

東海第二発電所 審査資料	
資料番号	PS-C-4 改1
提出年月日	平成29年8月3日

東海第二発電所

重大事故等対策の有効性評価 審査会合における指摘事項の回答

平成29年8月
日本原子力発電株式会社

本資料のうち、は商業機密又は核物質防護上の観点から公開できません。

審査会合における指摘事項回答一覧表

No	指摘月日	大項目	中項目	小項目	指摘の種類	コメント内容	回答	回答月日
1	2017/4/13	有効性評価	炉心	高圧・低圧注水機能喪失	記載の適正化	耐圧強化ベントの使用の判断基準について、技術的能力の資料と整合をとること。	技術的能力の資料と整合させ、記載を適正化しました。	2017/7/27
2	2017/4/13	有効性評価	炉心	LOCA時注水機能喪失	確認	破断面積 3.7cm^2 の代表性の考え方について説明すること。	<p>●運転員等操作の操作時間余裕を考慮しても対策の有効性が確認できる範囲において最大の破断面積として3.7cm^2をベースケースとして設定しています。</p> <p>●燃料被覆管の破裂発生防止が可能な最大の破断面積として9.5cm^2を設定し、本体資料に追加しました。</p> <p>(有効性評価 2.6 LOCA時注水機能喪失)</p>	2017/8/3
3	2017/4/13	有効性評価	炉心	LOCA時注水機能喪失	確認	TQUXにおけるホットバンドルにてPCTをとる理由をTQUV及びLOCAと比較するとともに説明すること。	<p>●大容量の低圧ECCSにて原子炉注水を実施するTQUXでは、注水開始後の原子炉水位上昇が早く、ホットバンドル及びアベレージバンドルの冠水タイミングが同等となることから、燃料棒線出力の高いホットバンドルにてPCTが発生しています。</p> <p>●一方、比較的小容量の低圧代替注水系(常設)にて原子炉注水を実施するLOCA時注水機能喪失等では、ホットバンドルの方が二相水位が高めとなり、PCT発生位置の冠水が早くなるため、アベレージバンドルにてPCTが発生しています。</p>	2017/5/18
4	2017/4/13	有効性評価	炉心	LOCA時注水機能喪失	確認	RHR機能喪失時のベントタイミング及びFCVSの有機よう素並びに無機よう素のDFの相違について、手順の議論の際に説明すること。	FCVSの審査会合にて、RHR機能喪失時における代替格納容器スプレイを実施する理由を説明しました。(格納容器除熱機能の復旧時間の確保及び追加放出された希ガスの減衰)また、DFに関する考え方についても説明しました。	2017/7/27
14	2017/5/18	有効性評価	シーケンス選定・PRA	シーケンス選定	確認	事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」において、TBDとTBUのグループを同一グループとして扱う考え方については、対策(設備)の観点だけでなく手順の観点も含めて整理した資料を提示すること。また、対策及び手順の詳細について、有効性評価において説明すること。	TBD及びTBU共に高圧注水機能(高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系)の喪失により高圧代替注水系の起動を判断するため、手順の観点でも同等となります。重要事故シーケンス以外の事故シーケンスの対応についての説明資料を追加しました。	2017/8/3
15	2017/5/18	有効性評価	シーケンス選定・PRA	シーケンス選定	確認	事故シーケンスとして追加していない「防潮堤損傷」について、大規模損壊対応で対応が可能であることを整理した資料を提示すること。その確認については、大規模損壊の中で説明すること。	大規模損壊の審査資料に記載します。	
16	2017/5/18	有効性評価	シーケンス選定・PRA	シーケンス選定	確認	停止時(定期検査時の機器搬入等)に発生する建屋開口部の影響について、運転時と停止時における開口箇所の相違が外部事象発生時にどう影響するかを整理した資料を提示すること。	津波防護施設及び浸水防止設備の点検作業中に津波が発生し、開口部から敷地内に浸水する場合があるため、その際に発生する起因事象について整理し、新たに追加が必要となる事故シーケンスグループはないものと判断したことを記載しました。	2017/8/3
19	2017/5/18	有効性評価	炉心	ISLOCA	確認	破断箇所の想定について、事象進展が厳しくなるよう流出流量が多くなる箇所を選定しているが、有効性評価ガイドにおける「低圧設計部分の破断箇所は、原子炉圧力が加わることによって、耐圧性が最も低い機器、配管等の部位とする。」を踏まえた場合、構造健全性評価の結果、耐圧性が最も低い機器、配管等の部位がどの箇所になるのか、またその箇所破断が発生した場合において、ISLOCA対策で仕様する機器への影響及び現場作業への影響を整理した資料を提示すること。	<p>評価部位の中で許容値に対する裕度の最も低いF065Aの弁耐圧部の接合部における漏えいを想定する場合、漏えい面積は熱交換器フランジ部と比較して小さくなり、また漏えい場所も同じ熱交換器室であることから、その影響は熱交換器フランジ部に約21cm^2の漏えいを想定した場合に包含されると考えており、その旨を資料に追記しました。</p> <p>(有効性評価 添付資料2.7.1)</p>	2017/8/3

No	指摘月日	大項目	中項目	小項目	指摘の種類	コメント内容	回答	回答月日
20	2017/6/15	有効性評価	SFP	想定事故1	確認	SFPへの注水手段として、可搬型スプレインズル準備の判断基準を明確にし、その上で、必ず並行操作をする手順であれば、必要要員数を含めて整理した資料を提示すること。	SFPへの注水手段として、可搬型スプレインズル準備の判断基準を明確に決めました。 (技術的能力1.11) また、可搬型スプレインズル準備の並行操作を含むSFP注水対応について、必要要員を含めてタイムチャートに整理しました。 (有効性評価 4.1想定事故1 第4.1-3図)	2017/8/3
22	2017/6/15	有効性評価	SFP	想定事故1	確認	解析上考慮していない操作についても、必ず操作するものについては、対応にあたる要員数も評価に含めること。	解析上考慮していない操作のうち、必ず実施する操作については、必要な要員を評価に含めました。 (有効性評価 4.1想定事故1 第4.1-3図、No.22_コメント回答資料参照)	2017/8/3
23	2017/6/15	有効性評価	停止時	全交流動力電源喪失	確認	必要な遮蔽を確保できる水位として10mSv/hと設定しているが、この設定の考え方を整理した資料を提示すること。	原子炉建屋最上階での作業時間を基に、緊急作業時における被ばく限度の100mSvに対して余裕を持たせた設定としたことを記載しました。 (有効性評価 5.2 全交流動力電源喪失)	2017/8/3
24	2017/6/15	有効性評価	停止時	反応度誤投入	確認	原子炉初期出力に係る感度解析の範囲として、プラント長期停止後の炉心状態を考慮して、その妥当性を整理した資料を提示すること。また、初期出力の不確かさが与える影響を整理した資料を提示すること。	停止中の原子炉における主要な中性子源となる ^{242}Cm ・ ^{244}Cm の半減期を考慮すると、10年程度の停止期間の場合、停止時中性子束は停止後30日程度の中性子束の0.1倍には至らないこととなります(1ケタは低下しない)。これは、停止期間が20年程度であっても同様です。したがって、ノミナル値である定格出力の 10^{-8} 倍を初期出力とすることは妥当と考えています。 (有効性評価 添付資料5.4.4)	2017/8/3
35	2017/7/6	有効性評価	炉心	原子炉停止機能喪失	確認	重大事故等対策に関連する機器条件における「逃がし安全弁」について、過度の圧力上昇抑制機能として、他の事故シーケンスでは安全弁機能に期待しているが、当該重要事故シーケンスでは、逃がし弁機能で抑制される設定としている理由を整理した資料を提示すること。	原子炉停止機能喪失の有効性評価では、原子炉水位が高めに維持され反応度の観点で厳しい条件として給水系が運転継続する条件設定としていることを踏まえ、高圧炉心スプレイ系による注水流量が大きくなり原子炉水位が高めに維持される条件として逃がし弁機能を設定しています。 なお、安全弁機能とした場合でも、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は評価項目を満足するとともに、事象初期の原子炉圧力上昇に伴う過渡変化挙動に与える影響が小さいことを確認しており、その旨を資料に記載しました。 (有効性評価 添付資料1.5 ●)	2017/8/3
36	2017/7/6	有効性評価	使用した解析コード	—	確認	原子炉停止機能喪失事象での反応度係数(REDYコード用)の保守因子の不確かさを考慮した場合の感度解析結果について、動的ボイド係数が下限値かつ動的ドップラ係数が上限値の場合(ケース3)が厳しくなっている理由を整理した資料を提示すること。	ベースケースと同じサブ時間領域1での最高温度を比較した場合は、偏差が $\sim 140^{\circ}\text{C}$ となることを資料に追記しました。 (付録3 重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて 第3部REDY 添付5)	2017/8/3
37	2017/7/27	有効性評価	炉心	全交流電源喪失	確認	原子炉圧力制御に係るサプレッション・プールの温度成層化の影響に関して、運転員の逃がし安全弁による原子炉圧力制御手順について、開操作を行う弁の対象・順序を整理して提示すること。	運転員が手動にて逃がし安全弁の開閉を実施する場合には、サプレッション・プール水温の上昇を均一にするため、できる限り離れた位置の逃がし安全弁を順次操作することとしています。 (No.37_添付資料2.3.1.5_逃がし安全弁作動用の窒素の供給について)	2017/8/3
38	2017/7/27	有効性評価	炉心	全交流電源喪失	確認	使用済燃料プールの冷却操作を約25時間までに実施するとしていることについて、当該評価条件を整理して提示すること。	使用済燃料プールの冷却操作の時間余裕の評価条件について追記しました。 (補足説明資料No.99)	2017/8/3
39	2017/7/27	有効性評価	炉心	全交流電源喪失	確認	代替燃料プール冷却系の最高使用温度(80 $^{\circ}\text{C}$)の設定の考え方を整理して提示すること。	別途回答します。	

No	指摘月日	大項目	中項目	小項目	指摘の種類	コメント内容	回答	回答月日
40	2017/7/27	有効性評価	炉心	全交流電源喪失	確認	TBPにおける燃料被覆管温度の推移について、逃がし安全弁(自動減圧機能)7弁による急速減圧のタイミングが早くなる場合の影響を整理して提示すること。	全交流動力電源喪失(TBP)において、炉心露出期間中に原子炉減圧に伴う一時的な二相水位の上昇により一旦炉心が冠水する状況を考慮しても、原子炉減圧が早まる場合には、減圧完了時の原子炉水位が高めとなることで、炉心露出時間は短くなり、燃料被覆管最高温度は低下します。 (No.40_コメント回答資料参照)	2017/8/3

2.6 L O C A時注水機能喪失

2.6.1 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「L O C A時注水機能喪失」に含まれる事故シーケンスとしては、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、①「**中小破断**L O C A＋高压炉心冷却失敗＋低压炉心冷却失敗」及び②「**中小破断**L O C A＋高压炉心冷却失敗＋原子炉減圧失敗」である。

なお、大破断L O C Aのように破断規模が一定の大きさを超える場合は、国内外の先進的な対策を考慮しても炉心損傷防止対策を有効に実施することができないため、格納容器破損防止対策を講じて、その有効性を確認する。

コメント No. 148-12, 158-08, 49, 50 に対する回答

(2) 事故シーケンスグループの特徴及び炉心損傷防止対策の基本的考え方

事故シーケンスグループ「L O C A時注水機能喪失」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に中小破断L O C Aが発生した後、高压注水機能及び低压注水機能が喪失することで原子炉へ注水する機能が喪失することを想定する。このため、破断箇所からの原子炉冷却材の流出により、原子炉圧力容器内の保有水量が減少し原子炉水位が低下することから、緩和措置が取られない場合には、原子炉水位の低下が継続し、炉心が露出することで炉心損傷に至る。また、低压注水機能喪失を想定することから、併せて残留熱除去系の機能喪失に伴う崩壊熱除去機能喪失を想定する。

本事故シーケンスグループは、中小破断L O C Aが発生し、同時に高压及び低压の原子炉注水機能を喪失したことによって炉心損傷に至る事故シーケンスグループである。このため、重大事故等対策の有効性評価として

は、中小破断 L O C A 発生時の高圧注水機能又は低圧注水機能に対する重大事故等対処設備に期待することが考えられる。中小破断 L O C A 発生後に高圧・低圧注水機能喪失が発生した場合、重大事故等対処設備により高圧の原子炉注水を実施する方が、より早期に原子炉注水を開始することが可能となり、原子炉水位の低下が小さくなることで評価項目に対する余裕は大きくなる。また、高圧の原子炉注水を実施した場合でも、中長期的にはサプレッション・プール熱容量制限に到達した時点で原子炉を減圧して低圧の原子炉注水に移行するため、事象進展は同じとなる。このため、本事故シーケンスグループに対しては、代表として低圧注水機能に対する重大事故等対処設備の有効性を確認することとする。

以上により、本事故シーケンスグループでは、原子炉減圧後に低圧の注水機能を用いて原子炉へ注水することにより炉心損傷の防止を図るとともに、最終的な熱の逃がし場へ熱の輸送を行うことによって除熱を行い、格納容器破損の防止を図る。

(3) 炉心損傷防止対策

事故シーケンスグループ「L O C A 時注水機能喪失」において、炉心が著しい損傷に至ることなく、かつ、十分な冷却を可能とするため、初期の対策として高圧代替注水系、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水手段を整備する。また、格納容器の健全性を維持するため、安定状態に向けた対策として、常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却手段並びに代替循環冷却系及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱手段を整備する。対策の概略系統図を第 2.6-1 図に、対応手順の概要を第 2.6-2 図に示すとともに、対策の概要

を以下に示す。また、重大事故等対策における手順と設備との関係を第2.6-1表に示す。

本事故シーケンスグループにおける重要事故シーケンスにおいて、必要な要員は初動対応要員19名及び事象発生から2時間以降に期待する招集要員5名である。

初動対応要員の内訳は、発電長1名、副発電長1名、運転操作対応を行う運転員5名、通報連絡等を行う災害対策要員2名、現場操作を行う重大事故等対応要員10名である。

招集要員の内訳は、燃料補給作業を行う重大事故等対応要員2名、現場手動による格納容器ベント操作を行う重大事故等対応要員3名である。必要な要員と作業項目について第2.6-3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、初動対応要員19名及び招集要員5名で対処可能である。

a. 原子炉スクラム及びLOCA発生の確認

事象発生後に給水流量の全喪失が発生し、原子炉がスクラムしたことを確認する。また、格納容器圧力が13.7kPa[gage]に到達したことによりLOCAが発生したことを確認する。

原子炉スクラム及びLOCA発生の確認に必要な計装設備は、平均出力領域計装等である。

b. 高圧注水機能喪失の確認

原子炉スクラム後、原子炉水位の低下が継続し、原子炉水位異常低下（レベル2）設定点に到達したが、高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系が自動起動していないことを確認し、中央制御室からの遠隔操作によりこれらの系統の手動起動を試みるがこれにも失敗したことを確

認する。また、主蒸気隔離弁が閉止するとともに、再循環ポンプがトリップしたことを確認する。

高圧注水機能喪失の確認に必要な計装設備は、各系統の流量等である。

c. 高圧代替注水系の起動操作

高圧注水機能喪失の確認後、中央制御室からの遠隔操作により高圧代替注水系を起動し、原子炉注水を開始することで原子炉水位が回復することを確認する。なお、高圧代替注水系による原子炉注水は解析上考慮しない。

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

d. 低圧注水機能喪失の確認

高圧注水機能喪失の確認後、一連の操作として中央制御室からの遠隔操作により低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の手動起動を試みるがこれにも失敗したことを確認する。

低圧注水機能喪失の確認に必要な計装設備は、各系統のポンプ吐出圧力である。

e. 高圧・低圧注水機能の回復操作

対応可能な要員にて高圧注水機能及び低圧注水機能の回復操作を実施する。

f. 常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作

低圧注水機能喪失の確認後、一連の操作として常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）を起動する。

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

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

g. 可搬型代替注水大型ポンプを用いた低压代替注水系（可搬型）の注水準備操作

低压注水機能喪失の確認後、アクセスルートの復旧、可搬型代替注水大型ポンプ準備及びホース敷設等を実施する。

可搬型代替注水大型ポンプを用いた低压代替注水系（可搬型）の注水準備操作に必要な計装設備は、代替淡水貯槽水位である。

h. 逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作

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

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

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

i. 原子炉水位の調整操作

逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作により、原子炉圧力が常設低压代替注水系ポンプを用いた低压代替注水系（常設）の吐出圧力を下回ると、原子炉注水が開始されることで原子炉水位が回復したことを確認する。また、原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間で維持する。

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

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

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

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

常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却に伴い、サブプレッション・プール水位は徐々に上昇する。サブプレッション・プール水位が、通常水位+5.5m に到達した時点で、格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱の準備として、中央制御室からの遠隔操作により格納容器圧力逃がし装置一次隔離弁の開操作を実施する。さらに、サブプレッション・プール水位が、通常水位+6.5m に到達した時点で、中央制御室からの遠隔操作により常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却を停止する。

- k. 代替循環冷却系の起動操作

中央制御室からの遠隔操作により、代替循環冷却系による格納容器除熱を実施する。なお、代替循環冷却系による格納容器除熱は解析上考慮しない。

代替循環冷却系の起動操作に必要な計装設備は、代替循環冷却系系統流量等である。

1. 格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱（サブプレッション・チェンバ側）

常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却の停止後、格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱に備え炉心損傷が発生していないことを確認する。格納容器圧力が 310kPa[gage]に到達した場合、中央制御室からの遠隔操作により格納容器圧力逃がし装置二次隔離弁を全開としサブプレッション・チェンバ側から格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を実施する。

格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱に必要な計装設備は、ドライウェル圧力、サブプレッション・チェンバ圧力、格納容器雰囲気放射線モニタ（D/W，S/C）等である。

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

m. 使用済燃料プールの冷却操作

対応可能な要員にて使用済燃料プールの冷却操作を実施する。

n. 可搬型代替注水大型ポンプによる水源補給操作

アクセスルートの復旧、可搬型代替注水大型ポンプ準備及びホース敷設等の実施後、代替淡水貯槽の残量に応じて、可搬型代替注水大型ポンプにより北側淡水池又は高所淡水池から代替淡水貯槽へ水源補給操作を実施する。

可搬型代替注水大型ポンプによる水源補給操作に必要な計装設備は、代替淡水貯槽水位である。

o. タンクローリによる燃料補給操作

タンクローリにより可搬型設備用軽油タンクから可搬型代替注水大型ポンプに燃料補給を実施する。

以降、炉心冷却は常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水により継続的に実施し、格納容器除熱は格納容器圧力逃がし装置により継続的に実施する。

2.6.2 炉心損傷防止対策の有効性評価

(1) 有効性評価の方法

本事故シーケンスグループを評価する上で選定した重要事故シーケンスは、「1.2 評価対象の整理及び評価項目の設定」に示すとおり、LOCAを起因事象とし、全ての注水機能を喪失する「中小破断LOCA+高圧炉心冷却失敗+低圧炉心冷却失敗」である。また、原子炉水位の低下を厳しくする観点で、評価上は給水流量の全喪失を想定する。

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、沸騰遷移、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（水位変化）・対向流、気液熱非平衡及び三次元効果、原子炉压力容器における冷却材放出（臨界流・差圧流）、沸騰・凝縮・ボイド率変化、気液分離（水位変化）・対向流及びECCS注水（給水系及び代替注水設備含む）並びに格納容器における格納容器各領域間の流動、気液界面の熱伝達、構造材との熱伝達及び内部熱伝導、スプレー冷却及び格納容器ベン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長期間熱水力過渡変化解析コードSAFER及びシビアアクシデント総合解析コードMAAPにより、原子炉圧力、原子炉水位、燃料被覆管温度、格納容器圧力、格納容器雰囲気温度等の過渡応答を求める。なお、本有効性

評価では、S A F E Rコードによる燃料被覆管温度の評価結果は、ベストフィット曲線の破裂判断基準に対して十分な余裕があることから、燃料被覆管温度が高温となる領域において、燃料棒やチャンネルボックスの幾何学的配置を考慮した詳細な輻射熱伝達計算を行うことで燃料被覆管温度をS A F E Rコードよりも低めに評価するC H A S T Eコードは使用しない。

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、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主要な解析条件を第2.6-2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

シュラウド外の液相部配管のうち最も低い位置にある再循環配管（配管断面積約 $2,400 \text{ cm}^2$ ）に対して、運転員等操作の操作時間余裕を考慮しても、対策の有効性が確認できる範囲内において最大となる約 3.7 cm^2 の破断を想定する。

加えて、約 9.5 cm^2 の破断を想定し、これが運転員等操作の操作時間余裕を考慮せずに、燃料被覆管の破裂発生防止が可能な最大の破断面積となることを確認する。

(添付資料 2.6.1)

(b) 安全機能の喪失に対する仮定

高圧注水機能として高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系、

低圧注水機能として低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）が機能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、原子炉スクラム及び再循環ポンプトリップは、それぞれ原子炉水位低（レベル3）信号及び原子炉水位異常低下（レベル2）信号となり、原子炉水位の低下が大きくなることで、燃料被覆管温度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) 原子炉スクラム

原子炉スクラムは、原子炉水位低（レベル3）信号によるものとする。

(b) A T W S 緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）

A T W S 緩和設備（代替原子炉再循環ポンプトリップ機能）は、原子炉水位異常低下（レベル2）信号により再循環ポンプを全台トリップさせるものとする。

(c) 逃がし安全弁

逃がし安全弁（安全弁機能）にて原子炉冷却材圧力バウンダリの過度の圧力上昇を抑制するものとする。また、原子炉減圧には、逃がし安全弁（自動減圧機能）7弁を使用するものとし、容量として、1弁当たり定格主蒸気流量の約6%を処理するものとする。

(d) 低圧代替注水系（常設）

常設低圧代替注水系ポンプを2台使用するものとし、原子炉注水の実施する場合は、炉心冷却を厳しく評価する観点で機器設計上の最小要求値である最小流量特性（注水流量：0～378m³/h、注水圧力：

0～2.38MPa[dif]※)とし、原子炉注水と格納容器スプレイを同時に実施する場合は、 $230\text{m}^3/\text{h}$ （一定）を用いるものとする。また、原子炉水位が原子炉水位高（レベル8）設定点まで回復した以降は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の範囲に維持する。

※：MPa[dif]…原子炉圧力容器と水源との差圧（以下同様）

(e) 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）

格納容器スプレイは、常設低圧代替注水系ポンプを2台使用するものとし、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇を抑制可能な流量を考慮し、 $130\text{m}^3/\text{h}$ （一定）を用いるものとする。また、格納容器スプレイは、サブプレッション・チェンバ圧力が217kPa[gage]に到達した場合は停止し、279kPa[gage]に到達した場合に再開する。

(f) 格納容器圧力逃がし装置

サブプレッション・チェンバ圧力が310kPa[gage]において、 13.4kg/s の排気流量にて格納容器除熱を実施するものとする。

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、「1.3.5 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) 逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水）は、外部電源がない場合も考慮し、状況判断、高圧注水機能喪失の確認、解析上考慮しない高圧代替注水系の起動、低圧注水機能喪失の確認、常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備及び逃

がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作に要する時間を考慮して、事象発生 25 分後に実施する。

- (b) 常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却は、サブプレッション・チェンバ圧力が 279kPa[gage]に到達した場合に実施する。なお、格納容器スプレイは、サブプレッション・プール水位が通常水位+6.5m に到達した場合に停止する。
- (c) 格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱は、サブプレッション・チェンバ圧力が 310kPa[gage]に到達した場合に実施する。

コメント No. 148-18, 150-24 に対する回答

(3) 有効性評価（敷地境界外での実効線量評価）の条件

本重要事故シーケンスでは炉心損傷は発生せず、燃料被覆管の破裂も発生していないため、放射性物質の放出を評価する際は、設計基準事故に対する評価手法を採用することで保守性が確保される。このため、敷地境界外での実効線量評価にあたっては、「実用発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針（原子力安全委員会 平成 2 年 8 月 30 日）」に示されている評価手法を参照した。本重要事故シーケンスに対する主要な評価条件を以下に示す。

- a. 事故発生時の原子炉冷却材中の核分裂生成物の濃度は、運転上許容される I-131 の最大濃度とし、その組成を拡散組成とする。これにより、事故発生時に原子炉冷却材中に存在するよう素は、I-131 等価量で約 $4.7 \times 10^{12} \text{Bq}$ となる。
- b. 原子炉圧力の低下に伴う燃料棒からの核分裂生成物の追加放出量は、I-131 については先行炉等での実測値の平均値に適切な余裕を見た値※である $2.22 \times 10^{14} \text{Bq}$ とし、その他の核分裂生成物についてはその組

成を平衡組成として求め、希ガスについてはよう素の2倍の放出があるものとする。これにより、原子炉圧力の低下に伴う燃料棒からの追加放出量は、希ガスについては γ 線実効エネルギー0.5MeV換算値で約 6.0×10^{15} Bq、よう素についてはI-131等価量で約 3.9×10^{14} Bqとなる。

※：過去に実測されたI-131の追加放出量から、熱出力1,000MWあたりの追加放出量の出現頻度を用いて算出している。原子炉熱出力3,440MW（定格の約105%）の場合、熱出力1,000MWあたりのI-131の追加放出量の平均値にあたる値は 2.78×10^{13} Bq（750Ci）であり、東海第二発電所の線量評価で用いる追加放出量は、これに余裕を見込んだ 2.22×10^{14} Bq（6,000Ci）を条件としている。（1Ci= 3.7×10^{10} Bq）

出典元

・「沸騰水型原子力発電所 事故時の被ばく評価手法について」（HLR-021）

- c. 燃料棒から追加放出されるよう素のうち、有機よう素は4%とし、残りの96%は無機よう素とする。
- d. 燃料棒から追加放出される核分裂生成物のうち、希ガスは全て瞬時に気相部に移行するものとする。有機よう素のうち、10%は瞬時に移行するものとし、残りは分解するものとする。有機よう素から分解したよう素及び無機よう素が気相部にキャリーオーバーされる割合は2%とする。
- e. 原子炉圧力容器気相部の核分裂生成物は、逃がし安全弁（自動減圧機能）を介して崩壊熱相当の蒸気に同伴し、格納容器内に移行するものとする。この場合、希ガス及び有機よう素の全量が、無機よう素は格納容器ベント開始までに発生する崩壊熱相当の蒸気に伴う量が移行するものとする。

f. サプレッション・チェンバの無機よう素は、サプレッション・プールのスクラビングにより除去されなかったものが格納容器気相部へ移行するが、ドライウェルからの格納容器ベントを考慮し、スクラビングの効果を考慮しないものとする。また、核分裂生成物の減衰は、格納容器ベント開始までの期間について考慮する。

g. 核分裂生成物の格納容器からの漏えいは考慮しないものとする※。

※：格納容器生成物の格納容器から建屋への漏えいを考慮する場合、建屋内に蓄積した核分裂生成物が原子炉建屋ガス処理系を介して大気に放出されるが、これによる敷地境界外での実効線量への影響は、格納容器ベントにより核分裂生成物全量が大気に放出される条件の「LOCA時注水機能喪失」と設計基準事故「環境への放射性物質の異常な放出」の「原子炉冷却材喪失」の敷地境界外の実効線量を比較することにより有意とならないことを確認し、格納容器圧力上昇の観点で厳しく格納容器ベント時間が早くなることで核分裂生成物の減衰時間が短くなる漏えいなしを設定した。

h. 敷地境界外における実効線量は、内部被ばくによる実効線量及び外部被ばくによる実効線量の和として計算し、よう素の内部被ばくによる実効線量(1)式で、希ガスの外部被ばくによる実効線量は(2)式で、それぞれ計算する。

$$H_{I2} = R \cdot H_{\infty} \cdot \chi / Q \cdot Q_I \cdots \cdots \cdots (1)$$

R : 呼吸率 (m³/h)

H_∞ : よう素を 1Bq 吸入した場合の小児の実効線量
(1.6×10⁻⁷ Sv/Bq)

χ/Q : 相対濃度 (s/m³)

Q_I : 事故期間中のよう素の大気放出量 (Bq)

(I-131 等価量－小児実効線量係数換算)

$$H_{\gamma} = K \cdot D / Q \cdot Q_{\gamma} \dots\dots\dots (2)$$

K : 空気吸収線量から実効線量への換算係数

($K=1\text{Sv}/\text{Gy}$)

D / Q : 相対線量 (Gy/Bq)

Q_{γ} : 事故期間中の希ガスの大気放出量 (Bq)

(γ 線実効エネルギー 0.5MeV 換算値)

- i. 大気拡散条件については、格納容器圧力逃がし装置を用いる場合は、地上放出、実効放出継続時間 1 時間^{*}の値として、相対濃度 (χ / Q) を $2.9 \times 10^{-5} \text{s}/\text{m}^3$ 、相対線量 (D / Q) を $4.0 \times 10^{-19} \text{Gy}/\text{Bq}$ とし、耐圧強化ベントを用いる場合は、主排気筒放出、実効放出継続時間 1 時間の値として、相対濃度 (χ / Q) は $2.0 \times 10^{-6} \text{s}/\text{m}^3$ 、相対線量 (D / Q) は $8.1 \times 10^{-20} \text{Gy}/\text{Bq}$ とする。

※：本評価では、格納容器ベント時に瞬時に核分裂生成物が全量大気中に放出される評価としているため、実効放出継続時間は気象データの最小集計単位である 1 時間を使用している。なお、実効放出継続時間は放射性物質の放出率の時間変化を考慮して定めるものであり、短時間であるほど保守的な相対濃度、相対線量となる。

- j. 格納容器圧力逃がし装置による有機よう素の除染係数を 50、無機よう素の除染係数を 100 とする。

(添付資料 2.6.2, 2.6.3, 2.6.4)

(4) 有効性評価の結果

本重要事故シーケンスにおいて、約 3.7cm^2 の破断を想定する場合の原子炉圧力、原子炉水位（シュラウド内外水位）^{*}、注水流量、逃がし安全弁からの蒸気流量及び原子炉圧力容器内の保有水量の推移を第 2.6-4 図から

第 2.6-8 図に、燃料被覆管温度、燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数、燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率、平均出力燃料集合体のボイド率、炉心下部プレナム部のボイド率、破断流量の推移並びに燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆管温度と燃料被覆管の円周方向の応力の関係を第 2.6-9 図から第 2.6-15 図に、格納容器圧力、格納容器雰囲気温度、サプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の推移を第 2.6-16 図から第 2.6-19 図に示す。

同様に、約 9.5cm^2 の破断を想定する場合のパラメータの推移を第 2.6-20 図から第 2.6-31 図に示す。

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

a. 事象進展

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

動減圧機能) 7 弁による原子炉減圧操作を実施することで、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)による原子炉注水を開始する。原子炉減圧を開始すると、原子炉冷却材の流出により原子炉水位は低下し、燃料有効長頂部を下回るが、原子炉圧力が低下し常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)による原子炉注水が開始されると、原子炉水位が回復し炉心は再冠水する。

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

また、崩壊熱除去機能が喪失しているため、原子炉圧力容器内で発生した蒸気が逃がし安全弁を介して格納容器内に放出されることで、格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇する。このため、サブプレッション・チェンバ圧力が 279kPa[gage]に到達した時点で、常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系(常設)の格納容器冷却を実施することにより、格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇は抑制される。常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器冷却を実施することでサブプレッション・プール水位は徐々に上昇し、事象発生約 27 時間後にサブプレッション・プール水位が通常水位+6.5m 到達した時点でサブプレッション・チェンバベントラインの機能維持のために常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレ

イ冷却系（常設）による格納容器冷却を停止する。これにより格納容器圧力及び雰囲気温度は再び上昇傾向に転じ、事象発生約 28 時間後にサブプレッション・チェンバ圧力が 310kPa[gage]に到達した時点で格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を実施することにより、格納容器圧力及び雰囲気温度は安定又は低下傾向となる。なお、格納容器除熱実施時のサブプレッション・プール水位は、ベント管真空破壊装置及びサブプレッション・チェンバ側のベントライン設置高さと比較して十分に低く推移するため、これらの設備の機能は維持される。

b. 評価項目等

燃料被覆管温度は、第 2.6-9 図に示すとおり、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の原子炉注水により原子炉水位が回復するまでの期間は、一時的な炉心の露出に伴い上昇し、約 3.7cm^2

の破断の場合には、事象発生約 37 分後に最高値の約 616°C に到達する
コメント No.181-18 に対する回答

が、評価項目である $1,200^\circ\text{C}$ を下回る。燃料被覆管最高温度は平均出力燃料集合体にて発生している。また、約 9.5cm^2 の破断の場合には、第

2.6-25 図に示すとおり、事象発生約 31 分後に約 842°C に到達するが、評価項目である $1,200^\circ\text{C}$ を下回る。燃料被覆管の酸化量は、約 3.7cm^2 の破

断の場合、約 9.5cm^2 の破断の場合ともに、酸化反応が著しくなる前の

燃料被覆管厚さの約 1%以下であり、評価項目である 15%を下回る。原子

炉圧力は、第 2.6-4 図及び第 2.6-20 図に示すとおり、逃がし安全弁（安全弁機能）の作動により、約 7.79MPa[gage] 以下に維持される。このた

め、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力は、原子炉圧力と原子炉圧力容器底部圧力との差（ 0.3MPa 程度）を考慮しても、約 8.09MPa[gage]

以下であり、評価項目である最高使用圧力の 1.2 倍（ 10.34MPa[gage] ）

を下回る。

格納容器圧力は、第 2.6-16 図に示すとおり、崩壊熱除去機能が喪失しているため、原子炉で発生した蒸気が格納容器内に放出されることによって、事象発生後に上昇傾向が継続するが、格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱により低下傾向となる。事象発生約 28 時間後に最高値の約 0.31MPa[gage]となるが、格納容器バウンダリにかかる圧力は、評価項目である最高使用圧力の 2 倍 (0.62MPa[gage]) を下回る。格納容器雰囲気温度は、第 2.6-17 図に示すとおり、事象発生約 28 時間後に最高値の約 143℃となり、以降は低下傾向となっていることから、格納容器バウンダリにかかる温度は、評価項目である 200℃を下回る。また、格納容器圧力及び雰囲気温度は格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱により低下傾向となることから、約 9.5 cm²の破断を想定する場合でも、最高値は同等となる。

第 2.6-5 図に示すように、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水を継続することで、炉心の冠水状態が維持され、炉心冷却が維持される。また、第 2.6-16 図及び第 2.6-17 図に示すように、事象発生約 28 時間後に、格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を実施することで、高温停止での安定状態が確立する。

格納容器圧力逃がし装置によるベント時の敷地境界での実効線量の評価結果は、約 1.6×10^{-1} mSv であり、5mSv を下回る。また、耐圧強化ベントによるベント時の敷地境界での実効線量の評価結果は約 6.2×10^{-1} mSv であり、5mSv を下回る。いずれの場合も、周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えることはない。

(添付資料 2.6.5)

安定状態が確立した以降は、残留熱除去系の復旧後、残留熱除去系（原

子炉停止時冷却系)により冷温停止状態とする。格納容器は代替循環冷却系又は残留熱除去系により除熱が可能であること及び水素濃度制御が可能であることを確認した後に格納容器ベントを閉止し格納容器を隔離することで、更なる除熱機能の確保及び維持が可能となる。

以上により、本評価では、「1.2.1.2 有効性を確認するための評価項目の設定」に示す(1)から(4)の評価項目及び周辺の公衆に対して著しい放射線被ばくのリスクを与えないことについて、対策の有効性を確認した。

2.6.3 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は、運転員等操作時間に与える影響、評価項目となるパラメータに与える影響及び操作時間余裕を評価する。

本重要事故シーケンスは、原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管に中小破断LOCAが発生した後、高圧・低圧注水機能及び減圧機能の喪失に伴い原子炉水位が低下するため、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)の起動後に原子炉を減圧して原子炉注水を実施すること並びに崩壊熱除去機能喪失に伴い格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇するため、常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系(常設)により格納容器冷却を実施すること及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を実施することが特徴である。よって、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、事象進展に有意な影響を与えられとされる操作及び事象発生から12時間程度までの短時間に期待する操作として、逃がし安全弁(自動減圧機能)による原子炉減圧操作(常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系(常設)による原子炉注水)、常設低圧代替注水系ポンプを用いた

代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱とする。

(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実施する重要現象は、「1.7 解析コード及び解析条件の不確かさの影響評価方針」に示しておりであり、それらの不確かさの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

炉心における燃料棒表面熱伝達、沸騰遷移及び気液熱非平衡の不確かさとして、解析コードは実験結果の燃料被覆管温度に比べて最大 50℃程度高めに評価することから、解析結果は燃料棒表面の熱伝達係数を小さく評価する可能性がある。よって、実際の燃料棒表面での熱伝達は大きくなり、燃料被覆管温度は低くなるが、操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点と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。

炉心における燃料被覆管酸化の不確かさとして、解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、解析結果は燃料被覆管酸化を大きく評価する可能性があるが、操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点と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。

格納容器における格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして、格納容器モデル（格納容器の熱水力モデル）はHDR実験解析において区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度、格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾

向が確認されているが、BWRの格納容器内の区画とは異なる等、実験体系に起因するものと考えられ、実機体系においては不確かさが小さくなるものと推定され、全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから、格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点とする常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。また、格納容器各領域間の流動、構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては、CSTF実験解析により格納容器温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認しており、その差異は小さいことから、格納容器圧力及び雰囲気温度を操作開始の起点としている常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱に係る運転員等操作時間に与える影響は小さい。

（添付資料 2.6.6）

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、沸騰遷移及び気液熱非平衡の不確かさとして、解析コードは実験解析において熱伝達モデルの保守性により燃料被覆管温度を高め評価し、有効性評価解析においても燃料被覆管温度を高め評価することから、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、解析コードは酸化量及び酸化反応に伴う発熱量の評価について保守的な結果を与えるため、燃料被覆管温度を高く評価することから、評価項目となるパラメータに

対する余裕は大きくなる。

格納容器における格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導並びに気液界面の熱伝達の不確かさとして，格納容器モデル(格納容器の熱水力モデル)はHDR実験解析において区画によって格納容器雰囲気温度を十数℃程度，格納容器圧力を1割程度高めに評価する傾向が確認されているが，BWRの格納容器内の区画とは異なる等，実験体系に起因するものと考えられ，実機体系においては不確かさが小さくなるものと推定され，全体としては格納容器圧力及び雰囲気温度の傾向を適切に再現できていることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。また，格納容器各領域間の流動，構造材との熱伝達及び内部熱伝導の不確かさにおいては，CSRF実験解析により格納容器雰囲気温度及び非凝縮性ガスの挙動は測定データと良く一致することを確認していることから，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

(添付資料 2.6.6)

(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2.6-2表に示すとおりであり，これらの条件設定を設計値等の最確条件とした場合の影響を評価する。解析条件の設定にあたっては，設計値を用いるか又は評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるよう保守的な設定をしていることから，この中で事象進展に有意な影響を与える可能性がある項目について，評価結果を以下に示す。

(a) 運転員等操作時間に与える影響

初期条件の燃料棒最大線出力密度は，解析条件で設定した 44.0kW／

m に対して最確条件は約 33～41kW/m であり、最確条件とした場合は燃料被覆管温度の上昇が緩和されるが、操作手順（速やかに注水手段を準備すること）に変わりはなく、燃料被覆管温度を操作開始の起点と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。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件で設定した燃焼度 33GWd/t に対して最確条件は 33GWd/t 以下であり、最確条件とした場合は崩壊熱がおおむね小さくなるため、原子炉からサブプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで、原子炉水位の低下は遅くなるが、操作手順（速やかに注水手段を準備すること）にわりはないことから、運転員等操作時間に与える影響はない。また、格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサブプレッション・プール水位及びサブプレッション・プール水温度の上昇が遅くなり、これらのパラメータを操作開始の起点とする運転員等操作の開始時間は遅くなる。

初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量及びドライウェル雰囲気温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、事象進展に与える影響は小さいことから、運転員等操作時間に与える影響は小さい。

事故条件の起因事象については、シュラウド外の液相部配管のうち最も低い位置にある再循環配管（配管断面積約 2,400 cm²）に対して、運転員等操作の操作時間余裕を考慮しても、対策の有効性が確認できる範囲内において最大となる約 3.7 cm²の破断面積を設定している。

なお、破断面積が約 9.5 cm²までは、同じ 25 分後の原子炉減圧操作を想定した場合でも燃料被覆管の破裂を防止することが可能であり、運転員等操作時間に与える影響は小さい。破断面積が約 9.5 cm²を超え、

炉心損傷（一定以上の燃料被覆管の破裂も含む。）に至る場合については、「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の対応となる。

事故条件の外部電源の有無については、起因事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として、外部電源ありを想定するとともに、保守的に給水流量の全喪失も想定している。外部電源がない場合でも、非常用母線は非常用ディーゼル発電機等から自動的に受電され、また、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作時間は、外部電源がない場合も考慮して設定していることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

機器条件の低圧代替注水系（常設）は、最確条件とした場合は注水開始後の原子炉水位の回復がおおむね早くなり、炉心冠水後の原子炉水位の維持操作の開始が早くなるが、原子炉減圧から水位回復までの原子炉水位を継続監視している期間の流量調整操作であることから、運転員等操作時間に与える影響はない。

（添付資料 2.6.6）

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

初期条件の燃料棒最大線出力密度は、解析条件で設定した $44.0\text{kW}/\text{m}$ に対して最確条件は約 $33\sim 41\text{kW}/\text{m}$ であり、最確条件とした場合は燃料被覆管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。

初期条件の原子炉停止後の崩壊熱は、解析条件で設定した燃焼度 $33\text{GWd}/\text{t}$ に対して最確条件は $33\text{GWd}/\text{t}$ 以下であり、最確条件とした

場合は崩壊熱がおおむね小さくなるため、原子炉からサプレッション・プールに流出する蒸気量が減少することで、原子炉水位の低下は緩和され、また、炉心露出後の燃料被覆管温度の上昇され、格納容器圧力及び雰囲気温度並びにサプレッション・プール水位及びサプレッション・プール水温度の上昇は遅くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

初期条件の原子炉圧力、原子炉水位、炉心流量及びドライウェル雰囲気温度は、ゆらぎにより解析条件に対して変動を与えうるが、事象進展に与える影響は小さいことから、評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。

事故条件の起因事象については、シュラウド外の液相部配管のうち最も低い位置にある再循環配管（配管断面積約 $2,400 \text{ cm}^2$ ）に対して、運転員等操作の操作時間余裕を考慮しても、対策の有効性が確認できる範囲内において最大となる約 3.7 cm^2 の破断面積を設定している。なお、破断面積が約 9.5 cm^2 までは、同じ 25 分後の原子炉減圧操作を想定した場合でも燃料被覆管の破裂を防止することが可能であり、燃料被覆管の最高温度は約 842°C となる。破断面積が約 9.5 cm^2 を超え、炉心損傷（一定以上の燃料被覆管の破裂も含む。）に至る場合については、「3.1 雰囲気圧力・温度による静的負荷（格納容器過圧・過温破損）」の対応となる。

事故条件の外部電源の有無については、起因事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として、外部電源ありを想定するとともに、保守的に給水流量の全喪失も想定している。外部電源がない場合は、外部電源喪失に伴い原子炉スクラム、再循環ポンプトリップ等が発生するため、外部電源がある場合と比較

して原子炉水位の低下は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。

機器条件の低圧代替注水系（常設）は、最確条件とした場合は注水開始後の原子炉水位の回復がおおむね早くなり、炉心の再冠水が早まることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

（添付資料 2.6.1, 2.6.6）

b. 操作条件

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

(a) 運転員等操作時間に与える影響

操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水）は、解析上の操作開始時間として、事象発生から25分後を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、認知時間及び操作時間は、余裕時間を含めて設定していることから、実態の操作開始時間は解析上の設定よりも若干早まる可能性がある。

操作条件の常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却は、解析上の操作開始時間として、サプレッション・チェンバ圧力 279kPa[gage]到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さいことから、実態の操作開始時間は解析

上の設定とほぼ同等となる。本操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより、操作開始時間は遅くなる可能性があるが、他の操作との重複もないことから、この他の操作に与える影響はない。

操作条件の格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱は、解析上の操作開始時間として、サプレッション・チェンバ圧力 310kPa[gage] 到達時を設定している。運転員等操作時間に与える影響として、不確かさ要因により操作開始時間に与える影響は小さいことから、実態の操作開始時間は解析上の設定とほぼ同等となる。仮に中央制御室での遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて対応するため、75 分程度操作開始時間が遅れる可能性がある。本操作は、解析コード及び解析条件（操作条件を除く。）の不確かさにより、操作開始時間は遅くなる可能性があるが、他の操作との重複もないことから、この他の操作に与える影響はない。なお、遠隔操作失敗時に現場操作にて対応する場合にも、異なる要員により対応が可能であることから、この他の操作に与える影響はない。

（添付資料 2.6.6）

(b) 評価項目となるパラメータに与える影響

操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水）は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも早くなる可能性があり、この場合は、原子炉への注水開始が早くなることで、原子炉水位の回復が早くなることから、評価項目となるパラメータに対する余裕は大きくなる。

操作条件の常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレ

イ冷却系（常設）による格納容器冷却は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも遅くなる可能性があるが、この場合でもパラメータが操作実施基準に到達した時点で開始することで同等の効果が得られ、有効性評価解析における格納容器圧力の最大値に変わりがないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。

操作条件の格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱は、運転員等操作時間に与える影響として、実態の操作開始時間は解析上の操作開始時間よりも遅くなる可能性があるが、この場合でもパラメータが操作実施基準に到達した時点で開始することで同等の効果が得られ、有効性評価解析における格納容器圧力の最大値に変わりがないことから、評価項目となるパラメータに与える影響はない。仮に格納容器ベント時に遠隔操作に失敗した場合は、現場操作にて対応するため、75分程度操作開始時間が遅れる可能性がある。この場合、格納容器圧力は310kPa[gage]より若干上昇し、評価項目となるパラメータに影響を及ぼすが、格納容器限界圧力は620kPa[gage]であり、格納容器の健全性の観点からは問題とならない。

（添付資料 2.6.6）

（3） 操作時間余裕の把握

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

操作条件の逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作（常設
低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水）

は、10 分の減圧操作開始遅れを想定した場合でも、燃料被覆管の破裂は発生せず、評価項目を満足することを感度解析により確認しているため、10 分程度の操作時間余裕は確保されている。また、25 分の減圧操作遅れを想定した場合には、一部の燃料被覆管に破裂が発生するが、炉心の著しい損傷は発生せず、格納容器ベント時の敷地境界線量も約 4.4mSv となり 5mSv を下回るが、この場合には格納容器雰囲気放射線モニタにより炉心損傷の判断を行い、炉心損傷後のマネジメントに移行するため、重大事故での対策の範囲となる。

操作条件の常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却は、事象発生約 16 時間後に実施するものであり、準備時間が確保できることから、時間余裕がある。

操作条件の格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱は、事象発生約 28 時間後に実施するものであり、準備時間が確保できるため、時間余裕がある。仮に、中央制御室からの遠隔操作に失敗し、現場操作にて格納容器圧力逃がし装置二次隔離弁の開操作を実施する場合には、格納容器ベント操作の開始が遅れることで、格納容器圧力は 310kPa[gage]から上昇するが、過圧の観点で厳しい「3. 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）」において、スプレイを実施しない場合、格納容器圧力が 310kPa[gage]に到達してから、格納容器限界圧力 620kPa[gage]に到達するまで 11 時間程度の時間余裕があり、現場操作に要する時間は 75 分程度であることから、時間余裕がある。

（添付資料 2.6.6, 2.6.7）

(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操作時間余裕を確認した。この結果，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，評価項目となるパラメータに与える影響は小さい。この他，評価項目となるパラメータに対して，対策の有効性が確認できる範囲内において，操作時間には時間余裕がある。

2.6.4 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「LOCA時注水機能喪失」の重大事故等対策に必要な要員は，「2.6.1(3) 炉心損傷防止対策」に示すとおり 19 名である。「6.2 重大事故等対策時に必要な要員の評価結果」で示す運転員及び災害対策要員の 39 名で対処可能である。

また，事象発生 2 時間以降に必要な招集要員は 5 名であり，発電所構外から 2 時間以内に招集可能な要員の 71 名で対処可能である。

(2) 必要な資材の評価

事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」において，必要な水源，燃料及び電源は「6.1(2) 資源の評価条件」の条件にて評価を行い，以下のとおりである。

a. 水 源

常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却については，7 日間の対応を考慮すると，合計約 5,320m³の水が必要となる。

水源として、代替淡水貯槽に約 4,300m³、北側淡水池に約 2,500m³及び高所淡水池に約 2,500m³の水を保有しており、可搬型代替注水大型ポンプを用いて、北側淡水池又は高所淡水池から代替淡水貯槽への補給を行うことで、代替淡水貯槽を枯渇させることなく、7 日間の注水継続が可能である。

なお、外部電源喪失を想定した場合でも同様である。

(添付資料 2.6.8)

b. 燃 料

外部電源喪失を想定した場合、非常用ディーゼル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すると、7 日間の運転継続に約 484.0kL の軽油が必要となる。高圧炉心スプレイ系ディーゼル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すると、7 日間の運転継続に約 130.3kL の軽油が必要となる。常設代替交流電源設備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すると、7 日間の運転継続に約 141.2kL の軽油が必要となる。軽油貯蔵タンクに約 800kL の軽油を保有していることから、非常用ディーゼル発電機、高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機及び常設代替交流電源設備による電源供給について、7 日間の継続が可能である。

可搬型代替注水大型ポンプによる代替淡水貯槽への給水については、事象発生からの運転を想定すると、7 日間の運転継続に約 36.6kL の軽油が必要となる。可搬型設備用軽油タンクに約 210kL の軽油を保有していることから、可搬型代替注水大型ポンプによる給水について、7 日間の継続が可能である。

(添付資料 2.6.9)

c. 電 源

外部電源喪失を想定した場合、重大事故等対策時に必要な負荷のうち、非常用ディーゼル発電機等からの電源供給を考慮する負荷については、非常用ディーゼル発電機等の容量の容量内に収まることから、電源供給が可能である。

常設代替交流電源設備からの電源供給を考慮する負荷については、約982kW 必要となるが、常設代替交流電源設備（常設代替高圧電源装置 2 台）の連続定格容量は2,208kW であることから、必要負荷に対しての電源供給が可能である。

（添付資料 2.6.10）

2.6.5 結 論

事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」では、原子炉の出力運転中に原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する配管において中小破断LOCAが発生した後、高圧注水機能及び低圧注水機能が喪失し、かつ、自動減圧系が機能喪失することで、原子炉水位の低下が継続し、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「LOCA時注水機能喪失」に対する炉心損傷防止対策としては、初期の対策として高圧代替注水系、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉注水手段を整備している。また、安定状態に向けた対策として常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却手段並びに代替循環冷却系及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱手段を整備している。

事故シーケンスグループ「LOCA時注水機能喪失」の重要事故シーケン

ス「**中小破断** L O C A + 高压炉心冷却失敗 + 低压炉心冷却失敗」について有効性評価を行った。

上記の場合においても、逃がし安全弁（**自動減圧機能**）による原子炉減圧及び**常設低压代替注水系ポンプを用いた**低压代替注水系（常設）による原子炉注水を継続し、**常設低压代替注水系ポンプを用いた**代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱を実施することで、炉心の著しい損傷を防止することができる。

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並びに格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度は、**評価項目**を満足している。また、安定状態を維持することができる。

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

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

重大事故等対策時に必要な要員は、運転員及び災害対策要員にて確保可能である。また、必要な水源、燃料及び電源については、外部支援を考慮しないとしても、7日間以上の供給が可能である。

以上のことから、事故シーケンスグループ「L O C A時注水機能喪失」において、**常設低压代替注水系ポンプを用いた**低压代替注水系（常設）及び逃がし安全弁（**自動減圧機能**）による原子炉注水、常設低压代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却並びに格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱の炉心損傷防止対策は、選定した重要事故シーケンスに対して有効であることが確認でき、事故シーケンスグ

ループ「L O C A時注水機能喪失」に対して有効である。

第2.6-1表 LOCA時注水機能喪失における重大事故対策について (1/4)

確認及び操作	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
原子炉スクラム及びLOCA発生の確認	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉がスクラムしたことを確認する。 格納容器圧力が13.7kPa[gage]に到達したことからよりLOCAが発生したことを確認する。 	【非常用ディーゼル発電機】 軽油貯蔵タンク	—	平均出力領域計装 起動領域計装 ドライウェル圧力 サブプレッショ・チェンバ圧力
高圧注水機能喪失の確認	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉水位が、原子炉水位異常低下（レベル2）設定点に到達したことを確認する。 高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の自動起動に失敗したことを確認する。 高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の手動起動操作を実施し、手動起動に失敗したことを確認する。 これらにより、高圧注水機能喪失と判断する。 主蒸気隔離弁が自動閉止したことを確認する。 再循環ポンプがトリップしたことを確認する。 	【主蒸気隔離弁】 ATWS緩和設備 (代替原子炉再循環ポンプトリップ機能)	—	原子炉水位（広帯域、燃料域） 原子炉水位（SA広帯域、SA燃料域） 【高圧炉心スプレイ系系統流量】 【原子炉隔離時冷却系統流量】 原子炉圧力 原子炉圧力（SA）
高圧代替注水系の起動操作	<ul style="list-style-type: none"> 高圧注水機能喪失の確認後、高圧代替注水系を起動する。 	高圧代替注水系	—	高圧代替注水系系統流量
低圧注水機能喪失の確認	<ul style="list-style-type: none"> 高圧注水機能喪失及び高圧代替注水系の起動操作失敗後、一連の操作として低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の手動起動操作を実施し、手動起動に失敗したことを確認する。 	—	—	【低圧炉心スプレイ系ポンプ吐出圧力】 【残留熱除去系ポンプ吐出圧力】

【 】：重大事故等対処設備（設計基準拡張）

■：有効性評価上考慮しない操作

第2.6-1表 LOCA時注水機能喪失における重大事故対策について (2/4)

確認及び操作	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
高圧／低圧注水機能の回復操作	<ul style="list-style-type: none"> 対応可能な要員にて高圧炉心スプレイス系、原子炉隔離時冷却系、低圧炉心スプレイス系及び残留熱除去系（低圧注水系）の回復操作を実施する。 	—	—	—
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作	<ul style="list-style-type: none"> 低圧注水機能喪失の確認後、常設代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）を起動する。 外部電源が喪失している場合は、常設代替高圧電源装置を起動し、緊急用母線を受電する。 	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	—	常設低圧代替注水系ポンプ吐出圧力
可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の注水準備操作	<ul style="list-style-type: none"> 低圧注水機能喪失の確認後、アクセスルーの復旧、可搬型代替注水大型ポンプ準備及びホース敷設等を実施する。 	代替淡水貯槽	可搬型代替注水大型ポンプ ホイールローダ	代替淡水貯槽水位
逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作	<ul style="list-style-type: none"> 常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作の完了後、逃がし安全弁（自動減圧機能）7弁を手動開放することにより、原子炉減圧操作を実施する。 炉心損傷がないことを継続的に確認する。 	逃がし安全弁（自動減圧機能）	—	原子炉圧力 原子炉圧力（SA） 格納容器雰囲気放射線モニタ（D/W, S/C）
原子炉水位の調整操作	<ul style="list-style-type: none"> 原子炉減圧により常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）からの原子炉注水が開始され、原子炉水位が回復したことを確認する。 原子炉水位回復後は、原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間に維持する。 	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 常設代替高圧電源装置 軽油貯蔵タンク	—	原子炉水位（広帯域、燃料域） 原子炉水位（SA広帯域、SA燃料域） 低圧代替注水系原子炉注水量 代替淡水貯槽水位

：有効性評価上考慮しない操作

第2.6-1表 LOCA時注水機能喪失における重大事故対策について (3/4)

確認及び操作	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器冷却系(常設)による格納容器冷却	<ul style="list-style-type: none"> 格納容器圧力が 279kPa [gage] 又はドライウエル雰囲気温度が 171℃ に到達したことを確認する。 常設代替注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器スプレイ操作を実施する。 サブレーション・プールの水位が、通常水位+6.5m に到達した時点で、常設代替注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系(常設)による格納容器スプレイを停止する。 	常設低圧代替注水系ポンプ 代替淡水貯槽 常設代替高压電源装置 軽油貯蔵タンク	—	ドライウエル圧力 ドライウエル雰囲気温度 サブレーション・チェンバ圧力 低圧代替注水系格納容器スプレイ流量 代替淡水貯槽水位 サブレーション・プール水位
代替循環冷却系による格納容器除熱	<ul style="list-style-type: none"> 格納容器圧力が 245kPa [gage] に到達したことを確認する。 代替循環冷却系による格納容器スプレイ操作を実施する。 	代替循環冷却ポンプ 常設代替高压電源装置 軽油貯蔵タンク	—	ドライウエル圧力 サブレーション・チェンバ圧力 低圧代替注水系格納容器スプレイ流量
格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱(サブレーション・チェンバ側)	<ul style="list-style-type: none"> 格納容器圧力が 310kPa [gage] に到達したことを確認し、サブレーション・チェンバ側から格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベントを実施する。 	格納容器圧力逃がし装置	—	ドライウエル圧力 サブレーション・チェンバ圧力 サブレーション・プール水位 格納容器雰囲気放射線モニタ (D/W, S/C) フィルタ装置出口放射線モニタ (高レンジ・低レンジ)
使用済燃料プールの冷却	<ul style="list-style-type: none"> 使用済燃料プールの冷却を実施する。 	—	—	—

■ : 有効性評価上考慮しない操作

第2.6-1表 LOCA時注水機能喪失における重大事故対策について（4/4）

確認及び操作	手 順	重大事故等対処設備		
		常設設備	可搬型設備	計装設備
可搬型代替注水大型ポンプによる水源補給操作	<ul style="list-style-type: none"> ・アクセスルートの復旧、可搬型代替注水大型ポンプの移動及びホース敷設等を実施する。 ・代替淡水貯槽の残量に応じて、可搬型代替注水ポンプにより北側淡水池又は高所淡水池から代替淡水貯槽に水源補給操作を実施する。 	代替淡水貯槽	可搬型代替注水大型ポンプ ホイールローダ	代替淡水貯槽水位
タンクローリによる燃料補給操作	<ul style="list-style-type: none"> ・タンクローリによる燃料補給操作を実施する。 	可搬型設備用軽油タンク	タンクローリ	－

コメント No.163-46,182-17,18 に対する回答

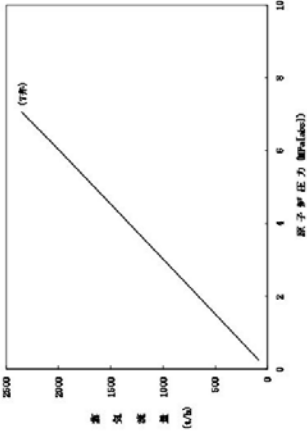
第 2.6-2 表 主要解析条件 (LOCA時注水機能喪失) (1/5)

項 目	主要解析条件	条件設定の考え方
解析コード	原子炉側：S A F E R 格納容器側：M A A P	本重要事故シナリオの重要現象を評価できる解析コード
初期条件	原子炉熱出力	定格熱出力を設定
	原子炉圧力 (圧力容器ドーム部)	定格圧力を設定
	原子炉水位	通常運転水位を設定
	炉心流量	定格流量を設定
	炉心入口温度	熱平衡計算による値
	炉心入口サブクール度	熱平衡計算による値
	燃料	9×9燃料 (A型) と 9×9燃料 (B型) は、熱水力的な特性はほぼ同等であり、その他の核的特性等の違いは燃料棒最大線出力密度の保守性に包含されることから、代表的に 9×9燃料 (A型) を設定
	燃料棒最大線出力密度	初期の燃料棒線出力密度が大きい方が燃料被覆管温度の観点で厳しい設定となるため、保安規定の運転上の制限における上限値を設定
	原子炉停止後の崩壊熱	崩壊熱が大きい方が原子炉水位低下及び格納容器圧力上昇の観点で厳しい設定となるため、崩壊熱が大きくなる燃焼度の高い条件として、1サイクルの運転期間 (13ヶ月) に調整運転期間 (約1ヶ月) を考慮した運転期間に対応する燃焼度を設定
	格納容器圧力	格納容器圧力の観点で厳しい高めの設定として、通常運転時の圧力を包含する値を設定
	ドライウエル雰囲気温度	ドライウエル内ガス冷却装置の設計温度を設定

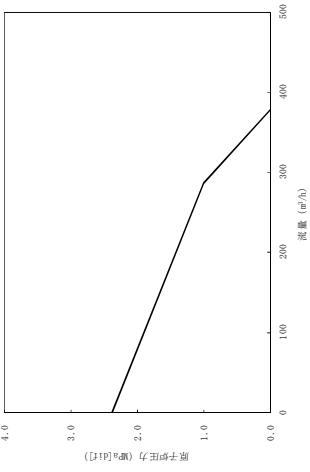
第2.6-2表 主要解析条件（LOCA時注水機能喪失）（2/5）

項 目		主要解析条件	条件設定の考え方
初期条件	格納容器体積 (ドライウエル)	5,700m ³	設計値を設定
	格納容器体積 (ウェットウエル)	空間部：4,100m ³ 液相部：3,300m ³	サブレーション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる少なめの水量として、保安規定の運転上の制限における下限値を設定
	サブレーション・プール水位	6.983m (通常水位－4.7cm)	サブレーション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる低めの水位として、保安規定の運転上の制限における下限値を設定
	サブレーション・プール水温	32℃	サブレーション・プールでの圧力抑制効果が厳しくなる高めの水温として、保安規定の運転上の制限における上限値を設定
	ベント管真空破壊装置 作動差圧	3.45kPa（ドライウエル－サブレーション・チェンバ間差圧）	設計値を設定
	外部水源の水温	35℃	格納容器スプレイによる圧力抑制効果の観点で厳しい高めの水温として、代替淡水貯槽及び水源補給に用いる淡水貯水池の年間の気象条件変化を包含する高めの水温を設定
事故条件	起因事象	再循環配管に 約3.7cm ² 及び約9.5cm ² の 破断が発生	シユラウド外の液相部配管のうち最も低い位置にある再循環配管（配管断面積約2,400cm ² ）に対して、運転員等操作の操作時間余裕を考慮しても、対策の有効性が確認できる範囲内において最大となる約3.7cm ² の破断を設定加えて、約9.5cm ² の破断を想定し、これが運転員等操作の操作時間余裕を考慮せずに、燃料被覆管の破断発生防止が可能な最大の破断面積となることを確認する
	安全機能の喪失に対する仮定	高圧注水機能喪失 低圧注水機能喪失	高圧注水機能として高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系、低圧注水機能として低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の機能喪失を設定
	外部電源	外部電源あり	原子炉スクラムが原子炉水位低（レベル3）信号にて発生し、再循環ポンプトリップが原子炉水位異常低下（レベル2）信号にて発信するため、原子炉水位の低下が大きくなり、燃料被覆管温度の観点で厳しくなる外部電源ありを設定

第2.6-2表 主要解析条件（LOCA時注水機能喪失）（3/5）

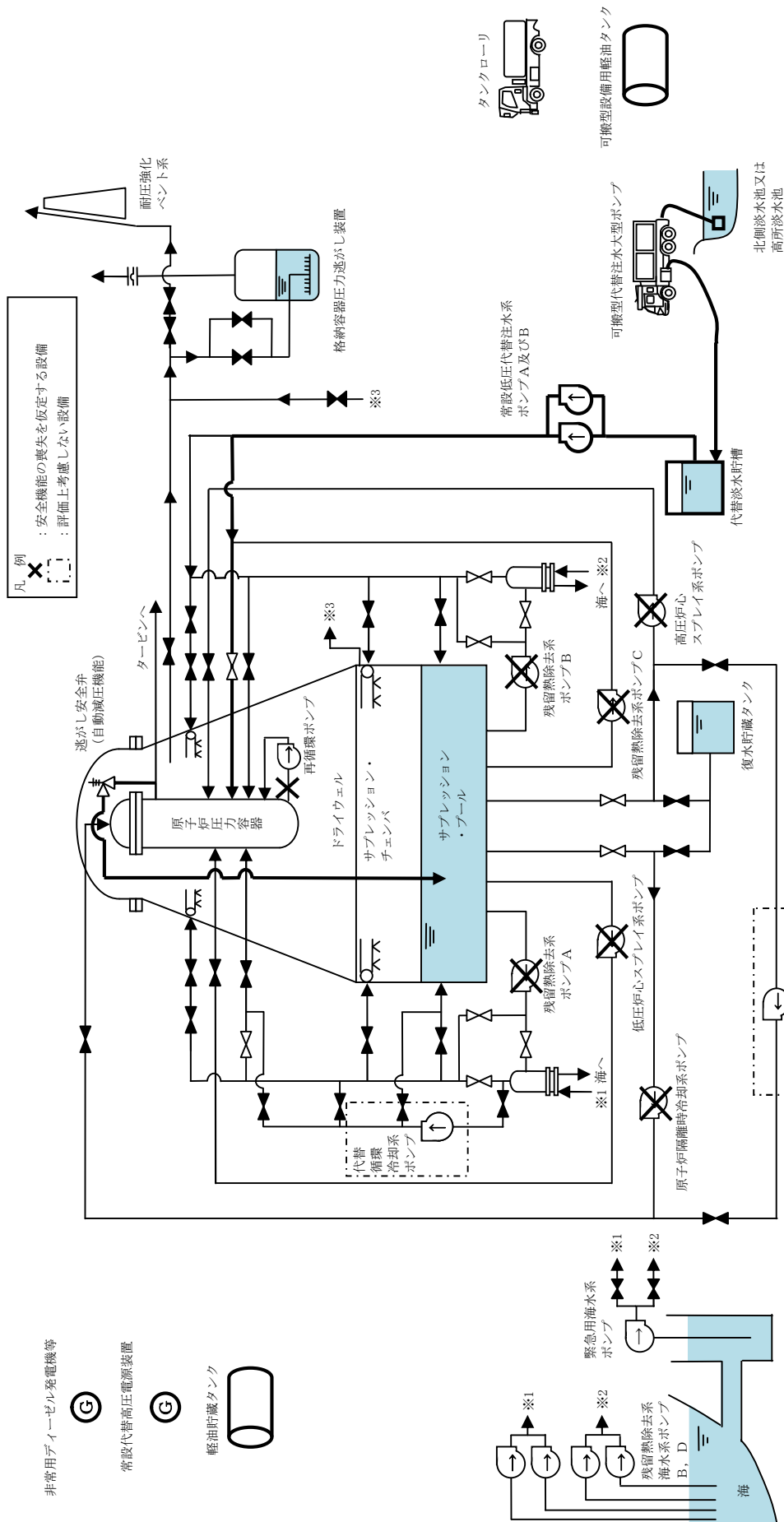
項 目	主要解析条件	条件設定の考え方
原子炉スクラム	原子炉水位低（レベル3）信号 （遅れ時間：1.05秒）	事象進展の観点で、起因事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として、外部電源がある場合の原子炉水位低（レベル3）信号による原子炉スクラムを設定
A T W S緩和設備 （代替原子炉再循環ポンプ リッブ機能）	原子炉水位異常低下（レベル2） 信号で全台停止	事象進展の観点で、起因事象発生から原子炉スクラムまでの期間の原子炉水位の低下を厳しくする条件として、外部電源がある場合の原子炉水位異常低下（レベル2）信号による再循環ポンプトリップを設定
逃がし安全弁	<p>（原子炉圧力制御時）</p> <p>安全弁機能</p> <p>7.79MPa [gage] ×2 個, 385.2t/h/個</p> <p>8.10MPa [gage] ×4 個, 400.5t/h/個</p> <p>8.17MPa [gage] ×4 個, 403.9t/h/個</p> <p>8.24MPa [gage] ×4 個, 407.2t/h/個</p> <p>8.31MPa [gage] ×4 個, 410.6t/h/個</p>	設計値を設定 なお、安全弁機能は逃がし弁機能に比べて原子炉圧力が高めに維持され、原子炉減圧操作時に原子炉圧力が所定の圧力に到達するまでの時間が遅くなるため、事象発生初期において高圧注水機能が喪失し低圧注水機能を用いて原子炉注水を実施する事故シナシスにおいては、評価項目に対して厳しい条件となる
	<p>（原子炉減圧操作時）</p> <p>逃がし安全弁（自動減圧機能）7弁を開放することによる原子炉減圧</p> <p>＜原子炉圧力と逃がし安全弁蒸気流量の関係＞</p> 	逃がし安全弁の設計値に基づく原子炉圧力と蒸気流量の関係から設定
重大事故等対策に関連する機器条件		

第 2.6-2 表 主要解析条件（LOCA時注水機能喪失）（4／5）

項 目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に関連する機器条件	低圧代替注水系（常設） 原子炉水位が原子炉水位高（レベル8）設定点まで回復した以降は原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の範囲に維持 （原子炉注水単独時） 最小流量特性（2台） ・注水流量：0～378m ³ /h ・注水圧力：0～2.38MPa[dif]	炉心冷却性の観点で厳しい設定として、機器設計上の最小要求値である最小流量特性を設定 ＜常設低圧代替注水系ポンプ2台による注水特性＞ 
	（原子炉注水と格納容器スプレイ併用時） ・注水流量：230m ³ /h（一定）	併用時の系統評価に基づき、保守的な流量を設定
	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）	格納容器圧力上昇を抑制可能な流量として、運転手順に基づき設定
	格納容器圧力逃がし装置	格納容器減圧特性の観点で厳しい設定として、機器設計上の最低要求値である最小流量特性を設定

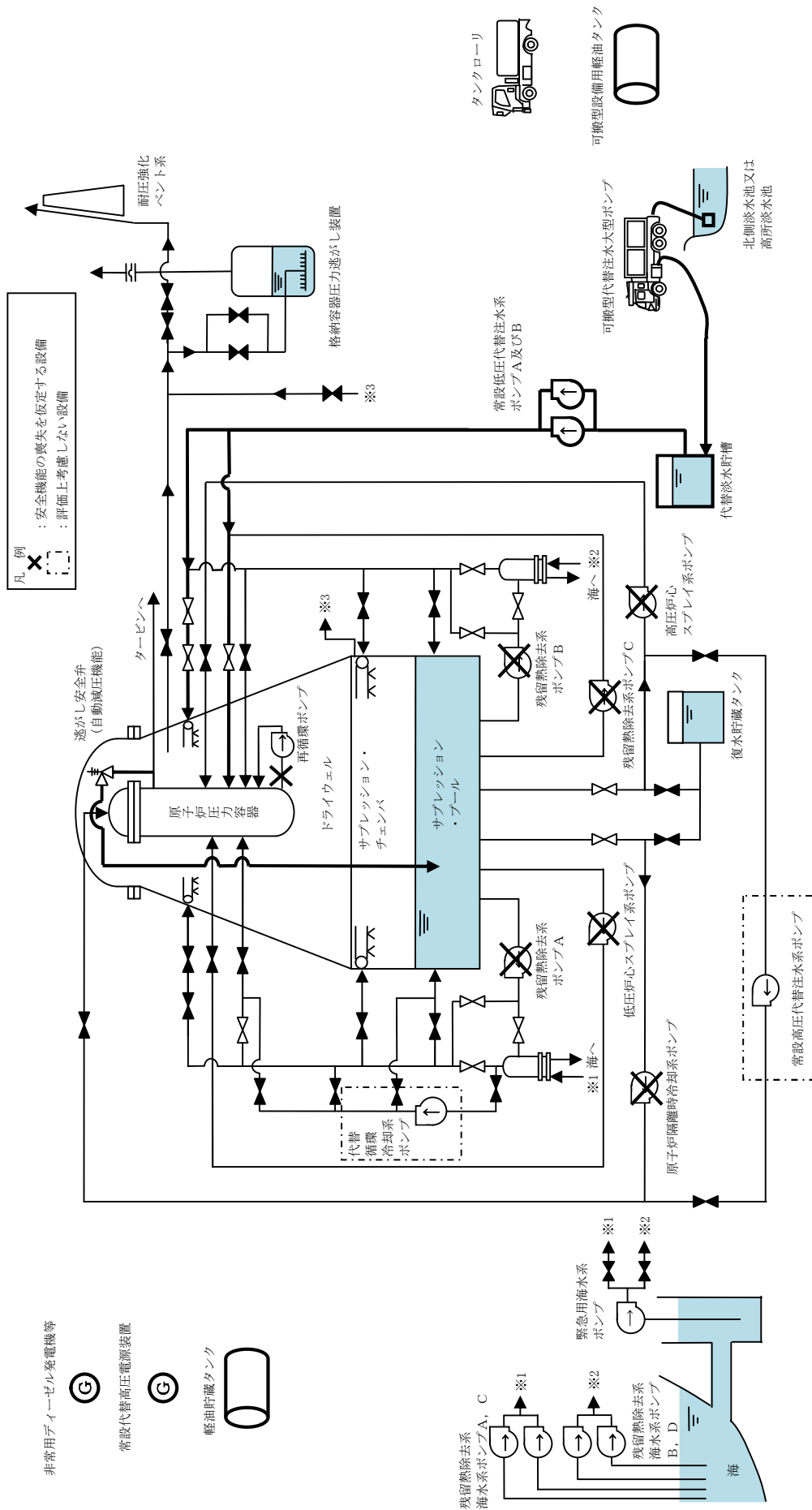
第 2.6-2 表 主要解析条件（LOCA時注水機能喪失）（5／5）

項 目	主要解析条件	条件設定の考え方
重大事故等対策に 関連する操作条件	逃がし安全弁（自動減圧機能） による原子炉減圧操作（常設） 低圧代替注水系（常設）を用いた 低圧代替注水系（常設）による 原子炉注水	運転手順に基づき、高圧・低圧注水機能喪失を確認し、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の準備が完了した時点で原子炉減圧操作を実施するため、外部電源がない場合も考慮し、状況判断、高圧注水機能喪失の確認、解析上考慮しない高圧代替注水系の起動操作、低圧注水機能喪失の確認、常設代替高圧電源装置による緊急用母線注水操作、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作及び逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作に要する時間を考慮して設定
	常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却	運転手順に基づき格納容器ベント実施基準である格納容器最高使用圧力（310kPa[gage]）に対する余裕を考慮して設定
	格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱（サプレッション・チェンバ側）	運転手順に基づき、格納容器最高使用圧力を踏まえて設定

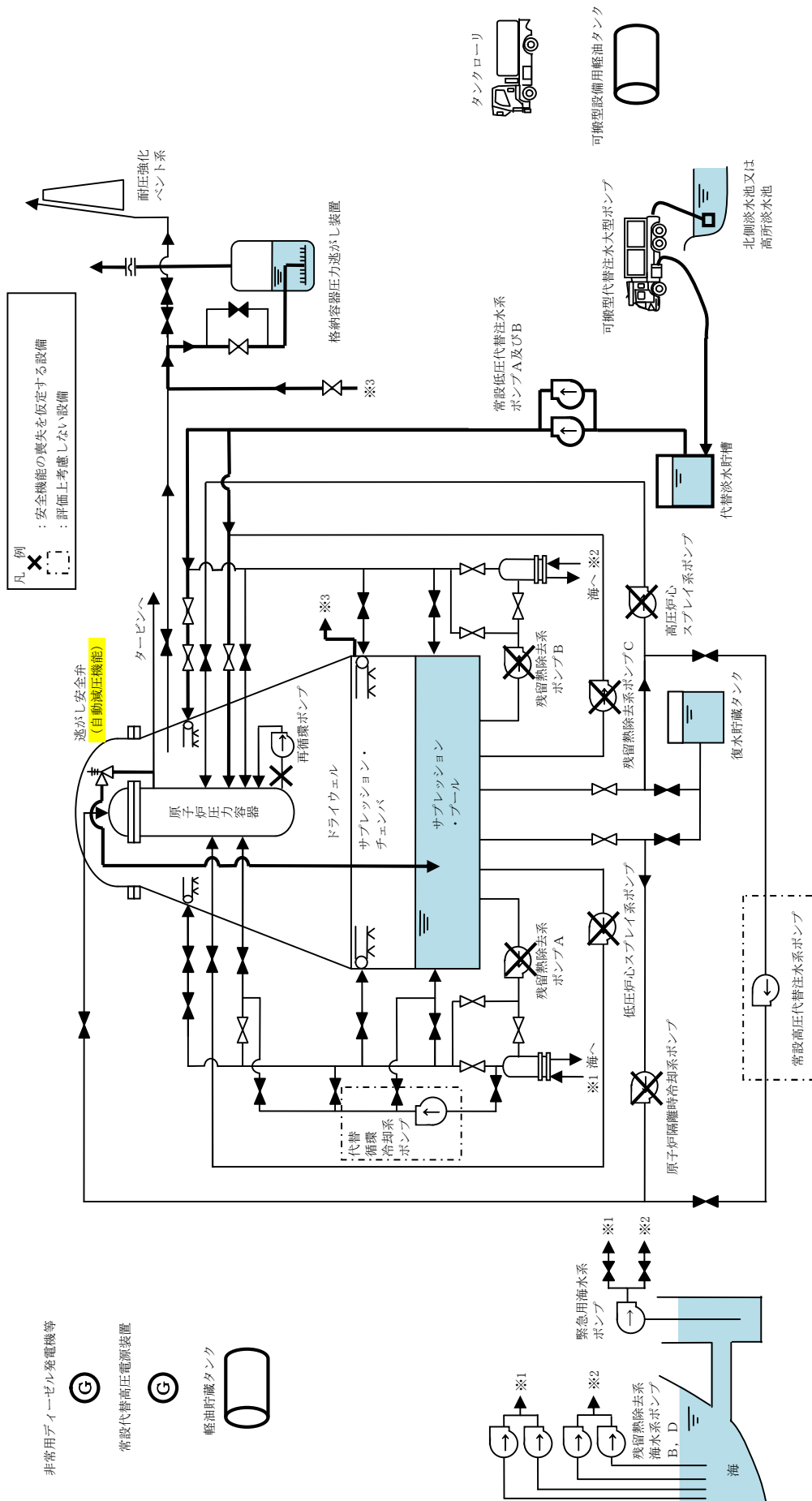


第 2.6-1 図 LOCA 時注水機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (1/3)
(常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水段階)

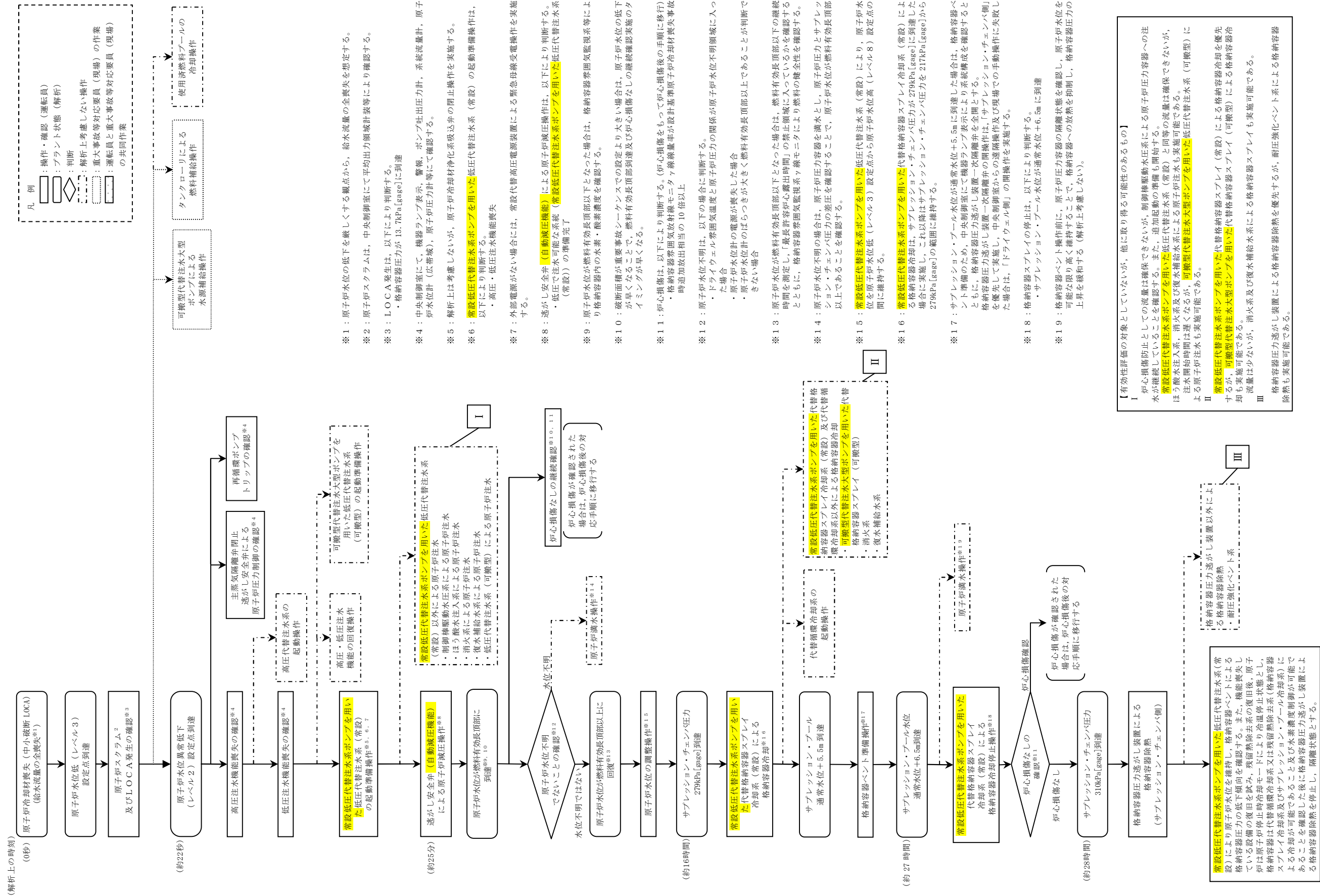
コメント No. 182-15 に対する回答



第 2.6-1 図 LOCA 時注水機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (2/3)
 (常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水及び代替格納容器スプレイ冷却系 (常設) による格納容器冷却段階)



第2.6-1図 LOCA時注水機能喪失時の重大事故等対策の概略系統図 (3/3)
 (常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系 (常設) による原子炉注水及び格納容器圧力逃がし装置による格納容器ベント段階)



第2.6-2図 LOC A時注水機能喪失(中小破断LOC A)の対応手順の概要

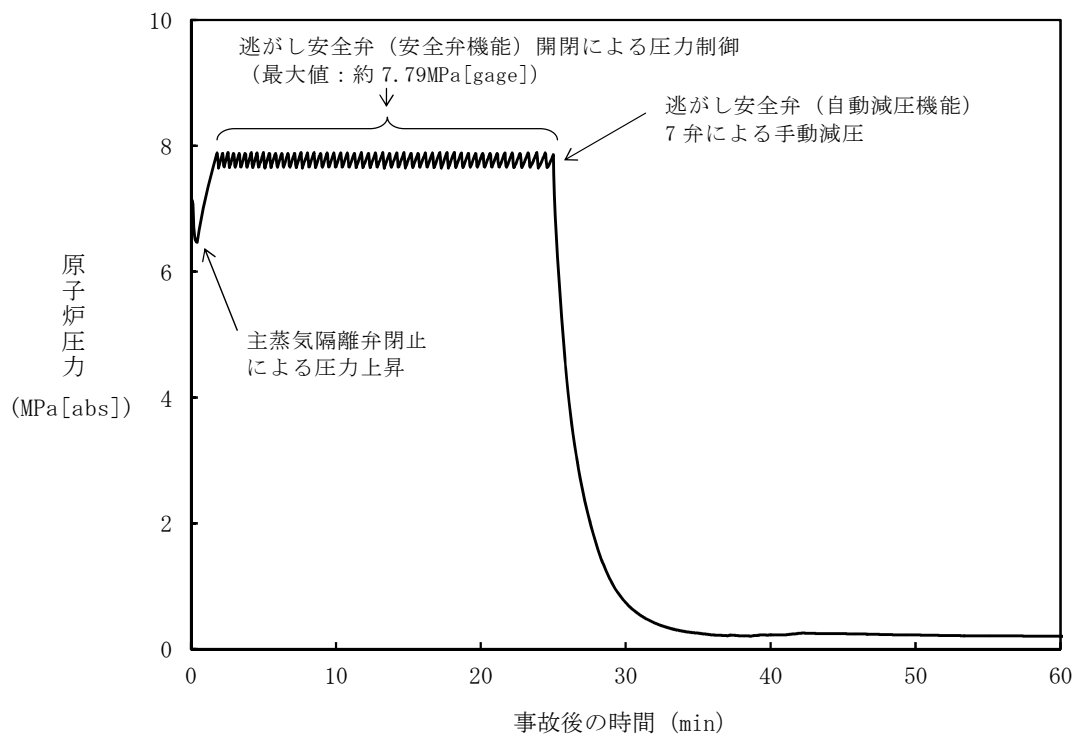
コメント No. 147-19, 20, 23, 25, 29,
148-01, 17 に対する回答

L O C A時注水機能喪失																	
					経過時間（分）											備 考	
					0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100		110
操作項目	実施箇所・必要員数 【 】は他作業後移動してきた要員				操作の内容	▽ 事象発生 ▽ 原子炉スクラム ▽ 約20秒 原子炉水位異常低下（レベル2）設定点到達 ▽ 約40秒 ドライウェル圧力高設定点（13.7kPa〔gage〕）到達 ▽ プラント状況判断 ▽ 約15分 原子炉水位異常低下（レベル1）設定点到達 ▽ 25分 原子炉減圧開始											
	責任者	発電長	1人	中央監視 運転操作指揮													
	補佐	副発電長	1人	運転操作指揮補佐													
	通報連絡者	災害対策要員	2人	災害対策本部連絡 発電所外部連絡													
	運転員 (中央制御室)	運転員 (現場)		重大事故等対応要員 (現場)													
状況判断	2人 A, B	—	—	—	● L O C A発生の確認 ● 外部電源喪失及び給水流量全喪失の確認 ● 原子炉スクラムの確認 ● タービン停止の確認 ● 非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認 ● 再循環ポンプトリップの確認 ● 高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の自動起動失敗の確認 ● 低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の自動起動失敗の確認 ● 主蒸気隔離弁閉止及び逃がし安全弁〔安全弁機能〕による原子炉圧力制御の確認	10 分										外部電源喪失の確認及び非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認は、外部電源がない場合に実施する	
高圧注水機能喪失の確認	【1人】 A	—	—	—	● 高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の手動起動操作（失敗）	2 分											
常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作	【1人】 B	—	—	—	● 常設代替高圧電源装置2台起動及び緊急用母線受電操作	4 分											外部電源がない場合に実施する
高圧代替注水系の起動操作	【1人】 A	—	—	—	● 高圧代替注水系の起動操作			4 分									解析上考慮しない
低圧注水機能喪失の確認	【1人】 A	—	—	—	● 低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の手動起動操作（失敗）				4 分								
高圧／低圧注水機能の回復操作	—	2人 C, D	—	—	● 高圧／低圧注水機能の回復操作，失敗原因調査												解析上考慮しない
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作	【1人】 A	—	—	—	● 原子炉冷却材浄化系吸込弁の開操作			2 分									解析上考慮しない
	【1人】 B	—	—	—	● 常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水 系統構成			3 分									
可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の注水準備操作	—	—	—	10人 a～j	● アクセスルート復旧，可搬型代替注水大型ポンプ準備，ホース敷設等												解析上考慮しない
逃がし安全弁〔自動減圧機能〕による原子炉減圧操作	【1人】 B	—	—	—	● 逃がし安全弁7弁の開放操作					1 分							
原子炉水位の調整操作	【1人】 B	—	—	—	● 常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の調整操作												原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間に維持する

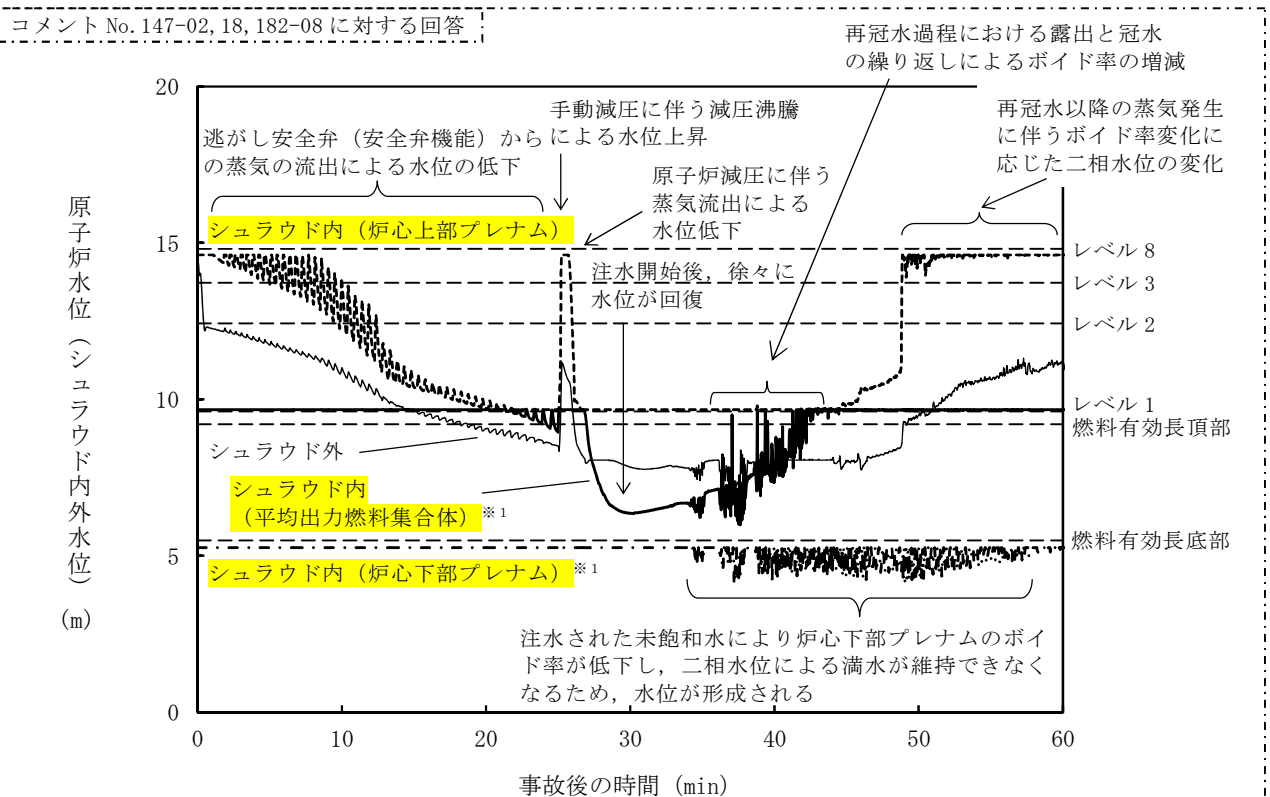
第 2.6-3 図 L O C A時注水機能喪失の作業と所要時間（1／2）

L O C A時注水機能喪失																	
					経過時間（時間）											備 考	
					4	8	12	16	20	24	28	32	36	44	48		52
操作項目	実施箇所・必要要員数			操作の内容	▽ 25分 原子炉減圧開始 ▽ 約16時間 サプレッション・チェンバ圧力279kPa[gage]到達 ▽ 約24時間 サプレッション・プール水位 通常水位+5.5m到達 ▽ 約27時間 サプレッション・プール水位 通常水位+6.5m到達 ▽ 約28時間 サプレッション・チェンバ圧力310kPa[gage]到達												
	運転員 (中央制御室)	運転員 (現場)	重大事故等対応要員 (現場)														
原子炉水位の調整 操作	【1人】 A	—	—	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の調整操作	原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間に維持する												
常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（常設）による格納容器冷却	【1人】 B	—	—	●格納容器スプレイ操作	格納容器スプレイ中適宜状態監視												
代替循環冷却系の 起動操作	【1人】 B	—	—	●代替循環冷却系による原子炉注水	適宜原子炉注水を調整											解析上考慮しない 代替循環冷却系のみで状態維持が可能な場合は、 低圧代替注水系（常設） による注水を停止する	
				●代替循環冷却系による格納容器スプレイ操作	格納容器スプレイ中適宜状態監視												
原子炉満水操作	【1人】 A	—	—	●原子炉注水流量の増加操作	原子炉水位を可能な限り高く維持											解析上考慮しない	
使用済燃料プールの 冷却操作	【1人】 B	—	—	●常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作	適宜実施											解析上考慮しない スロッシングによる水位 低下がある場合は代替燃料 プール冷却系の起動ま でに実施する	
				●緊急用海水系の起動操作	20 分												
				●代替燃料プール冷却系起動操作	15 分											解析上考慮しない 25時間までに実施する	
格 納 容 器 ベ ン ト 準備操作	【1人】 A	—	—	●格納容器ベント準備（系統構成）	5 分												
	—	【2人】+1人 C, D, E	—	●現場移動（第一弁） ●格納容器ベント準備（系統構成）							125 分						解析上考慮しない
格納容器圧力逃がし装置による格納容器除熱（サプレッション・チェンバ側）	【1人】 A	—	—	●中央制御室からの格納容器ベント操作	格納容器ベント実施後 適宜状態監視												
	—	—	3人 (招集)	●現場手動による格納容器ベント操作	75 分												解析上考慮しない
可搬型代替注水大型ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）の起動準備操作	—	—	10人 a～j	●アクセスルート復旧、可搬型代替注水大型ポンプ準備、ホース敷設等	170 分											解析上考慮しない	
可搬型代替注水大型ポンプによる水源補給操作	—	—	【8人】 c～j	●アクセスルート復旧、可搬型代替注水大型ポンプの移動、ホース敷設等		220 分	適宜実施								代替淡水貯槽の枯渇までには十分な時間がある 代替淡水貯槽の残量に応じて適宜補給を実施する		
	—	—	【2人】 c, d	●ポンプ起動及び水源補給操作													
タンクローリによる燃料補給操作	—	—	2人 (招集)	●可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの補給							90 分	適宜実施					タンクローリ残量に応じて適宜軽油タンクから補給
				●可搬型代替注水大型ポンプへの給油													
必要要員合計	2人 A, B	3人 C, D, E	10人 a～j 及び招集5人														

第 2.6-3 図 LOCA時注水機能喪失の作業と所要時間（2／2）



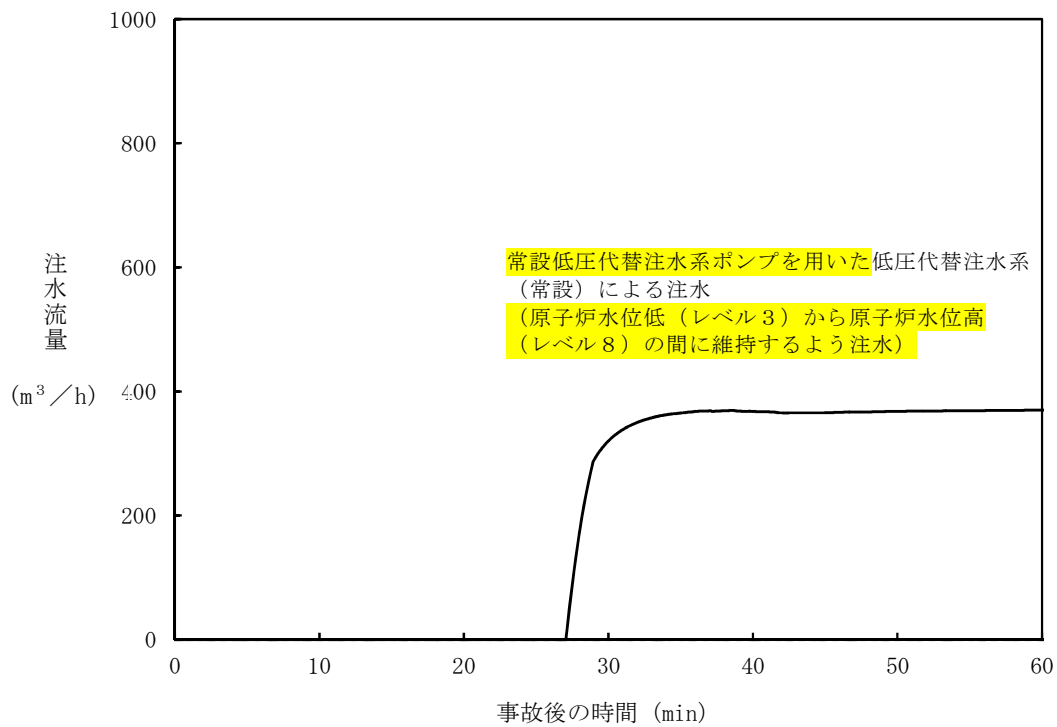
第 2.6-4 図 原子炉圧力の推移 (約 3.7cm²の破断)



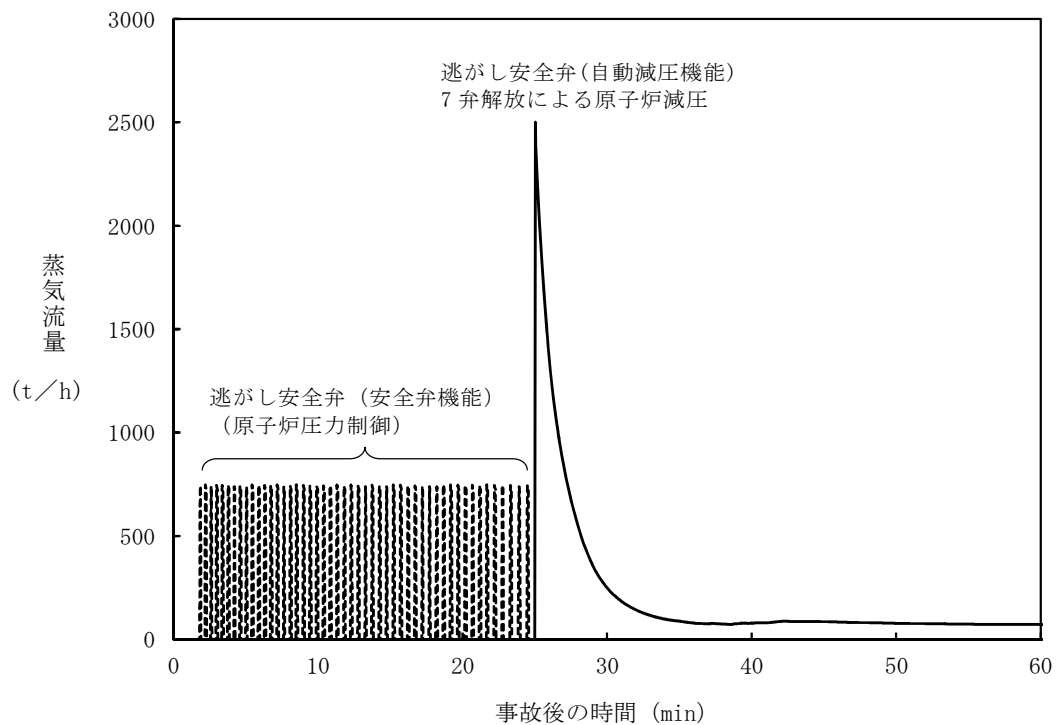
第2.6-5図 原子炉水位 (シユラウド内外水位) の推移 (約3.7cm²の破断) ※

※：シユラウド内外水位はボイドを含む場合は、二相水位を示している。

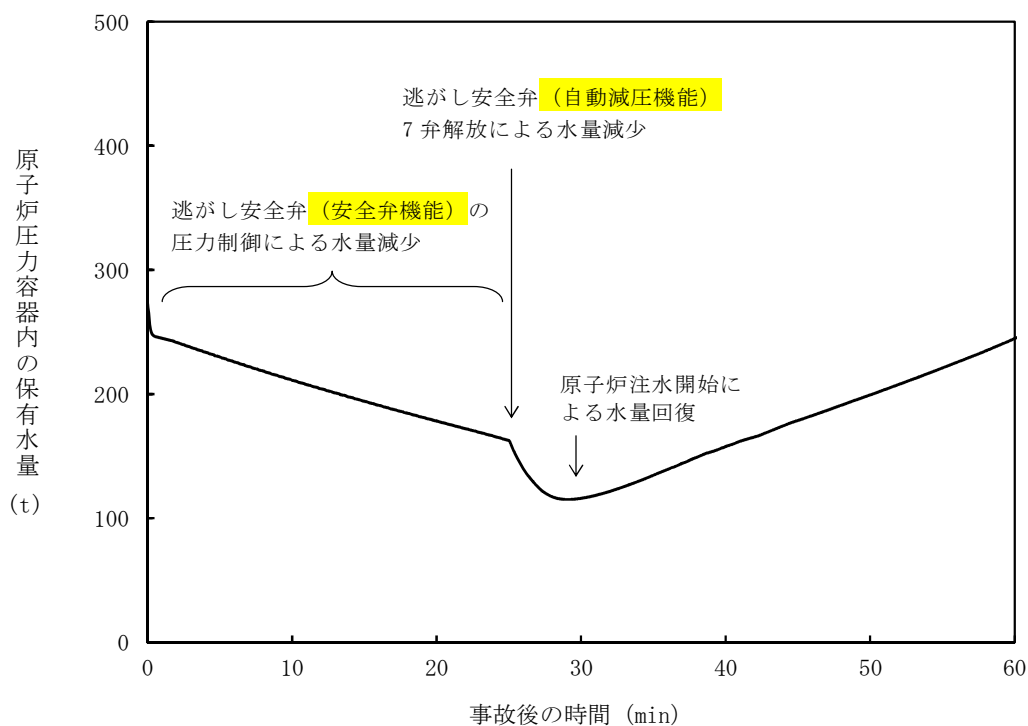
コメント No. 147-05 に対する回答



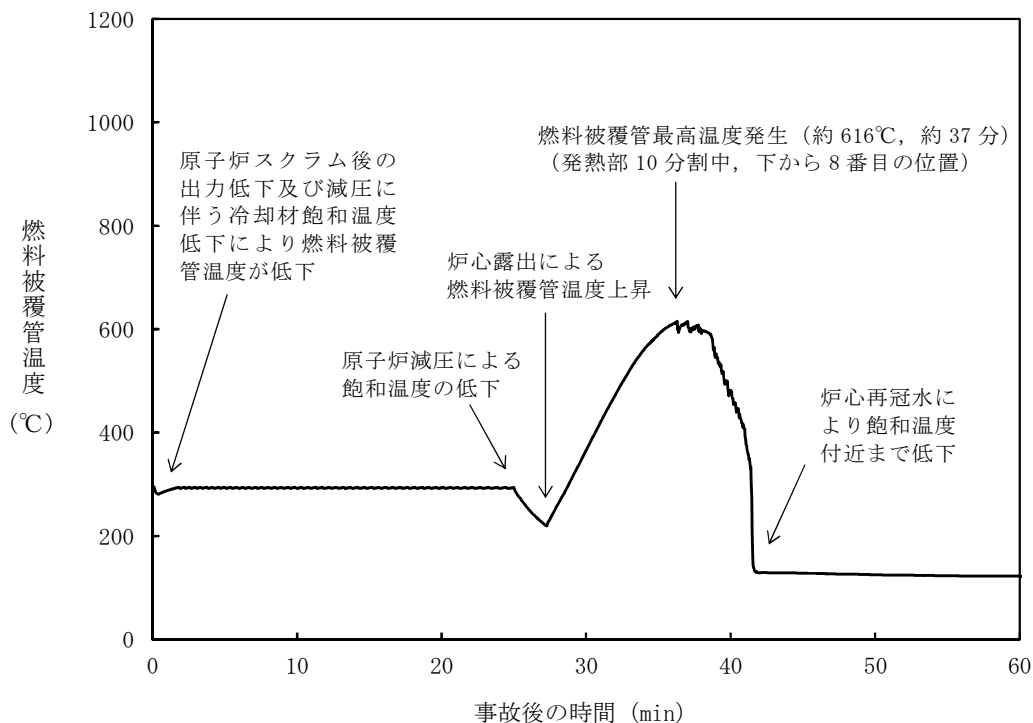
第2.6-6図 注水流量の推移（約3.7cm²の破断）



第2.6-7図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移（約3.7cm²の破断）

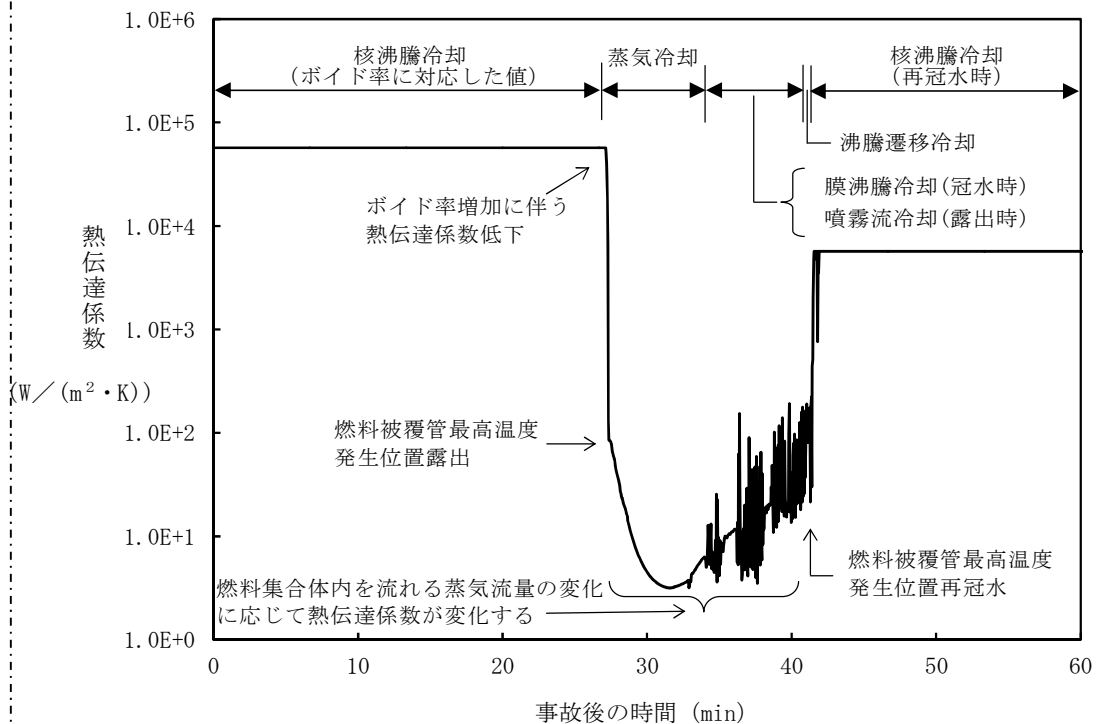


第2.6-8図 原子炉圧力容器内の保有水量の推移 (約3.7cm²の破断)



第2.6-9図 燃料被覆管温度の推移 (約3.7cm²の破断)

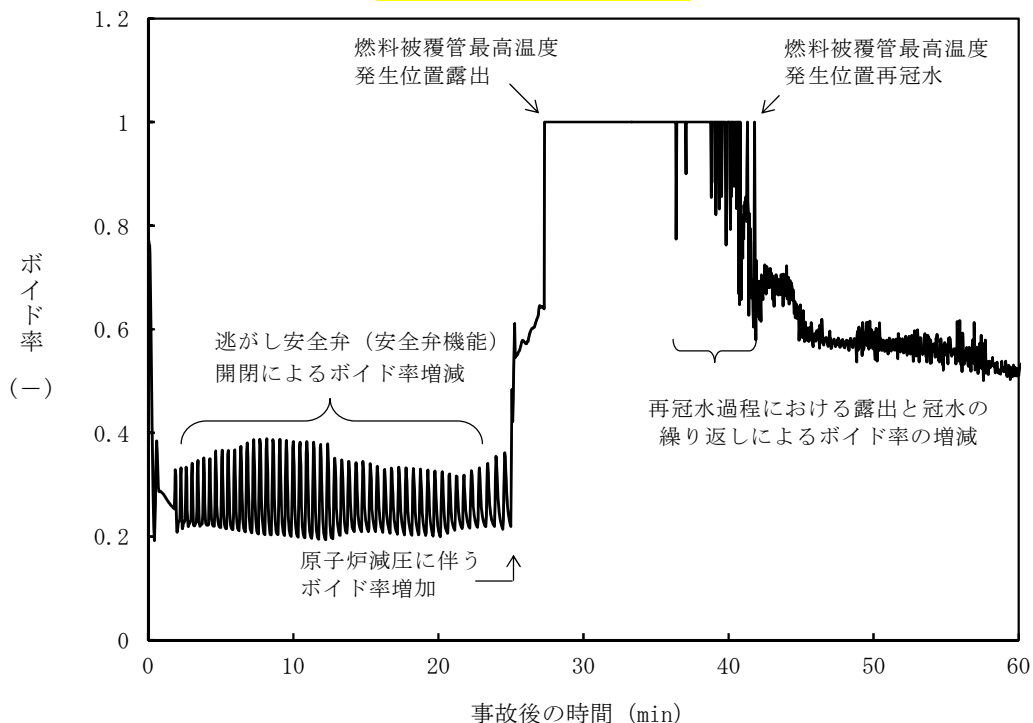
コメント No. 147-02, 182-09 に対する回答



第2.6-10図 燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数の推移

コメント No. 147-02, 05 に対する回答

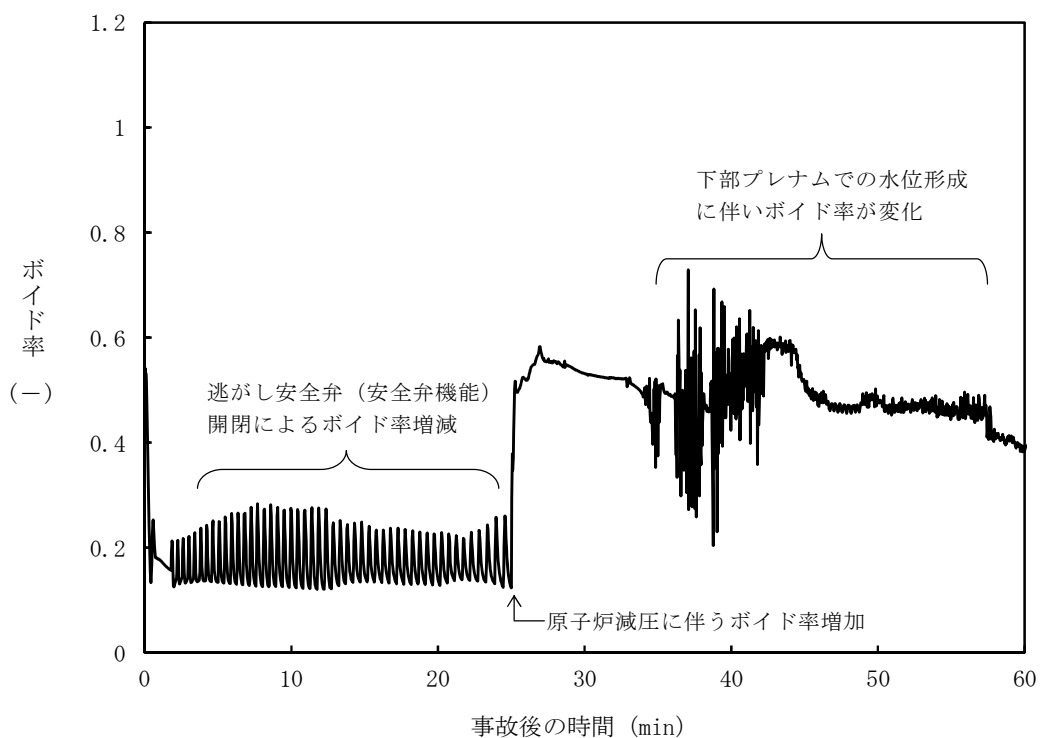
(約 3.7cm² の破断)



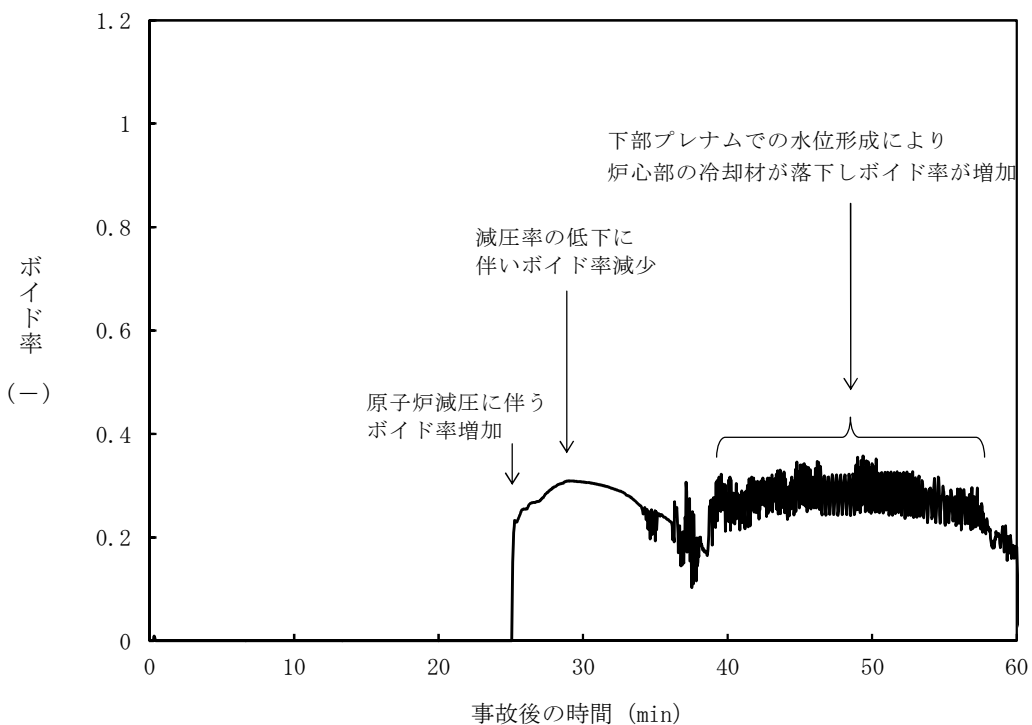
第2.6-11図 燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率の推移

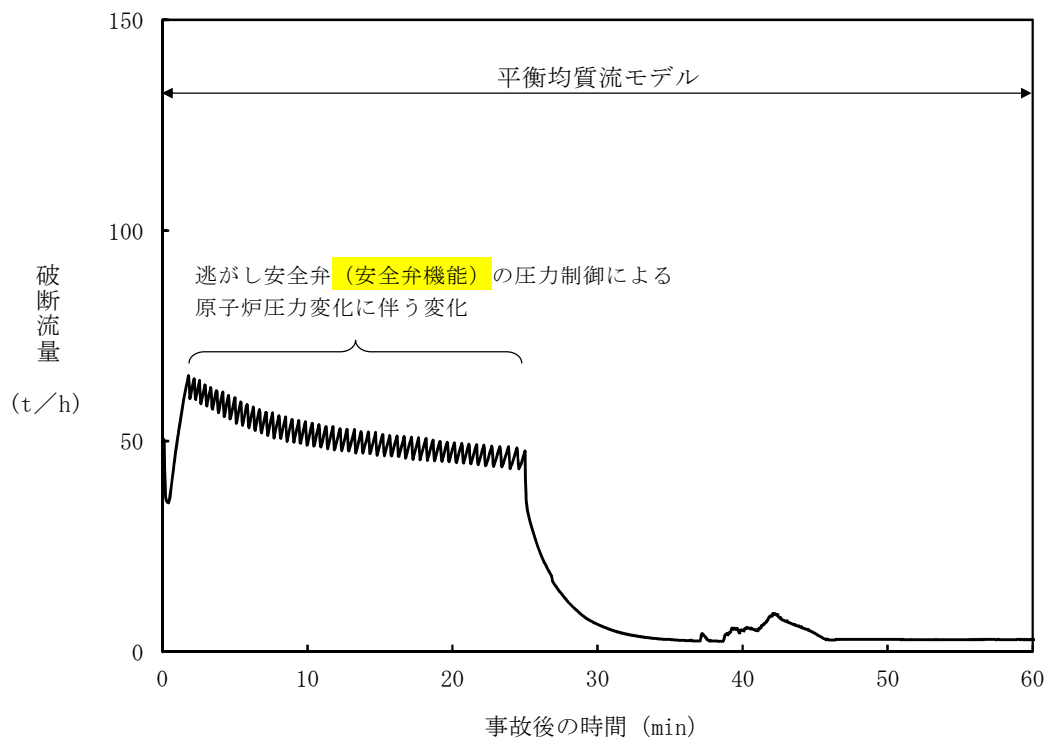
(約3.7cm² の破断)

コメント No. 147-02, 05 に対する回答

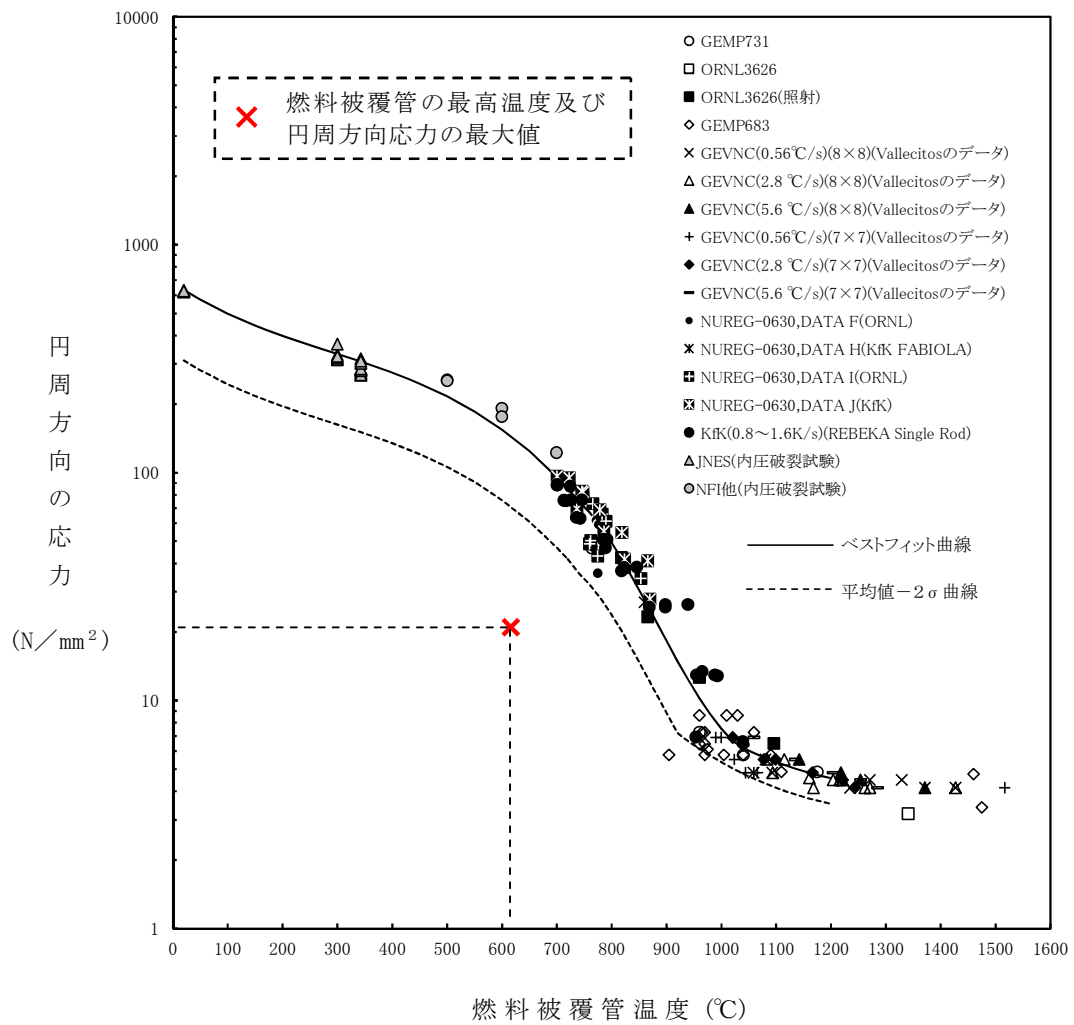
第2.6-12図 平均出力燃料集合体のボイド率の推移 (約 3.7cm^2 の破断)

コメント No. 147-02, 05 に対する回答

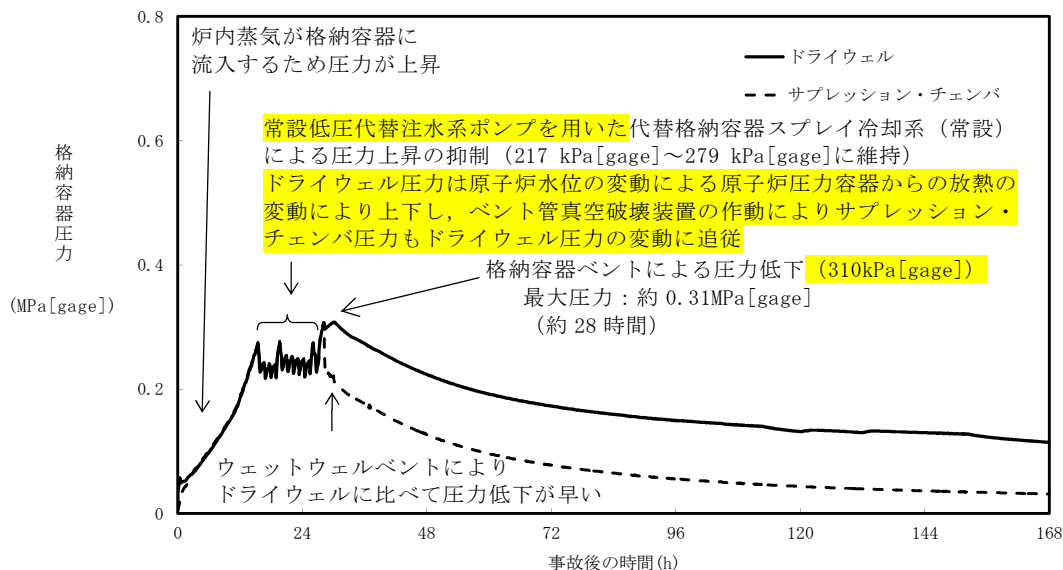
第2.6-13図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移 (約 3.7cm^2 の破断)



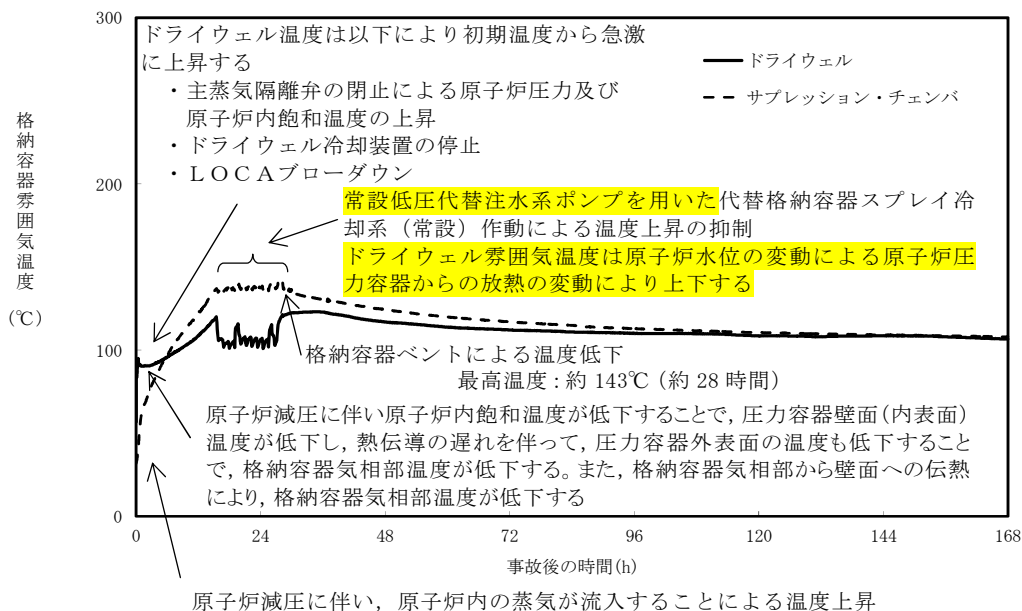
第2.6-14図 破断流量の推移 (約 3.7cm^2 の破断)



第2.6-15図 燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆管温度と
燃料被覆管の円周方向の応力の関係 (約3.7 cm^2 の破断)

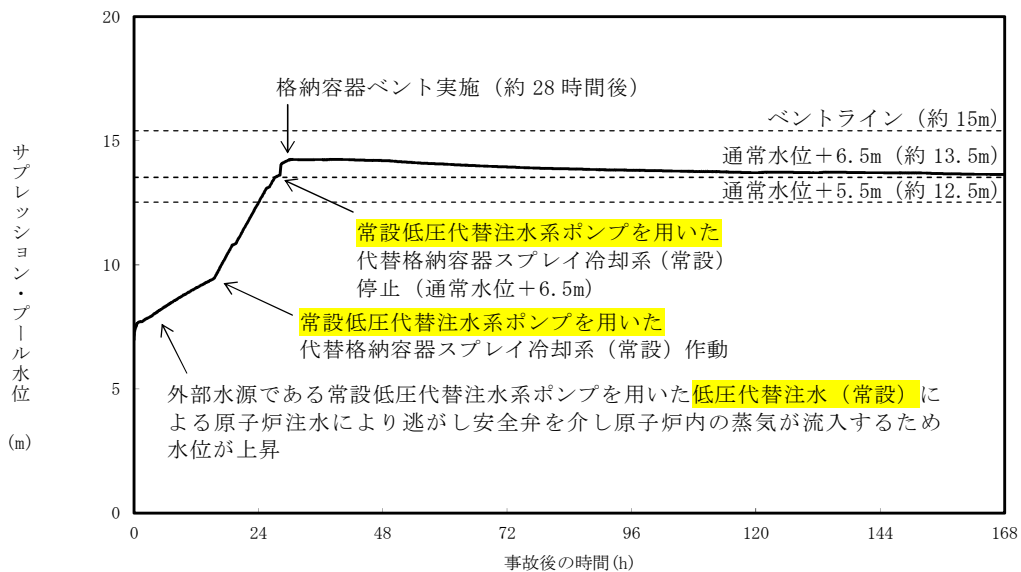


第 2.6-16 図 格納容器圧力の推移（約 3.7cm²の破断）

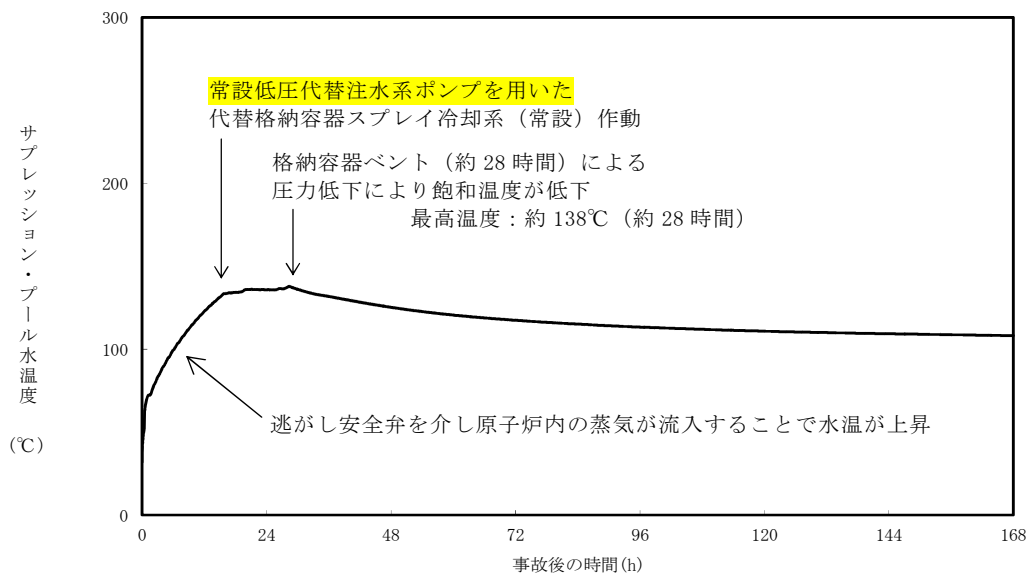


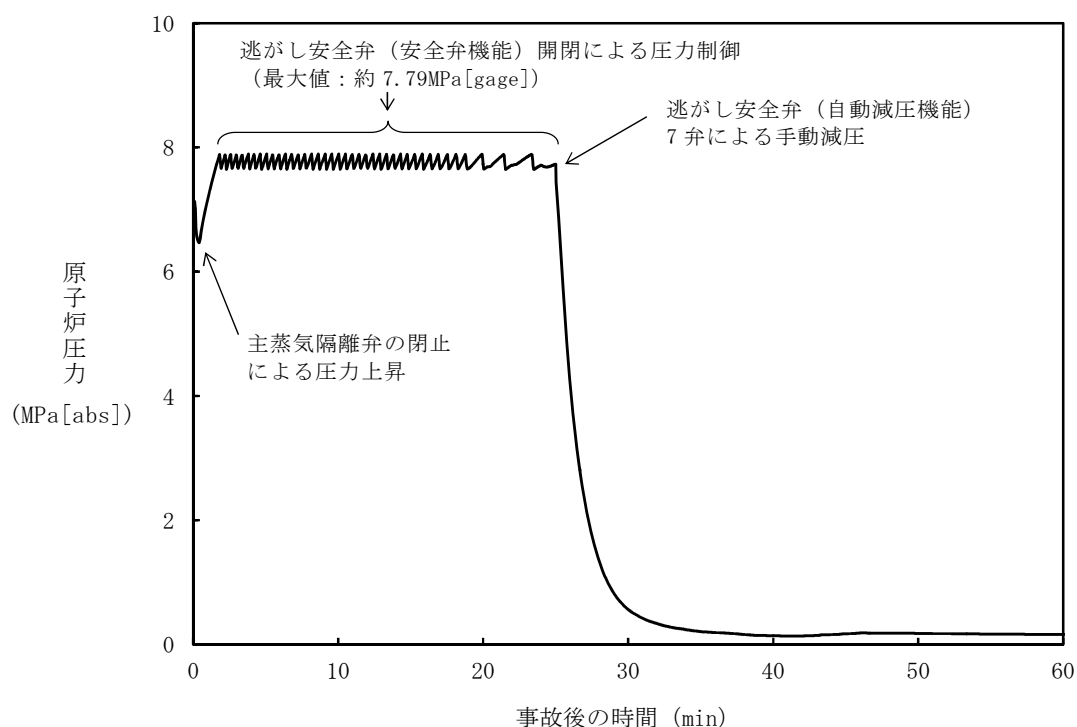
第 2.6-17 図 格納容器雰囲気温度の推移（約 3.7cm²の破断）

コメント No. 147-05, 40 に対する回答

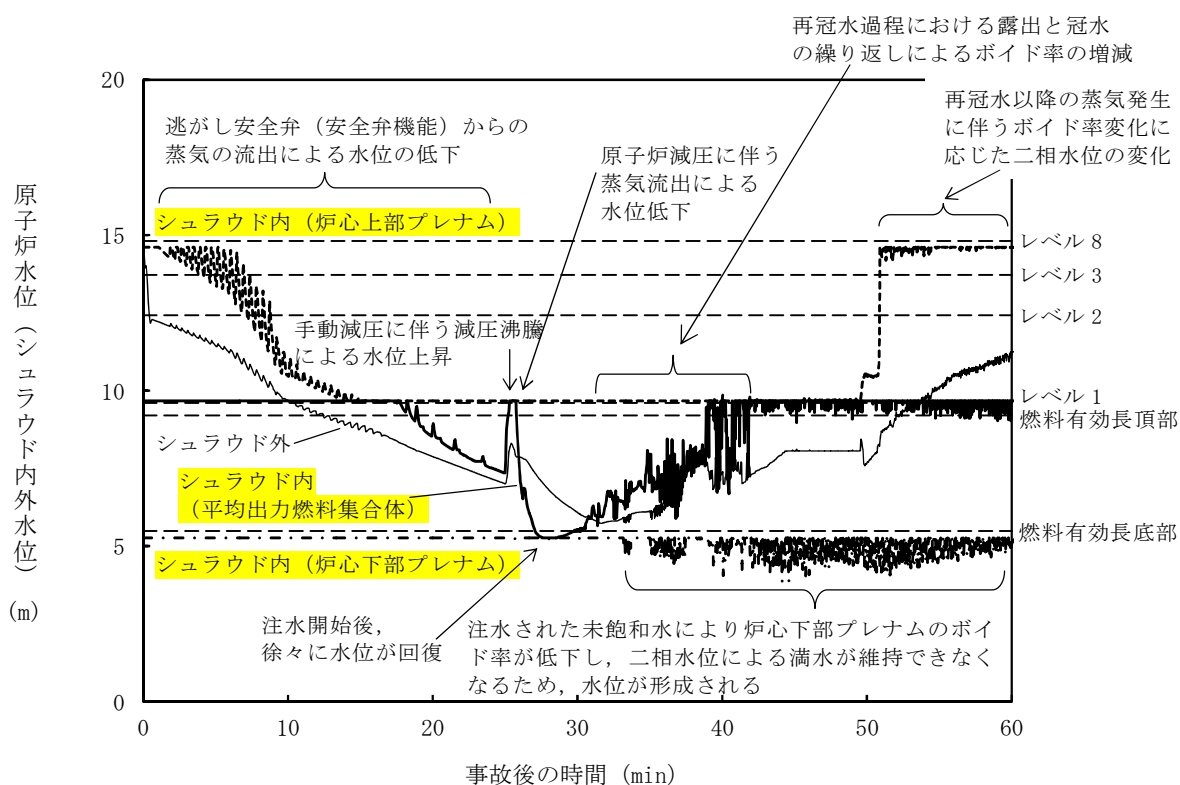
第 2.6-18 図 サプレッション・プール水位の推移 (約 3.7cm²の破断)

コメント No. 147-05 に対する回答

第 2.6-19 図 サプレッション・プール水温度の推移 (約 3.7cm²の破断)

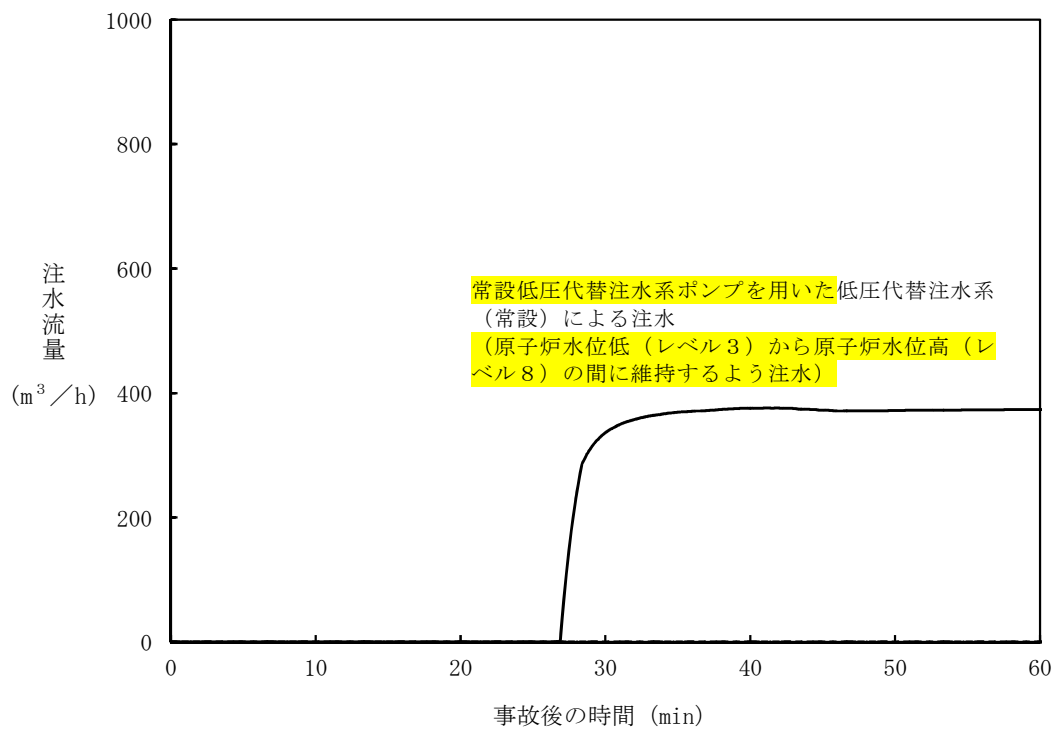


第 2.6-20 図 原子炉圧力の推移 (約 9.5cm^2 の破断)

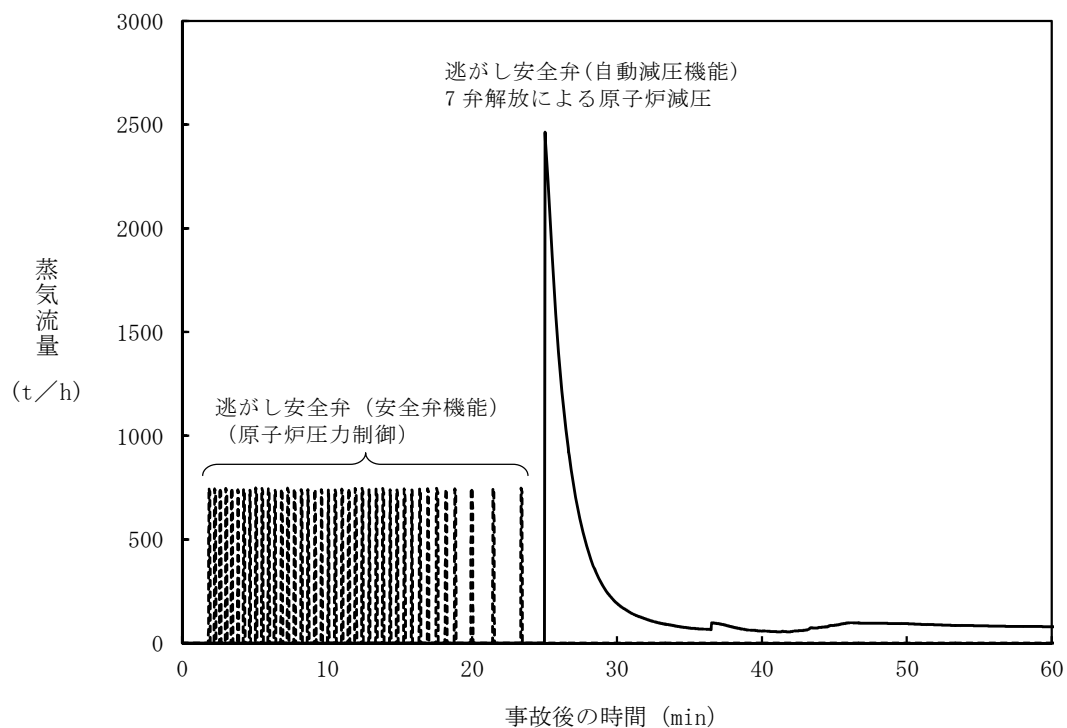


第 2.6-21 図 原子炉水位（シュラウド内外水位）（約 9.5cm²の破断）※

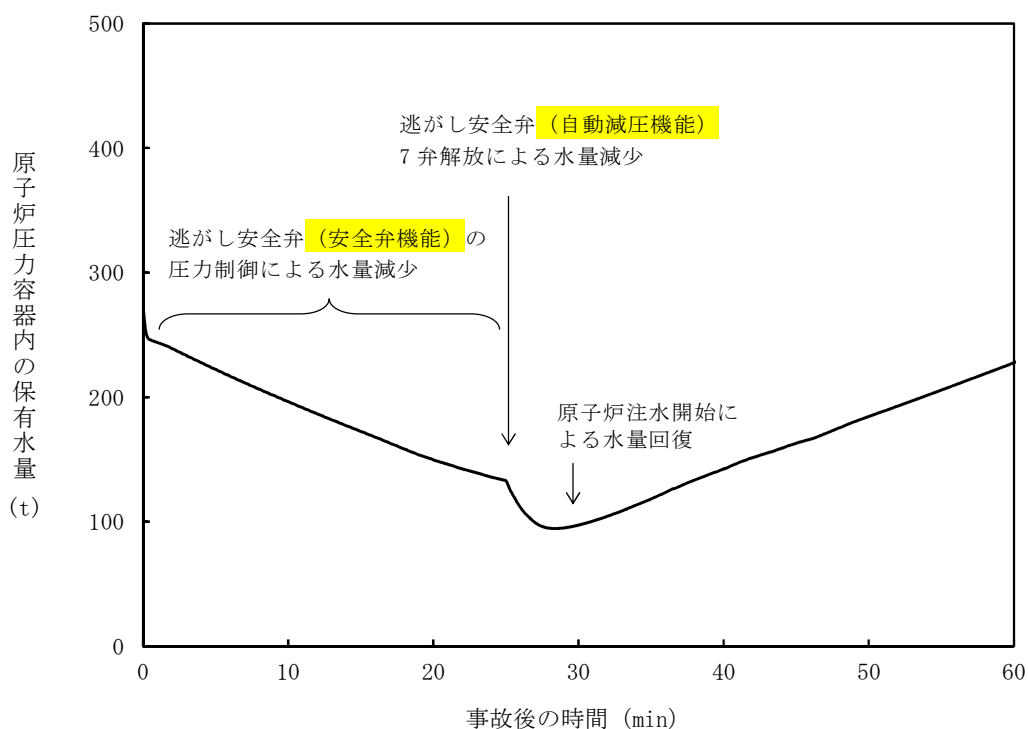
※：シュラウド内外水位はボイドを含む場合は、二相水位を示している。



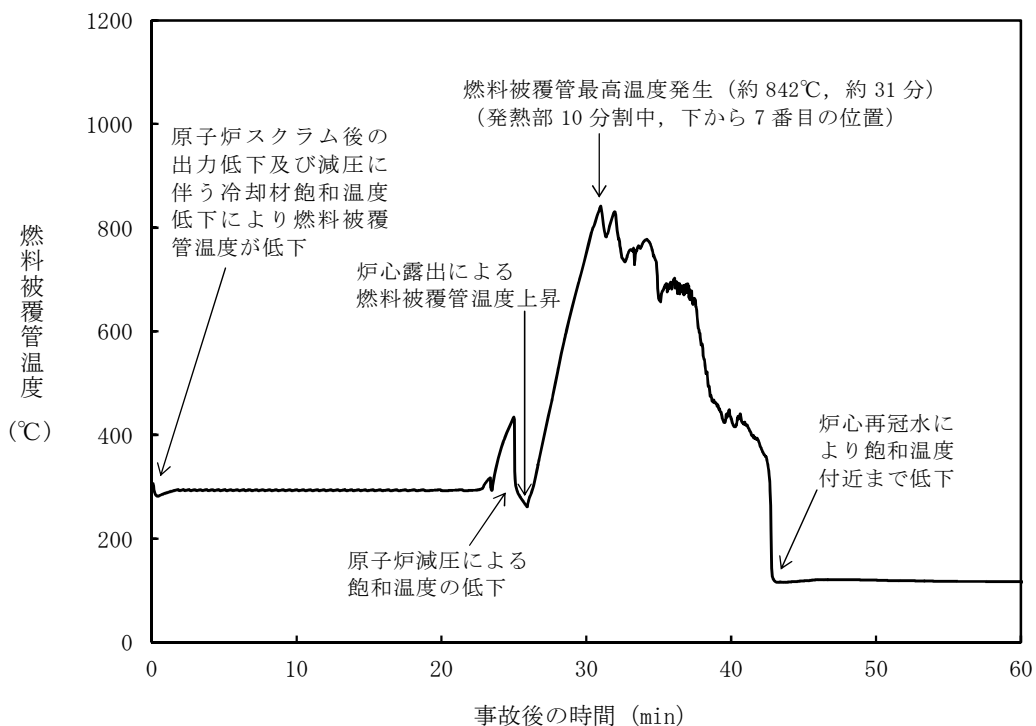
第 2.6-22 図 注水流量の推移 (約 9.5cm^2 の破断)



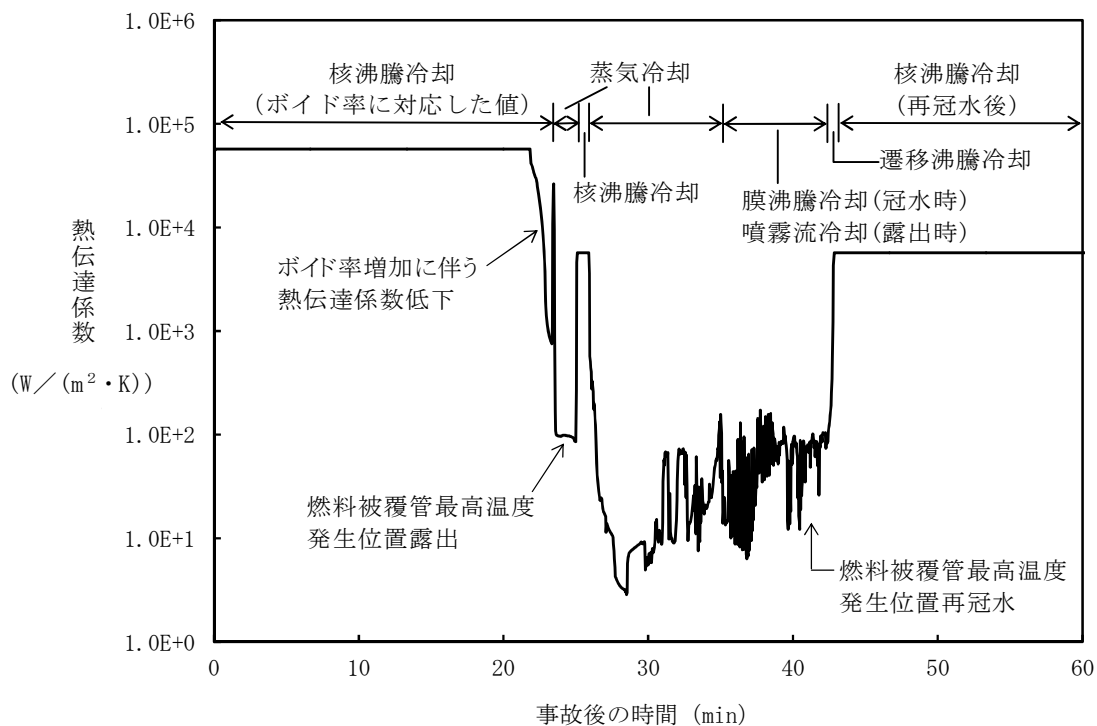
第 2.6-23 図 逃がし安全弁からの蒸気流量の推移 (約 9.5cm^2 の破断)



第 2.6-24 図 原子炉圧力容器内の保有水量の推移 (約 9.5cm²の破断)

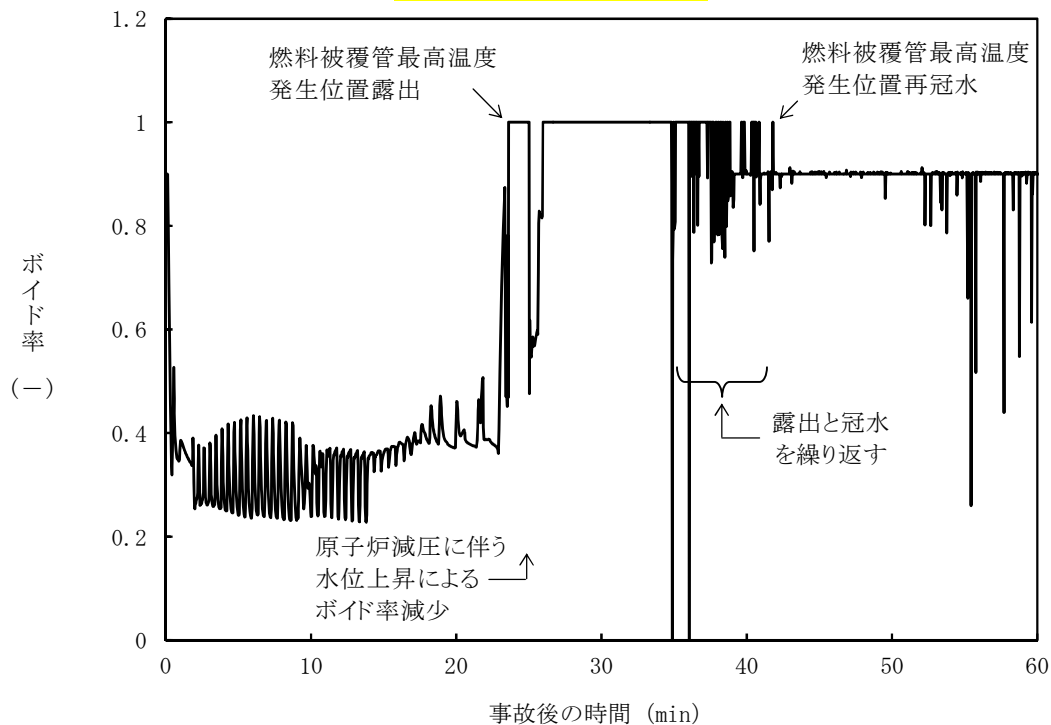


第 2.6-25 図 燃料被覆管温度の推移 (約 9.5cm²の破断)



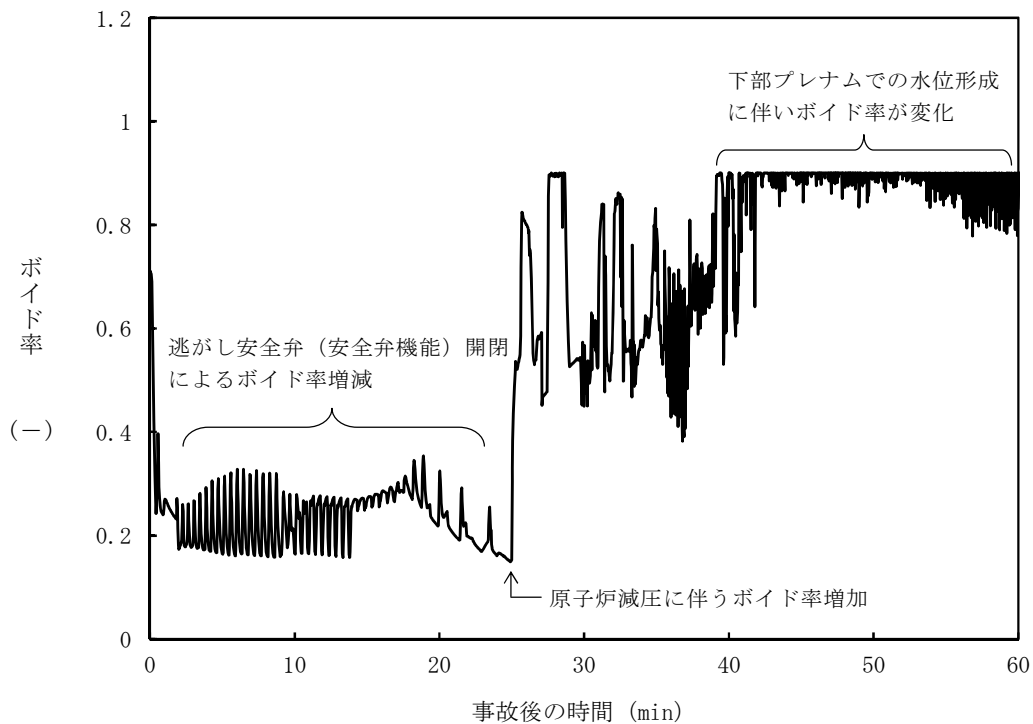
第 2.6-26 図 燃料被覆管最高温度発生位置における熱伝達係数

(約 9.5cm^2 の破断)

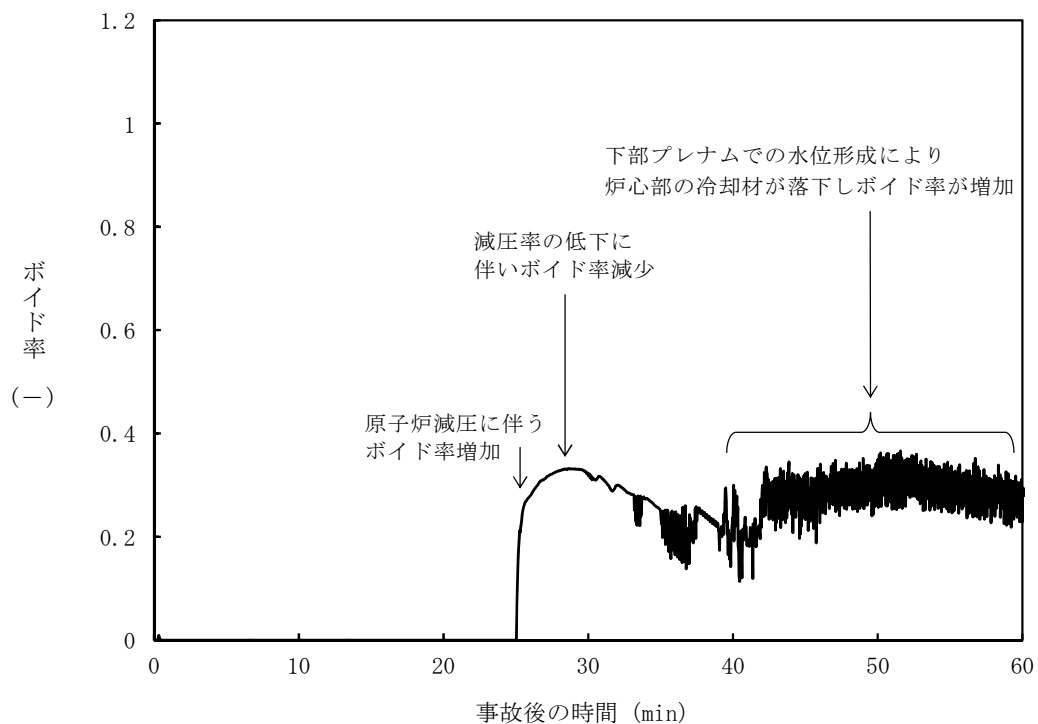


第 2.6-27 図 燃料被覆管最高温度発生位置におけるボイド率

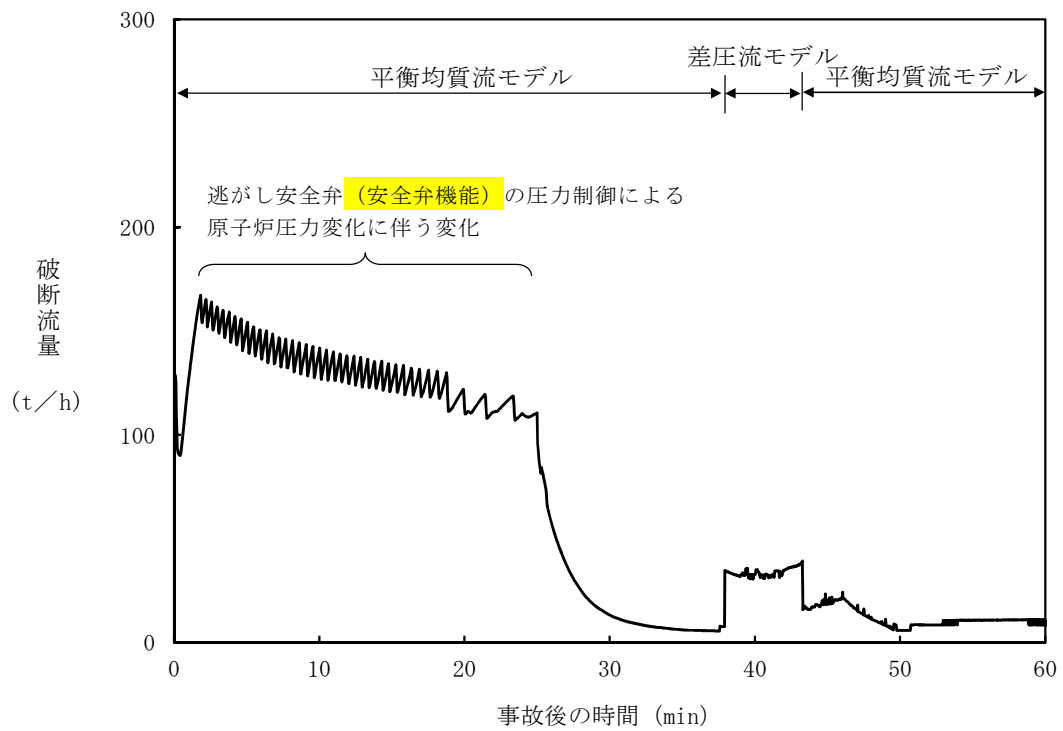
(約 9.5cm^2 の破断)



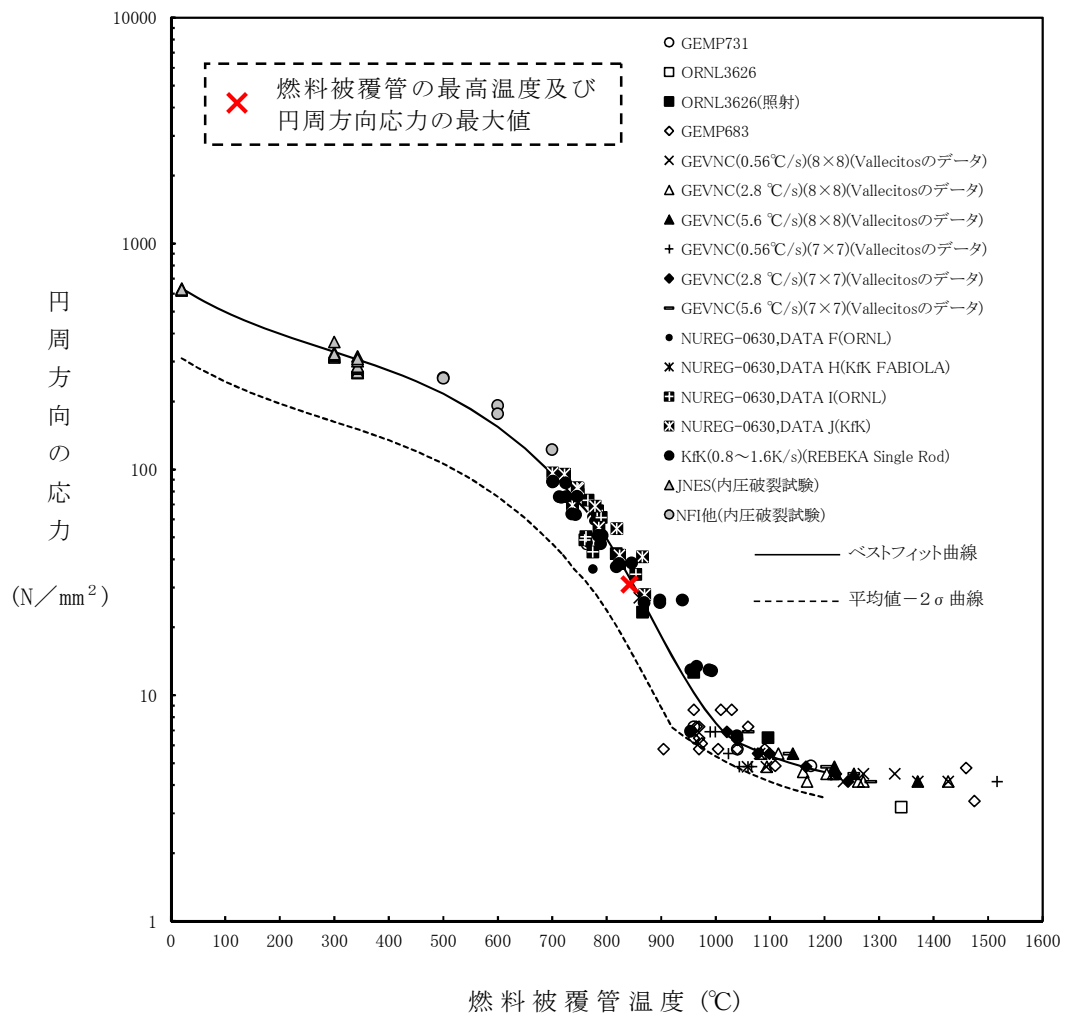
第 2.6-28 図 高出力燃料集合体のボイド率の推移（約 9.5cm^2 の破断）



第 2.6-29 図 炉心下部プレナム部のボイド率の推移（約 9.5cm^2 の破断）

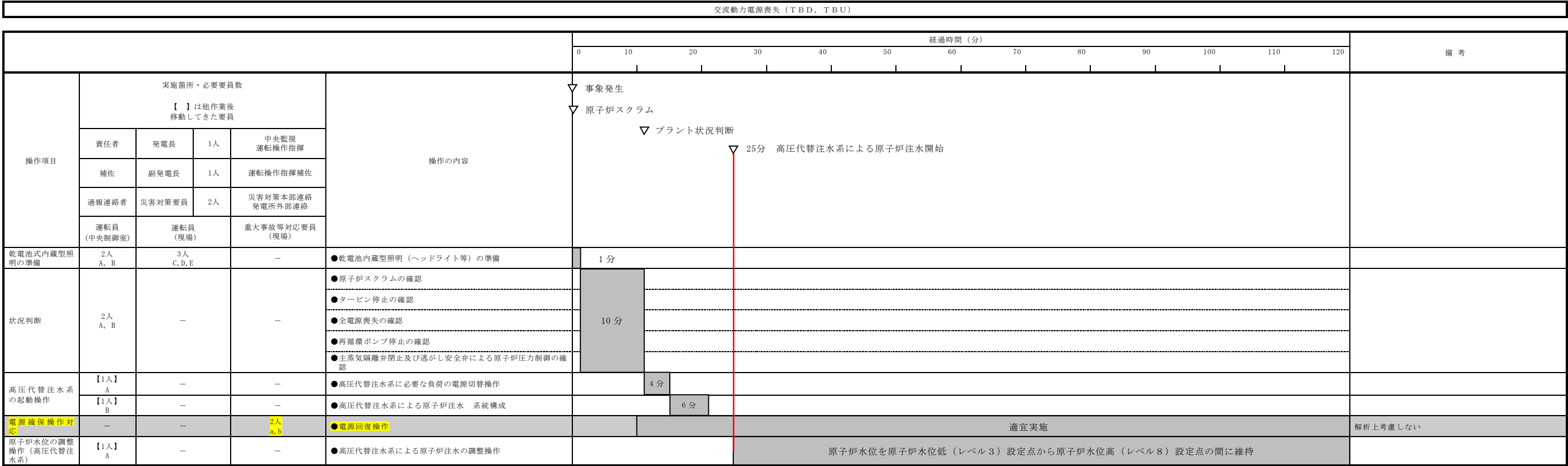


第 2.6-30 図 破断流量の推移 (約 9.5cm^2 の破断)



第 2.6-31 図 燃料被覆管破裂が発生した時点の燃料被覆管温度と

燃料被覆管の円周方向の応力の関係 (約 9.5cm^2 の破断)



第 2.3.2-3 図 全交流動力電源喪失（TBD，TBU）の作業と所要時間（1／2）

コメント No.147-27 に対する回答

・ 2.3.2-① 外部電源失敗＋D G失敗＋高圧炉心冷却失敗（T B U）
(1/2)

作業項目	実施箇所・必要要員数				操作の内容
	【 】は他作業後移動してきた要員				
	責任者	発電長	1人	中央監視 運転操作指揮	
	補佐	副発電長	1人	運転操作指揮補佐	
	通報連絡者	災害対策 要員	2人	災害対策本部連絡 発電所外部連絡	
	運転員 (中央制御室)	運転員 (現場)	重大事故等対応要員 (現場)		
状況判断	2人 A, B	－	－	● 原子炉スクラムの確認	
				△ 外部電源喪失の確認	
				△ 非常用ディーゼル発電機等の自動起動失敗の確認	
				● タービン停止の確認	
				○ 原子炉隔離時冷却系の自動起動失敗の確認	
				● 主蒸気隔離弁閉止及び逃がし安全弁による 原子炉圧力制御の確認	
● 再循環ポンプトリップの確認					
全交流動力電源 喪失の確認	【1人】 A	－	－	○ 高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機の手動起動操作 (失敗)	
	【1人】 B	－	－	○ 非常用ディーゼル発電機等の手動起動操作 (失敗)	
交流電源の回復操作	－	－	－	● 非常用ディーゼル発電機の機能回復	
				● 外部電源の機能回復	
高圧注水機能喪失 の判断	【1人】 A	－	－	● 高圧注水機能喪失の判断	
高圧代替注水系の 起動操作	【1人】 A	－	－	● 高圧代替注水系による原子炉注水 系統構成	
原子炉水位の調整 操作 (高圧代替注 水系)	【1人】 A	－	－	● 高圧代替注水系による原子炉注水の調整操作	
直流電源の負荷切 離操作 (中央制御室)	【1人】 B	－	－	○ 不要負荷の切離操作	

た。

3.3 津波による影響

運転停止中は、津波防護施設及び浸水防止設備（防潮堤やその他敷地内への流入経路に対する止水対策）の点検作業に伴い、運転時にはない開口が一時的に生じる可能性がある。このため、津波による浸水及びその伝播経路は、運転時と運転停止中では相違がある。

津波防護施設及び浸水防止設備の点検作業中に防潮堤高さ未満の津波が発生した場合は、開口部から敷地内に浸水する津波の量は限定的であり、非常用海水ポンプの健全性は維持されと考えられるものの、非常用海水ポンプが没水、被水により機能喪失した場合は「最終ヒートシンク喪失」の起因事象が発生する。ただし、これを起因とする事故シーケンスに対しては、内部事象停止時レベル1 P R Aから抽出される「全交流動力電源喪失」の事故シーケンスグループと同様、常設代替高圧電源装置、低圧代替注水系（常設）等により燃料損傷を防止できる。

また、防潮堤高さを超える津波が発生した場合は、津波防護施設及び浸水防止設備の点検作業の有無に関わらず、非常用海水ポンプが没水、被水し「最終ヒートシンク喪失」の起因事象が発生する。ただし、この場合においても、内部事象停止時レベル1 P R Aから抽出される「全交流動力電源喪失」の事故シーケンスグループと同様、常設代替高圧電源装置、低圧代替注水系（常設）等により燃料損傷を防止できる。

したがって、運転停止中の津波の発生を考慮しても、内部事象停止時レベル1 P R Aから抽出した事故シーケンスグループ以外に新

たに追加が必要となる事故シーケンスグループはないものと判断した。

なお、運転停止中は、常設代替高圧電源装置等の重大事故等対処設備が点検に伴い待機除外となる場合もあるものの、燃料損傷防止対策が全て喪失するような複数の同時点検は実施しない運用とするとともに、その対策の機能維持に必要な浸水防止設備を維持する運用とする。

3.4 内部溢水，内部火災の影響

内部溢水，内部火災により個々の機器が損傷する可能性は運転時と運転停止中で異なるものではないが，各系統の機能喪失がプラントに与える影響の観点では運転時と運転停止中で異なり，運転停止中は燃料の崩壊熱除去に関連する系統が重要となる。

運転停止中に燃料の崩壊熱を除去している系統は，残留熱除去系及びそのサポート系である残留熱除去系海水系，外部電源から給電される所内電源設備である。

内部溢水，内部火災により運転中の残留熱除去系又は残留熱除去系海水系が機能喪失すると「残留熱除去系の故障」の起因事象が発生し，所内電源設備が機能喪失すると「外部電源喪失」の起因事象が発生するが，これらを起因とする事故シーケンスは，同系統の機器のランダム故障による機能喪失を想定する内部事象停止時レベル1 P R Aで考慮している起因事象に含まれている。

したがって，運転停止中の内部溢水，内部火災の発生する起因事象の発生を考慮しても，内部事象停止時レベル1 P R Aから抽出した事故シーケンスグループ以外に新たに追加が必要となる事故シー

コメント No. 182-10, 11, 13, 19, 20, 205-09, 11 に対する回答

インターフェイスシステムLOCA発生時の
破断面積及び現場環境等について

1. 評価対象系統について

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）」（以下「ISLOCA」という。）では、原子炉冷却材圧力バウンダリと接続し格納容器外に敷設された配管を有する系統において、高圧設計部分と低圧設計部分を分離する隔離弁の誤開放等により低圧設計部分が過圧され、格納容器外での原子炉冷却材の漏えいが発生することを想定する。

ISLOCAの評価対象となる系統は、確率論的リスク評価（以下「PRA」という。）での対象系統の選定の考え方に従い以下の条件を基に選定している。原子炉冷却材圧力バウンダリに接続し格納容器外に敷設された配管を第1図に、PRAでの選定結果を第1表に示す。

- ①出力運転中に高圧設計部と低圧設計部とを分離する隔離弁が閉止されており、隔離弁の誤開放等により低圧設計部が過圧されることでISLOCA発生のある可能性がある系統を選定
- ②閉状態の弁が直列に4弁以上設置されている系統は発生頻度の観点で除外

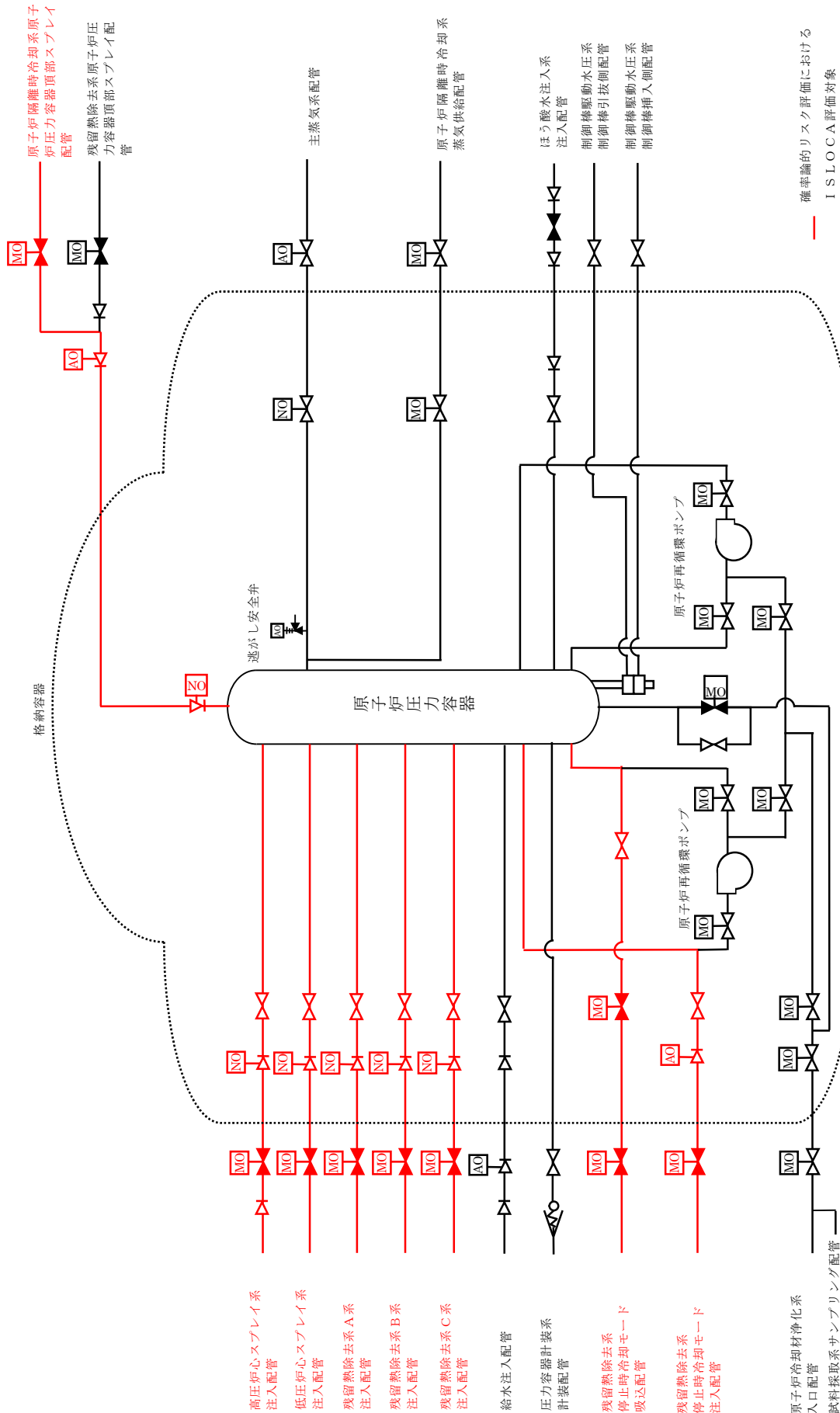
PRAにおいて選定された対象系統のうち、残留熱除去系停止時冷却モード配管については、通常運転中に隔離弁の開閉試験を実施しない系統であるため、対象外とした。なお、仮に残留熱除去系停止時冷却モード吸込配管にてISLOCAが発生した場合は、原子炉圧力はサブプレッション・プールに放出されるため系統が加圧されることはなく、残留熱除去系停止時冷却モード原子炉圧力容器戻り配管にてISLOCAが発生した場合は、系統加圧状態が注入配管にて発生した場合と同じとなることから、注入配管にてISLOCA発生を想定

した場合の構造健全性評価に包含される。

以上により， I S L O C A の評価対象としては，以下が選定された。

- ・ 高圧炉心スプレイ系
- ・ 原子炉隔離時冷却系
- ・ 低圧炉心スプレイ系
- ・ 残留熱除去系（低圧注水系）（A系， B系）
- ・ 残留熱除去系（低圧注水系）（C系）

これらの評価対象に対して構造健全性評価を実施し，この結果に基づき有効性評価における破断面積を設定する。



第1表 PRAでのISLOCAの評価対象の選定結果

系統名	原子炉冷却材圧力バウンダリに接続されている配管	選定結果	備 考
給水系	給水系注入配管	対象外 ^{※1}	通常運転時に隔離弁が開状態となっており、隔離弁の誤開放等により発生するISLOCA評価の対象外
高圧炉心スプレイ系	高圧炉心スプレイ注入配管	評価対象	—
原子炉隔離時冷却系	原子炉隔離時冷却系原子炉压力容器頂部スプレイ配管	評価対象	—
	原子炉隔離時冷却系蒸気供給配管	対象外 ^{※1}	通常運転時に隔離弁が開状態となっており、隔離弁の誤開放等により発生するISLOCA評価の対象外
低圧炉心スプレイ系	低圧炉心スプレイ系注入配管	評価対象	—
残留熱除去系（A，B，C）	残留熱除去系原子炉注入配管	評価対象	—
残留熱除去系（A，B）	残留熱除去系停止時冷却モード吸込配管	評価対象	—
	残留熱除去系停止時冷却モード原子炉压力容器戻り配管	評価対象	—
残留熱除去系（A）	残留熱除去系原子炉压力容器頂部スプレイ配管	対象外 ^{※2}	閉状態の弁が直列に4弁設置されておりISLOCAの発生頻度が十分低いため対象外
制御棒駆動水圧系	制御棒駆動水圧系制御棒挿入側配管	対象外 ^{※1}	通常運転時に隔離弁が開状態となっており、隔離弁の誤開放等により発生するISLOCA評価の対象外
	制御棒駆動水圧系制御棒引抜側配管	対象外 ^{※1}	
ほう酸水注入系	ほう酸水注入系注入配管	対象外 ^{※2}	閉状態の弁が直列に4弁設置されておりISLOCAの発生頻度が十分低いため対象外
原子炉冷却材浄化系	原子炉冷却材浄化系入口配管	対象外 ^{※1}	通常運転時に隔離弁が開状態となっており、隔離弁の誤開放等により発生するISLOCA評価の対象外
主蒸気系	主蒸気系配管	対象外 ^{※1}	
原子炉压力容器計装系	原子炉压力容器計装系配管	対象外 ^{※1}	
試料採取系	試料採取系サンプリング配管	対象外 ^{※1}	

※1：出力運転中に高圧設計部と低圧設計部とを分離する隔離弁が閉止されており、隔離弁の誤開放等により低圧設計部が過圧されることでISLOCA発生の可能性がある系統ではないため除外。

※2：閉状態の弁が直列に4弁以上設置されている系統は発生頻度の観点で除外。

2. I S L O C A発生時に低圧設計部に負荷される圧力及び温度条件の設定

1. で選定された I S L O C A の評価対象に対して隔離弁の誤開放等による加圧事象が発生した場合の構造健全性評価を実施した結果、いずれの評価対象においても構造健全性が維持される結果が得られた。いずれの評価対象においても低圧設計部の機器設計は同等であることを踏まえ、以下では加圧範囲に大きなシール構造である熱交換器が設置されている残留熱除去系(A系)に対する構造健全性評価の内容について示す。

残留熱除去系は、通常運転中に原子炉圧力が負荷される高圧設計部と低圧設計部とを内側隔離弁（逆止弁（テストブルチェック弁））及び外側隔離弁（電動弁）の2弁により隔離している。外側隔離弁には、弁の前後差圧が低い場合のみ開動作を許可するインターロックが設けられており、開許可信号が発信した場合は警報が発報する。また、これらの弁の開閉状態は中央制御室にて監視が可能である。本重要事故シーケンスでは、内側隔離弁の内部リーク及び外側隔離弁前後差圧低の開許可信号が誤発信している状態を想定し、この状態で外側隔離弁が誤開放することを想定する。また、評価上は、保守的に逆止弁の全開状態を想定する。

隔離弁によって原子炉定格圧力が負荷されている高圧設計部と低圧設計部が物理的に分離されている状態から隔離弁を開放すると、高圧設計部から低圧設計部に水が移動し、配管内の圧力は最終的に原子炉定格圧力にほぼ等しい圧力で静定する。

一般に、大きな圧力差のある系統間が隔離弁の誤開放等により突然連通した場合、低圧側の系統に大きな水撃力が発生することが知られている。特に低圧側の系統に気相部が存在する場合、圧力波の共振が発生し、大きな水撃力が発生する場合があるが、残留熱除去系は満水状態で運転待機状態にあるため、その懸念はない。また、残留熱除去系以外の非常用炉心冷却系及び原

子炉隔離時冷却系も満水状態で運転待機状態にある。

一方、満水状態であったとしても、隔離弁が急激に開動作する場合は大きな水撃力が発生するが、緩やかな開動作であれば管内で生じる水撃力も緩やかとなり、また、後述するとおり圧力波の共振による大きな水撃力も発生せず、圧力がバランスするまで低圧側の系統が加圧される。

電動弁は、駆動機構にねじ構造やギアボックス等があるため機械的要因では急激な開動作（以下「急開」という。）とはなり難い。また、電動での開放時間は約 10.6 秒であり、電氣的要因でも急開とならないことから、誤開放を想定した場合、水撃作用による圧力変化が大きくなるような急開とはならない。

文献^{※1}によると、配管端に設置された弁の急開により配管内で水撃作用による圧力変化が大きくなるのは、弁の開放時間（T）が圧力波の管路内往復時間（ μ ）より短い場合であるとされている。

$$\theta = \frac{T}{\mu} \leq 1$$

$$\mu = \frac{2L}{\alpha}$$

T：弁の開放時間（s）

μ ：圧力波の管路内往復時間（s）

L：配管長（m）

α ：圧力波の伝搬速度（m/s）

ここで、 α は管路内の流体を伝わる圧力波の伝播速度であり、音速とみなすことができ、保守的に圧力波の管路内往復時間が長くなるように水の音速（ α ）を 1,400m/s^{※2}とし、実機の残留熱除去系（低圧注水系）の注水配管

の配管長を基に配管長（L）を保守的に 130m とすると、圧力波の管路内往復時間（ μ ）は約 0.19 秒となる。残留熱除去系の外側隔離弁（電動弁）の開放時間（T）は約 10.6 秒であることから、水撃作用による大きな圧力変化が生じることはなく、低圧設計部に負荷される圧力は原子炉圧力を大きく上回ることはないと考えられる。

※1：水撃作用と圧力脈動[改定版]第2編「水撃作用」（（財）電力中央研究所 元特任研究員 秋元徳三）

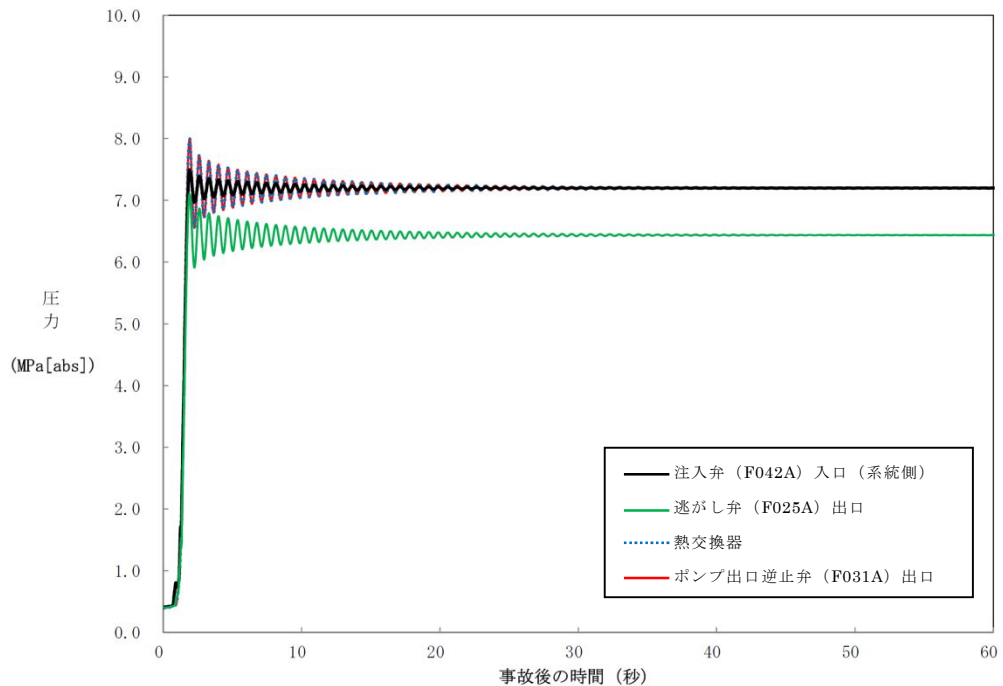
※2：圧力 0.01MPa[abs]，水温 0℃の場合，水の音速は約 1,412.3m/s となる。なお，液体の音速の圧力及び温度の依存性は小さいが，圧力については小さいほど，温度については約 70℃までは小さいほど音速は小さくなる傾向がある。

以上より，残留熱除去系の隔離弁の誤開放等により系統が加圧される場合においても，原子炉圧力を大きく超える圧力は発生しないものと考えられるが，残留熱除去系の逆止弁が全開状態において電動弁が 10.6 秒で全閉から全開する場合の残留熱除去系の圧力推移をTRACGコードにより評価した。

残留熱除去系過圧時の各部の圧力最大値を第2表に，圧力推移図を第2図に示す。

第2表 残留熱除去系過圧時の各部の圧力最大値

位 置	圧力最大値 (MPa[abs])
注入弁 (F042A) 入口 (系統側)	約 7.50
逃がし弁 (F025A) 入口	約 7.10
熱交換器	約 8.00
ポンプ出口逆止弁 (F031A) 出口	約 8.01



第 2 図 残留熱除去系過圧時の圧力推移

弁開放直後は、定格運転状態の残留熱除去系の注入弁出口（原子炉圧力容器側）の圧力(7.2MPa[abs])に比べて最大約 0.8MPa 高い圧力(8.01MPa[abs])まで上昇し、その後、上昇幅は減衰し 10 秒程度で静定する。

次項の構造健全性評価にあたっては、圧力の最大値であるポンプ出口逆止弁出口における約 8.01MPa [abs] に、加圧される範囲の最下端の水頭圧(0.24MPa)を加えた約 8.25MPa[abs]を丸めてゲージ圧力に変換した 8.2MPa[gage]が保守的に系統に負荷され続けることを想定する。また、圧力の上昇は 10 秒程度で静定することからこの間に流体温度や構造材温度が大きく上昇することはないと考えられるが、評価上は保守的に構造材温度が定格運転状態の原子炉冷却材温度である 288℃となっている状態を想定する。

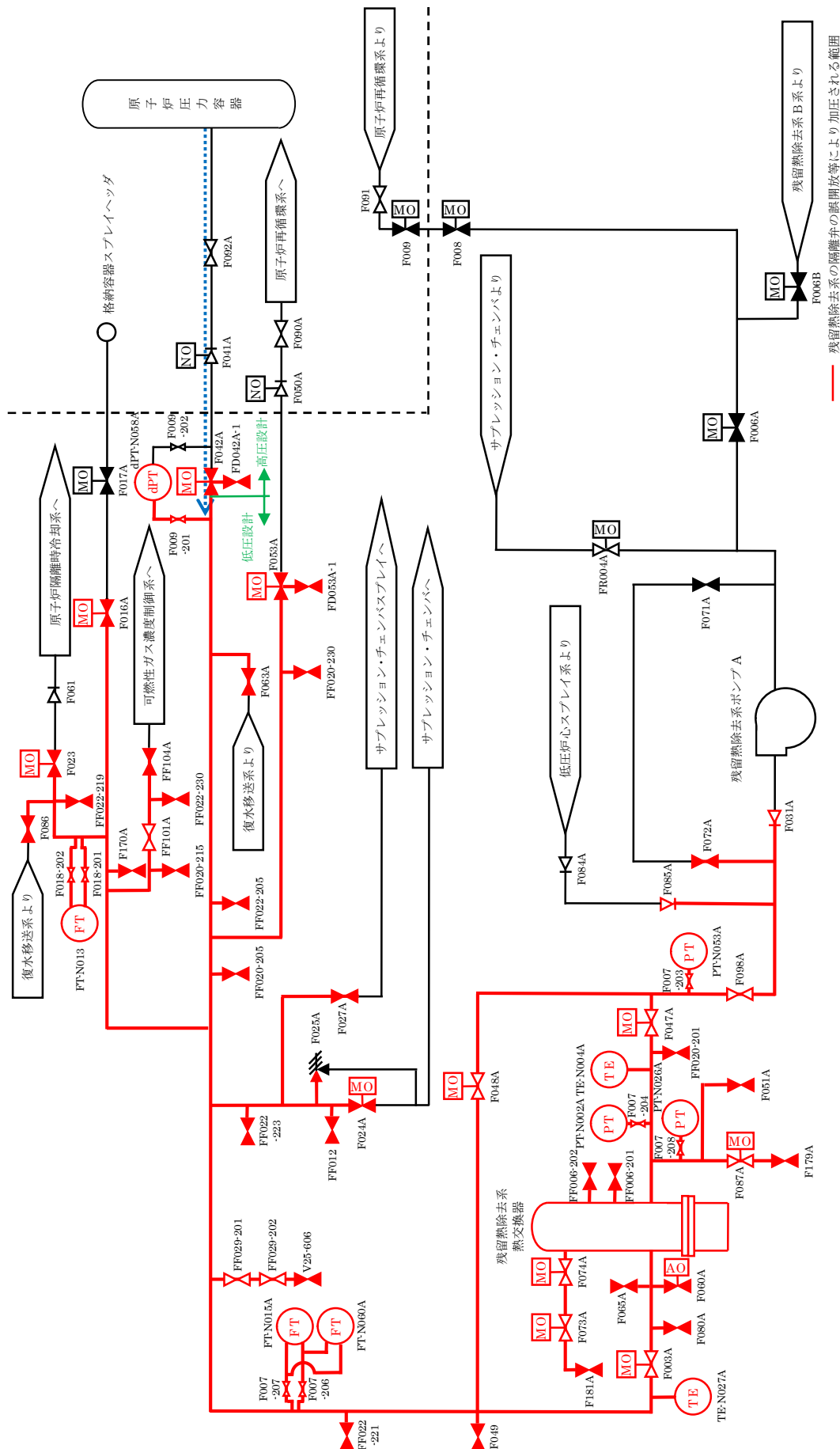
3. 構造健全性評価

3.1 構造健全性評価の対象とした機器等について

残留熱除去系の隔離弁の誤開放等により加圧される範囲において、圧力バウンダリとなる以下の箇所に対して 2. で評価した圧力（8.2MPa[gage]）、温度（288℃）の条件下に晒された場合の構造健全性評価を実施した。

- ① 熱交換器
- ② 逃がし弁
- ③ 弁
- ④ 計 器
- ⑤ 配管・配管フランジ部

詳細な評価対象箇所を第3図及び第3表に示す。



第3図 残留熱除去系A系の評価対象範囲

第3表 評価対象範囲に設置された機器

機 器			弁番号，個数等
① 熱交換器			1 個
② 逃がし弁			1 台 F025A
③ 弁	プロセス弁		20 台 F003A, F016A, F023, F024A, F027A, F031A, F047A, F048A, F049, F051A, F053A, F063A, F085A, F086, F087A, F098A, F170A, FF012, FF101A, FF104A
	その他の弁	ベント弁 ドレン弁	17 台 F065A, F072A, F073A, F074A, F080A, F171 , F179A , F181 , FF020-201 , FF020-206 , FF020-215 , FF020-230 , FF022-205 , FF022-219 , FF022-221 , FF022-223, FF022-230
		計器 隔離弁	10 台 FF006-201 , FF006-202 , FF007-203 , FF007-204 , FF007-206 , FF007-207 , FF007-208 , FF009-201 , FF018-201 , FF018-202
		サンプル弁	4 台 F060A, FF029-201, FF029-202, V25-606
④ 計 器			10 個 TE-N004A , TE-N027A , PT-N002A , PT-N026A , PT-N053A , dPT-N058A , FT-N013, FT-N015A, FT-N060A, FT-N060A
⑤ 配 管			1 式

3.2 構造健全性評価の結果

(1) 熱交換器

隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時に加圧、加温される熱交換器の各部位について、「東海第二発電所 工事計画認可申請書」（以下「既工認」という。）を基に設計上の裕度を確認し、裕度が評価上の想定圧力（8.2MPa[gage]）と系統の最高使用圧力（3.45MPa[gage]）との比である2.4より大きい部位を除く胴板（厚肉部、薄肉部）、胴側鏡板、胴側入り口・出口管台及びフランジ部について評価した。

a. 胴側胴板（厚肉部、薄肉部）

「発電用原子力設備規格 設計・建設規格（2005年版（2007年追補版を含む））＜第Ⅰ編 軽水炉規格＞（JSME S NC1-2005/2007）」（以下「設計・建設規格」という。）「PCV-3122 円筒形の胴の厚さの規定」を適用し、胴板の必要最小厚さを算出した。その結果、実機の最小厚さは必要最小厚さ以上であり、評価した各部位は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。

評価部位	材 料	実機の最小厚さ (mm)	計算上必要な厚さ※ ¹ (mm)	判定※ ² ($t_s \geq t$)
厚肉部	SB410	53.32	35.71	○
薄肉部	SB410	37.05	35.71	○

※1：1次一般膜応力0.6Su適用値。設計引張強さ（ S_u ）までの余裕を考えると、さらなる余裕が含まれることになる。

※2：実機の最小厚さが計算上必要な厚さ以上であること

b. 胴側鏡板

設計・建設規格「PCV-3225 半だ円形鏡板の厚さの規定1」を適用し、胴側鏡板の必要最小厚さを算出した。その結果、実機の最小厚さは必要最小厚さ以上であり、評価した各部位は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。

評価部位	材 料	実機の最小厚さ (mm)	計算上必要な厚さ※ ¹ (mm)	判定※ ² ($t_s \geq t$)
胴側鏡板	SB410	56.95	35.08	○

※1：1次一般膜応力 0.6Su 適用値

※2：実機の最小厚さが計算上必要な厚さ以上であること

c. 胴側入口・出口管台

設計・建設規格「PVC-3610 管台の厚さの規定」を適用し、胴側入口・出口管台の必要最小厚さを算出した。その結果、実機の最小厚さは必要最小厚さ以上であり、評価した各部位は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。

評価部位	材 料	実機の最小厚さ (mm)	計算上必要な厚さ※ ¹ (mm)	判定※ ² ($t_s \geq t$)
胴側入口・ 出口管台	SF490A	14.55	8.62	○

※1：1次一般膜応力 0.6Su 適用値

※2：実機の最小厚さが計算上必要な厚さ以上であること

d. フランジ部

日本工業規格 JIS B8265「圧力容器の構造—一般事項」を適用して算出したボルトの必要な断面積及び許容応力を算出した。その結果、ボルトの実機の断面積はボルトの必要な断面積以上であり、かつ、発生応力が許容応力以下であり、評価した各部位は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。

評価部位	ボルトの 実機の断面積 (mm ²)	ボルトの 必要な断面積 (mm ²)	発生応力 (MPa)	許容応力 (MPa)	判定※
フランジ部	106,961	74,184	239	262	○

※：ボルトの実機の断面積がボルトの必要な断面積以上であり、かつ、発生応力が許容圧力以下であること

(2) 逃がし弁

a. 弁 座

設計・建設規格「VVC-3230 耐圧部に取り付く管台の必要最小厚さ」を適用し、必要な最小厚さを算出した。その結果、実機の最小厚さは必要最小厚さ以上であり、評価した各部位は破損せず漏えいは発生しない

ことを確認した。

評価部位	実機の最小厚さ (mm)	計算上必要な厚さ※ ¹ (mm)	判定※ ²
弁 座	2.8	0.7	○

※¹：1次一般膜応力 0.6Su 適用値

※²：実機の最小厚さが計算上必要な厚さ以上であること

b. 弁 体

弁体下面にかかる圧力が全て弁体の最小肉厚部に作用するとして発生するせん断応力を評価した。その結果、許容せん断応力は発生せん断応力以上であり、評価した部位は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。

評価部位	発生せん断応力 (MPa)	許容せん断応力 (MPa)	判定※
弁 体	81	88	○

※：発生せん断応力が許容せん断応力以下であること

c. 弁本体の耐圧部

設計・建設規格「解説 VVB-3100 弁の圧力温度基準」を適用し、必要な最小厚さを算出した。その結果、実機の最小厚さは必要厚さ以上であり、評価した部位は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。

評価部位	実機の最小厚さ (mm)	必要な最小厚さ※ ¹ (mm)	判定※ ²
弁本体の耐圧部	9.0	1.2	○

※¹：1次一般膜応力 0.6Su 適用値

※²：実機の最小厚さが計算上必要な厚さ以上であること

d. 弁耐圧部の接合部

設計・建設規格「VVC-3310 弁箱と弁ふたがフランジ結合の弁のフランジの応力評価」を適用して算出したボルトの必要な断面積及び許容応力を算出した。

評価部位	ボルトの 実機の断面積 (mm ²)	ボルトの 必要な断面積 (mm ²)	発生応力 (MPa)	許容応力 (MPa)	判定※
弁耐圧部の接合部	481.3	438.5	215	142	—

※：ボルトの実機の断面積がボルトの必要な断面積以上であり、かつ、発生応力が許容圧力以下であること

上記の評価の結果、ボルトの実機の断面積がボルトの必要な断面積以上であるが、発生応力が許容圧力以上であったため、ボンネットボルトの内圧と熱による伸び量及びボンネットフランジと弁箱フランジの熱による伸び量を算出した。その結果、ボンネットボルトの伸び量からボンネットフランジと弁箱フランジの伸び量を差し引いた伸び量がマイナスであり、弁耐圧部の接合部が圧縮されることになるが、許容応力が発生応力以上であり、評価した部位は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。

評価部位	発生応力 (MPa)	許容応力 (MPa)	判定*
弁耐圧部の接合部	17	152	○

※：発生応力が許容応力以下であること

(3) 弁

a. 弁本体

設計・建設規格「解説 VVB-3100 弁の圧力温度基準」を適用し、必要な最小厚さを算出した。その結果、実機の最小厚さは計算上必要な厚さ以上であり、評価した部位は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。

弁番号	材 料	実機の最小厚さ (mm)	計算上必要な厚さ※ ¹ (mm)	判定※ ² ($t_s \geq t$)
F003A	SCPH2	22.0	10.6	○
F016A	SCPL1	20.0	9.5	○
F024A	SCPL1	24.0	10.9	○
F027A	SCPH2	10.0	3.2	○
F031A	SCPH2	22.5	9.8	○
F047A	SCPH2	22.0	10.6	○
F048A	SCPH2	31.0	14.6	○
F049	SCPH2	7.0	4.1	○
F063A	SCPH2	11.0	4.1	○
F086	SCPH2	8.0	2.0	○
F098A	SCPH2	23.0	11.1	○
F170A	SCPL1	16.0	6.4	○
F065A	SCPH2	8.0	3.1	○
F072A	SCPH2	11.0	4.1	○
F080A	SCPH2	11.0	2.3	○
F060A	SCPH2	6.5	1.2	○
FF029-201	SUS304	12.5	1.5	○
FF029-202	SUS304	12.5	1.5	○

※¹：1次一般膜応力 0.6Su 適用値

※2：実機の最小厚さが計算上必要な厚さ以上であること

b. 弁耐圧部の接合部

設計・建設規格「VVC-3310 弁箱と弁ふたがフランジ結合の弁のフランジの応力評価」を適用して算出したボルトの必要な断面積及び許容応力を算出した。その結果、F024A, F086, F065A, F080A, F060A, FF029-201 及び FF029-202 の弁はボルトの実機の断面積がボルトの必要な断面積以上であり、かつ、発生応力が許容圧力以下の弁の評価した部位は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。

弁番号	ボルトの実機の断面積 (mm ²)	ボルトの必要な断面積 (mm ²)	発生 応力 (MPa)	許容 応力 (MPa)	判定※
F003A	13,672	18,675	253	177	—
F016A	11,033	14,289	237	168	—
F024A	16,406	15,451	167	168	○
F027A	1,758	2,919	197	177	—
F031A	13,400	11,608	305	177	—
F047A	13,672	18,675	253	177	—
F048A	11,033	24,157	153	177	—
F049	2,770	3,818	181	177	—
F063A	1,803	2,060	206	177	—
F086	901	693	127	177	○
F098A	11,241	13,372	315	177	—
F170A	5,411	5,821	242	168	—
F065A	1,204	1,192	124	165	○
F072A	1,803	2,060	206	177	—
F080A	901	833	118	177	○
F060A	321	261	86	177	○
FF029-201	601	318	47	165	○
FF029-202	601	318	47	165	○

※：ボルトの実機の断面積がボルトの必要な断面積以上であり、かつ、発生応力が許容圧力以下であること

また、上記の条件を満たさない弁については、ボンネットボルトの内圧と熱による伸び量及びボンネットフランジと弁箱フランジの熱による伸び量を算出した。その結果、ボンネットボルトの伸び量からボンネットフランジと弁箱フランジの伸び量を差し引いた伸び量がプラスである弁については、伸び量がガスケットの復元量以下であり、評価した部位は漏えいが発生しないことを確認した。伸び量がマイナスの弁についてはボンネットフランジとリフト制限板がメタルタッチしており、それ以

上ガスケットが圧縮しない構造となっていることから、ボンネットナット座面の面圧とボンネットフランジとリフト制限板の合わせ面の面圧が材料の許容応力以下であり、評価した部位は破損せず漏えいが発生しないことを確認した。

弁番号	伸び量 (mm)	ガスケット 復元量 (mm)	発生応力 (MPa)	許容応力 (MPa)	判定※
F003A	0.008	0.1	—	—	○
F016A	0.004	0.1	—	—	○
F027A	0.015	0.1	—	—	○
F031A	－0.029	—	45	596	○
F047A	0.008	0.1	—	—	○
F048A	0.063	0.1	—	—	○
F049	0.001	0.1	—	—	○
F063A	0.001	0.2	—	—	○
F098A	0.002	0.2	—	—	○
F170A	0.001	0.2	—	—	○
F072A	0.001	0.2	—	—	○

※：伸び量がプラスの場合は、伸び量がガスケット復元量以下であること。伸び量がマイナスの場合は、発生応力が許容応力以下であること。

なお、以下の弁は加圧時の温度、圧力以上で設計していることから、破損は発生しないことを確認した。

評価部位	弁番号	設計圧力	設計温度
プロセス弁	F023, F051A	8.62MPa	302℃

また、以下の弁は設計・建設規格第Ⅰ編 別表1にて温度 300℃における許容圧力を確認し、加圧時の圧力を上回ることから、破損は発生しないことを確認した。

評価部位		弁番号	許容圧力
プロセス弁		F087A, FF104A	14.97MPa
		FF012	13.30MPa
		F053A	10.58MPa
		F085A, FF101A	9.97MPa
その他の弁	ベント弁 ドレン弁	F073A, F074A	14.97MPa
		F171, F179A, F181A, FF020-201, FF020-206, FF020-215, FF020-230, FF022-205, FF022-219, FF022-221, FF022-223, FF022-230	9.97MPa
	計器隔離弁	FF009-201	14.97MPa
		FF006-201, FF006-202, FF007-203, FF007-204, FF007-206, FF007-207, FF007-208, FF018-201, FF018-202	9.97MPa
	サンプル弁	V25-606	25.9MPa

(4) 計 器

a. 圧力計，差圧計

以下の圧力計及び差圧計は，隔離弁の誤開放等による加圧事象発生時の圧力以上の計装設備耐圧値を有しており，構造材の温度上昇に伴う耐力低下（温度－30～40℃における設計引張強さに対する 288℃における設計引張強さの割合は SUS316L の場合で約 79%）を考慮しても加圧時における圧力以上であることから，破損は発生しないことを確認した。

計器番号	計装設備耐圧 (MPa)	判定
PT-E12-N002A-1	14.7 (150kg/cm ²)	○
PT-E12-N026A	14.7 (150kg/cm ²)	○
PT-E12-N053A	14.7 (150kg/cm ²)	○
dPT-E12-N058A	13.7 (140kg/cm ²)	○
FT-E12-N013	14.7 (150kg/cm ²)	○
FT-E12-N015A	14.7 (150kg/cm ²)	○
FT-E12-N060A	14.7 (150kg/cm ²)	○
FT-C61-N001	14.7 (150kg/cm ²)	○

b. 温度計

日本機械学会「配管内円柱状構造物の流量振動評価指針」（JSME S012-1998）を適用し，同期振動発生の回避又は抑制の判定並びに応力評価及び疲労評価を実施した。その結果，換算流速 V_y が 1 より小さく，許容値が組み合わせ応力を上回り，かつ，設計疲労限 σ_F が応力振幅を上回ることから，評価した部位は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。

（同期振動発生の回避又は抑制評価）

計器番号	流速 V (m/s)	換算流速 V_y	換算係数率 C_n	判定※
TE-N004A	0.77	0.08	0.05	○ ($V_y < 1$ のため)
TE-N027A	0.76	0.08	0.05	○ ($V_y < 1$ のため)

※： $V_y < 1$ ， $C_n > 64$ ， $V_y < 3.3$ かつ $C_n > 2.5$ のいずれかを満足すること

(流体振動に対する強度評価)

計器番号	組合せ応力 (MPa)	組合せ応力の 許容値 (MPa)	応力振幅 (MPa)	応力振幅の 設計疲労限 (MPa)	判定※
TE-N004A	14.7	184	0.43	76	○
TE-N027A	14.7	184	0.41	76	○

※：組合せ応力が組合せ応力の許容値以下であること、かつ、応力振幅が応力振幅の設計疲労限以下であること

(5) 配 管

a. 管

設計・建設規格「PPC-3411 直管(1)内圧を受ける直管」を適用し、必要最小厚さを算出した。その結果、実機の最小厚さは必要厚さ以上であり、評価した部位は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。

評価部位	既工認配管 No	実機の最小厚さ (mm)	計算上必要な厚さ※ ¹ (mm)	判定※ ²
管	3	12.80	8.26	○
	4	12.80	8.26	○
	6	9.71	5.94	○
	9	5.25	1.91	○
	10	5.25	1.91	○
	17	5.25	1.91	○
	26	6.21	2.76	○
	31	7.17	3.61	○
	34	11.20	6.23	○
	37	4.55	1.28	○
	39	14.40	10.09	○
	40	9.01	5.32	○
	56	12.51	7.63	○
	58	12.51	7.63	○

※1：1次一般膜応力 0.6Su 適用値

※2：実機の最小厚さが計算上必要な厚さ以上であること

b. フランジ部

設計・建設規格「PPC-3414 フランジ」を適用してフランジ応力算定用応力を算出し、フランジボルトの伸び量を評価した。その結果、伸び量がマイナスであり、フランジ部が圧縮されることになるが、ガスケットの許容圧縮量が合計圧縮量以上であり、評価した部位は破損せず漏えいは発生しないことを確認した。

評価部位	伸び量 (mm) 【最小値】	ガスケットの 初期圧縮量 (mm)	ガスケットの 合計圧縮量 (mm) 【最大値】	ガスケットの 許容圧縮量 (mm)	判定※
フランジ部	-0.01	1.20	1.21	1.30	○
		2.40	2.41	2.60	○
	-0.04	2.40	2.44	2.60	○

※：伸び量がマイナスの場合は、発生応力が許容応力以下であること。

4. 破断面積の設定について

3. の評価結果から、隔離弁の誤開放等により残留熱除去系の低圧設計部分が加圧されたとしても、破損は発生しないことを確認した。

そこで、残留熱除去系の加圧範囲のうち最も大きなシール構造である熱交換器フランジ部に対して、保守的に弁開放直後の圧力ピーク値（8.2MPa [gage]）、原子炉冷却材温度（288℃）に晒され続け、かつ、ガスケットに期待しないことを想定した場合の破断面積を評価した。

評価部位	圧力 (MPa)	温度 (℃)	伸び量 (mm)			内径 (mm)	全部材 伸び量 (mm)	破断面積 (cm ²)
			+ △L1	+ △L2	- △L3			
熱交換器 フランジ部	8.2	288	0.19	1.31	1.19	2,120	0.31	約 21

△L1：ボルトの内圧による伸び量

△L2：ボルトの熱による伸び量

△L3：管板及びフランジ部の熱による伸び量

その結果、破断面積は約 21cm²となり、有効性評価の I S L O C A では、残留熱除去系熱交換器フランジ部に約 21cm²の漏えいが発生することを想定する。

なお、1. で選定された残留熱除去系（A系、B系）以外の評価対象である高圧炉心スプレイ系、原子炉隔離時冷却系、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）（C系）は、加圧範囲に熱交換器のような大きなシール構造を有する機器は設置されていない。

また、評価部位の中で許容値に対する裕度の最も低い F048A の弁耐圧部の接合部における漏えいを想定する場合、漏えい面積は熱交換器フランジ部と

比較して小さくなり、また漏えい場所も同じ熱交換器室であることから、その影響は熱交換器フランジ部に約 21cm^2 の漏えいを想定した場合に包含されることが考えられる。

5. 現場の環境評価

I S L O C A が発生した場合、事象を収束させるために、健全な原子炉注水系統による原子炉注水操作、逃がし安全弁による原子炉減圧操作及び残留熱除去系によるサプレッション・プール冷却操作を実施する。また、漏えい箇所との隔離は、残留熱除去系（低圧注水系）の注入弁を現場にて閉止する想定としている。

I S L O C A 発生に伴い原子炉冷却材が原子炉建屋内に漏えいすることで、建屋下層階への漏えい水の滞留並びに高温水及び蒸気による建屋内の雰囲気温度、湿度、圧力及び放射線量の上昇が想定されることから、設備の健全性及び現場作業の成立性に与える影響を評価した。

現場の環境評価において想定する事故条件、重大事故等対策に関連する機器条件及び重大事故等対策に関連する操作条件は、有効性評価の解析と同様であり、I S L O C A は残留熱除去系 B 系にて発生するものとする。

なお、I S L O C A が残留熱除去系 A 系にて発生することを想定した場合は、破断面積（ 21cm^2 ）及び破断箇所（熱交換器フランジ部）は B 系の場合と同じであり、漏えい発生区画は東側となることから、原子炉建屋の東側区画の建屋内雰囲気温度等が同程度上昇する。

(1) 設備の健全性に与える影響について

有効性評価において、残留熱除去系 B 系における I S L O C A 発生時に期待する設備は、原子炉隔離時冷却系、低圧炉心スプレイ系、残留熱除去系 A 系及び低圧代替注水系（常設）、逃がし安全弁並びに関連する計装設備

である。

I S L O C A発生時の原子炉建屋内環境を想定した場合の設備の健全性への影響について以下のとおり評価した。

a. 溢水による影響

東海第二発電所の原子炉建屋は、地下2階から5階まで耐火壁を設置し東側区分と西側区分に区画化することで、非常用炉心冷却系を物理的に分離する方針である。I S L O C Aによる原子炉冷却材の漏えいは、残留熱除去系B系が設置されている西側区画において発生するのに対して、原子炉隔離時冷却系、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系A系は東側区画に位置していることから、溢水の影響はない。

低圧代替注水系（常設）は、ポンプが原子炉建屋から物理的に分離された区画に設置されているため、溢水の影響はない。また、低圧代替注水系（常設）の電動弁のうち原子炉建屋内に設置されるものは原子炉建屋3階以上に位置しており、事象発生から有効性評価において現場隔離操作の完了タイミングとして設定している5時間までの原子炉冷却材の流出量は300tであり、原子炉冷却材が全て水として存在すると仮定しても浸水深は地下2階の床面から約2m程度であるため、溢水の影響はない。

b. 雰囲気温度・湿度による影響

別紙7に示すとおり、東側区画における温度・湿度については、初期値から有意な上昇がなく、原子炉隔離時冷却系、低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系A系への影響はない。また、低圧代替注水系（常設）の原子炉建屋内の電動弁は、西側区画に位置するものが2弁あるが、これらはI S L O C A発生時の原子炉建屋内の環境を考慮しても機能が維持

される設計とすることから影響はない。逃がし安全弁及び関連する計装設備についても、別紙6に示す温度・湿度条件において機能喪失することはない。

(2) 現場操作の成立性に与える影響について

有効性評価において、残留熱除去系B系におけるISLOCA発生時に必要な現場操作は、残留熱除去系B系の注入弁の閉止操作である。また、ISLOCA発生時のアクセスルートは、原子炉建屋内の環境を考慮して、残留熱除去系B系におけるISLOCA発生時には漏えいが発生している原子炉建屋西側とは逆の原子炉建屋東側区画から入域し、東側区画の3階まで昇った後に注入弁の閉止操作場所である西側区画3階に移動して作業を実施する。残留熱除去系B系の注入弁の操作場所及びアクセスルートを第4図に示す。

ISLOCA発生時の原子炉建屋内環境を想定した場合のアクセス性への影響を以下のとおり評価した。

a. 溢水による影響

東側区画は、ISLOCAによる原子炉冷却材漏えいが発生する西側区画とは物理的に分離されていることから、溢水による東側区画のアクセス性への影響はない。また、別紙7に示すとおり、注入弁は西側区画の3階に設置されており、この場所において注入弁の現場閉止操作を実施するが、事象発生から有効性評価において現場隔離操作の完了タイミングとして設定している5時間までの原子炉冷却材の流出量は300tであり、原子炉冷却材が全て水として存在すると仮定しても浸水深は地下2階の床面から約2m程度であるため、操作及び操作場所へのアクセスへの影響はない。

なお、別紙8に示すとおりブローアウトパネルに期待しない場合でも、同様に操作及び操作場所へのアクセスへの影響はない。

b. 雰囲気温度・湿度による影響

別紙7に示すとおり、東側区画における温度・湿度については、初期値から有意な上昇がなく、アクセス性への影響はない。また、西側区画のうちアクセスルート及び操作場所である3階においては、原子炉減圧操作後に建屋内環境が静定する事象発生2時間から有効性評価において現場隔離操作の完了タイミングとして設定している5時間までの雰囲気温度及び湿度の最大値は約41℃、約100%であるが、放射線防護具（PVA、アノラック、個人線量計、長靴・胴長靴、自給式呼吸用保護具、綿手袋、ゴム手袋）を装着することにより、操作場所へのアクセス及び操作は可能である※。

なお、別紙8に示すとおりブローアウトパネルに期待しない場合でも、同様に操作及び操作場所へのアクセスは可能である。

※：想定している作業環境（最大約41℃）においては、主に低温やけどが懸念されるが、一般的に、接触温度と低温やけどになるまでのおおよその時間の関係は、44℃で3～4時間として知られている。

（出典：消費者庁 News Release（平成25年2月27日））

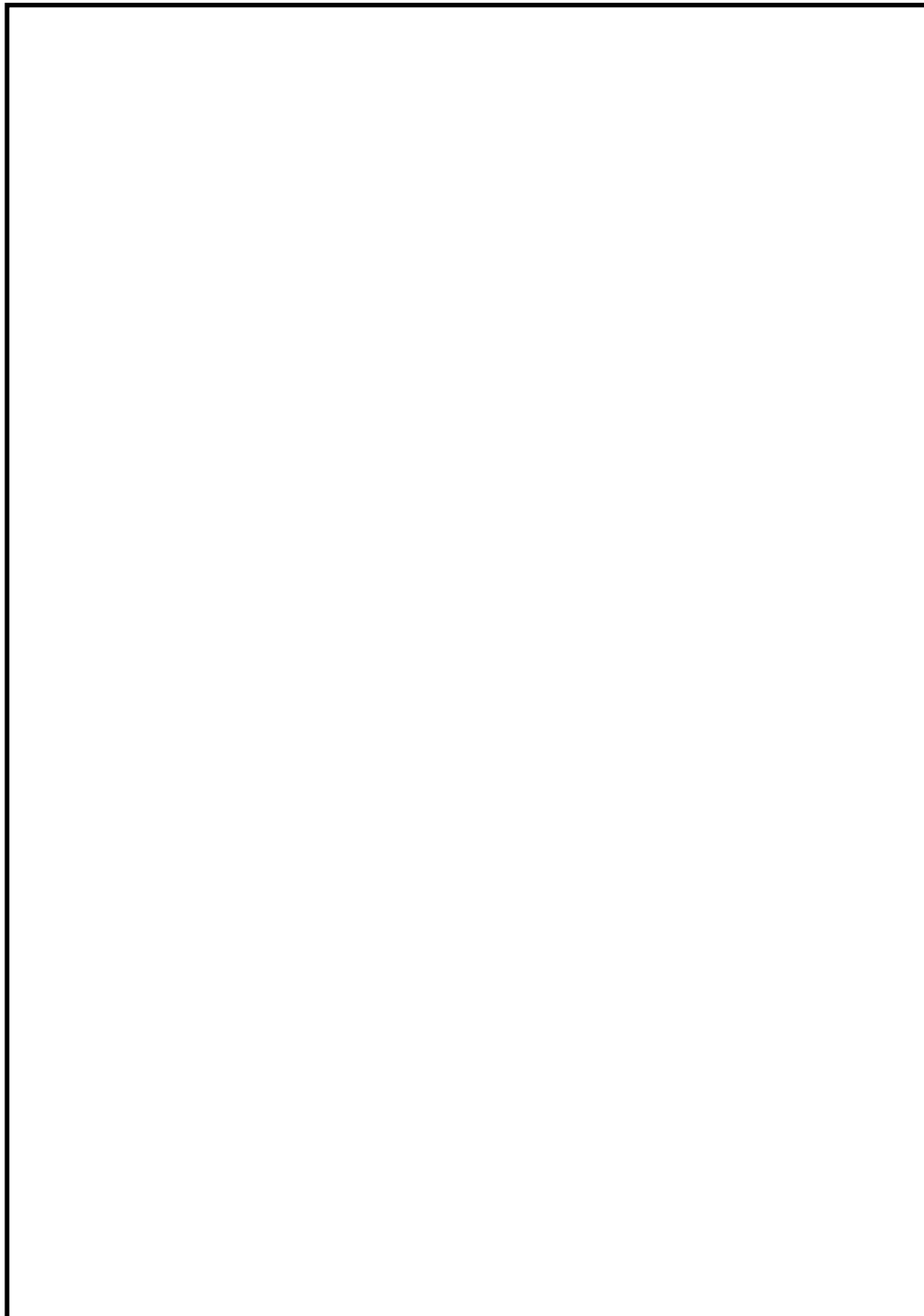
c. 放射線による影響

別紙9に示すとおり、原子炉減圧時に燃料から追加放出される核分裂生成物の全量が、原子炉建屋内に瞬時に移行するという保守的な条件で評価した結果、線量率は最大でも約15.2mSv/h程度である。残留熱除去

系B系の注入弁の閉止操作は2チーム体制で交代で実施し、1チーム当たりの原子炉建屋内の滞在時間は約36分であるため、作業時間を1時間と設定し時間減衰を考慮しない場合においても作業員の受ける実効線量は約15.2mSvである。

また、時間減衰によってその線量率も低下するため、線量率の上昇が期待している機器の機能維持を妨げることはない。

なお、事故時には原子炉建屋内に漏えいした放射性物質の一部はブローアウトパネルを通じて環境へ放出されるおそれがあるが、これらの事故時には原子炉建屋放射能高の信号により中央制御室の換気系は閉回路循環運転となるため、中央制御室内にいる運転員は過度な被ばくの影響を受けることはない。



第4図 操作場所へのアクセスルート

(3) 結 論

I S L O C A発生時の原子炉建屋内環境を想定した場合でも，I S L O C A対応に必要な設備の健全性は維持される。また，中央制御室の隔離操作に失敗した場合でも，現場での隔離操作が可能であることを確認した。

6. 敷地境界外の実効線量評価について

I S L O C Aの発生後，原子炉建屋が加圧されブローアウトパネルが開放された場合，原子炉建屋内に放出された核分裂生成物がブローアウトパネルから大気中に放出されるため，この場合における敷地境界外の実効線量を評価した。

その結果，敷地境界外における実効線量は約 $1.2 \times 10^{-1} \text{mSv}$ となり，「2.6 L O C A時注水機能喪失」における耐圧強化ベント系によるベント時の実効線量（約 $6.2 \times 10^{-1} \text{mSv}$ ）及び事故時線量限度の 5mSv を下回ることを確認した。

想定事故 1																		
					経過時間（時間）											備考		
					1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11			
操作項目	実施箇所・必要員数 【 】は他作業後移動してきた要員				操作の内容	▽事象発生 ▽プラント状況判断	▽約 5.1 時間 使用済燃料プール 水温 100℃到達 ▽8 時間 代替燃料プール注水系（可搬型） による使用済燃料プール注水開始											
	責任者	発電長	1 人	中央監視 運転操作指揮														
	補佐	副発電長	1 人	運転操作指揮補佐														
	通報連絡者	災害対策要員	2 人	災害対策本部連絡 発電所外部連絡														
	運転員 (中央監視)	運転員 (現場)		重大事故等対応要員 (現場)														
状況判断	1人 A	—	—	●外部電源喪失の確認 ●非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認 ●使用済燃料プール冷却機能喪失の確認（燃料プール冷却浄化系及び残留熱除去系） ●使用済燃料プール注水機能喪失の確認（残留熱除去系及び補給水系）	10 分													
	【1人】 A	—	—	●使用済燃料プール水位、温度監視	適宜実施													
使用済燃料プール冷却機能及び注水機能の復旧操作	—	2人 B, C	—	●使用済燃料プール冷却機能及び注水機能の復旧操作（残留熱除去系及び補給水系）。失敗原因調査	適宜実施											解析上考慮しない 対応可能な要員により実施する		
常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作	【1人】 A	—	—	●常設代替高圧電源装置2台起動及び緊急用母線受電操作	4 分													
常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水操作	【1人】 A	—	—	●常設低圧代替注水系ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）の系統構成、注水操作	13 分												解析上考慮しない	
可搬型スプレインノズル準備	—	—	8人 a～h	●原子炉建屋への移動	40 分												解析上考慮しない 原子炉建屋 6 階にアクセス可能な場合に実施 ※原子炉建屋 6 階での作業を含む	
				●ホース及び可搬型スプレインノズル設置等	125 分													
				●可搬型代替注水大型ポンプの保管場所への移動	30 分													
可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水準備	—	—	10人 a～j	●アクセスルート復旧、可搬型代替注水大型ポンプ準備、ホース敷設等	170 分													
	【1人】 A	—	—	●可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系の系統構成（電動弁の開操作）	3 分													
可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系（注水ライン）を使用した使用済燃料プールへの注水開始	—	—	【2人】 a, b	●可搬型代替注水大型ポンプによる代替燃料プール注水系を使用した使用済燃料プールへの注水、水位維持	起動後適宜状態監視													
タンクローリによる燃料補給操作	—	—	2人 (招集)	●可搬型設備用軽油タンクからタンクローリへの補給操作	90 分											タンクローリの残量に応じて適宜軽油貯蔵タンクから補給		
				●可搬型代替注水大型ポンプへの給油操作	適宜実施													
必要人員数 合計	1人 A	2人 B, C	10人 a～j 及び招集2人															

第 4.1-3 図 想定事故 1 の作業と所要時間

【指摘事項：No. 22】

解析上考慮していない操作についても、必ず操作するものについては、対応にあたる要員数も評価に含めること。

1. 回答

解析上考慮していない操作のうち、起動操作に失敗した機器の機能回復操作に必要な要員数の考慮については、以下のとおり。

「技術的能力に係る審査基準への適合状況説明資料」で整備されている体制を踏まえた要員配置については、有効性評価における各事象に対して必要な事故対応が実施可能であることに加え、解析上は期待していない故障機器の現場での復旧操作等についても、以下に示すとおり対応できるものとしている。

なお、故障した機器の機能回復操作は、軽微な操作によって修復できる範囲とし、故障が早期に修復できないと判断した場合は、予備品との取り換え等も見据えた中長期的な復旧対応に移行することとなる。

(1) ポンプ起動不能時の現場における機能回復操作

（「高圧・低圧注水機能喪失」等の事故シーケンスにおける対応）

中央制御室の運転員による設計基準対処設備のポンプ手動起動操作に失敗した場合、故障した機器の機能を代替する重大事故等対処設備による事故対応に必要な操作を速やかに実施するとともに、起動操作に失敗した機器の機能回復操作についても、実施できるよう必要要員を配備している。

具体的には、当直運転員 2 名が現場にて起動に失敗した機器の外観

点検や油ポンプ等の状態確認並びにリレー動作状況やしゃ断器の状態等を確認し，起動操作に失敗した機器について，機能回復を順次試みることを想定した要員配置となっている。

(2) 交流電源喪失時の現場における機能回復操作

(「全交流動力電源喪失」等の事故シーケンスにおける対応)

中央制御室の運転員による高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機及び非常用ディーゼル発電機の手動起動操作に失敗し，早期の電源回復不能と判断した場合，事故対応に必要な操作を速やかに行うとともに，現場における交流電源の回復操作についても実施できるよう必要要員を配備している。

具体的には，重大事故等対応要員 2 名が，中央制御室からの起動に失敗した機器の現場点検や現場での起動操作の実施等を実施することにより，交流電源の回復操作を試みることを想定した要員配置となっている。

2. 資料

添付資料 起動操作に失敗した機器の現場における機能回復操作

起動操作に失敗した機器の現場における機能回復操作

(1) ポンプ起動不能時の現場における機能回復操作（高圧・低圧注水機能喪失）

高圧・低圧注水機能喪失																			
					経過時間（分）											備 考			
					0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100		110		
操作項目	実施箇所・必要要員数				操作の内容	<div>▽ 事象発生</div> <div>▽ 原子炉スクラム</div> <div>▽ 約20秒 原子炉水位異常低下（レベル2）設定点到達</div> <div>▽ ブラント状況判断</div> <div>▽ 約21分 原子炉水位異常低下（レベル1）設定点到達</div> <div>▽ 25分 原子炉減圧開始</div>													
	責任者	発電長	1人	中央監視 運転操作指揮															
	補佐	副発電長	1人	運転操作指揮補佐															
	通報連絡者	災害対策要員	2人	災害対策本部連絡 発電所外部連絡															
	運転員 (中央制御室)	運転員 (現場)		重大事故等対応要員 (現場)															
状況判断	2人 A, B	—	—	—	●外部電源喪失の確認	10 分											外部電源喪失の確認及び非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認は、外部電源がない場合に実施する		
				●給水流量全喪失の確認															
				●原子炉スクラムの確認															
				●タービン停止の確認															
				●非常用ディーゼル発電機等の自動起動の確認															
				●再循環ポンプトリップの確認															
				●高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の自動起動失敗の確認															
				●主蒸気隔離弁閉止及び逃がし安全弁による原子炉圧力制御の確認															
高圧注水機能喪失の判断	【1人】 A	—	—	—	●高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の手動起動操作（失敗）	2分													
常設代替高圧電源装置による緊急用母線受電操作	【1人】 B	—	—	—	●常設代替高圧電源装置2台起動及び緊急用母線受電操作	4分											外部電源がない場合に実施する		
高圧代替注水系の起動操作	【1人】 A	—	—	—	●高圧代替注水系の起動操作			4分									解析上考慮しない		
低圧注水機能喪失の判断	【1人】 A	—	—	—	●低圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系（低圧注水系）の手動起動操作（失敗）				4分										
高圧／低圧注水機能の回復操作	—	2人 C, D	—	—	●高圧炉心スプレイ系等の回復操作、失敗原因調査												解析上考慮しない 対応可能な要員にて実施		
常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）の起動準備操作	【1人】 B	—	—	—	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水 系統構成				3分										
逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作	【1人】 B	—	—	—	●逃がし安全弁（自動減圧機能）7弁の開放操作					1分									
原子炉水位の調整操作	【1人】 B	—	—	—	●常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水の調整操作												原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間に維持		

当直運転員 2 名が現場にて起動に失敗した機器の外観点検や油ポンプ等の状態確認並びにリレー動作状況やしゃ断器の状態等を確認し，起動操作に失敗した機器について，機能回復を順次試みることを想定

(2) 交流電源喪失時の現場における機能回復操作（全交流動力電源喪失（長期T B））

全交流動力電源喪失（長期T B）																		
				経過時間（分）							備 考							
				0	10	20	30	40	50	60		70	80	90	100	110	120	
操作項目	実施箇所・必要要員数 【 】は他作業後移動してきた要員			操作の内容	▽ 事象発生 ▽ 原子炉スクラム ▽ プラント状況判断													
	責任者	発電長	1人															中央監視 運転操作指揮
	補佐	副発電長	1人															運転操作指揮補佐
	通報連絡者	災害対策要員	2人															災害対策本部連絡 発電所外部連絡
	運転員 (中央制御室)	運転員 (現場)																重大事故等対応要員 (現場)
状況判断	2人 A, B	—	—	●原子炉スクラムの確認	10 分													
				●外部電源喪失の確認														
				●非常用ディーゼル発電機等の自動起動失敗の確認														
				●タービン停止の確認														
				●原子炉隔離時冷却系の自動起動の確認														
				●主蒸気隔離弁閉止及び逃がし安全弁による 原子炉圧力制御の確認														
				●再循環ポンプトリップの確認														
原子炉水位の調整操作 (原子炉隔離時冷却系)	【1人】 A	—	—	●原子炉隔離時冷却系による原子炉注水の調整操作		原子炉水位を原子炉水位低（レベル3）設定点から原子炉水位高（レベル8）設定点の間に維持												
全交流動力電源 喪失の確認	【1人】 A	—	—	●高圧炉心スプレイ系ディーゼル発電機の手動起動操作（失敗）	1 分													
	【1人】 B	—	—	●非常用ディーゼル発電機等の手動起動操作（失敗）	2 分													
電源確保操作対応	—	—	2人 a, b	●電源回復操作		適宜実施												
直流電源の負荷切り 離し操作 (中央制御室)	【1人】 B	—		●不要負荷の切離し操作	6 分													

重大事故等対応要員 2 名が，中央制御室からの起動に失敗した機器の現場点検や現場での起動操作の実施等を実施することにより，交流電源の回復操作を試みることを想定

原子炉水温は低下する。

b. 評価項目等

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

原子炉圧力容器は未開放であり、第 5.2-5 図に示すとおり、必要な遮蔽を確保できる水位（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h^* が確保される水位）である燃料有効長頂部の約 1.7m 上（通常水位から約 3.6m 下）まで低下することがないため、放射線の遮蔽は維持される（必要な遮蔽の目安とした 10mSv/h を下回る）。なお、線量率の評価点は燃料取替機床上としている。また、全制御棒全挿入状態が維持されているため、未臨界は確保されている。

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

事象発生から 4 時間 10 分経過した時点で、残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転を再開することにより、安定状態を維持できる。

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

※：本事故シーケンスグループにおける必要な遮蔽の目安とした線量率は、原子炉建屋最上階での操作時間から 10mSv/h に設定した。原子炉建屋最上階で重大事故等対応要員が実施する重大事故等対策の操作時間は 2.1 時間（保管場所との移動時間を含む）以内であることを考慮すると、被ばく量は最大でも 21mSv となるため、緊急作業時における被ばく限度の 100mSv に対して余裕がある。ここで、原子炉建屋最上階で重大事故等対

応要員が実施する重大事故等対策の操作は、使用済燃料プールの同時被災時における、使用済燃料プールへの注水に係る操作（可搬スプレイノズルの設置及びホース敷設等）を想定している。

なお、必要な遮蔽の目安とした線量率 10mSv/h は、東海第二発電所の施設定期検査作業時での原子炉建屋最上階における線量率の実績値（約 3.5mSv/h ）に対しても余裕がある。

（添付資料 5.1.6, 5.2.1）

5.2.3 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、原子炉の運転停止中に全交流動力電源が喪失し、残留熱除去系等による崩壊熱除去機能が喪失することが特徴である。また、不確かさの影響を確認する運転員等操作は、常設代替高圧電源装置による受電、常設低圧代替注水系ポンプを用いた低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作とする。

(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5.2-2 表に示すとおりであり、それらの条件設定を設計値等、最確条件とした場合の影響を評価する。また、評価条件の設定に当たっては、設計値を用いるか又は評価項目となるパラメータに対する余裕が小さくなるよう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

原子炉初期出力に係る感度解析の評価条件について

1. はじめに

反応度誤投入事象の評価条件である原子炉初期出力（臨界状態）について、ノミナル値を定格出力の 10^{-8} 倍とし、また、感度解析の範囲をその 10 分の 1 から 10 倍までとすることが、妥当であることを以下に示す。

2. 長期停止による原子炉初期出力への影響

原子炉初期出力は、一般に中性子源の強さに比例し、未臨界度に反比例する。長期停止に伴い、主に ^{241}Am の蓄積によって未臨界度は深くなるが、長期停止後も短期停止後と同様の燃料配置換え等が行われることにより、その影響は緩和される。一方、中性子源の強さについては、停止後 30 日程度には SRNM のカウント数として 8 割以上を占め、停止中の原子炉における主要な中性子源となる ^{242}Cm （半減期 163 日）及び ^{244}Cm （半減期 18.1 年）の半減期を考慮すると、10 年程度の停止期間の場合、停止時中性子束は低下するものの停止後 30 日程度（短期停止を想定）の中性子束の 0.1 倍には至らない。また、停止期間が相当期間に渡っても、Cm の減衰について第 1 図に示すとおり、感度解析の範囲内である。

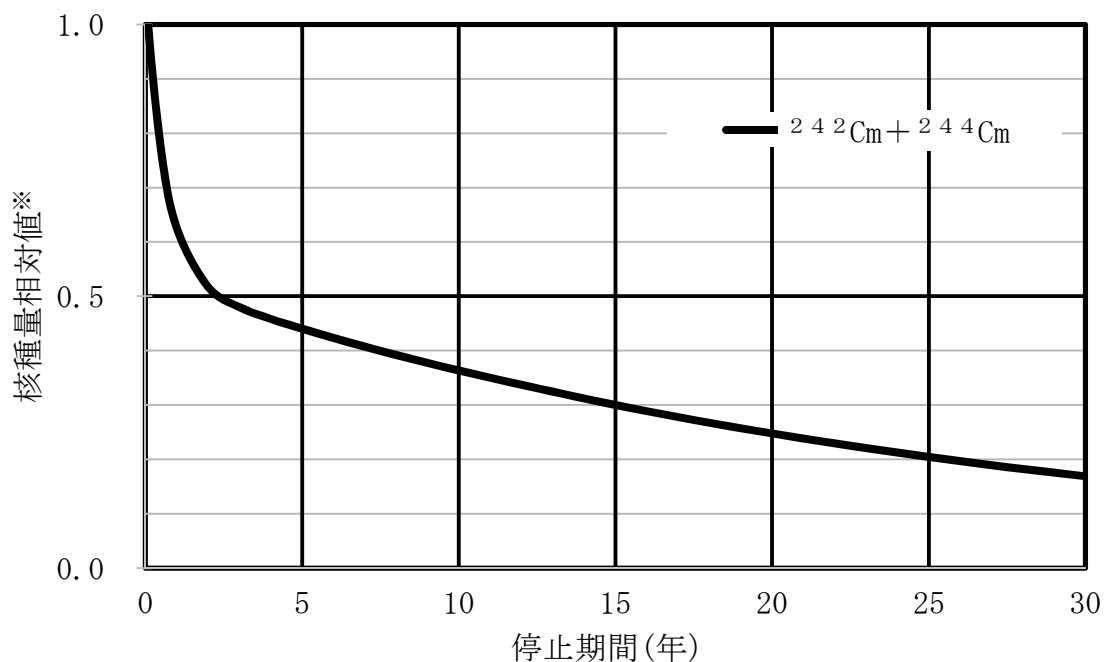
3. 感度解析における初期出力範囲の根拠

反応度誤投入解析における初期出力は、低い方が投入反応度を厳しくする傾向がある。減速材温度が低温時の原子炉臨界時出力は、約 1 年の停止期間後の実績を含む臨界実績として定格出力の $10^{-8} \sim 10^{-5}$ 倍であることから、なるべく低出力側をノミナル値とし、定格出力の 10^{-8} 倍としている。低出力側の下限値としては、保守的に更に 1 桁分の範囲をとり、定格出力の 10^{-9} 倍としてい

る。これは、第1図より核種量相対値が0.1となる（1桁下がる）までの停止期間を参照すると、十分な範囲と言える。高出力側の上限值としては、低出力側と同様に1桁分の範囲をとり、定格出力の 10^{-7} 倍としている。

4. まとめ

長期停止の影響を含め、初期出力の不確かさが与える影響を感度解析の範囲が十分に含んでいると言えることから、ノミナル値である定格出力の 10^{-8} 倍を初期出力とし、感度解析の範囲をその10分の1から10倍までとすることは妥当である。



※：停止後30日の核種量を1.0としてプロット

第1図 $^{242}\text{Cm} + ^{244}\text{Cm}$ の減衰

原子炉停止機能喪失の解析条件設定の考え方

原子炉停止機能喪失の有効性評価では、原子炉水位が高めに維持され自然循環流量が大きくなることで、反応度の観点で厳しい条件として給水系が運転継続する条件を設定している。これを踏まえて、高圧炉心スプレイ系については、注水流量が大きくなり原子炉水位が高めに維持される条件として、ポンプ性能評価に基づく大きめの注水流量を設定するとともに、遅れ時間を 0 秒と設定している。加えて、高圧炉心スプレイ系の注水流量は原子炉圧力に依存することから、原子炉圧力が低めに維持されることで高圧炉心スプレイ系の注水流量が大きくなる条件として、逃がし弁機能を設定している。また、原子炉隔離時冷却系については、注水流量は一定に制御されることから、遅れ時間を 0 秒と設定している。

一方で、ほう酸水のミキシング効率は炉心流量に依存することから、原子炉水位が低めとなり炉心流量が低めに維持される場合、ほう酸水のミキシング効率が悪化することで中性子束の低下が遅くなることも想定される。また、安全弁機能を設定した場合、主蒸気隔離弁閉止に伴う原子炉出力の上昇が大きくなることで、中性子束の上昇が大きくなることも想定される。

以上を踏まえ、ここでは、高圧炉心スプレイ系の注水流量を小さめとした場合や安全弁機能を設定した場合の事象進展に与える影響について示す。

(1) 高圧炉心スプレイ系の注水流量を小さめとした場合の影響

高圧炉心スプレイ系の注水流量を小さめとした場合には、原子炉水位が低めに維持され、自然循環力が低下することで炉心流量は低めに維持される。このため、R E D Yコードでは実験結果に基づき炉心流量依存の保守的なボロンミキシング効率を設定することと相まって中性子束の低下は遅くなり、これに伴いサプレッション・プール水温度及び格納容器圧力が最大となる時刻も遅くなることが考えられるが、炉心流量の低下に伴い中性子束も低めとなることから、事象進展に与える影響は小さいと考えられる。

原子炉水位が低めに維持された場合の事象進展への影響を確認するため、高圧炉心スプレイ系の注水流量として安全解析で用いる最小流量特性を設定するとともに、高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の遅れ時間を設定した感度解析を実施した。これら以外の解析条件はベースケースと同じとしている。ベースケースから変更した解析条件を第1表に、解析結果を第2表に示す。感度解析では、サプレッション・プール水温度等が最大となるタイミングが10分程度遅くなっているものの、炉心流量の低下に伴い中性子束も低めに維持されることから、サプレッション・プール水温度及び格納容器圧力の最大値は同等となっている。以上により、原子炉水位が低めとなる解析条件を設定した場合でも事象進展に与える影響が小さいことを確認した。

(2) 安全弁機能を設定した場合の影響

安全弁機能を設定した場合、主蒸気隔離弁閉止時の原子炉圧力の上昇が大きくなる。このため、原子炉冷却材圧力バウンダリにか

かる圧力は大きくなり、また、原子炉圧力上昇に伴い印加される正の反応度も大きくなることが考えられるが、中性子束の上昇に伴い燃料温度も上昇し、ドップラフィードバック等の自己制御特性が働き、また原子炉圧力高信号にて事象発生から数秒で再循環ポンプトリップが発生することから、中性子束の上昇は同程度となり、事象初期の原子炉圧力上昇に伴う過渡変化挙動に与える影響は小さいと考えられる。

事象初期の原子炉圧力の上昇が大きくなった場合の影響を確認するため、解析条件として安全弁機能を設定した場合の感度解析を実施した。安全弁機能を設定した以外はベースケースと同じ解析条件としている。ベースケースから変更した解析条件を第3表に、解析結果を第4表に示す。感度解析では、原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力の最大値が大きくなっているものの、ドップラフィードバック等の自己制御特性の効果により、中性子束の最大値は同等となっている。以上により、解析条件として安全弁機能を設定した場合でも、事象初期の原子炉圧力上昇に伴う過渡変化挙動に与える影響が小さいことを確認した。

第 1 表 解析条件（原子炉水位を低めとする条件）

解析条件	感度解析（原子炉水位を低めとする条件）	ベースケース（原子炉水位を高めとする条件）
高圧炉心スプレイ系	ドライウエル圧力高（13.7kPa[gage]）にて自動起動 （遅れ時間：17 秒） ・注水流量：375～1,419m ³ /h ・注水圧力：0～7.65MPa[dif]	ドライウエル圧力高（13.7kPa[gage]）にて自動起動 （遅れ時間：0 秒） ・注水流量：145～1,506m ³ /h ・注水圧力：0～8.30MPa[dif]
原子炉隔離時冷却系	原子炉水位異常低下（レベル 2）にて自動起動 （遅れ時間：30 秒） ・注水流量：136.7m ³ /h ・注水圧力：1.04～7.86MPa[dif]	原子炉水位異常低下（レベル 2）にて自動起動 （遅れ時間：0 秒） ・注水流量：136.7m ³ /h ・注水圧力：1.04～7.86MPa[dif]

第 2 表 解析結果（原子炉水位を低めとする条件）

パラメータ	感度解析 （原子炉水位を低めとする条件）	ベースケース （原子炉水位を高めとする条件）
サプレッション・プールの水温度	115℃（約 55 分）	115℃（約 45 分）
格納容器圧力	0.20MPa[gage]（約 55 分）	0.20MPa[gage]（約 45 分）

第3表 解析条件（安全弁機能）

解析条件	感度解析（安全弁機能）	ベースケース（逃がし弁機能）
逃がし安全弁	安全弁機能 7. 79MPa[gage]×2 個, 385. 2t/h/ 個 8. 10MPa[gage]×4 個, 400. 5t/h/ 個 8. 17MPa[gage]×4 個, 403. 9t/h/ 個 8. 24MPa[gage]×4 個, 407. 2t/h/ 個 8. 31MPa[gage]×4 個, 410. 6t/h/ 個	逃がし弁機能 7. 37MPa[gage]×2 個, 354. 6t/h/ 個 7. 44MPa[gage]×4 個, 357. 8t/h/ 個 7. 51MPa[gage]×4 個, 361. 1t/h/ 個 7. 58MPa[gage]×4 個, 364. 3t/h/ 個 7. 65MPa[gage]×4 個, 367. 6t/h/ 個

第4表 解析結果（安全弁機能）

パラメータ	感度解析（安全弁機能）	ベースケース（逃がし弁機能）
原子炉冷却材圧力バウンダリにかかる圧力	8. 98MPa[gage]	8. 49MPa[gage]
中性子束	約 560%	約 560%

R E D Yコード説明資料抜粋

(2) 従来型BWRの場合

炉心下部の下部プレナムスタンドパイプから注入される従来型BWRでは、原子炉に一定速度で注入されるほう酸水は、炉心流量が小さい場合にはその一部が下部プレナムに滞留し反応度に寄与できないことが考えられる。これを模擬するためにほう酸水拡散モデルでは、注入速度に炉心流量依存のボロンミキシング効率を掛けている。このボロンのミキシング効率は図-1 従来型BWRのボロンミキシング効率のようにモデル化されている。

従来型BWR向けの試験結果を図-2 従来型BWRのボロン混合試験結果に示す。なお、ミキシング効率は「反応度に寄与する領域の濃度」を「炉内全領域で十分に混合した時の濃度」で割った無次元数で定義される。試験の結果から以下がいえる。

図-1 従来型BWRのボロンミキシング効率

図-2 従来型BWRのボロン混合試験結果

これにより、従来型BWRにおいて、

することは妥当である。

以上より、ほう酸水拡散モデルは妥当であることが確認された。なお、拡散モデルにおけるボイドの影響を添付6に示す。

原子炉スクラム失敗を仮定した事象が発生し、ほう酸水注入系が作動する時点では、ある程度の変動は有るものの、燃料棒での中性子発生及び中性子吸収、減速材による中性子減速及び中性子吸収などがバランスしている。この状態でほう酸水注入系が作動すると、炉心が沸騰状態であっても減速材中にはボロンが含まれ、吸収効果が増加する。このため、前述の状態よりも反応度は低下する。ボロン濃度が一定であれば、上記状態よりも出力が低下したところで再びバランスするが、ボロン濃度は増加し続けるため、沸騰状態においても確実に出力は低下して原子炉停止に至ると考える。

別紙 2

安全弁機能を設定した場合の燃料被覆管温度について

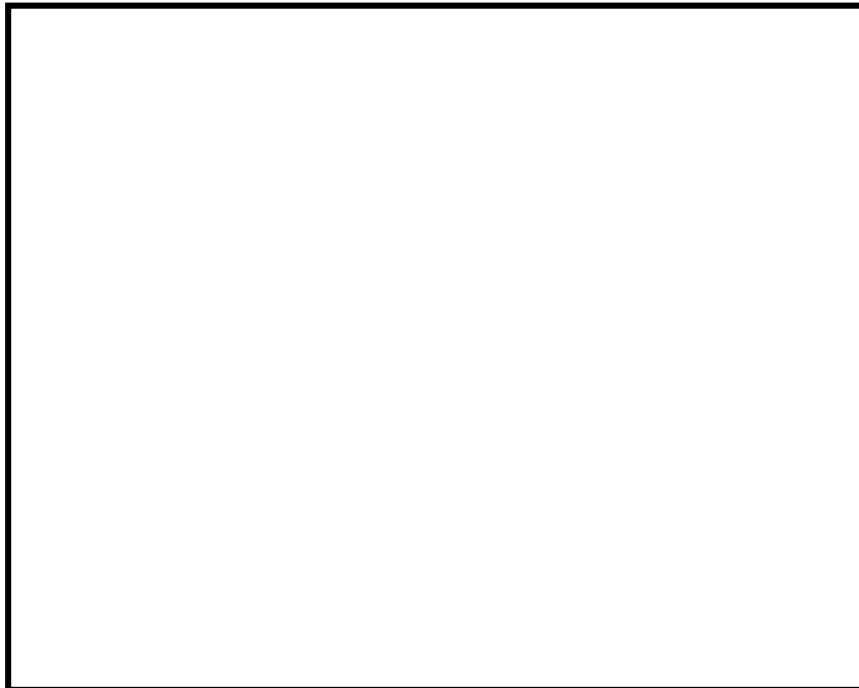
S C A Tコードでは，クオリティの計算値が相関式 2 により計算したリウエットクオリティを下回った時点でリウエットを判定し，修正 Dougall-Rohsenow 式にて算出した熱伝達係数を用いて燃料被覆管温度の最高値を評価する。

この評価法に従って計算した結果，安全弁機能を設定した場合には燃料被覆管最高温度が 842℃となり，逃がし弁機能を設定したベースケースと比較して約 30℃燃料被覆管最高温度が低下することとなった。

一方，燃料被覆管最高温度が高温となったときの S C A Tコードの不確かさは，同じ評価法に従って評価を実施した 5 × 5 高温ポスト B T 試験結果との比較結果（S C A Tコード説明資料の添付 3「沸騰遷移後の被覆管表面熱伝達モデルの適用性」の添付図 3-2 参照）から，おおむね計算値が保守的な結果を与えるものの，不確かさの幅は に及ぶことが確認できる。したがって，前述の約 30℃の差異は S C A Tコードの燃料被覆管温度評価法のもつ不確かさと比較して十分に小さく，この幅に包含されると評価できる。このため，逃がし弁機能と安全弁機能との相違に端を発して，圧力変化特性の相違による核熱結合現象，炉心流量の差異に結び付く炉心内の熱水力挙動，出力－冷却特性の不整合によるリウエット特性，燃料被覆管温度の差異等，R E D Yコードの影響も含む，種々の複雑な特性の違いによる感度の差異を分析することは必ずしも有効な分析とはならない。

本資料のうち，枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません

また、S C A Tコードの不確かさについては、前述のS C A Tコード説明資料の添付3での修正 Dougall-Rohsenow 式の高温度範囲への適用性の確認に加えて、リウエットを考慮しない場合の感度解析（添付資料 2.5.5 参照）を実施し、この場合でも評価項目を満足することを確認していることから、逃がし弁機能（ベースケース）及び安全弁機能を設定した場合のどちらの燃料被覆管最高温度の評価値についても、前述の不確かさの幅を踏まえたうえで、有効な評価と考えられる。



（S C A Tコード説明資料より引用）

添付図 3-2 燃料被覆管温度の最大値の比較

添付5 原子炉停止機能喪失事象での反応度係数（REDYコード用）の保守因子
について

原子炉停止機能喪失事象に対する炉心損傷防止対策の有効性評価において、REDYコードに原子炉設置変更許可申請書の添付書類八記載の平衡炉心サイクル末期の反応度係数に一律の保守因子（減速材ボイド係数は1.25倍、ドップラ係数は0.9倍）を掛けた反応度係数を用いている。

一方、本事象では、事象の進展に伴い、初期の運転状態から炉心流量、原子炉圧力、炉心入口エンタルピ、軸方向出力分布等が時間とともに変化し、ボイド係数、ドップラ係数が影響を受け、保守因子は一定ではない。

そこで有効性評価手法が適切であることを確認するために、前述のとおり5.1.2節の「重要現象の不確かさに対する感度解析」において本事象を3つのサブ時間領域に細分割した上で、それぞれに反応度係数に対する保守因子を設定してREDYコードによる評価を行っている。

ここでは、①、②において5.1.2節の「重要現象の不確かさに対する感度解析」で用いる反応度係数に対する保守因子を求め、③において5.1.2節の感度解析結果より有効性評価の一律の保守因子の手法が適用できることを確認した。

- ① 炉心一点近似縮約による反応度係数評価は、圧力変化、流量変化などの摂動による炉心状態変化及び事象進展に伴う炉心状態変化を扱うことが出来ない。原子炉停止機能喪失事象では、この炉心状態変化の変化に伴う不確かさが大きくなる可能性があるため、静的な三次元沸騰水型原子炉模擬計算コードにより、各サブ時間領域に対するボイド係数、ドップラ係数を評価し、炉心一点近似手法による反応度係数（添付書類八記載の値）に対する比として各時間領域の反応度係数の保守因子のノミナル値を評価した。
- ② ①で求めた保守因子のノミナル値に、静的な三次元沸騰水型原子炉模擬計算コードにより評価したボイド係数、ドップラ係数の不確かさ及び取替炉心設計段階における不確かさ（補足参照）を加えることで、5.1.2節の「重要現象の不確かさに対する感度解析」で用いる反応度係数の保守因子変動幅を求めた。
- ③ ①及び②の検討より、原子炉停止機能喪失事象に対する炉心損傷防止対策の有効性評価において、事象を通じた一律の保守因子として、ボイド係数は1.25及びドップラ係数は0.9が適用できることを確認した。

1. 原子炉停止機能喪失事象での各時間領域の反応度係数の保守因子のノミナル値

(1) 評価方法

原子炉スクラム失敗を仮定した主蒸気隔離弁の誤閉止発生事象の短時間領域を、以下の3つのサブ時間領域に細分割し、

- ・出力変動期（サブ時間領域1）
- ・出力抑制期（サブ時間領域2）
- ・出力再上昇期（サブ時間領域3）

各サブ時間領域の代表的な炉心状態における炉心パラメータを用い、静的な三次元沸騰水型原子炉模擬計算コードにより、ボイド係数、ドップラ係数を評価し、原子炉設置変更許可申請書の添付書類八に記載の反応度係数（保守因子1.0倍に相当）と比較した。

ボイド係数は、各解析点に応じた微小な摂動を与え実効増倍率の変化量を求め、炉心平均のボイド率の変化量で除することで求めた。各解析点での摂動は、表1-2～表1-4に示すように、サブ時間領域1では圧力摂動、サブ時間領域2では流量摂動、サブ時間領域3では入口エンタルピ摂動を与えた。

ドップラ係数は、各解析点における摂動計算により炉心平均値を求めた。

(2) 解析条件

解析は三つの代表プラントを対象として行い、この主な解析条件を以下に示す。

表 1-1 主な解析条件

プラント	代表ABWR	代表従来型BWR①	代表従来型BWR②
評価条件	原子炉スクラム失敗を仮定した主蒸気隔離弁の誤閉止		
初期条件	100%出力／100%炉心流量	100%出力／85%炉心流量	
炉心	9×9燃料（A型） 単一炉心	9×9（A型）+標準組 成 MOX 燃料混在炉心	9×9燃料（A型） 単一炉心
炉心格子	N格子	S格子	C格子
解析 コード	HINES／ PANACH	TGBLA／ LOGOS	HINES／ PANACH

（注）HINES、TGBLA：単位燃料集合体核特性計算コード

PANACH、LOGOS：三次元沸騰水型原子炉模擬計算コード

(3) 解析結果

各解析点における、三次元沸騰水型原子炉模擬計算コードによる反応度係数と一点近似モデルの反応度係数^(*)の比（以下「三次元／炉心一点近似（保守因子1.0）」と称す）を表1-2～表1-4に示す。これによると、摂動及び事象進展に伴い軸方向の出力分布及びボイド分布が変化するためボイド係数は変化するが、ドップラ係数は主にU-238の共鳴吸収が支配的であることから変化は小さくなっている。

(*)原子炉設置変更許可申請書の添付書類八に記載の減速材ボイド係数，ドップラ係数

冒頭に述べたように，炉心一点近似縮約による反応度係数評価は，圧力変化，流量変化などの摂動及び事象進展に伴う炉心状態の変化を扱えないため，三次元沸騰水型原子炉模擬計算コードを用いて炉心状態変化を取り込んで評価しているが，ボイド係数において特にその影響が大きいことが分かる。

このように三次元沸騰水型原子炉模擬計算コードを用いることで，炉心状態変化を取り込むことができるものの，静的評価であることによる不確かさが含まれると考えられる。そこで，静的な三次元沸騰水型原子炉模擬計算コードによりボイド係数を評価できることを含めて，サブ時間領域ごとに保守因子の設定について以下のとおり確認した。

サブ時間領域1では，圧力増加による正のボイド反応度印加による中性子束の上昇が支配的である。圧力摂動においては，軸方向ボイド率分布変化に伴う軸方向出力分布への影響は，流量摂動，エンタルピー摂動に比較して小さく，また，炉心一体型の摂動であり，特に軸方向にほぼ時間遅れなく摂動が与えられるため，事象開始時点の炉心状態に対して静的な三次元沸騰水型原子炉模擬計算コードを用いてボイド係数を評価することは可能であるとえられる。

サブ時間領域2における支配的要因は流量摂動であり，炉心出力だけでなく，軸方向ボイド率分布，軸方向出力分布もこの影響を受ける。炉心入口流量が減少すると，この流量摂動の影響が時間遅れを伴って動的に下方から上方に伝わり，上部のボイド率が変化する前に下方のボイド率が増加することとなる。このため，静的な三次元沸騰水型原子炉模擬計算コードによるボイド係数評価では現実の軸方向ボイド率分布，軸方向出力分布と異なった状態を評価していることになる。この流れによる時間遅れがボイド率変化に及ぼす影響を確認するため，SCATコードにより，サブ時間領域2の流量減少の時間変化を模擬した場合と定常解析に相当する準静的に流量が減少した場合について，軸方向ボイド率分布を評価したところ，両者の差はほとんどないことが確認された。以上より，サブ時間領域2における流量減少は緩やかであり，流れによる時間遅れによる軸方向ボイド率分布への影響は小さく，ボイド係数への影響は小さいといえる。なお，5.1.2節の「重要現象の不確かさに対する感度解析」において本事象を3つのサブ時間領域に細分割した上で，反応度係数に対する保守因子の上限値，下限値を表1-2に基づき設定してREDYコード／SCATコードによる評価を行っており，一律の保守因子を用いた有効性評価における燃料被覆管温度よりも高くないとの結果を得ている。このようにボイド係数の有効性評価結果への感度が小さいことから，不確かさを大きめに考慮することで，静的な三次元沸騰水型原子炉模擬計算コードによりボイド係数を評価することは可能であると考えられ

る。

サブ時間領域3においては、給水温度低下に伴うエンタルピ摂動が支配的であるが、逃がし安全弁開閉に伴う圧力摂動もボイド係数に影響を及ぼす。圧力摂動については軸方向ボイド率分布変化に伴う軸方向出力分布への影響は小さいが、エンタルピ摂動では影響が大きく、ボイド係数自体として絶対値が大きくなる。サブ時間領域3において給水温度が低下し、さらに逃がし安全弁が閉じられた場合は、両者ともボイド率を低下させる方向に働くため正のボイド反応度が印加されることになる。この場合、ボイド反応度変化量としては両者の効果が重畳するものの、ボイド率変化量も両者の効果が重畳するので、単位ボイド率変化量に対するボイド反応度変化量で定義されるボイド係数は、エンタルピ摂動単独で変化したボイド係数と圧力摂動単独で変化したボイド係数の中間的な値となる。以上より、エンタルピ摂動単独で変化したボイド係数を用いた方が出力を高め（保守的）に評価することにもなるため、エンタルピ摂動によるボイド係数で代表させている。

エンタルピ摂動による影響は、流量摂動と同様に時間遅れをもって炉心軸方向下方から上方に伝わるが、サブ時間領域2の炉心流量減少に比較して事象進展がゆっくりしていることから、静的な三次元沸騰水型原子炉模擬計算コードで評価することは可能であると考えられる。一方、サブ時間領域3は、当該時点までの事象進展に伴う炉心状態変化による不確かさがより大きくなると考えられるため、保守因子を設定する上で不確かさを大きめに見る必要がある。この不確かさの定量化は困難であるが、5.1.2節の「重要現象の不確かさに対する感度解析」より、ボイド係数の有効性評価結果への感度が小さいことから、静的な三次元沸騰水型原子炉模擬計算コードによりボイド係数を評価することは可能であると考えられる。

なお、中性子束振動状態での静的反応度係数は定義できないため、本手法の適用対象外である。中性子束振動が局所的な燃料被覆管温度に与える影響に関しては、米国において中性子束振動の評価実績がある異なる解析コード（TRACコード）による参考解析結果を参照する。

表 1-2 代表ABWRの原子炉スクラム失敗を仮定した主蒸気隔離弁の誤閉止事象の
代表点における反応度係数の比（三次元／炉心一点近似（保守因子1.0））

細分割区分	摂動の種類	ボイド係数	ドップラ係数
サブ時間領域1	圧力摂動		
サブ時間領域2	流量摂動		
サブ時間領域3 ^(*)	入口エンタルピ摂動		

(*) 中性子束振動に対しては適用外

本資料のうち、枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

表 1-3 代表従来型BWR①の原子炉スクラム失敗を仮定した主蒸気隔離弁の誤閉止
事象の代表点における反応度係数の比（三次元／炉心一点近似（保守因子
1.0））

細分割区分	摂動の種類	ボイド係数	ドップラ係数
サブ時間領域 1	圧力摂動		
サブ時間領域 2	流量摂動		
サブ時間領域 3 (*)	入口エンタルピー摂動		

(*) 中性子束振動に対しては適用外

表 1-4 代表従来型BWR②の原子炉スクラム失敗を仮定した主蒸気隔離弁の誤閉止
事象の代表点における反応度係数の比（三次元／炉心一点近似（保守因子
1.0））

細分割区分	摂動の種類	ボイド係数	ドップラ係数
サブ時間領域 1	圧力摂動		
サブ時間領域 2	流量摂動		
サブ時間領域 3 (*)	入口エンタルピー摂動		

(*) 中性子束振動に対しては適用外

2. 原子炉停止機能喪失事象での反応度係数の保守因子の変動範囲

前節で求めた各サブ時間領域の保守因子のノミナル値と、補足に記載した三次元沸騰水型原子炉模擬計算コードによるボイド係数、ドップラ係数の不確かさ及び取替炉心設計段階における不確かさを用いて、5.1.2 節の「重要現象の不確かさに対する感度解析」で用いる反応度係数の保守因子を求めた。

具体的には、表 1-2～表 1-4 の値に、以下の表 2-1（補足表-9 より転載）の不確かさを加えて、表 2-2～表 2-4 のようになる。

なお、ここでは遅発中性子割合の不確かさも含めて、動的反応度係数としてまとめている。

表 2-1 平衡炉心末期の動的反応度係数の不確かさ（まとめ）

不確かさの要因	動的ボイド係数	動的ドップラ係数
原子炉停止機能喪失事象解析での不確かさ（合計）		

（補足表-9 より転載）

- (*) 1. で前述したような静的な三次元沸騰水型原子炉模擬計算コードを用いることによる不確かさ、事象進展に伴う炉心状態変化による不確かさの増加が考えられることから、「その他の要因に対する安全余裕」として、ボイド係数 ，ドップラ係数 の安全余裕を採用している。

本資料のうち、枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

表 2-2 代表ABWRの原子炉スクラム失敗を仮定した主蒸気隔離弁の誤閉止
事象中の動的反応度係数の保守因子（平衡炉心サイクル末期）

反応度係数 細分割区分	動的ボイド係数			動的ドップラ係数		
	下限値	ノミナル	上限値	下限値	ノミナル	上限値
サブ時間領域 1						
サブ時間領域 2						
サブ時間領域 3						

表 2-3 代表従来型BWR①の原子炉スクラム失敗を仮定した主蒸気隔離弁の誤閉止
事象中の動的反応度係数の保守因子（平衡炉心サイクル末期）

反応度係数 細分割区分	動的ボイド係数			動的ドップラ係数		
	下限値	ノミナル	上限値	下限値	ノミナル	上限値
サブ時間領域 1						
サブ時間領域 2						
サブ時間領域 3						

表 2-4 代表従来型BWR②の原子炉スクラム失敗を仮定した主蒸気隔離弁の誤閉止
事象中の動的反応度係数の保守因子（平衡炉心サイクル末期）

反応度係数 細分割区分	動的ボイド係数			動的ドップラ係数		
	下限値	ノミナル	上限値	下限値	ノミナル	上限値
サブ時間領域 1						
サブ時間領域 2						
サブ時間領域 3						

（＊）サブ時間領域 1 は事象進展に伴う炉心状態変化による不確かさの増加は小さいと考えられることから、表 2-2～表 2-4 では「その他の要因に対する安全余裕」を含まず記載している。

ただし、5.1.2 の「重要現象の不確かさに対する感度解析」では、保守側評価として、サブ時間領域 1 に対してもサブ時間領域 2，3 と同じボイド係数□，ドップラ係数□の安全余裕を採用している。

表 2-3 に示した代表従来型BWRプラントの検討結果は、標準組成 MOX 燃料混在炉心の場合を想定しているが、ここに初期 Pu 組成変動，および装荷遅れの影響を考慮すれば、表 2-3 の結果に対して、さらに動的ボイド係数で□倍，動的ドップラ係数で□□倍を見込む必要がある。

本資料のうち、枠囲みの内容は商業機密に属しますので公開できません。

動的反応度係数の保守因子の変動による有効性評価への影響を確認するため、表 2-2～表 2-4 に示した保守因子の上下限値を組み合わせた感度解析を実施した。表 2-5～表 2-7 に感度解析結果を示す。代表 A B W R の場合は、給水温度低下によって原子炉出力が準静的に増加するサブ時間領域 3 において燃料被覆管温度が最高温度となるため、各ケースとも有意な差は生じていない。一方、代表従来型 B W R の場合は、原子炉圧力上昇によって原子炉出力が急増するサブ時間領域 1、流量減少によって原子炉出力が急減するサブ時間領域 2 及び給水温度低下によって原子炉出力が準静的に増加するサブ時間領域 3 において燃料被覆管温度が最高温度となるため、保守因子の影響を比較的受けやすいものの、ベースケースに比較して過度に温度が上昇するものはない。以上より、不確かさが燃料被覆管温度に有意な影響を及ぼすものではないことを確認した。

表 2-5 代表 A B W R の動的反応度係数の保守因子の不確かさを考慮した場合の感度解析

	保守因子(*1)		燃料被覆管温度	
	動的ボイド係数	動的ドップラ係数	最高温度 (°C)	最高温度の 偏差(*2) (°C)
ベースケース	1.25	0.9	約 1060	－
ケース 1	ノミナル値	ノミナル値	約 1060	0
ケース 2	下限値	下限値	約 1060	0
ケース 3	下限値	上限値	約 1060	0
ケース 4	上限値	下限値	約 1060	0
ケース 5	上限値	上限値	約 1060	0

(*1) ノミナル値／上限値／下限値については、表 2-2 参照

(*2) ベースケースとの偏差

表 2-6 代表従来型 B W R ①の動的反応度係数の保守因子の不確かさを考慮した場合の感度解析

	保守因子(*1)		燃料被覆管温度	
	動的ボイド係数	動的ドップラ係数	最高温度 (°C)	最高温度の 偏差(*2) (°C)
ベースケース	1.25	0.9	約 1030	－
ケース 1	ノミナル値	ノミナル値	約 930	-100
ケース 2	下限値	下限値	約 920	-110
ケース 3	下限値	上限値	約 870	-160
ケース 4	上限値	下限値	約 1010	-20
ケース 5	上限値	上限値	約 940	-90

(*1) ノミナル値／上限値／下限値については、表 2-3 参照

(*2) ベースケースとの偏差

表 2-7 代表従来型BWR②の動的反応度係数の保守因子の不確かさを考慮した場合の感
度解析

	保守因子(*1)		燃料被覆管温度	
	動的ボイド係数	動的ドップラ係数	最高温度 (℃)	最高温度の 偏差(*2) (℃)
ベースケース	1.25	0.9	約 880	-
ケース 1	ノミナル値	ノミナル値	約 830	-50
ケース 2	下限値	下限値	約 840	-40
ケース 3	下限値	上限値	約 880	0(*3)
ケース 4	上限値	下限値	約 870	-10
ケース 5	上限値	上限値	約 850	-30

(*1) ノミナル値／上限値／下限値については、表 2-4 参照

(*2) ベースケースとの偏差

(*3) サブ時間領域 3 にて最高温度が発生しており、ベースケースと同じサブ時間領域
1 での最高温度の偏差は-140℃となっている。

3. 原子炉停止機能喪失事象に対する炉心損傷防止対策の有効性評価における反応度係数の保守因子について

有効性評価において反応度係数に一律の保守因子（減速材ボイド係数は1.25倍，ドップラ係数は0.9倍）を用いていることについて，以下に検討した結果をまとめる。

サブ時間領域1は，1. で述べたとおり，圧力摂動が支配的な期間であり，静的な三次元沸騰水型原子炉模擬計算コードにより保守因子を評価することが可能である。また，ボイド係数は2. に示した保守因子変動範囲よりも保守的な値（1.25）を有効性評価で用いている。ドップラ係数は保守因子変動範囲の下限值が有効性評価で用いている値よりも下回っているものの，サブ時間領域1の出力ピークに起因した燃料被覆管表面温度への影響は，ドップラ係数が下限値の場合でも有意に厳しくなるケースはなく，ドップラ係数の感度は小さいことが分かった。

従って，サブ時間領域1において，反応度係数の保守因子は，動的ボイド係数は1.25倍，動的ドップラ係数は0.9倍を適用できると考えられる。

サブ時間領域2は，流量摂動が支配的な期間ではあるが，静的な三次元沸騰水型原子炉模擬計算コードで評価する保守因子には，流れによる時間遅れが軸方向ボイド率分布，軸方向出力分布へ及ぼす影響は考慮されていない。しかしながら，流量減少は緩やかであり，SCATコードによる評価により，流れの時間遅れによる軸方向ボイド率分布への影響は小さいことが確認されたため，この現象のボイド係数への影響は小さいといえる。不確かさを考慮して設定した保守因子の上限値及び下限値を用いたREDYコード／SCATコードによる評価結果は，一律の保守因子を用いた有効性評価における燃料被覆管温度よりも有意に厳しくなることはなく，サブ時間領域2においても，反応度係数の保守因子は，動的ボイド係数は1.25倍，動的ドップラ係数は0.9倍を適用できると考えられる。

サブ時間領域3は，給水温度低下に伴うエンタルピ摂動及び逃がし安全弁開閉に伴う圧力摂動が支配的な期間ではあるが，保守的にエンタルピ摂動が支配的であるとして保守因子を評価している。サブ時間領域3におけるエンタルピ摂動は事象進展が遅いため，静的な三次元沸騰水型原子炉模擬計算コードにより保守因子を評価することは可能と考えられるが，2. に示したように保守因子変動範囲は有効性評価で用いた一律の保守因子よりも非保守的なものがある。しかしながら，不確かさを考慮して設定した保守因子の上限値及び下限値を用いたREDYコード／SCATコードによる評価を行っているが，一律の保守因子を用いた有効性評価における燃料被覆管温度よりも有意に厳しくなることはないとの結果を得ており，サブ時間領域3においても，反応度係数の保守因子は，動的ボイド係数は1.25倍，動的ドップラ係数は0.9倍を適用できると考えられる。

以上より，反応度係数の保守因子として，動的ボイド係数は1.25倍，動的ドップラ係

数は0.9倍を適用できると考える。

(*) 参考文献

文献1：マイクロ炉物理学 I. 連続エネルギーモンテカルロ法によるドップラ反応度の検証 (原子力学会 2000 年春の年会)

文献2：マイクロ炉物理学 1999 年日本原子力学会誌 Vol. 41, No. 11 (1999) p. 37-41

文献3：熱中性子散乱カーネルを修正した MCNP5 による上方散乱効果の確認 (原子力学会 2012 年春の年会)

文献4：重核種の熱振動を考慮できる共鳴散乱モデルを組み込んだ改良 MCNP5 の妥当性確認と Monteburns2 への組み込み (原子力学会 2012 年秋の大会)

文献5：軽水炉燃料の Doppler 反応度計算における評価モデル詳細化の検討 (原子力学会 2015 年秋の大会)

文献6：Effect of Subchannel Void Fraction Distribution on Lattice Physics Parameters for Boiling Water Reactor Fuel Bundles
(Journal of NUCLEAR SCIENCE and TECHNOLOGY, vol. 45, No. 12, p. 1237-1251, 2008)

コメント No. 147-01, 148-11,
150-04, 11, 30 に対する回答

添付資料 2.3.1.5

逃がし安全弁作動用の窒素の供給について

1. 逃がし安全弁について

逃がし安全弁は、原子炉冷却材圧力バウンダリの過圧を防止するため格納容器内の主蒸気管に設置されている。排出した蒸気は排気管によりサプレッション・プール水中に導き凝縮するようにしている。逃がし安全弁はバネ式（アクチュエータ付）で、アクチュエータにより逃がし弁として作動させることもできるバネ式安全弁である。すなわち、逃がし安全弁はバネ式の安全弁に外部から強制的に開閉を行うアクチュエータを取り付けたもので、蒸気圧力がスプリングの設定圧力に達すると自動開放するほか、外部信号によってアクチュエータのピストンに窒素ガスを供給して弁を強制的に開放することができる。逃がし安全弁は 18 個からなり、次の機能を有している。

(1) 逃がし弁機能

逃がし安全弁は、原子炉冷却材圧力バウンダリの過圧を防止するため、原子炉圧力が設定圧力に到達した場合に信号を発信し、アクチュエータのピストンを駆動して強制的に開放する。18 個の逃がし安全弁は、全てこの機能を有している。

(2) 安全弁機能

逃がし安全弁は、原子炉冷却材圧力バウンダリの過圧を防止するため、逃がし弁機能のバックアップとして、圧力上昇に伴いスプリングに打ち勝って自動開放されることにより、原子炉冷却材圧力バウンダリの最も過酷な圧力変化に対しても、原子炉圧力が最高使用圧力の 1.1 倍を超えないように設計されている。18 個の逃がし安全弁は、全てこの機能を有している。

(3) 自動減圧機能

自動減圧機能（以下「ADS機能」という。）は、非常用炉心冷却系の一部であり、「原子炉水位異常低下（レベル１）」と「ドライウェル圧力高」の同時信号によりピストンを駆動して弁を強制的に開放し、LOCA時等に原子炉圧力をすみやかに低下させて、低圧注水系の早期の注水をうながす。18個の逃がし安全弁のうち、7個がこの機能を有している。

(4) その他の機能

原子炉停止後、熱除去源としての復水器が何らかの原因で使用不能な場合に、崩壊熱により発生した蒸気を除去するため、中央制御室からの遠隔手動操作で弁を開放し、原子炉圧力を制御することができる。18個の逃がし安全弁は、全てこの機能を有している。

第1表に、逃がし安全弁の吹出し圧力を示す。

第１表 逃がし安全弁の逃がし弁機能及び安全弁機能の吹出し圧力

(逃がし弁機能の吹出し圧力)

吹出し圧力 (MPa[gage])	弁個数	容量／個 (t/h)	備 考※ ¹
7.37	2	354.6	D, N
7.44	4	357.8	E, G, P, U
7.51	4	361.1	H, J, M, V
7.58	4	364.3	A, C, F, S
7.65	4	367.6	B, K, L, R

(安全弁機能の吹出し圧力)

吹出し圧力 (MPa[gage])	弁個数	容量／個 (t/h) ※ ²	備 考※ ¹
7.79	2	385.2	D, N
8.10	4	400.5	E, G, P, U
8.17	4	403.9	H, J, M, V
8.24	4	407.2	A, C, F, S
8.31	4	410.6	B, K, L, R

※１：囲み文字は、自動減圧機能付きの逃がし安全弁を示す。

※２：吹出し圧力×1.03 において

2. 逃がし安全弁の作動用の窒素の供給について

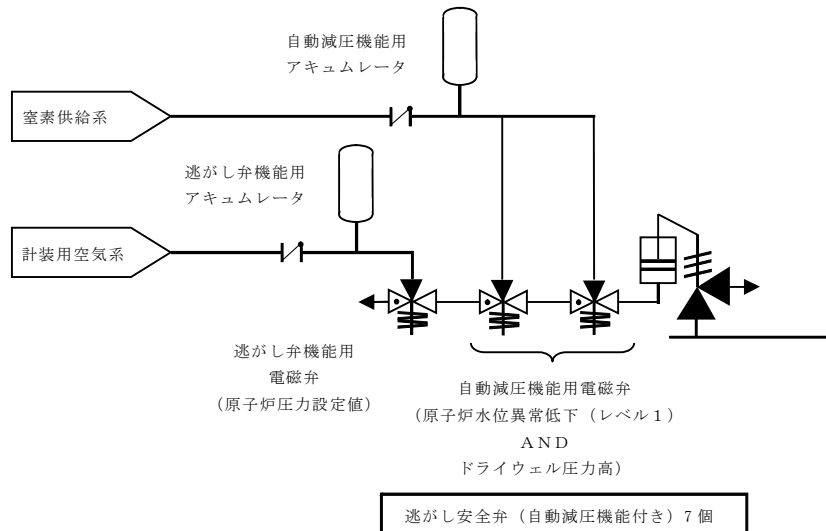
逃がし安全弁の機能のうち、バネ式の安全弁機能以外の「逃がし弁機能」、
「自動減圧機能」及び「その他の機能」は、弁の開閉のために窒素を供給し
てアクチュエータを作動させる。第2表に逃がし安全弁（ADS機能付き）
及び逃がし安全弁（ADS機能なし）の動作回数及びアキュムレータ容量を
示す。

第2表 逃がし安全弁の動作回数（外部からの窒素供給なしの場合）

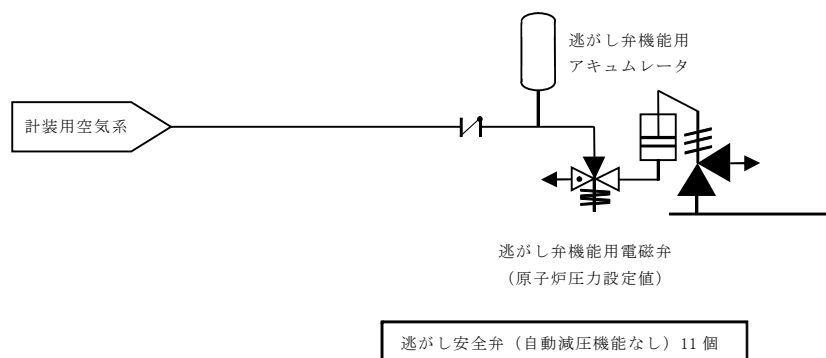
	動作回数	使用する アキュムレータ	概略図
逃がし安全弁 (ADS 機能付き)	1 回 (ドライウエル最高使用圧力 (310kPa[gage])) 又は 5 回 (ドライウエル通常圧力 (13.7kPa[gage]) 以下)	ADS 機能用 アキュムレータ (250 リットル)	第 1 図 参照
	1 回 (ドライウエル通常圧力 (13.7kPa[gage]) 以下)	逃がし弁機能用 アキュムレータ (8.5 リットル)	
逃がし安全弁 (ADS 機能なし)	1 回 (ドライウエル通常圧力 (13.7kPa[gage]) 以下)	逃がし弁機能用 アキュムレータ (8.5 リットル)	第 2 図 参照

逃がし安全弁のアクキュムレータへ窒素ガスを供給する設備は、常用系と非常系から構成されている。常用系はフィルタ、減圧弁等で構成され、窒素ガスは不活性ガス系より供給される。非常系は高圧窒素ガスポンベ、減圧弁等から構成され、独立したＡ系、Ｂ系の２系列からなる高圧窒素ガス供給系（非常用）より供給される。また、常用系と非常系との間にはタイラインを設け、通常時は非常系へも常用系の不活性ガス系から供給される。第３図に系統構成図を示す。

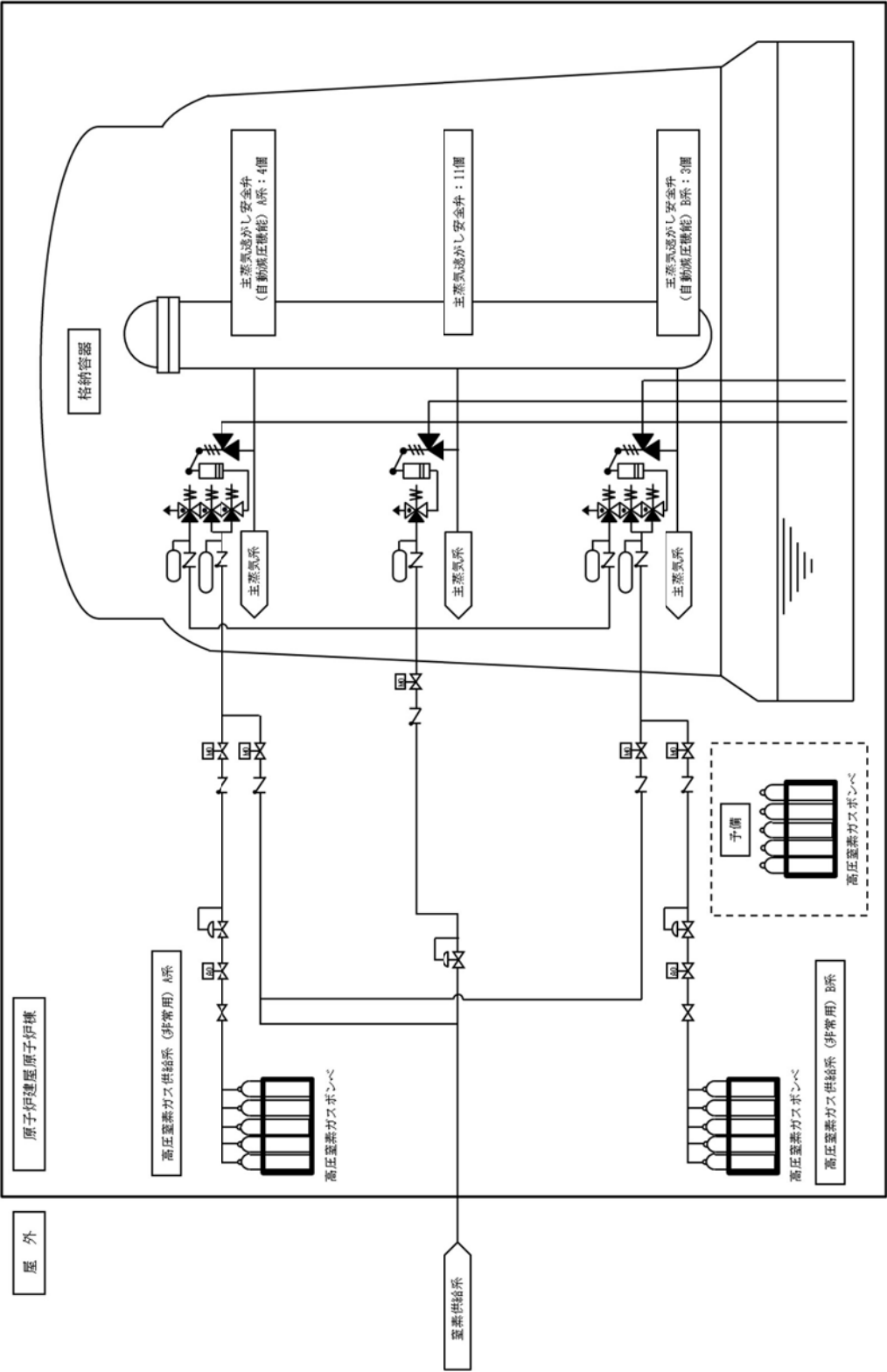
ＬＯＣＡ後等の長期冷却時には、逃がし安全弁（ＡＤＳ機能付き）のアクキュムレータに窒素ガスを供給する。このとき、常用系が健全であれば常用系から供給するが、常用系が機能を喪失した場合は、非常系（窒素ガスポンベ）から供給する。



第 1 図 逃がし安全弁（ADS 機能付き）概略図



第 2 図 逃がし安全弁（ADS 機能なし）概略図



第 3 図 高圧窒素ガス供給系（非常用） 系統概要図

高圧窒素ガスポンベの容量は、自動減圧機能付き逃がし安全弁 7 弁（A 系 4 弁，B 系 3 弁）を開弁させた後，7 弁を 7 日間開保持させるために必要な窒素ガス量を基に，必要ポンベ本数を確保している。

1 系列あたりの必要ポンベ本数は以下のとおり。

【窒素ガス消費量】

高圧窒素ガス供給系（非常用） 1 系列を重大事故等の供給圧力まで加圧するための消費量	:	385[NL]
高圧窒素ガス供給系（非常用） 1 系列 4 弁を開動作するための消費量	:	1454[NL]
高圧窒素ガス供給系（非常用） 1 系列 4 弁を 7 日間開保持するための消費量	:	19032[NL]
合計		: 20871[NL]

【高圧窒素ガスポンベによる供給量】

$$\begin{aligned}
 S_b &= \frac{(P_1[\text{MPa(abs)}] - P_2[\text{MPa(abs)}])}{P_N[\text{MPa(abs)}]} \times V_b[\text{L/本}] \times M[\text{本}] \\
 &= \frac{(P_1[\text{MPa[abs]}] - P_2[\text{MPa[abs]}])}{0.101325[\text{MPa[abs]}]} \times V_b \left[\frac{\text{L}}{\text{本}} \right] \times M[\text{本}] \\
 &= \frac{(14.8 [\text{MPa[abs]}] - 5.1 [\text{MPa[abs]}])}{0.101325[\text{MPa[abs]}]} \times 46.7 \left[\frac{\text{L}}{\text{本}} \right] \times M[\text{本}] \\
 &= 4,471[\text{NL/本}] \times M[\text{本}]
 \end{aligned}$$

ここで，

S_b : ポンベによる供給量 [NL]

P_1 : ポンベ初期充填圧力=14.8 [MPa (abs)]

P_2 : ポンベ交換圧力=5.1 [MPa (abs)]

P_N : 大気圧=0.101325 [MPa (abs)]

V_b : ポンベ容量 (46.7[L/本])

M : 必要ポンベ本数[本]

開保持するために必要な窒素ガス消費量より多い供給量(S_b)が必要であり,

$$S_b > 20,781$$

上記の関係式より

$$4,471 \times M > 20,781$$

$$M > 4.7 \text{ [本]} \rightarrow 5 \text{ [本]}$$

高圧窒素ガス供給系(A系:5本, B系:5本)及び予備の高圧窒素ガスポンベ(10本)ともに必要容量を確保している。

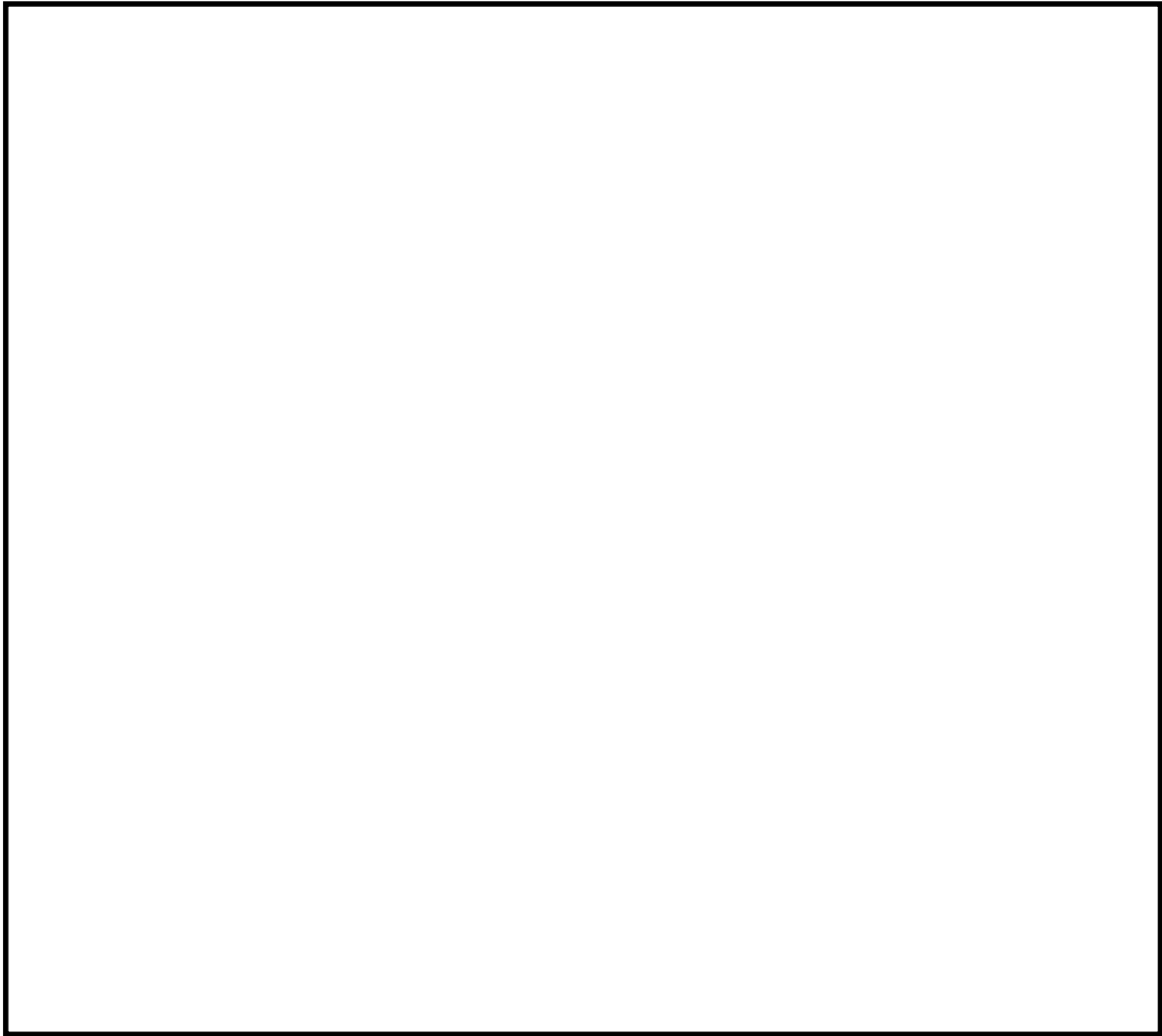
3. 原子炉圧力制御に係るサブプレッション・プールの温度成層化の影響

「重大事故等対策の有効性評価に係るシビアアクシデント解析コードについて 第5部 MAAP 別添1（補足）圧力抑制プール（S/C）の温度成層化の影響について」（以下「解析コード資料」という。）にて、温度成層化の発生の可能性について、福島事故を踏まえた考察をまとめている。

第4図及び第5図に示すとおり、東海第二発電所の逃がし安全弁の排気管のクエンチャ（Xクエンチャ）及び原子炉隔離時冷却系の排気スパージャの位置関係は解析コード資料で参照した福島第二原子力発電所4号炉と同様な位置関係である。また、事故シーケンスグループ「全交流動力電源喪失」のように、原子炉隔離時冷却系の間欠運転によって原子炉水位を維持しつつ、逃がし安全弁で原子炉圧力の制御を実施する場合には、原子炉隔離時冷却系が停止している間の逃がし安全弁の動作に伴う攪拌効果により、サブプレッション・プールの温度成層化の発生の可能性は小さくなる。

一方、原子炉隔離時冷却系を停止し、逃がし安全弁による原子炉減圧状態を維持して低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を実施する場合には、温度成層化の発生の可能性はあるが、逃がし安全弁クエンチャの排気口はサブプレッション・チェンバの底部から約2.2m程度の下部の位置に設置されていることから、この付近を境に上下の温度差が発生したとしても、サブプレッション・プール水の多くを上部の温度が高い層が占めるため、解析コード資料で参照した福島第二原子力発電所2号炉と同様に格納容器圧力に対する影響は小さいものと考えられる。

なお、運転員が手動にて逃がし安全弁の開閉操作を実施する場合には、サブプレッション・プール水温度の上昇を均一にするため、できる限り離れた位置の逃がし安全弁を順次操作する。



第４図 サプレッション・プール内の逃がし安全弁クエンチャの配置図



第５図 逃がし安全弁クエンチャ及び原子炉隔離時冷却系
排気スパージャの配置図

99. 原子炉運転中の使用済燃料燃料プール対応の時間余裕について

東海第二発電所の原子炉運転中に重大事故に至るおそれがある事故が発生した場合、事象発生と同時に使用済燃料プールについても注水機能及び冷却機能が喪失することが考えられる。このため、原子炉運転中における、使用済燃料プール対応の時間余裕を確認した。

1. 使用済燃料プール注水機能及び冷却機能喪失時に必要な対応

原子炉運転中の使用済燃料プール内の使用済燃料の崩壊熱は約 2.1MW であり、2.31MW の熱交換量を有する代替燃料プール冷却系（重大事故等対処設備）を起動する事で冷却機能を回復し、安定状態を維持することができる。

代替燃料プール冷却系の最高使用温度は 80℃であることから、使用済燃料プール水温が 80℃に到達するまでの時間を評価する

2. 評価条件

評価条件を第 1 表に示す。崩壊熱の算出に当たっては、貯蔵容量 2,250 体に対して炉心装荷分の 764 体を除く、1486 体が保管されているものとして設定した。また、冷却期間は、過去の施設定期検査における発電機解列から併列までの期間の実績よりも短い冷却期間 30 日を評価条件として設定した。このため、運転停止中の施設定期検査時取出燃料が全て使用済燃料プールに貯蔵されている状態及び冷却期間 9 日での評価を行っている想定事故 1 及び想定事故 2 の崩壊熱約 9.1MW よりも低い値となっている。

3. 評価結果

使用済燃料燃料プール対応の時間余裕の評価結果から，使用済燃料プール水温が 80℃に到達するまでの時間は 25.6 時間である。

代替燃料プール冷却系の起動操作は中央制御室で実施可能であり，操作に要する時間は 35 分程度^{※1}であることから，十分な時間余裕がある。

※1：既に緊急用海水系が起動している場合は15分程度となる。

第1表 使用済燃料プール対応の時間余裕の評価条件

項目	算定結果
使用済燃料プールの燃料貯蔵対数	1,486
燃料の崩壊熱[MW]	約2.1
取出燃料の冷却日数[日]	30 ^{※2}
使用済燃料プールの水位	通常運転水位
初期水温[℃]	40 ^{※3}
使用済燃料プール水温80℃到達までの時間[h]	約25.6

※2 過去の定期検査の実績期間より短い日数を設定

※3 初期水温は，使用済燃料プール水温の標準的な温度として設定。

【指摘事項：No. 40】

T B Pにおける燃料被覆管温度の推移について、逃がし安全弁（自動減圧機能）7弁による急速減圧のタイミングが早くなる場合の影響を整理して提示すること。

回答

全交流動力電源喪失（T B P）における原子炉減圧操作は、運転手順に従い低圧で注水可能な系統である低圧代替注水系（可搬型）の準備が完了した時点で実施することとしている。よって、この状態で原子炉減圧操作の実施が早くなった場合は、低圧で注水可能な系統による原子炉注水の開始が早まることで、炉心の露出時間は短くなる。また、炉心露出期間中に原子炉減圧に伴う一時的な二相水位の上昇により一旦炉心が冠水する状況を考慮しても、原子炉減圧が早まる場合には、減圧完了時の原子炉水位が高めとなることで、炉心露出時間は短くなる。

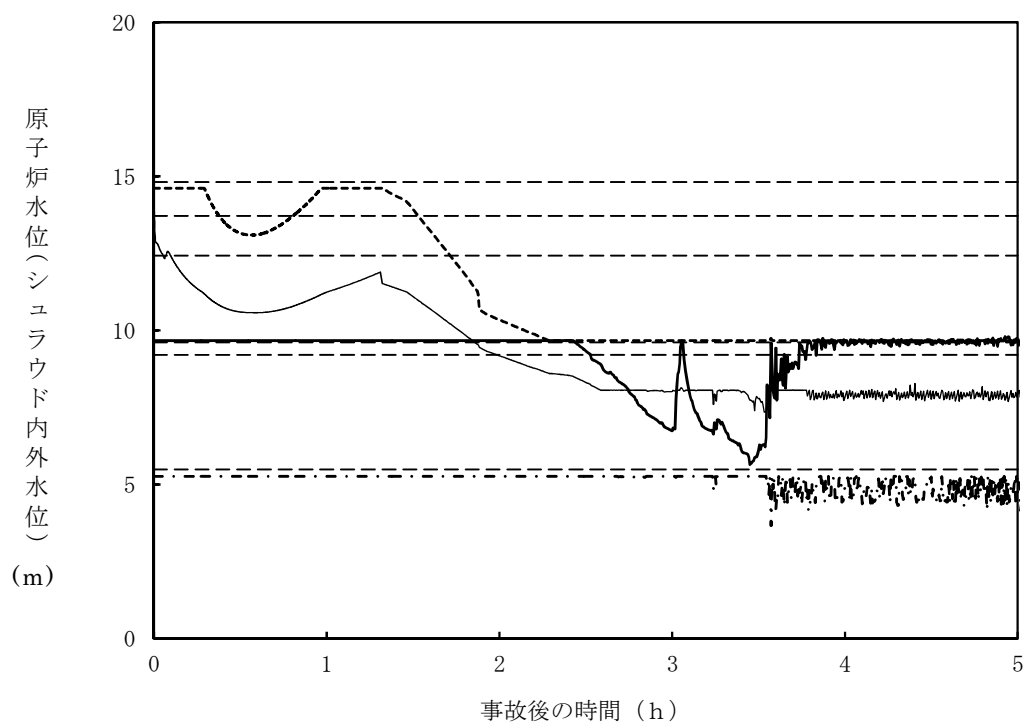
燃料被覆管最高温度は、おおむね炉心の露出時間に依存すると考えられる。よって、炉心の露出時間の違いが燃料被覆管最高温度に与える影響について、有効性評価解析を踏まえて説明する。

同じ低圧代替注水系（常設）を用いた原子炉注水を実施し、炉心露出時の崩壊熱も同等であるが炉心露出時間の異なる「高圧・低圧注水機能喪失」及び「L O C A時注水機能喪失」の原子炉水位及び燃料被覆管温度の挙動の比較を第1図に示す。これによると、炉心露出時間の短い「高圧・低圧注水機能喪失」の解析結果の方が、燃料被覆管最高温度は低下している。また、第2図に全交流動力電源喪失（T B P）における原子炉水位の推移を示す。

以上より，全交流動力電源喪失（T B P）において，低圧代替注水系（可搬型）の準備が早期に完了し，原子炉減圧操作の実施が早まった場合には，炉心露出時間が短くなることで燃料被覆管最高温度は低下する。

	原子炉水位の推移	燃料被覆管温度の推移
高圧・低圧注水機能喪失	<p>原子炉水位 (m)</p> <p>事故後の時間 (min)</p>	<p>燃料被覆管温度 (°C)</p> <p>事故後の時間 (min)</p>
L O C A 時注水機能喪失	<p>原子炉水位 (m)</p> <p>事故後の時間 (min)</p>	<p>燃料被覆管温度 (°C)</p> <p>事故後の時間 (min)</p>

第 1 図 高圧・低圧注水機能喪失と L O C A 時注水機能喪失を考慮した場合の解析挙動の比較



第 2 図 全交流動力電源喪失（T B P）における原子炉水位の推移