７．　重大事故に至るおそれがある事故及び重大事故に対する対策の有効性評価

本発電用原子炉施設は、設計基準としての安全対策を講じており、「運転時の異常な過渡変化」及び「設計基準事故」を想定した解析においても、炉心の著しい損傷に至ること等はなく、安全性は十分確保し得ると考える。この節においては、本発電用原子炉施設において想定する、重大事故等に対して、その発生原因と防止対策を説明し、対策の有効性評価を行うことで、重大事故等の発生に対しても、対処可能であることを説明する。

有効性評価に当たっては、「６．重大事故等への対処に係る措置の有効性評価の基本的考え方」において示す方針に基づいて評価を行った結果を示す。

7.1　運転中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故

本発電用原子炉施設において選定された事故シーケンスグループごとに選定した重要事故シーケンスについて、その発生原因と、当該事故に対処するために必要な対策について説明し、炉心損傷防止対策の有効性評価を行い、その結果について説明する。

7.1.1　２次冷却系からの除熱機能喪失

7.1.1.1　事故シーケンスグループの特徴、炉心損傷防止対策

(1)　事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「２次冷却系からの除熱機能喪失」において、炉心損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスは、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「小破断 LOCA 時に補助給水機能が喪失する事故」、「主給水流量喪失時に補助給水機能が喪失する事故」、「過渡事象時に補助給水機能が喪失する事故」、「手動停止時に補助給水機能が喪失する事故」、「外部電源喪失時に補助給水機能が喪失する事故」、「２次冷却系の破断時に補助給水機能が喪失する事故」、「２次冷却系の破断時に主蒸気隔離機能が喪失する事故」、「蒸気発生器伝熱管破損時に補助給水機能が喪失する事故」、「DC 母線１系列喪失時に補助給水機能が喪失する事故」及び「極小 LOCA 時に補助給水機能が喪失する事故」である。

(2)　事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「２次冷却系からの除熱機能喪失」では、原子炉の出力運転中に、主給水流量喪失等が発生するとともに、補助給水系機器の故障等により蒸気発生器への注水機能が喪失する。このため、蒸気発生器はドライアウトして、２次冷却系からの除熱機能が喪失することから、緩和措置がとられない場合には、１次系が高温、高圧状態となり、加圧器安全弁等からの漏えいが継続し、炉心損傷に至る。

したがって、本事故シーケンスグループでは、１次系を強制

的に減圧し、高圧での炉心注水を行うことにより、炉心損傷を防止する。長期的には、最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行う。

(3)　炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「２次冷却系からの除熱機能喪失」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、充てん／高圧注入ポンプ及び加圧器逃がし弁を用いた高圧注入系によるフィードアンドブリードを整備する。長期的な冷却を可能とするため、充てん／高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプを用いた高圧再循環並びに余熱除去ポンプによる炉心冷却を整備する。対策の概略系統図を第 7.1.1.1 図に、対応手順の概要を第 7.1.1.2 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を第 7.1.1.1 表に示す。

本事故シーケンスグループのうち、「7.1.1.2（1）　有効性評価の方法」に示す重要事故シーケンスにおける１号炉及び２号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、中央制御室の運転員、緊急時対策本部要員、重大事故等対策要員（初動）及び重大事故等対策要員（初動後）で構成され、合計 44 名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、運転操作指揮を行う当直課長及び当直副長の２名、号炉間連絡及び運転操作助勢を行う当直主任及び運転員の２名、運転操作対応を行う運転員６名である。発電所構内に常駐している要員のうち、重大事故等対策要員（初動）は、運転対応要員６名及び保修対

応要員 12 名、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は4名である。重大事故発生後 30 分以内に参集できる重大事故等対策要員（初動後）は、保修対応要員 12 名である。この必要な要員と作業項目について第 7.1.1.3 図に示す。なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、44 名で対処可能である。

a. プラントトリップの確認

事故の発生に伴い、原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。

プラントトリップの確認に必要な計装設備は、出力領域中性子束等である。

b. 補助給水系機能喪失の判断及び喪失時の対応

電動補助給水ポンプ及びタービン動補助給水ポンプの自動起動が失敗することにより補助給水流量が喪失し、全蒸気発生器水位が狭域スパン以下に低下するため補助給水系機能喪失と判断する。その後、電動補助給水ポンプ、タービン動補助給水ポンプ機能の回復操作、電動主給水ポンプ及び蒸気発生器水張ポンプによる蒸気発生器への代替注水並びに可搬型ディーゼル注入ポンプによる蒸気発生器への代替注水準備を行う。

補助給水系機能喪失の判断に必要な計装設備は、蒸気発生器狭域水位等である。

c. １次系のフィードアンドブリード運転開始

主蒸気逃がし弁の自動動作により、すべての蒸気発生器水

位が低下し広域水位計指示が10%未満となれば、非常用炉心冷却設備作動信号を手動発信させ充てん／高圧注入ポンプの起動を確認後、すべての加圧器逃がし弁を手動で開放し、フィードアンドブリード運転を開始する。

フィードアンドブリード運転中は、1次系圧力、温度等の監視により炉心の冷却状態を確認する。

1次系のフィードアンドブリード運転開始に必要な計装設備は、蒸気発生器広域水位等であり、フィードアンドブリード中の炉心冷却状態の確認に必要な計装設備は、1次冷却材高温側温度（広域）等である。

d. 蓄圧注入系動作の確認

1次系圧力の低下に伴い、蓄圧注入系が動作することを確認する。

蓄圧注入系動作の確認に必要な計装設備は、1次冷却材圧力である。

e. 高圧再循環運転

燃料取替用水タンク水位計指示が 16%到達及び格納容器再循環サンプ広域水位計指示が67%以上となれば、高圧再循環運転への切替えを実施する。

高圧注入から高圧再循環運転への切替えにより、格納容器再循環サンプから余熱除去ポンプを経て余熱除去冷却器で冷却した水を充てん／高圧注入ポンプにより再度炉心へ注水し、フィードアンドブリードによる炉心冷却を継続する。

高圧再循環運転に必要な計装設備は、燃料取替用水タンク水位等である。

f.　蒸気発生器水位回復の判断

いずれかの蒸気発生器への注水が確保され、かつ蒸気発生器狭域水位計指示が０％以上となれば、蒸気発生器の水位が回復したと判断し、蒸気発生器２次側による炉心冷却操作を開始する。

蒸気発生器水位の回復が見込めない場合は、高圧再循環運転及び１次系のフィードアンドブリード運転による炉心の冷却を継続する。

蒸気発生器水位回復の判断に必要な計装設備は、蒸気発生器狭域水位等である。

g.　余熱除去系による炉心冷却

１次冷却材圧力計指示 2.7MPa[gage]以下及び１次冷却材高温側温度計（広域）指示 177℃以下となり余熱除去系が使用可能になれば、１次冷却材高温側配管から取水することで余熱除去系による炉心冷却を開始する。

余熱除去系による炉心冷却を開始後、１次系圧力が安定していることを確認し、蓄圧タンク出口弁を閉止する。

余熱除去系による炉心冷却に必要な計装設備は、１次冷却材高温側温度（広域）等である。

h.　１次系のフィードアンドブリード運転停止

余熱除去系により炉心が冷却されていることが確認できれば加圧器逃がし弁を閉止しフィードアンドブリード運転を停止する。

１次系のフィードアンドブリード運転停止に必要な計装設備は、１次冷却材高温側温度（広域）等である。

以降、長期対策として、炉心の冷却は余熱除去系により継続的に行う。

なお、原子炉格納容器の冷却については、原子炉格納容器雰囲気の状態に応じて格納容器再循環ファンを運転し継続的に行う。

7.1.1.2　炉心損傷防止対策の有効性評価

(1)　有効性評価の方法

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、１次系の温度及び圧力上昇が早く、フィードアンドブリード開始までの時間余裕が短くかつ要求される設備容量の観点で厳しくなる「主給水流量喪失時に補助給水機能が喪失する事故」である。

本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流、１次冷却系におけるECCS強制注入及びECCS蓄圧タンク注入、加圧器における気液熱非平衡、水位変化及び冷却材放出並びに蒸気発生器における１次側・２次側の熱伝達及び２次側水位変化・ドライアウトが重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能であるプラント過渡解析コード M-RELAP5により１次系圧力、燃料被覆管温度等の過渡応答を求める。

また、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、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、要員の配置による他の操作に与える影響、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。

(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解析条件を第7.1.1.2表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a.　事故条件

(a)　起因事象

起因事象として、主給水の喪失が発生するものとする。

(b)　安全機能の喪失に対する仮定

補助給水系の機能が喪失するものとする。

(c)　外部電源

外部電源はあるものとする。

外部電源がある場合、1次冷却材ポンプの運転が継続され、蒸気発生器1次側と2次側の熱伝達促進により蒸気発生器ドライアウトが早くなり、炉心崩壊熱が大きい状態でフィードアンドブリードを開始することから、炉心冷却上厳しくなる。

b.　重大事故等対策に関連する機器条件

(a)　充てん／高圧注入ポンプ

フィードアンドブリードにおける炉心への注水は、充てん／高圧注入ポンプ2台を使用するものとし、炉心冷却性が厳しくなる観点から、設計値に注入配管の流路抵抗等を考慮した値として炉心への注水量が少なくなる最小注入特性（高圧注入特性：0～約 150m^3／h、0～約 16.9 MPa[gage]）を用いるものとする。

(b)　加圧器逃がし弁

フィードアンドブリードにおける１次冷却材の放出は、加圧器逃がし弁２個を使用するものとし、１個当たりの容量は、設計値である 95t／h とする。

c.　重大事故等対策に関連する操作条件

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

(a)　蒸気発生器広域水位が０％に到達した時点を蒸気発生器ドライアウトとし、蒸気発生器ドライアウトから５分後にフィードアンドブリードを開始するものとする。

運用上は、蒸気発生器ドライアウト判定条件を計器誤差等を考慮して蒸気発生器広域水位計指示を 10%とすることにより、蒸気発生器広域水位が０％になる前に確実にフィードアンドブリード運転を開始できることとしており、解析上は実際より遅めとなる。

(3)　有効性評価の結果

本重要事故シーケンスの事象進展を第 7.1.1.2 図に、１次系圧力、１次系温度、１次系保有水量及び燃料被覆管温度等の１次系パラメータの変化を第 7.1.1.4 図から第 7.1.1.13 図に、蒸気発生器水位及び２次系圧力の２次系パラメータの変化を第 7.1.1.14 図及び第 7.1.1.15 図に示す。

a.　事象進展

事象発生後、主給水の喪失に伴い蒸気発生器の２次側の水位が低下することで、「蒸気発生器水位異常低」信号のトリ

ップ限界値に到達し、原子炉は自動停止する。また、１次系圧力は原子炉停止に伴う原子炉出力の低下により一旦低下するが、蒸気発生器の水位低下に伴う除熱量の低下によって上昇に転じ、加圧器逃がし弁が自動作動する。

一方、「蒸気発生器水位異常低」信号発信後、全補助給水ポンプの起動に失敗することから、主蒸気逃がし弁の自動作動による１次系の除熱に伴い蒸気発生器水位の低下は継続し、事象発生の約 24 分後に蒸気発生器広域水位が０％以下となり、蒸気発生器はドライアウトする。

蒸気発生器ドライアウトから５分後に、運転員によるフィードアンドブリードを開始し、加圧器逃がし弁の手動開放による加圧器気相部の蒸気放出が開始される。開始時点における１次系温度は飽和温度に対して余裕がありサブクール状態を維持していることから、開始直後は１次冷却材の減圧沸騰を伴わないため、１次系圧力は急激かつ大幅に低下し、高圧注入が開始される。その後、１次系圧力の急激な低下に伴う減圧沸騰の開始により１次系は気液二相となり、１次冷却材体積の増加により加圧器水位が上昇するとともに加圧器逃がし弁からの放出が気相から気液二相となることで蒸気放出が抑制され、１次系圧力は上昇に転じる。１次系圧力の上昇に伴い高圧注入流量が減少し、１次系保有水量が減少することで加圧器に気相が生成されることから、加圧器逃がし弁からの蒸気放出が促進し、１次系圧力が低下に転じる。１次系圧力の低下に伴い高圧注入流量は増加し、事象発生の約 1.1 時間後に高圧注入流量が加圧器逃がし弁からの放出量を

上回り、１次系保有水量は増加に転じ、炉心の冠水状態は維持される。

b.　評価項目等

燃料被覆管温度は第 7.1.1.12 図に示すとおり、炉心は冠水状態にあることから初期値（約 380℃）以下にとどまり、1,200℃以下となる。当該温度条件では、燃料被覆管の酸化反応は著しくならない。

１次系圧力は第 7.1.1.4 図に示すとおり、２次冷却系からの除熱機能喪失により一時的に上昇し、約 16.4MPa[gage]に到達するが、フィードアンドブリードにより低下する。このため、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は約 16.7MPa[gage]にとどまり、最高使用圧力の 1.2 倍（20.59 MPa[gage]）を下回る。

また、フィードアンドブリードにより加圧器逃がしタンクから原子炉格納容器内に漏えいした１次冷却材による原子炉格納容器圧力及び温度の上昇は、原子炉格納容器スプレイ設備により抑制できる。原子炉格納容器スプレイ設備の性能は、原子炉冷却材喪失事故における１次冷却材配管の完全両端破断を想定した解析で評価しており、この場合でも原子炉格納容器圧力及び温度の最高値はそれぞれ約 0.211MPa[gage]、約 119℃にとどまる。このため、本事象においても原子炉格納容器最高使用圧力（0.245MPa[gage]）、最高使用温度（127℃）を下回る。

第 7.1.1.4 図及び第 7.1.1.13 図に示すとおり、事象発生後 100 分時点においても１次系圧力及び温度は低下傾向を示

し、炉心は安定して冷却されている。その後は、約 11.5 時間で余熱除去系による炉心冷却が可能となり、冷却を開始することで約 19.8 時間で低温停止状態に到達し、安定停止状態に至る。さらに、余熱除去系の運転を継続することにより、安定停止状態を維持できる。

7.1.1.3　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響、要員の配置による他の操作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は、蒸気発生器ドライアウトが事象発生の約 24 分後と比較的早く、運転員等操作であるフィードアンドブリードにより、1 次系の減温、減圧、1 次系保有水量の確保等を行うことが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、蒸気発生器ドライアウトを起点に操作を開始するフィードアンドブリードとする。

(1)　解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

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

a.　運転員等操作時間に与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、燃料棒表面熱伝達は最大で 40%程度小さく評価する可能性がある

ことから、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり燃料被覆管温度は低くなるが、燃料被覆管温度を起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流の不確かさとして、炉心水位を最大で 0.3m 低く評価する可能性があるが、炉心水位を起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

加圧器における気液熱非平衡、水位変化及び冷却材放出並びに蒸気発生器における１次側・２次側の熱伝達及び２次側水位変化・ドライアウトの不確かさとして、１次系温度に対して２℃低く、１次系圧力に対して 0.2MPa 低く評価する可能性がある。この場合、実際の蒸気発生器における１次側・２次側の熱伝達は大きくなり、蒸気発生器水位の低下が早くなる。よって、蒸気発生器水位を起点としているフィードアンドブリード操作の開始が早くなる。なお、M-RELAP5 コードでは、高温側配管と加圧器サージ管を接続する流路において、実際よりも気相が流出しづらく、フィードアンドブリード運転による１次系の減圧が遅くなる模擬としているが、フィードアンドブリード運転開始後の１次系圧力を起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

b.　評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、燃料棒表面熱伝達は最大で 40％程度小さく評価する可能性がある

が、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり燃料被覆管温度は低くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流の不確かさとして、炉心水位を最大で 0.3m 低く評価する可能性があるが、実際の炉心水位は高くなることから、１次系保有水量の低下が抑制されることで、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

加圧器における気液熱非平衡、水位変化及び冷却材放出並びに蒸気発生器における１次側・２次側の熱伝達及び２次側水位変化・ドライアウトの不確かさとして、１次系温度に対して２℃低く、１次系圧力に対して 0.2MPa 低く評価する可能性がある。この場合には、実際の１次系温度及び圧力は高めとなることから、フィードアンドブリード時における加圧器逃がし弁からの放出量は多く、充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水量は少なくなるため、１次系保有水量の低下が促進され、評価項目となるパラメータに対する余裕は小さくなる。しかし、不確かさを考慮した場合でも、１次系圧力の上昇はわずかであり、充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水により、炉心は露出することはないことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。なお、M-RELAP5 コードでは、高温側配管と加圧器サージ管の接続流路において、実際よりも気相が流出しづらく、フィードアンドブリード運転による減圧が遅くなる模擬としている。このため、実際には解析よりも減圧が早く、早期に炉心への注水が可能となる

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。

(2) 解析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7.1.1.2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、解析条件の設定に当たっては、原則、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な設定としていることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる炉心崩壊熱及び標準値として設定している蒸気発生器2次側保有水量に関する影響評価の結果を以下に示す。

なお、本重要事故シーケンスにおいて想定する充てん／高圧注入ポンプの運転台数は2台であるが、炉心注水流量が評価項目となるパラメータに与える影響を確認する観点で、充てん／高圧注入ポンプを1台運転とした場合の感度解析を実施する。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

炉心崩壊熱の変動を考慮した場合、解析条件で設定している崩壊熱より小さくなるため、1次系温度及び圧力の上昇が緩やかとなり、蒸気発生器水位の低下が緩やかとなることから、蒸気発生器ドライアウトを起点としているフィードアンドブリード操作の開始が遅くなる。

蒸気発生器2次側保有水量の変動を考慮した場合、解

析条件で設定している保有水量より多くなるため、蒸気発生器水位の低下が緩やかとなることから、蒸気発生器ドライアウトを起点としているフィードアンドブリード操作の開始が遅くなる。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心崩壊熱の変動を考慮した場合、解析条件で設定している崩壊熱より小さくなるため、1次系温度及び圧力の上昇が緩やかとなり、フィードアンドブリード時における加圧器逃がし弁からの放出量が少なく、充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水量が多くなる。また、蒸散率が小さくなり、1次系保有水量の低下が抑制されることで、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

蒸気発生器2次側保有水量の変動を考慮した場合、解析条件で設定している保有水量より多くなるため、1次系温度及び圧力の上昇が緩やかとなることから、フィードアンドブリード時における加圧器逃がし弁からの放出量が少なく、充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水量が多くなる。このため、1次系保有水量の低下が抑制されることで、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

充てん／高圧注入ポンプを1台運転とした場合について、結果を第7.1.1.16図から第7.1.1.20図に示す。充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水量が少なくなるが、炉心は露出することなく、燃料被覆管温度は初期値以下

で低く推移することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

b. 操作条件

操作条件の不確かさとして、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響並びに解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間等の操作時間の変動を考慮して、要員の配置による他の操作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を確認する。

(a) 要員の配置による他の操作に与える影響

フィードアンドブリード開始操作は、全補助給水ポンプの起動失敗を踏まえて蒸気発生器水位を継続的に監視することで、全蒸気発生器がドライアウトとなれば速やかに操作を開始することができ、第 7.1.1.3 図に示すとおり、中央制御室でフィードアンドブリード操作を実施する運転員は、その前に他の操作がないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

フィードアンドブリード開始操作が早くなる場合として、解析上の操作開始時間に対して、運用として実際に見込まれる操作開始時間が早くなる場合等が挙げられる。この場合、1次系温度がより低くサブクール度が大きい状態で操作開始することから、沸騰開始までの減圧幅が大きく、充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水量が多くなることが考えられる。一方で、炉心崩壊熱は大きく、

蒸散量の増加による１次系温度及び圧力の上昇、１次系保有水量の低下が考えられる。このため、解析条件よりも３分早く、蒸気発生器広域水位０％到達から２分後に操作開始した場合について、結果を第 7.1.1.21 図から第 7.1.1.26 図に示す。充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水量が大きく作用することで、１次系保有水量の低下が抑制され、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなることを確認した。

上記とは逆に、フィードアンドブリード開始操作が遅くなる場合として、炉心崩壊熱等の不確かさにより事象進展が遅れる場合が挙げられる。この場合、１次系温度及び圧力の上昇が緩やかとなり、蒸気発生器の水位低下が緩やかとなることで、蒸気発生器ドライアウトが遅くなる。操作開始が遅くなる場合は、「（3）操作時間余裕の把握」において、解析条件からさらに５分の操作時間余裕を確保できていることから、炉心崩壊熱等の不確かさによる評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

（3）　操作時間余裕の把握

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

蒸気発生器ドライアウトの判定が遅れることによりフィードアンドブリードの開始操作が遅れる場合又は蒸気発生器ドライアウト判定後の運転員によるフィードアンドブリード開始操作の遅延を想定し、解析条件から５分の遅延を考慮して、

蒸気発生器広域水位０％到達から 10 分後にフィードアンドブリードを開始した場合について、その結果を第 7.1.1.27 図から第 7.1.1.32 図に示す。１次系温度がより高くサブクール度が小さい状態で減圧を開始することで沸騰開始までの減圧幅が小さくなり、充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水量が減少するが、炉心は露出することなく、燃料被覆管温度は初期値以下で低く推移することから、操作時間余裕として 10 分程度は確保できる。

(4) まとめ

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び要員の配置による他の操作に与える影響を確認した。その結果、解析コード及び解析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、運転員によるフィードアンドブリードにより、１次系の減温、減圧、１次系保有水量の確保を行うこと等により、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、操作時間に対して一定の時間余裕がある。また、要員の配置による他の操作に与える影響はない。

7.1.1.4 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「２次冷却系からの除熱機能喪失」

において、1号炉及び2号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、「7.1.1.1（3）炉心損傷防止対策」に示すとおり 44 名である。「7.5.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している重大事故等対策要員 52 名で対処可能である。

(2)　必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「2次冷却系からの除熱機能喪失」において、必要な水源、燃料及び電源は、「7.5.1（2）資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。

a.　水　　源

燃料取替用水タンク（約 1,677m^3：水位異常低警報値までの水量）を水源とするフィードアンドブリードでの充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水については、燃料取替用水タンク水位が再循環切替水位（16%）に到達後、高圧再循環運転に切り替え、以降は格納容器再循環サンプを水源とするため、燃料取替用水タンクへの補給は不要である。

なお、外部電源喪失を想定した場合でも同様の対応である。

b.　燃　　料

代替緊急時対策所用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約 7.8kℓの重油が必要となる。

使用済燃料ピットへの注水については、事象発生6時間 20 分後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約 7.6kℓの重油が必要となる。

使用済燃料ピット監視装置用空気供給システムについては、事象発生7時間 20 分後からの運転を想定して、7日間

の運転継続に約3.8kℓの重油が必要となる。

7日間の運転継続に必要な重油は、これらを合計して約19.2kℓとなるが、「7.5.1（2）資源の評価条件」に示すとおり燃料油貯蔵タンク容量と大容量空冷式発電機用燃料タンク容量の合計（約314.0kℓ）にて供給可能である。

外部電源の喪失は想定していないが、仮に外部電源が喪失してディーゼル発電機からの給電を想定し、事象発生後7日間ディーゼル発電機が全出力で運転した場合、約475.2kℓの重油が必要となる。

7日間の運転継続に必要な重油は、ディーゼル発電機の燃料消費量を合計して約494.4kℓとなるが、「6.1（2）資源の評価条件」に示すとおり燃料油貯油そう容量と燃料油貯蔵タンク容量の合計（約510.0kℓ）にて供給可能である。

また、仮に上記に加え事象発生約9.0時間後から7日間まで可搬型ディーゼル注入ポンプにより全出力で蒸気発生器への代替注水を行った場合を想定すると、約31.8kℓの重油が必要となる。可搬型ディーゼル注入ポンプの起動を想定した場合は、ディーゼル発電機の負荷減少を見込み、合計約493.0kℓの重油が必要となるが、「7.5.1（2）資源の評価条件」に示すとおり燃料油貯油そう容量と燃料油貯蔵タンク容量の合計（約510.0kℓ）にて供給可能である。

c. 電　　源

外部電源の喪失は想定していないが、仮に外部電源が喪失してディーゼル発電機からの給電を想定した場合においても、重大事故等対策時に必要な負荷は設計基準事故時に想定

している非常用炉心冷却設備作動信号により作動する負荷に含まれることから、ディーゼル発電機による電源供給が可能である。

7.1.1.5　結　　論

事故シーケンスグループ「２次冷却系からの除熱機能喪失」では、１次系が高温、高圧状態となり、加圧器安全弁等からの漏えいが継続し、炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「２次冷却系からの除熱機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、短期対策として充てん／高圧注入ポンプ及び加圧器逃がし弁を用いた高圧注入系によるフィードアンドブリード、長期対策として充てん／高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプを用いた高圧再循環並びに余熱除去ポンプによる炉心冷却を整備している。

事故シーケンスグループ「２次冷却系からの除熱機能喪失」の重要事故シーケンス「主給水流量喪失時に補助給水機能が喪失する事故」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、運転員等操作によるフィードアンドブリードを実施することにより、炉心が露出することはない。

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

解析コード及び解析条件の不確かさについて操作への影響を含めて確認した結果、評価項目となるパラメータに与える影

響は小さい。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、重大事故等対策要員にて対処可能である。また、必要な水源、燃料及び電源については、外部電源喪失時を仮定しても供給可能である。

以上のことから、事故シーケンスグループ「２次冷却系からの除熱機能喪失」において、フィードアンドブリード等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「２次冷却系からの除熱機能喪失」に対して有効である。

7.1.2　全交流動力電源喪失

7.1.2.1　事故シーケンスグループの特徴、炉心損傷防止対策

(1)　事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において、炉心損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスは、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失する事故」のみである。

(2)　事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」では、原子炉の出力運転中に、送電系統又は所内主発電設備の故障等により、外部電源が喪失し、常用系補機である１次冷却材ポンプ等が機能喪失するとともに、非常用所内交流電源系統が機能喪失する。このため、緩和措置がとられない場合には、電動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水、充てん／高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプによる炉心注水、原子炉補機冷却水ポンプによる最終ヒートシンクへの熱の輸送、中央制御室からの主蒸気逃がし弁操作による１次系の減温、減圧及び復水タンクへの補給ができなくなる。また、従属的に原子炉補機冷却機能喪失が発生し、補機冷却水が必要な機器に期待できなくなるとともに、RCP シール部へのシール水注水機能及びサーマルバリアの冷却機能が喪失することから、RCP シール部からの１次冷却材の漏えい等により１次系保有水量の減少が生じ、炉心損傷に至る。

したがって、本事故シーケンスグループでは、２次系を強制

的に減圧することにより１次系を減温、減圧し、炉心注水を行うことにより、炉心損傷を防止する。長期的には、最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行う。

(3)　炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁を用いた２次系強制冷却、常設電動注入ポンプによる代替炉心注水を整備する。長期的な冷却を可能とするため、格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却、充てん／高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプを用いた高圧再循環、補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁を用いた蒸気発生器による炉心冷却を整備する。対策の概略系統図を第 7.1.2.1 図に、対応手順の概要を第 7.1.2.2 図から第 7.1.2.4 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を第 7.1.2.1 表に示す。

本事故シーケンスグループのうち「7.1.2.2（1）有効性評価の方法」に示す重要事故シーケンスにおける１号炉及び２号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、中央制御室の運転員、緊急時対策本部要員、重大事故等対策要員（初動）及び重大事故等対策要員（初動後）で構成され、合計 52 名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、運転操作指揮を行う当直課長及び当直副長の２名、号炉間連絡及び運転操作助勢を行う当直主任及び運転員の２名、運転操作対応を行う運転員８名である。発電所構内に常駐している要員のうち、重

大事故等対策要員（初動）は、運転対応要員８名及び保修対応要員 12 名、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は４名である。重大事故発生後 30 分以内に参集できる重大事故等対策要員（初動後）は、保修対応要員 16 名である。この必要な要員と作業項目について第 7.1.2.5 図及び第 7.1.2.6 図に示す。

a.　全交流動力電源喪失及びプラントトリップの確認

外部電源が喪失し、ディーゼル発電機が起動失敗することにより、すべての非常用母線及び常用母線への給電に失敗したことを確認し、全交流動力電源喪失と判断するとともに、原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。

プラントトリップの確認に必要な計装設備は、出力領域中性子束等である。

また、主蒸気ライン隔離を行い、蒸気ライン圧力等のループ間偏差により、２次冷却材喪失、蒸気発生器細管漏えいの兆候を継続的に確認する。なお、蒸気発生器２次側による炉心冷却を行う場合、２次冷却材喪失又は蒸気発生器細管漏えいの兆候が確認されれば、健全側蒸気発生器の主蒸気逃がし弁により炉心冷却を行う。

b.　タービン動補助給水ポンプの起動及び補助給水流量確立の確認

蒸気発生器水位低下によりタービン動補助給水ポンプが起動し、補助給水流量が確立することを確認する。

補助給水流量確立の確認に必要な計装設備は、補助給水流量等である。

c.　早期の電源回復不能判断

中央制御室からの操作による非常用母線の電源回復に失敗した場合は早期の電源回復不能と判断する。

d.　１次冷却材漏えい及び漏えい規模の判断

１次系圧力の低下、格納容器内高レンジエリアモニタ指示上昇、格納容器再循環サンプ水位の上昇等により、１次冷却材漏えいの判断を行う。

全交流動力電源喪失時に１次冷却材漏えいが重畳して発生した場合に１次系圧力が蓄圧タンク動作圧力まで急激に低下し、かつ１次系圧力が回復しない状態であれば「１次冷却材喪失事象（大破断）」と判断する。それ以外は「１次冷却材喪失事象（大破断）に至らない漏えい又は漏えいなし」と判断し処置する。

１次冷却材漏えい及び漏えい規模の判断に必要な計装設備は、１次冷却材圧力等である。

e.　１次冷却材喪失事象（大破断）に至らない漏えい又は漏えいがない場合の対応

大容量空冷式発電機による電源確保、常設電動注入ポンプ起動準備、被ばく低減操作、復水タンクへの供給、使用済燃料ピットへの注水確保及び移動式大容量ポンプ車による格納容器内自然対流冷却の準備を行う。

また、常設電動注入ポンプ起動準備においては、１次冷却材喪失事象（大破断）に至らない漏えい又は漏えいがない場合は、炉心損傷防止のために常設電動注入ポンプの注入先を炉心注水とする。炉心注水を行っている間に炉心出口温度計

指示 350℃以上及び格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）指示1×10^{5}mSv／h以上により炉心損傷と判断すれば、注入先を格納容器スプレイに切り替えるとともに炉心損傷の進展防止及び緩和のため、B充てん／高圧注入ポンプ自己冷却運転による炉心注水を行う。

f. 補助給水系機能維持の判断

補助給水ポンプ起動及び補助給水流量計指示が 80m^{3}／h以上確立されていることを確認する。

補助給水系機能維持の判断に必要な計装設備は、補助給水流量等である。

g. 1次冷却材ポンプシール戻り隔離弁等の閉止

充てん／高圧注入ポンプの起動時の1次冷却材ポンプシール温度急変等を防止するために1次冷却材ポンプシール戻り隔離弁及び原子炉格納容器隔離弁の閉止を行う。また、非常用炉心冷却設備作動信号の発信に伴い、作動する原子炉格納容器隔離弁の閉止を確認する。

なお、隔離弁等の電源が回復していない場合は、現場にて閉止する。

h. 不要直流電源負荷切離し

直流コントロールセンタの不要直流電源負荷の切離しを行う。

i. 蒸気発生器2次側による炉心冷却

事象発生後 30 分以内を目安に主蒸気逃がし弁を現場にて手動で開操作することで、1次冷却材圧力計指示 1.7MPa[gage]（1次冷却材高温側温度計（広域）指示 208℃）

を目標に減温、減圧を行う。また、目標値となれば１次系温度・圧力を維持する。

また、その後の蒸気発生器への注水量確保として、取水用水中ポンプ、中間受槽等による復水タンクへの供給を行う。

蒸気発生器２次側による炉心冷却に必要な計装設備は、１次冷却材高温側温度（広域）等である。

j.　蓄圧注入系動作の確認

１次系圧力の低下に伴い、蓄圧注入系が動作することを確認する。

蓄圧注入系動作の確認に必要な計装設備は、１次冷却材圧力である。

k.　不要直流電源負荷切離し（計装用電源負荷切離し）

大容量空冷式発電機からの受電ができない場合、24時間の直流電源供給を可能とするため、蓄電池（安全防護系用）に加え、蓄電池（重大事故等対処用）を非常用直流母線に接続し、全交流動力電源喪失後、８時間経過すれば不要直流電源負荷の切離しを行う。

l.　蓄圧タンク出口弁閉止

大容量空冷式発電機等により電源が供給されれば、１次冷却材圧力計指示が1.7MPa[gage]であることを確認し、蓄圧タンクの出口弁を閉止する。

蓄圧タンク出口弁閉止に必要な計装設備は、１次冷却材圧力等である。

m.　蒸気発生器２次側による炉心冷却の再開

蓄圧タンク出口弁を閉止確認後、１次冷却材圧力計指示

0.7MPa[gage]（１次冷却材高温側温度計（広域）指示 170℃）を目標に、タービン動補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁による２次系強制冷却を再開し、目標値となれば１次系温度・圧力を維持する。

蒸気発生器２次側による炉心冷却の再開に必要な計装設備は、１次冷却材高温側温度（広域）等である。

n. 常設電動注入ポンプによる代替炉心注水

常設電動注入ポンプの準備が完了し、１次冷却材圧力計指示が 0.7MPa[gage] （１次冷却材高温側温度計（広域）指示 170℃）となれば燃料取替用水タンクを水源とした常設電動注入ポンプによる代替炉心注水を行う。ただし、常設電動注入ポンプの準備が早く整った場合は１次冷却材圧力計指示が 0.7MPa[gage]以上であっても、ポンプ吐出圧力以下であれば、炉心注水を開始する。

常設電動注入ポンプによる代替炉心注水に必要な計装設備は、余熱除去ループ流量等である。

常設電動注入ポンプによる注水流量は、早期に１次系保有水を回復させるように調整する。

o. アニュラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動

アニュラス部に水素が滞留することを防止するため、現場にてアニュラス空気浄化系ダンパの代替空気供給を行い、アニュラス空気浄化ファンを起動する。

また、中央制御室の作業環境確保のため、現場にて中央制御室非常用循環系ダンパの開処置を実施し、中央制御室非常

用循環系を起動する。

p. 格納容器内自然対流冷却及び高圧再循環運転

LOCAが発生している場合、長期対策として、移動式大容量ポンプ車によるA、B格納容器再循環ユニット、C充てん／高圧注入ポンプ及びB余熱除去ポンプへの通水により、格納容器内自然対流冷却及び高圧再循環運転を行う。

海水通水が完了すれば、格納容器内自然対流冷却を行う。

また、格納容器再循環サンプ広域水位計指示67%以上及び燃料取替用水タンク水位計指示16%到達を確認し、常設電動注入ポンプによる代替炉心注水から高圧再循環運転へ切り替え、炉心冷却を行う。

格納容器内自然対流冷却に必要な計装設備は、格納容器圧力等であり、高圧再循環運転に必要な計装設備は、ほう酸注入ライン流量等である。

q. 蒸気発生器2次側による炉心冷却の継続

LOCAが発生していない場合、長期対策として、外部電源が回復すればタービン動補助給水ポンプから電動補助給水ポンプへの切替えを行い、蒸気発生器2次側による炉心冷却を継続的に行う。

蒸気発生器2次側による炉心冷却の継続に必要な計装設備は、1次冷却材高温側温度（広域）等である。

r. 原子炉補機冷却系の復旧作業

保修対応要員の作業時間や原子炉補機冷却水系統の機能喪失要因を考慮し、海水ポンプ用電動機予備品による対応を行うこと等で、原子炉補機冷却水系統の復旧を図る。

7.1.2.2　炉心損傷防止対策の有効性評価

(1)　有効性評価の方法

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、「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及び RCP シール LOCA が発生する事故」及び RCP シール LOCA が発生しない「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故」である。

なお、非常用所内交流電源の復旧に伴い、電源供給機能が復旧することも考えられるが、復旧により中央制御室での操作が可能となることで現地操作にかかる作業、要員等の必要な作業項目及び要員は少なくなることから、本重要事故シーケンスに対する有効性評価により措置の有効性を確認する。

本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流、１次冷却系における冷却材流量変化、冷却材放出、沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離・対向流、圧力損失、ECCS 強制注入及び ECCS 蓄圧タンク注入、並びに蒸気発生器における１次側・２次側の熱伝達、冷却材放出及び２次側給水が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能であるプラント過渡解析コード M-RELAP5 により１次系圧力、燃料被覆管温度等の過渡応答を求める。また、全交流動力電源喪失及び原子炉補機冷却機能喪失時に、RCP シール LOCA の発生に伴う冷却材流出が生じるため、長期的な原子炉格納容器の健全性確保についても重要となる。よって、これらの応答の重要現象である原

子炉格納容器における構造材との熱伝達及び内部熱伝導を適切に評価することが可能である原子炉格納容器内圧解析コード COCO により原子炉格納容器圧力及び原子炉格納容器内温度の過渡応答を求める。

また、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、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、要員の配置による他の操作に与える影響、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。

(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解析条件を第 7.1.2.2 表及び第 7.1.2.3 表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a. 事故条件

(a) 起因事象

起因事象として、外部電源喪失が発生するものとする。

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失するものとする。

(c) 外部電源

外部電源はないものとする。

起因事象として、外部電源が喪失するものとしている。

(d) RCP からの漏えい率

RCP シール部からの漏えい率は、全シールの機能喪失を仮定し、シール部や配管等の抵抗を考慮せず、それ以外で

最も狭い流路であるサーマルバリア付近のラビリンス部の抵抗のみを考慮して評価した値を上回る値として、RCP１台当たり、定格圧力において約 109m^3／h（480gpm）とし、その漏えい率相当となる口径約 1.6cm（約 0.6 インチ）を設定する。また、RCP３台からの漏えいを考慮するものとする。なお、ラビリンス部の抵抗のみを考慮した場合においても、ラビリンス部の構造健全性が維持されることを確認している。

RCP シール LOCA の発生を想定しない場合の RCP シール部が健全な場合の漏えい率は、全交流動力電源喪失時の１次冷却材温度及び圧力を考慮し、封水戻りライン等からの漏えい率を評価した結果に基づき、RCP１台当たり、定格圧力において 1.5m^3／h とし、その漏えい率相当となる口径約 0.2cm（約 0.07 インチ）を設定する。また、RCP３台からの漏えいを考慮するものとする。

b.　重大事故等対策に関連する機器条件

（a）　タービン動補助給水ポンプ

タービン動補助給水ポンプ１台が自動起動し、解析上は事象発生 60 秒後に３基の蒸気発生器に合計 160m^3／h の流量で注水するものとする。

（b）　主蒸気逃がし弁

２次系強制冷却として主蒸気逃がし弁３個を使用するものとし、容量は設計値として、各ループに設置している主蒸気逃がし弁１個当たり定格主蒸気流量（ループ当たり）の 10％を処理するものとする。

(c)　蓄圧タンク

蓄圧注入系のパラメータとして初期保持圧力については、蓄圧注入のタイミングを遅くすることで1次系保有水量の回復が遅れることから最低保持圧力を用いる。また、初期保有水量については、評価項目となるパラメータに与える影響を確認した上で、標準的に最低保有水量を用いる。

蓄圧タンクの保持圧力（最低保持圧力）4.04MPa[gage]

蓄圧タンクの保有水量（最低保有水量）29.0m^3／基

(d)　常設電動注入ポンプの原子炉への注水流量

運転員等による炉心注水操作を実施するに当たっての余裕を考慮した時点として、安定状態到達後に1次系の温度及び圧力の維持を行う1次系圧力 0.7MPa[gage]到達時点を選定し、この時点で炉心注水を開始することにより、想定する漏えい流量に対して炉心損傷防止が可能な流量として、30m^3／hを設定する。

(e)　RCPシール部からの漏えい停止

RCPシールLOCAが発生しない場合において、RCP封水戻りライン逃がし弁の閉止圧力である0.83MPa[gage]で漏えいが停止するものとする。

c.　重大事故等対策に関連する操作条件

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

(a)　2次系強制冷却操作は、主蒸気逃がし弁の現地開操作に必要な移動、操作等の時間を考慮して、事象発生から 30

分後に開始するものとする。

(b) 代替交流電源は、RCP シール LOCA が発生する場合においては事象発生 60 分後に確立するものとし、RCP シール LOCA が発生しない場合においては交流電源が 24 時間使用できないものとして、事象発生 24 時間後に確立するものとする。

(c) １次系温度の維持は、蒸気発生器２次側冷却による１次冷却系の自然循環を阻害するおそれがある窒素の混入を防止するために、１次系に窒素が注入される圧力である約 1.2MPa[gage]に対して約 0.5MPa の余裕を考慮し、約 1.7MPa[gage]の飽和温度である 208℃に到達した段階でその状態を維持するものとする。

(d) 蓄圧タンク出口弁の閉止は、１次系圧力約 1.7MPa[gage]到達及び代替交流電源の確立から、10 分後に実施するものとする。

(e) ２次系強制冷却再開操作は、主蒸気逃がし弁の調整操作を考慮して、蓄圧タンク出口弁の閉止から 10 分後に再開し、１次系温度が 170℃に到達した段階でその状態を維持するものとする。

(f) タービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水流量を調整することで、蒸気発生器水位を狭域水位内に維持するものとする。

(g) RCP シール LOCA が発生する場合においては、１次系圧力が 0.7MPa[gage]に到達すれば、原子炉への注水を開始するものとする。

(3)　有効性評価の結果

a.　RCP シール LOCA が発生する場合

本重要事故シーケンスの事象進展を第 7.1.2.3 図に、1 次系圧力、1 次系温度、1 次系保有水量、炉心水位及び燃料被覆管温度等の 1 次系パラメータの変化を第 7.1.2.7 図から第 7.1.2.17 図に、2 次系圧力及び蒸気発生器水位等の 2 次系パラメータの変化を第 7.1.2.18 図から第 7.1.2.23 図に示すとともに、原子炉格納容器圧力及び原子炉格納容器内温度の原子炉格納容器パラメータの変化を第 7.1.2.24 図及び第 7.1.2.25 図に示す。

(a)　事象進展

事象発生後、全交流動力電源喪失に伴い RCP の母線電圧が低下することで、「1 次冷却材ポンプ電源電圧低」信号のトリップ限界値に到達し、原子炉は自動停止する。また、全交流動力電源喪失と同時に原子炉補機冷却機能喪失及び RCP シール LOCA の発生を想定することから、1 次系圧力は徐々に低下する。

事象発生の約 1 分後にタービン動補助給水ポンプが自動起動することで蒸気発生器の保有水量は回復し、事象発生の 30 分後に主蒸気逃がし弁の開放による 2 次系強制冷却を開始し、1 次系を減温、減圧することで、事象発生の約 38 分後に蓄圧注入系が作動する。事象発生の約 52 分後に 1 次系圧力が約 1.7MPa[gage]に到達し、その状態を維持し、事象発生の 70 分後に蓄圧タンクの出口弁を閉止し、事象発生の 80 分後に 2 次系強制冷却を再開する。事象発

生の約 2.2 時間後に、１次系圧力が 0.7MPa[gage]に到達した段階で、常設電動注入ポンプによる炉心注水を開始することで１次系の保有水量は回復する。

(b)　評価項目等

燃料被覆管温度は第 7.1.2.17 図に示すとおり、炉心は冠水状態にあることから初期値（約 380℃）以下にとどまり、1,200℃以下となる。当該温度条件では、燃料被覆管の酸化反応は著しくならない。

１次系圧力は第 7.1.2.7 図に示すとおり、初期値（約 15.9MPa[gage]）以下となる。このため、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は約 16.2MPa[gage]にとどまり、最高使用圧力の 1.2 倍（20.59MPa[gage]）を下回る。

原子炉格納容器圧力及び温度は第 7.1.2.24 図及び第 7.1.2.25 図に示すとおり、RCP シール部からの１次冷却材の漏えいにより上昇するが、事象発生後 24 時間時点で原子炉格納容器の最高使用圧力（0.245MPa[gage]）及び最高使用温度（127℃）を下回る。

その後は、蒸気発生器による炉心冷却、高圧再循環運転を行うことで、第 7.1.2.26 図及び第 7.1.2.27 図に示すとおり、事象発生の約 75 時間後に原子炉格納容器内温度 110℃に到達後、格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却を開始することにより、原子炉格納容器圧力及び温度は低下傾向を示している。

事象発生の約４時間後に高温の停止状態になり、安定停止状態に至る。その後も格納容器再循環ユニットによる格

納容器内自然対流冷却、充てん／高圧注入ポンプによる高圧再循環運転等を継続することにより安定停止状態を維持できる。

なお、原子炉補機冷却海水系統の復旧により原子炉補機冷却水系統の使用に期待できる場合には、原子炉格納容器スプレイ設備により格納容器スプレイ再循環運転を行うことで更なる原子炉格納容器圧力及び温度の低下を促進させることが可能である。

b. RCP シール LOCA が発生しない場合

本重要事故シーケンスの事象進展を第 7.1.2.4 図に、1 次系圧力、1 次系温度、1 次系保有水量、炉心水位及び燃料被覆管温度等の 1 次系パラメータの変化を第 7.1.2.28 図から第 7.1.2.36 図に、2 次系圧力及び蒸気発生器水位等の 2 次系パラメータの変化を第 7.1.2.37 図から第 7.1.2.42 図に示す。

(a) 事象進展

事象発生後、全交流動力電源喪失に伴い RCP の母線電圧が低下することで、「1 次冷却材ポンプ電源電圧低」信号のトリップ限界値に到達し、原子炉は自動停止する。また、全交流動力電源喪失と同時に原子炉補機冷却機能喪失を想定するが、RCP シール LOCA は発生しないことから 1 次系は高圧で維持される。

事象発生の約 1 分後にタービン動補助給水ポンプが自動起動することで蒸気発生器の保有水量は回復し、事象発生の 30 分後に主蒸気逃がし弁の開放による 2 次系強制冷

却を開始し、1次系を減温、減圧することで、事象発生の約63分後に蓄圧注入系が作動する。

事象発生の約28時間後に1次系圧力が約1.7MPa[gage]に到達し、その状態を維持し、その10分後に蓄圧タンクの出口弁を閉止し、さらに10分後に再び主蒸気逃がし弁を調整し減温、減圧を再開する。

事象発生の約31時間後に、1次系圧力が0.83MPa[gage]に到達した時点で、RCP封水戻りラインに設置されている逃がし弁が吹き止まることで、RCPシール部からの漏えいは停止し、事象発生の約34時間後に1次系圧力が約0.7MPa[gage]に到達する。

(b) 評価項目等

燃料被覆管温度は第7.1.2.36図に示すとおり、炉心は冠水状態にあることから初期値（約380℃）以下にとどまり、1,200℃以下となる。当該温度条件では、燃料被覆管の酸化反応は著しくならない。

1次系圧力は第7.1.2.28図に示すとおり、初期値（約15.9MPa[gage]）以下となる。このため、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は約16.2MPa[gage]にとどまり、最高使用圧力の1.2倍（20.59MPa[gage]）を下回る。

また、RCPシール部からの漏えいが停止するまでに原子炉格納容器内に漏えいした1次冷却材による原子炉格納容器圧力及び温度の上昇はわずかであり、「全交流動力電源喪失（RCPシールLOCAが発生する場合）」より厳しくならないことから、原子炉格納容器最高使用圧力

（0.245MPa[gage]）及び最高使用温度（127℃）を下回る。

第 7.1.2.28 図及び第 7.1.2.29 図に示すように、1 次系圧力及び温度は低下傾向を示し、炉心は安定して冷却されており、事象発生の約 34 時間後に高温の停止状態になり、安定停止状態に至る。その後も主蒸気逃がし弁を用いた蒸気発生器による炉心冷却を行うことにより、安定停止状態を維持できる。

なお、原子炉補機冷却海水系統の復旧により原子炉補機冷却水系統の使用に期待できる場合には、原子炉格納容器スプレイ設備により格納容器スプレイ再循環運転を行うことで更なる原子炉格納容器圧力及び温度の低下を促進させることが可能である。

7.1.2.3　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響、要員の配置による他の操作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は、事象進展が緩やかであり、運転員等操作である 2 次系強制冷却操作により 1 次系の減温、減圧率を調整できることが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、2 次系強制冷却開始後の 1 次系温度を指標に調整操作を行う 1 次系温度維持、1 次系圧力を起点に操作を開始する蓄圧タンク出口弁閉止、蓄圧タンク出口弁閉止を起点に操作を開始する 2 次系強制冷却の再開、1 次系圧力を起点

に操作を開始する常設電動注入ポンプによる代替炉心注水とする。

(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

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

a. 運転員等操作時間に与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、燃料棒表面熱伝達は最大で 40%程度小さく評価する可能性があることから、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり燃料被覆管温度は低くなるが、燃料被覆管温度を起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流の不確かさとして、炉心水位を最大で 0.3m 低く評価する可能性があるが、炉心水位を起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

1次冷却系における冷却材放出の不確かさとして、初期の漏えい流量が実機の設計漏えい流量となるように入力で調整するため、運転員等操作時間に与える影響はない。一方、二相臨界流の不確かさは－10%～＋50%であり、過小評価する場合もある。しかし、試験解析結果からは二相臨界流をほとんどの領域で過大評価していることから、実際の漏えい流量は小さくなり、1次系の減温、減圧が遅く

なることで、１次系温度及び圧力の低下が抑制される。よって、１次系温度及び圧力を起点としている蓄圧タンク出口弁閉止等操作の開始が遅くなる。

１次冷却系における沸騰・凝縮・ボイド率変化の不確かさとして、２次系強制冷却操作による減圧時に１次系圧力を最大で 0.5MPa 高めに評価する可能性がある。よって、実際の１次系の減温、減圧が早くなることで１次系温度及び圧力は低くなるとともに、１次系温度及び圧力を起点としている蓄圧タンク出口弁閉止等操作の開始が早くなる。

１次冷却系における気液分離・対向流の不確かさとして、リフラックス凝縮時の蒸気発生器での伝熱が実際よりも小さくなることにより、最も過大評価となる場合で１次系圧力に対して0.5MPa高く評価する可能性がある。よって、実際の蒸気発生器での伝熱・凝縮量は多くなり、１次系の減温、減圧が早くなることで１次系温度及び圧力は低くなるとともに、１次系圧力を起点としている常設電動注入ポンプによる代替炉心注水操作の開始が早くなる。

蒸気発生器における１次側・２次側の熱伝達の不確かさとして、２次系強制冷却操作による減圧時に１次系圧力を最大で 0.5MPa 高めに評価する可能性があることから、実際の１次側・２次側の熱伝達は大きくなり、１次系の減温、減圧が早くなることで１次系温度及び圧力を起点としている蓄圧タンク出口弁閉止等操作の開始が早くなる。

原子炉格納容器における構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさとして、原子炉格納容器圧力のピーク圧力

は約 1.6 倍高く、原子炉格納容器内温度は約 20℃高めに評価する可能性があるが、原子炉格納容器圧力及び温度を起点としている運転員等操作はないため、運転員等操作時間に与える影響はない。

b. 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、燃料棒表面熱伝達は最大で 40%程度小さく評価する可能性があるが、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり燃料被覆管温度は低くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流の不確かさとして、炉心水位を最大で 0.3m 低く評価する可能性があるが、実際の炉心水位は高くなることから、1 次系保有水量の低下が抑制されることで、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

1 次冷却系における冷却材放出の不確かさとして、初期の漏えい流量が実機の設計漏えい流量となるように入力で調整するため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。一方、二相臨界流の不確かさは－10%～＋50%であり、過小評価する場合もある。しかし、試験解析結果からは二相臨界流をほとんどの領域で過大評価していることから、実際の漏えい流量は小さくなり、1 次系の減温、減圧が遅くなることで、1 次系温度及び圧力の低下が抑制される。よって、1 次系保有水量の低下が抑制されることで、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

１次冷却系における沸騰・凝縮・ボイド率変化の不確かさとして、２次系強制冷却操作による減圧時に１次系圧力を最大で 0.5MPa 高めに評価する可能性がある。よって、実際の１次系の減温、減圧が早くなることで１次系温度及び圧力は低くなることから、漏えい量が少なくなることで１次系保有水量の低下が抑制され、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

１次冷却系における気液分離・対向流の不確かさとして、リフラックス凝縮時の蒸気発生器での伝熱が実際よりも小さくなることにより、最も過大評価となる場合で１次系圧力に対して0.5MPa高く評価する可能性がある。よって、実際の蒸気発生器での伝熱・凝縮量は多くなり、１次系の減温、減圧が早くなることで１次系温度及び圧力は低くなるとともに、漏えい量が少なくなることで１次系保有水量の低下が抑制され、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

蒸気発生器における１次側・２次側の熱伝達の不確かさとして、２次系強制冷却操作による減圧時に１次系圧力を最大で 0.5MPa 高めに評価する可能性があることから、実際の１次側・２次側の熱伝達は大きくなり、１次系の減温、減圧が早くなるとともに、漏えい量が少なくなることで１次系保有水量の低下が抑制され、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

原子炉格納容器における構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさとして、原子炉格納容器圧力のピーク圧力

は約 1.6 倍高く、原子炉格納容器内温度は約 20℃高めに評価する可能性がある。よって、実際の原子炉格納容器圧力及び温度は低めとなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

(2) 解析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 7.1.2.2 表及び第 7.1.2.3 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、解析条件の設定に当たっては、原則、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な設定としていることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる炉心崩壊熱及び RCP シール部からの漏えい率、標準値として設定している蒸気発生器 2 次側保有水量及び原子炉格納容器自由体積並びに評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなる蓄圧タンク初期保有水量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

炉心崩壊熱の変動を考慮した場合、解析条件で設定している崩壊熱より小さくなるため、1 次系温度及び圧力の低下が早くなり、主蒸気逃がし弁を用いた調整による 1 次系温度及び圧力の目標到達時間や 1 次系温度及び圧力を起点としている蓄圧タンク出口弁閉止等操作の開始が早くなる。

RCP シール部からの漏えい率の変動を考慮した場合、解析条件で設定している漏えい率より小さくなるため、１次系温度及び圧力の低下が遅くなり、主蒸気逃がし弁を用いた調整による１次系温度及び圧力の目標到達時間や１次系温度及び圧力を起点としている蓄圧タンク出口弁等操作の開始が遅くなる。

蒸気発生器２次側保有水量の変動を考慮した場合、解析条件で設定している保有水量より多くなるため、１次系温度及び圧力の低下が早くなり、主蒸気逃がし弁を用いた調整による１次系温度及び圧力の目標到達時間や１次系温度及び圧力を起点としている蓄圧タンク出口弁等操作の開始が早くなる。

原子炉格納容器自由体積の変動を考慮した場合、解析条件で設定している自由体積より大きくなるため、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇は抑制されるが、原子炉格納容器圧力及び温度を起点としている運転員等操作はないため、運転員等操作時間に与える影響はない。

(b)　評価項目となるパラメータに与える影響

炉心崩壊熱の変動を考慮した場合、解析条件で設定している崩壊熱より小さくなるため、１次冷却材の蒸散率が低下することで、１次系保有水量の低下が抑制され、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

RCP シール部からの漏えい率の変動を考慮した場合、解析条件で設定している漏えい率より小さくなるため、１次系保有水量の低下が抑制され、評価項目となるパラ

メータに対する余裕は大きくなる。

蒸気発生器2次側保有水量の変動を考慮した場合、解析条件で設定している保有水量より多くなるため、1次系温度及び圧力の低下が早くなり、1次系保有水量の低下が抑制され、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

原子炉格納容器自由体積の変動を考慮した場合、解析条件で設定している自由体積より大きくなるため、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇は抑制されるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

蓄圧タンクの初期保有水量の変動を考慮した場合、解析条件で設定している初期保有水量より多くした方が蓄圧タンク気相部の初期体積が小さくなり、注水に伴う気相部圧力の低下が大きくなることから、1次系への注水量の観点から厳しくなる。その影響を事象推移から確認した結果、蓄圧タンクの初期保有水量として最確条件より多い最高保有水量とした場合に、最低保有水量とした場合と比較して1次系への注水量の観点から厳しくなるが、1次系圧力 0.7MPa[gage]到達による安定状態維持時点の保有水量に対して、蓄圧注入期間中の保有水量が十分多いことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

なお、本重要事故シーケンスよりも原子炉格納容器内に大きなエネルギが放出される「7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失」において、格納容器再循環ユニットに

よる格納容器内自然対流冷却により除熱できることを確認していることから、本重要事故シーケンスでも長期的な除熱は可能であり、このことは第 7.1.2.26 図及び第 7.1.2.27 図でも確認できる。さらに格納容器再循環ユニットの除熱特性を設計値とした場合、「7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失」の感度解析結果が示すとおり、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇は抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

b. 操作条件

操作条件の不確かさとして、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響並びに解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間等の操作時間の変動を考慮して、要員の配置による他の操作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を確認する。

(a) 要員の配置による他の操作に与える影響

第 7.1.2.5 図及び第 7.1.2.6 図に示すとおり、現地における２次系強制冷却操作と、中央制御室における蓄圧タンク出口弁の閉止操作及び常設電動注入ポンプの起動操作はそれぞれ別の運転員による操作を想定しており、また、１次系の温度維持及び減温、減圧は運転員による主蒸気逃がし弁の開度調整を行うことにより、現地の操作開始時間も確保できるため、要員の配置による他の操作に与える影響はない。

(b)　評価項目となるパラメータに与える影響

事象発生の 30 分後又は蓄圧タンク出口弁閉止を起点とする２次系強制冷却による１次系温度維持操作は、運転員の主蒸気逃がし弁の開度調整によるため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

蓄圧タンク出口弁の閉止操作については、１次系圧力約 1.7MPa[gage]にて蓄圧タンク出口弁を閉止すること及び１次系圧力は主蒸気逃がし弁により調整することから評価項目となるパラメータに与える影響はない。

蓄圧タンク出口弁閉止後の２次系強制冷却再開操作については、炉心崩壊熱の不確かさ等により１次系温度及び圧力の低下が早くなると、主蒸気逃がし弁を用いた調整による目標到達時間が早くなり、これに伴い操作開始が早くなる。また、この操作は解析上の操作開始時間に対して、運用として実際に見込まれる操作時間は早く、このように操作開始が早くなる場合には１次系からの漏えい量が少なくなり、１次系保有水量の低下が抑制されるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。冷却材放出における臨界流モデルの不確かさ、RCP からの漏えい率の不確かさにより、１次系からの漏えい率が少なくなると主蒸気逃がし弁を用いた調整による目標到達時間が遅くなり、これに伴い操作開始は遅くなる。操作開始が遅くなる場合は、１次系からの漏えい率と操作遅れ時間の程度により評価項目となるパラメータに対する余裕は小さくなると考えられるが、「(3)

操作時間余裕の把握」において、事象発生の 30 分後の２次系強制冷却開始の操作時間余裕を感度解析により確認しており、同程度の遅れに対して評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

常設電動注入ポンプによる代替炉心注水操作の影響については、蓄圧タンク出口弁閉止後の２次系強制冷却再開操作と同様であり、操作開始が早くなる場合には、炉心への注水のタイミングが早くなることから１次系保有水量の低下が抑制されることで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、操作開始が遅くなる場合は、「(3) 操作時間余裕の把握」において、炉心注水が遅れた場合の操作時間余裕を評価しており、同程度の遅れに対して評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(3) 操作時間余裕の把握

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

２次系強制冷却操作の実施時間に対する時間余裕を確認するため、２次系強制冷却操作の開始を 30 分遅くした場合の感度解析を実施した。その結果、第 7.1.2.43 図から第 7.1.2.46 図に示すとおり、１次系の減温、減圧が遅くなることで、１次系からの漏えい量が多くなり、１次系保有水量の低下が早くなるが、評価項目となるパラメータに対して十分余裕がある。よって、操作時間余裕として事象発生から 60

分程度は確保できる。

蓄圧タンク出口弁の閉止操作の操作時間余裕としては、第7.1.2.47図に示すとおり、1次系圧力が約1.7MPa[gage]から、蓄圧タンク内の窒素が1次系内に注入される圧力1.2MPa[gage]に達するまでの時間を1次系圧力が約1.7MPa[gage]到達時点の圧力低下を維持するものとして概算した。その結果、操作時間余裕として14分程度は確保できる。

常設電動注入ポンプによる代替炉心注水操作の操作時間余裕としては、第7.1.2.48図に示すとおり、1次系の圧力が2次系強制冷却再開操作時点のまま維持するものとして概算した。その結果、操作時間余裕として0.7時間程度は確保できる。

(4) まとめ

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び要員の配置による他の操作に与える影響を確認した。その結果、解析コード及び解析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、運転員による主蒸気逃がし弁の開度調整により1次系の温度維持及び減温、減圧を行うこと等により、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、操作時間に対して一定の時間余裕がある。また、要員の配置による他の操作に与える影

響はない。

7.1.2.4　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」において、1号炉及び2号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、「7.1.2.1 (3)炉心損傷防止対策」に示すとおり 52 名である。「7.5.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している重大事故等対策要員 52 名で対処可能である。

(2)　必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において、必要な水源、燃料及び電源は、「7.5.1 (2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。

なお、重要事故シーケンス「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及び RCP シール LOCA が発生する事故」及び、RCP シール LOCA が発生しない「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故」において、資源の評価上厳しくなる「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及び RCP シール LOCA が発生する事故」の評価結果を以下に示す。

a.　水　　源

燃料取替用水タンク（約 1,677m^3：水位異常低警報値までの水量）を水源とする常設電動注入ポンプによる代替炉心注水については、燃料取替用水タンク水位が再循環切替水位

（16%）までの約 58.1 時間の注水継続が可能である。約 51 時間以降は格納容器再循環サンプを水源とした高圧再循環運転を継続することにより、燃料取替用水タンクへの補給は不要である。

復水タンク（約 640m^3：水位異常低警報値までの水量）を水源とするタービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水については、復水タンク枯渇までの約 10.9 時間の注水継続が可能である。なお、7 時間 10 分以降は、復水タンクに復水タンク補給用水中ポンプ（約 90m^3／h）等による補給を行う。

b. 燃　　料

大容量空冷式発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定して、7 日間の運転継続に約230.2kℓの重油が必要となる。

移動式大容量ポンプ車による格納容器内自然対流冷却については、事象発生21時間20分後からの運転を想定して、7 日間の運転継続に約30.4kℓの重油が必要となる。

復水タンクへの補給については事象発生 7 時間10分後からの運転を想定して、7 日間の運転継続に約7.6kℓの重油が必要となる。また、使用済燃料ピットへの注水についても、事象発生 7 時間10分後から 7 日間の運転を想定しているが、復水タンクへの補給に必要な重油に包絡される。

代替緊急時対策所用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定して、7 日間の運転継続に約 7.8kℓの重油が必要となる。

使用済燃料ピット監視装置用空気供給システムについては、事象発生７時間20分後からの運転を想定して、７日間の運転継続に約3.8kℓの重油が必要となる。

７日間の運転継続に必要な重油は、これらを合計して約279.8kℓとなるが、「7.5.1（2）資源の評価条件」に示すとおり燃料油貯蔵タンク容量と大容量空冷式発電機用燃料タンク容量の合計（約314.0kℓ）にて供給可能である。

c. 電　　源

大容量空冷式発電機の電源負荷については、重大事故等対策時に必要な負荷及びその他負荷として約2,090kW必要となるが、大容量空冷式発電機の給電容量約3,200kW（約4,000kVA）にて供給可能である。

7.1.2.5 結　　論

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」では、RCPシール部からの１次冷却材の漏えい等により１次系保有水量の減少が継続し、炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、短期対策として補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁を用いた２次系強制冷却、常設電動注入ポンプによる代替炉心注水、長期対策として格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却、充てん／高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプを用いた高圧再循環、補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁を用いた蒸気発生器による炉心冷却を整備している。

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「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びRCPシールLOCAが発生する事故」及びRCPシールLOCAが発生しない「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、運転員等操作によるタービン動補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁を用いた2次系強制冷却及び常設電動注入ポンプによる代替炉心注水を実施することにより、炉心が露出することはない。

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

解析コード及び解析条件の不確かさについて操作への影響を含めて確認した結果、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。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、重大事故等対策要員にて対処可能である。また、必要な水源、燃料及び電源については、全交流動力電源喪失時においても供給可能である。

以上のことから、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において、代替炉心注水等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」に対して有効

である。

7.1.3　原子炉補機冷却機能喪失

7.1.3.1　事故シーケンスグループの特徴、炉心損傷防止対策

(1)　事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「原子炉補機冷却機能喪失」において、炉心損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスは、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「原子炉補機冷却機能喪失時に RCP シール LOCA が発生する事故」及び「原子炉補機冷却機能喪失時に加圧器逃がし弁又は加圧器安全弁 LOCA が発生する事故」である。

(2)　事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「原子炉補機冷却機能喪失」では、原子炉の出力運転中に、原子炉補機冷却水ポンプの故障等により、全ての原子炉補機冷却機能が喪失する。このため、緩和措置がとられない場合には、充てん／高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプによる炉心注水並びに原子炉補機冷却水ポンプによる最終ヒートシンクへの熱の輸送ができなくなるとともに、補機冷却を必要とする制御用空気供給機能が喪失することにより中央制御室からの主蒸気逃がし弁操作による１次系の減温、減圧ができなくなる。また、RCP シール部へのシール水注水機能及びサーマルバリアの冷却機能の喪失による RCP シール部からの１次冷却材の漏えい、加圧器逃がし弁又は安全弁からの１次冷却材の漏えいにより１次冷却材の保有水量の減少が生じ、炉心損傷に至る。

したがって、本事故シーケンスグループでは、２次系を強制

的に減圧することにより１次系を減温、減圧し、炉心注水を行うことにより、炉心損傷を防止する。長期的には、最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行う。

(3)　炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「原子炉補機冷却機能喪失」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁を用いた２次系強制冷却、常設電動注入ポンプによる代替炉心注水を整備する。長期的な冷却を可能とするため、格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却、充てん／高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプを用いた高圧再循環、補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁を用いた蒸気発生器による炉心冷却を整備する。対策の概略系統図を第 7.1.3.1 図に、対応手順の概要を第 7.1.3.2 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を第 7.1.3.1 表に示す。

本事故シーケンスグループのうち、「原子炉補機冷却機能喪失時に RCP シール LOCA が発生する事故」における１号炉及び２号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、中央制御室の運転員、緊急時対策本部要員、重大事故等対策要員（初動）及び重大事故等対策要員（初動後）で構成され、合計 42 名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、運転操作指揮を行う当直課長及び当直副長の２名、号炉間連絡及び運転操作助勢を行う当直主任及び運転員の２名、運転操作対応を行う運転員８名である。発電所構内に常駐している要員の

うち、重大事故等対策要員（初動）は、運転対応要員６名及び保修対応要員 10 名、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は４名である。重大事故発生後 30 分以内に参集できる重大事故等対策要員（初動後）は、保修対応要員 10 名である。この必要な要員と作業項目について第 7.1.3.3 図に示す。なお、「原子炉補機冷却機能喪失時に RCP シール LOCA が発生する事故」以外の事故シーケンスについては、作業項目を「原子炉補機冷却機能喪失時に RCP シール LOCA が発生する事故」と比較し、必要な要員数を確認した結果、42 名で対処可能である。

a.　原子炉補機冷却機能喪失及びプラントトリップの確認

原子炉補機冷却水ポンプの停止等により原子炉補機冷却機能の喪失を判断し、原子炉の手動停止を行うとともに、原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。

プラントトリップの確認に必要な計装設備は、出力領域中性子束等である。

b.　補助給水ポンプの起動及び補助給水流量確立の確認

蒸気発生器水位低下により電動及びタービン動補助給水ポンプが起動し、補助給水流量が確立することを確認する。

補助給水流量確立の確認に必要な計装設備は、補助給水流量等である。

c.　原子炉補機冷却機能及び制御用空気供給機能の回復操作

原子炉補機冷却機能及び制御用空気供給機能の回復操作を行う。

d.　１次冷却材漏えいの判断

１次系圧力の低下、格納容器内高レンジエリアモニタ指示

上昇、格納容器再循環サンプ水位の上昇等により、１次冷却材漏えいの判断を行う。

１次冷却材漏えいの判断に必要な計装設備は、１次冷却材圧力等である。

e.　１次冷却材喪失事象の兆候がある場合の対応

常設電動注入ポンプ起動準備、被ばく低減操作、使用済燃料ピットへの注水確保及び移動式大容量ポンプ車による格納容器内自然対流冷却の準備を行う。

常設電動注入ポンプの起動準備においては、炉心損傷防止のために注入先を炉心注水とする。炉心注水を行っている間に炉心出口温度計指示350℃以上及び格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）指示 1×10^{5} mSv／h 以上により炉心損傷と判断すれば、注入先を格納容器スプレイに切り替えるとともに炉心損傷の進展防止及び緩和のため、Ｂ充てん／高圧注入ポンプ自己冷却運転による炉心注水を行う。

f.　補助給水系機能維持の判断

補助給水ポンプ起動及び補助給水流量計指示が $80m^{3}$／h 以上確立されていることを確認する。

補助給水系機能維持の判断に必要な計装設備は、補助給水流量等である。

g.　１次冷却材ポンプシール戻り隔離弁等の閉止

充てん／高圧注入ポンプの起動時の１次冷却材ポンプシール温度急変等を防止するために１次冷却材ポンプシール戻り隔離弁及び原子炉格納容器隔離弁の閉止を行う。また、非常用炉心冷却設備作動信号の発信に伴い、作動する原子炉

格納容器隔離弁の閉止を確認する。

h. 蒸気発生器２次側による炉心冷却

補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水を確認し、現場での主蒸気逃がし弁の開操作により１次冷却材圧力計指示1.7MPa[gage]（１次冷却材高温側温度計（広域）指示208℃）を目標に減温・減圧を行う。また、目標値となれば温度を維持する。

また、その後の蒸気発生器への注水量確保として、取水用水中ポンプ、中間受槽等による復水タンクへの供給を行う。

蒸気発生器２次側による炉心冷却に必要な計装設備は、１次冷却材高温側温度（広域）等である。

i. 蓄圧注入系動作の確認

１次系圧力の低下に伴い、蓄圧注入系が動作することを確認する。

蓄圧注入系動作の確認に必要な計装設備は、１次冷却材圧力である。

j. 蓄圧タンク出口弁閉止

１次冷却材圧力計指示1.7MPa[gage]であることを確認し、蓄圧タンクの出口弁を閉止する。

蓄圧タンク出口弁閉止に必要な計装設備は、１次冷却材圧力等である。

k. 蒸気発生器２次側による炉心冷却の再開

蓄圧タンク出口弁を閉止確認後、１次冷却材圧力計指示0.7MPa[gage]（１次冷却材高温側温度計（広域）指示170℃）を目標に補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁による２次系

強制冷却を再開し、目標値となれば温度を維持する。

蒸気発生器２次側による炉心冷却の再開に必要な計装設備は、１次冷却材高温側温度（広域）等である。

l.　常設電動注入ポンプによる代替炉心注水

常設電動注入ポンプの準備が完了し、１次冷却材圧力計指示 0.7MPa[gage] （１次冷却材高温側温度計（広域）指示170℃）となれば燃料取替用水タンクを水源とした常設電動注入ポンプによる代替炉心注水を行う。ただし、常設電動注入ポンプの準備が早く整った場合は１次冷却材圧力計指示0.7MPa[gage]以上であっても、ポンプ吐出圧力以下であれば、炉心注水を開始する。

常設電動注入ポンプによる代替炉心注水に必要な計装設備は、余熱除去ループ流量等である。

常設電動注入ポンプによる注水流量は、早期に１次系保有水を回復させるように調整する。

m.　アニュラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動

アニュラス部に水素が滞留することを防止するため、現場にてアニュラス空気浄化系ダンパの代替空気供給を行い、アニュラス空気浄化ファンを起動する。

また、中央制御室の作業環境確保のため、現場にて中央制御室非常用循環系ダンパの開処置を実施し、中央制御室非常用循環系を起動する。

n.　格納容器内自然対流冷却及び高圧再循環運転

長期対策として、移動式大容量ポンプ車によるＡ、Ｂ格納

容器再循環ユニット、C充てん／高圧注入ポンプ及びB余熱除去ポンプへの通水により、格納容器内自然対流冷却及び高圧再循環運転を行う。

海水通水が完了すれば、格納容器内自然対流冷却を行う。

また、格納容器再循環サンプ広域水位計指示67%以上及び燃料取替用水タンク水位計指示 16%到達を確認し、常設電動注入ポンプによる代替炉心注水から高圧再循環運転へ切り替え、炉心冷却を行う。

格納容器内自然対流冷却に必要な計装設備は、格納容器圧力等であり、高圧再循環運転に必要な計装設備は、ほう酸注入ライン流量等である。

o. 原子炉補機冷却系の復旧作業

保修対応要員の作業時間や原子炉補機冷却水系統の機能喪失要因を考慮し、海水ポンプ用電動機予備品による対応を行うこと等で、原子炉補機冷却水系統の復旧を図る。

7.1.3.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

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、1次冷却材の流出量が多く、要求される設備容量の観点で厳しい「原子炉補機冷却機能喪失時に RCP シール LOCA が発生する事故」であるが、「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失する事故」に従属して発生するため、事象進展は同じであることから、「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及

びRCPシールLOCAが発生する事故」を重要事故シーケンスとする。

本重要事故シーケンスにおける重要現象、適用する解析コード及び不確かさの影響評価方法については、「7.1.2 全交流動力電源喪失」と同様である。

(2) 有効性評価の条件

本重要事故シーケンスにおける有効性評価の条件については、「7.1.2 全交流動力電源喪失」と同様である。

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスにおける有効性評価の結果については、「7.1.2 全交流動力電源喪失」と同様である。

7.1.3.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

本重要事故シーケンスにおける不確かさの影響評価については、「7.1.2 全交流動力電源喪失」と同様である。

7.1.3.4 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「原子炉補機冷却機能喪失」において、1号炉及び2号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、重要事故シーケンスにおいては、「7.1.2 全交流動力電源喪失」と同様であり、52名である。また、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスにおいては、「7.1.3.1 (3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり42名である。「7.5.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している重大事故等対策要員52名で

対処可能である。

(2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「原子炉補機冷却機能喪失」において、必要な水源、燃料及び電源は、「7.1.2 全交流動力電源喪失」と同様である。

7.1.3.5 結　　論

事故シーケンスグループ「原子炉補機冷却機能喪失」では、RCP シール部からの1次冷却材の漏えい等により1次系保有水量の減少が継続し、炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「原子炉補機冷却機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、短期対策として補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁を用いた2次系強制冷却、常設電動注入ポンプによる代替炉心注水、長期対策として格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却、充てん／高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプを用いた高圧再循環、補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁を用いた蒸気発生器による炉心冷却を整備している。

事故シーケンスグループ「原子炉補機冷却機能喪失」の重要事故シーケンス「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及び RCP シール LOCA が発生する事故」について有効性評価を行った。

上記は、「7.1.2 全交流動力電源喪失」と同様であり、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、長期的には安定停止状態を維持

できる。

重大事故等対策時に必要な要員は、重大事故等対策要員にて対処可能である。また、必要な水源、燃料及び電源については、「7.1.2 全交流動力電源喪失」と同様であり、供給可能である。

以上のことから、事故シーケンスグループ「原子炉補機冷却機能喪失」において、常設電動注入ポンプを用いた炉心注水等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「原子炉補機冷却機能喪失」に対して有効である。

7.1.4　原子炉格納容器の除熱機能喪失

7.1.4.1　事故シーケンスグループの特徴、炉心損傷防止対策

(1)　事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「原子炉格納容器の除熱機能喪失」において、炉心損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスは、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「中破断 LOCA 時に格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」、「中破断 LOCA 時に格納容器スプレイ再循環機能が喪失する事故」、「小破断 LOCA 時に格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」、「小破断 LOCA 時に格納容器スプレイ再循環機能が喪失する事故」、「DC 母線 1 系列喪失時に加圧器逃がし弁又は加圧器安全弁 LOCA が発生し、格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」及び「DC 母線 1 系列喪失時に加圧器逃がし弁又は加圧器安全弁 LOCA が発生し、格納容器スプレイ再循環機能が喪失する事故」である。

(2)　事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「原子炉格納容器の除熱機能喪失」では、原子炉の出力運転中に、原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の破断が発生するとともに、格納容器スプレイ注入機能又は格納容器スプレイ再循環機能が喪失する。炉心への注水は高圧注入系の再循環運転により継続するが、原子炉格納容器内の除熱機能が喪失する。このため、緩和措置がとられない場合には、原子炉格納容器内の圧力上昇を抑制できなくなり、原子炉格納容器が過圧破損に至る（原子炉格納容器先行破損）。

その後、格納容器再循環サンプ水の減圧沸騰が生じることにより炉心への注水が継続できなくなり、炉心損傷に至る。

したがって、本事故シーケンスグループでは、原子炉格納容器内を除熱することにより、炉心損傷を防止する。長期的には、最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行う。

(3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「原子炉格納容器の除熱機能喪失」における機能喪失に対して、原子炉格納容器の健全性を維持し、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、格納容器再循環ユニットへの原子炉補機冷却水通水による格納容器内自然対流冷却を整備する。長期的な冷却を可能とするため、高圧・低圧再循環運転及び格納容器内自然対流冷却を整備する。対策の概略系統図を第7.1.4.1図に、対応手順の概要を第7.1.4.2図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を第7.1.4.1表に示す。

本事故シーケンスグループのうち、「7.1.4.2(1)有効性評価の方法」に示す重要事故シーケンスにおける1号炉及び2号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、中央制御室の運転員、緊急時対策本部要員及び重大事故等対策要員(初動)で構成され、合計22名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、運転操作指揮を行う当直課長及び当直副長の2名、号炉間連絡及び運転操作助勢を行う当直主任及び運転員の2名、運転操作対応を行う運転員8名である。発電所構

内に常駐している要員のうち、重大事故等対策要員（初動）は、運転対応要員２名及び保修対応要員４名、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は４名である。この必要な要員と作業項目について第 7.1.4.3 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、22 名で対処可能である。

a.　プラントトリップの確認

事故の発生に伴い、原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。

プラントトリップの確認に必要な計装設備は、出力領域中性子束等である。

b.　安全注入シーケンス作動状況の確認

「安全注入作動」警報により非常用炉心冷却設備作動信号が発信し、安全注入シーケンスが作動していることを確認する。

安全注入シーケンス作動状況の確認に必要な計装設備は、ほう酸注入ライン流量等である。

c.　１次冷却材の漏えいの判断

加圧器水位・１次系圧力の低下、原子炉格納容器圧力・温度の上昇、格納容器再循環サンプ水位の上昇、原子炉格納容器内モニタの上昇により１次冷却材の漏えいを判断する。

１次冷却材の漏えいの判断に必要な計装設備は、加圧器水位等である。

d.　燃料取替用水タンクの補給操作

１次冷却材漏えい時の対応操作として燃料取替用水タン

クの補給操作を行う。

e. 蓄圧注入系動作の確認

1次系圧力の低下に伴い、蓄圧注入系が動作することを確認する。

蓄圧注入系動作の確認に必要な計装設備は、1次冷却材圧力である。

f. 格納容器スプレイ系機能喪失の判断

格納容器圧力計指示が 110kPa[gage]以上かつ格納容器スプレイ不動作の場合に格納容器スプレイ系機能喪失と判断する。

格納容器スプレイ系機能喪失の判断に必要な計装設備は、格納容器圧力等である。

g. 格納容器スプレイ系機能喪失時の対応

格納容器スプレイ系機能喪失時の対応操作として、格納容器内自然対流冷却の準備（原子炉補機冷却水サージタンクの加圧操作含む）、格納容器スプレイ系の回復操作及び蒸気発生器2次側による炉心冷却を行う。

格納容器スプレイ系機能喪失時の対応に必要な計装設備は、原子炉補機冷却水サージタンク圧力（SA）等であり、蒸気発生器2次側による炉心冷却に必要な計装設備は、1次冷却材高温側温度（広域）等である。

h. 高圧・低圧再循環運転への切替え

燃料取替用水タンク水位計指示が 16%到達及び格納容器再循環サンプ広域水位計指示が 67%以上となれば、格納容器再循環サンプから余熱除去ポンプを経て余熱除去冷却器で

冷却した水を充てん／高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプにより炉心へ注水する高圧・低圧再循環運転に切り替え、炉心冷却を継続する。

高圧・低圧再循環運転への切替えに必要な計装設備は、燃料取替用水タンク水位等である。

i. 格納容器内自然対流冷却

格納容器圧力計指示が 245kPa[gage]以上（最高使用圧力）となれば、格納容器内自然対流冷却を開始する。ただし、A、B格納容器再循環ユニットへの原子炉補機冷却水通水の準備が完了すれば、通水を開始し格納容器内自然対流冷却を行う。

格納容器内自然対流冷却に必要な計装設備は、格納容器圧力等である。

j. 高圧・低圧再循環運転及び格納容器内自然対流冷却

長期対策として、高圧・低圧再循環運転及びA、B格納容器再循環ユニットへの原子炉補機冷却水通水による格納容器内自然対流冷却を行うことで原子炉の冷却及び原子炉格納容器の除熱を継続的に実施する。

7.1.4.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

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、破断口径の大きさによる原子炉格納容器内への1次冷却材の流出流量が多いことから、原子炉格納容器内の除熱時に要求される設備容量の観点で厳しく、また、事

象初期から格納容器スプレイによる原子炉格納容器内の除熱が期待できず、原子炉格納容器圧力及び温度上昇の事象進展が早いことから、運転員等操作の時間余裕の観点で厳しい「中破断LOCA時に格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」である。

本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、原子炉格納容器における構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能であるプラント過渡解析コードMAAPにより原子炉格納容器圧力、原子炉格納容器内温度等の過渡応答を求める。

また、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、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、要員の配置による他の操作に与える影響、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。

(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解析条件を第7.1.4.2表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a. 事故条件

(a) 起因事象

起因事象として、中破断LOCAが発生するものとする。原子炉冷却材圧力バウンダリの破断位置は低温側配管とし、原子炉容器と非常用炉心冷却設備の注入配管との間において破断するものとする。また、破断口径は、原子炉格納容器の圧力上昇を厳しくする約10cm（４インチ）とする。

(b)　安全機能の喪失に対する仮定

格納容器スプレイ注入機能が喪失するものとする。

(c)　外部電源

外部電源はあるものとする。

外部電源がある場合、非常用炉心冷却設備の作動が早くなり、再循環切替えの時期が早くなるため、より崩壊熱の高い時期に高温のサンプ水を炉心注水することになり、原子炉格納容器に放出されるエネルギが大きくなることから、原子炉格納容器圧力及び温度評価の観点で厳しくなる。

b.　重大事故等対策に関連する機器条件

(a)　非常用炉心冷却設備作動信号

非常用炉心冷却設備作動信号は「原子炉圧力異常低」信号により発信するものとし、11.36MPa[gage]を作動限界値とする。また、応答時間は0秒とする。

(b)　充てん／高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプ

充てん／高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプはそれぞれ2台作動し、設計値に注入配管の流路抵抗等を考慮した最大注入特性((高圧注入特性：0～約 220m^3／h、0～約 19.4MPa[gage])、(低圧注入特性：0～約 1,730m^3／h、0～約 1.2MPa[gage])) で炉心へ注水するものとする。

最大注入特性とすることにより、破断口からの放出量が増加し、原子炉格納容器内に放出されるエネルギが増加することから、原子炉格納容器圧力及び温度評価の観点で厳しくなる。

(c)　補助給水ポンプ

電動補助給水ポンプ２台及びタービン動補助給水ポンプ１台が自動起動し、解析上は非常用炉心冷却設備作動限界値到達 60 秒後に３基の蒸気発生器に合計 280m^3／h の流量で注水するものとする。

(d)　蓄圧タンク

蓄圧注入系のパラメータとして初期保持圧力及び初期保有水量については、標準的に最低保持圧力及び最低保有水量を用いる。

蓄圧タンクの保持圧力（最低保持圧力）　4.04MPa[gage]

蓄圧タンクの保有水量（最低保有水量）　29.0m^3／基

(e)　再循環切替

再循環切替えは、燃料取替用水タンク水位 16%到達後に行われるものとする。

c.　重大事故等対策に関連する操作条件

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

(a)　格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却の開始は、原子炉補機冷却水サージタンクの現場加圧操作や中央制御室での格納容器再循環ユニットによる冷却開始操作等を考慮して、原子炉格納容器の最高使用圧力（設計値）より高めの値である 0.283MPa[gage]（標準値）到達から 30 分後とする。

(3)　有効性評価の結果

本重要事故シーケンスの事象進展を第 7.1.4.2 図に、原子炉容器内水位及び燃料被覆管温度等の１次系パラメータの変化を第 7.1.4.4 図から第 7.1.4.9 図に、原子炉格納容器圧力及び原子炉格納容器内温度等の原子炉格納容器パラメータの変化を第 7.1.4.10 図から第 7.1.4.14 図に示す。

a.　事象進展

事象発生後、破断口から１次冷却材の流出により、１次系圧力が低下することで、「原子炉圧力低」信号のトリップ限界値に到達し、原子炉は自動停止するとともに、「原子炉圧力異常低」信号の非常用炉心冷却設備作動限界値に到達した後、非常用炉心冷却設備が作動することにより炉心は冠水状態に維持される。

燃料取替用水タンク水位が低下し、事象発生の約 7.0 時間後に格納容器再循環サンプ側へ水源切替えを行う。その時に高圧再循環運転により原子炉容器内水位は維持されるが、格納容器スプレイ注入機能が喪失しているため、炉心崩壊熱を除去できず、原子炉格納容器圧力及び温度は上昇する。

事象発生の約 8.8 時間後に原子炉格納容器の最高使用圧力に到達するが、その 30 分後から格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却を開始することで、原子炉格納容器圧力及び温度は低下する。

b.　評価項目等

原子炉格納容器圧力及び温度は第 7.1.4.13 図及び第 7.1.4.14 図に示すとおり、それぞれ最高値が約 0.350

MPa[gage]及び約 134℃であり、原子炉格納容器の最高使用圧力の２倍（0.490MPa[gage]）及び 200℃を下回る。

燃料被覆管温度は第 7.1.4.9 図に示すとおり、炉心は冠水状態にあることから初期値(約 340℃)以下にとどまり、1,200℃以下となる。当該温度条件では、燃料被覆管の酸化反応は著しくならない。

１次系圧力は第 7.1.4.4 図に示すとおり、初期値（約 15.6 MPa[gage]）以下となる。このため、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は約 16.2MPa[gage]にとどまり、最高使用圧力の 1.2 倍（20.59MPa[gage]）を下回る。

第 7.1.4.13 図及び第 7.1.4.14 図に示すように、事象発生後 72 時間時点においても原子炉格納容器圧力及び温度は低下傾向を示し、原子炉格納容器は安定して減圧されている。原子炉は事象発生の約 7.5 時間後に高温の停止状態になり、安定停止状態に至る。さらに、高圧・低圧再循環運転及び格納容器内自然対流冷却を継続することにより、安定停止状態を維持できる。

なお、原子炉格納容器スプレイ設備の復旧により使用に期待できる場合には、原子炉格納容器スプレイ設備により格納容器スプレイ再循環運転を行うことで更なる原子炉格納容器圧力及び温度の低下を促進させることが可能である。

7.1.4.3　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、要員の配置による他の操作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は、運転員等操作である格納容器内自然対流冷却操作により、原子炉格納容器の圧力上昇を抑制することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、原子炉格納容器の最高使用圧力到達を起点に操作を開始する格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却とする。

(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

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

a. 運転員等操作時間に与える影響

原子炉格納容器における構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさとして、原子炉格納容器圧力については1割程度高めに、原子炉格納容器内温度については十数℃程度を高めに評価する可能性がある。よって、実際の原子炉格納容器圧力及び温度は低めとなることから、原子炉格納容器の圧力を起点としている格納容器内自然対流冷却操作の開始が遅くなる。

b. 評価項目となるパラメータに与える影響

原子炉格納容器における構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさとして、原子炉格納容器圧力については1割程度高めに、原子炉格納容器内温度については十数℃程度高め

に評価する可能性がある。よって、実際の原子炉格納容器圧力及び温度は低めとなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

(2) 解析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7.1.4.2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、解析条件の設定に当たっては、原則、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な設定としていることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる炉心崩壊熱及び破断口径並びに標準値として設定している蒸気発生器2次側保有水量、原子炉格納容器自由体積、燃料取替用水タンク水量及び格納容器再循環ユニットの除熱特性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

炉心崩壊熱の変動を考慮した場合、解析条件で設定している崩壊熱より小さくなるため、原子炉格納容器内へ放出されるエネルギが小さくなり、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇が抑制される。このため、原子炉格納容器の圧力を起点としている格納容器内自然対流冷却操作の開始が遅くなる。

破断口径の変動を考慮した場合、1次冷却材の流出流量が変動することで、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇に

影響を与える。このため、原子炉格納容器の圧力を起点としている格納容器内自然対流冷却操作の開始時間が変動する。

蒸気発生器２次側保有水量の変動を考慮した場合、解析条件で設定している保有水量より多くなるため、１次系の減温、減圧効果が大きくなり、原子炉格納容器内へ放出されるエネルギが小さくなり、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇が抑制される。このため、原子炉格納容器の圧力を起点としている格納容器内自然対流冷却操作の開始が遅くなる。

原子炉格納容器自由体積の変動を考慮した場合、解析条件で設定している自由体積より大きくなるため、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇が抑制される。このため、原子炉格納容器の圧力を起点としている格納容器内自然対流冷却操作の開始が遅くなる。

燃料取替用水タンク水量の変動を考慮した場合、解析条件で設定している水量より少なくなるため、再循環切替時間がわずかに早くなる。このため、比較的高温の冷却水が原子炉格納容器内にわずかに早く注水されるが、その差はわずかであり、運転員等操作時間に与える影響は小さい。

格納容器再循環ユニットの除熱特性の変動を考慮した場合、解析条件で設定している除熱特性より高くなるため、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇が抑制される。しかし、原子炉格納容器の最高使用圧力を起点としている格納容器内自然対流冷却操作に影響はないため、運転員等操作時

間に与える影響はない。

(b)　評価項目となるパラメータに与える影響

炉心崩壊熱の変動を考慮した場合、解析条件で設定している崩壊熱より小さくなるため、原子炉格納容器内へ放出されるエネルギが小さくなり、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇が抑制される。このため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

破断口径の変動を考慮した場合、1次冷却材の流出流量が変動することで、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇に影響を与えることから、破断口径を小さくした2インチの場合と、破断口径を大きくした6インチの場合の感度解析を実施した。その結果、第7.1.4.15図及び第7.1.4.16図に示すとおり、評価項目となるパラメータに対して十分な余裕がある。

ⅰ．6インチ

事象発生直後の短期応答については、破断口径が比較的大きいことから、事象初期の破断流量が多くなり原子炉格納容器圧力及び温度の上昇が厳しくなる。その後、1次系圧力が低下することから高圧注入流量が増加し、また、低圧注入も作動することから炉心冷却が進む。その結果、4インチの場合よりも原子炉格納容器圧力及び温度が低く推移する。

長期応答については、破断口径が比較的大きいことから再循環運転への切替えが早くなり、再循環流量も多いことから格納容器再循環サンプ水の冷却が促進され、原

子炉格納容器圧力及び温度の最高値は４インチの場合を下回る。

ⅱ．４インチ

事象初期の破断流量は２インチ破断と６インチ破断の中間程度となるため、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇も中間的な応答を示すが、破断流量の減少及びヒートシンクによる吸熱により圧力及び温度の上昇が抑制される。その後、再循環切替えにより比較的高温の格納容器再循環サンプ水が炉心注水されることにより原子炉格納容器内に放出されるエネルギが大きくなることから、原子炉格納容器圧力及び温度が上昇するが、格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却により原子炉格納容器圧力及び温度は低下に転じる。

ⅲ．２インチ

事象発生直後の短期応答については、破断口径が比較的小さいことから事象初期の破断流量が少なく、また、蒸気発生器２次側による除熱が相対的に長く継続する。ヒートシンクによる吸熱も緩やかに継続することから、原子炉格納容器圧力及び温度は緩やかに上昇する。

長期応答については、破断口径が比較的小さいことから再循環運転への切替えが遅くなり、再循環流量も少ないことから格納容器再循環サンプ水の冷却が促進されず、原子炉格納容器圧力及び温度は高めに推移する。一方、蒸気発生器２次側による除熱が寄与することから、結果として原子炉格納容器圧力及び温度の最高値は４

インチの場合を下回る。

ⅳ．４インチから２インチの間の傾向

破断口径が比較的小さいことから、事象初期の破断流量が少なく原子炉格納容器圧力及び温度は緩やかに上昇する。その後、長期的には再循環流量が比較的少なく格納容器再循環サンプ水の冷却が促進されにくくなるが、蒸気発生器２次側による除熱が寄与することから、原子炉格納容器圧力及び温度の最高値は緩和される傾向となる。

ⅴ．４インチから６インチの間の傾向

破断口径が比較的大きいことから、事象初期の破断流量が多くなり原子炉格納容器圧力及び温度の上昇が厳しくなる。その後、長期的には再循環流量が比較的多く格納容器再循環サンプ水の冷却が促進されることから、原子炉格納容器圧力及び温度が緩和される傾向となる。

蒸気発生器２次側保有水量の変動を考慮した場合、解析条件で設定している保有水量より多くなるため、１次系の減温、減圧効果が大きくなり、原子炉格納容器内へ放出されるエネルギが小さくなり、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇が抑制される。このため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

原子炉格納容器自由体積の変動を考慮した場合、解析条件で設定している自由体積より大きくなるため、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇が抑制される。このため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

燃料取替用水タンク水量の変動を考慮した場合、解析条件で設定している水量より少なくなるため、再循環切替時間がわずかに早くなる。このため、比較的高温の冷却水が原子炉格納容器内にわずかに早く注水されるが、その差はわずかであり、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

格納容器再循環ユニットの除熱特性の変動を考慮した場合、解析条件で設定している除熱特性より高くなるため、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇が抑制される。この除熱特性の違いが原子炉格納容器圧力及び温度に与える影響を確認する観点で格納容器再循環ユニットの除熱特性を設計値（1基当たりの除熱特性：100℃～約 149℃、約 5.0MW～約 8.3MW）とした場合の感度解析を実施した。その結果、第 7.1.4.17 図及び第 7.1.4.18 図に示すとおり、原子炉格納容器の最高使用圧力到達から 30 分後に開始する格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却操作により、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇は抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

b.　操作条件

操作条件の不確かさとして、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響並びに解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間等の操作時間の変動を考慮して、要員の配置による他の操作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を確認する。

（a）　要員の配置による他の操作に与える影響

第 7.1.4.3 図に示すとおり、格納容器内自然対流冷却操

作は、中央制御室及び現地で行う操作であるが、それぞれ別の運転員による操作を想定していることから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却操作については、炉心崩壊熱等の不確かさによって事象進展が緩やかになる場合には、原子炉格納容器の最高使用圧力到達が遅くなり、操作開始が遅くなる。このように操作開始が遅くなる場合でも、原子炉格納容器の最高使用圧力到達後に操作を開始することで、原子炉格納容器の圧力上昇が抑制されることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

また、解析上の操作開始時間に対して、運用として実際に見込まれる操作開始時間の差異等によって操作開始が早くなる場合には、原子炉格納容器の圧力上昇が抑制されるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

(3) 操作時間余裕の把握

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

格納容器内自然対流冷却操作の時間余裕としては、第7.1.4.19図に示すとおり、原子炉格納容器圧力が最高使用圧力到達時点の原子炉格納容器圧力上昇率を維持するものとして概算した。その結果、操作時間余裕として4時間程度は確保

できる。

(4) まとめ

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び要員の配置による他の操作に与える影響を確認した。その結果、解析コード及び解析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、運転員による格納容器内自然対流冷却を行うことにより、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、操作時間に対して一定の時間余裕がある。また、要員の配置による他の操作に与える影響はない。

7.1.4.4 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「原子炉格納容器の除熱機能喪失」において、1号炉及び2号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は「7.1.4.1 (3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 22 名である。「7.5.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している重大事故等対策要員 52 名で対処可能である。

(2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「原子炉格納容器の除熱機能喪失」において、必要な水源、燃料及び電源は、「7.5.1 (2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。

a. 水　　源

燃料取替用水タンク（約 1,677m^3：水位異常低警報値までの水量）を水源とする充てん／高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプによる炉心注水については、燃料取替用水タンク水位が再循環切替水位（16%）に到達後に高圧・低圧再循環運転に切り替え、以降は格納容器再循環サンプを水源とするため、燃料取替用水タンクへの補給は不要である。

なお、外部電源の喪失を想定した場合でも同様の対応である。

b. 燃　　料

代替緊急時対策所用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定して、７日間の運転継続に約 7.8kℓの重油が必要となる。

使用済燃料ピットへの注水については、事象発生６時間 20 分後からの運転を想定して、７日間の運転継続に約 7.6kℓの重油が必要となる。

使用済燃料ピット監視装置用空気供給システムについては、事象発生７時間 20 分後からの運転を想定して、７日間の運転継続に約 3.8kℓの重油が必要となる。

７日間の運転継続に必要な重油は、これらを合計して約 19.2kℓとなるが、「7.5.1（2）資源の評価条件」に示すとおり燃料油貯蔵タンク容量と大容量空冷式発電機用燃料タンク容量の合計（約 314.0kℓ）にて供給可能である。

外部電源の喪失は想定していないが、仮に外部電源が喪失してディーゼル発電機からの給電を想定し、事象発生後７日

間ディーゼル発電機が全出力で運転した場合、約 475.2kℓの重油が必要となる。

7日間の運転継続に必要な重油は、ディーゼル発電機の燃料消費量を合計して約 494.4kℓとなるが、「7.5.1 (2) 資源の評価条件」に示すとおり燃料油貯油そう容量と燃料油貯蔵タンク容量の合計（約 510.0kℓ）にて供給可能である。

c. 電　　源

外部電源の喪失は想定していないが、仮に外部電源が喪失してディーゼル発電機からの給電を想定した場合においても、重大事故等対策時に必要な負荷は設計基準事故時に想定している非常用炉心冷却設備作動信号により作動する負荷に含まれることから、ディーゼル発電機による電源供給が可能である。

7.1.4.5 結　　論

事故シーケンスグループ「原子炉格納容器の除熱機能喪失」では、原子炉格納容器内の圧力が上昇することで、原子炉格納容器が過圧破損に至り、格納容器再循環サンプ水の減圧沸騰により炉心注水が継続できなくなることにより、炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「原子炉格納容器の除熱機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、短期対策として格納容器再循環ユニットへの原子炉補機冷却水通水による格納容器内自然対流冷却、長期対策として高圧・低圧再循環運転及び格納容器内自然対流冷却を整備している。

事故シーケンスグループ「原子炉格納容器の除熱機能喪失」

の重要事故シーケンス「中破断 LOCA 時に格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却を実施することにより、原子炉格納容器先行破損は生じない。

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

解析コード及び解析条件の不確かさについて操作への影響を含めて確認した結果、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。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、重大事故等対策要員にて対処可能である。また、必要な水源、燃料及び電源については、外部電源喪失時を仮定しても供給可能である。

以上のことから、事故シーケンスグループ「原子炉格納容器の除熱機能喪失」において、格納容器内自然対流冷却等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「原子炉格納容器の除熱機能喪失」に対して有効である。

7.1.5　原子炉停止機能喪失

7.1.5.1　事故シーケンスグループの特徴、炉心損傷防止対策

(1)　事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」において、炉心損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスは、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「原子炉トリップが必要な起因事象が発生した場合に原子炉トリップ機能が喪失する事故」のみである。

(2)　事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」では、原子炉の出力運転中に、主給水流量喪失、負荷の喪失等が発生するとともに、原子炉停止機能が喪失し、原子炉トリップができなくなる。このため、緩和措置がとられない場合には、過渡変化発生時に原子炉出力が維持されるため、1次系が高温、高圧状態になり、加圧器安全弁等からの漏えいが継続し、炉心損傷に至る。

したがって、本事故シーケンスグループでは、減速材温度係数の負の反応度帰還効果により原子炉出力を抑制し、1次系の過圧を防止することにより、炉心損傷を防止する。長期的には、炉心へのほう酸水注入により未臨界を確保し、最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行う。

(3)　炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十

分な冷却を可能とするため、タービントリップ、主蒸気ライン隔離及び補助給水ポンプを自動作動させる多様化自動作動設備（ATWS 緩和設備）を整備する。長期的には、未臨界を確保するために緊急ほう酸注入を整備し、炉心を冷却するために余熱除去ポンプによる冷却を整備する。対策の概略系統図を第 7.1.5.1 図に、対応手順の概要を第 7.1.5.2 図及び第 7.1.5.3 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を第 7.1.5.1 表に示す。

本事故シーケンスグループのうち、「7.1.5.2（1）有効性評価の方法」に示す重要事故シーケンスにおける１号炉及び２号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、中央制御室の運転員及び緊急時対策本部要員で構成され、合計 14 名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、運転操作指揮を行う当直課長及び当直副長の２名、号炉間連絡及び運転操作助勢を行う当直主任及び運転員の２名、運転操作対応を行う運転員６名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は４名である。この必要な要員と作業項目について第 7.1.5.4 図及び第 7.1.5.5 図に示す。

a.　原子炉自動トリップ不能の判断

事故の発生に伴い、原子炉自動トリップへ移行すべき状態にも係わらず、原子炉トリップ遮断器表示灯「赤」点灯、制御棒炉底位置表示灯不点灯及び炉外核計装指示値が低下しないことで原子炉自動トリップ不能を判断する。

原子炉自動トリップ不能時は、手動による原子炉及びタービントリップ並びに原子炉トリップ遮断器の現場開放を実施する。

原子炉自動トリップ不能の判断に必要な計装設備は、出力領域中性子束等である。

b. 多様化自動作動設備（ATWS緩和設備）の作動及び作動状況確認

多様化自動作動設備（ATWS緩和設備）作動によりタービントリップ、主蒸気ライン隔離、タービン動補助給水ポンプ、電動補助給水ポンプの自動起動及び補助給水流量が確立していることを確認する。また、タービントリップ及び主蒸気ライン隔離による1次系温度の上昇に伴い、負の反応度帰還効果による原子炉出力の低下を確認するとともに、上昇した1次系圧力が、補助給水ポンプ自動起動及び加圧器逃がし弁、主蒸気逃がし弁等の動作により抑制されていることを確認する。

多様化自動作動設備（ATWS緩和設備）の作動状況確認に必要な計装設備は、蒸気発生器狭域水位等である。

また、1次系温度の上昇に伴う負の反応度帰還効果の確認に必要な計装設備は、出力領域中性子束等であり、1次系圧力の上昇抑制の確認に必要な計装設備は、1次冷却材圧力等である。

c. 緊急ほう酸注入及びほう酸希釈ラインの隔離

緊急ほう酸注入による濃縮操作を実施し、1次冷却材のほう素濃度を上昇させる。また、原子炉補給水流量制御弁「閉」

の確認及び１次系補給水ポンプの停止を行うことでほう酸希釈ラインの隔離を実施する。

緊急ほう酸注入に必要な計装設備は、ほう酸タンク水位である。

d.　加圧器水位維持操作

燃料取替用水タンクを水源とし、充てん注入により加圧器水位計指示 30％に維持する。

加圧器水位維持に必要な計装設備は、加圧器水位等である。

e.　原子炉未臨界状態の確認

「出力領域中性子束計指示が５％未満かつ中間領域起動率計指示が零又は負」であることを確認し、原子炉が未臨界状態であることを確認する。

原子炉未臨界状態の確認に必要な計装設備は、出力領域中性子束等である。

また、１次系ほう素濃度のサンプリングにより、燃料取替ほう素濃度以上に濃縮されていることを確認するとともに、１次系圧力・温度、加圧器水位が安定状態であることを確認する。

f.　１次系降温、降圧

補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水を確認し、主蒸気逃がし弁及び加圧器スプレイ弁により、１次系の降温、降圧を実施する。

補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水に必要な計装設備は、補助給水流量等であり、１次系の冷却に必要な計装設備は、１次冷却材高温側温度（広域）等である。

g.　余熱除去系による炉心冷却

長期対策として、1次冷却材圧力計指示 2.7MPa[gage]以下及び1次冷却材高温側温度計（広域）指示 177℃以下となり余熱除去系統が使用可能になれば、1次冷却材高温側配管から取水することで余熱除去系による炉心冷却を継続的に行う。

余熱除去系による炉心冷却に必要な計装設備は、1次冷却材高温側温度（広域）等である。

なお、原子炉格納容器の冷却については、原子炉格納容器雰囲気の状態に応じて格納容器再循環ファンを運転し継続的に行う。

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

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、起因事象発生時に原子炉自動停止に失敗し、多様化自動作動設備（ATWS 緩和設備）の作動に期待する事象のうち、より多くの機能を期待する必要があり、原子炉冷却材圧力バウンダリの健全性確保の観点で厳しくなる「主給水流量喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故」及び圧力評価が厳しい「負荷の喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故」である。

本重要事故シーケンスでは、炉心における中性子動特性、減速材反応度帰還効果、ドップラ反応度帰還効果、崩壊熱、燃料棒内温度変化及び沸騰・ボイド率変化、加圧器における気液熱

非平衡、水位変化及び冷却材放出、並びに蒸気発生器における１次側・２次側の熱伝達、冷却材放出、２次側水位変化・ドライアウト及び２次側給水が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能である１次系全体の熱流動と３次元炉心動特性との相互作用が評価可能な詳細なプラント過渡解析コードSPARKLE-2により１次系圧力、燃料被覆管温度等の過渡応答を求める。

また、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、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、要員の配置による他の操作に与える影響、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。

さらに、解析コード及び解析条件の不確かさのうち、評価項目となるパラメータに与える影響があるものについては、「7.1.5.3（3）感度解析」において、それらの不確かさの重畳を考慮した影響評価を実施する。

（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解析条件を第7.1.5.2表及び第7.1.5.3表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a.　初期条件

（a）　炉心熱出力

炉心熱出力の初期値は、定格値（2,652MWt）を用いる。

（b）　１次系圧力

１次系圧力の初期値は、定格値（15.41MPa[gage]）を用

いる。

(c)　1次冷却材平均温度

1次冷却材平均温度の初期値は、定格値（302.3℃）を用いる。

(d)　減速材温度係数

減速材温度係数の初期値は、炉心サイクル寿命中の変化、取替炉心のばらつき及び解析コードの不確かさを考慮し、負の反応度帰還効果が小さくなるよう、炉心のほう素濃度を高めることにより-13pcm／℃に設定する。なお、本設定は平衡炉心より正側の値となっている。

(e)　ドップラ特性

ドップラ特性は、ウラン燃料を装荷した炉心の特性を考慮し、正の反応度帰還効果が大きくなる特性（標準値）を設定する。

(f)　対象炉心

ウラン燃料を装荷した平衡炉心に対して、(d)、(e)の特性を考慮した炉心を用いる。

b.　事故条件

(a)　起因事象

ⅰ.　主給水流量喪失

起因事象として、主給水の喪失が発生するものとする。

ⅱ.　負荷の喪失

起因事象として、負荷が瞬時に完全に喪失し、同時に主給水の喪失が発生するものとする。

(b)　安全機能の喪失に対する仮定

原子炉停止機能が喪失するものとする。

(c)　外部電源

外部電源はあるものとする。

外部電源がある場合、1次冷却材ポンプが作動していることから1次冷却材流量が低下せず、1次冷却材温度上昇が小さくなり、減速材温度係数の負の反応度帰還効果が小さくなるため、圧力評価上厳しくなる。

c.　重大事故等対策に関連する機器条件

(a)　多様化自動作動設備（ATWS緩和設備）

原子炉の自動停止に失敗し、蒸気発生器水位低下を多様化自動作動設備（ATWS緩和設備）が検知し、主蒸気ライン隔離及び補助給水ポンプ自動起動信号を発信する。多様化自動作動設備（ATWS緩和設備）の作動信号は「蒸気発生器水位異常低」信号によるものとし、水位は狭域水位7％を作動設定点とする。

(b)　主蒸気ライン隔離

主蒸気ライン隔離は、多様化自動作動設備（ATWS緩和設備）作動設定点到達17秒後に隔離完了するものとする。

(c)　補助給水ポンプ

電動補助給水ポンプ2台及びタービン動補助給水ポンプ1台が多様化自動作動設備（ATWS緩和設備）作動設定点に到達することにより自動起動し、60秒後に3基の蒸気発生器に合計280m^3／hの流量で注水するものとする。

d.　重大事故等対策に関連する操作条件

多様化自動作動設備（ATWS緩和設備）により自動作動する主蒸気ライン隔離及び補助給水ポンプの起動により炉心冷却を確保し、プラントを安定状態に導くことから、運転員等操作はない。このため、運転員等操作に関する条件はない。

(3)　有効性評価の結果

a.　主給水流量喪失

本重要事故シーケンスの事象進展を第7.1.5.2図に、原子炉出力、1次冷却材平均温度及び1次系圧力等の1次系パラメータの変化を第7.1.5.6図から第7.1.5.12図に、2次系除熱量及び蒸気発生器2次側保有水量等の2次系パラメータの変化を第7.1.5.13図から第7.1.5.17図に示す。

(a)　事象進展

事象発生後、主給水の喪失により、1次冷却材温度及び1次系圧力が緩やかに上昇する。この時、原子炉は自動停止せずに原子炉出力が維持されるが、その後、主給水の喪失による蒸気発生器水位の低下を多様化自動作動設備（ATWS緩和設備）が検知し、主蒸気ラインを隔離する。

これにより1次冷却材温度が上昇し、減速材温度係数の負の反応度帰還効果により原子炉出力は低下する。

1次冷却材温度の上昇に伴い、1次系圧力は上昇するが、加圧器逃がし弁及び加圧器安全弁の動作により圧力上昇は抑制され、補助給水ポンプの自動起動による蒸気発生器への注水により、1次系の圧力上昇は抑制される。

(b)　評価項目等

原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値は第 7.1.5.8 図に示すとおり、約 18.5MPa[gage]であり、最高使用圧力の 1.2 倍（20.59MPa[gage]）を下回る。

燃料被覆管温度は第 7.1.5.12 図に示すとおり、原子炉停止機能喪失によりわずかに上昇し、約 360℃に達した後、原子炉出力の低下に伴い低下し、1,200℃以下となる。当該温度条件では、燃料被覆管の酸化反応は著しくならない。

加圧器逃がし弁及び加圧器安全弁の動作により、加圧器逃がしタンクから原子炉格納容器内に漏えいした 1 次冷却材による原子炉格納容器圧力及び温度の上昇はわずかである。なお、原子炉格納容器スプレイ設備の作動に至った場合、原子炉格納容器スプレイ設備の性能は、原子炉冷却材喪失事故における 1 次冷却材配管の完全両端破断を想定した解析で評価しており、この場合でも原子炉格納容器圧力及び温度の最高値はそれぞれ約 0.211MPa[gage]、約 119℃にとどまる。このため、本事象においても原子炉格納容器最高使用圧力（0.245MPa[gage]）及び最高使用温度（127℃）を下回る。

第 7.1.5.7 図及び第 7.1.5.8 図に示すように、事象発生後 600 秒時点においても 1 次系温度及び圧力は整定し、炉心は安定して冷却されている。その後は、主蒸気逃がし弁及び補助給水系を用いた崩壊熱除去を継続し、化学体積制御系を用いた炉心へのほう酸水の注水により未臨界を確保した後、1 次系の降温、降圧を行い、事象発生後、約 10

時間で余熱除去系による炉心冷却が可能となり、冷却を開始することにより約 18.3 時間で低温停止状態に到達し、安定停止状態に至る。さらに、余熱除去系の運転を継続することにより、安定停止状態を維持できる。

b. 負荷の喪失

本重要事故シーケンスの事象進展を第 7.1.5.3 図に、原子炉出力、1 次冷却材平均温度及び 1 次系圧力等の 1 次系パラメータの変化を第 7.1.5.18 図から第 7.1.5.24 図に、2 次系除熱量及び蒸気発生器 2 次側保有水量等の 2 次系パラメータの変化を第 7.1.5.25 図から第 7.1.5.29 図に示す。

(a) 事象進展

事象発生後、負荷の喪失により、1 次冷却材温度及び 1 次系圧力が上昇する。この時、原子炉は自動停止しないが、減速材温度係数の負の反応度帰還効果により原子炉出力は低下する。その後、主蒸気逃がし弁及び主蒸気安全弁の作動により、1 次冷却材温度の上昇は抑制され、原子炉出力が維持される。

また、全主蒸気隔離弁誤閉止もしくは復水器の故障に伴う主給水の喪失による蒸気発生器水位の低下を多様化自動作動設備（ATWS 緩和設備）が検知する。

1 次冷却材温度の上昇に伴い、1 次系圧力は上昇するが、加圧器逃がし弁及び加圧器安全弁の動作により圧力上昇は抑制され、補助給水ポンプの自動起動による蒸気発生器への注水により、1 次系の圧力上昇は抑制される。

(b)　評価項目等

原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値は第 7.1.5.20 図に示すとおり、約 18.5MPa[gage]であり、最高使用圧力の 1.2 倍（20.59MPa[gage]）を下回る。

燃料被覆管温度は第 7.1.5.24 図に示すとおり、原子炉停止機能喪失によりわずかに上昇し、約 360℃に達した後、原子炉出力の低下に伴い低下し、1,200℃以下となる。当該温度条件では、燃料被覆管の酸化反応は著しくならない。

加圧器逃がし弁及び加圧器安全弁の動作により、加圧器逃がしタンクから原子炉格納容器内に漏えいした 1 次冷却材による原子炉格納容器圧力及び温度の上昇はわずかである。なお、原子炉格納容器スプレイ設備の作動に至った場合、原子炉格納容器スプレイ設備の性能は、原子炉冷却材喪失事故における 1 次冷却材配管の完全両端破断を想定した解析で評価しており、この場合でも原子炉格納容器圧力及び温度の最高値はそれぞれ約 0.211MPa[gage]、約 119℃にとどまる。このため、本事象においても原子炉格納容器最高使用圧力（0.245MPa[gage]）及び最高使用温度（127℃）を下回る。

第 7.1.5.19 図及び第 7.1.5.20 図に示すように、事象発生後 600 秒時点においても 1 次系温度及び圧力は整定し、炉心は安定して冷却されている。その後は、主蒸気逃がし弁及び補助給水系を用いた崩壊熱除去を継続し、化学体積制御系を用いた炉心へのほう酸水の注水により未臨界を確保した後、1 次系の降温、降圧を行い、事象発生後、約

10時間で余熱除去系による炉心冷却が可能となり、冷却を開始することにより約18.3時間で低温停止状態に到達し、安定停止状態に至る。さらに、余熱除去系の運転を継続することにより、安定停止状態を維持できる。

7.1.5.3　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響、要員の配置による他の操作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は、多様化自動作動設備（ATWS緩和設備）により、自動的に主蒸気ライン隔離による主蒸気の遮断及び補助給水ポンプの起動を行い、1次系の過圧を防止し、プラントを安定状態に導くことが特徴である。このため、運転員等操作はない。

(1)　解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

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

a.　運転員等操作時間に与える影響

本重要事故シーケンスは、「7.1.5.2(2) 有効性評価の条件」に示すとおり、多様化自動作動設備（ATWS緩和設備）により自動作動する主蒸気ライン隔離及び補助給水ポンプの起動により炉心冷却を確保し、プラントを安定状態に導くこ

とから、運転員等操作はない。このため、運転員等操作時間に与える影響はない。なお、プラントを安定状態に導いた後には、緊急ほう酸注入による濃縮操作を実施し、未臨界状態を維持する。

b. 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における減速材反応度帰還効果の不確かさとして、減速材温度係数を絶対値で 3.6pcm／℃大きく評価する可能性がある。よって、実際の減速材反応度帰還効果は小さくなり、１次冷却材温度上昇時の負の反応度帰還効果が小さくなるため、原子炉出力が低下しにくくなり、１次冷却材膨張量が大きく評価される。減速材反応度帰還効果の不確かさが原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力に与える影響については、加圧器安全弁の開度に余裕がある場合には、１次冷却材膨張量を加圧器安全弁からの放出により吸収できるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいが、加圧器安全弁が全開となる場合には、評価項目となるパラメータに影響を与える。よって、これらの不確かさを考慮した感度解析を「（3）感度解析」にて実施する。

炉心におけるドップラ反応度帰還効果の不確かさとして、10％小さく評価する可能性がある。よって、実際のドップラ反応度帰還効果は大きくなり、燃料温度低下時の正の反応度帰還効果が大きくなるため、原子炉出力が低下しにくくなり、１次冷却材膨張量が大きく評価される。ドップラ反応度帰還効果の不確かさが原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力に与える影響については、加圧器安全弁の開度に余裕があ

る場合には、１次冷却材膨張量を加圧器安全弁からの放出により吸収できるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいが、加圧器安全弁が全開となる場合には、評価項目となるパラメータに影響を与える。よって、これらの不確かさを考慮した感度解析を「（3）感度解析」にて実施する。なお、炉心における中性子動特性及び燃料棒内温度変化の不確かさはドップラ反応度帰還効果の不確かさによる影響に含める。

炉心における沸騰・ボイド率変化の不確かさとして、８％大きく評価する可能性がある。よって、実際の炉心ボイド率が低くなり、１次冷却材密度の低下幅が小さくなるため、１次冷却材温度上昇時の負の減速材反応度帰還効果が小さくなり、原子炉出力が高くなることにより、評価項目となるパラメータに影響を与える。ただし、１次系圧力が最も高くなる近傍において炉心内にボイドは有意に発生していないことから、炉心の沸騰・ボイド率変化の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響はない。

加圧器における気液熱非平衡、水位変化及び冷却材放出並びに蒸気発生器における１次側・２次側の熱伝達及び２次側水位変化・ドライアウトの不確かさとして、１次系圧力を0.2MPa 及び１次冷却材温度を２℃低く評価する可能性がある。よって、実際の１次系圧力が高くなり、評価項目となるパラメータに直接影響を与える。また、実際の１次冷却材温度が高くなり、１次冷却材保有熱が大きくなることで、１次冷却材膨張量が大きく評価される。これらの解析コードの不

確かさが原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力に与える影響については、加圧器安全弁の開度に余裕がある場合には、1次冷却材膨張量を加圧器安全弁からの放出により吸収できるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいが、加圧器安全弁が全開となる場合には、評価項目となるパラメータに影響を与える。よって、これらの不確かさを考慮した場合の影響を「(3) 感度解析」にて確認する。

(2) 解析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 7.1.5.2 表及び第 7.1.5.3 表に示すとおりである。その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる炉心熱出力、1次系圧力、1次冷却材平均温度、減速材温度係数及びドップラ特性並びに標準値として設定している炉心崩壊熱、蒸気発生器2次側保有水量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

本重要事故シーケンスは、「7.1.5.2 (2) 有効性評価の条件」に示すとおり、多様化自動作動設備(ATWS 緩和設備)により自動作動する主蒸気ライン隔離及び補助給水ポンプの起動により炉心冷却を確保し、プラントを安定状態に導くことから、運転員等操作はない。このため、運転員等操作時間に与える影響はない。

なお、プラントを安定状態に導いた後には、緊急ほう酸注入による濃縮操作を実施し、未臨界状態を維持する。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心熱出力、1次系圧力及び1次冷却材平均温度について、初期定常誤差を考慮した場合には、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力に与える影響について、加圧器安全弁の開度に余裕がある場合には、1次冷却材膨張量を加圧器安全弁からの放出により吸収できるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいが、加圧器安全弁が全開となる場合には、評価項目となるパラメータに影響を与える。よって、これらの定常誤差を考慮した感度解析を「(3) 感度解析」にて実施する。

減速材温度係数の不確かさとして、サイクル寿命中の変化及び装荷炉心毎の変動を考慮した場合、解析条件で設定している減速材温度係数の絶対値より大きくなるため、1次冷却材温度上昇による減速材反応度帰還効果が大きくなり、原子炉出力の上昇が抑制されるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

ドップラ特性は、装荷炉心毎の変動を考慮した場合においても大きく変わらないため、ドップラ反応度帰還効果の不確かさは大きくないが、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力に与える影響について、加圧器安全弁の開度に余裕がある場合には、1次冷却材膨張量を加圧器安全弁からの放出により吸収できるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいが、加圧器安全弁が全開となる場

合には、評価項目となるパラメータに影響を与える。よって、これらの不確かさを考慮した感度解析を「(3) 感度解析」にて実施する。

炉心崩壊熱の変動を考慮した場合、解析条件で設定している崩壊熱より小さくなるが、1次系圧力が最大となる時の原子炉出力は崩壊熱よりも十分大きく、崩壊熱が1次系圧力上昇に与える影響は小さい。このため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

蒸気発生器2次側保有水量の変動を考慮した場合、解析条件で設定している保有水量より多くなるため、2次系除熱の効果が長くなり、1次系圧力の上昇が抑制されるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

b. 操作条件

操作条件の不確かさとして、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響並びに解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間等の操作時間の変動を考慮して、要員の配置による他の操作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を確認する。

本重要事故シーケンスは、「7.1.5.2 (2) 有効性評価の条件」に示すとおり、多様化自動作動設備 (ATWS緩和設備) により自動作動する主蒸気ライン隔離及び補助給水ポンプの起動により炉心冷却を確保し、プラントを安定状態に導くことから、運転員等操作はない。このため、要員の配置による他の操作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ない。

なお、プラントを安定状態に導いた後には、緊急ほう酸注入による濃縮操作を実施し、未臨界状態を維持する。

(3) 感度解析

解析コード及び解析条件の不確かさにより、1次冷却材膨張量に対し加圧器安全弁が全開となる場合には、評価項目となるパラメータに影響を与えることから、本重要事故シーケンスにおいて感度解析を行う。

感度解析に当たって、炉心熱出力、1次系圧力及び1次冷却材平均温度の初期定常誤差並びにドップラ反応度帰還効果の不確かさを考慮する。その結果は、第7.1.5.4表及び第7.1.5.5表並びに第7.1.5.30図及び第7.1.5.31図に示すとおりであり、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値は「主給水流量喪失」時において約19.0MPa[gage]、「負荷の喪失」時において約19.2MPa[gage]となる。「7.1.5.2(3)有効性評価の結果」で示す各々の最高値約18.5MPa[gage]に比べて上昇するものの、最高使用圧力の1.2倍(20.59MPa[gage])を下回っている。

さらに、「(1)解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価」のとおり、解析コードにおける1次冷却材温度及び圧力の不確かさによる原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力への影響を考慮しても、最高使用圧力の1.2倍(20.59MPa[gage])を下回り、評価項目となるパラメータを満足できる。

(4) 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する。

本重要事故シーケンスは、「7.1.5.2(2)有効性評価の条件」に示すとおり、多様化自動作動設備(ATWS緩和設備)により自動作動する主蒸気ライン隔離及び補助給水ポンプの起動により炉心冷却を確保し、プラントを安定状態に導くことから、運転員等操作はない。このため、操作遅れによる影響はない。

(5) まとめ

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び要員の配置による他の操作に与える影響を確認した。感度解析結果より、不確かさの重畳を考慮した場合でも評価項目となるパラメータを満足できる。その結果、解析コード及び解析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、多様化自動作動設備(ATWS緩和設備)により自動作動する主蒸気ライン隔離及び補助給水ポンプの起動により、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

7.1.5.4 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「原子炉停止機能喪失」において、1号炉及び2号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、「7.1.5.1(3)炉心損傷防止対策」に示すとおり14名である。「7.5.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している重大事故等対策要員52名で対処可能である。

(2)　必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」において、必要な水源、燃料及び電源は、「7.5.1 (2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。

なお、重要事故シーケンス「主給水流量喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故」及び「負荷の喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故」において、資源の評価結果は同じである。

a.　水　　源

復水タンク（約640m^3：水位異常低警報値までの水量）を水源とする補助給水ポンプを用いた蒸気発生器への注水による２次系冷却については、復水タンクが枯渇するまでの約10.9時間の対応が可能である。余熱除去系統による冷却は、事象発生約12時間後から使用開始可能となるため、復水タンク枯渇から余熱除去系使用開始までの約1.1時間は常設設備により復水タンクへの補給操作が必要となる。以降は余熱除去系による冷却を継続するため、復水タンクへの補給は不要である。

なお、外部電源喪失を想定した場合は、復水タンク枯渇から余熱除去系使用開始までの約1.1時間は、復水タンクに復水タンク補給用水中ポンプ（約90m^3／h）等による補給を行う。

b.　燃　　料

代替緊急時対策所用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定して、７日間の運転継続に約

7.8kℓの重油が必要となる。

使用済燃料ピットへの注水については、事象発生６時間20分後からの運転を想定して、７日間の運転継続に約7.6kℓの重油が必要となる。また、外部電源喪失時の事象発生約10.9時間後からの復水タンク補給を想定しても、使用済燃料ピットへの注水に必要な重油に包絡される。

使用済燃料ピット監視装置用空気供給システムについては、事象発生７時間20分後からの運転を想定して、７日間の運転継続に約3.8kℓの重油が必要となる。

７日間の運転継続に必要な重油は、これらを合計して約19.2kℓとなるが、「7.5.1（2）資源の評価条件」に示すとおり燃料油貯蔵タンク容量と大容量空冷式発電機用燃料タンク容量の合計（約314.0kℓ）にて供給可能である。

外部電源の喪失は想定していないが、仮に外部電源が喪失してディーゼル発電機からの給電を想定し、事象発生後７日間ディーゼル発電機が全出力で運転した場合、約475.2kℓの重油が必要となる。

７日間の運転継続に必要な重油は、ディーゼル発電機の燃料消費量を合計して約494.4kℓとなるが、「7.5.1（2）資源の評価条件」に示すとおり燃料油貯油そう容量と燃料油貯蔵タンク容量の合計（約510.0kℓ）にて供給可能である。

c.　電　　源

外部電源の喪失は想定していないが、仮に外部電源が喪失してディーゼル発電機からの給電を想定した場合においても、重大事故等対策時に必要な負荷は設計基準事故時に想定

している非常用炉心冷却設備作動信号により作動する負荷に含まれることから、ディーゼル発電機による電源供給が可能である。

7.1.5.5 結　　論

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」では、原子炉トリップができなくなることで、1次系が高温、高圧状態になり、加圧器安全弁等からの漏えいが継続し、炉心損傷に至ることが特徴である。

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、短期対策としてタービントリップ、主蒸気ライン隔離及び補助給水ポンプを自動作動させる多様化自動作動設備（ATWS緩和設備）、長期対策として緊急ほう酸注入及び余熱除去ポンプによる炉心冷却を整備している。

事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」の重要事故シーケンス「主給水流量喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故」及び「負荷の喪失時に原子炉トリップ機能が喪失する事故」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、多様化自動作動設備（ATWS緩和設備）により、自動的に主蒸気ラインを隔離し、補助給水ポンプを自動起動することにより、1次系圧力が過度に上昇することはない。

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

また、長期的には安定停止状態を維持できる。

解析コード及び解析条件の不確かさについて操作への影響を含めて確認した。感度解析結果より、不確かさの重畳を考慮した場合でも評価項目となるパラメータを満足できる。

その結果、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

重大事故等対策時に必要な要員は、重大事故等対策要員にて対処可能である。また、必要な水源、燃料及び電源については、外部電源喪失時を仮定しても供給可能である。

以上のことから、事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」において、タービントリップ、主蒸気ライン隔離及び補助給水ポンプを自動作動させる多様化自動作動設備(ATWS緩和設備)等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」に対して有効である。

7.1.6　ECCS 注水機能喪失

7.1.6.1　事故シーケンスグループの特徴、炉心損傷防止対策

(1)　事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「ECCS 注水機能喪失」において、炉心損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスは、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「中破断 LOCA 時に高圧注入機能が喪失する事故」、「小破断 LOCA 時に高圧注入機能が喪失する事故」、「DC 母線１系列喪失時に加圧器逃がし弁又は加圧器安全弁 LOCA が発生し、高圧注入機能が喪失する事故」及び「極小 LOCA 時に充てん注入機能又は高圧注入機能が喪失する事故」となる。

(2)　事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「ECCS 注水機能喪失」では、原子炉の出力運転中に、原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の破断が発生するとともに、非常用炉心冷却設備による炉心への注水機能が喪失する。このため、緩和措置がとられない場合には、１次冷却材の保有水量が減少することで炉心の冷却能力が低下し、炉心損傷に至る。

したがって、本事故シーケンスグループでは、２次系による１次系の減温、減圧により炉心注水を促進させることにより、炉心損傷を防止する。長期的には、最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行う。

(3)　炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「ECCS 注水機能喪失」における機

能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁を用いた２次系強制冷却、余熱除去ポンプによる低圧注入を整備する。長期的な冷却を可能とするため、余熱除去ポンプによる低圧再循環を整備する。対策の概略系統図を第 7.1.6.1 図に、対応手順の概要を第 7.1.6.2 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を第 7.1.6.1 表に示す。

本事故シーケンスグループのうち、「7.1.6.2（1） 有効性評価の方法」に示す重要事故シーケンスにおける１号炉及び２号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、中央制御室の運転員、緊急時対策本部要員及び重大事故等対策要員（初動）で構成され、合計 26 名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、運転操作指揮を行う当直課長及び当直副長の２名、号炉間連絡及び運転操作助勢を行う当直主任及び運転員の２名、運転操作対応を行う運転員８名である。発電所構内に常駐している要員のうち、重大事故等対策要員（初動）は、運転対応要員６名及び保修対応要員４名、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は４名である。この必要な要員と作業項目について第 7.1.6.3 図に示す。なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、26 名で対処可能である。

a. プラントトリップの確認

事故の発生に伴い、原子炉トリップ及びタービントリップ

を確認する。

プラントトリップの確認に必要な計装設備は、出力領域中性子束等である。

b. 安全注入シーケンス作動状況の確認

「安全注入作動」警報により非常用炉心冷却設備作動信号が発信し、安全注入シーケンスが作動していることを確認する。

安全注入シーケンス作動状況の確認に必要な計装設備は、ほう酸注入ライン流量等である。

c. 1次冷却材の漏えいの判断

加圧器水位・1次系圧力の低下、原子炉格納容器圧力・温度の上昇、格納容器再循環サンプ水位の上昇及び原子炉格納容器内モニタの上昇により1次冷却材の漏えいを判断する。

1次冷却材の漏えいの判断に必要な計装設備は、加圧器水位等である。

d. 燃料取替用水タンクの補給操作

1次冷却材漏えい時の対応操作として燃料取替用水タンクの補給操作を行う。

e. 高圧注入系機能喪失の判断

充てん／高圧注入ポンプトリップ等による運転不能又は、ほう酸注入ライン流量が確認できない場合は、高圧注入系機能喪失と判断する。

非常用炉心冷却設備作動を伴う1次冷却材漏えい時に、すべての高圧注入系が動作しない場合は、2次系強制冷却を行う。

高圧注入系機能喪失の判断に必要な計装設備は、ほう酸注入ライン流量等である。

f. 高圧注入系機能喪失時の対応

高圧注入系機能喪失時の対応操作として、高圧注入系回復操作、充てん系による注水操作、電気式水素燃焼装置（以下「イグナイタ」という。）の起動及び可搬型格納容器水素濃度計測装置の運転準備を行う。

g. イグナイタ動作状況確認

イグナイタの運転状態を、電気式水素燃焼装置動作監視装置の温度上昇により確認する。

h. 蒸気発生器２次側による炉心冷却

１次系からの漏えい量低減、蓄圧注入の促進及び余熱除去ポンプによる低圧注入開始を期待して、中央制御室にて主蒸気逃がし弁を全開し、蒸気発生器２次側による１次系の除熱を行う。

蒸気発生器２次側による炉心冷却に必要な計装設備は、１次冷却材高温側温度（広域）等である。

i. 蓄圧注入系動作の確認

１次系圧力の低下に伴い、蓄圧注入系が動作することを確認する。

蓄圧注入開始後、１次冷却材圧力計指示が 0.6MPa[gage] となれば蓄圧タンクから１次系への窒素流入防止の為、蓄圧タンク出口弁を閉止する。

蓄圧注入系動作の確認及び蓄圧タンク出口弁閉止に必要な計装設備は、１次冷却材圧力である。

j.　余熱除去ポンプによる低圧注入開始の確認

１次系圧力の低下に伴い、余熱除去ポンプによる低圧注入が開始されることを確認する。

余熱除去ポンプによる低圧注入開始の確認に必要な計装設備は、余熱除去ループ流量等である。

k.　低圧再循環運転への切替え

燃料取替用水タンク水位計指示が 16％到達及び格納容器再循環サンプ広域水位計指示が 67％以上となれば、格納容器再循環サンプから余熱除去ポンプを経て余熱除去冷却器で冷却した水を炉心へ注水する低圧再循環運転への切替えを実施する。

以降、長期対策として低圧再循環運転による炉心冷却を継続して行う。

低圧再循環運転への切替えに必要な計装設備は、燃料取替用水タンク水位等であり、低圧再循環運転による炉心冷却に必要な計装設備は、余熱除去ループ流量等である。

なお、原子炉格納容器の冷却については、原子炉格納容器雰囲気の状態に応じて格納容器再循環ファンを運転し継続的に行う。

7.1.6.2　炉心損傷防止対策の有効性評価

(1)　有効性評価の方法

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、破断口径の大きさによる１次冷却材の流出流量が多く、時間余裕及び要求される設備容量の観点で厳

しい「中破断 LOCA 時に高圧注入機能が喪失する事故」である。

本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化、沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流、１次冷却系における冷却材放出、沸騰・凝縮・ボイド率変化、ECCS 強制注入及び ECCS 蓄圧タンク注入、並びに蒸気発生器における１次側・２次側の熱伝達、冷却材放出及び２次側給水が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能であるプラント過渡解析コード M-RELAP5 により１次系圧力、燃料被覆管温度等の過渡応答を求める。

また、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、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、要員の配置による他の操作に与える影響、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。

(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解析条件を第7.1.6.2表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a.　事故条件

(a)　起因事象

起因事象として、中破断 LOCA が発生するものとする。

原子炉冷却材圧力バウンダリの破断位置は低温側配管とし、原子炉容器と非常用炉心冷却設備の注入配管との間において破断するものとする。また、破断口径は、高圧注入系が機能喪失した際に低圧注入を行うための１次系の減圧又は高圧注入系による炉心冷却が必要な範囲として

破断口径の不確かさを考慮し、約15cm（６インチ）、約10cm（４インチ）及び約５cm（２インチ）とする。

(b)　安全機能の喪失に対する仮定

高圧注入機能が喪失するものとする。

(c)　外部電源

外部電源はないものとする。

外部電源がない場合、常用系機器の機能喪失及び工学的安全施設作動設備の作動遅れの観点から、炉心冷却上厳しくなる。

b.　重大事故等対策に関連する機器条件

(a)　余熱除去ポンプ

炉心への注水は、余熱除去ポンプ２台を使用するものとし、炉心冷却の観点から、炉心への注水量が少なくなる最小注入特性（低圧注入特性（標準値：０～約 830m^3／h、０～約 0.7MPa[gage]））を用いるものとする。

(b)　補助給水ポンプ

電動補助給水ポンプ２台及びタービン動補助給水ポンプ１台が自動起動し、解析上は非常用炉心冷却設備作動限界値到達60秒後に３基の蒸気発生器に合計280m^3／hの流量で注水するものとする。

(c)　主蒸気逃がし弁

２次系強制冷却として主蒸気逃がし弁３個を使用するものとし、容量は設計値として、各ループに設置している主蒸気逃がし弁１個当たり定格主蒸気流量（ループ当たり）の10%を処理するものとする。

(d)　蓄圧タンク

蓄圧注入系のパラメータとして初期保持圧力については、蓄圧注入のタイミングを遅くすることで1次系保有水量の回復が遅れることから最低保持圧力を用いる。また、初期保有水量については、評価項目となるパラメータに与える影響を確認した上で、標準的に最低保有水量を用いる。

蓄圧タンクの保持圧力(最低保持圧力)　4.04MPa[gage]

蓄圧タンクの保有水量(最低保有水量)　29.0m^3／基

c.　重大事故等対策に関連する操作条件

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

(a)　非常用炉心冷却設備作動信号の発信10分後に2次系強制冷却操作を開始し、開操作に1分を要するものとする。

(b)　補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水流量を調整することで、蒸気発生器水位を狭域水位内に維持するものとする。

(3)　有効性評価の結果

本重要事故シーケンスの事象進展を第7.1.6.2図に示す。

a.　6インチ破断

1次系圧力、1次系保有水量及び燃料被覆管温度等の1次系パラメータの変化を第7.1.6.4図から第7.1.6.10図に、2次系圧力及び補助給水流量等の2次系パラメータの変化を第7.1.6.11図から第7.1.6.13図に示す。

(a)　事象進展

事象発生後、破断口からの1次冷却材の流出により、1次系圧力が低下することで、「原子炉圧力低」信号のトリップ限界値に到達し、原子炉は自動停止する。

事象発生の約 11 秒後に「原子炉圧力異常低」信号の非常用炉心冷却設備作動限界値に到達した後、補助給水ポンプが自動起動し、蒸気発生器への注水が開始される。また、高圧注入系の機能喪失を想定することから、1次系保有水量が低下するが、事象発生の約 4.5 分後に1次系圧力が蓄圧タンクの保持圧力以下となることで自動的に蓄圧タンクからの注水が開始され、1次系保有水量は回復する。

その後、事象発生の約 10 分後に主蒸気逃がし弁の開放による2次系強制冷却を開始し、約 11 分後に主蒸気逃がし弁開操作を完了する。さらに、1次系圧力が低下することで、事象発生の約 23 分後に低圧注入が開始され、1次系保有水量が回復に転じる。この期間、炉心が露出することはない。

(b)　評価項目等

燃料被覆管温度は第 7.1.6.10 図に示すとおり、炉心は冠水状態にあることから初期値（約 380℃）以下にとどまり、1,200℃以下となる。当該温度条件では、燃料被覆管の酸化反応は著しくならない。

1次系圧力は第 7.1.6.4 図に示すとおり、初期値（約 15.9 MPa[gage]）以下となる。このため、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は約 16.2MPa[gage]にとどまり、

最高使用圧力の 1.2 倍（20.59MPa[gage]）を下回る。

また、原子炉格納容器内に漏えいした 1 次冷却材による原子炉格納容器圧力及び温度の上昇は、原子炉格納容器スプレイ設備により抑制できる。原子炉格納容器スプレイ設備の性能は、原子炉冷却材喪失事故における 1 次冷却材配管の完全両端破断を想定した解析で評価しており、この場合でも原子炉格納容器圧力及び温度の最高値はそれぞれ約 0.211MPa[gage]、約 119℃にとどまる。このため、本事象においても原子炉格納容器最高使用圧力（0.245MPa[gage]）、温度（127℃）を下回る。

第 7.1.6.6 図に示すように、事象発生後 60 分時点においても余熱除去ポンプによる注水流量は確保されていることから、炉心は安定して冷却されている。その後は、事象発生の約 3.1 時間後に低圧再循環に切替えることで低温停止状態に移行でき、安定停止状態に至る。さらに、低圧再循環を継続することにより、安定停止状態を維持できる。

b. ４インチ破断

1 次系圧力、1 次系保有水量及び燃料被覆管温度等の 1 次系パラメータの変化を第 7.1.6.14 図から第 7.1.6.20 図に、2 次系圧力及び補助給水流量等の 2 次系パラメータの変化を第 7.1.6.21 図から第 7.1.6.23 図に示す。

(a) 事象進展

事象発生後、破断口からの 1 次冷却材の流出により、1 次系圧力が低下することで、「原子炉圧力低」信号のトリップ限界値に到達し、原子炉は自動停止する。

事象発生の約 18 秒後に「原子炉圧力異常低」信号の非常用炉心冷却設備作動限界値に到達した後、補助給水ポンプが自動起動し、蒸気発生器への注水が開始される。また、高圧注入系の機能喪失を想定することから、1 次系保有水量が低下することで、事象発生の約 8.5 分後に炉心が露出し、燃料被覆管温度は上昇する。

その後、事象発生の約 10 分後に主蒸気逃がし弁の開放による 2 次系強制冷却を開始し、約 11 分後に主蒸気逃がし弁開操作を完了する。また、事象発生の約 11 分後に、1 次系圧力が蓄圧タンクの保持圧力以下となることで自動的に蓄圧タンクからの注水が開始され、燃料被覆管温度は約 14 分後に約 731℃に到達した後、約 17 分後に再冠水することで、急速に低下する。さらに、1 次系圧力が低下することで、事象発生の約 31 分後に低圧注入が開始され、1 次系保有水量が回復に転じる。

(b) 評価項目等

燃料被覆管温度は第 7.1.6.20 図に示すとおり、事象発生の約 14 分後に約 731℃に到達した後に再冠水することで低下することから、1,200℃以下となる。また、燃料被覆管の酸化量は約 0.1%にとどまることから、15%以下となる。

1 次系圧力は第 7.1.6.14 図に示すとおり、初期値（約 15.9 MPa[gage]）以下となる。このため、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は約 16.2MPa[gage]にとどまり、最高使用圧力の 1.2 倍（20.59MPa[gage]）を下回る。

また、原子炉格納容器内に漏えいした１次冷却材による原子炉格納容器圧力及び温度の上昇は、原子炉格納容器スプレイ設備により抑制できる。原子炉格納容器スプレイ設備の性能は、原子炉冷却材喪失事故における１次冷却材配管の完全両端破断を想定した解析で評価しており、この場合でも原子炉格納容器圧力及び温度の最高値はそれぞれ約 0.211MPa[gage]、約 119℃にとどまる。このため、本事象においても原子炉格納容器最高使用圧力（0.245MPa [gage]）、温度（127℃）を下回る。

第 7.1.6.16 図に示すように、事象発生後 60 分時点においても余熱除去ポンプによる注水流量は確保されていることから、炉心は安定して冷却されている。その後は、事象発生の約 3.6 時間後に低圧再循環に切替えることで低温停止状態に移行でき、安定停止状態に至る。さらに、低圧再循環を継続することにより、安定停止状態を維持できる。

c.　２インチ破断

１次系圧力、１次系保有水量及び燃料被覆管温度等の１次系パラメータの変化を第 7.1.6.24 図から第 7.1.6.30 図に、２次系圧力及び補助給水流量等の２次系パラメータの変化を第 7.1.6.31 図から第 7.1.6.33 図に示す。

(a)　事象進展

事象発生後、破断口からの１次冷却材の流出により、１次系圧力が低下することで、「原子炉圧力低」信号のトリップ限界値に到達し、原子炉は自動停止する。

事象発生の約 56 秒後に「原子炉圧力異常低」信号の非

常用炉心冷却設備作動限界値に到達した後、補助給水ポンプが自動起動し、蒸気発生器への注水が開始される。その後、事象発生の約 11 分後に主蒸気逃がし弁の開放による２次系強制冷却を開始し、約 12 分後に主蒸気逃がし弁開操作を完了する。また、事象発生の約 17 分後に、１次系圧力が蓄圧タンクの保持圧力以下となることで自動的に蓄圧タンクからの注水が開始されるとともに、事象発生の約 53 分後に低圧注入が開始されるが、高圧注入系の機能喪失を想定していることから、１次系保有水量が低下することで、事象発生の約 54 分後に炉心が露出し、燃料被覆管温度は上昇する。

その後、燃料被覆管温度は約 58 分後に約 496℃に到達した後、再冠水することで急速に低下し、低圧注入により１次系保有水量が回復に転じる。

(b)　評価項目等

燃料被覆管温度は第 7.1.6.30 図に示すとおり、事象発生の約 58 分後に約 496℃に到達した後に再冠水することで低下することから、1,200℃以下となる。また、燃料被覆管の酸化量は 0.1％未満にとどまることから、15％以下となる。

１次系圧力は第 7.1.6.24 図に示すとおり、初期値（約 15.9MPa[gage]）以下となる。このため、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は約 16.2MPa[gage]にとどまり、最高使用圧力の 1.2 倍（20.59MPa[gage]）を下回る。

また、原子炉格納容器内に漏えいした１次冷却材による

原子炉格納容器圧力及び温度の上昇は、原子炉格納容器スプレイ設備により抑制できる。原子炉格納容器スプレイ設備の性能は、原子炉冷却材喪失事故における1次冷却材配管の完全両端破断を想定した解析で評価しており、この場合でも原子炉格納容器圧力及び温度の最高値はそれぞれ約0.211MPa[gage]、約119℃にとどまる。このため、本事象においても原子炉格納容器最高使用圧力（0.245MPa[gage]）、温度（127℃）を下回る。

第7.1.6.26図に示すように、事象発生後60分時点においても余熱除去ポンプによる注水流量は確保されていることから、炉心は安定して冷却されている。その後は、事象発生の約7.0時間後に低圧再循環に切替えることで低温停止状態に移行でき、安定停止状態に至る。さらに、低圧再循環を継続することにより、安定停止状態を維持できる。

7.1.6.3　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響、要員の配置による他の操作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は、事象進展が比較的早く、現象が複雑であるとともに、高圧注入系の機能喪失を想定することから、運転員等操作である2次系強制冷却操作により1次系を減温、減圧し、蓄圧注入及び低圧注入を促進させることにより炉心冷却を行うことが特徴である。また、不確かさの影響を確認する

運転員等操作は、非常用炉心冷却設備作動信号の発信を起点に操作を開始する２次系強制冷却とする。

(1)　解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

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

a.　運転員等操作時間に与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、燃料棒表面熱伝達は最大で40%程度小さく評価する可能性があることから、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり、炉心露出後の燃料被覆管温度が低くなるが、燃料被覆管温度を起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、酸化量を大きく評価するジルコニウムー水反応式を採用しているため、酸化発熱を大きく評価し、燃料被覆管温度を高めに評価することから、実際の燃料被覆管温度は低くなるが、燃料被覆管温度を起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流の不確かさとして、炉心水位を最大で0.3m低く評価する可能性があるが、炉心水位を起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

１次冷却系における冷却材放出の不確かさとして、解析コ

ードの臨界流モデルの試験解析では漏えい流量は実験データに対してサブクール領域では大きく評価する傾向、小さく評価する傾向の両方がある。しかし、解析における破断口径は、６インチ、４インチ及び２インチの解析を実施することで、破断流量の不確かさの影響を考慮していることから、解析コードの持つ不確かさが事象初期の運転員等操作時間に与える影響はない。一方で、二相臨界流については試験データより多めに評価することから、実際の漏えい率は小さくなり、１次系の減温、減圧が遅くなることで、１次系の温度及び圧力の低下が抑制される。しかし、１次系圧力の低下による非常用炉心冷却設備作動信号はサブクール臨界流の時点で発信することから、この信号を起点としている２次系強制冷却操作の開始に与える影響はない。

１次冷却系における沸騰・凝縮・ボイド率変化の不確かさとして、２次系強制冷却操作による減圧時に１次系圧力を最大で0.5MPa高めに評価する可能性があることから、実際の１，２次系の熱伝達は大きくなり、１次系の減温、減圧が早くなる。しかし、１次系圧力の低下により発信する非常用炉心冷却設備作動信号は２次系強制冷却操作より前に発信することから、この信号を起点としている２次系強制冷却操作の開始に与える影響はない。

蒸気発生器における１次側・２次側の熱伝達の不確かさとして、２次系強制冷却操作による減圧時に１次系圧力を最大で0.5MPa高めに評価する可能性があることから、実際の１次側・２次側の熱伝達は大きくなり、１次系の減温、減圧が早

くなる。しかし、１次系圧力の低下により発信する非常用炉心冷却設備作動信号は２次系強制冷却操作より前に発信することから、この信号を起点としている２次系強制冷却操作の開始に与える影響はない。

b.　評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、燃料棒表面熱伝達は最大で40%程度小さく評価する可能性があるが、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり、炉心露出後の燃料被覆管温度が低くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、酸化量を大きく評価するジルコニウムー水反応式を採用しているため、酸化発熱を大きく評価し、燃料被覆管温度を高めに評価することから、実際の燃料被覆管温度は低くなる。よって、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流の不確かさとして、炉心水位を最大で0.3m低く評価する可能性があることから、実際の炉心水位は高めとなり炉心露出に対する余裕が大きくなることで、１次系保有水量の低下が抑制され、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

１次冷却系における冷却材放出の不確かさとして、解析コードの臨界流モデルの試験解析では漏えい流量は実験データに対してサブクール領域では大きく評価する傾向、小さく評価する傾向の両方がある。また、二相臨界流については試験データより多めに評価することから実際の漏えい率は小さく

なり、１次系の減温、減圧が遅くなることで、１次系の温度及び圧力の低下が抑制される。よって、１次系保有水量の低下が抑制され、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる影響があるが、１次系圧力の低下が抑制されることにより、蓄圧タンクからの注入開始が遅れ、１次系保有水量の回復が遅れるため、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなる影響もある。以上より、破断流量の不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響が一方向に定まらず、かつ有意な影響を有するため、解析における破断口径は、６インチ、４インチ及び２インチ破断の解析を実施することで、破断流量の不確かさの影響を考慮している。

１次冷却系における沸騰・凝縮・ボイド率変化の不確かさとして、２次系強制冷却操作による減圧時に１次系圧力を最大で0.5MPa高めに評価する可能性があることから、実際の１、２次系の熱伝達は大きくなり、１次系の減温、減圧が早くなる。よって、１次系圧力は低めとなることから、漏えい量が少なくなり、１次系保有水量の低下が抑制されるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

蒸気発生器における１次側・２次側の熱伝達の不確かさとして、２次系強制冷却操作による減圧時に１次系圧力を最大で0.5MPa高めに評価する可能性があることから、実際の１次側・２次側の熱伝達は大きくなり、１次系の減温、減圧が早くなるとともに、漏えい量が少なくなることで１次系保有水量の低下が抑制され、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) 解析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 7.1.6.2 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、解析条件の設定に当たっては、原則、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な設定としていることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる炉心崩壊熱及び破断口径、標準値として設定している蒸気発生器2次側保有水量及び余熱除去ポンプ注入特性に関する影響評価並びに評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなる蓄圧タンク初期保有水量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

炉心崩壊熱の変動を考慮した場合、解析条件で設定している崩壊熱より小さくなるため、1次系の圧力及び温度の低下が早くなる。このため、1次系圧力の低下により発信する非常用炉心冷却設備作動信号の発信を起点としている2次系強制冷却操作の開始が早くなる。

破断口径の変動を考慮した場合、1次系からの漏えい率が変動することで、1次系の圧力低下に影響を与える。このため、1次系圧力の低下による非常用炉心冷却設備作動信号の発信を起点としている2次系強制冷却操作の開始時間が変動する。

蒸気発生器２次側保有水量の変動を考慮した場合、解析条件で設定している保有水量より多くなるため、１次系圧力及び温度の低下がわずかに早くなる。このため、１次系圧力の低下により発信する非常用炉心冷却設備作動信号の発信を起点としている２次系強制冷却操作の開始がわずかに早くなる。

余熱除去ポンプ注入特性の変動を考慮した場合、解析条件で設定している注入特性より大きくなり、１次系の注水流量は多くなるため、１次系保有水量の回復が早くなるが、操作開始の起点としているパラメータに対しての影響はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

(b)　評価項目となるパラメータに与える影響

炉心崩壊熱の変動を考慮した場合、解析条件で設定している崩壊熱より小さくなるため、１次系からの漏えい率及び１次冷却材の蒸散率が低下することで、１次系保有水量の低下が抑制され、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

破断口径の変動を考慮した場合、１次系からの漏えい率が変動することで、１次系保有水量に影響を与えることから、６インチ破断、４インチ破断及び２インチ破断の解析結果に基づき、評価項目となるパラメータに与える影響を確認した。その結果、以下に示すとおり、評価項目となるパラメータに対して十分な余裕がある。

ｉ.　６インチ破断

破断口径が比較的大きいことから、事象初期の破断流

量が多くなるとともに、１次系の圧力低下が早くなり、早期にループシールが解除されることで、蓄圧注入が開始される。その後、２次系強制冷却の開始後に低圧注入が開始される。その結果、炉心が露出することはない。

ⅱ．４インチ破断

事象初期の破断流量及び１次系の圧力低下は２インチ破断と６インチ破断の中間程度であり、比較的早期にループシールが解除されるが、１次系保有水量の低下により一時的に炉心は露出する。その後、１次系の圧力低下により蓄圧注入が開始されるとともに、２次系強制冷却を開始することで炉心は再冠水し、燃料被覆管温度は低下に転じる。その後、低圧注入が開始される。

ⅲ．２インチ破断

破断口径が比較的小さいことから、事象初期の破断流量が少なくなるとともに１次系の圧力低下が遅くなり、２次系強制冷却開始後に蓄圧注入及び低圧注入が開始される。その後、一時的に炉心は露出するが、ループシールが解除されることで炉心は再冠水し、燃料被覆管温度は低下に転じる。

ⅳ．４インチから２インチ破断の間の傾向

破断口径が比較的小さいことから、事象初期の破断流量が少なくなるとともに１次系の圧力低下が遅くなり、ループシールの解除は遅くなる傾向となる。また、２次系強制冷却開始後に蓄圧注入及び低圧注入が開始され

るが、１次系保有水量の低下が少なく、炉心が露出しにくくなることから、燃料被覆管温度は低くなる傾向となる。

ｖ．４インチから６インチ破断の間の傾向

破断口径が比較的大きいことから、事象初期の破断流量が多くなるとともに１次系の圧力低下が早くなり、事象初期にループシールが解除される。その後、２次系強制冷却開始前に蓄圧注入が開始されることにより炉心水位は回復し、低圧注入開始までの時間が比較的早くなることから、燃料被覆管温度は低下する傾向となる。

蒸気発生器２次側保有水量の変動を考慮した場合、解析条件で設定している保有水量より多くなるため、１次系圧力及び温度の低下がわずかに早くなり、１次系からの漏えい流量が少なくなるとともに、蓄圧注入、低圧注入の開始が早くなる。このため、１次系保有水量の低下が抑制され、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

余熱除去ポンプ注入特性の変動を考慮した場合、解析条件で設定している注入特性より大きくなり、１次系の注水流量は多くなる。このため、１次系保有水量の回復が早くなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

蓄圧タンクの初期保有水量の変動を考慮した場合、初期保有水量を多くした方が蓄圧タンク気相部の初期体積が小さくなり、注水に伴う気相部圧力の低下が大きくなるため、１次系への注水量及び注水流量の観点から厳しくなることから、炉心露出に至る４インチ破断及び２インチ破断のケースにお

いて最高保有水量とした場合の感度解析を実施した。その結果、第 7.1.6.34 図から第 7.1.6.36 図に示すとおり、４インチ破断の場合では炉心露出後に蓄圧注入が開始されることから、蓄圧タンクからの注水流量が小さくなっており、燃料被覆管最高温度は約 791℃となる。また、第 7.1.6.37 図から第 7.1.6.39 図に示すとおり、２インチ破断の場合では１次系保有水量の低下が遅くなることで炉心露出が遅くなるとともに、炉心露出期間が短くなっており、燃料被覆管最高温度は約 392℃となる。よって、燃料被覆管最高温度 1,200℃に対して十分な余裕があり、蓄圧タンク初期保有水量が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、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響並びに解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間等の操作時間の変動を考慮して、要員の配置による他の操作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を確認する。

(a) 要員の配置による他の操作に与える影響

第 7.1.6.3 図に示すとおり、２次系強制冷却操作は中央制御室で行う操作であり、その他現場で行う操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心崩壊熱の不確かさ等により１次系温度及び圧力の低下が早くなると、非常用炉心冷却設備作動信号の発信が早くなり、これに伴い操作開始が早くなる。このように、

操作開始が早くなる場合には、1次系からの漏えい率が小さくなり、1次系保有水量の低下が抑制されるため、評価項目となるパラメータに対する余裕が大きくなる。

破断口径の不確かさにより1次系からの漏えい率が小さくなると、非常用炉心冷却設備作動信号の発信が遅くなる。このように、操作開始が遅くなる場合は、1次系からの漏えい率と操作遅れ時間の程度により評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなることが考えられるが、「(3) 操作時間余裕の把握」において、非常用炉心冷却設備作動信号発信 11 分後の2次系強制冷却開始の時間余裕として、操作開始を5分遅くした場合の感度解析を実施しており、同程度の遅れに対して、燃料被覆管最高温度 1,200℃に対して十分な余裕があり、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(3) 操作時間余裕の把握

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

2次系強制冷却操作の実施時間に対する時間余裕を確認するため、2次系強制冷却による蓄圧注入のタイミング等の観点から、4インチ破断及び2インチ破断のケースにおいて、2次系強制冷却操作の開始を5分遅くした場合の感度解析を実施した。その結果、4インチ破断の解析結果は第 7.1.6.40 図から第 7.1.6.45 図に示すとおりであり、操作開始が遅くなることで1次系圧力がわずかに高く推移し、1次系からの漏えい率が大き

くなるとともに蓄圧注入流量が少なくなり、燃料被覆管最高温度は約 808℃となる。また、２インチ破断の解析結果は第 7.1.6.46 図から第 7.1.6.51 図に示すとおりであり、操作開始が遅くなることで１次系圧力がわずかに高く推移し、１次系からの漏えい率が大きくなるとともに蓄圧注入の開始が遅くなることで炉心露出が早くなり、燃料被覆管最高温度は約 580℃となるが、いずれも燃料被覆管最高温度 1,200℃に対して十分な余裕がある。よって、操作時間余裕として、非常用炉心冷却設備作動信号の発信から 15 分程度は確保できる。

(4) まとめ

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び要員の配置による他の操作に与える影響を確認した。その結果、解析コード及び解析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、運転員による２次系強制冷却等を行うことにより、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、操作時間に対して一定の時間余裕がある。また、要員の配置による他の操作に与える影響はない。

7.1.6.4 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「ECCS 注水機能喪失」において、

1号炉及び2号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、「7.1.6.1(3)炉心損傷防止対策」に示すとおり26名である。「7.5.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している重大事故等対策要員52名で対処可能である。

(2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「ECCS 注水機能喪失」において、必要な水源、燃料及び電源は、「7.5.1 (2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。

a. 水　源

燃料取替用水タンク（約1,677m^3：水位異常低警報値までの水量）を水源とする余熱除去ポンプによる炉心注水については、燃料取替用水タンク水位が再循環切替水位（16%）に到達後、低圧再循環運転へ切り替え、以降は格納容器再循環サンプを水源とするため、燃料取替用水タンクへの補給は不要である。

b. 燃　料

代替緊急時対策所用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約7.8kℓの重油が必要となる。

使用済燃料ピットへの注水については、事象発生6時間20分後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約7.6kℓの重油が必要となる。

使用済燃料ピット監視装置用空気供給システムについては、事象発生7時間20分後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約3.8kℓの重油が必要となる。

ディーゼル発電機による電源供給については、事象発生後７日間ディーゼル発電機が全出力で運転した場合、約475.2kℓの重油が必要となる。

７日間の運転継続に必要な重油は、これらを合計して約494.4kℓとなるが、「7.5.1（2）資源の評価条件」に示すとおり燃料油貯油そう容量と燃料油貯蔵タンク容量の合計（約510.0kℓ）にて供給可能である。

c. 電　源

ディーゼル発電機の電源負荷について、重大事故等対策時に必要な負荷は設計基準事故時に想定している非常用炉心冷却設備作動信号により作動する負荷に含まれることから、ディーゼル発電機による電源供給が可能である。

7.1.6.5 結　論

事故シーケンスグループ「ECCS 注水機能喪失」では、原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の破断が発生し、高圧での炉心への注水ができなくなることで、1次冷却材の保有水量が減少し、炉心の冷却能力が低下することにより、炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「ECCS 注水機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、短期対策として補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁を用いた２次系強制冷却、余熱除去ポンプによる低圧注入、長期対策として余熱除去ポンプによる低圧再循環を整備している。

事故シーケンスグループ「ECCS 注水機能喪失」の重要事故シーケンス「中破断 LOCA 時に高圧注入機能が喪失する事故」に

ついて有効性評価を行った。

上記の場合においても、補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水及び主蒸気逃がし弁の開操作による２次系強制冷却を実施することにより、破断サイズにより蓄圧注入又は低圧注入を促進させることで、破断口径が大きい６インチ破断については炉心が露出することはない。また、破断口径が比較的小さい２インチ破断及び４インチ破断については、炉心は一時的に露出するものの、蓄圧注入又は低圧注入により再冠水することで燃料被覆管温度は低下する。その結果、燃料被覆管温度及び酸化量、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、評価項目を満足している。また、長期的には安定停止状態を維持できる。

解析コード及び解析条件の不確かさについて操作への影響を含めて確認した結果、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。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、重大事故等対策要員にて対処可能である。また、必要な水源、燃料及び電源については、外部電源喪失時においても供給可能である。

以上のことから、事故シーケンスグループ「ECCS 注水機能喪失」において、２次系強制冷却等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「ECCS 注水機能喪失」に対して有効である。

7.1.7　ECCS 再循環機能喪失

7.1.7.1　事故シーケンスグループの特徴、炉心損傷防止対策

(1)　事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「ECCS 再循環機能喪失」において、炉心損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスは、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「大破断 LOCA 時に低圧再循環機能が喪失する事故」、「中破断 LOCA 時に高圧再循環機能が喪失する事故」、「中破断 LOCA 時に低圧再循環機能が喪失する事故」、「小破断 LOCA 時に高圧再循環機能が喪失する事故」、「小破断 LOCA 時に低圧再循環機能が喪失する事故」、「DC 母線１系列喪失時に加圧器逃がし弁又は加圧器安全弁 LOCA が発生し、高圧再循環機能が喪失する事故」及び「DC 母線１系列喪失時に加圧器逃がし弁又は加圧器安全弁 LOCA が発生し、低圧再循環機能が喪失する事故」である。

(2)　事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「ECCS 再循環機能喪失」では、原子炉の出力運転中に、原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の破断が発生し、燃料取替用水タンクを水源とした非常用炉心冷却設備による炉心への注水後に、格納容器再循環サンプを水源とする非常用炉心冷却設備の再循環機能（ECCS 再循環機能）が喪失する。このため、緩和措置がとられない場合には、１次冷却材の保有水量が低下することで炉心の冷却能力が低下し、炉心損傷に至る。

したがって、本事故シーケンスグループでは、継続して炉心

注水を行うことにより、炉心損傷を防止する。長期的には、最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行う。

(3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「ECCS 再循環機能喪失」における機能喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、格納容器スプレイポンプによる代替再循環及び格納容器スプレイ再循環を整備する。対策の概略系統図を第 7.1.7.1 図に、対応手順の概要を第 7.1.7.2 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を第 7.1.7.1 表に示す。

本事故シーケンスグループのうち、「7.1.7.2 (1) 有効性評価の方法」に示す重要事故シーケンスにおける１号炉及び２号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、中央制御室の運転員、緊急時対策本部要員及び重大事故等対策要員（初動）で構成され、合計 18 名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、運転操作指揮を行う当直課長及び当直副長の２名、号炉間連絡及び運転操作助勢を行う当直主任及び運転員の２名、運転操作対応を行う運転員８名である。発電所構内に常駐している要員のうち、重大事故等対策要員（初動）は、運転対応要員２名、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は４名である。この必要な要員と作業項目について第 7.1.7.3 図に示す。なお、重要事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を重要事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、18 名で対処可能である。

a. プラントトリップの確認

事故の発生に伴い、原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。

プラントトリップの確認に必要な計装設備は、出力領域中性子束等である。

b. 安全注入シーケンス作動状況の確認

「安全注入作動」警報により非常用炉心冷却設備作動信号が発信し、安全注入シーケンスが作動していることを確認する。

安全注入シーケンス作動状況の確認に必要な計装設備は、ほう酸注入ライン流量等である。

c. 蓄圧注入系動作の確認

1次系圧力の低下に伴い、蓄圧注入系が動作することを確認する。

蓄圧注入系動作の確認に必要な計装設備は、1次冷却材圧力である。

d. 格納容器スプレイ作動状況の確認

「格納容器スプレイ作動」警報により格納容器スプレイ信号が発信し、格納容器スプレイが作動していることを確認する。

格納容器スプレイ作動状況の確認に必要な計装設備は、格納容器圧力等である。

e. 1次冷却材の漏えいの判断

加圧器水位・1次系圧力の低下、原子炉格納容器圧力・温度の上昇、格納容器再循環サンプ水位の上昇及び原子炉格納

容器内モニタの上昇により１次冷却材の漏えいを判断する。

１次冷却材の漏えいの判断に必要な計装設備は、加圧器水位等である。

f.　燃料取替用水タンクの補給操作

１次冷却材漏えい時の対応操作として燃料取替用水タンクの補給操作を行う。

g.　低圧再循環運転への切替え

燃料取替用水タンク水位計指示が 16%到達及び格納容器再循環サンプ広域水位計指示が 67%以上となれば、格納容器再循環サンプから余熱除去ポンプを経て余熱除去冷却器で冷却した水を炉心へ注水する低圧再循環運転への切替えを実施する。

低圧再循環運転への切替えに必要な計装設備は、燃料取替用水タンク水位等である。

h.　低圧再循環運転への切替失敗の判断

余熱除去ポンプトリップ等による運転不能、余熱除去ループ流量が上昇しない又は弁の動作不調により、低圧再循環運転への切替失敗と判断する。

低圧再循環運転の切替失敗の判断に必要な計装設備は、余熱除去ループ流量等である。

i.　低圧再循環運転への切替失敗時の対応

低圧再循環運転への切替失敗時の対応操作として、低圧再循環機能回復操作、代替再循環運転の準備及び蒸気発生器２次側による炉心冷却を行う。

j.　代替再循環運転による炉心冷却

代替再循環運転の準備が完了すれば、A格納容器スプレイポンプによる代替再循環配管（A格納容器スプレイポンプ出口～A余熱除去ポンプ出口タイライン）を使用した代替再循環運転による炉心冷却を開始する。

代替再循環運転による炉心冷却に必要な計装設備は、余熱除去ループ流量等である。

長期対策として、代替再循環運転による炉心冷却を継続的に行う。

k.　原子炉格納容器の健全性維持

長期対策として、B格納容器スプレイポンプによる格納容器スプレイ再循環運転により原子炉格納容器の健全性維持を継続的に行う。

原子炉格納容器の健全性維持に必要な計装設備は、格納容器圧力等である。

7.1.7.2　炉心損傷防止対策の有効性評価

(1)　有効性評価の方法

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、破断による1次冷却材の流出量が多くなるとともに、再循環切替時間までの時間が短いことで、再循環切替えが失敗する時点での崩壊熱が大きく、炉心冷却時に要求される設備容量及び運転員等操作の観点で厳しくなる「大破断 LOCA 時に低圧再循環機能が喪失する事故」である。

「中破断 LOCA 時に高圧再循環機能が喪失する事故」、「小

破断 LOCA 時に高圧再循環機能が喪失する事故」及び「DC 母線１系列喪失時に加圧器逃がし弁又は加圧器安全弁 LOCA が発生し、高圧再循環機能が喪失する事故」の炉心損傷防止対策として、２次系強制冷却により１次系を減圧させた後、低圧再循環によって、長期の炉心冷却を確保する手段があるが、この対策の有効性については、「7.1.6 ECCS 注水機能喪失」において確認している。さらにその手段に失敗した場合においても、格納容器スプレイポンプによる代替再循環に期待できる。したがって、「大破断 LOCA 時に低圧再循環機能が喪失する事故」の対策を評価することで、「中破断 LOCA 時に高圧再循環機能が喪失する事故」、「小破断 LOCA 時に高圧再循環機能が喪失する事故」及び「DC 母線１系列喪失時に加圧器逃がし弁又は加圧器安全弁 LOCA が発生し、高圧再循環機能が喪失する事故」については包絡することができる。

本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化、沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流、並びに１次冷却系における気液分離・対向流及び ECCS 強制注入が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能であるプラント過渡解析コード MAAP により１次系圧力、燃料被覆管温度等の過渡応答を求める。

なお、MAAP コードについては、事象初期の原子炉容器内水位、燃料被覆管温度及び原子炉格納容器内温度の適用性が低いことから、設計基準事故時の評価結果を参照する。また、事象初期の原子炉格納容器圧力については、１次冷却系を多数のノードに区分し、質量、運動量及びエネルギ保存則を解くことで、

事象初期のブローダウン期間及びリフィル／再冠水期間をより詳細に評価している設計基準事故時の評価結果を参照する。

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、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、要員の配置による他の操作に与える影響、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。

また、MAAP コードの炉心水位の予測の不確かさに関し、「7.1.7.3（3）感度解析」において、MAAP コードと M-RELAP5 コードとの比較による評価を実施する。

(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解析条件を第7.1.7.2表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a.　事故条件

(a)　起因事象

起因事象として、大破断 LOCA が発生するものとする。原子炉冷却材圧力バウンダリの破断位置は低温側配管とし、原子炉容器と非常用炉心冷却設備の注入配管との間において破断するものとする。また、破断口径は、1次冷却材配管（約 0.70m（27.5インチ））の完全両端破断が発生するものとする。

(b)　安全機能の喪失に対する仮定

ECCS 再循環機能が喪失するものとする。

(c)　外部電源

外部電源はあるものとする。

外部電源がある場合、非常用炉心冷却設備の作動が早くなり、再循環切替失敗の時期が早くなる。このため、再循環切替失敗時点での炉心崩壊熱が高くなり、炉心水位の低下が早く、格納容器スプレイポンプによる代替再循環への切替操作時間の観点で厳しくなる。

(d) 再循環切替

再循環切替えは、燃料取替用水タンク水位16%到達時に行い、ECCS再循環に失敗することを想定する。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 非常用炉心冷却設備作動信号

非常用炉心冷却設備作動信号は「原子炉圧力異常低」信号により発信するものとし、11.36MPa[gage]を作動限界値とする。また、応答時間は0秒とする。

(b) 原子炉格納容器スプレイ作動信号

原子炉格納容器スプレイ作動信号は「原子炉格納容器圧力異常高」信号により発信するものとし、0.136MPa[gage]を作動限界値（標準値）とする。また、応答時間は0秒とする。

(c) 充てん／高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプ

充てん／高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプはそれぞれ2台作動し、最大注入特性（高圧注入特性（標準値：0～約350m^3／h、0～約15.6MPa[gage]）、低圧注入特性（標準値：0～約1,820m^3／h、0～約1.3MPa[gage]））で炉心へ注水するものとする。

最大注入特性とすることにより、燃料取替用水タンクの

水位低下が早くなるため、再循環切替失敗時点での炉心崩壊熱が高くなり、炉心水位の低下が早く、格納容器スプレイポンプによる代替再循環への切替操作時間の観点で厳しくなる。

(d) 格納容器スプレイポンプ

格納容器スプレイポンプは2台作動し、最大流量（設計値）より多めの値（標準値）で原子炉格納容器内に注水するものとする。また、再循環時には1台作動し、最大流量（設計値）より多めの値（標準値）で原子炉格納容器内に注水するものとする。

最大流量とすることにより、燃料取替用水タンクの水位低下が早くなるため、再循環切替失敗時点での炉心崩壊熱が高くなり、炉心水位の低下が早く、格納容器スプレイポンプによる代替再循環への切替操作時間の観点で厳しくなる。

(e) 補助給水ポンプ

電動補助給水ポンプ2台及びタービン動補助給水ポンプ1台が自動起動し、解析上は非常用炉心冷却設備作動限界値到達60秒後に3基の蒸気発生器に合計280m^3／hの流量で注水するものとする。

(f) 蓄圧タンク

蓄圧注入系のパラメータとして初期保持圧力については、炉心への注水を遅くするために最低保持圧力とする。また、初期保有水量については、炉心への注水量を少なくするために最低保有水量とする。

蓄圧タンクの保持圧力（最低保持圧力）4.04MPa[gage]

蓄圧タンクの保有水量（最低保有水量）29.0m^3／基

(g) 代替再循環

格納容器スプレイポンプ1台作動による代替再循環時の炉心への注水流量は、再循環切替時点での炉心崩壊熱に相当する蒸散量を上回る流量として、200m^3／h を設定する。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

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

(a) 格納容器スプレイポンプによる代替再循環の開始は、格納容器スプレイポンプによる代替再循環の現場での系統構成や中央制御室での代替再循環開始操作等に余裕を考慮して、ECCS 再循環切替失敗から 30 分後とする。なお、運用上は「7.1.7.3 (3) 感度解析」に示すとおり、MAAP コードの炉心水位の予測の不確かさを考慮し、格納容器スプレイポンプによる代替再循環を実際に見込まれる操作時間である ECCS 再循環切替失敗から 15 分後（訓練実績：7分）までに開始する。

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスの事象進展を第 7.1.7.2 図に、原子炉容器内水位及び燃料被覆管温度等の1次系パラメータの変化を第 7.1.7.4 図から第 7.1.7.11 図に、原子炉格納容器圧力及び原子炉格納容器内温度等の原子炉格納容器パラメータの変

化を第 7.1.7.12 図から第 7.1.7.15 図に示す。

a. 事象進展

事象発生後、破断口からの１次冷却材の流出により、１次系圧力が低下することで、「原子炉圧力低」信号のトリップ限界値に到達し、原子炉は自動停止するとともに、「原子炉圧力異常低」信号の非常用炉心冷却設備作動限界値に到達した後、非常用炉心冷却設備が作動する。炉心は一時的に露出するが、炉心注水が開始されることにより再び冠水状態となる。

燃料取替用水タンク水位が低下し、事象発生の約 19 分後に格納容器再循環サンプ側への水源切替えを行うが、ECCS 再循環への切替えに失敗することで炉心水位は低下する。しかし、ECCS 再循環切替失敗の 30 分後に、格納容器スプレイポンプによる代替再循環による炉心への注水を実施することで炉心水位は回復する。

b. 評価項目等

燃料被覆管温度は破断直後の炉心露出によって一時的に上昇するが、第 7.1.7.11 図に示すとおり、非常用炉心冷却設備による炉心注水によって低下する。非常用炉心冷却設備の性能は、原子炉冷却材喪失事故における１次冷却材配管の完全両端破断を想定した解析で評価しており、この場合でも燃料被覆管の最高温度は約 1,027℃であり、燃料被覆管の酸化量は約 3.6%である。このため、本事象においても燃料被覆管最高温度 1,200℃、燃料被覆管の酸化量 15%以下である。

１次系圧力は第 7.1.7.4 図に示すとおり、初期値（約

15.6MPa[gage]）以下となる。このため、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は約 16.2MPa[gage]にとどまり、最高使用圧力の 1.2 倍（20.59MPa[gage]）を下回る。

原子炉格納容器圧力及び温度は第 7.1.7.14 図及び第 7.1.7.15 図に示すとおり、事象発生直後からの格納容器スプレイにより抑制できる。原子炉格納容器スプレイ設備の性能は、原子炉冷却材喪失事故における 1 次冷却材配管の完全両端破断を想定した解析で評価しており、この場合でも原子炉格納容器圧力及び温度の最高値はそれぞれ約 0.211MPa[gage]、約 119℃にとどまる。このため、本事象においても原子炉格納容器最高使用圧力（0.245MPa[gage]）、最高使用温度（127℃）を下回る。

第 7.1.7.13 図に示すように、格納容器再循環サンプ水温度は低下傾向を示し、炉心は安定して冷却されており、事象発生の約 4.5 時間後に低温停止状態に到達し、安定停止状態に至る。その後も格納容器スプレイポンプによる代替再循環を継続することにより、安定停止状態を維持できる。

7.1.7.3　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響、要員の配置による他の操作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は、運転員等操作である格納容器スプレイポンプによる代替再循環操作により炉心を冷却すること

が特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、再循環切替失敗 30 分後を起点に操作を開始する格納容器スプレイポンプによる代替再循環とする。

(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

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

a. 運転員等操作時間に与える影響

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流、並びに1次冷却系における気液分離・対向流の不確かさについては、「(3) 感度解析」にて評価している。

b. 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流、並びに1次冷却系における気液分離・対向流の不確かさについては、「(3) 感度解析」にて評価している。

(2) 解析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 7.1.7.2 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、解析条件の設定に当たっては、原則、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な設定としていることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる

炉心崩壊熱及び破断口径並びに標準値として設定している蒸気発生器2次側保有水量、原子炉格納容器自由体積、燃料取替用水タンク水量、充てん／高圧注入ポンプ注入特性、余熱除去ポンプ注入特性及び格納容器スプレイポンプ流量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

炉心崩壊熱の変動を考慮した場合、解析条件で設定している崩壊熱より小さくなるため、1次系温度、圧力の低下が早くなり、炉心注水流量が多くなることで、再循環切替水位に到達する時間が早くなる。しかし、事象発生後の1次系圧力は原子炉格納容器圧力に支配され、崩壊熱の変動による炉心注水流量への影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。

破断口径の変動を考慮した場合、解析条件で設定している破断口径より小さくなるため、破断口からの1次冷却材の流出流量が少なくなり、炉心注水流量が減少する。このため、再循環切替水位に到達する時間が遅くなるため、再循環切替水位を起点としている格納容器スプレイポンプによる代替再循環操作の開始が遅くなる。

蒸気発生器2次側保有水量の変動を考慮した場合、解析条件で設定している保有水量より多くなるが、大破断LOCAであることから、2次系からの冷却効果はわずかであり、運転員等操作時間に与える影響はない。

原子炉格納容器自由体積の変動を考慮した場合、解析条件で設定している自由体積より大きくなるため、格納容器

スプレイの作動が遅くなり、再循環切替水位に到達する時間が遅くなる。このため、再循環切替水位を起点としている格納容器スプレイポンプによる代替再循環操作の開始が遅くなる。

燃料取替用水タンク水量の変動を考慮した場合、解析条件で設定している水量より少なくなるため、再循環切替水位に到達する時間が早くなる。このため、再循環切替水位を起点としている格納容器スプレイポンプによる代替再循環操作の開始が早くなるが、その差は小さいため、運転員等操作時間に与える影響は小さい。

充てん／高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプの注入特性並びに格納容器スプレイポンプ流量の変動を考慮した場合、解析条件で設定している1次系への注水流量より少なくなるため、燃料取替用水タンクの水位低下が遅くなり、再循環切替水位に到達する時間が遅くなる。このため、再循環切替水位を起点としている格納容器スプレイポンプによる代替再循環操作の開始が遅くなる。

(b)　評価項目となるパラメータに与える影響

炉心崩壊熱の変動を考慮した場合、解析条件で設定している崩壊熱より小さくなるため、1次冷却材の蒸散率が低下し、1次系保有水量の低下が抑制される。このため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

破断口径の変動を考慮した場合、解析条件で設定している破断口径より小さくなるため、1次冷却材の流出流量が少なくなり、1次系保有水量の低下が抑制される。このた

め、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

蒸気発生器２次側保有水量の変動を考慮した場合、解析条件で設定している保有水量より多くなるが、大破断 LOCA であることから、２次系からの冷却効果はわずかであり、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

原子炉格納容器自由体積の変動を考慮した場合、解析条件で設定している自由体積より大きくなるため、格納容器スプレイの作動が遅くなり、再循環切替水位に到達する時間が遅くなる。このため、再循環切替時点での崩壊熱が小さくなり、１次系保有水量の低下が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

燃料取替用水タンク水量の変動を考慮した場合、解析条件で設定している水量より少なくなるため、再循環切替水位に到達する時間が早くなるが、再循環切替水位到達時点の崩壊熱の違いによる１次冷却材の蒸散量への影響は小さく、炉心水位の低下に与える影響は小さいため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

充てん／高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプの注入特性並びに格納容器スプレイポンプ流量の変動を考慮した場合、解析条件で設定している１次系への注水流量より少なくなるため、燃料取替用水タンクの水位低下が遅くなり、再循環切替水位に到達する時間が遅くなる。このため、再循環切替時点での崩壊熱が小さくなり、１次系保有水量の低下が抑制されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

b. 操作条件

操作条件の不確かさとして、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響並びに解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間等の操作時間の変動を考慮して、要員の配置による他の操作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を確認する。

(a) 要員の配置による他の操作に与える影響

第7.1.7.3図に示すとおり、格納容器スプレイポンプによる代替再循環操作は、中央制御室及び現地で行う操作であるが、それぞれ別の運転員による操作を想定していることから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

格納容器スプレイポンプによる代替再循環操作について、破断口径等の不確かさによって事象進展が緩やかになる場合等、操作開始が遅くなる場合には、1次系保有水量の低下が抑制されるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流、並びに1次冷却系における気液分離・対向流の不確かさについては、「(3) 感度解析」にて評価している。

(3) 感度解析

MAAPコードにおける重要現象の不確かさのうち、炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流、並びに1次冷却系における気液分離・対向流による炉心水位の予測に関する不確かさを確認するため、本重要事故シーケンスにおいて

M-RELAP5 コードによる感度解析を行った。

その結果、第 7.1.7.16 図に示すとおり、MAAP コードは M-RELAP5 コードより約 15 分炉心露出を遅めに予測する傾向を確認した。また、M-RELAP5 コードにより ECCS 再循環切替失敗から 15 分後に実施した場合の結果を第 7.1.7.17 図に示すとおり、ECCS 再循環切替失敗後において、炉心は露出せず、燃料被覆管温度は上昇しない結果となった。よって、本重要事故シーケンスにおいては、炉心露出の予測に対する不確かさとして、15 分を考慮するものとする。なお、同評価では、MAAP コードによって算出された原子炉格納容器圧力等を境界条件として用いているが、両コードの計算結果から得られる原子炉格納容器内へ放出されるエネルギの差から見積もられる原子炉格納容器圧力の差はわずかであることから、M-RELAP5 コードの炉心露出の予測に与える影響は軽微である。

MAAP コードにおける重要現象の不確かさのうち、炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流、並びに 1 次冷却系における気液分離・対向流の不確かさとして、炉心露出を約 15 分遅く評価する可能性があることから、実際の炉心露出に対する余裕が小さくなり、評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなる。これを踏まえて、格納容器スプレイポンプによる代替再循環の開始操作については、解析上の操作開始時間に対して、運用上実際に見込まれる操作開始時間を 15 分早くしている。このため、炉心露出することはなく、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(4)　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する。

格納容器スプレイポンプによる代替再循環操作の実施時間に対する時間余裕を確認するため、燃料被覆管温度評価の観点から、運用上実際に見込まれる操作開始時間である ECCS 再循環切替失敗から 15 分後に実施する格納容器スプレイポンプによる代替再循環操作に対して、開始を5分遅くした場合の感度解析を実施した。その結果、第 7.1.7.18 図及び第 7.1.7.19 図に示すとおり、燃料被覆管温度は 1,200℃に対して十分余裕がある。よって、操作時間余裕として、ECCS 再循環切替失敗から 20 分程度は確保できる。

(5)　まとめ

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び要員の配置による他の操作に与える影響を確認した。感度解析結果より、MAAP コードの炉心水位の予測の不確かさとして 15 分を考慮し、運用上実際に見込まれる操作開始時間を 15 分早くした。その結果、解析コード及び解析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、運転員による格納容器スプレイポンプによる代替再循環を行うことにより、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、操作時間に対して一定の時間余裕がある。また、要員の配置による他の操作に与える影響はない。

7.1.7.4　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「ECCS 再循環機能喪失」において、1号炉及び2号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、「7.1.7.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 18 名である。「7.5.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している重大事故等対策要員 52 名で対処可能である。

(2)　必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「ECCS 再循環機能喪失」において、必要な水源、燃料及び電源は、「7.5.1 (2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。

a.　水　　源

燃料取替用水タンク（約1,677m^3：水位異常低警報値までの水量）を水源とする充てん／高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプによる炉心注水については、燃料取替用水タンク水位が再循環切替水位（16%）に到達後（約19分後）に低圧再循環運転に切替失敗するが、その後、2系列の格納容器スプレイ再循環運転切替成功を確認した後、A格納容器スプレイポンプによる代替再循環運転に切り替える（約49分後）。以降は、格納容器再循環サンプを水源とし、代替再循環（炉心冷却）運転を継続する。

燃料取替用水タンク（約1,677m^3：水位異常低警報値までの水量）を水源とする格納容器スプレイポンプによる格納容器スプレイ注水については、燃料取替用水タンク水位が再循環切替水位（16%）に到達後（約19分後）にB格納容器スプレイポンプによる格納容器スプレイ再循環運転に切り替え、以降は、格納容器再循環サンプを水源とし、格納容器スプレイ再循環運転を継続する。

以上より、燃料取替用水タンクへの補給は不要である。

なお、外部電源の喪失を想定した場合でも同様の対応である。

b. 燃　料

代替緊急時対策所用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約7.8kℓの重油が必要となる。

使用済燃料ピットへの注水については、事象発生6時間20分後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約7.6kℓの重油が必要となる。

使用済燃料ピット監視装置用空気供給システムについては、事象発生7時間20分後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約3.8kℓの重油が必要となる。

7日間の運転継続に必要な重油は、これらを合計して約19.2kℓとなるが、「7.5.1（2）資源の評価条件」に示すとおり燃料油貯蔵タンク容量と大容量空冷式発電機用燃料タンク容量の合計（約314.0kℓ）にて供給可能である。

外部電源の喪失は想定していないが、仮に外部電源が喪失

してディーゼル発電機からの給電を想定し、事象発生後７日間ディーゼル発電機が全出力で運転した場合、約475.2kℓの重油が必要となる。

７日間の運転継続に必要な重油は、ディーゼル発電機の燃料消費量を合計して約494.4kℓとなるが、「7.5.1（2）資源の評価条件」に示すとおり燃料油貯油そう容量と燃料油貯蔵タンク容量の合計（約510.0kℓ）にて供給可能である。

c. 電　源

外部電源の喪失は想定していないが、仮に外部電源が喪失してディーゼル発電機からの給電を想定した場合においても、重大事故等対策時に必要な負荷は設計基準事故時に想定している非常用炉心冷却設備作動信号により作動する負荷に含まれることから、ディーゼル発電機による電源供給が可能である。

7.1.7.5 結　論

事故シーケンスグループ「ECCS 再循環機能喪失」では、燃料取替用水タンクを水源とした非常用炉心冷却設備による炉心への注水後に、格納容器再循環サンプを水源とする非常用炉心冷却設備の再循環運転ができなくなることで、１次冷却材の保有水量が低下し、炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「ECCS 再循環機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、短期対策及び長期対策として格納容器スプレイポンプによる代替再循環及び格納容器スプレイ再循環を整備している。

事故シーケンスグループ「ECCS 再循環機能喪失」の重要事故シーケンス「大破断 LOCA 時に低圧再循環機能が喪失する事故」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、格納容器スプレイポンプによる代替再循環を実施することにより、ECCS 再循環切替失敗後に炉心が露出することはない。

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

解析コード及び解析条件の不確かさについて操作への影響を含めて確認した。感度解析結果より、MAAP コードの炉心水位の予測の不確かさとして 15 分を考慮し、運用上実際に見込まれる操作開始時間を 15 分早くした。その結果、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、重大事故等対策要員にて対処可能である。また、必要な水源、燃料及び電源については、外部電源喪失時を仮定しても供給可能である。

以上のことから、事故シーケンスグループ「ECCS 再循環機能喪失」において、格納容器スプレイポンプによる代替再循環等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「ECCS 再循環機能喪失」に対して有効である。

7.1.8　格納容器バイパス

7.1.8.1　事故シーケンスグループの特徴、炉心損傷防止対策

(1)　事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」において、炉心損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスは、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「インターフェイスシステムLOCA」及び「蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故」である。

(2)　事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」では、原子炉の出力運転中に、原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する機器が破損し、さらに1次冷却材が原子炉格納容器外へ漏えいする。このため、緩和措置がとられない場合には、1次冷却材の原子炉格納容器外への漏えいが継続し、炉心損傷に至る。

したがって、本事故シーケンスグループでは、1次系を減温、減圧し、漏えいを抑制することにより、炉心損傷を防止する。長期的には、最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行う。

(3)　炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」における機能の喪失に対して、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、主蒸気逃がし弁、充てん／高圧注入ポンプ等を用いたクールダウンアンドリサーキュレーションを整備する。さらに余熱除去系の接続に失敗する場合を想定

して、充てん／高圧注入ポンプ及び加圧器逃がし弁を用いた充てん系によるフィードアンドブリードを整備する。長期的な冷却を可能とするため、主蒸気逃がし弁を用いた蒸気発生器による除熱、及び余熱除去系の接続に失敗する場合を想定して、格納容器スプレイポンプによる代替再循環を整備する。対策の概略系統図を第7.1.8.1図及び第7.1.8.2図に、対応手順の概要を第7.1.8.3図及び第7.1.8.4図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を第7.1.8.1表及び第7.1.8.2表に示す。

a. インターフェイスシステムLOCA

事故シーケンスグループのうち「インターフェイスシステムLOCA」における1号炉及び2号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、中央制御室の運転員、緊急時対策本部要員及び重大事故等対策要員（初動）で構成され、合計20名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、運転操作指揮を行う当直課長及び当直副長の2名、号炉間連絡及び運転操作助勢を行う当直主任及び運転員の2名、運転操作対応を行う運転員8名である。発電所構内に常駐している要員のうち、重大事故等対策要員（初動）は、運転対応要員4名、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は4名である。この必要な要員と作業項目について第7.1.8.5図に示す。

(a) プラントトリップの確認

事故の発生に伴い、原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。

プラントトリップの確認に必要な計装設備は、出力領域中性子束等である。

(b) 安全注入シーケンス作動状況の確認

「安全注入作動」警報により非常用炉心冷却設備作動信号が発信し、安全注入シーケンスが作動していることを確認する。

安全注入シーケンス作動状況の確認に必要な計装設備は、ほう酸注入ライン流量等である。

(c) 蓄圧注入系動作の確認

1次系圧力の低下に伴い、蓄圧注入系が動作することを確認する。

蓄圧注入系動作の確認に必要な計装設備は、1次冷却材圧力である。

(d) 余熱除去系統からの漏えいの判断

余熱除去系統からの漏えいの兆候があり1次系圧力の低下、加圧器水位の低下、排気筒ガスモニタの指示上昇、蒸気発生器関連モニタ指示正常等によりインターフェイスシステムLOCAの発生を判断する。

余熱除去系統からの漏えいの判断に必要な計装設備は、1次冷却材圧力等である。

(e) 余熱除去系統隔離

中央制御室での操作にて余熱除去ポンプを全台停止するとともに、燃料取替用水タンク水の流出を抑制するために、燃料取替用水タンクと余熱除去系統の隔離操作を行う。また、1次系保有水量低下を抑制するために1次系の減圧

操作を開始する前に、1次冷却材系統と余熱除去系統の隔離操作を行う。なお、隔離操作については余熱除去両系統とも行う。

(f)　余熱除去系統の隔離失敗の判断及び対応操作

1次系圧力の低下が継続することで余熱除去系統の隔離失敗と判断し、燃料取替用水タンクの補給操作を行う。

余熱除去系統の隔離失敗の判断に必要な計装設備は、1次冷却材圧力等である。

(g)　蒸気発生器2次側による炉心冷却

中央制御室にて主蒸気逃がし弁を全開し、蒸気発生器2次側による1次系の減温、減圧を行う。

蒸気発生器への注水は補助給水ポンプにて行う。

蒸気発生器2次側による炉心冷却に必要な計装設備は、1次冷却材高温側温度（広域）等である。

(h)　加圧器逃がし弁開放による1次系減圧

安全注入停止条件確立及び1次系からの漏えい量を抑制するため、加圧器逃がし弁を手動開することで1次系の減圧を行う。

加圧器逃がし弁操作の際は、1次系のサブクール度を確保した段階で実施する。

加圧器逃がし弁開放による1次系の減圧に必要な計装設備は、1次冷却材圧力等である。

(i)　高圧注入から充てん注入への切替え

安全注入停止条件を満足していることを確認し、高圧注入から充てん注入へ切り替える。

高圧注入から充てん注入への切替えに必要な計装設備は、ほう酸注入ライン流量等である。

(j) 蓄圧タンク出口弁閉止

1次冷却材圧力計指示が 0.6MPa[gage]になれば、蓄圧タンク出口弁を閉止する。

蓄圧タンク出口弁閉止に必要な計装設備は、1次冷却材圧力等である。

(k) 現場での余熱除去系統の隔離及び余熱除去系統からの漏えい停止確認

漏えい側余熱除去ポンプの入口弁（ユニハンドラ弁）を閉止することにより隔離を行い、余熱除去系統からの漏えい停止を確認する。

現場での余熱除去系統の隔離及び余熱除去系統からの漏えい停止確認に必要な計装設備は、1次冷却材圧力等である。

(l) 蒸気発生器2次側を使用した除熱の確認

補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水及び主蒸気逃がし弁開放により蒸気発生器2次側を使用した除熱を継続して行う。

蒸気発生器2次側を使用した除熱の確認に必要な計装設備は、1次冷却材高温側温度（広域）等である。

b. 蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故

事故シーケンスグループのうち「蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故」における1号炉

及び２号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、中央制御室の運転員、緊急時対策本部要員及び重大事故等対策要員（初動）で構成され、合計 18 名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、運転操作指揮を行う当直課長及び当直副長の２名、号炉間連絡及び運転操作助勢を行う当直主任及び運転員の２名、運転操作対応を行う運転員８名である。発電所構内に常駐している要員のうち、重大事故等対策要員（初動）は、運転対応要員２名、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は４名である。この必要な要員と作業項目について第 7.1.8.6 図に示す。

(a)　プラントトリップの確認

事故の発生に伴い、原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。

プラントトリップの確認に必要な計装設備は、出力領域中性子束等である。

(b)　安全注入シーケンス作動状況の確認

「安全注入作動」警報により非常用炉心冷却設備作動信号が発信し、安全注入シーケンスが作動していることを確認する。

安全注入シーケンス作動状況の確認に必要な計装設備は、ほう酸注入ライン流量等である。

(c)　蒸気発生器細管の漏えいの判断

蒸気発生器細管漏えい監視モニタ指示上昇、蒸気発生器水位・圧力の上昇及び加圧器水位・圧力の低下にて蒸気発生器伝熱管破損発生の判断及び破損側蒸気発生器を判定

する。

蒸気発生器細管の漏えいの判断に必要な計装設備は、蒸気ライン圧力等である。

(d) 補助給水ポンプ起動及び補助給水流量確立の確認

安全注入シーケンス作動等による補助給水ポンプの自動起動及び補助給水流量が確立していることを確認する。

補助給水ポンプ起動及び補助給水流量確立の確認に必要な計装設備は、補助給水流量等である。

(e) 破損側蒸気発生器の隔離

破損側蒸気発生器の隔離操作として、破損側蒸気発生器への補助給水停止、主蒸気隔離弁の閉止、タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気元弁の閉止等を行う。

(f) 破損側蒸気発生器圧力の減圧継続判断

破損側蒸気発生器の隔離操作完了後に、破損側蒸気発生器圧力が無負荷圧力（6.93MPa[gage]）より低下し、減圧が継続すれば、破損側蒸気発生器圧力の減圧継続を判断する。

破損側蒸気発生器圧力の減圧継続判断に必要な計装設備は、蒸気ライン圧力等である。

(g) 破損側蒸気発生器圧力の減圧継続時の対応

破損側蒸気発生器圧力の減圧継続時の対応操作として、健全側蒸気発生器の主蒸気逃がし弁による２次系強制冷却及び燃料取替用水タンクの補給操作を行う。

健全側蒸気発生器の主蒸気逃がし弁による２次系強制冷却に必要な計装設備は、１次冷却材高温側温度（広域）

等である。

(h)　加圧器逃がし弁開放による１次系減圧

安全注入停止条件確立及び１次系からの漏えい量を抑制するため、加圧器逃がし弁を手動開することで１次系の減圧を行う。

加圧器逃がし弁操作の際は、１次系のサブクール度を確保した段階で実施する。

加圧器逃がし弁開放による１次系減圧に必要な計装設備は、１次冷却材圧力等である。

(i)　蓄圧タンクの隔離

蓄圧注入による破損側蒸気発生器２次側への漏えい量を抑制するため、安全注入停止条件を満足していることを確認し、１次系圧力が蓄圧タンクの保持圧力（4.04MPa[gage]）になる前に蓄圧タンク出口弁を閉止する。

蓄圧タンクの隔離に必要な計装設備は、１次冷却材圧力等である。

(j)　高圧注入から充てん注入への切替え

安全注入停止条件を満足していることを確認し、高圧注入から充てん注入へ切り替える。

高圧注入から充てん注入への切替えに必要な計装設備は、ほう酸注入ライン流量等である。

(k)　余熱除去系による炉心冷却

１次冷却材圧力計指示 2.7MPa[gage]以下及び１次冷却材高温側温度計（広域）指示 177℃以下となり余熱除去系

統が使用可能になれば、１次冷却材高温側配管から取水することで余熱除去系による炉心冷却を開始する。

余熱除去系による炉心冷却に必要な計装設備は、１次冷却材高温側温度（広域）等である。

(l)　１、２次系の均圧による破損側蒸気発生器からの漏えい停止

１次系の減圧操作により１次系と２次系を均圧させ、破損側蒸気発生器からの漏えいを停止する。

１、２次系の均圧による破損側蒸気発生器からの漏えい停止に必要な計装設備は、１次冷却材圧力等である。

以降、長期対策として余熱除去系による炉心冷却を継続的に行う。

(m)　１次系のフィードアンドブリード運転

余熱除去系統が使用不能の場合には、すべての加圧器逃がし弁を手動で開放し、充てん注入によるフィードアンドブリード運転を実施する。

１次系のフィードアンドブリード運転に必要な計装設備は、１次冷却材高温側温度（広域）等である。

(n)　代替再循環運転への切替え

長期対策として、余熱除去系統が使用不能の場合、格納容器再循環サンプ広域水位計指示が再循環運転可能水位（67％）に再循環運転開始後の水位低下の可能性を考慮した水位 72％以上となれば、代替再循環運転に切り替える。代替再循環運転に切り替え後は、格納容器再循環サンプからＡ格納容器スプレイポンプを経てＡ格納容器スプレイ

冷却器で冷却した水を余熱除去系統及び格納容器スプレイ系統に整備しているタイラインより炉心へ注水することで、継続的な炉心冷却を行う。

代替再循環運転への切替えに必要な計装設備は、余熱除去ループ流量等である。

なお、原子炉格納容器の冷却については、原子炉格納容器雰囲気の状態に応じて格納容器再循環ファンを運転し継続的に行う。

7.1.8.2　炉心損傷防止対策の有効性評価

(1)　有効性評価の方法

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、格納容器バイパス時の漏えい経路の違いを考慮した「インターフェイスシステムLOCA」及び「蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故」である。

本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流、1次冷却系における冷却材流量変化、冷却材放出、沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離・対向流、圧力損失、ECCS強制注入及びECCS蓄圧タンク注入、加圧器における冷却材放出、並びに蒸気発生器における1次側・2次側の熱伝達、冷却材放出及び2次側給水が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能であるプラント過渡解析コードM-RELAP5により1次系圧力、燃料被覆管温度等の過渡応答を求める。

また、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、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、要員の配置による他の操作に与える影響、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。

(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解析条件を第7.1.8.3表及び第7.1.8.4表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a. インターフェイスシステムLOCA

(a) 事故条件

ⅰ. 起因事象

起因事象として、余熱除去系統入口隔離弁の誤開又は破損による余熱除去系統の圧力上昇により、余熱除去系統からの漏えいが発生するものとする。1次冷却材の漏えい箇所として、余熱除去系逃がし弁の作動、余熱除去系機器等からの漏えいが発生することとする。破断口径は、余熱除去系逃がし弁について、余熱除去ポンプ入口逃がし弁は実機における口径を基に、余熱除去冷却器出口逃がし弁は口径の標準値として設定し、余熱除去系機器等について、実機における破断面積に係る評価値に余裕を考慮した値を設定する。なお、本設定は実機で想定される余熱除去系逃がし弁と余熱除去系機器等の破断口径として設定した合計値と等価である。また、余熱除去系機器等の破断面積の評価においては、余熱除去系統

の圧力挙動の評価結果を踏まえ、配管破断は生じることはなく、余熱除去系統の低圧側に静的に１次冷却材系統の圧力、温度相当まで加圧及び加温されるものとしている。

（ｉ）原子炉格納容器外の余熱除去冷却器出口逃がし弁
（等価直径約 3.3cm（約 1.3 インチ）相当）

（ⅱ）原子炉格納容器内の余熱除去ポンプ入口逃がし弁
（等価直径約 11cm（約 4.2 インチ）相当）

（ⅲ）原子炉格納容器外の余熱除去系機器等
（等価直径約 4.1cm（約 1.6 インチ）相当）

ⅱ．安全機能の喪失に対する仮定

余熱除去機能が喪失するものとする。

ⅲ．外部電源

外部電源はないものとする。

外部電源がない場合、常用系機器の機能喪失及び工学的安全施設作動設備の作動遅れの観点から、炉心冷却上厳しくなる。

(b)　重大事故等対策に関連する機器条件

ｉ．充てん／高圧注入ポンプ

炉心への注水は、充てん／高圧注入ポンプ２台を使用するものとし、漏えい量を増加させる観点から、設計値に注入配管の流路抵抗等を考慮した最大注入特性（高圧注入特性：０～約 220m^3／h、０～約 19.4MPa[gage]）を用いるものとする。

ⅱ．補助給水ポンプ

電動補助給水ポンプ２台及びタービン動補助給水ポンプ１台が自動起動し、解析上は非常用炉心冷却設備作動限界値到達 60 秒後に３基の蒸気発生器に合計 280m^3／h の流量で注水するものとする。

ⅲ．蓄圧タンク

蓄圧注入系のパラメータとして初期保持圧力については、蓄圧注入のタイミングを遅くすることで１次系保有水量の回復が遅れることから最低保持圧力を用いる。また、初期保有水量については、評価項目となるパラメータに与える影響を確認した上で、標準的に最低保有水量を用いる。なお、本事象は事象発生後の事象進展が比較的早く、蓄圧タンクの初期条件の不確かさによる漏えい量に与える影響は小さいことから、他の事象と同様に以下の取扱いとする。

蓄圧タンクの保持圧力（最低保持圧力）4.04MPa[gage]

蓄圧タンクの保有水量（最低保有水量）29.0m^3／基

ⅳ．主蒸気逃がし弁

２次系強制冷却として主蒸気逃がし弁３個を使用するものとし、容量は設計値として、各ループに設置している主蒸気逃がし弁１個当たり定格主蒸気流量（ループ当たり）の 10％を処理するものとする。

ⅴ．余熱除去系逃がし弁吹止まり圧力

余熱除去冷却器出口逃がし弁及び余熱除去ポンプ入口逃がし弁は、設計値にて閉止するものとする。

(c)　重大事故等対策に関連する操作条件

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

ⅰ．主蒸気逃がし弁の開放による２次系強制冷却操作は、事象の判断、余熱除去系の隔離操作、主蒸気逃がし弁の開操作時間等を考慮して、非常用炉心冷却設備作動信号発信から 25 分後に開始するものとする。

ⅱ．補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水流量を調整することで、蒸気発生器水位を狭域水位内に維持するものとする。

ⅲ．加圧器逃がし弁の開閉操作に係る以下の条件が成立すれば、１個の加圧器逃がし弁を開閉するものとする。

（ⅰ）非常用炉心冷却設備停止条件成立前

イ．サブクール度 60℃以上で開操作

ロ．サブクール度 40℃以下又は加圧器水位 50％以上で閉操作

（ⅱ）非常用炉心冷却設備停止条件成立後

イ．サブクール度 20℃以上で開操作

ロ．サブクール度 10℃以下で閉操作

ⅳ．以下に示す非常用炉心冷却設備停止条件が成立、または原子炉トリップ後１時間経過すれば、充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水を、高圧モードから充てんモードに切り替えるものとし、切替えに２分の操作時間を考慮するものとする。

（ⅰ）サブクール度 40℃以上

（ⅱ）加圧器水位 50％以上

（ⅲ）１次系圧力が安定又は上昇、かつ蓄圧タンク不動作又は隔離中

（ⅳ）蒸気発生器狭域水位下端以上又は電動補助給水ポンプ１台の設計流量以上で注水中

ⅴ．充てん／高圧注入ポンプによる充てん流量を調整することで、加圧器水位を計測範囲内に維持するものとする。

b.　蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故

(a)　事故条件

ⅰ．起因事象

起因事象として、１基の蒸気発生器の伝熱管１本が瞬時に両端破断を起こすものとする。

ⅱ．安全機能の喪失に対する仮定

破損側蒸気発生器隔離失敗の想定として、原子炉トリップ後に主蒸気逃がし弁が作動した時点で、破損側蒸気発生器につながる主蒸気安全弁１個が開固着するものとする。

ⅲ．外部電源

外部電源はないものとする。

外部電源がない場合、常用系機器の機能喪失及び工学的安全施設作動設備の作動遅れの観点から、炉心冷却上厳しくなる。

(b)　重大事故等対策に関連する機器条件

ⅰ．充てん／高圧注入ポンプ

炉心への注水は、充てん／高圧注入ポンプ２台を使用するものとし、漏えい量を増加させる観点から、設計値に注入配管の流路抵抗等を考慮した最大注入特性（高圧注入特性：０～約 220m^3／h、０～約 19.4MPa[gage]）を用いるものとする。

ⅱ．補助給水ポンプ

電動補助給水ポンプ２台及びタービン動補助給水ポンプ１台が自動起動し、解析上は非常用炉心冷却設備作動限界値到達 60 秒後に３基の蒸気発生器に合計 280m^3／h の流量で注水するものとする。

ⅲ．主蒸気逃がし弁

２次系強制冷却のため、健全側の主蒸気逃がし弁２個を使用するものとし、容量は設計値として、各ループに設置している主蒸気逃がし弁１個当たり定格主蒸気流量（ループ当たり）の 10％を処理するものとする。

(c)　重大事故等対策に関連する操作条件

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

ⅰ．破損側蒸気発生器の隔離操作として、原子炉トリップから 10 分後に、破損側蒸気発生器につながるタービン動補助給水ポンプ駆動蒸気元弁を閉止する操作、破損側蒸気発生器への補助給水を停止する操作及び破損側蒸

気発生器につながる主蒸気隔離弁の閉止操作を開始し、操作完了に約２分を要するものとする。

ⅱ．健全側の主蒸気逃がし弁の開操作は、破損側蒸気発生器隔離操作の完了時点で開始し、操作完了に１分を要するものとする。

ⅲ．補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水流量を調整することで、蒸気発生器水位を狭域水位内に維持するものとする。

ⅳ．加圧器逃がし弁の開閉操作に係る以下の条件が成立すれば、１個の加圧器逃がし弁を開閉するものとする。

（ⅰ）非常用炉心冷却設備停止条件成立前

イ．サブクール度 60℃以上で開操作

ロ．サブクール度 40℃以下又は加圧器水位 50％以上で閉操作

（ⅱ）非常用炉心冷却設備停止条件成立後

イ．サブクール度 20℃以上で開操作

ロ．サブクール度 10℃以下で閉操作

ⅴ．以下に示す非常用炉心冷却設備停止条件が成立すれば、充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水を、高圧モードから充てんモードに切り替えるものとし、切替えに２分の操作時間を考慮するものとする。

（ⅰ）サブクール度 40℃以上

（ⅱ）加圧器水位 50％以上

（ⅲ）１次系圧力が安定又は上昇、かつ蓄圧タンク不動作又は隔離中

（ⅳ）健全側の蒸気発生器狭域水位下端以上又は健全側蒸気発生器への電動補助給水ポンプ1台の設計流量以上で注水中

ⅵ．充てん／高圧注入ポンプによる充てん流量を調整することで、加圧器水位を計測範囲内に維持するものとする。

ⅶ．以下に示す余熱除去運転条件が成立すれば、余熱除去系による炉心冷却を開始するものとする。

（ⅰ）1次冷却材温度177℃以下

（ⅱ）1次系圧力2.7MPa[gage]以下

(3)　有効性評価の結果

a.　インターフェイスシステムLOCA

インターフェイスシステムLOCAの事象進展を第7.1.8.3図に、1次系圧力、1次系温度、1次系保有水量及び燃料被覆管温度等の1次系パラメータの変化を第7.1.8.7図から第7.1.8.18図に、補助給水流量及び蒸気流量の2次系パラメータの変化を第7.1.8.19図及び第7.1.8.20図に示す。

(a)　事象進展

事象発生後、余熱除去系逃がし弁及び余熱除去系機器等からの漏えいにより、1次系圧力が低下することで、「原子炉圧力低」信号のトリップ限界値に到達し、原子炉は自動停止する。

事象発生の約15秒後に「原子炉圧力異常低」信号の非常用炉心冷却設備作動限界値に到達した後、非常用炉心冷却設備が作動することにより、ほう酸水が炉心に注

水される。また、補助給水ポンプが自動起動し、蒸気発生器への注水が開始される。

事象発生の約7分後に1次系圧力が余熱除去冷却器出口逃がし弁の吹止まり圧力まで低下するため、逃がし弁が閉止することで1次系保有水量が回復する。

事象発生の約25分後に主蒸気逃がし弁の開放による2次系強制冷却を開始するとともに、1次系からの漏えい量抑制のため、事象発生の約62分後に充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水について、高圧モードから充てんモードへの切替えを実施する。

その後、余熱除去ポンプの入口弁（ユニハンドラ弁）を閉止することで漏えいは停止する。

(b) 評価項目等

燃料被覆管温度は第7.1.8.18図に示すとおり、炉心は冠水状態にあることから初期値（約380℃）以下にとどまり、1,200℃以下となる。当該温度条件では、燃料被覆管の酸化反応は著しくならない。

1次系圧力は第7.1.8.7図に示すとおり、初期値（約15.9MPa[gage]）以下となる。このため、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は約16.2MPa[gage]にとどまり、最高使用圧力の1.2倍（20.59MPa[gage]）を下回る。

また、原子炉格納容器内の余熱除去ポンプ入口逃がし弁の動作により、加圧器逃がしタンクから原子炉格納容器内に漏えいした1次冷却材による原子炉格納容器圧

力及び温度の上昇はわずかである。なお、原子炉格納容器スプレイ設備の作動に至った場合、原子炉格納容器スプレイ設備の性能は、原子炉冷却材喪失事故における1次冷却材配管の完全両端破断を想定した解析で評価しており、この場合でも原子炉格納容器圧力及び温度の最高値はそれぞれ約0.211MPa[gage]、約119℃にとどまる。このため、本事象においても原子炉格納容器最高使用圧力（0.245MPa[gage]）及び最高使用温度（127℃）を下回る。

第7.1.8.7図及び第7.1.8.8図に示すように、事象発生後180分時点においても1次系圧力及び温度は低下傾向を示していることから、炉心は安定して冷却されている。その後は、主蒸気逃がし弁を用いた蒸気発生器による除熱を継続することにより、事象発生約400時間後に低温停止状態に到達し、安定停止状態に至る。さらに、主蒸気逃がし弁を用いた蒸気発生器による除熱を継続することにより、安定停止状態を維持できる。

b. 蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故

蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故の事象進展を第7.1.8.4図に、1、2次系圧力、1次系温度、1次系保有水量及び燃料被覆管温度等の1次系パラメータの変化を第7.1.8.21図から第7.1.8.30図に、蒸気発生器水位及び蒸気流量等の2次系パラメータの変化を第7.1.8.31図から第7.1.8.33図に示す。

(a)　事象進展

事象発生後、破断した伝熱管を通じて１次冷却材が蒸気発生器２次側に流出することで１次系圧力が低下し、事象発生の約６分後に「過大温度ΔＴ高」信号のトリップ限界値に到達し、原子炉は自動停止する。

事象発生の約６分後の主蒸気逃がし弁作動と同時に破損側ループの主蒸気安全弁開固着を想定しているため、１次系の圧力及び温度が低下することで、約７分後に「原子炉圧力低と加圧器水位低の一致」信号の非常用炉心冷却設備作動限界値に到達した後、非常用炉心冷却設備が作動することにより、ほう酸水が炉心に注水されることで１次系保有水量が上昇に転じる。また、補助給水ポンプが自動起動し、蒸気発生器への注水が開始される。

原子炉トリップ発生の 10 分後に破損側蒸気発生器の隔離操作を開始した後、その約２分後に隔離操作を完了する。さらに、破損側蒸気発生器の隔離操作を完了した時点から健全側主蒸気逃がし弁の開操作を開始し、１分後に完了する。

加圧器水位の回復と１次系からの漏えい量低減のため、事象発生の約 31 分後に加圧器逃がし弁による１次系の減圧を実施し、事象発生の約 47 分後に充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水について、高圧モードから充てんモードへの切替えを実施する。その後、事象発生の約2.2時間後に余熱除去系による冷却を開始すること

により１次系圧力は低下し、１次系圧力と破損側蒸気発生器の２次側圧力が平衡になった時点で、１次冷却材の２次冷却系への漏えいは停止する。

(b)　評価項目等

燃料被覆管温度は第 7.1.8.30 図に示すとおり、炉心は冠水状態にあることから初期値（約 340℃）以下にとどまり、1,200℃以下となる。当該温度条件では、燃料被覆管の酸化反応は著しくならない。

１次系圧力は第 7.1.8.21 図に示すとおり、初期値（約 15.7MPa[gage]）以下となる。このため、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は約 16.2MPa[gage]にとどまり、最高使用圧力の 1.2 倍（20.59MPa[gage]）を下回る。

また、加圧器逃がし弁の開閉操作により、加圧器逃がしタンクから原子炉格納容器内に漏えいした１次冷却材による原子炉格納容器圧力及び温度の上昇はわずかである。なお、原子炉格納容器スプレイ設備の作動に至った場合、原子炉格納容器スプレイ設備の性能は、原子炉冷却材喪失事故における１次冷却材配管の完全両端破断を想定した解析で評価しており、この場合でも原子炉格納容器圧力及び温度の最高値はそれぞれ約 0.211MPa[gage]、約 119℃にとどまる。このため、本事象においても原子炉格納容器最高使用圧力（0.245MPa[gage]）及び最高使用温度（127℃）を下回る。

第 7.1.8.21 図及び第 7.1.8.22 図に示すように、事象発生後 5 時間時点においても 1 次系圧力及び温度は低下傾向を示していることから、炉心は安定して冷却されている。その後は、余熱除去系の運転を継続することにより、事象発生の約 10.5 時間後に低温停止状態に到達し、安定停止状態に至る。さらに、余熱除去系の運転を継続することにより、安定停止状態を維持できる。また、余熱除去系が使用不能の場合においても、充てん系によるフィードアンドブリード及び格納容器スプレイポンプによる代替再循環を行うことにより、事象発生の約 28.1 時間後に低温停止状態に到達し、安定停止状態に至る。その後も格納容器スプレイポンプによる代替再循環運転を継続することにより、安定停止状態を維持できる。

7.1.8.3　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響、要員の配置による他の操作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は、運転員等操作である 2 次系強制冷却、加圧器逃がし弁開閉操作による 1 次系の減温、減圧を行うとともに、非常用炉心冷却設備から充てん系への切替操作等を行うクールダウンアンドリサーキュレーションにより炉心を冷却し、漏えい量を抑制することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、原子炉トリップ又は非常用

炉心冷却設備作動信号の発信を起点に操作を開始する２次系強制冷却操作、１次系温度及び圧力（サブクール条件）等を起点に操作を開始する加圧器逃がし弁の開閉操作、非常用炉心冷却設備から充てん系への切替操作とする。

(1)　解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

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

a.　運転員等操作時間に与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、燃料棒表面熱伝達は最大で 40%程度小さく評価する可能性があることから、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり燃料被覆管温度は低くなるが、燃料被覆管温度を起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流の不確かさとして、炉心水位を最大で 0.3m 低く評価する可能性があるが、炉心水位を起点としている運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

１次冷却系における冷却材放出の不確かさとして、解析コードの臨界流モデルの試験解析では、主配管につながる枝管の下流側にある弁等からの流出を仮定するインターフェイスシステム LOCA に対して、枝管の形状圧損及び摩擦圧損が模擬されず、破断流量を実際より多く予測するこ

とになる。また、二相臨界流での漏えい流量は、実験データより多めに評価する。よって、インターフェイスシステム LOCA では、実際の漏えい率は小さくなり、１次系の減圧が遅くなるため、非常用炉心冷却設備作動信号の発信を起点としている２次系強制冷却操作の開始が遅くなる。一方、１次系の減圧が遅くなることで１次冷却材の飽和温度の低下も遅くなり、１次系温度及び圧力（サブクール条件）を起点としている加圧器逃がし弁の開閉操作、非常用炉心冷却設備から充てん系への切替操作の開始が早くなる。

１次冷却系における沸騰・凝縮・ボイド率変化の不確かさとして、インターフェイスシステム LOCA では、２次系強制冷却操作による減圧時に１次系圧力を最大で 0.5MPa 高めに評価する可能性があることから、実際の１次系温度は低くなる。よって、１次系の減温が早くなることで、１次系温度及び圧力（サブクール条件）を起点としている加圧器逃がし弁の開閉操作、非常用炉心冷却設備から充てん系への切替操作の開始が早くなる。

１次冷却系における気液分離・対向流の不確かさとして、インターフェイスシステム LOCA では、リフラックス凝縮時の蒸気発生器での伝熱が実際よりも小さくなることにより、最も過大評価となる場合で１次系圧力に対して 0.5MPa 高く評価する可能性がある。よって、実際の蒸気発生器での伝熱・凝縮量は多くなり、１次系の減温が早くなるため、１次系温度及び圧力（サブクール条件）を起点としている加圧器逃がし弁の開閉操作、非常用炉心冷却設備

から充てん系への切替操作の開始が早くなる。

蒸気発生器における１次側・２次側の熱伝達の不確かさとして、２次系強制冷却操作による減圧時に１次系圧力を最大で 0.5MPa 高めに評価する可能性があることから、実際の１次側・２次側の熱伝達は大きくなり、１次系の減温、減圧が早くなる。よって、１次系温度及び圧力（サブクール条件）を起点としている加圧器逃がし弁の開閉操作、非常用炉心冷却設備から充てん系への切替操作の開始が早くなる。

b.　評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における燃料棒表面熱伝達の不確かさとして、燃料棒表面熱伝達は最大で 40％程度小さく評価する可能性があるが、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり燃料被覆管温度は低くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流の不確かさとして、炉心水位を最大で 0.3m 低く評価する可能性があるが、実際の炉心水位は高くなることから、１次系保有水量の低下が抑制されることで、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

１次冷却系における冷却材放出の不確かさとして、解析コードの臨界流モデルの試験解析では、主配管につながる枝管の下流側にある弁等からの流出を仮定するインターフェイスシステム LOCA に対して、枝管の形状圧損及び摩擦圧損が模擬されず、破断流量を実際より多く予測するこ

とになる。また、二相臨界流での漏えい流量は、実験データより多めに評価する。よって、インターフェイスシステム LOCA では、実際の漏えい率は小さくなり、１次系保有水量の低下が抑制されることで、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

１次冷却系における沸騰・凝縮・ボイド率変化の不確かさとして、インターフェイスシステム LOCA では、２次系強制冷却操作による減圧時に１次系圧力を最大で 0.5MPa 高めに評価する可能性がある。よって、実際の１次系の減温、減圧が早くなることで１次系温度及び圧力は低くなることから、漏えい量が少なくなることで１次系保有水量の低下が抑制され、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

１次冷却系における気液分離・対向流の不確かさとして、インターフェイスシステム LOCA では、リフラックス凝縮時の蒸気発生器での伝熱が実際よりも小さくなることにより、最も過大評価となる場合で１次系圧力に対して 0.5MPa 高く評価する可能性がある。よって、実際の１次系圧力は低くなり、漏えい量が少なくなることで１次系保有水量の低下が抑制され、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

蒸気発生器における１次側・２次側の熱伝達の不確かさとして、２次系強制冷却操作による減圧時に１次系圧力を最大で 0.5MPa 高めに評価する可能性があることから、実際の１次側・２次側の熱伝達は大きくなり、１次系の減温、

減圧が早くなるとともに、漏えい量が少なくなることで1次系保有水量の低下が抑制され、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) 解析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7.1.8.3表及び第7.1.8.4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、解析条件の設定に当たっては、原則、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な設定としていることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる炉心崩壊熱及びインターフェイスシステムLOCA時の破断口径、標準値として設定している蒸気発生器2次側保有水量並びに評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなる蓄圧タンク初期保有水量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

炉心崩壊熱の変動を考慮した場合、解析条件で設定している崩壊熱より小さくなるため、1次系の圧力、温度の低下が早くなる。よって、非常用炉心冷却設備作動信号の発信を起点としている2次系強制冷却操作、1次系温度及び圧力（サブクール条件）を起点としている加圧器逃がし弁の開閉操作、非常用炉心冷却設備から充てん系への切替操作の開始が早くなる。

インターフェイスシステム LOCA 時の破断口径の変動を考慮した場合、解析条件で設定している破断口径より小さくなるため、破断箇所からの漏えい量が少なくなることで、１次系の圧力の低下が遅くなり、非常用炉心冷却設備作動信号の発信を起点としている２次系強制冷却操作の開始が遅くなる。一方、１次系の圧力低下が遅くなることで１次冷却材の飽和温度の低下も遅くなり、１次系温度及び圧力（サブクール条件）を起点としている加圧器逃がし弁の開閉操作、非常用炉心冷却設備から充てん系への切替操作の開始が早くなる。

蒸気発生器２次側保有水量の変動を考慮した場合、解析条件で設定している保有水量より多くなるため、２次側保有水量の違いによる２次系からの冷却効果はわずかに大きくなるが、運転員等操作時間に与える影響は小さい。

(b)　評価項目となるパラメータに与える影響

炉心崩壊熱の変動を考慮した場合、解析条件で設定している崩壊熱より小さくなるため、１次冷却材の蒸散率が低下し、また、インターフェイスシステム LOCA 時の破断口径の変動を考慮した場合、破断箇所からの漏えい流量が低下するため、１次系保有水量の低下が抑制され、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

蒸気発生器２次側保有水量の変動を考慮した場合、解析条件で設定している保有水量より多くなるため、２次側保有水量の違いによる２次系からの冷却効果はわず

かに大きくなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

蓄圧タンクの初期保有水量の変動を考慮した場合、解析条件で設定している初期保有水量より多くした方が蓄圧タンク気相部の初期体積が小さくなり、注水に伴う気相部圧力の低下が大きくなることから、1次系への注水量の観点から厳しくなる。その影響を事象推移から確認した結果、蓄圧タンクによる炉心注水より前に非常用炉心冷却設備により1次系保有水量は回復に転じていることから、評価項目となるパラメータ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、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響並びに解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間等の操作時間の変動を考慮して、要員の配置による他の操作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を確認する。

(a) 要員の配置による他の操作に与える影響

第 7.1.8.5 図に示すとおり、インターフェイスシステムLOCAにおいて、運転員1名が実施する2次系強制冷却操作は、その前後に他の操作がない。また、別の運転員1名が実施する加圧器逃がし弁開閉操作及び非常用炉心冷却設備から充てん系への切替操作等の複数の操作は、中央制御室で行う操作であるとともに、事象進展上重複する操作で

はない。よって、要員の配置による他の操作に与える影響はない。なお、余熱除去ポンプの入口弁（ユニハンドラ弁）の操作位置は漏えいの影響を受けにくい場所にあるため、解析条件である破断口径の不確かさを考慮した場合においても、余熱除去ポンプの入口弁（ユニハンドラ弁）の閉止操作の成立性に問題はない。

第7.1.8.6図に示すとおり、蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故において、運転員1名が実施する健全側主蒸気逃がし弁開操作等の複数の操作、別の運転員1名が実施する加圧器逃がし弁開放操作及び非常用炉心冷却設備から充てん系への切替操作等の複数の操作は、中央制御室で行う操作であるとともに、事象進展上重複する操作ではないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。

(b)　評価項目となるパラメータに与える影響

2次系強制冷却操作については、炉心崩壊熱の不確かさ等により1次系温度及び圧力の低下が早くなることで、非常用炉心冷却設備作動信号の発信が早くなり、これに伴い操作開始が早くなる。このように操作開始が早くなる場合には、1次系からの漏えい量が少なくなり、1次系保有水量の低下が抑制されるため、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、インターフェイスシステムLOCAでは、冷却材放出における臨界流モデルの不確かさ等により、1次系からの漏えい量が少なくなると、1次系圧力の低下が遅くなり、非常用炉心冷却設備作動信号の

発信を起点としている操作の開始が遅くなる。このように操作開始が遅くなる場合は、１次系からの漏えい量と操作遅れ時間の程度により燃料被覆管温度上昇に対する余裕は小さくなることが考えられるが、高圧注入系からの注水により１次系保有水量は確保されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

加圧器逃がし弁の開閉操作及び非常用炉心冷却設備から充てん系への切替操作については、炉心崩壊熱の不確かさ等により１次系温度及び圧力の低下が早くなることで、操作開始が早くなる。このように操作開始が早くなる場合には、１次系からの漏えい量が少なくなり、１次系保有水量の低下が抑制されるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

(3)　操作時間余裕の把握

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

インターフェイスシステム LOCA 時において、２次系強制冷却操作の時間余裕としては、水源となる燃料取替用水タンク枯渇までの時間として、第 7.1.8.34 図に示す２次系強制冷却開始までの最大注水流量が継続するものとして概算した。その結果、操作時間余裕として５時間程度は確保できる。加圧器逃がし弁開操作及び非常用炉心冷却設備から充てん系への切替操作の時間余裕としては、水源となる燃料取替用水タンク枯渇までの時間として、第 7.1.8.34 図に示す主蒸

気逃がし弁開による１次系の減温、減圧操作を考慮し、大気圧時点での高圧注入流量が継続するものとして概算した。その結果、操作時間余裕として５時間程度は確保できる。

蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故時において、破損側蒸気発生器の隔離操作及び２次系強制冷却操作の時間余裕としては、水源となる燃料取替用水タンク枯渇までの時間として、第 7.1.8.35 図に示す２次系強制冷却操作開始までの最大注水流量が継続するものとして概算した。その結果、操作時間余裕として８時間程度は確保できる。加圧器逃がし弁開操作及び非常用炉心冷却設備から充てん系への切替操作の時間余裕としては、水源となる燃料取替用水タンク枯渇までの時間として、第 7.1.8.35 図に示す主蒸気逃がし弁開による１次系の減温、減圧操作を考慮し、大気圧時点の高圧注入流量が継続するものとして概算した。その結果、操作時間余裕として６時間程度は確保できる。

(4)　ま と め

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び要員の配置による他の操作に与える影響を確認した。その結果、解析コード及び解析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、運転員によるクールダウンアンドリサーキュレーションにより、１次系への注水、１次系の減温、減圧を行うこと等により、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、操作時間に対して一定の時間余裕がある。また、要員の配置による他の操作に与える影響はない。

7.1.8.4　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「格納容器バイパス」において、1号炉及び2号炉同時の重要事故等対策時に必要な要員は、「7.1.8.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり20名である。「7.5.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している重大事故等対策要員52名で対処可能である。

(2)　必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」において、必要な水源、燃料及び電源は、「7.5.1 (2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。

なお、重要事故シーケンス「インターフェイスシステムLOCA」及び、「蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故」において、燃料及び電源の評価結果は同じであり、水源の評価結果は各々について以下に示す。

a.　水　　源

重要事故シーケンス「インターフェイスシステムLOCA」において、復水タンク（約640m^3：水位異常低警報値までの水量）を水源とする蒸気発生器への注水による2次系冷却につ

いては、事象発生約25分後から主蒸気逃がし弁による冷却を実施し、事象発生から約3.5時間で原子炉が安定する。以降は、炉心冷却のための蒸気発生器への注水継続は事象発生から約10.9時間まで可能である。また、燃料取替用水タンク（約1,677m^3：水位異常低警報値までの水量）を水源とする充てん／高圧注入ポンプを用いた炉心注水については、事象発生約62分後に高圧注入から充てん注入に切り替えて炉心注水を継続する。

その後、事象発生約3.5時間後の余熱除去系統からの漏えい停止確認以降は、事象収束のための注水継続は不要である。

重要事故シーケンス「蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故」において、復水タンク（約640m^3：水位異常低警報値までの水量）を水源とする蒸気発生器への注水による２次系冷却については、事象発生約2.2時間後に余熱除去系による冷却に切り替えた以降は、炉心冷却のための蒸気発生器への注水継続は不要である。また、燃料取替用水タンク（約1,677m^3：水位異常低警報値までの水量）を水源とする、充てん／高圧注入ポンプを用いた炉心注水については、事象発生約47分後に高圧注入から充てん注入に切り替えて炉心注水を継続する。

その後、１次系の減圧操作により、蒸気発生器２次側圧力と均圧し、破損蒸気発生器からの漏えいが停止した以降は、事象収束のための注水継続は不要である。なお、余熱除去系の接続に失敗した場合においては、充てん注入によるフィードアンドブリード運転を実施するとともに、代替再循環運転

へ切り替えることにより長期冷却が可能である。

b. 燃　　料

代替緊急時対策所用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定して、７日間の運転継続に約7.8kℓの重油が必要となる。

使用済燃料ピットへの注水については、事象発生６時間20分後からの運転を想定して、７日間の運転継続に約7.6kℓの重油が必要となる。

使用済燃料ピット監視装置用空気供給システムについては、事象発生７時間20分後からの運転を想定して、７日間の運転継続に約3.8kℓの重油が必要となる。

ディーゼル発電機による電源供給については、事象発生後７日間ディーゼル発電機が全出力で運転した場合、約475.2kℓの重油が必要となる。

７日間の運転継続に必要な重油は、これらを合計して約494.4kℓとなるが、「7.5.1（2）資源の評価条件」に示すとおり燃料油貯油そう容量と燃料油貯蔵タンク容量の合計（約510.0kℓ）にて供給可能である。

c. 電　　源

ディーゼル発電機による電源負荷については、重大事故等対策時に必要な負荷が設計基準事故時に想定している非常用炉心冷却設備作動信号により作動する負荷に含まれることから、ディーゼル発電機による電源供給が可能である。

7.1.8.5　結　　論

事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」では、１次冷却材の原子炉格納容器外への漏えいが継続し、炉心損傷に至ることが特徴である。事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」に対する炉心損傷防止対策としては、短期対策として主蒸気逃がし弁、充てん／高圧注入ポンプ等を用いたクールダウンアンドリサーキュレーションを整備しており、さらに、余熱除去系の接続に失敗する場合を想定して、充てん／高圧注入ポンプ及び加圧器逃がし弁を用いた充てん系によるフィードアンドブリードを整備している。長期対策として主蒸気逃がし弁を用いた蒸気発生器による除熱、及び余熱除去系の接続に失敗する場合を想定して、格納容器スプレイポンプによる代替再循環を整備している。

事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」の重要事故シーケンス「インターフェイスシステム LOCA」及び「蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、運転員等操作によるクールダウンアンドリサーキュレーション等を実施することにより、炉心が露出することはない。

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

解析コード及び解析条件の不確かさについて操作への影響

を含めて確認した結果、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。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、重大事故等対策要員にて対処可能である。また、必要な水源、燃料及び電源については、外部電源喪失時においても供給可能である。

以上のことから、事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」において、クールダウンアンドリサーキュレーション等の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグループ「格納容器バイパス」に対して有効である。

7.2　重大事故

本発電用原子炉施設において選定された格納容器破損モードごとに選定した評価事故シーケンスについて、その発生原因と、当該事故に対処するために必要な対策について説明し、格納容器破損防止対策の有効性評価を行い、その結果について説明する。

7.2.1　雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）

7.2.1.1　格納容器過圧破損

7.2.1.1.1　格納容器破損モードの特徴、格納容器破損防止対策

(1)　格納容器破損モード内のプラント損傷状態

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」に至る可能性のあるプラント損傷状態は、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、SED、TED、TEW、AEW、SLW、SEW 及び AED がある。

(2)　格納容器破損モードの特徴及び格納容器破損防止対策の基本的考え方

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」では、LOCA、過渡事象又は全交流動力電源喪失時に格納容器スプレイ機能や ECCS 再循環機能等の安全機能喪失が重畳して、原子炉格納容器内へ流出した高温の１次冷却材及び溶融炉心の崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気、金属－水反応等によって発生した非凝縮性ガスの蓄積により、緩和措置がとられない場合には、原子炉格納容器圧力が緩慢に上昇し、原子炉格納容器の破損に至る。

したがって、本格納容器破損モードでは、原子炉格納容器雰囲気を冷却及び除熱し、原子炉格納容器圧力の上昇を抑制することにより、原子炉格納容器の破損を防止する。また、非凝縮性ガスの発生を抑制するとともに、継続的に発生する水素を処理する。さらに、最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって、原子炉格納容器雰囲気の

除熱を行う。

(3)　格納容器破損防止対策

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」で想定される事故シーケンスに対して、原子炉格納容器の破損を防止し、かつ、放射性物質が異常な水準で敷地外へ放出されることを防止するため、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇を抑制する観点から、常設電動注入ポンプを用いた代替格納容器スプレイ及び格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却を整備する。また、非凝縮性ガスの発生を抑制する観点から、溶融炉心・コンクリート相互作用に伴う水素発生に対しては、代替格納容器スプレイによる原子炉下部キャビティへの注水を整備する。さらに、継続的に発生する水素を処理するため、静的触媒式水素再結合装置を設置するとともに、より一層の水素濃度低減を図るための設備としてイグナイタを設置する。対策の概略系統図を第 7.2.1.1.1 図に、対応手順の概要を第 7.2.1.1.2 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を第 7.2.1.1.1 表に示す。

本格納容器破損モードのうち、「7.2.1.1.2 (1)　有効性評価の方法」に示す評価事故シーケンスにおける１号炉及び２号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、中央制御室の運転員、緊急時対策本部要員、重大事故等対策要員（初動）及び重大事故等対策要員（初動後）で構成され、合計 52 名である。その内訳は次のとおりである。中央制御

室の運転員は、運転操作指揮を行う当直課長及び当直副長の２名、号炉間連絡及び運転操作助勢を行う当直主任及び運転員の２名、運転操作対応を行う運転員８名である。発電所構内に常駐している要員のうち、重大事故等対策要員（初動）は、運転対応要員８名及び保修対応要員 12 名、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は４名である。重大事故発生後 30 分以内に参集できる重大事故等対策要員（初動後）は、保修対応要員 16 名である。この必要な要員と作業項目について第 7.2.1.1.3 図に示す。なお、評価事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を評価事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、52 名で対処可能である。また、本評価事故シーケンスにおいては、全交流動力電源喪失を想定しており、その手順については「7.1.2 全交流動力電源喪失」の「7.1.2.1（3）炉心損傷防止対策」による。

a.　事象の発生及び対応処置

LOCA、過渡事象又は全交流動力電源喪失が発生し、原子炉自動停止及び非常用炉心冷却設備作動信号等が発信すれば、原子炉トリップ、安全注入及び格納容器スプレイの動作状況を確認する。

その後、格納容器スプレイ機能、ECCS 再循環機能等の安全機能喪失が重畳して発生すれば、全交流動力電源喪失の手順又は喪失した安全機能に対応した手順へ移行する。

事象の発生及び対応処置に必要な計装設備は、出力領

域中性子束等である。

b.　1次冷却材喪失事象時の対応

全交流動力電源喪失時に1次冷却材漏えいが重畳して発生した場合に1次系圧力が蓄圧タンク動作圧力まで急激に低下し、かつ1次系圧力が回復しない状態であれば「1次冷却材喪失事象（大破断）」と判断する。判断後は、大容量空冷式発電機による電源確保、常設電動注入ポンプ起動準備、復水タンクへの供給、使用済燃料ピットへの注水確保及び移動式大容量ポンプ車による格納容器内自然対流冷却の準備を行う。

また、常設電動注入ポンプ起動準備においては、1次冷却材喪失事象（大破断）の場合は炉心損傷を避けられないとして、常設電動注入ポンプの注入先を格納容器スプレイとする。また、1次冷却材喪失事象（大破断）に至らない漏えい又は漏えいがない場合は、炉心損傷防止のために常設電動注入ポンプの注入先を炉心注水とする。炉心注水を行っている間に炉心出口温度計指示350℃以上及び格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）指示1×10^{5}mSv／h以上により炉心損傷と判断すれば、注入先を格納容器スプレイに切り替えるとともに炉心損傷の進展防止及び緩和のため、B充てん／高圧注入ポンプ自己冷却運転による炉心注水を行う。

1次冷却材喪失事象時の対応に必要な計装設備は、1次冷却材圧力等である。

c. アニュラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動

全交流動力電源喪失時、アニュラス部の水素滞留防止及び被ばく低減対策として、現場にてアニュラス空気浄化系ダンパの代替空気供給を行い、起動準備が整い次第、アニュラス空気浄化ファンを起動する。また、中央制御室の作業環境確保のため、現場にて中央制御室非常用循環系ダンパの開処置を実施し、起動準備が整い次第、中央制御室非常用循環系を起動する。

d. 補助給水系機能維持の判断

補助給水ポンプ起動及び補助給水流量計指示が80m^3／h以上確立されていることを確認する。また、全交流動力電源喪失状態で1次冷却材喪失事象（小規模）が発生し、補助給水系の機能が喪失している場合は、加圧器逃がし弁の使用準備として、窒素ボンベ（加圧器逃がし弁用）による駆動用空気の供給を行い、炉心損傷判断後、1次系圧力を 2.0MPa[gage]以下まで減圧を実施する。なお、加圧器逃がし弁使用準備において、直流電源が喪失している場合には、可搬型バッテリ（加圧器逃がし弁用）も準備する。

補助給水系機能維持の判断に必要な計装設備は、補助給水流量等である。

e. イグナイタ起動及び可搬型格納容器水素濃度計測装置準備

炉心出口温度計指示が350℃到達又は安全注入動作を伴

う１次冷却材喪失時にすべての高圧注入系が機能喪失すれば、イグナイタを起動するとともに、可搬型格納容器水素濃度計測装置の起動準備を実施する。また、全交流動力電源喪失時においては、大容量空冷式発電機より受電すれば、速やかにイグナイタを起動する。

f. 炉心損傷の判断

炉心出口温度計指示 350℃以上及び格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）指示 1×10^{5}mSv／h 以上により、炉心損傷と判断する。なお、炉心損傷の判断基準である炉心出口温度 350℃は、炉心が直接蒸気を過熱している可能性が高いと考えられる温度として、加圧器安全弁の設定圧力を考慮した 1 次系の最大飽和蒸気温度から設定した値であり、格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）1×10^{5}mSv／h は、炉心溶融時の原子炉格納容器内線量率の評価結果を踏まえて設定した値である。

炉心損傷の判断に必要な計装設備は、格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）等である。

g. 静的触媒式水素再結合装置及びイグナイタ動作状況確認

静的触媒式水素再結合装置にて原子炉格納容器内の水素が処理されていることを、静的触媒式水素再結合装置動作監視装置の温度上昇により確認する。また、イグナイタ運転にて原子炉格納容器内の水素が燃焼し処理されていることを、電気式水素燃焼装置動作監視装置の温度上昇により確認する。

h. 常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイ

格納容器スプレイ系の機能が喪失している場合は、1次冷却材漏えいに伴う原子炉格納容器圧力上昇の抑制及び炉心損傷後の溶融炉心・コンクリート相互作用防止のため、大容量空冷式発電機からの給電及び常設電動注入ポンプの準備が整い次第、代替格納容器スプレイを開始する。なお、炉心の冷却については、B充てん／高圧注入ポンプ自己冷却による炉心注水の準備を行い、準備が整い次第、炉心注水を行う。また、常設電動注入ポンプの水源である燃料取替用水タンクが枯渇するまでに、復水タンクより補給を行い、代替格納容器スプレイを継続する。その後、格納容器再循環サンプ広域水位計指示が77%以上となれば、代替格納容器スプレイを一旦停止する。一旦停止後に、格納容器圧力計指示が 245kPa[gage]まで上昇すれば代替格納容器スプレイを再開する。

常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイに必要な計装設備は、格納容器圧力等である。

i. 水素濃度監視

炉心損傷と判断すれば、ジルコニウムー水反応等にて発生する水素による原子炉格納容器内の水素濃度の状況を確認するために、可搬型格納容器水素濃度計測装置の準備が整い次第、運転し、原子炉格納容器内水素濃度の測定を開始する。

水素濃度監視に必要な計装設備は、可搬型格納容器水素濃度計測装置である。

j.　格納容器内自然対流冷却

Ａ、Ｂ格納容器再循環ユニットに原子炉補機冷却水を通水し、原子炉格納容器雰囲気を自然対流により除熱する。

また、全交流動力電源喪失等の原因により原子炉補機冷却水系統が使用できない場合には、移動式大容量ポンプ車によりＡ、Ｂ格納容器再循環ユニットに冷却水を供給し、原子炉格納容器雰囲気を自然対流により除熱する。ただし、炉心溶融により屋外の放射線量が高い場合は、屋内に待機しモニタ指示を確認しながら、事象発生から24時間以内に除熱を開始できるように作業を行う。

格納容器内自然対流冷却に必要な計装設備は、格納容器内温度等である。

7.2.1.1.2　格納容器破損防止対策の有効性評価

(1)　有効性評価の方法

プラント損傷状態の選定結果については、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、本格納容器破損モードに含まれるプラント損傷状態のうち、破断規模の大きい「A**」が、原子炉格納容器内への１次冷却材放出量が大きく圧力上昇の観点で厳しい。また、ECCS 又は格納容器スプレイにより原子炉格納容器内へ注水されない「**D」が、圧力上昇が抑制されないという観点からより厳しい。したがって、本格納容器破損モードにおいて最も厳しいプ

ラント損傷状態は、破断規模が大きく、ECCS 注水機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する「AED」である。

このプラント損傷状態には、以下の事故シーケンスが想定される。

・中破断 LOCA 時に低圧再循環機能、高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故

・大破断 LOCA 時に低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故

上記事故シーケンスのうち、評価事故シーケンスは中破断 LOCA に比べ破断口径が大きく原子炉格納容器圧力上昇の観点で厳しくなる大破断 LOCA を起因とし、さらに炉心損傷を早め、時間余裕及び要求される設備容量の観点から厳しくなる高圧注入機能の喪失も考慮した「大破断 LOCA 時に低圧注入機能、高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」である。

なお、本評価事故シーケンスにおいては、常設電動注入ポンプを用いた代替格納容器スプレイ及び格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却の有効性を確認する観点から、全交流動力電源喪失及び原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮する。

さらに、本評価事故シーケンスは、炉心溶融が早く、事象進展中は原子炉格納容器圧力が高く推移することから、環境に放出される放射性物質量が多くなる。したがって、本評価事故シーケンスにおいて、Cs-137 の放出量評価を実施し、環境への影響をできるだけ小さくとどめるものであ

ることを確認する。

本評価事故シーケンスにおいて、格納容器過圧破損に係る重要現象は以下のとおりである。

a. 炉心における重要現象

・崩壊熱

・燃料棒内温度変化

・燃料棒表面熱伝達

・燃料被覆管酸化

・燃料被覆管変形

・沸騰・ボイド率変化

・気液分離・対向流

b. 原子炉容器、1次冷却系、加圧器及び蒸気発生器における重要現象

・炉心損傷後の原子炉容器におけるリロケーション

・炉心損傷後の原子炉容器における下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達

・炉心損傷後の原子炉容器破損、溶融

・炉心損傷後の原子炉容器における1次系内 FP（核分裂生成物）挙動

c. 原子炉格納容器における重要現象

・区画間・区画内の流動

・構造材との熱伝達及び内部熱伝導

・格納容器スプレイ冷却

・格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却

・水素濃度変化
・炉心損傷後の原子炉容器外における溶融燃料－冷却材相互作用
・炉心損傷後の溶融炉心と原子炉下部キャビティ水の伝熱
・炉心損傷後の溶融炉心とコンクリートの伝熱
・炉心損傷後のコンクリート分解及び非凝縮性ガス発生
・炉心損傷後の原子炉格納容器内 FP（核分裂生成物）挙動

本評価事故シーケンスにおける有効性評価は、炉心損傷後のプラント挙動を適切に模擬することが目的であることから、これらの現象を適切に評価することが可能な、原子炉系、原子炉格納容器系の熱水力モデルを備え、かつ、炉心損傷後のシビアアクシデント特有の溶融炉心挙動に関するモデルを有するコードMAAPを使用する。

なお、MAAP コードについては、事象初期の原子炉格納容器内温度評価への適用性が低いことから、設計基準事故時の評価結果を参照する。

また、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、本評価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、要員の配置による他の操作に与える影響、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。

(2)　有効性評価（事象進展解析）の条件

本評価事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第 7.2.1.1.2 表に示す。また、主要な解析条件について、本評価事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a.　事故条件

(a)　起因事象

起因事象として、大破断 LOCA が発生するものとする。原子炉冷却材圧力バウンダリの破断位置は高温側配管とし、また、破断口径は、1 次冷却材配管（約 0.74m（29 インチ））の完全両端破断が発生するものとする。

(b)　安全機能の喪失に対する仮定

低圧注入機能、高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失するものとし、さらに全交流動力電源喪失及び原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮するものとする。

(c)　外部電源

外部電源はないものとする。

安全機能の喪失に対する仮定に基づき、外部電源なしを想定する。

(d)　水素の発生

水素の発生については、ジルコニウム－水反応を考慮する。なお、MAAP コードでは水の放射線分解等による水素発生は考慮していないため、「(4) 有効性評

価の結果」にてその影響を評価する。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) タービン動補助給水ポンプ

タービン動補助給水ポンプ1台が自動起動し、解析上は事象発生60秒後に3基の蒸気発生器に合計160m^3／hの流量で注水するものとする。

(b) 蓄圧タンク

蓄圧注入系のパラメータとして初期保持圧力については、炉心への注水を遅くするために最低保持圧力とする。また、初期保有水量については、炉心への注水量を少なくするために最低保有水量とする。

蓄圧タンクの保持圧力（最低保持圧力）4.04MPa[gage]

蓄圧タンクの保有水量（最低保有水量）29.0m^3／基

(c) 常設電動注入ポンプによるスプレイ流量

原子炉格納容器内に放出される放射性物質の除去、原子炉格納容器圧力及び温度上昇抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、常設電動注入ポンプによるスプレイ流量は、設計上期待できる値として140m^3／hとする。

(d) 静的触媒式水素再結合装置及びイグナイタ

原子炉格納容器圧力の観点で厳しくなるように、静的触媒式水素再結合装置及びイグナイタの効果については期待しないが、静的触媒式水素再結合装置による水素処理の発熱反応の原子炉格納容器圧力及び温度への寄与を「(4) 有効性評価の結果」にて考慮する。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

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

(a) 常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイは、現地操作に係る必要な移動、操作等の時間を考慮して、炉心溶融開始から 30 分後に開始するものとする。また、格納容器内自然対流冷却開始に伴い、事象発生から 24 時間後に停止するものとする。

(b) 移動式大容量ポンプ車を用いた格納容器再循環ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却の開始は、要員の召集のための時間、操作等の時間を考慮して、事象発生から 24 時間後とする。

(3) 有効性評価（Cs-137 の放出量評価）の条件

a. 事象発生直前まで、定格出力の 102%で長時間にわたって運転されていたものとする。その運転時間は、燃料を 1/4 ずつ取り替えていく場合の平衡炉心を考えて、最高 40,000 時間とする。

b. 原子炉格納容器内に放出される Cs-137 の量は、炉心損傷に至る事故シーケンスを基にした代表的なソースタームである NUREG-1465 に示された原子炉格納容器内への放出割合に基づき、炉心全体の内蔵量に対して 75%の割合で放出されるものとする。本評価においては、下記ｃ．の原子炉格納容器内での除去効果も含めて、MAAP コードによる解析結果に比べて、Cs-137 の大気への放出量の観

点で保守的となる条件設定としている。

c. 原子炉格納容器内に放出された Cs-137 は、実験等から得られた適切なモデルに基づき、原子炉格納容器等への沈着効果及びスプレイ水による除去効果を見込む。

d. 時間経過とともに Cs-137 の大気への放出率は減少していくことを踏まえ、評価期間は7日間とする。なお、事故後7日以降の影響についても評価する。

e. 原子炉格納容器からの漏えい率は、MAAP コードの解析結果である原子炉格納容器圧力に応じた漏えい率に余裕を見込んだ値として、評価期間中一定の 0.16%／d とする。なお、事故後7日以降の漏えい率は、原子炉格納容器圧力に応じた漏えい率に余裕を見込んだ値として、0.135%／d とする。

f. 原子炉格納容器からの漏えいは、配管等が貫通しているアニュラス部に集中すると考えられるが、評価上はその 97%が配管等の貫通するアニュラス部に生じ、残り3%はアニュラス部以外で生じるものとする。

g. アニュラス空気浄化設備の微粒子フィルタの効率は、設計上期待できる値として 99%とする。

h. アニュラス部の負圧達成時間は、事象発生後、全交流動力電源喪失を想定したアニュラス空気浄化設備の起動遅れ時間及び起動後の負圧達成までの時間を考慮し、評価上 78 分とする。その間原子炉格納容器からアニュラス部に漏えいしてきた Cs-137 はそのまま全量大気中へ放出

されるものとし、アニュラス空気浄化設備のフィルタ効果は無視する。

(4) 有効性評価の結果

本評価事故シーケンスの事象進展を第 7.2.1.1.4 図に、1次系圧力、原子炉容器内水位等の1次系パラメータの変化を第 7.2.1.1.5 図から第 7.2.1.1.7 図に、原子炉格納容器圧力及び温度等の原子炉格納容器パラメータの変化を第 7.2.1.1.8 図から第 7.2.1.1.12 図に示す。

a. 事象進展

事象発生後、全交流動力電源喪失に伴い RCP の母線電圧が低下することで「1次冷却材ポンプ電源電圧低」信号のトリップ限界値に到達し、原子炉は自動停止する。また、大破断 LOCA 時に低圧注入機能及び高圧注入機能が喪失することから原子炉容器内水位が低下し、事象発生の約 19 分後に炉心溶融に至る。

さらに、格納容器スプレイ注入機能も喪失していることから炉心溶融開始から 30 分後の約 49 分後に運転員による常設電動注入ポンプを用いた代替格納容器スプレイを開始することにより、原子炉格納容器内を冷却し、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇を抑制する。

その後、原子炉容器内水位がなくなることで、事象発生の約 1.5 時間後に原子炉容器破損に至り、約 3.4 時間後に原子炉容器から溶融炉心の流出が停止することに伴い、原子炉格納容器圧力の上昇が緩やかになる。また、事象発生の 24 時間後に移動式大容量ポンプ車を用いた格

納容器再循環ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却を開始することで、原子炉格納容器内の水蒸気が凝縮され、原子炉格納容器圧力は事象発生の約 47 時間後に、原子炉格納容器内温度は約 48 時間後に低下に転じる。

b. 評価項目等

原子炉格納容器圧力は第 7.2.1.1.8 図に示すとおり、格納容器内自然対流冷却により事象発生の約 47 時間後に最高値約 0.335MPa[gage]となり、以降は低下傾向となっていることから、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力は、原子炉格納容器の最高使用圧力の 2 倍（0.490MPa[gage]）を下回る。

原子炉格納容器内温度は第 7.2.1.1.9 図に示すとおり、格納容器内自然対流冷却により事象発生の約 48 時間後に最高値約 133℃となり、以降は低下傾向となっていることから、原子炉格納容器バウンダリにかかる温度は、200℃を下回る。

大破断 LOCA が発生し低圧注入機能及び高圧注入機能が喪失することで、事象発生から約 1.5 時間後に原子炉容器破損に至るが、その時点での 1 次系圧力は第 7.2.1.1.5 図に示すとおり、約 0.17MPa[gage]であり、原子炉容器破損までに 1 次系圧力は 2.0MPa[gage]以下に低減される。

「6.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」の（5）及び（8）に示す評価項目については、本評価事故シーケンスと「7.2.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－

冷却材相互作用」及び「7.2.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」の評価事故シーケンスが同一であることから、有効性評価の結果は、それぞれ「7.2.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」及び「7.2.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」に示す。

原子炉格納容器内の水素分圧（絶対圧）は第7.2.1.1.12 図に示すとおり、全圧約 0.4MPa[abs]に対して 0.01MPa[abs]程度である。また、全炉心ジルコニウム量の 75%と水の反応により発生する水素と水の放射線分解等により発生する水素を含む水素発生量を、静的触媒式水素再結合装置により処理した場合の発熱量は、炉心崩壊熱の約２％と小さい。したがって、水素の蓄積を考慮しても原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は原子炉格納容器の最高使用圧力の２倍（0.490MPa[gage]）及び 200℃を下回る。

また、第 7.2.1.1.10 図及び第 7.2.1.1.11 図に示すとおり、事象発生の約 3.4 時間後に溶融炉心の全量が原子炉下部キャビティに落下するが、代替格納容器スプレイ及び格納容器内自然対流冷却により、第 7.2.1.1.8 図及び第 7.2.1.1.9 図に示すとおり、72 時間時点においても原子炉格納容器圧力及び温度が低下傾向を示し、原子炉下部キャビティに落下した溶融炉心及び原子炉格納容器雰囲気は安定して除熱されており、その後も格納容器内自然対流冷却を継続することで、安定状態を維持できる。

本評価事故シーケンスは、事象初期から原子炉格納容

器内に蒸気が放出されることで事象進展中の原子炉格納容器圧力が高く推移することから、環境に放出される放射性物質量は多くなるが、事象発生から7日後までのCs-137の総放出量は約5.6TBqであり、第7.2.1.1.27図に示すとおり、アニュラス空気浄化設備を起動し、フィルタによる除去を行うことで、「実用発電用原子炉に係る炉心損傷防止対策及び格納容器破損防止対策の有効性評価に関する審査ガイド」に示された100TBqを十分下回ることを確認した。大気放出過程を第7.2.1.1.28図に示す。

事象発生から7日以降、Cs-137の放出が継続した場合の影響評価を行ったところ、事故後30日（約6.3TBq）及び100日（約6.3TBq）においても総放出量の増加は軽微であり、100TBqを下回っている。

7.2.1.1.3　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

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

本評価事故シーケンスは、事象進展が緩やかであり、運転員等操作である常設電動注入ポンプを用いた代替格納容器スプレイ及び移動式大容量ポンプ車を用いた格納容器再循環ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却操作により、原子炉格納容器圧力を低減することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、

炉心溶融開始を起点に操作を行う常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイの開始操作及び解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間に差異がある移動式大容量ポンプ車を用いた格納容器再循環ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却操作とする。

(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

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

a. 運転員等操作時間に与える影響

炉心における燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形の不確かさとして、炉心ヒートアップに関するモデルは、TMI 事故についての再現性が確認されており、炉心ヒートアップの感度解析では、炉心溶融時間に対する感度は小さく、また、炉心がヒートアップする状態では炉心出口温度の上昇が急峻であることから、炉心溶融開始を起点とする常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイ操作の開始に与える影響は小さい。

原子炉格納容器における区画間・区画内の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさとして、HDR 実験解析等の検証結果より、原子炉格納容器圧力については1割程度高めに、原子炉格納容器内温度については十数℃高めに評価する可能性があるが、原子炉格納容器内

温度及び圧力を起点に操作を開始する運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心損傷後の原子炉容器におけるリロケーションの不確かさとして、溶融炉心挙動モデルは、TMI 事故についての再現性が確認されており、炉心崩壊に至る温度の感度解析より、原子炉容器破損時間が早まることが確認されているが、原子炉容器破損時間を起点に操作を開始する運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心損傷後の原子炉容器における下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達の不確かさとして、溶融炉心挙動モデルは、TMI 事故についての再現性が確認されており、下部プレナムと溶融炉心の熱伝達に関する感度解析より、原子炉容器破損時間等の事象進展に対する感度が小さいことが確認されているが、原子炉容器破損時間を起点に操作を開始する運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心損傷後の原子炉容器破損及び溶融の不確かさとして、原子炉容器破損時間の判定に用いる計装用案内管溶接部の最大歪みに関する感度解析より、最大歪みを低下させた場合に原子炉容器破損時間が早まることが確認されているが、原子炉容器破損時間を起点に操作を開始する運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心損傷後の原子炉容器外における溶融燃料－冷却材

相互作用の不確かさとして、原子炉下部キャビティ水深等の感度解析より、原子炉容器外の溶融燃料－冷却材相互作用による圧力スパイクに与える感度が小さいことが確認されていること、また、原子炉容器外の溶融燃料－冷却材相互作用に対する運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

b. 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形の不確かさとして、炉心ヒートアップに関するモデルは、TMI 事故についての再現性が確認されており、炉心ヒートアップの感度解析では、下部プレナムへのリロケーション開始時間が 30 秒程度早まるが、早まる時間はわずかであることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

原子炉格納容器における区画間・区画内の流動並びに構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさとして、HDR 実験解析等の検証結果より、原子炉格納容器圧力については１割程度高めに、原子炉格納容器内温度については十数℃高めに評価する可能性があることから、実際の原子炉格納容器内温度及び圧力は低めとなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

炉心損傷後の原子炉容器におけるリロケーションの不確かさとして、溶融炉心挙動モデルは、TMI 事故についての再現性が確認されており、炉心崩壊に至る温度の感度解析より、原子炉容器破損時間が早まることが確認さ

れているが、早まる時間はわずかであることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉容器における下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達の不確かさとして、溶融炉心挙動モデルは、TMI 事故についての再現性が確認されており、下部プレナムと溶融炉心の熱伝達に関する感度解析より、原子炉容器破損時間等の事象進展に対する感度が小さいことが確認されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉容器破損及び溶融の不確かさとして、原子炉容器破損時間の判定に用いる計装用案内管溶接部の最大歪みに関する感度解析より、最大歪みを低下させた場合に原子炉容器破損時間が早まることが確認されているが、早まる時間はわずかであることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉容器外における溶融燃料－冷却材相互作用の不確かさとして、原子炉下部キャビティ水深等の感度解析より、原子炉容器外の溶融燃料－冷却材相互作用による圧力スパイクに与える感度が小さいことが確認されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉下部キャビティ床面での溶融炉心の拡がり、溶融炉心と原子炉下部キャビティ水の伝熱及び溶融炉心とコンクリートの伝熱並びにコンクリート分解及び非凝縮性ガス発生の不確かさとして、溶融炉心・

コンクリート相互作用の不確かさに係るパラメータの組み合わせを考慮した感度解析を実施した。第 7.2.1.1.13 図及び第 7.2.1.1.14 図に示すとおり、約 19cm のコンクリート侵食による非凝縮性ガスの発生とこれに伴う反応熱が増加することにより、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇は高くなるものの、原子炉下部キャビティ水により溶融炉心が冷却されることでコンクリート侵食は停止し、これらの要因による原子炉格納容器圧力及び温度上昇は一時的なものである。このため、原子炉格納容器圧力及び温度は、それぞれ原子炉格納容器圧力の２倍（0.490MPa[gage]）及び 200℃に対して十分な余裕があり、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。なお、コンクリート侵食等に伴う水素発生量の増加は長期的に原子炉格納容器圧力の上昇要因となるが、感度解析ケースにおいても最終的な原子炉格納容器内の水素濃度はドライ条件で６vol%程度であり、絶対量自体は小さい。

Cs-137 の放出量評価の観点では、原子炉格納容器からの漏えい率について、MAAP コードの解析結果である原子炉格納容器圧力に応じた漏えい率に余裕を考慮して設定した値を用いている。また、ソースタームについては、MAAP コードの解析結果ではなく、NUREG-1465 に基づき設定しているため、解析コードの不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(2) 解析条件の不確かさの影響評価

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 7.2.1.1.2 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、解析条件の設定に当たっては、原則、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な設定としていることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる炉心崩壊熱、原子炉格納容器自由体積、ヒートシンク及び1次冷却材の流出流量並びに標準値として設定している蒸気発生器2次側保有水量、燃料取替用水タンク水量及び格納容器再循環ユニットの除熱特性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

炉心崩壊熱、原子炉格納容器自由体積及びヒートシンクの変動を考慮した場合、解析条件で設定している崩壊熱より小さくなるため、炉心溶融開始時間が遅くなり炉心溶融開始を起点とする常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイ操作の開始が遅くなる。さらに、崩壊熱の減少により原子炉格納容器内への放出エネルギが小さくなること、また、解析条件で設定している自由体積及びヒートシンクより増加するため、原子炉格納容器圧力及び温度上昇に対する事象進展が遅くなる。その結果、原子炉格納容器圧力を起点とす

る操作の開始が遅くなると考えられるが、原子炉格納容器圧力を起点に操作を開始する運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

蒸気発生器２次側保有水量の変動を考慮した場合、解析条件で設定している保有水量に対して水量が多くなるが、本評価事故シーケンスは大破断 LOCA を想定しており、２次系からの冷却効果はわずかであることから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。

燃料取替用水タンク水量の変動を考慮した場合、解析条件で設定している保有水量に対して水量が少ないが、水源を確保しながら代替格納容器スプレイを継続する対策を実施すること、また、燃料取替用水タンクの枯渇を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

１次冷却材の流出流量の変動を考慮した場合、地震による Excess LOCA の発生に伴う流量の増加により、事象進展は変動し、炉心溶融が早まる。その結果、解析上の想定では常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイの開始は炉心溶融開始から 30 分後としており、LOCA の発生を操作の起点として現地操作に必要な移動、操作等の時間を考慮してスプレイ開始が可能な時間である事象発生後約 49 分よりスプレイ開始は早くなる想定となる。しかし、「(b) 評価項目となるパラメータに与える影響」における Excess LOCA の感度解析により、代替格納容器スプレイ開始が可能な時間で

ある事象発生の約 49 分後とした場合に、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認していることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

格納容器再循環ユニットの除熱特性の変動を考慮した場合、解析条件で設定している除熱特性に対して除熱性能が高くなるため、原子炉格納容器圧力及び温度上昇に対する事象進展が遅くなる。その結果、原子炉格納容器圧力を起点とする操作の開始が遅くなると考えられるが、原子炉格納容器圧力を起点に操作を開始する運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。また、原子炉格納容器内に水素が存在する場合においては、除熱性能が低下するため、原子炉格納容器圧力の上昇に対する事象進展が早くなる。その結果、原子炉格納容器圧力を起点とする操作の開始が早くなると考えられるが、原子炉格納容器圧力を起点に操作を開始する運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心崩壊熱、原子炉格納容器自由体積及びヒートシンクの変動を考慮した場合、解析条件で設定している崩壊熱より小さくなるため、原子炉格納容器内への放出エネルギが小さくなること、また、解析条件で設定している自由体積及びヒートシンクより増加するため、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇が緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大き

くなる。

蒸気発生器２次側保有水量の変動を考慮した場合、解析条件で設定している保有水量に対して水量が多くなるが、本評価事故シーケンスは大破断 LOCA を想定しており、２次系からの冷却効果はわずかであることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

燃料取替用水タンク水量の変動を考慮した場合、解析条件で設定している保有水量に対して水量が少ないが、水源を確保しながら代替格納容器スプレイを継続する対策を実施することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

１次冷却材の流出流量の変動を考慮した場合、地震による Excess LOCA の発生に伴う流量の増加により、事象進展が変動することから、炉心や原子炉格納容器への影響の観点から、破断規模及び破断箇所について以下のケースの感度解析を実施した。なお、いずれのケースも常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイの開始時間は LOCA の発生を操作の起点として、現地操作に必要な移動、操作等の時間を考慮した事象発生の約 49 分後とした。その結果、第 7.2.1.1.15 図から第 7.2.1.1.20 図に示すとおり、各ケースともに原子炉格納容器内へ放出されるエネルギは大破断 LOCA の場合と同じであり、また、溶融炉心と原子炉下部キャビティ水による相互作用に伴う原子炉格納容器圧力の上昇はあるが、原子炉格納容器圧力は最高使用圧力の２

倍（0.490MPa[gage]）を下回っているため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

・１次冷却材高温側配管　全ループ破断

・１次冷却材低温側配管　全ループ破断

・原子炉容器下端における破損（開口面積：高温側配管両端破断相当）

格納容器再循環ユニットの除熱特性の変動を考慮した場合は、最確条件の除熱特性を用いた場合、解析条件で設定している除熱特性に対して除熱性能が高くなるため、除熱特性の違いが原子炉格納容器圧力及び温度に与える影響を確認する観点で格納容器再循環ユニットの除熱特性を設計値（１基当たりの除熱特性：100℃～約 149℃、約 5.0MW～約 8.3MW）とした場合の感度解析を実施した。その結果、第 7.2.1.1.21 図及び第 7.2.1.1.22 図に示すとおり、事象発生から 24 時間後の格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却開始以降、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇が緩和され、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。また、原子炉格納容器内に水素が存在する場合においては、除熱性能が低下するため、水素濃度を考慮した場合の感度解析を実施した。その結果、第 7.2.1.1.23 図及び第 7.2.1.1.24 図に示すとおり、原子炉格納容器圧力及び温度はわずかに高く推移するものの、原子炉格納容器圧力及び温度は、それぞれ原子炉格納容器の最高使用圧力の２倍（0.490MPa[gage]）及

び200℃に対して十分な余裕があり、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、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響並びに解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間等の操作時間の変動を考慮して、要員の配置による他の操作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を確認する。

(a) 要員の配置による他の操作に与える影響

常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイ開始操作は、炉心崩壊熱の変動を考慮し、崩壊熱を最確条件とした場合、崩壊熱の減少により炉心溶融開始時間が遅くなり、操作が遅くなる可能性があるが、第7.2.1.1.3図に示すとおり、本操作は他の事象進展に影響を及ぼす運転員等操作を実施する運転員等とは別の運転員等による操作のため、要員の配置による他の操作に与える影響はない。

移動式大容量ポンプ車を用いた格納容器内自然対流冷却操作については、第 7.2.1.1.3 図に示すとおり、本操作後に事象進展に影響を及ぼす運転員等操作はないため、要員の配置による他の操作に与える影響はない。

なお、アニュラス空気浄化設備のダンパへの空気供給操作については、第 7.2.1.1.3 図に示すとおり本操

作後に事象進展に影響を及ぼす運転員等操作はあるが、本操作は他の事象進展に影響を及ぼす運転員等操作を実施する運転員等とは別の運転員等による操作であり、要員の配置による他の操作へ与える影響はない。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心溶融開始から 30 分後を起点とする常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイの開始操作は、炉心崩壊熱の不確かさ等により炉心溶融開始時間が遅くなり、これに伴い操作開始が遅くなる。操作開始が遅くなる場合は、原子炉格納容器の減温、減圧が遅くなるが、崩壊熱の減少により原子炉格納容器内に放出されるエネルギは小さくなるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、「(3) 操作時間余裕の把握」において、事象発生から 60 分後に代替格納容器スプレイを開始した場合の感度解析により時間余裕を確認しており、同程度の遅れに対して評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

移動式大容量ポンプ車を用いた格納容器内自然対流冷却操作については、解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間の差異等によって操作開始が早くなる場合、原子炉格納容器圧力及び温度の低減効果の大きい代替格納容器スプレイを早く停止することとなるため、原子炉格納容器の減温、減圧が遅くなる。このため、評価項目となるパラメータの観点で厳しくなるが、「7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失」の解

析においては、より炉心崩壊熱の高い約 9.3 時間後から格納容器内自然対流冷却を実施する場合の成立性を確認しており、原子炉格納容器圧力及び温度の観点では大きな影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

なお、アニュラス空気浄化設備のダンパへの空気供給操作が早くなる場合、アニュラス負圧達成までの時間が短くなり、放出放射能量が減少する。したがって、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(3) 操作時間余裕の把握

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

常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイの開始操作の時間余裕として、有効性評価の結果においては、事象発生の約 49 分後に代替格納容器スプレイを開始するが、事象発生の 60 分後とした場合の感度解析を実施した。その結果、第 7.2.1.1.25 図及び第 7.2.1.1.26 図に示すとおり、代替格納容器スプレイ開始が約 10 分遅くなった場合でも原子炉格納容器圧力及び温度は、それぞれ原子炉格納容器の最高使用圧力の２倍（0.490MPa[gage]）及び 200℃に対して十分余裕がある。よって、操作時間余裕として事象発生から 60 分程度は確保できる。

移動式大容量ポンプ車を用いた格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却開始操作の時間余裕として

は、解析上は、事象発生から 24 時間後の格納容器内自然対流冷却の開始とともに代替格納容器スプレイを停止することとしているが、移動式大容量ポンプ車の準備が遅れた場合は、代替格納容器スプレイを継続する必要がある。このため、代替格納容器スプレイ開始後から連続して格納容器スプレイを実施するとして評価した結果、原子炉格納容器内注水量の停止条件である　4,000m^{3}となるまで、操作時間余裕として2時間程度は確保できる。

アニュラス空気浄化設備のダンパへの空気供給操作の時間余裕としては、解析上は、事象発生の 60 分後に操作を開始するとしているが、操作が遅れた場合、アニュラス負圧達成までの時間が遅くなるため放出放射能量が増加する。操作開始が 10 分～20 分程度遅れた場合、放出放射能量は10%～30%程度の増加であり、100TBq に対して余裕は確保できるため、操作時間余裕として事象発生から 80 分程度は確保できる。

(4)　ま と め

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び要員の配置による他の操作に与える影響を確認した。その結果、解析コード及び解析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、運転員による常設電動注入ポンプを用いた代替格納容器スプレイ及び格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却操作により、原子炉下部キャ

ビティに落下した溶融炉心を冷却し、原子炉格納容器雰囲気の冷却及び除熱を行うことにより、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、操作時間に対して一定の時間余裕がある。また、要員の配置による他の操作に与える影響はない。

7.2.1.1.4　必要な要員及び資源の評価

(1)　必要な要員の評価

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」において、1号炉及び2号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、「7.2.1.1.1（3）格納容器破損防止対策」に示すとおり 52 名である。「7.5.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している重大事故等対策要員52名で対処可能である。

(2)　必要な資源の評価

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」において、必要な水源、燃料及び電源は、「7.5.1（2）資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。

a.　水　　源

常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイについては、事象発生約 49 分後から 24 時間までの合計約 23.2 時間の代替格納容器スプレイ運転(140m^3／h)を想定

して、約 3,248m^{3}の水量が必要となる。

これに対し、水源として燃料取替用水タンクは、約 1,677m^{3}の使用が可能であり、事象発生約 12.3 時間後の復水タンクとの連絡操作により復水タンクの約 640m^{3}も使用可能となる。また、復水タンクには、事象発生 10 時間後より復水タンク補給用水中ポンプ（約 90m^3／h）等による補給を開始することが可能となり、連絡操作後の事象発生約 12.3 時間後から 24 時間までの約 11.7 時間の運転で約 1,053m^{3}が補給できる。

これらを合計すると約 3,370m^{3}が供給可能となることから事象発生から 24 時間の対応は可能である。

事象発生 23 時間 50 分以降より、海水を取水源とした移動式大容量ポンプ車による格納容器内自然対流冷却を開始することが可能であるため、燃料取替用水タンク及び復水タンクへの補給は不要である。

b. 燃　　料

大容量空冷式発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定して、7 日間の運転継続に約 230.2kℓ の重油が必要となる。

移動式大容量ポンプ車による格納容器内自然対流冷却については、事象発生 23 時間 50 分後からの運転を想定して、7 日間の運転継続に約 29.9kℓ の重油が必要となる。

代替緊急時対策所用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定して、7 日間の運転継続に約 7.8kℓ の重油が必要となる。

使用済燃料ピットへの注水については、事象発生10時間後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約7.4kℓの重油が必要となる。また、復水タンクへの補給については、事象発生10時間後から24時間の運転を想定しており、必要な重油は復水タンクへの補給に必要な重油に包絡される。

使用済燃料ピット監視装置用空気供給システムについては、事象発生7時間20分後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約3.8kℓの重油が必要となる。

7日間の運転継続に必要な重油は、これらを合計して約279.1kℓとなるが、燃料油貯蔵タンク容量と大容量空冷式発電機用燃料タンク容量の合計（約314.0kℓ）にて供給可能である。

なお、本事象は炉心溶融後の屋外作業環境の線量率を考慮し、要員が屋内退避するため、可搬型設備の準備及び使用開始を遅らせているが、屋外作業環境の線量率低下をモニタ指示にて確認出来た場合、可搬型設備の早期からの使用準備及び開始が可能となる。これらを考慮した場合でも、7日間の運転継続に必要な重油は、全交流動力電源喪失事象の「7.1.2.4必要な要員及び資源の評価」と同じく約279.8kℓとなるが、燃料油貯蔵タンク容量と大容量空冷式発電機用燃料タンク容量の合計（約314.0kℓ）にて供給可能である。

c. 電　　源

大容量空冷式発電機の電源負荷については、重大事故

等対策時に必要な負荷及びその他負荷として約770kW 必要となるが、大容量空冷式発電機の給電容量約3,200kW（約4,000kVA）にて供給可能である。

7.2.1.1.5　結　　論

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」では、LOCA、過渡事象又は全交流動力電源喪失時に格納容器スプレイ機能や ECCS 再循環機能等の安全機能喪失が重畳する。その結果、原子炉格納容器内へ流出した高温の１次冷却材及び溶融炉心の崩壊熱等の熱に伴い発生した水蒸気、金属－水反応等によって発生した非凝縮性ガスの蓄積により、原子炉格納容器圧力が緩慢に上昇し、原子炉格納容器の破損に至ることが特徴である。格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」に対する格納容器破損防止対策としては、常設電動注入ポンプを用いた代替格納容器スプレイ及び格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却を整備している。

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」の評価事故シーケンス「大破断 LOCA 時に低圧注入機能、高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」に全交流動力電源喪失及び原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮して有効性評価を行った。

上記の場合においても、運転員等操作による常設電動注

入ポンプを用いた代替格納容器スプレイ及び格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却を実施することにより、原子炉格納容器雰囲気の冷却及び除熱が可能である。

その結果、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度、放射性物質の総放出量、原子炉容器破損時の1次系圧力、原子炉格納容器内の水素濃度及び水素蓄積を想定した場合の原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力は、評価項目を満足している。また、長期的には原子炉下部キャビティに落下した溶融炉心及び原子炉格納容器の安定状態を維持できる。

なお、原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用による熱的・機械的荷重及び溶融炉心によるコンクリート侵食については、それぞれ「7.2.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」及び「7.2.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」にて確認する。

解析コード及び解析条件の不確かさについて操作への影響を含めて確認した結果、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。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、重大事故等対策要員にて対処可能である。また、必要な水源、燃料及び電源については、全交流動力電源喪失時においても供給可能である。

以上のことから、格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」において、常設電動注入ポンプを用いた代替格納容器スプレイ及び格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却の格納容器破損防止対策は、選定した評価事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」に対して有効である。

7.2.1.2　格納容器過温破損

7.2.1.2.1　格納容器破損モードの特徴、格納容器破損防止対策

(1)　格納容器破損モード内のプラント損傷状態

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」に至る可能性のあるプラント損傷状態は、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、SED、TED、TEW、AEW、SLW、SEW及びAEDがある。

(2)　格納容器破損モードの特徴及び格納容器破損防止対策の基本的考え方

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」では、LOCA、過渡事象又は全交流動力電源喪失時に格納容器スプレイ機能やECCS再循環機能等の安全機能喪失が重畳して、原子炉格納容器内へ流出した高温の1次冷却材及び溶融炉心の崩壊熱等の熱によって発生した水蒸気、金属－水反応等によって発生した非凝縮性ガスの蓄積により、緩和措置がとられない場合には、原子炉格納容器内温度が緩慢に上昇し、原子炉格納容器の破損に至る。

したがって、本格納容器破損モードでは、原子炉格納容器雰囲気を冷却及び除熱し、原子炉格納容器内温度の上昇を抑制することにより、原子炉格納容器の破損を防止する。また、非凝縮性ガスの発生を抑制するとともに、継続的に発生する水素を処理する。さらに、最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって、原子炉格納容器雰囲気の除熱を行う。

(3)　格納容器破損防止対策

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」で想定される事故シーケンスに対して、原子炉格納容器の破損を防止し、かつ、放射性物質が異常な水準で敷地外へ放出されることを防止するため、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇を抑制する観点から、常設電動注入ポンプを用いた代替格納容器スプレイ及び格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却を整備する。また、原子炉容器が高い圧力の状況で破損し、溶融炉心、水蒸気及び水素等が急速に放出され、原子炉格納容器雰囲気が直接加熱されることで、急速な原子炉格納容器圧力の上昇を抑制する観点から、原子炉容器破損前までに加圧器逃がし弁による１次系強制減圧を整備する。さらに、非凝縮性ガスの発生を抑制する観点から、溶融炉心・コンクリート相互作用に伴う水素発生に対しては、代替格納容器スプレイによる原子炉下部キャビティへの注水を整備する。加えて、継続的に発生する水素を処理するため、静的触媒式水素再結合装置を設置するとともに、より一層の水素濃度低減を図るための設備としてイグナイタを設置する。本格納容器破損モードに対応する対策の概略系統図を第 7.2.1.2.1 図に、対応手順の概要を第 7.2.1.2.2 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を第 7.2.1.2.1 表に示す。

本格納容器破損モードのうち、「7.2.1.2.2（1）　有効性

評価の方法」に示す評価事故シーケンスにおける１号炉及び２号炉同時の重大事故等対策に必要な要員は、中央制御室の運転員、緊急時対策本部要員、重大事故等対策要員（初動）及び重大事故等対策要員（初動後）で構成され、合計 52 名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、運転操作指揮を行う当直課長及び当直副長の２名、号炉間連絡及び運転操作助勢を行う当直主任及び運転員の２名、運転操作対応を行う運転員８名である。発電所構内に常駐している要員のうち、重大事故等対策要員（初動）は、運転対応要員８名及び保修対応要員 12 名、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は４名である。重大事故発生後 30 分以内に参集できる重大事故等対策要員（初動後）は、保修対応要員 16 名である。この必要な要員と作業項目について第 7.2.1.2.3 図に示す。なお、評価事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を評価事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、52 名で対処可能である。また、本評価事故シーケンスにおいては、全交流動力電源喪失を想定しており、その手順については「7.1.2 全交流動力電源喪失」の「7.1.2.1（3）炉心損傷防止対策」による。

a.　事象の発生及び対応処置

LOCA、過渡事象又は全交流動力電源喪失が発生し、原子炉自動停止及び非常用炉心冷却設備作動信号等が発信すれば、原子炉トリップ、安全注入及び格納容器スプレイの動作状況を確認する。

その後、格納容器スプレイ機能、ECCS 再循環機能等の安全機能喪失が重畳して発生すれば、全交流動力電源喪失の手順又は喪失した安全機能に対応した手順へ移行する。

事象の発生及び対応処置に必要な計装設備は、出力領域中性子束等である。

b. 1次冷却材喪失事象時の対応

全交流動力電源喪失時に1次冷却材漏えいが重畳して発生した場合に1次系圧力が蓄圧タンク動作圧力まで急激に低下し、かつ1次系圧力が回復しない状態であれば「1次冷却材喪失事象（大破断）」と判断する。判断後は、大容量空冷式発電機による電源確保、常設電動注入ポンプ起動準備、復水タンクへの供給、使用済燃料ピットへの注水確保及び移動式大容量ポンプ車による格納容器内自然対流冷却の準備を行う。

また、常設電動注入ポンプ起動準備においては、1次冷却材喪失事象（大破断）の場合は炉心損傷を避けられないとして、常設電動注入ポンプの注入先を格納容器スプレイとする。また、1次冷却材喪失事象（大破断）に至らない漏えい又は漏えいがない場合は、炉心損傷防止のために常設電動注入ポンプの注入先を炉心注水とする。炉心注水を行っている間に炉心出口温度計指示350℃以上及び格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）指示1×10^{5}mSv／h 以上により炉心損傷と判断すれば、注入先を格納容器スプレイに切り替えるとともに炉心損傷の進

展防止及び緩和のため、B充てん／高圧注入ポンプ自己冷却運転による炉心注水を行う。

1次冷却材喪失事象時の対応に必要な計装設備は、1次冷却材圧力等である。

c. アニュラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動

全交流動力電源喪失時、アニュラス部の水素滞留防止及び被ばく低減対策として、現場にてアニュラス空気浄化系ダンパの代替空気供給を行い、起動準備が整い次第、アニュラス空気浄化ファンを起動する。また、中央制御室の作業環境確保のため、現場にて中央制御室非常用循環系ダンパの開処置を実施し、起動準備が整い次第、中央制御室非常用循環系を起動する。

d. 補助給水系機能維持の判断

補助給水ポンプ起動及び補助給水流量計指示が $80m^3$／h以上確立されていることを確認する。また、全交流動力電源喪失状態で1次冷却材喪失事象（小規模）が発生し、補助給水系の機能が喪失している場合は、加圧器逃がし弁の使用準備として、窒素ボンベ（加圧器逃がし弁用）による駆動用空気の供給を行い、炉心損傷判断後、1次系圧力を 2.0MPa[gage]以下まで減圧を実施する。なお、加圧器逃がし弁使用準備において、直流電源が喪失している場合には、可搬型バッテリ（加圧器逃がし弁用）も準備する。

補助給水系機能維持の判断に必要な計装設備は、補助

給水流量等である。

e. イグナイタ起動及び可搬型格納容器水素濃度計測装置準備

炉心出口温度計指示が350℃到達又は安全注入動作を伴う1次冷却材喪失時にすべての高圧注入系が機能喪失すれば、イグナイタを起動するとともに、可搬型格納容器水素濃度計測装置の起動準備を実施する。また、全交流動力電源喪失時においては、大容量空冷式発電機より受電すれば、速やかにイグナイタを起動する。

f. 炉心損傷の判断

炉心出口温度計指示350℃以上及び格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）指示1×10^{5}mSv／h以上により、炉心損傷と判断する。なお、炉心損傷の判断基準である炉心出口温度350℃は、炉心が直接蒸気を過熱している可能性が高いと考えられる温度として、加圧器安全弁の設定圧力を考慮した1次系の最大飽和蒸気温度から設定した値であり、格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）1×10^{5}mSv／hは、炉心溶融時の原子炉格納容器内線量率の評価結果を踏まえて設定した値である。

炉心損傷の判断に必要な計装設備は、格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）等である。

g. 静的触媒式水素再結合装置及びイグナイタ動作状況確認

静的触媒式水素再結合装置にて原子炉格納容器内の水素が処理されていることを、静的触媒式水素再結合装置

動作監視装置の温度上昇により確認する。また、イグナイタ運転にて原子炉格納容器内の水素が燃焼し処理されていることを、電気式水素燃焼装置動作監視装置の温度上昇により確認する。

h. 常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイ

格納容器スプレイ系の機能が喪失している場合は、1次冷却材漏えいに伴う原子炉格納容器圧力上昇の抑制及び炉心損傷後の溶融炉心・コンクリート相互作用防止のため、大容量空冷式発電機からの給電及び常設電動注入ポンプの準備が整い次第、代替格納容器スプレイを開始する。なお、炉心の冷却については、B充てん／高圧注入ポンプ自己冷却による炉心注水の準備を行い、準備が整い次第、炉心注水を行う。また、常設電動注入ポンプの水源である燃料取替用水タンクが枯渇するまでに、復水タンクより補給を行い、代替格納容器スプレイを継続する。その後、格納容器再循環サンプ広域水位計指示が77%以上となれば、代替格納容器スプレイを一旦停止する。一旦停止後に、格納容器圧力計指示が 245kPa[gage]まで上昇すれば代替格納容器スプレイを再開する。

常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイに必要な計装設備は、格納容器圧力等である。

i. 水素濃度監視

炉心損傷と判断すれば、ジルコニウム－水反応等にて発生する水素による原子炉格納容器内の水素濃度の状況を確認するために、可搬型格納容器水素濃度計測装置の

準備が整い次第、運転し、原子炉格納容器内水素濃度の測定を開始する。

水素濃度監視に必要な計装設備は、可搬型格納容器水素濃度計測装置である。

j. 格納容器内自然対流冷却

A、B格納容器再循環ユニットに原子炉補機冷却水を通水し、原子炉格納容器雰囲気を自然対流により除熱する。

また、全交流動力電源喪失等の原因により原子炉補機冷却水系統が使用できない場合には、移動式大容量ポンプ車によりA、B格納容器再循環ユニットに冷却水を供給し、原子炉格納容器雰囲気を自然対流により除熱する。ただし、炉心溶融により屋外の放射線量が高い場合は、屋内に待機しモニタ指示を確認しながら、事象発生から24時間以内に除熱を開始できるように作業を行う。

格納容器内自然対流冷却に必要な計装設備は、格納容器内温度等である。

7.2.1.2.2 格納容器破損防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

プラント損傷状態の選定結果については、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、本格納容器破損モードに含まれるプラント損傷状態のうち、原子炉容器破損時に高圧で溶融物が原子炉格納容器内に分散し、溶融物の表面積が大きくなることで溶融物から原子炉格納容器

内雰囲気への伝熱が大きくなり、かつ補助給水による冷却がない「T**」が原子炉格納容器内の温度上昇の観点で厳しい。また、ECCS 又は格納容器スプレイにより原子炉格納容器内へ注水されない「**D」が、温度上昇が抑制されないという観点からより厳しい。したがって、本格納容器破損モードにおいて最も厳しいプラント損傷状態は、原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の破断がなく、格納容器スプレイ注入機能が喪失する「TED」である。

このプラント損傷状態には、以下の事故シーケンスが想定される。

- 外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失する事故
- 手動停止時に補助給水機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故
- 過渡事象時に補助給水機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故
- 主給水流量喪失時に補助給水機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故
- 原子炉補機冷却機能喪失時に補助給水機能が喪失する事故
- 過渡事象時に原子炉トリップに失敗し格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故
- ２次冷却系の破断時に補助給水機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故
- 外部電源喪失時に補助給水機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故

・２次冷却系の破断時に主蒸気隔離機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故

・DC 母線１系列喪失時に補助給水機能、高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故

上記事故シーケンスのうち、評価事故シーケンスは１次系圧力が高圧で溶融物からの発熱による加熱ガスが高温になるとともに、原子炉容器が破損した際に溶融物が原子炉格納容器内に分散する割合が多くなる全交流動力電源喪失を起因とし、時間余裕及び要求される設備容量の観点から厳しくなる補助給水機能喪失を考慮した「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故」である。

なお、本評価事故シーケンスにおいては、常設電動注入ポンプを用いた代替格納容器スプレイ及び格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却の有効性を確認する観点から、原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮する。

本評価事故シーケンスにおいて、格納容器過温破損に係る重要現象は以下のとおりである。

a.　炉心における重要現象

・崩壊熱

・燃料棒内温度変化

・燃料棒表面熱伝達

・燃料被覆管酸化

・燃料被覆管変形

・沸騰・ボイド率変化

・気液分離・対向流

b. 原子炉容器、１次冷却系、加圧器及び蒸気発生器における重要現象

・１次冷却系における構造材との熱伝達

・１次冷却系における蓄圧タンク注入

・加圧器における冷却材放出（臨界流・差圧流）

・蒸気発生器における１次側・２次側の熱伝達

・蒸気発生器における冷却材放出（臨界流・差圧流）

・蒸気発生器における２次側水位変化・ドライアウト

・炉心損傷後の原子炉容器におけるリロケーション

・炉心損傷後の原子炉容器における下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達

・炉心損傷後の原子炉容器破損、溶融

・炉心損傷後の原子炉容器における１次系内 FP（核分裂生成物）挙動

c. 原子炉格納容器における重要現象

・区画間・区画内の流動

・構造材との熱伝達及び内部熱伝導

・格納容器スプレイ冷却

・格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却

・水素濃度変化

・炉心損傷後の原子炉容器外における溶融燃料－冷却材相互作用

・炉心損傷後の溶融炉心と原子炉下部キャビティ水の伝熱
・炉心損傷後の溶融炉心とコンクリートの伝熱
・炉心損傷後のコンクリート分解及び非凝縮性ガス発生
・炉心損傷後の原子炉格納容器内 FP（核分裂生成物）挙動

本評価事故シーケンスにおける有効性評価は、炉心損傷後のプラント挙動を適切に模擬することが目的であることから、これらの現象を適切に評価することが可能な、原子炉系、原子炉格納容器系の熱水力モデルを備え、かつ、炉心損傷後のシビアアクシデント特有の溶融炉心挙動に関するモデルを有するコードMAAPを使用する。

また、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、本評価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、要員の配置による他の操作に与える影響、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。

さらに、本評価事故シーケンスでは評価結果が厳しくなるため、炉心部に残存する損傷燃料（以下「残存デブリ」という。）の量は極く少量となるが、実機を想定した場合、本格納容器破損モードでは様々な事故シーケンスが考えられ、残存デブリ量に不確かさが考えられることから、炉心発熱有効長の中心高さまで冠水させた場合の

格納容器内自然対流冷却による残存デブリの冷却性を確認する。

(2) 有効性評価の条件

本評価事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第 7.2.1.2.2 表に示す。また、主要な解析条件について、本評価事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a. 事故条件

(a) 起因事象

起因事象として、外部電源が喪失するものとする。

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

非常用所内交流電源が喪失するものとする。また、補助給水機能及び原子炉補機冷却機能が喪失するものとする。

(c) 外部電源

外部電源はないものとする。

起因事象として、外部電源が喪失するものとしている。

(d) RCP からの漏えい率

RCP シール部が健全な場合の漏えい率は、全交流動力電源喪失時の 1 次冷却材温度及び圧力を考慮し、封水戻りライン等からの漏えい率を評価した結果に基づき、RCP 1 台当たり、定格圧力において 1.5m^3／h とし、その漏えい率相当となる口径約 0.2cm（約 0.07 インチ）を設定する。また、RCP 3 台からの漏えいを考慮するも

のとする。

なお、その他の原子炉冷却材圧力バウンダリからの漏えいについては、原子炉容器破損時の１次系圧力の観点で厳しくなるように、考慮しないものとする。

(e) 水素の発生

水素の発生については、ジルコニウム－水反応を考慮する。なお、MAAP コードでは水の放射線分解等による水素発生は考慮していないため、「(3) 有効性評価の結果」にてその影響を評価する。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 蓄圧タンク

蓄圧注入系のパラメータとして初期保持圧力及び初期保有水量については、標準的に最低保持圧力及び最低保有水量を用いる。

蓄圧タンクの保持圧力（最低保持圧力）4.04MPa[gage]

蓄圧タンクの保有水量（最低保有水量）29.0m^3／基

(b) 加圧器逃がし弁

１次系強制減圧操作において、加圧器逃がし弁２個を使用するものとし、１個当たりの容量は、設計値である 95t／h とする。

(c) 常設電動注入ポンプによるスプレイ流量

原子炉格納容器内に放出される放射性物質の除去、原子炉格納容器圧力及び温度上昇抑制に必要なスプレイ流量を考慮し、常設電動注入ポンプによるスプレイ流量は、設計上期待できる値として 140m^3／h とする。

(d) 静的触媒式水素再結合装置及びイグナイタ

原子炉格納容器圧力の観点で厳しくなるように、静的触媒式水素再結合装置及びイグナイタの効果については期待しないが、静的触媒式水素再結合装置による水素処理の発熱反応の原子炉格納容器圧力及び温度への寄与を「(3) 有効性評価の結果」にて考慮する。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

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

(a) 加圧器逃がし弁による1次系強制減圧は、操作等の時間を考慮して、炉心溶融開始から 10 分後に開始するものとする。

(b) 常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイは、現地操作に係る必要な移動、操作等の時間を考慮して、炉心溶融開始から 30 分後に開始するものとする。また、原子炉格納容器内保有水量が 1,700m^3に到達した時点で原子炉格納容器の最高使用圧力（設計値）より高めの値である 0.283MPa[gage]（標準値）に到達していない場合は、一旦停止し、原子炉格納容器の最高使用圧力（標準値）到達の 30 分後に再開するものとする。その後、格納容器内自然対流冷却開始に伴い、事象発生から24時間後に停止するものとする。

(c) 移動式大容量ポンプ車を用いた格納容器再循環ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却の開

始は、要員の召集のための時間、操作等の時間を考慮して、事象発生から24時間後とする。

(3) 有効性評価の結果

本評価事故シーケンスの事象進展を第 7.2.1.2.4 図に、原子炉容器内水位等の1次系パラメータの変化を第7.2.1.2.5図及び第 7.2.1.2.6 図に、原子炉格納容器圧力及び温度等の原子炉格納容器パラメータの変化を第 7.2.1.2.7 図から第 7.2.1.2.10 図に示す。

a. 事象進展

事象発生後、全交流動力電源喪失に伴い RCP の母線電圧が低下することで「1次冷却材ポンプ電源電圧低」信号のトリップ限界値に到達し、原子炉は自動停止する。また、すべての給水機能が喪失することにより蒸気発生器水位が低下し、1次系温度及び圧力が上昇して加圧器安全弁が作動する。この間、1次冷却材の漏えいが継続することで、徐々に原子炉容器内水位が低下し、事象発生の約 3.0 時間後に炉心溶融に至る。

さらに、炉心溶融開始から 10 分後の約 3.1 時間後に加圧器逃がし弁による1次系強制減圧を開始するとともに、炉心溶融開始から 30 分後の約 3.5 時間後に常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイを開始することにより、原子炉格納容器内を冷却し、原子炉格納容器圧力が最高使用圧力を下回るよう原子炉格納容器圧力及び温度の上昇を抑制する。

その後、事象発生の 24 時間後に移動式大容量ポンプ車を用いた格納容器再循環ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却を開始することで、原子炉格納容器内の水蒸気が凝縮され、原子炉格納容器圧力及び温度ともに事象発生の約 41 時間後に低下に転じる。

なお、本評価事故シーケンスでは1次系圧力を高く保持するために、原子炉冷却材圧力バウンダリからの漏えいは RCP シールリークのみを想定していることから、1次系が高温となり、原子炉容器ふたフランジ及び高温側配管から漏えいすることも考えられるが、現実的には最初に RCP シール LOCA が発生することで1次系の減温・減圧が進み、事象進展が緩和される。

b. 評価項目等

原子炉格納容器圧力は第 7.2.1.2.7 図に示すとおり、格納容器内自然対流冷却により事象発生の約 41 時間後に最高値約 0.345MPa[gage]となり、以降は低下傾向となっていることから、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力は、原子炉格納容器の最高使用圧力の2倍（0.490MPa[gage]）を下回る。

原子炉格納容器内温度は第 7.2.1.2.8 図に示すとおり、格納容器内自然対流冷却により事象発生の約 41 時間後に最高値約 138℃となり、以降は低下傾向となっていることから、原子炉格納容器バウンダリにかかる温度は、200℃を下回る。

「6.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」の（3）に示す評価項目については、本評価事故シーケンスより炉心溶融が早く、事象進展中は原子炉格納容器圧力が高く推移し、環境に放出される放射性物質が多くなる「7.2.1.1 格納容器過圧破損」にて評価項目を満足することを確認している。

（4）に示す評価項目については、本評価事故シーケンスと「7.2.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」の評価事故シーケンスが同一であることから、「7.2.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」に示す。

（5）及び（8）に示す評価項目については、本評価事故シーケンスより炉心溶融及び原子炉容器破損時間が早く、炉心崩壊熱が高い状態で原子炉下部キャビティに落下し、溶融炉心と原子炉下部キャビティ水の相互作用による原子炉格納容器圧力の上昇及び溶融炉心によるコンクリート侵食の観点で厳しくなる「7.2.3原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」及び「7.2.5溶融炉心・コンクリート相互作用」に示す。

原子炉格納容器内の水素分圧（絶対圧）は第7.2.1.2.9図に示すとおり、全圧約0.4MPa[abs]に対して0.02MPa[abs]程度である。また、全炉心ジルコニウム量の75％と水の反応により発生する水素と水の放射線分解等により発生する水素を含む水素発生量を、静的触媒式水素再結合装置により処理した場合の発熱量は、炉心崩壊熱の約２％と小さい。したがって、水素の蓄積を考慮しても原子炉

格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は原子炉格納容器の最高使用圧力の２倍（0.490MPa[gage]）及び200℃を下回る。

また、第 7.2.1.2.7 図及び第 7.2.1.2.8 図に示すとおり、事象発生の約 10 時間後に溶融炉心の原子炉下部キャビティへの流出が停止するが、代替格納容器スプレイ及び格納容器内自然対流冷却により、72 時間時点においても原子炉格納容器圧力及び温度が低下傾向を示し、原子炉下部キャビティに落下した溶融炉心及び原子炉格納容器雰囲気は安定して除熱されており、その後も格納容器内自然対流冷却を継続することで、安定状態を維持できる。

7.2.1.2.3　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

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

本評価事故シーケンスは、事象進展が緩やかであり、運転員等操作である常設電動注入ポンプを用いた代替格納容器スプレイ及び移動式大容量ポンプ車を用いた格納容器再循環ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却操作により、原子炉格納容器内温度を低減することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、炉心溶融開始を起点に操作を行う加圧器

逃がし弁開放操作及び常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイの開始操作、原子炉格納容器圧力を起点に操作を行う代替格納容器スプレイの再開操作並びに解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間に差異がある移動式大容量ポンプ車を用いた格納容器再循環ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却操作とする。

(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

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

a. 運転員等操作時間に与える影響

炉心における燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形の不確かさとして、炉心ヒートアップに関するモデルは、TMI 事故についての再現性が確認されており、炉心ヒートアップの感度解析では、炉心溶融時間に対する感度は小さく、また、炉心がヒートアップする状態では炉心出口温度の上昇が急峻であることから、炉心溶融開始を起点とする加圧器逃がし弁開放操作及び常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイ操作の開始に与える影響は小さい。

原子炉格納容器における区画間・区画内の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさとして、HDR 実験解析等の検証結果より、原子炉格納容器圧力については

1割程度高めに、原子炉格納容器内温度については十数℃高めに評価する可能性があることから、実際の原子炉格納容器内温度及び圧力は低めとなり、原子炉格納容器の最高使用圧力を操作再開の起点とする代替格納容器スプレイ再開操作の開始が遅くなる。

炉心損傷後の原子炉容器におけるリロケーションの不確かさとして、溶融炉心挙動モデルは、TMI事故についての再現性が確認されており、炉心崩壊に至る温度の感度解析より、原子炉容器破損時間が早まることが確認されているが、原子炉容器破損時間を起点に操作を開始する運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心損傷後の原子炉容器における下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達の不確かさとして、溶融炉心挙動モデルは、TMI事故についての再現性が確認されており、下部プレナムと溶融炉心の熱伝達に関する感度解析より、原子炉容器破損時間等の事象進展に対する感度が小さいことが確認されているが、原子炉容器破損時間を起点に操作を開始する運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心損傷後の原子炉容器破損及び溶融の不確かさとして、原子炉容器破損時間の判定に用いる計装用案内管溶接部の最大歪みに関する感度解析より、最大歪みを低下させた場合に原子炉容器破損時間が早まることが確認されているが、原子炉容器破損時間を起点に操作を開始す

る運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心損傷後の原子炉容器外における溶融燃料－冷却材相互作用の不確かさとして、原子炉下部キャビティ水深等の感度解析より、原子炉容器外の溶融燃料－冷却材相互作用による圧力スパイクに与える感度が小さいことが確認されていること、また、原子炉容器外の溶融燃料－冷却材相互作用に対する運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

b. 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形の不確かさとして、炉心ヒートアップに関するモデルは、TMI 事故についての再現性が確認されており、炉心ヒートアップの感度解析では、下部プレナムへのリロケーション開始時間が 14 分程度早まるが、炉心溶融開始から原子炉容器破損まで3時間程度あり、原子炉容器破損時点で原子炉下部キャビティに十分な注水が行われていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

原子炉格納容器における区画間・区画内の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさとして、HDR 実験解析等の検証結果より、原子炉格納容器圧力については1割程度高めに、原子炉格納容器内温度については十数℃高めに評価する可能性があることから、実際の原子炉格納容器内温度及び圧力は低めとなり、評価項目とな

るパラメータに対する余裕は大きくなる。

炉心損傷後の原子炉容器におけるリロケーションの不確かさとして、溶融炉心挙動モデルは、TMI 事故についての再現性が確認されており、炉心崩壊に至る温度の感度解析より、原子炉容器破損時間が早まることが確認されているが、原子炉容器破損時点で原子炉下部キャビティに十分な注水が行われていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉容器における下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達の不確かさとして、溶融炉心挙動モデルは、TMI 事故についての再現性が確認されており、下部プレナムと溶融炉心の熱伝達に関する感度解析より、原子炉容器破損時間等の事象進展に対する感度が小さいことが確認されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉容器破損及び溶融の不確かさとして、原子炉容器破損時間の判定に用いる計装用案内管溶接部の最大歪みに関する感度解析より、最大歪みを低下させた場合に原子炉容器破損時間が早まることが確認されているが、早まる時間はわずかであることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉容器外における溶融燃料－冷却材相互作用の不確かさとして、原子炉下部キャビティ水深等の感度解析より、原子炉容器外の溶融燃料－冷却材相互作用による圧力スパイクに与える感度が小さいことが

確認されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(2) 解析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 7.2.1.2.2 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、解析条件の設定に当たっては、原則、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な設定としていることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる炉心崩壊熱、原子炉格納容器自由体積、ヒートシンク並びに標準値として設定している蒸気発生器２次側保有水量、燃料取替用水タンク水量及び格納容器再循環ユニットの除熱特性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

炉心崩壊熱、原子炉格納容器自由体積及びヒートシンクの変動を考慮した場合、解析条件で設定している崩壊熱より小さくなるため、炉心溶融開始時間が遅くなり、炉心溶融開始を起点とする加圧器逃がし弁開放操作及び常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイ操作の開始が遅くなる。さらに、崩壊熱の減少により原子炉格納容器内への放出エネルギが小さくなること、また、解析条件で設定している自由体積及びヒ

ートシンクより増加するため、原子炉格納容器圧力及び温度上昇に対する事象進展が遅くなる。その結果、原子炉格納容器圧力を起点とする代替格納容器スプレイ再開操作の開始が遅くなる。

蒸気発生器２次側保有水量の変動を考慮した場合、解析条件で設定している保有水量に対して水量が多くなり、２次系からの冷却により炉心溶融開始時間が遅くなるため、炉心溶融開始時間を起点とする加圧器逃がし弁開放操作及び常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイ操作の開始が遅くなる。また、原子炉格納容器内への放出エネルギが小さくなるため、原子炉格納容器圧力及び温度上昇に対する事象進展が遅くなり、原子炉格納容器圧力を起点とする代替格納容器スプレイ再開操作の開始が遅くなる。

燃料取替用水タンク水量の変動を考慮した場合、解析条件で設定している保有水量に対して水量が少ないが、水源を確保しながら代替格納容器スプレイを継続する対策を実施すること、また、燃料取替用水タンクの枯渇を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

格納容器再循環ユニットの除熱特性の変動を考慮した場合、解析条件で設定している除熱特性に対して除熱性能が高くなるため、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇に対する事象進展が遅くなるが、格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却操作は、事

象発生から 24 時間後に開始することから、運転員等操作時間に与える影響はない。また、原子炉格納容器内に水素が存在する場合においては、除熱性能が低下するため、原子炉格納容器圧力上昇に対する事象進展が早くなり、原子炉格納容器圧力を起点とする操作の開始が早くなるが、格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却操作は、事象発生から 24 時間後に開始することから、運転員等操作時間に与える影響はない。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心崩壊熱、原子炉格納容器自由体積及びヒートシンクの変動を考慮した場合、解析条件で設定している崩壊熱より小さくなるため、原子炉格納容器内への放出エネルギが小さくなること、また、解析条件で設定している自由体積及びヒートシンクより増加するため、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇が緩和されることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

蒸気発生器２次側保有水量の変動を考慮した場合、解析条件で設定している保有水量に対して水量が多くなり、２次系からの冷却により原子炉格納容器内への放出エネルギが小さくなるため、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇が緩和され、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

燃料取替用水タンク水量の変動を考慮した場合、解

析条件で設定している保有水量に対して水量が少ないが、水源を確保しながら代替格納容器スプレイを継続する対策を実施することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

格納容器再循環ユニットの除熱特性の変動を考慮した場合、解析条件で設定している除熱特性に対して除熱性能が高くなるため、除熱特性の違いが原子炉格納容器圧力及び温度に与える影響を確認する観点で格納容器再循環ユニットの除熱特性を設計値（1基当たりの除熱特性：100℃～約149℃、約5.0MW～約8.3MW）とした場合の感度解析を実施した。その結果、第7.2.1.2.11図及び第7.2.1.2.12図に示すとおり、事象発生から24時間後の格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却開始以降、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇が緩和され、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。また、原子炉格納容器内に水素が存在する場合においては、除熱性能が低下するため、原子炉格納容器圧力及び温度はわずかに高く推移するものの、原子炉格納容器圧力及び温度は、それぞれ原子炉格納容器の最高使用圧力の2倍（0.490MPa[gage]）及び200℃に対して十分な余裕があり、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、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響並びに解析

上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間等の操作時間の変動を考慮して、要員の配置による他の操作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を確認する。

(a) 要員の配置による他の操作に与える影響

加圧器逃がし弁開放操作は、炉心崩壊熱の変動を考慮し、崩壊熱を最確条件とした場合、炉心溶融開始時間が遅くなり、他の操作へ影響を与える可能性があるが、第 7.2.1.2.3 図に示すとおり、加圧器逃がし弁開放操作は中央制御室での操作であることから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。

常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイ開始操作は、炉心崩壊熱の変動を考慮し、崩壊熱を最確条件とした場合、崩壊熱の減少により炉心溶融開始時間が遅くなり、操作が遅くなる可能性があるが、第 7.2.1.2.3 図に示すとおり、本操作は他の事象進展に影響を及ぼす運転員等操作を実施する運転員等とは別の運転員等による操作のため、要員の配置による他の操作に与える影響はない。

代替格納容器スプレイ再開操作は、炉心崩壊熱、原子炉格納容器自由体積及びヒートシンクの変動を考慮し、崩壊熱を最確条件とした場合、崩壊熱の減少により原子炉格納容器内への放出エネルギが小さくなる。さらに、最確条件の原子炉格納容器自由体積及びヒートシンクを用いた場合、原子炉格納容器自由体積及び

ヒートシンクが増加することで、原子炉格納容器圧力上昇に対する事象進展が遅くなり、代替格納容器スプレイの再開操作が遅くなる可能性があるが、第7.2.1.2.3図に示すとおり、常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイ開始操作と同一の運転員等による操作で、他の事象進展に影響を及ぼす運転員等操作を実施する運転員等とは別の運転員等による操作のため、要員の配置による他の操作に与える影響はない。

移動式大容量ポンプ車を用いた格納容器内自然対流冷却操作については、第 7.2.1.2.3 図に示すとおり、本操作後に事象進展に影響を及ぼす運転員等操作はないため、要員の配置による他の操作へ与える影響はない。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心溶融開始から 10 分後を起点とする加圧器逃がし弁開放操作は、炉心崩壊熱の不確かさ等により炉心溶融開始時間が遅くなり、これに伴い操作開始が遅くなる。操作開始が遅くなる場合は、1次系強制減圧の開始が遅くなるが、崩壊熱の減少により原子炉格納容器内に放出されるエネルギが小さくなるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、「(3) 操作時間余裕の把握」において、炉心溶融開始から 20 分後に加圧器逃がし弁を開放し、1次系強制減圧を実施した場合の感度解析により時間余裕を確認しており、同程度の遅れに対して評価項目となるパラメータに与

える影響は小さい。

炉心溶融開始から 30 分後を起点とする常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイの開始操作は、炉心崩壊熱の不確かさ等により炉心溶融開始時間が遅くなり、これに伴い開始時間が遅くなる。操作開始が遅くなる場合は、原子炉格納容器の減温、減圧が遅くなるが、崩壊熱の減少により原子炉格納容器内に放出されるエネルギは小さくなるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

原子炉格納容器の最高使用圧力到達から 30 分後に再開する代替格納容器スプレイ再開操作は、炉心崩壊熱の不確かさ等により原子炉格納容器の最高使用圧力到達時間が遅くなり、これに伴い操作開始が遅くなる。操作開始が遅くなっても、起点となる原子炉格納容器圧力は同一であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

移動式大容量ポンプ車を用いた格納容器内自然対流冷却操作については、解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間の差異等によって操作開始が早くなる場合、原子炉格納容器圧力及び温度の低減効果の大きい代替格納容器スプレイを早く停止することとなるため、原子炉格納容器の減温、減圧が遅くなる。このため、評価項目となるパラメータの観点で厳しくなるが、「7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失」の解析においては、より炉心崩壊熱の高い約 9.3 時間後か

ら格納容器内自然対流冷却を実施する場合の成立性を確認しており、原子炉格納容器圧力及び温度の観点では大きな影響はないことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(3) 操作時間余裕の把握

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

加圧器逃がし弁の開放操作の実施時間に対する時間余裕を確認するため、加圧器逃がし弁の開放操作の開始を 10 分遅くした場合の感度解析を実施した。その結果、第 7.2.1.2.13 図及び第 7.2.1.2.14 図に示すとおり、原子炉格納容器圧力及び温度はそれぞれ原子炉格納容器の最高使用圧力の２倍（0.490MPa[gage]）及び 200℃に対して十分余裕がある。よって、操作時間余裕として炉心溶融開始から 20 分程度は確保できる。

移動式大容量ポンプ車を用いた格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却開始操作の操作時間余裕としては、解析上は、事象発生から 24 時間後の格納容器内自然対流冷却の開始とともに代替格納容器スプレイを停止することとしているが、移動式大容量ポンプ車の準備が遅れた場合は、代替格納容器スプレイを継続する必要がある。このため、代替格納容器スプレイ開始後から連続して格納容器スプレイを実施するとして評価した結果、原子炉格納

容器内注水量の停止条件である 4,000m^{3}となるまで、操作時間余裕として5時間程度は確保できる。

(4) 炉心部に残存するデブリ量の不確かさに対する影響評価

原子炉容器破損後、破損口から代替格納容器スプレイによりスプレイ水が流入して炉心発熱有効長の中心高さまで冠水し、格納容器再循環ユニットによる除熱と露出した残存デブリによる蒸発が平衡するものとして、露出した残存デブリの冷却性が確保できる残存デブリ量を評価した。その結果、露出した残存デブリが全溶融炉心の 18%以下であれば、露出した残存デブリの崩壊熱は原子炉格納容器内で凝縮され発生する水分量を蒸発させるために要するエネルギを下回る。したがって、炉心発熱有効長の中心高さまで冠水させることで、原子炉格納容器雰囲気は過熱状態となることなく、冷却が可能である。

(5) ま と め

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び要員の配置による他の操作に与える影響を確認した。その結果、解析コード及び解析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、運転員による加圧器逃がし弁を用いた1次系強制減圧、常設電動注入ポンプを用いた代替格納容器スプレイ及び格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却操作により、原子炉下部キャビティに落下した溶融炉心を冷却し、原子炉格納容器雰囲気の冷却及び除

熱を行うことにより、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、操作時間に対して一定の時間余裕がある。また、要員の配置による他の操作に与える影響はない。

7.2.1.2.4　必要な要員及び資源の評価

(1)　必要な要員の評価

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」において、1号炉及び2号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、「7.2.1.2.1（3）格納容器破損防止対策」に示すとおり 52 名である。「7.5.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している重大事故等対策要員 52 名で対処可能である。

(2)　必要な資源の評価

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」において、必要な水源、燃料及び電源は、「7.5.1（2）資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。

a.　水　　源

常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイについては、事象発生約3.5時間後から約13時間までと事象発生約14時間後から24時間までの合計約19.5時間の代替格

納容器スプレイ運転(140m^3／h)を想定して、約2,730m^{3}の水量が必要となる。

これに対し、水源として燃料取替用水タンクは、約1,677m^{3}の使用が可能であり、事象発生約15時間後の復水タンクとの連絡操作により復水タンクの約640m^{3}も使用可能となる。また、復水タンクには、事象発生９時間20分後より復水タンク補給用水中ポンプ（約90m^3／h）等による補給を開始することが可能となり、連絡操作後の事象発生約15時間後から24時間までの９時間で約810m^{3}が補給できる。

これらを合計すると約3,127m^{3}が供給可能となることから事象発生から24時間の対応は可能である。

事象発生22時間10分以降より、海水を取水源とした移動式大容量ポンプ車による格納容器内自然対流冷却を開始することが可能であるため、燃料取替用水タンク及び復水タンクへの補給は不要である。

b. 燃　　料

大容量空冷式発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定して、７日間の運転継続に約230.2kℓ の重油が必要となる。

移動式大容量ポンプ車による格納容器内自然対流冷却については、事象発生22時間10分後からの運転を想定して、７日間の運転継続に約30.2kℓ の重油が必要となる。

代替緊急時対策所用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定して、７日間の運転継続

に約7.8kℓ の重油が必要となる。

使用済燃料ピットへの注水については、事象発生９時間20分後からの運転を想定して、７日間の運転継続に約7.4kℓ の重油が必要となる。また、復水タンクへの補給については、事象発生９時間20分後から24時間の運転を想定しており、必要な重油は復水タンクへの補給に必要な重油に包絡される。

使用済燃料ピット監視装置用空気供給システムについては、事象発生７時間20分後からの運転を想定して、７日間の運転継続に約3.8kℓ の重油が必要となる。

７日間の運転継続に必要な重油は、これらを合計して約279.4kℓ となるが、「7.5.1（2）資源の評価条件」に示すとおり燃料油貯蔵タンク容量と大容量空冷式発電機用燃料タンク容量の合計（約314.0kℓ ）にて供給可能である。

c. 電　　源

大容量空冷式発電機の電源負荷については、重大事故等対策時に必要な負荷及びその他負荷として約 890kW 必要となるが、大容量空冷式発電機の給電容量約 3,200kW（約 4,000kVA）にて供給可能である。

7.2.1.2.5 結　　論

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」では、LOCA、過渡事象又は全交流動力電源喪失時に格納容器スプレイ機能や ECCS 再循環機能等

の安全機能喪失が重畳する。その結果、原子炉格納容器内へ流出した高温の１次冷却材及び溶融炉心の崩壊熱等の熱に伴い発生した水蒸気、金属－水反応等によって発生した非凝縮性ガスの蓄積により、原子炉格納容器内温度が緩慢に上昇し、原子炉格納容器の破損に至ることが特徴である。格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」に対する格納容器破損防止対策としては、加圧器逃がし弁を用いた１次系強制減圧、常設電動注入ポンプを用いた代替格納容器スプレイ及び格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却を整備している。

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」の評価事故シーケンス「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故」に原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮して有効性評価を行った。

上記の場合においても、運転員等操作による加圧器逃がし弁を用いた１次系強制減圧、常設電動注入ポンプを用いた代替格納容器スプレイ及び格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却を実施することにより、原子炉格納容器雰囲気の冷却及び除熱が可能である。

その結果、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度、放射性物質の総放出量、原子炉格納容器内の水素濃度及び水素蓄積を想定した場合の原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力は、評価項目を満足している。また、長期

的には原子炉下部キャビティに落下した溶融炉心及び原子炉格納容器の安定状態を維持できる。

なお、原子炉容器破損時の1次系圧力については、「7.2.2 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」にて確認する。

また、原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用による熱的・機械的荷重及び溶融炉心によるコンクリート侵食については、それぞれ「7.2.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」及び「7.2.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」にて確認する。

解析コード及び解析条件の不確かさについて操作への影響を含めて確認した結果、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。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、重大事故等対策要員にて対処可能である。また、必要な水源、燃料及び電源については、全交流動力電源喪失時においても供給可能である。

以上のことから、格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」において、加圧器逃がし弁を用いた1次系強制減圧、常設電動注入ポンプを用いた代替格納容器スプレイ及び格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却の格納容器破損防止対策は、選定した評価事故シーケンスに対して有効であること

が確認でき、格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」に対して有効である。

7.2.2　高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱

7.2.2.1　格納容器破損モードの特徴、格納容器破損防止対策

(1)　格納容器破損モード内のプラント損傷状態

格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」に至る可能性のあるプラント損傷状態は、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、SED、TEI、TED、TEW、SEI、SLI、SLW及びSEWがある。

(2)　格納容器破損モードの特徴及び格納容器破損防止対策の基本的考え方

格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」では、LOCA、過渡事象又は全交流動力電源喪失時に格納容器スプレイ機能やECCS再循環機能等の安全機能喪失が重畳して、原子炉容器が高い圧力の状況で破損し、緩和措置がとられない場合には、溶融炉心、水蒸気及び水素等が急速に放出され、原子炉格納容器雰囲気が直接加熱されることで、急速に原子炉格納容器圧力が上昇し、原子炉格納容器の破損に至る。

したがって、本格納容器破損モードでは、急速な原子炉格納容器圧力の上昇を抑制するため、原子炉容器破損前までに1次系の減圧を行うことにより、原子炉格納容器の破損を防止する。また、非凝縮性ガスの発生を抑制するとともに、継続的に水素を処理する。さらに、最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって、原子炉格納容器雰囲気の除熱を行う。

(3) 格納容器破損防止対策

格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」で想定される事故シーケンスに対して、原子炉格納容器の破損を防止し、かつ、放射性物質が異常な水準で敷地外へ放出されることを防止するため、原子炉容器が高い圧力の状況で破損し、溶融炉心、水蒸気及び水素等が急速に放出され、原子炉格納容器雰囲気が直接加熱されることで、急速な原子炉格納容器圧力の上昇を抑制する観点から、原子炉容器破損前までに加圧器逃がし弁による1次系強制減圧を整備する。また、その後の原子炉格納容器圧力及び温度の上昇を抑制する観点から、常設電動注入ポンプを用いた代替格納容器スプレイ及び格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却を整備する。さらに、非凝縮性ガスの発生を抑制する観点から、溶融炉心・コンクリート相互作用に伴う水素発生に対しては、代替格納容器スプレイによる原子炉下部キャビティへの注水を整備する。加えて、継続的に発生する水素を処理するため、静的触媒式水素再結合装置を設置するとともに、より一層の水素濃度低減対策を図るための設備としてイグナイタを設置する。

したがって、本格納容器破損モードに対応する手順及び重大事故等対策は「7.2.1.2 格納容器過温破損」と同様である。

7.2.2.2 格納容器破損防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

プラント損傷状態の選定結果については、「6.2 評価対象の

整理及び評価項目の設定」に示すとおり、本格納容器破損モードに含まれるプラント損傷状態のうち、１次系の圧力が高く維持される過渡事象「T**」が１次系の減圧の観点から厳しい。「T**」のうち、最も１次系圧力が高くなる全交流動力電源喪失等による加圧器逃がし弁の機能喪失は TED に含まれる。したがって、本格納容器破損モードにおいて最も厳しいプラント損傷状態は、原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管の破断がなく、格納容器スプレイ注入機能が喪失する「TED」である。

このプラント損傷状態には、以下の事故シーケンスが想定される。

・外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失する事故
・手動停止時に補助給水機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故
・過渡事象時に補助給水機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故
・主給水流量喪失時に補助給水機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故
・原子炉補機冷却機能喪失時に補助給水機能が喪失する事故
・過渡事象時に原子炉トリップに失敗し格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故
・２次冷却系の破断時に補助給水機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故

・外部電源喪失時に補助給水機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故

・２次冷却系の破断時に主蒸気隔離機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故

・DC 母線１系列喪失時に補助給水機能、高圧注入機能、低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故

上記事故シーケンスのうち、評価事故シーケンスは１次系圧力が高圧で溶融物からの発熱による加熱ガスが高温になるとともに、原子炉容器が破損した際に溶融物が原子炉格納容器内に分散する割合が多くなる全交流動力電源喪失を起因とし、時間余裕及び要求される設備容量の観点から厳しくなる補助給水機能喪失を考慮した「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故」である。

なお、本評価事故シーケンスにおいては、常設電動注入ポンプを用いた代替格納容器スプレイ及び格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却の有効性を確認する観点から、原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮する。

したがって、本評価事故シーケンスは「7.2.1.2 格納容器過温破損」と同様のシーケンスとなる。

本評価事故シーケンスにおいて、高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱に係る重要現象は以下のとおりである。

a.　炉心における重要現象

・崩壊熱

・燃料棒内温度変化

・燃料棒表面熱伝達

・燃料被覆管酸化

・燃料被覆管変形

・沸騰・ボイド率変化

・気液分離・対向流

b. 原子炉容器、１次冷却系、加圧器及び蒸気発生器における重要現象

・１次冷却系における構造材との熱伝達

・１次冷却系における蓄圧タンク注入

・加圧器における冷却材放出（臨界流・差圧流）

・蒸気発生器における１次側・２次側の熱伝達

・蒸気発生器における冷却材放出（臨界流・差圧流）

・蒸気発生器における２次側水位変化・ドライアウト

・炉心損傷後の原子炉容器におけるリロケーション

・炉心損傷後の原子炉容器内における溶融燃料－冷却材相互作用

・炉心損傷後の原子炉容器における下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達

・炉心損傷後の原子炉容器破損、溶融

・炉心損傷後の原子炉容器における１次系内 FP（核分裂生成物）挙動

c. 原子炉格納容器における重要現象

・炉心損傷後の原子炉格納容器内 FP（核分裂生成物）挙動

本評価事故シーケンスにおける有効性評価は、炉心損傷後のプラント挙動を適切に模擬することが目的であることから、これらの現象を適切に評価することが可能な、原子炉系、原子炉格納容器系の熱水力モデルを備え、かつ、炉心損傷後のシビアアクシデント特有の溶融炉心挙動に関するモデルを有するコードMAAPを使用する。

また、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、本評価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、要員の配置による他の操作に与える影響、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。

(2) 有効性評価の条件

本評価事故シーケンスの有効性評価の条件については、「7.2.1.2 格納容器過温破損」の条件と同様であるが、以下の条件を適用する。本評価事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第7.2.2.1表に示す。

a. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) リロケーション

炉心の温度履歴に応じて発生するものとする。

(b) 原子炉容器破損

最大歪みを超えた場合に破損するものとする。

(3) 有効性評価の結果

本評価事故シーケンスの事象進展は、「7.2.1.2 格納容器過温破損」の第 7.2.1.2.4 図と同様である。高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱における格納容器破損防止対策の有

効性を評価するパラメータである1次系圧力等の1次系パラメータの変化を第7.2.2.1図及び第7.2.2.2図に示す。

a. 事象進展

「7.2.1.2.2(3) 有効性評価の結果」に示すとおり、事象発生後、すべての給水機能が喪失することにより蒸気発生器水位が低下し、1次系温度及び圧力が上昇して加圧器安全弁が作動する。この間、1次冷却材の漏えいが継続することで、徐々に原子炉容器内水位が低下し、事象発生の約3.0時間後に炉心溶融に至る。

さらに、炉心溶融開始から10分後の約3.1時間後に加圧器逃がし弁による1次系強制減圧を開始する。1次系の減圧に伴い、蓄圧注入が開始され、溶融炉心と原子炉容器下部プレナム水との反応で発生する蒸気により加圧されるが、下部プレナム水が喪失することにより、再び減少に転じ、事象発生の約7.8時間後に原子炉容器破損に至り、その時点の1次系圧力は低く抑えられる。

なお、加圧器安全弁が作動している事象発生から約3.1時間までは、加圧器逃がし弁及び安全弁の最高使用温度を下回ることから、加圧器逃がし弁は確実に開弁可能である。その後、加圧器逃がし弁が強制開放されて1次系減圧を開始すると同時に、加圧器構造材の温度が上昇を開始する。しかし、応力による構造材の変形等による流路閉塞はなく、流路はわずかに拡がる方向であること、また、弁駆動部のダイヤフラムは高温蒸気が直接接触する部材から離れており、熱的損傷に伴う制御用空気等の漏えいによるフェイル

クローズの懸念はないことを確認していることから、熱的影響を考慮しても加圧器逃がし弁の開放状態を維持できる。

b. 評価項目等

1次系圧力は第 7.2.2.1 図に示すとおり、原子炉容器破損に至る約 7.8 時間時点での1次系圧力は約 1.4MPa[gage]であり、原子炉容器破損までに1次系圧力は 2.0MPa[gage]以下に低減できる。

「6.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」の(1)、(2)、(6)及び(7)に示す評価項目並びに原子炉下部キャビティに落下した溶融炉心及び原子炉格納容器の安定状態維持については、「7.2.1.2.2 (3) 有効性評価の結果」と同様である。

(3) に示す評価項目については、本評価事故シーケンスより炉心溶融が早く、事象進展中は原子炉格納容器圧力が高く推移し、環境に放出される放射性物質が多くなる「7.2.1.1 格納容器過圧破損」にて評価項目を満足することを確認している。

(5) 及び (8) に示す評価項目については、本評価事故シーケンスより炉心溶融及び原子炉容器破損時間が早く、炉心崩壊熱が高い状態で原子炉下部キャビティに落下し、溶融炉心と原子炉下部キャビティ水の相互作用による原子炉格納容器圧力の上昇及び溶融炉心によるコンクリート侵食の観点で厳しくなる「7.2.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料ー冷却材相互作用」及び「7.2.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」に示す。

なお、１次系強制減圧には成功し、溶融物が2.0MPa[gage]以下近傍で放出された場合であっても、原子炉下部キャビティ区画の下部に重要機器は存在せず、溶融物が原子炉格納容器本体壁に流出する経路に、直接的に通じる経路はない。さらに、原子炉下部キャビティに十分な量の水張りを行える時間があること、加圧器逃がし弁からの蒸気放出流量と蓄圧注入水の蒸発量がバランスして１次系圧力は 2.0MPa[gage]以下近傍で停滞することから、多くの溶融炉心が原子炉下部キャビティ水中に落下する過程で冷却されて床面に堆積し、原子炉格納容器本体壁や支持構造物等の健全性に影響を与えることはない。

7.2.2.3　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

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

本評価事故シーケンスは、事象進展が緩やかであり、原子炉容器破損前までに運転員等操作である加圧器逃がし弁により１次系を強制減圧することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、炉心溶融開始を起点に操作を行う加圧器逃がし弁開放操作及び常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイの開始操作、原子炉格納容器圧力を起点に操作を行う代替格納容器スプレイの再開操作並びに解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間に差

異がある移動式大容量ポンプ車を用いた格納容器再循環ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却操作とする。

(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

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

a. 運転員等操作時間に与える影響

炉心における燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形の不確かさとして、炉心ヒートアップに関するモデルは、TMI 事故についての再現性が確認されており、炉心ヒートアップの感度解析では、炉心溶融時間に対する感度は小さく、また、炉心がヒートアップする状態では炉心出口温度の上昇が急峻であることから、炉心溶融開始を起点とする加圧器逃がし弁開放操作及び常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイ操作の開始に与える影響は小さい。

加圧器における冷却材放出の不確かさとして、解析コードにおいて加圧器逃がし弁による放出流量は適正に評価されており、不確かさは小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉容器におけるリロケーションの不確かさとして、溶融炉心挙動モデルは、TMI 事故についての再現性が確認されており、炉心崩壊に至る温度の感度解析より、原子炉容器破損時間が早まることが確認されているが、

原子炉容器破損時間を起点に操作を開始する運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心損傷後の原子炉容器内における溶融燃料－冷却材相互作用の不確かさとして、感度解析より、デブリジェット径等の原子炉容器内の溶融燃料－冷却材相互作用による原子炉容器破損時点での1次系圧力に対する感度が小さいことが確認されているが、原子炉容器内の溶融燃料－冷却材相互作用に対する運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心損傷後の原子炉容器における下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達の不確かさとして、溶融炉心挙動モデルは、TMI事故についての再現性が確認されており、下部プレナムと溶融炉心の熱伝達に関する感度解析より、原子炉容器破損時間等の事象進展に対する感度が小さいことが確認されているが、原子炉容器破損時間を起点に操作を開始する運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心損傷後の原子炉容器破損及び溶融の不確かさとして、原子炉容器破損時間の判定に用いる計装用案内管溶接部の最大歪みに関する感度解析より、最大歪みを低下させた場合に原子炉容器破損時間が早まることが確認されているが、原子炉容器破損時間を起点に操作を開始する運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

b. 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達、燃

料被覆管酸化及び燃料被覆管変形の不確かさとして、炉心ヒートアップに関するモデルは、TMI 事故についての再現性が確認されており、炉心ヒートアップの感度解析では、下部プレナムへのリロケーション開始時間が 14 分程度早まるが、原子炉容器下部プレナムのドライアウト後に原子炉容器破損に至るという挙動は変わらないため、原子炉容器破損時の１次系圧力は 2.0MPa[gage]を下回ることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

加圧器における冷却材放出の不確かさとして、解析コードにおいて加圧器逃がし弁による放出流量は適正に評価されており、不確かさは小さいと考えられるが、原子炉容器破損時の 1 次系圧力に影響を与えるため、感度解析を実施した。その結果、原子炉容器下部プレナムのドライアウト後に原子炉容器破損に至るという挙動は変わらないため、原子炉容器破損時の１次系圧力は 2.0MPa[gage]を下回ることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉容器におけるリロケーションの不確かさとして、溶融炉心挙動モデルは、TMI 事故についての再現性が確認されており、炉心崩壊に至る温度の感度解析より、原子炉容器破損時間が早まることが確認されているが、原子炉容器下部プレナムのドライアウト後に原子炉容器破損に至るという挙動は変わらないため、原子炉容器破損時点の１次系圧力は 2.0MPa[gage]を下回ることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉容器内における溶融燃料－冷却材相互作用の不確かさとして、感度解析より、デブリジェット径等の原子炉容器内の溶融燃料－冷却材相互作用による原子炉容器破損時点での１次系圧力に対する感度が小さいことが確認されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉容器における下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達の不確かさとして、溶融炉心挙動モデルは、TMI 事故についての再現性が確認されており、下部プレナムと溶融炉心の熱伝達に関する感度解析より、原子炉容器破損時間等の事象進展に対する感度が小さいことが確認されている。さらに、原子炉容器下部プレナムのドライアウト後に原子炉容器破損に至るという挙動は変わらないため、原子炉容器破損時点の１次系圧力は 2.0MPa[gage]を下回ることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉容器破損及び溶融の不確かさとして、原子炉容器破損時間の判定に用いる計装用案内管溶接部の最大歪みに関する感度解析より、最大歪みを低下させた場合に原子炉容器破損時間が早まることが確認されているが、原子炉容器下部プレナムのドライアウト後に原子炉容器破損に至るという挙動は変わらないため、原子炉容器破損時点の１次系圧力は 2.0MPa[gage]を下回ることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

感度解析の結果、いずれのケースにおいても、原子炉容

器破損に至るまでの間に 1 次系圧力は 2.0MPa[gage]を下回る結果となった。本評価事故シーケンスにおいては、原子炉容器破損時の 1 次系圧力は、蓄圧注入及び溶融炉心と水の接触による急激な水蒸気生成による1次系の加圧現象と、加圧器逃がし弁から蒸気放出による1次系の減圧現象、及び溶融炉心からの熱負荷、破損形態などにより原子炉容器破損に至る時間的挙動によって支配される。1次系の加圧と減圧のバランスについては、蓄圧注入後、蓄圧タンク圧力と1次系圧力が均衡した後は、加圧器逃がし弁からの蒸気放出流量と蓄圧注入水の蒸発量がバランスした状態となるため、1 次系圧力が 2.0MPa[gage]近傍で停滞し、その後は加圧器逃がし弁からの放出分だけ1次系圧力は低下していく。

また、圧力スパイク発生後の1次系の減圧挙動について、原子炉容器下部ヘッドへの溶融炉心落下挙動の不確かさにより1次系の加圧現象にも不確かさがあり、加圧器逃がし弁からの放出量も1次系圧力に応じて変動することから、1次系の減圧現象へも不確かさが伝搬すると考えられる。したがって、加圧現象が短時間に大きく現れる組合せと、加圧現象が小さく、加圧器逃がし弁からの放出流量が小さくなるような組合せについても考慮し、感度解析を実施したが、いずれのケースにおいても、原子炉容器下部プレナムのドライアウト後に原子炉容器破損に至るという挙動は変わらないため原子炉容器破損時点の 1 次系圧力は 2.0MPa[gage]を下回ることから、評価項目となるパラメー

タに与える影響は小さい。

(2) 解析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 7.2.2.1 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、解析条件の設定に当たっては、原則、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な設定としていることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる炉心崩壊熱及び蓄圧タンク保持圧力並びに標準値として設定している原子炉格納容器自由体積、ヒートシンク、蒸気発生器2次側保有水量、燃料取替用水タンク水量及び格納容器再循環ユニットの除熱特性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

炉心崩壊熱、原子炉格納容器自由体積及びヒートシンクの変動を考慮した場合、解析条件で設定している崩壊熱より小さくなるため、炉心溶融開始時間が遅くなり、炉心溶融開始を起点とする加圧器逃がし弁開放操作及び常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイ操作の開始が遅くなる。さらに、崩壊熱の減少により原子炉格納容器内への放出エネルギが小さくなること、また、解析条件で設定している自由体積及びヒートシンクより増加するため、原子炉格納容器圧力及び温度上昇に対する

事象進展が遅くなり、原子炉格納容器圧力を起点とする代替格納容器スプレイ再開操作の開始が遅くなる。

蒸気発生器２次側保有水量の変動を考慮した場合、解析条件で設定している保有水量に対して水量が多くなり、２次系からの冷却により炉心溶融開始時間が遅くなるため、炉心溶融開始時間を起点とする加圧器逃がし弁開放操作及び常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイ操作の開始が遅くなる。また、原子炉格納容器内への放出エネルギが小さくなるため、原子炉格納容器圧力及び温度上昇に対する事象進展が遅くなり、原子炉格納容器圧力を起点とする代替格納容器スプレイ再開操作の開始が遅くなる。

燃料取替用水タンク水量の変動を考慮した場合、解析条件で設定している保有水量に対して水量が少ないが、水源を確保しながら代替格納容器スプレイを継続する対策を実施すること、また、燃料取替用水タンクの枯渇を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

蓄圧タンク保持圧力の変動を考慮した場合、解析条件で設定している保持圧力より圧力が高いため、１次系強制減圧後、早いタイミングで蓄圧注入が開始されるが、炉心溶融は蓄圧注入の前に発生していること、また、原子炉格納容器内へ放出されるエネルギは同じであることから、炉心溶融及び原子炉格納容器圧力を起点に操作開始する運転員等操作時間に与える影響はない。

格納容器再循環ユニットの除熱特性の変動を考慮した場合、解析条件で設定している除熱特性に対して除熱性能が高くなるため、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇に対する事象進展が遅くなるが、格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却操作は、事象発生から24時間後に開始することから、運転員等操作時間に与える影響はない。また、原子炉格納容器内に水素が存在する場合においては、除熱性能が低下するため、原子炉格納容器圧力上昇に対する事象進展が早くなり、原子炉格納容器圧力を起点とする操作の開始が早くなるが、格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却操作は、事象発生から24時間後に開始することから、運転員等操作時間に与える影響はない。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心崩壊熱、原子炉格納容器自由体積及びヒートシンクの変動を考慮した場合、解析条件で設定している崩壊熱より小さくなるため、炉心溶融開始時間が遅くなり、原子炉容器破損時点の1次系圧力は低くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。また、解析条件で設定している自由体積及びヒートシンクより増加するため、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇が緩和されるが、原子炉容器破損時点の1次系圧力には影響しないため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

蒸気発生器２次側保有水量の変動を考慮した場合、解析条件で設定している保有水量に対して水量が多くなり、２次系からの冷却により炉心溶融開始時間が遅くなるため、原子炉容器破損時点の１次系圧力は低くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

燃料取替用水タンク水量の変動を考慮した場合、解析条件で設定している保有水量に対して水量が少ないが、水源を確保しながら代替格納容器スプレイを継続する対策を実施することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

蓄圧タンク保持圧力の変動を考慮した場合、解析条件で設定している保持圧力より圧力が高いため、１次系強制減圧後、早いタイミングで蓄圧注入が開始され、その後の１次系圧力の挙動に影響を与える。このため、蓄圧タンク保持圧力の違いが原子炉容器破損時点の１次系圧力に与える影響を確認する観点で蓄圧タンク保持圧力を最確条件（4.4MPa[gage]）とした場合の感度解析を実施した。その結果、第 7.2.2.3 図に示すとおり、１次系強制減圧中の蓄圧注入のタイミングが早く、加圧器逃がし弁開放後の１次系圧力が若干高く推移するものの、一方でサブクール水と蒸発による炉心冷却が進み、炉心溶融進展及び原子炉容器破損時間が遅くなる。このため、原子炉容器破損時点の１次系圧力は約 1.4MPa[gage]で、

2.0MPa[gage]を下回ることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

格納容器再循環ユニットの除熱特性の変動を考慮した場合、解析条件で設定している除熱特性に対して除熱性能が高くなるため、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇が緩和されるが、原子炉容器破損時点の1次系圧力には影響しないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

b．操作条件

操作条件の不確かさとして、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響並びに解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間等の操作時間の変動を考慮して、要員の配置による他の操作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を確認する。

(a) 要員の配置による他の操作に与える影響

本評価事故シーケンスにおける要員の配置による他の操作に与える影響については、「7.2.1.2 格納容器過温破損」と同様である。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心溶融開始から 10 分後を起点とする加圧器逃がし弁開放操作は、炉心崩壊熱の不確かさ等により炉心溶融開始時間が遅くなり、これに伴い操作開始が遅くなる。操作開始が遅くなる場合は、1次系強制減圧の開始が遅くなるが、崩壊熱の減少により原子炉格納容器内に放出さ

れるエネルギが小さくなるため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、「(3)操作時間余裕の把握」において、炉心溶融開始から 20 分後の加圧器逃がし弁開放の操作時間余裕を感度解析により確認しており、同程度の遅れに対して評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

また、加圧器逃がし弁による 1 次系強制減圧開始の不確かさとして、実際の操作においては、準備が完了すればその段階で1次系強制減圧を実施することとなっているため、開始が早まる方向の不確かさが存在する。このため、加圧器逃がし弁の開放操作の開始を 10 分早め、炉心溶融開始時点とした場合の感度解析を実施した。その結果、第 7.2.2.4 図に示すとおり、原子炉容器破損時点の1次系圧力は約 1.3MPa[gage]であり、2.0MPa[gage]を下回っている。この場合、より早期に1次系の減圧が開始され、それに伴い蓄圧注入の開始時刻も早まる。ただし、この場合でも、加圧器逃がし弁からの蒸気放出流量と蓄圧注入水の蒸発量がバランスした状態が形成されるため、1次系圧力が 2.0MPa[gage]近傍で停滞する。加圧器逃がし弁の臨界流量は、冠水炉心の崩壊熱を、水の蒸発潜熱で割った値に近似でき、この時、冠水炉心の崩壊熱が加圧器逃がし弁の臨界流量相当になる炉心水位より水位が上がれば、蒸気生成量が増加し1次系圧力が上昇することで蓄圧注入が停止し、水位が下がれば、蒸気生成量が減少することで1次系圧力が低下し、蓄圧注入が

再開する挙動となる。したがって、1 次系強制減圧操作を 10 分早く開始しても、1 次系圧力挙動については、1 次系強制減圧開始時点を起点として、溶融炉心が原子炉容器下部プレナムへ落下することで圧力ピークが生じるまでの 1 次系減圧挙動は変わらない。一方、1 次系強制減圧操作を 10 分早く開始することに伴い、炉心崩壊熱が約 1 %高い状態で事象が進展することになり、1 次系圧力挙動に影響を与えると考えられる。しかしながら、1 次系強制減圧の早期開始に伴い、蓄圧注入が早まることで炉心冷却が促進され、その結果、事象進展及び原子炉容器破損時間が遅れることにより、原子炉容器破損時点の 1 次系圧力は低下するため、原子炉容器破損時の 1 次系圧力への影響は小さく、加圧器逃がし弁による 1 次系強制減圧開始時間の不確かさを考慮しても、原子炉容器破損時点の 1 次系圧力は 2.0MPa[gage]を下回ることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(3) 操作時間余裕の把握

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

加圧器逃がし弁の開放操作の実施時間に対する時間余裕を確認するため、加圧器逃がし弁の開放操作の開始を 10 分遅くした場合の感度解析を実施した。その結果、第 7.2.2.5 図に示すとおり、原子炉容器破損時点の 1 次系圧力は約 1.5MPa[gage]であり、2.0MPa[gage]を下回っている。よって、

操作時間余裕として炉心溶融開始から 20 分程度は確保できる。

(4) ま と め

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び要員の配置による他の操作に与える影響を確認した。その結果、解析コード及び解析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、運転員による加圧器逃がし弁を用いた1次系強制減圧、常設電動注入ポンプを用いた代替格納容器スプレイ及び格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却操作により、原子炉下部キャビティに落下した溶融炉心を冷却し、原子炉格納容器雰囲気の冷却及び除熱を行うことにより、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、操作時間に対して一定の時間余裕がある。また、要員の配置による他の操作に与える影響はない。

7.2.2.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」において、1号炉及び2号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、「7.2.1.2 格納容器過温破損」と同様である。

(2) 必要な資源の評価

格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」において、必要な水源、燃料及び電源は、「7.2.1.2 格納容器過温破損」と同様である。

7.2.2.5 結　　論

格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」では、LOCA、過渡事象又は全交流動力電源喪失時に格納容器スプレイ機能や ECCS 再循環機能等の安全機能喪失が重畳する。その結果、原子炉容器が高い圧力の状況で破損し、溶融炉心、水蒸気及び水素等が急速に放出され、原子炉格納容器雰囲気が直接加熱されることで、急速に原子炉格納容器圧力が上昇し、原子炉格納容器の破損に至ることが特徴である。格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」に対する格納容器破損防止対策としては、加圧器逃がし弁による１次系強制減圧を整備している。

格納容器破損モード「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」の評価事故シーケンス「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、補助給水機能が喪失する事故」に原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮して有効性評価を行った。

上記の場合においても、運転員等操作による加圧器逃がし弁による１次系強制減圧により、原子炉容器破損までに１次系圧力を低減することができる。

その結果、原子炉容器破損時の１次系圧力は評価項目を満足している。

また、原子炉格納容器バウンダリに係る圧力及び温度、原子炉格納容器内の水素濃度及び水素蓄積を想定した場合の原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力は、「7.2.1.2 格納容器過温破損」にて、放射性物質の総放出量は、「7.2.1.1 格納容器過圧破損」にて評価項目を満足していることを確認している。さらに、長期的には原子炉下部キャビティに落下した溶融炉心及び原子炉格納容器の安定状態を維持できる。

なお、原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用による熱的・機械的荷重及び溶融炉心によるコンクリート侵食については、本評価事故シーケンスより評価項目となるパラメータの観点で厳しくなる「7.2.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」及び「7.2.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」にて確認する。

解析コード及び解析条件の不確かさについて操作への影響を含めて確認した結果、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。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、重大事故等対策要員にて対処可能である。また、必要な水源、燃料及び電源については、全交流動力電源喪失時においても供給可能である。

以上のことから、格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」において、加圧器逃がし弁を用いた1次系強制減圧、常設電動注入ポンプを用いた代替格納容器スプレイ及び格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内

自然対流冷却の格納容器破損防止対策は、選定した評価事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、格納容器破損モード「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱」に対して有効である。

7.2.3　原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用

7.2.3.1　格納容器破損モードの特徴、格納容器破損防止対策

(1)　格納容器破損モード内のプラント損傷状態

格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」に至る可能性のあるプラント損傷状態は、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、AEI、AEW、SEI、SLI、SLW 及び SEW がある。

(2)　格納容器破損モードの特徴及び格納容器破損防止対策の基本的考え方

格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」では、LOCA 時に ECCS 注水機能や格納容器スプレイ再循環機能等の安全機能喪失が重畳して、溶融炉心と原子炉圧力容器外の冷却水の接触による一時的な圧力の急上昇が生じ、発生するエネルギが大きい場合には、構造物が破壊され、原子炉格納容器の破損に至る。

溶融燃料－冷却材相互作用のうち、水蒸気爆発は、原子炉容器から落下する溶融炉心が細粒化して水中に分散する際に蒸気膜を形成し、この蒸気膜が何らかの外乱が加わることによって崩壊し、周囲に瞬時に拡大・伝播することに伴い大きなエネルギが発生する現象である。

細粒化した溶融炉心を覆う蒸気膜は安定性があり、何らかの外乱がなければ蒸気膜の崩壊は起こりにくいことが実験等の知見により得られており、実機においては、原子炉下部キャビティ水は準静的であり、外乱が加わる要素は考えにくい。また、これらの各種実験結果及び JASMINE コードを用いた格納容器破

損確率評価等を踏まえると、実機において水蒸気爆発に至る可能性は極めて小さいと考えられる。

したがって、本格納容器破損モードでは、原子炉格納容器雰囲気を冷却及び除熱し、溶融炉心から原子炉下部キャビティ水への伝熱による水蒸気発生に伴う原子炉格納容器圧力の上昇を抑制することにより、原子炉格納容器の破損を防止する。また、非凝縮性ガスの発生を抑制するとともに、継続的に発生する水素を処理する。さらに、最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって、原子炉格納容器雰囲気の除熱を行う。

(3) 格納容器破損防止対策

格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」で想定される事故シーケンスに対して、原子炉格納容器の破損を防止し、かつ、放射性物質が異常な水準で敷地外へ放出されることを防止するため、溶融炉心から原子炉下部キャビティ水への伝熱による水蒸気発生に伴う原子炉格納容器圧力の上昇を抑制する観点から、代替格納容器スプレイを整備する。また、その後の原子炉格納容器圧力及び温度の上昇を抑制する観点から、代替格納容器スプレイ及び格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却を整備する。さらに、非凝縮性ガスの発生を抑制する観点から、溶融炉心・コンクリート相互作用に伴う水素発生に対しては、代替格納容器スプレイによる原子炉下部キャビティへの注水を整備する。加えて、継続的に発生する水素を処理するため、静的触媒式水素再結合装置を設置するとともに、より一層の水素濃度低減を図るための設備としてイグナイタを設置する。

したがって、本格納容器破損モードに対応する手順及び重大事故等対策は「7.2.1.1 格納容器過圧破損」と同様である。

7.2.3.2　格納容器破損防止対策の有効性評価

(1)　有効性評価の方法

プラント損傷状態の選定結果については、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、本格納容器破損モードに含まれるプラント損傷状態のうち、破断規模の大きい「A**」が、事象進展が早く原子炉容器破損時の炉心崩壊熱が高いため、溶融炉心から冷却材への伝熱による水蒸気発生の観点でより厳しい。また、原子炉格納容器内注水があり、原子炉格納容器内の冷却がない「**W」が、圧力上昇が抑制されない観点からより厳しい。したがって、本格納容器破損モードにおいて最も厳しいプラント損傷状態は、破断規模が大きく、格納容器スプレイ注入機能又は再循環機能が喪失する「AEW」である。

このプラント損傷状態には、以下の事故シーケンスが想定される。

・大破断 LOCA 時に低圧再循環機能及び格納容器スプレイ再循環機能が喪失する事故
・大破断 LOCA 時に低圧再循環機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故
・大破断 LOCA 時に蓄圧注入機能及び格納容器スプレイ再循環機能が喪失する事故
・大破断 LOCA 時に蓄圧注入機能及び格納容器スプレイ注入

機能が喪失する事故

・大破断 LOCA 時に低圧注入機能及び格納容器スプレイ再循環機能が喪失する事故

・中破断 LOCA 時に高圧再循環機能及び格納容器スプレイ再循環機能が喪失する事故

・中破断 LOCA 時に高圧再循環機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故

・中破断 LOCA 時に蓄圧注入機能及び格納容器スプレイ再循環機能が喪失する事故

・中破断 LOCA 時に蓄圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故

・中破断 LOCA 時に高圧注入機能及び格納容器スプレイ再循環機能が喪失する事故

・中破断 LOCA 時に高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故

・中破断 LOCA 時に低圧再循環機能及び格納容器スプレイ再循環機能が喪失する事故

・中破断 LOCA 時に低圧再循環機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故

上記事故シーケンスのうち、評価事故シーケンスは中破断 LOCA に比べ破断口径が大きく原子炉容器破損時の炉心崩壊熱が高い大破断 LOCA を起因とし、さらに炉心損傷を早める観点から低圧注入機能及び高圧注入機能の喪失を、原子炉下部キャビティ水のサブクール度が小さくなる観点から格納容器スプレイ再循環機能の喪失を想定した「大破断 LOCA 時に低圧注入

機能、高圧注入機能及び格納容器スプレイ再循環機能が喪失する事故」である。

なお、本評価事故シーケンスにおける原子炉格納容器への注水としては、原子炉下部キャビティに溜まる水のサブクール度が相対的に小さい方が、冷却水から蒸気が急激に生成し、事象が厳しくなる。このため、全交流動力電源喪失及び原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮することにより、格納容器スプレイポンプによる注水は想定せず、常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイによる注水を想定する。常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイは、格納容器スプレイポンプより開始時間が遅く、流量も小さいため、原子炉下部キャビティ水のサブクール度は小さくなり、事象を厳しく評価することとなる。

したがって、本評価事故シーケンスは「7.2.1.1 格納容器過圧破損」と同様のシーケンスとなる。

本評価事故シーケンスにおいて、原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用に係る重要現象は以下のとおりである。

a. 炉心における重要現象

・崩壊熱

・燃料棒内温度変化

・燃料棒表面熱伝達

・燃料被覆管酸化

・燃料被覆管変形

・沸騰・ボイド率変化

・気液分離・対向流

b.　原子炉容器、１次冷却系、加圧器及び蒸気発生器における重要現象

・炉心損傷後の原子炉容器におけるリロケーション

・炉心損傷後の原子炉容器における下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達

・炉心損傷後の原子炉容器破損、溶融

・炉心損傷後の原子炉容器における１次系内 FP（核分裂生成物）挙動

c.　原子炉格納容器における重要現象

・区画間・区画内の流動

・格納容器スプレイ冷却

・炉心損傷後の原子炉容器外における溶融燃料－冷却材相互作用

・炉心損傷後の原子炉格納容器内 FP（核分裂生成物）挙動

本評価事故シーケンスにおける有効性評価は、炉心損傷後のプラント挙動を適切に模擬することが目的であることから、これらの現象を適切に評価することが可能な、原子炉系、原子炉格納容器系の熱水力モデルを備え、かつ、炉心損傷後のシビアアクシデント特有の溶融炉心挙動に関するモデルを有するコード MAAP を使用する。

なお、MAAP コードについては、事象初期の原子炉格納容器内温度評価への適用性が低いことから、設計基準事故時の評価結果を参照する。

また、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、本評価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、要員の配置による他の操作に与える影響、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。

(2) 有効性評価の条件

本評価事故シーケンスの有効性評価の条件については、「7.2.1.1 格納容器過圧破損」の条件と同様であるが、以下の条件を適用する。本評価事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第 7.2.3.1 表に示す。

a. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 原子炉容器破損時のデブリジェットの初期落下径

計装用案内管の径と同等とする。

(b) エントレインメント係数

Ricou-Spalding モデルにおけるエントレインメント係数の最確値とする。

(c) 溶融炉心と水の伝熱面積

原子炉容器外の溶融燃料－冷却材相互作用の大規模実験に対するベンチマーク解析の粒子径の最確値により算出された面積とする。

(3) 有効性評価の結果

本評価事故シーケンスの事象進展は、「7.2.1.1 格納容器過圧破損」の第 7.2.1.1.4 図と同様である。原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用における格納容器破損防止対策の有効性を評価するパラメータである原子炉格納容器圧力及び温度の原子炉格納容器パラメータの変化を「7.2.1.1 格納容器過圧破損」の第 7.2.1.1.8 図から第 7.2.1.1.11 図に示す。

a. 事象進展

「7.2.1.1.2（4）有効性評価の結果」に示すとおり、事象発生の約19分後に炉心溶融に至り、約49分後から常設電動注入ポンプを用いた代替格納容器スプレイを開始することで、原子炉下部キャビティに注水される。

また、原子炉容器内水位がなくなることで事象発生の約1.5時間後に原子炉容器破損に至り、溶融炉心が断続的に原子炉下部キャビティに落下し、溶融炉心と原子炉下部キャビティ水の相互作用により、原子炉格納容器圧力及び温度が上昇する。その後、代替格納容器スプレイにより原子炉格納容器圧力及び温度の上昇を抑制し、事象発生の24時間後に移動式大容量ポンプ車を用いた格納容器再循環ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却を開始することで、原子炉格納容器内の水蒸気が凝縮され、原子炉格納容器圧力は事象発生の約47時間後に、原子炉格納容器内温度は約48時間後に低下に転じる。

b. 評価項目等

原子炉格納容器圧力及び温度は「7.2.1.1格納容器過圧破損」の第7.2.1.1.10図及び第7.2.1.1.11図に示すとおり、溶融炉心と原子炉下部キャビティ水の相互作用により、圧力上昇は見られるものの、熱的・機械的荷重によって原子炉格納容器の健全性に影響を与えるものではない。

「6.2.2.2有効性を確認するための評価項目の設定」の(1)、(2)、(3)、(4)、(6)、(7)に示す評価項目並びに原子炉下部キャビティに落下した溶融炉心及び原子炉格納容器の安定

状態維持については、「7.2.1.1.2（4）有効性評価の結果」と同様である。なお、（8）については、「7.2.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」に示す。

7.2.3.3　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

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

本評価事故シーケンスは、事象進展が緩やかであり、運転員等操作である常設電動注入ポンプを用いた代替格納容器スプレイにより、溶融炉心から原子炉下部キャビティ水への伝熱による水蒸気発生に伴う原子炉格納容器圧力の上昇を抑制することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、炉心溶融開始を起点に操作を行う常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイの開始操作及び解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間に差異がある移動式大容量ポンプ車を用いた格納容器再循環ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却操作とする。

（1）　解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

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

a. 運転員等操作時間に与える影響

炉心における燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形の不確かさとして、炉心ヒートアップに関するモデルは、TMI 事故についての再現性が確認されており、炉心ヒートアップの感度解析では、炉心溶融時間に対する感度は小さく、また、炉心がヒートアップする状態では炉心出口温度の上昇が急峻であることから、炉心溶融開始を起点とする常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイ操作の開始に与える影響は小さい。

原子炉格納容器における区画間・区画内の流動の不確かさとして、HDR 実験解析等の検証結果より原子炉格納容器内温度及び圧力を高めに評価する可能性があるが、原子炉格納容器内温度及び圧力を起点に操作を開始する運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心損傷後の原子炉容器におけるリロケーションの不確かさとして、溶融炉心挙動モデルは、TMI 事故についての再現性が確認されており、炉心崩壊に至る温度の感度解析より、原子炉容器破損時間が早まることが確認されているが、原子炉容器破損時間を起点に操作を開始する運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心損傷後の原子炉容器における下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達の不確かさとして、溶融炉心挙動モデルは、TMI 事故についての再現性が確認されており、下部プレナムと溶融炉心の熱伝達に関する感度解析より、原子炉容器破損時間等の事象進展に対する感度が小さいことが確認されている

が、原子炉容器破損時間を起点に操作を開始する運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心損傷後の原子炉容器破損及び溶融の不確かさとして、原子炉容器破損時間の判定に用いる計装用案内管溶接部の最大歪みに関する感度解析より、最大歪みを低下させた場合に原子炉容器破損時間が早まることが確認されているが、原子炉容器破損時間を起点に操作を開始する運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心損傷後の原子炉容器外における溶融燃料－冷却材相互作用の不確かさとして、原子炉下部キャビティ水深等の感度解析より、原子炉容器外の溶融燃料－冷却材相互作用による圧力スパイクに与える感度が小さいことが確認されていること、また、原子炉容器外における溶融燃料－冷却材相互作用に対する運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

b. 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形の不確かさとして、炉心ヒートアップに関するモデルは、TMI 事故についての再現性が確認されており、炉心ヒートアップの感度解析では、下部プレナムへのリロケーション開始時間が 30 秒程度早まるが、早まる時間はわずかであることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

原子炉格納容器における区画間・区画内の流動の不確かさとして、HDR 実験解析等の検証結果より原子炉格納容器内温

度及び圧力を高めに評価する可能性があることから、実際の原子炉格納容器内温度及び圧力は低めとなり、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

炉心損傷後の原子炉容器におけるリロケーションの不確かさの不確かさとして、溶融炉心挙動モデルは、TMI 事故についての再現性が確認されており、炉心崩壊に至る温度の感度解析より、原子炉容器破損時間が早まることが確認されているが、原子炉容器外の溶融燃料－冷却材相互作用による原子炉格納容器圧力の上昇に対する感度が小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉容器における下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達の不確かさとして、溶融炉心挙動モデルは、TMI 事故についての再現性が確認されており、下部プレナムと溶融炉心の熱伝達に関する感度解析より、原子炉容器破損時間等の事象進展に対する感度が小さいことが確認されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉容器破損及び溶融の不確かさとして、原子炉容器破損時間の判定に用いる計装用案内管溶接部の最大歪みに関する感度解析より、最大歪みを低下させた場合に原子炉容器破損時間が早まることが確認されているが、早まる時間はわずかであり、原子炉容器外の溶融燃料－冷却材相互作用による原子炉格納容器圧力の上昇に対する感度が小さいことから、解析コードの不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉容器外における溶融燃料－冷却材相

互作用の不確かさとして、原子炉下部キャビティ水深等の感度解析より、原子炉容器外の溶融燃料－冷却材相互作用による圧力スパイクに与える感度が小さいことが確認されていることから、評価項目となるパラメータへ与える影響は小さい。

(2) 解析条件の不確かさの影響評価

本評価事故シーケンスにおける解析条件の不確かさの影響評価については、「7.2.1.1 格納容器過圧破損」と同様である。

(3) 操作時間余裕の把握

本評価事故シーケンスにおける操作時間余裕の把握については、「7.2.1.1 格納容器過圧破損」と同様である。

(4) まとめ

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び要員の配置による他の操作に与える影響を確認した。その結果、解析コード及び解析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、運転員による常設電動注入ポンプを用いた代替格納容器スプレイ及び格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却操作により、原子炉下部キャビティに落下した溶融炉心を冷却し、原子炉格納容器雰囲気の冷却及び除熱を行うことにより、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、操作時間に対して一定の時間余裕がある。また、要員の配置による他の操作に与える影響はな

い。

7.2.3.4　必要な要員及び資源の評価

(1)　必要な要員の評価

格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」において、1号炉及び2号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、「7.2.1.1 格納容器過圧破損」と同様である。

(2)　必要な資源の評価

格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」において、必要な水源、燃料及び電源は、「7.2.1.1 格納容器過圧破損」と同様である。

7.2.3.5　結　　論

格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」では、LOCA時にECCS注水機能や格納容器スプレイ再循環機能等の安全機能喪失が重畳して、溶融炉心と原子炉圧力容器外の冷却水の接触による一時的な圧力の急上昇が生じる。その結果、発生するエネルギが大きいと構造物が破壊され原子炉格納容器が破損に至ることが特徴である。格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」に対する格納容器破損防止対策としては、常設電動注入ポンプを用いた代替格納容器スプレイ及び格納容器再循環ユニットを用いた格納容器自然対流冷却を整備している。

格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材

相互作用」の評価事故シーケンス「大破断 LOCA 時に低圧注入機能、高圧注入機能及び格納容器スプレイ再循環機能が喪失する事故」に、常設電動注入ポンプを用いた代替格納容器スプレイによる注水、全交流動力電源喪失及び原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮して有効性評価を行った。

上記の場合においても、運転員等操作による常設電動注入ポンプを用いた代替格納容器スプレイにより、溶融炉心から原子炉下部キャビティ水への伝熱による水蒸気発生に伴う原子炉格納容器圧力の上昇を抑制することが可能である。

その結果、溶融炉心と原子炉下部キャビティ水の相互作用により、原子炉格納容器の圧力上昇は見られるものの、原子炉格納容器の健全性に影響を与えるものではなく、評価項目を満足している。また、長期的には原子炉下部キャビティに落下した溶融炉心の冷却及び原子炉格納容器雰囲気の冷却及び除熱が可能である。

なお、原子炉格納容器バウンダリに係る圧力及び温度、放射性物質の総放出量、原子炉格納容器内の水素濃度及び水素蓄積を想定した場合の原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力は、「7.2.1.1 格納容器過圧破損」にて評価項目を満足していることを確認している。また、溶融炉心によるコンクリート侵食については、「7.2.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」にて確認する。

解析コード及び解析条件の不確かさについて操作への影響を含めて確認した結果、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。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、重大事故等対策要員にて対処可能である。また、必要な水源、燃料及び電源については、全交流動力電源喪失時においても供給可能である。

以上のことから、格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」において、常設電動注入ポンプを用いた代替格納容器スプレイ及び格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却の格納容器破損防止対策は、選定した評価事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、格納容器破損モード「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」に対して有効である。

7.2.4　水素燃焼

7.2.4.1　格納容器破損モードの特徴、格納容器破損防止対策

(1)　格納容器破損モード内のプラント損傷状態

格納容器破損モード「水素燃焼」に至る可能性のあるプラントの損傷状態は、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、TEI、SED、AEI、SEI、SLI、TED、TEW、SEW、AEW、SLW 及び AED がある。

(2)　格納容器破損モードの特徴及び格納容器破損防止対策の基本的考え方

格納容器破損モード「水素燃焼」では、LOCA、過渡事象又は全交流動力電源喪失時に格納容器スプレイ機能や ECCS 再循環機能等の安全機能喪失が重畳して、ジルコニウム－水反応、水の放射線分解、金属腐食及び溶融炉心・コンクリート相互作用によって水素が発生し、緩和措置がとられない場合には、水素と原子炉格納容器内の酸素が反応することにより激しい燃焼が生じ、原子炉格納容器の破損に至る。

したがって、本格納容器破損モードでは、継続的に発生する水素を処理し、原子炉格納容器内の水素濃度を低減することにより、原子炉格納容器の破損を防止する。また、溶融炉心・コンクリート相互作用に対しては、原子炉下部キャビティへ注水し、水素発生を抑制する。

(3)　格納容器破損防止対策

格納容器破損モード「水素燃焼」で想定される事故シーケンスに対して、PWR プラントは原子炉格納容器自由体積が大きいことにより水素濃度が高濃度にならないという特徴を有して

いる。その上で、原子炉格納容器の破損を防止し、かつ、放射性物質が異常な水準で敷地外へ放出されることを防止するため、原子炉格納容器内の水素濃度を低減するという観点から、静的触媒式水素再結合装置を設置する。また、より一層の水素濃度低減を図るための設備としてイグナイタを設置する。さらに、溶融炉心・コンクリート相互作用に伴う水素発生に対しては、常設電動注入ポンプを用いた代替格納容器スプレイによって原子炉下部キャビティへ注水する対策を整備する。加えて、原子炉格納容器内の水素濃度を確認するために可搬型格納容器水素濃度計測装置により原子炉格納容器内の水素濃度測定を実施する。本格納容器破損モードに対応する対策の概略系統図を第 7.2.4.1 図に、対応手順の概要を第 7.2.4.2 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を第 7.2.4.1 表に示す。

本格納容器破損モードのうち、「7.2.4.1（1） 有効性評価の方法」に示す評価事故シーケンスにおける１号炉及び２号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、中央制御室の運転員、緊急時対策本部要員及び重大事故等対策要員（初動）で構成され、合計 32 名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、運転操作指揮を行う当直課長及び当直副長の２名、号炉間連絡及び運転操作助勢を行う当直主任及び運転員の２名、運転操作対応を行う運転員８名である。発電所構内に常駐している要員のうち、重大事故等対策要員（初動）は、運転対応要員８名及び保修対応要員８名、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は４名である。この必要な要員と作業項目につ

いて第7.2.4.3図に示す。なお、評価事故シーケンス以外の事故シーケンスについては、作業項目を評価事故シーケンスと比較し、必要な要員数を確認した結果、52名で対処可能である。また、本評価事故シーケンスにおいては、1次冷却材喪失を想定しており、その手順については「7.1.6 ECCS注水機能喪失」の「7.1.6.1（3）炉心損傷防止対策」による。

a.　事象の発生及び対応処置

LOCA、過渡事象又は全交流動力電源喪失が発生し、原子炉自動停止及び非常用炉心冷却設備作動信号等が発信すれば、原子炉トリップ、安全注入及び格納容器スプレイの動作状況を確認する。

その後、格納容器スプレイ機能、ECCS再循環機能等の安全機能喪失が重畳して発生すれば、全交流動力電源喪失の手順又は喪失した安全機能に対応した手順へ移行する。

事象の発生及び対応処置に必要な計装設備は出力領域中性子束等である。

b.　1次冷却材喪失事象時の対応

全交流動力電源喪失時に1次冷却材漏えいが重畳して発生した場合に1次系圧力が蓄圧タンク動作圧力まで急激に低下し、かつ1次系圧力が回復しない状態であれば「1次冷却材喪失事象（大破断）」と判断する。判断後は、大容量空冷式発電機による電源確保、常設電動注入ポンプ起動準備、復水タンクへの供給、使用済燃料ピットへの注水確保及び移動式大容量ポンプ車による格納容器内自然対流冷却の準備を行う。

また、常設電動注入ポンプ起動準備においては、1次冷却材喪失事象（大破断）の場合は炉心損傷を避けられないとして、常設電動注入ポンプの注入先を格納容器スプレイとする。また、1次冷却材喪失事象（大破断）に至らない漏えい又は漏えいがない場合は、炉心損傷防止のために常設電動注入ポンプの注入先を炉心注水とする。炉心注水を行っている間に炉心出口温度計指示 350℃以上及び格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）指示 1×10^{5} mSv／h 以上により炉心損傷と判断すれば、注入先を格納容器スプレイに切り替えるとともに炉心損傷の進展防止及び緩和のため、B充てん／高圧注入ポンプ自己冷却運転による炉心注水を行う。

1次冷却材喪失事象時の対応に必要な計装設備は、1次冷却材圧力等である。

c. アニュラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動

全交流動力電源喪失時、アニュラス部の水素滞留防止及び被ばく低減対策として、現場にてアニュラス空気浄化系ダンパの代替空気供給を行い、起動準備が整い次第、アニュラス空気浄化ファンを起動する。また、中央制御室の作業環境確保のため、現場にて中央制御室非常用循環系ダンパの開処置を実施し、起動準備が整い次第、中央制御室非常用循環系を起動する。

d. 補助給水系機能維持の判断

補助給水ポンプ起動及び補助給水流量計指示が 80m^{3}／h 以上確立されていることを確認する。また、全交流動力電源喪失状態で1次冷却材喪失事象（小規模）が発生し、補助給

水系の機能が喪失している場合は、加圧器逃がし弁の使用準備として、窒素ボンベ（加圧器逃がし弁用）による駆動用空気の供給を行い、炉心損傷判断後、1次系圧力を2.0MPa[gage]以下まで減圧を実施する。なお、加圧器逃がし弁使用準備において、直流電源が喪失している場合には、可搬型バッテリ（加圧器逃がし弁用）も準備する。

補助給水系機能維持の判断に必要な計装設備は、補助給水流量等である。

e. イグナイタ起動及び可搬型格納容器水素濃度計測装置準備

炉心出口温度計指示が350℃到達又は安全注入動作を伴う1次冷却材喪失時にすべての高圧注入系が機能喪失すれば、イグナイタを起動するとともに、可搬型格納容器水素濃度計測装置の起動準備を実施する。また、全交流動力電源喪失時においては、大容量空冷式発電機より受電すれば、速やかにイグナイタを起動する。

f. 炉心損傷の判断

炉心出口温度計指示350℃以上及び格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）指示 1×10^{5}mSv／h以上により、炉心損傷と判断する。なお、炉心損傷の判断基準である炉心出口温度350℃は、炉心が直接蒸気を過熱している可能性が高いと考えられる温度として、加圧器安全弁の設定圧力を考慮した1次系の最大飽和蒸気温度から設定した値であり、格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）1×10^{5}mSv／hは、炉心溶融時の原子炉格納容器内線量率の評価結果を踏まえ

て設定した値である。

炉心損傷の判断に必要な計装設備は、格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）等である。

g. 静的触媒式水素再結合装置及びイグナイタ動作状況確認

静的触媒式水素再結合装置にて原子炉格納容器内の水素が処理されていることを、静的触媒式水素再結合装置動作監視装置の温度上昇により確認する。また、イグナイタ運転にて原子炉格納容器内の水素が燃焼し処理されていることを、電気式水素燃焼装置動作監視装置の温度上昇により確認する。

h. 常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイ

格納容器スプレイ系の機能が喪失している場合は、1次冷却材漏えいに伴う原子炉格納容器圧力上昇の抑制及び炉心損傷後の溶融炉心・コンクリート相互作用防止のため、大容量空冷式発電機からの給電及び常設電動注入ポンプの準備が整い次第、代替格納容器スプレイを開始する。なお、炉心の冷却については、B充てん／高圧注入ポンプ自己冷却による炉心注水の準備を行い、準備が整い次第、炉心注水を行う。また、常設電動注入ポンプの水源である燃料取替用水タンクが枯渇するまでに、復水タンクより補給を行い、代替格納容器スプレイを継続する。その後、格納容器再循環サンプ広域水位計指示が77%以上となれば、代替格納容器スプレイを一旦停止する。一旦停止後に、格納容器圧力計指示が245kPa[gage]まで上昇すれば代替格納容器スプレイを再開する。

常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイに必要な計装設備は、格納容器圧力等である。

i. 水素濃度監視

炉心損傷と判断すれば、ジルコニウムー水反応等にて発生する水素による原子炉格納容器内の水素濃度の状況を確認するために、可搬型格納容器水素濃度計測装置の準備が整い次第、運転し、原子炉格納容器内水素濃度の測定を開始する。

水素濃度監視に必要な計装設備は、可搬型格納容器水素濃度計測装置である。

j. 格納容器内自然対流冷却

A、B格納容器再循環ユニットに原子炉補機冷却水を通水し、原子炉格納容器雰囲気を自然対流により除熱する。

また、全交流動力電源喪失等の原因により原子炉補機冷却水系統が使用できない場合には、移動式大容量ポンプ車によりA、B格納容器再循環ユニットに冷却水を供給し、原子炉格納容器雰囲気を自然対流により除熱する。ただし、炉心溶融により屋外の放射線量が高い場合は、屋内に待機しモニタ指示を確認しながら、事象発生から 24 時間以内に除熱を開始できるように作業を行う。

格納容器内自然対流冷却に必要な計装設備は、格納容器内温度等である。

7.2.4.2 格納容器破損防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

プラント損傷状態の選定結果については、「6.2 評価対象の整

理及び評価項目の設定」に示すとおり、本格納容器破損モードに含まれるプラント損傷状態のうち、事象進展が早く初期から水素放出が開始され、かつ原子炉容器の破損が早い「A**」が、水素放出速度がより大きくなる観点で厳しい。また、格納容器スプレイが作動する「**I」が、水蒸気が凝縮され水素濃度が高くなる観点からより厳しい。したがって、本格納容器破損モードにおいて最も厳しいプラント損傷状態は、破断規模が大きく、格納容器スプレイが作動する「AEI」である。

このプラント損傷状態には、以下の事故シーケンスが想定される。

a. 中破断 LOCA 時に高圧注入機能が喪失する事故

b. 中破断 LOCA 時に高圧再循環機能が喪失する事故

c. 大破断 LOCA 時に低圧注入機能が喪失する事故

d. 大破断 LOCA 時に低圧再循環機能が喪失する事故

e. 中破断 LOCA 時に低圧再循環機能が喪失する事故

f. 中破断 LOCA 時に蓄圧注入機能が喪失する事故

g. 大破断 LOCA 時に蓄圧注入機能が喪失する事故

上記事故シーケンスのうち、評価事故シーケンスは中破断 LOCA に比べ破断口径が大きく、事象進展が早くなり、初期から水素放出が開始され、かつ水素放出速度が大きくなる大破断 LOCA を起因とし、事象初期に大容量の炉心注入に期待できない低圧注入機能の喪失を想定し、さらに事象初期の１次系保有水量を厳しくする観点から高圧注入機能の喪失も考慮した「大破断 LOCA 時に低圧注入機能及び高圧注入機能が喪失する事故」を選定する。

本評価事故シーケンスにおいて、水素発生に係る重要現象は以下のとおりである。

(a) 原子炉容器内でのジルコニウム-水反応に係る重要現象

・崩壊熱

・燃料棒内温度変化

・燃料棒表面熱伝達

・燃料被覆管酸化

・燃料被覆管変形

・炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流

・炉心損傷後の原子炉容器におけるリロケーション

・炉心損傷後の原子炉容器における下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達

・原子炉容器破損、溶融

(b) 原子炉格納容器内でのその他水素発生に係る重要現象

・格納容器スプレイ冷却

・炉心損傷後の原子炉容器外における溶融燃料－冷却材相互作用

・炉心損傷後の原子炉下部キャビティ床面での溶融炉心の拡がり

・炉心損傷後の溶融炉心と原子炉下部キャビティ水の伝熱

・炉心損傷後の溶融炉心とコンクリートの伝熱

・炉心損傷後のコンクリート分解及び非凝縮性ガス発生

・炉心損傷後の1次系内及び原子炉格納容器内FP(核分

裂生成物）挙動

（c） 原子炉格納容器内での水素発生量に係る重要現象

・格納容器内水素濃度

本評価事故シーケンスにおける有効性評価は、炉心損傷後のプラント挙動を適切に模擬することが目的であることから、これらの現象を適切に評価することが可能な、原子炉系、原子炉格納容器系の熱水力モデルを備え、かつ、炉心損傷後のシビアアクシデント特有の溶融炉心挙動に関するモデルを有するコードMAAPを使用する。

なお、MAAPコードについては、大破断LOCA事象初期の原子炉格納容器内温度評価への適用性が低いことから、設計基準事故時の評価結果を参照する。

また、本評価事故シーケンスにおいて原子炉格納容器内水素濃度評価に係る重要現象は以下のとおりである。

・区画間・区画内の流動

・構造材との熱伝達及び内部熱伝導

・スプレイ冷却

・水素処理

これらの現象を適切に評価することが可能な熱流動解析コードGOTHICを使用する。なお、第7.2.4.4図に示すとおり、GOTHICコードで原子炉格納容器内水素濃度を評価する際は、MAAPコードによる評価結果に基づいて時刻歴の水素の発生量が評価され、これを境界条件としてGOTHICコードに入力する。

さらに、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、本評価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、要員の配置による他の操作に与える影響、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。

(2) 有効性評価の条件

本評価事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第7.2.4.2表に示す。また、主要な解析条件について、本評価事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a. 事故条件

(a) 起因事象

起因事象として、大破断 LOCA が発生するものとする。原子炉冷却材圧力バウンダリの破断位置は高温側配管とし、また、破断口径は、1次冷却材配管(約 0.74m(29インチ))の完全両端破断が発生するものとする。

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

低圧注入機能及び高圧注入機能が喪失するものとする。

(c) 外部電源

外部電源はあるものとする。

外部電源がある場合、格納容器スプレイが早期に起動し、水蒸気が凝縮されることにより、水素濃度の観点で厳しくなる。

(d) 水素の発生

全炉心内のジルコニウム量の 75%と水の反応による水素の発生を考慮する。

水と反応する炉心内のジルコニウム量の割合は、MAAP コードによる評価結果に基づき 75%に補正する。補正す

る期間は、炉心溶融開始時点から、すべての溶融炉心が原子炉容器外に落下して炉外に流出した溶融炉心によるジルコニウム－水反応が収束するまでの期間とする。さらに、MAAP コードによる評価結果との差分は、上記補正期間の間一定速度で増加するものとする。

また、水の放射線分解及び金属腐食による水素の発生を考慮する。水の放射線分解では、水素の生成割合を、炉心水については 0.4 分子／100eV、サンプ水については 0.3 分子／100eV とする。金属腐食では、アルミニウム及び亜鉛を考慮し、それぞれアルカリ性及び酸性の水溶液との反応により生成される水素を評価する。

(e)　水素の燃焼

第 7.2.4.5 図に示すとおり、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力の評価においては、全炉心内のジルコニウム量の 75%が水と反応して発生した水素が、すべて燃焼に寄与するものとする。また、燃焼後の圧力が高くなるように燃焼前の加圧を想定し、火炎の下方伝ぱにより原子炉格納容器内全体で燃焼が生じ得るウェット水素濃度８vol%の条件下での水蒸気量を考慮する。

b.　重大事故等対策に関連する機器条件

(a)　静的触媒式水素再結合装置

静的触媒式水素再結合装置１基当たりの処理性能については、設計値を基に 1.2kg／h（水素濃度４vol%、圧力 0.15MPa[abs]時）とする。また、装置については５基の設置を考慮する。

(b)　イグナイタ

解析においては水素濃度の観点で厳しくなるようイグナイタの効果は期待しない。

(c)　格納容器スプレイポンプ

格納容器スプレイポンプは2台作動し、最大流量（設計値）より多めの値（標準値）で原子炉格納容器内に注水するものとする。

c.　重大事故等対策に関連する操作条件

静的触媒式水素再結合装置により、運転員等操作を介することなく原子炉格納容器内の水素を処理し、原子炉格納容器の健全性を確保する。このため、運転員等操作に関する条件はない。

(3)　有効性評価の結果

本評価事故シーケンスの事象進展を第7.2.4.6図に、原子炉格納容器内の水素・水蒸気濃度、燃料最高温度の推移及びジルコニウム－水反応割合の推移を第7.2.4.7図から第7.2.4.9図に、原子炉格納容器内の平均水素濃度及び原子炉格納容器内の各区画水素濃度の推移を第7.2.4.10図から第7.2.4.11図に示す。

a.　事象進展

事象発生後、炉内の水が急激に減少し燃料の露出が始まると、燃料被覆管温度が上昇し事象発生の約24分後には炉心溶融が開始する。この炉心過熱に伴うジルコニウム－水反応により水素が発生する。また、事象発生の約1時間後には原子炉容器下部ヘッドへの溶融炉心落下に伴い水素が発生す

る。

その後、事象発生の約1.3時間後に原子炉容器破損に至り、約3時間後にすべての溶融炉心が原子炉容器外に落下すると、ジルコニウムー水反応による水素の生成はほぼ停止する。ジルコニウムー水反応割合の補正期間は、上記炉心溶融開始時点から、すべての溶融炉心が原子炉容器外に落下して炉外に流出した溶融炉心によるジルコニウムー水反応が収束するまでの期間とする。

第 7.2.4.10 図に示すように、水の放射線分解等によって発生する水素を考慮しても、原子炉格納容器内に設置した静的触媒式水素再結合装置の効果により原子炉格納容器内の水素濃度は徐々に減少し、蓄積することはなく、事象発生から 25 時間時点においても低下傾向となる。

また、第 7.2.4.11 図に示すように、1次冷却材配管の破断区画において、ジルコニウムー水反応により発生した水素が破断口から放出されることにより、一時的に水素濃度が高くなるが、その期間は短時間であり、水蒸気を含む雰囲気下において爆轟領域に達しない。事象発生後初期においては各区画において水素濃度は多少のばらつきが生じるものの、格納容器スプレイ等による原子炉格納容器内の攪拌や、対流に伴う混合促進により原子炉格納容器内において水素濃度分布は一様となる。

b. 評価項目等

原子炉格納容器圧力は第 7.2.4.12 図に示すとおり、事象初期から格納容器スプレイが起動するため低く推移し、原子

炉格納容器バウンダリにかかる圧力は、原子炉格納容器の最高使用圧力の２倍（0.490MPa[gage]）を下回る。

原子炉格納容器内温度は第 7.2.4.13 図に示すとおり、事象初期から格納容器スプレイが起動するため低く推移し、原子炉格納容器バウンダリにかかる温度は、200℃を下回る。

１次系圧力は第 7.2.4.14 図に示すとおり、原子炉容器破損までに 2.0MPa[gage]以下に低減される。

「6.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」の(3)に示す評価項目については、本評価事故シーケンスより炉心溶融が早く、事象進展中は原子炉格納容器圧力が高く推移することから、環境に放出される放射性物質が多くなる「7.2.1.1 格納容器過圧破損」にて評価項目を満足することを確認している。

原子炉格納容器内の水素濃度は第 7.2.4.10 図に示すとおり、事象発生後早期にジルコニウム－水反応で発生する水素により原子炉格納容器内の水素濃度は上昇するが、ドライ条件に換算した原子炉格納容器内水素濃度は最大約 9.7vol%で減少に転じ、13vol%を下回る。また、局所の水素濃度については、爆轟領域に入る区画はないため、原子炉格納容器の健全性は確保される。

全炉心内のジルコニウム量の 75%が水と反応して発生した水素が、すべて燃焼に寄与することを想定した場合の原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力は、最高値は約 0.344MPa[gage]であり、原子炉格納容器の最高使用圧力の２倍（0.490MPa[gage]）を下回り、原子炉格納容器バウンダリ

の健全性は確保される。

「6.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」の(5)及び(8)に示す評価項目については、格納容器スプレイに失敗するため本評価事故シーケンスより原子炉格納容器圧力が高く推移し、原子炉下部キャビティに溜まるスプレイ水が少なく、溶融炉心と原子炉下部キャビティ水の相互作用による原子炉格納容器圧力の上昇及び溶融炉心によるコンクリート浸食の観点で厳しくなる「7.2.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料-冷却材相互作用」及び「7.2.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」にて確認する。

第7.2.4.12図及び第7.2.4.13図に示すように、事象発生の約1.3時間後に原子炉下部キャビティに溶融炉心が落下するが、事象初期より格納容器スプレイが起動しているため、事象発生から約4時間時点において原子炉格納容器圧力及び温度は低下傾向を示し、原子炉下部キャビティに落下した溶融炉心及び原子炉格納容器雰囲気は安定して除熱されており、その後も安定状態を維持できる。

7.2.4.3 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、要員の配置による他の操作に与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。

本評価事故シーケンスは、静的触媒式水素再結合装置により、運転員等操作を介することなく原子炉格納容器内の水素を処

理し、原子炉格納容器の健全性を確保することが特徴である。このため、運転員等操作はない。

(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

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

a. 運転員等操作時間に与える影響

本評価事故シーケンスは、「7.2.4.2 (2) 有効性評価の条件」に示すとおり、静的触媒式水素再結合装置により、運転員等操作を介することなく原子炉格納容器内の水素を処理し、原子炉格納容器の健全性を確保する。このため、運転員等操作時間に与える影響はない。

b. 評価項目となるパラメータに与える影響 (MAAP)

炉心における燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形に係る解析コードにおける炉心ヒートアップに関するモデルは、TMI 事故についての再現性が確認されており、炉心ヒートアップの感度解析では、下部プレナムへのリロケーション開始時間が 30 秒程度早まるが、有効性評価では、MAAP で得られた水素発生量の変化を全炉心内のジルコニウム量の 75%が反応するように補正して評価していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

原子炉格納容器における水素濃度に係る解析コードにおける水素発生に関する基本的なモデルは、TMI 事故について

の再現性が確認されていること、また、有効性評価では、MAAPで得られた水素発生量の変化を全炉心内のジルコニウム量の75%が反応するように補正して評価していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉容器におけるリロケーションに係る解析コードにおける溶融炉心挙動モデルは、TMI事故についての再現性が確認されており、炉心崩壊に至る温度の感度解析より、原子炉容器破損時間が早まることが確認されているが、感度解析は仮想的な厳しいケースである。水素生成量は、炉心崩壊前の発生量には影響はなく、その後はリロケーションに応じて変化し得るが、有効性評価では、MAAPで得られた水素発生量の変化を全炉心内のジルコニウム量の75%が反応するように補正して評価していることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

原子炉容器破損、溶融の不確かさとして、原子炉容器破損時間の判定に用いる計装用案内管溶接部の最大歪みに関する感度解析より、最大歪みを低下させた場合に原子炉容器破損時間が早まることが確認されているが、早まる時間はわずかで、感度解析は仮想的な厳しいケースであり、原子炉容器破損時間がわずかに早まった場合においても、原子炉下部キャビティに十分な注水がなされており、溶融炉心・コンクリート相互作用は防止されることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉下部キャビティ床面での溶融炉心の拡がり、溶融炉心と原子炉下部キャビティ水の伝熱、溶融炉

心とコンクリートの伝熱並びにコンクリート分解及び非凝縮性ガス発生の不確かさとして、原子炉下部キャビティ底に堆積した溶融炉心が周囲のコンクリートや原子炉下部キャビティ水と伝熱する過程でさまざまなパターンの不確かさが考えられることから、「7.2.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」において、溶融炉心・コンクリート相互作用の不確かさに係るパラメータの組み合わせを考慮した感度解析を実施している。感度解析パラメータの組み合わせを考慮した場合、溶融炉心の拡がり面積として、局所的に溶融炉心が堆積し、それにより水素が発生するが、コンクリート侵食の停止に伴い水素発生も停止する。溶融炉心・コンクリート相互作用により発生する水素は、すべてジルコニウムに起因するものであり、反応割合は全炉心内のジルコニウム量の約６％である。この感度解析の結果を踏まえ、原子炉容器内及び原子炉容器外のジルコニウム－水反応に加えて、溶融炉心・コンクリート相互作用による水素発生の不確かさを考慮して全炉心内のジルコニウムが水と反応するとしても、ドライ条件に換算した原子炉格納容器内水素濃度は最大約 12.6vol％であり、13vol％を下回る。したがって、解析コードの不確かさが評価項目となるパラメータに与える影響を考慮しても、原子炉格納容器の健全性は確保される。なお、追加発生となる水素については、静的触媒式水素再結合装置及びイグナイタにより処理が可能である。

c. 評価項目となるパラメータに与える影響（GOTHIC）

原子炉格納容器における区画間・区画内の流動、構造材と

の熱伝達及び内部熱伝導及びスプレイ冷却の不確かさとして、NUPEC 検証解析より確認されているが、爆轟領域に最も余裕の小さい区画において、不確かさを考慮しても爆轟に至る可能性はない。また、本評価事故シーケンスでは、「7.2.4.2（3）有効性評価の結果」に示すとおり、格納容器スプレイ等による原子炉格納容器内の攪拌や、対流に伴う混合促進により原子炉格納容器内において水素濃度は均一化する傾向にある。このような場合には、原子炉格納容器ドーム部のノード分割の差により解析結果に大きな差異は生じないことが確認されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(2) 解析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 7.2.4.2 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、解析条件の設定にあたっては、原則、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な設定としていることから、その中で有意な影響を与えると考えられる炉心崩壊熱、静的触媒式水素再結合装置の性能及び１次冷却材の流出流量並びに標準値として設定している蒸気発生器２次側保有水量、燃料取替用水タンク水量、格納容器スプレイポンプ流量、水の放射線分解及び金属腐食量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

本評価事故シーケンスは、「7.2.4.2（2）有効性評価の条件」に示すとおり、静的触媒式水素再結合装置により運転員等操作を介することなく原子炉格納容器内の水素濃度を低減することにより、原子炉格納容器の破損を防止する。このため、運転員等操作時間に与える影響はない。

(b)　評価項目となるパラメータに与える影響

炉心崩壊熱の変動を考慮した場合、崩壊熱の減少により原子炉容器破損時間が遅くなることで、炉内に燃料が留まる時間が長くなり、炉内でのジルコニウム-水反応により発生する水素量が多くなると考えられる。しかしながら、発生水素量に対しては全炉心内のジルコニウム量の 75%と水の反応による水素の発生を考慮するよう補正を行っていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

静的触媒式水素再結合装置による水素処理は、長期的に原子炉格納容器全体の水素濃度を低下させるものである。静的触媒式水素再結合装置の性能の変動を考慮した場合として、静的触媒式水素再結合装置の効果を期待せず炉心損傷時に全炉心内のジルコニウム量の 75%が反応したと想定して解析した結果、ドライ換算の原子炉格納容器内の水素濃度は約 9.9vol%であり、評価項目であるドライ条件に換算した原子炉格納容器内の水素濃度は 13vol%以下を満足する。したがって、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

また、静的触媒式水素再結合装置の水素濃度の違いによる再結合反応開始遅れの影響を考慮した場合として、静的触媒式水素再結合装置が水素濃度５vol％まで起動しないと想定して解析した結果、約４kgの未反応分の水素が生じ、水素濃度としては約 0.06vol％上昇する。したがって、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

１次冷却材の流出流量は、地震による Excess LOCA の発生に伴う流量の増加により、事象進展が変動し、炉心溶融及び原子炉容器破損が早まり、水素生成挙動にも影響が生じることが考えられる。しかしながら、発生水素量については、全炉心内のジルコニウム量の 75％と水の反応による水素の発生を考慮するよう補正を行っており、さらに、静的触媒式水素再結合装置の効果を期待せず炉心損傷時に全炉心内のジルコニウム量の 75％が反応したと想定しても、ドライ換算の原子炉格納容器内の水素濃度は約 9.9vol％であり、13vol％を下回る。したがって、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

なお、「7.2.4.1（3）格納容器破損防止対策」に示すとおり、重大事故等時に水素濃度制御を行う設備としてイグナイタを設置している。第 7.2.4.15 図にイグナイタの効果に期待する場合の原子炉格納容器内のウェット換算した水素濃度の推移、第 7.2.4.16 図にドライ換算した水素濃度の推移を示す。イグナイタの効果は、全炉心内のジルコニウム量の 100％が水と反応して水素が発生したとしても、静的触媒式水素再結合装置の効果と相まって、初期に

原子炉格納容器内に大量発生する水素濃度を８vol％程度以下に抑えることが可能である。

蒸気発生器２次側保有水量の変動を考慮した場合、解析条件で設定している保有水量に対して水量が多くなるが、本評価事故シーケンスは大破断 LOCA を想定しており、２次系からの冷却効果はわずかであることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

燃料取替用水タンク水量の変動を考慮した場合、解析条件で設定している保有水量に対して水量が少ないため再循環開始時間が若干早くなるが、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

格納容器スプレイポンプ流量の変動を考慮した場合、解析条件で設定している流量より小さいため、水蒸気の凝縮に伴う水素濃度上昇が緩和され、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

水の放射線分解による水素の生成割合は、水中の不純物、水の吸収線量及び水温等の影響を踏まえ、設定している。水素の生成割合の変動を考慮した場合、解析条件で設定している水素の生成割合より小さいため、水の放射線分解による水素の生成が抑制され、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

金属腐食量の変動を考慮した場合、解析条件で設定している金属腐食量より小さいため、金属腐食に伴う水素生成が抑制され、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

b.　操作条件

操作条件の不確かさとして、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響並びに解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間等の操作時間の変動を考慮して、要員の配置による他の操作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を確認する。

本評価事故シーケンスは、「7.2.4.2（2）有効性評価の条件」に示すとおり、静的触媒式水素再結合装置により運転員等操作を介することなく原子炉格納容器内の水素濃度を低減することにより、原子炉格納容器の破損を防止する。このため、要員の配置による他の操作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ない。

(3)　操作時間余裕の把握

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

本評価事故シーケンスは、「7.2.4.2（2）有効性評価の条件」に示すとおり、静的触媒式水素再結合装置により運転員等操作を介することなく原子炉格納容器内の水素濃度を低減することにより、原子炉格納容器の破損を防止する。このため、操作遅れによる影響はない。

(4)　まとめ

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び要員の配置による他の操作に与える影響

を確認した。その結果、解析コード及び解析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、静的触媒式水素再結合装置により運転員等操作を介することなく原子炉格納容器内の水素濃度を低減し、原子炉格納容器の破損を防止することにより、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、静的触媒式水素再結合装置により運転員等操作を介することはないことから、操作遅れによる影響はない。また、要員の配置による他の操作に与える影響はない。

7.2.4.4　必要な要員及び資源の評価

(1)　必要な要員の評価

格納容器破損モード「水素燃焼」において、1号炉及び2号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、「7.2.4.1(3)格納容器破損防止対策」に示すとおり52名である。「7.5.2重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している重大事故等対策要員52名で対処可能である。

(2)　必要な資源の評価

格納容器破損モード「水素燃焼」において、必要な水源、燃料及び電源は、「7.5.1（2）資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。

a.　水　　源

燃料取替用水タンク（約1,677m^3：水位異常低警報値まで

の水量）を水源とする格納容器スプレイによる格納容器注水については、燃料取替用水タンク水位が再循環切替水位（16%）に到達後、格納容器スプレイ再循環運転に切り替える。以降は、格納容器再循環サンプを水源とし、格納容器スプレイ再循環運転を継続する。したがって、燃料取替用水タンクへの補給は不要である。

なお、外部電源喪失を想定した場合も同様の対応である。

b. 燃　　料

代替緊急時対策所用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約7.8kℓの重油が必要となる。

使用済燃料ピットへの注水については、事象発生6時間20分後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約7.6kℓの重油が必要となる。

使用済燃料ピット監視装置用空気供給システムについては、事象発生7時間20分後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約3.8kℓの重油が必要となる。

7日間の運転継続に必要な重油は、これらを合計して約19.2kℓとなるが、「7.5.1（2）資源の評価条件」に示すとおり燃料油貯蔵タンク容量と大容量空冷式発電機用燃料タンク容量の合計（約314.0kℓ）にて供給可能である。

外部電源の喪失は想定していないが、仮に外部電源が喪失してディーゼル発電機からの給電を想定し、事象発生後7日間ディーゼル発電機が全出力で運転した場合、約475.2kℓ の重油が必要となる。

7日間の運転継続に必要な重油は、ディーゼル発電機の燃料消費量を合計して約494.4kℓとなるが、「7.5.1(2)資源の評価条件」に示すとおり燃料油貯油そう容量と燃料油貯蔵タンク容量の合計（約510kℓ）にて供給可能である。

c. 電　　源

外部電源の喪失は想定していないが、仮に外部電源が喪失してディーゼル発電機からの給電を想定した場合においても、重大事故等対策時に必要な負荷は設計基準事故時に想定している非常用炉心冷却設備作動信号により作動する負荷に含まれることから、ディーゼル発電機による電源供給が可能である。

7.2.4.5 結　　論

格納容器破損モード「水素燃焼」では、LOCA、過渡事象又は全交流動力電源喪失時に格納容器スプレイ機能やECCS再循環機能等の安全機能喪失が重畳する。その結果、ジルコニウム－水反応、水の放射線分解、金属腐食及び溶融炉心・コンクリート相互作用によって発生した水素と原子炉格納容器内の酸素が反応することにより激しい燃焼が生じ、原子炉格納容器の破損に至ることが特徴である。格納容器破損モード「水素燃焼」に対する格納容器破損防止対策としては、静的触媒式水素再結合装置を設置している。また、より一層の水素濃度低減を図るための設備としてイグナイタを設置している。さらに、溶融炉心・コンクリート相互作用に伴う水素発生に対しては、常設電動注入ポンプを用いた代替格納容器スプレイによって原子炉

下部キャビティへ注水する対策を整備している。加えて、原子炉格納容器内の水素濃度を確認するために可搬型格納容器水素濃度計測装置により原子炉格納容器内の水素濃度測定を実施する。

格納容器破損モード「水素燃焼」の評価事故シーケンス「大破断LOCA時に低圧注入機能及び高圧注入機能が喪失する事故」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、原子炉格納容器自由体積が大きいため著しい炉心損傷時にジルコニウムー水反応により短期間に発生する水素による原子炉格納容器内の水素濃度の上昇は限定され、これにより、水素燃焼による原子炉格納容器破損を防止することができる。また、静的触媒式水素再結合装置によって、水の放射線分解等により緩やかに発生する水素を除去し、原子炉格納容器内の水素濃度を低減できる。

その結果、原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度、放射性物質の総放出量、原子炉容器破損時の1次系圧力、原子炉格納容器内の水素濃度及び水素蓄積を想定した場合の原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力は評価項目を満足している。また、長期的には原子炉下部キャビティに落下した溶融炉心及び原子炉格納容器の安定状態を維持できる。

なお、原子炉圧力容器外の溶融燃料ー冷却材相互作用による熱的・機械的荷重及び溶融炉心によるコンクリート侵食については、それぞれ「7.2.3原子炉圧力容器外の溶融燃料ー冷却材相互作用」及び「7.2.5溶融炉心・コンクリート相互作用」にて確認する。

解析コード及び解析条件の不確かさについて操作への影響を含めて確認した結果、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作時間に対して影響はない。

重大事故等対策時に必要な要員は、重大事故等対策要員にて対処可能である。また、必要な水源、燃料及び電源については、外部電源喪失時を仮定しても供給可能である。

以上のことから、格納容器破損モード「水素燃焼」において、静的触媒式水素再結合装置の格納容器破損防止対策は、選定した評価事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、格納容器破損モード「水素燃焼」に対して有効である。

7.2.5　溶融炉心・コンクリート相互作用

7.2.5.1　格納容器破損モードの特徴、格納容器破損防止対策

(1)　格納容器破損モード内のプラント損傷状態

格納容器破損モード「溶融炉心・コンクリート相互作用」に至る可能性のあるプラント損傷状態は、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、TEI、TED、SED、TEW、AEI、SEI、AED、SLI、SLW、AEW 及び SEW がある。

(2)　格納容器破損モードの特徴及び格納容器破損防止対策の基本的考え方

格納容器破損モード「溶融炉心・コンクリート相互作用」では、LOCA、過渡事象又は全交流動力電源喪失時に格納容器スプレイ機能や ECCS 再循環機能等の安全機能喪失が重畳して、原子炉容器内の溶融炉心が原子炉格納容器内の床上へ流出し、緩和措置がとられない場合には、溶融炉心からの崩壊熱や化学反応によって、原子炉格納容器床のコンクリートが侵食され、原子炉格納容器の構造部材の支持機能が喪失し、原子炉格納容器の破損に至る。

したがって、本格納容器破損モードでは、原子炉格納容器床へ注水し原子炉格納容器床に落下した溶融炉心を冷却することにより、原子炉格納容器の破損を防止する。また、非凝縮性ガスの発生を抑制するとともに、継続的に発生する水素を処理する。さらに、最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって、原子炉格納容器雰囲気の除熱を行う。

(3)　格納容器破損防止対策

格納容器破損モード「溶融炉心・コンクリート相互作用」

で想定される事故シーケンスに対して、原子炉格納容器の破損を防止し、かつ、放射性物質が異常な水準で敷地外へ放出されることを防止するため、原子炉格納容器床のコンクリート侵食及びこれに伴う非凝縮性ガスを抑制する観点から、常設電動注入ポンプを用いた代替格納容器スプレイによる原子炉下部キャビティへの注水を整備する。また、継続的に発生する水素を処理するため、静的触媒式水素再結合装置を設置するとともに、より一層の水素濃度低減を図るための設備としてイグナイタを設置する。さらに、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇を抑制する観点から、常設電動注入ポンプを用いた代替格納容器スプレイ及び格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却を整備する。

したがって、本格納容器破損モードに対応する手順及び重大事故等対策は「7.2.1.1 格納容器過圧破損」と同様である。

7.2.5.2 格納容器破損防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

プラント損傷状態の選定結果については、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、本格納容器破損モードに含まれるプラント損傷状態のうち、破断規模の大きい「A**」が、事象進展が早く原子炉容器破損時の炉心崩壊熱が高いため、溶融炉心によるコンクリート侵食の発生の観点で厳しい。また、ECCS 又は格納容器スプレイにより原子炉格納容器内へ注水されない「**D」が、コンクリート侵食が抑制されないという観点からより厳しい。したがって、本格納容器

破損モードにおいて最も厳しいプラント損傷状態は、破断規模が大きく、ECCS 注水機能喪失及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する「AED」である。

このプラント損傷状態には、以下の事故シーケンスが想定される。

・中破断 LOCA 時に低圧再循環機能、高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故
・大破断 LOCA 時に低圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故

上記事故シーケンスのうち、評価事故シーケンスは中破断 LOCA に比べ破断口径が大きく事象進展が早くなり原子炉容器破損時の炉心崩壊熱が高くなる大破断 LOCA を起因とし、さらに炉心損傷を早め、時間余裕及び要求される設備容量の観点から厳しくなる高圧注入機能の喪失も考慮した「大破断 LOCA 時に低圧注入機能、高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」である。

なお、本評価事故シーケンスにおいては、常設電動注入ポンプを用いた代替格納容器スプレイ及び格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却の有効性を確認する観点から、全交流動力電源喪失及び原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮する。

したがって、本評価事故シーケンスは「7.2.1.1 格納容器過圧破損」と同様のシーケンスとなる。

本評価事故シーケンスにおいて、溶融炉心・コンクリート相互作用に係る重要現象は以下のとおりである。

a. 炉心における重要現象

・崩壊熱

・燃料棒内温度変化

・燃料棒表面熱伝達

・燃料被覆管酸化

・燃料被覆管変形

・沸騰・ボイド率変化

・気液分離・対向流

b. 原子炉容器、1次冷却系、加圧器及び蒸気発生器における重要現象

・炉心損傷後の原子炉容器におけるリロケーション

・炉心損傷後の原子炉容器における下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達

・炉心損傷後の原子炉容器破損、溶融

・炉心損傷後の原子炉容器における1次系内 FP（核分裂生成物）挙動

c. 原子炉格納容器における重要現象

・区画間・区画内の流動

・格納容器スプレイ冷却

・水素濃度変化

・炉心損傷後の原子炉容器外における溶融燃料－冷却材相互作用

・炉心損傷後の原子炉下部キャビティ床面での溶融炉心の拡がり

・炉心損傷後の溶融炉心と原子炉下部キャビティ水の伝

熱

・炉心損傷後の溶融炉心とコンクリートの伝熱

・炉心損傷後のコンクリート分解及び非凝縮性ガス発生

・炉心損傷後の原子炉格納容器内 FP（核分裂生成物）挙動

本評価事故シーケンスにおける有効性評価は、炉心損傷後のプラント挙動を適切に模擬することが目的であることから、これらの現象を適切に評価することが可能な、原子炉系、原子炉格納容器系の熱水力モデルを備え、かつ、炉心損傷後のシビアアクシデント特有の溶融炉心挙動に関するモデルを有するコードMAAPを使用する。

また、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、本評価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、要員の配置による他の操作に与える影響、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。

(2) 有効性評価の条件

本評価事故シーケンスの有効性評価の条件については、「7.2.1.1 格納容器過圧破損」の条件と同様であるが、以下の条件を適用する。本評価事故シーケンスに対する初期条件も含めた主要な解析条件を第 7.2.5.1 表に示す。

ａ．重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 溶融炉心の原子炉下部キャビティ床面での拡がり

原子炉下部キャビティ床底面の全面に拡がるものとする。

(b) 溶融炉心から原子炉下部キャビティ水への熱流束の上限

大気圧条件で0.8MW／m^2相当とする。

(c) 溶融炉心とコンクリートの伝熱

溶融炉心とコンクリートの伝熱抵抗を考慮せず、溶融炉心の表面温度とコンクリート表面温度が同等となるよう設定する。

(3) 有効性評価の結果

本評価事故シーケンスの事象進展は、「7.2.1.1格納容器過圧破損」の第7.2.1.1.4図と同様である。溶融炉心・コンクリート相互作用における格納容器破損防止対策の有効性を評価するパラメータである原子炉下部キャビティ室水量、ベースマット侵食深さの原子炉格納容器パラメータの変化を第7.2.5.1図及び第7.2.5.2図に示す。

a. 事象進展

「7.2.1.1.2(4)有効性評価の結果」に示すとおり、事象発生の約19分後に炉心溶融に至り、約49分後に常設電動注入ポンプを用いた代替格納容器スプレイを開始することで、原子炉下部キャビティに注水される。

また、原子炉容器内水位がなくなることで約1.5時間後に原子炉容器破損に至り、溶融炉心が断続的に原子炉下部キャビティに落下することで原子炉下部キャビティ水位が変動する。溶融炉心が原子炉下部キャビティに落下する時点では原子炉下部キャビティには水量が確保されており、溶融炉心からの崩壊熱は除去され、ベースマットに有意な

侵食は発生しない。

b. 評価項目等

ベースマット侵食深さは第 7.2.5.2 図に示すとおり、代替格納容器スプレイによる原子炉下部キャビティへの注水により、原子炉下部キャビティに落下した溶融炉心を冷却することで、ベースマットに有意な侵食は発生していない。

「6.2.2.2 有効性を確認するための評価項目の設定」の(1)、(2)、(3)、(4)、(6) 及び (7) に示す評価項目並びに原子炉下部キャビティに落下した溶融炉心及び原子炉格納容器の安定状態維持については、「7.2.1.1.2 (4) 有効性評価の結果」と、(5) については、「7.2.3.2 (3) 有効性評価の結果」と同様である。

7.2.5.3 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

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

本評価事故シーケンスは、事象進展が緩やかであり、運転員等操作である常設電動注入ポンプを用いた代替格納容器スプレイにより、原子炉格納容器内部に注水することで溶融炉心によるコンクリート侵食を抑制することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、炉心溶融開始を起点に操作を行う常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイの開始操作及び解析上の操作開始時間と実際に見

込まれる操作開始時間に差異がある移動式大容量ポンプ車を用いた格納容器再循環ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却操作とする。

(1) 解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

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

a. 運転員等操作時間に与える影響

炉心における燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形の不確かさとして、炉心ヒートアップに関するモデルは、TMI 事故についての再現性が確認されており、炉心ヒートアップの感度解析では、炉心溶融時間に対する感度は小さく、また、炉心がヒートアップする状態では炉心出口温度の上昇が急峻であることから、炉心溶融開始を起点とする常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイ操作の開始に与える影響は小さい。

原子炉格納容器における区画間・区画内の流動の不確かさとして、原子炉格納容器の形状に基づく静水頭による流動が主であるが、原子炉格納容器内温度及び圧力を起点に操作を開始する運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心損傷後の原子炉容器におけるリロケーションの不確かさとして、溶融炉心挙動モデルは、TMI 事故についての再現性が確認されており、炉心崩壊に至る温度の感度解析よ

り、原子炉容器破損時間が早まることが確認されているが、原子炉容器破損時間を起点に操作を開始する運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心損傷後の原子炉容器における下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達の不確かさとして、溶融炉心挙動モデルは、TMI 事故についての再現性が確認されており、下部プレナムと溶融炉心の熱伝達に関する感度解析より、原子炉容器破損時間等の事象進展に対する感度が小さいことが確認されているが、原子炉容器破損時間を起点に操作を開始する運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心損傷後の原子炉容器破損及び溶融の不確かさとして、原子炉容器破損時間の判定に用いる計装用案内管溶接部の最大歪みに関する感度解析より、最大歪みを低下させた場合に原子炉容器破損時間が早まることが確認されているが、原子炉容器破損時間を起点に操作を開始する運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心損傷後の原子炉容器外における溶融燃料－冷却材相互作用の不確かさとして、原子炉下部キャビティ水深等の感度解析より、細粒化された溶融炉心の冷却状態が、コンクリート侵食に与える感度は小さいことが確認されていること、また、原子炉容器外の溶融燃料－冷却材相互作用に対する運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心損傷後の原子炉下部キャビティ床面での溶融炉心の

拡がり及び溶融炉心と原子炉下部キャビティ水の伝熱の不確かさとして、溶融炉心と原子炉下部キャビティ水の伝熱と原子炉下部キャビティ床面での溶融炉心の拡がりの感度解析により、感度解析ケースの組合せのうち、原子炉下部キャビティ床面での溶融炉心の拡がりを小さくした場合に、有意なコンクリート侵食が発生することが確認されているが、原子炉下部キャビティ床面での溶融炉心の拡がり、溶融炉心と原子炉下部キャビティ水の伝熱に対する運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

炉心損傷後の溶融炉心とコンクリートの伝熱、コンクリート分解及び非凝縮性ガス発生の不確かさとして、ACE 及び SURC 実験解析より溶融炉心のコンクリートの伝熱及びそれに伴うコンクリート侵食挙動について妥当に評価できることが確認されていること、また、溶融炉心とコンクリートの伝熱及び非凝縮性ガス発生に対する運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

b. 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達、燃料被覆管酸化及び燃料被覆管変形の不確かさとして、炉心ヒートアップに関するモデルは、TMI 事故についての再現性が確認されており、炉心ヒートアップの感度解析では、下部プレナムへのリロケーション開始時間が 30 秒程度早まるが、原子炉容器破損時点で原子炉下部キャビティに十分な注水が行われていることから、評価項目となるパラメータ

に与える影響は小さい。

原子炉格納容器における区画間・区画内の流動の不確かさとして、原子炉格納容器の形状に基づく静水頭による流動が主であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉容器におけるリロケーションの不確かさとして、溶融炉心挙動モデルは、TMI 事故についての再現性が確認されており、炉心崩壊に至る温度の感度解析より、原子炉容器破損時間が早まることが確認されているが、早まる時間はわずかであり、原子炉容器破損時間がわずかに早まった場合においても、原子炉下部キャビティに十分な注水が行われていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉容器における下部プレナムでの溶融炉心の熱伝達の不確かさとして、溶融炉心挙動モデルは、TMI 事故についての再現性が確認されており、下部プレナムと溶融炉心の熱伝達に関する感度解析より、原子炉容器破損時間等の事象進展に対する感度が小さいことが確認されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉容器破損及び溶融の不確かさとして、原子炉容器破損時間の判定に用いる計装用案内管溶接部の最大歪みに関する感度解析より、最大歪みを低下させた場合に原子炉容器破損時間が早まることが確認されているが、早まる時間はわずかであり、原子炉容器破損時間がわずか

に早まった場合においても、原子炉下部キャビティに十分な注水が行われていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉容器外における溶融燃料－冷却材相互作用の不確かさとして、原子炉下部キャビティ水深等の感度解析より、細粒化された溶融炉心の冷却状態が、コンクリート侵食に与える感度は小さいことが確認されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

炉心損傷後の原子炉下部キャビティ床面での溶融炉心の拡がり及び溶融炉心と原子炉下部キャビティ水の伝熱の不確かさとして、溶融炉心と原子炉下部キャビティ水の伝熱と原子炉下部キャビティ床面での溶融炉心の拡がりの感度解析を踏まえ、不確かさに関する感度解析パラメータを組合せたケースについて感度解析を行った。なお、水中での溶融物の拡がり挙動は、知見も少なく複雑であることから、解析条件として極端な設定とした。

落下時に細粒化などにより溶融炉心の冷却が進み、原子炉下部キャビティ床面での溶融炉心の拡がりが小さい場合には、約 19cm のコンクリート侵食が発生するが、その後は原子炉下部キャビティ水により冷却されることでコンクリート侵食は停止し、原子炉下部キャビティ床面のコンクリート厚さと比較して侵食深さは十分小さい。コンクリート侵食により発生する水素は、すべてジルコニウムに起因するものであり、反応割合は全炉心内のジルコニウム量の約

６％である。また、溶融炉心の拡がりが小さい場合、拡がり面積は約 11m^{2}となるが、原子炉容器破損位置が原子炉下部キャビティ側面に近いと、溶融炉心が原子炉下部キャビティ側面に接触する場合がある。解析上では、側面クラスト全体がコンクリートと接触するよう取り扱っているため、原子炉下部キャビティ側面は、約 19cm のコンクリート侵食が発生する。

一方、落下時に冷却されず、高温のまま原子炉下部キャビティ床に到達する場合、溶融炉心は原子炉下部キャビティ床全面に拡がると考えられるため、原子炉下部キャビティ床面、側面とも、約４mm のコンクリート侵食が発生する。

しかしながら、いずれのケースにおいても実機では溶融炉心が拡がる過程で先端から冷却が進むこと、実験等の知見において、側面コンクリートが侵食されてギャップが形成されたことで溶融物の冷却が促進し、コンクリート侵食が抑制されることから、原子炉下部キャビティ側面への侵食はさらに小さく抑えられると考えられる。

以上のことから、原子炉格納容器の構造部材の支持機能に影響はない。

炉心損傷後の溶融炉心とコンクリートの伝熱、コンクリート分解及び非凝縮性ガス発生の不確かさとして、ACE 及び SURC 実験解析より溶融炉心とコンクリートの伝熱及びそれに伴うコンクリート侵食挙動について妥当に評価できることが確認されていることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

(2)　解析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 7.2.5.1 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、解析条件の設定に当たっては、原則、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な設定としていることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる炉心崩壊熱及び１次冷却材の流出流量並びに標準値として設定している原子炉格納容器自由体積、ヒートシンク、蒸気発生器２次側保有水量、燃料取替用水タンク水量及び格納容器再循環ユニットの除熱特性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

炉心崩壊熱、原子炉格納容器自由体積及びヒートシンクの変動を考慮した場合、解析条件で設定している崩壊熱より小さくなるため、炉心溶融開始時間が遅くなり炉心溶融開始を起点とする常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイ操作の開始が遅くなる。さらに、崩壊熱の減少により原子炉格納容器内への放出エネルギが小さくなること、また、解析条件で設定している自由体積及びヒートシンクより増加するため、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇に対する事象進展が遅くなる。その結果、原子炉格納容器圧力を起点とする操作の開始が遅く

なると考えられるが、原子炉格納容器圧力を起点に操作を開始する運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

蒸気発生器２次側保有水量の変動を考慮した場合、解析条件で設定している保有水量に対して水量が多くなるが、本評価事故シーケンスは大破断 LOCA を想定しており、２次系からの冷却効果はわずかであることから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。

燃料取替用水タンク水量の変動を考慮した場合、解析条件で設定している保有水量に対して水量が少ないが、水源を確保しながら代替格納容器スプレイを継続する対策を実施すること、また、燃料取替用水タンクの枯渇を起点とする運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

１次冷却材の流出流量の変動を考慮した場合、地震による Excess LOCA の発生に伴う流量の増加により、事象進展は変動し、炉心溶融が早まる。その結果、解析上の想定では常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイの開始は炉心溶融開始から 30 分後としており、LOCA の発生を操作の起点として現地操作に必要な移動、操作等の時間を考慮してスプレイ開始が可能な時間である事象発生後約 49 分よりスプレイ開始が早くなる想定となる。しかし、「（b）評価項目となるパラメータに与える影響」における Excess LOCA の感度解析により、代替格納容器スプレイ開始が可能な時間である事象発生の約 49 分

後とした場合に、評価項目となるパラメータに与える影響は小さいことを確認していることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

格納容器再循環ユニットの除熱特性の変動を考慮した場合、解析条件で設定している除熱特性に対して除熱性能が高くなるため、原子炉格納容器圧力上昇に対する事象進展が遅くなる。その結果、原子炉格納容器圧力を起点とする操作の開始が遅くなると考えられるが、原子炉格納容器圧力を起点に操作を開始する運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。また、原子炉格納容器内に水素が存在する場合においては、除熱性能が低下するため、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇に対する事象進展が早くなる。その結果、原子炉格納容器圧力を起点とする操作の開始が早くなると考えられるが、原子炉格納容器圧力を起点に操作を開始する運転員等操作はないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心崩壊熱の変動を考慮した場合、解析条件で設定している崩壊熱より小さくなるため、溶融炉心のもつエネルギが小さくなり、原子炉容器破損時間が遅くなる。このため、溶融炉心の原子炉下部キャビティ落下時点での原子炉下部キャビティ水量は多くなり、落下した溶融炉心の熱量も小さくなるため、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、原子炉格納容器自由

体積及びヒートシンクの変動を考慮した場合、解析条件で設定している自由体積及びヒートシンクより増加するため、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇が緩和されるが、原子炉容器破損時間に影響しないため、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

蒸気発生器2次側保有水量の変動を考慮した場合、解析条件で設定している保有水量に対して水量が多くなるが、本評価事故シーケンスは大破断 LOCA を想定しており、2次系からの冷却効果はわずかであることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

燃料取替用水タンク水量の変動を考慮した場合、解析条件で設定している保有水量に対して水量が少ないが、水源を確保しながら代替格納容器スプレイを継続する対策を実施することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

1次冷却材の流出流量の変動を考慮した場合、地震による Excess LOCA の発生に伴う流量の増加により、事象進展が変動することから、炉心や原子炉格納容器への影響の観点から、破断規模及び破断箇所について以下のケースの感度解析を実施した。なお、いずれのケースも常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイの開始時間は LOCA の発生を操作の起点として、現地操作に必要な移動、操作等の時間を考慮した事象発生の約 49 分後とした。その結果、第 7.2.5.3 図から第 7.2.5.8 図に示すとおり、各ケースともに原子炉下部キャビティへの溶融炉

心落下時に原子炉下部キャビティ水が十分存在するため、ベースマットに有意な侵食は発生せず、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

・１次冷却材高温側配管　全ループ破断

・１次冷却材低温側配管　全ループ破断

・原子炉容器下端における破損（開口面積：高温側配管両端破断相当）

格納容器再循環ユニットの除熱特性の変動を考慮した場合、解析条件で設定している除熱特性に対して除熱性能が高くなるため、原子炉格納容器の圧力上昇が緩和されるが、原子炉容器破損時間には影響しないため、評価項目となるパラメータ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、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響及び解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間等の操作時間の変動を考慮して、要員の配置による他の操作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を確認する。

(a)　要員の配置による他の操作に与える影響

本評価事故シーケンスの要員の配置による他の操作に与える影響については、「7.2.1.1 格納容器過圧破損」と同様である。

(b)　評価項目となるパラメータに与える影響

炉心溶融開始から 30 分後を起点とする常設電動注入ポンプによる代替格納容器代替スプレイの開始操作は、炉

心崩壊熱の不確かさにより崩壊熱が小さくなり、溶融炉心の持つエネルギが減少するため、炉心溶融開始時間が遅くなる。開始時間が遅くなる場合は、原子炉下部キャビティ水位の上昇も遅くなるが、崩壊熱の減少により原子炉容器破損時間も遅くなる。このため、「(3) 操作時間余裕の把握」において、運転員等の操作時間余裕を評価しており、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(3) 操作時間余裕の把握

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

常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイの開始操作の時間余裕として、有効性評価の結果においては、事象発生の約 49 分後に代替格納容器スプレイ注入を開始するが、事象発生の 60 分後とした場合の感度解析を実施した。その結果、第 7.2.5.9 図及び第 7.2.5.10 図に示すとおり、代替格納容器スプレイ開始が約 10 分遅くなった場合でも原子炉容器破損時の原子炉下部キャビティ水位は 1.0m 程度であり、溶融炉心・コンクリート相互作用の観点で大きな影響はない。よって、操作時間余裕として事象発生から 60 分程度は確保できる。

(4) まとめ

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び要員の配置による他の操作に与える影

響を確認した。その結果、炉心損傷後の原子炉格納容器における原子炉下部キャビティ床面での溶融炉心の拡がり、溶融炉心と原子炉下部キャビティ水の伝熱の不確かさとして、原子炉下部キャビティ床面での溶融炉心の拡がりを極端に小さくした場合にコンクリート侵食が発生したが、原子炉下部キャビティ床面のコンクリート厚さと比較して侵食深さは十分小さい。なお、本感度解析では解析条件として極端な設定としており、また、溶融炉心は拡がる過程で先端から冷却が進むことや側面コンクリートのギャップにより溶融物の冷却が促進されると考えられることから、実際の侵食はさらに小さく抑えられると考えられる。以上のことから、原子炉格納容器の構造部材の支持機能には影響はない。

その他の解析コード及び解析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、運転員による常設電動注入ポンプを用いた代替格納容器スプレイ及び格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却操作により、原子炉下部キャビティに落下した溶融炉心を冷却し、原子炉格納容器雰囲気の冷却及び除熱を行うことにより、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、操作時間に対して一定の時間余裕がある。また、要員の配置による他の操作に与える影響はない。

7.2.5.4　必要な要員及び資源の評価

(1)　必要な要員の評価

格納容器破損モード「溶融炉心・コンクリート相互作用」において、1号炉及び2号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、「7.2.1.1 格納容器過圧破損」と同様である。

(2)　必要な資源の評価

格納容器破損モード「溶融炉心・コンクリート相互作用」において、必要な水源、燃料及び電源は、「7.2.1.1 格納容器過圧破損」と同様である。

7.2.5.5　結　　論

格納容器破損モード「溶融炉心・コンクリート相互作用」では、LOCA、過渡事象又は全交流動力電源喪失時に格納容器スプレイ機能やECCS再循環機能等の安全機能喪失が重畳して、原子炉圧力容器内の溶融炉心が原子炉格納容器内の床上へ流出する。その結果、溶融炉心からの崩壊熱や化学反応によって、原子炉格納容器床のコンクリートが侵食され、原子炉格納容器の構造部材の支持機能が喪失し、原子炉格納容器の破損に至ることが特徴である。格納容器破損モード「溶融炉心・コンクリート相互作用」に対する格納容器破損防止対策としては、常設電動注入ポンプを用いた代替格納容器スプレイ及び格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却を整備している。

格納容器破損モード「溶融炉心・コンクリート相互作用」の評価事故シーケンス「大破断LOCA時に低圧注入機能、高圧

注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」に全交流動力電源喪失及び原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮して有効性評価を行った。

上記の場合においても、運転員等操作による常設電動注入ポンプを用いた代替格納容器スプレイ及び格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却を実施することにより、原子炉下部キャビティに落下した溶融炉心の冷却及び原子炉格納容器雰囲気の冷却及び除熱が可能である。

その結果、ベースマットに有意な侵食は発生せず、評価項目を満足している。また、長期的には原子炉下部キャビティに落下した溶融炉心及び原子炉格納容器の安定状態を維持できる。

なお、原子炉格納容器バウンダリに係る圧力及び温度、放射性物質の総放出量、原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用による熱的・機械的荷重、原子炉格納容器内の水素濃度及び水素蓄積を想定した場合の原子炉格納容器バウンダリにかかる圧力は、「7.2.1.1 格納容器過圧破損」にて、原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用による熱的・機械的荷重は、「7.2.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」にて評価項目を満足していることを確認している。

解析コード及び解析条件の不確かさについて操作への影響を含めて確認した結果、解析コードの不確かさのうち、原子炉下部キャビティ床面での溶融炉心の拡がりを極端に小さくした場合にコンクリート侵食が発生したが、原子炉下部キャビティ床面のコンクリート厚さと比較して侵食深さは十分小

さい。なお、本感度解析では解析条件として極端な設定としており、また、溶融炉心は拡がる過程で先端から冷却が進むことや側面コンクリートのギャップにより溶融物の冷却が促進されると考えられることから、実際の侵食はさらに小さく抑えられると考えられる。以上のことから、原子炉格納容器の構造部材の支持機能には影響はない。

その他の解析コード及び解析条件の不確かさについて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、重大事故等対策要員にて対処可能である。また、必要な水源、燃料及び電源については、全交流動力電源喪失時においても供給可能である。

以上のことから、格納容器破損モード「溶融炉心・コンクリート相互作用」において、常設電動注入ポンプを用いた代替格納容器スプレイ及び格納容器再循環ユニットを用いた格納容器内自然対流冷却の格納容器破損防止対策は、選定した評価事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、格納容器破損モード「溶融炉心・コンクリート相互作用」に対して有効である。

7.3　使用済燃料ピットにおける重大事故に至るおそれがある事故

本発電用原子炉施設における想定事故について、その発生原因と、当該事故に対処するために必要な対策について説明し、使用済燃料ピットにおける燃料損傷防止対策の有効性評価を行い、その結果について説明する。

7.3.1　想定事故１

7.3.1.1　想定事故１の特徴、燃料損傷防止対策

(1)　想定する事故

「使用済燃料ピットにおける重大事故に至るおそれがある事故」において、使用済燃料ピットにおける燃料損傷防止対策の有効性を確認するために想定する事故の一つには、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、想定事故１として「使用済燃料ピットの冷却機能又は注水機能が喪失することにより、使用済燃料ピット内の水の温度が上昇し、蒸発により水位が低下する事故」がある。

(2)　想定事故１の特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方

想定事故１では、使用済燃料ピットの冷却機能又は注水機能の喪失により、使用済燃料ピット内の水の温度が徐々に上昇し、やがて沸騰して蒸発することによって使用済燃料ピット水位が低下する。このため、緩和措置がとられない場合には、やがて燃料は露出し、損傷に至る。

したがって、想定事故１では、使用済燃料ピットへの注水の確保を行うことによって、燃料有効長を冠水させること、放射線の遮へいが維持される水位を確保すること及び未臨界を維持させることが必要となる。

(3)　燃料損傷防止対策

想定事故１における機能喪失に対して、使用済燃料ピット内の燃料の著しい損傷を防止するため、使用済燃料ピット補給用水中ポンプによる使用済燃料ピットへの注水手段を整備する。これらの対策の概略系統図を第 7.3.1.1 図に、対応手

順の概要を第 7.3.1.2 図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を第 7.3.1.1 表に示す。

想定事故１における１号炉及び２号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、中央制御室の運転員、緊急時対策本部要員、重大事故等対策要員（初動）及び重大事故等対策要員（初動後）で構成され、合計 42 名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、運転操作指揮を行う当直課長及び当直副長の２名、号炉間連絡及び運転操作助勢を行う当直主任及び運転員の２名、運転操作対応を行う運転員６名である。発電所構内に常駐している要員のうち、重大事故等対策要員（初動）は、運転対応要員４名及び保修対応要員 12 名、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は４名である。重大事故発生後 30 分以内に参集できる重大事故等対策要員（初動後）は、保修対応要員 12 名である。この必要な要員と作業項目について第 7.3.1.3 図に示す。

a.　使用済燃料ピット冷却機能喪失の判断及び対応

使用済燃料ピットポンプトリップ等による運転不能により、使用済燃料ピット冷却系の故障を確認した場合は、使用済燃料ピット冷却機能喪失と判断し、使用済燃料ピット冷却系の回復操作、使用済燃料ピットへの使用済燃料ピット補給用水中ポンプによる注水準備、使用済燃料ピット周辺線量率計の設置及び使用済燃料ピット水位計（広域）〔使用済燃料ピット監視装置用空気供給システム含む〕の設置を行う。

使用済燃料ピット冷却機能喪失の判断に必要な計装設備は、使用済燃料ピット温度（SA）等である。

b. 使用済燃料ピット温度及び水位の確認

使用済燃料ピット冷却系の故障により、使用済燃料ピット温度が上昇し、使用済燃料ピット水位が低下していることを確認する。

使用済燃料ピット温度及び水位の確認に必要な計装設備は、使用済燃料ピット温度（SA）等である。

c. 使用済燃料ピット補給水系故障の判断

燃料取替用水タンク等を水源として補給操作を行い、使用済燃料ピットの水位上昇が確認できなければ、補給水系の故障と判断し、使用済燃料ピット補給水系の回復操作を行う。

使用済燃料ピット補給水系故障の判断に必要な計装設備は、使用済燃料ピット水位（SA）等である。

d. 使用済燃料ピット補給用水中ポンプによる使用済燃料ピットへの注水開始

使用済燃料ピット補給用水中ポンプによる使用済燃料ピットへの注水準備が完了すれば注水を行う。使用済燃料ピット水位は通常水位（NWL）を目安に注水し、通常水位（NWL）到達後は使用済燃料ピット出口配管下端以下とならないよう水位を維持する。

以降、使用済燃料ピット補給用水中ポンプによる使用済燃料ピットへの注水により使用済燃料ピットの水位が維持され、温度が安定していることを確認する。

使用済燃料ピット補給用水中ポンプによる注水に必要な計装設備は、使用済燃料ピット水位（SA）等である。

7.3.1.2　燃料損傷防止対策の有効性評価

(1)　有効性評価の方法

想定事故１では、冷却機能又は注水機能の喪失による使用済燃料ピット水温上昇、沸騰・蒸発により水位は低下するが、燃料有効長を冠水させ、未臨界を維持するために、使用済燃料ピット水位が放射線の遮へい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、想定事故１における運転員等操作時間に与える影響、要員の配置による他の操作に与える影響、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。

(2)　有効性評価の条件

想定事故１に対する初期条件も含めた主要な評価条件を第7.3.1.2表に示す。また、主要な評価条件について、想定事故１特有の評価条件を以下に示す。

a.　初期条件

(a)　事象発生前使用済燃料ピット水位

使用済燃料ピット水位の実運用に基づき、水位低警報レベル（NWL－0.08m）とする。

b.　事故条件

(a)　安全機能の喪失に対する仮定

使用済燃料ピット冷却機能及び注水機能が喪失するも

のとする。

(b)　外部電源

外部電源はないものとする。

外部電源がない場合と外部電源がある場合では、事象進展は同じであることから、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。

c.　重大事故等対策に関連する機器条件

(a)　使用済燃料ピット補給用水中ポンプの使用済燃料ピットへの注水流量

崩壊熱による蒸散量に対して燃料損傷防止が可能な流量として、20m^3／hを設定する。

d.　重大事故等対策に関連する操作条件

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

(a)　使用済燃料ピット補給用水中ポンプによる注水は、事象発生の確認及び移動に必要な時間等を考慮して、事象発生から6時間20分後に開始するものとする。

(3)　有効性評価の結果

想定事故1の事象進展を第7.3.1.2図に示す。

a.　事象進展

事象発生後、使用済燃料ピット冷却機能及び注水機能の喪失に伴い、使用済燃料ピット内の水の温度が徐々に上昇し、約14時間で100℃に到達し、使用済燃料ピット水位は緩慢に低下する。その後、事象発生から使用済燃料ピット

水位が放射線の遮へいが維持できる最低水位まで低下するのは、第7.3.1.4図に示すとおり約2.4日後である。

事故を検知し、使用済燃料ピット補給用水中ポンプによる注水を開始する時間は、事象発生から6時間20分後であることから、事象発生から使用済燃料ピット水位が放射線の遮へいが維持できる最低水位まで低下するのに要する時間である約2.4日に対して十分な時間余裕がある。

使用済燃料ピットの崩壊熱による蒸散率を上回る容量の使用済燃料ピット補給用水中ポンプを整備していることから、使用済燃料ピットの水位を回復させ維持することができる。

b. 評価項目等

使用済燃料ピットの崩壊熱による蒸散率を上回る容量の使用済燃料ピット補給用水中ポンプを整備しており、使用済燃料ピットの水位が放射線の遮へいが維持できる最低水位に到達するまでに注水を開始できることから、燃料有効長頂部は冠水している。また、放射線の遮へいが維持できる水位を確保できる。

使用済燃料ピットは、通常ほう酸水で満たされているが、純水で満たされた状態で、最も反応度の高い新燃料を設備容量分収容した場合を想定しても実効増倍率は約0.95であり、十分な未臨界性を確保できる設計としている。純水で満たされた状態で使用済燃料ピット内の水の温度が上昇し沸騰状態となり、水密度が低下する場合でも、使用済燃料ピット水位が維持されている状態では中性子は減速不足状

態であるため、実効増倍率は低下し、使用済燃料ピットの未臨界は維持される。

事象発生後、6時間 20 分から使用済燃料ピット補給用水中ポンプによる注水を行うことで、事象発生約7時間 30 分後には使用済燃料ピットの水位を回復させ維持できることから、水位及び温度は安定し、安定状態に至る。その後も使用済燃料ピット補給用水中ポンプによる注水を行うことで、安定状態を維持できる。

7.3.1.3　評価条件の不確かさの影響評価

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、要員の配置による他の操作に与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。

想定事故1は、使用済燃料ピット補給用水中ポンプによる使用済燃料ピットへの注水操作により、使用済燃料ピットの水位低下を抑制することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、使用済燃料ピット補給用水中ポンプによる注水操作とする。

(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 7.3.1.2 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、原則、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な設定としていることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる崩壊熱、初期水位及び初期水温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

崩壊熱、初期水位及び初期水温の変動を考慮した場合、使用済燃料ピット内の水の温度が変動するが、使用済燃料ピット補給用水中ポンプによる使用済燃料ピットへの注水操作は、使用済燃料ピットの水温を起点に開始する操作ではないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

崩壊熱の変動を考慮した場合、評価条件で設定している崩壊熱より小さくなり、また、初期水位の変動を考慮した場合、評価条件で設定している初期水位より高くなるため、使用済燃料ピット内の水の温度上昇は緩やかになるが、放射線の遮へいが維持できる最低水位に到達するまでの時間は約 2.4 日と長時間を要することから、崩壊熱及び初期水位の変動が評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

初期水温の変動を考慮した場合、評価条件で設定している初期水温より高いと、使用済燃料ピット内の水の温度上昇は早くなるが、放射線の遮へいが維持できる最低水位に到達するまでの時間は約 2.4 日と長時間を要する

ことから、初期水温の変動が評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、使用済燃料ピットの初期水温を使用済燃料ピットポンプ1台故障時の、使用済燃料ピット水平均温度の上限である 65℃として評価した結果、事象発生から使用済燃料ピット水位が放射線の遮へいを維持できる最低水位まで低下するのに要する時間は、初期水温 40℃の場合と比較して約 0.3 日短い約 2.1 日となるが、使用済燃料ピット補給用水中ポンプによる使用済燃料ピットへの注水操作は、事象発生の6時間 20 分後から可能となることから、十分時間余裕を持って注水を開始することができ、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。なお、使用済燃料ピット内の水はわずかではあるが常に蒸発現象が起きており、使用済燃料ピット内の水の温度上昇の過程においても、沸騰に至らなくても蒸発により水位は少しずつ低下している。この影響を考慮し、100℃の水が沸騰により蒸発する時間のみで評価した場合においても、初期水温 40℃の場合と比較して、約 0.6 日短い約 1.8 日となるが、使用済燃料ピット補給用水中ポンプによる使用済燃料ピットへの注水操作は、事象発生の6時間 20 分後から可能となることから、十分時間余裕を持って注水を開始することができ、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、評価条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響及び評価上の操作開始時間と実

際に見込まれる操作開始時間等の操作時間の変動を考慮して、要員の配置による他の操作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を確認する。

(a) 要員の配置による他の操作に与える影響

第 7.3.1.3 図に示すとおり、現地における使用済燃料ピット補給用水中ポンプによる使用済燃料ピットへの注水操作を実施する要員は、前後に他の操作がないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

使用済燃料ピット補給用水中ポンプによる使用済燃料ピットへの注水操作については、評価上の操作開始時間に対して、運用として実際に見込まれる操作開始時間が早くなる。この場合、放射線の遮へいが維持できる最低水位への到達に対する余裕は大きくなるが、放射線の遮へいが維持できる最低水位に到達するまでの時間は約 2.4 日と長時間を要することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(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する。

使用済燃料ピット補給用水中ポンプによる使用済燃料ピットへの注水操作の実施時間に対する時間余裕については、「7.3.1.2 (3) 有効性評価の結果」に示すとおり、放射線の遮へいが維持できる最低水位まで低下するのに要する時間は

約 2.4 日であり、事故を検知し、使用済燃料ピット補給用水中ポンプによる注水を開始する時間である6時間 20 分に対して十分な時間余裕を確保できる。

(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要員の配置による他の操作に与える影響を確認した。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、運転員による使用済燃料ピット補給用水中ポンプによる注水により、使用済燃料ピット水位を確保することで、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、操作時間に対して一定の時間余裕がある。また、要員の配置による他の操作に与える影響はない。

7.3.1.4 必要な要員及び資源の評価

(1) 必要な要員の評価

想定事故1において、1号炉及び2号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は「7.3.1.1 (3) 燃料損傷防止対策」に示すとおり 42 名である。「7.5.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している重大事故等対策要員 52 名で対処可能である。

(2)　必要な資源の評価

想定事故1において、必要な水源、燃料及び電源は、「7.5.1（2）資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。

a.　水　　源

淡水（宮山池）又は海水を取水源として、取水用水中ポンプにて中間受槽へ送水する。中間受槽からは、使用済燃料ピット補給用水中ポンプにより使用済燃料ピットへ間欠的に注水（20m^3／h）を行う。

b.　燃　　料

代替緊急時対策所用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約7.8kℓの重油が必要となる。

使用済燃料ピットへの注水については、事象発生6時間20分後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約7.6kℓの重油が必要となる。

使用済燃料ピット監視装置用空気供給システムについては、事象発生7時間20分後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約3.8kℓの重油が必要となる。

ディーゼル発電機による電源供給については、ディーゼル発電機が全出力で運転した場合、約475.2kℓの重油が必要となる。

7日間の運転継続に必要な重油は、これらを合計して約494.4kℓとなるが、「7.5.1（2）資源の評価条件」に示すとおり燃料油貯油そう容量と燃料油貯蔵タンク容量の合計

（約 510.0kℓ）にて供給可能である。

c. 電　　源

取水用水中ポンプ用発電機及び使用済燃料ピット及び復水タンク補給用水中ポンプ用発電機の電源容量は各々約100kVA（約 80kW（力率約 0.8））に対し、取水用水中ポンプ及び使用済燃料ピット補給用水中ポンプの電動機容量は、約 11kW 及び約 5.5kW であり、電源の供給は可能である。

また、ディーゼル発電機の電源負荷については、重大事故等対策時に必要な負荷が設計基準事故時に想定している計測制御用電源設備等の負荷に含まれることから、ディーゼル発電機による電源供給が可能である。

7.3.1.5 結　　論

想定事故１では、使用済燃料ピットの冷却機能又は注水機能の喪失により、使用済燃料ピット内の水の温度が徐々に上昇し、やがて沸騰して蒸発することによって使用済燃料ピット水位が低下し、やがて燃料は露出し、損傷に至ることが特徴である。想定事故１に対する燃料損傷防止対策としては、短期対策及び長期対策として、使用済燃料ピット補給用水中ポンプによる使用済燃料ピットへの注水手段を整備している。

想定事故１について有効性評価を行った。

上記の場合においても、使用済燃料ピット補給用水中ポンプにより使用済燃料ピットへ注水することにより、使用済燃料ピットの水位を回復させ維持することができる。

その結果、燃料有効長頂部が冠水し、放射線の遮へいが維

持される水位を確保できるとともに、未臨界を維持することができる。また、長期的には安定状態を維持できる。

評価条件の不確かさについて操作への影響を含めて確認した結果、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。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、重大事故等対策要員にて対処可能である。また、必要な水源、燃料及び電源については、外部電源喪失時においても供給可能である。

以上のことから、使用済燃料ピット補給用水中ポンプによる使用済燃料ピットへの注水の燃料損傷防止対策は、想定事故１に対して有効である。

7.3.2　想定事故２

7.3.2.1　想定事故２の特徴、燃料損傷防止対策

(1)　想定する事故

「使用済燃料ピットにおける重大事故に至るおそれがある事故」において、使用済燃料ピットにおける燃料損傷防止対策の有効性を確認するために想定する事故の一つには、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、想定事故２として「サイフォン現象等により使用済燃料ピット内の水の小規模な喪失が発生し、使用済燃料ピットの水位が低下する事故」がある。

(2)　想定事故２の特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方

想定事故２では、使用済燃料ピット冷却系の配管破断によるサイフォン現象等により使用済燃料ピット内の水の小規模な漏えいが発生するとともに、注水機能の喪失が重畳する。このため、緩和措置がとられない場合には、やがて燃料は露出し、損傷に至る。

したがって、想定事故２では、使用済燃料ピットへの注水の確保を行うことによって、燃料有効長を冠水させること、放射線の遮へいが維持される水位を確保すること及び未臨界を維持させることが必要となる。

(3)　燃料損傷防止対策

想定事故２における機能喪失に対して、使用済燃料ピット内の燃料の著しい損傷を防止するため、使用済燃料ピット補給用水中ポンプによる使用済燃料ピットへの注水手段を整備する。

これらの対策の概略系統図を第 7.3.2.1 図に、対応手順の概

要を第7.3.2.2図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を第7.3.2.1表に示す。

想定事故2における1号炉及び2号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、中央制御室の運転員、緊急時対策本部要員、重大事故等対策要員（初動）及び重大事故等対策要員（初動後）で構成され、合計42名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、運転操作指揮を行う当直課長及び当直副長の2名、号炉間連絡及び運転操作助勢を行う当直主任及び運転員の2名、運転操作対応を行う運転員6名である。発電所構内に常駐している要員のうち、重大事故等対策要員（初動）は、運転対応要員4名及び保修対応要員12名、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は4名である。重大事故発生後30分以内に参集できる重大事故等対策要員（初動後）は、保修対応要員12名である。この必要な要員と作業項目について第7.3.2.3図に示す。

a. 使用済燃料ピット冷却機能喪失の判断及び対応

使用済燃料ピット水位低下により使用済燃料ピット水位低警報が発信し、使用済燃料ピット出口配管下端まで水位が低下した場合は、使用済燃料ピット冷却機能喪失と判断し、使用済燃料ピット冷却系統の隔離操作、使用済燃料ピットへの使用済燃料ピット補給用水中ポンプによる注水準備、使用済燃料ピット周辺線量率計の設置及び使用済燃料ピット水位計（広域）〔使用済燃料ピット監視装置用空気供給システム含む〕の設置を行う。

使用済燃料ピット冷却機能喪失の判断に必要な計装設備は、使用済燃料ピット水位（SA）等である。

b. 使用済燃料ピット温度上昇の確認

使用済燃料ピット水位の低下により、温度が上昇していることを確認する。

使用済燃料ピット温度上昇の確認に必要な計装設備は、使用済燃料ピット温度（SA）等である。

c. 使用済燃料ピット補給水系故障の判断

燃料取替用水タンク等を水源として補給操作を行い、使用済燃料ピットの水位上昇が確認できなければ、補給水系の故障と判断し、使用済燃料ピット補給水系の回復操作を行う。

使用済燃料ピット補給水系故障の判断に必要な計装設備は、使用済燃料ピット水位（SA）等である。

d. 使用済燃料ピット補給用水中ポンプによる使用済燃料ピットへの注水開始

使用済燃料ピット補給用水中ポンプによる使用済燃料ピットへの注水準備が完了すれば注水を行う。使用済燃料ピット水位は使用済燃料ピット出口配管下端水位で維持する。

以降、使用済燃料ピット補給用水中ポンプによる使用済燃料ピットへの注水により使用済燃料ピットの水位が維持され、温度が安定していることを確認する。

使用済燃料ピット補給用水中ポンプによる使用済燃料ピットへの注水に必要な計装設備は、使用済燃料ピット水位（SA）等である。

7.3.2.2　燃料損傷防止対策の有効性評価

(1)　有効性評価の方法

想定事故２では、冷却系配管破断により使用済燃料ピット水位が、使用済燃料ピット出口配管下端まで低下した後の使用済燃料ピット水温上昇、沸騰・蒸発により水位は低下するが、燃料有効長を冠水させ、未臨界を維持するために、使用済燃料ピット水位が放射線の遮へい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、想定事故２における運転員等操作時間に与える影響、要員の配置による他の操作に与える影響、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。

(2)　有効性評価の条件

想定事故２に対する初期条件も含めた主要な評価条件を第7.3.2.2表に示す。また、主要な評価条件について、想定事故２特有の評価条件を以下に示す。

a.　初期条件

想定事故２に特有の評価条件はない。

b.　事故条件

(a)　冷却系配管の破断によって想定される初期水位

使用済燃料ピット冷却系配管の破断により使用済燃料ピット水位が使用済燃料ピット出口配管下端(NWL－約 1.3m)まで低下するものとする。評価においては、使用済燃料ピット入口配管に設置されているサイフォンブレイカの効果を考慮している。

(b)　安全機能の喪失に対する仮定

使用済燃料ピット冷却機能及び注水機能が喪失するものとする。

(c)　外部電源

外部電源はないものとする。

外部電源がない場合と外部電源がある場合では、事象進展は同じであることから、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。

c.　重大事故等対策に関連する機器条件

(a)　使用済燃料ピット補給用水中ポンプの使用済燃料ピットへの注水流量

崩壊熱による蒸散量に対して燃料損傷防止が可能な流量として、20m^3／hを設定する。

d.　重大事故等対策に関連する操作条件

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

(a)　使用済燃料ピット補給用水中ポンプによる注水は、事象発生の確認及び移動に必要な時間等を考慮して、事象発生から6時間20分後に開始するものとする。

(3)　有効性評価の結果

想定事故2の事象進展を第7.3.2.2図に示す。

a.　事象進展

事象発生後、使用済燃料ピット冷却系の配管破断により使用済燃料ピット水位が使用済燃料ピット出口配管下端まで

低下した後、使用済燃料ピット内の水の温度が徐々に上昇し、約12時間で100℃に到達し、使用済燃料ピット水位は緩慢に低下する。その後、事象発生から使用済燃料ピット水位が放射線の遮へいが維持できる最低水位まで低下するのは、第7.3.2.4図に示すとおり約1.6日後である。

事故を検知し、使用済燃料ピット補給用水中ポンプによる注水を開始する時間は、事象発生から6時間20分後であることから、事象発生から使用済燃料ピット水位が放射線の遮へいが維持できる最低水位まで低下するのに要する時間である約1.6日に対して十分な時間余裕がある。

使用済燃料ピットの崩壊熱による蒸散率を上回る容量の使用済燃料ピット補給用水中ポンプを整備していることから、使用済燃料ピットの水位を回復させ維持することができる。

b. 評価項目等

使用済燃料ピットの崩壊熱による蒸散率を上回る容量の使用済燃料ピット補給用水中ポンプを整備しており、使用済燃料ピットの水位が放射線の遮へいが維持できる最低水位に到達するまでに注水を開始できることから、燃料有効長頂部は冠水している。また、放射線の遮へいが維持できる水位を確保できる。

使用済燃料ピットは、通常ほう酸水で満たされているが、純水で満たされた状態で、最も反応度の高い新燃料を設備容量分収容した場合を想定しても実効増倍率は約0.95であり、十分な未臨界性を確保できる設計としている。純水で満たさ

れた状態で使用済燃料ピット内の水の温度が上昇し沸騰状態となり、水密度が低下する場合でも、使用済燃料ピット水位が維持されている状態では中性子は減速不足状態であるため、実効増倍率は低下し、使用済燃料ピットの未臨界は維持される。

事象発生後、6時間 20 分から使用済燃料ピット補給用水中ポンプによる注水を行うことで、事象発生約6時間 20 分後には使用済燃料ピット出口配管下端で水位を維持できることから、水位及び温度は安定し、安定状態に至る。その後も使用済燃料ピット補給用水中ポンプによる注水を行うことで、安定状態を維持できる。

7.3.2.3　評価条件の不確かさの影響評価

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、要員の配置による他の操作に与える影響及び操作時間余裕を評価するものとする。

想定事故２は、使用済燃料ピット補給用水中ポンプによる使用済燃料ピットへの注水操作により、使用済燃料ピットの水位低下を抑制することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、使用済燃料ピット補給用水中ポンプによる注水操作とする。

(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7.3.2.2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、原則、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な設定としていることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる崩壊熱及び初期水温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

崩壊熱及び初期水温の変動を考慮した場合、使用済燃料ピット内の水の温度は変動するが、使用済燃料ピット補給用水中ポンプによる使用済燃料ピットへの注水操作は、使用済燃料ピットの水温を起点に開始する操作ではないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

(b)　評価項目となるパラメータに与える影響

崩壊熱の変動を考慮した場合、評価条件で設定している崩壊熱より小さくなるため、使用済燃料ピット内の水の温度上昇は緩やかになるが、放射線の遮へいが維持できる最低水位に到達するまでの時間は約1.6日と長時間を要することから、崩壊熱の変動が評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

初期水温の変動を考慮した場合、評価条件で設定している初期水温より高いと、使用済燃料ピット内の水の温度上

昇は早くなるが、放射線の遮へいが維持できる最低水位に到達するまでの時間は約1.6日と長時間を要することから、初期水温の変動が評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、使用済燃料ピットの初期水温を使用済燃料ピットポンプ1台故障時の、使用済燃料ピット水平均温度の上限である65℃として評価した結果、事象発生から使用済燃料ピット水位が放射線の遮へいを維持できる最低水位まで低下するのに要する時間は、初期水温40℃の場合と比較して約0.2日短い約1.4日となるが、使用済燃料ピット補給用水中ポンプによる使用済燃料ピットへの注水操作は、事象発生の6時間20分後から可能であることから、十分時間余裕を持って注水を開始することができ、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。なお、使用済燃料ピット内の水はわずかであるが常に蒸発現象が起きており、使用済燃料ピット内の水の温度上昇の過程においても、沸騰に至らなくても蒸発により水位は少しずつ低下している。この影響を考慮し、100℃の水が沸騰により蒸発する時間のみで評価した場合においても、初期水温40℃の場合と比較して、約0.5日短い約1.1日となるが、使用済燃料ピット補給用水中ポンプによる使用済燃料ピットへの注水操作は、事象発生の6時間20分後から可能となることから、十分時間余裕を持って注水を開始することができ、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、評価条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響及び評価上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間等の操作時間の変動を考慮して、要員の配置による他の操作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を確認する。

(a)　要員の配置による他の操作に与える影響

第7.3.2.3図に示すとおり、現地における使用済燃料ピット補給用水中ポンプによる使用済燃料ピットへの注水操作を実施する要員は、前後に他の操作がないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。

(b)　評価項目となるパラメータに与える影響

使用済燃料ピット補給用水中ポンプによる使用済燃料ピットへの注水操作については、評価上の操作開始時間に対して、運用として実際に見込まれる操作開始時間が早くなる。この場合、放射線の遮へいが維持できる最低水位への到達に対する余裕は大きくなるが、放射線の遮へいが維持できる最低水位に到達するまでの時間は約1.6日と長時間を要することから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(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する。

使用済燃料ピット補給用水中ポンプによる使用済燃料ピッ

トへの注水操作の実施時間に対する時間余裕については、「7.3.2.2（3）有効性評価の結果」に示すとおり、放射線の遮へいが維持できる最低水位まで低下するのに要する時間は約1.6日であり、事故を検知し、使用済燃料ピット補給用水中ポンプによる注水を開始する時間である6時間20分に対して十分な時間余裕を確保できる。

（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要員の配置による他の操作に与える影響を確認した。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、運転員による使用済燃料ピット補給用水中ポンプによる注水により、使用済燃料ピット水位を確保することで、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、操作時間に対して一定の時間余裕がある。また、要員の配置による他の操作に与える影響はない。

7.3.2.4 必要な要員及び資源の評価

（1） 必要な要員の評価

想定事故2において、1号炉及び2号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は「7.3.2.1（3）燃料損傷防止対策」に示すとおり42名である。「7.5.2重大事故等対策時に必要な要員の

評価結果」で説明している重大事故等対策要員 52 名で対処可能である。

(2) 必要な資源の評価

想定事故２において、必要な水源、燃料及び電源は、「7.3.1 想定事故１」と同様である。

7.3.2.5 結　　論

想定事故２では、使用済燃料ピット冷却系の配管破断によるサイフォン現象等により使用済燃料ピット内の水の小規模な漏えいが発生するとともに、注水機能の喪失が重畳するため、やがて燃料は露出し、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、短期対策及び長期対策として、使用済燃料ピット補給用水中ポンプによる使用済燃料ピット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行った。

上記の場合においても、使用済燃料ピット補給用水中ポンプにより使用済燃料ピットへ注水することにより、使用済燃料ピットの水位を回復させ維持することができる。

その結果、燃料有効長頂部が冠水し、放射線の遮へいが維持される水位を確保できるとともに、未臨界を維持することができる。また、長期的には安定状態を維持できる。

評価条件の不確かさについて操作への影響を含めて確認した結果、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。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、重大事故等対策要員にて対処可能である。また、必要な水源、燃料及び電源については、「7.3.1 想定事故１」と同様であり、供給可能である。

以上のことから、使用済燃料ピット補給用水中ポンプによる使用済燃料ピットへの注水の燃料損傷防止対策は、想定事故２に対して有効である。

7.4　運転停止中の原子炉における重大事故に至るおそれがある事故

本発電用原子炉施設において選定された事故シーケンスグループごとに選定した重要事故シーケンスについて、その発生原因と、当該事故に対処するために必要な対策について説明し、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を行い、その結果について説明する。

7.4.1　崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）

7.4.1.1　事故シーケンスグループの特徴、燃料損傷防止対策

(1)　事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」において、燃料損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスは、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「余熱除去機能が喪失する事故」、「外部電源喪失時に余熱除去系による冷却に失敗する事故」及び「原子炉補機冷却機能が喪失する事故」である。

(2)　事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」では、原子炉の運転停止中に余熱除去系の故障等に伴い、崩壊熱除去機能が喪失することから、緩和措置がとられない場合には、炉心崩壊熱による1次冷却材の蒸散に伴い、1次系保有水量が減少することで炉心が露出し、燃料損傷に至る。

したがって、本事故シーケンスグループでは、炉心注水を行うことにより1次系保有水を確保し、燃料損傷を防止する。長期的には、最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行う。

(3)　燃料損傷防止対策

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」における機能喪失に対し

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、充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水を整備する。長期的な除熱を可能とするため、格納容器スプレイポンプによる代替再循環を整備する。対策の概略系統図を第7.4.1.1図に、対応手順の概要を第7.4.1.2図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を第7.4.1.1表に示す。

本事故シーケンスグループのうち、「7.4.1.2（1） 有効性評価の方法」に示す重要事故シーケンスにおける1号炉及び2号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、中央制御室の運転員、緊急時対策本部要員及び重大事故等対策要員（初動）で構成され、合計18名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、運転操作指揮を行う当直課長及び当直副長の2名、号炉間連絡及び運転操作助勢を行う当直主任及び運転員の2名、運転操作対応を行う運転員6名である。発電所構内に常駐している要員のうち、重大事故等対策要員（初動）は、運転対応要員4名、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は4名である。この必要な要員と作業項目について第7.4.1.3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、38名で対処可能である。

a. 余熱除去系機能喪失の判断

余熱除去ポンプトリップ等による運転不能又は、余熱除去冷却器による冷却不能を確認した場合は、余熱除去系機能喪失と判断し、余熱除去機能の回復操作を実施する。

余熱除去系機能喪失の判断に必要な計装設備は、余熱除去ループ流量等である。

b. 原子炉格納容器からの退避指示及び原子炉格納容器エアロックの閉止

原子炉格納容器内にいる作業員に対してエバキュエーションアラーム又はページング装置により退避の指示を行う。作業員が所定の退避場所へ退避したことを確認すれば、原子炉格納容器エアロックを閉止する。

c. 余熱除去機能回復操作

余熱除去機能が喪失した原因を究明するとともに、他の対応処置と並行して、余熱除去機能の回復操作を継続する。

d. 原子炉格納容器隔離操作

放射性物質を原子炉格納容器内に閉じ込めるため、原子炉格納容器隔離を行う。

e. 充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水及び1次系保有水確保

充てん／高圧注入ポンプにより燃料取替用水タンク水を炉心に注水し、1次系保有水を維持するとともに、加圧器安全弁（3個取外し中）からの蒸散により炉心崩壊熱を除去する。

充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水及び1次系保有水確保に必要な計装設備は、加圧器水位等である。

f. アニュラス空気浄化ファン起動

格納容器圧力計指示が 22kPa[gage]になれば、被ばく低減対策としてアニュラス空気浄化ファンを起動する。

アニュラス空気浄化ファン起動に必要な計装設備は、格納容器圧力である。

g. 代替再循環運転による1次系の冷却

長期対策として、燃料取替用水タンクを水源とした充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水を継続して実施する。また、余熱除去機能が回復しない状態で燃料取替用水タンク水位計指示が 16%到達及び格納容器再循環サンプ広域水位計指示が 67%以上となれば、格納容器再循環サンプからA格納容器スプレイポンプを経てA格納容器スプレイ冷却器で冷却した水を余熱除去系統及び格納容器スプレイ系統に整備しているタイラインより炉心へ注水する代替再循環運転に切り替え、低温停止状態にするとともに、炉心冷却を継続する。

代替再循環運転による1次系の冷却に必要な計装設備は、1次冷却材高温側温度（広域）等である。

7.4.1.2 燃料損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

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、充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水開始までの時間余裕の観点から代表性があり、かつ、要求される設備容量の観点から、炉心崩壊熱が高く、1次系保有水量が少ない「燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故」である。

本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流並びに1

次冷却系における ECCS 強制注入が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能であるプラント過渡解析コード M-RELAP5 により、１次系圧力、燃料被覆管温度等の過渡応答を求める。

また、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、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、要員の配置による他の操作に与える影響、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。

(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解析条件を第7.4.1.2表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a.　事故条件

(a)　起因事象

起因事象として、余熱除去ポンプ１台での浄化運転中に、余熱除去ポンプの故障等により運転中の余熱除去系が機能喪失するものとする。

(b)　安全機能の喪失に対する仮定

運転中の余熱除去機能喪失後に待機中の余熱除去系も機能喪失するものとする。

(c)　外部電源

外部電源はないものとする。

外部電源がない場合、ディーゼル発電機にて充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水が可能であり、外部電源がある場合と事象進展は同等となるが、資源の確保の観点から

厳しくなる外部電源がない場合を想定する。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 充てん／高圧注入ポンプの原子炉への注水流量

原子炉停止55時間後を事象開始として、c.(a)で設定した時点の炉心崩壊熱による蒸散量に対して燃料損傷防止が可能な流量として、30m^3／hとする。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

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

(a) 充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水操作は、事象発生の検知及び判断及び充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水操作に要する時間を上回る時間として、事象発生から50分後に開始するものとする。

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスの事象進展を第7.4.1.2図に、1次系圧力、加圧器水位及び燃料被覆管温度等の1次系パラメータの変化を第7.4.1.4図から第7.4.1.12図に示す。

a. 事象進展

事象発生後、余熱除去系の機能喪失に伴い、崩壊熱除去機能が喪失することにより、1次系温度が上昇し、約1分で1次冷却材が沸騰し、蒸散することで1次系保有水量は減少する。また、炉心で発生した蒸気が加圧器へ流入することで加圧器水位が上昇し、加圧器開口部からの放出が二相となる。二相放出となることで加圧器からの流出流量は大きくなる

が、加圧器水位が低下することにより流出流量は減少に転じる。その後、炉心に流入する冷却材温度の上昇により炉心での発生蒸気量が増加するため、加圧器への流入流量も増加することに伴い、加圧器からの流出流量は再び増加に転じる。事象発生の 50 分後に充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水を開始し、加圧器からの流出流量と炉心への注水流量が釣り合うことにより、１次系水位を確保することができる。

b.　評価項目等

炉心上端ボイド率は第 7.4.1.5 図に示すとおりであり、充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水によって、炉心は露出することはなく燃料有効長頂部は冠水している。

また、燃料有効長上端まで水位が低下しても、原子炉容器ふたは閉止されている状態であり、炉心上部の遮へい物により被ばく低減を図ることができるため、燃料取替時の原子炉格納容器内の遮へい設計基準値 0.15mSv／h を上回ることはなく、放射線の遮へいを維持できる。

炉心崩壊熱による１次冷却材のボイド発生により、１次冷却材の密度が低下すると、冷却材密度の低下に伴う中性子減速効果の減少による負の反応度帰還効果と、１次冷却材中のほう素密度の低下に伴う中性子吸収効果の減少による正の反応度帰還効果が生じる。ミッドループ運転時の炉心が高濃度のほう酸水で満たされている場合は、ほう素密度の減少による正の反応度帰還効果が大きくなることにより、一時的に反応度は正側に移行する場合もある。これらの効果を考慮し、事象発生後の１次冷却材密度の低下に伴う炉心反応度の変

化を評価した。その結果、事象進展中の炉心反応度の最大値は、代表的な取替炉心において約－7.3％Δk／kであり、未臨界であることを確認した。このとき、事象発生前の初期未臨界度は、取替炉心による反応度の変動を考慮して浅く設定している。また、事象進展中の反応度変化量は、ほう素価値が取替炉心で大きく変わらないことから、ほう素密度の変化に伴う反応度変化量も取替炉心で大きく変わらない。したがって、取替炉心を考慮した場合でも未臨界を維持できる。このため、燃料被覆管温度は第 7.4.1.12 図に示すとおり、初期温度から大きく上昇することはなく飽和温度と同等の温度に維持できる。

加圧器水位及び1次系温度は第 7.4.1.10 図及び第 7.4.1.11 図に示すとおりであり、事象発生から約 140 分以降、1次系保有水量及び1次系温度は安定しており、原子炉は安定状態に維持できる。

その後は、燃料取替用水タンク水位が再循環切替値に到達後、格納容器スプレイポンプによる代替再循環運転に切り替え、格納容器スプレイ冷却器による除熱を継続することで燃料の健全性を維持できる。

なお、余熱除去系による冷却を行っているプラント状態においては、炉心崩壊熱及び1次系保有水量の観点から、燃料取出前のミッドループ運転時の状態が評価項目である燃料有効長頂部の冠水、放射線の遮へいが維持される水位の確保及び未臨界の確保に対して最も厳しい想定であり、運転停止中の他のプラント状態においてもすべての評価項目を満足

できる。

7.4.1.3　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響、要員の配置による他の操作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は、事象進展が緩やかであり、運転員等操作である充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水操作により、1次系保有水を確保することが特徴である。また、充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水は、事象発生を起点に開始する操作であるため、不確かさの影響を確認する運転員等操作はない。

(1)　解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

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

a.　運転員等操作時間に与える影響

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流の不確かさとして、大気圧程度の低圧時におけるボイドモデルによる炉心ボイド率の不確かさは±0.05程度であり、ボイド率の不確かさによる炉心水位の不確かさは±10％（±0.4m）程度である。しかし、充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水操作は、1次系水位を起点に開始する操作ではないことか

ら、運転員等操作時間に与える影響はない。

b. 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流の不確かさとして、大気圧程度の低圧時におけるボイドモデルによる炉心ボイド率の不確かさは±0.05程度であり、ボイド率の不確かさによる炉心水位の不確かさは±10%（±0.4m）程度である。炉心水位を最大で0.4m低く評価する場合には、実際の炉心水位は高めと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。炉心水位を最大で0.4m高く評価する場合には、実際の炉心水位は低めとなり評価項目となるパラメータに対する余裕は小さくなるが、第7.4.1.8図に示すとおり、最も低くなる原子炉容器内水位は、炉心上端から約0.6mの高さ位置であるため、解析コードにおける炉心水位の不確かさを考慮しても炉心の冠水は維持されることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(2) 解析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7.4.1.2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、解析条件の設定に当たっては、原則、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な設定としていることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる炉心崩壊熱及び標準値として設定している燃料取替用水タ

ンク水量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

炉心崩壊熱の変動を考慮した場合、解析条件で設定している1次冷却材の蒸散率より低下するため、1次系保有水量の減少が抑制され、炉心露出に対する事象進展は遅くなるが、充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水操作は、1次系水位を起点に開始する操作ではないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

燃料取替用水タンク水量の変動を考慮した場合、解析条件で設定している保有水量に対して水量が少ないが、充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水操作は、燃料取替用水タンクの枯渇を起点に開始する操作ではないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心崩壊熱の変動を考慮した場合、解析条件で設定している1次冷却材の蒸散率より低下するため、1次系保有水量の減少が抑制され、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

燃料取替用水タンク水量の変動を考慮した場合、解析条件で設定している保有水量に対して水量が少なく、再循環切替時間が早くなるが、再循環切替値に到達後も格納容器スプレイポンプによる代替再循環運転により除熱を継続することが可能であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

b. 操作条件

操作条件の不確かさとして、解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間等の操作時間の変動を考慮して、要員の配置による他の操作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を確認する。

(a) 要員の配置による他の操作に与える影響

第 7.4.1.3 図に示すとおり、充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水操作は中央制御室で行う操作であり、その他現場で行う操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水操作開始時間については、解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間の差異等によって操作開始が早くなる場合には、1 次系保有水量の減少が抑制されるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

(3) 操作時間余裕の把握

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

充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水操作の操作時間余裕としては、第 7.4.1.13 図に示すとおり、充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水操作開始時点の 1 次系からの流出量を維持するものとして概算した。その結果、炉心が露出する可能性がある 1 次系保有水量となるまで、操作時間余裕として 23 分程度は確保できる。

(4) ま と め

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び要員の配置による他の操作に与える影響を確認した。その結果、解析コード及び解析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、運転員による充てん／高圧注入ポンプを用いた炉心注水により、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、操作時間に対して一定の時間余裕がある。また、要員の配置による他の操作に与える影響はない。

7.4.1.4 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（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失)」において、１号炉及び２号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、「7.4.1.1（3）燃料損傷防止対策」に示すとおり 38 名である。「7.5.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している重大事故等対策要員 52 名で対処可能である。

(2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失)」において、必要な水源、燃料及び電源は、「7.5.1（2）資源の評価条件」の条件にて評

価を行い、その結果を以下に示す。

a. 水　　源

燃料取替用水タンク（約 1,677m^3：水位異常低警報値までの水量）を水源とする充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水については、燃料取替用水タンク水位が再循環切替水位（16%）に到達後に格納容器スプレイポンプによる代替再循環運転に切り替え、以降は格納容器再循環サンプを水源とするため、燃料取替用水タンクへの補給は不要である。

b. 燃　　料

代替緊急時対策所用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定して、７日間の運転継続に約7.8kℓの重油が必要となる。

使用済燃料ピットへの注水については、事象発生６時間20分後からの運転を想定して、７日間の運転継続に約7.6kℓの重油が必要となる。

使用済燃料ピット監視装置用空気供給システムについては、事象発生７時間20分後からの運転を想定して、７日間の運転継続に約3.8kℓの重油が必要となる。

ディーゼル発電機による電源供給については、ディーゼル発電機が全出力で運転した場合、約475.2kℓの重油が必要となる。

７日間の運転継続に必要な重油は、これらを合計して約494.4kℓとなるが、「7.5.1（2）資源の評価条件」に示すとおり燃料油貯油そう容量と燃料油貯蔵タンク容量の合計（約510.0kℓ）にて供給可能である。

c. 電　源

ディーゼル発電機の電源負荷については、重大事故等対策時に必要な負荷が設計基準事故時に想定している非常用炉心冷却設備作動信号により作動する負荷に含まれることから、ディーゼル発電機による電源供給が可能である。

7.4.1.5 結　論

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」では、原子炉の運転停止中に余熱除去系の故障等に伴い、崩壊熱除去機能が喪失する。このため、炉心崩壊熱による1次冷却材の蒸散に伴い1次系保有水量が減少することで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「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」に対する燃料損傷防止対策としては、短期対策として充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水、長期対策として格納容器スプレイポンプによる代替再循環を整備している。

事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の重要事故シーケンス「燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水により、炉心は露出することはなく燃料有効長頂部は冠水している。燃料有効長上端まで水位が低下しても、原子炉容器ふたは閉止されている状態であり、放射線の遮へいを維持でき、

また、燃料取替用水タンクのほう酸水が炉心に注水されるため、未臨界を維持できる。

その結果、燃料有効長頂部は冠水し、放射線の遮へいは維持され、未臨界が確保されており、評価項目を満足している。また、長期的には安定停止状態を維持できる。

解析コード及び解析条件の不確かさについて操作への影響を含めて確認した結果、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。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、重大事故等対策要員にて対処可能である。また、必要な水源、燃料及び電源については、外部電源喪失時においても供給可能である。

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（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」において、充てん／高圧注入ポンプを用いた炉心注水による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（余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。

7.4.2　全交流動力電源喪失

7.4.2.1　事故シーケンスグループの特徴、燃料損傷防止対策

(1)　事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において、燃料損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスは、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失する事故」のみである。

(2)　事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方

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送電系統又は所内主発電設備の故障等により、外部電源が喪失するとともに、非常用所内交流電源系統が機能喪失する。このため、安全上重要な機器の交流電源が喪失することで、余熱除去系による炉心注水ができなくなる。また、従属的に原子炉補機冷却機能喪失が発生し、補機冷却水が必要な機器に期待できなくなることに伴い、余熱除去系による崩壊熱除去機能が喪失することから、緩和措置がとられない場合には、炉心崩壊熱による１次冷却材の蒸散に伴い、１次系保有水量が減少することで炉心が露出し、燃料損傷に至る。

したがって、本事故シーケンスグループでは、炉心注水を行うことにより１次系保有水を確保し、燃料損傷を防止する。長期的には、最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行う。

(3)　燃料損傷防止対策

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」における機

能喪失に対して、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、常設電動注入ポンプによる炉心注水を整備する。長期的な除熱を可能とするため、低圧再循環及び移動式大容量ポンプ車を用いた格納容器再循環ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却を整備する。対策の概略系統図を第7.4.2.1図に、対応手順の概要を第7.4.2.2図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を第7.4.2.1表に示す。

本事故シーケンスグループのうち、「7.4.2.2（1） 有効性評価の方法」に示す重要事故シーケンスにおける1号炉及び2号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、中央制御室の運転員、緊急時対策本部要員、重大事故等対策要員（初動）及び重大事故等対策要員（初動後）で構成され、合計52名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、運転操作指揮を行う当直課長及び当直副長の2名、号炉間連絡及び運転操作助勢を行う当直主任及び運転員の2名、運転操作対応を行う運転員8名である。発電所構内に常駐している要員のうち、重大事故等対策要員（初動）は、運転対応要員8名及び保修対応要員12名、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は4名である。重大事故発生後30分以内に参集できる重大事故等対策要員（初動後）は、保修対応要員16名である。この必要な要員と作業項目について第7.4.2.3図に示す。

a. 全交流動力電源喪失の判断

外部電源が喪失し、ディーゼル発電機が起動失敗すること

により、すべての非常用母線及び常用母線への給電に失敗したことを確認し、全交流動力電源喪失と判断する。

b. 原子炉格納容器からの退避指示及び原子炉格納容器エアロックの閉止

原子炉格納容器内にいる作業員に対してエバキュエーションアラーム又はページング装置により退避の指示を行う。作業員が所定の退避場所へ退避したことを確認すれば、原子炉格納容器エアロックを閉止する。

c. 早期の電源回復不能判断及び対応準備

中央制御室からの操作による非常用母線の電源回復に失敗することで、早期の電源回復不能と判断し、大容量空冷式発電機、常設電動注入ポンプ起動準備、被ばく低減操作、使用済燃料ピットへの注水確保、移動式大容量ポンプ車による格納容器内自然対流冷却の準備及び中央制御室非常用循環系の運転準備を行う。

d. 燃料取替用水タンクによる炉心注水

燃料取替用水タンク水の炉心への重力注入が期待できる場合は、優先して実施する。

e. 不要直流電源負荷切離し

直流コントロールセンタの不要直流電源負荷の切離しを行う。

f. 原子炉格納容器隔離操作

放射性物質を原子炉格納容器内に閉じ込めるため、電源回復後、原子炉格納容器隔離を行う。

g. 炉心注水及び1次系保有水確保操作

１次系保有水を確保するため、大容量空冷式発電機からの受電が完了し、常設電動注入ポンプの準備が整い次第炉心への注水を行うとともに、Ｂ充てん／高圧注入ポンプ自己冷却運転準備を行う。

なお、蓄圧タンクによる炉心注水は作業者への安全配慮の観点から実施しない。

炉心注水及び１次系保有水確保操作に必要な計装設備は、加圧器水位等である。

h.　アニュラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動

アニュラス部に水素が滞留することを防止するため、現場にてアニュラス空気浄化系ダンパの代替空気供給を行い、アニュラス空気浄化ファンを起動する。

また、中央制御室の作業環境確保のため、現場にて中央制御室非常用循環系ダンパの開処置を実施し、中央制御室非常用循環系を起動する。

格納容器圧力計指示が 22kPa[gage]になれば、アニュラス空気浄化ファンを起動する。

アニュラス空気浄化ファン起動に必要な計装設備は、格納容器圧力である。

i.　移動式大容量ポンプ車を用いた格納容器内自然対流冷却

移動式大容量ポンプ車によるＡ、Ｂ格納容器再循環ユニット、Ｂ余熱除去ポンプ等への海水通水により、格納容器内自然対流冷却及び低圧再循環運転の準備を行う。

格納容器圧力計指示が 245kPa[gage]以上（最高使用圧力）

となれば、格納容器内自然対流冷却を開始する。ただし、A、B格納容器再循環ユニットへの海水通水の準備が完了すれば、通水を開始し格納容器内自然対流冷却を行う。

格納容器内自然対流冷却に必要な計装設備は、格納容器内温度等である。

j. 低圧再循環運転開始

燃料取替用水タンク水位計指示が 16%到達及び格納容器再循環サンプ広域水位計指示が 67%以上となれば、格納容器再循環サンプの水をB余熱除去ポンプからB余熱除去冷却器を経て炉心へ注水する低圧再循環運転に切り替え、炉心冷却を継続する。

低圧再循環運転開始に必要な計装設備は、1次冷却材高温側温度（広域）等である。

k. 格納容器内自然対流冷却及び低圧再循環運転

長期対策として、低圧再循環運転及びA、B格納容器再循環ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却を行うことで、原子炉の冷却及び原子炉格納容器の除熱を継続的に実施する。

格納容器内自然対流冷却及び低圧再循環運転に必要な計装設備は、格納容器内温度等である。

l. 原子炉補機冷却系の復旧作業

保修対応要員の作業時間や原子炉補機冷却水系統の機能喪失要因を考慮し、海水ポンプ用電動機予備品による対応を行うこと等で、原子炉補機冷却水系統の復旧を図る。

7.4.2.2　燃料損傷防止対策の有効性評価

(1)　有効性評価の方法

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、全交流動力電源喪失の発生に伴い従属的に発生する原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮し、常設電動注入ポンプによる炉心注水開始までの時間余裕が短く、かつ、要求される設備容量の観点から、炉心崩壊熱が高く、1次系保有水量が少ない「燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故」である。

なお、非常用所内交流電源の復旧に伴い、電源供給機能が復旧することも考えられるが、復旧により中央制御室での操作が可能となることで現地操作にかかる作業、要員等の必要な作業項目と要員は少なくなることから、本重要事故シーケンスに対する有効性評価により、合わせて措置の有効性を確認する。

本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流並びに1次冷却系における ECCS 強制注入が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能であるプラント過渡解析コード M-RELAP5 により、1次系圧力、燃料被覆管温度等の過渡応答を求める。

また、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、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、要員の配置による他の操作に与える影響、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。

(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解析条件を第7.4.2.2表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a.　事故条件

(a)　起因事象

起因事象として、外部電源喪失が発生するものとする。

(b)　安全機能の喪失に対する仮定

非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失するものとする。

(c)　外部電源

外部電源はないものとする。

起因事象として、外部電源が喪失するものとしている。

b.　重大事故等対策に関連する機器条件

(a)　常設電動注入ポンプの原子炉への注水流量

原子炉停止55時間後を事象開始として、c.(a)で設定した時点の炉心崩壊熱による蒸散量に対して燃料損傷防止が可能な流量として、30m^3／hとする。

c.　重大事故等対策に関連する操作条件

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

(a)　常設電動注入ポンプによる炉心注水操作は、事象発生の検知及び判断、代替交流電源の準備及び常設電動注入ポンプによる炉心注水操作に要する時間を上回る時間として、

事象発生から50分後に開始するものとする。

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスの事象進展を第7.4.2.2図に、1次系圧力、加圧器水位及び燃料被覆管温度等の1次系パラメータの変化を第7.4.2.4図から第7.4.2.12図に示す。

a. 事象進展

事象発生後、全交流動力電源喪失による余熱除去系の機能喪失に伴い、崩壊熱除去機能が喪失することにより、1次系温度が上昇し、約1分で1次冷却材が沸騰し、蒸散することで1次系保有水量は減少する。また、炉心で発生した蒸気が加圧器へ流入することで加圧器水位が上昇し、加圧器開口部からの放出が二相となる。二相放出となることで加圧器からの流出流量は大きくなるが、加圧器水位が低下することにより流出流量は減少に転じる。その後、炉心に流入する冷却材温度の上昇により炉心での発生蒸気量が増加するため、加圧器への流入流量も増加することに伴い、加圧器からの流出流量は再び増加に転じる。事象発生の50分後に常設電動注入ポンプによる炉心注水を開始し、加圧器からの流出流量と炉心への注水流量が釣り合うことにより、1次系水位を確保することができる。

b. 評価項目等

炉心上端ボイド率は第7.4.2.5図に示すとおりであり、常設電動注入ポンプによる炉心注水によって、炉心は露出することはなく燃料有効長頂部は冠水している。

また、燃料有効長上端まで水位が低下しても、原子炉容器

ふたは閉止されている状態であり、炉心上部の遮へい物により被ばく低減を図ることができるため、燃料取替時の原子炉格納容器内の遮へい設計基準値 0.15mSv／h を上回ることはなく、放射線の遮へいを維持できる。

炉心崩壊熱による１次冷却材のボイド発生により、１次冷却材の密度が低下すると、冷却材密度の低下に伴う中性子減速効果の減少による負の反応度帰還効果と、１次冷却材中のほう素密度の低下に伴う中性子吸収効果の減少による正の反応度帰還効果が生じる。ミッドループ運転時の炉心が高濃度のほう酸水で満たされている場合は、ほう素密度の減少による正の反応度帰還効果が大きくなることにより、一時的に反応度は正側に移行する場合もある。これらの効果を考慮し、事象発生後の１次冷却材密度の低下に伴う炉心反応度の変化を評価した。その結果、事象進展中の炉心反応度の最大値は、代表的な取替炉心において約－7.3％Δk／k であり、未臨界であることを確認した。このとき、事象発生前の初期未臨界度は、取替炉心による反応度の変動を考慮して浅く設定している。また、事象進展中の反応度変化量は、ほう素価値が取替炉心で大きく変わらないことから、ほう素密度の変化に伴う反応度変化量も取替炉心で大きく変わらない。したがって、取替炉心を考慮した場合でも未臨界を維持できる。このため、燃料被覆管温度は第 7.4.2.12 図に示すとおり、初期温度から大きく上昇することはなく飽和温度と同等の温度に維持できる。

加圧器水位及び１次系温度は第 7.4.2.10 図及び第

7.4.2.11図に示すとおりであり、事象発生から約140分以降、1次系保有水量及び1次系温度は安定しており、原子炉は安定状態に維持できる。

その後は、燃料取替用水タンク水位が再循環切替値に到達後、移動式大容量ポンプ車を用いた海水通水を行い、低圧再循環運転に切り替え、格納容器内自然対流冷却による除熱を継続することで燃料及び原子炉格納容器の健全性を維持できる。

なお、余熱除去系による冷却を行っているプラント状態においては、炉心崩壊熱及び1次系保有水量の観点から、燃料取出前のミッドループ運転時の状態が評価項目である燃料有効長頂部の冠水、放射線の遮へいが維持される水位の確保及び未臨界の確保に対して最も厳しい想定であり、運転停止中の他のプラント状態においてもすべての評価項目を満足できる。

また、余熱除去系による冷却を行っているプラント状態以外の部分出力運転や高温停止状態においては、燃料取出前のミッドループ運転時と比べて、蓄圧注入等の緩和機能に期待できることから、1次系保有水が確保される状況にあり、炉心崩壊熱を考慮しても、すべての評価項目を満足できる。

7.4.2.3　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

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

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は、事象進展が緩やかであり、運転員等操作である常設電動注入ポンプによる炉心注水操作により、１次系保有水を確保することが特徴である。また、常設電動注入ポンプによる炉心注水は、事象発生を起点に開始する操作であるため、不確かさの影響を確認する運転員等操作はない。

(1)　解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

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

a.　運転員等操作時間に与える影響

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流の不確かさとして、大気圧程度の低圧時におけるボイドモデルによる炉心ボイド率の不確かさは±0.05程度であり、ボイド率の不確かさによる炉心水位の不確かさは±10％（±0.4m）程度である。しかし、常設電動注入ポンプによる炉心注水操作は、１次系水位を起点に開始する操作ではないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

b.　評価項目となるパラメータへ与える影響

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流の不確かさとして、大気圧程度の低圧時におけるボイドモデルによる炉心ボイド率の不確かさは±0.05程度であり、ボイド率の不確かさによる炉心水位の不確かさは±10％（±0.4m）程度である。炉心水位を最大で0.4m低く評価する場合には、

実際の炉心水位は高めと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。炉心水位を最大で 0.4m 高く評価する場合には、実際の炉心水位は低めとなり評価項目となるパラメータに対する余裕は小さくなるが、第 7.4.2.8 図に示すとおり、最も低くなる原子炉容器内水位は、炉心上端から約 0.6m の高さ位置であるため、解析コードにおける炉心水位の不確かさを考慮しても炉心の冠水は維持されることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(2) 解析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 7.4.2.2 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、解析条件の設定に当たっては、原則、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な設定としていることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる炉心崩壊熱及び標準値として設定している燃料取替用水タンク水量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

炉心崩壊熱の変動を考慮した場合、解析条件で設定している１次冷却材の蒸散率より低下するため、１次系保有水量の減少が抑制され、炉心露出に対する事象進展は遅くなるが、常設電動注入ポンプによる炉心注水操作は、１次系水位を起点に開始する操作ではないことから、運転員等操

作時間に与える影響はない。

燃料取替用水タンク水量の変動を考慮した場合、解析条件で設定している保有水量に対して水量が少ないが、常設電動注入ポンプによる炉心注水操作は、燃料取替用水タンクの枯渇を起点に開始する操作ではないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心崩壊熱の変動を考慮した場合、解析条件で設定している1次冷却材の蒸散率より低下するため、1次系保有水量の減少が抑制され、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

燃料取替用水タンク水量の変動を考慮した場合、解析条件で設定している保有水量に対して水量が少なく、再循環切替時間が早くなるが、その前の事象発生から 24 時間後に移動式大容量ポンプ車を用いた海水通水を行い、再循環切替値に到達後も低圧再循環運転及び格納容器内自然対流冷却により除熱を継続することが可能であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

b. 操作条件

操作条件の不確かさとして、解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間等の操作時間の変動を考慮して、要員の配置による他の操作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を確認する。

(a) 要員の配置による他の操作に与える影響

常設電動注入ポンプによる炉心注水操作は、第 7.4.2.3

図に示すとおり、本操作後に事象進展に影響を及ぼす運転員等操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

常設電動注入ポンプによる炉心注水操作開始時間については、解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間の差異等によって操作開始が早くなる場合には、1次系保有水量の減少が抑制されるため、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

(3) 操作時間余裕の把握

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

常設電動注入ポンプによる炉心注水操作の操作時間余裕としては、第 7.4.2.13 図に示すとおり、常設電動注入ポンプによる炉心注水操作開始時点の1次系からの流出量を維持するものとして概算した。その結果、炉心が露出する可能性がある1次系保有水量となるまで、操作時間余裕として 23 分程度は確保できる。

(4) まとめ

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び要員の配置による他の操作に与える影響を確認した。その結果、解析コード及び解析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、

運転員による常設電動注入ポンプを用いた炉心注水により、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、操作時間に対して一定の時間余裕がある。また、要員の配置による他の操作に与える影響はない。

7.4.2.4　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」において、1号炉及び2号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、「7.4.2.1(3)燃料損傷防止対策」に示すとおり52名である。「7.5.2重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している重大事故等対策要員52名で対処可能である。

(2)　必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において、必要な水源、燃料及び電源は、「7.5.1（2）資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。

a.　水　　源

燃料取替用水タンク（約1,677m^3：水位異常低警報値までの水量）を水源とする常設電動注入ポンプによる代替炉心注水については、燃料取替用水タンク水位が再循環切替水位（16%）までの約56.7時間の注水継続が可能である。約50時間以降は、格納容器再循環サンプを水源とするため、燃料取替用水タンクへの補給は不要である。

b. 燃　　料

大容量空冷式発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約230.2kℓの重油が必要となる。

移動式大容量ポンプ車による格納容器内自然対流冷却については、事象発生20時間後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約30.7kℓの重油が必要となる。

代替緊急時対策所用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約7.8kℓの重油が必要となる。

使用済燃料ピットへの注水については、事象発生7時間10分後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約7.6kℓの重油が必要となる。

使用済燃料ピット監視装置用空気供給システムについては、事象発生7時間20分後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約3.8kℓの重油が必要となる。

7日間の運転継続に必要な重油は、これらを合計して約280.1kℓの重油が必要となるが、「7.5.1（2）資源の評価条件」に示すとおり燃料油貯蔵タンク容量と大容量空冷式発電機用燃料タンク容量の合計（約314.0kℓ）にて供給可能である。

c. 電　　源

大容量空冷式発電機の電源負荷については、重大事故等対策時に必要な負荷及びその他負荷として約 980kW 必要となるが、大容量空冷式発電機の給電容量約 3,200kW（約 4,000kVA）にて供給可能である。

7.4.2.5　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送電系統又は所内主発電設備の故障等により、外部電源が喪失するとともに、非常用所内交流電源系統が機能喪失する。このため、安全上重要な機器の交流電源が喪失することで、余熱除去系による炉心注水ができなくなる。また、従属的に原子炉補機冷却機能喪失が発生し、補機冷却水が必要な機器に期待できなくなることに伴い、余熱除去系による崩壊熱除去機能が喪失する。このため、炉心崩壊熱による1次冷却材の蒸散に伴い、1次系保有水量が減少することで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「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、短期対策として常設電動注入ポンプによる炉心注水、長期対策として低圧再循環及び移動式大容量ポンプ車を用いた格納容器再循環ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却を整備している。

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「燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、常設電動注入ポンプによる炉心注水により、炉心は露出することはなく燃料有効長頂部は冠水している。燃料有効長上端まで水位が低下しても、原子炉容器ふたは閉止されている状態であり、放射線の遮へいを維持でき、また、燃料取替用水タンクのほう酸水が炉心に注水されるため、

未臨界を維持できる。

その結果、燃料有効長頂部は冠水し、放射線の遮へいは維持され、未臨界が確保されており、評価項目を満足している。また、長期的には安定停止状態を維持できる。

解析コード及び解析条件の不確かさについて操作への影響を含めて確認した結果、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。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、重大事故等対策要員にて対処可能である。また、必要な水源、燃料及び電源については、全交流動力電源喪失時においても供給可能である。

以上のことから、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において、常設電動注入ポンプを用いた炉心注水による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「全交流動力電源喪失」に対して有効である。

7.4.3　原子炉冷却材の流出

7.4.3.1　事故シーケンスグループの特徴、燃料損傷防止対策

(1)　事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」において、燃料損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスは、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「原子炉冷却材圧力バウンダリ機能が喪失する事故」、「水位維持に失敗する事故」及び「オーバードレンとなる事故」である。

(2)　事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」では、原子炉の運転停止中に原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から誤操作等による系外への漏えいが発生する。このため、１次冷却材が流出することで、余熱除去機能が喪失し、緩和措置がとられない場合には、１次系保有水量が減少することで炉心が露出し、燃料損傷に至る。

したがって、本事故シーケンスグループでは、炉心注水を行うことにより１次系保有水を確保し、燃料損傷を防止する。長期的には、最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行う。

(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」における機能喪失に対して、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、充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水を整備する。長期的な除熱を可能とするため、格納容器

スプレイポンプによる代替再循環を整備する。対策の概略系統図を第7.4.3.1図に、対応手順の概要を第7.4.3.2図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を第7.4.3.1表に示す。

本事故シーケンスグループのうち、「7.4.3.2（1）有効性評価の方法」に示す重要事故シーケンスにおける１号炉及び２号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、中央制御室の運転員、緊急時対策本部要員及び重大事故等対策要員（初動）で構成され、合計18名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、運転操作指揮を行う当直課長及び当直副長の２名、号炉間連絡及び運転操作助勢を行う当直主任及び運転員の２名、運転操作対応を行う運転員６名である。発電所構内に常駐している要員のうち、重大事故等対策要員（初動）は、運転対応要員４名、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は４名である。この必要な要員と作業項目について第7.4.3.3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、必要な要員数を確認した結果、18名で対処可能である。

a.　１次系の水位低下による余熱除去機能喪失の判断

原子炉冷却材流出により１次系の水位が低下し、余熱除去ポンプの運転に必要な水頭圧が確保できなくなれば、余熱除去ポンプを停止する。余熱除去系２系統の運転不能により、余熱除去機能喪失と判断する。

余熱除去機能喪失の判断に必要な計装設備は、余熱除去ループ流量である。

b.　余熱除去機能喪失時の対応

余熱除去ポンプ回復操作を実施するとともに、原子炉冷却材の流出原因調査及び隔離操作を行う。

c.　原子炉格納容器からの退避指示及び原子炉格納容器エアロックの閉止

原子炉格納容器内にいる作業員に対してエバキュエーションアラーム又はページング装置により退避の指示を行う。作業員が所定の退避場所へ退避したことを確認すれば、原子炉格納容器エアロックを閉止する。

d.　原子炉格納容器隔離操作

放射性物質を原子炉格納容器内に閉じ込めるため、原子炉格納容器隔離を行う。

e.　充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水及び1次系保有水確保

充てん／高圧注入ポンプにより燃料取替用水タンク水を炉心に注水し、1次系保有水を維持するとともに、加圧器安全弁（3個取外し中）からの蒸散により炉心崩壊熱を除去する。

充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水及び1次系保有水確保に必要な計装設備は、加圧器水位等である。

f.　アニュラス空気浄化ファン起動

格納容器圧力計指示が上昇し22kPa[gage]になれば、被ばく低減対策としてアニュラス空気浄化ファンを起動する。

アニュラス空気浄化ファン起動に必要な計装設備は、格納容器圧力である。

g. 代替再循環運転による１次系の冷却

長期対策として、燃料取替用水タンクを水源とした充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水を継続して実施する。また、余熱除去機能が回復しない状態で燃料取替用水タンク水位計指示が 16％到達及び格納容器再循環サンプ広域水位計指示が 67％以上となれば、格納容器再循環サンプからＡ格納容器スプレイポンプを経てＡ格納容器スプレイ冷却器で冷却した水を余熱除去系統及び格納容器スプレイ系統に整備しているタイラインより炉心注水する代替再循環運転に切り替え、低温停止状態にするとともに、炉心冷却を継続する。

代替再循環運転による１次系の冷却に必要な計装設備は、１次冷却材高温側温度（広域）等である。

7.4.3.2 燃料損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

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、１次冷却材の流出流量の観点から代表性があり、１次系保有水の確保の観点から、炉心崩壊熱が高く、１次系保有水量が少ない「燃料取出前のミッドループ運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリ機能が喪失する事故」である。

本重要事故シーケンスでは、炉心における崩壊熱、燃料棒表面熱伝達、沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流並びに１次冷却系における冷却材放出及び ECCS 強制注入が重要現象となる。よって、これらの現象を適切に評価することが可能であるプラント過渡解析コード M-RELAP5 により１次系圧力、燃料

被覆管温度等の過渡応答を求める。

また、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、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、要員の配置による他の操作に与える影響、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。

(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解析条件を第7.4.3.2表に示す。また、主要な解析条件について、本重要事故シーケンス特有の解析条件を以下に示す。

a. 事故条件

(a) 起因事象

起因事象として、余熱除去系統からの1次冷却材が流出するものとする。

ミッドループ運転中に1次冷却材系統と接続されている系統には余熱除去系と化学体積制御系等があるが、1次系保有水の早期流出の観点で流量の多い余熱除去系からの流出とする。

また、流出流量は余熱除去ポンプ1台による浄化運転時の最大流量として、380m^3／hとする。

さらに、余熱除去機能喪失後も誤操作等による系外の漏えいの復旧を見込まず、流出が継続するものとし、流出口径は余熱除去系統の最大口径である燃料取替用水タンク戻り配管の約20cm（8インチ）相当とする。

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

余熱除去ポンプ入口側の1次冷却材が喪失した時点として、1次系水位が1次冷却材配管の下端に到達した時点で浄化運転中の余熱除去系が機能喪失し、さらに運転中の余熱除去機能喪失後に待機中の余熱除去系も機能喪失するものとする。

(c) 外部電源

外部電源はないものとする。

外部電源がない場合、ディーゼル発電機にて充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水が可能であり、外部電源がある場合と事象進展は同等となるが、資源の確保の観点から厳しくなる外部電源がない場合を想定する。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 充てん／高圧注入ポンプの原子炉への注水流量

原子炉停止55時間後を事象開始として、c.(a)で設定した時点の炉心崩壊熱による蒸散量に、流出により低下した水位を回復させるための水量を見込み、31m^3／hとする。

c. 重大事故等対策に関連する操作条件

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

(a) 充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水操作に要する時間を上回る時間として、余熱除去機能喪失から20分後に開始するものとする。

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスの事象進展を第7.4.3.2図に、1次系圧力、加圧器水位及び燃料被覆管温度等の1次系パラメータの変化を第7.4.3.4図から第7.4.3.13図に示す。

a. 事象進展

事象発生後、1次冷却材の流出に伴い、1次系水位が低下し約3分で余熱除去系が機能喪失することで流出流量が減少する。事象発生の約23分後に充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水を開始し、加圧器からの流出流量と炉心への注水流量が釣り合うことにより1次系水位を確保することができる。

b. 評価項目等

炉心上端ボイド率は第7.4.3.5図に示すとおりであり、充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水によって、炉心は露出することはなく燃料有効長頂部は冠水している。

また、燃料有効長上端まで水位が低下しても、原子炉容器ふたは閉止されている状態であり、炉心上部の遮へい物により被ばく低減を図ることができるため、燃料取替時の原子炉格納容器内の遮へい設計基準値0.15mSv／hを上回ることはなく、放射線の遮へいを維持できる。

炉心崩壊熱による1次冷却材のボイド発生により、1次冷却材の密度が低下すると、冷却材密度の低下に伴う中性子減速効果の減少による負の反応度帰還効果と、1次冷却材中のほう素密度の低下に伴う中性子吸収効果の減少による正の反応度帰還効果が生じる。ミッドループ運転時の炉心が高濃度のほう酸水で満たされている場合は、ほう素密度の減少に

よる正の反応度帰還効果が大きくなることにより、一時的に反応度は正側に移行する場合もある。これらの効果を考慮し、事象発生後の１次冷却材密度の低下に伴う炉心反応度の変化を評価した。その結果、事象進展中の炉心反応度の最大値は、代表的な取替炉心において約－7.3％Δk／k であり、未臨界であることを確認した。このとき、事象発生前の初期未臨界度は、取替炉心による反応度の変動を考慮して浅く設定している。また、事象進展中の反応度変化量は、ほう素価値が取替炉心で大きく変わらないことから、ほう素密度の変化に伴う反応度変化量も取替炉心で大きく変わらない。したがって、取替炉心を考慮した場合でも未臨界を維持できる。このため、燃料被覆管温度は第 7.4.3.13 図に示すとおり、初期温度から大きく上昇することはなく飽和温度と同等の温度に維持できる。

加圧器水位及び１次系温度は第 7.4.3.11 図及び第 7.4.3.12 図に示すとおりであり、事象発生から約 30 分以降、１次系保有水量及び１次系温度は安定しており、原子炉は安定状態に維持できる。

その後は、原子炉冷却材流出系統の隔離を行った上で、燃料取替用水タンク水位が再循環切替値に到達後、格納容器スプレイポンプによる代替再循環運転に切り替え、格納容器スプレイ冷却器による除熱を継続することで燃料の健全性を維持できる。

なお、余熱除去系による冷却を行っているプラント状態においては、炉心崩壊熱及び１次系保有水量の観点から、燃料

取出前のミッドループ運転時の状態が評価項目である燃料有効長頂部の冠水、放射線の遮へいが維持される水位の確保及び未臨界の確保に対して最も厳しい想定であり、運転停止中の他のプラント状態においてもすべての評価項目を満足できる。

また、余熱除去系による冷却を行っているプラント状態以外の部分出力運転や高温停止状態においては、燃料取出前のミッドループ運転時と比べて、蓄圧注入等の緩和機能に期待できることから、1次系保有水が確保される状況にあり、炉心崩壊熱を考慮しても、すべての評価項目を満足できる。

7.4.3.3　解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響、要員の配置による他の操作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は、事象進展が緩やかであり、運転員等操作である充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水操作により、1次系保有水を確保することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、1次系水位低下による余熱除去機能喪失を起点に操作を開始する充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水とする。

(1)　解析コードにおける重要現象の不確かさの影響評価

本重要事故シーケンスにおいて不確かさの影響評価を行う重要現象とは、「6.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影

響評価方針」に示すとおりであり、それらの不確かさの影響評価は以下のとおりである。

a. 運転員等操作時間に与える影響

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流の不確かさとして、大気圧程度の低圧時におけるボイドモデルによる炉心ボイド率の不確かさは±0.05程度であり、ボイド率の不確かさによる炉心水位の不確かさは±10%（±0.4m）程度である。炉心水位を最大で0.4m低く評価する場合には、実際の炉心水位は高めとなり、余熱除去機能喪失が遅くなることで、1次系水位低下による余熱除去機能喪失を起点としている操作の開始が遅くなる。炉心水位を最大で0.4m高く評価する場合には、実際の炉心水位は低めとなり、余熱除去機能喪失が早くなることで、1次系水位低下による余熱除去機能喪失を起点としている操作の開始が早くなるが、操作開始が早まる時間は数十秒程度であり、運転員等操作時間に与える影響は小さい。

1次冷却系における冷却材放出の不確かさとして、解析コードの臨界流モデルの試験解析では、漏えい流量は実験データに対して二相臨界流領域では大きく評価する傾向を示していることから、実際の漏えい流量は小さくなり、1次系保有水量の減少が抑制されることで、炉心露出に対する事象進展が遅くなる。よって、1次系水位低下による余熱除去機能喪失を起点としている操作の開始が遅くなる。

b. 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心における沸騰・ボイド率変化及び気液分離・対向流の

不確かさとして、大気圧程度の低圧時におけるボイドモデルによる炉心ボイド率の不確かさは±0.05程度であり、ボイド率の不確かさによる炉心水位の不確かさは±10%（±0.4m）程度である。炉心水位を最大で0.4m低く評価する場合には、実際の炉心水位は高めと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。炉心水位を最大で0.4m高く評価する場合には、実際の炉心水位は低めとなり評価項目となるパラメータに対する余裕は小さくなるが、第7.4.3.9図に示すとおり、最も低くなる原子炉容器内水位は、炉心上端から約1.1mの高さ位置であるため、解析コードにおける炉心水位の不確かさを考慮しても炉心の冠水は維持されることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

1次冷却系における冷却材放出の不確かさとして、解析コードの臨界流モデルの試験解析では、漏えい流量は実験データに対して二相臨界流領域では大きく評価する傾向を示していることから、実際の漏えい流量は小さめとなり、1次系保有水量の減少が抑制されることで、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) 解析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7.4.3.2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、解析条件の設定に当たっては、原則、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な設定としていることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる炉心崩壊熱及び1次冷却材の流出流量並びに標準値として設定している燃料取替用水タンク水量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

炉心崩壊熱の変動を考慮した場合、解析条件で設定している1次冷却材の蒸散率より低下するため、1次系保有水量の減少が抑制され、1次系水位低下による余熱除去機能喪失を起点としている操作の開始が遅くなる。

1次冷却材の流出流量の変動を考慮した場合、流出流量が減少し、1次系保有水量の減少が抑制されることで、1次系水位低下による余熱除去機能喪失を起点としている操作の開始が遅くなる。

燃料取替用水タンク水量の変動を考慮した場合、解析条件で設定している保有水量に対して水量が少ないが、燃料取替用水タンクの枯渇を起点とする運転員等操作はなく、運転員等操作時間に与える影響はない。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

炉心崩壊熱の変動及び1次冷却材の流出流量の変動を考慮した場合、解析条件で設定している1次冷却材の蒸散率及び流出流量より減少するため、1次系保有水量の減少が抑制され、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

燃料取替用水タンク水量の変動を考慮した場合、解析条

件で設定している保有水量に対して水量が少なく、再循環切替時間が早くなるが、再循環切替値に到達後も格納容器スプレイポンプによる代替再循環運転により除熱を継続することが可能であることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

b. 操作条件

操作条件の不確かさとして、解析コード及び解析条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響並びに解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間等の操作時間の変動を考慮して、要員の配置による他の操作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を確認する。

(a) 要員の配置による他の操作に与える影響

第7.4.3.3図に示すとおり、運転員等操作は中央制御室における充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水操作は中央制御室で行う操作であり、その他現場で行う操作はないことから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水操作については、炉心崩壊熱等の不確かさによって事象進展が遅くなる場合は、1次系保有水量の減少が抑制されることで操作開始が遅くなるが、炉心注水の起点となる1次系水位は同一であることから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

また、解析上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開

始時間の差異等によって操作開始が早くなる場合には、炉心への注水のタイミングが早くなることから1次系保有水量の減少が抑制されることで、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

(3) 操作時間余裕の把握

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

充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水操作の操作時間余裕としては、第 7.4.3.14 図に示すとおり、充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水操作開始時点の1次系からの流出量を維持するものとして概算した。その結果、炉心が露出する可能性がある1次系保有水量となるまで、操作時間余裕として 27 分程度は確保できる。

(4) ま と め

解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価の範囲として、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び要員の配置による他の操作に与える影響を確認した。その結果、解析コード及び解析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、運転員による充てん／高圧注入ポンプを用いた炉心注水により、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、操作時間に対して一定の時間余裕がある。また、要員の配置による他の操作に与える影響はな

い。

7.4.3.4　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「原子炉冷却材の流出」において、1号炉及び2号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、「7.4.3.1(3)燃料損傷防止対策」に示すとおり18名である。「7.5.2重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している重大事故等対策要員52名で対処可能である。

(2)　必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」において、必要な水源、燃料及び電源は、「7.5.1(2)資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。

a.　水　　源

燃料取替用水タンク（約1,677m^3：水位異常低警報値までの水量）を水源とする充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水については、燃料取替用水タンク水位が再循環切替水位（16%）に到達後に格納容器スプレイポンプによる代替再循環運転に切り替え、以降は格納容器再循環サンプを水源とするため、燃料取替用水タンクへの補給は不要である。

b.　燃　　料

代替緊急時対策所用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約7.8kℓの重油が必要となる。

使用済燃料ピットへの注水については、事象発生6時間20分後からの運転を想定して、7日間の運転継続に約7.6kℓの

重油が必要となる。

使用済燃料ピット監視装置用空気供給システムについては、事象発生７時間20分後からの運転を想定して、７日間の運転継続に約3.8kℓの重油が必要となる。

ディーゼル発電機による電源供給については、ディーゼル発電機が全出力で運転した場合、約475.2kℓの重油が必要となる。

７日間の運転継続に必要な重油は、これらを合計して約494.4kℓとなるが、「7.5.1（2）資源の評価条件」に示すとおり燃料油貯油そう容量と燃料油貯蔵タンク容量の合計（約510.0kℓ）にて供給可能である。

c. 電　　源

ディーゼル発電機の電源負荷については、重大事故等対策時に必要な負荷が設計基準事故時に想定している非常用炉心冷却設備作動信号により作動する負荷に含まれることから、ディーゼル発電機による電源供給が可能である。

7.4.3.5 結　　論

事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」では、原子炉の運転停止中に原子炉冷却材圧力バウンダリに接続された系統から誤操作等による系外への漏えいが発生する。このため、１次冷却材が流出することで、余熱除去機能が喪失し、１次系保有水量が減少することで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」に対する燃料損傷防止対策としては、短期対策として充てん／高圧注入ポン

プによる炉心注水、長期対策として格納容器スプレイポンプによる代替再循環を整備している。

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「燃料取出前のミッドループ運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリ機能が喪失する事故」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水により、炉心は露出することはなく燃料有効長頂部は冠水している。燃料有効長上端まで水位が低下しても、原子炉容器ふたは閉止されている状態であり、放射線の遮へいを維持でき、また、燃料取替用水タンクのほう酸水が炉心に注水されるため、未臨界を維持できる。

その結果、燃料有効長頂部は冠水し、放射線の遮へいは維持され、未臨界が確保されており、評価項目を満足している。また、長期的には安定停止状態を維持できる。

解析コード及び解析条件の不確かさについて操作への影響を含めて確認した結果、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。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、重大事故等対策要員にて対処可能である。また、必要な水源、燃料及び電源については、外部電源喪失時においても供給可能である。

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、充てん／高圧注入ポンプを用いた炉心注水に

よる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。

7.4.4　反応度の誤投入

7.4.4.1　事故シーケンスグループの特徴、燃料損傷防止対策

(1)　事故シーケンスグループ内の事故シーケンス

事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」において、燃料損傷防止対策の有効性を確認する事故シーケンスは、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、「反応度の誤投入事故」のみである。

(2)　事故シーケンスグループの特徴及び燃料損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」では、原子炉の運転停止中に化学体積制御系の故障、誤操作等により、1次冷却材中に純水が注水される。このため、1次冷却材中のほう素濃度が低下することから、緩和措置がとられない場合には、反応度が添加されることで、臨界に達し、燃料損傷に至る。

したがって、本事故シーケンスグループでは、純水注水を停止し、反応度の添加を停止するとともに、1次冷却材中にほう酸を注入し未臨界を確保することで燃料損傷を防止する。

(3)　燃料損傷防止対策

事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」における機能喪失に対して、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、純水注水を停止し、1次冷却材を濃縮するほう酸注入を整備する。対策の概略系統図を第7.4.4.1図に、対応手順の概要を第7.4.4.2図に示すとともに、重大事故等対策の概要を以下に示す。また、重大事故等対策における設備と手順の関係を第7.4.4.1表に示す。

本事故シーケンスグループのうち、「7.4.4.2（1）有効性評価の方法」に示す重要事故シーケンスにおける１号炉及び２号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、中央制御室の運転員及び緊急時対策本部要員で構成され、合計 14 名である。その内訳は次のとおりである。中央制御室の運転員は、運転操作指揮を行う当直課長及び当直副長の２名、号炉間連絡及び運転操作助勢を行う当直主任及び運転員の２名、運転操作対応を行う運転員６名である。発電所構内に常駐している要員のうち、通報連絡等を行う緊急時対策本部要員は４名である。この必要な要員と作業項目について第 7.4.4.3 図に示す。

a.　反応度の誤投入の判断

１次系の希釈事象が発生し、中性子源領域中性子束及び中性子源領域起動率の指示上昇、原子炉補給水補給流量積算計の動作音及び可聴計数率計の可聴音間隔が短くなることにより、反応度の誤投入を判断する。

なお、停止時中性子束レベルの 0.8 デカード上となれば、「中性子源領域炉停止時中性子束高」警報が発信する。

反応度の誤投入の判断に必要な計装設備は、中性子源領域中性子束等である。

b.　原子炉格納容器からの退避指示及び原子炉格納容器エアロックの閉止

原子炉格納容器内にいる作業員に対してエバキュエーションアラーム又はページング装置により退避の指示を行う。作業員が所定の退避場所へ退避したことを確認すれば、原子炉格納容器エアロックを閉止する。

c.　希釈停止操作

原子炉補給水補給流量制御弁の「閉」及び1次系補給水ポンプの停止により原子炉補給水補給流量積算計の動作停止を確認する。

d.　ほう酸濃縮操作

ほう酸ポンプを起動し、ほう酸注入による濃縮を行い、中性子源領域中性子束及び中性子源領域起動率の指示が低下することを確認する。

ほう酸濃縮操作に必要な計装設備は、ほう酸タンク水位等である。

e.　未臨界状態の維持確認

中性子源領域中性子束及び中性子源領域起動率の指示、可聴計数率計の可聴音間隔が事象発生前に戻っていることを確認する。

また、ほう素濃度についてもサンプリングにより事象発生前の停止ほう素濃度に戻っていることを確認する。

未臨界状態の維持確認に必要な計装設備は、中性子源領域中性子束等である。

7.4.4.2　燃料損傷防止対策の有効性評価

(1)　有効性評価の方法

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、定期検査中、原子炉起動前までは純水注水による希釈が生じない措置を講じることを考慮し、臨界到達までの時間余裕を厳しく評価する観点で、「原子炉起動時に、

化学体積制御系の弁の誤作動等により原子炉へ純水が流入する事故」である。

なお、運転員の認知がないまま希釈が継続される場合として希釈操作中の外部電源喪失があるが、希釈信号回路は直流電源より受電し、純水積算カウンタも安全系計装用電源から受電しているため、外部電源が喪失しても希釈信号は保持される。外部電源喪失により1次系補給水ポンプは停止するが、安全系交流電源から受電しているためディーゼル発電機より受電後、希釈信号により再起動する。しかし、充てん／高圧注入ポンプがブラックアウトシーケンスでは起動しないため、1次系内に希釈水が流入することはない。

また、「外部電源喪失」手順書の外部電源喪失後のブラックアウトシーケンス動作後確認・操作事項に「原子炉補給水制御を自動待機」とし、希釈信号をリセットすることとしており、設備・手順の両面から反応度事故の発生防止を図っている。

本重要事故シーケンスでは、事象発生から臨界に至るまでの時間が重要となる。よって、希釈が開始されてから「中性子源領域炉停止時中性子束高」警報の発信及び臨界に至るまでの時間を求め、運転員が警報により異常な状態を検知し、臨界に至る前に希釈停止操作を実施するための時間余裕を評価する。

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、要員の配置による他の操作に与える影響、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。

(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7.4.4.2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)　制御棒位置

低温停止状態における制御棒位置として、全挿入状態とする。

(b)　１次系有効体積

１次系の体積は、小さいほど希釈率が大きく、反応度添加率が増加するため、評価結果が厳しくなるような値として、１次系の有効体積は加圧器体積、原子炉容器上部ドーム部、炉心内バイパス等を除いた215m^3とする。

(c)　初期ほう素濃度

原子炉停止中の１次系は、燃料取替用水タンクのほう酸水で満たされており、同タンクのほう素濃度として、保安規定にて定められた制限値である2,700ppmとする。

(d)　臨界ほう素濃度

サイクル初期、低温状態、制御棒全挿入状態における、炉心の臨界ほう素濃度の評価値に、炉心のばらつき等を考慮しても余裕のある値として、1,800ppmとする。

b.　事故条件

(a)　起因事象

起因事象として、原子炉の運転停止中に、化学体積制御系の故障、誤操作等により、１次冷却材中に純水が注水さ

れることを想定する。

1次系への純水注水最大流量は、1次系補給水ポンプ2台運転時の全容量（約78.7m^3／h）に余裕を持たせた値である81.8m^3／hとする。

(b) 外部電源

外部電源はあるものとする。

1次系補給水ポンプにより原子炉へ純水が流入して反応度が投入される事象を想定するため、外部電源はある場合を想定する。

c. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 「中性子源領域炉停止時中性子束高」設定値

警報発信から臨界までの時間的余裕を保守的に評価するため、設定値に余裕を見込んだ値として、停止時中性子束レベルの0.8デカード上とする。

d. 重大事故等対策に関連する操作条件

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

(a) 希釈停止操作は「中性子源領域炉停止時中性子束高」警報発信から10分後に開始し、操作に1分を要するものとする。

(3) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスの事象進展を第7.4.4.2図に示す。

a. 事象進展

原子炉の運転停止中に、化学体積制御系の故障、誤作動等

により、１次冷却材中に純水が注水される。このため、１次冷却材中のほう素濃度が低下するが、事象発生の約 52 分後に「中性子源領域炉停止時中性子束高」警報が発信する。警報発信から 10 分後の約 62 分後に１次系補給水ポンプの停止や弁の閉止等の純水注水停止操作を実施し、１次冷却材の希釈を停止する。希釈停止までの間、炉心は臨界に至ることなく未臨界を維持する。希釈停止後、ほう酸注入による濃縮操作により、事象発生前の初期ほう素濃度まで濃縮し、未臨界を確保する。

b.　評価項目等

第 7.4.4.4 図に示すとおり、希釈開始から「中性子源領域炉停止時中性子束高」の警報が発信されるまで約 52 分を要し、臨界に至るまでにはさらに約 12 分を要する。

したがって、運転員が異常状態を検知し、希釈停止操作実施に十分な時間余裕があり、未臨界を維持できる。

なお、当該期間においては純水が注水され、炉心は満水が維持されており、燃料有効長頂部が冠水している状態であるとともに、原子炉容器ふたが閉止されている状態であることから、放射線遮へいを維持できる。

その後は、ほう酸注入による濃縮操作により長期にわたる未臨界の維持が可能である。なお、臨界ほう素濃度である 1,800ppm まで希釈された際に、初期ほう素濃度 2,700ppm まで濃縮するのに要する時間は約５時間である。

7.4.4.3　評価条件の不確かさの影響評価

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、要員の配置による他の操作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は、事象進展が緩やかであり、運転員等操作である希釈停止操作により、反応度添加を停止することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、希釈停止操作とする。

(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7.4.4.2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、評価条件の設定にあたっては、原則、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な設定としていることから、その中で事象進展に有意な影響を与えると考えられる1次系純水注水流量及び臨界ほう素濃度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

1次系純水注水流量の変動を考慮した場合、評価条件で設定している純水注水流量より少なく、ほう素濃度が低下しにくくなることで、「中性子源領域炉停止時中性子束高」警報発信時間が遅くなり、警報発信を操作開始の起点とし

ている操作の開始が遅くなる。

臨界ほう素濃度の変動を考慮した場合であっても、評価条件で設定している臨界ほう素濃度より低く、臨界到達までの時間が長くなることで、「中性子源領域炉停止時中性子束高」警報発信時間は遅くなり、警報発信を操作開始の起点としている操作の開始が遅くなる。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

1次系純水注水流量及び臨界ほう素濃度の変動を考慮した場合、評価条件で設定している純水注水流量より少なく、ほう素濃度が低下しにくくなること及び評価条件で設定しているほう素濃度より低く、臨界点が遠くなることから、警報発信から臨界までの時間的余裕が大きくなり、炉心露出に対する余裕は大きくなる。

b. 操作条件

操作条件の不確かさとして、評価条件の不確かさが運転員等操作時間に与える影響及び評価上の操作開始時間と実際に見込まれる操作開始時間等の操作時間の変動を考慮して、要員の配置による他の操作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を確認する。

(a) 要員の配置による他の操作に与える影響

第7.4.4.3図に示すとおり、運転員等操作は中央制御室における希釈停止操作のみを想定していることから、要員の配置による他の操作に与える影響はない。

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

希釈停止操作開始時間については、評価上の操作開始時

間と実際に見込まれる操作開始時間の差異等によって操作開始が早くなる場合には、希釈停止操作開始のタイミングが早くなることから、臨界までの時間的余裕が大きくなり、炉心露出に対する余裕は大きくなる。また、1次系純水注水流量等の不確かさにより事象進展が遅くなる場合は、「中性子源領域炉停止時中性子束高」警報発信時間が遅くなることで操作開始が遅くなるが、操作開始が遅くなった場合は、「(2) 操作時間余裕の把握」において、希釈停止操作が遅れた場合の操作時間余裕を評価しており、同程度の遅れに対して評価項目となるパラメータに与える影響はない。

(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内での操作時間余裕を確認する。

希釈停止操作の操作時間としては、「中性子源領域炉停止時中性子束高」警報発信から臨界に至るまで約 12 分かかるのに対し、警報による事象の検知及び判断に 10 分、その後の希釈停止操作に1分の計 11 分としているが、希釈停止操作は 25 秒で完了できることから、臨界に達するまで約 1.5 分の時間余裕があることを確認した。なお、評価では反応度誤投入の判断後、希釈停止操作を実施するとしているが、運転員は、原子炉補給水補給流量積算計の動作音や可聴計数率計の可聴音間隔変化により1次冷却材系統の希釈を早期に検知することができ、臨界に至るまでの希釈停止操作の余裕時間は十分ある。

(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要員の配置による他の操作に与える影響を確認した。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、運転員による希釈停止操作を行うことにより、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、操作時間に対して一定の時間余裕がある。また、要員の配置による他の操作に与える影響はない。

7.4.4.4 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「反応度の誤投入」において、1号炉及び2号炉同時の重大事故等対策時に必要な要員は、「7.4.4.1(3)燃料損傷防止対策」に示すとおり14名である。「7.5.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で説明している重大事故等対策要員52名で対処可能である。

(2) 必要な資源の評価

事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」において、必要な水源、燃料及び電源は、「7.5.1 (2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い、その結果を以下に示す。

a. 水 源

本重要事故シーケンスにおいて、重大事故等対策時に必要

な水源はない。

b. 燃　　料

代替緊急時対策所用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定して、７日間の運転継続に約7.8kℓの重油が必要となる。

使用済燃料ピットへの注水については、事象発生６時間20分後からの運転を想定して、７日間の運転継続に約7.6kℓの重油が必要となる。

使用済燃料ピット監視装置用空気供給システムについては、事象発生７時間20分後からの運転を想定して、７日間の運転継続に約3.8kℓの重油が必要となる。

７日間の運転継続に必要な重油は、これらを合計して約19.2kℓとなるが、「7.5.1（2）資源の評価条件」に示すとおり燃料油貯蔵タンク容量と大容量空冷式発電機用燃料タンク容量の合計（約314.0kℓ）にて供給可能である。

外部電源の喪失は想定していないが、仮に外部電源が喪失してディーゼル発電機からの給電を想定し、事象発生後７日間ディーゼル発電機が全出力で運転した場合、約475.2kℓの重油が必要となる。

７日間の運転継続に必要な重油は、ディーゼル発電機の燃料消費量を合計して約494.4kℓとなるが、「7.5.1（2）資源の評価条件」に示すとおり燃料油貯油そう容量と燃料油貯蔵タンク容量の合計（約510kℓ）にて供給可能である。

c. 電　　源

外部電源の喪失は想定していないが、仮に外部電源が喪失

してディーゼル発電機からの給電を想定した場合においても、重大事故等対策時に必要な負荷は設計基準事故時に想定している非常用炉心冷却設備作動信号により作動する負荷に含まれることから、ディーゼル発電機による電源供給が可能である。

7.4.4.5 結　　論

事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」では、原子炉の起動時に、化学体積制御系の故障、誤操作等により、1次冷却材中に純水が注水される。このため、1次冷却材中のほう素濃度が低下することに伴い反応度が添加されることで、炉心が臨界に達し、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、純水注水を停止し、1次冷却材を濃縮するほう酸注入を整備している。

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「原子炉起動時に、化学体積制御系の弁の誤作動等により原子炉へ純水が流入する事故」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、原子炉が臨界になる前に運転員が警報により異常な状態を検知し、希釈停止操作実施に十分な時間余裕があり、未臨界を維持できる。また、当該期間においては純水が注水され、炉心は満水が維持されており、燃料有効長頂部が冠水している状態であるとともに、原子炉容器ふたが閉止されている状態であることから、放射線遮へいを維持できる。その後は、1次冷却材を濃縮するほう酸注入により長期にわた

る未臨界の維持が可能である。

その結果、燃料有効長頂部は冠水し、放射線の遮へいを維持でき、未臨界が確保されているため、評価項目を満足している。また、長期的には安定停止状態を維持できる。

評価条件の不確かさについて操作への影響を含めて確認した結果、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また、対策の有効性が確認できる範囲内において、操作余裕時間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、重大事故等対策要員にて対処可能である。また、必要な水源、燃料及び電源については、外部電源喪失を仮定しても供給可能である。

以上のことから、事故シーケンス「反応度の誤投入」において、希釈停止操作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「反応度の誤投入」に対して有効である。

7.5　必要な要員及び資源の評価

7.5.1　必要な要員及び資源の評価条件

(1)　要員の評価条件

a.　各事故シーケンスにおける要員については、保守的に１号炉及び２号炉同時の重大事故等対策時において対応可能であるか評価を行う。

b.　要員の評価においては、重大事故等対策要員により、必要な作業対応が可能であることを評価する。なお、発電所構外から召集される緊急時対策本部要員については、実際の運用では、集まり次第作業対応は可能であるが、評価上は見込まないものとする。

c.　屋外作業に係る要員の評価においては、屋外作業実施に必要なアクセスルート復旧作業時間 134 分を考慮して評価を行う。なお、復旧作業時間 134 分は、重大事故等対策要員（初動後）の参集時間 30 分とアクセスルート復旧時間として訓練実績や文献を参考にして算出した時間 104 分の合計により想定した時間である。

(2)　資源の評価条件

a.　全　　般

(a)　重大事故等対策の有効性評価において、駆動源の喪失により通常系統からの給水及び給電が不可能となる事象についての水源、燃料及び電源に関する評価を実施する。また、前提として、有効性評価の条件（各重要事故シーケンス等特有の解析条件又は評価条件）を考慮する。

(b) 水源、燃料及び電源については、1号炉及び2号炉で各々独立した供給源を有することより、号炉間の事故シーケンスの重ね合わせの考慮が不要であり、号炉毎に資源の供給が可能であることを確認する。

b. 水　　源

(a) 炉心、格納容器及び蒸気発生器への注水において、水源となる復水タンクの保有水量（約640m^3：水位異常低警報値までの水量）又は燃料取替用水タンクの保有水量（約1,677m^3：水位異常低警報値までの水量）が必要水量を上回ることを評価する。

(b) 炉心及び格納容器への注水において、格納容器再循環サンプに水源を切り替えた場合、水源としていた燃料取替用水タンクへの補給は不要となる。

(c) 水源となるタンクのうち、復水タンクについては、タンクが枯渇するまでの時間に淡水（宮山池）又は海水を取水源として、必要注水量以上が補給可能であることを評価する。また、燃料取替用水タンクについては、当該タンク及び復水タンクとの連絡による補給を行い、これらのタンクが枯渇するまでの時間に、淡水（宮山池）又は海水を取水源として、必要注水量以上が補給可能であることを評価する。

(d) 使用済燃料ピットへの補給は、淡水（宮山池）又は海水を水源とする。

(e) 水源の評価については、事象進展が早い重要事故シーケンスが水源（必要水量）として、厳しい評価となる事から、重要事故シーケンス等を評価し成立性を確認する事で、事故シ

ーケンスグループ等も包絡されることを確認する。

c. 燃　　料

(a) 大容量空冷式発電機、移動式大容量ポンプ車、取水用水中ポンプ用発電機、使用済燃料ピット及び復水タンク補給用水中ポンプ用発電機、代替緊急時対策所用発電機及び使用済燃料ピット監視装置用空気供給システムの消費する燃料（重油）が備蓄している重油量にて7日間運転継続が可能であることを評価する。

(b) 取水用水中ポンプ用発電機は、1台で取水用水中ポンプ3台を駆動できる容量を有しており、取水用水中ポンプより中間受槽へ送水する。使用済燃料ピット及び復水タンク補給用水中ポンプ用発電機は、1台で復水タンク補給用水中ポンプ2台及び、使用済燃料ピット補給用水中ポンプ1台を駆動できる容量を有しており、中間受槽より復水タンク補給と使用済燃料ピットへの注水を同時に行うことができる。そのため、復水タンク補給と使用済燃料ピットへの注水を同時に行う場合については、発電機各々1台分の燃料消費量で評価を行う。

(c) 各事故シーケンスの事故条件で、事象進展上厳しく評価する場合又は資源の確保の観点から厳しく評価するために外部電源なしとした場合は、ディーゼル発電機からの給電による燃料消費量の算出を行う。また、外部電源がある場合においても、仮に外部電源が喪失しディーゼル発電機から給電したことを想定し、燃料消費量の確認を行う。この場合、燃料（重油）の備蓄量として、燃料油貯油そう（約 108.0kℓ、2

基）と燃料油貯蔵タンク（約147.0kℓ、２基）の合計容量（約510.0kℓ）を考慮する。

(d) 各事故シーケンスの事故条件で、全交流動力電源が喪失するものとした場合、燃料（重油）の備蓄量としては、燃料油貯蔵タンク（約147.0kℓ、２基）と大容量空冷式発電機用燃料タンク（約20.0kℓ、１基）の合計容量（約314.0kℓ）を考慮する。

(e) 燃料消費量の計算においては、発電機等が保守的に定格負荷で連続運転することを想定し算出する。また、燃料消費開始時間は作業手順上、起動可能な時間とする。

(f) 使用済燃料ピット及び復水タンク補給用水中ポンプ用発電機、代替緊急時対策所用発電機及び使用済燃料ピット監視装置用空気供給システムへの燃料供給については、外部電源の有無に関わらず資源の評価上厳しくなるように全ての事故シーケンス等に考慮する。

(g) 各事故シーケンスにおける対策に必要な補機類は、重要事故シーケンス等の対策補機類に包絡される。ただし、各シーケンスにおいて補機類の起動時間は異なる事から、燃料消費量の包絡性を評価するため、重要事故シーケンス毎による評価に加え、補機類の起動時間について訓練実績等から想定した最短時間を現実的に可能な最短時間と想定して、重油の消費量を算定し、発電所構内に備蓄している重油量にて７日間の対応が可能であることの確認も行う。

d. 電　　源

(a) 各事故シーケンスの事故条件で、全交流動力電源喪失とし

た場合において、必要となる補機類に電源供給を行い最大となる負荷が大容量空冷式発電機の給電容量約 3,200kW（約 4,000kVA）未満となることを評価する。

(b) 各事故シーケンスの事故条件で、事象進展上厳しく評価する場合又は、資源の確保の観点から厳しく評価するために外部電源なしとした場合は、ディーゼル発電機から給電とする。

(c) 各事故シーケンスの事故条件で、外部電源がある場合においても、仮に外部電源が喪失しディーゼル発電機から給電したことを想定した確認を行う。

(d) 各事故シーケンスにおける対策に必要な補機類は、重要事故シーケンス等の対策補機類に包絡されるため、重要事故シーケンス等を評価し成立性を確認する事で、事故シーケンスグループ等も包絡されることを確認する。

7.5.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果

(1) 必要な要員の評価結果

各事故シーケンスにおいて、1号炉及び2号炉同時の重大事故等対策時に必要な作業の項目、要員数、移動時間を含めた各作業にかかる所要時間について確認した。初動対応において必要な要員数が最も多い事故シーケンスは「全交流動力電源喪失」、「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）」、「雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）」であり、使用済燃料ピットへの補給対応をあわせて実施しても、合計 52 名で対処可能である。その初動対応での要員数を時間外、休日（夜間）においても確保する。

7.5.3　重大事故等対策時に必要な水源、燃料及び電源の評価結果

重大事故等発災後7日間は外部からの支援がない場合においても、必要量以上の水源、燃料及び電源の供給が可能である。

(1)　水源の評価結果

a.　炉心注水

炉心注水における水源評価上、最も厳しくなる事故シーケンスグループ等は「7.4.2 全交流動力電源喪失(停止時)」である。

燃料取替用水タンク（約 1,677m^3：水位異常低警報値までの水量）を水源とする常設電動注入ポンプによる代替炉心注水については、燃料取替用水タンク水位が再循環切替水位（16%）までの約 56.7 時間の注水継続が可能である。約 50 時間以降は、格納容器再循環サンプを水源とするため、燃料取替用水タンクへの補給は不要である。

b.　蒸気発生器注水

蒸気発生器注水における水源評価上、最も厳しくなる事故シーケンスグループ等は「7.1.2 全交流動力電源喪失」及び「7.1.3 原子炉補機冷却機能喪失」である。

復水タンク（約 640m^3：水位異常低警報値までの水量）を水源とするタービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水については、復水タンク枯渇までの約 10.9 時間の注水継続が可能である。7時間 10 分以降は、復水タンクに復水タンク補給用水中ポンプ（約 90m^3／h）等による補給を行うことにより、7日間の注水継続が可能である。

c.　格納容器注水

格納容器注水における水源評価上、最も厳しくなる事故シー

ケンスグループ等は「7.2.1.1 格納容器過圧破損」、「7.2.3 原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用」及び「7.2.5 溶融炉心・コンクリート相互作用」である。

常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイについては、事象発生約 49 分後から 24 時間までの合計約 23.2 時間の代替格納容器スプレイ運転（140m^3／h）を想定して、約3,248m^3の水量が必要となる。

これに対し、水源として燃料取替用水タンクは、約 1,677m^3の使用が可能であり、事象発生約 12.3 時間後の復水タンクとの連絡操作により復水タンクの約 640m^3も使用可能となる。また、復水タンクには、事象発生 10 時間後より復水タンク補給用水中ポンプ（約 90m^3／h）等による補給を開始することが可能となり、連絡操作後の事象発生約 12.3 時間後から 24 時間までの約 11.7 時間の運転で約 1,053m^3が補給できる。

これらを合計すると約 3,370m^3が供給可能となる事から事象発生から 24 時間の対応は可能である。

事象発生 23 時間 50 分以降より、海水を取水源とした移動式大容量ポンプ車による格納容器内自然対流冷却を開始することが可能であるため、燃料取替用水タンク及び復水タンクへの補給は不要である。

(2) 燃料の評価結果

燃料評価上、最も消費量が厳しくなる事故シーケンスグループ等は「7.1.6 ECCS 注入機能喪失」、「7.1.8 格納容器バイパス」、「7.3.1 SFP 想定事故１」、「7.3.2 SFP 想定事故２」、「7.4.1 崩壊熱除去機能喪失」及び「7.4.3 原子炉冷却材流出」である。

代替緊急時対策所用発電機による電源供給については、事象発生直後からの運転を想定して、７日間の運転継続に約 7.8kℓの重油が必要となる。

使用済燃料ピットへの注水については、事象発生６時間 20 分後からの運転を想定して、７日間の運転継続に約 7.6kℓの重油が必要となる。

使用済燃料ピット監視装置用空気供給システムについては、事象発生７時間 20 分後からの運転を想定して、７日間の運転継続に約 3.8kℓの重油が必要となる。

ディーゼル発電機による電源供給については、事象発生後７日間ディーゼル発電機が全出力で運転した場合、約 475.2kℓの重油が必要となる。

７日間の運転継続に必要な重油は、これらを合計して約 494.4kℓとなるが、「7.5.1（2）資源の評価条件」に示すとおり燃料油貯油そう容量と燃料油貯蔵タンク容量の合計（約 510.0kℓ）にて供給可能である。

また、各事故シーケンス等を包絡するように補機類の起動時間を訓練実績等から想定した最短時間を現実的に可能な最短時間と想定し、保守的に評価した場合においても、燃料消費量は約 494.4kℓとなり、燃料油貯油そう容量と燃料油貯蔵タンク容量の合計（約 510.0kℓ）にて供給可能であることを確認した。

（3） 電源の評価結果

電源評価上、最も負荷が厳しくなる事故シーケンスグループ等は「7.1.2 全交流動力電源喪失」である。

大容量空冷式発電機の電源負荷については、重大事故等対策時

に必要な負荷として約2,090kW必要となるが、給電容量である約3,200kW（約4,000kVA）kW未満となることから、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

第 7.1.1.1 表　２次冷却系からの除熱機能喪失時における重大事故等対策について（1／3）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
プラントトリップの確認	・事故の発生に伴い、原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。	－	－	出力領域中性子束 中間領域中性子束 中性子源領域中性子束
補助給水系機能喪失の判断	・電動補助給水ポンプ及びタービン動補助給水ポンプの自動起動が失敗することにより補助給水流量が喪失し、全蒸気発生器水位が狭域スパン以下に低下するため補助給水系機能喪失と判断する。	－	－	蒸気発生器狭域水位 蒸気発生器広域水位 補助給水流量 復水タンク水位
補助給水系機能喪失時の対応	・電動補助給水ポンプ、タービン動補助給水ポンプ機能の回復操作（失敗原因調査、系統構成確認、現場遮断器の状態確認、再起動操作等）を行う。	【電動補助給水ポンプ】 【タービン動補助給水ポンプ】	－	－
	・電動主給水ポンプ及び蒸気発生器水張ポンプによる蒸気発生器への代替注水を行う。	【蒸気発生器】	－	蒸気発生器狭域水位 蒸気発生器広域水位
	・可搬型ディーゼル注入ポンプによる蒸気発生器への代替注水準備を行う。	【可搬型ディーゼル注入ポンプ】	－	－

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.1.1.1 表　２次冷却系からの除熱機能喪失時における重大事故等対策について（2／3）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
１次系のフィードアンドブリード運転開始	・主蒸気逃がし弁の自動動作により、すべての蒸気発生器水位が低下し広域水位計指示が 10%未満となれば、非常用炉心冷却設備作動信号を手動発信させ充てん／高圧注入ポンプの起動を確認後、すべての加圧器逃がし弁を手動で開放し、フィードアンドブリード運転を開始する。 ・フィードアンドブリード運転中は、１次系圧力、温度等の監視により炉心の冷却状態を確認する。	主蒸気逃がし弁 燃料取替用水タンク 充てん／高圧注入ポンプ 加圧器逃がし弁	－	蒸気発生器広域水位 ほう酸注入ライン流量 １次冷却材圧力 燃料取替用水タンク水位 １次冷却材高温側温度（広域） １次冷却材低温側温度（広域） 加圧器水位
蓄圧注入系動作の確認	・１次系圧力の低下に伴い、蓄圧注入系が動作することを確認する。	蓄圧タンク	－	１次冷却材圧力
高圧再循環運転	・燃料取替用水タンク水位計指示が 16%到達及び格納容器再循環サンプ広域水位計指示が 67%以上となれば、高圧再循環運転への切替えを実施する。 ・高圧注入から高圧再循環運転への切替えにより、格納容器再循環サンプから余熱除去ポンプを経て余熱除去冷却器で冷却した水を充てん／高圧注入ポンプにより再度炉心へ注水し、フィードアンドブリードによる炉心冷却を継続する。	燃料取替用水タンク 格納容器再循環サンプ 充てん／高圧注入ポンプ 余熱除去ポンプ 余熱除去冷却器 加圧器逃がし弁 格納容器再循環サンプスクリーン	－	燃料取替用水タンク水位 格納容器再循環サンプ広域水位 格納容器再循環サンプ狭域水位 ほう酸注入ライン流量 １次冷却材圧力 １次冷却材高温側温度（広域） １次冷却材低温側温度（広域）
蒸気発生器水位回復の判断	・いずれかの蒸気発生器への注水が確保され、かつ蒸気発生器狭域水位計指示が０％以上となれば、蒸気発生器の水位が回復したと判断し、蒸気発生器２次側による炉心冷却操作を開始する。 ・蒸気発生器水位の回復が見込めない場合は、高圧再循環運転及び１次系のフィードアンドブリード運転による炉心の冷却を継続する。	【主蒸気逃がし弁】 【蒸気発生器】 【電動補助給水ポンプ】 【タービン動補助給水ポンプ】 【復水タンク】	－	蒸気発生器狭域水位 蒸気発生器広域水位 補助給水流量 復水タンク水位 蒸気ライン圧力 １次冷却材高温側温度（広域） １次冷却材低温側温度（広域）
余熱除去系による炉心冷却	・１次冷却材圧力計指示 2.7MPa[gage]以下及び１次冷却材高温側温度計（広域）指示 177℃以下となり余熱除去系統が使用可能になれば、１次冷却材高温側配管から取水することで余熱除去系統による炉心冷却を開始する。 ・余熱除去系よる炉心冷却を開始後、１次系圧力が安定していることを確認し、蓄圧タンク出口弁を閉止する。	余熱除去ポンプ 余熱除去冷却器 蓄圧タンク出口弁	－	余熱除去ループ流量 １次冷却材高温側温度（広域） １次冷却材低温側温度（広域） １次冷却材圧力 加圧器水位

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.1.1.1 表　２次冷却系からの除熱機能喪失時における重大事故等対策について（3／3）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
１次系のフィードアンドブリード運転停止	・余熱除去系により炉心が冷却されていることが確認できれば加圧器逃がし弁を閉止しフィードアンドブリード運転を停止する。 ・長期対策として、炉心の冷却は余熱除去系により継続的に行う。	余熱除去ポンプ 余熱除去冷却器	－	１次冷却材高温側温度（広域） １次冷却材低温側温度（広域） １次冷却材圧力 余熱除去ループ流量

第 7.1.1.2 表　主要解析条件（２次冷却系からの除熱機能喪失）(1／2)

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		M-RELAP5	本重要事故シーケンスの重要現象である炉心における沸騰・ボイド率変化、気液分離・対向流等を適切に評価することが可能であるコード。
初期条件	炉心熱出力 （初期）	100％(2,652MWt)×1.02	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。 炉心熱出力が大きいと崩壊熱が大きくなり、１次冷却材の蒸散量及び燃料被覆管温度評価の観点から厳しい設定。
	１次系圧力 （初期）	15.41＋0.21MPa[gage]	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。 １次系圧力が高いと蓄圧注入のタイミングが遅くなり、比較的低温の冷却水が注水されるタイミングも遅くなることから厳しい設定。
	１次冷却材平均温度 （初期）	302.3＋2.2℃	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。 １次冷却材平均温度（１次系保有エネルギ）が高いと蓄圧注入のタイミングが遅くなり、比較的低温の冷却水が注水されるタイミングも遅くなることから厳しい設定。
	炉心崩壊熱	FP：日本原子力学会推奨値 アクチニド：ORIGEN2 （サイクル末期を仮定）	標準値として設定。 サイクル末期炉心の保守的な値を設定。燃焼度が高いと高次のアクチニドの蓄積が多くなるため長期冷却時の崩壊熱は大きくなる。このため、燃焼度が高くなるサイクル末期時点を対象に崩壊熱を設定。
	蒸気発生器 ２次側保有水量 （初期）	48t／基	蒸気発生器２次側保有水量の標準値として設定。
事故条件	起因事象	主給水流量喪失	主給水の喪失が発生するものとして設定。
	安全機能の喪失 に対する仮定	補助給水系機能喪失	補助給水系の機能が喪失するものとして設定。
	外部電源	外部電源あり	外部電源がある場合、１次冷却材ポンプの運転が継続され、蒸気発生器１次側と２次側の熱伝達促進により蒸気発生器ドライアウトが早くなり、炉心崩壊熱が大きい状態でフィードアンドブリードを開始することから、炉心冷却上厳しい設定。

第 7.1.1.2 表　主要解析条件（２次冷却系からの除熱機能喪失）(2／2)

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉トリップ信号	蒸気発生器水位異常低 （狭域水位11％） （応答時間2.0秒）	トリップ設定値に計装誤差を考慮した低めの値として、解析に用いるトリップ限界値を設定。検出遅れや信号発信遅れ時間等を考慮した遅めの値として、応答時間を設定。
	充てん／高圧注入ポンプ	最小注入特性 （２台） （高圧注入特性： ０～約150m^3／h、 ０～約16.9MPa[gage]）	炉心冷却性が厳しくなる観点から、設計値に注入配管の流路抵抗等を考慮した値として、炉心への注水量が少なくなる最小注入特性を設定。
	加圧器逃がし弁	95t／h／個 （２個）	加圧器逃がし弁の設計値として設定。
重大事故等対策に関連する操作条件	フィードアンドブリード開始 （安全注入信号手動発信＋加圧器逃がし弁手動開）	蒸気発生器広域水位 ０％到達から５分後	蒸気発生器がドライアウトに至る水位として設定した蒸気発生器広域水位からフィードアンドブリード開始までの運転員等操作時間余裕として、蒸気発生器ドライアウト検知に対する時間余裕として２分、「非常用炉心冷却設備作動」信号手動発信及び充てん／高圧注入ポンプの起動確認として２分、加圧器逃がし弁の手動開として１分を想定しており、必要な時間を積み上げて設定。 なお、運転手順書における操作開始条件として設定されている蒸気発生器広域水位10％の根拠は、広域水位計は全て停止中に使用するため低温で校正されており、出力運転状態でドライアウトに至った時の指示に計器誤差を見込んだものとしている。

第 7.1.2.1 表　全交流動力電源喪失における重大事故等対策について（1／5）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
全交流動力電源喪失	・外部電源が喪失し、ディーゼル発電機が起動失敗することにより、すべての非常用母線及び常用母線への給電に失敗したことを確認し、全交流動力電源喪失と判断する。	－	－	－
プラントトリップの確認	・事故の発生に伴い、原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。 ・主蒸気ライン隔離を行い、蒸気ライン圧力等のループ間偏差により、２次冷却材喪失、蒸気発生器細管漏えいの兆候を継続的に確認する。なお、蒸気発生器２次側による炉心冷却を行う場合、２次冷却材喪失又は蒸気発生器細管漏えいの兆候が確認されれば、健全側蒸気発生器の主蒸気逃がし弁により炉心冷却を行う。	－	－	出力領域中性子束 中間領域中性子束 中性子源領域中性子束 １次冷却材圧力 加圧器水位 蒸気発生器狭域水位 蒸気発生器広域水位 蒸気ライン圧力
タービン動補助給水ポンプの起動及び補助給水流量確立の確認	・蒸気発生器水位低下によりタービン動補助給水ポンプが起動し、補助給水流量が確立することを確認する。	タービン動補助給水ポンプ 復水タンク 蒸気発生器	－	蒸気発生器狭域水位 蒸気発生器広域水位 補助給水流量 復水タンク水位
早期の電源回復不能判断	・中央制御室からの操作による非常用母線の電源回復に失敗した場合は早期の電源回復不能と判断する。	－	－	－
１次冷却材漏えい及び漏えい規模の判断	・１次系圧力の低下、格納容器内高レンジエリアモニタ指示上昇、格納容器再循環サンプ水位の上昇等により、１次冷却材漏えいの判断を行う。 ・全交流動力電源喪失時に１次冷却材漏えいが重畳して発生した場合に１次系圧力が蓄圧タンク動作圧力まで急激に低下し、かつ１次系圧力が回復しない状態であれば「１次冷却材喪失事象（大破断）」と判断する。それ以外は「１次冷却材喪失事象（大破断）に至らない漏えい又は漏えいなし」と判断し処置する。	－	－	１次冷却材圧力 加圧器水位 格納容器圧力 格納容器内温度 格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ） 格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ） 格納容器再循環サンプ狭域水位 格納容器再循環サンプ広域水位 蒸気発生器狭域水位 蒸気発生器広域水位 蒸気ライン圧力

第7.1.2.1表　全交流動力電源喪失における重大事故等対策について（2／5）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
１次冷却材喪失事象（大破断）に至らない漏えい又は漏えいがない場合の対応	・大容量空冷式発電機による電源確保、常設電動注入ポンプ起動準備、被ばく低減操作、復水タンクへの供給、使用済燃料ピットへの注水確保及び移動式大容量ポンプ車による格納容器内自然対流冷却の準備を行う。 ・常設電動注入ポンプ起動準備においては、１次冷却材喪失事象（大破断）に至らない漏えい又は漏えいがない場合は、炉心損傷防止のために常設電動注入ポンプの注入先を炉心注水とする。炉心注水を行っている間に炉心出口温度計指示350℃以上及び格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）指示 1×10^{5}mSv／h 以上により炉心損傷と判断すれば、注入先を格納容器スプレイに切り替えるとともに炉心損傷の進展防止及び緩和のため、Ｂ充てん／高圧注入ポンプ自己冷却運転による炉心注水を行う。	大容量空冷式発電機 常設電動注入ポンプ 復水タンク 【Ｂ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）】 燃料油貯蔵タンク 大容量空冷式発電機用燃料タンク 大容量空冷式発電機用給油ポンプ	移動式大容量ポンプ車 取水用水中ポンプ 取水用水中ポンプ用発電機 復水タンク補給用水中ポンプ 使用済燃料ピット補給用水中ポンプ 使用済燃料ピット及び復水タンク補給用水中ポンプ用発電機 中間受槽 タンクローリ	格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ） １次冷却材高温側温度（広域）
補助給水系機能維持の判断	・補助給水ポンプ起動及び補助給水流量計指示が $80m^{3}$／h 以上確立されていることを確認する。	タービン動補助給水ポンプ 復水タンク 蒸気発生器	－	蒸気発生器狭域水位 蒸気発生器広域水位 補助給水流量 復水タンク水位
１次冷却材ポンプシール戻り隔離弁等の閉止	・充てん／高圧注入ポンプの起動時の１次冷却材ポンプシール温度急変等を防止するために１次冷却材ポンプシール戻り隔離弁及び原子炉格納容器隔離弁の閉止を行う。また、非常用炉心冷却設備作動信号の発信に伴い、作動する原子炉格納容器隔離弁の閉止を確認する。 ・隔離弁等の電源が回復していない場合は、現場にて閉止する。	－	－	－
不要直流電源負荷切離し	・直流コントロールセンタの不要直流電源負荷の切離しを行う。	蓄電池（安全防護系用）	－	－

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.1.2.1 表　全交流動力電源喪失における重大事故等対策について（3／5）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
蒸気発生器２次側による炉心冷却	・事象発生後 30 分以内を目安に主蒸気逃がし弁を現場にて手動で開操作することで、１次冷却材圧力計指示 1.7MPa[gage]（１次冷却材高温側温度計（広域）指示 208℃）を目標に減温、減圧を行う。また、目標値となれば１次系温度・圧力を維持する。 ・その後の蒸気発生器への注水量確保として、取水用水中ポンプ、中間受槽等による復水タンクへの供給を行う。	タービン動補助給水ポンプ 復水タンク 主蒸気逃がし弁 蒸気発生器 燃料油貯蔵タンク	取水用水中ポンプ 復水タンク補給用水中ポンプ 取水用水中ポンプ用発電機 使用済燃料ピット及び復水タンク補給用水中ポンプ用発電機 中間受槽 タンクローリ	蒸気ライン圧力 蒸気発生器狭域水位 蒸気発生器広域水位 １次冷却材高温側温度（広域） １次冷却材低温側温度（広域） １次冷却材圧力 補助給水流量 復水タンク水位
蓄圧注入系動作の確認	・１次系圧力の低下に伴い、蓄圧注入系が動作することを確認する。	蓄圧タンク	－	１次冷却材圧力
不要直流電源負荷切離し（計装用電源負荷切離し）	・大容量空冷式発電機からの受電ができない場合、24 時間の直流電源供給を可能とするため、蓄電池（安全防護系用）に加え、蓄電池（重大事故等対処用）を非常用直流母線に接続し、全交流動力電源喪失後、８時間経過すれば不要直流電源負荷の切離しを行う。	蓄電池（安全防護系用） 蓄電池（重大事故等対処用）	－	－
蓄圧タンク出口弁閉止	・大容量空冷式発電機等により電源が供給されれば、１次冷却材圧力計指示が 1.7MPa[gage]であることを確認し、蓄圧タンクの出口弁を閉止する。	蓄圧タンク出口弁 大容量空冷式発電機 燃料油貯蔵タンク 大容量空冷式発電機用燃料タンク 大容量空冷式発電機用給油ポンプ	タンクローリ	１次冷却材圧力 １次冷却材高温側温度（広域） １次冷却材低温側温度（広域）

第 7.1.2.1 表　全交流動力電源喪失における重大事故等対策について（4／5）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
蒸気発生器２次側による炉心冷却の再開	・蓄圧タンク出口弁を閉止確認後、１次冷却材圧力計指示 0.7MPa[gage]（１次冷却材高温側温度計（広域）指示 170℃）を目標に、タービン動補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁による２次系強制冷却を再開し、目標値となれば１次系温度・圧力を維持する。	タービン動補助給水ポンプ 復水タンク 主蒸気逃がし弁 蒸気発生器	－	蒸気ライン圧力 １次冷却材圧力 １次冷却材高温側温度（広域） １次冷却材低温側温度（広域） 蒸気発生器狭域水位 蒸気発生器広域水位 補助給水流量 復水タンク水位
常設電動注入ポンプによる代替炉心注水	・常設電動注入ポンプの準備が完了し、１次冷却材圧力計指示が 0.7MPa[gage]（１次冷却材高温側温度計（広域）指示 170℃）となれば燃料取替用水タンクを水源とした常設電動注入ポンプによる代替炉心注水を行う。 ・常設電動注入ポンプの準備が早く整った場合は１次冷却材圧力計指示が 0.7MPa[gage]以上であっても、ポンプ吐出圧力以下であれば、炉心注水を開始する。 ・常設電動注入ポンプによる注水流量は、早期に１次系保有水を回復させるように調整する。	大容量空冷式発電機 常設電動注入ポンプ 燃料取替用水タンク 燃料油貯蔵タンク 大容量空冷式発電機用燃料タンク 大容量空冷式発電機用給油ポンプ	タンクローリ	加圧器水位 １次冷却材高温側温度（広域） １次冷却材低温側温度（広域） 余熱除去ループ流量 燃料取替用水タンク水位 原子炉容器水位 SA 用低圧炉心注入及びスプレイ積算流量
アニュラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動	・アニュラス部に水素が滞留することを防止するため、現場にてアニュラス空気浄化系ダンパの代替空気供給を行い、アニュラス空気浄化ファンを起動する。 ・中央制御室の作業環境確保のため、現場にて中央制御室非常用循環系ダンパの開処置を実施し、中央制御室非常用循環系を起動する。	アニュラス空気浄化ファン アニュラス空気浄化微粒子除去フィルタユニット アニュラス空気浄化よう素除去フィルタユニット 中央制御室空調ファン 中央制御室循環ファン 中央制御室非常用循環ファン 中央制御室非常用循環フィルタユニット	窒素ボンベ（アニュラス空気浄化ファン弁用）	－
格納容器内自然対流冷却	・LOCA が発生している場合、長期対策として、移動式大容量ポンプ車によるＡ、Ｂ格納容器再循環ユニット、Ｃ充てん／高圧注入ポンプ及びＢ余熱除去ポンプへの通水により、格納容器内自然対流冷却及び高圧再循環運転を行う。 ・海水通水が完了すれば、格納容器内自然対流冷却を行う。	Ａ、Ｂ格納容器再循環ユニット 燃料油貯蔵タンク	移動式大容量ポンプ車 タンクローリ	格納容器圧力 格納容器内温度 可搬型温度計測装置（格納容器再循環ユニット入口温度／出口温度（SA）用）

第 7.1.2.1 表　全交流動力電源喪失における重大事故等対策について（5／5）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
高圧再循環運転	・格納容器再循環サンプ広域水位計指示 67%以上及び燃料取替用水タンク水位計指示 16%到達を確認し、常設電動注入ポンプによる代替炉心注水から高圧再循環運転へ切り替え、炉心冷却を行う。	燃料取替用水タンク 格納容器再循環サンプ 格納容器再循環サンプスクリーン Ｂ余熱除去ポンプ（海水冷却） 【Ｂ余熱除去冷却器】 Ｃ充てん／高圧注入ポンプ（海水冷却） 大容量空冷式発電機 燃料油貯蔵タンク 大容量空冷式発電機用燃料タンク 大容量空冷式発電機用給油ポンプ	移動式大容量ポンプ車 タンクローリ	ほう酸注入ライン流量 格納容器再循環サンプ狭域水位 格納容器再循環サンプ広域水位 燃料取替用水タンク水位 １次冷却材高温側温度（広域） １次冷却材低温側温度（広域）
蒸気発生器２次側による炉心冷却の継続	・LOCA が発生していない場合、長期対策として、外部電源が回復すればタービン動補助給水ポンプから電動補助給水ポンプへの切替えを行い、蒸気発生器２次側による炉心冷却を継続的に行う。	電動補助給水ポンプ 復水タンク 主蒸気逃がし弁 蒸気発生器 燃料油貯蔵タンク	取水用水中ポンプ 復水タンク補給用水中ポンプ 取水用水中ポンプ用発電機 使用済燃料ピット及び復水タンク補給用水中ポンプ用発電機 中間受槽 タンクローリ	蒸気ライン圧力 １次冷却材高温側温度（広域） １次冷却材低温側温度（広域） 蒸気発生器狭域水位 蒸気発生器広域水位 復水タンク水位 補助給水流量 １次冷却材圧力
原子炉補機冷却系の復旧作業	・保修対応要員の作業時間や原子炉補機冷却水系統の機能喪失要因を考慮し、海水ポンプ用電動機予備品による対応を行うこと等で、原子炉補機冷却水系統の復旧を図る。	－	－	－

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.1.2.2 表　主要解析条件（全交流動力電源喪失（RCP シール LOCA が発生する場合））（1／2）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		M-RELAP5／COCO	本重要事故シーケンスの重要現象である炉心における沸騰・ボイド率変化、気液分離・対向流、原子炉格納容器における構造材との熱伝達及び内部熱伝導等を適切に評価することが可能であるコード。
初期条件	炉心熱出力 （初期）	100％(2,652MWt)×1.02	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。 炉心熱出力が大きいと崩壊熱が大きくなり、１次冷却材の蒸散量及び燃料被覆管温度評価の観点から厳しい設定。
	１次系圧力 （初期）	15.41＋0.21MPa[gage]	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。 １次系圧力が高いと２次系強制冷却による１次系の減温、減圧が遅くなるとともに、蓄圧注入のタイミングが遅くなり、比較的低温の冷却水が注水されるタイミングも遅くなることから厳しい設定。
	１次冷却材平均温度 （初期）	302.3＋2.2℃	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。 １次冷却材平均温度が高いと２次系強制冷却による１次系の減温、減圧が遅くなるとともに、蓄圧注入のタイミングが遅くなり、比較的低温の冷却水が注水されるタイミングも遅くなることから厳しい設定。
	炉心崩壊熱	FP：日本原子力学会推奨値 アクチニド：ORIGEN2 （サイクル末期を仮定）	標準値として設定。 サイクル末期炉心の保守的な値を設定。燃焼度が高いと高次のアクチニドの蓄積が多くなるため長期冷却時の崩壊熱は大きくなる。このため、燃焼度が高くなるサイクル末期時点を対象に崩壊熱を設定。
	蒸気発生器 ２次側保有水量 （初期）	48t／基	蒸気発生器２次側保有水量の標準値として設定。
	原子炉格納容器 自由体積	67,400m^3	原子炉格納容器自由体積の標準値として設定。
事故条件	起因事象	外部電源喪失	外部電源喪失が発生するものとして設定。
	安全機能の喪失 に対する仮定	非常用所内交流電源喪失 原子炉補機冷却機能喪失	非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失するものとして設定。
	外部電源	外部電源なし	起因事象として、外部電源が喪失するものとしている。
	RCP からの漏えい率 （初期）	定格圧力において、約109m^3／h／台 （480gpm／台）相当となる 口径約1.6cm（約0.6インチ）／台 （事象発生時からの漏えいを仮定）	米国NRCにて、保守的な漏えい率とされ、評価で使用されている値を使用。国内のRCPとNRCで評価された米国製RCPとで、漏えい量を決定する流路構造が同等であること及び臨界流モデルで評価した国内製RCPのシールからの漏えい率が米国評価の使用値より更に小さいことを確認していることより、保守的な設定。

第 7.1.2.2 表　主要解析条件（全交流動力電源喪失（RCP シール LOCA が発生する場合））（2／2）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉トリップ信号	1 次冷却材ポンプ電源電圧低 （定格値の 65%） （応答時間 1.2 秒）	トリップ設定値に計装誤差を考慮した低めの値として、解析に用いるトリップ限界値を設定。検出遅れや信号発信遅れ時間等を考慮した遅めの値として、応答時間を設定。
	タービン動補助給水ポンプ	事象発生 60 秒後に注水開始	タービン動補助給水ポンプの作動時間は、信号遅れとポンプの定速達成時間に余裕を考慮して設定。
		160m^3／h／3 SG	タービン動補助給水ポンプの設計値210m^3／hから、ミニフロー流量50m^3／hを除いた値により設定。
	主蒸気逃がし弁	定格ループ流量の10%／個 （定格運転時）	定格運転時において、設計値として各ループに設置している主蒸気逃がし弁 1 個当たり定格主蒸気流量（ループ当たり）の10%を処理できる流量として設定。
	蓄圧タンク保持圧力	4.04MPa[gage] （最低保持圧力）	炉心への注水のタイミングを遅くする最低の圧力として設定。
	蓄圧タンク保有水量	29.0m^3／基 （最低保有水量）	標準的に最低の保有水量を設定。
	常設電動注入ポンプの原子炉への注水流量	30m^3／h	想定する流出流量に対して、1 次系圧力0.7MPa[gage]到達時点で炉心注水を開始することにより、炉心損傷防止が可能な流量として設定。
重大事故等対策に関連する操作条件	2 次系強制冷却開始 （主蒸気逃がし弁開）	事象発生から 30 分後	運転員等操作時間として、事象発生の検知及び判断に10分、主蒸気逃がし弁の現地開操作に20分を想定して設定。
	1 次系温度、圧力の保持	1 次冷却材温度 208℃（約 1.7MPa[gage]到達時）及び 1 次冷却材温度 170℃ （約 0.7MPa[gage]到達時）	208℃については、蒸気発生器 2 次側冷却による 1 次冷却系の自然循環を阻害するおそれがある窒素の混入を防止するために、蓄圧タンクから 1 次系に窒素が混入する圧力である約1.2MPa[gage]に対して、0.5MPaの余裕を考慮して設定。また、170℃については、余熱除去系への切替え等を考慮して設定。
	蓄圧タンク出口弁閉止	1 次系圧力約 1.7MPa[gage]到達及び代替交流電源確立(60 分)から 10 分後	運転員等操作時間として、蓄圧タンク出口弁の駆動源である代替交流電源確立の検知及び判断に10分を想定し設定。
	2 次系強制冷却再開 （主蒸気逃がし弁開）	蓄圧タンク出口弁閉止から 10 分後	運転員等操作時間として、主蒸気逃がし弁の調整操作に10分を想定して設定。
	常設電動注入ポンプ起動	1 次系圧力 0.7MPa[gage]到達時	運転員等による代替炉心注水操作を実施するに当たっての余裕を考慮した時点として、安定状態到達後に 1 次系の温度及び圧力の維持を行う圧力である 0.7MPa[gage]到達後に注水を実施するものとして設定。
	補助給水流量の調整	蒸気発生器狭域水位内	運転員等操作として、蒸気発生器狭域水位内に維持するように設定。

第 7.1.2.3 表　主要解析条件（全交流動力電源喪失（RCP シール LOCA が発生しない場合））（1／2）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		M-RELAP5	本重要事故シーケンスの重要現象である炉心における沸騰・ボイド率変化、気液分離・対向流等を適切に評価することが可能であるコード。
初期条件	炉心熱出力 （初期）	100％(2,652MWt)×1.02	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。 炉心熱出力が大きいと崩壊熱が大きくなり、１次冷却材の蒸散量及び燃料被覆管温度評価の観点から厳しい設定。
	１次系圧力 （初期）	15.41＋0.21MPa[gage]	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。 １次系圧力が高いと２次系強制冷却による１次系の減温、減圧が遅くなるとともに、蓄圧注入のタイミングが遅くなり、比較的低温の冷却水が注水されるタイミングも遅くなることから厳しい設定。
	１次冷却材平均温度 （初期）	302.3＋2.2℃	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。 １次冷却材温度が高いと２次系強制冷却による１次系の減温、減圧が遅くなるとともに、蓄圧注入のタイミングが遅くなり、比較的低温の冷却水が注水されるタイミングも遅くなることから厳しい設定。
	炉心崩壊熱	FP：日本原子力学会推奨値 アクチニド：ORIGEN2 （サイクル末期を仮定）	標準値として設定。 サイクル末期炉心の保守的な値を設定。燃焼度が高いと高次のアクチニドの蓄積が多くなるため長期冷却時の崩壊熱は大きくなる。このため、燃焼度が高くなるサイクル末期時点を対象に崩壊熱を設定。
	蒸気発生器 ２次側保有水量 （初期）	48t／基	蒸気発生器２次側保有水量の標準値として設定。
事故条件	起因事象	外部電源喪失	外部電源喪失が発生するものとして設定。
	安全機能の喪失 に対する仮定	非常用所内交流電源喪失 原子炉補機冷却機能喪失	非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失するものとして設定。
	外部電源	外部電源なし	起因事象として、外部電源が喪失するものとしている。
	RCP からの漏えい率 （初期）	定格圧力において1.5m^3／h／台 相当となる 口径約0.2cm（約0.07インチ）／台 （事象発生時からの漏えいを仮定）	RCPシールが健全な場合の漏えい率を評価した値に基づき設定。

第 7.1.2.3 表　主要解析条件（全交流動力電源喪失（RCP シール LOCA が発生しない場合））（2／2）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉トリップ信号	１次冷却材ポンプ電源電圧低 （定格値の 65％） （応答時間 1.2 秒）	トリップ設定値に計装誤差を考慮した低めの値として、解析に用いるトリップ限界値を設定。検出遅れや信号発信遅れ時間等を考慮した遅めの値として、応答時間を設定。
	タービン動補助給水ポンプ	事象発生 60 秒後に注水開始	タービン動補助給水ポンプの作動時間は、信号遅れとポンプの定速達成時間に余裕を考慮して設定。
		160m^3／h／３SG	タービン動補助給水ポンプの設計値210m^3／hから、ミニフロー流量50m^3／hを除いた値により設定。
	主蒸気逃がし弁	定格ループ流量の10％／個 （定格運転時）	定格運転時において、設計値として各ループに設置している主蒸気逃がし弁１個当たり定格主蒸気流量（ループ当たり）の10％を処理できる流量として設定。
	蓄圧タンク保持圧力	4.04MPa[gage] （最低保持圧力）	炉心への注水のタイミングを遅くする最低の圧力として設定。
	蓄圧タンク保有水量	29.0m^3／基 （最低保有水量）	標準的に最低の保有水量を設定。
	漏えい停止圧力	0.83MPa[gage]	RCP封水戻りラインに設置している逃がし弁の閉止圧力を基に設定。
重大事故等対策に関連する操作条件	２次系強制冷却開始 （主蒸気逃がし弁開）	事象発生から30分後	運転員等操作時間として、事象発生の検知及び判断に10分、主蒸気逃がし弁の現地開操作に20分を想定して設定。
	交流電源確立	事象発生後24時間	－
	１次系温度、圧力の保持	１次冷却材温度208℃ （約1.7MPa[gage]）到達時及び １次冷却材温度170℃ （約0.7MPa[gage]）到達時	208℃については、蒸気発生器２次側冷却による１次冷却系の自然循環を阻害するおそれがある窒素の混入を防止するために、蓄圧タンクから１次系に窒素が混入する圧力である約1.2MPa[gage]に対して、0.5MPaの余裕を考慮して設定。また、170℃については、余熱除去系への切替え等を考慮して設定。
	蓄圧タンク出口弁閉止	１次系圧力約1.7MPa[gage]到達及び代替交流電源確立（24時間）から10分後	運転員等操作時間として、蓄圧タンク出口弁の駆動源である代替交流電源確立の検知及び判断に10分を想定し設定。
	２次系強制冷却再開 （主蒸気逃がし弁開）	蓄圧タンク出口弁閉止＋10分	運転員等操作時間として、主蒸気逃がし弁の調整操作に10分を想定して設定。
	補助給水流量の調整	蒸気発生器狭域水位内	運転員等操作として、蒸気発生器狭域水位内に維持するように設定。

第7.1.3.1表　原子炉補機冷却機能喪失における重大事故等対策について（1／4）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
プラントトリップの確認	・原子炉補機冷却水ポンプの停止等により原子炉補機冷却機能の喪失を判断し、原子炉の手動停止を行うとともに、原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。	－	－	出力領域中性子束 中間領域中性子束 中性子源領域中性子束
補助給水ポンプの起動及び補助給水流量確立の確認	・蒸気発生器水位低下により電動及びタービン動補助給水ポンプが起動し、補助給水流量が確立することを確認する。	電動補助給水ポンプ タービン動補助給水ポンプ 復水タンク 蒸気発生器	－	蒸気発生器狭域水位 蒸気発生器広域水位 補助給水流量 復水タンク水位
原子炉補機冷却機能及び制御用空気供給機能の回復操作	・原子炉補機冷却機能の回復操作（失敗原因調査、系統構成確認、現場遮断器の状態確認、再起動操作等）及び制御用空気供給機能の回復操作（代替空気供給操作）を行う。	－	－	－
１次冷却材漏えいの判断	・１次系圧力の低下、格納容器内高レンジエリアモニタ指示上昇、格納容器再循環サンプ水位の上昇等により、１次冷却材漏えいの判断を行う。	－	－	１次冷却材圧力 加圧器水位 格納容器圧力 格納容器内温度 格納容器内高レンジエリアモニタ(高レンジ) 格納容器内高レンジエリアモニタ(低レンジ) 格納容器再循環サンプ狭域水位 格納容器再循環サンプ広域水位

第 7.1.3.1 表　原子炉補機冷却機能喪失における重大事故等対策について（2／4）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
１次冷却材喪失事象の兆候がある場合の対応	・常設電動注入ポンプ起動準備、被ばく低減操作、使用済燃料ピットへの注水確保及び移動式大容量ポンプ車による格納容器内自然対流冷却の準備を行う。 ・常設電動注入ポンプ起動準備においては、炉心損傷防止のために注入先を炉心注水とする。炉心注水を行っている間に炉心出口温度計指示 350℃以上及び格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）指示 1×10^{5}mSv／h 以上により炉心損傷と判断すれば、注入先を格納容器スプレイに切り替えるとともに炉心損傷の進展防止及び緩和のため、Ｂ充てん／高圧注入ポンプ自己冷却運転による炉心注水を行う。	常設電動注入ポンプ 復水タンク 燃料油貯蔵タンク 【Ｂ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）】	移動式大容量ポンプ車 取水用水中ポンプ 取水用水中ポンプ用発電機 復水タンク補給用水中ポンプ 使用済燃料ピット補給用水中ポンプ 使用済燃料ピット及び復水タンク補給用水中ポンプ用発電機 中間受槽 タンクローリ	格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ） １次冷却材高温側温度（広域）
補助給水系機能維持の判断	・補助給水ポンプ起動及び補助給水流量計指示が 80m³／h 以上確立されていることを確認する。	電動補助給水ポンプ タービン動補助給水ポンプ 復水タンク 蒸気発生器	－	蒸気発生器狭域水位 蒸気発生器広域水位 補助給水流量 復水タンク水位
１次冷却材ポンプシール戻り隔離弁等の閉止	・充てん／高圧注入ポンプの起動時の１次冷却材ポンプシール温度急変等を防止するために１次冷却材ポンプシール戻り隔離弁及び原子炉格納容器隔離弁の閉止を行う。また、非常用炉心冷却設備作動信号の発信に伴い、作動する原子炉格納容器隔離弁の閉止を確認する。	－	－	－
蒸気発生器２次側による炉心冷却	・補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水を確認し、現場での主蒸気逃がし弁の開操作により１次冷却材圧力計指示 1.7MPa[gage]（1 次冷却材高温側温度計（広域）指示 208℃）を目標に減温・減圧を行う。また、目標値となれば温度を維持する。 ・その後の蒸気発生器への注水量確保として、取水用水中ポンプ、中間受槽等による復水タンクへの供給を行う。	電動補助給水ポンプ タービン動補助給水ポンプ 復水タンク 主蒸気逃がし弁 蒸気発生器 燃料油貯蔵タンク	取水用水中ポンプ 復水タンク補給用水中ポンプ 取水用水中ポンプ用発電機 使用済燃料ピット及び復水タンク補給用水中ポンプ用発電機 中間受槽 タンクローリ	１次冷却材高温側温度（広域） １次冷却材低温側温度（広域） 蒸気ライン圧力 蒸気発生器狭域水位 蒸気発生器広域水位 補助給水流量 復水タンク水位 １次冷却材圧力

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.1.3.1 表　原子炉補機冷却機能喪失における重大事故等対策について（3／4）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
蓄圧注入系動作の確認	・１次系圧力の低下に伴い、蓄圧注入系が動作することを確認する。	蓄圧タンク	－	１次冷却材圧力
蓄圧タンク出口弁閉止及び蒸気発生器２次側による炉心冷却の再開	・１次冷却材圧力計指示1.7MPa[gage]であることを確認し、蓄圧タンクの出口弁を閉止する。閉止確認後、１次冷却材圧力計指示0.7MPa[gage]（１次冷却材高温側温度計（広域）指示170℃）を目標に補助給水ポンプ及び主蒸気逃がし弁による２次系強制冷却を再開し、目標値となれば温度を維持する。	蓄圧タンク出口弁 電動補助給水ポンプ タービン動補助給水ポンプ 復水タンク 主蒸気逃がし弁 蒸気発生器	－	１次冷却材圧力 １次冷却材高温側温度(広域) １次冷却材低温側温度(広域) 蒸気ライン圧力 蒸気発生器狭域水位 蒸気発生器広域水位 補助給水流量 復水タンク水位
常設電動注入ポンプによる代替炉心注水	・常設電動注入ポンプの準備が完了し、１次冷却材圧力計指示が 0.7MPa[gage]（１次冷却材高温側温度計（広域）指示 170℃）となれば燃料取替用水タンクを水源とした常設電動注入ポンプによる代替炉心注水を行う。 ・常設電動注入ポンプの準備が早く整った場合は１次冷却材圧力計指示が 0.7MPa[gage]以上であっても、ポンプ吐出圧力以下であれば、炉心注水を開始する。 ・常設電動注入ポンプによる注水流量は、早期に１次系保有水を回復させるように調整する。	常設電動注入ポンプ 燃料取替用水タンク	－	加圧器水位 １次冷却材高温側温度(広域) １次冷却材低温側温度(広域) 余熱除去ループ流量 燃料取替用水タンク水位 原子炉容器水位 SA 用低圧炉心注入及びスプレイ積算流量
アニュラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動	・アニュラス部に水素が滞留することを防止するため、現場にてアニュラス空気浄化系ダンパの代替空気供給を行い、アニュラス空気浄化ファンを起動する。 ・中央制御室の作業環境確保のため、現場にて中央制御室非常用循環系ダンパの開処置を実施し、中央制御室非常用循環系を起動する。	アニュラス空気浄化ファン アニュラス空気浄化微粒子除去フィルタユニット アニュラス空気浄化よう素除去フィルタユニット 中央制御室非常用循環ファン 中央制御室空調ファン 中央制御室循環ファン 中央制御室非常用循環フィルタユニット	窒素ボンベ（アニュラス空気浄化ファン介用）	－

第 7.1.3.1 表　原子炉補機冷却機能喪失における重大事故等対策について（4／4）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
格納容器内自然対流冷却及び高圧再循環運転	・長期対策として、移動式大容量ポンプ車によるＡ、Ｂ格納容器再循環ユニット、Ｃ充てん／高圧注入ポンプ及びＢ余熱除去ポンプへの通水により、格納容器内自然対流冷却及び高圧再循環運転を行う。海水通水が完了すれば、格納容器内自然対流冷却を行う。また、格納容器再循環サンプ広域水位計指示 67%以上及び燃料取替用水タンク水位計指示 16%到達を確認し、常設電動注入ポンプによる炉心注水から高圧再循環運転へ切り替え、炉心冷却を行う。	Ａ、Ｂ格納容器再循環ユニット 燃料取替用水タンク 格納容器再循環サンプ Ｂ余熱除去ポンプ（海水冷却） 【Ｂ余熱除去冷却器】 Ｃ充てん／高圧注入ポンプ（海水冷却） 燃料油貯蔵タンク 格納容器再循環サンプスクリーン	移動式大容量ポンプ車 タンクローリ	燃料取替用水タンク水位 格納容器圧力 格納容器内温度 可搬型温度計測装置（格納容器再循環ユニット入口温度／出口温度（SA）用） 格納容器再循環サンプ狭域水位 格納容器再循環サンプ広域水位 ほう酸注入ライン流量 １次冷却材高温側温度(広域) １次冷却材低温側温度(広域)
原子炉補機冷却系の復旧作業	・保修対応要員の作業時間や原子炉補機冷却水系統の機能喪失要因を考慮し、海水ポンプ用電動機予備品による対応を行うこと等で、原子炉補機冷却水系統の復旧を図る。	－	－	－

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第7.1.4.1表　原子炉格納容器の除熱機能喪失時における重大事故等対策について（1／3）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
プラントトリップの確認	・事故の発生に伴い、原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。	－	－	出力領域中性子束 中間領域中性子束 中性子源領域中性子束
安全注入シーケンス作動状況の確認	・「安全注入作動」警報により非常用炉心冷却設備作動信号が発信し、安全注入シーケンスが作動していることを確認する。	燃料取替用水タンク 充てん／高圧注入ポンプ 余熱除去ポンプ	－	ほう酸注入ライン流量 余熱除去ループ流量 燃料取替用水タンク水位 １次冷却材圧力
１次冷却材の漏えいの判断	・加圧器水位・１次系圧力の低下、原子炉格納容器圧力・温度の上昇、格納容器再循環サンプ水位の上昇、原子炉格納容器内モニタの上昇により１次冷却材の漏えいを判断する。	－	－	加圧器水位 １次冷却材圧力 格納容器圧力 格納容器内温度 格納容器再循環サンプ狭域水位 格納容器再循環サンプ広域水位 格納容器内高レンジエリアモニタ(高レンジ) 格納容器内高レンジエリアモニタ(低レンジ)
燃料取替用水タンクの補給操作	・１次冷却材漏えい時の対応操作として燃料取替用水タンクの補給操作を行う。	【燃料取替用水タンク】	－	燃料取替用水タンク水位
蓄圧注入系動作の確認	・１次系圧力の低下に伴い、蓄圧注入系が動作することを確認する。	蓄圧タンク	－	１次冷却材圧力
格納容器スプレイ系機能喪失の判断	・格納容器圧力計指示が110kPa[gage]以上かつ格納容器スプレイ不動作の場合に格納容器スプレイ系機能喪失と判断する。	－	－	格納容器圧力 格納容器内温度 燃料取替用水タンク水位 格納容器再循環サンプ狭域水位 格納容器再循環サンプ広域水位

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.1.4.1 表　原子炉格納容器の除熱機能喪失時における重大事故等対策について（2／3）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
格納容器スプレイ系機能喪失時の対応	・格納容器内自然対流冷却の準備（原子炉補機冷却水サージタンクの加圧操作含む）を行う。	原子炉補機冷却水ポンプ 原子炉補機冷却水サージタンク 原子炉補機冷却水冷却器 海水ポンプ A、B格納容器再循環ユニット	窒素ボンベ（原子炉補機冷却水サージタンク用）	原子炉補機冷却水サージタンク水位 原子炉補機冷却水サージタンク圧力（SA） 可搬型温度計測装置（格納容器再循環ユニット入口温度／出口温度（SA）用）
	・格納容器スプレイ系の回復操作（失敗原因調査、系統構成確認、現場遮断器の状態確認、再起動操作等）を行う。	【格納容器スプレイポンプ】	－	－
	・蒸気発生器２次側による炉心冷却を行う。	【主蒸気逃がし弁】 【蒸気発生器】 【電動補助給水ポンプ】 【タービン動補助給水ポンプ】 【復水タンク】	－	蒸気ライン圧力 １次冷却材高温側温度（広域） １次冷却材低温側温度（広域） １次冷却材圧力 蒸気発生器狭域水位 蒸気発生器広域水位 補助給水流量 復水タンク水位
高圧・低圧再循環運転への切替え	・燃料取替用水タンク水位計指示が 16%到達及び格納容器再循環サンプ広域水位計指示が 67%以上となれば、格納容器再循環サンプから余熱除去ポンプを経て余熱除去冷却器で冷却した水を充てん／高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプにより炉心へ注水する高圧・低圧再循環運転に切り替え炉心冷却を継続する。 ・長期対策として、高圧・低圧再循環運転による原子炉冷却を継続的に実施する。	格納容器再循環サンプ 充てん／高圧注入ポンプ 余熱除去ポンプ 余熱除去冷却器 燃料取替用水タンク 格納容器再循環サンプスクリーン	－	燃料取替用水タンク水位 格納容器再循環サンプ広域水位 格納容器再循環サンプ狭域水位 １次冷却材高温側温度（広域） １次冷却材低温側温度（広域） ほう酸注入ライン流量 余熱除去ループ流量

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.1.4.1 表　原子炉格納容器の除熱機能喪失時における重大事故等対策について（3／3）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
格納容器内自然対流冷却	・格納容器圧力計指示が 245kPa[gage]以上（最高使用圧力）となれば、格納容器内自然対流冷却を開始する。ただし、A、B格納容器再循環ユニットへの原子炉補機冷却水通水の準備が完了すれば、通水を開始し格納容器内自然対流冷却を行う。 ・長期対策として、A、B格納容器再循環ユニットへの原子炉補機冷却水通水による格納容器内自然対流冷却を行うことで原子炉格納容器の除熱を継続的に実施する。	原子炉補機冷却水ポンプ 原子炉補機冷却水サージタンク 原子炉補機冷却水冷却器 海水ポンプ A、B格納容器再循環ユニット	窒素ボンベ（原子炉補機冷却水サージタンク用）	格納容器圧力 格納容器内温度 原子炉補機冷却水サージタンク水位 原子炉補機冷却水サージタンク圧力（SA） 可搬型温度計測装置（格納容器再循環ユニット入口温度／出口温度（SA）用）

第 7.1.4.2 表　主要解析条件（原子炉格納容器の除熱機能喪失）（1／3）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		MAAP	本重要事故シーケンスの重要現象である原子炉格納容器における構造材との熱伝達及び内部熱伝導、格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却等を適切に評価することが可能であるコード。
初期条件	炉心熱出力 （初期）	100％(2,652MWt)×1.02	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。 炉心熱出力が大きいと崩壊熱及び炉心保有熱も大きくなることから、炉心水位を確保しにくく、原子炉格納容器へ放出されるエネルギが大きくなり厳しい設定。
	１次系圧力 （初期）	15.41＋0.21MPa[gage]	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。 １次系圧力が高いと、原子炉格納容器へ放出されるエネルギが大きくなり厳しい設定。
	１次冷却材平均温度 （初期）	302.3＋2.2℃	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。 １次冷却材平均温度が高いと、原子炉格納容器へ放出されるエネルギが大きくなり厳しい設定。
	炉心崩壊熱	FP：日本原子力学会推奨値 アクチニド：ORIGEN2 （サイクル末期を仮定）	標準値として設定。 サイクル末期炉心の保守的な値を設定。燃焼度が高いと高次のアクチニドの蓄積が多くなるため長期冷却時の崩壊熱は大きくなる。このため、燃焼度が高くなるサイクル末期時点を対象に崩壊熱を設定。
	蒸気発生器 ２次側保有水量 (初期)	48t／基	蒸気発生器２次側保有水量の標準値として設定。
	原子炉格納容器 自由体積	67,400m^3	原子炉格納容器自由体積の標準値として設定。
事故条件	起因事象	中破断 LOCA 破断位置：低温側配管 破断口径：約 10 cm（４インチ）	破断位置の差異は小さいものの、蒸気発生器２次側保有水の有する熱量が、原子炉格納容器内に放出されることによる長期的な原子炉格納容器圧力の上昇の早さの観点も踏まえて、低温側配管の破断を設定。破断口径は、原子炉格納容器圧力上昇を厳しくする約10cm（４インチ）を設定。
	安全機能の喪失 に対する仮定	格納容器スプレイ注入機能喪失	格納容器スプレイ注入機能が喪失するものとして設定。
	外部電源	外部電源あり	外部電源がある場合、非常用炉心冷却設備の作動が早くなり、再循環切替えの時期が早くなるため、より崩壊熱の高い時期に高温のサンプ水を炉心注水することになり、原子炉格納容器に放出されるエネルギが大きくなる。このため、原子炉格納容器圧力及び温度評価の観点から厳しい設定。

第 7.1.4.2 表　主要解析条件（原子炉格納容器の除熱機能喪失）（2／3）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉トリップ信号	原子炉圧力低 （12.73MPa[gage]） （応答時間 2.0 秒）	トリップ設定値に計装誤差を考慮した低めの値として、解析に用いるトリップ限界値を設定。検出遅れや信号発信遅れ時間等を考慮した遅めの値として、応答時間を設定。
	非常用炉心冷却設備 作動信号	原子炉圧力異常低 （11.36MPa[gage]） （応答時間０秒）	非常用炉心冷却設備作動設定値に計装誤差を考慮した低めの値として、解析に用いる非常用炉心冷却設備作動限界値を設定。 非常用炉心冷却設備の作動が早くなることで原子炉格納容器内に放出されるエネルギが増加するため、応答時間は０秒と設定。
	充てん／高圧注入ポンプ 余熱除去ポンプ	最大注入特性 （２台） （高圧注入特性： ０～約 220m^3／h、 ０～約 19.4MPa[gage]） （低圧注入特性： ０～約 1,730m^3／h、 ０～約 1.2MPa[gage]）	原子炉格納容器圧力を厳しくするように、設計値に注入配管の流路抵抗等を考慮した最大注入特性を設定。 破断口からの放出量が増加し、原子炉格納容器内に放出されるエネルギが増加するため、原子炉格納容器圧力及び温度の評価の観点から厳しい設定。
	補助給水ポンプ	非常用炉心冷却設備 作動限界値到達から60秒後に 注水開始	補助給水ポンプの作動時間は、信号遅れとポンプの定速達成時間に余裕を考慮して設定。
		280m^3／h／３SG	電動補助給水ポンプ２台及びタービン動補助給水ポンプ１台の補助給水全台運転時（ポンプ容量は設計値（ミニフロー流量除く）を想定）に３基の蒸気発生器へ注水される場合の注水流量から設定。

第 7.1.4.2 表　主要解析条件（原子炉格納容器の除熱機能喪失）（3／3）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	蓄圧タンク保持圧力	4.04MPa[gage] （最低保持圧力）	標準的に最低の保持圧力を設定。 蓄圧タンクの保持圧力が低いと、炉心への注水のタイミングが遅くなり、原子炉格納容器内に放出されるエネルギ量が減少する方向となるが、その影響は軽微であることから、標準的に最低の保持圧力を設定。
	蓄圧タンク保有水量	29.0m^3／基 （最低保有水量）	標準的に最低の保有水量を設定。 蓄圧タンクの保有水量が少ないと、原子炉格納容器内に放出されるエネルギが減少する方向となるが、その影響は軽微であることから、標準的に最低の保有水量を設定。
	再循環切替	燃料取替用水タンク 水位低（16%）到達	再循環切替えを行う燃料取替用水タンク水位として設定。 燃料取替用水タンク水量については標準値として設定。
	格納容器 再循環ユニット	2 基 1 基当たりの除熱特性 （100℃～約 155℃、 約 1.9MW～約 8.1MW）	格納容器再循環ユニット除熱特性の標準値として設定。
重大事故等対策に関連する操作条件	格納容器 再循環ユニットによる 格納容器内自然対流冷却開始	原子炉格納容器最高使用圧力 到達から 30 分後	運転員等操作時間として、原子炉補機冷却水サージタンクの現場加圧操作や中央制御室での格納容器再循環ユニットによる冷却開始操作等を考慮して、格納容器内自然対流冷却の開始操作に、原子炉格納容器の最高使用圧力（設計値）より高めの値である0.283MPa[gage]（標準値）到達から30分を想定して設定。

第7.1.5.1表　原子炉停止機能喪失における重大事故等対策について（1／3）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
原子炉自動トリップ不能の判断	・事故の発生に伴い、原子炉自動トリップへ移行すべき状態にも係わらず、原子炉トリップ遮断器表示灯「赤」点灯、制御棒炉底位置表示灯不点灯及び炉外核計装指示値が低下しないことで原子炉自動トリップ不能を判断する。 ・原子炉自動トリップ不能時は、手動による原子炉及びタービントリップ並びに原子炉トリップ遮断器の現場開放を実施する。	【原子炉トリップスイッチ】	－	出力領域中性子束 中間領域中性子束 中性子源領域中性子束
多様化自動作動設備（ATWS 緩和設備）の作動確認	・多様化自動作動設備（ATWS 緩和設備）作動によりタービントリップ、主蒸気ライン隔離、タービン動補助給水ポンプ、電動補助給水ポンプの自動起動及び補助給水流量が確立していることを確認する。	主蒸気隔離弁 タービン動補助給水ポンプ 電動補助給水ポンプ 復水タンク 蒸気発生器 多様化自動作動設備（ATWS 緩和設備）	－	蒸気発生器狭域水位 蒸気発生器広域水位 蒸気ライン圧力 補助給水流量 復水タンク水位
１次系温度の上昇に伴う負の反応度帰還効果の確認	・タービントリップ及び主蒸気ライン隔離による１次系温度の上昇に伴い、負の反応度帰還効果による原子炉出力の低下を確認する。	主蒸気隔離弁	－	出力領域中性子束 中間領域中性子束 中性子源領域中性子束
１次系圧力の上昇抑制の確認	・上昇した１次系圧力が、補助給水ポンプの自動起動及び加圧器逃がし弁、主蒸気逃がし弁等の動作により抑制されていることを確認する。	加圧器逃がし弁 加圧器安全弁 主蒸気逃がし弁 主蒸気安全弁 タービン動補助給水ポンプ 電動補助給水ポンプ 復水タンク 蒸気発生器	－	１次冷却材圧力 １次冷却材高温側温度(広域) １次冷却材低温側温度(広域) 蒸気ライン圧力 蒸気発生器狭域水位 蒸気発生器広域水位 補助給水流量 復水タンク水位
緊急ほう酸注入	・緊急ほう酸注入による濃縮操作を実施し、１次冷却材のほう素濃度を上昇させる。	ほう酸タンク ほう酸ポンプ 充てん／高圧注入ポンプ 急速ほう酸補給弁	－	ほう酸タンク水位
ほう酸希釈ラインの隔離	・原子炉補給水流量制御弁「閉」の確認及び１次系補給水ポンプの停止を行うことでほう酸希釈ラインの隔離を実施する。	－	－	－

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.1.5.1 表　原子炉停止機能喪失における重大事故等対策について（2／3）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
加圧器水位維持操作	・燃料取替用水タンクを水源とし、充てん注入により加圧器水位計指示 30%に維持する。	充てん／高圧注入ポンプ 燃料取替用水タンク	－	加圧器水位 燃料取替用水タンク水位
原子炉未臨界状態の確認	・「出力領域中性子束計指示が５％未満かつ中間領域起動率計指示が零又は負」であることを確認し、原子炉が未臨界状態であることを確認する。 ・１次系ほう素濃度のサンプリングにより、燃料取替ほう素濃度以上に濃縮されていることを確認するとともに、１次系圧力・温度、加圧器水位が安定状態であることを確認する。	－	－	出力領域中性子束 中間領域中性子束 中性子源領域中性子束 加圧器水位 １次冷却材高温側温度（広域） １次冷却材低温側温度（広域） １次冷却材圧力
１次系降温、降圧	・補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水を確認し、主蒸気逃がし弁及び加圧器スプレイ弁により、１次系の降温、降圧を実施する。	タービン動補助給水ポンプ 電動補助給水ポンプ 復水タンク 蒸気発生器 主蒸気逃がし弁	－	１次冷却材高温側温度（広域） １次冷却材低温側温度（広域） １次冷却材圧力 蒸気ライン圧力 蒸気発生器狭域水位 蒸気発生器広域水位 補助給水流量 復水タンク水位

第 7.1.5.1 表　原子炉停止機能喪失における重大事故等対策について（3／3）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
余熱除去系による炉心冷却	・長期対策として、1次冷却材圧力計指示 2.7MPa[gage]以下及び1次冷却材高温側温度計（広域）指示 177℃以下となり余熱除去系統が使用可能になれば、1次冷却材高温側配管から取水することで余熱除去系による炉心冷却を継続的に行う。	余熱除去ポンプ 余熱除去冷却器	－	1次冷却材高温側温度（広域） 1次冷却材低温側温度（広域） 1次冷却材圧力 加圧器水位 余熱除去ループ流量

第7.1.5.2表　主要解析条件（原子炉停止機能喪失（主給水流量喪失））（1／2）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		SPARKLE-2	本重要事故シーケンスの重要現象である炉心における減速材反応度帰還効果、ドップラ反応度帰還効果等を適切に評価することが可能であるコード。
初期条件	炉心熱出力（初期）	100％（2,652MWt）	定格値を設定。
	１次系圧力（初期）	15.41MPa[gage]	定格値を設定。
	１次冷却材平均温度（初期）	302.3℃	定格値を設定。
	炉心崩壊熱	FP：日本原子力学会推奨値 アクチニド：ORIGEN2 （サイクル末期を仮定）	標準値として設定。 サイクル末期炉心の保守的な値を設定。燃焼度が高いと高次のアクチニドの蓄積が多くなるため長期冷却時の崩壊熱は大きくなる。このため、燃焼度が高くなるサイクル末期時点を対象に崩壊熱を設定。
	減速材温度係数 （初期）	－13pcm／℃	事象進展に影響が大きいパラメータである減速材温度係数は、評価結果を厳しくするように設定。負の反応度帰還効果が小さくなるよう、炉心サイクル寿命中の変化、取替炉心のばらつき及び解析コードの不確かさを考慮し、サイクル初期の値をもとに、２ループ、３ループ、４ループ炉心に対して共通に適用できる保守的な値として設定。減速材温度係数の初期値が－13pcm／℃となるように炉心のほう素濃度を高めることにより設定。なお、本設定は平衡炉心より正側の値となっている。 事象進展中の減速材反応度帰還効果は、時々刻々の減速材密度変化等に基づき３次元炉心動特性モデルにより評価される。
	ドップラ特性	ウラン燃料平衡炉心 を代表する ドップラ特性	標準値として設定。 ドップラ特性は装荷炉心毎に大きく変わらず評価結果に与える影響は小さいが、燃料温度の低下に伴う正の反応度帰還効果を大きくすることにより評価結果は厳しくなる方向であるため、ドップラ係数を保守的に設定。 事象進展中のドップラ反応度帰還効果は、時々刻々の燃料温度変化等に基づき３次元炉心動特性モデルにより評価される。
	対象炉心	ウラン燃料平衡炉心に対して、設定した減速材温度係数、ドップラ特性を考慮した炉心	炉心における燃料仕様や燃料装荷パターン、出力分布による影響は小さいため、ウラン燃料平衡炉心に対して、事象進展への影響が大きい反応度帰還効果を保守的に考慮した炉心を設定。
	蒸気発生器 ２次側保有水量 （初期）	48t／基	蒸気発生器２次側保有水量の標準値として設定。

第 7.1.5.2 表　主要解析条件（原子炉停止機能喪失（主給水流量喪失））（2／2）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	主給水流量喪失	主給水の喪失を想定。
	安全機能の喪失に対する仮定	原子炉停止機能喪失	原子炉停止機能が喪失するものとして設定。
	外部電源	外部電源あり	外部電源がある場合、１次冷却材ポンプが作動していることから１次冷却材流量が低下せず、１次冷却材温度上昇が小さくなり、減速材温度係数の負の反応度帰還効果が小さくなるため、圧力評価上厳しくなる。
重大事故等対策に関連する機器条件	多様化自動作動設備（ATWS 緩和設備）（主蒸気ライン隔離／補助給水ポンプ作動）	蒸気発生器水位異常低（狭域水位７％）（応答時間 2.0 秒）	多様化自動作動設備（ATWS緩和設備）（電動補助給水ポンプ及びタービン動補助給水ポンプの自動起動並びに主蒸気ライン隔離の自動作動）の作動設定点は、評価結果を厳しくするように、設定の下限値である蒸気発生器狭域水位７％を設定。 検出遅れや信号発信遅れ時間を考慮した遅めの値として、応答時間を設定。
	主蒸気ライン隔離	多様化自動作動設備（ATWS 緩和設備）作動設定点到達から 17 秒後に隔離完了	主蒸気ライン隔離時間は、信号遅れ、タイマ設定値及び主蒸気隔離弁閉止時間を考慮して設定。
	補助給水ポンプ	多様化自動作動設備（ATWS 緩和設備）作動設定点到達から 60 秒後に注水開始	補助給水ポンプの作動時間は、信号遅れ、タイマ設定値及びポンプの定速達成時間に余裕を考慮して設定。
		280m^3／h／３SG	電動補助給水ポンプ２台及びタービン動補助給水ポンプ１台の補助給水全台運転時（ポンプ容量は設計値（ミニフロー流量除く）を想定）に３基の蒸気発生器へ注水される場合の注水流量から設定。

第 7.1.5.3 表　主要解析条件（原子炉停止機能喪失（負荷の喪失））（1／2）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		SPARKLE-2	本重要事故シーケンスの重要現象である炉心における減速材反応度帰還効果、ドップラ反応度帰還効果等を適切に評価することが可能であるコード。
初期条件	炉心熱出力（初期）	100％（2,652MWt）	定格値を設定。
	１次系圧力（初期）	15.41MPa[gage]	定格値を設定。
	１次冷却材平均温度（初期）	302.3℃	定格値を設定。
	炉心崩壊熱	FP：日本原子力学会推奨値 アクチニド：ORIGEN2 （サイクル末期を仮定）	標準値として設定。 サイクル末期炉心の保守的な値を設定。燃焼度が高いと高次のアクチニドの蓄積が多くなるため長期冷却時の崩壊熱は大きくなる。このため、燃焼度が高くなるサイクル末期時点を対象に崩壊熱を設定。
	減速材温度係数 （初期）	－13pcm／℃	事象進展に影響が大きいパラメータである減速材温度係数は、評価結果を厳しくするように設定。負の反応度帰還効果が小さくなるよう、炉心サイクル寿命中の変化、取替炉心のばらつき及び解析コードの不確かさを考慮し、サイクル初期の値をもとに、２ループ、３ループ、４ループ炉心に対して共通に適用できる保守的な値として設定。減速材温度係数の初期値が－13pcm／℃となるように炉心のほう素濃度を高めることにより設定。なお、本設定は平衡炉心より正側の値となっている。 事象進展中の減速材反応度帰還効果は、時々刻々の減速材密度変化等に基づき３次元炉心動特性モデルにより評価される。
	ドップラ特性	ウラン燃料平衡炉心 を代表する ドップラ特性	標準値として設定。 ドップラ特性は装荷炉心毎に大きく変わらず評価結果に与える影響は小さいが、燃料温度の低下に伴う正の反応度帰還効果を大きくすることにより評価結果は厳しくなる方向であるため、ドップラ係数を保守的に設定。 事象進展中のドップラ反応度帰還効果は、時々刻々の燃料温度変化等に基づき３次元炉心動特性モデルにより評価される。
	対象炉心	ウラン燃料平衡炉心に対して、設定した減速材温度係数、ドップラ特性を考慮した炉心	炉心における燃料仕様や燃料装荷パターン、出力分布による影響は小さいため、ウラン燃料平衡炉心に対して、事象進展への影響が大きい反応度帰還効果を保守的に考慮した炉心を設定。
	蒸気発生器 ２次側保有水量 （初期）	48t／基	蒸気発生器２次側保有水量の標準値として設定。

第 7.1.5.3 表　主要解析条件（原子炉停止機能喪失（負荷の喪失））（2／2）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	負荷の喪失	圧力評価の観点で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に、蒸気負荷の喪失と主給水の喪失が同時に起こる全主蒸気隔離弁誤閉止もしくは復水器の故障を想定。
	安全機能の喪失に対する仮定	原子炉停止機能喪失	原子炉停止機能が喪失するものとして設定。
	外部電源	外部電源あり	外部電源がある場合、１次冷却材ポンプが作動していることから１次冷却材流量が低下せず、１次冷却材温度上昇が小さくなり、減速材温度係数の負の反応度帰還効果が小さくなるため、圧力評価上厳しくなる。
重大事故等対策に関連する機器条件	多様化自動作動設備（ATWS 緩和設備）（主蒸気ライン隔離／補助給水ポンプ作動）	蒸気発生器水位異常低（狭域水位７％）（応答時間 2.0 秒）	多様化自動作動設備（ATWS緩和設備）（電動補助給水ポンプ及びタービン動補助給水ポンプの自動起動並びに主蒸気ライン隔離の自動作動）の作動設定点は、評価結果を厳しくするように、設定の下限値である蒸気発生器狭域水位７％を設定。 検出遅れや信号発信遅れ時間を考慮した遅めの値として、応答時間を設定。
	補助給水ポンプ	多様化自動作動設備（ATWS 緩和設備）作動設定点到達から 60 秒後に注水開始	補助給水ポンプの作動時間は、信号遅れ、タイマ設定値及びポンプの定速達成時間に余裕を考慮して設定。
		280m^3／h／３SG	電動補助給水ポンプ２台及びタービン動補助給水ポンプ１台の補助給水全台運転時（ポンプ容量は設計値（ミニフロー流量除く）を想定）に３基の蒸気発生器へ注水される場合の注水流量から設定。

第 7.1.5.4 表　原子炉停止機能喪失（主給水流量喪失）時の感度解析結果

解析ケース	減速材温度係数初期値	ドップラ効果	初期定常誤差	原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値
基本ケース	－13pcm／℃	標準値	考慮しない	約 18.5MPa[gage]
感度解析ケース	－13pcm／℃	標準値＋20%	考慮する*	約 19.0MPa[gage]

＊：初期定常誤差として、炉心熱出力：定格値＋２%、１次冷却材平均温度：定格値＋2.2℃、１次系圧力：定格値＋0.21MPa を考慮。

第 7.1.5.5 表　原子炉停止機能喪失（負荷の喪失）時の感度解析結果

解析ケース	減速材温度係数初期値	ドップラ効果	初期定常誤差	原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値
基本ケース	－13pcm／℃	標準値	考慮しない	約 18.5MPa[gage]
感度解析ケース	－13pcm／℃	標準値＋20%	考慮する*	約 19.2MPa[gage]

＊：初期定常誤差として、炉心熱出力：定格値＋２%、１次冷却材平均温度：定格値＋2.2℃、１次系圧力：定格値＋0.21MPa を考慮。

第 7.1.6.1 表　ECCS 注水機能喪失時における重大事故等対策について（1／3）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
プラントトリップの確認	・事故の発生に伴い、原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。	－	－	出力領域中性子束 中間領域中性子束 中性子源領域中性子束
安全注入シーケンス作動状況の確認	・「安全注入作動」警報により非常用炉心冷却設備作動信号が発信し、安全注入シーケンスが作動していることを確認する。	燃料取替用水タンク 充てん／高圧注入ポンプ 余熱除去ポンプ	－	ほう酸注入ライン流量 余熱除去ループ流量 燃料取替用水タンク水位 １次冷却材圧力
１次冷却材の漏えいの判断	・加圧器水位・１次系圧力の低下、原子炉格納容器圧力・温度の上昇、格納容器再循環サンプ水位の上昇及び原子炉格納容器内モニタの上昇により１次冷却材の漏えいを判断する。	－	－	加圧器水位 １次冷却材圧力 格納容器圧力 格納容器内温度 格納容器再循環サンプ広域水位 格納容器再循環サンプ狭域水位 格納容器内高レンジエリアモニタ(高レンジ) 格納容器内高レンジエリアモニタ(低レンジ)
燃料取替用水タンクの補給操作	・１次冷却材漏えい時の対応操作として燃料取替用水タンクの補給操作を行う。	【燃料取替用水タンク】	－	燃料取替用水タンク水位
高圧注入系機能喪失の判断	・充てん／高圧注入ポンプトリップ等による運転不能又は、ほう酸注入ライン流量が確認できない場合は、高圧注入系機能喪失と判断する。 ・非常用炉心冷却設備作動を伴う１次冷却材漏えい時に、すべての高圧注入系が動作しない場合は、２次系強制冷却を行う。	－	－	ほう酸注入ライン流量 燃料取替用水タンク水位

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.1.6.1 表　ECCS 注水機能喪失時における重大事故等対策について（2／3）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
高圧注入系機能喪失時の対応	・高圧注入系の回復操作（失敗原因調査、系統構成確認、現場遮断器の状態確認、再起動操作等）を行う。	【充てん／高圧注入ポンプ】	－	－
	・充てん系による注水操作を行う。	【充てん／高圧注入ポンプ】	－	－
	・イグナイタの起動を行う。	【電気式水素燃焼装置】 【電気式水素燃焼装置動作監視装置】	－	－
	・可搬型格納容器水素濃度計測装置の運転準備を行う。	－	【可搬型ガスサンプリング冷却器用ポンプ】 【可搬型代替ガスサンプリング圧縮装置】	【可搬型格納容器水素濃度計測装置】
イグナイタ動作状況確認	・イグナイタの運転状態を、電気式水素燃焼装置動作監視装置の温度上昇により確認する。	【電気式水素燃焼装置】 【電気式水素燃焼装置動作監視装置】	－	－
蒸気発生器２次側による炉心冷却	・１次系からの漏えい量低減、蓄圧注入の促進及び余熱除去ポンプによる低圧注入開始を期待して、中央制御室にて主蒸気逃がし弁を全開し、蒸気発生器２次側による１次系の除熱を行う。	タービン動補助給水ポンプ 電動補助給水ポンプ 蒸気発生器 主蒸気逃がし弁 復水タンク ディーゼル発電機 燃料油貯油そう 燃料油貯蔵タンク	タンクローリ	１次冷却材圧力 １次冷却材高温側温度（広域） １次冷却材低温側温度（広域） 蒸気発生器狭域水位 蒸気発生器広域水位 蒸気ライン圧力 補助給水流量 復水タンク水位
蓄圧注入系動作の確認	・１次系圧力の低下に伴い、蓄圧注入系が動作することを確認する。 ・蓄圧注入開始後、１次冷却材圧力計指示が0.6MPa[gage]となれば蓄圧タンクから１次系への窒素流入防止の為、蓄圧タンク出口弁を閉止する。	蓄圧タンク	－	１次冷却材圧力
余熱除去ポンプによる低圧注入開始の確認	・１次系圧力の低下に伴い、余熱除去ポンプによる低圧注入が開始されることを確認する。	余熱除去ポンプ 燃料取替用水タンク ディーゼル発電機 燃料油貯油そう 燃料油貯蔵タンク	タンクローリ	余熱除去ループ流量 燃料取替用水タンク水位 １次冷却材圧力 １次冷却材高温側温度（広域） １次冷却材低温側温度（広域） 加圧器水位 原子炉容器水位

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.1.6.1 表　ECCS 注水機能喪失時における重大事故等対策について（3／3）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
低圧再循環運転への切替え	・燃料取替用水タンク水位計指示が16%到達及び格納容器再循環サンプ広域水位計指示が67%以上となれば、格納容器再循環サンプから余熱除去ポンプを経て余熱除去冷却器で冷却した水を炉心へ注水する低圧再循環運転への切替えを実施する。 ・長期対策として低圧再循環運転による炉心冷却を継続して行う。	格納容器再循環サンプ 格納容器再循環サンプスクリーン 余熱除去ポンプ 余熱除去冷却器 燃料取替用水タンク ディーゼル発電機 燃料油貯油そう 燃料油貯蔵タンク	タンクローリ	燃料取替用水タンク水位 格納容器再循環サンプ広域水位 格納容器再循環サンプ狭域水位 １次冷却材高温側温度（広域） １次冷却材低温側温度（広域） １次冷却材圧力 余熱除去ループ流量

第 7.1.6.2 表　主要解析条件（ECCS 注水機能喪失）（1／2）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		M-RELAP5	本重要事故シーケンスの重要現象である炉心における燃料棒表面熱伝達、沸騰・ボイド率変化等を適切に評価することが可能であるコード。
初期条件	炉心熱出力 （初期）	100％(2,652MWt)×1.02	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。 炉心熱出力が大きいと崩壊熱が大きくなり、１次冷却材の蒸散量及び燃料被覆管温度評価の観点から厳しい設定。
	１次系圧力 （初期）	15.41＋0.21MPa[gage]	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。 １次系圧力が高いと２次系強制冷却による１次系の減温、減圧が遅くなるとともに、蓄圧注入のタイミングが遅くなり、比較的低温の冷却水が注水されるタイミングも遅くなることから厳しい設定。
	１次冷却材平均温度 （初期）	302.3＋2.2℃	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。 １次冷却材平均温度（１次系保有エネルギ）が高いと２次系強制冷却による１次系の減温、減圧が遅くなるとともに、蓄圧注入のタイミングが遅くなり、比較的低温の冷却水が注水されるタイミングも遅くなることから厳しい設定。
	炉心崩壊熱	FP：日本原子力学会推奨値 アクチニド：ORIGEN2 （サイクル末期を仮定）	標準値として設定。 サイクル末期炉心の保守的な値を設定。燃焼度が高いと高次のアクチニドの蓄積が多くなるため長期冷却時の崩壊熱は大きくなる。このため、燃焼度が高くなるサイクル末期時点を対象に崩壊熱を設定。
	蒸気発生器 ２次側保有水量 （初期）	48t／基	蒸気発生器２次側保有水量の標準値として設定。
事故条件	起因事象	中破断LOCA 破断位置：低温側配管 破断口径：約15cm（６インチ） 約10cm（４インチ） 約５cm（２インチ）	中破断LOCAが発生するものとして設定。原子炉冷却材圧力バウンダリの破断位置は低温側配管とし、原子炉容器と非常用炉心冷却設備の注入配管との間において破断するものとして設定。破断口径は、高圧注入系が機能喪失した際に低圧注入を行うための１次系の減圧又は高圧注入系による炉心冷却が必要な範囲として設定。
	安全機能の喪失 に対する仮定	高圧注入機能喪失	高圧注入系の機能が喪失するものとして設定。
	外部電源	外部電源なし	外部電源がない場合、常用系機器の機能喪失及び工学的安全施設作動設備の作動遅れの観点から炉心冷却上厳しい設定。

第 7.1.6.2 表　主要解析条件（ECCS 注水機能喪失）（2／2）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉トリップ信号	原子炉圧力低 （12.73MPa［gage］） （応答時間2.0秒）	トリップ設定値に計装誤差を考慮した低めの値として、解析に用いるトリップ限界値を設定。検出遅れや信号発信遅れ時間等を考慮した遅めの値として、応答時間を設定。
	非常用炉心冷却設備作動信号	原子炉圧力低と加圧器水位低の一致 （12.04MPa［gage］、水位検出器下端） （応答時間2.0秒）　あるいは 原子炉圧力異常低 （11.36MPa［gage］） （応答時間2.0秒）	非常用炉心冷却設備作動設定値に計装誤差を考慮した低めの値として、解析に用いる非常用炉心冷却設備作動限界値を設定。検出遅れや信号発信遅れ時間を考慮した遅めの値として、応答時間を設定。
	余熱除去ポンプ	最小注入特性 （２台） （低圧注入特性： ０～約830m^3／h、 ０～約0.7MPa［gage］）	余熱除去ポンプ注入特性の標準値として設定。 炉心冷却性が厳しくなる観点から、炉心への注水量が少なくなる最小注入特性を設定。
	補助給水ポンプ	非常用炉心冷却設備 作動限界値到達から60秒後に 注水開始	補助給水ポンプの作動時間は、信号遅れとポンプの定速達成時間に余裕を考慮して設定。
		280m^3／h／３SG	電動補助給水ポンプ２台及びタービン動補助給水ポンプ１台の補助給水全台運転時（ポンプ容量は設計値（ミニフロー流量除く）を想定）に３基の蒸気発生器へ注水される場合の注水流量から設定。
	主蒸気逃がし弁	定格ループ流量の10％／個 （定格運転時）	定格運転時において、設計値として各ループに設置している主蒸気逃がし弁１個当たり定格主蒸気流量（ループ当たり）の10％を処理できる流量として設定。
	蓄圧タンク保持圧力	4.04MPa［gage］（最低保持圧力）	炉心への注水のタイミングを遅くする最低の圧力として設定。
	蓄圧タンク保有水量	29.0m^3／基（最低保有水量）	標準的に最低の保有水量を設定。
重大事故等対策に関連する操作条件	２次系強制冷却開始 （主蒸気逃がし弁開）	非常用炉心冷却設備作動信号発信から10分後に開始し１分で完了	運転員等操作時間として、事象発生の検知及び判断に10分、主蒸気逃がし弁の中央制御室開操作に１分を想定して設定。
	補助給水流量の調整	蒸気発生器狭域水位内	運転員等操作として、蒸気発生器狭域水位内に維持するように設定。

第7.1.7.1表　ECCS再循環機能喪失時における重大事故等対策について（1／3）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
プラントトリップの確認	・事故の発生に伴い、原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。	－	－	出力領域中性子束 中間領域中性子束 中性子源領域中性子束
安全注入シーケンス作動状況の確認	・「安全注入作動」警報により非常用炉心冷却設備作動信号が発信し、安全注入シーケンスが作動していることを確認する。	充てん／高圧注入ポンプ 余熱除去ポンプ 燃料取替用水タンク	－	ほう酸注入ライン流量 余熱除去ループ流量 燃料取替用水タンク水位 １次冷却材圧力
蓄圧注入系動作の確認	・１次系圧力の低下に伴い、蓄圧注入系が動作することを確認する。	蓄圧タンク	－	１次冷却材圧力
格納容器スプレイ作動状況の確認	・「格納容器スプレイ作動」警報により格納容器スプレイ信号が発信し、格納容器スプレイが作動していることを確認する。	格納容器スプレイポンプ 燃料取替用水タンク	－	燃料取替用水タンク水位 格納容器再循環サンプ広域水位 格納容器再循環サンプ狭域水位 格納容器圧力 格納容器内温度
１次冷却材の漏えいの判断	・加圧器水位・１次系圧力の低下、原子炉格納容器圧力・温度の上昇、格納容器再循環サンプ水位の上昇及び原子炉格納容器内モニタの上昇により１次冷却材の漏えいを判断する。	－	－	加圧器水位 １次冷却材圧力 格納容器圧力 格納容器内温度 格納容器再循環サンプ広域水位 格納容器再循環サンプ狭域水位 格納容器内高レンジエリアモニタ(高レンジ) 格納容器内高レンジエリアモニタ(低レンジ)
燃料取替用水タンクの補給操作	・１次冷却材漏えい時の対応操作として燃料取替用水タンクの補給操作を行う。	【燃料取替用水タンク】	－	燃料取替用水タンク水位

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第7.1.7.1表　ECCS再循環機能喪失時における重大事故等対策について（2／3）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
低圧再循環運転への切替え	・燃料取替用水タンク水位計指示が16%到達及び格納容器再循環サンプ広域水位計指示が67%以上となれば、格納容器再循環サンプから余熱除去ポンプを経て余熱除去冷却器で冷却した水を炉心へ注水する低圧再循環運転への切替えを実施する。	燃料取替用水タンク 格納容器再循環サンプ 余熱除去ポンプ 余熱除去冷却器 格納容器再循環サンプスクリーン	－	燃料取替用水タンク水位 格納容器再循環サンプ広域水位 格納容器再循環サンプ狭域水位 余熱除去ループ流量 １次冷却材高温側温度(広域) １次冷却材低温側温度(広域) １次冷却材圧力
低圧再循環運転への切替失敗の判断	・余熱除去ポンプトリップ等による運転不能、余熱除去ループ流量が上昇しない又は弁の動作不調により、低圧再循環運転への切替失敗と判断する。	－	－	余熱除去ループ流量 格納容器再循環サンプ広域水位 格納容器再循環サンプ狭域水位
低圧再循環運転への切替失敗時の対応	・低圧再循環機能回復操作（失敗原因調査、系統構成確認、現場遮断器の状態確認、再起動操作等）を行う。	【余熱除去ポンプ】	－	－
	・代替再循環運転の準備を行う。	格納容器再循環サンプ Ａ格納容器スプレイポンプ Ａ格納容器スプレイ冷却器 格納容器再循環サンプスクリーン	－	余熱除去ループ流量 格納容器再循環サンプ狭域水位 格納容器再循環サンプ広域水位 １次冷却材圧力 １次冷却材高温側温度(広域) １次冷却材低温側温度(広域) 加圧器水位
	・蒸気発生器２次側による炉心冷却を行う。	【電動補助給水ポンプ】 【タービン動補助給水ポンプ】 【主蒸気逃がし弁】 【蒸気発生器】 【復水タンク】	－	蒸気ライン圧力 蒸気発生器広域水位 蒸気発生器狭域水位 補助給水流量 １次冷却材高温側温度(広域) １次冷却材低温側温度(広域)

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.1.7.1 表　ECCS 再循環機能喪失時における重大事故等対策について（3／3）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
代替再循環運転による炉心冷却	・代替再循環運転の準備が完了すれば、A格納容器スプレイポンプによる代替再循環配管（A格納容器スプレイポンプ出口～A余熱除去ポンプ出口タイライン）を使用した代替再循環運転による炉心冷却を開始する。 ・長期対策として、代替再循環運転による炉心冷却を継続的に行う。	格納容器再循環サンプ A格納容器スプレイポンプ A格納容器スプレイ冷却器 代替再循環配管 燃料取替用水タンク 格納容器再循環サンプスクリーン	－	1次冷却材高温側温度(広域) 1次冷却材低温側温度(広域) 1次冷却材圧力 加圧器水位 燃料取替用水タンク水位 余熱除去ループ流量 格納容器再循環サンプ広域水位 格納容器再循環サンプ狭域水位
原子炉格納容器の健全性維持	・長期対策として、B格納容器スプレイポンプによる格納容器スプレイ再循環運転により原子炉格納容器の健全性維持を継続的に行う。	格納容器再循環サンプB格納容器スプレイポンプ B格納容器スプレイ冷却器 格納容器再循環サンプスクリーン	－	格納容器圧力 格納容器内温度 格納容器再循環サンプ広域水位 格納容器再循環サンプ狭域水位

第 7.1.7.2 表　主要解析条件（ECCS 再循環機能喪失）（1／3）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		MAAP	本重要事故シーケンスの重要現象である炉心における燃料棒表面熱伝達、沸騰・ボイド率変化等を適切に評価することが可能であるコード。
初期条件	炉心熱出力 （初期）	100％(2,652MWt)×1.02	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。 炉心熱出力が大きいと崩壊熱及び炉心保有熱も大きくなり、１次冷却材の蒸散量が大きくなることから、炉心水位を確保しにくく、燃料被覆管温度が高くなり厳しい設定。
	１次系圧力 （初期）	15.41＋0.21MPa[gage]	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。 １次系圧力が高いと、ECCS 注水流量が少なくなるとともに、蓄圧注入のタイミングも遅くなることから、炉心水位を確保しにくくなり厳しい設定。
	１次冷却材平均温度 （初期）	302.3＋2.2℃	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。 １次冷却材平均温度が高いと、ECCS 注水流量が少なくなるとともに、蓄圧注入のタイミングも遅くなることから、炉心水位を確保しにくくなり厳しい設定。
	炉心崩壊熱	FP：日本原子力学会推奨値 アクチニド：ORIGEN2 （サイクル末期を仮定）	標準値として設定。 サイクル末期炉心の保守的な値を設定。燃焼度が高いと高次のアクチニドの蓄積が多くなるため長期冷却時の崩壊熱は大きくなる。このため、燃焼度が高くなるサイクル末期時点を対象に崩壊熱を設定。
	蒸気発生器 ２次側保有水量 （初期）	48t／基	蒸気発生器２次側保有水量の標準値として設定。
	原子炉格納容器自由体積	67,400m^3	原子炉格納容器自由体積の標準値として設定。
事故条件	起因事象	大破断 LOCA 破断位置：低温側配管 破断口径：完全両端破断	破断位置は、炉心冠水遅れや炉心冷却能力低下の観点から低温側配管とし、原子炉容器と非常用炉心冷却設備の注入配管との間において破断するものとして設定。破断口径は、１次冷却材配管（約0.70m（27.5インチ））の完全両端破断として設定。
	安全機能の喪失 に対する仮定	ECCS 再循環機能喪失	ECCS再循環機能（低圧再循環機能）が喪失するものとして設定。
	外部電源	外部電源あり	外部電源がある場合、非常用炉心冷却設備の作動が早くなり、再循環切替失敗の時期が早くなる。このため、再循環切替失敗時点での炉心崩壊熱が高くなり、炉心水位の低下が早く、代替再循環への切替操作時間の観点で厳しくなる。
	再循環切替	燃料取替用水タンク水位低（16％） 到達時に ECCS 再循環に失敗	再循環切替えを行う燃料取替用水タンク水位として設定。 燃料取替用水タンク水量については標準値として設定。

第 7.1.7.2 表　主要解析条件（ECCS 再循環機能喪失）（2／3）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉トリップ信号	原子炉圧力低 （12.73MPa［gage］） （応答時間 2.0 秒）	トリップ設定値に計装誤差を考慮した低めの値として、解析に用いるトリップ限界値を設定。検出遅れや信号発信遅れ時間等を考慮した遅めの値として、応答時間を設定。
	非常用炉心冷却設備作動信号	原子炉圧力異常低 （11.36MPa［gage］） （応答時間０秒）	非常用炉心冷却設備作動設定値に計装誤差を考慮した低めの値として、解析に用いる非常用炉心冷却設備作動限界値を設定。 非常用炉心冷却設備の作動が早くなることで再循環切替失敗の時期が早くなる。このため、再循環切替失敗時点での炉心崩壊熱が高くなり、炉心水位の低下が早く、代替再循環への切替操作時間の観点で厳しくなることから、応答時間は０秒と設定。
	原子炉格納容器スプレイ作動信号	原子炉格納容器圧力異常高 （0.136MPa[gage]） （応答時間０秒）	原子炉格納容器スプレイ作動限界値の標準値として設定。 原子炉格納容器スプレイ設備の作動が早くなることで再循環切替失敗の時期が早くなる。このため、再循環切替失敗時点での炉心崩壊熱が高くなり、炉心水位の低下が早く、代替再循環への切替操作時間の観点で厳しくなることから、応答時間は０秒と設定。
	充てん／高圧注入ポンプ 余熱除去ポンプ	最大注入特性（２台） （高圧注入特性：０～約 350m^3／h、 ０～約 15.6MPa[gage]） 低圧注入特性（０～約 1,820m^3／h、 ０～約 1.3MPa[gage]）	充てん／高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプ注入特性の標準値として設定。 再循環切替時間が早くなるように、最大注入特性を設定。 炉心への注水量が多いと水源である燃料取替用水タンクの水位低下が早くなるため、再循環切替失敗時点での炉心崩壊熱が高くなり、炉心水位の低下が早く、代替再循環への切替操作時間の観点で厳しい設定。
	格納容器スプレイポンプ	最大流量 （注入時：２台） （再循環時：１台）	格納容器スプレイポンプ流量は、設計値より多めの値である標準値として設定。 再循環切替時間が早くなるように、最大流量を設定。 原子炉格納容器へのスプレイ量が多いと水源である燃料取替用水タンクの水位低下が早くなるため、再循環切替失敗時点での炉心崩壊熱が高くなり、炉心水位の低下が早く、代替再循環への切替操作時間の観点で厳しい設定。
	補助給水ポンプ	非常用炉心冷却設備作動限界値到達から 60 秒後に注水開始	補助給水ポンプの作動時間は、信号遅れとポンプの定速達成時間に余裕を考慮して設定。
		280m^3／h／３SG	電動補助給水ポンプ２台及びタービン動補助給水ポンプ１台の補助給水全台運転時（ポンプ容量は設計値（ミニフロー流量除く）を想定）に３基の蒸気発生器へ注水される場合の注水流量から設定。

第 7.1.7.2 表　主要解析条件（ECCS 再循環機能喪失）（3／3）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	蓄圧タンク保持圧力	4.04MPa[gage]（最低保持圧力）	炉心への注水のタイミングを遅くする最低の圧力として設定。
	蓄圧タンク保有水量	29.0m^3／基（最低保有水量）	炉心への注水量を少なくする最低の保有水量を設定。
	代替再循環注水流量	200m^3／h	再循環切替時間約19分時点での崩壊熱に相当する蒸散量（約112m^3／h）を上回る流量として設定。
重大事故等対策に関連する操作条件	代替再循環開始	再循環切替失敗から30分後 （この間は注水がないと仮定）	運転員等操作時間として、格納容器スプレイポンプによる代替再循環の現場での系統構成や中央制御室での代替再循環開始操作等に余裕を考慮して、代替再循環の開始操作に30分を想定して設定。なお、運用上は解析コードMAAPの炉心水位の予測の不確かさを考慮し、格納容器スプレイポンプによる代替再循環を実際に見込まれる操作時間であるECCS再循環切替失敗から15分後（訓練実績：７分）までに開始する。

第7.1.8.1表　格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）時における重大事故等対策について（1／2）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
プラントトリップの確認	・事故の発生に伴い、原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。	－	－	出力領域中性子束 中間領域中性子束 中性子源領域中性子束
安全注入シーケンス作動状況の確認	・「安全注入作動」警報により非常用炉心冷却設備作動信号が発信し、安全注入シーケンスが作動していることを確認する。	燃料取替用水タンク 充てん／高圧注入ポンプ 余熱除去ポンプ	－	ほう酸注入ライン流量 余熱除去ループ流量 燃料取替用水タンク水位 １次冷却材圧力
蓄圧注入系動作の確認	・１次系圧力の低下に伴い、蓄圧注入系が動作することを確認する。	蓄圧タンク	－	１次冷却材圧力
余熱除去系統からの漏えいの判断	・余熱除去系統からの漏えいの兆候があり１次系圧力の低下、加圧器水位の低下、排気筒ガスモニタの指示上昇、蒸気発生器関連モニタ指示正常等によりインターフェイスシステムLOCAの発生を判断する。	－	－	１次冷却材圧力 加圧器水位 格納容器圧力 格納容器内温度
余熱除去系統隔離	・中央制御室での操作にて余熱除去ポンプを全台停止するとともに、燃料取替用水タンク水の流出を抑制するために、燃料取替用水タンクと余熱除去系統の隔離操作を行う。 ・１次系保有水量低下を抑制するために、１次系の減圧操作を開始する前に、１次冷却系統と余熱除去系統の隔離操作を行う。なお、隔離操作については余熱除去両系統とも行う。	－	－	燃料取替用水タンク水位 余熱除去ループ流量
余熱除去系統の隔離失敗の判断	・１次系圧力の低下が継続することで余熱除去系統の隔離失敗と判断する。	－	－	１次冷却材圧力 加圧器水位
燃料取替用水タンクの補給操作	・余熱除去系統の隔離失敗時の対応操作として燃料取替用水タンクの補給操作を行う。	【燃料取替用水タンク】	－	燃料取替用水タンク水位

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第7.1.8.1表　格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）時における重大事故等対策について（2／2）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
蒸気発生器２次側による炉心冷却	・中央制御室にて主蒸気逃がし弁を全開し、蒸気発生器２次側による１次系の減温、減圧を行う。 ・蒸気発生器への注水は補助給水ポンプにて行う。	電動補助給水ポンプ タービン動補助給水ポンプ 復水タンク 主蒸気逃がし弁 蒸気発生器 ディーゼル発電機 燃料油貯油そう 燃料油貯蔵タンク	タンクローリ	蒸気ライン圧力 １次冷却材圧力 １次冷却材高温側温度(広域) １次冷却材低温側温度(広域) 蒸気発生器狭域水位 蒸気発生器広域水位 補助給水流量 復水タンク水位
加圧器逃がし弁開放による１次系減圧	・安全注入停止条件確立及び１次系からの漏えい量を抑制するため、加圧器逃がし弁を手動開することで１次系の減圧を行う。 ・加圧器逃がし弁操作の際は、１次系のサブクール度を確保した段階で実施する。	加圧器逃がし弁 ディーゼル発電機 燃料油貯油そう 燃料油貯蔵タンク	タンクローリ	１次冷却材圧力 １次冷却材高温側温度(広域) １次冷却材低温側温度(広域)
高圧注入から充てん注入への切替え	・安全注入停止条件を満足していることを確認し、高圧注入から充てん注入へ切り替える。	充てん／高圧注入ポンプ 燃料取替用水タンク ディーゼル発電機 燃料油貯油そう 燃料油貯蔵タンク	タンクローリ	ほう酸注入ライン流量 加圧器水位 燃料取替用水タンク水位
蓄圧タンク出口弁閉止	・蓄圧注入開始後、１次冷却材圧力計指示が0.6MPa[gage]になれば、蓄圧タンク出口弁を閉止する	蓄圧タンク出口弁	－	１次冷却材圧力 １次冷却材高温側温度(広域) １次冷却材低温側温度(広域)
現場での余熱除去系統の隔離及び余熱除去系統からの漏えい停止確認	・漏えい側余熱除去ポンプの入口弁（ユニハンドラ弁）を閉止することにより隔離を行い、余熱除去系統からの漏えい停止を確認する。	余熱除去ポンプ入口弁	－	１次冷却材圧力 加圧器水位 格納容器圧力 格納容器内温度
蒸気発生器２次側を使用した除熱の確認	・補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水及び主蒸気逃がし弁開放により蒸気発生器２次側を使用した除熱を継続して行う。	電動補助給水ポンプ タービン動補助給水ポンプ 復水タンク 主蒸気逃がし弁 蒸気発生器 ディーゼル発電機 燃料油貯油そう 燃料油貯蔵タンク	タンクローリ	蒸気ライン圧力 １次冷却材高温側温度(広域) １次冷却材低温側温度(広域) 蒸気発生器狭域水位 蒸気発生器広域水位 補助給水流量 復水タンク水位

第 7.1.8.2 表　格納容器バイパス（蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故）時における重大事故等対策について（1／3）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
プラントトリップの確認	・事故の発生に伴い、原子炉トリップ及びタービントリップを確認する。	－	－	出力領域中性子束 中間領域中性子束 中性子源領域中性子束
安全注入シーケンス作動状況の確認	・「安全注入作動」警報により非常用炉心冷却設備作動信号が発信し、安全注入シーケンスが作動していることを確認する。	燃料取替用水タンク 充てん／高圧注入ポンプ 余熱除去ポンプ	－	ほう酸注入ライン流量 余熱除去ループ流量 燃料取替用水タンク水位 １次冷却材圧力
蒸気発生器細管の漏えいの判断	・蒸気発生器細管漏えい監視モニタ指示上昇、蒸気発生器水位・圧力の上昇及び加圧器水位・圧力の低下にて蒸気発生器伝熱管破損発生の判断及び破損側蒸気発生器を判定する。	－	－	蒸気ライン圧力 蒸気発生器狭域水位 蒸気発生器広域水位 加圧器水位 １次冷却材圧力
補助給水ポンプ起動及び補助給水流量確立の確認	・安全注入シーケンス作動等による補助給水ポンプの自動起動及び補助給水流量が確立していることを確認する。	タービン動補助給水ポンプ 電動補助給水ポンプ 蒸気発生器 復水タンク	－	補助給水流量 復水タンク水位 蒸気発生器狭域水位 蒸気発生器広域水位
破損側蒸気発生器の隔離	・破損側蒸気発生器の隔離操作として、破損側蒸気発生器への補助給水停止、主蒸気隔離弁の閉止、タービン動補助給水ポンプ駆動蒸気元弁の閉止等を行う。	主蒸気隔離弁	－	－
破損側蒸気発生器圧力の減圧継続判断	・破損側蒸気発生器の隔離操作完了後に、破損側蒸気発生器圧力が無負荷圧力（6.93MPa[gage]）より低下し、減圧が継続すれば、破損側蒸気発生器圧力の減圧継続を判断する。	－	－	蒸気ライン圧力 １次冷却材圧力 蒸気発生器狭域水位 蒸気発生器広域水位 加圧器水位
健全側蒸気発生器の主蒸気逃がし弁による２次系強制冷却	・破損側蒸気発生器圧力の減圧継続時の対応操作として、健全側蒸気発生器の主蒸気逃がし弁による２次系強制冷却を行う。	電動補助給水ポンプ タービン動補助給水ポンプ 復水タンク 主蒸気逃がし弁 蒸気発生器 ディーゼル発電機 燃料油貯油そう 燃料油貯蔵タンク	タンクローリ	蒸気ライン圧力 蒸気発生器狭域水位 蒸気発生器広域水位 １次冷却材高温側温度(広域) １次冷却材低温側温度(広域) 補助給水流量 復水タンク水位
燃料取替用水タンクの補給操作	・破損側蒸気発生器圧力の減圧継続時の対応操作として、燃料取替用水タンクの補給操作を行う。	【燃料取替用水タンク】	－	燃料取替用水タンク水位

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.1.8.2 表　格納容器バイパス（蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故）時における重大事故等対策について（2／3）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
加圧器逃がし弁開放による１次系減圧	・安全注入停止条件確立及び１次系からの漏えい量を抑制するため、加圧器逃がし弁を手動開することで１次系の減圧を行う。 ・加圧器逃がし弁操作の際は、１次系のサブクール度を確保した段階で実施する。	加圧器逃がし弁 ディーゼル発電機 燃料油貯油そう 燃料油貯蔵タンク	タンクローリ	１次冷却材圧力 １次冷却材高温側温度(広域) １次冷却材低温側温度(広域)
蓄圧タンクの隔離	・蓄圧注入による破損側蒸気発生器２次側への漏えい量を抑制するため、安全注入停止条件を満足していることを確認し、１次系圧力が蓄圧タンクの保持圧力（4.04MPa[gage]）になる前に蓄圧タンク出口弁を閉止する。	蓄圧タンク出口弁	－	１次冷却材圧力 １次冷却材高温側温度(広域) １次冷却材低温側温度(広域)
高圧注入から充てん注入への切替え	・安全注入停止条件を満足していることを確認し、高圧注入から充てん注入へ切り替える。	充てん／高圧注入ポンプ 燃料取替用水タンク ディーゼル発電機 燃料油貯油そう 燃料油貯蔵タンク	タンクローリ	ほう酸注入ライン流量 加圧器水位 燃料取替用水タンク水位
余熱除去系による炉心冷却	・１次冷却材圧力計指示2.7MPa[gage]以下及び１次冷却材高温側温度計（広域）指示177℃以下となり余熱除去系統が使用可能になれば、１次冷却材高温側配管から取水することで余熱除去系による炉心冷却を開始する。	余熱除去ポンプ 余熱除去冷却器	－	１次冷却材高温側温度(広域) １次冷却材低温側温度(広域) 余熱除去ループ流量 加圧器水位 １次冷却材圧力
１、２次系の均圧による破損側蒸気発生器からの漏えい停止	・１次系の減圧操作により１次系と２次系を均圧させ、破損側蒸気発生器からの漏えいを停止する。 ・長期対策として余熱除去系統による炉心冷却を継続的に行う。	加圧器逃がし弁 余熱除去ポンプ 余熱除去冷却器	－	１次冷却材圧力 加圧器水位 蒸気ライン圧力 蒸気発生器狭域水位 蒸気発生器広域水位 １次冷却材高温側温度(広域) １次冷却材低温側温度(広域) 余熱除去ループ流量
１次系のフィードアンドブリード運転	・余熱除去系統が使用不能の場合には、すべての加圧器逃がし弁を手動で開放し、充てん注入によるフィードアンドブリード運転を実施する。	充てん／高圧注入ポンプ 燃料取替用水タンク 加圧器逃がし弁 ディーゼル発電機 燃料油貯油そう 燃料油貯蔵タンク	タンクローリ	加圧器水位 燃料取替用水タンク水位 １次冷却材圧力 １次冷却材高温側温度(広域) １次冷却材低温側温度(広域) ほう酸注入ライン流量

第 7.1.8.2 表　格納容器バイパス（蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故）時における重大事故等対策について（3／3）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
代替再循環運転への切替え	・長期対策として、余熱除去系統が使用不能の場合、格納容器再循環サンプ広域水位計指示が再循環運転可能水位（67%）に再循環運転開始後の水位低下の可能性を考慮した水位72%以上となれば、代替再循環運転に切り替える。代替再循環運転に切り替え後は、格納容器再循環サンプからＡ格納容器スプレイポンプを経てＡ格納容器スプレイ冷却器で冷却した水を余熱除去系統及び格納容器スプレイ系統に整備しているタイラインより炉心へ注水することで、継続的な炉心冷却を行う。	格納容器再循環サンプ 格納容器再循環サンプスクリーン Ａ格納容器スプレイポンプ Ａ格納容器スプレイ冷却器 代替再循環配管 燃料取替用水タンク ディーゼル発電機 燃料油貯油そう 燃料油貯蔵タンク	タンクローリ	余熱除去ループ流量 格納容器再循環サンプ狭域水位 格納容器再循環サンプ広域水位 燃料取替用水タンク水位 １次冷却材圧力 １次冷却材高温側温度(広域) １次冷却材低温側温度(広域) 加圧器水位

第 7.1.8.3 表　主要解析条件（格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA））（1／3）

項目		主要解析条件		条件設定の考え方
解析コード		M-RELAP5		本重要事故シーケンスの重要現象である炉心における沸騰・ボイド率変化、気液分離・対向流等を適切に評価することが可能であるコード。
初期条件	炉心熱出力 （初期）	100％（2,652MWt）×1.02		評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。 炉心熱出力が大きいと崩壊熱が大きくなり、１次冷却材の蒸散量及び燃料被覆管温度評価の観点から厳しい設定。
	１次系圧力 （初期）	15.41＋0.21MPa[gage]		評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。 １次系圧力が高いと２次系強制冷却による１次系の減温、減圧が遅くなり、非常用炉心冷却設備注水のタイミングが遅くなることに伴い、比較的低温の冷却水が注水されるタイミングも遅くなることから厳しい設定。
	１次冷却材平均温度 （初期）	302.3＋2.2℃		評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。 １次冷却材平均温度が高いと２次系強制冷却による１次系の減温、減圧が遅くなり、非常用炉心冷却設備注水のタイミングが遅くなることに伴い、比較的低温の冷却水が注水されるタイミングも遅くなることから厳しい設定。
	炉心崩壊熱	FP：日本原子力学会推奨値 アクチニド：ORIGEN2 （サイクル末期を仮定）		標準値として設定。 サイクル末期炉心の保守的な値を設定。燃焼度が高いと高次のアクチニドの蓄積が多くなるため長期冷却時の崩壊熱は大きくなる。このため、燃焼度が高くなるサイクル末期時点を対象に崩壊熱を設定。
	蒸気発生器 ２次側保有水量 （初期）	48t／基		蒸気発生器２次側保有水量の標準値として設定。
事故条件	起因事象	余熱除去系統入口隔離弁の誤開又は破損		余熱除去系統入口隔離弁の誤開又は破損による余熱除去系統の圧力上昇により、余熱除去系統からの漏えいが発生するものとして設定。
		破断箇所	破断口径	余熱除去ポンプ入口逃がし弁については、実機における口径を基に設定。 余熱除去冷却器出口逃がし弁については、口径の標準値として設定。 余熱除去系機器等については、実機での破断面積に係る評価結果を上回る値として、NUPEC報告書の値を基に設定。 なお、本設定は実機で想定される余熱除去系逃がし弁と余熱除去系機器等の破断口径として設定した合計値と等価である。 また、余熱除去系機器等の破断面積の評価においては、余熱除去系統の圧力挙動の評価結果を踏まえ、配管破断は生じることはなく、余熱除去系統の低圧側に静的に１次冷却材系統の圧力、温度相当まで加圧及び加温されるものとしている。
		原子炉格納容器外の余熱除去冷却器出口逃がし弁	約3.3cm （約1.3インチ）	
		原子炉格納容器内の余熱除去ポンプ入口逃がし弁	約11cm （約4.2インチ）	
		原子炉格納容器外の余熱除去系機器等	約4.1cm （約1.6インチ）	
	安全機能の喪失に対する仮定	余熱除去機能喪失		余熱除去機能が喪失するものとして設定。
	外部電源	外部電源なし		外部電源がない場合、常用系機器の機能喪失及び工学的安全施設作動設備の作動遅れの観点から炉心冷却上厳しい設定。

第 7.1.8.3 表　主要解析条件（格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA））（2／3）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉トリップ信号	原子炉圧力低 （12.73MPa[gage]） （応答時間2.0秒）	トリップ設定値に計装誤差を考慮した低めの値として、解析に用いるトリップ限界値を設定。検出遅れや信号発信遅れ時間等を考慮した遅めの値として、応答時間を設定。
	非常用炉心冷却設備作動信号	原子炉圧力異常低 （11.36MPa[gage]） （応答時間2.0秒）	非常用炉心冷却設備作動設定値に計装誤差を考慮した低めの値として、解析に用いる非常用炉心冷却設備作動限界値を設定。検出遅れや信号発信遅れ時間を考慮した遅めの値として、応答時間を設定。
	充てん／高圧注入ポンプ	最大注入特性 （２台） （高圧注入特性： ０～約220m^3／h、 ０～約19.4MPa[gage]）	充てん／高圧注入ポンプ２台を使用するものとし、漏えい量を増加させる観点から、設計値に注入配管の流路抵抗等を考慮した最大注入特性を設定。
	補助給水ポンプ	非常用炉心冷却設備作動限界値到達から60秒後に注水開始	補助給水ポンプの作動時間は、信号遅れとポンプの定速達成時間に余裕を考慮して設定。
		280m^3／h／３SG	電動補助給水ポンプ２台及びタービン動補助給水ポンプ１台の補助給水全台運転時（ポンプ容量は設計値（ミニフロー流量除く）を想定）に３基の蒸気発生器へ注水される場合の注水流量から設定。
	蓄圧タンク保持圧力	4.04MPa[gage] （最低保持圧力）	炉心への注水のタイミングを遅くする最低の圧力として設定。
	蓄圧タンク保有水量	29.0m^3／基 （最低保有水量）	標準的に最低の保有水量を設定。
	主蒸気逃がし弁	定格ループ流量の10%／個 （定格運転時）	定格運転時において、設計値として各ループに設置している主蒸気逃がし弁１個当たり定格主蒸気流量（ループ当たり）の10%を処理できる流量として設定。
	余熱除去系逃がし弁吹止まり圧力	余熱除去冷却器出口逃がし弁及び余熱除去ポンプ入口逃がし弁の設計値	余熱除去系逃がし弁は設計値にて閉止するものとして設定。

第 7.1.8.3 表　主要解析条件（格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA））（3／3）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	２次系強制冷却開始	安全注入信号発信から25分後	運転員等操作時間として、事象判断に10分、安全注入信号のリセット操作、余熱除去ポンプ停止操作、余熱除去系統の中央制御室からの隔離操作等に14分、主蒸気逃がし弁開操作に１分を想定し、必要な時間を積み上げて設定。
	補助給水流量の調整	蒸気発生器狭域水位内	運転員等操作として、蒸気発生器狭域水位内に維持するように設定。
	加圧器逃がし弁の開閉操作	加圧器逃がし弁の開閉操作に係る条件成立後	運転員等操作として、加圧器逃がし弁の開閉操作に係る条件が成立すれば適宜開閉するよう設定。
	非常用炉心冷却設備から充てん系への切替	非常用炉心冷却設備停止条件成立から２分後	運転員等操作時間として、充てん／高圧注入ポンプの高圧モードから充てんモードへの切替操作に２分を想定して設定。
	充てん流量の調整	加圧器水位計測範囲内	運転員等操作として、加圧器水位計測範囲内を維持するように設定。

第 7.1.8.4 表　主要解析条件（格納容器バイパス（蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故））（1／3）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		M-RELAP5	本重要事故シーケンスの重要現象である炉心における沸騰・ボイド率変化、気液分離・対向流等を適切に評価することが可能であるコード。
初期条件	炉心熱出力 （初期）	100％（2,652MWt）×1.02	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。 炉心熱出力が大きいと崩壊熱が大きくなり、１次冷却材の蒸散量及び燃料被覆管温度評価の観点から厳しい設定。
	１次系圧力 （初期）	15.41＋0.21MPa[gage]	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。 １次系圧力が高いと２次系強制冷却による１次系の減温、減圧が遅くなり、非常用炉心冷却設備注水のタイミングが遅くなることに伴い、比較的低温の冷却水が注水されるタイミングも遅くなることから厳しい設定。
	１次冷却材平均温度 （初期）	302.3＋2.2℃	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。 １次冷却材平均温度が高いと２次系強制冷却による１次系の減温、減圧が遅くなり、非常用炉心冷却設備注水のタイミングが遅くなることに伴い、比較的低温の冷却水が注水されるタイミングも遅くなることから厳しい設定。
	炉心崩壊熱	FP：日本原子力学会推奨値 アクチニド：ORIGEN2 （サイクル末期を仮定）	標準値として設定。 サイクル末期炉心の保守的な値を設定。燃焼度が高いと高次のアクチニドの蓄積が多くなるため長期冷却時の崩壊熱は大きくなる。このため、燃焼度が高くなるサイクル末期時点を対象に崩壊熱を設定。
	蒸気発生器 ２次側保有水量 （初期）	48t／基	蒸気発生器２次側保有水量の標準値として設定。
事故条件	起因事象	１基の蒸気発生器の伝熱管１本の両端破断	１基の蒸気発生器の伝熱管１本が瞬時に両端破断するものとして設定。
	安全機能の喪失に対する仮定	主蒸気安全弁１個の開固着	破損側蒸気発生器隔離失敗の想定として、原子炉トリップ後に主蒸気逃がし弁が作動した時点で、破損側蒸気発生器につながる主蒸気安全弁１個が開固着するものとして設定。
	外部電源	外部電源なし	外部電源がない場合、常用系機器の機能喪失及び工学的安全施設作動設備の作動遅れの観点から炉心冷却上厳しい設定。

第7.1.8.4表　主要解析条件（格納容器バイパス（蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故））（2／3）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉トリップ信号	原子炉圧力低 （12.73MPa[gage]） （応答時間2.0秒） あるいは 過大温度ΔＴ高 （１次冷却材温度等の関数） （応答時間6.0秒）	トリップ設定値に計装誤差を考慮した低めの値として、解析に用いるトリップ限界値を設定。検出遅れや信号発信遅れ時間等を考慮した遅めの値として、応答時間を設定。
	非常用炉心冷却設備作動信号	原子炉圧力低と加圧器水位低の一致 （12.04MPa[gage]、水位検出器下端） （応答時間2.0秒）	非常用炉心冷却設備作動設定値に計装誤差を考慮した低めの値として、解析に用いる非常用炉心冷却設備作動限界値を設定。検出遅れや信号発信遅れ時間を考慮した遅めの値として、応答時間を設定。
	充てん／高圧注入ポンプ	最大注入特性 （２台） （高圧注入特性： ０～約220m^3／h、 ０～約19.4MPa[gage]）	充てん／高圧注入ポンプ２台を使用するものとし、漏えい量を増加させる観点から、設計値に注入配管の流路抵抗等を考慮した最大注入特性を設定。
	補助給水ポンプ	非常用炉心冷却設備作動限界値到達から60秒後に注水開始	補助給水ポンプの作動時間は、信号遅れとポンプの定速達成時間に余裕を考慮して設定。
		280m^3／h／３SG	電動補助給水ポンプ２台及びタービン動補助給水ポンプ１台の補助給水全台運転時（ポンプ容量は設計値（ミニフロー流量除く）を想定）に３基の蒸気発生器へ注水される場合の注水流量から設定。
	主蒸気逃がし弁	定格ループ流量の10%／個 （定格運転時）	定格運転時において、設計値として各ループに設置している主蒸気逃がし弁１個当たり定格主蒸気流量（ループ当たり）の10%を処理できる流量として設定。

第7.1.8.4表　主要解析条件（格納容器バイパス（蒸気発生器伝熱管破損時に破損側蒸気発生器の隔離に失敗する事故））（3／3）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	①破損SGへの補助給水停止 ②破損SGからのタービン動補助給水ポンプ駆動蒸気元弁閉止 ③破損SG主蒸気隔離弁閉止	原子炉トリップ後10分で開始し、約２分で完了	運転員等操作時間として、事象発生の検知及び判断に10分、①、②及び③の操作に約２分を想定し、必要な時間を積み上げて設定。
	健全側主蒸気逃がし弁開	破損SG隔離操作完了後１分で開始	運転員等操作時間として、破損SG隔離操作完了後、主蒸気逃がし弁の中央制御室開操作に１分を想定し、必要な時間を積み上げて設定。
	補助給水流量の調整	蒸気発生器狭域水位内	運転員等操作として、蒸気発生器狭域水位内に維持するように設定。
	加圧器逃がし弁の開閉操作	加圧器逃がし弁の開閉操作に係る条件成立後	運転員等操作として、加圧器逃がし弁の開閉操作に係る条件が成立すれば適宜開閉するよう設定。
	非常用炉心冷却設備から充てん系への切替	非常用炉心冷却設備停止条件成立から２分後	運転員等操作時間として、充てん／高圧注入ポンプの高圧モードから充てんモードへの切替操作に２分を想定して設定。
	充てん流量の調整	加圧器水位計測範囲内	運転員等操作として、加圧器水位計測範囲内を維持するように設定。
	余熱除去系による炉心冷却開始	余熱除去運転条件成立後	余熱除去運転条件が成立すれば、余熱除去系統による炉心冷却を開始するよう設定。

第 7.2.1.1.1 表　雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）における重大事故等対策について（1／4）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
事象の発生及び対応処置	・LOCA、過渡事象又は全交流動力電源喪失が発生し、原子炉自動停止及び非常用炉心冷却設備作動信号等が発信すれば、原子炉トリップ、安全注入及び格納容器スプレイの動作状況を確認する。 ・その後、格納容器スプレイ機能、ECCS 再循環機能等の安全機能喪失が重畳して発生すれば、全交流動力電源喪失の手順又は喪失した安全機能に対応した手順へ移行する。	－	－	出力領域中性子束 中間領域中性子束 中性子源領域中性子束
1 次冷却材喪失事象時の対応	・全交流動力電源喪失時に 1 次冷却材漏えいが重畳して発生した場合に 1 次系圧力が蓄圧タンク動作圧力まで急激に低下し、かつ 1 次系圧力が回復しない状態であれば「1 次冷却材喪失事象（大破断）」と判断する。 ・大容量空冷式発電機による電源確保、常設電動注入ポンプ起動準備、復水タンクへの供給、使用済燃料ピットへの注水確保及び移動式大容量ポンプ車による格納容器内自然対流冷却の準備を行う。 ・常設電動注入ポンプ起動準備においては、1 次冷却材喪失事象（大破断）の場合は炉心損傷を避けられないとして、常設電動注入ポンプの注入先を格納容器スプレイとする。また、1 次冷却材喪失事象（大破断）に至らない漏えい又は漏えいがない場合は、炉心損傷防止のために常設電動注入ポンプの注入先を炉心注水とする。炉心注水を行っている間に炉心出口温度計指示 350℃以上及び格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）指示 1×10^{5} mSv／h 以上により炉心損傷と判断すれば、注入先を格納容器スプレイに切り替えるとともに炉心損傷の進展防止及び緩和のため、B 充てん／高圧注入ポンプ自己冷却運転による炉心注水を行う。	大容量空冷式発電機 常設電動注入ポンプ 復水タンク 【B 充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）】 燃料油貯蔵タンク 大容量空冷式発電機用燃料タンク 大容量空冷式発電機用給油ポンプ	移動式大容量ポンプ車 取水用水中ポンプ 取水用水中ポンプ用発電機 復水タンク補給用水中ポンプ 使用済燃料ピット補給用水中ポンプ 使用済燃料ピット及び復水タンク補給用水中ポンプ用発電機 中間受槽 タンクローリ	1 次冷却材圧力 加圧器水位 格納容器圧力 格納容器内温度 格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ） 格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ） 格納容器再循環サンプ狭域水位 格納容器再循環サンプ広域水位 1 次冷却材高温側温度（広域） 蒸気ライン圧力 蒸気発生器狭域水位 蒸気発生器広域水位

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.2.1.1.1 表　雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）における重大事故等対策について（2／4）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
アニュラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動	・全交流動力電源喪失時、アニュラス部の水素滞留防止及び被ばく低減対策として、現場にてアニュラス空気浄化系ダンパの代替空気供給を行い、起動準備が整い次第、アニュラス空気浄化ファンを起動する。 ・中央制御室の作業環境確保のため、現場にて中央制御室非常用循環系ダンパの開処置を実施し、起動準備が整い次第、中央制御室非常用循環系を起動する。	アニュラス空気浄化ファン アニュラス空気浄化微粒子除去フィルタユニット アニュラス空気浄化よう素除去フィルタユニット 中央制御室非常用循環ファン 中央制御室空調ファン 中央制御室循環ファン 中央制御室非常用循環フィルタユニット	窒素ボンベ（アニュラス空気浄化ファン弁用）	－
補助給水系機能維持の判断	・補助給水ポンプ起動及び補助給水流量計指示が 80 ㎥／h 以上確立されていることを確認する。 ・全交流動力電源喪失状態で１次冷却材喪失事象（小規模）が発生し、補助給水系の機能が喪失している場合は、加圧器逃がし弁の使用準備として、窒素ボンベ(加圧器逃がし弁用)による駆動用空気の供給を行い、炉心損傷判断後、1 次系圧力を 2.0MPa[gage]以下まで減圧を実施する。なお、加圧器逃がし弁使用準備において、直流電源が喪失している場合には、可搬型バッテリ（加圧器逃がし弁用）も準備する。	タービン動補助給水ポンプ 復水タンク 加圧器逃がし弁	【可搬型バッテリ（加圧器逃がし弁用）】 窒素ボンベ（加圧器逃がし弁用）	蒸気発生器狭域水位 蒸気発生器広域水位 復水タンク水位 補助給水流量 １次冷却材圧力
イグナイタ起動及び可搬型格納容器水素濃度計測装置準備	・炉心出口温度計指示が 350℃到達又は安全注入動作を伴う１次冷却材喪失時にすべての高圧注入系が機能喪失すれば、イグナイタを起動するとともに、可搬型格納容器水素濃度計測装置の起動準備を実施する。また、全交流動力電源喪失時においては、大容量空冷式発電機より受電すれば、速やかにイグナイタを起動する。	【電気式水素燃焼装置】 【電気式水素燃焼装置動作監視装置】 大容量空冷式発電機 燃料油貯蔵タンク 大容量空冷式発電機用燃料タンク 大容量空冷式発電機用給油ポンプ	可搬型ガスサンプリング冷却器用冷却ポンプ 可搬型代替ガスサンプリング圧縮装置 タンクローリ	１次冷却材高温側温度（広域） 可搬型格納容器水素濃度計測装置

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.2.1.1.1 表　雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）における重大事故等対策について（3／4）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
炉心損傷の判断	・炉心出口温度計指示 350℃以上及び格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）指示 1×10^{5} mSv／h 以上により、炉心損傷と判断する。	－	－	格納容器内高レンジエリアモニタ(高レンジ) 格納容器内高レンジエリアモニタ(低レンジ) 1 次冷却材高温側温度(広域)
静的触媒式水素再結合装置及びイグナイタ動作状況確認	・静的触媒式水素再結合装置にて原子炉格納容器内の水素が処理されていることを、静的触媒式水素再結合装置動作監視装置の温度上昇により確認する。 ・イグナイタ運転にて原子炉格納容器内の水素が燃焼し処理されていることを、電気式水素燃焼装置動作監視装置の温度上昇により確認する。	静的触媒式水素再結合装置 静的触媒式水素再結合装置動作監視装置 【電気式水素燃焼装置】 【電気式水素燃焼装置動作監視装置】 大容量空冷式発電機 燃料油貯蔵タンク 大容量空冷式発電機用燃料タンク 大容量空冷式発電機用給油ポンプ	タンクローリ	－
常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイ	・格納容器スプレイ系の機能が喪失している場合は、1 次冷却材漏えいに伴う原子炉格納容器圧力上昇の抑制及び炉心損傷後の溶融炉心・コンクリート相互作用防止のため、大容量空冷式発電機からの給電及び常設電動注入ポンプの準備が整い次第、代替格納容器スプレイを開始する。なお、炉心の冷却については、B 充てん／高圧注入ポンプ自己冷却による炉心注水の準備を行い、準備が整い次第、炉心注水を行う。 ・常設電動注入ポンプの水源である燃料取替用水タンクが枯渇するまでに、復水タンクより補給を行い、代替格納容器スプレイを継続する。その後、格納容器再循環サンプ広域水位計指示が 77%以上となれば、代替格納容器スプレイを一旦停止する。一旦停止後に、格納容器圧力計指示が 245kPa[gage]まで上昇すれば代替格納容器スプレイを再開する。	大容量空冷式発電機 燃料取替用水タンク 常設電動注入ポンプ 復水タンク 【B 充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）】 燃料油貯蔵タンク 大容量空冷式発電機用燃料タンク 大容量空冷式発電機用給油ポンプ	タンクローリ	格納容器圧力 格納容器内温度 格納容器再循環サンプ狭域水位 格納容器再循環サンプ広域水位 燃料取替用水タンク水位 復水タンク水位 A 格納容器スプレイ冷却器出口積算流量 SA 用低圧炉心注入及びスプレイ積算流量 原子炉格納容器水位 原子炉下部キャビティ水位

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.2.1.1.1 表　雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）における重大事故等対策について（4／4）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
水素濃度監視	・炉心損傷と判断すれば、ジルコニウム－水反応等にて発生する水素による原子炉格納容器内の水素濃度の状況を確認するために、可搬型格納容器水素濃度計測装置の準備が整い次第、運転し、原子炉格納容器内水素濃度の測定を開始する。	燃料油貯蔵タンク	可搬型ガスサンプリング冷却器用冷却ポンプ 可搬型代替ガスサンプリング圧縮装置 移動式大容量ポンプ車 タンクローリ	可搬型格納容器水素濃度計測装置 【アニュラス水素濃度推定用可搬型線量率】
格納容器内自然対流冷却	・Ａ、Ｂ格納容器再循環ユニットに原子炉補機冷却水を通水し、原子炉格納容器雰囲気を自然対流により除熱する。 ・全交流動力電源喪失等の原因により原子炉補機冷却水系統が使用できない場合には、移動式大容量ポンプ車によりＡ、Ｂ格納容器再循環ユニットに冷却水を供給し、原子炉格納容器雰囲気を自然対流により除熱する。ただし、炉心溶融により屋外の放射線量が高い場合は、屋内に待機しモニタ指示を確認しながら、事象発生から24時間以内に除熱を開始できるように作業を行う。	Ａ、Ｂ格納容器再循環ユニット 燃料油貯蔵タンク	移動式大容量ポンプ車 タンクローリ	格納容器圧力 格納容器内温度 可搬型温度計測装置（格納容器再循環ユニット入口温度／出口温度（SA）用）

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.2.1.1.2 表　主要解析条件（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損））（1／3）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		MAAP	本評価事故シーケンスの重要現象である炉心における燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達等を適切に評価することが可能であるコード。
初期条件	炉心熱出力 （初期）	100％(2,652MWt)×1.02	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。 炉心熱出力が大きいと、崩壊熱及び炉心保有熱も大きくなることから、炉心水位を確保しにくく、原子炉格納容器へ放出されるエネルギが大きくなり厳しい設定。
	１次系圧力 （初期）	15.41＋0.21MPa[gage]	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。 １次系圧力が高いと、原子炉格納容器へ放出されるエネルギが大きくなり厳しい設定。
	１次冷却材平均温度 （初期）	302.3＋2.2℃	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。 １次冷却材温度が高いと、原子炉格納容器へ放出されるエネルギが大きくなり厳しい設定。
	炉心崩壊熱	FP：日本原子力学会推奨値 アクチニド：ORIGEN2 （サイクル末期を仮定）	標準値として設定。 サイクル末期炉心の保守的な値を設定。燃焼度が高いと高次のアクチニドの蓄積が多くなるため長期冷却時の崩壊熱は大きくなる。このため、燃焼度が高くなるサイクル末期時点を対象に崩壊熱を設定。
	蒸気発生器２次側 保有水量 （初期）	48t／基	蒸気発生器２次側保有水量の標準値として設定。
	燃料取替用水 タンク水量	1,900m^3	燃料取替用水タンク水量の標準値として設定。
	原子炉格納容器自由体積	67,400m^3	原子炉格納容器自由体積の標準値として設定。
	ヒートシンク	標準値	ヒートシンクは、設計値より小さめの値（標準値）として設定。

第 7.2.1.1.2 表　主要解析条件（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損））（2／3）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	大破断 LOCA 破断位置：高温側配管 破断口径：完全両端破断	原子炉格納容器内へ早期に炉心からの蒸気が系外に放出されるため、事象進展が早く、炉心溶融、原子炉容器破損などの主要事象の発生時刻が早くなる観点から高温側配管が破断するものとして設定。破断口径は、１次冷却材配管（約 0.74m（29 インチ））の完全両端破断を設定。
	安全機能の喪失に対する仮定	低圧注入機能、高圧注入機能及び 格納容器スプレイ注入機能喪失	低圧注入機能、高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失するものとして設定。
		・外部電源喪失時に非常用所内交流電源喪失 ・原子炉補機冷却機能喪失	外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮するものとして設定。
	外部電源	外部電源なし	安全機能の喪失に対する仮定に基づき外部電源なしを想定。
	水素の発生	ジルコニウム－水反応を考慮	水の放射線分解等による水素発生については、原子炉格納容器圧力及び温度に対する影響が軽微であることから考慮していない。

第 7.2.1.1.2 表　主要解析条件（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損））（3／3）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉トリップ信号	1 次冷却材ポンプ電源電圧低 （定格値の 65%） （応答時間 1.2 秒）	トリップ設定値に計装誤差を考慮した低めの値として、解析に用いるトリップ限界値を設定。 検出遅れや信号発信遅れ時間等を考慮した遅めの値として、応答時間を設定。
	タービン動補助給水ポンプ	事象発生 60 秒後に注水開始	タービン動補助給水ポンプの作動時間は、信号遅れとポンプの定速達成時間に余裕を考慮して設定。
		160m^3／h／ 3 SG	タービン動補助給水ポンプの設計値 210m^3／h から、ミニフロー流量 50m^3／h を除いた値により設定。
	蓄圧タンク 保持圧力	4.04MPa[gage] （最低保持圧力）	炉心への注水のタイミングを遅くする最低の圧力とし、炉心損傷のタイミングを早める観点から厳しい設定。
	蓄圧タンク 保有水量	29.0m^3／基 （最低保有水量）	炉心への注水量を少なくする最低の水量とし、炉心損傷のタイミングを早める観点から厳しい設定。
	常設電動注入ポンプによるスプレイ流量	140m^3／h	原子炉格納容器内への注水流量を設計上期待できる値として設定。
	格納容器再循環ユニット	2 基 1 基当たりの除熱特性 （100℃～約 155℃、約 1.9MW～約 8.1MW）	格納容器再循環ユニット除熱特性の標準値として設定。
	静的触媒式水素再結合装置及びイグナイタ	効果を期待せず	原子炉格納容器圧力の観点で厳しくなるように、静的触媒式水素再結合装置及びイグナイタの効果については期待しない。
重大事故等対策に関連する操作条件	常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイ開始	炉心溶融開始から 30 分後	運転員等操作時間として、常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイ開始操作に係る現地操作に必要な移動、操作等の時間を考慮して 30 分を想定して設定。
	常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイ停止	事象発生から 24 時間後	格納容器内自然対流冷却開始に伴い停止。
	格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却開始	事象発生から 24 時間後	格納容器内自然対流冷却の開始操作に係る要員の召集のための時間、操作等の時間を考慮して 24 時間を想定して設定。

第 7.2.1.2.1 表　雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）における重大事故等対策について（1／4）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
事象の発生及び対応処置	・LOCA、過渡事象又は全交流動力電源喪失が発生し、原子炉自動停止及び非常用炉心冷却設備作動信号等が発信すれば、原子炉トリップ、安全注入及び格納容器スプレイの動作状況を確認する。 ・その後、格納容器スプレイ機能、ECCS 再循環機能等の安全機能喪失が重畳して発生すれば、全交流動力電源喪失の手順又は喪失した安全機能に対応した手順へ移行する。	－	－	出力領域中性子束 中間領域中性子束 中性子源領域中性子束
1 次冷却材喪失事象時の対応	・全交流動力電源喪失時に 1 次冷却材漏えいが重畳して発生した場合に 1 次系圧力が蓄圧タンク動作圧力まで急激に低下し、かつ 1 次系圧力が回復しない状態であれば「1 次冷却材喪失事象（大破断）」と判断する。 ・大容量空冷式発電機による電源確保、常設電動注入ポンプ起動準備、復水タンクへの供給、使用済燃料ピットへの注水確保及び移動式大容量ポンプ車による格納容器内自然対流冷却の準備を行う。 ・常設電動注入ポンプ起動準備においては、1 次冷却材喪失事象（大破断）の場合は炉心損傷を避けられないとして、常設電動注入ポンプの注入先を格納容器スプレイとする。また、1 次冷却材喪失事象（大破断）に至らない漏えい又は漏えいがない場合は、炉心損傷防止のために常設電動注入ポンプの注入先を炉心注水とする。炉心注水を行っている間に炉心出口温度計指示 350℃以上及び格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）指示 1×10^{5} mSv／h 以上により炉心損傷と判断すれば、注入先を格納容器スプレイに切り替えるとともに炉心損傷の進展防止及び緩和のため、B 充てん／高圧注入ポンプ自己冷却運転による炉心注水を行う。	大容量空冷式発電機 常設電動注入ポンプ 復水タンク 【B 充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）】 燃料油貯蔵タンク 大容量空冷式発電機用燃料タンク 大容量空冷式発電機用給油ポンプ	移動式大容量ポンプ車 取水用水中ポンプ 取水用水中ポンプ用発電機 復水タンク補給用水中ポンプ 使用済燃料ピット補給用水中ポンプ 使用済燃料ピット及び復水タンク補給用水中ポンプ用発電機 中間受槽 タンクローリ	1 次冷却材圧力 加圧器水位 格納容器圧力 格納容器内温度 格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ） 格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ） 格納容器再循環サンプ狭域水位 格納容器再循環サンプ広域水位 1 次冷却材高温側温度（広域） 蒸気ライン圧力 蒸気発生器狭域水位 蒸気発生器広域水位

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.2.1.2.1 表　雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）における
重大事故等対策について（2／4）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
アニュラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動	・全交流動力電源喪失時、アニュラス部の水素滞留防止及び被ばく低減対策として、現場にてアニュラス空気浄化系ダンパの代替空気供給を行い、起動準備が整い次第、アニュラス空気浄化ファンを起動する。 ・中央制御室の作業環境確保のため、現場にて中央制御室非常用循環系ダンパの開処置を実施し、起動準備が整い次第、中央制御室非常用循環系を起動する。	アニュラス空気浄化ファン アニュラス空気浄化微粒子除去フィルタユニット アニュラス空気浄化よう素除去フィルタユニット 中央制御室非常用循環ファン 中央制御室空調ファン 中央制御室循環ファン 中央制御室非常用循環フィルタユニット	窒素ボンベ（アニュラス空気浄化ファン弁用）	－
補助給水系機能維持の判断	・補助給水ポンプ起動及び補助給水流量計指示が 80 ㎥／h 以上確立されていることを確認する。 ・全交流動力電源喪失状態で 1 次冷却材喪失事象（小規模）が発生し、補助給水系の機能が喪失している場合は、加圧器逃がし弁の使用準備として、窒素ボンベ(加圧器逃がし弁用)による駆動用空気の供給を行い、炉心損傷判断後、1 次系圧力を 2.0MPa[gage]以下まで減圧を実施する。なお、加圧器逃がし弁使用準備において、直流電源が喪失している場合には、可搬型バッテリ（加圧器逃がし弁用）も準備する。	タービン動補助給水ポンプ 復水タンク 加圧器逃がし弁	【可搬型バッテリ（加圧器逃がし弁用）】 窒素ボンベ（加圧器逃がし弁用）	蒸気発生器狭域水位 蒸気発生器広域水位 復水タンク水位 補助給水流量 1 次冷却材圧力
イグナイタ起動及び可搬型格納容器水素濃度計測装置準備	・炉心出口温度計指示が 350℃到達又は安全注入動作を伴う 1 次冷却材喪失時にすべての高圧注入系が機能喪失すれば、イグナイタを起動するとともに、可搬型格納容器水素濃度計測装置の起動準備を実施する。また、全交流動力電源喪失時においては、大容量空冷式発電機より受電すれば、速やかにイグナイタを起動する。	【電気式水素燃焼装置】 【電気式水素燃焼装置動作監視装置】 大容量空冷式発電機 燃料油貯蔵タンク 大容量空冷式発電機用燃料タンク 大容量空冷式発電機用給油ポンプ	可搬型ガスサンプリング冷却器用冷却ポンプ 可搬型代替ガスサンプリング圧縮装置 タンクローリ	1 次冷却材高温側温度（広域） 可搬型格納容器水素濃度計測装置

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第7.2.1.2.1表　雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）における重大事故等対策について（3／4）

断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
炉心損傷の判断	・炉心出口温度計指示 350℃以上及び格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）指示 1×10^{5} mSv／h 以上により、炉心損傷と判断する。	－	－	格納容器内高レンジエリアモニタ(高レンジ) 格納容器内高レンジエリアモニタ(低レンジ) 1次冷却材高温側温度(広域)
静的触媒式水素再結合装置及びイグナイタ動作状況確認	・静的触媒式水素再結合装置にて原子炉格納容器内の水素が処理されていることを、静的触媒式水素再結合装置動作監視装置の温度上昇により確認する。 ・イグナイタ運転にて原子炉格納容器内の水素が燃焼し処理されていることを、電気式水素燃焼装置動作監視装置の温度上昇により確認する。	静的触媒式水素再結合装置 静的触媒式水素再結合装置動作監視装置 【電気式水素燃焼装置】 【電気式水素燃焼装置動作監視装置】 大容量空冷式発電機 燃料油貯蔵タンク 大容量空冷式発電機用燃料タンク 大容量空冷式発電機用給油ポンプ	タンクローリ	－
常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイ	・格納容器スプレイ系の機能が喪失している場合は、1次冷却材漏えいに伴う原子炉格納容器圧力上昇の抑制及び炉心損傷後の溶融炉心・コンクリート相互作用防止のため、大容量空冷式発電機からの給電及び常設電動注入ポンプの準備が整い次第、代替格納容器スプレイを開始する。なお、炉心の冷却については、B充てん／高圧注入ポンプ自己冷却による炉心注水の準備を行い、準備が整い次第、炉心注水を行う。 ・常設電動注入ポンプの水源である燃料取替用水タンクが枯渇するまでに、復水タンクより補給を行い、代替格納容器スプレイを継続する。その後、格納容器再循環サンプ広域水位計指示が77%以上となれば、代替格納容器スプレイを一旦停止する。一旦停止後に、格納容器圧力計指示が 245kPa[gage]まで上昇すれば代替格納容器スプレイを再開する。	大容量空冷式発電機 燃料取替用水タンク 常設電動注入ポンプ 復水タンク 【B充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）】 燃料油貯蔵タンク 大容量空冷式発電機用燃料タンク 大容量空冷式発電機用給油ポンプ	タンクローリ	格納容器圧力 格納容器内温度 格納容器再循環サンプ狭域水位 格納容器再循環サンプ広域水位 燃料取替用水タンク水位 復水タンク水位 Λ格納容器スプレイ冷却器出口積算流量 SA 用低圧炉心注入及びスプレイ積算流量 原子炉格納容器水位 原子炉下部キャビティ水位

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.2.1.2.1 表　雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）における
重大事故等対策について（4／4）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
水素濃度監視	・炉心損傷と判断すれば、ジルコニウム－水反応等にて発生する水素による原子炉格納容器内の水素濃度の状況を確認するために、可搬型格納容器水素濃度計測装置の準備が整い次第、運転し、原子炉格納容器内水素濃度の測定を開始する。	燃料油貯蔵タンク	可搬型ガスサンプリング冷却器用冷却ポンプ 可搬型代替ガスサンプリング圧縮装置 移動式大容量ポンプ車 タンクローリ	可搬型格納容器水素濃度計測装置 【アニュラス水素濃度推定用可搬型線量率】
格納容器内自然対流冷却	・Ａ、Ｂ格納容器再循環ユニットに原子炉補機冷却水を通水し、原子炉格納容器雰囲気を自然対流により除熱する。 ・全交流動力電源喪失等の原因により原子炉補機冷却水系統が使用できない場合には、移動式大容量ポンプ車によりＡ、Ｂ格納容器再循環ユニットに冷却水を供給し、原子炉格納容器雰囲気を自然対流により除熱する。ただし、炉心溶融により屋外の放射線量が高い場合は、屋内に待機しモニタ指示を確認しながら、事象発生から 24 時間以内に除熱を開始できるように作業を行う。	Ａ、Ｂ格納容器再循環ユニット 燃料油貯蔵タンク	移動式大容量ポンプ車 タンクローリ	格納容器圧力 格納容器内温度 可搬型温度計測装置（格納容器再循環ユニット入口温度／出口温度（SA）用）

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第7.2.1.2.2表　主要解析条件（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損））（1／3）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		MAAP	本評価事故シーケンスの重要現象である炉心における燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達等を適切に評価することが可能であるプラント過渡解析コード。
初期条件	炉心熱出力 （初期）	100％(2,652MWt)×1.02	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。 炉心熱出力が大きいと、崩壊熱及び炉心保有熱も大きくなることから、炉心水位を確保しにくく、原子炉格納容器へ放出されるエネルギが大きくなり厳しい設定。
	１次系圧力 （初期）	15.41＋0.21MPa[gage]	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。 １次系圧力が高いと、原子炉格納容器へ放出されるエネルギが大きくなり厳しい設定。
	１次冷却材平均温度 （初期）	302.3＋2.2℃	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。 １次冷却材温度が高いと、原子炉格納容器へ放出されるエネルギが大きくなり厳しい設定。
	炉心崩壊熱	FP：日本原子力学会推奨値 アクチニド：ORIGEN2 (サイクル末期を仮定)	標準値として設定。 サイクル末期炉心の保守的な値を設定。燃焼度が高いと高次のアクチニドの蓄積が多くなるため長期冷却時の崩壊熱は大きくなる。このため、燃焼度が高くなるサイクル末期時点を対象に崩壊熱を設定。
	蒸気発生器２次側 保有水量 （初期）	48t／基	蒸気発生器２次側保有水量の標準値として設定。
	燃料取替用水 タンク水量	1,900m^3	燃料取替用水タンク水量の標準値として設定。
	原子炉格納容器自由体積	67,400m^3	原子炉格納容器自由体積の標準値として設定。
	ヒートシンク	標準値	ヒートシンクは、設計値より小さめの値（標準値）として設定。

第 7.2.1.2.2 表　主要解析条件（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損））（2／3）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	外部電源喪失	外部電源喪失が発生するものとして設定。
	安全機能の喪失に対する仮定	・外部電源喪失時に非常用所内交流電源喪失 ・補助給水機能喪失 ・原子炉補機冷却機能喪失	外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失するものとする。また、補助給水機能及び原子炉補機冷却機能が喪失するものとして設定。
	RCP からの漏えい率（初期）	定格圧力において1.5m^3／h／台相当となる口径約0.2cm（約0.07インチ）／台（事象発生時からの漏えいを仮定）	RCP シールが健全な場合の漏えい率を評価した結果に基づき設定。
	外部電源	外部電源なし	起因事象として、外部電源が喪失するものとしている。
	水素の発生	ジルコニウム－水反応を考慮	水の放射線分解等による水素発生については、原子炉格納容器圧力及び温度に対する影響が軽微であることから考慮していない。

第 7.2.1.2.2 表　主要解析条件（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損））（3／3）

項目			主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉トリップ信号		1 次冷却材ポンプ電源電圧低 （定格値の 65%） （応答時間 1.2 秒）	トリップ設定値に計装誤差を考慮した低めの値として、解析に用いるトリップ限界値を設定。 検出遅れや信号発信遅れ時間等を考慮した遅めの値として、応答時間を設定。
	蓄圧タンク保持圧力		4.04MPa[gage] （最低保持圧力）	炉心への注水のタイミングを遅くする最低の圧力とし、炉心損傷のタイミングを早める観点から厳しい設定。
	蓄圧タンク保有水量		29.0m^3／基 （最低保有水量）	標準的に最低の保有水量を設定。
	加圧器逃がし弁		95t／h／個 （2 個）	加圧器逃がし弁の設計値として設定。
	常設電動注入ポンプによるスプレイ流量		140m^3／h	原子炉格納容器内への注水流量を設計上期待できる値として設定。
	格納容器再循環ユニット		2 基 1 基当たりの除熱特性 （100℃～約 155℃、約 1.9MW～約 8.1MW）	格納容器再循環ユニット除熱特性の標準値として設定。
	静的触媒式水素再結合装置及びイグナイタ		効果を期待せず	原子炉格納容器圧力の観点で厳しくなるように、静的触媒式水素再結合装置及びイグナイタの効果については期待しない。
重大事故等対策に関連する操作条件	加圧器逃がし弁開		炉心溶融開始から 10 分後	運転員等操作時間として、加圧器逃がし弁への現場空気供給操作や中央制御室での加圧器逃がし弁開操作に 10 分を想定して設定。
	常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイの運転条件	開始	炉心溶融開始から 30 分後	運転員操作時間として、常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイ開始操作に係る現地操作に必要な移動、操作等の時間を考慮して 30 分を想定して設定。
		一旦停止	原子炉格納容器保有水量 1,700m^3到達 ＋原子炉格納容器最高使用圧力未満	原子炉格納容器内注水の停止条件に余裕を見た値として設定。（燃料取替用水タンク保有水のほぼ全量に相当する水量）
		再開	原子炉格納容器最高使用圧力到達から 30 分後	運転員等操作時間として、常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイ再開操作に係る現地操作に必要な移動、操作等の時間を考慮して 30 分を想定して設定。
		停止	事象発生から 24 時間後	格納容器内自然対流冷却開始に伴い停止。
	格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却開始		事象発生から 24 時間後	格納容器内自然対流冷却の開始操作に係る要員の召集のための時間、操作等の時間を考慮して 24 時間を想定して設定。

第 7.2.2.1 表　主要解析条件（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）（1／4）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		MAAP	本評価事故シーケンスの重要現象である炉心における燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達等を適切に評価することが可能であるコード。
初期条件	炉心熱出力 （初期）	100％(2,652MWt)×1.02	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。 炉心熱出力が大きいと、崩壊熱及び炉心保有熱も大きくなることから、炉心水位を確保しにくく、原子炉格納容器へ放出されるエネルギが大きくなり厳しい設定。
	１次系圧力 （初期）	15.41＋0.21MPa[gage]	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。 １次系圧力が高いと、原子炉格納容器へ放出されるエネルギが大きくなり厳しい設定。
	１次冷却材平均温度 （初期）	302.3＋2.2℃	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。 １次冷却材温度が高いと、原子炉格納容器へ放出されるエネルギが大きくなり厳しい設定。
	炉心崩壊熱	FP：日本原子力学会推奨値 アクチニド：ORIGEN2 （サイクル末期を仮定）	標準値として設定。 サイクル末期炉心の保守的な値を設定。燃焼度が高いと高次のアクチニドの蓄積が多くなるため長期冷却時の崩壊熱は大きくなる。このため、燃焼度が高くなるサイクル末期時点を対象に崩壊熱を設定。
	蒸気発生器２次側 保有水量 （初期）	48t／基	蒸気発生器２次側保有水量の標準値として設定。
	燃料取替用水 タンク水量	1,900m^3	燃料取替用水タンク水量の標準値として設定。
	原子炉格納容器自由体積	67,400m^3	原子炉格納容器自由体積の標準値として設定。
	ヒートシンク	標準値	ヒートシンクは、設計値より小さめの値（標準値）として設定。

第7.2.2.1表　主要解析条件（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）（2／4）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	外部電源喪失	外部電源喪失が発生するものとして設定。
	安全機能の喪失に対する仮定	・外部電源喪失時に非常用所内交流電源喪失 ・補助給水機能喪失 ・原子炉補機冷却機能喪失	外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失するものとする。また、補助給水機能及び原子炉補機冷却機能が喪失するものとして設定。
	RCP からの漏えい率（初期）	定格圧力において1.5m^3／h／台相当となる口径約0.2cm（約0.07インチ）／台（事象発生時からの漏えいを仮定）	RCP シールが健全な場合の漏えい率を評価した結果に基づき設定。
	外部電源	外部電源なし	起因事象として、外部電源が喪失するものとしている。
	水素の発生	ジルコニウム－水反応を考慮	水の放射線分解等による水素発生については、原子炉格納容器圧力及び温度に対する影響が軽微であることから考慮していない。

第 7.2.2.1 表　主要解析条件（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）（3／4）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉トリップ信号	1 次冷却材ポンプ電源電圧低 （定格値の 65%） （応答時間 1.2 秒）	トリップ設定値に計装誤差を考慮した低めの値として、解析に用いるトリップ限界値を設定。 検出遅れや信号発信遅れ時間等を考慮した遅めの値として、応答時間を設定。
	蓄圧タンク保持圧力	4.04MPa[gage] （最低保持圧力）	炉心への注水のタイミングを遅くする最低の圧力とし、炉心損傷のタイミングを早める観点から厳しい設定。
	蓄圧タンク保有水量	29.0m^3／基 （最低保有水量）	標準的に最低の保有水量を設定。
	加圧器逃がし弁	95t／h／個 （2 個）	加圧器逃がし弁の設計値として設定。
	常設電動注入ポンプによるスプレイ流量	140m^3／h	原子炉格納容器内への注水流量を設計上期待できる値として設定。
	格納容器再循環ユニット	2 基 1 基当たりの除熱特性 （100℃～約 155℃、約 1.9MW～約 8.1MW）	格納容器再循環ユニット除熱特性の標準値として設定。
	静的触媒式水素再結合装置及びイグナイタ	効果を期待せず	原子炉格納容器圧力の観点で厳しくなるように、静的触媒式水素再結合装置及びイグナイタの効果については期待しない。
	リロケーション	炉心の温度履歴に応じて発生	TMI 事故あるいはその後の検討により得られた知見に基づき設定。
	原子炉容器破損	最大歪みを超えた場合に破損	複数の破損形態のうち、最も早く判定される計装用案内管溶接部破損に対し、健全性が維持される最大の歪みを設定。

第 7.2.2.1 表　主要解析条件（高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱）（4／4）

項目			主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	加圧器逃がし弁開		炉心溶融開始から 10 分後	運転員等操作時間として、加圧器逃がし弁への現場空気供給操作や中央制御室での加圧器逃がし弁開操作に 10 分を想定して設定。
	常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイの運転条件	開始	炉心溶融開始から 30 分後	運転員操作時間として、常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイ開始操作に係る現地操作に必要な移動、操作等の時間を考慮して 30 分を想定して設定。
		一旦停止	原子炉格納容器保有水量 1,700m^3到達＋原子炉格納容器最高使用圧力未満	原子炉格納容器内注水の停止条件に余裕を見た値として設定。（燃料取替用水タンク保有水のほぼ全量に相当する水量）
		再開	原子炉格納容器最高使用圧力到達から 30 分後	運転員等操作時間として、常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイ再開操作に係る現地操作に必要な移動、操作等の時間を考慮して 30 分を想定して設定。
		停止	事象発生から 24 時間後	格納容器内自然対流冷却開始に伴い停止。
	格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却開始		事象発生から 24 時間後	格納容器内自然対流冷却の開始操作に係る要員の召集のための時間、操作等の時間を考慮して 24 時間を想定して設定。

第7.2.3.1表　主要解析条件（原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用）（1／4）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		MAAP	本評価事故シーケンスの重要現象である炉心における燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達等を適切に評価することが可能であるコード。
初期条件	炉心熱出力 （初期）	100％(2,652MWt)×1.02	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。 炉心熱出力が大きいと、崩壊熱及び炉心保有熱も大きくなることから、炉心水位を確保しにくく、原子炉格納容器へ放出されるエネルギが大きくなり厳しい設定。
	１次系圧力 （初期）	15.41＋0.21MPa[gage]	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。 １次系圧力が高いと、原子炉格納容器へ放出されるエネルギが大きくなり厳しい設定。
	１次冷却材平均温度 （初期）	302.3＋2.2℃	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。 １次冷却材温度が高いと、原子炉格納容器へ放出されるエネルギが大きくなり厳しい設定。
	炉心崩壊熱	FP：日本原子力学会推奨値 アクチニド：ORIGEN2 (サイクル末期を仮定)	標準値として設定。 サイクル末期炉心の保守的な値を設定。燃焼度が高いと高次のアクチニドの蓄積が多くなるため長期冷却時の崩壊熱は大きくなる。このため、燃焼度が高くなるサイクル末期時点を対象に崩壊熱を設定。
	蒸気発生器２次側 保有水量 （初期）	48t／基	蒸気発生器２次側保有水量の標準値として設定。
	燃料取替用水 タンク水量	1,900m^3	燃料取替用水タンク水量の標準値として設定。
	原子炉格納容器自由体積	67,400m^3	原子炉格納容器自由体積の標準値として設定。
	ヒートシンク	標準値	ヒートシンクは、設計値より小さめの値（標準値）として設定。

第 7.2.3.1 表　主要解析条件（原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用）（2／4）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	大破断 LOCA 破断位置：高温側配管 破断口径：完全両端破断	原子炉格納容器内へ早期に炉心からの蒸気が系外に放出されるため、事象進展が早く、炉心溶融、原子炉容器破損などの主要事象の発生時刻が早くなる観点から高温側配管が破断するものとして設定。破断口径は、１次冷却材配管（約 0.74m（29 インチ））の完全両端破断を設定。
	安全機能の喪失に対する仮定	低圧注入機能、高圧注入機能及び 格納容器スプレイ注入機能喪失	低圧注入機能、高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失するものとして設定。
		・外部電源喪失時に非常用所内交流電源喪失 ・原子炉補機冷却機能喪失	外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮するものとして設定。
	外部電源	外部電源なし	安全機能の喪失に対する仮定に基づき外部電源なしを想定。
	水素の発生	ジルコニウム－水反応を考慮	水の放射線分解等による水素発生については、原子炉格納容器圧力及び温度に対する影響が軽微であることから考慮していない。

第 7.2.3.1 表　主要解析条件（原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用）(3／4)

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉トリップ信号	1 次冷却材ポンプ電源電圧低 （定格値の 65%） （応答時間 1.2 秒）	トリップ設定値に計装誤差を考慮した低めの値として、解析に用いるトリップ限界値を設定。 検出遅れや信号発信遅れ時間等を考慮した遅めの値として、応答時間を設定。
	タービン動補助給水ポンプ	事象発生 60 秒後に注水開始	タービン動補助給水ポンプの作動時間は、信号遅れとポンプの定速達成時間に余裕を考慮して設定。
		160m^3／h／ 3 SG	タービン動補助給水ポンプの設計値 210m^3／h から、ミニフロー流量 50m^3／h を除いた値により設定。
	蓄圧タンク 保持圧力	4.04MPa[gage] （最低保持圧力）	炉心への注水のタイミングを遅くする最低の圧力とし、炉心損傷のタイミングを早める観点から厳しい設定。
	蓄圧タンク 保有水量	29.0m^3／基 （最低保有水量）	炉心への注水量を少なくする最低の水量とし、炉心損傷のタイミングを早める観点から厳しい設定。
	常設電動注入ポンプによるスプレイ流量	140m^3／h	原子炉格納容器内への注水流量を設計上期待できる値として設定。
	格納容器再循環ユニット	2 基 1 基当たりの除熱特性 （100℃～約 155℃、約 1.9MW～約 8.1MW）	格納容器再循環ユニット除熱特性の標準値として設定。
	静的触媒式水素再結合装置及びイグナイタ	効果を期待せず	原子炉格納容器圧力の観点で厳しくなるように、静的触媒式水素再結合装置及びイグナイタの効果については期待しない。
	原子炉容器破損時のデブリジェットの初期落下径	計装用案内管の径と同等	複数の破損形態のうち、最も早く判定される計装用案内管溶接部破損における破損口径を設定。
	エントレインメント係数	Ricou-Spalding モデルにおけるエントレインメント係数の最確値	原子炉容器外の溶融燃料－冷却材相互作用の大規模実験に対するベンチマーク解析において検討された推奨範囲の最確値を設定。
	溶融炉心と水の伝熱面積	原子炉容器外の溶融燃料－冷却材相互作用の大規模実験のベンチマーク解析の粒子径より算出	原子炉容器外の溶融燃料－冷却材相互作用の大規模実験に対するベンチマーク解析において検討された粒子径ファクタの推奨範囲の最確値に基づき設定。

第 7.2.3.1 表　主要解析条件（原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用）（4／4）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイ開始	炉心溶融開始から30分後	運転員等操作時間として、常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイ開始操作に係る現地操作に必要な移動、操作等の時間を考慮して 30 分を想定して設定。
	常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイ停止	事象発生から 24 時間後	格納容器内自然対流冷却開始に伴い停止。
	格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却開始	事象発生から 24 時間後	格納容器内自然対流冷却の開始操作に係る要員の召集のための時間、操作等の時間を考慮して 24 時間を想定して設定。

第 7.2.4.1 表　水素燃焼における重大事故等対策について（1／4）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
事象の発生及び対応処置	・LOCA、過渡事象又は全交流動力電源喪失が発生し、原子炉自動停止及び非常用炉心冷却設備作動信号等が発信すれば、原子炉トリップ、安全注入及び格納容器スプレイの動作状況を確認する。 ・その後、格納容器スプレイ機能、ECCS 再循環機能等の安全機能喪失が重畳して発生すれば、全交流動力電源喪失の手順又は喪失した安全機能に対応した手順へ移行する。	－	－	出力領域中性子束 中間領域中性子束 中性子源領域中性子束
1 次冷却材喪失事象時の対応	・全交流動力電源喪失時に 1 次冷却材漏えいが重畳して発生した場合に 1 次系圧力が蓄圧タンク動作圧力まで急激に低下し、かつ 1 次系圧力が回復しない状態であれば「1 次冷却材喪失事象（大破断）」と判断する。 ・大容量空冷式発電機による電源確保、常設電動注入ポンプ起動準備、復水タンクへの供給、使用済燃料ピットへの注水確保及び移動式大容量ポンプ車による格納容器内自然対流冷却の準備を行う。 ・常設電動注入ポンプ起動準備においては、1 次冷却材喪失事象（大破断）の場合は炉心損傷を避けられないとして、常設電動注入ポンプの注入先を格納容器スプレイとする。また、1 次冷却材喪失事象（大破断）に至らない漏えい又は漏えいがない場合は、炉心損傷防止のために常設電動注入ポンプの注入先を炉心注水とする。炉心注水を行っている間に炉心出口温度計指示 350℃以上及び格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）指示 1×10^{5} mSv／h 以上により炉心損傷と判断すれば、注入先を格納容器スプレイに切り替えるとともに炉心損傷の進展防止及び緩和のため、B 充てん／高圧注入ポンプ自己冷却運転による炉心注水を行う。	大容量空冷式発電機 常設電動注入ポンプ 復水タンク 【B 充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）】 燃料油貯蔵タンク 大容量空冷式発電機用燃料タンク 大容量空冷式発電機用給油ポンプ	移動式大容量ポンプ車 取水用水中ポンプ 取水用水中ポンプ用発電機 復水タンク補給用水中ポンプ 使用済燃料ピット補給用水中ポンプ 使用済燃料ピット及び復水タンク補給用水中ポンプ用発電機 タンクローリ 中間受槽	1 次冷却材圧力 加圧器水位 格納容器圧力 格納容器内温度 格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ） 格納容器内高レンジエリアモニタ（低レンジ） 格納容器再循環サンプ狭域水位 格納容器再循環サンプ広域水位 1 次冷却材高温側温度（広域） 蒸気ライン圧力 蒸気発生器狭域水位 蒸気発生器広域水位

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.2.4.1 表　水素燃焼における重大事故等対策について（2／4）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
アニュラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動	・全交流動力電源喪失時、アニュラス部の水素滞留防止及び被ばく低減対策として、現場にてアニュラス空気浄化系ダンパの代替空気供給を行い、起動準備が整い次第、アニュラス空気浄化ファンを起動する。 ・中央制御室の作業環境確保のため、現場にて中央制御室非常用循環系ダンパの開処置を実施し、起動準備が整い次第、中央制御室非常用循環系を起動する。	アニュラス空気浄化ファン アニュラス空気浄化微粒子除去フィルタユニット アニュラス空気浄化よう素除去フィルタユニット 中央制御室空調ファン 中央制御室循環ファン 中央制御室非常用循環ファン 中央制御室非常用循環フィルタユニット	窒素ボンベ（アニュラス空気浄化ファン弁用）	－
補助給水系機能維持の判断	・補助給水ポンプ起動及び補助給水流量計指示が 80 ㎥／h 以上確立されていることを確認する。 ・全交流動力電源喪失状態で 1 次冷却材喪失事象（小規模）が発生し、補助給水系の機能が喪失している場合は、加圧器逃がし弁の使用準備として、窒素ボンベ(加圧器逃がし弁用)による駆動用空気の供給を行い、炉心損傷判断後、1 次系圧力を 2.0MPa[gage]以下まで減圧を実施する。なお、加圧器逃がし弁使用準備において、直流電源が喪失している場合には、可搬型バッテリ（加圧器逃がし弁用）も準備する。	タービン動補助給水ポンプ 復水タンク 加圧器逃がし弁	【可搬型バッテリ（加圧器逃がし弁用）】 窒素ボンベ（加圧器逃がし弁用）	蒸気発生器狭域水位 蒸気発生器広域水位 復水タンク水位 補助給水流量 1 次冷却材圧力
イグナイタ起動及び可搬型格納容器水素濃度計測装置準備	・炉心出口温度計指示が 350℃到達又は安全注入動作を伴う 1 次冷却材喪失時に全ての高圧注入系が機能喪失すれば、イグナイタを起動するとともに可搬型格納容器水素濃度計測装置の起動準備を実施する。また、全交流動力電源喪失時においては、大容量空冷式発電機より受電すれば、速やかにイグナイタを起動する。	【電気式水素燃焼装置】 【電気式水素燃焼装置動作監視装置】 大容量空冷式発電機 燃料油貯蔵タンク 大容量空冷式発電機用燃料タンク 大容量空冷式発電機用給油ポンプ	可搬型ガスサンプリング冷却器用冷却ポンプ 可搬型代替ガスサンプリング圧縮装置 タンクローリ	1 次冷却材高温側温度（広域） 可搬型格納容器水素濃度計測装置

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.2.4.1 表　水素燃焼における重大事故等対策について（3／4）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
炉心損傷の判断	・炉心出口温度計指示 350℃以上及び格納容器内高レンジエリアモニタ（高レンジ）指示 1×10^{5} mSv／h 以上により、炉心損傷と判断する。	－	－	格納容器内高レンジエリアモニタ(高レンジ) 格納容器内高レンジエリアモニタ(低レンジ) １次冷却材高温側温度(広域)
静的触媒式水素再結合装置及びイグナイタ動作状況確認	・静的触媒式水素再結合装置にて原子炉格納容器内の水素が処理されていることを、静的触媒式水素再結合装置動作監視装置の温度上昇により確認する。 ・イグナイタ運転にて原子炉格納容器内の水素が燃焼し処理されていることを、電気式水素燃焼装置動作監視装置の温度上昇により確認する。	静的触媒式水素再結合装置 静的触媒式水素再結合装置動作監視装置 【電気式水素燃焼装置】 【電気式水素燃焼装置動作監視装置】 大容量空冷式発電機 燃料油貯蔵タンク 大容量空冷式発電機用燃料タンク 大容量空冷式発電機用給油ポンプ	タンクローリ	－
常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイ	・格納容器スプレイ系の機能が喪失している場合は、１次冷却材漏えいに伴う原子炉格納容器圧力上昇の抑制及び炉心損傷後の溶融炉心・コンクリート相互作用防止のため、大容量空冷式発電機からの給電及び常設電動注入ポンプの準備が整い次第、代替格納容器スプレイを開始する。なお、炉心の冷却については、B 充てん／高圧注入ポンプ自己冷却による炉心注水の準備を行い、準備が整い次第、炉心注水を行う。 ・常設電動注入ポンプの水源である燃料取替用水タンクが枯渇するまでに、復水タンクより補給を行い、代替格納容器スプレイを継続する。その後、格納容器再循環サンプ広域水位計指示が 77％以上となれば、代替格納容器スプレイを一旦停止する。一旦停止後に、格納容器圧力計指示が 245kPa[gage]まで上昇すれば代替格納容器スプレイを再開する。	大容量空冷式発電機 燃料取替用水タンク 常設電動注入ポンプ 復水タンク 【B 充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）】 燃料油貯蔵タンク 大容量空冷式発電機用燃料タンク 大容量空冷式発電機用給油ポンプ	タンクローリ	格納容器圧力 格納容器内温度 格納容器再循環サンプ狭域水位 格納容器再循環サンプ広域水位 燃料取替用水タンク水位 復水タンク水位 A 格納容器スプレイ冷却器出口積算流量 SA 用低圧炉心注入及びスプレイ積算流量 原子炉格納容器水位 原子炉下部キャビティ水位

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.2.4.1 表　水素燃焼における重大事故等対策について（4／4）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
水素濃度監視	・炉心損傷と判断すれば、ジルコニウム－水反応等にて発生する水素による原子炉格納容器内の水素濃度の状況を確認するために、可搬型格納容器水素濃度計測装置の準備が整い次第、運転し、原子炉格納容器内水素濃度の測定を開始する。	大容量空冷式発電機 燃料油貯蔵タンク 大容量空冷式発電機用燃料タンク 大容量空冷式発電機用給油ポンプ	可搬型ガスサンプリング冷却器用冷却ポンプ 可搬型代替ガスサンプリング圧縮装置 移動式大容量ポンプ車 タンクローリ	可搬型格納容器水素濃度計測装置 【アニュラス水素濃度推定用可搬型線量率】
格納容器内自然対流冷却	・Ａ、Ｂ格納容器再循環ユニットに原子炉補機冷却水を通水し、原子炉格納容器雰囲気を自然対流により除熱する。 ・全交流動力電源喪失等の原因により原子炉補機冷却水系統が使用できない場合には、移動式大容量ポンプ車によりＡ、Ｂ格納容器再循環ユニットに冷却水を供給し、原子炉格納容器雰囲気を自然対流により除熱する。ただし、炉心溶融により屋外の放射線量が高い場合は、屋内に待機しモニタ指示を確認しながら、事象発生から24時間以内に除熱を開始できるように作業を行う。	Ａ、Ｂ格納容器再循環ユニット 原子炉補機冷却水ポンプ 原子炉補機冷却水サージタンク 原子炉補機冷却水冷却器 海水ポンプ 燃料油貯蔵タンク	移動式大容量ポンプ車 タンクローリ 窒素ボンベ（原子炉補機冷却水サージタンク用）	格納容器圧力 格納容器内温度 可搬型温度計測装置（格納容器再循環ユニット入口温度／出口温度（SA）用） 原子炉補機冷却水サージタンク水位 原子炉補機冷却水サージタンク圧力（SA）

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.2.4.2 表　主要解析条件（水素燃焼）（1／2）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		MAAP	本評価事故シーケンスの重要現象である燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達等を適切に評価することが可能であるコード。
		GOTHIC	区画間及び区画内の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、格納容器スプレイ及び水素処理を適切に評価することが可能であるコード。
初期条件	炉心熱出力（初期）	100％(2,652MWt)×1.02	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。 炉心熱出力が大きいと崩壊熱が大きくなり、1 次冷却材の蒸散量及び燃料被覆管温度の評価の観点から厳しい設定。
	１次系圧力（初期）	15.41＋0.21MPa[gage]	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。 １次系圧力が高いと原子炉格納容器へ放出されるエネルギが大きくなり厳しい設定。
	１次冷却材平均温度(初期)	302.3＋2.2℃	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。 １次冷却材温度が高いと原子炉格納容器へ放出されるエネルギが大きくなり厳しい設定。
	炉心崩壊熱	FP：日本原子力学会推奨値 アクチニド：ORIGEN2 (サイクル末期を仮定)	サイクル末期炉心の保守的な値を設定。 燃焼度が高いと高次のアクチニドの蓄積が多くなるため、長期冷却時の崩壊熱は大きくなる。 このため、燃焼度が高くなるサイクル末期時点を対象に崩壊熱を設定。
	蒸気発生器２次側保有水量（初期）	48t／基	蒸気発生器２次側保有水量の標準値として設定。
	燃料取替用水タンク水量	1,900m^3	燃料取替用水タンク水量の標準値として設定。
	原子炉格納容器 自由体積	80,100m^3 (最小自由体積)	設計値を基に設定。 体積が小さいと、原子炉格納容器内の水素濃度の観点から厳しい設定。
	ヒートシンク	設計値に余裕を考慮した 大きめの値	設計値を基に設定。 ヒートシンクが大きいと、水蒸気が凝縮されやすいため水素濃度の観点から厳しい設定。
	原子炉格納容器初期温度	50℃	設計値を基に設定。 初期温度が高いと空気量が少なくなり、同じ水素量でも水素濃度が高くなるため、水素濃度の観点から厳しい設定。
	原子炉格納容器初期圧力	大気圧（０kPa[gage]）	設計値を基に設定。 初期圧力が低いと空気量が少なくなり、同じ水素量でも水素濃度が高くなるため、水素濃度の観点から厳しい設定。

第 7.2.4.2 表　主要解析条件（水素燃焼）（2／2）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	大破断 LOCA 破断位置：高温側配管 破断口径：完全両端破断	1 次系保有水量が早期に減少し、ジルコニウムー水反応により水素が発生する時間が早くなるため、静的触媒式水素再結合装置の水素処理が厳しくなる観点から高温側配管が破断するものとして設定。破断口径は、１次冷却材配管（約 0.74m（29 インチ））の完全両端破断を設定。
	安全機能の喪失に対する仮定	低圧注入機能及び 高圧注入機能喪失	低圧注入機能及び高圧注入機能が喪失するものとして設定。
	外部電源	外部電源あり	外部電源がある場合、格納容器スプレイが早期に起動し、水蒸気が凝縮されることにより、水素濃度の観点から厳しい設定。
	水素の発生	・全炉心内の Zr 量の 75%と水の反応による発生を考慮 ・水の放射線分解及び金属腐食による発生を考慮	水の放射線分解による水素の生成割合は、標準値として設定。 金属腐食で考慮する金属量及び表面積は標準値として設定。
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉トリップ	事故初期からの 原子炉トリップを仮定	水素発生量は、炉心内のジルコニウム重量で定まるため、原子炉トリップ時刻の影響は受けないことから、事故初期からの原子炉トリップを仮定。
	蓄圧タンク保持圧力	4.04MPa[gage] （最低保持圧力）	炉心への注水のタイミングを遅くする最低の圧力とし、炉心損傷のタイミングを早める観点から厳しい設定。
	蓄圧タンク保有水量	29.0m^3／基（最低保有水量）	炉心への注水量を少なくする最低の水量とし、炉心損傷のタイミングを早める観点から厳しい設定。
	静的触媒式水素再結合装置性能	1.2kg／h／基 （水素濃度４vol%、 圧力 0.15MPa[abs]時）	設計値を基に設定。
	静的触媒式水素再結合装置基数	５基	配備基数を設定。
	イグナイタ	効果を期待せず	水素濃度の観点で厳しくなるようイグナイタの効果は期待しない。
	格納容器スプレイポンプ	事象発生 112 秒後に スプレイ開始	格納容器スプレイの作動時間は、信号遅れと作動遅れを考慮して設定。
		最大流量	格納容器スプレイポンプ流量は、設計値より多めの値である標準値として設定。 原子炉格納容器へのスプレイ量が多いと、水蒸気の凝縮が促進されるため、水素濃度の観点から厳しい設定。

第7.2.5.1表　主要解析条件（溶融炉心・コンクリート相互作用）（1／4）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		MAAP	本評価事故シーケンスの重要現象である炉心における燃料棒内温度変化、燃料棒表面熱伝達等を適切に評価することが可能であるコード。
初期条件	炉心熱出力 （初期）	100％(2,652MWt)×1.02	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。 炉心熱出力が大きいと、崩壊熱及び炉心保有熱も大きくなることから、炉心水位を確保しにくく、原子炉格納容器へ放出されるエネルギが大きくなり厳しい設定。
	１次系圧力 （初期）	15.41＋0.21MPa[gage]	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。 １次系圧力が高いと、原子炉格納容器へ放出されるエネルギが大きくなり厳しい設定。
	１次冷却材平均温度 （初期）	302.3＋2.2℃	評価結果を厳しくするように、定常誤差を考慮した上限値として設定。 １次冷却材温度が高いと、原子炉格納容器へ放出されるエネルギが大きくなり厳しい設定。
	炉心崩壊熱	FP：日本原子力学会推奨値 アクチニド：ORIGEN2 （サイクル末期を仮定）	標準値として設定。 サイクル末期炉心の保守的な値を設定。燃焼度が高いと高次のアクチニドの蓄積が多くなるため長期冷却時の崩壊熱は大きくなる。このため、燃焼度が高くなるサイクル末期時点を対象に崩壊熱を設定。
	蒸気発生器２次側 保有水量 （初期）	48t／基	蒸気発生器２次側保有水量の標準値として設定。
	燃料取替用水 タンク水量	1,900m^3	燃料取替用水タンク水量の標準値として設定。
	原子炉格納容器自由体積	67,400m^3	原子炉格納容器自由体積の標準値として設定。
	ヒートシンク	標準値	ヒートシンクは、設計値より小さめの値（標準値）として設定。

第7.2.5.1表　主要解析条件（溶融炉心・コンクリート相互作用）（2／4）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
事故条件	起因事象	大破断LOCA 破断位置：高温側配管 破断口径：完全両端破断	原子炉格納容器内へ早期に炉心からの蒸気が系外に放出されるため、事象進展が早く、炉心溶融、原子炉容器破損などの主要事象の発生時刻が早くなる観点から高温側配管が破断するものとして設定。破断口径は、1次冷却材配管（約 0.74m（29 インチ））の完全両端破断を設定。
	安全機能の喪失に対する仮定	低圧注入機能、高圧注入機能及び 格納容器スプレイ注入機能喪失	低圧注入機能、高圧注入機能及び格納容器スプレイ注入機能が喪失するものとして設定。
		・外部電源喪失時に非常用所内交流電源喪失 ・原子炉補機冷却機能喪失	外部電源喪失時に非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能喪失の重畳を考慮するものとして設定。
	外部電源	外部電源なし	安全機能の喪失に対する仮定に基づき外部電源なしを想定。
	水素の発生	ジルコニウム－水反応を考慮	水の放射線分解等による水素発生については、原子炉格納容器圧力及び温度に対する影響が軽微であることから考慮していない。

第7.2.5.1表　主要解析条件（溶融炉心・コンクリート相互作用）（3／4）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	原子炉トリップ信号	1次冷却材ポンプ電源電圧低 （定格値の65%） （応答時間1.2秒）	トリップ設定値に計装誤差を考慮した低めの値として、解析に用いるトリップ限界値を設定。 検出遅れや信号発信遅れ時間等を考慮した遅めの値として、応答時間を設定。
	タービン動補助給水ポンプ	事象発生60秒後に注水開始	タービン動補助給水ポンプの作動時間は、信号遅れとポンプの定速達成時間に余裕を考慮して設定。
		160m^3／h／3SG	タービン動補助給水ポンプの設計値210m^3／hから、ミニフロー流量50m^3／hを除いた値により設定。
	蓄圧タンク 保持圧力	4.04MPa[gage] （最低保持圧力）	炉心への注水のタイミングを遅くする最低の圧力とし、炉心損傷のタイミングを早める観点から厳しい設定。
	蓄圧タンク 保有水量	29.0m^3／基 （最低保有水量）	炉心への注水量を少なくする最低の水量とし、炉心損傷のタイミングを早める観点から厳しい設定。
	常設電動注入ポンプによるスプレイ流量	140m^3／h	原子炉格納容器内への注水流量を設計上期待できる値として設定。
	格納容器再循環ユニット	2基 1基当たりの除熱特性 （100℃～約155℃、約1.9MW～約8.1MW）	格納容器再循環ユニット除熱特性の標準値として設定。
	静的触媒式水素再結合装置及びイグナイタ	効果を期待せず	原子炉格納容器圧力の観点で厳しくなるように、静的触媒式水素再結合装置及びイグナイタの効果については期待しない。
	溶融炉心の原子炉下部キャビティ床面での拡がり	原子炉下部キャビティ床底面の全面	米国の新設炉に対する電力要求では炉心出力から原子炉下部キャビティ床面積を求める要求があり、溶融炉心が床全面に均一に拡がることを前提にした考え方が採用されているため、本有効性評価においても同様の考え方に則り設定。
	溶融炉心から原子炉下部キャビティ水への熱流束の上限	0.8MW／m^2相当（大気圧条件）	水による冷却を伴った溶融物とコンクリートの相互作用に関する実験に基づき設定。
	溶融炉心とコンクリートの伝熱	溶融炉心とコンクリートの伝熱抵抗を考慮せず	溶融炉心が原子炉下部キャビティ床面に堆積し、コンクリートと直接接触している場合、溶融炉心の表面温度とコンクリート表面温度が同等となることに基づき設定。

第 7.2.5.1 表　主要解析条件（溶融炉心・コンクリート相互作用）（4／4）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する操作条件	常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイ開始	炉心溶融開始から30分後	運転員等操作時間として、常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイ開始操作に係る現地操作に必要な移動、操作等の時間を考慮して 30 分を想定して設定。
	常設電動注入ポンプによる代替格納容器スプレイ停止	事象発生から24時間後	格納容器内自然対流冷却開始に伴い停止。
	格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却開始	事象発生から24時間後	格納容器内自然対流冷却の開始操作に係る要員の召集のための時間、操作等の時間を考慮して24時間を想定して設定。

第7.3.1.1表　想定事故１における重大事故等対策について（1／2）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
使用済燃料ピット冷却機能喪失の判断	・使用済燃料ピットポンプトリップ等による運転不能により、使用済燃料ピット冷却系の故障を確認した場合は、使用済燃料ピット冷却機能喪失と判断する。	－	－	使用済燃料ピット温度（SA）使用済燃料ピット水位（SA） 使用済燃料ピット状態監視カメラ
使用済燃料ピット冷却機能喪失時の対応	・使用済燃料ピット冷却系の回復操作（失敗原因調査、系統構成確認、現場遮断器の状態確認、再起動操作等）を行う。	－	－	－
	・使用済燃料ピットへの使用済燃料ピット補給用水中ポンプによる注水準備を行う。	燃料油貯蔵タンク	取水用水中ポンプ 取水用水中ポンプ用発電機 使用済燃料ピット補給用水中ポンプ 使用済燃料ピット及び復水タンク補給用水中ポンプ用発電機 中間受槽 タンクローリ	－
	・使用済燃料ピット周辺線量率計の設置及び使用済燃料ピット水位計（広域）〔使用済燃料ピット監視装置用空気供給システム含む〕の設置を行う。	ディーゼル発電機 燃料油貯油そう 燃料油貯蔵タンク	タンクローリ	使用済燃料ピット周辺線量率 使用済燃料ピット水位(広域)〔使用済燃料ピット監視装置用空気供給システム含む〕
使用済燃料ピット温度及び水位の確認	・使用済燃料ピット冷却機能喪失により、使用済燃料ピット温度が上昇し、使用済燃料ピット水位が低下していることを確認する。	－	－	使用済燃料ピット温度（SA） 使用済燃料ピット水位（SA） 使用済燃料ピット状態監視カメラ
使用済燃料ピット補給水系故障の判断	・燃料取替用水タンク等（燃料取替用水補助タンク、２次系純水タンク）を水源として補給操作を行い、使用済燃料ピットの水位上昇が確認できなければ、補給水系の故障と判断する。	【燃料取替用水タンク】	－	使用済燃料ピット水位（SA） 使用済燃料ピット温度（SA） 使用済燃料ピット状態監視カメラ 燃料取替用水タンク水位
使用済燃料ピット補給水系故障の対応	・使用済燃料ピット補給水系の回復操作（失敗原因調査、系統構成確認、現場遮断器の状態確認、再起動等）を行う。	【燃料取替用水タンク】	－	燃料取替用水タンク水位

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第7.3.1.1表　想定事故1における重大事故等対策について（2／2）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
使用済燃料ピット補給用水中ポンプによる使用済燃料ピットへの注水開始	・使用済燃料ピット補給用水中ポンプによる使用済燃料ピットへの注水準備が完了すれば注水を行う。使用済燃料ピット水位は通常水位（NWL）を目安に注水し、通常水位（NWL）到達後は使用済燃料ピット出口配管下端以下とならないよう水位を維持する。 ・以降、使用済燃料ピット補給用水中ポンプによる使用済燃料ピットへの注水により使用済燃料ピットの水位が維持され、温度が安定していることを確認する。	ディーゼル発電機 燃料油貯油そう 燃料油貯蔵タンク	取水用水中ポンプ 取水用水中ポンプ用発電機 使用済燃料ピット補給用水中ポンプ 使用済燃料ピット及び復水タンク補給用水中ポンプ用発電機 中間受槽 タンクローリ	使用済燃料ピット温度（SA） 使用済燃料ピット水位（SA） 使用済燃料ピット状態監視カメラ 使用済燃料ピット周辺線量率 使用済燃料ピット水位(広域)〔使用済燃料ピット監視装置用空気供給システム含む〕

第 7.3.1.2 表　主要評価条件（想定事故１）

項　　目		主要評価条件	条件設定の考え方
初期条件	使用済燃料ピット崩壊熱	8.489MW	核分裂生成物が多く崩壊熱が高めとなるように、原子炉の運転停止後に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、使用済燃料ピット貯蔵容量満杯に保管した状態を設定。 崩壊熱の計算に当たっては、FP については日本原子力学会推奨値、アクチニドについては ORIGEN2 を用いて算出。
	事象発生前使用済燃料ピット水温（初期水温）	40℃	使用済燃料ピット水温の実測値に基づき、標準的な温度として設定。
	事象発生前使用済燃料ピット水位（初期水位）	使用済燃料ピット 水位低警報レベル (NWL－0.08m)	使用済燃料ピット水位の実運用に基づき設定。
	使用済燃料ピットに隣接するピットの状態	A、Bピット、燃料取替キャナル及び燃料検査ピット接続	燃料取出直後の状態に基づき設定するが、蒸発に寄与する水量は、補給までの余裕時間の観点からA、Bピットのみを考慮して設定。また水量は使用済燃料、ラック等の体積を除いて算出。
事故条件	安全機能の喪失に対する仮定	使用済燃料ピット冷却機能及び注水機能喪失	使用済燃料ピット冷却機能及び注水機能が喪失するものとして設定。
	外部電源	外部電源なし	外部電源がない場合と外部電源がある場合では、事象進展は同じであることから、資源の評価の観点で厳しくなる外部電源がない場合を想定する。
重大事故等対策に関連する機器条件	放射線の遮へいが維持できる最低水位	燃料頂部から約 4.21m	使用済燃料ピット中央水面の線量率が燃料取替時の燃料取扱建屋の遮へい設計基準値(0.15mSv／h)となる水位を設定。
	使用済燃料ピット補給用水中ポンプの使用済燃料ピットへの注水流量	$20m^3$／h	崩壊熱による蒸散量に対して燃料損傷防止が可能な流量として設定。
重大事故等対策に関連する操作条件	使用済燃料ピット補給用水中ポンプの使用済燃料ピットへの注水開始	事象発生から 6時間 20 分後	使用済燃料ピット水位を放射線の遮へいが維持できる水位に保つ必要があり、放射線の遮へいが維持できる最低水位に到達する前までに注水操作を実施するとして、事象発生の確認及び移動に必要な時間等を考慮して設定。

第7.3.2.1表　想定事故２における重大事故等対策について（1／2）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
使用済燃料ピット冷却機能喪失の判断	・使用済燃料ピット水位低下により使用済燃料ピット水位低警報が発信し、使用済燃料ピット出口配管下端まで水位が低下した場合は、使用済燃料ピット冷却機能喪失と判断する。	－	－	使用済燃料ピット水位（SA） 使用済燃料ピット温度（SA） 使用済燃料ピット状態監視カメラ
使用済燃料ピット冷却機能喪失時の対応	・使用済燃料ピット冷却系統の隔離操作を行う。	－	－	－
	・使用済燃料ピットへの使用済燃料ピット補給用水中ポンプによる注水準備を行う。	燃料油貯蔵タンク	取水用水中ポンプ 取水用水中ポンプ用発電機 使用済燃料ピット補給用水中ポンプ 使用済燃料ピット及び復水タンク補給用水中ポンプ用発電機 中間受槽 タンクローリ	－
	・使用済燃料ピット周辺線量率計の設置及び使用済燃料ピット水位計（広域）〔使用済燃料ピット監視装置用空気供給システム含む〕の設置を行う。	ディーゼル発電機 燃料油貯油そう 燃料油貯蔵タンク	タンクローリ	使用済燃料ピット周辺線量率 使用済燃料ピット水位（広域）〔使用済燃料ピット監視装置用空気供給システム含む〕
使用済燃料ピット温度上昇の確認	・使用済燃料ピット水位の低下により、温度が上昇していることを確認する。	－	－	使用済燃料ピット温度（SA） 使用済燃料ピット水位（SA） 使用済燃料ピット状態監視カメラ
使用済燃料ピット補給水系故障の判断	・燃料取替用水タンク等（燃料取替用水補助タンク、２次系純水タンク）を水源として補給操作を行い、使用済燃料ピットの水位上昇が確認できなければ、補給水系の故障と判断する。	【燃料取替用水タンク】	－	使用済燃料ピット水位（SA） 使用済燃料ピット温度（SA） 使用済燃料ピット状態監視カメラ 燃料取替用水タンク水位
使用済燃料ピット補給水系故障の対応	・使用済燃料ピット補給水系の回復操作（失敗原因調査、系統構成確認、現場遮断器の状態確認、再起動等）を行う。	【燃料取替用水タンク】	－	燃料取替用水タンク水位

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第7.3.2.1表　想定事故２における重大事故等対策について（2／2）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
使用済燃料ピット補給用水中ポンプによる使用済燃料ピットへの注水開始	・使用済燃料ピット補給用水中ポンプによる使用済燃料ピットへの注水準備が完了すれば注水を行う。使用済燃料ピット水位は 使用済燃料ピット出口配管下端水位で維持する。 ・以降、使用済燃料ピット補給用水中ポンプによる使用済燃料ピットへの注水により使用済燃料ピットの水位が維持され、温度が安定していることを確認する。	ディーゼル発電機 燃料油貯油そう 燃料油貯蔵タンク	取水用水中ポンプ 取水用水中ポンプ用発電機 使用済燃料ピット補給用水中ポンプ 使用済燃料ピット及び復水タンク補給用水中ポンプ用発電機 中間受槽 タンクローリ	使用済燃料ピット水位（SA） 使用済燃料ピット温度（SA） 使用済燃料ピット状態監視カメラ 使用済燃料ピット周辺線量率 使用済燃料ピット水位（広域）〔使用済燃料ピット監視装置用空気供給システム含む〕

第 7.3.2.2 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	使用済燃料ピット崩壊熱	8.489MW	核分裂生成物が多く崩壊熱が高めとなるように、原子炉の運転停止後に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、使用済燃料ピット貯蔵容量満杯に保管した状態を設定。 崩壊熱の計算に当たっては、FP については日本原子力学会推奨値、アクチニドについては ORIGEN2 を用いて算出。
	事象発生前使用済燃料ピット水温（初期水温）	40℃	使用済燃料ピット水温の実測値に基づき、標準的な温度として設定。
	使用済燃料ピットに隣接するピットの状態	Ａ、Ｂピット、燃料取替キャナル及び燃料検査ピット接続	燃料取出直後の状態に基づき設定するが、蒸発に寄与する水量は、補給までの余裕時間の観点からＡ、Ｂピットのみを考慮して設定。また水量は使用済燃料、ラック等の体積を除いて算出。
事故条件	冷却系配管の破断によって想定される初期水位	通常水位（NWL）－約 1.3m	使用済燃料ピットの水位が最も低下する可能性のあるサイフォン現象等として、使用済燃料ピット冷却系出口配管の破断による漏えいを想定。評価においては、使用済燃料ピット入口配管に設置されているサイフォンブレイカの効果を考慮。
	安全機能の喪失に対する仮定	使用済燃料ピット冷却機能及び注水機能喪失	使用済燃料ピット冷却機能及び注水機能が喪失するものとして設定。
	外部電源	外部電源なし	外部電源がない場合と外部電源がある場合では、事象進展は同じであることから、資源の評価の観点で厳しくなる外部電源がない場合を想定する。
重大事故等対策に関連する機器条件	放射線の遮へいが維持できる最低水位	燃料頂部から約 4.21m	使用済燃料ピット中央水面の線量率が燃料取替時の燃料取扱建屋の遮へい設計基準値(0.15mSv／h)となる水位を設定。
	使用済燃料ピット補給用水中ポンプの使用済燃料ピットへの注水流量	$20m^3$／h	崩壊熱による蒸散量に対して燃料損傷防止が可能な流量として設定。
重大事故等対策に関連する操作条件	使用済燃料ピット補給用水中ポンプの使用済燃料ピットへの注水開始	事象発生から 6 時間 20 分後	使用済燃料ピット水位を放射線の遮へいが維持できる水位に保つ必要があり、放射線の遮へいが維持できる最低水位に到達する前までに注水操作を実施するとして、事象発生の確認及び移動に必要な時間等を考慮して設定。

第 7.4.1.1 表　崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）時における
重大事故等対策について（1／2）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
余熱除去系機能喪失の判断	・余熱除去ポンプトリップ等による運転不能又は、余熱除去冷却器による冷却不能を確認した場合は、余熱除去系機能喪失と判断し、余熱除去機能の回復操作を実施する。	—	—	余熱除去ループ流量 １次冷却材高温側温度（広域） １次冷却材低温側温度（広域）
原子炉格納容器からの退避指示及び原子炉格納容器エアロックの閉止	・原子炉格納容器内にいる作業員に対してエバキュエーションアラーム又はページング装置により退避の指示を行う。 ・作業員が所定の退避場所へ退避したことを確認すれば、原子炉格納容器エアロックを閉止する。	—	—	—
余熱除去機能回復操作	・余熱除去機能が喪失した原因を究明するとともに、他の対応処置と並行して、余熱除去機能の回復操作（失敗原因調査、系統構成確認、現場遮断器の状態確認、再起動操作等）を継続する。	【余熱除去ポンプ】	—	—
原子炉格納容器隔離操作	・放射性物質を原子炉格納容器内に閉じ込めるため、原子炉格納容器隔離を行う。	—	—	—

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.4.1.1 表　崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）時における
重大事故等対策について（2／2）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水及び１次系保有水確保	・充てん／高圧注入ポンプにより燃料取替用水タンク水を炉心に注水し、１次系保有水を維持するとともに、加圧器安全弁（３個取外し中）からの蒸散により崩壊熱を除去する。	ディーゼル発電機 燃料油貯油そう 燃料油貯蔵タンク 燃料取替用水タンク 充てん／高圧注入ポンプ	タンクローリ	加圧器水位 １次冷却材圧力 １次冷却材高温側温度（広域） １次冷却材低温側温度（広域） 燃料取替用水タンク水位 格納容器圧力 格納容器内温度 格納容器再循環サンプ広域水位 格納容器再循環サンプ狭域水位
アニュラス空気浄化ファン起動	・格納容器圧力計指示が 22kPa[gage]になれば、被ばく低減対策としてアニュラス空気浄化ファンを起動する。	アニュラス空気再浄化ファン アニュラス空気浄化微粒子除去フィルタユニット アニュラス空気浄化よう素除去フィルタユニット	—	格納容器圧力
代替再循環運転による１次系の冷却	・長期対策として、燃料取替用水タンクを水源とした充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水を継続して実施する。また、余熱除去機能が回復しない状態で燃料取替用水タンク水位計指示が 16％到達及び格納容器再循環サンプ広域水位計指示が 67％以上となれば、格納容器再循環サンプからＡ格納容器スプレイポンプを経てＡ格納容器スプレイ冷却器で冷却した水を余熱除去系統及び格納容器スプレイ系統に整備しているタイラインより炉心へ注水する代替再循環運転に切り替え、低温停止状態にするとともに、炉心冷却を継続する。	格納容器再循環サンプ Ａ格納容器スプレイポンプ Ａ格納容器スプレイ冷却器 代替再循環配管 燃料取替用水タンク 充てん／高圧注入ポンプ 格納容器再循環サンプスクリーン ディーゼル発電機 燃料油貯油そう 燃料油貯蔵タンク	タンクローリ	加圧器水位 １次冷却材高温側温度（広域） １次冷却材低温側温度（広域） 格納容器再循環サンプ広域水位 格納容器再循環サンプ狭域水位 余熱除去ループ流量 燃料取替用水タンク水位 １次冷却材圧力

第 7.4.1.2 表　主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失））（1／2）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		M-RELAP5	本重要事故シーケンスの重要現象である炉心における沸騰・ボイド率変化、気液分離・対向流等を適切に評価することが可能であるコード。
初期条件	原子炉停止後の時間	55時間	評価結果を厳しくするように、定期検査工程上、原子炉停止から１次冷却材水抜き開始までの時間として考えられる最短時間に余裕を見た時間として設定。 原子炉停止後の時間が短いと崩壊熱が大きくなり、１次冷却材の蒸散率も大きくなることから、１次系保有水量を確保しにくく厳しい設定。
	１次系圧力 （初期）	大気圧（０MPa[gage]）	ミッドループ運転時は１次系を大気開放状態としていることから設定。
	１次冷却材高温側温度 （初期）	93℃（保安規定モード５）	評価結果を厳しくするように、ミッドループ運転時の運転モード（モード５）の上限値として設定。 １次冷却材温度が高いと１次系の保有熱が大きくなり、１次系保有水量を確保しにくくなることから、厳しい設定。
	１次冷却材水位 （初期）	原子炉容器出入口 配管中心高さ＋８cm	評価結果を厳しくするように、プラント系統構成上の制約から定めているミッドループ運転時の水位に余裕を見た水位として設定。 ミッドループ運転時の水位が低いと１次系保有水量が少なくなることから厳しい設定。
	炉心崩壊熱	FP：日本原子力学会推奨値 アクチニド：ORIGEN2 （サイクル末期を仮定）	標準値として設定。 サイクル末期炉心の保守的な値を設定。燃焼度が高いと高次のアクチニドの蓄積が多くなるため長期冷却時の崩壊熱は大きくなる。このため、燃焼度が高くなるサイクル末期時点を対象に崩壊熱を設定。
	燃料取替用水 タンク水量	1,900m^3	燃料取替用水タンク水量の標準値として設定。
	１次系開口部	加圧器安全弁３個取外し 加圧器のベント弁２個開放	ミッドループ運転時の蒸気放出経路として、確保している蒸気放出経路を設定。
	２次系の状態	２次系からの冷却なし	崩壊熱による１次冷却材の蒸散に伴い、１次系保有水量の減少を早める観点から、２次系からの冷却は想定しない。
事故条件	起因事象	運転中の 余熱除去系機能喪失	余熱除去ポンプ１台での浄化運転中に、余熱除去ポンプの故障等により運転中の余熱除去系が機能喪失するものとして設定。
	安全機能の喪失に対する仮定	待機中の 余熱除去系機能喪失	運転中の余熱除去系の機能喪失後に待機中の余熱除去系が機能喪失するものとして設定。
	外部電源	外部電源なし	外部電源がない場合、ディーゼル発電機にて充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水が可能であり、外部電源がある場合と事象進展は同等となるが、資源の確保の観点で厳しくなる外部電源がない場合を設定。

第 7.4.1.2 表　主要解析条件（崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失））（2／2）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	充てん／高圧注入ポンプの原子炉への注水流量	$30m^3$／h	原子炉停止後55時間後を事象開始として、充てん／高圧注入ポンプの起動時間50分時点における崩壊熱による蒸散量約$29.7m^3$／hを上回る値として設定。
重大事故等対策に関連する操作条件	充てん／高圧注入ポンプ起動	事象発生から 50 分後	運転員等操作時間として、事象発生の検知及び判断及び充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水操作に計50分を想定して設定。

第 7.4.2.1 表　全交流動力電源喪失時における重大事故等対策について（1／3）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
全交流動力電源喪失の判断	・外部電源が喪失し、ディーゼル発電機が起動失敗することにより、すべての非常用母線及び常用母線への給電に失敗したことを確認し、全交流動力電源喪失と判断する。	—	—	—
原子炉格納容器からの退避指示及び原子炉格納容器エアロックの閉止	・原子炉格納容器内にいる作業員に対してエバキュエーションアラーム又はページング装置により退避の指示を行う。 ・作業員が所定の退避場所へ退避したことを確認すれば、原子炉格納容器エアロックを閉止する。	—	—	—
早期の電源回復不能判断及び対応準備	・中央制御室からの操作による非常用母線の電源回復に失敗することで早期の電源回復不能と判断し、大容量空冷式発電機、常設電動注入ポンプ起動準備、被ばく低減操作、使用済燃料ピットへの注水確保、移動式大容量ポンプ車による格納容器内自然対流冷却の準備及び中央制御室非常用循環系の運転準備を行う。	大容量空冷式発電機 常設電動注入ポンプ 燃料油貯蔵タンク 大容量空冷式発電機用燃料タンク 大容量空冷式発電機用給油ポンプ	移動式大容量ポンプ車 取水用水中ポンプ 取水用水中ポンプ用発電機 復水タンク補給用水中ポンプ 使用済燃料ピット補給用水中ポンプ 使用済燃料ピット及び復水タンク補給用水中ポンプ用発電機 中間受槽 タンクローリ	—
燃料取替用水タンクによる炉心注水	・燃料取替用水タンク水の炉心への重力注入が期待できる場合は、優先して実施する。	【燃料取替用水タンク】	—	燃料取替用水タンク水位 加圧器水位
不要直流電源負荷切離し	・直流コントロールセンタの不要直流電源負荷の切離しを行う。	蓄電池（安全防護系用）	—	—

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.4.2.1 表　全交流動力電源喪失時における重大事故等対策について（2／3）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
原子炉格納容器隔離操作	・放射性物質を原子炉格納容器内に閉じ込めるため、電源回復後、原子炉格納容器隔離を行う。	—	—	—
炉心注水及び１次系保有水確保操作	・１次系保有水を確保するため、大容量空冷式発電機からの受電が完了し、常設電動注入ポンプの準備が整い次第炉心への注水を行うとともに、Ｂ充てん／高圧注入ポンプ自己冷却運転準備を行う。 ・なお、蓄圧タンクによる炉心注水は作業者への安全配慮の観点から実施しない。	大容量空冷式発電機 燃料取替用水タンク 常設電動注入ポンプ 【Ｂ充てん／高圧注入ポンプ（自己冷却）】 燃料油貯蔵タンク 大容量空冷式発電機用燃料タンク 大容量空冷式発電機用給油ポンプ	タンクローリ	加圧器水位 １次冷却材高温側温度（広域） １次冷却材低温側温度（広域） 余熱除去ループ流量 燃料取替用水タンク水位 格納容器圧力 格納容器内温度 SA 用低圧炉心注入及びスプレイ積算流量
アニュラス空気浄化系及び中央制御室非常用循環系の起動	・アニュラス部に水素が滞留することを防止するため、現場にてアニュラス空気浄化系ダンパの代替空気供給を行い、アニュラス空気浄化ファンを起動する。 ・中央制御室の作業環境確保のため、現場にて中央制御室非常用循環系ダンパの開処置を実施し、中央制御室非常用循環系を起動する。 ・格納容器圧力計指示が 22kPa[gage]になれば、アニュラス空気浄化ファンを起動する。	アニュラス空気浄化ファン アニュラス空気浄化微粒子除去フィルタユニット アニュラス空気浄化よう素除去フィルタユニット 中央制御室非常用循環ファン 中央制御室空調ファン 中央制御室循環ファン 中央制御室非常用循環フィルタユニット	窒素ボンベ（アニュラス空気浄化ファン弁用）	格納容器圧力
格納容器内自然対流冷却	・移動式大容量ポンプ車によるＡ、Ｂ格納容器再循環ユニット、Ｂ余熱除去ポンプ等への海水通水により、格納容器内自然対流冷却及び低圧再循環運転の準備を行う。 ・格納容器圧力計指示が 245kPa[gage]以上（最高使用圧力）となれば、格納容器内自然対流冷却を開始する。ただし、Ａ、Ｂ格納容器再循環ユニットへの海水通水の準備が完了すれば、通水を開始し格納容器内自然対流冷却を行う。	Ａ、Ｂ格納容器再循環ユニット 燃料油貯蔵タンク	移動式大容量ポンプ車 タンクローリ	格納容器圧力 格納容器内温度 可搬型温度計測装置（格納容器再循環ユニット入口温度／出口温度（SA）用）

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.4.2.1 表　全交流動力電源喪失時における重大事故等対策について（3／3）

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
低圧再循環運転開始	・燃料取替用水タンク水位計指示が 16%到達及び格納容器再循環サンプ広域水位計指示が 67%以上となれば、格納容器再循環サンプの水をＢ余熱除去ポンプからＢ余熱除去冷却器を経て炉心へ注水する低圧再循環運転に切り替え、炉心冷却を継続する。	格納容器再循環サンプ 格納容器再循環サンプスクリーン Ｂ余熱除去ポンプ（海水冷却） 【Ｂ余熱除去冷却器】 大容量空冷式発電機 燃料油貯蔵タンク 大容量空冷式発電機用燃料タンク 大容量空冷式発電機用給油ポンプ	移動式大容量ポンプ車 タンクローリ	余熱除去ループ流量 加圧器水位 格納容器再循環サンプ広域水位 格納容器再循環サンプ狭域水位 １次冷却材高温側温度（広域） １次冷却材低温側温度（広域） 燃料取替用水タンク水位
格納容器内自然対流冷却及び低圧再循環運転	・長期対策として、低圧再循環運転及びＡ、Ｂ格納容器再循環ユニットへの海水通水による格納容器内自然対流冷却を行うことで、原子炉の冷却及び原子炉格納容器の除熱を継続的に実施する。	Ａ、Ｂ格納容器再循環ユニット 格納容器再循環サンプ 格納容器再循環サンプスクリーン Ｂ余熱除去ポンプ（海水冷却） 【Ｂ余熱除去冷却器】 燃料油貯蔵タンク	移動式大容量ポンプ車 タンクローリ	格納容器圧力 格納容器内温度 可搬型温度計測装置（格納容器再循環ユニット入口温度／出口温度（SA）用） 余熱除去ループ流量 加圧器水位 格納容器再循環サンプ広域水位 格納容器再循環サンプ狭域水位 １次冷却材高温側温度（広域） １次冷却材低温側温度（広域）
原子炉補機冷却系の復旧作業	・保修対応要員の作業時間や原子炉補機冷却水系統の機能喪失要因を考慮し、海水ポンプ用電動機予備品による対応を行うこと等で、原子炉補機冷却水系統の復旧を図る。	—	—	—

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.4.2.2 表　主要解析条件（全交流動力電源喪失）（1／2）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード		M-RELAP5	本重要事故シーケンスの重要現象である炉心における沸騰・ボイド率変化、気液分離・対向流等を適切に評価することが可能であるコード。
初期条件	原子炉停止後の時間	55時間	評価結果を厳しくするように、定期検査工程上、原子炉停止から１次冷却材水抜き開始までの時間として考えられる最短時間に余裕を見た時間として設定。 原子炉停止後の時間が短いと崩壊熱が大きくなり、１次冷却材の蒸散率も大きくなることから、１次系保有水量を確保しにくく厳しい設定。
	１次系圧力 （初期）	大気圧（０MPa[gage]）	ミッドループ運転時は１次系を大気開放状態としていることから設定。
	１次冷却材高温側温度 （初期）	93℃（保安規定モード５）	評価結果を厳しくするように、ミッドループ運転時の運転モード（モード５）の上限値として設定。 １次冷却材温度が高いと１次系の保有熱が大きくなり、１次系保有水量を確保しにくくなることから厳しい設定。
	１次冷却材水位 （初期）	原子炉容器出入口 配管中心高さ＋８cm	評価結果を厳しくするように、プラント系統構成上の制約から定めているミッドループ運転時の水位に余裕を見た水位として設定。 ミッドループ運転時の水位が低いと１次系保有水量が少なくなることから厳しい設定。
	炉心崩壊熱	FP：日本原子力学会推奨値 アクチニド：ORIGEN2 （サイクル末期を仮定）	標準値として設定。 サイクル末期炉心の保守的な値を設定。燃焼度が高いと高次のアクチニドの蓄積が多くなるため長期冷却時の崩壊熱は大きくなる。このため、燃焼度が高くなるサイクル末期時点を対象に崩壊熱を設定。
	燃料取替用水 タンク水量	1,900m^3	燃料取替用水タンク水量の標準値として設定。
	１次系開口部	加圧器安全弁３個取り外し 加圧器のベント弁２個開放	ミッドループ運転時の蒸気放出経路として、確保している蒸気放出経路を設定。
	２次系の状態	２次系からの冷却なし	崩壊熱による１次冷却材の蒸散に伴い、１次系保有水量の減少を早める観点から、２次系からの冷却は想定しない。
事故条件	起因事象	外部電源喪失	外部電源喪失が発生するものとして設定。
	安全機能の喪失に対する仮定	・外部電源喪失時に非常用所内交流電源喪失 ・原子炉補機冷却機能喪失	外部電源喪失時に非常用所内交流電源及び原子炉補機冷却機能が喪失するものとして設定。
	外部電源喪失	外部電源なし	起因事象として、外部電源が喪失するものとしている。

第 7.4.2.2 表　主要解析条件（全交流動力電源喪失）（2／2）

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	常設電動注入ポンプの原子炉への注水流量	30m^3／h	原子炉停止後55時間後を事象開始として、常設電動注入ポンプの起動時間50分時点における崩壊熱による蒸散量約29.7m^3／hを上回る値として設定。
重大事故等対策に関連する操作条件	常設電動注入ポンプ起動	事象発生から 50 分後	運転員等操作時間として、事象発生の検知及び判断、代替交流電源の準備並びに常設電動注入ポンプによる炉心注水操作に計50分を想定して設定。

第 7.4.3.1 表　原子炉冷却材の流出時における重大事故等対策について

判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
１次系の水位低下による余熱除去機能喪失の判断	・原子炉冷却材流出により１次系の水位が低下し、余熱除去ポンプの運転に必要な水頭圧が確保できなくなれば、余熱除去ポンプを停止する。余熱除去系２系統の運転不能により、余熱除去機能喪失と判断する。	－	－	余熱除去ループ流量
余熱除去機能喪失時の対応	・余熱除去ポンプ回復操作を実施するとともに、原子炉冷却材の流出原因調査及び隔離操作を行う。	【余熱除去ポンプ】	－	－
原子炉格納容器からの退避指示及び原子炉格納容器エアロックの閉止	・原子炉格納容器内にいる作業員に対してエバキュエーションアラーム又はページング装置により退避の指示を行う。 ・作業員が所定の退避場所へ退避したことを確認すれば、原子炉格納容器エアロックを閉止する。	－	－	－
原子炉格納容器隔離操作	・放射性物質を原子炉格納容器内に閉じ込めるため、原子炉格納容器隔離を行う。	－	－	－
充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水及び１次系保有水確保	・充てん／高圧注入ポンプにより燃料取替用水タンク水を炉心に注水し、１次系保有水を維持するとともに、加圧器安全弁（３個取外し中）からの蒸散により崩壊熱を除去する。	ディーゼル発電機 燃料油貯油そう 燃料油貯蔵タンク 充てん／高圧注入ポンプ 燃料取替用水タンク	タンクローリ	加圧器水位 １次冷却材圧力 １次冷却材高温側温度（広域） １次冷却材低温側温度（広域） 燃料取替用水タンク水位 格納容器圧力 格納容器内温度
アニュラス空気浄化ファン起動	・格納容器圧力計指示が上昇し 22kPa[gage]になれば、被ばく低減対策としてアニュラス空気浄化ファンを起動する。	アニュラス空気浄化ファン アニュラス空気浄化微粒子除去フィルタユニット アニュラス空気浄化よう素除去フィルタユニット	－	格納容器圧力
代替再循環運転による１次系の冷却	・長期対策として、燃料取替用水タンクを水源とした充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水を継続して実施する。また、余熱除去機能が回復しない状態で燃料取替用水タンク水位計指示が 16％到達及び格納容器再循環サンプ広域水位計指示が 67％以上となれば、格納容器再循環サンプからＡ格納容器スプレイポンプを経てＡ格納容器スプレイ冷却器で冷却した水を余熱除去系統及び格納容器スプレイ系統に整備しているタイラインより炉心注水する代替再循環運転に切り替え、低温停止状態とするとともに、炉心冷却を継続する。	充てん／高圧注入ポンプ 燃料取替用水タンク Ａ格納容器スプレイポンプ Ａ格納容器スプレイ冷却器 格納容器再循環サンプ 格納容器再循環サンプスクリーン 代替再循環配管 ディーゼル発電機 燃料油貯油そう 燃料油貯蔵タンク	タンクローリ	加圧器水位 １次冷却材圧力 １次冷却材高温側温度（広域） １次冷却材低温側温度（広域） 燃料取替用水タンク水位 格納容器再循環サンプ広域水位 格納容器再循環サンプ狭域水位 余熱除去ループ流量

【　】は有効性評価上期待しない重大事故等対処設備

第 7.4.3.2 表　主要解析条件（原子炉冷却材の流出）（1／2）

項目		主要解析条件		条件設定の考え方
解析コード		M-RELAP5		本重要事故シーケンスの重要現象である炉心における沸騰・ボイド率変化、気液分離・対向流等を適切に評価することが可能であるコード。
初期条件	原子炉停止後の時間	55 時間		評価結果を厳しくするように、定期検査工程上、原子炉停止から１次冷却材水抜き開始までの時間として考えられる最短時間に余裕を見た時間として設定。 原子炉停止後の時間が短いと崩壊熱が大きくなり、１次冷却材の蒸散率も大きくなることから、１次系保有水量を確保しにくく厳しい設定。
	１次系圧力 （初期）	大気圧（０MPa[gage]）		ミッドループ運転時は１次系を大気開放状態としていることから設定。
	１次冷却材高温側温度 （初期）	93℃（保安規定モード５）		評価結果を厳しくするように、ミッドループ運転時の運転モード（モード５）の上限値として設定。 １次冷却材温度が高いと１次系の保有熱が大きくなり、１次系保有水量を確保しにくくなることから厳しい設定。
	１次冷却材水位 （初期）	原子炉容器出入口 配管中心高さ＋８cm		評価結果を厳しくするように、プラント系統構成上の制約から定めているミッドループ運転時の水位に余裕を見た水位として設定。 ミッドループ運転時の水位が低いと１次系保有水量が少なくなることから厳しい設定。
	炉心崩壊熱	FP：日本原子力学会推奨値 アクチニド：ORIGEN2 （サイクル末期を仮定）		標準値として設定。 サイクル末期炉心の保守的な値を設定。燃焼度が高いと高次のアクチニドの蓄積が多くなるため長期冷却時の崩壊熱は大きくなる。このため、燃焼度が高くなるサイクル末期時点を対象に崩壊熱を設定。
	燃料取替用水 タンク水量	1,900m^3		燃料取替用水タンク水量の標準値として設定。
	１次系開口部	加圧器安全弁３個取外し 加圧器のベント弁２個開放		ミッドループ運転時の蒸気放出経路として、確保している蒸気放出経路を設定。
	２次系の状態	２次系からの冷却なし		崩壊熱による１次冷却材の蒸散に伴い、１次系保有水量の減少を早める観点から、２次系からの冷却は想定しない。
事故条件	起因事象	余熱除去系からの １次冷却材の流出	380m^3／h （余熱除去機能喪失まで流量一定で流出）	余熱除去ポンプ１台による浄化運転時の最大流量を設定（ミッドループ運転中に原子炉冷却材系統と接続されている系統には余熱除去系と化学体積制御系があるが、１次系保有水の早期流出の観点で、流量の多い余熱除去系からの流出を設定）。
			燃料取替用水タンク戻り配管の口径である約 20cm（８インチ）口径相当の漏えい （余熱除去機能喪失後）	誤開した弁の復旧を見込まず、余熱除去機能喪失後も流出が継続するものとして設定。また、流出口径は余熱除去系統の最大口径を設定。
	安全機能の喪失に対する仮定	１次系水位が１次冷却材配管の下端に到達した時点で余熱除去機能喪失		余熱除去ポンプ入口側の１次冷却材が喪失した時点で、浄化運転中の余熱除去系の機能喪失し、さらにこれに伴い待機中の余熱除去系が機能喪失するものとして設定。
	外部電源	外部電源なし		外部電源がない場合、ディーゼル発電機にて充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水が可能であり、外部電源がある場合と事象進展は同等となるが、資源の確保の観点で厳しくなる外部電源がない場合を設定。

第 7.4.3.2 表　主要解析条件（原子炉冷却材の流出）(2／2)

項目		主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	充てん／高圧注入ポンプの原子炉への注水流量	31m^3／h	原子炉停止後 55 時間後を事象開始として、充てん／高圧注入ポンプの起動時間約 23 分時点における崩壊熱による蒸散量約 29.8m^3／h を上回る値として設定。
重大事故等対策に関連する操作条件	充てん／高圧注入ポンプ起動	余熱除去機能喪失から 20 分後	運転員等操作時間として、事象発生の検知及び判断並びに充てん／高圧注入ポンプによる炉心注水操作に計 20 分を想定して設定。

第7.4.4.1表　反応度の誤投入時における重大事故等対策について

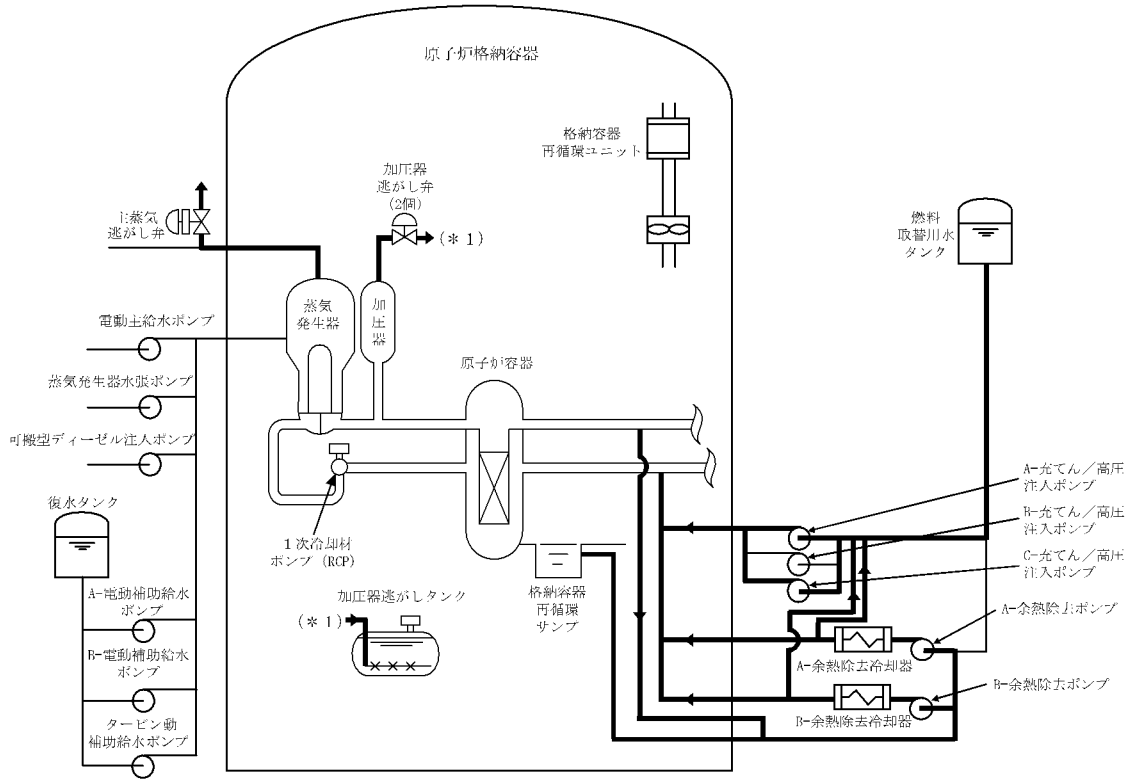
判断及び操作	手順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬設備	計装設備
反応度の誤投入の判断	・１次系の希釈事象が発生し、中性子源領域中性子束及び中性子源領域起動率の指示上昇、原子炉補給水補給流量積算計の動作音及び可聴計数率計の可聴音間隔が短くなることにより、反応度の誤投入を判断する。 ・なお、停止時中性子束レベルの0.8デカード上となれば、「中性子源領域炉停止時中性子束高」警報が発信する。	－	－	中性子源領域中性子束 中間領域中性子束
原子炉格納容器からの退避指示及び原子炉格納容器エアロックの閉止	・原子炉格納容器内にいる作業員に対してエバキュエーションアラーム又はページング装置により退避の指示を行う。 ・作業員が所定の退避場所へ退避したことを確認すれば、原子炉格納容器エアロックを閉止する。	－	－	－
希釈停止操作	・原子炉補給水補給流量制御弁の「閉」及び１次系補給水ポンプの停止により原子炉補給水補給流量積算計の動作停止を確認する。	－	－	－
ほう酸濃縮操作	・ほう酸ポンプを起動し、ほう酸注入による濃縮を行い、中性子源領域中性子束及び中性子源領域起動率の指示が低下することを確認する。	ほう酸タンク ほう酸ポンプ 充てん／高圧注入ポンプ	－	ほう酸タンク水位 中性子源領域中性子束 中間領域中性子束
未臨界状態の維持確認	・中性子源領域中性子束及び中性子源領域起動率の指示、可聴計数率計の可聴音間隔が事象発生前に戻っていることを確認する。 ・また、ほう素濃度についてもサンプリングにより事象発生前の停止ほう素濃度に戻っていることを確認する。	－	－	中性子源領域中性子束 中間領域中性子束

第 7.4.4.2 表　主要評価条件（反応度の誤投入）（1／2）

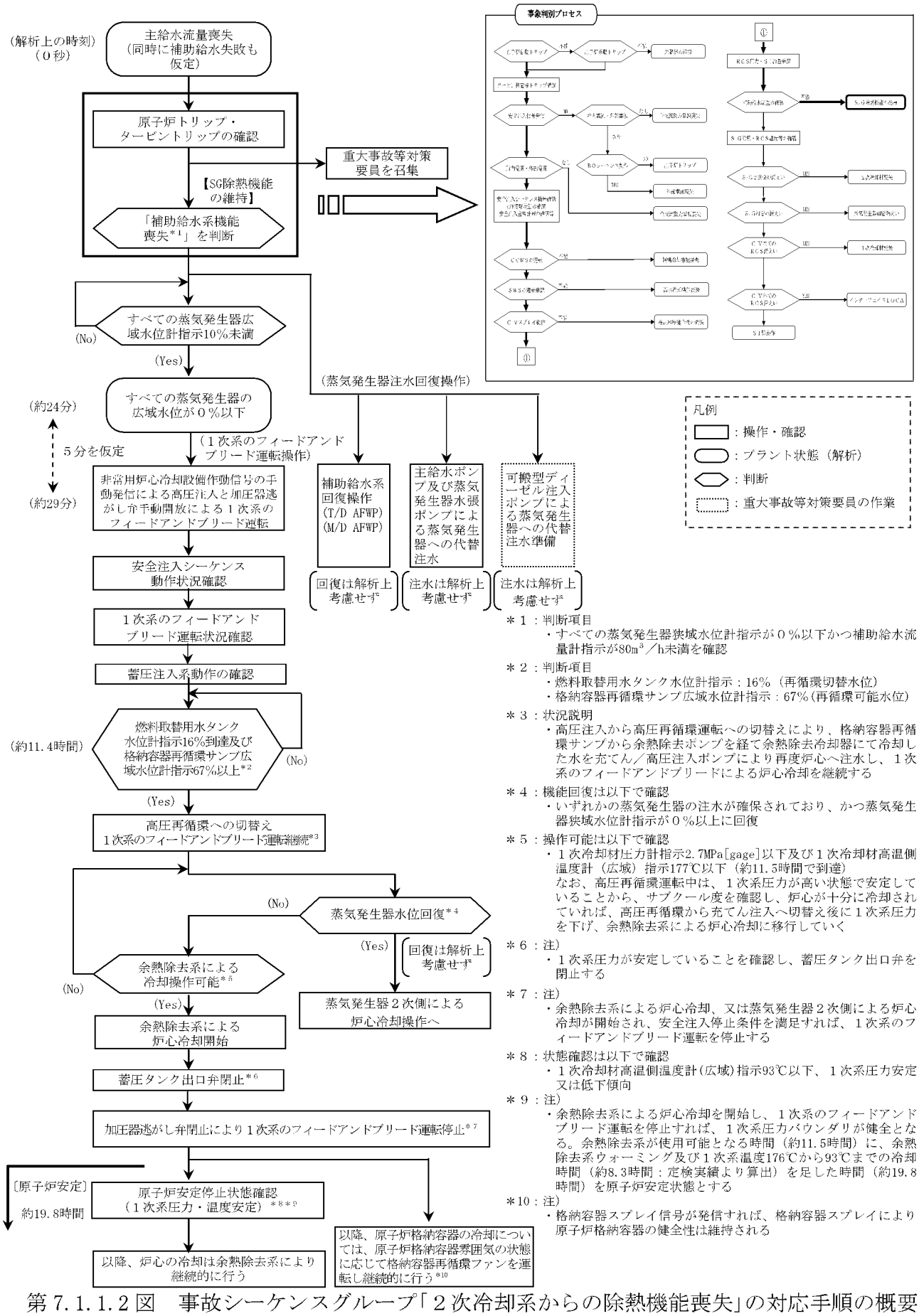
項目		主要評価条件		条件設定の考え方
初期条件	制御棒	全挿入状態		低温停止状態における制御棒位置として、全挿入状態を設定。
	１次系有効体積	215m^3		１次系の体積は、小さいほど希釈率が大きく、反応度添加率が増加する。よって、加圧器体積、原子炉容器上部ドーム部、炉心内バイパス等を除いた１次系の有効体積として設定。 １次系の体積は、小さいほど希釈率が大きく、反応度添加率が増加することから厳しい設定。
	初期ほう素濃度	2,700ppm （燃料取替え時のほう素濃度）		原子炉停止中の１次系は、燃料取替用水タンクのほう酸水で満たされており、同タンクのほう素濃度として保安規定にて定められた制限値を設定。 運転停止中の１次系は、燃料取替用水タンクのほう酸水で満たされており、制限値以上のほう素濃度となっていることから厳しい設定。
	臨界ほう素濃度	1,800ppm		サイクル初期、低温状態、制御棒全挿入状態における、ウラン炉心の臨界ほう素濃度の評価値に、炉心のばらつき等を考慮しても余裕のある値として設定。 臨界ほう素濃度は、高いほど初期ほう素濃度との差が小さくなることから厳しい設定。
事故条件	起因事象	１次系への 純水注水	81.8m^3／h	原子炉の運転停止中に、化学体積制御系の故障、誤操作等により、１次冷却材中に純水が注入されるとして設定。１次系補給水ポンプ２台運転時の全容量（約 78.7m^3／h）に余裕をもたせた値として設定。 １次系純水注水流量は、大きいほど希釈率が大きく、反応度添加率が増加することから厳しい設定。
	外部電源	外部電源あり		１次系補給水ポンプにより原子炉への純水が流入して反応度が投入される事象を想定するため、外部電源がある場合を設定。

第 7.4.4.2 表　主要評価条件（反応度の誤投入）（2／2）

項目		主要評価条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	「中性子源領域炉停止時中性子束高」	停止時中性子束レベルの0.8デカード上	この警報は、原子炉停止時に中性子束レベルが上昇した場合の運転員への注意喚起のため、信号の揺れを考慮して、停止時中性子束レベルから 0.5 デカード（$10^{0.5}$=約 3.2 倍）上で発信するよう設定されている。有効性評価では、警報発信から臨界までの時間的余裕を保守的に評価するため、計器の誤差も考慮した 0.8 デカード（$10^{0.8}$=約 6.3 倍）上として設定。
重大事故等対策に関連する操作条件	希釈停止操作	「中性子源領域炉停止時中性子束高」警報発信から 10 分後に開始し 1 分で完了	運転員等操作時間として、事象発生の検知及び判断に 10 分、希釈停止操作に 1 分を想定して設定。



第 7.1.1.1 図　２次冷却系からの除熱機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図



＊１：判断項目
・すべての蒸気発生器狭域水位計指示が０%以下かつ補助給水流量計指示が80m³／h未満を確認

＊２：判断項目
・燃料取替用水タンク水位計指示：16%（再循環切替水位）
・格納容器再循環サンプ広域水位計指示：67%（再循環可能水位）

＊３：状況説明
・高圧注入から高圧再循環運転への切替えにより、格納容器再循環サンプから余熱除去ポンプを経て余熱除去冷却器にて冷却した水を充てん／高圧注入ポンプにより再度炉心へ注水し、１次系のフィードアンドブリードによる炉心冷却を継続する

＊４：機能回復は以下で確認
・いずれかの蒸気発生器の注水が確保されており、かつ蒸気発生器狭域水位計指示が０%以上に回復

＊５：操作可能は以下で確認
・１次冷却材圧力計指示2.7MPa[gage]以下及び１次冷却材高温側温度計（広域）指示177℃以下（約11.5時間で到達）
なお、高圧再循環運転中は、１次系圧力が高い状態で安定していることから、サブクール度を確認し、炉心が十分に冷却されていれば、高圧再循環から充てん注入へ切替え後に１次系圧力を下げ、余熱除去系による炉心冷却に移行していく

＊６：注）
・１次系圧力が安定していることを確認し、蓄圧タンク出口弁を閉止する

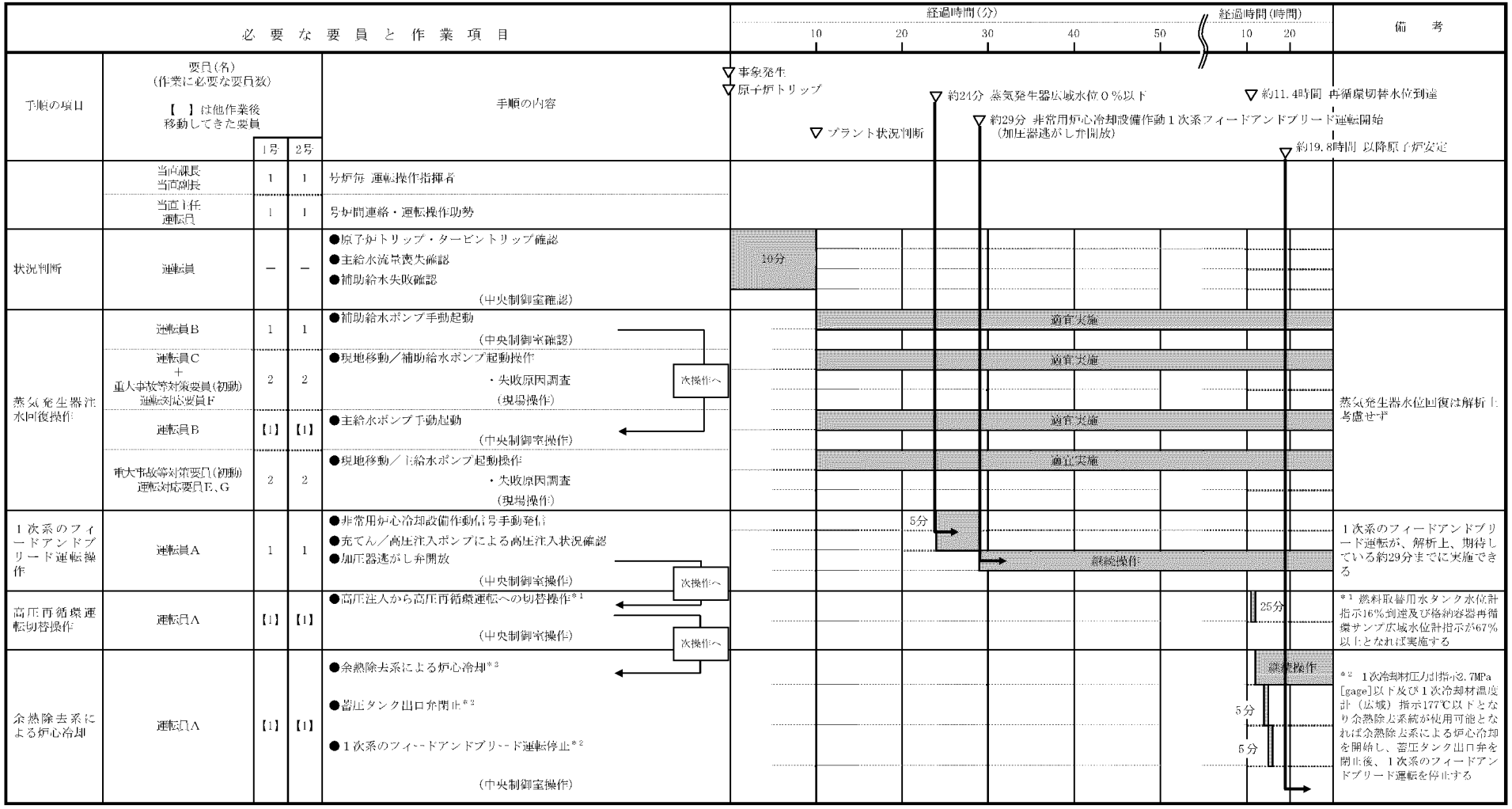
＊７：注）
・余熱除去系による炉心冷却、又は蒸気発生器２次側による炉心冷却が開始され、安全注入停止条件を満足すれば、１次系のフィードアンドブリード運転を停止する

＊８：状態確認は以下で確認
・１次冷却材高温側温度計（広域）指示93℃以下、１次系圧力安定又は低下傾向

＊９：注）
・余熱除去系による炉心冷却を開始し、１次系のフィードアンドブリード運転を停止すれば、１次系圧力バウンダリが健全となる。余熱除去系が使用可能となる時間（約11.5時間）に、余熱除去系ウォーミング及び１次系温度176℃から93℃までの冷却時間（約8.3時間：定検実績より算出）を足した時間（約19.8時間）を原子炉安定状態とする

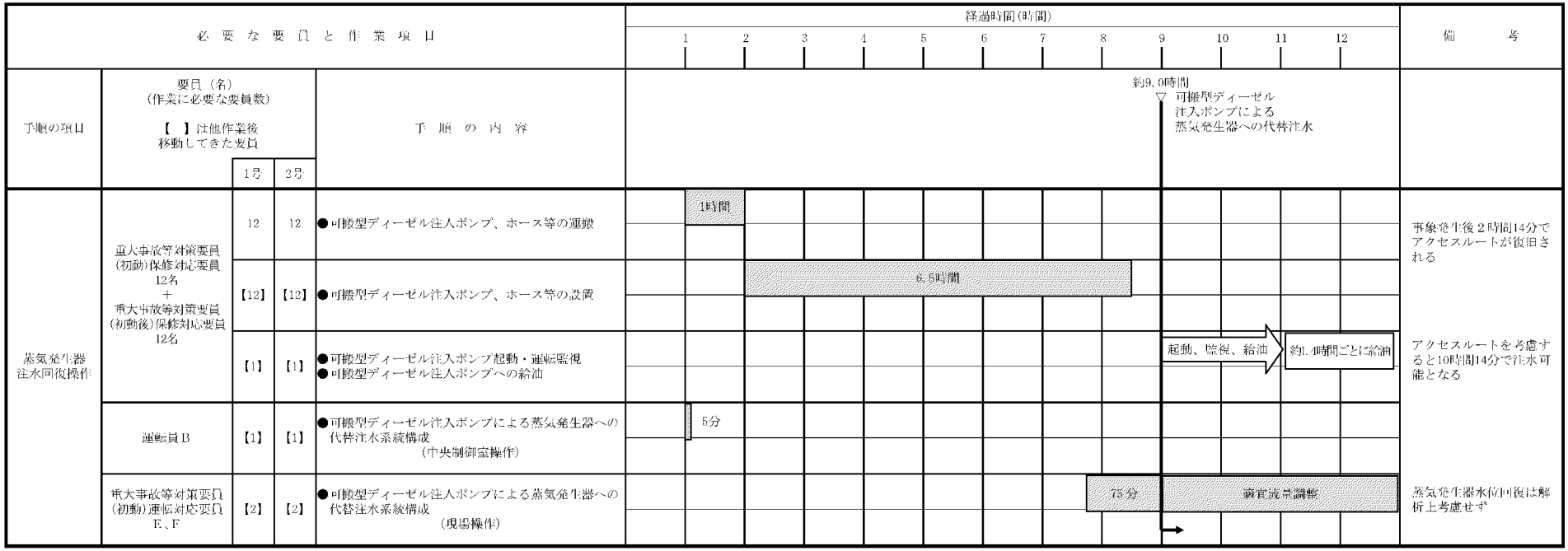
＊10：注）
・格納容器スプレイ信号が発信すれば、格納容器スプレイにより原子炉格納容器の健全性は維持される

第 7.1.1.2 図　事故シーケンスグループ「２次冷却系からの除熱機能喪失」の対応手順の概要
（重要事故シーケンス「主給水流量喪失＋補助給水失敗」の事象進展）



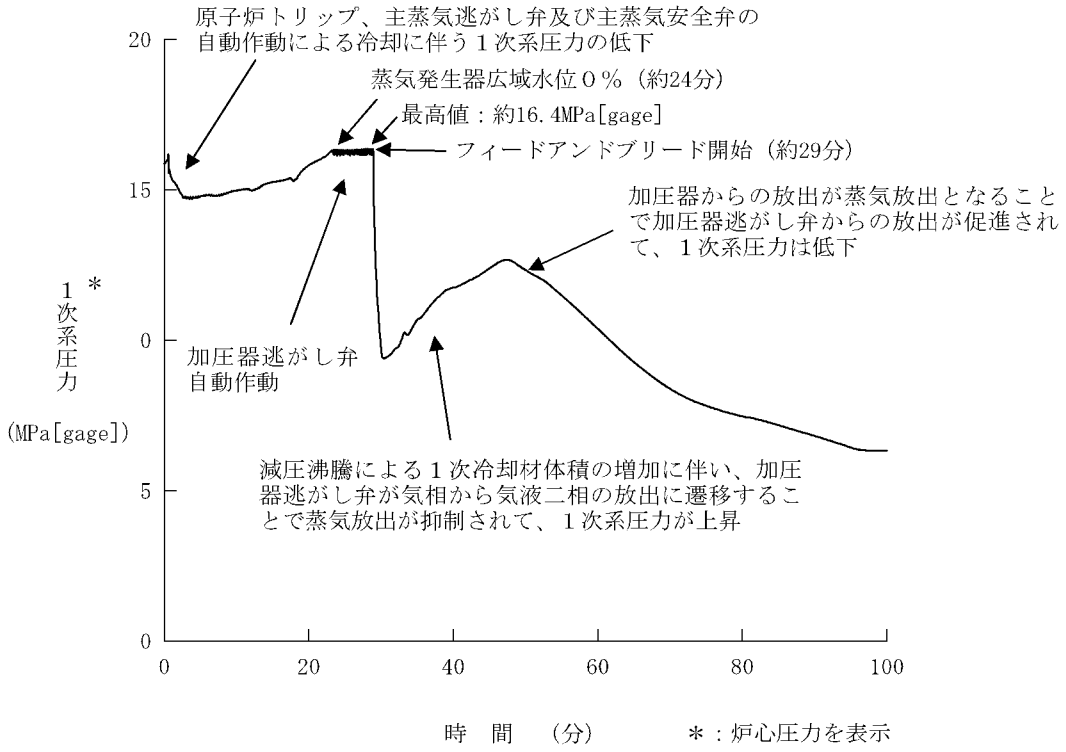
・各操作・作業の必要時間算定については、実際の現場移動時間又は作業時間を確認した上で算出している（一部、未配備の機器については想定時間により算出）
・緊急時対策本部要員は4名であり、全体指揮、通報連絡等を行う

第7.1.1.3図　2次冷却系からの除熱機能喪失（主給水流量喪失＋補助給水失敗）の作業と所要時間（1／2）

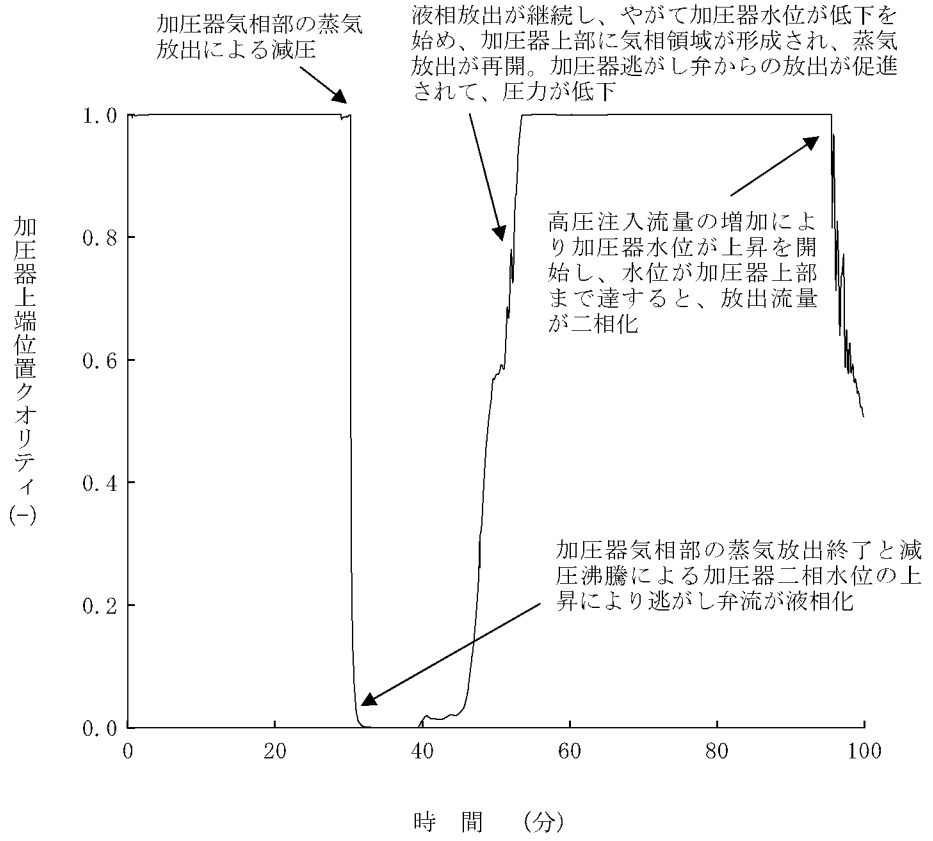


・給油間隔は可搬型ディーゼル注入ポンプ定格負荷連続運転時の目安時間を記載

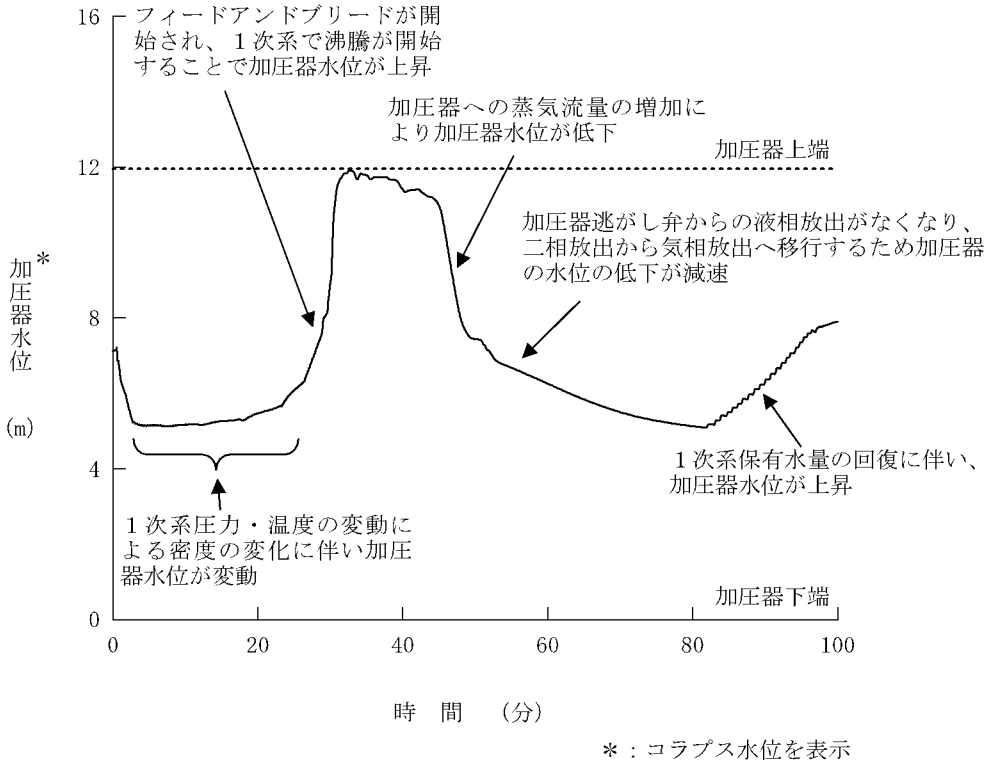
第 7.1.1.3 図　２次冷却系からの除熱機能喪失（主給水流量喪失＋補助給水失敗）の作業と所要時間（2／2）



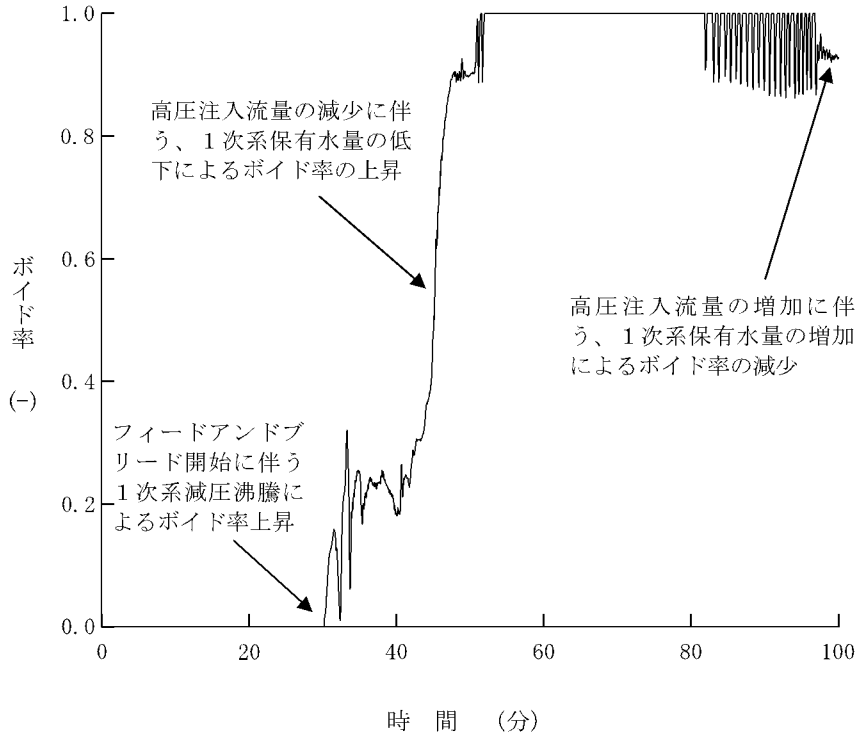
第 7.1.1.4 図　１次系圧力の推移



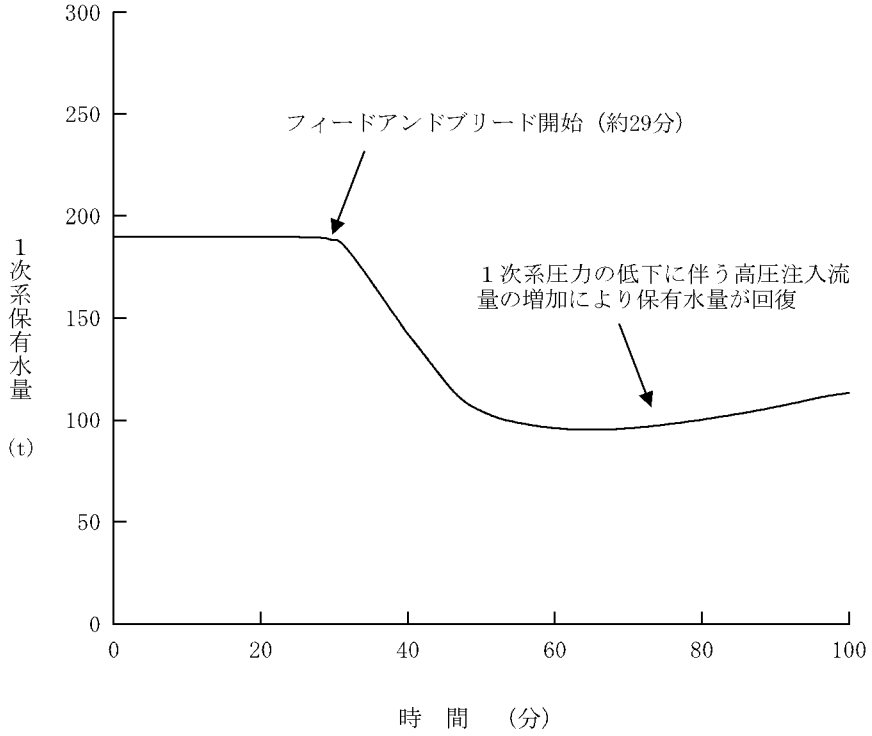
第 7.1.1.5 図　加圧器上端部クオリティの推移



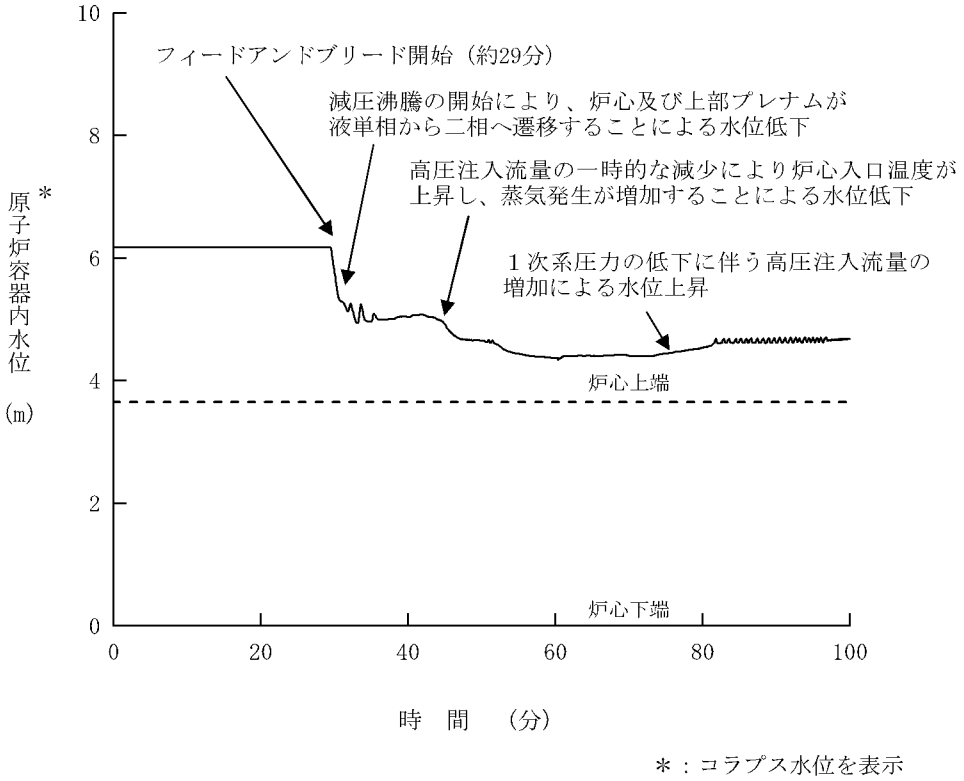
第 7.1.1.6 図　加圧器水位の推移



第 7.1.1.7 図　高温側配管・加圧器サージライン接続部ボイド率の推移

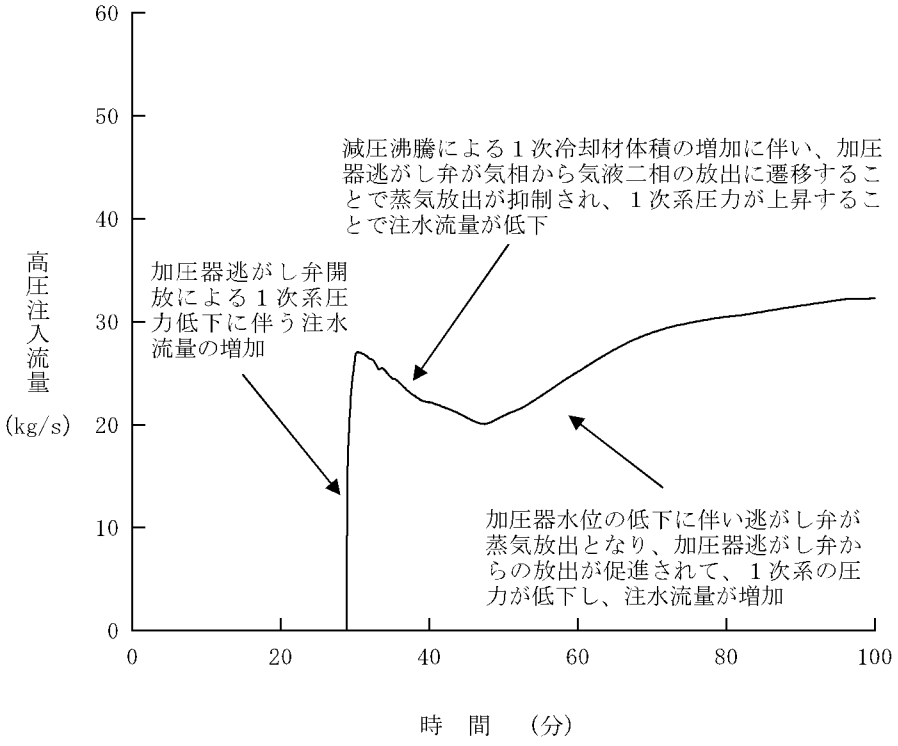


第 7.1.1.8 図　１次系保有水量の推移

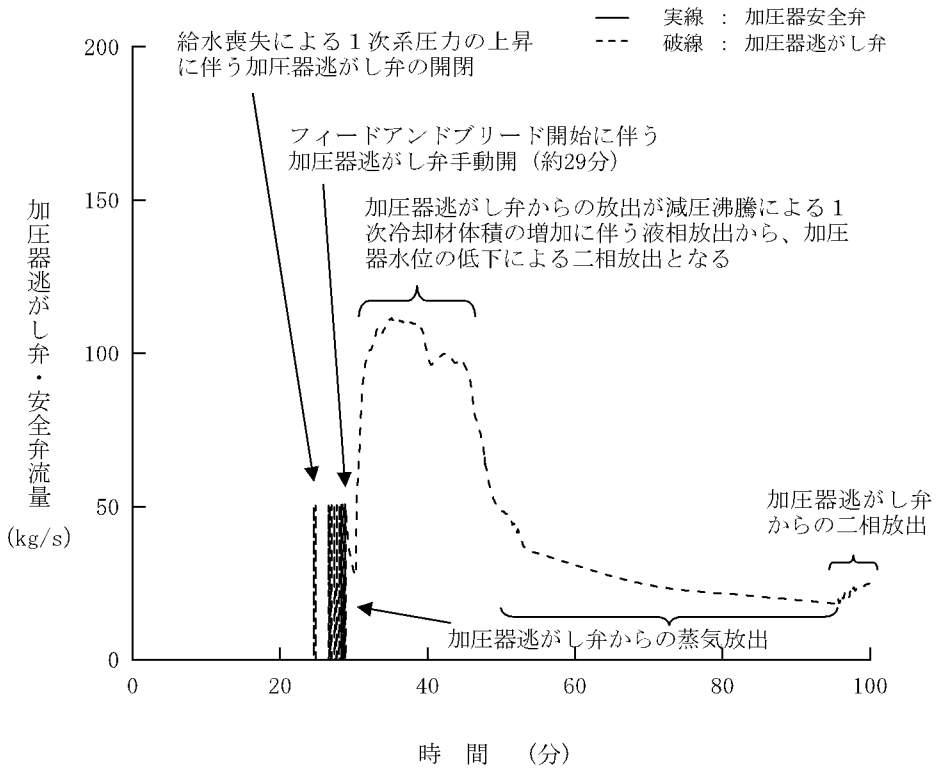


＊：コラプス水位を表示

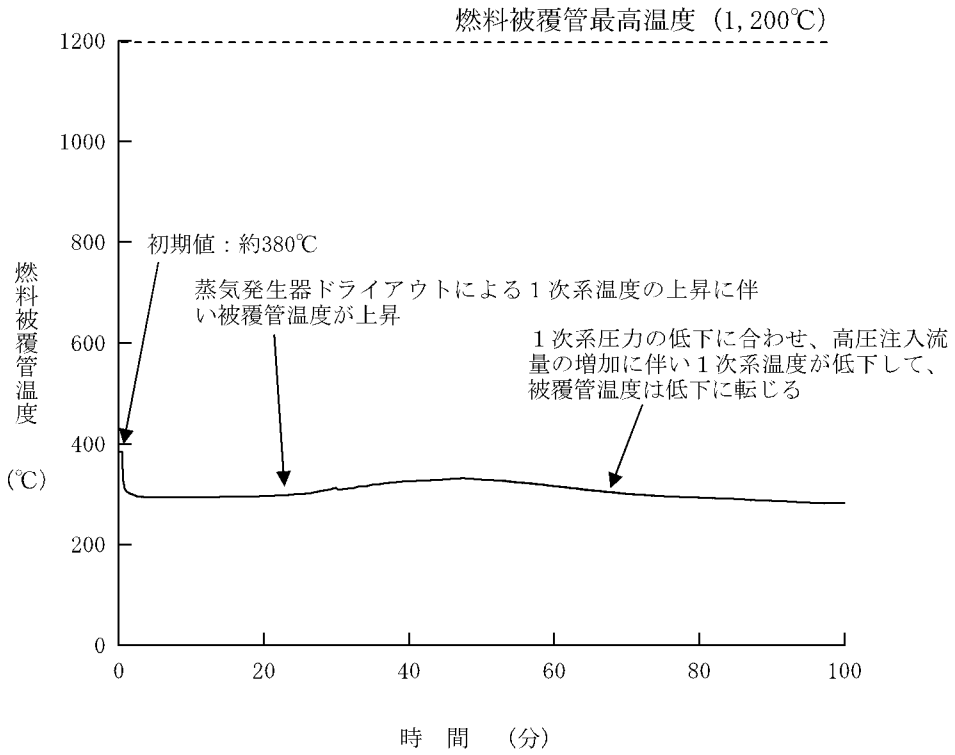
第 7.1.1.9 図　原子炉容器内水位の推移



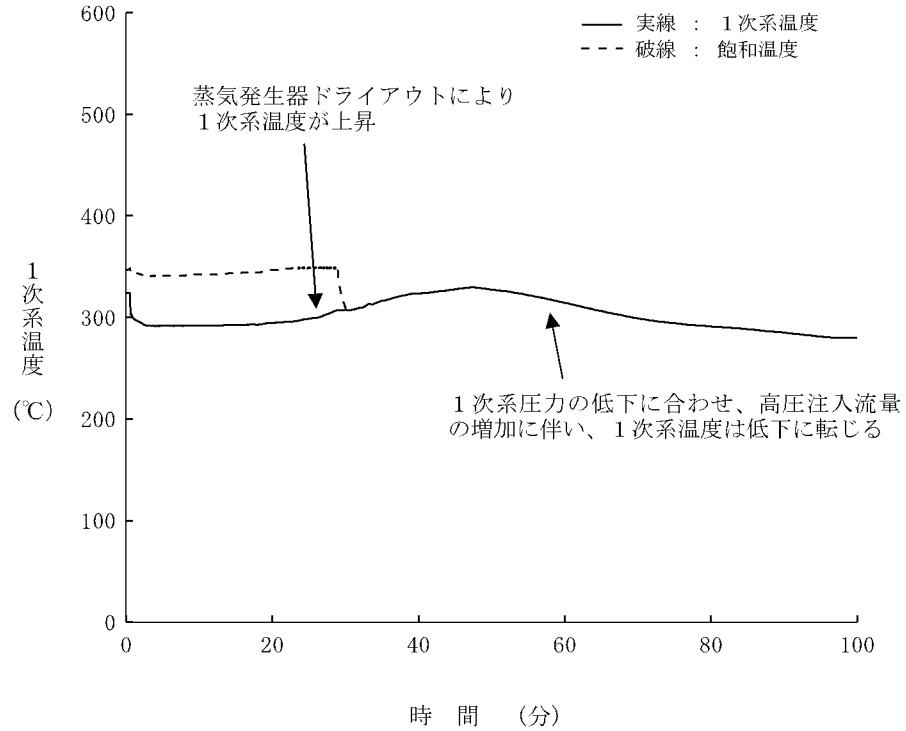
第 7.1.1.10 図　高圧注入流量の推移



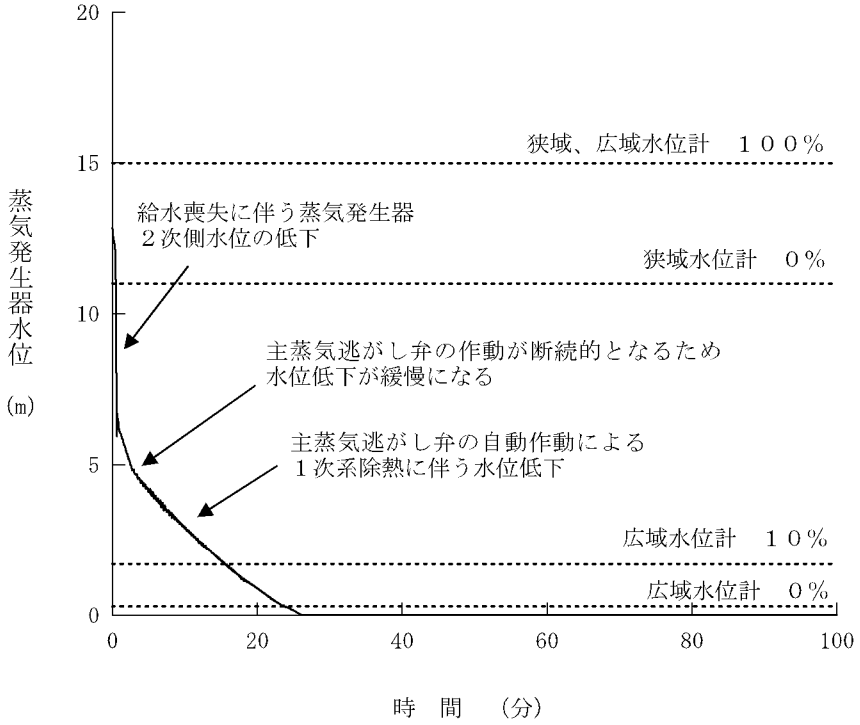
第 7.1.1.11 図　加圧器逃がし弁・安全弁流量の推移



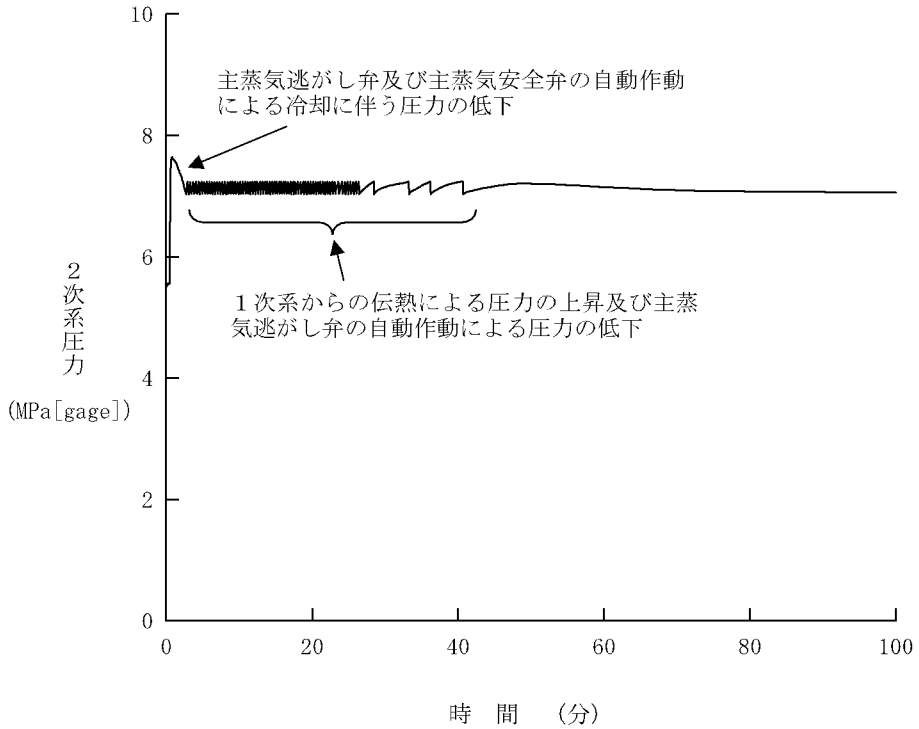
第 7.1.1.12 図　燃料被覆管温度の推移



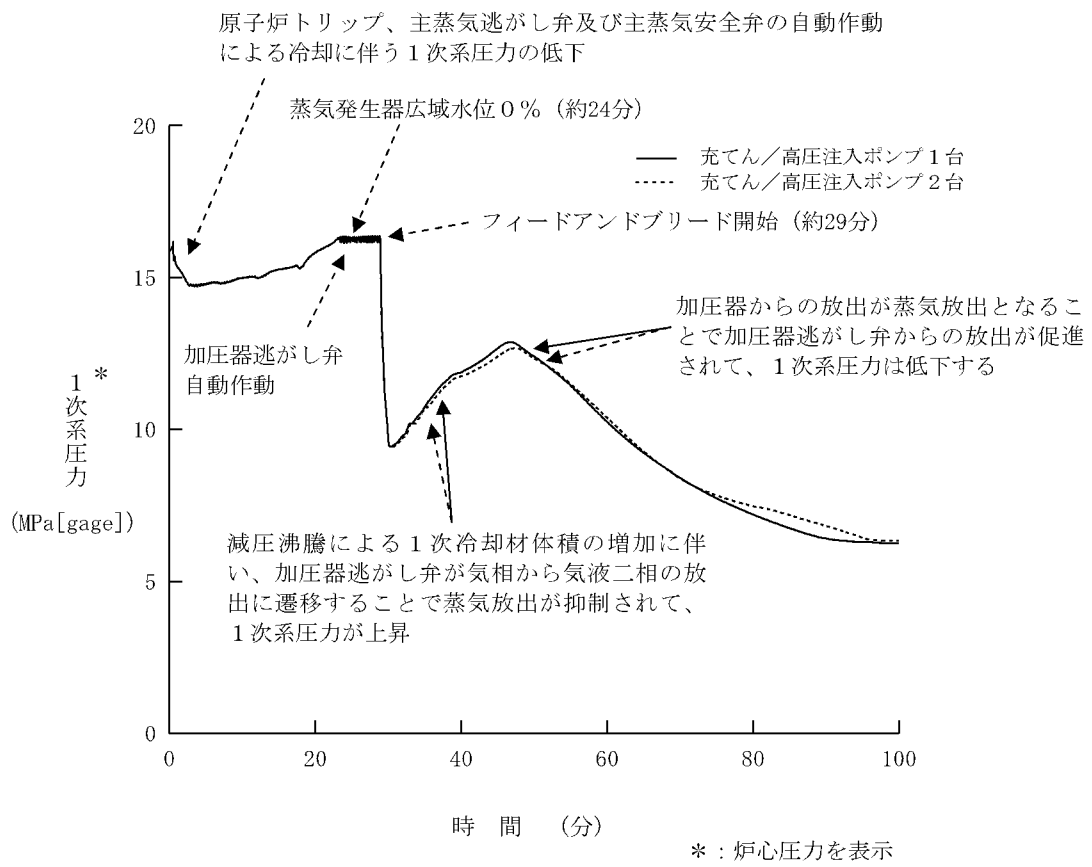
第 7.1.1.13 図　１次系温度の推移



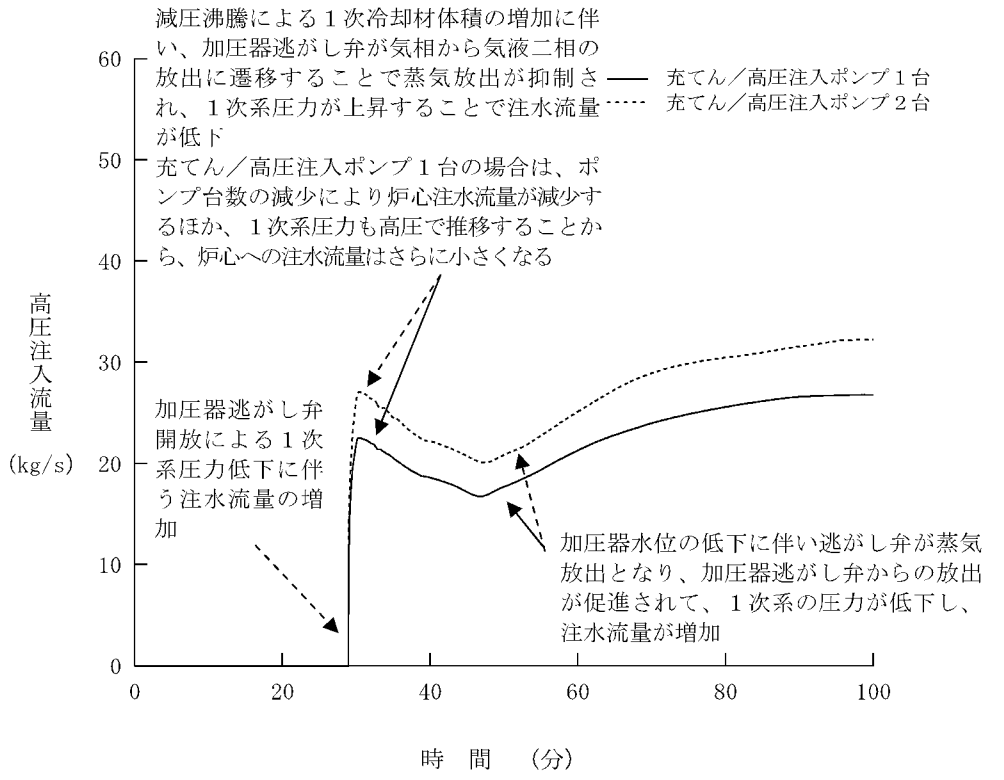
第 7.1.1.14 図　蒸気発生器水位の推移



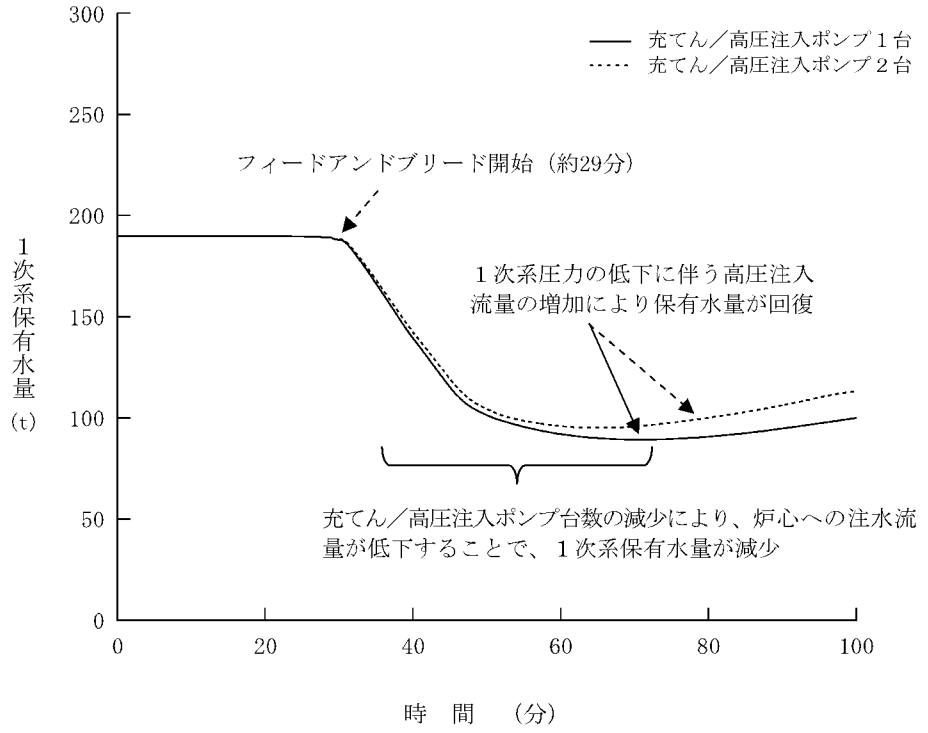
第 7.1.1.15 図　２次系圧力の推移



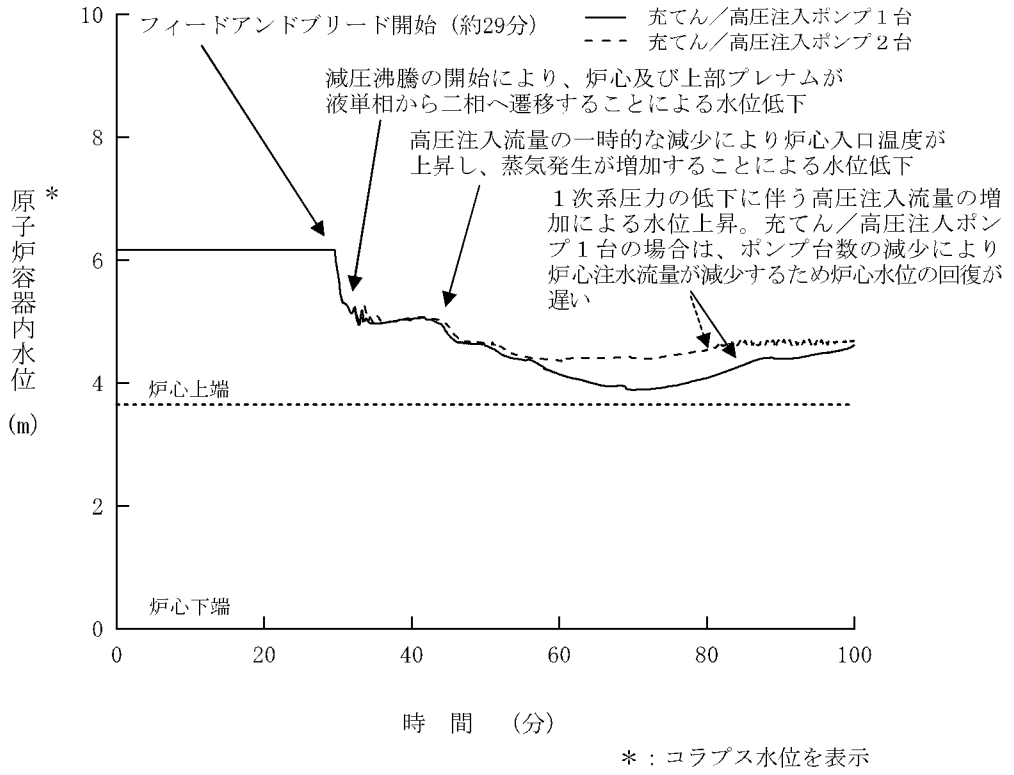
第 7.1.1.16 図　１次系圧力の推移（充てん／高圧注入ポンプ１台の場合）



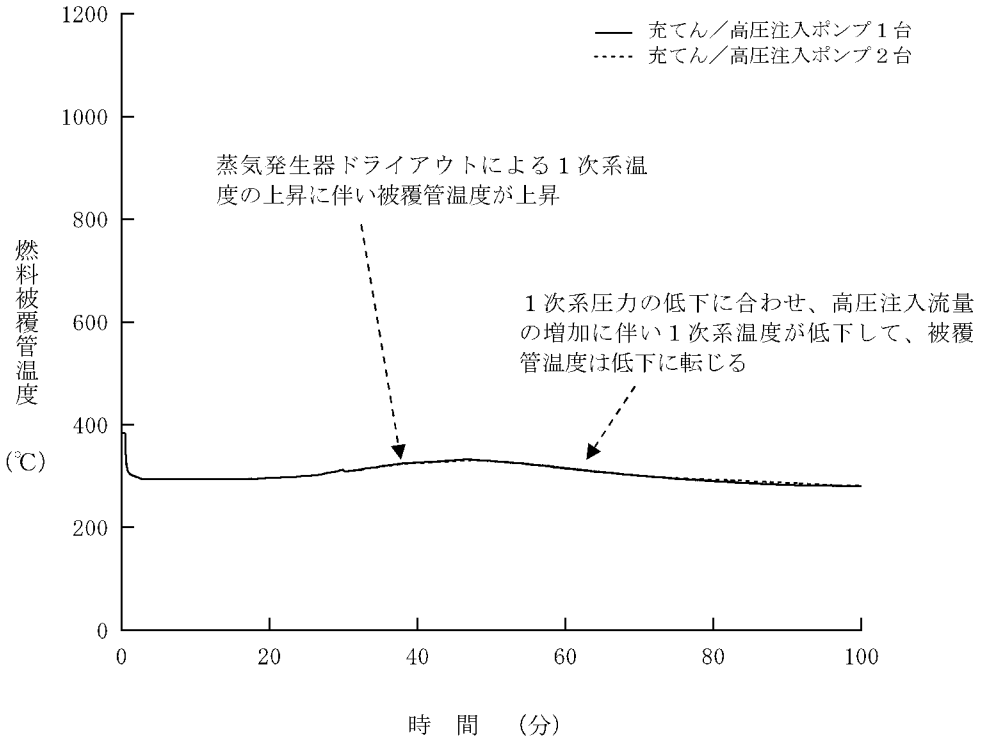
第 7.1.1.17 図　高圧注入流量の推移（充てん／高圧注入ポンプ１台の場合）



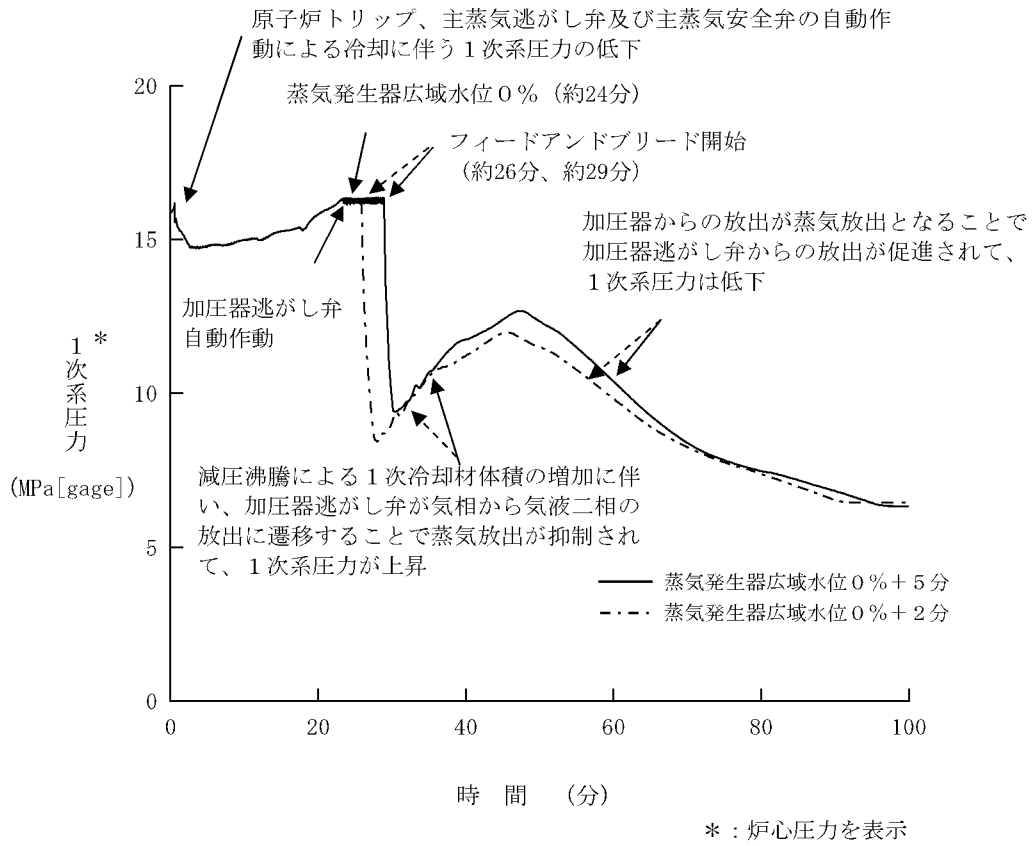
第 7.1.1.18 図　１次系保有水量の推移（充てん／高圧注入ポンプ１台の場合）



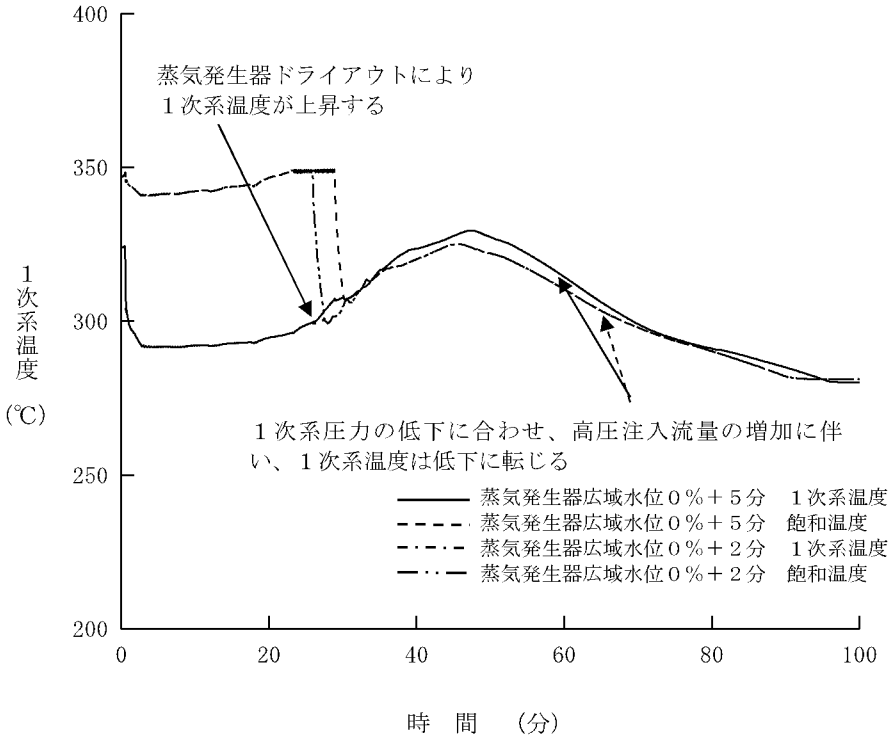
第 7.1.1.19 図　原子炉容器内水位の推移（充てん／高圧注入ポンプ１台の場合）



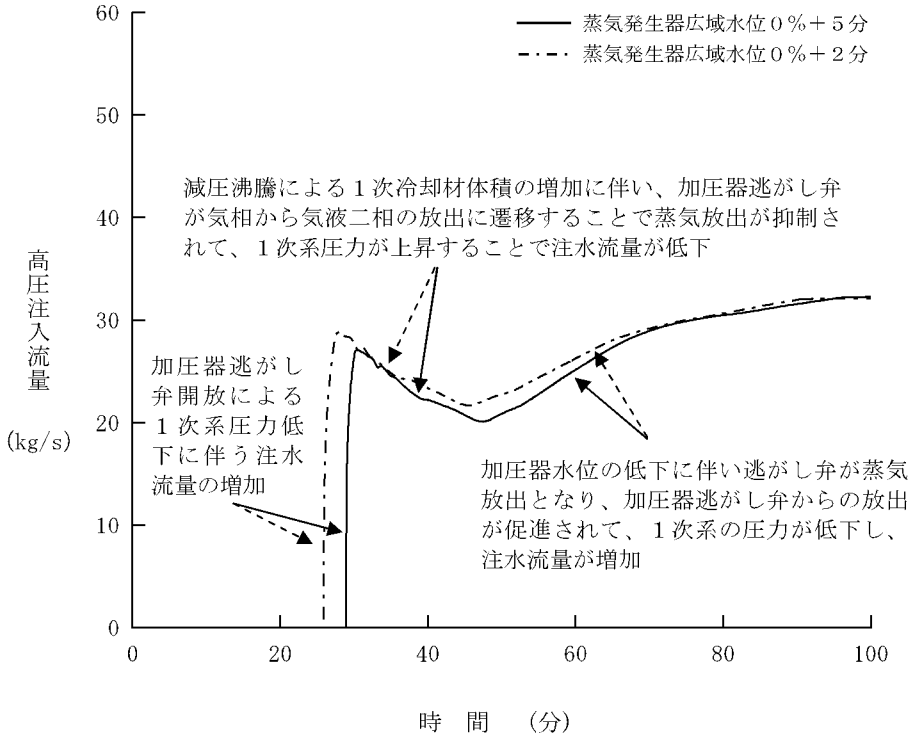
第 7.1.1.20 図　燃料被覆管温度の推移（充てん／高圧注入ポンプ１台の場合）



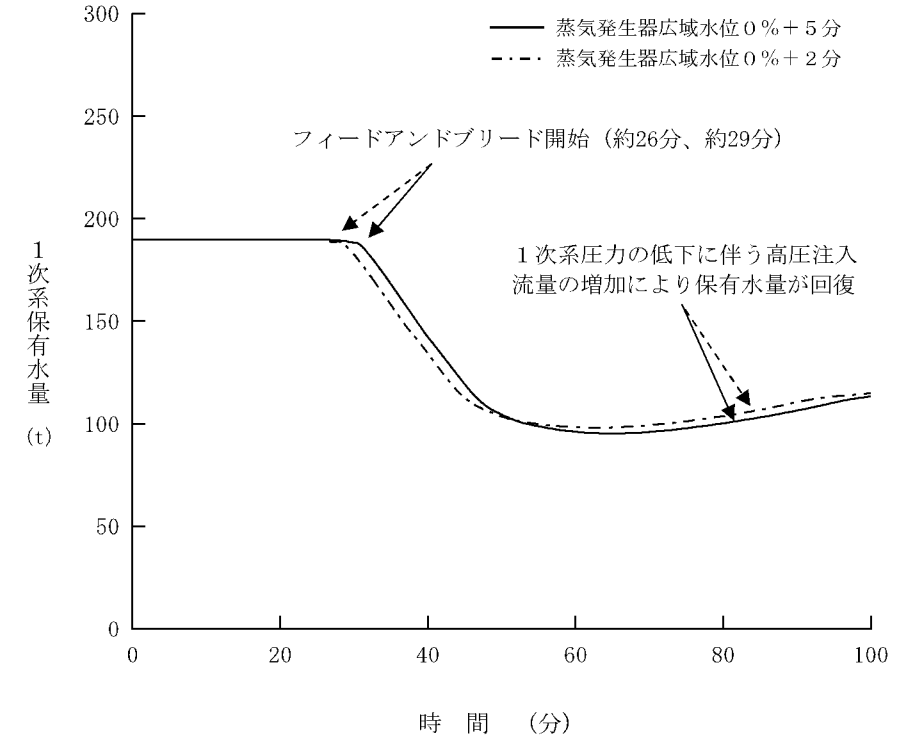
第 7.1.1.21 図　１次系圧力の推移（開始が早くなる場合）



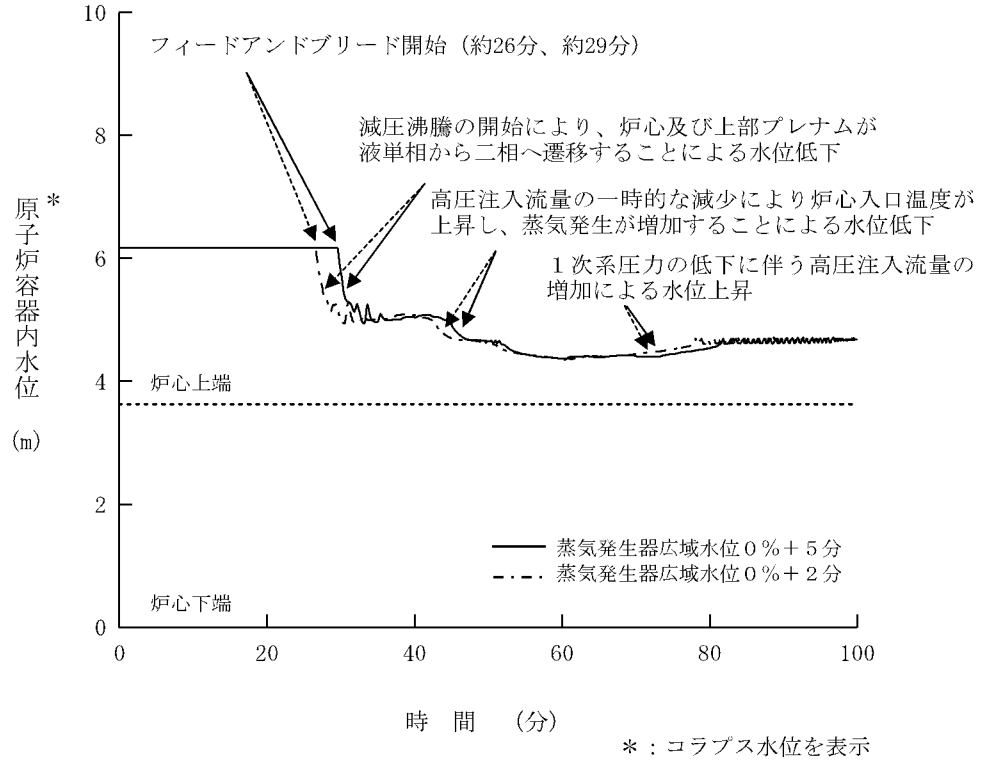
第 7.1.1.22 図　１次系温度の推移（開始が早くなる場合）



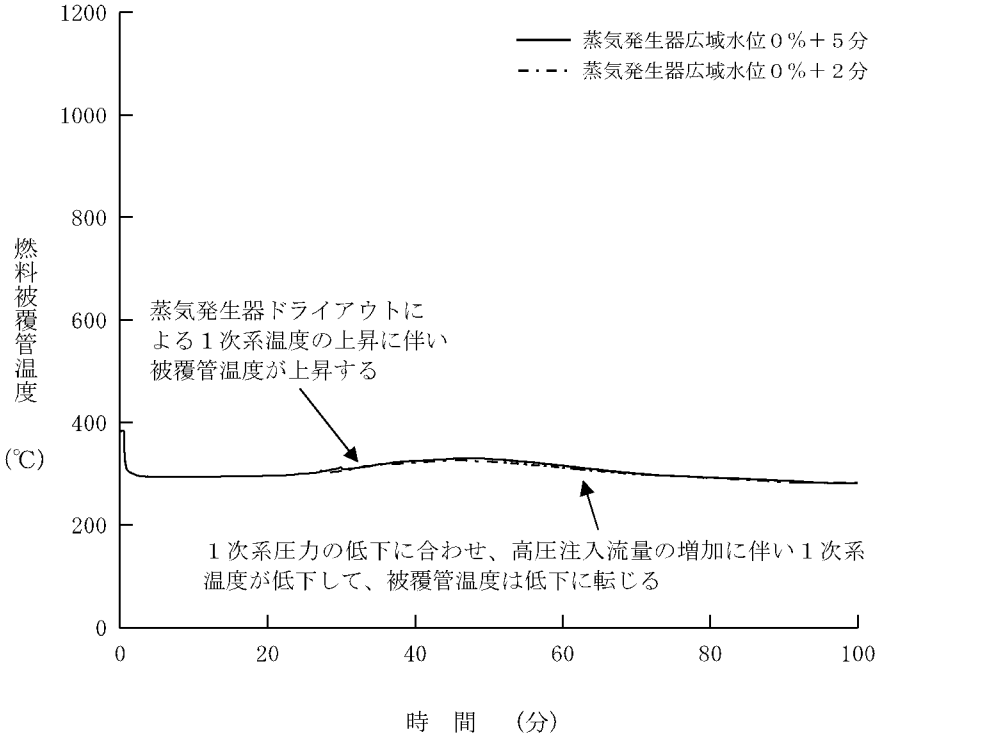
第 7.1.1.23 図　高圧注入流量の推移（開始が早くなる場合）



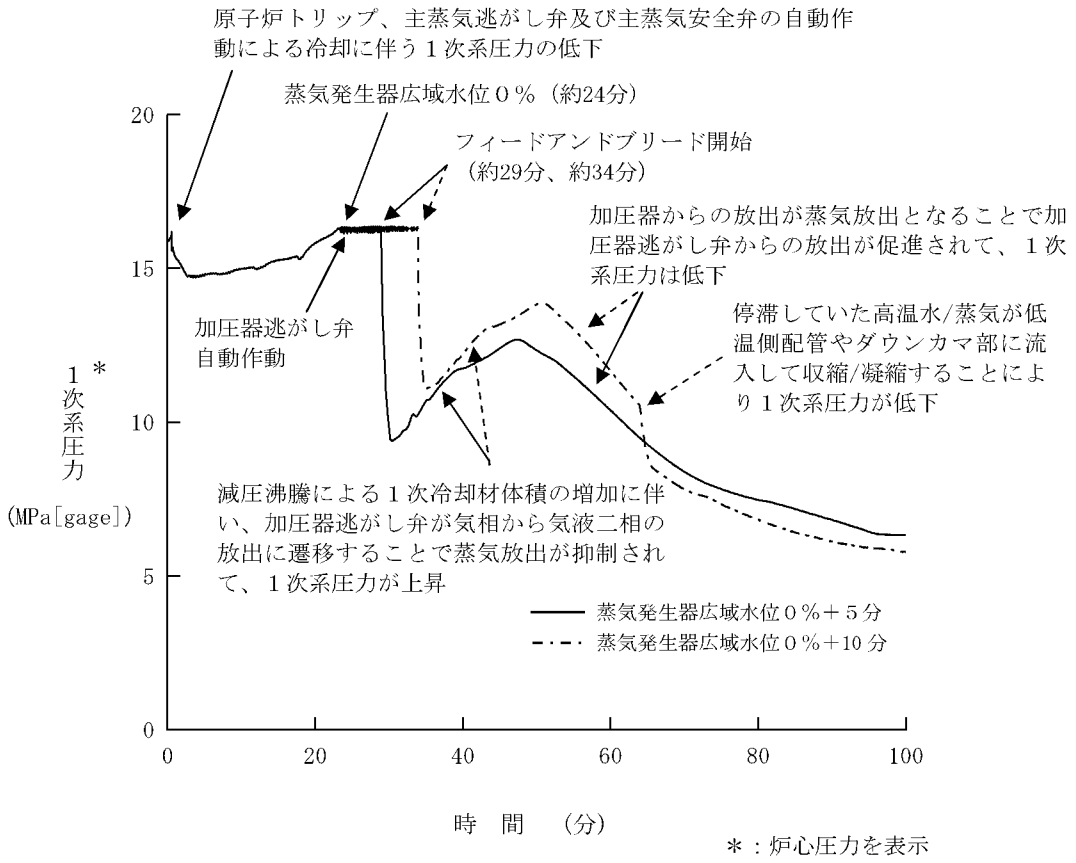
第 7.1.1.24 図　１次系保有水量の推移（開始が早くなる場合）



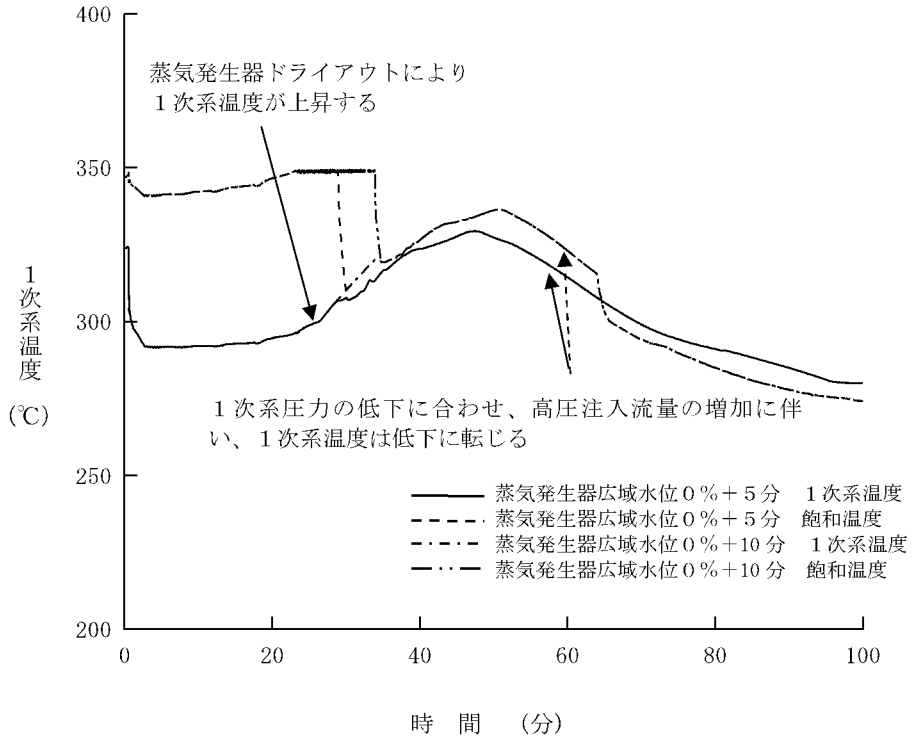
第 7.1.1.25 図　原子炉容器内水位の推移（開始が早くなる場合）



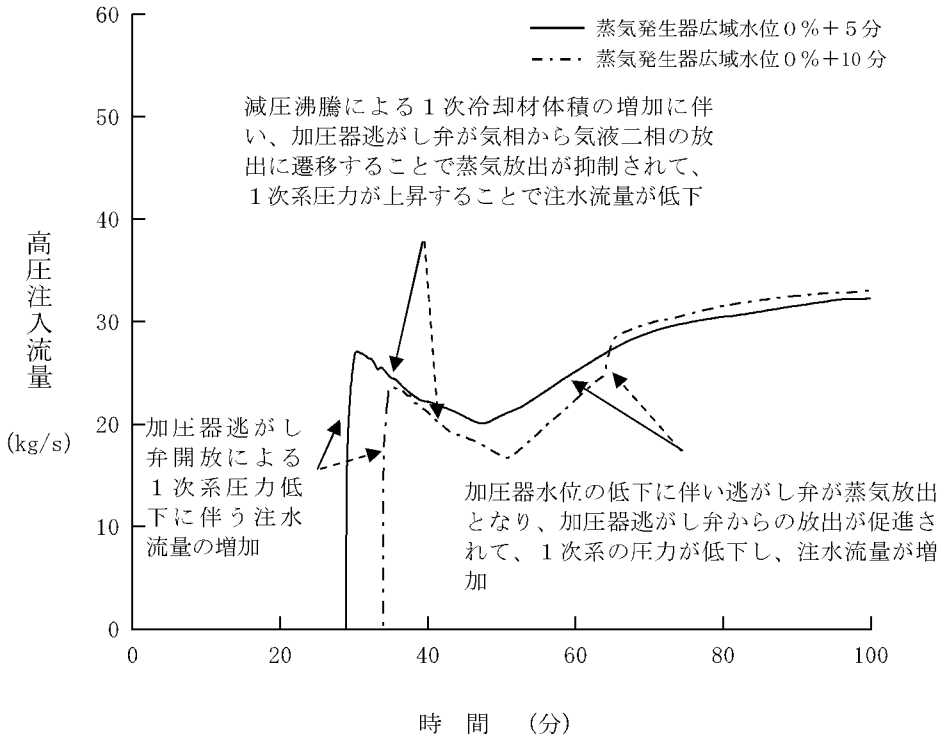
第 7.1.1.26 図　燃料被覆管温度の推移（開始が早くなる場合）



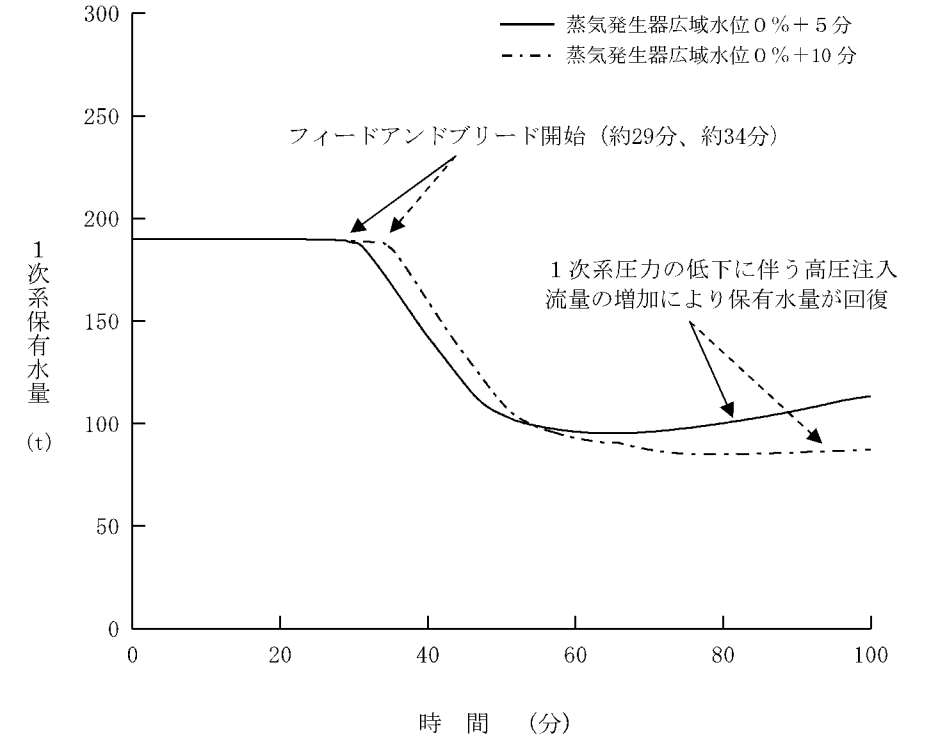
第 7.1.1.27 図　１次系圧力の推移（開始が遅くなる場合）



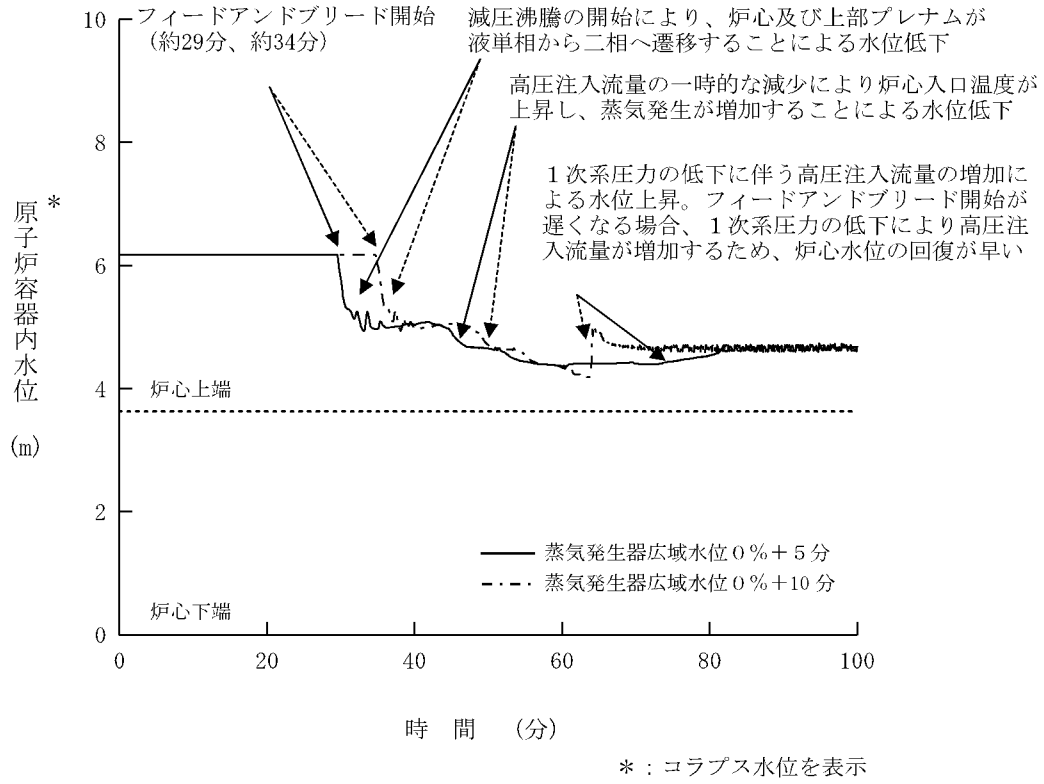
第 7.1.1.28 図　１次系温度の推移（開始が遅くなる場合）



第 7.1.1.29 図　高圧注入流量の推移（開始が遅くなる場合）

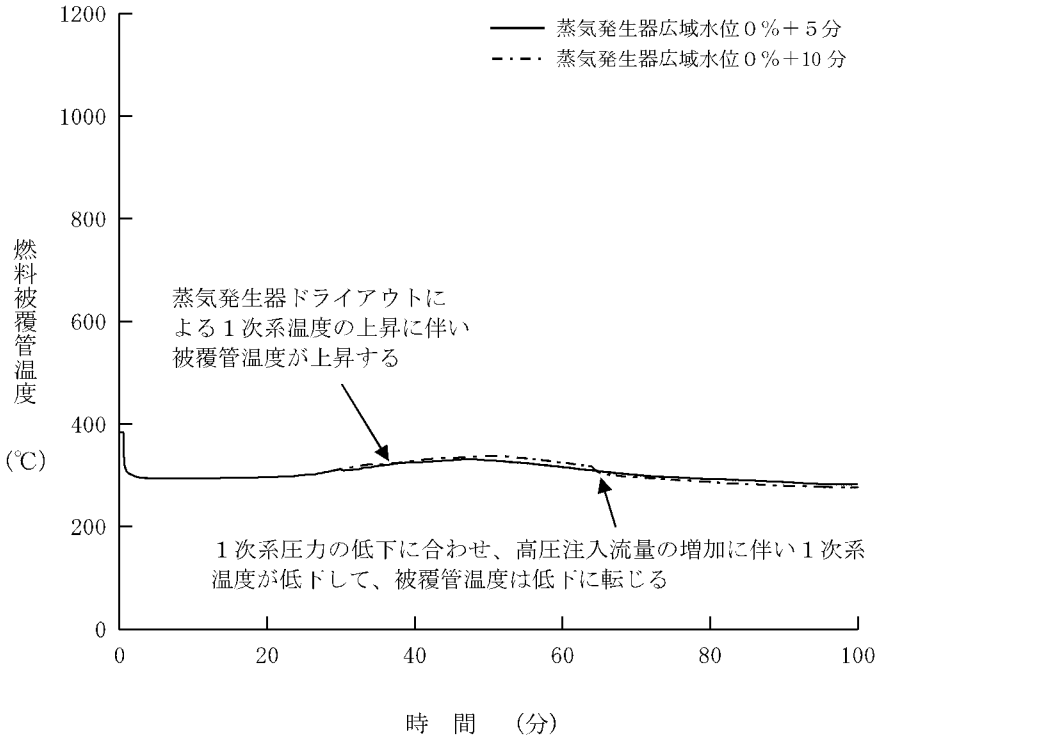


第 7.1.1.30 図　１次系保有水量の推移（開始が遅くなる場合）

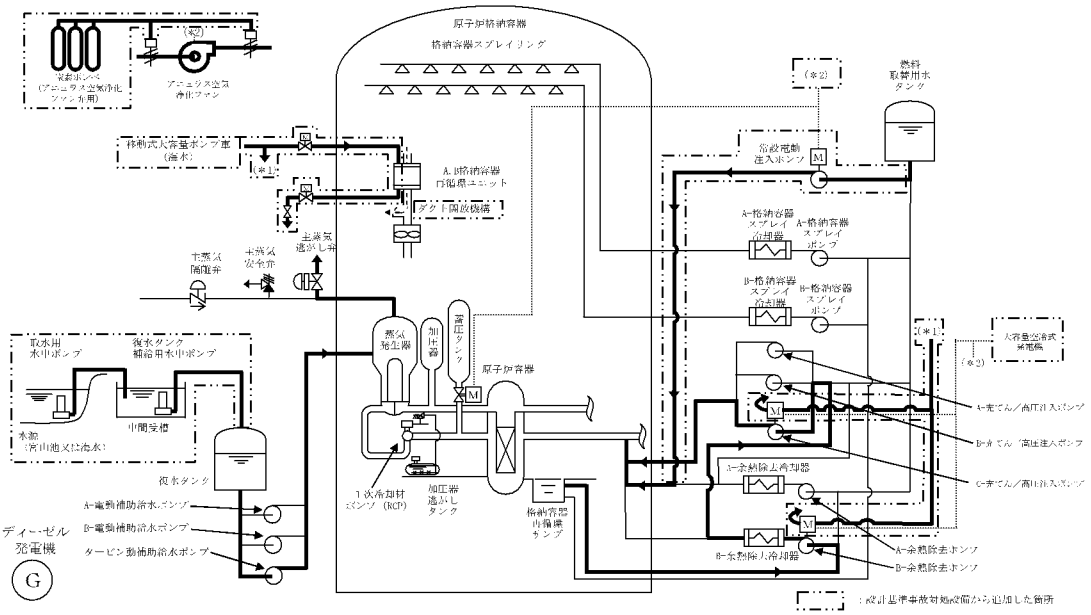


＊：コラプス水位を表示

第 7.1.1.31 図　原子炉容器内水位の推移（開始が遅くなる場合）

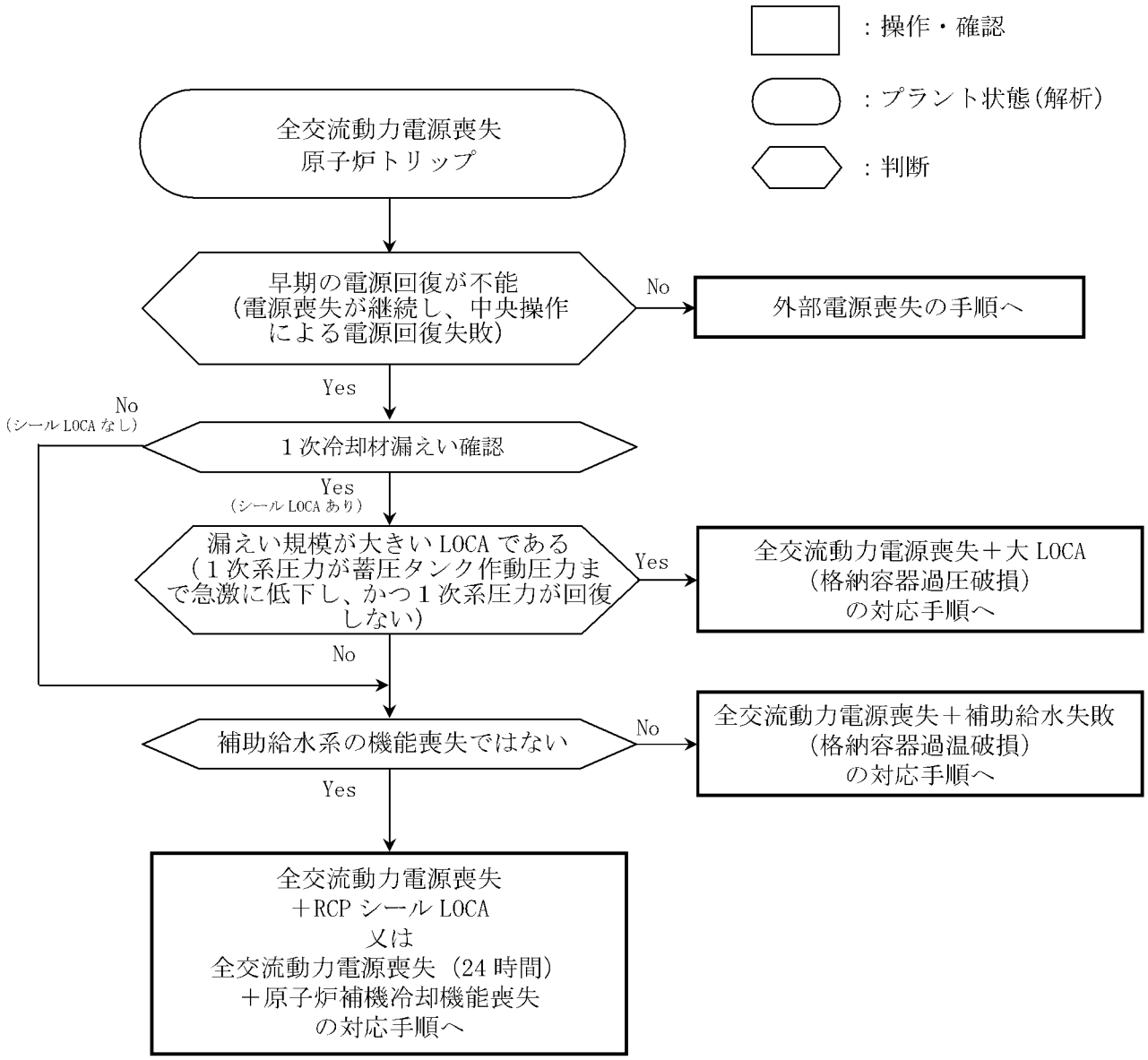


第 7.1.1.32 図　燃料被覆管温度の推移（開始が遅くなる場合）

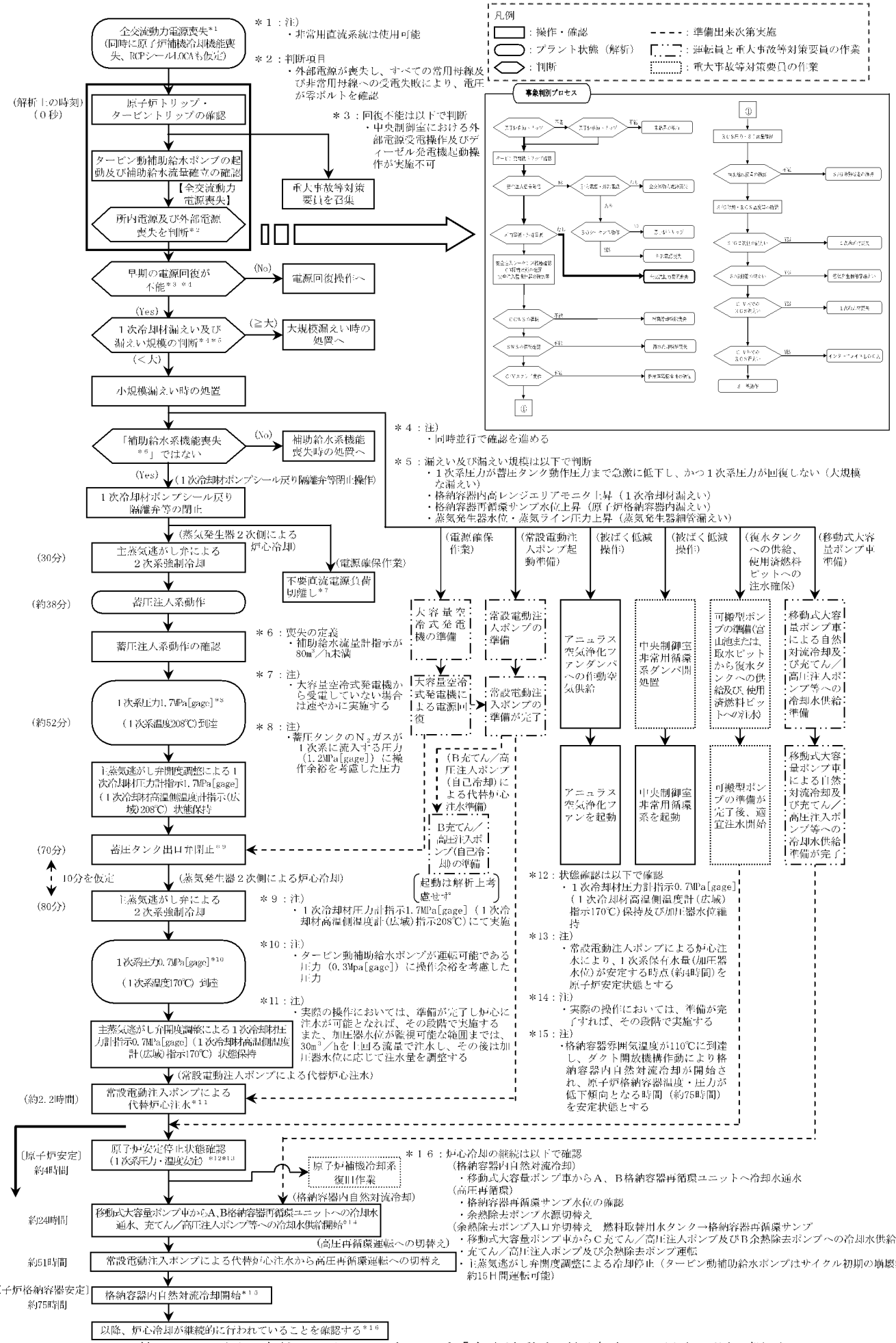


第 7.1.2.1 図　全交流動力電源喪失時の重大事故等対策の概略系統図

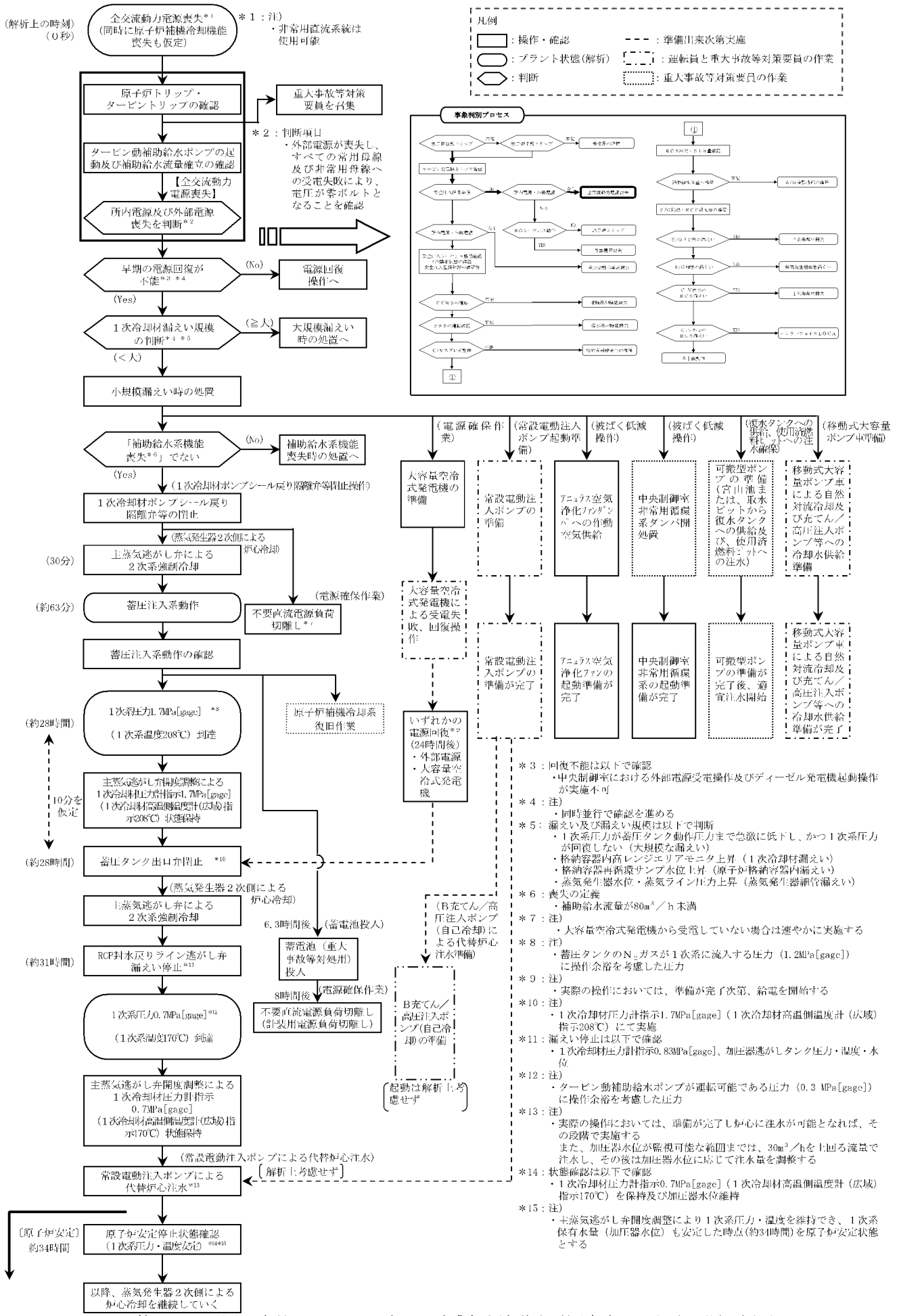
全交流動力電源喪失時の初期対応に対する手順



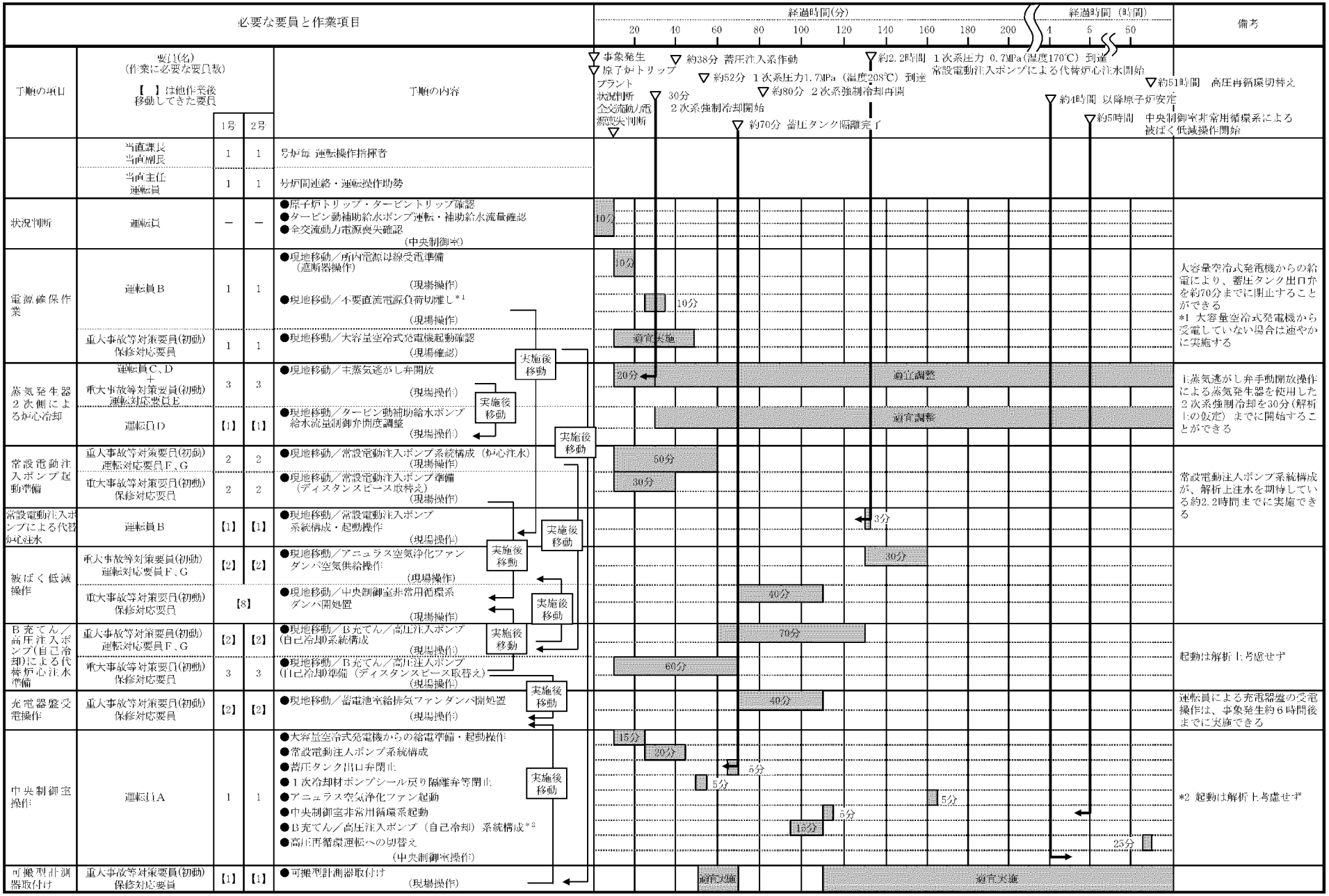
第 7.1.2.2 図　全交流動力電源喪失時の初期対応手順



第 7.1.2.3 図　事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」の対応手順の概要
（重要事故シーケンス「外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失＋原子炉補機冷却機能喪失＋RCP シール LOCA」の事象進展）

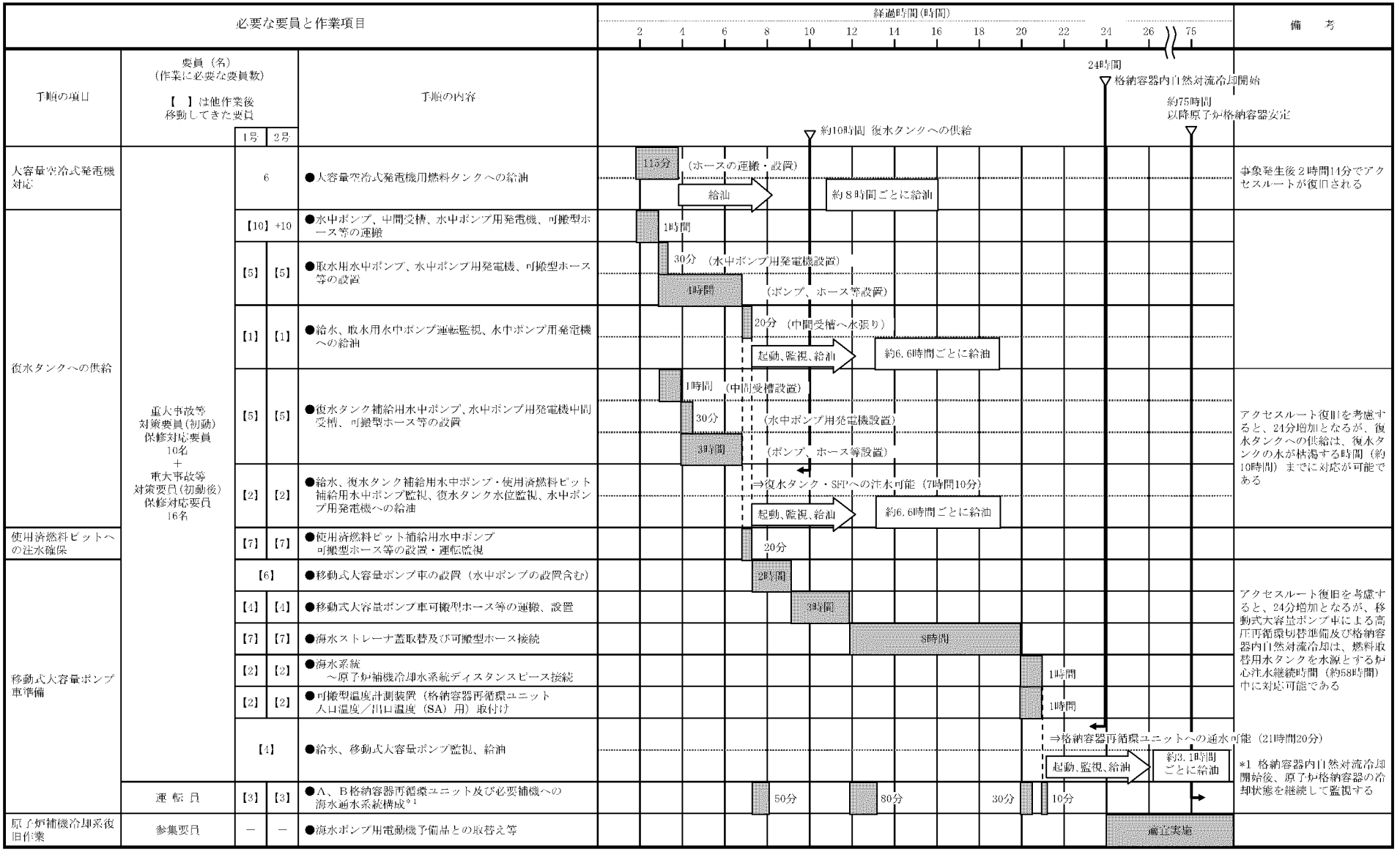


第 7.1.2.4 図　事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」の対応手順の概要
（重要事故シーケンス「外部電源喪失＋非常用所内交流電源喪失＋原子炉補機冷却機能喪失」の事象進展）



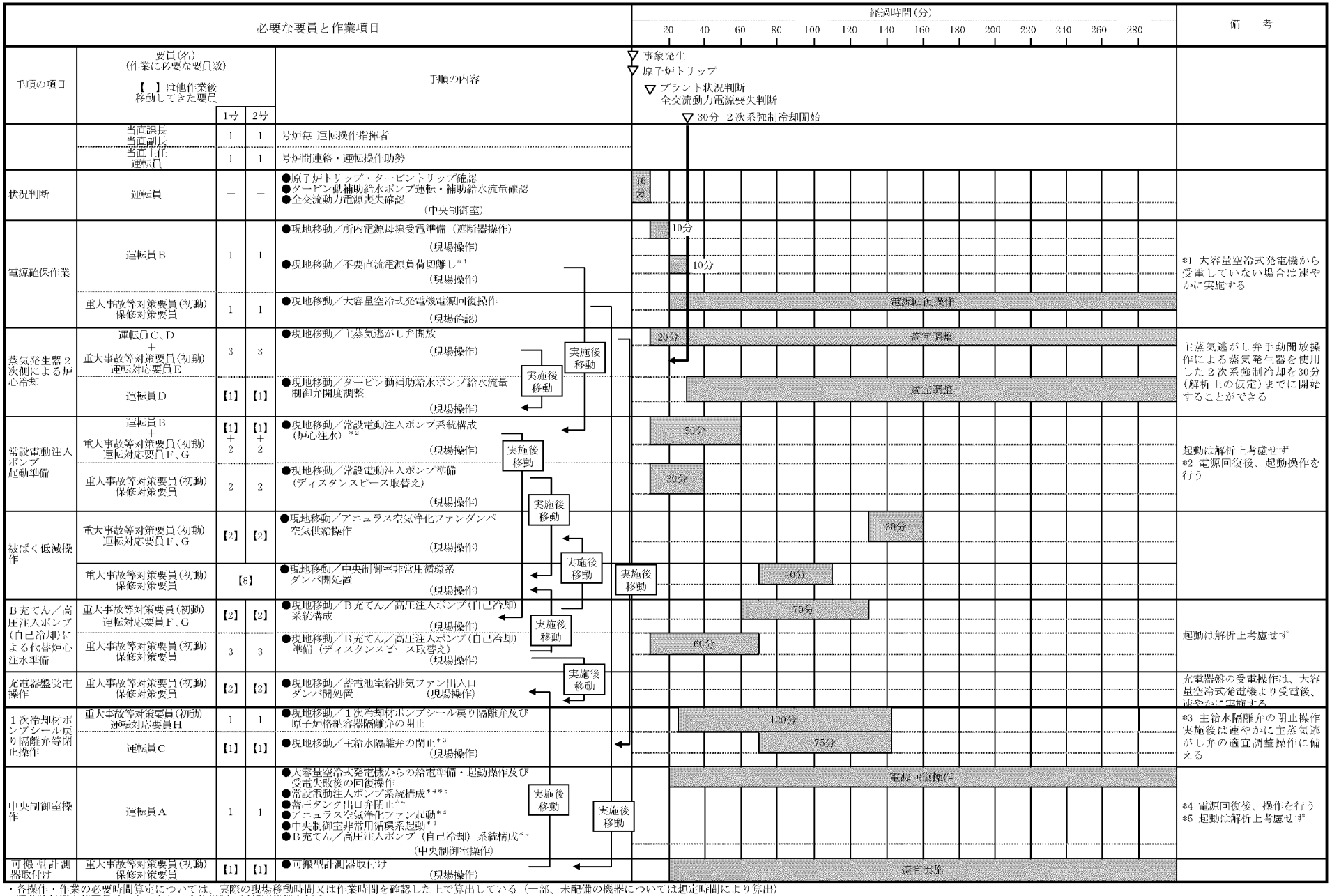
・各操作・作業の必要時間算定については、実際の現場移動時間又は作業時間を確認した上で算出している（一部、未配備の機器については想定時間により算出）
・緊急時対策本部要員は4名であり、全体指揮、通報連絡等を行う

第 7.1.2.5 図　全交流動力電源喪失時（全交流動力電源喪失＋原子炉補機冷却機能喪失＋RCP シール LOCA）の作業と所要時間（1／2）



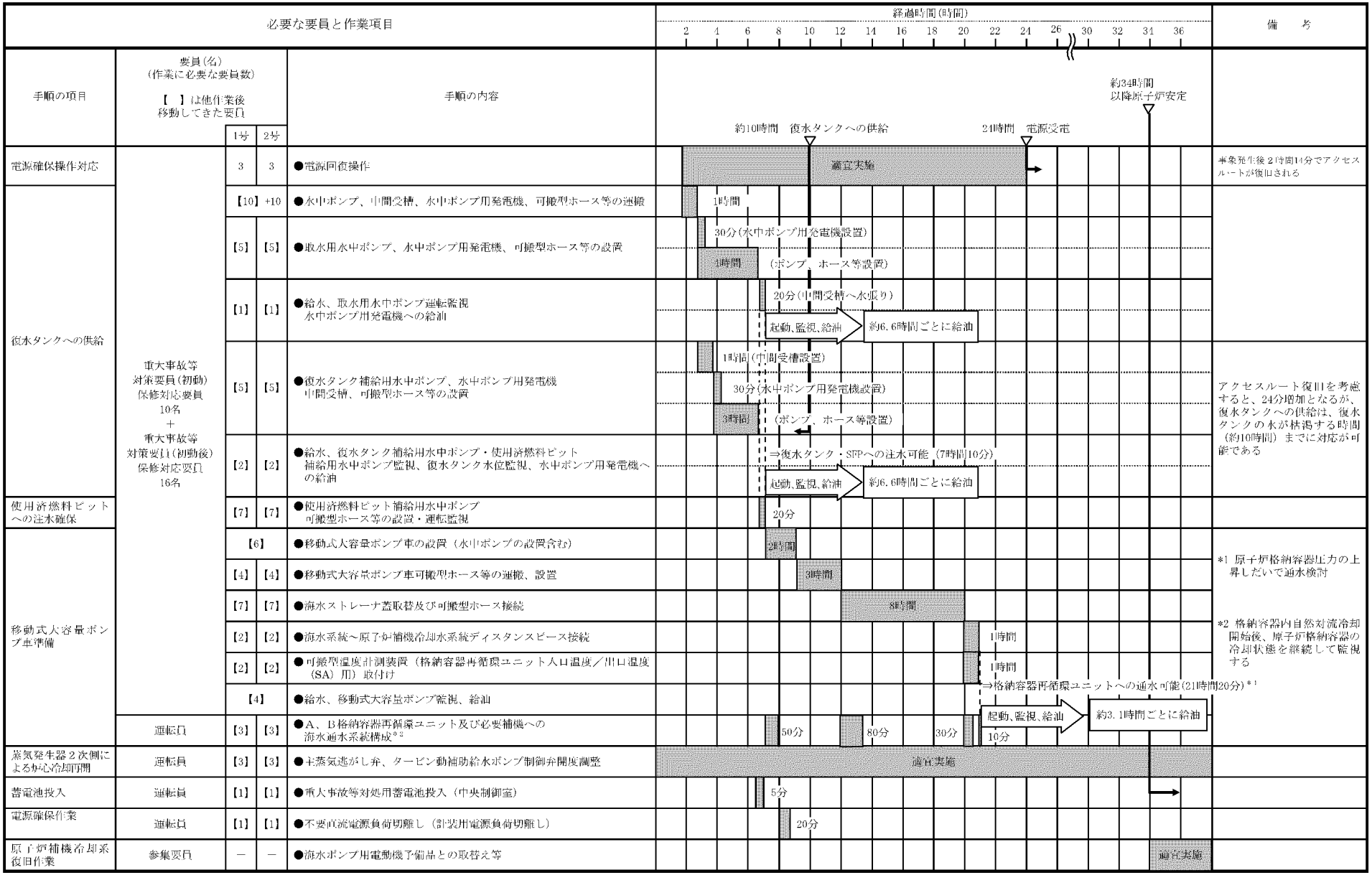
・給油間隔は発電機等定格負荷運転運転時の目安時間を記載
・移動式大容量ポンプ車準備：ホース接続口を２ヶ所（海水ストレーナ側、ラプチャーディスク側）設けているが、ラプチャーディスク側のホース接続作業については、布設距離は長くなるもののホース展張回収車により容易に布設可能であり、またラプチャーディスクのフランジ取替が、海水ストレーナ蓋取替に比べ短時間で可能であるため、海水ストレーナ側の作業時間に包括されることから、海水ストレーナ側の接続を記載
・上記対応の他、代替緊急時対策所の電源確保対応者：２名（重大事故等対策要員（初動後）保修対応要員のうち２名が対応）
・原子炉補機冷却系復旧作業：他の作業が完了する24時間後からの対応としているが、要員に余裕があれば準備出来次第実施する

第 7.1.2.5 図　全交流動力電源喪失時（全交流動力電源喪失＋原子炉補機冷却機能喪失＋RCP シール LOCA）の作業と所要時間（2／2）



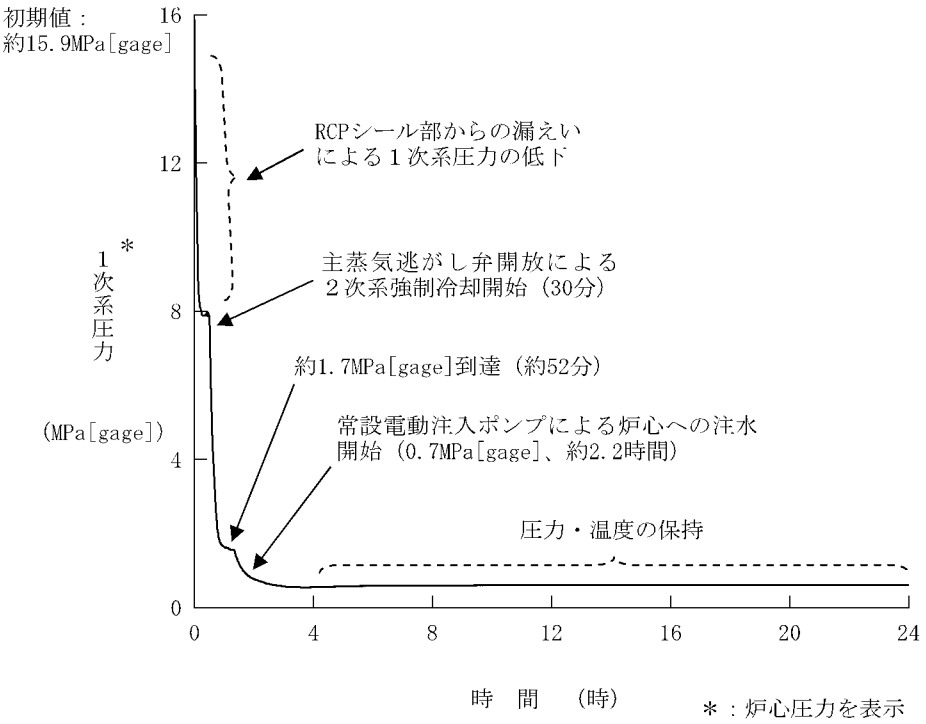
・各操作・作業の必要時間算定については、実際の現場移動時間又は作業時間を確認した上で算出している（一部、未配備の機器については想定時間により算出）
・緊急時対策本部要員は4名であり、全体指揮、通報連絡等を行う

第 7.1.2.6 図　全交流動力電源喪失時（全交流動力電源喪失（24 時間）＋原子炉補機冷却機能喪失）の作業と所要時間（1／2）

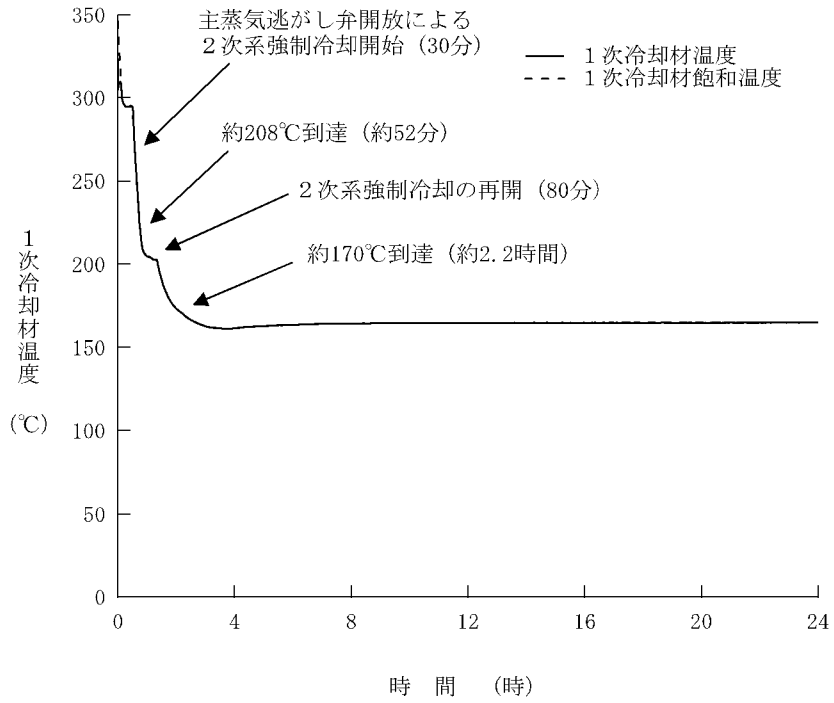


・給油間隔は発電機等定格負荷連続運転時の目安時間を記載
・移動式大容量ポンプ車準備：ホース接続口を２ヶ所（海水ストレーナ側、ラプチャーディスク側）設けているが、ラプチャーディスク側のホース接続作業については、布設距離は長くなるもののホース展張台車により容易に布設可能であり、またラプチャーディスクのフランジ取替が、海水ストレーナ蓋取替に比べ短時間で可能であるため、海水ストレーナ側の作業時間に包括されることから、海水ストレーナ側の接続を記載
・上記対応の他、代替緊急時対策所の電源確保対応者：２名（重大事故等対策要員（初動後）保修対応要員のうち２名が対応）
・原子炉補機冷却系復旧作業：他の作業が完了する24時間後からの対応としているが、要員に余裕があれば準備出来次第実施する

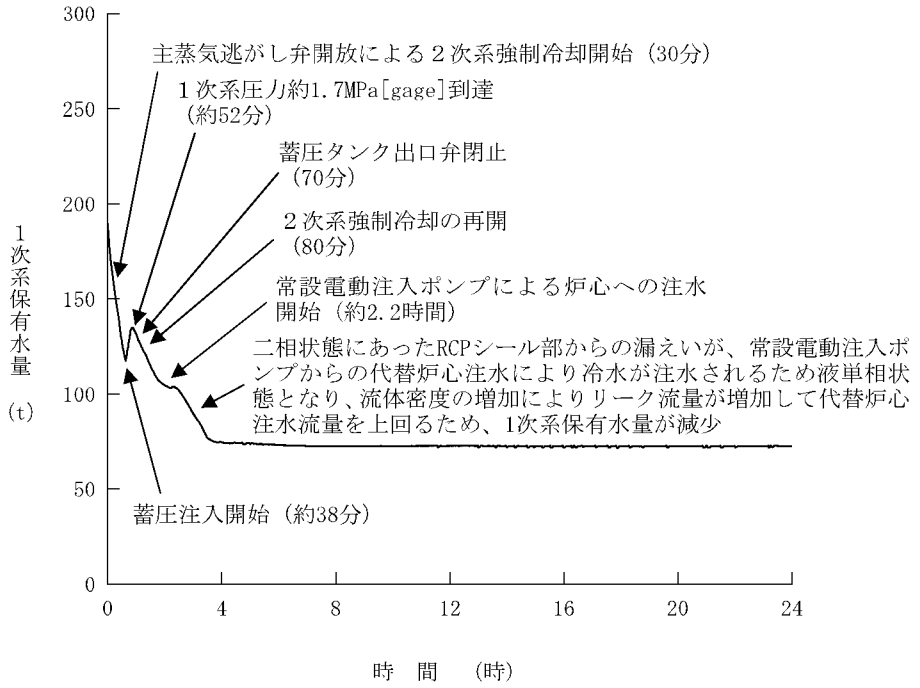
第 7.1.2.6 図　全交流動力電源喪失時（全交流動力電源喪失（24 時間）＋原子炉補機冷却機能喪失）の作業と所要時間（2／2）



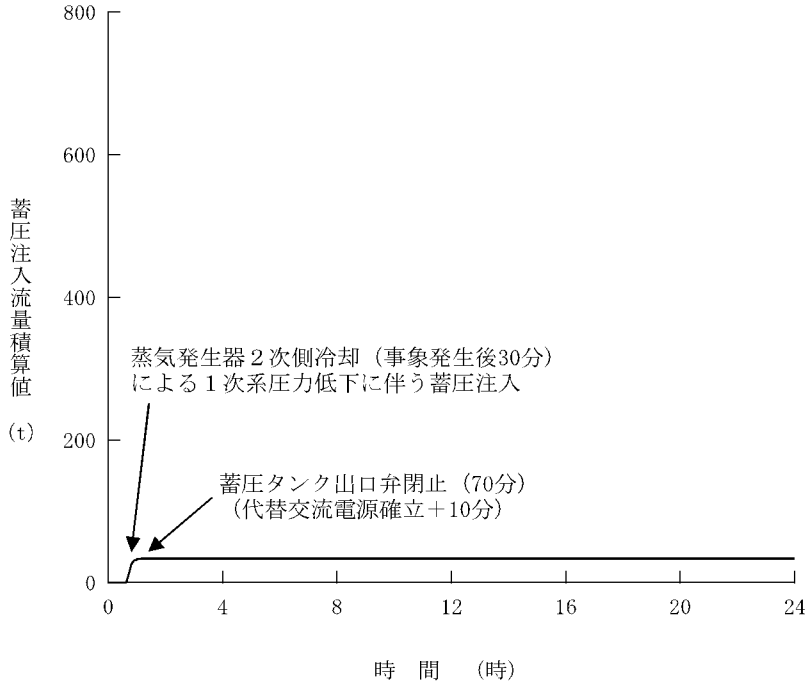
第 7.1.2.7 図　１次系圧力の推移（RCP シール LOCA が発生する場合）



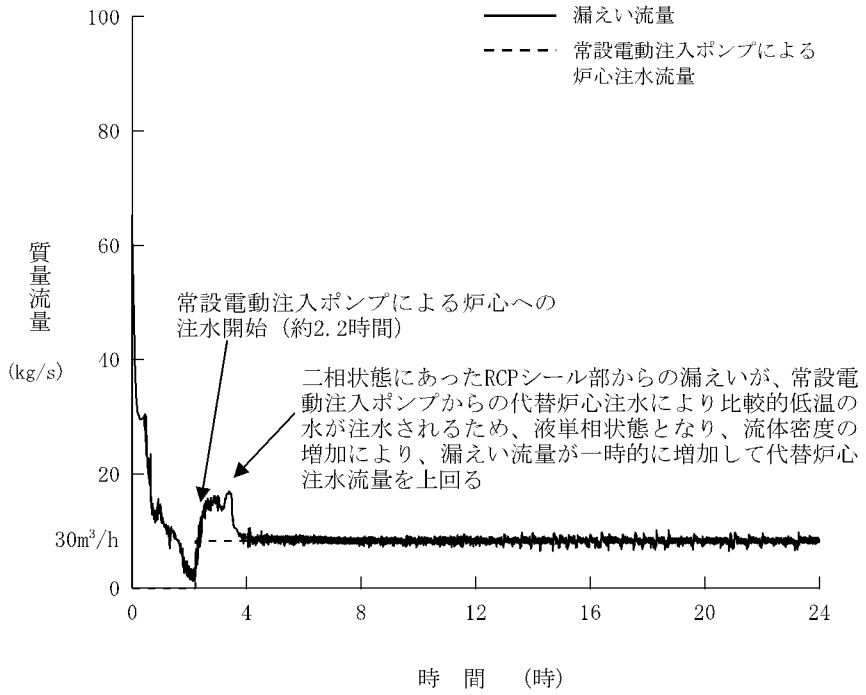
第 7.1.2.8 図　１次系温度の推移（RCP シール LOCA が発生する場合）



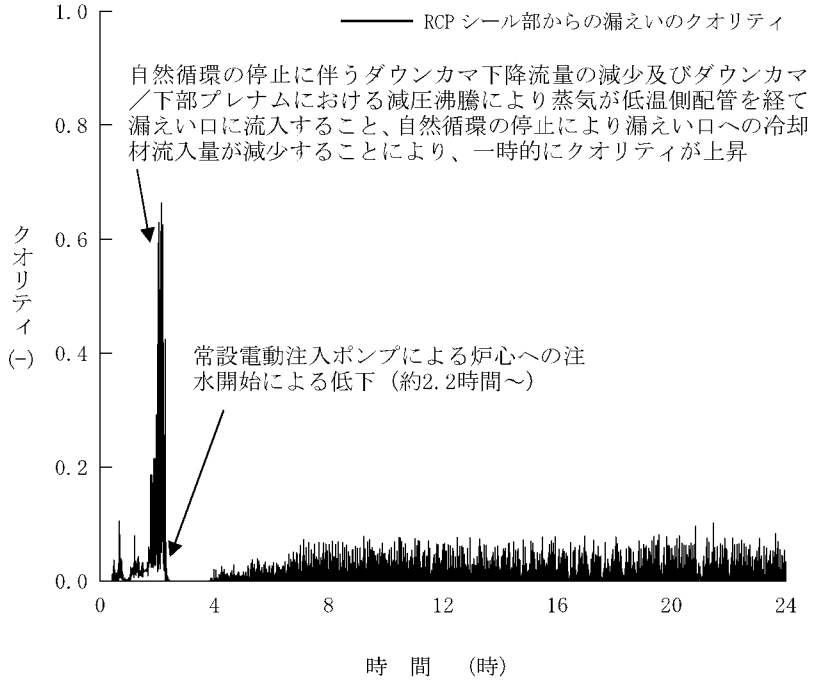
第 7.1.2.9 図　１次系保有水量の推移（RCP シール LOCA が発生する場合）



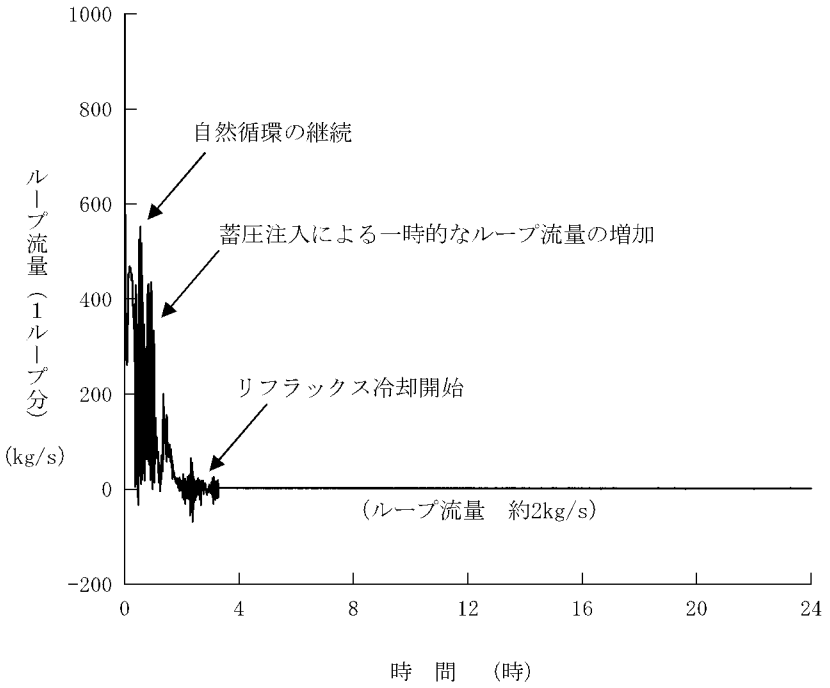
第 7.1.2.10 図　蓄圧注入流量積算値の推移（RCP シール LOCA が発生する場合）



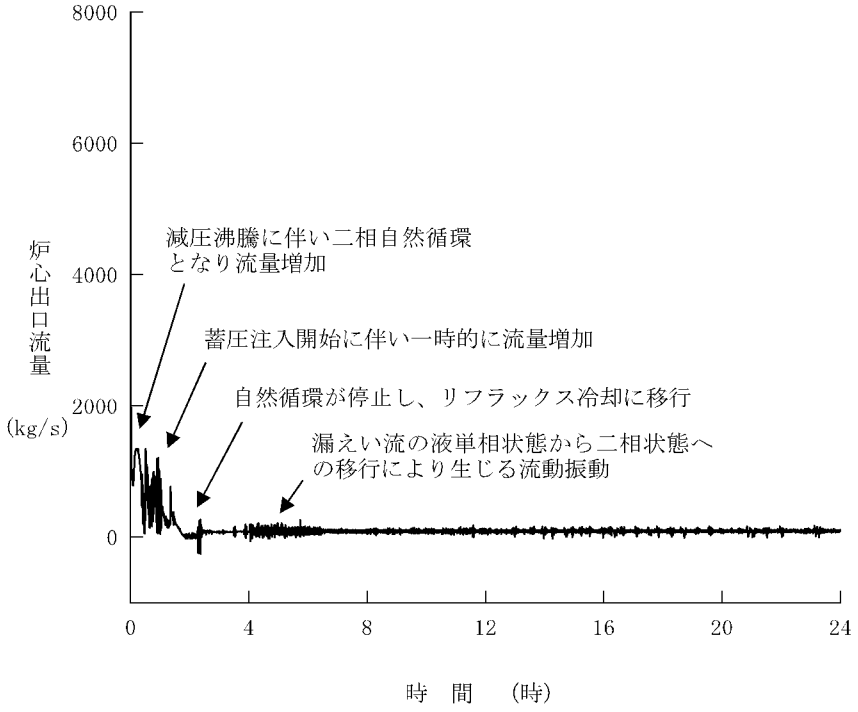
第 7.1.2.11 図　漏えい流量と注水流量の推移（RCP シール LOCA が発生する場合）



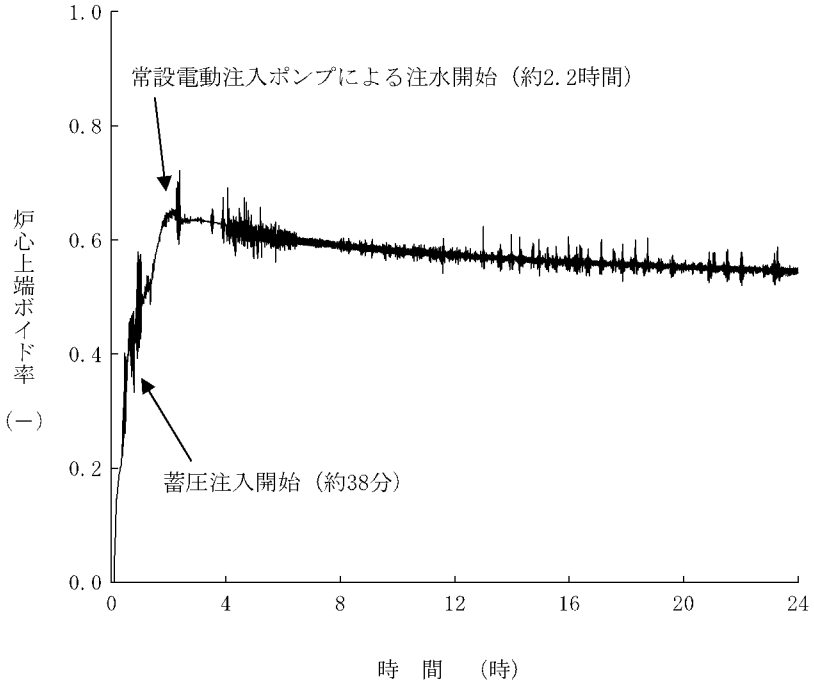
第 7.1.2.12 図　RCP シール部からの漏えいのクオリティの推移
（RCP シール LOCA が発生する場合）



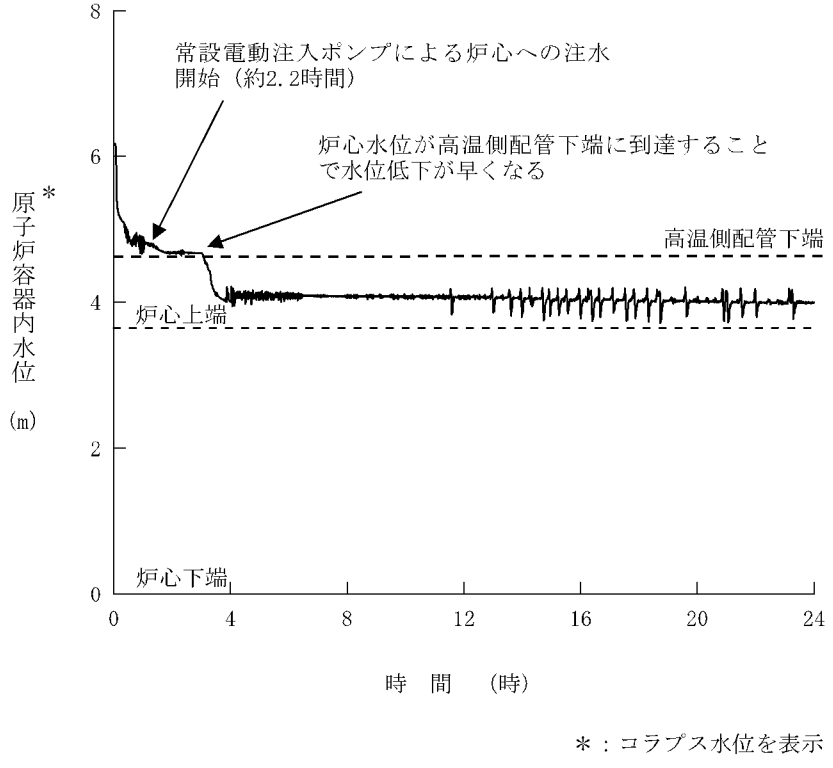
第 7.1.2.13 図　１次冷却材流量の推移（RCP シール LOCA が発生する場合）



第 7.1.2.14 図　炉心出口流量の推移（RCP シール LOCA が発生する場合）

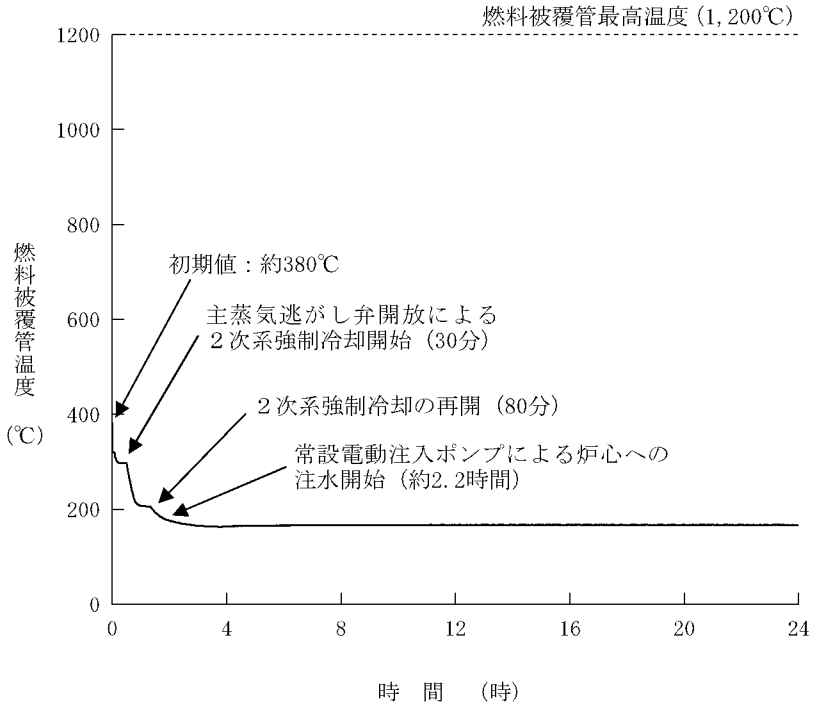


第 7.1.2.15 図　炉心上端ボイド率の推移（RCP シール LOCA が発生する場合）

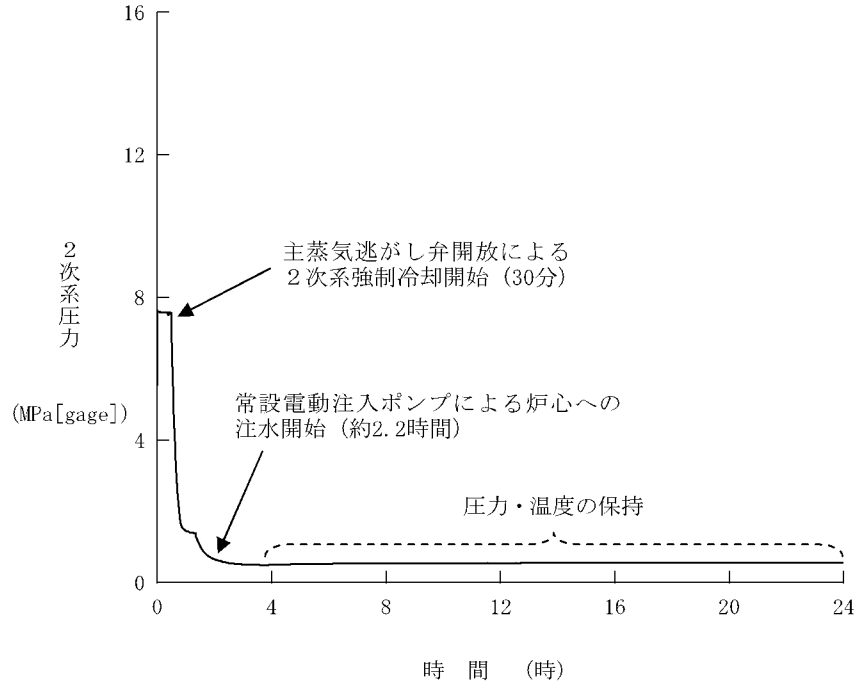


＊：コラプス水位を表示

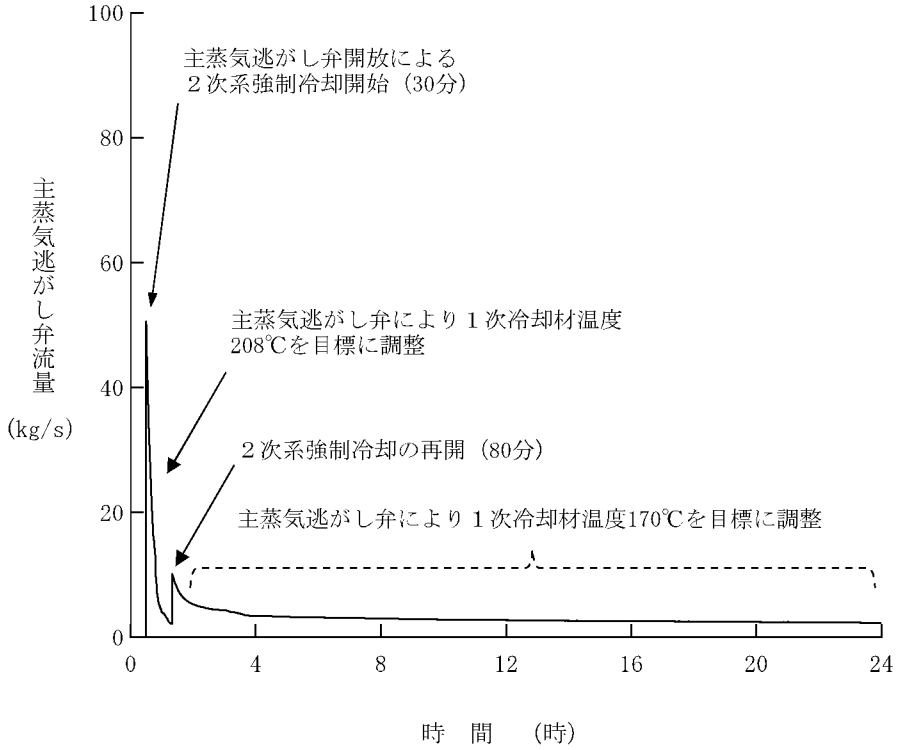
第 7.1.2.16 図　原子炉容器内水位の推移（RCP シール LOCA が発生する場合）



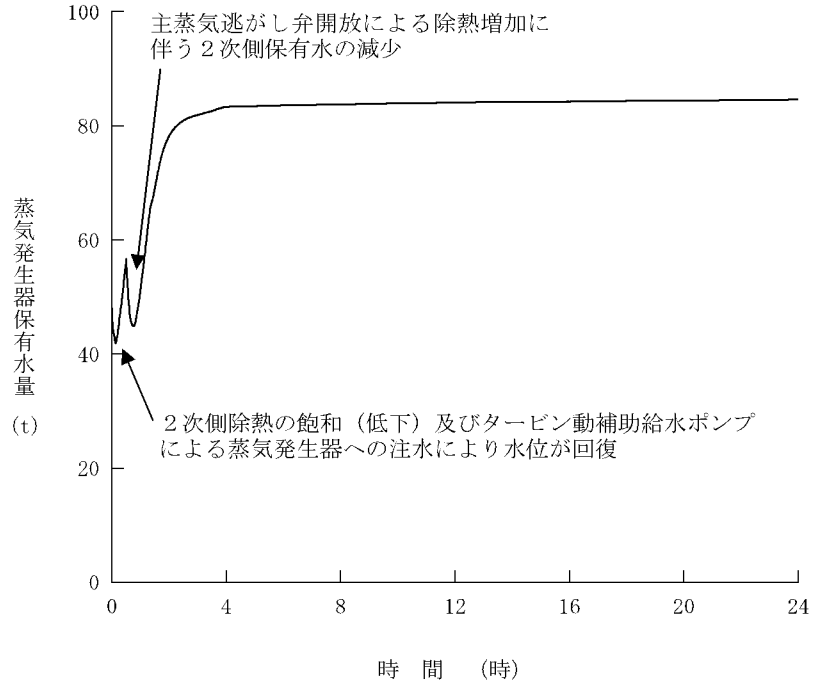
第 7.1.2.17 図　燃料被覆管温度の推移（RCP シール LOCA が発生する場合）



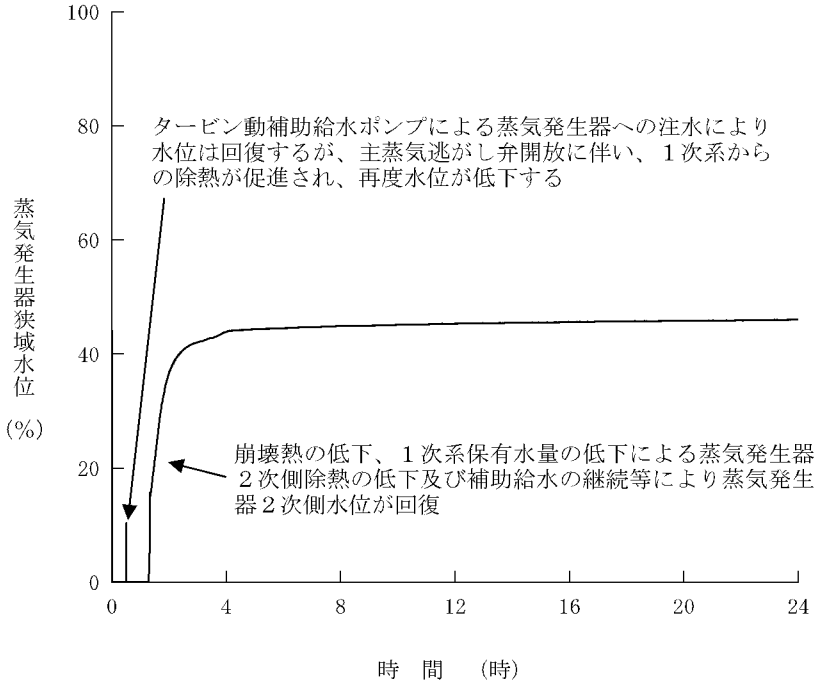
第 7.1.2.18 図　２次系圧力の推移（RCP シール LOCA が発生する場合）



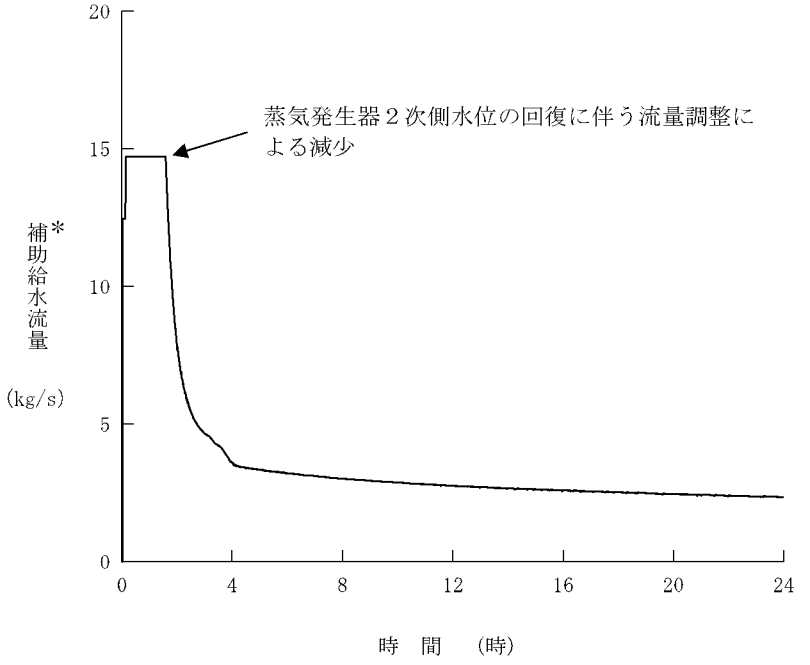
第 7.1.2.19 図　主蒸気逃がし弁流量の推移（RCP シール LOCA が発生する場合）



第 7.1.2.20 図　蒸気発生器保有水量の推移（RCP シール LOCA が発生する場合）

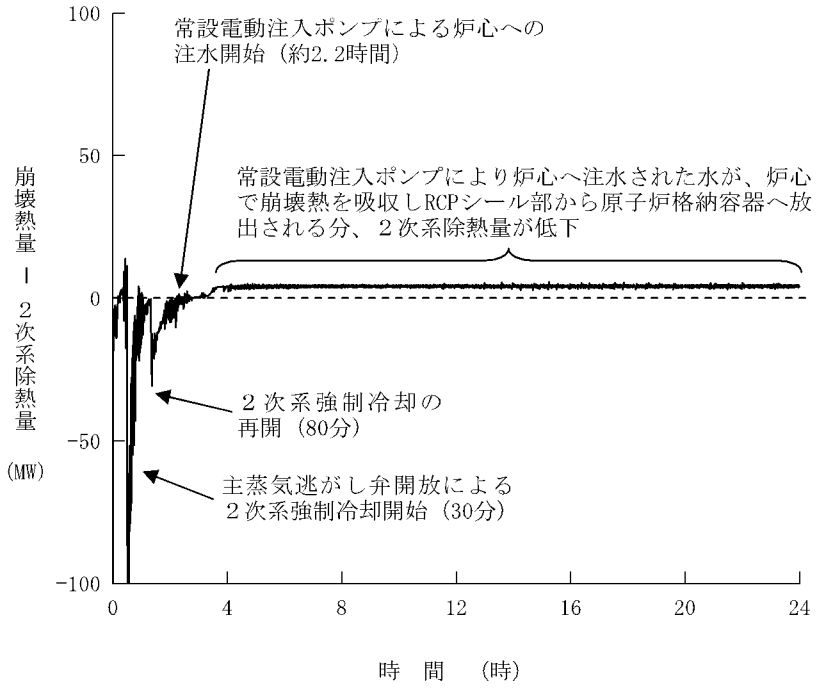


第 7.1.2.21 図　蒸気発生器水位の推移（RCP シール LOCA が発生する場合）

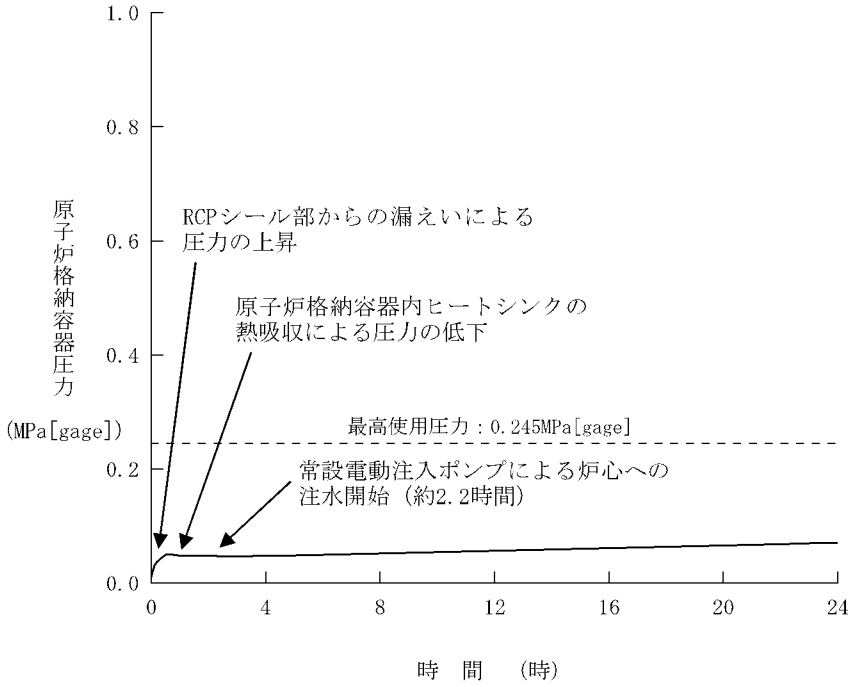


＊：蒸気発生器１基当たりの補助給水流量

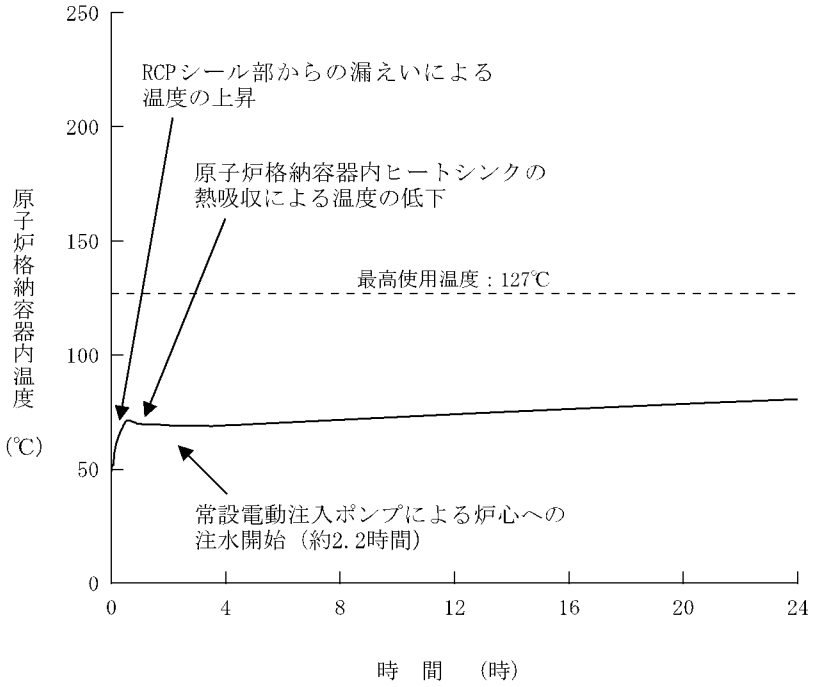
第 7.1.2.22 図　補助給水流量の推移（RCP シール LOCA が発生する場合）



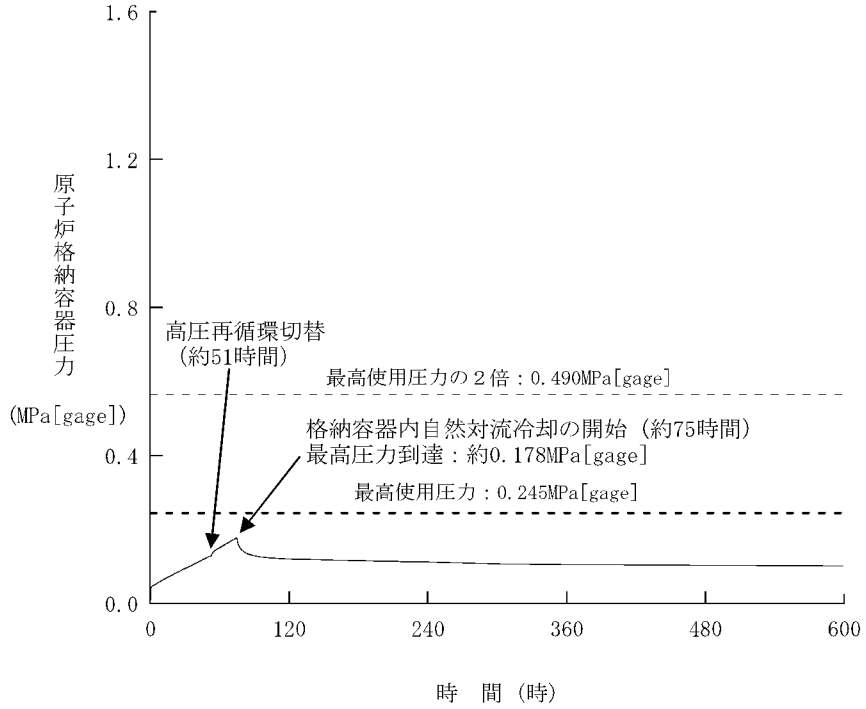
第 7.1.2.23 図　崩壊熱と２次系除熱量の推移（RCP シール LOCA が発生する場合）



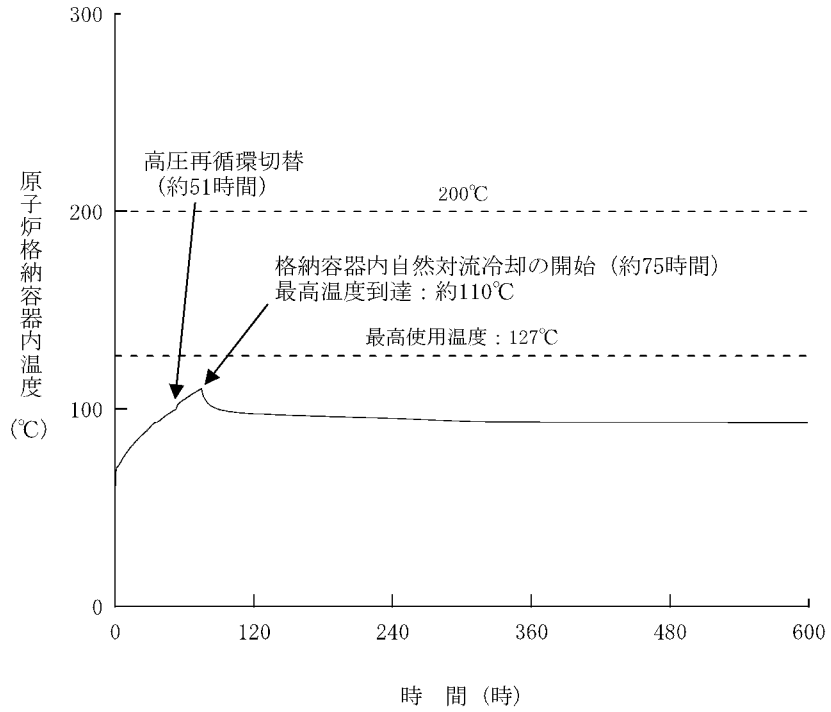
第 7.1.2.24 図　原子炉格納容器圧力の推移（RCP シール LOCA が発生する場合）



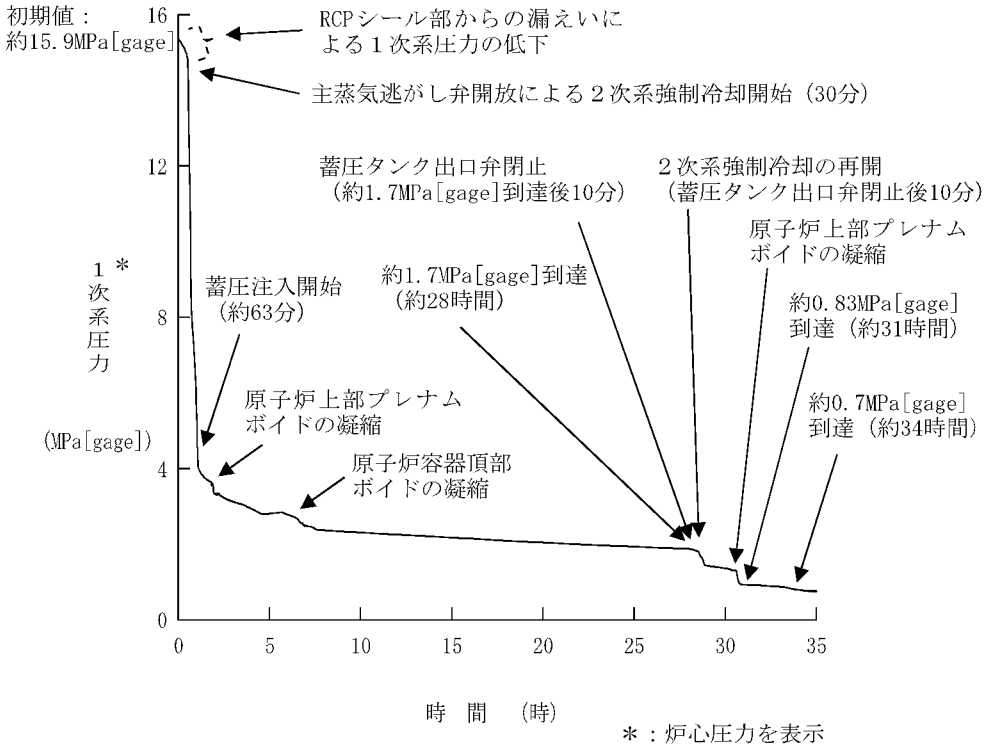
第 7.1.2.25 図　原子炉格納容器内温度の推移（RCP シール LOCA が発生する場合）



第 7.1.2.26 図　原子炉格納容器圧力の長期間の推移
(RCP シール LOCA が発生する場合)

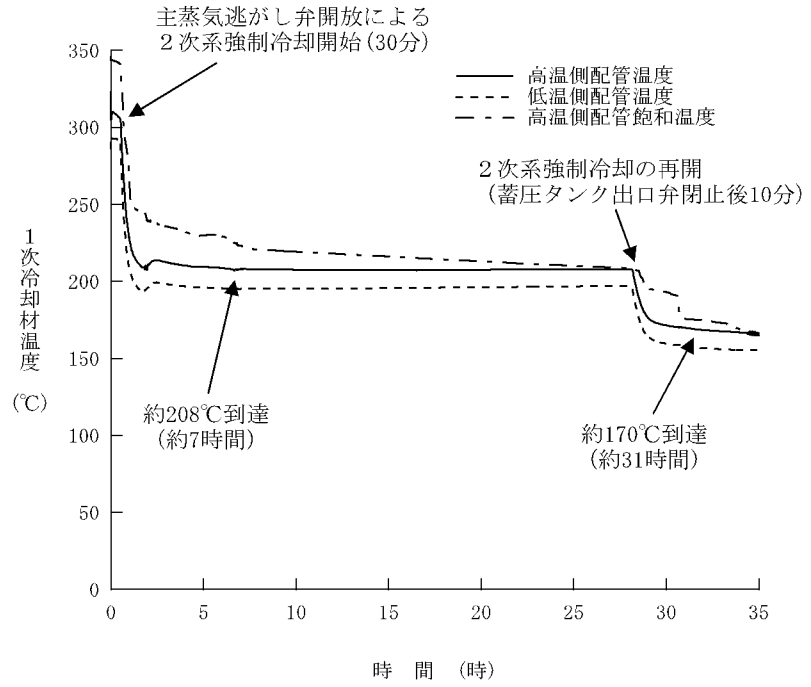


第 7.1.2.27 図　原子炉格納容器内温度の長期間の推移
(RCP シール LOCA が発生する場合)

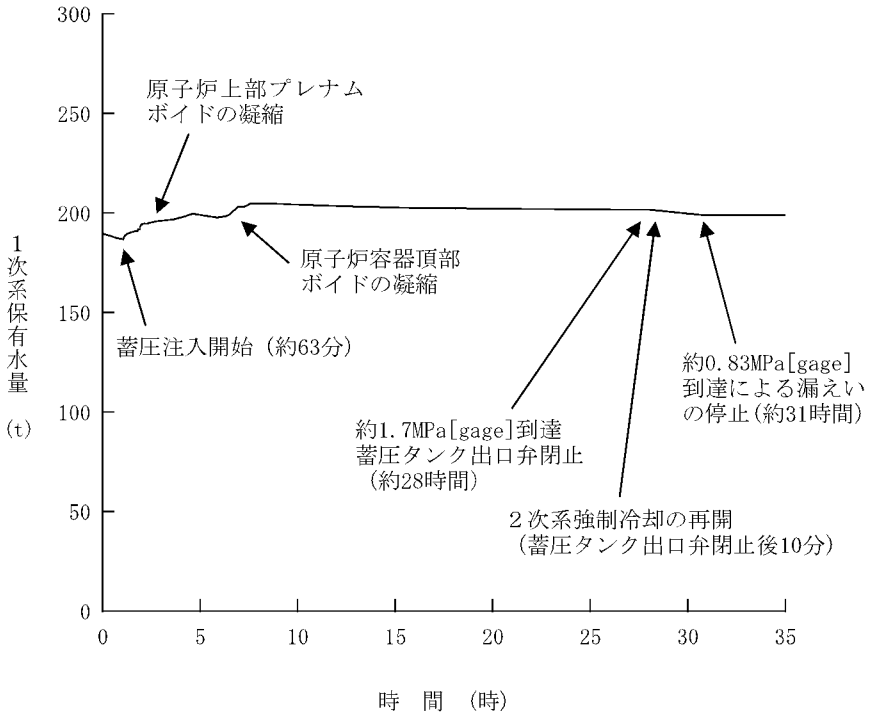


＊：炉心圧力を表示

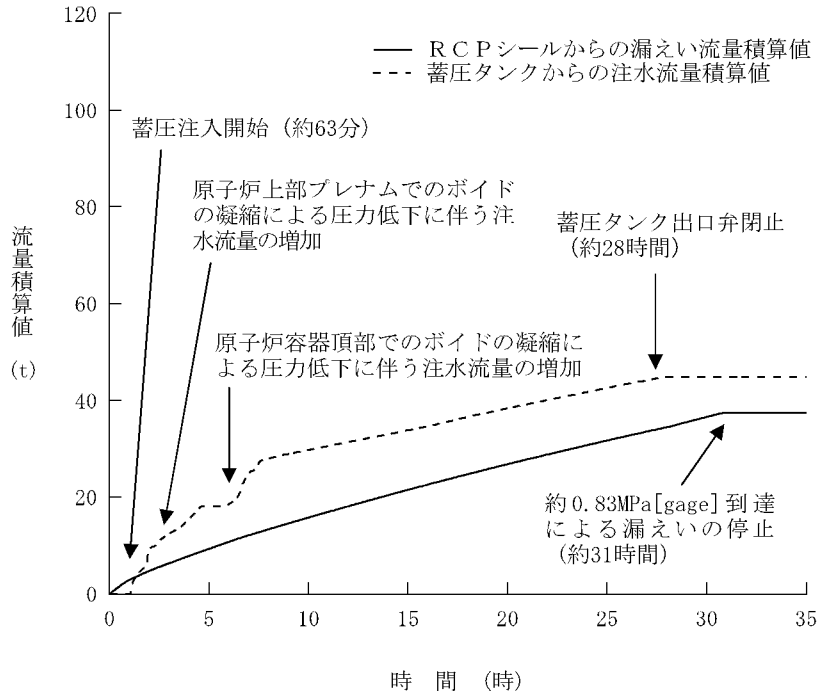
第 7.1.2.28 図　１次系圧力の推移（RCP シール LOCA が発生しない場合）



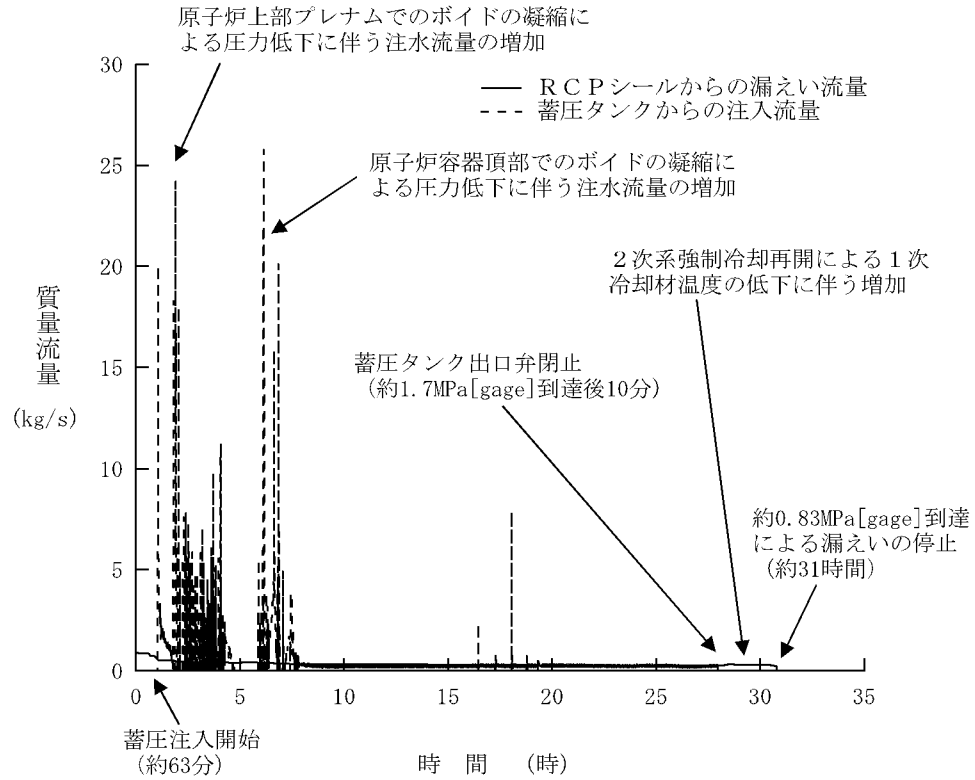
第 7.1.2.29 図　１次系温度の推移（RCP シール LOCA が発生しない場合）



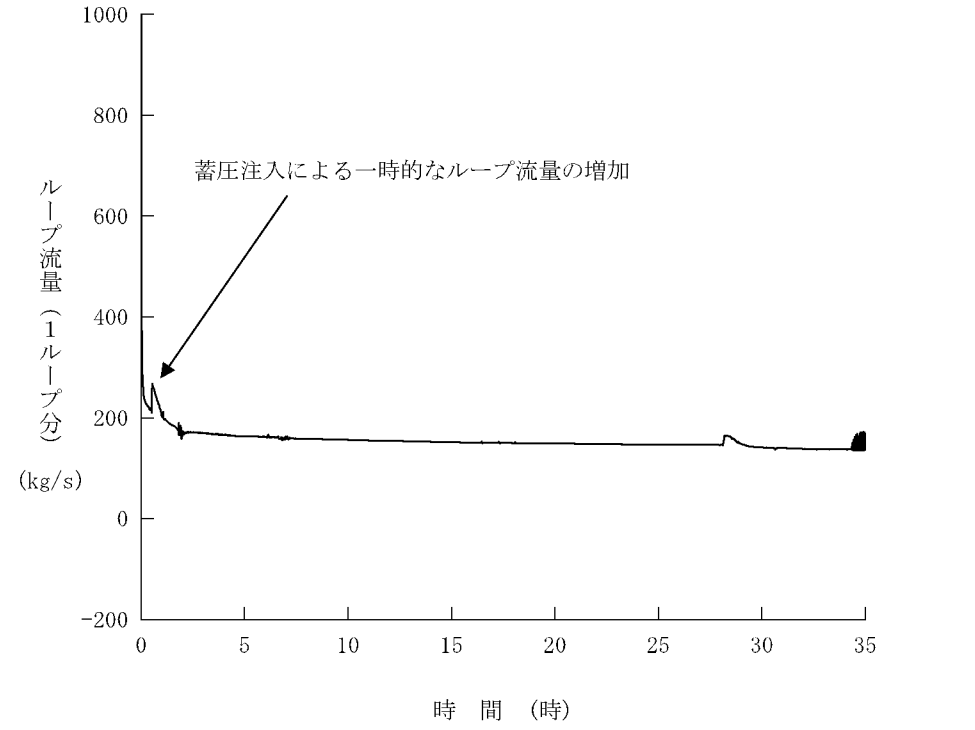
第 7.1.2.30 図　１次系保有水量の推移（RCP シール LOCA が発生しない場合）



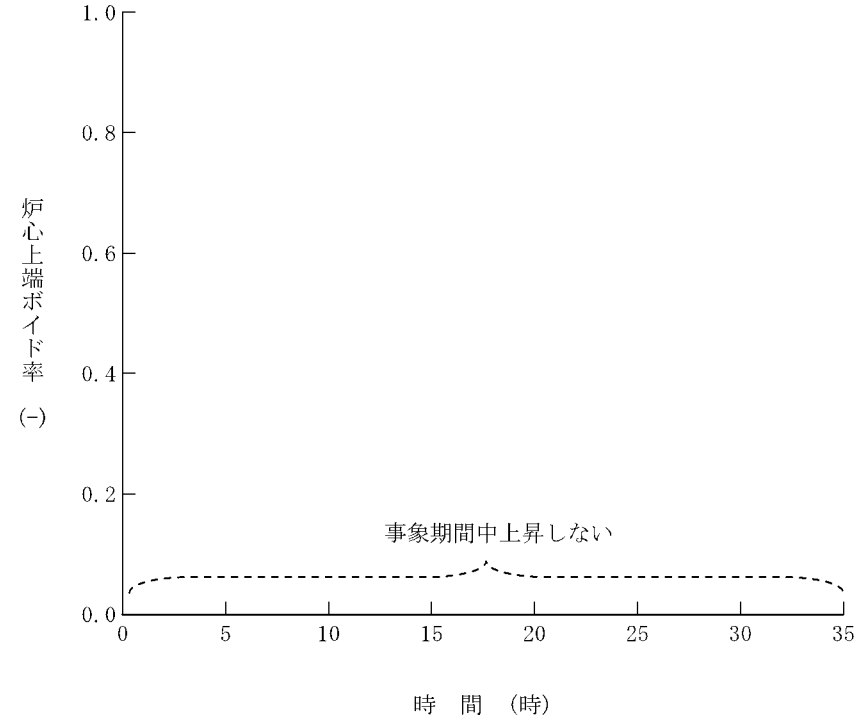
第 7.1.2.31 図　漏えい流量と注水流量の積算値の推移
（RCPシールLOCAが発生しない場合）



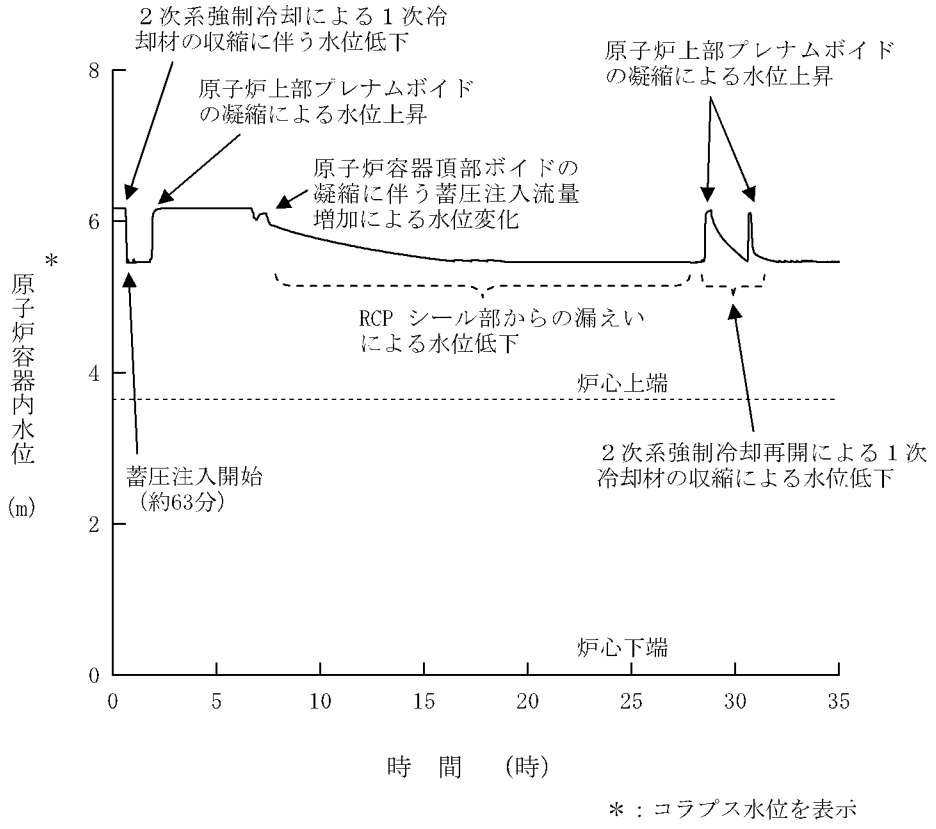
第 7.1.2.32 図　漏えい流量と注水流量の推移
(RCP シール LOCA が発生しない場合)



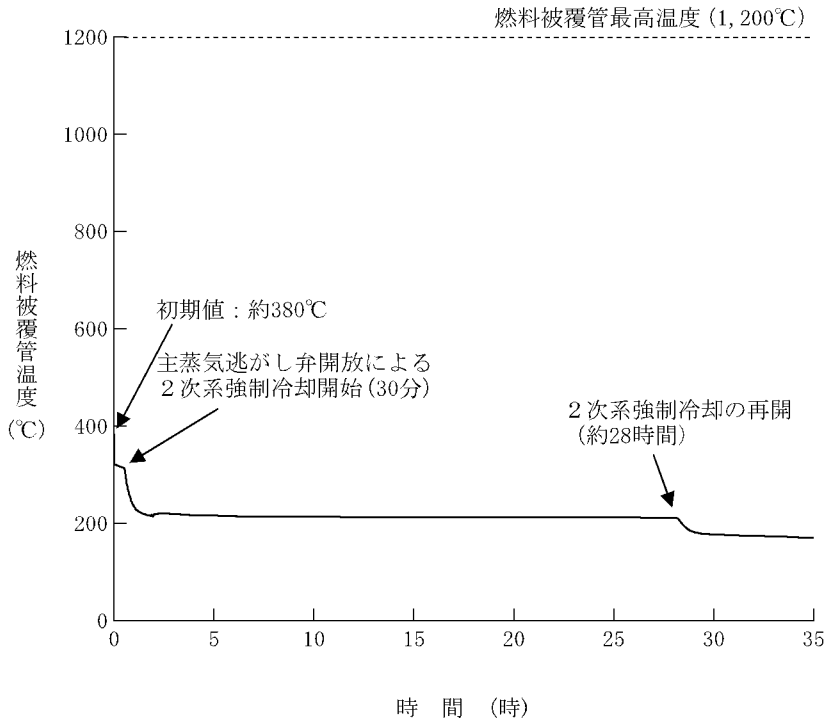
第 7.1.2.33 図　１次冷却材流量の推移（RCP シール LOCA が発生しない場合）



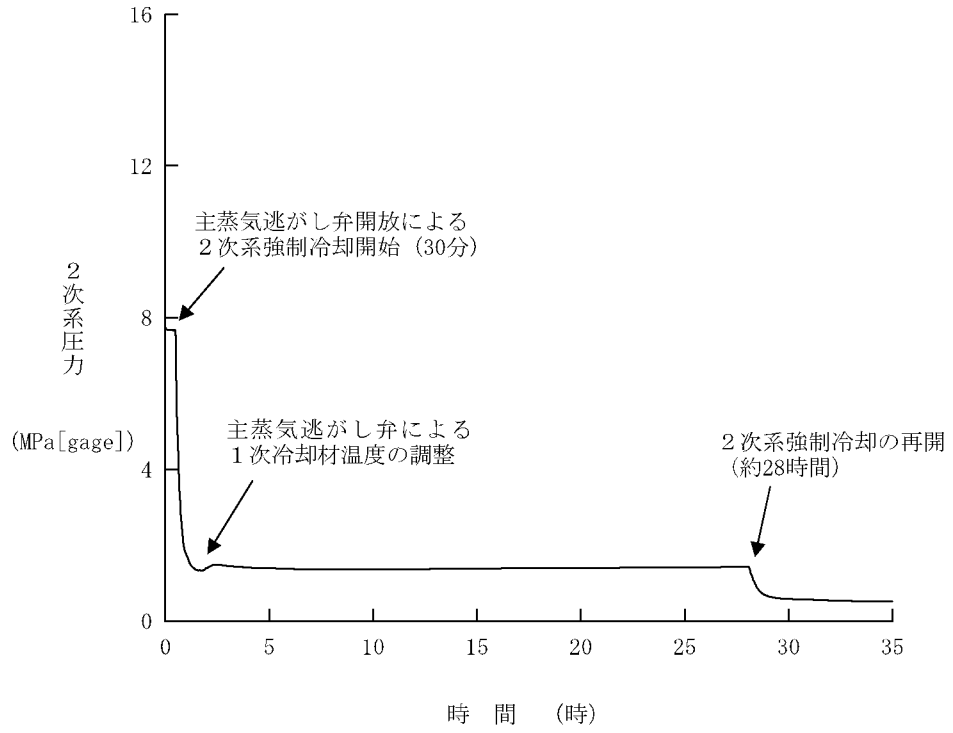
第 7.1.2.34 図　炉心上端ボイド率の推移（RCP シール LOCA が発生しない場合）



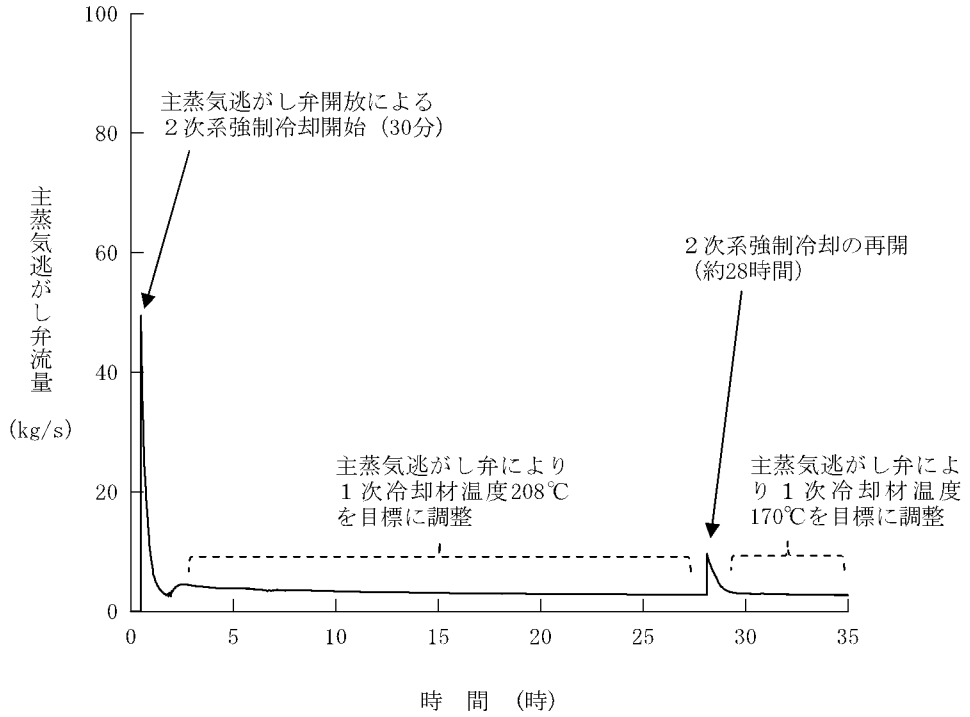
第 7.1.2.35 図　原子炉容器内水位の推移（RCP シール LOCA が発生しない場合）



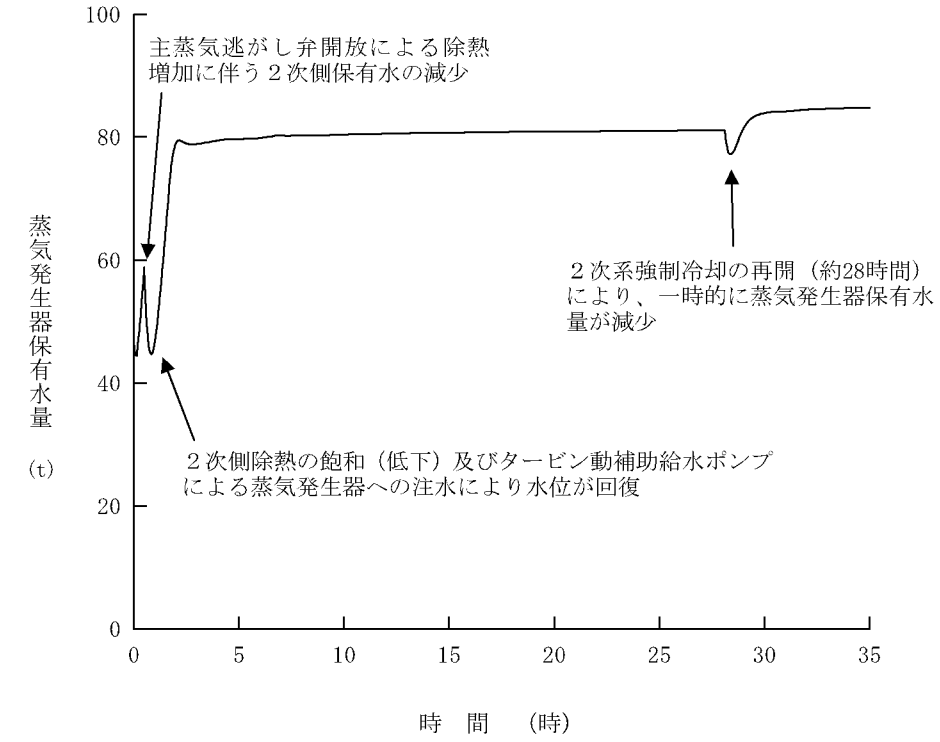
第 7.1.2.36 図　燃料被覆管温度の推移（RCP シール LOCA が発生しない場合）



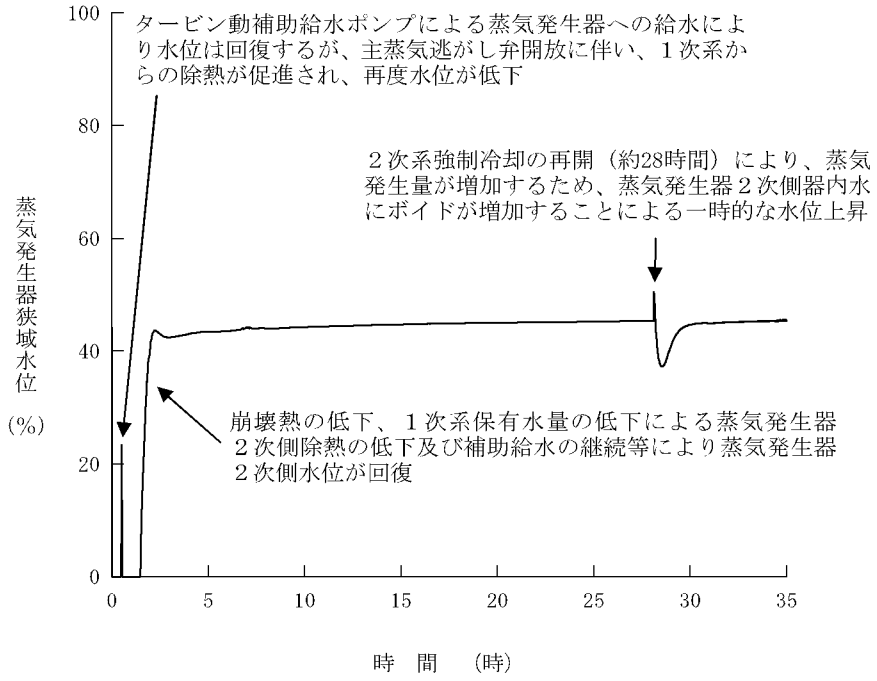
第 7.1.2.37 図　２次系圧力の推移（RCP シール LOCA が発生しない場合）



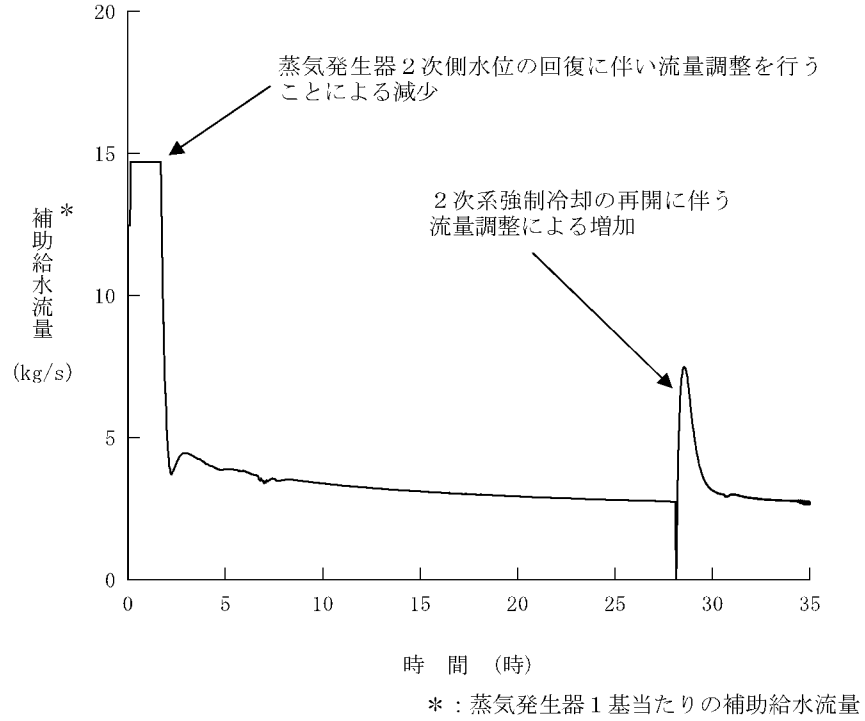
第 7.1.2.38 図　主蒸気逃がし弁流量の推移（RCP シール LOCA が発生しない場合）



第 7.1.2.39 図　蒸気発生器保有水量の推移（RCP シール LOCA が発生しない場合）

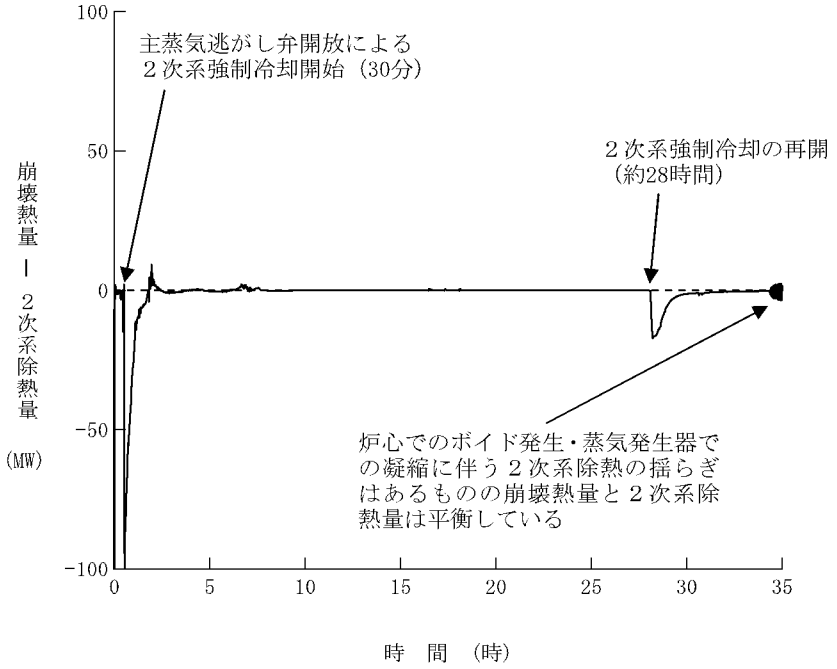


第 7.1.2.40 図　蒸気発生器水位の推移（RCP シール LOCA が発生しない場合）

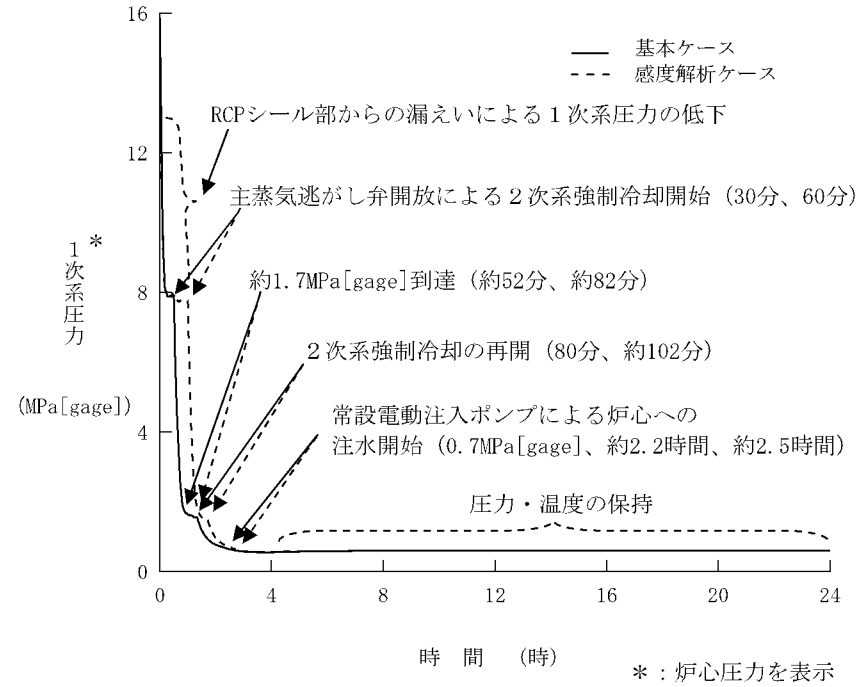


＊：蒸気発生器１基当たりの補助給水流量

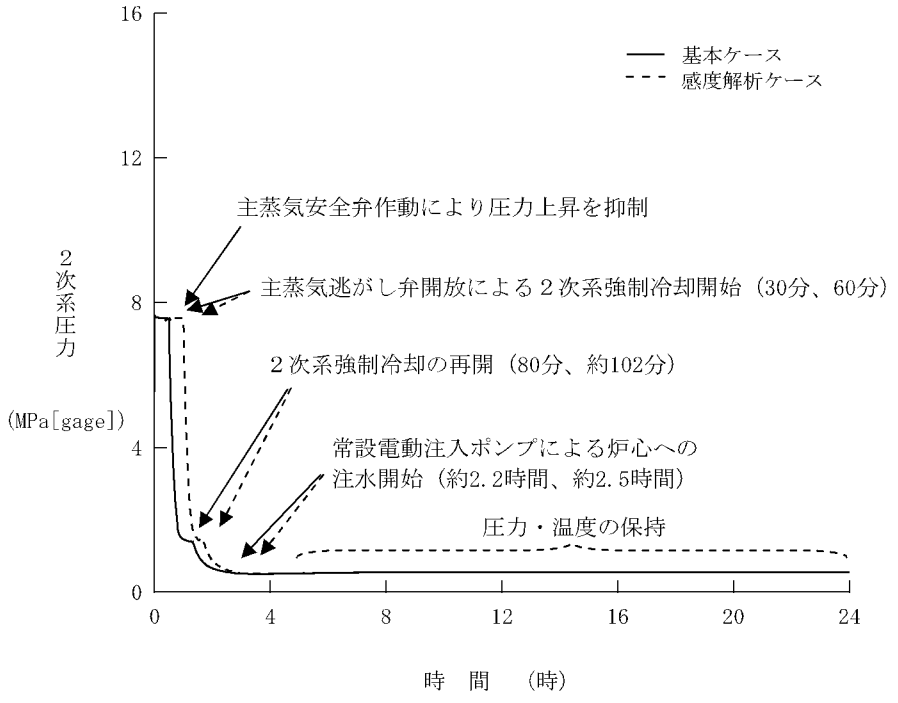
第 7.1.2.41 図　補助給水流量の推移（RCP シール LOCA が発生しない場合）



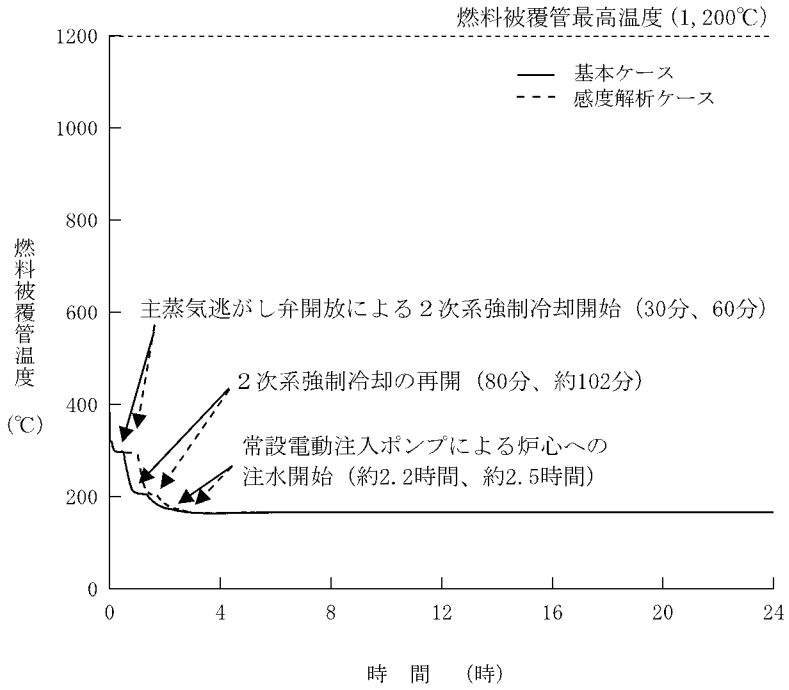
第 7.1.2.42 図　崩壊熱量と２次系除熱量の推移
(RCP シール LOCA が発生しない場合)



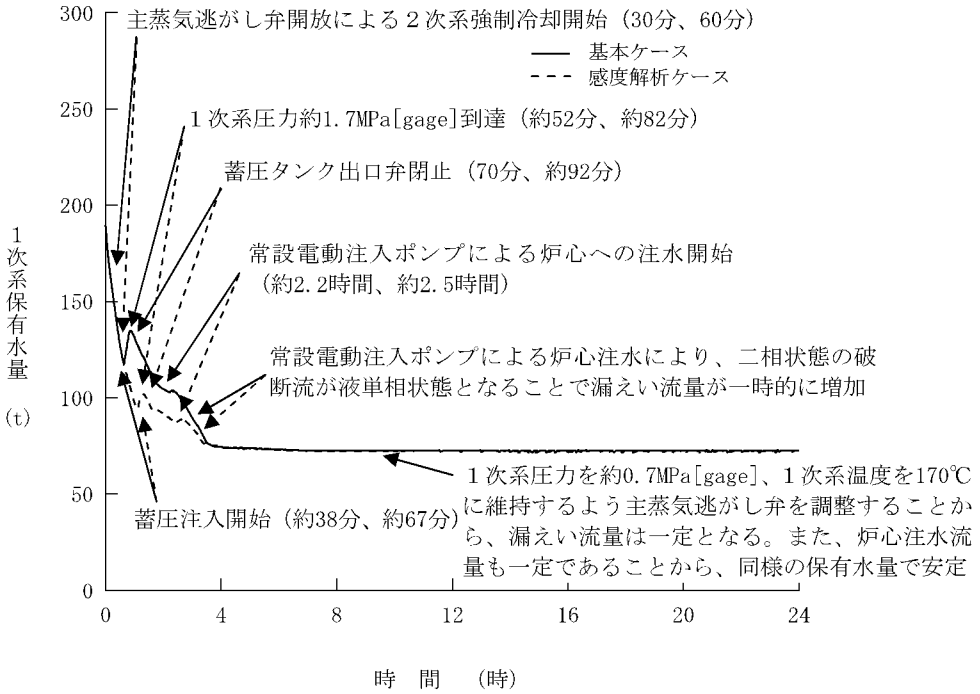
第 7.1.2.43 図　１次系圧力の推移（RCP シール LOCA が発生する場合）
（主蒸気逃がし弁操作時間余裕確認）



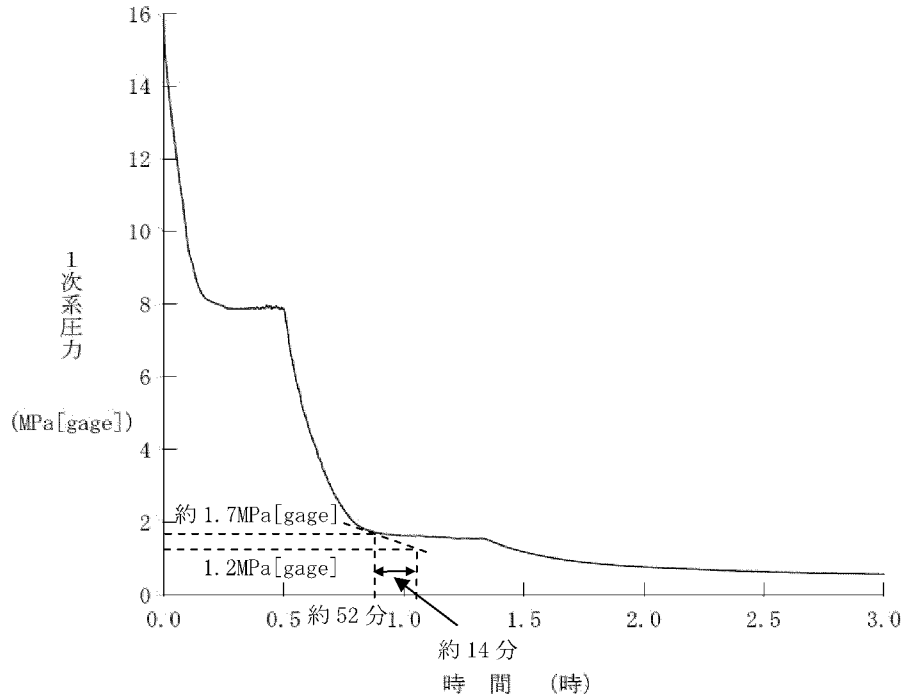
第 7.1.2.44 図　２次系圧力の推移（RCP シール LOCA が発生する場合）
（主蒸気逃がし弁操作時間余裕確認）



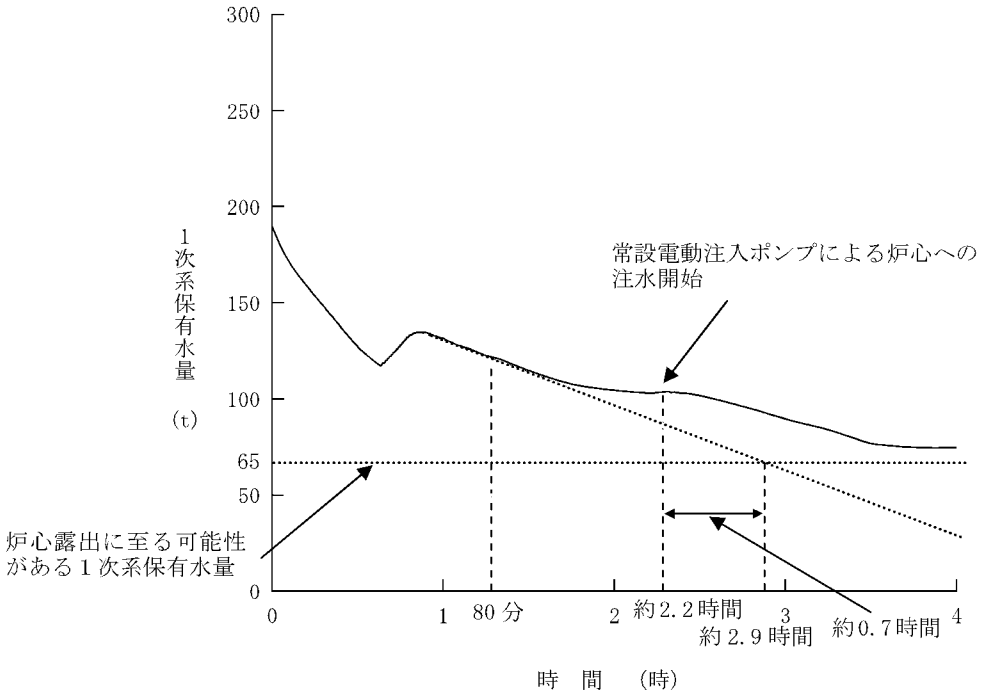
第 7.1.2.45 図　燃料被覆管温度の推移（RCP シール LOCA が発生する場合）
（主蒸気逃がし弁操作時間余裕確認）



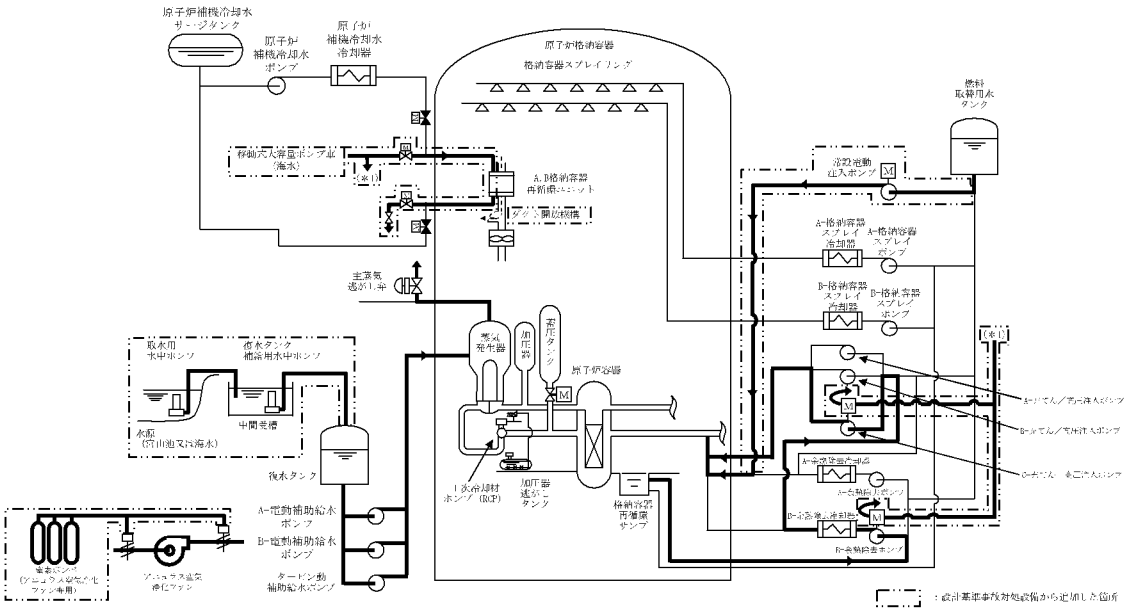
第 7.1.2.46 図　１次系保有水量の推移（RCP シール LOCA が発生する場合）
（主蒸気逃がし弁操作時間余裕確認）



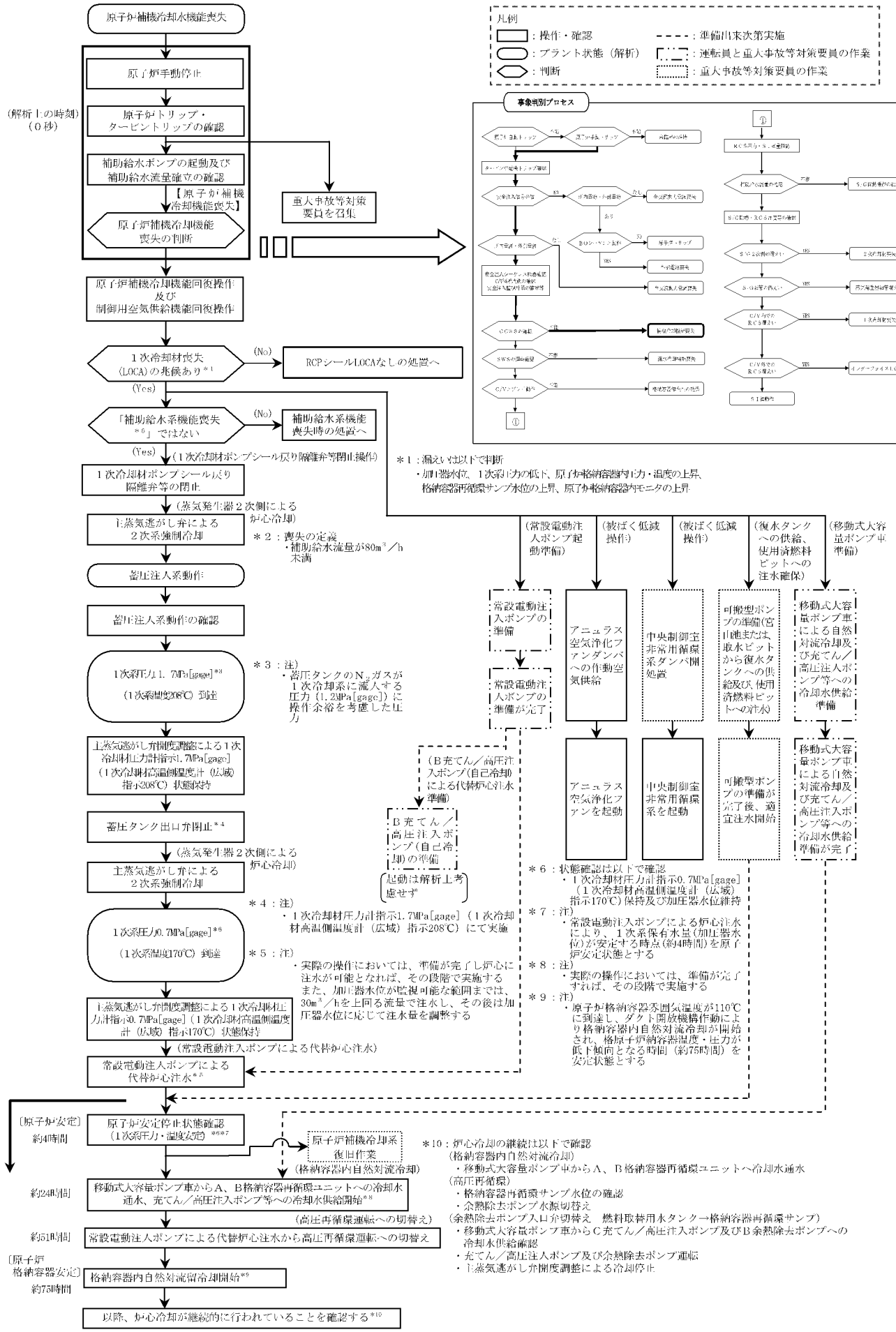
第7.1.2.47図　1次系圧力の推移（RCPシールLOCAが発生する場合）
（蓄圧タンク出口弁閉止操作時間余裕確認）



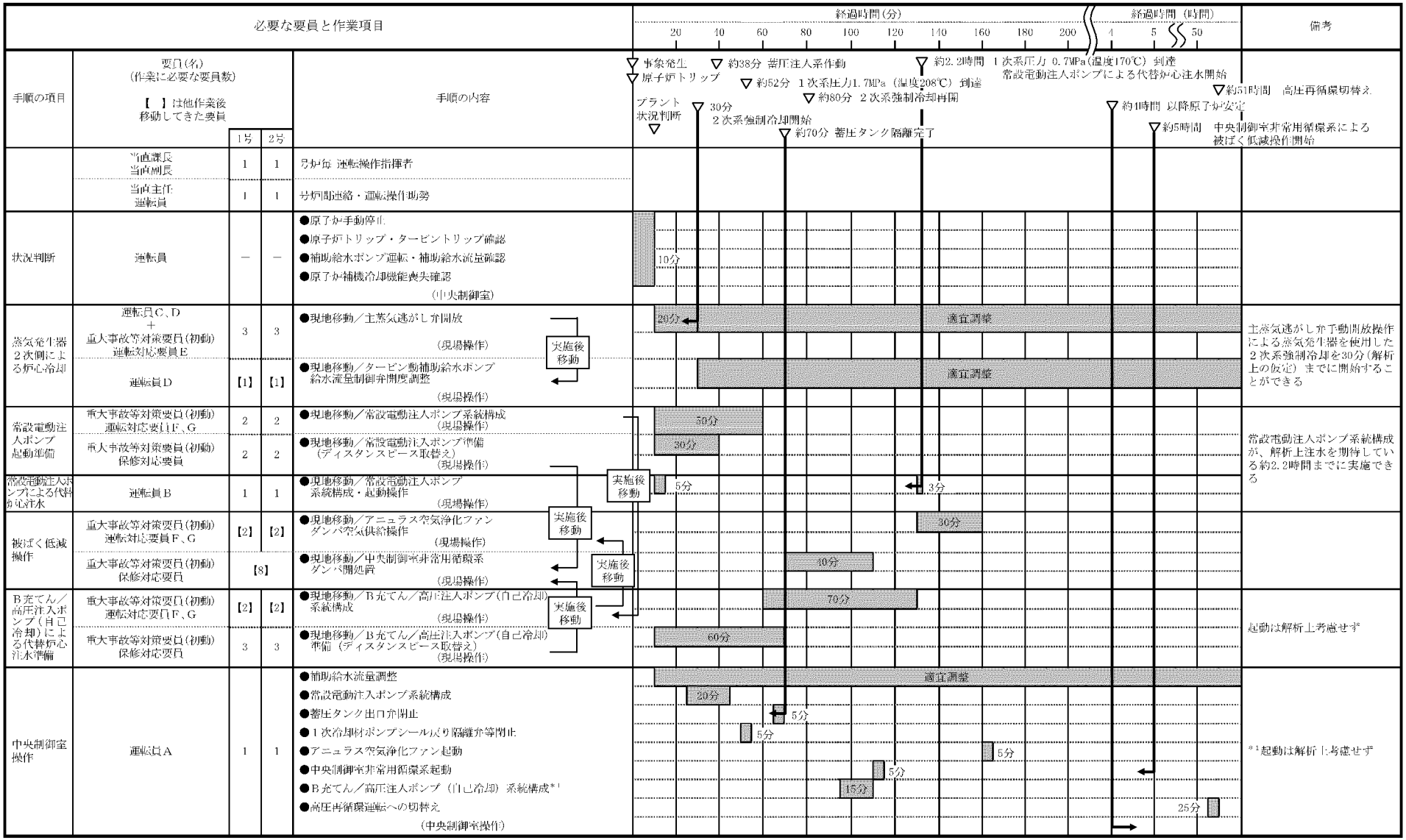
第7.1.2.48図　1次系保有水量の推移（RCPシールLOCAが発生する場合）
（代替炉心注水操作時間余裕確認）



第 7.1.3.1 図　原子炉補機冷却機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図



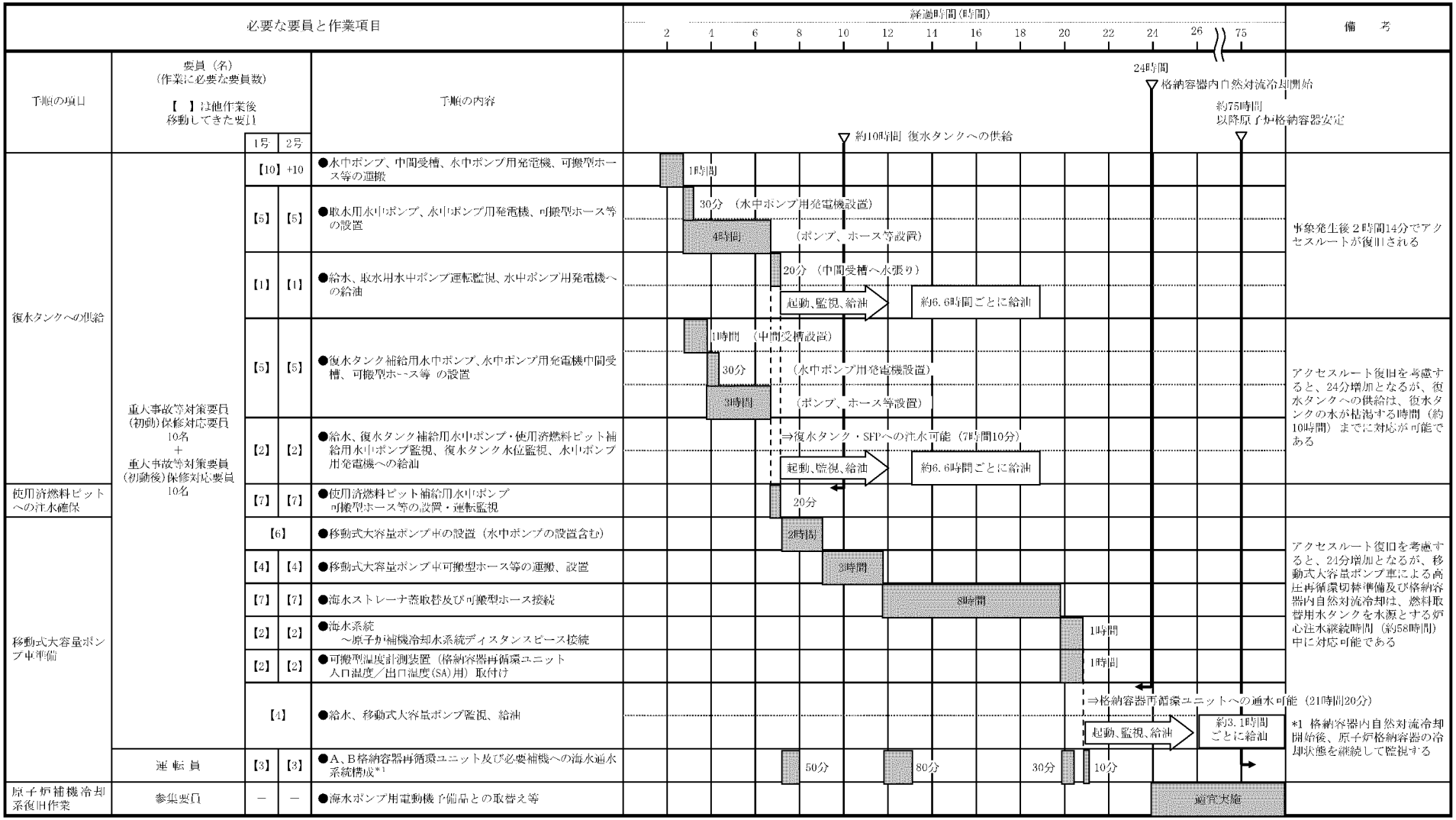
第 7.1.3.2 図　事故シーケンスグループ「原子炉補機冷却機能喪失」の対応手順の概要



・各操作・作業の必要時間算定については、実際の現場移動時間又は作業時間を確認した上で算出している（一部、未配備の機器については想定時間により算出）

・緊急時対策本部要員4名であり、全体指揮、通報連絡等を行う

第 7.1.3.3 図　原子炉補機冷却機能喪失時の作業と所要時間（1／2）

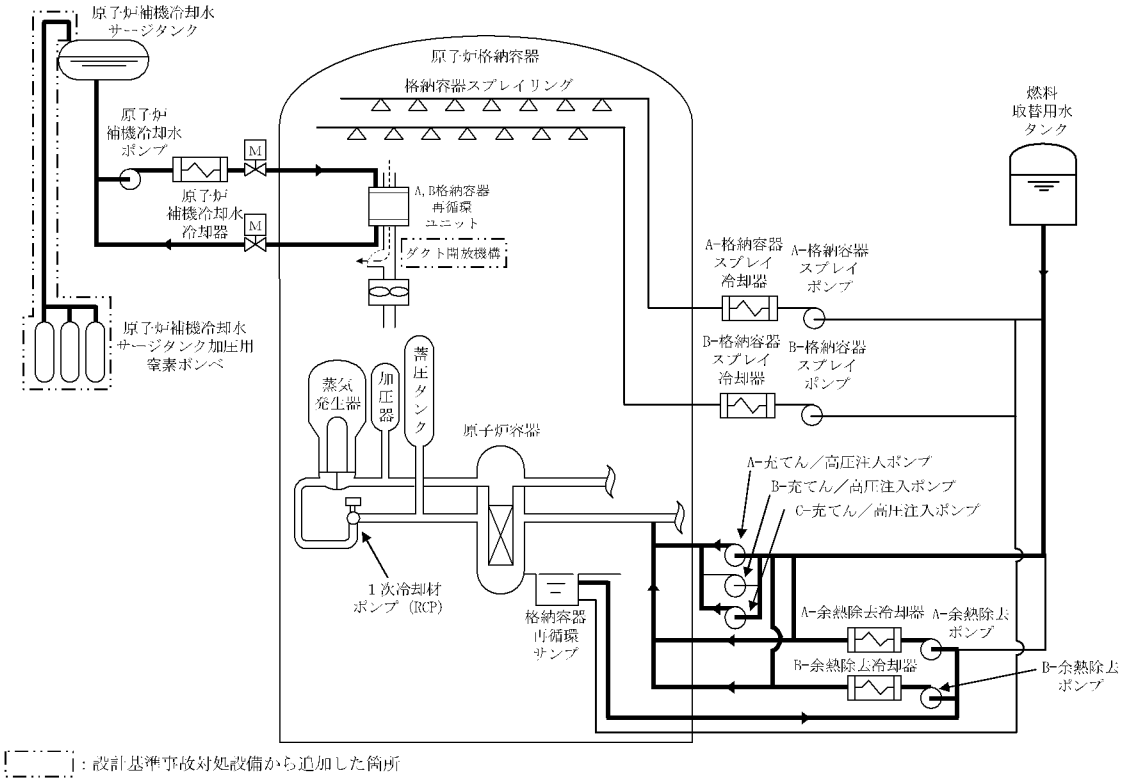


・給油間隔は発電機等定格負荷連続運転時の目安時間を記載

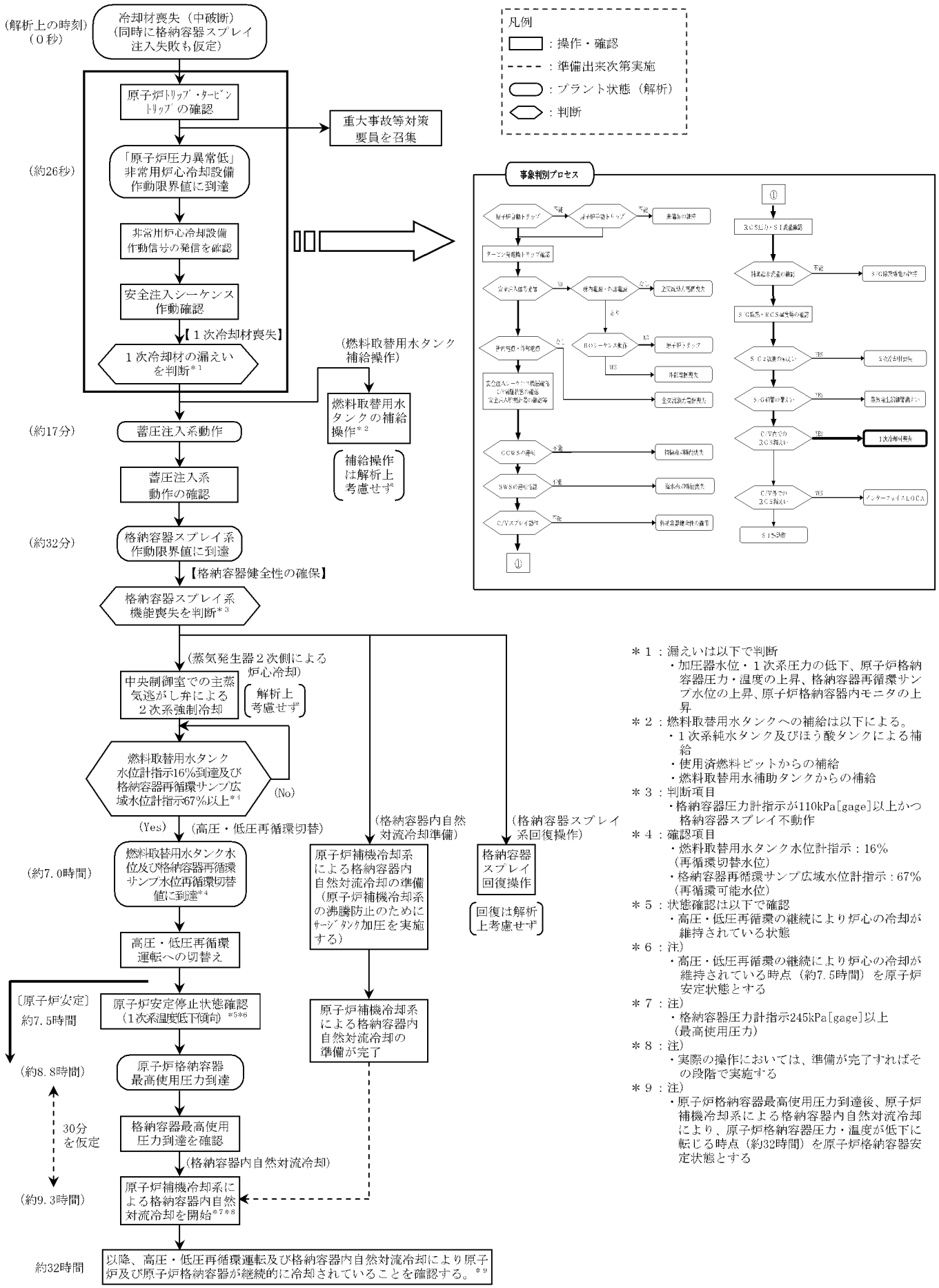
・移動式大容量ポンプ車準備：ホース接続口を２ヶ所（海水ストレーナ側、ラプチャーディスク側）設けているが、ラプチャーディスク側のホース接続作業については、布設距離は長くなるもののホース展張回収車により容易に布設可能であり、またラプチャーディスクのフランジ取替が、海水ストレーナ薬取替に比べ短時間で可能であるため、海水ストレーナ側の作業時間に包括されることから、海水ストレーナ側の接続を記載

・原子炉補機冷却系復旧作業：他の作業が完了する24時間後からの対応としているが、要員に余裕があれば準備出来次第実施する

第 7.1.3.3 図　原子炉補機冷却機能喪失時の作業と所要時間（2／2）



第 7.1.4.1 図　原子炉格納容器の除熱機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図



＊１：漏えいは以下で判断
・加圧器水位・１次系圧力の低下、原子炉格納容器圧力・温度の上昇、格納容器再循環サンプ水位の上昇、原子炉格納容器内モニタの上昇

＊２：燃料取替用水タンクへの補給は以下による。
・１次系純水タンク及びほう酸タンクによる補給
・使用済燃料ピットからの補給
・燃料取替用水補助タンクからの補給

＊３：判断項目
・格納容器圧力計指示が110kPa[gage]以上かつ格納容器スプレイ不動作

＊４：確認項目
・燃料取替用水タンク水位計指示：16%
（再循環切替水位）
・格納容器再循環サンプ広域水位計指示：67%
（再循環可能水位）

＊５：状態確認は以下で確認
・高圧・低圧再循環の継続により炉心の冷却が維持されている状態

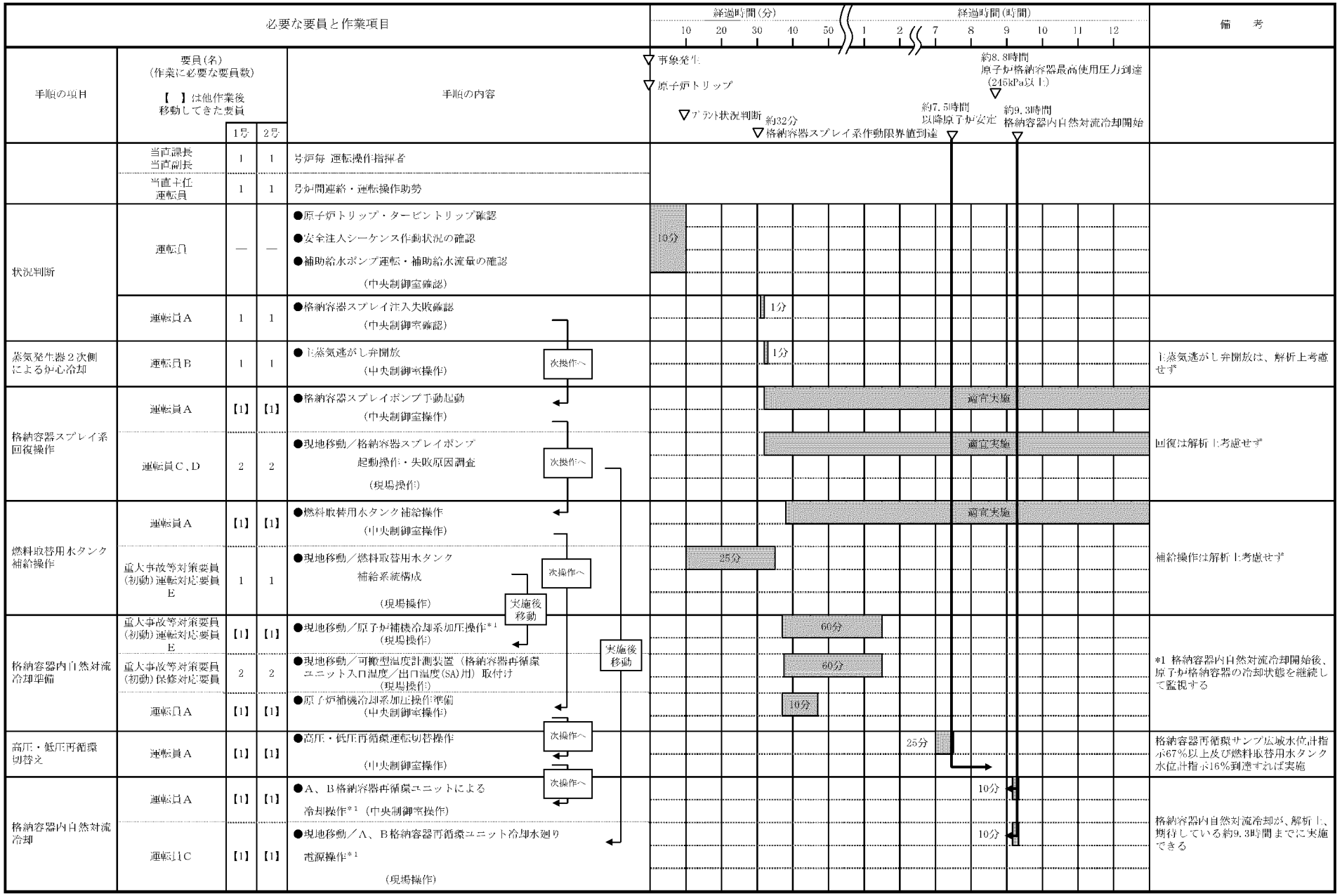
＊６：注）
・高圧・低圧再循環の継続により炉心の冷却が維持されている時点（約7.5時間）を原子炉安定状態とする

＊７：注）
・格納容器圧力計指示245kPa[gage]以上
（最高使用圧力）

＊８：注）
・実際の操作においては、準備が完了すればその段階で実施する

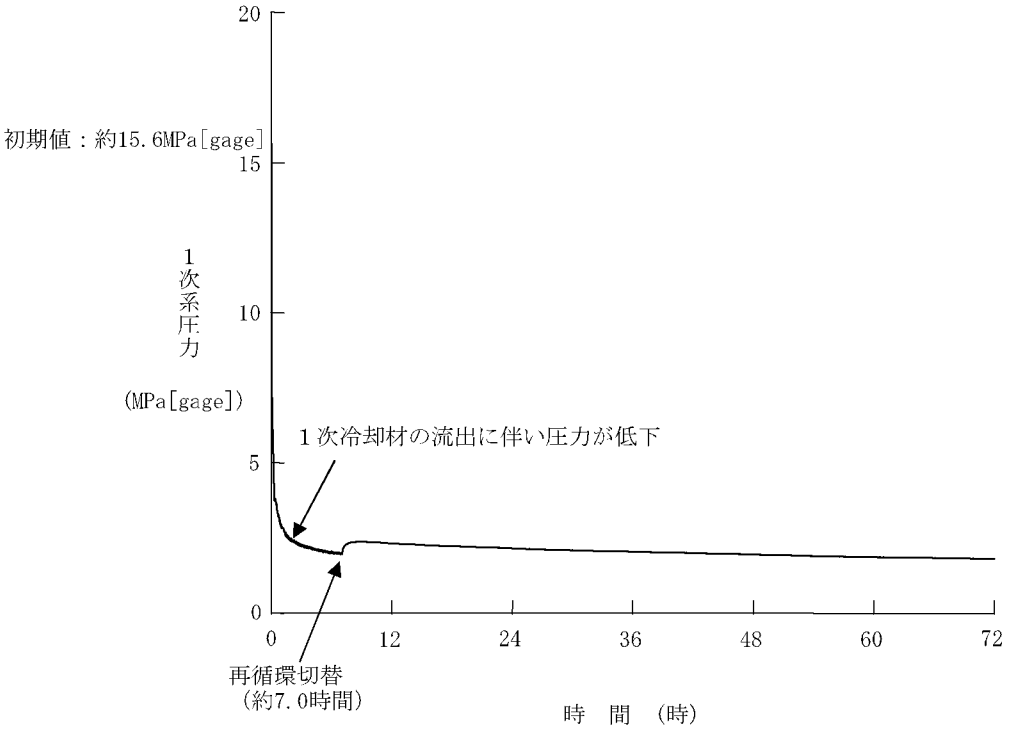
＊９：注）
・原子炉格納容器最高使用圧力到達後、原子炉補機冷却系による格納容器内自然対流冷却により、原子炉格納容器圧力・温度が低下に転じる時点（約32時間）を原子炉格納容器安定状態とする

第 7.1.4.2 図　事故シーケンスグループ「原子炉格納容器の除熱機能喪失」の対応手順の概要
（重要事故シーケンス「中破断 LOCA＋格納容器スプレイ注入失敗」の事象進展）

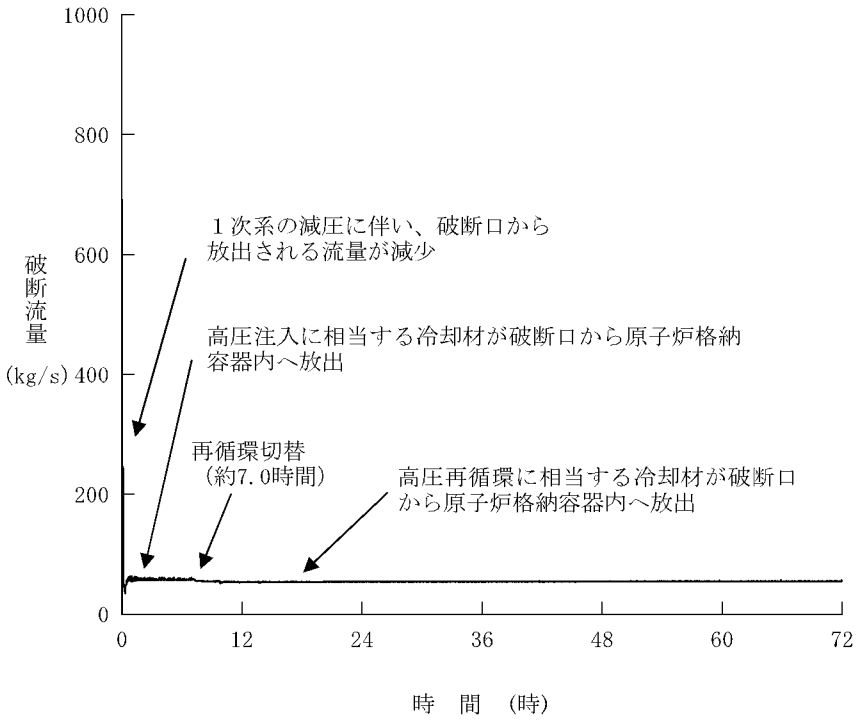


・各操作・作業の必要時間算定については、実際の現場移動時間又は作業時間を確認した上で算出している（一部、未配備の機器については想定時間により算出）
・緊急時対策本部要員は4名であり、全体指揮、通報連絡等を行う

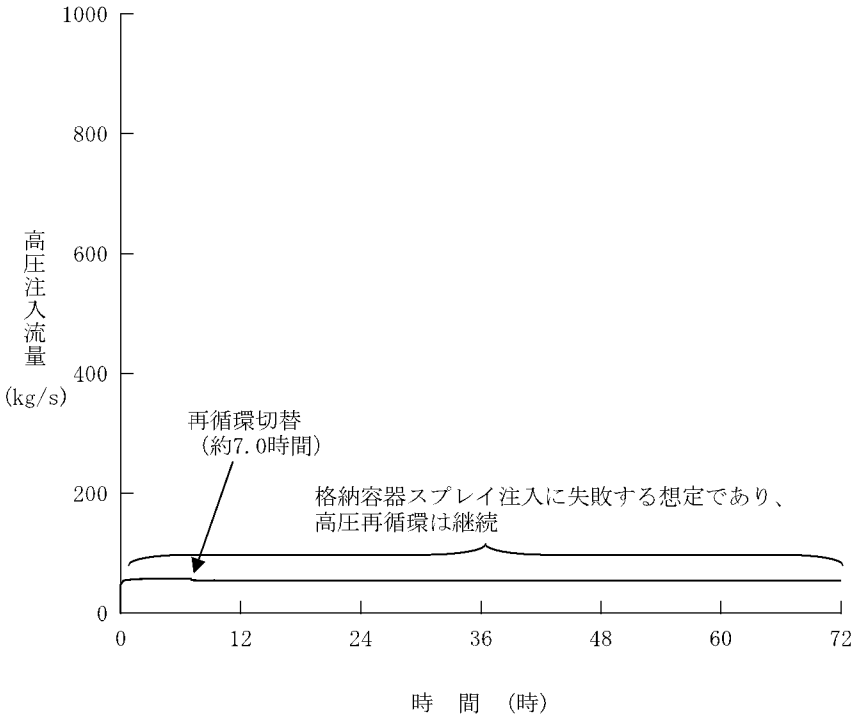
第7.1.4.3図　原子炉格納容器の除熱機能喪失（中破断LOCA＋格納容器スプレイ注入失敗）の作業と所要時間



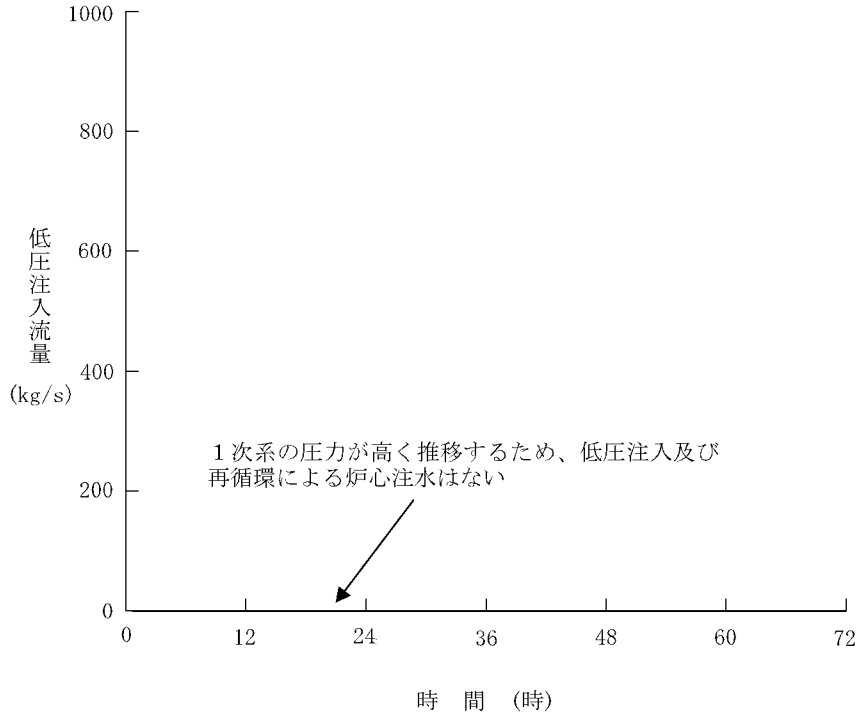
第 7.1.4.4 図　1 次系圧力の推移



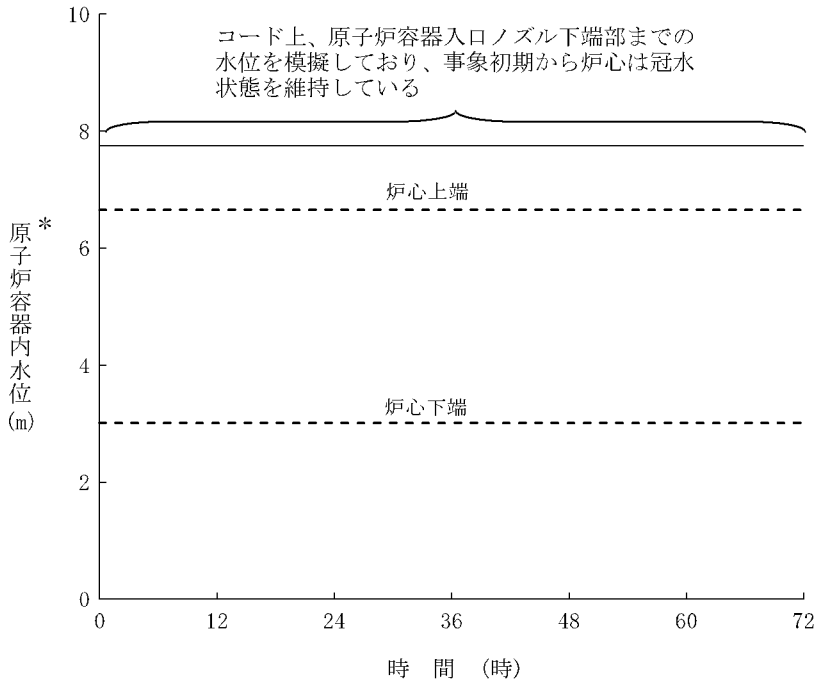
第 7.1.4.5 図　破断流量の推移



第 7.1.4.6 図　高圧注入流量の推移

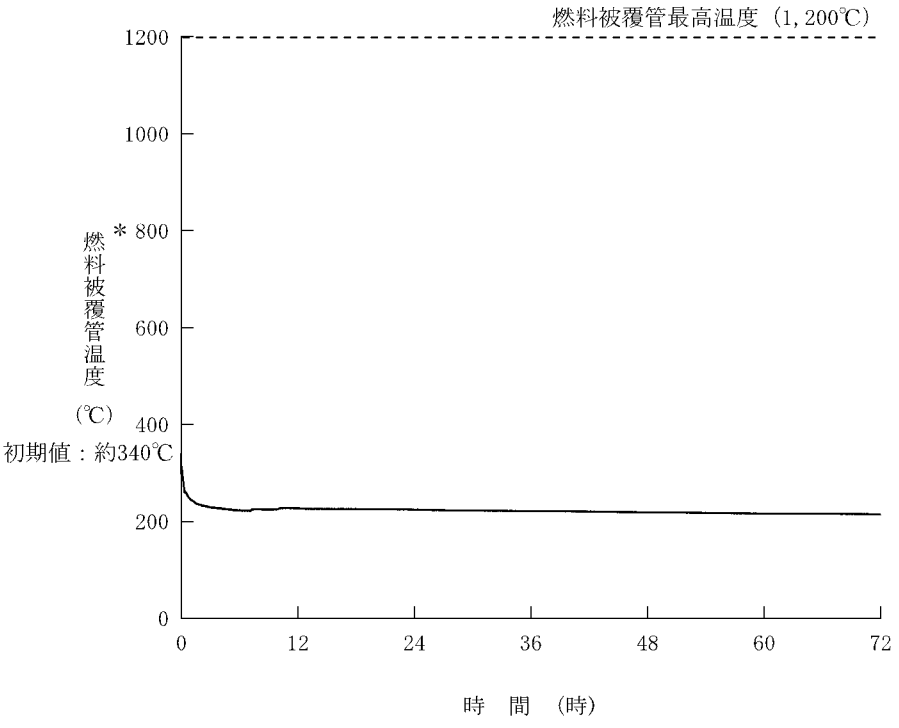


第 7.1.4.7 図　低圧注入流量の推移



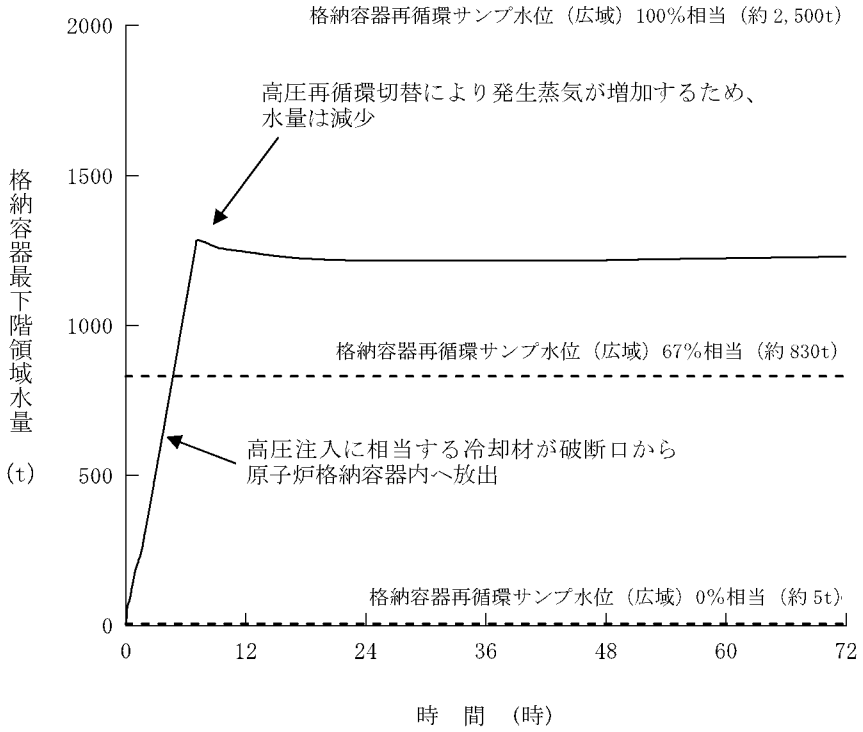
＊：原子炉容器内水位は入口ノズル下端を上限とした気泡炉心水位を表示

第 7.1.4.8 図　原子炉容器内水位の推移

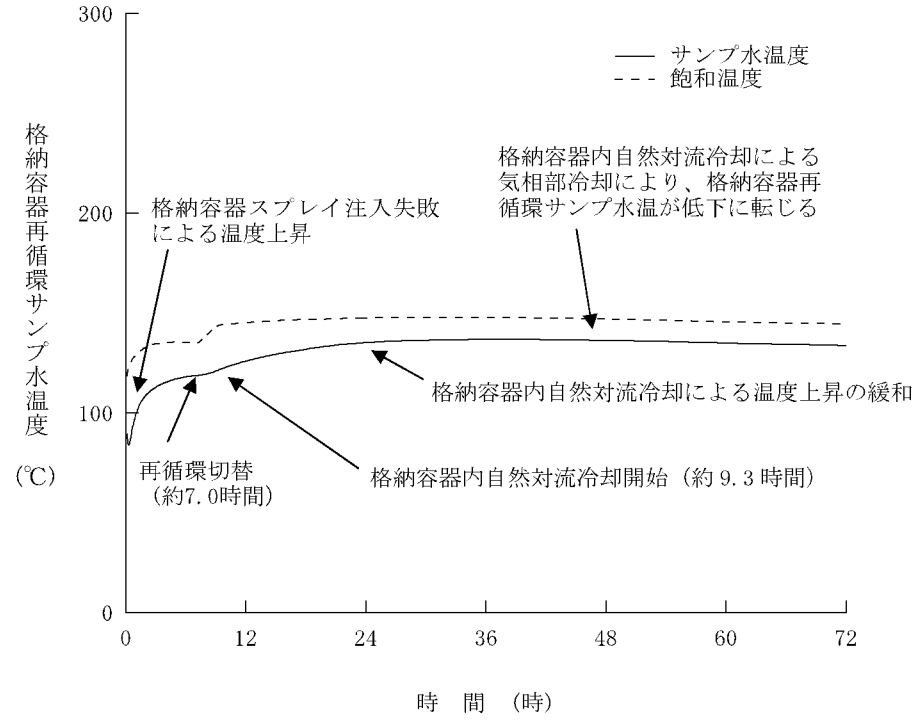


＊：炉心部ノード単位の燃料被覆管温度最高点の温度を示す

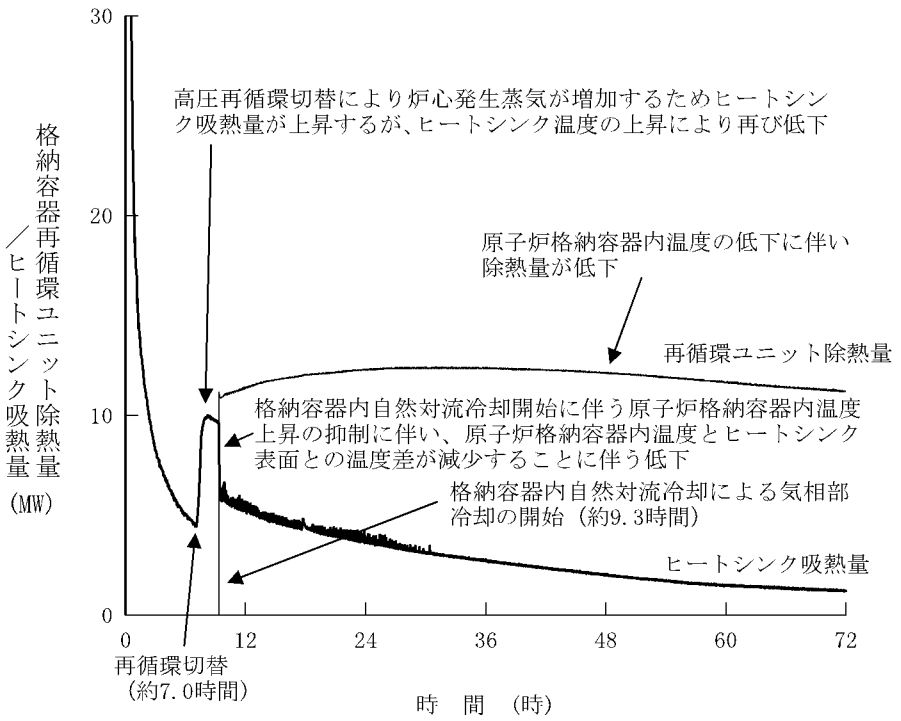
第 7.1.4.9 図　燃料被覆管温度の推移



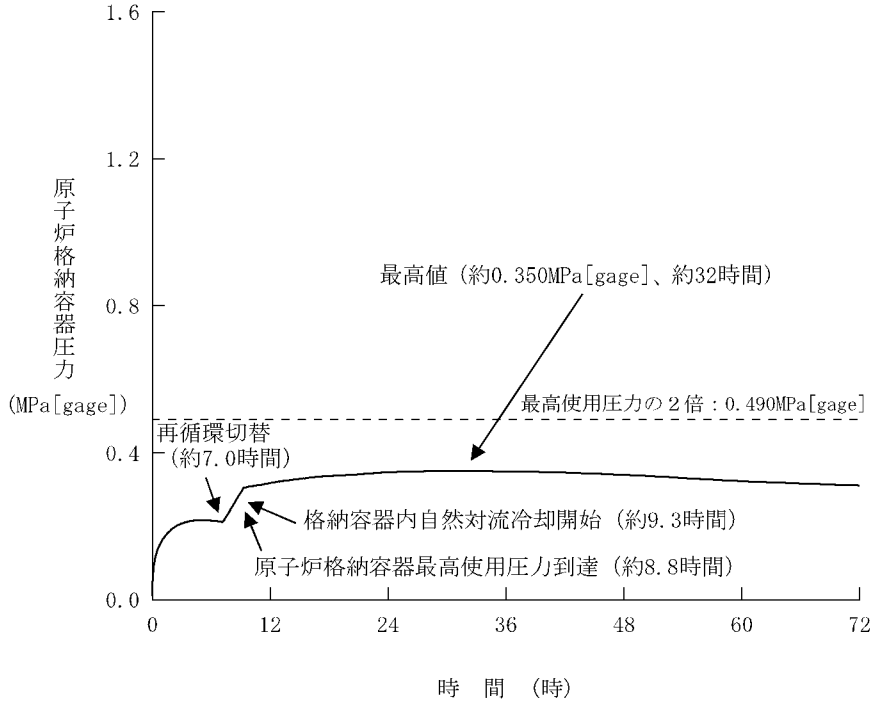
第 7.1.4.10 図　格納容器最下階領域水量の推移



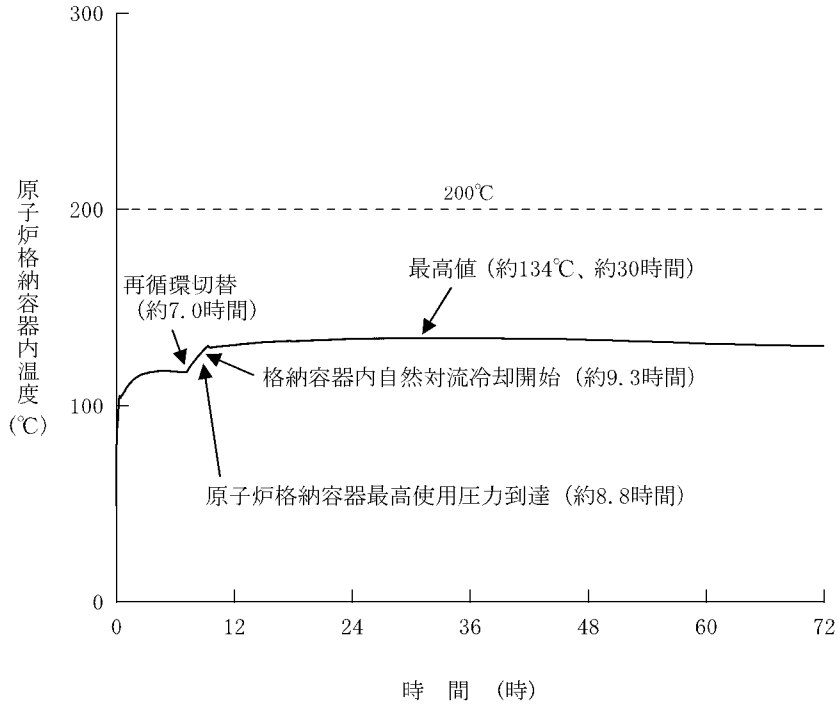
第 7.1.4.11 図　格納容器再循環サンプ水温度の推移



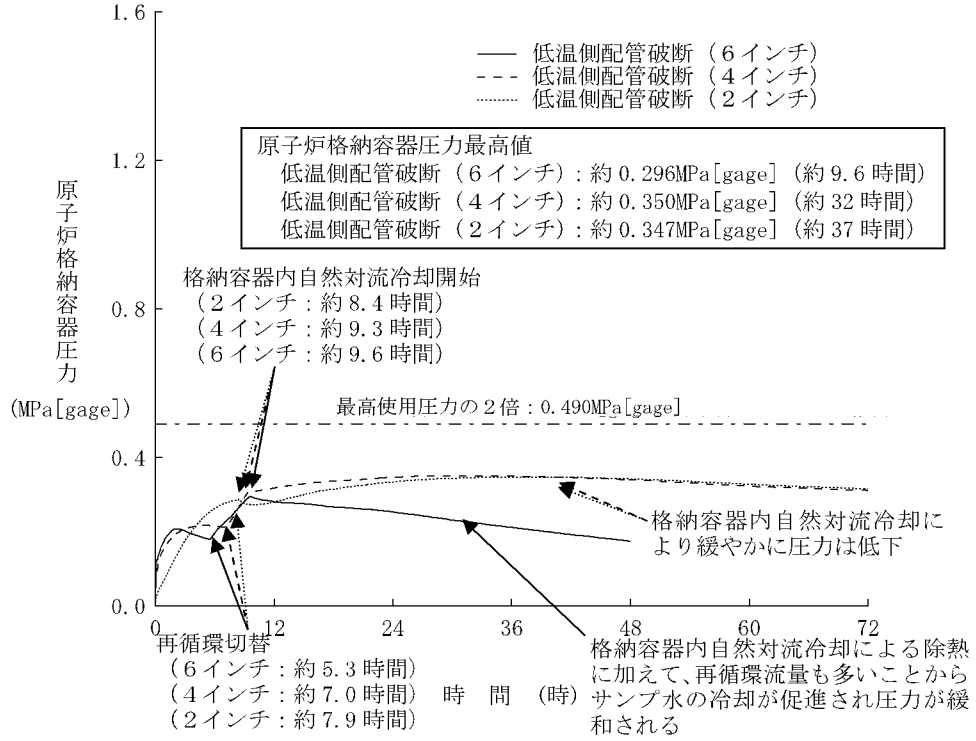
第 7.1.4.12 図　原子炉格納容器からの除熱量の推移



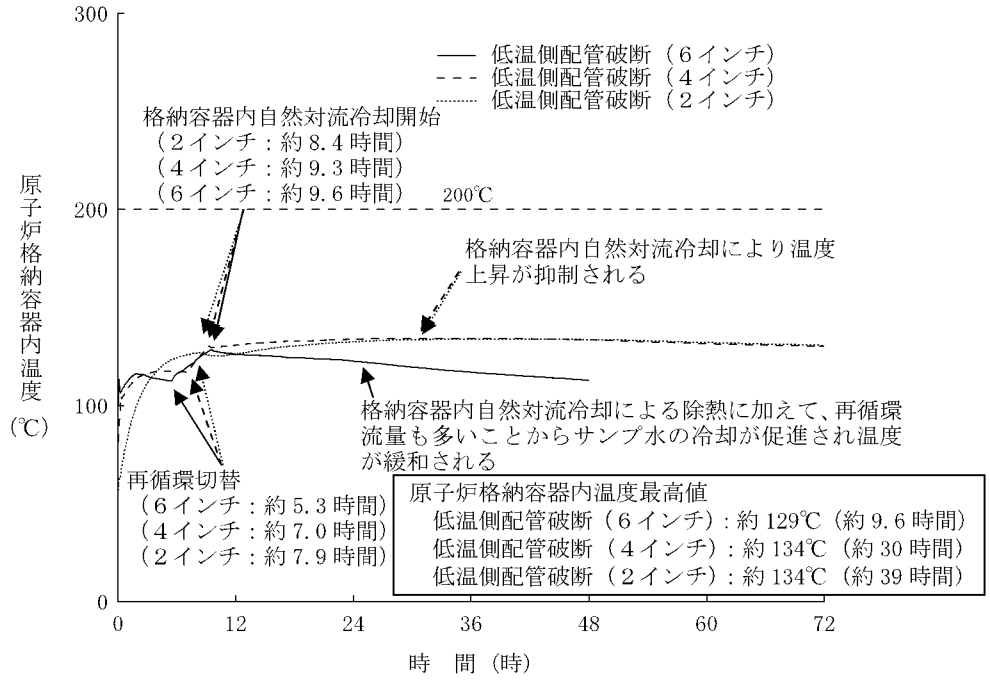
第 7.1.4.13 図　原子炉格納容器圧力の推移



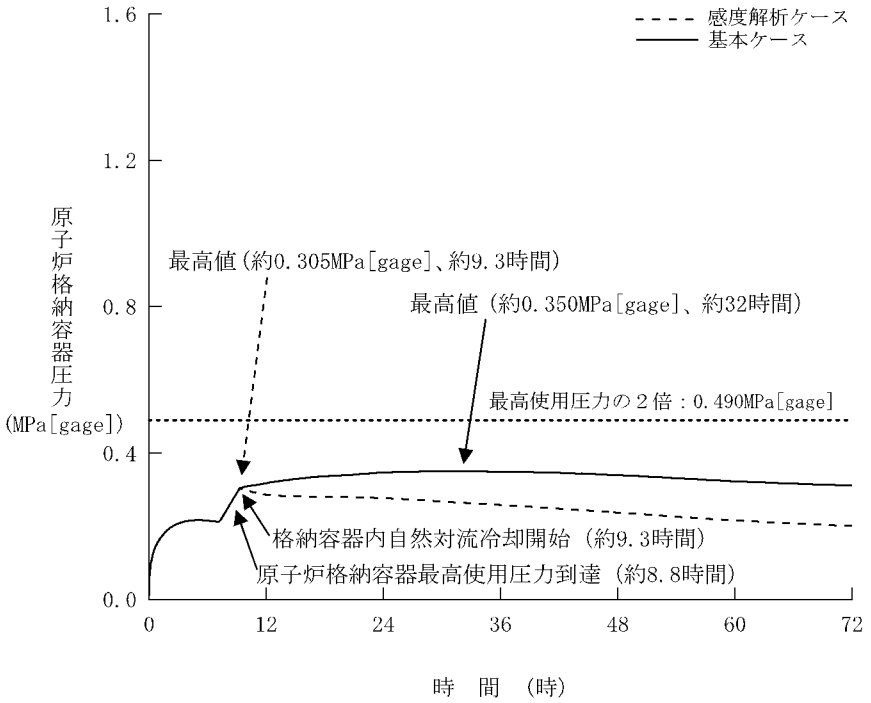
第 7.1.4.14 図　原子炉格納容器内温度の推移



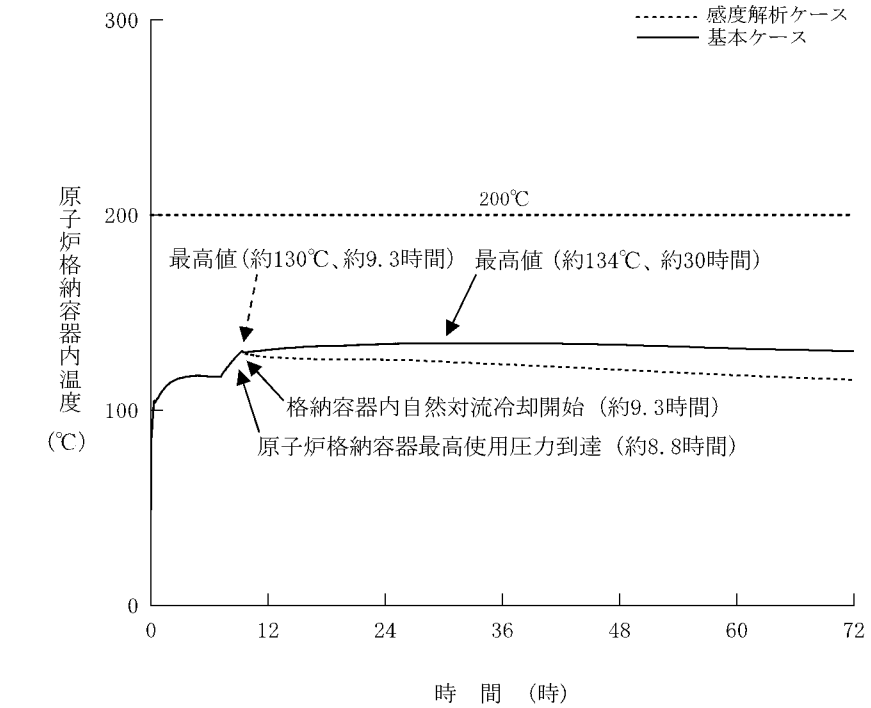
第 7.1.4.15 図　原子炉格納容器圧力の推移（破断口径の影響確認）



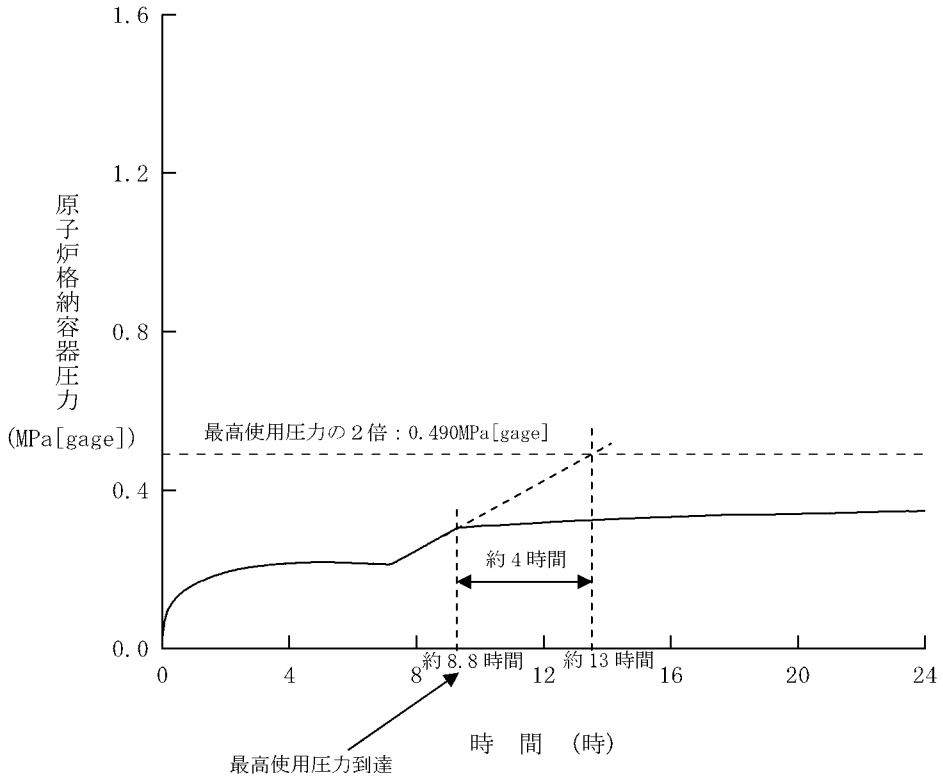
第 7.1.4.16 図　原子炉格納容器内温度の推移（破断口径の影響確認）



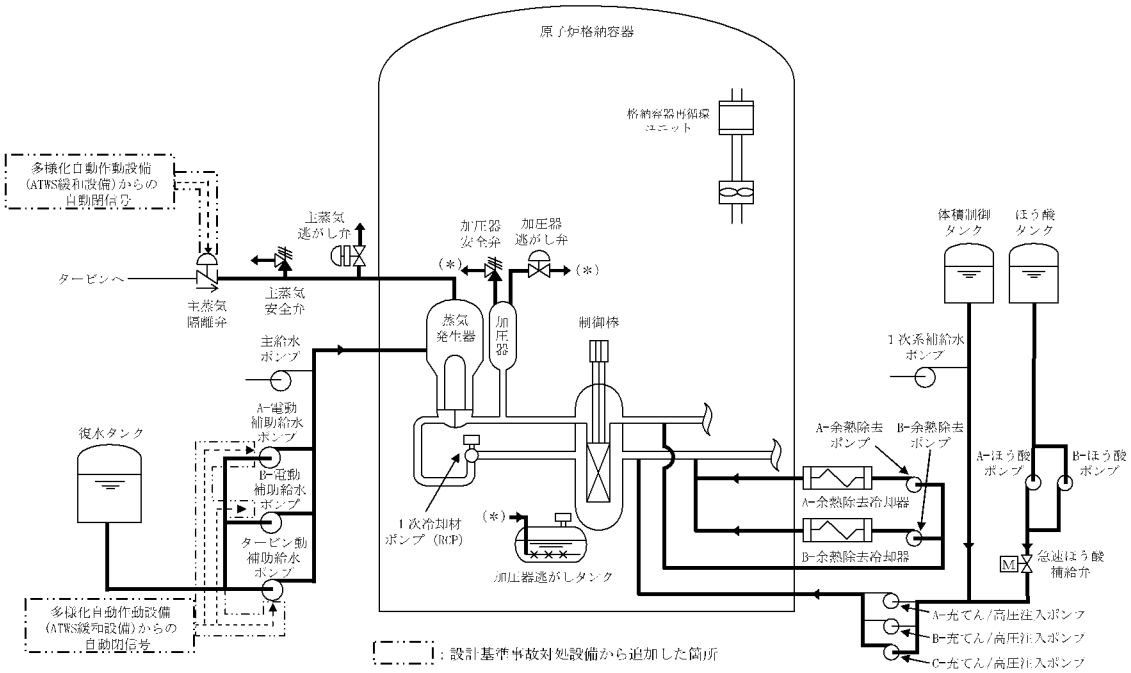
第 7.1.4.17 図　原子炉格納容器圧力の推移
（格納容器再循環ユニット除熱特性の影響確認）



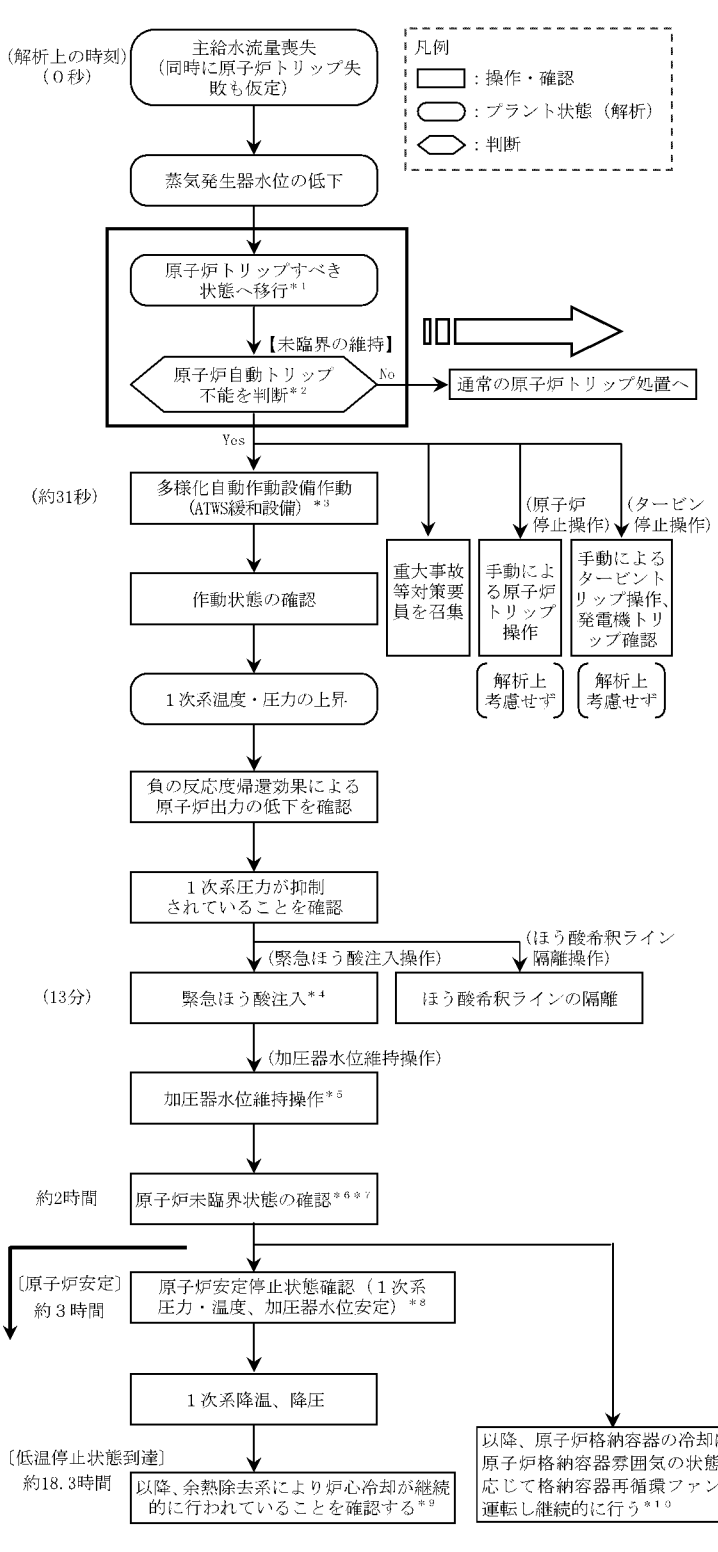
第 7.1.4.18 図　原子炉格納容器内温度の推移
（格納容器再循環ユニット除熱特性の影響確認）

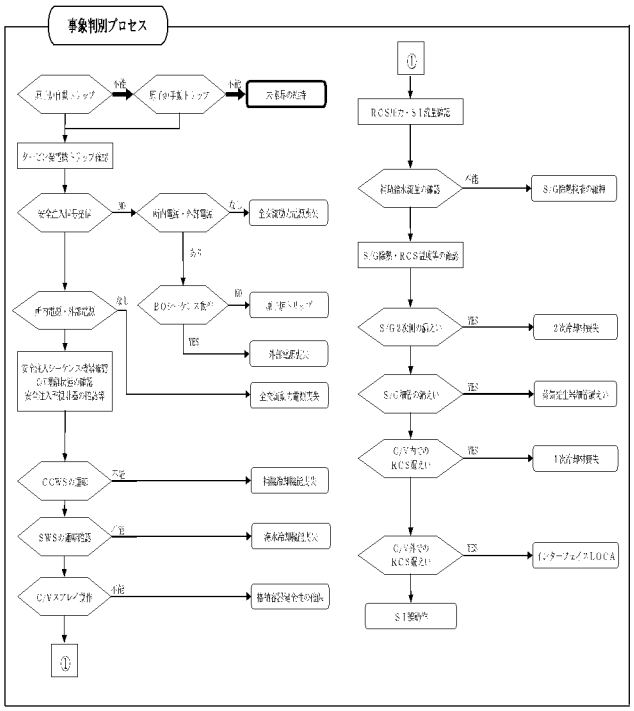


第 7.1.4.19 図　原子炉格納容器圧力の推移
(格納容器内自然対流冷却操作時間余裕確認)



第 7.1.5.1 図　原子炉停止機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図





＊１：注）
・蒸気発生器狭域水位計指示13％以下

＊２：判断項目
・原子炉トリップ遮断器表示灯「赤」点灯、制御棒炉底位置表示灯不点灯、炉外核計装指示値が低下しないことで原子炉自動停止不能と判断する

＊３：作動信号項目
・タービントリップ
・主蒸気ライン隔離
・タービン動補助給水ポンプ起動
・電動補助給水ポンプ起動

＊４：注）
・原子炉を未臨界とするため、燃料取替ほう素濃度まで緊急ほう酸注入を実施する
・実際の操作においては、準備が完了すれば、その段階で実施する

＊５：注）
・燃料取替用水タンクを取水源とし、充てん注入により加圧器水位計指示30％に維持する

＊６：未臨界の確認は以下で確認
・出力領域中性子束計指示が５％未満かつ中間領域起動率計指示が零又は負

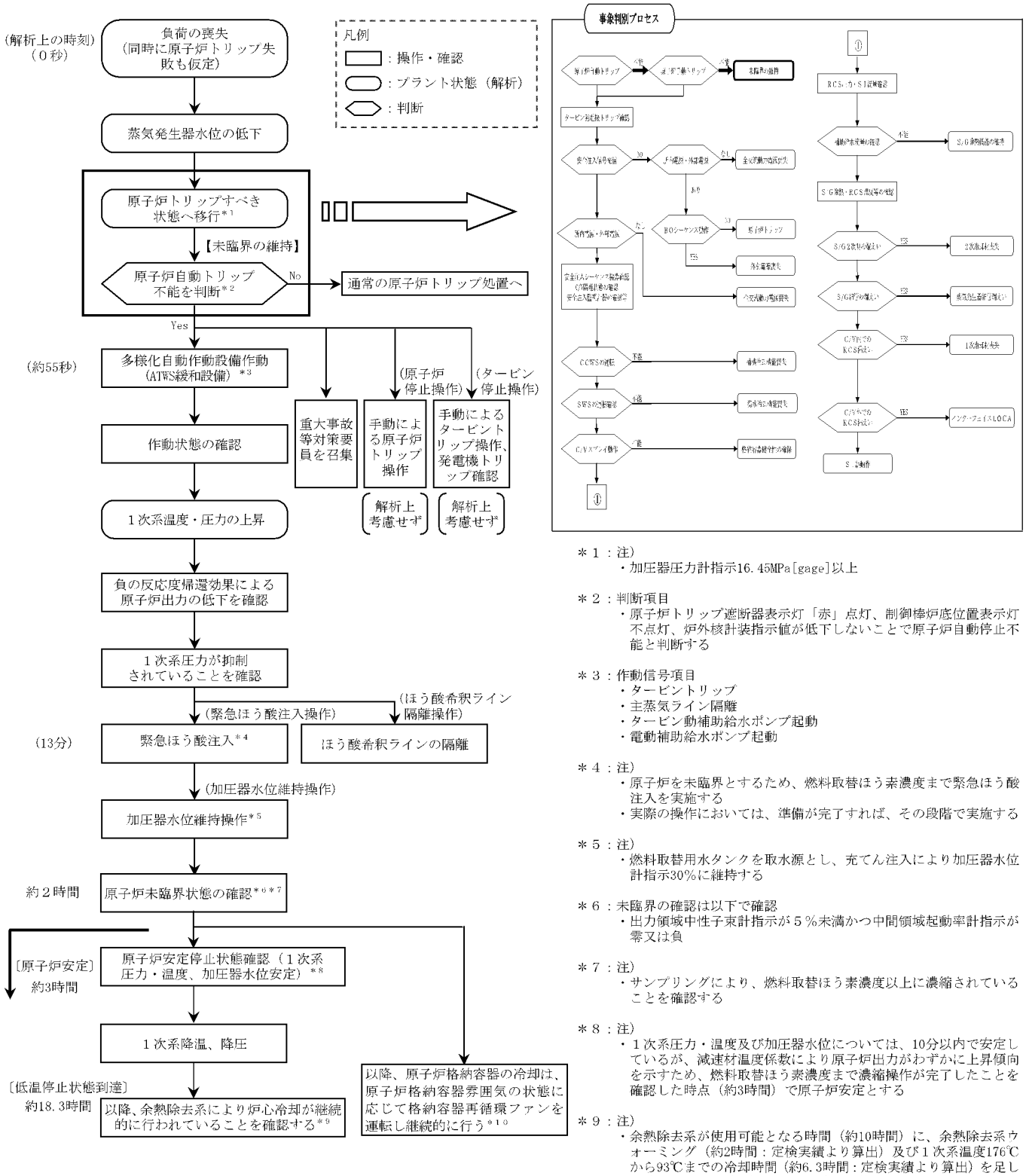
＊７：注）
・サンプリングにより、燃料取替ほう素濃度以上に濃縮されていることを確認する

＊８：注）
・１次系圧力・温度及び加圧器水位については、10分以内で安定しているが、減速材温度係数により原子炉出力がわずかに上昇傾向を示すため、燃料取替ほう素濃度まで濃縮操作が完了したことを確認した時点（約3時間）で原子炉安定とする

＊９：注）
・余熱除去系が使用可能となる時間（約10時間）に、余熱除去系ウォーミング（約2時間：定検実績より算出）及び１次系温度176℃から93℃までの冷却時間（約6.3時間：定検実績より算出）を足した時間（約18.3時間）にて低温停止状態となる

＊10：注）
・格納容器スプレイ信号が発信すれば、格納容器スプレイにより原子炉格納容器の健全性は維持される

第 7.1.5.2 図　事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」の対応手順の概要
（重要事故シーケンス「主給水流量喪失＋原子炉トリップ失敗」の事象進展）



＊１：注）
・加圧器圧力計指示16.45MPa[gage]以上

＊２：判断項目
・原子炉トリップ遮断器表示灯「赤」点灯、制御棒炉底位置表示灯不点灯、炉外核計装指示値が低下しないことで原子炉自動停止不能と判断する

＊３：作動信号項目
・タービントリップ
・主蒸気ライン隔離
・タービン動補助給水ポンプ起動
・電動補助給水ポンプ起動

＊４：注）
・原子炉を未臨界とするため、燃料取替ほう素濃度まで緊急ほう酸注入を実施する
・実際の操作においては、準備が完了すれば、その段階で実施する

＊５：注）
・燃料取替用水タンクを取水源とし、充てん注入により加圧器水位計指示30％に維持する

＊６：未臨界の確認は以下で確認
・出力領域中性子束計指示が５％未満かつ中間領域起動率計指示が零又は負

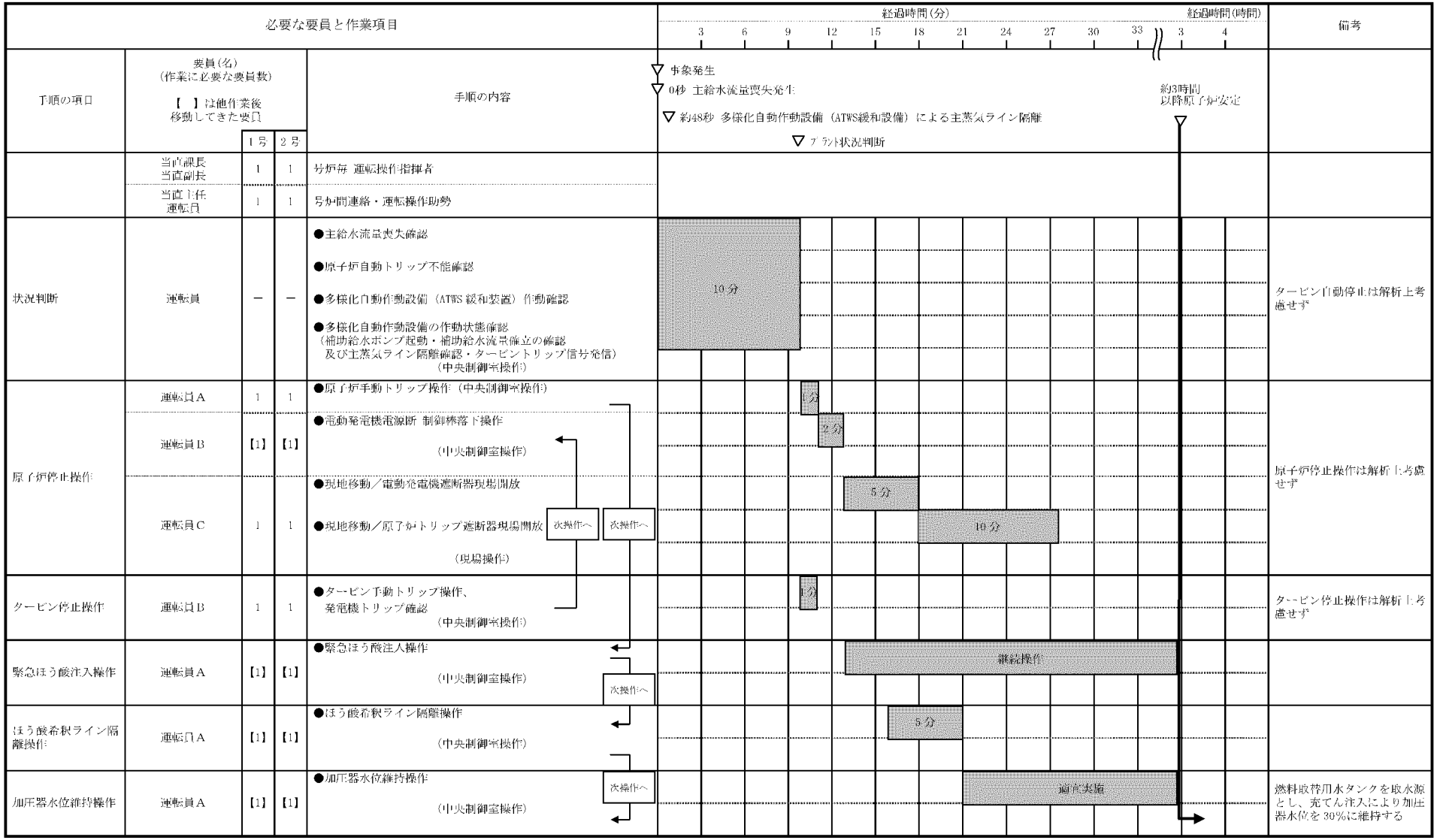
＊７：注）
・サンプリングにより、燃料取替ほう素濃度以上に濃縮されていることを確認する

＊８：注）
・１次系圧力・温度及び加圧器水位については、10分以内で安定しているが、減速材温度係数により原子炉出力がわずかに上昇傾向を示すため、燃料取替ほう素濃度まで濃縮操作が完了したことを確認した時点（約3時間）で原子炉安定とする

＊９：注）
・余熱除去系が使用可能となる時間（約10時間）に、余熱除去系ウォーミング（約2時間：定検実績より算出）及び１次系温度176℃から93℃までの冷却時間（約6.3時間：定検実績より算出）を足した時間（約18.3時間）にて低温停止状態となる

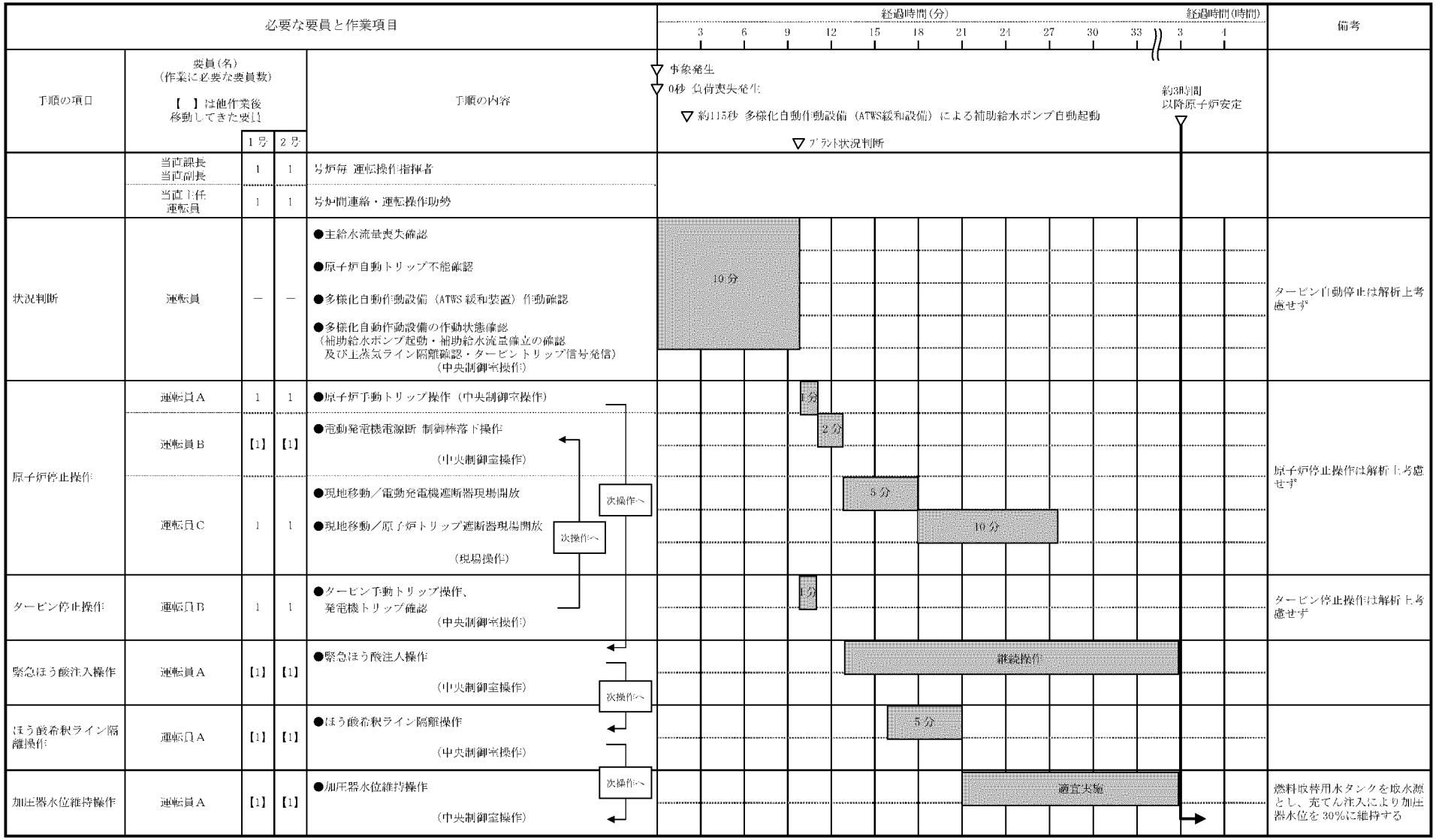
＊10：注）
・格納容器スプレイ信号が発信すれば、格納容器スプレイにより原子炉格納容器の健全性は維持される

第 7.1.5.3 図　事故シーケンスグループ「原子炉停止機能喪失」の対応手順の概要
（重要事故シーケンス「負荷の喪失＋原子炉トリップ失敗」の事象進展）



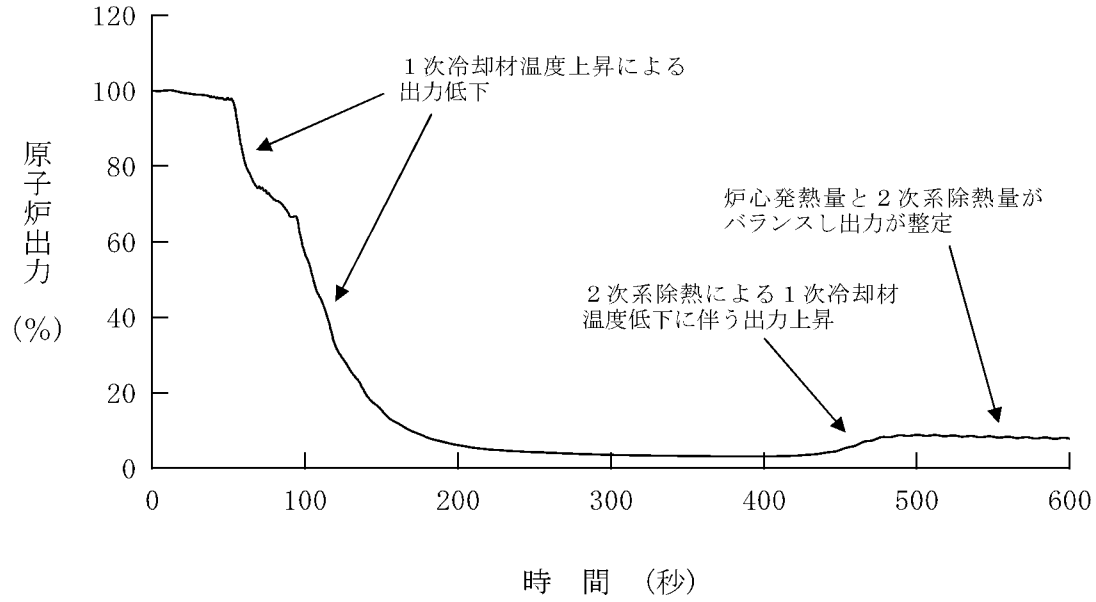
・各操作・作業の必要時間算定については、実際の現場移動時間又は作業時間を確認した上で算出している（一部、未配備の機器については想定時間により算出）
・緊急時対策本部要員は4名であり、全体指揮、通報連絡等を行う

第7.1.5.4図　原子炉停止機能喪失時（主給水流量喪失＋原子炉トリップ失敗）の作業と所要時間

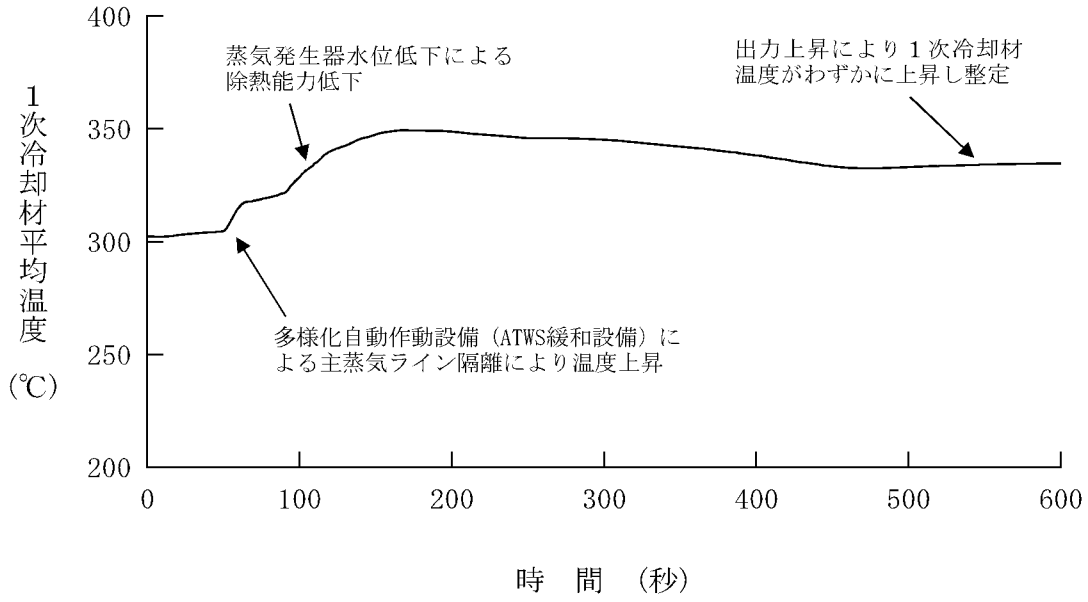


・各操作・作業の必要時間算定については、実際の現場移動時間または作業時間を確認した上で算出している（一部、未配備の機器については想定時間により算出）
・緊急時対策本部要員は４名であり、全体指揮、通報連絡等を行う

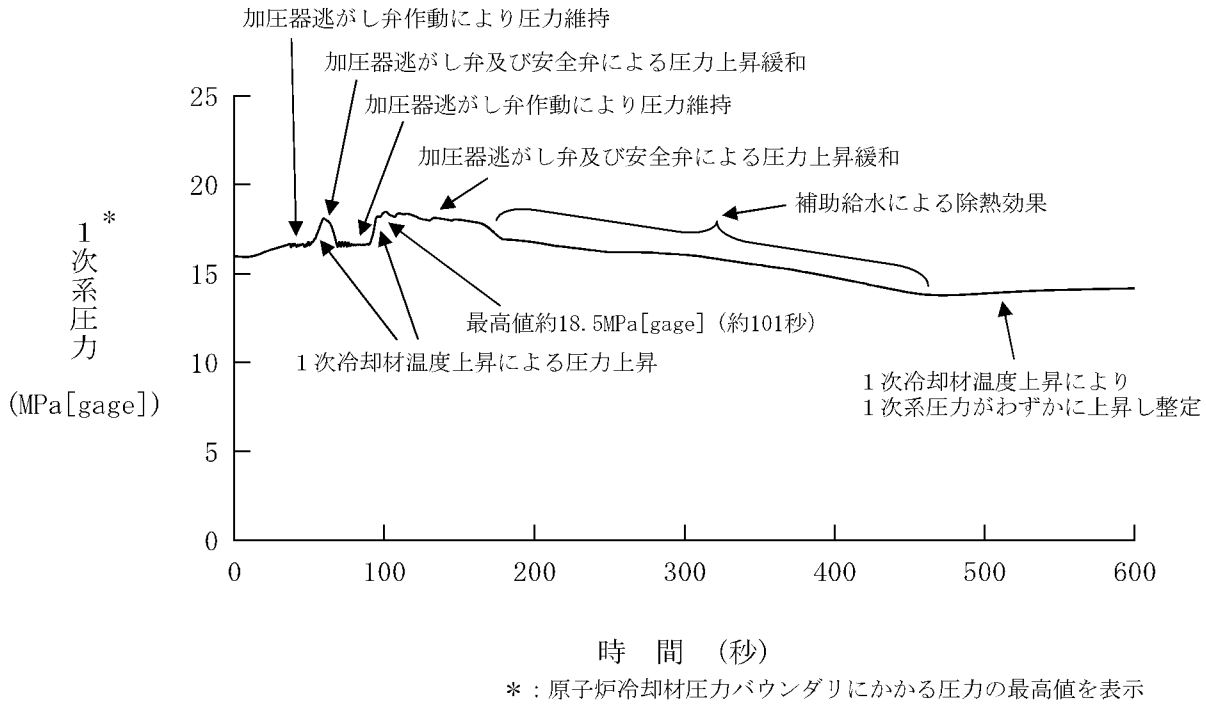
第7.1.5.5図　原子炉停止機能喪失時（負荷の喪失＋原子炉トリップ失敗）の作業と所要時間



第7.1.5.6図　原子炉出力の推移（主給水流量喪失）

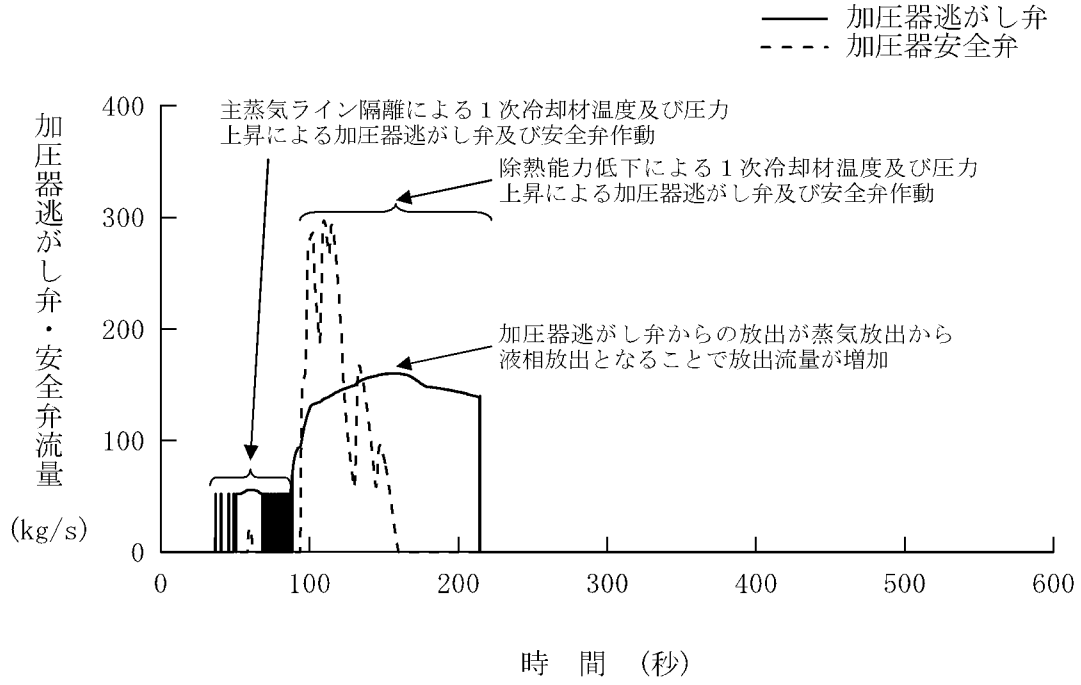


第 7.1.5.7 図　1 次冷却材平均温度の推移（主給水流量喪失）

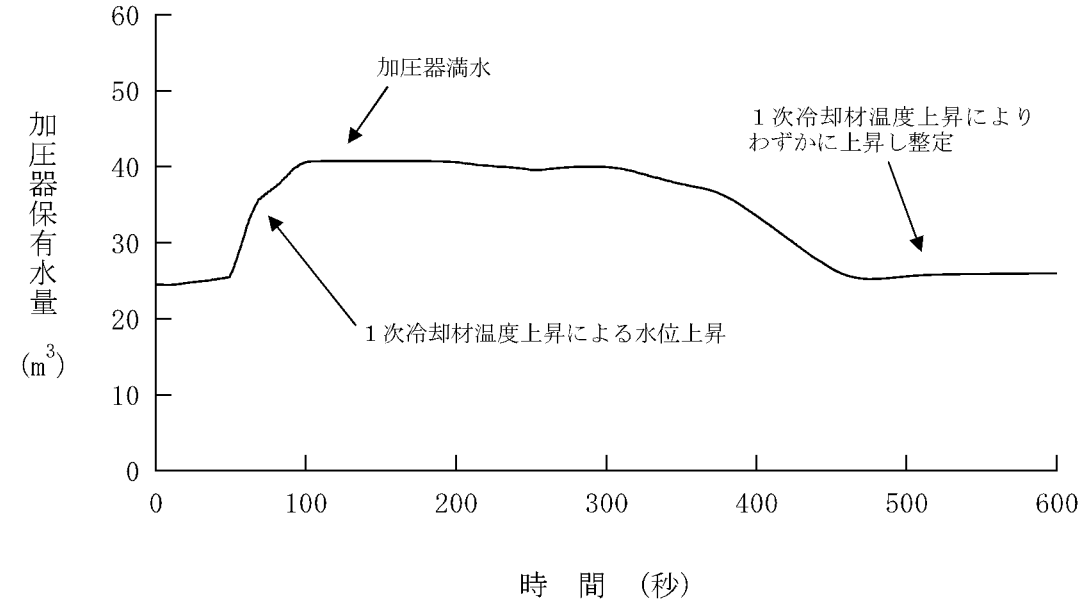


＊：原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値を表示

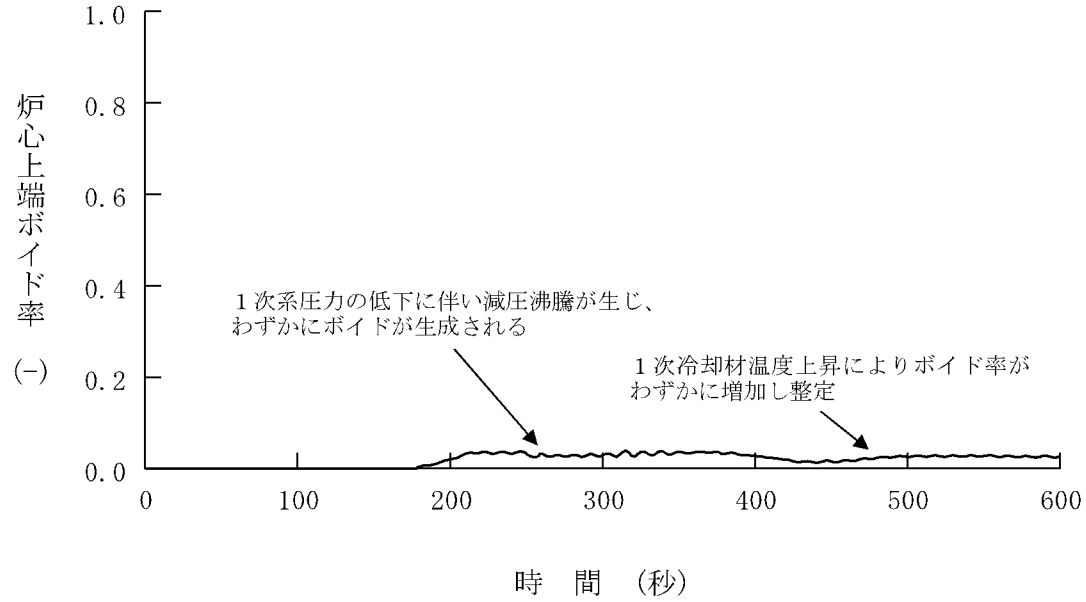
第 7.1.5.8 図　１次系圧力の推移（主給水流量喪失）



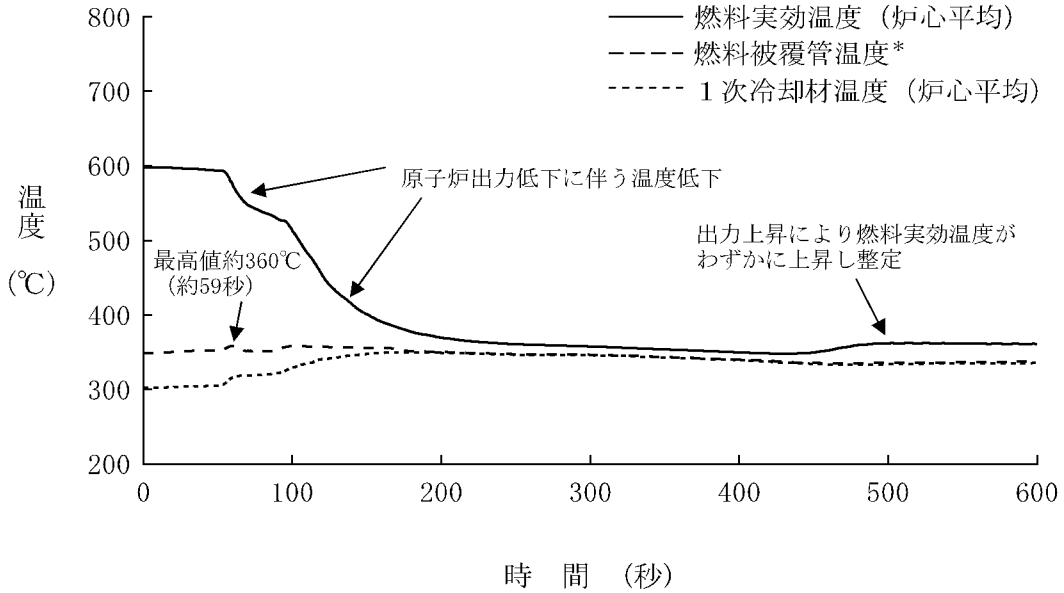
第 7.1.5.9 図　加圧器逃がし弁・安全弁流量の推移（主給水流量喪失）



第 7.1.5.10 図　加圧器保有水量の推移（主給水流量喪失）

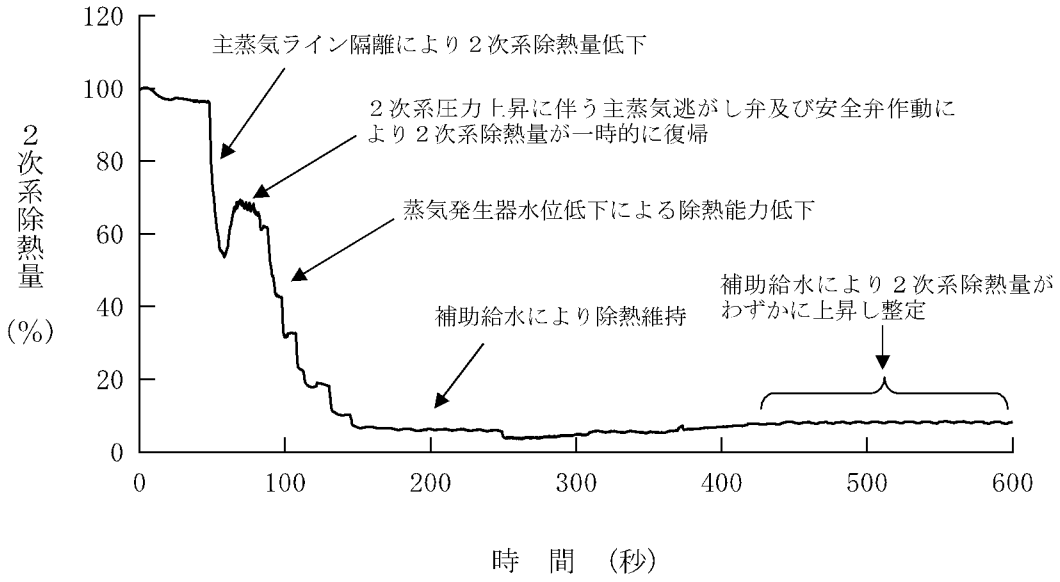


第 7.1.5.11 図　炉心上端ボイド率の推移（主給水流量喪失）

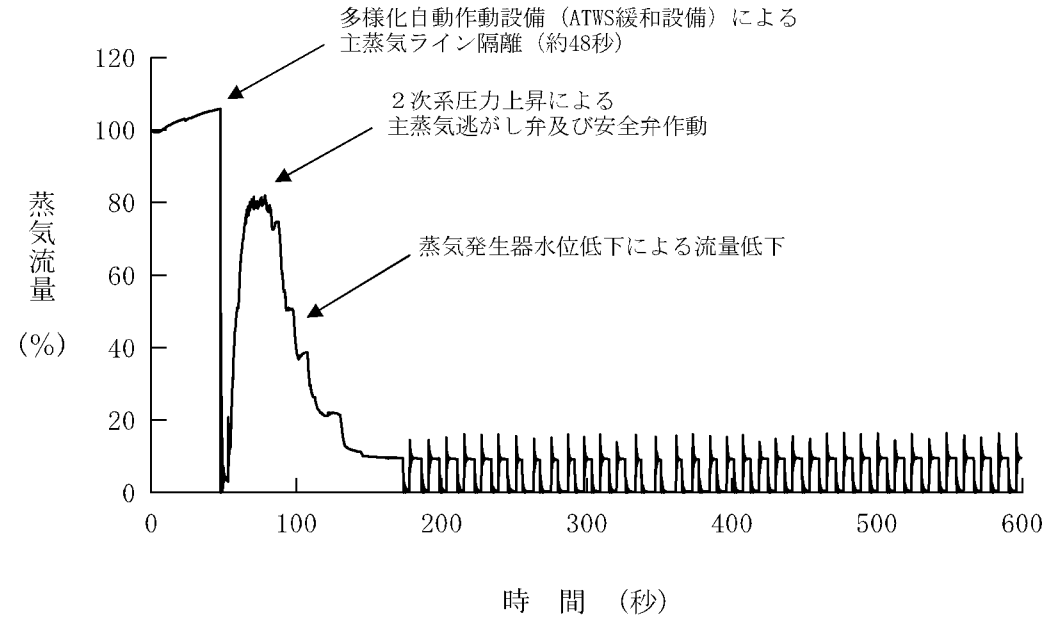


＊：燃料被覆管温度は、３次元炉心計算によって得られるノード単位の燃料被覆管温度最高点の温度を示す

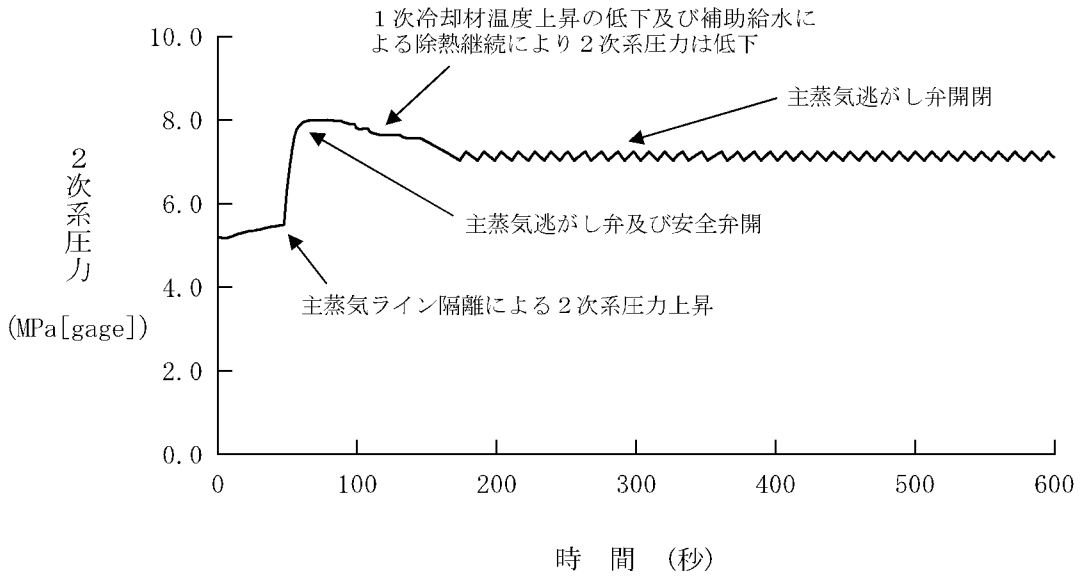
第7.1.5.12図　燃料実効温度と１次冷却材温度の推移（主給水流量喪失）



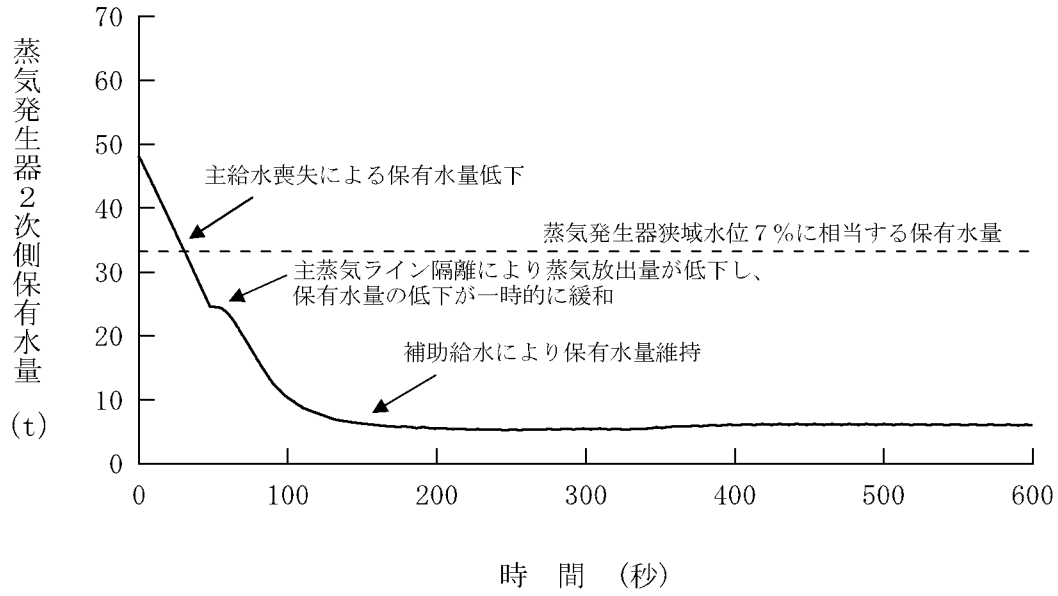
第 7.1.5.13 図　２次系除熱量の推移（主給水流量喪失）



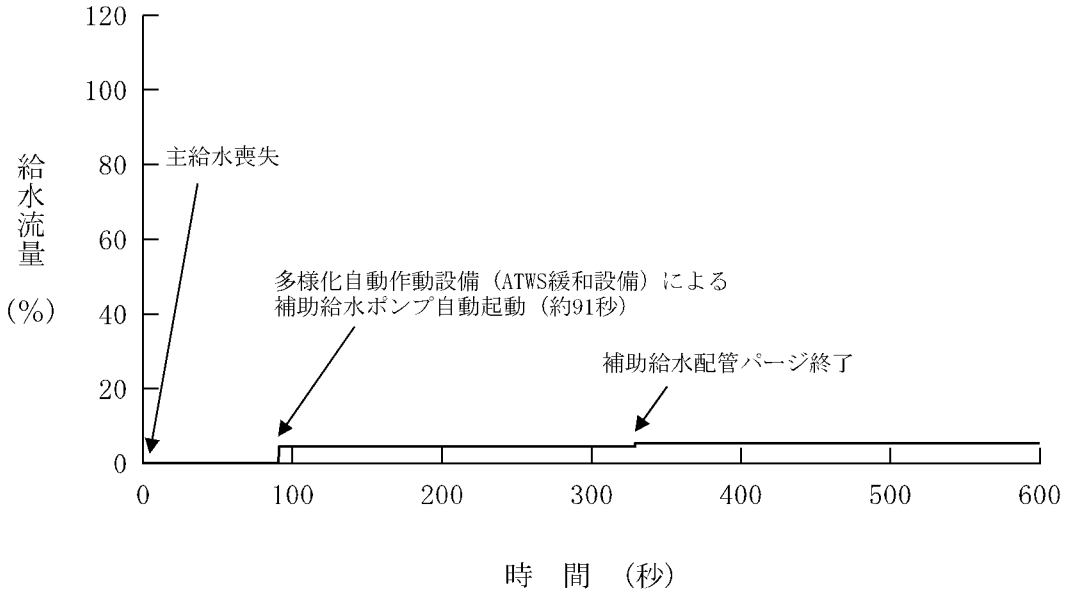
第 7.1.5.14 図　蒸気流量の推移（主給水流量喪失）



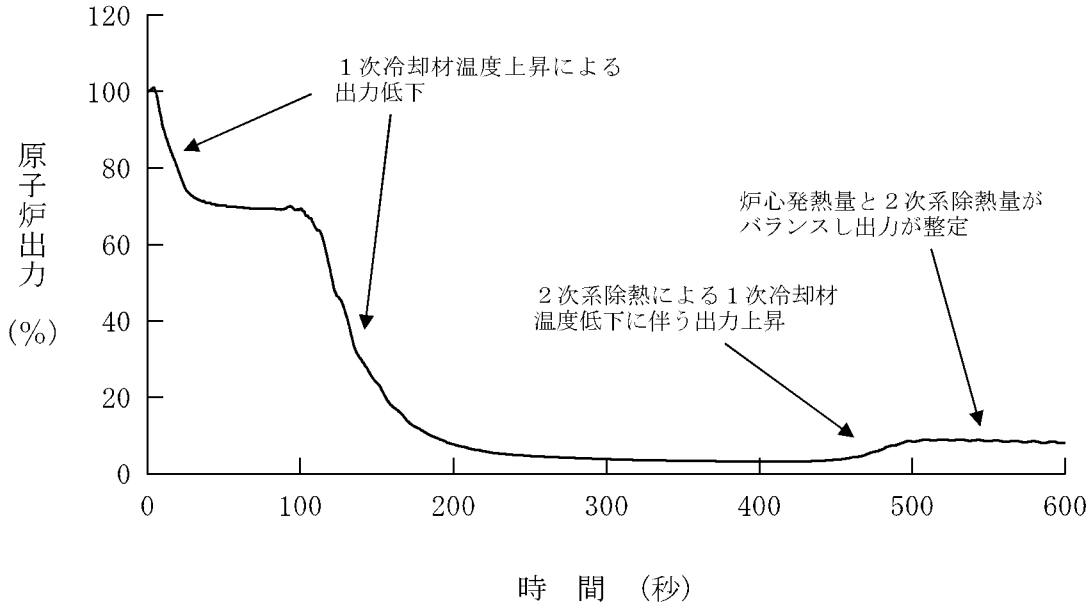
第 7.1.5.15 図　２次系圧力の推移（主給水流量喪失）



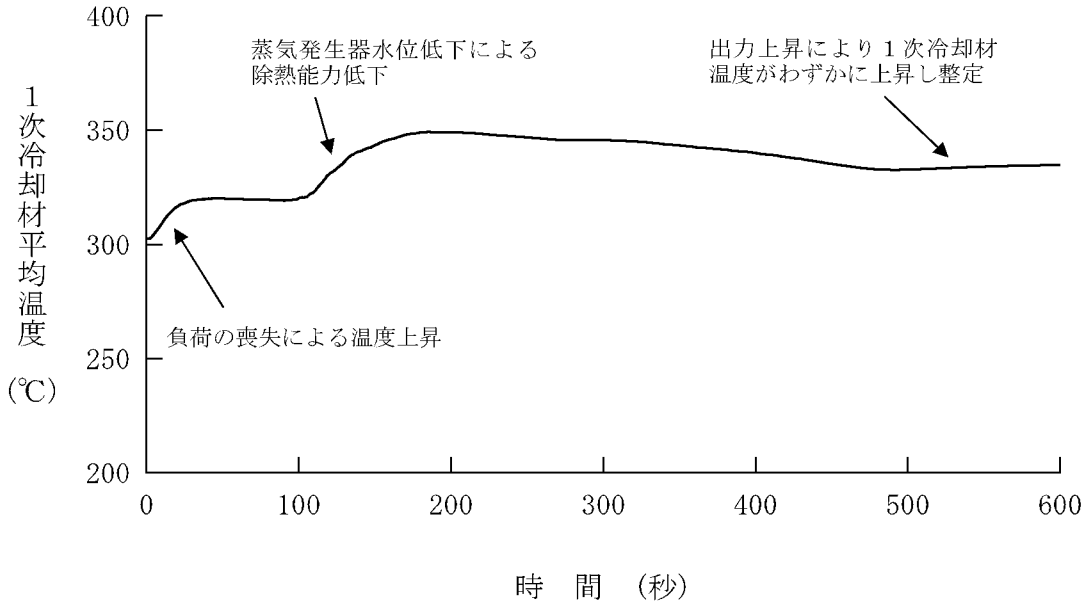
第 7.1.5.16 図　蒸気発生器２次側保有水量の推移（主給水流量喪失）



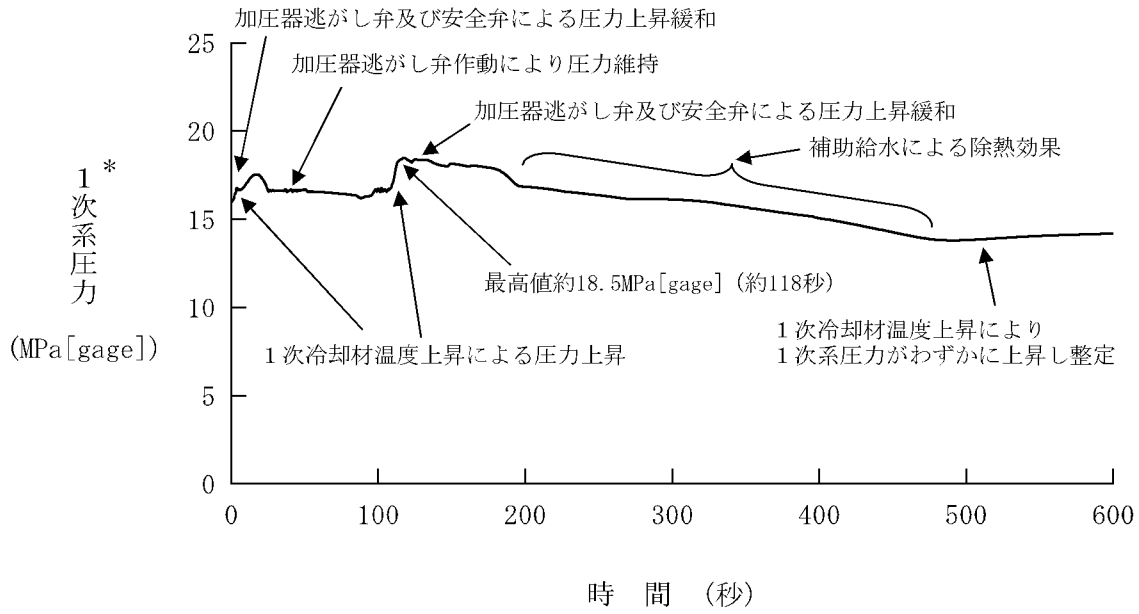
第 7.1.5.17 図　給水流量の推移（主給水流量喪失）



第 7.1.5.18 図　原子炉出力の推移（負荷の喪失）

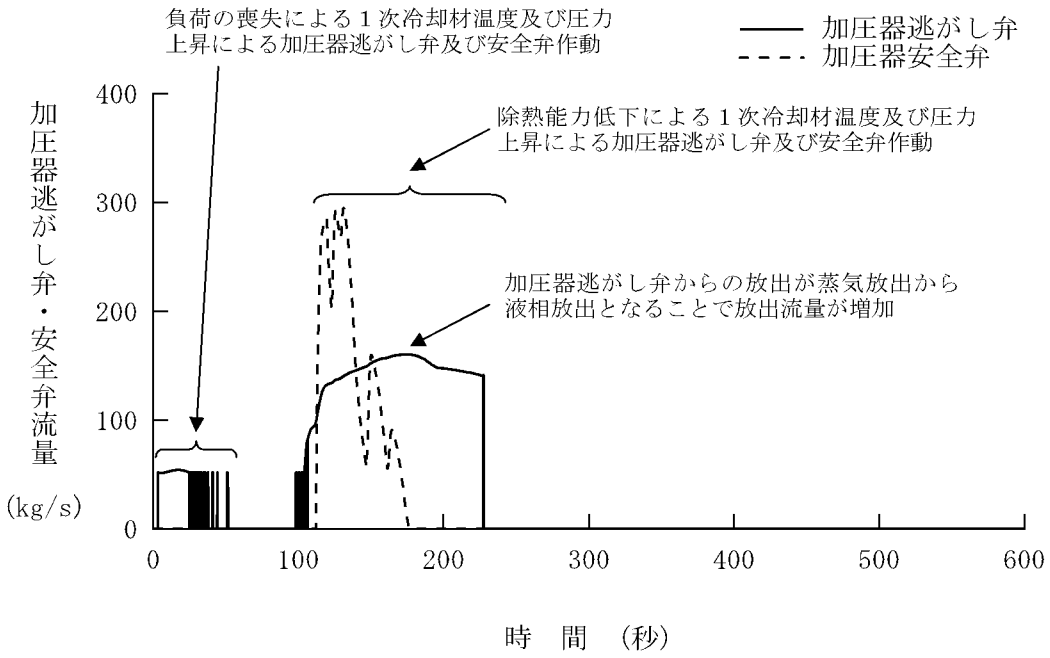


第 7.1.5.19 図　１次冷却材平均温度の推移（負荷の喪失）

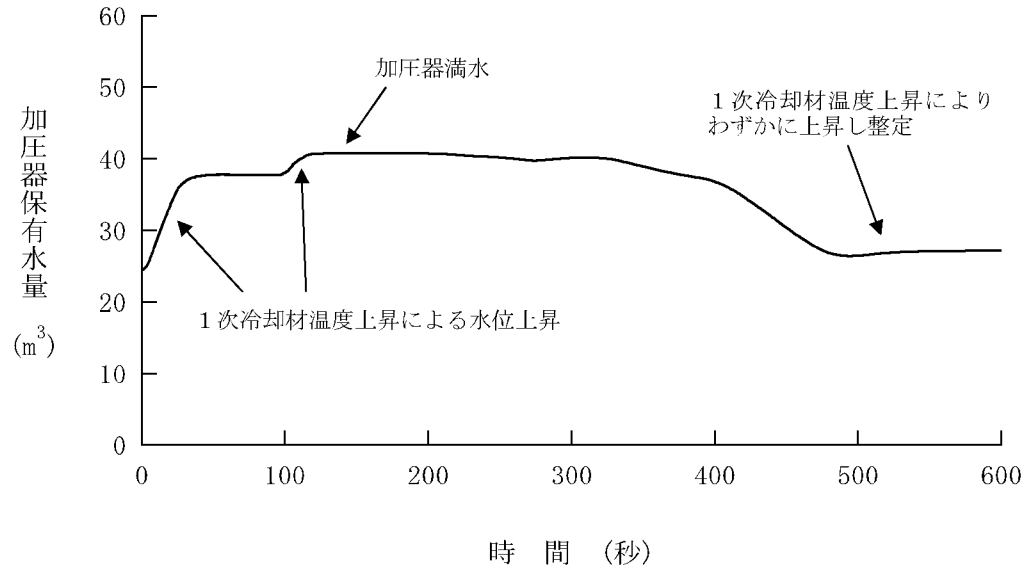


＊：原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値を表示

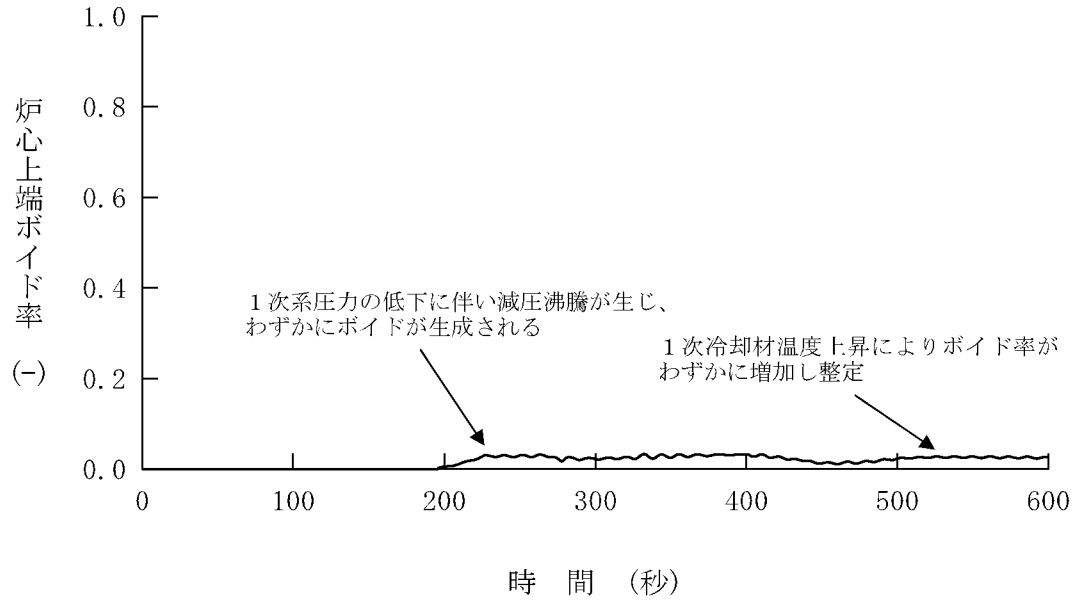
第 7.1.5.20 図　1 次系圧力の推移（負荷の喪失）



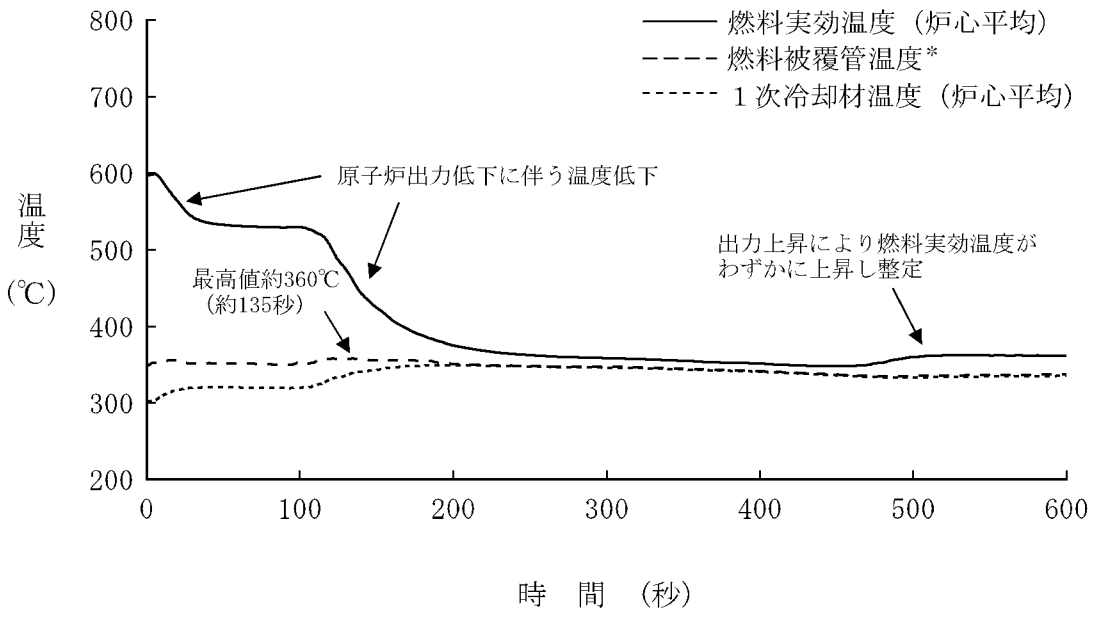
第 7.1.5.21 図　加圧器逃がし弁・安全弁流量の推移（負荷の喪失）



第 7.1.5.22 図　加圧器保有水量の推移（負荷の喪失）

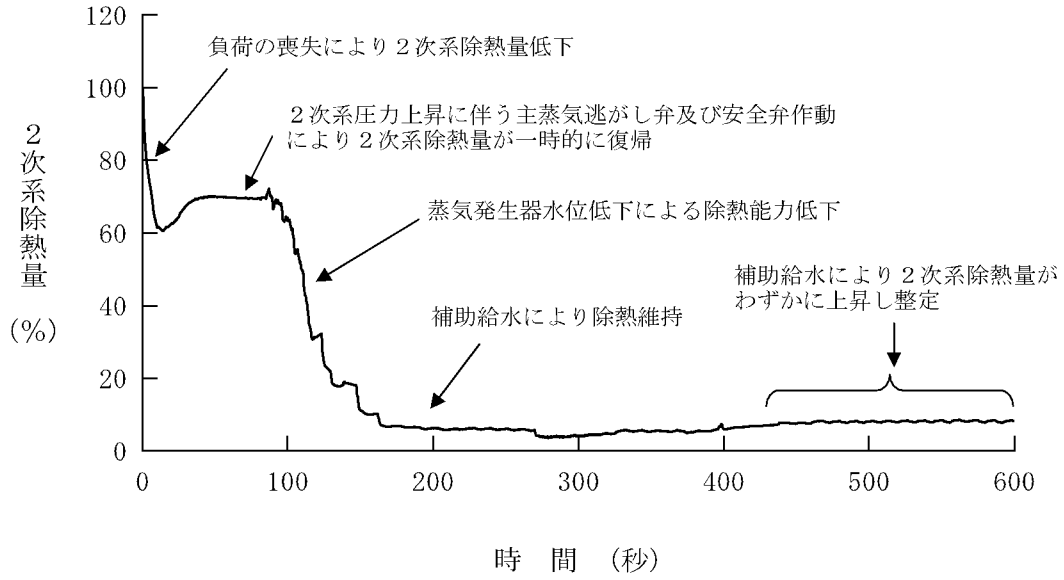


第 7.1.5.23 図　炉心上端ボイド率の推移（負荷の喪失）

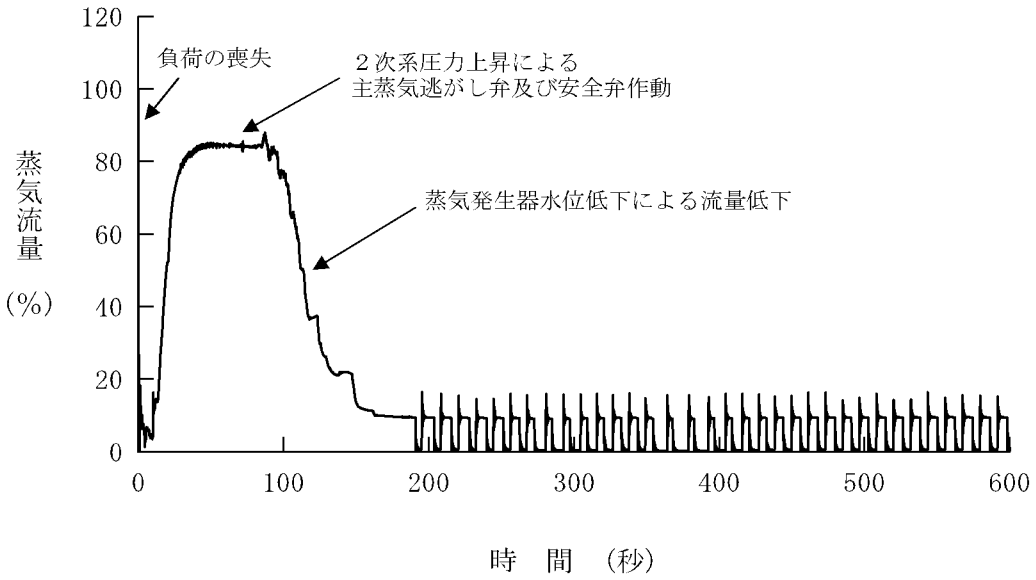


＊：燃料被覆管温度は、３次元炉心計算によって得られるノード単位の燃料被覆管温度最高点の温度を示す

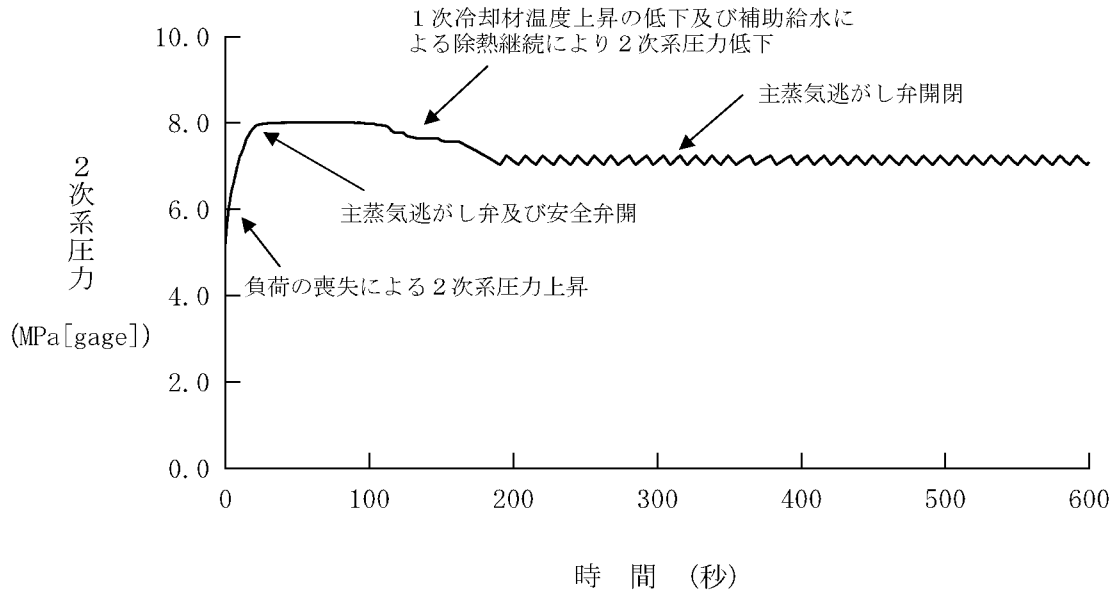
第 7.1.5.24 図　燃料実効温度と１次冷却材温度の推移（負荷の喪失）



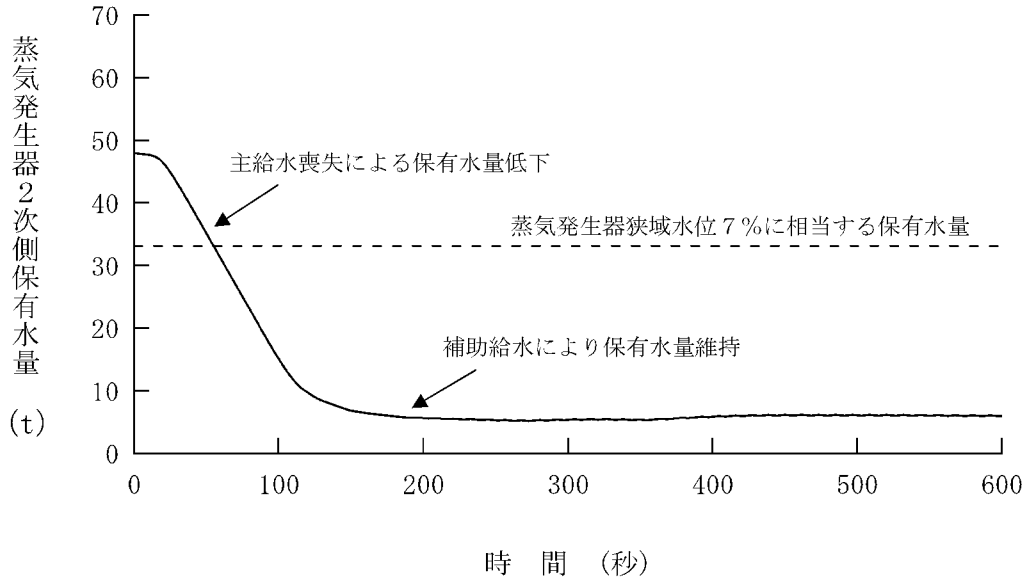
第 7.1.5.25 図　２次系除熱量の推移（負荷の喪失）



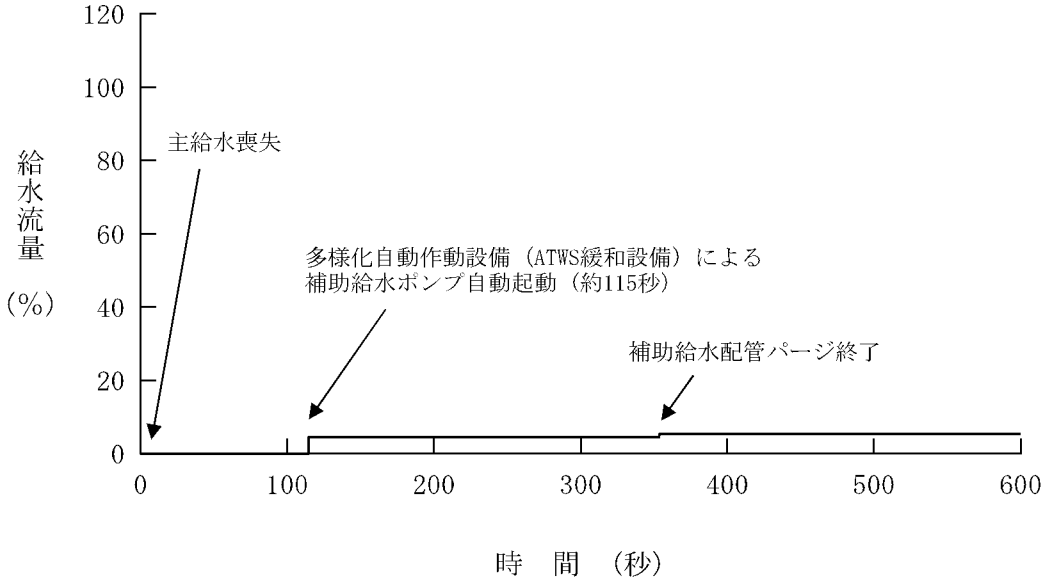
第 7.1.5.26 図　蒸気流量の推移（負荷の喪失）



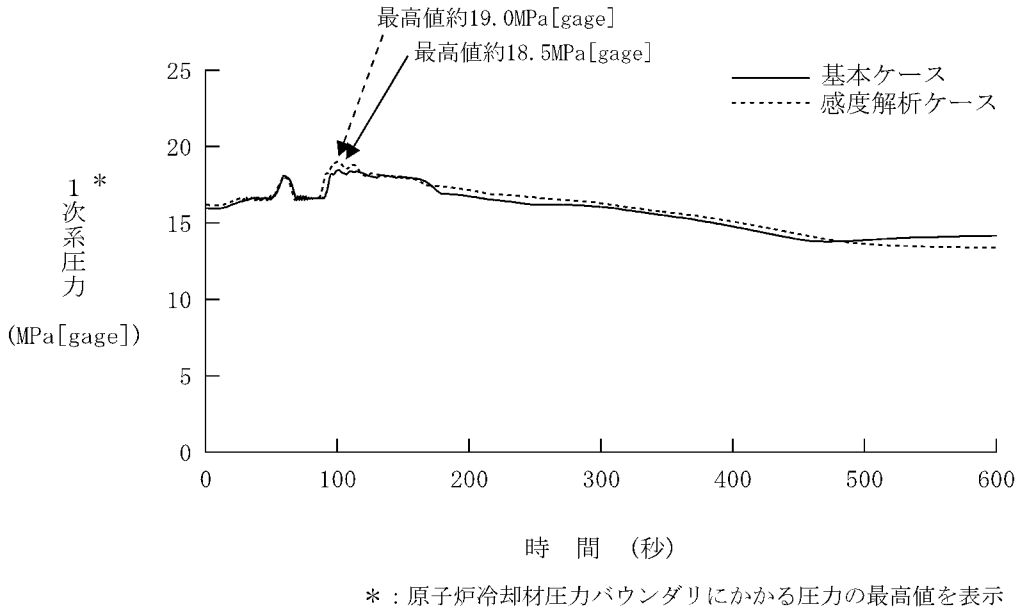
第 7.1.5.27 図　２次系圧力の推移（負荷の喪失）



第 7.1.5.28 図　蒸気発生器２次側保有水量の推移（負荷の喪失）

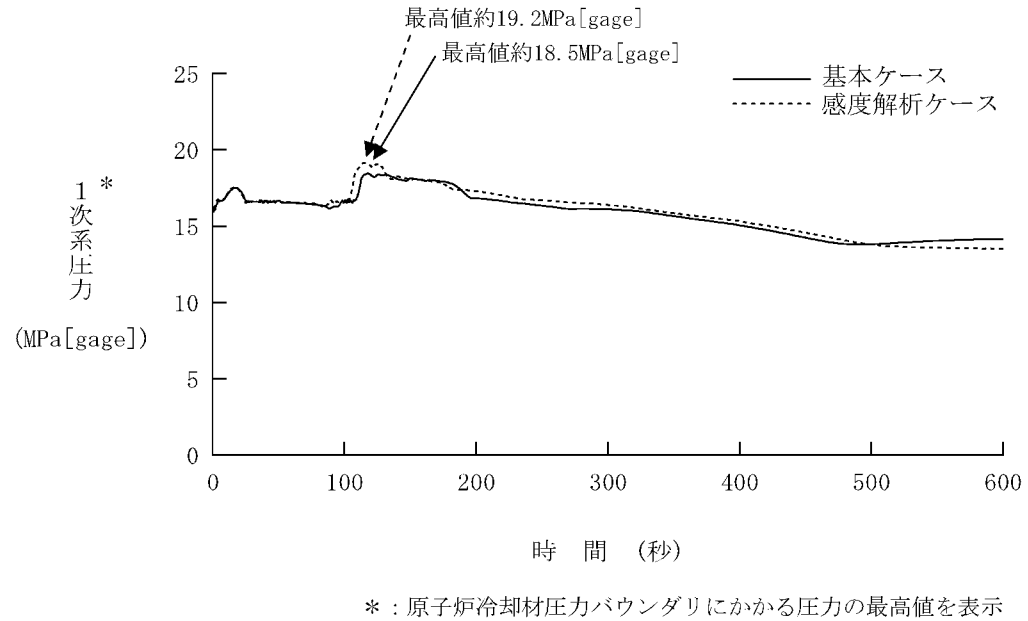


第 7.1.5.29 図　給水流量の推移（負荷の喪失）



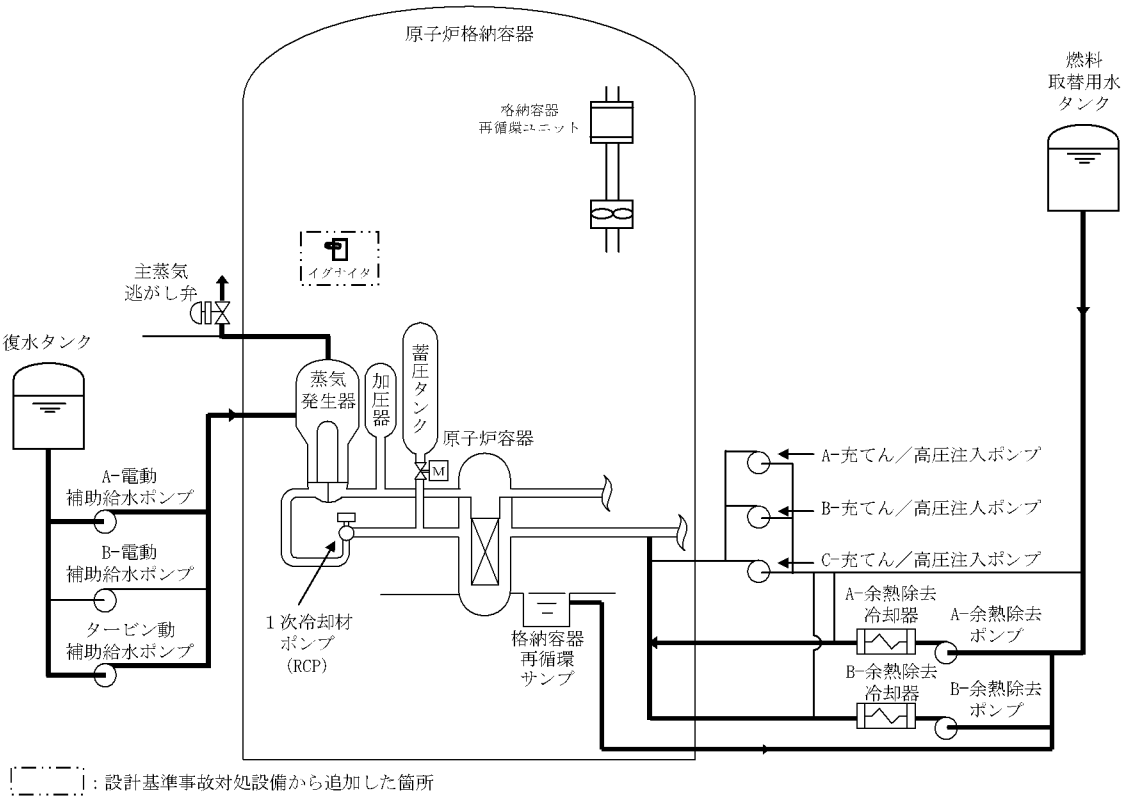
＊：原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値を表示

第 7.1.5.30 図　１次系圧力の推移（主給水流量喪失）
（定常誤差及びドップラ効果の感度確認）

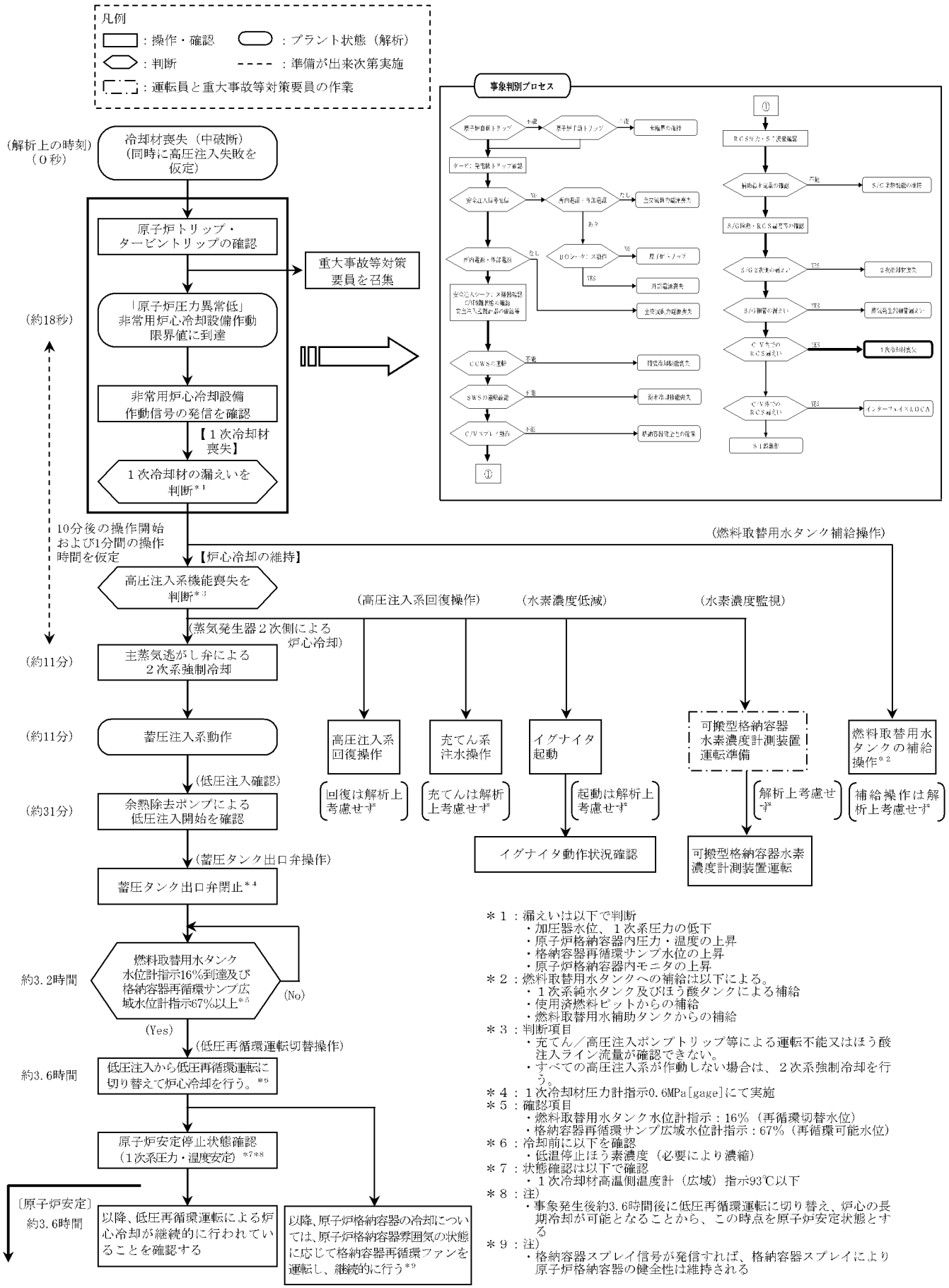


＊：原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最高値を表示

第 7.1.5.31 図　１次系圧力の推移（負荷の喪失）
（定常誤差及びドップラ効果の感度確認）



第 7.1.6.1 図　ECCS 注水機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図



＊１：漏えいは以下で判断
・加圧器水位、１次系圧力の低下
・原子炉格納容器内圧力・温度の上昇
・格納容器再循環サンプ水位の上昇
・原子炉格納容器内モニタの上昇

＊２：燃料取替用水タンクへの補給は以下による。
・１次系純水タンク及びほう酸タンクによる補給
・使用済燃料ピットからの補給
・燃料取替用水補助タンクからの補給

＊３：判断項目
・充てん／高圧注入ポンプトリップ等による運転不能又はほう酸注入ライン流量が確認できない。
・すべての高圧注入系が作動しない場合は、２次系強制冷却を行う。

＊４：１次冷却材圧力計指示0.6MPa[gage]にて実施

＊５：確認項目
・燃料取替用水タンク水位計指示：16%（再循環切替水位）
・格納容器再循環サンプ広域水位計指示：67%（再循環可能水位）

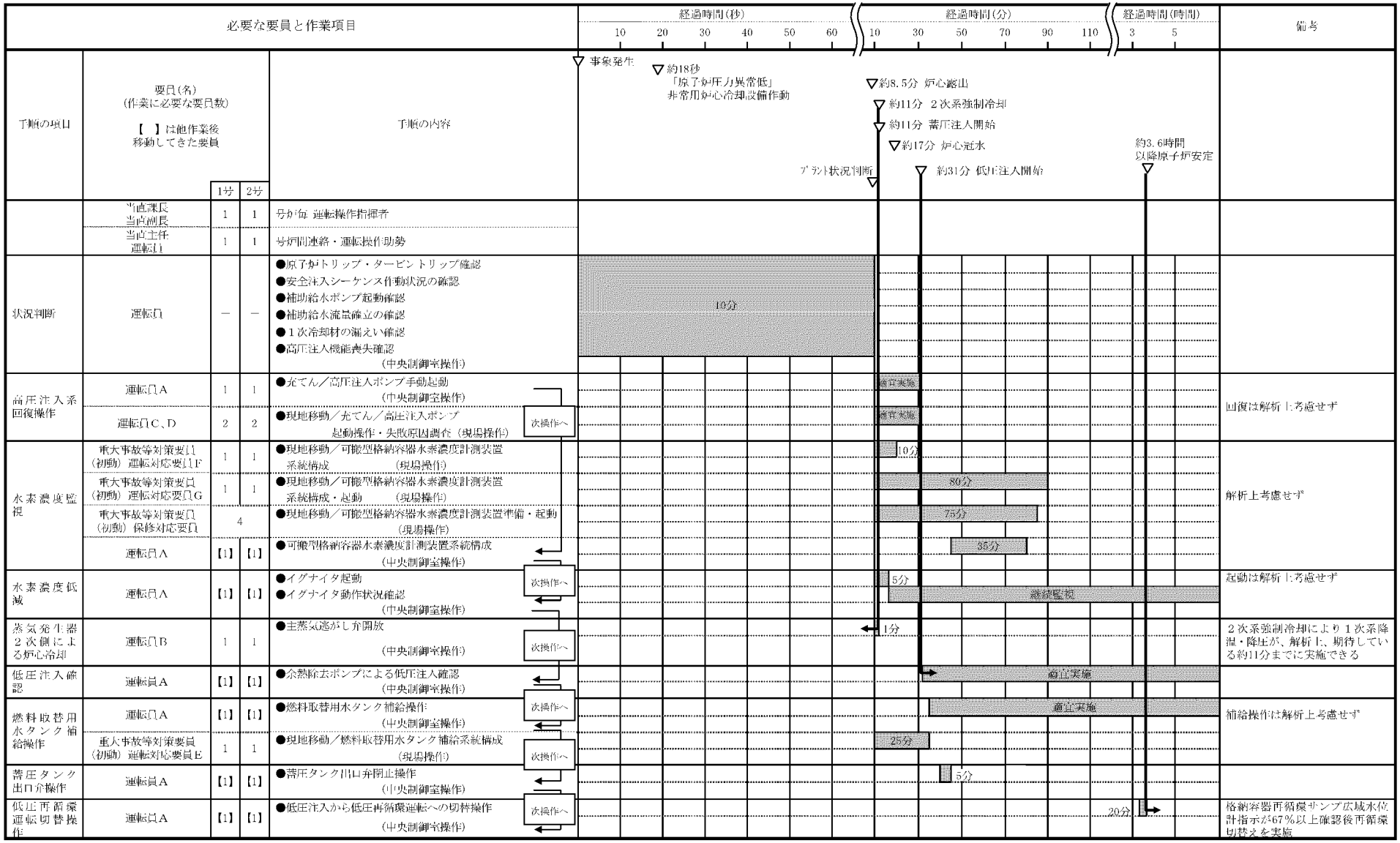
＊６：冷却前に以下を確認
・低温停止ほう素濃度（必要により濃縮）

＊７：状態確認は以下で確認
・１次冷却材高温側温度計（広域）指示93℃以下

＊８：注）
・事象発生後約3.6時間後に低圧再循環運転に切り替え、炉心の長期冷却が可能となることから、この時点を原子炉安定状態とする

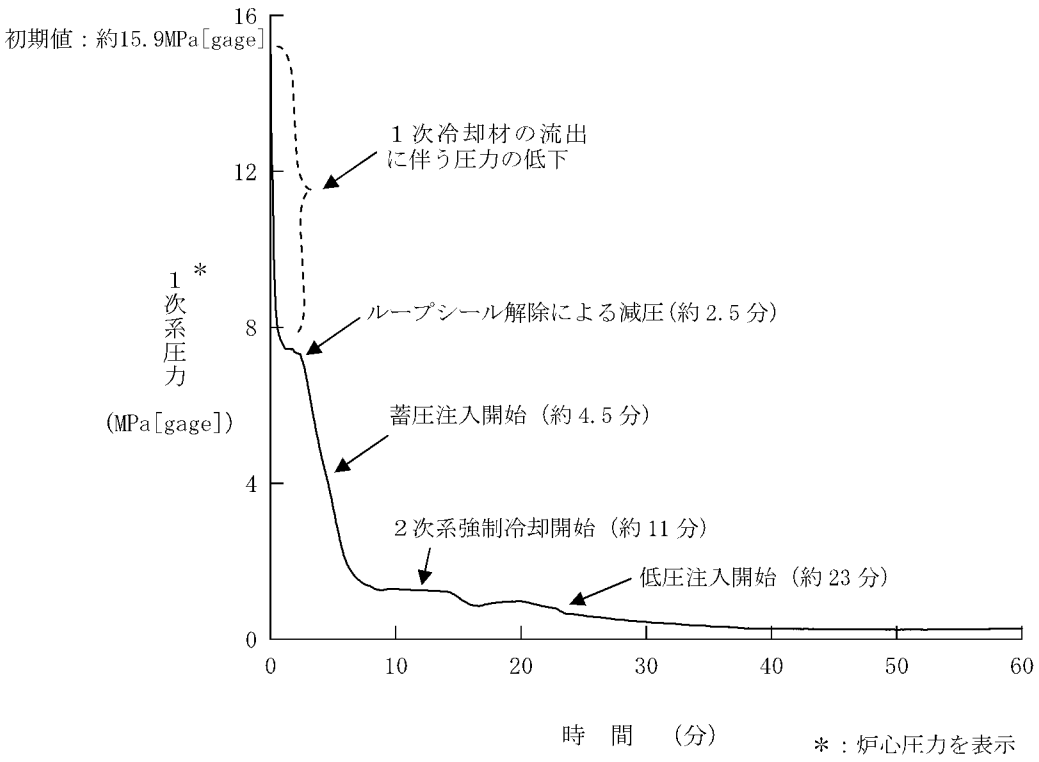
＊９：注）
・格納容器スプレイ信号が発信すれば、格納容器スプレイにより原子炉格納容器の健全性は維持される

第 7.1.6.2 図　事故シーケンスグループ「ECCS 注水機能喪失」の対応手順の概要
（重要事故シーケンス「中破断 LOCA＋高圧注入失敗」の事象進展）

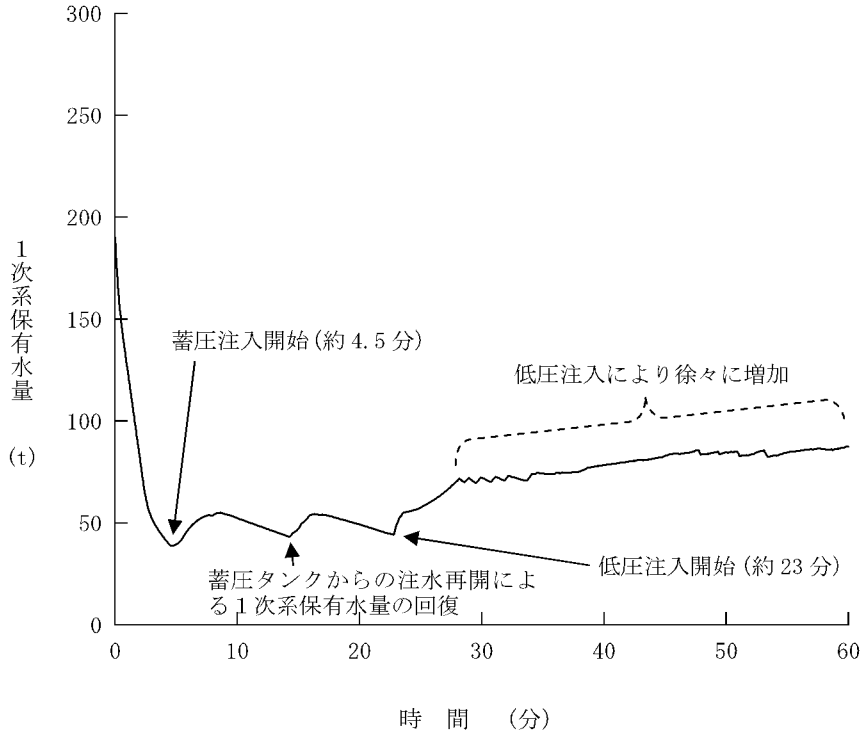


・各操作・作業の必要時間算定については、実際の現場移動時間又は作業時間を確認した上で算出している（一部、未整備の機器については想定時間により算出）
・緊急時対策本部要員は4名であり、全体指揮、通報連絡等を行う

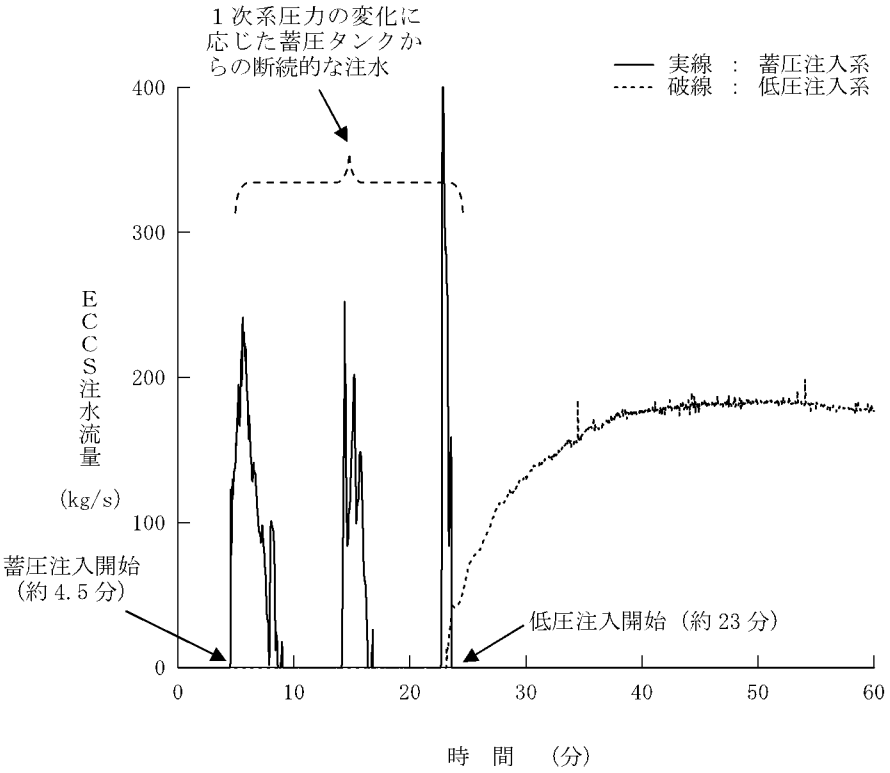
第7.1.6.3図　ECCS注水機能喪失時（中破断LOCA＋高圧注入失敗）の作業と所要時間



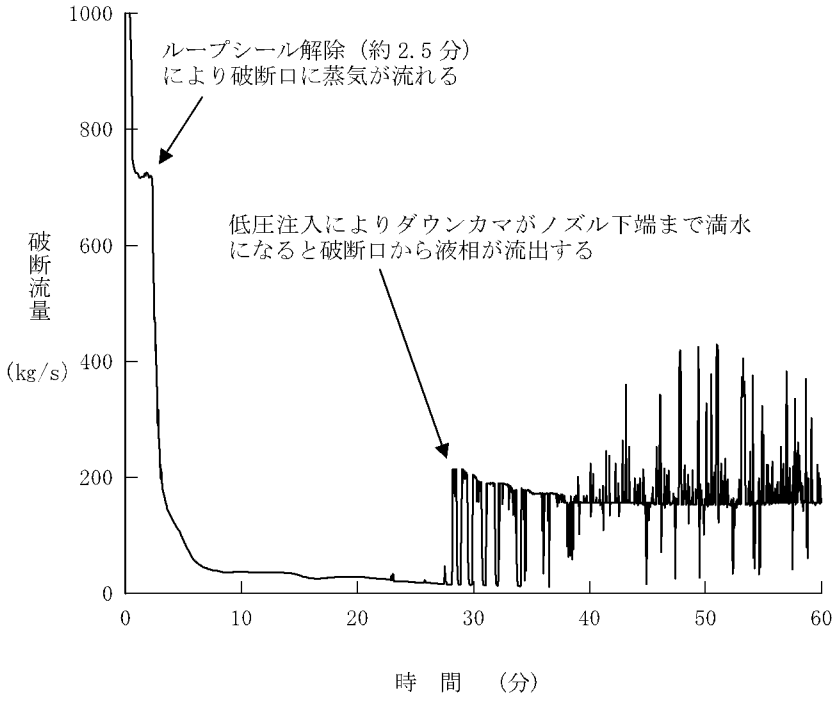
第7.1.6.4図　1次系圧力の推移（6インチ破断）



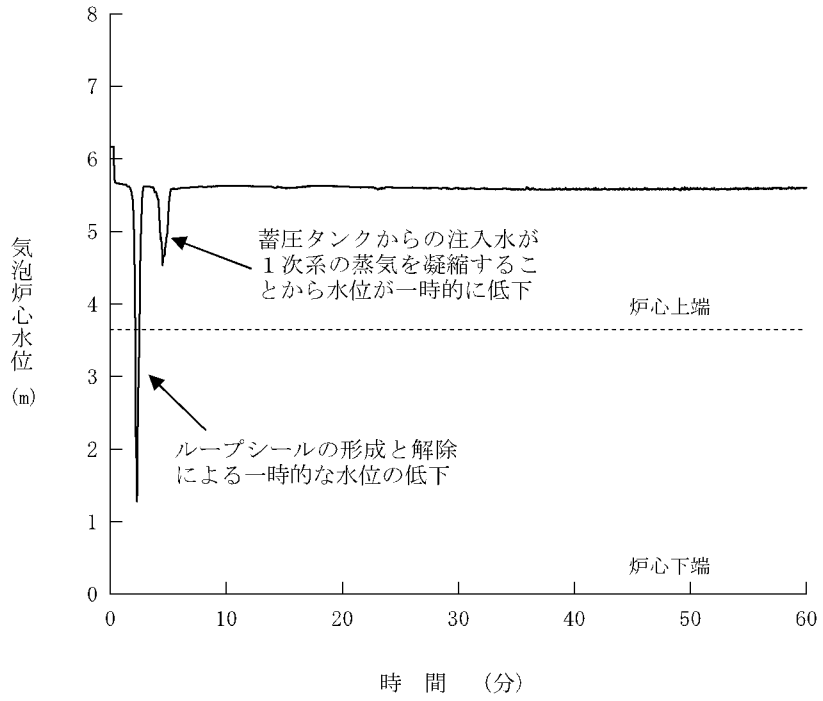
第7.1.6.5図　1次系保有水量の推移（6インチ破断）



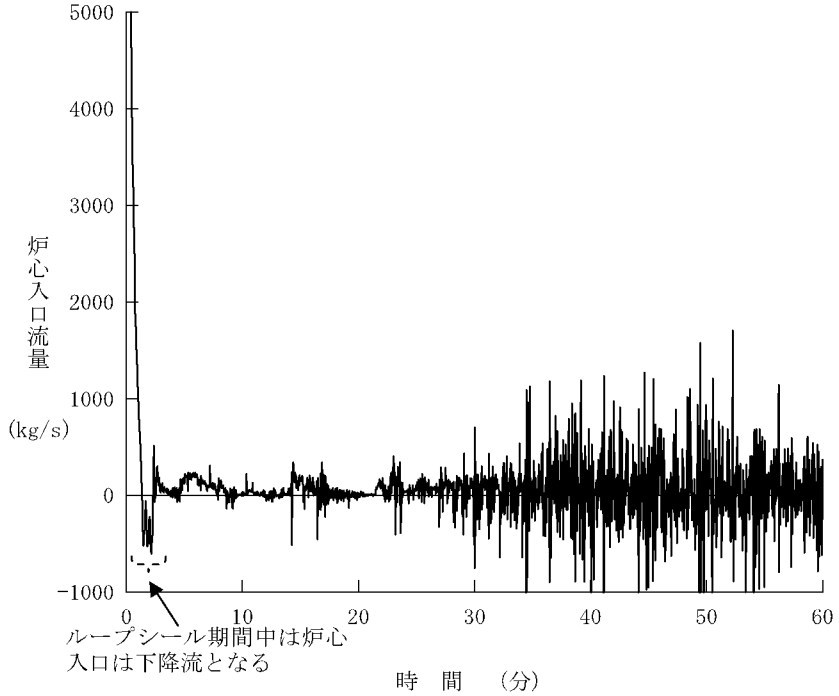
第 7.1.6.6 図　ECCS 注水流量の推移（６インチ破断）



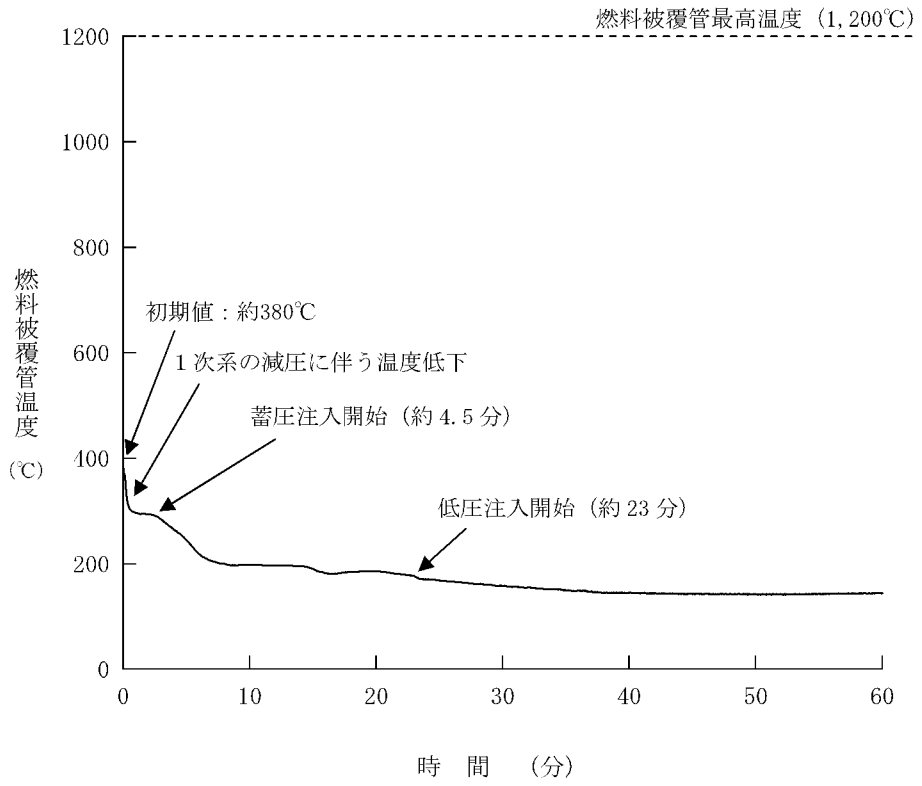
第 7.1.6.7 図　破断流量の推移（６インチ破断）



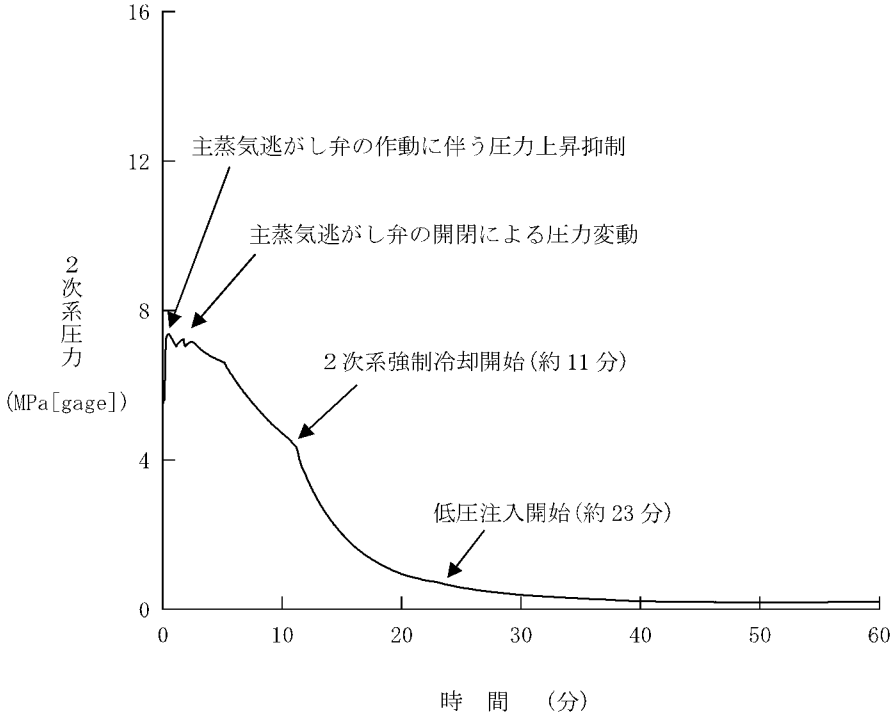
第 7.1.6.8 図　気泡炉心水位の推移（６インチ破断）



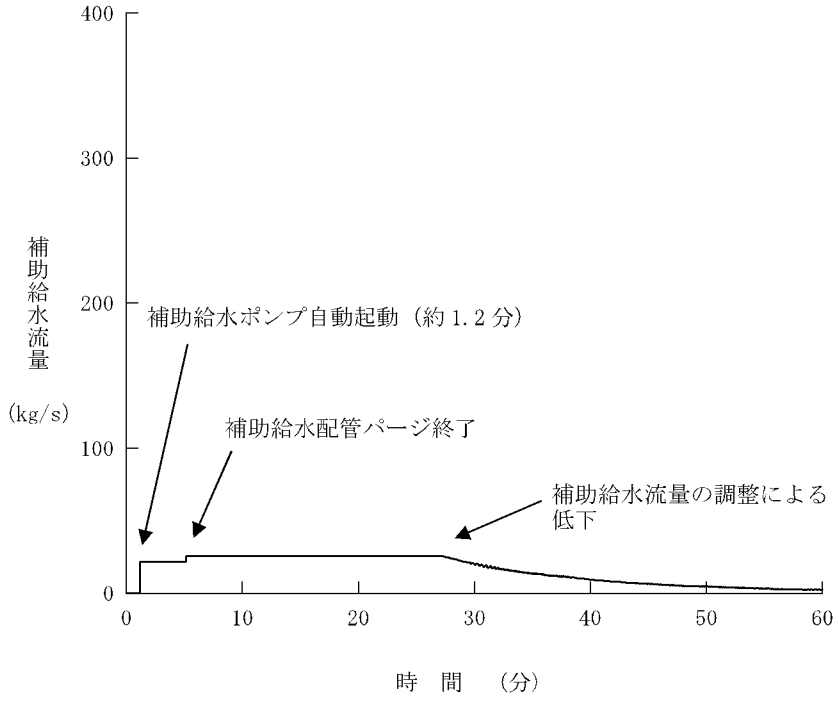
第 7.1.6.9 図　炉心入口流量の推移（６インチ破断）



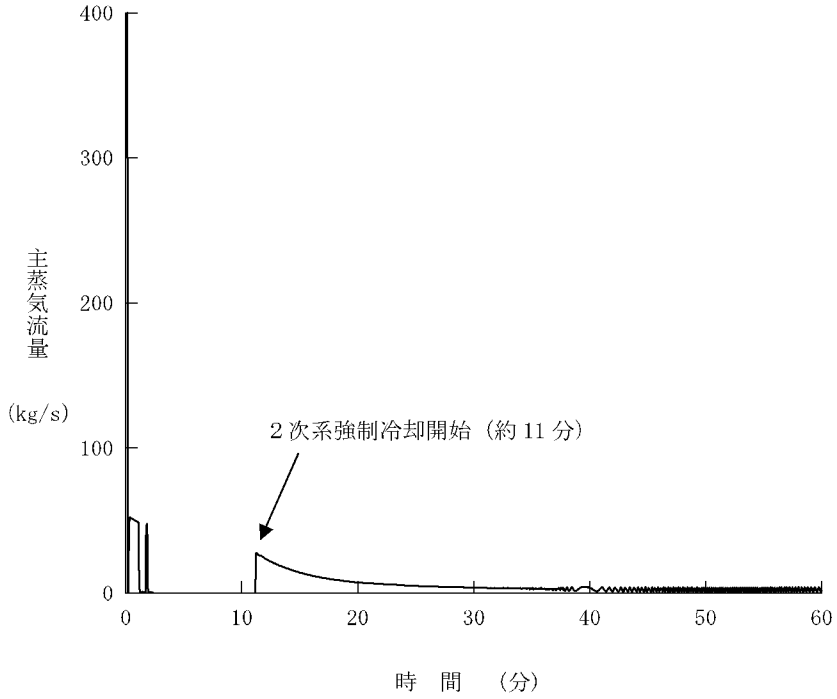
第7.1.6.10図　燃料被覆管温度の推移（6インチ破断）



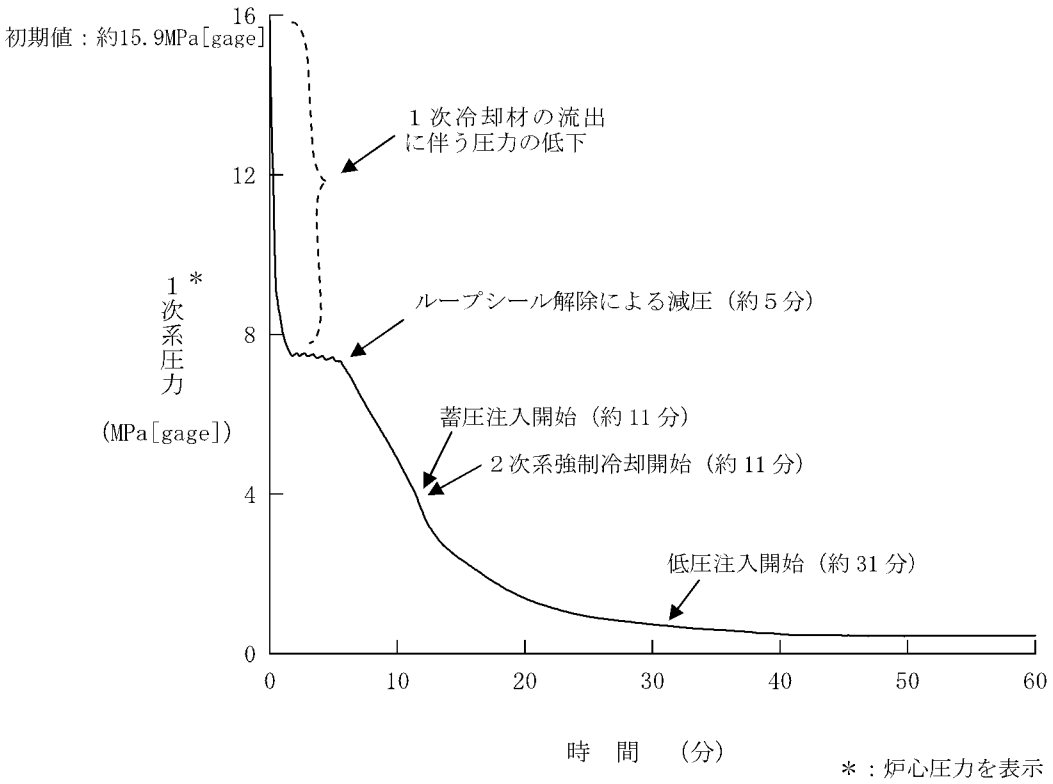
第 7.1.6.11 図　２次系圧力の推移（６インチ破断）



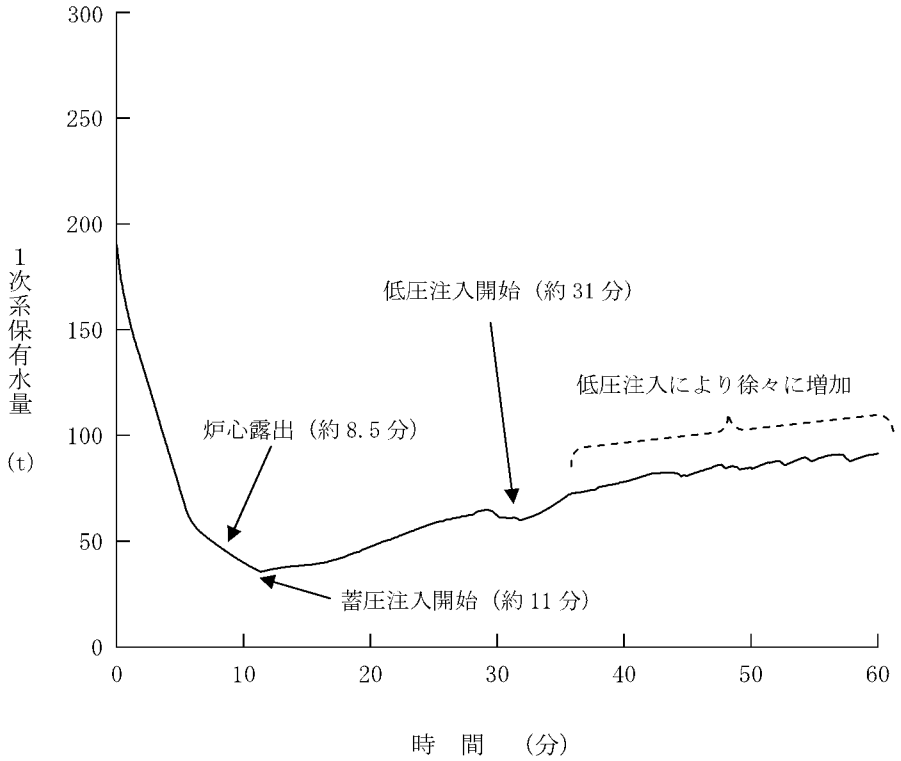
第 7.1.6.12 図　補助給水流量の推移（６インチ破断）



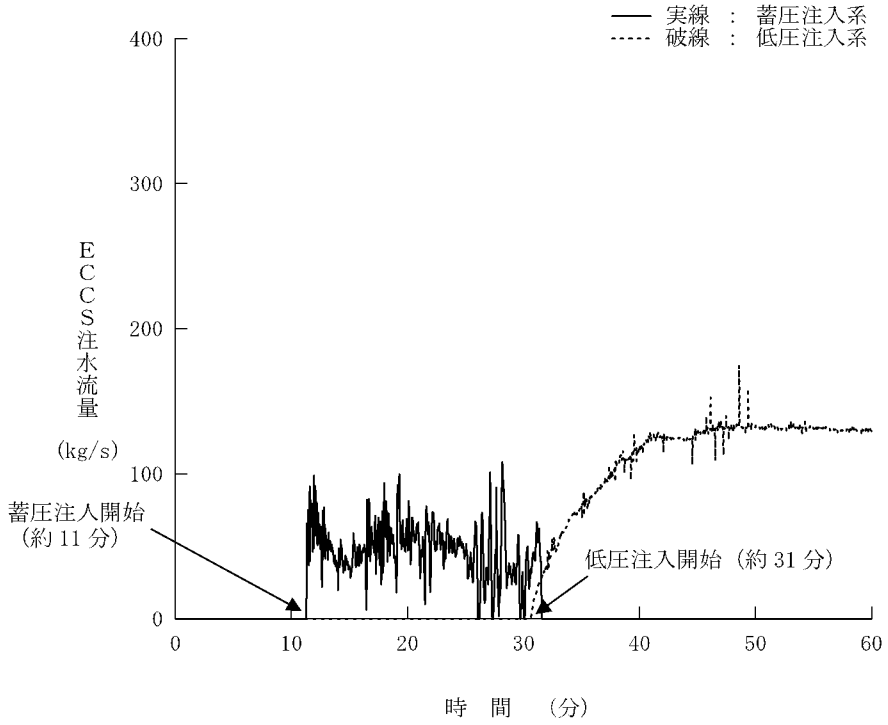
第 7.1.6.13 図　主蒸気流量の推移（６インチ破断）



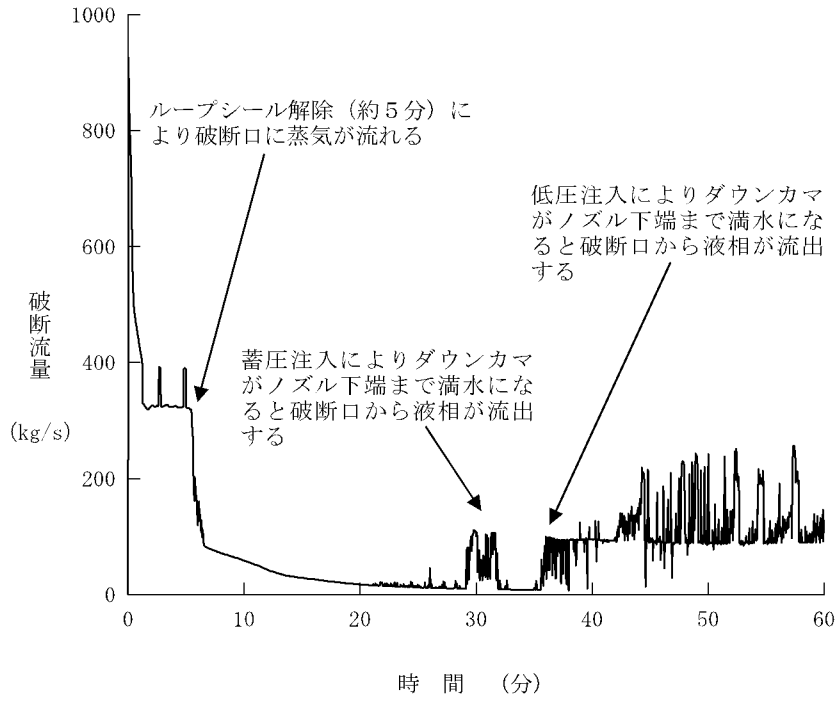
第 7.1.6.14 図　1次系圧力の推移（4インチ破断）



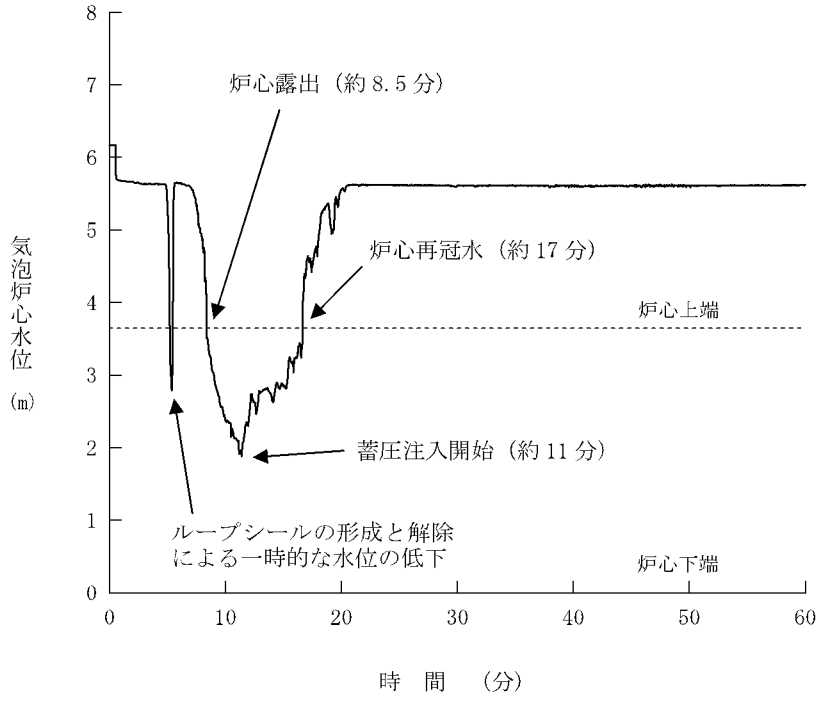
第 7.1.6.15 図　1次系保有水量の推移（4インチ破断）



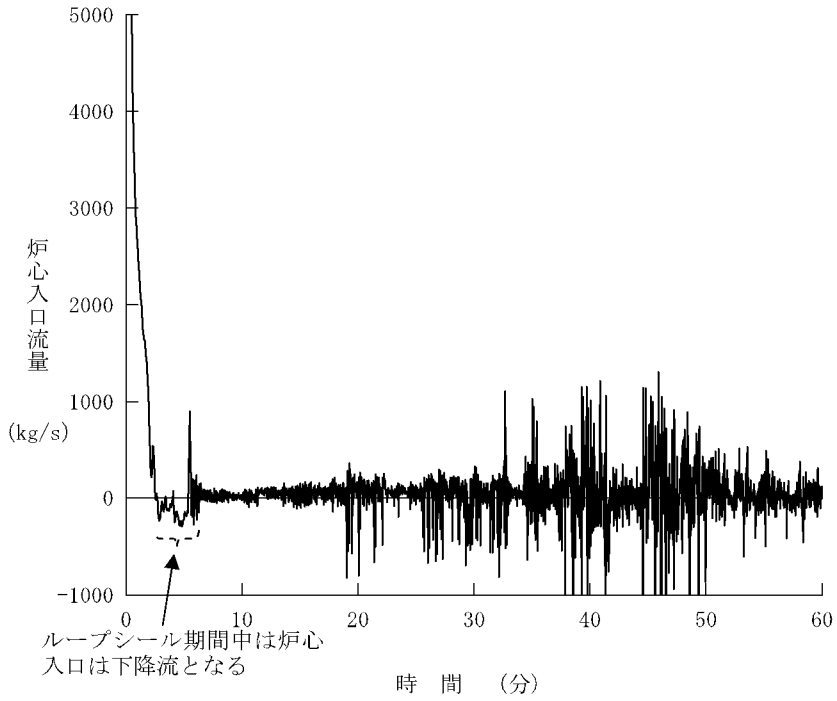
第 7.1.6.16 図　ECCS 注水流量の推移（４インチ破断）



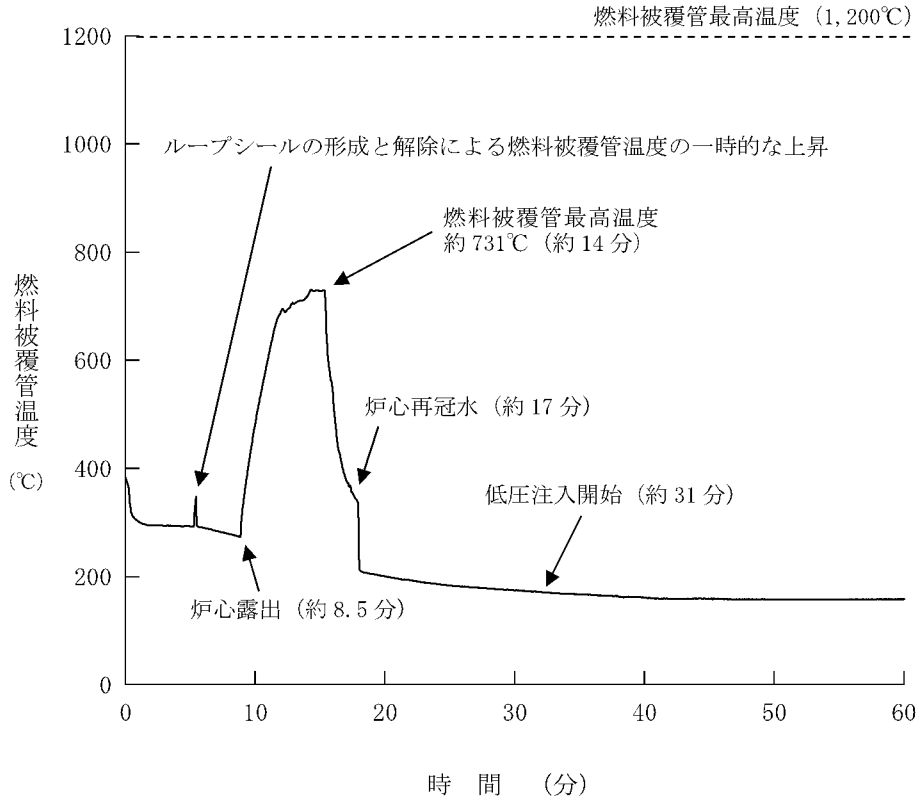
第 7.1.6.17 図　破断流量の推移（４インチ破断）



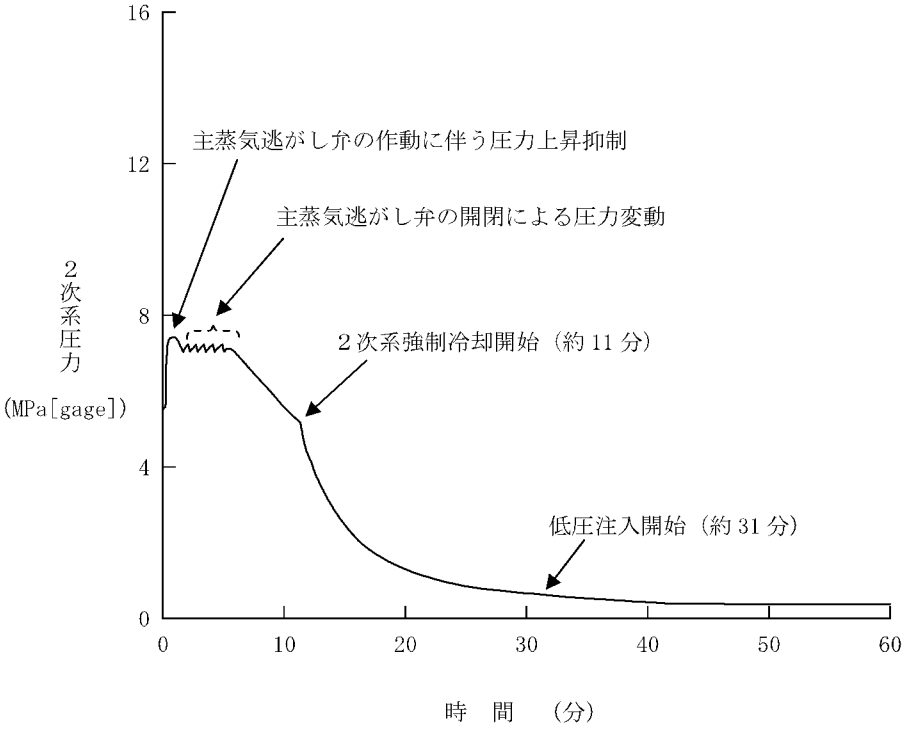
第 7.1.6.18 図　気泡炉心水位の推移（４インチ破断）



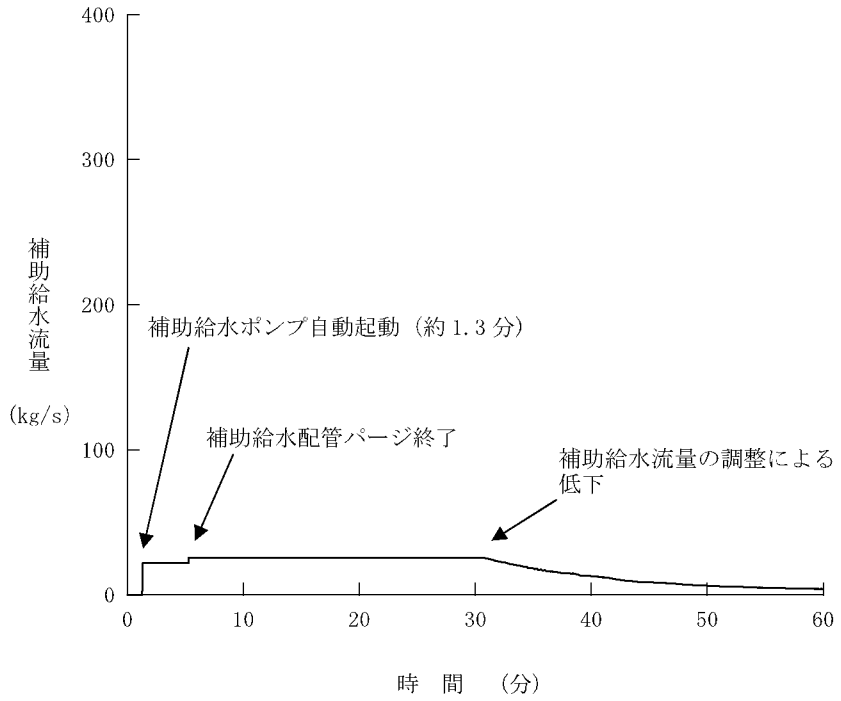
第 7.1.6.19 図　炉心入口流量の推移（４インチ破断）



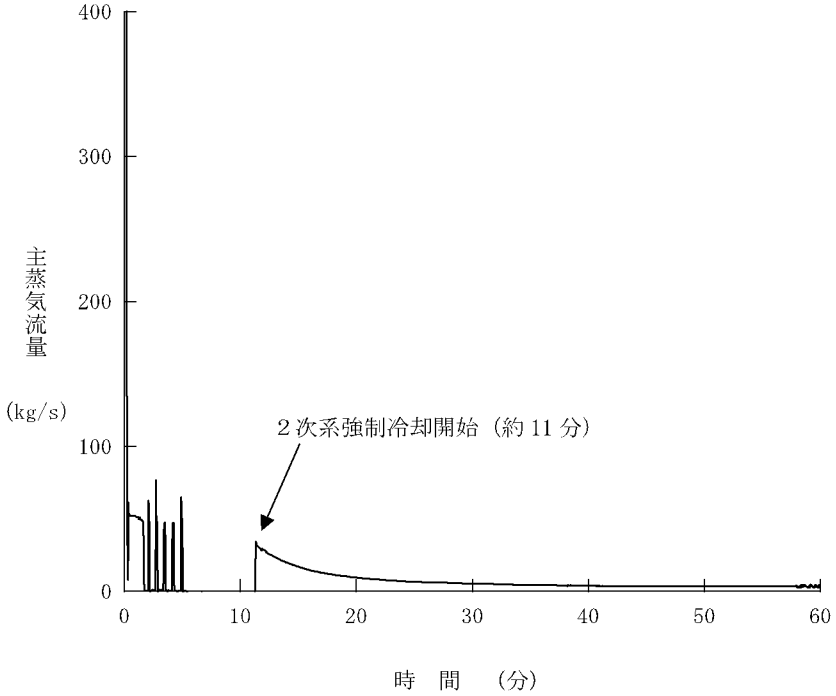
第 7.1.6.20 図　燃料被覆管温度の推移（４インチ破断）



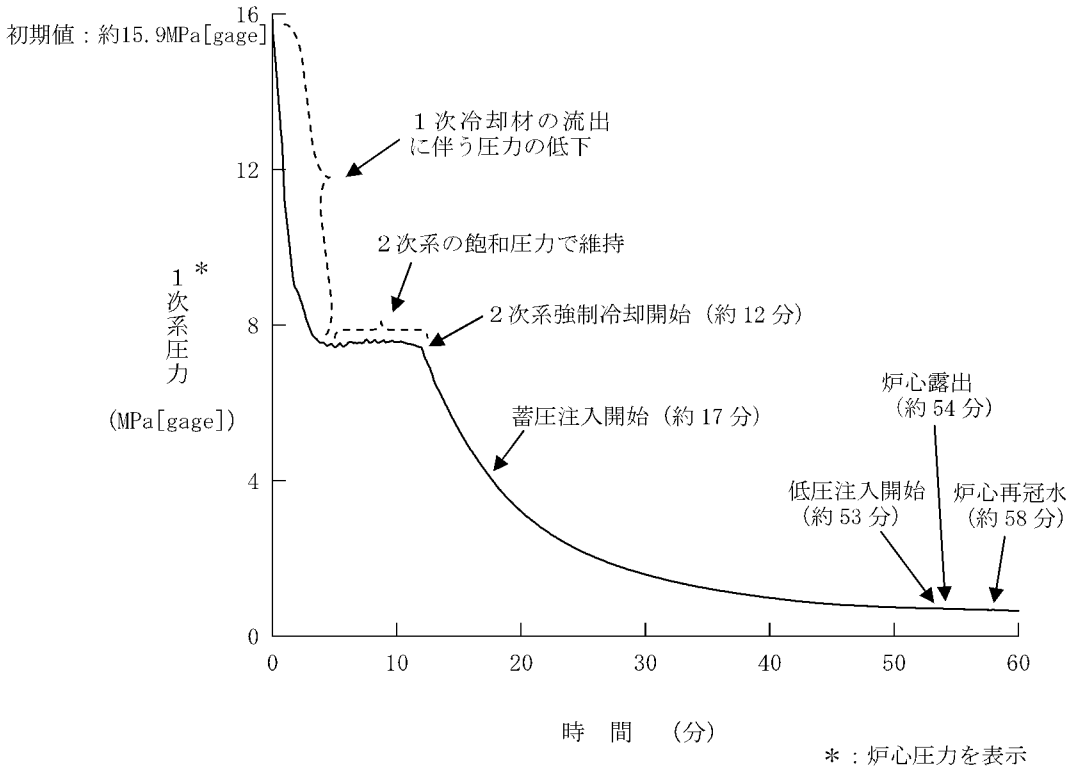
第 7.1.6.21 図　２次系圧力の推移（４インチ破断）



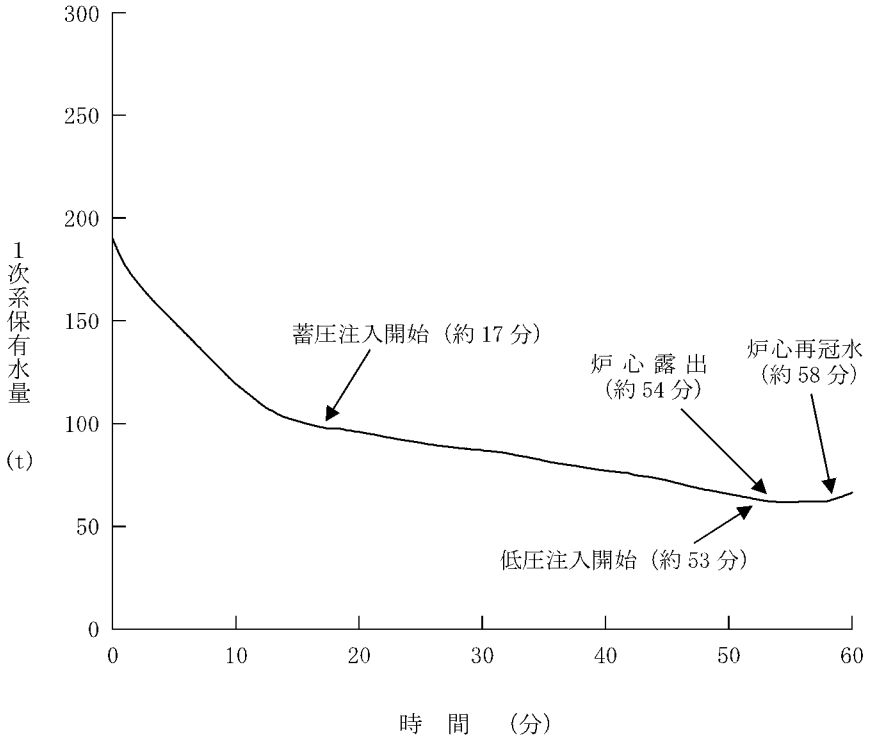
第 7.1.6.22 図　補助給水流量の推移（４インチ破断）



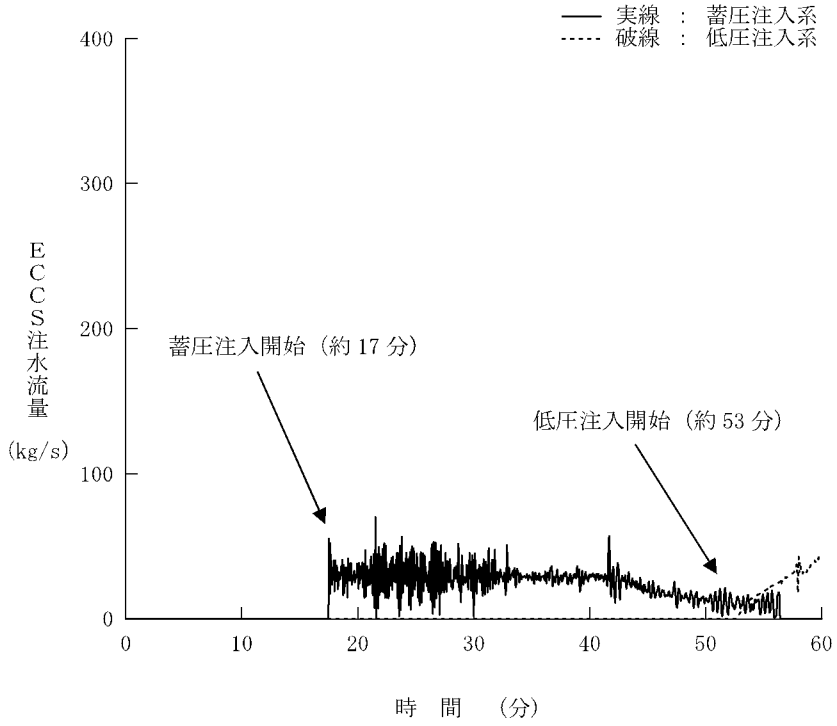
第 7.1.6.23 図　主蒸気流量の推移（４インチ破断）



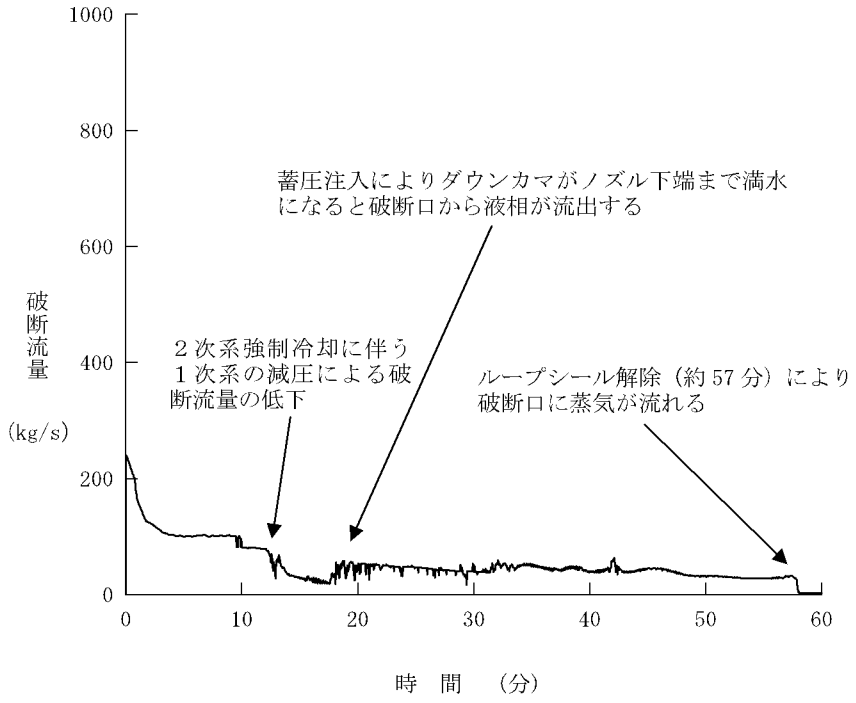
第7.1.6.24図　１次系圧力の推移（２インチ破断）



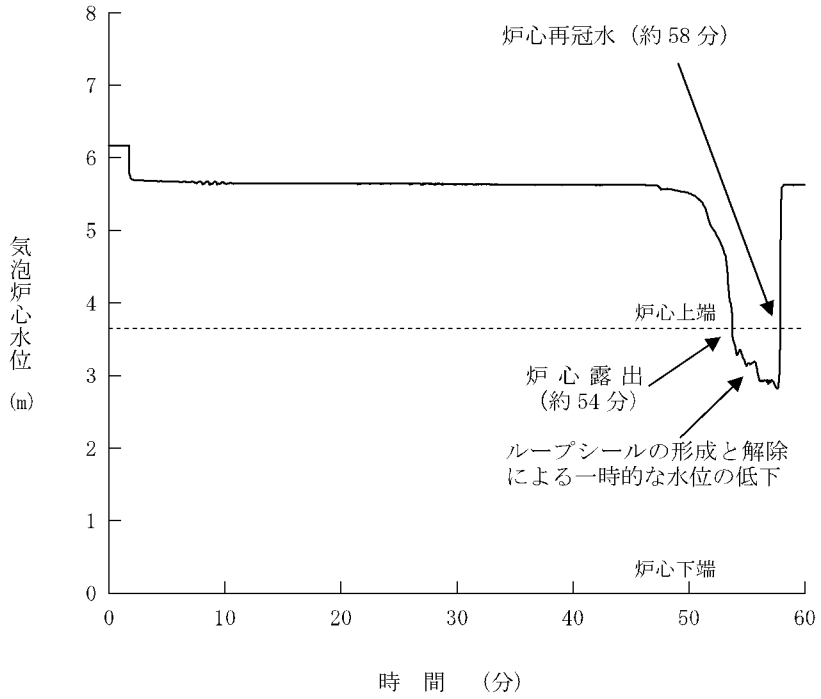
第7.1.6.25図　１次系保有水量の推移（２インチ破断）



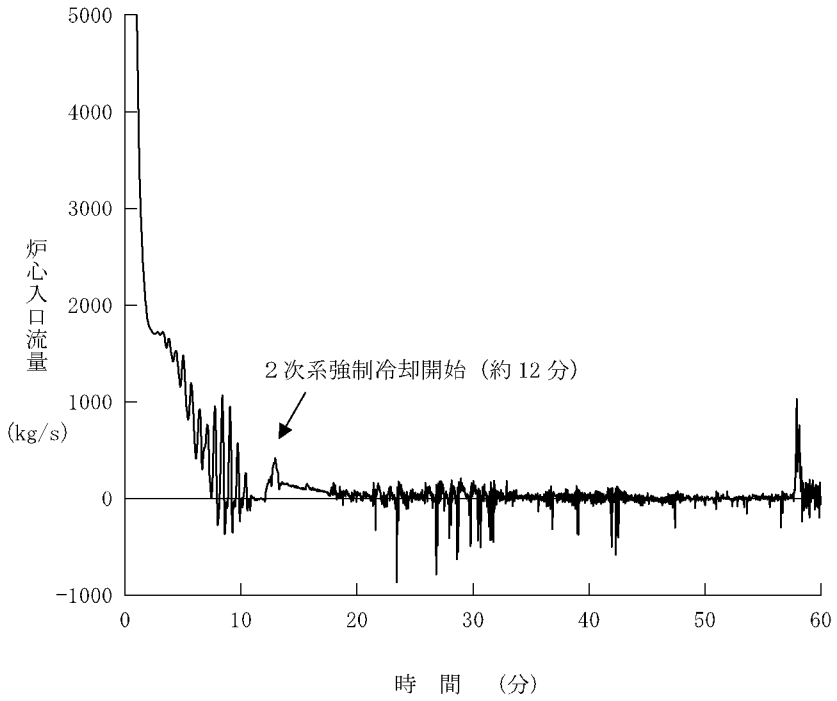
第 7.1.6.26 図　ECCS 注水流量の推移（２インチ破断）



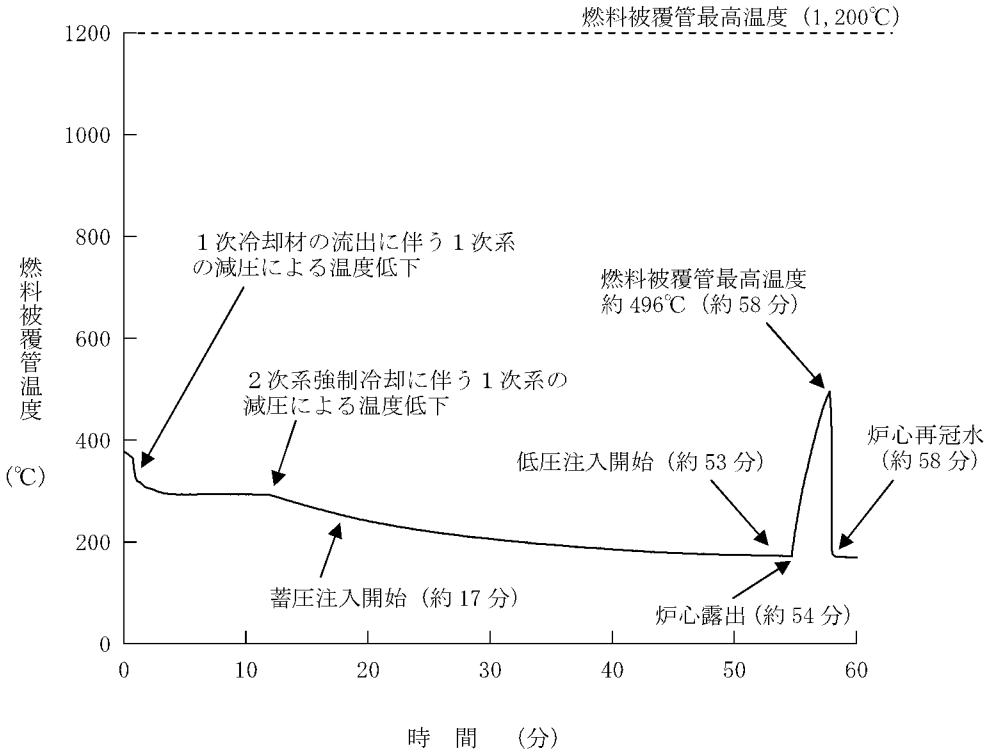
第 7.1.6.27 図　破断流量の推移（２インチ破断）



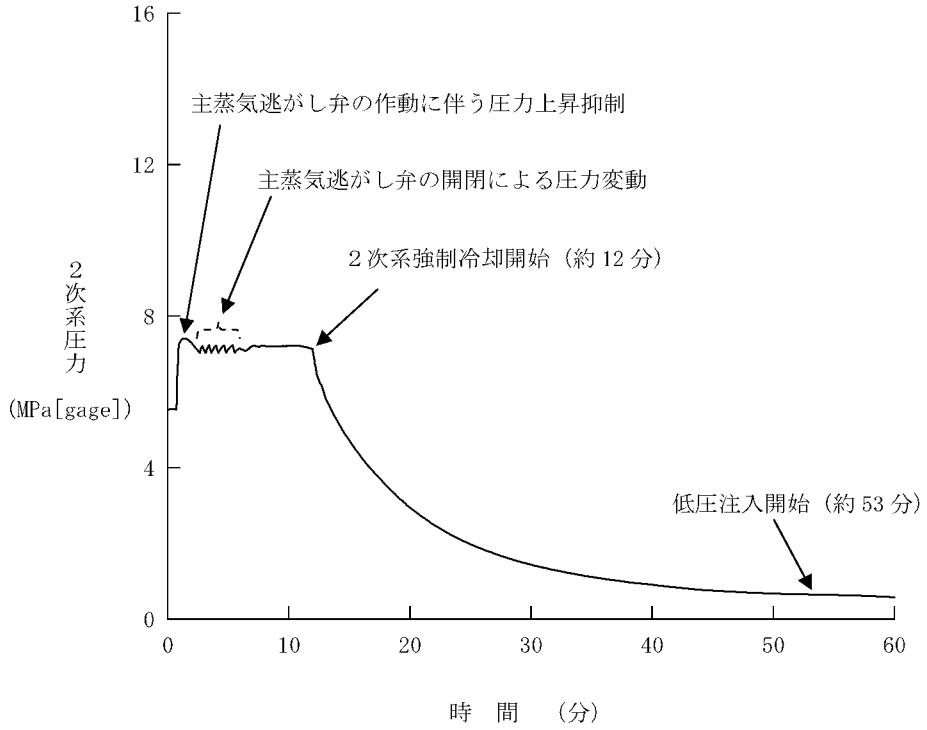
第 7.1.6.28 図　気泡炉心水位の推移（２インチ破断）



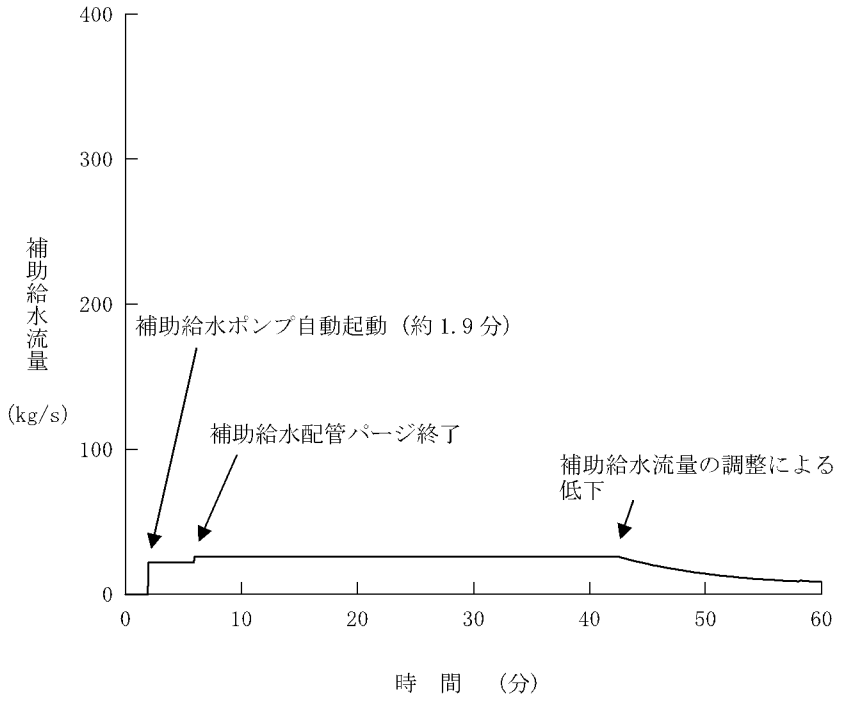
第 7.1.6.29 図　炉心入口流量の推移（２インチ破断）



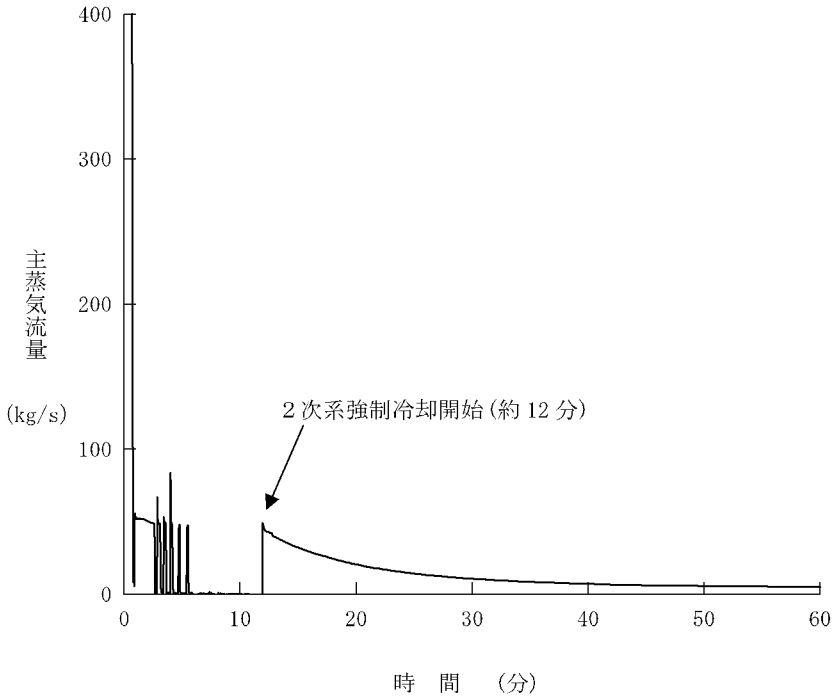
第 7.1.6.30 図　燃料被覆管温度の推移（２インチ破断）



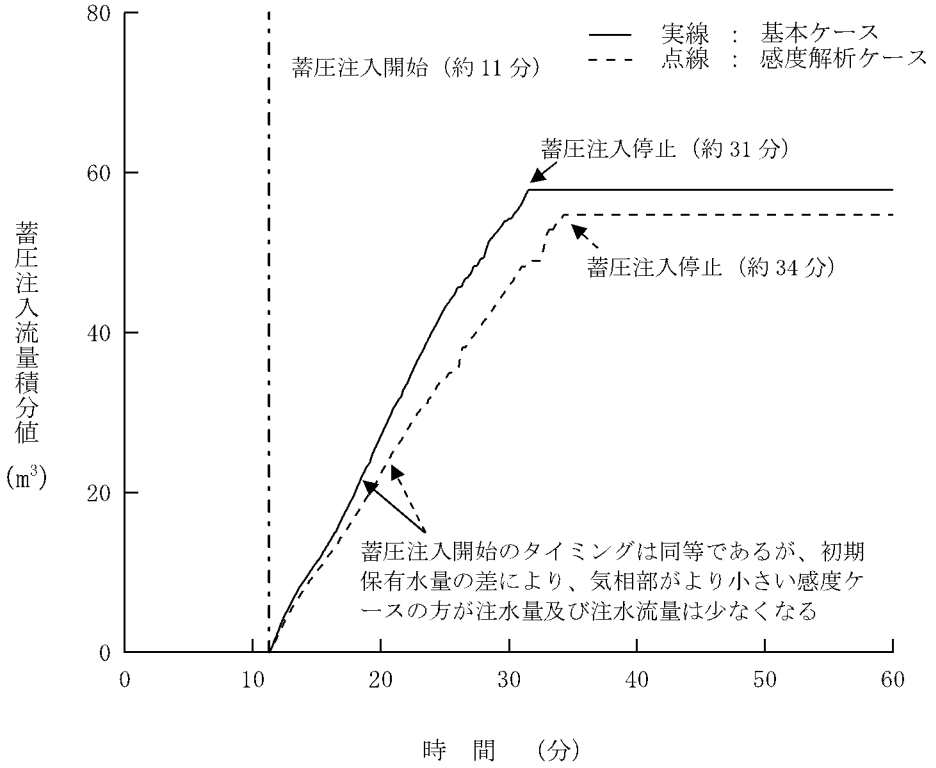
第 7.1.6.31 図　２次系圧力の推移（２インチ破断）



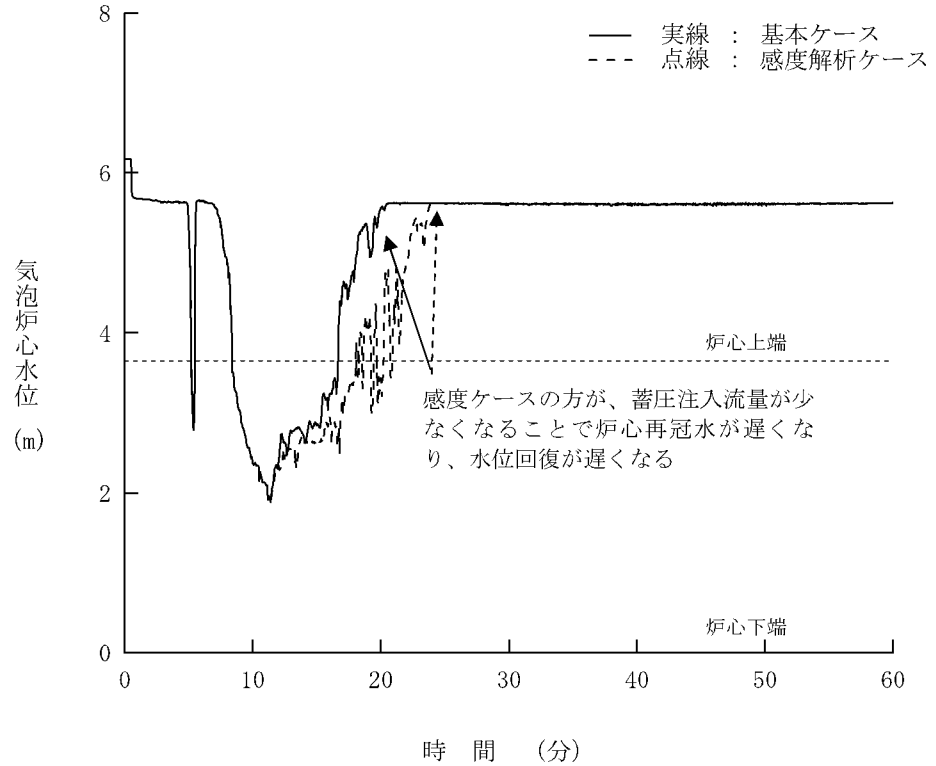
第 7.1.6.32 図　補助給水流量の推移（２インチ破断）



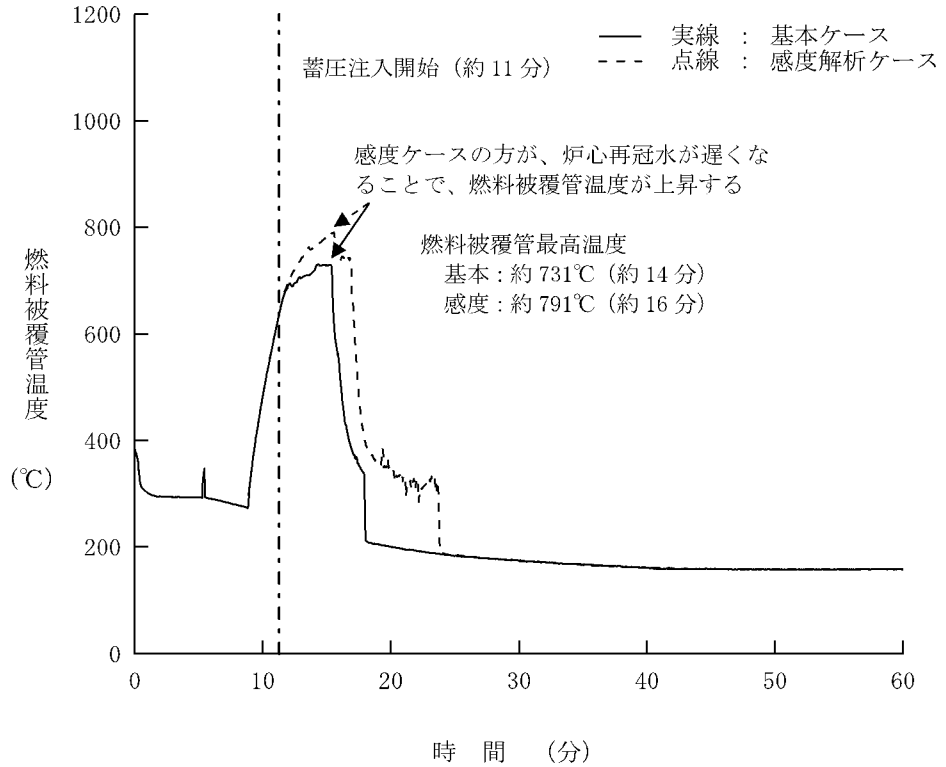
第7.1.6.33図　主蒸気流量の推移（２インチ破断）



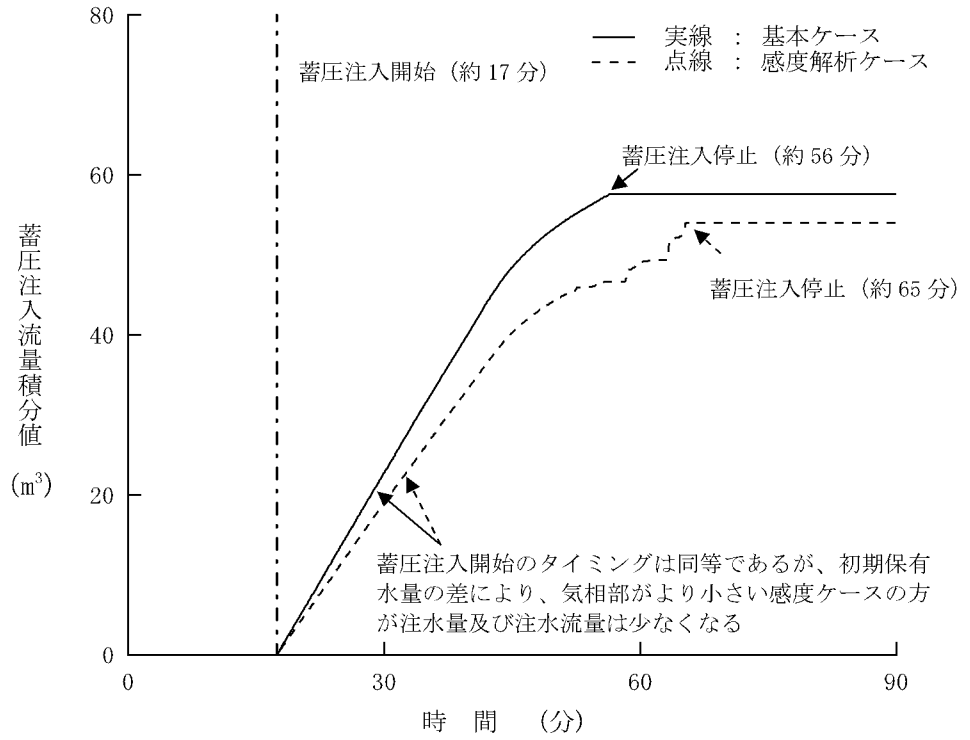
第 7.1.6.34 図　蓄圧注入流量積分値の推移（４インチ破断）
（蓄圧タンク初期保有水量の影響確認）



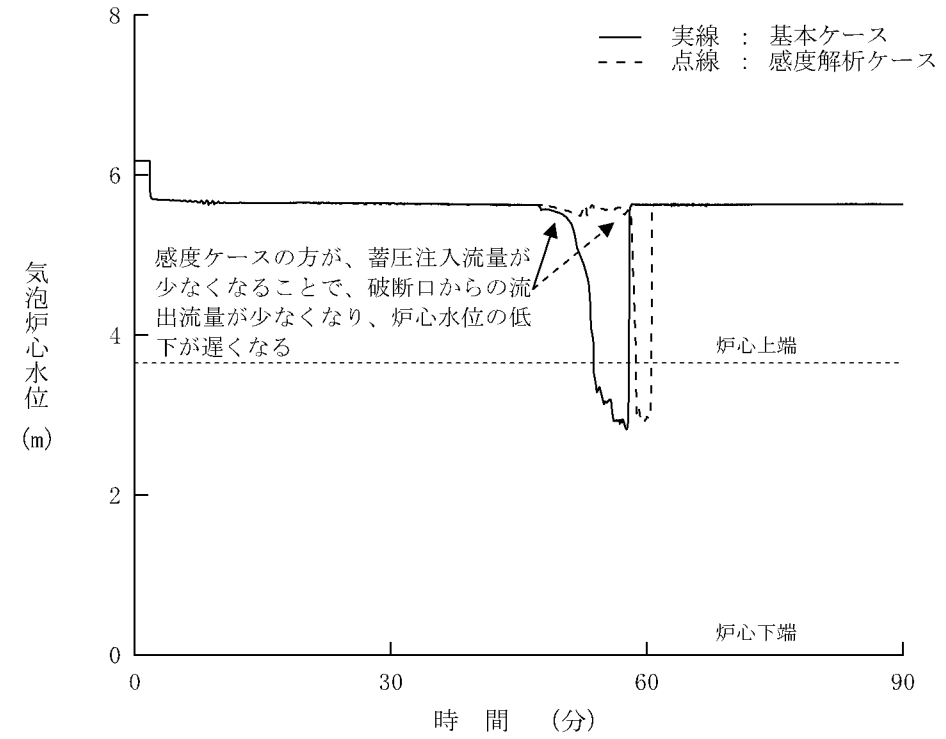
第 7.1.6.35 図　気泡炉心水位の推移（４インチ破断）
（蓄圧タンク初期保有水量の影響確認）



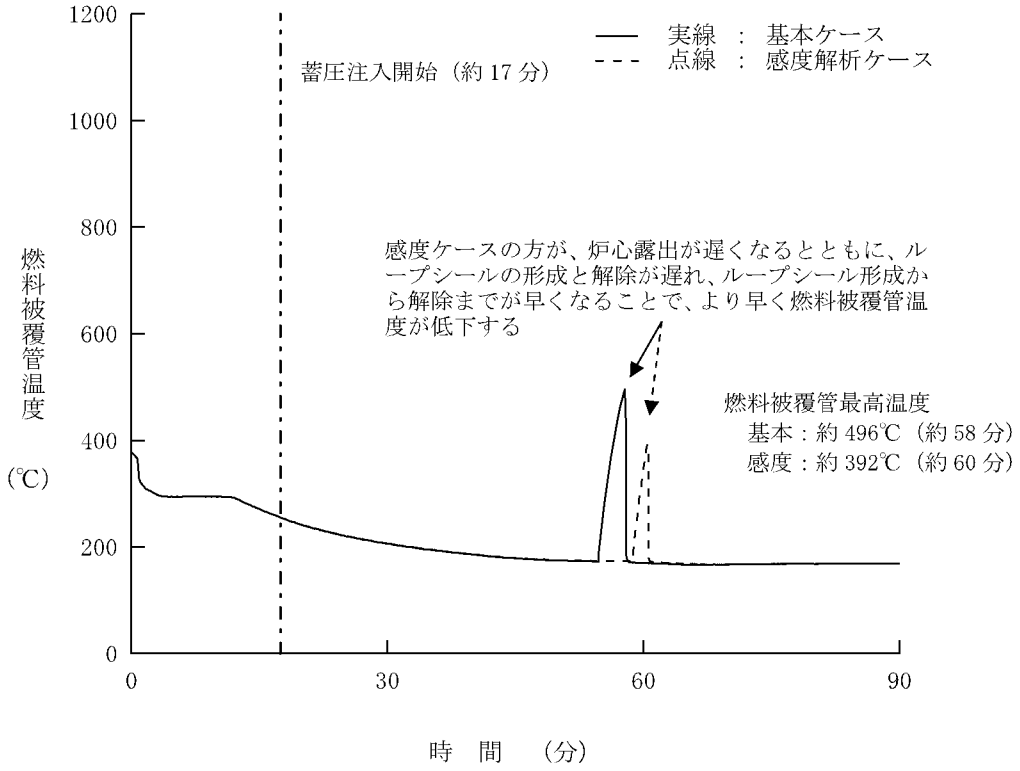
第 7.1.6.36 図　燃料被覆管温度の推移（４インチ破断）
（蓄圧タンク初期保有水量の影響確認）



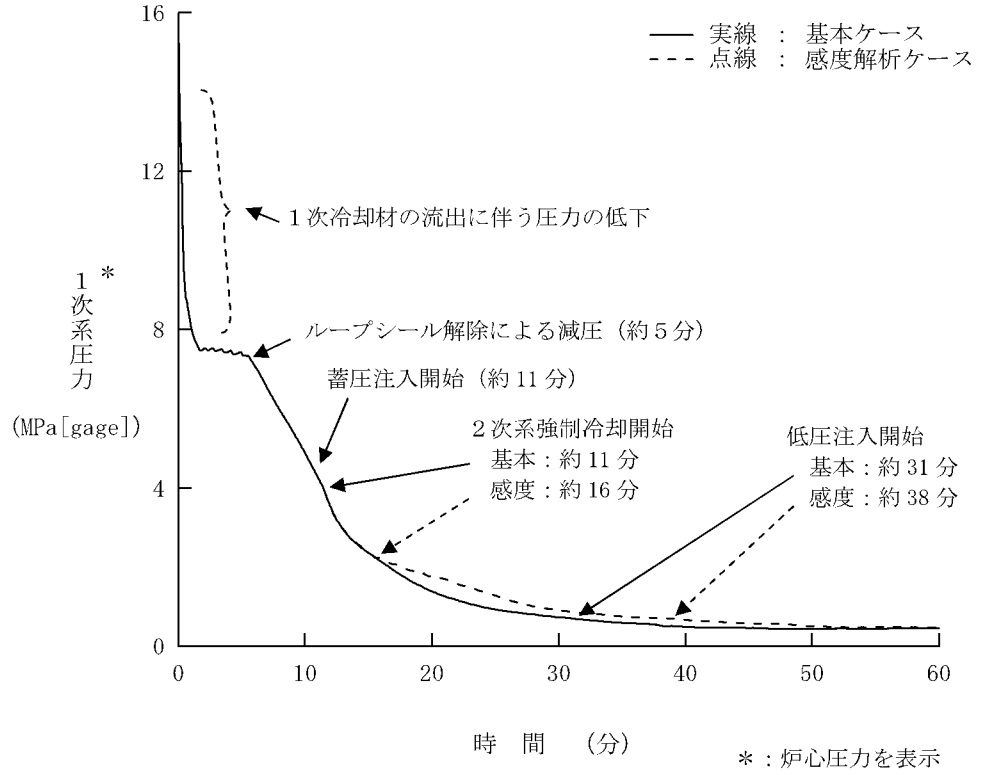
第 7.1.6.37 図　蓄圧注入流量積分値の推移（２インチ破断）
（蓄圧タンク初期保有水量の影響確認）



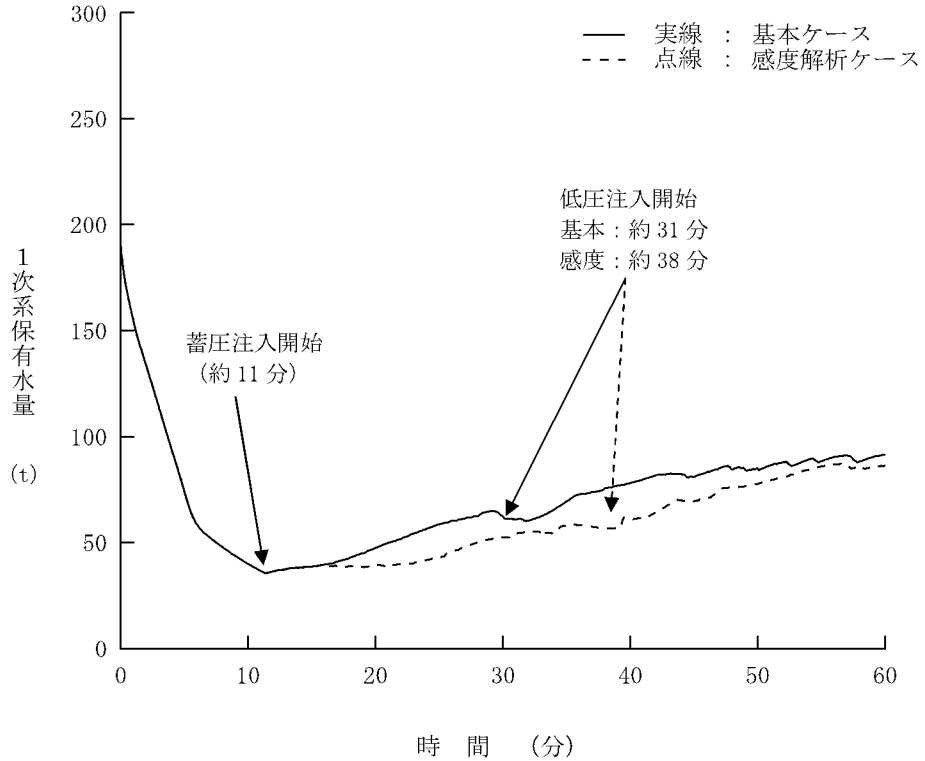
第 7.1.6.38 図　気泡炉心水位の推移（２インチ破断）
（蓄圧タンク初期保有水量の影響確認）



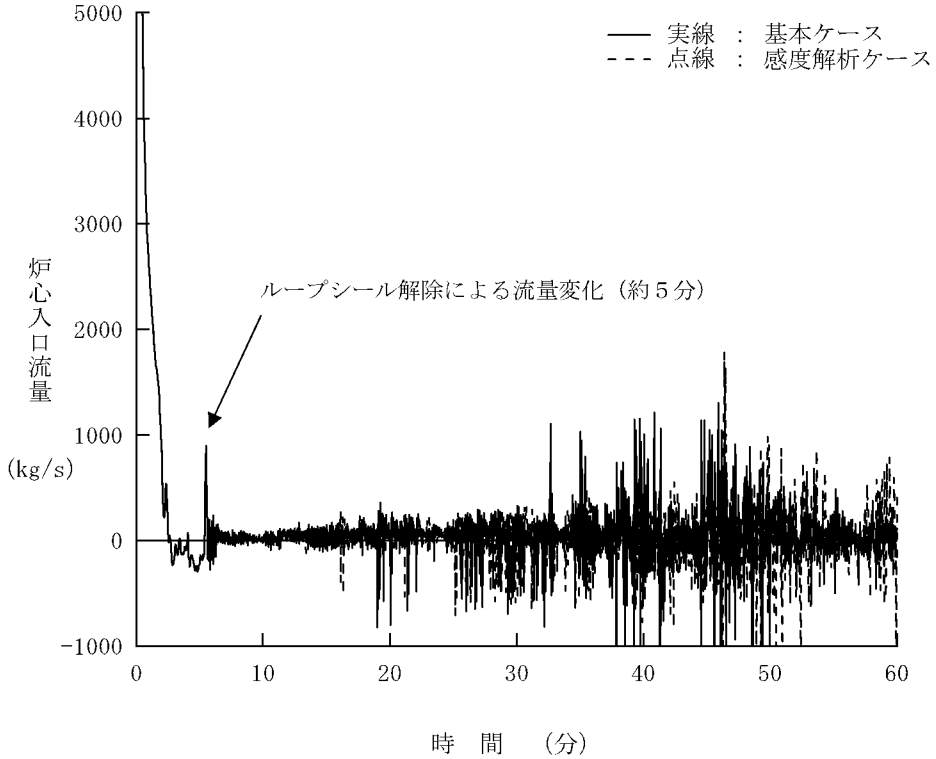
第 7.1.6.39 図　燃料被覆管温度の推移（２インチ破断）
（蓄圧タンク初期保有水量の影響確認）



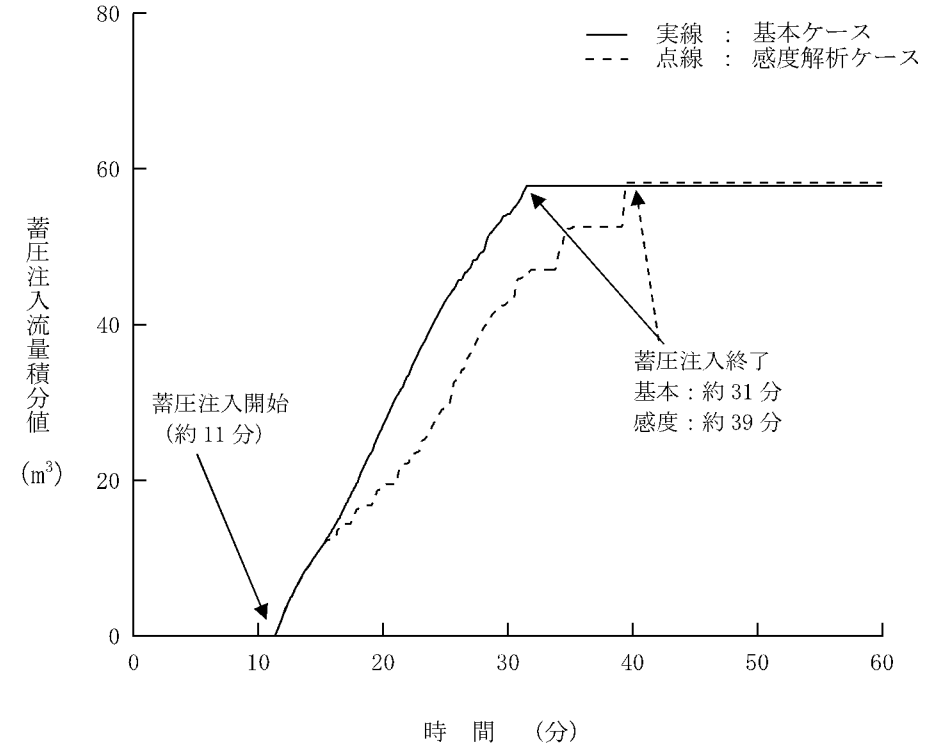
第 7.1.6.40 図　１次系圧力の推移（４インチ破断）
（２次系強制冷却操作時間余裕確認）



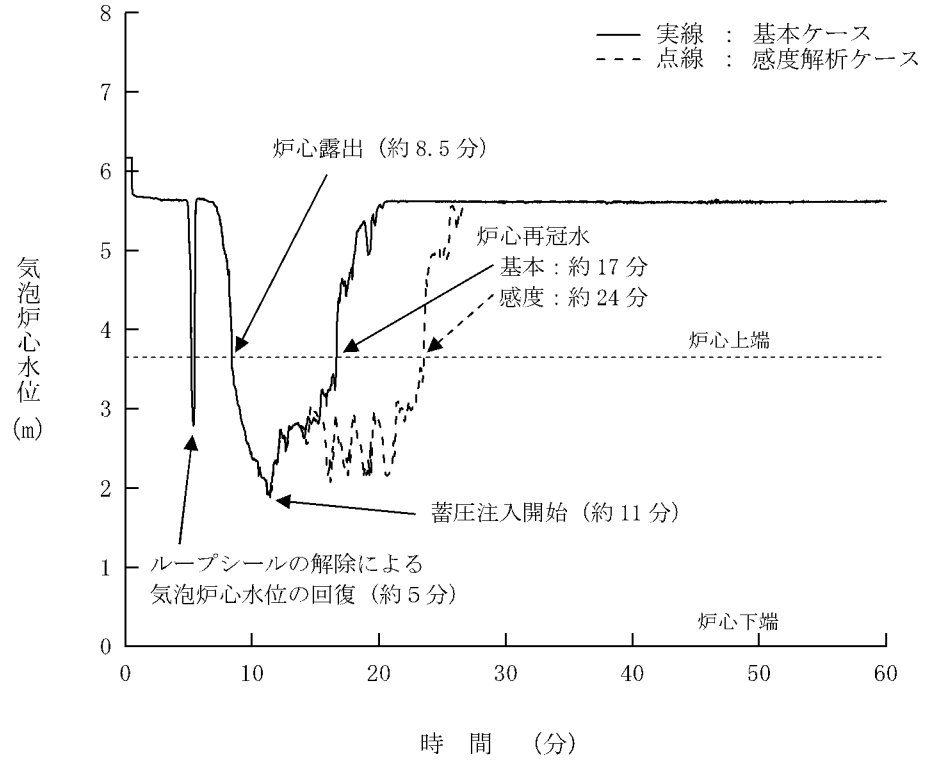
第 7.1.6.41 図　１次系保有水量の推移（４インチ破断）
（２次系強制冷却操作時間余裕確認）



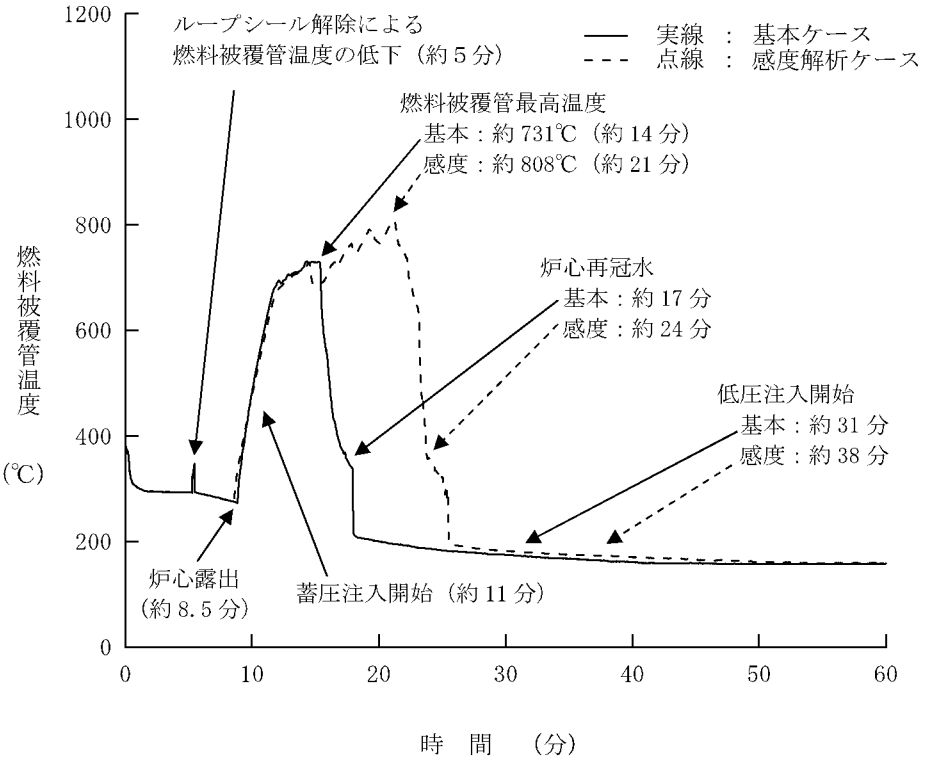
第 7.1.6.42 図　炉心入口流量の推移（４インチ破断）
（２次系強制冷却操作時間余裕確認）



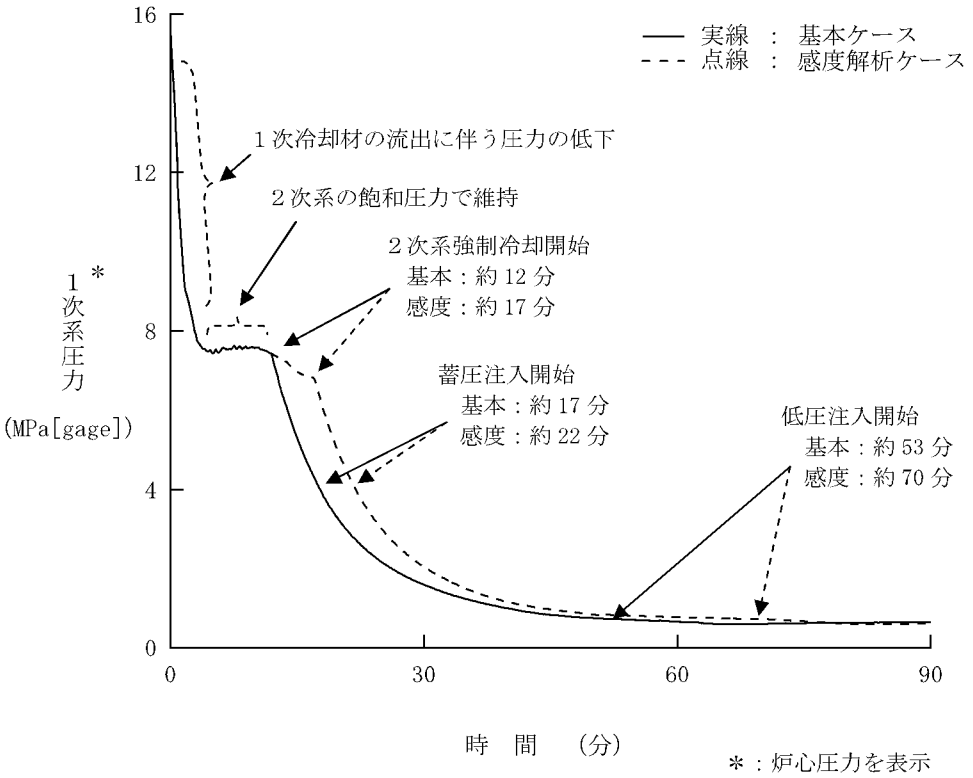
第 7.1.6.43 図　蓄圧注入流量積分値の推移（４インチ破断）
（２次系強制冷却操作時間余裕確認）



第 7.1.6.44 図　気泡炉心水位の推移（４インチ破断）
（２次系強制冷却操作時間余裕確認）

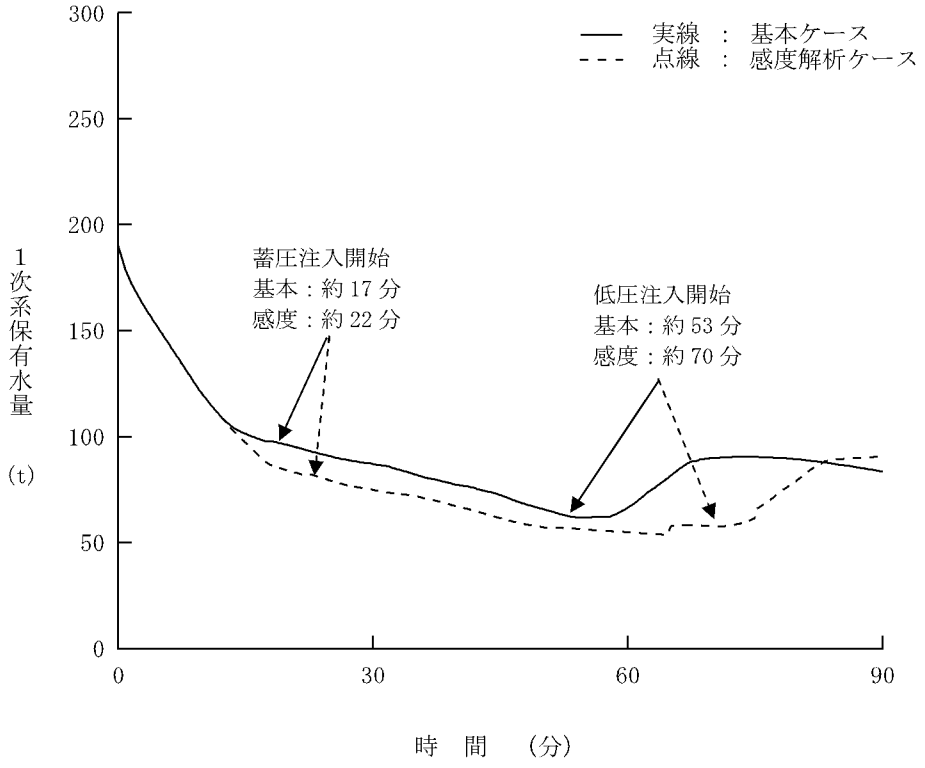


第 7.1.6.45 図　燃料被覆管温度の推移（４インチ破断）
（２次系強制冷却操作時間余裕確認）

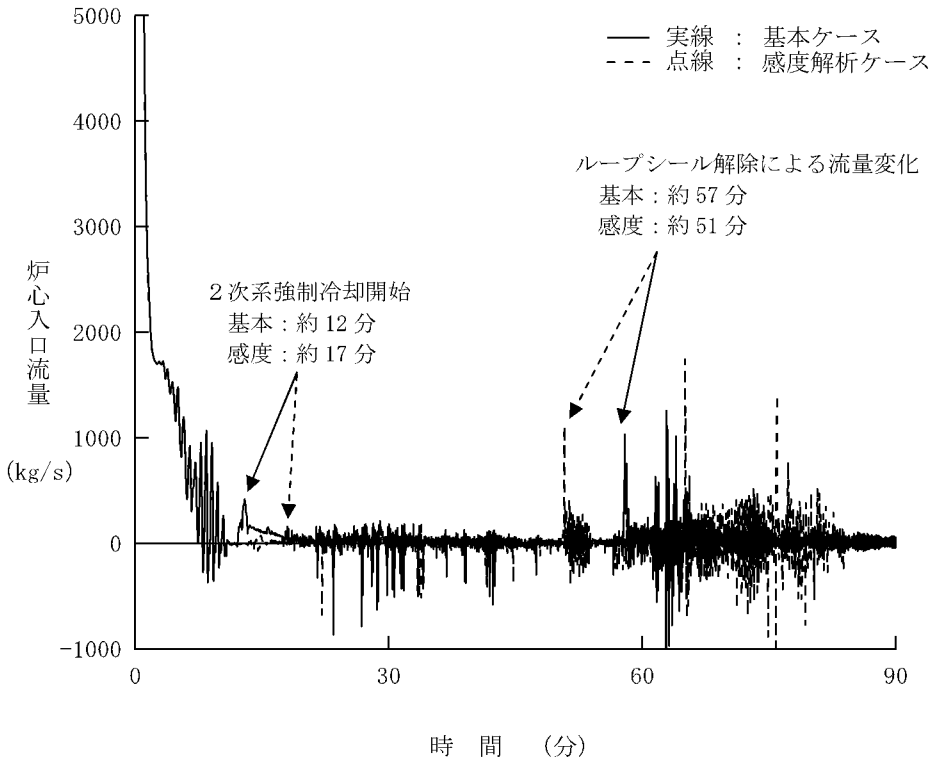


＊：炉心圧力を表示

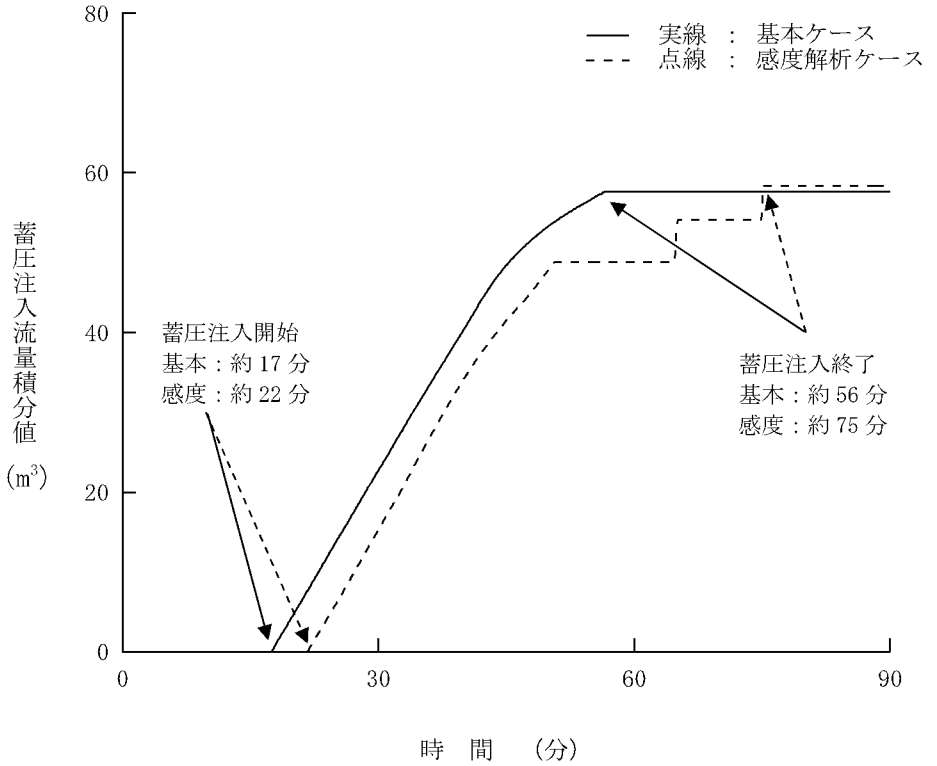
第 7.1.6.46 図　１次系圧力の推移（２インチ破断）
（２次系強制冷却操作時間余裕確認）



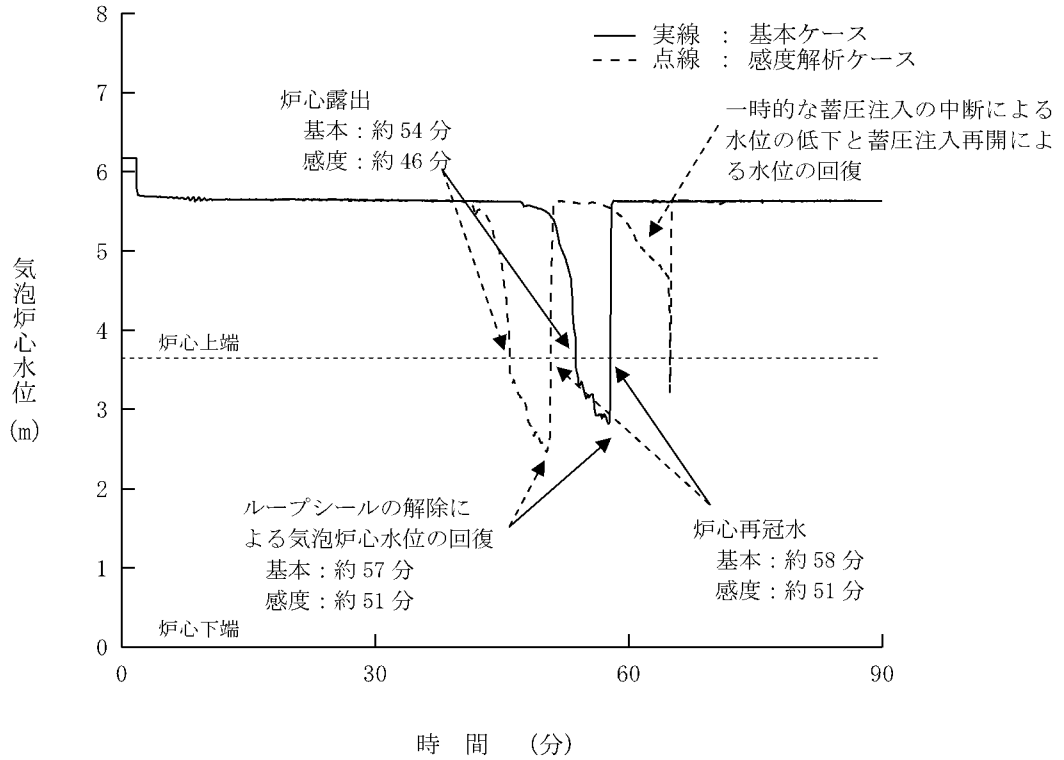
第 7.1.6.47 図　１次系保有水量の推移（２インチ破断）
（２次系強制冷却操作時間余裕確認）



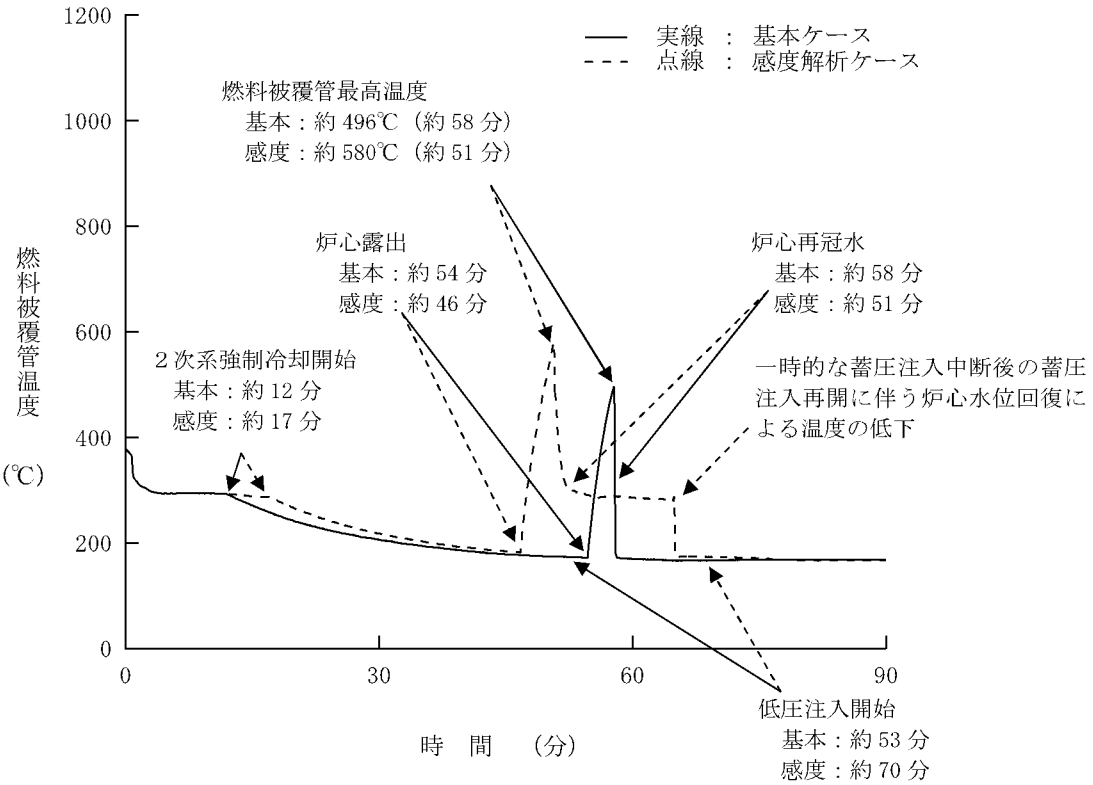
第 7.1.6.48 図　炉心入口流量の推移（２インチ破断）
（２次系強制冷却操作時間余裕確認）



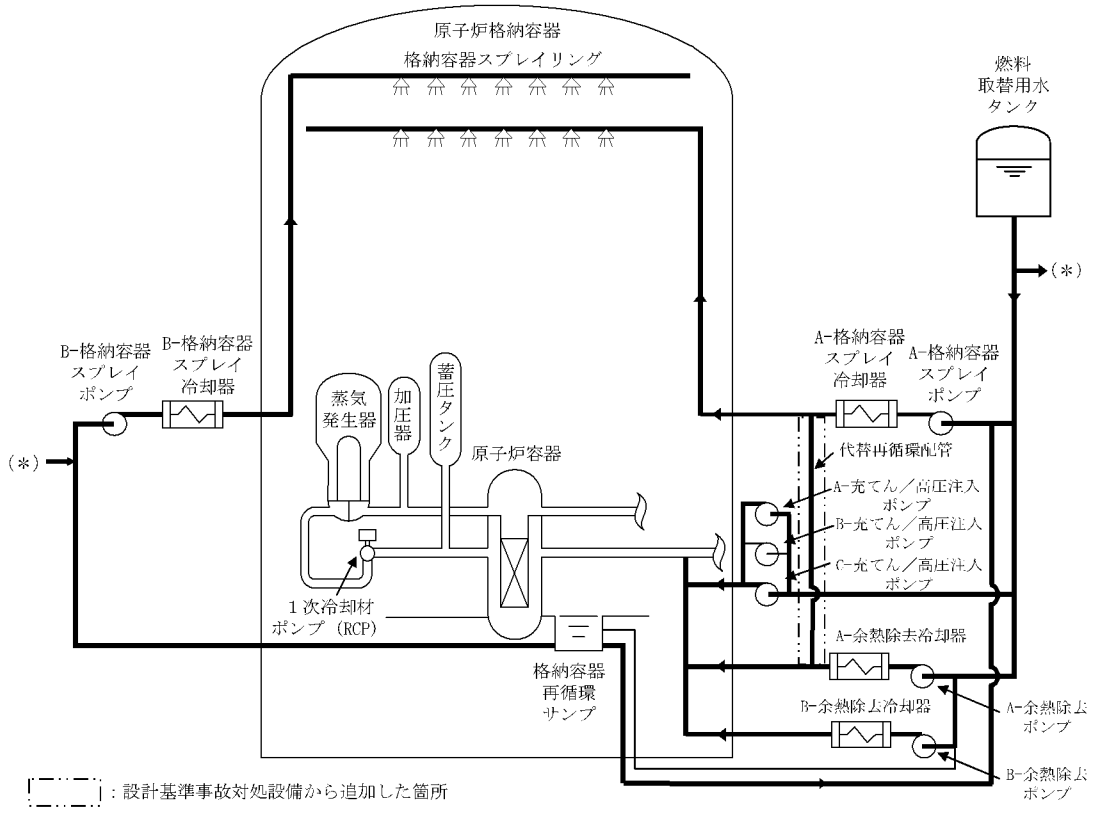
第 7.1.6.49 図　　蓄圧注入流量積分値の推移（２インチ破断）
（２次系強制冷却操作時間余裕確認）



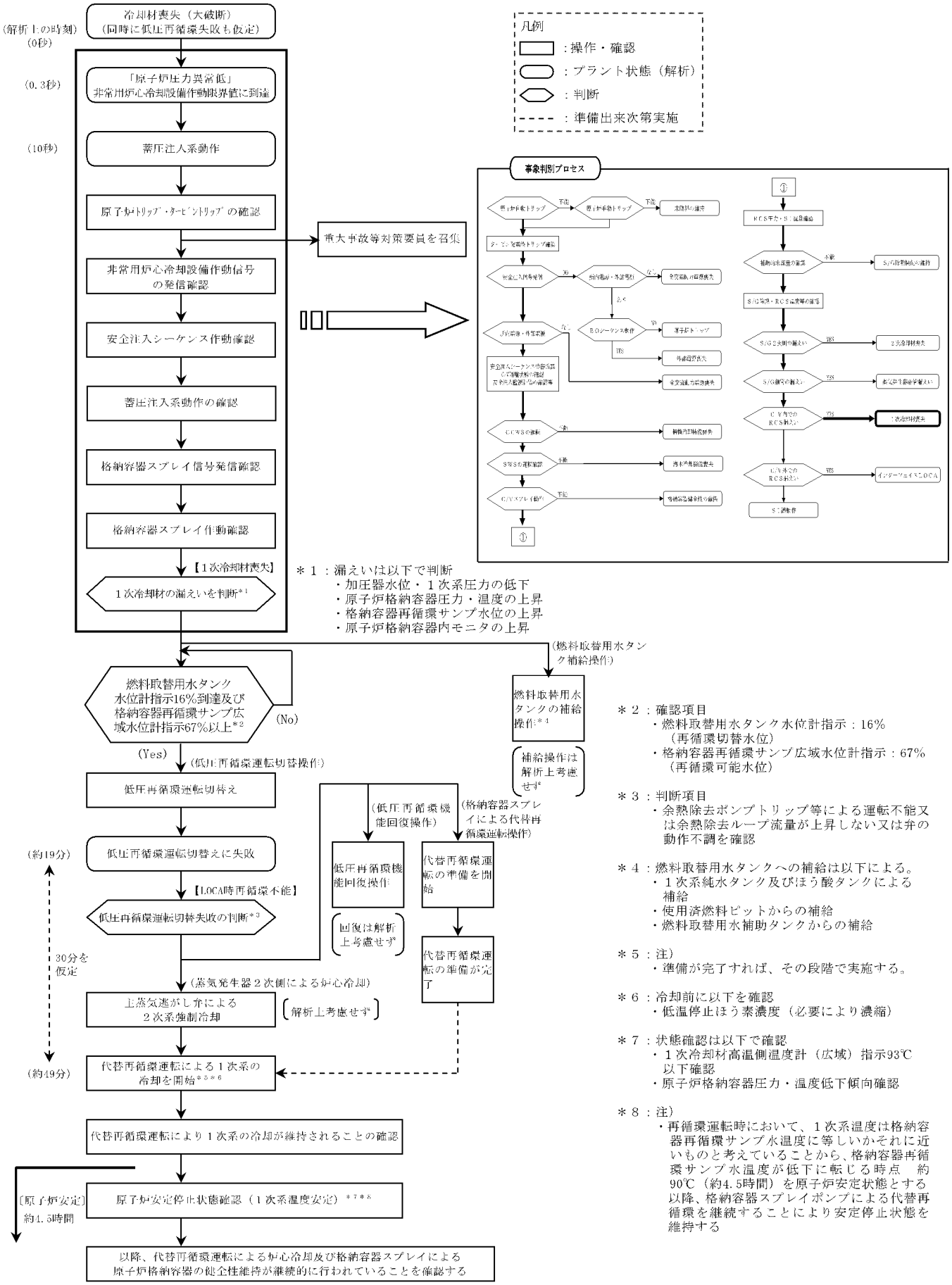
第 7.1.6.50 図　気泡炉心水位の推移（２インチ破断）
（２次系強制冷却操作時間余裕確認）



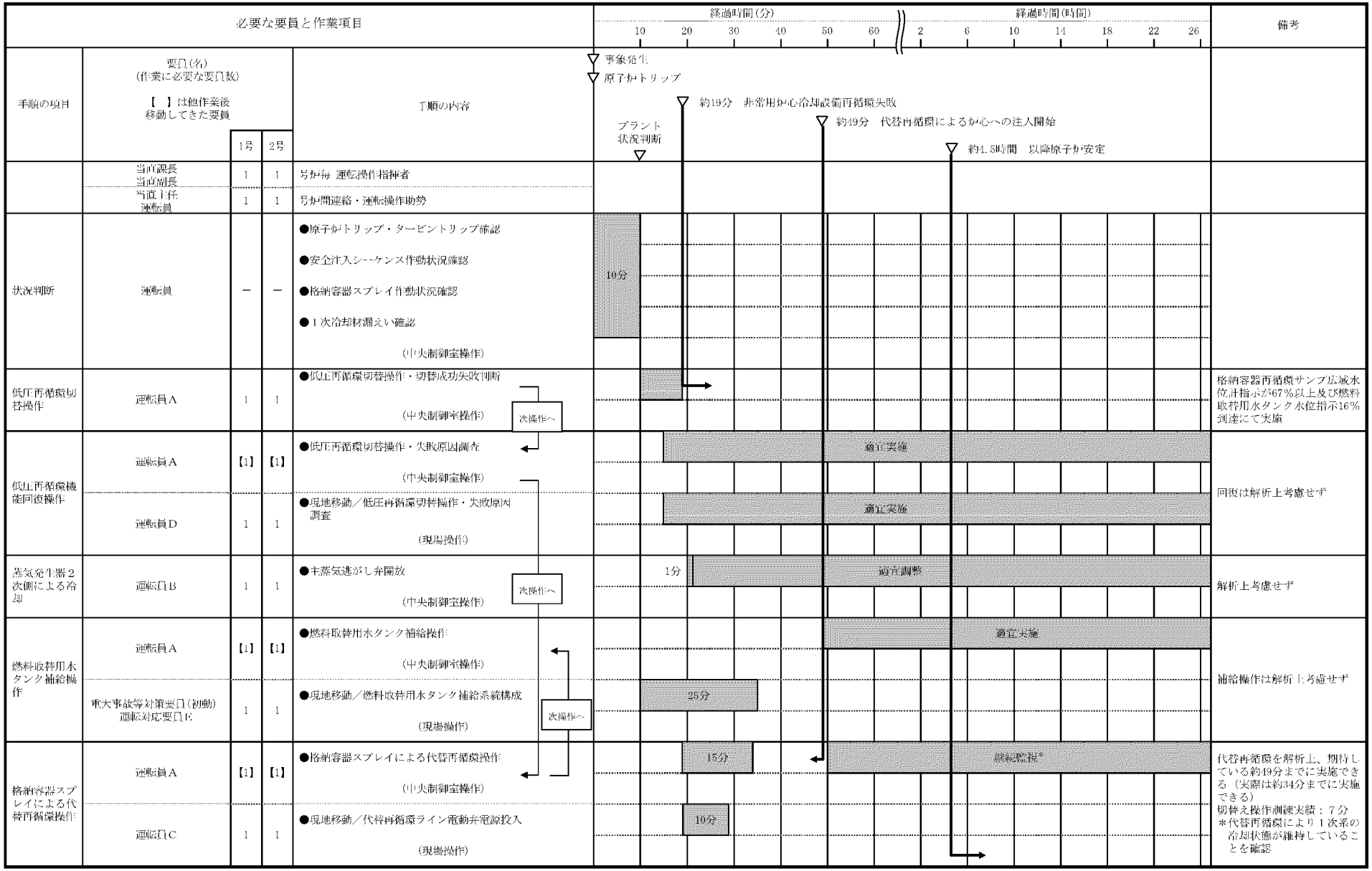
第 7.1.6.51 図　燃料被覆管温度の推移（２インチ破断）
（２次系強制冷却操作時間余裕確認）



第 7.1.7.1 図　ECCS 再循環機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図

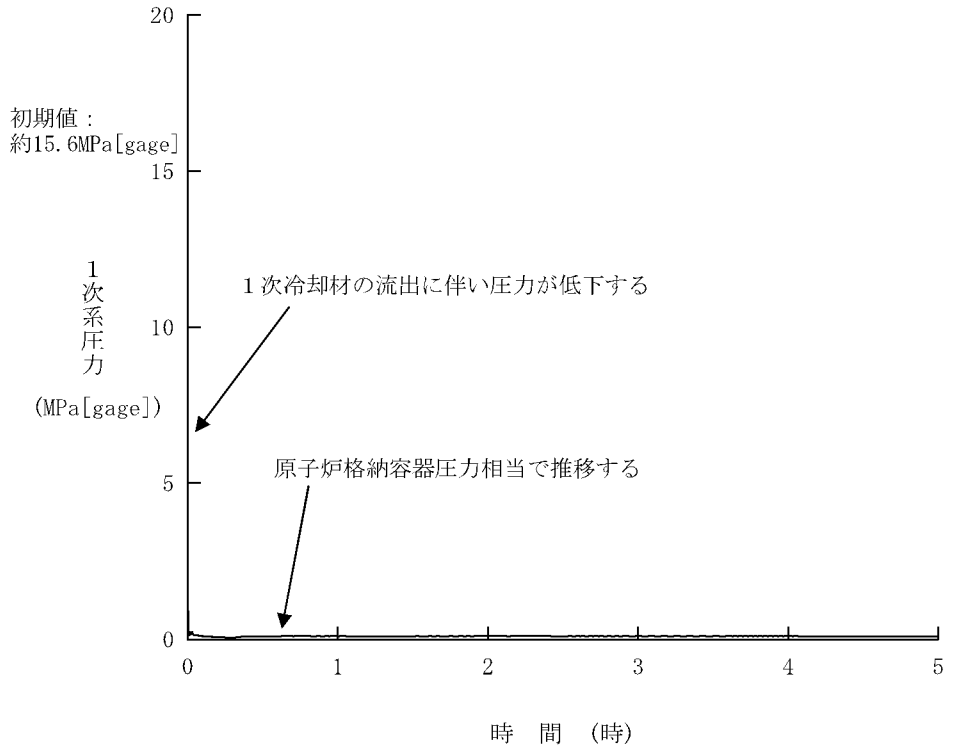


第7.1.7.2図　事故シーケンスグループ「ECCS再循環機能喪失」の対応手順の概要
（重要事故シーケンス「大破断LOCA＋低圧再循環失敗」の事象進展）

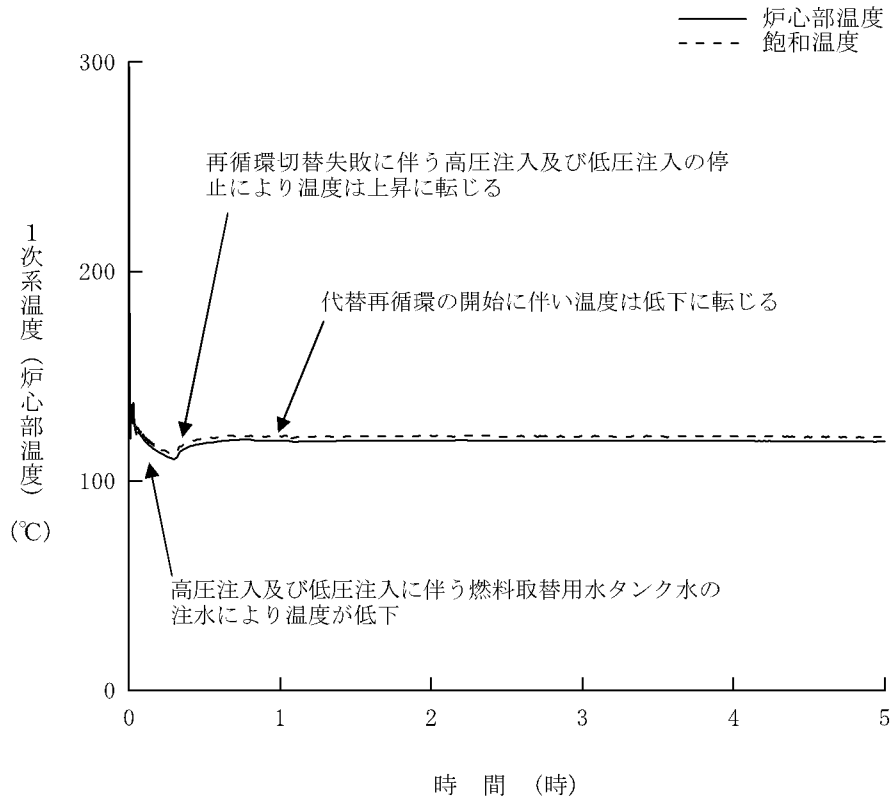


・各操作・作業の必要時間算定については、実際の現場移動時間または作業時間を確認した上で算出している（一部、未配備の機器については想定時間により算出）
・緊急時対策本部要員は４名であり、全体指揮、通報連絡等を行う。

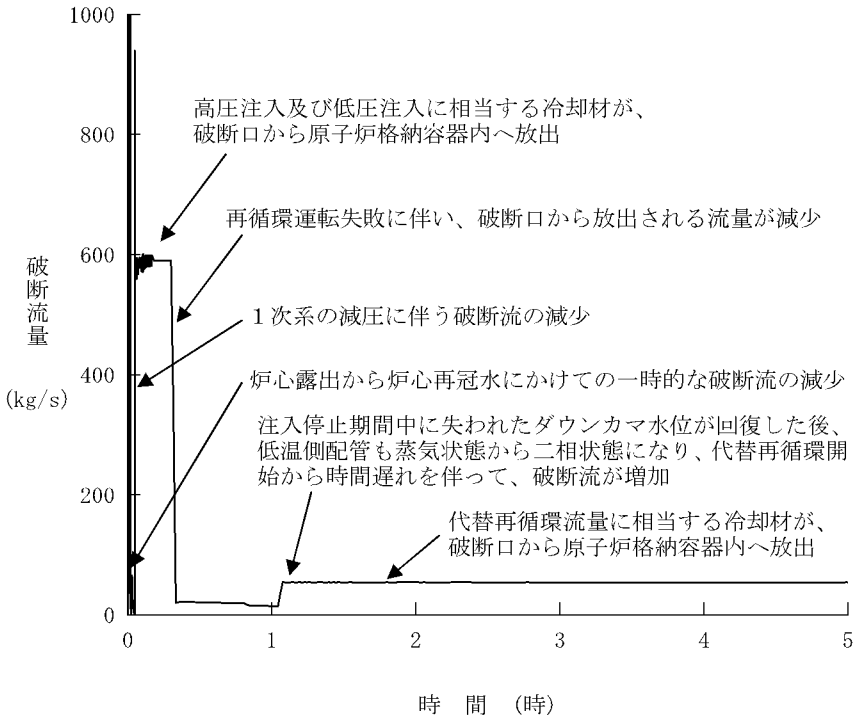
第 7.1.7.3 図　ECCS 再循環機能喪失時（大破断 LOCA＋低圧再循環失敗）の作業と所要時間



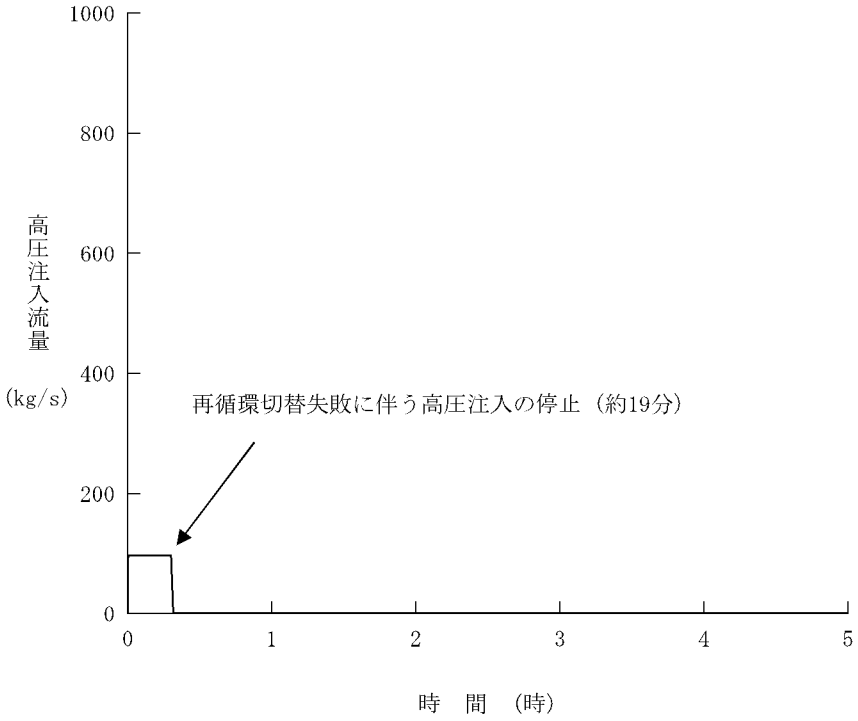
第7.1.7.4図　1次系圧力の推移



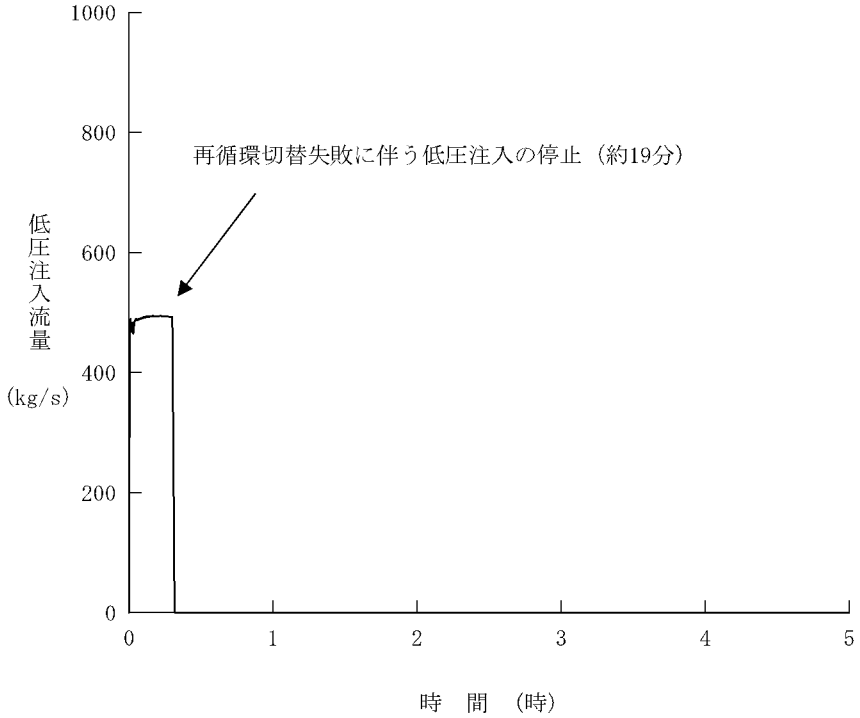
第7.1.7.5図　1次系温度（炉心部温度）の推移



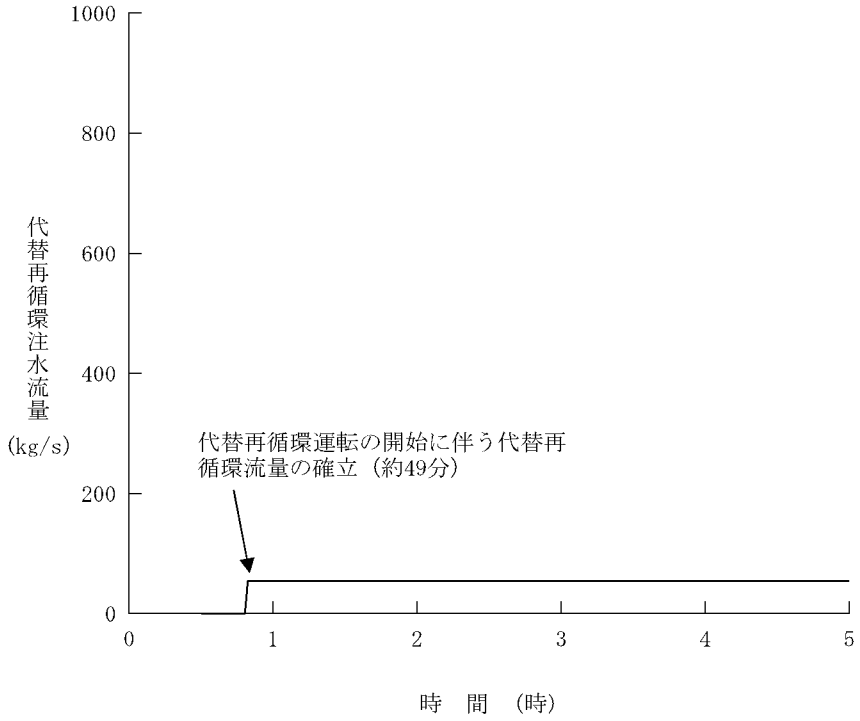
第 7.1.7.6 図　破断流量の推移



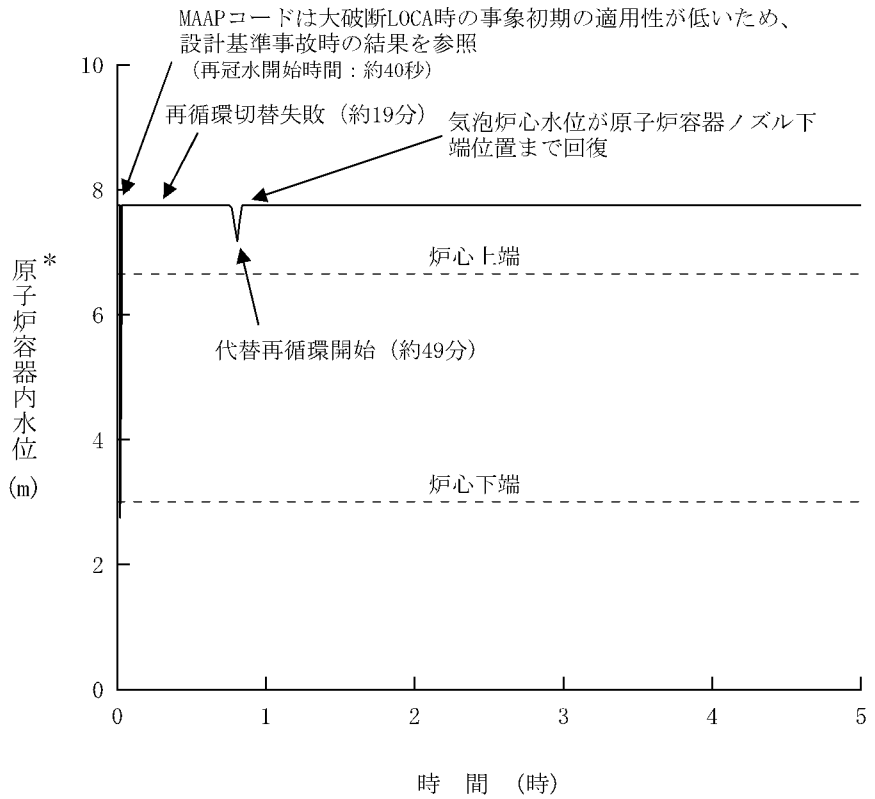
第 7.1.7.7 図　高圧注入流量の推移



第 7.1.7.8 図　低圧注入流量の推移

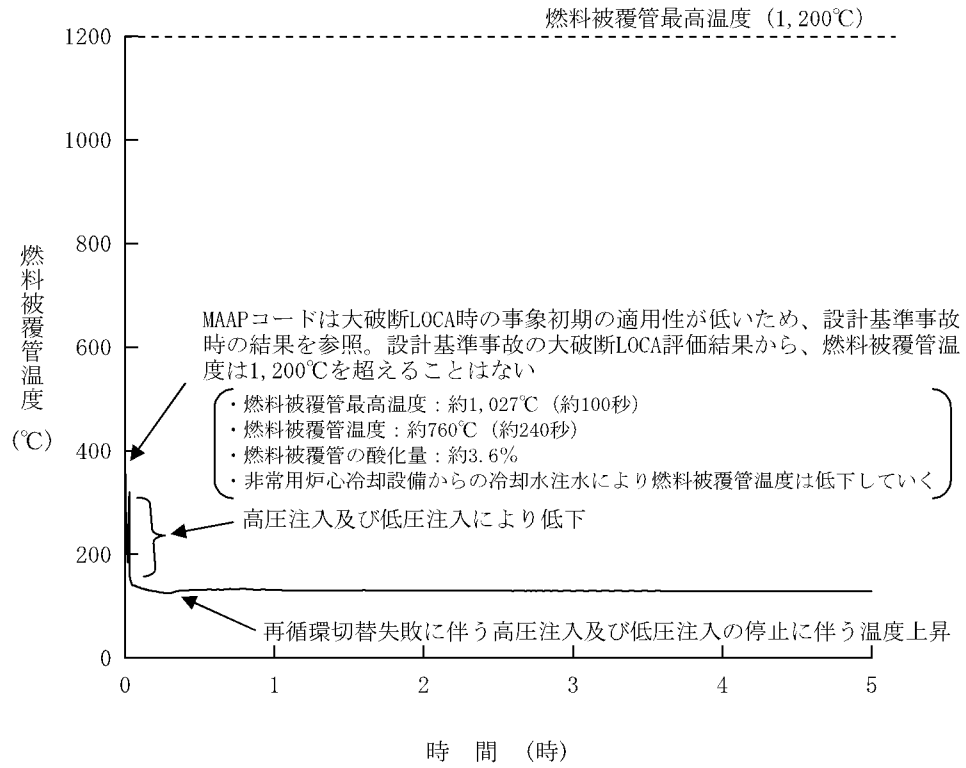


第 7.1.7.9 図　代替再循環注水流量の推移

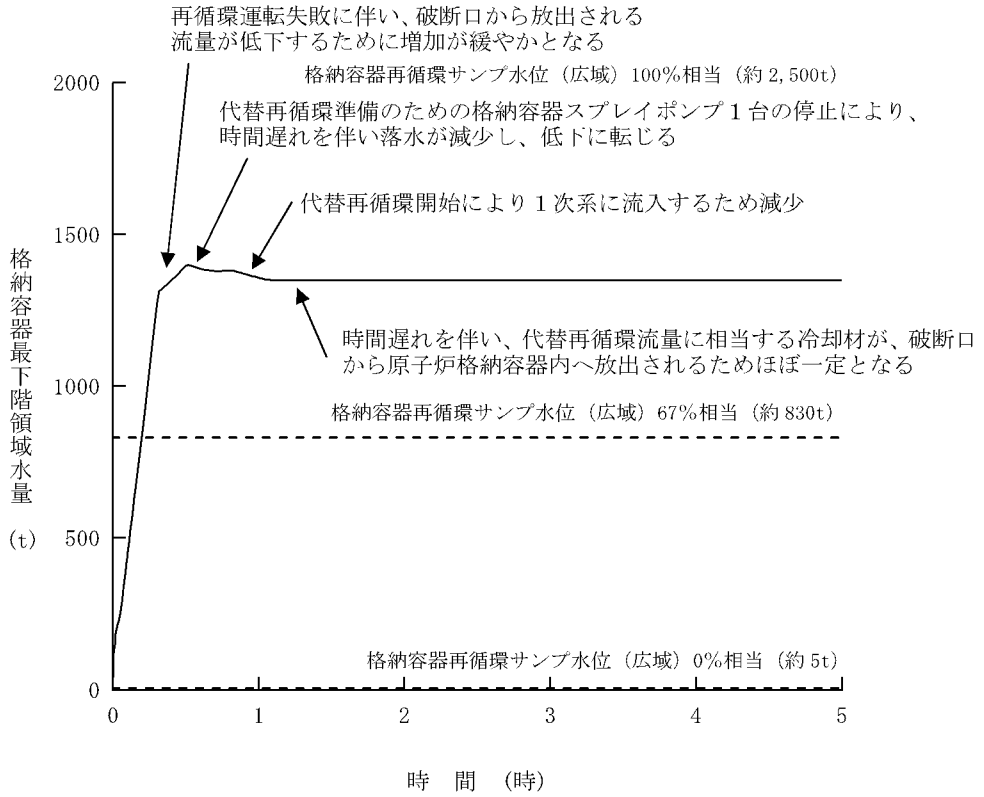


＊：原子炉容器内水位は入口ノズル下端を上限とした気泡炉心水位を表示

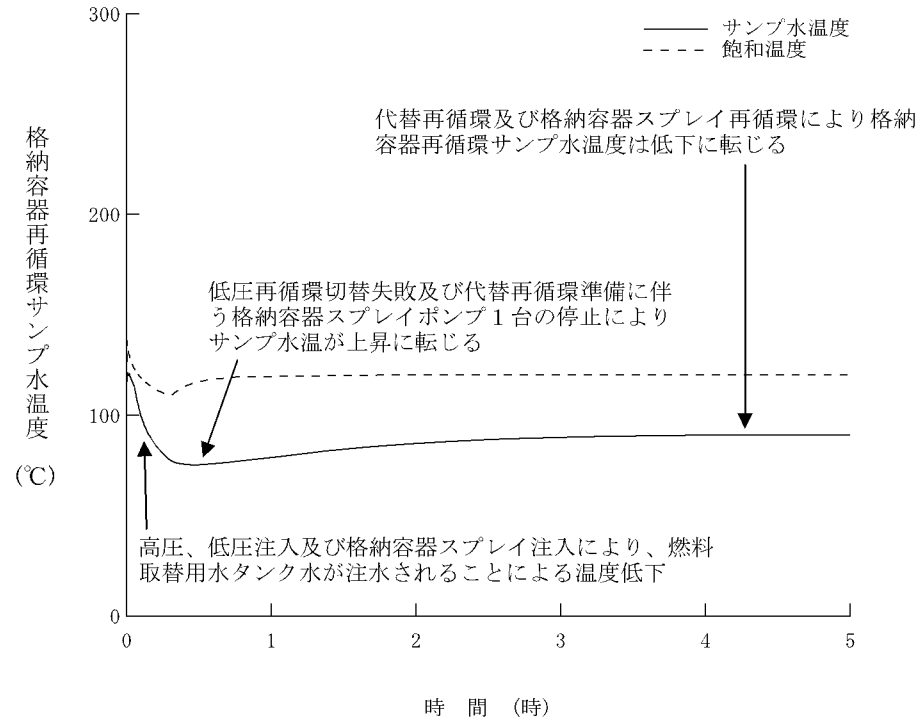
第7.1.7.10図　原子炉容器内水位の推移



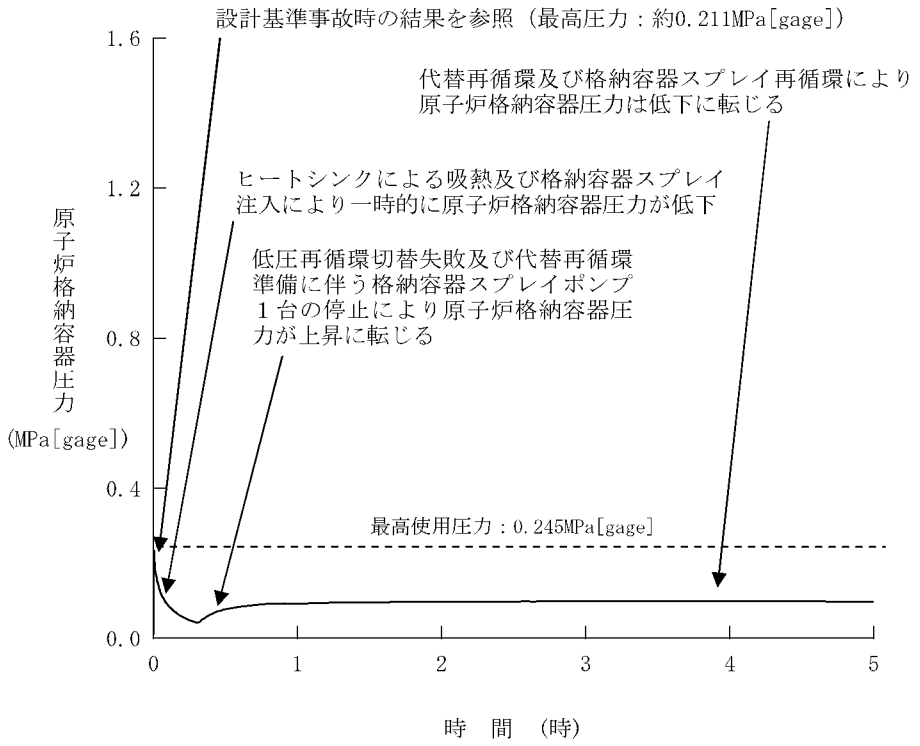
第7.1.7.11図　燃料被覆管温度の推移



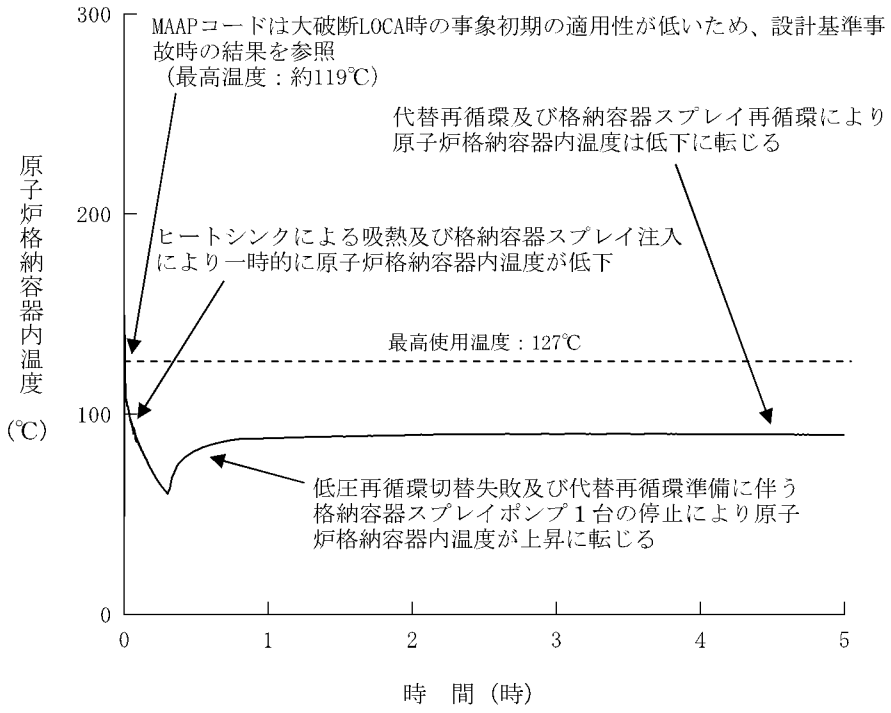
第 7.1.7.12 図　格納容器最下階領域水量の推移



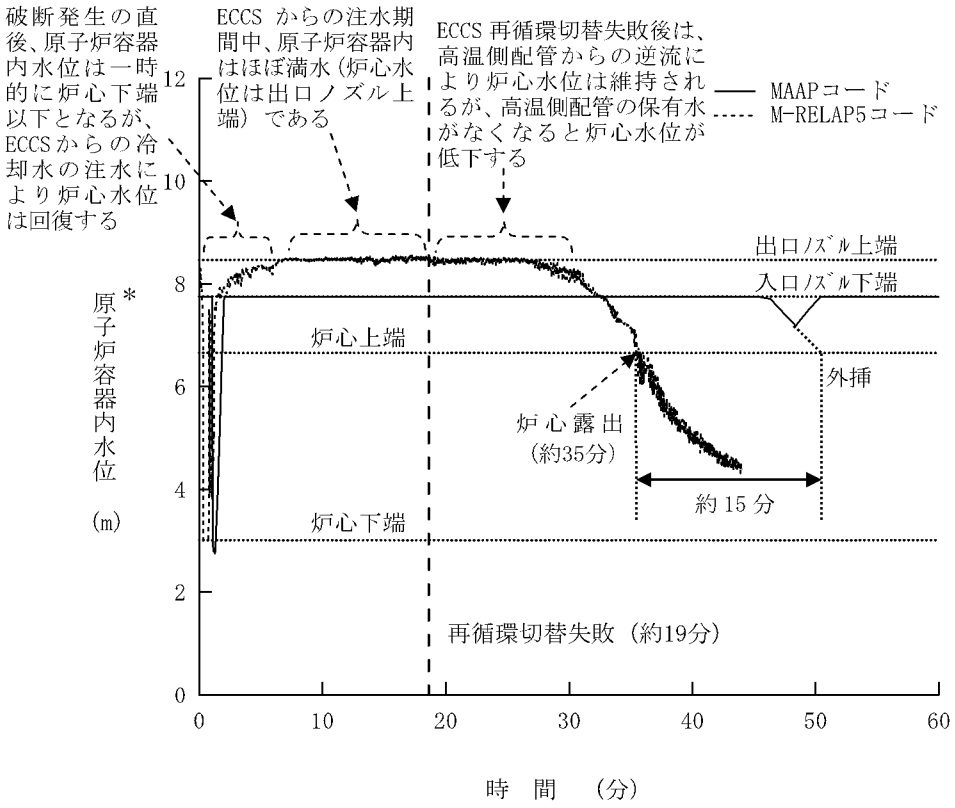
第 7.1.7.13 図　格納容器再循環サンプ水温度の推移



第 7.1.7.14 図　原子炉格納容器圧力の推移

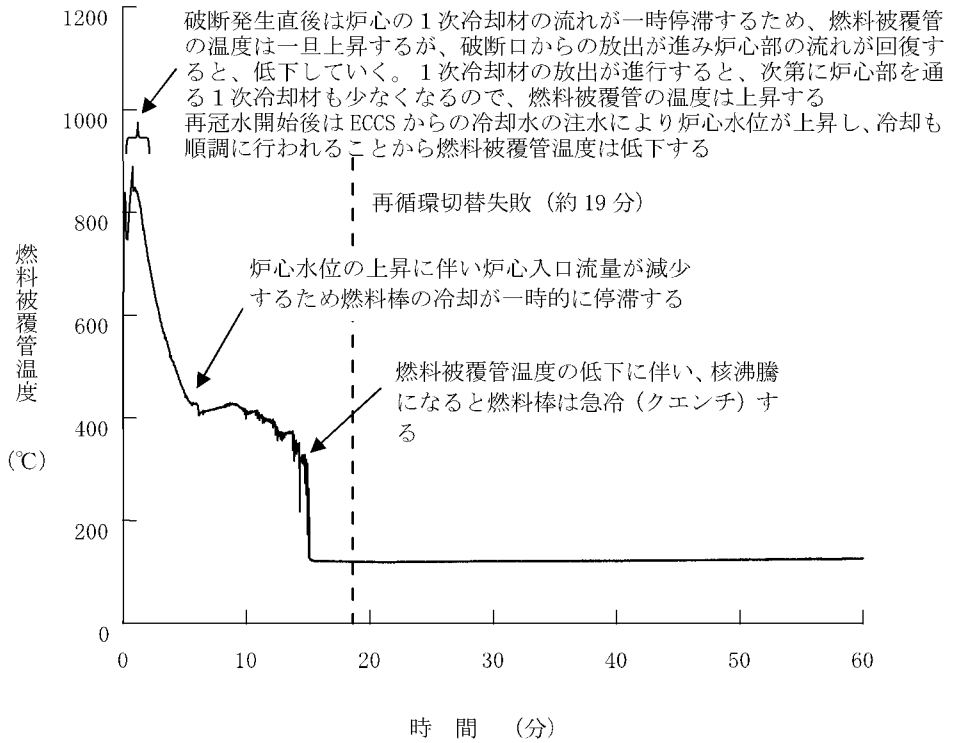


第 7.1.7.15 図　原子炉格納容器内温度の推移

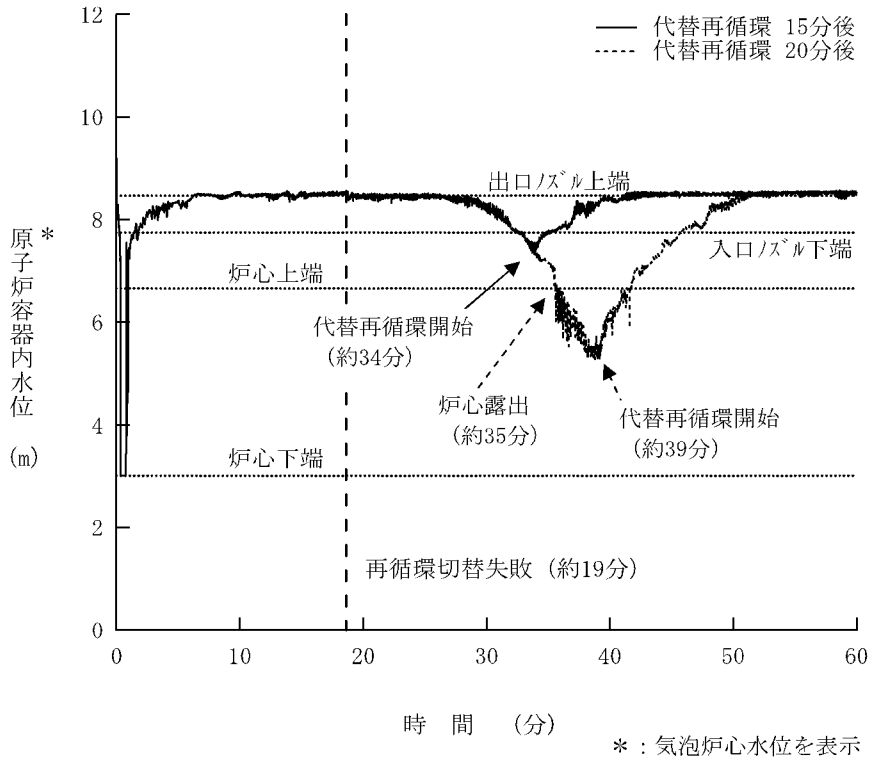


＊：MAAP コードによる原子炉容器内水位は入口ノズル下端を上限とした気泡炉心水位を表示

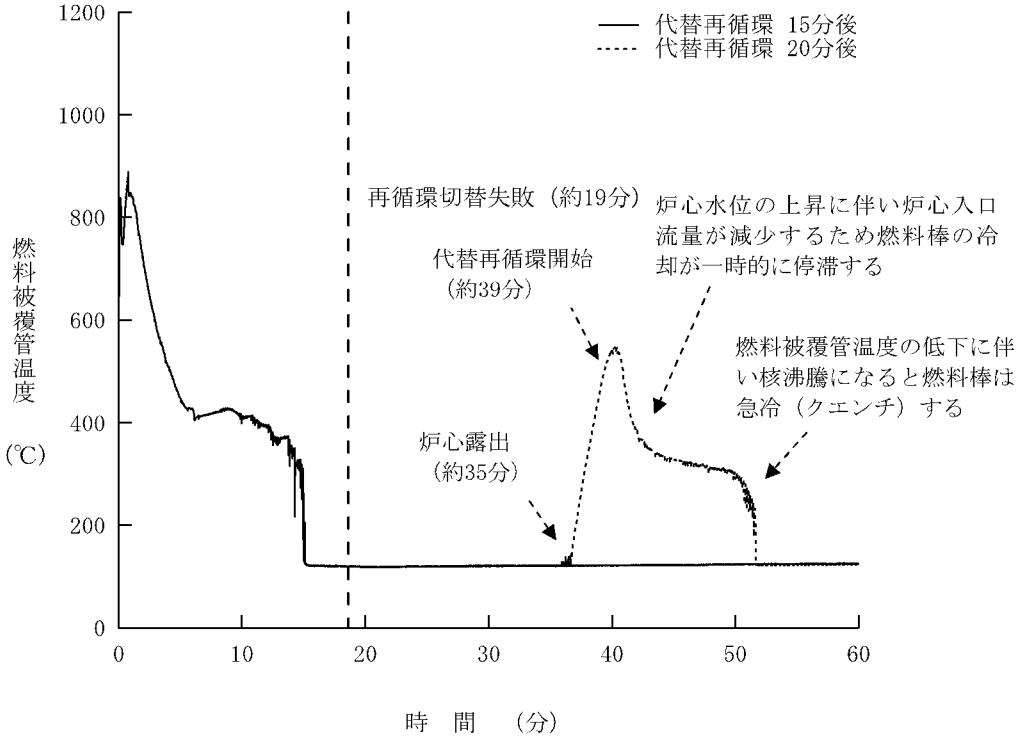
第 7.1.7.16 図　原子炉容器内水位の推移（コード間比較）



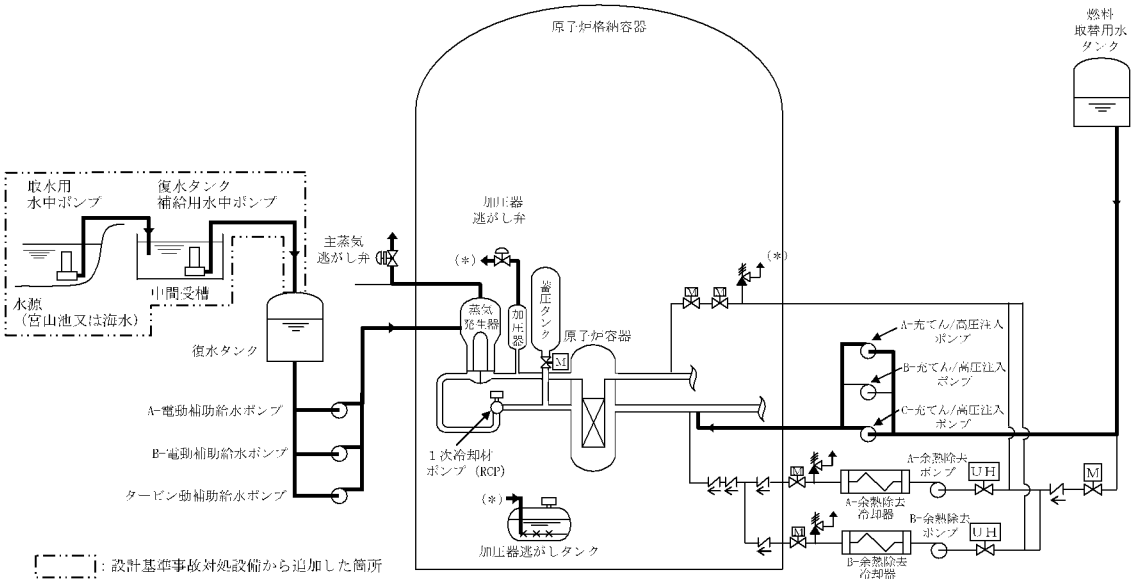
第 7.1.7.17 図　燃料被覆管温度の推移（M-RELAP5 コード）



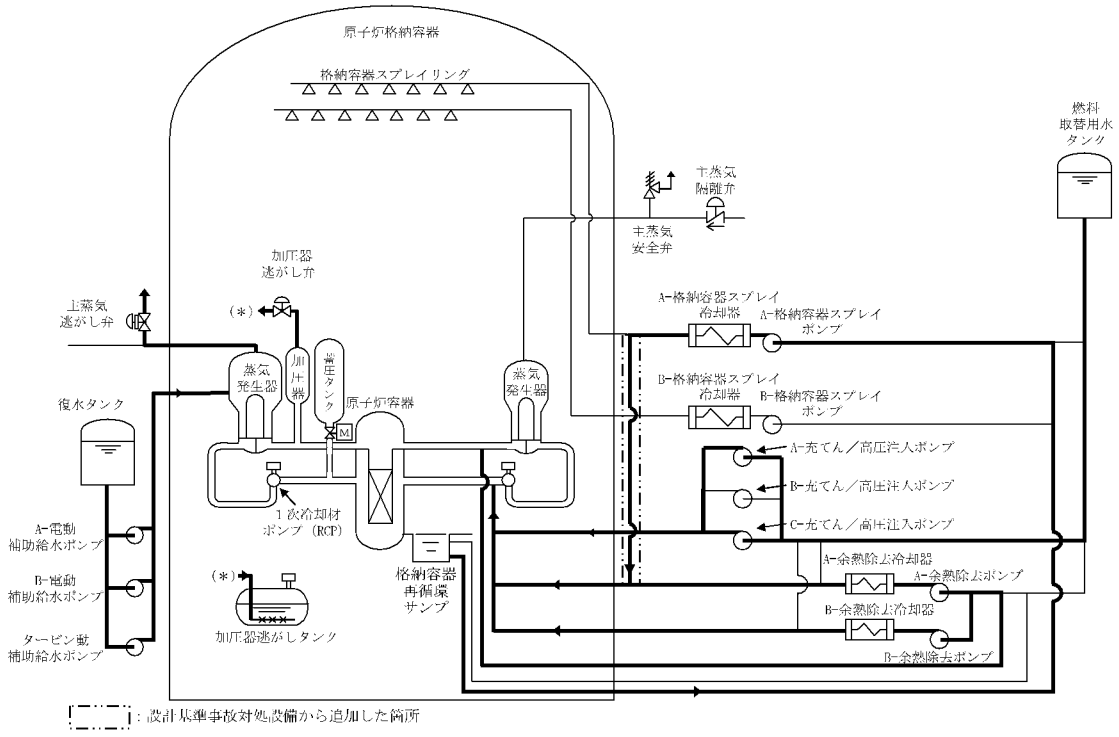
第 7.1.7.18 図　原子炉容器内水位の推移（代替再循環操作時間余裕確認）
(M-RELAP5 コード)



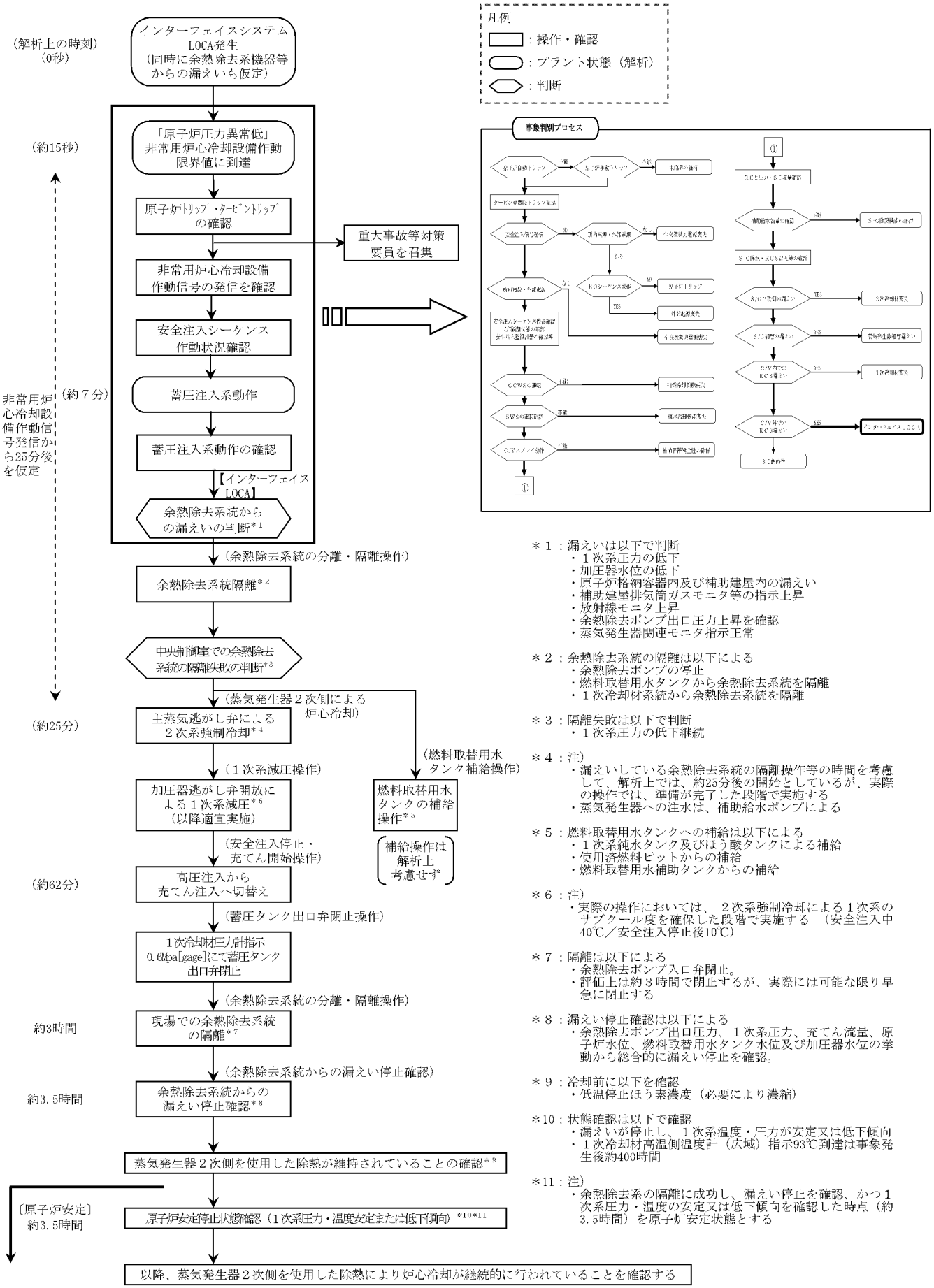
第 7.1.7.19 図　燃料被覆管温度の推移（代替再循環操作時間余裕確認）
(M-RELAP5 コード)



第 7.1.8.1 図　格納容器バイパス時の重大事故等対策の概略系統図
（インターフェイスシステムLOCA）



第 7.1.8.2 図　格納容器バイパス時の重大事故等対策の概略系統図
（蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器隔離失敗）



＊１：漏えいは以下で判断
・１次系圧力の低下
・加圧器水位の低下
・原子炉格納容器内及び補助建屋内の漏えい
・補助建屋排気筒ガスモニタ等の指示上昇
・放射線モニタ上昇
・余熱除去ポンプ出口圧力上昇を確認
・蒸気発生器関連モニタ指示正常

＊２：余熱除去系統の隔離は以下による
・余熱除去ポンプの停止
・燃料取替用水タンクから余熱除去系統を隔離
・１次冷却材系統から余熱除去系統を隔離

＊３：隔離失敗は以下で判断
・１次系圧力の低下継続

＊４：注）
・漏えいしている余熱除去系統の隔離操作等の時間を考慮して、解析上では、約25分後の開始としているが、実際の操作では、準備が完了した段階で実施する
・蒸気発生器への注水は、補助給水ポンプによる

＊５：燃料取替用水タンクへの補給は以下による
・１次系純水タンク及びほう酸タンクによる補給
・使用済燃料ピットからの補給
・燃料取替用水補助タンクからの補給

＊６：注）
・実際の操作においては、２次系強制冷却による１次系のサブクール度を確保した段階で実施する（安全注入中40℃／安全注入停止後10℃）

＊７：隔離は以下による
・余熱除去ポンプ入口弁閉止。
・評価上は約３時間で閉止するが、実際には可能な限り早急に閉止する

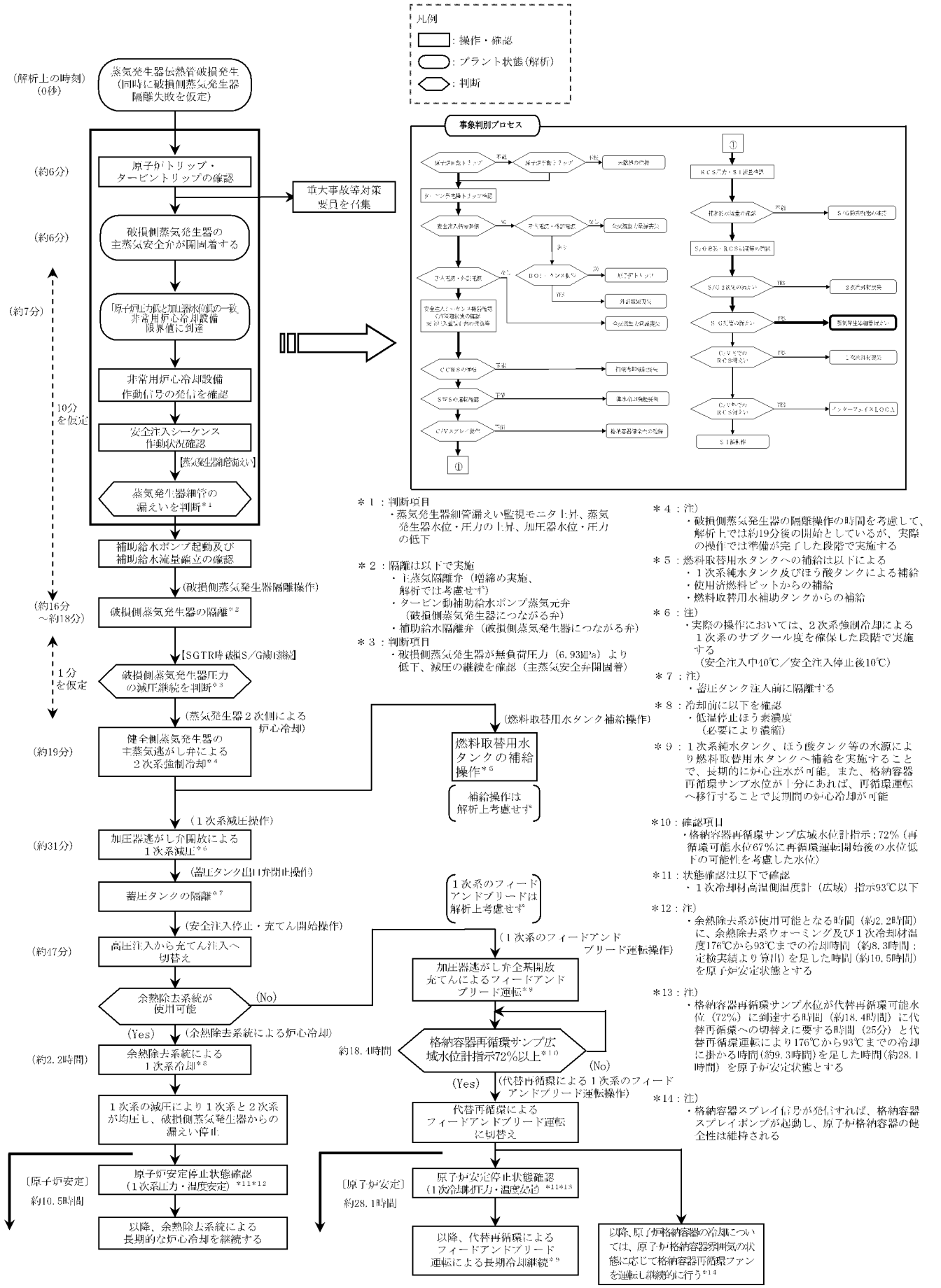
＊８：漏えい停止確認は以下による
・余熱除去ポンプ出口圧力、１次系圧力、充てん流量、原子炉水位、燃料取替用水タンク水位及び加圧器水位の挙動から総合的に漏えい停止を確認。

＊９：冷却前に以下を確認
・低温停止ほう素濃度（必要により濃縮）

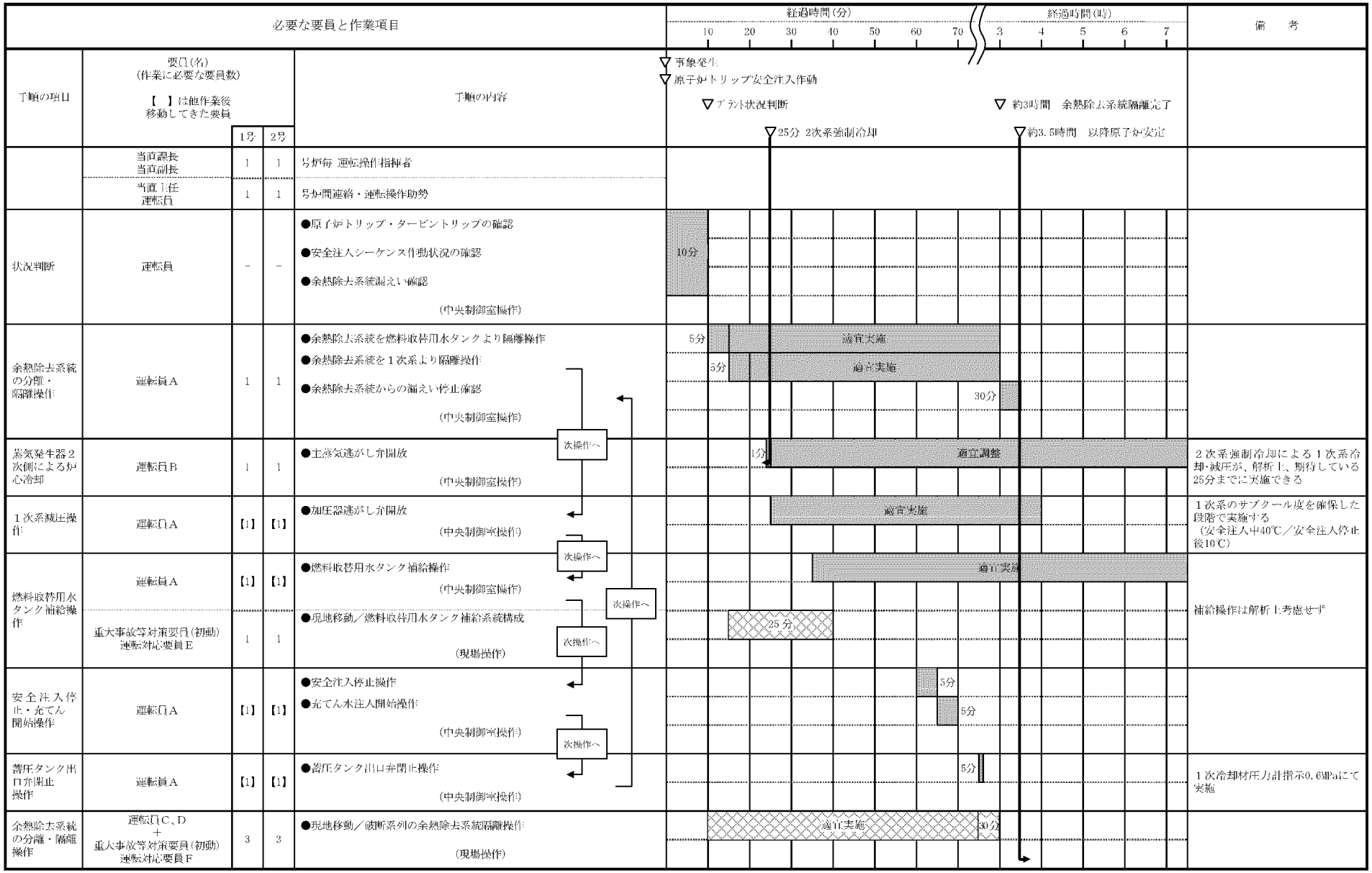
＊10：状態確認は以下で確認
・漏えいが停止し、１次系温度・圧力が安定又は低下傾向
・１次冷却材高温側温度計（広域）指示93℃到達は事象発生後約400時間

＊11：注）
・余熱除去系の隔離に成功し、漏えい停止を確認、かつ１次系圧力・温度の安定又は低下傾向を確認した時点（約3.5時間）を原子炉安定状態とする

第 7.1.8.3 図　事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（インターフェイスシステム LOCA）」の対応手順の概要
（重要事故シーケンス「インターフェイスシステム LOCA」の事象進展）



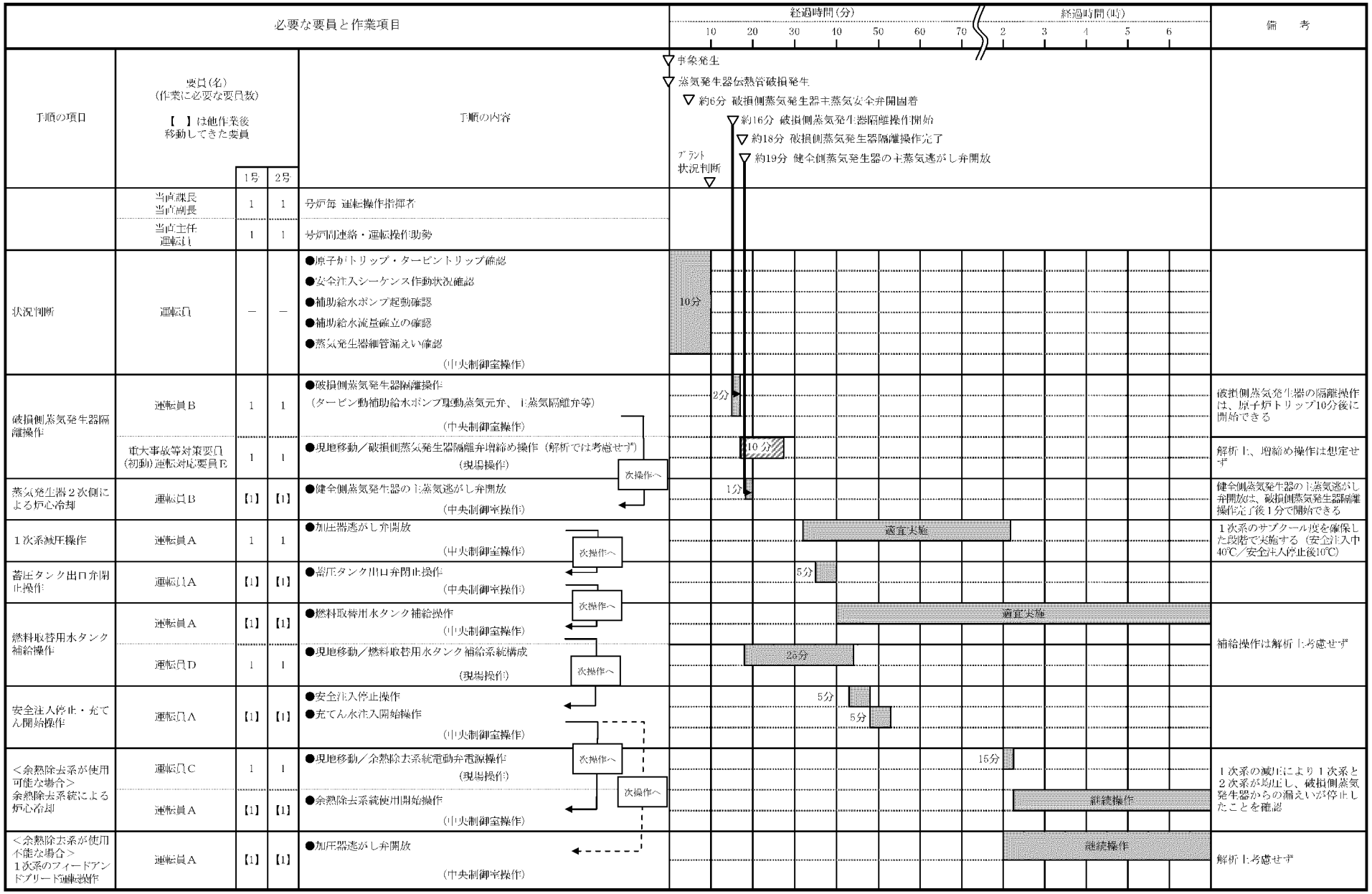
第 7.1.8.4 図　事故シーケンスグループ「格納容器バイパス（蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器隔離失敗）」の対応手順の概要
（重要事故シーケンス「蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器隔離失敗」の事象進展）



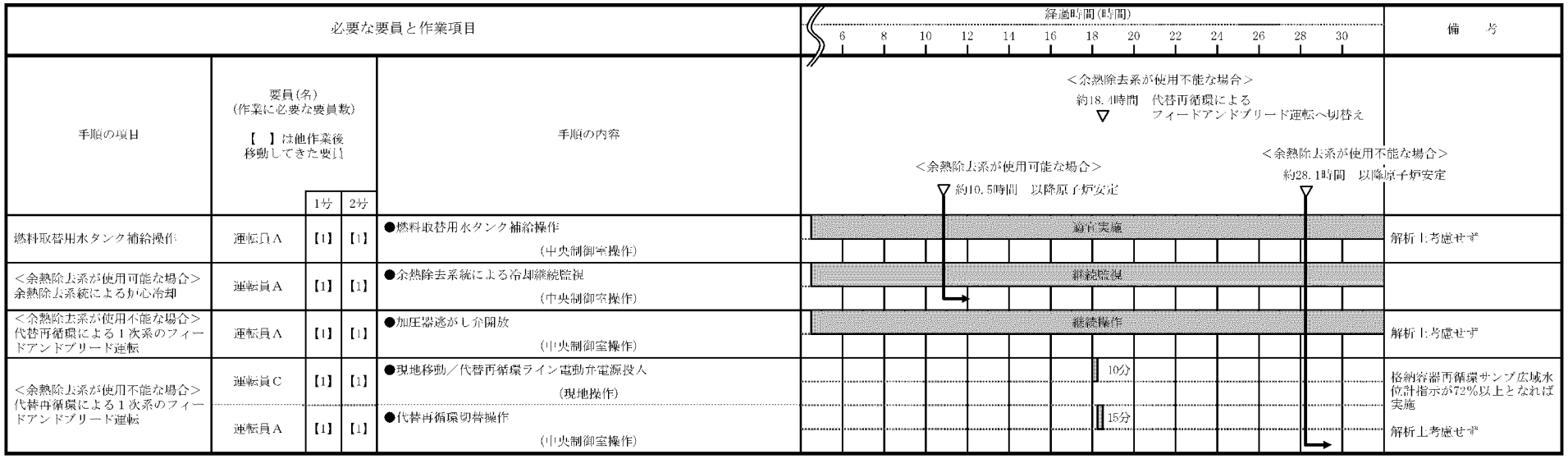
・各操作・作業の必要時間算定については、実際の現場移動時間又は作業時間を確認した上で算出している
（一部、未配備の機器については想定時間により算出）
・緊急時対策本部要員は４名であり、全体指揮、通報連絡等を行う

汚染防護服（タイベック・ゴム手袋等）、全面マスク、ポケット線量計等着用
放射線防護具着用なし

第 7.1.8.5 図　格納容器バイパス時（インターフェイスシステム LOCA）の作業と所要時間

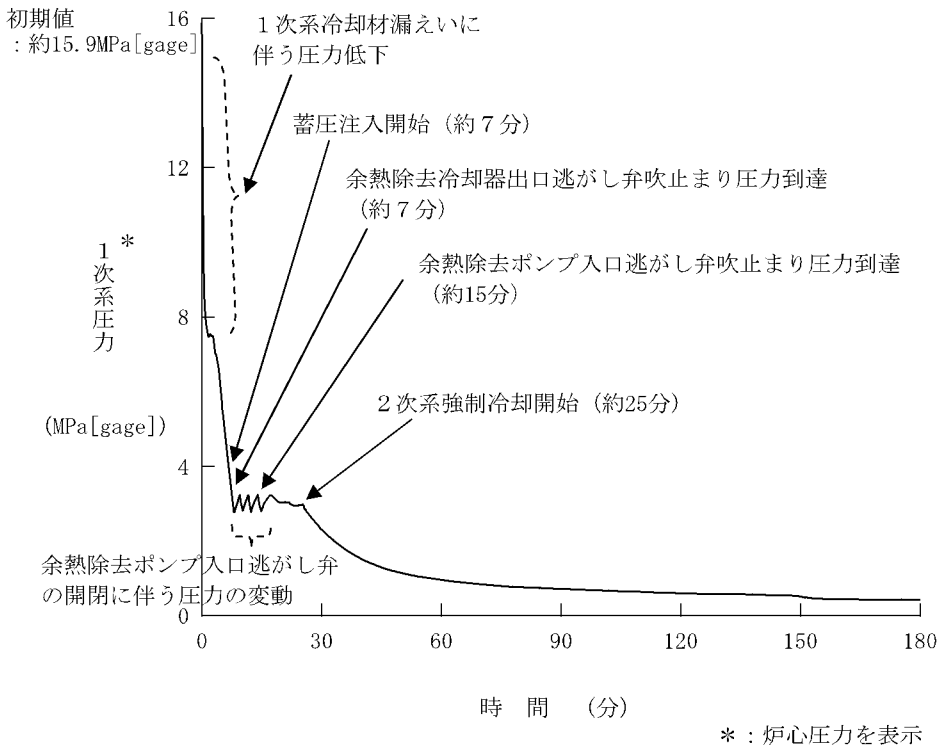


第 7.1.8.6 図　格納容器バイパス時（蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器隔離失敗）の作業と所要時間（1／2）

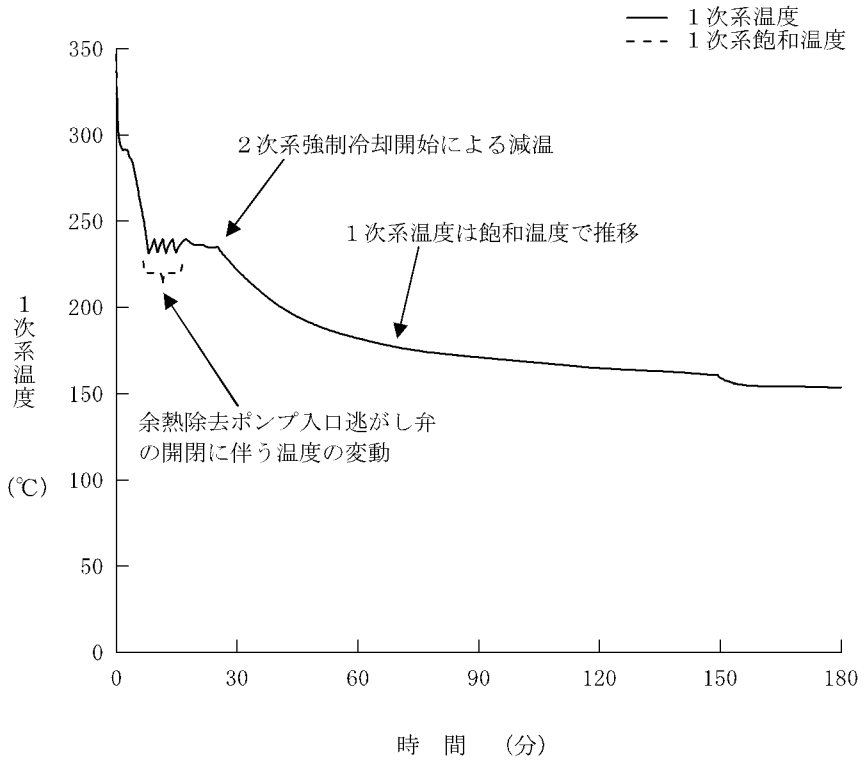


・各操作・作業の必要時間算定については、実際の現場移動時間又は作業時間を確認した上で算出している（一部、未配備の機器については想定時間により算出）
・緊急時対策本部要員は4名であり、全体指揮、通報連絡等を行う

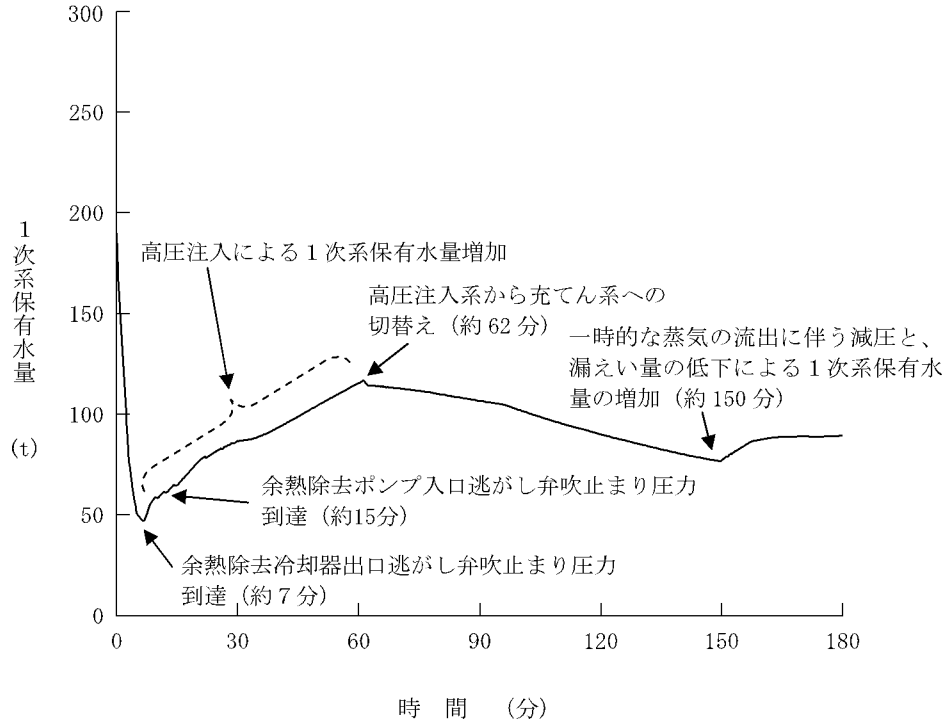
第7.1.8.6図　格納容器バイパス時（蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器隔離失敗）の作業と所要時間（2／2）



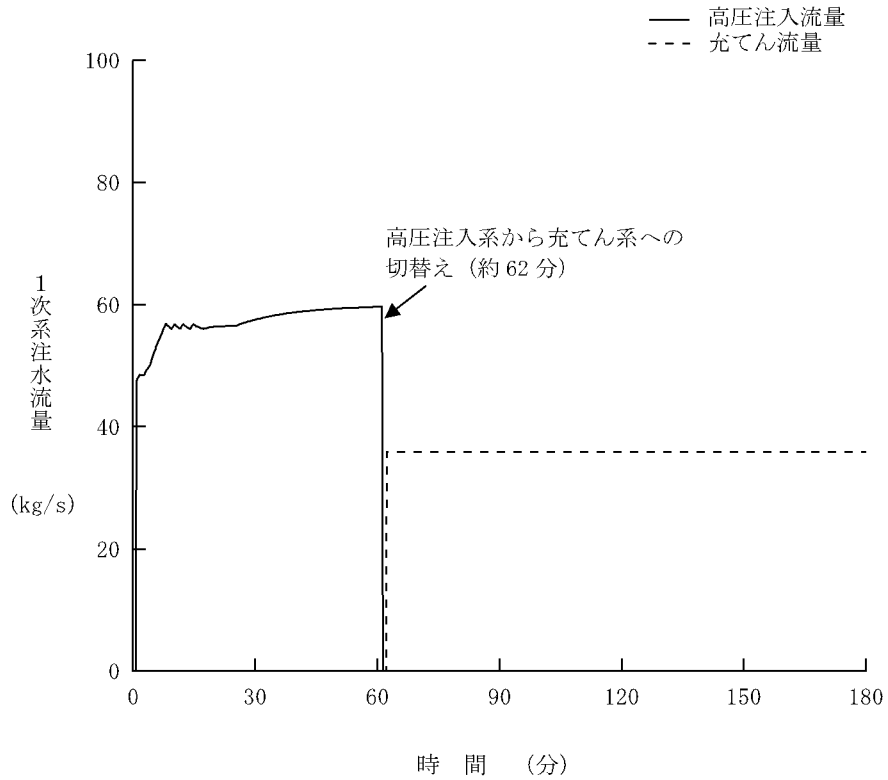
第7.1.8.7図　1次系圧力の推移（インターフェイスシステムLOCA）



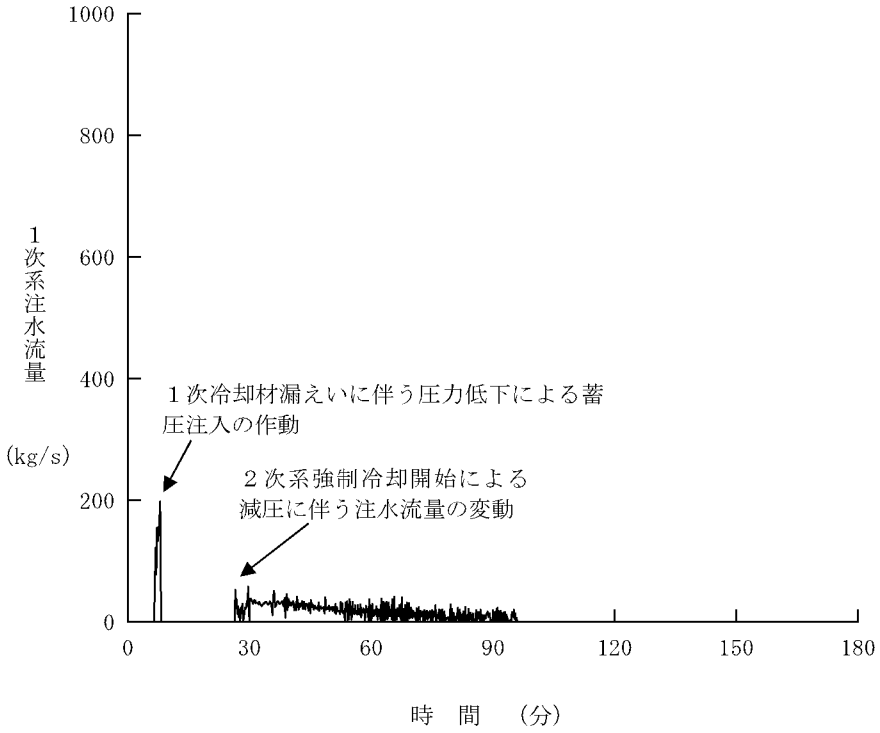
第7.1.8.8図　1次系温度の推移（インターフェイスシステムLOCA）



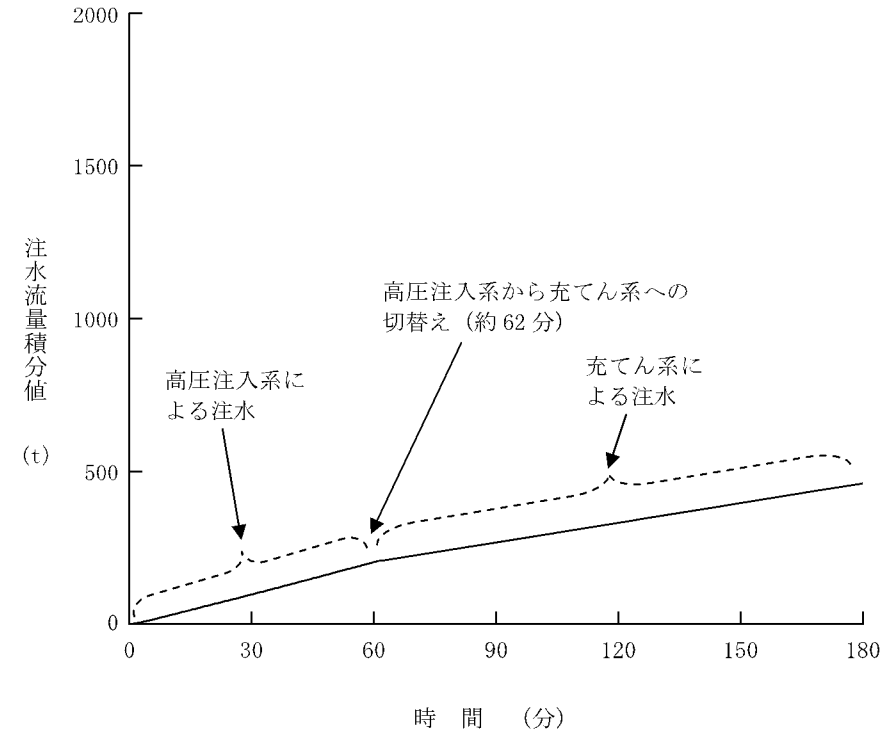
第 7.1.8.9 図　１次系保有水量の推移（インターフェイスシステム LOCA）



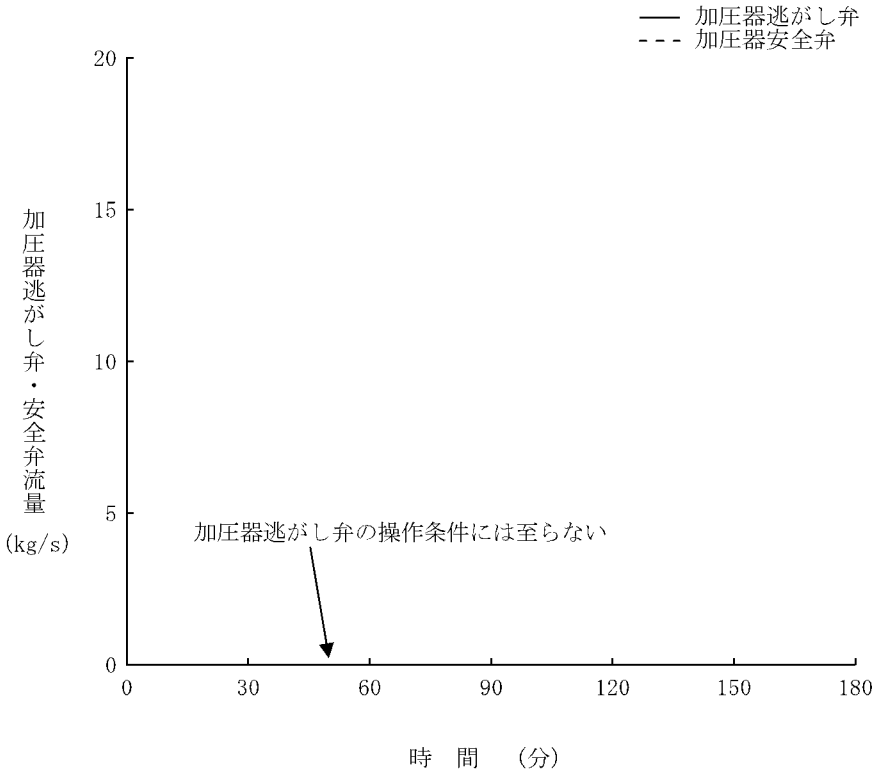
第 7.1.8.10 図　１次系注水流量（高圧及び充てん）の推移
（インターフェイスシステムLOCA）



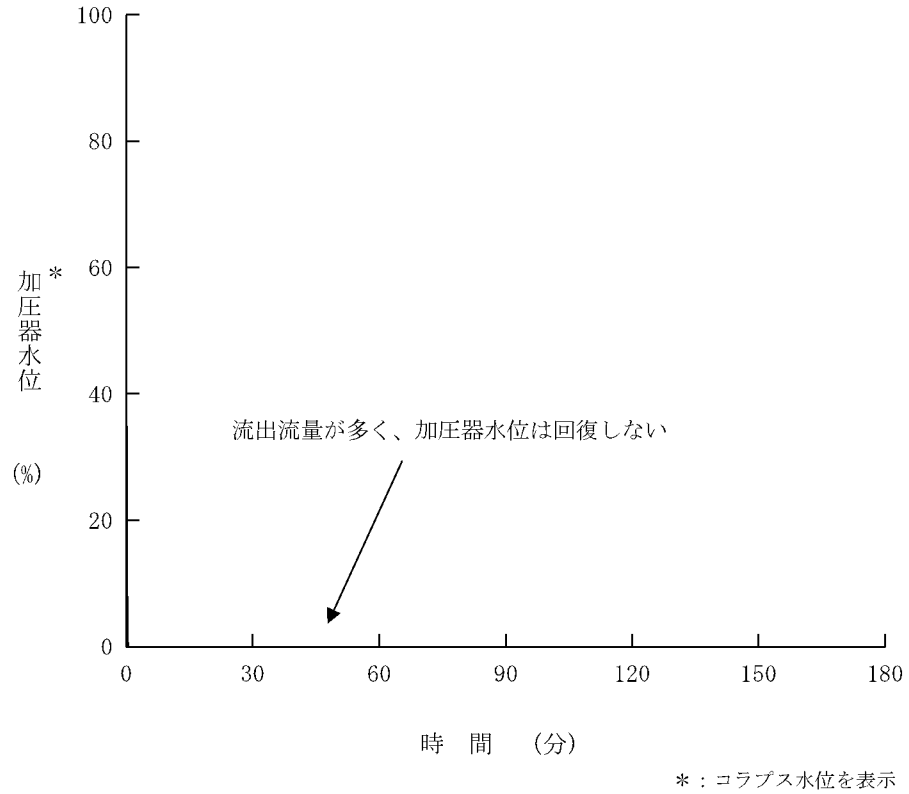
第 7.1.8.11 図　１次系注水流量（蓄圧注入）の推移
（インターフェイスシステムLOCA）



第 7.1.8.12 図　注水流量積分値の推移（インターフェイスシステム LOCA）

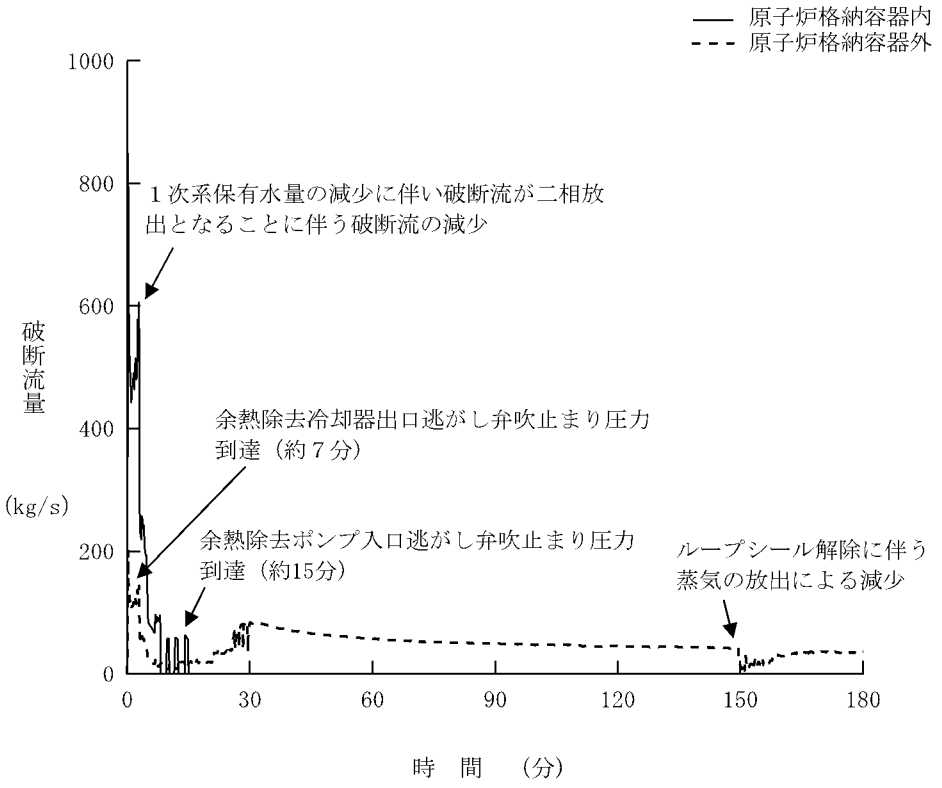


第 7.1.8.13 図　加圧器逃がし弁・安全弁流量の推移
（インターフェイスシステムLOCA）

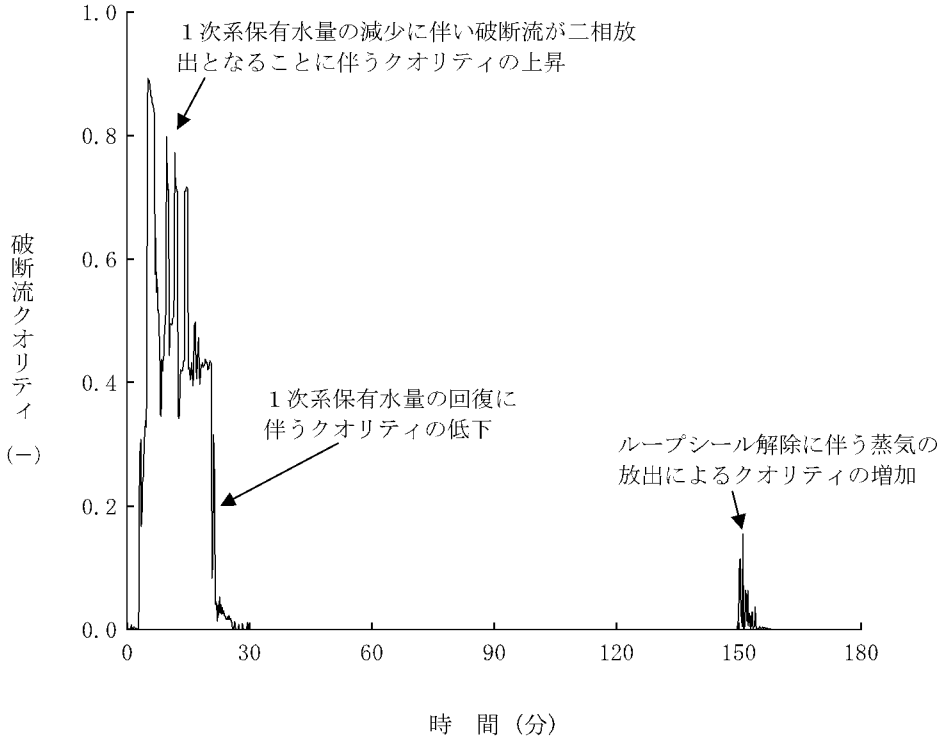


＊：コラプス水位を表示

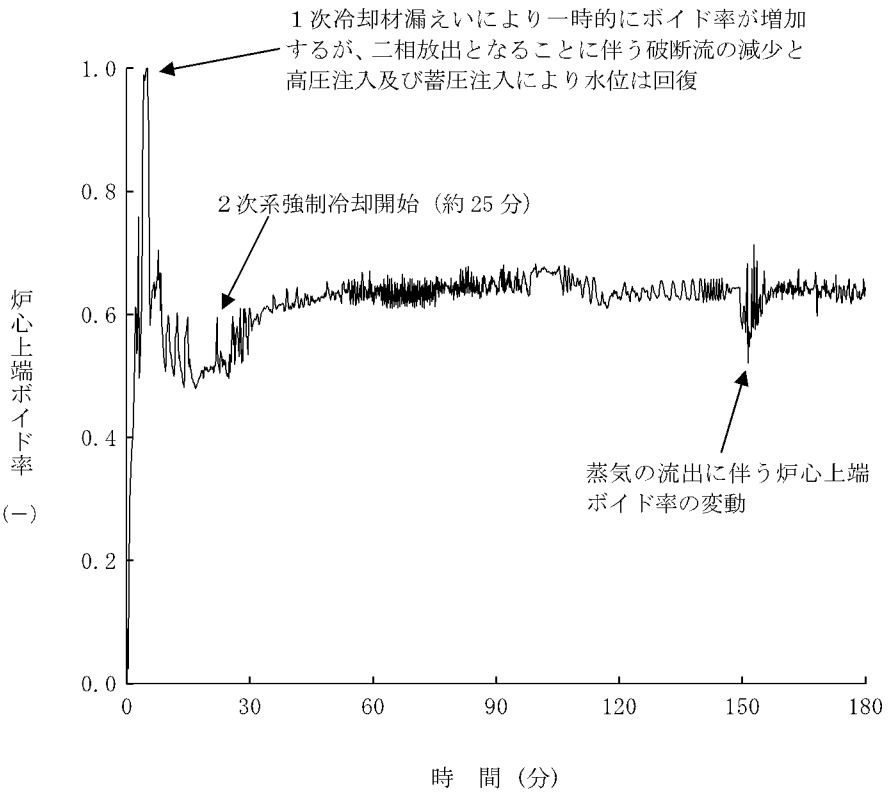
第 7.1.8.14 図　加圧器水位の推移（インターフェイスシステム LOCA）



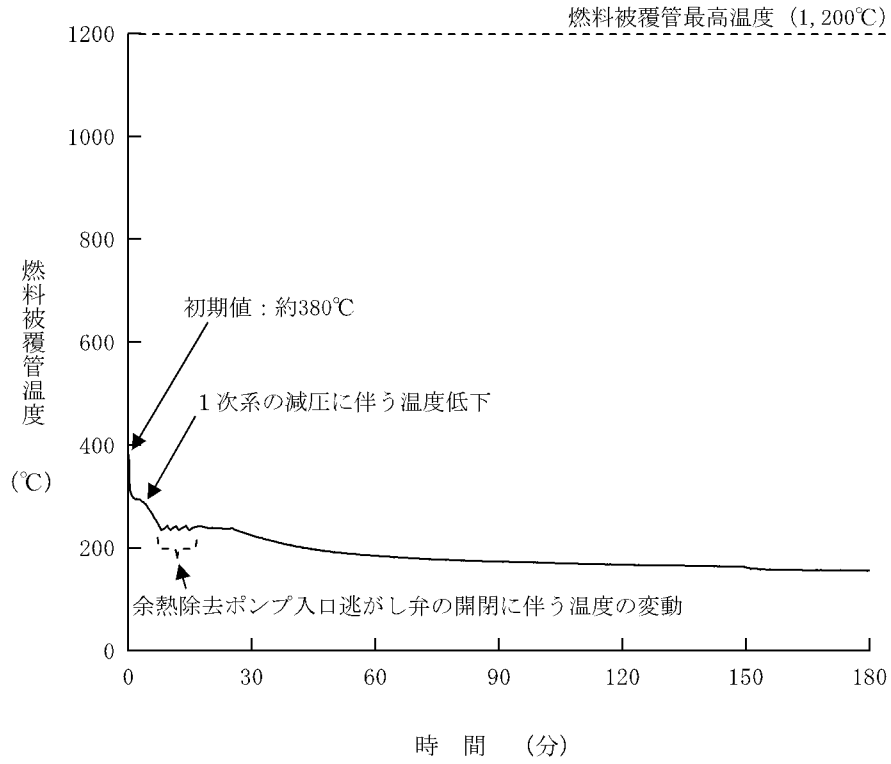
第 7.1.8.15 図　破断流量の推移（インターフェイスシステム LOCA）



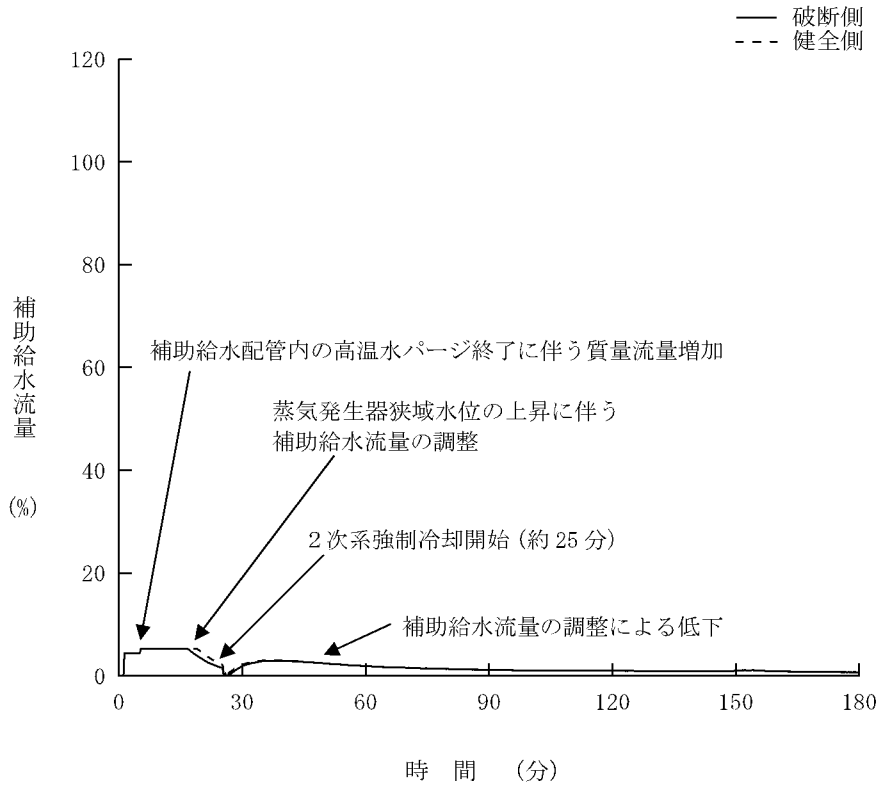
第 7.1.8.16 図　破断流クオリティの推移（インターフェイスシステム LOCA）



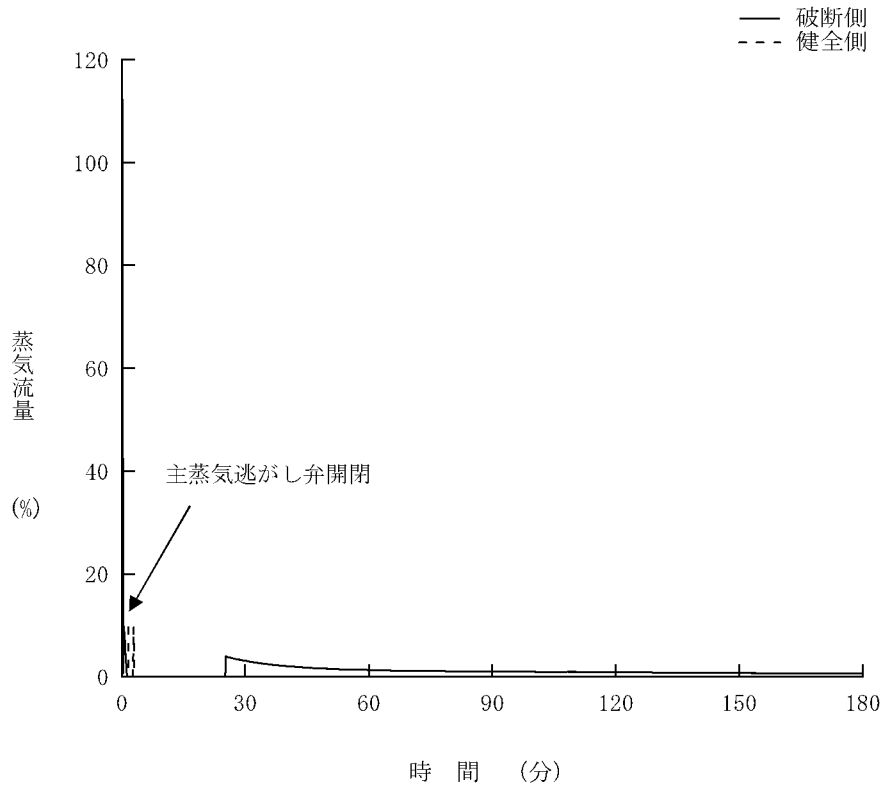
第 7.1.8.17 図　炉心上端ボイド率の推移（インターフェイスシステム LOCA）



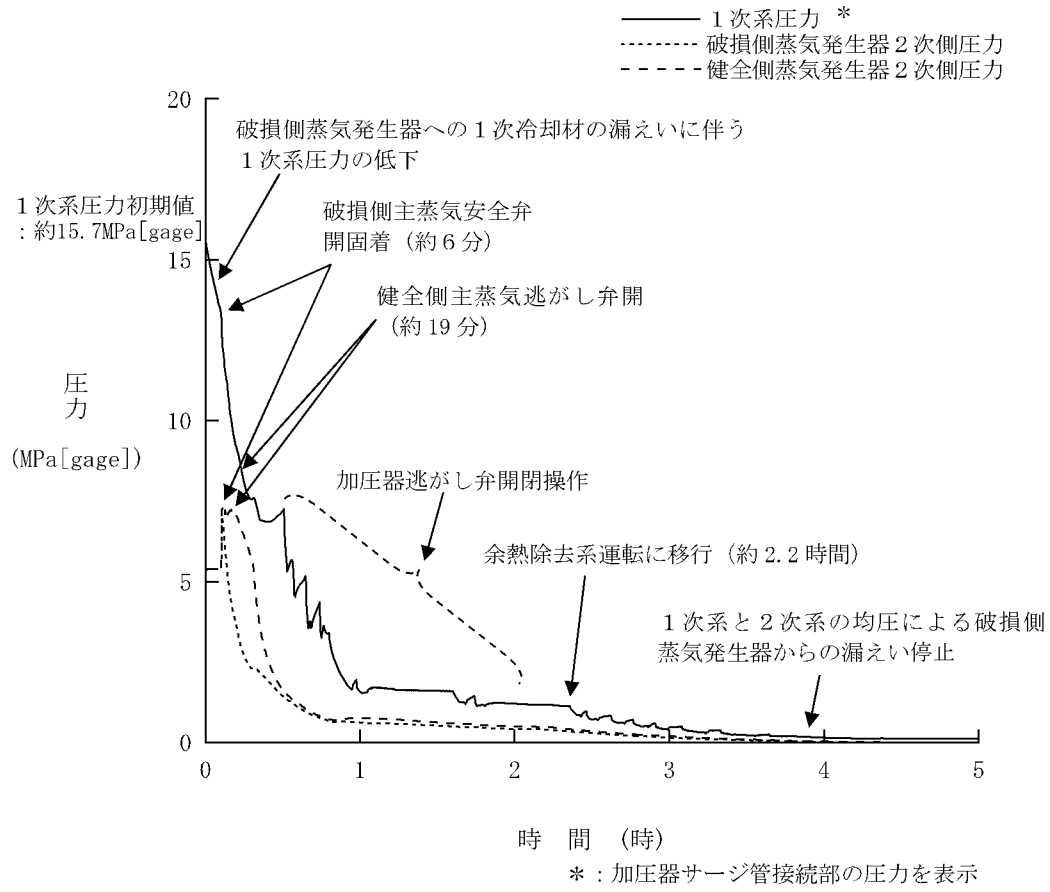
第 7.1.8.18 図　燃料被覆管温度の推移（インターフェイスシステム LOCA）



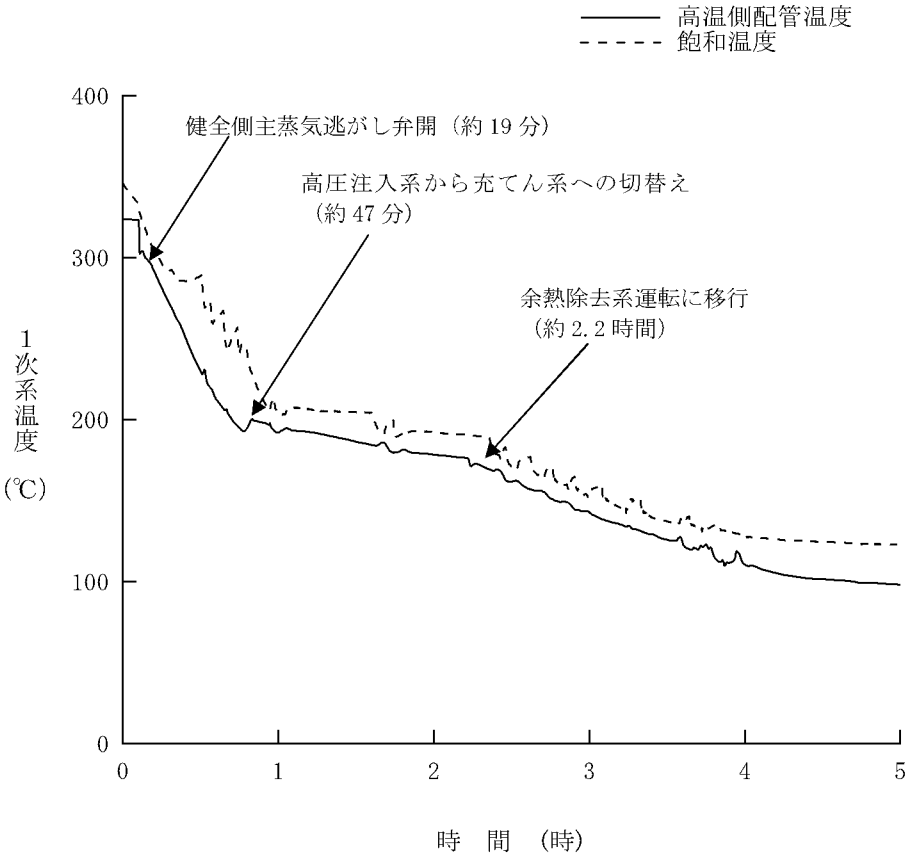
第7.1.8.19図　補助給水流量の推移（インターフェイスシステムLOCA）



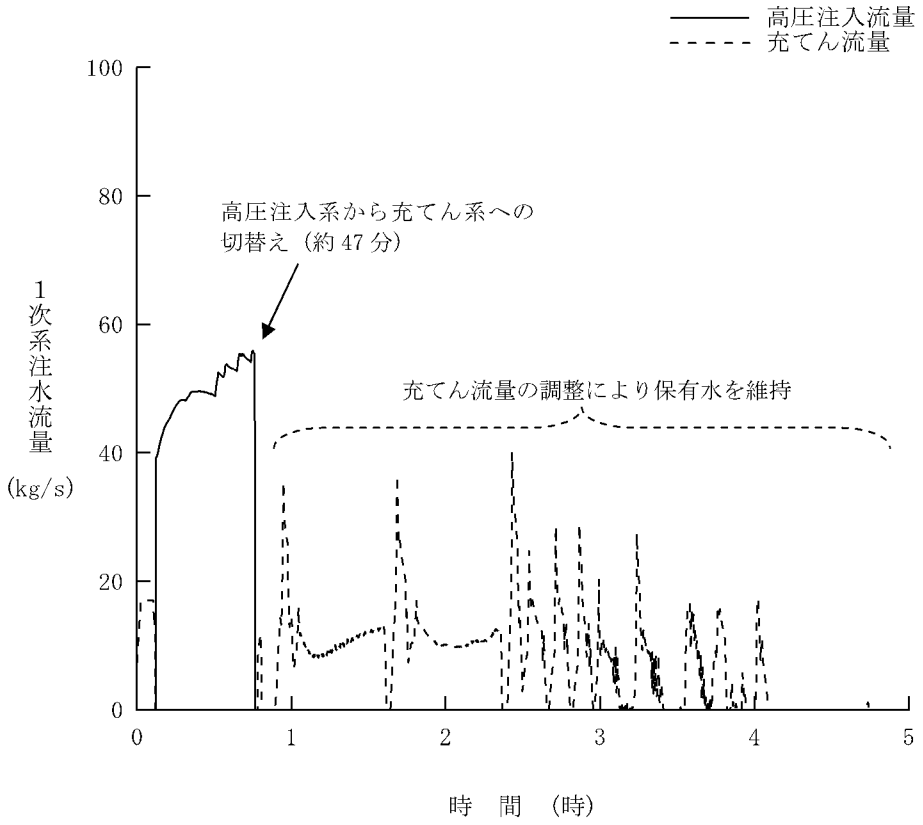
第7.1.8.20図　蒸気流量の推移（インターフェイスシステムLOCA）



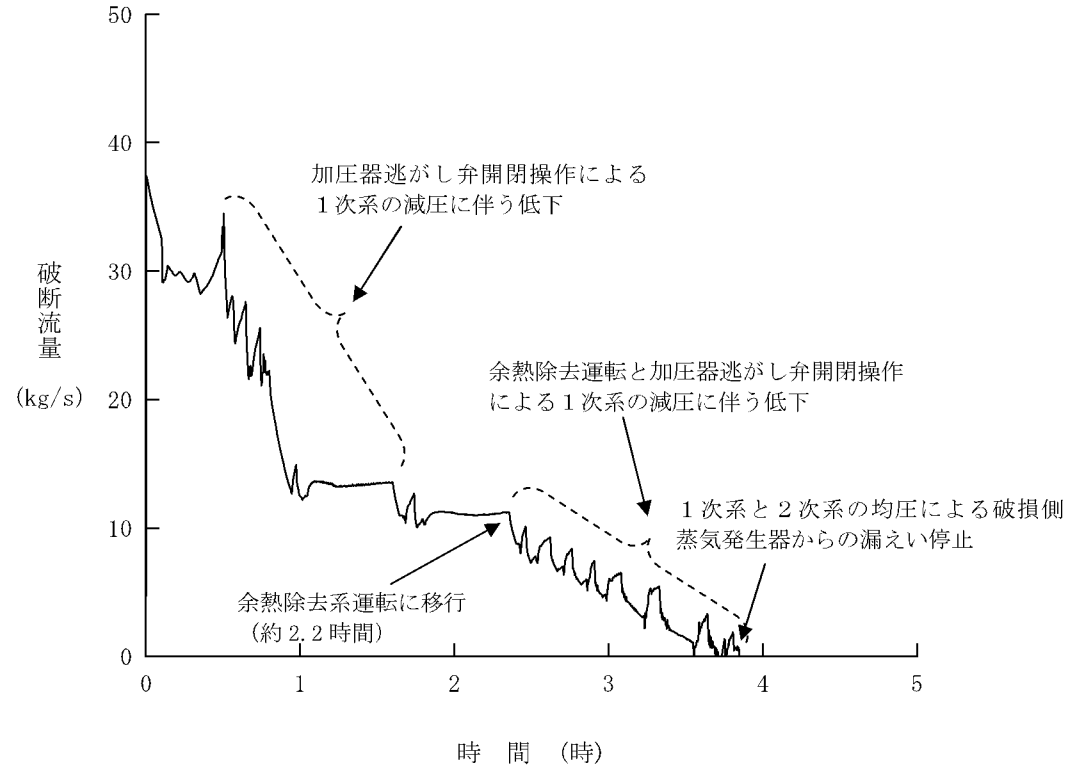
第 7.1.8.21 図　１、２次系圧力の推移（蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器隔離失敗）



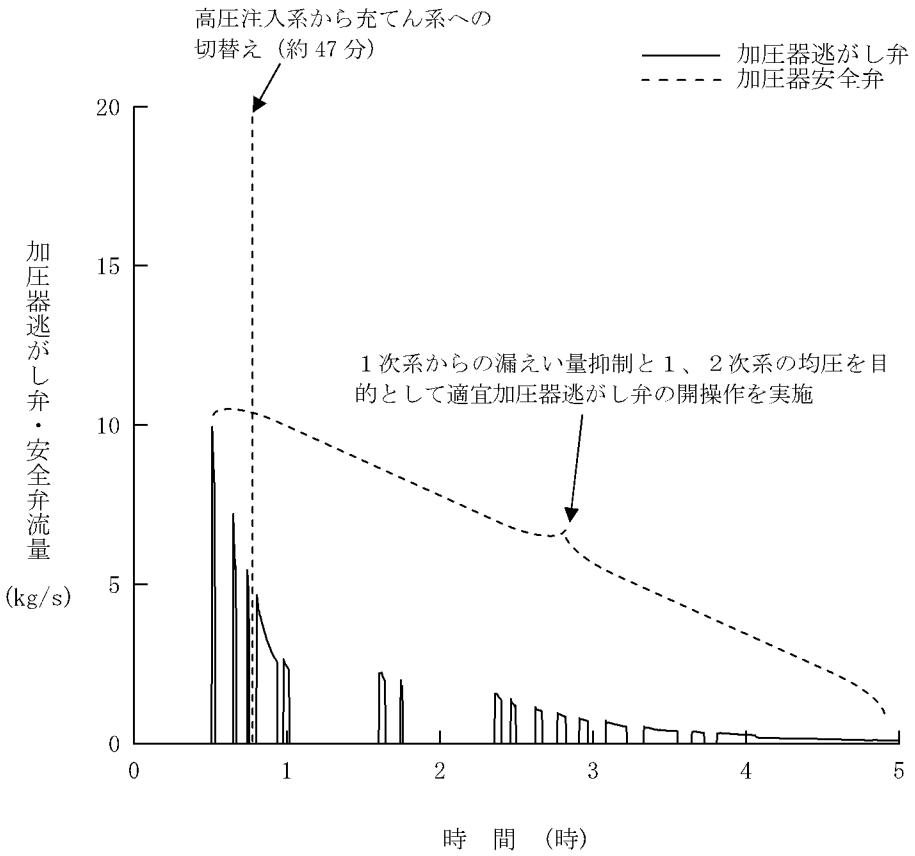
第 7.1.8.22 図　１次系温度の推移（蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器隔離失敗）



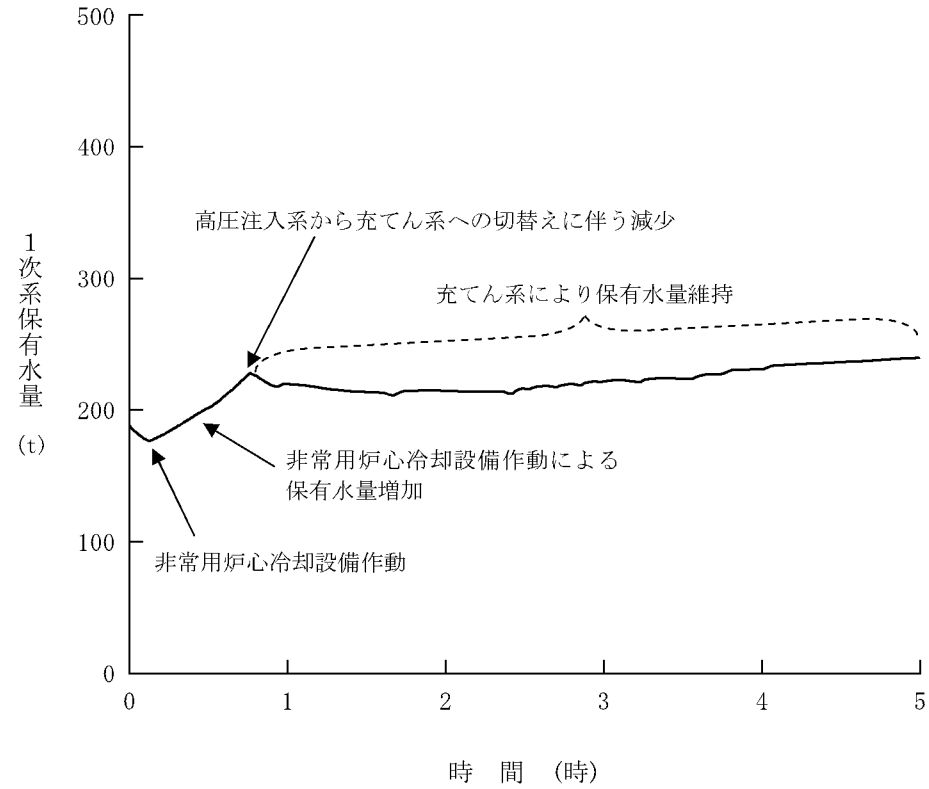
第 7.1.8.23 図　１次系注水流量の推移
（蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器隔離失敗）



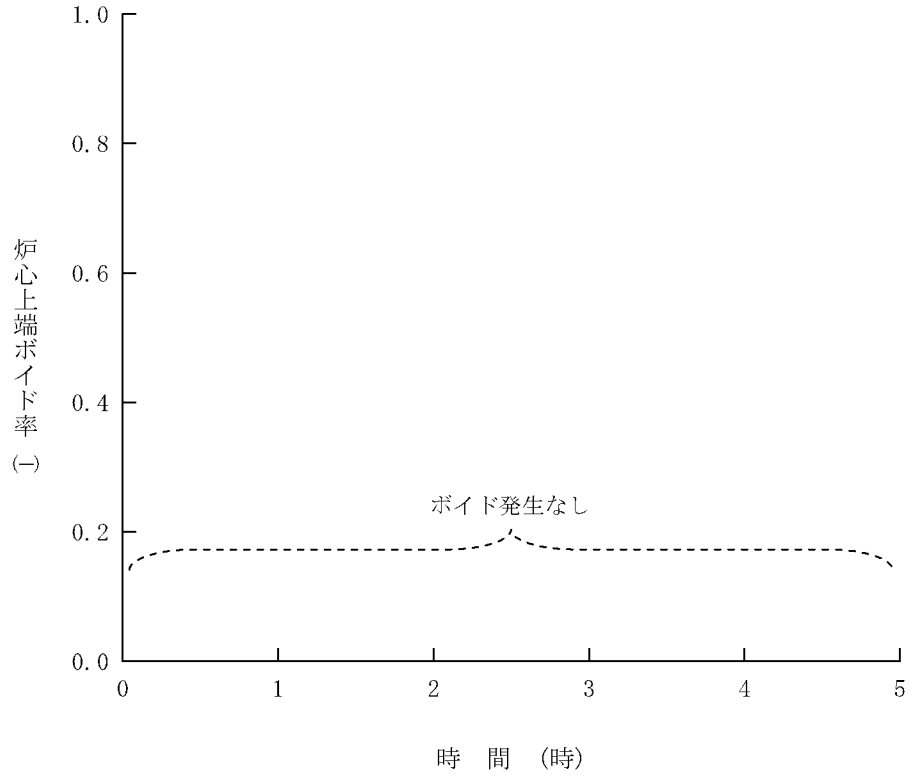
第 7.1.8.24 図　破断流量の推移
（蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器隔離失敗）



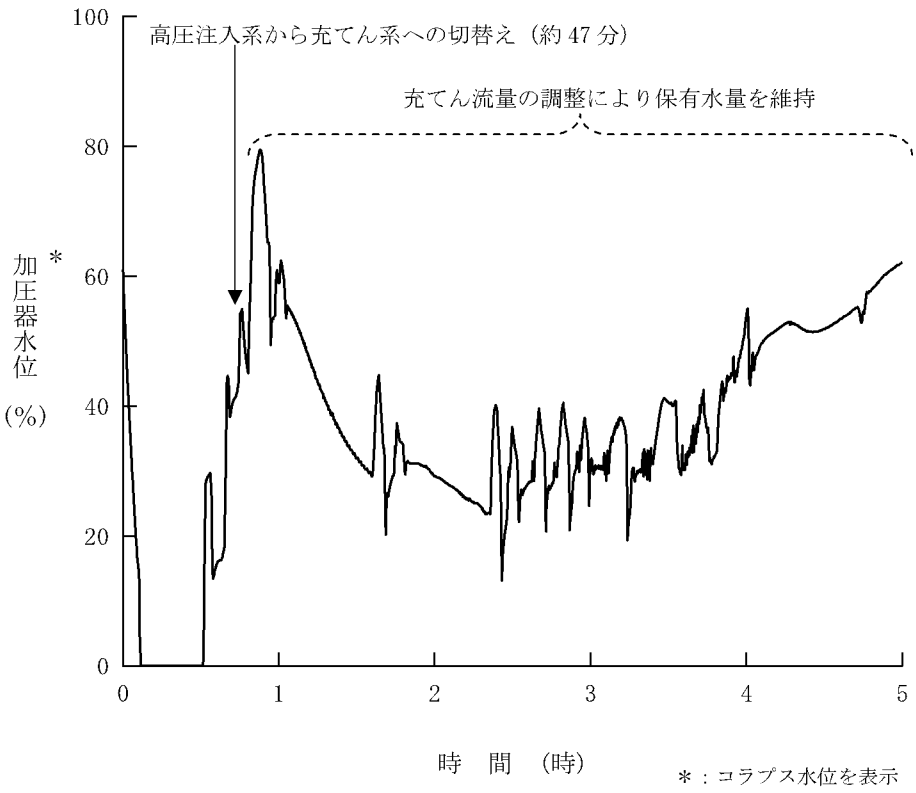
第 7.1.8.25 図　加圧器逃がし弁・安全弁流量の推移
（蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器隔離失敗）



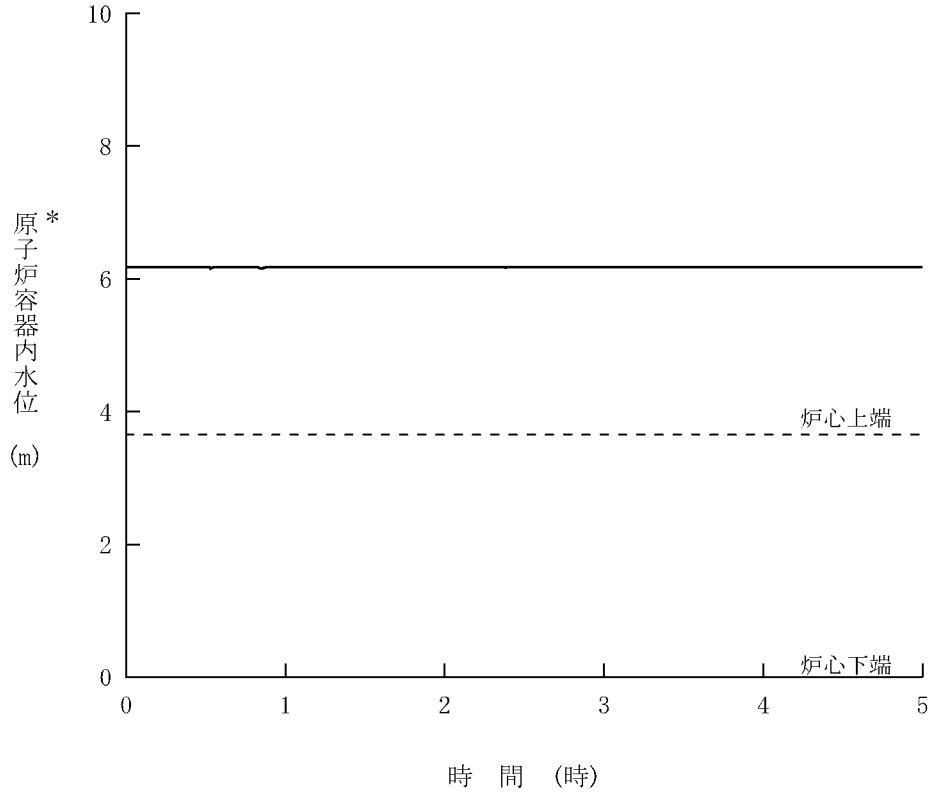
第 7.1.8.26 図　１次系保有水量の推移
（蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器隔離失敗）



第 7.1.8.27 図　炉心上端ボイド率の推移
(蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器隔離失敗)

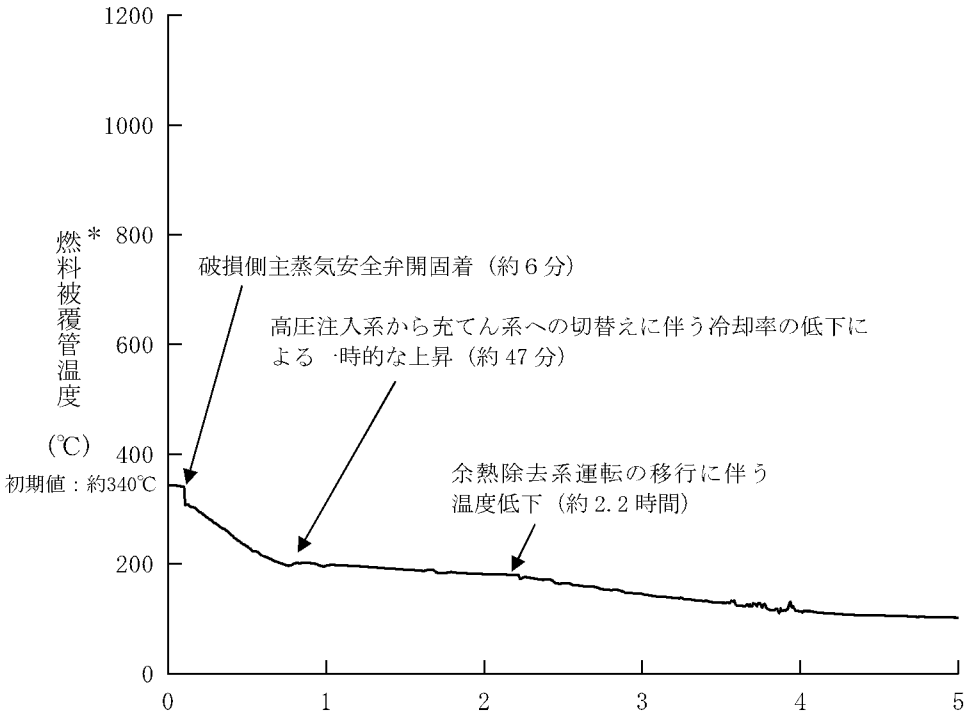


第 7.1.8.28 図　加圧器水位の推移
(蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器隔離失敗)



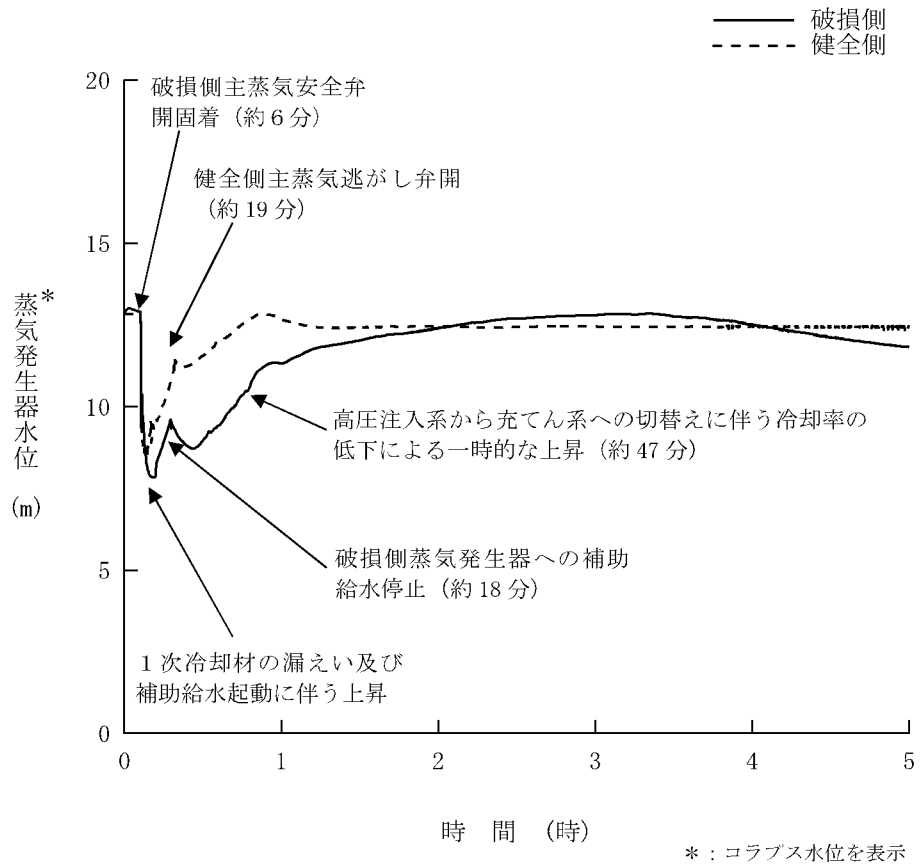
＊：コラプス水位を表示

第 7.1.8.29 図　原子炉容器内水位の推移
（蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器隔離失敗）



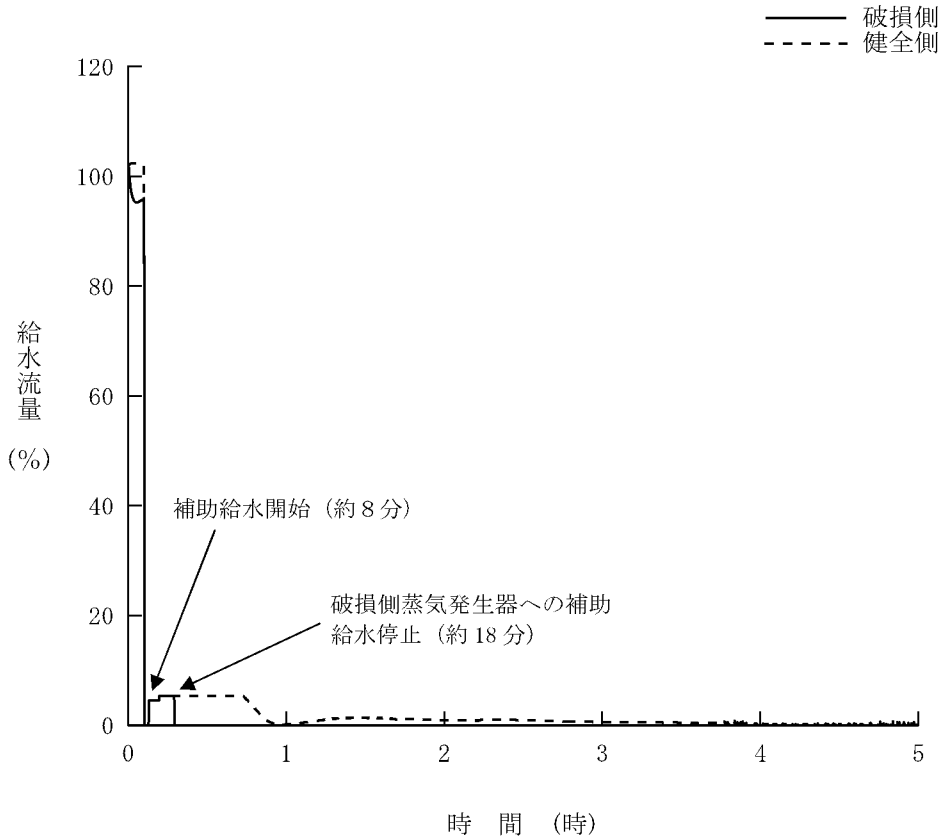
＊：燃料被覆管温度は、炉心部ノード単位の燃料被覆管温度最高点の温度を示す。

第 7.1.8.30 図　燃料被覆管温度の推移
（蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器隔離失敗）

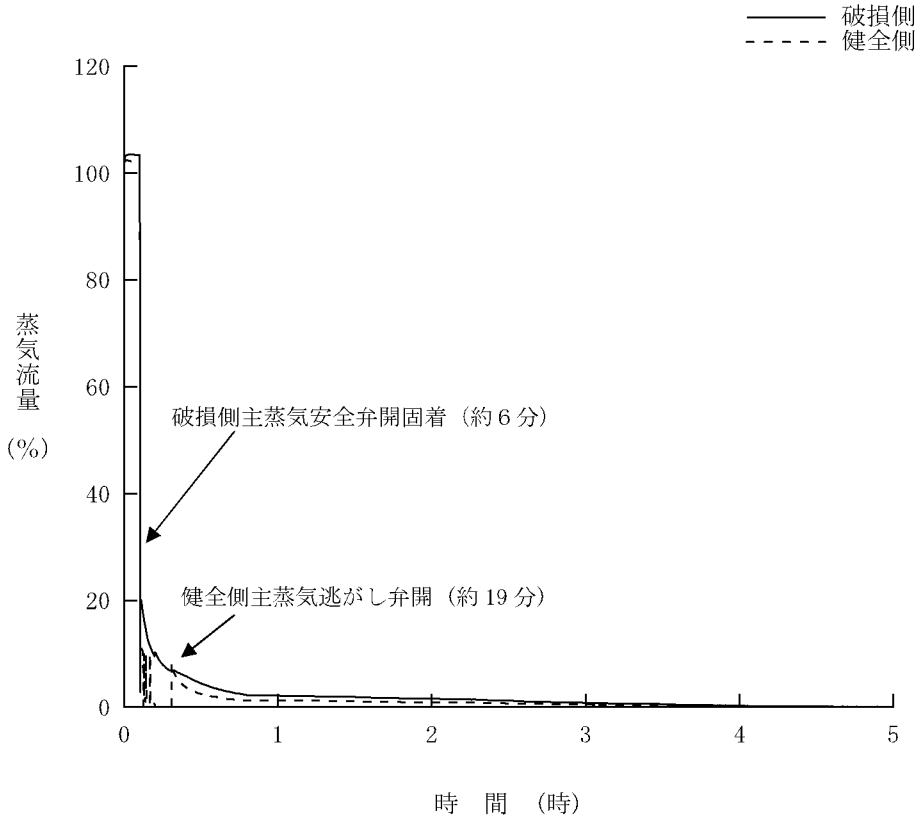


＊：コラプス水位を表示

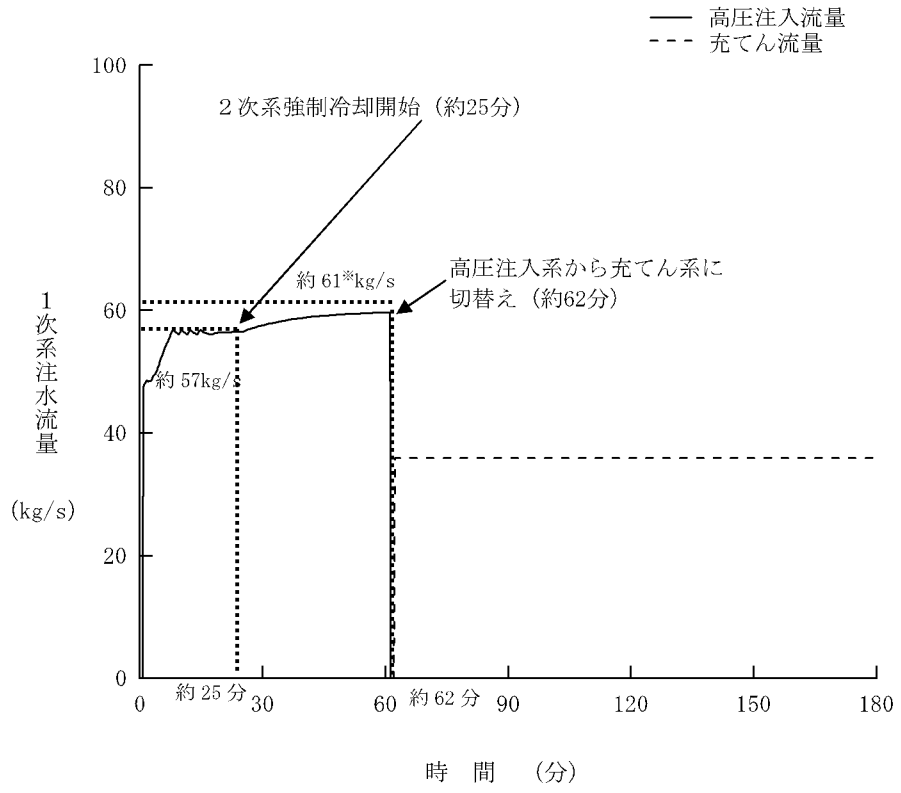
第 7.1.8.31 図　蒸気発生器水位の推移
（蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器隔離失敗）



第 7.1.8.32 図　給水流量の推移
（蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器隔離失敗）

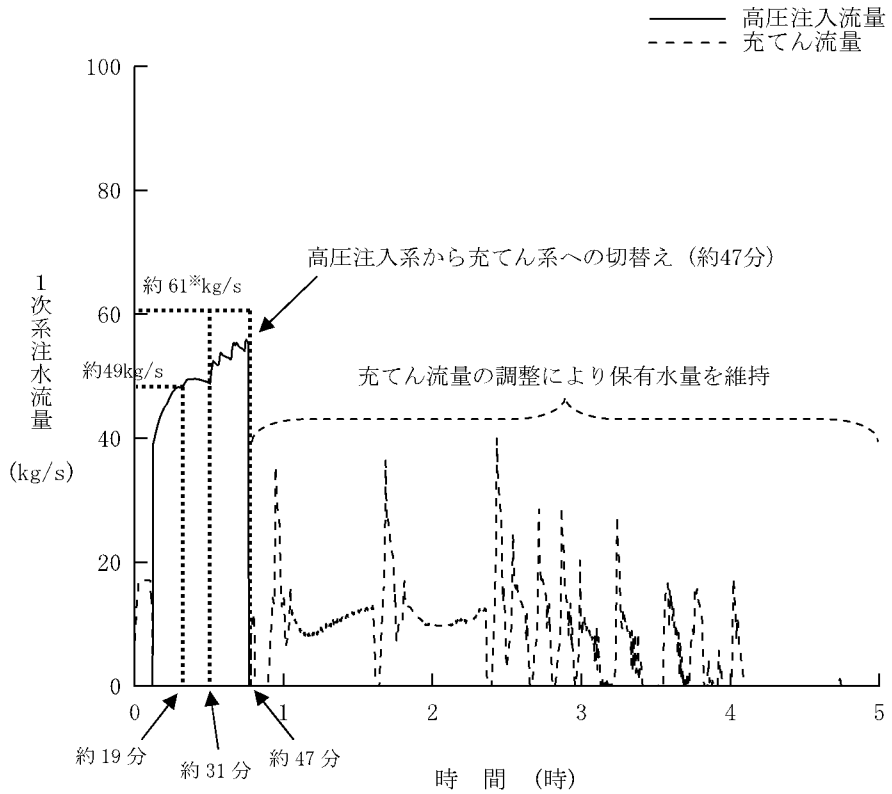


第 7.1.8.33 図　蒸気流量の推移
（蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器隔離失敗）



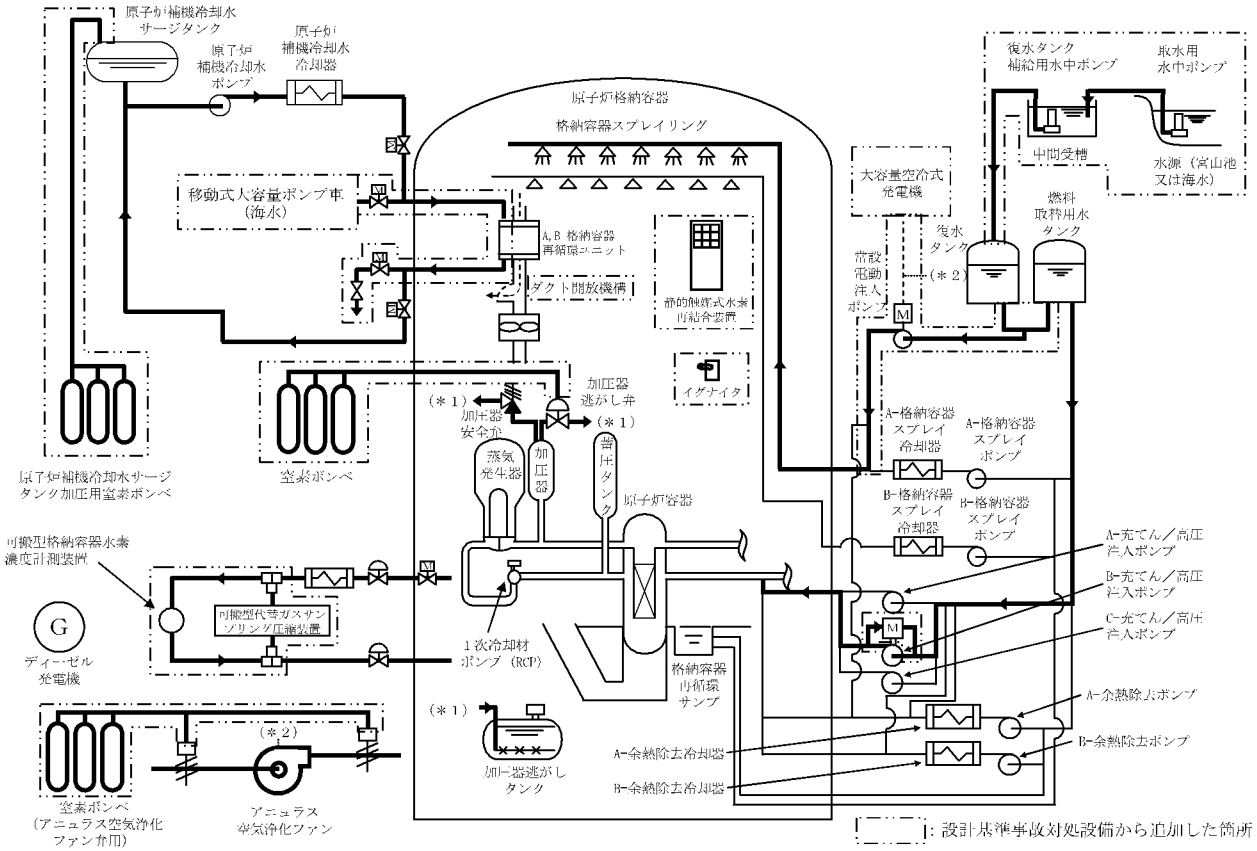
※：主蒸気逃がし弁開による１次系の減温、減圧を考慮し、１次系が大気圧時点の注水流量を想定

第 7.1.8.34 図　１次系注水流量（高圧及び充てん）の推移
（インターフェイスシステムLOCA）（操作時間余裕確認）

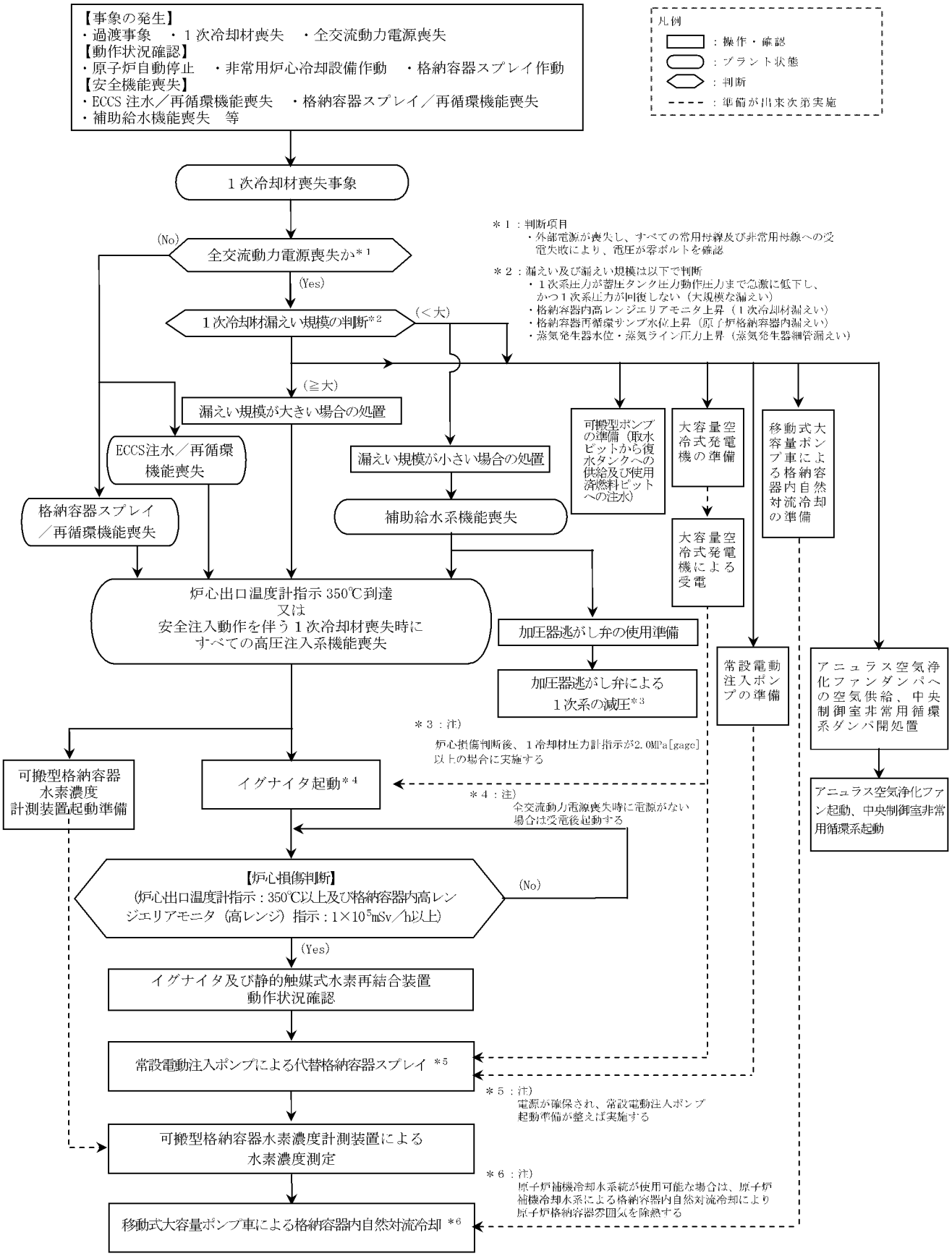


※：健全側主蒸気逃がし弁開による１次系の減温、減圧を考慮し、１次系が大気圧時点の注水流量を想定

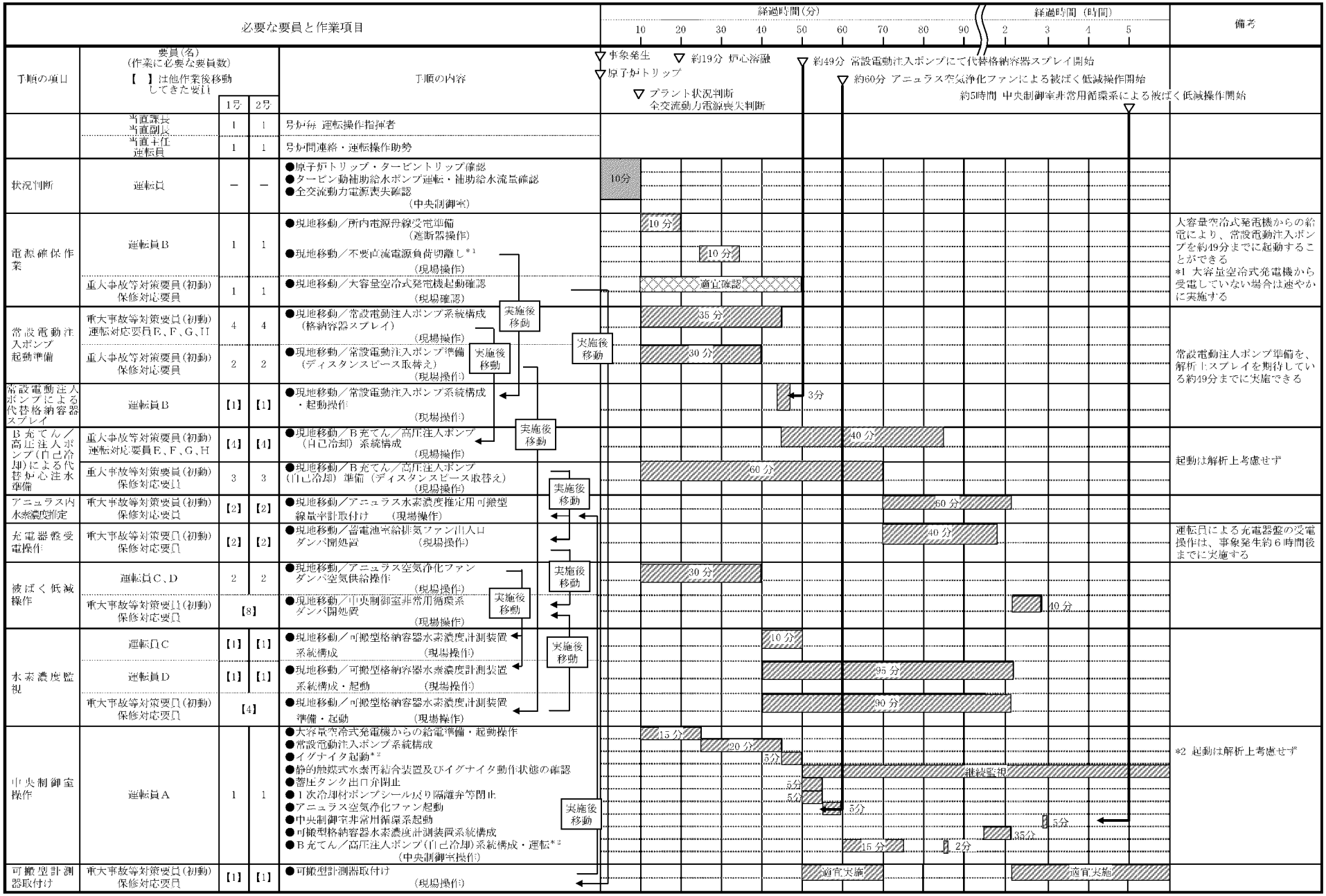
第 7.1.8.35 図　１次系注水流量の推移
（蒸気発生器伝熱管破損＋破損側蒸気発生器隔離失敗）（操作時間余裕確認）



第 7.2.1.1.1 図　雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）モードでの
重大事故等対策の概略系統図



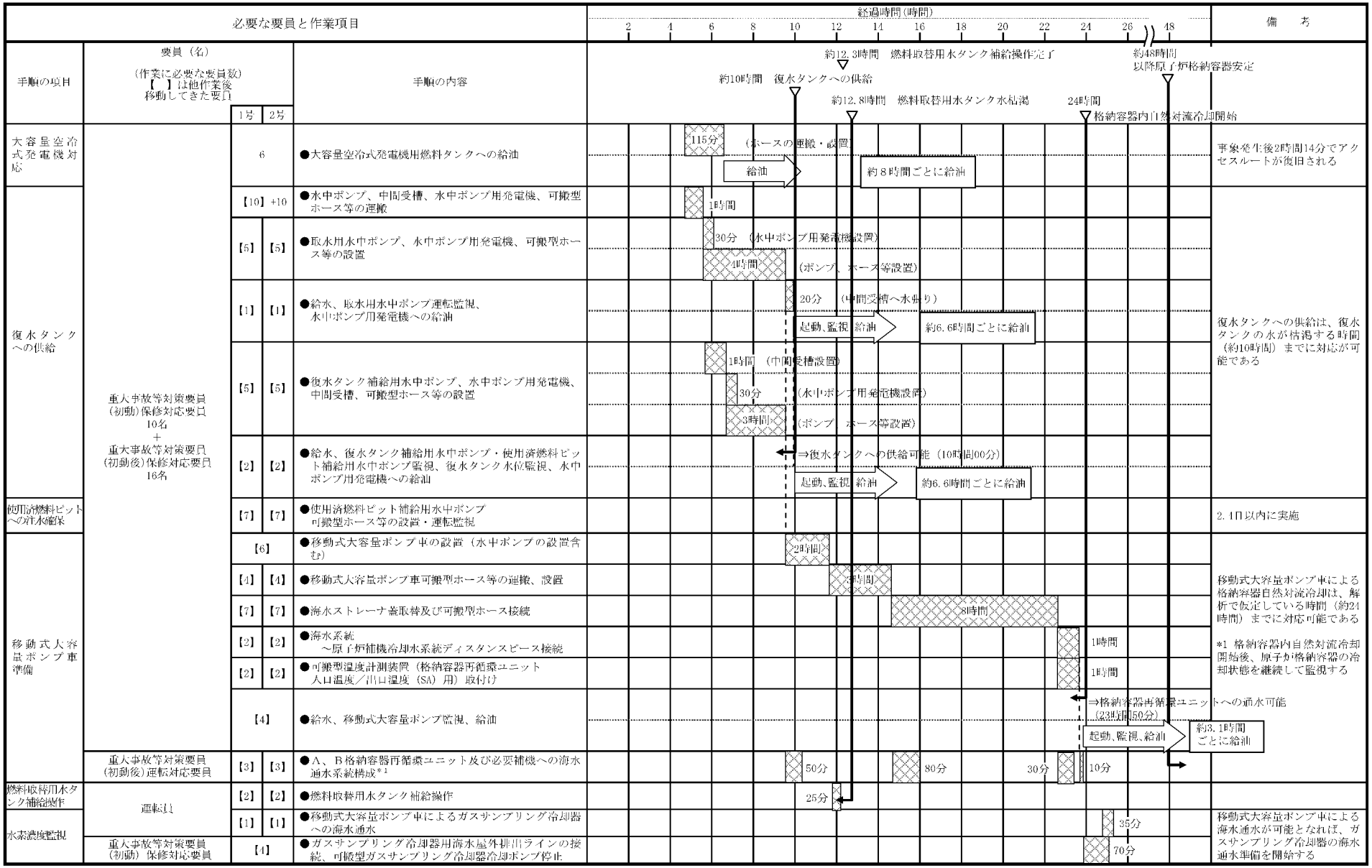
第 7.2.1.1.2 図　格納容器破損モードの対応手順の概要
（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損））



・各操作・作業の必要時間算定については、実際の現場移動時間又は作業時間を確認した上で算出している（一部、未配備の機器については想定時間により算出）
・緊急時対策本部要員は4名であり、全体指揮、通報連絡等を行う

汚染防護服（タイベック・ゴム手袋等）、全面マスク、ポケット線量計着用
全面マスク、ポケット線量計着用
放射線防護具着用なし

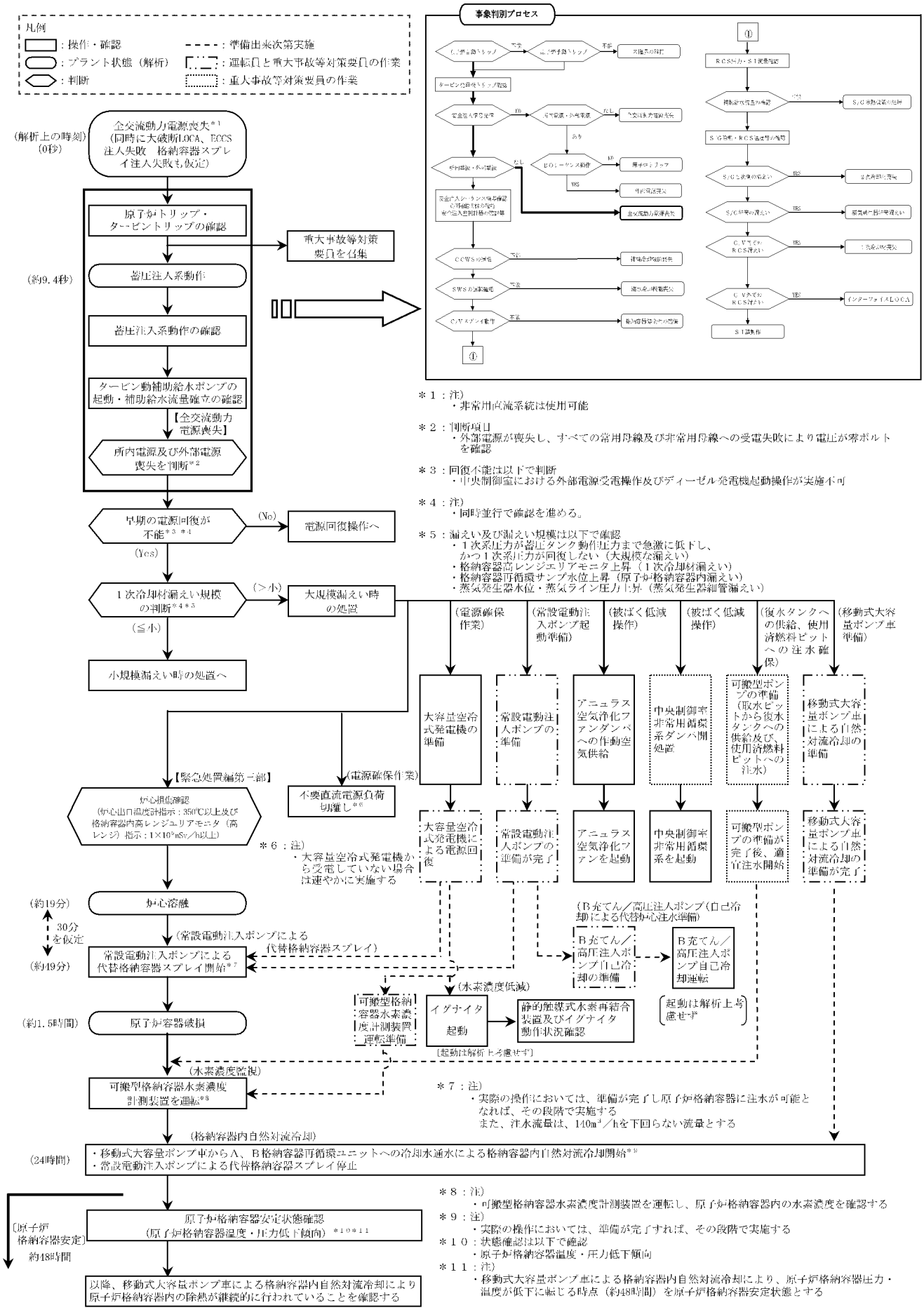
第7.2.1.1.3図　雰囲気圧力・温度による静的負荷
（格納容器過圧破損）（大破断LOCA＋ECCS注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗）時の作業と所要時間（1／2）



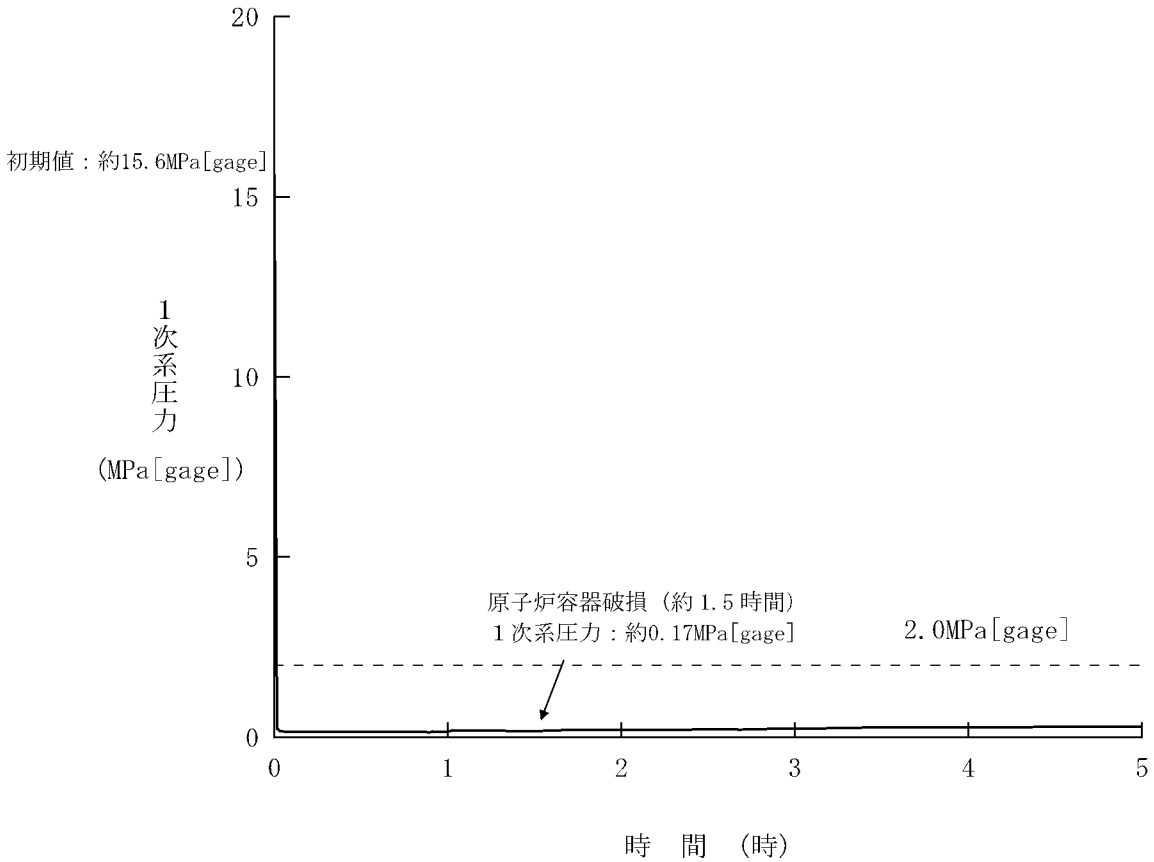
・給油間隔は発電機等定格負荷連続運転時の目安時間を記載
・移動式大容量ポンプ車準備：ホース接続口を２ヶ所（海水ストレーナ側、ラフチャーディスク側）設けているが、ラフチャーディスク側のホース接続作業については、布設距離は長くなるもののホース展張回収車により容易に布設可能であり、またラフチャーディスクのフランジ取替が、海水ストレーナ蓋取替に比べ短時間で可能であるため、海水ストレーナ側の作業時間に包括されることから、海水ストレーナ側の接続を記載
・上記対応の他、代替緊急時対策所の電源確保対応者：２名（重大事故等対策要員（初動後）保修対応要員のうち２名が対応）

汚染防護服（タイベック・ゴム手袋等）、全面マスク、ポケット線量計着用

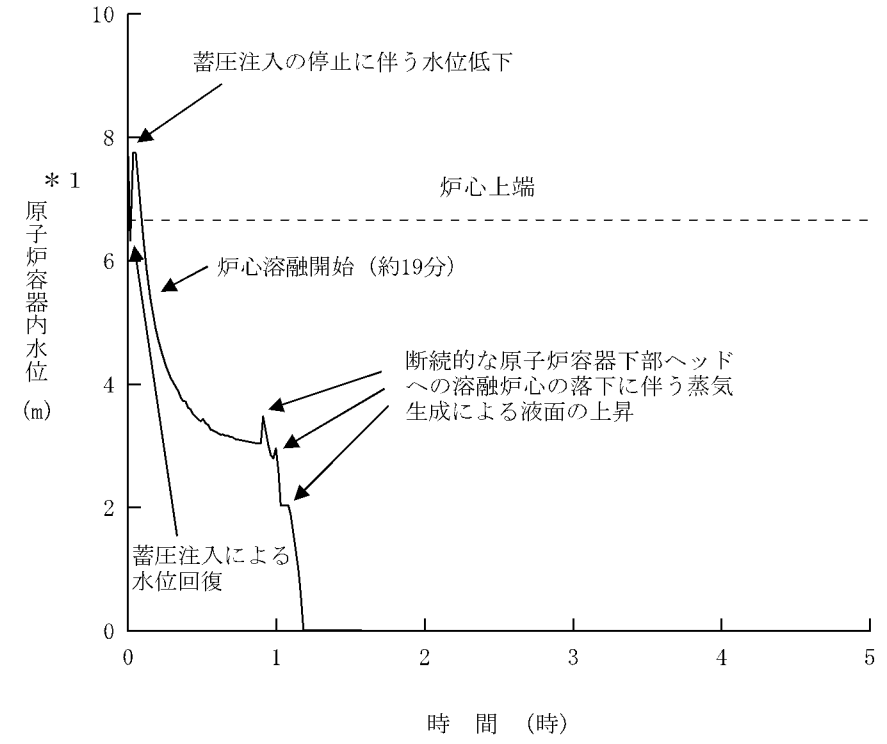
第 7.2.1.1.3 図　雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）
（大破断 LOCA＋ECCS 注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗）時の作業と所要時間（2／2）



第 7.2.1.1.4 図　雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧破損）
（大破断 LOCA＋ECCS 注入失敗＋格納容器スプレイ注入失敗）における事象進展の概要



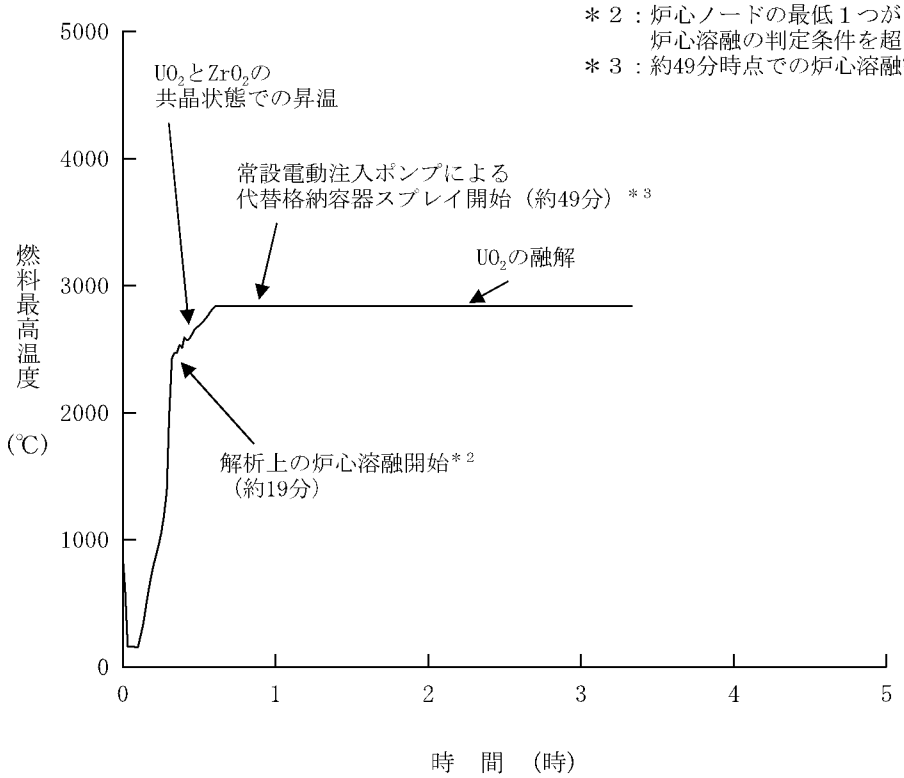
第7.2.1.1.5図　1次系圧力の推移



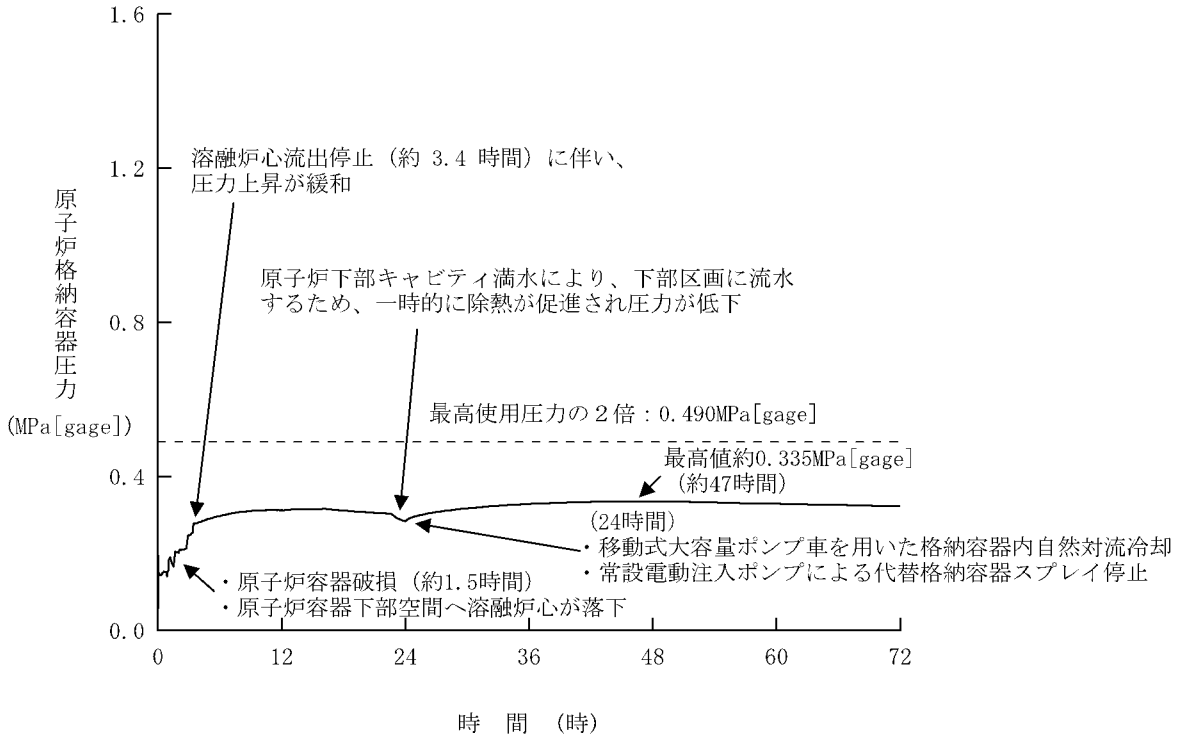
＊１：原子炉容器内水位は入口ノズル下端を上限とした気泡水位を表示

第 7.2.1.1.6 図　原子炉容器内水位の推移

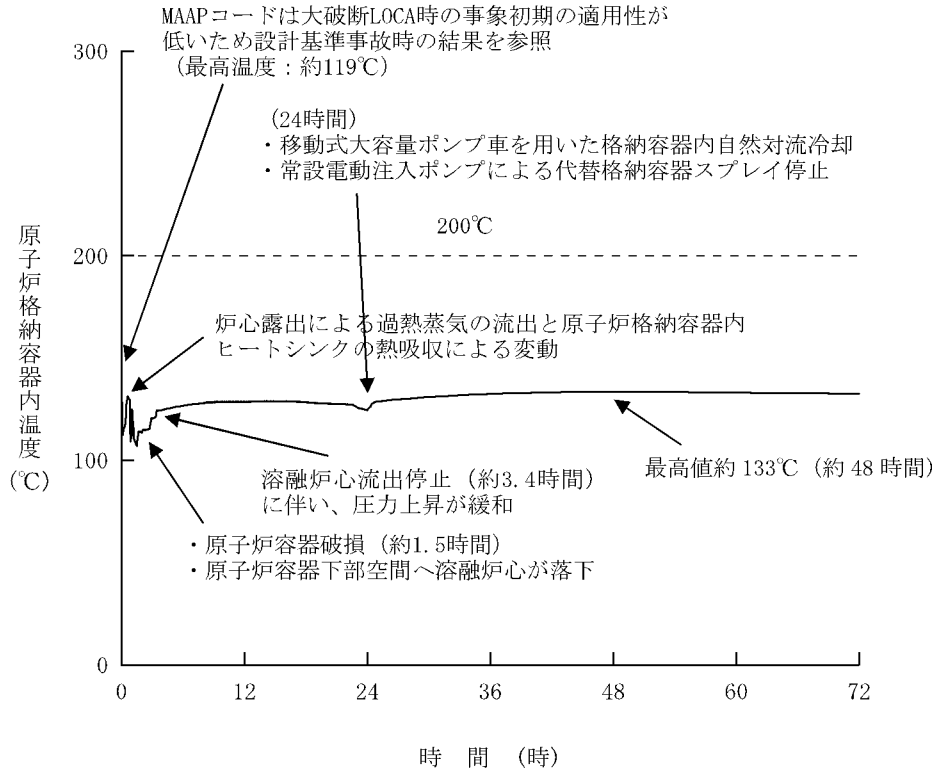
＊２：炉心ノードの最低１つが炉心溶融の判定条件を超える時点
＊３：約49分時点での炉心溶融割合約27%



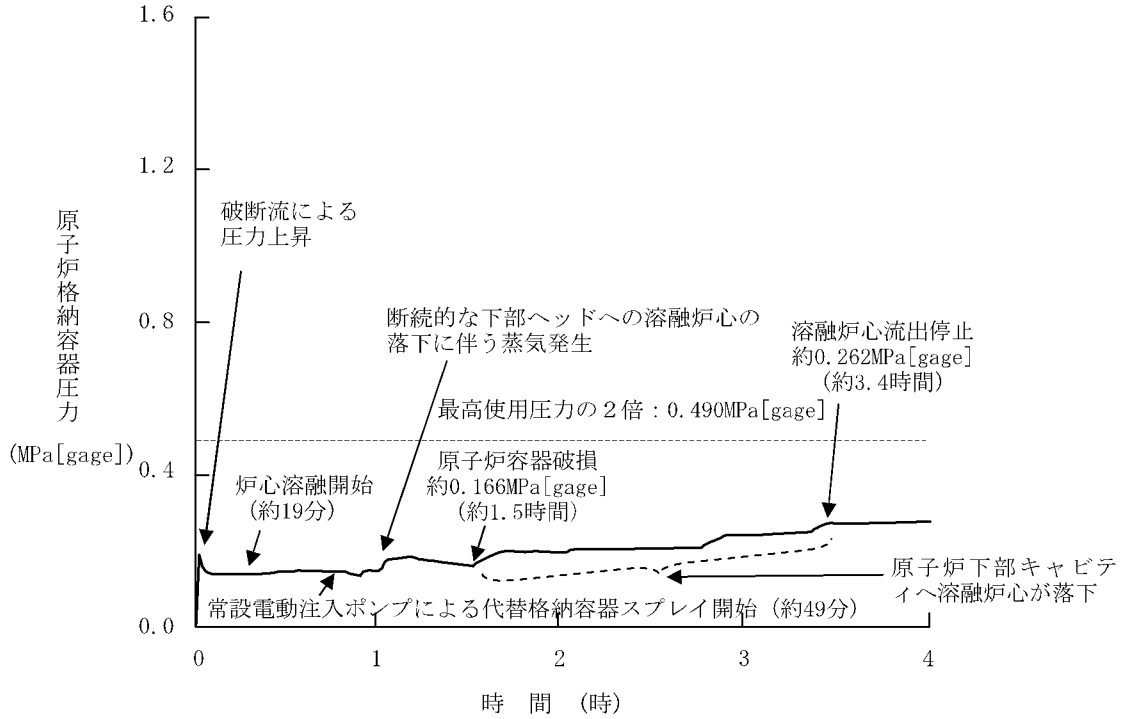
第 7.2.1.1.7 図　燃料最高温度の推移



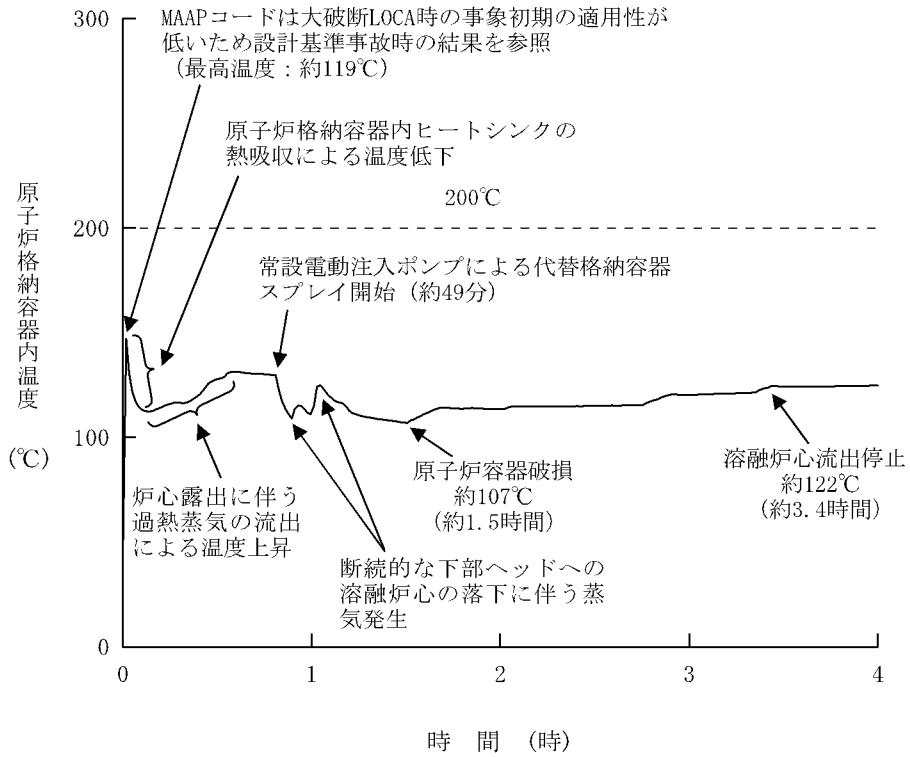
第 7.2.1.1.8 図　原子炉格納容器圧力の推移



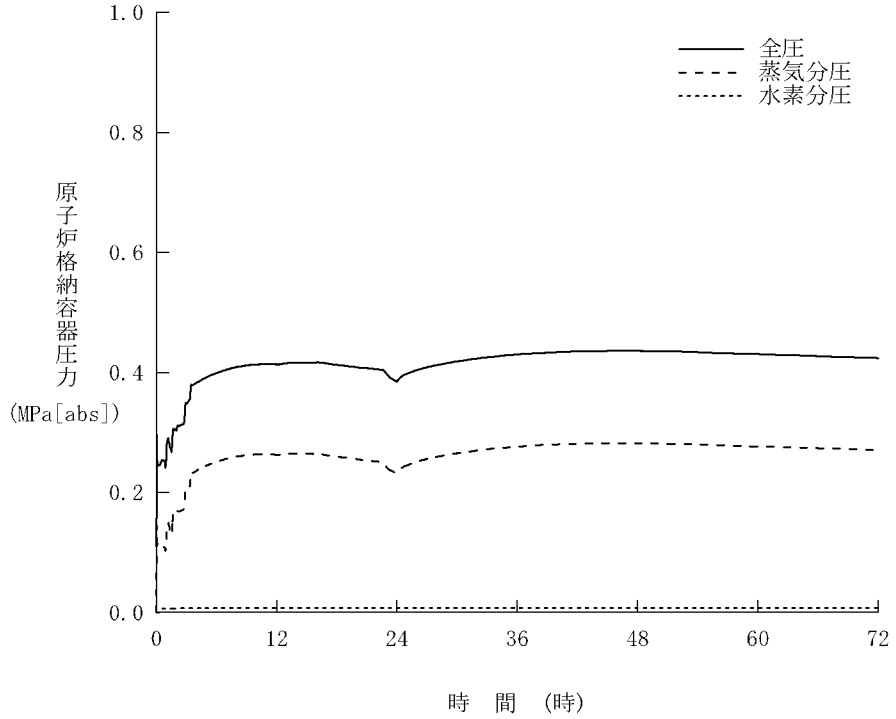
第 7.2.1.1.9 図　原子炉格納容器内温度の推移



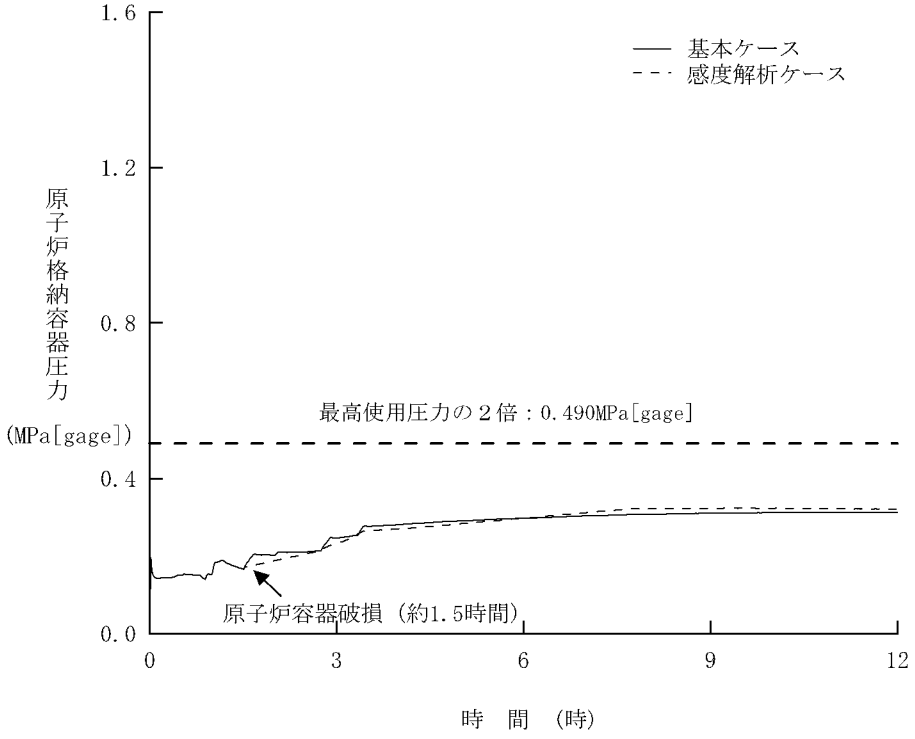
第 7.2.1.1.10 図　原子炉格納容器圧力の推移（～４時間）



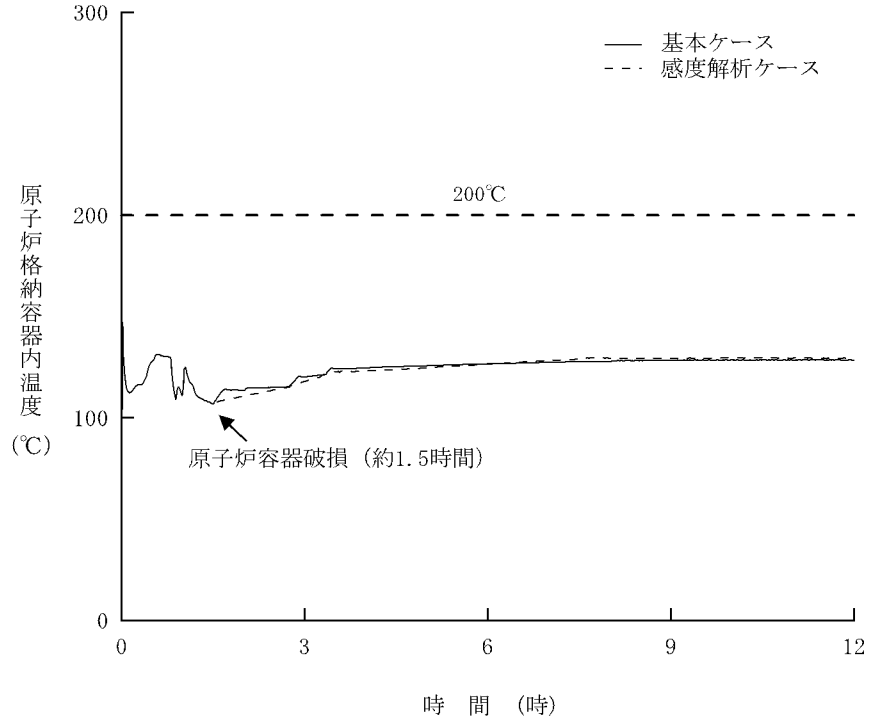
第 7.2.1.1.11 図　原子炉格納容器内温度の推移（～４時間）



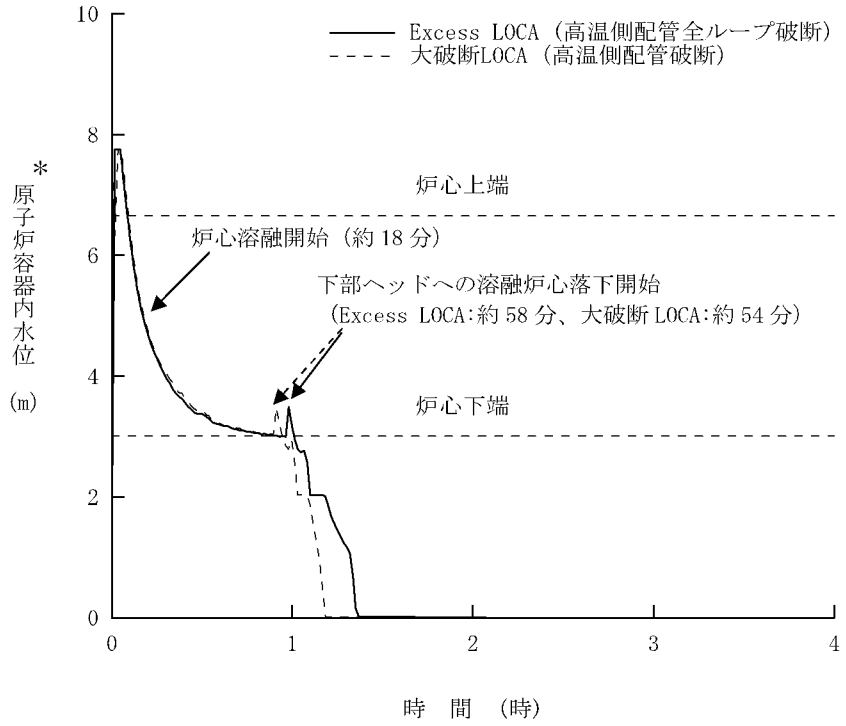
第 7.2.1.1.12 図　原子炉格納容器圧力に占める水蒸気及び水素の分圧（絶対圧）の推移



第 7.2.1.1.13 図　原子炉格納容器圧力の推移（溶融炉心・コンクリート相互作用による影響確認）

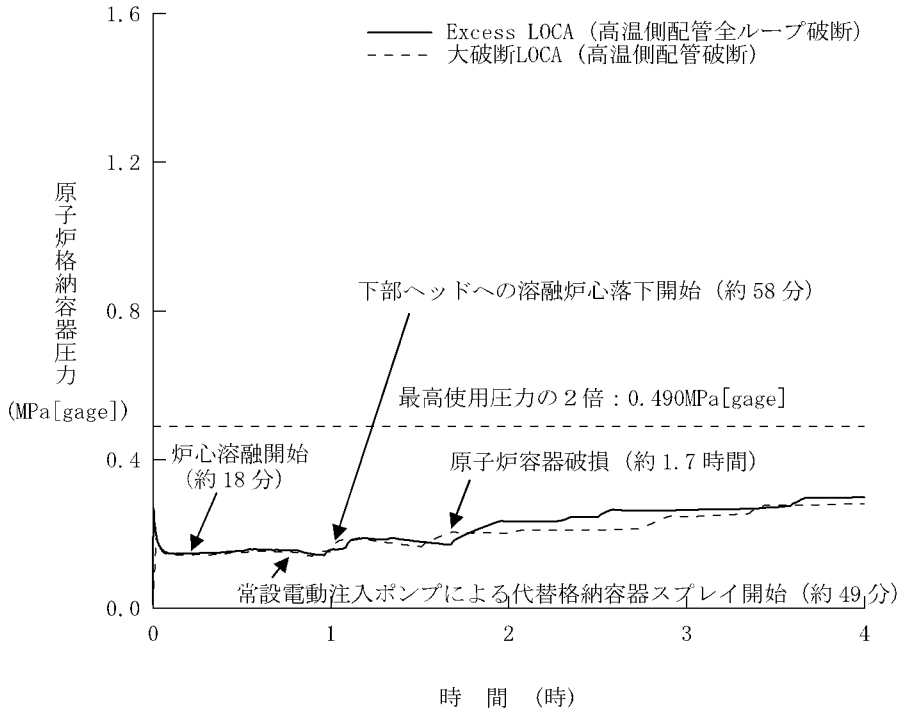


第 7.2.1.1.14 図　原子炉格納容器内温度の推移（溶融炉心・コンクリート相互作用による影響確認）

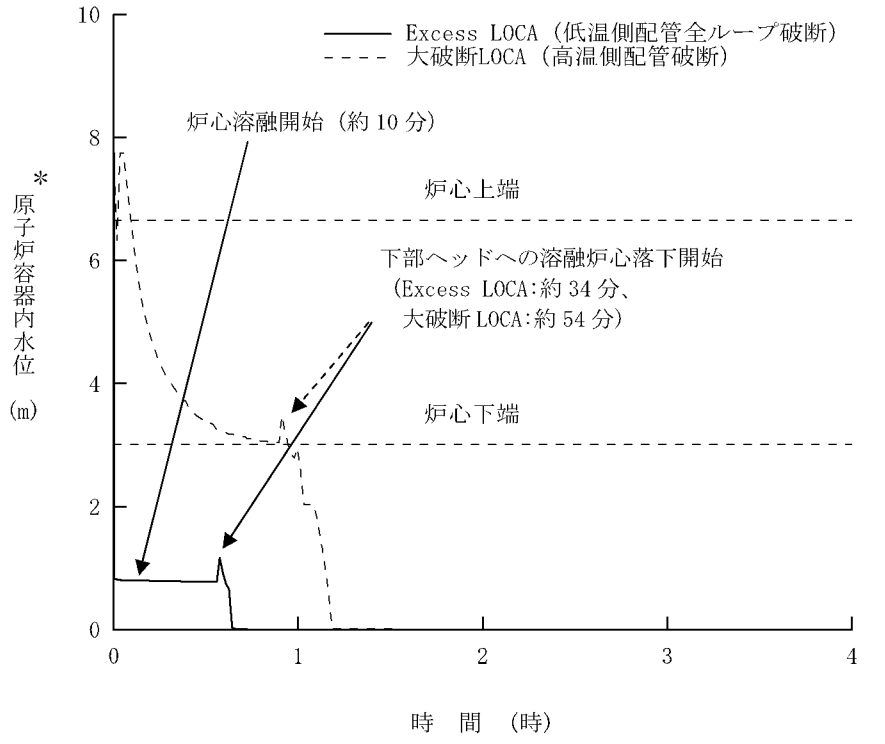


＊：原子炉容器内水位は入口ノズル下端を上限とした気泡水位を表示

第 7.2.1.1.15 図　原子炉容器内水位の推移
（高温側配管全ループ破断時の影響確認）

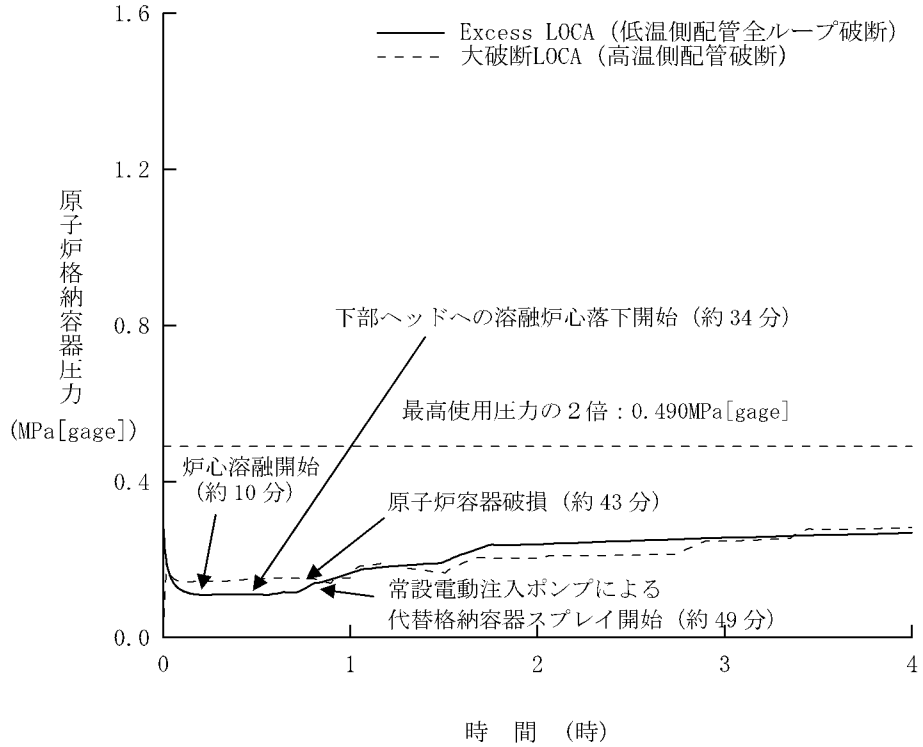


第 7.2.1.1.16 図　原子炉格納容器圧力の推移
（高温側配管全ループ破断時の影響確認）

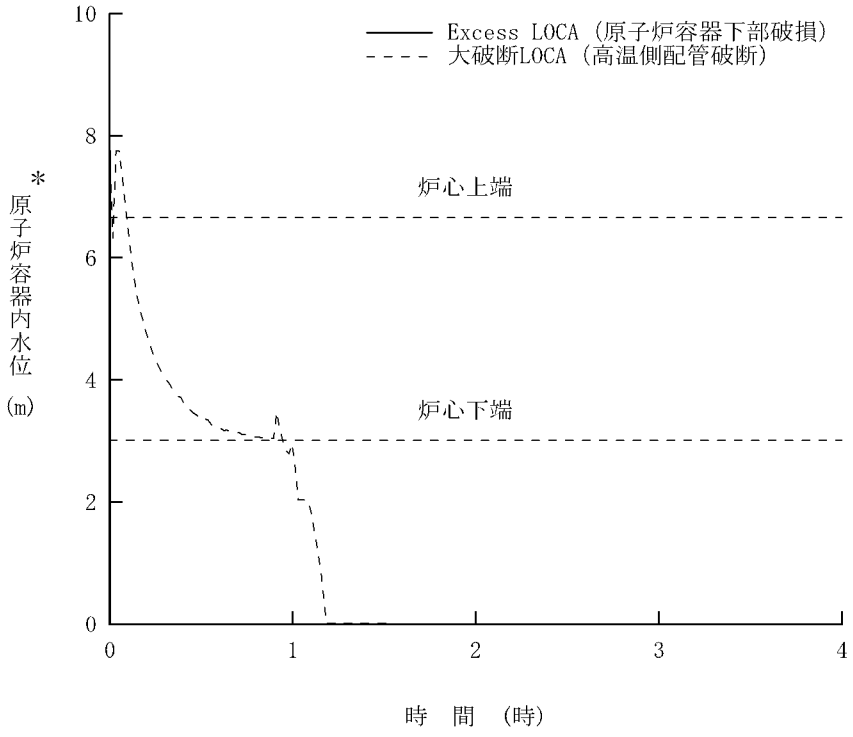


＊：原子炉容器内水位は入口ノズル下端を上限とした気泡水位を表示

第 7.2.1.1.17 図　原子炉容器内水位の推移
（低温側配管全ループ破断時の影響確認）

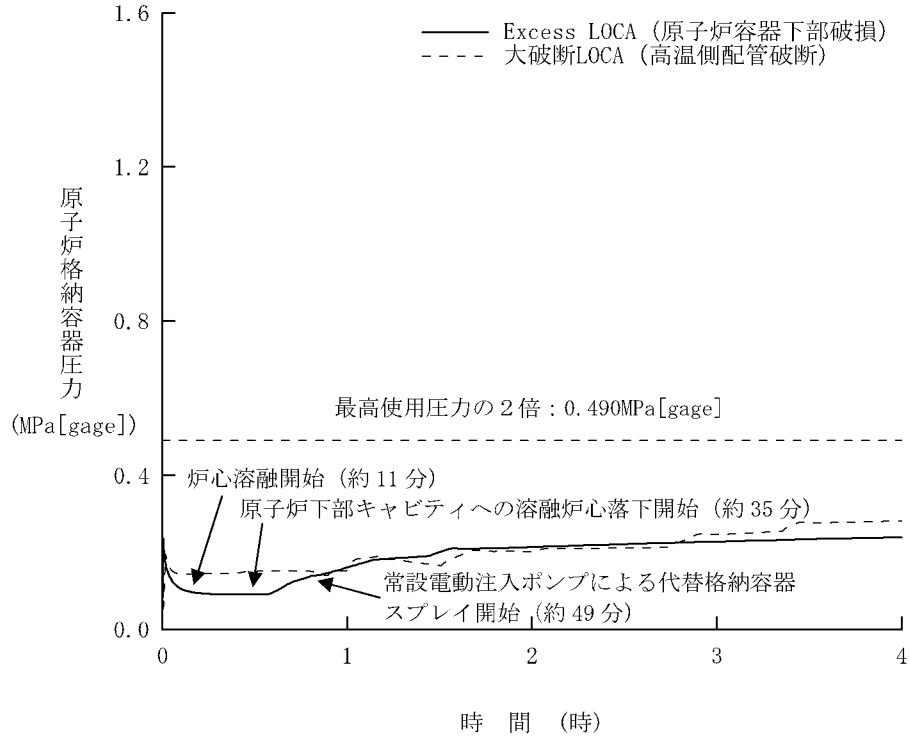


第 7.2.1.1.18 図　原子炉格納容器圧力の推移
（低温側配管全ループ破断時の影響確認）

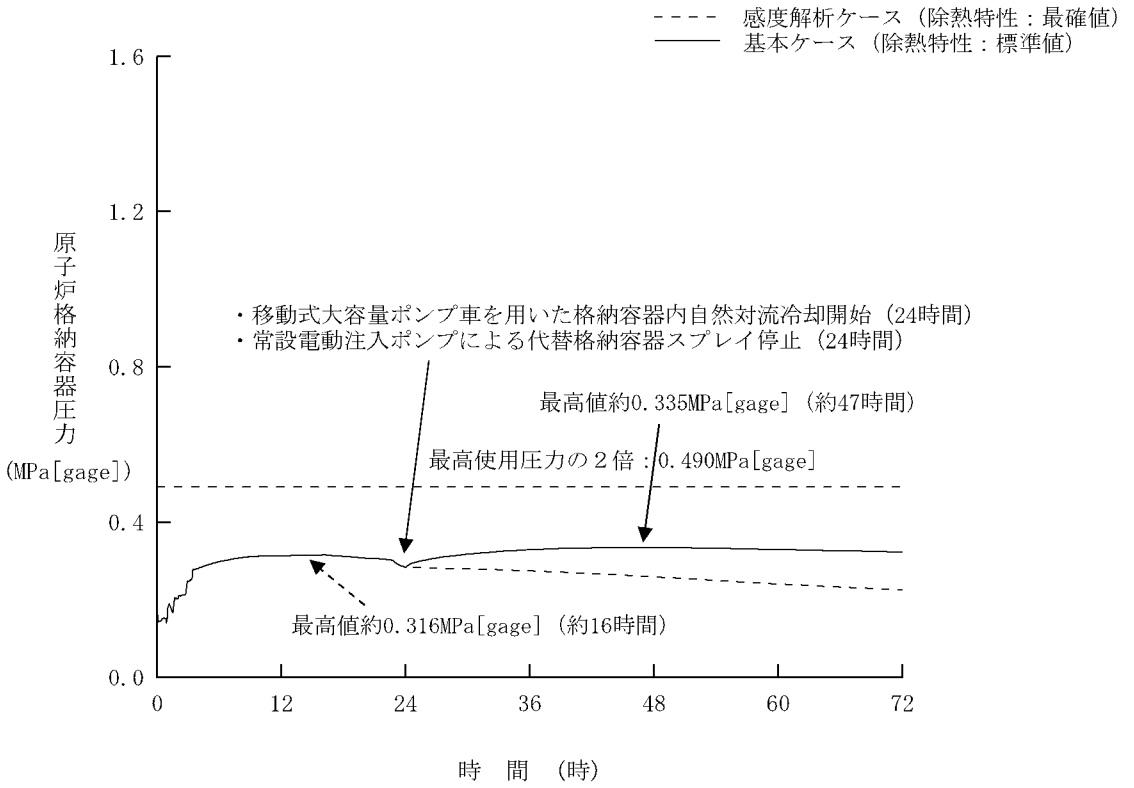


＊：原子炉容器内水位は入口ノズル下端を上限とした気泡水位を表示

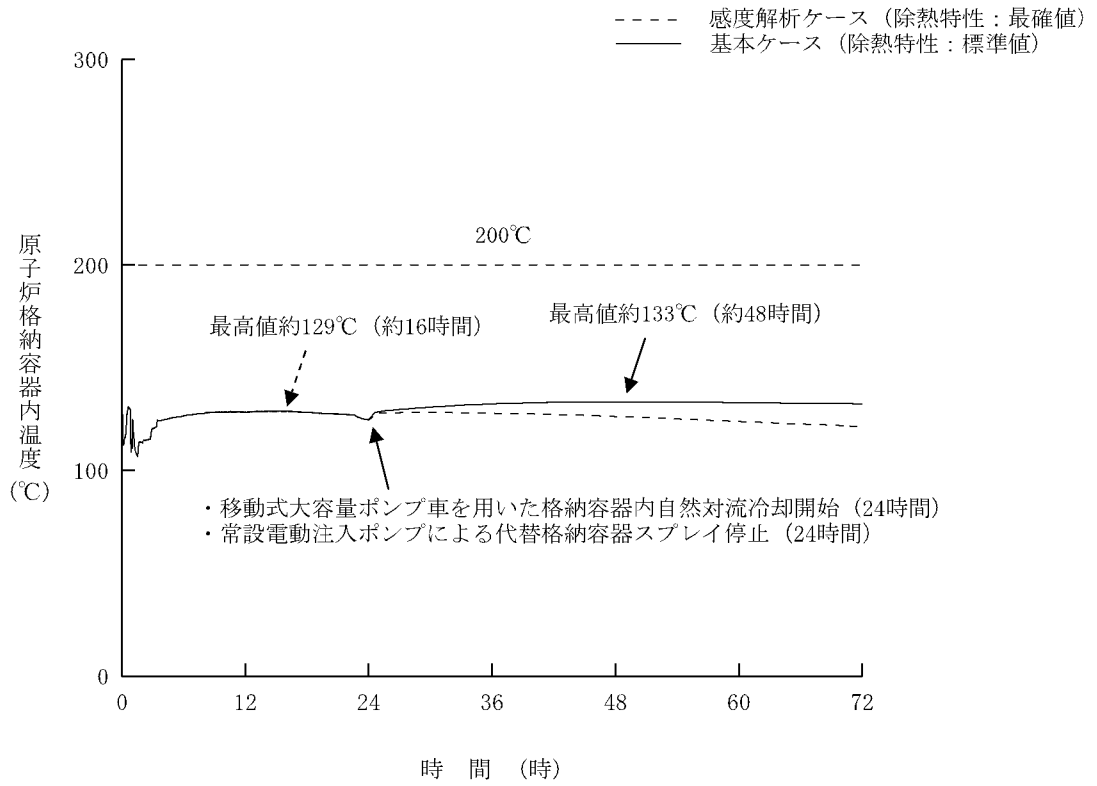
第 7.2.1.1.19 図　原子炉容器内水位の推移
（原子炉容器下端における破損時の影響確認）



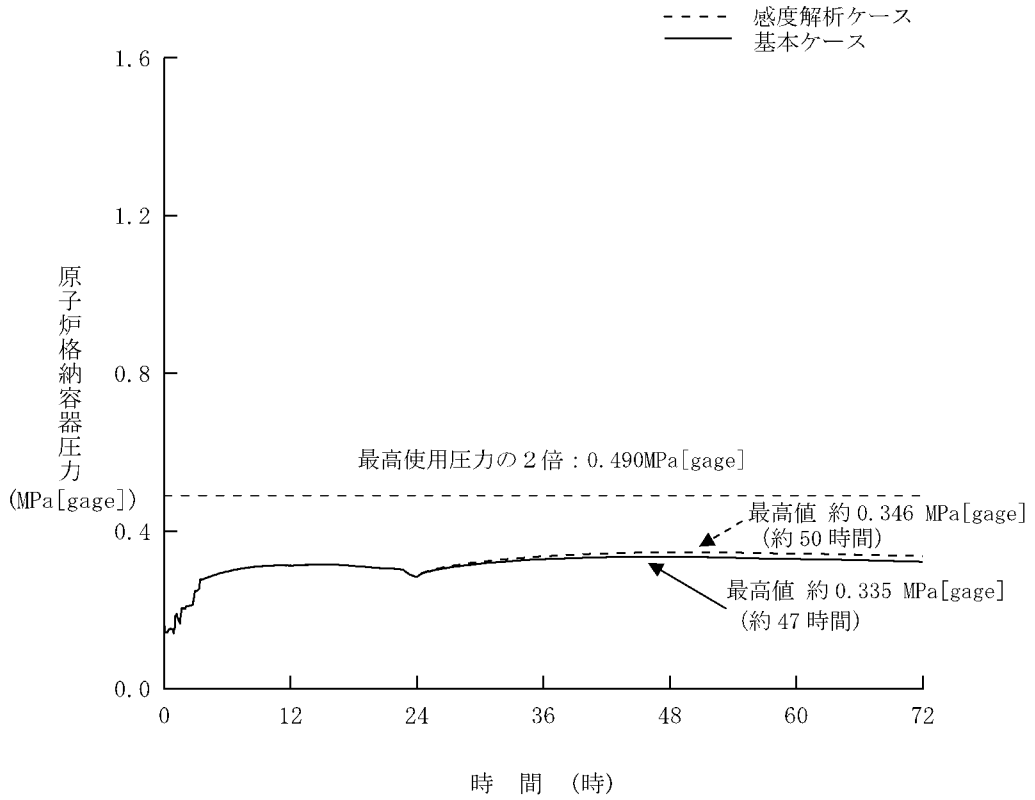
第 7.2.1.1.20 図　原子炉格納容器圧力の推移
（原子炉容器下端における破損時の影響確認）



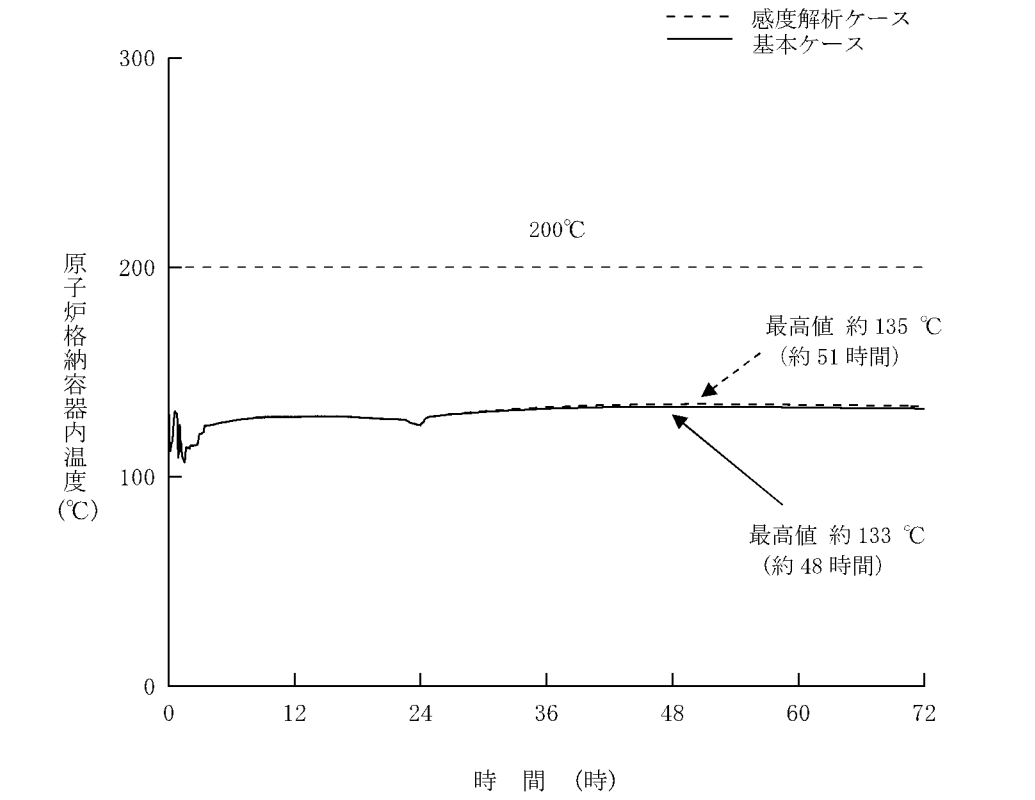
第 7.2.1.1.21 図　原子炉格納容器圧力の推移
（格納容器再循環ユニット除熱特性の影響確認）



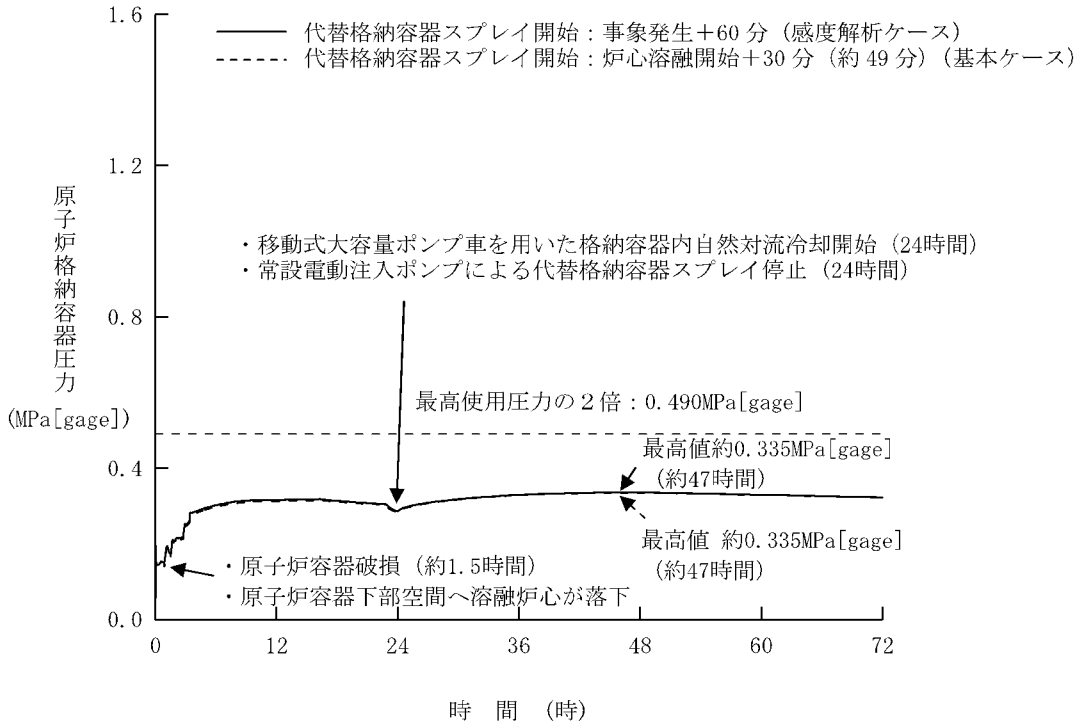
第 7.2.1.1.22 図　原子炉格納容器内温度の推移
（格納容器再循環ユニット除熱特性の影響確認）



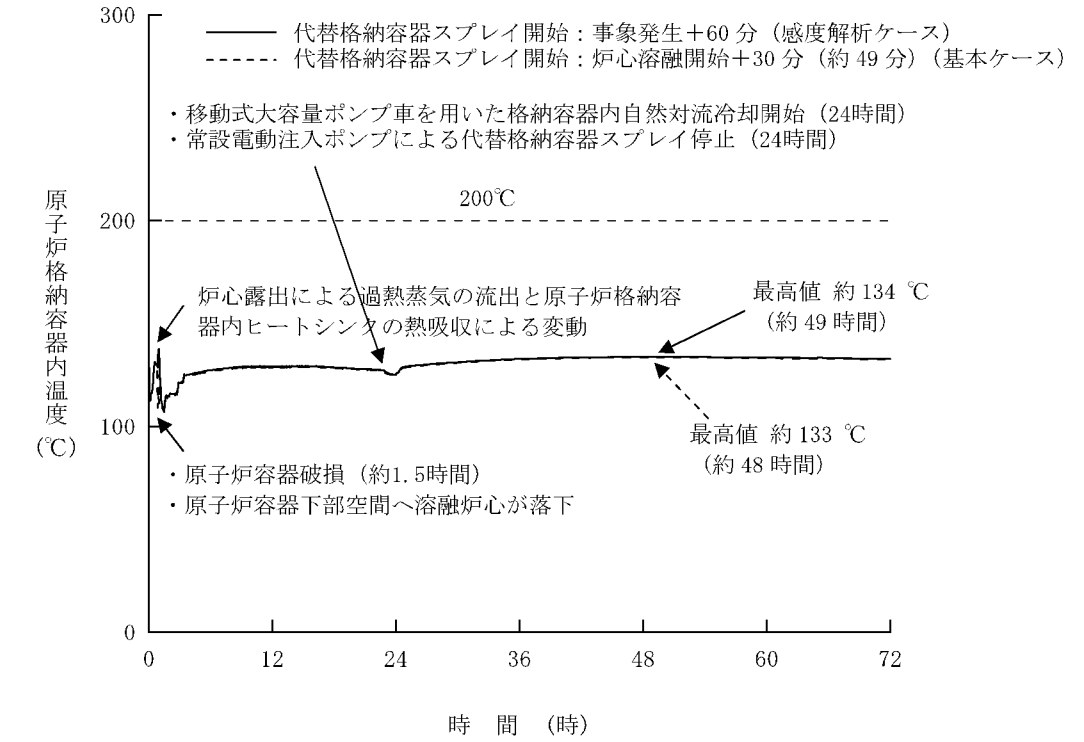
第7.2.1.1.23図　原子炉格納容器圧力の推移
(格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却の水素影響確認)
(ドライ換算13%vol水素が存在する場合)



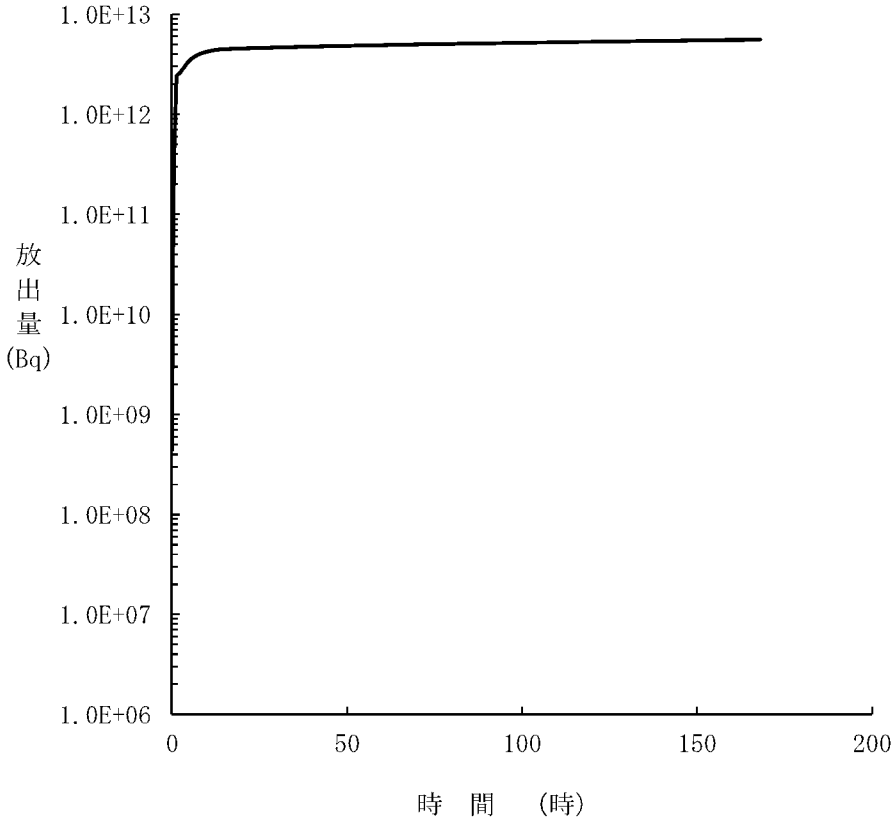
第7.2.1.1.24図　原子炉格納容器内温度の推移
(格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却の水素影響確認)
(ドライ換算13%vol水素が存在する場合)



第 7.2.1.1.25 図　原子炉格納容器圧力の推移
（代替格納容器スプレイ操作時間余裕確認）

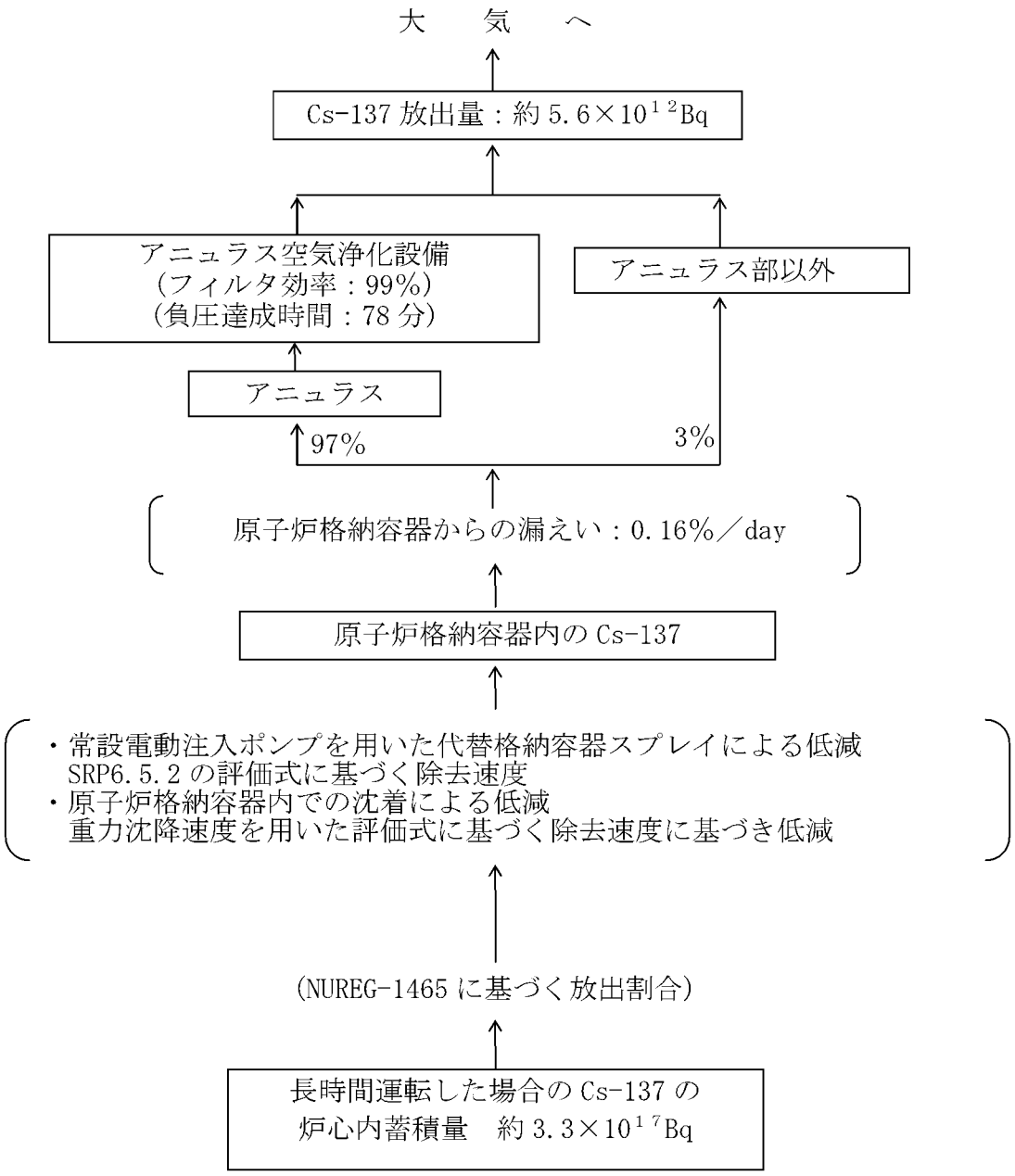


第 7.2.1.1.26 図　原子炉格納容器内温度の推移
（代替格納容器スプレイ操作時間余裕確認）

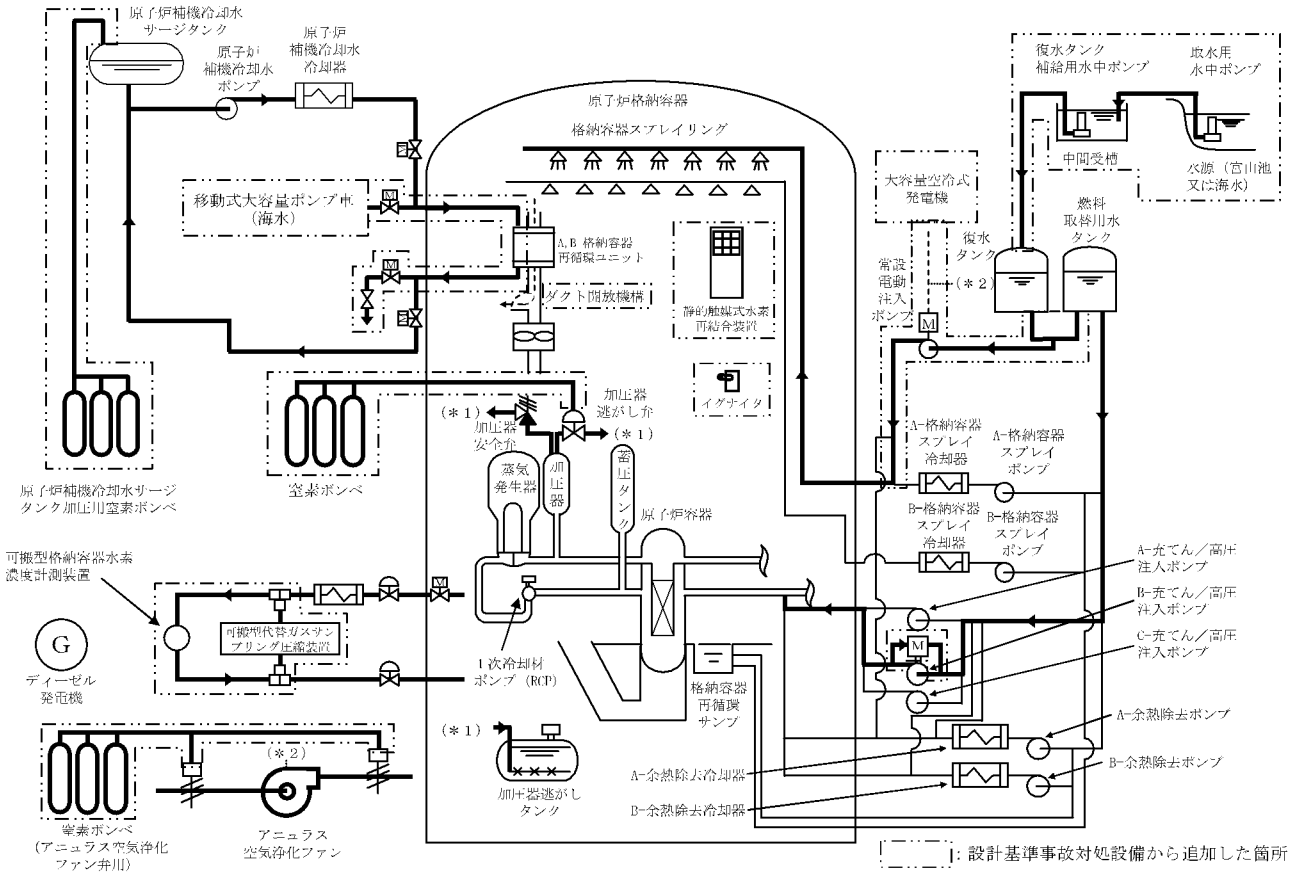


第 7.2.1.1.27 図　Cs-137 積算放出放射能量の推移

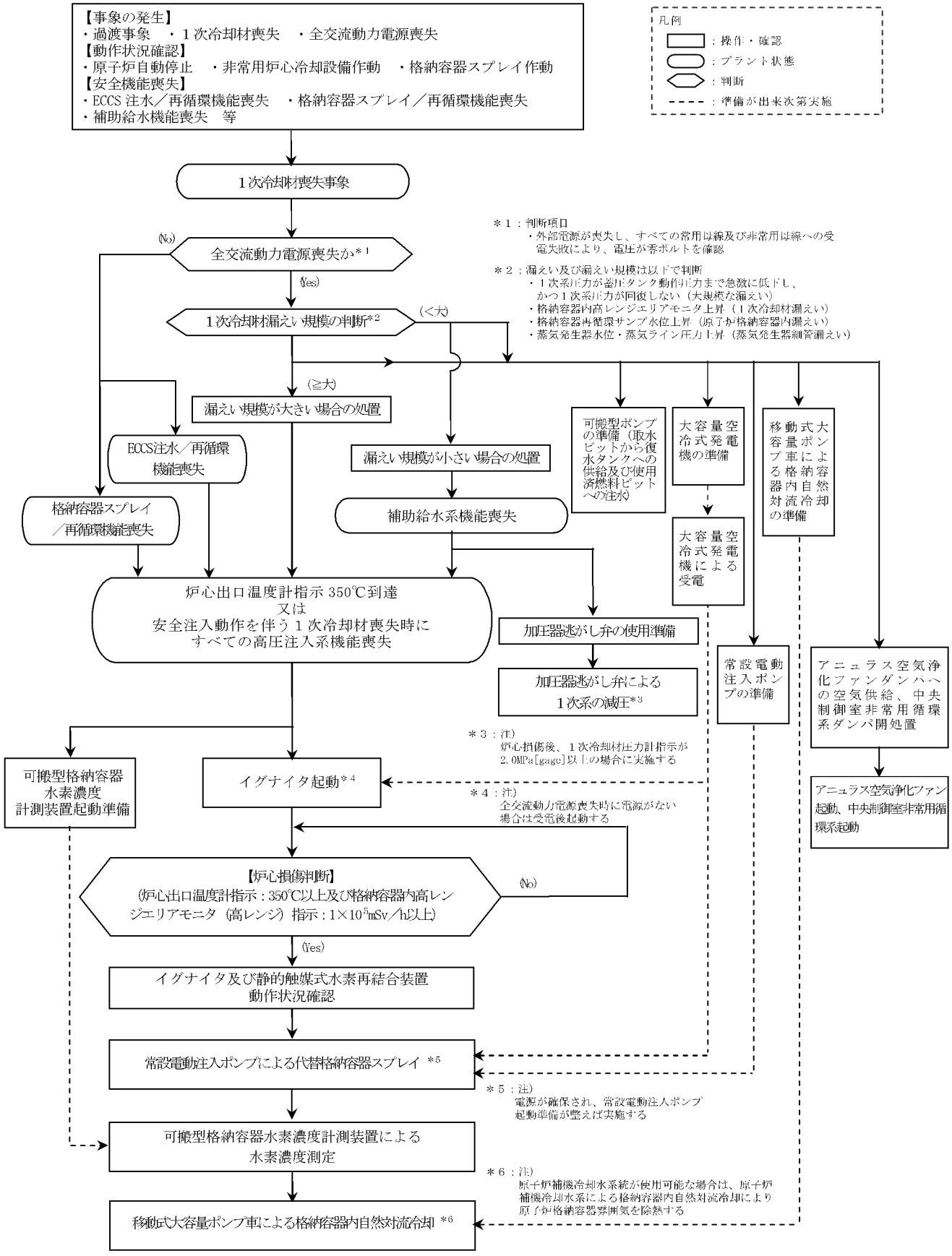
単位：Bq（GROSS 値）



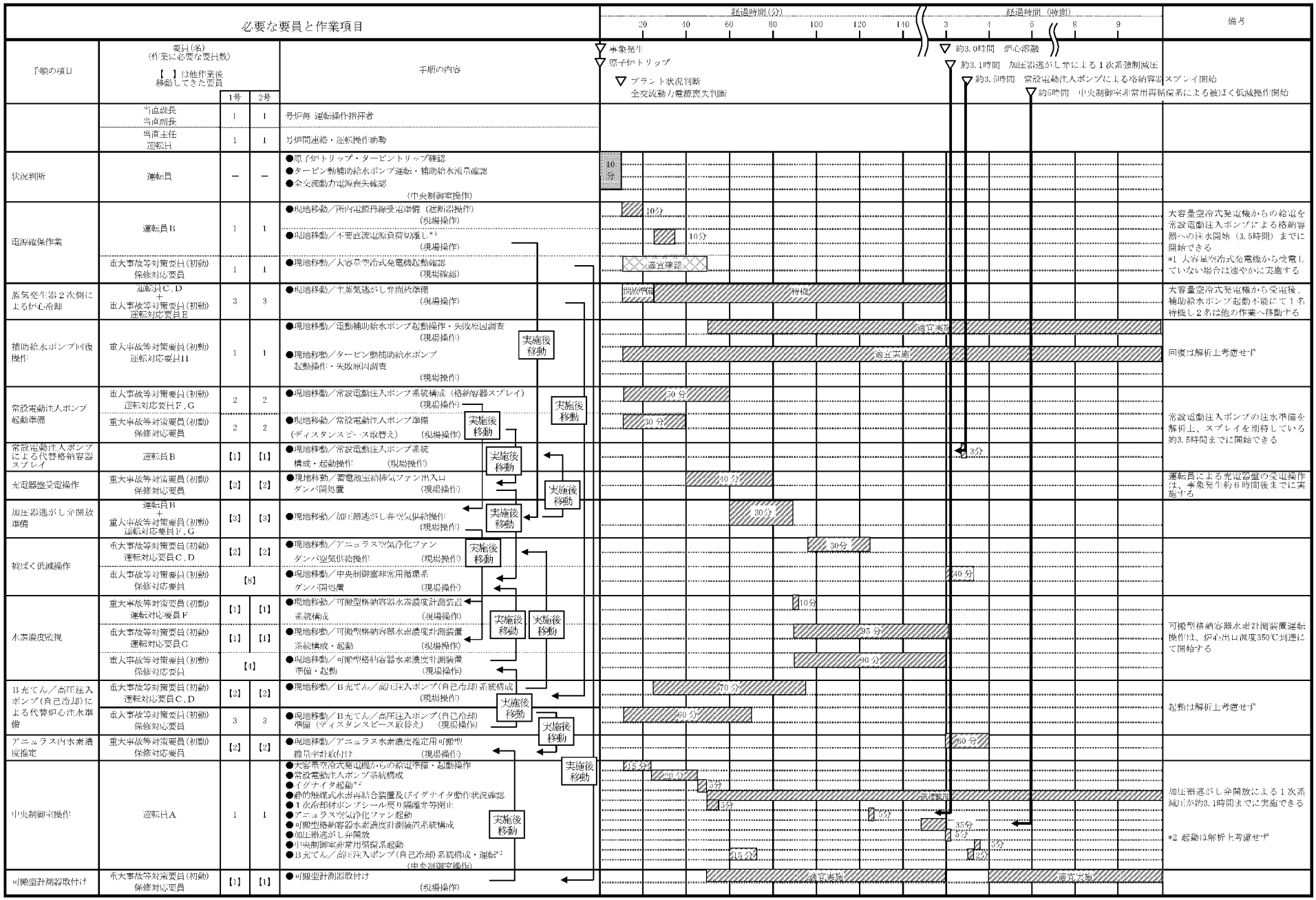
第 7.2.1.1.28 図　Cs-137 の大気放出過程



第7.2.1.2.1図　雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）モードでの
重大事故等対策の概略系統図



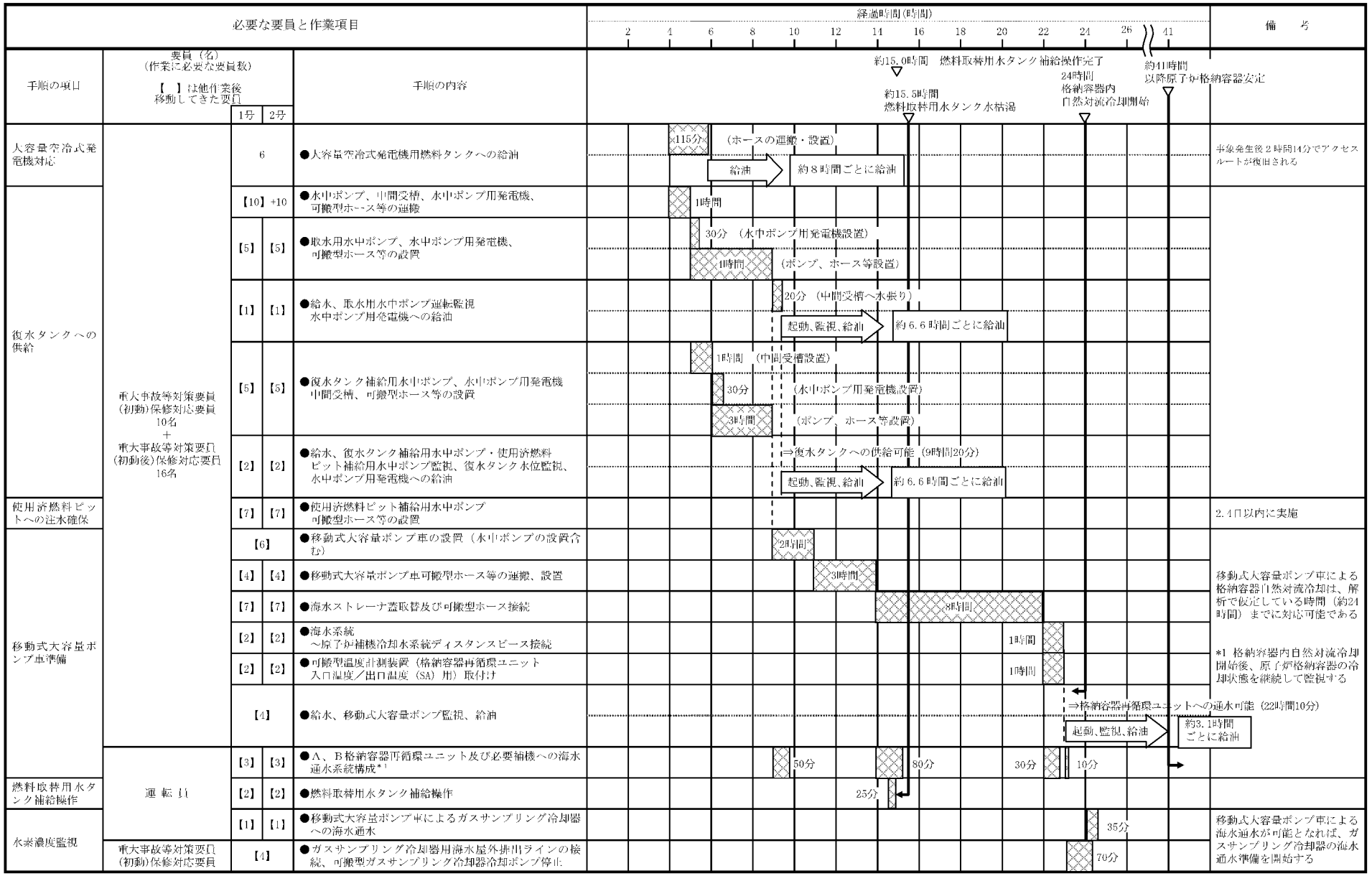
第7.2.1.2.2図　格納容器破損モードの対応手順の概要
（雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損））



・各操作・作業の必要時間算定については、実際の現場移動時間又は作業時間を確認した上で算出している（一部、未配備の機器については想定時間により算出）
・緊急時対策本部要員は4名であり、全体指揮、通報連絡等を行う

汚染防護服（クイベック・ゴム手袋等）、全面マスク、ポケット線量計着用
全面マスク、ポケット線量計着用
放射線防護具着用なし

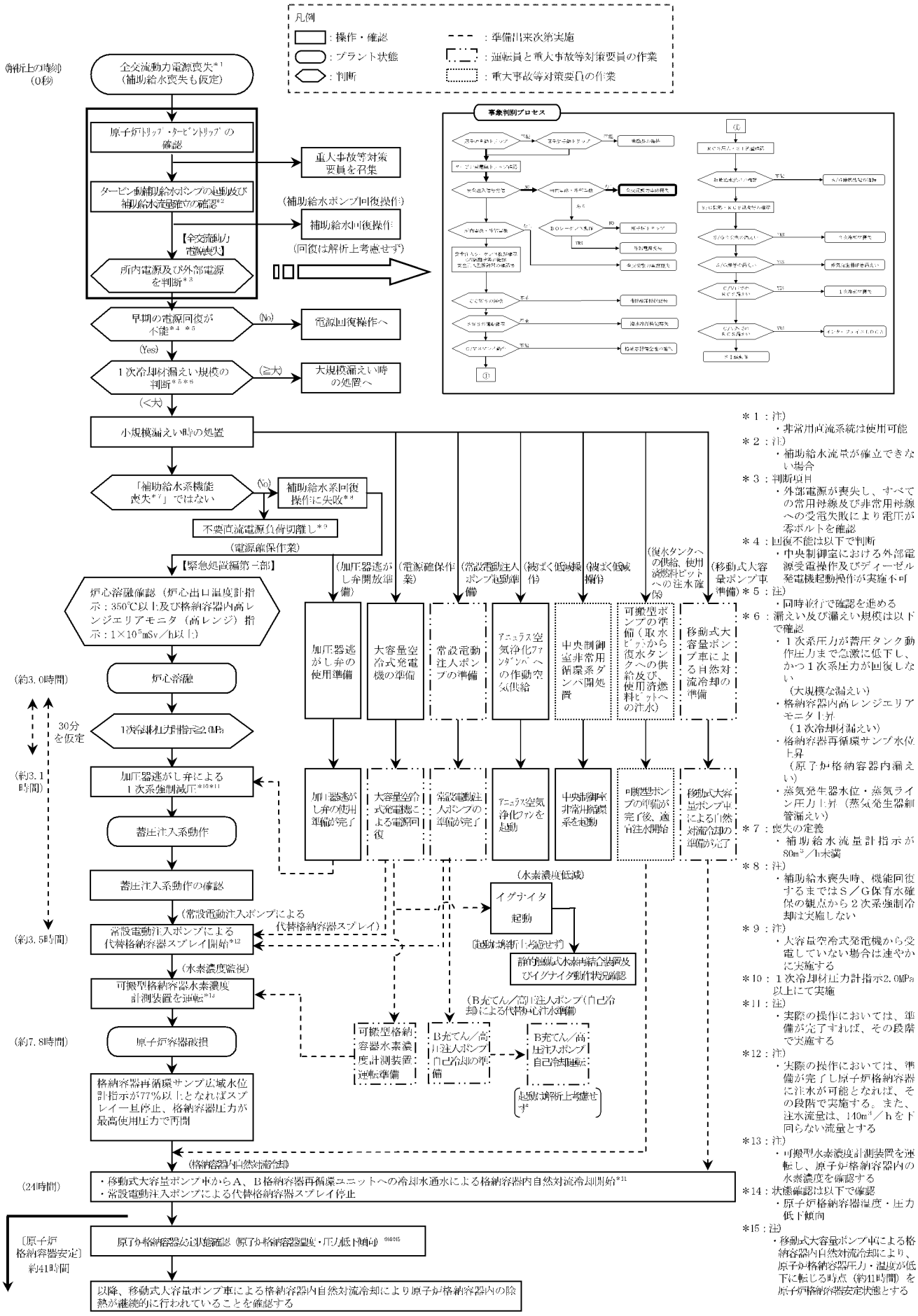
第7.2.1.2.3図　雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）（全交流動力電源喪失＋補助給水失敗）時の作業と所要時間（1／2）



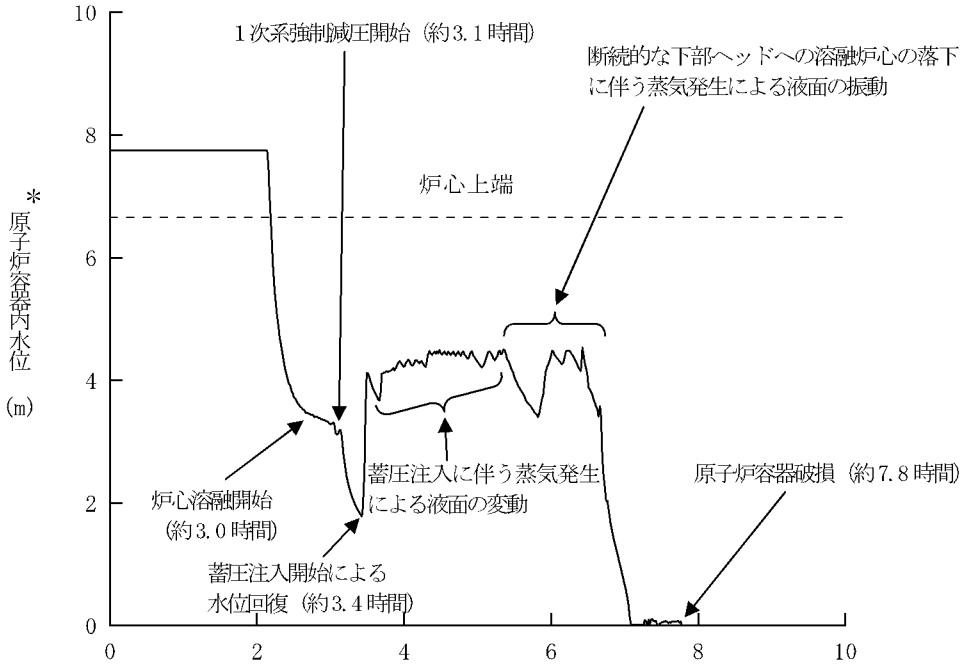
・給油間隔は発電機等定格負荷連続運転時の目安時間を記載
・炉心損傷が起きた場合は、作業員は一時退避する
・移動式大容量ポンプ車準備：ホース接続口を２ヶ所（海水ストレーナ側、ラプチャーディスク側）設けているが、ラプチャーディスク側のホース接続作業については、布設距離は長くなるもののホース展張回収車により容易に布設可能であり、またラプチャーディスクのフランジ取替が、海水ストレーナ蓋取替に比べ短時間で可能であるため、海水ストレーナ側の作業時間に包括されることから、海水ストレーナ側の接続を記載
・上記対応の他、代替緊急時対策所の電源確保対応者：２名（重大事故等対策要員（初動後）保修対応要員のうち２名が対応）

汚染防護服（タイベック・ゴム手袋等）、全面マスク、ポケット線量計着用

第 7.2.1.2.3 図　雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）（全交流動力電源喪失＋補助給水失敗）時の作業と所要時間（2／2）

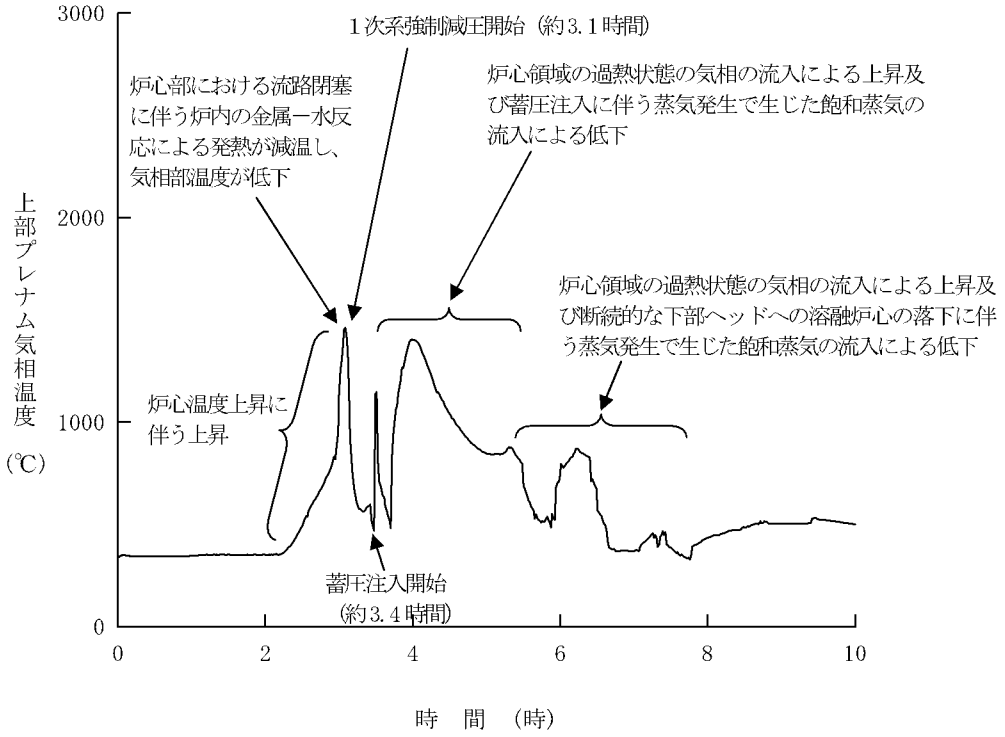


第7.2.1.2.4図　雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過温破損）
（全交流動力電源喪失＋補助給水失敗）における事象進展の概要

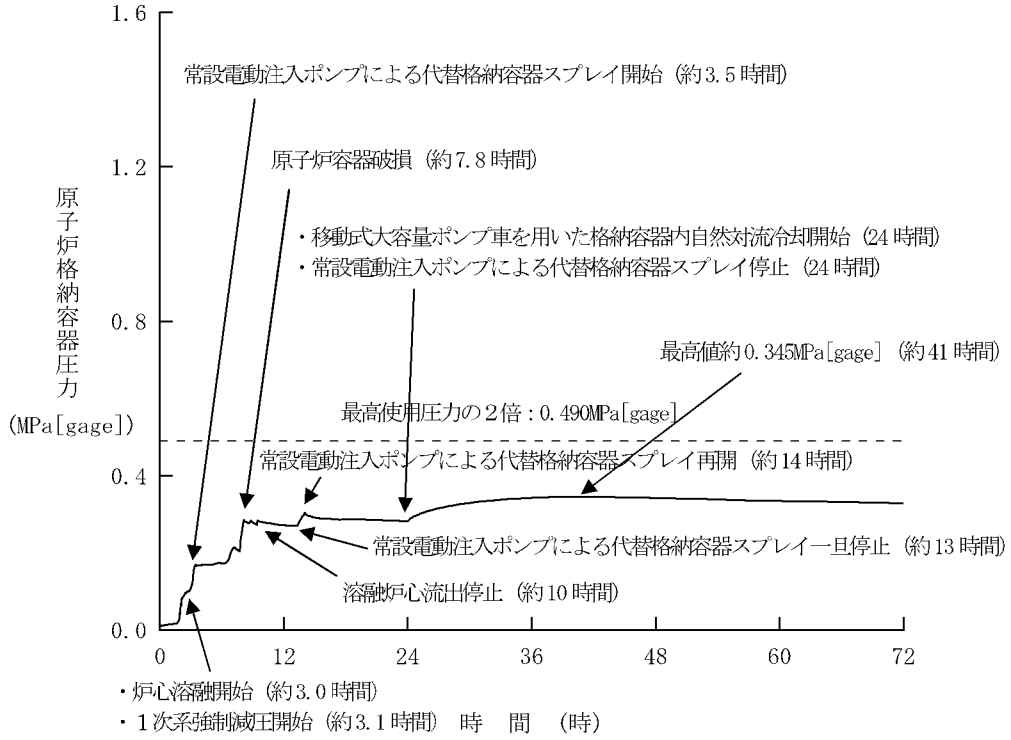


＊：原子炉容器内水位は入口ノズル下端を上限とした気泡水位を表示

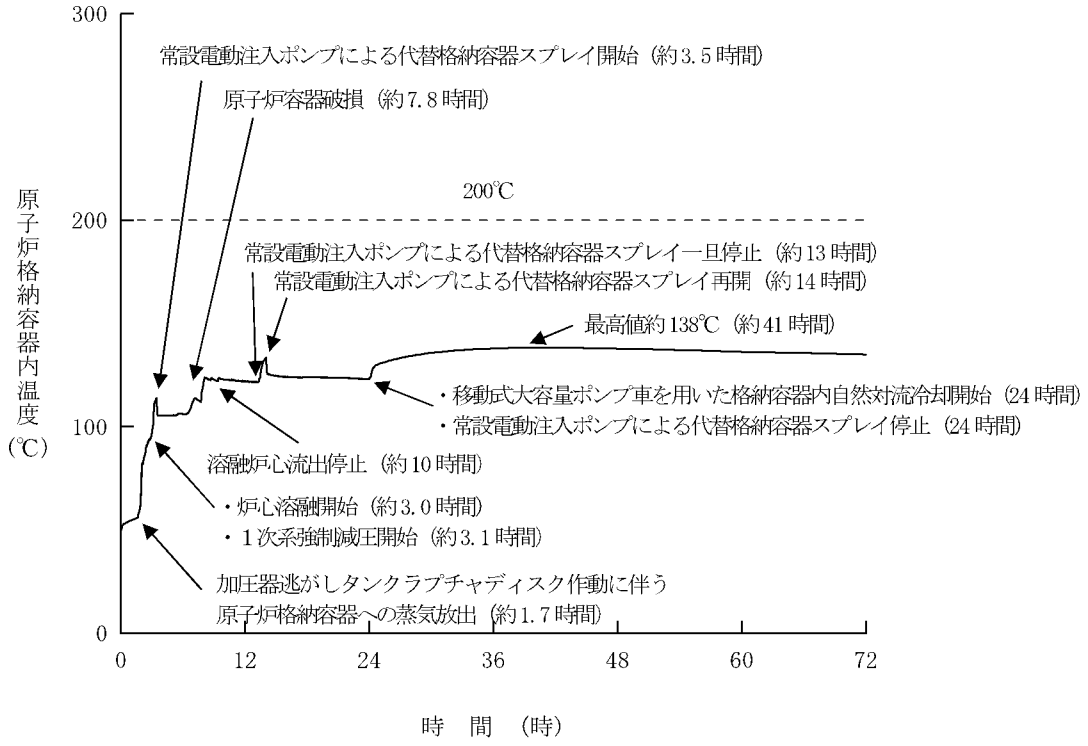
第7.2.1.2.5図　原子炉容器内水位の推移



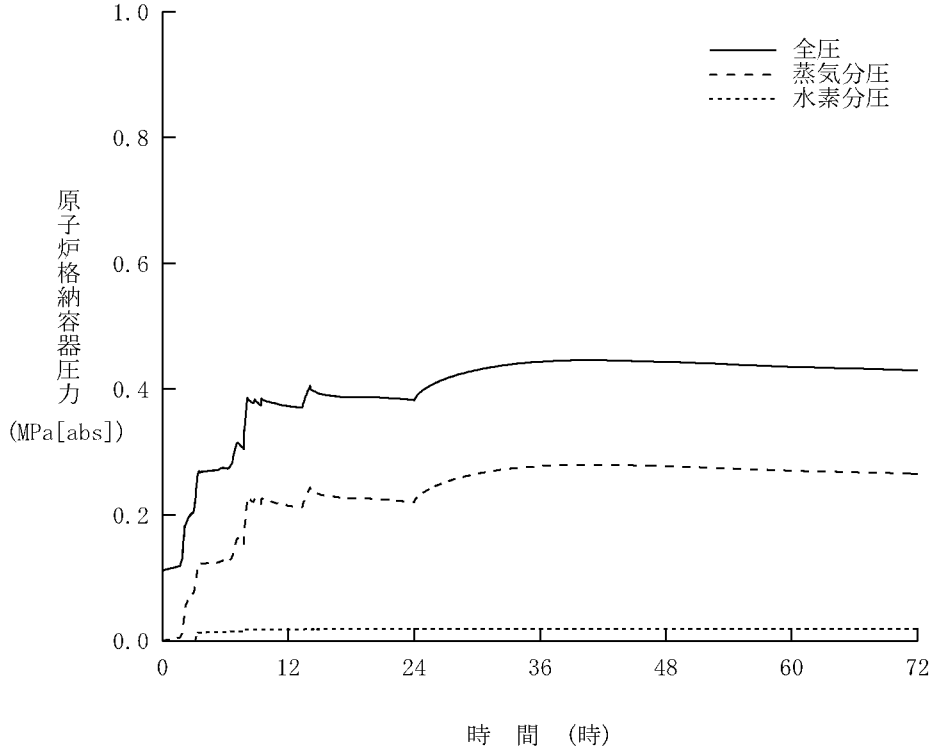
第7.2.1.2.6図　上部プレナム気相温度の推移



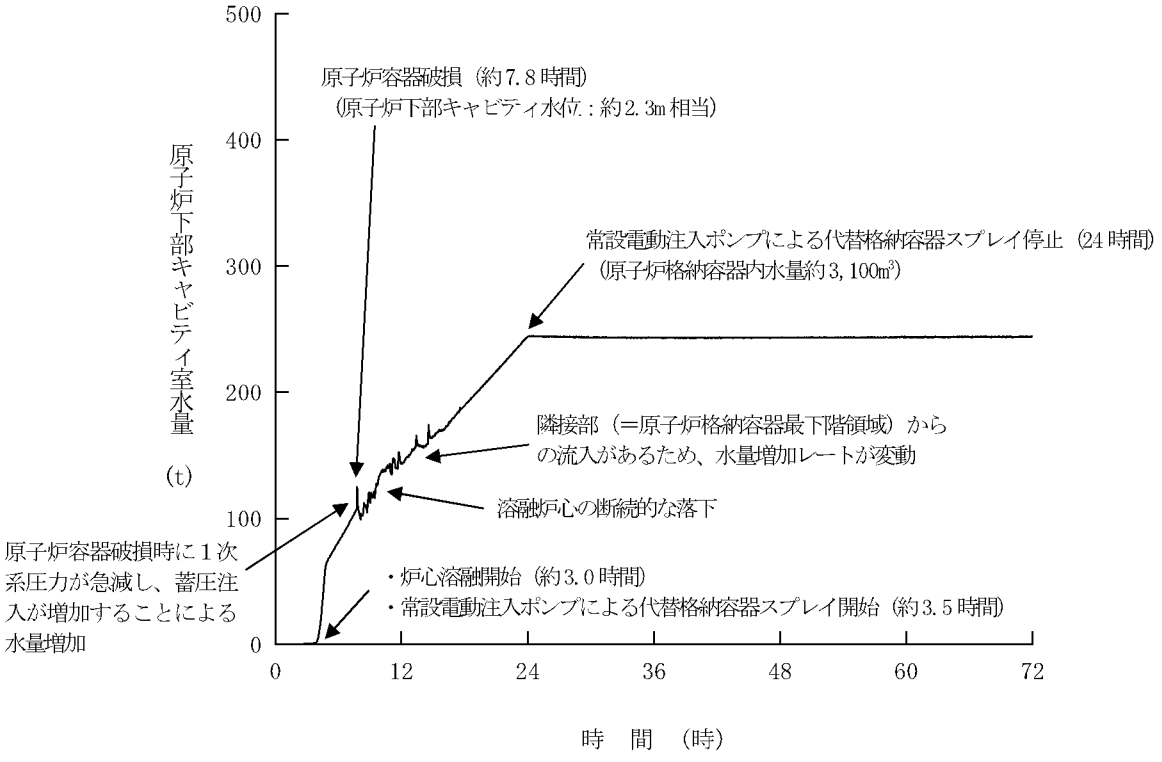
第7.2.1.2.7図　原子炉格納容器圧力の推移



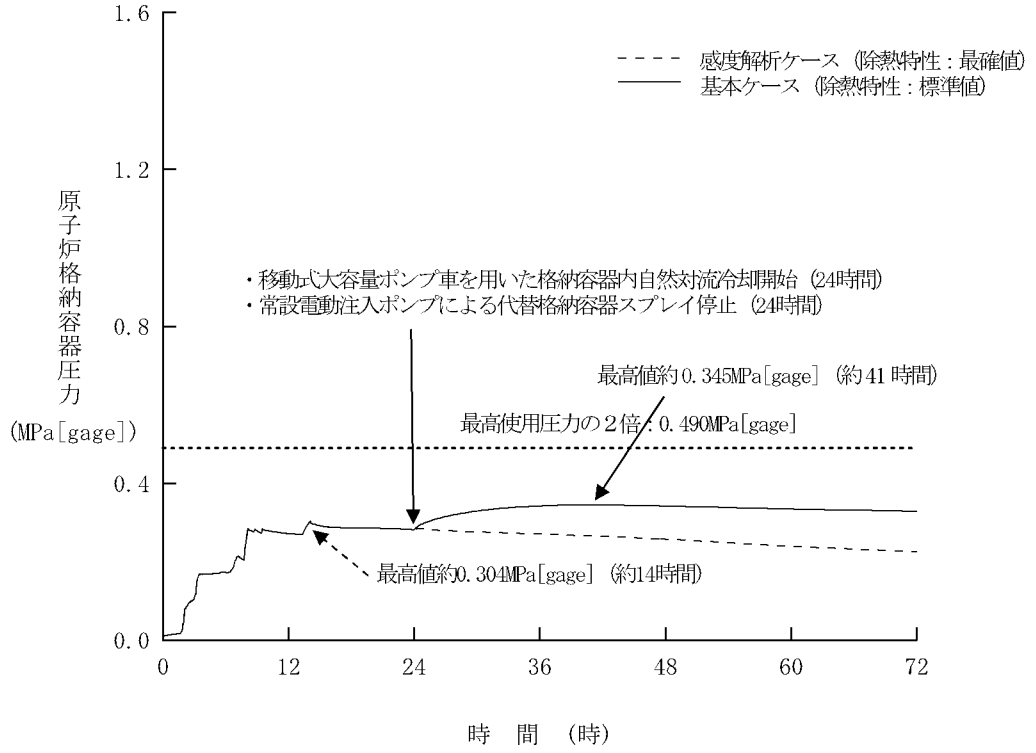
第7.2.1.2.8図　原子炉格納容器内温度の推移



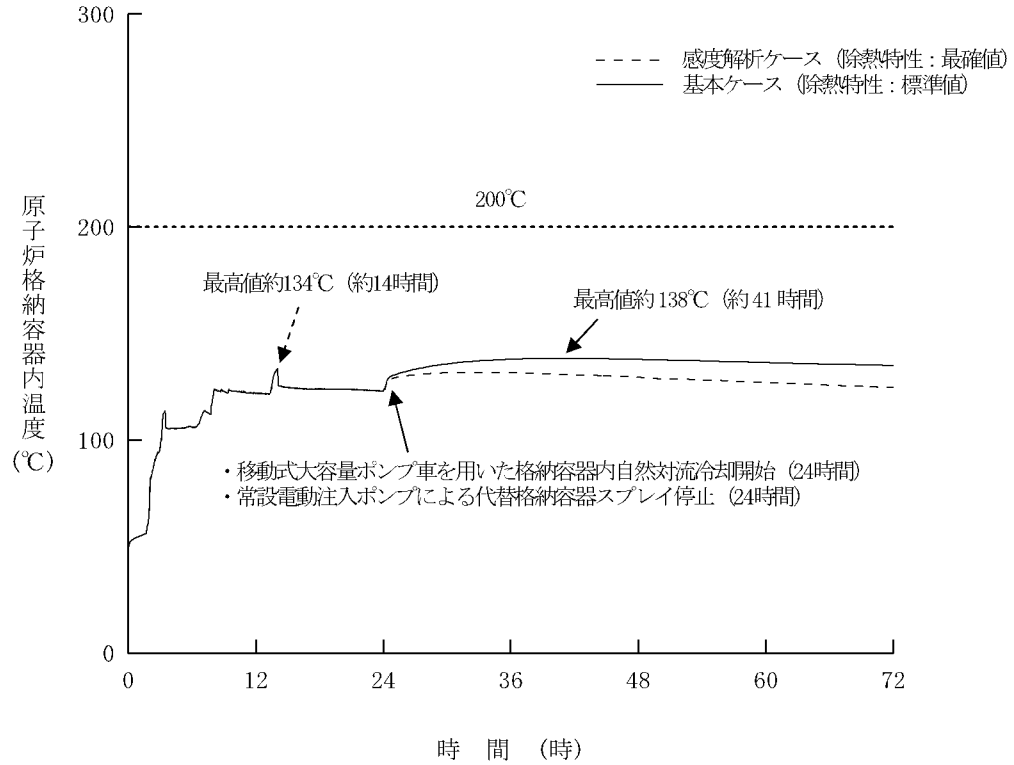
第7.2.1.2.9図　原子炉格納容器圧力に占める水蒸気及び水素の分圧（絶対圧）の推移



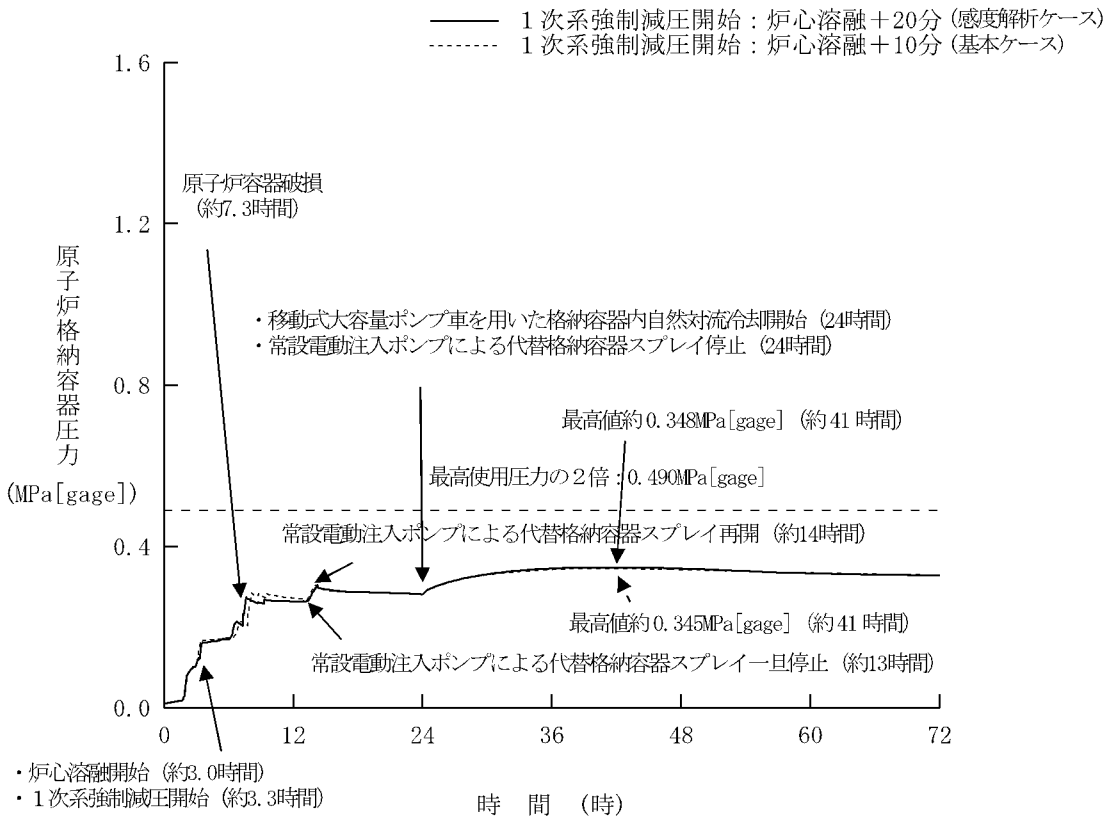
第7.2.1.2.10図　原子炉下部キャビティ室水量の推移



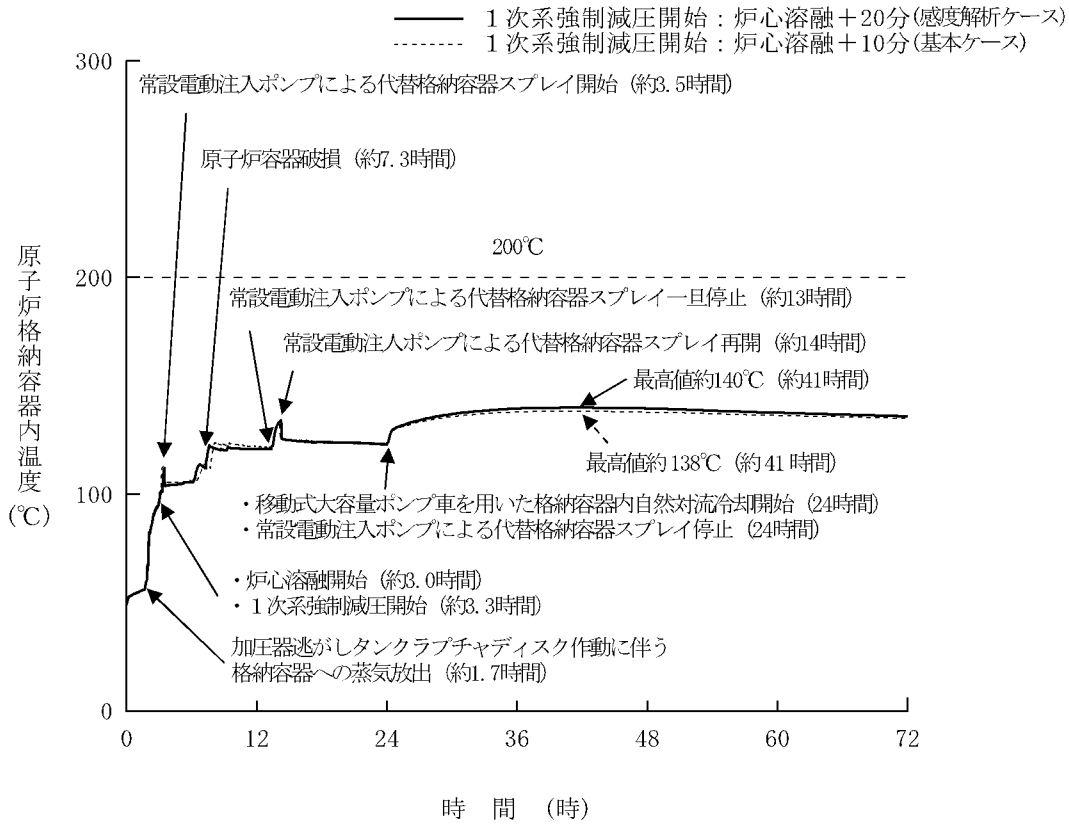
第7.2.1.2.11図　原子炉格納容器圧力の推移
(格納容器再循環ユニット除熱特性の影響確認)



第7.2.1.2.12図　原子炉格納容器内温度の推移
(格納容器再循環ユニット除熱特性の影響確認)

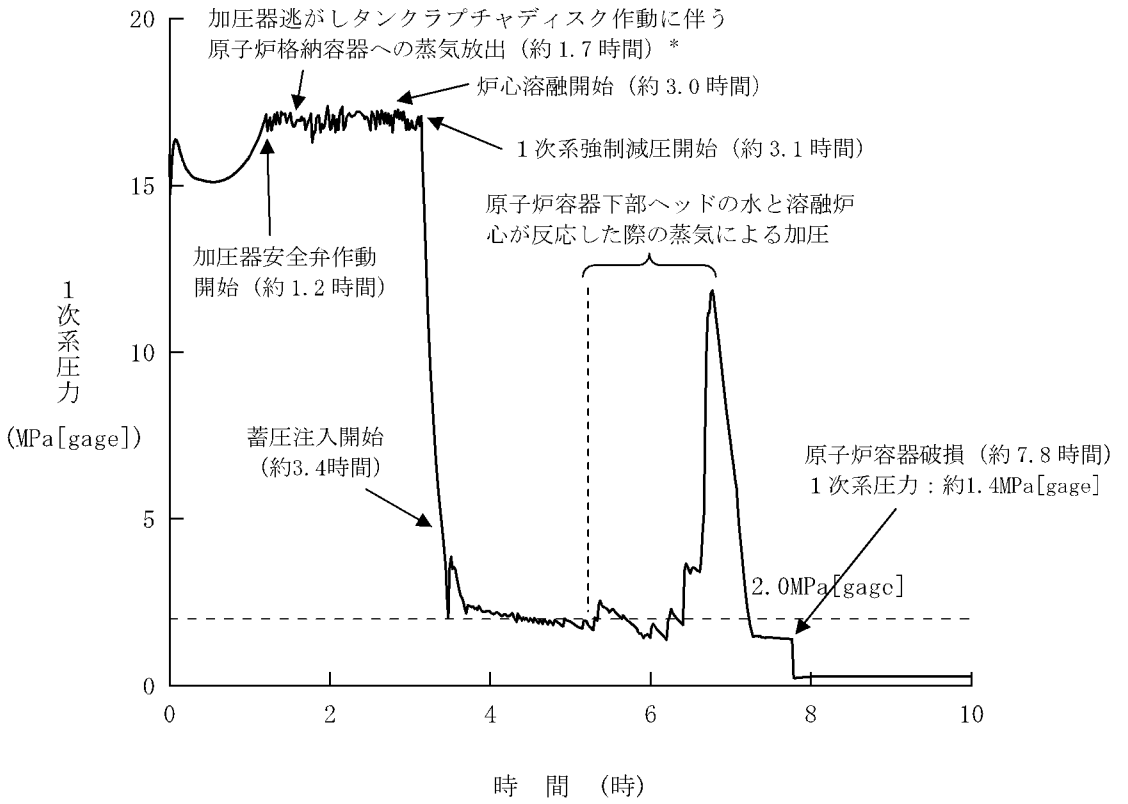


第7.2.1.2.13図　原子炉格納容器圧力の推移
(加圧器逃がし弁開放操作開始の時間余裕確認)

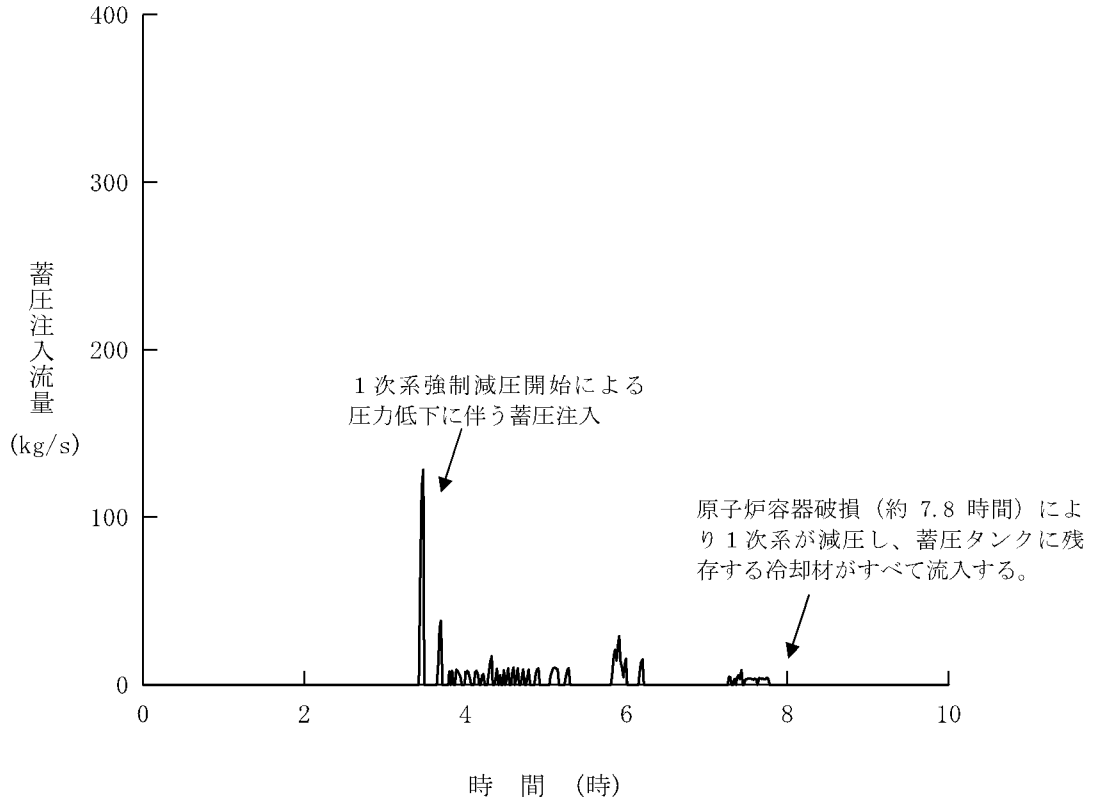


第7.2.1.2.14図　原子炉格納容器内温度の推移
(加圧器逃がし弁開放操作開始の時間余裕確認)

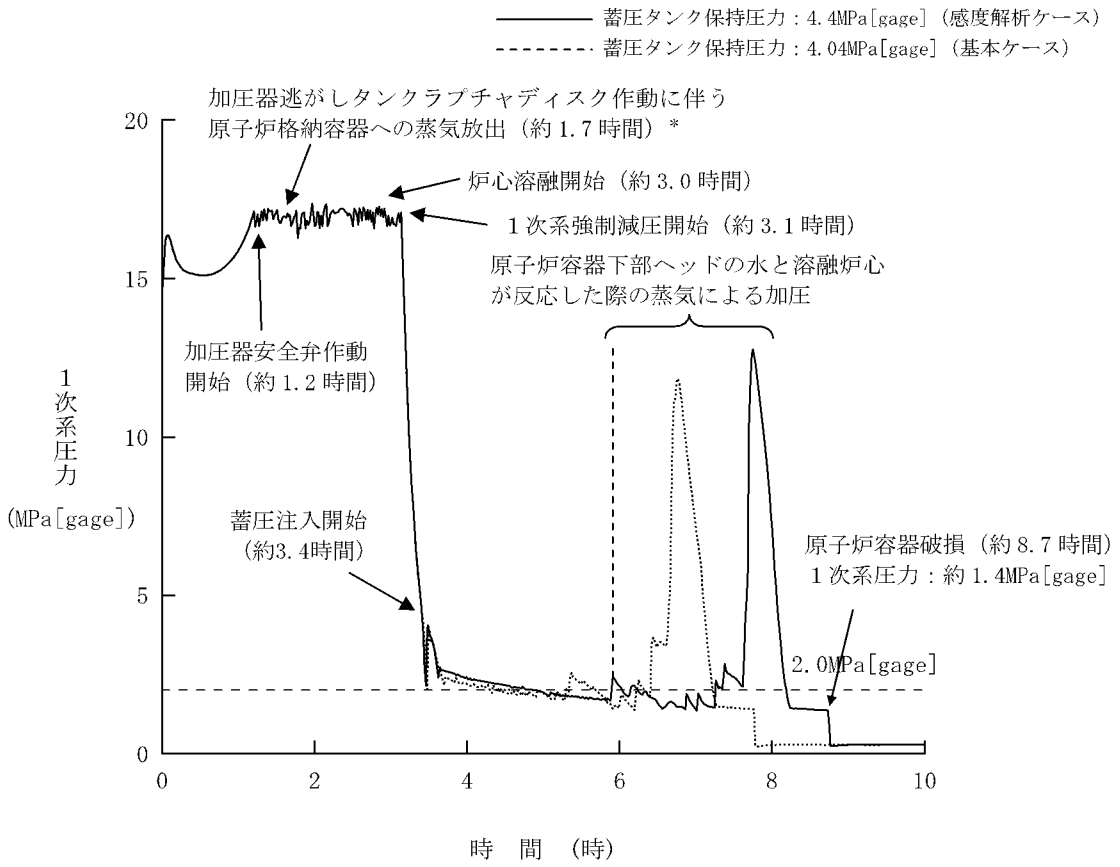
＊：加圧器逃がしタンク圧力（内圧）と、原子炉格納容器圧力（外圧）を監視し、ラプチャディスクの作動する内外圧の差に到達したときに原子炉格納容器へ蒸気が放出



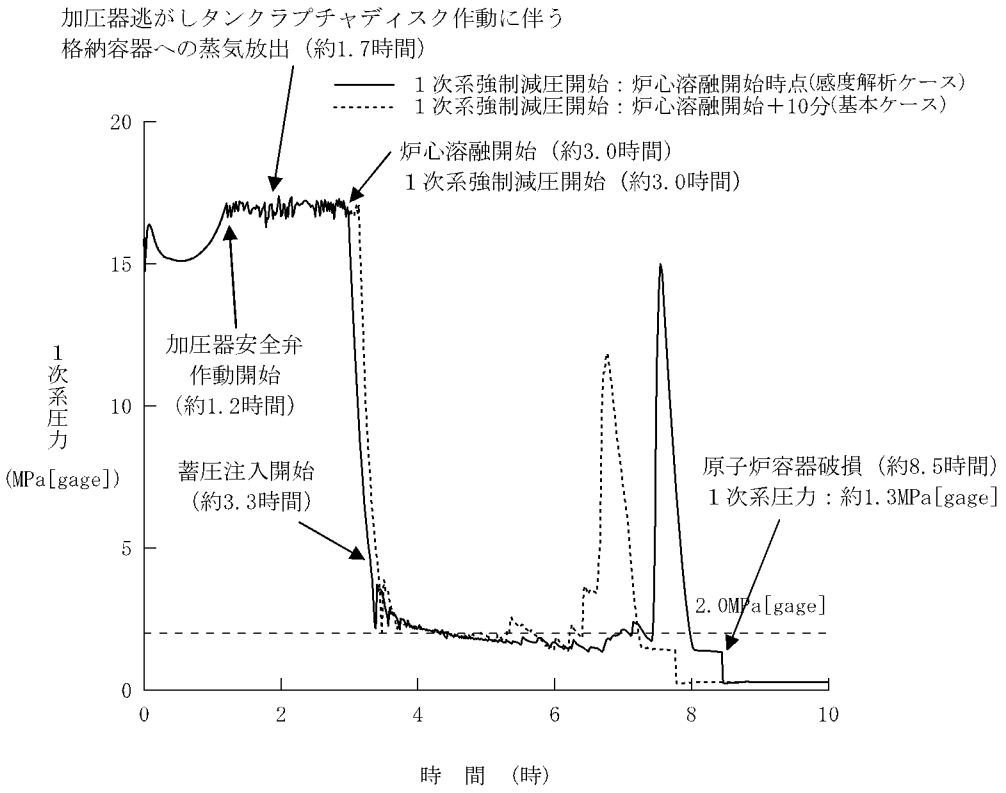
第7.2.2.1図　1次系圧力の推移



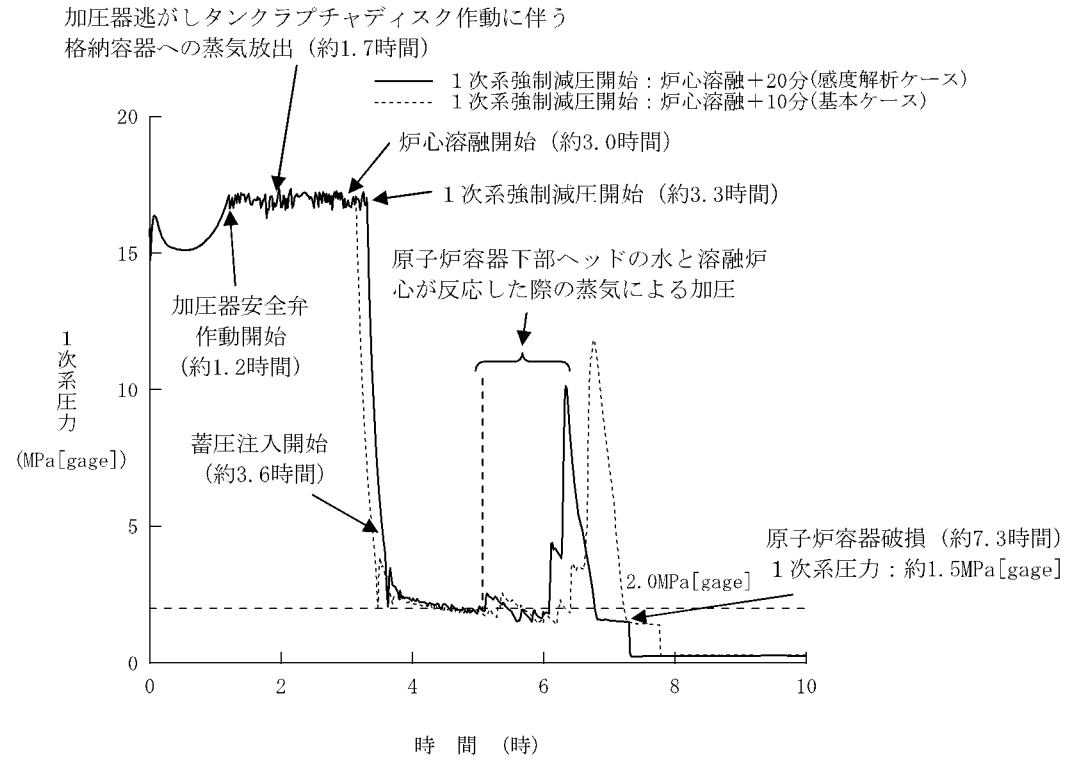
第7.2.2.2図　蓄圧注入流量の推移



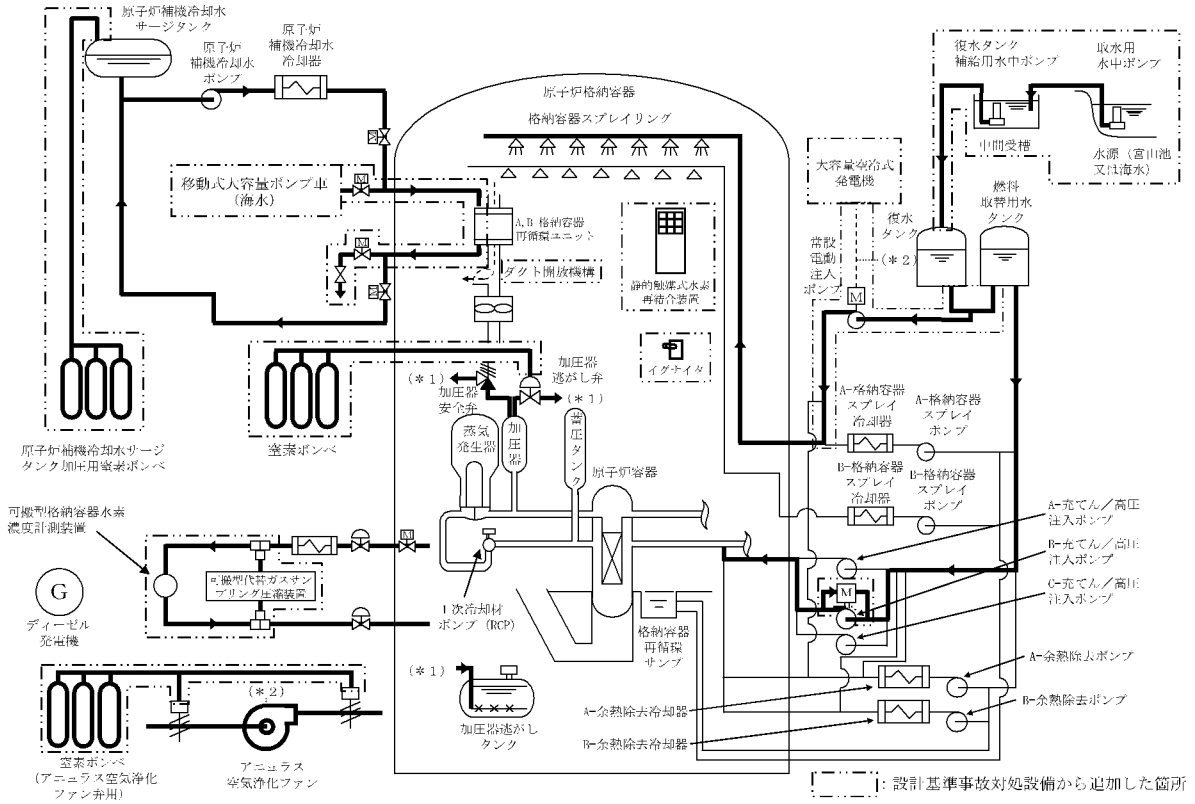
第7.2.2.3図　1次系圧力の推移（蓄圧タンク保持圧力の影響確認）



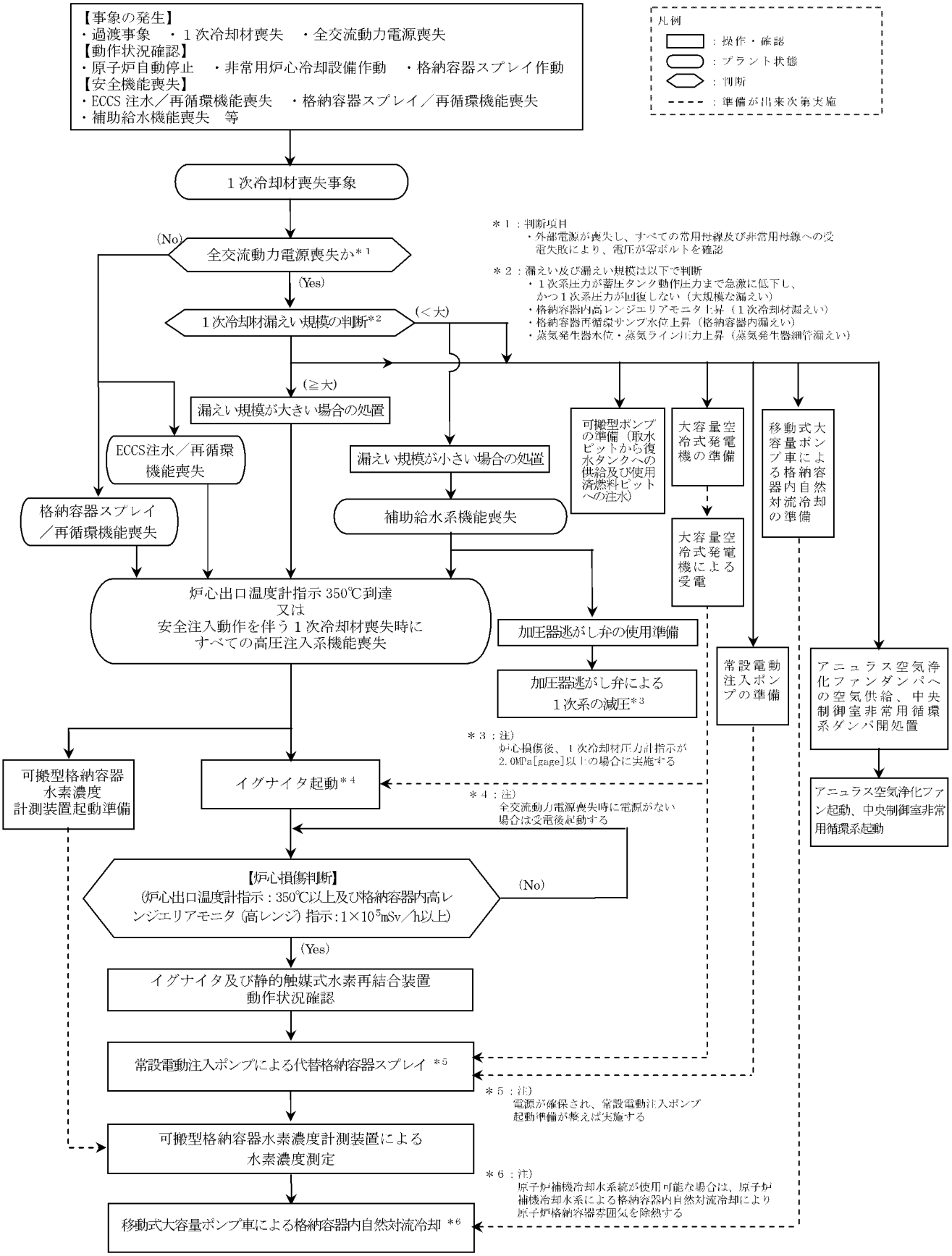
第7.2.2.4図　１次系圧力の推移（加圧器逃がし弁開放操作開始が早くなる場合）



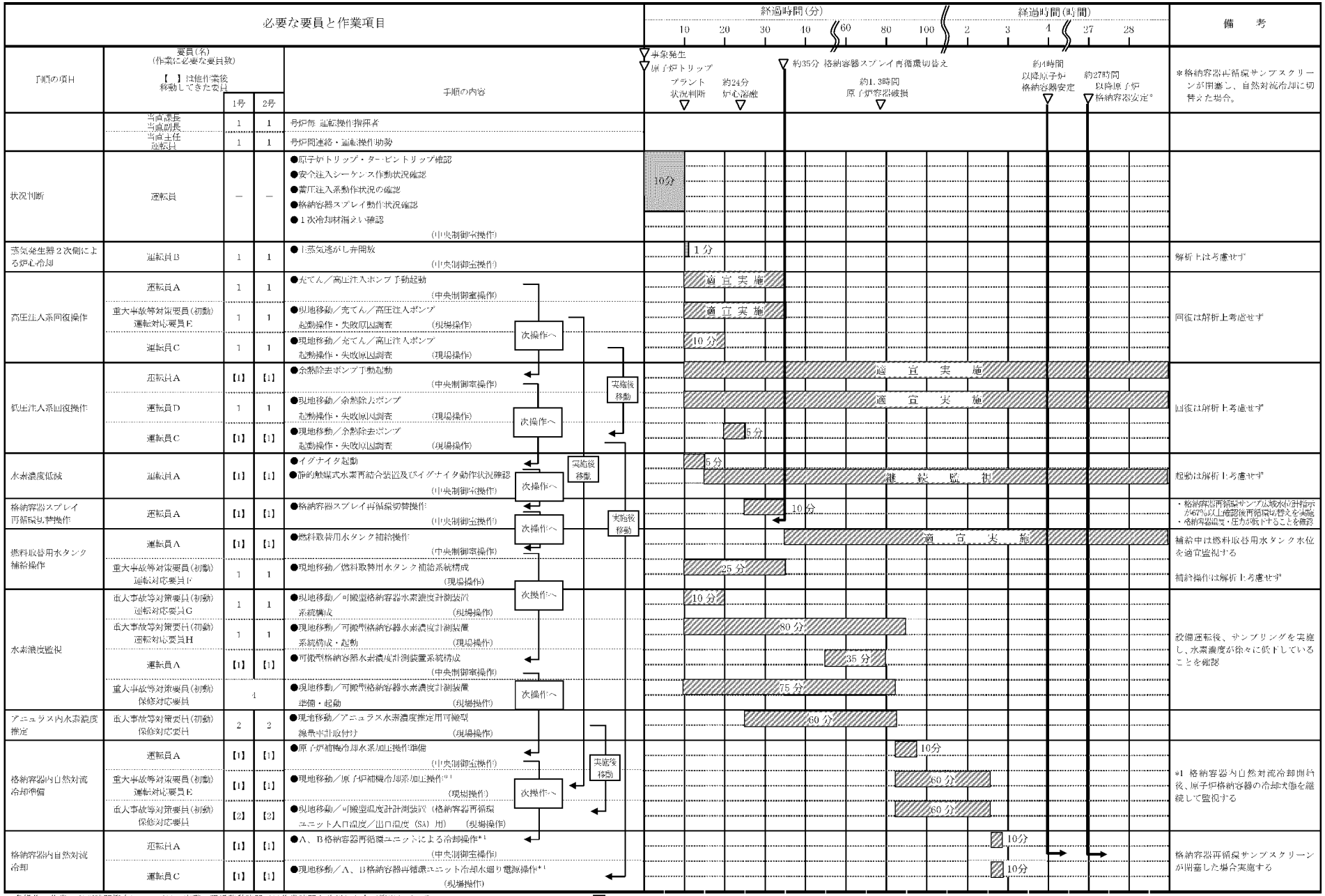
第7.2.2.5図　１次系圧力の推移（加圧器逃がし弁開放操作開始が遅くなる場合）



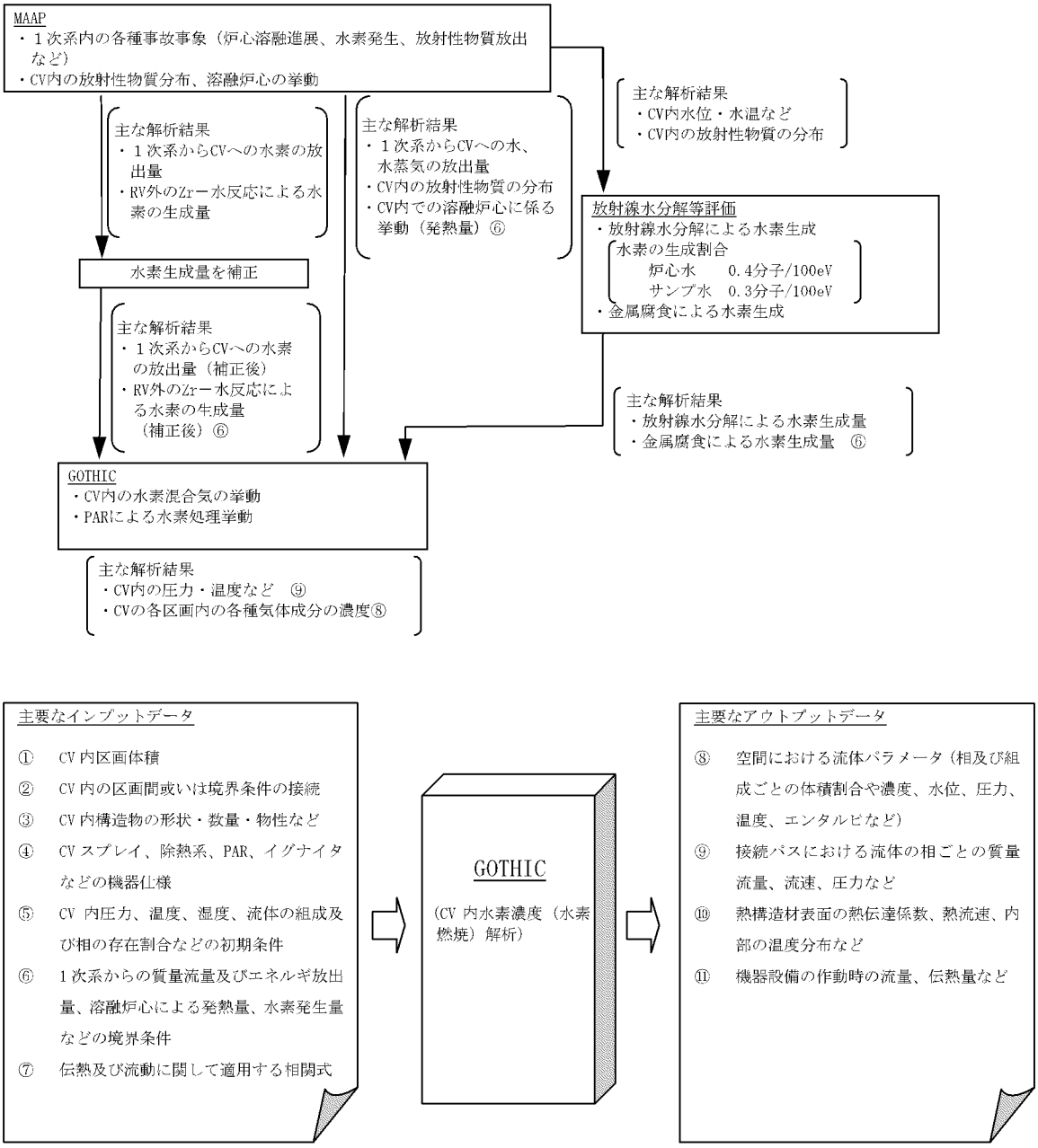
第 7.2.4.1 図　水素燃焼モードでの重大事故等対策の概略系統図



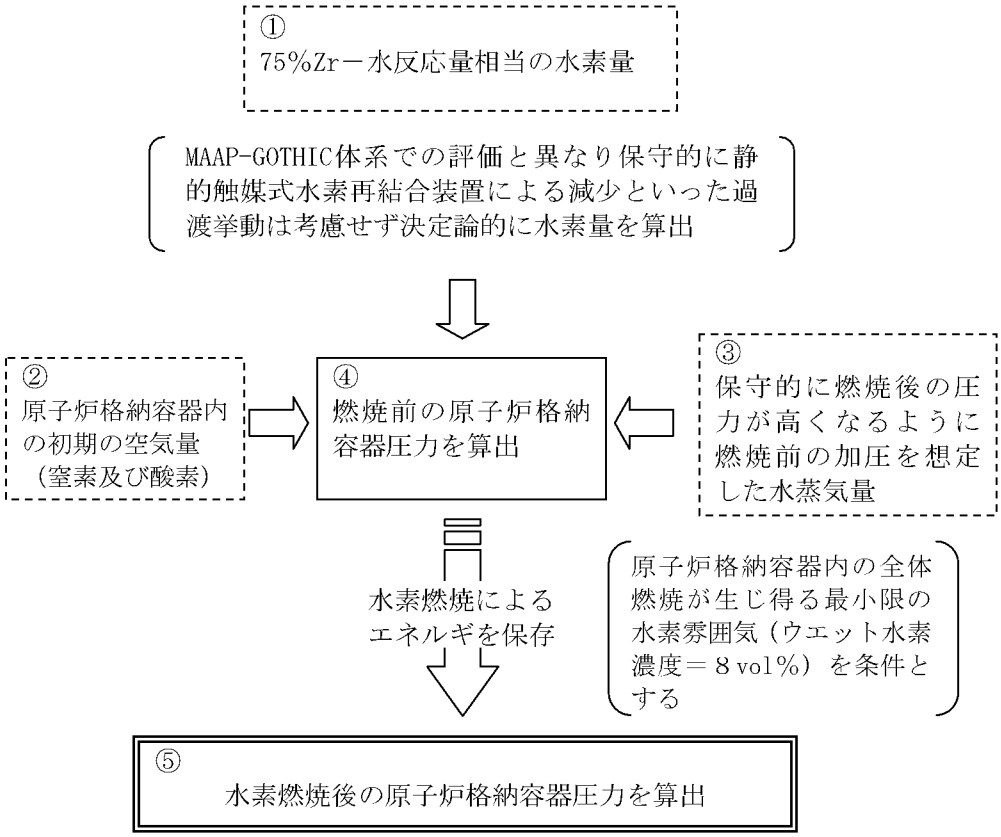
第 7.2.4.2 図　格納容器破損モードの対応手順の概要
（水素燃焼）



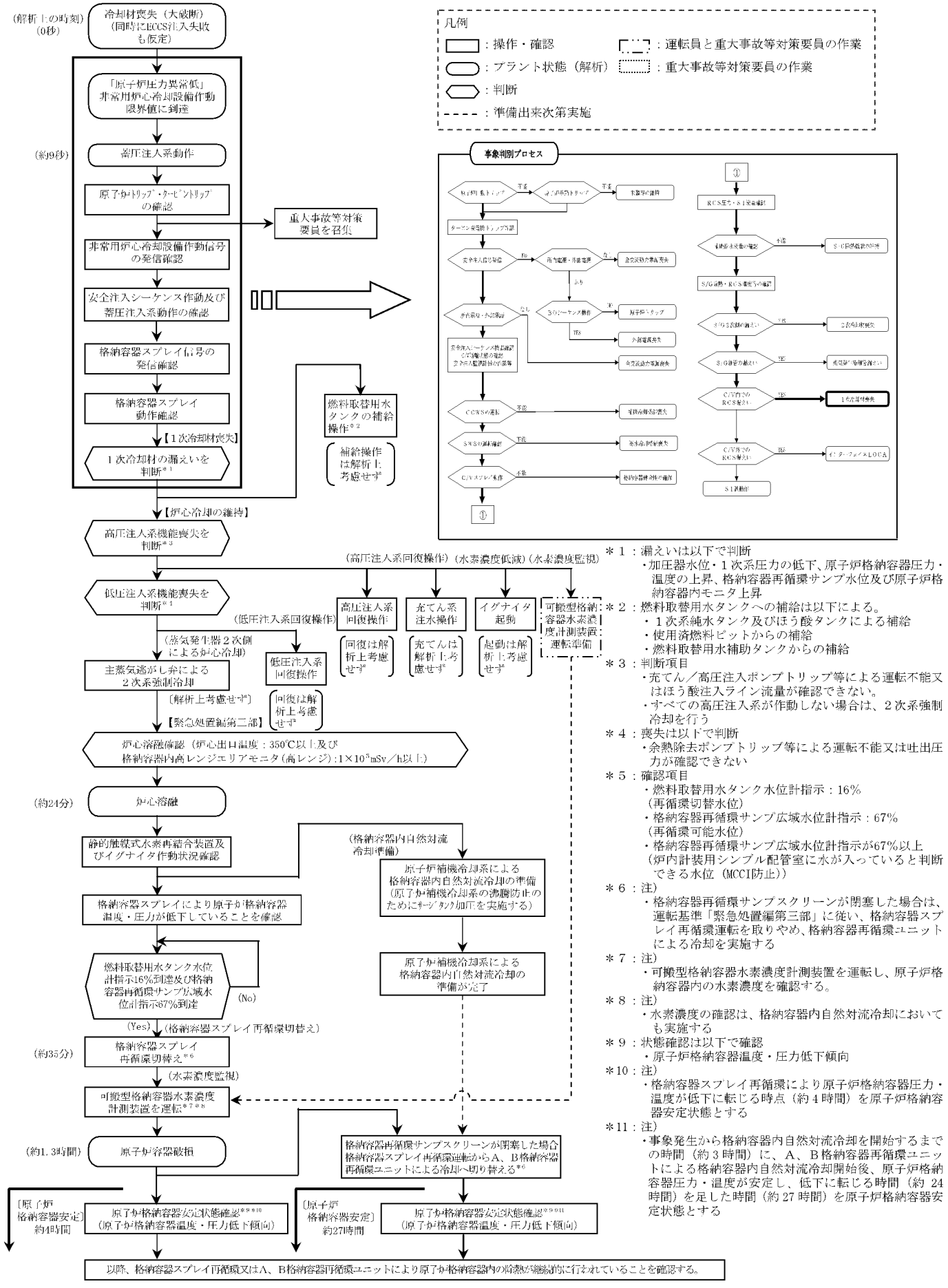
第 7.2.4.3 図　水素燃焼（大破断 LOCA＋ECCS 注入失敗）における作業と所要時間



第 7.2.4.4 図　水素濃度評価の概要



第 7.2.4.5 図　水素燃焼後の原子炉格納容器圧力評価の流れ



＊1：漏えいは以下で判断
・加圧器水位・1次系圧力の低下、原子炉格納容器圧力・温度の上昇、格納容器再循環サンプ水位及び原子炉格納容器内モニタ上昇

＊2：燃料取替用水タンクへの補給は以下による。
・1次系純水タンク及びほう酸タンクによる補給
・使用済燃料ピットからの補給
・燃料取替用水補助タンクからの補給

＊3：判断項目
・充てん／高圧注入ポンプトリップ等による運転不能又はほう酸注入ライン流量が確認できない。
・すべての高圧注入系が作動しない場合は、2次系強制冷却を行う

＊4：喪失は以下で判断
・余熱除去ポンプトリップ等による運転不能又は吐出圧力が確認できない

＊5：確認項目
・燃料取替用水タンク水位計指示：16%（再循環切替水位）
・格納容器再循環サンプ広域水位計指示：67%（再循環可能水位）
・格納容器再循環サンプ広域水位計指示が67%以上（炉内計装用シンブル配管室に水が入っていると判断できる水位（MCCI防止））

＊6：注）
・格納容器再循環サンプスクリーンが閉塞した場合は、運転基準「緊急処置編第三部」に従い、格納容器スプレイ再循環運転を取りやめ、格納容器再循環ユニットによる冷却を実施する

＊7：注）
・可搬型格納容器水素濃度計測装置を運転し、原子炉格納容器内の水素濃度を確認する。

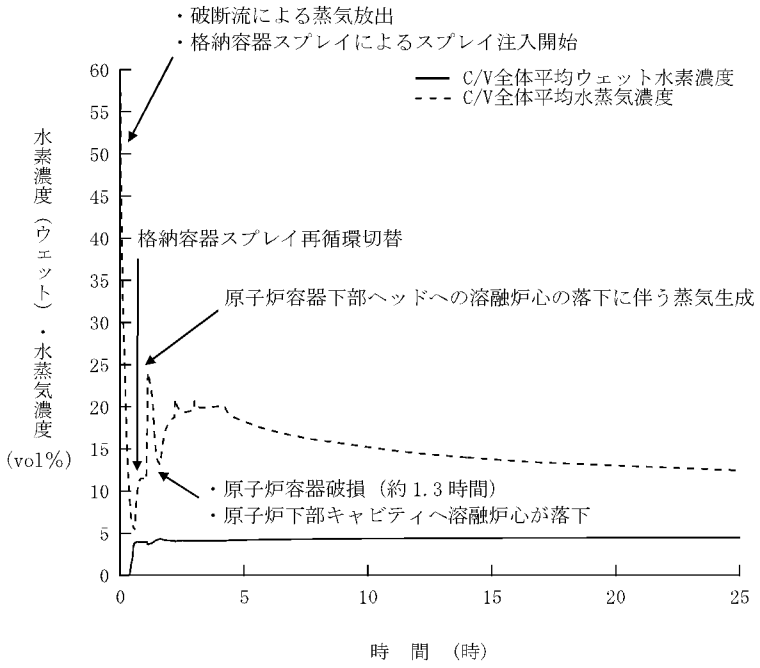
＊8：注）
・水素濃度の確認は、格納容器内自然対流冷却においても実施する

＊9：状態確認は以下で確認
・原子炉格納容器温度・圧力低下傾向

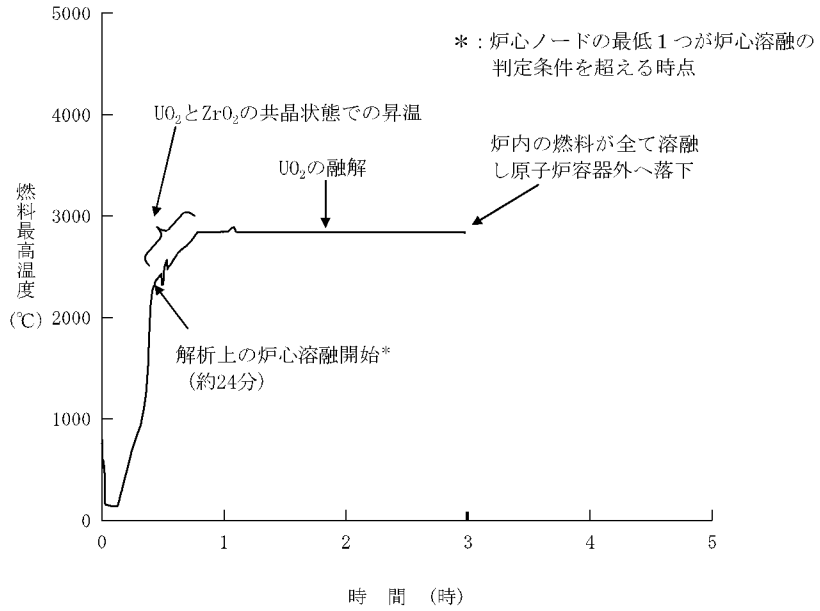
＊10：注）
・格納容器スプレイ再循環により原子炉格納容器圧力・温度が低下に転じる時点（約4時間）を原子炉格納容器安定状態とする

＊11：注）
・事象発生から格納容器内自然対流冷却を開始するまでの時間（約3時間）に、A、B格納容器再循環ユニットによる格納容器内自然対流冷却開始後、原子炉格納容器圧力・温度が安定し、低下に転じる時間（約24時間）を足した時間（約27時間）を原子炉格納容器安定状態とする

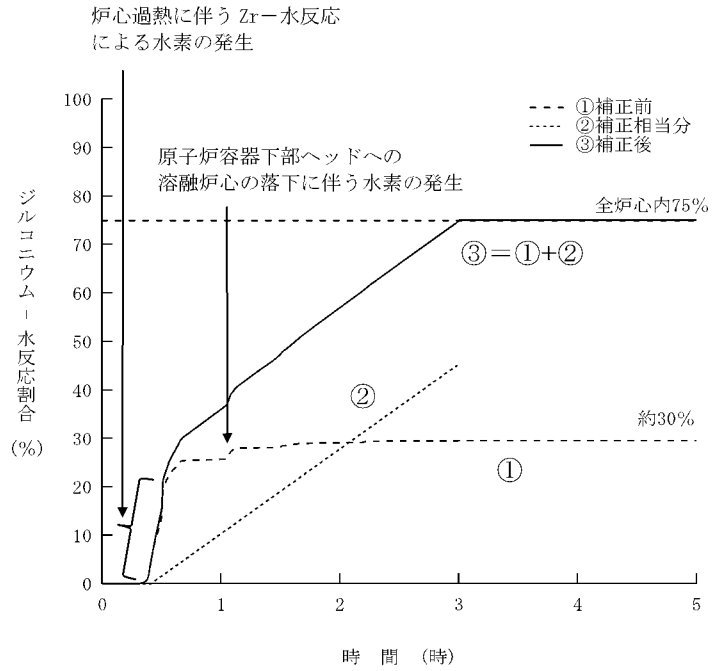
第7.2.4.6図　水素燃焼（大破断LOCA＋ECCS注入失敗）における事象進展の概要



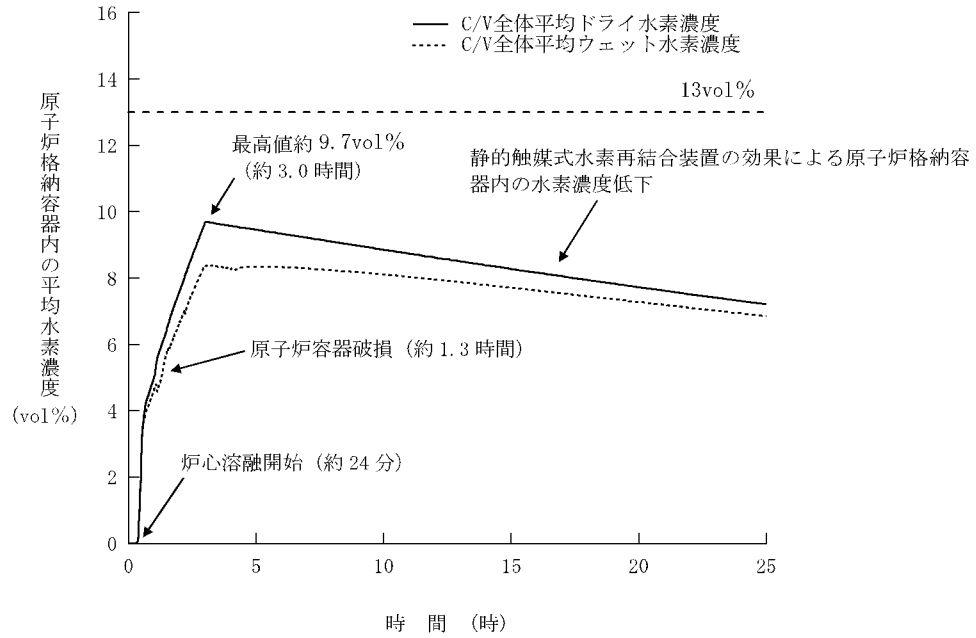
第 7.2.4.7 図　原子炉格納容器内の水素・水蒸気濃度の推移（MAAP コード）



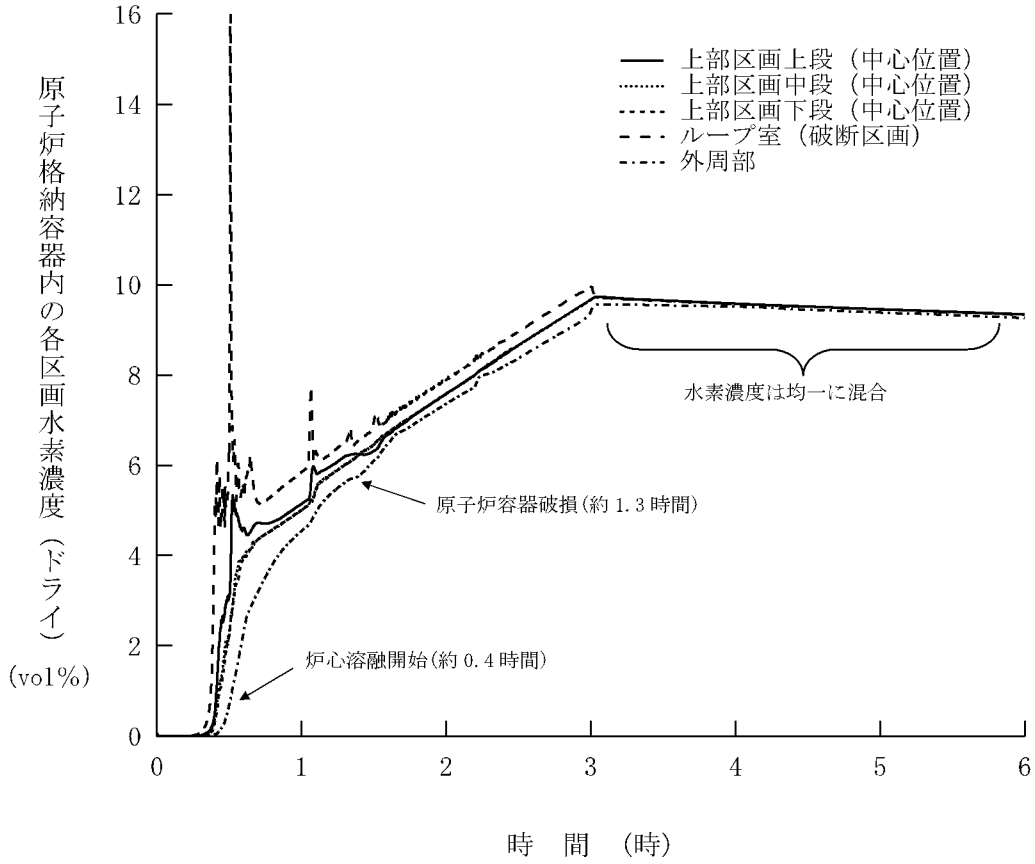
第 7.2.4.8 図　燃料最高温度の推移



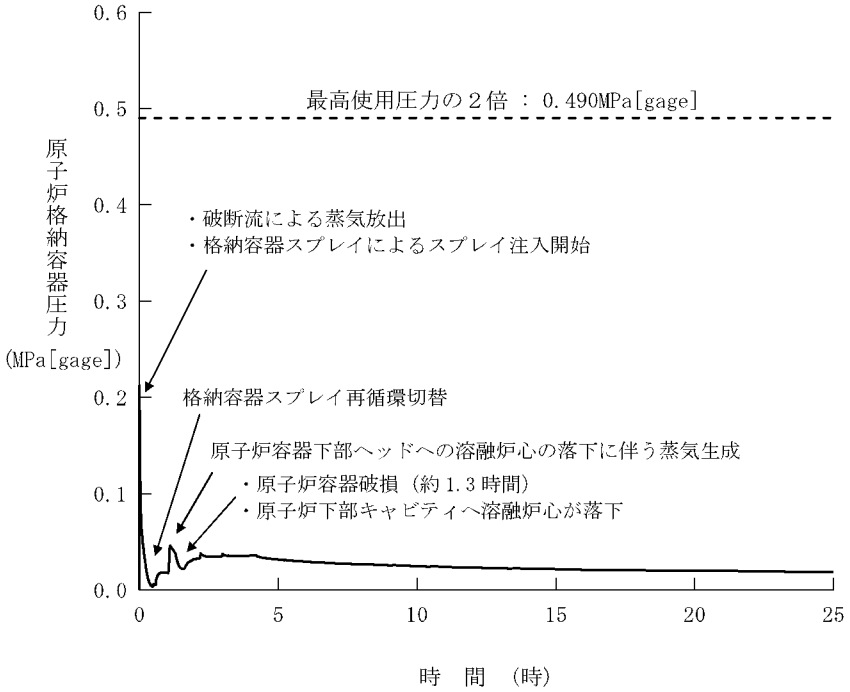
第 7.2.4.9 図　ジルコニウム－水反応割合の推移



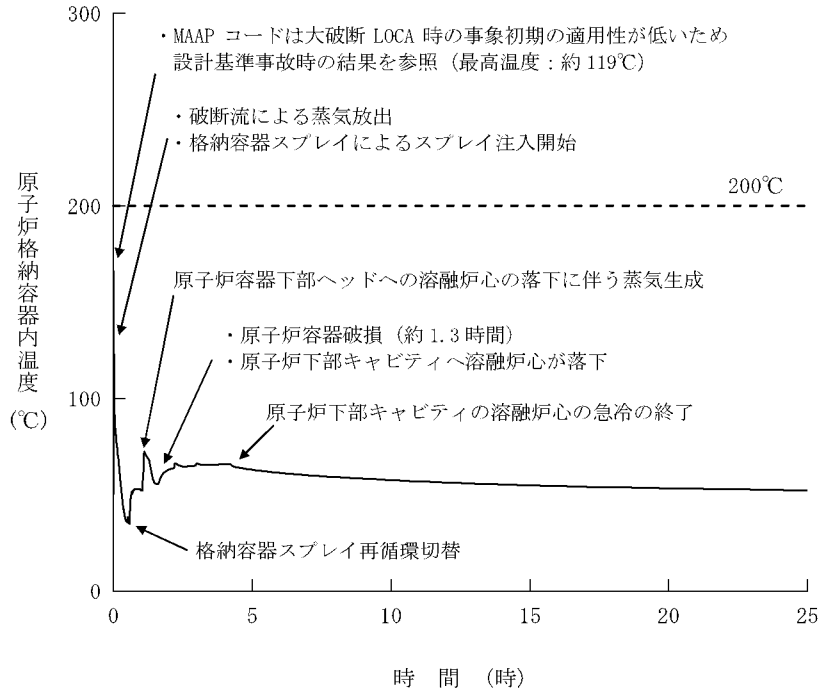
第 7.2.4.10 図　原子炉格納容器内の平均水素濃度の推移（GOTHIC コード）



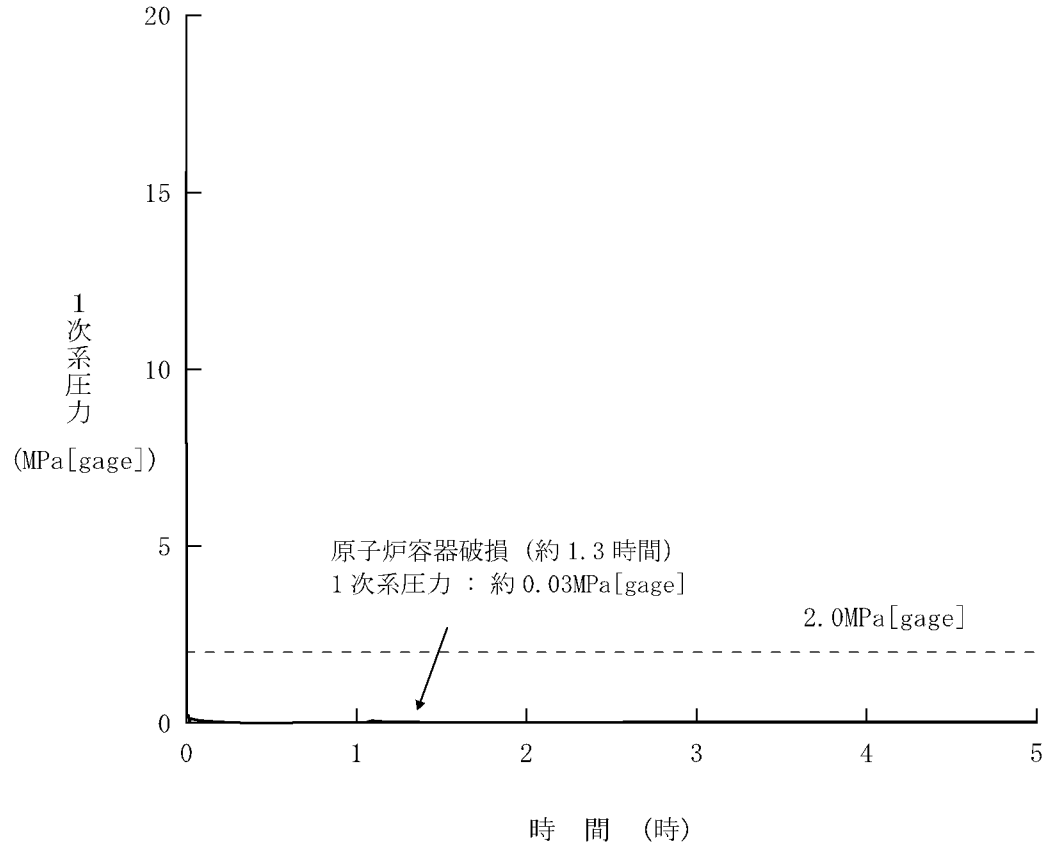
第 7.2.4.11 図　原子炉格納容器内の各区画水素濃度（ドライ）の推移
(GOTHIC コード)



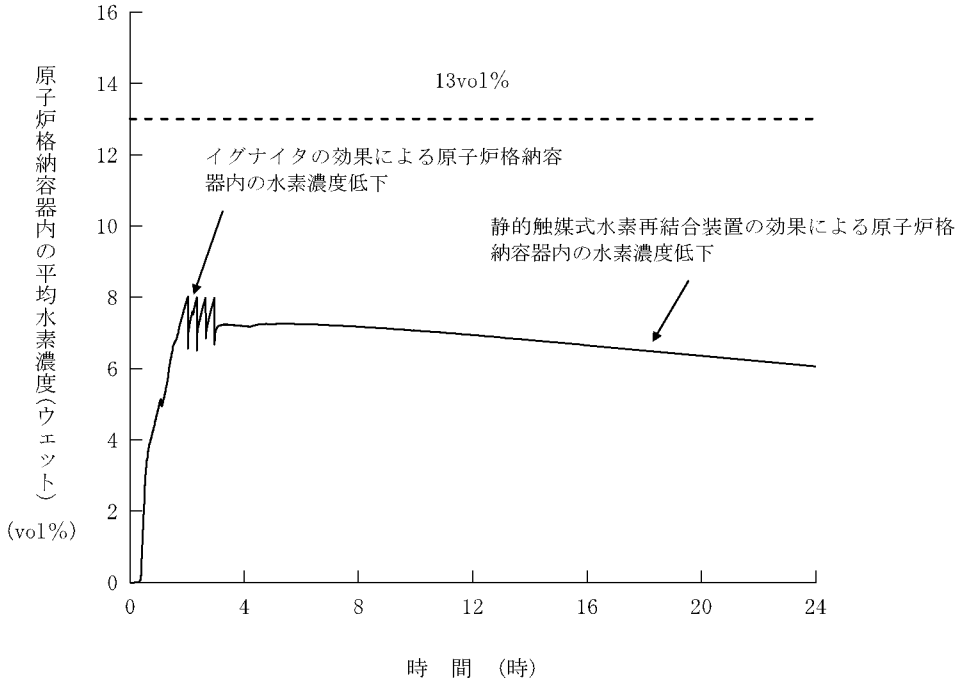
第 7.2.4.12 図　原子炉格納容器圧力の推移



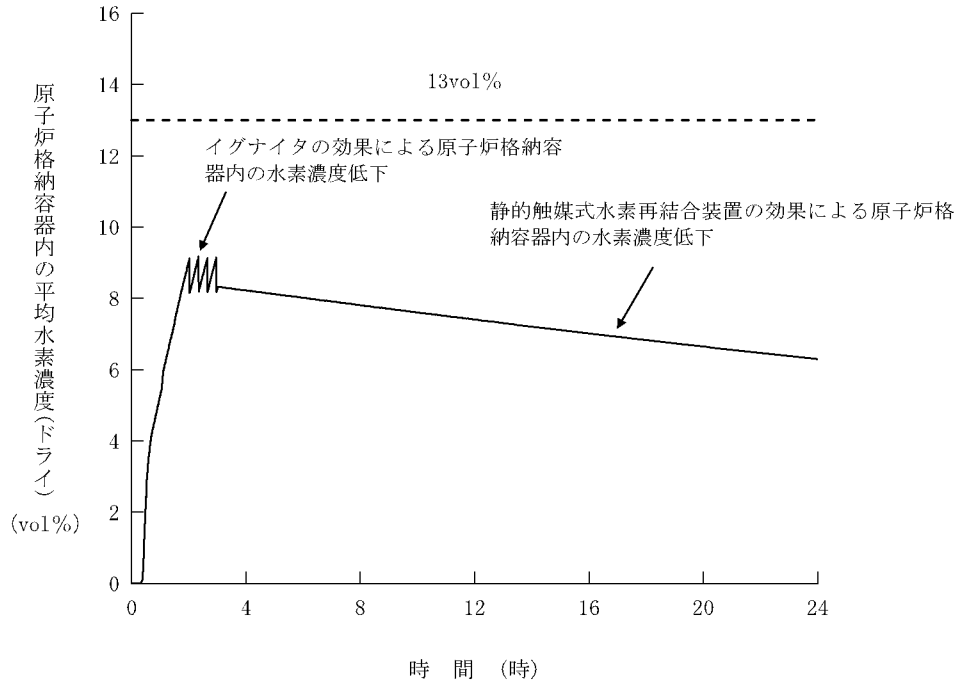
第 7.2.4.13 図　原子炉格納容器内温度の推移



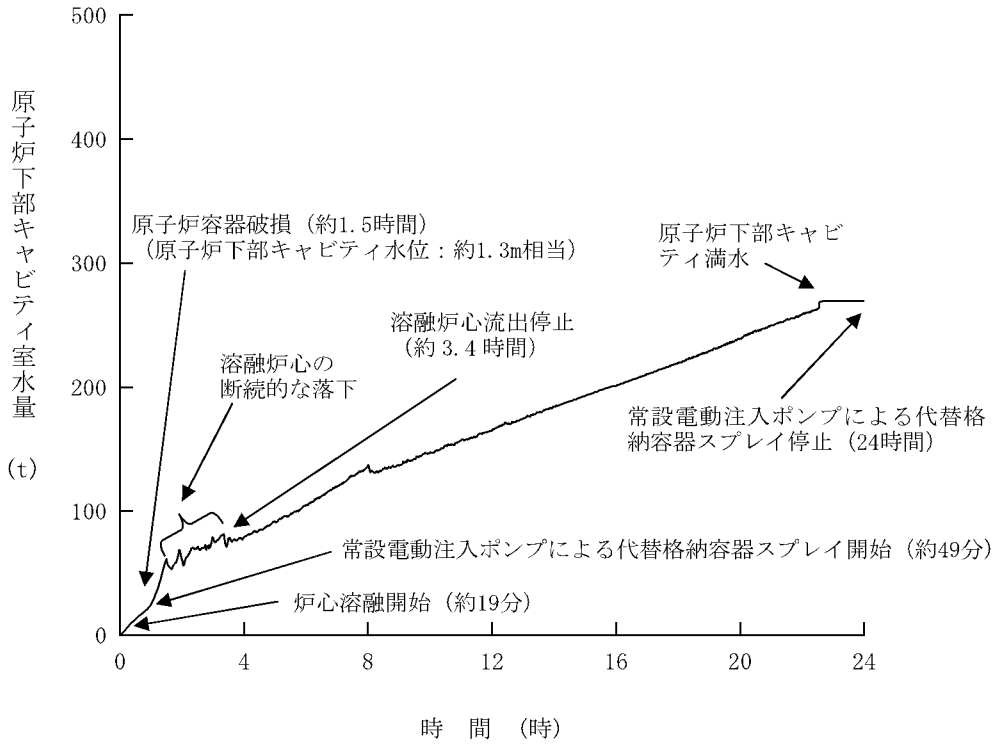
第7.2.4.14図　1次系圧力の推移



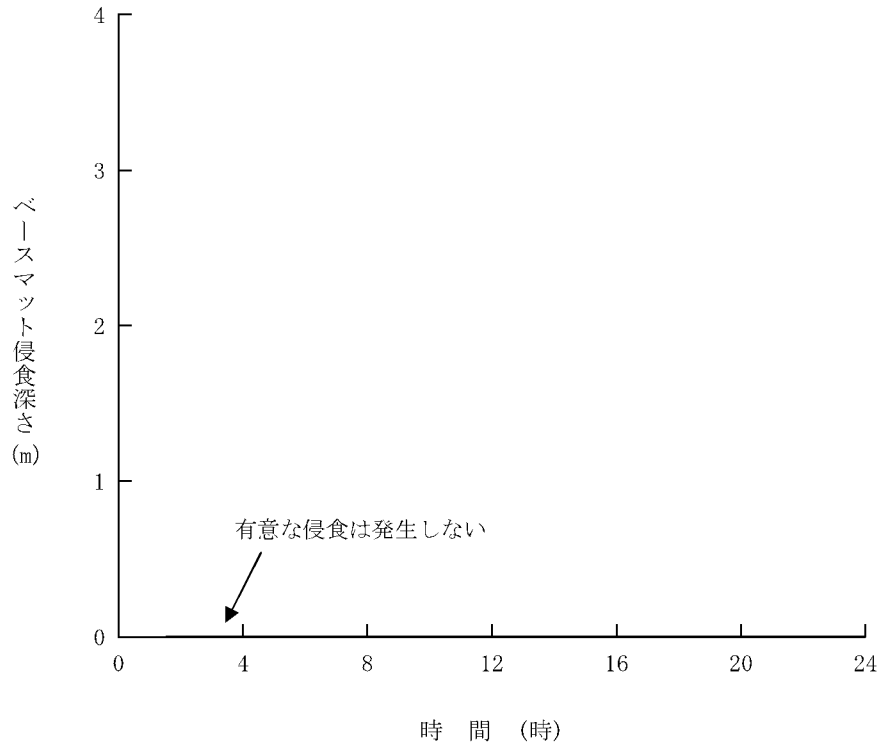
第 7.2.4.15 図　原子炉格納容器内の平均水素濃度（ウェット）の推移
（イグナイタの効果に期待する場合）



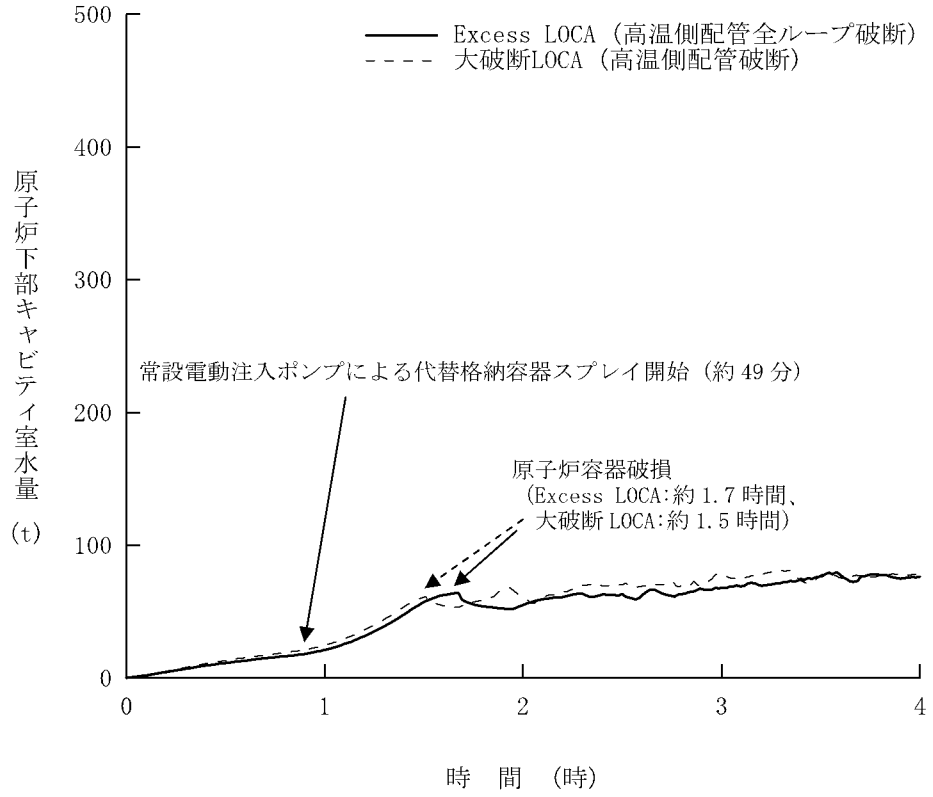
第 7.2.4.16 図　原子炉格納容器内の平均水素濃度（ドライ）の推移
（イグナイタの効果に期待する場合）



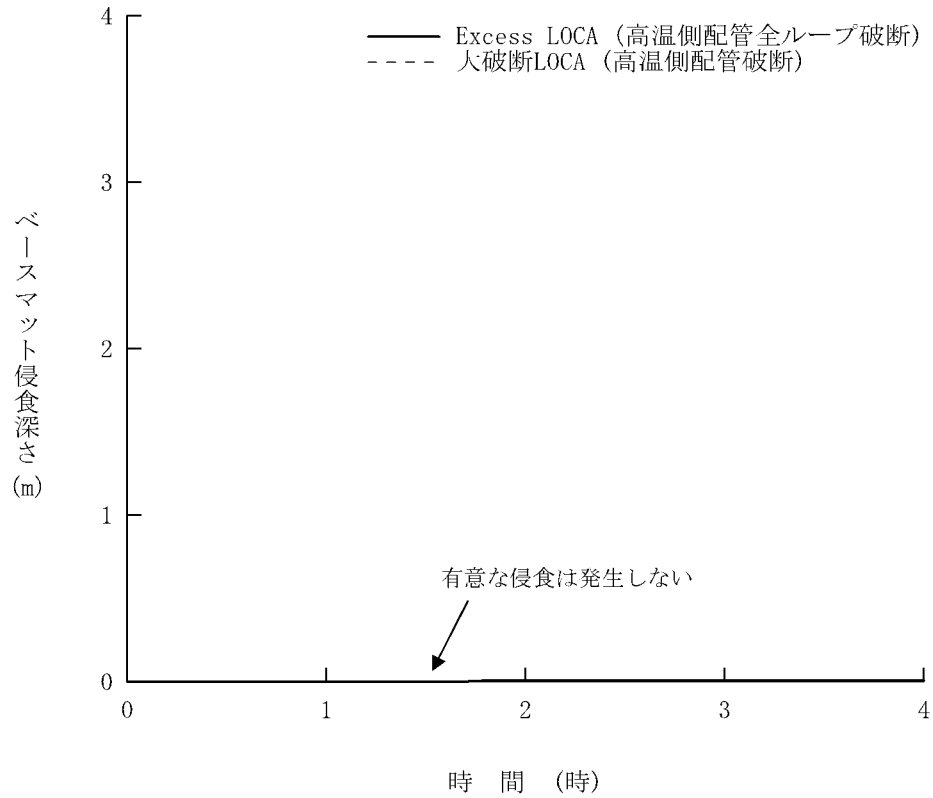
第7.2.5.1図　原子炉下部キャビティ室水量の推移



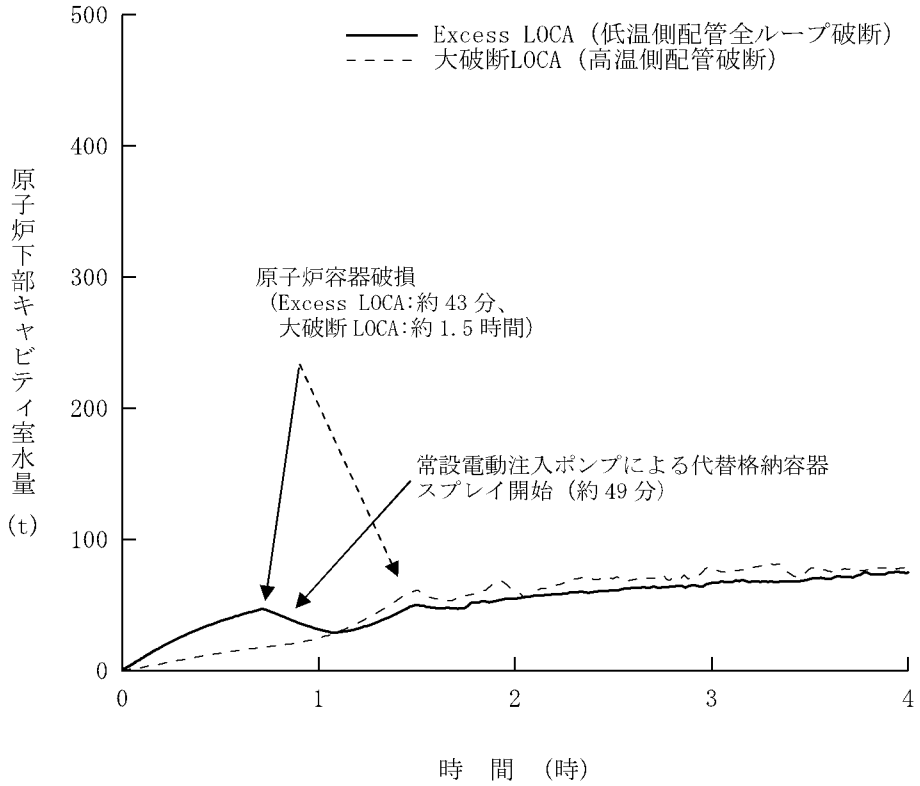
第7.2.5.2図　ベースマット侵食深さの推移



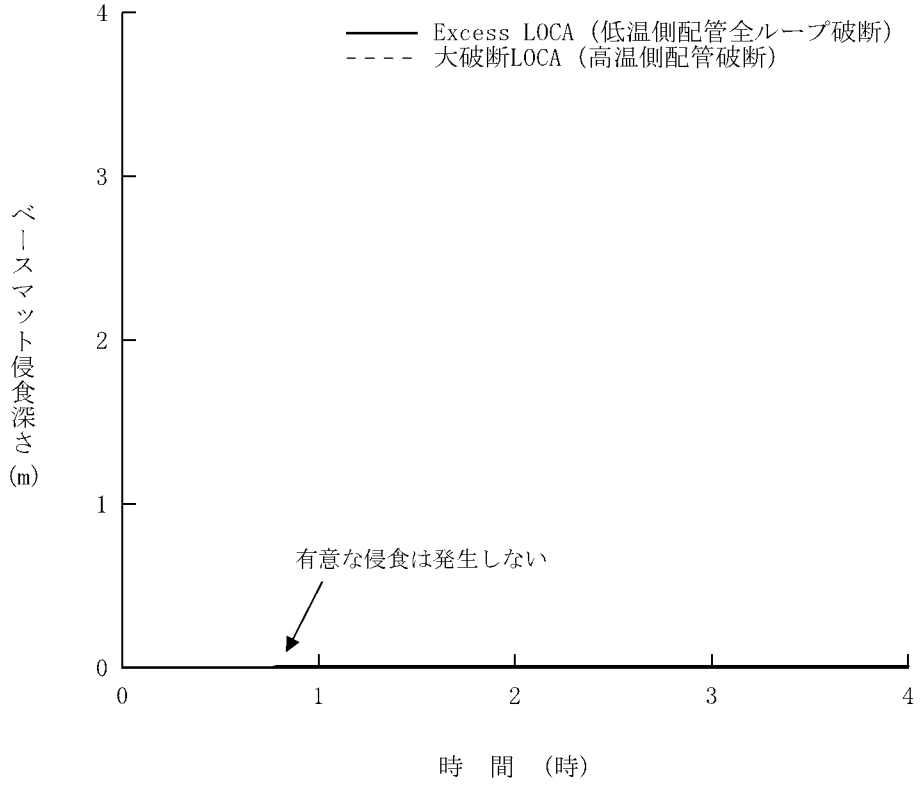
第 7.2.5.3 図　原子炉下部キャビティ室水量の推移
（高温側配管全ループ破断時の影響確認）



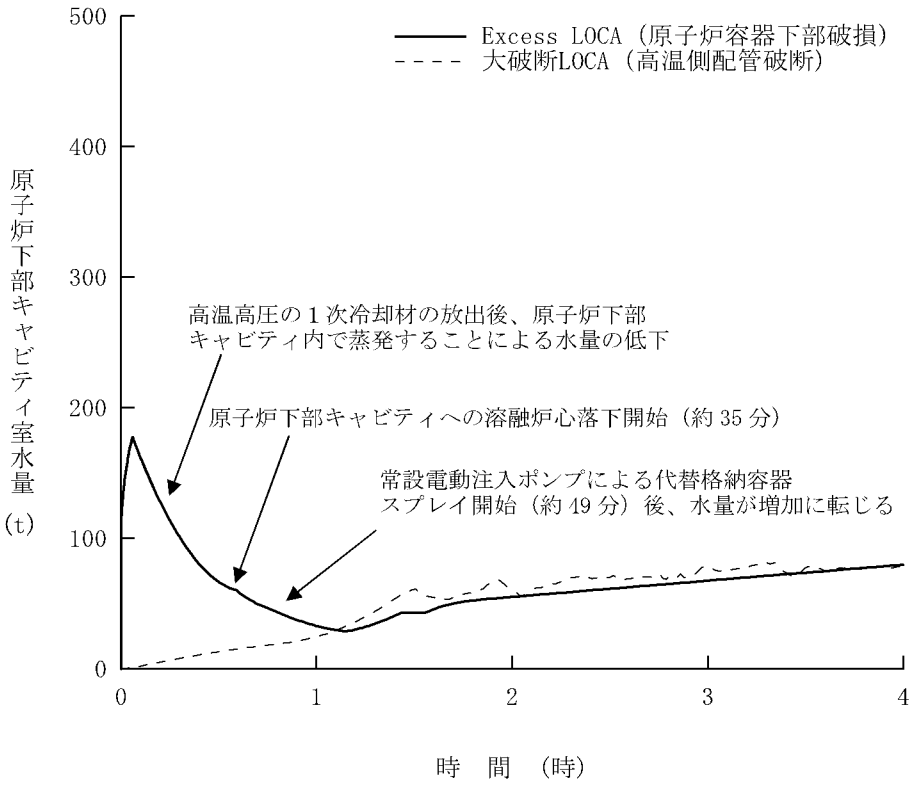
第 7.2.5.4 図　ベースマット侵食深さの推移
（高温側配管全ループ破断時の影響確認）



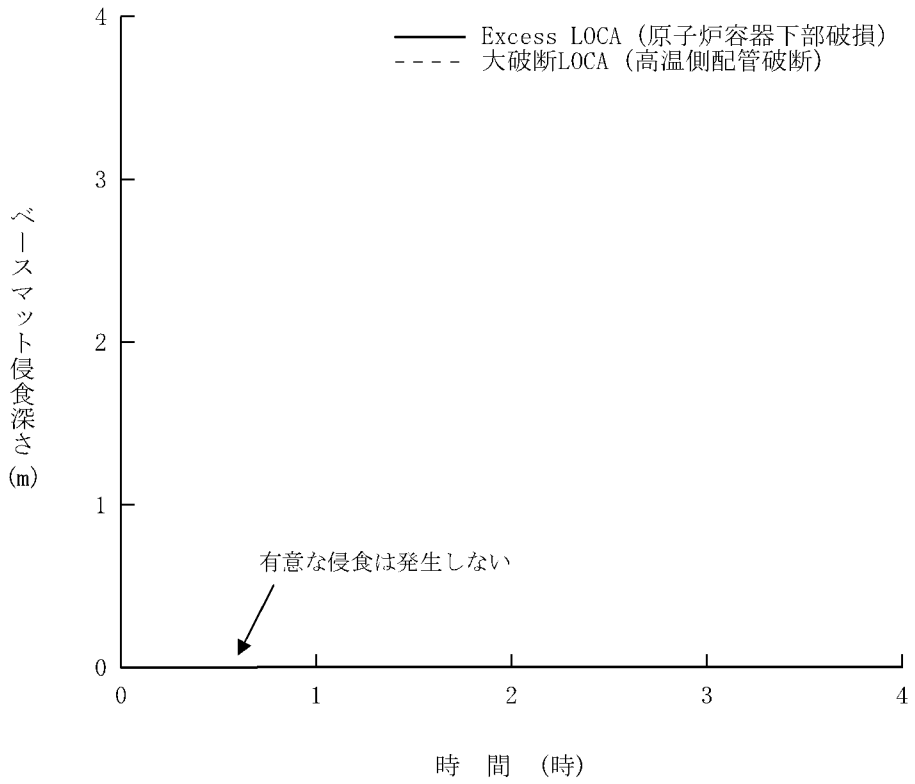
第7.2.5.5図　原子炉下部キャビティ室水量の推移
（低温側配管全ループ破断時の影響確認）



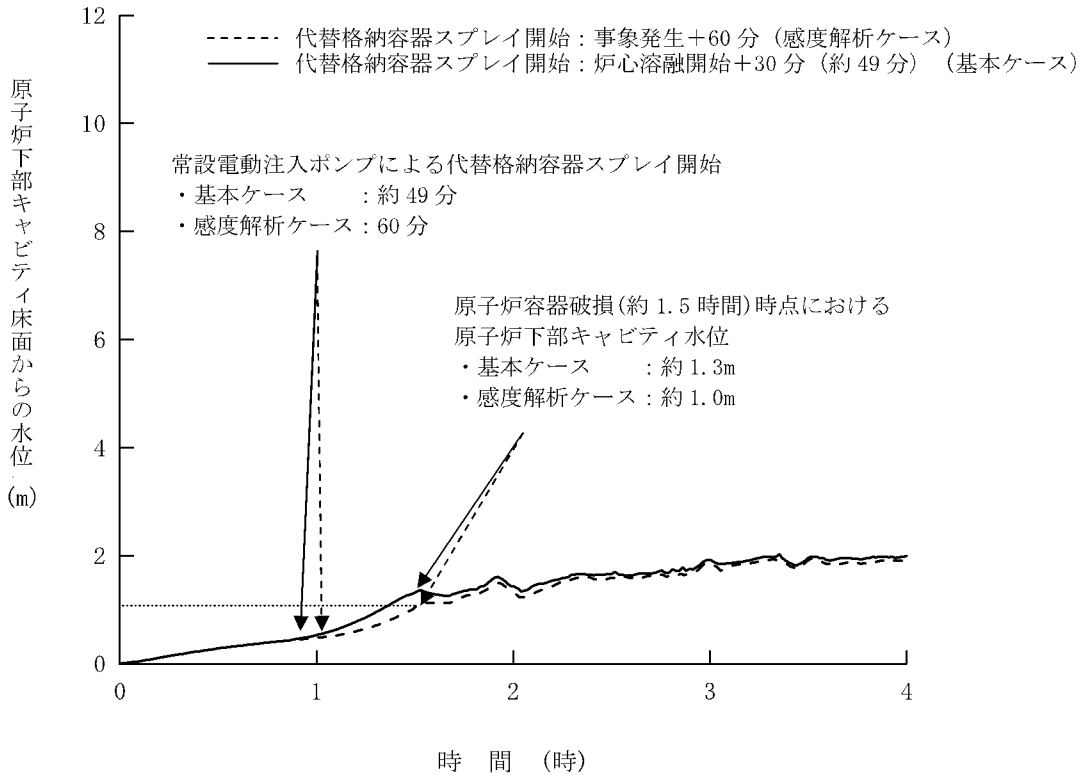
第7.2.5.6図　ベースマット侵食深さの推移
（低温側配管全ループ破断時の影響確認）



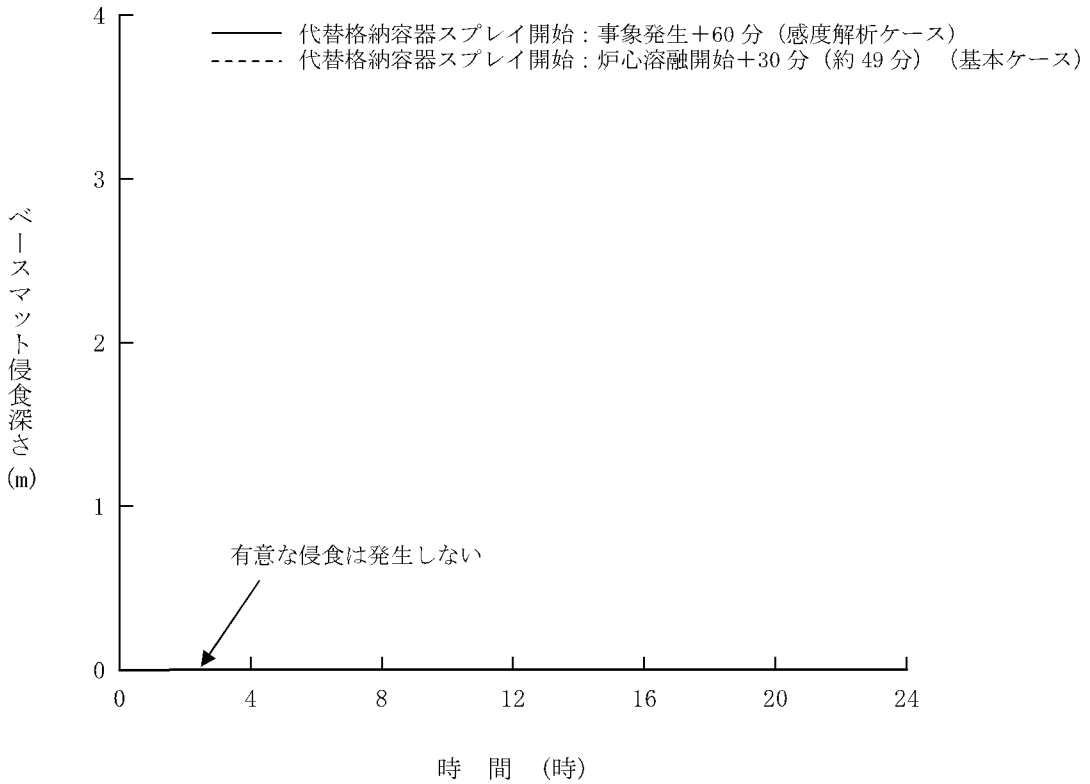
第 7.2.5.7 図　原子炉下部キャビティ室水量の推移
（原子炉容器下端における破損時の影響確認）



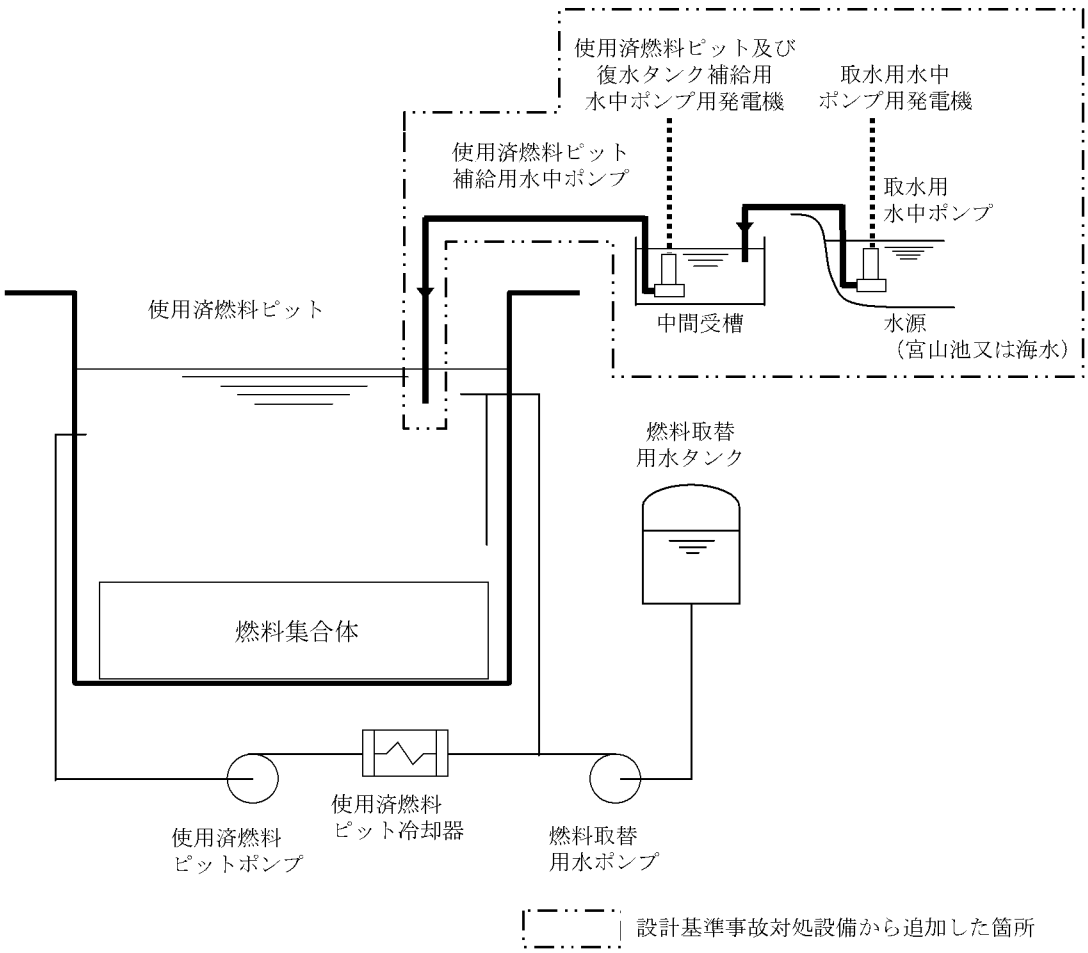
第 7.2.5.8 図　ベースマット侵食深さの推移
（原子炉容器下端における破損時の影響確認）



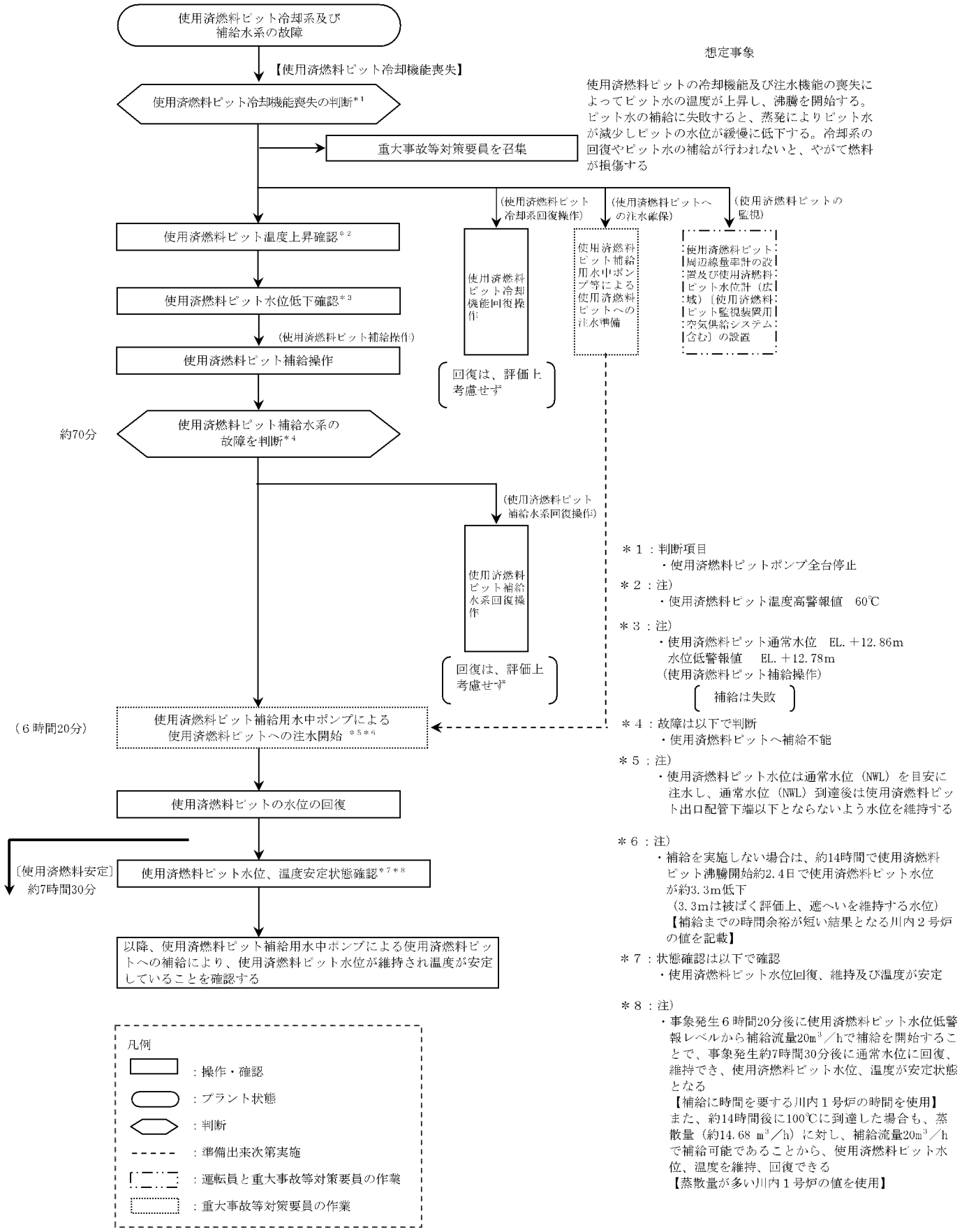
第 7.2.5.9 図　原子炉下部キャビティ床面からの水位の推移
（代替格納容器スプレイ操作時間余裕確認）



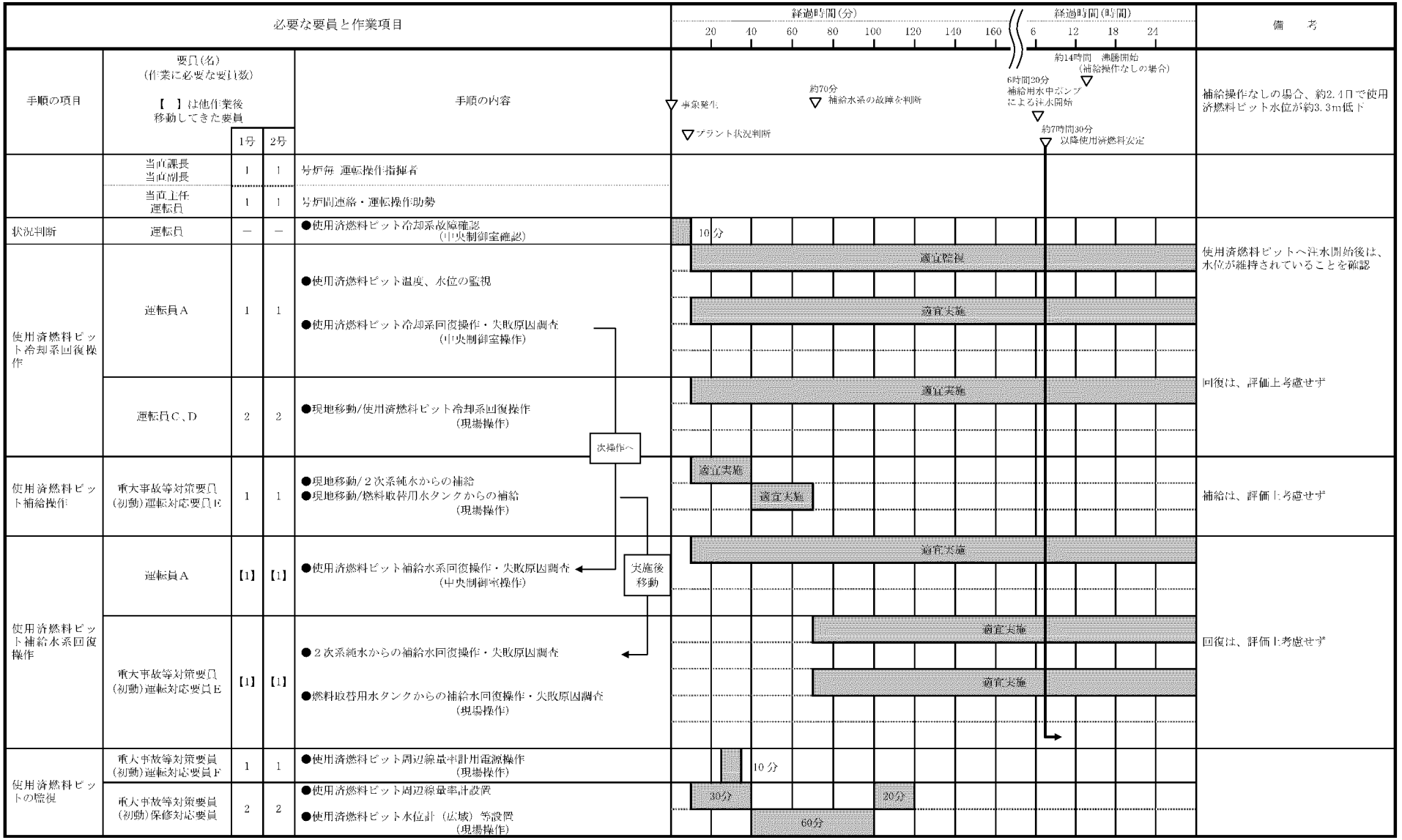
第 7.2.5.10 図　ベースマット侵食深さの推移
（代替格納容器スプレイ操作時間余裕確認）



第7.3.1.1図　想定事故１の重大事故等対策の概略系統図

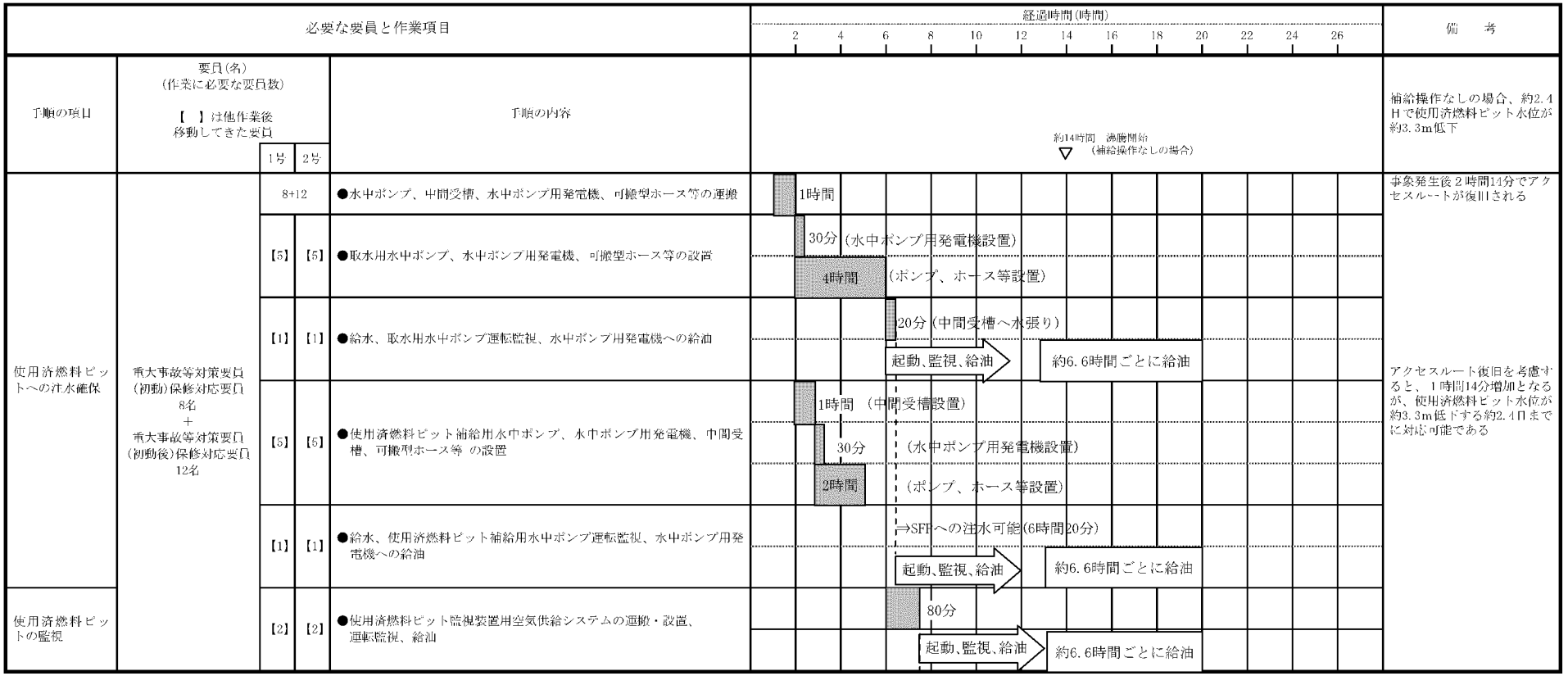


第 7.3.1.2 図　想定事故１「使用済燃料ピット冷却系及び補給水系の故障」の対応手順の概要
（想定事故１の事象進展）



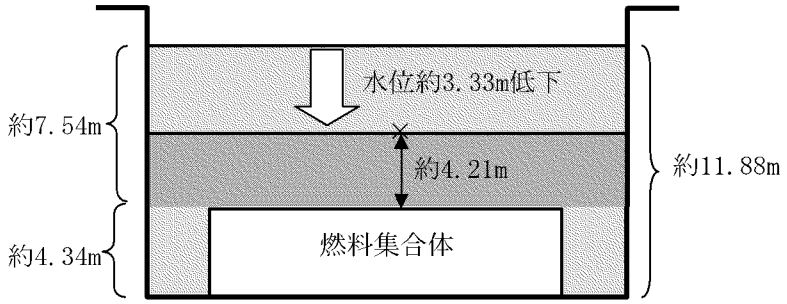
・各操作・作業の必要時間算定については、実際の現場移動時間又は作業時間を確認した上で算出している（一部、未配備の機器については想定時間により算出）
・緊急時対策本部要員は4名であり、全体指揮、通報連絡等を行う

第7.3.1.3図　想定事故1（使用済燃料ピット冷却系及び補給水系の故障）の作業と所要時間（1／2）



・給油間隔は発電機等定格負荷連続運転時の目安時間を記載

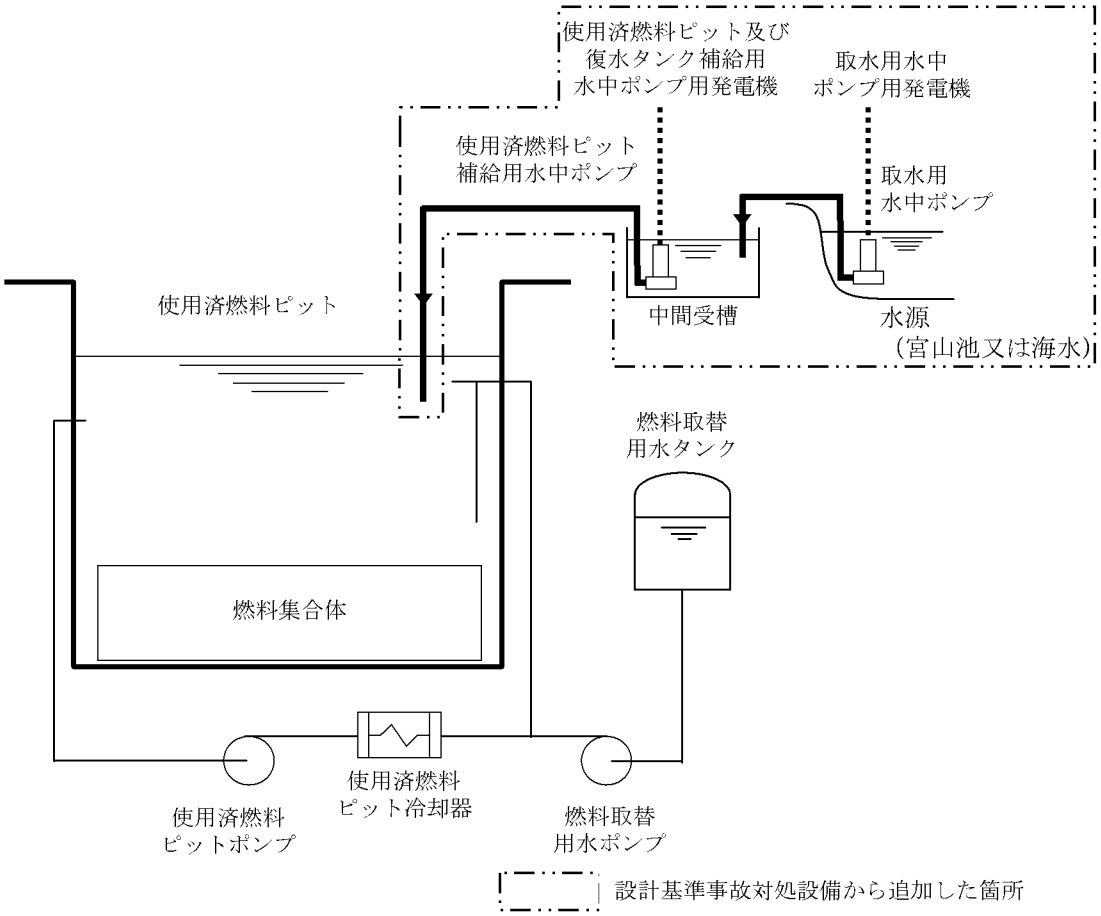
第 7.3.1.3 図　想定事故１（使用済燃料ピット冷却系及び補給水系の故障）の作業と所要時間（2／2）



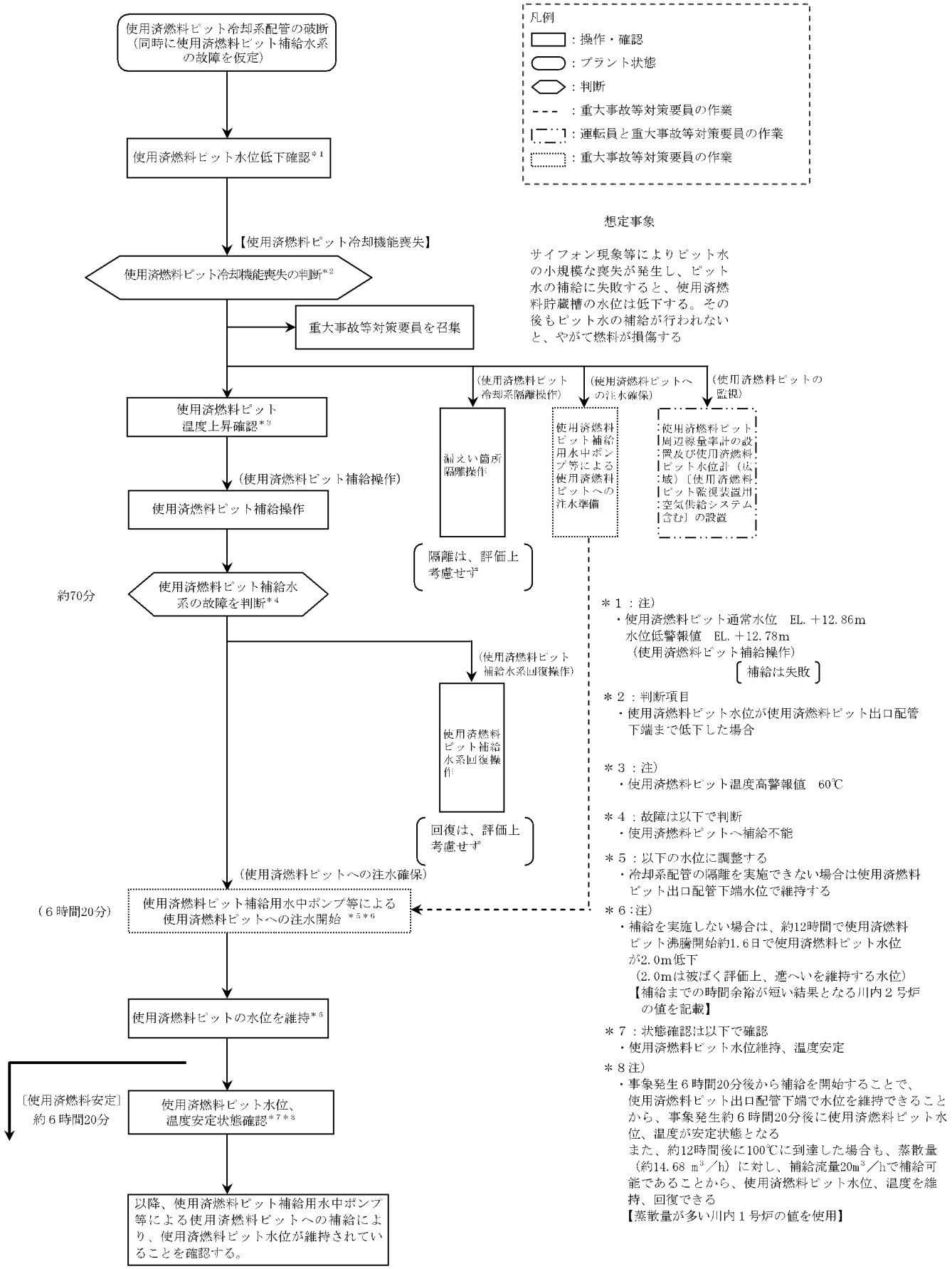
使用済燃料ピット水位概略図

	評　価　結　果
①　3.3m分の評価水量（m^3）	－
Aピット	約308.5m^3
Bピット	約308.5m^3
計	約617m^3
②　崩壊熱による保有蒸散量	約14.14m^3／h
③　3.3m水位低下時間（①／②）	約1.8日間
④　水温100℃までの時間	約14時間
合計（③＋④）	約2.4日間

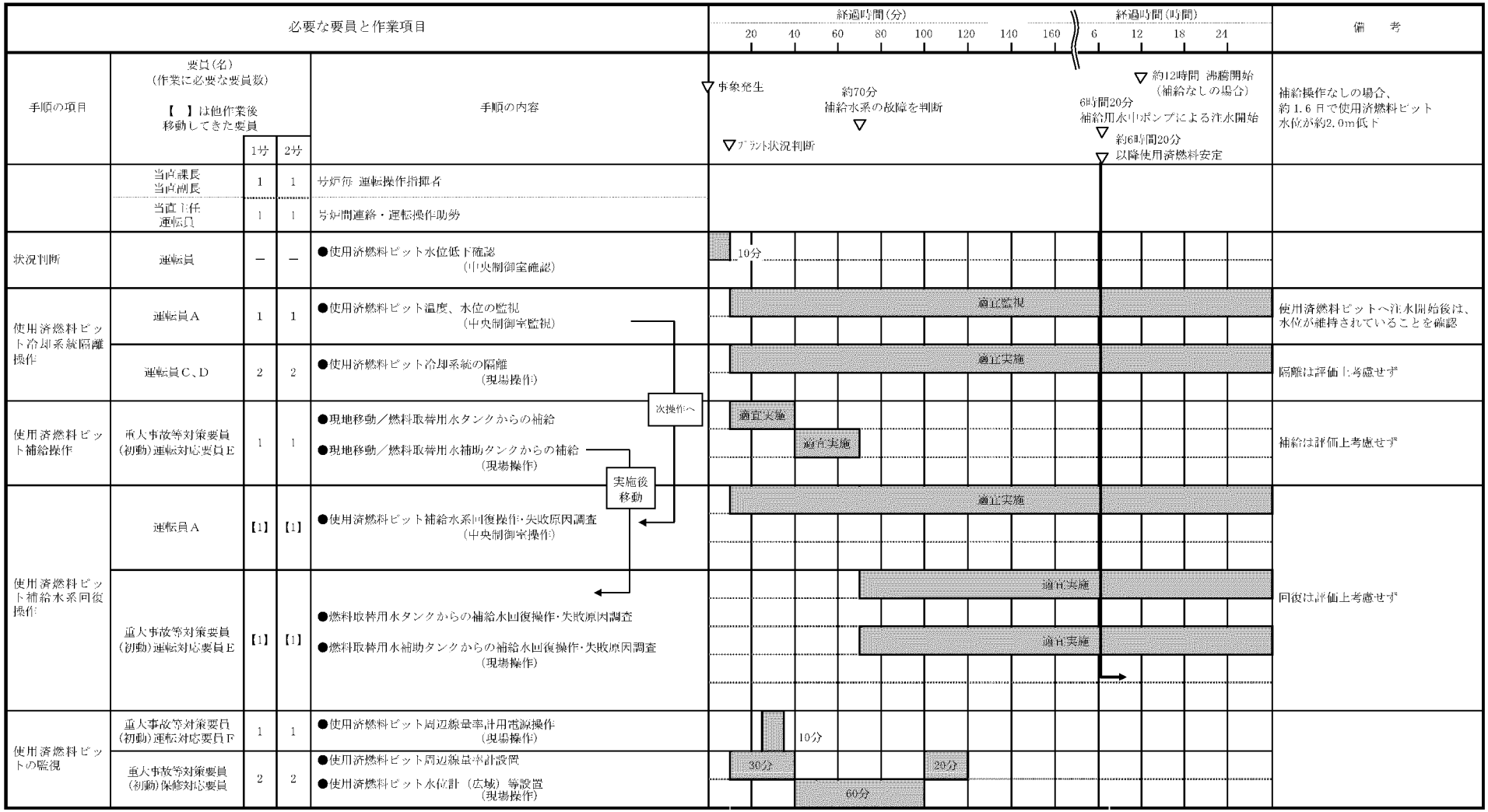
第7.3.1.4図　使用済燃料ピット水位低下時間評価結果



第 7.3.2.1 図　想定事故２の重大事故等対策の概略系統図



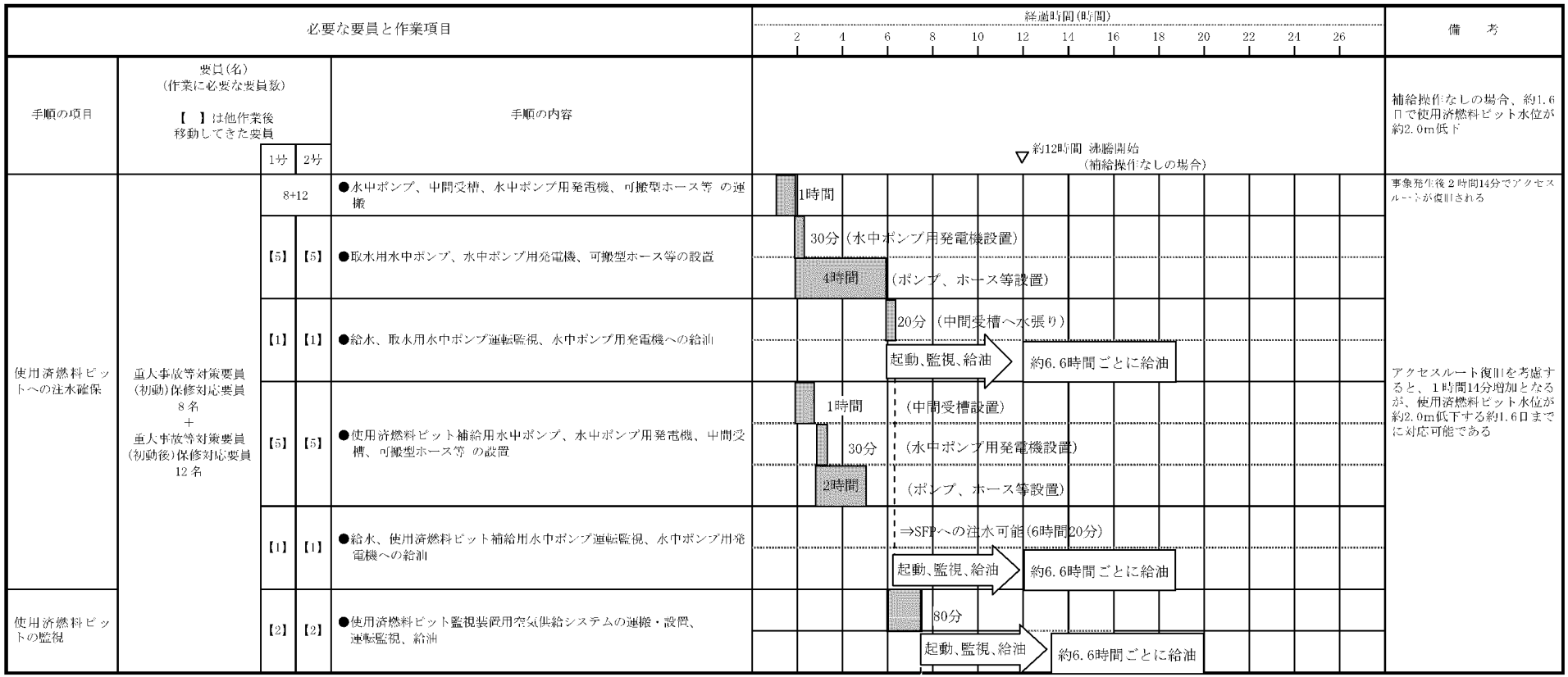
第 7.3.2.2 図　想定事故２「使用済燃料ピット冷却系配管の破断」の対応手順の概要
（想定事故２の事象進展）



・各操作・作業の必要時間算定については、実際の現場移動時間又は作業時間を確認した上で算出している（一部、未配備の機器については想定時間により算出）

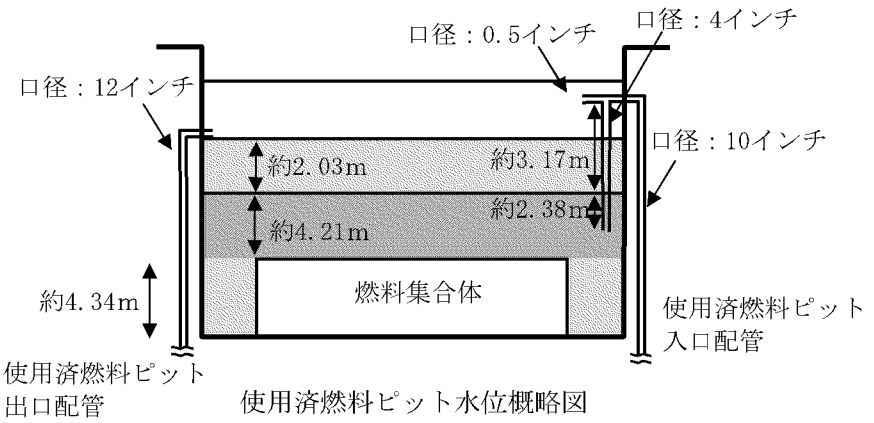
・緊急時対策本部要員は4名であり、全体指揮、通報連絡等を行う

第7.3.2.3図　想定事故2（使用済燃料ピット冷却系配管の破断）における作業と所要時間（1／2）



・給油間隔は発電機等定格負荷連続運転時の目安時間を記載

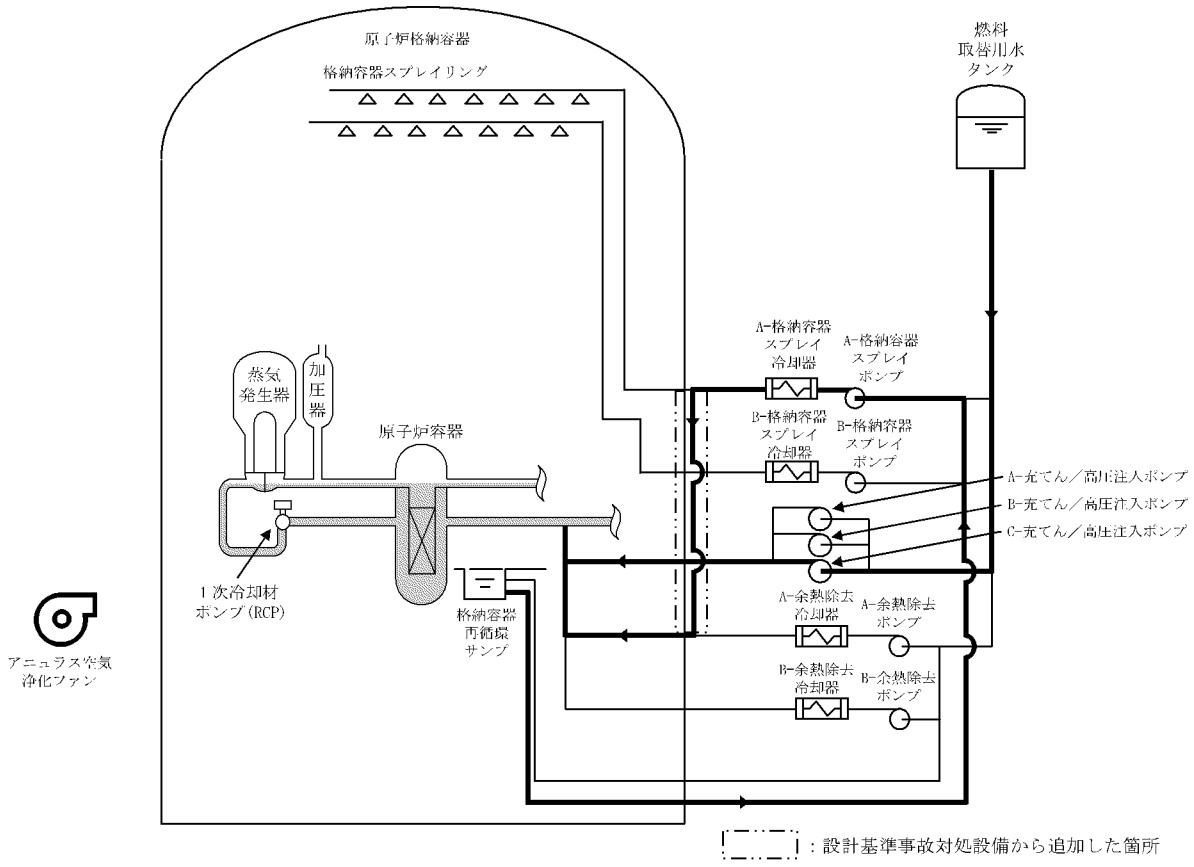
第 7.3.2.3 図　想定事故２（使用済燃料ピット冷却系配管の破断）における作業と所要時間（2／2）



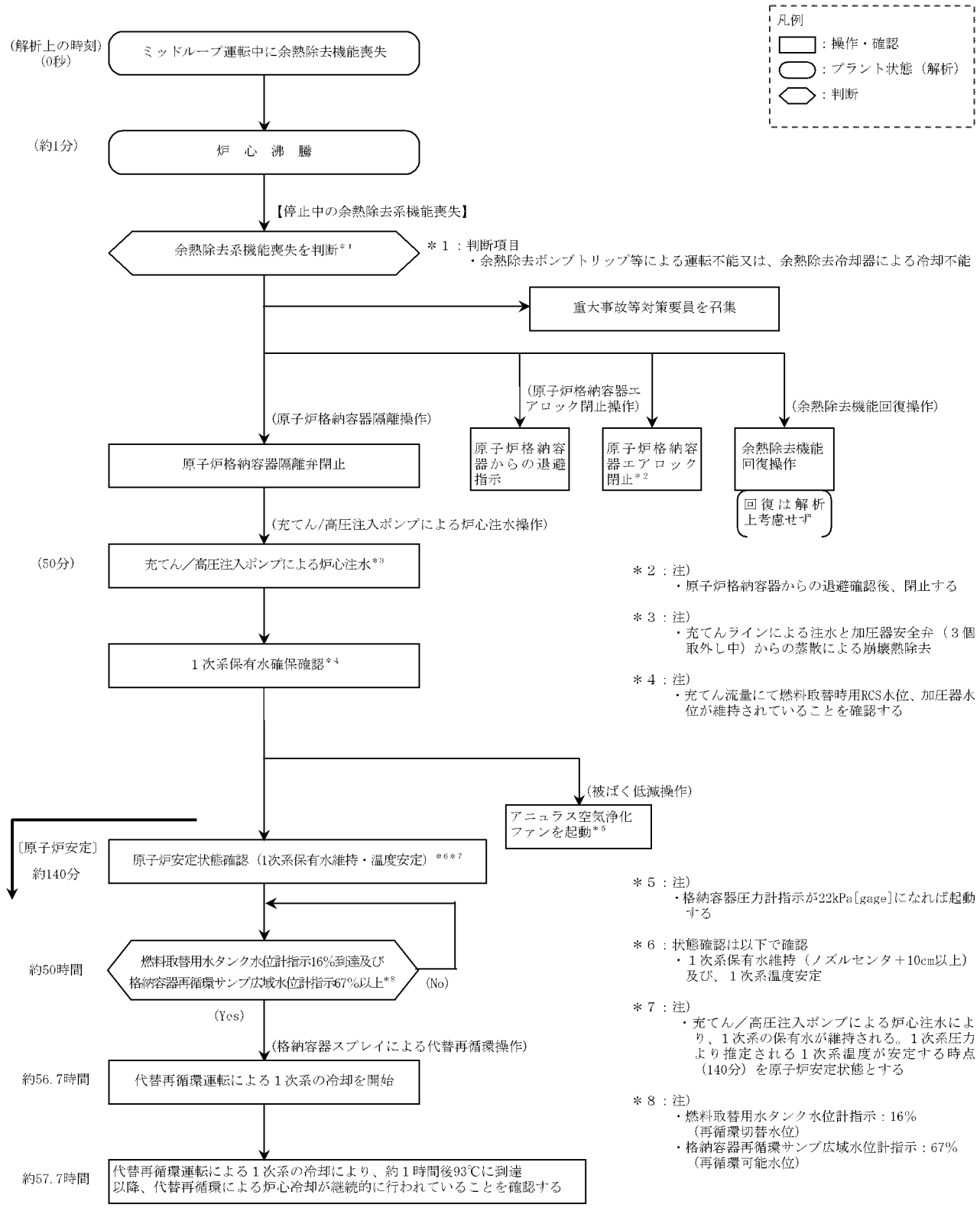
使用済燃料ピット水位概略図

	評　価　結　果
①　2.0m分の評価水量（m^3）	－
Aピット	約187.0m^3
Bピット	約187.0m^3
計	約374m^3
②　崩壊熱による保有蒸散量	約14.14m^3／h
③　2.0m水位低下時間（①／②）	約1.1日間
④　水温100℃までの時間	約12時間
合計（③＋④）	約1.6日間

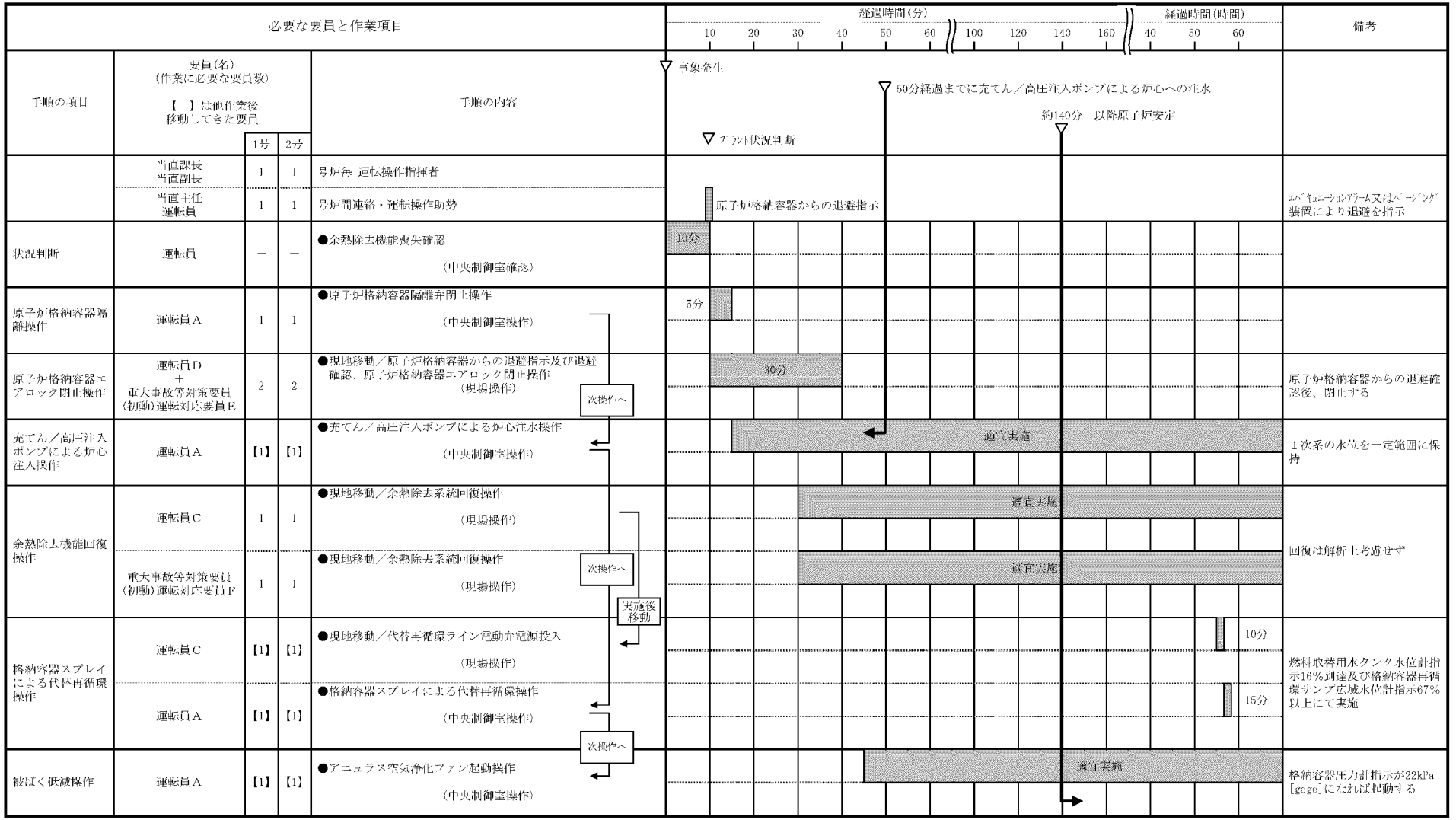
第7.3.2.4図　使用済燃料ピット水位低下時間評価結果



第 7.4.1.1 図　崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）時の重大事故等対策の概略系統図

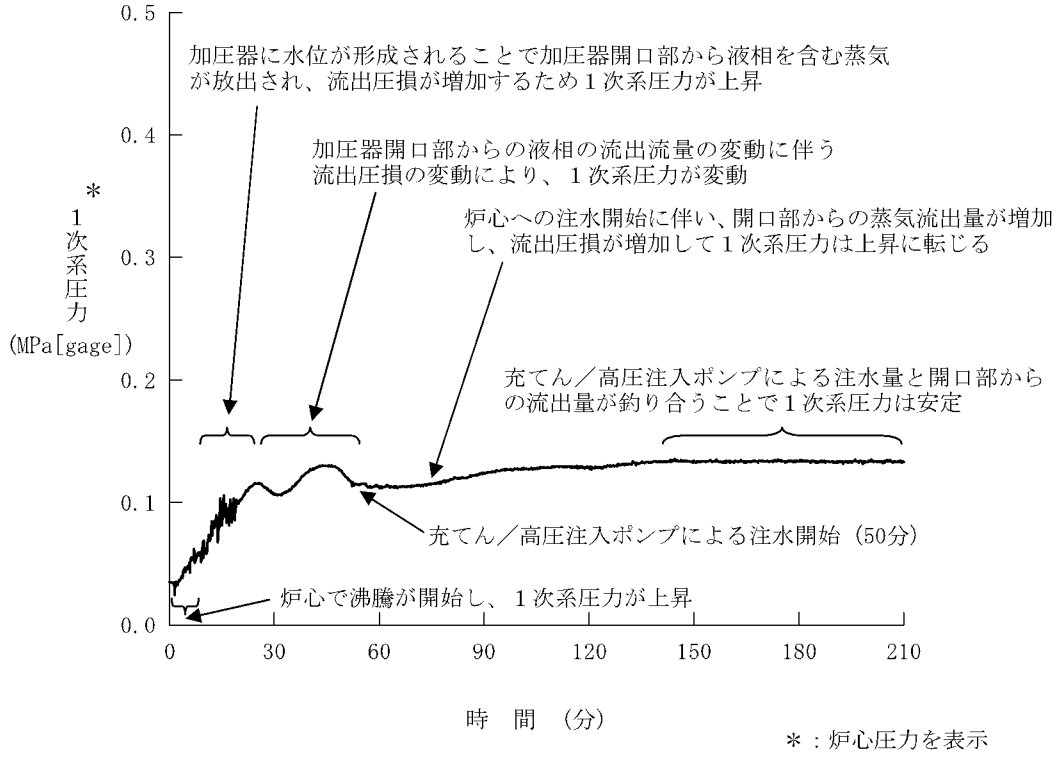


第 7.4.1.2 図　事故シーケンスグループ「崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）」の対応手順の概要
（重要事故シーケンス「燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故」の事象進展）

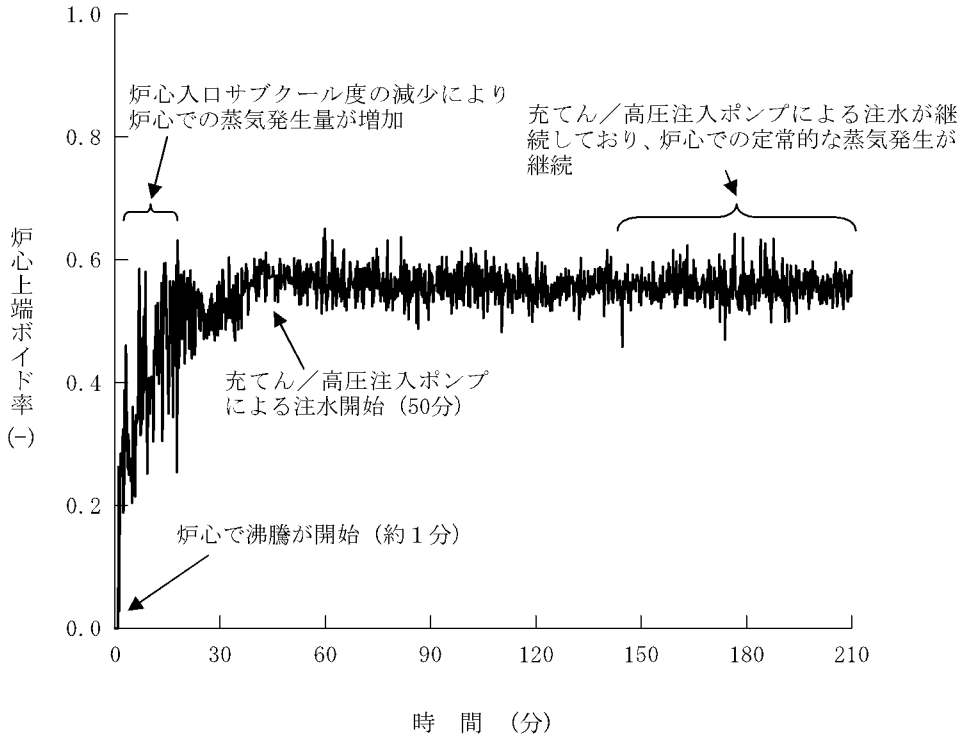


・各操作・作業の必要時間算定については、実際の現場移動時間又は作業時間を確認した上で算出している（一部、未配備の機器については想定時間により算出）
・緊急時対策本部要員は４名であり、全体指揮、通報連絡等を行う

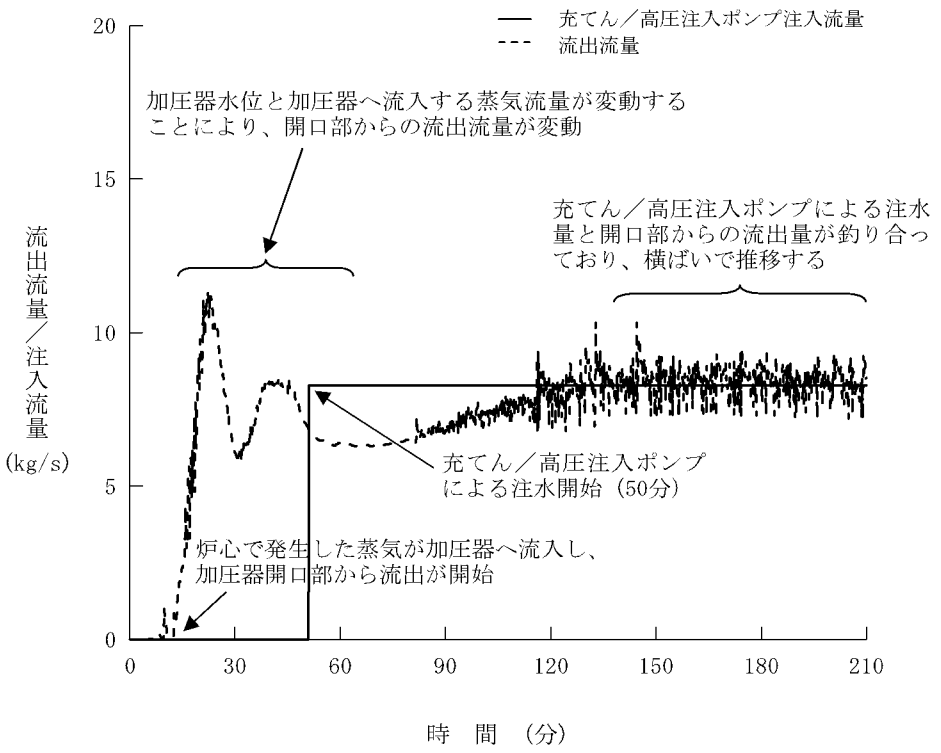
第 7.4.1.3 図　崩壊熱除去機能喪失（余熱除去系の故障による停止時冷却機能喪失）時
（燃料取出前のミッドループ運転中に余熱除去機能が喪失する事故）の作業と所要時間



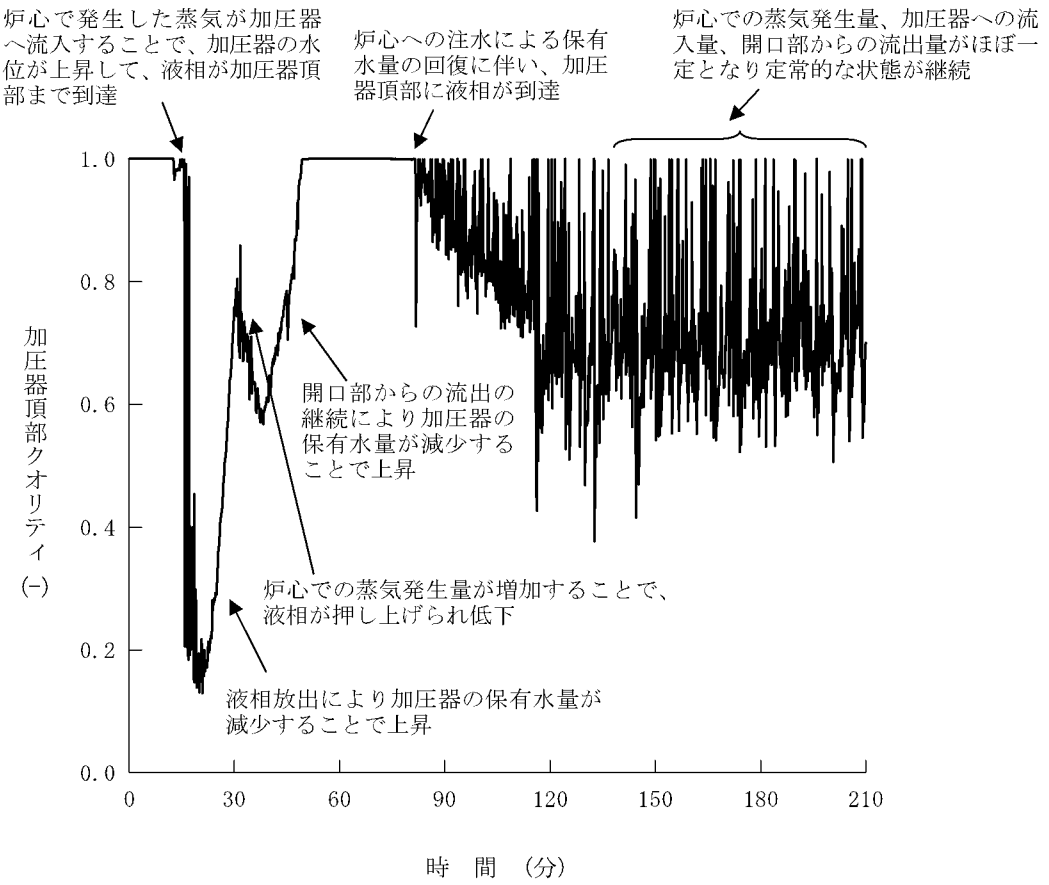
第 7.4.1.4 図　１次系圧力の推移



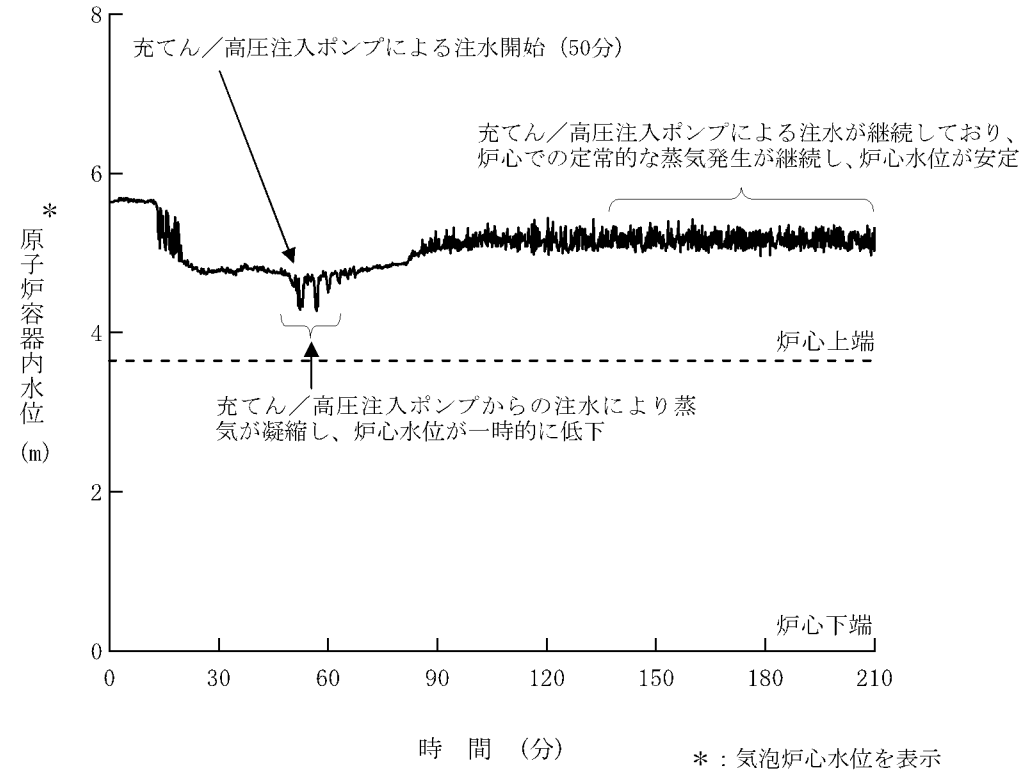
第 7.4.1.5 図　炉心上端ボイド率の推移



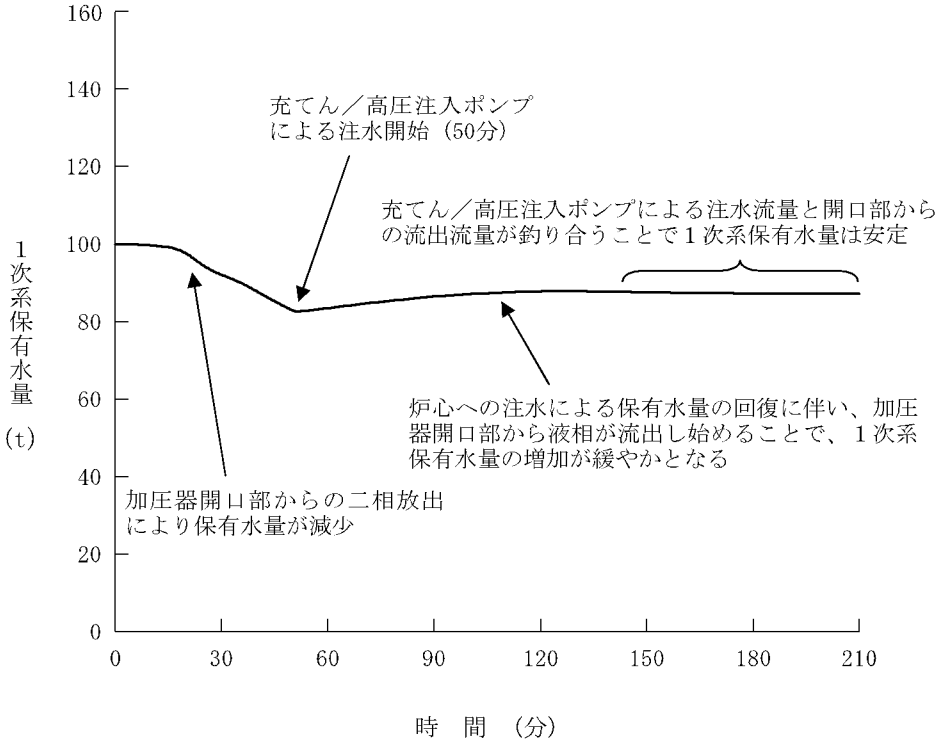
第 7.4.1.6 図　開口部からの流出流量と注入流量の推移



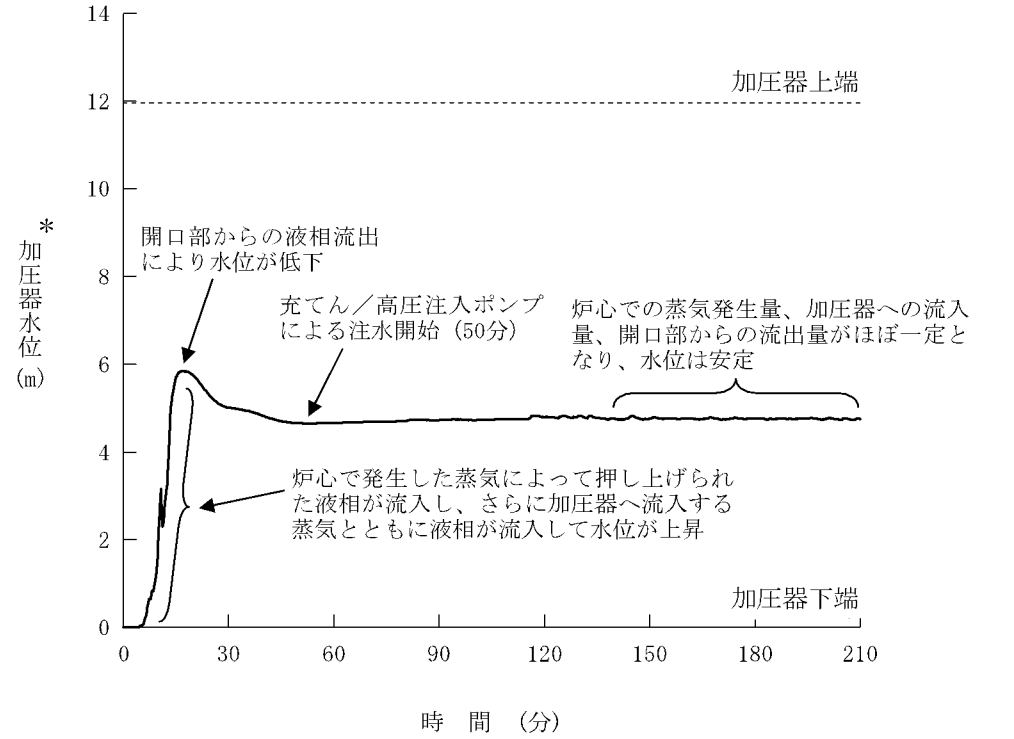
第 7.4.1.7 図　加圧器頂部クオリティの推移



第7.4.1.8図　原子炉容器内水位の推移

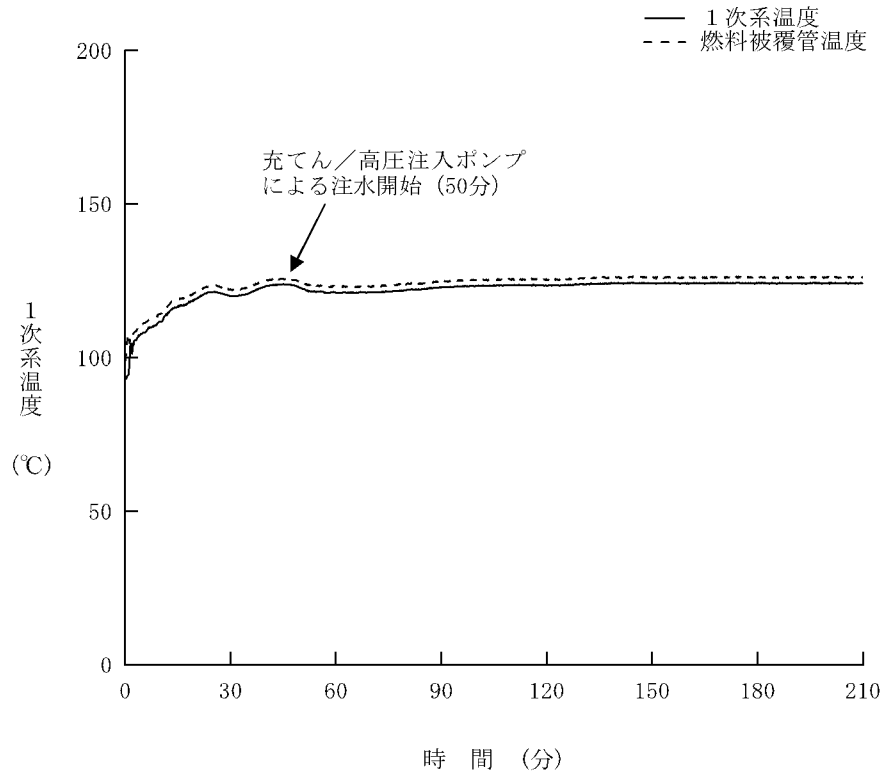


第7.4.1.9図　１次系保有水量の推移

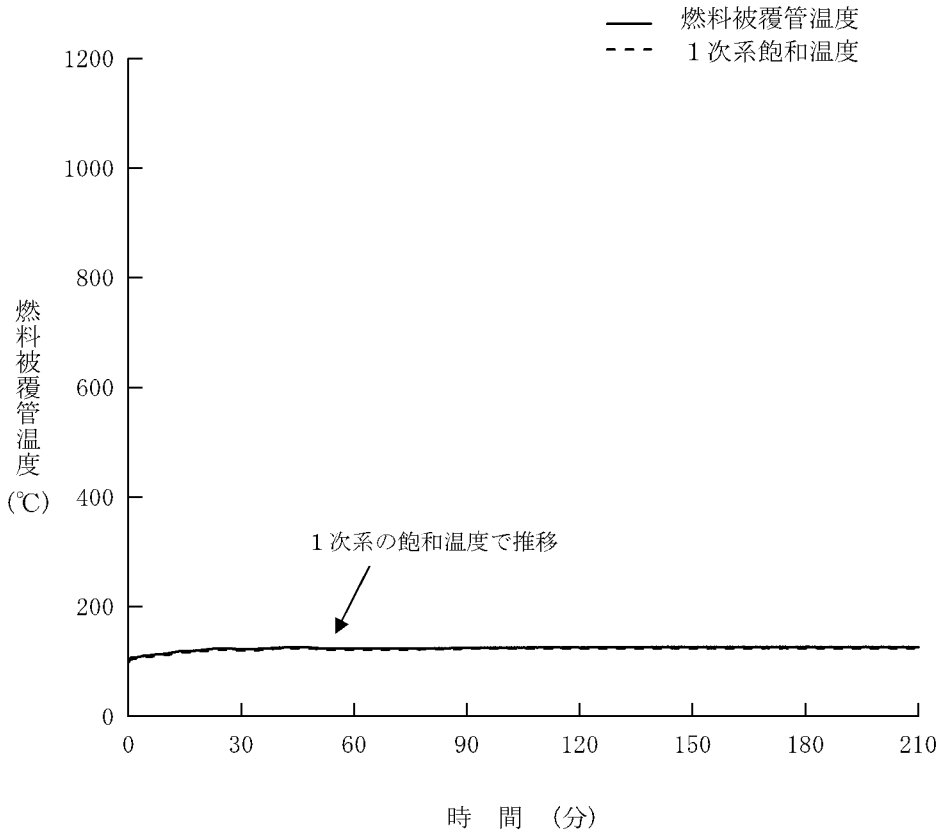


＊：加圧器下端から上端までのコラプス水位を表示

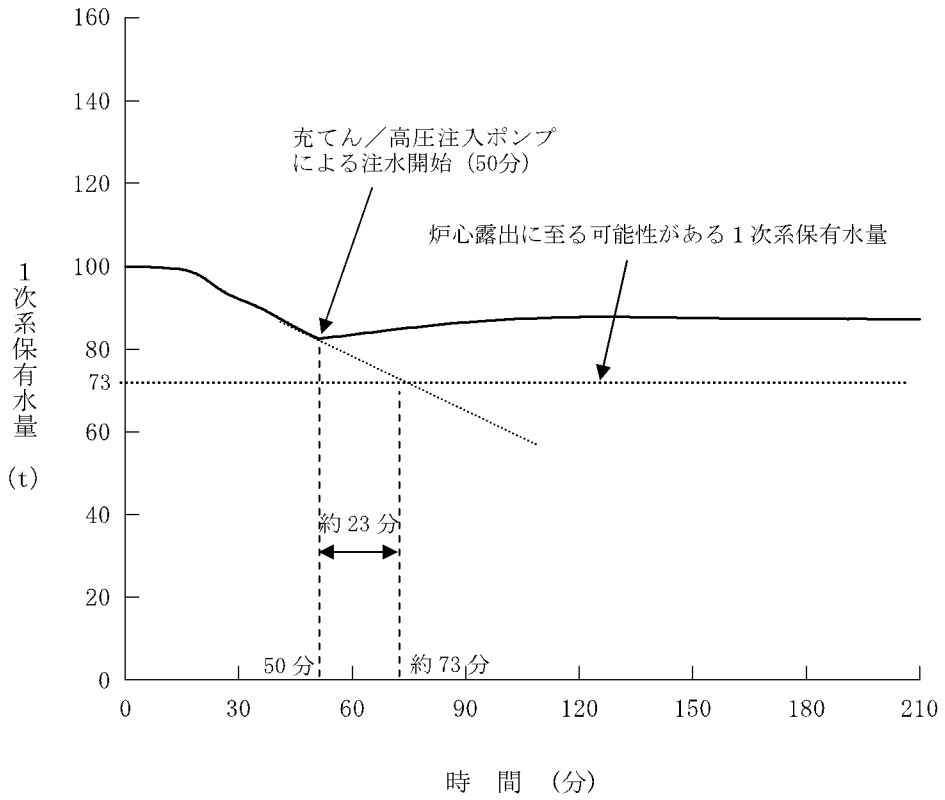
第 7.4.1.10 図　加圧器水位の推移



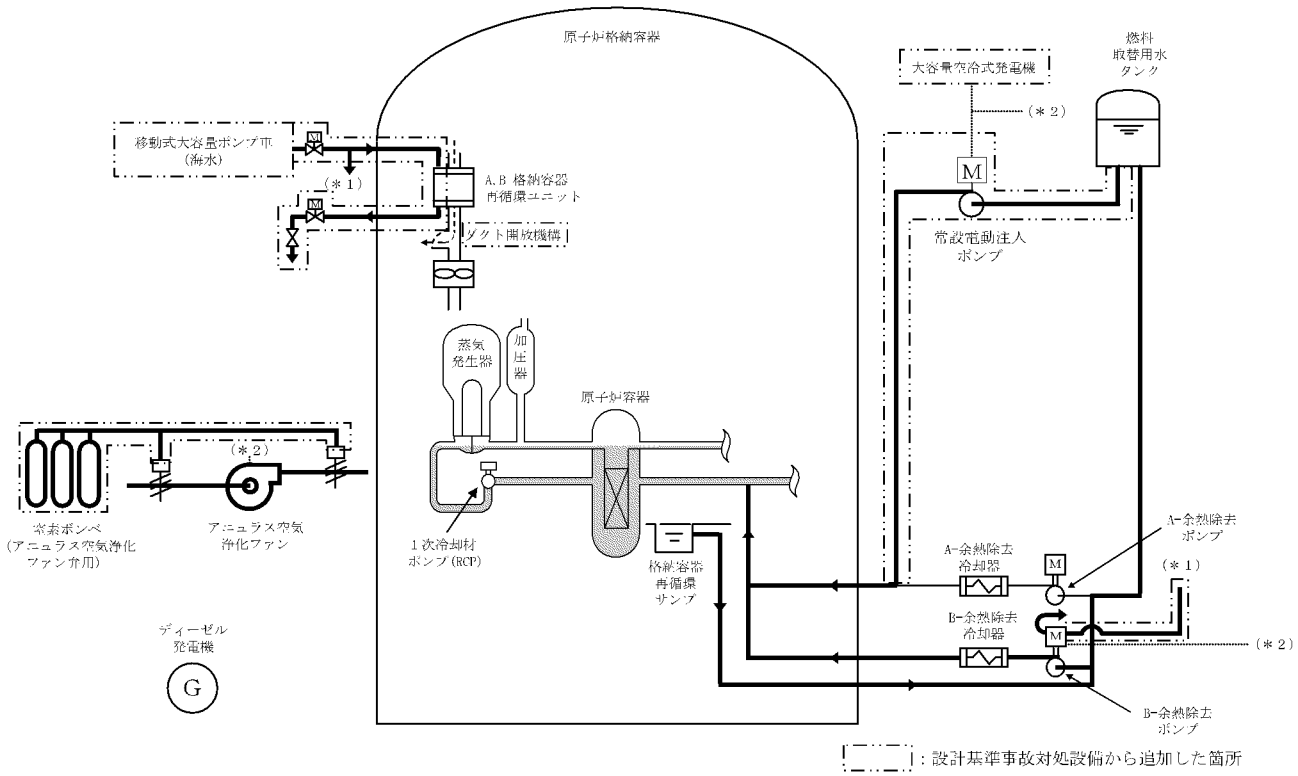
第 7.4.1.11 図　１次系温度の推移



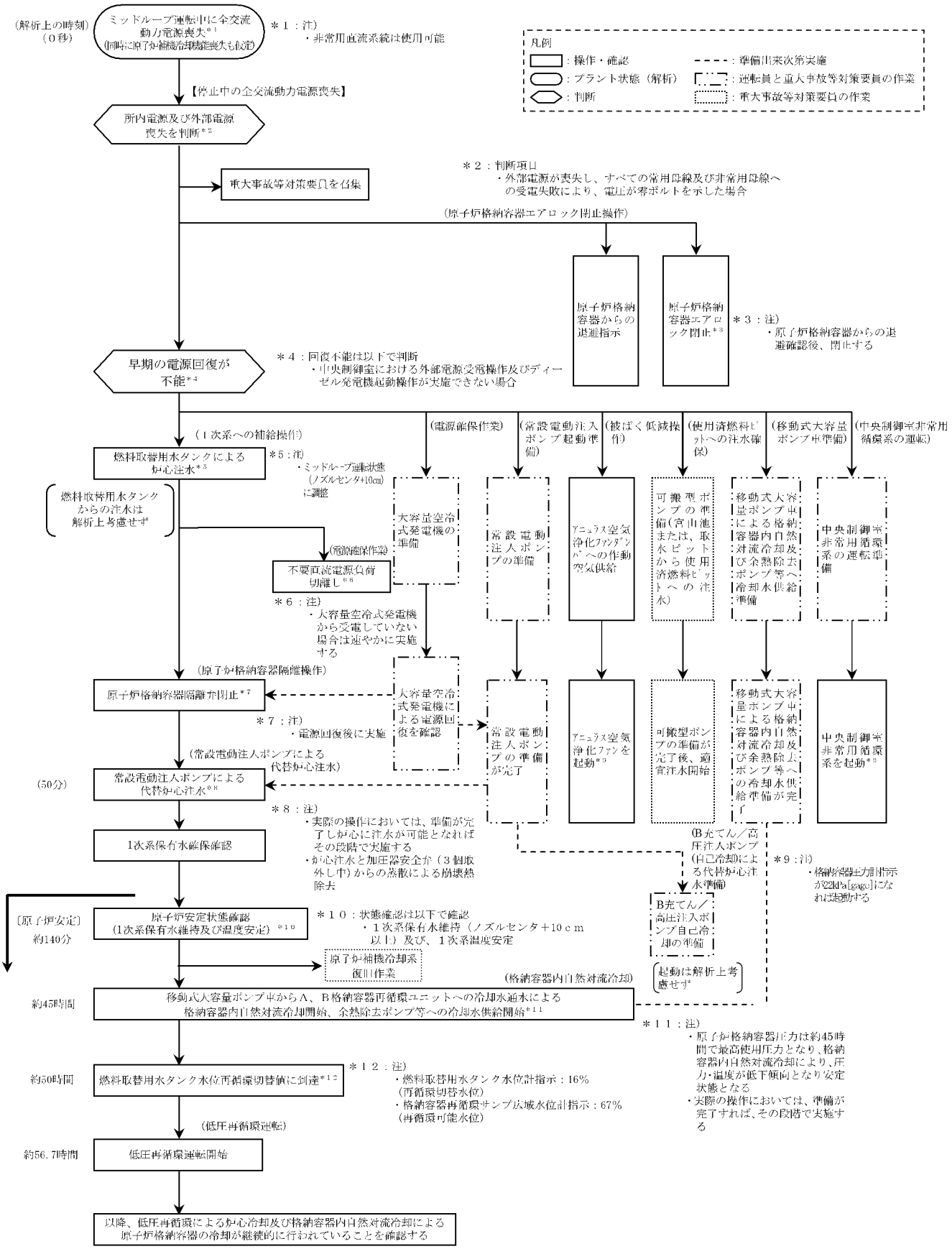
第7.4.1.12図　燃料被覆管温度の推移



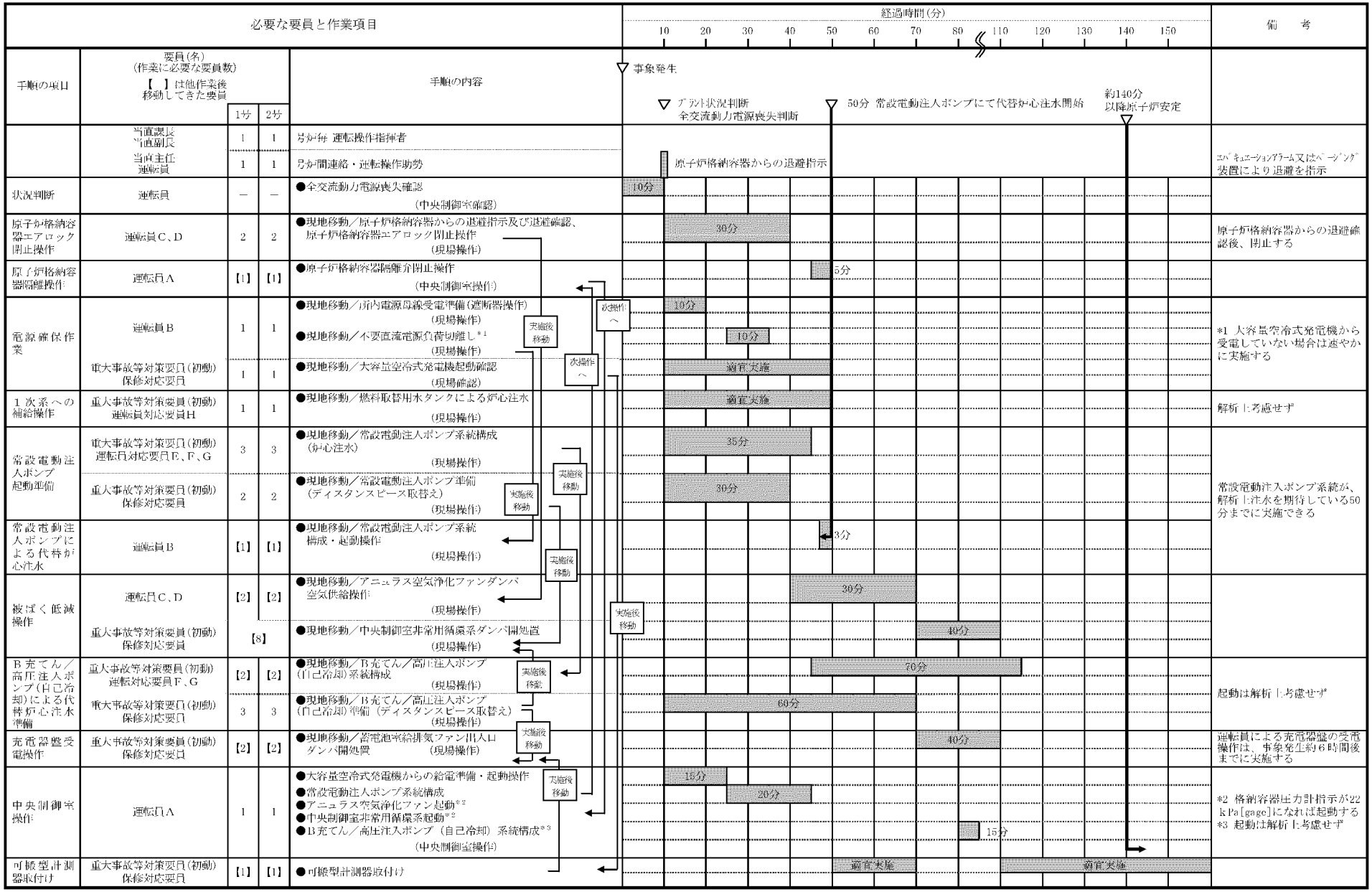
第 7.4.1.13 図　１次系保有水量の推移（炉心注水操作開始の時間余裕確認）



第 7.4.2.1 図　全交流動力電源喪失時の重大事故等対策の概略系統図

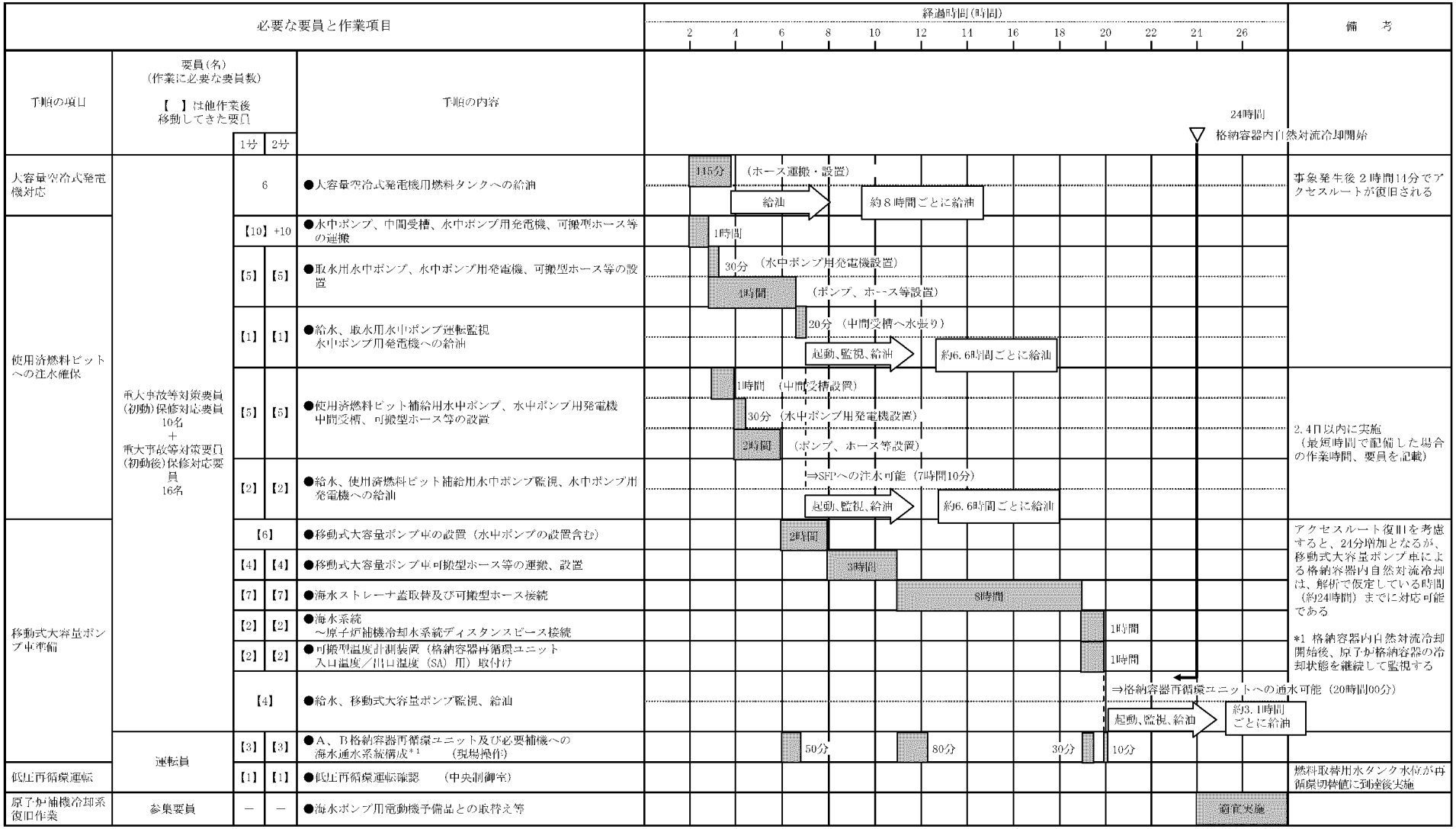


第7.4.2.2図　事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」の対応手順の概要
（重要事故シーケンス「燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故」の事象進展）



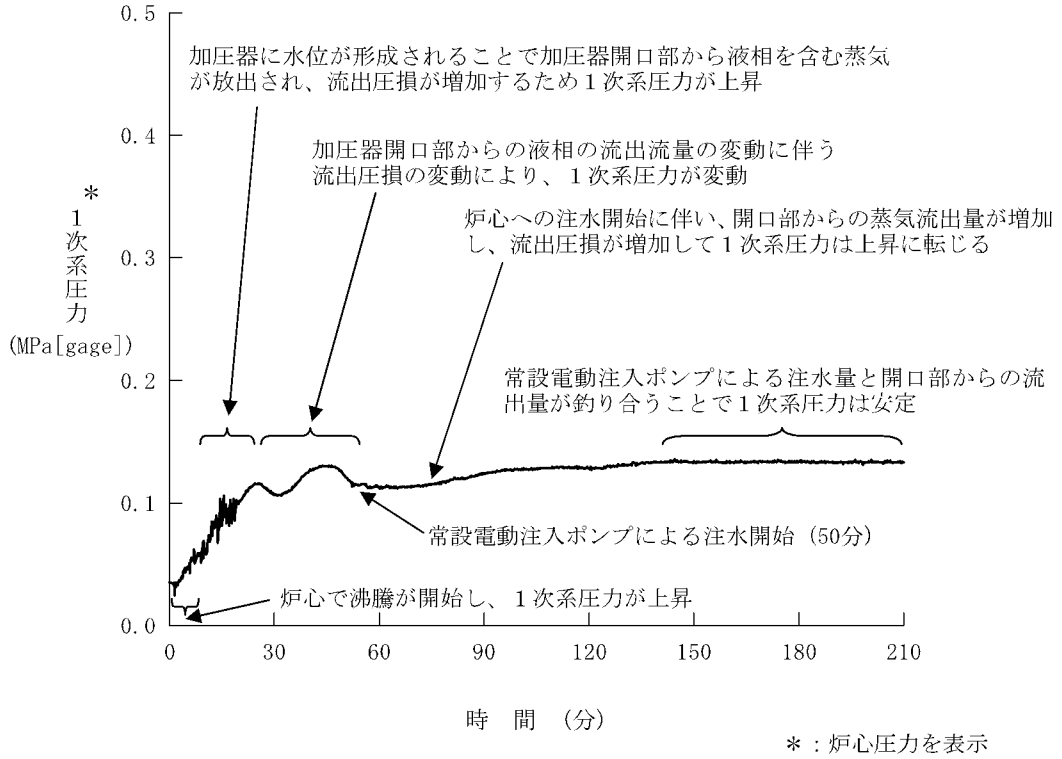
・各操作・作業の必要時間算定については、実際の現場移動時間又は作業時間を確認した上で算出している（一部、未配備の機器については想定時間により算出）
・緊急時対策本部要員は4名であり、全体指揮、通報連絡等を行う

第7.4.2.3図　全交流動力電源喪失時（燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故）の作業と所要時間（1／2）

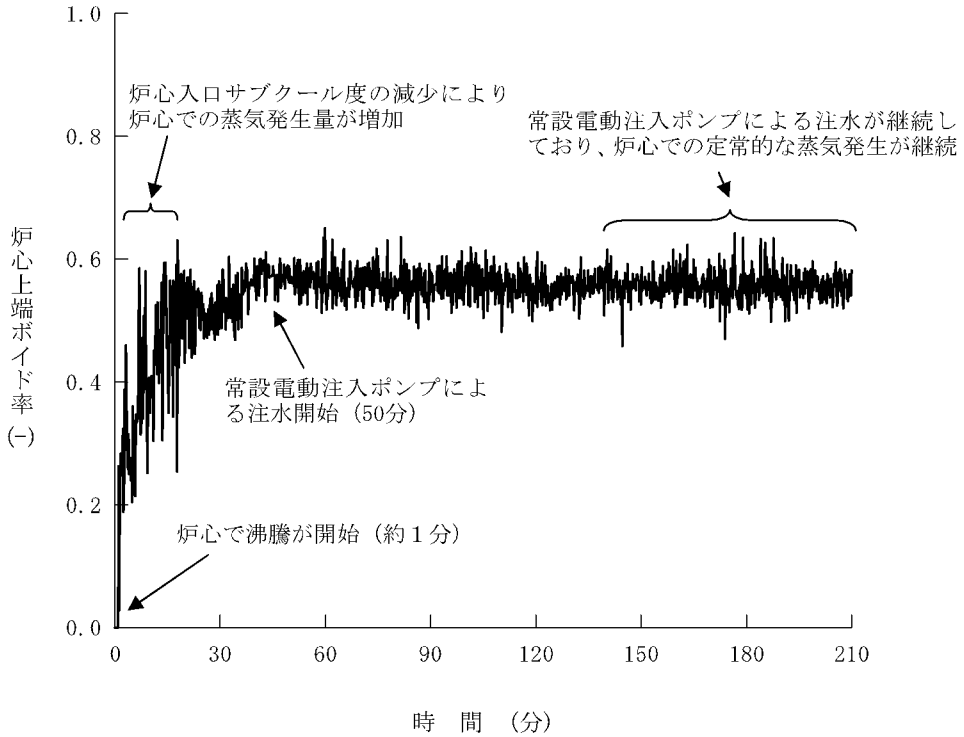


・給油間隔は発電機等定格負荷連続運転時の目安時間を記載
・移動式大容量ポンプ車準備：ホース接続口を2ヶ所(海水ストレーナ側、ラプチャーディスク側)設けているが、ラプチャーディスク側のホース接続作業については、布設距離は長くなるもののホース展張回収車により容易に布設可能であり、またラプチャーディスクのフランジ取替が、海水ストレーナ蓋取替に比べ短時間で可能であるため、海水ストレーナ側の作業時間に包括されることから、海水ストレーナ側の接続を記載
・上記対応の他、代替緊急時対策所の電源確保対応者：2名(重大事故等対策要員(初動後)保修対応要員のうち2名が対応)
・原子炉補機冷却系復旧作業：他の作業が完了する24時間後からの対応としているが、要員に余裕があれば準備出来次第実施する

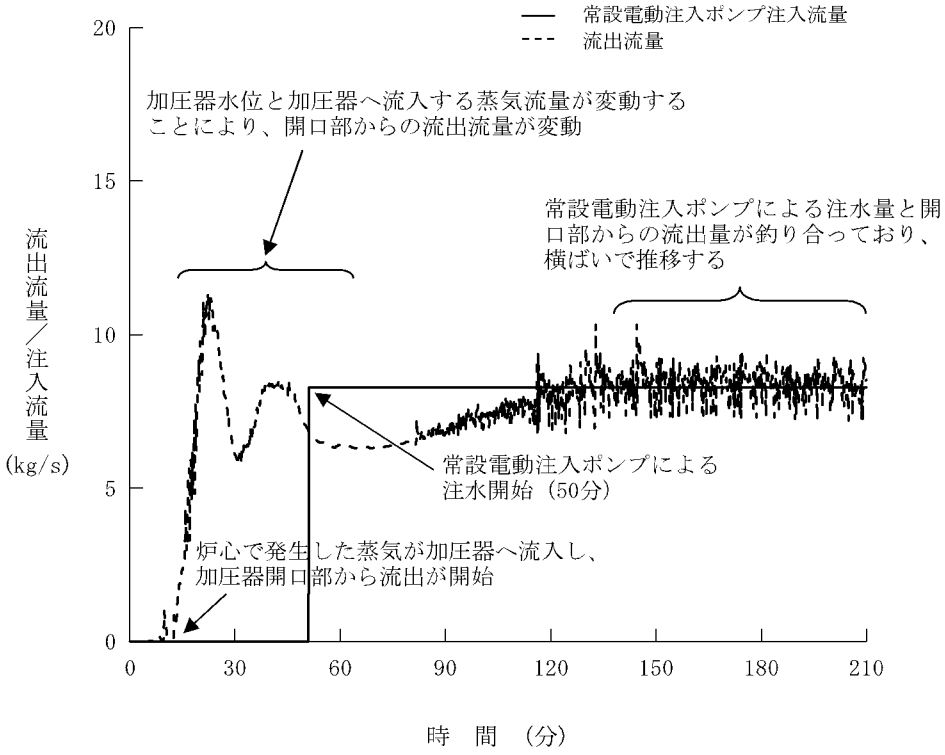
第7.4.2.3図　全交流動力電源喪失時(燃料取出前のミッドループ運転中に外部電源が喪失するとともに非常用所内交流電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故)の作業と所要時間(2／2)



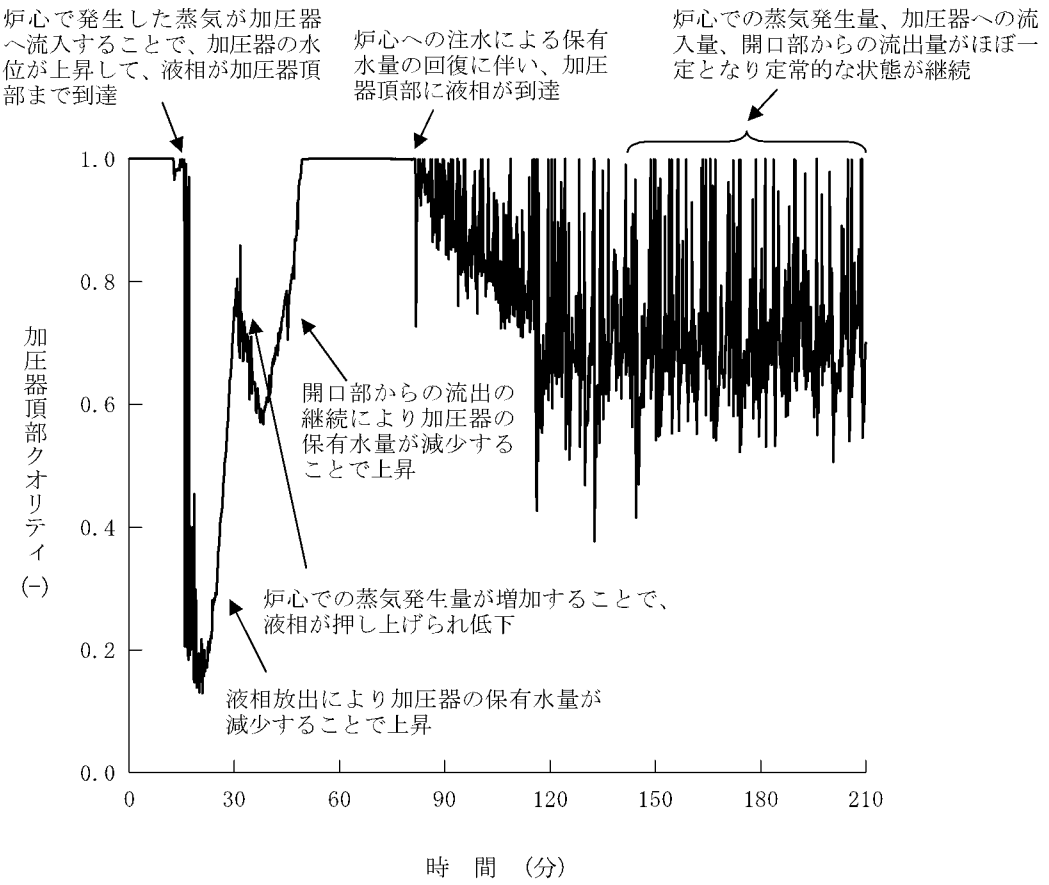
第 7.4.2.4 図　１次系圧力の推移



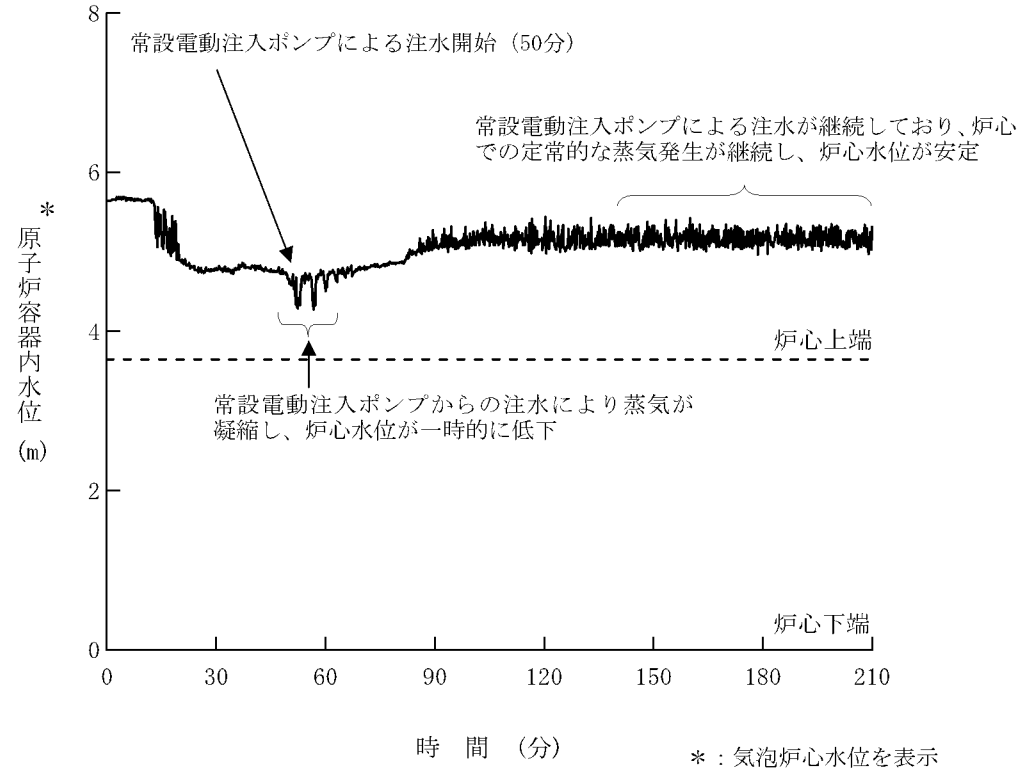
第 7.4.2.5 図　炉心上端ボイド率の推移



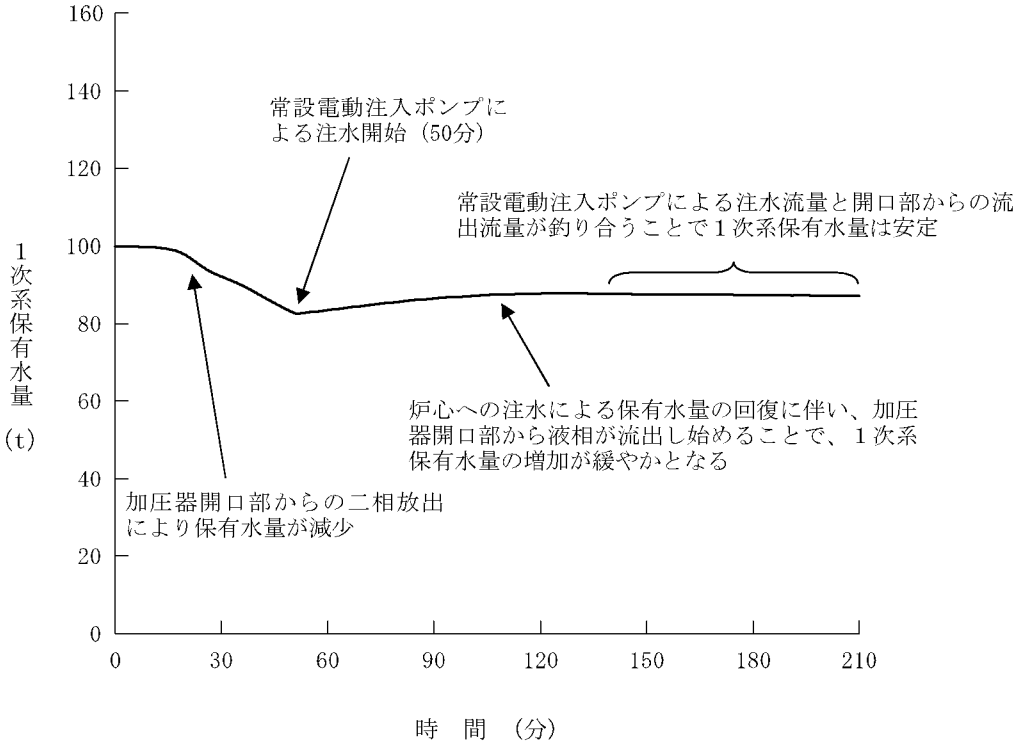
第 7.4.2.6 図　開口部からの流出流量と注入流量の推移



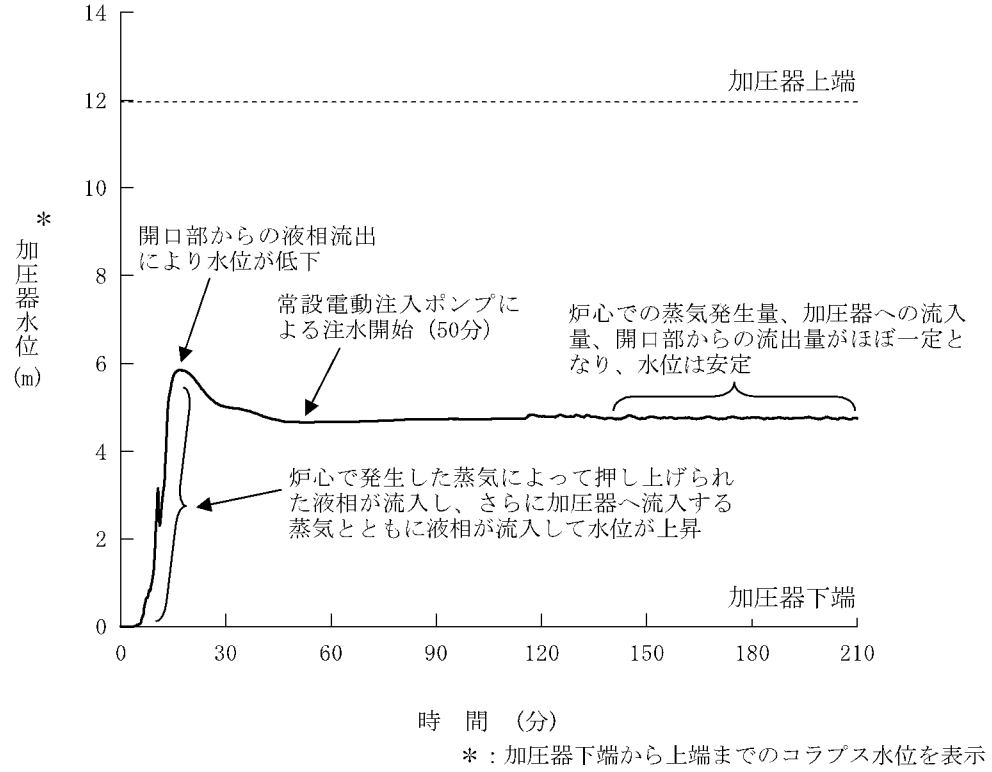
第 7.4.2.7 図　加圧器頂部クオリティの推移



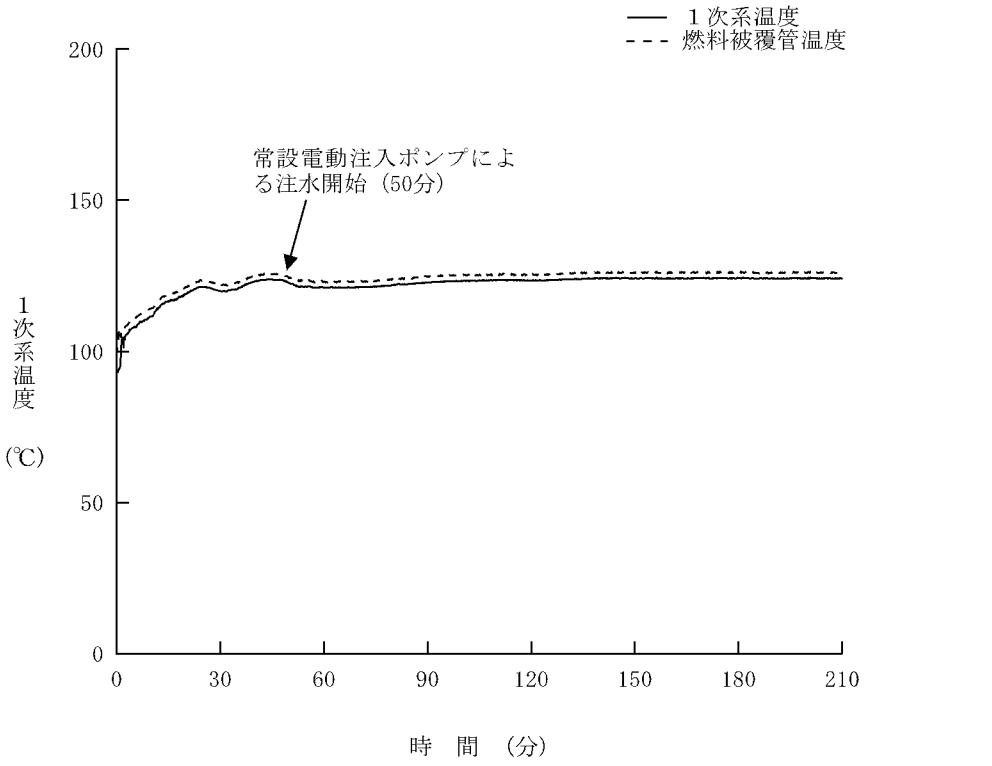
第7.4.2.8図　原子炉容器内水位の推移



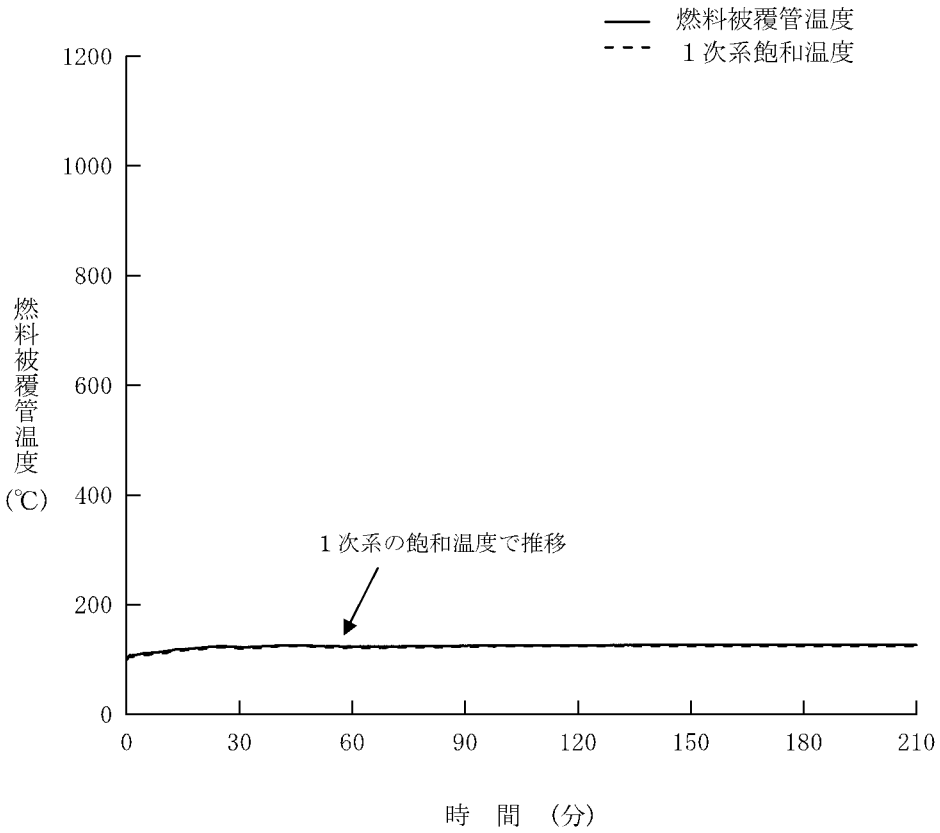
第7.4.2.9図　１次系保有水量の推移



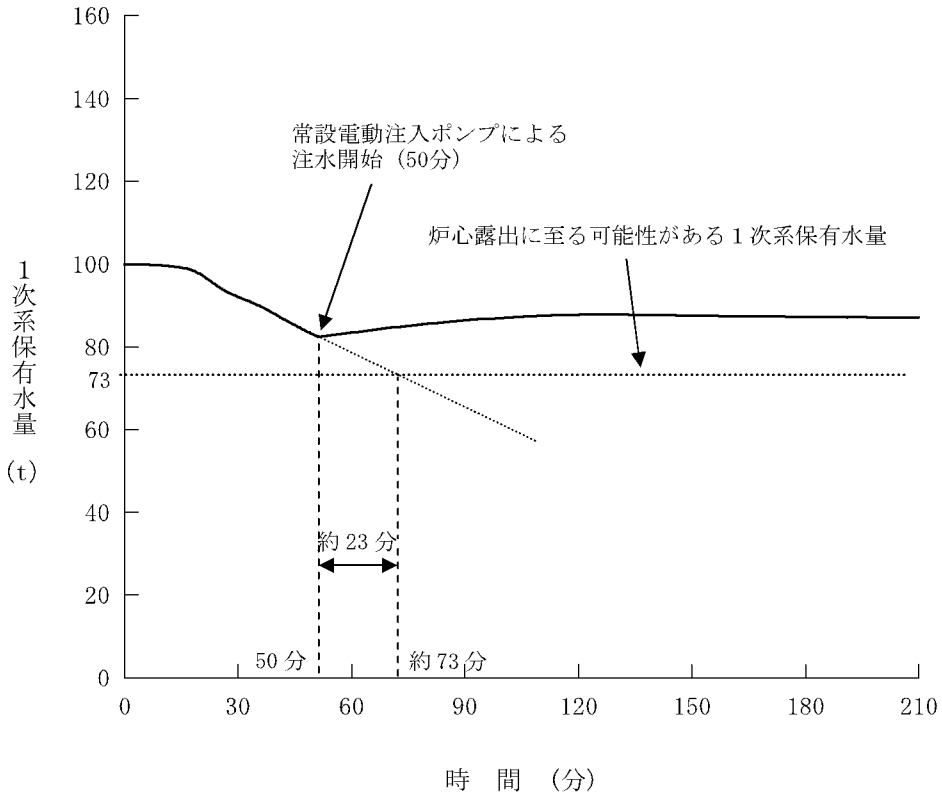
第 7.4.2.10 図　加圧器水位の推移



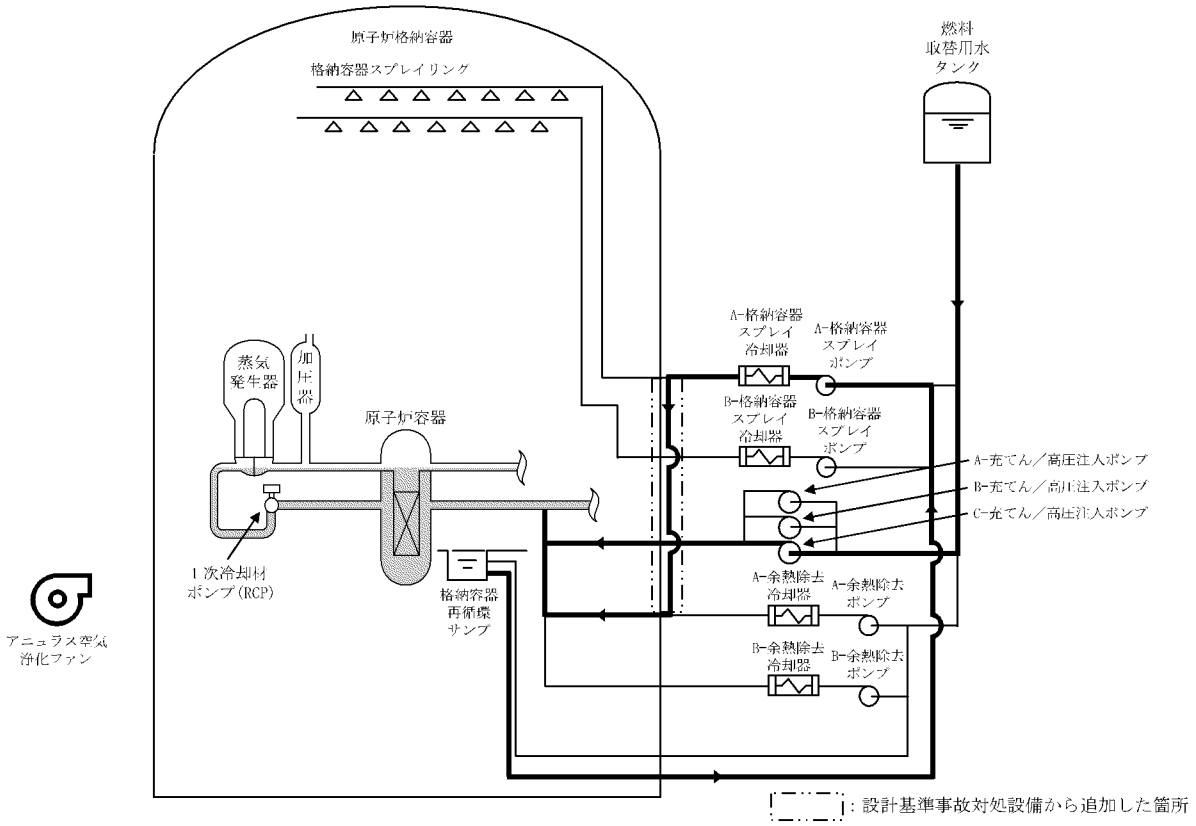
第 7.4.2.11 図　1 次系温度の推移



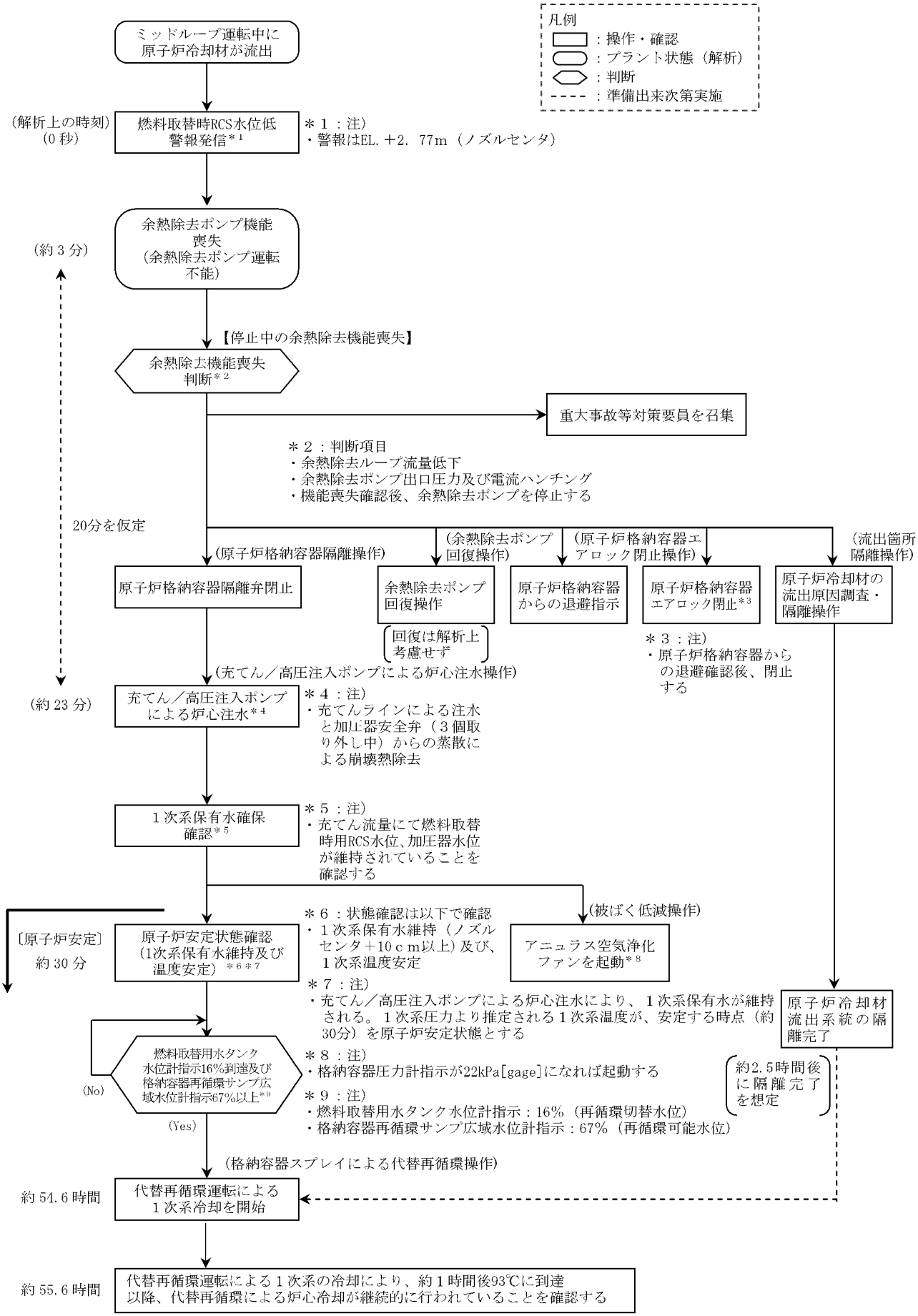
第7.4.2.12図　燃料被覆管温度の推移



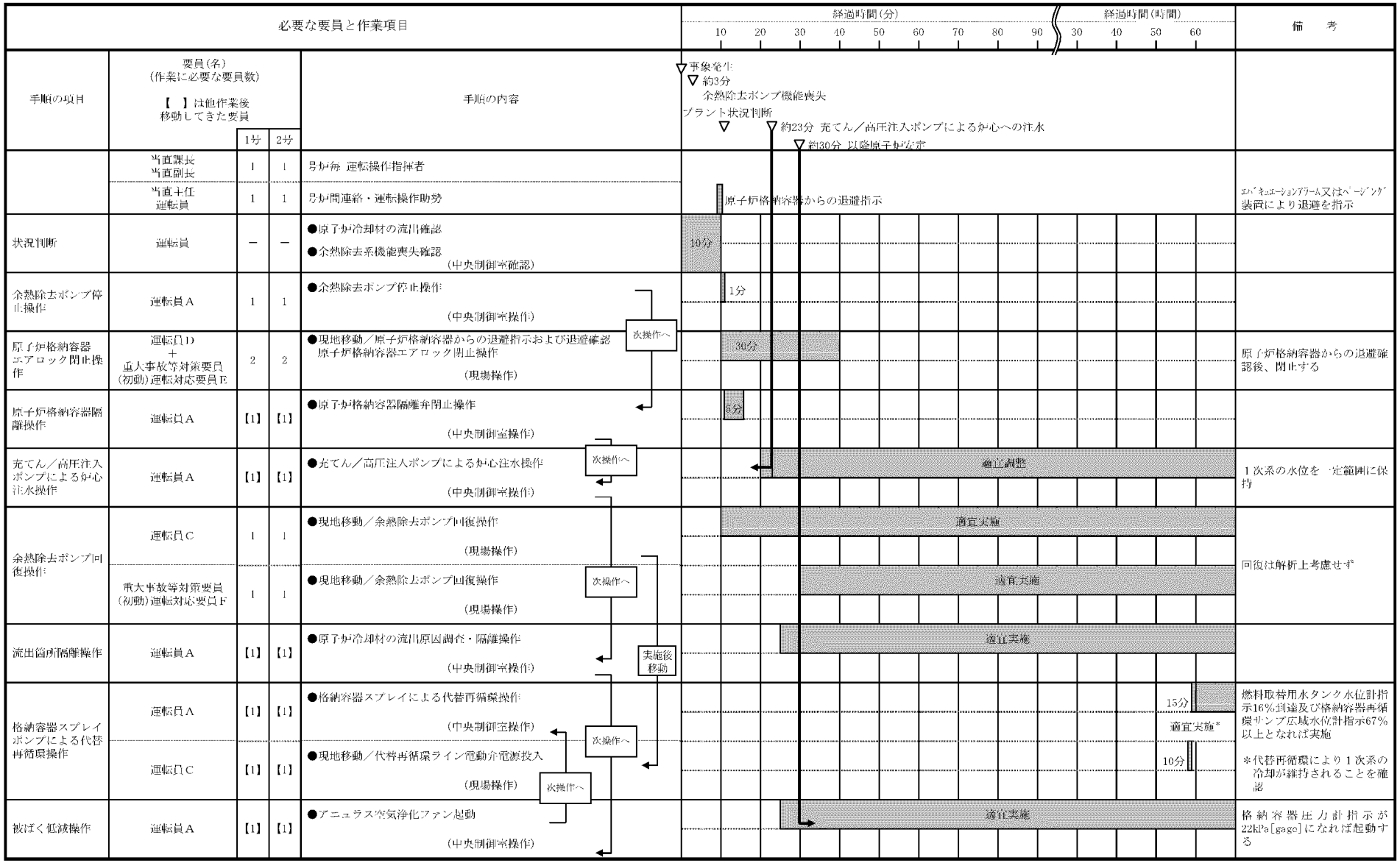
第 7.4.2.13 図　1 次系保有水量の推移（炉心注水操作開始の時間余裕確認）



第 7.4.3.1 図　原子炉冷却材の流出時の重大事故等対策の概略系統図

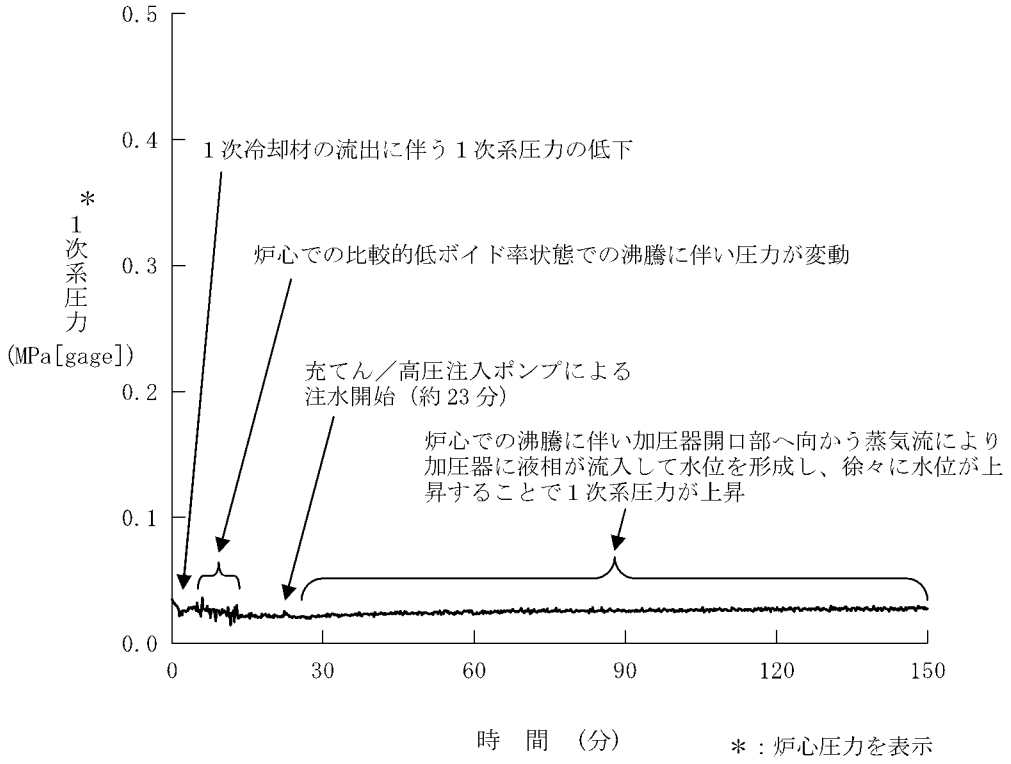


第7.4.3.2図　事故シーケンスグループ「原子炉冷却材の流出」の対応手順の概要
（重要事故シーケンス「燃料取出前のミッドループ運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリ機能が喪失する事故」の事象進展）

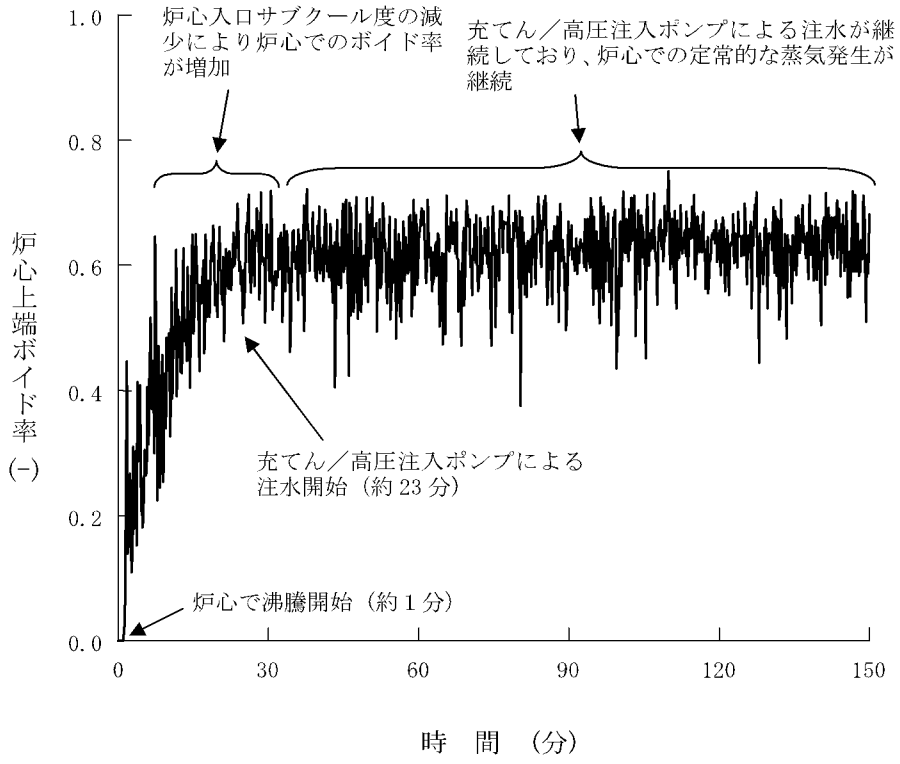


・各操作・作業の必要時間算定については、実際の現場移動時間又は作業時間を確認した上で算出している（一部、未配備の機器については想定時間により算出）
・緊急時対策本部要員は4名であり、全体指揮、通報連絡等を行う

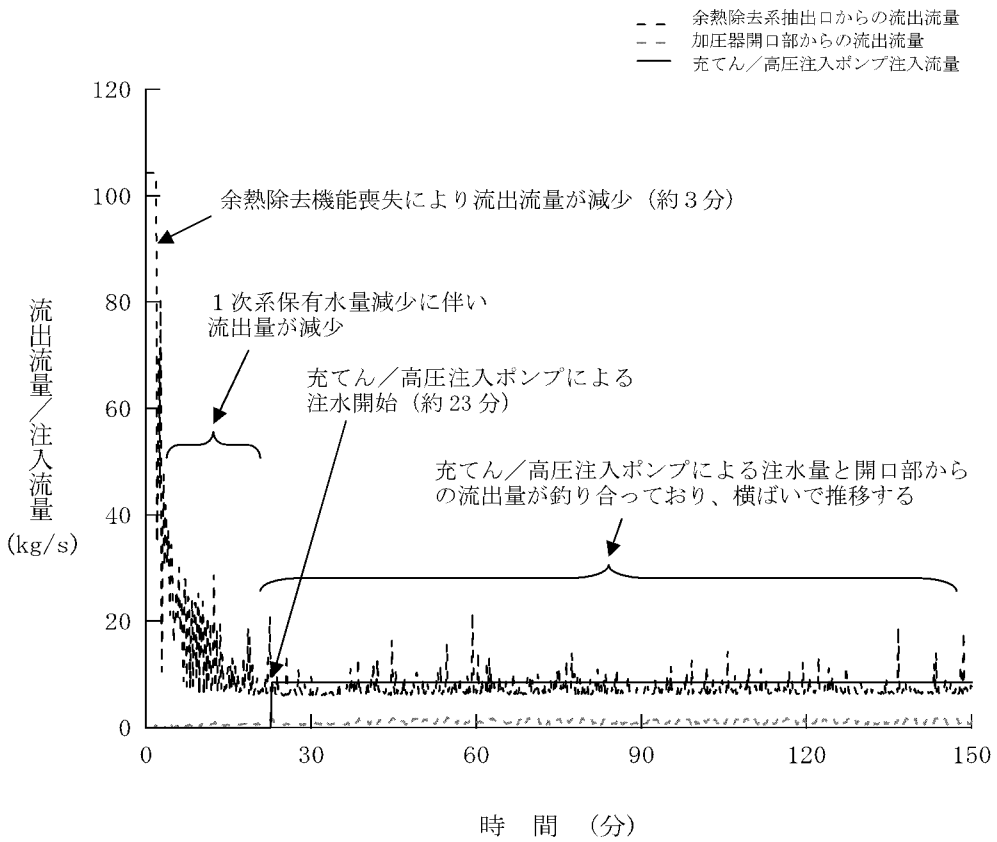
第 7.4.3.3 図　原子炉冷却材の流出時（燃料取出前のミッドループ運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリ機能が喪失する事故）の作業と所要時間



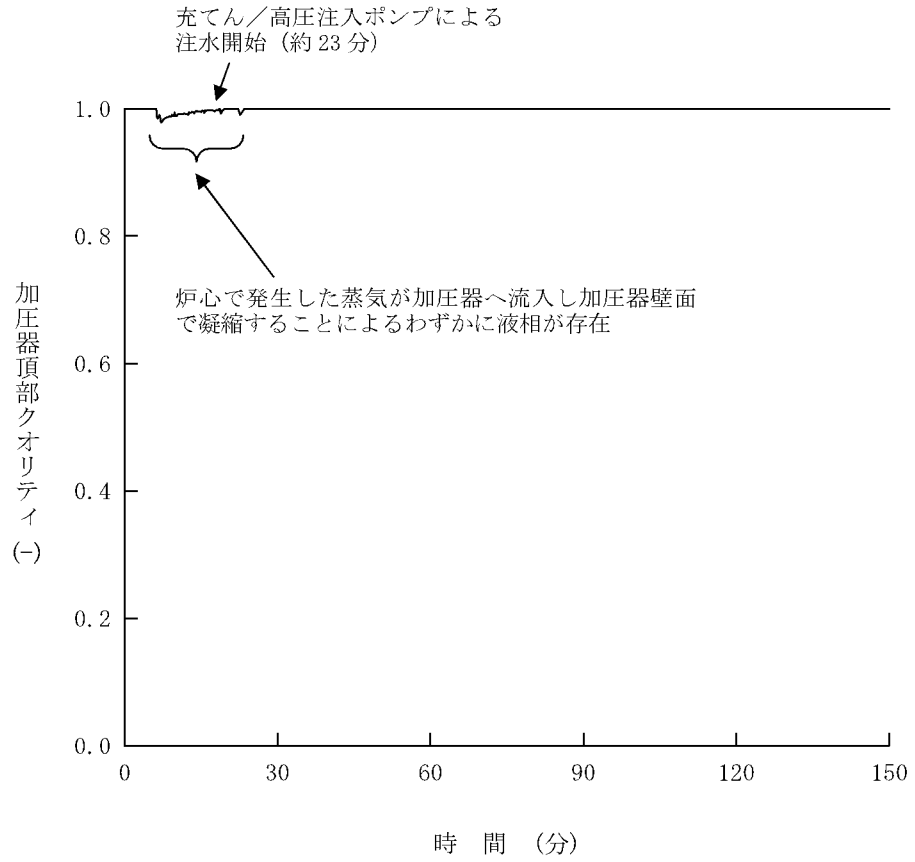
第 7.4.3.4 図　1 次系圧力の推移



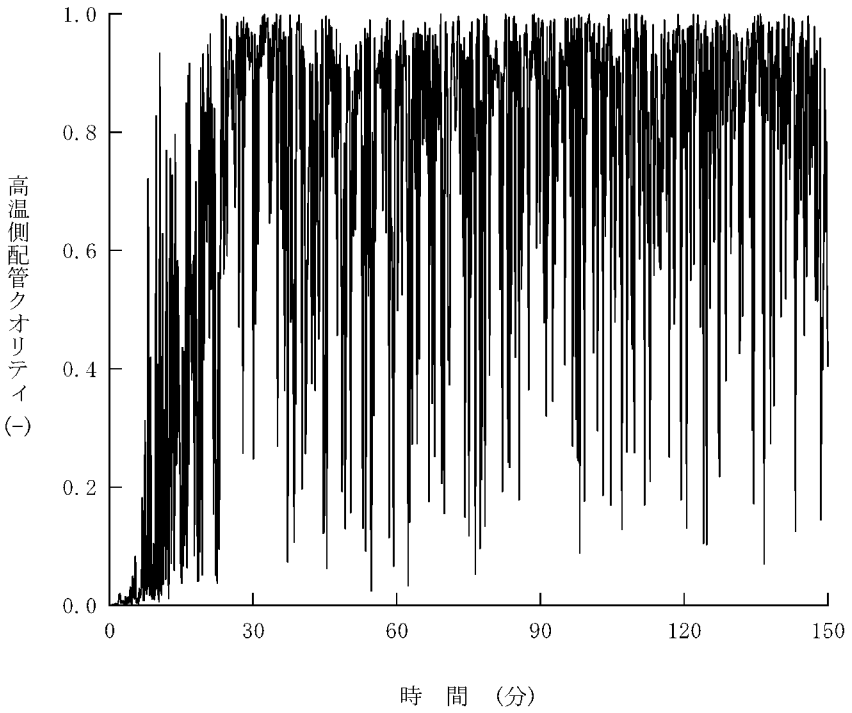
第 7.4.3.5 図　炉心上端ボイド率の推移



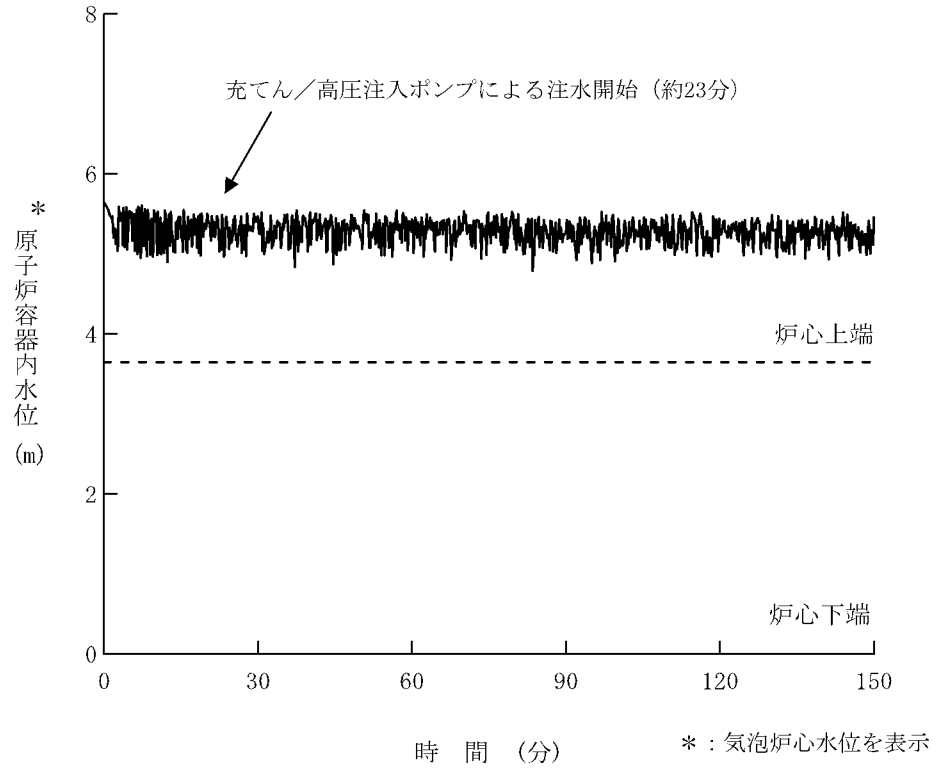
第 7.4.3.6 図　開口部からの流出流量と注入流量の推移



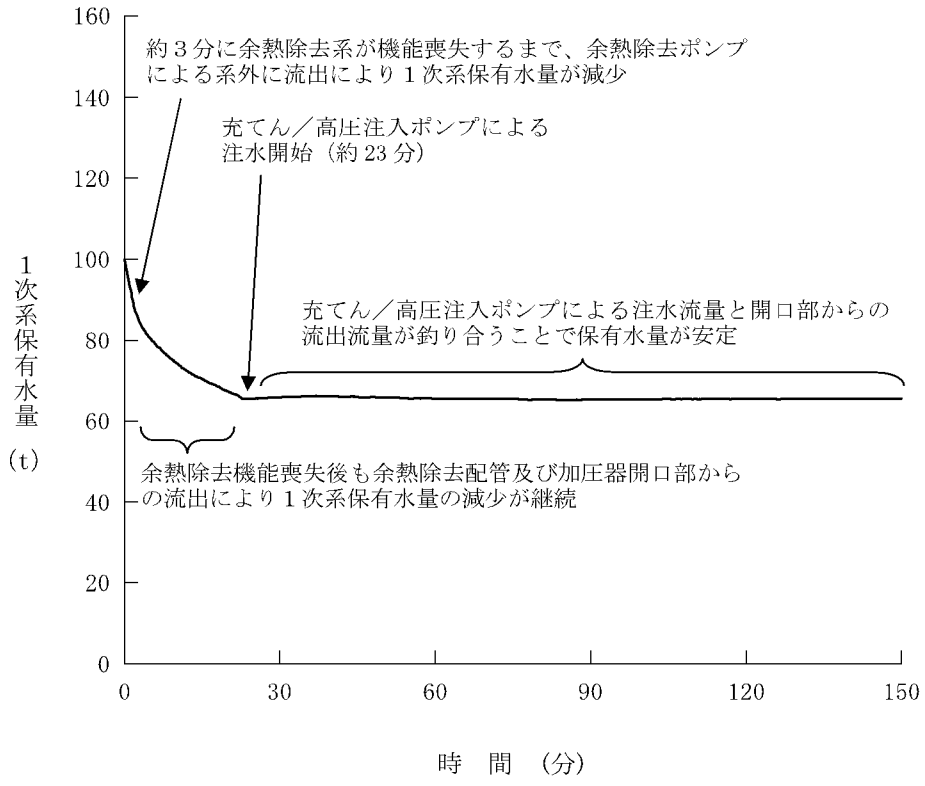
第 7.4.3.7 図　加圧器頂部クオリティの推移



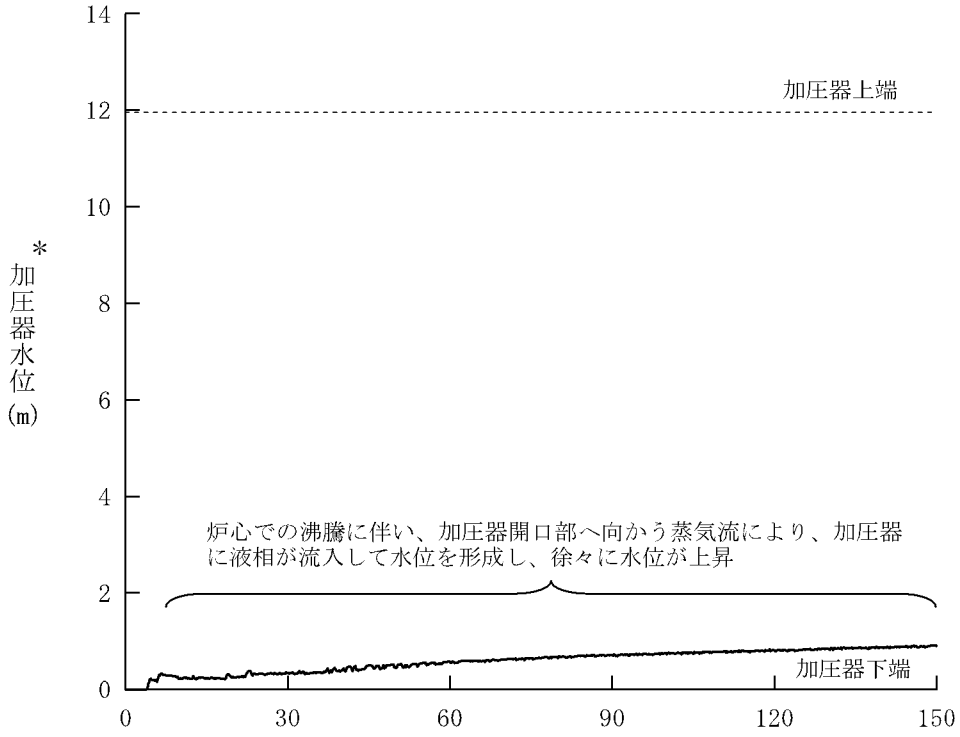
第 7.4.3.8 図　高温側配管クオリティ（余熱除去系抽出口）の推移



第 7.4.3.9 図　原子炉容器内水位の推移

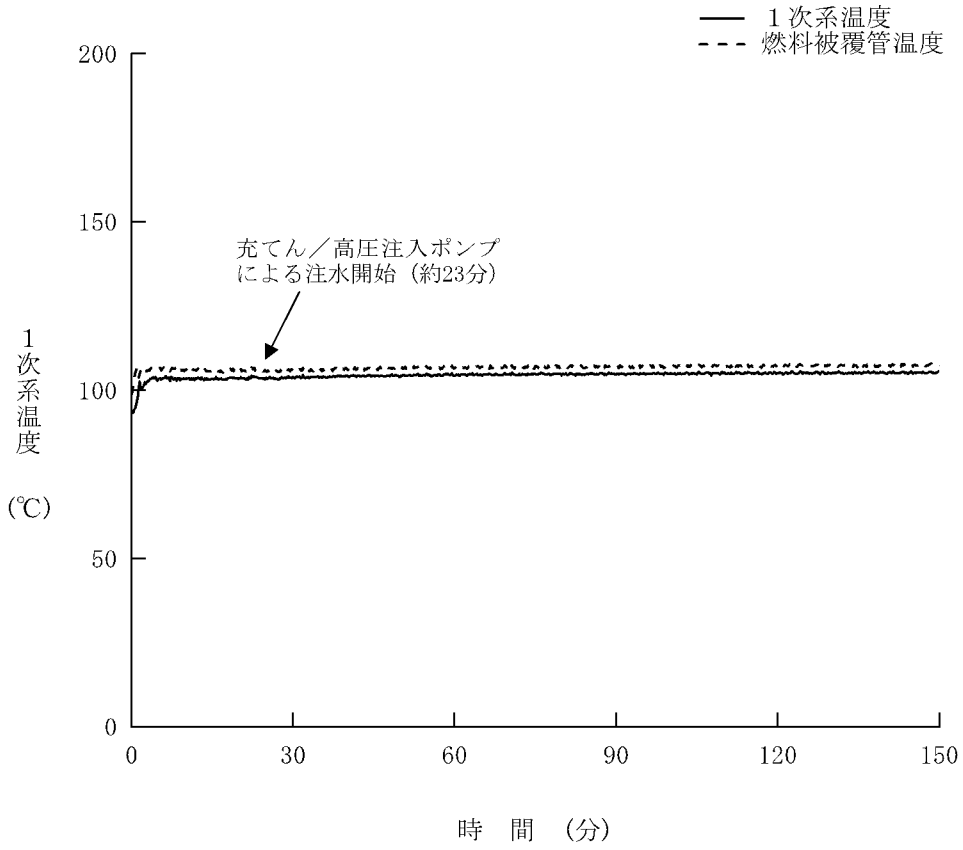


第 7.4.3.10 図　１次系保有水量の推移

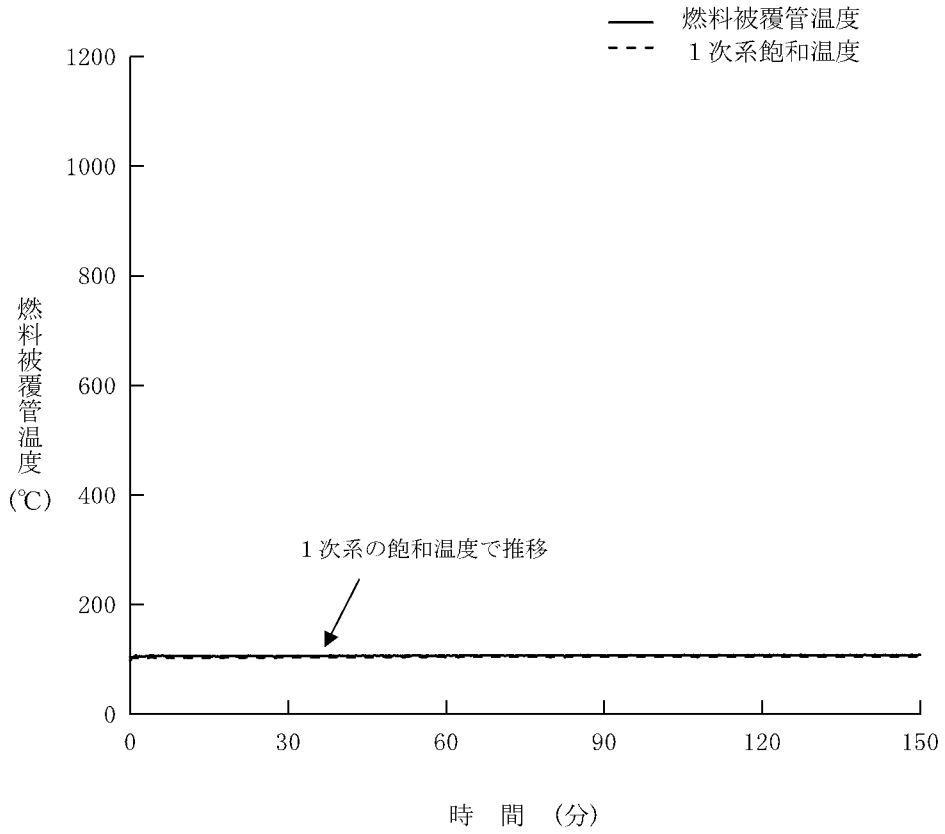


＊：加圧器下端から上端までのコラプス水位を表示

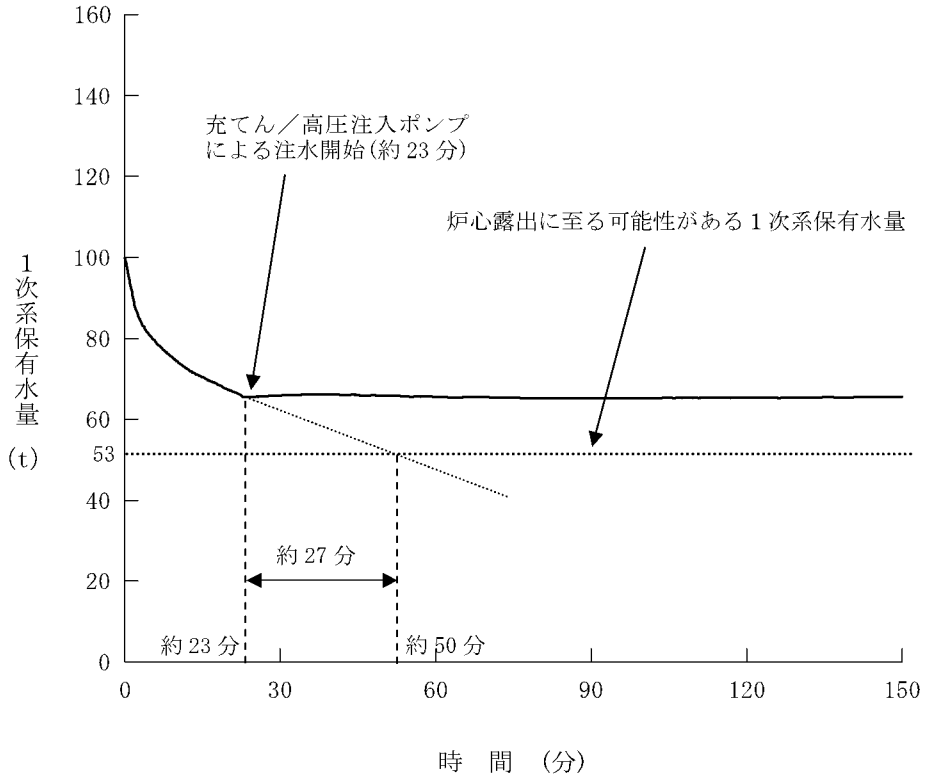
第 7.4.3.11 図　加圧器水位の推移



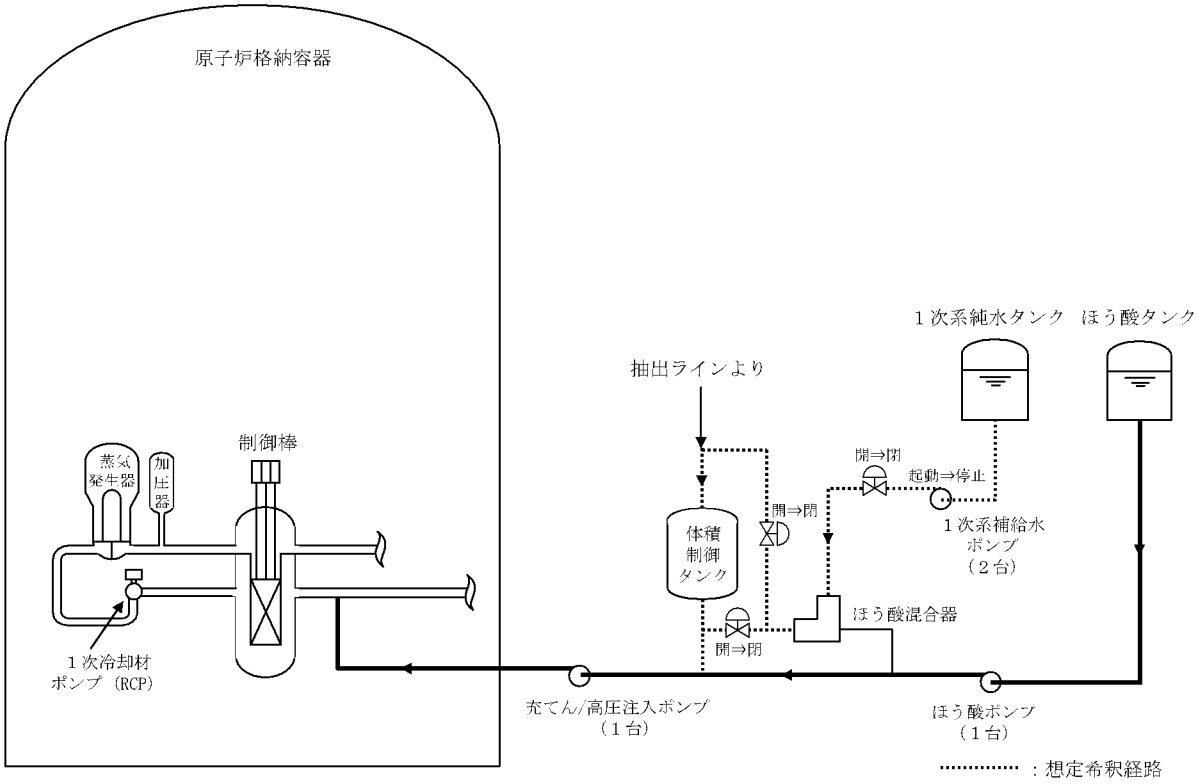
第 7.4.3.12 図　１次系温度の推移



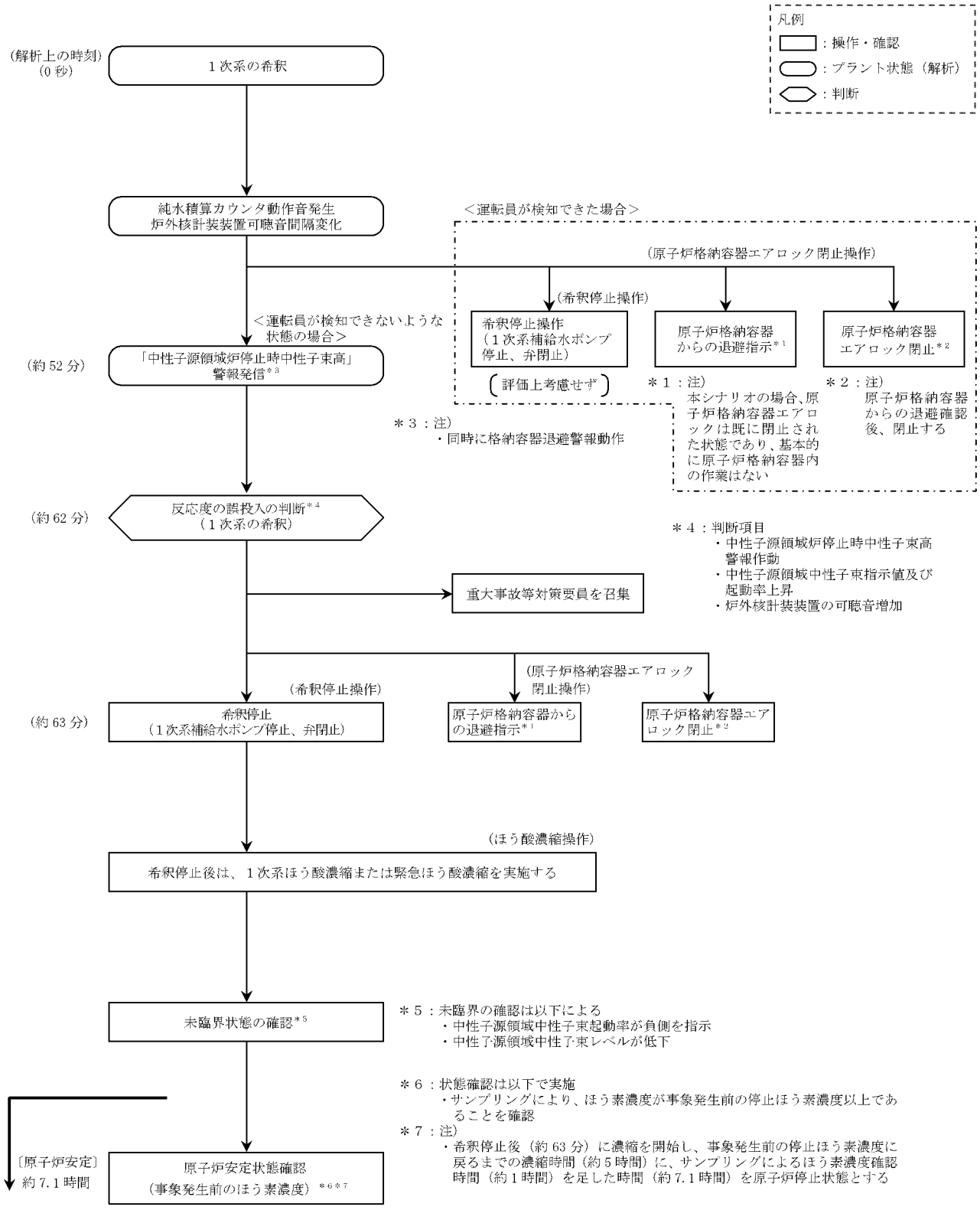
第 7.4.3.13 図　燃料被覆管温度の推移



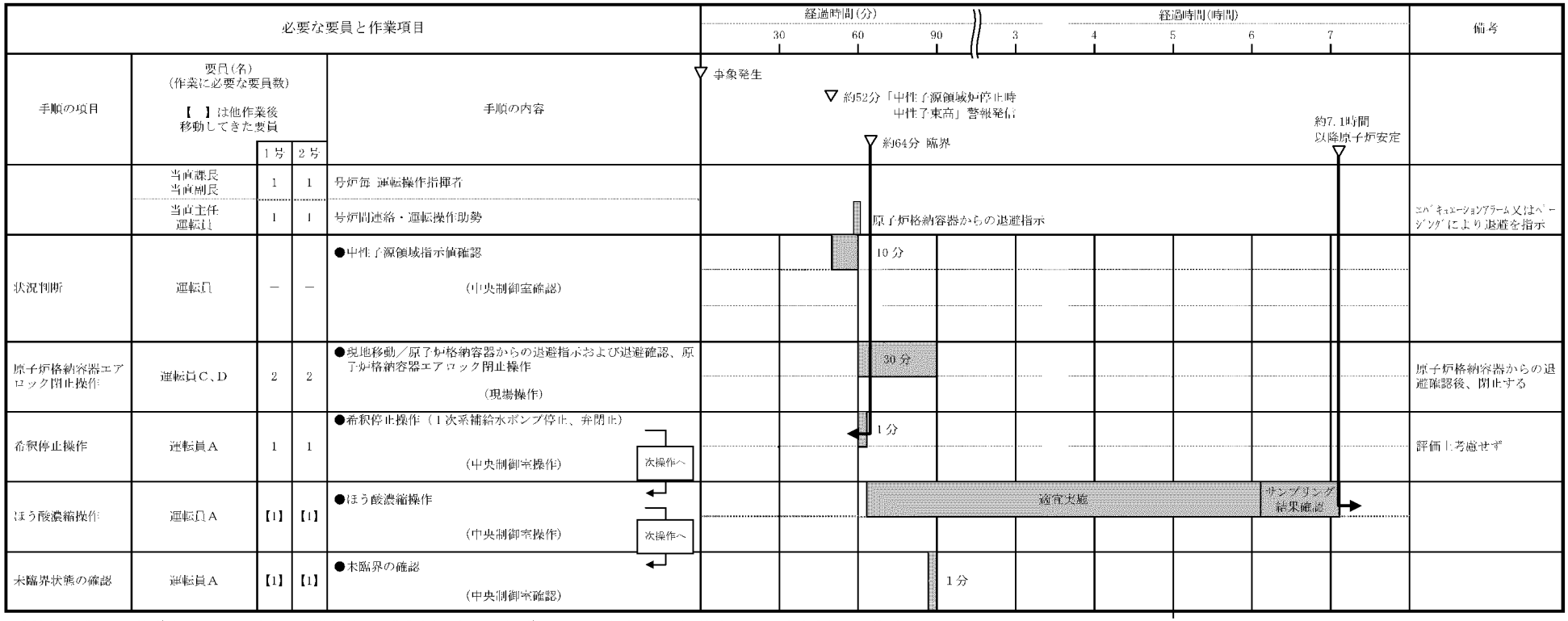
第7.4.3.14図　1次系保有水量の推移(炉心注水操作開始の時間余裕確認)



第 7.4.4.1 図　反応度の誤投入時の重大事故等対策の概略系統図



第 7.4.4.2 図　事故シーケンスグループ「反応度の誤投入」の対応手順の概要
（重要事故シーケンス「原子炉起動時に、化学体積制御系の弁の誤作動等により原子炉へ純水が流入する事故」の事象進展）



・各操作・作業の必要時間算定については、実際の現場移動時間又は作業時間を確認した上で算出している（一部、未配備の機器については想定時間により算出）
・緊急時対策本部要員は4名であり、全体指揮、通報連絡等を行う

第7.4.4.3図　反応度の誤投入時（原子炉起動時に、化学体積制御系の弁の誤作動等により原子炉へ純水が流入する事故）の作業と所要時間

初期ほう素濃度C_{B0}からほう素濃度Cに至るまでの時間

$$t = \frac{V}{Q} \ln \frac{C_{B0}}{C}$$

t：希釈に係る時間（h）
V：１次系有効体積（m^3）
Q：希釈流量（m^3／h）

原子炉の状態	時　間
「中性子源領域炉停止時中性子束高」警報発信	事象発生後、約 52 分
臨　　界	警報発信後、約 12 分

第 7.4.4.4 図　反応度の誤投入時の臨界到達時間評価結果