

東海第二発電所 審査資料	
資料番号	PS-C-2 改17
提出年月日	平成29年7月19日

東海第二発電所

重大事故等対策の有効性評価

補足説明資料

平成29年7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。

目 次

1. 設備概要
 - 1.1 代替制御棒挿入機能
 - 1.2 代替原子炉再循環ポンプトリップ機能
 - 1.3 過渡時自動減圧機能
 - 1.4 低圧代替注水系（常設，可搬型）
 - 1.5 緊急用海水系
 - 1.6 耐圧強化ベント系
 - 1.7 格納容器圧力逃がし装置
 - 1.8 代替循環冷却系
 - 1.9 常設代替交流電源設備，可搬型代替交流電源設備
 - 1.10 常設代替直流電源設備，可搬型代替直流電源設備
2. 可搬型設備保管場所及びアクセスルートについて
3. 現場操作機器配置図（建屋内）
4. 重大事故等対策の有効性評価における作業毎の成立性確認について
5. 重要事故シーケンス等の選定
6. 判断に用いるグラフ
7. 原子炉水位及びインターロックの概要
8. 炉心損傷前の原子炉の減圧操作について
9. 運転操作手順書における重大事故等への対応について
10. 重要事故シーケンスの起因とする過渡事象の選定について
11. 原子炉停止機能喪失時の運転点について
12. 原子炉停止機能喪失時の運転員の事故対応について

13. 内部事象 P R Aにおける主要なカットセットと F V重要度に照らした重大事故等防止対策の有効性について
14. 地震 P R A及び津波 P R Aから抽出される事故シーケンスと対策の有効性について
15. 事象発生時の状況判断について
16. 安定状態の考え方について
17. サプレッション・プール等水位上昇時の計装設備への影響について
18. 原子炉隔離時冷却系の運転継続及び原子炉減圧の判断について
19. 原子炉冷却材再循環ポンプからのリークについて
20. 非常用ガス処理系による系外放出を考慮した被ばく評価について
21. 有効性評価における解析条件の変更等について
22. 平均出力燃料集合体での燃料被覆管最高温度の代表性について
23. サプレッション・プールの水位上昇に係る構造的な耐性について
24. 非常用ディーゼル発電機が起動した場合の影響について（崩壊熱除去能喪失（取水機能が喪失した場合））
25. 原子炉満水操作の概要について
26. 外部水源温度の条件設定の根拠について
27. 格納容器ベント操作について
28. ほう酸水注入系のほう酸濃度，貯蔵量， ^{10}B の比率等の初期条件
29. ほう酸水注入系起動後の炉心状態（冷却材保有量等）について
30. 中性子束振動の判断について
31. 給水ポンプトリップ条件を復水器ホットウェル枯渇とした場合の評価結果への影響
32. 原子炉停止機能喪失時の原子炉低温低圧状態まで導く手順概要について

33. 全制御棒挿入失敗の想定が部分制御棒挿入失敗により出力に偏りが生じた場合を包含しているかについて
34. A D S 自動起動阻止操作失敗による評価結果への影響
35. 給水流量をランアウト流量（68％）で評価することの妥当性
36. 評価におけるブローアウトパネルの位置付けについて
37. インターフェイスシステム L O C A 発生時の低圧配管破断検知について
38. 非常用炉心冷却系等における系統圧力上昇時の対応操作について
39. 不確かさの影響評価の考え方について
40. 常設重大事故等対処設備を可搬型設備に置き換えた場合の成立性
41. 逃がし安全弁出口温度による炉心損傷の検知性について
42. サプレッション・チェンバのスクラビングによるエアロゾル捕集効果
43. 重大事故等対策における深層防護の考え方について
44. 逃がし安全弁の耐環境性能の確認実績について
45. 米国等の知見に照らした原子炉停止機能喪失事象の解析条件の妥当性
46. 原子炉停止機能喪失時における給水流量低下操作の考え方と給水ランバックの自動化を今後の課題とする理由
47. 同時被災時における必要な要員及び資源について
48. T B U の対応手順について
49. 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）における取水機能喪失の想定内容について
50. G 値について
51. 格納容器内における気体のミキシングについて
52. 水素の燃焼条件について
53. 原子炉圧力容器高圧破損防止のための原子炉手動減圧について
54. ペデスタル（ドライウェル部）注水手順及び注水確認手段について

55. 格納容器頂部注水について
56. 放射線防護具類着用の判断について
57. 放射線環境下における作業の成立性
58. ペDESTAL（ドライウェル部）に落下する溶融デブリ評価条件と落下後の蓄積に関する考慮
59. 「高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱（DCH）」、「原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用（FCI）」、「溶融炉心・コンクリート相互作用（MCCI）」と「高圧・低圧注水機能喪失（TQUV）」との対応及び要員数の比較
60. 炉心損傷後及び原子炉圧力容器破損後の注水及び除熱の考え方
61. 希ガス保持による減衰効果について
62. エントレインメントの影響について
63. 常設低圧代替注水系ポンプの機能確保の妥当性について
64. デブリが炉外へ放出される場合と炉内に留まる場合の格納容器内の気体組成と水素燃焼リスクへの影響について
65. 原子炉水位不明時の対応について
66. 有効性評価「水素燃焼」における、ドライウェル及びサブプレッション・チェンバの気体組成の推移について
67. 事故後長期にわたる格納容器の健全性について
68. 原子炉冷却材バウンダリを減圧するための代替設備
69. 格納容器内の水素濃度及び酸素濃度の監視設備について
70. 格納容器 pH調整の効果について
71. 原子炉停止機能喪失の300秒以降の燃料被覆管温度挙動について
72. 燃料被覆管の破裂により格納容器雰囲気放射線モニタ線量率にて炉心損傷と判断する場合の被ばく評価について

73. 使用済燃料プール監視設備の仕様等について
74. 使用済燃料プールの監視について
75. 使用済燃料プール（SFP）ゲートについて
76. 想定事故2においてサイフォン現象を想定している理由について
77. 反応度誤投入における炉心状態の不確かさの感度解析について
78. 重大事故等発生時における使用済燃料乾式貯蔵設備の影響について
79. 敷地境界外での実効線量評価に対する指針との対比について
80. サプレッション・プール初期水位について
81. 燃料被覆管の酸化量の評価について
82. 有効性評価における運転員等の操作余裕時間の仮定について
83. 運転員等操作の判断基準について
84. プラント仕様の違いが解析コードの妥当性確認に与える影響について
85. 原子炉停止機能喪失の解析条件設定の考え方
86. 外圧支配事象における燃料被覆管の健全性について
87. I S L O C A時の格納容器バウンダリにかかる圧力及び温度に対する設計基準事故の代表性について
88. 使用済燃料プール水温の管理について
89. 「L O C A時注水機能喪失」と「インターフェイスシステムL O C A」の敷地境界外線量評価の条件の違いについて
90. 必要な要員及び資源の評価方針
91. 有効性評価の想定時間のある可搬型設備を用いた作業のうち、T B Pシナリオの場合の成立性評価結果
92. 全交流動力電源喪失時の屋内アクセスルート及び操作場所について
93. 自然蒸発による水位低下速度について
94. 運転停止時における現場作業員の退避について

95. 使用済燃料プールへの注水手段と優先順位
96. T R A C G コードの A T W S 解析への適用例
97. 逃がし安全弁の解析条件設定について
98. 重大事故等対処設備としての逃がし安全弁 7 弁の充分性について
99. 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について
100. 緊急用海水系を用いた残留熱除去系による格納容器除熱
101. 炉心燃料格子について

21. 有効性評価における解析条件の変更等について

1. 有効性評価における解析条件の変更について

各シーケンスの有効性評価における解析条件の変更について1.1から1.4に、解析条件の変更前後の評価結果を別紙1に示す。

1.1 炉心損傷防止の有効性評価における解析条件の変更について

東海第二発電所の重大事故等対策の有効性評価について、先行プラントの審査状況、東海第二発電所の設備設計の進捗等を踏まえ、設置変更許可申請時点から解析条件を変更した。第1表に主要な変更内容、以下に概要を示す。

(1) 高圧・低圧注水機能が喪失した場合の原子炉減圧操作条件の変更

申請時は、原子炉減圧操作条件として原子炉水位が原子炉水位異常低下（レベル1）設定点に到達してから10分の時間余裕を考慮していたが、設備設計の進捗に伴い運転手順に基づく前段の操作・確認事項（状況判断、高圧代替注水系の操作失敗等）の積み上げ時間（約25分後）に変更した。

(2) 炉心損傷防止対策におけ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ー冷却系（常設）のスプレー流量の変更

申請時は、従前の運転手順に基づき常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレー実施時の流量として $110\text{m}^3/\text{h}$ を設定していたが、申請解析において格納容器圧力が徐々に上昇していることを踏まえ、圧力抑制が可能な流量としてスプレー流量を $130\text{m}^3/\text{h}$ に変更した。なお、運転手順についてもスプレー流量の目安を同様に変更する。

- (3) 常設低圧代替注水系ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系(常設)のスプレイ停止基準の変更

申請時は、従前の運転手順に基づき代替格納容器スプレイの停止の基準を、サプレッション・プール水位がウェットウェルベントラインから 1m 下に到達した時点と設定していたが、格納容器ベントに伴うサプレッション・プール減圧沸騰による一時的な水位上昇の影響を考慮し、通常水位 + 6.5m に変更した。

- (4) 原子炉圧力制御時に期待する逃がし安全弁機能の変更

申請時は、通常動作する逃がし安全弁（逃がし弁機能）に期待していたが、逃がし安全弁（逃がし弁機能）の駆動用窒素を供給する不活性ガス系が重大事故等対処設備ではないことを考慮し、「原子炉停止機能喪失」の有効性評価を除き駆動に窒素を必要としない逃がし安全弁（安全弁機能）に期待した原子炉圧力制御に変更した。また、「原子炉停止機能喪失」については、原子炉水位が高めに維持された方が反応度の観点で厳しい想定であること及び高圧炉心スプレイ系の原子炉注水流量は原子炉圧力に依存することを考慮し、原子炉圧力制御は逃がし安全弁（逃がし弁機能）に期待することとしている。

なお、逃がし安全弁（自動減圧機能）による原子炉減圧操作時に逃がし安全弁の駆動用窒素を供給する高圧窒素ガス供給系は重大事故等対処設備に位置づける。

- (5) 原子炉隔離時冷却系等の水源の変更

申請時は、復水貯蔵タンクに期待した有効性評価を実施していたが、基準地震動の審査状況を踏まえ復水貯蔵タンクは耐震性の観点から重大事

故等対処設備には位置づけないこととし、低圧代替注水系（常設）の水源は代替淡水貯槽、高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系の水源はサプレッション・プールに変更した。また、代替淡水貯槽は地下設置とすることから水温を 30℃とした。

(6) 「全交流動力電源喪失（長期 T B）」操作条件の変更

原子炉隔離時冷却系の水源をサプレッション・プールに変更したことに伴い、「全交流動力電源喪失（長期 T B）」の有効性評価では、原子炉隔離時冷却系の運転継続性が確認されているサプレッション・プール水温度約 106℃にまでに可搬型代替注水ポンプを用いた低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水に移行する操作条件に変更した。また、低圧代替注水系（可搬型）の可搬型代替注水大型ポンプは、原子炉注水と格納容器スプレイとを同時に実施する容量を確保していることから、可搬型代替注水ポンプを用いた代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器スプレイを実施する操作条件に変更した。

(7) 「原子炉停止機能喪失」初期条件、操作条件等の変更

初期条件の炉心流量は、反応度の観点で厳しい条件として運転範囲の下限である 85%流量に変更した。

原子炉隔離時冷却系の水源をサプレッション・プールに変更したことに伴い、「原子炉停止機能喪失」の有効性評価では、サプレッション・プール水温度 106℃にて原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を停止する操作条件に変更した。

また、原子炉注水については給水系、高圧炉心スプレイ系及び原子炉隔離時冷却系により実施するが、このうち、原子炉隔離時冷却系による注水

が炉内の体積計算（マスバランス計算）に反映されないことが分かったため、反映されるように修正した。

(8) 「格納容器バイパス（インターフェイスシステムL O C A）」破断面積の変更

申請時は、保守的に残留熱除去系（低圧注水系）注水配管の全周破断を想定していたが、構造健全性評価の結果、隔離弁の誤開等により低圧設計部分が過圧された場合でも破損が発生しないことが確認されたため、I S L O C A発生時の構造健全性評価を踏まえ、保守的に残留熱除去系熱交換器フランジ部に 21 cm^2 の漏えいが発生する想定に変更した。

(9) 緊急用海水系の設置

敷地に遡上する津波を考慮した場合にも使用可能な常設の重大事故等対処設備として緊急用海水系を設置することとした。これに伴い、「2.4.1 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）」において期待する代替の海水取水設備を代替残留熱除去系海水系から緊急用海水系に変更した。ただし、操作条件（格納容器除熱の開始）及び機器条件（除熱性能）について変更はない。

なお、代替残留熱除去系海水系については自主対策設備として整備する。

第1表 解析条件の主要な変更内容（炉心損傷防止対策）

解析条件	変更前（申請時）	変更後
(1) 高圧・低圧注水機能が喪失した場合の原子炉減圧操作	原子炉水位異常低下（レベル1）到達の10分後	前段の操作・確認事項の積み上げ時間（25分後）
(2) 炉心損傷防止対策における代替格納容器スプレイ冷却系（常設）のスプレイ流量	110m ³ /h	130m ³ /h
(3) 代替格納容器スプレイ冷却系（常設）のスプレイ停止基準（サブプレッション・プール水位）	ベントライン-1m	通常水位+6.5m
(4) 原子炉圧力制御時に期待する逃がし安全弁機能（原子炉停止機能喪失を除く）	逃がし弁機能	安全弁機能
(5) 原子炉隔離時冷却系等の水源	復水貯蔵タンク	代替淡水貯槽 サブプレッション・プール
(6) 「全交流動力電源喪失（長期TB）」マネジメント	可搬型設備に期待しない	可搬型設備による原子炉注水及び格納容器スプレイに期待
(7) 「原子炉停止機能喪失」マネジメント, 初期炉心流量	【運転員等操作】	
	原子炉隔離時冷却系により注水継続（復水貯蔵タンク水源）	サブプレッション・プール水温度106℃にて原子炉隔離時冷却系による原子炉注水を停止
	【初期炉心流量】	
	100%流量	85%流量
(8) 「格納容器バイパス（インターフェイスシステムLOCA）」破断面積	低圧注水系注入配管の両端破断（463 cm ² ）	構造健全性評価を踏まえた破断（熱交換器フランジ部, 21 cm ² ）
(9) 緊急用海水系の設置	代替残留熱除去系海水系（可搬型設備） ・機器条件；約24MW ・操作条件（格納容器除熱開始）；サブプレッション・チェンバ圧力279kPa[gage]到達時	緊急用海水系（常設設備） ・機器条件；約24MW ・操作条件（格納容器除熱開始）；サブプレッション・チェンバ圧力279kPa[gage]到達時

1.2 格納容器破損防止対策の有効性評価における解析条件の変更について

東海第二発電所の重大事故等対策の有効性評価について、先行プラントの審査状況、東海第二発電所の設備設計の進捗等を踏まえ、設置変更許可申請時点から解析条件を変更した。第2表に主要な変更内容、以下に概要を示す。

(1) 炉心損傷後の格納容器スプレイ流量の変更

申請時は、運転手順に従い炉心損傷後の格納容器スプレイ流量を $250\text{m}^3/\text{h}$ としていたが、 $130\text{m}^3/\text{h}$ のスプレイ流量でも十分な格納容器圧力の抑制効果が確認されたことから、原子炉注水及び格納容器スプレイを同時に実施する際の原子炉注水流量の最大化及び炉心損傷前後のスプレイ流量の統一の観点で炉心損傷後の格納容器スプレイ流量を $130\text{m}^3/\text{h}$ に変更した。

(2) 代替循環冷却系の起動

格納容器除熱手段の強化及び格納容器ベント遅延のため、重大事故等対処設備として、代替循環冷却系の追設することとしているため、代替循環冷却系の機能に期待した有効性評価を実施することに変更した。

(3) 格納容器内窒素注入の実施

申請時は格納容器内酸素濃度が可燃限界に到達しないことをウェット条件にて確認することにしていたが、格納容器ベントによる排出ガスが格納容器圧力逃がし装置の系統内における蒸気凝縮を踏まえると可燃限界濃度を超える可能性があるため、ドライ条件においても可燃限界濃度未満に維持するように、格納容器内窒素注入を実施することに変更した。

(4) 炉心損傷後の格納容器ベント実施基準の変更

申請時は、炉心損傷後の格納容器ベントの実施基準を格納容器限界圧力 620kPa[gage]到達時としていたが、中央制御室からの遠隔操作による格納容器ベント失敗後に現場操作による格納容器ベント操作を実施する場合の時間を考慮し、格納容器スプレイの停止基準であるサブプレッション・プール水位 通常水位+6.5m到達時に変更した。

(5) 格納容器スプレイ実施基準の追加

原子炉圧力容器が破損し、デブリがペDESTAL（ドライウェル部）の水プールに落下した際の格納容器圧力の上昇を抑制するため、原子炉圧力容器破損を認知した場合に 300m³/hに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）により格納容器スプレイを実施する基準を追加した。

(6) 格納容器内初期酸素濃度の変更

申請時は保安規定で定める格納容器内酸素濃度の上限値である 4.0Vo1%を初期酸素濃度として設定していたが、事故時の格納容器内酸素濃度をドライ条件にて可燃限界濃度未満に維持するため、(3)の変更と合わせ、保安規定で定める格納容器内酸素濃度の上限値及び評価条件の初期酸素濃度を 2.5Vo1%に変更することにした。

第2表 解析条件の主要な変更内容（格納容器破損防止）

解析条件	変更前（申請時）	変更後
(1) 炉心損傷後の格納容器スプレィ流量の変更	250m ³ /h	130m ³ /h
(2) 代替循環冷却系の起動	—	事象発生 90 分後に起動
(3) 格納容器窒素注入の実施	—	格納容器内酸素濃度 4.0Vol%（ドライ）に到達した時点で、200Nm ³ /h にて注入
(4) 炉心損傷後の格納容器ベント実施基準の変更	620kPa[gage]（2Pd）到達時	サプレッション・プール水位通常水位+6.5m 到達時
(5) 格納容器スプレィ実施基準の追加	—	原子炉圧力容器破損を判断した時点で、300m ³ /h にて実施
(6) 格納容器初期酸素濃度の変更	4.0Vol%	2.5Vol%

1.3 使用済燃料プールの有効性評価における解析条件の変更について

東海第二発電所の使用済燃料プールにおける重大事故等対策の有効性評価について、先行プラントの審査状況、東海第二発電所の設備設計の進捗等を踏まえ、設置変更許可申請時点から評価条件を変更した。第3表に主要な変更内容、以下に概要を示す。

(1) 燃料の崩壊熱

申請時から、燃料の崩壊熱の評価方法を変更し、その値を精緻化した。この変更に伴い、評価に用いる崩壊熱を、申請時の評価結果である約9.9MWから、約9.1MWに変更した。

(2) 使用済燃料プールの保有水量

申請時は、使用済燃料プールの保有水量としてキャスクピットを含めた約1,273m³としていたが、運用上キャスクピットが隔離される可能性を考慮し、キャスクピットを除外した使用済燃料プール保有水量(約1,189m³)に変更した。

(3) 使用済燃料プールへの注水開始時間の変更

申請時は、異常事象の認知、代替燃料プール注水系(可搬型)の準備に要する時間等を考慮して、事象発生から6時間後に注水を開始するものとしていたが、放射線の遮蔽が維持される水位到達までの時間余裕を考慮し、使用済燃料プールへの注水開始時間を事象発生から8時間後に変更した。

第3表 評価条件の主要な変更内容（想定事故1，想定事故2）

評価条件	変更前（申請時）	変更後
(1)燃料の崩壊熱	約 9.9MW	約 9.1MW
(2)使用済燃料プールの保有水量	約 1,273m ³	約 1,189m ³
(3)使用済燃料プールへの注水開始時間	事象発生から 6 時間後	事象発生から 8 時間後

1.4 運転停止中原子炉における燃料損傷防止対策の有効性評価における評価条件の変更について

東海第二発電所の運転停止中の原子炉における重大事故等対策の有効性評価について、先行プラントの審査状況、東海第二発電所の設備設計の進捗等を踏まえ、設置変更許可申請時点から評価条件を変更した。第4表に主要な変更内容、以下に概要を示す。

(1) 「崩壊熱除去機能喪失」及び「原子炉冷却材の流出」における原子炉注水開始時間の変更

申請時は、「崩壊熱除去機能喪失」及び「原子炉冷却材の流出」における原子炉注水開始時間を、事象の認知に要する時間と操作に要する時間を含めて事象発生から1時間後としていたが、事象の認知に要する時間に更に時間余裕を見込んで、原子炉注水開始時間を事象発生から2時間後に変更した。

(2) 全交流動力電源喪失における残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の海水系の変更及び原子炉の除熱開始時間の変更

申請時は、代替残留熱除去系海水系による残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転を評価条件としていたが、常設代替高圧電源装置により残留熱除去系海水系の運転が可能であることを考慮し、残留熱除去系海水系を用いた残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転を評価条件とすることに変更した。この変更に伴い、原子炉の除熱開始時間を事象発生後23時間から事象発生後4時間10分に変更した。

なお、代替残留熱除去系海水系については自主対策設備として整備する。

第 4 表 評価条件の主要な変更内容(運転停止中原子炉における燃料損傷防止)

評価条件	変更前（申請時）	変更後
(1) 「崩壊熱除去機能喪失」及び「原子炉冷却材の流出」における炉心への注水開始時間	事象発生から 1 時間後	事象発生から 2 時間後
(2) 「全交流動力電源喪失」における残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の海水系及び原子炉の除熱開始時間	代替残留熱除去系海水系	残留熱除去系海水系
	事象発生から 23 時間後	事象発生から 4 時間 10 分後

2. 有効性評価における柏崎刈羽 6, 7 号炉との主要な相違点について

2.1 炉心損傷防止の有効性評価における柏崎刈羽 6, 7 号炉との主要な相違点について

(1) 高圧・低圧注水機能喪失

項目		東海第二	柏崎刈羽 6, 7 号炉	理由
解析コード		SAFER/MAAP	SAFER・CHASTE/MAAP	東海第二では、燃料被覆管温度の評価項目に対する余裕を考慮し、SAFERコードによる保守的な評価結果を提示している。
事故条件	外部電源	外部電源あり ただし、運転員等操作の観点では、外部電源なしを考慮	外部電源あり	相違点はない。 東海第二では、運転員等操作の観点では外部電源がない場合も考慮している。
機器条件	逃がし安全弁（原子炉圧力制御時）	安全弁機能	逃がし弁機能	東海第二では、原子炉圧力が高めに維持され、また、原子炉減圧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ことで、評価項目に対して厳しい条件となる安全弁機能に期待している。
	格納容器圧力逃がし装置	格納容器二次隔離弁全開	格納容器二次隔離弁 70%開度	運用の違い。 東海第二では、格納容器ベント実施時は二次隔離弁を全開とする運用としている。
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（低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作）	事象発生から 25 分後	事象発生から 14 分後	設定時間は違うが、操作時間の積み上げに基づき設定しているという点では実態として相違点はない。

(2) 高圧注水・減圧機能喪失

項目		東海第二	柏崎刈羽 6, 7号炉	理由
解析コード		SAFER/MAAP	SAFER/MAAP	相違点はない。
事故条件	外部電源	外部電源あり ただし、運転員等操作の観点では、外部電源なしを考慮	外部電源あり	相違点はない。 東海第二では、運転員等操作の観点では外部電源がない場合も考慮している。
機器条件	逃がし安全弁(原子炉圧力制御時)	安全弁機能	逃がし弁機能	東海第二では、原子炉圧力が高めに維持され、また、原子炉減圧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ことで、評価項目に対して厳しい条件となる安全弁機能に期待している。
低圧ECCSの台数		残留熱除去系（低圧注水系）3台及び低圧炉心スプレイ系	低圧注水系1台	東海第二においては、高圧注水・減圧機能喪失時の機能喪失状態を考慮し、自動起動する低圧ECCS全台による原子炉注水を設定している。 なお、残留熱除去系（低圧注水系）1台による原子炉注水を想定した場合の感度解析を実施し、この場合にも評価項目を満足することを確認している。

(3) 全交流動力電源喪失（長期TB）

項目		東海第二	柏崎刈羽 6, 7号炉	理由
解析コード		SAFER/MAAP	SAFER/MAAP	相違点はない。
機器条件	逃がし安全弁(原子炉圧力制御時)	安全弁機能	逃がし弁機能	東海第二では、原子炉圧力が高めに維持され、評価項目に対して厳しい条件となる安全弁機能に期待している。
交流電源復旧までの原子炉注水手段		原子炉隔離時冷却系（サブプレッション・プール水源）にて原子炉注水を実施し、事象発生の8時間1分後に原子炉を減圧し、低圧代替注水系（可搬型）による原子炉注水を実施	原子炉隔離時冷却系（復水貯蔵槽水源）にて原子炉注水を実施	東海第二においては、原子炉隔離時冷却系の水源をサブプレッション・プールとしていることから、サブプレッション・プール水温度上昇により原子炉隔離時冷却系が機能喪失するまでに交流動力電源を必要としない可搬型の原子炉注水に切り換えることとしている。
格納容器冷却・除熱手段		サブプレッション・チェンバ圧力279kPa[gage]到達時に代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器冷却を実施し、格納容器ベントは実施せず、交流電源復旧後に残留熱除去系による格納容器除熱を実施	事象発生の16時間後に格納容器ベントを実施し、交流電源復旧後に残留熱除去系による格納容器除熱を実施	東海第二においては、運転手順に従い代替格納容器スプレイ冷却系（可搬型）による格納容器スプレイを実施することとしている。これに伴い、交流電源に期待可能な事象発生の24時間後まで格納容器圧力が格納容器ベント実施基準（310kPa[gage]）に到達しないことから、格納容器ベントではなく、交流電源復旧後に残留熱除去系による格納容器除熱を実施することとしている。

(4) 全交流動力電源喪失 (TBD, TBU)

項目		東海第二	柏崎刈羽 6, 7号炉	理由
解析コード		SAFER/MAAP	SAFER/MAAP	相違点はない。
機器条件	逃がし安全弁(原子炉圧力制御時)	安全弁機能	逃がし弁機能	東海第二では、原子炉圧力が高めに維持され、評価項目に対して厳しい条件となる安全弁機能に期待している。
交流電源		24時間交流電源の復旧に期待しない	24時間交流電源の復旧に期待しない	相違点はない。
交流電源復旧までの原子炉注水手段		高压代替注水系にて原子炉注水を実施し、事象発生の8時間1分後に原子炉を減圧し、低压代替注水系(可搬型)による原子炉注水を実施	高压代替注水系(復水貯蔵槽水源)にて原子炉注水を実施	東海第二においては、高压代替注水系の水源をサブプレッション・プールとすることから、サブプレッション・プール水温度上昇により高压代替注水系が機能喪失するまでに交流動力電源を必要としない可搬型の原子炉注水に切り換えることとしている。
格納容器冷却・除熱手段		サブプレッション・チェンバ圧力279kPa[gage]到達時に代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)による格納容器冷却を実施し、格納容器ベントは実施せず、交流電源復旧後に残留熱除去系による格納容器除熱を実施	事象発生の16時間後に格納容器ベントを実施し、交流電源復旧後に残留熱除去系による格納容器除熱を実施	東海第二においては、運転手順に従い代替格納容器スプレイ冷却系(可搬型)による格納容器スプレイを実施することとしている。これに伴い、交流電源に期待可能な事象発生の24時間後まで格納容器圧力が格納容器ベント実施基準(310kPa[gage])に到達しないことから、格納容器ベントではなく、交流電源復旧後に残留熱除去系による格納容器除熱を実施することとしている。

(5) 全交流動力電源喪失 (TBP)

項目		東海第二	柏崎刈羽 6, 7号炉	理由
解析コード		SAFER/MAAP	SAFER/MAAP	相違点はない。
機器条件	逃がし安全弁(原子炉圧力制御時)	安全弁機能	逃がし弁機能	東海第二では、原子炉圧力が高めに維持されることで、評価項目に対して厳しい条件となる安全弁機能に期待しているが、事象発生時に逃がし安全弁1弁の開固着が発生する本事故シーケンスでは実態として相違点はない。
交流電源		24時間交流電源の復旧に期待しない	24時間交流電源の復旧に期待しない	相違点はない。

(6) 崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合）

項目		東海第二	柏崎刈羽 6, 7号炉	理由
解析コード		SAFER/MAAP	SAFER/MAAP	相違点はない。
事故条件	外部電源	外部電源あり ただし、運転員等操作の観点では、外部電源なしを考慮	外部電源なし	東海第二では、外部電源はありとしているが、運転員等操作の観点では外部電源がない場合も考慮していることから、実態として相違点はない。
機器条件	逃がし安全弁(原子炉圧力制御時)	安全弁機能	逃がし弁機能	東海第二では、原子炉圧力が高めに維持され、評価項目に対して厳しい条件となる安全弁機能に期待している。
格納容器冷却・除熱手段		サブプレッション・チェンバ圧力 279kPa[gage]到達時に緊急用海水系を用いた残留熱除去系（格納容器スプレイ冷却系）による格納容器除熱を実施	代替格納容器スプレイ冷却系による格納容器冷却を実施し、事象発生の 20 時間後に代替原子炉補機冷却系を用いた残留熱除去系による格納容器除熱を実施	実際には残留熱除去系の起動準備が完了した時点で、サブプレッション・プール水温度が 32℃を超過している場合はサブプレッション・プール冷却モード運転、サブプレッション・チェンバ圧力が 245kPa[gage]を超過している場合は格納容器スプレイモード運転を実施するが、東海第二では、操作余裕時間を確認する観点で、評価上はサブプレッション・チェンバ圧力が代替格納容器スプレイの実施基準である 279kPa[gage]に到達した時点で格納容器スプレイモード運転を開始するものと設定している。

(7) 崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去系が故障した場合）

項目		東海第二	柏崎刈羽 6, 7号炉	理由
解析コード		SAFER/MAAP	SAFER/MAAP	相違点はない。
事故条件	外部電源	外部電源あり ただし、運転員等操作の観点では、外部電源なしを考慮	外部電源あり	相違点はない。 東海第二では、運転員等操作の観点では外部電源がない場合も考慮している。
機器条件	逃がし安全弁(原子炉圧力制御時)	安全弁機能	逃がし弁機能	東海第二では、原子炉圧力が高めに維持され、評価項目に対して厳しい条件となる安全弁機能に期待している。
	格納容器圧力逃がし装置	格納容器二次隔離弁全開	格納容器二次隔離弁 70%開度	運用の違い。 東海第二では、格納容器ベント実施時は二次隔離弁を全開とする運用としている。
原子炉減圧後の原子炉注水手段		低圧代替注水系（常設）による原子炉注水	高圧炉心注水系による原子炉注水	東海第二においては、原子炉減圧時の水位回復性能を確認する観点で、評価上は注水流量が小さい低圧代替注水系（常設）に期待した評価としている。

(8) 原子炉停止機能喪失

項目		東海第二	柏崎刈羽 6, 7号炉	理由
解析コード		REDY/SCAT	REDY/SCAT	相違点はない。
初期条件	炉心流量	85%流量	100%流量	東海第二においては、反応度の観点で厳しい条件として、初期炉心流量を運転範囲の下限である85%流量(41,060 t/h)に設定している。
操作条件	自動減圧系等の作動阻止操作	事象発生から4分後	自動減圧系の自動起動阻止操作に成功する	10分以内の操作に期待しているという点で相違はないが、東海第二においては、原子炉停止機能喪失の確認及び自動減圧系等の作動阻止操作に要する時間を考慮して設定している。
	ほう酸水注入系の起動操作	事象発生から6分後	原子炉スクラムの失敗を確認した後から10分後に起動	東海第二においては、自動減圧系等の作動阻止操作の後にほう酸水注入系の起動操作に要する時間を考慮して設定している。
	残留熱除去系によるサブプレッション・プール冷却操作	事象発生から17分後	サブプレッション・チェンバ・プール水温49℃到達から10分後	東海第二においては、運転手順に基づき、状況判断及び残留熱除去系によるサブプレッション・プール冷却操作に要する時間を考慮して設定している。

(9) LOC A時注水機能喪失

項目		東海第二	柏崎刈羽6, 7号炉	理由
解析コード		SAFER/MAAP	SAFER・CHASTE/MAAP	東海第二では、燃料被覆管温度の評価項目に対する余裕を考慮し、SAFERコードによる保守的な評価結果を提示している。
事故条件	起因事象	再循環配管の破断 破断面積は 3.7cm ²	原子炉压力容器下部のドレン配管の破断 破断面積は 1cm ²	破断箇所は、液相部配管を選定しており、実態として相違点はない。破断面積は、絶対値の違いはあるが、燃料被覆管の破裂防止が可能な最大面積を感度解析により確認し、感度解析ケースの事象進展がベースケースと有意な差が無いことを確認した上で、本事故シーケンスの特徴を代表できる条件を設定しているという点で、実態として相違点はない。
	外部電源	外部電源あり ただし、運転員等操作の観点では、外部電源なしを考慮するとともに、給水流量の全喪失を想定	外部電源なし	東海第二では、外部電源はありとしているが、評価上は給水流量の全喪失を想定しており、運転員等操作の観点では外部電源がない場合も考慮していることから、実態として相違点はない。
機器条件	逃がし安全弁（原子炉圧力制御時）	安全弁機能	逃がし弁機能	東海第二では、原子炉圧力が高めに維持され、また、原子炉減圧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ことで、評価項目に対して厳しい条件となる安全弁機能に期待している。
	格納容器圧力逃がし装置	格納容器二次隔離弁全開	格納容器二次隔離弁 70%開度	運用の違い。 東海第二では、格納容器ベント実施時は二次隔離弁を全開とする運用としている。
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（低圧代替注水系（常設）による原子炉注水操作）	事象発生から 25 分後	事象発生から 14 分後	設定時間は違うが、操作時間の積み上げに基づき設定しているという点では相違点はない。

(10) インターフェイスシステム L O C A

項目	東海第二	柏崎刈羽 6, 7 号炉	理由	
解析コード	SAFER	SAFER	相違点はない。	
事故条件	起因事象	残留熱除去系 B 系熱交換器フランジの破断 破断面積は約 21cm ²	高圧炉心注水系の吸込配管の破断 破断面積は約 10cm ²	構造健全性評価の結果に基づき破断面積を設定しているという点で実態として相違点はない。 東海第二においては、I S L O C A 発生時の構造健全性評価により低圧設計部に破損は発生しないことを確認しており、加圧範囲の中で最も大きなシール構造である残留熱除去系熱交換器フランジ部に 21cm ² の破断面積を設定している。
	安全機能の喪失に対する仮定	インターフェイスシステム L O C A の発生を想定する残留熱除去系 B 系並びに同じ原子炉建屋西側区画に設置されている高圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系 C 系の機能喪失	インターフェイスシステム L O C A が発生した側の高圧炉心注水系の機能喪失	東海第二においては、I S L O C A 発生系統の機能喪失に加えて、保守的に破断箇所から原子炉建屋への原子炉冷却材漏えいにより同じ原子炉建屋西側区画に設置されている系統(高圧炉心スプレイ系及び残留熱除去系 C 系)が機能喪失する設定としている。
	外部電源	外部電源あり ただし、運転員等操作の観点では、外部電源なしを考慮するとともに、給水流量の全喪失を想定	外部電源なし	東海第二では、外部電源はありとしているが、評価上は給水流量の全喪失を想定しており、運転員等操作の観点では外部電源がない場合も考慮していることから、実態として相違点はない。
機器条件	逃がし安全弁(原子炉圧力制御時)	安全弁機能	逃がし弁機能	東海第二では、原子炉圧力が高めに維持され、評価項目に対して厳しい条件となる安全弁機能に期待している。
操作条件	破断箇所の隔離操作	事象発生 5 時間	事象発生 4 時間	設定時間は違うが、作業環境を考慮し、現場移動及び操作に要する時間を考慮して設定しているという点で、実態として相違点はない。

2.2 格納容器破損防止の有効性評価における柏崎刈羽6, 7号炉との主要な相違点について

(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）、水素燃焼

項目		東海第二	柏崎刈羽6, 7号炉	理由
事故条件	起回事象	大破断LOCA (原子炉再循環系の吸込み配管の破断)	大破断LOCA (残留熱除去系配管の破断)	原子炉压力容器から格納容器への冷却材流出を大きく見積もる厳しい設定として、東海第二においては、原子炉压力容器バウンダリに接続する配管のうち、口径が最大である原子炉再循環系の吸込み配管における両端破断を設定
機器条件	原子炉スクラム	原子炉水位低（レベル3）信号	事象発生と同時に	東海第二においては、短時間であるが原子炉熱出力が維持される厳しい設定として、外部電源喪失時のタービン蒸気加減弁急閉及び原子炉保護系電源喪失による原子炉スクラムについては考慮せず、原子炉水位低（レベル3）にてスクラムするものとして設定
	可搬型窒素発生装置	200Nm ³ /h	—	東海第二においては、格納容器内をドライ条件で可燃限界濃度未満に維持するために、格納容器内に窒素注入を実施することにしており、設計値を設定
	格納容器圧力逃がし装置	格納容器隔離弁全開	格納容器二次隔離弁 50%開度	東海第二においては、格納容器隔離弁全開にて格納容器ベントを実施する設計としている
操作条件	代替格納容器スプレ冷却系(常設)	事象発生 25 分後	破断口まで水位回復後、格納容器温度約 190℃到達時	東海第二においては、原子炉注水に伴って炉内で発生する過熱蒸気が破断口から格納容器側に移行し格納容器温度を急激に上昇させるため、原子炉注水と同時に格納容器スプレイを実施する手順とすることから、操作時間を考慮して設定
	代替循環冷却系	事象発生 90 分後	事象発生 22.5 時間後	東海第二においては、緊急用海水系及び代替循環冷却系は常設設備であり中央制御室からの操作により対応可能であるため、操作時間を考慮して設定
	可搬型窒素発生装置	格納容器内酸素濃度 4.0Vo1%（ドライ）到達時	—	東海第二においては、格納容器内酸素濃度を 4.3Vo1%到達にて格納容器ベントを実施することとしているため、格納容器ベント遅延の観点から設定
	格納容器圧力逃がし装置	サブプレッション・プール水位が通常水位 +6.5m 到達時	格納容器圧力 0.62MPa[gage] 到達時	東海第二においては、中央制御室からの遠隔操作失敗後に現場操作に要する時間を考慮して設定

(2) 高圧溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱，原子炉圧力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用，

溶融炉心・コンクリート相互作用

項目		東海第二	柏崎刈羽6，7号炉	理由
事故条件	外部電源	外部電源なし（全ての非常用ディーゼル発電機等の機能喪失を想定）	外部電源なし（ただし，非常用ディーゼル発電機に期待）	東海第二においては，運転員の対応を厳しく評価する観点から全交流動力電源喪失を設定
機器条件	原子炉スクラム	原子炉水位低（レベル3）信号	事象発生と同時に	東海第二においては，原子炉水位低下を厳しく見積もる観点から，短時間であるが原子炉熱出力が維持される厳しい設定として，原子炉水位低（レベル3）にてスクラムするものとして設定
	逃がし安全弁（原子炉圧力制御時）	安全弁機能	逃がし弁機能	東海第二においては，原子炉圧力が高めに維持され，また，原子炉減圧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ことで，評価項目に対して厳しい条件となる安全弁機能に期待している
操作条件	代替循環冷却系	事象発生 90 分後から圧力容器破損後の格納容器圧力が低下傾向となるまではドライウエルへ連続スプレイを実施。その後，ドライウエルと原子炉へ流量配分し，それぞれ連続スプレイ及び連続注水を実施。	事象発生 22.5 時間後	東海第二においては，緊急用海水系及び代替循環冷却系は常設設備であり中央制御室からの操作により対応可能であるため，操作時間を考慮して設定。 また，原子炉圧力容器が破損し，デブリがペDESTAL（ドライウエル部）の水プールに落下した際の格納容器圧力の上昇を抑制する観点から設定。
	代替格納容器スプレイ冷却系（常設）	原子炉圧力容器破損の判断後に，ドライウエルへ連続スプレイを実施。再度格納容器圧力が上昇し，格納容器圧力 465kPa[gage]に到達した場合に間欠スプレイを実施。	破断口まで水位回復後，格納容器温度約 190℃到達時	東海第二においては，原子炉圧力容器が破損し，デブリがペDESTAL（ドライウエル部）の水プールに落下した際の急激な格納容器圧力の上昇を抑制する観点から連続スプレイ条件を設定。 また，その後も格納容器圧力の緩やかな上昇を抑制する観点から間欠スプレイ条件を設定。

2.3 使用済燃料プールの有効性評価における柏崎刈羽6，7号炉との主要な相違点について

(1) 想定事故1

柏崎刈羽6，7号炉との主要な相違点はない。

(2) 想定事故2

項 目		東海第二	柏崎刈羽6，7号炉	理 由
事故条件	漏えいによる使用済燃料プール水位の低下	静的サイフォンブレーカにより，サイフォン現象による流出が停止される 事象発生と同時に通常水位から約0.23m下まで低下	サイフォンブレイク孔によるサイフォンブレイクに期待しないため，漏えい隔離操作実施（事象発生150分後）まで水位低下が継続	東海第二では，耐震性も含めて機器，弁類等の故障及び人的過誤の余地のない単管構造の静的サイフォンブレーカ（重大事故等対処設備）による，サイフォン現象による使用済燃料プール水の流出停止に期待した評価としている。なお，逆止弁式のサイフォンブレーカについては，その効果に期待していない。

2.4 運転停止中の原子炉での有効性評価における柏崎刈羽6, 7号炉との主要な相違点について

(1) 崩壊熱除去機能喪失

項目		東海第二	柏崎刈羽6, 7号炉	理由
事故条件	外部電源	事象認知まで：外部電源あり 事象認知後：外部電源なし	外部電源なし	東海第二においては、外部電源が喪失するとインターロックにより残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の再起動ができないため、事象認知の観点では外部電源がある場合の方が厳しい。このため、事象認知（事象発生から1時間）までは外部電源があるものとした。 また、事象発生1時間以降は、外部電源が喪失すると原子炉保護系電源の復旧等が必要となり、運転員操作に時間を要するという観点で厳しい条件となるため、外部電源がないものと仮定した。

(2) 全交流動力電源喪失

項目		東海第二	柏崎刈羽6, 7号炉	理由
操作条件	低圧代替注水系（常設）の注水開始時間	事象発生から1.1時間後	事象発生から145分後	東海第二においては、事象発生から25分で低圧代替注水系（常設）の起動準備操作が完了すると設定している。原子炉の沸騰開始は事象発生から約1.1時間後であり、原子炉冷却材の蒸発量に応じた原子炉注水を実施することで、原子炉水位を通常運転水位付近で維持することができる。
	残留熱除去系（停止時冷却系）による原子炉冷却	事象発生から4時間10分後	事象発生から20時間後	東海第二においては、残留熱除去系海水系に期待した評価としており、常設代替高圧電源装置から非常用母線への給電操作時間及び残留熱除去系の起動操作時間等の積み上げにより残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）の運転開始時間を設定している。

(3) 原子炉冷却材の流出

項 目		東海第二	柏崎刈羽 6, 7号炉	理 由
事故条件	外部電源	外部電源あり	外部電源なし	東海第二においては、外部電源がない場合、原子炉保護系電源の喪失により残留熱除去系（原子炉停止時冷却系）のポンプ入口弁が自動閉となり、冷却材流出が停止することから、原子炉冷却材流出の観点で厳しい外部電源ありを仮定した。
機器条件	原子炉压力容器の状態 原子炉の初期水位	原子炉压力容器閉鎖、通常水位	原子炉压力容器開放、原子炉ウェル満水	東海第二においては、原子炉水位が遮蔽水位に到達するまでの時間余裕の観点から最も厳しくなる、原子炉压力容器未開放、かつ原子炉水位が通常運転水位の状態を仮定した。なお、原子炉水位が通常運転水位の場合は、原子炉水位低下による警報発報や緩和設備の自動起動に期待できることも考えられるが、有効性評価ではこれらに期待しないことにより認知の観点からも厳しい扱いとした。
操作条件	流出箇所の隔離	原子炉への注水開始後	原子炉への注水開始前	東海第二においては、運転手順書に基づき、原子炉水位回復操作を優先するため、流出箇所の隔離は、原子炉への注水開始後に実施する。

(4) 反応度の誤投入

項 目		東海第二	柏崎刈羽 6, 7号炉	理 由
機器条件	制御棒引抜阻止	期待しない	原子炉周期短信号（原子炉周期 20 秒）	東海第二においては、原子炉出力ペリオド短（20 秒）、及び原子炉出力ペリオド短（10 秒）による制御棒引抜阻止には保守的に期待していない。

解析条件の変更前後の評価結果について

1. 炉心損傷防止対策の有効性評価における解析条件の変更前後の評価結果

解析条件の変更前後における各重要事故シーケンスの評価結果を第 1 表から第 8 表に示す。なお、敷地境界外での実効線量の評価シーケンスは、全交流動力電源喪失（長期 T B）から L O C A 時注水機能喪失に変更した。

第 1 表 評価結果（高圧・低圧注水機能喪失）

評価項目	変更前（申請時）	変更後	評価項目
燃料被覆管最高温度	469℃	338℃	1200℃以下
燃料被覆管酸化量	被覆管厚さの 1%以下	同左	被覆管厚さの 15%以下
原子炉冷却材圧力 バウンダリにかかる圧力	約 7.67MPa[gage]	約 8.09MPa[gage]	10.34MPa[gage]以下
格納容器バウンダリ にかかる圧力	約 0.31MPa[gage]	約 0.31MPa[gage]	0.62MPa[gage]以下
格納容器バウンダリ にかかる温度	約 144℃	約 143℃	200℃以下
（格納容器ベント時間）	約 28 時間	約 28 時間	—

第 2 表 評価結果（高圧注水・減圧機能喪失）

評価項目	変更前（申請時）	変更後	評価項目
燃料被覆管最高温度	684℃	711℃	1200℃以下
燃料被覆管酸化量	被覆管厚さの 1%以下	同左	被覆管厚さの 15%以下
原子炉冷却材圧力 バウンダリにかかる圧力	約 7.67MPa[gage]	約 8.09MPa[gage]	10.34MPa[gage]以下
格納容器バウンダリ にかかる圧力	約 0.04MPa[gage]	約 0.04MPa[gage]	0.62MPa[gage]以下
格納容器バウンダリ にかかる温度	約 86℃	約 90℃	200℃以下

第 3 表 評価結果（全交流動力電源喪失（長期 T B））

評価項目	変更前（申請時）	変更後	評価項目
燃料被覆管最高温度	初期値	初期値	1200℃以下
燃料被覆管酸化量	被覆管厚さの 1%以下	同左	被覆管厚さの 15%以下
原子炉冷却材圧力 バウンダリにかかる圧力	約 7.67MPa[gage]	約 8.46MPa[gage]	10.34MPa[gage]以下
格納容器バウンダリ にかかる圧力	約 0.31MPa[gage]	約 0.28MPa[gage]	0.62MPa[gage]以下
格納容器バウンダリ にかかる温度	約 161℃	約 141℃	200℃以下
（格納容器ベント時間）	約 18 時間	—	—

第4表 評価結果（崩壊熱除去機能喪失（取水機能が喪失した場合））

評価項目	変更前（申請時）	変更後	評価項目
燃料被覆管最高温度	初期値	初期値	1200℃以下
燃料被覆管酸化量	被覆管厚さの1%以下	同左	被覆管厚さの15%以下
原子炉冷却材圧力 バウンダリにかかる圧力	約 7.67MPa[gage]	約 8.09MPa[gage]	10.34MPa[gage]以下
格納容器バウンダリ にかかる圧力	約 0.30MPa[gage]	約 0.28MPa[gage]	0.62MPa[gage]以下
格納容器バウンダリ にかかる温度	約 143℃	約 141℃	200℃以下

第5表 評価結果（崩壊熱除去機能喪失（残留熱除去機能が喪失した場合））

評価項目	変更前（申請時）	変更後	評価項目
燃料被覆管最高温度	初期値	初期値	1200℃以下
燃料被覆管酸化量	被覆管厚さの1%以下	同左	被覆管厚さの15%以下
原子炉冷却材圧力 バウンダリにかかる圧力	約 7.67MPa[gage]	約 8.09MPa[gage]	10.34MPa[gage]以下
格納容器バウンダリ にかかる圧力	約 0.31MPa[gage]	約 0.31MPa[gage]	0.62MPa[gage]以下
格納容器バウンダリ にかかる温度	約 144℃	約 143℃	200℃以下
（格納容器ベント時間）	約 30 時間	約 28 時間	—

第6表 評価結果（原子炉停止機能喪失）

評価項目	変更前（申請時）	変更後	評価項目
燃料被覆管最高温度	859℃	872℃	1200℃以下
燃料被覆管酸化量	被覆管厚さの1%以下	同左	被覆管厚さの15%以下
原子炉冷却材圧力 バウンダリにかかる圧力	約 8.39MPa[gage]	約 8.49MPa[gage]	10.34MPa[gage]以下
格納容器バウンダリ にかかる圧力	約 0.16MPa[gage]	約 0.20MPa[gage]	0.62MPa[gage]以下
格納容器バウンダリ にかかる温度	約 106℃	約 115℃	200℃以下

第7表 評価結果（LOCA時注水機能喪失）

評価項目	変更前（申請時）	変更後	評価項目
燃料被覆管最高温度	573℃	616℃	1200℃以下
燃料被覆管酸化量	被覆管厚さの1%以下	同左	被覆管厚さの15%以下
原子炉冷却材圧力 バウンダリにかかる圧力	約 7.67MPa[gage]	約 8.09MPa[gage]	10.34MPa[gage]以下
格納容器バウンダリ にかかる圧力	約 0.31MPa[gage]	約 0.31MPa[gage]	0.620MPa[gage]以下
格納容器バウンダリ にかかる温度	約 144℃	約 138℃	200℃以下
（格納容器ベント時間）	約 28 時間	約 28 時間	—

第8表 評価結果（インターフェイスシステムLOCA）

評価項目	変更前（申請時）	変更後	評価項目
燃料被覆管最高温度	初期値	初期値	1200℃以下
燃料被覆管酸化量	被覆管厚さの1%以下	同左	被覆管厚さの15%以下
原子炉冷却材圧力 バウンダリにかかる圧力	約 7.23MPa[gage]	約 8.09MPa[gage]	10.34MPa[gage]以下
格納容器バウンダリ にかかる圧力	—*	—*	0.620MPa[gage]以下
格納容器バウンダリ にかかる温度	—*	—*	200℃以下

※：格納容器バイパス事象であり，評価項目に対して十分な余裕があることから比較対象外とした。

2. 格納容器破損防止対策の有効性評価における評価条件の変更前後の評価結果

評価条件の変更前後における評価結果を第9表及び第10表に示す。

第9表 評価結果（雰囲気圧力・温度による静的負荷
（格納容器過圧・過温破損）, 水素燃焼）

評価項目	変更前（申請時）	変更後	評価項目
格納容器バウンダリにかかる圧力	0.62MPa[gage]	約0.47MPa[gage]	0.62MPa[gage]以下
格納容器バウンダリにかかる温度	約189℃	約157℃ （壁面温度）	200℃以下
ベント時の Cs-137 総放出量（7日間）	約 1×10^{-4} TBq	S/Cベント 約 0.11×10^{-3} TBq D/Wベント 約0.35TBq	100TBq以下
格納容器内の最大酸素濃度（7日間）	ドライ条件 4.1vol%	ドライ条件 4.0vol%	格納容器内の水素濃度がドライ条件に換算して酸素濃度が5Vol%以下

第10表 評価結果（高压溶融物放出／格納容器雰囲気直接加熱，原子炉压力容器外の溶融燃料－冷却材相互作用，溶融炉心・コンクリート相互作用）

評価項目	変更前（申請時）	変更後	評価項目
格納容器バウンダリにかかる圧力	●kPa[gage] （原子炉压力容器破損時）	約0.47MPa[gage] （7日間の最大値）	620 kPa[gage]以下
格納容器バウンダリにかかる温度	約●℃	約●℃	200℃以下
原子炉压力容器破損時の原子炉圧力	約0.16MPa[gage]以下	約●MPa[gage]以下	2.0MPa[gage]以下
溶融炉心の冷却	ペDESTAL（ドライウェル部）にて冷却維持可能	ペDESTAL（ドライウェル部）にて冷却維持可能	溶融炉心と格納容器バウンダリが接触せず，適切に冷却できること
溶融炉心の侵食量	侵食せず，指示機能が維持される	侵食せず，指示機能が維持される	侵食により格納容器の構造材の支持機能が喪失しないこと

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

第 11 表 評価結果（想定事故 1）

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

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

第 12 表 評価結果（想定事故 2）

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

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

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

第13表 評価結果（崩壊熱除去機能喪失）

評価項目	変更前（申請時）	変更後	評価項目
原子炉水位	原子炉水位の低下なし	燃料有効長頂部から約4.2m上	燃料有効長頂部冠水 遮蔽維持 (目安：10mSv/h [※])
未臨界の維持	未臨界を維持	未臨界を維持	未臨界の維持

※：必要な遮蔽が維持される原子炉水位は燃料有効長頂部の約1.7m上

第14表 評価結果（全交流動力電源喪失）

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

※：必要な遮蔽が維持される原子炉水位は燃料有効長頂部の約1.7m上

第15表 評価結果（原子炉冷却材の流出）

評価項目	変更前（申請時）	変更後	評価項目
原子炉水位	燃料有効長頂部から約3.7m上	燃料有効長頂部から約2.2m上	燃料有効長頂部冠水 遮蔽維持 (目安：10mSv/h [※])
未臨界の維持	未臨界を維持	未臨界を維持	未臨界の維持

※：必要な遮蔽が維持される原子炉水位は燃料有効長頂部の約1.7m上

60. 炉心損傷後及び原子炉圧力容器破損後の注水及び除熱の考え方

炉心損傷後及び原子炉圧力容器破損後における運転員の対応手順を非常時運転手順書Ⅱ（以下「EOP」という。）及び非常時運転手順書Ⅲ（シビアアクシデント）（以下「SOP」という。）に定めている。

基本的な炉心損傷後の対応手順はSOPに定めているが、炉心損傷前後のインターフェースを明確にするため、EOPのAM初期対応（C4）（以下「EOP（C4）」という。）の中で、SOPへの移行手順を定めている。

以下に、炉心損傷後及び原子炉圧力容器破損後における注水や除熱の考え方を示す。

1. 炉心損傷及び原子炉圧力容器破損前後の注水及び除熱の考え方

(1) 炉心損傷後の対応について

炉心損傷を判断した後においても、炉心損傷前と同様に原子炉注水を実施し、炉心損傷の進展を防止する手順としている。

そのため、原子炉注水手段を確保した上で、逃がし安全弁による減圧操作を実施することで、原子炉注水を実施する手順にしている。原子炉注水ができない場合においても、炉心損傷の有無に関わらず、原子炉水位が燃料有効長底部から燃料有効長の20%高い位置に到達した場合には逃がし安全弁による原子炉減圧を実施し、継続して注水手段の確保に努めることにしている。以上のことから、炉心損傷前後による対応方針に違いはない。

ただし、LOCA時に炉心が損傷した場合には、ヒートアップした炉心へ原子炉注水を実施することにより、炉内で発生する過熱蒸

気がドライウエルに直接放出され格納容器圧力及び雰囲気温度の上昇が考えられる。そこで、格納容器の健全性を確保するために、L O C A時に炉心損傷を判断した場合には、原子炉注水とドライウエルスプレイを同時に実施する手順を定めることにしている。この場合の原子炉注水とドライウエルスプレイの優先順位は、格納容器破損防止を優先するためドライウエルスプレイを優先させることにしている。

また、L O C A時に炉心が損傷し原子炉注水が実施できない場合、いずれはリロケーションに伴う熔融炉心と原子炉圧力容器下部プレナム水との接触による発生蒸気がドライウエルに放出することを踏まえて、ドライウエルスプレイを実施する手順としている。

(2) 原子炉圧力容器破損前の対応について

通常運転時からペDESTAL（ドライウエル部）内水位を1mに維持する構造としているが、炉心損傷判断後は、原子炉圧力容器破損時の熔融炉心の冷却を考慮し、格納容器下部水位を確実に1m確保するためにペDESTAL（ドライウエル部）への注水を実施する手順とする。

(3) 原子炉圧力容器破損後の対応について

原子炉圧力容器破損後は、ドライウエルへの原子炉冷却材の流出及び熔融炉心とペDESTAL（ドライウエル部）の事前水張り水との相互作用により、格納容器圧力及び雰囲気温度が上昇することが考えられるため、原子炉圧力容器破損を判断した場合は格納容器スプレイを優先して実施する手順としている。なお、原子炉

圧力容器破損後に直接圧力が上昇するのはドライウエルであるため、格納容器スプレイはウェットウエル側よりもドライウエル側を優先して実施する。

また、ペDESTAL（ドライウエル部）に落下した溶融炉心の冷却維持のため、ペDESTAL（ドライウエル部）注水を実施するとともに、原子炉圧力容器内に残存する溶融炉心を冷却するため、原子炉注水を並行して実施することになっている。

3. 重大事故等対処設備における注水及び除熱手段の優先順位

非常用炉心冷却系等の注水機能が喪失した場合、炉心損傷に至る可能性があり、その場合、重大事故等対処設備である低圧代替注水系（常設）、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）、格納容器下部注水系（常設）、代替循環冷却系の機能に期待し、炉心損傷の進展防止及び格納容器破損防止を図る手順としている。これらの系統の主な特徴を第1表に示す。

第1表 注水及び除熱手段の特徴

系統	注水先	ポンプ	水源
低圧代替注水系（常設）	原子炉圧力容器	常設低圧代替注水ポンプ	代替淡水貯槽
代替格納容器スプレイ冷却系（常設）	ドライウエル		
格納容器下部注水系（常設）	ペDESTAL(ドライウエル部)		
代替循環冷却系	原子炉圧力容器	代替循環冷却系ポンプ	サプレッション・プール
	ドライウエル		
	サプレッション・プール		

低圧代替注水系（常設）、代替格納容器スプレイ冷却系（常設）及び格納容器下部注水系（常設）（以下「低圧代替注水系（常設）等」

という)は常設低圧代替注水ポンプを共用しており、系統構成により各注水先に同時に供給できるが、外部水源を用いた手段であるため、使用期間中に崩壊熱相当以上の注水を行った場合は、サプレッション・プール水位が上昇することになる。一方、代替循環冷却系は内部水源であるため、格納容器への水の持ち込みはないが、残留熱除去系海水系又は緊急用海水系等の補機系の起動後に期待できる系統となる。

これらの特徴を考慮し、重大事故等対処設備における注水及び除熱の優先順位を以下のとおり定めている。

早期の注水が必要な場合には、非常用炉心冷却系等の機能喪失要因が不明確な状況においても早急に使用可能となる手段が求められることから、補機系の起動を必要とせず、より独立性が確保されている低圧代替注水系(常設)等を初期対応として優先させることにしている。その後、中長期における注水及び除熱手段としては、格納容器への水の持ち込みを制限する観点から、代替循環冷却系による対応を実施し、サプレッション・プールを水源とした対応に移行する手順としている。

4. 原子炉圧力容器破損後における操作の優先順位

原子炉圧力容器破損に至る事態においては、原子炉圧力容器内における熔融炉心の状態、原子炉圧力容器破損口の状態、ペDESTAL(ドライウエル部)への熔融炉心の落下量、格納容器圧力及び雰囲気温度等、格納容器内の状態の不確かさが大きく、また、注水又は除熱を実施可能な設備が限定されることが想定される。そのため、注水及び除熱の優先順位を明確にし、手順に定めることにしている。

原子炉圧力容器破損判断後における運転操作の優先順位及びその考え方を以下に示す。

優先順位 1 : 格納容器スプレイ※

優先順位 2 : ペDESTAL (ドライウエル部) 注水

優先順位 3 : 原子炉注水

※: 1. (3)に記載のとおり, ウェットウエル側よりもドライウエル側のスプレイを優先する

原子炉圧力容器破損後におけるこれらの対応は可能な限り並行して実施すべきものであるが, スプレイを優先する理由は, ドライウエルスプレイ又はウェットウエルスプレイを開始する状況は格納容器過圧又は過温破損の防止及び早期の格納容器ベントを抑制するための運転操作が必要な状況であり, これに即応する必要があるためである。ドライウエルスプレイとウェットウエルスプレイでは, より広い空間にスプレイすること等により, 格納容器の圧力及び温度の抑制効果が高いと考えられるドライウエルスプレイを優先することとしている。

ペDESTAL (ドライウエル部) への注水については, ペDESTAL (ドライウエル部) 内水位が原子炉圧力容器破損前から確保されていることを考慮し, スプレイに次ぐ優先順位としている。

原子炉圧力容器破損後の原子炉圧力容器への注水には, 原子炉圧力容器内の残存する熔融炉心の冷却及び原子炉圧力容器破損口からの冷却材の流出することによるペDESTAL (ドライウエル部) の熔融炉心の冷却にも期待できると考えられるが, 原子炉圧力容器破損口からの冷却材の流出状況を確実に把握することは困難なことから, ペDESTAL (ドライウエル部) への必要な注水を実施した後の優先

順位としている。