

北海道電力(株)泊発電所1号機及び2号機
の安全性に関する総合的評価
(一次評価)に関する審査結果
取りまとめ
(案)

<本文>

平成24年8月8日
原子力安全・保安院

目 次

1. はじめに	7
2. 泊発電所の概要	10
2. 1 泊発電所の概要	10
2. 2 発電所が位置する周辺の地勢の概要	10
2. 3 発電所の主要な設備の概要	11
2. 4 泊発電所の緊急安全対策等の実施について	11
3. 当院による審査の方針	14
3. 1 審査の基本的な考え方	14
3. 2 審査の方法	14
3. 3 透明性の確保	14
3. 4 審査の時点	14
3. 5 審査の体制	15
3. 6 本審査結果取りまとめの構成	15
4. 品質保証体制に関する評価	16
4. 1 北海道電力における品質保証体制	16
4. 2 当院の評価	18
5. 地震に関する評価	20
5. 1 機器等の耐震裕度の評価について	20
5. 2 クリフエッジの特定について	39
5. 3 緊急安全対策等の効果について	44
5. 4 当院の評価（まとめ）	46
6. 津波に関する評価	47
6. 1 機器等の津波に係る裕度の評価について	47
6. 2 クリフエッジの特定について	58
6. 3 緊急安全対策等の効果について	63
6. 4 当院の評価（まとめ）	64
7. 地震と津波の重畳に関する評価	66
7. 1 地震と津波の重畳に係る評価方法について	66

7. 2	クリフエッジの特定について	67
7. 3	地震及び津波の重畳時における防護措置の成立性について	69
7. 4	緊急安全対策等の効果について	75
7. 5	当院の評価（まとめ）	76
8.	全交流電源喪失に関する評価	78
8. 1	全交流電源喪失時の事象進展と冷却継続時間について	78
8. 2	クリフエッジの特定について	89
8. 3	緊急安全対策等の効果について	89
8. 4	当院の評価（まとめ）	90
9.	最終ヒートシンク喪失に関する評価	91
9. 1	最終ヒートシンク喪失時の 事象進展と冷却継続時間について	91
9. 2	クリフエッジの特定について	96
9. 3	緊急安全対策等の効果について	97
9. 4	当院の評価（まとめ）	97
10.	地震、津波及び地震・津波の重畳時における 原子炉及び使用済燃料ピットの冷却継続時間の評価	98
10. 1	地震、津波及び地震・津波 の重畳時の事故シナリオについて	98
10. 2	緊急安全対策に係る運転操作、作業の成立性について	99
10. 3	原子炉及び使用済燃料ピットの冷却継続時間について	107
10. 4	緊急安全対策等の効果について	109
10. 5	当院の評価（まとめ）	109
11.	その他のシビアアクシデント・マネジメントの評価	111
11. 1	安全確保に必要な安全機能と 防護措置の整備状況について	111
11. 2	イベントツリーによる 事象進展シナリオの分析について	113
11. 3	事象の進展を防止する措置の効果について	119
11. 4	当院の評価（まとめ）	119
12.	総合的評価に関する当院としての見解	122

図表一覧

- 図 2-1 泊発電所 敷地図
- 図 2-2 泊発電所 1・2号機 断面図
- 図 2-3 泊発電所 1・2号機の系統構成の概要（全体概要）
- 図 2-4 泊発電所 1・2号機の緊急安全対策等に係る設備の概要
- 図 5-1 蒸気発生器伝熱管 U字管部の構造
- 図 5-2 建屋応答の非線形性が設備の評価に与える影響の検討フロー
- 図 5-3-1 建屋応答の非線形性が設備の評価に与える影響の
確認結果（炉心燃料損傷）（外部電源喪失）（1号機）
- 図 5-3-2 建屋応答の非線形性が設備の評価に与える影響の
確認結果（炉心燃料損傷）（外部電源喪失）（2号機）
- 図 5-4 建屋応答の非線形性が設備の評価に与える影響の確認結果
（SFP燃料損傷）（外部電源喪失）（1・2号機）
- 表 5-1 各起因事象の対象設備及び裕度一覧（地震：炉心燃料損傷）（1号機）
- 表 5-1 各起因事象の対象設備及び裕度一覧（地震：炉心燃料損傷）（2号機）
- 表 5-2 各収束シナリオの評価結果（地震：炉心燃料損傷）（1号機）
- 図 5-5-1 地震時のクリフエッジを示すイベントツリー（炉心燃料損傷）
（1号機）
- 図 5-5-2 地震時のクリフエッジを示すイベントツリー（炉心燃料損傷）
（2号機）
- 表 5-3 各起因事象の対象設備及び裕度一覧（地震：SFPの燃料損傷）（1・
2号機共通）
- 表 5-4 各収束シナリオの評価結果（地震：SFPの燃料損傷）（1・2号機
共通）
- 図 5-6 地震時のクリフエッジを示すイベントツリー（SFPの燃料損傷）
（1・2号機共通）
- 図 6-1 構内配置図
- 図 6-2 津波波圧に対する扉等の浸水対策の強度と止水性能
- 図 6-3 浸水量評価における条件設定
- 図 6-4 浸水量評価の結果
- 表 6-1 各起因事象の対象設備及び裕度一覧（津波：炉心燃料損傷）（1・2
号機共通）
- 表 6-2 各収束シナリオの評価結果（津波：炉心燃料損傷）（1・2号機共通）
- 図 6-5 津波時のクリフエッジを示すイベントツリー（炉心燃料損傷）（1・
2号機共通）

- 表 6-3 各起因事象の対象設備及び裕度一覧（津波：SFP の燃料損傷）（1・2号機共通）
- 表 6-4 各収束シナリオの評価結果（津波：SFP の燃料損傷）（1・2号機共通）
- 図 6-6 津波時のクリフエッジを示すイベントツリー（SFP の燃料損傷）（1・2号機共通）
- 表 7-1 地震と津波の重畳に関するクリフエッジ評価結果（重畳：炉心燃料損傷）（1・2号機共通）
- 表 7-2 地震と津波の重畳に関するクリフエッジ評価結果（重畳：SFP の燃料損傷）（1・2号機共通）
- 図 7-1-1 地震と津波の重畳時のクリフエッジを示すイベントツリー（炉心燃料損傷）（1号機）
- 図 7-1-2 地震と津波の重畳時のクリフエッジを示すイベントツリー（炉心燃料損傷）（2号機）
- 図 7-2 地震と津波の重畳時のクリフエッジを示すイベントツリー（SFP の燃料損傷）
- 図 7-3 全交流電源喪失時（地震及び津波の重畳）におけるアクセスルートの確保について
- 図 7-4 アクセスルート補修作業の検証について
- 図 8-1 全交流電源喪失から燃料の重大な損傷に至る事象の過程（炉心）
- 図 8-2-1 全交流電源喪失から燃料の重大な損傷に至る事象の過程（SFP）（運転時）
- 図 8-2-2 全交流電源喪失から燃料の重大な損傷に至る事象の過程（SFP）（停止時）
- 表 8-1 評価条件の選定理由について（全交流電源喪失時）
- 図 8-3 全交流電源喪失時における原子炉及びSFPの冷却継続時間（運転中）
- 図 8-4 全交流電源喪失時のプラント冷却シナリオの成立性確認
- 図 8-5 全交流電源喪失時におけるSFPの冷却継続時間（停止中）
- 図 9-1 最終ヒートシンク喪失から燃料の重大な損傷に至る事象の過程（炉心）
- 図 9-2-1 最終ヒートシンク喪失から燃料の重大な損傷に至る事象の過程（SFP）（運転時）
- 図 9-2-2 最終ヒートシンク喪失から燃料の重大な損傷に至る事象の過程（SFP）（停止時）
- 表 9-1 評価条件の選定理由について（最終ヒートシンク喪失）

- 図 9-3 最終ヒートシンク喪失時における冷却継続時間（運転中）
- 図 9-4 最終ヒートシンク喪失時における冷却継続時間（停止中）
- 図 10-1 全交流電源喪失時（地震及び津波の重畳）において使用する設備・機器の配置
- 表 10-1 全交流電源喪失時（地震・津波の重畳）における緊急安全対策の成立性について
- 図 10-2 全交流電源喪失時（地震・津波の重畳）における対応時間（電源確保）
- 図 10-3 全交流電源喪失時（地震・津波の重畳）における対応時間（給水確保）
- 表 10-2 緊急安全対策に係る訓練結果
- 表 10-3 評価条件の選定理由について（地震・津波の重畳）
- 表 10-4 地震、津波及び地震・津波の重畳時における原子炉及び SFP 冷却継続時間の評価結果
- 図 10-4-1 泊発電所への社員の召集について
- 図 10-4-2 防護措置に係る要員配置等
- 図 10-4-3 緊急時対応業務実施体制
- 図 10-5 凍結防止対策について
- 図 10-6 冬期における参集について
- 図 10-7 地震・津波の重畳時の炉心の冷却継続時間
- 図 10-8 地震・津波の重畳時の SFP の冷却継続時間（運転中）
- 図 10-9 地震・津波の重畳時の SFP の冷却継続時間（停止中）
- 表 11-1 安全機能別の AM 策、緊急安全対策等の整備状況
- 表 11-2 炉心損傷に係るイベントツリーと防護措置との関係
- 表 11-3 格納容器機能喪失に係るイベントツリーと防護措置の関係

別添資料

- 別添 1 東京電力株式会社福島第一原子力発電所における事故を踏まえた既設の発電用原子炉施設の安全性に関する総合的評価に関する報告について（平成 23 年 7 月 6 日、原子力安全委員会）
- 別添 2 我が国原子力発電所の安全性の確認について（ストレステストを参考にした安全評価の導入等）（平成 23 年 7 月 11 日、内閣官房長官 枝野幸男、経済産業大臣 海江田万里、内閣府特命担当大臣 細野豪志）

- 別添 3 東京電力株式会社福島第一原子力発電所における事故を踏まえた既設の発電用原子炉施設の安全性に関する総合的評価に関する評価手法及び実施計画（平成 23 年 7 月 21 日、原子力安全・保安院）
- 別添 4 ストレステスト（一次評価）に関する審査の視点（案）（平成 23 年 11 月 14 日、原子力安全・保安院、（独）原子力安全基盤機構）
- 別添 5 泊発電所現地調査報告について
- 別添 6 IAEA MISSION TO REVIEW NISA' S APPROACH TO THE
“COMPREHENSIVE ASSESSMENTS FOR THE SAFETY OF EXISTING POWER
REACTOR FACILITIES” CONDUCTED IN JAPAN
- 別添 7 日本で実施される「既設の発電用原子炉施設の安全性に関する総合評価」についての原子力安全・保安院（NISA）のアプローチをレビューするための IAEA ミッション（別添 6 の日本語仮訳）

1. はじめに

平成23年3月11日に東京電力株式会社福島第一原子力発電所で発生した事故を踏まえ、原子力安全・保安院（以下「当院」という。）は、同年3月30日、各事業者に対して、同程度の津波により全交流電源喪失に至ったとしても、炉心損傷など深刻な事態を回避し、冷温停止状態に繋げるための対策として、緊急安全対策の実施を指示し、同年5月6日にはそれらの実施状況に対する確認結果を公表した。またその後も各事業者に対して外部電源の信頼性向上や万一シビアアクシデントが発生した場合の対策を指示し、それらの実施状況を確認してきた。

こうした中、平成23年7月6日、班目春樹原子力安全委員会委員長より海江田万里経済産業大臣に対し、「東京電力株式会社福島第一原子力発電所における事故を踏まえた既設の発電用原子炉施設の安全性に関する総合的評価に関する報告について」（平成23年7月6日付け23安委決第7号）により、既設の発電用原子炉施設について、設計上の想定を超える外部事象に対する頑健性に関して総合的に評価を行うこと、また、このための総合的な評価手法及び実施計画を作成し原子力安全委員会（以下「安全委員会」という。）に対して報告するよう要請があった（別添1）。

同月11日には、枝野幸男内閣官房長官、海江田万里経済産業大臣及び細野豪志内閣府特命担当大臣の連名により、「我が国原子力発電所の安全性の確認について」が公表され、新たな手続き、ルールに基づく安全評価を実施することとされ、同評価は一次評価と二次評価により行うこと、一次評価は定期検査中で起動準備の整った原子力発電所について順次、安全上重要な施設・機器等が設計上の想定を超える事象に対しどの程度の安全裕度を有するかの評価を実施することとされた（別添2）。

これらを受けて、当院は、総合的な安全評価に関する評価手法及び実施計画案を作成し、同月15日と21日の二度にわたり安全委員会に報告し、同月21日に安全委員会の了承を得たため、翌22日に、各発電用原子炉設置者に対して、「東京電力株式会社福島第一原子力発電所における事故を踏まえた既設の発電用原子炉施設の安全性に関する総合的評価に関する評価手法及び実施計画」（以下「実施計画」という、別添3。）に基づき、発電用原子炉施設の安全性に関する総合的評価（以下「ストレステスト」という。）を行い、その結果について、当院に対して報告することを求めた。

これを受けて、同年12月7日に、北海道電力株式会社（以下「北海道電力」という。）より、「東京電力株式会社福島第一原子力発電所における事故を踏まえた泊発電所1号機の安全性に関する総合評価（一次評価）の結果について（報告）」、同年12月27日に、「東京電力株式会社福島第一原子力発電所にお

ける事故を踏まえた泊発電所2号機の安全性に関する総合評価（一次評価）の結果について（報告）」が当院に提出された（以下これらの報告をあわせて「事業者報告書」という。）。

これを受けて、当院では、「発電用原子炉施設の安全性に関する総合的評価に係る意見聴取会」（以下、単に「意見聴取会」という。）を設置・開催し、専門家からの意見聴取を行いつつ、北海道電力へのヒアリングや現地調査により審査を行った。

本審査結果取りまとめは、北海道電力より提出のあった事業者報告書について、当院の審査結果をとりまとめたものである。なお、これまでの審査の主な経緯は、以下のとおりである。

<審査の主な経緯>

平成23年11月14日 第1回意見聴取会を開催。当院からストレステスト（一次評価）に関する審査の視点（案）について説明し、委員から意見を聴取した。

平成23年11月17日 ストレステストに関する国際セミナーを開催。欧州をはじめとする海外の専門家を招へいし、各国のストレステストに関する取組の紹介及び意見交換（パネルディスカッション）を実施。

平成23年11月18日 第2回意見聴取会を開催。前日の国際セミナーに参加された海外の専門家にも参加していただき、各国のストレステストに関する取組の紹介と意見交換を実施。

平成23年12月22日 第5回意見聴取会を開催。北海道電力より泊発電所1号機のストレステスト評価について説明がなされ、委員から意見を聴取した。

平成24年1月6日 第6回意見聴取会を開催。当院より、泊発電所2号機のストレステスト評価について説明がなされ、委員から意見を聴取した。

平成24年5月15日 第14回意見聴取会を開催。当院より、泊発電所1号機及び2号機の審査における主要な論点整理について説明し、委員から意見を聴取した。

平成24年7月11、12日 当院及び独立行政法人原子力安全基盤機構（以下「基盤機構」という。）により、泊発電所において現地調査を実施した。

平成24年8月8日 第20回意見聴取会を開催。当院より、泊発電所1号機及び2号機の審査結果取りまとめ（案）について説明。

また、当院における審査にあたっては、基盤機構の技術支援を受けた。具体的な支援内容は以下のとおりである。

- 意見聴取会の机上資料として用いたプラント整理表（案）等の原案作成
- 審査のためのヒアリングにおける北海道電力からの説明に対する技術的なコメント及び評価
- 審査における主要な論点整理の作成段階における技術的なコメント
- 平成24年7月11、12日に実施した泊発電所1号機及び2号機の現地調査への同行
- 審査結果取りまとめ(案)の原案作成段階における技術的な協力

2. 泊発電所の概要

2. 1 泊発電所の概要

泊発電所は、平成元年6月に1号機（電気出力約57.9万kW）、平成3年4月に2号機（同約57.9万kW）、平成21年12月に3号機（同約91.2万kW）が営業運転を開始した、3基合計の電気出力（定格）は約207万kWの原子力発電所である。原子炉型式はいずれも加圧水型原子炉で1、2号機は、蒸気発生器（以下「SG」という。）を2つ有する2ループ、3号機はSGを3つ有する3ループである。

2. 2 発電所が位置する周辺の地勢の概要

泊発電所は、北海道南西部の積丹半島西側基部の古宇郡泊村の海岸沿いに立地しており、敷地面積約135万 m^2 である。敷地の形状は、おおむね半円状であり、背後は積丹半島中央部の山嶺に続く標高40～130mの丘陵地であり、敷地西側は日本海に面し、取水口が配置されている。

発電所は海拔10mの高さに造成した敷地にタービン建屋、原子炉建屋、補助建屋が設置されており、冬期の気候に配慮して循環水ポンプ等は建屋の中に設置されている。また、敷地高さ31m盤に使用済み燃料ピットが設置されている。

（図2-1、図2-2）。

2. 3 発電所の主要な設備の概要

泊発電所1号機及び2号機は、基本的に同じ設計のプラントであり、それぞれの主要な仕様は以下のとおりである。また、1号機の系統は、図2-3のとおりである。

項目		仕様
原子炉熱出力		約165.0万kW
定格電気出力		約57.9万kW
炉心	燃料集合体	121体
	炉心全ウラン量	約49トン
	制御棒クラスタ	33体
原子炉容器	高さ	約11.5m
	内径	約3.4m
原子炉格納容器	高さ	約6.5m
	内径	約3.5m
ECCS	蓄圧注入系	蓄圧タンク(2基)
	高圧注入系	高圧注入ポンプ(2台) 燃料取替用水タンク(1基) ほう酸注入タンク(1基)
	低圧注入系	余熱除去ポンプ(2台)
化学体積制御設備		ほう酸タンク(2基) ほう酸ポンプ(2台) 充てんポンプ(3台)
原子炉補機冷却水設備		原子炉補機冷却水ポンプ(4台)
		原子炉補機冷却水冷却器(4基)
原子炉補機冷却海水設備		原子炉補機冷却海水ポンプ(4台)
非常用ディーゼル発電機		2台
補助給水ポンプ		電動(2台)、タービン動(1台)
使用済燃料貯蔵設備の貯蔵能力		1号機: 690体 (全炉心燃料の約570%相当分) 2号機: 1,356体 (全炉心燃料の約1120%相当分)

2. 4 泊発電所の緊急安全対策等の実施について

(1) 当院の指示への対応

当院は、平成23年3月30日に「平成23年福島第一・第二原子力発電所事故を踏まえた他の発電所の緊急安全対策の実施について（指示）」に基づき、津波により全交流電源の喪失、原子炉及び使用済燃料貯蔵プールの冷却機能の喪失が生じた場合においても、炉心損傷など深刻な事態を避けるために必要な対策を講じることを指示した。

北海道電力は、同指示を踏まえ、4,000kVAの移動発電機車（1台）、625kVAの移動発電機車（1台）、給電ケーブル（約130m）、消防ポンプ車（2台）、仮設ポンプ（18台）及びホース（約2,710m）を配備し、東京湾平均海面（以下「T.P.」という。）15mまでの範囲について浸水対策の実施等を講じたとしている（図2-4）。当院は、同年5月2日に、北海道電力より、この実施結果について「泊原子力発電所における緊急安全対策について（実施情報報告書）（補正版）」により報告を受け、立入検査を実施し、その実施内容を確認した。

また、当院は、同年6月7日に「平成23年福島第一原子力発電所事故を踏まえた他の原子力発電所におけるシビアアクシデントへの対応に関する措置の実施について（指示）」に基づき、①中央制御室の作業環境の確保、②緊急時における発電所構内通信手段の確保、③高線量対応防護服等の資機材の確保及び放射線管理のための体制の整備、④水素爆発防止対策、⑤がれき撤去用の重機の配備の実施を指示した。

北海道電力は、同年6月14日、同指示を踏まえた対策を「平成23年福島第一原子力発電所事故を踏まえたシビアアクシデントへの対応に関する措置に係る実施状況報告書」として当院に報告し、当院は立入検査によりその実施内容を確認した。

これら緊急安全対策等に係る設備の概要を、図2-4に示す。

（2）その後の強化対策

北海道電力は、当院の指示への対応に加え、炉心や使用済燃料の損傷防止に対する一層の信頼性向上のため、平成24年6月に、2,000kVAの移動発電機車を1台追加配備したとしており、既に配備済みの4,000kVA及び625kVAの移動発電機車との組み合わせで6,625kVAとなり、通常の停止時に用いる余熱除去系等を用いた冷却により冷温停止へ移行することが可能となったとしている。さらに、4000kVAの移動発電機車が故障したとしても、タービン動補助給水ポンプに加え、電動補助給水ポンプを稼働できるなど、原子炉の状態監視計器や原子炉の冷却機能に必要な機器等に安定的に電力を供給することについての多重性が確保されたとしている。なお、同装置は、津波の影響を受けない発電所内の高台に設置し、電源系統に容易に接続

できるようケーブル等を恒設化したとしている。

さらに、炉心や使用済燃料の冷却のために、送水ポンプ車を追加配備するとともに、SG及びSFPへの給水確保における初動対応に用いる設備として、仮設給水タンクに加え、屋外給水タンクを配備したとしている。

3. 当院による審査の方針

3. 1 審査の基本的な考え方

当院は、事業者報告書について、当院が策定した実施計画に記載されている実施方法や実施事項に沿っているか、その内容が適切であるかについて確認を行い、確認結果について審査結果取りまとめにとりまとめた。なお、審査にあたっては、関西電力株式会社大飯発電所3号機及び4号機や四国電力株式会社伊方発電所3号機に対する審査と同様の考え方をを用いた。

審査にあたっては、「ストレステスト（一次評価）に関する審査の視点（案）」（別添4）を策定し、意見聴取会において専門家からの意見を聴取した上でこれを定め、これを中心に確認することとした。

3. 2 審査の方法

当院及び基盤機構により、北海道電力からヒアリングを行うとともに、必要に応じ追加資料の提出を求め、審査を進めた。また、泊発電所において、地震に対する防護措置の耐性、津波が設備に及ぼす影響、運転員等のアクセスルート及び操作・作業現場の状況、要員の参集ルートの状況、緊急安全対策等において整備した設備等の保管状況並びに品質保証体制に関して現地調査による確認を実施した。現地調査では、改善が必要と考えられる点について指摘を行い、指摘を踏まえた措置に関する北海道電力からの回答を審査に反映した。

更に、専門家による意見聴取会を設置し、専門家から技術的意見を聴取するとともに、北海道電力への質問、北海道電力からの説明の聴取、当院がとりまとめた論点に対する審議等を実施した。

3. 3 透明性の確保

審査過程の透明性確保の観点から、意見聴取会は公開で実施するとともに、当院のホームページには本件に係る情報を一括して掲載する専用のホームページを設け、意見聴取会の配布資料や議事録を掲載するとともに、当院及び基盤機構による北海道電力からのヒアリングについても、ヒアリング終了後に議事概要等を掲載した。また、当院のホームページには、ストレステストの審査で確認すべき技術的事項について、一般の方々からの質問や要望を常時受け付ける窓口を設け、寄せられた質問は、とりまとめて公表するとともに、当院の評価がまとまった段階で、寄せられた意見に対する考え方を公表することとした。

3. 4 審査の時点

事業者報告書においては、泊発電所1号機は平成23年12月6日、泊発電所2号機は平成23年12月26日を評価時点とするとされており、基本的にその時点における施設と管理状況を審査の対象とするが、その時点以降に、北海道電力自らが講じた措置や、当院の指摘に基づいて実施した措置等があることから、ヒアリングや現地調査において、その内容が確認された場合には、これらを評価の対象に含めることとした。

3.5 審査の体制

事業者報告書の審査は、当院及び基盤機構によって実施し、当院においては、吉野統括安全審査官※、小山田統括安全審査官※以下4名のチームが、また、基盤機構においては、原子力システム安全部及び耐震安全部が主に対応し、最終的には、当院の責任において確認結果をとりまとめた。（※：平成23年12月～平成24年6月、平成24年7月～現在）

3.6 本審査結果取りまとめの構成

本審査結果取りまとめにおいては、4章以降に事業者報告書に対する確認結果を記載する。

4章においては、ストレステスト評価作業を実施するにあたっての北海道電力の品質保証体制について記載した。

5章から7章においては、設計上の想定を超える外的事象（地震及び津波）に対する評価を扱い、5章においては地震を、6章においては津波を、7章においては地震と津波の重畳について記載した。

8章から10章においては、全交流電源喪失事象及び最終的な熱の逃し場（最終ヒートシンク）の喪失（以下「最終ヒートシンク喪失」という。）事象に対する評価を扱い、8章においては全交流電源喪失事象を、9章においては最終ヒートシンク喪失事象を、10章においては、これらの事象と地震・津波が重畳した場合に冷却が継続できる時間の評価を記載した。

11章においては、これまでに講じられたシビアアクシデント・マネジメントの評価について記載した。

12章においては、前章までの評価を踏まえ、泊発電所1号機及び2号機のストレステスト結果に対する当院の見解を記載した。

なお、泊発電所において実施した現地調査で確認した内容等については、上記の関係する箇所にそれぞれ記載した（別添5）。

4. 品質保証体制に関する評価

本章においては、北海道電力がストレステストに関する作業を実施するにあたり、品質を保証するための取組が適切になされているかどうかを確認した。

その結果、北海道電力には、品質保証のために定めた文書が存在していること、調達先に委託して実施する作業及び北海道電力が自社内で実施する作業のそれぞれについて、計画や手順が業務文書として定められ、検証等が適切に実施されていることなどから、当院としては、ストレステストに係る北海道電力の品質保証の取組は適切なものと判断する。

以下、当院が確認した内容の詳細について記載する。

4. 1 北海道電力における品質保証体制

(1) 計画書の策定

北海道電力においては、事業者報告書の作成業務を実施するにあたり、「原子力発電所における安全のための品質保証規程（J E A C 4 1 1 1 - 2 0 0 9（日本電気協会の原子力規格委員会が発行する学協会規格のひとつ。以下「J E A C 品質保証規程」という。）」を適用した泊発電所原子炉施設保安規定に基づく社内規程「原子力調達管理マニュアル」、社内規程「解析業務マニュアル」などにより実施したとしている。また、事業者報告書の作成を進めるにあたり、品質保証上の要求事項を定めた「泊発電所ストレステストの実施について」（以下「実施計画書」という。）を策定し、解析業務を含むストレステスト評価の進め方を明確にするとともに、『「泊発電所1号機の安全性に関する総合評価（1次評価）結果報告書」点検計画書』（以下「点検計画書」という。）を策定し、事業者報告書の点検に係る体制、手順、工程等を明確化したとしている。

(2) 解析業務等の検証について

北海道電力は、調達先及び北海道電力での解析業務（過去の解析結果等を引用している場合も含む）が、社内規定に定める要求事項を遵守しているかについて、以下のとおり検証したとしている。

1) 調達先での解析業務について

解析業務を受注者から調達する場合は、「原子力施設における許認可申請等に係る解析業務の品質向上ガイドライン（J A N T I - G Q A - 0 1 - 第1版（日本原子力技術協会が定める民間規格のひとつ）」を反映して定められた社内規程「原子力調達管理マニュアル」に基づき、調達先の評価を実施したと

している。

調達先での解析業務については、調達先からの関係文書の徴収及び調達先へ調査に赴くことにより検証を行ったとしている。

北海道電力は、調達先による「泊発電所ストレステスト評価業務委託 解析業務計画書」（以下「解析業務計画書」という。）に基づき、解析業務の検証を行ったとしている。

北海道電力は、解析業務プロセスの確認について、社内規程「解析業務管理マニュアル」の内容を踏まえ、調達先が策定した解析業務計画書について、入力根拠等の確認等のチェック項目をチェックシートに基づき確認したとしている。

2) 北海道電力での解析業務について

自社での解析業務については、汎用表計算ソフトウェアによる簡易なものであるものの、入力値の根拠及び計算過程（計算式）を明確にした上で、社内規程「解析業務管理マニュアル」を踏まえ、一連のプロセス（入力値の確認（入力値の根拠が明確となっていること等）、解析結果の確認（計算式が正しく入力されていること等））が適切に実施されていることをダブルチェックにより全数確認したとしている。

3) 過去の解析結果等について

i) 耐震バックチェック報告書の内容を用いた部分

事業者報告書のうち、個別評価項目「地震」については、耐震バックチェック報告書における評価結果を用いたとしている。耐震バックチェック報告書については、当院の指示に基づき、計算機プログラムの検証、入力結果の確認及び解析結果の検証等の再点検を実施し、その結果について、当院は、北海道電力の再点検結果が妥当なものと判断しているものであり、解析データの入力等に誤り等がないものとしている。

ii) 緊急安全対策等の報告書の内容を用いた部分

事業者報告書のうち、緊急時の運転監視継続のために必要な機器類の電源容量等については、緊急安全対策等の報告書における内容を用いたとしている。緊急安全対策等の報告書については、当院の指示に基づき、誤りの有無を調査し、その結果については、当院において確認した範囲では問題がなく、北海道電力の調査方法等で十分な調査が行われていると認められたものとしている。

(3) 事業者報告書に関する確認について

解析結果等が事業者報告書に確実に反映されていること及び事業者報告書に記載された評価方法、評価条件及び評価結果等の全ての記載内容に不備がないことを、点検体制及び点検手順を明確にした点検計画書に基づき確認したとしている。

具体的には、チェックシートにより、誤字・脱字の確認、設計図書等の照合等について、ダブルチェックにより確認し、さらに検証者がその結果を確認したとしている。

4. 2 当院の評価

当院は、事業者報告書に関し、業務文書が適切に策定されたものであることを確認し、それに基づき評価や検証等が行われていること北海道電力が示す資料及び現地調査により、以下のとおり確認したことから、ストレステストに係る北海道電力の品質保証の取組は適切なものと判断した。

- 北海道電力が、ストレステスト及び事業者報告書の作成にあたって、J E A C品質保証規程を適用して構築した品質マネジメント・システムに基づく社内規定「原子力調達管理マニュアル」等により実施し、更に総合的評価に係る計画を策定し、同計画には責任と権限を含めた評価の実施体制や、個々の作業の検証手法等が定められていることを確認した。
- 解析業務に関しては、社内規程「原子力調達管理マニュアル」、「解析業務管理マニュアル」に基づき、調達先に依頼する業務及び北海道電力が実施する業務について品質保証の取組を明確にし、検証を実施していることを確認した。
- 調達先に依頼する解析業務については、社内規定「原子力調達管理マニュアル」に基づき、調達先を選定評価し、解析業務計画書が調達先において作成されており、同計画書の中で解析業務に関する品質管理が明確化され、北海道電力に提出されていることを確認した。また、北海道電力は、実施計画書に基づき、チェックシートを用いて、調達先において一連の解析プロセスが適切に行われているか否かをチェックし、調達先の解析業務の実施状況の確認結果として記録していることを確認した。
- 北海道電力での解析業務については、実施計画書に基づき、チェックシートを用いて一連のプロセスが適切に行われているか否かをチェックし、評価結果の確認結果として記録していることを確認した。
- 事業者報告書においては、耐震バックチェック報告書及び緊急安全対策等

の報告書の内容を用いていることを確認した。これらは、当院による確認を受けたものであることを確認した。

- 事業者報告書については、評価方法、評価条件、評価結果等の全ての記載内容に不備がないこと等を調査するため、点検計画書に基づき、評価条件及び評価結果等の全ての記載内容について、系統図などの出典元との照合、本文と添付資料の整合性の確認等のダブルチェックを行い、検証者はその結果を確認し、記録していることを確認した。

5. 地震に関する評価

本章においては、北海道電力により、設計上の想定を超える地震動が発電所に来襲した場合に、燃料の重大な損傷に至ることなく、どの程度の地震動まで耐えられることができるかの評価が適切に行われたかどうかを確認した。

北海道電力の評価においては、まず、建屋、機器等が単体で有する裕度が評価され、その上で、これらの組合せにより泊発電所1,2号機のシステム全体として有する裕度が評価されており、システム全体としての評価はイベントツリーを用いて行われ、クリフエッジの所在の特定、限界となるイベント過程、その時の地震動の大きさについて評価がなされている。

建屋、機器等が単体で有する裕度の評価については、評価のベースとなる地震動が適切に設定されているか、検討対象とすべき機器等の設備が適切に選定されているか、評価の手法は適切か、経年劣化は適切に評価されているか等を確認した上で、裕度が適切に算出されているかを確認した。

システム全体としての評価については、想定を超える地震動により引き起こされる事象（起因事象）やその場合の収束シナリオの特定、クリフエッジの特定等が適切になされているかを確認した。なお、確認は、運転中の原子炉に対する評価及び使用済燃料ピット（以下「SFP」という。）に対する評価のそれぞれについて実施した。

また、燃料の重大な損傷防止のための措置や対策の効果についても確認した。その際は、当院の指示に基づいて実施した緊急安全対策等の効果を確認するとともに、その後に実施した対策の効果も合わせて確認した。

なお、防護措置の成立性については、「7. 3 地震及び津波の重畳時における防護措置の成立性」及び「10. 2 緊急安全対策に係る運転操作、作業の成立性について」で記載した。

その結果、防護措置の成立性の観点から課題が認められた。以下、当院が確認した内容の詳細を記載する。

なお、検討対象とすべき機器や燃料の重大な損傷を防止するための措置等に対して波及的な影響を及ぼす可能性がある地震随件事象、例えば、周辺斜面の安定性や、原子炉格納容器内及びSFPへのクレーン類の落下等についても、システム全体の評価に及ぼす影響の観点から検討を行った。

5. 1 機器等の耐震裕度の評価について

(1) 評価に用いる地震動について

北海道電力は、本評価に用いる地震動は「発電用原子炉施設に関する耐震設計審査指針（平成 18 年 9 月 19 日、原子力安全委員会決定）」（以下「耐震指針」という。）及び「新耐震指針に照らした既設発電用原子炉施設等の耐震安全性の評価及び確認にあたっての基本的な考え方並びに評価手法及び確認基準について（平成 18 年 9 月 20 日、原子力安全・保安院）」に基づき策定した基準地震動（以下「 S_s 」という。）としている。

当院としては、ストレステストにおいては、どの程度の地震動まで燃料の重大な損傷を発生させることなく耐えられるか、また、設計上の想定に比べその裕度はどの程度のものを調べるものであり、その地震に関する評価のベースとして泊発電所に対して設定された S_s を用いることは妥当なものとする。

ストレステストで用いられ、耐震バックチェック（平成 18 年 9 月 20 日に当院が各電力会社等に対して実施を指示した、稼働中及び建設中の発電用原子炉施設等に対する耐震指針に照らした耐震安全性評価）に係る審議において耐震指針等に照らして妥当なものとして判断した S_s の策定方法及びその結果は以下のとおりである。

- 泊発電所に関する S_s の策定については、詳細な地質調査等に基づき耐震設計上考慮すべき地震を評価した上で、複数の地震について、敷地への影響の大きさを比較し、特に影響の大きな地震を、 S_s 策定のための検討用地震として複数抽出している。複数の検討用地震に対して、応答スペクトルに基づく地震動評価及び断層モデルを用いた手法に基づく地震動評価の双方を実施し、これらの地震動評価結果を比較し包絡する等して S_s を策定している。
- 検討用地震については、耐震設計上考慮すべき地震のうち敷地への影響の大きなものとして、尻別川断層による地震、 F_B-2 断層による地震が選定されている。
- S_s （最大加速度：水平 550 ガル、鉛直 368 ガル）については、「敷地ごとに震源を特定して策定する地震動」と「震源を特定せず策定する地震動」を包絡し、設計用応答スペクトルに適合するよう策定されている。

また、平成 23 年 3 月 11 日に発生した平成 23 年東北地方太平洋沖地震を受け、当院は、平成 23 年 9 月から「地震・津波に関する意見聴取会」を開催し、東京電力福島第一原子力発電所及び福島第二原子力発電所、東北電力株式会社女川原子力発電所並びに日本原子力発電株式会社東海第二発電所における地震動及び津波の解析及び評価を行うとともに、平成 23 年東北地方太平洋

沖地震の知見も踏まえた上で、耐震バックチェックの作業を再開した。

再開にあたり、当院は、平成23年11月11日、北海道電力に対しては、「泊発電所については、敷地前面の海域において、長さ10～40km程度の複数の断層が雁行しており、当院は、平成23年東北地方太平洋沖地震において想定以上の地震セグメントの連動が発生したことを踏まえ、それらの断層の連動を考慮して地震動及び津波の評価を実施する必要があると考える。」との検討課題を示すとともに、平成23年東北地方太平洋沖地震において想定以上の地震セグメントの連動が発生したことを踏まえ、適切な震源及び波源を用いた解析を行い、当該解析から想定される地震動及び津波に対する泊発電所への影響に関する評価を実施し、当院に対して報告するよう指示した。

さらに、当院は、地震・津波に関する意見聴取会、関係機関等における検討、調査等を踏まえ、原子力発電所の速やかな耐震安全性確保の観点から、耐震安全性評価にあたって検討すべきものとして、以下の事項を中間的にとりまとめ、平成24年1月27日、原子力事業者等に対して、これらを踏まえ活断層の連動性について検討を実施し、当院に検討結果を報告することを指示した。

- 内陸地殻内の活断層の連動性の検討において、活断層間の離隔距離が約5キロメートルを超える活断層等その連動性を否定していたものに関し、地形及び地質構造の形成過程（テクトニクス）、応力の状況等を考慮して、連動の可能性について検討すること。
- 上の項目の検討にあたって、活断層の連動を否定する場合は、過去に当該地域において発生した最大規模の地震から推定される断層の長さを主な根拠としないこと。

北海道電力は、これらの指示を踏まえ、敷地への影響が最も大きな地震動として、敷地前面海域～黒松内低地帯～八雲断層の連動（断層長さ：約166km）を考慮した地震動の検討を実施した。

当院は、北海道電力からの報告内容について、平成23年11月から平成24年7月にかけて、「地震・津波に関する意見聴取会（地震動関係を含む）」において厳正に確認した。その結果、連動を考慮した地震動は、Ssを概ね下回っているものの、周期2秒程度以上の一部の周期帯において上回っていた。このため、北海道電力が、当該地震動評価の結果が泊発電所1号機及び2号機の建屋及び設備に及ぼす影響を評価した結果について厳正に確認する必要がある。

したがって、現行の泊発電所に関するSsについては、地震に関する評価のベースとして用いることは妥当なものであるが、今後、連動を考慮した地震動

評価の結果を踏まえ建屋及び設備への影響を評価した結果、建屋及び設備に係る裕度の見直しが行われた場合には、本ストレステストで評価された裕度が変わる可能性があるものとする。

(2) 検討対象設備について

北海道電力は、評価対象とする建屋、系統、機器（以下「設備等」という。）を、燃料の重大な損傷に係わる耐震Sクラス設備等及びその他のクラスの設備等とし、各起因事象に直接関係する設備等に加え、フロントライン系（各イベントツリーの安全機能の達成に直接必要な緩和機能）及びサポート系（フロントライン系を機能させるために必要な電源や冷却水等を供給する機能）のそれぞれに必要な設備等を選出したとし、耐震裕度を算定するための基礎データとして損傷モード、発生値及び許容値等を抽出し、全ての裕度を確認した。

なお、耐震Sクラスの設備等のうち、「支持構造物」、「クレーン」及び「原子炉トリップ遮断器」については、地震により安全機能の喪失に至ることが極めて考えにくいこと、また、「制御棒挿入性及び関連する設備」及び「支持構造物」については、安全機能を失うまでの耐震裕度について、既往の知見等から少なくとも2倍以上の裕度が存在することが明らかであることから、これらの設備等については、ストレステストの結果に影響を及ぼすことはないとし、裕度評価の対象外としたとしている。

また、耐震Sクラス以外の設備で評価対象設備としたものとして、緊急安全対策等で整備した移動発電機車等を挙げている。

当院は、全ての耐震Sクラス設備等、緊急安全対策等で整備された設備等及び機能を期待する下位クラス設備等の中から、燃料の重大な損傷に係わる設備等が裕度評価の対象として選定されているか、一部の耐震Sクラス設備等を対象外としていることは適切かということについて、その妥当性を確認した。

具体的には、耐震裕度評価における対象設備の選定の考え方、選定プロセスの妥当性を確認した上で、全ての耐震Sクラス設備等、緊急安全対策等で整備された設備及び機能を期待する下位クラス設備等について、損傷モード（構造的な損傷、機能的な損傷等）、 S_s に対して発生する応力等の値、許容値等を確認した。また、耐震裕度評価の対象外とされた耐震Sクラス設備等については、対象外として扱う具体的な理由と根拠が妥当であることを確認した。その結果は以下のとおりである。

- 耐震バックチェックで対象とした耐震Sクラス設備等に加え、ストレステストにおける各起因事象に関連する設備等及び各起因事象の緩和シナリオにおいて必要な設備等が全て選定され、耐震裕度を算定するための基礎デ

一タとして損傷モード、発生値、許容値等が一覧表に全て示されていることを確認した。

- 耐震裕度評価の対象外とされた耐震Sクラス設備等については、地震の揺れに伴う荷重や変形等が安全機能喪失に直接に結びつくものではなく、かつ、安全機能の喪失や波及的影響の発生に至るまでに大きな余裕がありストレステストの結果に影響を及ぼさないことを、既往の試験や解析の成果等によって確認した。詳細は以下のとおりである。なお、安全機能の喪失や波及的影響の発生に至るまでの余裕が2倍の S_s 以上あれば、後述(「5.2 クリフエッジの特定」)のとおりクリフエッジとして特定した設備等の耐震裕度である泊1,2号機共に1.86倍の S_s を上回っていることから、ストレステストの結果に影響を及ぼさないものとして扱った。
- ✓ 「制御棒挿入性及び関連する設備」については、既往の制御棒挿入試験や試験結果を踏まえた実機条件での解析結果において、設計に用いる地震動を大きく超えるような地震動に対して制御棒が全挿入される等、安全機能喪失に至るまでには大きな余裕があることが確認されている。その詳細については以下のとおりである。
 - 既往の制御棒挿入試験や実機条件での解析結果から、設計に用いる地震動を大きく超えるような地震動(S_s の2倍を超える約1,560ガルの地震動)に対して制御棒が全挿入されることが確認されている。
 - 上記の既往の制御棒挿入試験や実機条件での解析結果から、挿入経路の設備(制御棒駆動装置、制御棒クラスタ案内管、燃料集合体)について構造強度面での耐力評価に大きな余裕(S_s の4倍を超える約2,360ガル以上の地震動に対する発生応力が許容値以内)があること等が確認されている。
 - 泊1,2号機で採用している14×14型燃料集合体は、17×17型燃料集合体に関する既往の制御棒挿入試験や実機条件の知見から、制御棒挿入性に直接係わる制御棒クラスタ、制御棒駆動装置、制御棒クラスタ案内管及び燃料集合体が、17×17型の各燃料集合体や制御棒クラスタの構造や制御棒挿入経路と類似しており、また、各燃料集合体の振動特性は各型により大きく相違するものでないことが、燃料集合体単体の試験により確認されているため、この試験によって検証された解析手法は適用可能である。
 - また、14×14型燃料集合体について、実機条件を模擬した挿入時間解析が行われており、 S_s の2倍を超える約1,420ガルまでほぼ線形的に挿入時間(時間遅れ比)が増加する結果が示されている。

- ✓ 「支持構造物」については、配管系耐震試験等、既往の実証試験において、設計荷重を超えるような地震荷重に対して、損傷が本体の安全機能喪失に至るまでには大きな余裕があることが確認されている。また、対象外とする「支持構造物」については、既往の実証試験等において実績があるものが選定されている。その詳細については以下のとおりである。
 - 泊発電所 1, 2 号機に用いている配管スナバについては、既往研究等により、 S_s の 2 倍以上の余裕が見込まれる。
 - 静的機器の基礎ボルトについては、解析的な検討により、基礎ボルト応力が許容値に達する荷重の更に 2 倍の荷重を負荷しても引張強さ以下であることが見込まれ、コンクリート定着部についても、引張荷重において設計許容荷重が限界荷重に対し有する安全余裕 ($1/0.6 \cong 1.6$ 倍)、コンクリート圧縮強度の実強度と設計基準との間の余裕 (1.5 以上) から S_s の 2 倍以上の余裕が見込まれる。
- ✓ 「クレーン」(格納容器ポーラクレーン、燃料取扱建屋クレーン及び SFP クレーン) については、落下による波及的影響の防止を検討する必要があるが、クレーンガーダの全長が、ランウェイガーダ (クレーンの両端をそれぞれ支持する梁) 間の開口寸法より大きく、また、クレーンガーダと建屋の躯体との隙間が小さいことから、転倒・浮上りによる落下が極めて考え難い構造である。更に、耐震バックチェックにおける評価結果等に基づき、クレーンガーダの浮上り量やトロリの転倒 (浮上り) 防止装置の健全性については、 S_s (燃料取扱建屋クレーンは、 S_d) に対するクレーンガーダの浮上り量が落下に必要な浮上り量に達するまでに 2 倍を大きく超える余裕があり、トロリの転倒防止装置の損傷に対しても S_s の 2 倍以上の余裕がある。また、ランウェイガーダ等の支持性能については、 S_s に対する発生値が許容値に対して 2 倍以上の余裕がある。これらのことから、後述のとおりクリフエッジとして特定した設備の耐震余裕である泊 1, 2 号機 1.86 倍の S_s が発生した場合であっても、クレーンガーダ及びトロリが転倒、落下することはない。なお、燃料取扱棟クレーンは、燃料取扱棟内に設置されているが、SFP 上には移動しない。このことから、使用済燃料へクレーンが落下し波及的影響を及ぼすことはない。
- ✓ 「原子炉トリップ遮断器」については、既往の機器耐力試験において、耐震許容値を超えた場合の挙動として、操作機構部が損傷することなく、かつ、遮断器の投入状態を保持できなくなることにより開放し、その結果としてトリップボタンが作動する安全側の動作となる構造で

ある。

- 外部しゃへい建屋ドーム部、燃料取扱棟屋根鉄骨部及び燃料取替用水タンク建屋屋根鉄骨部については、波及的影響の防止を検討する必要があるが、外部しゃへい建屋ドーム部及び燃料取扱棟屋根鉄骨部については、 $2 \times S_s$ に対する地震応答解析結果から算定される応力等の発生値が許容値を下回り、燃料取替用水タンク建屋屋根鉄骨部については、クリフエッジとなる地震動 ($1.86 \times S_s$) に対する地震応答解析結果から算定される応力等の発生値が許容値を下回る。

以上を確認した結果、当院は、耐震裕度評価の対象設備の選定は妥当なものとする。

(3) 評価手法及び評価条件について

北海道電力は、耐震裕度の評価にあたって、原子炉建屋、原子炉補助建屋及び燃料取替用水タンク建屋の解析モデル、並びに機器・配管系の解析モデルとして応答性状を適切に表現できる解析モデルを設定した上で応答解析を行ったとし、解析諸元については、設計時の値を基本とするが、実寸法、実測の物性値及び試験研究等で得られた知見も適用したとしている。

当院は、解析モデル、解析手法及び解析諸元の妥当性について確認した。

まず、原子炉建屋等の建屋及び機器・配管等に関する耐震裕度の評価が、既往の評価等において実績のある解析手法及び解析条件を基本的に適用して行われており妥当なものであることを、北海道電力が示す資料によって確認した。主に確認した点は以下のとおりである。

- 原子炉建屋、原子炉補助建屋及び燃料取替用水タンク建屋の地震応答解析モデルについては、耐震バックチェックに適用したモデルが用いられている。具体的には、原子炉建屋は、建屋と大型機器を連成させた多軸の質点系曲げせん断棒モデルとし、地盤を等価なばねで評価した建屋—地盤連成モデルとしている。原子炉補助建屋及び燃料取替用水タンク建屋は、1軸の質点系曲げせん断棒モデルとし、地盤を等価なばねで評価した建屋—地盤連成モデルとしている。また、いずれの建屋のモデルにおいても剛床の仮定を基本としている。
- 機器・配管系の地震応答解析モデルについては、既往の評価等において実績のあるモデルが適用され、機器・配管系の応答性状を適切に表現できるモデルが設定されている。具体的には、1次冷却設備の地震応答解析においては、1次冷却設備を構成する、原子炉容器を中心としたSG・1次冷

- 却材ポンプ・1次冷却材配管からなる複数の1次冷却ループをモデル化した3次元はり質点系とし、建屋モデルと連成させた解析モデルとしている。
- 水平方向及び鉛直方向の地震力の組合せ方法については、原子炉容器、SG及び1次冷却材ポンプ等の評価にあたっては、水平方向及び鉛直方向について、それぞれ建屋－機器・配管系の連成応答解析が行われ、また、比較的小型の機器の評価にあたっては、当該設備の据付床の水平方向及び鉛直方向それぞれの床応答スペクトルを用いた応答解析等が行われ、その後、二乗和平方根（SRSS）法等により組み合わせられている。
 - 構造強度評価については、当該設備の地震時の機能保持を確認する観点から重要な評価箇所が選定され、既往評価等において実績のある手法としてスペクトルモーダル解析または時刻歴応答解析法等により評価がなされ、解析諸元については設計時の値が基本とされている。
 - 動的機能維持評価については、地震時に動的機能が要求される動的機器の設置位置における S_s による応答加速度と許容値の比較により評価を行うとされており、機能確認済加速度が設定されていない機器、 S_s による応答加速度が機能確認済加速度を上回る機器もしくは裕度をより精緻に求めている機器については、「原子力発電所耐震設計技術指針 JEAG4601-1991 追補版」等における考え方にに基づき、対象部位毎の構造強度評価または動的機能維持評価が行われている。
 - 減衰定数については、既往の評価等において妥当性が確認されている値が用いられている。

次に、耐震バックチェックにおける評価結果があるものの、敢えて、耐震バックチェックと異なる評価部位・解析条件等を用いているものについて、その妥当性を確認した。また、耐震バックチェックで対象としていない耐震Sクラス以外の設備等が評価対象とされていることについて、当該設備等に係る評価内容の妥当性を、北海道電力が示す資料によって確認した。その結果は以下のとおりである。

- 耐震バックチェックと異なる評価を用いていることについては、以下のとおり、ストレステストの目的である耐震裕度の把握をより実状に近づけ、精緻化するためになされたものと考えられることから、妥当なものとする。
- ✓ 評価部位に相違のある設備としては、原子炉容器、SG及び一部の配管等がある。これらについては、耐震バックチェックでは、地震荷重と地震以外の荷重（常時荷重、運転時荷重等）を組み合わせた場合の発生値と許容値を比較し最も耐震裕度が小さい部位を特定している。一

方、ストレステストでは、荷重分析等を基に、地震荷重による発生値と地震以外の荷重による発生値を分離し、地震荷重だけがどれだけ増加すれば許容値に達するかを考慮して、地震荷重に対する耐震裕度をより詳細に算定した上で、最も耐震裕度の小さい評価部位が抽出されているため、耐震バックチェックと評価部位が異なった場合もある。

- ✓ 解析条件及び手法に相違のある設備としては、以下の設備がある。
 - SG 伝熱管については、床応答スペクトルを拡張しないでスペクトルモーダル解析を実施しているが、これは、設備の実力をより忠実に反映する観点から、実機の構造を踏まえ実機の振動特性を適切に模擬できる解析モデル（後述（「(4) 許容値」）のとおりに。）を用いた上で、時刻歴解析に準じる手法として採用している。
 - 主給水設備配管（2号機）については、耐震バックチェックにて実施したスペクトルモーダル解析に変えてモーダル時刻歴解析を実施しているが、これは、より精緻に評価する観点から採用している。
 - SG 管群外筒支持金物については、耐震バックチェックで実施しているより理論による評価に変えてFEMモデルを使用し、実機の形状と荷重条件を踏まえより精緻に評価している。
 - 燃料取替用水ポンプ（1, 2号機）、タービン動補助給水ポンプ（1, 2号機）、主蒸気逃がし弁（2号機）及び一般弁（1号機：余熱除去冷却器冷却水出口弁等）については、耐震バックチェックでは機能確認済加速度により評価しているが、JEAG4601-1991 追補版に規定される考え方にに基づき、対象部位毎の構造強度評価を行っている。
 - 取水ピットポンプ室、海水管ダクトについては、「原子力発電所屋外重要土木構造物の耐震性能照査指針・マニュアル」（土木学会、2005）に示された解析手法に準じ、耐震バックチェックで実施した鉄筋コンクリート部材としての非線形性を考慮した部材非線形解析に加えて、ストレステストでは鉄筋及びコンクリートの非線形性を直接的に考慮できる材料非線形解析を行い評価している。
- 耐震バックチェックで対象としていない耐震Sクラス以外の設備等としては、緊急安全対策等で整備した設備がある。これについて、以下のとおり、評価が適切に行われていることを確認した。
 - ✓ 移動発電機車及び仮設キュービクル、中継盤、分岐盤、タンクローリー、送水ポンプ車等については、 S_s の2倍の地震動を入力値とした地震応答解析を実施し、その結果から地震時に対して転倒することはなく、また、移動発電機車については、機能上の損傷もないことが確認

されている。

以上のことから、当院は、設備等に関する地震応答解析手法及び応力評価手法、並びに評価条件は妥当なものとする。

(4) 許容値について

北海道電力は、設備等の安全裕度評価に用いる許容値について、設計基準上の許容値を用いることを基本としつつ、構造強度に係る許容値については、必要に応じ、基準で規定されている以外の許容値を、その妥当性を示した上で用いたとしている。また、動的機能に係る許容値について、既往の評価等で実績のあるものを機能確認済加速度として用い、設備の実力をより忠実に反映する観点で詳細評価を実施する場合には、部位毎の動的機能維持に係る許容値として、個別に試験等で妥当性が確認されている値を用いたとしている。

当院は、設備等の耐震裕度評価に用いる許容値の妥当性について、構造強度に関するもの、動的機能に関するものそれぞれについて確認した。

まず、既往の評価等で実績のある許容値、すなわち、構造強度については基準で定められた許容値、また、動的機能については機能確認済加速度を用いている設備等に関しては、それぞれが妥当なものであることを、北海道電力が示す資料によって確認した。その結果は以下のとおりである。

- 構造強度評価の評価基準値については「原子力発電所耐震設計技術指針 JEAG4601・補-1984, JEAG4601-1991 追補版」及び「発電用原子力設備規格 設計・建設規格 JSME S NCI-2005」等に準拠しており、既往の評価等で実績のあるものが基本的に用いられている。
- 動的機能維持の評価基準値については、「原子力発電所耐震設計技術指針 JEAG4601-1991 追補版」に基づく値または既往の試験において確認された値等、既往の評価等で実績のあるものが基本的に用いられている。
- 動的機能維持に係る詳細評価については、構造強度評価の評価基準値として既往の評価等で認められている値が用いられ、部位毎の動的機能維持の許容値については、「原子力発電所耐震設計技術指針 JEAG4601-1991 追補版」における考え方にに基づき、個別に試験等で妥当性が確認されている値が用いられている。

次に、耐震バックチェックにおける評価結果があるものの、敢えて、耐震バックチェックと異なる許容値を用いているもの、すなわち、設計基準上の許容

値を用いていないものについて、その妥当性を確認した。

設計基準上の許容値を用いていないもののうち、原子炉建屋、原子炉補助建屋、燃料取替用水タンク建屋と SG 伝熱管については、以下のとおり、ストレステストの目的である耐震裕度の把握をより実状に近づけ、精緻化するためになされたものと考えられ、また、既往の試験、解析等の知見を必要に応じて参照・整理し、精緻化した解析手法や解析モデル等により分析した設備等の応答性状を踏まえた上で、適用可能であることが示されていることから妥当なものとする。その結果は、以下のとおりである。

- 原子炉建屋、原子炉補助建屋及び燃料取替用水タンク建屋について、耐震バックチェックにおいては、耐震壁の機能維持限界のせん断ひずみ度 2.0×10^{-3} が使用されているのに対して、ストレステストにおける耐震裕度の評価においては、耐震壁の終局せん断ひずみ度 4.0×10^{-3} が使用されている。これらの限界については、いずれも既往の評価等で実績があるが、建屋に求められる機能維持に係る耐震裕度評価において終局せん断ひずみ度を用いて差し支えないか検討した。建屋に求められる機能は、安全上重要な設備への波及的影響の防止、支持機能の保持、漏えい防止機能の保持であり、これらの機能それぞれに関して、既往の試験・解析等の知見を整理した結果を確認し、終局せん断ひずみ度においても、建屋に求められる機能の実耐力が確保されるものとする。なお、耐震壁の終局せん断ひずみ度 4.0×10^{-3} については、複数の形状の壁（ボックス型、円筒型等）に対する既往の試験成果から、最大耐力時のせん断ひずみの平均値（約 6.0×10^{-3} ）に対して 1σ 程度の余裕を考慮して設計上の終局値として設定されたものである。
- ストレステストにおける「SG 伝熱管」の強度評価においては、JEAC4601-2008 に定められた許容値（ $2.4S_m^*$ または $2/3S_u^*$ のうち小さい方の α （形状係数）倍）の代わりに S_u の α 倍を使用している。これに関し、実機の構造や模擬試験体による振動試験等に基づき、解析モデルを 3次元モデルとして精緻化し、地震応答解析を実施した上で構造強度を適切に評価している。SG 伝熱管は、曲げ半径の異なる数多くの逆 U 字形状の細管を組み合わせて半球状に束ねた管群を成すものであり、逆 U 字形の半径方向（面内）と半径方向に対し直角方向（面外）の振動特性がある。また、同一面内の管群は、振止め金具で拘束され、かつ、各振止め金具は外周部にて他の管群と保持金具で連結されているため、面内振動及び面外振動ともに伝熱管が一体となって振動する。ここで、SG 伝熱管の許容値として S_u を用いているが、面外振動により最大応力が発生する外周部の曲げ半径の小さな伝熱管は、曲げ半径の大きな伝熱管が多くを占める中央部（全伝熱

管数の97%以上)による変位を強制的に受けることで応力が発生し(図5-1)、曲げ半径の大きな伝熱管は弾性挙動を示す範囲に応力が留まっている。また、規格におけるSu値については、材料試験による実力値を基に1%破損確率限界値を上回らないように設定されており、それ自身に高い信頼性を持つものである。したがって、中央部の管群が、最大応力となる曲げ半径の小さい伝熱管に生じる変形(ひずみ)を抑制し、荷重を負担するため、最大応力となる伝熱管の発生応力を規格におけるSu値に制限できれば、破壊状態に対して十分な保守性と信頼性を有した評価であることから、SG伝熱管の耐震裕度を算定するための許容値としてSuを用いることができるものとする。

※Sm: JSME 設計・建設規格に定められる設計応力強さ

Su: JSME 設計・建設規格に定められる設計引張強さ

また、設計基準上の許容値を用いていないもののうち、安全注入設備配管(2号機)の許容値の算出にあたっては、JSME 設計・建設規格に定められる設計降伏点Sy、設計引張強さSuの代わりに、ミルシートにある当該機器の素材の実測値を温度補正した上で使用されている。それぞれ設備の実力をより忠実に反映する観点から妥当なものとする。

また、主蒸気隔離弁操作電磁弁については、基盤機構の公開文献において機能維持が確認された値を許容値として用いている。

また、電気盤の動的機能に係る許容値については、PWR型の原子炉施設においては既往の評価等の実績が不足していることから、その許容値の妥当性を、北海道電力が示す資料によって確認した。その結果は以下のとおりである。

- 電気盤の動的機能維持に関する評価は、JEAC4601-2008に基づく手順により検討されている。
- 評価対象は、地震による炉心損傷の起因事象の中で最大の裕度(2.14×Ss、大破断LOCA)を切り上げたSsの2.2倍以下の裕度となる①メタクラ及び②パワーセンタを対象とし、それらの機能維持確認済加速度の設定について、評価対象とする器具(内部部品)、各器具の機能維持確認試験の概要、機能維持確認済加速度の設定値を精査した。その結果、評価に用いられた試験結果の出典や試験方法が明らかであり、それらの内容が信頼性を有していると考えられることから、ストレステストに用いる判定根拠として妥当なものとする。なお、機能維持確認済加速度には、試験の条件(試験の目的に応じた試験仕様、試験装置の限界性能等)により、機能限界に達していないが、当該加速度まで機能が確保されたとして設定されるものと、

実際に器具の機能限界に達した加速度を確認することにより設定されるものがあるが、後述の「5.2 クリフエッジの特定について」においてクリフエッジとして特定した設備であるパワーセンタのき電遮断器の耐震裕度評価において用いられている機能確認済加速度は、試験の条件により設定されたもののうち試験の目的に応じた試験仕様によるものである。

なお、IAEA の勧告において「適切な信頼性を有する許容安全余裕の定義が明確にされ、事業者に伝えられることを確実にすべきである。」とされていることを踏まえ、設備等の評価における保守性について以下のとおり考察した。

- 原子力施設等の耐震設計体系における保守性は、基準地震動の設定後においては、設備等の応答評価及び許容限界の設定の各段階に存在する。具体的には、設備等の応答評価の段階では、入力する地震動に対して応答を大きく算出するような評価方法、評価条件が採用されていることに、また、許容限界の設定の段階では、実際に機能喪失する限界に対して相当の裕度をもった限界が設定されていることに、保守性が存在する。
- 設備等の応答評価において保守性を与える要素として、主なものを以下に例示する。
 - ✓ 建屋の応答解析においては、コンクリート強度として実強度より低い設計基準強度を用いていること、せん断応力とせん断ひずみの復元力特性としてエネルギーの吸収による減衰効果を期待していないこと等、ひずみ等の応答が大きく算出されるよう設定されている。
 - ✓ 機器・配管の応答解析においては、減衰定数として実験データの下限值に余裕をとった値を採用する等、加速度、応力等の応答が大きく算出されるよう設定されている。
- 許容限界の設定において保守性を与える要素として、構造強度に対する許容値及び動的機能維持に関する許容値に関するものを以下に例示する。
 - ✓ 構造強度に対する許容値は JSME 設計・建設規格、JEAG4601 等によるものが用いられているが、これらの許容値は元々 ASME の規定を基に設定されており、諸外国で広く用いられている信頼性の高いものである。なお、規格における Su 値については、材料試験値を基に 1% 破損確率限界値を上回らないように設定されており、それ自身に高い信頼性を持つものである。
 - ✓ 動的機能維持に関する許容値は、試験装置の限界性能によるものが多く、限界値までに相当の余裕がある値が設定されているものとする。

したがって、ストレステストの評価においては、これらの保守性を含む耐震

裕度の評価が実施されており、信頼性を有するものとなっていると考える。ただし、全てが定量的に把握されているわけではなく、今後の二次評価も含めて段階ごとに整理、考察して検討していくことが必要である。

以上のことから、当院は、本評価で用いる構造強度及び動的機能に係る許容値は妥当なものとする。

(5) 経年劣化について

北海道電力は、これまでに実施された同型炉型（PWRプラント）における高経年化対策（以下「PLM」という。）の評価実績等を踏まえ、耐震安全上考慮すべき経年変化事象を抽出し、これらのうち、本評価時点で当該プラントにおいて事象の発生が認められていないもの、更に、プラント運転と地震による影響を比較した結果として耐震裕度の値に影響しにくいものを対象外とした上で、考慮する経年変化要素と対象設備及び部位を抽出し、経年変化の影響を加味した耐震裕度を算出したとしている。

当院は、同型炉のPLMの評価実績を踏まえて、経年変化要素の網羅性、耐震性への影響度合いを考慮した要素の選定、当該要素が顕在化する可能性がある設備及び部位の選定が適切に実施されていること、また、評価にあたって考慮すべき要素ごとの評価条件、評価方法が適切に適用されていることを、北海道電力が示す資料によって確認した。その結果は以下のとおりである。

- 泊発電所1号機及び2号機については、運転開始後30年を超える高経年プラントに対して実施されるPLM評価は未実施であるが、これまでに実施された同型炉型（PWR）におけるPLM評価実績を踏まえ、評価対象設備の主要な部位に想定される経年変化事象を網羅的に検討し、耐震安全性評価上着目すべき経年変化事象（応力腐食割れ、腐食、靱性低下（中性子照射脆化や熱時効など）、疲労割れ、摩耗）が適切に抽出されている。
- ストレステストの目的を勘案した上で、評価対象機器・部位に対して想定される経年変化事象に当該プラントの保全実績及び耐震裕度への影響を考慮し、当該プラントにおいて事象の発生が認められていないもの（応力腐食割れ、靱性低下（中性子照射脆化や熱時効など）、摩耗）、及びプラント運転と地震による影響を比較した結果として耐震裕度の値に影響しにくいもの（疲労割れ）を対象外として、ストレステストにおいて考慮すべき経年変化事象（流れ加速型腐食）が適切に抽出されている。詳細は以下のとおりである。

- ✓ 応力腐食割れについては、定期的に試験、検査を実施し、有意な欠陥のないことが確認されている。なお、600系ニッケル基合金使用部位の応力腐食割れについては、発生が懸念される箇所に対して測定、調査を実施した結果を踏まえて予防保全工事が実施されている。
 - ✓ 靱性低下については、中性子照射脆化に対して超音波探傷検査を実施し、有意な欠陥がないことが確認されているとともに、監視試験片による試験等を実施し運転管理上の制限を設け運用がなされている。
 - ✓ 摩耗については、定期的に摩耗等による異常がないことが確認されているとともに、摩耗が僅かに生じたとしても設備に求められる機能に影響がないことが試験等により確認されている。
 - ✓ 疲労割れについては、定期的に超音波探傷検査を実施し、有意な欠陥がないことが確認されているとともに、運転による累積疲労が設計時に設定された条件に対して小さいことが確認されている。
 - ✓ 配管の流れ加速型腐食については、減肉配管の管理指針に基づき肉厚管理を行い、必要最小厚さを下回らないよう管理されているが、主給水系配管については、「J S M E 配管減肉管理に関する技術規格」で管理が要求される、環境の厳しい配管であるため、評価対象事象、設備として抽出されている。
- 以上を踏まえ、考慮すべき経年変化事象としては、主給水系配管の流れ加速型腐食による減肉事象が抽出され、当該事象を反映した耐震裕度評価がされている。また、その具体的な反映方法については、減肉想定部位（主給水系配管のエルボ部、弁及びその下流部）について、通常的设计解析で用いる公称厚さではなく、基盤機構の「高経年化技術評価審査マニュアル」に基づき泊発電所1、2号機ともに必要最小厚さまで減肉させた状態で、配管系をモデル化し、設計評価と同等の荷重条件、応答解析手法、許容値を用いて、応答解析及び評価を行っており、これまでのP L M評価の実績と整合している。なお、考慮すべき経年変化事象を反映して算定した主給水系配管の耐震裕度は、泊発電所1号機では S_s の2.60倍、2号機では S_s の3.80倍であり、後述において泊発電所1、2号機におけるクリフエッジとして特定した設備等の耐震裕度である S_s の1.86倍に影響を与えるものではない。

以上のことから、当院は、地震に係る経年変化の考慮は妥当なものとする。

(6) 裕度の算出方法について

北海道電力は、設備等の S_s に対する裕度として、当該評価対象設備の損傷

モードに応じた S_s に対する評価値と許容値から、評価対象設備毎に耐震裕度を求め、評価値が許容値に達する値を S_s との比で算出したとしている。なお、 S_s に対する評価値と許容値から耐震裕度を算定しにくい一部の設備等については、 S_s を係数倍した地震動を用いた地震応答解析を実施して、直接、耐震裕度を算定したとしている。

当院は、設備等の耐震裕度の算出方法の妥当性について、北海道電力が示す資料によって確認した。

設備等の耐震裕度の算出方法については、平成23年7月に当院が示した際には、設計上の想定を超える程度に応じて、設備等の発生値と許容値等と比較し、機能喪失するか否かを評価して、その限界となる値を求め、これを裕度として算出することとしている。北海道電力は、地震動の増加に伴って設備等の地震応答解析による発生値が線形的に増加していく傾向にあるものについては、 S_s に対する評価値と許容値の比較から耐震裕度を算出する一方、そのような傾向にないもの（一般的には、入力に対して応答が比例しないような場合、応答が非線形であるという。）について、 S_s を係数倍した地震動に対する評価値と許容値の比較から耐震裕度を算出している。

これらのうち、 S_s に対する評価値と許容値の比較から耐震裕度を算出する方法については、「(3) 評価手法及び評価条件について」及び「(4) 許容値について」で当院が確認した値を算出根拠としていることから、妥当なものと考えられる。

また、 S_s を係数倍した地震動に対する評価値と許容値の比較から耐震裕度を算出しているものとしては、原子炉建屋、原子炉補助建屋及び燃料取替用水タンク建屋があり、これらについては水平方向に関して2倍の S_s に対する地震応答解析が実施され、鉄筋コンクリート造耐震壁のせん断ひずみが終局限界に至らないことにより、この2倍の S_s が耐震裕度とされている。当院は、このように設計レベルを大きく超える範囲の評価であることから、当該解析の条件、手法の適用性、結果等の詳細を提示するよう北海道電力に指摘した。

その結果、スウェーロッキングモデルを用いている原子炉建屋、原子炉補助建屋及び燃料取替用水タンク建屋は、基本的には設計レベルを大きく超える範囲であっても適用可能な解析の条件、手法が採用されているが、基礎の接地率については、泊発電所1号機、2号機ともに、原子炉補助建屋のEW方向を除き、基礎浮上りによる誘発上下動の影響を検討するための目安値である65%を下回ることから、基礎浮上りによる誘発上下動が設備の耐震裕度の評価に及ぼす影響について、北海道電力が示す資料によって確認した。

また、原子炉建屋、原子炉補助建屋及び燃料取替用水タンク建屋の耐震バッ

クチェックモデルでは、 $2 \times S_s$ に対する応答が非線形の領域に達しており、建屋の剛性低下等の影響により建屋の床応答スペクトル特性が変わり建屋に設置している機器・配管系の耐震裕度の評価結果や後述のクリフエッジの特定結果が変動する可能性があることから、建屋の非線形性（建屋の剛性低下により振動特性が変化し応答が非線形となる。）がストレステストに及ぼす影響について、北海道電力が示す資料によって確認した。

これら2点（基礎浮上り、建屋応答の非線形性）の影響について重点的に確認した結果は以下のとおりである。

1) 基礎浮上りによる誘発上下動が設備の耐震裕度の評価に及ぼす影響

1-1) 原子炉建屋及び原子炉補助建屋の誘発上下動の影響

原子炉建屋及び原子炉補助建屋について、クリフエッジの地震動 ($1.86 \times S_s$) を入力動とし、建屋、地盤間の相互作用ばねに誘発上下動を考慮できるモデルに変更して解析を行うことにより、誘発上下動が設備の耐震裕度評価等に及ぼす影響について確認した。その結果は、以下のとおりである。

- 原子炉建屋及び原子炉補助建屋について解析した結果、いずれも基礎の接地率が、誘発上下動を考慮できる解析モデルの適用範囲である50%を上回る数値となったこと。
- 原子炉建屋及び原子炉補助建屋について解析した結果、誘発上下動を考慮した場合における設備の評価値（応力等）は、誘発上下動を考慮しない場合の評価値と比べてほぼ同等又は小さいこと。
- さらに、炉心損傷に係るクリフエッジの設備であるパワーセンタの評価値は、誘発上下動を考慮した場合と考慮しない場合において変化はなく、クリフエッジ設備（パワーセンタ）及びクリフエッジ地震動 ($1.86 \times S_s$) は変わらないこと。

1-2) 燃料取替用水タンク建屋の誘発上下動の影響

燃料取替用水タンク建屋については、 $2 \times S_s$ を入力動とした地震応答解析による接地率が、誘発上下動を考慮できる解析モデルの適用範囲である50%を下回っており、仮にクリフエッジ地震動 ($1.86 \times S_s$) を入力動とした地震応答解析を実施した場合においても接地率が50%を下回ることが予想されたことなどを踏まえ、建屋と地盤間に作用していると考えられる付着力を考慮したより現実的な解析モデルを用いて、 $1.86 \times S_s$ を入力動とした地震応答解析を実施し、基礎の浮上りに係る挙動について確認した。その結果、基礎に浮上りは生じない結果となり、誘発上下動は発生しないことを確認した。なお、解析モデルに設定した付着力は、泊発電所におけ

る基礎と地盤の間の付着力の実験結果の平均値（ 0.43 N/mm^2 ）を用いていることを確認した。

以上より、 $1.86 \times S_s$ の地震動に対して、基礎浮上りによる誘発上下動が設備の耐震裕度評価等に及ぼす影響は極めて小さいものとする。

2) 建屋応答の非線形性が設備の耐震裕度に及ぼす影響の有無に関する確認
北海道電力が、後述（「5.2 クリフエッジの特定」）の炉心及び SFP のクリフエッジの特定に関連する設備を対象として適切に選定した上で、「 $1.86 \times S_s$ による設備の発生値」^{※1}と「 S_s による設備の発生値を 1.86 倍した値」^{※2}を比較して建屋応答の非線形性による発生値の増減率を算出し、この増減率を基に建屋非線形性による影響を考慮した対象設備の裕度を評価するとともに、当該裕度の変動がクリフエッジに及ぼす影響を検討していることを確認した。その結果、「増減率」が 1 を上回り、建屋非線形の影響をうける可能性のある設備は、泊発電所 1、2号機ともに 7 設備あるが、増減率を基に、建屋の非線形性による影響を考慮して対象設備の耐震裕度を評価し、イベントツリー上で比較した結果、炉心及び SFP のクリフエッジとその対象設備が変わらず、建屋応答の非線形性がストレステストに及ぼす影響が無いことを確認した。その詳細は以下のとおりである。

※1 「 $1.86 \times S_s$ による設備の発生値」：1.86 倍の S_s を入力値とした原子炉建屋、原子炉補助建屋及び燃料取替用水タンク建屋の地震応答解析結果から算出された対象設備の発生値

※2 「 S_s による設備の発生値を 1.86 倍した値」： S_s を入力値とした原子炉建屋、原子炉補助建屋及び燃料取替用水タンク建屋の地震応答解析結果から算出された対象設備の発生値の 1.86 倍の値

① 建屋応答の非線形性がストレステストに及ぼす影響についての評価手順
建屋応答の非線形性がストレステストに及ぼす影響についての評価手順（評価フロー：図 5-2）が適切であることを確認した。その結果は以下のとおりである。

- ✓ 対象設備については、イベントツリーを構成する緩和機能に係る設備及び起因事象に係る設備のうち、耐震裕度が相対的に低い（2.5 以下の）ものが選定されており、建屋応答の非線形性がクリフエッジの特定に及ぼす影響を評価するために必要な設備が選定されている。
- ✓ 対象設備における影響の有無の確認については、設備の設置建屋及び位置における地震応答解析結果の床応答スペクトルを用いて、各設備

の固有周期における応答加速度等により発生値の増減率を算定した上で、増加傾向にあるものが影響の可能性のある設備として抽出されている。

- ✓ 影響の可能性のある設備の裕度評価については、裕度の変動の程度を踏まえ、固有周期帯における最大値を用いた保守的な応答倍率法や既往評価等において実績のある手法が用いられている。
- ✓ 上記の裕度評価結果が、クリフエッジとなる S_s に対する裕度を下回る場合に、より詳細にクリフエッジの評価を行うとされている。
- ✓ 建屋応答の非線形性を考慮した、影響緩和機能に係る設備の裕度がイベントツリー上に並べられ、各成功パスへの影響が評価されている。

② 評価手順（評価フロー）に基づく影響の評価

上記の評価手順に基づき、建屋応答の非線形性による発生値の増減率を基に、建屋非線形性による影響を考慮した対象設備の裕度を評価し、イベントツリー上で比較した結果、影響緩和機能の耐震裕度に若干変動があるものの、後述（「5. 2 クリフエッジの特定」）のクリフエッジの特定結果（1.86）に影響が無いことを確認した。その詳細は以下のとおりである。

- 上述の「増減率」が1を上回る設備は、泊1,2号機ともに、高圧注入ポンプ、ほう酸注入タンク、格納容器スプレイヘッダ、蓄圧タンク、メタクラ、パワーセンタ及びSG伝熱管の7設備である。
- 次に、「増減率」が1を上回るこれらの設備について、 S_s による裕度に各々の「増減率」を除する簡易手法、あるいはSG伝熱管については $1.86 \times S_s$ を入力とした詳細解析を行い建屋応答の非線形性を考慮した裕度を算定した。それらの裕度が泊1,2号機のクリフエッジであるパワーセンタの S_s の1.86倍を下回らないことを確認した。なお、SG伝熱管の詳細解析においては、耐震バックチェックの拡張なしの床応答スペクトル解析から、より現実的な時刻歴モーダル解析に変更するとともに、地震発生応力を分離して裕度を算定している。
- パワーセンタについては、鉛直方向の線形解析により評価した値で耐震裕度が決まっており、鉛直方向の地震応答解析では非線形性の影響が出ないため耐震裕度の値が変化しない。
- 評価手順に基づく影響評価の結果、炉心の評価については、起因事象における成功パスのうちクリフエッジの値（1.86）及び対象設備等（パワーセンタの機能損傷）が非線形性を考慮する前と後で変わらないことを確認した（図5-3-1、図5-3-2）。また、SFPの評価についても同様にクリフエッジの値（2.0）及び対象設備等（建屋の構造損傷）が変わらないこ

とを確認した（図5-4）。

以上のことから、当院は、設備等の耐震裕度の算出方法は妥当なものと考え
る。

なお、今回算出した、設備等の耐震裕度については、既往評価等において実
績のあるモデル、解析条件等を用いた場合の検討結果であり、今後、さらに詳
細なモデルを採用する等、モデル、解析条件を変更した場合には、耐震裕度の
値が変わる可能性があるものとする。

5. 2 クリフエッジの特定について

（1）炉心に対する評価について

1）北海道電力による評価

地震を起因として炉心損傷に至る事象（以下「起因事象」という）を、「原
子力発電所の地震を起因とした確率論的安全評価実施基準：2007」（以下
「地震PSA学会標準」という。）に示される考え方にに基づき選定した上で、
各起因事象の影響緩和に必要な機能（以下「影響緩和機能」という。）を抽出
し、各起因事象が発生した場合にも炉心損傷に至らない場合のシナリオ（以下
「収束シナリオ」という。）を、イベントツリーを用いて特定したとしている
（表5-1、表5-2）。

各起因事象の発生に直接関係する設備等の耐震裕度を評価した結果、起因事
象発生までの耐震裕度が最も小さいのは「主給水喪失」及び「外部電源喪失」
であり、それぞれ S_s 未満の地震動においても耐震Cクラスの設備等（それぞ
れ主給水ポンプ、碍子等：発電所構内の母線などの電線を支持し、絶縁する磁
器製の支持構造物等）の破損により当該事象が発生するとし、また、主給水喪
失事象のイベントツリーを構成する影響緩和機能は外部電源喪失のイベント
ツリーに含まれることから、外部電源喪失について評価を行ったとしている。

外部電源喪失の収束シナリオを特定した上で、収束に活用される全ての影響
緩和機能の裕度を評価した結果、耐震裕度は1，2号機ともに1.86倍の S_s
であるとしている。（図5-5-1、図5-5-2）なお、次に大きな地震
動で発生する起因事象は、「炉心損傷直結」であるが、この場合の耐震裕度は、
外部電源喪失の収束シナリオの耐震裕度を上回る、2.00倍の S_s であった
としている。

外部電源喪失の収束シナリオでは、起因事象発生後、原子炉の停止に成功す

るものの、非常用所内電源からの電源供給の喪失により全交流電源喪失に至る。この際、タービン動補助給水ポンプによるSGへの給水と、主蒸気逃がし弁を現場での手動操作で開放することで熱を放出し、2次系による冷却を行う。また、蓄圧タンクのほう酸水の注入を行うことで未臨界性を確保し、蓄電池が枯渇するまでに移動発電車を繋ぎこみ給電を行うことにより原子炉圧力や1次冷却材温度等のプラント監視機能を確保する。その後、蓄圧タンク出口隔離弁を中央制御室からの手動操作にて閉止し、補助給水タンクの水が枯渇するまでに、送水ポンプ車等を用いた海水の給水を行うことにより水源を確保し、2次系冷却を継続することにより炉心損傷を防止するとしている。

また、この収束シナリオの中で最も裕度の小さい影響緩和機能及び当該影響緩和機能失敗の要因（以下「クリフエッジ」という。）の所在は、移動発電車による給電の失敗であるが、当該影響緩和機能失敗の原因は電源供給に必要なパワーセンタの機能損傷であり、その耐震裕度は1，2号機ともに1.86倍のSsであると特定している。

2) 当院の評価

当院は、地震による起因事象の選定やクリフエッジの特定の妥当性を確認するため、ストレステストのクリフエッジ評価のための手順、起因事象の選定方法、イベントツリー、フォールトツリーの構築方法及びそれらの結果について、北海道電力が示す資料によって確認した。確認したポイントは以下のとおり。

①起因事象の選定方法について

- ✓ 地震の起因事象は、「発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針」における「運転時の異常な過渡変化」及び「事故」についての具体的な事象、既往の内的PSAで選定している事象に、地震により発生する可能性がある事象を加え選定している。
- ✓ 今回の評価では、内的事象PSAの起因事象の他に、地震PSAにおける起因事象の考え方を踏まえ、設備等の損傷によって影響緩和機能に期待できない事象を「炉心損傷直結」として追加している。
- ✓ 内的事象PSAの起因事象のうち、「手動停止」については、ストレステストで対象とする地震動レベルでは原子炉は既に自動停止しているため対象外としている。なお、地震時に原子炉自動停止に失敗した場合には「ATWS」となるが、制御用地震計の機能損傷以外の要因による「ATWS」は先に定めた「炉心損傷直結」に含めている。
- ✓ 「過渡事象」については、地震時には、まず耐震クラスの低い主給水系が喪失すること等によって発生するため、「主給水喪失」に含めている。

- ✓ 「余熱除去隔離弁LOCA」及び「SG伝熱管破損」については、地震時の起因事象として考えれば、いずれも放射性物質を含む1次冷却材が格納容器を経由せずに直接環境に放出される事象となるため、「格納容器バイパス」という起因事象を新たに定義し、ここに含めている。

以上の考察を経て、地震による起因事象として、主給水喪失、外部電源喪失、2次冷却系の破断、格納容器バイパス、大・中・小破断LOCA、補機冷却水の喪失、炉心損傷直結を選択しており、これはこれまでのPSA等の知見に照らして妥当なものとする。

② イベントツリー、フォールトツリー、評価対象設備の関連について

- 選定した各起因事象に対して、既往の知見等を参考に、影響緩和に必要な機能を抽出し、シナリオを特定することによりイベントツリーを作成している。
- 作成したイベントツリーの各ヘディング（フロントライン系）が、要求される機能を満足するために必要となる設備を抽出するとともに、各設備の機能達成に必要なサポート系（電源、補機冷却水、制御用空気など）の設備を抽出し、系統図上で整理している。
- 機器リストの耐震裕度をインプットとして、フォールトツリーを展開することで、イベントツリーの各ヘディングの耐震裕度を評価し、地震におけるクリフエッジ評価を行っている。
- クリフエッジ評価について事業者報告書において明確でない事項であって、地震評価について重要と考えられる、非常用電源の種類及び裕度の考え方、SGへの補助給水に係る影響緩和機能の裕度の考え方、中央制御室からの操作と現場操作との相違について、以下のとおり確認した。
 - ✓ 非常用電源の種類及び裕度の考え方については、非常用所内電源からの給電と移動発電機車による給電に必要な設備のうち、いずれも最も裕度の小さいパワーセンタの裕度（1.86）により決まるとしている。
 - ✓ 補助給水によるSGへの給水に係る影響緩和機能の裕度の考え方：
 - イベントツリーにおける補助給水によるSGへの給水に係る影響緩和機能は、①補助給水によるSGへの給水（電動）（裕度：1.86）、②補助給水によるSGへの給水（タービン動）（裕度：1.86）、③補助給水によるSGへの給水（タービン動（送水ポンプ車等による補助給水タンクへの給水を含む））（裕度：2.11）の3通りとしている。
 - これらのうち、①、②においては非常用所内電源の機能達成に必要な

となる設備のうち最も裕度の小さいパワーセンタの裕度(1.86)により、当該影響緩和機能の裕度が決まるとしている。③においては送水ポンプ車等による補助給水タンクへの給水は、補助給水機能の達成に必要な設備のうち最も裕度の小さい蒸気発生器(蒸気出口管台)の裕度(1号機:2.42、2号機:2.39)により、当該影響緩和機能の裕度が決まるとしている。

- ✓ 中央制御室からの操作と現場操作の相違点について：
- 中央制御室からの操作と現場操作を想定するものとして、主蒸気逃がし弁による熱放出があり、①中央制御室からの手動操作(裕度:1.86)と②現場における手動操作(裕度:1号機2.40、2号機2.67)の2通りとしている。
 - ①は中央制御室からの主蒸気逃がし弁を開放するため、空気作動弁制御用電磁弁を動作させるため125VDC電源を必要とする。この機能を達成するために必要となる設備のうち最も裕度の小さいパワーセンタの裕度(1.86)により、当該影響緩和機能の裕度が決まるとしている。
 - ②は作業員が現場で当該弁を開放するため、主蒸気逃がし弁への制御用空気系等のサポート系は不要であるが、プラント状態監視のため、1次冷却材圧力計・温度計に100VAC電源を供給する機器を必要とする。短期的にはこの100VAC電源は、蓄電池を供給源として、125VDC電源から変換して供給されるものであり、パワーセンタの裕度に依存しない。②の機能達成に必要な設備のうち1号機は最も裕度の小さな主蒸気逃がし弁の裕度(2.40)、2号機は最も裕度の小さなドロップ盤(2.67)により、当該影響緩和機能の裕度が決まるとしている。

以上より、各起因事象のイベントツリーの各ヘディングとなるフロントライン系、及び、当該フロントライン系の達成に必要なサポート系が適切に抽出されていること、評価対象設備の耐震裕度の評価結果からフォールトツリーを展開した上で各ヘディングの耐震裕度が適切に評価され、それらの耐震裕度として最小の値が抽出されていること等から、イベントツリー、フォールトツリーの作成及びこれらと評価対象設備の関連については妥当なものとする。

以上のことから、当院は、炉心の燃料に対する評価における、地震による起因事象の選定やクリフェッジの特定については妥当なものとする。

(2) SFPの燃料に対する評価について

1) 北海道電力による評価

地震を起因としてSFPにある燃料の損傷に至る事象を、SFPの保有水の流出、SFP冷却系の機能喪失に伴う崩壊熱除去失敗を考慮して選定した上で、各起因事象の影響緩和機能を抽出し、イベントツリーを用いて収束シナリオを特定したとしている(表5-3、表5-4)。

各起因事象の発生に直接関係する設備等の耐震裕度を評価した結果、起因事象発生までの耐震裕度が最も小さいのは「外部電源喪失」と「SFP冷却機能喪失」であり、 S_s 未満の地震動においても耐震B、Cクラスの設備等の破損により当該事象が発生するとし、また、「外部電源喪失」及び「SFP冷却機能喪失」についてはイベントツリーが同様のものとなることから、これら2つの起因事象の評価は「外部電源喪失」にまとめて行ったとしている。

外部電源喪失、SFP冷却機能喪失及び補機冷却水の喪失の各起因事象の収束シナリオを特定した上で、収束に用いられる全ての影響緩和機能の耐震裕度を評価し、収束シナリオの耐震裕度を特定した結果、2倍の S_s 以上でSFPの構造損傷が発生し(以下「SFP損傷」という。)重大な燃料の損傷に至ると考えられることから、耐震裕度は2倍の S_s であるとしている。選定された主な収束シナリオは、起因事象発生後、非常用所内電源からの給電、燃料取替用水タンクポンプによる注水、燃料取替用水タンクによる水源の確保に失敗し、仮設ポンプ(送水ポンプ車)等による注水を行うシナリオである(図5-7)。

クリフエッジの所在は、SFPの構造損傷であり、その耐震裕度は2倍の S_s であると特定している。

2) 当院の評価

当院は、地震による起因事象の選定やクリフエッジの特定の妥当性を確認するため、ストレステストのクリフエッジ評価のための手順、起因事象の選定方法、イベントツリー、フォールトツリーの構築方法及びそれらの結果について確認した。その結果は以下のとおりである。

①起因事象の選定方法について

地震によりSFPに貯蔵中の燃料の健全性を脅かす要因として、SFPの冷却機能喪失による燃料の異常な過熱が考えられ、これに至る要因として、「SFP冷却機能喪失」及び「SFP損傷」のようなフロントライン系の故障または損傷、「外部電源喪失」及び「補機冷却水の喪失」のようなサポート系の喪失

失が挙げられることから、「外部電源喪失」、「SFP冷却機能喪失」、「補機冷却水の喪失」及び「SFP損傷」を起因事象として選定していることは妥当なものとする。それぞれの事象が発生する原因となる設備及びその耐震裕度を表5-3に示す。

② イベントツリー、フォールトツリー、評価対象設備の関連について

イベントツリー、フォールトツリーは、影響緩和機能に期待せず、燃料の重大な損傷に至るとする「SFP損傷」を除く3つの起因事象、「外部電源喪失」、「SFP冷却機能喪失」及び「補機冷却水の喪失」について、緩和機能の地震による機能喪失を考慮して適切に展開していることを確認した。「外部電源喪失」及び「SFP冷却機能喪失」についてはイベントツリーが同様のものとなることを確認した。ここで、成功パスとして、i) 燃料取替用水ポンプによる注水、ii) 燃料取替用水タンクによる水源の確保、iii) 仮設ポンプ（送水ポンプ車）による注水が設定されていることは、各起因事象の事象進展に対して適切と考える。

構築したイベントツリーに関連する影響緩和機能の評価対象設備として、非常用所内電源（6.6kVAC、440VAC、125VDC、100VAC計装用電源を含む。）からの給電、燃料取替用水ポンプによる注水、燃料取替用水タンクによる水源の確保、仮設ポンプ（送水ポンプ車）による注水が選定され、それらの耐震裕度として、それぞれのフォールトツリーを構成する設備の耐震裕度のうち最小の値が抽出されていることを確認した。

以上のことから、当院は、SFPの燃料に対する評価におけるクリフエッジの特定は妥当なものとする。

なお、炉心及びSFPの燃料に対する評価における、地震による防護措置の成立性については、「7.3 地震及び津波の重畳時における防護措置の成立性」及び「10.2 緊急安全対策に係る運転操作、作業の成立性について」において、津波による防護措置の成立性ととも、別途記載する。

5.3 緊急安全対策等の効果について

(1) 炉心の燃料に対する評価について

北海道電力は、緊急安全対策等の効果の確認の観点から、収束シナリオの耐震裕度評価結果を踏まえ、「外部電源喪失」の緊急安全対策等実施前後のイベ

ントツリーを作成し比較を行った結果、緊急安全対策等実施前後で、耐震裕度は変わらないものの緊急安全対策の効果が確認できたとしている。

当院は、緊急安全対策等実施前後のイベントツリーを比較し、緊急安全対策等により、燃料の重大な損傷に至ることを防止するための多重かつ多様な防護措置がとられていることを確認した。その結果は以下のとおりである。

- 緊急安全対策等実施前には、最大の耐震裕度となる収束シナリオにおいてもパワーセンタが機能喪失することにより、フィードアンドブリードによる炉心冷却に必要な複数のフロントライン系の機器の機能が喪失する結果、燃料の重大な損傷に至り、そのクリフエッジは1.86S_sであった。
- 緊急安全対策等実施後には、フィードアンドブリードによる炉心冷却に失敗した場合でも、タービン動補助給水ポンプによるSGへの給水と併せて、送水ポンプ車等による補助給水タンクへの給水を継続するとともに、主蒸気逃がし弁による熱放出を現場手動で行うこと、さらに移動発電機車から監視計器や蓄圧器出口電動弁の電源を確保することにより、タービン動補助給水ポンプを用いた2次系冷却が可能となり、炉心冷却手段の多様化がなされた。
- 緊急安全対策等の実施により、収束シナリオが従前の2シナリオから3シナリオとなり、多重性・多様性が向上した。

2) SFPの燃料に対する評価について

北海道電力は、緊急安全対策等の効果の確認の観点から、収束シナリオの耐震裕度評価結果を踏まえ、緊急安全対策実施前後のイベントツリーを作成し比較を行った結果、緊急安全対策等前後で、地震によるクリフエッジは改善されると評価され、緊急安全対策等の効果について把握することができたとしている。

当院は、緊急安全対策等実施前後のイベントツリーを比較し、緊急安全対策等により、燃料が重大な損傷に至ることを防止するための多重かつ多様な防護措置がとられていることを確認した。その結果は以下のとおりである。

- 緊急安全対策等実施前には、最大の耐震裕度となる収束シナリオにおいても燃料取替用水ポンプを用いたSFPへの給水機能が喪失する結果、燃料の重大な損傷に至り、そのクリフエッジは1.86S_sであった。
- 緊急安全対策等実施後には、燃料取替用水タンクポンプの機能が喪失した場合においても緊急安全対策等で整備した仮設ポンプ（送水ポンプ車）等を用いたSFPへの海水の補給により、燃料取替用水ポンプに頼らない冷

却が可能となった。

- 緊急安全対策等の実施により、クリフエッジが従前の1.86 S_sから2 S_s（SFPの構造損傷）に向上するとともに、収束シナリオの総数が、従前の1シナリオから2シナリオとなり、多重性・多様性が向上した。

5. 4 当院の評価（まとめ）

以上のとおり、当院は、北海道電力が実施した設計上の想定を超える地震動が発電所に来襲した場合の評価について、当院の指示に沿って適切に実施されたと考える。すなわち、設備等が単体で有する裕度の評価においては、地震動の設定、検討対象とすべき設備等の選定、評価手法、経年劣化の評価、裕度の算出については妥当なものとする。また、これらの組み合わせにより泊発電所1、2号機がシステム全体として有する裕度の評価にあたっては、起因事象の設定、イベントツリーを用いた収束シナリオの特定、クリフエッジの所在の特定についても妥当なものとする。

また、これまで実施されてきた緊急安全対策等により、地震に対する裕度が向上するとともに、移動発電機車による給電機能及び送水ポンプ車等による水源確保の多様化と事象収束シナリオの追加がなされ多重化・多様化が向上されたと評価する。

なお、防護措置の成立性について、「7. 3 地震及び津波の重畳時における防護措置の成立性」及び「10. 2 緊急安全対策に係る運転操作、作業の成立性」で記載するとおり、課題が認められた。

したがって、想定を超える地震に対するクリフエッジが、運転中の原子炉については、「S_sの1.86倍（1,023ガル）において、パワーセンタの損傷のため、非常用所内電源からの給電に失敗し、炉心の重大な損傷を防止するための措置が講じられなくなる可能性がある」とし、SFPについては、「S_sの2倍（1,100ガル）において、SFPの構造損傷のため、SFPにある水が大量に失われ、燃料の重大な損傷を防止するための措置が講じられなくなる可能性がある」とする北海道電力の評価を確認するためには、課題への対応状況を踏まえ、対策の実現可能性をさらに確認することが必要である。

6. 津波に関する評価

本章においては、北海道電力により、設計上の想定を超える津波が発電所に来襲した場合に、燃料の重大な損傷に至ることなく、どの程度の津波高さまで耐えられることができるかの評価が適切に行われたかどうかを確認した。北海道電力の評価においては、まず、建屋、機器等が単体で有する裕度が評価され、その上で、これらの組合せにより泊発電所1、2号機のシステム全体として有する裕度が評価されている。システム全体としての評価はイベントツリーを用いて行われ、クリフエッジの所在の特定、限界となるイベント過程、その時の津波高さについて評価がなされている。

建屋、機器等が単体で有する裕度の評価については、評価のベースとなる設計津波高さが適切に設定されているか、検討対象とすべき機器等の設備が適切に選定されているか、対象とする設備への浸水口及び当該設備の許容津波高さが適切に設定されているか、裕度が適切に算定されているかを確認した。

システム全体としての評価については、想定を超える津波高さにより引き起こされる事象（起因事象）やその場合の収束シナリオの特定、クリフエッジの特定等が適切になされているかを確認した。なお、確認は、運転中の原子炉に対する評価及びSFPに対する評価のそれぞれについて実施した。

また、燃料の重大な損傷防止のための措置や対策の効果についても確認した。その際は、当院の指示に基づいて実施した緊急安全対策等の効果を確認するとともに、その後に実施した対策の効果を合わせて確認した。

なお、防護措置の成立性については、「7. 3 地震及び津波の重畳時における防護措置の成立性」及び「10. 2 緊急安全対策に係る運転操作、作業の成立性について」で記載した。

その結果、防護措置の成立性の観点から課題が認められた。以下、当院が確認した内容の詳細を記載する。

6. 1 機器等の津波に係る裕度の評価について

(1) 評価に用いる設計津波高さについて

北海道電力は、本評価に用いる設計津波高さは「原子力発電所の津波評価技術」（平成14年、社団法人土木学会。以下「平成14年土木学会手法」という。）を用いて評価した津波高さとしている。

当院としては、ストレステストにおいては、どの程度の津波高さまで燃料の

健全性を保つことが出来るか、また設計上の想定に比べその裕度はどの程度のものかを調べるものであり、その評価のベースとして平成 14 年土木学会手法を用いて設定された設計津波高さを用いることは妥当なものとする。

ストレステストで用いられた泊発電所の設計津波高さの評価方法及びその結果は以下のとおりである。

- 泊発電所に関する設計津波高さの評価方法については、文献調査等を基に敷地に影響を及ぼしたと考えられる既往津波を対象にして数値シミュレーションのモデルや手法の妥当性が検証されている。
- その上で、津波の想定は、文献調査に基づいて過去に敷地に影響を及ぼしたと考えられる既往津波と、既往津波の記録は存在しないものの敷地に影響を及ぼすと考えられる海域の活断層に想定される津波及び日本海東縁部に想定される地震に伴う津波を考慮して行なわれている。
- 検討用津波については、日本海東縁部に想定される地震による津波を対象津波として選定し、数値シミュレーションによる検討の結果、最大の水位上昇及び最大の水位下降が生じるとしている。
- 設計津波高さについては、最大水位上昇ケースにて算定される水位変動として最大遡上点 T.P. +9.55m を基に、上昇側の設計津波高さは、朔望平均満潮位 (T.P. +0.26m) を考慮して T.P. +9.8m 程度、下降側の設計津波高さ (水位) は、朔望平均干潮位 (T.P. -0.14m) を考慮して T.P. -6.2m 程度としている。

なお、当院は、前述 (5. 1 (1) 評価に用いる地震動について) のとおり、平成 23 年 11 月 11 日、北海道電力に対し、「泊発電所については、敷地前面の海域において、長さ 10～40 km 程度の複数の断層が雁行しており、当院は、平成 23 年東北地方太平洋沖地震において想定以上の地震セグメントの連動が発生したことを踏まえ、それらの断層の連動を考慮して地震動及び津波の評価を実施する必要があると考える。」との検討課題を示すとともに、平成 23 年東北地方太平洋沖地震において想定以上の地震セグメントの連動が発生したことを踏まえ、適切な震源及び波源を用いた解析を行い、当該解析から想定される地震動及び津波に対する泊発電所への影響に関する評価を実施し、当院に対して報告するよう指示している。

したがって、上記の泊発電所に関する設計津波高さについては、津波に関する評価のベースとして用いることは妥当なものであるが、今後、新たな知見等が得られたり、当院からの指示を踏まえた北海道電力の評価結果が厳正に確認された結果、設計津波高さの見直しが行われた場合は、ストレステストで評価

された裕度が変更される可能性があるものとする。

(2) 検討対象設備について

北海道電力は、評価対象とする設備等を、燃料の重大な損傷に係わる耐震 S クラス設備及びその他のクラスの設備等とし、各起因事象に直接関係する設備等に加え、影響緩和機能のフロントライン系（各イベントツリーの安全機能の達成に直接必要な緩和機能）及びサポート系（フロントライン系を機能させるために必要な電源や冷却水等を供給する機能）のそれぞれに必要な設備等を抽出したとしている。

なお、耐震 S クラスの設備等のうち、「原子炉冷却材圧力バウンダリを構成する機器・配管系設備」並びに「原子炉の緊急停止のために急激に負の反応度を付加するための施設、及び原子炉の停止状態を維持するための施設」である制御棒クラスタ及び制御棒駆動装置については、原子炉格納容器が水密化されており津波単独の事象で機能喪失することはないことから、評価対象外としている。

当院は、全ての耐震 S クラス設備等、緊急安全対策等で整備された設備及び機能を期待する下位クラス設備等の中から、燃料の重大な損傷に係わる設備等が裕度評価の対象として選定されているか、一部の耐震 S クラス設備等を対象外としていることは適切かということについて、その妥当性を確認した。

具体的には、津波に対する裕度評価における対象設備の選定の考え方の妥当性を確認した上で、燃料の重大な損傷に関係し得る耐震 S クラス及びその他のクラスの設備等が対象設備として選定されていること、また、津波に対する裕度評価の対象外とされた設備等については、対象外として扱う理由を確認した。その結果は以下のとおりである。

- 耐震重要度分類における機能分類を参照し、機能を構成する設備ごとに津波による浸水が機能に影響するもの等を抽出した結果として、ストレステストにおける各起因事象に関連する設備等及び各起因事象の緩和シナリオにおいて必要な設備等が全て選定されていることを確認した。
- 津波単独事象で機能喪失しないものとして対象外とした設備等及び対象外として扱う理由については以下のとおりであることを確認した。
 - ✓ 原子炉容器、SG、1次冷却材ポンプ、加圧器及び制御棒クラスタ及び制御棒駆動装置等については、水密化された原子炉格納容器内にある。
 - ✓ 原子炉格納容器本体については、原子炉建屋低層部において周辺棟等の耐震壁に囲まれており、構造強度等が浸水や波力等によって直接影響を受けないと評価している。

- ✓ 原子炉建屋及び原子炉補助建屋の建屋内にある SFP 等のピット、各種タンク及び冷却器、並びに建屋外の地下に設置した燃料油貯油槽については、それぞれの設備の構造強度等が浸水によって直接影響を受けないと評価している。

以上のことから、当院は、津波に対する裕度評価の対象設備の選定は妥当なものとする。

(3) 許容津波高さの算出について

北海道電力は、各設備等の津波に対する損傷モード（水位上昇による浸水等）を考慮した上で、「設計津波高さ」と、設備が機能維持できる高さで定義される「許容津波高さ」の比較により、設計津波高さに対する裕度（設計津波高さを何 m 超える津波で設備が損傷・機能喪失するか）を評価している。ここでいう「許容津波高さ」については、津波が敷地を遡上し、設備等の設置エリア等に到達した位置における海面からの津波高さである。

屋外設備の許容津波高さについては、設備の設置レベルとし、屋内設備の許容津波高さについては、基本的に浸水口の下端レベルとし、津波による浸水高さがこれらのレベルを上回った場合に当該設備が損傷・機能喪失するものとしている。ただし、屋内設備の許容津波高さの設定にあたっては、緊急安全対策等として実施した扉や貫通部のシール施工等（T.P. 15.0m）の効果を考慮するとしている。また、後述（「6. 2 クリフエッジの特定」）するとおり、影響緩和機能のうち特に重要なタービン動補助給水ポンプ等に対して、許容津波高さ（浸水口となる扉のシール施工範囲である T.P. 15.0m）の設定の検証として、津波による敷地内浸水高さ及び浸水継続時間から建屋内の当該設備設置位置の浸水高さを計算し、当該設備の機能に影響を与えないことを確認している。

当院は、各設備の許容津波高さの算出の妥当性について、北海道電力が示す資料及び現地調査によって、以下のとおり確認した。

泊発電所においては、1、2号機の主要な原子炉施設建屋が E.L. +10.0m の平らな敷地に設置されており、E.L. +15.0m の津波が来襲した場合には、建屋の海側が浸水高 5m の水により浸水することを踏まえ、主要な原子炉施設建屋において浸水口となりうる扉等の津波水位に対する耐性、及びそれを考慮した設備の許容津波高さの設定の妥当性について重点的に確認した。その結果、浸水口となりうる扉等の津波水位に対する耐性が確保されていること、また、保守的に浸水量を算定した場合であってもクリフエッジを特定した設備の機能確保が検証されていることから、設備の許容津波高さの設定は

妥当なものと判断した。

確認にあたっては、以下の4つの項目をチェックポイントとした。

- ①建屋扉等に対して考慮すべき動水圧の設定
- ②津波波圧に対する浸水対策の強度と止水性能
- ③許容津波高さの設定方法
- ④許容津波高さの検証（対象設備に対する浸水量評価）

①建屋扉等に対して考慮すべき動水圧の設定

敷地に対する津波の襲来方向、敷地における津波の浸水経路、波力による影響を考察した上で、建屋扉等に対して考慮すべき動水圧が適切に設定されていることを確認した。その結果は以下のとおりである。

- 津波の進入経路は、原子炉施設建屋と正対するように海岸線から侵入すると考察されている(図6-1)。
- 浸水量評価上主要な原子炉施設建屋は、海側から原子炉施設建屋側まで同じEL. 10.0mの平らな敷地に建てられており、1、2号機で合計7建屋ある。その内訳は、原子炉建屋が2建屋、原子炉補助建屋が2建屋、タービン建屋が2建屋、管理事務所が1建屋である。
- 敷地における津波の浸水経路に対し、主要な原子炉施設建屋の位置は、タービン建屋、管理事務所及び循環水ポンプ建屋が前面に正対し、その背後に原子炉建屋及び原子炉補助建屋が配置されている。なお、原子炉建屋及び原子炉補助建屋の背面は、屋外給水タンク等が設置されているEL. 31.0m盤になっている。
- 建屋扉等に対して考慮すべき動水圧については、津波の襲来方向や浸水経路等の考察を踏まえ、国土交通省にて策定された「東日本大震災における津波による建築物被害を踏まえた津波避難ビル等の構造上の要件に係る暫定指針」（平成23年11月17日）を参考に適切に設定されている。具体的には、以下のとおりである。(図6-2)
 - 原子炉建屋の一部、タービン建屋、管理事務所及び循環水ポンプ建屋の前面及び側面の外扉は、津波の影響を直接受けると考えられるため、浸水深に対する3.0倍の静水圧に設定している。
 - 原子炉建屋及び原子炉補助建屋の背面及び側面の一部の外扉は、津波による波力の影響を直接受けにくい位置にあるため、浸水深に対する2.0倍の静水圧にしている。
 - タービン建屋と原子炉建屋の境界扉及び管理事務所と原子炉補助建屋の境界扉は、外部扉や建屋内機器等により波力が緩和されるため、浸

水深に対する 1.0 倍の静水圧に設定している。

②津波波圧に対する浸水対策の強度と止水性能

安全上重要な設備の配置を考慮し、浸水対策範囲を特定した上で、建屋扉及び貫通部等の浸水対策について、津波波圧に対する強度評価、破損の判断及び試験による止水性能の評価が適切に実施され、津波波圧に対する強度と止水性能が確保されていることを確認した（図 6-2）。その結果は以下のとおりである。

- 安全上重要な設備が設置されている原子炉建屋及び原子炉補助建屋を浸水防護境界として設定している。
 - 浸水防護境界の扉や貫通部等に対して、シール施工、扉の補強及び防護壁の設置等により E.L. +15.0m までの浸水対策を実施している。
 - 浸水経路を踏まえ、浸水対策の対象となる建屋扉は、1、2号機で合計 14 箇所である。その内訳は、1、2号機原子炉建屋外扉が 4 箇所、タービン建屋と原子炉建屋の境界に設置されている扉が 2 箇所、管理事務所の外扉が 2 箇所、管理事務所と原子炉補助建屋の境界に設置されている扉が 2 箇所、海水管室に設置されている扉が 4 箇所である。
 - 扉の止水対策は、防護対象設備が設置された原子炉建屋の「タービン動補助給水ポンプ室」、「タービン動補助給水ポンプ電動弁起動盤」及び原子炉補助建屋の「電気室」への浸水を防ぐことを目的に、次の対策を実施していることを確認した。
 - a) 1,2 号機原子炉建屋外扉の 4 箇所については、開口部前面に防護壁を設置し、さらに閉鎖している。
 - b) タービン建屋と原子炉建屋の境界に設置されている扉の 2 箇所については、扉のシール施工をしており、津波が来襲する前に閘^(※)の設置作業をすることによる扉の補強によって浸水量を制限している。
 - c) 管理事務所の外扉の 2 箇所については、水密扉にしている。
 - d) 管理事務所と原子炉補助建屋の境界に設置されている扉の 2 箇所については、扉のシール施工をしており、津波が来襲する前に閘の設置作業をすることによる扉の補強によって浸水量を制限している。
 - e) 海水管室に設置されている扉の 4 箇所については、扉の補強及び補強した扉のシール施工をして浸水量を制限している。
- (※) 閘(かんぬき)・・・扉補強のための鋼材のこと
- 防護壁、補強した扉及び建屋貫通部の強度については、設定した波圧に基づく荷重に対して、構造部材が発生応力を上回る強度を有している。
 - シール施工をした扉の止水性能については、後述の浸水量評価を実施する

際の保守的な条件のとおり、シールゴムを考慮せず扉の隙間（1mm）から浸水するものとしている。

- 建屋貫通部のシール施工等の止水性能については、仕様（シールタイプ、材質等）ごとに実施した試験により確認された性能が、浸水深を考慮しても十分なものである。

なお、上記のとおり浸水対策を実施しているものの、ドレンや空調系ダクトなどが思わぬ浸水経路となることがないかという観点から、現地調査において一部の配管及びダクトの系統を踏査し、建屋外側に設置される配管及びダクトの止水対策は、建屋内側に津波を浸水させないことを目的に、以下の対策を実施していることを確認した。

- ドライエリアにおける排気管について、津波が浸入すると考えられる排気管の端部を許容津波高さT.P.15.0m以上に設置していることを確認した。
- 建屋内におけるダクトについては、給排気口を上向きに曲げ、許容津波高さT.P.15.0m以上の高さまで改良していることを確認した。

また、北海道電力からは、浸水対策を実施するにあたっては、図面とともに扉や貫通部等が一覧表で整理され、浸水経路の見落としがないよう現場確認も実施した上で、必要な箇所に対策が施されているとの回答があった。

③許容津波高さの設定方法

起因事象及び影響緩和機能に係る設備全てを対象に、設備の設置位置・高さ、浸水口の位置・高さ、仕様及び浸水対策の実施状況が網羅されて示されていること、浸水対策を考慮した浸水口高さと設備の設置高さを比較した上で設備の許容津波高さが適切に設定されていることを確認した。その結果は以下のとおりである。

- 各設備の設置位置については、屋内設備に対して、建屋名及び設置階（設置高さ）と当該階における平面位置を、また、屋外設備に対して、敷地における設置位置とその高さを、建屋内の設備配置図または敷地内の設備配置図等と照合した。
- 浸水口の位置については、建屋内の設備の設置階及び平面位置と、建屋に複数ある浸水口との関係を設備配置図で確認するとともに、緊急安全対策等として実施した扉や貫通部のシール施工等の効果を考慮した上で、浸水経路上、近接した浸水口が適切に選定されていることを確認した。
- 浸水口の高さについては、選定された扉においてシール施工等が実施されている場合はシール施工範囲の上限である T.P. +15.0m、シール施工等が実施されていない場合は扉の下端の高さとしており、その考え方や設定の

結果は適切なものとする。

- なお、緊急安全対策等として実施した扉や貫通部のシール施工や緊急安全対策等実施後に対策した扉については、建屋内の設備配置図等や現場確認により、位置、構造及び施工状況について確認した。
- 許容津波高さの設定方法については、建屋内の設備については設置高さとして上記の浸水口高さの高い方の値とし、建屋外の設備については設置高さとしていることは適切なものとする。

④許容津波高さの検証（対象設備に対する浸水量評価）

許容津波高さの検証として、クリフエッジとなる津波高さを特定した設備等を評価対象に、対象設備の設置区画への浸水経路を特定した上で、浸水口における浸水継続時間及び浸水量並びに対象設備の設置区画における浸水高さが保守的に算定されているかどうか、また、保守的に算定された浸水高さが対象設備の機能喪失する水位を大きく下回り、対象設備の機能が確保されるかどうかについて確認した結果、後述のとおり、浸水対策の信頼性及び評価の保守性について対応を求める事項が認められた。許容津波高さの算定結果を妥当とするためには、北海道電力により同対応が実施され、当院としてその状況を確認する必要がある。その結果は以下のとおりである。

➤ 評価対象設備と浸水経路

まず、後述の特定された収束シナリオ（成功パス）に必要な設備を全て抽出した上で、クリフエッジ（E L. + 15. 0 m）を特定した屋内設備及び当該設備の設置区画が評価対象として選定されていることを確認した。具体的には、以下のとおりである。

- タービン動補助給水ポンプ等は、原子炉建屋の「タービン動補助給水ポンプ室」、「E L. 10.3m エリア」に設置されている。
- タービン動補助給水ポンプ電動弁起動盤は、原子炉建屋の「E L. 10.3m エリア」に設置されている。
- 電気室は、原子炉補助建屋の「E L. 9.8m エリア」に設置されている。

次に、上記の評価対象設備が設置されるエリアへの津波による浸水経路を確認した。具体的には、以下のとおり4つの経路である。

- 原子炉建屋に屋外から浸水する津波は、タービン動補助給水ポンプ及びタービン動補助給水ポンプ電動弁起動盤へ浸水する経路がある（浸水経路Ⅰ）。
- タービン建屋に屋外から浸水する津波は、原子炉建屋の扉を介しタービン動補助給水ポンプ及びタービン動補助給水ポンプ電動弁起動盤へ浸水する経路がある（浸水経路Ⅱ）。

- 海水管ダクト室の入口扉から原子炉補助建屋に浸水する津波は、電気室に浸水する経路がある(浸水経路Ⅲ)。
- 管理事務所から原子炉補助建屋へ浸水する津波は、電気室に浸水する経路がある(浸水経路Ⅳ)。

➤ 対象設備に対する浸水量評価における保守的な条件設定

対象設備に対する浸水量評価においては、以下の保守的な仮定条件を設定していることを確認した。

- 浸水継続時間の算定方法については、津波の波形として、設計想定津波の周期約8分のシミュレーション波形に対し、周期30分の正弦波を仮定して浸水継続時間を長めに算出されている。また、浸水継続時間内の浸水高さが正弦波の最大値で一定と仮定されている(図6-3)。
- 浸水口(扉)の浸水量の算定方法については、扉に対して、津波の動水圧を考慮した波圧設定における倍率を浸水深に乗じて浸水量が算出されている。また、ゴムパッキングによるシール施工を施した扉については、止水性能試験の適用範囲(浸水深1m)を超えるため、シール施工した扉と扉枠の間に隙間1mmを想定して水が流入するものとして評価している(図6-3)。
- 対象区画における浸水高さの算定において、堰等の扱いとして扉枠のみの段差は水をせき止めることを期待していない。
- 原子炉建屋及び原子炉補助建屋とタービン建屋(外扉は破損を想定している。)との境界扉については、津波の継続時間中はT.P. 15.0mの津波が達すると仮定し、その後はタービン建屋のEL. 10.3m以下について満水を仮定している。

なお、対象区画における浸水高さの算定において、北海道電力は、床ドレンからの排水を考慮した評価のみを行っており、後述で課題としており、床ドレンからの排水を考慮しない評価については実施していない。他方、タービン動補助給水ポンプ室前の目皿から床ドレンを介して、タービン動補助給水ポンプ室及び制御用空気圧縮室に逆流することを考慮して、地下フロアからの逆流が想定される箇所にはヘキサプラグを設置している。

➤ 対象設備に対する浸水量評価

評価対象設備の設置区画に対する浸水量の算定結果は、以下のとおりである(図6-4)。

- タービン動補助給水ポンプ室前エリアの浸水は、算定の結果、浸水高さ約7.1cmとなるが、タービン動補助給水ポンプ電動弁起動盤の配線ダクトの位置

が約20.0cm以上(同起動盤の基礎高さ(約5.0cm)+電気品の最低高さ(約15.0cm))になるため、当該盤の健全性に影響しないとしている(浸水経路Ⅰ、Ⅱ)。

- タービン動補助給水ポンプ室は、タービン動補助給水ポンプ室前エリアと扉を介して配置されているが、扉の下端から床面まで約25.0cm以上の高さであるため、浸水しないとしている(浸水経路Ⅰ、Ⅱ)。
- 電気室は、電気室の扉前エリアの浸水高さは約6.0cmと想定しており、電気室扉の下端から床面まで約15.0cm以上の高さであるため、浸水しないとしている(浸水経路Ⅲ、Ⅳ)。

また、浸水すると評価している評価対象設備の設置区画において、設備の基礎盤等について現地調査によって確認した。確認したポイントは以下のとおりである。

- タービン動補助給水ポンプ室前エリアの浸水は、評価により浸水高さ約7.1cmとなる。タービン動補助給水ポンプ電動弁起動盤の健全性が確保されるかという観点から、タービン動補助給水ポンプ電動弁起動盤の配線ダクトの位置は、床から約20.0cm以上あることを確認した。
- タービン動補助給水ポンプ室は、タービン動補助給水ポンプ室前エリアと扉を介して配置されている。タービン動補助給水ポンプ室前エリアから津波が浸水するという観点から、扉の下端から床面まで約25.0cm以上の高さであることを確認した。
- 電気室は、電気室の扉前エリアの浸水高さは約6.0cmと評価している。電気室の扉前エリアから津波が浸水するという観点から、電気室扉の下端から床面まで約15.0cm以上の高さがあることを確認した。

ただし、これらの算定結果が確かなものであることを確認する上で、以下の事項について指摘(括弧内はこれに対する北海道電力における対応予定)したところ、北海道電力からは、今後対策がなされるとの回答を得ている。当院は、浸水量評価の結果を検証する上で、今後、これらの対策措置の実施状況について確認する必要があると考える。

➤ 浸水対策の信頼性について

津波の波圧に対する扉の強度と止水性能を確保するために、津波が来襲する前に門設置作業(4箇所)を必要としていること(平成24年9月末までに当該扉4箇所を水密扉化することにより門設置を不要とする予定。)

➤ 浸水量評価の保守性について

浸水高さの算出において、床ドレンからの排水を考慮し、対象面積を見積もっていること(平成24年9月末までに扉の水密扉化による浸水量低減を実現することに)

より、床ドレンからの排水を考慮せずとも防護対象設備の浸水を防ぐことができるようにする予定。)

以上、建屋の構成、防護対象設備への浸水経路及び扉の止水対策に関する現地調査の結果を踏まえて、設定した許容津波高さT.P.15.0mが妥当であることを確認するためには、上記の対策措置の実施状況を確認する必要がある。

なお、算定結果が確かなものであることを確認するための対策として対応を求める事項については上記のとおりであるが、この他、安全向上を図る上で、一層の対応を図るべきと考える点もある。当院は、現地調査において、以下の点についても指摘(括弧内はこれに対する北海道電力における対応予定)しており、今後、これらの対策措置の実施状況についても確認する必要があると考える。

➤ 所要の浸水防止対策は行われているものの、タービン動補助給水ポンプ、電動補助給水ポンプ等の安全上重要な機器が同一建屋の同一フロアに設置されていることに鑑み、万一の浸水リスクを回避する観点から、真に防護すべき機器を特定した上で重点化した追加対策を講じるべき(平成24年9月末までに水密扉化による当該フロアへの浸水量の低減化を図る予定。また、平成24年8月上旬を目途に当該フロアに設置されている補助給水系の電動弁起動盤(タービン動及び電動)に対してシール材による浸水防止処置を実施する予定。さらに、1、2号機ともに、タービン動補助給水ポンプ室の入り口扉については平成24年12月までに、また電動補助給水ポンプ室の入り口扉については平成24年中を目途に水密扉化する予定。)

➤ 漂流物が建屋の外部扉に及ぼす影響

浸水対策を実施している建屋の外部扉は、管理事務所の外部扉(2箇所)及び1、2号機原子炉建屋の外部扉(4箇所)の計6箇所である。

漂流物が管理事務所の外部扉(2箇所)に影響を及ぼしたとしても、浸水量評価においては、管理事務所の外部扉(2箇所)による止水効果を考慮せず、管理事務所内はEL. +15.0mの高さまで浸水していると仮定し、管理事務所と原子炉補助建屋の境界に設置されている扉から電気室の扉前エリアへの浸水量評価を行っているため、電気室の扉前エリアにおける浸水量には影響しない。また、1、2号機原子炉建屋の外部扉(4箇所)については、津波に正対する方向ではなく、漂流物が影響しにくい箇所に設置されている。

なお、管理事務所の外扉(2箇所)及び1、2号機原子炉建屋の外扉(4箇所)の設置状況については現地調査においても確認した。

以上、北海道電力が示す資料によって、津波が敷地に及ぼす影響、津波に関する起因事象及び評価対象設備に対する浸水経路や許容津波高さ設定の考え方及び特定された浸水口に対する扉の強度評価と浸水量評価における保守性について確認した。さらに、現地調査において漂流物が建屋外部扉に及ぼす影響についても確認した。

前述のとおり、浸水量評価の結果を検証する上で、今後、対策措置の実施状況について確認する必要がある。許容津波高さの算出を妥当とするためには、北海道電力により同対応が実施され、当院としてその状況を確認することが必要である。

6. 2 クリフエッジの特定について

(1) 炉心の燃料に対する評価について

1) 北海道電力による評価

津波を起因として炉心損傷に至る事象（以下「起因事象」という。）を、発電用原子炉施設の安全評価審査指針に示される安全評価事象、定期安全レビューやアクシデントマネジメント整備有効性等でこれまで実施している内の事象PSAでの起因事象、及び津波の影響として固有に考慮すべき事象について勘案して選定した上で、各起因事象の影響緩和機能を抽出し、イベントツリーを用いて収束シナリオを特定したとしている（表6-1、表6-2）。

各起因事象の発生に直接関係する設備等の許容津波高さを評価した結果、起因事象発生までの許容津波高さが最も小さいのは「外部電源喪失」であり許容津波高さT. P. +10.0mで起動変圧器が浸水することにより発生している。「主給水喪失」及び「過渡事象」のイベントツリーを構成する影響緩和機能は、「補機冷却水の喪失」のイベントツリーに含まれることから、津波を起因として考慮すべき起因事象として「外部電源喪失」、「外部電源喪失+補機冷却水の喪失+主給水喪失+過渡事象」についてイベントツリーによる評価を行ったとしている。

「外部電源喪失+補機冷却水の喪失+主給水喪失+過渡事象」の収束シナリオを特定した上で、収束に用いられる全ての影響緩和機能の許容津波高さを評価し、収束シナリオの許容津波高さを特定した結果、許容津波高さはT. P. +15.0mであるとしている（図6-5）。

本シナリオでは、起因事象発生後、原子炉の停止に成功し、非常用所内電源

からの給電に失敗するため、タービン動補助給水ポンプによるSGへの給水が行われ、主蒸気逃がし弁を手動で開放し大気への熱放出を行う。また、蓄圧タンクのほう酸水の添加により未臨界性を確保し、(蓄電池の枯渇までに)移動発電機による給電により(原子炉圧力や1次冷却材温度等のプラント監視機能を確保する。その後、)蓄圧タンク出口隔離弁を中央制御室からの(手動)操作にて閉止し、補助給水タンク枯渇までに送水ポンプ車を用いて海水の補給を行うことによりSG2次側からの冷却を継続し、炉心損傷を防止することとしている。

クリフェッジの所在は、補助給水によるSGへの給水の失敗であり、当該影響緩和機能失敗の原因は、「タービン動補助給水ポンプの浸水」、「タービン動補助給水ポンプ電動弁起動盤の浸水」及び「タービン動補助給水ポンプ蒸気入口弁の浸水」によると特定している。これらの設備は建屋内に設置されていることから、設置区画への浸水量等を算出し許容津波高さを再評価した結果、クリフェッジとしての許容津波高さは浸水口の扉において止水対策を施工した高さであるT. P. +15.0mとしている。

2) 当院の評価

当院は、津波による起因事象の選定やクリフェッジの特定の妥当性を確認するため、ストレステストのクリフェッジ評価のための手順、起因事象の選定方法、イベントツリー、フォールトツリーの構築方法及びそれらの結果について確認した。その結果は、以下のとおりである。

①起因事象の選定方法について

- 津波の起因事象の選定は、「発電用軽水型原子炉施設の安全評価に関する審査指針」における「運転時の異常な過渡変化」及び「事故」についての具体的な事象、既往の内的PSAで選定している事象に、津波に特有な事象を追加、または津波により発生しないと考えられる事象を除外することで行っていることを確認した。
- 内的事象PSAでは、主給水喪失、外部電源喪失、過渡事象、2次冷却系の破断、SG伝熱管破損、大・中・小破断LOCA、ATWS、補機冷却水の喪失、余熱除去系隔離弁LOCA、手動停止の12事象を挙げている。
- 今回の評価では、内的事象PSAの起因事象の他に、津波により、原子炉建屋内(格納容器外)に設置された原子炉の制御・保護に係る系統の設備が浸水や水没し、原子炉制御不能または保護機能喪失に至ることが考えられるため、これらを、「炉心損傷直結」として定義し追加している。なお、「炉心損傷直結」については、事象の進展に冗長性があったとしても状態

の把握や制御が困難であるものと位置付け、評価上、ただちに炉心損傷に至るものとして、保守的に扱っている。

- 他方、内的事象 P S A の起因事象のうち、「A T W S」については、津波の影響で直接的に発生するものではないため、対象外としている。
- 「手動停止」については、津波時にプラントに影響を与える可能性がある場合は自動停止されることから対象外としている。
- 「2次冷却系の破断」、「大・中・小破断 L O C A」、「余熱除去系隔離弁 L O C A」、「S G 伝熱管破損」は、津波による影響で起因事象となることは考え難い等のため、対象外としている。
- 引き津波時の水位低下による取水性への影響については、ストレステストにおける津波に係る評価において明示的に対象としていないが、引き津波により水位下降側の設計津波高さを継続して過度に下回り、運転マニュアルにおける海水ポンプ停止手順が潮位の監視機能の喪失等が原因で失敗した場合に発生する起因事象は、海水ポンプの損傷による「補機冷却水の喪失」であり、これは、押し津波時の水位上昇により海水ポンプが損傷した場合と同じ起因事象であることから、「補機冷却水の喪失」に包絡される。

以上の考察のもと、津波による起因事象として、主給水喪失、外部電源喪失、過渡事象、補機冷却水の喪失、炉心損傷直結を選択しており、これはこれまでの P S A 等の知見に照らして妥当なものとする。それぞれの事象が発生する原因となる設備及びその設置高さ等を表 6 - 1 に示す。

② イベントツリー、フォールトツリー、評価対象設備の関連について

- 選定した各起因事象に対して、地震の場合と同様な手順で、イベントツリー、フォールトツリーを作成している。
- 作成したイベントツリーの各ヘディング（フロントライン系）が、要求される機能を満足するために必要となる設備を抽出するとともに、各設備の機能達成に必要なサポート系（電源、補機冷却水、制御用空気など）の設備を抽出し、系統図上で整理している。
- 上記の作業により抽出された関連設備に対して、許容津波高さ評価を行い、評価結果とあわせて、機器リストとして策定している。
- 機器リストの許容津波高さとしてフォールトツリーを用いて、イベントツリーの各ヘディングの許容津波高さを評価することにより、津波におけるクリフエッジ評価を行っている。

以上より、各起因事象のイベントツリーの各ヘディングとなるフロントライ

ン系、及び、当該フロントライン系の達成に必要なサポート系が適切に抽出されていること、評価対象設備の許容津波高さの評価結果とフォールトツリーを用いて各ヘディングの許容津波高さが適切に評価されていること等から、イベントツリー、フォールトツリーの作成及びこれらと評価対象設備の関連については妥当なものとする。

以上のことから、当院は、炉心の燃料に対する評価における津波による起因事象の選定やクリフエッジの特定については、6. 1の課題を除けば、妥当なものとする。

(2) SFPの燃料に対する評価について

1) 北海道電力による評価

津波を起因としてSFPにある燃料の損傷に至る事象を、SFP冷却系の機能喪失に伴う崩壊熱除去失敗を考慮して選定した上で、各起因事象の影響緩和機能を抽出し、イベントツリーを用いて収束シナリオを特定したとしている(表6-3、表6-4)。

各起因事象の発生に直接関係する設備等の許容津波高さを評価した結果、起因事象発生までの許容津波高さが最も小さいのは「外部電源喪失」であり、許容津波高さT. P. 10.0mで起動変圧器等が浸水することにより発生する。津波高さが、T. P. 10.3mを超えると、原子炉補機冷却海水ポンプの機能喪失による「補機冷却水の喪失」が発生し、従属的に「SFP冷却機能喪失」が発生するとしている。また、「補機冷却水の喪失」及び「SFP冷却機能喪失」のイベントツリーが同様のものとなることから、「補機冷却水の喪失」にまとめて評価を行ったとしている。

「外部電源喪失」及び「外部電源喪失+補機冷却水の喪失+SFP冷却機能喪失」の収束シナリオを特定した上で、収束に用いられる全ての影響緩和機能の許容津波高さを評価した結果、シナリオの許容津波高さは仮設ポンプ(送水ポンプ車)等の保管場所の設置高さであるT. P. 31.0mとしている。選定された収束シナリオは、起因事象発生後、仮設ポンプ(送水ポンプ車)等によりSFPへ注水するシナリオである(図6-6)。

全ての起因事象とも、許容津波高さは仮設ポンプ(送水ポンプ車)等の保管場所の設置高さであるT. P. 31.0mであり、クリフエッジはT. P. 31.0mと評価したとしている。

2) 当院の評価

当院は、津波による起因事象の選定やクリフェッジの特定の妥当性を確認するため、ストレステストのクリフェッジ評価のための手順、起因事象の選定方法、イベントツリー、フォールトツリーの構築方法及びそれらの結果について確認した。その結果は、以下のとおりである。

①起因事象の選定方法について

津波によりSFPに貯蔵中の燃料の健全性を脅かす要因として、SFPの冷却機能喪失による燃料の異常な過熱が考えられ、これに至る要因として、「SFP冷却機能喪失」のようなフロントライン系の故障、「外部電源喪失」及び「補機冷却水の喪失」のようなサポート系の喪失が挙げられることから、「外部電源喪失」、「SFP冷却機能喪失」及び「補機冷却水の喪失」を起因事象として選定していることは妥当なものと考えられる。それぞれの事象が発生する原因となる設備及びその設置高さ等を表6-3に示す。

②イベントツリー、フォールトツリー、評価対象設備の関連について

イベントツリー、フォールトツリーは、上記の3つの起因事象について、緩和機能の津波による機能喪失を考慮して適切に展開していることを確認した。なお、「補機冷却水の喪失」及び「SFP冷却機能喪失」については、同一の事象進展となることから、イベントツリーを区別していないことを確認した。ここで、SFP冷却系による冷却や燃料取替用水ポンプによる注水が失敗した場合の成功パスとして、仮設ポンプ（送水ポンプ車）等でSFPへ注水することによるSFPの冷却を設定していることは、妥当なものとする。

構築したイベントツリーに関連する影響緩和機能として、非常用所内電源（6.6kVAC電源、440VAC電源、125VDC電源、100VAC電源及び蓄電池を含む）からの給電、燃料取替用水ポンプによる注水、燃料取替用水タンクによる水源の確保、仮設ポンプ（送水ポンプ車）による注水が選定され、それらの影響緩和機能の許容津波高さとして、それぞれのフォールトツリーを構成する設備の許容津波高さのうち最小の値が抽出されていることを確認した。

以上のことから、当院は、SFPの燃料に対する評価におけるクリフェッジの特定は妥当なものとする。

なお、炉心及びSFPの燃料に対する評価における、津波による防護措置の成立性については、「7.3 地震及び津波の重畳時における防護措置の成立

性」及び「10. 2 緊急安全対策に係る運転操作、作業の成立性について」において、地震による防護措置の成立性ととも、別途記載する。

6. 3 緊急安全対策等の効果について

(1) 炉心の燃料に対する評価について

北海道電力は、緊急安全対策等の効果の確認の観点から、収束シナリオの裕度評価結果を踏まえ、緊急安全対策等実施前後のイベントツリーを作成し比較を行った結果、緊急安全対策等実施前後で、津波によるクリフエッジは改善されると評価され、緊急安全対策等の効果について確認することができたとしている。

当院は、緊急安全対策等実施前後のイベントツリーを比較し、緊急安全対策等により、燃料の重大な損傷に至ることを防止するための多重かつ多様な防護措置がとられていることを確認した。その結果は以下のとおりである。

- 緊急安全対策等実施前には、起回事象「外部電源喪失＋補機冷却水の喪失＋主給水喪失＋過渡事象」において原子炉補機冷却海水ポンプが機能喪失することより、燃料の重大な損傷に至り、そのクリフエッジはT. P. +10. 3mであった。
- 緊急安全対策等実施後には、移動発電機車による給電、送水ポンプ車を用いた補助給水タンクへの給水による水源確保によりタービン動補助給水ポンプを用いたSGへの給水する2次系の冷却が可能となり、また、既存扉及び建屋貫通部の隙間にシール施工を実施したことにより、クリフエッジがT. P. +10. 3mからT. P. +15. 0m（タービン動補助給水ポンプ等の許容津波高さがT. P. +10. 3mからT. P. +15. 0mに向上）と裕度が向上した。

(2) SFPの燃料に対する評価について

北海道電力は、緊急安全対策等の効果の確認の観点から、収束シナリオの裕度評価結果を踏まえ、緊急安全対策等実施前後のイベントツリーを作成し比較を行った結果、緊急安全対策等前後で、津波によるクリフエッジは改善されると評価され、緊急安全対策等の効果について確認することができたとしている。

当院は、緊急安全対策実施前後のイベントツリーを比較し、緊急安全対策等により、燃料の重大な損傷に至ることを防止するための多重かつ多様な防護措

置がとられていることを確認した。その結果は以下のとおりである。

- 緊急安全対策等実施前には、燃料取替用水ポンプを用いたSFPへの給水機能が喪失する結果、燃料の重大な損傷に至り、そのクリフエッジはT.P. 10.3m（原因は440VAC電源の機能喪失）であった。
- 緊急安全対策等実施後には、燃料取替用水ポンプの機能が喪失した場合においても、仮設ポンプ（送水ポンプ車）等によるSFPへの水の補給によりSFPの冷却が可能となり、クリフエッジがT.P. 31.0mに向上した。

以上のことから、当院は、6.1の課題を除けば、これまで実施されてきた緊急安全対策等により、津波に対する裕度が向上するとともに、移動発電機車による給電機能及び仮設ポンプ（送水ポンプ車）等による水源確保の多様化が図られたと評価する。

6.4 当院の評価（まとめ）

以上のとおり、当院は、6.1の課題を除けば、北海道電力が実施した設計上の想定を超える津波が発電所に来襲した場合の評価について、当院の指示に沿って適切に実施されたと考えることができる。すなわち、設備等が単体で有する裕度の評価においては、設計津波高さの設定、検討対象とすべき設備等の選定、評価手法、許容津波高さの算出については妥当なものとなると考える。また、これらの組み合わせにより泊発電所1, 2号機がシステム全体として有する裕度の評価にあたっては、起因事象の設定、イベントツリーを用いた収束シナリオの特定、クリフエッジの所在の特定についても妥当なものとする。

また、これまで実施されてきた緊急安全対策等により、津波に対する裕度が向上するとともに、移動発電機車による給電機能及び送水ポンプ車等による水源確保の多様化と事象収束シナリオの追加がなされ多重化・多様化が向上されたと評価する。

なお、防護措置の成立性について、「7.3 地震及び津波の重畳時における防護措置の成立性」及び「10.2 緊急安全対策に係る運転操作、作業の成立性について」で記載するとおり、課題が認められた。

したがって、想定を超える津波に対するクリフエッジが、運転中の原子炉について、「設計津波高さ9.8mを約5.2m上回る津波高さT.P. +15.0mにおいて、タービン動補助給水ポンプ等の浸水のため、2次系による冷却に失敗し、炉心の重大な損傷を防止するための措置が講じられなくなる可能性がある」とし、SFPについては、「仮設ポンプ（送水ポンプ車）等の保管場所の設置高さであるT.P. 31.0m以上の津波において、緊急安全対策として整備

したSFPへの水の補給手段に失敗し、同ピットにある燃料の重大な損傷を防止するための措置が講じられなくなる可能性がある」とする北海道電力の評価を確認するためには、課題への対応状況を踏まえ、対策の実現可能性をさらに確認することが必要である。

7. 地震と津波の重畳に関する評価

本章においては、北海道電力により、設計上の想定を超える地震と設計上の想定を超える津波が発電所に来襲した場合に、燃料の重大な損傷に至ることなく、どの程度の地震動及び津波高さまで耐えられることができるかの評価が適切に行われたかどうかを確認した。北海道電力の評価においては、まず、地震と津波の事象としての重畳の考え方が設定されるとともに、建屋、機器等が単体で有する裕度が評価され、その上で、これらの組み合わせにより泊発電所1、2号機のシステム全体として有する裕度が評価されている。システム全体としての評価はイベントツリーを用いて行われ、クリフエッジの所在の特定、限界となるイベント過程、その時の地震動及び津波高さについて評価がなされている。

建屋、機器等が単体で有する裕度の評価及びシステム全体としての評価については、「5. 地震に関する評価について」及び「6. 津波に関する評価について」において妥当性を確認した評価結果をそれぞれ用いた。

また、燃料の重大な損傷防止のための措置や対策の効果についても確認した。その際は、当院の指示に基づいて実施した緊急安全対策等の効果を確認するとともに、その後に実施した対策の効果を合わせて確認した。

なお、防護措置の成立性については、本章に加え、「10. 2 緊急安全対策に係る運転操作、作業の成立性について」においても記載した。

その結果、防護措置の成立性の観点から課題が認められた。以下、当院が確認した内容の詳細を記載する。

7. 1 地震と津波の重畳に係る評価方法について

北海道電力は、本評価に用いる地震動及び津波高さについて、「5. 1 (1) 評価に用いる地震動について」に記載した S_s 及び「6. 1 (1) 評価に用いる設計津波高さについて」に記載した設計津波高さとしている。

これら事象の重畳の想定については、地震と津波の大きさにはある程度の相関性があるものと考えられるが、それを定量的に示すには現段階でデータや知見等が十分ではなく相関性を適切に考慮することが困難であるため、耐震裕度と許容津波高さのパラメータは相互に独立のものとして扱い、両パラメータの全ての組み合わせを考慮するとしている。また、本方法による評価は、地震と津波に対しあらゆる大きさの組合せを考慮しており、相関性を考慮した場合に比べて安全側の評価となるとしている。

当院は、当該サイトでは S_s の策定に支配的な震源と設計津波高さの設定に支配的な波源は同じであるものの、その相関性を定量的かつ適切に考慮することは困難であることを踏まえ、耐震裕度と許容津波高さのパラメータは相互に独立のものとして扱い、設備ごとにそれぞれのパラメータの最も厳しい組合せを抽出し、地震、津波、どちらかによる機能喪失を重畳時の機能喪失として評価することにより、安全側の評価となっていることから、地震と津波の重畳に係る評価方法は妥当なものと考えらる。

7. 2 クリフエッジの特定について

北海道電力は、「5. 地震に関する評価について」及び「6. 津波に関する評価について」の評価結果から、特定されたクリフエッジとしての耐震裕度までの範囲並びに許容津波高さまでの範囲で発生する各起因事象を選定した上で、各起因事象について、特定された収束シナリオの影響緩和機能に関する耐震裕度と許容津波高さのそれぞれの最小値を算定し、それらの組合せを当該収束シナリオに対する地震と津波の重畳への耐力とし、全ての収束シナリオから、最も耐力を有するシナリオを抽出し、そのシナリオの耐力を地震と津波の重畳によるクリフエッジとして特定したとしている。

(1) 炉心の燃料に対する評価について

北海道電力は、地震と津波の重畳に対して炉心損傷に至る事象について、地震側の起因事象である「主給水喪失」、「外部電源喪失」、及び、津波側の起因事象である「外部電源喪失」、「補機冷却水の喪失」、「主給水喪失」、「過渡事象」を対象としている。

地震による起因事象をベースとした場合には、前述（5. 2（1））のとおり「外部電源喪失」にまとめて評価できることから、これらの起因事象に対して既に特定されている収束シナリオを対象に評価を行っている。

津波による起因事象をベースとした場合には、前述（6. 2（1））のとおり「外部電源」及び「補機冷却水の喪失」にまとめて評価できることから、これらの起因事象に対して既に特定されている収束シナリオを対象に評価を行っている。

この結果、耐震裕度が $1.86 S_s$ 以上または津波高さが $T.P. + 15.0m$ 以上の範囲では、炉心にある燃料の重大な損傷を回避する手段がなくなるため、その境界線をクリフエッジと特定している（表7-1）。

当院は、地震と津波の重畳によるクリフエッジの特定の妥当性を確認するた

め、「5. 地震に関する評価について」及び「6. 津波に関する評価について」において確認した、それぞれの起因事象の選定結果及び収束シナリオの評価結果を踏まえて、地震と津波が重畳した場合の収束シナリオとその耐震裕度及び許容津波高さが、地震及び津波の双方の影響を考慮した耐力の組合せとして適切に抽出され、その結果として最も高い耐力を有する収束シナリオの裕度がクリフエッジとして特定されていることを確認した。その結果は、以下のとおりである。

①地震による起因事象をベースとした評価

地震側の起因事象である「外部電源喪失」のイベントツリーで示される全ての成功パスにおける各影響緩和機能の耐力として、耐震裕度及び許容津波高さの評価を行い、最も耐力を有する成功パスのシナリオが抽出されていることを確認した（図7-1-1、図7-1-2）。

②津波による起因事象をベースとした評価

「外部電源」及び「補機冷却水の喪失」のイベントツリーで示される全ての成功パスにおける各影響緩和機能の耐力として、耐震裕度及び許容津波高さの評価を行い、最も耐力を有する成功パスのシナリオが抽出されていることを確認した（図7-1-1、図7-1-2）。

以上のことから、当院は、地震と津波が重畳した場合の炉心の燃料に対する評価におけるクリフエッジの特定は妥当なものとする。

（2）SFPの燃料に対する評価について

北海道電力は、地震と津波の重畳に対してSFPにある燃料の損傷に至る事象として、地震側の起因事象である「外部電源喪失」、「SFP冷却機能喪失」、「補機冷却水の喪失」、「SFP損傷」及び、津波側の起因事象である「外部電源喪失」、「SFP冷却機能喪失」、「補機冷却水の喪失」を対象としている。

地震による起因事象をベースとした場合には、前述（5.2（2））のとおり「外部電源喪失」、「SFP冷却機能喪失」については「外部電源喪失」にまとめて評価できるとしており、これらの起因事象に対して既に特定されている収束シナリオを対象に評価を行っている。

津波による起因事象をベースとした場合には、前述（6.2（2））のとおり「補機冷却水の喪失」と「SFP冷却機能喪失」については「補機冷却水の喪失」にまとめて評価できるとしており、これらの起因事象の収束シナリオを対象に評価している。

この結果、耐震裕度が2 S sまたは、許容津波高さ T. P. 31. 0m 以上の領域では、SFPにある燃料の重大な損傷を回避する手段がなくなるため、その境界線をクリフエッジと特定している（表7-2）。

当院は、地震と津波の重畳によるクリフエッジの特定の妥当性を確認するため、「5. 地震に関する評価について」及び「6. 津波に関する評価について」において確認した、起回事象の選定結果及びクリフエッジの特定結果を踏まえて、収束シナリオとその耐震裕度及び許容津波高さが、地震及び津波の双方の影響を考慮した耐力の組合せとして適切に抽出され、その結果として最も高い耐力を有する収束シナリオの裕度がクリフエッジとして特定されていることを確認した。その結果は、以下のとおりである。

①地震による起回事象をベースとした評価

地震側の起回事象である「外部電源喪失」に対するイベントツリーで示される全ての成功パスにおける影響緩和機能の各々の耐力として、耐震裕度及び許容津波高さの評価を行い、地震及び津波に対して最も耐力を有する成功パスのシナリオが抽出されていることを確認した（図7-2）。

②津波による起回事象をベースとした評価

「外部電源喪失」と「補機冷却水の喪失」のイベントツリーを用いて、津波単独の評価において既に特定されている成功パスのシナリオを対象に評価を行っており、地震及び津波に対して最も耐力を有する成功パスのシナリオが抽出されていることを確認した（図7-2）。

以上のことから、当院は、地震と津波が重畳した場合のSFPの燃料に対する評価におけるクリフエッジの特定は妥当なものとする。

7. 3 地震及び津波の重畳時における防護措置の成立性について

緊急安全対策等、事象の進展に応じて必要となる防護措置に関して、防護措置の成立性や信頼性を確認するため、措置に係る設備、その設置場所、アクセスルート等の地震に対する耐性、防護措置に係る体制等について、北海道電力が示す資料によって確認した。また、冬期の夜間などの厳しい条件下においても所要の対応がとることができるかどうかに着目した。その結果は以下のとおりである。

(1) 防護措置に係る設備の地震及び津波に対する耐性

防護措置に係る設備の地震に対する耐性については、移動発電機車及び、SGやSFPへの冷却水を供給する送水ポンプ車の転倒並びに動的機能維持に係る裕度が S_s の2倍であり、炉心燃料のクリフエッジとして特定された1号機及び2号機のパワーセンタの耐震裕度である1.86倍よりも大きいことから、措置の実施に支障はないと考える。

また、防護措置に係る設備の津波に対する耐性については、屋外設備が炉心燃料のクリフエッジとして特定された津波高さT.P.+15.0mよりも高い位置に設置されていること、屋内設備、地下埋設物が津波の影響を受けない設置状況であることから、措置の実施に支障はないと考える。

重点的に確認した内容は以下のとおりである。

- ✓ 移動発電機車からの給電は、仮設キュービクル、中継盤、分岐盤を經由して、恒設された給電ケーブルによって行われるが、仮設キュービクル、中継盤、分岐盤の転倒に係る裕度は S_s の2倍を確保しており、給電ケーブルについても地震によって生じる張力に係る裕度は S_s の2倍以上を有している。
- ✓ 移動発電機車はE.L. 31m盤上に、4,000KVA発電機車に近接して予備の2,000KVA発電機車及び20KLタンクローリーを配置しており、火災リスク低減の観点から現地調査において配置の検討を行うよう指摘を行った。この指摘に対して各車両間の離隔を6~7m確保したことを確認した。
- ✓ SGへ給水を行う補助給水タンクの耐震裕度は S_s の4.89倍を確保している。補助給水タンクへの淡水供給は送水ポンプ車によって屋外給水タンクから行われるが、屋外給水タンクはE.L. 31m盤に設置されており、耐震裕度は S_s の2倍以上を確保している。
- ✓ 屋外給水タンクの水が枯渇した後の補助給水タンクへの給水及びSFPへの給水は、送水ポンプ車が海水を取水して冷却水を供給する。海水取水ポイントは、耐震Sクラス構造物の取水路立坑としているが、代替の取水ポイントを選定するための手順等を整備するように現地調査において指摘を行った。この指摘に対して代替取水ポイントを社内マニュアルに反映したことを確認した。
- ✓ 送水に用いるホースは、ホース延長・回収車によって所定の場所に運ばれる。ホース延長・回収車の転倒に係る耐震裕度は、 S_s の2倍以上を確保している。また一部恒設化された配管には、可撓継ぎ手が挿入されており、耐震性を高めていることを現地調査で確認した。
- ✓ 送水ポンプ車やホース等の資機材は、E.L. 39m盤の資機材倉庫に保管されている。倉庫は軽量素材でできており、地震によって倉庫が崩れ

た場合でも資機材には大きな影響はないと考えられる。さらに送水ポンプ車を保管する倉庫の天井にはクッション材を取り付けてあり、衝撃吸収を図っている。しかし、送水ポンプ車を保管する倉庫に近接して固体廃棄物貯蔵庫や定検機材倉庫が建てられており、地震による建屋の倒壊が送水ポンプ車に与える影響について評価するように、現地調査において指摘を行った。この指摘に対して両建屋がクリフエッジ地震である S_s の1.86倍に対して倒壊しないことを確認した。

- ✓ 移動式発電機車や送水ポンプ車等に用いる軽油は、屋外E.L. 10m盤の地下に埋設された非常用ディーゼル発電機貯油槽に保管している。貯油槽は耐震Sクラス施設であり、耐震裕度は S_s の2倍以上を確保している。津波来襲時には、給油口が塞がれる可能性があるが、貯油槽内の軽油を屋外を経由することなくE.L. 31m盤まで汲み上げる設備を平成24年7月末までに設置している。
- ✓ 軽油の運搬は、タンクローリーによって行うが、タンクローリーについては、地震時の転倒に対して S_s の2倍以上の裕度があることを確認している。

(2) 防護措置に係る設備の設置場所の地震及び津波に対する耐性

防護措置に係る設備の設置場所は、E.L. 31m盤とE.L. 39m盤の2箇所他としており津波の影響を受けない高台としているが、地震に対する耐性については、地盤や周辺の状態を踏まえて被害想定をした上で、設備等の損傷を最小限に抑えるための対策等を適切に施しており、措置の実施に支障はないと考える。重点的に確認した内容は以下のとおりである。

- ✓ E.L. 31m盤には、移動発電機車及びタンクローリー、E.L. 39m盤には、送水ポンプ車及びホース延長・回収車、ホース、ホイールローダー、バックハウ、ユニック車等を保管しているが、浅い位置に岩盤が分布しており、地盤の耐震性は確保されている。またE.L. 39m盤の資機材倉庫の周辺に高さ12m程度の法面があるものの、斜面のすべり安全率の裕度は S_s の2倍あり、コンクリート格子柵やアンカーによる斜面防護工や4m高の落石防護柵が設置されていることに加え、定期的な斜面の巡視を行っていることから、設置場所の地盤や斜面に関して、地震による影響はないものとする。

(3) 防護措置に係るアクセスルートの地震に対する耐性

防護措置に係るアクセスルートの地震に対する耐性については、アクセスルート周辺の地形やこれまでの維持管理状況等を踏まえて、地震による道路

面の不等沈下、周辺の地山のすべりによる道路面への土砂等の流れ込み、地震による道路面へのがれきの散乱、鉄塔の倒壊などの被害想定を行った上で、不等沈下による段差の解消、周辺から流れ込んだ土砂及び散乱したがれき等の撤去などの復旧想定や、「道路土工施工指針」（昭和61年、社団法人日本道路協会）を用いた復旧時間の算定を行っており、これらの被害想定、復旧想定、復旧時間の算定の考え方は適切なものとする（図7-3）。重点的に確認した内容は以下のとおりである。

- ✓ 地震による道路面の不等沈下、斜面のすべりによる道路面への土砂流れ込み、動路面へのがれきの散乱については、地盤や地下埋設物の構造等から被害は小さいか構内に配備しているホイールローダーおよびバックホウにより復旧は可能であると考えられる（図7-4）。
- ✓ 地震による液状化については、埋戻し土の粒度分布状況から、液状化の発生する可能性は小さいと考えられる。

なお、防護措置に係るアクセスルート等に関連して、原子炉建屋近辺の地盤の状況について基礎地盤および周辺斜面における地震時の安定性評価結果が示され、 S_s に対する余裕（2倍程度）を有していることから、安定性は確保されていると考える。

また、算定した時間内にアクセスルートを復旧することの実現性については、人員、重機性能を確認するとともに、現地調査において、アクセスルートへ流入したがれきの撤去や段差解消に係る訓練の実施状況を確認し、人員の重機操作能力や目標時間内に作業が完了できることを確認した。今後も、実際の被災時の状況での復旧の実現性や復旧措置後の使用性を高めるため、訓練等を継続して実施することが必要と考える。

（4）防護措置に係るアクセスルート等の津波に対する耐性

防護措置に係るアクセスルート等の津波に対する耐性について、移動発電機車からのケーブル接続及び送水ポンプ車を用いた屋外給水タンクからの給水はT. P. + 31～33m盤での作業となることから、津波による影響は無いものと考えられる。またT. P. + 10m盤での海水取水作業については、地震による道路面へのがれきの散乱などの被害想定とともに、漂流物を含めたがれき等の撤去などの復旧想定を行っているが、防護措置の実現可能性をより高める観点から、現地調査を踏まえて指摘した内容は以下のとおりである。北海道電力からは、括弧内に示すとおり、今後対策を行うとの回答を得ており、当院としては今後、現地の保安検査官による現場確認等により、対策措置の実施状況を確認していくこととする。

- 漂流物として想定される車両、コンテナ等に対する漂流物対策を実施す

ること（T. P. +10m盤の駐車場は平成24年7月から9月末にかけて一般車両を前面駐車禁止とすることや、ユニットハウスを平成24年9月末までに撤去または浮遊防止措置を施す予定。

（5）防護措置に係る設備、保管場所、アクセスルートの降雪、凍結、雪崩に対する耐性

防護措置に係る設備、保管場所、アクセスルートの降雪、凍結、雪崩に対する耐性については、発電所の気象条件を踏まえて寒冷地対策を行っており、これらの対策は適切なものとする。重点的に確認した内容は以下のとおりである。

- ✓ 降雪対策として、構内道路及び参集道路、資機材の保管・使用場所については10cm程度以上積雪があった場合除雪を行っている（図7-5）。また、車両は冬タイヤを装着している。
- ✓ 参集ルートへの雪崩の影響については、ルート際の斜面勾配や植生状況等から雪崩は発生し難く、また仮に雪崩が発生した場合でも迂回してアクセスが可能である。

（6）緊急時対策所の地震及び津波に対する耐性

緊急時対策所は、管理事務所地下2階（E.L. 2.3m）の放射線被ばくを防止する機能を備えた場所に設置することとしているが、E.L. 15.0m未満であるため、地震および津波の重畳時に対応が可能な指揮所として、Ssの2倍に耐える1、2号機中央制御室運転員控室（E.L. 17.3m）を代替緊急時対策所として整備している。代替緊急時対策所については、1、2号機中央制御室横のスペース（1階部分（約50m²）及び階段で接続された2階部分（約16m²））において指揮を執る22名が活動できるとしているが、その対応をより確実にするための強化を求めた。

北海道電力からは、1階部分のスペースを平成24年8月中に1.5倍の約75m²に拡大すること、2階のその他部分（通常時は仮眠用ベッドを設置している約50m²のスペース）も作業スペースに短時間で変更可能であること、3号機における中央制御室付近のスペース（約180m²）を活用して作業員が待機できること、平成24年7月末までにTV会議システムを整備する予定であることが示された。当院としては、今後、これらの対応状況を確認する。

また、緊急時における対策所の重要性を踏まえ、引き続き、必要な資機材の充実や訓練の実施など、実効性の向上に向けた取組を促すとともに、平成27年度を目途に建設することとされる免震棟について、出来るだけ早期の運用に向けた努力を促していく。

(7) 通信の確保

地震・津波により発電所内外での通信手段が途絶した場合を想定し、防護措置の実施に支障が来ることが無いよう、通信機器として有線仮設電話20台、トランシーバ10台、衛星携帯電話11台及び衛星電話5台を配備したことを確認した。

当院は、現地調査における必要な資機材の配備状況を含め適切に対応されていることを確認した。

以上のとおり、当院は、防護措置における設備及び設備の設置場所に係る地震及び津波に対する耐性が確保されていることを確認した。また、地域の特性を踏まえ、これらの降雪、凍結、雪崩に対する耐性についても確認した。ただし、前述のとおり、防護措置の実現可能性をより高める観点から、緊急時対策所やアクセスルートの確保に関して、現地調査を踏まえて指摘した内容があるため、当院としては、今後、現地の保安検査官による現場確認等により、北海道電力による対策措置の実施状況を確認していくこととする。

当院は、これらを踏まえて、後述の第10章において、地震、津波及び地震・津波の重畳時における原子炉及び使用済燃料ピットの冷却継続時間の評価を実施している。

なお、IAEAの勧告では「耐震安全余裕評価において、基本的安全機能の成功パスの完全性をチェックするためのシステムウォークダウン、及び安全余裕の計算に使用するために相互の影響を特定し、竣工時及び運転時の情報を収集するための地震／洪水耐性ウォークダウンが含まれることを確実にすべきである。」とされている（別添6、別添7）。そこで、北海道電力により実施されている現場確認の概要について整理した。その結果は以下のとおりである。

- 建設時の使用前検査等における確認や運転開始以降の定期検査等における現場確認に加え、北海道電力が別途実施している地震PSA実施に向けた確認において、日本原子力学会の地震PSA学会標準等に基づき、耐震安全性に係る確認として、対象機器、配管について設計図面等と相違ないこと、基礎部分を含めて異常がないこと、周辺の設備等が波及的影響を及ぼさないことが確認されている。また、リカバリー操作の確認として、現場操作のためのアクセスが可能であること、現場操作が可能であることが確認されている。

- また、緊急安全対策等の実施にあたり、原子炉建屋外及び原子炉補助建屋外等の浸水領域からそれぞれの建屋内の浸水対策範囲への浸水経路となりうる扉、配管貫通部等が網羅的に点検されるとともに、浸水対策箇所と処置方法が決定され、扉や貫通部へのシール施工等の浸水対策工事が実施されている。また、工事完了段階において、計画どおりに施工され、所定の機能が達成されることが確認されている。

したがって、北海道電力においては、建設時、運転開始以降のそれぞれの段階における現場確認の内容を基に適切に評価が実施されているものとする。また、当院では、今回、事業者とは別に現地調査によって、タービン動補助給水ポンプへの蒸気配管や設備の保全状況について、設計図面と運転中の実機との照合等を行った。このような現地調査は、IAEAの勧告においても推奨されていることから、引き続き事業者において実施されることが望ましい。なお、事業者は、今後の二次評価も含めてそれぞれの段階でIAEAの指針等及び地震PSA学会標準等に基づき現場確認を体系的に整理・報告するとともに、その結果を当院が確認していくことが、信頼性、説明性のより一層の向上の観点から必要である。

7. 4 緊急安全対策等の効果について

(1) 炉心の燃料に対する評価について

北海道電力は、緊急安全対策等の効果の確認の観点から、収束シナリオの特定及びプラント全体の裕度評価を踏まえ、緊急安全対策等実施前後のイベントツリーを作成し比較を行った結果、地震と津波の重畳によるクリフエッジが改善されると評価され、緊急安全対策等の効果について確認することができたとしている。

当院は、緊急安全対策等実施前後のイベントツリーを比較し、緊急安全対策等により、燃料の重大な損傷に至ることを防止するための多重かつ多様な防護措置がとられていることを確認した。その結果は以下のとおりである。

- 緊急安全対策等実施前では、1. 86 Ss以上の地震により、非常用所内電源からの給電に失敗（パワーセンタの機能損傷）した場合、または、T. P. +10. 3m以上の津波により、海水系の機能喪失に伴う「補機冷却水の喪失」（原子炉補機冷却海水ポンプの機能損傷）が発生した場合、非常用所内電源が喪失するため燃料の重大な損傷に至る。

- 緊急安全対策等実施後では、移動発電機車等を配備しプラント監視機能を確保するとともに、送水ポンプ車等を配備し海水を水源とした給水手段の確保したことにより、タービン動補助給水ポンプによりSGに給水して冷却を継続する。既存扉及び建屋貫通部の隙間へのシール施工等により、耐震裕度1.86S_s（パワーセンタの機能損傷）までの範囲、及び許容津波高さT.P. +15.0m（タービン動補助給水ポンプ等の機能損傷）までの範囲では、タービン動補助給水ポンプを用いた2次系冷却が可能となり、クリフエッジとなる裕度が向上した。

（2）SFPの燃料に対する評価について

北海道電力は、緊急安全対策等の効果の確認の観点から、収束シナリオの特定及びプラント全体の裕度評価を踏まえ、緊急安全対策前後のイベントツリーを作成し比較を行った結果、地震と津波の重畳によるクリフエッジが改善されると評価され、緊急安全対策等の効果について確認することができたとしている。

当院は、緊急安全対策実施前後のイベントツリーを比較し、緊急安全対策により、燃料の重大な損傷に至ることを防止するための多重かつ多様な防護措置がとられていることを確認した。その結果は以下のとおりである。

- 緊急安全対策等実施前では、1.86S_s以上の地震、あるいはT.P.10.3m以上の津波により、「外部電源喪失」が発生した場合、非常用所内電源からの給電機能が喪失し、全ての影響緩和機能が喪失するため、燃料の重大な損傷に至る。
- 緊急安全対策等実施後では、上記の機能が喪失した場合でも、耐震裕度2S_s（SFPの構造損傷）及び許容津波高さT.P.31.0mまでの範囲で、仮設ポンプ（送水ポンプ車）等を用いたSFPへの注水により燃料の重大な損傷を回避することが可能となり、クリフエッジが向上した。

以上のことから、当院は、これまで実施されてきた緊急安全対策等により、地震と津波の重畳に対する裕度が向上するとともに、移動発電機車による給電機能及び送水ポンプ車等による水源確保の多様化と事象収束シナリオの追加がなされ、多重化・多様化が向上されたと評価する。

7. 5 当院の評価（まとめ）

以上のとおり、当院は、北海道電力が実施した設計上の想定を超える地震と

設計上の想定を超える津波が発電所に来襲した場合の評価について、適切に実施されたと考える。すなわち、地震と津波の事象を独立のものとして安全側の評価を実施していること、設備等が単体で有する裕度の評価においては、「5. 地震に関する評価について」及び「6. 津波に関する評価について」において妥当性を確認した評価を用いていることは妥当なものとする。また、これらの組み合わせにより泊発電所1, 2号機がシステム全体として有する裕度の評価にあたっては、「5. 地震に関する評価について」及び「6. 津波に関する評価について」において確認した、それぞれの起因事象の選定結果及び収束シナリオの評価結果を踏まえて、地震と津波が重畳した場合のクリフエッジを特定することについても妥当なものとする。

また、これまで実施されてきた緊急安全対策等により、地震と津波の重畳に対する裕度が向上するとともに、移動発電機車による給電機能及び送水ポンプ車等による水源確保の多様化と事象収束シナリオの追加がなされ多重化・多様化が向上されたと評価する。

なお、防護措置の成立性について、本章に加え、「10. 2 緊急安全対策に係る運転操作、作業の成立性について」において記載するとおり、課題が認められた。

したがって、想定を超える地震と津波に対するクリフエッジが、運転中の原子炉については、「S_sの1.86倍以上の地震動または設計津波高さT. P. 9.8mを約5.2m上回る津波高さT. P. +15.0mにおいて、パワーセンタの機能損傷により移動発電機車による給電に失敗し、またはタービン動補助給水ポンプ等の浸水のため2次系による冷却に失敗し、炉心の重大な損傷を防止するための措置が講じられなくなる可能性がある」とし、SFPについては、「S_sの2倍以上の地震動において、SFPの構造損傷のため、SFPにある水が大量に失われ、またはT. P. 31.0m以上の津波において、仮設ポンプ（送水ポンプ車）等を用いたSFPへの注水に失敗し、同ピットにある燃料の重大な損傷を防止するための措置が講じられなくなる可能性がある」とする北海道電力の評価を確認するためには、課題への対応状況を踏まえ、対策の実現可能性をさらに確認することが必要である。

8. 全交流電源喪失に関する評価

本章においては、北海道電力の報告書及び当院からの質問に対する回答により、全交流電源喪失事象が発生した場合の事象の進展が特定され、燃料の重大な損傷に至ることなく原子炉及びSFPの冷却を継続できる時間の評価が適切に行われたかどうかを確認した。

全交流電源喪失事象は、送電系統の故障等により外部電源が全て喪失し、加えて、発電所内に設置されている非常用ディーゼル発電機全台の機能が確保できないことにより、所内の全ての交流電源が喪失する事象である。全交流電源喪失事象が発生した場合には、原子炉については、蒸気を駆動源とするタービン動補助給水ポンプにより、SG 2次側への給水を行うことにより原子炉の冷却を行い、SFPについては、燃料の崩壊熱により失われるピット水を外部から補給することにより冷却を行うことが必要になる。

当院は、原子炉及びSFPの冷却を継続できる時間については、発電所内の3機全てで全交流電源喪失が発生することを前提として、原子炉が運転中の場合と停止中の場合に区別して確認を行うとともに、原子炉とSFPのそれぞれについて確認を行った。また、全交流電源喪失時に懸念される1次冷却材ポンプのシール部からの冷却材の漏えいについても影響の確認を行った。更に、これまでに講じた防護対策の有効性についても確認を行った。

その結果、当院は、北海道電力が実施した全交流電源喪失が発生した場合の事象進展の特定、原子炉及びSFPの冷却継続時間の評価については、原子炉運転中及び原子炉停止中の条件の下で、適切に実施されたと考える。以下、当院が確認した内容の詳細を記載する。

なお、本章における冷却継続時間の確認は、全交流電源喪失事象のみが単独で発生したと仮定するものであり、地震や津波の影響は考慮されていない。地震や津波の影響を受けた場合に、全交流電源喪失事象が発生した場合の冷却継続時間の確認は、10章において別途記載する。

8. 1 全交流電源喪失時の事象進展と冷却継続時間について

(1) 外部電源喪失から全交流電源喪失までの事象進展

ここでは、全交流電源喪失事象発生時の確認に先立ち、外部電源喪失から全交流電源喪失に至るまでの期間について、1号機、2号機の双方について利用可能な電源設備等と利用可能な時間について確認を行った。

北海道電力は、外部電源喪失から全交流電源喪失までの過程について、外部電源系の構成や主蒸気ダンプ容量などのプラントの特性を反映し、イベントツリーで特定するとともに、1号機、2号機それぞれ2台の非常用ディーゼル発電機が運転継続でき原子炉を冷却できる期間を、燃料（軽油）の保有量と原子炉の冷却に必要な系統・機器の燃料消費量と燃費に基づき、1号機は約7.5日間、2号機は約7.7日間と評価したとしている。

当院は、当該発電所の外部電源系が275kV 4回線と66kV 2回線で構成されていること、各号機ともに非常用ディーゼル発電機を2台設置していること、また、主蒸気ダンプ容量が約70%であり、所内単独運転が期待できる設計となっていることを確認した。これらのプラント設計に関連する設備はイベントツリーのヘディングに反映されていることを確認した。

また、非常用ディーゼル発電機燃料油貯油槽の管理容量が約207.2キロリットルであること、外部電源喪失時に非常用ディーゼル発電機から給電を受け約30時間で冷温停止を達成し、これを維持するために必要な電動補助給水ポンプ、余熱除去ポンプ、原子炉補機冷却水ポンプ及び海水ポンプ等を運転した場合の非常用ディーゼル発電機の燃費に基づき、1号機は約7.5日間、2号機は約7.7日間の運転継続時間を算定していることを確認した。

以上のことから、外部電源喪失から全交流電源喪失までの事象進展の特定と非常用ディーゼル発電機が運転継続可能な時間の評価が適切になされていることを確認した。

（2）全交流電源喪失時の事象進展

1）原子炉の冷却

北海道電力は、全交流電源喪失を起因事象として、燃料の重大な損傷に至るまでの事象進展をイベントツリーにより評価し、この場合に使用できる防護措置を明らかにしたとしている。具体的には、全交流電源喪失後、タービン動補助給水ポンプによりSG2次側への給水を行い原子炉の冷却を継続するとし、SG2次側への給水継続に失敗した場合には、燃料の重大な損傷に至るとしている。

また、タービン動補助給水ポンプによるSG2次側への給水については、SGの水位監視が必要であり、電源が確保できず、監視機器への電源の給電に失敗した場合には、SGの水位制御ができず、最終的には燃料の重大な損傷に至るとしている（図8-1）。

当院は、北海道電力が作成したイベントツリーについて、給水手段の確保、水源の確保、S G水位の監視機器への給電、使用できる防護措置の区分に着目して以下のとおり確認した結果、全交流電源喪失事象から燃料の重大な損傷までの事象進展の特定が適切になされていることを確認した。

なお、北海道電力が作成したイベントツリーにおいては、3つの安全機能（給水手段の確保、水源確保、電源確保）の個別の安全機能に着目して、当該安全機能を有する各設備に応じて安全機能を確保できる期間を示すために成功と失敗の分岐を用いており、P S Aで一般的に使用されるイベントツリーの分岐の考え方とは異なった取扱いをしていることについても確認した。

- 全交流電源喪失時の炉心冷却に必要なタービン動補助給水ポンプの利用にあたり、水源として、補助給水タンクに加えて、2次系純水タンク、ろ過水タンク、原水槽及び海水を利用することが示されている。
- 全交流電源喪失時にはS Gの水位制御のために監視機器等へ蓄電池からの給電が期待でき、蓄電池が枯渇する前に、移動発電機車の繋ぎ込みによる電源の確保が必要であることが示されている。
- 工事計画で対象とした設備、アクシデントマネジメント（以下「AM」という。）設備、緊急安全対策として整備した設備が区別されており、使用できる防護措置の区分が明確になっている。

2) S F Pの冷却

北海道電力は、全交流電源喪失によりS F Pの冷却機能が喪失するため、S F Pへの給水を実施することにより燃料を冷却するとしている。S F Pへの給水が停止し、燃料の崩壊熱が除去できなくなると、最終的には燃料の重大な損傷に至るとしている（図8-2）。

当院は、北海道電力のイベントツリーについて、水源の確保、使用できる防護措置の区分に着目し、以下のとおり確認した結果、S F Pの冷却については、全交流電源喪失事象から燃料の重大な損傷までの事象進展の特定が適切になされていることを確認した。

なお、北海道電力が作成したイベントツリーにおいては、S F Pへの給水機能を有する各設備に応じて給水・除熱機能を確保できる期間を示すために成功と失敗の分岐を用いており、P S Aで一般的に使用されるイベントツリーの分岐の考え方とは異なった取扱いをしていることについても確認した。

- 全交流電源喪失時にS F Pへの給水を実施するために、燃料取替用水タンク、1次系純水タンク、ろ過水タンクを水源として恒設注水ラインを使用

した給水、ろ過水タンクを水源として送水ポンプ車を使用した給水、防火水槽を水源として消防自動車を使用した給水及び原水槽、2次系純水タンク、海水を水源として送水ポンプ車を使用した給水を行うことが示されている。

- イベントツリーのヘディングでは、緊急安全対策等として整備した設備であることが示されており、使用できる防護措置の区分が明確になっている。

(3) 全交流電源喪失時の原子炉及びSFPの冷却継続時間の評価（原子炉運転中）

1) 評価条件

北海道電力は、原子炉及びSFPの冷却に必要な給水量の評価において、想定する燃料の仕様を高燃焼度ステップ2ウラン燃料（濃縮度約4.8wt%）とし、1回照射（燃焼度18,300MWd/t）、2回照射（36,700MWd/t）、3回照射（55,000MWd/t）の燃料が炉心に1/3ずつ装荷され、約1年間運転した状態を仮定したとしている。

また、SFPについては、ウラン燃料の崩壊熱が高くなるように、1号機、2号機それぞれについて、1/3炉心ずつ取り出した燃料のうち3回目以前の冷却済み燃料は全て最高燃焼度を55,000MWd/tとし、運転期間13ヵ月、停止期間30日で貯蔵されていると仮定したとしている。なお、SFP貯蔵燃料の崩壊熱への影響が大きい取出直後の燃料の冷却期間30日は、これまでの定期検査の実績と比較して保守的な値であるとしている。

崩壊熱については、平成2年に日本原子力学会がとりまとめたデータブック「崩壊熱の推奨値とその使用法」に与えられている推奨値（不確定性（3σ）を考慮したもの）を使用したとしている。また、アクチニド崩壊熱についてはORIGEN2コード（不確定性（20%）を考慮）の評価値を用いたとしている。

当院は、北海道電力が設定した評価条件について、原子炉及びSFPの燃料に係る燃焼度の想定、使用した崩壊熱に着目して、以下のとおり確認した。

- 原子炉の燃料については、最新の高燃焼度ステップ2燃料としている。また、最高燃焼度である55,000MWd/tを想定しており、実際の炉心設計で採用されている3バッチ方式と濃縮度（約4.8wt%）を反映している。
- SFPの燃料については、運転時に想定される最大数の使用済燃料が貯蔵されていると仮定している。

- 崩壊熱に用いたデータの設定については、原子力安全委員会の「軽水型動力炉の非常用炉心冷却系の性能評価指針」の解説Ⅲにおいて安全解析で使用することが妥当と認められており、また、アクチニド崩壊熱の寄与についても実績のあるORIGEN2コードに適切な保守性を考慮した評価値を用いている。
- 各号機の運転状態については、評価が最も厳しくなる条件である、評価対象以外の号機において、移動発電機車及び送水ポンプ車の燃料である軽油を貯蔵している非常用ディーゼル発電機燃料油貯油槽の数が点検のため少なくなっている停止中（1号機運転中の場合は2号機停止中、2号機運転中の場合は1号機停止中。1号機、2号機は、3号機の非常用ディーゼル発電機燃料油貯油槽を現時点で使用しないため3号機の運転状態は評価に影響しない。）を選定している。（表8-1）

2) 原子炉の冷却について

北海道電力は、運転時に全交流電源喪失事象が発生した場合に期待する水源として、補助給水タンク、2次系純水タンク、ろ過水タンク、原水槽の順に切り替え、最終的には海水を取水し補助給水タンクに補給することで給水を継続できるとしている。各水源が枯渇する時間については、各水源の保有水量と原子炉の崩壊熱に対応する必要給水量から算定し、1、2号機ともに、補助給水タンクは約8時間、2次系純水タンクは約4.3日間、ろ過水タンクは約12.1日間、原水槽は約7.8日間、合計で約24.5日後になるとしている。海水は枯渇しないとしている。原水槽からの給水及び海水の取水は送水ポンプ車により行うとしている。

また、運転時に全交流電源喪失事象が発生した場合、SGの水位制御を行いながら給水するために、水位監視機器等への給電が必要であり、蓄電池から直流電源への給電が停止するまでに、移動発電機車による電源の供給が必要であるとしている。蓄電池については各号機とも約5時間の給電が可能であり、移動発電機車については、燃料である軽油の発電所内貯蔵量と移動発電機車の約14.7%負荷運転時（電動補助給水ポンプ稼働時の負荷を含む）の燃費に基づき、約20日後までの運転が可能としている。

送水ポンプ車、移動発電機車等は、発電所内に備蓄されている1～3号機で共用する軽油（備蓄量約387.6キロリットル）を燃料とし、送水ポンプ車運転時燃費、移動発電機車からのSG水位監視機器等への負荷接続時燃費等に基づき、約20日後までの運転が可能であるとしている。

原子炉の冷却継続時間は、備蓄軽油を燃料とする送水ポンプ車、移動発電機

車等による軽油の消費が各号機による消費も全て含めて発電所内貯蔵量に達する事象発生後約20日後までとしている（図8-3）。

当院は、原子炉の冷却継続時間の評価に関して、水源の保有水量、蓄電池の給電継続時間、移動発電機車等の設計条件に着目して、以下のとおり、発電所内の3機全てで全交流電源喪失が発生することを前提とした場合の原子炉の冷却継続時間（約20日間）が適切に算定されていることを確認した。

- 補助給水タンク、2次系純水タンク、ろ過水タンク、原水槽の保有水量については、各々、約375m³、約1,189.1m³、約1,752.8m³、約821.6m³が評価で用いられているが、補助給水タンクは保安規定値、その他は自動補給開始時容量により、水量はこの数値以上で管理されている。なお、ろ過水タンク及び原水槽からはSG2次側及びSFPへ同時に給水するとしている。また、各水源が枯渇する時間については、各水源の保有水量とその時点での崩壊熱から算定される必要給水量から評価されている。
- 蓄電池の継続運転時間である約5時間については、蓄電池の設計仕様を前提として、不要負荷を切離すことにより確保される。
- 1号機、2号機、3号機で共用する移動発電機車の容量は、4,000kVA（他に予備機として、2,000kVA、625kVAがある）であり、他方、1～3号機の原子炉及びSFPの両方の冷却を実施する場合に必要な系統負荷（プラント監視機能に必要な負荷、構内PHS交換機、中央制御室換気空調設備、空調用電気ヒータ等）の合計値が約787.3kVAであり、移動発電機車の容量に比し小さい。
- 移動発電機車の燃料（軽油）は、1号機及び2号機の非常用ディーゼル発電機燃料油貯油槽（約387.6キロリットル）及びタンクローリ（約20キロリットル1台及び約4キロリットル2台で貯蔵している約25キロリットル）で貯蔵され、貯蔵量はそれぞれ保安規定値及び定期試験時消費量を削減した値により管理されている。
- 移動発電機車の運転継続時間については、3機同時に全交流電源喪失が発生した場合に運転すると仮定した容量（約787.3kVA）と、必要な系統負荷を運転した時の燃費（約737.9リットル/時）に基づき算定されている。
- 防護措置に用いる設備や燃料等に対する凍結防止対策がなされている。

なお、本評価結果は、全交流電源喪失事象のみが単独で発生した場合の評価であり、地震や津波の影響を受けて全交流電源喪失事象が発生した場合の評価

は、10章において別途記載する。

3) SFPの冷却について

北海道電力は、原子炉運転中に全交流電源喪失が発生した場合に、SFPへの給水のための水源としては、燃料取替用水タンク、1次系純水タンク、ろ過水タンク、防火水槽、原水槽及び海水を利用できるとしている。各水源の枯渇時間については、各水源の保有水量とSFPにある燃料の崩壊熱で決まる必要給水量から算定し、SFP水位が1m低下する約84時間の後、燃料取替用水タンクは約4.4日間、1次系純水タンクは約1.7日間、ろ過水タンクは約7.2日間、防火水槽は約10時間、原水槽及び防火水槽は約7.4日間、合計で約24.6日後になるとしている。海水は枯渇しないとしている。なお、原水槽からの給水及び海水の取水については、送水ポンプ車に期待する約20日後の時点では、発電所内に備蓄し、1～3号機で共用する送水ポンプ車、移動発電機車等の燃料の軽油が全て消費されていることから使用できないとしている。

(図8-3)。

当院は、SFPの冷却継続時間の評価に関して、水源の保有水量、送水ポンプ車の運転可能性に着目して、以下のとおり、冷却継続時間が適切に算出されていることを確認した。

- 水源である、燃料取替用水タンク、1次系純水タンクは1号機、2号機にそれぞれ約120m³をSFPへ給水、ろ過水タンクは1～3号機共用でSG2次側及びSFPへ同時に給水するとし、SFPには1号機、2号機にそれぞれ約498.8m³を給水、防火水槽は1号機、2号機それぞれに約30m³をSFPへ給水、原水槽及び防火水槽は1～3号機共用で、1号機、2号機それぞれに約512.8m³をSFPに給水とするとしており、燃料取替用水タンクは保安規定値、1次系純水タンクは水位低警報発信時容量、ろ過水タンク及び原水槽は自動補給開始時容量、防火水槽は防火管理マニュアルに従い点検した容量により、水量はこの数値以上で管理されている。また、各水源が枯渇する時間については、使用順位が定められた各水源の保有水量とその時点での崩壊熱から算定されている。
- 送水ポンプ車の運転継続時間約20日後までは、1～3号機とも全交流電源喪失が発生し発電所に備蓄してある送水ポンプ車燃料の軽油が全て消費されているとして算定されている。
- SFPへの給水操作に係る水位監視と現場での作業が可能である。
- 海水注入による燃料健全性への影響は小さいと評価されている。

➤ 防護措置に用いる設備や燃料等に対する凍結防止対策がなされている。

なお、本評価結果は、全交流電源喪失事象のみが単独で発生した場合の評価であり、地震や津波の影響により全交流電源喪失事象が発生した場合の評価は、10章において別途記載する。

4) 1次冷却材ポンプのシール部からの漏えいの取扱い

当院は、審査の過程において北海道電力に対して、全交流電源喪失時に1次冷却材ポンプ（以下「RCP」という。）のシール部からの漏えいの評価について説明を求め、当該事象の取扱いについての確認を行った。

北海道電力は、全交流電源喪失時に、RCPへの封水注入機能及びRCPシール部の冷却機能（サーマルバリアへの冷却水通水）が失われた場合のシール部からの漏えい率として、1次冷却材圧力15.4MPaにおいてRCP1台当たり約1.2m³/hを想定している。RCPからの漏えい率1.2m³/hの想定については、RCPシールの構造、特性等の設計条件、全交流電源喪失時におけるRCPシール部の挙動を明らかにしたうえで、機械工学便覧に示されている評価式等を用いて、No.1シール、No.2シール及び封水戻りラインバイパスオリフィスにおける各々の流量を差圧-流量特性に基づく解析によって求めたとしている。

また、全交流電源喪失時には、RCPシール部は一時的には通常運転時の1次冷却材温度（約290℃）に晒されるものの、シール部品としての金属材料等は十分な耐熱性能を有していること、シール部品間に用いているOリングについては、RCP製造メーカーにより全交流電源喪失時に想定される1次冷却材の温度、圧力を模擬したOリングの検証試験によって、全ての試験体（24個）について、健全性が維持されていることが確認されているとしている。

北海道電力は、全交流電源喪失時には、タービン動補助給水ポンプの運転及び主蒸気逃がし弁開放による2次系からの冷却により、1次冷却系を約170℃、約0.7MPaまで減温、減圧しプラントを安定させる操作手順を作成しているが、この場合のプラントの挙動について熱流動解析コードRELAP5を用いて解析し、RCPシール部からの漏えい率1.2m³/hを保守的に包絡する漏えい率1.5m³/hを考慮しても、炉心冷却が適切に実施され、操作手順を実現できることを確認したとしている。（図8-4）

当院は、北海道電力の実施したシール部からの漏えい評価に関して、Oリングの検証試験結果、漏えいを反映したプラント挙動解析に着目し、以下のとお

り、RCPシール部からの漏えいに対する評価が適切になされていることを確認した。

- RCP 1台当たり $1.2 \text{ m}^3/\text{h}$ に設定した漏えい率は、No. 1シール、No. 2シール及び封水戻りラインバイパスオリフィスの差圧—流量特性に基づいて評価しているが、評価手法の妥当性について過去の実験データによる検証結果も含めて提示するよう要求したところ、検証結果等の提示があり、以下の事項を確認できた。
 - ✓ No. 1シールは非接触式の限定漏えい型のシールであり、高温、高圧環境下におけるシール構成部品の変形量を、汎用コード（ABAQUS）を用いた有限要素法（FEM）解析により求め、この変形量を用いて隙間の形状を評価した上で、層流の基本式（機械工学便覧）を用いてNo. 1シールの差圧—流量特性の評価が行われていること、No. 2シールは接触式のバランス型メカニカルシールであり、シール出口部で減圧沸騰が生じ、臨界流であることをもとに、微小隙間流れの流量計算式（同便覧）及び臨界流の式を用いたNo. 2シールの差圧—流量特性の評価が行われていること、封水戻りラインバイパスオリフィスについては、水単相及び気液二相流の圧力損失式（気液二相流技術ハンドブック等）を用いて差圧—流量特性を算出していること、RCPシール部からの漏えい量については、No. 1シールにおける流量が、No. 2シールにおける流量及び封水戻りラインバイパスオリフィスにおける流量とバランスする点として算出していること。
 - ✓ 評価方法については、過去の実験データの試験条件に基づき評価した漏えい量との比較検証を行い、評価結果と実験結果がよく一致していることを確認していること。
- Oリングの耐熱性能については、当初の報告においては、全交流電源喪失が短期間継続（5及び20時間）することを想定した試験結果での評価であり、北海道電力は、自主的に炉心の安定的な定常状態の維持を想定した全交流電源喪失が長期間継続することを想定した追加試験（12個）を実施しているとのことであったことから、それらの温度、圧力条件、保持時間の適切性を示した上で試験結果を提示するよう要求したところ、試験結果の提示がなされ、以下の事項を確認し、Oリングの性能が適切に評価されているとともに、試験結果の試料数が及ぼす影響は小さいものであることが確認できた。
 - ✓ 長期間保持（7日間）を想定した試験結果によりOリングは破損することなく健全性は維持できることが確認されたこと。
 - ✓ 長期間保持に係る検証試験の内容については、全交流電源喪失発生後

のプラント挙動として、主蒸気逃がし弁、タービン動補助給水ポンプを用いた減温、減圧操作により、約64時間で安定な状態（1次冷却材温度：約170℃、圧力：約0.7MPa）に移行するものの、その状態を上回る状態で、約7日間まで保持した結果、リングの健全性が維持できる結果が示されたこと。

- ✓ オリング性能試験結果の妥当性への試料数による影響については、品質管理状況の確認方法を示すよう要求したところ、北海道電力が実施した調査において、計172体のオリング製造データを確認し、バラツキの程度が小さく均一な製品が供給されており、オリング性能試験に用いた試料数で実機において使用されているオリングを代表できることが確認されたこと。
- RCPシール部からの1次冷却材の漏えいを考慮して、主蒸気逃がし弁、タービン動補助給水ポンプを用いた1次冷却系の減温、減圧操作により炉心損傷に至ることなく、プラントが安定な状態に移行できることを示すことについて、北海道電力から熱流動解析コードRELAP5を用いた解析結果の提示があり、この解析結果について以下の事項を確認し、漏えい発生時のプラント挙動評価は適切に評価されていることを確認した。
 - ✓ 国内外の実験施設で実施されたPWRの小破断LOCA及び過渡事象を模擬した実験に対して検証がなされ、適用性が確認された解析コードが使用されていること。
 - ✓ 全交流電源喪失時の運転操作を含め、適切な解析条件が用いられていることが確認できたこと。
 - ✓ 旧日本原子力研究所で実施された自然循環実験の結果と比較し、RCPシール部からの1次冷却材漏えいが自然循環維持に与える影響はないことが示されていること。

（4）全交流電源喪失時のSFPの冷却継続時間の評価（原子炉停止中）

北海道電力は、プラント停止中の当該評価においては、（3）1）で示したように、SFPにあるウラン燃料の崩壊熱が高くなるように、各サイクルの運転期間を13ヵ月、停止期間を30日、燃料取出期間を7.5日として評価したとしている。なお、SFP貯蔵燃料の崩壊熱への影響が大きい取出直後の燃料の冷却期間7.5日は、これまでの定期検査の実績と比較して保守的な値であるとしている。また、崩壊熱についても（3）1）で示したものを使用したとしている。各号機の運転状態については、評価が最も厳しくなる条件として、評価対象以外の号機を運転中（1号機停止中の場合は2号機運転中、2号機停止中の場合は1号機運転中。1号機、2号機は、3号機の非常用ディーゼル発

電機燃料油貯油槽を現時点で使用しないため3号機の運転状態は評価に影響しない。)とし、移動発電機車及び送水ポンプ車の燃料である軽油の消費量が大きい状態を選定している。(表8-1)

SFPへ注水するための水源としては、ろ過水タンク、防火水槽、原水槽、2次系純水タンク及び海水を利用するとしている。各水源の枯渇時間については、各水源の保有水量とSFPにある燃料の崩壊熱から算定し、SFP水位1m低下の約27時間後、ろ過水タンクは約13.8日間、防火水槽は約3時間、原水槽及び防火水槽は約12日間、2次系純水タンクは約6.9日間、合計で約33.9日後になるとしている。海水は枯渇しないとしている。なお、原水槽、2次系純水タンクからの取水及び海水の取水は送水ポンプ車により行うが、これらの水源からの給水量は十分にあるものの、送水ポンプ車に期待する約20日後の時点では、発電所内に備蓄し、1～3号機で共用する送水ポンプ車、移動発電機車等の燃料の軽油が全て消費されていることから使用できないとしている。

当院は、北海道電力が実施したSFPの冷却継続時間の評価に関して、燃料の想定、水源の保有水量に着目して、以下のとおり適切に算定されていることを確認した。

- SFPに貯蔵する燃料の評価条件については、(3)1)で確認したとおり。
- 水源である、2次系純水タンク、ろ過水タンクは、1～3号機共用で、1号機、2号機それぞれに、各々、約1535.1m³、約3064.9m³、防火水槽は1号機、2号機それぞれに約30m³、原水槽及び防火水槽は1～3号機共用で、1号機、2号機それぞれに約2633.7m³をSFPに給水するとして評価で用いられているが、2次系純水タンク、ろ過水タンク及び原水槽は自動補給開始時容量、防火水槽は防火管理マニュアルに従い点検した公称容量により、水量はこの数値以上で管理されている。また、各水源が枯渇する時間については、使用順位が定められた各水源の保有水量とその時点でのSFPにある燃料の崩壊熱で決まる必要給水量から算定されている。
- 原水槽、2次系純水タンクからの取水及び海水取水については、発電所の1～3号機で共用する軽油を燃料とする送水ポンプ車を使用するため燃料が消費される約20日後までと制限されている。
- SFPへの給水操作に係る水位監視と現場での作業が可能である。
- 海水注入による燃料健全性への影響は小さいと評価されている。

なお、本評価結果は、全交流電源喪失事象のみが単独で発生した場合の評価

であり、地震や津波の影響により全交流電源喪失が発生した場合の評価は、10章において別途記載する。

8. 2 クリフエッジの特定について

8. 1の確認結果を踏まえ、原子炉運転中及び原子炉停止中の全交流電源喪失事象に対して、原子炉及びSFPの燃料を対象として、緊急安全対策等実施後の冷却継続時間の確認結果を以下に示す。

(1) 原子炉運転中の冷却継続時間の確認結果

原子炉運転中の原子炉に対する冷却継続時間は、給水及び電源供給機能（送水ポンプ車及び移動発電機車の燃料（軽油））の喪失により決まる約20日後までとなり、SFPに対する冷却継続時間は、給水機能（送水ポンプ車の燃料（軽油））の喪失により決まる約20日後までとなる。（図8-3）

(2) 原子炉停止中の冷却継続時間の確認結果

原子炉停止中のSFPに対する冷却継続時間は給水機能（送水ポンプ車の燃料（軽油））の喪失により決まる約20日後までとなる。（図8-5）

8. 3 緊急安全対策等の効果について

原子炉運転中及び原子炉停止中の全交流電源喪失事象に対して、原子炉及びSFPの燃料を対象として、緊急安全対策等実施前後の冷却継続時間に着目して効果の確認を行った。

北海道電力は、原子炉の冷却継続時間については、緊急安全対策等実施前には蓄電池の容量である約5時間後までであったが、緊急安全対策等において設置された移動発電機車による給電時間の延長により約20日後までに延長できたとしている。SFPの冷却継続時間については、緊急安全対策等実施前には、SFP水位が有意に低下（通常水位-1m）する約27時間後（原子炉停止中）までであったが、緊急安全対策等において設置された送水ポンプ車による給水時間の延長により、約20日後までに延長できたとしている。

また、今後、防護措置が確実に実行できるよう、教育、訓練を通じて改善を図りながら実効性を維持・向上させていく計画であるとしている。

当院は、以上のとおり、実施済の緊急安全対策等について効果があることを確認した。また、北海道電力においては、将来的に継続して防護対策について、運用面で、一層の充実を図る計画を有しており、継続的に安全性の向上が図ら

れることを確認した。

8. 4 当院の評価（まとめ）

当院は、北海道電力が実施した全交流電源喪失が発生した場合の事象進展の特定、原子炉及びSFPの冷却継続時間の評価については、発電所内の3機全てで全交流電源喪失が発生することを前提として、原子炉運転中及び原子炉停止中の条件の下で、事象進展の特定についてはイベントツリーにより、また冷却継続時間の評価条件や評価方法等についても適切に評価されていることを確認した。

これより、原子炉運転中に全交流電源喪失が発生した場合に、原子炉及びSFPの冷却継続時間は約20日後までであるとし、また、緊急安全対策等の実施により、原子炉の冷却継続時間は約5時間後までから約20日後までに、SFPの冷却継続時間は約27時間後までから約20日後までに延長できるとする根拠を確認できた。

なお、本章の議論は、全交流電源喪失事象のみが単独で発生した場合の評価であり、地震や津波の影響により全交流電源喪失事象が発生した場合の評価は、10章において別途記載する。

9. 最終ヒートシンク喪失に関する評価

本章においては、北海道電力の報告書及び当院からの質問に対する回答により、最終ヒートシンク喪失事象が発生した場合の事象の進展が特定され、燃料の重大な損傷に至ることなく原子炉及びSFPの冷却を継続できる時間の評価が適切に行われたかどうかを確認した。

最終ヒートシンク喪失事象は、原子炉の運転中または停止中に海水ポンプ及び循環水ポンプの故障により、海水による冷却系統が全て機能喪失する事象である。

最終ヒートシンク喪失事象が発生した場合には、原子炉については、蒸気を駆動源とするタービン動補助給水ポンプまたは電動補助給水ポンプによりSG2次側に給水を行うことにより原子炉の冷却を行い、SFPについては、燃料の崩壊熱により失われるピット水を外部から補給することにより冷却を行うことが必要になる。

当院は、原子炉及びSFPの冷却を継続できる時間については、発電所内の3機全てで最終ヒートシンク喪失が発生することを前提として、原子炉が運転中の場合と停止中の場合に区別して確認を行うとともに、原子炉とSFPのそれぞれについて確認を行った。また、最終ヒートシンク喪失時に懸念される1次冷却材ポンプのシール部からの冷却材の漏えいについても影響の確認を行った。更に、これまでに講じた防護対策の有効性についても確認を行った。

その結果、当院は、北海道電力が実施した最終ヒートシンク喪失事象が発生した場合の事象進展の特定、原子炉及びSFPの冷却継続時間の評価については、原子炉運転中及び原子炉停止中に条件の下で、適切に実施されたと考える。以下、当院が確認した内容の詳細を記載する。

なお、本章における冷却継続時間の確認は最終ヒートシンク喪失事象のみが単独で発生したと仮定するものであり、地震や津波の影響は考慮されていない。地震や津波の影響を受けた場合に、最終ヒートシンク喪失事象が発生した場合の冷却継続時間の確認は、10章において別途記載する。

9. 1 最終ヒートシンク喪失時の事象進展と冷却継続時間について

(1) 最終ヒートシンク喪失時の事象進展

1) 原子炉の冷却

北海道電力は、最終ヒートシンク喪失を起因事象として、燃料の重大な損傷に至るまでの事象進展をイベントツリーにより評価し、この場合に使用できる防護措置を明らかにしたとしている。具体的には、最終ヒートシンク喪失後、

タービン動補助給水ポンプまたは電動補助給水ポンプによりSG2次側への給水を行い原子炉の冷却を継続するとし、SG2次側への給水継続に失敗した場合には、燃料の重大な損傷に至るとしている。

また、タービン動補助給水ポンプまたは電動補助給水ポンプによるSG2次側への給水については、SGの水位監視が必要であるが、監視機器等への給電は外部電源により維持されるとしている（図9-1）。

当院は、北海道電力が作成したイベントツリーについて、給水手段の確保、水源の確保及び使用できる防護措置の区分に着目して以下のとおり確認した結果、最終ヒートシンク喪失事象から燃料の重大な損傷までの事象進展の特定が適切になされていることを確認した。

なお、北海道電力の作成したイベントツリーにおいては、給水手段の確保及び水源の確保に係る安全機能に着目して、当該安全機能を有する各設備に応じた安全機能を確保できる期間を示すために成功と失敗の分岐を用いており、PSAで一般的に使用されるイベントツリーの分岐の考え方とは異なった取扱いをしていることについても確認した。

- 最終ヒートシンク喪失時の炉心冷却に必要なタービン動補助給水ポンプまたは電動補助給水ポンプの利用にあたり、水源として、補助給水タンクに加えて、2次系純水タンク、ろ過水タンク、原水槽及び海水を利用することが示されている。
- 工事計画で対象とした設備、AM設備、緊急安全対策設備が区分されており、使用できる防護措置の区分が明確になっている。

2) SFPの冷却

北海道電力は、最終ヒートシンク喪失によりSFPの冷却機能が喪失するため、SFPへの給水を実施することにより燃料を冷却するとしている。SFPへの給水が停止し、燃料の崩壊熱が除去できなくなると、最終的には燃料の重大な損傷に至るとしている（図9-2-1、図9-2-2）。

当院は、北海道電力のイベントツリーにおいて、水源の確保及び使用できる防護措置の区分に着目し、以下とおり確認した結果、SFPの冷却については、最終ヒートシンク喪失事象から燃料の重大な損傷までの事象進展の特定が適切になされていることを確認した。

なお、北海道電力が作成したイベントツリーにおいては、SFPへの給水機能を有する各設備に応じた給水機能を確保できる期間を示すために成功と失敗の分岐を用いており、PSAで一般的に使用されるイベントツリーとは異なっ

た取扱いをしていることについても確認した。

- 最終ヒートシンク喪失後にSFPへの給水を実施するために、燃料取替用水タンク、1次系純水タンク、ろ過水タンクを水源として恒設注水ラインを使用した給水、ろ過水タンクを水源として送水ポンプ車を使用した給水、防火水槽を水源として消防自動車を使用した給水及び原水槽、2次系純水タンク、海水を水源として送水ポンプ車を使用した給水を行うことが示されている。
- イベントツリーのヘディングでは、これらが緊急安全対策設備であることが示されており、使用できる防護措置の区分が明確になっている。

(2) 最終ヒートシンク喪失時の原子炉及びSFPの冷却継続時間の評価(原子炉運転中)

1) 評価条件

北海道電力は、最終ヒートシンク喪失時の原子炉及びSFPの冷却に必要な給水量の評価において、想定する燃料の仕様及び崩壊熱に関する評価条件は、全交流電源喪失時と同じ取扱いとしており、8.1(3)1)のとおりである。各号機の運転状態については、評価が最も厳しくなる条件(1号機運転中の場合は2号機停止中、2号機運転中の場合は1号機停止中、(3号機の運転状態は評価に影響しない。))を選定している。(表9-1)

2) 原子炉の冷却について

北海道電力は、運転時に最終ヒートシンク喪失が発生した場合に期待する水源として、補助給水タンク、2次系純水タンク、ろ過水タンク、原水槽の順に切り替え、最終的には海水を取水し補助給水タンクに補給することで給水を継続できるとしている。各水源が枯渇する時間については、各水源の保有水量と原子炉の崩壊熱に対応する必要給水量から算定し、補助給水タンクは約8時間、2次系純水タンクは約4.3日間、ろ過水タンクは約15.7日間、原水槽は約8.4日間、合計で28.7日後になるとしている。海水は枯渇しないとしている。海水の取水については、発電所内に備蓄し、1~3号機で共用する軽油(備蓄量約387.6キロリットル)を燃料として送水ポンプ車により行うが、送水ポンプ車に期待する事象発生後約556日後の時点においては、備蓄軽油は各号機により全て消費されていることから使用できないとしている。

また、運転時に最終ヒートシンク喪失が発生した場合、SGの水位制御を行いながら給水するために、水位監視機器等への給電が必要であるが、外部電源により給電が維持されるとしている。(図9-3)

当院は、原子炉の冷却継続時間の評価に関して、水源の保有水量に着目して、以下の点を確認した結果、冷却継続時間として約556日が算定されていることについては問題ないとする。

- 補助給水タンク、2次系純水タンク、ろ過水タンク、原水槽の保有水量については、各々、約375m³、約1,189.1m³、約2,152.3m³、約814.6m³が評価で用いられているが、補助給水タンクは保安規定値、その他は自動補給開始時容量により、水量はこの数値以上で管理されている。なお、ろ過水タンク及び原水槽からはSG2次側及びSFPへ同時に給水している。また、各水源が枯渇する時間については、各水源の保有水量とその時点での崩壊熱から算定される必要給水量から評価されている。
- 防護措置に用いる設備や燃料等に対する凍結防止対策がなされている。

なお、この値は、最終ヒートシンク喪失事象のみが単独で発生した場合の評価結果であり、地震や津波の影響を受けて最終ヒートシンク喪失事象が発生した場合の評価は、10章において別途記載する。

3) SFPの冷却について

北海道電力は、運転時に最終ヒートシンク喪失が発生した場合に、SFPへの給水のための水源としては、燃料取替用水タンク、1次系純水タンク、防火水槽、原水槽及び海水を利用できるとしている。各水源の枯渇時間については、各水源の保有水量とSFPにある燃料の崩壊熱で決まる必要給水量から算定し、SFP水位1m低下の約84時間後、燃料取替用水タンクは約16.2日間、1次系純水タンクは約1.7日間、防火水槽は約10時間、原水槽及び防火水槽は約7日間、合計で約28.8日後になるとしている。海水は枯渇しないとしている。なお、海水の取水については、送水ポンプ車に期待する約556日後の時点では、発電所内の1～3号機で共用する送水ポンプ車燃料の軽油が全て消費されていることから使用できないとしている（図9-3）。

当院は、SFPの冷却継続時間の評価に関して、水源の保有水量、送水ポンプ車の運転可能性に着目して、以下のとおり冷却継続時間が適切に算定されていることを確認した。

- 水源である燃料取替用水タンク、1次系純水タンクは1号機、2号機でそれぞれ約1130m³、約120m³をSFPへ給水、防火水槽は1号機、2号機それぞれに約30m³をSFPへ給水、原水槽及び防火水槽は1～3号

機共用で、1号機、2号機それぞれに約484.2m³をSFPに給水とす
るとしているが、燃料取替用水タンクは保安規定値、1次系純水タンクは水
位低警報発信時容量、原水槽は自動補給開始時容量、防火水槽は防火管理マ
ニュアルに従い点検した容量により水量はこの数値以上で管理されている。
また、各水源が枯渇する時間については、使用順位が定められた各水源の保
有水量と水源切替時点での崩壊熱から算定される必要給水量から評価され
ている。

- 送水ポンプ車の運転継続時間約556日後までは、1～3号機とも最終ヒートシンク喪失が発生し発電所に備蓄してある送水ポンプ車燃料の軽油が全て消費されているとして算定されている。

防護措置に用いる設備や燃料等に対する凍結防止対策がなされている。なお、この値は、最終ヒートシンク喪失事象のみが単独で発生した場合の評価結果であり、地震や津波の影響により最終ヒートシンク喪失事象が発生した場合の評価は、10章において別途記載する。

4) 1次冷却材ポンプのシール部からの漏えいの取り扱い

北海道電力は、最終ヒートシンク喪失時におけるRCPのシール部からの漏えいの取扱いについては、全交流電源喪失時と同じであるとしていることから、当院としては、8.1(3)4)に記載のとおりである。

(3) 最終ヒートシンク喪失時のSFPの冷却継続時間の評価(原子炉停止中)

北海道電力は、プラント停止中の当該評価においては、8.1(3)1)で示したように、SFPにあるウラン燃料の崩壊熱が高くなるように、各サイクルの運転期間を13ヵ月、停止期間を30日、燃料取出期間を7.5日として評価したとしている。なお、SFP貯蔵燃料の崩壊熱への影響が大きい取出直後の燃料の冷却期間7.5日は、これまでの定期検査の実績と比較して保守的な値であるとしている。また、崩壊熱についても8.1(3)1)で示したものを使用したとしている。各号機の運転状態については、評価が最も厳しくなる条件である、評価対象以外の号機において、移動発電機車及び送水ポンプ車の燃料である軽油の消費量が大きい運転中(1号機停止中の場合は2号機運転中、2号機停止中の場合は1号機運転中。1号機、2号機は、3号機の非常用ディーゼル発電機燃料油貯油槽を現時点で使用しないため3号機の運転状態は評価に影響しない。)を選定している。(表9-1)

SFPへ注水するための水源としては、ろ過水タンク、防火水槽、原水槽、2次系純水タンク及び海水を利用している。各水源の枯渇時間については、各水源の保有水量とSFPにある燃料の崩壊熱から算定し、SFP水位1

m低下の約27時間後、ろ過水タンクは約13.8日間、防火水槽は約3時間、原水槽及び防火水槽は約12日間、2次系純水タンクは約6.9日間、合計で約33.9日後になるとしている。海水は枯渇しないとしている。なお、海水の取水は送水ポンプ車により行うが、水源からの給水量は十分にあるものの、送水ポンプ車に期待する約556日後の時点では、発電所内に備蓄し、1～3号機で共用する送水ポンプ車燃料の軽油が全て消費されていることから使用できないとしている（図9-4）。

当院は、北海道電力が実施したSFPの冷却継続時間の評価に関して、燃料の想定、水源の保有水量、海水取水の設定に着目して、以下のとおり、適切に算定されてことを確認した。

- SFPに貯蔵する燃料の評価条件については、8.1(3)1)で確認したとおり。
- 水源である、ろ過水タンクは1～3号機共用で、1号機、2号機それぞれに約3064.9m³、防火水槽は1号機、2号機それぞれに約30m³、原水槽及び防火水槽も1～3号機共用で、1号機、2号機それぞれに約2633.7m³、2次系純水タンクは1～3号機共用で、1号機、2号機それぞれに約1,535.1m³をSFPに給水するとして評価で用いられており、ろ過水タンク、原水槽及び2次系純水タンクは自動補給開始時容量、防火水槽は防火管理マニュアルに従い点検した容量により水量はこの数値以上で管理されている。また、水源が枯渇する時間については、その保有水量とその時点での燃料の崩壊熱で決まる必要給水量から算定されている。
- 防護措置に用いる設備や燃料等に対する凍結防止対策がなされている。

なお、この値は、最終ヒートシンク喪失事象のみが単独で発生した場合の評価結果であり、地震や津波の影響を受けて最終ヒートシンク事象が発生した場合の評価は、10章において別途記載する。

9.2 クリフエッジの特定について

9.1の確認結果を踏まえ、原子炉運転中及び原子炉停止中の最終ヒートシンク喪失事象に対して、原子炉及びSFPの燃料を対象として、緊急安全対策等実施後の冷却継続時間の確認結果を以下に示す。

(1) 原子炉運転中の原子炉及びSFPの冷却継続時間の確認結果

原子炉運転中の原子炉及びSFPに対する冷却継続時間は、給水機能（送水ポンプ車の燃料（軽油））の喪失により決まる約556日後までとなる。

(2) 原子炉停止中のSFPの冷却継続時間の確認結果

原子炉停止中のSFPに対する冷却継続時間は給水機能（送水ポンプ車の燃料（軽油））の喪失により決まる約556日後までとなる。

9.3 緊急安全対策等の効果について

原子炉運転中及び原子炉停止中の最終ヒートシンク喪失事象に対して、原子炉及びSFPの燃料を対象として、緊急安全対策等実施前後の冷却継続時間に着目して効果の確認を行った。

北海道電力は、原子炉運転中の原子炉の冷却継続時間については、緊急安全対策等実施前には補助給水タンク及び2次系純水タンクの水源地で定まる約4.7日後までであったが、緊急安全対策等として設置された送水ポンプ車を用いた海水取水を活用した水源の増加により、約556日後までに延長できたとしている。SFPの冷却継続時間については、緊急安全対策等実施前には、SFP水位が有意に低下（通常水位－1m）する約27時間後（原子炉停止中）までであったが、緊急安全対策等として設置された送水ポンプ車による給水時間の延長により、約556日後までに延長できたとしている。

9.4 当院の評価（まとめ）

当院は、北海道電力が実施した最終ヒートシンク喪失が発生した場合の事象進展の特定、原子炉及びSFPの冷却継続時間の評価については、発電所内の3機全てで最終ヒートシンク喪失が発生することを前提として、原子炉運転中及び原子炉停止中の条件の下で、事象進展の特定についてはイベントツリーにより、また、冷却継続時間の評価条件や評価方法等についても適切に評価されていることを確認した。

従って、原子炉運転中に最終ヒートシンク喪失事象が発生した場合に、原子炉及びSFPの冷却継続時間は約556日後までであるとし、また、緊急安全対策等により、原子炉の冷却継続時間は約4.7日後までから約556日後まで、SFPの冷却継続時間は、約27時間後までから約556日後までに延長できるとする根拠を確認できた。

なお、本章の議論は、最終ヒートシンク喪失事象のみが単独で発生した場合の評価であり、地震や津波の影響により最終ヒートシンク喪失事象が発生した場合の評価は、10章において別途記載する。

10. 地震、津波及び地震・津波の重畳時における原子炉及び使用済燃料ピットの冷却継続時間の評価

本章においては、地震、津波及び地震・津波の重畳時における原子炉及びSFPの冷却継続時間の確認を行った。これは、8章及び9章における全交流電源喪失や最終ヒートシンク喪失に関する評価に、地震、津波を重ね合わせた事象について評価するものである。

このため、地震、津波及び地震・津波の重畳時のそれぞれの発生時において、原子炉及びSFPの冷却に使用する各設備・機器に対して、耐震クラス、津波時の浸水高さの観点から使用の可否が適切に判断されているかを確認した上で、事象発生時に期待されている緊急安全対策等に係る運転操作、作業について、電源供給、SGへの給水、SFPへの給水の3つの安全機能に着目して、必要な運転操作や作業項目が適切に抽出されているか、一連の運転操作、作業が許容される時間内に実施できるかの観点から、成立性の確認を行った。

地震、津波及び地震・津波の重畳時の原子炉及びSFPの冷却継続時間の評価については、発電所内の3機全てが被災することを前提として評価に用いた評価条件が、5章、6章及び7章のクリフェッジ評価結果を反映したものであるか、耐震クラスの低い水源タンクの取扱いや津波高さ以下に設置されている設備・機器の使用可否の判断が適切かについて確認を行った。

なお、防護措置の成立性については、既に記載した「7.3 地震及び津波の重畳時における防護対策の成立性」に加え、本章においても記載した。

その結果、地震、津波、地震・津波の重畳時における事故シナリオの成立性の評価には問題ないが、防護措置の成立性の観点から課題が確認された。

10.1 地震、津波及び地震・津波の重畳時の収束シナリオについて

北海道電力は、地震時においては、原子炉の冷却については $1.86 \times S_s$ 、SFPの冷却については $2 \times S_s$ までの地震に対して、淡水源として補助給水タンク（原子炉のみ）、屋外給水タンク（原子炉のみ）、燃料取替用水タンク（SFPのみ）が、移動発電機車及び送水ポンプ車（以下、移動発電機車等という。）の燃料としての非常用ディーゼル発電機燃料油貯油槽とタンクローリが使用可能であるとしている。原子炉の冷却については、移動発電機車から監視機器等への給電を行いつつ、タービン動補助給水ポンプにより補助給水タンクの水をSG2次側に給水することにより冷却が可能であるとしている。蒸気発生器2次側保有水が枯渇するまでに、送水ポンプ車により補助給水タンクに屋外給水タンクの淡水及び海水を給水することにより、蒸気発生器2次側への給水源を確保するとしている。SFPの冷却については、蒸気発生器への代替給水用と同じ送水ポンプ車を用いて、SFPの水位が通常水位から1m低下する約27

時間後までに海水をSFPに給水することで冷却が可能であるとしている。

また、津波時については、原子炉の冷却についてはT.P. 15.0mまで、SFPの冷却についてはT.P. 31.0mまでの津波に対しては、淡水源として補助給水タンク（原子炉のみ）、防火水槽（SFPのみ）、1次系純水タンク（SFPのみ）、燃料取替用水タンク（SFPのみ）及び原水槽（原子炉、SFP）が、移動発電機車等の燃料として非常用ディーゼル発電機燃料油貯油槽が使用可能であるとしている。原子炉の冷却については、移動発電機車から監視機器等へ給電し、タービン動補助給水ポンプにより補助給水タンクの水をSG2次系に給水することにより、冷却が可能であるとしている。蒸気発生器2次側保有水が枯渇するまでに、送水ポンプ車により屋外給水タンク及び原水槽の水を補助給水タンクに給水し、更に、淡水枯渇後は、送水ポンプ車により海水を補助給水タンクに給水することにより冷却を継続することが可能であるとしている。SFPの冷却については、蒸気発生器への代替給水用と同じ送水ポンプ車を用いて、SFPの水位が通常水位から1m低下する約27時間後までに、原水槽などから淡水、淡水枯渇後は海水をSFPに給水することで冷却が可能であるとしている。

更に、地震・津波の重畳時においては、原子炉の冷却は $1.86 \times S_s$ までの地震、T.P. 15.0mまでの津波に対して、SFPの冷却は $2.0 \times S_s$ までの地震、T.P. 31.0mまでの津波に対して、淡水源として補助給水タンク（原子炉のみ）、屋外給水タンク（原子炉のみ）、燃料取替用水タンク（SFPのみ）、移動発電機車等の燃料として非常用ディーゼル発電機燃料油貯油槽が使用可能であるとしており、使用可能な淡水源及び燃料は、地震時の評価と同等であるため、継続した冷却が可能であるとしている。

当院は、地震、津波及び地震・津波の重畳時の事象シナリオについては、地震時、津波時及び地震・津波重畳時のそれぞれに対して、5章、6章及び7章に記載したとおり、電源供給に係る設備・機器及び水源確保に係る設備・機器について、耐震クラス、津波時の浸水高さの観点から使用可否が適切に判断され、原子炉の冷却及びSFPの冷却に係る事象進展に反映されていることを確認した。

10.2 緊急安全対策に係る運転操作、作業の成立性について

(1) 事業者が講じた対策

北海道電力は、緊急安全対策に係る運転操作、作業の成立性に係る評価において、対象とする事故シナリオとして、発電所内の3機全てが被災することを前提に地震・津波の重畳した全交流電源喪失を選定したとしている。また、具体的な運転操作、作業項目については、電源確保、蒸気発生器への給水確保及

びSFPへの給水確保に分類し、以下に示すものを選定したとしている。

➤ 電源確保

①不要直流電源負荷の切離し等、②移動発電機車からの給電準備、③移動発電機車と仮設キュービクルとの電源ケーブル接続、④移動発電機車起動、⑤タンクローリ（20キロリットル）と移動発電機車の接続、⑥バックホウによる道路補修、⑦移動発電機車への燃料補給

➤ 蒸気発生器への給水

①主蒸気逃がし弁開度調整、②補助給水流量調整、③RCPシール戻りライン隔離弁閉止、④蓄圧タンク出口弁の閉止、⑤蒸気発生器、補助給水タンク水位監視、⑥ホイールローダによる瓦礫撤去作業、バックホウによる道路補修、⑦送水ポンプ車・仮設ホース等の搬出・運搬、仮設ホース等の設置・給水・運転監視、⑧送水ポンプ車への給油

➤ SFPへの給水

①送水ポンプ車・仮設ホース等の搬出・運搬、仮設ホース等の設置、②SFPへの給水・水位監視、③ホイールローダによる瓦礫撤去作業、④送水ポンプ車への給油

（許容時間とその間の対応策等）

北海道電力は、各運転操作、作業項目に必要な対応時間については、泊発電所で実施された訓練実績に基づき、各運転操作、作業項目別に実測時間等を割り当て、これを積算して算定したとしている。また、運転操作、作業に必要な対応時間に対して、許容される時間を設定し、両者を比較することにより、成立性を判断したとしている。（図10-1、表10-1、表10-2）

具体的には、電源確保に必要な時間については、①不要直流負荷の切離し、②移動発電機車給電準備、③ディーゼル発電機現場確認及び燃料弁閉止等、④移動発電機車の繋ぎ込み、運転を含め、電源供給に必要な時間として、約0.7時間が算定されており、これらの一連の作業が蓄電池の枯渇時間である約5時間以内に行えるとしている。移動発電機車には、タンクローリ（20キロリットル）を接続して燃料タンクとして利用することとし、道路補修を行って給油を開始するまで約10.1時間が算定されており、これらの一連の作業はタンクローリ（20キロリットル）の燃料が枯渇する約33時間以内に行えるとしている。また、給油（軽油）は、非常用ディーゼル発電機貯油槽の燃料をタンクローリ（4キロリットル）にて運搬し、1台あたり約5時間に1回の頻度で給油を行うとしている。（図10-2）。

SG2次側への給水に必要な時間については、①主蒸気逃し弁の開度調整、②補助給水流量調整、③RCPシール戻りライン隔離弁等閉止、④蓄圧タンク

出口弁閉止、⑤ホイールローダによる瓦礫撤去、⑥送水ポンプ車、仮設ホース等の運搬、設置・運転監視、に必要な時間が約5.3時間と算定されており、これらの一連の作業が、蒸気発生器2次側水量の減少（低下）により冷却性が著しく低下する約10時間以内に行えるとしている（図10-3）。また、送水ポンプ車の燃料タンクへの給油（軽油）は、1台あたり約10時間に1回の頻度で給油を行うとしている。

SFPへの給水については、SGへの給水作業と同時実施するとしており、①送水ポンプ車・仮設ホースの搬出・運搬、仮設ホース等の設置、②SFPへの給水、水位監視、③ホイールローダによる瓦礫撤去作業に必要な時間が約10.2時間と算定されており、これらの一連の作業がSFPの水位が通常水位から1m低下する約27時間後までに行うことができるとしている（図10-3）。

（初動対応及び要員の召集）

発電所の全号機同時被災時における上記3作業の初動対応（電源機能及び給水機能の確保完了まで）は、参集人員が期待できない場合にも、発電所に常駐する要員（38名）のみで運転操作及び作業を許容される制限時間内に完了できる体制をとっており、訓練にて確認したとしている。38名の内訳は、指揮者1名、事務局2名、電源確保班3名、水源確保班3名、施設防護班5名、運転班18名、がれき撤去班2名、放射線管理班4名である。なお、初動対応のうち、代替給電作業において、ケーブル結線作業の合理化が図られたことから、必要最少要員数が従来の38名から36名にになったものの、これまでどおり38名体制を維持し、防護措置に関し欠員が出た場合の対応に備えているとしている。

その後の交代要員等の召集については、発電所周辺の社宅（～6km）に3名の当番者を待機させており、冬期の厳しい環境下においても約3時間以内（複数回の冬期参集訓練実績：約1.5時間）に参集が可能であるとともに、参集者全員に、携帯衛星電話を配備し、参集時に確実に連絡が取れる体制を構築している。その他の要員の召集については、発電所近隣に居住する約480名を対象に召集の仕組みを構築しているとともに、徒歩で発電所に召集するまでの時間と召集率（居住人員の約30%を想定）を考慮し、3時間程度で約140人を整えられるとしている。（図10-4-1，4-2，4-3）

（水密扉の閉止作業）

北海道電力は、地震発生後に津波警報が発令された場合、1号機及び2号機の補助建屋に設置された4枚の水密扉の閉止操作を3名で行い、浸水を防止するとしている。閉止操作は、約10分で完了できることを訓練にて確認してお

り、津波到達予想時間は地震後15分後であることから問題ないとしている。また、津波警報発令中の海拔の低い場所での作業者の安全確保として、津波監視員を配置するとしており、暗視機能付き双眼鏡を配備により夜間の監視も可能であるとしている。

（予備の電源確保）

北海道電力は、緊急時安全対策の頑健性を高めるため、移動発電機車（4000kVA）に加えて、予備機として2000kVA及び650kVAの2台の移動発電機車を配備したとしている。さらに、6.6kV母線と移動発電機車を接続する専用のメタクラを追加設置し、作業性の向上を図ったとしている。

（外部調達）

北海道電力は、陸路及び空路により燃料の輸送が行えるよう調達先と契約を結び外部からの燃料の調達が可能な仕組みを構築したとしている。陸路による燃料輸送については、北海道内の軽油供給先から必要な燃料が調達・輸送される仕組み（陸路、ヘリコプター）を構築しており、輸送には調達先で確保している16キロリットル～26キロリットルのタンクローリを使用することとしている。

陸路については、過去20年間（1992年～2011年）で泊発電所に通じる国道、道道の全てが大雪、大雨等による悪天候により2日以上連続で通行止めになった実績はないとしている。

ヘリコプターによる燃料（軽油）の輸送については、内陸部で高台にある札幌市北部にある丘珠空港にあるヘリコプターを使用し、全交流電源喪失、最終ヒートシンク喪失発生後、丘珠空港から泊発電所構内のヘリポートに空輸することとしている。丘珠空港から泊発電所までの飛行時間は、巡航速度を約160km/hとすると約30分程度であるとしている。過去6年間（平成18年～平成23年）の丘珠空港、泊発電所における気象記録により、いずれかで飛行不可の評価（飛行視程5,000m未満または雲高300m未満、風速については15m/s超）をした日は、最長で11日連続が1回であったとしている。以上により陸路又は空路による燃料輸送については、軽油が枯渇する約20日以内に調達可能であるとしている。

（火災対策）

北海道電力は、地震、津波及びそれらの重畳によって発生する2次災害として、給油時の火災発生を想定し、火災対策として燃料に引火性の低い軽油を使用し、タンクローリに消火器及び漏えい油吸着マットを積載しているとしてい

る。また、消火に使用する泡消火剤は、既設の泡消火設備用と同量を構内の高台に配備しているため、既設の泡消火設備が津波で被災したとしても、消火活動が可能としている。また、補助ボイラ燃料タンク（重油）による2次災害（火災）の発生を想定し、プラント運転時に貯蔵容量を1/2に低減済みであり、平成24年7月末までに当面の対策として、1号機油計量タンクを空にする予定としている。

（冬期対策）

1) 要員の防寒対策

北海道電力は、冬期作業における要員の防寒対策として、装備を整え、野外における代替給電及び代替給水について交代で作業を行うことにより一人の要員が長時間屋外で作業することはないとしている。さらに、休息・仮眠のための対策として、屋外には災害・消防用屋外テントと防寒用ストーブを配備しており、屋内（非管理区域空調機器室）には空調機ヒータを設置し、休息室として約130名のスペースを確保するとともに、非常食の備蓄を行っているとしている。

2) 代替水源の凍結防止（図10-4）

北海道電力は、代替水源に関する凍結防止のために以下のように対策を行っているとしている。

SBO発生時における建屋内温度は、原子炉設置許可申請時の前提条件（外気温 -19°C 、風速 20m/s 、建屋の初期温度 10°C 、建屋内発熱なし）を用いて評価を実施したとしている。

地震、津波及び地震・津波の重畳時において給水源として期待する設備は、補助給水タンクと燃料取替用水タンクとしている。これらのタンクは冬期対策の観点から建屋内に設置されており、代替給水が必要となる時間において凍結する可能性はないとしている。また、燃料取替用水タンクについては、代替給水作業の際に水温低下によるほう酸の析出が生じることはないとしている。

個別の事象（地震単独、津波単独、その他）において給水源として期待する設備は、1次系純水タンク、原水槽及び防火水槽としている。1次系純水タンクは、冬期対策の観点から建屋内に設置され、また、原水槽及び防火水槽は、それぞれ泊村の凍結深度（ 60cm ）以下に設置され、地中の熱を受けることから、代替給水作業が必要となる時間において凍結する可能性はないとしている。

全交流電源喪失及び最終的な熱の逃がし場（ヒートシンク）の喪失の基本シナリオにおける給水源として期待する設備は2次系純水タンク（屋外）及びろ過水タンク（屋外）であり、冬期の凍結防止対策のため電気ヒータが取り付けられ、外周に保温材が施工されており、熱源喪失時の水温低下は限定的として

いることから、代替給水作業においても凍結する可能性はないとしている。

3) 仮設設備等の凍結防止 (図10-4)

北海道電力は、仮設設備等に関する凍結防止のために以下のように対策を行っているとしている。

緊急安全対策等の防護措置で用いる仮設設備等は、ホース類、屋外給水タンク、移動発電機車、タンクローリ、送水ポンプ車及びホース延長・回収車としている。ホース類については、使用後は水を抜いて保管するため、凍結の可能性はなく、給水時においても、ホース内に水が流れる環境下において使用する限り、使用に支障はないとしている。屋外給水タンクは、保管時には、電気ヒータにより凍結防止対策をし、使用時には、給水に使用する短時間(約8.2時間)で保有水が凍結することないとしている。移動発電機車、消防車及びタンクローリは、冬期の北海道でも使用できる寒冷地仕様のものであるとしている。燃料の軽油は、冬期においては流動点が -30°C 以下の特3号軽油を選択使用しており、十分に運転が可能であるとしている。また、送水ポンプ車及びホース延長・回収車は、使用後はホースの水を抜いて保管するため、凍結の可能性はなく、冬期を含め北海道内で一般的に使用されている車両であるとしている。

なお、積雪に対しては、構内の積雪状態を判断し、約10cm以上の積雪があれば、除雪活動を行うことが協力会社間で取り決められており、がれき撤去用のホイールローダ(発電所構内に2台、発電所構外に7~8台)にて除雪活動を行うこととしている。(図-4)

(2) 当院が確認した内容

当院は、緊急安全対策に係る運転操作、作業の成立性の評価において、地震・津波の重畳した全交流電源喪失シナリオを対象とすることは、地震、津波の単独の事象に起因する事故シナリオと比較した場合に、運転操作、作業等に許容される時間的余裕が短くなること及び建屋外での要員や車両の移動ルート of 障害として、道路損壊、瓦礫の散乱等が同時に想定されることから、より厳しい条件となり得ることから、問題ないと考える。

具体的な運転操作、作業項目の抽出については、電源確保、SGへの給水確保及びSFPへの給水確保の3つの安全機能に着目し、事象進展の解析結果も参考として、運転員、緊急安全対策要員が実施する運転操作、作業を時系列で分類・整理して抽出され、対応時間の評価については、運転員及び緊急安全対策要員により泊発電所で実施された訓練実績に基づき、各運転操作、作業項目別に訓練で確認された実績時間等を割り当てて算定されており、問題ないと考

える。

対応完了が許容される制限時間については、蓄電池の枯渇時間である約5時間、蒸気発生器2次側保有水がドライアウトする時間である約10時間及びSFPへの給水開始時間である約10.2時間の算定根拠が示されており、両方の時間を比較することで成立性を判断していることから評価方法及び評価結果については問題ないとする。

なお、地震、津波及び地震・津波の重畳時の原子炉及びSFPの冷却継続時間の評価に用いた評価条件については、以下のとおり適切に設定されている。

- 全号機同時に同程度被災すること
- 積雪時等過酷な環境下での作業を想定した評価が行われていること
- 外部からの支援は考慮しない等厳しい前提をおいて評価されていること
- 耐震クラスの低い燃料タンクや水源タンクは使用できないと仮定すること
- 機器類はその設置高さまで浸水高さが到達した段階で機能喪失すること
- 冷却可能なパスが見込めなくなった段階で炉心損傷に至るとすること 等

更に、当院は、現地調査により、以下の項目について確認を行い、問題ないことを確認した。

- 安全補機開閉器室で行う不要直流電源負荷の切離し作業については、コントロールセンター（6箇所/1, 2号機）、直流分電盤内（16箇所/1号機、15箇所/2号機）が蓄光テープで明示され、夜間においても識別でき、ブレーカーの切断作業が短時間で行えること。
- 主蒸気管室で行う主蒸気逃し弁の開度調整作業（2箇所/1, 2号機）については、当該弁に操作ハンドル及び開度計が設置されており、手動で開度調整ができること。
- 配管室エリアで行う1次冷却材ポンプシール戻りライン隔離弁等の閉止作業については、隔離が必要な7箇所（1, 2号機）の隔離弁全てに操作用ハンドルが設置されており、手動で隔離操作が実施できること。
- 補助給水ポンプエリアで行うタービン動補助給水ポンプの流量調整作業については、流量調整弁に操作ハンドル及び開度計が設置されており、手動で調整ができること。
- 非常用ディーゼル発電機の燃料弁隔離作業については、発電機本体の容易に操作が可能な位置にハンドルが設置されており、手動で閉止操作ができること。
- アクセスルート上に配置された資機材については、壁への固定やロープによる固縛等の倒壊防止措置が講じられていること。

- 恒設化された電源ケーブルは、接続部位はコネクタタイプであり容易に接続が可能であること。移動発電機車のコネクタ接続部を風雨・降雪から保護するカバーが設置されていること。
- 恒設化された給水管は、送水試験に立ち会い同ラインを用いた適切な給水が確認できたこと。予備のホースが確保されていること。
- 発電所周辺の社宅（～6 km）からの召集時間について、夏期ではあるが、実測により約80分程度で可能であることを確認したこと。（図-5）

現地調査では、事象発生後直後に実施する運転操作以外にも、安全確保の観点から重要な以下の項目について確認を行い、問題のないことを確認した。

- 蓄圧タンク出口弁の閉止操作は、中央制御室から運転員が操作できること。
- 屋外給水タンクは、タンク外壁を断熱材で覆われているとともに、タンク間を接続するホースについても断熱材が巻かれていること。
- 補助給水タンクへ建屋外からホースを引き込む扉について、入口部にカーテンを設置し外気の浸入を防止するための措置が取られていること。

防護措置に用いる設備や燃料等に対する凍結防止対策がなされていること。

また、現地調査において、当院から安全確保の観点から指摘し対応を行うとされた事項は以下のとおり。

- 移動発電機車、予備の移動発電機車、燃料補給用のタンクローリが一箇所mに集中して配置されていることから、火災リスクの観点から離隔距離を検討すること。
（平成24年7月末に約6mの以上の離隔を確保した配置に変更済み）
- 代替取水ポイントに係る作業手順について、社内マニュアルに明記すること。
（平成24年7月末に取水ポイント候補地に係る作業手順を反映済み）
- 緊急安全対策要員の勤務場所における耐震対策を実施すること。
（執務室内の棚やロッカー等の転倒防止対策、扉開放防止器具の取り付け等を7月中に実施済み）
- 緊急時対策所内で防護措置に必要な各種作業にかかる進捗状況などが把握できる仕組みを構築すること。
（発電所内の配置図を基にした状態管理用配置図を7月中に整備済み）
- 代替緊急時対策所については、1, 2号機中央制御室横のスペース（1階部分（約50m²）及び階段で接続された2階部分（約16m²））において指揮を執る22名が活動できるとしているが、その対応をより確実にするための強化を行うこと。
（1階部分のスペースを平成24年8月中に1.5倍の約75m²に拡大すること、2階のその他部分（通常時は仮眠用ベッドを設置している約50m

²のスペース)も作業スペースに短時間で変更可能であること、3号機における中央制御室付近のスペース(約180m²)を活用して作業員が待機できること、平成24年7月末にTV会議システムを整備する済み)

- SFPへの給水ホースの繋ぎ込み、水位監視に係る訓練について、実際のSFPを使用して実施すること。

(平成24年8月中にSFPにホースを固定する治具を取り付けるなど訓練を行うこととしている)

当院は、以上の対応が実施された段階で、その実施状況を確認することとする。

10.3 原子炉及びSFP冷却継続時間について

(1) 評価条件

北海道電力は、地震・津波の重畳時の原子炉及びSFP冷却継続時間の評価において、発電所内の3機全てが被災することを前提として以下に示す評価条件を採用するとしている。それ以外の評価条件は地震、津波を起因事象として考慮しない場合の全交流電源喪失、最終ヒートシンク喪失の評価(8章及び9章の基本シナリオ)で用いたものと同じであるとしている。また評価では高燃焼度ステップ2ウラン燃料(濃縮度4.8wt%)の崩壊熱を考慮した原子炉及びSFPを対象としている。

- 発電所内の3機全てが被災するとした場合に、原子炉及びSFPに対して最もクリフエッジが厳しくなる運転状態(運転、停止)の組み合わせを選定する。(表10-3)
- 地震時には、耐震Sクラスより下位の設備は使用できないものとし、利用可能な水源は原子炉では補助給水タンク及び海水、SFPでは燃料取替用水タンク及び海水とする。
- 津波時には、クリフエッジとなる津波高さ(原子炉はT.P.15.0m、SFPはT.P.31.0m)以下に設置されている設備、機器は使用できないものとする。利用可能な水源は、原子炉では補助給水タンク、原水槽及び海水であり、SFPでは燃料取替用水タンク、1次系純水タンク、原水槽及び海水とする。
- 降雪、凍結及び雪崩に対する耐性を評価した結果より、冬期環境下において耐性が確認された設備、水源及び燃料は使用可能とする。

当院は、地震・津波の重畳時の原子炉及びSFPの冷却継続時間の評価に用いた評価条件については、最もクリフエッジが厳しくなる1~3号機の運転状態(運転、停止)の組み合わせを選定していること、耐震クラスの低い1次系

純水タンク、2次系純水タンク、ろ過水タンク、原水槽及び防火水槽は損傷して使用できないと保守的に仮定していること、クリフエッジとなる津波高さ以下に設置されている設備・機器については使用できないと仮定していること、降雪、凍結及び雪崩に対する耐性があることから、評価条件の設定は適切に行われていることを確認した。

SFPの水位の仮定に関しては、遮へい計算を行い、作業上問題ないこと（プール水面上で0.15mSv/h以下）、燃料頂部から約7.6m上までプール水位が確保されており、燃料の冷却に支障がないことを確認した。

以上のことから、評価条件については問題ないと考える。

（2）評価結果

北海道電力が実施した地震、津波及び地震・津波の重畳時における原子炉及びSFPの冷却継続時間の評価結果のまとめを表10-4に示す。

北海道電力は、各号機の運転状態における冷却継続時間の評価は、地震、津波及び地震・津波の重畳時において熱的に最も厳しくなる組み合わせを選定して評価したとしている。地震時の原子炉の冷却は、耐震クラスの低い2次系純水タンク、ろ過水貯蔵タンク及び原水槽が使用できなくなるため、耐震Sクラスの補助給水タンクが枯渇した後は送水ポンプ車により補助給水タンクへ給水した屋外給水タンクの水及び海水をSG2次側へ給水して冷却を継続するとしている。この場合、移動発電機車等の燃料である軽油の枯渇が制約条件となり約20日後までの冷却継続時間になるとしている。また、SFPの冷却についても、海水を燃料ピットに給水する送水ポンプ車の燃料である軽油の枯渇が制約条件となり、約20日後までの冷却継続時間になるとしている。

津波時の原子炉の冷却は、SG2次側給水に用いる補助給水タンク及び屋外給水タンクに加えて原水槽が使用可能であり、これらが枯渇した後は、送水ポンプ車により補助給水タンクへ給水した海水をSG2次側へ給水して冷却を継続するとしている。この場合、移動発電機車等の燃料である軽油の枯渇が制約条件となり約20日後までの冷却継続時間になるとしている。また、SFPの冷却についても、淡水・海水を燃料ピットに給水する送水ポンプ車の燃料である軽油の枯渇が制約条件となり約20日後までの冷却継続時間になるとしている。

地震・津波の重畳時の原子炉の冷却については、地震の評価と同じ結果となり、約20日後までの冷却継続時間になるとしている。また、SFPの冷却についても、地震の評価と同じ結果となり、約20日後までの冷却継続時間になるとしている。（図10-5～7）

当院は、当該評価結果について、これまでに指摘した課題を除き、最も厳しい地震・津波の重畳を想定した場合でも、クリフエッジを原子炉の冷却は1.86×S_sの地震及び津波高さT.P.15.0mまで、また、SFPの冷却は2×S_sの地震及び津波高さT.P.31.0mまでの耐性が適切な手法を用いて確認されていること、原子炉及びSFPの冷却継続時間の評価については、発電所内の3機全てが被災することを前提として、評価に用いた評価条件が、5章、6章及び7章の評価結果を反映したものであり、耐震クラスの低い水源タンクの取扱いや津波高さ以下に設置されている設備・機器の使用可否の判断が適切になされていることを確認した。

また、緊急安全対策の頑健性として、降雪、凍結及び雪崩に対する設備の耐性、冬期作業に対する作業性の確保、休息所の設置等の対策及び外部支援ルート確保が実施されており、緊急安全対策の実施において考えられる障害への対策を行っていることから、作業の成立性に問題ないことを確認した。

10.4 緊急安全対策等の効果について

地震、津波及び地震・津波の重畳時における原子炉及びSFPの冷却継続時間に着目して、防護対策に係る効果の確認を行った。

緊急安全対策等実施前の原子炉の冷却継続時間は、蓄電池の容量で定まる約5時間後までであったが、緊急安全対策等実施後の原子炉の冷却継続時間は、最も時間が短くなる地震及び地震・津波の重畳時においても、緊急安全対策等として設置された移動発電機車による給電時間の延長、送水ポンプ車を利用した海水給水により約20日後までに延長できるため、緊急安全対策等の効果があることを確認した。

また、緊急安全対策前のSFPの冷却継続時間は、ピット水位が通常水位から1m低下する約27時間後までであったが、緊急安全対策等実施後のSFPの冷却継続時間は、最も時間が短くなる地震及び地震・津波の重畳時においても、緊急安全対策等として設置された送水ポンプ車を用いたピットへの海水給水により、約20日後までに延長できるため、緊急安全対策等の効果があることを確認した。

10.5 当院の評価（まとめ）

当院は審査の過程において北海道電力に対して、発電所内の3機全てが被災することを前提として、地震、津波及び地震・津波の重畳時における原子炉及

びSFPの冷却継続時間の評価を求め、北海道電力から、地震、津波及び地震・津波の重畳時の事故シナリオ、緊急安全対策に係る運転操作、作業の成立性に係る評価及び原子炉及びSFPの冷却継続時間の評価について確認した。

その結果、地震、津波及び地震・津波の重畳時の原子炉及びSFPの事故シナリオについては、地震時、津波時及び地震・津波重畳時のそれぞれに対して、クリフエッジ評価結果に基づき、電源供給に係る設備・機器及び水源確保に係る設備・機器について、耐震クラス、津波時の浸水高さの観点から使用可否を適切に判断し、原子炉の冷却及びSFPの冷却に係る事故シナリオに反映していることを確認した。

緊急安全対策に係る運転操作、作業の成立性に係る評価については、召集、電源供給、SGへの給水、SFPへの給水の安全機能に着目して、必要な運転操作や作業項目が適切に抽出されていること、必要な対応時間が訓練実績などに基づき算定され、許容される時間と比較され成立性が判断されていることを確認したが、SFPへ給水確保、水位監視に係る実作業を模擬した訓練の実施及び代替緊急時対策所における対応について課題が確認された。当院は、今後これらの対応状況を確認していく。

原子炉及びSFPの冷却継続時間の評価結果は、最も短くなる地震及び地震・津波の重畳時において、原子炉の冷却については約20日後まで、また、SFPの冷却については約20日後までとなり、緊急安全対策等実施前の原子炉及びSFPの冷却継続時間である約5時間後まで及び約27時間後までから延長されていることから、緊急安全対策等の効果があるものとする。

また、原子炉及びSFPの冷却継続時間の評価結果については、最も厳しい地震・津波の重畳を想定した場合でも、原子炉の冷却は $1.86 \times S_s$ の地震及び津波高さはT.P. 15.0mまで、SFPの冷却は $2 \times S_s$ の地震及び津波高さはT.P. 31.0mまでの耐性が5章、6章、7章に示す適切な手法を用いて確認されていること、原子炉及びSFPの冷却が継続できる時間内にヘリコプター及び陸路により、軽油供給等の支援が期待できる可能性が高いことから妥当と考える。

1 1. その他のシビアアクシデント・マネジメントの評価

本章においては、これまでに北海道電力が実施してきたアクシデントマネジメント（以下「AM」という。）の有効性を多重防護の観点から評価するとともに、緊急安全対策等として整備した事項のAM上の有効性について評価した。

当院は、北海道電力が、「泊発電所1号炉のアクシデントマネジメント検討報告書」（平成6年3月）（以下、「1号AM報告」という。）、「泊発電所2号炉のアクシデントマネジメント検討報告書」（平成6年3月）（以下、「2号AM報告」という。）及び「泊発電所のアクシデントマネジメント整備報告書」（平成14年5月）（以下、「泊発電所AM報告」という。）に基づき、PSA手法を用いて、炉心損傷防止及び大量の放射性物質の放出抑制の観点から有効と判断して整備したAM策について、安全機能である「原子炉の停止機能」、「炉心冷却機能」、「放射性物質の閉じ込め機能」及び「安全機能のサポート機能」に着目して、各安全機能を有する系統・機器が機能喪失した場合においても、これを代替する系統・設備または手順が複数準備されており、多重防護の観点から有効であるかについて確認した。その結果、当院は、これらのAM策は安全機能毎に整理され、12の起因事象に対して、炉心損傷に至るまでの期間及び炉心損傷以降の期間における事象進展に係るイベントツリーに反映されており、それぞれが有効であることを確認した。

また、当院は、今般整備した緊急安全対策等について、安全機能との対応を考慮して、炉心損傷防止及び大量の放射性物質の放出抑制の観点から、その効果について確認した。その結果、当院は、緊急安全対策等のうち「緊急時の電源確保」及び「緊急時の最終的な除熱機能の確保」については、外部電源喪失を起因事象として、全交流電源喪失に至った後の給電及び冷却手段として有効であることを確認した。また、「緊急時のSFPの冷却確保」及び「水素爆発防止対策（アニュラスの排気）」については、直接的に格納容器機能喪失の防止に関与するものではないが、SFPへの継続的な給水がピット内に保管されている燃料集合体の破損を防止する手段として有効であること、及びアニュラス部の排気がアニュラス部での水素滞留を防止する手段として有効であることを確認した。以下、当院が確認した内容の詳細を記載する。

1 1. 1 安全確保に必要な安全機能と防護措置の整備状況について

（1）安全確保に必要な安全機能

北海道電力は、泊発電所1号機及び2号機の安全確保に必要な安全機能を、「原子炉の停止機能」、「炉心冷却機能」、「放射性物質の閉じ込め機能」及び「安全機能のサポート機能」に分類し、各機能を有する設備・機器は以下のとおり

であるとしている。

- 原子炉の停止機能
制御棒、安全保護系等
- 炉心冷却機能
ECCS（高圧注入系、蓄圧注入系、低圧注入系）、SG、補助給水系、主蒸気系安全弁等
- 放射性物質の閉じ込め機能
格納容器本体、格納容器スプレイ系等
- 安全機能のサポート機能
非常用所内電源系、直流電源系、原子炉補機冷却水系、原子炉補機冷却海水系、制御用空気系等

（２）防護措置の整備状況

北海道電力は、平成6年3月及び平成14年5月にとりまとめた「1号AM報告」、「2号AM報告書」及び「泊発電所AM報告書」において、PSA手法を用いて事象進展を分析することにより、炉心損傷防止及び大量の放射性物質の放出抑制の観点から有効と判断されたAM策を安全機能（「原子炉の停止機能」、「炉心冷却機能」、「放射性物質の閉じ込め機能」及び「安全機能のサポート機能」）別にまとめたとしている。

また、平成23年4月にとりまとめた「平成23年福島第一・第二原子力発電所事故を踏まえた緊急安全対策に係る実施状況報告書」及び平成23年6月にとりまとめた「平成23年福島第一原子力発電所事故を踏まえたシビアアクシデントへの対応に関する措置に係る実施状況報告書」において整備された設備及びそれ以降に中長期の安全対策を前倒しで設置した設備についても、同様に、安全機能別にまとめたとしている。

表11-1には、これらのAM策及び緊急安全対策等を、安全機能別に整理した結果を併せて示す。

なお、緊急安全対策等のうち「緊急時のSFPへの水補給」については、SFPへの給水を継続するものであり、格納容器機能喪失防止に直接的に関与するものではない。

11.2 イベントツリーによる事象進展シナリオの分析について

北海道電力は、平成6年3月及び平成14年5月にとりまとめた「1号AM報告」、「2号AM報告書」及び「泊発電所AM報告書」で用いた内的事象PSAで想定した、以下の12の起因事象を対象に、イベントツリーにより炉心損傷に至るまでの事象進展を評価し、炉心損傷防止の観点から整備したAM策の有効性を確認するとともに、炉心損傷に至ったシナリオについても、これらを5つのカテゴリに分類し、以降の事象進展をイベントツリーにより評価し、大量の放射性物質の放出抑制の観点から整備したAM策の有効性を確認したとしている。

①大破断LOCA、②中破断LOCA、③小破断LOCA、④余熱除去系隔離弁LOCA、⑤蒸気発生器伝熱管破損、⑥ATWS、⑦主給水喪失、⑧2次冷却系の破断、⑨過渡事象、⑩手動停止、⑪外部電源喪失、⑫補機冷却水の喪失

また、北海道電力は今般整備された緊急安全対策等の有効性についても、起因事象と安全機能との対応を考慮して、各イベントツリーの中で評価し、炉心損傷防止及び大量の放射性物質の放出抑制の観点から、その効果を確認したとしている。

当院は、以下に示すとおり、12の起因事象に対してその後の事象進展を示すイベントツリー及び5つのカテゴリに対して炉心損傷後の事象進展を示すイベントツリーにおいて、必要となる安全機能に対して、整備済のAM策と今般整備された緊急安全対策等がどのように反映されているか、また、炉心損傷防止及び大量の放射性物質の放出抑制の観点から有効であるかどうかについて、確認した。(表11-2)

(1) 炉心損傷防止の観点からの有効性の確認

①大破断LOCA

大破断LOCAでは事故直後の原子炉への給水による炉心冷却と再循環による継続的な原子炉への給水と除熱が必要になる。その後、格納容器スプレイによる格納容器からの除熱が必要になる。

AM策として整備された手段としては、「代替再循環」及び「水源補給による注水継続」がイベントツリーに反映されており、これらが有効であることを確認した。

②中破断LOCA

中破断LOCAは大破断LOCAに比べて1次系の圧力が高く推移するため、

高圧注入系による給水が重要となる。本事象では、原子炉への給水による炉心冷却と再循環による炉心の継続的な除熱、格納容器スプレイによる格納容器からの除熱が必要になる。

AM策として整備された手段としては、「2次系強制冷却による低圧注入」、「2次系強制冷却による低圧再循環」、「2次系強制冷却によるサンプル水冷却」、「タービンバイパス系の活用」、「代替再循環」、「代替格納容器気相冷却」及び「格納容器内自然対流冷却」がイベントツリーに反映されており、これらが有効であることを確認した。

③小破断LOCA

小破断LOCAでは原子炉停止に失敗するとATWSシナリオに移行する。原子炉停止に成功した場合には、中破断LOCAよりも更に1次系圧力が高く推移するため、1次系の冷却・減圧操作と高圧注入系による給水が重要となり、その成否によりその後の冷却手段の組合せが異なる。

AM策として整備された手段としては、「2次系強制冷却による低圧注入」、「2次系強制冷却による低圧再循環」、「2次系強制冷却によるサンプル水冷却」、「タービンバイパス系の活用」、「代替再循環」、「代替格納容器気相冷却」、「格納容器内自然対流冷却」及び「フィードアンドブリード」がイベントツリーに反映されており、これらが有効であることを確認した。

④余熱除去系隔離弁LOCA

余熱除去系隔離弁LOCAでは原子炉停止、蓄圧注入系及び高圧注入系の作動が事故直後の炉心冷却のために重要である。また、隔離弁閉止と1次系の減圧が重要となり、その有無によりその後の冷却手段が異なることになる。

AM策として整備された手段としては、「1次系注水・減圧」、「クールダウン&リサーキュレーション」、「フィードアンドブリード」、「代替格納容器気相冷却」及び「格納容器内自然対流冷却」がイベントツリーに反映されており、これらが有効であることを確認した。

⑤蒸気発生器伝熱管破損

蒸気発生器伝熱管破損では、原子炉停止に失敗するとATWSシナリオに移行する。原子炉停止に成功した場合には、2次系開放の有無によって冷却手段の組合せが異なることになる。

AM策として整備された手段としては、「1次系注水・減圧」、「クールダウン&リサーキュレーション」、「フィードアンドブリード」、「代替格納容器気相冷却」及び「格納容器内自然対流冷却」がイベントツリーに反映されており、こ

れらが有効であることを確認した。

⑥ A T W S

A T W Sでは、プラントは炉心の出力フィードバックと S Gへの給水能力がバランスした状態に近づくと考えられる。炉心を安全に冷却するためには、A M策を考慮する必要がある。なお、事象発生時の出力レベルに応じて、未臨界確保及び冷却手段の組合せが異なることになる。

A M策として整備された手段としては、「手動原子炉トリップ」、「緊急ほう酸注入」、「緊急2次系冷却」、「緊急2次系冷却の多様化」、「フィードアンドブリード」、「代替格納容器気相冷却」及び「格納容器内自然対流冷却」がイベントツリーに反映されており、これらが有効であることを確認した。

⑦ 主給水喪失

主給水喪失では、原子炉停止に失敗すると A T W Sシナリオに移行する。原子炉停止に成功した場合は、その後は1次系の圧力が高い状態において崩壊熱除去を確実に実施していくことになる。

A M策として整備された手段としては、「代替給水」、「フィードアンドブリード」、「代替格納容器気相冷却」及び「格納容器内自然対流冷却」がイベントツリーに反映されており、これらが有効であることを確認した。

⑧ 2次冷却系の破断

2次冷却系の破断では、原子炉停止に失敗すると A T W Sシナリオに移行する。原子炉停止に成功した場合には、その後は1次系の圧力が高い状態において崩壊熱除去を確実に実施していくことになるが、S Gを介した炉心の冷却には「主蒸気隔離」が必須となる。

A M策として整備された手段としては、「フィードアンドブリード」、「代替格納容器気相冷却」及び「格納容器内自然対流冷却」がイベントツリーに反映されており、これらが有効であることを確認した。

⑨ 過渡事象

過渡事象については、「⑦主給水喪失」に示す事象進展と同様であり、A M策として整備された手段も同じであることを確認した。

⑩ 手動停止

手動停止については、「⑦主給水喪失」に示す原子炉停止後の事象進展と同様であり、A M策として整備された手段も同じであることを確認した。

⑪外部電源喪失

外部電源喪失では、非常用所内電源の確保が重要となる。非常用所内電源の確保に失敗した場合には「全交流電源喪失」となる。なお、1次冷却材ポンプ封水LOCAが重畳した場合、または加圧器逃がし弁・安全弁LOCAにより漏えいが継続する場合には、AC電源の回復により小破断LOCAに準じたシナリオが有効となる。

AM策として整備された手段としては、「2次系強制冷却による低圧注入」、「2次系強制冷却による低圧再循環」、「2次系強制冷却によるサンプ水冷却」、「代替再循環」、「代替格納容器気相冷却」、「格納容器内自然対流冷却」、「フィードアンドブリード」、「電源復旧」及び「号機間電源融通」が、また、緊急安全対策等として整備された手段としては、「緊急時の電源確保」及び「緊急時の最終的な除熱機能の確保」がイベントツリーに反映されており、これらが有効であることを確認した。

⑫補機冷却水の喪失

補機冷却水の喪失では、原子炉補機冷却水系の回復が重要となる。なお、1次冷却材ポンプ封水LOCAが重畳した場合、または加圧器逃がし弁・安全弁LOCAにより漏えいが継続する場合には、原子炉補機冷却水系の回復により小破断LOCAに準じたシナリオが有効となる。

AM策として整備された手段としては、「2次系強制冷却による低圧注入」、「2次系強制冷却による低圧再循環」、「2次系強制冷却によるサンプ水冷却」、「タービンバイパス系の活用」、「代替補機冷却」、「代替再循環」、「代替格納容器気相冷却」、「格納容器内自然対流冷却」、「フィードアンドブリード」及び「補機冷却水系回復」がイベントツリーに反映されており、これらが有効であることを確認した。

(2) 大量の放射性物質の放出抑制の観点からの有効性の確認

北海道電力は、12の起因事象について展開されたイベントツリーにより炉心損傷に至ったシナリオについて、炉心損傷状態（1次系の破損の有無、1次系圧力の状態、CV隔離の状態）の類似性に着目して、5つのカテゴリに分類し、炉心損傷後の格納容器機能確保の観点から、以降の事象進展をイベントツリーにより評価し、AM策及び緊急安全対策等による大量の放射性物質の放出抑制効果を分析したとしている。

当院は、下記の5つの分類に対して、各々の事象進展を示すイベントツリーにおいて、必要となる安全機能に対して、どのAM策及び緊急安全対策等が大

量の放射性物質の放出抑制の観点から整理され、有効であるかどうかについて確認した。(表 1 1 - 3)

① カテゴリ 1 (大破断 L O C A 等)

本カテゴリは 1 次系に大きな破断口や開口部が発生して格納容器内に 1 次冷却材が放出され、1 次系の圧力が低く推移する場合を取り扱う。

本カテゴリでは、炉心冷却に成功した場合には格納容器先行破損シナリオを考慮する必要がない。これは、炉心冷却に成功していれば、炉心損傷はもとより格納容器機能喪失に至らないためである。

一方、炉心冷却に失敗した場合において、炉心損傷発生後の格納容器隔離の失敗、原子炉容器破損前の可燃性ガスの高濃度での燃焼や原子炉容器内水蒸気爆発の発生により、格納容器の機能喪失に至ることがない場合には、最終的には原子炉容器内または格納容器内に給水を行い、格納容器スプレイによる再循環格納容器冷却等の手段を用いて格納容器健全性の維持を図ることになる。

A M 策として整備された手段としては、「格納容器手動隔離」、「代替格納容器気相冷却」、「格納容器内自然対流冷却」及び「格納容器内注水」がイベントツリーに反映されており、これらが有効であることを確認した。

② カテゴリ 2 (中破断 L O C A)

本カテゴリは、1 次系に比較的大きな破断口が発生して格納容器内に 1 次冷却材が放出され、1 次系の圧力が余熱除去ポンプ吐出圧力より高めで推移する中破断 L O C A を取り扱う。

原子炉への給水が回復した場合において、格納容器に放出される炉心の崩壊熱の除去に失敗すれば格納容器の機能喪失に至り、その結果として炉心の冷却水が失われ、炉心損傷が発生(格納容器先行破損シナリオ)することになる。

この場合の A M 策として整備された手段としては、「2 次系強制冷却によるサンプル水冷却」、「タービンバイパス系の活用」、「代替格納容器気相冷却」及び「格納容器内自然対流冷却」がイベントツリーに反映されており、これらが有効であることを確認した。

炉心冷却に失敗した場合の格納容器健全性を維持するための手段は、カテゴリ 1 と同様である。

③ カテゴリ 3 (小破断 L O C A 等)

本カテゴリは、小破断 L O C A 及び L O C A 以外の起因事象発生時にフィードアンドブリードに成功する場合を取り扱う。いずれの事象においても、1 次系に比較的小さな破断口や開口部が発生して格納容器内に 1 次冷却材が放出さ

れ、1次系を減圧できなかった場合、原子炉容器破損に至るまでは比較的高い圧力で推移する。

本カテゴリにおいても、炉心冷却に成功した場合にはカテゴリ2と同様に推移し、AM策として整備された手段も、カテゴリ2と同様である。

一方、炉心冷却に失敗した場合には、1次系圧力の減圧に成功するかどうか重要となる。1次系圧力が高いまま推移した場合には、原子炉容器破損時に「格納容器雰囲気直接加熱」または「格納容器への直接接触」による格納容器機能喪失が発生する可能性がある。

この場合のAM策として整備された手段としては、「1次系強制減圧」がイベントツリーに反映されており、これが有効であることを確認した。また、1次系が減圧され原子炉への給水が回復した場合には、格納容器健全性を維持するための手段はカテゴリ1及び2と同様である。

④ カテゴリ4（主給水喪失等）

本カテゴリは、LOCA以外の起因事象発生時にフィードアンドブリードに失敗する場合を取り扱う。いずれの事象においても、1次系には開口部が発生せず、1次系の圧力が減圧できなかった場合、原子炉容器破損に至るまではその圧力が高く推移する。

本カテゴリでは、炉心冷却に成功した場合には格納容器先行破損シナリオを考慮する必要がない。これは、炉心冷却に成功していれば、炉心損傷はもとより格納容器機能喪失に至らないためである。

一方、炉心冷却に失敗した場合には、1次系圧力の減圧に成功するかどうか重要となる。1次系圧力が高いまま推移した場合には、1次系配管のクリープ破損等の発生及び原子炉容器破損時に溶融した炉心が格納容器内に分散放出される可能性がある。

この場合のAM策として整備された手段としては、「1次系強制減圧」がイベントツリーに反映されており、これが有効であることを確認した。また、1次系が減圧され原子炉への給水が回復した場合には、格納容器健全性を維持するための手段はカテゴリ1及び2と同様である。

⑤ カテゴリ5（蒸気発生器伝熱管破損等）

本カテゴリは、蒸気発生器伝熱管破損の場合及び余熱除去系隔離弁LOCAの発生時に隔離弁閉止に失敗し、かつフィードアンドブリードに失敗する場合を取り扱う。いずれの事象においても、格納容器を介さずに1次系の放射性物質が大気中に放出される格納容器バイパスが発生する。

本カテゴリについては、格納容器機能喪失防止の点から、炉心冷却以外の手

段に期待できないので、イベントツリーの展開は実施していないことを確認した。

1 1. 3 事象の進展を防止する措置の効果について

(1) 炉心損傷防止のための措置の効果

1 2 の各起因事象の事象進展に応じて必要となる安全機能別に、炉心損傷を防止するために AM 策として整備された手段及び緊急安全対策等として整備済の防護措置の適用状況を整理した結果を表 1 1 - 2 に示す。各起因事象に対して、事象進展の過程において必要な安全機能を「原子炉の停止機能」、「炉心冷却機能」、「放射性物質の閉じ込め機能」、及び「安全機能のサポート機能」に分類し、各安全機能を有する系統・機器が機能喪失した場合においても、これを代替する系統・設備または手順が複数準備されており、多重防護の観点から有効であることを確認した。

(2) 大量の放射性物質の放出を抑制するための措置の効果

5 つのカテゴリの各事象の事象進展に応じて必要となる安全機能別に、大量の放射性物質の放出を抑制するための AM 策として整備された手段及び緊急安全対策等として整備済の防護措置の適用状況を整理した結果を表 1 1 - 3 に示す。各プラント損傷状態に対して、必要な安全機能を喪失した場合においても、これを代替する系統・設備または手順が複数準備されており、多重防護の観点から有効であることを確認した。

なお、「水素爆発防止対策（アニュラスの排気）」はアニュラス部の排気によりアニュラス部での水素滞留を防止するものであり、直接的に格納容器機能喪失の防止に関与するものではない。

1 1. 4 当院の評価（まとめ）

当院は、北海道電力が、1 号 AM 報告書、2 号 AM 報告書、泊発電所 AM 報告書に基づき、PSA 手法を用いて、炉心損傷防止及び大量の放射性物質の放出抑制の観点から有効と判断した AM 策を整備しており、これらの AM 策は安全機能毎に整理され、1 2 の起因事象に対して、炉心損傷に至るまでの期間及び炉心損傷以降の期間における事象進展におけるイベントツリーに反映されており、それぞれ有効であることを確認した。

また、当院は、北海道電力が今般整備した緊急安全対策等についても、起因事象と安全機能との対応を考慮して、関連するイベントツリーの中に取り入れており、炉心損傷防止及び大量の放射性物質の放出抑制の観点から、有効であ

ることを確認した。

具体的には、緊急安全対策等のうち「緊急時の電源確保」及び「緊急時の最終的な除熱機能の確保」については、外部電源喪失を起因事象とするイベントツリーにおいて、全交流電源喪失に至った場合の給電及び冷却手段として分岐に反映されていることから、炉心損傷防止の観点から有効であることを確認した。また、「緊急時のSFPの冷却確保」及び「水素爆発防止対策（アニュラスの排気）」については、直接的に格納容器機能喪失の防止に関与するものではないが、SFPへの継続的な給水がピット内に保管されている燃料集合体の破損を防止する手段として有効であること、及びアニュラス部の排気がアニュラス部での水素滞留を防止する手段として有効であることを確認した。

以上のとおり、想定される起因事象に必要となる安全機能である「原子炉の停止機能」、「炉心冷却機能」、「放射性物質の閉じ込め機能」及び「安全機能のサポート機能」について、各安全機能を有する系統・機器が機能喪失した場合においても、これを代替する系統・設備または手順が複数準備されており、多重防護の観点から有効であると考えられる。

なお、シビアアクシデント・マネジメントに関して、当院はIAEAから以下の勧告を受けた。

- 二次評価において、シビアアクシデントの緩和のための対策がより包括的に取り扱われることを確実にすべきである。そのような評価に基づいて事業者の中長期の実行計画が立てられるべきである。
- ストレステスト後の中長期的な取り組みとして、事業者に対してシビアアクシデント・マネジメントの分野で最近公表されたIAEAの安全基準に準拠した包括的なアクシデントマネジメントプログラムの策定を求めるべきである。

また、以下の助言を受けた。

- 二次評価において、関連するIAEAの安全基準及び欧州のストレステストから得られた教訓を考慮し、追加的な機器を検証することにより、アクシデントマネジメントと発電所内の緊急時対応手段とをより総合的に取り扱うことを検討すべきである。

当院は、一次評価において、これまでに整備済のAM策及び緊急安全対策等により追加されたAM策の有効性について、主に燃料の重大な損傷を防止するとの観点から重点的に確認を行ったが、IAEAの勧告及び助言も踏まえて、二次評価においては、燃料が損傷した後の緩和手段の有効性やクリフエッジに

至るまでの時間の評価等について確認していく。

また、当院はシビアアクシデント・マネジメントに係る中長期の取り組みとして、福島第一原子力発電所事故から得られた技術的な知見、I A E Aの安全基準や欧州のストレステストの実施状況等も参照の上、検討を進め事業者に対しても総合的なアクシデントマネジメントプログラムの策定を求めていくことを検討する。

12. 総合的評価に関する当院としての見解

前章までにおいては、北海道電力より提出された事業者報告書等による「原子炉及び使用済燃料ピット（SFP）の燃料の健全性を維持できる最大の地震動や津波高さ」等の評価が、科学的合理的な仮定や手法に基づいてなされているかどうかに着目し、当院が北海道電力へのヒアリングや現地調査により行った審査での確認結果を示してきた。

これらの確認に加え、当院がそれらの評価結果のどの部分について特に着目し、当該原子力発電所のストレステストの結果をどう評価したかを示すことが、安全性に関して国民・住民の理解を頂くための材料の提供につながると考える。

本章においては、泊発電所1, 2号機について、東京電力福島第一原子力発電所を襲ったような基準地震動を上回る地震動や設計上の想定を越える津波が来襲しても、同原子力発電所事故のような状況に至らないことを技術的観点から確認するとの考え方に立ち、当院が重要と考えて着目した点とそれらに対する評価を改めて示し、北海道電力の評価結果に対する当院の見解とする。

（1）地震と津波への耐性評価についての考え方

<耐性評価について>

前章までに確認した評価を前提として、東京電力福島第一原子力発電所を襲ったような設計上の想定を上回る地震や津波が来襲しても、臨時的な措置を含め、あらかじめ準備された設備等により、燃料損傷に至ることを防止する対策が講じられているかどうか、また、そのシナリオ分析が適切になされているかどうかに着目した。

東京電力福島第一原子力発電所においては、基準地震動が最大加速度600ガルのところ約75ガル超過する地震動が来襲するとともに、設計上の想定を約9.5m超え最大遡上高さ15mに至る津波が来襲し、多くの安全機能が失われたことを踏まえ、各サイトでこれと同程度に設計上の想定を上回る地震と津波が来襲した場合の耐性に着目した。

その結果、泊発電所1, 2号機については、後述のとおり、防護措置の実施を確実にするための対策について課題があることを確認した。したがって、泊発電所1, 2号機について、基準地震動（最大加速度550ガル）の1.86倍（同1,023ガル）の地震と、設計津波高さ9.8mを5.2m超過する15mの津波が来襲した場合でも、以下の対策により炉心やSFPの冷却を継続し、燃料の損傷を防止することが可能であるとの評価を、当院として確認するためには、課題への対応状況を踏まえ、対策の実現可能性を更に確認するこ

とが必要である。

- 津波対策として15mの高さまで浸水対策及び漂流物対策が施工された建屋内に設置されたタービン動補助給水系による原子炉の冷却が可能であること
- 15mを十分上回る高台に配備した移動発電機車から速やかに電源供給を行うことにより電源の維持を行うとともに、同電源の活用により、タービン動補助給水系を代替できる電動補助給水系の活用も可能となること
- 同じく高台には耐震性を持った屋外給水タンク（5時間の容量）を備えるとともに、送水ポンプ車を用いて海水を補助給水タンクやSFPに移送し、原子炉とSFPの冷却が継続できること
- これらの措置に必要な設備等は、冬期においても凍結等が発生することがないよう所要の対策が講じられているとともに、基準地震動の1.86倍までは機能を喪失しないこと 等

なお、当院は、平成23年11月11日に、平成23年東北地方太平洋沖地震の知見も踏まえた耐震バックチェックの再開に係る指示を実施しており、北海道電力は、同指示を踏まえ、敷地への影響が最も大きな地震動として、敷地前面海域～黒松内低地帯～八雲断層の連動（評価範囲：約162km）を考慮した地震動の検討を実施した。当院は、同検討結果について「地震・津波に関する意見聴取会（地震動関係を含む）」において厳正に確認した。この連動を考慮した地震動は、基準地震動を概ね下回っているものの、周期2秒程度以上の一部の周期帯において上回っているため、当該地震動が建屋及び設備に及ぼす影響について評価する必要がある。

また、当院は、津波についても、平成23年11月11日、北海道電力に対し、平成23年東北地方太平洋沖地震において想定以上の地震セグメントの連動が発生したことを踏まえ、適切な波源を用いた解析を行い、当該解析から想定される津波に対する泊発電所への影響に関する評価を実施するよう指示している。今後、当該指示を踏まえた北海道電力の評価結果について厳正に確認することが必要である。

したがって、仮に、基準地震動の1.86倍の地震と15mの津波に対する対策が講じられることが確認できた場合においても、設計津波高さ9.8mに対する余裕は5.2mであるため、上記指示に基づく津波評価結果等に係る厳正な確認等を踏まえて、それらの数値が有する余裕の程度に関する評価について議論することが必要である。

<対策の実現可能性について>

対策の実施可能性、すなわち、地震により移動発電機車等及びその配置場所等が損傷しないか、定められた時間内に必要な措置が実施できるか、浸水対策の効果が無効とならないか等にも着目し、現地調査も実施した。

その結果、泊発電所1，2号機においては、以下の様々な措置が講じられていること、また、防護措置の実施を確実にするための対策について課題があることを確認した。

- 移動発電機車等の設置場所は、1，2号機原子炉建屋の周辺斜面に面した31mの高台にあるが、斜面の安定性に問題がないこと
- 送水ポンプ車等の保管場所は、発電所構内の39mの高台にある資機材保管庫及び31mの高台に分散配置されており、資機材保管庫の背後は斜面を有するとともに周辺に耐震クラスの低い建屋があるが、当該斜面の安定性に問題ないこと、念のための落石防護柵を設置していること、また、周辺の建屋について地震に対する耐性に問題ないこと
- 送水ポンプ車の燃料（軽油）は、発電所構内の10mにあるDG燃料貯油槽から給油することとしているが、がれきの撤去に要する時間を含め、所定の時間内にタンクローリにより給油できるよう整備していること。また、31mの高台からも採油が可能なよう耐震性が確保された恒設の配管が整備されていること。
- 代替冷却に必要な主蒸気逃がし弁開放操作等は手動により現場で開操作可能であること
- 窒素混入防止のために必要な蓄圧タンク出口弁の閉止は、中央制御室から運転員が操作できること
- 夜間休日を含め所内には38名以上の要員を確保しており、これにより電源確保や水源確保対策を講じることができること
- 夜間や冬期等、作業環境が厳しい条件を踏まえた訓練が複数回実施されていること。
- 対策に要する時間は、訓練実績を踏まえ、損壊した敷地内の道路を復旧する時間等を考慮して評価しており、許容される時間を十分下回っていること
- 耐震性を有する免震棟が設置されていないが、原子炉建屋内に代替緊急時対策所を確保していること 等

さらに、冬期の夜間などの厳しい条件下においても所要の対応をとることができるかどうかに着目し、以下のとおり、緊急時においても所要の対応をとることが可能であることを確認した。

- 夜間の吹雪時における参集ルートにおける踏査時間の確認
- 緊急対応車両等及びその燃料の寒冷地仕様の選定
- 水源として用いるタンク（屋外）への電気ヒータ・保温材の設置 等

<防護措置の実施を確実にするための課題>

審査の過程において、防護措置の実現可能性をより高める観点から、次の事項について更なる対応が必要と判断し、北海道電力に対応を求めた。

北海道電力からは、それぞれの事項について括弧内に示す対策を行う予定との回答を得た。当院としては、今後、現地の保安検査官による現場確認等により、対策措置の実施状況を確認していくこととする。

- 津波の波圧に対する扉の強度と止水性を確保するため、水密扉化されていない扉に対して、津波来襲前に門（かんぬき）を装着する作業（4箇所）が必要であるが、当該作業の確実性を高めること（平成24年9月末までに水密扉化することにより門設置不要とする予定）
- 浸水高さの算出において、床ドレンからの排水を考慮しない場合でも対象設備が浸水しないことを確認すること（平成24年9月末までに水密扉化による浸水量を低減することにより、床ドレンからの排水を考慮不要とする予定）
- 漂流物として想定される車両、コンテナ等に対する漂流防止対策を実施すること（平成24年9月末までに車両等の高台移転を完了する予定）
- SFPへの給水確保、水位監視に係る訓練について、実作業を模擬した訓練を行うこと（平成24年8月中に固定治具を設置し、あわせて訓練を行う予定）

また、代替緊急時対策所については、1、2号機中央制御室横のスペース（1階部分（約50m²）及び階段で接続された2階部分（約16m²））において指揮を執る22名が活動できるとしているが、その対応をより確実にするための強化を求めた。

北海道電力からは、1階部分のスペースを平成24年8月中に1.5倍の約75m²に拡大すること、2階のその他部分（通常時は仮眠用ベッドを設置している約50m²のスペース）も作業スペースに短時間で変更可能であること、3号機における中央制御室付近のスペース（約180m²）を活用して作業員が待機できること、平成24年7月末までにTV会議システムを整備する予定であることが示された。当院としては、今後、これらの対応状況を確認する。

また、緊急時における対策所の重要性を踏まえ、引き続き、必要な資機材の充実や訓練の実施など、実効性の向上に向けた取組を促すとともに、平成27年度を目途に建設することとされる免震棟について、出来るだけ早期の運用に向けた努力を促していく。

<評価における保守性及び限界について>

これらの評価にあたっては以下のとおり保守的な仮定を置いてなされていることを確認した。

- 全号機同時に同程度被災すること
- 積雪時等過酷な環境下での作業を想定した評価が行われていること
- 外部からの支援は考慮しない等厳しい前提をおいて評価されていること
- 耐震クラスの低い燃料タンクや水源タンクは使用できないと仮定すること
- 機器類はその設置高さまで浸水高さが到達した段階で機能喪失することとして
いること
- 冷却可能なパスが見込めなくなった段階で炉心損傷に至るとすること 等

また、以上の評価は、本評価で設定している地震動（基準地震動の1.86倍）や津波高さ（15m）に対し、炉心損傷等に至ることを防止する対策が講じられていること、そのような成功パス（炉心損傷を回避するシナリオ）があることについて議論したものであって、これらを超える地震や津波が来襲した場合の具体的かつ定量的評価や、成功パスの代替となるパスの実現可能性に関する定量的評価等は実施されていない。

（2）サイト外から支援がない場合の維持期間についての考え方

（1）の状況のように設計上の想定を超える地震と津波が発電所に来襲し、全交流電源喪失と最終ヒートシンク喪失が発生した場合に、サイト外からの重油や軽油等の物資の補給がない状況で、すなわち、あらかじめ所内に用意された資機材によって、燃料損傷に至らない状態を一定期間維持できるかどうか、更に、その一定期間内に、確実にサイト外からの重油や軽油等の物資の補給を期待できるかどうかに着目した。

その結果、（1）で記した課題への対応が前提となるが、仮に対応がなされ対策の実現可能性が確認出来れば、泊発電所1、2号機においては、地震と津波により耐震性の低い燃料タンクや水源タンク等が利用できないという前提でも、サイト内の備蓄資材だけで燃料損傷に至らない状態を約20日間維持できることを確認した。また、予め契約してあるヘリコプター等により、この期間内にサイト外からの軽油等の供給が可能であるとする北海道電力の評価が妥当であることを確認した。

（3）安全性向上に向けた取組についての考え方

これまでに北海道電力が整備したアクシデントマネジメント策や緊急安全対策等により、多重防護の観点からプラントの安全性が向上してきているかどうか、また、更に恒設の安全設備を設置する等、中長期的にプラントの安全性を

より一層向上させる取組が行われているかどうかに着目した。

その結果、泊発電所1、2号機においては、東京電力福島第一原子力発電所事故以前から整備してきたアクシデントマネジメント策に加え、以下の努力を継続して行っているという評価をした。

- 東京電力福島第一原子力発電所事故を受けて直ちに移動発電機車及び送水ポンプ車の配備や建屋浸水対策等の緊急安全対策等を実施
- 作業時間の短縮化の観点から、電源ケーブル及び給水配管の一部を恒設化
- 補助ボイラ燃料タンク（重油）による2次災害（火災）の発生を想定し、プラント運転時に貯蔵容量の低減を行うことに運用を変更 等

また、今般、ストレステストを実施することを通じて把握したプラントの弱点を克服するべく、報告書提出後も、当院の指摘を踏まえ、以下のとおり頑健性をより一層向上させるための取組が行われたことを確認した。

- 平成24年5月末に発電所に常駐する電源確保要員を3名、水源確保要員を1名増強し、休日・夜間の体制を最低38名に強化
- 代替給水方法の改善として、31mの高台に新たに仮設給水タンクを設置し、水源の多様性を確保するとともに、作業時間の短縮化の観点から仮設ポンプ及び空気作動ポンプから送水ポンプ車を用いた給水方法に変更。
- 移動発電機車について、火災リスク低減の観点から離隔距離を確保した配置に変更 等

更に、北海道電力においては、元々発電所に設置されている非常用ディーゼル発電機及び東京電力福島第一原子力発電所事故後に配備した移動電源機車や送水ポンプ車の代替確保に加え、扉の水密化の推進など、自ら発電所の課題を見つけ自主的に安全向上を図る方向であることを確認した。

（4）一層の取組を求める事項についての考え方

防護措置の実施を確実にするための課題については、すでに（1）で記したところであるが、この他にも、安全向上を図る上で、一層の対応を図るべきと考える点がある。

緊急時の要員召集体制については、北海道電力において強化を図ってきているものの、東京電力福島第一原子力発電所事故を踏まえれば、所内の限られた緊急対策要員により膨大な作業を行うこととなるため、作業効率の向上を図るとともに、所外からの参集要員の強化を検討することが必要である。なお、所外からの参集に際しては、社員寮等が津波による冠水などで被災した場合、地震による斜面の崩落等によりアクセスルートが閉ざされた場合、豪雪や凍結により参集ルートの通行に予想外に時間を要する場合、被害が拡大し予想以上の

要員が必要になる場合等、より厳しい状況を想定し、要員参集体制の構築等を図るべきである。

この他、審査の過程で、当院から北海道電力に対して、以下の点を等について指摘（括弧内はこれに対する北海道電力における対応予定）しており、今後、対策措置の実施状況を確認していく必要がある。

- 防護措置を行うエリアにおいて、補助ボイラ燃料タンク、油計量タンクによる火災リスクがあることから、低減対策を講じるべき（平成24年7月末までに当面の対策として、1号機油計量タンクを空にする予定）
- 所要の浸水防止対策は行われているものの、タービン動補助給水ポンプ、電動補助給水ポンプ等の安全上重要な機器が同一建屋の同一フロアに設置されていることに鑑み、万一の浸水リスクを回避する観点から、真に防護すべき機器を特定した上で重点化した追加対策を講じるべき（平成24年9月末までに水密扉化による当該フロアへの浸水量の低減化を図る予定。また、平成24年8月上旬を目途に当該フロアに設置されている補助給水系の電動弁起動盤（タービン動及び電動）に対してシール材による浸水防止処置を実施する予定。さらに、1、2号機ともに、タービン動補助給水ポンプ室の入り口扉については平成24年12月までに、また電動補助給水ポンプ室の入り口扉については平成24年中を目途に水密扉化する予定。）

（5）当院の見解と課題

当院としては、泊発電所1、2号機に関する北海道電力の評価結果について、設計上の想定を超える1,023ガルの地震と15mの津波が来襲した場合でも東京電力福島第一原子力発電所事故のような燃料の損傷という状況に至らせないための対策が講じられている、ということを確認するためには、（1）で記したとおり、対策の実現可能性に関する課題があることを確認した。

また、仮に、15mの津波に対して燃料の損傷に至らせないための対策が講じられることになると確認できたとしても、設計津波高さ9.8mに対する裕度は5.2mであり、この余裕の程度に関する評価については、現在行われている地震や津波に関する議論等を踏まえることが必要と考える。

また、本ストレステストは、現時点での知見をもとに評価したものであり、新たな知見等が得られた場合には、ストレステストを改めて実施することを含め、安全向上への継続的な改善、適切な反映をしていくことが必要であると考える。

当院においても、今後の北海道電力における取組の実施状況について、現地に駐在する保安検査官による継続的な現場確認等を通じ適切に確認していくとともに、IAEAからの指摘事項、また、関西電力大飯発電所3号機及び4号

機のストレステスト一次評価に関する原子力安全委員会から示された見解も踏まえて検討を進め、ストレステスト二次評価を含む安全評価の実施、安全評価技術の蓄積を行うことによって、一層の安全性の向上を目指していく。