

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。ここでは、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」及び「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」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し、蒸気発生器はドライアウトして、2次系から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、1次系が高温、高圧状態となり、加圧器安全弁等からの1次冷却材の漏えいにより1次系保有水量が減少し、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り除熱を行う。

(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、高圧注入ポンプ及び加圧器逃がし弁を用いたフィードアンドブリード等を整備する。また、長期的な冷却を可能とするため、余熱除去系による炉心冷却等を整備する。これらの対策の概略系統図を第7.1.1.1図に、対応手順の概要を第7.1.1.2図及び第7.1.1.3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7.1.1.1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重大事故等対策に必要な要員は、運転員及び緊急時対応要員で構成され、合計18名である。

具体的には、中央監視・指示を行う当直長、副当直長の2名、中央制御室又は現場にて運転操作対応を行う運転員7名、関係各所へ連絡を行う連絡責任者等4名を含む、電源確保、配管接続等を行う緊急時対応要員9名の合計18名であり、必要な要員と作業項目について第7.1.1.4図に示す。また、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. 原子炉停止の確認

事故の発生に伴う原子炉の停止を確認する。

また，非常用母線及び常用母線の電圧を確認し，所内電源及び外部電源喪失の有無を確認する。

原子炉停止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，E C C S 作動信号等が発信する場合には，信号発信及び信号発信による補機の自動作動を確認する。

b. 補助給水機能喪失の判断及び回復操作

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失敗等により，補助給水流量が喪失するため，補助給水機能喪失と判断するとともに，電動補助給水ポンプ及びタービン動補助給水ポンプの回復操作を行う。

補助給水機能喪失の判断に必要な計装設備は，補助給水ライン流量等である。

c. 蒸気発生器除熱機能喪失の判断及び除熱機能維持操作

すべての蒸気発生器狭域水位計指示が 0 % 以下かつ補助給水ライン流量計指示が $80\text{m}^3/\text{h}$ 未満となれば，蒸気発生器除熱機能喪失と判断するとともに，電動主給水ポンプ又は蒸気発生器水張ポンプを用いた蒸気発生器への注水による除熱機能の維持操作を行う。また，補助給水ポンプ，電動主給水ポンプ，蒸気発生器水張ポンプによる蒸気発生器への注水が不能の場合に備えて，蒸気発生器代替注水ポンプによる蒸気発生器への注水準備を行う。

蒸気発生器除熱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。

d. 1次系のフィードアンドブリード開始

主蒸気逃がし弁の自動作動により、すべての蒸気発生器広域水位計指示が10%以下となれば、この対応操作として、ECCS作動信号の手動発信による高圧注入ポンプの起動及び加圧器逃がし弁の開操作によるフィードアンドブリードを開始する。

フィードアンドブリード中は、1次冷却材圧力、1次冷却材高温側温度（広域）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開始の判断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。

e. 蓄圧注入系作動の確認

1次系圧力が蓄圧タンクの保持圧力以下となれば、蓄圧注入系による炉心注水が行われることを確認する。

蓄圧注入系作動の確認に必要な計装設備は、1次冷却材圧力である。

f. 蒸気発生器除熱機能回復の判断

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、蒸気発生器の除熱機能が回復したと判断し、蒸気発生器による炉心冷却を開始する。

蒸気発生器除熱機能の回復が見込めない場合は、フィードアンドブリードによる炉心冷却を継続する。

蒸気発生器除熱機能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への切替及び蓄圧タンク出口弁閉止

蒸気発生器除熱機能の回復が見込めない場合であっても、1次冷却材圧力計指示が 2.7MPa[gage]以下及び1次冷却材高温側温度計（広域）指示が 176℃以下となり、余熱除去系が使用可能となれば、余熱除去系による炉心冷却を開始し、余熱除去系の運転を確認する。

余熱除去系による炉心冷却を開始後、1次冷却材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開始の判断に必要な計装設備は、1次冷却材圧力等であり、余熱除去系の運転状態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。

h. 1次系のフィードアンドブリード停止

余熱除去系により炉心が冷却されており、ECCS停止条件を満足していることが確認できれば、加圧器逃がし弁の閉止及び高圧注入ポンプの停止により、フィードアンドブリードを停止する。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。

1次系のフィードアンドブリード停止の判断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。また、原子炉格納容器圧力が上昇した場合でも、原子炉格納容器スプレイ作動信号により格納容器スプレイポンプが起動し、原子炉格納容器の健全性は維持される。

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次系温度及び圧力の上昇が速いことから運転員等操作の余裕時間が短く、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。このため、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-R E L A P 5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、主給水流量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ることから、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る。このため、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) 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、高圧注入ポンプ 2 台を使用するものとし、炉心冷却の観点から、炉心への注水流量を少なくするため、注水配管の流路抵抗を大きく、ポンプ揚程を小さく設定することに

より求められる最小注入特性（高圧注入特性：0～約 250 m³/h, 0～約 12.7MPa[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 を用いるものとする。

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) フィードアンドブリードは、「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」の(5)に従い、蒸気発生器広域水位が 0 %に到達した時点を経済蒸気発生器ドライアウトとし、その 5 分後に開始するものとする。

なお、運用上は、計器誤差等を考慮して、蒸気発生器広域水位 10%到達にて蒸気発生器ドライアウトと判断することにより、蒸気発生器広域水位が 0 %になる前にフィードアンドブリードを開始することとしている。

(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 7.1.1.3 図に、1 次系圧力、1 次系温度、1 次系保有水量、燃料被覆管温度等の 1 次系パラメータの変化を第 7.1.1.5 図から第 7.1.1.14 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 7.1.1.15 図及び第 7.1.1.16 図に示す。

a. 事象進展

事象発生後、主給水流量の喪失に伴い蒸気発生器の水位が低下することにより、「蒸気発生器水位低」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減少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、「蒸気発生器水位低」信号発信後、補助給水機能が喪失することから、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が継続し、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。

蒸気発生器広域水位0%到達から5分後である事象発生の約29分後に運転員によるフィードアンドブリードを開始し、加圧器逃がし弁の開操作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次系圧力が急激かつ大幅に低下し、高圧注入ポンプによる炉心注水が開始される。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により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ポンプによる炉心注水流量が減少し、1次系保有水量が減少することにより加圧器

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され、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ポンプによる炉心注水流量が増加し、事象発生の約1時間後に加圧器逃がし弁から放出される流量を上回ることにより、1次系保有水量は回復に転じる。また、1次系保有水量は増減するが、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7.1.1.13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℃）以下にとどまる。このため、燃料被覆管温度は、評価項目である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7.1.1.5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、1次系において生じる圧力損失を考慮しても約16.7MPa [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、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放出された1次冷却材により上昇するが、原子炉格納容器スプレイ系の作動により抑制できる。原子炉格納容器スプレイ系の作動に至った場合の原子炉格納容器圧力及び温度は、

設計基準事故「3.5 原子炉格納容器内圧力、雰囲気等の異常な変化」の「3.5.1 原子炉冷却材喪失」において、内圧上昇の観点から最も厳しい蒸気発生器出口側配管の瞬時の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 0.214 MPa[gage]及び約 120℃にとどまる。このため、本事象においても原子炉格納容器の最高使用圧力(0.283MPa[gage])及び最高使用温度(132℃)を下回る。

第 7.1.1.5 図及び第 7.1.1.14 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、事象発生約 2.5 時間後に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事象発生約 8.5 時間後に低温停止状態になり、安定停止状態に到達する。その後も、余熱除去系による炉心冷却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、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、蒸気発生器水位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、燃料棒表面熱伝達を最大で 40% 小さく評価する可能性がある。このため、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。しかしながら、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、最大で 1 次系温度を 2℃、1 次系圧力を 0.2MPa 高く評価する可能性がある。このため、実際の 1 次系温度及び圧力は低くなり、蒸気発生器における 1 次側・2 次側の熱伝達は小さくなる

ことにより、蒸気発生器水位の低下が遅くなることから、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の開始が遅くなる。また、最小で1次系温度を2℃、1次系圧力を0.2MPa低く評価する可能性がある。このため、実際の1次系温度及び圧力は高くなり、蒸気発生器における1次側・2次側の熱伝達は大きくなることにより、蒸気発生器水位の低下が早くなることから、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の開始が早くなる。

また、解析コードM-R E L A P 5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れにくい模擬としており、加圧器逃がし弁からの蒸気放出が抑制されることにより、フィードアンドブリードによる1次系の減圧が遅くなるが、フィードアンドブリード開始後に不確かさの影響を確認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表面熱伝達の不確かさとして、燃料棒表面熱伝達を最大で40%小さく評価する可能性がある。このため、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。このため、実際の炉心水位は高くなり、1次系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目に対

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、最大で 1 次系温度を 2°C 、1 次系圧力を 0.2MPa 高く評価する可能性がある。このため、実際の 1 次系温度及び圧力は低くなり、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放出される流量は少なく、高圧注入ポンプによる炉心注水流量も多くなることにより、1 次系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目に対する余裕は大きくなる。また、最小で、1 次系温度を 2°C 、1 次系圧力を 0.2MPa 低く評価する可能性がある。このため、実際の 1 次系温度及び圧力は高くなり、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放出される流量は多く、高圧注入ポンプによる炉心注水流量も少なくなることにより、1 次系保有水量の減少が促進されることから、評価項目に対する余裕は小さくなる。しかしながら、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、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なく、燃料被覆管温度が有意に上昇することはないと考えられることから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

また、解析コード M-R E L A P 5 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れにくい模擬としており、加圧器逃がし弁からの蒸気放出が抑制されることにより、フィードアンドブリードに

よる 1 次系の減圧が遅くなる。このため、実際には 1 次系の減圧が速くなり、早期に炉心への注水が可能となることから、評価項目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と考えられる炉心崩壊熱に関する影響評価の結果を以下に示す。

また、本事故シーケンスにおいて想定する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、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、最確条件の崩壊熱を用いた場合、解析条件として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遅くなる。このため、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、最確条件の崩壊熱を用いた場合、解析条件として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放出される流量が少なく、高圧注入ポンプによる炉心注水流量が多くなる。また、1次冷却材の蒸散率が小さくなり、1次系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目に対する余裕は大きくなる。

高圧注入ポンプを1台運転とした場合の事象進展を第7.1.1.17図から第7.1.1.21図に示す。高圧注入ポンプによる炉心注水流量が少なくなり、フィードアンドブリード時の1次系圧力が比較的高圧で推移する期間に炉心注水が停止することにより一時的に炉心上部が露出するが、炉心注水の回復に伴って再冠水する。このため、燃料被覆管温度の炉心露出時の最高値（約380℃）は初期値（約380℃）と同程度であり、その後も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

第 7.1.1.4 図に示すとおり、フィードアンドブリードは、中央制御室で行う操作であり、他の操作との重複もなく、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

フィードアンドブリードについては、加圧器における気液熱非平衡等の不確かさにより、1 次系温度及び圧力が高くなると、蒸気発生器における 1 次側・2 次側の熱伝達が大きくなることから、蒸気発生器水位の低下が速くなり、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実際に見込まれる操作開始時間は早くなる。このように操作開始が早くなる場合には、1 次系温度がより低くサブクール度が大きい状態で減圧を開始することから、沸騰開始までの減圧幅が大きくなり、高圧注入ポンプによる炉心注水流量が増加する。一方で、炉心崩壊熱が大きくなることにより、1 次冷却材の蒸散率が大きくなり、1 次系温度及び圧力が上昇し、1 次系保有水量が減少する。このため、解析条件よりも操作開始を 3 分早くし、蒸気発生器広域水位 0 % 到達から 2 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感度解析を実施した。その結果、第 7.1.1.22 図から第 7.1.1.27 図に示すとおり、高圧注入ポンプによる炉心注水流量の増加が大きく作用することにより 1 次系保有水量の減少が抑制されることから、評価項

目に対する余裕が大きくなる。

また一方で、炉心崩壊熱等の不確かさにより 1 次系温度及び圧力の上昇が緩やかとなると、蒸気発生器水位の低下が遅くなり、これに伴い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は評価項目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、フィードアンドブリードの開始が遅れた場合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。

(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。

フィードアンドブリードの開始時間に対する時間余裕を確認するため、フィードアンドブリードの開始を 5 分遅くした場合の感度解析を実施した。その結果、第 7.1.1.28 図から第 7.1.1.33 図に示すとおり、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から、沸騰開始までの減圧幅が小さくなり、1 次系圧力が高圧注入ポンプの締切圧力以上となる期間が生じ、高圧注入ポンプによる炉心注水が停止する。このため、一時的に炉心上部が露出するが、高圧注入ポンプによる炉心注水流量の回復に伴って再冠水することにより、燃料被覆管温度の炉心露出時の最高値（約 366℃）は初期値（約 380℃）以下となり、その後も低く推移する。

したがって、操作時間余裕として蒸気発生器広域水位 0 % 到達から 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、重大事故等対策に必要な要員は、「7.1.1.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 18 名である。このため、「7.5.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」に示す運転員及び緊急時対応要員 32 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を水源とするフィードアンドブリードでの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に到達するまで注水継続が可能であるが、それまでに余熱除去系による炉心冷却に切替えることが可能である。切替以降は、余熱除去系による炉心冷却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。

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

外部電源喪失を想定していない。

なお、外部電源が喪失した場合においても、ディーゼル発電機による電源供給が可能であり、事象発生後7日間ディーゼル発電機2台が全負荷で運転した場合、約516kLの重油が必要となる。

また、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5kLの軽油が必要となる。

7日間の運転継続に必要な燃料は、重油約516kL、軽油約5kLとなるが、「7.5.1(2) 資源の評価条件」に示すとおり、燃料油貯油槽及び重油タンクの重油量約516kL並びに軽油タンクの軽油量約55kLにて供給可能である。

c. 電 源

外部電源喪失を想定していない。

なお、外部電源が喪失した場合においても、ディーゼル発電機の電源負荷については、設計基準事故時に想定している工学的安全施設作動信号により作動する負荷を上回る設計としており、重大事故等対策時に必要な負荷は工学的安全施設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、補助給水機能が喪失し、蒸気発生器がドライアウトすることにより2次冷却系からの除熱機能が喪失することから、1次系が高温、高圧状態となり、加圧器安全弁等からの1次冷却材の漏えいにより1次系保有水量が減少し、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、高圧注入ポンプ及び加圧器逃がし弁を用いたフィードアンドブリード等、また、長期的な冷却を可能とするため、余熱除去系による炉心冷却等を考慮する。

事故シーケンスグループ「2次冷却系からの除熱機能喪失」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、有効性評価を実施した。

上記の事故が発生した場合においても、運転員等操作によるフィードアンドブリード等を行うことにより、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、評価項目を満足するとともに、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。

重大事故等対策に必要な要員は、運転員及び緊急時対応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、フィードアンドブリード等の炉心損傷防止対策は、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動力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、非常用所内交流動力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、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、減圧並びに補助給水タンクへの補給等ができなくなる。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次系保有水量が減少し、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次系を強制的に減圧することにより1次系の減温、減圧を行うとともに、1次系からの漏えい量が多い場合に、1次系保有水量を確保するために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り除熱を行う。

(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、充てんポンプ（B、自己冷却式）による代替炉心注水等を整備する。また、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（A及びB）による格納容器内自然対流冷却、高圧注入ポンプ（B、海水冷却）による高圧再循環、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等を整備する。これらの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7.1.2.5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重大事故等対策に必要な要員は、運転員及び緊急時対応要員で構成され、合計27名であり、事象発生4時間以降は参集要員も考慮する。

具体的には、初動に必要な要員として、中央監視・指示を

行う当直長，副当直長の 2 名，中央制御室又は現場にて運転操作対応を行う運転員 8 名，関係各所へ連絡を行う連絡責任者等 4 名を含む，電源・水源確保，配管接続等を行う緊急時対応要員 17 名の合計 27 名であり，必要な要員と作業項目について第 7.1.2.6 図から第 7.1.2.7 図に示す。

a. 全交流動力電源喪失及び原子炉自動停止の確認

外部電源が喪失し，ディーゼル発電機等からの受電に失敗することにより，すべての非常用母線への給電に失敗した場合に全交流動力電源喪失と判断するとともに，蓄電池（非常用）による非常用直流母線への給電を確認する。また，原子炉の自動停止を確認する。

原子炉の自動停止を確認するため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

蒸気発生器の水位低下等によりタービン動補助給水ポンプが起動し，補助給水ライン流量計指示が $80\text{m}^3/\text{h}$ 以上あることにより補助給水流量の確立を確認する。

補助給水流量確立を確認するために必要な計装設備は，

補助給水ライン流量等である。

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した場合は、早期の電源回復不能と判断する。この対応操作として、非常用ガスタービン発電機、空冷式非常用発電装置等による電源確保、中型ポンプ車による補助給水タンクへの補給、使用済燃料ピットへの注水、高圧再循環、格納容器内自然対流冷却、アニュラス空気再循環系及び中央制御室換気空調系の準備を行う。

d. 事象進展の判断及び対応準備

1次冷却材圧力の低下等により1次冷却材漏えいの兆候有無の判断を行うとともに、1次冷却材圧力の急速な低下による大破断LOCAの発生有無、補助給水流量の低下による蒸気発生器への注水喪失の有無により事象進展の判断を行い、全交流動力電源喪失が発生した場合、全交流動力電源喪失時にRCPシールLOCAが発生した場合、全交流動力電源喪失時に大破断LOCAが発生した場合又は全交流動力電源喪失時に補助給水機能が喪失した場合の手順に移行する。

全交流動力電源喪失又は全交流動力電源喪失とLOCAが発生した場合の対応操作として、充てんポンプ（B，自己冷却式）の準備を行う。また、大破断LOCAへの進展の可能性を考慮して、充てんポンプ（B，自己冷却式）の準備完了後に代替格納容器スプレイポンプの準備を行う。

対応操作中においてもプラント状態を監視し、事象が進

展した場合は事象進展に応じた手順に移行する。また、1次冷却材圧力の急速な低下により大破断LOCAに進展した場合、充てんポンプ（B、自己冷却式）に加えて、代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水を行う。その後、炉心損傷の兆候がある場合（炉心出口温度について、600℃を超えて上昇する場合、毎分15℃以上上昇する場合又は350℃を超えている状態が10分以上継続する場合）は、注水先を切替えることにより代替格納容器スプレイポンプによる代替格納容器スプレイを行う。

LOCAの兆候有無の判断及び大破断LOCAの発生有無の判断に必要な計装設備は、1次冷却材圧力等であり、蒸気発生器への補助給水有無の判断に必要な計装設備は、補助給水ライン流量等である。

e. 2次系強制冷却

現場での人力による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、減圧を行うとともに、目標値となれば1次系温度、圧力を維持する。その後、蒸気発生器の水位が狭域水位計指示範囲内で上昇傾向にある等、補助給水流量調整の必要がある場合は、蒸気発生器狭域水位計の指示範囲内に維持するように調整する。

また、その後の蒸気発生器への注水量の確保として、中型ポンプ車による補助給水タンクへの補給を行う。

2次系強制冷却の確認に必要な計装設備は、1次冷却材高温側温度（広域）等であり、補助給水流量調整の判断に

必要な計装設備は、蒸気発生器狭域水位等である。

- f. 1次冷却材ポンプ封水関連の隔離及び格納容器隔離弁の閉止

充てんポンプ起動時のRCPシール温度急変等を防止するために、RCPシール関連の隔離操作を行う。また、ECCS作動信号発信に伴う格納容器隔離弁の閉止を確認する。なお、格納容器隔離弁の電源が回復していない場合は、現場にて閉止する。

- g. 蓄圧注入系作動の確認

1次系圧力が蓄圧タンクの保持圧力以下となれば、蓄圧注入系による炉心注水が行われることを確認する。

蓄圧注入系作動の確認に必要な計装設備は、1次冷却材圧力等である。

- h. 蓄圧タンク出口弁閉止及び2次系強制冷却の再開

非常用ガスタービン発電機、空冷式非常用発電装置等により電源が供給されれば、1次冷却材圧力計指示が1.7 MPa[gage]であることを確認し、蓄圧タンクの出口弁を閉止する。また、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次系温度の維持を行う。

蓄圧タンク出口弁閉止の判断に必要な計装設備は、1次冷却材圧力であり、再開後の2次系強制冷却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。

- i. 充てんポンプ（B，自己冷却式）による代替炉心注水

非常用ガスタービン発電機，空冷式非常用発電装置等により電源が供給されるとともに，充てんポンプ（B，自己冷却式）の準備が完了次第，炉心への注水を行う。また，R C P シール部への注水の復旧については，シール部健全性維持のため，手順に従い必要な条件を満足していれば再開する。

充てんポンプ（B，自己冷却式）による代替炉心注水の確認に必要な計装設備は，燃料取替用水タンク水位等である。

j. 直流負荷切り離し

90 分以内に交流電源の回復の見込みがない場合，蓄電池（非常用）による 8 時間の給電を可能とするため，中央制御室に隣接する計装盤室にて不要負荷の切り離しを行う。その後，8 時間までに電気室等で不要負荷の切り離しを行うとともに，蓄電池（重大事故等対処用）を非常用直流母線に接続することにより 24 時間以上にわたって直流電源の供給を行う。

k. アニュラス空気再循環系，中央制御室換気空調系等の起動

アニュラス部に水素が滞留することを防止するため及び原子炉格納容器から漏えいした空気中の放射性物質の濃度を低減するため，事前に現場にてアニュラス空気再循環系の空気作動弁への代替空気供給操作を行い，非常用ガスタービン発電機，空冷式非常用発電装置等により電源が供給された後にアニュラス排気ファンを起動する。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換気空調系ダンパの開処置を行い、中央制御室換気空調系の起動操作を行う。なお、蓄電池室に水素が滞留することを防止するために蓄電池室排気ファンを起動する。

1. 格納容器内自然対流冷却及び高圧再循環

中型ポンプ車による格納容器再循環ユニット(A及びB)及び高圧注入ポンプ(B, 海水冷却)への冷却水の通水による格納容器内自然対流冷却並びに高圧再循環の準備を行う。また、準備操作が完了するとともに、LOCAの発生に伴い原子炉格納容器圧力、温度が上昇すれば、格納容器内自然対流冷却を行う。また、燃料取替用水タンク水位指示が16%となれば、格納容器再循環サンプ水位(広域)指示70%以上を確認し、充てんポンプ(B, 自己冷却式)による代替炉心注水から高圧注入ポンプ(B, 海水冷却)による高圧再循環に切替え、高圧再循環による炉心注水状態を確認する。

以降、長期対策として格納容器内自然対流冷却、高圧再循環による炉心及び原子炉格納容器の除熱を継続的に行う。

格納容器内自然対流冷却の確認に必要な計装設備は格納容器内圧力(広域)等であり、高圧再循環への切替の判断、高圧再循環の確認に必要な計装設備は燃料取替用水タンク水位、高圧注入ライン流量等である。

m. 蒸気発生器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を行い、蒸気発生器による炉心冷却を継続的に行う。

蒸気発生器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。

n. 原子炉補機冷却海水系の復旧

設置作業時間及び原子炉補機冷却海水系の機能喪失要因を考慮し、海水取水用水中ポンプの準備を行うとともに海水ポンプモータ予備品による対応を行うことにより、原子炉補機冷却海水系の復旧を図る。復旧後は、L O C Aが発生する場合には充てんポンプ、余熱除去ポンプ等による炉心注水を行い、L O C Aが発生しない場合には余熱除去系による炉心冷却を行う。

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動力電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びR C PシールL O C Aが発生する事故」である。さらに、R C Pシール部からの漏えいについては不確かさを伴うため、R C PシールL O C Aが発生しない場合として、「外部電源喪失時に非常用所内交流動力電源が喪失し、原子炉補機冷却機能が喪失する事故」についても重要事故シーケンスとする。

なお、非常用所内交流動力電源の復旧に伴い、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ため、現場操作に係る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。このため、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ことから、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も重要現象となる。このため、これらの現象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) 起回事象

起回事象として、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

非常用所内交流動力電源が喪失し、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。

起回事象として、外部電源が喪失するものとしている。

(d) R C P シール部からの漏えい率

R C P 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、1 次冷却材ポンプ 1 台当たり、定格圧力において約 $109\text{m}^3/\text{h}$ (480gpm) とし、その漏えい率相当となる口径約 1.6cm (約 0.6inch) を設定する。また、1 次冷却材ポンプ 3 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は維持される。

R C P シール L O C A の発生を想定せず、R C P シール部が機能維持している場合の漏えい率は、全交流動力電源喪失時の 1 次系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を上回る値として、1 次冷却材ポンプ 1 台当たり、定格圧力において約 $1.5 \text{ m}^3/\text{h}$ とし、その漏えい率相当となる口径約 0.2 cm (約 0.07 inch) を設定する。また、1 次冷却材ポンプ 3 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、解析上は事象発生後の 60 秒後に 3 基の蒸気発生器に合計 $160 \text{ m}^3/\text{h}$ 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により 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ものとする。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、標準的に最小保有水量を用いるものとする。

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（最小保有水量）

29.0m³（1基当たり）

(d) 充てんポンプ（B，自己冷却式）

炉心への注水は，充てんポンプ（B，自己冷却式）を使用するものとする。

運転員等による炉心注水操作を行う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，この時点で代替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，30m³/hを設定するものとする。

(e) R C P シール部からの漏えい停止

R C P シール L O C A が発生しない場合において，R C P 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次系強制冷却は，「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」の(4)に従い，主蒸気逃がし弁の現場での人力による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、R C PシールL O C Aが発生する場合においては事象発生の 60 分後に確立するものとし、R C PシールL O C A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、事象発生の 24 時間後に確立するものとする。
- (c) 1 次系温度の維持は、蒸気発生器による炉心冷却時の 1 次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、「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」の(3)に従い、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 分後に行うものとする。
- (e) 2 次系強制冷却再開は、「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」の(5)に従い、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 分後とし、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により、蒸気発生器水位を狭域水位内に維持するものとする。
- (g) R C PシールL O C A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、代替炉心注水を

開始するものとする。

(3) 有効性評価の結果

a. R C P シール L O C A が発生する場合

本重要事故シーケンスの事象進展を第 7.1.2.4 図に，1 次系圧力，1 次系温度，1 次系保有水量，原子炉容器水位，燃料被覆管温度等の 1 次系パラメータの変化を第 7.1.2.8 図から第 7.1.2.18 図に，2 次系圧力，蒸気発生器水位等の 2 次系パラメータの変化を第 7.1.2.19 図から第 7.1.2.24 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温度の原子炉格納容器パラメータの変化を第 7.1.2.25 図及び第 7.1.2.26 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 1 次冷却材ポンプの母線電圧が低下することにより，「1 次冷却材ポンプ電源電圧低」信号のトリップ限界値に到達し，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 R C P シール L O C A 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による蒸気発生器への注水が開始されることにより蒸気発生器の保有水量は回復する。事象発生の 30 分後に主蒸気逃がし弁の開操作による 2 次系強制冷却を開始し，1 次系を減温，減圧することにより，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、事象発生後の 70 分後に蓄圧タンクの出口弁を閉止し、事象発生後の 80 分後に 2 次系強制冷却を再開する。事象発生後の約 2.2 時間後に、1 次系圧力が 0.7MPa[gage]に到達した段階で、充てんポンプ（B、自己冷却式）による代替炉心注水を開始することにより 1 次系保有水量の減少が抑制され、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 7.1.2.18 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℃）以下にとどまる。このため、燃料被覆管温度は、評価項目である 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 7.1.2.8 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、1 次系において生じる圧力損失等を考慮しても約 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 7.1.2.25 図及び第 7.1.2.26 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(0.283MPa[gage])及び最高使用温度（132℃）を下回る。

その後は、蒸気発生器による炉心冷却、高圧再循環を行い、第 7.1.2.27 図及び第 7.1.2.28 図に示すとおり、

事象発生約 75 時間後に原子炉格納容器温度が 110℃に到達することにより格納容器再循環ユニット（A 及び B）による格納容器内自然対流冷却が開始され、原子炉格納容器圧力及び温度は低下に転じる。

事象発生約 4 時間後に高温の停止状態になり、安定停止状態に到達する。その後も、格納容器再循環ユニット（A 及び B）による格納容器内自然対流冷却、高圧注入ポンプ（B、海水冷却）による高圧再循環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の復旧により原子炉補機冷却水系の使用が期待できる場合には、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を行うことにより、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. R C P シール L O C A 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 7.1.2.5 図に、1 次系圧力、1 次系温度、1 次系保有水量、炉心水位、燃料被覆管温度等の 1 次系パラメータの変化を第 7.1.2.29 図から第 7.1.2.37 図に、2 次系圧力、蒸気発生器水位等の 2 次系パラメータの変化を第 7.1.2.38 図から第 7.1.2.43 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 1 次冷却材ポンプの母線電圧が低下することにより、「1 次冷却材ポンプ電源電圧低」信号のトリップ限界値に到達し、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。

事象発生約1分後にタービン動補助給水ポンプによる蒸気発生器への注水が開始されることにより蒸気発生器の保有水量は回復する。事象発生30分後に主蒸気逃がし弁の開操作による2次系強制冷却を開始し、1次系を減温、減圧することにより、事象発生約63分後に蓄圧注入系が作動する。

事象発生約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2次系強制冷却を再開する。

事象発生約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により、RCPシール部からの1次冷却材の漏えいは停止し、事象発生約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7.1.2.37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℃）以下にとどまる。このため、燃料被覆管温度は、評価項目である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7.1.2.29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、1次系において生じる圧力損失等を考慮しても約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、R C P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、「a. R C PシールL O C Aが発生する場合」より厳しくならないことから、原子炉格納容器の最高使用圧力(0.283MPa[gage])及び最高使用温度(132℃)を下回る。

第7.1.2.29図及び第7.1.2.30図に示すとおり、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、安定停止状態に到達する。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の復旧により原子炉補機冷却水系の使用が期待できる場合には、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を行うことにより、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，事象発生 の 30 分後に操作を行う 2 次系強制冷却，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充てんポンプ（B，自己冷却式）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，燃料棒表面熱伝達を最大で 40% 小さく評価する可能性がある。このため，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。しかしながら、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において、サブクール領域での漏えい率を 10%大きく若しくは小さく評価する可能性がある。しかしながら、初期の漏えい率が実機の設計漏えい率となるように入力で調整することから、運転員等操作時間に与える影響はない。また、二相領域での漏えい率を 10%小さく若しくは 50%大きく評価する可能性があるが、試験解析結果から二相臨界流をほとんどの領域で過大評価する。このため、実際の漏えい率は小さくなり、1 次系の減温、減圧が遅くなるため、1 次系温度及び圧力の低下が抑制されることから、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の開始が遅くなる。

1 次系における沸騰・凝縮・ボイド率変化の不確かさとして、2 次系強制冷却による減圧時に 1 次系圧力を最大で 0.5MPa 高く評価する可能性がある。このため、実際の 1 次系の減温、減圧が速くなり、1 次系温度及び圧力は低くなることから、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の開始が早くなる。

1 次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、最大で 1 次系圧力を 0.5MPa 高く評価する可能性がある。このため、実際の蒸気発生器での伝熱・

凝縮量が多くなり、1次系の減温、減圧が速くなるため、1次系温度及び圧力は低くなることから、1次系圧力を起点としている充てんポンプ（B、自己冷却式）による代替炉心注水の開始が早くなる。

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次系強制冷却による減圧時に1次系圧力を最大で0.5MPa高く評価する可能性がある。このため、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、減圧が速くなることから、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を約1.6倍高く、原子炉格納容器温度を約20℃高く評価する可能性がある。しかしながら、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、燃料棒表面熱伝達を最大で40%小さく評価する可能性がある。このため、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。このため、実際の炉心水位は高くなり、1

次系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目に対する余裕は大きくなる。

1 次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において、サブクール領域での漏えい率を 10%大きく若しくは小さく評価する可能性がある。しかし、初期の漏えい率が実機の設計漏えい率となるように入力で調整することから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。また、二相領域での漏えい率を 10%小さく若しくは 50%大きく評価する可能性があるが、試験解析結果から二相臨界流をほとんどの領域で過大評価する。このため、実際の漏えい率は小さくなり、1 次系の減温、減圧が遅くなるため、1 次系温度及び圧力の低下が抑制され、1 次系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目に対する余裕は大きくなる。

1 次系における沸騰・凝縮・ボイド率変化の不確かさとして、2 次系強制冷却による減圧時に 1 次系圧力を最大で 0.5MPa 高く評価する可能性がある。このため、実際の 1 次系の減温、減圧が速くなり、1 次系温度及び圧力は低くなることにより、漏えい量が少なくなるため、1 次系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目に対する余裕は大きくなる。

1 次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、最大で 1 次系圧力を 0.5MPa 高く評価する可能性がある。このため、実際の蒸気発生器での伝熱・

凝縮量が多くなり、1次系の減温、減圧が速くなるため、1次系温度及び圧力は低くなる。よって、漏えい量が少なくなり、1次系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目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次系強制冷却による減圧時に1次系圧力を最大で0.5MPa高く評価する可能性がある。このため、実際の1次側・2次側の熱伝達は大くなり、1次系の減温、減圧が速くなることにより1次系温度及び圧力は低くなり、漏えい量が少なくなるため、1次系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目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を約1.6倍高く、原子炉格納容器温度を約20℃高く評価する可能性がある。このため、実際の原子炉格納容器圧力及び温度は低くなることから、評価項目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R C Pシール部からの漏えい率並びに評価項目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、最確条件の崩壊熱を用いた場合、解析条件として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速くなる。このため、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並びに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の開始が早くなる。

R C Pシール部からの漏えい率の変動を考慮し、最確条件のR C Pシール部からの漏えい率を用いた場合、解析条件として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る。このため、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並びに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、最確条件の崩壊熱を用いた場合、解析条件として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小さくなり、1次系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目に対する余裕は大きくなる。

R C Pシール部からの漏えい率の変動を考慮し、最確

条件の R C P シール部からの漏えい率を用いた場合、解析条件として設定している漏えい率より小さくなるため、1 次系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目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、解析条件として設定している初期保有水量より保有水量を多くした方が、初期の蓄圧タンク気相部の体積が小さくなり、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大保有水量とした場合に、最小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ーが放出される「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（A 及び B）による格納容器内自然対流冷却により除熱し、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇が抑制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原子炉格納容器の除熱は可能であり、このことは第 7.1.2.27 図及び第 7.1.2.28 図でも確認できる。さらに、格納容器再循環ユニット（A 及び B）の除熱特性につい

て、粗フィルタを取外した場合の除熱特性の設計値を考慮した場合、「7.1.4 原子炉格納容器の除熱機能喪失」の感度解析結果に示すとおり、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇はさらに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 7.1.2.6 図及び第 7.1.2.7 図に示すとおり、現場における 2 次系強制冷却、中央制御室における蓄圧タンク出口弁の閉止及び充てんポンプ（B，自己冷却式）の起動は、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場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

事象発生後の 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 次系温度維持については、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。

蓄圧タンク出口弁閉止については、1次系圧力約1.7 MPa[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。

蓄圧タンク出口弁閉止後の2次系強制冷却再開については、炉心崩壊熱等の不確かさにより1次系温度及び圧力の低下が速くなると、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実際に見込まれる操作開始時間は早くなる。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次系保有水量の減少が抑制されることから、評価項目に対する余裕は大きくなる。また一方で、冷却材放出における臨界流モデルの不確かさ、RCPシール部からの漏えい率等の不確かさにより1次系からの漏えい量が少なくなると、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。このように操作開始が遅くなる場合には、1次系からの漏えい量と操作遅れ時間の程度により評価項目に対する余裕は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、事象発生30分後の2次系強制冷却の開始が遅れた場合の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。

充てんポンプ（B，自己冷却式）による代替炉心注水については，蓄圧タンク出口弁閉止後の2次系強制冷却再開と同様であり，操作開始が早くなる場合には，炉心へ注水するタイミングが早くなり，1次系保有水量の減少が抑制されることから評価項目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，代替炉心注水の開始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次系強制冷却の開始時間に対する時間余裕を確認するため，2次系強制冷却の開始を30分遅くした場合の感度解析を実施した。その結果，第7.1.2.44図から第7.1.2.47図に示すとおり，1次系の減温，減圧が遅くなることにより，1次系からの漏えい量が多くなり，1次系保有水量の減少が速くなるが，評価項目に対して十分な余裕がある。このため，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。

蓄圧タンク出口弁閉止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である約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 1 次系圧力約 1.7MPa[gage]到達から 10 分程度は確保できる。

充てんポンプ（B，自己冷却式）による代替炉心注水の操作時間余裕としては，第 7.1.2.49 図に示すとおり，1 次系保有水量が炉心露出に至る可能性のある水量に減少するまでの時間を，1 次系圧力が 2 次系強制冷却再開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 1 次系圧力約 0.7MPa[gage]到達から 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，

重大事故等対策に必要な初動の要員は、「7.1.2.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 27 名であり、事象発生 4 時間以降については参集要員も考慮する。このため、「7.5.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」に示す運転員及び緊急時対応要員 32 名並びに参集要員で対処可能である。

(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、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において、直流電源については、24 時間交流動力電源の復旧を考慮しない「外部電源喪失時に非常用所内交流動力電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失が発生する事故」の評価結果を、直流電源以外については評価結果が厳しくなる「外部電源喪失時に非常用所内交流動力電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及び R C P シール L O C A が発生する事故」の評価結果を示す。

a. 水 源

燃料取替用水タンクを水源とする充てんポンプ（B，自己冷却式）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となるまでの水量である約 1,530m³の使用を考慮し、事象発生後約 53 時間の注水継続が可能である。事象発生約 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による炉心注水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。

補助給水タンク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、補助給水タンク枯渇までの水量約 662m³の使用を考慮し、事象発生後約 11 時間の注水継続が可能である。以降は、中型ポンプ車により海水を補助給水タンクに補給する。

b. 燃 料

非常用ガスタービン発電機により電源供給を行う場合は、事象発生直後から全負荷での運転を想定して、7 日間の運転継続に約 364kL の重油が必要となり、空冷式非常用発電装置により電源供給を行う場合は、事象発生直後から全負荷での運転を想定して、7 日間の運転継続に約 134kL の重油が必要となる。

また、中型ポンプ車による格納容器内自然対流冷却、補助給水タンクへの補給及び使用済燃料ピットへの注水については、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 22kL の軽油が必要となる。さらに、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 5 kL の軽油が必要となる。

7 日間の運転継続に必要な燃料は、非常用ガスタービン発電機により電源供給を行う場合は重油約 364kL、空冷式非常用発電装置により電源供給を行う場合は重油約 134kL、軽油約 27kL となるが、「7.5.1(2) 資源の評価条件」に示すとおり、非常用ガスタービン発電機により電源供給を行う場合は、非常用ガスタービン発電機燃料油貯油槽の重油

量約 364kL，空冷式非常用発電装置により電源供給を行う場合は，重油タンクの重油量約 258kL，軽油タンクの軽油量約 55kL にて供給可能である。

c. 電 源

非常用ガスタービン発電機又は空冷式非常用発電装置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 1,309kW の負荷が必要となるが，非常用ガスタービン発電機の給電容量約 4,800kW 又は空冷式非常用発電装置の給電容量約 2,920kW にて電源供給が可能である。

また，蓄電池の容量については，交流電源が復旧しない場合を想定しても，不要直流負荷の切り離し等を行うことにより，24 時間の直流電源供給が可能である。

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，R C P 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，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，充てんポンプ（B，自己冷却式）による代替炉心注水等を，また，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（A 及び B）による格納容器内自然対流冷却，高圧注入ポンプ（B，海水冷却）による高圧再循環，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

等を考慮する。

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動力電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失及びR C PシールL O C Aが発生する事故」及び「外部電源喪失時に非常用所内交流動力電源が喪失し、原子炉補機冷却機能の喪失が発生する事故」について、有効性評価を実施した。

上記の事故が発生した場合においても、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、充てんポンプ（B、自己冷却式）による代替炉心注水等を行う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、評価項目を満足するとともに、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。

重大事故等対策に必要な要員は、運転員及び緊急時対応要員並びに参集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、代替炉心注水等の炉心損傷防止対策は、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 R C P シール L O C A 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 L O C A 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、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、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、R C P 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 R C P シール部からの 1 次冷却材の漏えい、若しくは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 次系保有水量が減少し、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 次系を強

制的に減圧することにより 1 次系の減温，減圧を行うとともに，1 次系保有水量を確保するために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り除熱を行う。

(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，充てんポンプ（B，自己冷却式）による代替炉心注水等を整備する。また，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（A 及び B）による格納容器内自然対流冷却，高圧注入ポンプ（B，海水冷却）による高圧再循環等を整備する。これらの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 図及び第 7.1.3.3 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 7.1.3.1 表に示す。

本事故シーケンスグループのうち，「7.1.3.2(1) 有効性評価の方法」に示す代表的な事故シーケンスにおける重大事故等対策に必要な要員は，運転員及び緊急時対応要員で構成され，合計 26 名であり，事象発生 4 時間以降は参集要員も考慮する。

具体的には初動に必要な要員として，中央監視・指示を行う当直長，副当直長の 2 名，中央制御室又は現場にて運転操作対応を行う運転員 8 名，関係各所へ連絡を行う連絡責任者

等 4 名を含む，水源確保，配管接続等を行う緊急時対応要員 16 名の合計 26 名であり，必要な要員と作業項目について第 7.1.3.4 図に示す。また，代表的な事故シーケンス以外の事故シーケンスについては，作業項目を代表的な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. 原子炉補機冷却機能喪失及び原子炉停止の確認

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，停止状態を確認する。また，非常用母線及び常用母線の電圧を確認し，所内電源及び外部電源喪失の有無を確認する。

原子炉の停止を確認するため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

蒸気発生器の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，補助給水ライン流量計指示が $80\text{m}^3/\text{h}$ 以上あることにより補助給水流量の確立を確認する。

補助給水流量確立を確認するために必要な計装設備は，補助給水ライン流量等である。

c. 原子炉補機冷却機能，制御用空気供給機能の回復及び対応準備

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とともに，中型ポンプ車による補助給水タンクへの補給，使用済燃料ピットへの注水，高圧再循環，格納容器内自然対流冷却，アニュラス空気再循環系及び中央制御室

換気空調系の準備を行う。

d. 事象進展の判断及び対応準備

1次冷却材圧力の低下等により1次冷却材漏えいの兆候有無の判断を行うとともに、1次冷却材圧力の急速な低下による大破断LOCAの発生有無により事象進展の判断を行い、RCPシールLOCAが発生していない場合、RCPシールLOCAが発生した場合、大破断LOCAが発生した場合又は補助給水機能が喪失した場合の手順に移行する。

原子炉補機冷却機能喪失とLOCAが発生した場合の対応操作として、充てんポンプ（B、自己冷却式）の準備を行う。また、大破断LOCAへの進展の可能性を考慮して、充てんポンプ（B、自己冷却式）の準備完了後に代替格納容器スプレイポンプの準備を行う。

対応操作中においてもプラント状態を監視し、事象が進展した場合は事象進展に応じた手順に移行する。また、1次冷却材圧力の急速な低下により大破断LOCAに進展した場合、充てんポンプ（B、自己冷却式）に加えて、代替格納容器スプレイポンプによる代替炉心注水を行う。その後、炉心損傷の兆候がある場合（炉心出口温度について、600℃を超えて上昇する場合、毎分15℃以上上昇する場合又は350℃を超えている状態が10分以上継続する場合）は、注水先を切替えることにより代替格納容器スプレイポンプによる代替格納容器スプレイを行う。

LOCAの兆候有無の判断及び大破断LOCAの発生有

無の判断に必要な計装設備は、1次冷却材圧力等であり、蒸気発生器への補助給水有無の判断に必要な計装設備は、補助給水ライン流量等である。

e. 2次系強制冷却

現場での人力による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、減圧を行うとともに、目標値となれば1次系温度、圧力を維持する。その後、蒸気発生器の水位が狭域水位計指示範囲内で上昇傾向にある等、補助給水流量調整の必要がある場合は、蒸気発生器狭域水位計の指示範囲内に維持するように調整する。

また、その後の蒸気発生器への注水量確保として、中型ポンプ車による補助給水タンクへの補給を行う。

2次系強制冷却の確認に必要な計装設備は、1次冷却材高温側温度（広域）等であり、補助給水流量調整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。

f. 1次冷却材ポンプ封水関連の隔離及び格納容器隔離弁の閉止

充てんポンプ起動時のRCPシール温度急変等を防止するために、RCPシール関連の隔離操作を行う。また、ECCS作動信号の発信に伴う格納容器隔離弁の閉止を確認する。

g. 蓄圧注入系作動の確認

1次系圧力が蓄圧タンクの保持圧力以下となれば、蓄圧注入系による炉心注水が行われることを確認する。

蓄圧注入系作動の確認に必要な計装設備は、1次冷却材圧力等である。

h. 蓄圧タンク出口弁閉止及び2次系強制冷却の再開

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。また、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1次系温度の維持を行う。

蓄圧タンク出口弁閉止の判断に必要な計装設備は、1次冷却材圧力であり、再開後の2次系強制冷却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。

i. 充てんポンプ（B，自己冷却式）による代替炉心注水

充てんポンプ（B，自己冷却式）の準備が完了次第、炉心への注水を行う。また、RCPシール部への注水の復旧については、シール部健全性維持のため、手順に従い必要な条件を満足していれば再開する。

充てんポンプ（B，自己冷却式）による代替炉心注水の確認に必要な計装設備は、燃料取替用水タンク水位等である。

j. アニュラス空気再循環系及び中央制御室換気空調系の起動

アニュラス部に水素が滞留することを防止するため及び原子炉格納容器から漏えいした空気中の放射性物質の濃度を低減するため、事前に現場にてアニュラス空気再循環系の空気作動弁への代替空気供給操作を行い、アニュラス排

気ファンを起動する。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換気空調系ダンパの開処置を行い、中央制御室換気空調系の起動操作を行う。

k. 格納容器内自然対流冷却及び高圧再循環

中型ポンプ車による格納容器再循環ユニット（A及びB）及び高圧注入ポンプ（B，海水冷却）への冷却水の通水による格納容器内自然対流冷却並びに高圧再循環の準備を行う。また、準備操作が完了するとともに、LOCAの発生に伴い原子炉格納容器圧力、温度が上昇すれば、格納容器内自然対流冷却を行う。また、燃料取替用水タンク水位指示が16%となれば、格納容器再循環サンプ水位（広域）指示70%以上を確認し、充てんポンプ（B，自己冷却式）による代替炉心注水から高圧注入ポンプ（B，海水冷却）による高圧再循環に切替え、高圧再循環による炉心注水状態を確認する。

以降、長期対策として格納容器内自然対流冷却、高圧再循環による炉心及び原子炉格納容器の除熱を継続的に行う。

格納容器内自然対流冷却の確認に必要な計装設備は格納容器内圧力（広域）等であり、高圧再循環への切替の判断、高圧再循環の確認に必要な計装設備は燃料取替用水タンク水位、高圧注入ライン流量等である。

1. 原子炉補機冷却海水系の復旧

設置作業時間及び原子炉補機冷却海水系の機能喪失要因を考慮し、海水取水用水中ポンプの準備を行うとともに海

水ポンプモータ予備品による対応を行うことにより、原子炉補機冷却海水系の復旧を図る。復旧後は、充てんポンプ、余熱除去ポンプ等による炉心注水を行う。

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

本事故シーケンスグループにおいては、「6.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、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」が代表的な事故シーケンスとなるが、「外部電源喪失時に非常用所内交流動力電源が喪失する事故」との従属性を考慮して、「外部電源喪失時に非常用所内交流動力電源が喪失し、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、重大事故等対策時に必要な初動の要員は、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 27 名であり、事象発生 4 時間以降については参集要員も考慮する。また、代表的な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 26 名である。このため、「7.5.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」に示す運転員及び緊急時対応要員 32 名並びに参集要員で対処可能である。

(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、燃料及び電源の資源の評価については、「7.1.2 全交流動力電源喪失」と同様である。

7.1.3.5 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、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、充てんポンプ（Ｂ，自己冷却式）による代替炉心注水等を、また、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（Ａ及びＢ）による格納容器内自然対流冷却、高圧注入ポンプ（Ｂ，海水冷却）による高圧再循環等を考慮する。

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動力電源が喪失し、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、有効性評価を実施した。

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、評価項目を満足するとともに、長期的に安定停止状態を維持できる。

重大事故等対策に必要な要員は、運転員及び緊急時対応要員並びに参集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、代替炉心注水等の炉心損傷防止対策は、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，「大破断 L O C A 時に格納容器スプレイ注入機能及び低圧再循環機能が喪失する事故」，「大破断 L O C A 時に格納容器スプレイ再循環機能及び低圧再循環機能が喪失する事故」，「中破断 L O C A 時に格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」，「中破断 L O C A 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 L O C A 時に格納容器スプレイ注入機能が喪失する事故」及び「小破断 L O C A 時に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，冷却器を経由しない高圧注入ポンプによる高圧再循環により継続するが，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に貯水される水の減圧沸騰が生じ、再循環による炉心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り除熱を行う。

(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（A及びB）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等を整備する。また、長期的な冷却を可能とするため、高圧注入ポンプによる高圧再循環、格納容器内自然対流冷却等を整備する。これらの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 図及び第 7.1.4.3 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 7.1.4.1 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重大事故等対策に必要な要員は、運転員及び緊急時対応要員で構成され、合計 13 名である。

具体的には、中央監視・指示を行う当直長、副当直長の 2 名、中央制御室又は現場にて運転操作対応を行う運転員 6 名、関係各所へ連絡を行う連絡責任者等 4 名を含む、電源確保等

を行う緊急時対応要員 5 名の合計 13 名であり、必要な要員と作業項目について第 7.1.4.4 図に示す。また、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、13 名で対処可能である。

a. 原子炉自動停止，E C C S 作動信号発信等の確認

事故の発生に伴う原子炉の自動停止を確認するとともに，E C C S 作動信号の発信及び高圧注入ポンプ，余熱除去ポンプ，電動補助給水ポンプ等の自動作動を確認する。また，1 次系圧力が蓄圧タンクの保持圧力以下となれば，蓄圧注入系による炉心注水が行われることを確認する。

また，非常用母線及び常用母線の電圧を確認し，所内電源及び外部電源喪失の有無を確認する。

原子炉の自動停止の確認に必要な計装設備は，出力領域中性子束等であり，E C C S 作動信号発信による補機の自動作動の確認に必要な計装設備は，高圧注入ライン流量等であり，蓄圧注入系作動の確認に必要な計装設備は，1 次冷却材圧力等である。

b. 1 次冷却材の漏えいの判断

1 次冷却材圧力の低下等により，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，1 次冷却材圧力等である。

c. 燃料取替用水タンクへの補給

1 次冷却材の漏えい時に，燃料取替用水タンクを水源と

した注水が行われている場合の対応操作として、燃料取替用水タンクへの補給準備を行う。

d. 格納容器スプレイ注入機能喪失の判断及び回復操作等

格納容器内圧力計指示が原子炉格納容器スプレイ系の作動圧力である 0.127MPa[gage]以上において、格納容器スプレイポンプの起動失敗等により格納容器スプレイライン流量を確認できない場合には、格納容器スプレイ注入機能喪失と判断するとともに、格納容器スプレイ注入機能の回復操作、代替格納容器スプレイポンプの準備、主蒸気逃がし弁による 2 次系強制冷却を行う。

格納容器スプレイ注入機能喪失の判断に必要な計装設備は、格納容器内圧力（広域）等である。

e. 格納容器内自然対流冷却の準備

格納容器スプレイ注入機能喪失時の対応操作として、原子炉補機冷却水の沸騰防止のために原子炉補機冷却水サージタンクを窒素加圧する等の格納容器内自然対流冷却の準備を行う。

格納容器内自然対流冷却の準備に必要な計装設備は、原子炉補機冷却水サージタンク水位等である。

f. 高圧及び低圧再循環への切替

燃料取替用水タンク水位計指示が 16% となれば、格納容器再循環サンプ水位計（広域）指示 70% 以上を確認し、高圧及び低圧再循環に切替え、高圧及び低圧再循環による炉心注水の状態を確認する。水源切替後、高圧再循環は開始されるが、低圧再循環については余熱除去ループ流量の指

示がない等により低圧再循環機能喪失と判断し、低圧再循環機能の回復操作を行う。

高圧及び低圧再循環への切替の判断に必要な計装設備は、燃料取替用水タンク水位等であり、高圧及び低圧再循環による炉心注水の確認に必要な計装設備は、高圧注入ライン流量等である。

g. 格納容器内自然対流冷却

格納容器再循環ユニット（A及びB）への原子炉補機冷却水通水の準備操作が完了し、原子炉格納容器温度の上昇に伴うダクト開放機構の作動により格納容器内自然対流冷却が開始する。

格納容器内自然対流冷却の確認に必要な計装設備は、格納容器内圧力（広域）等である。

h. 高圧再循環及び格納容器内自然対流冷却の継続

長期対策として、高圧再循環による炉心注水を確保しつつ、格納容器内自然対流冷却により原子炉格納容器内を除熱することで、原子炉格納容器先行破損を防止し、炉心冷却を継続的に行う。

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及び再循環切替後の低圧再循環による炉心冷却が期待できず、原子炉格納容器圧力及び温度上昇が速いことから、運転員等操作の余裕時間の観点で厳しくなる「大破断 L O C A 時に格納容器スプレイ注入機能及び低圧再循環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。このため、これらの現象を適切に評価することが可能である総合解析コード M A A P により、原子炉格納容器圧力、原子炉格納容器温度等の過渡応答を求める。

なお、解析コード M A A P については、L O C A 直後の炉心の流動のような短期間に発生する現象を精緻に取り扱う場合には適していないため、事象初期の挙動については設計基準事故の評価結果を参照する。具体的には、燃料被覆管温度等については、「3.2 原子炉冷却材の喪失又は炉心冷却状態の著しい変化」の「3.2.1 原子炉冷却材喪失」の評価結果を、原子炉格納容器温度等については、「3.5 原子炉格納容器内圧力、雰囲気等の異常な変化」の「3.5.1 原子炉冷却材喪失」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) 起回事象

起回事象として、大破断 L O C A 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 E C C S の注水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、低温側配管の口径である約 0.70m (27.5inch) の完全両端破断とする。

(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及び低圧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、E C C S の作動が早くなり、再循環切替の時期が早くなる。このため、より炉心崩壊熱が大きい状態で格納容器再循環サンプに貯水された高温の水を炉心注水することになり、原子炉格納容器へ放出されるエネルギー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。

b. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) E C C S 作動信号

E C C S 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) 高圧注入ポンプ及び余熱除去ポンプ

炉心への注水は、再循環切替前は高圧注入ポンプ2台及び余熱除去ポンプ2台を使用するものとし、再循環切替後は低圧再循環機能喪失を想定するため、高圧注入ポンプ2台を使用するものとする。また、注水配管の流路抵抗を小さく、ポンプ揚程を大きく設定することにより求められる最大注入特性（高圧注入特性：0～約350 m³/h, 0～約15.6MPa[gage], 低圧注入特性：0～約1,820 m³/h, 0～約1.3MPa[gage]）を用いるものとする。最大注入特性とすることにより、破断口からの流出流量が多くなり、原子炉格納容器へ放出されるエネルギー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E C C S 作動限界値到達60秒後に3基の蒸気発生器に合計280m³/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小保

有水量を用いるものとする。

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（最小保有水量）

29.0m³（1基当たり）

(e) 再循環切替

再循環切替は、燃料取替用水タンク水位 16%到達後に行うものとする。

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（A及びB）による格納容器内自然対流冷却は、「6.3.5 運転員等の操作時間に対する仮定」の(4)に従い、原子炉補機冷却水サージタンクの現場での加圧操作、中央制御室での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 0.283MPa[gage]到達から 30 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 7.1.4.3 図に、原子炉容器水位、燃料被覆管温度等の 1 次系パラメータの変化を第 7.1.4.5 図から第 7.1.4.10 図に、原子炉格納容器圧力、原子炉格納容器温度等の原子炉格納容器パラメータの変化を第 7.1.4.11 図から第 7.1.4.15 図に示す。

a. 事象進展

事象発生後、破断口からの 1 次冷却材の流出に伴い 1 次系圧力が低下することにより、「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 E C C S 作動限界値に到達した後、E C C S が作動し、炉心注水が開始される。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 42 分後に格納容器再循環サンプ側への水源切替を行う。切替時に余熱除去ポンプによる低圧再循環機能が喪失するが、高圧注入ポンプによる高圧再循環により原子炉容器水位は炉心上端以上の水位で維持される。しかしながら、格納容器スプレイ注入機能及び低圧再循環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 4 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 分後である事象発生の約 4.5 時間後に格納容器再循環ユニット（A 及び B）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 7.1.4.14 図及び第 7.1.4.15 図に示すとおり、それぞれ最高値が約 0.340MPa [gage] 及び約 133℃であり、原子炉格納容器の最高使用圧力の 2 倍 (0.566MPa [gage]) 及び 200℃を下回る。

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 7.1.4.10 図に示すとおり、E C C S による炉心注水によって低下する。燃料被覆管温度及び酸化量は、設計基準事故「3.2 原子炉冷却材の喪失又は炉心冷却状態の著しい変化」の「3.2.1 原子炉冷却材喪失」において、E C C S の性能発揮の点から最も厳しい低温側配管（1 次冷却材ポンプ出口から原子炉容器入口ノズルまでの間）における瞬時の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 1,039℃であり、燃料被覆管の酸化量は約 4.0%である。このため、本事象においても燃料被覆管最高温度は 1,200℃以下、燃料被覆管の酸化量は 15%以下となる。

1 次系圧力は、第 7.1.4.5 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、1 次系において生じる圧力損失等を考慮しても約 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。

再循環切替後、高圧注入ポンプによる高圧再循環の継続により炉心の冷却が維持され、原子炉は高温の停止状態になり、事象発生約 1 時間後に原子炉の安定停止状態に到達する。さらに、高圧再循環及び格納容器内自然対流冷却を継続することにより、原子炉の安定停止状態を維持できる。また、原子炉格納容器圧力及び温度は、事象発生約 36 時間後に低下傾向に転じ、原子炉格納容器の安定状態に到達する。

なお、余熱除去系の復旧により余熱除去系の使用が期待できる場合には、余熱除去冷却器を経由する余熱除去ポンプによる低圧再循環を行うことにより、低温停止状態に到達させることが可能である。また同様に、原子炉格納容器スプレイ系の復旧により原子炉格納容器スプレイ系の使用が期待できる場合には、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を行うことにより、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、事象進展が緩やかであり、運転員等操作である格納容器内自然対流冷却により、原子炉格納容器の圧力及び温度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（A及びB）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を1割程度高く、原子炉格納容器温度を十数℃程度高く評価する可能性がある。このため、実際の原子炉格納容器圧力及び温度は低くなることから、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を1割程度高く、原子炉格納容器温度を十数℃程度高く評価する可能性がある。このため、実際の原子炉格納容器圧力及び温度は低くなることから、評価項目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確認する。また、解析条件の設定に当たっては、原則、評価項目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と考えられる炉心崩壊熱、破断口径、原子炉格納容器自由体積、ヒートシンク及び格納容器再循環ユニット（A及びB）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、最確条件の崩壊熱を用いた場合、解析条件として設定している崩壊熱より小さくなるため、原子炉格納容器へ放出されるエネルギーが減少し、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなる。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の開始が遅くなる。

破断口径の変動を考慮した場合、解析条件として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、原子炉格納容器へ放出されるエネルギーが減少することにより、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなる。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の開始が遅くなる。

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、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、解析条件として設定している原子炉格納容器自由体積及びヒートシンクよりも大きくなるため、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇が遅くなる。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の開始が遅くなる。

格納容器再循環ユニット（A及びB）の除熱特性について、粗フィルタを取外した場合の除熱特性の設計値を考慮した場合、解析条件として設定している除熱特性よりも除熱性能が高くなるため、原子炉格納容器圧力及び

温度の上昇が遅くなる。しかしながら、格納容器内自然対流冷却は、開始前の原子炉格納容器の圧力を起点としていることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

(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、最確条件の崩壊熱を用いた場合、解析条件として設定している崩壊熱より小さくなるため、原子炉格納容器へ放出されるエネルギーが減少し、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇が抑制されることから、評価項目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、解析条件として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、原子炉格納容器へ放出されるエネルギーが減少するため、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇が抑制されることから、評価項目に対する余裕は大きくなる。

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、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、解析条件として設定している原子炉格納容器自由体積及びヒートシンクよりも大きくなるため、原子炉格納容器圧力及び温度の上昇が抑制されることから、評価項目に対する余裕は大きくなる。

格納容器再循環ユニット（A及びB）の除熱特性について、粗フィルタを取外した場合の除熱特性の設計値を考慮した場合、解析条件として設定している除熱特性よりも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（A及びB）の除熱特性として、粗フィルタの取外しを考慮（1基当たりの除熱特性：100℃～約155℃，約6.3MW～約11.6MW）した場合の感度解析を実施した。その結果，第7.1.4.16図及び第7.1.4.17図に示すとおり，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の上昇はさらに抑制されることから，評価項目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7.1.4.4図に示すとおり，格納容器内自然対流冷却は，中央制御室及び現場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

格納容器内自然対流冷却については，炉心崩壊熱等の不確かさにより原子炉格納容器圧力及び温度の上昇が緩やかになると，原子炉格納容器の最高使用圧力到達が遅くなり，これに伴い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により原子炉格納容器の圧力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与える影響はない。

また、解析上の操作開始時間に対して実際に見込まれる操作開始時間は早くなることから、事象発生の約2時間後から格納容器内自然対流冷却を開始することを想定した場合の感度解析を実施した。その場合の原子炉格納容器圧力及び温度は、格納容器内自然対流冷却の開始直後は低めに推移するが、格納容器再循環ユニット（A及びB）の除熱量は原子炉格納容器温度に依存し、原子炉格納容器温度が低い場合には除熱量も減少する。このため、第7.1.4.18図及び第7.1.4.19図に示すとおり、原子炉格納容器圧力及び温度の最高値については、解析条件である原子炉格納容器の最高使用圧力到達の30分後から格納容器内自然対流冷却を開始した場合と比較して大きな低下はない。このため、格納容器内自然対流冷却を早期に開始した場合においても、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(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の操作時間余裕としては、第7.1.4.20図に示すとおり、原子炉格納容器の最高使用圧力から最

高使用圧力の 2 倍に到達するまでの時間を，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，格納容器内自然対流冷却開始後の冷却効果の遅れも考慮して概算した。その結果，操作時間余裕として原子炉格納容器の最高使用圧力到達から 8 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。

7.1.4.4 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，重大事故等対策に必要な要員は，「7.1.4.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 13 名である。このため，「7.5.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」に示す運転員及

び緊急時対応要員 32 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を水源とする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到達後、高圧再循環に切替える。再循環切替以降は、格納容器再循環サンプを水源とした高圧再循環による炉心注水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。

なお、外部電源の喪失を想定した場合でも同様の評価結果となる。

b. 燃 料

外部電源喪失を想定していない。

なお、外部電源が喪失した場合においても、ディーゼル発電機による電源供給が可能であり、事象発生後 7 日間ディーゼル発電機 2 台が全負荷で運転した場合、約 516kL の重油が必要となる。

また、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 5 kL の軽油が必要となる。

7 日間の運転継続に必要な燃料は、重油約 516kL、軽油約 5 kL となるが、「7.5.1(2) 資源の評価条件」に示すと

おり，燃料油貯油槽及び重油タンクの重油量約 516kL 並びに軽油タンクの軽油量約 55kL にて供給可能である。

c. 電 源

外部電源喪失を想定していない。

なお，外部電源が喪失した場合においても，ディーゼル発電機の電源負荷については，設計基準事故時に想定している工学的安全施設作動信号により作動する負荷を上回る設計としており，重大事故等対策時に必要な負荷は工学的安全施設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，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ことにより，原子炉格納容器圧力が上昇し，原子炉格納容器が過圧破損に至るため，格納容器再循環サンプに貯水される水の減圧沸騰により炉心注水が継続できなくなり，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，格納容器再循環ユニット（A 及び B）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等を，また，長期的な炉心冷却を可能とするため，高圧注入ポンプによる高圧再循環，格納容器内自然対流冷却等を考慮する。

事故シーケンスグループ「原子炉格納容器の除熱機能喪失」の重要事故シーケンス「大破断 L O C A 時に格納容器スプレイ

注入機能及び低圧再循環機能が喪失する事故」について、有効性評価を実施した。

上記の事故が発生した場合においても、運転員等操作による高圧再循環、格納容器再循環ユニット（A及びB）による格納容器内自然対流冷却等を行うことにより、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、評価項目を満足するとともに、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、対策の有効性を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。

重大事故等対策に必要な要員は、運転員及び緊急時対応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、格納容器内自然対流冷却等の炉心損傷防止対策は、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、「原子炉自動停止が必要な起因事象が発生した場合に原子炉自動停止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起因事象として運転時の異常な過渡変化が発生し、原子炉の自動停止が必要となるが、原子炉の自動停止機能が喪失する。このため、緩和措置がとられない場合には、運転時の異常な過渡変化のうち「主給水流量喪失」、「負荷の喪失」のような加圧事象では、原子炉が高出力で維持されるとともに、蒸気発生器への注水喪失により除熱が低下することから、1次系が高温、高圧状態となり、加圧器安全弁等からの1次冷却材の漏えいにより1次系保有水量が減少し、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、減速材温度の上昇による負の反応度帰還効果により原子炉出力の抑制を図るとともに、蒸気発生器への注水を確保し、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するとともに、最終

的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことにより除熱を行う。

(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、主蒸気ライン隔離、補助給水ポンプ等を自動作動させる多様化自動作動盤（ATWS 緩和設備）を整備する。また、未臨界を確保するため、緊急ほう酸注入等を整備し、長期的な冷却を可能とするため、余熱除去系による炉心冷却等を整備する。これらの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 図から第 7.1.5.4 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 7.1.5.1 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重大事故等対策に必要な要員は、運転員及び緊急時対応要員で構成され、合計 19 名である。

具体的には、中央監視・指示を行う当直長、副当直長の 2 名、中央制御室又は現場にて運転操作対応を行う運転員 6 名、関係各所へ連絡を行う連絡責任者等 4 名を含む、水源確保等を行う緊急時対応要員 11 名の合計 19 名であり、必要な要員と作業項目について第 7.1.5.5 図及び第 7.1.5.6 図に示す。

a. 運転時の異常な過渡変化の発生及び原子炉自動停止機能喪失の判断

運転時の異常な過渡変化の発生に伴い、原子炉が自動停

止すべき状況にもかかわらず、制御棒が原子炉へ挿入されず、出力領域中性子束計指示が5%以上又は中間領域中性子束起動率計指示が正である場合には、原子炉自動停止機能喪失を判断する。

また、非常用母線及び常用母線の電圧を確認し、所内電源及び外部電源喪失の有無を確認する。

原子炉自動停止機能喪失時は、中央制御室での手動による対応として原子炉停止、タービントリップ、常用系パワーセンタ母線遮断器の開放操作によるMGセット電源断、制御棒の手動挿入等の操作を行う。この中央制御室での対応で原子炉停止状態とならなければ、現場での対応による原子炉トリップ遮断器の開放操作等を行う。

原子炉自動停止機能喪失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. 多様化自動作動盤（ATWS 緩和設備）の作動及び作動状況確認

運転時の異常な過渡変化の発生時に原子炉自動停止機能喪失となった事象のうち、蒸気発生器の水位が低下する事象に対しては、多様化自動作動盤（ATWS 緩和設備）が作動し、主蒸気ライン隔離等並びに電動補助給水ポンプ及びタービン動補助給水ポンプが自動起動し、補助給水流量の確立を確認する。

また、主蒸気ライン隔離等による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

起動並びに加圧器逃がし弁、主蒸気逃がし弁等の作動により抑制されていることを確認する。

多様化自動作動盤（ATWS 緩和設備）の作動状況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。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 次系の挙動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

制御棒が原子炉へ挿入されず、出力領域中性子束計指示が 5 % 以上又は中間領域中性子束起動率計指示が正である場合には、ほう酸水注入の実施を判断し、化学体積制御設備等によりほう酸水を炉心へ注入し、1 次冷却材のほう酸濃度を上昇させるとともに、ほう酸希釈ラインを隔離する。

緊急ほう酸注入の判断に必要な計装設備は、出力領域中性子束等であり、緊急ほう酸注入の確認に必要な計装設備は、ほう酸タンク水位等である。

d. 補助給水タンクへの補給

原子炉停止機能喪失時の対応操作として、中型ポンプ車による補助給水タンクへの補給の準備を行う。

補助給水タンクへの補給の判断に必要な計装設備は、補助給水タンク水位等である。

e. 原子炉未臨界状態及びほう酸濃度の確認並びに 1 次系の減温及び減圧

出力領域中性子束計指示が 5 % 未満かつ中間領域中性子束起動率計指示が零又は負であることにより、原子炉が未

臨界であることを確認する。また、1次冷却材中のほう素濃度が、全制御棒が挿入されない状態でも低温停止時における所定の停止余裕を確保することができる全制御棒挿入不能時の停止ほう素濃度以上であることをサンプリングにより確認する。その後、停止ほう素濃度以上を満足していれば、主蒸気逃がし弁及び加圧器スプレーにより1次系の減温、減圧を行う。

原子炉の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り、1次系の減温、減圧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。

f. 余熱除去系による炉心冷却への切替

長期対策として、1次冷却材圧力計指示が2.7MPa[gage]以下及び1次冷却材高温側温度計（広域）指示が176℃以下となり、余熱除去系が使用可能となれば、余熱除去系による炉心冷却を開始し、余熱除去系の運転状態を確認する。また、余熱除去系による炉心冷却は継続的に行う。

余熱除去系による炉心冷却開始の判断に必要な計装設備は、1次冷却材圧力等であり、余熱除去系の運転状態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。

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。また、原子炉格納容器圧力が上昇した場合でも、原子炉格納容器スプレー作動信号により格納容器スプレーポンプが起動し、原子炉格納容器の健全性は維持される。

7.1.5.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

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、運転時の異常な過渡変化発生時に原子炉の自動停止機能が喪失し、多様化自動作動盤（ATWS 緩和設備）の作動に期待する事象のうち、より多くの機能に期待する必要がある、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自動停止機能が喪失する事故」及び圧力評価の観点で影響を確認する「負荷の喪失時に原子炉自動停止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。このため、これらの現象を適切に評価することが可能であり、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プラント過渡特性解析コード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影響を与えるものについては、「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)を用いるものとする。

(b) 1 次系圧力

1 次系圧力の初期値は、定格値(15.41MPa[gage])を用いるものとする。

(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℃)を用いるものとする。

(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 $-13\text{pcm}/^{\circ}\text{C}$ に設定するものとする。なお、本設定は平衡炉心より正側の値である。

(e) ドップラ特性

ドップラ特性は、ウラン燃料を装荷した平衡炉心を基本として、ウラン・プルトニウム混合酸化物燃料の装荷も考慮し、正の反応度帰還効果が大きくなる特性を設定するものとする。

(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ものとする。

b. 事故条件

(a) 起因事象

i. 主給水流量喪失時に原子炉自動停止機能が喪失する事故

起因事象として、主給水流量の喪失が発生するものとする。

ii. 負荷の喪失時に原子炉自動停止機能が喪失する事故

起因事象として、負荷が瞬時に完全に喪失し、同時に主給水流量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

原子炉自動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次冷却材ポンプの運転が継続されることから1次冷却材流量が低下せず、1次系温度上昇が小さくなる。このため、減速材温度の上昇による負の反応度帰還効果が小さくなるため、圧力評価の観点

で厳しくなる。

c. 重大事故等対策に関連する機器条件

(a) 多様化自動作動盤（ATWS 緩和設備）

原子炉が自動停止せず，蒸気発生器水位低下を多様化自動作動盤（ATWS 緩和設備）が検知し，主蒸気ライン隔離信号及び補助給水ポンプ自動作動信号を発信するものとする。また，多様化自動作動盤（ATWS 緩和設備）作動設定値は，蒸気発生器水位低原子炉トリップ信号設定値を下回る蒸気発生器狭域水位 7 %とする。

(b) 主蒸気ライン隔離

解析上は多様化自動作動盤（ATWS 緩和設備）作動設定値到達 17 秒後に全ループの主蒸気隔離弁が閉止し，主蒸気ラインの隔離が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 台が自動起動し，解析上は多様化自動作動盤（ATWS 緩和設備）作動設定値到達 60 秒後に 3 基の蒸気発生器に合計 $280\text{m}^3/\text{h}$ 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

多様化自動作動盤（ATWS 緩和設備）により自動作動する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起動による蒸気発生器への注水により，1 次系の過圧を防止し，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. 主給水流量喪失時に原子炉自動停止機能が喪失する事故
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、1 次系圧力等の 1 次系パラメータの変化を第 7.1.5.7 図から第 7.1.5.13 図に、2 次系除熱量、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 7.1.5.14 図から第 7.1.5.18 図に示す。

(a) 事象進展

事象発生後、主給水流量の喪失に伴い 1 次系温度及び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、主給水流量喪失による蒸気発生器水位の低下を多様化自動作動盤（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 次系温度が上昇し、減速材温度の上昇による負の反応度帰還効果により原子炉出力は低下する。

1 次系温度の上昇に伴い、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作動により圧力上昇は抑制され、また、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炉心が冷却され、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 7.1.5.9 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 7.1.5.13 図に示すとおり、原子炉自動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する。このため、燃料被覆管温度は、評価項目である $1,200^{\circ}\text{C}$ 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。

原子炉格納容器圧力及び温度は、加圧器逃がし弁及び加圧器安全弁の作動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 次冷却材により上昇するが、原子炉格納容器スプレイ系の作動により抑制できる。原子炉格納容器スプレイ系の作動に至った場合の原子炉格納容器圧力及び温度は、設計基準事故「3.5 原子炉格納容器内圧力、雰囲気等の異常な変化」の「3.5.1 原子炉冷却材喪失」において、内圧上昇の観点から最も厳しい蒸気発生器出口側配管の瞬時の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 $0.214\text{MPa}[\text{gage}]$ 及び約 120°C にとどまる。このため、本事象においても原子炉格納容器の最高使用圧力 ($0.283\text{MPa}[\text{gage}]$) 及び最高使用温度 (132°C) を下回る。

第 7.1.5.8 図及び第 7.1.5.9 図に示すように、事象発生後 600 秒時点において 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、主蒸気逃がし弁を用いた蒸気発生器による炉心冷却を継続し、化学体積制御設備を用いたほう酸水の炉心注入により未臨界を確保することにより、事象発生の約 3.5 時間後に高温停止状態になり、安定停止状態に到達する。その後は、

1 次系の減温，減圧を行い，事象発生約 7.5 時間後に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事象発生約 13.5 時間後に低温停止状態になる。その後も，余熱除去系による炉心冷却を継続することにより，安定停止状態を維持できる。

b. 負荷の喪失時に原子炉自動停止機能が喪失する事故

本重要事故シーケンスの事象進展を第 7.1.5.4 図に，原子炉出力，1 次冷却材平均温度，1 次系圧力等の 1 次系パラメータの変化を第 7.1.5.19 図から第 7.1.5.25 図に，2 次系除熱量，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 7.1.5.26 図から第 7.1.5.30 図に示す。

(a) 事象進展

事象発生後，負荷の喪失に伴い 1 次系温度及び 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，蒸気負荷の喪失により 1 次系温度が上昇し，減速材温度の上昇による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 次系温度の上昇は抑制され，原子炉出力が維持される。また，全蒸気隔離弁誤閉止若しくは復水器の故障に伴う主給水流量喪失による蒸気発生器水位の低下を多様化自動作動盤（ATWS 緩和設備）が検知する。

1 次系温度の上昇に伴い，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作動により圧力上昇は抑制され，また，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炉心が冷却され，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 7.1.5.21 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 7.1.5.25 図に示すとおり、原子炉自動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する。このため、燃料被覆管温度は、評価項目である 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。

原子炉格納容器圧力及び温度は、加圧器逃がし弁及び加圧器安全弁の作動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 次冷却材により上昇するが、原子炉格納容器スプレイ系の作動により抑制できる。原子炉格納容器スプレイ系の作動に至った場合の原子炉格納容器圧力及び温度は、設計基準事故「3.5 原子炉格納容器内圧力、雰囲気等の異常な変化」の「3.5.1 原子炉冷却材喪失」において、内圧上昇の観点から最も厳しい蒸気発生器出口側配管の瞬時の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 0.214MPa[gage]及び約 120℃にとどまる。このため、本事象においても原子炉格納容器の最高使用圧力(0.283MPa[gage])及び最高使用温度(132℃)を下回る。

第 7.1.5.20 図及び第 7.1.5.21 図に示すように、事象発生後 600 秒時点において 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、主蒸気逃がし弁を用いた蒸気発生器による炉心冷却を継続し、化学体積制御設備を用いたほう酸水の炉心注入により未臨界を確保することにより、事象発生約 3.5 時間後に高温停止状態になり、安定停止状態に到達する。その後は、1 次系の減温、減圧を行い、事象発生約 7.5 時間後に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事象発生約 13.5 時間後に低温停止状態になる。その後も、余熱除去系による炉心冷却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、事象進展は速いが、多様化自動作動盤（ATWS 緩和設備）により自動作動する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自動起動による蒸気発生器への注水により、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、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、多様化自動作動盤（ATWS 緩和設備）により自動作動する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自動起動による蒸気発生器への注水を確保し、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行い、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 $3.6\text{pcm}/^{\circ}\text{C}$ 大きく評価する可能性がある。このため、実際の減速材反応度帰還効果は小さくなり、1次系温度上昇時における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次冷却材膨張量が増加する。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。このため、こ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。

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。このため、実際のドップラ反応度帰還効果は大きくなり、燃料温度低下時における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次冷却材膨張量が増加する。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。このため、こ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。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、炉心ボイド率を8%大きく評価する可能性がある。このため、実際の炉心ボイド率は小さくなり、1次冷却材密度の低下幅が小さくなるため、1次系温度上昇時における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から、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、最大で 1 次系温度を 2℃、1 次系圧力を 0.2MPa 低く評価する可能性がある。このため、実際の 1 次系圧力は高くなり、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 次系温度が高くなり、1 次冷却材保有熱量が増加するため、1 次冷却材膨張量が増加する。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。このため、こ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による影響

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と考えられる初期条件である炉心熱出力、1 次系圧力及び 1 次冷却材平

均温度の初期定常誤差を考慮し、また、ドップラ特性及び減速材温度係数の取替炉心ごとの変動を考慮した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、多様化自動作動盤(ATWS 緩和設備)により自動作動する主蒸気ライン隔離による主蒸気の隔離及び補助給水ポンプ自動起動により蒸気発生器への注水を確認し、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行い、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。このため、これらの初期定常誤差を考慮した場合の影響を「(3) 感度解析」にて確認する。

減速材温度係数のサイクル寿命中の変化及び取替炉心ごとの変動を考慮し、最確条件の減速材温度係数を用い

た場合、解析条件として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次系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ことから、評価項目に対する余裕は大きくなる。

ドップラ特性の取替炉心ごとの変動を考慮し、最確条件のドップラ特性を用いた場合においても、解析条件として設定しているドップラ特性と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。このため、こ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。

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、多様化自動作動盤（ATWS 緩和設備）に

より自動作動する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自動起動により蒸気発生器への注水を確保し、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行い、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、本重要事故シナリオにおいて感度解析を実施した。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7.1.5.31図及び第7.1.5.32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原子炉自動停止機能が喪失する事故」において約19.0MPa[gage]、「負荷の喪失時に原子炉自動停止機能が喪失する事故」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次系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、評価項目を満足する。

(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、多様化自動作動盤 (ATWS 緩和設備) により自動作動する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自動起動により蒸気発生器への注水を確保し、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、感度解析により、解析コード及び解析条件の不確かさの重畳を考慮した場合においても、評価項目となるパラメータを満足できることを確認した。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、多様化自動作動盤 (ATWS 緩和設備) により自動作動する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自動起動による蒸気発生器への注水により 1 次系の過圧を防止するため、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。