知+自動消火設備

記載のみ



第 8-4 図 原子炉水位計等計装配管修繕の概要

機能	機器番号	機器名称	種類	火災防護対策要否	火災による機能への影響評価
原子炉停止後の除熱機能		逃がし安全弁(K)※	空気作動弁	要	逃がし安全弁は ADS 機能付電磁弁により、安全停止に必要な機能を確保する。なお、当該電磁弁は低温停止時に機能要求がなく、逃がし安全弁自体は不燃材で構成されているため、火災によって影響を受けない。
		逃がし安全弁(L)※	空気作動弁	要	
		逃がし安全弁(R)※	空気作動弁	要	
		RCIC 蒸気ライン内側隔離弁	電動弁	要	低温停止時は機能要求なし
原子炉停止後の除熱機能／炉心冷却機能		RHR 停止時冷却内側隔離弁	電動弁	要	
プロセス監視		起動領域計装(検出器)	中性子束計装設備	要	
		起動領域計装(検出器)	中性子束計装設備	要	
		起動領域計装(検出器)	中性子束計装設備	要	
		起動領域計装(検出器)	中性子束計装設備	要	
		起動領域計装(検出器)	中性子束計装設備	要	
		起動領域計装(検出器)	中性子束計装設備	要	
		起動領域計装(検出器)	中性子束計装設備	要	
		起動領域計装(検出器)	中性子束計装設備	要	
		起動領域計装(検出器)	中性子束計装設備	要	
		原子炉水位(広帯域)	水位計装設備	要	低温停止時は機能要求なし
		原子炉水位(広帯域)	水位計装設備	要	低温停止時は機能要求なし
		原子炉水位(燃料域)	水位計装設備	要	低温停止時は機能要求なし
		原子炉水位(燃料域)	水位計装設備	要	低温停止時は機能要求なし
		原子炉圧力	水位計装設備	要	低温停止時は機能要求なし
		原子炉圧力	水位計装設備	要	低温停止時は機能要求なし
		サブプレッション・プール水温度	温度計装設備	要	
		サブプレッション・プール水温度	温度計装設備	要	
サブプレッション・プール水温度	温度計装設備	要			

記載のみ

重要度分類指針		東海第二発電所 原子炉の安全停止に必要な機能	
分類	定義	構造物、系統又は機器	火災による機能影響*
PS-3	1) 異常状態の起因事象となるものであつて、PS-1及びPS-2以外の構造物、系統及び機器 2) 異常状態への対応上特に重要な構造物、系統及び機器	機能 1) 事故時のプラント状態の把握機能 事故時監視計器の一部	— (放射性物質の貯蔵又は閉じ込め機能に係らない機能)
		構造物、系統又は機器 ・中性子束(起動領域計装) ・原子炉スクラム用電磁接触器の状態 ・制御棒位置 ・原子炉水位(広帯域、燃料域) ・原子炉圧力 ・原子炉格納容器圧力 ・サブプレッション・プールの水温度 ・原子炉格納容器エリア放射線量率(高レンジ) 「低温停止への移行」 ・原子炉圧力 ・原子炉水位(広帯域) 「サブプレッション・プール冷却」 ・原子炉水位(広帯域、燃料域) ・サブプレッション・プールの水温度 「ドライアウト・サブプレイ」 ・原子炉水位(広帯域、燃料域) ・原子炉格納容器圧力 [可燃性ガス濃度制御系起動] ・原子炉格納容器水素濃度 ・原子炉格納容器酸素濃度	
	2) 異常状態への対応上特に重要な構造物、系統及び機器	機能 2) 異常状態の緩和機能 3) 制御室外から安全停止機能	— (放射性物質の貯蔵又は閉じ込め機能に係らない機能)
	1) 異常状態の起因事象となるものであつて、PS-1、PS-2以外の構造物、系統及び機器	機能 1) 原子炉冷却材保持機能(PS-1, PS-2以外のもの) 2) 原子炉冷却材の循環機能	— (放射性物質の貯蔵又は閉じ込め機能に係らない機能)

※各系統から抽出された機器に対して、火災による放射性物質の貯蔵又は閉じ込めに必要な機能への影響を考慮し、火災防護対策の要否を個別に評価した結果を添付資料2に示す

修正不要

615

東海第二発電所

名称 火災区域(区画)番号を明示した図面(その5)

日本原子力発電株式会社

火災区域特性表 I

火災区域特性表のまとめ					1/1
プラント	NT-2	建屋	原子炉建屋	火災区域番号	R-6

--	--	--	--	--	--



火災 区域 番号	安全 保護系	原子炉 停止系	工学的 安全施設等	非常用 所内電源系	事故時 監視計器	残留熱 除去系	最終的な 熱の逃し 場	補助設備	評価結果			
									高温 停止	低温 停止	確認事項	

火災 区域 番号	安全 保護系	原子炉 停止系	工学的 安全施設等	非常用 所内電源系	事故時 監視計器	残留熱 除去系	最終的な 熱の逃し 場	補助設備	評価結果			
									高温 停止	低温 停止	確認事項	

○：火災影響なし（安全機能確保）， —：火災影響あり（安全機能喪失）

火災 区域 番号	安全 保護系	原子炉 停止系	工学的 安全施設等	非常用 所内電源系	事故時 監視計器	残留熱 除去系	最終的な 熱の逃し 場	補助設備	評価結果			
									高温 停止	低温 停止	確認事項	

火災 区域 番号	安全 保護系	原子炉 停止系	工学的 安全施設等	非常用 所内電源系	事故時 監視計器	残留熱 除去系	最終的な 熱の逃し 場	補助設備	評価結果			
									高温 停止	低温 停止	確認事項	

火災 区域 番号	安全 保護系	原子炉 停止系	工学的 安全施設等	非常用 所内電源系	事故時 監視計器	残留熱 除去系	最終的な 熱の逃し 場	補助設備	評価結果			
									高温 停止	低温 停止	確認事項	

火災 区域 番号	安全 保護系	原子炉 停止系	工学的 安全施設等	非常用 所内電源系	事故時 監視計器	残留熱 除去系	最終的な 熱の逃し 場	補助設備	評価結果			
									高温 停止	低温 停止	確認事項	

火災 区域 番号	安全 保護系	原子炉 停止系	工学的 安全施設等	非常用 所内電源系	事故時 監視計器	残留熱 除去系	最終的な 熱の逃し 場	補助設備	評価結果			
									高温 停止	低温 停止	確認事項	

火災 区域 番号	安全 保護系	原子炉 停止系	工学的 安全施設等	非常用 所内電源系	事故時 監視計器	残留熱 除去系	最終的な 熱の逃し 場	補助設備	評価結果			
									高温 停止	低温 停止	確認事項	

火災 区域 番号	安全 保護系	原子炉 停止系	工学的 安全施設等	非常用 所内電源系	事故時 監視計器	残留熱 除去系	最終的な 熱の逃し 場	補助設備	評価結果			
									高温 停止	低温 停止	確認事項	

火災 区域 番号	安全 保護系	原子炉 停止系	工学的 安全施設等	非常用 所内電源系	事故時 監視計器	残留熱 除去系	最終的な 熱の逃し 場	補助設備	評価結果			
									高温 停止	低温 停止	確認事項	

火災 区域 番号	安全 保護系	原子炉 停止系	工学的 安全施設等	非常用 所内電源系	事故時 監視計器	残留熱 除去系	最終的な 熱の逃し 場	補助設備	評価結果			
									高温 停止	低温 停止	確認事項	

火災 区域 番号	安全 保護系	原子炉 停止系	工学的 安全施設等	非常用 所内電源系	事故時 監視計器	残留熱 除去系	最終的な 熱の逃し 場	補助設備	評価結果			
									高温 停止	低温 停止	確認事項	

火災を想定する火災区画	隣接火災区画	開口部有無(注1)	火災を想定する火災区画								ターゲットに関する説明	系統分離対策	高温停止の安全停止バス	低温停止の安全停止バス	高温停止(注4)	低温停止(注4)	
			隣接火災区画														
			有する機能(注2)														
			ターゲット(注3)	1	2	3	4	5	6	7	8						
			ターゲット(注3)	1	2	3	4	5	6	7	8						

分類 (注2)

1. 安全保護系
2. 原子炉停止系
3. 工学的安全施設等
4. 非常用所内電源系
5. 事故時監視計器
6. 滞留熱除去系
7. 最終的な熱の逃し場
8. 補助設備

(注1) 隣接火災区画への火災伝播の可能性を評価し、「等価時間<耐火時間」であれば「○」とする。
 (注2) 各機能有する場合は「○」、有しない場合は「-」とする。
 (注3) 当該火災区画にターゲットが存在する場合は「○」、存在しない場合は「-」とする。
 (注4) 各機能の成功バスが成立する場合、原子炉の高温停止及び低温停止が可能であるため、「○」とする。
 なお、本評価については、重大事故等対処施設の設計等による異通部によって追加及び修正となることもある。

第3表 東海第二発電所の火災影響評価（火災区域 R-3）

火災 区域 番号	安全 保護系	原子炉 停止系	工学的 安全施設等	非常用 所内電源系	事故時 監視計器	残留熱 除去系	最終的な 熱の逃し 場	補助設備	評価結果			
									高温 停止	低温 停止	確認事項	

第3表 東海第二発電所の火災影響評価（火災区域 R-6）

火災 区域 番号	安全 保護系	原子炉 停止系	工学的 安全施設等	非常用 所内電源系	事故時 監視計器	残留熱 除去系	最終的な 熱の逃し 場	補助設備	評価結果			
									高温 停止	低温 停止	確認事項	

火災区域特性表 I

火災区域特性表のまとめ					1/1
プラント	NT-2	建屋	原子炉建屋	火災区域番号	R-6

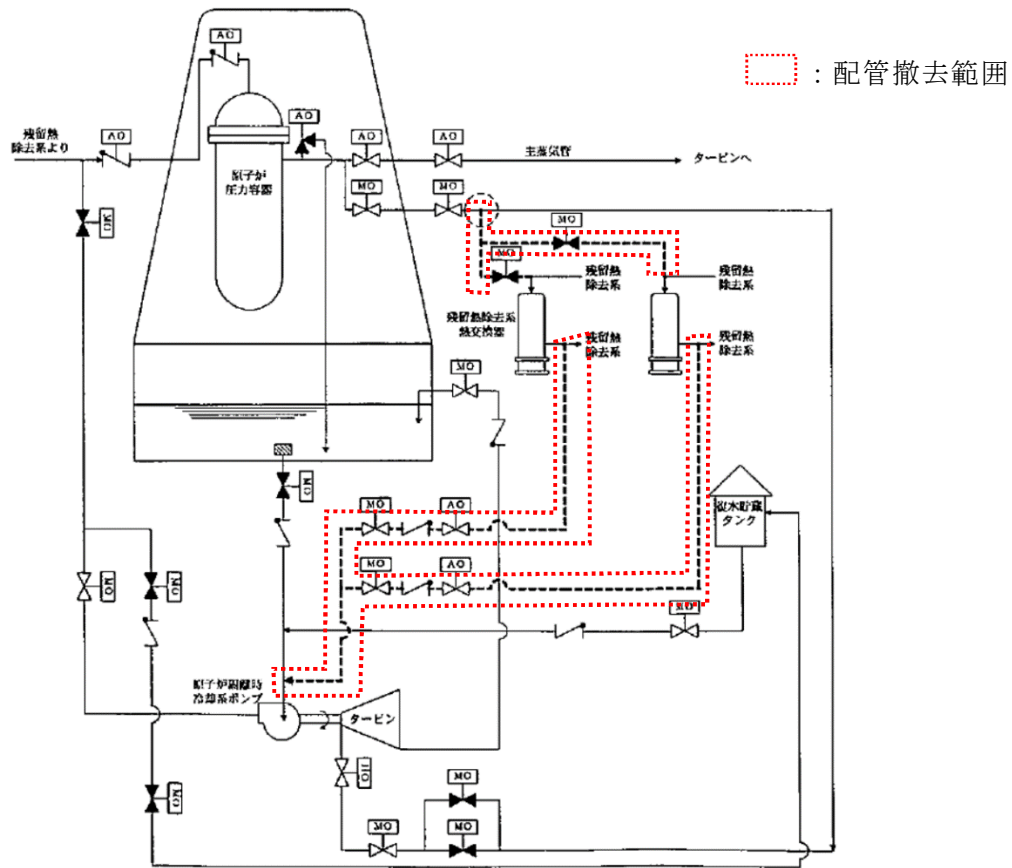
--	--	--	--	--	--

修正不要

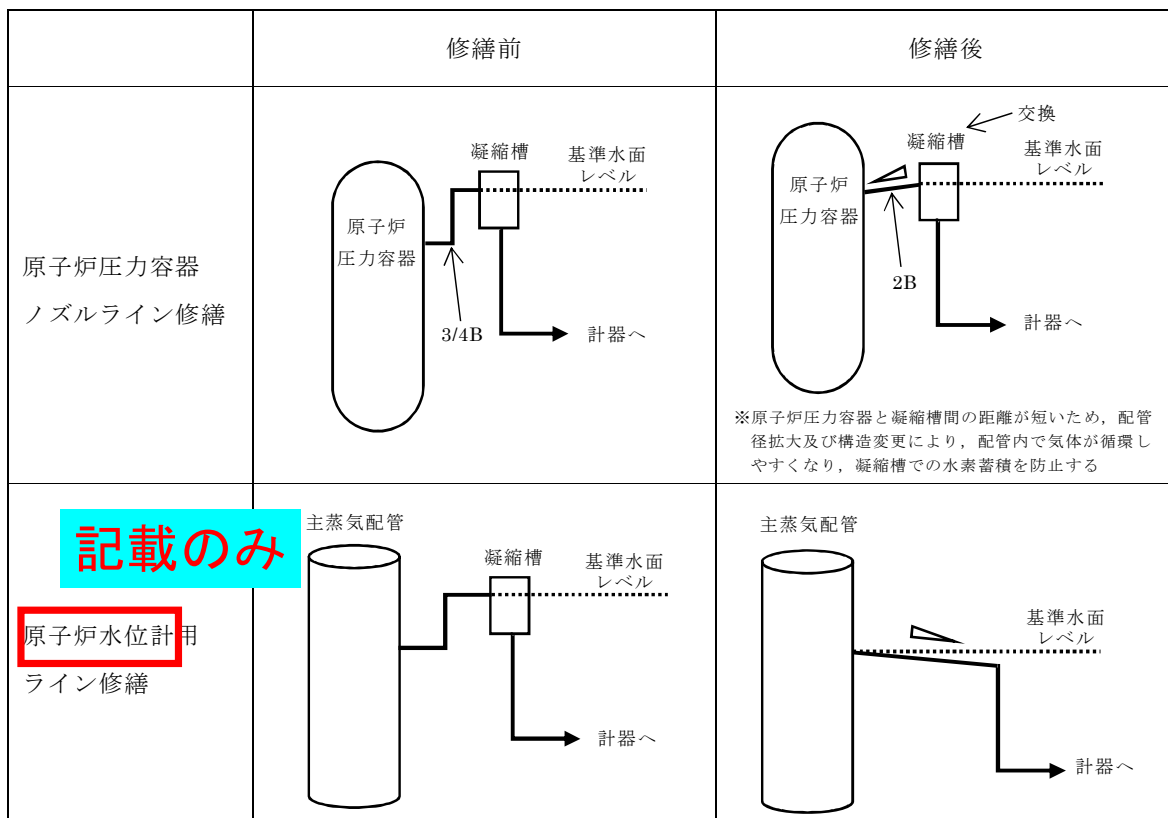
第41-1-5表 放射線分解による水素蓄積防止対策の実施状況

対策箇所	対策内容	対策実施根拠	実施状況
<ul style="list-style-type: none"> ・ 残留熱除去系蒸気凝縮系配管 ・ 原子炉水位計等計装配管 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 配管撤去及び取替 	経済産業省指示文書 「中部電力株式会社浜岡原子力発電所1号機の余熱除去系配管破断に関する再発防止対策について」(平成14年5月)	実施済
<ul style="list-style-type: none"> ・ 原子炉压力容器頂部スプレイ配管 	<ul style="list-style-type: none"> ・ ベント配管を設置 	(社)火力原子力発電技術協会 「BWR配管における混合ガス(水素・酸素)蓄積防止に関するガイドライン」(平成17年10月)	実施済

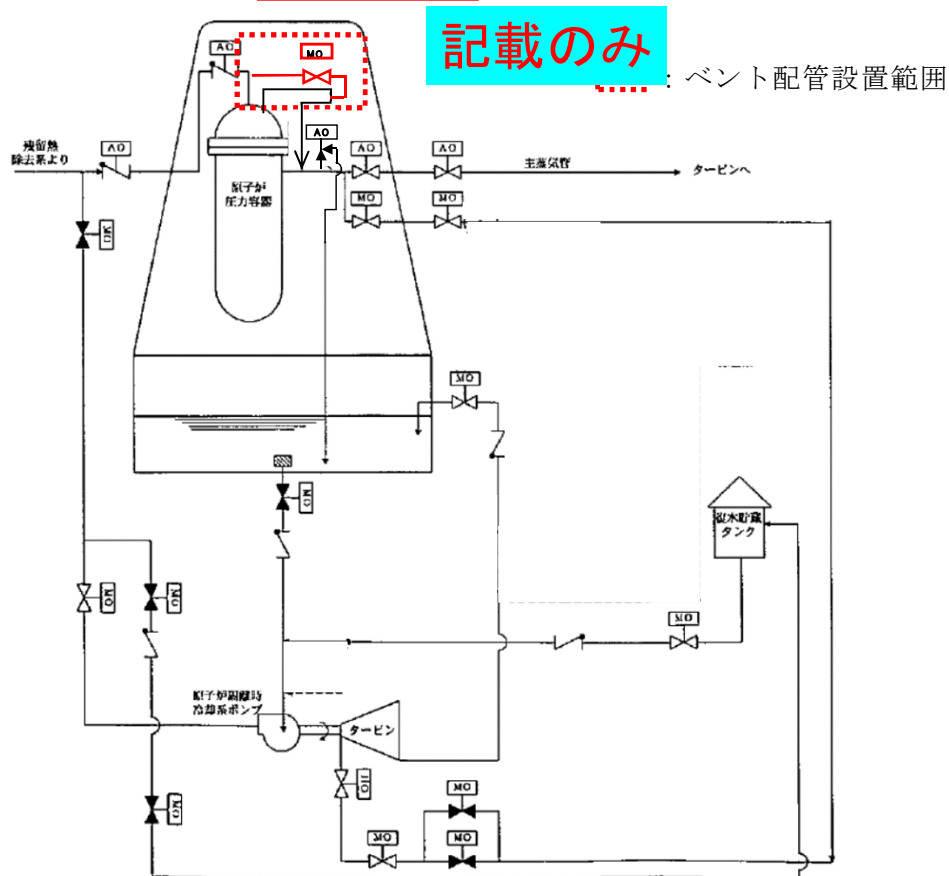
記載のみ



第41-1-9図 残留熱除去系蒸気凝縮系配管撤去の概要



第41-1-10図 原子炉水位計等計装配管修繕の概要



第41-1-11図 原子炉压力容器頂部スプレイ配管追設の概要

重大事故等対処施設一覧表（建屋内及び建屋外）（26 / 35）

関連条文	系統機能	主要設備	対策	備考
58	原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度	①	
	原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力	①	
		原子炉圧力 (SA)	①	
	原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位 (広帯域)	①	
		原子炉水位 (燃料域)	記載のみ	
		原子炉水位 (SA 広帯域)	①	
		原子炉水位 (SA 燃料域)	記載のみ	
	原子炉圧力容器への注水量	高压代替注水系系統流量	①	
		低压代替注水系原子炉注水流量	①	
		代替循環冷却系原子炉注水流量	①	
		原子炉隔離時冷却系系統流量	①	
		高压炉心スプレイ系系統流量	①	
		残留熱除去系系統流量	①	
		低压炉心スプレイ系系統流量	①	
	原子炉格納容器への注水量	低压代替注水系格納容器スプレイ流量	①	
		低压代替注水系格納容器下部注水流量	①	
	原子炉格納容器内の温度	ドライウェル雰囲気温度	①	
		サブプレッション・チェンバ雰囲気温度	①	
		サブプレッション・プール水温度	①	
		格納容器下部水温	①	
	原子炉格納容器内の圧力	ドライウェル圧力	①	
		サブプレッション・チェンバ圧力	①	
	原子炉格納容器内の水位	サブプレッション・プール水位	①	
格納容器下部水位		①		
原子炉格納容器内の水素濃度	格納容器内水素濃度 (SA)	①		

重大事故等対処施設一覧表（建屋内及び建屋外）（27/35）

関連条文	系統機能	主要設備	対策	備考
58	原子炉格納容器内の放射線量率	格納容器雰囲気放射線モニタ (D/W)	①	
		格納容器雰囲気放射線モニタ (S/C)	①	
	未臨界の維持又は監視	起動領域計装	①	
		平均出力領域計装	①	
	最終ヒートシンクの確保（格納容器圧力逃がし装置）	フィルタ装置水位	①	
		フィルタ装置圧力	①	
		フィルタ装置スクラビング水温度	①	
		フィルタ装置出口放射線モニタ（高レンジ・低レンジ）	①	
		フィルタ装置入口水素濃度	①	
	最終ヒートシンクの確保（耐圧強化ベント系）	耐圧強化ベント系放射線モニタ	②	屋外に設置されており，周囲に可燃物がないことから火災による影響はない
	最終ヒートシンクの確保（代替循環冷却系）	サブプレッション・プール水温度	①	
		代替循環冷却系ポンプ入口温度	①	
		代替循環冷却系原子炉注水流量	①	
		代替循環冷却系格納容器スプレイ流量	①	
	最終ヒートシンクの確保（残留熱除去系）	残留熱除去系熱交換器入口温度	①	
		残留熱除去系熱交換器出口温度	①	
		残留熱除去系系統流量	①	
		残留熱除去系海水系系統流量	①	
		緊急用海水系流量（残留熱除去系熱交換器）	①	
		緊急用海水系流量（残留熱除去系補機）	①	
	格納容器バイパスの監視	原子炉水位（広帯域）	記載のみ	
		原子炉水位（燃料域）	①	
		原子炉水位（SA広帯域）	①	
		原子炉水位（SA燃料域）	記載のみ	
		原子炉圧力	①	
		原子炉圧力（SA）	①	
		ドライウェル雰囲気温度	①	
		ドライウェル圧力	①	

修正不要

639

東海第二発電所

名称 火災区域の配置を明示した図面（その4）

日本原子力発電株式会社

修正不要

640

東海第二発電所

名称 火災区域の配置を明示した図面 (その5)

日本原子力発電株式会社

修正不要

641

東海第二発電所

名称 火災区域の配置を明示した図面 (その5)

日本原子力発電株式会社

修正不要

第 5.4-1 表 SPDS データ表示装置で確認できるパラメータ一覧

(1/6)

目的	対象パラメータ	SPDS パラメータ	ERSS 伝送 パラメータ	バック アップ対象 パラメータ
炉心反応度 の状態確認	平均出力領域計装 平均	○	○	○
	平均出力領域計装 A	○	—	○
	平均出力領域計装 B	○	—	○
	平均出力領域計装 C	○	—	○
	平均出力領域計装 D	○	—	○
	平均出力領域計装 E	○	—	○
	平均出力領域計装 F	○	—	○
	起動領域計装 A	○	○	○
	起動領域計装 B	○	○	○
	起動領域計装 C	○	○	○
	起動領域計装 D	○	○	○
	起動領域計装 E	○	○	○
	起動領域計装 F	○	○	○
	起動領域計装 G	○	○	○
	起動領域計装 H	○	○	○
炉心冷却の 状態確認	原子炉水位(狭帯域)	○	○	○
	原子炉水位(広帯域)	○	○	○
	原子炉水位(燃料域)	○	○	○
	原子炉水位(SA 広帯域)	○	○	○
	原子炉水位(SA 燃料域)	○	—	○
	原子炉圧力	○	○	○
	原子炉圧力(SA)	○	—	○
	高圧炉心スプレイ系系統流量	○	○	○
	低圧炉心スプレイ系系統流量	○	○	○
	原子炉隔離時冷却系系統流量	○	○	○
	残留熱除去系系統流量 A	○	○	○
	残留熱除去系系統流量 B	○	○	○
	残留熱除去系系統流量 C	○	○	○
	逃がし安全弁出口温度	○	○	○
原子炉再循環ポンプ入口温度	○	○	○	
原子炉給水流量	○	○	○	

計器名称の記載のみ

修正不要

第 5.4-1 表 SPDS データ表示装置で確認できるパラメータ一覧

(1/6)

目的	対象パラメータ	SPDS パラメータ	ERSS 伝送 パラメータ	バック アップ対象 パラメータ
炉心反応度 の状態確認	平均出力領域計装 平均	○	○	○
	平均出力領域計装 A	○	—	○
	平均出力領域計装 B	○	—	○
	平均出力領域計装 C	○	—	○
	平均出力領域計装 D	○	—	○
	平均出力領域計装 E	○	—	○
	平均出力領域計装 F	○	—	○
	起動領域計装 A	○	○	○
	起動領域計装 B	○	○	○
	起動領域計装 C	○	○	○
	起動領域計装 D	○	○	○
	起動領域計装 E	○	○	○
	起動領域計装 F	○	○	○
	起動領域計装 G	○	○	○
	起動領域計装 H	○	○	○
炉心冷却の 状態確認	原子炉水位(狭帯域)	○	○	○
	原子炉水位(広帯域)	○	○	○
	原子炉水位(燃料域)	○	○	○
	原子炉水位(SA 広帯域)	○	○	○
	原子炉水位(SA 燃料域)	○	—	○
	原子炉圧力	○	○	○
	原子炉圧力(SA)	○	—	○
	高圧炉心スプレイ系系統流量	○	○	○
	低圧炉心スプレイ系系統流量	○	○	○
	原子炉隔離時冷却系系統流量	○	○	○
	残留熱除去系系統流量 A	○	○	○
	残留熱除去系系統流量 B	○	○	○
	残留熱除去系系統流量 C	○	○	○
	逃がし安全弁出口温度	○	○	○
	原子炉再循環ポンプ入口温度	○	○	○
原子炉給水流量	○	○	○	

計器名称の記載のみ

修正不要

並、原子炉のしゃへい計算に用いるプラントパラメータは次のとおりである。

(i) 原子炉熱出力		3 2 9 3	MWt
(ii) 出力密度		5 0.1	Wa t t /cc
(iii) ピーキング係数			
(イ) 軸方向 $\left(\frac{P_{max}}{P_{avg}}\right)$ 最大		1.4	
	炉心境界	0.5	
(ロ) 半径方向 $\left(\frac{P_{max}}{P_{avg}}\right)$ 最大		1.4	
	炉心境界	0.7	
(iv) 有効炉心寸法			
(イ) 炉心等価直径		4 7 5.2	cm
(ロ) 炉心有効長さ		3 7 0.8	cm
(v) 炉心材料の容積比			
	UO ₂	0.2 5 4	正しい数値
	ジルカロイ	0.1 1 9	
	水	0.2 8 8	
	ボイド	0.3 3 9	
(vi) 炉心材料の密度			
	UO ₂	1 0.4	
	ジルカロイ	6.4	
	水	1.0	
	ボイド	0	
(vii) 原子炉運転温度		2 8 6	°C
(viii) 原子炉圧力容器			

修正不要

2.1.2 水素濃度制御設備の設計方針

PARは、炉心の著しい損傷が発生した場合において格納容器から、多量の水素が原子炉建屋原子炉棟へ漏えいする過酷な状態を想定した場合において、原子炉建屋原子炉棟内の水素濃度が可燃限界未満となる設計とする。

格納容器からの水素の漏えい量は、事故シナリオに依存するが、有効性評価結果（格納容器への雰囲気圧力・温度による静的負荷が大きい「原子炉冷却材喪失（大LOCA）時に非常用炉心冷却系の機能及び全交流動力電源が喪失する事故」を選定）を踏まえた条件において、原子炉建屋原子炉棟内の水素濃度が可燃限界未満となることを必要条件とした上で、更に過酷な条件を想定して、PARの設計を実施する。

(1) 水素漏えい条件

水素漏えい条件は、第2.1.2-1表に示すとおり、有効性評価結果を踏まえた条件より十分保守的に設定している。

第2.1.2-1表 PAR設計条件における水素漏えい条件

項目	PAR設計条件 記載のみ	【参考】有効性評価結果 (雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損))
水素発生量	約1400 kg (AFC 燃料有効部被覆管 100 %相当)	約700 kg (ジルコニウム-水反応, 金属腐食, 水の放射線分解考慮)
格納容器漏えい率	10 %/day (一定)	約1.3 %/day (最大)

a. 水素発生量について

有効性評価シナリオ（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））では、事象発生25分後に低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を開始し、直ちに炉心が冷却されるため、発生水素量は、ジルコニウム-水反応、金属腐食及び水の放射線分解での水素発生量を考慮しても約700 kgとなるが、更に過酷な条件として、約1400 kg（AFC 燃料有効部被覆管）100 %相当が発生するものとしてPARを設計する。

記載のみ

b. 格納容器漏えい率について

重大事故等発生時に格納容器圧力が設計圧力を超える場合の格納容器漏えい率は以下のAEC（Atomic Energy Commission）の式から設定する。重大事故等発生時は、格納容器圧力が設計圧力の2倍（以下「2Pd」という。）を超えないように運用するため、2Pdにおける格納容器漏えい率が最大漏えい率となり、事故時条件として200℃、2Pd、AFC 100 %相当の水素発生量を想定した場合におけるガス組成（水素：39 %、窒素：21 %、水蒸気：40 %）を踏まえると、AECの式から約1.4 %/dayとなる。この値は、有効性評価結果を包含した条件であるが、更に過酷な条件として10 %/dayの漏えい率を仮定し、PARを設計する。

修正不要

適合性確認対象設備ごとの調達に係る管理のグレード及び実績（設備関係）

設備区分／系統／機器区分		機器名	重要度分類	本文品質保証計画「7.3 設計・開差」の適用有無	本文品質保証計画「7.4 調達」の適用有無	備考
<div style="background-color: #00FFFF; padding: 5px; display: inline-block;">記載のみ</div>		炉心形状、格子形状、燃料集合体数、炉心有効高さ及び炉心等価直径	—	炉心形状、格子形状等	既設設備であり、当時の調達管理に基づき実施している。	
		燃料材の種類、燃料集合体平均濃縮度又は富化度、燃料集合体最高燃焼度及び核燃料物質の最大装荷量	—	燃料材	既設設備であり、当時の調達管理に基づき実施している。	
炉心	炉心支持構造物	炉心シュラウド及びシュラウドサポート	炉心シュラウド シュラウドサポート	既設設備であり、当時の調達管理に基づき実施している。		
		上部格子板	上部格子板	既設設備であり、当時の調達管理に基づき実施している。		
		炉心支持板	炉心支持板	既設設備であり、当時の調達管理に基づき実施している。		
		燃料支持金具	中央燃料支持金具	既設設備であり、当時の調達管理に基づき実施している。		
			周辺燃料支持金具	既設設備であり、当時の調達管理に基づき実施している。		
		制御棒案内管	制御棒案内管	既設設備であり、当時の調達管理に基づき実施している。		
		原子炉本体	原子炉压力容器本体並びに監視試験片	—	原子炉压力容器	既設設備であり、当時の調達管理に基づき実施している。
支持構造物	原子炉压力容器スカート			既設設備であり、当時の調達管理に基づき実施している。		
原子炉压力容器支持構造物	基礎ボルト		原子炉压力容器の基礎ボルト	既設設備であり、当時の調達管理に基づき実施している。		
	原子炉压力容器スタビライザ		スタビライザ（原子炉压力容器～しゃへい壁間）	既設設備であり、当時の調達管理に基づき実施している。		
	原子炉格納容器スタビライザ		スタビライザ（しゃへい壁～格納容器間）	既設設備であり、当時の調達管理に基づき実施している。		
	中性子束計測ハウジング		中性子計測ハウジング	既設設備であり、当時の調達管理に基づき実施している。		
	制御棒駆動機構ハウジング		制御棒駆動機構ハウジング	既設設備であり、当時の調達管理に基づき実施している。		
	制御棒駆動機構ハウジング支持金具		制御棒駆動機構ハウジング支持金具	既設設備であり、当時の調達管理に基づき実施している。		
	ジェットポンプ計測管貫通部シール		ジェットポンプ計測管貫通部シール	既設設備であり、当時の調達管理に基づき実施している。		
	差圧検出・ほう酸水注入配管		差圧検出・ほう酸水注入管（ダイヤより N10 ノズルまでの外管）	既設設備であり、当時の調達管理に基づき実施している。		
	原子炉压力容器付属構造物		蒸気乾燥器の蒸気乾燥器ユニット及び蒸気乾燥器ハウジング	蒸気乾燥器ユニット 蒸気乾燥器ハウジング	既設設備であり、当時の調達管理に基づき実施している。	
			気水分離器及びスタンドパイプ	気水分離器 スタンドパイプ	既設設備であり、当時の調達管理に基づき実施している。	
シュラウドヘッド			シュラウドヘッド	既設設備であり、当時の調達管理に基づき実施している。		
ジェットポンプ			ジェットポンプ	既設設備であり、当時の調達管理に基づき実施している。		
原子炉压力容器内部構造物			給水スパージャ	給水スパージャ	既設設備であり、当時の調達管理に基づき実施している。	
			スパージャ及び内部配管	高圧炉心スプレイスパージャ	既設設備であり、当時の調達管理に基づき実施している。	
				低圧炉心スプレイスパージャ	既設設備であり、当時の調達管理に基づき実施している。	
				残留熱除去系配管（原子炉压力容器内部）	既設設備であり、当時の調達管理に基づき実施している。	
			高圧炉心スプレイ配管（原子炉压力容器内部）	既設設備であり、当時の調達管理に基づき実施している。		
			低圧炉心スプレイ配管（原子炉压力容器内部）	既設設備であり、当時の調達管理に基づき実施している。		
	差圧検出・ほう酸水注入管（原子炉压力容器内部）	既設設備であり、当時の調達管理に基づき実施している。				
中性子束計測案内管	中性子計測案内管	既設設備であり、当時の調達管理に基づき実施している。				

修正不要

設備区分/系統/機器区分		機器名		重要度分類			本文品質保証計画 〔7.4 調達〕の適用有無			備考
計測制御系統施設	制御材	-	制御棒駆動水圧設備 (制御棒駆動水圧系)	主配管	原子炉格納容器配管貫通部 X-10A, B, C, D	既設設備であり、当時の調達管理に基づき実施している。				
			ほう酸水注入設備	ほう酸水注入系	ポンプ	-	ほう酸水注入ポンプ	既設設備であり、当時の調達管理に基づき実施している。		
	容器	-			ほう酸水貯蔵タンク	既設設備であり、当時の調達管理に基づき実施している。				
	安全弁及び逃がし弁	-			C41-F029A, B	既設設備であり、当時の調達管理に基づき実施している。				
	主配管	-			タンクよりポンプまで (ポンプ入口管)	既設設備であり、当時の調達管理に基づき実施している。				
		-			ポンプ出口より爆破開放弁まで (ポンプ出口パイパス管含む)	既設設備であり、当時の調達管理に基づき実施している。				
		-			爆破開放弁より原子炉圧力容器まで	既設設備であり、当時の調達管理に基づき実施している。				
				-	原子炉格納容器配管貫通部 X-13	既設設備であり、当時の調達管理に基づき実施している。				
	計測装置	-	起動領域計測装置 (中性子源領域計測装置、中間領域計測装置) 及び出力領域計測装置	-	起動領域計装	既設設備であり、当時の調達管理に基づき実施している。				
				-	出力領域計装	既設設備であり、当時の調達管理に基づき実施している。				
			原子炉圧力容器本体の入口又は出口の原子炉冷却材の圧力、温度又は流量を計測する装置	-	主蒸気流量	既設設備であり、当時の調達管理に基づき実施している。				
				-	原子炉圧力容器温度	A	○	-		
				-	高圧代替注水系系統流量	A	○	-		
				-	低圧代替注水系原子炉注水流量	A	○	-		
				-	代替循環冷却系原子炉注水流量	A	○	-		
				-	代替循環冷却系ポンプ入口温度	A	○	-		
				-	残留熱除去系熱交換器入口温度	A	○	-		
				-	残留熱除去系熱交換器出口温度	A	○	-		
				-	原子炉隔離時冷却系系統流量	既設設備であり、当時の調達管理に基づき実施している。				
				-	高圧炉心スプレイ系系統流量	既設設備であり、当時の調達管理に基づき実施している。				
				-	低圧炉心スプレイ系系統流量	既設設備であり、当時の調達管理に基づき実施している。				
				-	残留熱除去系系統流量	既設設備であり、当時の調達管理に基づき実施している。				
			原子炉圧力容器本体内の圧力又は水位を計測する装置	-	原子炉圧力	既設設備であり、当時の調達管理に基づき実施している。				
				-	原子炉圧力 (SA)	既設設備であり、当時の調達管理に基づき実施している。				
				-	原子炉水位	既設設備であり、当時の調達管理に基づき実施している。				
				-	原子炉水位 (広帯域)	既設設備であり、当時の調達管理に基づき実施している。				
				-	原子炉水位 (燃料域)	既設設備であり、当時の調達管理に基づき実施している。				
				-	原子炉水位 (SA広帯域)	A	○	-		
	原子炉格納容器本体内の圧力、温度、酸素ガス濃度又は水素ガス濃度を計測する装置	-	原子炉水位 (SA燃料域)	A	○	-				
		-	ドライウエル圧力	既設設備であり、当時の調達管理に基づき実施している。						
		-	サブプレッション・チェンバ圧力	既設設備であり、当時の調達管理に基づき実施している。						
		-	サブプレッション・プール水温度	既設設備であり、当時の調達管理に基づき実施している。						
		-	ドライウエル雰囲気温度	既設設備であり、当時の調達管理に基づき実施している。						
-		サブプレッション・チェンバ雰囲気温度	A	○	-					
-	格納容器内水素濃度	既設設備であり、当時の調達管理に基づき実施している。								







記載のみ

修正不要

原子炉本体

2 炉心に係る次の事項 **正しい記載項目**

- (1) 炉心形状（チャンネルボックスの主要寸法及び材料を付記すること。）、格子形状、燃料集合体数、**炉心有効高さ**及び炉心等価直径

		変更前		変更後	
炉心形状	—	円柱形（8×8型燃料集合体形状，チャンネルボックス（断面内寸法  板厚  ジルカロイ —4製）*1付き）*2	円柱形（9×9型燃料集合体形状，チャンネルボックス（断面内寸法  板厚  ジルカロイ —4製）*1付き）*2	—	変更なし
正しい記載項目 形状	—	C格子			
燃料集合体数	—	764			
炉心有効高さ	mm			正しい数値	
炉心等価直径	mm				

注記 *1：既工事計画書に記載がないため記載の適正化を行う。記載内容は，設計図書による。

*2：記載の適正化を行う。既工事計画書には「円柱状（8×8型及び9×9型燃料集合体形状，チャンネルボックス付き）」と記載。

表1 原子炉本体の主要設備リスト (1/3)

設備区分	系統名	変更前				変更後			
		機器区分	名称	設計基準対象施設 *1		名称	設計基準対象施設 *1		重大事故等対処設備 *1
				耐震重要度分類	機器クラス		設備分類	重大事故等機器クラス	
炉心	-	炉心形状、格子形状、燃料集合体数、炉心有効高さ及び炉心等個直径、燃料材の種類、燃料集合体平均濃縮度又は富化度、燃料集合体最高燃焼度及び核燃料物質の最大装荷量	炉心形状、格子形状等	-	-	変更なし	-	-	-
			記載のみ						
			燃料材	-	-	変更なし	-	-	-
			炉心シユラウド	S	炉心支持構造物	-	変更なし	常設耐震/防止 常設/緩和	-
			シユラウドサポート	S	炉心支持構造物	-	変更なし	常設耐震/防止 常設/緩和	-
			上部格子板	S	炉心支持構造物	-	変更なし	常設耐震/防止 常設/緩和	-
			炉心支持板	S	炉心支持構造物	-	変更なし	常設耐震/防止 常設/緩和	-
			中央燃料支持金具	S	炉心支持構造物	-	変更なし	常設耐震/防止 常設/緩和	-
			周辺燃料支持金具	S	炉心支持構造物	-	変更なし	常設耐震/防止 常設/緩和	-
			制御棒案内管	S	炉心支持構造物	-	変更なし	常設耐震/防止 常設/緩和	-
原子炉圧力容器	-	原子炉圧力容器本体並びに監視試験片	原子炉圧力容器	S	クラス1	変更なし	常設耐震/防止 常設/緩和	SΛクラス2	
			原子炉圧力容器スカート	S	クラス1	変更なし	-	-	
			原子炉圧力容器の基礎ボルト	S	クラス1	変更なし	-	-	

変更前

変更後

装置 原子炉格納容器の過圧破損を防止するための設備」に示す。

格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の減圧及び除熱の第一弁（S/C側）、第一弁（D/W側）、第二弁及び第二弁バイパス弁の駆動源が喪失した場合においても、隔離弁に遠隔人力操作機構を設け人力により確実に操作可能とすることで、原子炉格納容器内に蓄積した熱を最終的な熱の逃がし場である大気へ輸送が可能な設計とする。

4.3 耐圧強化ベント系

(1) 系統構成

残留熱除去系ポンプの故障により最終ヒートシンクへ熱を輸送する機能が喪失した場合に、炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器の破損を防止するための重大事故等対処設備（耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱）として、耐圧強化ベント系は、第一弁（S/C側）、第一弁（D/W側）、耐圧強化ベント系一次隔離弁、耐圧強化ベント系二次隔離弁等で構成し、格納容器内雰囲気ガスを不活性ガス系及び原子炉建屋ガス処理系を介して、排気筒に隣接する非常用ガス処理系排気筒を通して放出すること

で、原子炉格納容器内に蓄積した熱を最終的な熱の逃がし場である大気へ輸送が可能な設計とする。
耐圧強化ベント系は、重大事故等時において、原子炉格納容器内圧力が既定の圧力まで減圧した場合に原子炉格納容器内にスプレイする場合においても、原子炉格納容器内圧力が既定の圧力まで減圧した場合に、原子炉格納容器へのスプレイを停止する運用とする。

耐圧強化ベント系の排出経路に設置する隔離弁（第一弁（S/C側）、第一弁（D/W側）、耐圧強化ベント系一次隔離弁及び耐圧強化ベント系二次隔離弁）は電動弁とし、常設代替交流電源設備である常設代替高圧電源装置又は可搬型代替交流電源設備である可搬型代替低圧電源車から給電が可能な設計とするとともに、第一弁（S/C側）、第一弁（D/W側）については、駆動部に遠隔人力操作機構を設け、原子炉建屋原子炉棟外から手動操作が可能な設計とする。

耐圧強化ベント系は、原子炉格納容器のサブプレッジョン・チェンバ側及び^みから^みも排気が可能な設計とする。

サブプレッジョン・チェンバ側からの排気では、サブプレッジョン・チェンバの水面からの高さを確保し、ドライウエルからの排気では、ドライウエル床面からの高さを確保するとともに燃料有効長頂部よりも高い位置に探続箇所を設けることで、水没の影響を受けない設計とする。

最終ヒートシンクへ熱を輸送する設備として使用する耐圧強化ベント系は、炉心損傷前に使用するため、排気中に含まれる放射性物質及び可燃性ガスは微量であるが、耐圧強化ベント系を使用した場合に放出される放射性物質の放出量に対して、あらかじめ敷地境界での線量評価を行うこととする。

(2) 多様性、位置的分散

耐圧強化ベント系による原子炉格納容器内の減圧及び除熱は、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系、格納容器スプレイ冷却系及びサブプレッジョン・プール冷却系）及び残留熱除去系海水系と共通要因によって同時に機能を損なわないよう、ポンプ及び熱交換器を使用せずに最終的な熱の逃がし場である大気へ熱の輸送が可能な設計とすることで、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系、格納容器スプレイ冷却系及びサブプレッジョン・プール冷却系）及び残留熱除去系海水系に対して多様性を有する設計とする。

記載のみ

変更前

変更後

原子炉格納容器内雰囲気ガスを大気放出し、第一弁（S/C側）又は第一弁（D/W側）の閉操作でその大気放出を停止することができる設計とする。

本系統は、サブレーション・チェンバ側及びドライウェル側のいずれからも排気できる設計とする。サブレーション・チェンバ側からの排気ではサブレーション・チェンバの水面からの高さを確保し、ドライウェル側からの排気では、燃料有効長頂部よりも高い位置に接続箇所を設けることで、長期的にも溶融炉心及び水没の悪影響を受けない設計とする。

記載のみ

格納容器圧力逃がし装置は、生ガスによる爆発を防ぐため、系統内を不活性ガス（窒素）で置換した状態で不活性ガス（水素）が蓄積する可能性のある箇所にはバイパスラインを設け、可燃性ガスを排出できる設計とともに、使用後ににおいても不活性ガスで置換できるよう、可搬型窒素供給装置を用いて系統内に窒素を供給できる設計とする。系統内で水素濃度及び酸素濃度が可燃領域に達することを防止できる設計とする。

格納容器圧力逃がし装置は、他の発電用原子炉とは共用しない。また、格納容器圧力逃がし装置と他の系統・機器を隔離する弁は直列で2弁設置し、格納容器圧力逃がし装置と他の系統・機器を確実に隔離することで、悪影響を及ぼさない設計とする。

代替格納容器スプレイ冷却系等により原子炉格納容器内にスプレイする場合は、原子炉格納容器が負圧とならないよう、原子炉格納容器が規定の圧力に達した場合には、スプレイを停止する運用とする。

格納容器圧力逃がし装置使用時の排出経路に設置される第一弁（S/C側）、第一弁（D/W側）、第二弁及び第二弁バイパス弁は、中央制御室のスイッチで操作が可能で設計とし、また、駆動源喪失時であっても人力により容易かつ確実に閉閉操作が可能で遠隔人力操作機構を有する設計とする。

系統内に設ける圧力開放板は、原子炉格納容器の隔離機能として使用せず、格納容器圧力逃がし装置の使用の妨げにならないよう、原子炉格納容器からの排気圧力と比較して十分に低い圧力で動作する設計とし、格納容器圧力逃がし装置内を不活性ガス（窒素）で待機する際の大気との隔壁として設置する。

格納容器圧力逃がし装置使用時の排出経路に設置される第一弁（S/C側）、第一弁（D/W側）、第二弁及び第二弁バイパス弁は、常設代替交流電源設備である常設代替高圧電源装置又は可搬型代替交流電源設備である可搬型代替低圧電源車から給電できる設計とする。

格納容器圧力逃がし装置を使用した場合、フィルタ装置に捕集した放射性物質の崩壊熱によりスクラビング水が蒸発することでスクラビング水位は徐々に低下することから、放射性物質除去性能維持のため可搬型代替注水大型ポンプによりフィルタ装置に水を供給できる設計とする。

(2) 格納容器圧力逃がし装置による水素排出

水素爆発による原子炉格納容器の破損を防止するための設備のうち、炉心の著しい損傷が発生した場合において、原子炉格納容器内に滞留する水素及び酸素を大気へ放出するための設備として、以下の重大事故等対処設備（格納容器圧力逃がし装置による原子炉格納容器内の水素及び酸素の排出）を設ける。

修正必要

NT2 補① II R0

変更前		変更後	
名	称		
検出器の種類	—	原子炉水位 (SA燃料域)	
計測範囲	mm	差圧式水位検出器	
警報動作範囲	—	-3800~1300*1	
個数	—	—	1
取付箇所	系統名 (ライン名)	—	—
	設置床	—	—
	溢水防護上の番号	—	—
	溢水防護上の高さ配慮が必要	—	—

機器名称として正しいため
修正不要

計測範囲として正しい値
であり修正不要

燃料有効長(頂部)

注記 *1: 基準点は, 原子炉圧力容器零レベルより 915 cm 上とする。

基準点のレベルが、異なる値を
使用しており修正が必要

基準点として正しい位置、
名称であり修正不要

変更前	変更後
<p>原子炉建屋水素濃度のうち、原子炉建屋原子炉棟 6 階に設置するものについては、常設代替交流電源設備である常設代替高圧電源装置又は可搬型代替交流電源設備である可搬型代替低圧電源車から給電できる設計とする。原子炉建屋水素濃度のうち、原子炉建屋原子炉棟 6 階を除く原子炉建屋原子炉棟に設置するものについては、常設代替直流電源設備である緊急用 125V 系蓄電池又は可搬型代替直流電源設備である可搬型代替低圧電源車及び可搬型整流器から給電できる設計とする。</p> <p>2.2 警報装置等</p> <p>設計基準対象施設は、発電用原子炉施設の機械又は器具の機能の喪失、誤操作その他の異常により発電用原子炉の運転に著しい支障を及ぼすおそれが発生した場合（中性子束及び温度、圧力、流量などのプロセス変数が異常値になった場合、主蒸気管又は空気抽出器排ガス中の放射能が異常に高くなった場合、あるいは原子炉の安全性に関連する設備が動作した場合等）に、これらを確実に検出して自動的に中央制御室に警報（原子炉水位低又は高、原子炉圧力高、中性子束高、原子炉建屋放射能高、主蒸気管放射能高及び空気抽出器排ガス放射能高）を発信する装置を設け、表示ランプの点灯及びブザー鳴動等により運転員に通報できる設計とするとともに、発電用原子炉並びに原子炉冷却系統及び放射性廃棄物処理し、又は貯蔵する設備に係る主要な機械又は器具の動作状態を正確、かつ迅速に把握できるようポンプの運転停止状態及び弁の開閉状況を表示灯により監視できる設計とする。</p> <p>2.3 計測結果の表示、記録及び保存</p> <p>発電用原子炉の停止及び炉心の冷却並びに放射性物質の閉じ込めの機能の状況を監視するために必要なパラメータは、設計基準事故時においても確実に記録され、及び当該記録が保存される設計とする。</p> <p>発電用原子炉施設のプロセス計装制御のため、炉心における中性子束密度を計測するための原子炉核計装、原子炉圧力容器的入口及び出口における圧力及び温度を計測するため、原子炉圧力、原子炉給水温度及び主蒸気温度を計測する装置、原子炉水位を計測するため、原子炉水位（狭帯域、広帯域、燃料域、停止域）を計測する装置、原子炉格納容器内の圧力及び温度を計測するため、原子炉圧力、原子炉給水温度、原子炉格納容器内温度を計測する装置、原子炉冷却材の放射性物質及び主蒸気導電率を計測する装置を設け、計測結果を、中央制御室に表示し、記録し、および保存できる設計とする。</p> <p>制御棒位置を計測するため各制御棒位置を計測する装置及び原子炉圧力容器的入口及び出口における流量を計測するため、原子炉給水流量及び主蒸気流量を計測する装置を設ける。</p> <p>原子炉冷却材の放射性物質及び不純物の濃度は試料採取設備により断続的に試料を採取し分析を行い、測定結果を記録し、及び保存する。</p> <p>重大事故等の対応に必要な重要な監視パラメータ及び重要代替監視パラメータは、電磁的に記録、保存し、電源喪失により保存した記録が失われないとともに帳票が出力できる設計とする。また、記録は必要な容量を保存できる設計とする。</p> <p>原子炉格納容器内の温度、圧力、水位、水素濃度、放射線量率等想定される重大事故等の対応に必要な重要な監視パラメータ及び重要代替監視パラメータを計測又は監視及び記録ができる設計とする。</p>	<p>原子炉建屋水素濃度のうち、原子炉建屋原子炉棟 6 階に設置するものについては、常設代替交流電源設備である常設代替高圧電源装置又は可搬型代替交流電源設備である可搬型代替低圧電源車から給電できる設計とする。原子炉建屋水素濃度のうち、原子炉建屋原子炉棟 6 階を除く原子炉建屋原子炉棟に設置するものについては、常設代替直流電源設備である緊急用 125V 系蓄電池又は可搬型代替直流電源設備である可搬型代替低圧電源車及び可搬型整流器から給電できる設計とする。</p> <p>2.2 警報装置等</p> <p>設計基準対象施設は、発電用原子炉施設の機械又は器具の機能の喪失、誤操作その他の異常により発電用原子炉の運転に著しい支障を及ぼすおそれが発生した場合（中性子束及び温度、圧力、流量などのプロセス変数が異常値になった場合、主蒸気管又は空気抽出器排ガス中の放射能が異常に高くなった場合、あるいは原子炉の安全性に関連する設備が動作した場合等）に、これらを確実に検出して自動的に中央制御室に警報（原子炉水位低又は高、原子炉圧力高、中性子束高、原子炉建屋放射能高、主蒸気管放射能高及び空気抽出器排ガス放射能高）を発信する装置を設け、表示ランプの点灯及びブザー鳴動等により運転員に通報できる設計とするとともに、発電用原子炉並びに原子炉冷却系統及び放射性廃棄物処理し、又は貯蔵する設備に係る主要な機械又は器具の動作状態を正確、かつ迅速に把握できるようポンプの運転停止状態及び弁の開閉状況を表示灯により監視できる設計とする。</p> <p>2.3 計測結果の表示、記録及び保存</p> <p>発電用原子炉の停止及び炉心の冷却並びに放射性物質の閉じ込めの機能の状況を監視するために必要なパラメータは、設計基準事故時においても確実に記録され、及び当該記録が保存される設計とする。</p> <p>発電用原子炉施設のプロセス計装制御のため、炉心における中性子束密度を計測するための原子炉核計装、原子炉圧力容器的入口及び出口における圧力及び温度を計測するため、原子炉圧力、原子炉給水温度及び主蒸気温度を計測する装置、原子炉水位を計測するため、原子炉水位（狭帯域、広帯域、燃料域、停止域）を計測する装置、原子炉格納容器内の圧力及び温度を計測するため、原子炉圧力、原子炉給水温度、原子炉格納容器内温度を計測する装置、原子炉冷却材の放射性物質及び主蒸気導電率を計測する装置を設け、計測結果を、中央制御室に表示し、記録し、および保存できる設計とする。</p> <p>制御棒位置を計測するため各制御棒位置を計測する装置及び原子炉圧力容器的入口及び出口における流量を計測するため、原子炉給水流量及び主蒸気流量を計測する装置を設ける。</p> <p>原子炉冷却材の放射性物質及び不純物の濃度は試料採取設備により断続的に試料を採取し分析を行い、測定結果を記録し、及び保存する。</p> <p>重大事故等の対応に必要な重要な監視パラメータ及び重要代替監視パラメータは、電磁的に記録、保存し、電源喪失により保存した記録が失われないとともに帳票が出力できる設計とする。また、記録は必要な容量を保存できる設計とする。</p> <p>原子炉格納容器内の温度、圧力、水位、水素濃度、放射線量率等想定される重大事故等の対応に必要な重要な監視パラメータ及び重要代替監視パラメータを計測又は監視及び記録ができる設計とする。</p>

記載のみ

記載のみ

表1 計測制御系統施設の主要設備リスト (4/7)

設備区分	系統名	機器区分	変更前				変更後				
			名称	設計基準対象施設 *1	重大事故等対処設備 *1	名称	設計基準対象施設 *1	重大事故等対処設備 *1			
			耐震重要度分類	機器クラス	設備分類	重大事故等機器クラス	名称	耐震重要度分類	機器クラス	設備分類	重大事故等機器クラス
		原子炉圧力容器本体の入口又は出口の原子炉冷却材の圧力、温度又は流量を計測する装置	S	-	-	-	変更なし	-	-	常設/防止	-
		原子炉圧力容器本体内の圧力又は水位を計測する装置	S	-	-	-	変更なし	-	-	常設耐震/防止 *3 常設/緩和 *3	-
		原子炉圧力	S	-	-	-	原子炉圧力 (SA)	-	-	常設耐震/防止 *3 常設/緩和 *3	-
		原子炉水位	S	-	-	-	変更なし	-	-	-	-
		原子炉圧力容器本体内の圧力又は水位を計測する装置	S	-	-	-	原子炉水位 (広帯域)	変更なし *4	-	常設耐震/防止 *1 常設/緩和 *4	-
		原子炉水位 (燃料域)	S	-	-	-	変更なし	-	-	常設耐震/防止 常設/緩和	-
			-	-	-	-	原子炉水位 (SA広帯域)	-	-	常設耐震/防止 常設/緩和	-
			-	-	-	-	原子炉水位 (SA燃料域)	-	-	常設耐震/防止 常設/緩和	-
		ドライウエル圧力	S	-	-	-	記載のみ	変更なし	-	常設耐震/防止 *5 常設/緩和 *5	-
		サブプレッション・チェンバ圧力	S	-	-	-	記載のみ	変更なし	-	常設耐震/防止 *6 常設/緩和 *6	-
		サブプレッション・プールの水温度	S	-	-	-	記載のみ	変更なし	-	常設耐震/防止 *7 常設/緩和 *7	-
		ドライウエル雰囲気温度	C	-	-	-	記載のみ	変更なし	-	常設耐震/防止 *8 常設/緩和 *8	-
		サブプレッション・チェンバ雰囲気温度	C	-	-	-	記載のみ	変更なし	-	常設耐震/防止 *9 常設/緩和 *9	-
		格納容器内水素濃度	S	-	-	-	記載のみ	変更なし	-	-	-
			-	-	-	-	格納容器内水素濃度 (SA)	-	-	常設耐震/防止 常設/緩和	-

変更前	変更後
<p>非常用ディーゼル発電機（高圧炉心スプレイス系ディーゼル発電機を含む。）は、外部電源が喪失し同時に原子炉冷却材喪失が発生した場合に起動し、設置（変更）許可を受けた原子炉冷却材喪失事故における工学的安全施設の設備の作動開始時間を満足する時間である10秒以内に電圧を確立した後は、各非常用高圧母線に接続し、負荷に給電する設計とする。</p> <p>設計基準事故時において、発電用原子炉施設に属する非常用所内電源設備及びその付属設備は、発電用原子炉ごとに設置し、他の発電用原子炉施設と共用しない設計とする。</p>	<p>非常用ディーゼル発電機（高圧炉心スプレイス系ディーゼル発電機を含む。）は、外部電源が喪失し同時に原子炉冷却材喪失が発生した場合に起動し、設置（変更）許可を受けた原子炉冷却材喪失事故における工学的安全施設の設備の作動開始時間を満足する時間である10秒以内に電圧を確立した後は、各非常用高圧母線に接続し、負荷に給電する設計とする。</p> <p>設計基準事故時において、発電用原子炉施設に属する非常用所内電源設備及びその付属設備は、発電用原子炉ごとに設置し、他の発電用原子炉施設と共用しない設計とする。</p> <p>2C・2D非常用ディーゼル発電機及び高圧炉心スプレイス系ディーゼル発電機は、多様性、位置的分散等以外の重大事故等対処設備として設計する。</p> <p>2C・2D非常用ディーゼル発電機は、重大事故等時に、残留熱除去系海水系ポンプ、残留熱除去系ポンプ、低圧炉心スプレイス系ポンプ、高圧炉心スプレイス系ポンプ、過度時自動減圧機能設備、中央制御室換気系空調和機ファン、中央制御室換気系フィルター系ファン、非常用ガス再循環系排風機、非常用ガス処理系排風機、原子炉隔離時冷却系ポンプ、ほう酸水注入ポンプ、非常用ディーゼル発電機用海水ポンプ、格納容器系囲気放射線モニタ（D/W）、格納容器系囲気放射線モニタ（S/C）、原子炉圧力、原子炉水水位（広帯域）、原子炉水水位（燃料域）、残留熱除去系海水系系統流量、残留熱除去系系統流量、残留熱除去系系統入口温度、残留熱除去系系統出口温度、低圧炉心スプレイス系系統流量、平均出力領域計装、系熱交換器入口温度、系熱交換器出口温度、非風機、SPDS（データ伝送装置、緊急時対策支援システム及びSPDSデータ表が設置）、相互電話設備（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及びデータ伝送設備へ電力を給電できる設計とする。</p> <p>高圧炉心スプレイス系ディーゼル発電機は、重大事故等時に、高圧炉心スプレイス系ポンプ、高圧炉心スプレイス系ディーゼル発電機用海水ポンプ及び高圧炉心スプレイス系系統流量へ電力を給電できる設計とする。</p>
	<p>2.2 常設代替高圧電源装置</p> <p>設計基準事故対処設備の電源が喪失したことにより重大事故等が発生した場合において、炉心の著しい損傷、原子炉格納容器の破損、使用済燃料プールの燃料体等の著しい損傷及び運転停止中原子炉内燃料体の著しい損傷を防止するため、必要な交流負荷へ電力を供給するため、常設代替電源設備として常設代替高圧電源装置を設置する。</p> <p>外部電源喪失及び2C・2D非常用ディーゼル発電機等の故障により非常用所内電気設備であるメタルクラッド閉閉装置2C・2Dの母線電圧が喪失した場合に、重大事故等時に対処するために常設代替交流電源設備（常設代替交流電源設備による非常用所内電気設備への給電）として使用する常設代替高圧電源装置を、中央制御室での常設代替高圧電源装置遠隔操作にて速やかに起動し、代替所内電気設備である緊急用メタルクラッド閉閉装置を経由して、メタルクラッド閉閉装置2C又は2Dへ接続することによって電力を給電できる設計とする。</p> <p>常設代替高圧電源装置は、2C・2D非常用ディーゼル発電機海水系に期待しない空冷式のディーゼル駆動とすることで、2C・2D非常用ディーゼル発電機海水系からの冷却水供給を必要とする水冷式の2C・2D非常用ディーゼル発電機に対して、多様性を有する設計とする。</p>

記載のみ

修正不要

名 称		原子炉水位（S A燃料域）
個 数	—	1
<p>【設定根拠】</p> <p>(概要) 記載のみ</p> <p>・ 重大事故等対処設備</p> <p>重大事故等時に使用する原子炉水位（S A燃料域）は、以下の機能を有する。</p> <p>原子炉水位（S A燃料域）は、重大事故等が発生し、計測機器（非常用のものを含む。）の故障により当該重大事故等に対処するために監視することが必要なパラメータを計測することが困難となった場合において当該パラメータを推定するために有効な情報を把握するために設置する。</p> <p>原子炉水位（S A燃料域）の装置の構成、計測範囲等については、添付資料V-1-5-1「計測装置の構成に関する説明書並びに計測範囲及び警報動作範囲に関する説明書」による。</p> <p>1. 個数の設定根拠</p> <p>原子炉水位（S A燃料域）は、重大事故等対処設備として1個設置する。</p>		

修正不要

第 3-3-1 表 重大事故等対処設備と設計基準事故対処設備等の
多重性、多様性、独立性及び位置的分散を考慮する対象設備 (5/17)

【設備区分：計測制御系統施設】

(条) 機能	位置的分散を図る対象設備*2		常設 可搬型	多重性、多様性、独立性の考慮内容
	機能喪失を想定する主要な 設計基準事故対処設備*1	機能を代替する重大事故等 対処設備 (既設+新設)		
(第73条) 原子炉圧力容器内 の温度	主要パラメータの他チャン ネル 原子炉圧力 原子炉圧力 (S A) 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (S A 広帯域) 原子炉水位 (S A 燃料域) 残留熱除去系熱交換器入口 温度	原子炉圧力容器温度	常設	重大事故等対処設備のうち重要代替監視パラ メータを計測する設備は、重要監視パラメータ と異なる物理量 (水位、注水量等) の計測又は 測定原理とすることで、重要監視パラメータを 計測する設備に対して可能な限り多様性を持 った計測方法により計測できる設計とする。 重要代替監視パラメータは、重要監視パラメ ータと可能な限り位置的分散を図る設計とする。 重要監視パラメータを計測する設備及び重要 代替パラメータを計測する設備の電源は、共通 要因によって同時に機能を損なわないよう、非 常用ディーゼル発電機に対して多様性を有す る常設代替交流電源設備である常設代替高圧 電源装置、可搬型代替交流電源設備である可搬 型代替低圧電源車並びに可搬型代替直流電源 設備である可搬型代替低圧電源車及び可搬型 整流器から給電できる設計とする。
(第73条) 原子炉圧力容器内 の圧力	主要パラメータの他チャン ネル 原子炉圧力 (S A) 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (S A 広帯域) 原子炉水位 (S A 燃料域) 原子炉圧力容器温度	原子炉圧力	常設	重大事故等対処設備のうち重要代替監視パラ メータを計測する設備は、重要監視パラメータ と異なる物理量 (水位、注水量等) の計測又は 測定原理とすることで、重要監視パラメータを 計測する設備に対して可能な限り多様性を持 った計測方法により計測できる設計とする。 重要代替監視パラメータは、重要監視パラメ ータと可能な限り位置的分散を図る設計とする。 重要監視パラメータを計測する設備及び重要 代替パラメータを計測する設備の電源は、共通 要因によって同時に機能を損なわないよう、非 常用ディーゼル発電機に対して多様性を有す る常設代替交流電源設備である常設代替高圧 電源装置、可搬型代替交流電源設備である可搬 型代替低圧電源車並びに可搬型代替直流電源 設備である可搬型代替低圧電源車及び可搬型 整流器から給電できる設計とする。
	主要パラメータの他チャン ネル 原子炉圧力 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (S A 広帯域) 原子炉水位 (S A 燃料域) 原子炉圧力容器温度	原子炉圧力 (S A)	常設	

記載のみ

NT2 補① V-1-1-6 R0

注記 *1：重大事故防止設備以外の重大事故等対処設備が有する機能については、その代替機能を有する設計基準事故対処設備等がないため「-」とする。

*2：計装設備については計装ループ全体を示すため要素名を記載。

修正不要

第 3-3-1 表 重大事故等対処設備と設計基準事故対処設備等の
多重性、多様性、独立性及び位置的分散を考慮する対象設備 (12/17)

【設備区分：計測制御系統施設】

(条) 機能	位置的分散を図る対象設備*2		常設 可搬型	多重性、多様性、独立性の考慮内容
	機能喪失を想定する主要な 設計基準事故対処設備*1	機能を代替する重大事故等 対処設備 (既設+新設)		
(第73条) 格納容器バイパス の監視	主要パラメータ (原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) , 原子炉圧力, 原子炉圧力 (SA)) の他 チャンネル ドライウエル雰囲気温度 ドライウエル圧力	原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA広帯域) 原子炉水位 (SA燃料域) 原子炉圧力 原子炉圧力 (SA)	常設	重大事故等対処設備のうち重要代替監視パラメータを計測する設備は、重要監視パラメータと異なる物理量 (水位, 注水量等) の計測又は測定原理とすることで、重要監視パラメータを計測する設備に対して可能な限り多様性を持った計測方法により計測できる設計とする。 重要代替監視パラメータは、重要監視パラメータと可能な限り位置的分散を図る設計とする。 重要監視パラメータを計測する設備及び重要代替パラメータを計測する設備の電源は、共通要因によって同時に機能を損なわないよう、非常用ディーゼル発電機に対して多様性を有する常設代替交流電源設備である常設代替高圧電源装置、可搬型代替交流電源設備である可搬型代替低圧電源車並びに可搬型代替直流電源設備である可搬型代替低圧電源車及び可搬型整流器から給電できる設計とする。
	主要パラメータ (ドライウエル雰囲気温度) の他チャンネル 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA広帯域) 原子炉水位 (SA燃料域) 原子炉圧力 原子炉圧力 (SA)	<div style="background-color: #00ffff; padding: 5px; font-weight: bold; color: red; font-size: 1.2em;">記載のみ</div> ドライウエル雰囲気温度 ドライウエル圧力	常設	

注記 *1：重大事故防止設備以外の重大事故等対処設備が有する機能については、その代替機能を有する設計基準事故対処設備等がないため「-」とする。

*2：計装設備については計装ループ全体を示すため要素名を記載。

NT2 補① V-1-1-1-6 R0

修正不要

第 3-3-1 表 重大事故等対処設備と設計基準事故対処設備等の
多重性、多様性、独立性及び位置的分散を考慮する対象設備 (13/17)

【設備区分：計測制御系統施設】

(条) 機能	位置的分散を図る対象設備**		常設 可搬型	多重性、多様性、独立性の考慮内容
	機能喪失を想定する主要な 設計基準事故対処設備*1	機能を代替する重大事故等 対処設備 (既設+新設)		
(第73条) 水源の確保	高压代替注水系系統流量 代替循環冷却系原子炉注水 流量 原子炉隔離時冷却系系統流 量 高压炉心スプレイ系系統流 量 残留熱除去系系統流量 低压炉心スプレイ系系統流 量 常設高压代替注水系ポンプ 吐出圧力 代替循環冷却系ポンプ吐出 圧力 原子炉隔離時冷却系ポンプ 吐出 圧力 高压炉心スプレイ系ポンプ 吐出圧力 残留熱除去系ポンプ吐出圧 力 低压炉心スプレイ系ポンプ 吐出圧力	サプレッション・プール水 位	常設	重大事故等対処設備のうち重要代替監視パラ メータを計測する設備は、重要監視パラメータ と異なる物理量（水位、注水量等）の計測又は 測定原理とすることで、重要監視パラメータを 計測する設備に対して可能な限り多様性を持 った計測方法により計測できる設計とする。 重要代替監視パラメータは、重要監視パラメー タと可能な限り位置的分散を図る設計とする。 重要監視パラメータを計測する設備及び重要 代替パラメータを計測する設備の電源は、共通 要因によって同時に機能を損なわないよう、非 常用ディーゼル発電機に対して多様性を有す る常設代替交流電源設備である常設代替高压 電源装置、可搬型代替交流電源設備である可搬 型代替低压電源車並びに可搬型代替直流電源 設備である可搬型代替低压電源車及び可搬型 整流器から給電できる設計とする。
	低压代替注水系原子炉注水 流量 低压代替注水系格納容器ス プレイ流量 低压代替注水系格納容器下 部注水流量 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (S A燃料域) 原子炉水位 (S A燃料域) サプレッション・プール水 位 常設低压代替注水系ポンプ 吐出圧力	代替淡水貯槽水位 記載のみ	常設	
	低压代替注水系原子炉注水 流量 低压代替注水系格納容器ス プレイ流量 低压代替注水系格納容器下 部注水流量 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (S A燃料域) 原子炉水位 (S A燃料域) サプレッション・プール水 位	西側淡水貯水設備水位	常設	

注記 *1：重大事故防止設備以外の重大事故等対処設備が有する機能については、その代替機能
を有する設計基準事故対処設備等がないため「－」とする。

*2：計装設備については計装ループ全体を示すため要素名を記載。

NT2 補① V-1-1-6 R0

修正不要

NT2 補① V-1-1-6 R0

第 3-3-3 表 代替パラメータによる主要パラメータの推定 (1/14)

分類	主要パラメータ	代替パラメータ*1	代替パラメータ推定方法
原子炉压力容器内の温度	原子炉压力容器温度	①主要パラメータの他チャンネル	①原子炉压力容器温度の1チャンネルが故障した場合は、他チャンネルにより推定する。 ②原子炉压力容器温度の監視が不可能となった場合には、原子炉水位から原子炉压力容器内の飽和状態にあると想定することで、原子炉圧力より飽和温度/圧力の関係を利用して原子炉压力容器内の温度を推定する。 また、スクラム後、原子炉水位が燃料有効長頂部に到達するまでの経過時間より原子炉压力容器内の温度を推定する。 ③残留熱除去系が運転状態であれば、残留熱除去系により推定する。
		②原子炉圧力 (SA)	
		②原子炉水位 (広帯域)	
		①原子炉水位 (燃料域)	
原子炉压力容器内の圧力	原子炉圧力	②原子炉水位 (SA広帯域)	①原子炉水位 (燃料域)
		②原子炉水位 (SA燃料域)	
		③残留熱除去系熱交換器入口温度	
		①主要パラメータの他チャンネル	
原子炉压力容器内の圧力	原子炉圧力	②原子炉圧力 (SA)	推定は、主要パラメータの他チャンネルを優先する。 ①原子炉圧力の1チャンネルが故障した場合は、他チャンネルにより推定する。 ②原子炉圧力の監視が不可能となった場合には、原子炉圧力 (SA) により推定する。 ③原子炉水位から原子炉压力容器内の飽和状態にあると想定することで、原子炉压力容器温度より飽和温度/圧力の関係を利用して原子炉压力容器内の圧力を推定する。 推定は、主要パラメータの他チャンネルを優先する。
		③原子炉水位 (広帯域)	
		①原子炉水位 (燃料域)	
		③原子炉水位 (SA燃料域)	
原子炉压力容器温度	原子炉压力容器温度	①主要パラメータの他チャンネル	①原子炉圧力 (SA) の1チャンネルが故障した場合は、他チャンネルにより推定する。 ②原子炉圧力 (SA) の監視が不可能となった場合には、原子炉圧力により推定する。 ③原子炉水位から原子炉压力容器内の飽和状態にあると想定することで、原子炉压力容器温度より飽和温度/圧力の関係を利用して原子炉压力容器内の圧力を推定する。 推定は、主要パラメータの他チャンネルを優先する。
		②原子炉圧力	
		③原子炉水位 (広帯域)	
		①原子炉水位 (燃料域)	

注記 *1：代替パラメータの番号は優先順位を示す。

*2：[]は有効監視パラメータ又は常用代替監視パラメータ (耐震性又は耐環境性等はないが、監視可能であれば発電用原子炉施設の状態を把握することが可能な計器) を示す。

修正不要

NT2 補① V-1-1-6 R0

第 3-3-3 表 代替パラメータによる主要パラメータの推定 (2/14)

分類	主要パラメータ	代替パラメータ*1	代替パラメータ推定方法
原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域)	① 主要パラメータの他チャンネル ② 原子炉水位 (S.A.広帯域) ③ 原子炉水位 (S.A.燃料域)	① 原子炉水位 (広帯域) 又は 原子炉水位 (燃料域) の 1 チャンネルが故障した場合は、他チャンネルにより推定する。 ② 原子炉水位 (広帯域) 又は 原子炉水位 (燃料域) の監視が不可能となった場合には、原子炉水位 (S.A.広帯域) 又は 原子炉水位 (S.A.燃料域) により推定する。
	記載のみ	③ 高圧代替注水系統流量 ③ 低圧代替注水系統流量 ③ 代替循環冷却系原子炉注水流量 ③ 原子炉隔離時冷却系系統流量 ③ 高圧炉心スプレイ系系統流量 ③ 残留熱除去系系統流量 ④ 原子炉圧力 ④ 原子炉圧力 (S.A.) ④ サプレッション・チェンバ圧力	③ 高圧代替注水系統流量、低圧代替注水系統流量、代替循環冷却系原子炉注水流量、原子炉隔離時冷却系系統流量、高圧炉心スプレイ系系統流量、残留熱除去系系統流量、低圧炉心スプレイ系系統流量のうち機器動作状態にある流量より、崩壊熱による原子炉水位変化量を考慮し、原子炉圧力容器内の水位を推定する。 ④ 原子炉圧力容器への注水により主蒸気配管より上まで注水し、原子炉圧力、原子炉圧力 (S.A.) とサブプレッション・チェンバ圧力の差圧から原子炉圧力容器の満水を推定する。 推定は、主要パラメータの他チャンネルを優先する。
原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位 (S.A.広帯域) 原子炉水位 (S.A.燃料域)	① 原子炉水位 (広帯域) ② 高圧代替注水系統流量 ② 低圧代替注水系統流量 ② 代替循環冷却系原子炉注水流量 ② 高圧炉心スプレイ系系統流量 ② 残留熱除去系系統流量 ④ 原子炉圧力 ④ 原子炉圧力 (S.A.) ④ サプレッション・チェンバ圧力	① 原子炉水位 (S.A.広帯域) 又は 原子炉水位 (S.A.燃料域) の監視が不可能となった場合には、原子炉水位 (広帯域) 又は 原子炉水位 (燃料域) により推定する。 ② 高圧代替注水系統流量、低圧代替注水系統流量、代替循環冷却系原子炉注水流量、原子炉隔離時冷却系系統流量、高圧炉心スプレイ系系統流量、残留熱除去系系統流量、低圧炉心スプレイ系系統流量のうち機器動作状態にある流量より、崩壊熱による原子炉水位変化量を考慮し、原子炉圧力容器内の水位を推定する。 ③ 原子炉圧力容器への注水により主蒸気配管より上まで注水し、原子炉圧力、原子炉圧力 (S.A.) とサブプレッション・チェンバ圧力の差圧から原子炉圧力容器の満水を推定する。 推定は、原子炉圧力容器内の水位を直接計測する原子炉水位 (広帯域) 又は 原子炉水位 (燃料域) を優先する。
	記載のみ		

注記 *1：代替パラメータの番号は優先順位を示す。

*2：[]は有効監視パラメータ又は常用代替監視パラメータ (耐震性又は耐環境性等はないが、監視可能であれば発電用原子炉施設の状態を把握することが可能な計器) を示す。

修正不要

NT2 補① V-1-1-6 R0

第 3-3-3 表 代替パラメータによる主要パラメータの推定 (3/14)

分類	主要パラメータ	代替パラメータ*1	代替パラメータ推定方法
原子炉压力容器への注水量 (1/2)	高圧代替注水系系統流量	①サブプレッション・プール水位 ②原子炉水位 (広帯域) ③原子炉水位 (燃料域) ④原子炉水位 (SA広帯域) ⑤原子炉水位 (SA燃料域)	①高圧代替注水系系統流量の監視が不可能となった場合には、水源であるサブプレッション・プール水位の変化により注水量を推定する。 ②注水先の原子炉水位の水位変化により高圧代替注水系系統流量を推定する。
	低圧代替注水系原子炉注水量	①代替淡水貯槽水位 ②西側淡水貯槽水位 ③原子炉水位 (広帯域) ④原子炉水位 (燃料域) ⑤原子炉水位 (SA広帯域) ⑥原子炉水位 (SA燃料域)	推定は、環境悪化の影響を受けることが小さいサブプレッション・プール水位を優先する。 ①低圧代替注水系原子炉注水量の監視が不可能となった場合には、水源である代替淡水貯槽水位又は西側淡水貯槽水位の水位変化により注水量を推定する。 ②注水先の原子炉水位の水位変化により低圧代替注水系原子炉注水量を推定する。
	代替循環冷却系原子炉注水量	①主要パラメータの他チャンネル ②サブプレッション・プール水位 ③原子炉水位 (広帯域) ④原子炉水位 (燃料域) ⑤原子炉水位 (SA広帯域) ⑥原子炉水位 (SA燃料域)	推定は、環境悪化の影響を受けることが小さい代替淡水貯槽水位を優先する。
	原子炉隔離時冷却系系統流量	①サブプレッション・プール水位 ②原子炉水位 (広帯域) ③原子炉水位 (燃料域) ④原子炉水位 (SA広帯域) ⑤原子炉水位 (SA燃料域)	①代替循環冷却系原子炉注水量の1チャンネルが故障した場合は、他チャンネルにより推定する。(他系統が運転状態の場合) ②代替循環冷却系原子炉注水量の監視が不可能となった場合には、水源であるサブプレッション・プール水位の変化により注水量を推定する。 ③注水先の原子炉水位の水位変化により代替循環冷却系原子炉注水量を推定する。
注記	原子炉隔離時冷却系系統流量	①サブプレッション・プール水位 ②原子炉水位 (広帯域) ③原子炉水位 (燃料域) ④原子炉水位 (SA広帯域) ⑤原子炉水位 (SA燃料域)	推定は、主要パラメータの他チャンネルを優先する。 ①原子炉隔離時冷却系系統流量の監視が不可能となった場合には、水源であるサブプレッション・プール水位の変化により注水量を推定する。 ②注水先の原子炉水位の水位変化により原子炉隔離時冷却系系統流量を推定する。
	高圧炉心スプレイス系系統流量	①サブプレッション・プール水位 ②原子炉水位 (広帯域) ③原子炉水位 (燃料域) ④原子炉水位 (SA広帯域) ⑤原子炉水位 (SA燃料域)	推定は、環境悪化の影響を受けることが小さいサブプレッション・プール水位を優先する。 ①高圧炉心スプレイス系系統流量の監視が不可能となった場合には、水源であるサブプレッション・プール水位の変化により注水量を推定する。 ②注水先の原子炉水位の水位変化により高圧炉心スプレイス系系統流量を推定する。
			推定は、環境悪化の影響を受けることが小さいサブプレッション・プール水位を優先する。

注記 *1：代替パラメータの番号は優先順位を示す。

*2：[]は有効監視パラメータ又は常用代替監視パラメータ (耐震性又は耐環境性等はないが、監視可能であれば発電用原子炉施設の状態を把握することが可能な計器)を示す。

修正不要

NT2 補① V-1-1-6 R0

第 3-3-3 表 代替パラメータによる主要パラメータの推定 (4/14)

分類	主要パラメータ	代替パラメータ* 1</th	
		代替パラメータ	代替パラメータ推定方法
原子炉压力容器への注水量 (2/2)	残留熱除去系系統流量	①主要パラメータの他チャンネル ②サブプレッション・プール水位 ③原子炉水位 (広帯域) ④原子炉水位 (燃料域) ⑤原子炉水位 (S-A/広帯域) ⑥原子炉水位 (S-A燃料域)	①残留熱除去系系統流量の 1 チャンネルが故障した場合は、他チャンネルにより推定する。(他系統が運転状態の場合) ②残留熱除去系系統流量の監視が不可能となった場合には、水源であるサブプレッション・プール水位の変化により注水量を推定する。 ③注水先の原子炉水位の水位変化により残留熱除去系系統流量を推定する。 推定は、主要パラメータの他チャンネルを優先する。
	低圧炉心スプレイ系系統流量	①サブプレッション・プール水位 ②原子炉水位 (広帯域) ③原子炉水位 (燃料域) ④原子炉水位 (S-A/広帯域) ⑤原子炉水位 (S-A燃料域)	①低圧炉心スプレイ系系統流量の監視が不可能となった場合には、水源であるサブプレッション・プール水位の変化により注水量を推定する。 ②注水先の原子炉水位の水位変化により低圧炉心スプレイ系系統流量を推定する。 推定は、環境悪化の影響を受けることが小さいサブプレッション・プール水位を優先する。
原子炉格納容器への注水量	低圧代替注水系統格納容器スプレイ流量	①代替淡水貯槽水位 ①西側淡水貯水設備水位 ②サブプレッション・プール水位	①低圧代替注水系統格納容器スプレイ流量の監視が不可能となった場合には、水源である代替淡水貯槽水位又は西側淡水貯水設備水位の変化により注水量を推定する。 ②注水先のサブプレッション・プール水位の変化により低圧代替注水系統格納容器スプレイ流量を推定する。 推定は、環境悪化の影響を受けることが小さい代替淡水貯槽水位を優先する。
	低圧代替注水系統格納容器下部注水流量	①代替淡水貯槽水位 ①西側淡水貯水設備水位 ②格納容器下部水位	①低圧代替注水系統格納容器下部注水流量の監視が不可能となった場合には、水源である代替淡水貯槽水位又は西側淡水貯水設備水位の変化により注水量を推定する。 ②注水先の格納容器下部水位の変化により低圧代替注水系統格納容器下部注水流量を推定する。 推定は、環境悪化の影響を受けることが小さい代替淡水貯槽水位を優先する。

注記 *1：代替パラメータの番号は優先順位を示す。

*2：[]は有効監視パラメータ又は常用代替監視パラメータ (耐震性又は耐環境性等はないが、監視可能であれば発電用原子炉施設の状態を把握することが可能な計器) を示す。

修正不要

NT2 補① V-1-1-6 R0

第 3-3-3 表 代替パラメータによる主要パラメータの推定 (11/14)

分類	主要パラメータ	代替パラメータ*1	代替パラメータ推定方法
格納容器バイパスの監視	<原子炉圧力容器内の状態> 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (S A 広帯域) 原子炉水位 (S A 燃料域) 原子炉圧力 原子炉圧力 原子炉圧力	① 主要パラメータ (原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉圧力 (S A)) の他チャヤンネル (燃料域) の他チャヤンネル ② ドライウエール雰囲気温度 ② ドライウエール圧力 ② [エリア放射線モニタ] *2	① 主要パラメータのうち、原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉圧力及び原子炉圧力 (S A) の 1 チャヤンネルが故障した場合は、他チャヤンネルにより推定する。 ② 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (S A 広帯域) 原子炉水位 (S A 燃料域) 原子炉圧力及び原子炉圧力 (S A) の監視が不可能となった場合には、ドライウエール雰囲気温度、ドライウエール圧力、エリア放射線モニタ (有効監視パラメータ) により格納容器バイパスの発生を推定する。 推定は、主要パラメータ (原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉圧力、原子炉圧力 (S A)) の他チャヤンネルを優先する。
	<原子炉格納容器内の状態> ドライウエール雰囲気温度 ドライウエール圧力	① 主要パラメータ (ドライウエール雰囲気温度) の他チャヤンネル ② 原子炉水位 (広帯域) ② 原子炉水位 (燃料域) ② 原子炉水位 (S A 広帯域) ② 原子炉水位 (S A 燃料域) ② 原子炉圧力 ② 原子炉圧力 (S A) ② [エリア放射線モニタ] *2	① 主要パラメータのうち、ドライウエール雰囲気温度の 1 チャヤンネルが故障した場合は、他チャヤンネルにより推定する。 ② ドライウエール雰囲気温度、ドライウエール圧力の監視が不可能となった場合には、原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (S A 広帯域) 原子炉水位 (S A 燃料域) 原子炉圧力、原子炉圧力 (S A) 及びエリア放射線モニタ (有効監視パラメータ) により格納容器バイパスの発生を推定する。 推定は、主要パラメータ (ドライウエール雰囲気温度) の他チャヤンネルを優先する。
格納容器バイパスの監視	<原子炉建屋内の状態> [エリア放射線モニタ]	① 原子炉水位 (広帯域) ① 原子炉水位 (燃料域) ① 原子炉水位 (S A 広帯域) ① 原子炉水位 (S A 燃料域) ① 原子炉圧力 ① 原子炉圧力 (S A) ① ドライウエール雰囲気温度 ① ドライウエール圧力	① エリア放射線モニタ (有効監視パラメータ) の監視が不可能となった場合には、原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (S A 広帯域) 原子炉水位 (S A 燃料域) 原子炉圧力、原子炉圧力 (S A) 及びドライウエール雰囲気温度及びドライウエール圧力により格納容器バイパスの発生を推定する。

注記 *1：代替パラメータの番号は優先順位を示す。

*2：[] は有効監視パラメータ又は常用代替監視パラメータ (耐震性又は耐環境性等はないが、監視可能であれば発電用原子炉施設の状態を把握することが可能な計器) を示す。

修正不要

NT2 補① V-1-1-6 R0

第 3-3-3 表 代替パラメータによる主要パラメータの推定 (12/14)

分類	主要パラメータ	代替パラメータ*1	代替パラメータ推定方法
水源の確保 (1/2)	サブレーション・プール水位	①高圧代替注水系統流量 ①代替循環冷却系原子炉注水流量 ①原子炉隔離時冷却系系統流量 ①高圧炉心スプレイ系統流量 ①残留熱除去系系統流量 ①低圧炉心スプレイ系統流量 ②常設高圧代替注水系ポンプ吐出圧力 ②原子炉隔離時冷却系ポンプ吐出圧力 ②高圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力 ②残留熱除去系ポンプ吐出圧力 ②低圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力	①サブレーション・プール水位の監視が不可能となった場合には、サブレーション・プールの水を水源とする高圧代替注水系、代替循環冷却系、原子炉隔離時冷却系、高圧炉心スプレイ系、残留熱除去系、低圧炉心スプレイ系の流量から各系統が正常に動作していることを把握することにより、水源であるサブレーション・プールの水位が確保されていることを推定する。 ②サブレーション・プールの水を水源とする常設高圧代替注水系ポンプ、代替循環冷却系ポンプ、原子炉隔離時冷却系ポンプ、高圧炉心スプレイ系ポンプ、残留熱除去系ポンプ、低圧炉心スプレイ系ポンプの吐出圧力から各ポンプが正常に動作していることを把握することにより、水源であるサブレーション・プール水位が確保されていることを推定する。 <ポンプ停止基準> サブレーション・プール水位不明時は、上記①又は②の推定方法により、水源が確保されていることを推定する。原子炉圧力容器への注水中に、ECS系の配管破断などによりサブレーション・プール水が流出し、ポンプの必要NPSHが得られず、吐出圧力の異常（圧力低下、ハンチングなど）が確認された場合に、ポンプを停止する。
	代替淡水貯槽水位	①低圧代替注水系原子炉注水流量 ①低圧代替注水系統格納容器スプレイ流量 ①低圧代替注水系統格納容器下部注水流量 ②原子炉水位 (広帯域) ②原子炉水位 (燃料域) ②原子炉水位 (SA広帯域) ②原子炉水位 (SA燃料域) ②サブレーション・プール水位 ③常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力	推定は、サブレーション・プールの水を水源とするポンプの注水量を優先する。 ①代替淡水貯槽水位の監視が不可能となった場合には、代替淡水貯槽を水源とする常設低圧代替注水系ポンプによる各注水先への流量から、代替淡水貯槽水位を推定する。 ②注水先の原子炉水位及びサブレーション・プール水位の水位変化により代替淡水貯槽水位を推定する。なお、代替淡水貯槽の補給状況も考慮した上で水位を推定する。 ③常設低圧代替注水系ポンプの吐出圧力から、ポンプが正常に動作していることを把握することにより、水源である代替淡水貯槽水位が確保されていることを推定する。 推定は、代替淡水貯槽を水源とするポンプの注水量を優先する。

記載のみ

注記 *1：代替パラメータの番号は優先順位を示す。

*2：[]は有効監視パラメータ又は常用代替監視パラメータ（耐震性又は耐環境性等はないが、監視可能であれば発電用原子炉施設の状態を把握することが可能な計器）を示す。

修正不要

NT2 補① V-1-1-6 R0

第 3-3-3 表 代替パラメータによる主要パラメータの推定 (13/14)

分類	主要パラメータ	代替パラメータ*1	代替パラメータ推定方法
水源の確保 (2 / 2)	西側淡水貯水設備水位	①低圧代替注水系原子炉注水流量 ①低圧代替注水系格納容器スプレイド量 ①低圧代替注水系格納容器下部注水流量 ②原子炉水位 (広帯域) ②原子炉水位 (燃料域) ②原子炉水位 (S/A広帯域) ③原子炉水位 (S/A燃料域) ②サブプレッション・プールの水位	①西側淡水貯水設備水位の監視が不可能となった場合は、西側淡水貯水設備を水源とする可搬型代替注水中型ポンプによる各注水先への流量から、西側淡水貯水設備水位を推定する。 ②注水先の原子炉水位及びサブプレッション・プールの水位の水位変化により西側淡水貯水設備水位を推定する。 なお、西側淡水貯水設備の補給状況も考慮した上で水位を推定する。 推定は、西側淡水貯水設備水位とするポンプの注水量を優先する。
	原子炉建屋水素濃度	①主要パラメータの他チャンネル ②静的触媒式水素再結合器動作監視装置	①原子炉建屋水素濃度の 1 チャンネルが故障した場合は、他チャンネルにより推定する。 ②原子炉建屋水素濃度の監視が不可能となった場合には、静的触媒式水素再結合器 動作監視装置 (静的触媒式水素再結合器入口/出口の差温度から水素濃度を推定) により推定する。 推定は、主要パラメータの他チャンネルを優先する。
原子炉格納容器内の酸素濃度	格納容器内酸素濃度 (S/A)	①格納容器内酸素濃度モニタ (D/W) ①格納容器内酸素濃度モニタ (S/C) ①ドライウエル圧力 ①サブプレッション・チェンバ圧力 ②【格納容器内酸素濃度】*2	①格納容器内酸素濃度 (S/A) の監視が不可能となった場合には、格納容器内酸素濃度モニタ (D/W) 又は格納容器内酸素濃度モニタ (S/C) にて炉心損傷を判断した後、初期酸素濃度と保守的な G 値を入力とした評価結果 (解析結果) により推定する。 ①ドライウエル圧力又はサブプレッション・チェンバ圧力により、格納容器内圧力が正圧であることを確認すること、事故後の原子炉格納容器内への空気 (酸素) の流入有無を把握し、水素燃焼の可能性を推定する。 ②監視可能であれば格納容器内酸素濃度 (常用計器) により、酸素濃度を推定する。 推定は、重要代替計器である格納容器内酸素濃度モニタ (D/W)、格納容器内酸素濃度モニタ (S/C)、ドライウエル圧力及びサブプレッション・チェンバ圧力を優先する。

注記 *1: 代替パラメータの番号は優先順位を示す。

*2: []は有効監視パラメータ又は常用代替監視パラメータ (耐震性又は耐環境性等はないが、監視可能であれば発電用原子炉施設の状態を把握することが可能な計器) を示す。

修正不要

第3表 安全パラメータ表示システム（SPDS）主要伝送パラメータ(1/6)

目的	対象パラメータ	緊急時対策所 への伝送 パラメータ	ERSS伝送 パラメータ	基準規則等 への適合に 必要な主要 パラメータ*1	バック アップ対象 パラメータ
炉心反応度の状 態確認	平均出力領域計装 平均	○	○	-	○
	平均出力領域計装 A	○	-	○	○
	平均出力領域計装 B	○	-	○	○
	平均出力領域計装 C	○	-	○	○
	平均出力領域計装 D	○	-	○	○
	平均出力領域計装 E	○	-	○	○
	平均出力領域計装 F	○	-	○	○
	起動領域計装 A	○	○	○	○
	起動領域計装 B	○	○	○	○
	起動領域計装 C	○	○	○	○
	起動領域計装 D	○	○	○	○
	起動領域計装 E	○	○	○	○
	起動領域計装 F	○	○	○	○
	起動領域計装 G	○	○	○	○
	起動領域計装 H	○	○	○	○
	炉心冷却の状態 確認	原子炉水位(狭帯域)	○	○	-
原子炉水位(広帯域)		○	○	○	○
原子炉水位(燃料域)		○	○	○	○
原子炉水位(SA広帯域)		○	-	○	○
原子炉水位(SA燃料域)		○	-	○	○
原子炉圧力		○	○	○	○
原子炉圧力(SA)		○	-	○	○
高圧炉心スプレイ系系統流量		○	○	○	○
低圧炉心スプレイ系系統流量		○	○	○	○
原子炉隔離時冷却系系統流量		○	○	○	○
残留熱除去系系統流量A		○	○	○	○
残留熱除去系系統流量B		○	○	○	○
残留熱除去系系統流量C		○	○	○	○
逃がし安全弁出口温度		○	○	-	○
原子炉再循環ポンプ入口温度		○	○	-	○
原子炉給水流量	○	○	-	○	

注記 *1: 選定パラメータについては、以下の規則及び審査基準から選定する。

- 「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」
 第五十四条（使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための設備）
 第五十八条（計装設備）

「実用発電用原子炉に係る発電用原子炉設置者の重大事故の発生及び拡大の防止に必要な措置を実施するために必要な技術的能力に係る審査基準」に係る適合状況説明資料

- 1.11（使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための手順等）
 1.15（事故等の計装に関する手順等）

修正不要

1. 概 要

本資料は、「実用発電用原子炉及びその附属施設の技術基準に関する規則」（以下「技術基準規則」という。）第 26 条及び第 69 条並びにそれらの「実用発電用原子炉及びその附属施設の技術基準に関する規則の解釈」（以下「解釈」という。）に基づき、燃料体又は使用済燃料（以下「燃料体等」という。）が臨界に達しないことを説明するものである。

なお、技術基準規則第 26 条の要求事項に変更がないため、技術基準規則第 26 条の要求事項に係る燃料取扱設備、新燃料貯蔵設備及び使用済燃料貯蔵設備の核燃料物質が臨界に達しないことの説明に関しては、今回の申請において変更は行わない。

今回は、技術基準規則第 69 条の要求事項に基づき、使用済燃料貯蔵槽（以下「使用済燃料プール」という。）の水位が低下した場合において、燃料体等が臨界に達しないことを説明する。

2. 基本方針

使用済燃料プールは、燃料プール冷却浄化系、残留熱除去系の故障等により使用済燃料プールの冷却機能が喪失及び補給水系の故障により使用済燃料プールの注水機能が喪失又は使用済燃料プールに接続する配管の破損等により使用済燃料プール水の小規模な漏えいその他要因により当該使用済燃料プールの水位が低下した場合（以下「小規模漏えい時」という。）に、技術基準規則第 69 条第 1 項及び解釈により施設が要求されている可搬型代替注水設備による冷却及び水位確保により使用済燃料プールの機能（燃料体等の冷却、水深の遮蔽能力）を維持するとともに、実効増倍率が最も高くなる冠水状態においても臨界を防止できる設計とする。

また、使用済燃料プールは、使用済燃料プールからの大量の水の漏えいその他の要因により、当該使用済燃料プールの水位が異常に低下した場合（以下「大規模漏えい時」という。）に、技術基準規則第 69 条第 2 項及び解釈により施設が要求されている可搬型スプレイ設備（使用済燃料プールへのスプレイ）にて、使用済燃料ラック（以下「ラック」という。）及び燃料体等を冷却し、臨界にならないよう配慮したラック形状において、スプレイや蒸気条件においても臨界を防止できる設計とする。

このため、小規模漏えい時及び大規模漏えい時の使用済燃料プールの未臨界性評価の評価基準は、使用済燃料プール水温、ラック製造公差、ラックボロン濃度、ラックセル内燃料配置それぞれについての不確定性を考慮し、最も結果が厳しくなる状態で、いかなる一様な水密度であっても実効増倍率が 0.95 以下となる設計とする。

3. 使用済燃料プール水漏えい時の未臨界性評価

3.1 評価の基本方針

使用済燃料プールで小規模漏えいが発生した場合、可搬型代替注水設備による注水により放射線の遮蔽が維持される水位を確保でき、あわせて燃料有効長頂部の冠水状

記載のみ

修正不要

名称に合致した数値であり
修正不要

計算体系としては、垂直方向は有限の高さ（燃料有効長 3.71 m + 燃料上下に 30 cm の水領域を設け、その外側の境界条件を真空とする。）とし、水平方向は無限の広がりを持つ体系とする。

東海第二発電所の使用済燃料プールでは、ボロン添加ステンレス鋼（以下「B-SUS」という。）製ラックセルに燃料を貯蔵する。使用済燃料プールには、通常は限られた体数の新燃料と照射済燃料を貯蔵するが、臨界設計では、新燃料及びいかなる燃焼度の照射済燃料を貯蔵しても十分安全側の評価を得るように、炉心装荷時の無限増倍率が 1.30 となる燃料を用いて評価している。また、使用済燃料プール水温、ラック製造公差、ボロン添加率、ラックセル内燃料配置それぞれについて最も結果が厳しくなる状態で評価している。未臨界性評価の基本計算条件を第 1 表に、計算体系を第 2 図に示す。

3.2.2 計算条件

評価の計算条件は以下のとおりである。

- (a) 燃料の濃縮度は wt% とする。
- (b) 水の密度は、0~1.0 g/cm³ とする。
- (c) 燃料有効長は、3.71 m とする。
- (d) ボロン濃度の解析使用値は、製造公差下限値の wt% とする。

名称に合致した数値であり
修正不要

以下の計算条件は公称値に正負の製作公差を未臨界性評価上厳しくなる側に不確定性として考慮するものである。なお、ラックセル内での燃料配置については、ラック内で燃料が偏心すると、中性子の強吸収体である B-SUS に接近することにより、燃料領域の熱中性子が減少するため、実効増倍率が最も高くなるラックセル内中央配置とする（第 2 図）。

- (e) ラックピッチ
- (f) ラック板厚
- (g) ラック内のり

3.3 計算結果

使用済燃料プール水漏えい時の未臨界性評価結果を第 3 図に示す。実効増倍率は不確定性を考慮しても最大で 0.93 となり、0.95 以下を満足している。

修正不要

第1表 未臨界性評価の基本計算条件

	項目	仕様
燃 料 仕 様	燃料種類	9 × 9 燃料 (A 型)
	U ²³⁵ 濃縮度	<input type="text"/> wt% *1
	ペレット密度	理論密度の 97 %
	ペレット直径	0.96 cm
	被覆管外径	1.12 cm
	被覆管厚さ	0.71 mm
	燃料有効長	3.71 m
使用済燃料ラック	ラックタイプ	キャン型
	ラックピッチ	<input type="text"/> mm
	材料	ボロン添加ステンレス鋼
	ボロン濃度	<input type="text"/> wt% *2
	板厚	<input type="text"/> mm
	内のり	<input type="text"/> mm

名称に合致した数値であり
修正不要

注記 *1: 未臨界性評価用燃料集合体 ($k_{\infty} = 1.3$ 未燃焼組成, Gd なし)

*2: ボロン濃度の解析使用値は, 製造公差下限値とする。

修正不要

するために必要な水遮蔽厚を算定する。

3.1 評価条件

名称に合致した数値であり
修正不要

3.1.1 使用済燃料の計算条件

- (1) 使用済燃料プールの水面における線量率の計算においては貯蔵容量分（2250 体）の使用済燃料貯蔵を想定する。
- (2) 使用済燃料プールの水温は 100 °C とし、水の密度は 0.958 g/cm³* とする。
- (3) 使用済燃料は使用済燃料有効部 を線源とする。
燃料有効部以外の燃料集合体構造部材による遮蔽効果は考慮せず、遮蔽能力が構造部材より小さい水とみなす。
- (4) 使用済燃料貯蔵ラックによる遮蔽効果は考慮せず、ラック材料よりも遮蔽効果の小さい水とみなす。

3.1.2 使用済制御棒の計算条件

- (1) 使用済制御棒からの線量率計算においては制御棒・破損燃料貯蔵ラック又は制御棒貯蔵ハンガ全てに使用済制御棒が貯蔵された状態を想定する。
- (2) 使用済燃料プールの水温は 100 °C とし、水の密度は 0.958 g/cm³* とする。
- (3) 使用済制御棒は実際の制御棒・破損燃料貯蔵ラック又は制御棒貯蔵ハンガの配置と面積を包絡するような直方体線源とする。使用済制御棒は、遮蔽能力が構造部材より小さい水とみなす。
- (4) 制御棒・破損燃料貯蔵ラック又は制御棒貯蔵ハンガによる遮蔽効果は考慮せず、ラック材料又はハンガ材料よりも遮蔽効果の小さい水とみなす。

注記 * : 「1999 日本機械学会蒸気表」

4. 線 源

4.1 使用済燃料の線源強度*¹

使用済燃料プール水深評価では、プール内ラックに貯蔵されている使用済燃料を線源として考える。使用済燃料の照射期間は 10⁶ 時間（約 114 年）とし、原子炉停止後貯蔵までの期間として、9 日*²を考慮する。なお、原子炉運転中の燃料集合体 1 体当たりの熱出力は 4.31 MW（9×9 燃料（A 型））とする。このときの線源強度は第 1 表となる。

修正不要

(3) 過渡時自動減圧機能

名 称	原子炉水位異常低 (レベル1)
保 護 目 的 / 機 能	原子炉冷却材圧力バウンダリが高压、かつ設計基準事故対処設備が有する原子炉の減圧機能が喪失した場合、炉心の著しい損傷を防止し、原子炉冷却材圧力バウンダリ及び原子炉格納容器の健全性を維持するため、逃がし安全弁を作動させる。
設 定 値	

【設定根拠】

設定値は、次の事項を考慮して決定する。

高压注水機能が喪失し、原子炉水位のみ低下していく事象では、ドライウェル圧力高が発生しないため、自動減圧系が起動しない。自動減圧系の代替として原子炉を減圧させるため、残留熱除去系ポンプ又は低压炉心スプレイ系ポンプ運転中を条件として、自動減圧系と同様の原子炉水位異常低 (レベル1) を設定する。

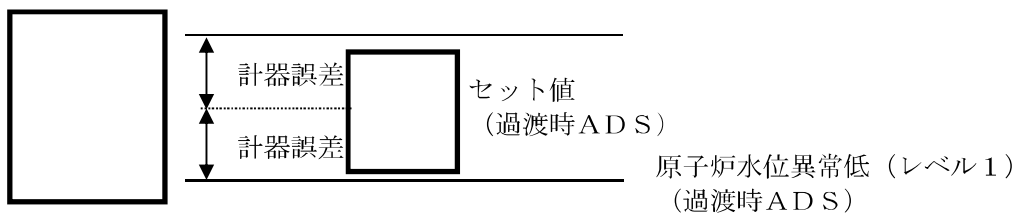
*1: 原子炉圧力容器零レベルは、原子炉圧力容器基準点を示す。

<補足>

炉心の著しい損傷を防止するためのシステムであることを考慮し、炉心が露出しないように燃料有効長頂部より高い設定として、原子炉水位異常低 (レベル1) とする。

逃がし安全弁の作動は原子炉冷却材の放出となり、その補給には残留熱除去系ポンプ、低压炉心スプレイ系ポンプからの注水が必要であることを考慮して、残留熱除去系ポンプ、低压炉心スプレイ系ポンプが自動起動する原子炉水位異常低 (レベル1) とする。

記載のみ



過渡時ADS : 過渡時自動減圧機能
 セット値 : 実機の計装設備にセットする値
 計器誤差 : 検出器などの計器誤差に余裕を加算したもの

原子炉水位異常低 (レベル1) 設定値の概要図

NT2 補① V-1-5-2 ROE

修正不要

第1表 主要な監視及び操作の対象

機能	機監視及び操作の対象
反応度制御系統及び原子炉停止系統に係る設備の操作機能	制御棒駆動系の手動操作，原子炉スクラムの手動操作
非常用炉心冷却設備等，非常時に発電用原子炉の安全を確保するための設備の操作機能	非常用炉心冷却系設備作動の手動操作，原子炉格納容器スプレイ作動の手動操作，主蒸気ライン隔離の手動操作，原子炉格納容器隔離の手動操作，低温停止への移行の手動操作，
発電用原子炉及び原子炉冷却材設備に係る主要な機器又は器具の動作状態の表示機能	制御棒の動作状態，発電用原子炉及び原子炉冷却材系統に係る主要なポンプの動作状態，発電用原子炉及び原子炉冷却材系統に係る主要な弁の開閉状態
主要計測装置の計測結果表示機能 <div style="border: 1px solid black; background-color: #00ffff; padding: 2px; display: inline-block; margin-left: 100px;">記載のみ</div>	中性子束，制御棒位置，原子炉スクラム用電磁接触器の状態，原子炉圧力， 原子炉水位 （広帯域， 燃料域 ），残留熱除去系流量，サプレッションプール水位，サプレッションプール温度，復水貯蔵タンク水位，原子炉隔離時冷却系流量，高圧炉心スプレイ系流量，低圧炉心スプレイ系流量，原子炉格納容器圧力，原子炉格納容器水素濃度，原子炉格納容器酸素濃度，原子炉格納容器エリア放射線量率（高レンジ），非常用ガス処理系流量，可燃性ガス濃度制御装置等
発電用原子炉の運転に著しい支障を及ぼすおそれが生じた場合，放射性物質の濃度若しくは線量当量率が著しく上昇した場合又は流体上の放射性廃棄物が著しく漏えいするおそれが生じた場合に当該異常状態を警報表示する機能	原子炉水位 （広帯域， 燃料域 ）の低及び高警報，原子炉圧力の低及び高警報，中性子束レベルの高警報，プロセスモニタリング設備の高警報，エリアモニタリング設備の高警報，ドライウェル内ガス冷却装置冷却器凝縮水流量の高警報，ドライウェル高電導度廃液サンプル水位の高警報，使用済燃料プール水位の低及び水温の高警報等
安全保護系及びそれにより駆動又は制御される機器の状態表示機能	原子炉トリップ信号の各チャンネルの状態表示（注1），工学的安全施設作動信号の各チャンネルの状態表示（注1），原子炉トリップ信号により動作する機器の状態表示（注2），工学的安全施設作動信号により動作する機器の状態表示（注3）

修正不要

- e. 格納容器圧力逃がし装置の隔離弁については、現場でも操作が可能となるよう、遠隔人力操作機構を設け、原子炉建屋原子炉棟外から容易かつ確実に開閉操作できる設計とする。
- f. 炉心の著しい損傷時においても、現場において、人力で格納容器圧力逃がし装置の隔離弁の操作ができるよう、遠隔人力操作機構を介した操作場所又は操作室を放射線量率の低い原子炉建屋付属棟に設置する設計とする。さらに、第二弁及び第二弁バイパス弁の操作室には、格納容器圧力逃がし装置使用後に高線量となる配管に対する遮蔽及び格納容器内雰囲気ガスの操作室への流入防止装置（空気ボンベユニット）を設ける設計とする。
- g. 格納容器圧力逃がし装置待機時に格納容器圧力逃がし装置内を不活性ガス（窒素）にて置換する際の大気との障壁として、圧力開放板を設置する設計とする。
 圧力開放板は、格納容器からのベントガス圧力(0.31 MPa[gage]～0.62 MPa[gage])と比較して十分に低い圧力である0.08 MPa[gage]にて開放し、格納容器圧力逃がし装置の使用の妨げにならない設計とする。
- h. 格納容器圧力逃がし装置は、サブプレッション・チェンバ側及びドライウエル側のいずれからも排気できる設計とする。サブプレッション・チェンバ側からの排気ではサブプレッション・プールの水面からの高さを確保し、ドライウエル側からの排気では燃料有効長頂部よりも高い位置に接続箇所を設けることで、長期的にも熔融炉心及び水没の影響を受けない設計とする。
- i. 格納容器圧力逃がし装置のフィルタ装置は、フィルタ装置格納槽（地下埋設）に格納し、十分な厚さのコンクリート及び覆土により地上面の放射線量を十分に低減する設計とする。また、フィルタ装置に接続する配管等については、原子炉建屋原子炉棟内及び原子炉建屋付属棟内に設置することにより、事故時の復旧作業における被ばくを低減する設計とする。

記載のみ

修正不要

2.1.2 水素濃度制御設備の設計方針

P A Rは、炉心の著しい損傷が発生した場合において格納容器から、多量の水素が原子炉建屋原子炉棟へ漏えいする過酷な状態を想定した場合において、原子炉建屋原子炉棟内の水素濃度が可燃限界未満となる設計とする。

格納容器からの水素の漏えい量は、事故シナリオに依存するが、有効性評価結果（格納容器への雰囲気圧力・温度による静的負荷が大きい「原子炉冷却材喪失（大L O C A）時に非常用炉心冷却系の機能及び全交流動力電源が喪失する事故」を選定）を踏まえた条件において、原子炉建屋原子炉棟内の水素濃度が可燃限界未満となることを必要条件とした上で、更に過酷な条件を想定して、P A Rの設計を実施する。

(1) 水素漏えい条件

水素漏えい条件は、第2.1.2-1表に示すとおり、有効性評価結果を踏まえた条件より十分保守的に設定している。

第2.1.2-1表 P A R設計条件における水素漏えい条件

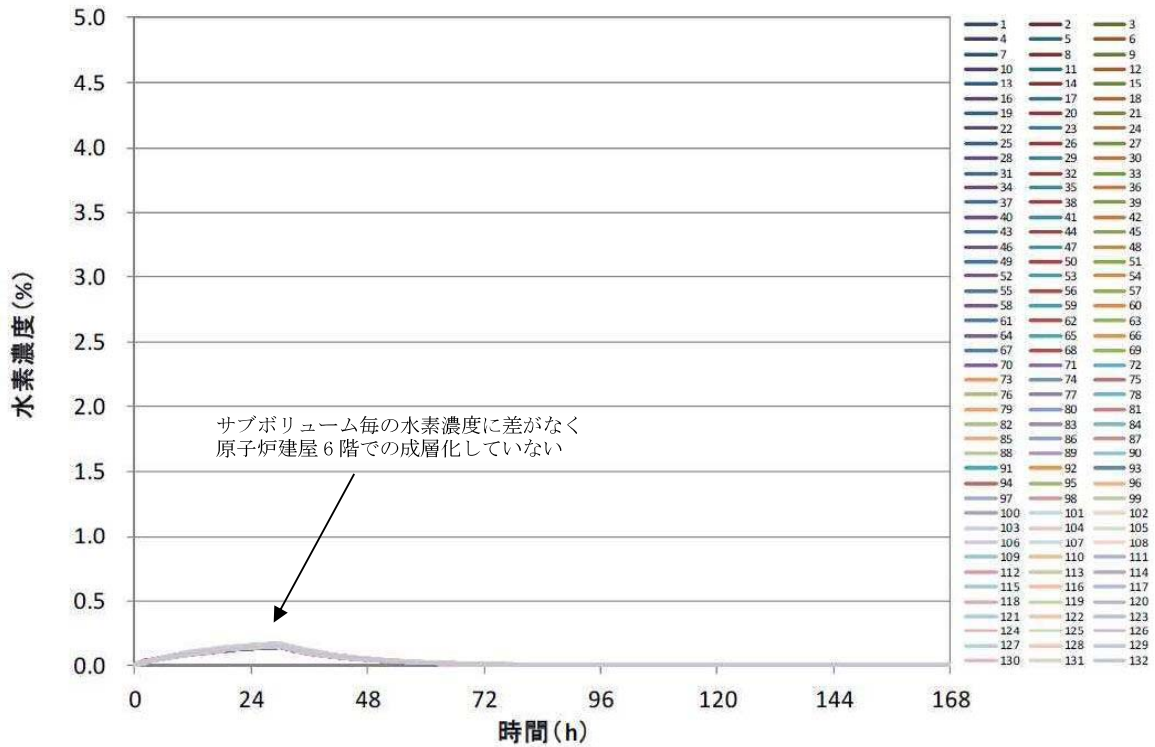
項目	P A R設計条件	【参考】有効性評価結果 (雰囲気圧力・温度による静的負荷 (格納容器過圧・過温破損))
水素発生量	約1400 kg A F C (燃料有効部被覆管) 100 %相当	約700 kg (ジルコニウム-水反応, 金属腐食, 水の放射線分解考慮)
格納容器漏えい率	10 %/day (一定)	約1.3 %/day (最大)

a. 水素発生量について

有効性評価シナリオ（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損））では、事象発生25分後に低压代替注水系（常設）による原子炉注水を開始し、直ちに炉心が冷却されるため、発生水素量は、ジルコニウム-水反応、金属腐食及び水の放射線分解での水素発生量を考慮しても約700 kgとなるが、更に過酷な条件として、約1400 kg（A F C（燃料有効部被覆管）100 %相当）が発生するものとしてP A Rを設計する。

b. 格納容器漏えい率について

重大事故等発生時に格納容器圧力が設計圧力を超える場合の格納容器漏えい率は以下のA E C (Atomic Energy Commission) の式から設定する。重大事故等発生時は、格納容器圧力が設計圧力の2倍（以下「2 Pd」という。）を超えないように運用するため、2Pdにおける格納容器漏えい率が最大漏えい率となり、事故時条件として200 ℃, 2 Pd, A F C 100 %相当の水素発生量を想定した場合におけるガス組成（水素：39 %，窒素：21 %，水蒸気：40 %）を踏まえると、A E Cの式から約1.4 %/dayとなる。この値は、有効性評価結果を包含した条件であるが、更に過酷な条件として10 %/dayの漏えい率を仮定し、P A Rを設計する。



第 2. 1. 4. 2-2 図 ケース 1 水素濃度の時間変化 (サブボリューム別)

下層階から漏えいした水素は、大物搬入口及び各階段を通じて原子炉建屋原子炉棟全域で水素濃度が均一化することが確認できた。また、水素濃度の最大値は、事象発生後約 30 時間後に格納容器ベントを実施することで、格納容器からの漏えいが抑制され、P A R 起動水素濃度である 1.5 %未満となる結果となった。

(2) ケース 2

記載のみ

設計裕度の確認を行うため、格納容器過圧・過温シナリオ（格納容器ベント使用時）に対して十分保守的に設定した仮想的な条件である P A R 設計値（水素発生量 **A F C** 100%相当及び格納容器漏えい率 10 %/day）を用いて評価した水素が全量 P A R 設置エリアである原子炉建屋原子炉棟 6 階のみから漏えいするとして、水素濃度の時間変化を評価した。解析結果を第 2. 1. 4. 2-3 図に示す。

また、サブボリューム別の水素濃度の時間変化を第 2. 1. 4. 2-4 図に示す。

NT2 補① V-1-8-2 R0

修正不要

適合性確認対象設備ごとの調達に係る管理のグレード及び実績（設備関係）

設備区分／系統／機器区分		機器名	重要度分類	本文品質保証計画「7.3 設計・開差」の適用有無	本文品質保証計画「7.4 調達」の適用有無	備考
<div style="background-color: #00FFFF; padding: 5px; display: inline-block;">記載のみ</div>		炉心形状、格子形状、燃料集合体数、炉心有効高さ及び炉心等価直径	—	炉心形状、格子形状等	既設設備であり、当時の調達管理に基づき実施している。	
		燃料材の種類、燃料集合体平均濃縮度又は富化度、燃料集合体最高燃焼度及び核燃料物質の最大装荷量	—	燃料材	既設設備であり、当時の調達管理に基づき実施している。	
炉心	炉心支持構造物	炉心シュラウド及びシュラウドサポート	炉心シュラウド シュラウドサポート	既設設備であり、当時の調達管理に基づき実施している。		
		上部格子板	上部格子板	既設設備であり、当時の調達管理に基づき実施している。		
		炉心支持板	炉心支持板	既設設備であり、当時の調達管理に基づき実施している。		
		燃料支持金具	中央燃料支持金具	既設設備であり、当時の調達管理に基づき実施している。		
			周辺燃料支持金具	既設設備であり、当時の調達管理に基づき実施している。		
		制御棒案内管	制御棒案内管	既設設備であり、当時の調達管理に基づき実施している。		
		原子炉本体	原子炉圧力容器木体並びに監視試験片	—	原子炉圧力容器	既設設備であり、当時の調達管理に基づき実施している。
支持構造物	原子炉圧力容器スカート			既設設備であり、当時の調達管理に基づき実施している。		
原子炉圧力容器支持構造物	基礎ボルト		原子炉圧力容器の基礎ボルト	既設設備であり、当時の調達管理に基づき実施している。		
	原子炉圧力容器スタビライザ		スタビライザ（原子炉圧力容器～しゃへい壁間）	既設設備であり、当時の調達管理に基づき実施している。		
	原子炉格納容器スタビライザ		スタビライザ（しゃへい壁～格納容器間）	既設設備であり、当時の調達管理に基づき実施している。		
	中性子束計測ハウジング		中性子計測ハウジング	既設設備であり、当時の調達管理に基づき実施している。		
	制御棒駆動機構ハウジング		制御棒駆動機構ハウジング	既設設備であり、当時の調達管理に基づき実施している。		
	制御棒駆動機構ハウジング支持金具		制御棒駆動機構ハウジング支持金具	既設設備であり、当時の調達管理に基づき実施している。		
	ジェットポンプ計測管貫通部シール		ジェットポンプ計測管貫通部シール	既設設備であり、当時の調達管理に基づき実施している。		
原子炉圧力容器付属構造物	差圧検出・ほう酸水注入配管		差圧検出・ほう酸水注入管（ダイヤより N10 ノズルまでの外管）	既設設備であり、当時の調達管理に基づき実施している。		
	蒸気乾燥器の蒸気乾燥器ユニット及び蒸気乾燥器ハウジング		蒸気乾燥器ユニット	既設設備であり、当時の調達管理に基づき実施している。		
			蒸気乾燥器ハウジング	既設設備であり、当時の調達管理に基づき実施している。		
	気水分離器及びスタンドパイプ		気水分離器	既設設備であり、当時の調達管理に基づき実施している。		
			スタンドパイプ	既設設備であり、当時の調達管理に基づき実施している。		
	シュラウドヘッド		シュラウドヘッド	既設設備であり、当時の調達管理に基づき実施している。		
	ジェットポンプ	ジェットポンプ	既設設備であり、当時の調達管理に基づき実施している。			
	原子炉圧力容器内部構造物	スパーージャ及び内部配管	給水スパーージャ	既設設備であり、当時の調達管理に基づき実施している。		
			高圧炉心スプレイスパーージャ	既設設備であり、当時の調達管理に基づき実施している。		
			低圧炉心スプレイスパーージャ	既設設備であり、当時の調達管理に基づき実施している。		
炭留熱除去系配管（原子炉圧力容器内部）		既設設備であり、当時の調達管理に基づき実施している。				
高圧炉心スプレイ配管（原子炉圧力容器内部）		既設設備であり、当時の調達管理に基づき実施している。				
低圧炉心スプレイ配管（原子炉圧力容器内部）		既設設備であり、当時の調達管理に基づき実施している。				
差圧検出・ほう酸水注入管（原子炉圧力容器内部）		既設設備であり、当時の調達管理に基づき実施している。				
中性子束計測案内管	中性子計測案内管	既設設備であり、当時の調達管理に基づき実施している。				

修正不要

設備区分/系統/機器区分			機器名		重要度分類			本文品質保証計画 〔7.4 調達〕の適用有無			備考
計測制御系統施設	駆動装置	制御材	—	制御棒駆動水圧設備 (制御棒駆動水圧系)	主配管	原子炉格納容器配管貫通部 X-10A, B, C, D	既設設備であり、当時の調達管理に基づき実施している。				
			ほう酸水注入設備	ほう酸水注入系	ポンプ	—	ほう酸水注入ポンプ	既設設備であり、当時の調達管理に基づき実施している。			
	容器	—			ほう酸水貯蔵タンク	既設設備であり、当時の調達管理に基づき実施している。					
	安全弁及び逃がし弁	—			C41-F029A, B	既設設備であり、当時の調達管理に基づき実施している。					
	主配管	—			タンクよりポンプまで (ポンプ入口管)	既設設備であり、当時の調達管理に基づき実施している。					
		—			ポンプ出口より爆破開放弁まで (ポンプ出口パイパス管含む)	既設設備であり、当時の調達管理に基づき実施している。					
		—			爆破開放弁より原子炉圧力容器まで	既設設備であり、当時の調達管理に基づき実施している。					
			—	原子炉格納容器配管貫通部 X-13	既設設備であり、当時の調達管理に基づき実施している。						
	計測装置	—	起動領域計測装置 (中性子源領域計測装置、中間領域計測装置) 及び出力領域計測装置	—	起動領域計装	既設設備であり、当時の調達管理に基づき実施している。					
				—	出力領域計装	既設設備であり、当時の調達管理に基づき実施している。					
			原子炉圧力容器本体の入口又は出口の原子炉冷却材の圧力、温度又は流量を計測する装置	—	主蒸気流量	既設設備であり、当時の調達管理に基づき実施している。					
				—	原子炉圧力容器温度	A	○	—			
				—	高圧代替注水系系統流量	A	○	—			
				—	低圧代替注水系原子炉注水流量	A	○	—			
				—	代替循環冷却系原子炉注水流量	A	○	—			
				—	代替循環冷却系ポンプ入口温度	A	○	—			
				—	残留熱除去系熱交換器入口温度	A	○	—			
				—	残留熱除去系熱交換器出口温度	A	○	—			
				—	原子炉隔離時冷却系系統流量	既設設備であり、当時の調達管理に基づき実施している。					
				—	高圧炉心スプレイ系系統流量	既設設備であり、当時の調達管理に基づき実施している。					
				—	低圧炉心スプレイ系系統流量	既設設備であり、当時の調達管理に基づき実施している。					
				—	残留熱除去系系統流量	既設設備であり、当時の調達管理に基づき実施している。					
			原子炉圧力容器本体内の圧力又は水位を計測する装置	—	原子炉圧力	既設設備であり、当時の調達管理に基づき実施している。					
				—	原子炉圧力 (SA)	既設設備であり、当時の調達管理に基づき実施している。					
				—	原子炉水位	既設設備であり、当時の調達管理に基づき実施している。					
				—	原子炉水位 (広帯域)	既設設備であり、当時の調達管理に基づき実施している。					
				—	原子炉水位 (燃料域)	既設設備であり、当時の調達管理に基づき実施している。					
				—	原子炉水位 (SA広帯域)	A	○	—			
			原子炉格納容器本体内の圧力、温度、酸素ガス濃度又は水素ガス濃度を計測する装置	—	原子炉水位 (SA燃料域)	A	○	—			
				—	ドライウエル圧力	既設設備であり、当時の調達管理に基づき実施している。					
				—	サブプレッション・チェンバ圧力	既設設備であり、当時の調達管理に基づき実施している。					
				—	サブプレッション・プール水温度	既設設備であり、当時の調達管理に基づき実施している。					
	—	ドライウエル雰囲気温度		既設設備であり、当時の調達管理に基づき実施している。							
	—	サブプレッション・チェンバ雰囲気温度		A	○	—					
	—	格納容器内水素濃度		既設設備であり、当時の調達管理に基づき実施している。							

記載のみ

代替高圧電源装置) から電力供給が可能であり、蓄電池からの電力供給は不要となる。

このため、基本的に要求時間は 95 分と設定する。なお、有効性評価の全交流動力電源喪失では、常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置）からの給電に期待していないことを考慮し、この場合の重大事故等対応に係る設備については 95 分以降も蓄電池からの給電を行うものとする。このうち、原子炉隔離時冷却系等 8 時間までの作動に期待する設備については、要求時間を 8 時間と設定する。

また、蓄電池（非常用）2 区分からの給電が確保されている計装設備の一部について、全交流動力電源喪失で、同様の計装設備が重大事故等対処設備で確保している設備に対し、設計基準事故対処設備のうち 1 系統については、要求時間を 8 時間と設定する。

なお、8 時間以降に不要となる設備のうち、容易な操作で負荷削減に効果がある負荷については、切り離しを行うこととする。

この要求時間を適用する具体的な設備は、以下のとおりである。

原子炉隔離時冷却系

直流非常灯

記載のみ

原子炉水位（広帯域）、原子炉水位（燃料域）、原子炉圧力

（下線部：建設時、直流の電力供給を必要とした設備）

d. 全交流動力電源喪失 8 時間後から 24 時間まで

c. の給電対象設備のうち、切り離しを行っていない残りの設備を給電継続対象設備とする。ここでの要求時間は、有効性評価の全交流動力電源喪失では 24 時間交流動力電源設備からの給電に期待していないこと、設置許可基準規則第 57 条では 24 時間蓄電池からの給電を

第 2.2-1 表 全交流動力電源喪失時に蓄電池 (非常用) から電力供給する設備 (3/10)

条文	内容	追加 要求 事項	番号	機能*1	蓄電池 (非常用)				蓄電池 (緊急用)		要求 時間	蓄電池からの電力供給時間																			
					A-1	A-2	B-1	B-2	注)	S 要 負 荷		B 要 負 荷	O 時	区分 I	区分 II	中性子 モニタ 用 蓄電池	(参考) 区分 III														
					注)	S 要 負 荷	B 要 負 荷	O 時																							
23 条	計測制御系統施設	無	23-3	原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) (58-3 と同じ)	DB/ SA	●②	-	-	-	-	95 分	24 時間	24 時間	-	-	(参考) 緊急用 125V 系 蓄電池															
																	23-4	原子炉圧力 (58-5 と同じ)	DB/ SA	●②	-	-	-	-	-	-	-	-			
																	23-5	ドライウエル圧力 (DB)	DB	●②	-	-	-	-	-	-	95 分	24 時間	-	-	-
																	23-6	サブレーション・プールの水温度 (DB)	DB	●②	-	-	-	-	-	-	95 分	24 時間	-	-	-
																	23-7	格納容器内雰囲気放射線モニタ (D/W) (58-13 と同じ)	DB/ SA	●②	-	-	-	-	-	-	95 分	24 時間	-	-	-
																	23-8	格納容器内雰囲気放射線モニタ (S/C) (58-14 と同じ)	DB/ SA	●②	-	-	-	-	-	-	95 分	24 時間	-	-	-
																	23-9	サブレーション・プール水位 (D B)	DB	●②	-	-	-	-	-	-	95 分	24 時間	-	-	-
																	23-10	原子炉隔離時冷却系統流量 (58-21 と同じ)	DB/ SA	●②	-	-	-	-	-	-	95 分	24 時間	-	-	-
																	24-1	安全保護回路	有	24-1	DB	●②	-	-	-	-	95 分	24 時間	-	-	-
																	25 条	反応度制御系統及び原子炉制 御系統	無	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
26 条	原子炉制御室等	有	26-1	DB	●②	-	-	-	-	95 分	9 時間	-	-	-	-																
27 条	放射性廃棄物の処理施設	無	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-																
28 条	放射性廃棄物の貯蔵施設	無	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-																

注) ①～④：第 2.2-1 図 直流電源を供給する設備の分類フロー図に対応する番号

第 2.2-1 表 全交流動力電源喪失時に蓄電池（非常用）から電力供給する設備（7/10）

条文	内容	追加 要求 事項	番号	機能*1	蓄電池（非常用）			蓄電池（緊急用）			要求 時間	蓄電池からの電力供給時間						
					A-1	A-2	注） 必要 負荷 時	B-1	B-2	注） 必要 負荷 時		区分 I	区分 II	中性子 モニタ 用 蓄電池	（参考） （参考） 区分 III	（参考） 緊急用 125V 系 蓄電池		
					必要 負荷 時	必要 負荷 時	必要 負荷 時	必要 負荷 時	必要 負荷 時	必要 負荷 時		必要 負荷 時	必要 負荷 時	必要 負荷 時	必要 負荷 時	必要 負荷 時	必要 負荷 時	
55 条	工場等外への放射性物質の拡散を抑制するための設備	有	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
56 条	重大事故等の収束に必要な水の供給設備	有	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
57 条	電源設備	有	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
58 条	計装設備	有	58-1	平均出力領域計装*3 (23-1 と同じ)	DB/ SA	第 23 条(計測制御系統施設)の (23-1) で整理して記載	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
			58-2	起動領域計装*3 (23-2 と同じ)	DB/ SA	第 23 条(計測制御系統施設)の (23-2) で整理して記載	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
			58-3	原子炉水位 (圧蒸域) 原子炉水位 (燃料域)	DB/ SA	記載のみ	●①	-	-	-	-	24 時間	9 時間	-	-	-	-	-
			58-4	原子炉水位 (SA 圧蒸域)	DB/ SA	記載のみ	-	-	●①	-	-	24 時間	-	-	-	-	-	24 時間
			58-5	原子炉水位 (SA 燃料域) 原子炉圧力 (23-4 と同じ)	DB/ SA	記載のみ	●①	-	-	-	-	24 時間	9 時間	-	-	-	-	-
			58-6	原子炉圧力 (SA)	SA	記載のみ	-	-	●①	-	-	24 時間	-	-	-	-	-	24 時間
			58-7	原子炉圧力容器温度	SA	記載のみ	-	-	●②	-	-	24 時間	-	-	-	-	-	24 時間
			58-8	ドライウエル圧力	SA	記載のみ	-	-	●①	-	-	24 時間	-	-	-	-	-	24 時間
			58-9	サブプレッション・チェンバ圧力	SA	記載のみ	-	-	●①	-	-	24 時間	-	-	-	-	-	24 時間
			58-10	ドライウエル蒸囲気温度	SA	記載のみ	-	-	●①	-	-	24 時間	-	-	-	-	-	24 時間
			58-11	サブプレッション・チェンバ蒸囲気温度	SA	記載のみ	-	-	●①	-	-	24 時間	-	-	-	-	-	24 時間

注) ①～④：第 2.2-1 図 直流電源を供給する設備の分類フロー図に対応する番号

第 2.2-2 表 設置許可基準規則の第 44 条～第 58 条において必要な計装設備 (1/3)

主要設備	設置許可基準規則 (条)															
	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	
原子炉圧力容器温度	-	-	○	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	○	
原子炉圧力	○	○	○	○	-	-	○	-	-	-	-	-	-	-	○	
原子炉圧力 (SA)	○	○	○	○	-	-	○	-	-	-	-	-	-	-	○	
原子炉水位 (広帯域)	-	○	○	○	-	-	○	-	-	-	-	-	-	-	○	
原子炉水位 (燃料域)	記載のみ	-	○	○	○	-	-	○	-	-	-	-	-	-	○	
原子炉水位 (SA 広帯域)	-	○	○	○	-	-	○	-	-	-	-	-	-	-	○	
原子炉水位 (SA 燃料域)	記載のみ	-	○	○	○	-	-	○	-	-	-	-	-	-	○	
高压代替注水系系統流量	-	○	○	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	○	
低压代替注水系原子炉注水流量	-	-	-	○	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	○	
代替循環冷却系原子炉注水流量	-	-	-	-	-	-	○	-	-	-	-	-	-	-	○	
低压代替注水系格納容器スプレイ流量	-	-	-	-	-	○	-	-	-	-	-	-	-	-	○	
低压代替注水系格納容器下部注水流量	-	-	-	-	-	-	-	○	-	-	-	-	-	-	○	
代替循環冷却系格納容器スプレイ流量	-	-	-	-	-	-	○	-	-	-	-	-	-	-	○	
ドライウエル雰囲気温度	-	-	○	○	○	○	○	○	○	-	-	-	-	-	○	
サブプレッション・チェンバ雰囲気温度	-	-	-	○	○	○	○	○	○	-	-	-	-	-	○	
サブプレッション・プール水温度	○	-	○	-	○	○	○	-	-	-	○	-	-	-	○	
格納容器下部水温	-	-	-	-	-	-	-	○	-	-	-	-	-	-	○	
ドライウエル圧力	-	-	○	○	○	○	○	-	○	-	-	-	-	-	○	
サブプレッション・チェンバ圧力	-	-	-	○	○	○	○	-	○	-	-	-	-	-	○	
サブプレッション・プール水位	-	○	○	○	-	○	○	-	-	-	-	-	○	-	○	
格納容器下部水位	-	-	-	-	-	-	-	○	-	-	-	-	-	-	○	
格納容器内水素濃度 (SA)	-	-	-	-	-	-	○	-	○	-	-	-	-	-	○	
格納容器雰囲気放射線モニタ (D/W)	-	-	○	-	-	-	○	-	○	-	-	-	-	-	○	
格納容器雰囲気放射線モニタ (S/C)	-	-	○	-	-	-	○	-	○	-	-	-	-	-	○	
起動領域計装	○	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	○	
平均出力領域計装	○	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	○	
フィルタ装置水位	-	-	-	-	○	-	○	-	○	-	-	-	-	-	○	
フィルタ装置圧力	-	-	-	-	○	-	○	-	○	-	-	-	-	-	○	
フィルタ装置スクラビング水温度	-	-	-	-	○	-	○	-	○	-	-	-	-	-	○	
フィルタ装置出口放射線モニタ (高レンジ・低レンジ)	-	-	-	-	○	-	○	-	○	-	-	-	-	-	○	

第 2.2-3 表 有効性評価の各事故シナリオグループ等で期待している計装設備について (1/5)

主要設備	有効性評価																								
	2.1	2.2	2.3.1	2.3.2	2.3.3	2.4.1	2.4.2	2.5	2.6	2.7	2.8	3.1.2	3.1.3	3.2	3.3	3.4	3.5	4.1	4.2	5.1	5.2	5.3	5.4		
【動力電源象】																									
原子炉隔離時冷却系	-	-	○	-	○	○	○	○	-	○	○	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
高圧代替注水系	-	-	-	○	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
逃がし安全弁	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	-	-	○	○	○	○	-	-	○	○	○	○	-	
【制御電源対象】																									
原子炉圧力容器温度	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	-
原子炉圧力	○	○	○	-	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	-
原子炉圧力 (S.A)	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	-
原子炉水位 (広帯域)	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	-
原子炉水位 (燃料域)	○	○	○	-	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	-
原子炉水位 (S.A広帯域)	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	-
原子炉水位 (S.A燃料域)	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	-
高圧代替注水系系統流量	-	-	-	○	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
低圧代替注水系原子炉注水流量	○	-	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	-

記載のみ

原子炉水位 (燃料域)

原子炉水位 (S.A燃料域)

- ※2 DB／SA分離盤（区分I）（突合せ給電を除く）は以下の設備
- ・原子炉隔離時冷却系系統流量，ドライウェル圧力，サブプレッション・プール水温度（DB），サブプレッション・プール水位，原子炉水位用凝縮槽温度
- ※3 DB／SA分離盤（区分I）（突合せ給電）は以下の設備 **記載のみ**
- ・原子炉圧力，原子炉水位（広帯域），**原子炉水位（燃料域）**，低圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力，残留熱除去系ポンプ吐出圧力
- ※4 DC制御他は以下の設備
- ・安全保護系計装・制御回路，蓄電池水素濃度，逃がし安全弁，格納容器雰囲気放射線モニタ（D／W），格納容器雰囲気放射線モニタ（S／C），ATWS緩和設備（代替制御棒挿入機能），ATWS緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能），使用済プールライナードレン漏えい検知，原子炉隔離時冷却系ポンプ吐出圧力，タービン制御系，計測制御設備等の小容量設備を集約
- ※5 将来の負荷増加を考慮し，評価上，0-1分に負荷余裕を見込んでいる。

第2表 125V系蓄電池B系「その他の負荷」の内訳

負荷名称	0-1分	1分-60分	1-9時間	9-24時間
無停電電源装置B ^{※1}				
DB/S A分離盤(区分Ⅱ)(突合せ給電を除く) ^{※2}				
DB/S A分離盤(区分Ⅱ)(突合せ給電) ^{※3}				
データ伝送装置				
直流非常灯				
FRVS / SGTSCP-6B				
DC制御他 ^{※4}				
負荷余裕 ^{※5}				
合計				

単位：A

※1 無停電電源装置Bの負荷は以下の設備

- ・平均出力領域計装，原子炉建屋燃料取替床換気系排気ダクト放射線モニタ，原子炉建屋換気系排気ダクト放射線モニタ，衛星電話設備，データ伝送装置

※2 DB/S A分離盤(区分Ⅱ)(突合せ給電を除く)は以下の設備

- ・ドライウェル圧力，サプレッション・プール水温度(DB)，サプレッション・プール水位(DB)，原子炉水位用凝縮槽温度

※3 DB/S A分離盤(区分Ⅱ)(突合せ給電)は以下の設備

記載のみ

- ・原子炉圧力，原子炉水位(広帯域)，原子炉水位(燃料域)，残留熱除去系ポンプ吐出圧力

※4 DC制御他は以下の設備

別紙 第6-1表 SPDSデータ表示装置で確認できるパラメータ

(1/6)

目的	対象パラメータ	SPDS パラメータ	ERSS 伝送 パラメータ	バック アップ対象 パラメータ
炉心反応度の 状態確認	平均出力領域計装 平均	○	○	○
	平均出力領域計装 A	○	-	○
	平均出力領域計装 B	○	-	○
	平均出力領域計装 C	○	-	○
	平均出力領域計装 D	○	-	○
	平均出力領域計装 E	○	-	○
	平均出力領域計装 F	○	-	○
	起動領域計装 A	○	○	○
	起動領域計装 B	○	○	○
	起動領域計装 C	○	○	○
	起動領域計装 D	○	○	○
	起動領域計装 E	○	○	○
	起動領域計装 F	○	○	○
	起動領域計装 G	○	○	○
	起動領域計装 H	○	○	○
炉心冷却の状 態確認	原子炉水位(狭帯域)	○	○	○
	原子炉水位(広帯域)	○	○	○
	原子炉水位(燃料域)	○	○	○
	原子炉水位(SA 広帯域)	○	-	○
	原子炉水位(SA 燃料域)	○	-	○
	原子炉圧力	○	○	○
	原子炉圧力(SA)	○	-	○
	高圧炉心スプレー系系統流量	○	○	○
	低圧炉心スプレー系系統流量	○	○	○
	原子炉隔離時冷却系系統流量	○	○	○
	残留熱除去系系統流量 A	○	○	○
	残留熱除去系系統流量 B	○	○	○
	残留熱除去系系統流量 C	○	○	○
	逃がし安全弁出口温度	○	○	○
	原子炉再循環ポンプ入口温度	○	○	○
原子炉給水流量	○	○	○	

修正不要

常用電源設備の 2 C・2 D 非常用ディーゼル発電機，高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機，2 C・2 D 非常用ディーゼル発電機用海水ポンプ及び高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水ポンプを使用する。

非常用ディーゼル発電機は，残留熱除去系海水系ポンプ，残留熱除去系ポンプ，低圧炉心スプレイ系ポンプ，中央制御室換気系空気調和機ファン，中央制御室換気系フィルタ系ファン，非常用ガス再循環系排風機，非常用ガス処理系排風機，ほう酸注入ポンプ，非常用ディーゼル発電機用海水ポンプ，格納容器雰囲気放射線モニタ（D/W），格納容器雰囲気放射線モニタ（**記載のみ** C），原子炉圧力，原子炉水位（広帯域），**原子炉水位（燃料域）**，残留熱除去系海水系系統流量，残留熱除去系系統流量，残留熱除去系熱交換器入口温度，残留熱除去系熱交換器出口温度，低圧炉心スプレイ系系統流量，平均出力領域計装，SPDS（データ伝送装置，緊急時対策支援システム及びSPDSデータ表示装置），衛星電話設備（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及びデータ伝送設備へ電力を給電できる設計とする。

高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機は，高圧炉心スプレイ系ポンプ，高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水ポンプ及び高圧炉心スプレイ系系統流量へ電力を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。

- ・ 2 C 非常用ディーゼル発電機
- ・ 2 D 非常用ディーゼル発電機
- ・ 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機
- ・ 2 C 非常用ディーゼル発電機用海水ポンプ
- ・ 2 D 非常用ディーゼル発電機用海水ポンプ
- ・ 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機用海水ポンプ

		<ul style="list-style-type: none"> ・原子炉再循環ポンプ（B）出口弁 ・残留熱除去系熱交換器（B）入口弁 ・残留熱除去系ポンプ（B）停止時冷却ライン入口弁 ・残留熱除去系ポンプ（B）停止時冷却注入弁
計装設備	<p>< 低圧代替注水系 ></p> <ul style="list-style-type: none"> ・原子炉水位（燃料域） 記載のみ ・原子炉水位（S A 燃料域） 記載のみ ・原子炉水位（S A 広帯域） ・原子炉水位（広帯域） ・原子炉圧力 ・原子炉圧力（S A） 記載のみ ・低圧代替注水系原子炉注水流量（常設ライン用） ・代替淡水貯槽水位 ・常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力 <p>< 低圧代替注水系 ></p> <ul style="list-style-type: none"> ・原子炉水位（燃料域） 記載のみ ・原子炉水位（S A 燃料域） 記載のみ ・原子炉水位（S A 広帯域） ・原子炉水位（広帯域） ・原子炉圧力 ・原子炉圧力（S A） 記載のみ ・低圧代替注水系原子炉注水流量（常設ライン用） ・低圧代替注水系原子炉注水流量（可搬ライン） ・代替淡水貯槽水位 ・西側淡水貯槽水設備水位 	<p>< 低圧炉心スプレイ系 ></p> <ul style="list-style-type: none"> ・原子炉水位（燃料域） 記載のみ ・原子炉水位（S A 燃料域） 記載のみ ・原子炉水位（S A 広帯域） ・原子炉水位（広帯域） ・低圧炉心スプレイ系系統流量 ・低圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力 <p>< 残留熱除去系（低圧注水系） ></p> <ul style="list-style-type: none"> ・原子炉水位（燃料域） 記載のみ ・原子炉水位（S A 燃料域） 記載のみ ・原子炉水位（S A 広帯域） ・原子炉水位（広帯域） ・原子炉圧力 ・原子炉圧力（S A） ・残留熱除去系系統流量 ・サブプレッション・プール水位 ・残留熱除去系ポンプ吐出圧力 <p>< 残留熱除去系（原子炉停止時冷却系） ></p> <ul style="list-style-type: none"> ・残留熱除去系系統流量 ・残留熱除去系熱交換器入口温度 ・残留熱除去系熱交換器出口温度 ・ドライウエル雰囲気温度 ・サブプレッション・チェンバ雰囲気温度 ・ドライウエル圧力 ・サブプレッション・チェンバ圧力

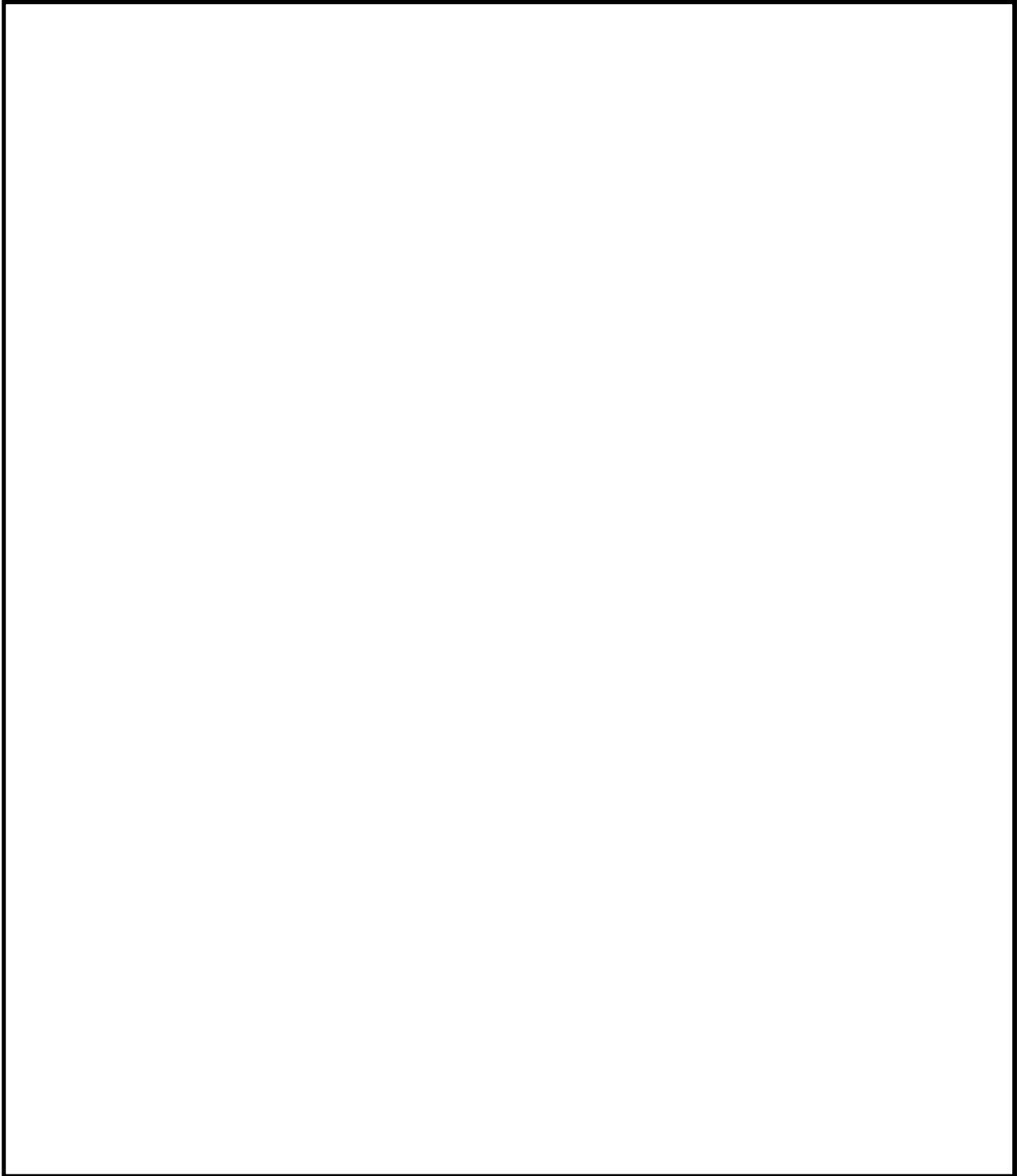
常設低圧代替注水系ポンプは、常設低圧代替注水系格納槽内に、残留熱除去系ポンプ及び低圧炉心スプレイ系ポンプは原子炉建屋原子炉棟地下2階に設置し、位置的分散を図る設計とする。（第57-9-(1.3.1-6)～(1.3.1-7)図）

低圧代替注水系（常設）及び低圧代替注水系（可搬型）は、第57-9-(1.3.1-8)図のとおり屋外（常設代替高圧電源装置置場）に設置する常設代替高圧電源装置から代替所内電気設備を經由し、低圧炉心スプレイ

第57-9-(1.3.1-3)表 計装設備用電路 低圧代替注水系（常設）**及び低**
圧代替注水系（可搬型）（47条）（1/2）

重大事故防止設備				設計基準事故対処設備			
S1	原子炉圧力	中央 制御室	現場計器 原子炉建 屋原子炉 棟3階	D1	残留熱除去 系(A)系統流 量	中央制御室 (H13-P601)	現場計器 原子炉建 屋原子炉 棟地下1 階
S2	原子炉圧力	中央 制御室	現場計器 原子炉建 屋原子炉 棟3階	D2	残留熱除去 系ポンプ(A) 吐出圧力	中央制御室 (H13-P925)	現場計器 原子炉建 屋原子炉 棟地下1 階
S3	原子炉圧力 (SA)	中央 制御室	現場計器 原子炉建 屋原子炉 棟3階	D3	残留熱除去 系(B)系統流 量	中央制御室 (H13-P601)	現場計器 原子炉建 屋原子炉 棟地下1 階
S4	原子炉圧力 (SA)	中央 制御室	現場計器 原子炉建 屋原子炉 棟3階	D4	残留熱除去 系ポンプ(B) 吐出圧力	中央制御室 (H13-P926)	現場計器 原子炉建 屋原子炉 棟地下1 階
S5	原子炉水位 (広帯域)	中央 制御室	現場計器 原子炉建 屋原子炉 棟3階	D5	残留熱除去 系(C)系統流 量	中央制御室 (H13-P601)	現場計器 原子炉建 屋原子炉 棟地下1 階
S6	原子炉水位 (広帯域)	中央 制御室	現場計器 原子炉建 屋原子炉 棟3階	D6	残留熱除去 系ポンプ(C) 吐出圧力	中央制御室 (H13-P926)	現場計器 原子炉建 屋原子炉 棟地下1 階
S7	原子炉水位 (SA 広帯域)	中央 制御室	現場計器 原子炉建 屋原子炉 棟3階	D7	低圧炉心 スプレイ系 系統流量	中央制御室 (H13-P601)	現場計器 原子炉建 屋原子炉 棟地下1 階
S8	原子炉水位 (燃料域)	中央 制御室	現場計器 原子炉建 屋原子炉 棟2階	D8	低圧炉心ス プレイ系ポ ンプ吐出圧 力	中央制御室 (H13-P925)	現場計器 原子炉建 屋原子炉 棟地下1 階
S9	原子炉水位 (燃料域)	中央 制御室	現場計器 原子炉建 屋原子炉 棟2階	—	—	—	—
S10	原子炉水位 (SA 燃料域)	中央 制御室	現場計器 原子炉建 屋原子炉 棟2階	—	—	—	—

※1：供給元：常設／可搬
 ※2：狭帯域流量
 ※3：供給元：可搬



第 57-9-(47-3) 図 原子炉建屋 2 階

代替高圧電源装置) から電力供給が可能であり、蓄電池からの電力供給は不要となる。

このため、基本的に要求時間は 95 分と設定する。なお、有効性評価の全交流動力電源喪失では、常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置）からの給電に期待していないことを考慮し、この場合の重大事故等対応に係る設備については 95 分以降も蓄電池からの給電を行うものとする。このうち、原子炉隔離時冷却系等 8 時間までの作動に期待する設備については、要求時間を 8 時間と設定する。

また、蓄電池（非常用）2 区分からの給電が確保されている計装設備の一部について、全交流動力電源喪失で、同様の計装設備が重大事故等対処設備で確保している設備に対し、設計基準事故対処設備のうち 1 系統については、要求時間を 8 時間と設定する。

なお、8 時間以降に不要となる設備のうち、容易な操作で負荷削減に効果がある負荷については、切り離しを行うこととする。

この要求時間を適用する具体的な設備は、以下のとおりである。

原子炉隔離時冷却系

直流非常灯

記載のみ

原子炉水位（広帯域）、原子炉水位（燃料域）、原子炉圧力

（下線部：建設時、直流の電力供給を必要とした設備）

d. 全交流動力電源喪失 8 時間後から 24 時間まで

c. の給電対象設備のうち、切り離しを行っていない残りの設備を給電継続対象設備とする。ここでの要求時間は、有効性評価の全交流動力電源喪失では 24 時間交流動力電源設備からの給電に期待していないこと、設置許可基準規則第 57 条では 24 時間蓄電池からの給電を

第 2.2-1 表 全交流動力電源喪失時に蓄電池（非常用）から電力供給する設備（3/10）

条文	内容	追加 要求 事項	番号	電源供給する設備	機能*1	蓄電池（非常用）				蓄電池（緊急用）		蓄電池からの電力供給時間							
						A-1	A-2	B-1	B-2	注	要求時間	区分Ⅰ	区分Ⅱ	中性子 モニタ 用 蓄電池	区分Ⅲ	(参考) 緊急用 125V系 蓄電池			
						注) 必要負荷時	注) 必要負荷時	注) 必要負荷時	注) 必要負荷時	注) 必要負荷時	注) 必要負荷時	注) 必要負荷時	注) 必要負荷時	注) 必要負荷時	注) 必要負荷時	注) 必要負荷時			
23 条	計測制御系統施設	無	23-3	原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（燃料取） (58-3と同じ)	DB/ SA	第 58 条(計測設備)の (58-3) で整理して記載	注) 必要負荷時	注) 必要負荷時	注) 必要負荷時	注) 必要負荷時	24 時間	24 時間	24 時間	24 時間	24 時間	24 時間			
			23-4	原子炉圧力 (58-5と同じ)	B/ SA	第 58 条(計測設備)の (58-5) で整理して記載	注) 必要負荷時	注) 必要負荷時	注) 必要負荷時	注) 必要負荷時	24 時間	24 時間	24 時間	24 時間	24 時間	24 時間	24 時間		
			23-5	ドライレベル圧力 (DB)	DB	●②	-	-	-	-	-	95 分	24 時間	24 時間	24 時間	24 時間	24 時間	24 時間	
			23-6	サブレーション・プールの水温度 (D/B)	DB	●②	-	-	-	-	-	95 分	24 時間	24 時間	24 時間	24 時間	24 時間	24 時間	
			23-7	格納容器内雰囲気放射線モニタ (D/W) (58-13と同じ)	DB/ SA	第 58 条(計測設備)の (58-13) で整理して記載	DB/ SA	第 58 条(計測設備)の (58-13) で整理して記載	注) 必要負荷時	注) 必要負荷時	注) 必要負荷時	注) 必要負荷時	24 時間	24 時間	24 時間	24 時間	24 時間	24 時間	
			23-8	格納容器内雰囲気放射線モニタ (S/C) (58-14と同じ)	DB/ SA	第 58 条(計測設備)の (58-14) で整理して記載	DB/ SA	第 58 条(計測設備)の (58-14) で整理して記載	注) 必要負荷時	注) 必要負荷時	注) 必要負荷時	注) 必要負荷時	24 時間	24 時間	24 時間	24 時間	24 時間	24 時間	
			23-9	サブレーション・プールの水位 (D/B)	DB	●②	-	-	-	-	-	95 分	24 時間	24 時間	24 時間	24 時間	24 時間	24 時間	
			23-10	原子炉隔離時冷却系統流量 (58-21と同じ)	DB/ SA	第 58 条(計測設備)の (58-21) で整理して記載	DB/ SA	第 58 条(計測設備)の (58-21) で整理して記載	注) 必要負荷時	注) 必要負荷時	注) 必要負荷時	注) 必要負荷時	24 時間	24 時間	24 時間	24 時間	24 時間	24 時間	
			24 条	安全保護回路	有	24-1	安全保護系	DB	●②	-	-	-	95 分	24 時間	24 時間	24 時間	24 時間	24 時間	24 時間
			25 条	反応度制御系統及び原子炉制御系統	無	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
26 条	原子炉制御御室等	有	26-1	外の状況を監視する設備 (構内監視カメラ等) *4	DB	●②	-	-	-	95 分	9 時間	24 時間	24 時間	24 時間	24 時間	24 時間			
27 条	放射性廃棄物の処理施設	無	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
28 条	放射性廃棄物の貯蔵施設	無	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			

注) ①～④：第 2.2-1 図 直流電源を供給する設備の分類フロー図に対応する番号

第 2.2-1 表 全交流動力電源喪失時に蓄電池（非常用）から電力供給する設備（7/10）

条文	内容	追加 要求 事項	番号	電源供給する設備	機能*1	蓄電池（非常用）			蓄電池（緊急用）			蓄電池からの電力供給時間						
						A-1	A-2	注)	B-1	B-2	要求 時間	区分 I	区分 II	中性子 モニタ 用 蓄電池	区分 III	(参考) 緊急用 125V 系 蓄電池		
						注) 必要 負荷 時	注) 必要 負荷 時	注) 必要 負荷 時	注) 必要 負荷 時	注) 必要 負荷 時	注) 必要 負荷 時	注) 必要 負荷 時	注) 必要 負荷 時	注) 必要 負荷 時	注) 必要 負荷 時	注) 必要 負荷 時	注) 必要 負荷 時	
55 条	工場等外への放射性物質の拡散を抑制するための設備	有	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
56 条	重大事故等の収束に必要な水の供給設備	有	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
57 条	電源設備	有	-	蓄電池（非常用）から電源供給する具体的な設備については、各設備の条文にて設備の抽出を行う	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
58 条	計装設備	有	58-1	平均出力領域計装*3 (23-1 と同じ)	DB/ SA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
			58-2	起動領域計装*3 (23-2 と同じ)	DB/ SA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
			58-3	原子炉水位（広帯域） 原子炉水位（燃料域）	DB/ SA	①	-	-	-	-	-	-	24 時間	24 時間	9 時間	-	-	-
			58-4	原子炉水位（SA 広帯域） 原子炉水位（SA 燃料域）	DB/ SA	①	-	-	-	-	-	-	24 時間	24 時間	9 時間	-	-	-
			58-5	原子炉圧力（23-4 と同じ）	DB/ SA	-	-	-	-	-	-	-	24 時間	24 時間	-	-	-	24 時間
			58-6	原子炉圧力（SA）	SA	-	-	-	-	-	-	-	24 時間	24 時間	-	-	-	24 時間
			58-7	原子炉圧力容器温度	SA	-	-	-	-	-	-	-	24 時間	24 時間	-	-	-	24 時間
			58-8	ドラムウェル圧力	SA	-	-	-	-	-	-	-	24 時間	24 時間	-	-	-	24 時間
			58-9	サブプレッション・チェンバ圧力	SA	-	-	-	-	-	-	-	24 時間	24 時間	-	-	-	24 時間
			58-10	ドラムウェル雰囲気温度	SA	-	-	-	-	-	-	-	24 時間	24 時間	-	-	-	24 時間
			58-11	サブプレッション・チェンバ雰囲気温度	SA	-	-	-	-	-	-	-	24 時間	24 時間	-	-	-	24 時間

記載のみ

注) ①～④：第 2.2-1 図 直流電源を供給する設備の分類フロー図に対応する番号

修正不要

第 2.2-2 表 設置許可基準規則の第 44 条～第 58 条において必要な計装設備

(1/3)

主要設備	設置許可基準規則 (条)															
	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	
原子炉圧力容器温度	-	-	○	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	○	
原子炉圧力	○	○	○	○	-	-	○	-	-	-	-	-	-	-	○	
原子炉圧力 (S A)	○	○	○	○	-	-	○	-	-	-	-	-	-	-	○	
原子炉水位 (広帯域) 記載のみ	-	○	○	○	-	-	○	-	-	-	-	-	-	-	○	
原子炉水位 (燃料域)	-	○	○	○	-	-	○	-	-	-	-	-	-	-	○	
原子炉水位 (S A 広帯域) 記載のみ	-	○	○	○	-	-	○	-	-	-	-	-	-	-	○	
原子炉水位 (S A 燃料域)	-	○	○	○	-	-	○	-	-	-	-	-	-	-	○	
高压代替注水系系統流量	-	○	○	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	○	
低压代替注水系原子炉注水流量	-	-	-	○	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	○	
代替循環冷却系原子炉注水流量	-	-	-	-	-	-	○	-	-	-	-	-	-	-	○	
低压代替注水系格納容器スプレィ流量	-	-	-	-	-	○	-	-	-	-	-	-	-	-	○	
低压代替注水系格納容器下部注水流量	-	-	-	-	-	-	-	○	-	-	-	-	-	-	○	
代替循環冷却系格納容器スプレィ流量	-	-	-	-	-	-	○	-	-	-	-	-	-	-	○	
ドライウエル雰囲気温度	-	-	○	○	○	○	○	○	○	-	-	-	-	-	○	
サブプレッション・チェンバ雰囲気温度	-	-	-	○	○	○	○	○	○	-	-	-	-	-	○	
サブプレッション・プール水温度	○	-	○	-	○	○	○	-	-	-	○	-	-	-	○	
格納容器下部水温	-	-	-	-	-	-	-	○	-	-	-	-	-	-	○	
ドライウエル圧力	-	-	○	○	○	○	○	-	○	-	-	-	-	-	○	
サブプレッション・チェンバ圧力	-	-	-	○	○	○	○	-	○	-	-	-	-	-	○	
サブプレッション・プール水位	-	○	○	○	-	○	○	-	-	-	-	-	○	-	○	
格納容器下部水位	-	-	-	-	-	-	-	○	-	-	-	-	-	-	○	
格納容器内水素濃度 (S A)	-	-	-	-	-	-	○	-	○	-	-	-	-	-	○	
格納容器雰囲気放射線モニタ (D/W)	-	-	○	-	-	-	○	-	○	-	-	-	-	-	○	
格納容器雰囲気放射線モニタ (S/C)	-	-	○	-	-	-	○	-	○	-	-	-	-	-	○	
起動領域計装	○	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	○	
平均出力領域計装	○	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	○	
フィルタ装置水位	-	-	-	-	○	-	○	-	○	-	-	-	-	-	○	
フィルタ装置圧力	-	-	-	-	○	-	○	-	○	-	-	-	-	-	○	
フィルタ装置スクラッピング水温度	-	-	-	-	○	-	○	-	○	-	-	-	-	-	○	
フィルタ装置出口放射線モニタ (高レンジ・低レンジ)	-	-	-	-	○	-	○	-	○	-	-	-	-	-	○	

第 2.2-3 表 有効性評価の各事故シナリオグループ等で期待している計装設備について (1/5)

主要設備	有効性評価																							
	2.1	2.2	2.3.1	2.3.2	2.3.3	2.4.1	2.4.2	2.5	2.6	2.7	2.8	3.1.2	3.1.3	3.2	3.3	3.4	3.5	4.1	4.2	5.1	5.2	5.3	5.4	
【動力電源供給対象】																								
原子炉隔離時冷却系	-	-	○	-	○	○	○	○	-	○	○	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
高圧代替注水系	-	-	-	○	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
逃がし安全弁	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	-	-	○	○	○	○	-	-	-	○	○	-	-
【制御電源供給対象】																								
原子炉圧力容器温度	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
原子炉圧力	○	○	○	-	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
原子炉圧力 (S A)	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
原子炉水位 (広帯域)	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
原子炉水位 (燃料域)	○	○	○	-	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
原子炉水位 (S A 広帯域)	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
原子炉水位 (S A 燃料域)	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
高圧代替注水系系統流量	-	-	-	○	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
低圧代替注水系原子炉注水流量	○	-	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○

記載のみ

第 62-6-4 表 SPDS データ表示装置で確認できるパラメータ

(1/6)

目的	対象パラメータ	SPDS パラメータ	ERSS 伝送 パラメータ	バック アップ対象 パラメータ
炉心反応度の 状態確認	平均出力領域計装 平均	○	○	○
	平均出力領域計装 A	○	-	○
	平均出力領域計装 B	○	-	○
	平均出力領域計装 C	○	-	○
	平均出力領域計装 D	○	-	○
	平均出力領域計装 E	○	-	○
	平均出力領域計装 F	○	-	○
	起動領域計装 A	○	○	○
	起動領域計装 B	○	○	○
	起動領域計装 C	○	○	○
	起動領域計装 D	○	○	○
	起動領域計装 E	○	○	○
	起動領域計装 F	○	○	○
	起動領域計装 G	○	○	○
起動領域計装 H	○	○	○	
炉心冷却の状 態確認	原子炉水位(狭帯域)	○	○	○
	原子炉水位(広帯域)	○	○	○
	原子炉水位(燃料域)	○	○	○
	原子炉水位(SA 広帯域)	○	-	○
	原子炉水位(SA 燃料域)	○	-	○
	原子炉圧力	○	○	○
	原子炉圧力(SA)	○	-	○
	高圧炉心スプレイ系系統流量	○	○	○
	低圧炉心スプレイ系系統流量	○	○	○
	原子炉隔離時冷却系系統流量	○	○	○
	残留熱除去系系統流量 A	○	○	○
	残留熱除去系系統流量 B	○	○	○
	残留熱除去系系統流量 C	○	○	○
	逃がし安全弁出口温度	○	○	○
原子炉再循環ポンプ入口温度	○	○	○	
原子炉給水流量	○	○	○	

修正不要

第3表 安全パラメータ表示システム（SPDS）主要伝送パラメータ(1/6)

目的	対象パラメータ	緊急時対策所 への伝送 パラメータ	ERSS伝送 パラメータ	基準規則等 への適合に 必要な主要 パラメータ*1	バック アップ対象 パラメータ	
炉心反応度の状 態確認	平均出力領域計装 平均	○	○	—	○	
	平均出力領域計装 A	○	—	○	○	
	平均出力領域計装 B	○	—	○	○	
	平均出力領域計装 C	○	—	○	○	
	平均出力領域計装 D	○	—	○	○	
	平均出力領域計装 E	○	—	○	○	
	平均出力領域計装 F	○	—	○	○	
	起動領域計装 A	○	○	○	○	
	起動領域計装 B	○	○	○	○	
	起動領域計装 C	○	○	○	○	
	起動領域計装 D	○	○	○	○	
	起動領域計装 E	○	○	○	○	
	起動領域計装 F	○	○	○	○	
	起動領域計装 G	○	○	○	○	
起動領域計装 H	○	○	○	○		
炉心冷却の状 態確認	原子炉水位(狭帯域)	記載のみ	○	—	○	
	原子炉水位(広帯域)		○	○	○	
	原子炉水位(燃料域)	記載のみ	○	○	○	
	原子炉水位(SA広帯域)		○	—	○	
	原子炉水位(SA燃料域)		○	—	○	
	原子炉圧力		○	○	○	
	原子炉圧力(SA)		○	—	○	
	高圧炉心スプレイ系系統流量		○	○	○	
	低圧炉心スプレイ系系統流量		○	○	○	
	原子炉隔離時冷却系系統流量		○	○	○	
	残留熱除去系系統流量A		○	○	○	
	残留熱除去系系統流量B		○	○	○	
	残留熱除去系系統流量C		○	○	○	
	逃がし安全弁出口温度		○	○	—	○
	原子炉再循環ポンプ入口温度		○	○	—	○
原子炉給水流量		○	○	—	○	

注記 *1: 選定パラメータについては、以下の規則及び審査基準から選定する。

「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」
第五十四条（使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための設備）
第五十八条（計装設備）

「実用発電用原子炉に係る発電用原子炉設置者の重大事故の発生及び拡大の防止に必要な措置を実施するために必要な技術的能力に係る審査基準」に係る適合状況説明資料

1. 11（使用済燃料貯蔵槽の冷却等のための手順等）
1. 15（事故等の計装に関する手順等）

修正不要

b. 技術評価

① 健全性評価

中性子照射脆化に対する健全性評価上厳しい箇所は、炉心領域の胴である。東海第二の胴内表面での中性子照射量は、2016年11月時点*1で $3.26 \times 10^{17} \text{ n/cm}^2$ ($>1 \text{ MeV}$) 程度、運転開始後60年時点で $5.35 \times 10^{17} \text{ n/cm}^2$ ($>1 \text{ MeV}$) 程度と評価される。

また、評価に用いられる板厚1/4深さ位置での中性子照射量は、2016年11月時点*1で $2.38 \times 10^{17} \text{ n/cm}^2$ ($>1 \text{ MeV}$) 程度、運転開始後60年時点で $3.91 \times 10^{17} \text{ n/cm}^2$ ($>1 \text{ MeV}$) 程度と評価される。

*1：中性子照射量については、2011年3月11日のプラント停止より中性子照射が停止し、それ以降の中性子照射の累積がないことから、2011年3

(原子炉压力容器)解析に用いている有効炉心長が正しい値(3708mmであることを確認)

本「JEAC」という)に基づいた評価を示す。

なお、JEACにおける「監視試験の対象」である相当運転期間末期の最大中性子照射量が容器内面で $1 \times 10^{17} \text{ n/cm}^2$ ($>1 \text{ MeV}$) を超えると予測される炉心領域近傍には、低圧注水ノズルがあるが、運転開始後60年時点において、その中性子照射量は $0.87 \times 10^{17} \text{ n/cm}^2$ ($>1 \text{ MeV}$) であり中性子照射脆化を考慮する必要のある累積中性子照射量以下であることから、中性子照射脆化に対する健全性評価は、胴について実施する。

定期検査で行う漏えい検査は、比較的溫度が低い状態で運転圧力まで昇圧するため、非延性破壊に対して最も厳しい状態となる。このため、漏えい検査時には原子炉压力容器の最低使用溫度を守るよう運転管理を行っている。

なお、JEACにおいては、PWRプラントの原子炉(圧力)容器の炉心領域部の非延性破壊に対して供用状態C、Dで最も厳しい状態として加圧熱衝撃(PITS)評価を要求しているが、BWRプラントの原子炉压力容器は通常運転時には蒸気の飽和圧力溫度となっており、事故時に非常用炉心冷却系が作動しても冷却水の注入に伴って圧力が低下するため、高圧(高い応力がかかった状態)のまま低温になることはなく、BWRプラントでは実施する必要がない。

また、設計上、低温の水が導かれるようなノズルにはサーマルスリーブが設けられており、原子炉压力容器が急速に冷却されないようになっている。

(2) 照射誘起型応力腐食割れ [炉心シュラウド, 上部格子板, 炉心支持板, 中央・周辺燃料支持金具, 制御棒案内管]

a. 事象の説明

ステンレス鋼については、中性子照射を受けると材料自身の応力腐食割れの感受性が高まるとともに、材料周辺の腐食環境が水の放射線分解により厳しくなることが知られている。照射誘起型応力腐食割れは、この状況に引張応力場が重畳されると粒界型応力腐食割れを生じる現象である。

図 2.3-2 に示すように、BWR 環境下のステンレス鋼については、比較的高い累積照射量 (5×10^{24} n/m² (以下, 「しきい照射量」という) を受けた場合に応力腐食割れの感受性への影響が現れると考えられている。

b. 技術評価

① 健全性評価

1. 中性子照射要因

炉心シュラウド, 上部格子板, 炉心支持板, 周辺燃料支持金具, 制御棒案内管は、炉心を取り囲む機器であり高い中性子照射を受けるため、照射誘起型応力腐食割れの感受性が増加する可能性がある。運転開始後 60 年時点の予想照射量の最大値は上部格子板の約 2.9×10^{25} n/m² であり、照射誘起型応力腐食割れの発生する可能性は否定できない。

なお、運転開始後 60 年時点での照射量は以下の値と予想される。

・炉心シュラウド	: 約 2.0×10^{25} n/m ²
・上部格子板	: 約 2.9×10^{25} n/m ²
・炉心支持板	: 約 2.1×10^{24} n/m ²
・周辺燃料支持金具	: 約 7.1×10^{23} n/m ²
・制御棒案内管	: 約 2.1×10^{24} n/m ²

2. 応力要因

(炉内構造物)解析に用いている有効炉心長が正しい値 (3708mmであることを確認)

現状では、高い引張応力の存在が応力腐食割れ発生条件の一つと考えられる。この引張応力の発生要因を検討すると、差圧, 熱, 自重等に起因する引張応力成分は低く、応力腐食割れの主要因となる可能性は小さい。

一方、溶接残留応力については、正確に把握することは困難であるが、過去の経験から比較的高い引張応力となり、応力腐食割れの主要因となる可能性がある。

上部格子板については、グリッドプレートにおいてしきい照射量を超えるものの、溶接部はなく、運転中の差圧, 熱, 自重等に起因する引張応力成分は低く、照射誘起型応力腐食割れの主要因となる可能性は小さい。

(2) 放射線照射による強度低下

a. 事象の説明

コンクリートが中性子照射やガンマ線照射を受けると、照射量によっては、コンクリートの強度が低下する可能性がある。

b. 技術評価

① 健全性評価

中性子照射と強度の関係に関する Hilsdorf 等の文献によると、少なくとも 1×10^{20} n/cm² 程度の中性子照射量では有意な強度低下は見られない (図 2.3-3)。

運転開始後 60 年時点で予想される中性子照射量 ($E > 0.1$ MeV) は、放射線照射量解析の結果、原子炉压力容器ペデスタル上部において 4.10×10^{15} n/cm² であり、 1×10^{20} n/cm² を超えることはないと推定され、中性子照射によるコンクリートの強度低下への影響はないものと判断する。

また、日本原子力研究所 (現：日本原子力研究開発機構) 動力試験炉の生体遮へいコンクリートから採取したコンクリートの試験結果によると、中性子照射量は

(コンクリート)解析に用いている有効炉心長が正しい値 (3708mmであることを確認)

一方、ガンマ線照射量と強度との関係については Hilsdorf 等の文献によると、ガンマ線照射量が 2.0×10^{10} rad 以下では有意な強度低下は見られない (図 2.3-5)。

運転開始後 60 年時点で予想されるガンマ線照射量は、放射線照射量解析の結果、一次遮へい壁炉心側において 7.80×10^6 rad であり、 2.0×10^{10} rad を超えることはないと推定されるため、ガンマ線照射によるコンクリートの強度低下への影響はないものと判断する。

なお、特別点検における破壊試験の結果、原子炉压力容器ペデスタル及び一次遮へい壁から採取したコアサンプルの平均圧縮強度は、設計基準強度を上回っている (表 2.3-2)。

以上より、放射線照射による強度低下に対しては、長期健全性評価上問題とならない。

表 2.3-2 原子炉压力容器ペデスタル及び一次遮へいにおけるコンクリートの破壊試験結果

評価対象部位	実施時期 (運転開始後経過年数)	設計基準強度	平均圧縮強度
原子炉建屋 (原子炉压力容器 ペデスタル)	2016 年 (38 年)	22.1 N/mm ² (225 kgf/cm ²)	39.3 N/mm ² (401 kgf/cm ²)
原子炉建屋 (一次遮へい壁)	2015 年 (37 年)	22.1 N/mm ² (225 kgf/cm ²)	50.5 N/mm ² (515 kgf/cm ²)

修正不要

1. はじめに

本資料は、原子炉圧力容器の中性子照射脆化の劣化状況評価の補足として、評価結果を示すと共に、評価内容の補足資料をとりまとめたものである。

原子炉圧力容器の炉心領域部においては、中性子照射とともに遷移温度（関連温度）の上昇と上部棚の靱性が低下することは広く知られており、中性子照射脆化と呼ばれている。

金属材料の破壊形態は温度などに依存し、高温において延性破壊を生じるが、温度の低下に伴い延性破壊から非延性破壊へ破壊形態が変化（遷移）する温度を遷移温度（関連温度）、また、遷移温度より高温側の延性破壊を生ずる領域を上部棚領域という。

2. 技術評価

(1) 健全性評価

① 評価点の抽出

プラント運転開始後 60 年時点での中性子照射量*1 が、 1×10^{21} n/m² を超える原子炉圧力炉容器本体の炉心領域部においては、中性子照射とともに関連温度が上昇し、上部棚吸収エネルギーが低下することから、中性子照射脆化に対する評価を実施した。中性子照射量の計算過程について、別紙 1 に示す

○評価点：胴部（炉心領域部）

○胴内表面での中性子照射量 (>1 MeV)

2016 年 11 月時点 3.26×10^{21} n/m² 程度

運転開始後 60 年時点 5.35×10^{21} n/m² 程度

解析に用いている有効炉心長が正しい値（3708mmであることを確認）

*1：第 4 回監視試験片の中性子照射量実測値と、炉内中性子束解析により求めた監視試験片位置と原子炉圧力容器胴内表面との中性子束の比率に基づき算出。運転開始後 60 年時点については、次回起動日以降運転開始後 60 年までの運転日数を 5,556 日と仮定して算出。

炉心の有効高さを直接囲んでいる胴部（炉心領域部）に対して、その他の部位では中性子照射量が十分に小さいことから、胴部（炉心領域部）を対象として評価を実施した。

中性子照射脆化評価部位を図 1 に、本体胴炉心領域部の中性子照射脆化に影響を与える化学成分を表 1 に示す。

また、原子炉圧力容器の炉心領域構造及び構成材料の化学成分について、別紙 2 に示す。

修正不要

なお、30年目高経年化技術評価にて行うとしていた低圧注水ノズルの中性子照射量について、中性子照射脆化に対する再評価を実施し、 1×10^{21} n/m²未満であることを確認している。

解析に用いている有効炉心長が正しい値（3708mmであることを確認）

○評価点：低圧注水ノズル

○中性子照射量 (>1 MeV)

運転開始後 60 年時点： 0.87×10^{21} n/m²程度

低圧注水ノズルのCu量サンプリングについて、30年目の高経年化技術評価以降の第24回定検時及び第25回定検時の計2回実施している。Cu量のサンプリング結果を表2に示す。

表2 Cu量のサンプリング結果

定期検査	部位	試料名	Cu含有量 (%)
第24回	N6B ノズル*	試料 1	
		試料 2	
第25回	N6A ノズル	試料 1	
		試料 2	

*N6B, N6C ノズルは同一チャージであり、N6B ノズルを代表として実施

② 監視試験結果

(社)日本電気協会「原子炉構造材の監視試験方法 (JEAC4201-2007/2013 追補版)」(以下、「JEAC4201」という)等の規定に従い、これまで計4回の監視試験を実施している。監視試験結果を表3に示す。監視試験片の配置及びこれまでの監視試験の実施実績について、それぞれ別紙3, 別紙4に示す。

監視試験ごとに単位 EFPY 当たりの照射量が異なっており、別紙5に理由を示す。

修正不要

2. 技術評価

(1) 健全性評価

炉心を取り囲む機器である炉内構造物、炉心近傍に位置する制御棒のうち、材料がステンレス鋼の機器については、日本機械学会「発電用原子力設備規格 維持規格 JSME S NA1-2008」(以下、「維持規格」という)に示される比較的高い累積照射量(以下、しきい照射量という)を受けた場合に応力腐食割れの感受性が現れると考えられている。(表1参照)

表1 照射誘起型応力腐食割れの感受性発現しきい照射量

材質	しきい照射量 (n/m ² [E>1MeV])
ステンレス鋼 (SUS304)	5×10 ²⁴
ステンレス鋼 (SUS316)	1×10 ²⁵

a. 炉内構造物(炉心シュラウド、上部格子板、炉心支持板、周辺燃料支持金具、制御棒案内管)

炉内構造物のうち、炉心を取り囲む機器である炉心シュラウド、上部格子板、炉心支持板、周辺燃料支持金具、制御棒案内管における運転開始後60年時点での予想中性子照射量[E>1MeV]は以下の値と想定される。(表2参照)

炉内構造物の各部における運転開始後60年時点での中性子照射量、その算出の考え方及び算出過程については別紙3に示す。

表2 炉内構造物各機器の運転開始後60年時点での中性子照射量

名称	材料	中性子照射量 (n/m ² [E>1MeV])
炉心シュラウド	SUS304	約 2.0×10 ²⁵
上部格子板	SUS304	約 2.9×10 ²⁵
炉心支持板	SUS304	約 2.1×10 ²⁴
周辺燃料支持金具	SUS304	約 7.1×10 ²⁴
制御棒案内管	SUS304	約 2.1×10 ²⁴

照射誘起型応力腐食割れ感受性(照射量を受ける炉内構造物は、炉心シ

解析に用いている有効炉心長が正しい値(3708mmであることを確認)

炉心シュラウドと上部格子板においては、累積照射量がしきい照射量を上回り、IASCC発生の可能性が否定できないため、60年時点での亀裂進展評価及び破壊評価を実施し、上部格子板については60年時点での想定欠陥の応力拡大係数が破壊靱性値の下限値を下回ることから不安定破壊の可能性がないことを確認した。

4. 点検要領

原子炉圧力容器特別点検については、表 3-1 に示す機器・構造物及び部位について運転開始後 3 5 年以降の状況を確認することが求められていることを踏まえ、東海第二発電所としての原子炉圧力容器特別点検は以下の方法で実施する。

- ・ 運転開始後 3 5 年以降に実施した点検のデータについて、「1. 目的」に記載のガイドに基づき記録確認を実施。

以下、試験要領を記載する。

4. 1 炉心領域

4. 1. 1 適用規格

JEAC4207-2008「軽水型原子力発電所用機器の供用期間中検査における超音波探傷試験規程」を準用して実施する。

4. 1. 2 試験員

試験員は、下記の規格・基準のいずれかに従って所定の認定機関により 2 種もしくは 1 種、またはレベル 2 もしくはレベル 1 と認定された者、またはこれらと同等以上の技術レベルを有する者とする。

- a. 日本非破壊検査協会 NDIS0601:2000「非破壊検査技術者技量認定規程」
- b. 日本工業規格 JIS Z2305-2001「非破壊試験-技術者の資格及び認証」
- c. AMERICAN SOCIETY FOR NONDESTRUCTIVE TESTING SNT-TC-1A
- d. ASME Boiler and Pressure Vessel Code Section XI Appendix VII
- e. European Standard EN473, ISO9712

4. 1. 3 試験対象範囲

試験対象範囲は、原子炉圧力容器胴部の炉心領域（溶接部、母材部）とし、具体的な対象範囲は下図のとおりとする。

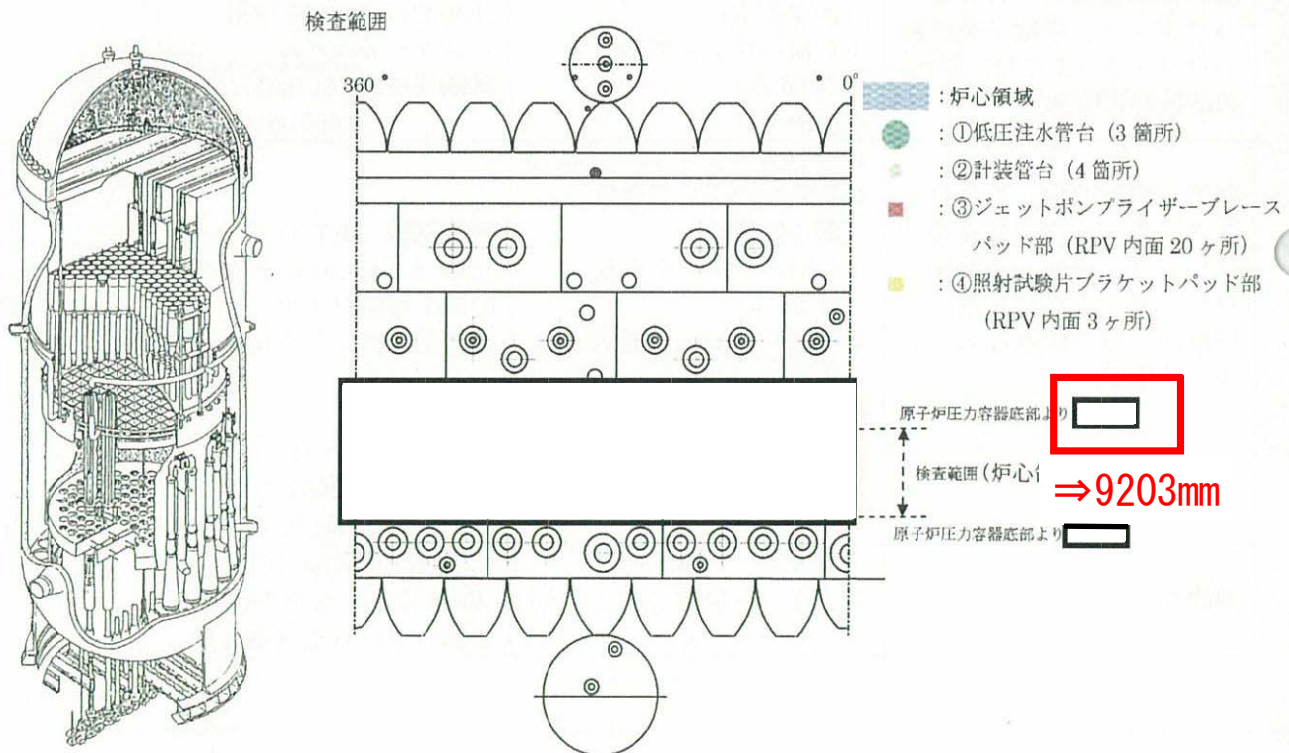


図 4. 1. 3-1 試験対象範囲（炉心領域）

修正必要

4. 1. 5 探触子

- a. 試験に使用する周波数は 0.4~15MHz の範囲から選択する。
- b. 屈折角は下表のとおりとする。

表 4. 1. 5-1 屈折角

試験対象部位	屈折角
炉心領域 (溶接部及び母材部)	容器外面より垂直法及び斜角法 (横波: 45°、60°)、フェーズド アレイ法 (縦波: 0°、20°、±35°、±45°) ※「炉心領域」を試験対象とすることから、軸方向の試験範囲は 炉心に装荷された燃料集合体の有効長とし、原子炉压力容器底部 より (燃料棒有効長さ) とする。また、板厚方 向の試験範囲は原子炉压力容器内面クラック ⇒9203mm 及び溶接部に加え、原子 炉压力容器内面クラックを含める。
ジェットポンプライザーブレース アーム溶接部	容器内面より斜角法 (横波: 45°、70°) ※試験範囲は維持規格に基づき、ジェットポンプライザーブレース アーム溶接部境界からライザーブレース母材側に 25 mm までと する。

4. 1. 6 対比試験片

対比試験片に用いる校正用反射体は、標準穴 (横穴) またはノッチとし、下表の仕様とする。

表 4. 1. 6-1 対比試験片の仕様

試験対象部位	試験部の厚さ の区分 (mm)	対比試験片 の厚さ (mm)	穴の位置	穴径 (mm)
炉心領域 (溶接部及び母材部)	152 を超え 203 以下	試験部の厚さ 又は 178	3/4T 又は 1/4T	8.0
ジェットポンプライザーブレース アーム溶接部	25 以下	試験部の厚さ 又は 19	T/2	2.4

修正必要

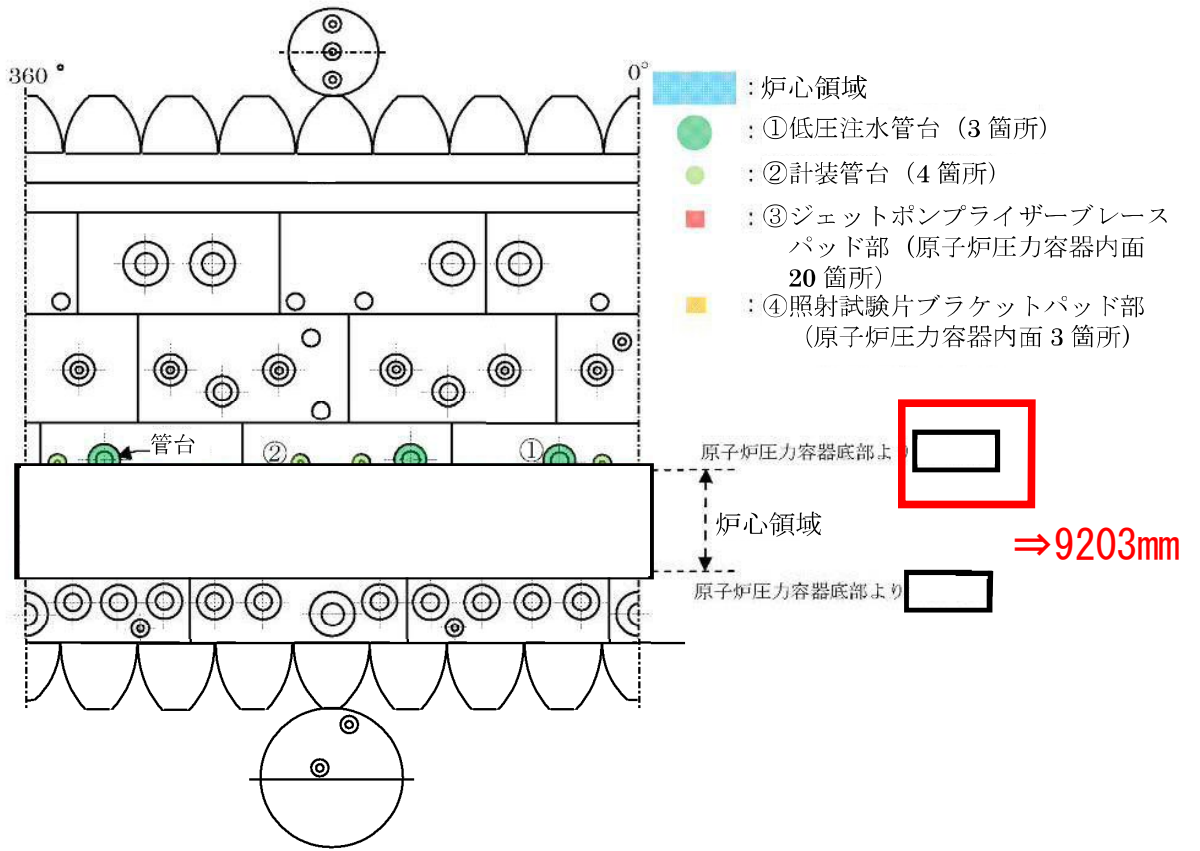
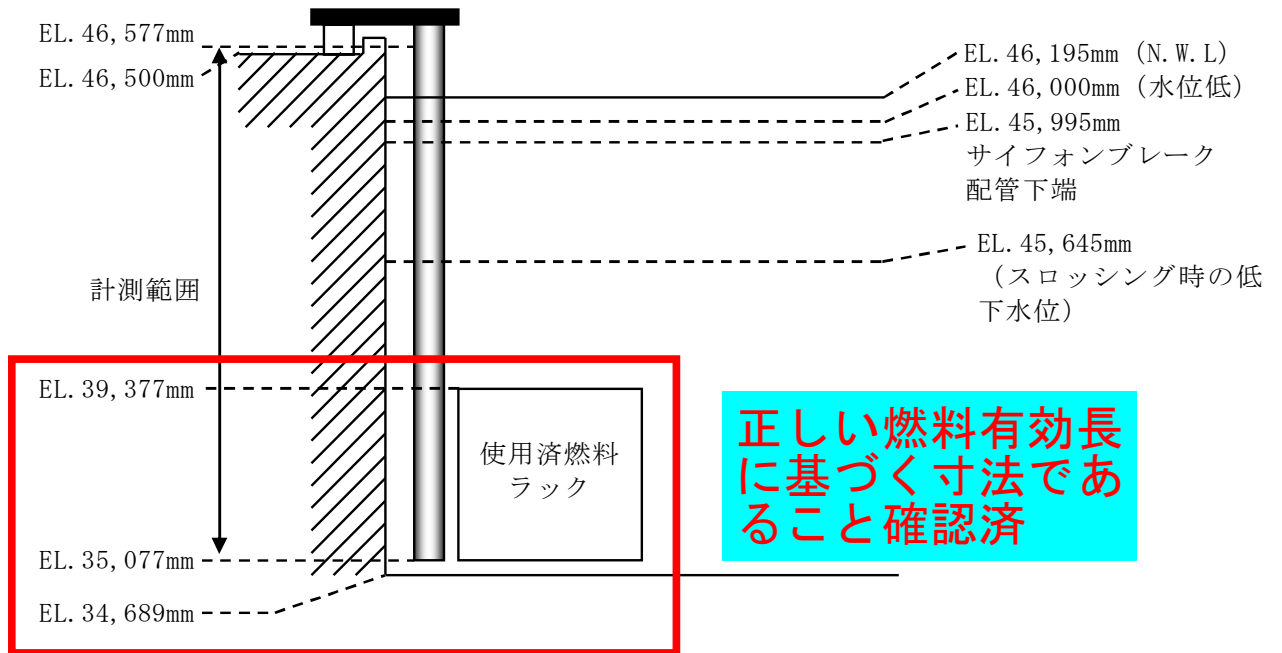


図 3. 1. 2. 1 試験対象（炉心領域）

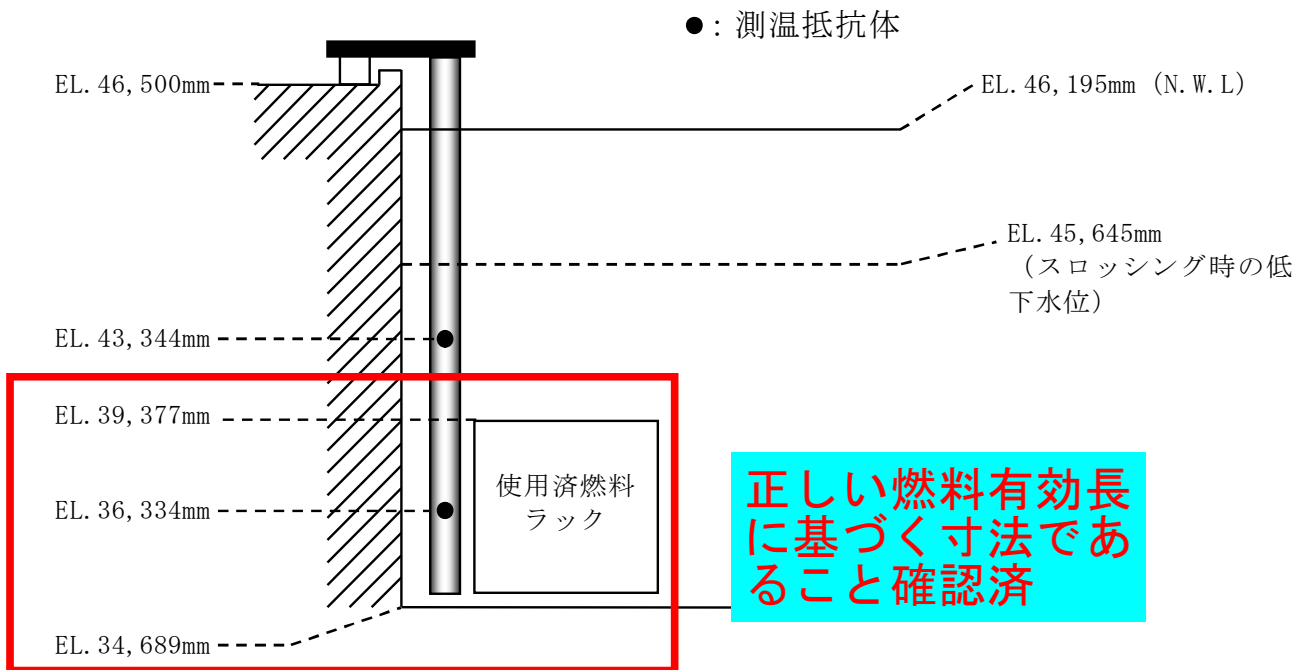


図 3. 1. 2. 2 東海用ベッセルスキャナー

修正不要



使用済燃料プール水位・温度（SA 広域）のうち、水位検出図



使用済燃料プール水位・温度（SA 広域）のうち、温度検出図

図1.2-11 使用済燃料プール水位・温度（SA広域）の設置図

修正不要

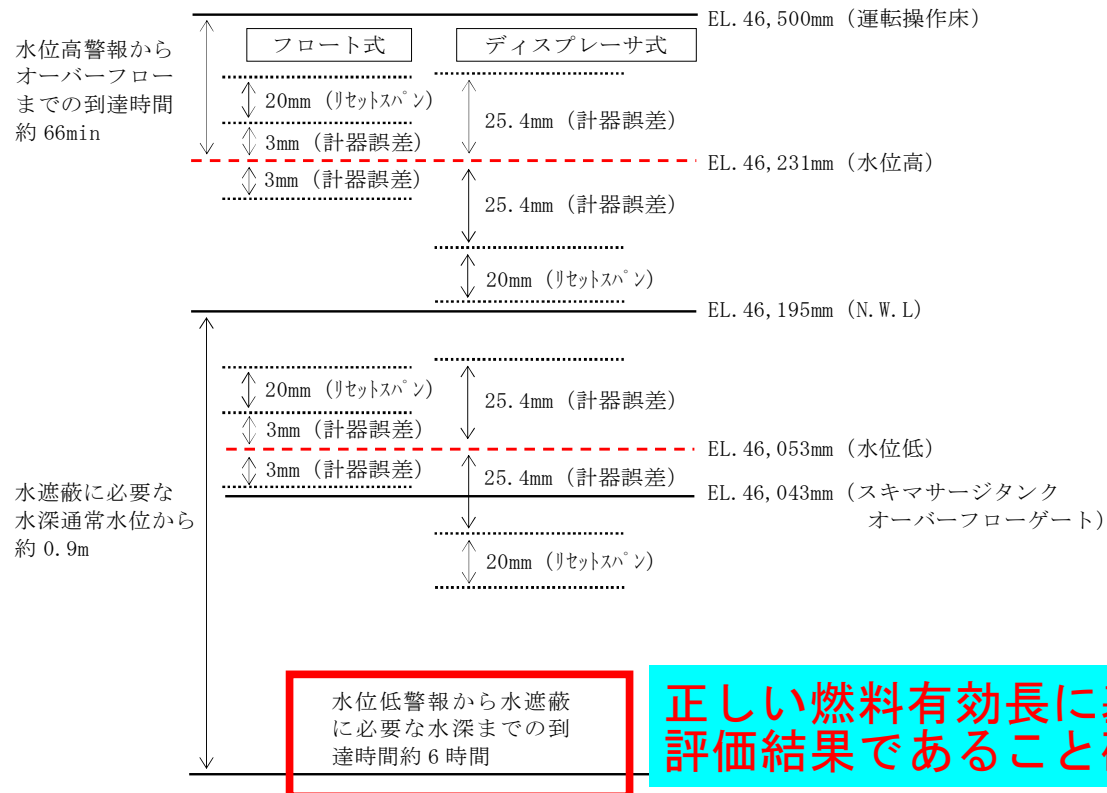
別紙 1

各計測装置の記録及び保存について

「実用発電用原子炉及びその付属施設の技術基準に関する規則」第三十四条において使用済燃料プールの温度、水位及び線量当量率について、「表示、記録、保存」が追加要求されており、「東海第二発電所原子炉施設保安規定第 11 章記録及び報告 第 120 条」に定める保安に関する記録及び社内規程に基づき保存期間等を定めて保管することとしている。

要求項目	計測装置	記録方法	保存期間		
一 炉心における中性子束密度	起動領域モニタ	記録紙	10 年		
	平均出力領域モニタ	記録紙	10 年		
三 制御棒の位置及び液体制御材を使用する場合にあっては、その濃度	制御棒位置	制御棒位置記録	5 年		
四 一次冷却材に関する次の事項					
イ 放射性物質及び不純物の濃度	原子炉水導電率	運転日誌	5 年		
ロ 原子炉压力容器の入口及び出口における圧力、温度及び流量	主蒸気圧力	運転記録	10 年		
	主蒸気流量	運転記録	10 年		
	主蒸気温度	運転記録	10 年		
	給水圧力	運転記録	10 年		
	給水流量	運転記録	10 年		
	給水温度	運転記録	10 年		
五 原子炉压力容器（加圧器がある場合は、加圧器）内及び蒸気発生器内の水位	原子炉水位（停止域）	名称の記載のみ	5 年		
	原子炉水位（燃料域）				
	原子炉水位（広帯域）			記録紙	5 年
	原子炉水位（狭帯域）			記録紙	5 年
六 原子炉格納容器内の圧力、温度、可燃性ガスの濃度、放射線物質の濃度及び線量当量率	格納容器圧力	運転記録	10 年		
	格納容器内温度	運転記録	10 年		
	格納容器内水素ガス濃度	記録紙	5 年		
	格納容器内酸素ガス濃度	記録紙	5 年		
	原子炉格納容器モニタ	記録紙	5 年		
	格納容器内核分裂生成物モニタ	記録紙	5 年		

修正不要



第 2 図 使用済燃料プール水位の警報設定範囲概要図

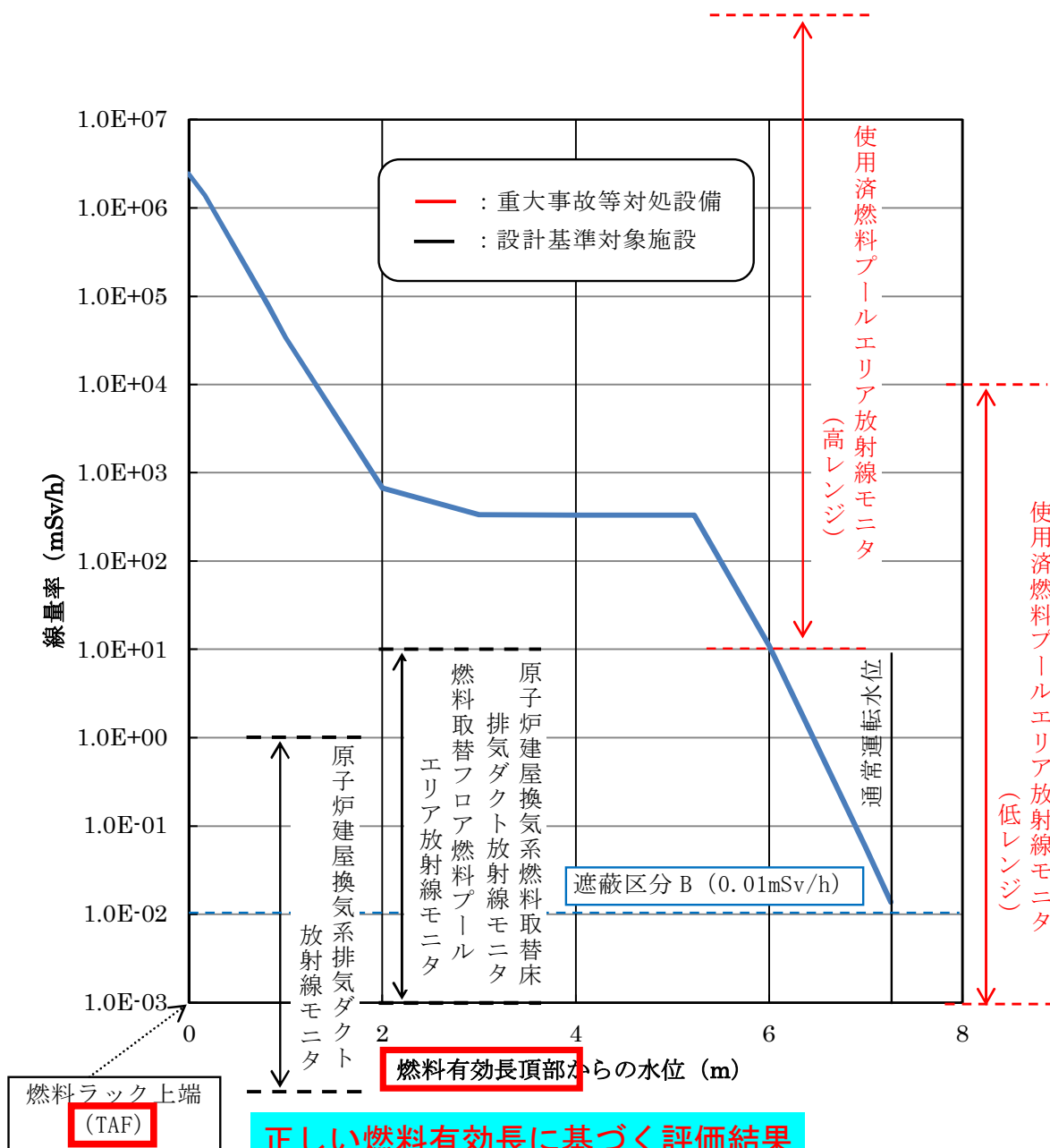
(2) 運転操作における警報設定値の評価

以下の諸条件（有効性評価で使用）を用いて評価した。

- ・ プール保有水量：1, 189m³
- ・ プール断面積：116m²
- ・ 使用済燃料プールの冷却系の機能喪失後，プール水温上昇速度：
7.0°C/h
- ・ 使用済燃料プール冷却系の機能喪失後，プール水位低下速度：
0.131m/h

水位低警報設定値は通常水位－142mm（EL. 46, 053mm）であり，必要な水遮蔽（10mSv/h の場合）は通常水位から約－0.9m である。仮に使用済燃料

使用済燃料プールエリア放射線モニタの計測範囲は、重大事故等時に使用済燃料プール水位の異常な低下が発生し、使用済燃料が露出した場合に想定される最大線量率を計測できる範囲（ $\sim 10^5 \text{ Sv/h}$ ）とする。（第 54-11-8 図参照）



第 54-11-8 図 水位と放射線線量率の関係

修正不要

第 54-13-1 表 未臨界性評価の基本計算条件

	項目	仕様
燃料仕様	燃料種類	9 × 9 燃料 (A 型)
	U ²³⁵ 濃縮度	<input type="text"/> wt% ※1
	ペレット密度	理論密度の 97%
	ペレット直径	0.96 cm
	被覆管外径	1.12 cm
	被覆管厚さ	0.71 mm
	燃料有効長	3.71 m
使用済燃料ラック	ラックタイプ	キャン型
	ラックピッチ	<input type="text"/> mm
	材料	ボロン添加ステンレス鋼
	ボロン濃度	<input type="text"/> wt% ※2
	板厚	<input type="text"/> mm
	内のり	<input type="text"/> mm

正しい数値

※1 : 未臨界性評価用燃料集合体 ($k_{\infty} = 1.3$ 未燃焼組成, Gd なし)

※2 : ボロン濃度の解析使用値は, 製造公差下限値とする。

6.8.2.2 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。

過渡時自動減圧機能の論理回路は，自動減圧系とは別の制御盤に収納することで，自動減圧系に悪影響を及ぼさない設計とする。

過渡時自動減圧機能は，原子炉水位異常低下（レベル1）及び残留熱除去系ポンプ又は低圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力高の検出器からの入力信号並びに論理回路からの逃がし安全弁（自動減圧機能）作動用電磁弁制御信号は，自動減圧系と共有するが自動減圧系の信号は，制御リレーにより分離し，論理回路電源は，配線用遮断器及びヒューズにより分離することで，自動減圧系に悪影響を及ぼさない設計とする。

過渡時自動減圧機能は，他の設備と電氣的に分離することで，他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

非常用窒素供給系は，自動減圧機能用アキュムレータへの窒素供給圧力の低下を検出し，自動的に通常待機時の系統構成から，弁の作動によって重大事故等対処設備としての系統構成とすることで，他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

非常用逃がし安全弁駆動系は，通常待機時の系統構成から，弁の操作によって重大事故等対処設備としての系統構成とすることで，他の設備に悪影響を及ぼさない設計とする。

6.8.2.3 容量等

基本方針については、「1.1.7.2 容量等」に示す。

過渡時自動減圧機能は，重大事故等時において炉心の著しい損傷を防止するために作動する回路であることから，炉心が露出しないように燃

L1はTAFより高い水位に設定されていることに変更なし

料有効長頂部より高い設定として原子炉水位異常低下（レベル1）の信号の計器誤差を考慮して確実に作動する設計とする。また、逃がし安全弁が作動すると冷却材が放出され、その補給に残留熱除去系ポンプ又は低圧炉心スプレイ系ポンプによる注水が必要であることから、原子炉水位異常低下（レベル1）及び残留熱除去系ポンプ又は低圧炉心スプレイ系ポンプが運転の場合に作動する設計とする。

非常用窒素供給系高圧窒素ポンベは、重大事故等時において炉心の損傷及び原子炉格納容器の破損を防止するため、逃がし安全弁（自動減圧機能）を作動させ、原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するために必要となる容量を有するものを、1セット10個（A系統5個、B系統5個）使用する。保有数は、1セット10個、保守点検は目視点検であり、保守点検中でも使用可能であるため、保守点検用は考慮せずに、故障による待機除外時の予備用として10個の合計20個を保管する。

非常用逃がし安全弁駆動系高圧窒素ポンベは、重大事故等時において炉心の損傷及び原子炉格納容器の破損を防止するため、逃がし安全弁（自動減圧機能）を作動させ、原子炉冷却材圧力バウンダリを減圧するために必要となる容量を有するものを、1セット3個（A系統3個、B系統3個）使用する。

保有数は、1セット3個及び故障による待機除外時の予備用として9個の合計12個を保管する。

6.8.2.4 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。

過渡時自動減圧機能は、中央制御室、原子炉建屋付属棟及び原子炉建屋原子炉棟内に設置し、重大事故等時における環境条件を考慮した設計

第3.3-1表 逃がし安全弁（自動減圧機能）に関する重大事故等対処設備一覧

設備区分		設備名	
主要設備		逃がし安全弁(自動減圧機能)【常設】* ¹ 自動減圧機能用アキュムレータ【常設】	
関連設備	付属設備	—	
	水源	—	
	流路	主蒸気系配管・クエンチャ【常設】	
	注水先	—	
	電源設備* ² (燃料給油設備含む)	所内常設直流電源設備 125V系蓄電池 A系【常設】 125V系蓄電池 B系【常設】 常設代替直流電源設備 緊急用125V系蓄電池【常設】 可搬型代替交流電源設備 可搬型代替低圧電源車【可搬】 可搬型代替直流電源設備 可搬型代替低圧電源車【可搬】 可搬型整流器【可搬】 代替所内電気設備 緊急用電源切替盤【常設】 燃料給油設備 可搬型設備用軽油タンク【常設】 タンクローリ【可搬】	
	計装設備* ³	原子炉圧力【常設】	原子炉圧力(SA)【常設】
		原子炉水位(広帯域)【常設】	原子炉水位(SA広帯域)【常設】
原子炉水位(燃料域)【常設】		原子炉水位(SA燃料域)【常設】	
サプレッション・プール水位【常設】		サプレッション・プール水温度【常設】	
格納容器雰囲気放射線モニタ(D/W)【常設】		格納容器雰囲気放射線モニタ(S/C)【常設】	
原子炉圧力容器温度【常設】		高圧炉心スプレイ系系統流量【常設】	
記載のみ			

第3.3-2表 逃がし安全弁（逃がし弁機能）に関する重大事故等対処設備一覧

設備区分		設備名
主要設備		逃がし安全弁（逃がし弁機能）【常設】* ¹
関連設備	付属設備	非常用逃がし安全弁駆動系高圧窒素ポンベ 【可搬】
	水源	—
	流路	主蒸気系配管・クエンチャ【常設】 非常用逃がし安全弁駆動系 配管・弁【常設】
	注水先	—
	電源設備* ² （燃料給油設備含む）	常設代替直流電源設備 緊急用125V系蓄電池【常設】 可搬型代替直流電源設備 可搬型代替低圧電源車【可搬】 可搬型整流器【可搬】 燃料給油設備 可搬型設備用軽油タンク【常設】 タンクローリ【可搬】
	計装設備* ³	原子炉圧力【常設】 原子炉圧力（SA）【常設】 原子炉水位（広帯域）【常設】 原子炉水位（SA広帯域）【常設】 原子炉水位（燃料域）【常設】 原子炉水位（SA燃料域）【常設】 サプレッション・プール水位【常設】 サプレッション・プール水温度【常設】 格納容器雰囲気放射線モニタ（D/W）【常設】 格納容器雰囲気放射線モニタ（S/C）【常設】 原子炉圧力容器温度【常設】 高圧炉心スプレイ系系統流量【常設】 原子炉隔離時冷却系系統流量【常設】 高圧代替注水系系統流量【常設】 高圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力【常設】 原子炉隔離時冷却系ポンプ吐出圧力【常設】 常設高圧代替注水系ポンプ吐出圧力【常設】 残留熱除去系ポンプ吐出圧力【常設】

記載のみ

修正不要

第3.3-9表 過渡時自動減圧機能に関する重大事故等対処設備一覧

設備区分		設備名
主要設備		過渡時自動減圧機能【常設】 逃がし安全弁（自動減圧機能）【常設】*1
関連設備	付属設備	自動減圧機能用アキュムレータ【常設】
	水源	—
	流路	主蒸気系配管・クエンチャ【常設】
	注水先	—
	電源設備*2 （燃料給油設備含む）	非常用交流電源設備 2C 非常用ディーゼル発電機【常設】 2D 非常用ディーゼル発電機【常設】 2C 非常用ディーゼル発電機用海水ポンプ【常設】 2D 非常用ディーゼル発電機用海水ポンプ【常設】 燃料給油設備 2C 非常用ディーゼル発電機 燃料移送ポンプ【常設】 2D 非常用ディーゼル発電機 燃料移送ポンプ【常設】 軽油貯蔵タンク【常設】
	計装設備*3	原子炉圧力【常設】 原子炉圧力（SA）【常設】 原子炉水位（広帯域）【常設】 原子炉水位（SA広帯域）【常設】 原子炉水位（燃料域）【常設】 原子炉水位（SA燃料域）【常設】
		サプレッション・プール水位【常設】 サプレッション・プール水温度【常設】 格納容器雰囲気放射線モニタ（D/W）【常設】 格納容器雰囲気放射線モニタ（S/C）【常設】 原子炉圧力容器温度【常設】 高圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力【常設】 原子炉隔離時冷却系ポンプ吐出圧力【常設】 常設高圧代替替注水系ポンプ吐出圧力【常設】 残留熱除去系ポンプ吐出圧力【常設】

記載のみ

3.3.2.2.3.2 設置許可基準規則第43条第2項への適合方針

(1) 容量（設置許可基準規則第43条第2項一）

(i) 要求事項

想定される重大事故等の収束に必要な容量を有するものであること。

(ii) 適合性

基本方針については、「2.3.2 容量等」に示す。

過渡時自動減圧機能は、想定される重大事故等時において、炉心の著しい損傷を防止するために作動する回路であることから、炉心が露出しないように燃料有効長頂部より高い設定として原子炉水位異常低下（レベル1）信号の計器誤差を考慮して確実に作動する設計とする。また、逃がし安全弁が作動すると冷却材が放出され、その補給に残留熱除去系ポンプ又は低圧炉心スプレイ系ポンプによる注水が必要であることから、原子炉水位異常低下（レベル1）及び残留熱除去系ポンプ（低圧注水系）又は低圧炉心スプレイ系ポンプが運転の場合に作動する設計とする。

LIがTAFより高い水位に設定されていることに変更なし。

過渡時自動減圧機能の動作対象台数は、炉心損傷に至らない台数を考慮した設計とする。

過渡時自動減圧機能の動作対象弁は、サブプレッション・プールの熱負荷を考慮し、異なる主蒸気配管の逃がし安全弁（自動減圧機能）となるよう設計する。

(46-6-2~4)

第3.3-28表 インターフェイスシステムLOCA隔離弁に関する
重大事故等対処設備

設備区分		設備名
主要設備		高圧炉心スプレイ系注入弁【常設】 原子炉隔離時冷却系原子炉注入弁【常設】 低圧炉心スプレイ系注入弁【常設】 残留熱除去系A系注入弁【常設】 残留熱除去系B系注入弁【常設】 残留熱除去系C系注入弁【常設】
関連設備	付属設備	—
	水源	—
	流路	—
	注水先	—
	電源設備	—
	計装設備*	原子炉圧力【常設】 原子炉圧力(SA)【常設】 原子炉水位(広帯域)【常設】 原子炉水位(SA広帯域)【常設】 原子炉水位(燃料域)【常設】 原子炉水位(SA燃料域)【常設】 原子炉圧力容器温度【常設】 高圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力【常設】 原子炉隔離時冷却系ポンプ吐出圧力【常設】 残留熱除去系ポンプ吐出圧力【常設】 低圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力【常設】 ドライウェル雰囲気温度【常設】 ドライウェル圧力【常設】

記載のみ

*：主要設備を用いた炉心損傷防止及び格納容器破損防止対策を成功させるために把握することが必要な原子炉施設の状態計装設備については「3.15計装設備（設置許可基準規則第58条に対する設計方針を示す章）」で示す。

修正不要

過渡時自動減圧機能

<p>名 称</p>	<p>原子炉水位異常低下（レベル 1）</p>
<p>保護目的／機能</p>	<p>原子炉冷却材圧力バウンダリが高圧の場合であって設計基準事故対処設備の原子炉の有する減圧機能が喪失した場合において、炉心の著しい損傷及び原子炉格納容器破損（炉心の著しい損傷後に発生するものに限る。）を防止するため、原子炉水位異常低下（レベル 1）及び残留熱除去系ポンプ又は低圧炉心スプレイ系ポンプ運転状態で逃がし安全弁（自動減圧機能）を作動させる。</p>
<p>設定値</p>	<p>原子炉圧力容器ゼロレベル*より 960cm 以上</p>
<p>【設定根拠】</p> <p>過渡事象時に高圧注水機能が喪失し、原子炉水位のみ低下していく事象では、ドライウエル圧力高が発生せず、自動減圧系が自動起動しない。そのため、自動減圧系の代替として、原子炉を減圧させるため、残留熱除去系ポンプ又は低圧炉心スプレイ系ポンプ運転中のみ、自動減圧系と同様の原子炉水位異常低下（レベル 1）を設定する。</p> <p>注記*：原子炉圧力容器ゼロレベルは、原子炉圧力容器基準点を示す。</p> <p><補足></p> <ul style="list-style-type: none"> ・炉心の著しい損傷を防止するために作動する回路であることから、炉心が露出しないように燃料有効長頂部より高い設定として、原子炉水位異常低下（レベル 1）とする。L1はTAFより高い水位に設定されていることに変更なし ・逃がし安全弁の作動は冷却材の放出となり、その補給に残留熱除去系、低圧炉心スプレイ系により注水が必要であることを考慮して、残留熱除去系、低圧炉心スプレイ系が自動起動する原子炉水位異常低下（レベル 1）の設定とする。 	

常設の重大事故等対処設備のうち以下のパラメータを計測する設備は、設計基準事故時の計測機能と兼用しており、設計基準事故時に使用する場合の計測範囲が、計器の不確かさを考慮しても設計基準を超える状態において発電原子炉施設の状態を推定できるため、設計基準事故対処設備と同仕様の設計とする。

- ・原子炉圧力
- ・原子炉水位（広帯域）
- ・原子炉水位（燃料域） **記載のみ**
- ・原子炉隔離時冷却系系統流量
- ・高圧炉心スプレー系系統流量
- ・残留熱除去系系統流量
- ・低圧炉心スプレー系系統流量
- ・格納容器雰囲気放射線モニタ（D/W）
- ・格納容器雰囲気放射線モニタ（S/C）
- ・起動領域計装
- ・平均出力領域計装
- ・残留熱除去系熱交換器入口温度
- ・残留熱除去系熱交換器出口温度
- ・残留熱除去系海水系系統流量
- ・原子炉隔離時冷却系ポンプ吐出圧力
- ・高圧炉心スプレー系ポンプ吐出圧力
- ・残留熱除去系ポンプ吐出圧力
- ・低圧炉心スプレー系ポンプ吐出圧力
- ・使用済燃料プール水位・温度（S A広域）

常設の重大事故等対処設備のうち以下のパラメータを計測する設備は、計

器の不確かさを考慮しても設計基準を超える状態において発電用原子炉施設の
の状態を推定できる設計とする。

- ・ 原子炉圧力容器温度
- ・ 原子炉圧力（S A）
- ・ 原子炉水位（S A広帯域）
- ・ 原子炉水位（S A燃料域） **記載のみ**
- ・ 高圧代替注水系系統流量
- ・ 低圧代替注水系原子炉注水流量
- ・ 代替循環冷却系原子炉注水流量
- ・ 低圧代替注水系格納容器スプレイ流量
- ・ 低圧代替注水系格納容器下部注水流量
- ・ 代替循環冷却系格納容器スプレイ流量
- ・ ドライウェル雰囲気温度
- ・ サプレッション・チェンバ雰囲気温度
- ・ サプレッション・プール水温度
- ・ 格納容器下部水温
- ・ ドライウェル圧力
- ・ サプレッション・チェンバ圧力
- ・ サプレッション・プール水位
- ・ 格納容器下部水位
- ・ 格納容器内水素濃度（S A）
- ・ フィルタ装置水位
- ・ フィルタ装置圧力
- ・ フィルタ装置スクラビング水温度
- ・ フィルタ装置出口放射線モニタ（高レンジ・低レンジ）

- ・原子炉圧力
- ・原子炉圧力（S A）
- ・原子炉水位（広帯域）
- ・原子炉水位（燃料域） **記載のみ**
- ・原子炉水位（S A 広帯域）
- ・原子炉水位（S A 燃料域） **記載のみ**
- ・高圧代替注水系系統流量
- ・低圧代替注水系原子炉注水流量
- ・代替循環冷却系原子炉注水流量
- ・原子炉隔離時冷却系系統流量
- ・高圧炉心スプレイ系系統流量
- ・残留熱除去系系統流量
- ・低圧炉心スプレイ系系統流量
- ・低圧代替注水系格納容器スプレイ流量
- ・低圧代替注水系格納容器下部注水流量
- ・代替循環冷却系格納容器スプレイ流量
- ・ドライウェル圧力
- ・サプレッション・チェンバ圧力
- ・サプレッション・プール水位
- ・格納容器内水素濃度（S A）
- ・格納容器雰囲気放射線モニタ（D/W）
- ・格納容器雰囲気放射線モニタ（S/C）
- ・代替循環冷却系ポンプ入口温度
- ・残留熱除去系熱交換器入口温度
- ・残留熱除去系熱交換器出口温度

修正不要

必要がない設計とする。

安全パラメータ表示システム（SPDS）のうち緊急時対策支援システム伝送装置は、緊急時対策所建屋内に設置し、想定される重大事故等時における環境条件を考慮した設計とする。緊急時対策支援システム伝送装置は、想定される重大事故等時に操作を行う必要がない設計とする。

安全パラメータ表示システム（SPDS）のうちSPDSデータ表示装置は、緊急時対策所内に設置し、想定される重大事故等時における環境条件を考慮した設計とする。SPDSデータ表示装置の操作は、想定される重大事故等時において、設置場所（監視場所）で可能な設計とする。

データ表示装置は、原子炉建屋付属棟内及び緊急時対策所建屋内に保管し、重大事故等時は原子炉建屋付属棟内に設置するため、想定される重大事故等時における環境条件を考慮した設計とする。データ表示装置の操作は、想定される重大事故等時において、設置場所（監視場所）で可能な設計とする。

可搬型計測器は、原子炉建屋付属棟内及び緊急時対策所建屋内に保管し、重大事故等時は原子炉建屋付属棟内に設置するため、想定される重大事故等時における環境条件を考慮した設計とする。可搬型計測器の操作は、想定される重大事故等時において、設置場所（計測場所）で可能な設計とする。

6.4.2.5 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・検査性について」に示す。

常設の重大事故等対処設備のうち以下のパラメータを計測する設備は、設計基準対象施設として使用する場合と同じ構成で使用できる設計とする。

- ・原子炉圧力

- ・原子炉水位（広帯域）

記載のみ

・原子炉水位（燃料域）

記載のみ

- ・原子炉隔離時冷却系系統流量
- ・高圧炉心スプレー系系統流量
- ・残留熱除去系系統流量
- ・低圧炉心スプレー系系統流量
- ・格納容器雰囲気放射線モニタ（D/W）
- ・格納容器雰囲気放射線モニタ（S/C）
- ・起動領域計装
- ・平均出力領域計装
- ・残留熱除去系熱交換器入口温度
- ・残留熱除去系熱交換器出口温度
- ・残留熱除去系海水系系統流量
- ・原子炉隔離時冷却系ポンプ吐出圧力
- ・高圧炉心スプレー系ポンプ吐出圧力
- ・残留熱除去系ポンプ吐出圧力
- ・低圧炉心スプレー系ポンプ吐出圧力
- ・使用済燃料プール水位・温度（S A広域）

常設の重大事故等対象設備のうち以下のパラメータを計測する設備は、設計基準対象施設と兼用せず、他の系統と切り替えることなく使用できる設計とする。

- ・原子炉圧力容器温度
- ・原子炉圧力（S A）
- ・原子炉水位（S A広帯域）

・原子炉水位（S A燃料域）

記載のみ

- ・高圧代替注水系系統流量

修正不要

(5) 原子炉水位（燃料域）

記載のみ

兼用する設備は以下のとおり。

- ・原子炉プラント・プロセス計装
- ・計装設備（重大事故等対処設備）

個 数 2

計測範囲 -3,800mm～1,300mm

計測範囲変更なし

(6) 原子炉水位（S A広帯域）

個 数 1

計測範囲 -3,800mm～1,500mm

(7) 原子炉水位（S A燃料域）

記載のみ

個 数 1

計測範囲 -3,800mm～1,300mm

計測範囲変更なし

(8) 高圧代替注水系系統流量

個 数 1

計測範囲 0L/s～50L/s

(9) 低圧代替注水系原子炉注水流量

低圧代替注水系（常設）

個 数 1

計測範囲 $0\text{m}^3/\text{h}\sim 500\text{m}^3/\text{h}$

低圧代替注水系（常設）

個 数 1

第 6.4-3 表 重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ (重大事故等対処設備) (1/11)

分類	重要監視パラメータ 重要代替監視パラメータ	個数	計測範囲	設計基準	把握能力 (計測範囲の考え方)	可搬型 計測器 個数
① 原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度 ※1	4	0~500℃	302℃以下※3	重大事故等時における炉心損傷の判断基準は、300℃以上であり、また、損傷炉心の冷却失敗判断及び原子炉圧力容器破損の徴候検知 (300℃) に対して 500℃まで監視可能。 「②原子炉圧力容器内の圧力」を監視するパラメータと同じ。 「③原子炉圧力容器内の水位」を監視するパラメータと同じ。 「③原子炉圧力容器内の水位」を監視するパラメータと同じ。 「④最終ヒートシンクの確保<残留熱除去系>」を監視するパラメータと同じ。 重大事故等時における原子炉圧力容器最高使用圧力 (8.62MPa [gage]) の 1.2 倍 (10.34MPa [gage]) を監視可能。 「③原子炉圧力容器内の水位」を監視するパラメータと同じ。 「①原子炉圧力容器内の温度」を監視するパラメータと同じ。	1
	原子炉圧力 ※2					
	原子炉圧力 (SA) ※2					
	原子炉水位 (広帯域) ※2					
	原子炉水位 (燃料域) ※2					
	原子炉水位 (SA 広帯域) ※2					
	原子炉水位 (SA 燃料域) ※2					
② 原子炉圧力容器内の圧力	残留熱除去系熱交換器入口温度 ※2					
	原子炉圧力	2	0~10.5MPa [gage]	8.62MPa [gage] 以下		1
	原子炉圧力 (SA)	2	0~10.5MPa [gage]	8.62MPa [gage] 以下		
	原子炉水位 (広帯域) ※2					
	原子炉水位 (燃料域) ※2					
	原子炉水位 (SA 広帯域) ※2					
	原子炉水位 (SA 燃料域) ※2					
原子炉圧力容器温度 ※2						

記載のみ

記載のみ

第 6.4-3 表 重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ (重大事故等対処設備) (2/11)

分類	重要監視パラメータ 重要代替監視パラメータ	個数	計測範囲	設計基準	把握能力 (計測範囲の考え方)	可搬型 計測器 個数
	原子炉水位 (広帯域)	2	-3,800~1,500 mm※4	-3,800~1,400 mm※4		
	原子炉水位 (燃料域)	2	-3,800~1,300 mm※5	448~1,300 mm※5	炉心の冷却状況を把握する上で、原子炉水位制御範囲レベル③~⑧ (300~1,400mm ※4) 及び燃料有効長底部まで監視可能。	1
	原子炉水位 (S.A.広帯域)	1	-3,800~1,500 mm※4	-3,800~1,400 mm※4		
	原子炉水位 (S.A.燃料域)	1	-3,800~1,300 mm※5	448~1,300 mm※5		
	③ 原子炉圧力容器内の水位			448 ⇒ 397		
	※2 高压代替注水系系統流量					
	※2 低压代替注水系原子炉注水流量					
	※2 代替循環冷却系原子炉注水流量					
	※2 原子炉隔離時冷却系系統流量					
	※2 高压炉心スプレイ系系統流量					
	※2 残留熱除去系系統流量					
	※2 低压炉心スプレイ系系統流量					
	※2 原子炉圧力				「②原子炉圧力容器内の圧力」を監視するパラメータと同じ。	
	※2 原子炉圧力 (S.A)					
	※2 サプレッション・チェンババ圧力				「⑦原子炉格納容器内の圧力」を監視するパラメータと同じ。	

記載のみ

第 6.4-3 表 重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ (重大事故等対処設備) (3/11)

分類	重要監視パラメータ 重要代替監視パラメータ	個数	計測範囲	設計基準	把握能力 (計測範囲の考え方)	可搬型 計測器 個数	
④ 原子炉圧力容器への注水量	高压代替注水系系統流量	※1	0~50L/s	一※6	常設高压代替注水系ポンプの最大流量 (38L/s) を監視可能。	1	
	原子炉隔離時冷却系系統流量	※1	0~50L/s	40L/s	原子炉隔離時冷却系ポンプの最大流量 (40L/s) を監視可能。		
	高压炉心スプレイス系系統流量	※1	0~500L/s	438L/s	高压炉心スプレイス系ポンプの最大流量 (438L/s) を監視可能。		
	低压代替注水系原子炉注水量	(常設ライン用)	※1	0~500m ³ /h※7	一※6	低压代替注水系 (常設) による原子炉圧力容器への注水時における最大流量 (378m ³ /h) を監視可能。	1
		(常設ライン用)	※1	0~80m ³ /h※7, ※9	一※6	低压代替注水系 (常設) による原子炉圧力容器への注水時におけるミニフロー調整時の最大流量 (75m ³ /h) を監視可能。	
		(可搬ライン用)	※1	0~300m ³ /h※8	一※6	低压代替注水系 (可搬型) による原子炉圧力容器への注水時における最大流量 (110m ³ /h) を監視可能。	
		(可搬ライン用)	※1	0~80m ³ /h※8, ※9	一※6	低压代替注水系 (可搬型) による原子炉圧力容器への注水時におけるミニフロー調整時の最大流量 (75m ³ /h) を監視可能。	
	代替循環冷却系原子炉注水量	※1	0~150m ³ /h	一※6	代替循環冷却系による原子炉圧力容器への注水時における最大流量 (100m ³ /h) を監視可能。	1	
	残留熱除去系系統流量	※1	0~600L/s	470L/s	残留熱除去系ポンプの最大流量 (470L/s) を監視可能。		
	低压炉心スプレイス系系統流量	※1	0~600L/s	456L/s	低压炉心スプレイス系ポンプの最大流量 (456L/s) を監視可能。		
代替淡水貯槽水位	※2	「④水源の確保」を監視するパラメータと同じ。					
西側淡水貯水設備水位	※2	「④水源の確保」を監視するパラメータと同じ。					
サブレーション・プール水位	※2	「④水源の確保」を監視するパラメータと同じ。					
原子炉水位 (広帯域)	※2	「⑧原子炉格納容器内の水位」を監視するパラメータと同じ。					
原子炉水位 (燃料域)	※2	「⑧原子炉格納容器内の水位」を監視するパラメータと同じ。					
原子炉水位 (S A 広帯域)	※2	「⑧原子炉格納容器内の水位」を監視するパラメータと同じ。					
原子炉水位 (S A 燃料域)	※2	「⑧原子炉格納容器内の水位」を監視するパラメータと同じ。					

記載のみ

第 6.4-3 表 重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ (重大事故等対処設備) (8/11)

分類	重要監視パラメータ 重要代替監視パラメータ	個数	計測範囲	設計基準	把握能力 (計測範囲の考え方)	可搬型 計測器 個数
⑫ 最終ヒートシンクの確保 (2/2)	<残留熱除去系>					
	残留熱除去系熱交換器入口温度	2	0~300℃	249℃以下	残留熱除去系の運転時における, 残留熱除去系熱交換器入口温度の変動範囲 (249℃) を監視可能。	1
	残留熱除去系熱交換器出口温度	2	0~300℃	249℃以下	残留熱除去系の運転時における, 残留熱除去系熱交換器出口温度の変動範囲 (249℃) を監視可能。	1
	残留熱除去系系統流量				「④原子炉圧力容器への注水量」を監視するパラメータと同じ。	
	残留熱除去系海水系系統流量	2	0~550L/s	493L/s	残留熱除去系の運転時における, 残留熱除去系海水系ポンプの最大流量 (493L/s) を監視可能。	
	緊急用海水系流量 (残留熱除去系熱交換器)	※1	0~800m ³ /h	—※6	緊急用海水系の運転時における, 緊急用海水系流量 (残留熱除去系熱交換器) の最大流量 (850m ³ /h) を監視可能。	1
	緊急用海水系流量 (残留熱除去系補機)	※1	0~50m ³ /h	—※6	緊急用海水系の運転時における, 緊急用海水系流量 (残留熱除去系補機) の最大流量 (40m ³ /h) を監視可能。	
	原子炉圧力容器温度	※2			「①原子炉圧力容器内の温度」を監視するパラメータと同じ。	
	ドライウエル雰囲気温度	※2			「⑥原子炉格納容器内の温度」を監視するパラメータと同じ。	
	サブレーション・チェンバ雰囲気温度	※2			「⑦原子炉格納容器内の圧力」を監視するパラメータと同じ。	
	ドライウエル圧力	※2			「③原子炉圧力容器内の水位」を監視するパラメータと同じ。	
	サブレーション・チェンバ圧力	※2			「②原子炉圧力容器内の圧力」を監視するパラメータと同じ。	
⑬ 格納容器バイパスの監視	原子炉水位 (広帯域)					
	原子炉水位 (燃料域)					
	原子炉水位 (S A 広帯域)					
	原子炉水位 (S A 燃料域)					
	原子炉圧力					
	原子炉圧力 (S A)					
ドライウエル雰囲気温度						
ドライウエル圧力						

記載のみ

修正不要

第 6.4-3 表 重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ (重大事故等対処設備) (10/11)

分類	重要監視パラメータ 重要代替監視パラメータ	個数	計測範囲	設計基準	把握能力 (計測範囲の考え方)	可搬型 計測器 個数	
⑭ 水源の確保	原子炉水位 (広帯域)	※2			「③原子炉圧力容器内の水位」を監視するパラメータと同じ。		
	原子炉水位 (燃料域)	※2					
	原子炉水位 (SA広帯域)	※2					
	原子炉水位 (SA燃料域)	※2					
⑮ 原子炉建屋内の 酸素濃度	原子炉建屋酸素濃度	※1	0~10vol% 0~20vol%	—※6	重大事故等時において、酸素と酸素の可燃限界 (酸素濃度: 4vol%) を監視可能。	— —	
	静的触媒式酸素再結合器動作監視装置	※2	0~300℃	—※6	重大事故等時において、静的触媒式酸素再結合器の最高使用温度 (300℃) を監視可能。	2	
	格納容器内酸素濃度 (SA)	※1	0~25vol%	5.0vol%以下	重大事故等時において、原子炉格納容器内の酸素燃焼の可能性を把握する上で、酸素濃度の可燃限界 (5vol%) を監視可能。	—	
⑯ 原子炉格納容器内の 酸素濃度	格納容器雰囲気放射線モニタ (D/W)	※2	「⑩原子炉格納容器内の放射線量率」を監視するパラメータと同じ。				
	格納容器雰囲気放射線モニタ (S/C)	※2					
	ドライウェル圧力 サブプレッション・チェンバ圧力	※2	「⑦原子炉格納容器内の圧力」を監視するパラメータと同じ。				

記載のみ

第 6.4-3 表 重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータ (重大事故等対処設備) (11/11)

分類	重要監視パラメータ 重要代替監視パラメータ	個数	計測範囲	設計基準	把握能力 (計測範囲の考え方)	可搬型 計測器 個数
⑩ 使用済燃料プールの監視	使用済燃料プール水位・温度 (SA 広域)	1	-4,300 ~ +7,200mm ※19 (EL.35,077 ~ 46,577mm)	+6,818mm (EL.46,195mm)	重大事故等時に変動する可能性のある使用済燃料プール上部から使用済燃料ラック下端 (EL.35,097mm) までの範囲にわたり水位を監視可能。 重大事故等時に変動する可能性のある使用済燃料プールの温度 (100°C) を監視可能。 重大事故等時に変動する可能性のある使用済燃料プールの温度 (100°C) を監視可能。	-
		1 ※20	0 ~ 120°C	66°C 以下		
	使用済燃料プール温度 (SA)	1 ※21	0 ~ 120°C	-※6	重大事故等時に変動する可能性のある使用済燃料プールの温度 (100°C) を監視可能。 重大事故等時に変動する可能性のある放射線量率 (3.0mSv/h 以下) を監視可能。	1
		1	10 ⁻² ~ 10 ⁵ Sv/h 10 ⁻³ ~ 10 ⁴ mSv/h	-※6		
	使用済燃料プール放射線モニタ (高レンジ・低レンジ)	1	-	-※6	重大事故等時に変動する可能性のある放射線量率 (3.0mSv/h 以下) を監視可能。	-
	使用済燃料プール監視カメラ	1	-	-※6	重大事故等時において使用済燃料プール及びその周辺の状態を監視可能。	-

※1 : 分類のうち、重要監視パラメータとしてのみ使用する。 ※2 : 分類のうち、重要代替監視パラメータとしてのみ使用する。
 ※3 : 設計基準時想定される原子炉圧力容器の最高圧力に対する飽和温度。
 ※4 : 基準点は蒸気乾燥器スカート下端 (ベッセルゼロレベルより 1,340cm)。
 ※5 : 基準点は燃料有効長頂部 (ベッセルゼロレベルより 915cm) **915cm ⇒ 920cm**
 ※6 : 重大事故等時に使用する設備のため、設計基準事故時は値なし。
 ※7 : 常設設備による対応時及び可搬型設備による対応時の両方で使用。 ※8 : 可搬型設備による対応時に使用。 ※9 : 狭帯域流量。
 ※10 : R P V 破損及びデブリ落下・堆積検知 (高さ 0m, 0.2m 位置水温計兼デブリ検知器)。 ※11 : ペデスタル底面 (コリウムシールド上表面: EL. 11, 806mm) からの高さ。
 ※12 : 基準点は通常運転水位 EL. 3, 030mm (サブレンジ・チェンバ底部より 7, 030mm)。 ※13 : R P V 破損前までの水位管理 (高さ 1m 超水位計)。
 ※14 : R P V 破損後の水位管理 (デブリ堆積高さ < 0.2m の場合) (高さ 0.5m, 1.0m 未満水位計)。
 ※15 : R P V 破損後の水位管理 (デブリ堆積高さ ≥ 0.2m の場合) (満水管理水位計)。
 ※16 : 炉心損傷は、原子炉停止後の経過時間における格納容器雰囲気放射線モニタの値で判断する。原子炉停止直後に炉心損傷した場合の判断値は約 10Sv/h (経過時間とともに判断値は低くなる) であり、設計基準では炉心損傷しないことからこの値を下回る。
 ※17 : 平均出力領域計装 A ~ F の 6 チャンネルのうち、A, B の 2 チャンネルが対象。平均出力領域計装の A, C, E チャンネルにはそれぞれ 21 個、B, D, F にはそれぞれ 22 個の検出器がある。
 ※18 : 2 個の静的触媒式水素再結合器に対して出入口に 1 個ずつ設置。
 ※19 : 基準点は使用済燃料ラック上端 EL. 39, 377mm (使用済燃料プール底部より 4, 688mm)。
 ※20 : 検出点 2 箇所。 ※21 : 検出点 8 箇所。

記載のみ

修正不要

第 6.4-4 表 代替パラメータによる主要パラメータの推定 (1/14)

分類	主要パラメータ	代替パラメータ※1	代替パラメータ推定方法
原子炉圧力容器内の温度	原子炉圧力容器温度	① 主要パラメータの他チャヤンネル ② 原子炉圧力 ② 原子炉圧力 (S A) ② 原子炉水位 (広帯域) ② 原子炉水位 (燃料域) ② 原子炉水位 (S A 広帯域) ② 原子炉水位 (S A 燃料域) ③ 残留熱除去系熱交換器入口温度	① 原子炉圧力容器温度の 1 チャヤンネルが故障した場合は、他チャヤンネルにより推定する。 ② 原子炉圧力容器温度の監視が不可能となった場合は、原子炉水位から原子炉圧力容器内が飽和状態にあると想定することで、原子炉圧力より飽和温度/圧力の関係をj用して原子炉圧力容器内の温度を推定する。 また、スクラム後、原子炉水位が燃料有効長頂部に到達するまでの経過時間より原子炉圧力容器内の温度を推定する。 ③ 残留熱除去系が運転状態であれば、残留熱除去系熱交換器入口温度により推定する。 推定は、主要パラメータの他チャヤンネルを優先する。
	記載のみ		記載のみ
原子炉圧力容器内の圧力	原子炉圧力	① 主要パラメータの他チャヤンネル ② 原子炉圧力 (S A) ③ 原子炉水位 (広帯域) ③ 原子炉水位 (燃料域) ③ 原子炉水位 (S A 広帯域) ③ 原子炉水位 (S A 燃料域) ③ 原子炉圧力容器温度	① 原子炉圧力の 1 チャヤンネルが故障した場合は、他チャヤンネルにより推定する。 ② 原子炉圧力の監視が不可能となった場合は、原子炉圧力 (S A) により推定する。 ③ 原子炉水位から原子炉圧力容器内が飽和状態にあると想定することで、原子炉圧力容器温度より飽和温度/圧力の関係をj用して原子炉圧力容器内の圧力を推定する。 推定は、主要パラメータの他チャヤンネルを優先する。
	記載のみ		記載のみ
	原子炉圧力 (S A)	① 主要パラメータの他チャヤンネル ② 原子炉圧力 ③ 原子炉水位 (広帯域) ③ 原子炉水位 (燃料域) ③ 原子炉水位 (S A 広帯域) ③ 原子炉水位 (S A 燃料域) ③ 原子炉圧力容器温度	① 原子炉圧力 (S A) の 1 チャヤンネルが故障した場合は、他チャヤンネルにより推定する。 ② 原子炉圧力 (S A) の監視が不可能となった場合は、原子炉圧力により推定する。 ③ 原子炉水位から原子炉圧力容器内が飽和状態にあると想定することで、原子炉圧力容器温度より飽和温度/圧力の関係をj用して原子炉圧力容器内の圧力を推定する。 推定は、主要パラメータの他チャヤンネルを優先する。

※1：代替パラメータの番号は優先順位を示す。

※2：[] は有効監視パラメータ又は常用代替監視パラメータ (耐震性又は耐環境性等)が、監視可能であれば発電用原子炉施設の状態を把握することが可能な計器)を示す。

記載のみ

第 6.4-4 表 代替パラメータによる主要パラメータの推定 (2/14)

分類	主要パラメータ	代替パラメータ※1	代替パラメータ推定方法
原子炉圧力容器内の水位	原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域)	① 主要パラメータの他チャレンネル ② 原子炉水位 (SA広帯域) ② 原子炉水位 (SA燃料域) ③ 高圧代替注水系統流量 ③ 低圧代替注水系統流量 ③ 代替循環冷却系原子炉注水流量 ③ 原子炉隔離時冷却系系統流量 ③ 高圧炉心スプレイ系系統流量 ③ 残留熱除去系系統流量 ③ 低圧炉心スプレイ系系統流量 ④ 原子炉圧力 ④ 原子炉圧力 (SA) ④ サプレッション・チェンバ圧力	① 原子炉水位 (広帯域) 又は 原子炉水位 (燃料域) の 1 チャレンネルが故障した場合は、他チャレンネルにより推定する。 ② 原子炉水位 (広帯域) 又は 原子炉水位 (燃料域) の監視が不可能となった場合は、原子炉水位 (SA広帯域) 又は 原子炉水位 (SA燃料域) により推定する。 ③ 高圧代替注水系統流量、低圧代替注水系統流量、高圧炉心スプレイ系系統流量、残留熱除去系系統流量、原子炉隔離時冷却系系統流量、代替循環冷却系原子炉注水流量、原子炉心スプレイ系系統流量のうち機器動作状態にある流量より、崩壊熱による原子炉水位変化量を考慮し、原子炉圧力容器内の水位を推定する。 ④ 原子炉圧力容器への注水により主蒸気配管より上まで注水し、原子炉圧力、原子炉圧力 (SA) とサプレッション・チェンバ圧力の差圧から原子炉圧力容器の満水を推定する。 推定は、主要パラメータの他チャレンネルを優先する。
	原子炉水位 (SA広帯域) 原子炉水位 (SA燃料域)	① 原子炉水位 (広帯域) ① 原子炉水位 (燃料域) ② 高圧代替注水系統流量 ② 低圧代替注水系統流量 ② 代替循環冷却系原子炉注水流量 ② 原子炉隔離時冷却系系統流量 ② 高圧炉心スプレイ系系統流量 ② 残留熱除去系系統流量 ② 低圧炉心スプレイ系系統流量 ③ 原子炉圧力 ③ 原子炉圧力 (SA) ③ サプレッション・チェンバ圧力	① 原子炉水位 (SA広帯域) 又は 原子炉水位 (SA燃料域) の監視が不可能となった場合は、原子炉水位 (広帯域) 又は 原子炉水位 (燃料域) により推定する。 ② 高圧代替注水系統流量、低圧代替注水系統流量、高圧炉心スプレイ系系統流量、残留熱除去系系統流量、原子炉隔離時冷却系系統流量、代替循環冷却系原子炉注水流量、原子炉心スプレイ系系統流量のうち機器動作状態にある流量より、崩壊熱による原子炉水位変化量を考慮し、原子炉圧力容器内の水位を推定する。 ③ 原子炉圧力容器への注水により主蒸気配管より上まで注水し、原子炉圧力、原子炉圧力 (SA) とサプレッション・チェンバ圧力の差圧から原子炉圧力容器の満水を推定する。 推定は、原子炉圧力容器内の水位を直接計測する原子炉水位 (広帯域) 又は 原子炉水位 (燃料域) を優先する。

※1：代替パラメータの番号は優先順位を示す。

※2：「 」は有効監視パラメータ又は常用代替監視パラメータ (耐震性又は耐環境性等はないが、監視可能であれば発電用原子炉施設の状況を把握することが可能な計器) を示す。

記載のみ

第 6.4-4 表 代替パラメータによる主要パラメータの推定 (3/14)

分類	主要パラメータ	代替パラメータ※1	代替パラメータ推定方法
原子炉圧力容器への注水量 (1/2)	高圧代替注水系系統流量	①サブプレッション・プール水位	①高圧代替注水系系統流量の監視が不可能となった場合は、水源であるサブプレッション・プール水位の変化により注水量を推定する。 ②注水先の原子炉水位の水位変化により高圧代替注水系系統流量を推定する。推定は、環境悪化の影響が小さいサブプレッション・プール水位を優先する。
		②原子炉水位 (燃料域)	
	低圧代替注水系原子炉注水流量	②原子炉水位 (S A 広帯域)	①低圧代替注水系原子炉注水流量の監視が不可能となった場合は、水源である代替淡水貯槽水位又は西側淡水貯水設備水位の変化により注水量を推定する。 ②注水先の原子炉水位の水位変化により低圧代替注水系原子炉注水流量を推定する。推定は、環境悪化の影響が小さい代替淡水貯槽水位を優先する。
		②原子炉水位 (S A 燃料域)	
		①代替淡水貯槽水位	
		①西側淡水貯水設備水位	
	代替循環冷却系原子炉注水流量	②原子炉水位 (広帯域)	①代替循環冷却系原子炉注水流量の1チャンネルが故障した場合は、他チャンネルにより推定する。(他系統が運転状態の場合) ②代替循環冷却系原子炉注水流量の監視が不可能となった場合は、水源であるサブプレッション・プール水位の変化により注水量を推定する。 ③注水先の原子炉水位の水位変化により代替循環冷却系原子炉注水流量を推定する。推定は、主要パラメータの他チャンネルを優先する。
		②原子炉水位 (燃料域)	
		②原子炉水位 (S A 広帯域)	
		②原子炉水位 (S A 燃料域)	
原子炉隔離時冷却系系統流量	①サブプレッション・プール水位	①原子炉隔離時冷却系系統流量の監視が不可能となった場合は、水源であるサブプレッション・プール水位の変化により注水量を推定する。 ②注水先の原子炉水位の水位変化により原子炉隔離時冷却系系統流量を推定する。推定は、環境悪化の影響が小さいサブプレッション・プール水位を優先する。	
	②原子炉水位 (広帯域)		
	②原子炉水位 (燃料域)		
	②原子炉水位 (S A 広帯域)		
	②原子炉水位 (S A 燃料域)		
高圧炉心スプレイ系系統流量	①サブプレッション・プール水位	①高圧炉心スプレイ系系統流量の監視が不可能となった場合は、水源であるサブプレッション・プール水位の変化により注水量を推定する。 ②注水先の原子炉水位の水位変化により高圧炉心スプレイ系系統流量を推定する。推定は、環境悪化の影響が小さいサブプレッション・プール水位を優先する。	
	②原子炉水位 (広帯域)		
	②原子炉水位 (燃料域)		
	②原子炉水位 (S A 広帯域)		

※1：代替パラメータの番号は優先順位を示す。

※2：[] は有効監視パラメータ又は常用代替監視パラメータ (耐震性又は耐環境性等はないが、監視可能であれば発電用原子炉施設の状態を把握することが可能な計器) を示す。

記載のみ

第 6.4-4 表 代替パラメータによる主要パラメータの推定 (4/14)

分類	主要パラメータ	代替パラメータ※1	代替パラメータ推定方法
原子炉圧力容器への注水量 (2/2)	残留熱除去系系統流量	① 主要パラメータの他チャンネル ② サプレッション・プール水位 ③ 原子炉水位 (広帯域) ③ 原子炉水位 (燃料域) ③ 原子炉水位 (SA 広帯域) ③ 原子炉水位 (SA 燃料域)	① 残留熱除去系系統流量の 1 チャンネルが故障した場合、他チャンネルにより推定する。(他系統が運転状態の場合) ② 残留熱除去系系統流量の監視が不可能となった場合は、水源であるサプレッション・プール水位の変化により注水量を推定する。 ③ 注水先の原子炉水位の水位変化により残留熱除去系系統流量を推定する。 推定は、主要パラメータの他チャンネルを優先する。
	低圧炉心スプレイ系系統流量	① サプレッション・プール水位 ② 原子炉水位 (広帯域) ② 原子炉水位 (燃料域) ② 原子炉水位 (SA 広帯域) ② 原子炉水位 (SA 燃料域)	① 低圧炉心スプレイ系系統流量の監視が不可能となった場合は、水源であるサプレッション・プール水位の変化により注水量を推定する。 ② 注水先の原子炉水位の水位変化により低圧炉心スプレイ系系統流量を推定する。 推定は、環境悪化の影響が小さいサプレッション・プール水位を優先する。
原子炉格納容器への注水量	低圧代替注水系統格納容器スプレイ流量	① 代替淡水貯槽水位 ① 西側淡水貯水設備水位 ② サプレッション・プール水位	① 低圧代替注水系統格納容器スプレイ流量の監視が不可能となった場合は、水源である代替淡水貯槽水位又は西側淡水貯水設備水位の変化により注水量を推定する。 ② 注水先のサプレッション・プール水位の変化により低圧代替注水系統格納容器スプレイ流量を推定する。 推定は、環境悪化の影響が小さい代替淡水貯槽水位を優先する。
	低圧代替注水系統格納容器下部注水量	① 代替淡水貯槽水位 ① 西側淡水貯水設備水位 ② 格納容器下部水位	① 低圧代替注水系統格納容器下部注水流量の監視が不可能となった場合は、水源である代替淡水貯槽水位又は西側淡水貯水設備水位の変化により注水量を推定する。 ② 注水先の格納容器下部水位の変化により低圧代替注水系統格納容器下部注水流量を推定する。 推定は、環境悪化の影響が小さい代替淡水貯槽水位又は西側淡水貯水設備水位を優先する。

※1：代替パラメータの番号は優先順位を示す。

※2：[] は有効監視パラメータ又は常用代替監視パラメータ (耐震性又は耐環境性等はないが、監視可能であれば発電用原子炉施設の状態を把握することが可能な計器) を示す。

修正不要

記載のみ

第6.4-4表 代替パラメータによる主要パラメータの推定 (11/14)

分類	主要パラメータ	代替パラメータ※1	代替パラメータ推定方法
格納容器バイパスの監視	<原子炉圧力容器内の状態> 原子炉水位 (広帯域) 原子炉水位 (燃料域) 原子炉水位 (SA広帯域) 原子炉水位 (SA燃料域) 原子炉圧力 原子炉圧力 (SA)	①主要パラメータ (原子炉水位 (広帯域), 原子炉水位 (燃料域), 原子炉圧力, 原子炉圧力 (SA)) の他チャンネル ② ドライウエル雰囲気温度 ② ドライウエル圧力 ② [エリア放射線モニタ] ※2	①主要パラメータのうち、原子炉水位 (広帯域)、原子炉水位 (燃料域)、原子炉圧力及び原子炉圧力 (SA) の1チャンネルが故障した場合は、他チャンネルにより推定する。 ②原子炉水位 (広帯域)、原子炉水位 (燃料域)、原子炉水位 (SA広帯域)、原子炉水位 (SA燃料域)、原子炉圧力及び原子炉圧力 (SA) の監視が不可能となった場合は、ドライウエル雰囲気温度、ドライウエル圧力、エリア放射線モニタ (有効監視パラメータ) により格納容器バイパスの発生を推定する。 推定は、主要パラメータ (原子炉水位 (広帯域)、原子炉水位 (燃料域))、原子炉圧力、原子炉圧力 (SA) の他チャンネルを優先する。
	<原子炉格納容器内の状態> ドライウエル雰囲気温度 ドライウエル圧力	①主要パラメータ (ドライウエル雰囲気温度) の他チャンネル ②原子炉水位 (広帯域) ②原子炉水位 (燃料域) ②原子炉水位 (SA広帯域) ②原子炉水位 (SA燃料域) ②原子炉圧力 ②原子炉圧力 (SA) ② [エリア放射線モニタ] ※2	①主要パラメータのうち、ドライウエル雰囲気温度の1チャンネルが故障した場合は、他チャンネルにより推定する。 ②ドライウエル雰囲気温度、ドライウエル圧力の監視が不可能となった場合は、原子炉水位 (広帯域)、原子炉水位 (燃料域)、原子炉水位 (SA広帯域)、原子炉水位 (SA燃料域)、原子炉圧力、原子炉圧力 (SA) 及びエリア放射線モニタ (有効監視パラメータ) により格納容器バイパスの発生を推定する。 推定は、主要パラメータ (ドライウエル雰囲気温度) の他チャンネルを優先する。
	<原子炉建屋内の状態> [エリア放射線モニタ]	①原子炉水位 (広帯域) ①原子炉水位 (燃料域) ①原子炉水位 (SA広帯域) ①原子炉水位 (SA燃料域) ①原子炉圧力 ①原子炉圧力 (SA) ①ドライウエル雰囲気温度 ①ドライウエル圧力	①エリア放射線モニタ (有効監視パラメータ) の監視が不可能となった場合は、原子炉水位 (広帯域)、原子炉水位 (燃料域)、原子炉水位 (SA広帯域)、原子炉水位 (SA燃料域)、原子炉圧力、原子炉圧力 (SA)、ドライウエル雰囲気温度及びドライウエル圧力により格納容器バイパスの発生を推定する。

※1：代替パラメータの番号は優先順位を示す。

※2：[]は有効監視パラメータ又は常用代替監視パラメータ (耐震性又は耐環境性等はないが、監視可能であれば発電用原子炉施設の状態を把握することが可能な計器) を示す。

修正不要

第 6.4-4 表 代替パラメータによる主要パラメータの推定 (12/14)

分類	主要パラメータ	代替パラメータ※1	代替パラメータ推定方法
水源の確保 (1 / 2)	サブレーション・プールの水位	① 高压代替注水系系統流量 ① 代替循環冷却系原子炉注水流量 ① 原子炉隔離時冷却系系統流量 ① 高压炉心スプレイ系系統流量 ① 残留熱除去系系統流量 ① 低压炉心スプレイ系系統流量 ② 常設高压代替注水系ポンプ吐出力 ② 代替循環冷却系ポンプ吐出力 ② 原子炉隔離時冷却系ポンプ吐出力 ② 高压炉心スプレイ系ポンプ吐出力 ② 残留熱除去系ポンプ吐出力 ② 低压炉心スプレイ系ポンプ吐出力	① サブレーション・プール水位の監視が不可能となった場合は、サブレーション・プールを水源とする高压代替注水系、代替循環冷却系、原子炉隔離時冷却系、高压炉心スプレイ系、残留熱除去系、低压炉心スプレイ系の流量から各系統が正常に動作していることを把握することにより、水源であるサブレーション・プールの水位が確保されていることを推定する。 ② サブレーション・プールを水源とする常設高压代替注水系ポンプ、代替循環冷却系ポンプ、原子炉隔離時冷却系ポンプ、高压炉心スプレイ系ポンプ、残留熱除去系ポンプ、低压炉心スプレイ系ポンプの吐出圧力から各ポンプが正常に動作していることを把握することにより、水源であるサブレーション・プール水位が確保されていることを推定する。 <ポンプ停止基準> サブレーション・プール水位不明時は、上記①又は②の推定方法により、水源が確保されていることを推定する。原子炉圧力容器への注水中に、ECCS系の配管破断などによりサブレーション・プール水が流出し、ポンプの必要NPSHが得られず、吐出圧力の異常（圧力低下、ハンチングなど）が確認された場合に、ポンプを停止する。 推定は、サブレーション・プールを水源とするポンプの注水量を優先する。
	代替淡水貯槽水位 <div style="border: 2px solid cyan; padding: 5px; display: inline-block; margin-top: 10px;">記載のみ</div>	① 低压代替注水系原子炉注水流量 ① 低压代替注水系格納容器スプレイ流量 ① 低压代替注水系格納容器下部注水流量 ② 原子炉水位 (広帯域) ② 原子炉水位 (燃料域) ② 原子炉水位 (SA広帯域) ② 原子炉水位 (SA燃料域) ② サブレーション・プール水位 ③ 常設低压代替注水系ポンプ吐出力	① 代替淡水貯槽水位の監視が不可能となった場合は、代替淡水貯槽を水源とする常設低压代替注水系ポンプによる各注水先への流量から、代替淡水貯槽水位を推定する。 ② 注水先の原子炉水位及びサブレーション・プール水位の水位変化により代替淡水貯槽水位を推定する。なお、代替淡水貯槽の補給状況も考慮した上で水位を推定する。 ③ 常設低压代替注水系ポンプの吐出圧力から、ポンプが正常に動作していることを把握することにより、水源である代替淡水貯槽水位が確保されていることを推定する。 推定は、代替淡水貯槽を水源とするポンプの注水量を優先する。

※1：代替パラメータの番号は優先順位を示す。

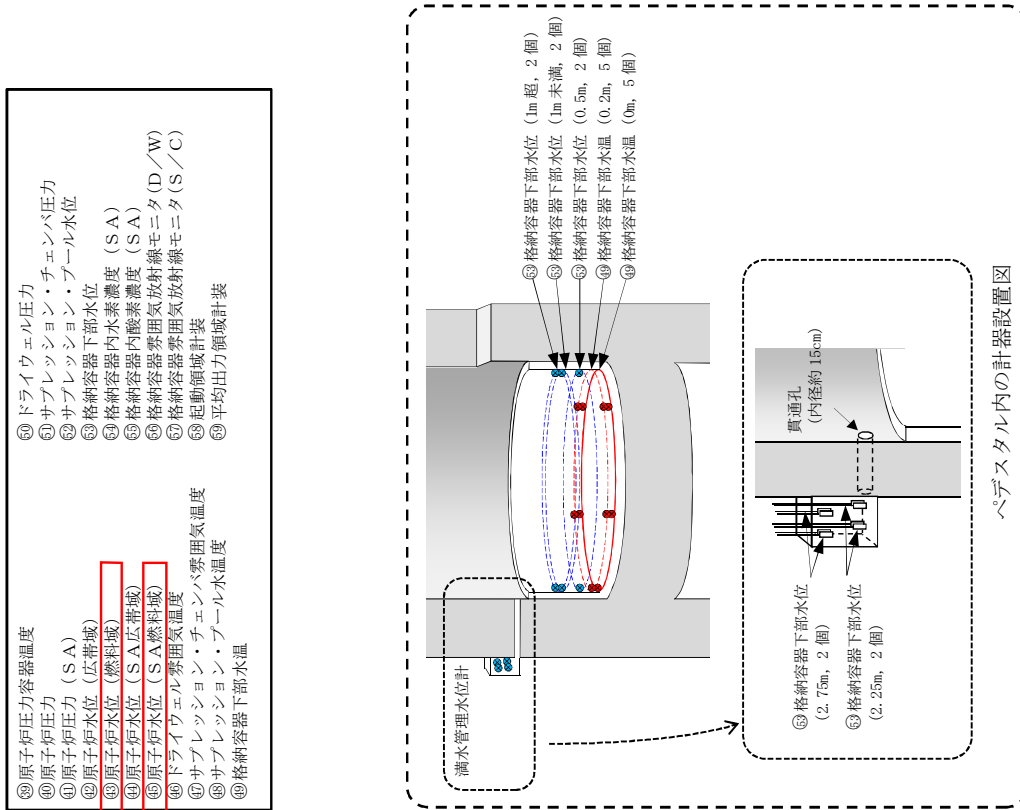
※2：[] は有効監視パラメータ又は常用代替監視パラメータ（耐震性又は耐環境性等はないが、監視可能であれば発電用原子炉施設の状態を把握することが可能な計器）を示す。

第 6.4-4 表 代替パラメータによる主要パラメータの推定 (13/14)

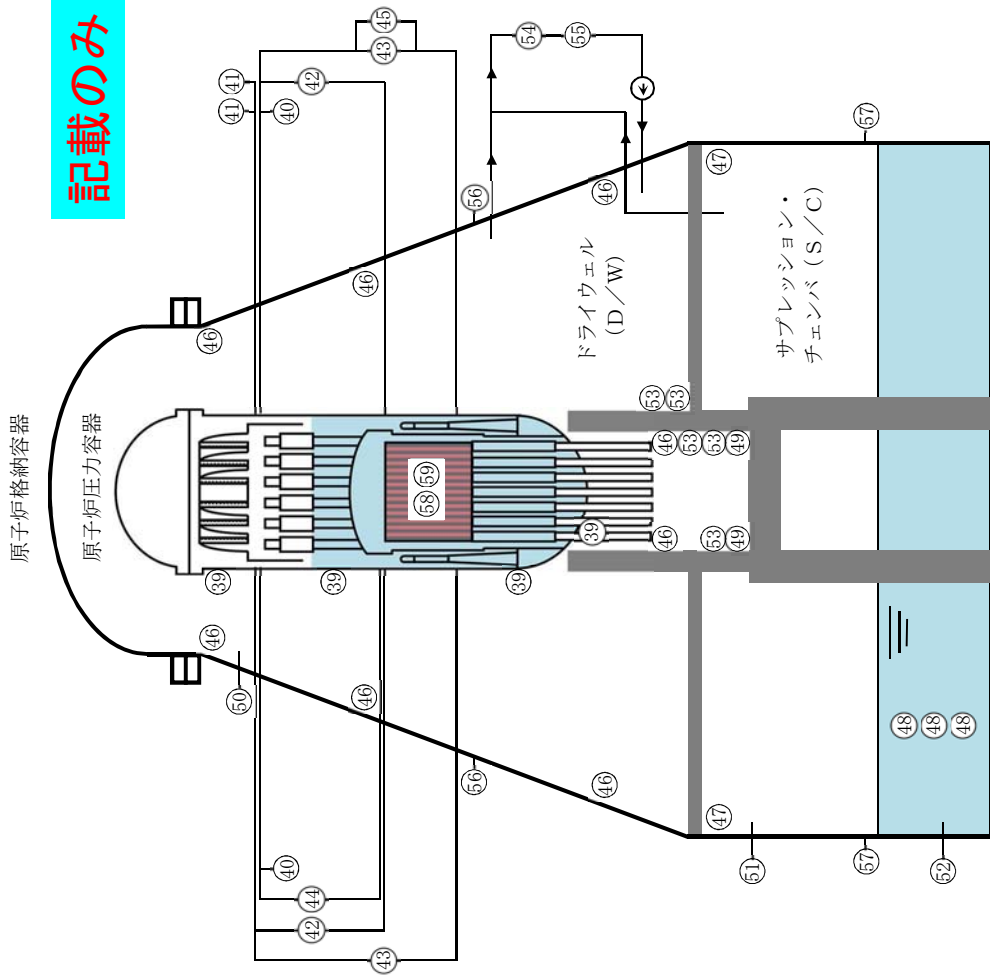
分類	主要パラメータ	代替パラメータ※1	代替パラメータ推定方法
水源の確保 (2/2)	西側淡水貯水設備水位 記載のみ	① 低圧代替注水系原子炉注水流量 ① 低圧代替注水系格納容器スプレイ流量 ① 低圧代替注水系格納容器下部注水流量 ② 原子炉水位 (広帯域) ② 原子炉水位 (燃料域) ② 原子炉水位 (SA広帯域) ② 原子炉水位 (SA燃料域) ② サプレッション・プール水位	① 西側淡水貯水設備水位の監視が不可能となった場合は、西側淡水貯水設備を水源とする可搬型代替注水中型ポンプによる各注水先への流量から、西側淡水貯水設備水位を推定する。 ② 注水先の原子炉水位及びサブプレッション・プール水位の水位変化により西側淡水貯水設備水位を推定する。なお、西側淡水貯水設備の補給状況も考慮した上で水位を推定する。 推定は、西側淡水貯水設備を水源とするポンプの注水量を優先する。
原子炉建屋内の酸素濃度	原子炉建屋酸素濃度	① 主要パラメータの他チャナンネル ② 静的触媒式水素再結合作用監視装置	① 原子炉建屋酸素濃度の1チャナンネルが故障した場合は、他チャナンネルにより推定する。 ② 原子炉建屋酸素濃度の監視が不可能となった場合は、静的触媒式水素再結合作用監視装置 (静的触媒式水素再結合作用入口/出口の差温度により水素濃度を推定) により推定する。 推定は、主要パラメータの他チャナンネルを優先する。
原子炉格納容器内の酸素濃度	格納容器内酸素濃度 (SA)	① 格納容器雰囲気放射線モニタ (D/W) ① 格納容器雰囲気放射線モニタ (S/C) ① ドライウエル圧力 ① サプレッション・チェンバ圧力 ② [格納容器内酸素濃度] ※2	① 格納容器内酸素濃度 (SA) の監視が不可能となった場合は、格納容器雰囲気放射線モニタ (D/W) 又は格納容器雰囲気放射線モニタ (S/C) にて炉心損傷を判断した後、初期酸素濃度と保守的なG値を入力とした評価結果 (解析結果) により推定する。 ① ドライウエル圧力又はサブプレッション・チェンバ圧力により、格納容器内圧力が正圧であることを確認することで、事故後の原子炉格納容器内への空気 (酸素) の流入有無を把握し、水素燃焼の可能性を推定する。 ② 監視可能であれば格納容器内酸素濃度 (常用代替監視パラメータ) により、酸素濃度を推定する。 推定は、重要代替計器である格納容器雰囲気放射線モニタ (D/W)、格納容器雰囲気放射線モニタ (S/C)、ドライウエル圧力及びサブプレッション・チェンバ圧力を優先する。

※1：代替パラメータの番号は優先順位を示す。

※2：[] は有効監視パラメータ又は常用代替監視パラメータ (耐震性又は耐環境性等はないが、監視可能であれば発電用原子炉施設の状態を把握することが可能な計器) を示す。



記載のみ



第6.4-2図 計装設備 (重大事故等対処設備) 系統概要図 (2)
 (監視機能喪失時に使用する設備)

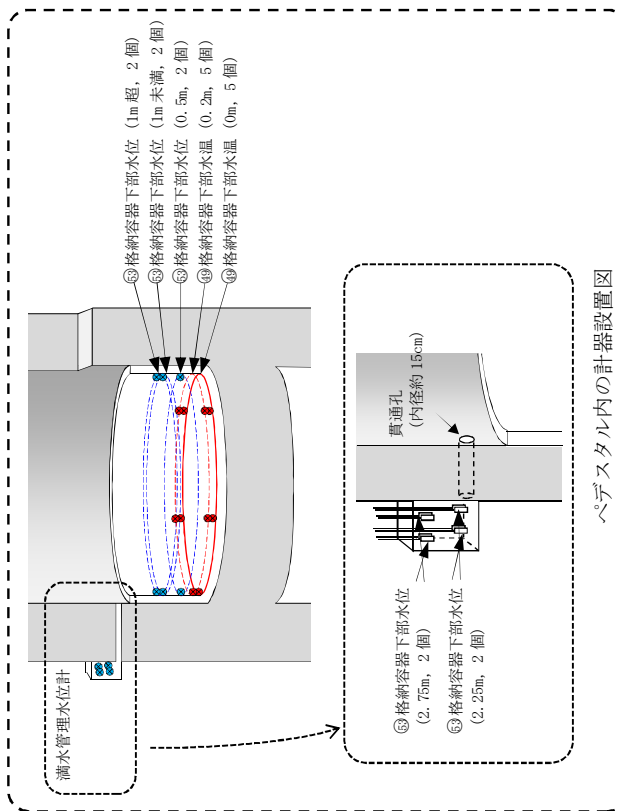
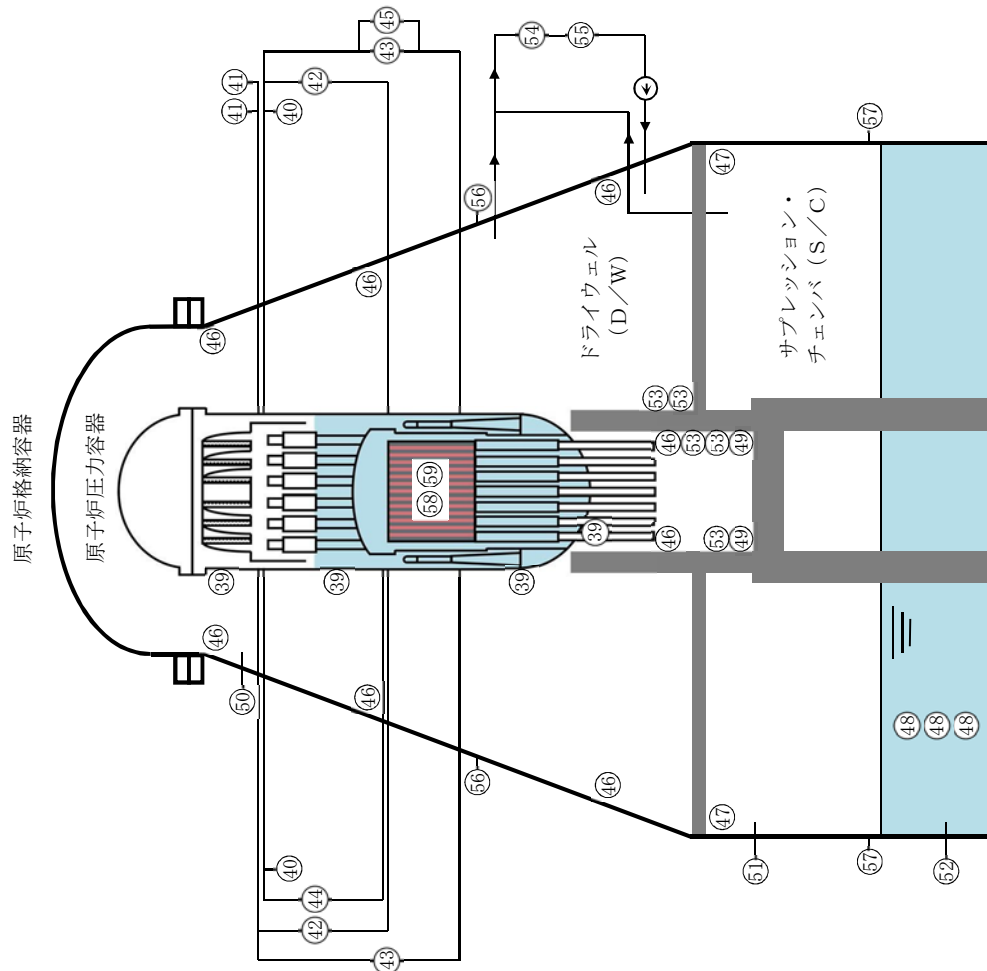
修正不要

第 3.15-1 表 計装設備に関する重大事故等対処設備一覧 (1/4)

設備区分	設備名	
主要設備 ^{*1}	原子炉压力容器温度【常設】	
	原子炉圧力【常設】	
	原子炉圧力 (S A)【常設】	
	原子炉水位 (広帯域)【常設】	
	原子炉水位 (燃料域)【常設】	記載のみ
	原子炉水位 (S A 広帯域)【常設】	
	原子炉水位 (S A 燃料域)【常設】	記載のみ
	高压代替注水系系統流量【常設】	
	低压代替注水系原子炉注水流量【常設】	
	代替循環冷却系原子炉注水流量【常設】	
	原子炉隔離時冷却系系統流量【常設】	
	高压炉心スプレー系系統流量【常設】	
	残留熱除去系系統流量【常設】	
	低压炉心スプレー系系統流量【常設】	
	低压代替注水系格納容器スプレー流量【常設】	
	低压代替注水系格納容器下部注水流量【常設】	
	代替循環冷却系格納容器スプレー流量【常設】	
	ドライウェル雰囲気温度【常設】	
	サプレッション・チェンバ雰囲気温度【常設】	
	サプレッション・プール水温度【常設】	
	格納容器下部水温【常設】	
	ドライウェル圧力【常設】	
	サプレッション・チェンバ圧力【常設】	
	サプレッション・プール水位【常設】	
	格納容器下部水位【常設】	
	格納容器内水素濃度 (S A)【常設】	
	格納容器雰囲気放射線モニタ (D/W)【常設】	
	格納容器雰囲気放射線モニタ (S/C)【常設】	
	起動領域計装【常設】	
	平均出力領域計装【常設】	
フィルタ装置水位【常設】		
フィルタ装置圧力【常設】		
フィルタ装置スクラビング水温度【常設】		
フィルタ装置出口放射線モニタ (高レンジ・低レンジ)【常設】		

記載のみ

- ⑩ 原子炉圧力容器温度
- ⑪ 原子炉圧力
- ⑫ 原子炉圧力 (S/A)
- ⑬ 原子炉圧力 (広帯域)
- ⑭ 原子炉圧力 (燃料域)
- ⑮ 原子炉圧力 (S/A広帯域)
- ⑯ 原子炉圧力 (S/A燃料域)
- ⑰ ドライウエル雰囲気温度
- ⑱ サプレッション・チェンバール温度
- ⑲ 原子炉圧力
- ⑳ サプレッション・チェンバール水位
- ㉑ 格納容器下部水位
- ㉒ 格納容器内水素濃度 (S/A)
- ㉓ 格納容器内酸素濃度 (S/A)
- ㉔ 格納容器雰囲気放射線モニタ (D/W)
- ㉕ 格納容器雰囲気放射線モニタ (S/C)
- ㉖ 起動領域計装
- ㉗ 平均出力領域計装



第 3.15-3 図 計装設備 (重大事故等対処設備) 系統概要図 (2)
 (監視機能喪失時に使用する設備)

3.15.2.1.2 主要設備の仕様

主要機器の仕様を第 3.15-2 表に示す。

第 3.15-2 表 計装設備の主要機器仕様 (1/4)

名称	検出器の種類	計測範囲	個数	取付箇所
原子炉圧力容器温度	熱電対	0~500℃	4	原子炉格納容器内
原子炉圧力	弾性圧力検出器	0~10.5MPa[gage]	2	原子炉建屋原子炉棟3階
原子炉圧力 (S A)	弾性圧力検出器	0~10.5MPa[gage]	2	原子炉建屋原子炉棟3階
原子炉水位 (広帯域)	差圧式水位検出器	-3,800~1,500mm [*]	2	原子炉建屋原子炉棟3階
原子炉水位 (燃料域)	差圧式水位検出器	-3,800~1,300mm ^{**2}	2	原子炉建屋原子炉棟2階
原子炉水位 (S A広帯域)	差圧式水位検出器	-3,800~1,500mm ^{**1}	1	原子炉建屋原子炉棟3階
原子炉水位 (S A燃料域)	差圧式水位検出器	-3,800~1,300mm ^{**2}	1	原子炉建屋原子炉棟2階
高圧代替注水系系統流量	差圧式流量検出器	0~50L/s	1	原子炉建屋原子炉棟地下2階
低圧代替注水系原子炉注水流量	差圧式流量検出器	0~500m ³ /h ^{**3} 0~80m ³ /h ^{**3, *5}	各1	原子炉建屋原子炉棟3階
		0~300m ³ /h ^{**4} 0~80m ³ /h ^{**4, *5}	各1	原子炉建屋原子炉棟2階
代替循環冷却系原子炉注水流量	差圧式流量検出器	0~150m ³ /h	1	原子炉建屋原子炉棟地下2階
			1	原子炉建屋原子炉棟2階
原子炉隔離時冷却系系統流量	差圧式流量検出器	0~50L/s	1	原子炉建屋原子炉棟地下2階
高圧炉心スプレイ系系統流量	差圧式流量検出器	0~500L/s	1	原子炉建屋原子炉棟地下1階
残留熱除去系系統流量	差圧式流量検出器	0~600L/s	3	原子炉建屋原子炉棟地下1階
低圧炉心スプレイ系系統流量	差圧式流量検出器	0~600L/s	1	原子炉建屋原子炉棟地下1階
低圧代替注水系格納容器スプレイ流量	差圧式流量検出器	0~500m ³ /h ^{**3}	1	原子炉建屋原子炉棟地下1階
		0~500m ³ /h ^{**4}	1	原子炉建屋原子炉棟3階
低圧代替注水系格納容器下部注水流量	差圧式流量検出器	0~200m ³ /h	1	原子炉建屋原子炉棟3階
代替循環冷却系格納容器スプレイ流量	差圧式流量検出器	0~300m ³ /h	2	原子炉建屋原子炉棟地下2階
ドライウェル雰囲気温度	熱電対	0~300℃	8	原子炉格納容器内

記載のみ

計測範囲変更なし

修正必要

第 3.15-2 表 計装設備の主要機器仕様 (4/4)

名称	検出器の種類	計測範囲	個数	取付箇所
原子炉建屋水素濃度	触媒式水素検出器	0~10vol%	2	原子炉建屋原子炉棟 6階
	熱伝導式水素検出器	0~20vol%	3	原子炉建屋原子炉棟地下1階, 2階
静的触媒式水素再結合器動作監視装置	熱電対	0~300℃	4 ^{*13}	原子炉建屋原子炉棟 6階
格納容器内酸素濃度 (SA)	磁気力式酸素検出器	0~25vol%	1	原子炉建屋原子炉棟 3階
使用済燃料プール水位・温度 (SA広域)	ガイドパルス式水位検出器	-4,300~+7,200mm ^{*14} (EL. 35,077~46,577mm)	1	原子炉建屋原子炉棟 6階
	測温抵抗体	0~120℃	1 ^{*15}	
使用済燃料プール温度 (SA)	熱電対	0~120℃	1 ^{*16}	原子炉建屋原子炉棟 6階
使用済燃料プールエリア放射線モニタ (高レンジ・低レンジ)	イオンチェンバ	10 ⁻² ~10 ⁵ Sv/h	1	原子炉建屋原子炉棟 6階
		10 ⁻³ ~10 ⁴ mSv/h	1	
使用済燃料プール監視カメラ (使用済燃料プール監視カメラ用空冷装置含む)	赤外線カメラ	—	1	原子炉建屋原子炉棟 6階 (使用済燃料プール監視カメラ用空冷装置: 原子炉建屋付属棟 4階)

- ※1 : 基準点は蒸気乾燥器スカート下端 (ベッセルゼロレベルより 1,340cm)
- ※2 : 基準点は燃料有効長頂部 (ベッセルゼロレベルより 915cm) 915cm⇒920cm
- ※3 : 常設設備による対応時及び可搬型設備による対応時の両方で使用
- ※4 : 可搬型設備による対応時に使用
- ※5 : 狭帯域流量
- ※6 : R P V破損及びデブリ落下・堆積検知 (高さ 0m, 0.2m 位置水温計兼デブリ検知器)
- ※7 : ペDESTAL底面 (コリウムシールド上表面: EL. 11,806mm) からの高さ
- ※8 : 基準点は通常運転水位 EL. 3,030mm (サブプレッション・チェンバ底部より 7,030mm)
- ※9 : R P V破損前までの水位管理 (高さ 1m 超水位計)
- ※10 : R P V破損後の水位管理 (デブリ堆積高さ<0.2m の場合) (高さ 0.5m, 1.0m 未満水位計)
- ※11 : R P V破損後の水位管理 (デブリ堆積高さ≥0.2m の場合) (満水管理水位計)
- ※12 : 平均出力領域計装 A~F の 6 チャンネルのうち, A, B の 2 チャンネルが対象。平均出力領域計装の A, C, E チャンネルにはそれぞれ 21 個, B, D, F にはそれぞれ 22 個の検出器がある。
- ※13 : 2 個の静的触媒式水素再結合器に対して, 出入口に 1 個ずつ設置
- ※14 : 基準点は使用済燃料ラック上端 EL. 39,377mm (使用済燃料プール底部より 4,688mm)
- ※15 : 検出点 2 箇所
- ※16 : 検出点 8 箇所

修正不要

第 3.15-3 表 想定する環境条件（原子炉格納容器内）

環境条件	対応
環境温度・環境圧力・湿度／屋外の天候／放射線／荷重	設置場所である原子炉格納容器内で想定される環境温度，環境圧力，湿度及び放射線条件に耐えられる性能を確認した機器を使用する。
屋外の天候による影響	屋外に設置する設備ではないため，天候による影響は受けない。
海水を通水する系統への影響	海水を通水することはない。
地震	適切な地震荷重との組合わせを踏まえ，機器の損傷等の影響を考慮した設計とする。（詳細は「2.1.2 耐震設計の基本方針」に示す。）
津波	津波を考慮し防潮堤及び浸水防護設備を設置する設計とする。
風（台風），竜巻，積雪，火山の影響	原子炉格納容器内に設置するため，風（台風），竜巻，積雪及び火山の影響は受けない。
電磁的障害	重大事故等が発生した場合においても，電磁波による影響を考慮した設計とする。

重要監視パラメータ及び重要代替監視パラメータのうち以下のパラメータを計測する設備は，原子炉建屋原子炉棟内に設置する設備であることから，その機能を期待される重大事故等が発生した場合における原子炉建屋原子炉棟内の環境条件を考慮し，以下の第 3.15-4 表に示す設計とする。

- ・ 原子炉圧力
- ・ 原子炉圧力（S A）
- ・ 原子炉水位（広帯域）
- ・ 原子炉水位（燃料域）
- ・ 原子炉水位（S A 広帯域）
- ・ 原子炉水位（S A 燃料域）
- ・ 高压代替注水系系統流量

記載のみ

記載のみ

修正不要

(2) 操作性（設置許可基準規則第 43 条第 1 項二）

(i) 要求事項

想定される重大事故等が発生した場合において確実に操作できるものであること。

(ii) 適合性

基本方針については、「2.3.4 操作性及び試験・検査性について」に示す。

常設の重大事故等対処設備のうち以下のパラメータを計測する設備は、設計基準対象施設として使用する場合と同じ構成で使用できる設計とする。

- ・ 原子炉圧力
- ・ 原子炉水位（広帯域）
- ・ 原子炉水位（燃料域）
- ・ 原子炉隔離時冷却系系統流量
- ・ 高圧炉心スプレー系系統流量
- ・ 残留熱除去系系統流量
- ・ 低圧炉心スプレー系系統流量
- ・ 格納容器雰囲気放射線モニタ（D/W）
- ・ 格納容器雰囲気放射線モニタ（S/C）
- ・ 起動領域計装
- ・ 平均出力領域計装
- ・ 残留熱除去系熱交換器入口温度
- ・ 残留熱除去系熱交換器出口温度
- ・ 残留熱除去系海水系系統流量

記載のみ

修正不要

- ・原子炉隔離時冷却系ポンプ吐出圧力
- ・高圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力
- ・残留熱除去系ポンプ吐出圧力
- ・低圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力
- ・使用済燃料プール水位・温度（S A 広域）

常設の重大事故等対処設備のうち以下のパラメータを計測する設備は、設計基準対象施設と兼用せず、他の系統と切り替えることなく使用できる設計とする。

- ・原子炉圧力容器温度
- ・原子炉圧力（S A）
- ・原子炉水位（S A 広帯域）

- ・原子炉水位（S A 燃料域）

記載のみ

- ・高圧代替注水系系統流量
- ・低圧代替注水系原子炉注水流量
- ・代替循環冷却系原子炉注水流量
- ・低圧代替注水系格納容器スプレイ流量
- ・低圧代替注水系格納容器下部注水流量
- ・代替循環冷却系格納容器スプレイ流量
- ・ドライウエル雰囲気温度
- ・サブプレッション・チェンバ雰囲気温度
- ・サブプレッション・プール水温度
- ・格納容器下部水温
- ・ドライウエル圧力
- ・サブプレッション・チェンバ圧力