

原子力規制庁原子力規制部検査監督総括課 殿

令和6年度原子力施設等防災対策等委託費

(米国NRCの検査ガイド調査) 事業

報告書

令和7年3月

日本エヌ・ユー・エス株式会社

本報告書は、原子力規制庁殿から委託された令和6年度原子力施設等防災対策等委託費（米国 NRC の検査ガイド調査）事業に係る調査について実施した業務の成果をとりまとめたものです。

目 次

1 本調査の概要	1-1
1.1 背景・目的	1-1
1.2 実施内容	1-1
1.2.1 NRC 検査ガイド IMC 0308 シリーズ日本語版の作成	1-1
1.2.2 日米検査ガイドの相違点等の分析およびその明確化	1-4
1.2.3 原子力規制庁検査ガイド改善策の検討および提言	1-5
1.2.4 調査報告書の作成	1-5
1.3 実施期間	1-5
2 NRC 検査ガイド IMC 0308 シリーズ日本語版の作成	2-1
2.1 はじめに	2-1
2.2 NRC 検査ガイド IMC 0308 シリーズ日本語版の作成と結果	2-1
2.3 NRC 検査ガイド IMC 0308 シリーズ日本語版の作成のまとめ	2-1
3 日米検査ガイドの相違点等の分析およびその明確化	3.1-1
3.1 はじめに	3.1-1
3.2 日米検査ガイドの相違点等の分析およびその明確化の実施方法	3.2-1
3.3 日米検査ガイドの相違点等の分析およびその明確化の結果	3.3.1-1
3.3.1 IMC 0308 「Reactor Oversight Process Basis Document」における 日米検査ガイドの相違点等の分析およびその明確化の結果	3.3.1-1
3.3.2 IMC 0308 Att.1 「Technical Basis for Performance Indicators」における 日米検査ガイドの相違点等の分析およびその明確化の結果	3.3.2-1

3. 3. 3	IMC 0308 Att.2 「Technical Basis for Inspection Program」における 日米検査ガイドの相違点等の分析およびその明確化の結果	3.3.3-1
3. 3. 4	IMC 0308 Att.3 「Technical Basis for Significance Determination Process」における日米検査ガイドの相違点等の分析および その明確化の結果	3.3.4-1
3. 3. 5	IMC 0308 Att.3 App. A 「Technical Basis for the At-Power Significance Determination Process」における日米検査ガイドの相違点等の分析 およびその明確化の結果	3.3.5-1
3. 3. 6	IMC 0308 Att.3 App. B 「Technical Basis for the At-Power Significance Determination Process」における日米検査ガイドの相違点等の分析 およびその明確化の結果	3.3.6-1
3. 3. 7	IMC 0308 Att.3 App. C 「Technical Basis for the At-Power Significance Determination Process」における日米検査ガイドの相違点等の分析 およびその明確化の結果	3.3.7-1
3. 3. 8	IMC 0308 Att.3 App. D 「Technical Basis for the At-Power Significance Determination Process」における日米検査ガイドの相違点等の分析 およびその明確化の結果	3.3.8-1
3. 3. 9	IMC 0308 Att.3 App. F 「Technical Basis Fire Protection Significance Determination Process (Supplemental Guidance for Implementing IMC 0609 Appendix F) At Power Operations」における日米検査ガイド の相違点等の分析およびその明確化の結果	3.3.9-1
3. 3. 10	IMC 0308 Att.3 App. G 「Technical Basis for Shutdown Operations Significance Determination Process」における日米検査ガイドの相違点 等の分析およびその明確化の結果	3.3.10-1
3. 3. 11	IMC 0308 Att.3 App. H 「Containment Integrity Significance Determination Process Technical Basis」における日米検査ガイドの相違点等の分析 およびその明確化の結果	3.3.11-1
3. 3. 12	IMC 0308 Att.3 App. I 「Technical Basis for Operator Requalification Human Performance Significance Determination Process」における日米検査ガイド の相違点等の分析およびその明確化の結果	3.3.12-1
3. 3. 13	IMC 0308 Att.3 App. J 「Technical Basis for Steam Generator Tube Integrity Findings」における日米検査ガイドの相違点等の分析およびその明確化 の結果	3.3.13-1
3. 3. 14	IMC 0308 Att.3 App. K 「Technical Basis for Maintenance Risk Assessment and Risk Management Significance Determination Process」における日米 検査ガイドの相違点等の分析およびその明確化の結果	3.3.14-1

3. 3. 15	IMC 0308 Att.3 App. L 「Technical Basis for Extensive Damage Mitigation Guidelines Significant Determination Process」における日米検査ガイドの相違点等の分析およびその明確化の結果	3.3.15-1
3. 3. 16	IMC 0308 Att.3 App. M 「Technical Basis for the Significance Determination Process Using Qualitative Criteria」における日米検査ガイドの相違点等の分析およびその明確化の結果	3.3.16-1
3. 3. 17	IMC 0308 Att.4 「Technical Basis for Assessment」における日米検査ガイドの相違点等の分析およびその明確化の結果	3.3.17-1
3. 3. 18	IMC 0308 Att.5 「Technical Basis for Enforcement」における日米検査ガイドの相違点等の分析およびその明確化の結果	3.3.18-1
3. 4	日米検査ガイドの相違点等の分析およびその明確化のまとめ	3.4-1
4	原子力規制庁検査ガイド改善策の検討および提言	4.1-1
4. 1	はじめに	4.1-1
4. 2	原子力規制庁検査ガイド改善策の検討および提言	4.2-1
4. 3	原子力規制庁検査ガイド改善策の検討および提言まとめ	4.3-1
5	まとめ	5-1

添付資料

- 1 IMC 0308 「Reactor Oversight Process Basis Document」 日本語版
- 2 IMC 0308 Att.1 「Technical Basis for Performance Indicators」 日本語版
- 3 IMC 0308 Att.2 「Technical Basis for Inspection Program」 日本語版
- 4 IMC 0308 Att.3 「Technical Basis for Significance Determination Process」 日本語版
- 5 IMC 0308 Att.3 App. A 「Technical Basis for the At-Power Significance Determination Process」 日本語版
- 6 IMC 0308 Att.3 App. B 「Technical Basis for Emergency Preparedness Significance Determination Process」 日本語版
- 7 IMC 0308 Att.3 App. C 「Technical Basis for Occupational Radiation Safety Significance Determination Process」 日本語版
- 8 IMC 0308 Att.3 App. D 「Technical Basis for Public Radiation Safety Significance Determination Process」 日本語版
- 9 IMC 0308 Att.3 App. F 「Technical Basis Fire Protection Significance Determination Process (Supplemental Guidance for Implementing IMC 0609 Appendix F) At Power Operations」 日本語版
- 10 IMC 0308 Att.3 App. G 「Technical Basis for Shutdown Operations Significance Determination Process」 日本語版
- 11 IMC 0308 Att.3 App. H 「Containment Integrity Significance Determination Process Technical Basis」 日本語版
- 12 IMC 0308 Att.3 App. I 「Technical Basis for Operator Requalification Human Performance Significance Determination Process」 日本語版
- 13 IMC 0308 Att.3 App. J 「Technical Basis for Steam Generator Tube Integrity Findings」 日本語版
- 14 IMC 0308 Att.3 App. K 「Technical Basis for Maintenance Risk Assessment and Risk Management Significance Determination Process」 日本語版
- 15 IMC 0308 Att.3 App. L 「Technical Basis for Extensive Damage Mitigation Guidelines Significant Determination Process」 日本語版
- 16 IMC 0308 Att.3 App. M 「Technical Basis for the Significance Determination Process Using Qualitative Criteria」 日本語版
- 17 IMC 0308 Att.4 「Technical Basis for Assessment」 日本語版
- 18 IMC 0308 Att.5 「Technical Basis for Enforcement」 日本語版

1 本事業の概要

1.1 背景・目的

原子力規制庁は2018年より米国原子力規制委員会（Nuclear Regulatory Commission, NRC）の原子炉監督プロセス（Reactor Oversight Process, ROP）を参考に検査制度の見直しを進め、ROPに倣った検査制度として2020年より原子力規制検査を運用している。よって、原子力規制検査を行う上で原子力規制庁が参照する検査ガイドを、NRCのROPに関連する検査ガイドの内容を参考に2018年～2019年の制度検討時に策定した。その後の2020年の原子力規制検査の制度運用開始以降、原子力規制庁で原子力規制検査の運用を行いながら、適宜ガイドを改善するための改正を加えているところである。NRC検査ガイドは、一般的に原子力規制庁の検査ガイドに比べて、その記載内容が充実している。一方、NRCにおいてもROPを運用しながら、改善のため、検査ガイドを随時見直しており、我が国がROP導入した時点と内容が変更されている可能性がある。これらの経緯から、原子力規制庁はその相違点を分析し、検査ガイドに導入すべき内容を抽出し、改善を検討しているところである。NRCの検査ガイドについて、原子力規制庁としてその継続改善等NRC側の動向を把握し、原子力規制庁が参照する検査ガイドの継続改善に適宜検討、反映させることが求められる。

本調査は、原子力規制検査にて原子力規制庁職員が参照する検査ガイドと米国NRCがROPを行う際に用いる検査ガイドの相違点を明確化する調査から、原子力規制検査の運用改善に資する情報を得ることを目的としている。

1.2 実施内容

本事業の実施内容は、以下に示す「NRC検査ガイドIMC 0308シリーズの日本語版の作成」、「日米検査ガイドの相違点等の分析およびその明確化」、「原子力規制庁検査ガイド改善策の検討及び提言」から構成される。各項目についての調査から得られた結果を整理し、報告書にまとめる。

1.2.1 NRC検査ガイドIMC 0308シリーズの日本語版の作成

NRC検査ガイドIMC 0308シリーズの日本語版の作成では、仕様書に示されているNRCの検査ガイドIMC 0308シリーズ（安全関連）をNRCの公開資料から抽出し、各ガイドの日本語版を作成した。具体的には、表1.2.2-1に示すIMC 0308シリーズの本体、附属書1～5、附属書3付録A～M（セキュリティ関連の付録E除く）について、各検査ガイドの本文及び主な別紙資料内容の日本語版を作成した。IMC 0308シリーズの各ガイドは、NRC

から公開された現行最新版を使用した。うち、IMC 0308 本体、附属書 1、2、附属書 3 付録 F の 4 つについては、調査期間中の 2025 年 1 月 1 日に改訂し、公開されたため、これらの最新改訂版を使用した。IMC 0308 本体、附属書、付録について、各々の日本語版の作成結果を整理し、まとめた。

表 1.2.1-1 NRC 検査ガイド IMC 0308 シリーズ

No	IMC シリーズ	タイトル	日本語訳	備考
1	0308	REACTOR OVERSIGHT PROCESS BASIS DOCUMENT	原子炉監視プロセス 根拠書	2025/1/1 最新版
2	0308 ATTACHMENT 1	TECHNICAL BASIS FOR PERFORMANCE INDICATORS	パフォーマンス指標 の技術的根拠	2025/1/1 最新版
3	0308 ATTACHMENT 2	TECHNICAL BASIS FOR INSPECTION PROGRAM	検査プログラムの技 術的根拠	2025/1/1 最新版
4	0308 ATTACHMENT 3	TECHNICAL BASIS FOR SIGNIFICANCE DETERMINATION PROCESS	重要度決定プロセス の技術的根拠	
5	0308 ATTACHMENT 3 APPENDIX A	TECHNICAL BASIS FOR THE AT-POWER SIGNIFICANCE DETERMINATION PROCESS	運転時重要度決定プ ロセスの技術的根拠	
6	0308 ATTACHMENT 3 APPENDIX B	TECHNICAL BASIS FOR EMERGENCY PREPAREDNESS SIGNIFICANCE DETERMINATION PROCESS	緊急時対策重要度決 定プロセスの技術的 根拠	
7	0308 ATTACHMENT 3 APPENDIX C	TECHNICAL BASIS FOR OCCUPATIONAL RADIATION SAFETY SIGNIFICANCE DETERMINATION PROCESS	従事者放射線安全重 要度決定プロセスの 技術的根拠	
8	0308 ATTACHMENT 3 APPENDIX D	TECHNICAL BASIS FOR PUBLIC RADIATION SAFETY SIGNIFICANCE DETERMINATION PROCESS	公衆放射線安全重要 度決定プロセスの技 術的根拠	

9	0308 ATTACHMENT 3 APPENDIX F	TECHNICAL BASIS FIRE PROTECTION SIGNIFICANCE DETERMINATION PROCESS (SUPPLEMENTAL GUIDANCE FOR IMPLEMENTING IMC 0609, APPENDIX F) AT POWER OPERATIONS	運転時火災防護重要 度決定プロセスの技 術的根拠 (IMC0609 附属 F の 実施に関する補足的 ガイダンス)	2025/1/1 最新版
10	0308 ATTACHMENT 3 APPENDIX G	TECHNICAL BASIS FOR SHUTDOWN OPERATIONS SIGNIFICANCE DETERMINATION PROCESS	プラント停止時重要 度決定プロセスの技 術的根拠	
11	0308 ATTACHMENT 3 APPENDIX H	CONTAINMENT INTEGRITY SIGNIFICANCE DETERMINATION PROCESS TECHNICAL BASIS	格納容器健全性の重 要度決定プロセスの 技術的根拠	
12	0308 ATTACHMENT 3 APPENDIX I	TECHNICAL BASIS FOR OPERATOR REQUALIFICATION HUMAN PERFORMANCE SIGNIFICANCE DETERMINATION PROCESS	運転員再認定ヒュー マンパフォーマンス 重要度決定プロセス の技術的根拠	
13	0308 ATTACHMENT 3 APPENDIX J	TECHNICAL BASIS FOR STEAM GENERATOR TUBE INTEGRITY FINDINGS	蒸気発生器伝熱管健 全性指摘事項の技術 的根拠	
14	0308 ATTACHMENT 3 APPENDIX K	TECHNICAL BASIS FOR MAINTENANCE RISK ASSESSMENT AND RISK MANAGEMENT SIGNIFICANCE DETERMINATION PROCESS	保守リスク評価およ びリスク管理重要度 決定プロセスの技術 的根拠	
15	0308 ATTACHMENT 3 APPENDIX L	TECHNICAL BASIS FOR EXTENSIVE DAMAGE MITIGATION GUIDELINES SIGNIFICANCE DETERMINATION PROCESS	大規模破損軽減ガイ ドライン重要度決定 プロセスの技術的根 拠	

16	0308 ATTACHMENT 3 APPENDIX M	TECHNICAL BASIS FOR THE SIGNIFICANCE DETERMINATION PROCESS (SDP) USING QUALITATIVE CRITERIA	定性的基準を用いた 重要度決定プロセス の技術的根拠	
17	0308 ATTACHMENT 4	TECHNICAL BASIS FOR ASSESSMENT	評価の技術的根拠	
18	0308 ATTACHMENT 5	TECHNICAL BASIS FOR ENFORCEMENT	行政措置の技術的根 拠	

1.2.2 日米検査ガイドの相違点等の分析およびその明確化

日米検査ガイドの相違点等の分析およびその明確化では、仕様書に示されている NRC の検査マニュアル IMC 0308 シリーズの各ガイドと原子力規制庁が参照する検査ガイドとの内容の比較調査し、その相違を抽出し、明確化した。具体的には、原子力規制庁が用いる検査ガイド、NRC が検査に使用する検査ガイド IMC 0308 シリーズをもとに、仕様書別紙 2 で示した NRC と原子力規制庁の検査ガイドの対応関係資料を踏まえて、日米の検査ガイドの内容の比較を行い、相違を調査した。また、NRC 検査ガイドのみ記載された内容、原子力規制庁検査ガイドのみに記載された内容等、相違点を分析し、その詳細について相違点等の明確化を行い、調査した結果を整理した。調査の過程で、表 1.2.1-1 に示す IMC 0308 シリーズ以外の検査ガイドで、関連のある検査マニュアル (IMC)、検査手順書 (IP)、NRC 文書なども参考として活用した。本調査では、原子力規制庁から公開された原子力規制庁の検査ガイドに関する情報ソース、および NRC から公開された NRC 検査ガイドに関する情報ソースを活用した。それぞれの主な情報ソースの詳細内容は、表 1.2.2-1 に示す。

上記の調査、分析および明確化した結果を整理し、本年度の調査報告書にまとめた。

表 1.2.1-1 本調査で活用した主な情報ソース

No.	項 目	情報ソース
1	原子力規制庁の検査ガイド	https://www2.nra.go.jp/activity/regulation/kiseikensa/guide_index.html など
2	NRC の検査ガイド	https://www.nrc.gov/docs/ML2426/ML24269A231.pdf https://www.nrc.gov/docs/ML2426/ML24269A239.pdf https://www.nrc.gov/docs/ML2412/ML24120A202.pdf https://www.nrc.gov/docs/ML2425/ML24257A172.pdf https://www.nrc.gov/docs/ML2319/ML23191A533.pdf https://www.nrc.gov/docs/ML2027/ML20272A234.pdf など
3	その他の NRC の関連検査ガイドの参考資料	https://www.nrc.gov/reading-rm/doc-collections/insp-manual/manualchapter/index.html https://www.nrc.gov/docs/ML2415/ML24150A359.pdf https://www.nrc.gov/reading-rm/doc-collections/insp-manual/inspectionprocedure/index.html など

1.2.3 原子力規制庁検査ガイド改善策の検討及び提言

上記で調査した NRC の検査ガイド IMC 0308 シリーズ、原子力規制庁の検査ガイドの相違等をもとに、原子力規制庁が用いる検査ガイドに対する改善策の検討を行った。検討した内容をもとに今後の改善策への提言を整理し、まとめた。具体的には、日米検査ガイドの相違点等から、NRC 検査ガイドから原子力規制庁の検査ガイドに適用すべき内容について検討し、整理した内容を記載した。改善策の提言は、適用すべき理由、優先度、困難度（他の見直しが必要等）を含めた。また、原子力規制庁の検査ガイドのみに記載された内容で、改善すべきものがある場合、見直すべき理由、優先度、困難度（他の見直しが必要等）を記載した。

1.2.4 調査報告書の作成

本調査において、上記各項目における調査、作成、検討した結果等を整理して、調査報告書にまとめた。

1.3 実施期間

本事業の実施期間は、以下に示す。

実施期間：令和 6 年 12 月 25 日～令和 7 年 3 月 31 日まで

2 NRC 検査ガイド IMC 0308 シリーズ日本語版の作成

2.1 はじめに

NRC 検査ガイド IMC 0308 シリーズ日本語版の作成では、NRC が用いる検査マニュアル IMC 0308 シリーズの各ガイド最新版を使用して、それぞれの日本語版を作成した。

2.2 NRC 検査ガイド IMC 0308 シリーズ日本語版の作成と結果

今年度実施した NRC 検査ガイド IMC 0308 シリーズ日本語版の作成では、NRC が使用する検査マニュアル IMC 0308 シリーズ（安全関連、計 18 ガイド）の最新版を用いて、以下に示す対象ガイド、実施方法で作成した。

- a. 使用した IMC 0308 シリーズガイドは、現時点での最新版を使用した。使用した各ガイドの詳細は表 1.2.1-1 を参照する。
- b. IMC 0308 シリーズ日本語版の内容と原版英語の内容との比較が見やすいように、IMC 0308 シリーズ日本語版の作成では、基本的には、IMC 0308 シリーズ各ガイドの本文、添付別紙など原版英語の内容を上段に、日本語訳の内容を下段に、それぞれ記載した。日本語版の作成では、原版英語の内容を踏まえて、よく使われている検査専門用語や慣用表現など含めて、できるだけ平易で分かりやすい表現で記載した。なお、原版にある最新の改訂内容（赤字）についても、日本語版の作成では、できる限り原版のスタイルをキープし、最新の改訂内容、改訂した箇所が分かるように、原版と同じようにそれぞれ赤字で表記し、一目でわかるように工夫した。
- c. 作成した各ガイドの日本語版の結果を整理し、本報告書の添付 1～18 にまとめた。

2.3 NRC 検査ガイド IMC 0308 シリーズ日本語版の作成のまとめ

今年度実施した NRC 検査ガイド IMC 0308 シリーズ日本語版の作成では、仕様書に示されている NRC の検査ガイド IMC 0308 シリーズ（安全関連）を NRC の公開資料から抽出し、各検査ガイドの日本語版を作成した。具体的には、IMC 0308 シリーズ本体、附属書 1～5、附属書 3 付録 A～M（セキュリティ関連の付録 E 除く）計 18 検査ガイドの日本語版を作成した。NRC 検査ガイド IMC 0308 シリーズ各ガイド原版は、NRC から公開された現行最新版のガイドを使用した。このうち、IMC 0308 本体、附属書 1、2、附属書 3 付録 F の 4 ガイドについては、調査期間中に、NRC から新たに公開された改訂版（2025 年 1 月 1 日付）を使って、それぞれの日本語版を作成した。作成した IMC 0308 シリーズ日本語版の各ガイドの結果を整理し、本調査報告書の添付 1～18 にまとめた。

3 日米検査ガイドの相違点等の分析およびその明確化

3.1 はじめに

日米検査ガイドの相違点等の分析およびその明確化では、NRC の検査マニュアル IMC 0308 シリーズの各ガイドと原子力規制庁が参照する検査ガイドとの比較調査を行い、その相違を抽出し、明確化した。調査、分析した結果を整理し、まとめた。

3.2 日米検査ガイドの相違点等の分析およびその明確化の実施方法

今年度実施した日米検査ガイドの相違点等の分析およびその明確化では、仕様書に示されている NRC が規制検査活動で使用する検査マニュアル IMC 0308 シリーズの最新版と、原子力規制庁が参照する関連の検査ガイドとの内容の比較調査し、その相違を抽出し、日米検査ガイドの相違点等の分析およびその明確化を行った。本調査に使用した日米検査ガイド、日米検査ガイドの相違点等の分析およびその明確化の実施方法を以下に示す。

本調査に使用した日米検査ガイド：

使用した IMC 0308 シリーズガイドは、仕様書を踏まて、現時点 NRC から発行された最新版のガイドを使用した。具体的には、以下に示す NRC の検査マニュアル IMC 0308 シリーズ（安全関連、計 18 ガイド）の最新版を NRC の公開資料から抽出した。

- ・ IMC 0308 本体（1 ガイド）
- ・ IMC 0308 附属書 1～5（5 ガイド）
- ・ IMC 0308 附属書 3 付録 A～D、F～M（12 ガイド）

IMC 0308 シリーズ最新版の各ガイドのうち、IMC 0308 本体、附属書 1、2、および附属書 3 付録 F の 4 ガイドについては、2025 年 1 月 1 日付で最新の改訂版が発行されたため、今回の調査には、この 4 ガイドを含めた。

ここでは、具体的に実務で使用する検査ガイドとその技術的根拠を示す検査ガイドを区別するため、前者を「検査ガイド（実務）」、後者を「同（技術的根拠）」と称している。NRC の検査ガイド IMC 0308 シリーズ（技術的根拠）に対して、対応する NRA の検査ガイド（技術的根拠）との比較分析を行った。

表 3.2-1 に、NRC の検査ガイド、および対応すると考えられる NRA の検査ガイドを示す。検査ガイド（技術的根拠）については、NRA に対応する検査ガイド（技術的根拠）は見当たらなかった。日米検査ガイドの主な内容の違い等の調査について、検査ガイド（実務）と関連のある検査ガイド（技術的根拠）の記載内容を比較することにより確認した。具体的には、例えば、次に示す関連性があると思われる日米検査ガイドを整理した上でそれぞれのガイド内容について、その比較調査を行った（詳細は 3.3.5 参照）。

- ・ NRA の検査ガイド（実務）：出力運転時重要度評価検査ガイド（GI0007 付属書 1）
- ・ NRC の検査ガイド（技術的根拠）：出力運転時重要度決定プロセスの技術的根拠

IMC 0308 シリーズ以外の検査ガイドで、関連のある検査マニュアル（IMC）、検査手順書（IP）、NRC 文書なども参考として活用した。本調査に活用した NRC の検査ガイドや関連の情報ソースの詳細は、表 1.2.1-1 を参照する。

また、調査、比較に原子力規制庁が用いる検査ガイドは、現時点で原子力規制庁から発行された最新版の検査ガイドを使用した。情報ソースとして、原子力規制庁のサイトにて公開された検査ガイド資料（https://www2.nra.go.jp/activity/regulation/kiseikensa/guide_index.html）を参考した。本調査では、原子力規制庁から公開された原子力規制庁の検査ガイドなど検査関連の情報ソースを活用した（主な情報ソースの詳細は表 1.2.1-1 を参照）。

図 3.2-1 に、NRC の ROP の主要文書を構成する文書体系を示している。この中にある IMC 0308 シリーズ関連の検査ガイドは、ROP 基本方針、PI、検査、評価、行政措置それぞれについての技術的根拠を整理し、まとめたものである。

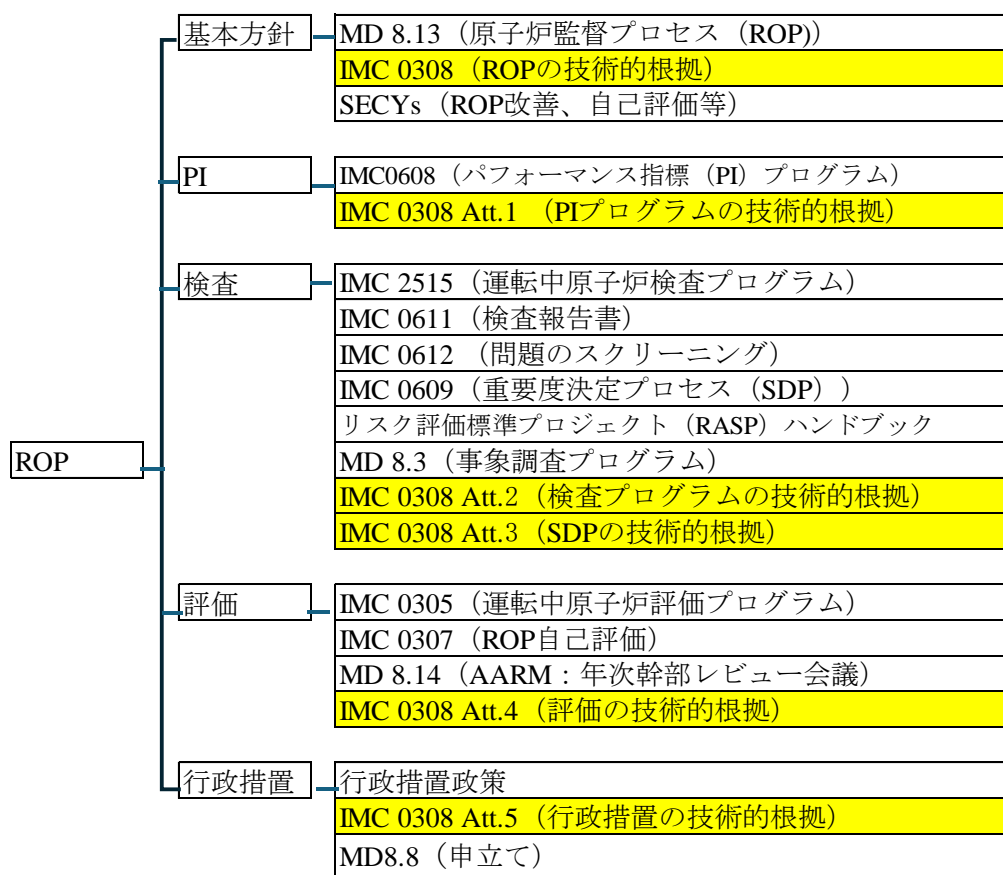


図 3.2-1 NRC の ROP の主要文書体系

(出典： <https://www.nrc.gov/reactors/operating/oversight/program-documents.html>)

表 3.2-1 NRC の検査ガイドおよび対応すると考えられる NRA の検査ガイド

NRCの検査ガイド		対応すると考えられるNRAの検査ガイド	
検査ガイド（実務）	同（技術的根拠）	検査ガイド（実務）	同（技術的根拠）
ROP	IMC 0308	—	—
IMC 0608 パフォーマンス指標（PI）プログラム	IMC 0308 Att.1	GI0006 安全実績指標に関するガイド	—
IMC 2515 軽水炉検査プログラム（運転中）	IMC 0308 Att.2	GI0001 共通事項に係る検査運用ガイド	—
IMC 0609 重要度決定プロセス（SDP）	IMC 0308 Att.3	GI0007 原子力安全に係る重要度評価に関するガイド	—
IMC 0609 App. A 出力運転時SDP	IMC 0308 Att.3, App. A	GI0007 附属書1 出力運転時の検査指摘事項に対する重要度評価ガイド	—
IMC 0609 App. B 緊急時対策SDP	IMC 0308 Att.3, App. B	—	—
IMC 0609 App. C 従業員放射線安全SDP	IMC 0308 Att.3, App. C	GI0007 附属書3 従業員放射線安全に関する重要度評価ガイド	—
IMC 0609 App. D 公衆放射線安全SDP	IMC 0308 Att.3, App. D	GI0007 附属書4 公衆放射線安全に関する重要度評価ガイド	—
IMC 0609 App. F 火災防護SDP	IMC 0308 Att.3, App. F	GI0007 附属書5 火災防護に関する重要度評価ガイド	—
IMC 0609 App. G 停止時SDP	IMC 0308 Att.3, App. G	GI0007 附属書6 停止時の検査指摘事項に対する重要度評価ガイド	—
IMC 0609 App. H 格納容器健全性SDP	IMC 0308 Att.3, App. H	GI0007 附属書7 バリア健全性に関する重要度評価ガイド	—
IMC 0609 App. I 運転員再認定& HP SDP	IMC 0308 Att.3, App. I	—	—
IMC 0609 App. J SG伝熱管健全性SDP	IMC 0308 Att.3, App. J	—	—
IMC 0609 App. K 保守リスク評価&RM SDP	IMC 0308 Att.3, App. K	GI0007 附属書8 メンテナンスの際のリスク評価に関する重要度評価ガイド	—
IMC 0609 App. L 大規模損傷緩和ガイドライン SDP	IMC 0308 Att.3, App. L	GI0007 附属書2 重大事故等対処及び大規模損壊対処に対する重要度評価ガイド	—
IMC 0609 App. M 定性的基準使用のSDP	IMC 0308 Att.3, App. M	GI0007 附属書9 定性的な判断基準による重要度評価ガイド	—
IMC 0305 運転中原子炉評価プログラム	IMC 0308 Att.4	—	—
行政措置政策	IMC 0308 Att.5	GI0004 原子力規制検査における規制措置に関するガイド	—

実施方法：

NRC の検査マニュアル IMC 0308 シリーズおよび原子力規制庁が用いる検査ガイドの現状を踏まえて、調査の精度をさらに上げるために、以下に示す実施方法で調査、分析、および整理を行った。

第一ステップとして、仕様書に示されている原子力規制庁が参照する検査ガイドおよび IMC 0308 シリーズについて、各検査ガイド最新版の確認、検査ガイド名、記載内容の概要のほか、NRC のガイドのみ記載された内容、原子力規制庁検査ガイドのみに記載された内容などを踏まえて、両者間の対応関係などを中心に一次調査を行った。この中で、日米の検査ガイド間で対応関係の高い検査ガイド、今後の原子力規制庁が用いる検査ガイドの改善内容の検討に役立つようなガイドなど抽出した結果を整理した。

第二ステップとして、一次調査での整理結果を踏まえて、現在原子力規制庁が用いる検査ガイドの中で利用頻度の高いもの、また、今後の検査ガイドの改善につながるようなものという観点で日米の検査ガイド間における相違点の抽出、分析など詳細の調査を実施した。

第三ステップとして、日米の各検査ガイドの記載内容、相違点を分析し、その詳細について相違点等の明確化を行い、調査した結果を整理した。日米検査ガイドの相違点等の分析およびその明確化のために、米国 NRC の検査ガイドの内容、原子力規制庁が用いる検査ガイドの内容、および両者間の相違点等を抽出し、整理した結果を日米検査ガイドの比較まとめ表にまとめた。図 3.2-2 は、日米検査ガイドの比較まとめイメージを示している。比較まとめ表に、表の左に対応すると考えられる原子力規制庁の検査ガイドの主な内容の抜粋、中央に NRC 検査ガイドの主な内容の抜粋、右側に両者の主な相違等を抽出、整理し、まとめた。

NRA 検査ガイド ⁴⁾		米国 NRC 検査ガイド ⁴⁾		両者間の主な相違点 ⁴⁾
【ガイド】 - ⁴⁾		【ガイド】 IMC 0308 Att.2, Technical Basis for Inspection Program ⁴⁾ (Issue Date: 12/12/2024, Effective Date: 01/01/2025) (91 頁) ⁴⁾		
項目 ⁴⁾	主な内容 ⁴⁾	項目 ⁴⁾	主な内容 ⁴⁾	
図書全体構成 ⁴⁾	— ⁴⁾	図書全体構成 ⁴⁾	表紙 ⁴⁾ 目次 ⁴⁾ 本文 ⁴⁾ 参考文献 ⁴⁾ 別紙・附属書 ⁴⁾ 改訂情報 ⁴⁾	⁴⁾
本文 ⁴⁾	— ⁴⁾	01 INTRODUCTION ⁴⁾	<p>The power reactor inspection program is composed of several elements to provide indication of licensee performance. The key feature of the program is the baseline inspection program, which defines the minimum level of inspection that all plants will receive regardless of performance. The supplemental inspection program is performed to independently evaluate the root causes of performance deficiencies when indications of declining licensee performance are obtained through either the performance indicators (Pis) or other inspections (principally the baseline inspection program). Plant events are inspected to determine their significance and to determine the agency's necessary response. Plants in extended shutdowns due to performance problems are inspected and assessed by a separate inspection process (i.e., Inspection Manual Chapter [IMC] 0350) because many of the Pis and much of the baseline inspection program would not be applicable. ⁴⁾</p> <p>The risk-informed baseline inspection program for power reactors defines the minimum level of planned inspections to evaluate licensee performance over a 12-month period. The overall objective of the program is to monitor all power reactor licensees at a defined level of effort to assure licensees' performance meets the objectives for each cornerstone of safety. These cornerstones support the agency's performance goals in the NRC's Strategic Plan.⁴⁾</p>	<p>NRC⁴⁾</p> <p>1. 始めに⁴⁾</p> <p>検査プログラムの枠組み⁴⁾</p> <ul style="list-style-type: none"> 基本検査、追加検査、事象対応検査で構成⁴⁾ パフォーマンス問題で長期停止プラントの検査は別途 (ROP でなく IMC0350) ⁴⁾
		02 Methodology for Identifying Inspectable Areas ⁴⁾	<p>The objective in revising the inspection program was to develop a baseline program that is risk-informed and performance-based that identifies the minimum level of inspection required for a plant (regardless of performance) to give the NRC sufficient information to determine whether plant performance is acceptable. A key input to this effort was</p>	<p>NRC⁴⁾</p> <p>2. 検査可能領域の選定⁴⁾</p> <ul style="list-style-type: none"> リスク上の重要性に基づく⁴⁾ (PRA の調査、運転経験、決定論的解析の調査、規制要件の組み合わせでコーナーストーンの目的を達成) ⁴⁾ 個々の検査の対象範囲の選定も同様の考えが⁴⁾

NRA 検査ガイドの内容（抜粋） NRC 検査ガイドの内容（抜粋） 両者の相違等

図 3.2-2 日米検査ガイドの比較まとめイメージ

3.3 日米検査ガイドの相違点等の分析およびその明確化の結果

本調査では、NRC IMC 0308 シリーズなどを含めて日米の検査ガイドを対象に、日米検査ガイドの相違点等の分析および明確化を行った。ここでは、その結果を示す。

3.3.1 IMC 0308「Reactor Oversight Process Basis Document」に関する日米検査ガイドの相違点等の分析およびその明確化の結果

この NRC の検査ガイドには、原子力規制庁の検査ガイドで対応すると考えられる検査ガイドがないため、NRC の検査ガイドの主な内容を整理し、表 3.3-1 にまとめた。主な調査結果を以下に示す。詳細は表 3.3-1 参照。

3.3.1.1 目的

NRC

- ・本検査ガイドの目的を記載している。
 - ✓ ROP の開発とその後の実施においてなされた重要な決定事項の根拠を文書化する

3.3.1.2 目標

NRC

- ・本検査ガイドの目標を列記している。
 - ✓ ROP の経緯、理由、重要な変更について概要を示す。
 - ✓ ROP 開発時の重要な開発ステップおよびなされた決定について説明する。
 - ✓ ROP の仕組みを一般的に説明する。

3.3.1.3 適用範囲

NRC

- ・本検査ガイドの適用範囲
 - ✓ ROP の関連上位文書全体
 - ✓ IMCs は、ガイダンスと称され場合もあるが、柔軟性について明確な言及がない限り、従わなければならない。

3.3.1.4 責任分担と権限

NRC

- ・根拠文書の作成・管理に関する役割と権限
(原子炉監督課長、班長などが対象)

3.3.1.5 ガイダンス

NRC

・開発の経緯、ROP の枠組み、経緯の背景を概説し、その上で、次に分けて技術的根拠、解説を記載している。

✓ 5.1 序論

- ROP 導入と実施後 1 年までの経緯
- ROP の主な構成要素のリスト
(それぞれの技術的根拠は、添付 1～6 参照)
 - ・パフォーマンス指標
 - ・検査プログラム
 - ・重要度決定プロセス (SDP)
 - ・評価
 - ・行政措置
 - ・セキュリティ

✓ 5.2 背景

- 上記経緯の詳細

✓ 5.3 ROP の枠組み

✓ 5.4 安全コーナーストーン

- ・目的
 - ✓ 起因事象の発生頻度の抑制
 - ✓ 緩和系のアベイラビリティ、信頼性、能力の確保
 - ✓ バリア健全性の確保
- ・コーナーストーン (CS) 選定時にリスク情報を活用した理由
- ・各 CS の目的および開発時の目標
(PI と検査の対象領域の決定含む)
- ・トップダウンの階層的アプローチを適用して、各 CS の目的を満たすために必要な PI と基本検査を特定する。

(Exhibit 3～10 に図解。詳細は、IMC 0308 Att.1 および Att.2 参照。)

- ・原子炉安全の戦略的パフォーマンス領域
- ・放射線安全の戦略的パフォーマンス領域
- ・核物質防護の戦略的パフォーマンス領域

✓ 5.5 分野横断領域、分野横断問題と安全文化の監督

- ・複数のコーナーストーンに影響する問題

- ・事業者パフォーマンスの重要な構成要素
 - ✓ ヒューマン・パフォーマンス
 - ✓ 安全を重視する労働環境（SCWE）
 - ✓ 問題の把握と解決
- ・分野横断問題の扱い
- ・2006年のROP改訂時にIAEA/INSAGの安全文化の定義を採用している。
- ・安全文化のその後の扱い
- ・安全文化の監督
- ✓ 5.6 リスク情報活用の尺度
 - ・パフォーマンス評価のため、パフォーマンスの低下について、PI 値の変化と検査指摘事項を同じ尺度で重要度評価する基準が必要である。
 - ・共通の尺度の開発経緯と根拠（RG 1.174）
（リスクをCDFとLERFで評価、安全目標政策との整合）
 - ・アクション・マトリクス（Exhibit 12）の開発
- ✓ 5.7 安全上の重要度が非常に低い問題の解決（VLSSIR）
 - ・ワーキンググループ（WG）編成（2018年）
 - ✓ 許認可基準のあいまいさに関係する安全上の重要度が非常に低い問題の解決が必要である。
 - ✓ 不必要な規制負担を生じている。
 - ✓ 許認可基準の明瞭さ欠如、問題の複雑さ、解釈の主観性などから、問題が許認可基準に関わるかどうか、適合するかどうかの判断が難しい。
 - ✓ 現行のプロセスは、労力を要し、非効率で、タイムリーでない。
 - ・WGの勧告を採用
 - ✓ VLSSIRプロセスの導入
 - ✓ IMC0611、0612付録Bの改訂（2019年）
 - ✓ 安全重要度がより高い問題にリソースを傾注し不必要な規制負担を減らす。
 - *1. 詳細はLLSIR WG Memo 参照（ML19260G224）
- ✓ 5.8 ROP 自己評価および関連の評価
 - ・継続的なフィードバックと改善がROPの重要な成功要因＝自己評価プロセス（IMC0307）
 - ・AARMの結果報告を踏まえた複数のSRMにより、自己評価および関連プロセスの改善を指示している。
 - ・スタッフは、より有効なプロセスを検討するため、1年間の自己評価中止を提案、委員会了承（2014年）、プロセスを改善する。
 - ・スタッフは、重複を減らし、明確なガイダンスを提供し、より進んだ有効性評価を

行う包括的見直しを実施（2019 年）した。

- ・その結果を踏まえ、プロセスをさらに改訂（2020 年）した。

✓ 5.9 新規炉に対応する ROP

- ・ **パッシブ炉**の建設および運転接近を踏まえ、既存のリスクしきい値が適用できるかについての検討
- ・ スタッフによる変更オプションの提案（SECY-10-0121）→委員会は更なる分析の結果が出るまで現行枠組みを適用するとの指示
- ・ スタッフは、机上演習の結果、現行枠組みがおおよそ適用できるが一部変更が是認されると報告（SECY-12-0081）→委員会から、さらなる検討を要請した。
- ・ スタッフは、定量的なリスク知見とともに定性的な方策を使う統合的プロセスの開発を提案（SECY-12-0137）→**委員会、SDP に定性的評価を追加するよう指示→付録 M 追加**
- ・ スタッフは、新規軽水炉（AP1000）に対応できる ROP への変更を提案（SECY-18-0091、**MSPI の適用除外**）→委員会から、了承された。

✓ 5.10 委員会のその他のコミットメント

- ・ ROP の開発および導入後における委員会の様々な指示

3.3.1.6 参考文献

NRC

- ・ 参考文献を記載している。

3.3.1.7 別紙・付属書

NRC

・別紙

- ✓ 1. ROP の全体像
- ✓ 2. ROP の監督分野の体系
- ✓ **3～11. 各コーナーストーンの監視対象範囲と具体的な監視方法を図示（検査と PI の割り振り）**
- ✓ 12. 事業者パフォーマンスに対する評価の色分け基準
- ・ 付属書
- ✓ IMC 0803 の付属書のリスト

3.3.1.8 改訂情報

NRC

- ・ 改訂履歴（発行日、ML 番号、改訂の概要）
- ・ 本文中で、改訂箇所を赤字で表示している。

表 3.3-1 原子力規制庁検査ガイド PP1301 と米国 NRC 検査ガイド IMC 0308 の比較調査結果：主な相違点のまとめ

原子力規制庁検査ガイド		米国 NRC 検査ガイド		両者間の主な相違点
【ガイド】－ (－)		【ガイド】 IMC 0308 Reactor Oversight Process Basis Document (Issue Date: 12/12/2024, Effective Date: January 1, 2025 (51頁))		
項目	主な内容	項目	主な内容	(注) 原子力規制庁に対応する検査ガイドがないため、以下は NRC の検査ガイドの概要を示す。
図書全体構成	－	図書全体構成	表紙 目次 本文 参考文献 別紙・附属書 改訂情報	－
本文	目的	01. Purpose	The purpose of this IMC is to document the basis for significant decisions reached by the U.S. Nuclear Regulatory Commission (NRC) staff during the development and subsequent implementation of the Reactor Oversight Process (ROP) for operating commercial nuclear power plants. This document shall serve as the basis for all applicable ROP program documents such as Inspection Manual Chapters (IMCs), Inspection Procedures (IPs), the Performance Indicators (PIs) program, the Assessment Program, and the Significance Determination Process (SDP).	1. 目的 ・ ROP の開発とその後の実施においてなされた重要な決定事項の根拠を文書化する
		02.Objectives	02.01 To summarize the history of, and reasons for, significant changes made to the oversight processes. 02.02 To discuss significant developmental steps and decisions reached in the formation of the ROP. 02.03 To describe in general how the ROP works.	2. 目標 ・ ROP の経緯、理由、重要な変更について概要を示す ・ ROP 開発時の重要な開発ステップおよびなされた決定について説明する ・ ROP の仕組みを一般的に説明する
	適用範囲	03. Applicability	This IMC is applicable to all ROP governing documents. The governing documents may at times be referred to as “guidance;” however, the provisions of the IMCs shall be followed unless flexibility is explicitly stated.	3. 適用範囲 ・ ROP の上位文書全体 ・ IMCs は、ガイダンスと称され場合もあるが、柔軟性について明確な言及がない限り、従わなければならない
	職位と役割分担	04. Responsibilities and Authorities	04.01 Director, Division of Reactor Oversight (DRO) Responsible for 04.01 Director, Division of Reactor Oversight (DRO) Responsible for the content of the basis document. 04.02 Chief, Reactor Assessment Branch (IRAB) a. Responsible for periodic updates to IMC 0308 in accordance with IMC 0040, “Preparation, Revision, Issuance, and Ongoing Oversight of	4. 責任分担と権限 ・ 根拠文書の作成・管理に関する役割と権限（原子炉監督課長、班長）

				NRC Inspection Manual Documents.” ...	
	ガイダンス	—	05. Guidance 05.01 Introduction	<p>a. On April 2, 2000, the NRC implemented a new oversight process at all operating commercial nuclear power plants replacing the former Systematic Assessment of Licensee Performance (SALP) Process. The objective for developing the various components of this new oversight process was to provide tools for inspecting and assessing licensee performance and enforcing NRC requirements in a manner that was more risk-informed, objective, predictable, and understandable than previous oversight processes. The new process, called the ROP was designed to:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Maintain safety; 2. Increase openness; 3. Make NRC activities and decisions more effective, efficient, and realistic; and 4. Reduce unnecessary regulatory burden. <p>...</p>	<p>5. ガイダンス</p> <p>5.1 序論</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ ROP 導入と実施後 1 年までの経緯 ✓ ROP の主な構成要素のリスト (それぞれの技術的根拠は、添付 1～6 参照) ・パフォーマンス指標 ・検査プログラム ・重要度決定プロセス (SDP) ・評価 ・行政措置 ・セキュリティ
	—	—	05.02 Background	<p>a. Development of an assessment process, 1975-1985: During the early years of the NRC, the focus of the agency was on inspection and enforcement with little focus on overall assessment of plant performance. An outcome from the incident at Three Mile Island in 1979 was that each operating nuclear power plant licensee should be periodically subjected to intensive and open review of its performance according to the requirements of its license and applicable regulations. This recommendation resulted in the creation of the SALP Program. SALP evaluations were conducted by regional and headquarters staff every 12 to 24 months to assess performance of each licensed nuclear power plant. The SALP process was an attempt to pause and assess plant performance holistically and was comprised of graded functional areas, management reviews, an assessment period, and a resultant report. The SALP process initially had seven functional areas but was later revised to four: Operations, Maintenance, Engineering, and Plant Support.</p> <p>...</p>	<p>5.2 背景</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ 上記経緯の詳細

—	—	05.03 The ROP Regulatory Framework	<p>a. The foundation for the ROP is based on the regulatory framework (Exhibit 2). The staff used a top-down, hierarchical approach to develop the concept for a new regulatory oversight framework. The regulatory framework for reactor oversight consists of three key strategic performance areas: reactor safety, radiation safety, and safeguards. Within each strategic performance area are cornerstones that reflect the essential safety aspects of facility operation. These seven cornerstones include: initiating events, mitigating systems, barrier integrity, emergency preparedness, public radiation safety, occupational radiation safety, and physical protection (now known as security). Satisfactory licensee performance in the cornerstones provides reasonable assurance of safe facility operation and that the NRC's safety mission is being accomplished. Each cornerstone contains inspection procedures and PIs to ensure that their objectives are being met. The SDP, Enforcement, and Assessment programs are used to verify, assess, and enforce NRC regulations to ensure adequate protection of public health and safety.</p> <p>b. Mission: The overall mission of the NRC is to license and regulate the Nation's civilian use of radioactive materials to protect public health and safety, promote the common defense and security, and protect the environment. This mission ensures that commercial nuclear power plants are operated in a manner that provides adequate protection of public health and safety. ...</p>	<p>5.3 ROP の枠組み</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 枠組み (Exhibit 2) <ul style="list-style-type: none"> ✓ 7つのコーナーストーン ✓ NRC 使命の達成 ・ 使命 ・ ROP の主なプログラムと原則 ・ 戦略的パフォーマンス領域 ・ コーナーストーン
—	—	05.04 Cornerstones of Safety	<p>a. The Cornerstones of Safety were chosen to:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Limit the frequency of initiating events (Initiating Events); 2. Ensure the availability, reliability, and capability of mitigating systems (Mitigating Systems); 3. Ensure the integrity of the fuel cladding, reactor coolant system, and containment boundaries (Barrier Integrity); <p>...</p>	<p>5.4 安全コーナーストーン</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 目的 <ul style="list-style-type: none"> ✓ 起因事象の発生頻度の抑制 ✓ 緩和系のアベイラビリティ、信頼性、能力の確保 ✓ バリア健全性の確保 ・ コーナーストーン (CS) 選定時にリスク情報を活用した理由 ・ 各 CS の目的および開発時の目標 (PI と検査の対象領域の決定含む) ・ トップダウンの階層的アプローチを適用して、各 CS の目的を満たすために必要な PI と基本検査を特定 (Exhibit 3～10 に図解。詳細は、IMC 0308 Att.1 および Att.2 参照。) ・ 原子炉安全の戦略的パフォーマンス領域 ・ 放射線安全の戦略的パフォーマンス領域 ・ 核物質防護の戦略的パフォーマンス領域

—	—	05.05 Cross-Cutting Areas, Substantive Cross-Cutting Issues (now Cross-Cutting Issues), and Safety Culture Oversight	<p>a. In addition to identifying the seven cornerstones of safety, the staff also identified certain elements of licensee performance that were seen as potentially impacting more than one cornerstone and were therefore "cross-cutting". Elements of licensee performance such as human performance, the establishment of a safety-conscious work environment (SCWE), and the effectiveness of licensee problem identification and resolution programs, although not identified as specific cornerstones, are still important to meeting the agency's safety mission. The staff concluded that these items generally manifest themselves as the root causes of performance problems. Adequate licensee performance in these cross-cutting areas will be assessed either explicitly in each cornerstone area or will be inferred through cornerstone performance results from both PIs and inspection results.</p> <p>...</p>	<p>5.5 分野横断領域、分野横断問題と安全文化の監督</p> <ul style="list-style-type: none"> 複数のコーナーストーンに影響する問題 事業者パフォーマンスの重要な構成要素 <ul style="list-style-type: none"> ✓ ヒューマン・パフォーマンス ✓ 安全を重視する労働環境（SCWE） ✓ 問題の把握と解決 分野横断問題の扱い 2006 年の ROP 改訂時に IAEA/INSAG の安全文化の定義を採用 安全文化のその後の扱い 安全文化の監督
—	—	05.06 Risk-Informed Scale	<p>a. In developing the ROP performance assessment process, one of the tasks was to establish risk-informed thresholds for PIs and corresponding thresholds for inspection findings, so that indications of performance degradation obtained from inspection findings and from changes in PI values could be put on an equal footing. The concept for setting these performance thresholds included consideration of risk and regulatory response to different levels of licensee performance. The approach was intended to be consistent with other NRC risk-informed regulatory applications and policies as well as consistent with regulatory requirements and limits. The primary attributes of the original concept were:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. The scheme should include multiple levels with clearly defined thresholds to allow unambiguous observation and assessment of declining (or improving) performance; <p>...</p>	<p>5.6 リスク情報活用の尺度</p> <ul style="list-style-type: none"> パフォーマンス評価のため、パフォーマンスの低下について、PI 値の変化と検査指摘事項を同じ尺度で重要度評価する基準が必要 共通の尺度の開発経緯と根拠（RG 1.174）（リスクを CDF と LERF で評価、安全目標政策との整合） アクション・マトリクス（Exhibit 12）の開発
—	—	05.07 Very Low Safety Significance Issue Resolution	<p>A working group was established in 2018 in response to stakeholder feedback about the need for a process to resolve very low safety significant issues associated with ambiguity in the licensing basis. The working group found that both the NRC staff and licensees believed that current NRR practices at the time with respect to very low safety significance issues, particularly arising out of circumstances where the plant's licensing basis is unclear, may lead to unnecessary regulatory burden. One such scenario occurs when NRC inspections identify issues and conditions that may be potential violations of governing requirements. However, it may be difficult to determine whether an issue is in the plant licensing basis because of lack of clarity, ambiguity, lack of</p>	<p>5.7 安全上の重要度が非常に低い問題の解決（VLSSIR）*1</p> <ul style="list-style-type: none"> ワーキンググループ（WG）編成（2018 年） <ul style="list-style-type: none"> ✓ 許認可基準のあいまいさに関する安全上の重要度が非常に低い問題の解決が必要 ✓ 不必要な規制負担を生じている ✓ 許認可基準の明瞭さ欠如、問題の複雑さ、解釈の主観性などから、問題が許認可基準に関わるかどうか、適合するかどうかの判断が難しい ✓ 現行のプロセスは、労力を要し、非効率で、タイムリーでない WG の勧告を採用 <ul style="list-style-type: none"> ✓ VLSSIR プロセスの導入

		<p>detail, issue complexity, or subjectivity in interpretation. These issues can give rise to a difference in view between the licensee and the NRC as to whether the licensee is in compliance with its licensing basis. While situations like these are unusual, resolving them through the NRC’s current processes can be resource-intensive, inefficient, and untimely. Past assessments also revealed that, for some licensing basis issues, the time and resources expended by both NRC and licensees have not been balanced relative to the underlying issue’s importance to public health and safety.</p> <p>...</p>	<p>✓ IMC0611、0612 付録 B の改訂（2019 年）</p> <p>✓ 安全上の重要度がより高い問題にリソースを傾注し不必要な規制負担を減らす</p> <p>*1. 詳細は LLSIR WG Memo 参照（ML19260G224）</p>
—	—	<p>05.08 ROP Self-Assessment and Related Evaluations</p> <p>a. The ROP was designed and implemented in 2000 to provide an objective, risk-informed, understandable, and predictable approach to the regulatory oversight of nuclear power plant performance. A contributor to its ongoing success has been the opportunity for, and inclusion of, continuous feedback and ongoing improvements via the staff’s ROP self-assessment program. IMC 0307, “Reactor Oversight Process Self-Assessment Program,” and its appendices, provide details on the Self-Assessment Program.</p> <p>...</p>	<p>5.8 ROP 自己評価および関連の評価</p> <p>✓ 継続的なフィードバックと改善が ROP の重要な成功要因＝自己評価プロセス（IMC0307）</p> <p>✓ AARM の結果報告を踏まえた複数の SRM により、自己評価および関連プロセスの改善を指示</p> <p>✓ スタッフは、より有効なプロセスを検討するため、1 年間の自己評価中止を提案、委員会了承（2014 年）、プロセスを改善</p> <p>✓ スタッフは、重複を減らし、明確なガイダンスを提供し、より進んだ有効性評価を行う包括的見直しを実施（2019 年）</p> <p>✓ その結果を踏まえ、プロセスをさらに改訂（2020 年）</p>
—	—	<p>05.09 ROP for New Reactors</p> <p>a. With the development of new passive safety-system reactors under construction and approaching operations, the staff has been working to develop, revise, and implement changes to the ROP as required. One of the major areas of focus was whether existing risk thresholds used in the ROP would be same for these new reactor designs. Baseline risk estimates for most new reactor designs are expected to be lower than those for a design similar to that of the current fleet, potentially by an order of magnitude or more. The lower risk values raised questions about how to apply acceptance guidelines for changes to the licensing basis and regulatory response in the ROP. Over several years, the staff has corresponded with the Commission, as well as the Advisory Committee on Reactor Safeguards (ACRS), to address the staff’s recommendations related to risk-informed guidance for new light water reactor applications. The following is a compilation of Commission documents supporting and framing potential modifications to the ROP. As the staff works to further this effort, this section will be updated.</p> <p>...</p>	<p>5.9 新規炉に対応する ROP</p> <p>✓ パッシブ炉の建設および運転接近を踏まえ、既存のリスクしきい値が適用できるか検討</p> <p>✓ スタッフによる変更オプションの提案（SECY-10-0121）→委員会は更なる分析の結果が出るまで現行枠組みを適用するよう指示</p> <p>✓ スタッフは、机上演習の結果、現行枠組みがおおよそ適用できるが一部変更が是認されると報告（SECY-12-0081）→委員会、さらなる検討を要請</p> <p>✓ スタッフは、定量的なリスク知見とともに定性的な方策を使う統合的プロセスの開発を提案（SECY-12-0137）→委員会、SDP に定性的評価を追加するよう指示→付録 M 追加</p> <p>✓ スタッフは、新規軽水炉（AP1000）に対応できる ROP への変更を提案（SECY-18-0091、MSPI の適用除外）→委員会、了承</p>

	—	—	05.10 Additional Commission Commitments	a. During the development of the ROP, the Commission provided significant direction to the staff regarding certain attributes that the ROP should address. These items helped form the foundation of the ROP, and establish the basis for many important features of the ROP. These items, for the most part, come from Commission SRMs that were issued in response to many of the papers written and briefs conducted during ROP development. A summary of the more significant items that influenced the development of the ROP (which have not already been addressed in the body of the IMC) and subsequent Commission direction follows: ...	5.10 委員会のその他のコミットメント ・ ROP の開発および導入後における委員会の様々な指示
参考文献	—	References	・ "Integrated Review of the NRC Assessment Process for Operating Commercial Nuclear Reactors," SECY-97-122, June 6, 1997 ・ "Results of the Initial Implementation of the New Reactor Oversight Process," SECY-01-0114, June 25, 2001 ...	—	
別紙・附属書	—	Exhibits	1. Reactor Oversight Process 2. Reactor Oversight Process Framework 3. Initiating Events Cornerstone Diagram 4. Mitigating Systems Cornerstone 5. Barrier Integrity Cornerstone – Fuel Cladding 6. Barrier Integrity Cornerstone – Reactor Coolant System 7. Barrier Integrity Cornerstone - Containment 8. Emergency Preparedness Cornerstone 9. Occupational Radiation Safety Cornerstone 10. Public Radiation Cornerstone 11. Security Cornerstone 12. Conceptual Model for Evaluating Licensee Performance	NRC ・ 別紙 ✓ 1. ROP の全体像 ✓ 2. ROP の監督分野の体系 ✓ 3～11. 各コーナーストーンの監視対象範囲と具体的な監視方法のイメージ（監視領域のブレークダウン、それらに関する検査と PI の割り振り） ✓ 12. 事業者パフォーマンスに対する評価の色分け基準	
		Attachments	1. Technical Basis for Performance Indicators 2. Technical Basis for Inspection Program 3. Technical Basis for Significance Determination Process ...	—	
改訂情報	—	・ Revision History)	・ Accession No., Issue Date, Change Notice No. Description of Change Description of Training Required and Completion Date など	—	

3.3.2 IMC 0308 Att.1「Technical Basis for Performance Indicators」における日米検査ガイドの相違点等の分析およびその明確化の結果

この NRC 検査ガイドには、対応すると考えられる原子力規制庁が用いる検査ガイドがないため、NRC の検査ガイドの主な内容を整理し、表 3.3-2 にまとめた。主な調査結果を以下に示す。

3.3.2.1 序論

NRC

- ・PI の役割
 - ✓ 検査と合わせて事業者のパフォーマンスを評価する。
 - ✓ それらは、プラントの設計および運転を網羅的に評価するためのものではない（安全確保の第一義的責任は事業者にある）。
- ・PI およびしきい値の選定経緯の概要

3.3.2.2 PI 選定の根拠

NRC

- ・タスクグループで検討（コーナーストーン主要属性のパフォーマンスを測定する手段となる PI の特定）。
 - ✓ 客観的に測定可能
 - ✓ リスク情報活用のしきい値を設定可能（NRC および事業者の活動をガイド）
 - ✓ 測定領域のパフォーマンスの合理的なサンプル
 - ✓ 測定領域のパフォーマンスの有効かつ検証可能な指標
 - ✓ NRC および事業者の適切な対応を促す
 - ✓ 問題が公衆の健康と安全に不当なリスクをもたらす前に、NRC および事業者が是正できる時間を十分に与える。

3.3.2.3 しきい値選定の根拠

NRC

- ✓ 事業者パフォーマンスのレベルに応じたリスクと規制対応の考慮
- ✓ 他のリスク情報活用および方針（RG 1.174）、規制要件、制限値との整合性の考慮
- ✓ 現実的に可能な限りリスク情報活用とし、現行規制や安全解析に基づく深層防護や兆候も考慮する。

など

3.3.2.4 一般的な PI およびしきい値とプラント固有性

NRC

- ✓ しきい値は出来る限りリスク情報活用により選定した。
- ✓ リスクは、プラントにより NSSS でも BOP でも運転でも大きく異なるので、特定の PI の値はプラントにより大幅に異なる可能性がある。
- ✓ 中でも MSPI はリスク情報をより多く活用した PI

3.3.2.5 最初の PI セットのベンチマーク分析

NRC

- ✓ NEI が実施する（8 プラント+NRC 注意リストの 8 プラントを対象）
- ✓ NRC タスクグループによる PI およびしきい値の選定後、NRC が行った独立のベンチマーク分析の概要

3.3.2.6 現行 PI およびしきい値の根拠

NRC

- ✓ 図 1～15：各 PI の根拠等
- ✓ いくつかの PI の追加説明の記載（06.01～06.03）
- ・ 以下、次について説明している。
 - ✓ 実習／演習パフォーマンス PI の追加説明
 - ✓ ERO 実習参加 PI の追加説明
 - ✓ 警報・通報システム信頼性 PI の追加説明

3.3.2.7 検討したが採用されなかった PI

NRC

- ✓ Attachment 1 参照

3.3.2.8 セキュリティ・コーナーストーン

NRC

- ✓ この領域の PI は、委員会が**非公開**と決定している。

3.3.2.9 参考文献

NRC

- ・ 参考文献を記載している。

3.3.2.7 別紙・付属書

NRC

- ・各 PI の根拠サマリシート（12 件）

記載項目：

- ✓ PI
- ✓ コーナーストーン
- ✓ 目的
- ✓ 測定するコーナーストーン主要属性
- ✓ 計算方法
- ✓ しきい値と根拠
- ✓ 重要な変更と根拠

- ・添付 1：検討したが採用されなかった PI

3.3.2.8 改訂情報

NRC

- ・改訂履歴（発行日、ML 番号、改訂の概要）
- ・本文中で、改訂箇所を赤字で表示している。

表 3.3-2 原子力規制庁検査ガイドと米国 NRC 検査ガイド IMC0308 Att.1 の比較調査結果：主な相違点のまとめ

原子力規制庁検査ガイド		米国 NRC 検査ガイド		両者間の主な相違点
【ガイド】－		【ガイド】IMC 0308 Att. 1, Technical Basis for Performance Indicators (Issue Date: 12/12/2024, Effective Date: January 1, 2025) (30 頁)		
項目	主な内容	項目	主な内容	(注) 原子力規制庁に対応する検査ガイドがないため、以下はNRCの検査ガイドの概要を示す。
図書全体構成	－	図書全体構成	表紙 目次 本文 参考文献 改訂情報	－
本文	目的	01 INTRODUCTION	<p>Performance indicators (PIs), together with risk-informed baseline inspections, are intended to provide a broad sample of data to assess licensee performance in the risk-significant areas of each cornerstone. They are not intended to provide complete coverage of every aspect of plant design and operation. It is recognized that licensees have the primary responsibility for ensuring the safety of the facility. Objective performance evaluation thresholds are intended to help determine the level of regulatory engagement appropriate to licensee performance in each cornerstone area. Furthermore, based on past experience it is expected that a limited number of risk-significant events may occur with little or no advanced indication of declining performance. Follow up inspections will be conducted to ensure that the cause of these events are well understood and that licensee corrective actions are adequate to prevent recurrence.</p> <p>As described in Commission paper SECY-99-007, the Agency established a task group to identify appropriate PIs. The PIs selected for each cornerstone, along with performance thresholds, are described in Figures 1 through 12 of this Attachment. These thresholds were selected for consistency with the performance threshold conceptual model provided in Exhibit 12 of Inspection Manual Chapter 0308, “Reactor Oversight Process Basis Document.” They correspond to levels of performance requiring no additional regulatory oversight (the "Licensee Response Band"), performance that may result in increased oversight (the "Increased Regulatory</p>	<p>NRC</p> <p>1. 序論</p> <ul style="list-style-type: none">PI の役割<ul style="list-style-type: none">✓ 検査と合わせて事業者のパフォーマンスを評価✓ それらは、プラントの設計および運転を網羅的に評価するためのものではない（安全確保の第一義的責任は事業者にある）PI およびしきい値の選定経緯の概要

				<p>Response Band" across the Green/White threshold), performance that will result in specific NRC actions (the "Required Regulatory Response Band" across the White/Yellow threshold), and performance that represents an unacceptable loss of safety margin (across the Yellow/Red threshold). For some PIs, White/Yellow or Yellow/Red thresholds were not identified, because the indicators could not be directly tied to risk data. Should licensee performance result in a PI crossing the Yellow/Red threshold, margin would still exist before undue risk to public health and safety would be present.</p> <p>Once the PIs and corresponding thresholds were selected, a task group performed a benchmarking analysis to compare the indicators against several plants that had been previously designated by the Agency as having either poor, declining, average, or superior performance. The analysis indicated that the PIs could generally differentiate between poor and superior plants, but were not as effective at differentiating average levels of performance. In some instances, the cause of the poorly rated plants was due to design or other issues for which valid PIs have not been developed. Issues such as these are within the scope of the risk-informed baseline inspection program.</p>	
	PIs の選定根拠	—	02 Basis for Selecting Initial Set of PIs	<p>Where possible, the task group sought to identify PIs as a means of measuring the performance of key attributes in each of the cornerstone areas. In selecting PIs, the task group tried to select indicators that: (1) were capable of being objectively measured; (2) allowed for the establishment of a risk-informed threshold to guide NRC and licensee actions; (3) provided a reasonable sample of performance in the area being measured; (4) represented a valid and verifiable indication of performance in the area being measured; (5) would encourage appropriate licensee and NRC actions; and (6) would provide sufficient time for the NRC and licensees to correct performance deficiencies before the deficiencies posed an undue risk to public health and safety.</p>	<p>NRC</p> <p>2. PI 選定の根拠</p> <ul style="list-style-type: none"> ・タスクグループで検討（コーナーストーン主要属性のパフォーマンスを測定する手段となる PI の特定） ✓ 客観的に測定可能 ✓ リスク情報活用のしきい値を設定可能（NRC および事業者の活動をガイド） ✓ 測定領域のパフォーマンスの合理的なサンプル ✓ 測定領域のパフォーマンスの有効かつ検証可能な指標 ✓ NRC および事業者の適切な対応を促す」。 ✓ 問題が公衆の健康と。安全に不当なリスクをもたらす前に、NRC および事業者が是正できる時間を十分に与える

	PI しきい値の選定根拠	—	03 Basis for Selecting PI Thresholds	<p>The concept for setting performance thresholds includes consideration of risk and regulatory response to different levels of licensee performance. The approach is intended to be consistent with other NRC risk-informed regulatory applications and policies (e.g. Regulatory Guide [RG] 1.174) as well as consistent with regulatory requirements and limits. The thresholds were selected to be risk-informed to the extent practical, but also accommodate defense-in-depth and indications based on existing regulatory requirements and safety analyses. Thresholds were established so that sufficient margin exists between nominal performance bands to allow for licensee initiatives to correct performance problems before reaching escalated regulatory involvement, and sufficient margin exists to allow for both NRC and licensee diagnostic and corrective actions to be effectuated in response to declining performance. Thresholds have been established sufficiently above the point of unsafe plant operation to allow the NRC sufficient opportunity to take appropriate action to preclude operation in this condition.</p> <p>The four performance bands and their general performance characteristics are as follows:</p> <ul style="list-style-type: none">· The Green band is characterized by acceptable performance in which cornerstone objectives are fully met; nominal risk with nominal deviation from expected performance. Performance problems would not be of sufficient significance that escalated NRC engagement would occur. Licensees would have maximum flexibility to "manage" corrective action initiatives. The threshold for this band would involve performance that would be outside the normal range of industry historical performance and risk.· The White band would be entered when licensee performance is outside the normal performance range, but would still represent an acceptable level of performance. Cornerstone objectives met with minimal reduction in safety margin; outside bounds of nominal performance; within Technical Specification Limits. Degradation in performance in this band is typified by changes in risk of up to $\Delta 10^{-5}$	<p>NRC</p> <p>3. しきい値選定の根拠</p> <ul style="list-style-type: none">✓ 事業者パフォーマンスのレベルに応じたリスクと規制対応の考慮✓ 他のリスク情報活用および方針（RG 1.174）、規制要件、制限値との整合性の考慮✓ 現実的に可能な限りリスク情報活用とし、現行規制や安全解析に基づく深層防護や兆候も考慮など
--	--------------	---	--------------------------------------	--	---

				<p>Core Damage Frequency (CDF) or $\Delta 10^{-6}$ Large Early Release Frequency (LERF). The CDF and LERF threshold characteristics were selected to be consistent with RG 1.174 applications.</p> <ul style="list-style-type: none"> · The Yellow band involves a level of licensee performance that is still acceptable with cornerstone objectives met, but with significant reduction in safety margin; Technical Specification limits reached or exceeded. Degradation in performance in this band is typified by changes in risk of up to $\Delta 10^{-4}$ CDF or $\Delta 10^{-5}$ LERF. These threshold characteristics and required regulatory response are also selected to be consistent with risk-informed regulatory applications and mandatory actions for regulatory compliance. · The Red band is typified by changes in performance that are indicative of changes in risk greater than $\Delta 10^{-4}$ CDF or $\Delta 10^{-5}$ LERF. Plant performance represents an unacceptable loss of safety margin. It should be noted that should licensee's performance result in a PI reaching the Red band, margin would still exist before an undue risk to public health and safety would be presented. <p>As described in Commission Paper SECY-99-007, Attachment 2, Appendix H, PI thresholds in some instances could be directly tied to probabilistic risk assessment data, such as those for scrams and safety system unavailability. A sample of plants with probabilistic risk analysis (PRA) models available was selected to cover a spectrum of "typical" designs. Normal performance ranges were identified, and core damage frequency sensitivity analyses were performed to evaluate the effects of departures from normal performance. This information was used to set PI threshold values that corresponded to the nominal and declining performance bands.</p> <p>PRA models were used to provide a risk-perspective on the thresholds for the Initiating Events and Mitigating Systems cornerstones. This was done by performing sensitivity studies to investigate how the CDF of the plants varies as the values of the PIs change. The analyses were performed by NRC staff or</p>	
--	--	--	--	--	--

				<p>their contractors with the SAPHIRE code, using seven NRC-developed simplified models (SPAR models) and six licensee PRA models that were available at what was then called Idaho National Engineering and Environmental Laboratory. In addition, results from twelve licensee PRA models were provided by the Nuclear Energy Institute (NEI). While, for most cases, the PRA results were able to provide information relevant to establishing the White/Yellow and Yellow/Red thresholds, in some cases, the CDF results were insensitive to large changes in the parameters corresponding to the PIs. For these cases, an alternate approach to choosing thresholds was required.</p> <p>To determine the Green/White threshold, it was necessary to define what was acceptable performance. The Green/White threshold for the PI was chosen to be commensurate with a generically achievable level of performance and takes into consideration the statistical variability arising from the random nature of the contributing events as seen across the entire population of plants. For the purpose of establishing the Green/White threshold, histograms were provided by NEI of the maximum value recorded for each PI for all the plants. The threshold was determined by the simple approach of choosing a value to no more than two significant figures that is such that about 95% of the plants have observed data values that would be in the Green band, and is therefore established on a generic basis. This method depends only on the number of plants with less than acceptable performance, but not on determining by how much their performance exceeds the norm. Alternative approaches, such as using the mean plus two standard deviations of the PI values to set the threshold puts more weight on the actual values of the PIs, and could be biased by the poor performers in a non-conservative direction. This threshold value may be higher or lower than the value of the corresponding parameter used in licensee's PRAs. That the threshold is reasonable from a risk standpoint was demonstrated by the fact that use of the threshold in the sample of PRA models used for the sensitivity studies would have resulted in an increase in CDF of less than 10`</p>	
--	--	--	--	--	--

				<p>⁵/reactor year.</p> <p>There is no clear regulatory definition of unacceptable risk in numerical terms that can be used to define unacceptable performance. However, in RG 1.174, the NRC has established acceptance guidelines for allowing changes to the licensing basis that relate to changes in CDF and LERF. Specifically, for CDF, an increase in the range of 10^{-6} to 10^{-5}/reactor year would be acceptable, under certain conditions and with staff review and approval, while changes resulting in an increase greater than 10^{-5}/reactor year would not be acceptable. While these acceptance guidelines are intended for permanent changes to the licensing basis, it was consistent to also apply these to changes resulting from operating practices, using the argument that if the degradation in performance were uncorrected, it would lead to a permanent increase in CDF. Furthermore, a change in CDF of 10^{-5}/reactor year is used in the staff's regulatory analyses as one element in determining the requirement for a backfit. Thus, it was decided that the White/Yellow threshold should be determined on the basis of sensitivity analyses to identify that mean value of the PRA parameter associated with the PI that would increase CDF by an amount that corresponds to a substantially declining performance, which has been chosen as 10^{-5}/reactor year. For the PI to be a meaningful indicator, this increase must be significant compared with the expected statistical variation captured by the setting of the Green/White threshold. In comparison with the way the Green/White threshold is determined, this approach is somewhat conservative in that it does not increase the value to compensate for the expected statistical variation. However, since this is only an indicator of performance rather than a criterion for regulatory action, this is considered appropriate.</p> <p>A truly unacceptable performance would likely correspond to a change in CDF well in excess of 10^{-5}/reactor year, and is chosen as corresponding to a change in CDF of 10^{-4}/reactor year. The Yellow/Red thresholds were determined by identifying the PI values that would correspond to increases in CDF of</p>	
--	--	--	--	---	--

				<p>10⁻⁴/reactor year.</p> <p>Other PI thresholds could not be specifically tied to probabilistic risk data. In such cases, the PI thresholds were tied to regulatory requirements or were based on the professional judgement of the NRC staff. For example, under the barrier integrity cornerstone, reactor coolant system (RCS) activity is a good measure of the integrity of the fuel cladding, but the performance thresholds chosen were based on technical specifications.</p> <p>For two PIs (Unplanned Power Changes and Safety System Functional Failures [SSFFs]), no thresholds have been identified for the Yellow and Red Bands because the indicators could not be directly tied to risk data. These two indicators have provided good correlation with plant performance in the past and they are considered to be leading indicators of the more risk-significant indicators: (Unplanned Scrams, Scrams with Complications, and Mitigating System Performance Index (MSPI)). The Barrier Integrity cornerstone PIs (RCS Activity and RCS Leak Rate) do not have thresholds identified for the Red Band because their lower thresholds are based on regulatory requirements (technical specifications). Individual plant technical specifications would require plant shutdown within a short time after the regulatory limits were exceeded. The Emergency Preparedness, and Occupational and Public Radiation Safety cornerstones do not have thresholds identified for the Red Band. There is no risk basis for a determination that a certain degraded level of performance reflected by these indicators can be correlated into mandatory plant shutdown. It is expected that declining performance in the areas monitored by these indicators would be arrested by increased licensee corrective actions and by increased NRC attention up to and including the issuance of orders.</p> <p>The Unplanned Scrams with Complications PI does not have Yellow or Red bands because the PI is not tied directly to risk significance. However, it does monitor the cumulative effect of scrams that have the</p>	
--	--	--	--	--	--

				<p>potential to present additional challenges to plant operations staff and therefore may be more risk significant than uncomplicated scrams. During development of this PI it was benchmarked against significant events tracked by the industry trends Accident Sequence Precursor program for data available from 2003 through mid-2004, and MD 8.3, “Incident Investigation Program” for data available for 2005 through mid-2006. The PI was triggered for all ASP events and all MD 8.3 reactive inspections involving reactor scrams when there was sufficient information provided. This indicated that the PI had the ability to detect and trigger on events the NRC considered risk significant and probably lower threshold precursor events as well. The PI was also benchmarked against industry plant scram data provided by NEI from 1995 to 2000. This benchmarking showed that the PI would result in approximately 5% of the industry with a white indicator. The PI was also based on a rolling 4 quarters, representing more current performance than the 12 quarters used by the previous Loss of Normal Heat Removal PI.</p>	
	プラント間の相違	—	04 Generic PIs and Thresholds vs. Plant Specific	<p>As described in Section 3 above, the thresholds were selected to be risk-informed to the extent practical. Because of significant differences among plants in both Nuclear Steam Supply System (NSSS) and balance-of-plant equipment, and operations, the change in risk associated with a particular PI value may vary considerably from one plant to another. The MSPI is a more risk-informed performance indicator that replaced the safety system unavailability indicators.</p>	<p>NRC</p> <p>4. 一般的な PI およびしきい値とプラント固有性</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ しきい値は出来る限りリスク情報活用により選定した ✓ リスクは、プラントにより NSSS でも BOP でも運転でも大きく異なるので、特定の PI の値はプラントにより大幅に異なる可能性 ✓ 中でも MSPI はリスク情報をより多く活用した PI
	初期 PIs のベンチマーク	—	05 Benchmarking of Initial Set of PIs	<p>An initial benchmarking analysis was performed by NEI on a set of eight plants that they categorized as excellent, average, or declining performers, plus eight NRC watch list plants. The indicators they used were the ones originally proposed in their draft white paper, (RCS Activity, RCS Leakage, Containment Leakage, Unplanned Scrams, Safety System Actuations [SSAs], and Transients) except the Reliability and Availability of Risk-Significant systems, structures, and components and Shutdown Operating Margin. Since NEI did not have unavailability data at the time, they</p>	<p>NRC</p> <p>5. 最初の PIs セットのベンチマーク分析</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ NEI が実施（8 プラント+NRC 注意リストの 8 プラントを対象） ✓ NRC タスクグループによる PI およびしきい値の選定後、NRC が行った独立のベンチマーク分析の概要

				<p>used SSFs from the NRC PI program as a surrogate. They used monthly or quarterly data from July 1995 through June 1998 for RCS activity, RCS leakage, and containment leakage provided by the plants. NEI also used annual data from 1990 to 1997 on Scrams, SSAs, and SSFs from the Office for Analysis and Evaluation of Operational Data (AEOD) annual reports, and data from 1990 to 1995 on Transients from an Nuclear Utilities Service (NUS) database of licensee monthly reports. NEI documented insights from their analysis of these data, including typical PI characteristics for each plant performance category which showed a correlation between the PIs and performance. These insights were obtained primarily from the SSF and Transients indicators. They concluded that the set of indicators provided an overall perspective of safety performance, and that the indicators do distinguish between levels of performance in enough of the indicators simultaneously to be a viable assessment tool.</p> <p>...</p>	
	個別の PI およびしきい値の根拠	—	06 Basis for Each Current PI and Threshold	<p>Figures 1 through 15 provide detailed information regarding each PI, including it's objective, the cornerstone key attributes it measures, the calculational method, the current performance thresholds and their basis, and the significant changes to the PI and/or threshold and their bases. NEI 99-02 also describes the data and calculations for each PI and describes the quarterly indicator reports that are to be submitted for use in the assessment process.</p> <p>Additional detail regarding the background and development of some of the PIs are as follows.</p>	<p>NRC</p> <p>6. 現行 PI およびしきい値の根拠</p> <p>✓ 図 1～15：各 PI の根拠等</p> <p>✓ いくつかの PI の追加説明を後述（06.01～06.03）</p>
	1. 演習／練習パフォーマンス PI	—	06.01 Drill/Exercise Performance PI	<p>The concept for the DEP PI began as three separate indicators:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Accurate and timely classifications • Accurate and timely notifications • Accurate and timely protective action recommendations (PARs). <p>The percentage success rate of these would be measured in drills, exercises and actual events. This would largely be accomplished through licensee self assessment programs (i.e., the critique program). The</p>	<p>NRC</p> <p>6.1 実習／演習パフォーマンス PI の追加説明</p>

				<p>definition of a "drill" was problematic as many sites use many different types of drills. The broadest definition of a drill that would be acceptable to NRC was sought. The drill would require a formal assessment of the measured activities and documentation suitable for inspection. It should be noted that while industry acceptance was obtained, several programs had to make significant changes to meet the criteria.</p> <p>...</p>	
		—	06.01.01 Drill/Exercise Performance PI Threshold	<p>The 90% Green band threshold was selected by a group of subject matter experts including NRC, State and industry personnel. It was based on a proposal from NRC staff from data collected from EP exercise inspection reports for the period 1994 through 1997. While licensees conduct many additional drills, NRC inspection report data was only available for the exercises. Success rates for the DEP measured activities could be inferred from inspection reports if it is assumed that inspectors would have identified any significant problems with classification, notification or PAR development. The absence of findings was considered successful performance of the DEP activities. It was estimated that each exercise represented 10 DEP opportunities (4 classifications, 4 notifications and 2 PARs.) Given these assumptions, the data included some 1410 opportunities with 51 failures for a success rate of 96%.</p> <p>...</p>	<p>NRC</p> <p>6.1.1 実習／演習パフォーマンス PI のしきい値の追加説明</p>
	2. ERO 演習参加 PI	—	06.02 ERO Drill Participation PI	<p>Development of this PI flowed from the Performance Assessment Workshop outcome that some measure of ERO readiness would make an appropriate PI, and proceeded through public meetings between NRC and industry representatives. The PI was configured by NRC staff and presented to the industry. It met with some resistance because it appeared to be an activity measure, was not required by regulation, and penalized sites with large EROs that exceeded regulatory requirements. On the other hand, NRC staff considered it a necessary compliment to the DEP PI because:</p> <p>...</p>	<p>NRC</p> <p>6.2 ERO 実習参加 PI の追加説明</p>

		—	06.02.01 ERO Drill Participation PI Thresholds	<p>There was no historical data available to NRC for drill participation. Some licensees did keep such data, but the standards used were not universal and even if the data could be obtained, it would not be standardized between sites. Given the purpose of the PI and the fact that there is no regulatory requirement for anyone to perform in a drill, a generous threshold was considered adequate. The 80% White band threshold was proposed by NRC and accepted by industry but questioned by internal NRC stakeholders. Some inspectors felt it was too generous to be meaningful. It was agreed to test the thresholds through the pilot program and initial implementation to determine if adjustments were warranted.</p> <p>...</p>	<p>NRC</p> <p>6.2.1 ERO 実習参加 PI のしきい値の追加説明</p>
3. 警報および連絡システムの信頼性 PI		—	06.03 Alert and Notification System Reliability PI	<p>This PI was developed out of the recognition that some measure of licensee performance in the maintenance of EP related equipment was appropriate. When the spectrum of EP related equipment is considered, the ANS manifests as the most risk significant. The objective of the EP Cornerstone can not be met unless there is a mechanism to rapidly notify the public of the need to take protective actions. That mechanism is the ANS and the emergency alert system (the system that uses local radio channels to alert the public of emergencies.) Generally, the licensee maintains the ANS and local authorities activate it.</p> <p>...</p>	<p>警 NRC</p> <p>6.3 警報・通報システム信頼性 PI の追加説明</p>
			06.03.01 Alert and Notification System Reliability PI Thresholds	<p>An analysis of FEMA ANS reporting data was performed. The reported percentages were used irrespective of the method of calculation used. Twenty plants submitted 3 years of data. The average was 98%. A reliability rate lower than 90% would be unacceptable to FEMA, per the FEMA/REP-10 guidance. The 90% rate appeared to define the "required regulatory response band," or the Yellow band. It was thought appropriate to approximate the midpoint between the average reliability rate and the rate unacceptable to FEMA as the White band threshold and 94% was chosen. Most ANS systems operate well above 94%. In the 60 plant-years of data that were used to develop this threshold, only one plant was in the White band and no plants were in the</p>	<p>NRC</p> <p>6.3.1 警報・通報システム信頼性 PI のしきい値の追加説明</p>

				Yellow band. ...	
	検討したが不採用とした PIs の根拠	—	07. Other PI Program Aspects Considered But Not Used	Table 1 lists several aspects of the PI program that were considered during the development of the ROP, but not used, and the basis for not including them in the new oversight process.	NRC 7. 検討したが採用されなかった PI ✓ Attachment 1 参照
	セキュリティ PI（非公開）	—	08. Security Cornerstone	Although the NRC is actively overseeing the security cornerstone, the Commission has decided that the description of this PI and its results will not be publicly available to ensure that potentially useful information is not provided to a possible adversary.	NRC 8. セキュリティ・コーナーストーン ✓ この領域の PI は、委員会が 非公開 と決定している。
参考文献	—	—	References	<ul style="list-style-type: none"> • "Integrated Review of the NRC Assessment Process for Operating Commercial Nuclear Reactors," SECY-97-122, June 6, 1997 • "Results of the Initial Implementation of the New Reactor Oversight Process," SECY-01-0114, June 25, 2001 ...	—
別紙・附属書	—	—	Basis Summary Sheet	Figure 1 Unplanned Scrams per 7000 Critical Hours Basis Summary Sheet 以下、記載項目のみ示す」（内容は省略） <ul style="list-style-type: none"> • Performance Indicator • Cornerstone • Objective • Cornerstone Key Attributes Measured • Calculational Method • Thresholds and Basis • Significant Changes and Basis 以下、他のサマリシートのタイトルのみ示す（記載項目は上記に同じ） Figure 2 Unplanned Scrams with Complications Basis Summary Sheet Figure 3 Unplanned Power Changes per 7000 Critical Hours Basis Summary Sheet Figure 4 Safety System Functional Failures Basis Summary Sheet Figure 5 Mitigating System Performance Index Basis Summary Sheet Figure 6 Reactor Coolant System Specific Activity Basis Summary Sheet Figure 7 Reactor Coolant System Leakage Basis Summary Sheet Figure 8 DEP Basis Summary Sheet Figure 9 ERO Drill Participation Basis Summary Sheet Figure 10 ANS Reliability Basis Summary Sheet Figure 11 Occupational Exposure Control Effectiveness Basis Summary Sheet	各 PI の根拠サマリシート（12 件） <ul style="list-style-type: none"> • 記載項目 <ul style="list-style-type: none"> ✓ PI ✓ コーナーストーン ✓ 目的 ✓ 測定するコーナーストーン主要属性 ✓ 計算方法 ✓ しきい値と根拠 ✓ 重要な変更と根拠

			Figure 12 RETS/ODCM Radiological Effluent Occurrence Basis Summary Sheet	
		Attachments	Attachment 1: PI Program Aspects Considered but Not Used	検討したが採用されなかった PI
改訂情報	—	・ 本文改訂部分の明示 ・ Revision History)	Attachment 2: Revision History, IMC 0308, Attachment 1	・ 改訂履歴 3 回記載あり

3.3.3 IMC 0308 Att.2「Technical Basis for Inspection Program」における日米検査ガイドの相違点等の分析およびその明確化の結果

この NRC 検査ガイドには、対応すると考えられる原子力規制庁が用いる検査ガイドがないため、NRC の検査ガイドの主な内容を整理し、表 3.3-3 にまとめた。主な調査結果を以下に示す。

3.3.3.1 序論

NRC

1. 序論

- ・検査プログラムの枠組み
 - ✓ 基本検査、追加検査、事象対応検査で構成している。
 - ✓ パフォーマンス問題で長期停止プラントの検査は、別扱い（ROP でなく、IMC 0350）。

3.3.3.2 検査対象領域の選定

NRC

・2. 検査対象領域の選定

- ✓ リスク上の重要度に基づく
(PRA の洞察、運転経験、決定論的解析の洞察、規制要件の組み合わせでコーナーストーンの目的を達成)
- ✓ 個々の検査の対象範囲の選定も同様の考え方

3.3.3.3 基本検査プログラム

NRC

3. 基本検査プログラム

- ✓ 全発電所に適用される最小限の検査
- ✓ 基本検査を超える問題は追加検査で対応する。
- ✓ リスク情報活用の 4 通りの方法
 - (1) 検査対象領域の選定
 - (2) 検査頻度、サンプル数、検査時間の選定
 - (3) 検査対象活動の選定 (←プラント固有のリスク情報)
 - (4) 検査官の訓練 (リスク情報の活用)
- ・その他
 - ✓ サンプル数、検査時間の決定方法 (パネルの編成)
 - ✓ ROP 実施 1 年後の懸念と見直し (サンプル数の柔軟性等)

✓ 検査は「兆候の指摘」で「原因の分析」ではない

✓ Exhibit 1～37：根拠サマリシート（各検査手順書の根拠等のまとめ）

・以下、次について、重要性、枠組み、手法、注意事項等を解説している。

✓ 3.1 PI の検証

✓ 3.2 問題の把握と解決

✓ 3.3 事象のフォローアップ

✓ 3.4 プラント状態の確認

3.3.3.4 追加検査

✓ リスク上重要なパフォーマンス問題（検査または PI で把握）に、段階的に適用する。

✓ 主な検査内容と方法

✓ IP95001～95003 の概要

✓ Exhibit 42, 46-48：根拠サマリシート（追加検査の検査範囲および根拠）

3.3.3.5 事象対応

NRC

✓ MD 8.3 に原子炉、非原子炉の重要事象に対応する場合の判断基準が定められている（SI, AIT, IIT）。

✓ ROP の場合、その判断基準（決定論的）にリスク情報を加味するよう改訂する（CCDP の考慮）。

✓ リスク情報活用上の懸念（情報不足等）を踏まえ、決定論的基準とリスク情報活用基準は組み合わせて使える。

✓ Exhibit 43, 49：根拠サマリシート（特別検査の検査範囲および根拠）

3.3.3.6 長期停止中プラントの監督

NRC

✓ 停止に関わる重要な問題に注目した新たな基準を設け、リスク情報を活用（ROP から外れるが停止中の検査結果の評価等は ROP の考え方を活用）。

✓ 詳しいガイダンスは、IMC0350「重要なパフォーマンスおよび／または運転上の懸念により停止状態にある運転中原子炉施設の監督」にある。

✓ IMC0350 の重要な 3 項目：

(1) プラントを 350 プロセスの対象とする基準

(2) 再起動パネルが扱う問題の対象範囲

(3) 350 プロセスから ROP に復帰する基準

✓ Exhibit 50：根拠サマリシート（350 プロセスの範囲および根拠）

3.3.3.7 指摘事項および洞察の文書化のしきい値

NRC

- ✓ 基本検査報告書の記載範囲
 - 安全上の重要度が最小限のしきい値に達する。
 - 観察事項、マイナーな指摘事項や違反、事業者が発見した安全上の重要度の低い事象（「知見」）は対象外。
- ✓ パイロットプログラムでの反対意見と対応
 - 多数の検査官、地方局管理職は、知見を記載しないことに反対している。
 - 理由として、分野横断領域に対するより良い評価には観察事項が必要との考えである
 - 一部の事業者も、検査官の知見が記載されなくなることに懸念を表明した。
 - したがって、指摘事項とともにまたは裏付けとして観察事項を記載するようにガイドランスを変更した。
- ✓ プラスの指摘事項を記載しないこととした経緯
- ✓ 報告書に記載しなくても、検査中の通常の関与の中で事業者にプラスおよびマイナスの点を口頭で伝えるべきである。

3.3.3.8 検討されたが採用されなかった検査プログラムの側面

NRC

- ✓ いくつかの検査対象領域候補は、検討されたが、次の理由から採用されなかった。
 - PI で適切にカバーされる
 - 他の検査対象領域で適切にカバーされる
 - 他の検査対象領域よりも安全上の重要度が低い
- ✓ 具体例は表 2 参照
(配管系の浸食／腐食、運転経験レビューなど 12 件)

3.3.3.9 参考文献

NRC

参考文献を記載している。

3.3.3.10 別紙・付属書

NRC

・根拠サマリシート 1～50

主な記載内容（検査手順書の例）：

- ✓ 検査対象領域
- ✓ コーナーストーン
- ✓ 検査手順書（IP）

- ✓ 対象範囲
 - 具体的に何を検査／確認するか
- ✓ 根拠
 - 例えば、
 - コーナーストーンとの関係
 - 事業者の重要な活動
 - 規制要件とその意味合い
 - など
- ✓ パフォーマンス指標
- ✓ 主要な改訂

3.3.3.11 改訂情報

NRC

- ・改訂履歴（発行日、ML 番号、改訂の概要）
- ・本文中で、改訂箇所を赤字で表示している。

表 3.3-3 原子力規制庁検査ガイドと米国 NRC 検査ガイド IMC0308Att.2 の比較調査結果：主な相違点のまとめ

【ガイド】－		原子力規制庁検査ガイド		米国 NRC 検査ガイド		両者間の主な相違点等	
				【ガイド】 IMC 0308 Att.2, Technical Basis for Inspection Program (Issue Date: 12/12/2024, Effective Date: 01/01/2025) (91 頁)			
項目		主な内容		項目	主な内容		(注) 原子力規制庁に対応する検査ガイドがないため、以下は NRC の検査ガイドの概要を示す。
図書全体構成		－		図書全体構成	表紙 目次 本文 参考文献 別紙・附属書 改訂情報		－
本文	－	－		01 INTRODUCTION	<p>The power reactor inspection program is composed of several elements to provide indication of licensee performance. The key feature of the program is the baseline inspection program, which defines the minimum level of inspection that all plants will receive regardless of performance. The supplemental inspection program is performed to independently evaluate the root causes of performance deficiencies when indications of declining licensee performance are obtained through either the performance indicators (PIs) or other inspections (principally the baseline inspection program). Plant events are inspected to determine their significance and to determine the agency’s necessary response. Plants in extended shutdowns due to performance problems are inspected and assessed by a separate inspection process (i.e., Inspection Manual Chapter [IMC] 0350) because many of the PIs and much of the baseline inspection program would not be applicable.</p> <p>The risk-informed baseline inspection program for power reactors defines the minimum level of planned inspections to evaluate licensee performance over a 12-month period. The overall objective of the program is to monitor all power reactor licensees at a defined level of effort to assure licensees’ performance meets the objectives for each cornerstone of safety. These cornerstones support the agency’s performance goals in the NRC’s Strategic Plan.</p>		NRC 1. 序論 検査プログラムの枠組み ・基本検査、追加検査、事象対応検査で構成 ・パフォーマンス問題で長期停止プラントの検査は別途（ROP でなく IMC0350）
				02 Methodology for Identifying Inspectable Areas	The objective in revising the inspection program was to develop a baseline program that is risk-		NRC 2. 検査対象領域の選定

			<p>informed and performance-based that identifies the minimum level of inspection required for a plant (regardless of performance) to give the NRC sufficient information to determine whether plant performance is acceptable. A key input to this effort was the regulatory framework and the cornerstones of safety, which are areas of reactor functions or licensee activities that must be performed to a certain set of objectives to ensure that the NRC’s mission is met. The baseline inspection program was developed using a risk-informed approach to determine a comprehensive list of areas to inspect (inspectable areas) within each cornerstone of safety. These inspectable areas were selected based on their risk significance (i.e., they are needed to meet a cornerstone objective as derived from a combination of probabilistic risk analyses insights, operational experience, deterministic analyses insights, and regulatory requirements). The scope of inspection within each inspectable area was determined using the same risk-informed approach. The scope of inspection was also modified by the applicability of a PI. The more fully an indicator measures an area, the less extensive is the scope of inspection.</p>	<ul style="list-style-type: none">・リスク上の重要度に基づく (PRA の洞察、運転経験、決定論的解析の洞察、規制要件の組み合わせでコーナーストーンの目的を達成)・個々の検査の対象範囲の選定も同様の考え方
—	—	03 Baseline Inspection Program	<p>The baseline inspection program contains certain concepts that are a change in the approach to conducting inspections from the previous core inspection program. The key concepts are summarized below:</p> <ul style="list-style-type: none">• The baseline program is the minimum level of inspection conducted at all power reactor facilities, regardless of their performance. Licensees performing at a level not requiring additional NRC interaction will only be inspected at the baseline inspection level of effort.• Inspections of performance issues beyond the baseline program are termed supplemental inspections. This increased inspection effort is based on criteria specified in the assessment program to address declining licensee performance and is not included in the baseline program.• The scope of the baseline program is defined by inspectable areas linked to the cornerstones of	<p>NRC</p> <p>3. 基本検査プログラム</p> <ul style="list-style-type: none">✓ 全発電所に適用される最小限の検査✓ 基本検査を超える問題は追加検査で対応など <ul style="list-style-type: none">✓ リスク情報活用の 4 通りの方法<ul style="list-style-type: none">(1) 検査対象領域の選定(2) 検査頻度、サンプル数、検査時間の選定(3) 検査対象活動の選定（←プラント固有のリスク情報）(4) 検査官の訓練（リスク情報の活用）✓ その他<ul style="list-style-type: none">➢ サンプル数、検査時間の決定方法（パネルの編成）➢ ROP 実施 1 年後の懸念と見直し（サンプル数の柔軟性等）✓ 検査は「indicative（兆候の指摘）」で「diagnostic（原因の分析）」ではない

				<p>safety. The justification for inclusion of the inspectable area in the baseline program is described in this basis document.</p> <ul style="list-style-type: none"> • The baseline program has four parts: (1) inspection in inspectable areas in which PIs are not identified and/or in which PIs do not fully cover the inspectable area; (2) ongoing verification of the information provided in PIs; (3) comprehensive review of licensee effectiveness in identifying and resolving problems, and (4) initial follow up to plant events and degraded conditions to determine their safety significance. • The process for planning inspections will be conducted in accordance with IMC 0305, “Operating Reactor Assessment Program.” <p>Risk has been factored into the baseline inspection program in four ways: (1) inspectable areas are based on their risk importance in measuring a cornerstone objective, (2) the inspection frequency, how many activities to inspect, and how much time to spend inspecting activities in each inspectable area is based on risk information, (3) the selection of activities to inspect in each inspectable area is based on plant-specific risk information, and (4) inspectors are trained in the use of risk information.</p> <p>A panel consisting of Inspection Program Branch and senior regional managers and their staff developed the sample size and the number of inspection hours expected to be necessary to complete each of the inspection procedures, at the inception of the reactor oversight program (ROP). Sample size and number of hours were developed based on their expert judgement and relevant risk information on how much inspection activities would be sufficient to ensure verification that the licensee was meeting the objectives of all seven cornerstones.</p> <p>After the first year of implementation of the new ROP, regional management and inspectors raised concerns regarding the lack of flexibility in the ROP inspection requirements for both sample size requirements and number of hours for each inspectable area. They were</p>	<p>✓ Exhibit 1～37：根拠サマリシート（各検査手順書の根拠等をまとめたもの）</p>
--	--	--	--	--	---

				<p>concerned with their ability to apply their inspection focus into areas they felt needed more or less inspection effort based on their overall knowledge of a specific plant. As a result, in consultation with regional management, the Inspection Program Branch changed the original sample size from a single value to a range of values which were -15 percent to +15 percent of the original sample size. The original sample size is the nominal or average of the -15 percent and +15 percent values.</p> <p>The idea was that any individual plant inspection program could then be adjusted within these relatively limited ranges based on the plant-specific insights of the inspectors, but that at a nationwide program level, the average (i.e., mean) level of samples and effort would continue to fall in about the middle of these ranges. As experience with the ROP was accumulated, it was felt that these program average values and ranges could then be adjusted as needed while still retaining an appropriate degree of flexibility to accommodate plant-specific inspection focus needs.</p> <p>Appendix A to IMC 2515 contains a list of baseline inspection procedures and specifies the required frequency for their performance. The baseline inspection procedures must be completed at every plant at a prescribed interval. In certain cases, completion of some inspection requirements may be accomplished through other inspections. The expectation is that the regions should normally complete the nominal (average) number of inspection samples identified in the inspection procedure. The regions may vary the inspection samples within the ranges as indicated in each baseline inspection procedure, based on the licensee performance and inspector insights. For the purposes of completing the baseline inspection program, the number of samples completed must be within the range of values specified in each inspection procedure.</p> <p>Similar changes were made to the inspection hours in order to maintain the relationship between the level of inspection resources necessary to complete the</p>	
--	--	--	--	---	--

				<p>inspection activities and the range of inspection samples which could be accomplished with each inspection procedure constant.</p> <p>The program is indicative and not diagnostic. The baseline program delineates specific inspection activities to evaluate aspects of licensee programs and processes and their implementation by identifying findings that are indicative of licensee performance problems. Inspection findings from the baseline program are evaluated for significance and used, along with PIs, to assess licensee performance within the cornerstones of safety. The baseline inspections are not diagnostic assessments of licensee performance leading to a root cause determination. Those assessments and root cause determinations are intended to be reviewed or independently made during supplemental inspections that are outside the scope of the baseline inspection program.</p> <p>The safety performance of nuclear power plants is assessed based on performance in each cornerstone of safety. Verifying that a licensee meets the objectives of the cornerstones provides reasonable assurance that public health and safety are protected. The inspectable areas verify aspects of the key attributes for each of the associated cornerstones. The cornerstones to which each inspectable area is applicable and their link to the attributes they are measuring are depicted in table 1 of this attachment and exhibits 3 through 11 of IMC 0308. Therefore, the baseline inspection program requires that most inspectable areas be reviewed at each nuclear power plant each year. Several inspectable areas are reviewed at longer frequencies.</p> <p>All the important aspects of a cornerstone area are inspected where a PI has not been established (e.g., design). In cornerstone areas where the PIs provide only limited indication of performance, the inspectable areas provide indication of the aspects not measured (e.g., operator performance during an event). If performance of the cornerstone objective in a cornerstone area is sufficiently measured by a PI, the</p>	
--	--	--	--	--	--

				<p>inspection effort in the baseline program only verifies that the PI is providing the intended data.</p> <p>Exhibits 1 through 35 describe the scope of each inspectable area and explain the basis for why each inspectable area is included in the baseline program. Reasons for inclusion in the program may be that: (1) the area is linked to the NRC’s mission, (2) the inspectable area involves a key attribute to a cornerstone of safety, and (3) risk information justifies including the area in the baseline inspection program. These inspectable area basis summary sheets discuss the basis for each inspectable area and include risk insights (from generic risk analyses and studies), analyses of significant precursor events, and the risk-informed judgment of an expert panel of inspectors and risk analysts. The summary sheet for each inspectable area also identifies whether a PI applies to the area and what inspections may be needed in addition to the information provided by the PIs in the area. The baseline inspection procedures are written to focus on the more risk-significant aspects of the inspectable areas as discussed in the summary sheets, aspects that directly support the desired results and promote the important attributes of the cornerstones of safety. The scope of any associated PIs is summarized in the inspectable area portions of the baseline inspection procedures.</p> <p>The exhibits related to the physical protection inspection procedures were removed because of the Commission’s decision that certain security-related information will no longer be publicly available.</p> <p>In addition to the inspectable areas identified for many of the key attributes of each cornerstone of safety, the baseline inspection program also consists of inspection activities devoted to: (1) PI verification, (2) problem identification and resolution, (3) event follow-up, and (4) plant status. As discussed below, Exhibits 37-41, and 44 describe the scope and basis for these inspection activities and other inspection program policies and practices (e.g., IMC 2515).</p>	
--	--	--	--	--	--

		—	03.01 PI Verification	<p>The monitoring of plant performance primarily relies on information provided by PIs and inspection findings in areas not measured, or not adequately measured, by PIs. The baseline inspection program will also selectively collect and review licensee plant-specific raw data on a periodic basis to independently verify the accuracy and completeness of the PI data.</p> <p>Each PI is verified annually. The annual verification compares the reported PI data to samples of raw data available (e.g., operating logs, corrective action program records, maintenance records). Some PIs can be verified in conjunction with other baseline inspections if the PI is difficult to accurately verify from plant records. The PI verification inspection also reviews corrective action program records to determine if any problems the licensee may have had in collecting PI data were adequately resolved and updates provided to the NRC. Exhibit 37 describes the scope and basis for PI verification activities.</p> <p>If a PI discrepancy is identified, then the associated cornerstone may not be adequately evaluated, and additional inspections within the areas measured by the PI are scheduled. The baseline inspection program provides guidance for dispositioning discrepancies in response to incomplete or unreported PIs in IP 71151. For a discrepancy that results in the PI exceeding a threshold or affects the ROP action matrix column, the inspector and regional management should review the entrance criteria for IP 71150. However, IP 71150 is an IMC 2515 Appendix C inspection and is expected to be performed on an infrequent basis. Exhibit 36 describes the scope and basis for the NRC response to discrepant or unreported PI data.</p>	<p>NRC</p> <p>3.1 PI の検証</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ PI の重要性 ✓ PI の生データを独立に検証 ✓ 不一致があった場合の対応
			03.02 Problem Identification and Resolution	<p>Inspection of licensee problem identification and resolution (PI&R) programs has been a key component of the ROP since the inception of the program. The PI&R Comprehensive Review Attachment 4, “Problem Identification and Resolution Basis and History,” (ML20247J599) is an in-depth history of the procedure and its basis.</p> <p>One of the primary means by which licensees maintain an appropriate level of safety is through an effective PI&R program to correct deficiencies involving human performance, equipment, programs, and procedures. The NRC’s confidence in the effectiveness of these programs is the basis for the NRC’s policy of closing lower-level violations when they are entered into the licensee’s corrective action program without independently verifying the final corrective actions, which in turn is a basis for implementation of the ROP. Section 2.3.2 of the Enforcement Policy describes the NRC policy for</p>	<p>NRC</p> <p>3.2 問題の把握と解決</p> <ul style="list-style-type: none"> ・この検査の重要性（事業者のパフォーマンスにとって CAP プログラムが非常に重要） ・開発の経緯資料（→ML20247J599 参照） ・事業者の CAP の重要性 ・検査方法 ・事業者の CAP が信頼できない場合の対応

				<p>dispositioning most violations associated with green findings as NCVs for licensees that have “implemented a corrective action program that is determined to be adequate by the NRC.” That policy states that “[t]he NRC will credit a formal corrective action program that has been inspected and found to meet regulatory guidance, industry standards, or both.” The inspection program verifies that our confidence in licensees’ programs is still deserved and periodically verifies the final actions on some of the lower-level violations are proper.</p> <p>The process for evaluating PI&R consists of a performance-based review of the licensees’ deficiency reporting process, self-assessments, quality assurance audits, causal analyses of events, and corrective actions. The review of corrective actions includes following them up to validate their effective implementation. The NRC reviews the licensee’s activities in this area to verify that: (1) the scope of licensees’ identification and resolution programs bounds the key attributes in the cornerstones; (2) causes of problems and issues have been properly determined and corrective actions are timely and effective; and (3) the generic implication or extent of condition has been appropriately considered. Issues identified regarding the licensee’s implementation of its corrective action program are assessed for risk significance using the Significance Determination Process (SDP).</p> <p>The NRC program to review activities in this area has four parts. The first part is conducted during inspection of the associated inspectable areas within each cornerstone. The second part is a semiannual trend review. The third part is a sample of issues that are selected annually for more in-depth review. The fourth part is a biennial review of the licensee’s PI&R programs. The biennial review complements the reviews done throughout the year. The results of the biennial review are then integrated with the PI&R insights gained via the other inspections.</p> <p>NRC inspectors use licensees’ self-assessments to help direct these baseline inspections into worthwhile areas. However, licensees’ self-assessments will not be used to reduce or replace baseline inspections. Exhibit 38 provides additional information on the scope and basis for PI&R inspections.</p> <p>A determination that the NRC no longer has confidence in the licensee’s implementation of the PI&R program implies it is incapable of participation in the ROP because section 2.3.2.a of the Enforcement Policy no longer applies.</p>	
--	--	--	--	---	--

			<p>This determination should be coincident with entrance into Column 5 of the Action Matrix or the IMC 0350 Process, an Action Matrix deviation, or other appropriate oversight mechanisms. IMCs 0305 and 0350 provide governance for these processes. A determination of that level can only be reached by regional management in consultation with the NRR Officer Director and may require approval by the Executive Director for Operations.</p>	
—	—	03.03 Event Follow-up	<p>The NRC normally follows up plant events in three ways: (1) events of low safety significance receive minimal follow up, usually by the resident inspectors, (2) events of moderate safety significance receive more follow up, often by one or two regional inspectors, and (3) events of greater safety significance are followed up by a special team. The baseline program is designed to initially screen all operational events and licensee event reports and to follow up only some of the more routine, noncomplex events. The baseline program includes a procedure for event follow-up to be used in conjunction with inspections in the various inspectable areas. Whether to follow up other events with regional discretionary resources would depend on the significance of the event as determined by the baseline inspection program.</p> <p>Events of low safety significance, such as uncomplicated reactor trips, are reviewed by resident or region-based inspectors to verify that the events are not complicated by conditions such as loss of mitigation equipment or operator errors. The baseline inspection program’s event follow-up procedure focuses the inspector’s initial evaluation of events on communicating details regarding the event to risk analysts for their use in determining risk significance. Inspectors will identify equipment malfunctions and unavailability, operator errors, and other complications.</p> <p>The follow-up of more extensive, nonroutine events is outside of the scope of the baseline inspection program and would be performed with reactive inspection resources. The decision to follow up such events would be made on a case-by-case basis by NRC regional management and as directed by senior NRC management in accordance with NRC Management Directive (MD) 8.3, "NRC Incident Investigation Program." Significant operational events (defined in MD 8.3) are followed up by a graded response consisting of inspections such as those conducted by Incident Investigation Teams (IITs) and Augmented Inspection Teams (AITs), and Special Inspections (SIs). Follow-up of these events is</p>	<p>NRC</p> <p>3.3 事象のフォローアップ</p> <p>次の 3 通り</p> <p>(1) 安全上の重要度が低の事象 ⇒ 常駐検査官による最小限のフォローアップ</p> <p>(2) 安全上の重要度が中の事象 ⇒ 地方局検査官 1, 2 名によるフォローアップ</p> <p>(3) 安全上の重要度が大の事象 ⇒ 特別検査チームによるフォローアップ</p> <p>上記のフォローアップの具体的な実施方法</p> <p>その他</p> <p>・ Exhibit 39：根拠サマリシート（基本検査の一環で実施する事象フォローアップ検査：IP 71153, Event Follow-up の根拠）</p>

				discussed in more detail later in this attachment.	
				Exhibit 39 provides additional information on the scope and basis of event follow-up activities performed as part of the baseline inspection program.	
	—	—	03.04 Plant Status	<p>The primary objective of the plant status activities is to ensure that the inspectors are aware of current plant conditions and equipment problems and have a level of understanding of the risk significance of proposed or ongoing operations, maintenance, and testing by the licensee. Plant status focuses on identifying and understanding emergent plant issues, current equipment problems, and ongoing activities and their overall impact on plant risk. These activities also provide an independent assessment of the licensee’s effectiveness in entering program, system, and component deficiencies into the corrective action program.</p> <p>The plant status portion of the inspection program is important because it will be used by the inspectors in the risk-informed process to select inspection samples and to modify the scope and depth of inspections in other inspectable areas that support assessment of all cornerstone areas. This awareness of plant conditions, emerging problems or work, and activities planned by the licensee is used by the inspectors in determining which inspection procedures to use and the specific samples for inspections within the inspectable areas of the baseline inspection program. Therefore, since plant status is conducted in part to prepare for other baseline inspection activities, this effort is not considered part of the direct inspection effort under the baseline program.</p> <p>Exhibit 44 provides additional detail regarding the scope and basis of the plant status activities performed under the baseline inspection program.</p>	<p>NRC</p> <p>3.4 プラント状態の確認</p> <ul style="list-style-type: none"> 目的 <ul style="list-style-type: none"> ✓ プラント状態、設備の問題を把握 ✓ 運転・保守・試験に関する提案について、リスク上の重要度を理解 フォーカス <ul style="list-style-type: none"> ✓ プラントの緊急的な問題の特定と理解 ✓ 現時点の設備問題の把握 ✓ 進行中の活動とそれら全体によるリスクへの影響 重要性 <ul style="list-style-type: none"> ✓ IP とサンプルの選定、検査の範囲・深さの検討に利用 <p>その他</p> <ul style="list-style-type: none"> Exhibit 44：根拠サマリシート（プラント状態確認の検査範囲および根拠）
	—	—	04 Supplemental Inspection Program	<p>The supplemental element of the inspection program was designed to apply NRC inspection resources in a graded manner when risk significant performance issues are identified, either by inspection findings evaluated using the SDP or when PI thresholds are exceeded. Depending on the risk significance and breadth of the identified performance issues, the supplemental inspections provide a range of activities including: oversight of the licensee’s root cause evaluation of the issues; expansion of the baseline inspection sample or a focused team inspection (as necessary to evaluate extent of condition); or a broad scope multi-disciplined team inspection which would include inspection of multiple cornerstone areas and inspection of cross-cutting issues. Any new performance issues identified during the supplemental inspections are evaluated by the SDP, and new</p>	<p>NRC</p> <p>4. 追加検査</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ リスク上重要なパフォーマンス問題（検査または PI で把握）に段階的に適用 ✓ 主な検査内容と方法 ✓ IP95001～95003 の概要 ✓ Exhibit 42, 46-48：根拠サマリシート（追加検査の検査範囲および根拠）

				<p>findings issued. The need for additional NRC actions, including additional supplemental inspections, are governed by the assessment program Action Matrix.</p> <p>At the lowest level, the intent of supplemental IP 95001, “Supplemental Inspection Response to Action Matrix Column 2 (Regulatory Response) Inputs,” is to review and selectively challenge aspects of the licensee’s root cause evaluation, but not to perform an independent assessment of the performance issue. However, the identification by the NRC of significant issues pertaining to the adequacy of the licensee’s root cause evaluation may result in the expansion of the procedure as necessary to independently complete the inspection requirements. Also, the original performance issue will not be removed from consideration of actions in the Action Matrix until satisfaction of all supplemental inspection objectives.</p> <p>The objective of supplemental IP 95002, “Supplemental Inspection Response to Action Matrix Column 3 (Degraded Performance) Inputs,” is not only to review and selectively challenge aspects of the licensee’s root cause evaluation, but to also independently assess the extent of condition for the individual and collective risk significant performance issues that warranted this supplemental inspection.</p> <p>In general, all inspection requirements contained in these two procedures are intended to be addressed for each issue; however, the extent that they are reviewed and their specific applicability to the given issue will necessarily vary. The staff determined that this level of flexibility was necessary given the various issues that potentially could lead to supplemental inspections.</p> <p>Also, these two supplemental inspections are intended to provide the information the NRC needs in order to assess safety. The NRC can acquire this information by performing independent inspections or can acquire the information by reviewing the licensee’s efforts to assess the root cause of the issue. If the licensee chooses not to provide some of the information needed to satisfy the inspection requirements, the NRC always has the option of acquiring this information by independent inspection.</p> <p>At the highest level, supplemental IP 95003, “Supplemental Inspection Response to Action Matrix Column 4 (Multiple/Repetitive Degraded Cornerstone) Inputs,” is intended to determine the breadth and depth of safety, organizational, and programmatic issues. This supplemental procedure is more diagnostic than indicative and includes reviews of programs and processes not inspected as part of the</p>	
--	--	--	--	--	--

			<p>baseline inspection program. While the procedure does allow for focus to be applied to areas where performance issues have been previously identified, the procedure requires that some sample reviews be performed for all key attributes of the effected strategic performance areas. The rationale behind this is that additional NRC assurance is required to ensure public health and safety, beyond that provided by the baseline inspection program and the PIs at those facilities where significant performance issues have been identified. The results of this inspection will aid the NRC in deciding whether additional regulatory actions are necessary to assure public health and safety. These additional regulatory actions could include orders, confirmatory action letters, or additional supplemental inspections, as necessary to confirm that corrective actions to the identified performance concerns have been effective.</p> <p>Exhibits 42, and 46-48 provide additional information on the supplemental inspection program and the scope and basis for each of the supplemental inspection procedures.</p>	
—	—	05 Event Response	<p>Management Directive 8.3 provides the criteria for NRC investigatory response to significant operational events involving reactor and non-reactor facilities licensed by the NRC. The criteria define several levels of response, including an IIT and AIT. IITs inspect events having greater health and safety significance than events inspected by AITs.</p> <p>As part of the development of the new reactor oversight process (ROP), MD 8.3 was revised to risk-inform the deterministic criteria for event response at reactor facilities. The previous deterministic criteria for IITs and AITs is now evaluated in conjunction with risk in order to identify a graded response, based in part on the risk metric. The graded response will consist of an IIT, AIT, and Special Inspection for the lowest level of response. The risk metric of conditional core damage probability (CCDP) is used to best reflect the full extent of any loss of defense-in-depth due to the event, regardless of whether the cause is due to licensee performance or otherwise. Numerical risk estimation by itself is not meaningful unless accompanied by an understanding of the most influential related assumptions and uncertainties.</p> <p>One comment received during ROP development was that the risk evaluation to support a prompt</p>	<p>NRC</p> <p>5. 事象対応</p> <ul style="list-style-type: none">✓ MD 8.3 に原子炉、非原子炉の重要事象に対応する場合の判断基準が定められている（SI, AIT, IIT）✓ ROP の場合、その判断基準（決定論的）にリスク情報を加味するよう改訂（CCDP の考慮）✓ リスク情報活用上の懸念（情報不足等）を踏まえ、決定論的基準とリスク情報活用基準は組み合わせで使える✓ Exhibit 43, 49：根拠サマリシート（特別検査の検査範囲および根拠）

				<p>NRC determination of the level of response will be hampered by lack of information in the early stages of the event. In addition, information from the NRC event response inspection may significantly revise the risk value and thereby require a different level of NRC response. This problem stresses the need to use deterministic criteria in conjunction with risk insights. In addition, the program has the flexibility to revise the level of response based on new information and changing risk levels.</p> <p>Exhibits 43 and 49 provide additional information regarding special and infrequently performed inspections as well as the scope and basis for the Special Inspection level of event response.</p>	
	—	—	06 Oversight of Plants in Extended Shutdown	<p>During the development of the new ROP, the staff also significantly revised its process for overseeing plants in an extended shutdown for performance problems. This process was risk-informed through new criteria that better focuses agency attention on those safety significant issues that contributed to the shutdown. These changes also made the process more objective by using the Action Matrix and SDP to establish criteria and thresholds for actions. The new guidance for plants in extended shutdowns for performance problems was incorporated into a revision to IMC 0350, “Staff Guidelines for the Assessment and Review of Plants that Are Not Under the Routine Reactor Oversight Process.” The title for IMC 0350 was later changed to “Oversight of Operating Reactor Facilities in a Shutdown Condition Due to Significant Performance and/or Operational Concerns.”</p> <p>The three major aspects of the IMC 0350 process are: (1) the criteria for placing a plant into the process, (2) the scope of issues for the IMC 0350 required restart panel, and (3) the criteria for removing a plant from this process and placing it back into the routine ROP. The thresholds for placing a plant into the IMC 0350 process have been risk-informed and made more objective by using the assessment program Action Matrix. Consideration is given for placing a plant in the IMC 0350 process when a licensee’s performance is determined to be in the Multiple/Repetitive Degraded Cornerstone column of the Action Matrix.</p> <p>The second area of the IMC 0350 process is the criteria used to determine what issues need to be resolved before restarting a plant. The scope of</p>	<p>NRC</p> <p>6. 長期停止中プラントの監督</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ 停止に関わる重要な問題に注目した新たな基準を設け、リスク情報を活用（ROP から外れるが停止中の検査結果の評価等はROPの考え方を活用） ✓ 詳しいガイダンスは、IMC0350「重要なパフォーマンスおよび／または運転上の懸念により停止状態にある運転中原子炉施設の監督」にある ✓ IMC0350 の重要な 3 項目： <ul style="list-style-type: none"> (1) プラントを 350 プロセスの対象とする基準 (2) 再起動パネルが扱う問題の対象範囲 (3) 350 プロセスから ROP に復帰する基準 ✓ Exhibit 50：根拠サマリシート（350 プロセスの範囲および根拠）

				<p>issues to be considered prior to restart has been risk informed by using the SDP. The issue(s) that have to be resolved before a plant restarts, and would be within the restart panel’s scope, should have risk significance (i.e., White, Yellow, or Red), but the issue(s) would not be limited to any specific performance area.</p> <p>The third area of the IMC 0350 process is the criteria for returning a plant to the routine ROP. These criteria also have been risk-informed by using the Action Matrix. The approval for exiting the process and returning a plant to the routine ROP is based on the licensee satisfactorily resolving all performance issues with low to moderate or greater risk significance (i.e., White, Yellow, or Red), and meeting the requirements of the plant-specific restart plan.</p> <p>After a year of implementation under the ROP, and from the experience gained with one licensee that was under the IMC 0350 process, the staff revised the process to clarify the conditions for entering the process, as well as clarifying the responsibilities of designated positions, while encouraging the continued collection of PIs, if they remain valid. In December 2003, IMC 0350 was revised to provide a comprehensive correlation between aspects of the ROP and the IMC 0350 process, to provide an enhanced structure to the inspection approach for IMC 0350 plants, and to incorporate other lessons learned and clarifications. Additional detail on the scope and basis for the IMC 0350 process can be found in exhibit 50.</p>	
	—	—	07 Threshold for Documenting Findings and Insights	<p>The ROP uses PIs and inspection findings evaluated for risk in determining a plant’s performance in meeting the objectives of the seven cornerstones, and in determining agency actions. Therefore, the format for inspection reports for the baseline inspection program was developed to document only those issues that meet a minimum threshold for safety importance. This change removed from the reports much of the discussion regarding inspector observations of licensee activities (both positive and negative), minor findings and minor violations identified by the inspector, and licensee identified findings of very low significance that would not be used in objectively assessing performance.</p> <p>Stakeholder feedback during the pilot program</p>	<p>NRC</p> <p>7. 指摘事項および洞察の文書化のしきい値</p> <ul style="list-style-type: none">✓ 基本検査報告書の記載範囲<ul style="list-style-type: none">➤ 安全上の重要度が最小限のしきい値に達する➤ 観察事項、マイナーな指摘事項や違反、事業者が発見した安全上の重要度の低い事象（「知見」）は対象外✓ パイロットプログラムでの反対意見と対応<ul style="list-style-type: none">➤ 多数の検査官、地方局管理職は、知見を記載しないことに反対➤ 理由として、分野横断領域に対するより良い評価には観察事項が必要との考え➤ 一部の事業者も、検査官の知見が記載されなくなることに懸念を表明

				<p>indicated that many inspectors and regional managers were uncomfortable with removing from inspection reports these “insights” into licensees’ performance. The inspectors and regional managers feel they need these observations (i.e., issues that may have very little or no risk significance individually) to better assess cross-cutting areas, such as problem identification and resolution and human performance. Some licensees also expressed their concern with no longer having these insights and observations from NRC inspectors. Therefore, the guidance for inspection reports was changed to allow inspectors to document observations in conjunction with and to support a finding.</p> <p>The assessment program was developed to use objective and repeatable indications of problems to assist the NRC in assessing licensee performance and to determine the appropriate level of NRC’s response. Positive findings, which generally are subjective and usually have no measurable basis in regulation or safety, were not included in the assessment process. Therefore, it was decided that they should not be documented in inspection reports. Stakeholder comment was solicited during the development and pilot program for the ROP to determine whether positive inspection findings should be captured and incorporated into the oversight process.</p> <p>The consensus was that the NRC does not have objective criteria for evaluating positive findings. Therefore, because the assessment process does not explicitly incorporate positive findings, they should not be documented in inspection reports. However, positive aspects of licensee operations will be reflected in those items for which the SDP credits mitigation capabilities, and those positive aspects will be recorded in inspection reports as assumptions used in characterizing inspection findings.</p> <p>Although not documented and used in the assessment process unless allowed by IMC 0611, inspection observations (both positive and negative) and minor violations should be verbally communicated to the licensee in routine interactions by the inspectors during the inspection. It was also considered to be more appropriate for licensees to communicate positive aspects of their operations to the public.</p>	<p>➤ したがって、指摘事項とともにまたは裏付けとして観察事項を記載するようにガイダンスを変更</p> <p>✓ プラスの指摘事項を記載しないこととした経緯</p> <p>✓ 報告書に記載しなくても、検査中の通常の関与の中で事業者プラスおよびマイナスの点を口頭で伝えるべき</p>
	—	—	08 Other Inspection Program Aspects Considered But Not Included	While developing the baseline inspection program, several additional inspectable areas were	NRC 8. 検討されたが採用されなかった検査プログラムの側面

				considered, but not included in the program. These other inspectable areas were not included for several reasons, such as adequate coverage of the area by an existing PI, adequate coverage by another inspectable area, or having low safety significance relative to the other inspectable areas in the program. Some of these additional inspectable areas that were considered, and the basis for not including them in the baseline inspection program, are listed in table 2 of this attachment. In addition to inspectable areas, table 2 also includes other inspection program attributes that were considered but not included.	<div>✓いくつかの検査対象領域候補は、検討されたが、次の理由から採用されなかった</div> <div>➤PIで適切にカバーされる</div> <div>➤他の検査対象領域で適切にカバーされる</div> <div>➤他の検査対象領域よりも安全上の重要度が低い</div> <div>✓具体例は表2参照</div> <div>(配管系の浸食／腐食、運転経験レビューなど12件)</div>
参考文献	—	References	<div>• "Integrated Review of the NRC Assessment Process for Operating Commercial Nuclear Reactors," SECY-97-122, June 6, 1997</div> <div>• "Results of the Initial Implementation of the New Reactor Oversight Process," SECY-01-0114, June 25, 2001</div> <div>•</div>	—	
別紙・附属書	—	Basis Summary Sheets	<div>Exhibit 1: Adverse Weather Protection (IP 71111.01)</div> <div>記載項目を示す（内容は省略）</div> <div>• Inspectable Area</div> <div>• Cornerstone(s):</div> <div>• Inspection Procedure</div> <div>• Scope</div> <div>• Basis</div> <div>• Performance Indicators</div> <div>• Significant Changes in Scope and Basis:</div> <div>以下、その他の根拠概要シートのタイトルのみ示す（記載項目は上記に同じ）</div> <div>Exhibit 2: Reserved (IP 71111.02)</div> <div>Exhibit 3: Reserved (IP 71111.03)</div> <div>Exhibit 4: Equipment Alignment (IP 71111.04)</div> <div>Exhibit 5: Fire Protection (IP 71111.05)</div> <div>Exhibit 6: Flood Protection Measures (IP 71111.06)</div> <div>Exhibit 7: Heat Exchanger/Sink Performance (IP 71111.07)</div> <div>Exhibit 8: Inservice Inspection Activities (IP 71111.08)</div> <div>Exhibit 9: Reserved (IP 71111.09)</div> <div>Exhibit 10: Reserved (IP 71111.10)</div> <div>Exhibit 11: Licensed Operator Requalification Program and Licensed Operator Performance(IP 71111.11)</div> <div>Exhibit 12: Maintenance Effectiveness (IP 71111.12)</div> <div>Exhibit 13: Maintenance Risk Assessments and Emergent Work Control (IP 71111.13)</div> <div>Exhibit 14: Reserved (IP 71111.14)</div> <div>Exhibit 15: Operability Determinations and Functionality Assessments (IP 71111.15)</div> <div>Exhibit 16: Reserved (IP 71111.16)</div> <div>Exhibit 17: Evaluations of Changes, Tests, and</div>	<div>根拠サマリシートの記載内容</div> <div>• 検査対象領域</div> <div>• コーナーストーン</div> <div>• 検査手順書（IP）</div> <div>• 対象範囲</div> <div>✓具体的に何を検査／確認するか</div> <div>• 根拠</div> <div>例えば、</div> <div>✓コーナーストーンとの関係</div> <div>✓事業者の重要な活動</div> <div>✓規制要件とその意味合い</div> <div>など</div> <div>• パフォーマンス指標</div> <div>• 主要な改訂</div>	

			<p>Experiments (IP 71111.17T)</p> <p>Exhibit 18: Plant Modifications (IP 71111.18)</p> <p>Exhibit 19: Post-Maintenance Testing (IP 71111.19)</p> <p>Exhibit 20: Refueling and Other Outage Activities (IP 71111.20)</p> <p>Exhibit 21: Safety System Design and Performance Capability (IP 71111.21)</p> <p>Exhibit 22: Surveillance Testing (IP 71111.22)</p> <p>Exhibit 23: Reserved (IP 71111.23)</p> <p>Exhibit 24: Testing and Maintenance of Equipment Important to Risk (IP 71111.24)</p> <p>Exhibit 25: Biennial Exercise and Drill Inspection (IP 71114.01, .06, .07 and .08)</p> <p>Exhibit 26: Alert and Notification System Evaluation (IP 71114.02)</p> <p>Exhibit 27: Emergency Response Organization Staffing and Augmentation System (IP 71114.03)</p> <p>Exhibit 28: Emergency Action Level and Emergency Plan Changes (IP 71114.04)</p> <p>Exhibit 29: Correction of Emergency Preparedness Weaknesses and Deficiencies (IP 71114.05)</p> <p>Exhibit 30: Access Control to Radiologically Significant Areas (IPs 71124.01, 71124.04, and 71124.08)</p> <p>Exhibit 31: ALARA Planning and Controls (IPs 71124.01, and 71124.03)</p> <p>Exhibit 32: Radiation Monitoring Instrumentation (IPs 71124.04 and IP 71124.05)</p> <p>Exhibit 33: Radioactive Gaseous and Liquid Effluent Treatment and Monitoring Systems (IPs 71124.05, 71124.06, and 71124.07)</p> <p>Exhibit 34: Radiological Environmental Monitoring Program (REMP) (IP 71124.07)</p> <p>Exhibit 35: Radioactive Material Processing and Radioactive Material Handling, Storage, and Transportation (IP 71124.08)</p> <p>Exhibit 36: Discrepant or Unreported Performance Indicator Data (IP 71150)</p> <p>Exhibit 37: Performance Indicator Verification (IP 71151)</p> <p>Exhibit 38: Problem Identification and Resolution (IP 71152)</p> <p>Exhibit 39: Follow up of Events and Notices of Enforcement Discretion (IP 71153)</p> <p>Exhibit 40: Light Water Reactor Inspection Program - Operations Phase (IMC 2515)</p> <p>Exhibit 41: Risk Informed Baseline Inspection Program (IMC 2515, Appendix A)</p> <p>Exhibit 42: Supplemental Inspection Program (IMC 2515, Appendix B)</p> <p>Exhibit 43: Special and Infrequently Performed Inspections (IMC 2515, Appendix C)</p> <p>Exhibit 44: Plant Status (IMC 2515, Appendix D)</p> <p>Exhibit 45: Inspection Program Modifications During Public Health Emergencies Or Other Conditions</p>	
--	--	--	--	--

			Restricting Inspector Onsite Presence (IMC 2515, Appendix E) Exhibit 46: Supplemental Inspection Response to Action Matrix Column 2 (Regulatory Response) Inputs (IP 95001) Exhibit 47: Supplemental Inspection Response to Action Matrix Column 3 (Degraded Performance) Inputs (IP 95002) Exhibit 48: Supplemental Inspection Response to Action Matrix Column 4 (Multiple/Repetitive Degraded Cornerstone) Inputs (IP 95003) Exhibit 49: Special Inspection (IP 93812) Exhibit 50: Oversight of Operating Reactor Facilities in a Shutdown Condition Due to Significant Performance and/or Operational Concerns (IMC 0350)	
		Tables	Table 1: Inspectable Areas by Cornerstone Table 2: Other Inspection Program Elements Considered But Not Included	—
改訂情報	—	• Revision History)	Attachment 1: Revision History for IMC 0308 Attachment 2	• 改訂履歴 8 回記載あり

3.3.4 IMC 0308 Att.3 「Technical Basis for Significance Determination Process」における日米検査ガイドの相違点等の分析およびその明確化の結果

この NRC 検査ガイドには、対応すると考えられる原子力規制庁が用いる検査ガイドがないため、NRC の検査ガイドの主な内容を整理し、表 3.3-4 にまとめた。主な調査結果を以下に示す。

3.3.4.1 背景

NRC

- ✓ 初期の SDP
 - SECY-99-007A に原子炉安全に関わるパフォーマンス劣化にリスクを当てはめる方法を提示している。
 - これがその後、重要度決定プロセス（SDP）の基本構成要素となった。また、ROP のパフォーマンス評価でパフォーマンス指標（PI）と検査指摘事項の重要度を同じ尺度で評価することを可能にした。
- ✓ SDP ツールの拡大
 - その後、様々な指摘事項の重要度評価のために SDP ツールが拡大された（緊急時計画、放射線安全、セキュリティ、火災防護、停止時運転、格納容器健全性、運転員再資格認定、保守規則、B.5.b、定性的手法）。
 - これらの SDP ツールは、定量的なリスク評価手法か、スタッフの専門家判断を通じたリスク情報活用のいずれかを活用する。
 - また、経験を積むにつれて継続的に改善されるべき出発点として容認可能と認識された。
- ✓ SDP プロセスと個々の SDP
 - SDP は、ROP の基本原則（客観性、精査可能性、再現性、適時性）に合うように設計された関連要素を含むプロセス
 - SDP は、コーナーストーン別の様々な SDP を用いて実施。巻末にそれらの SDP のリストを示す。それぞれの SDP の技術的根拠は、IMC0308 At.3 の対応する付録に示す。

3.3.4.2 全 SDP ツールに共通する基本的属性

NRC

次について、説明している。

- ✓ 客観性
- ✓ 精査可能性（オープンさ）
- ✓ 適時性
- ✓ 適時性の達成に必要な情報
- ✓ 検査計画の作成

- ✓ 重要度決定の責任
- ✓ 他の NRC プロセスからの独立
- ✓ SDP の開発・変更への外部利害関係者の参加

3.3.4.3 確率論的リスク手法を使用する SDP ツールのその他の適用性

NRC

次について、説明している。

- ✓ 03. 確率論的リスク手法を使用する SDP ツールのその他の適用性
 - コンピュータベースのリスクモデル使用
 - 批判的かつオープンな審議プロセスで理解することの重要性
 - リスク情報活用 SDP ツールー特定の原則および属性
 - ・ リスク情報を活用した SDP ツール開発に関する原則は、今後も維持すべき。
 - ・ 上述の全 SDP ツールに適用される基本属性に加え、新規 SDP ツールの開発や既存 SDP ツールの変更を行う場合、特定の追加属性のそれぞれについて、下記に示すようなチェックを行うべきである。
 - a. リスク増分の評価
 - b. モデルの限界と不確かさ
 - c. 精査可能で理解可能な結果
 - d. スクリーニング質問
 - e. 追加的な SDP ツール（フェーズ 2）
 - f. 詳細なリスク評価（フェーズ 3）
 - g. 詳細なリスク評価に費やすリソース
 - h. コミュニケーションのツール
 - i. SDP 結果に対する疑問の提示
 - j. SDP に関する技術的判断

3.3.4.4 リスク情報活用とリスクベース

NRC

- ✓ 原子炉安全 SDP は、リスクベースではなく、リスク情報を活用したものである
- ✓ この SRM でさらに定義されているように、「リスク情報を活用した」アプローチでは「その他の（不特定の）因子」を考慮する必要がある。

3.3.4.5 パフォーマンス劣化と劣化状態

NRC

- ✓ 原子力発電所の運転は、一般公衆へのリスクを考慮する必要がある。
- ✓ 各原子炉には「ベースライン」CDF および LERF リスクがある。
- ✓ 「劣化状態」という用語は、原子炉プラントの安全性またはセキュリティに関連する

構築物・系統・機器（SSC）の適格性または機能、またはすべてのコーナーストーンに関連するその他の属性の低下を表す。

- ✓ 劣化状態とパフォーマンスの欠陥の関係が特定された場合、検査スタッフは、事業者パフォーマンスの欠陥が劣化状態の直接の原因であった理由を説明する必要がある。

3.3.4.6 指摘事項の独立性

NRC

- ✓ 検査指摘事項は、独立したものである。
- ✓ SDP は、事業者パフォーマンスの欠陥によって引き起こされる劣化状態の重要度評価にのみ焦点を当てており、計画されたメンテナンスや試験のために使用されていない機器、予期しない故障、または予期しない初期事象によって引き起こされる劣化状態は対象としていない。判断された各検査指摘事項は、個別に評価される。

3.3.4.7 不確かさの処理およびリスク情報活用意思決定

NRC

- ✓ ROP でリスク情報を活用した意思決定を行うツールとして、SDP は本質的に完全でない情報（すなわち不確実さ）を扱う。
- ✓ 効果的な意思決定を行うには、プロセスのすべての段階で不確実さを適切に考慮する必要がある。
- ✓ 次に、スタッフが SDP の結果に大きく影響する最も適切で、合理的な仮定を決定するには、各仮定の技術的根拠と、各仮定が SDP の結果に及ぼす相対的な影響の両方を理解している必要がある。
- ✓ 最終的に、事業者パフォーマンスの欠陥の重要度における最終判断は、SERP がその責任を負う。

3.3.4.8 炉心損傷頻度および大規模早期放出頻度の定量的リスク評価尺度

NRC

次について、説明している。

- ✓ CDF と LERF の評価尺度の技術的根拠
- ✓ 劣化状態および起因事象の取扱い

3.3.4.9 リスク評価標準プロジェクト（RASP）ハンドブックの活用

NRC

- ✓ パフォーマンス欠陥の重要度を評価するための、PRA 手法の使用に関する具体的なガイダンスと良好事例は、RASP ハンドブック第 1 巻「内部事象」に記載されている。
- ✓ RASP ハンドブック「運転事象のリスク評価」は、運転事象や事業者パフォーマンス問題のリスク評価を行う際に、より一貫性のある結果を得るために、**検査官が使用するべき方法とガイダンスをまとめた文書**である。

3.3.4.4 参考文献

NRC

参考文献を記載している。

3.3.4.5 別紙・付属書

NRC

- ・スタッフが利用可能な最良情報かどうかを判断するためのガイド
- ・各 SDP ツールの技術的根拠のリスト（添付 A～M）

3.3.4.6 改訂情報

NRC

- ・改訂履歴（発行日、ML 番号、改訂の概要）
- ・本文中で、改訂箇所を赤字で表示している。

表 3.3-4 原子力規制庁検査ガイドと米国 NRC 検査ガイド IMC0308 Att.3 の比較調査結果：主な相違点のまとめ

原子力規制庁検査ガイド		米国 NRC 検査ガイド		両者間の主な相違点
【ガイド】－		【ガイド】IMC 0308 Att.3, TECHNICAL BASIS FOR SIGNIFICANCE DETERMINATION PROCESS (Issue Date: 12/16/2024, Effective Date: 01/01/2025)		
項目	主な内容	項目	主な内容	(注) 対応する原子力規制庁検査ガイドがないため、以下は NRC 検査ガイドの概要を示す。
図書全体構成	－	図書全体構成	表紙 目次 本文 参考文献 別紙・附属書 改訂情報	－
	－	01 BACKGROUND	Commission paper SECY-99-007A, dated March 22, 1999, describes a method for assigning a probabilistic public health and safety risk characterization to licensee performance deficienciesI related to reactor safety. This risk characterization method was the first of a set of methods and tools developed that became central elements of the Significance Determination Process (SDP) to determine reactor inspection finding significance consistent with the thresholds used for the risk-informed plant Performance Indicators (PIs). This allowed inspection findings and PIs to be used consistently as inputs to the overall plant performance assessment portion of the Reactor Oversight Process (ROP). ...	<p>NRC</p> <ul style="list-style-type: none">・01. 背景<ul style="list-style-type: none">✓ 初期の SDP<ul style="list-style-type: none">➤ SECY-99-007A に原子炉安全に関わるパフォーマンス劣化にリスクを当てはめる方法を提示➤ これがその後、重要度決定プロセス（SDP）の基本構成要素となった。また、ROP のパフォーマンス評価でパフォーマンス指標（PI）と検査指摘事項の重要度を同じ尺度で評価することを可能にした。✓ SDP ツールの拡大<ul style="list-style-type: none">➤ その後、様々な指摘事項の重要度評価のために SDP ツールが拡大された（緊急時計画、放射線安全、セキュリティ、火災防護、停止時運転、格納容器健全性、運転員再資格認定、保守規則、B.5.b、定性的手法）。➤ これらの SDP ツールは、定量的なリスク評価手法か、スタッフの専門家判断を通じたリスク情報活用のいずれかを活用。➤ また、経験を積むにつれて継続的に改善されるべき出発点として容認可能と認識された。✓ SDP プロセスと個々の SDP<ul style="list-style-type: none">➤ SDP は、ROP の基本原則（客観性、精査可能性、再現性、適時性）に合うように設計された関連要素を含むプロセス➤ SDP は、コーナーストーン別の様々な SDP を用いて実施。巻末にそれらの SDP のリストを示す。それぞれの SDP の技術的根拠は、IMC0308 At.3 の対応する付録に示す。

	—	—	02 FUNDAMENTAL ATTRIBUTES FOR ALL SDP TOOLS	The following fundamental attributes apply to all SDPs, across all cornerstones. All proposed SDP changes should not detract from maintaining and improving these intended attributes.	NRC ・ 02. 全 SDP ツールに共通する基本的属性 以下の各サブセクションに示す
	—	—	02.01 Objectivity	Each SDP tool should attempt to provide a decision logic or a decision framework that remains relatively constant across applicable inspection findings. This enhances objectivity by reducing the likelihood that SDP results are influenced by different value judgments held by different individuals. Where practicable, a probabilistic risk framework is used to add this desired discipline to SDP results. The test of having achieved such objectivity is when different individuals using a given SDP decision logic or framework arrive at the same result when using the same input conditions and assumptions. Achieving SDP result consistency and repeatability is the intended outcome of the objectivity attribute. This attribute can be achieved through peer reviews of SDP assessments to assure consistency in SDP decision-making.	NRC ・ 02.01 客観性 ✓ 各 SDP ツールは、決定ロジックまたは決定フレームワークを示す試みをすべき（⇒SDP 結果が個人の価値観に影響される可能性を低減し客観性を高める） ✓ 実行可能な場合、確率論的リスクを適用する手法を使用 ✓ SDP 結果の一貫性と再現性が客観性の成果として期待されること ✓ 客観性は、SDP 評価のピアレビューを通じて達成可能
	—	—	02.02 Scrutability (Openness)	The SDP should be capable of providing a clear framework to facilitate a shared understanding of each significance determination and its basis among technically knowledgeable stakeholders (both internal and external). This shared understanding allows for broad and independent validation of the staff's objectivity and most directly enhances NRC public credibility. ...	NRC ・ 02.02 精査可能性（オープンさ） ✓ SDP は、専門知識のある利害関係者間で、重要度決定および根拠の共通理解を促進させる明確な枠組みを提供可能とすべき ✓ 定量的リスクモデルの使用に関して、この属性にとって最も大きな課題は、利害関係者に SDP 結果に最も影響の大きい仮定の感度を独立に評価する手段を提供することなど。 ✓ テロ（2011/9/11）以降、サイト固有の出力運転時モデルは公衆のアクセスが制限された。その結果、プラント固有のリスク情報に関するオープン・コミュニケーションが減少。
	—	—	02.03 Timeliness	The SDP is intended to support timely decisions to assess the risk significance of findings generally within a timeframe consistent with quarterly updates of the Action Matrix (described in IMC 0305, “Operating Reactor Assessment Program”) portion of the performance assessment component of the ROP. The overall SDP timeliness metric is 255 days from the date of initial identification. The process milestone for the end of the 255-day timeliness metric is the issuance of the final significance determination letter after timely completion of a Regulatory Conference or review of a licensee written response. Additional information on the SDP timeliness	NRC ・ 02.03 適時性 ✓ 重要度評価のタイムリーな意思決定を支援 ➤ SDP は、指摘事項のリスク重要度評価の意思決定をタイムリーに支援することを趣旨として、通常、アクション・マトリクスの四半期更新に整合する時間枠内に行う。 ➤ SDP 全体の適時性に関する評価尺度は、指摘事項の把握日から 255 日である（規制会議または事業者回答がタイムリーに終了し、最終重要度決定通知が発行されるまで）。 ➤ SDP 適時性に関する追加情報は、IMC 0307 App.

			<p>metric is described in IMC 0307, Appendix A, “Reactor Oversight Process Self-Assessment Metrics and Data Trending.” Additional information regarding other process milestones can be found in IMC 0609, Attachment 5, “Inspection Finding Review Board.”</p> <p>...</p>	<p>A「ROP 自己評価の尺度とデータ傾向分析」参照。それ以外のプロセスのマイルストーンに関する情報は IMC 0609 Att. 5「検査指摘事項審査会」参照。</p> <p>✓ 適時性の達成に必要な情報</p> <ul style="list-style-type: none">➤ 利用可能な最良の情報をを用いて SDP の適時性を達成するには、指摘事項の候補が特定された時点以降の事業者情報の効率的な入手が必要。➤ 別紙 1 に、情報が、現在の知識に基づいて利用可能な最良の情報かどうかの判断を支援するガイダンスを示す。➤ 公衆の信頼を維持するには、タイムリーな情報の公表（重要な指摘事項の候補の存在、可能性のある重要度の根拠）が必要。➤ 暫定の SDP 結果から、その評価を変更／確定する上で影響のある情報として何を事業者から求めるべきかが分かる場合がある。➤ SDP 評価は過去に発生したパフォーマンス劣化（通常、直ちに是正される）を評価するものなので、SDP の決定は、特にリスク情報活用 SDPs の場合、許認可プロセスで容認可能とされる不確かさより大きい不確かさがある場合について進められるであろう。
—	—	02.04 Inspection Planning	<p>The SDPs should inform the inspection activities and improve the effectiveness of the inspectors who directly implement the reactor inspection program. Through routine use and application of the SDP tools, inspectors are expected to become more aware of findings of greater significance, with a correspondingly higher likelihood of their identification if they exist. The best means for inspectors, decision-makers, and others to understand plant-specific risk insights, including the reasons for whether a finding is or is not significant, is to understand the SDP tools and regularly discuss them with risk analysts, as needed, for valuable insights.</p> <p>...</p>	<p>NRC</p> <ul style="list-style-type: none">• 02.04 検査計画の作成✓ 検査官への情報提供、検査官等のリスク洞察理解<ul style="list-style-type: none">➤ SDP は、検査官に情報を提供し、検査官の有効性を高めるものであるべき。➤ SDP ツールを日常的に適用することで、検査官はより重要度の大きい指摘事項に気づくようになり、指摘事項があれば特定する可能性が高まる。➤ 検査官、意思決定者、その他にとって、プラント固有のリスク洞察（指摘事項が重要／重要でない理由を含む）を理解する最良の方法は、SDP ツールを理解し、それについて定期的にリスク解析官と議論すること。✓ 検査サンプルの選定<ul style="list-style-type: none">➤ 原子炉安全 SDP は、SDP から事前に得たリスク洞察を活用して適切なリスク情報活用のサンプル選定を行うべき。➤ 検査官は、SPAR、PRIB、SAPHIRE の SDP ワークスペース・モジュール、オンライン内部 SPAR ダッシュボード（SPAR-DASH）や上級リスク解析官（SRA）との議論から得た情報をレビューし

					て、リスク情報活用の検査サンプルを洗い出せる。
—	—	02.05 Responsibility for Significance Determinations	Each SDP result is the sole responsibility of the NRC staff. The SDP is not a consensus process with a licensee or other parties, and no staff/licensee interactions should be construed as a negotiation. The ROP requires the staff to make decisions using best available information in a timely manner and that the bases of SDP results be clear and publicly available to the extent practical and permitted by policy (e.g., security issues). The SDP affords licensees an opportunity to provide available information that may be useful to the staff in arriving at a best-informed decision within a reasonable time. The staff is obligated to be clear about the basis for any SDP result and to consider licensee-provided information. The staff is not obligated to have “proof” of the assumptions made relative to an SDP result basis. Staff engineering or technical judgment is often required, but should be consistent with similar previous circumstances, as appropriate. The staff’s technical judgment should be made objective through its use within the appropriate SDP tool used as a decision framework. However, a licensee may appeal the staff’s decision if the prerequisites of IMC 0609, Attachment 2, “Process for Appealing NRC Characterization of Inspection Findings (SDP Appeal Process)” are met.	NRC ・02.05 重要度決定の責任 ✓ SDP の結果は NRC スタッフのみが責任を負う。SDP は事業者や他の関係者との合意プロセスではなく、スタッフ／事業者のやり取りは交渉ではない。 ✓ ROP は、スタッフが利用可能な最良の情報を用いてタイムリーに意思決定すること、SDP 結果の根拠は明確で現実的に可能かつポリシーで許容されている範囲で（例：セキュリティ問題）公表されることを要求。 ✓ スタッフは、SDP 結果の根拠を明確にし、事業者が提供する情報を考慮する義務がある。 ✓ スタッフは、SDP 結果の根拠に関連してなされた仮定についての「証拠」を持つ義務はない。 ✓ スタッフにエンジニアリング的または技術的判断が求められることがよくあるが、必要に応じて、過去の同様の場合と一致させるべき。 ✓ 事業者は、IMC 0609、添付 2、「NRC の検査指摘事項評価に対する異議申し立てプロセス（SDP 異議申し立てプロセス）」の前提条件を満たす場合、スタッフの決定に異議申し立てできる。	
—	—	02.06 Independence from Other NRC Processes	The significance of inspection findings, as characterized by the SDP, is represented by a color scheme (i.e., Green, White, Yellow, Red) that is consistent with that used for the PIs. The color of an SDP result carries with it an assurance that all of the specific applicable process provisions of the overall SDP have been met. Other forms of significance determination may not have the same process attributes, definitions, or assurances, and therefore should not be characterized using the SDP color scheme. Such other forms may include severity levels of traditional enforcement and other agency probabilistic risk evaluation programs (e.g., Accident Sequence Precursor event or condition evaluations). Keeping the SDP color scheme independent from other forms of significance determination also aids in ensuring clear and consistent public representations that inspection findings with colors are inputs to the ROP assessment of licensee performance.	NRC ・02.06 他の NRC プロセスからの独立 ✓ 指摘事項の重要度は、PI と共通の色分け（緑、白、黄色、赤）により示される。 ✓ SDP 結果の色分けは、SDP 全体の中の該当プロセスに適合したことを保証するものである。 ✓ 別の形式の重要度決定は、プロセス、定義などが異なり、SDP の色分けを適用できない。例えば、伝統的な規制措置における深刻度や他の確率論的リスク評価プログラム（例：ASP 事象／状態評価）がある。 ✓ SDP による色分けを他の重要度決定から独立させることは、色付きの指摘事項が事業者パフォーマンスについての ROP 評価の入力であることを公衆に明確かつ一貫して示すことにも役立つ。	

	—	—	02.07 External Stakeholder Participation in SDP Development and Changes	<p>The ROP was developed with substantial involvement from both internal and external stakeholders, notably increasing openness and acceptance of the ROP. In addition, the ROP is an integrated set of tools and processes in which changes to one component may affect other components. Therefore, changes to the SDP must be carefully considered and, in some cases, it may be beneficial to engage external stakeholders prior to making substantive changes to the SDP or its component tools. Such engagement is not intended to arrive at consensus, but rather to ensure that the staff has considered possible effects which could occur from a substantive change. It is permissible to make changes which, in the judgment of the staff, do not require external stakeholder engagement. For example, changes to SDP guidance documents that are minor or routine in nature, as outlined in SRM-COMSECY-16-0022, “Proposed Criteria for Reactor Oversight Process Changes Requiring Commission Approval and Notification,” would not require external stakeholder engagement.</p>	<p>NRC</p> <ul style="list-style-type: none"> • 02.07 SDP の開発・変更への外部利害関係者の参加 <ul style="list-style-type: none"> ✓ ROP は、内部および外部利害関係者関与の元に開発され、ROP のオープンさと受容性を著しく高めた。 ✓ ROP は、ツールおよびプロセス一式を統合したもので、一つの要素の変更が他の要素に影響する可能性がある。 ✓ したがって、SDP の変更は慎重に検討する必要があり、SDP またはそのツールに主要な変更を加える前に、外部利害関係者の関与を得ることが有益な場合がある。 ✓ そのような関与は、合意を目指すものではなく、主要な変更に伴って生じる影響可能性をスタッフが考慮することを確実化するためのものである。 ✓ スタッフの判断で、外部利害関係者の関与を求めずに変更することも可能。例えば、SDP ガイダンスのマイナーな変更は、外部利害関係者の関与を必要としない可能性がある。(マイナーな変更等は、SRM-COMSECY-16-0022 「委員会の承認および通知を要する ROP 変更に関する判断基準案」参照)
	—	—	<p>03 ADDITIONAL APPLICABILITY FOR SDP TOOLS THAT USE PROBABILISTIC RISK METHODS</p> <p>03.01 Use of Computer-Based Risk Models</p>	<p>Experience with the SRA position since its inception in 1995 has demonstrated that, for experienced senior inspectors, an 18- to 24-month qualification program dedicated to using and understanding risk analysis techniques, is needed. The program provides adequate skills and sufficient understanding to begin performing independent risk analyses using computer-based models. Most risk analysts require several years to fully understand the often-subtle assumptions built into these models. ...</p>	<p>NRC</p> <ul style="list-style-type: none"> • 03. 確率論的リスク手法を使用する SDP ツールのその他の適用性 • 03.01 コンピュータベースのリスクモデル使用 <ul style="list-style-type: none"> ✓ 訓練期間 <ul style="list-style-type: none"> ➢ SRA としての 1995 年からの経験から、上級検査官がリスク解析を使用し理解できるまでには 18 ～24 カ月の資格認定プログラムが必要。 ➢ 殆どのリスク解析者が、モデルに組み込まれた微妙な仮定を十分理解するまでに数年かかる。 ✓ 解析者以外による使用 <ul style="list-style-type: none"> ➢ 解析者以外（例：検査官）にコンピュータベースのツールを提供すると通常「ブラックボックス」として使い、根拠を理解せずに結果を信用してしまう。 ➢ 通常は、専門家訓練を受けたリスク解析者のみが、このツールを使用して、規制の意思決定を支援したり、意思決定者等が結果に影響の大きい仮定や不確かさを理解するのを支援したしている。 ➢ しかし、コンピュータベースのリスクモデルを理解しようとする任意の個人の努力を制限していない。 ✓ 解析者以外への支援

				<ul style="list-style-type: none">➤ コンピュータベースのツール（例：SAPHIRE）は使い勝手や性能が改良されてきた。➤ 検査官や他のスタッフもリスク、PRA、SAPHIREなどのツールに習熟するために訓練や情報源にアクセス可能。➤ SRAsや資格を持つリスク解析者が、質問、ガイダンス、知識管理などの面で利用可能。
—	—	03.02 Importance of a Critical and Open Deliberative Process Leading to Understanding	<p>The reactor safety SDP is intended to openly reveal the underlying assumptions and logic that form the basis for significance determinations. Probabilistic risk analyses are built, most often through a multi-disciplinary effort, upon many assumptions regarding a plant’s design and operation. However, there is little assurance of the appropriateness or adequacy of the particular modeling assumptions that are most influential to a specific SDP result, without the understanding of those who are best able to judge their adequacy. No probabilistic risk model, no matter how detailed, should automatically be accepted without understanding its influential assumptions, limitations, and uncertainties. In particular, when differences exist between the results of risk evaluations using different plant risk models, the principal cause(s) of the differences should be reasonably understood before choosing the most appropriate result that reflects the staff’s best understanding of the issue and the relevant probabilistic modeling assumptions.</p> <p>...</p>	<p>NRC</p> <ul style="list-style-type: none">・03.02 批判的かつオープンな審議プロセスで理解することの重要性<ul style="list-style-type: none">✓ 結果に影響する仮定、限界、不確かさの理解が重要<ul style="list-style-type: none">➤ PRA は、プラントの設計や運転に関わる多数の仮定に基づき構築されている。➤ しかし、特定の SDP 結果に最も影響するモデル上の仮定が妥当かどうかは、その妥当性を最もよく判断できる人の理解がなければ、判断が難しい。➤ PRA モデルは、たとえ詳細でも、影響を及ぼす仮定、限界、不確かさを理解せずに受け入れるべきではない。➤ とくに、異なるモデルによる結果が相違する場合、問題に関するスタッフの理解と確率論的モデルの仮定を最もよく反映した結果を選ぶ前に、その相違の主要原因について合理的な理解を得おくべき。✓ 確率論的「思考の枠組み」の提供とリスクコミュニケーションの促進<ul style="list-style-type: none">➤ SAPHIRE コードのサイト固有モジュールを使用した SDP は、詳細リスクモデルと高い機能レベルで一致する確率論的「思考の枠組み」を提供する。➤ 最も重要なのは、このツールがリスク結果の根拠について、より広く共通理解を得る方法で、検査官、スタッフ、管理者間のリスクコミュニケーションを促進させること。➤ したがって、技術知識の豊富な非解析者も根拠の形成に積極的に参加できる。✓ リスク洞察の提供<ul style="list-style-type: none">➤ SAPHIRE のサイト固有のモジュールの利用は、リスク評価やコミュニケーションツールとしての価値以外に、検査官やスタッフがリスク洞察（risk insights）を得ることにも役立つ。➤ リスク解析者は、リスクモデルの作成、修正、実行を通じて、組み込まれた様々な仮定の影響を理

					<p>解し、リスク洞察を得ている。</p> <p>➤ かつてリスク解析者は、意思決定者や検査官にリスク洞察を伝えるのが非常に難しかった。理由の一部は、そのコミュニケーションがリスク解析者の負担で、一方通行のコミュニケーションの受け手側も時間の制約から表面的な結果以上に理解を深めることが難しかったことがある。</p> <p>➤ 原子炉安全 SDP は、検査官に指摘事項を、SDP を通じて処理させることで、リスク洞察を得る機会を提供する。</p>
	—	—	03.03 Risk-Informed SDP Tools - Specific Principles and Attributes	<p>The principles upon which the risk-informed SDP tools were developed should continue to be met to ensure the consistency and coherence of all probabilistic SDP approaches. In addition to the fundamental attributes for all SDP tools as noted above, any new SDP tool or change to an existing SDP tool using probabilistic risk approaches should be checked against each of the additional specific attributes, as discussed below.</p> <p>a. Risk-informed SDP tools are intended to estimate the risk increase above the nominal baseline level of probabilistic risk (i.e., delta Core Damage Frequency (CDF) or delta Large Early Release Frequency (LERF)) for degraded conditions over a specific exposure time. This attribute is intended to help achieve SDP objectivity. The use of delta CDF and/or delta LERF as risk metrics as well as the concept of using the incremental conditional core damage probability (ICCDP) for evaluating the significance of degraded conditions and initiating events (IEs) caused by licensee performance deficiencies is discussed further in Section 8 of this IMC.</p> <p>...</p>	<p>NRC</p> <p>・03.03 リスク情報活用 SDP ツールー特定の原則および属性</p> <p>✓ リスク情報を活用した SDP ツール開発に関する原則は、今後も維持すべき。</p> <p>✓ 上述の全 SDP ツールに適用される基本属性に加え、新規 SDP ツールの開発や既存 SDP ツールの変更を行う場合、特定の追加属性のそれぞれについて、下記に示すようなチェックを行うべき。</p> <p>a. リスク増分の評価</p> <p>✓ リスク情報を活用した SDP は、特定の暴露期間のリスク増分（ΔCDF や ΔLERF）を評価することを意図している。</p> <p>✓ ΔCDF や ΔLERF の使用、条件付き炉心損傷頻度増分（ICCDP）の使用については、03.08 参照。</p> <p>b. モデルの限界と不確かさ</p> <p>✓ モデルの詳細さに関係なく、モデルには固有の制限と不確かさがあるため、それがリスクの近似であることに変わりはない。</p> <p>✓ 「モデル」という言葉自体、プラントの運転と応答の相互作用の物理的実態を不確かさと不完全さなしに記述出来ないという事実を表している。</p> <p>c. 精査可能で理解可能な結果</p> <p>✓ リスク情報を活用した SDP 結果は、技術的知識の豊富な利害関係者から見てロジックと仮定の観点から理解可能なものでなければならない。</p> <p>✓ それは次のことに役立つ：(1) 無効な仮定の確実な検出、(2) 解析の限界の明確化、(3) 特定の結果を得るための意図的な解析の操作の防止。</p> <p>✓ リスク解析の重要な仮定を吟味し、異議を唱えるか受け入れるか判断するには、知識豊富な利害関</p>

					<p>係者間の審議プロセスに参加する必要がある。</p> <p>d. スクリーニング質問</p> <ul style="list-style-type: none">✓ リスク情報を活用した SDP ツールのスクリーニング質問およびロジック（例：フェーズ 1）は、安全上の重要度が非常に低い（「緑」）と確信できる結果を迅速に洗い出すことを目指すべき。✓ スタッフは、「緑」より大きいと判断されたすべての SDP 結果について、適切な正当性を説明する責任を負う。 <p>e. 追加的な SDP ツール（フェーズ 2）</p> <ul style="list-style-type: none">✓ 該当する場合、リスク情報を活用した追加的な SDP ツール（例：フェーズ 2）は、可能な限り、検査官に使用可能で、リスクコミュニケーションや検査計画作成ツールとして使用可能な、簡単に保守的なリスク情報活用プロセスを提供すべき。✓ スタッフの基本的な理解は、資格を持つリスク分析者によりコンピュータベースの詳細なリスクモデルを使用して確認されることがある。 <p>f. 詳細なリスク評価（フェーズ 3）</p> <ul style="list-style-type: none">✓ 詳細なリスク評価は、緑を超える指摘事項に対して実行され、対象の指摘事項について不正確または不完全と分かっているフェーズ 2 モデリングの仮定に対処すべき。✓ 詳細なリスク評価には、資格のあるリスク解析者のサポートが必要である。 <p>g. 詳細なリスク評価に費やすリソース</p> <ul style="list-style-type: none">✓ 潜在リスクが大きい状態の根拠に関する利害関係者の理解を深める場合、特に検査指摘事項が緑を超える場合、SDP 評価を行うため大きいリソースを要することは、通常、適切と見なされる。✓ ただし、SDP の適時性を考慮すると、スタッフが解析の改良またはレビューのためのさらなる努力を中止し、限界と不確実さを認識し、入手可能で最も良い情報、合理的な技術的判断または確率論的判断を使って、最終決定に進むことが適切である。 <p>h. コミュニケーションのツール</p> <ul style="list-style-type: none">✓ 検査官と解析官は、検査指摘事項の重要度に関する評価をコミュニケーションツールとして、でき
--	--	--	--	--	---

				<p>るだけ早い機会に利用し、指摘事項における潜在的な重要度について事業者および NRC 幹部と話し合う必要がある。</p> <p>✓ 検査官自らは、事業者に特定の解析を行うような要求をしてはならない。</p> <p>i. SDP 結果に対する疑問の提示</p> <p>✓ SDP の結果に関連して、検査官と解析官は関連性があり、影響のある仮定については適宜問いかける必要がある。</p> <p>✓ 特に、最終の重要度決定を行う前に、リスクモデル間の違いを適切に理解する必要がある。</p> <p>j. SDP に関する技術的判断</p> <p>✓ 確率論的手法を活用した SDP ツールでスタッフが行うすべての技術的判断は、利用可能で最も良い情報を使って、明らかに「合理的」かつ理にかなったものとして、観察可能な根拠を持つ必要があり、保守的および非保守的の両方に当てはまる不確実さがあるという理由だけで、意図的に保守的なバイアスをかけてはならない。</p> <p>✓ このアプローチにより、SDP 評価で行われる影響のある仮定が可能な限り現実的ものに合致する。</p>
—	—	04 RISK-INFORMED VERSUS RISK-BASED	<p>The reactor safety SDP is considered to be risk-informed,² not risk-based, and supportive of the Commission Policy on Use of Probabilistic Risk Assessment Methods in Nuclear Regulatory Activities (1995). As defined in SRM SECY-98-144, revision 1, dated March 1, 1999, a “risk-based” approach to regulatory decision-making is one in which such decision-making is solely based on the numerical results of a risk assessment. Under this definition, the approach taken by the ROP (for both PIs and the SDP, where appropriate) might be considered “risk-based.” However, the SDP is considered risk-informed by virtue of the expectation that SDP result bases are sufficiently understood by those technically knowledgeable persons (such as inspectors and technical staff) who are best positioned to critically examine the most influential probabilistic and technical assumptions, as well as by the decision-makers. Conversely, if decisions are made without an understanding appropriate to the objectives of the ROP, they are risk-based.</p> <p>...</p>	<p>NRC</p> <p>・ 04 リスク情報活用とリスクベース</p> <p>✓ 原子炉安全 SDP は、リスクベースではなく、リスク情報を活用したものである</p> <p>✓ この SRM でさらに定義されているように、「リスク情報を活用した」アプローチでは「その他の（不特定の）因子」を考慮する必要がある。</p>

	—	—	05 PERFORMANCE DEFICIENCIES AND DEGRADED CONDITIONS	<p>The operation of a nuclear power plant poses risk to the public. This risk is maintained at an acceptable level to assure public health and safety via compliance with NRC regulations and associated license requirements and implementation of good operating practices. As such, each reactor unit has a “baseline” CDF and LERF risk. This “baseline” provides a reference point from which a divergence is measured. In cases where there is an increase in risk above the baseline, this divergence is described as a degraded condition. The term “degraded condition” is intended to describe a reduction in the qualification or functionality of a structure, system or component (SSC) associated with the safety or security of the reactor plant, or other attributes related to all cornerstones. Degraded conditions can be categorized in two ways; those that are caused by deficient licensee performance and those that are caused by random events not associated with deficient licensee performance. Although both situations can contribute to an increase from the baseline risk, the SDP only focuses on the degraded conditions caused by deficient licensee performance.</p> <p>...</p>	<p>NRC</p> <ul style="list-style-type: none">• 05 パフォーマンス劣化と劣化状態<ul style="list-style-type: none">✓ 原子力発電所の運転は、一般公衆へのリスクを考慮する必要がある。✓ 各原子炉には「ベースライン」 CDF および LERF リスクがある。✓ 「劣化状態」という用語は、原子炉プラントの安全性またはセキュリティに関連する構築物・系統・機器（SSC）の適格性または機能、またはすべてのコーナーストーンに関連するその他の属性の低下を表す。✓ 劣化状態とパフォーマンスの欠陥の関係が特定された場合、検査スタッフは、事業者パフォーマンスの欠陥が劣化状態の直接の原因であった理由を説明する必要がある。
	—	—	06 THE INDEPENDENCE OF INSPECTION FINDINGS	<p>Inspection findings are independent entities. As such, each finding, which has been determined to be the proximate cause of a particular degraded condition, is assessed on its own. In cases where an inspection finding was the proximate cause of multiple degraded conditions, the collective risk impact of the degraded conditions determines the increase in safety or security significance. When multiple inspection findings having different proximate causes are determined to be separate and independent, yet cause degraded conditions that overlap in time, the SDP will treat each of them independently. In other words, if there are two independent findings that are present during the same period of time, one of the degraded conditions is assessed for safety or security significance while the other degraded condition is assumed not to be in effect (i.e., in its nominal or baseline state and vice versa).</p> <p>...</p>	<p>NRC</p> <ul style="list-style-type: none">• 06 指摘事項の独立性<ul style="list-style-type: none">✓ 検査指摘事項は、独立したものである。したがって、特定の劣化状態の直接原因であると✓ SDP は事業者パフォーマンスの欠陥によって引き起こされる劣化状態の重要度評価にのみ焦点を当てており、計画されたメンテナンスや試験のために使用されていない機器、予期しない故障、または予期しない初期事象によって引き起こされる劣化状態は対象としていない。判断された各検査指摘事項は、個別に評価される。
	—	—	07 TREATMENT OF UNCERTAINTY AND RISK-INFORMED DECISION-MAKING	<p>As a tool for making risk-informed decisions in the ROP, the SDP inherently deals with incomplete information (i.e., uncertainty). In order to make effective decisions, appropriate consideration of uncertainty needs to be</p>	<p>NRC</p> <ul style="list-style-type: none">• 07 不確かさの処理およびリスク情報活用意思決定<ul style="list-style-type: none">✓ ROP でリスク情報を活用した意思決定を行うツールとして、SDP は本質的に完全でない情報（すなわ

			<p>applied at all stages of the process. Consideration of uncertainty was built into the overall framework in three distinct ways. First, the four significance thresholds of Green, White, Yellow, and Red provide sufficient margin between the threshold boundaries to account for variability in the assumptions used in the evaluation. Secondly, the staff’s determination of the most appropriate and reasonable assumptions, where they significantly influence the SDP outcome, relies on an understanding of both the technical basis for each assumption and each assumption’s relative influence on the SDP result. The openness of the SDP is designed to allow people with relevant technical knowledge to understand the basis for risk significance and, as appropriate, participate in formulating an appropriate decision. Thirdly, the openness of the SDP also encourages an understanding of any known incompleteness in the evaluation.</p> <p>...</p>	<p>ち不確実さ）を扱う。</p> <ul style="list-style-type: none">✓ 効果的な意思決定を行うには、プロセスのすべての段階で不確実さを適切に考慮する必要がある。✓ 次に、スタッフが SDP の結果に大きく影響する最も適切で、合理的な仮定を決定するには、各仮定の技術的根拠と、各仮定が SDP の結果に及ぼす相対的な影響の両方を理解している必要がある。✓ 最終的に、事業者パフォーマンスの欠陥の重要度における最終判断は、SERP がその責任を負う。
—	—	08 QUANTITATIVE RISK METRICS OF CORE DAMAGE FREQUENCY AND LARGE EARLY RELEASE FREQUENCY 08.01 Technical Basis for CDF and LERF Metrics	<p>The CDF and LERF metrics were adopted from RG 1.174 to characterize the safety significance of inspection findings and PIs for use in the NRC’s Assessment Program. These quantitative risk metrics were chosen to establish risk-informed thresholds for applicable inspection findings and PIs in the reactor cornerstones so that indications of degraded performance could be assessed as equivalent performance metrics. More discussion on the chosen risk metrics and associated thresholds is provided in IMC 0308, “Reactor Oversight Process Basis Document.”</p> <p>To determine the significance of inspection findings, the SDP determines the increase in the baseline risk of a facility caused by the performance deficiency. This baseline risk can be referred to as the annual CDF and LERF because it represents the frequency of an occurrence event of core damage or large early radiological release on a per year basis.</p>	<p>NRC</p> <ul style="list-style-type: none">・ 08 炉心損傷頻度および大規模早期放出頻度の定量的リスク評価尺度・ 08.01 CDF と LERF の評価尺度の技術的根拠<ul style="list-style-type: none">✓ CDF、LERF 指標は、NRC の評価プログラムで使用するために、検査指摘事項と PI の安全上重要度を評価するために RG 1.174 から採用された。
—	—	08.02 Treatment of Degraded Conditions and Initiating Events	<p>The SDP is designed to estimate the risk increase from a degraded condition. The degraded condition may be for example the unavailability of equipment or the degradation of safety functions. For the SDP, the baseline (also referred to as the nominal or annual) CDF takes into account equipment that is removed from service for testing and maintenance at their nominal values. The additional risk due to deficient licensee performance must be</p>	<p>NRC</p> <ul style="list-style-type: none">・ 08.02 劣化状態および起因事象の取扱い<ul style="list-style-type: none">✓ SDP は、劣化状態によるリスクの増大を予測するように設計されている。✓ 劣化状態とは、例えば、機器が使用できない状態や安全機能が低下している状態などである。✓ 劣化状態の評価では、劣化状態の期間（すなわち、露出時間）に応じて新しいリスクレベルが決定され

				<p>dependent on the performance deficiency and not the particular plant operational configuration during which the issue occurred. Therefore, if a degraded equipment or function is identified to exist simultaneously with other equipment outages for maintenance or testing, the SDP evaluation will treat these outages as nominal maintenance and test unavailability since they are not associated with the performance deficiency.</p> <p>...</p>	<p>る。</p> <ul style="list-style-type: none">✓ 起因事象（IE） が事業者パフォーマンスの欠陥によって引き起こされた場合、SDP は施設のベースラインリスクの増大を評価する。✓ このアプローチの全体的な結果は、条件付き炉心損傷確率（CCDP）推定値で表される。✓ ベースライン CDP は、通常の起因事象頻度と、起因事象発生の影響を受ける他の全設備の故障確率を使用して計算される確率推定値である。✓ ICCDP 推定値は、起因事象の開始後、通常の 24 時間の継続時間におけるプラントのリスク増分を表す。
	—	—	09 USE OF THE RISK ASSESSMENT STANDARDIZATION PROJECT (RASP) HANDBOOK	<p>Specific guidance and best practices in the use of PRA methods to assess the significance of performance deficiencies are provided in the RASP Handbook, Volume 1, Internal Events which can be accessed at this Web link: https://www.nrc.gov/reactors/operating/oversight/program-documents.html</p> <p>The RASP Handbook, “Risk Assessment of Operational Events,” is a document of methods and guidance that NRC staff should use to achieve more consistent results when performing risk assessments of operational events and licensee performance issues. The principal users of the RASP Handbook are SRAs and headquarters risk analysts involved with event and condition assessments. The RASP Handbook, Volume 1 provides guidance on risk analysis methods such as Common Cause Failure analysis, Human Reliability Analysis, and initiating event analyses.</p>	<p>NRC</p> <ul style="list-style-type: none">• 09 リスク評価標準プロジェクト（RASP）ハンドブックの活用<ul style="list-style-type: none">✓ パフォーマンス欠陥の重要度を評価するための、PRA 手法の使用に関する具体的なガイダンスと良好事例は、RASP ハンドブック第 1 巻「内部事象」に記載されている。✓ RASP ハンドブック「運転事象のリスク評価」は、運転事象や事業者パフォーマンス問題のリスク評価を行う際に、より一貫性のある結果を得るために、検査官が使用すべき方法とガイダンスをまとめた文書である。
参考文献		—	References	<ul style="list-style-type: none">• Commission Policy Statement, “Safety Goals for the Operation of Nuclear Power Plants,” August 21, 1986• Commission Policy Statement, “Use of Probabilistic Risk Assessment Methods in Nuclear Regulatory Activities,” August 16, 1995 <p>...</p>	<p>NRC</p> <ul style="list-style-type: none">• 参考文献
別紙・附属書		—	Exhibits	Exhibit 1: Best Available Information Decision Guide	<p>NRC</p> <ul style="list-style-type: none">• スタッフが利用可能な最良情報かどうかを判断するためのガイド<ul style="list-style-type: none">✓ 利用可能な最良の情報の定義（IMC 0609）✓ 適時性✓ 良い規制の原則を支える利用可能な最良の情報の使用✓ 情報源✓ 情報の品質✓ 情報の価値

		Appendices	<ul style="list-style-type: none">• Appendix A Technical Basis for the At-Power Significance Determination Process• Appendix B Technical Basis for Emergency Preparedness Significance Determination Process...• Appendix M Technical Basis for the Significance Determination Process (SDP) Using Qualitative Criteria• Appendix N Reserved	NRC <ul style="list-style-type: none">• 各 SDP ツールの技術的根拠のリスト（付録 A～M）
改訂情報	—	Revision History	Description of Change	<ul style="list-style-type: none">• 改訂履歴 6 回記載あり

3.3.5 IMC 0308 Att.3 App. A 「Technical Basis for the At-Power Significance Determination Process」における日米検査ガイドの相違点等の分析およびその明確化の結果

(注) IMC 0308 Att. 3, App. A は、IMC 0609 App. A (出力運転時 SDP) の技術的根拠を記載したものである。IMC 0308 シリーズに対応する原子力規制庁の検査ガイドはないが、SDP の検査ガイドは日米で対応するものがある (IMC 0609 App. A には、原子力規制庁の GI0007 付属書 1 が対応、とくにスクリーニング質問は共通)。そこで、通常の実査ガイドと技術的根拠を記載した検査ガイドがどのように違うかを例示するために、表 3.3-5 に上記原子力規制庁の検査ガイドと NRC の技術的根拠の検査ガイドとの対比を参考として示した。原子力規制庁と NRC で共通のスクリーニング質問に対して、NRC の技術根拠にどのようなことが書かれているかの概要を備考欄にまとめた。なお、ボリュームの観点から、「3.1.1 起因事象スクリーニング質問の技術的根拠 (A～E)」を代表例として示し、以下は同様に省略した。

3.3.5.1 適用範囲

原子力規制庁 (参考比較)

・適用範囲

- ✓ 原子力検査官が、プラント出力運転時に影響を及ぼす検査指摘事項に対して、スクリーニングに関する質問を使用し、重要度評価で「緑」と判断できるか、詳細リスク評価が必要か、または、他の適用可能な付属書へ移行するかを判断するための簡易的な方法および基準を示す

NRC

・目的

- ✓ IMC 0609 A (出力運転時 SDP : 出力運転時の指摘事項 (起因事象、緩和系、バリア健全性 CSs 内) のリスク重要度を評価するために使用されるリスク分類プロセスの技術的根拠を示す。

・背景

- ✓ ROP 開始時より出力運転時 SDP は 3 フェーズ・アプローチを採用している。
 - フェーズ 1 : スクリーニング
 - フェーズ 2 : リスク上の重要度評価
 - フェーズ 3 : より詳細な解析 (フェーズ 2 の特殊ケースで追加解析が必要な場合)
- ✓ 従来、プラント毎の事前解析結果表とリスク情報ノートブックを活用してきた。しかし、設備変更、それに伴うリスクモデル変更への対応が容易でない。そのため、SAPHIRE (Systems Analysis Programs for hands-on Integrated Reliability Evaluations) コードを利用したプラント別 SPAR (Standardized Plant Assessment Risk) モデルの採用に切り替えた。
- ✓ 従来のリスク情報活用ノートブックは、トレイン・レベルのモデルで、事業者の PRA モデルと比較評価した上で、確率のオーダーを示すツールとして活用する。

- ✓ SPAR モデルは機器レベルのモデルで、事業者の PRA モデルとやはり比較評価されている。また、一般的なデータとプラント固有のデータを組み合わせて活用している（NUREG/CR-6928「米国原子力発電所の産業界平均の機器パフォーマンスおよび起因事象」を活用）。

3.3.5.2 開始条件

原子力規制庁（参考比較）

- ・スクリーニング質問の大分類を列挙している。
 - ✓ 別紙 1 発生防止のスクリーニングに関する質問
 - ✓ 別紙 2 拡大防止・影響緩和のスクリーニングに関する質問
 - ✓ 別紙 3 閉じ込めの維持のスクリーニングに関する質問
 - ✓ 別紙 4 外部事象のスクリーニングに関する質問

3.3.5.3 SDP の技術的根拠

NRC

- ・ 03. 出力運転時 SDP の技術的根拠
 - ✓ 次の 2 セクションに大別される。
 - 03.01 スクリーニング質問の技術的根拠
 - 03.02 詳細なリスク評価の技術的根拠
 - ・ 03.01 スクリーニング質問
 - ✓ 確立の経緯および注意事項
 - 効率化のため、プロセスの初期段階でリスク上最小の影響を持つ指摘事項（緑）を振るい落とす
 - ROP 導入前に、このプロセスの簡単なテストを実施する。事故シーケンス前兆事象（ASP）で重大な炉心損傷の可能性があった事象を分析し、13 プラントに影響した条件付き炉心損傷確率（CCDP） $>10E-6$ の事象を特定、これらが無事スクリーニング質問を通過し、詳細なリスク評価（DRE）対象となることを確認する。
 - ROP の実施経験を踏まえ、質問は明確化され洗練された。新しい質問も追加された。ただし、プロセスのテストをやり直すほどの変更ではなかった。
 - しかし、質問が網羅的でないと認識しており、質問から指摘事項が「緑」となっても、スタッフがリスク上重要な可能性があると考える場合、DRE を実施する余地がある。

3.3.5.4 スクリーニング質問の技術的根拠

原子力規制庁（参考比較）

（「発生防止のスクリーニングに関する質問」）

NRC

03.01.01 起因事象スクリーニング質問の技術的根拠（A～E）

・ A. LOCA の起因事象

✓ LOCA 開始要因スクリーニング質問の裏付け情報

- 起因事象コーナーストーンは、起因事象を生じるまたは起因事象の発生可能性を増加させる指摘事項に注目する。
- 指摘事項がいつ LOCA の頻度を増やすかは容易に分からない。
- RCS バウンダリの重大な劣化をもたらす As-found 状態が LOCA の頻度に与える影響を評価すべきである。
- Davis Besse 炉容器頂部劣化の指摘事項がその一例で、劣化が LOCA の頻度に影響したと判断された。

✓ 質問 A.1 の技術的根拠

- RCS の過剰漏洩を生じる可能性があった劣化状態を DRE による更なる評価対象とするための質問
- RCS 漏洩が通常補給能力の範囲内であれば ECCS を必要とせずリスクは低い。
- SDP では、小 LOCA は RCS の蒸気または液体（配管）破断と定義。一方、SGTR は、通常の充填ラインによる補給能力を超える(PWR)または制御棒駆動（CRD）ポンプ流量を超える（BWR）。
- 通常、補給水流量は、状況に応じて、制御室から非常用ポンプまたはミニマム・レットダウン・フローを操作する必要がある。
- 炉容器の破壊（圧力・温度制限値、加圧熱衝撃（PTS）など）防護に関わる指摘事項は、バリア健全性コーナーストーンの下で評価すべき。

✓ 質問 A.2 の技術的根拠

- LOCA の緩和に使用する SSCs（例：ECCS）の故障を生じる可能性がある RCS 漏洩に関わる劣化状態を DRE による更なる評価対象とするための質問
- これに関する指摘事項は、LOCA の発生可能性と ECCS 故障確率の両方を増やす可能性があるので DRE による詳細評価の対象となる。
- 例えば、このような状態は、RCS からインターフェーシング・システム（例：ECCS）に漏洩した場合に発生する。
- 別の例として、ECCS トレインの自動起動能力を低下させる計装ラインの漏洩がある。ECCS トレインの自動起動の不能は、そのトレインの機能喪失と見なされ、DRE の実施を要する。

・ B. 過渡状態の開始要因

✓ 質問 B の技術的根拠

- プラント・トリップに対応する設備に影響しない過渡状態の開始要因となる SSCs に関する指摘事項を緑として選別するための質問
- 過渡状態の開始要因は、原子炉トリップまたはスクラムを生じる SSC である。
- 過渡状態を開始させた SSC がトリップへの対応も信頼されている場合、指摘事項は DRE による更なる評価を必要とする。
- 起因事象の緩和に使用されるとともに起因事象を生じさせる SSCs の二重の働きは、その SSCs のリスク上の重要度を高める。
- 緩和設備でもあり過渡事象の開始要因でもある例として、主給水喪失、復水器ヒートシンク喪失、外部電源喪失（LOOP）などがある。この種の起因事象は、DRE による評価対象となる。
- 例えば、多くのプラントで見られる複雑でない給水喪失の ΔCDF は、 $1E^{-6}$ より大き

い。

・ C. 支援系開始要因

✓ 支援系開始要因に関する質問の裏付け情報

- 支援系開始要因には、その故障がプラント・トリップを生じさせる可能性があるとともに、そのプラント・トリップへの対応に使用されるフロントライン・システムを支援する SSCs が含まれる。
- 典型的な支援系開始要因には、機器冷却水、サービス水、AC 電源、DC 電源、計装空気が含まれる。
- フロントライン・システムは、重要な安全機能を提供する系統を意味する。
- プラント固有の支援系開始要因は、プラント・リスク情報電子ブック (Plant Risk Information e-Book : PRIB) に示されている。
- 支援系は、非フロントライン・システムもしばしば支援する。
- 非フロントライン・システムを支援する能力のみに影響する支援系の劣化状態は、支援系開始要因とはみなされず、この質問で評価すべきではない。
- プラント・トリップの確立を増加させない支援系の劣化も支援系開始要因とはみなされず、この質問で評価すべきではない。
- 支援系の指摘事項のうち支援系開始要因でないものは、緩和系コーナーストーンの下で評価すべき。

✓ 質問 C.1 の技術的根拠

- 支援系開始要因（プラント・トリップを生じる可能性がある支援系の問題）の実際の完全または部分喪失に関わる指摘事項は DRE による詳細評価の対象とするための質問
- 完全な喪失とは系統の全トレインの喪失、部分喪失とは系統の 1 トレインの喪失を意味する。
- 指摘事項が支援系開始要因に関係するが、支援系の完全または部分喪失を生じない場合、C.2 の質問で評価すべき。
- 支援系起因要因が起因事象と緩和系の二重の働きをする場合、その SSCs はリスク上の重要度が高まる。この種の起因事象は、DRE により評価すべき。

✓ 質問 C.2 の技術的根拠

- 支援系の完全または部分喪失（C.1 の質問）を生じず、支援系の完全喪失発生可能性を増加させない支援系開始要因に関わる指摘事項を緑とするための質問
- 指摘事項が支援系の完全喪失の発生可能性を増加させる場合、その事象の起因事象頻度が変わる可能性があるので、DRE を実施すべき。
- 指摘事項が支援系開始要因に影響するが、支援系の実際の喪失や支援系喪失の発生可能性の増加を生じない場合、その指摘事項のリスクは小さいと見込まれる。

・ D. 蒸気発生器伝熱管破断 (SGTR)

✓ 質問 D.1 の技術的根拠

- SGT が構造健全性性能基準（一般に通常全出力安定運転状態における伝熱管全範囲の差圧の 3 倍、 $3\Delta P_{NO}$ ）に違反した状態に関わる指摘事項を付録 J による詳細評価対象とするための質問
- この種の状態は、高圧時の破損、ドライ SG 炉心損傷シーケンスに至る可能性が高まり、これらの頻度は年間 $1E-5$ の低いレベルになる。緑を超える可能背が高く、更なる評価が妥当である。

- ✓ 質問 D.2 (1 台以上の SG が事故時漏洩性能基準に違反しているか？ (この質問は原子力規制庁検査ガイドにない)) の技術的根拠
 - 事故時漏洩の制限値は、設計基準事故時の 10CFR100 の線量ガイドラインに適合するように設定されている。
 - 制限値を超える事故時漏洩に関わる指摘事項は、広範囲の漏洩率から緑を超えるリスク上重要な結果を生じる可能性がある。
- E. 外部事象開始要因
 - ✓ 質問 E の技術的根拠
 - 火災および内部溢水事象の頻度に影響しない外部事象開始要因は緑とするための質問
 - 起因事象コーナーストーンでは、対象となる外部事象は火災と内部溢水に限定されている。
 - 火災および溢水は、複数のエリアおよび SSCs に影響する可能性があり、指摘事項のリスク上の重要度を高める。
 - 起因事象コーナーストーンでは、他の外部事象は、事業者がその種の事象 (例：竜巻、ハリケーン) をコントロールできないため、適用対象外である。
- 以下、同様に次の項目について技術的根拠を説明する (質問は原子力規制庁検査ガイドに同じ)。
- ✓ 03.01.03 バリア健全性スクリーニング質問の技術的根拠
- ✓ 03.01.04 外部事象スクリーニング質問の技術的根拠
- さらに、詳細なリスク評価 (DRE) の技術的根拠を記載 (原子力規制庁検査ガイドには記載なし)
 - ✓ SPAR モデルの使用
 - ✓ SPAR モデルのアップデート
 - ✓ SPAR モデルのピアレビュー
 - ✓ SAPHIRE コードの利用および検証

3.3.5.4 参考文献

NRC

- 参考文献を記載している。

3.3.5.5 改訂情報

NRC

- 改訂履歴 (発行日、ML 番号、改訂の概要)
- 本文中で、改訂箇所を赤字で表示している。

表 3.3-5 原子力規制庁検査ガイドと米国 NRC 検査ガイド IMC0308 Att.3, App. A の比較調査結果：主な相違点のまとめ

原子力規制庁検査ガイド		米国 NRC 検査ガイド		両者間の主な相違点
【ガイド】－ （参考）原子力安全に係る重要度評価に関するガイド、附属書 1、出力運転時の検査指摘事項に対する重要度評価ガイド（GI0007_附属書 1_r2） （2022/06/16）（改正 2：記載の適正化）（10 頁） （注）IMC 0308 Att. 3, App. A は、IMC 0609 App. A（出力運転時 SDP）の技術的根拠を記載したものである。IMC 0308 シリーズに対応する原子力規制庁検査ガイドはないが、SDP の検査ガイドは日米で対応するものがある（IMC 0609 App. A には、原子力規制庁の GI0007 付属書 1 が対応、とくにスクリーニング質問は共通）。そこで、通常の検査ガイドと技術的根拠を記載した検査ガイドがどのように違うかを例示するために、上記原子力規制庁の検査ガイドを対比の参考として示す。原子力規制庁と NRC で共通のスクリーニング質問に対して、NRC の技術根拠にどのようなことが書かれているかの概要を備考欄にまとめた。ただし、ボリュームの観点から、「3.1.1 起因事象スクリーニング質問の技術的根拠（A～E）」を代表例として示し、以下は同様として割愛した。		【ガイド】IMC 0308 Att.3, App. A, Technical Basis for the At-Power Significance Determination Process （Issue Date: 11/30/20, Effective Date: 01/01/2021）（20 頁）		
項目	主な内容	項目	主な内容	
図書全体構成	表紙 目次 本文 別紙・附属書 改訂情報	図書全体構成	表紙 本文 参考文献 改訂情報	－
本文	適用範囲	Purpose	This appendix to Inspection Manual Chapter (IMC) 0308, Attachment 3, “Technical Basis for the Significance Determination Process” provides a technical basis for the risk categorization process used to estimate the risk significance of inspection findings at-power (within the safety cornerstones of initiating events, mitigating systems, and barrier integrity) as described in IMC 0609, Appendix A, “At Power Significance Determination Process.”	原子力規制庁（参考比較） ・適応範囲 ✓ 原子力検査官が、プラント出力運転時に影響を及ぼす検査指摘事項に対して、スクリーニングに関する質問を使用し、重要度評価で「緑」と判断できるか、詳細リスク評価が必要か、または、他の適用可能な附属書へ移行するかを判断するための簡易的な方法および基準を示す NRC ・目的 ✓ IMC 0609 A（出力運転時 SDP：出力運転時の指摘事項（起因事象、緩和系、バリア健全性 CSs 内）のリスク重要度を評価するために使用されるリスク分類プロセスの技術的根拠を示す
		Background	Since the initial implementation of the Reactor Oversight Process (ROP), the at-power SDP has involved a three phased approach. The initial phase (Phase 1) was designed to screen findings of low risk significance to green to allow the staff to focus more resources on risk significant findings. The second phase (Phase 2) was designed to estimate the risk	NRC ・背景 ✓ ROP 開始時より出力運転時 SDP は 3 フェーズ・アプローチを採用 ➤ フェーズ 1：スクリーニング ➤ フェーズ 2：リスク上の重要度評価 ➤ フェーズ 3：より詳細な解析（フェーズ 2 の

				<p>significance of the finding, provide an engineering understanding of the finding, and serve as an additional screening tool to identify low risk significant findings that did not screen out in the initial phase. The at-power Phase 2 process consisted mainly of site-specific pre-solved tables and risk-informed notebooks which, from a high level, were a set of tables and guidance designed using risk insights from the licensee’s risk model. The third phase (Phase 3) was designed to add specificity to the Phase 2 risk evaluation if needed (i.e., provide more detailed analyses, reduce uncertainties, etc).</p> <p>...</p>	<p>特殊ケースで追加解析が必要な場合)</p> <p>✓ 従来、プラント毎の事前解析結果表とリスク情報ノートブックを活用してきた。しかし、設備変更、それに伴うリスクモデル変更への対応が容易でない。そのため、SAPHIRE (Systems Analysis Programs for hands-on Integrated Reliability Evaluations) コードを利用したプラント別 SPAR (Standardized Plant Assessment Risk) モデルの採用に切り替えた。</p> <p>✓ 従来のリスク情報活用ノートブックは、トレイン・レベルのモデルで、事業者の PRA モデルと比較評価した上で、確率のオーダーを示すツールとして活用。</p> <p>✓ SPAR モデルは機器レベルのモデルで、事業者の PRA モデルとやはり比較評価されている。また、一般的なデータとプラント固有のデータを組み合わせて活用している (NUREG/CR-6928「米国原子力発電所の産業界平均の機器パフォーマンスおよび起因事象」を活用)。</p>
	開始条件	<p>本附属書に記述される重要度評価は、「GI0007 原子力安全に係る重要度評価に関するガイド」添付 1「検査指摘事項の初期評価」の手順を経た後に実施される。</p> <p>別紙 1 発生防止のスクリーニングに関する質問</p> <p>別紙 2 拡大防止・影響緩和のスクリーニングに関する質問</p> <p>別紙 3 閉じ込めの維持のスクリーニングに関する質問</p> <p>別紙 4 外部事象のスクリーニングに関する質問</p>	—	—	<p>原子力規制庁（参考比較）</p> <ul style="list-style-type: none">・スクリーニング質問の大分類列举✓ 別紙 1 発生防止のスクリーニングに関する質問✓ 別紙 2 拡大防止・影響緩和のスクリーニングに関する質問✓ 別紙 3 閉じ込めの維持のスクリーニングに関する質問✓ 別紙 4 外部事象のスクリーニングに関する質問 <p>NRC</p> <ul style="list-style-type: none">・とくに列举はなく、03 にてブレイクダウンを直接示す
	基本的な構成	—	03. Technical Basis for the At-Power SDP	<p>The technical basis for the at-power SDP is divided into two sections. The first section (03.01) provides a technical justification for the screening questions. The screening questions are categorized by safety cornerstone and provide a logical series of questions to determine if a finding can be characterized as having low safety significance. The second section (03.02) provides technical justification for the detailed risk evaluation (DRE). In contrast to the site-specific pre-solved tables and risk-informed notebooks, which had a robust and detailed technical justification in this</p>	<p>NRC</p> <ul style="list-style-type: none">・03. 出力運転時 SDP の技術的根拠✓ 次の 2 セクションに大別<ul style="list-style-type: none">➤ 03.01 スクリーニング質問の技術的根拠➤ 03.02 詳細なリスク評価の技術的根拠

			IMC, the detailed technical justification for SAPHIRE and the site-specific SPAR models can be found in a variety of staff documentation (e.g., NUREGs). As such, only an overview of the technical justification is provided in this IMC.	
技術的な根拠	—	03.01 Technical Basis for the At-Power Screening Questions	<p>The initial screening is intended to screen out those findings that have minimal impact on risk early in the process as an efficiency measure. The at-power screening questions apply to the reactor safety cornerstones of initiating events, mitigating systems and barrier integrity. To support the issuance of SECY 99-007A, the staff performed a simple sensitivity test of the at-power inspection finding screening process. The test was designed to ensure that findings with proven risk importance would not be screened out by the process. The staff reviewed the 1996 accident sequence precursors (ASP) to potential severe core damage events. In 1996, the NRC identified in NUREG/CR-4674, Vol. 25, fourteen precursors with a conditional core damage probability (CCDP) greater than 1E-6 affecting thirteen units. In all there were seven at power precursor events involving initiating events and six at power precursor events involving the unavailability of mitigating systems. All of the risk significant ASP events and degraded conditions successfully made it past the screening questions and would have required further evaluation using a DRE. This sensitivity test that was used during the initial development stages of the ROP provides a level of confidence that potentially risk significant inspection findings will not be inadvertently screened out early in the process and will receive a more detailed level of evaluation.</p> <p>...</p>	<p>NRC</p> <ul style="list-style-type: none">・ 03.01 スクリーニング質問<ul style="list-style-type: none">✓ 確立の経緯および注意事項<ul style="list-style-type: none">➤ 効率化のため、プロセスの初期段階でリスク上最小の影響を持つ指摘事項（緑）を振るい落とす➤ ROP 導入前に、このプロセスの簡単なテストを実施。事故シーケンス前兆事象（ASP）で重大な炉心損傷の可能性があった事象を分析し、13 プラントに影響した条件付き炉心損傷確率（CCDP）＞10E-6 の事象を特定、これらが無事スクリーニング質問を通過し、詳細なリスク評価（DRE）対象となることを確認。➤ ROP の実施経験を踏まえ、質問は明確化され洗練された。新しい質問も追加された。ただし、プロセスのテストをやり直すほどの変更ではなかった。➤ しかし、質問が網羅的でないと認識しており、質問から指摘事項が「緑」となっても、スタッフがリスク上重要な可能性があると考える場合、DRE を実施する余地がある。➤ 以下、各スクリーニング質問の根拠を示す。質問は IMC0609A と同じ質問である。各質問に、その根拠と裏付け情報を示す。裏付け情報がそのテーマに関する一般的な情報の場合、テーマの後、各質問の前に、示した。
発生防止のスクリーニングに関する質問	<p>発生防止のスクリーニングに関する質問</p> <p>A.原子炉冷却材喪失事故（LOCA）の起因となる事象</p> <p>1.劣化事象を合理的に評価した結果、当該検査指摘事項は小 LOCA に対する原子炉冷却材漏えい率（通常の充てん流量を超える漏えい率）を引き起こす可能性があったか。 □ a. はい → 詳細リスク評価へ進む</p>	03.01.01 Technical Basis for the Initiating Events Screening Questions	<p>03.01.01 Technical Basis for the Initiating Events Screening Questions</p> <p>A. Loss of Coolant Accident (LOCA) Initiators Supporting Information for LOCA Initiator Screening Questions: The Initiating Events Cornerstone is focused on findings that either cause initiating events or increase the likelihood that an initiating event could occur. It can be difficult to identify when a finding could result in an increased LOCA frequency. As found conditions that represent</p>	<p>（注）質問 A.1 等の質問は左端欄の原子力規制庁検査ガイドの質問参照。質問そのものは IMC 0609 からのものであり、NRC 検査ガイドと同じである。以下は、質問の部分省略し、技術的根拠の部分のみ示す。</p> <p>NRC</p> <p>03.01.01 起因事象スクリーニング質問の技術的根拠（A～E）</p> <ul style="list-style-type: none">・ A. LOCA の起因事象

		<p>内外差圧の3倍（3ΔPNO）を持続できない劣化状態を含むか。</p> <p>□ a. はい → 詳細リスク評価へ進む</p> <p>□ b. いいえ → 「緑」とする</p> <p>(NRC の D.2 の質問との対応なし)</p> <p>E. 外部事象に係る起因事象</p> <p>検査指摘事項は、火災または内部溢水の起因事象の頻度に影響するか。</p> <p>□ a. はい → 詳細リスク評価へ進む</p> <p>□ b. いいえ → 「緑」とする</p>		<p>that could cause failure of systems, structures or components (SSCs) used to mitigate a LOCA (e.g., ECCS) for further evaluation using a DRE. These types of findings need further evaluation in a DRE because they both increase the likelihood of a LOCA and increase the ECCS failure probability. This could happen as a result of leakage from the RCS into an interfacing system such as ECCS. Another example of how this could happen is an instrument line leak that degrades the ability of a train of ECCS from auto starting. Inability of a train of ECCS to auto start should be considered a loss of function for that train and a DRE should be performed.</p> <p>B. Transient Initiators</p> <p>Question B: Did the finding cause a reactor trip AND the loss of mitigation equipment relied upon to transition the plant from the onset of the trip to a stable shutdown condition (e.g., loss of condenser, loss of feedwater)? Other events include high-energy line breaks, internal flooding, and fire.</p> <p>□ a. If YES ➔ Stop. Go to Detailed Risk Evaluation section.</p> <p>□ b. If NO, screen as Green.</p> <p>Basis for Question B: This question is intended to screen findings to Green for SSCs that are transient initiators but do not impact equipment used to respond to a plant trip. A transient initiator is an SSC that causes a reactor trip or scram. If the SSC that initiated the transient is also relied upon to respond to the trip, the finding needs further evaluation in a DRE. The dual role of SSCs that are both used to mitigate initiating events and can cause initiating events increases the risk significance of these SSCs. Some examples of transient initiators that are also mitigating equipment include loss of main feedwater, loss of condenser heat sink, and loss of offsite power (LOOP) events. These types of initiating events need to be evaluated using a DRE. For example, an uncomplicated loss of feedwater event for many plants has a change in core damage frequency of greater than 1E-6 per year.</p>	<p>力を低下させる計装ラインの漏洩がある。ECCS トレインの自動起動の不能は、そのトレインの機能喪失と見なされ、DRE の実施を要する。</p> <p>・ B. 過渡状態の開始要因</p> <p>✓ 質問 B の技術的根拠</p> <p>➤ プラント・トリップに対応する設備に影響しない過渡状態の開始要因となる SSCs に関する指摘事項を「緑」として選別するための質問</p> <p>➤ 過渡状態の開始要因は、原子炉トリップまたはスクラムを生じる SSC である。</p> <p>➤ 過渡状態を開始させた SSC がトリップへの対応も信頼されている場合、指摘事項は DRE による更なる評価を必要とする。</p> <p>➤ 起因事象の緩和に使用されるとともに起因事象を生じさせる SSCs の二重の働きは、その SSCs のリスク上の重要度を高める。</p> <p>➤ 緩和設備でもあり過渡事象の開始要因でもある例として、主給水喪失、復水器ヒートシンク喪失、外部電源喪失（LOOP）などがある。この種の起因事象は、DRE による評価対象となる。</p> <p>➤ 例えば、多くのプラントで見られる複雑でない給水喪失の ΔCDF は、1E-6 より大きい。</p> <p>・ C. 支援系開始要因</p> <p>✓ 支援系開始要因に関する質問の裏付け情報</p> <p>➤ 支援系開始要因には、その故障がプラント・トリップを生じさせる可能性があるとともに、そのプラント・トリップへの対応に使用されるフロントライン・システムを支援する SSCs が含まれる。</p> <p>➤ 典型的な支援系開始要因には、機器冷却水、サービス水、AC 電源、DC 電源、計装空気が含まれる。</p> <p>➤ フロントライン・システムは、重要な安全機能を提供する系統を意味する。</p> <p>➤ プラント固有の支援系開始要因は、プラント・リスク情報電子ブック（Plant Risk Information e-Book : PRIB）に示されている。</p>
--	--	--	--	---	---

				<p>C. Support System Initiators</p> <p>Supporting Information for Support System Initiator Questions: Support system initiators include SSCs whose failure can both result in a plant trip and are needed to support frontline systems used to respond to that plant trip. Examples of typical support system initiators include component cooling water, service water, AC power, DC power, and instrument air. Frontline systems are those that provide critical safety functions. Plant-specific support system initiators can be identified in the Plant Risk Information e-Book (PRIB). Support systems often provide support for non-frontline systems as well. A degraded condition that only affects the ability of the support system to supply a non-frontline system is not considered a support system initiator and should not be evaluated using these questions. In addition, a degraded support system that cannot increase the probability of a plant trip is not considered a support system initiator and should not be evaluated using these questions. Support system findings that are not support system initiators should be evaluated under the Mitigating Systems Cornerstone.</p> <p>Question C.1: Did the degraded condition result in an actual complete or partial loss of a support system (e.g., component cooling water, service water, instrument air, AC power, DC power)?</p> <p><input type="checkbox"/> a. If YES ➔ Stop. Go to Detailed Risk Evaluation section.</p> <p><input type="checkbox"/> b. If NO, continue.</p> <p>Basis for Question C.1: The intent of this question is to refer findings related to an actual complete or partial loss of a support system initiator (support system issue that could cause a plant trip) for further evaluation using a DRE. For the purpose of this question, a complete loss refers to loss of all trains of a system and partial loss refers to loss of one train of a system (or equivalent). If the finding is related to a support system initiator but did not result in a complete or partial loss of a support system, it should be evaluated using the next question. The</p>	<p>➤ 支援系は、非フロントライン・システムもしばしば支援する。</p> <p>➤ 非フロントライン・システムを支援する能力のみに影響する支援系の劣化状態は、支援系開始要因とはみなされず、この質問で評価すべきではない。</p> <p>➤ プラント・トリップの確立を増加させない支援系の劣化も支援系開始要因とはみなされず、この質問で評価すべきではない。</p> <p>➤ 支援系の指摘事項のうち支援系開始要因でないものは、緩和系コーナーストーンの下で評価すべき。</p> <p>✓ 質問 C.1 の技術的根拠</p> <p>➤ 支援系開始要因（プラント・トリップを生じる可能性がある支援系の問題）の実際の完全または部分喪失に関わる指摘事項は DRE による詳細評価の対象とするための質問</p> <p>➤ 完全な喪失とは系統の全トレインの喪失、部分喪失とは系統の 1 トレインの喪失を意味する。</p> <p>➤ 指摘事項が支援系開始要因に関係するが、支援系の完全または部分喪失を生じない場合、C.2 の質問で評価すべき。</p> <p>➤ 支援系起因要因が起因事象と緩和系の二重の働きをする場合、その SSCs はリスク上の重要度が高まる。この種の起因事象は、DRE により評価すべき。</p> <p>✓ 質問 C.2 の技術的根拠</p> <p>➤ 支援系の完全または部分喪失（C.1 の質問）を生じず、支援系の完全喪失発生可能性を増加させない支援系開始要因に関わる指摘事項を「緑」とするための質問</p> <p>➤ 指摘事項が支援系の完全喪失の発生可能性を増加させる場合、その事象の起因事象頻度が変わる可能性があるので、DRE を実施すべき。</p> <p>➤ 指摘事項が支援系開始要因に影響するが、支援系の実際の喪失や支援系喪失の発生可能性の増加を生じない場合、その指摘事項のリスクは小さいと見込まれる。</p>
--	--	--	--	---	--

			<p>dual role of support system initiators as initiating events and mitigating system increases the risk significance of these SSCs. These types of initiating events should be evaluated using a DRE.</p> <p>Question C.2: Did the degraded condition increase the likelihood of a complete loss of a support system that would result in a plant trip?</p> <p><input type="checkbox"/> a. If YES ➔ Stop. Go to Detailed Risk Evaluation section.</p> <p><input type="checkbox"/> b. If NO, screen as Green.</p> <p>Basis for Question C.2: The intent of this question is to screen findings to Green that are related to support system initiators that did not result in a complete or partial loss of the support system (previous question) and did not increase the likelihood of a complete loss of a support system. If the finding increased the likelihood of a complete loss of a support system, then a DRE should be performed because the initiating event frequency for that event may have changed. If the finding affected a support system initiator but there was no actual loss of the support system or increase in the likelihood of a loss of the support system, then the risk significance associated with the finding is expected to be small.</p> <p>D. Steam Generator Tube Rupture</p> <p>Question D.1: Does the finding involve a degraded steam generator tube condition where one tube cannot sustain three times the differential pressure across a tube during normal full power, steady state operation (3ΔPNO)?</p> <p><input type="checkbox"/> a. If YES ➔ Stop. Go to IMC 0609, Appendix J.</p> <p><input type="checkbox"/> b. If NO, continue.</p> <p>Basis for Question D.1: This intent of this question is to refer steam generator tube conditions that violate the structural integrity performance criterion (typically 3 times the differential pressure across a tube during normal full-power steady-state operation, 3ΔPNO) for further evaluation using Appendix J. These types of conditions make the tube more susceptible to failure during high pressure, dry steam generator core damage</p>	<p>• D. 蒸気発生器伝熱管破断（SGTR）</p> <p>✓ 質問 D.1 の技術的根拠</p> <p>➤ SGT が構造健全性性能基準（一般に通常全出力安定運転状態における伝熱管全範囲の差圧の 3 倍、3ΔPNO）に違反した状態に関わる指摘事項を付録 J による詳細評価対象とするための質問</p> <p>➤ この種の状態は、高圧時の破損、ドライ SG 炉心損傷シーケンスに至る可能性が高まり、これらの頻度は年間 1E-5 の低いレベルになる。「緑」を超える可能背が高く、更なる評価が妥当。</p> <p>✓ 質問 D.2（1 台以上の SG が事故時漏洩性能基準に違反しているか？（この質問は原子力規制庁検査ガイドにない））の技術的根拠</p> <p>➤ 事故時漏洩の制限値は、設計基準事故時の 10CFR100 の線量ガイドラインに適合するよう設定されている</p> <p>➤ 制限値を超える事故時漏洩に関わる指摘事項は、広範囲の漏洩率から「緑」を超えるリスク上重要な結果を生じる可能性がある。</p> <p>• E. 外部事象開始要因</p> <p>✓ 質問 E の技術的根拠</p> <p>➤ 火災および内部溢水事象の頻度に影響しない外部事象開始要因は「緑」とするための質問</p> <p>➤ 起因事象コーナーストーンでは、対象となる外部事象は火災と内部溢水に限定されている。</p> <p>➤ 火災および溢水は、複数のエリアおよび SSCs に影響する可能性があり、指摘事項のリスク上の重要度を高める。</p> <p>➤ 起因事象コーナーストーンでは、他の外部事象は、事業者がその種の事象（例：竜巻、ハリケーン）をコントロールできないため、適用対象外。</p>
--	--	--	---	---

			<p>sequences, which have a frequency in the low 1E-5 per year range. Therefore, risk significance results that are greater than Green are possible and further evaluation is appropriate.</p> <p>Question D.2: Do one or more SGs violate “accident leakage” performance criterion (i.e., involve degradation that would exceed the accident leakage performance criterion under design basis accident conditions)?</p> <p><input type="checkbox"/> a. If YES ➔ Stop. Go to Detailed Risk Evaluation section and refer to IMC 0609, Appendix J as applicable.</p> <p><input type="checkbox"/> b. If NO, screen as Green.</p> <p>Basis for Question D.2: The accident leakage limit was established to show conformance with 10 CFR 100 dose guidelines during design basis accidents. Findings involving accident leakage exceeding the limit need further evaluation using a DRE because the wide range of potential leak rates can result in risk significance results that are greater than Green.</p> <p>E. External Event Initiators</p> <p>Question E. Does the finding impact the frequency of a fire or internal flooding initiating event?</p> <p><input type="checkbox"/> a. If YES ➔ Stop. Go to Detailed Risk Evaluation section.</p> <p><input type="checkbox"/> b. If NO, screen as Green.</p> <p>Basis for Question E: This question is intended to screen external event initiators to Green that do not impact the frequency of a fire or internal flooding event. In the Initiating Events Cornerstone, the external events of interest are limited to fire and internal flooding. Fires and floods have the ability to impact multiple areas and SSCs, which increases the risk-significance of these findings. Other external events are not applicable in the context of the Initiating Events Cornerstone, because the licensee does not have control over these types of events (e.g., tornado, hurricane).</p>	
別紙 2 拡大防止・影響緩和のスクリーニングに関する質問	拡大防止・影響緩和のスクリーニングに関する質問 A.緩和系の構築物・系統・機器（SSC）および機能性（反応度制御系統を除く） 1.検査指摘事項が、緩和系の SSC の設計または適格性に影響を与える劣化である場合、当	03.01.02 Technical Basis for the Mitigating Systems Screening Questions	<p>（以下、上欄に示したのと同様に解説、質問、技術的根拠が記載されている。質問の大項目（A, B, ..）のみ示し、より細かな質問は最初の質問のみ示し、根拠および残りは省略する。）</p> <p>03.01.02 Technical Basis for the Mitigating Systems Screening Questions</p>	NRC 03.01.02 緩和系スクリーニング質問の技術的根拠（左端欄の原子力規制庁検査ガイドに示される質問に対応する技術的根拠が、03.01.01 の場合と同様に示されている。）

	<p>該 SSC はその動作可能性または機能性を維持しているか。</p> <p><input type="checkbox"/> a. はい → 「緑」とする</p> <p><input type="checkbox"/> b. いいえ → 次へ進む</p> <p>2.検査指摘事項は、系統または機能、あるいは両方の喪失を示しているか。</p> <p><input type="checkbox"/> a. はい → 詳細リスク評価へ進む</p> <p><input type="checkbox"/> b. いいえ → 次へ進む</p> <p>3.検査指摘事項は、少なくとも 1 トレインの安全機能が保安規定の許容待機除外時間（AOT）を超えて実際に機能喪失していること、または、2つの分離された安全システムがその AOT を超えて供用外になっていることを示しているか。</p> <p><input type="checkbox"/> a. はい → 詳細リスク評価へ進む</p> <p><input type="checkbox"/> b. いいえ → 次へ進む</p> <p>4.検査指摘事項は、事業者の保全プログラムにおいて、保全重要度は高と規定されているが、保安規定上の要求がない機器の 1 つ以上のトレインが実際に 24 時間を超えて機能を喪失していることを示しているか。</p> <p><input type="checkbox"/> a. はい → 詳細リスク評価へ進む</p> <p><input type="checkbox"/> b. いいえ → 「緑」とする</p> <p>B.外部事象影響緩和系（地震、溢水または悪天候による劣化）</p> <p>検査指摘事項は、地震、溢水または悪天候に係る起因事象を緩和するために特別に設計された機器または機能（例えば、耐震スナバ、溢水バリアまたは竜巻用扉）の喪失または劣化に関するものか。</p> <p><input type="checkbox"/> a. はい → 別紙 4 へ進む</p> <p><input type="checkbox"/> b. いいえ → 「緑」とする</p> <p>C.原子炉保護系</p> <p>1.検査指摘事項は、原子炉スクラムの起因となる 1 つの原子炉保護系（RPS）トリップ信号に影響を与えると同時に、他の多重性のあるトリップの機能または原子炉停止に係る多様性のある方法（例えば、ほかの自動 RPS トリップ、代替制御棒挿入、または</p>		<p>A. Mitigating SSCs and PRA Functionality (except Reactivity Control Systems)</p> <p>Question A.1 If the finding is a deficiency affecting the design or qualification of a mitigating SSC, does the SSC maintain its operability or PRA functionality?</p> <p><input type="checkbox"/> a. If YES ➔ Screen as Green.</p> <p><input type="checkbox"/> b. If NO, continue.</p> <p>...</p> <p>B. External Event Mitigating Systems (Seismic/Flood/Severe Weather Protection)</p> <p>Question B: Does the finding involve the loss or degradation of equipment or function specifically designed to mitigate a seismic, flooding, or severe weather initiating event (e.g., seismic snubbers, flooding barriers, tornado doors) for greater than 14 days?</p> <p><input type="checkbox"/> a. If YES ➔ Go to Exhibit 4.</p> <p><input type="checkbox"/> b. If NO, screen as Green.</p> <p>...</p> <p>C. Reactor Protection System (RPS)</p> <p>Question C: Did the finding affect a single RPS trip signal to initiate a reactor scram AND the function of other redundant trips or diverse methods of reactor shutdown (e.g., other automatic RPS trips, alternate rod insertion, or manual reactor trip capacity)?</p> <p><input type="checkbox"/> a. If YES ➔ Stop. Go to Detailed Risk Evaluation section.</p> <p><input type="checkbox"/> b. If NO, screen as Green.</p> <p>...</p> <p>D. Fire Brigade</p> <p>Question D.1: Does the finding involve fire brigade training, qualifications, drill performance, or staffing?</p> <p><input type="checkbox"/> a. If YES ➔ check if the following applies:</p> <p><input type="checkbox"/> The finding would not have significantly affected the ability of the fire brigade to respond to a fire.</p> <p><input type="checkbox"/> b. If the above is checked ➔ screen as Green.</p> <p><input type="checkbox"/> c. If NO, continue.</p> <p>...</p> <p>E. Flexible Coping Strategies (FLEX)</p> <p>Supporting Information for FLEX Screening</p>	
--	--	--	---	--

		<p>手動原子炉トリップ能力) に対して影響を与えたか。</p> <p><input type="checkbox"/> a. はい → 詳細リスク評価へ進む</p> <p><input type="checkbox"/> b. いいえ → 「緑」とする</p> <p>D.消防隊</p> <p>1.検査指摘事項は、消防隊の訓練および資格要件、または要員の配置に関わるものか。</p> <p><input type="checkbox"/> a. はい → 以下の項目が1つ以上該当するかチェックする：</p> <p><input type="checkbox"/> 消防隊が火災訓練シナリオにおいて要求される消火時間を満足する能力があることを実証し、そして当該検査指摘事項は、消防隊の火災に対する対応能力に大きな影響を与えなかった。</p> <p><input type="checkbox"/> 消防隊の要員が不足していた全体の時間（暴露時間）は短かった（2 時間未満であった）。</p> <p><input type="checkbox"/> b. 上記の項目のうち少なくとも1つが該当する → 「緑」とする</p> <p><input type="checkbox"/> c. いいえ → 次へ進む</p> <p>2.検査指摘事項は、火災に対する消防隊の対応時間に関わるものか。</p> <p><input type="checkbox"/> a. はい → 以下の項目が1つ以上該当するかチェックする：</p> <p><input type="checkbox"/> 消防隊の対応時間は、その他の深層防護の要素により緩和された。（区域の可燃物持込み制限を超過しなかった、火災検知システムが機能した、安全停止の代替手段が影響を受けなかったなどの要素）</p> <p><input type="checkbox"/> 当該検査指摘事項は、自動消火システムを有するリスク上重要な火災 区域に関するものであった。</p> <p><input type="checkbox"/> 事業者は、適切な火災防護補完措置を整備していた。</p> <p><input type="checkbox"/> b. 上記の項目のうち少なくとも1つが該当する → 「緑」とする</p> <p><input type="checkbox"/> c. いいえ → 次へ進む</p> <p>3.検査指摘事項は、消火器、消火ホース、消火ホース格納庫に関わるものか。</p> <p><input type="checkbox"/> a. はい → 以下の項目が1つ以上該当するかチェックする：</p>		<p>Questions: Following the earthquake and tsunami at the Fukushima Dai-ichi nuclear power plant in March 2011, the NRC issued Order EA-12-049, which requires licensees to develop a three-phase approach for mitigating the consequences of an extended loss of all alternating current power (ELAP) following a beyond-design-basis external event (BDBEE). The initial phase (Phase 1) requires the use of existing, installed plant equipment and resources to maintain or restore the three key functions of core cooling, containment, and spent fuel pool cooling capabilities. The transition phase (Phase 2) requires providing sufficient, portable, onsite equipment and consumables to maintain or restore the three key functions until they can be accomplished with resources brought from off site. The final phase (Phase 3) requires obtaining sufficient offsite resources to sustain the three key functions indefinitely. The guidance in NEI 12-06, “Diverse and Flexible Coping Strategies (FLEX) Implementation Guide,” provides one possible approach for licensees to satisfy the requirements of Order EA-12-049. Allowed out of service time for FLEX equipment differs depending on which revision of NEI 12-06 the licensee implemented. This information can be found in the licensee’s FLEX final integrated plan (FIP).</p> <p>...</p>	
--	--	--	--	--	--

		<p><input type="checkbox"/> b. いいえ → 「緑」とする</p> <p>E.使用済燃料プール（SFP）</p> <p>1.検査指摘事項は、使用済燃料プールの温度が、保安規定の運転上の制限に定める 制限値を超過するような使用済燃料プールからの崩壊熱除去機能に悪影響を及ぼすか。</p> <p><input type="checkbox"/> a. はい → 附属書 9 へ進む</p> <p><input type="checkbox"/> b. いいえ → 次へ進む</p> <p>2.検査指摘事項は、燃料取り扱いミス、燃料集合体の落下、キャスクの落下または SFP 上のクレーン操作が元となって、燃料被覆管が機械的損傷を起こし、有意な放射 性核種の放出を引き起すようなものか。</p> <p><input type="checkbox"/> a. はい → 附属書 9 へ進む（適用可能な場合は附属書 3 を参照）</p> <p><input type="checkbox"/> b. いいえ → 次へ進む</p> <p>3.検査指摘事項は、保安規定の運転上の制限に定める水位の制限値を下回るような 使用済燃料プール水の減少をもたらすか。</p> <p><input type="checkbox"/> a. はい → 附属書 9 へ進む</p> <p><input type="checkbox"/> b. いいえ → 次へ進む</p> <p>4.検査指摘事項は、SFP 中性子吸収材、燃料集合体配置ミス（すなわち、燃料装荷パターンエラー）またはホウ素濃度（PWR のみ）に影響を与えるか。</p> <p><input type="checkbox"/> a. はい → 附属書 9 へ進む</p> <p><input type="checkbox"/> b. いいえ → 「緑」とする</p>		<p>system (PWR ice condenser)?</p> <p><input type="checkbox"/> a. If YES ➔ Stop. Screen as Green.</p> <p><input type="checkbox"/> b. If NO, continue.</p> <p>...</p> <p>E. Spent Fuel Pool (SFP)</p> <p>Question E.1: Does the finding adversely affect decay heat removal capabilities from the spent fuel pool causing the pool temperature to exceed the maximum analyzed temperature limit specified in the site-specific licensing basis?</p> <p><input type="checkbox"/> a. If YES ➔ Stop. Go to IMC 0609, Appendix M.</p> <p><input type="checkbox"/> b. If NO, continue.</p> <p>...</p>	
	別紙 4 外部事象のスクリーニングに関する質問	<p>外部事象のスクリーニングに関する質問</p> <p>1.機器または安全機能が、完全に故障したまたは利用不能であると仮定した場合、以下の 3 つの状態のいずれかに該当するか。 外部事象の発生中において、影響緩和として意図されていた機器または機能そのものが喪失したことは、</p> <ul style="list-style-type: none">・プラント停止または起因事象を引き起こし得る。・複数から成るトレインの系統または機能のうちの 2 つ以上のトレインを劣化させ得	Technical Basis for the External Events Screening Questions	<p>（以下、上欄に示したのと同様に解説、質問、技術的根拠が記載されている。質問の大項目（A, B, ..）のみ示し、より細かな質問は最初の質問のみ示し、残りは省略する。）</p> <p>03.01.04 Technical Basis for the External Events Screening Questions</p> <p>Question 1: If the equipment or safety function is failed or unavailable, are ANY of the following three statements TRUE? The loss of this equipment or function by itself during the external initiating event it was intended to mitigate:</p> <ul style="list-style-type: none">▪ would cause a plant trip or an initiating event;	<p>NRC</p> <p>03.01.04 外部事象スクリーニング質問の技術的根拠（左端欄の原子力規制庁検査ガイドに示される質問に対応する技術的根拠が、03.01.01 の場合と同様に示されている。）</p>

		<p>る。</p> <ul style="list-style-type: none">・リスク上重要な系統または機能をサポートする系統の1つ以上のトレインを劣化させ得る。 <p>□ a. はい → 詳細なリスク評価へ進む</p> <p>□ b. いいえ → 次へ進む</p> <p>2.検査指摘事項は、事業者が PRA や類似の分析で特定した、外部事象による炉心損傷事故シーケンス（すなわち、地震、溢水または悪天候事象によって発生）に寄与する安全機能の全喪失を含むか。</p> <p>□ a. はい → 詳細なリスク評価へ進む</p> <p>□ b. いいえ → 「緑」とする</p>		<ul style="list-style-type: none">▪ would degrade two or more trains of a multi-train system or function;▪ would degrade one or more trains of a system that supports a risk significant system or function. <p>□ a. If YES ➔ Stop. Go to Detailed Risk Evaluation section.</p> <p>□ b. If NO, Continue.</p> <p>...</p>	
詳細なリスク評価の技術的根拠	—		03.02 Technical Basis for the Detailed Risk Evaluation (DRE)	<p>IMC 0609, Appendix A briefly describes how SPAR models (e.g., SDP Workspace, Event Condition Assessment, General Analysis) can be used to develop a plant specific estimate of the risk significance of an inspection finding. The SPAR models consist of a set of plant-specific Probabilistic Risk Assessment (PRA) models that employ a standard approach for event-tree and fault-tree development as well as a standard approach for input data for initiating event frequencies, equipment performance, and human performance. These input data can be modified to be more plant- and event-specific when needed.</p> <p>...</p>	<p>原子力規制庁 対応なし</p> <p>NRC</p> <p>03.02 詳細なリスク評価（DRE）の技術的根拠</p> <ul style="list-style-type: none">・ SPAR モデルの使用<ul style="list-style-type: none">✓ IMC 0609 App. A に、指摘事項のリスク上の重要度を評価する際の SPAR モデル（例：SDP ワークスペース、事象状態の評価、一般解析）の使い方の概要が示されている。✓ SPAR モデルはプラント固有の PRA モデルで構成（イベントツリーおよびフォールトツリー作成の標準アプローチ、起因事象頻度／設備パフォーマンス／ヒューマンパフォーマンスのデータ入力の標準アプローチを採用）。インプットは必要に応じてプラントや事象に固有のものに変更することも可能。・ SPAR モデルのアップデート<ul style="list-style-type: none">✓ SPAR モデルがリスク情報活用の活動に常に役立つように、継続的に十分な品質を維持。✓ SPAR モデルの十分な技術的妥当性を維持するため、「更新 SPAR モデル品質保証計画」を実施（2006 年）✓ SPAR モデル・プログラムで作成されたガイドラインおよび標準にしたがって、モデルの検証、妥当性確認、ベンチマークを行うプロセスがある。✓ そのプロセスの一環で、アイダホ国立研究所（INL）は1回だけの「カットセット・レベル」レビューを全ての SPAR モデルについて実

					<p>施。</p> <ul style="list-style-type: none">✓ INL は、定期的に SPAR モデルを更新しており、年間 10～12 件の SPAR モデルを更新している。✓ SDP 評価の完了に必要な場合、INL は SPAR モデルのリアルタイムのアップデートも支援。✓ スタッフは、SPAR モデルの定期レビューを行い、事業者の PRA 結果と比較し、as-built および as-operated をより良く表現するように指摘事項やフィードバックを踏まえて定期的にアップデートしている。 <p>・ SPAR モデルのピアレビュー</p> <ul style="list-style-type: none">✓ さらに、産業界と協力して、代表的な BWR と PWR の SPAR モデルのピアレビューを実施、ASME/ANS RA-Sa-2009「レベル 1 の標準／原子力発電所の大規模早期放出頻度の PRA」と RG 1.200「リスク情報活用活動のための PRA 結果の技術的妥当性を判断するアプローチ」を基準とした。✓ このベンチマークは、SPAR モデルの妥当性検証のもう一つの取り組みとなる。 <p>・ SAPHIRE コードの利用および検証</p> <ul style="list-style-type: none">✓ SPAR モデルの解析には SAPHIRE ソフトウェアを使用。✓ SAPHIRE が SPAR モデル・プログラムのニーズに常に合うように様々な品質保証活動を実施。✓ スタッフは、ソフトウェア要件のレビュー、暫定版の試験、ソフトウェア最終設計に反映すべきコメントの提供を通じて、SAPHIRE の改訂に貢献。✓ さらに、SAPHIRE の独立検証&妥当性確認（Independent Verification and Validation : IV&V）を実施。IV&V チームは、NRC の技術要件（NURGE/BR-0167「ソフトウェア品質保証プログラムおよびガイドライン」に規定）、および該当する場合は二次参照として IEEE Std 1012-2004「ソフトウェア V&V 標準」への適合を評価。✓ SAPHIRE の保守、変更、改善は、「SAPHIRE ソフトウェア品質保証計画」にしたがって実施。✓ SAPHIRE ソフトウェアの手引書は、NUREG/CR-7039（Vol.1～7）として公開。
--	--	--	--	--	---

参考文献	—	References	1. Risk Assessment of Operational Events, “Volume 1 – Internal Events,” Revision 2.02, U.S. Nuclear Regulatory Commission, Washington, DC, December 2017. Risk Assessment of Operational Events, “Volume 2 – External Events,” Revision 1.02, U.S. Nuclear Regulatory Commission, Washington, DC, November 2017. ...	
別紙・附属書	—	Exhibits	—	—
		Attachments	—	—
改訂情報	—	・ 本文改訂部分の明示 ・ Revision History (Att. 1)	・ 改訂されたテキストを赤字で明示、縦バー ・ Att. 1 の記載項目：Accession No., Issue Date, Change Notice No., Description of Change, Description of Training Required and Completion Date など	改訂履歴 5 回

3.3.6 IMC 0308 Att.3 App. B 「Technical Basis for Emergency Preparedness Significance Determination Process」における日米検査ガイドの相違点等の分析およびその明確化の結果

この NRC 検査ガイドには、対応すると考えられる原子力規制庁が用いる検査ガイドがないため、NRC の検査ガイドの主な内容を整理し、表 3.3-6 にまとめた。主な調査結果を以下に示す。

3.3.6.1 EP 重要度決定プロセスの概要

NRC

- ✓ 緊急時対応 (EP) コーナーストーンのフレームワークは、SECY-99-007 および SECY-99-007a 参照。
- ✓ EP コーナーストーンの目標
- ✓ EP パフォーマンスの期待
 - 放射線緊急事態が発生した場合に緊急時計画を効果的に実施できるという合理的な保証の実証
- ✓ 重要度決定プロセス (SDP) は、リスク上の重要度の文脈に検査結果を配置する方法を提供し、PI の結果と併せて、コーナーストーンにおけるライセンシーの全体的なパフォーマンス評価に使用した。
- ✓ この情報は、原子炉監督プロセス (ROP) アクションマトリックスにしたがって NRC の関与レベルを決定するために使用。
- ✓ NRC 政策声明「原子力発電所の運転に関する安全目標」(51 FR 30032) に、「周辺住民に追加の深層防護を提供するために緊急対応能力が義務付けられている」と記載されている。
- ✓ EP および原子炉安全の他の多くの要素（例：遠隔地設置、格納容器）は、事故確率の定量的解析によるのではなく、慎重さの問題として導入された。
- ✓ したがって、EP の SDP はリスクベースではなくリスクインフォームド（リスク情報活用）であり、炉心損傷頻度 (CDF) や早期大量放出率 (LERF) などのリスク指標の数値推定は含まれない。
- ✓ EP 策定の基礎は、単一の事故シーケンスや限られた数のシーケンスではなく、放出特性、タイミング、および潜在的な影響が異なる様々な事故。
- ✓ 原子炉事故の発生確率は、EP の指摘事項の重要度を判断する上では無関係。
- ✓ 簡単に言えば、緊急計画が放射線緊急事態に対応して発動されている場合、事象は発生している（すなわち、確率 = 1.0）。

3.3.6.2 EP 規制の根拠

NRC

- ✓ 申請者は、10 CFR Part 50 付録 E の項目を含む緊急時の対処計画提出が必要である。

- ✓ 申請者は、10 CFR 50.47(b) に規定する 16 の計画基準 (PS) を満たすことが必要。
- ✓ 10 CFR 50.47(a) により、放射線緊急事態が発生した場合に防護措置を講じられる、また講じるという合理的保証があると NRC が判断しない限り、早期サイト許可、初回運転認可、初回一括認可は発行されない。
- ✓ 付録 E の要件は一般に広義の標準の拡張であるため、EP の SDP は主に PS に基づいている。
- ✓ NUREG-0654/FEMA-REP-1「原子力発電所を支援する放射線緊急時対応計画と準備の作成および評価基準」[ML040420012] は、州政府、地方自治体、事業者に対して、緊急時計画作成に関するガイダンスを提供している。
- ✓ 規制ガイド (RG) 1.101「原子力発電所の緊急時計画と準備」、改訂 5 [ML050730286] は、NUREG-0654/FEMA-REP-1 の改訂 1 に含まれる基準と推奨事項を、オンサイトおよびオフサイト緊急時計画で満たすべき PS に準拠するための容認可能な方法としている。
- ✓ 実施ガイダンスは、各 PS の評価基準の形で提供している。
- ✓ 緊急時計画に記載されている方法と能力をこれらの基準に照らして評価する。
- ✓ 事業者は PS への準拠を証明する代替アプローチを提案することも可能である。
- ✓ 2011 年 12 月、10 CFR 50.47(b)、10 CFR 50.54(q)、および付録 E の EP 規則の改正が発効。関連ガイダンスも発行している：
 - 規制ガイド 1.219、「原子力発電所の緊急対応計画の変更に関するガイダンス」[ML102510626]
 - NUREG-0654/FEMA-REP-1、補足 3、「防護措置戦略に関するガイダンス」[ML113010596]
 - NUREG/CR-7002、「避難時間推定検討の開発基準」[ML113030515]
 - NSIR/DPR-ISG-01、「暫定スタッフガイダンス：原子力発電所の緊急計画」[ML113010523]
- ✓ 暫定ガイダンスは、従来のガイダンスが更新されるまで、NUREG-0654/FEMA-REP-1 に記載されている従来のガイダンスと他のガイダンスの修正を示す。

3.3.6.3 EP の SDP の作成

NRC

- ✓ リスク上重要な PS (RSPS) が他の PS と区別して特定された。
 - この SDP は、NRC スタッフ、産業界利害関係者を含む EP 専門家グループにより、公衆の意見を考慮しながら作成された。
 - 事象の適時かつ正確な分類、オフサイト対応機関 (OROs) への通報、放射性物質の放出評価、防護措置の策定と勧告は、放射線緊急事態発生時に公衆リスクを最小化する適切な措置を取るために必須である。
 - RSPS 以外の PS は、RSPS をサポートするものが多い。例えば、緊急時対応組織 (ERO) の人員配置に関する PS の指摘事項は、RSPS のパフォーマンスに影響を与える可能性がある。
- ✓ PS はサイトとオフサイト両方の緊急時計画に適用できる広義な表現で記述され、事業者が何をすべきかではなく何が要求されるかを記述するため、各 PS に 1 つ以上の機能が設定された。

- **PS 機能**は、EP の有効性を維持するために達成すべき重要な機能または備えるべき能力の観点から PS を言い換えたもの。**適合性ではなく重要度の評価に使用**されるものとして SDP を作成する。

3.3.6.4 EP の重要度プロセス

NRC

- ✓ 次の 3 種類の問題に関連する指摘事項に適用する。
 - 実際の放射線緊急時に緊急時計画に従わなかった
 - 緊急時計画を維持しなかった
 - 訓練や演習で「弱点」を特定できなかったまたは是正しなかった
 - ただし、事業者自身が訓練または演習で特定して是正処置プログラムに登録した弱点は、SDP の対象とならず重要度も付与されない。
- ✓ 連邦緊急事態管理庁（FEMA）により特定されたオフサイトの劣化は対象外である。
 - ただし、FEMA が承認した警報・通報システム（ANS）最終設計報告書に記載された ANS 試験・保守の誓約事項（自主基準）に関わる指摘事項の場合、適用される。
- ✓ PS に関連しない要件への不適合は、安全上の重要度が極めて低いため、EP の SDP では「緑」になる。
- ・ 以下、次について説明されている。
 - ✓ 不履行（Failure to Implement : FTI）
 - 概要
 - 重要度決定
 - ✓ 不適合（Failure to Comply : FTC）
 - 概要
 - 一般的な重要度の決定
 - ✓ 緊急時アクションレベルに関する指摘事項の重要度
 - 無効な EAL
 - 過大分類を引き起こす可能性のある EAL プロセスの劣化
 - ✓ ハードウェア関連の指摘事項の重要度
 - ✓ 警報・通報システムに関する指摘事項の重要度
 - ✓ 演習の批評に関する指摘事項の重要度
 - ✓ 弱点の是正不履行に関する指摘事項の重要度

3.3.6.5 改訂情報

NRC

- ・ 改訂履歴（発行日、ML 番号、改訂の概要）
- ・ 本文中で、改訂箇所を赤字で表示している。

表 3.3-6 原子力規制庁検査ガイドと米国 NRC 検査ガイド IMC0308 Att.3, App. B の比較調査結果：主な相違点のまとめ

原子力規制庁検査ガイド		米国 NRC 検査ガイド		両者間の主な相違点
【ガイド】－		【ガイド】IMC 0308 Att.3, App. B, TECHNICAL BASIS FOR EMERGENCY PREPAREDNESS SIGNIFICANCE DETERMINATION PROCESS (Issue Date: 12/19/12, Effective Date:)		
項目	主な内容	項目	主な内容	注) 原子力規制庁に対応する検査ガイドがないため、以下はNRC の検査ガイドの概要を示す。
図書全体構成	－	図書全体構成	本文 改訂情報	－
	－	1.0 OVERVIEW OF THE EP SIGNFICANCE DETERMINATION PROCESS	<p>The framework of the Emergency Preparedness (EP) Cornerstone is described in SECY-99- 007, dated January 8, 1999, and SECY-99-007a, dated March 22, 1999. The Cornerstone Objective and Performance Expectation are the bases for the related inspection program and performance indicators:</p> <p>EP Cornerstone Objective Ensure that the licensee is capable of implementing adequate measures to protect public health and safety in the event of a radiological emergency.</p> <p>EP Performance Expectation Demonstrate that reasonable assurance exists that the licensee can effectively implement its emergency plan to protect public health and safety adequately in the event of a radiological emergency.</p> <p>To meet the cornerstone objective and performance expectation, the staff of the U.S. Nuclear Regulatory Commission (NRC) assesses licensee performance in this cornerstone by considering performance indicators (PIs) with regard to thresholds and the significance of inspection findings. The significance determination process (SDP) provides a method to place inspection findings in context for risk-significance in a manner that allows them to be considered in conjunction with the results from the PIs to assess overall licensee performance in the cornerstone. This information is then used to determine the level of NRC engagement in accordance with the Reactor Oversight Process (ROP) Action Matrix.</p> <p>...</p>	<p>NRC</p> <ul style="list-style-type: none">・ 1. EP 重要度決定プロセスの概要<ul style="list-style-type: none">✓ 緊急時対応 (EP) コーナーストーンのフレームワークは、SECY-99-007 および SECY-99-007a 参照。✓ EP コーナーストーンの目標✓ EP パフォーマンスの期待<ul style="list-style-type: none">➤ 放射線緊急事態が発生した場合に緊急時計画を効果的に実施できるという合理的な保証の実証✓ 重要度決定プロセス (SDP) は、リスク上の重要度の文脈に検査結果を配置する方法を提供し、PI の結果と併せて、コーナーストーンにおけるライセンシーの全体的なパフォーマンス評価に使用。✓ この情報は、原子炉監督プロセス (ROP) アクションマトリックスにしたがって NRC の関与レベルを決定するために使用。✓ NRC 政策声明「原子力発電所の運転に関する安全目標」(51 FR 30032) に、「周辺住民に追加の深層防護を提供するために緊急対応能力が義務付けられている」と記載されている。✓ EP および原子炉安全の他の多くの要素（例：遠隔地設置、格納容器）は、事故確率の定量的解析によるのではなく、慎重さの問題として導入された。✓ したがって、EP の SDP はリスクベースではなくリスクインフォームド（リスク情報活用）であり、炉心損傷頻度 (CDF) や早期大量放出率 (LERF) などのリスク指標の数値推定は含まれない。✓ EP 策定の基礎は、単一の事故シーケンスや限られた数のシーケンスではなく、放出特性、タ

				<div>イミング、および潜在的な影響が異なる様々な事故。</div> <div>✓ 原子炉事故の発生確率は、EP の指摘事項の重要度を判断する上では無関係。</div> <div>✓ 簡単に言えば、緊急計画が放射線緊急事態に対応して発動されている場合、事象は発生している (すなわち、確率 = 1.0)。</div>
—	—	2.0 EMERGENCY PREPAREDNESS REGULATORY BASIS	<div>An applicant is required by various provisions in 10 CFR Parts 50 and 52, as applicable, to submit, as part of its application, plans for coping with emergencies including the items specified in 10 CFR Part 50, Appendix E. A nuclear power reactor applicant is further required by 10 CFR 50.47(b) to meet the 16 PLANNING STANDARDS (PS)2 established in 10 CFR 50.47(b)(1) through (16). Pursuant to 10 CFR 50.47(a), no early site permit,3 initial operating license, or initial combined operating license, will be issued unless a finding is made by the NRC that there is reasonable assurance that protective measures can and will be taken in the event of a radiological emergency. Once an operating license is issued under Part 50 or a combined license under Part 52,4 a nuclear power reactor licensee is required by 10 CFR 50.54(q)(2) to follow and maintain the effectiveness of an emergency plan that meets the requirements of 10 CFR 50.47(b) and the supporting requirements in Appendix E. The EP SDP is largely based upon the PS because the requirements in Appendix E are generally expansions on the broadly worded standards.5 These regulations, the licensee’s approved emergency plan, along with relevant license conditions, Commission orders, and other commitments, comprise the REGULATORY REQUIREMENTS that the licensee’s EP program must meet.</div> <div>...</div>	<div>NRC</div> <div>• 2. EP 規制の根拠</div> <div>✓ 申請者は、10 CFR Part 50 付録 E の項目を含む緊急時の対処計画提出が必要。</div> <div>✓ 申請者は、10 CFR 50.47(b) に規定する 16 の計画基準 (PS)を満たすことが必要。</div> <div>✓ 10 CFR 50.47(a) により、放射線緊急事態が発生した場合に防護措置を講じられる、また講じるという合理的保証があると NRC が判断しない限り、早期サイト許可、初回運転認可、初回一括認可は発行されない。</div> <div>✓ 付録 E の要件は一般に広義の標準の拡張であるため、EP の SDP は主に PS に基づいている。</div> <div>✓ NUREG-0654/FEMA-REP-1「原子力発電所を支援する放射線緊急時対応計画と準備の作成および評価基準」[ML040420012] は、州政府、地方自治体、事業者に対して、緊急時計画作成に関するガイダンスを提供。</div> <div>✓ 規制ガイド (RG) 1.101「原子力発電所の緊急時計画と準備」、改訂 5 [ML050730286] は、NUREG-0654/FEMA-REP-1 の改訂 1 に含まれる基準と推奨事項を、オンサイトおよびオフサイト緊急時計画で満たすべき PS に準拠するための容認可能な方法としている。</div> <div>✓ 実施ガイダンスは、各 PS の評価基準の形で提供。</div> <div>✓ 緊急時計画に記載されている方法と能力をこれらの基準に照らして評価。</div> <div>✓ 事業者は PS への準拠を証明する代替アプローチを提案することも可能。</div> <div>✓ 2011 年 12 月、10 CFR 50.47(b)、10 CFR 50.54(q)、および付録 E の EP 規則の改正が発効。関連ガイダンスも発行：<div>• 規制ガイド 1.219、「原子力発電所の緊急対応計画の変更に関するガイダンス」[ML102510626]</div><div>• NUREG-0654/FEMA-REP-1、補足 3、「防護措</div></div>

				<div>置戦略に関するガイダンス」[ML113010596]</div> <div>・NUREG/CR-7002、「避難時間推定検討の開発基準」[ML113030515]</div> <div>・NSIR/DPR-ISG-01、「暫定スタッフガイダンス：原子力発電所の緊急計画」[ML113010523]</div> <div>✓ 暫定ガンダンスは、従来のガイダンスが更新されるまで、NUREG-0654/FEMA-REP-1 に記載されている従来のガイダンスと他のガイダンスの修正を示す。</div>
—	—	3.0 DEVELOPMENT OF THE EP SDP	<div>During the development of the EP SDP, the most risk-significant PS (i.e., RISK-SIGNIFICANT PLANNING STANDARDS (RSPS)) were identified as being distinct from the other PS. These development efforts were performed by a group of EP subject matter experts, including NRC staff and industry stakeholders, with input from members of the public. Timely and accurate classification of events (§ 50.47(b)(4)), notifications to OFFSITE RESPONSE ORGAN- IZATIONS (OROs) (§ 50.47(b)(5)), assessments of radioactivity releases (§ 50.47(b)(9)), and development and recommendation of protective measures (§ 50.47(b)(10)), are essential if adequate measures are to be taken to minimize the risk to the public should a radiological emergency occur at the facility. If these functions are not performed adequately during an actual event, the public may be placed at greater risk. Similarly, if a PE in the emergency plan is non-compliant, the function(s) may not be adequately implemented should an actual emergency occur. This is not to say that findings related to the other 12 PS may not warrant enforcement action; but, that they are not as significant as RSPS6 findings. The non-RSPS often support the RSPS. For example, findings in EMERGENCY RESPONSE ORGANIZATION (ERO) staffing under PS 10 CFR 50.47(b)(2), could impact the performance of the RSPS.</div> <div>Because the PS are broadly worded to be applicable to both onsite and offsite emergency plans and they describe what is required to be in an emergency pla 原子力規制庁 ther than what is to be done by the licensee during an emergency, one or more functions for each PS were developed.</div> <div>These PS FUNCTIONS are paraphrases of the PS in terms of the significant functions that need to be accomplished, or the capabilities that need to be in place, to maintain the</div>	<div>NRC</div> <div>・3. EP の SDP の作成</div> <div>✓ リスク上最も重要な PS（RISK-SIGNIFICANT PLANNING STANDARDS：RSPS）が他の PS と区別して特定された。</div> <div>➢ この SDP は、NRC スタッフ、産業界利害関係者を含む EP 専門家グループにより、公衆の意見を考慮しながら作成された。</div> <div>➢ 事象の適時かつ正確な分類、オフサイト対応機関（OROs）への通報、放射性物質の放出評価、防護措置の策定と勧告は、放射線緊急事態発生時に公衆リスクを最小化する適切な措置を取るために必須。</div> <div>➢ RSPS 以外の PS は、RSPS をサポートするものが多い。例えば、緊急時対応組織(ERO)の人員配置に関する PS の指摘事項は、RSPS のパフォーマンスに影響を与える可能性がある。</div> <div>✓ PS はサイトとオフサイト両方の緊急時計画に適用できる広義な表現で記述され、事業者が何をすべきかではなく何が要求されるかを記述するため、各 PS に 1 つ以上の機能が設定された。</div> <div>➢ PS 機能は、EP の有効性を維持するために達成すべき重要な機能または備えるべき能力の観点から PS を言い換えたもの。適合性ではなく重要度の評価に使用されるものとして SDP を作成。</div>

			effectiveness of the emergency plan. The PS FUNCTIONS are used in assessing significance, not compliance, and are identified in the EP SDP.	
—	—	4.0 EP SIGNIFICANCE PROCESS	<p>The EP SDP addresses three categories of findings, those findings that:</p> <ul style="list-style-type: none">•are associated with the licensee’s failure to follow its emergency plan—an emergency response issue—during an actual radiological emergency, referred to as a FAILURE TO IMPLEMENT (FTI);•are associated with the licensee’s failure to maintain its emergency plan—an emergency preparedness issue—typically identified through baseline and supplemental inspections, referred to as a FAILURE TO COMPLY (FTC);•are associated with the licensee’s failure to identify a WEAKNESS in a drill or exercise, or to correct that WEAKNESS. These findings are addressed as FTC. WEAKNESSES that are identified by the licensee in a drill or exercise, and entered into a corrective action program are not considered findings in the EP SDP and are not assigned significance; or; <p>The EP SDP is not applied to offsite deficiencies identified by the Federal Emergency Management Agency (FEMA).7 However, if the licensee has assumed responsibility (i.e., self- imposed standard) for alert and notification system (ANS) testing and maintenance commitments made in the FEMA-approved ANS final design report, the EP SDP will be applied to findings related to these commitments. The significance of non-compliances with REGULATORY REQUIREMENTS that are not associated with a PS, such as non-compliance with 10 CFR 50.54(q)(4), (5), and (6); 50.54(t), 50.72,8 or certain requirements of Appendix E (e.g., § VI), are assigned Green significance by the EP SDP because of the very low safety significance of these findings.</p>	<p>NRC</p> <ul style="list-style-type: none">• 4. EP の重要度プロセス✓ 次の 3 種類の問題に関連する指摘事項に適用：<ul style="list-style-type: none">- 実際の放射線緊急時に緊急時計画に従わなかった；- 緊急時計画を維持しなかった；-訓練や演習で「弱点」を特定できなかったまたは是正しなかった<ul style="list-style-type: none">➢ ただし、事業者自身が訓練または演習で特定して是正処置プログラムに登録した弱点は、SDP の対象とならず重要度も付与されない；✓ 連邦緊急事態管理庁（FEMA）により特定されたオフサイトの劣化は対象外。<ul style="list-style-type: none">➢ ただし、FEMA が承認した警報・通報システム（ANS）最終設計報告書に記載されたANS 試験・保守の誓約事項（自主基準）に関わる指摘事項の場合、適用される。✓ PS に関連しない要件への不適合は、安全上の重要度が極めて低いため、EP の SDP では「緑」になる。
—	—	4.1 Failure to Implement (FTI) 4.1.1 Description	<p>A FTI occurs when performance deficiencies are observed in a licensee’s response to an actual radiological emergency in which the failure precluded effective implementation of the licensee’s PE. A FTI denotes that a PE was not effectively implemented by the licensee’s ERO during an actual radiological emergency such that protection of the public may have been impacted. Such a finding may be identified by reviewing the licensee’s ERO performance during (or after) a radiological emergency for compliance with REGULATORY REQUIREMENTS and would generally be associated with failure of the licensee to</p>	<p>NRC</p> <ul style="list-style-type: none">• 4.1 不履行（Failure to Implement：FTI）• 4.1.1 概要✓ FTI は、実際の放射線緊急事態時に ERO がプログラム要素（PE）を効果的に実施せず、公衆防護に影響が生じた可能性に対応。✓ 放射線緊急事態の発生中（または発生後）に ERO のパフォーマンスをレビューすることで特定される可能性がある。

			<p>follow its emergency plan as required by 10 CFR 50.54(q)(2). The EP SDP incorporates the following considerations:</p> <ul style="list-style-type: none">•A performance deficiency that occurs during an actual radiological emergency might not rise to the level of a FTI, particularly if the deficiency is self-identified by the ERO (e.g., peer review) and corrected in a timely manner such that the PS FUNCTIONS are successfully accomplished.•The failure of the ERO to implement a single PE does not necessarily mean that any of the associated PS FUNCTIONS were not accomplished.•A FTI may uncover performance deficiencies in the licensee’s emergency program (e.g., the emergency plan is less than adequate, the EP program design is not fully adequate, or, ERO personnel are not capable of implementing the plan). The EP SDP requires that such findings be evaluated as a FTI and as a FTC with the higher significance being assigned to the finding.•There are specific requirements for the licensee to maintain a capability to make classifications, notifications, and PARs, within certain time criteria. However, there may be unanticipated circumstances during an emergency that cause the licensee’s performance to be delayed. Such delays do not necessarily represent a FTI.	<p>✓ SDP では以下を考慮：</p> <ul style="list-style-type: none">- 放射線緊急事態中に発生したパフォーマンス劣化が ERO 自身に把握され（例：ピアレビュー）、PS 機能が正常に発揮されるよう適時に是正された場合、FTI にならない可能性。- ERO が PE を 1 つ実施できなかったとしても、関連する PS 機能のいずれかが発揮できなかったとは限らない。- FTI は、EP のパフォーマンス劣化（例：EP が不十分）の発見につながる可能性がある。SDP では、EP のパフォーマンス劣化を FTI および不適合（Failure to Comply (FTC)）として評価し、より重要度の高い方を指摘事項に割り当てる。- 時間基準内に分類、通報、防護措置勧告（Protective Action Recommendation：PAR）を行う能力維持の要件がある。しかし、緊急時には、履行を遅延させる予期せぬ状況が発生する可能性がある。そのような場合の遅れは、必ずしも FTI にならない。
—	—	4.1.2 Significance Determination	<p>The significance of a FTI is based on the emergency classification level that was, or should have been, declared during the event and whether a RSPS was involved. Generally, findings associated with a FTI are assigned greater significance than those associated with a FTC because findings that occur during actual events may have a greater impact on public health and safety. The minimum significance level of a FTI is Green;10 the maximum is Red.11 In comparison, the maximum significance level for a FTC associated with a lost RSPS FUNCTION is Yellow. This elevated significance is consistent with the increased risk to the public of the non-compliance during an actual radiological emergency.</p> <p>Because the significance of a FTI is based in part on the emergency classification applicable to the event, the EP SDP requires the inspector to base the significance on what the licensee should have declared. Further, the failure to declare the appropriate emergency classification is, in itself, a finding and is to be evaluated separately from the other finding, with the finding having the greater significance cited.</p> <p>Because an over-classification by the licensee could result in unnecessary protective actions, the EP SDP provides for significance determination based on whether the OROs</p>	<p>NRC</p> <ul style="list-style-type: none">• 4.1.2 重要度決定✓ FTI の重要度は、事象中に宣言されたまたは宣言されるべきであった緊急事態分類レベル、および RSPS に関係したかどうかに基づく。<ul style="list-style-type: none">➤ 一般に、FTI に関連する指摘事項は、FTC に関連する指摘事項より重要度が高い。なぜなら、公衆の健康と安全により大きな影響を及ぼす可能性があるから。最大の重要度は赤。➤ これに対し、RSPS 機能喪失に関連する FTC の最大の重要度は黄色。✓ FTI の重要度は、事象の緊急事態分類に一部基づいているため、SDP では、いずれを宣言すべきであったかに基づく決定を要求。<ul style="list-style-type: none">➤ 適切な分類を宣言しなかったことは、それ自体も指摘事項として評価される。✓ 過大な緊急事態分類は、不必要な防護措置につながる可能性があるため、SDP は公衆のための防護措置の開始有無に基づく重要度決定を要求。<ul style="list-style-type: none">➤ 公務員に公衆避難を実施させた場合は黄色、避難以外の防護措置（例えば、学校や公園の閉鎖、避難所など）は「白」、それ以外は「緑」。

				initiated protective actions for the public. The EP SDP assigns a Yellow significance if the licensee’s classification causes public officials to implement a public evacuation; a White significance for a protective action other than evacuation (e.g., school or park closures, sheltering, etc.); and Green significance otherwise. This protocol is consistent with the increased risk of unnecessary public evacuations, and does not apply if the ORO action was clearly inappropriate (e.g., ordering a public evacuation at an Alert).	➤ これは、不必要な市民避難リスクの高まりに一致しており、ORO の行動が明らかに不適切な場合（例えば、警報発令時に市民避難を命じる）には適用されない。
	—	—	4.2 Failure to Comply (FTC) 4.2.1 Description	<p>A FTC occurs when a licensee’s EP program is noncompliant with a REGULATORY REQUIREMENT where the cause was reasonably within the licensee’s ability to foresee and correct, and which should have been prevented. Such findings are associated with preparedness issues rather than response issues (i.e., FTI).</p> <p>...</p> <p>The EP SDP provides the following considerations:</p> <ul style="list-style-type: none">• A single noncompliant PE does not necessarily mean that the associated PS FUNCTION(S) could not be accomplished.• A FTI may uncover performance deficiencies in the licensee’s emergency program (e.g., the emergency plan is less than adequate, the EP program design is not fully adequate, or, ERO personnel are not capable of implementing the plan). The EP SDP requires that such findings be evaluated as a FTC and as a FTI with the finding having the higher significance cited.• A single noncompliant PE may affect more than one PS FUNCTION. For example, inadequate ERO staffing (non RSPS 10 CFR 50.47(b)(2)) may affect one or more RSPS.• There are specific requirements for the licensee to maintain a capability to make classifications, notifications, and PARs, within certain time criteria, as a matter of preparedness. The licensee is expected to demonstrate these capabilities in exercise and program inspections. Generally, if the licensee’s procedures, staffing, equipment, etc., do not provide the requisite capabilities, a performance deficiency exists because the licensee had the ability to foresee and correct the condition.	<p>NRC</p> <ul style="list-style-type: none">• 4.2 不適合（Failure to Comply : FTC）• 4.2.1 概要<ul style="list-style-type: none">✓ FTC は EP プログラムが規制要件に適合しない場合。対応の問題 (すなわち、FTI) ではなく準備の問題。✓ FTC は、PE が適切でない、PS に準拠していない、PS 機能が十分でないことを示す。✓ コミットメントが満たされていない、緊急計画が不十分、実施手順書が有効でない、職員が PE を実施できない、EP プログラム設計が適切でないなど。✓ 不完全な PE の実施、または ERO が実施できなかった場合、PS 機能は満たされない。✓ SDP では、次を考慮：<ul style="list-style-type: none">• 1 つの非準拠 PE が、必ずしも関連する PS 機能の未達成を意味しない。• FTI により、緊急時プログラムのパフォーマンス劣化が明らかになる場合がある (例：EP が不十分)。SDP では、これを FTC および FTI として評価し、より重要な指摘事項を選ぶべき。• 1 つの非準拠 PE が複数の PS 機能に影響を与える場合がある（例：不十分な ERO スタッフ配置) は、1 つ以上の RSPS に影響を与える場合がある。• 特定の時間基準内で分類、通報、PAR を行う能力の維持要件がある。一般に手順書、人員、設備などが必要な能力の提供にならない場合、パフォーマンス劣化が存在。
	—	—	4.2.2 General Significance Determination	Generally, a finding associated with a FTC is assigned lesser significance than that associated with a FTI, because a FTC finding identified during routine oversight activities has only a prospective impact on public health and safety.	<p>NRC</p> <ul style="list-style-type: none">• 4.2.2 一般的な重要度の決定<ul style="list-style-type: none">✓ 一般に FTC に関する指摘事項は、FTI に関する指摘事項より重要度が低い。通常の監視活動中

				<p>The minimum significance level of a FTC is Green; the maximum is Yellow.</p> <p>The significance of a FTC is based on whether a RSPS was involved and whether the FTC constituted a loss of the licensee’s ability to implement a PS FUNCTION if an emergency had occurred or was to occur in the future, or a degradation in that ability. Four resulting conditions and the associated significance levels are:</p> <ul style="list-style-type: none">•LOST RSPS FUNCTION Yellow•DEGRADED RSPS FUNCTION White•LOST PS FUNCTION White•DEGRADED PS FUNCTION Green <p>The EP SDP provides that a LOSS OF PS FUNCTION exists when PE are not adequate, are noncompliant with the PS, or otherwise not functional to the extent that the PS FUNCTION would not be accomplished if a radiological emergency were to occur. A LOSS OF PS FUNCTION would be assigned White significance. A LOSS OF RSPS STANDARD would be assigned Yellow significance consistent with its increased potential impact on public health and safety.</p> <p>...</p>	<p>に特定された FTC の指摘事項は、公衆の健康と安全への影響は想定でしかない。FTC の最大の重要度レベルは黄色。</p> <ul style="list-style-type: none">✓ FTC の重要度は、RSPS に関係するか、PS 機能を実行する能力が FTC によって喪失または低下するかに基づいて決定。結果として生じる 4 つの状態と重要度レベルは次のとおり。•RSPS 機能の喪失： 黄色•RSPS 機能の低下： 白•PS 機能の喪失： 白•PS 機能の低下： 「緑」 ✓ SDP では、PE が適切でない、PS に準拠していない、または PS 機能が十分に機能していない場合、PS 機能の喪失が存在すると判断。白の重要度。RSPS 標準の喪失は、公衆の健康と安全への潜在的影響増大から黄色の重要度。 ✓ PS 機能が低下しているが喪失していない場合もある。この状況に対応するため、SDP に PS 機能の低下という分類が組み込まれた。 ✓ PS に関連付けられない EP の指摘事項は、通常、「緑」。 ✓ FTC の重要度は、放射線緊急事態の発生時または発生可能性がある場合に、公衆の健康と安全を保護するための措置を講じる能力に対する非準拠 PE の潜在的な影響の定性的な予測評価に基づく。 ✓ 非準拠 PE の影響が大きくなる状況は、実際には起こり得ない。 ✓ 次のセクションでは、上記の重要度決定方法の例外をいくつか説明。
	—	—	4.3 Significance of Emergency Action Level Findings	<p>The EP SDP provides separate guidance for significance determination of findings associated with EALs. Such findings may involve an EAL that has been rendered ineffective such that it no longer results in a timely and accurate declaration, or is associated with a deficient EAL process that results in over-classification of an emergency condition. Such findings are cited against 10 CFR 50.54(q)(2) and 10 CFR 50.47(b)(4) and treated under ROP. However, if these conditions were the result of emergency plan changes made by the licensee without prior NRC approval pursuant to 10 CFR 50.54(q)(3), the issue will be treated under traditional enforcement as a violation of 10 CFR 50.54(q)(3). The significance determination is made in the same manner in either case.</p>	<p>NRC</p> <ul style="list-style-type: none">• 4.3 緊急時アクションレベルに関する指摘事項の重要度✓ 時宜を得た正確な宣言をもたらさない無効な EAL に関係するか、緊急事態の過大な分類をもたらす欠陥のある EAL プロセスに関係。✓ 通常、ROP で扱われるが、これが NRC の事前承認なしで行った EP 変更の結果であった場合、問題は従来の行政措置で扱われる。✓ 重要度の判断は、いずれの場合も同じ方法。

	—	—	4.3.1 Ineffective EALs	<p>PS 10 CFR 50.47(b)(4) requires that a standard emergency classification and action level scheme be in use by the nuclear facility operator. Emergency classification schemes typically have a series of initiating conditions (IC), which represent a particular classification level and, for each IC, one or more EALs that identify particular indications or conditions that correspond to the IC. An EAL may be rendered ineffective when, for whatever reason, the EAL no longer results in a timely and accurate declaration for the IC. EALs may be rendered ineffective by unavailability or mis-calibration of instruments relied upon by the EAL, errors in calculation of the EAL threshold, and by deficiencies in classification procedures, ERO staffing or training, or any other capability necessary to complete the classification or declaration. A particular EAL may include a list of redundant instrument channels; however, it is treated as a single EAL for significance purposes. The significance of findings related to ineffective EALs is based on: (1) the emergency classification level the EAL is associated with; and, (2) one of the following characteristics:</p> <ul style="list-style-type: none"> •The emergency would not be declared for a particular off-normal event (i.e., LOSS OF RSPS FUNCTION), •The emergency would not be declared for a particular off-normal event, but because of other EALs, an appropriate declaration could be made in a degraded manner (i.e., DEGRADED RSPS FUNCTION), or, •The emergency would not be declared for a particular off-normal event, but because of other EALs, an appropriate declaration could be made in an accurate and timely manner (i.e., Green). <p>...</p>	<p>NRC</p> <ul style="list-style-type: none"> • 4.3.1 無効な EAL <ul style="list-style-type: none"> ✓ 緊急事態分類は、通常、特定の分類レベルを表す開始条件（IC）と各 IC に対応する特定の指示または条件からなる 1 つ以上の EAL を有する。 ✓ EAL は、IC に対する適時かつ正確な情報がないと効力を失う可能性がある（例：EAL が依拠する計器が使用できない、誤校正された、EAL のしきい値の計算ミス）。 ✓ 無効な EAL に関する指摘事項の重要度は、(1) その EAL が関連する緊急事態の分類レベルと (2) 以下の特徴のいずれかに基づく： <ul style="list-style-type: none"> - 異常事態に対して緊急事態が宣言されない（RSPS 機能の喪失）、 - 特定の異常事態に対して緊急事態が宣言されないが、他の EALs のために適切な宣言が劣化した方法（劣化した RSPS 機能）でなされる可能性がある等「緑」。 ✓ クレジットされる代替 EAL の要件 ✓ 無効な一般緊急事態 EAL は、異常事態通知（NOUE）に関連する無効な EAL よりも潜在的な重要度が大きい。
	—	—	4.3.2 Deficient EAL Processes that Could Cause Over-classifications	<p>The EP SDP also establishes significance for emergency action level scheme findings that could lead to over-classifications and unwarranted declarations:</p> <ul style="list-style-type: none"> •A finding associated with a deficient emergency classification process that would cause over classification and would result in OROs implementing unnecessary protective actions for the public would have White significance. The White significance is consistent with the emergency classification function being degraded rather than lost (e.g., other EALs in scheme are effective) and the fact that the deficiency was identified during normal operations, rather than an emergency. The EP SDP applies 	<p>NRC</p> <ul style="list-style-type: none"> • 4.3.2 過大分類を引き起こす可能性のある EAL プロセスの劣化 <ul style="list-style-type: none"> ✓ 過大なクラス分類や不当な宣言につながる可能性のある緊急時措置レベルの指摘事項についても、重要度を定めている： <ul style="list-style-type: none"> - 過大分類を引き起こし、ORO が一般市民に不必要な防護措置を適用するような分類プロセスの劣化に関する指摘事項は、「白」の重要度。 - 過大分類を引き起こし、不必要な緊急事態宣言につながるような緊急事態分類プロセスの劣化に関する指摘事項は「緑」。

			<p>this criterion only in cases in which the offsite response would be explicitly driven by ORO response procedures triggered by the declared classification (e.g., “...when the plant reports this, do this...”) or the licensee makes an unnecessary PAR to the OROs because of an over-classification.</p> <p>•A finding associated with a deficient emergency classification process that would cause over-classification and would result in an unnecessary emergency declaration would have Green significance.</p>	
—	—	4.4 Significance of Findings Related to Hardware Issues	<p>The EP SDP addresses findings related to hardware issues (e.g., instrumentation or communication system unavailability), in which the significance may be reduced if the licensee implements COMPENSATORY MEASURES within a certain period following discovery. This protocol recognizes that not all hardware failures are under the control of the licensee and instead assesses significance on the timeliness and adequacy of short-term COMPENSATORY ACTIONS, and/or, the scope of the outage.</p>	<p>NRC</p> <p>・ 4.4 ハードウェア関連の指摘事項の重要度について</p> <p>✓ ハードウェア問題（例：計装または通信システム使用不能）に関する指摘事項の場合、事業者が発見し一定期間内に補償措置を行った場合、重要度が低減される可能性。</p> <p>✓ 全てのハードウェア問題が事業者の管理下にあるわけではないことを認識し、代わりに、短期的な補償措置の適時性および適切性、および／または停止範囲について重要度を評価。</p>
—	—	4.5 Significance of Findings Related to Alert and Notification System	<p>Alert and notification systems (ANS) are used by OROs to alert and to provide instructions to the public (i.e., notify) during an actual radiological emergency. Because many licensees have assumed responsibility for the testing and maintenance of ANS on behalf of the ORO officials (i.e., self-imposed standard), significance examples related to the ANS have been included in the EP SDP. 12 The EP Cornerstone does not evaluate the ability of the ANS to alert and notify the public as the technical adequacy of the ANS and its testing and maintenance is under the purview of FEMA. Rather, the EP cornerstone of the ROP evaluates the licensee’s performance with regard to maintaining the ANS in accordance with the testing and maintenance commitments as outlined in the FEMA-approved final design report.</p> <p>Within the EP Cornerstone, there is a performance indicator (ANS PI) based on the reliability of the ANS system as demonstrated in scheduled testing. Although the EP SDP contains significance examples under Section 5.5 of the EP SDP that appear similar in purpose, the EP SDP examples are based on the availability, rather than the reliability, of the ANS. The EP SDP does provide that if the ANS PI has fallen below the Green band, or fallen below the White</p>	<p>NRC</p> <p>・ 4.5 警報・通報システムに関する指摘事項の重要度</p> <p>✓ 警報・通報システム（ANS）は、放射線緊急事態の発生時に、ORO が公衆に警報を発し、指示を与える（通報する）ために使用される。</p> <p>✓ ANS の技術的妥当性とその試験・維持管理は FEMA の管轄であるため、EP のコーナーストーンは、ANS が住民に警報を発し通報する能力を評価するものではない。</p> <p>✓ FEMA が承認した最終設計報告書に記載された試験・保守の誓約事項にしたがって ANS を保守することにライセンシーの実績を評価する。</p> <p>✓ EP コーナーストーンには、試験で実証された ANS システムの信頼性に基づくパフォーマンス指標（ANS PI）がある。</p> <p>✓ SDP は、ANS の信頼性ではなく可用性（アベイラビリティ）に基づく。</p>

			band, during the period under consideration an additional finding is not necessary, as the appropriate regulatory response will already be taken.	
—	—	4.6 Significance of Findings Related to Exercise CRITIQUES	<p>The EP Cornerstone of the NRC Reactor Oversight Process is designed to foster drill, exercise, and training programs that develop and maintain ERO skills. Licensees are required under Appendix E, §IV.F.2.g to provide for formal CRITIQUES for all exercises, drills, and training that provide performance opportunities to develop, maintain, and demonstrate key skills, and to correct all weaknesses identified in those CRITIQUES. The licensee’s failure to identify WEAKNESSES is a FTC with 10 CFR 50.47(b)(14).</p> <p>It is the nature of an exercise and drill program that WEAKNESSES in ERO performance will occur and that equipment, facility and procedure problems will be identified. The identification and correction of these WEAKNESSES is a positive and vital aspect of the program that enhances and maintains key ERO skills. A WEAKNESS observed during an exercise or drill has little or no direct safety-significance if the WEAKNESS is identified and corrected as this will ultimately enhance the ERO performance during an actual radiological emergency. If NRC oversight were to penalize the identification of WEAKNESSES, this enhancement might not occur and ERO performance could degrade. For these reasons, the EP SDP does not treat ERO performance WEAKNESSES as performance deficiencies and instead places focus on the licensee’s ability to identify a WEAKNESS and on the timeliness and adequacy of the corrective actions taken. A licensee’s ability to observe, evaluate, and CRITIQUE a weakness associated with a RSPS is critical. Although all drill or exercise WEAKNESSES are required to be identified and corrected, the EP SDP puts the highest priority to WEAKNESSES associated with a RSPS.</p> <p>...</p>	<p>NRC</p> <ul style="list-style-type: none">・ 4.6 演習の批評に関する指摘事項の重要度✓ 緊急時対応の主要なスキルを開発、維持、実証する機会を提供する演習、練習、訓練について、正式な評価項目を設け、弱点を特定し是正することが要求されている。<ul style="list-style-type: none">➢ 弱点を特定できなかった場合、FTC に該当。➢ 訓練や演習中に観察された弱点は、特定され是正されれば実際の放射線緊急時の ERO のパフォーマンスを高めることになるため、直接的な安全上の重要度はほとんどない。➢ もし NRC が弱点の特定にペナルティを科すと、このような強化が行われず ERO のパフォーマンスが低下する可能性がある。➢ これらの理由から、ERO のパフォーマンス上の弱点をパフォーマンス劣化として扱わず、代わりに、弱点を特定する能力と、取られた是正処置の適時性と適切性に重点を置く。➢ RSPS に関連する弱点を観察、評価、批評する能力は非常に重要。すべての訓練または演習の弱点の特定と是正が要求されるが、RSPS に関する弱点が最優先。✓ このような訓練・演習の弱点の扱いは、訓練・演習パフォーマンス（DEP）のパフォーマンス指標（PI）のしきい値と一致。✓ ERO のパフォーマンスに関する弱点は、不適切な PE を発見する可能性がある（例：ERO による誤った緊急事態分類は、誤った手順書が原因であった可能性）。<ul style="list-style-type: none">➢ 手順が間違っていた場合、不適切な PE は、批評で ERO のパフォーマンス劣化と特定されたとしても、弱点ではなく FTC として扱うパフォーマンス劣化である。
—	—	4.7 Significance of Findings Related to Failure to Correct Weaknesses	<p>The EP Cornerstone of the ROP is based on the licensee response band established by the PI program and the licensee’s problem identification and resolution (PI&R) program. As it relates to emergency preparedness, PI&R encompasses the drill and exercise CRITIQUE program,</p>	<p>NRC</p> <ul style="list-style-type: none">・ 4.7 弱点の是正不履行に関する指摘事項の重要度✓ あらゆる弱点を特定し是正するために訓練および演習を正式に批評することが要求されている。

			<p>CRITIQUES of actual events and other assessment activities (such as QA audits and reviews performed in accordance with 10 CFR 50.54(t)), as well as the corrective action program. The EP baseline inspection program provides oversight of a licensee’s efforts to CRITIQUE drills and exercises and correct WEAKNESSES. NRC regulations in 10 CFR 50.47(b)(14) and Section IV.F.2.g of Appendix E to 10 CFR Part 50 require licensees to formally CRITQUE drills and exercises to identify and correct any WEAKNESSES.</p> <p>...</p> <p>The EP SDP assigns significance for failure to correct a WEAKNESS as follows:</p> <ul style="list-style-type: none">•For a WEAKNESS associated with the RSPS 10 CFR 50.47(b)(4), -(5), and -(10), a failure to correct is assigned White significance, a high standard based on the reliance that NRC places on timely corrective actions to maintain the integrity of the licensee response band.•For the RSPS incorporated in the DEP PI, if the DEP PI has fallen below the license response band, there is no need for an additional finding as the regulatory response band (or higher band) would have been entered because of the PI.•For RSPS 10 CFR 50.47(b)(9), White significance will be assigned if the original WEAKNESS is observed in more than 10 percent of the performance opportunities; otherwise, no finding is assessed. This treatment of uncorrected WEAKNESSES is consistent with the licensee response band threshold of 90 percent for the DEP PI. This includes all observed WEAKNESSES having a common uncorrected root cause.•Similarly, Green significance will be assigned to non-RSPS WEAKNESSES if observed in more than 10 percent of the performance opportunities; otherwise, no finding is assessed.	<ul style="list-style-type: none">✓ 訓練や演習の弱点の是正不履行と判断するには、関連する是正処置の詳細なレビューが必要。✓ 弱点が（例えば訓練で）1 回繰り返されただけで、自動的に是正処置の失敗とすることは意図されていない。逆に、訓練や演習の成功が、必ずしも是正処置の成功とされるべきではない。<ul style="list-style-type: none">➤ 弱点解決の明らかな失敗が観察された場合、具体的な是正処置や、実際の出来事、訓練、演習等における同様の出来事がレビューされる。✓ 関連するパフォーマンス指標の状況や、是正処置、自己評価、類似問題に注目した検査サイクル期間中の検査記録もレビューされる。<ul style="list-style-type: none">➤ 是正処置の完了も検証される。➤ これらの処置の意図は、無効な是正処置を特定するために、類似の活動で繰り返し発生するパフォーマンス問題のパターンを発見すること。✓ SDP は、弱点の是正不履行の重要度を以下のよう に評価する：<ul style="list-style-type: none">➤ 特定の RSPS に関する 弱点は、NRC が適時の 是正処置に信頼を置いていることから、 是正不履行は「白」の重要度。➤ DEP の PI に組み込まれた RSPS について は、それに対応されるので、指摘事項は必 要ない。➤ 特定の RSPS については、最初の弱点が履 行機会の 10%以上で観察された場合、白の 重要度。DEP の PI のしきい値と一致。➤ -同様に、非 RSPS の弱点が、履行機会の 10%以上で観察された場合、「緑」の重要 度。
参考文献	—	References	—	—
別紙・附属書	—	Exhibits	—	—
		Attachments	—	—
改訂情報	—	Revision History	Description of Change	・改訂履歴 2 回記載

3.3.7 IMC 0308 Att.3 App. C 「Technical Basis for Occupational Radiation Safety

Significance Determination Process」における日米検査ガイドの相違点等の分析およびその明確化の結果

この NRC 検査ガイドには、対応すると考えられる原子力規制庁が用いる検査ガイドがないため、NRC の検査ガイドの主な内容を整理し、表 3.3-7 にまとめた。主な調査結果を以下に示す。

3.3.7.1 ALARA

NRC

- ✓ 事業者は「職業被ばく線量を合理的に達成できる限り低く(ALARA)抑えるため、健全な放射線防護原則に基づく手順書と工学的制御を可能な限り使用しなければならない」と規定(10 CFR Part 20)している。
- ✓ 規制に合わせて発行された考慮事項(Statements of Consideration : SOC)で、「この要件への適合は、被ばく量と線量が絶対的に最小限かどうかまたは被ばく量を減らすあらゆる可能な方法を使用したかではなく、被ばく量を追跡し、必要に応じて減らすための処置を取り入れているかどうかによって判断される」とした。
- ✓ SOC は、主観的な基準であることを認めつつ、「[ALARA 措置に関して] 費やされる努力のレベルは、潜在的な被ばくの大きさを反映することを期待している。
- ✓ ALARA プログラムの有効性は作業活動ごとに評価。計画線量と実績線量の不一致は、プログラムの弱点または不履行の可能性を示す。
- ✓ SDP は、ALARA 対策に関して合理的に予想される努力レベルの違いを反映する「被ばくの大きさ」を表す線量基準を採用している。

など

3.3.7.2 被ばく管理

NRC

- ✓ 個別の放射性粒子による浅い線量限度を除き、個人の被ばくを管理できず、職業上の被ばくが 10 CFR 20 の線量限度を超える場合の指摘事項は、「黄色以上」である。
- ✓ 10 CFR 20 の職業上の被ばく限度の 5 倍を超える被ばくが発生する事象の指摘事項は「赤」である。
- ✓ 10 CFR 20 の浅い線量限度を超える個別の放射性粒子に起因する被ばくに関する指摘事項は「白」である。
- ✓ 10 CFR 20 の浅い線量限度の 5 倍を超える個別の放射性粒子への被ばくに関する指摘事項は「黄色」である。
- ✓ 放射線防護プログラムの不備、または意図しない被ばくが線量限度を超えなくても「過剰被ばくの重大な可能性」を構成する場合は、重大とみなされる。
- ✓ 「重大な可能性」は、状況がわずかに変わっただけで 10 CFR 20 の制限に違反する結

果となり、状況が変わらなかったのは単なる偶然であった事象である。

- ✓ SDP では、過剰被ばくの重大な可能性に関する判定は、失敗に関連する線量率 (深刻な結果のリスクなど) に応じて「白または黄色」となる可能性がある。

など

表 3.3-7 原子力規制庁検査ガイドと米国 NRC 検査ガイド IMC0308 Att.3, App. C の比較調査結果：主な相違点のまとめ

原子力規制庁検査ガイド		米国 NRC 検査ガイド		両者間の主な相違点
【ガイド】－		【ガイド】IMC 0308 Att.3, App. C, TECHNICAL BASIS FOR OCCUPATIONAL RADIATION SAFETY SIGNIFICANCE DETERMINATION PROCESS (Issue Date: 07/28/05, Effective Date:)		
項目	主な内容	項目	主な内容	注) 原子力規制庁に対応する検査ガイドがないため、以下はNRC の検査ガイドの概要を示す。
図書全体構成	－	図書全体構成	本文	－
	－	1 ALARA	<p>Section 1101.(b) of 10 CFR Part 20 states that licensees "shall use, to the extent practical, procedures and engineering controls based upon sound radiation protection principles to achieve occupational doses that are as low as is reasonably achievable (ALARA)." The Statements of Consideration (SOC) published with this regulation (Federal Register, Volume 56, dated May 21, 1991, at 23367) expressed the Commission’s continued emphasis on the importance of the ALARA concept to an adequate radiation protection program. However, the SOC clarifies that "compliance with this requirement will be judged on whether the licensee has incorporated measures to track and, if necessary, to reduce exposures and not whether exposures and doses represent an absolute minimum or whether the licensee has used all possible methods to reduce exposures." While admitting that this is subjective criteria, the SOC goes on to state the expectation that the "level of effort expended [with regard to ALARA measures] should reflect the magnitude of the potential exposures. "</p> <p>Reactor licensees currently have mature ALARA programs to plan significant work, estimate the resulting collective dose, and make the determination as to what dose reducing radiological and engineering controls are reasonably achievable. Consistent with the above regulatory basis, the NRC inspections verify the reasonableness of the licensee’s ALARA program. The effectiveness of the ALARA program is assessed on a work activity-by-work activity basis. The actual dose outcome of a work activity is compared to the planned, intended dose for that work activity. A mismatch between the planned, intended dose and the actual dose experienced in completing a work activity is an indication of a possible program weakness or failure. In addition, the SDP employs dose criteria to represent "magnitudes of exposure" that reflect differences in the level of effort that is reasonably expected to be</p>	<p>NRC</p> <ul style="list-style-type: none">・ 1. ALARA<ul style="list-style-type: none">✓ 事業者は「職業被ばく線量を合理的に達成できる限り低く(ALARA)抑えるため、健全な放射線防護原則に基づく手順書と工学的制御を可能な限り使用しなければならない」と規定（10 CFR Part 20）。✓ 規制に合わせて発行された考慮事項 (Statements of Consideration：SOC)で、「この要件への適合は、被ばく量と線量が絶対的に最小限かどうかまたは被ばく量を減らすあらゆる可能な方法を使用したかではなく、被ばく量を追跡し、必要に応じて減らすための処置を取り入れているかどうかによって判断される」とした。✓ SOC は、主観的な基準であることを認めつつ、「[ALARA 措置に関して] 費やされる努力のレベルは、潜在的な被ばくの大きさを反映することを期待。✓ ALARA プログラムの有効性は作業活動ごとに評価。計画線量と実績線量の不一致は、プログラムの弱点または不履行の可能性を示す。✓ SDP は、ALARA 対策に関して合理的に予想される努力レベルの違いを反映する「被ばくの大きさ」を表す線量基準を採用。 <p>など</p>

				<p>applied by the licensee with regard to ALARA measures. These dose criteria have been selected, based on regulatory experience and typical industry practices, solely to judge the relative significance of ALARA concerns as they relate to the regulatory requirement for an ALARA program. The dose criteria should not be construed to imply a staff position or regulatory guidance beyond their application within the context of the SDP and the reactor oversight process.</p> <p>For the purpose of this cornerstone, unplanned, unintended occupational collective dose is the total sum of the occupational radiation doses (collective dose) received by individuals for a work activity in excess of that collective dose planned or intended (i.e., that dose the licensee determined was ALARA) for that work activity. A work activity is one or more closely related tasks that the licensee has identified as a unit of work for the purpose of ALARA planning and work controls. Planned, or intended, collective dose can be the results of a realistic dose estimates (or projection) established during ALARA planning or the dose expected by the licensee (i.e., historically achievable) for the reasonable exposure control measures specified in ALARA procedures/planning. These do not include "stretch goals" set by a licensee to challenge their organization to strive for excellence in ALARA performance. Collective dose associated with reasonably unexpected changes in the scope of work, material conditions, or radiological conditions, during a work activity (and for which measures are implemented to track, and if necessary, to reduce these doses) should also be considered intended dose.</p> <p>Situations where the unplanned, unintended collective dose for a work activity does not exceed 50% of the planned, intended dose, should normally be considered as minor issues and screened out from SDP consideration (see IMC 0612, "Power Reactor Inspection Reports," for a discussion of the screening process). This criterion reflects a reasonable expectation of the accuracy for the licensee's ability to predict the collective dose resulting from a work activity during ALARA planning. In addition, failures that exceed this 50% criterion for work activities where the actual total collective dose is less than 5 person-rem should also generally be considered as minor. However, situations where the licensee has arbitrarily divided the radiological</p>	
--	--	--	--	---	--

				<p>work into very small "work activities" for the purpose of avoiding inspection findings (i.e., tolerate weaknesses in the program that result in several or wide-spread failures to plan and control exposures), should be considered more than minor.</p> <p>The 5 person-rem criterion represents a level of actual dose associated with a work activity at which it is reasonably expected that the licensee will, at a minimum, apply measures to review and plan work, track dose and, if practical, to reduce exposures. Reactor licensees generally conduct formal ALARA planning and controls at levels below this (typically, one person-rem). The 5 person-rem dose criterion should not be taken to represent a level of collective dose that is "risk-significant." However, failure to plan or control work activities at this level is a possible indication of a more significant weakness in the ALARA program, and could reasonably be viewed as a precursor to a more significant failure. Thus, a failure to "establish, maintain, or implement procedures or engineering controls, intended to achieve occupational doses that are ALARA, and that resulted in unplanned, unintended occupational collective dose for a work activity" with an actual dose in excess of 5 person-rem will be evaluated as a finding, subject to whether the actual dose also exceeded the planned, intended dose by more than 50%.</p> <p>The first decision gate, in the ALARA branch of the SDP, evaluates the significance of the inspection finding in terms of the licensee's overall ALARA performance (e.g., the three-year rolling average collective dose). Inspection findings associated with an ALARA program that have an average collective dose below the criteria are assessed at no greater than Green. The criteria in the SDP represents the median industry three-year rolling average collective doses (as reported at the initiation of the revised ROP). Several factors can impact a particular licensee's standing with respect to the collective dose criteria. In some cases (i.e., overall plant design, or significant plant modifications such as steam generator replacement) these factors may be independent of the ALARA program performance.</p> <p>However, the three-year rolling average collective dose is a high level indication of the radiological challenges the program faces. The SDP is intended to direct NRC inspection resources to those programs with the largest challenges. This criteria should not be interpreted as a de-</p>	
--	--	--	--	--	--

				<p>facto definition of ALARA for occupational radiation exposures. Nor, as stated above, should a Green finding be interpreted as acceptable. It does mean that the significance of the finding is determined not to warrant further NRC oversight.</p> <p>The 25 person-rem criterion in the SDP represents a level of actual dose associated with a work activity at which it is reasonably expected that there will be review and oversight by licensee management to confirm the adequacy of ALARA measures that are being applied. Accordingly, a "failure to establish, maintain, or implement procedures or engineering controls..." at this level of dose is deemed to be of relatively greater significance with regard to the regulatory basis of the SDP. Therefore, an ALARA concern that involves a work activity with actual dose greater than 25 rem will be evaluated as a White finding within the SDP.</p> <p>If the actual collective job dose associated with the finding was not greater than 25 person-rem, and if there were four or fewer such occurrences in the assessment period, then the ALARA finding is Green. If there have been five or more such occurrences in the assessment period, then the finding is White. By its nature, collective dose is the sum of individual work activity doses. The aggregate impact on the licensee's overall collective dose from five, 5 person-rem work activities is the same as one, 25 person-rem activity. This White finding reflects program performance, and an associated aggregate impact, where prior licensee management intervention is expected.</p>	
	—	—	2 Exposure Control	<p>With the exception of shallow dose limit from discrete radioactive particles, the failure to control exposures to an individual, resulting in an occupational dose in excess of the 10 CFR 20 dose limits, is at least a Yellow finding. Occurrences that result in dose(s) in excess of five times the 10 CFR 20 occupational dose limits are designated as Red findings. An exposure attributable to a discrete radioactive particle which exceeds the shallow dose limit in 10 CFR 20, is assessed as a White finding. An exposure to a discrete radioactive particle that results in exceeding five times the shallow dose limit in 10 CFR 20, is assessed as a Yellow finding. </p> <p>Breakdowns in the Radiation Protection Program, or unintended exposures, that do not exceed a dose limit can still be considered significant if they constitute a</p>	<p>NRC</p> <ul style="list-style-type: none">・2 被ばく管理<ul style="list-style-type: none">✓ 個別の放射性粒子による浅い線量限度を除き、個人の被ばくを管理できず、職業上の被ばくが 10 CFR 20 の線量限度を超える場合の指摘事項は、「黄色以上」。✓ 10 CFR 20 の職業上の被ばく限度の 5 倍を超える被ばくが発生する事象の指摘事項は「赤」。✓ 10 CFR 20 の浅い線量限度を超える個別の放射性粒子に起因する被ばくに関する指摘事項は「白」。✓ 10 CFR 20 の浅い線量限度の 5 倍を超える個別の放射性粒子への被ばくに関する指摘事項は「黄色」。

			<p>"Substantial Potential for Overexposure". A substantial potential, consistent with the current Enforcement Manual (NUREG/BR-0195, subsection 8.4.1), is an occurrence in which a minor alteration of the circumstances would have resulted in a violation of Part 20 limits and it was only fortuitous that the altered circumstances did not occur. In the SDP, the finding involving a substantial potential for overexposure can result in a White or Yellow finding depending on the dose rates (e.g., risk of a serious outcome) associated with the failure. In a Very High Radiation Area of 500 rads/hr, it can take as little as 3 minutes for a worker to receive 25 rem. Note that the Enforcement Process (and possible civil penalty) will not engage unless the event involved an "actual consequence" (in this case an actual overexposure). The Assessment Process, rather than the Enforcement Process, will determine further licensee and NRC action for events that do not result in "actual consequences."</p> <p>The last decision gate in the Exposure Control Findings portion of the Occupational Radiation Safety SDP is intended to sort out significant issues and findings related to plant equipment and facilities. The Assessment Program is a risk informed process, and radiation dose is the measure of health risk associated with licensee activities. Therefore, this gate focuses on those issues that could or do compromise the licensee’s ability to assess dose. Since this gate culls out White findings, it is intended that only significant, programmatic, failures of radiation monitoring and personnel dosimetry trip this gate. Examples of findings intended to be addressed by this gate include; (1) the licensee's failure to use a National Voluntary Laboratory Accreditation Program certified dosimeter processor, (2) a generic and uncorrected failure of the electronic dosimeters to respond to, or record, radiation dose, and (3) improper calibration of instruments or monitors (thereby significantly biasing their response) which are used as a basis for establishing protective controls. An individual failure to survey or monitor should be considered a failure of a radiation safety barrier and should be evaluated for its potential for unintended dose or substantial potential for overexposure, as discussed above.</p>	<p>✓ 放射線防護プログラムの不備、または意図しない被ばくが線量限度を超えなくても「過剰被ばくの重大な可能性」を構成する場合は、重大とみなされる。</p> <p>✓ 「重大な可能性」は、状況がわずかに変わっただけで 10 CFR 20 の制限に違反する結果となり、状況が変わらなかったのは単なる偶然であった事象。</p> <p>✓ SDP では、過剰被ばくの重大な可能性に関する判定は、失敗に関連する線量率 (深刻な結果のリスクなど) に応じて「白または黄色」となる可能性。</p> <p>など</p>
参考文献	—	References	—	—
別紙・附属書	—	Exhibits	—	—

		Attachments	—	—
改訂情報	—	Revision History	—	—

3.3.8 IMC 0308 Att.3 App. C 「Technical Basis for Public Radiation Safety Significance Determination Process」における日米検査ガイドの相違点等の分析およびその明確化の結果

この NRC 検査ガイドには、対応すると考えられる原子力規制庁が用いる検査ガイドがないため、NRC の検査ガイドの主な内容を整理し、表 3.3-8 にまとめた。主な調査結果を以下に示す。

3.3.8.1 序論

NRC

- ✓ 公衆放射線安全コーナーストーンは、公衆の健康と安全に影響を与える可能性のある複数のプログラム（放射性物質管理、放射性流出物放出、放射性環境モニタリング、輸送、放射性廃棄物の陸上処分、放射性物質の物理的防護）で構成する。
- ✓ 指摘事項は、通常、検査手順書 IP 71124 「放射線安全、公衆および職業関係」により、自己表出、NRC、事業者により特定する。
- ✓ SDP は、通常運転または異常な運転状態におけるリスクを評価、事故は対象外である。
- ✓ SDP は、規制要件、事業者のプログラム、手順書への不適合のリスクを評価する。
- ✓ ROP 開発時に、PRA 手法はセキュリティ、緊急時対応、放射線安全のコーナーストーンに適用できないと認識する。
- ✓ 指摘事項の重要度のしきい値確立のため専門家パネルを結成。パネルは、さまざまな種類の事業者のパフォーマンス劣化に NRC はどう対応すべきか等を考慮。現在の SDP の策定でも同様である。
- ✓ さらに、SDP 開発時に「公衆の信頼」は NRC 戦略計画の目標でもあったので、指摘事項の重要度のしきい値決定のために「公衆の信頼係数」が使用された。
- ✓ NRC および外部関係者は、放射性物質のレベルが非常に低くても事業者の放射性物質管理は一般の人々にとって重要な問題であると認識。このため、放射性物質への曝露によるリスクのみに基づいて正当化されるよりも高いレベルの重要度を与えることができる。

3.3.8.2 ガイダンス

NRC

- ・次に関するガイダンス
 - ✓ 放射性排出物放出プログラム
 - ✓ 放射線環境モニタリング・プログラム
 - ✓ 放射性物質管理プログラム
 - ✓ 輸送プログラム

- ✓ 放射性廃棄物の土壌処分の認可要件
- ✓ 放射性物質のカテゴリⅠおよびⅡ物量の物理的防護

3.3.8.3 改訂情報

NRC

- ・改訂履歴（発行日、ML 番号、改訂の概要）
- ・本文中で、改訂箇所を赤字で表示している。

表 3.3-8 原子力規制庁検査ガイドと米国 NRC 検査ガイド IMC0308 Att.3, App. D の比較調査結果：主な相違点のまとめ

原子力規制庁検査ガイド		米国 NRC 検査ガイド		両者間の主な相違点等
【ガイド】－		【ガイド】 IMC 0308 Att.3, App. D, TECHNICAL BASIS FOR PUBLIC RADIATION SAFETY SIGNIFICANCE DETERMINATION PROCESS (Issue Date: 09/24/21, Effective Date:)		
項目	主な内容	項目	主な内容	注) 原子力規制庁に対応する検査ガイドがないため、以下はNRC の検査ガイドの概要を示す。
図書全体構成	－	図書全体構成	表紙 目次 本文 改訂情報	－
	－	01 INTRODUCTION	<p>The Public Radiation Safety cornerstone is made up of multiple program areas which have a potential to impact public health and safety: Radioactive Material Control, Radioactive Effluent Release, Radioactive Environmental Monitoring, Transportation, Land Disposal of Radioactive Waste and Physical Protection of Radioactive Material. The Public Radiation Safety SDP is used to assess the significance associated with findings in these areas. The findings are the result of NRC inspections—typically under inspection procedure 71124, “Radiation Safety, Public and Occupational”—self-revealed, or are identified by NRC licensees. The Public Radiation Safety SDP is designed to assess risk for routine plant operation or abnormal operational occurrences; it does not assess significance resulting from accident conditions.</p> <p>This SDP assesses the risk of licensee non-compliance with regulatory requirements and licensee programs and procedures established to ensure compliance with regulatory requirements. Regulatory requirements, values, and limits were used to inform risk thresholds (i.e., Green, White, Yellow, and Red) for this cornerstone.</p> <p>...</p>	<p>NRC</p> <ul style="list-style-type: none">・ 1. 序論<ul style="list-style-type: none">✓ 公衆放射線安全コーナーストーンは、公衆の健康と安全に影響を与える可能性のある複数のプログラム（放射性物質管理、放射性流出物放出、放射性環境モニタリング、輸送、放射性廃棄物の陸上処分、放射性物質の物理的防護）で構成。✓ 指摘事項は、通常、検査手順書 IP 71124「放射線安全、公衆および職業関係」により、自己表出、NRC、事業者により特定。✓ SDP は、通常運転または異常な運転状態におけるリスクを評価、事故は対象外。✓ SDP は、規制要件、事業者のプログラム、手順書への不適合のリスクを評価。✓ ROP 開発時に、PRA 手法はセキュリティ、緊急時対応、放射線安全のコーナーストーンに適用できないと認識。✓ 指摘事項の重要度のしきい値確立のため専門家パネルを結成。パネルは、さまざまな種類の事業者のパフォーマンス劣化にNRCはどう対応すべきか等を考慮。現在の SDP の策定でも同様。✓ さらに、SDP 開発時に「公衆の信頼」はNRC 戦略計画の目標でもあったので、指摘事項の重要度のしきい値決定のために「公衆の信頼係数」が使用された。✓ NRC および外部関係者は、放射性物質のレベルが非常に低くても事業者の放射性物質管理は一般の人々にとって重要な問題であると認識。このため、放射性物質への曝露によるリスクのみに基づいて正当化されるよりも高いレベルの重要度を与えることができる。

			<p>02 GUIDANCE</p> <p>02.01 Radioactive Effluent Release Program</p>	<p>This branch of the SDP focuses on the licensee’s radioactive effluent release program. It evaluates the significance of findings related to the release of radioactive gaseous and liquid effluents and failures to implement the program.</p> <p>The regulatory basis for requiring radiological effluent monitoring programs is provided in 10 CFR 20.1302, 10 CFR 50.36a and licensee-specific Technical Specifications (TS). 10 CFR 20.1302 requires that licensees take appropriate surveys of the unrestricted and controlled areas and effluents released into these areas to demonstrate compliance with the dose limits for individual members of the public. 10 CFR 50.36a requires licensees to establish Technical Specifications (TS) to keep releases of radioactive materials ALARA and to submit annual reports to the NRC describing the principle radionuclides in gaseous and liquid effluents. Section 50.36a provides numerical guidance via Appendix I to 10 CFR Part 50 for establishing limiting conditions for operation to ensure effluents from light-water cooled reactors are ALARA. Implementation of these requirements is described in plant-specific TS and, typically, further described in licensee-controlled Offsite Dose Calculation Manuals (ODCM). Although not specified by 10 CFR 50.36a, the NRC’s Standard Technical Specifications (STS) and many operating reactor TS require that licensees include solid waste disposed as part of their Annual Radioactive Effluent Release Report. Additionally, licensees are required by 10 CFR 20.1301(e) to comply with the EPA’s environmental radiation standards in 40 CFR Part 190. As discussed in the Federal Register (49 FR 2859), for licensees emitting direct radiation that is indistinguishable from background radiation levels, maintaining doses from effluents below the Appendix I design objectives demonstrates compliance with 40 CFR 190. Licensees who have radioactive sources that cause direct radiation levels that are above background must account for doses that result from direct radiation in addition to doses from effluents when demonstrating compliance with 10 CFR Part 20.1301(e).</p> <p>...</p>	<p>NRC</p> <ul style="list-style-type: none">• 2. ガイダンス• 2.1 放射性排出物放出プログラム<ul style="list-style-type: none">✓ 放射性排出物放出プログラムが対象。✓ 放射性気体および液体排出物放出に関する指摘事項とプログラム不履行の指摘事項の重要度を評価。✓ 重要度評価には、排出物放出からの計算された被ばく線量を知っておく必要がある。✓ 公衆の被ばく線量が増加すると重要度も増加。ただし、プログラム実施に重大な不履行があった場合、公衆の被ばく量に関係なく「白」。(SECY-07-0112 参照)✓ 被ばく評価能力が低下し、公衆への制限値を超えない被ばくとなった排出物放出に関する指摘事項は「緑」。(ALARA 目標または規制限度を超えなかったが、被ばく評価能力が低下)✓ 「黄」は、計算された公衆の被ばく線量が 0.1 レムを超えるが 0.5 レムを超えない排出物放出に関する指摘事項。これは規制基準の違反。✓ 「赤」は、計算された公衆の被ばく線量が 0.5 レムを超える排出物放出に関する指摘事項。0.5 レムは、特定の許可を受けて、限られた期間について、10 CFR 20 で許容される上限に対応する値として選択。NRC の事前の許可がなければ、その線量は規制基準の違反。
--	--	--	--	---	--

	—	—	02.02 Radiological Environmental Monitoring Program	<p>This branch of the SDP focuses on the licensees radiological environmental monitoring program. It evaluates the significance of findings involving sampling and analysis of environmental media for the presence of licensed radioactive material released in gaseous and liquid effluents.</p> <p>The regulatory basis for requiring radiological environmental monitoring programs is provided in 10 CFR 20.1302 and 10 CFR 50.36a. 10 CFR 20.1302 requires licensees take appropriate surveys of the unrestricted and controlled areas and effluents released into these areas to demonstrate compliance with the dose limits for individual members of the public.</p> <p>10 CFR 50.36a requires licensees to establish Technical Specifications to keep releases of radioactive materials ALARA and provides numerical guidance via Appendix I to</p> <p>10 CFR Part 50 for establishing limiting conditions for operation to ensure effluents from light water-cooled reactors are ALARA. 10 CFR 50 Appendix I directs licensees to establish surveillance and monitoring programs that provide data on measurable levels of radiation and radioactive material in the environment to evaluate the relationship between the quantities of radioactive materials released in effluents and resultant radiation doses to individuals from principal pathways of exposure. Licensees are to identify changes in the use of unrestricted areas (e.g., for agricultural purposes) to permit modifications in the monitoring program for evaluating doses to individuals from principal pathways of exposure. Implementation of these requirements is described in plant-specific Technical Specifications and, typically, further described in the licensee-controlled ODCM.</p> <p>...</p>	<p>NRC</p> <ul style="list-style-type: none">• 2.2 放射線環境モニタリング・プログラム✓ 放射線環境モニタリング・プログラムが対象。✓ 非制限区域と管理区域に放出される排出物について適切な調査を行い、公衆の線量限度への準拠を証明することが必要。✓ 重要度を評価するには、放射性排出物の放出が周辺環境に与える影響を評価する際の事業者のパフォーマンスを把握することが必要。✓ 環境モニタリングにおける指摘事項は「緑」。✓ 放射性環境モニタリング・プログラムは検証プロセスであり、非常に低い重要度を超える指摘事項は放射性排出物放出プログラム・ブランチの下で評価される。
	—	—	02.03 Radioactive Material Control Program	<p>This branch of the SDP focuses on the licensee’s radioactive material control program. It assesses the significance of findings related to the licensee’s failure to adequately control licensed material in accordance with the regulations and its program and procedures. This is the licensee’s program which conducts radiation surveys of tools, equipment, and material (not personnel) that have the potential to have licensed material in or on it.</p> <p>The regulatory basis for this program is contained in 10 CFR Part 20. 10 CFR Part 20, Subpart K - Waste Disposal,</p>	<p>NRC</p> <ul style="list-style-type: none">• 2.3 放射性物質管理プログラム✓ 放射性物質管理プログラムが対象。✓ 事業者が、規制、プログラムおよび手順書にしたがって認可物質を適切に管理できなかったことに関連する指摘事項の重要度を評価。✓ 重要度を評価するには、認可放射性物質から公衆が受ける計算された線量を知る必要がある。✓ 放射性物質から公衆が受ける線量が増加すると、重要度も増加。

				<p>contains the acceptable ways to dispose of licensed radioactive material. Additionally, 10 CFR Part 20, Subpart F - Survey and Monitoring, contains the requirement that a radiation survey must be performed to assess the potential radiological hazard of licensed radioactive material. Also, 10 CFR 20, Subpart I - Storage and Control of Licensed Material, contains the requirements for the security and control of licensed material.</p> <p>Any equipment, or material, that came into contact with licensed material or that had the potential to be contaminated with radioactive material of plant origin and is to be removed from the facility must be surveyed for the presence of licensed material. This is because NRC regulations, with one exception in 10 CFR 20.2005, provide no minimum level of licensed material that can be disposed of in a manner other than as radioactive waste or transferred to a licensed recipient as described in 10 CFR 20.2001. In the absence of clearance limits in 10 CFR Part 20, licensees must perform a radiation survey of potentially contaminated items to ensure that no detectable licensed material is released from their control. Information and guidance on an acceptable radiation survey methodology to detect the presence of licensed radioactive material was issued by the NRC in Circular 81-07, Information Notice 85-92, and Information Notice 88-22.</p> <p>Discrete radioactive particles (also known as hot particles or fuel fleas) are handled differently because the dose from a discrete radioactive particle generally does not result in a total effective dose equivalent (TEDE) dose as defined in 10 CFR Part 20. Specifically, the dose from the particle is typically to a very small localized area of the skin and is not equivalent to the stochastic risk from a TEDE dose. However, if the discrete radioactive particle is of such a magnitude that a TEDE dose (e.g., ≥ 1 mrem) is received, then the finding should be assessed through the radioactive material control SDP. While the skin dose from a discrete radioactive particle is not assessed here, except as described above, isolated events can still result in a Green finding. For more significant performance issues that result in discrete radioactive particles (e.g., several people impacted), the staff should consider using the qualitative significance determination approach described in IMC 0609, Appendix M.</p>	
--	--	--	--	--	--

			<p>A Green significance is given to those situations where the calculated dose does not exceed 0.005 rem TEDE. The basis for the Green finding is that no regulatory limits were exceeded and it is a dose value comparable to a Green finding i 原子力規制庁 dioactive Effluent Release Program SDP (i.e., it is comparable to the values in Appendix I to 10 CFR Part 50, which defines ALARA for radioactive effluents).</p> <p>A White significance is given to those situations where the calculated dose to a member of the public from the licensed radioactive material is greater than 0.005 rem, but does not exceed 0.1 rem. The basis for the White finding is that regulatory requirements related to maintaining radioactive effluents ALARA were exceeded, but the resultant dose is still below the annual public dose limit of 0.1 rem.</p> <p>A Yellow significance is given to those findings in which the calculated dose to a member of the public from the licensed radioactive material is greater than 0.1 rem but does not exceed 0.5 rem. The basis for the Yellow finding is that the annual public dose limit of 0.1 rem was exceeded. This represents a violation of a regulatory standard.</p> <p>A Red significance is given to those findings in which the calculated dose to a member of the public from the licensed radioactive material is greater than 0.5 rem. The basis for the Red finding is that the annual public dose limit of 0.1 rem was exceeded by a substantial margin. The value of 0.5 rem was chosen because it represents the upper limit that 10 CFR Part 20 would allow, based on specific authorization, for a limited time basis. Without prior authorization, the dose represents a violation of a regulatory standard.</p>	
—	—	02.04 Transportation	<p>This branch of the SDP focuses on the licensee’s radioactive material transportation program. It assesses the significance of findings involving the licensee’s failure to comply with requirements for the safe transport of radioactive materials on public roadways in accordance with NRC and Department of Transportation (DOT) regulations. This SDP is intended to be used for those radioactive material shipments classified as Schedule 5 (Low Specific Activity-1) through 11 (Fissile Material) in NUREG-1660, U.S.-Specific Schedules of Requirements for Transport of Specified Types of Radioactive Material</p>	<p>NRC</p> <ul style="list-style-type: none">・ 2.4 輸送プログラム<ul style="list-style-type: none">✓ 放射性物質輸送プログラムが対象である。✓ NRC および運輸省 (DOT) の規制にしたがって公道で放射性物質を安全に輸送するための要件を遵守していないことに関する指摘事項の重要度を評価。✓ 具体的には、次のようなケースについて評価する。<ul style="list-style-type: none">➤ 不適切な梱包の使用➤ 放射線制限の超過

				<p>Consignments. The regulatory basis for the transportation program is contained in 10 CFR Parts 20 and 71. Part 20 includes requirements to manifest transported material, to survey material and provide notifications when certain limits are exceeded. 10 CFR 71.5 requires, in part, that licensees engaged in transportation of licensed material comply with the applicable requirements of 49 CFR 107, 171-180, and 390-397 that are appropriate to the mode of transport.</p> <p>...</p> <p><u>Incorrect Packaging Used</u></p> <p>When determining the significance of transportation findings, it is important to first determine if the correct packaging was used for the type of material being transported. 49 CFR 173.431 provides activity limits for Type A and Type B packages.</p> <p>...</p> <p><u>Radiation Limits Exceeded</u></p> <p>This portion of the SDP evaluates findings related to the licensee's failure to correctly package and transport licensed material, on the public roads, which resulted in a situation where the external and/or surface contamination regulatory limits for the package were exceeded. The regulatory basis for this portion of the SDP is found in 10 CFR 71.47, 49 CFR 173.441, and 49 CFR 173.443.</p> <p>...</p> <p>To evaluate the significance of a finding in this portion of the SDP, the external dose rate and/or the removable surface contamination levels on the package being offered for transport must be known. As the radiation and/or activity levels increase, so does the significance.</p> <p>A Green significance is given to those findings in which a radiation limit was exceeded within the following constraints: (1) For external radiation levels, the package—and thus the radiation—was not accessible by the public and the dose did not exceed twice the applicable limit; or (2) For surface contamination levels, the contamination did not exceed five times the applicable removable surface contamination limits. The basis for the Green finding is that a regulatory limit was violated but the radiological risk significance to the public was very low.</p> <p>A White significance is given to those findings in which a radiation limit was exceeded within the following constraints: (1) For external radiation levels, either the</p>	<ul style="list-style-type: none">➤ 輸送中のパッケージの破損➤ コンプライアンス証明書（梱包および輸送）➤ 通報または緊急情報の提供の不履行
--	--	--	--	--	--

				<p>package—and thus the radiation—was accessible to the public, or the package was not accessible to the public and it exceeded twice the applicable limit, but did not exceed five times the limit; or (2) For surface contamination levels, the surface contamination limit was exceeded by five times but did not exceed 50 times the limit. The basis for the White finding is that a regulatory limit was exceeded and there is an increased radiation risk to members of the public.</p> <p>A Yellow significance is given to those findings in which a radiation limit was exceeded within the following constraints: (1) For external radiation levels, the external dose rate was exceeded by five times but did not exceed ten times the limit; or (2) For surface contamination levels, the removable surface contamination limit was exceeded by 50 times but did not exceed 100 times the limit. The basis for the Yellow finding is that the regulatory limit was exceeded such that there is a substantial radiological risk to members of the public.</p> <p>A Red significance is given to those findings in which the external dose rate limit was exceeded by 10 times the limit. For surface contamination levels, a Red significance is given when the removable surface contamination limit was exceeded by 100 times with radioactive contamination spread in an unrestricted area. The basis for the Red finding is that the regulatory limit was greatly exceeded such that there is a high radiological risk to members of the public.</p> <p>...</p> <p><u>Breach of Package during Transit</u></p> <p>This portion of the SDP evaluates the significance of findings which involve the licensee’s failure to properly package and transport licensed radioactive material, on public roads that resulted in a breach of the package. For purposes of risk significance determinations, a package breach means a loss of containment for a package; whether the radiological contents of the package were released, or not. If the licensee failed to meet the package-related transportation requirements, and this failure contributed to the breach, then a breach finding is appropriate.</p> <p>However, not all package-related deficiencies should be dispositioned using the package breach SDP. For example, failure to properly torque closure lid bolts (35 ft-lbs versus required 45 ft-lbs) is not a breach, assuming the licensee analysis demonstrates that package integrity, and thus</p>	
--	--	--	--	---	--

				<p>material containment, would have been maintained during the normal conditions of transport.</p> <p>...</p> <p><u>Certificates of Compliance</u></p> <p>This portion of the SDP evaluates findings related to the licensee's failure to properly package and transport in accordance with the requirements of its general or specific license. Physical damage or structural failure of a transport package is processed through the package breach flow chart.</p> <p>...</p> <p><u>Failure to Make Notifications or Provide Emergency Information</u></p> <p>This portion of the SDP has four components which evaluate findings related to notification and emergency response information requirements for radioactive material being transported on public roadways. The regulatory basis for this portion of the SDP is found in 10 CFR Part 71, 49 CFR Part 172, and 10 CFR Part 20. The requirements in 49 CFR Part 172, Subpart G, Section 172.600 apply to any shipment which is required to have shipping papers. Shipments of excepted radioactive material packages (e.g., limited quantities without hazardous substances, radioactive instruments and articles, manufactured articles of uranium, or empty packages) can be exempt from the emergency response information requirements. NRC regulations (10 CFR 71.97) require advance notification to state governors and officials from participating Tribes for shipments of irradiated reactor fuel and nuclear waste under certain conditions. These notifications include quantity and form, and type of shipping container required. Notifications must be made in a timely manner to all the states or reservations of participating Tribes hosting the radioactive material shipment. Other NRC regulations (10 CFR 20.1906) require receivers of certain packages of radioactive materials to perform timely external and surface contamination monitoring upon receipt of the packages. If applicable radiation limits are exceeded, the receiving licensee must then report the event to the final shipment carrier and the appropriate NRC Regional Office.</p> <p>...</p>	
--	--	--	--	---	--

	—	—	02.05 Licensing Requirements for Land Disposal of Radioactive Waste	<p>The regulatory basis for this portion of the SDP is found in 10 CFR Part 61. 10 CFR 61.55 and 61.56 provide requirements for the classification and characterization of radioactive waste destined for disposal at a licensed land disposal facility. Determination of the acceptability of the waste for disposal is made by the applicable regulatory agency for the waste disposal facility; either NRC or the Agreement State. Agreement States have the authority under the Atomic Energy Act to promulgate regulations that are compatible with NRC’s disposal regulations in 10 CFR Part 61. They also have the authority and responsibility to issue disposal facility licenses under their Part 61 compatible regulations, and to disposition a non-compliance by a licensee.</p> <p>To evaluate the significance of a finding in this portion of the SDP, the quantity, Class, and form (i.e., readily dispersible) of radioactive material must be known. As the quantity, type, and form of radioactive material varies (increases), then the potential impact to members of the public, radiation workers, and the environment (licensed facility receiving the material) increases.</p> <p>A Green significance is given to those findings in which the radioactive material was under- classified (e.g., the waste was classified as Class A, when it should have been Class B) and the under-classification did not result in improper disposal of the waste. Additionally, a Green significance is given to those findings involving violations of 10 CFR 61.55 that do not involve under-classification. The basis for the Green finding is that there is little to no risk to members of the public, radiation workers, and the environment.</p> <p>A White significance is given to those findings in which the radioactive material was under- classified Class C or greater waste (i.e., the waste was classified as Class A or B, when it should have been Class C or greater). A White significance will also be given to those findings in which the radioactive material was under-classified and the under-classification resulted in improper disposal of the waste with regard to 10 CFR 61.56. The basis for the White finding is that a regulatory limit was exceeded and there is an increased radiation risk to members of the public and radiation workers, and the environment.</p> <p>There are no findings of significance greater than White in this portion of the SDP.</p>	<p>NRC</p> <ul style="list-style-type: none">• 2.5 放射性廃棄物の土壌処分の認可要件• 地表近くでの処分の不適合<ul style="list-style-type: none">✓ 規制上の根拠は、10 CFR Part 61。定州は、原子力法に基づき、10 CFR Part 61 の NRC の処分規制と互換性のある規制を公布する権限を有する。✓ 重要度を評価するには、放射性物質の量、クラス、および形態 (すなわち、容易に拡散できるもの) を把握する必要がある。✓ 放射性物質の量、種類、形態が変化する（増加する）につれて、公衆、放射線作業員、環境（物質を受け取る認可施設）への潜在的な影響が増大。
--	---	---	---	---	---

	—	—	02.06 Physical Protection of Category 1 and Category 2 Quantities of Radioactive Material (10 CFR Part 37)	<p>This branch of the SDP provides a methodology for determining the significance of findings involving the physical protection of category 1 and category 2 quantities of radioactive material as required by 10 CFR Part 37. The purpose of 10 CFR Part 37 is to provide reasonable assurance of the security of category 1 or category 2 quantities of radioactive material by protecting these materials from theft or diversion. In general, the SDP seeks to remain consistent with NRC Enforcement Policy outcomes of violations of material security requirements at non-power reactor facilities. However, consistent with the risk-informed approach to significance determination, this SDP allows the consideration of mitigating factors such as the defense-in-depth and relevant physical features of the material and the reactor facility—which may mitigate the likelihood of theft and diversion—to arrive at a conclusion that appropriately communicates the significance to the public, and the licensee, and that guides the application of the NRC’s inspection resources.</p> <p>...</p> <p><u>Actual Loss of Material (Subpart A, B or C Finding and Subpart D Finding)</u></p> <p>For the purposes of this SDP “loss of material” describes a situation where the location of material exceeding the category 2 limit is unknown by the licensee. To ensure that the staff’s inspection efforts do not impede or otherwise affect any investigations, NRC staff should contact NRC’s Office of Investigations to determine the appropriate course of action in those cases. Additionally, findings that are causal factors in actual theft and diversion would be dispositioned using Traditional Enforcement as violations that resulted in actual safety or security consequences to determine the severity level of the associated violation, and this SDP, to determine the significance of the finding for assessment purposes.</p> <p>...</p> <p><u>Subpart A, B or C Finding – Access by Individual who is not Trustworthy and Reliable</u></p> <p>Trustworthiness and reliability are characteristics of an individual who is considered dependable in judgement, character and performance as determined based on the results of a background investigation. The requirements to ensure the trustworthiness and reliability of reviewing officials and personnel who have unescorted access to</p>	<p>NRC</p> <ul style="list-style-type: none">・2.6 放射性物質のカテゴリ I および II 物量の物理的防護✓ 10 CFR Part 37 で要求されているカテゴリ 1 およびカテゴリ 2 の放射性物質の物理的保護に関する指摘事項の重要度を判断。✓ 10 CFR Part 37 の目的は、カテゴリ 1 またはカテゴリ 2 の放射性物質を盗難や転用から保護することにより、これらの物質のセキュリティを合理的に保証すること。✓ SDP は、非発電用原子炉施設での物質セキュリティ要件違反の 行政措置と一貫性を保つことを目指している。✓ ただし、重要度の決定に対するリスク情報を活用したアプローチと一致して、この SDP では、物質と原子炉の深層防護や物理的特徴などの緩和要因を考慮することができる。✓ <u>実際の物質喪失に関する指摘事項</u><ul style="list-style-type: none">➤ 「物質喪失」とは、カテゴリ 2 の制限を超える物質の場所が事業者に不明な状況を指す。➤ 検査が事業者の調査を妨げたり影響を与えたりしないように、NRC スタッフは NRC の調査局に連絡し、適切な対応策を決定する。➤ 実際の盗難や転用に関する指摘事項は、従来の行政措置を使用して、実際の安全またはセキュリティ上の影響をもたらした違反として処分され、関連する違反の重大度レベルが決定され、この SDP では評価目的での指摘事項の重要度が決定される。
--	---	---	--	--	---

				<p>category 1 and category 2 quantities of radioactive material (or any device containing the material) are contained in Subpart B to</p> <p>10 CFR Part 37. The objective of an access authorization program, as stated in 78 FR 16928, is to ensure that individuals who have unescorted access to radioactive material of category 2 quantity or greater are trustworthy and reliable and do not constitute an unreasonable risk to the public health and safety or common defense and security. This is primarily accomplished through a background investigation. Findings involving an individual who has not been adequately determined to be trustworthy and reliable and yet was granted unescorted access to radioactive material exceeding the category 2 limit will be dispositioned using this branch of the SDP; unless it is more appropriate to disposition them under the Physical Security Cornerstone.</p> <p>...</p> <p><u>Subpart A, B or C Finding – Ineffective Security Zone or Deficient Security Zone and Deficient Detection Method</u></p> <p>Subpart C of 10 CFR Part 37 provides the physical protection requirements that apply to radioactive material exceeding the category 2 limit. The combination of the requirements provides for defense-in-depth in the protection of the material through redundancy and diversity of equipment and methods of protection, as applicable. For example, as it relates to the protection of category 1 material, the licensee is required to 1) establish a security zone around the material which would limit access to the material; 2) establish the capability to monitor and detect all unauthorized entries into the security zone; and 3) have a means to immediately detect unauthorized removal of the radioactive material from the security zone. The physical protection of category 2 material is similar except that instead of the immediate detection of unauthorized removal of radioactive material, as provided by 37.49(a)(3)(i), the licensee is required to conduct a weekly verification that the material is present, per 37.49(a)(3)(ii). The collection of these requirements provides defense-in-depth that ensures that radioactive material that exceeds the category 2 limits is adequately protected against theft and diversion even when one, or more, non-compliances occur.</p> <p>...</p> <p><u>Subpart D Finding – License Verification Issue</u></p>	
--	--	--	--	--	--

				<p>Part 37 requires licensees who are shipping radioactive materials that exceed the category 2 limit to verify, via methods described in 37.71, that the recipient is licensed to receive the type, form, and quantity of radioactive material (and for category 1 material, the at location where the material will be delivered). This verification ensures continuity of the physical protection of category 1 and category 2 material when it is transferred from one licensee to another. The significance of failing to complete a license verification is realized when custody of the material is transferred to a recipient who is not licensed.</p> <p>...</p> <p><u>Subpart D Finding – Preplanning and Coordination Issue</u></p> <p>Licensees must complete certain requirements prior to shipping radioactive material that exceeds a category 2 quantity. These preplanning and coordination activities allow for recipients, and states, to establish the necessary conditions to adequately protect the material upon receipt and during transit. Some states will conduct vehicle inspections while certain types of radioactive material are in transit across their territory and they may wish to escort the transporting vehicle with law enforcement, as well.</p> <p>...</p> <p><u>Subpart D Finding – Physical Protection in Transit</u></p> <p>Part 37 provides requirements for the physical protection of radioactive material while being transported from licensee to licensee. For category 1 material, these protections include redundant communications with continuously staffed movement control centers (MCC); continuous, active location tracking systems that provide positive confirmation of the location, status and control of the shipment; normal and contingency procedures; and drivers qualified to transport highway route-controlled quantities of material per DOT regulations. For category 2 material, these protections include requirements to maintain constant control and/or surveillance and, if applicable, requirements on carriers regarding package tracking systems and delivery signatures.</p> <p>Findings involving category 1 radioactive material that result in the following are White.</p> <ul style="list-style-type: none"> •Failure to establish and maintain a movement control center (MCC) for the duration of the transit •Failure to establish and maintain primary and secondary means of communication between the transport and the 	
--	--	--	--	--	--

			MCC prior to commencing transit •Failure to establish active monitoring by a tracking system (e.g., telemetric position monitoring system or alternate) prior to commencing transit ...	
参考文献	—	References	—	—
別紙・附属書	—	Exhibits	—	—
		Attachments	—	—
改訂情報	—	Revision History	Description of Change	・改訂履歴 2 回記載あり

3.3.9 IMC 0308 Att.3 App. F 「Technical Basis for Fire Protection Significance Determination Process」における日米検査ガイドの相違点等の分析およびその明確化の結果

この NRC の検査ガイドには、原子力規制庁の検査ガイドで対応すると考えられる検査ガイドがないため、NRC の検査ガイドの主な内容を整理し、表 3.3-9 にまとめた。主な調査結果を以下に示す。

3.3.9.1 エントリ条件と適用範囲

NRC

・ エントリ条件と適用範囲

- ✓ 火災防護 SDP は ΔCDF をベースにしている。ただし、 $\Delta LERF$ の色分けが ΔCDF よりも深刻な場合、 $\Delta LERF$ の色を優先する。
- ✓ 火災防護 SDP は次の 3 フェーズで構成している。
 - フェーズ 1：指摘事項の初期スクリーニング
 - フェーズ 2：リスク重要度の概略評価と根拠
 - フェーズ 3：リスク重要度の最終決定と根拠
- ・ 以下、次について説明している。
 - ✓ エントリ条件
 - ✓ 適用範囲

3.3.9.2 限界および注意事項

NRC

- ✓ フェーズ 1 および 2 の実施に関する補足説明
- ✓ 火災防護 SDP の前提および限界

3.3.9.3 略語、記号および定義

NRC

- ✓ 略語
- ✓ 記号
- ✓ 定義

3.3.9.4 重要度決定の一般的なアプローチ

NRC

- ・ 次について説明している。
 - ✓ ロードマップ

- ✓ 一般的なアプローチ
 - フェーズ 1：定性的スクリーニング分析
 - フェーズ 2：定量的分析
- ✓ 分析手順
- ✓ 分析手順の実施における柔軟性
 - 火災防護 SDP の柔軟性
 - 柔軟性の例
 - 後のステップの早期完了
 - 非生産的なステップの省略
 - 特定の分析の深さを減らす

3.3.9.5 裏付けガイダンスと説明資料

NRC

- ✓ 分析手順の様々なステップに関する裏付けガイダンスと説明資料を示す。
- ✓ SDP のフェーズ 1 および 2 の完了に必須ではなく、解析官の分析アプローチの理解を深めることを目的としている。
- ・以下、次について説明している。
 - ✓ フェーズ 1 分析の裏付け情報
 - ✓ フェーズ 2 分析の裏付け情報
 - ステップ 2.1：境界リスクの定量化
 - ステップ 2.2：信頼できる火災シナリオの特定と情報収集
 - ステップ 2.3：発火源のスクリーニングと火災シナリオの改良
 - ステップ 2.4：遮蔽されていない発火源の最終 FIF 推定値
 - ステップ 2.5：最終的な CCDP 推定値
 - ステップ 2.6：最終的な SF 推定値
 - ステップ 2.7：最終的な NSP 推定値
 - ✓ 添付 8：フェーズ 2 リスク評価を裏付ける表およびグラフ
 - 表／グラフのセット A：垂直および放射状の影響範囲
 - 表／グラフのセット B：損傷を与える HGI を作成するための最小 HRR
 - 表／グラフのセット C：損ケーブルトレイに関連する火災の HRR プロファイル
 - 表／グラフのセット D：重大度係数と損傷時間と垂直目標距離の関係
 - 表／グラフのセット E：深刻度係数と損傷時間 vs 半径ターゲット
 - 表／グラフのセット F：検知器の作動とスプリンクラーの作動時間

3.3.9.6 根拠

NRC

- ✓ フェーズ 1 分析の根拠
 - ステップ 1.1：火災防護指摘事項の説明
 - ステップ 1.2：指摘事項のカテゴリ分け
 - ステップ 1.3：低劣化の欠陥

- ステップ 1.4 : 定性的スクリーニング質問
- ステップ 1.5 : 事業者の PRA 結果に基づくスクリーニング
- ✓ フェーズ 2 分析の根拠
 - ステップ 2.1 : リスク定量化の境界設定
 - ステップ 2.2 : 信頼できる火災シナリオの特定と情報収集
 - ステップ 2.3 : 発火源のスクリーニングと火災シナリオの改良
 - ステップ 2.4 : 最終的な発火頻度の推定
 - ステップ 2.5 : 最終的な条件付き炉心損傷確率推定値の決定
 - ステップ 2.6 : リスク定量化の境界設定
 - ステップ 2.7 : 最終的な非鎮火確率(NSP)の推定
- ✓ 添付 8 : フェーズ 2 リスク評価を裏付ける表およびグラフ
 - 表／グラフのセット A : 垂直および放射状の影響範囲
 - 表／グラフのセット B : 垂直および放射状の影響範囲
 - 表／グラフのセット C : 垂直および放射状の影響範囲
 - 表／グラフのセット D : 垂直および放射状の影響範囲
 - 表／グラフのセット E : 垂直および放射状の影響範囲
 - 表／グラフのセット F : 垂直および放射状の影響範囲

3.3.9.7 改訂情報

NRC

- ・改訂履歴（発行日、ML 番号、改訂の概要）
- ・本文中で、改訂箇所を赤字で表示している。

表 3.3-9 原子力規制庁検査ガイドと米国 NRC 検査ガイド IMC0308 Att.3, App. F の比較調査結果：主な相違点のまとめ

原子力規制庁検査ガイド		米国 NRC 検査ガイド		両者間の主な相違点
【ガイド】－		【ガイド】 IMC 0308 Att.3, App. F, TECHNICAL BASIS FIRE PROTECTION SIGNIFICANCE DETERMINATION PROCESS (SUPPLEMENTAL GUIDANCE FOR IMPLEMENTING IMC 0609, APPENDIX F) AT POWER OPERATIONS (Issue Date: 09/05/2024, Effective Date: 01/01/2025)		
項目	主な内容	項目	主な内容	注) 原子力規制庁に対応する検査ガイドがないため、以下は NRC の検査ガイドの概要を示す。
図書全体構成	－	図書全体構成	表紙 目次 本文 参考文献 改訂情報	－
－	－	01 ENTRY CONDITIONS AND APPLICABILITY	SECY-99-007A (Reference 1) describes the need for a method of assigning a risk characterization to inspection findings. This risk characterization is necessary so that inspection findings can be aligned with risk-informed plant performance indicators during the plant performance assessment process. An attachment to the SECY describes in detail the staff's efforts for the risk characterization of inspection findings, which have a potential impact on operations at power , affecting the initiating event, mitigating systems, or barrier cornerstones associated with the reactor safety strategic performance area. This significance determination process (SDP), discussed in the SECY, focuses on risk-significant issues that could influence the determination of the change in core damage frequency (Δ CDF) at a nuclear power plant (NPP). In this context, risk significance is based on the Δ CDF acceptance guidelines in NRC Regulatory Guide (RG) 1.174 (Reference 2). ...	NRC 1. エントリ条件と適用範囲 ✓ 火災防護 SDP は Δ CDF をベースにしている。 ただし、 Δ LERF の色分けが Δ CDF よりも深刻な場合、 Δ LERF の色を優先。 ✓ 火災防護 SDP は次の 3 フェーズで構成 ➤ フェーズ 1：指摘事項の初期スクリーニング ➤ フェーズ 2：リスク重要度の概略評価と根拠 ➤ フェーズ 3：リスク重要度の最終決定と根拠
	－	01.01 Entry Conditions	The entry conditions for the Fire Protection SDP are defined for inspection findings of degraded conditions associated with the plant fire protection program. The as-found degraded conditions are assumed to result from deficient licensee performance during full power operation of the plant (see IMC 0609, Appendix A (Reference 4)). This may involve findings associated with fire protection features, fire protection systems, post-fire safe shutdown (SSD) systems, procedures, and equipment, or any other aspect of the fire protection program. Appendix F provides a simplified risk-informed methodology that estimates the increase in CDF associated with inspection findings of deficient licensee performance	NRC 1.1 エントリ条件 ✓ 火災防護プログラムに関わる劣化状態の指摘事項が対象 ・全出力運転時が対象 ・低出力や停止時は、現時点では対象外 ✓ 指摘事項のスクリーニング (IMC0612 付録 B) でマイナーを超える指摘事項の場合、フェーズ 1 評価に進む。 ✓ フェーズ 2 で「緑」を超えると判断された場合、フェーズ 3 の詳細分析が推奨される。 ✓ 複雑な指摘事項では、検査官、リスク解析官、管理者の裁量により、フェーズ 2 をスキップし

				<p>in assuring fire protection during full power operations. Guidance for assessing risk significance of fire protection issues during low power or shutdown operations are currently not addressed in this Appendix. If the inspection finding is not related to deficient performance, no SDP evaluation would be performed.</p> <p>...</p>	<p>てフェーズ3を実行することも可能。</p>
	—	—	01.02 Applicability	<p>The Fire Protection SDP is designed to provide NRC analysts and management with a risk- informed tool for identifying potentially risk-significant issues that involve degradations in the plant fire protection program. All such findings are evaluated in terms of the impact of the degradation finding on the change in fire-induced CDF. The Fire Protection SDP also helps to facilitate communication of the basis for significance between the NRC and regulated licensees. In addition, the SDP identifies findings that do not warrant further NRC engagement, due to very low risk significance, so that these findings are entered into the licensee’s corrective action program.</p>	<p>NRC</p> <p>1.2 適用範囲</p> <ul style="list-style-type: none">✓ 火災防護 SDP は、解析官と管理者に、火災防護プログラムの潜在的にリスクの大きい問題を特定するリスク情報活用ツールを提供するように設計されている。✓ また、重要度の根拠について NRC と事業者のコミュニケーションを促進する。
	—	—	02 LIMITS AND PRECAUTIONS	<p>This document provides supporting guidance for implementation of Phase 1 and 2 analyses under the Fire Protection SDP as described in Appendix F. The actual analysis procedure is documented in Appendix F. This document is intended to serve as a supplemental resource to assist in implementation of, and to foster a greater understanding of, the Appendix F procedure. This document is considered a necessary companion to the procedure itself.</p> <p>The Fire Protection SDP is a simplified tool that generally provides a slightly conservative, nominally order of magnitude assessment of the risk significance of inspection findings related to the fire protection program. The Fire Protection SDP is a tool that facilitates NRC analysts obtaining a risk-informed assessment of the significance of a finding.</p> <p>...</p>	<p>NRC</p> <p>2. 限界および注意事項</p> <ul style="list-style-type: none">✓ フェーズ 1 および 2 の実施に関する補足説明✓ 火災防護 SDP の前提および限界<ul style="list-style-type: none">a. ΔCDF をベースに評価。LERF や集団線量、ガン死亡などの長期リスクは扱っていない。b. 既存の PRA 手法に基づいている。現時点の最先端の技術という限界がある。c. 全出力運転中のみ対象としており、他の運転モード（低出力、停止）には対応していない。d. リスク重要度のオーダーの推定を目指している。火災 PRA は一般に相当の不確かさがあるため、フェーズ 2 で必ずしも達成されない可能性がある。e. 手動消防隊または消防署のパフォーマンスに関する指摘事項は対象外。それらは IMC0609 付録 A 参照。f. フェーズ 2 で特定の回路障害問題を扱う場合、それに伴うプラント全体のリスク重要度を評価することも可能であるが、その場合は、リスク解析官の助言を求めること。また、フェーズ 2 の意図する適用範囲を超える評価の場合、フェーズ 3 に直接進むことも可

				能。 g. フェーズ 2 の定量的スクリーニングには、現在、中央制御室の火災やそれにつながる火災の明確な取り扱いが含まれていない。
—	—	03 ABBREVIATIONS, SYMBOLS AND DEFINITIONS 03.01 Abbreviations 03.02 Symbols	AF Adjustment Factor CCDP Conditional Core Damage Probability CDF Core Damage Frequency ...	NRC 3. 略語、記号および定義 3.1 略語 3.2 記号
—	—	03.03 Definitions	<u>Alternative Shutdown (or Alternate Shutdown)</u> : The capability to safely shut down the reactor in the event of a fire using existing systems that have been rerouted, relocated, or modified. A distinction is made between shutdown outside the MCR that can be accomplished at a single location via a dedicated shutdown panel versus the need to travel to various locations around the plant to perform actions at various components themselves. The former typically gets credit in fire PRAs while the latter, if it does, suffers from higher human error probabilities than under non-fire conditions. See also: Remote Shutdown. <u>Cable</u> : In the context of fire PRA, the term cable refers to assemblies designed to conduct electrical current. Hence, a cable is an assembly of one (single-conductor cable) or more (multi- conductor cable) insulated electrical conductors (generally copper or aluminum) that may or may not be surrounded by an outer jacket. (This definition excludes fiber-optic type cables.) (NUREG/CR-6850, Vol. 2 ...	NRC 3.3 定義 (用語の定義)
—	—	04 GENERAL APPROACH FOR SIGNIFICANCE DETERMINATION 04.01 Road Map	The Fire Protection SDP, as documented in Appendix F, involves a series of qualitative and quantitative analysis steps for estimating the risk significance of inspection findings related to licensee performance in meeting the objectives of the fire protection defense in depth (DID) elements. The fire protection DID elements are: •Preventing fires from starting; •Rapid detection and suppression of fires that occur; and •Protection of structures, systems, and components (SSCs) important to safety so that a fire that is not promptly extinguished by fire suppression activities will not prevent SSD of the plant. ...	NRC 4. 重要度決定の一般的なアプローチ 4.1 ロードマップ ✓ 火災防護 SDP には、次の火災防護の深層防護（DID）要素の目的を達成するパフォーマンスの欠陥についてリスク重要度を推定する一連の定性的および定量的分析手順が含まれる。 ➤ 火災の発生を防ぐ ➤ 火災を迅速に検知し消火する ➤ 消火活動で速やかに鎮火できなかった火災がプラントの安全停止（SSD）を妨げないように安全上重要な SSCs を防護する ✓ 火災防護 SDP では、簡略化された火災 PRA およびアプローチを使用する。一般的な考え方は、過度な保守主義を避けながら、偽陰性の結

				<p>果の可能性を最小限に抑えること。</p> <p>✓ フェーズ 1 は、すぐに「緑」と分類でき、それ以上の分析が不要な指摘事項を特定することを目的とした予備的スクリーニング。フェーズ 1 で「緑」としてスクリーニングされなかった指摘事項はフェーズ 2 に進む。</p> <p>✓ フェーズ 2 は複数の分析手順が含まれる。様々な定量化／スクリーニングの手順は表 4.1.1 参照。</p>
—	—	04.02 General Approach 04.02.01 Phase 1: Qualitative Screening Analysis	<p>Phase 1 of the Fire Protection SDP is a preliminary screening check intended for use by the Resident or Regional Office inspector(s) to identify fire protection findings of very low risk significance. If the screening criteria are met, the finding is assigned a preliminary risk significance ranking of Green and no Phase 2 analysis is required. If the Phase 1 screening criteria are not met, the analysis continues to Phase 2.</p> <p>The Phase 1 analysis procedure is provided in IMC 0609 Appendix F. Phase 1 involves five analysis steps. A flow chart illustrating the Phase 1 process is provided in IMC 0609 Appendix F. The Phase 1 steps are summarized as follows:</p> <p>Step 1.1: Provide a statement of the fire inspection finding.</p> <p>Step 1.2: Assign one of the eight categories to the fire finding.</p> <p>Step 1.3: Assign a degradation rating based on the potential impact the degraded condition might have on the performance of the degraded fire protection program element. Screen the finding to Green if the degradation rating is low.</p> <p>Step 1.4: Answer the screening questions for the category determined in Step 1.2 to determine if the finding is very low risk significant (screen to Green).</p> <p>Step 1.5: Screen based on licensee fire PRA results.</p>	<p>NRC</p> <p>4.2 一般的なアプローチ</p> <p>4.2.1 フェーズ 1：定性的スクリーニング分析</p> <p>✓ 「緑」の指摘事項を特定するために検査官が使用する予備スクリーニング。「緑」となればフェーズ 2 に進む必要はない。</p> <p>✓ フェーズ 1 の分析手順は次のとおり。</p> <ul style="list-style-type: none">➤ ステップ 1.1：指摘事項の説明➤ ステップ 1.2：指摘事項のカテゴリ分け（8 カテゴリのいずれか）➤ ステップ 1.3：火災防護プログラム要素の劣化に影響した劣化の評価。劣化の程度が低い場合は、「緑」。➤ ステップ 1.4：ステップ 1.2 で決定したカテゴリのスクリーニング質問に回答し、指摘事項のリスクが非常に低い「緑」かどうか判断➤ ステップ 1.5：事業者の火災 PRA 結果に基づいてスクリーニング
—	—	04.02.02 Phase 2: Quantitative Analysis	<p>A finding that does not meet the Phase 1 screening criteria is processed through Phase 2. Phase 2 involves a quantitative assessment of ΔCDF given a finding. There are seven analysis steps in Phase 2, as discussed further below. The Phase 2 process is illustrated in a flow chart provided in IMC 0609 Appendix F. Each step introduces new detail and/or refines previous analysis assumptions and results.</p> <p>The quantification process parallels fire PRA practice. In a fire PRA, the fire-induced CDF is quantified as the product</p>	<p>4.2.2 フェーズ 2：定量的分析</p> <p>✓ フェーズ 1 のスクリーニング基準を満たさない場合、フェーズ 2 で処理</p> <p>✓ 指摘事項の ΔCDF を評価。</p> <p>✓ 火災 PRA の CDF は次の 4 つの積。</p> <ul style="list-style-type: none">➤ 火災発生頻度（FIF）➤ 重大度係数（SF）➤ 火災被害状態（FDS）➤ 条件付き炉心損傷確率（CCDP） <p>✓ 上記に加え、指摘事項に関連する期間係数</p>

				<p>of the following four terms:</p> <p>a. Fire Ignition Frequency (FIF) - the likelihood that a potentially challenging fire will occur in a specific location during a reactor operating year (ry).</p> <p>b. Severity Factor (SF) - the likelihood that the heat release rate (HRR) of an ignition source is sufficient to cause damage to a target or cause ignition of a secondary combustible.</p> <p>c. Fire Damage State (FDS) Non-Suppression Probability (NSP) - the likelihood that fire suppression efforts fail to suppress the fire before a pre-defined set of plant components/electrical cables are damaged by the fire.</p> <p>d. Conditional Core Damage Probability (CCDP) - the likelihood that the fire-induced damage to plant components/electrical cables leads to core damage (post-fire SSD efforts fail to achieve safe and stable hot shutdown conditions).</p> <p>...</p>	<p>(DT)、該当する場合は FIF 調整係数 (AF) も含まれる。</p> <p>✓ フェーズ 2 の分析手順は次のステップがあり、それぞれに分析サブステップがある。</p> <p>➤ ステップ 2.1. : リスクの定量化の境界設定</p> <p>➤ ステップ 2.2. : 信頼できる火災シナリオの特定と情報収集</p> <p>➤ ステップ 2.3. : 発火源のスクリーニングと火災シナリオの改良</p> <p>➤ ステップ 2.4. : 遮蔽されていない発火源の最終 FIF 推定値</p> <p>➤ ステップ 2.5. : 最終的な CCDP 推定値</p> <p>➤ ステップ 2.6. : 最終的な SF 推定値</p> <p>➤ ステップ 2.7. : 最終的な NSP 推定値</p>
	—	—	04.03 Analysis Procedures	<p>The procedures for the Fire Protection SDP Phase 1 and Phase 2 analyses are provided in IMC 0609 Appendix F, including its associated attachments. These procedures are intended to serve as essentially stand-alone working application tools and guidance. The procedures include an expanded description of each analysis step and the supporting information required to complete each step. Attachments to the Appendix F procedures provide additional details and guidance required for completion of specific analysis steps. Worksheets for managing and documenting the analysis are also provided. This document is intended to provide supplemental guidance to support implementation of the IMC 0609 Appendix F procedures. In particular, the information in Section 0308.03F-05 provides additional discussion intended to enhance the analyst’s understanding of the procedures. Section 0308.03F-05 also includes a set of examples illustrating how to the use the tables and plots in IMC 0609 Appendix F Attachment 8. The text focuses on expanded discussions on the intent of each analysis step, and on the relationships between steps. Section 0308.03F-06 of this document provides basis discussions supporting each step in the analysis procedure.</p>	<p>NRC</p> <p>4.3 分析手順</p> <p>✓ 分析手順自体は、IMC0609 付録 F 参照</p> <p>✓ 本文書の 5 の情報が、手順実施に関する補足ガイダンスを提供 (IMC0609 付録 F 添付 8 の表とグラフの使用方法の説明を含む)</p>
	—	—	04.04 Flexibility in Exercising the Analysis Procedures 04.04.01 Fire Protection	<p>As discussed in Section 04.02, the Fire Protection SDP uses simplified versions of fire PRA methods, tools, and approaches. Fire PRA is, by design, a flexible analysis</p>	<p>NRC</p> <p>4.4 分析手順の実施における柔軟性</p> <p>4.4.1 火災防護 SDP の柔軟性</p>

		Significance Determination Process Flexibility	<p>process. PRA analysts exercise judgement and tailor their analysis process to suit specific applications. It is intended that the Fire Protection SDP retain this flexibility.</p> <p>The analysis procedures involve a series of steps. The order of the steps, as written, should optimize the analysis of most fire protection findings. However, situations will arise where the as-written process flow path may not be the optimum path. In such cases, the procedures should be viewed with flexibility and adjustments to either the order of analysis steps, or to the analysis depth in a specific step may be considered. This is particularly valid for Steps 2.3 through 2.7.</p> <p>Sections 0308.03F-05 and 0308.03F-06 provide additional information about the analysis process, its intent, and the inter-relationships between various steps. Section 0308.03F-05 provides additional explanatory material in the form of supplemental background and supporting information for each analysis task. Section 0308.03F-06 provides information on the underlying basis for the Fire Protection SDP approach. Reference to this information should support decision making with regard to process flexibility.</p>	<p>✓ 火災防護 SDP では、簡略化された週報を使用。火災 PRA は柔軟な分析プロセスで、PRA 解析官は、個々の用途に合わせて分析プロセスを調整する。火災防護 SDP はこの柔軟性を維持することが意図されている。</p>
—	—	04.04.02 Flexibility Examples	<p>This section provides examples where some adjustment of the analysis process may be appropriate. The examples are not exhaustive, but rather, are illustrative of the intent with regard to process flexibility. In general, flexibility may be exercised in the order of step performance and in the depth of a given step.</p> <p>Specific step input assumptions should not be adjusted except as allowed by the guidance as written. That is, no adjustments should be made to assigned values for factors such as screening criteria, FIF, fire intensity profiles, SF, damage criteria, damage times, suppression times, suppression reliability, etc., unless the possibility of an adjustment to suit case-specific factors is called out in the procedures. Supplemental adjustments to input assumptions are deferred to Phase 3.</p>	<p>NRC 4.4.2 柔軟性の例 (略)</p>
—	—	04.04.03 Early Completion of a Later Step	<p>The order in which analysis steps are performed may be adjusted if early completion of a later step might result in a finding screening to Green with a reduced level of effort.</p> <p>a. Example 1: In Step 2.1.6, a designated SSD path is identified but not credited. Step 2.4 provides refined fire frequencies for the ignition sources in the fire area under evaluation, and the screening □CDF for the finding</p>	<p>NRC 4.4.3 後のステップの早期完了 (略)</p>

			<p>determined in Step 2.4.4 is already at 9E-6. Hence, one additional order of magnitude in risk reduction would result in a Green color assignment. In this case, it may be more efficient to develop a refined CCDP value prior to the development and analysis of specific fire growth and damage scenarios</p> <p>(e.g., Steps 2.5.1-2.5.3). Note that in this example, Step 2.5 must be entered assuming fire damage consistent with the limiting, or most severe, unscreened FDS scenario. Should the analysis fail to demonstrate the anticipated risk reduction, the analysis can return to Step 2.5.1 for completion of the fire growth and damage analysis tasks.</p> <p>b. Example 2: A finding impacts a fire area with a minimal set of fire ignition sources. Further, it is expected that the fire ignition sources will likely screen out as non-threatening such that no credible fire scenario will be developed for the fire area. In this case, it may be appropriate to first complete Worksheets 2.2.2b and 2.2.2c as described in Step 2.2.2, and then perform Step 2.3.2 to screen ignition sources that are not capable of causing damage to a target or ignition of a secondary combustible. If all ignition sources are screened out, the finding screens to Green and the analysis is complete. If some ignition sources are retained, perform Step 2.4 to determine the FIF for each of the unscreened ignition sources and return to Step 2.1 with the resulting refined area-wide FIF (sum of FIF for all unscreened ignition sources).</p> <p>...</p>	
—	—	04.04.04 Omission of Non-Productive Steps	<p>Certain steps may not need to be performed if sufficient information has already been gathered to determine that no discernable risk reduction benefit will be gained.</p> <p>Example: Based on knowledge of the designated SSD path for a given fire area, a decision may be taken to not credit that path in the initial stages of analysis. In this case, Step 2.1 might not be formally conducted and the analysis might proceed directly to Step 2.2 using a screening CCDP value of 1.0.</p>	<p>NRC</p> <p>4.4.4 非生産的なステップの省略（略）</p>
—	—	04.04.05 Reducing Analysis Depth for a Given Step	<p>The depth of analysis pursued in a given step may be reduced if additional depth is either not needed to conclude that the finding is Green, or if additional depth will not provide any discernible risk reduction benefit.</p> <p>Example: The fire area impacted by a finding has full coverage sprinkler protection that is not impacted by the finding. Step 2.7.1 has been completed, and the actuation</p>	<p>NRC</p> <p>4.4.5 特定の分析の深さを減らす（略）</p>

			<p>time analysis in Step 2.7.3 reveals that the sprinklers will actuate at least 10 minutes prior to the estimated fire damage time, even for the individual fire scenario with the shortest damage time (from Step 2.7.1). Hence, the sprinklers will be given maximum credit in all scenarios for suppressing the fire prior to damage (98 percent based on general system reliability, see Table A7.1 in Attachment 7 to Appendix F).</p> <p>This result indicates that, at worst, a 0.02 NSP (1 – 0.98 = 0.02) can be applied to all scenarios reflecting credit only for the fixed suppression system. The added consideration of manual firefighting can only improve this value (reduce the NSP). Hence, crediting only the fixed suppression system would be conservative.</p> <p>...</p>	
—	—	05 SUPPORTING GUIDANCE AND EXPLANATORY MATERIAL	<p>This section provides supporting guidance and additional explanation of the various steps in the Fire Protection SDP analysis procedure. The material includes additional discussion of the relationship between steps, PRA methods background information, and historical perspectives relating to the Fire Protection SDP analysis approach. The information in this section is not required for completion of an SDP Phase 1 or Phase 2 analysis; rather, it is intended to enhance the analyst’s understanding of the analysis approach.</p>	<p>NRC</p> <p>5. 裏付けガイダンスと説明資料</p> <ul style="list-style-type: none">✓ 分析手順の様々なステップに関する裏付けガイダンスと説明資料を示す。✓ SDP のフェーズ 1 および 2 の完了に必須ではなく、解析官の分析アプローチの理解を深めることを目的としている。
—	—	05.01 Phase 1 Analysis Supporting Information	<p>05.01.01 <u>Step 1.1: Provide Statement of Fire Inspection Finding</u></p> <p>No supplemental guidance is provided regarding this step.</p> <p>05.01.02 Step 1.2: <u>Assign a Fire Finding Category</u></p> <p>No supplemental guidance is provided regarding this step.</p> <p>...</p>	<p>NRC</p> <p>5.1 フェーズ 1 分析の裏付け情報</p> <ul style="list-style-type: none">✓ フェーズ 1 のステップ 1.1～1.5 については、とくにガイダンスなし
—	—	05.02 Phase 2 Analysis Supporting Information 05.02.01 Step 2.1: Bounding Risk Quantification	<p>Rather than quantifying □CDF based on the sum of the risk contributions from all credible fire scenarios in the area under evaluation, Step 2.1 obtains a conservative estimate of □CDF based on bounding area-wide values for the PRA risk quantification terms discussed in Section 04.02.02. In fact, the screening check in this step considers only the DF, the fire area FIF, and the fire-induced CCDP. In the context of the six-term risk quantification framework discussed in Section 04.02.02, this screening step (1) does not account for the fact that some fires in the area under evaluation may not cause damage, and (2) gives no credit to fire suppression. In mathematical terms, SF and NSP are, in effect, both set to 1.0 in this step. In addition, the fire area</p>	<p>NRC</p> <p>5.2 フェーズ 2 分析の裏付け情報</p> <p>(以下、5.2.1～5.2.7 にフェーズ 2 の各ステップおよびサブステップに関する詳細ガイダンスが示されている。詳細は省略。)</p> <p>5.2.1 ステップ 2.1：境界リスクの定量化 (省略)</p>

				<p>fire frequency does not credit potential adjustments, i.e., $AF = 1.0$. DF is determined in Step 2.1.1 and remains at the same value in all subsequent Phase 2 quantification calculations. A bounding FIF is determined in Step 2.1.2 based on the functionality of the area under evaluation. A first-level estimate of the fire-induced CCDP is calculated in Step 2.1.6 based on the potential to credit the post-fire SSD path. All fire PRA risk quantification terms, except DF, will be refined in subsequent steps of the Phase 2 analysis.</p> <p>05.02.01.01 <u>Step 2.1.1: Estimate the Duration Factor</u> The DF value determined in this step is final. In other words, the same value is used in all Phase 2 risk quantification steps.</p> <p>...</p> <p><u>Identify the Designated Post-Fire SSD Path</u> Fire protection regulations require that licensees identify, analyze, and protect a designated post-fire SSD path that will remain free of fire damage given a fire impacting any single fire area in the plant. In Step 2.1.6, the analyst is first asked to identify this designated SSD path. This part of the step also involves gathering basic information to characterize this SSD path.</p> <p>The SSD path should be documented in the licensee's post-fire SSD analysis. The designated post-fire SSD path may vary by plant location and should be identified for each fire area to be inspected.</p> <p>...</p> <p><u>Assess the Unavailability of the Identified SSD Path</u> In the second part of Step 2.1.6, a total unavailability factor is assigned to the post-fire SSD path. The value used is either 1.0 (no credit - assigned when the SSD path fails to meet the independence criteria), 0.1, or 0.01. The unavailability factors are based on the characteristics of the SSD path. The assessment criteria are described in Table 2.1.4 in Appendix F. In general, terms, the unavailability factor is based on the failure probability for the weakest link in the SSD path.</p> <p><u>Assess the Independence of the Identified SSD Path</u> The intent of the third part of Step 2.1.6 is to determine if the designated SSD path is independent of all fire damage scenarios that might be developed in later steps of the analysis. If the SSD path might be damaged in one or more fire scenarios, then crediting the SSD path at this early</p>	
--	--	--	--	---	--

			<p>stage of analysis could lead to false-negative findings. It is, in fact, likely that the SSD path could be credited in some fire scenarios, even if it cannot be credited in all possible scenarios. However, at this stage of analysis, specific fire damage scenarios have not been defined. This does not take place until Step 2.4 has been completed. Hence, a conservative assessment of SSD path independence is necessary. Credit for the SSD path is reassessed in Step 2.5 once the specific fire damage scenarios have been defined.</p> <p>...</p>	
—	—	05.02.02 Step 2.2: Identifying Credible Fire Scenarios and Information Gathering	<p><u>05.02.02.01 Step 2.2.1: Initial FDS Assignment</u></p> <p>The initial assignment of FDS scenarios is intended to focus the analysis on those fire scenarios that may change as a result of a finding.</p> <p>Example: If the finding is a degraded fire barrier element separating two fire areas (category: fire confinement) then only fire scenarios leading to the spread of fire between these two fire areas are relevant to the risk increase calculation. Any fire scenario that impacts only one fire area or the other will not change as a result of the observed fire barrier degradation.</p> <p>The initial FDS assignment is broadly inclusive of potential fire scenarios.</p> <p>...</p>	<p>NRC</p> <p>5.2.2 ステップ 2.2 : 信頼できる火災シナリオの特定と情報収集 (省略)</p>
—	—	05.02.03 Step 2.3: Ignition Source Screening and Fire Scenario Refinement	<p><u>05.02.03.01 Step 2.3.1: Characterize Fire Ignition Sources</u></p> <p>Characterization of a fire ignition source means that the initial HRR profile (before fire spread to secondary combustibles) is set, and a specific location is assigned to the fire. Additional guidance to address these two aspects of ignition source characterization is provided below. In some cases, the Phase 2 analysis can be made more efficient by considering ignition sources of a particular type as a group. Additional guidance for grouping ignition sources and assigning their location is also provided below.</p> <p>...</p> <p><u>Assigning a Location to Fire Ignition Sources:</u></p> <p>Fixed fire ignition sources are assigned to their actual physical location:</p> <p>a. In plan view, the fire location for a fixed fire ignition source is the physical center of the fire ignition source itself, unless this choice is in obvious conflict with the likely location of a fire involving the source. However, the horizontal distance to the nearest edge of the ignition</p>	<p>NRC</p> <p>5.2.3 ステップ 2.3 : 発火源のスクリーニングと火災シナリオの改良 (省略)</p>

				<p>source is used to determine whether a target is within the radial ZOI.</p> <p>b. The fire base for closed top electrical enclosures (i.e., enclosures without horizontal top vents or openings) is assumed to be at 1 ft. below the top of the enclosure as determined from a walkdown. For electrical enclosures not sealed at the top, the fire base is placed at the top of the enclosure. (Reference 12, FAQ 08-0043)</p> <p>c. For electric motors sealed at the top, the fire base height is the elevation of the highest vent. (If the vent location is not known, assume the fire base height to be 1 ft. below the top of the motor, but not below the base of the motor housing.) For a motor not sealed at the top, the fire base height is at the top of the motor. (Reference 10)</p> <p>d. The assumed fire base height for dry transformers sealed at the top and fully sealed dry transformers is 1 ft. below the top. For a dry transformer not sealed at the top, the fire base height is at the top of the transformer. Alternatively, for side-vented dry transformers, the analyst can locate the fire base at the uppermost vent. (Reference 12)</p> <p>e. The default elevation of the fire base for transient combustibles is 0.5 ft. above the floor. (Reference 13)</p> <p>...</p> <p><u>Plume Centerline Temperature Correlation</u></p> <p>The plume centerline temperature correlation described in Chapter 9 of Reference 11 was used in conjunction with heat soak method calculations to develop the vertical ZOI tables and plots in Attachment 8 to Appendix F. The following FDTs spreadsheet can be used to calculate the centerline temperature of a buoyant fire plume and the vertical ZOI:</p> <p>...</p> <p><u>Radiant Heat Flux Calculation</u></p> <p>A modified version of the “Solid Flame Radiation Model” for estimating the radiant heat flux to a target described in Chapter 5 of Reference 11 was used in conjunction with heat soak method calculations to develop the radial ZOI tables and plots in Attachment 8 to Appendix F. The following FDTs spreadsheet can be used to calculate the radiant heat flux from the fire to a target and the radial ZOI:</p> <p>...</p>	
--	--	--	--	---	--

			05.02.04 Step 2.4: Final Fire Ignition Frequency Estimates	<p><u>05.02.04.01 Step 2.4.1: Nominal Fire Frequency Estimation</u></p> <p>FIFs for a range of ignition sources are tabulated in Attachment 4 to Appendix F. For most fire ignition sources, the fire frequency is provided on a per component basis. However, for non-qualified cables, transients, and hot work a relative ranking of fire areas as low, medium, or high is required. The guidance for assigning these rankings is provided in Attachment 4 to Appendix F. In addition, Table A4.1 in Attachment 4 to Appendix F gives plant-wide FIFs for battery chargers and junction boxes. Total plant-wide unit counts need to be obtained to determine the per unit frequencies for these ignition sources. Furthermore, the following ignition sources require a HEAF zone-wide unit count to determine the per unit FIF from the FIF provided in Table A4.1 in Attachment 4 to Appendix F:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Load center HEAFs – requires an estimate of the total number of supply circuit breakers. • Switchgear HEAFs – requires an estimate of the total number of switchgear banks in the HEAF fault zone (1 or 2) where the switchgear unit under analysis is located. • Non-segregated bus duct HEAFs – requires an estimate of the number of non-segregated bus duct transition points, or the total length of non-segregated bus ducts in the bus duct HEAF fault zone (BDUAT or BDSAT versus BD1, BD2 or BDLV) where the non-segregated bus duct under analysis is located. <p>The location of the switchgear and non-segregated bus duct in the electrical distribution system of the plant in discussed in detail in Reference 15, and is summarized in Attachment 3 to Appendix F.</p> <p>...</p>	<p>NRC</p> <p>5.2.4 ステップ 2.4 : 遮蔽されていない発火源の最終 FIF 推定値 (省略)</p>
—	—		05.02.05 Step 2.5: Final Conditional Core Damage Probability Estimates Determination	<p>The purpose of Step 2.5 is to define the target set that will be damaged in the postulated FDS1, FDS2, and FDS3 scenarios initiated by the unscreened ignition sources as determined in Step 2.3 of the Fire Protection SDP. Guidance for the identification of targets and their damage and ignition criteria is provided in Attachment 6 to Appendix F. Once the damaged targets sets have been defined, the senior reactor analyst (SRA) can use the SPAR models to determine the corresponding CCDP for each fire scenario. At the discretion of the SRA, the CCDP obtained at this</p>	<p>NRC</p> <p>5.2.5 ステップ 2.5 : 最終的な CCDP 推定値 (省略)</p>

			stage may account for effects due to human error and/or spurious operation. Typically, these effects are not considered in the Fire Protection SDP until Phase 3. Fire human reliability analysis guidelines are provided in NUREG-1921 (Reference 16). Spurious operation occurrence and duration exceedance probabilities are reported in NUREG/CR-7150, Vol. 2 (Reference 17). ...	
—	—	05.02.06 Step 2.6: Final Fire Severity Factor Estimates	In the present Fire Protection SDP, the SF for fixed and transient ignition sources is determined based on the HRR required to cause damage to the nearest and most vulnerable target. If this target is located in the buoyant plume, the SF can be determined from table/plot set D in Attachment 8 to Appendix F as a function of the elevation of the nearest and most vulnerable target above the ignition source. An example of using the pre-calculated SF tables and plots in set D is presented in Section 05.03.04. If the nearest and most vulnerable target is not in the buoyant plume, but heated by radiation, the SF can be determined from table/plot set E in Attachment 8 to Appendix F. An example of using the pre-calculated SF tables and plots in set E is presented in Section 05.03.05. HEAFs and liquid fuel spill fires (confined and unconfined) are assigned an SF of 1.0.	NRC 5.2.6 ステップ 2.6 : 最終的な SF 推定値 (省略)
—	—	05.02.07 Step 2.7: Final Non-Suppression Probability Estimates	The NSP for a specified fire scenario is a function of (1) the time available between start of the fire and failure of the critical component associated with the target set (usually cables) as determined by the plant response to the initiated accident scenario, (2) the time to damage of the target set for the scenario and (3) the time to suppression of the fire. The damage time for FDS1 scenarios is determined from table/plot set D for targets in the buoyant plume and from table/plot set E for targets heated by radiation. Examples to illustrate the use of these tables and plots are provided in Sections 05.03. 04 and 05.03. 05 for set D and E , respectively. The approach for determining the damage time for FDS2 scenarios involving secondary combustibles is illustrated in Section 05.03.03.02. ...	NRC 5.2.7 ステップ 2.7 : 最終的な NSP 推定値 (省略)
—	—	05.03 Attachment 8: Tables and Plots Supporting the Phase 2 Risk Quantification	Attachment 8 to Appendix F consists of a collection of tables and plots that are used in support of a Phase 2 assessment. Various FDTs from Reference 14 were used to generate the data that are presented in the tables and plots. To automate the process the FDT calculations were	NRC 5.3 添付 8 : フェーズ 2 リスク評価を裏付ける 表およびグラフ ✓ MC0609 付録 F の添付 8 はフェーズ 2 の評価を裏付けるために使用される表とグラフのコレク

			implemented in a series of spreadsheets. The assumptions and background for these calculations are discussed in Section 06.03. Eight sets of plots and tables were developed. The use of each set is illustrated below by means of examples.	シヨン。 ✓ これらの使用方法を、以下 5.3.1～5.3.6 に分けて説明。 ✓ これらの表／グラフ作成のための計算の前提や背景は、本文書の 6.3 に示す。
—	—	05.03.01 Table/Plot Set A: Vertical and Radial Zone of Influence	Table/plot set A provides the vertical and radial ZOI for fixed and transient ignition sources, and for confined liquid fuel pool fires and unconfined liquid fuel spill fires. It is used to screen ignition sources that cannot cause damage to components or cables in the fire area and that are not capable of causing fire to spread to secondary combustibles (Step 2.3.2 in Appendix F), and to identify the damaged target set for a specified FDS1 scenario (Step 2.5.1 in Appendix F). ...	NRC 5.3.1 表／グラフのセット A：垂直および放射状の影響範囲 ✓ 例 1～例 4 により、使用方法を説明
—	—	05.03.02 Table/Plot Set B: Minimum HRR to Create a Damaging HGL	Table/plot set B provides the minimum HRR that is needed to create damaging HGL conditions for a range of compartment sizes and different target types. It is used to screen ignition sources that are not capable of generating a damaging HGL (Step 2.3.3 in Appendix F), and to identify ignition sources and fire scenarios involving secondary combustibles that can cause development of a damaging HGL in the fire area(s) under evaluation (Steps 2.5.2 and 2.5.3 in Appendix F). ...	NRC 5.3.2 表／グラフのセット B：損傷を与える HGI を作成するための最小 HRR ✓ 例 1～例 2 により、最少 HRR について説明
—	—	05.03.03 Table/Plot Set C: HRR Profiles of Fires Involving Cable Trays	Table/plot set C provides the combined HRR of an ignition source and a vertical stack of between one and seven horizontal cable trays as a function of time for various ignition source- cable tray configurations. This set is used in conjunction with table/plot set B to determine if and when a fire scenario involving secondary combustibles will cause a damaging HGL in the fire area (Steps 2.5.2 and 2.5.3 in Appendix F). ...	NRC 5.3.3 表／グラフのセット C：損ケーブルトレイに関連する火災の HRR プロファイル ✓ 例 1～例 2 により、HRR について説明
—	—	05.03.04 Table/Plot Set D: Severity Factor and Damage Time vs. Vertical Target Distance	To develop table/plot set D, calculations were performed to determine the highest elevation and corresponding time at which a target will be damaged, or a secondary combustible will ignite when exposed in the plume of an ignition source with a HRR profile that corresponds to a specified SF. Each table and plot provides the elevations and damage times corresponding to SFs ranging from 0.02 to 0.75 for one of the fixed or transient ignition sources listed in Attachment 5 to Appendix F, located either in the open or in a corner. Table/plot set D is used in Appendix F	NRC 5.3.4 表／グラフのセット D：重大度係数と損傷時間と垂直目標距離の関係 ✓ 例 1 により説明

			to conservatively estimate the SF for a target or secondary combustible located within the vertical ZOI based on its elevation above the ignition source (Step 2.6.1), and to determine the corresponding damage or ignition time (needed to calculate the NSP in Step 2.7.1).	
—	—	05.03.05 Table/Plot Set E: Severity Factor and Damage Time vs. Radial Target Distance	To develop table/plot set E, calculations were performed to determine the longest radial distance at which a target will be damaged, or a secondary combustible will ignite when exposed to the radiant heat flux from an ignition source with a HRR profile that corresponds to a specified SF. Each table and plot provides the radial distances corresponding to SFs ranging from 0.02 to 0.75 for one of the fixed or transient ignition sources listed in Attachment 5 to Appendix F. Table/plot set E is used to conservatively estimate the SF for a target or secondary combustible located within the radial ZOI based on its distance from the ignition source (Step 2.6.1), and to determine the corresponding damage or ignition time (needed to calculate the NSP in Step 2.7.1). ...	NRC 5.3.5 表／グラフのセット E：深刻度係数と損傷時間 vs 半径ターゲット ✓ 例 1 により説明
—	—	05.03.06 Table/Plot Set F : Detector Actuation and Sprinkler Activation Times	Table/ Plot set F consists of three subsets of tables : a. Tables to determine smoke detector actuation time as a function of the ceiling height above the fire and the radial distance between the detector and the fire (Step 2.7.2). b. Tables to determine sprinkler activation time for fixed and transient ignition source fires as a function of the ceiling height above the fire and the radial distance between the sprinkler head and the fire (Step 2.7.3). c. Tables to determine sprinkler activation time for fires with an unknown HRR profile as a function of the ceiling height above the fire and the radial distance between the sprinkler head and the fire (Step 2.7.3). ...	NRC 5.3.6 表／グラフのセット F：検知器の作動とスプリンクラーの作動時間 ✓ 例 1～例 2 により説明
—	—	06 BASIS 06.01 Phase 1 Analysis Basis 06.01.01 Step 1.1: Provide Statement of Fire Protection Finding	A clear description of the fire finding is necessary to ensure that it is assigned to the appropriate category.	NRC 6. 根拠 6.1 フェーズ 1 分析の根拠 6.1.1 ステップ 1.1：火災防護指摘事項の説明 ✓ 適切なカテゴリに分けられるよう明確に説明する
—	—	06.01.02 Step 1.2: Assign a Fire Finding Category	The finding categories are assigned primarily as a tool for guiding aspects of the analysis. The finding categories map directly to the fire protection DID elements. Certain steps	NRC 6.1.2 ステップ 1.2：指摘事項のカテゴリ分け ✓ 指摘事項のカテゴリは、火災防護 DID の要素

			in the analysis are only relevant to specific types of findings, and other steps are skipped for specific types of findings.	に直接マッピングされる。
—	—	06.01.03 Step 1.3: Low Degradation Deficiencies	<p><u>Assignment of a Degradation</u> 原子力規制庁 ting</p> <p>Degradation 原子力規制庁 tings are defined in a context explicitly consistent with the fire PRA approach and the overall objective of the SDP as a risk-informed analysis tool. The generic definitions are explicitly tied to the level of credit that will be given to a degraded fire protection program element in the subsequent PRA-based analyses. All case specific degradation 原子力規制庁 tings have been established consistent with the generic definitions of High and Low Degradation as discussed in Attachment 2 to Appendix F. Specific bases for the degradation 原子力規制庁 tings assigned to specific types of findings are discussed in the subsections that follow.</p> <p><u>Fire Prevention and Administrative Controls Programs</u></p> <p>Fire prevention and administrative controls program degradations focus on issues related to hot work fire watches and combustible materials controls.</p> <p>...</p> <p><u>Fixed Fire Detection & Suppression Degradation</u></p> <p>The degradation 原子力規制庁 tings for fixed fire detection and suppression systems are intended to reflect the general functionality of the system in light of the noted degradation. Many minor deviations from the code of record are possible that would not substantially degrade the system performance. These types of degradations are assigned to the low category.</p> <p>...</p> <p><u>Fire Barrier Degradation</u></p> <p>The fire barrier degradation 原子力規制庁 ting is tied to the expected performance time of the degraded barrier in terms of its fire resistance or its ability to prevent failure or ignition of the SSD-credited equipment protected by the barrier. Indeed, this is how the degradations are reflected in risk quantification. The examples are taken from the experience of field inspectors, NRC headquarters staff, research, and the plants themselves.</p> <p><u>SSD Findings</u></p> <p>The SSD finding degradation levels are intended to align with the generic definitions. However, in this context the interpretation focuses somewhat more sharply on ‘reliability’ issues. For example, a fire suppression system</p>	<p>NRC</p> <p>6.1.3 ステップ 1.3 : 低劣化の欠陥</p> <p>✓ 低劣化欠陥「緑」となるケースの説明（劣化が大きいと評価されるケースを含む）</p>

			<p>can be compared to a code of record and deviations can be readily identified. SSD provisions rarely have such a definitive yardstick against which they can be measured. SSD findings are more likely to hinge on qualitative factors. For example, issues likely to arise could include the adequacy of post-fire SSD procedures, the reliability of a proposed SSD path, unavailability of required functions, likelihood of spurious equipment operations, etc. The criteria, as written, reflect the qualitative nature of these findings. It is expected that considerable judgement on the part of the practitioner will be required to properly assess SSD findings.</p> <p><u>Low Degradation Deficiency Screening Check</u></p> <p>The first question in the qualitative screening check asks if a low degradation finding was assigned to the finding. By design, the definition of low degradation implies that the performance and/or reliability of the fire protection feature is minimally impacted by the noted degradation finding. Hence, the feature would be given essentially full credit in the PRA-based analysis. In this case, the risk change is essentially zero, and the finding should be screened to Green.</p> <p>Question 1.3.1-A accomplishes this action.</p>	
—	—	06.01.04 Step 1.4: Qualitative Screening Questions	<p>Step 1.4 consists of a series of questions that are used to determine whether the finding can be screened to Green without the need to perform a quantitative analysis. The basis for each of the qualitative screening questions, which are specific to the finding category assigned in Step 1.2, is discussed below.</p> <p>...</p>	<p>NRC</p> <p>6.1.4 ステップ 1.4 : 定性的スクリーニング質問</p> <p>✓ 定量的評価を実施せずに「緑」にスクリーニングできるかどうか判断するために使用される質問</p> <p>✓ 各質問の根拠が説明されている。一例を示す。</p> <ul style="list-style-type: none">• 6.1.4.1 ステップ 1.4.1: 防火と管理的コントロール <p>1.4.1-A の質問の根拠 :</p> <p>当初想定されていたよりも大規模な火災を引き起こす可能性のある防火または管理上の不備 (可燃物のないエリアで一時的な可燃物が見つかる等) は、そのエリアの火災シナリオの可能性または深刻度を悪化させる可能性がある。火災監視の不備により、火災の検出が遅れ、火災が鎮火されない可能性に影響する可能性がある。指摘事項が、すでに分析されたよりも可能性の高いまたは深刻な火災シナリオを生み出さない、またはエリアの SSD 戦略に悪影響を与えない場合、リスクの影響は低いいため、指摘事項は「緑」にスクリーニン</p>

				グできる。
—	—	06.01.05 Step 1.5: Screen Based on Licensee Fire PRA Results	Many NPPs in the U.S. have transitioned to a risk-informed performance-based fire protection program in accordance with NFPA 805 (Reference 9) via 10CFR50.48(c). For these and other plants with a fire PRA, the results of the licensee’s PRA-based risk evaluation can serve as the basis for screening a finding to Green, provided a SRA reviews and approves.	NRC 6.1.5 ステップ 1.5：事業者の PRA 結果に基づくスクリーニング ✓ 多くの発電所は、10 CFR 50.48(c)経由で、リスク情報を活用したパフォーマンスベースの火災防護プログラム（NFPA 805 に準拠）に移行している。 ✓ 火災 PRA を備えたこれらの発電所その他では、SRA が審査して承認すれば、事業者の PRA 結果が、「緑」の判断基準として役立つ。
—	—	06.02 Phase 2 Analysis Basis 06.02.01 Step 2.1: Bounding Risk Quantification	Entry into Step 2.1 implies that the finding was assigned a greater than low degradation finding (low degradation findings Screen to Green in Step 1.3). Hence, one element of the fire protection program will receive either no credit or credit that has been substantially degraded in subsequent analysis steps. On this basis, a quantitative screening check is performed based on the product of DF and conservative estimates of area FIF and CCDP. ...	NRC 6.2 フェーズ 2 分析の根拠 6.2.1 ステップ 2.1：リスク定量化の境界設定 ✓ ステップ 2.1 にエントリするということは、指摘事項が低劣化以上の評価を受けたことを意味する。 ✓ 保守的な推定値の積に基づいて定量的なリスクのスクリーニングが行われる。
—	—	06.02.02 Step 2.2: Identifying Credible Fire Scenarios and Information Gathering	A fire scenario starts with an ignition source and may lead to damage of one or several PRA targets in the area(s) under evaluation. In this step, information is collected for the ignition sources in the area(s) under evaluation that have the potential of starting a fire that contributes to the □CDF, and for the targets that could be damaged in fires that are initiated by these ignition sources. Some fire scenarios involve secondary combustibles, and information for those is collected in this step as well. The ignition source, secondary combustible, and target data collected in this step define the fire scenarios that are considered credible at this stage, and that may need to be included in the final risk quantification for the area(s) under evaluation. The list of credible fire scenarios is refined in future steps. ...	NRC 6.2.2 ステップ 2.2：信頼できる火災シナリオの特定と情報収集 ✓ 信頼できる火災シナリオの特定と情報収集に関するガイダンス
—	—	06.02.03 Step 2.3: Ignition Source Screening and Fire Scenario Refinement	06.02.03.01 Step 2.3.1: Characterize Fire Ignition Sources For each ignition source identified in Step 2.2.2, a HRR profile and nominal location are assigned. The HRR profiles for various ignition sources can be found in Attachment 5 to Appendix F. The basis for these profiles is	NRC 6.2.3 ステップ 2.3：発火源のスクリーニングと火災シナリオの改良 ✓ 発火源のスクリーニングと火災シナリオの改良に関するガイダンス

			discussed below. ...	
—	—	06.02.04 Step 2.4: Final Fire Ignition Frequency Estimates	<u>06.02.04.01 Step 2.4.1: Nominal Fire Frequency Estimation</u> In many ways FIF is estimated in exactly the same manner used in most current fire PRAs. The most significant extension applied in the SDP is the use of component or fire ignition source specific FIFs for nearly all sources (a few sources require the analyst to estimate the total plant-wide or HEAF fault zone-wide unit count). Implementation of this approach did require significant simplification to the application process. The major difference for the Fire Protection SDP is that, with a few exceptions , the analyst is not asked to count fire sources throughout the plant, only those in the fire area under analysis. In other PRA analysis methods, it is assumed that the analyst will have a complete count of fire ignition sources throughout the plant. Hence, the generic plant-wide FIF is partitioned to individual components based on the plant-specific total component count. In the SDP, generic or representative component counts are applied, and the generic plant-wide FIF is partitioned to individual components based on these generic component count values. ...	NRC 6.2.4 ステップ 2.4：最終的な発火頻度の推定 ✓ 最終的な発火頻度の推定に関するガイダンス
—	—	06.02.05 Step 2.5: Final Conditional Core Damage Probability Estimates Determination	<u>Step 2.5.1: Determine Damaged Target Set and CCDP for FDS1 Scenarios</u> In Step 2.2.2, the analyst identified all ignition sources in the area under evaluation, and for each of these sources determined the targets that could potentially be damaged and secondary combustibles that could potentially be ignited. The location of these damage and ignition targets was recorded on form 2.2.2b (for fixed ignition sources and oil fires) and 2.2.2c (for transient combustibles). This information was then used in Step 2.3.2 to screen ignition sources that are not capable of initiating an FDS1 scenario. In Step 2.5.1 the information recorded on forms 2.2.2b and 2.2.2c is further used to determine the damaged target set for each of the unscreened ignition sources in Step 2.3.2. The damaged target set consists of the collection of targets that are located within the ZOI of the ignition source. ...	NRC 6.2.5 ステップ 2.5：最終的な条件付き炉心損傷確率推定値の決定 ✓ 最終的な条件付き炉心損傷確率推定値の決定に関するガイダンス
—	—	06.02.06 Step 2.6: Final Fire Severity Factor Estimates	<u>06.02.06.01 Step 2.6.1: Determine Severity Factors</u> Phase 2 of the Fire Protection SDP does not involve a step	NRC 6.2.6 ステップ 2.6：リスク定量化の境界設定

			<p>to determine the SF for HEAFs and oil fires because it specifies the SF for the ignition source types and HRRs that need to be considered in a Phase 2 analysis. The SF for HEAFs is equal to 1.0. For oil fires, two scenarios need to be considered. The first scenario assumes that 100 percent of the available amount of oil has spilled. The SF for this scenario is 0.02. The SF for the second scenario, which assumes a 10 percent spill, is 0.98 (Reference 8). For confined oil fires, it is not necessary to evaluate the two scenarios if the containment volume is large enough to hold 100 percent of the oil that can be spilled. Consequently, Step 2.6.1 in Appendix F only determines the SF for scenarios initiated by fixed or transient ignition sources.</p> <p>...</p>	<p>✓ ステップ 2.1 にエントリするということは、指摘事項が低劣化以上の評価を受けたことを意味する。</p>
—	—	06.02.07 Step 2.7: Final Non-Suppression Probability Estimates	<p>Additional guidance for the fire NSP analysis performed in this step is provided in Attachment 7 to Appendix F.</p> <p><u>Step 2.7.1: Determine Damage and Ignition Times</u></p> <p>For FDS1 scenarios, damage occurs when the HRR of the ignition source is sufficient to cause damage to the nearest and most vulnerable target. The heat soak method is used to determine the time when this occurs (or whether it will occur at all) for a specified HRR profile. Table/plot sets D and E in Attachment 8 to Appendix F can be used to determine the damage time for FDS1 scenarios as a function of vertical or radial distance from the ignition source to the nearest and most vulnerable target, respectively. Examples in Sections 05.03.04 and 05.03.05 illustrate how these tables and plots can be used.</p> <p>...</p>	<p>NRC</p> <p>6.2.7 ステップ 2.7：最終的な非鎮火確率(NSP)の推定</p> <p>✓ 最終的な非鎮火確率(NSP)の推定のガイダンス</p>
—	—	06.03 Attachment 8: Tables and Plots Supporting the Phase 2 Risk Quantification	<p>This section provides the basis and assumptions for the tables and plots that support the risk quantification in Phase 2 of the Fire Protection SDP. The tables and plots are compiled in Attachment 8 to Appendix F. The following table/plot sets have been developed:</p> <p>a. Set A: Vertical and Radial ZOI;</p> <p>b. Set B: Minimum HRR to Create a Damaging HGL;</p> <p>c. Set C: HRR Profiles of Fires Involving Cable Trays for Different Ignition Sources;</p> <p>d. Set D: Severity Factor and Damage Time versus Vertical Target Distance;</p> <p>e. Set E: Severity Factor and Damage Time versus Radial Target Distance;</p> <p>f. Set F: Detector Actuation and Sprinkler Activation Times.</p>	<p>NRC</p> <p>6.3 添付 8：フェーズ 2 リスク評価を裏付ける表およびグラフ</p> <p>(表とグラフを作成するために行われた計算の根拠および仮定を以下に示す。)</p>

			Subsequent subsections describe the basis and assumptions for the calculations that were performed to generate each table/plot set. ...	
—	—	06.03.01 Table/Plot Set A: Vertical and Radial ZOI	Table/plot set A provides the vertical and radial ZOI for fixed and transient ignition sources, confined liquid fuel pool fires and unconfined liquid fuel spill fires. It is used in the Fire Protection SDP to screen ignition sources that cannot cause damage to components or cables in the fire area, that are not capable of causing fire to spread to secondary combustibles (Step 2.3.2), and to identify the potentially damaged target set for given FDS1 scenarios (Step 2.5.1). ...	NRC 6.3.1 表／グラフのセット A：垂直および放射状の影響範囲 ✓ セット A の表／グラフ作成のために行われた計算の根拠
—	—	06.03.02 Table/Plot Set B: Minimum HRR to Create a Damaging HGL	Table/plot set B provides the minimum HRR that is needed to create damaging HGL conditions for a range of compartment sizes and different target types. It is used in Appendix F to screen specific liquid pool and spill fire scenarios (Steps 2.3.3 and 2.3.4), and to identify scenarios involving secondary combustibles that can cause a damaging HGL in the fire area (step 2.5.2). ...	NRC 6.3.2 表／グラフのセット B：垂直および放射状の影響範囲 ✓ セット B の表／グラフ作成のために行われた計算の根拠
—	—	06.03.03 Table/Plot Set C: HRR Profiles of Fires Involving Cable Trays	Table/plot set C provides the combined HRR of an ignition source and a vertical stack of between one and seven horizontal cable trays as a function of time for various ignition source/cable tray configurations. This set is used in Steps 2.5.2, 2.5.3 and 2.7.1 in conjunction with table/plot set B to determine if and when a fire scenario involving secondary combustibles will cause a damaging HGL in the fire area. ...	NRC 6.3.3 表／グラフのセット C：垂直および放射状の影響範囲 ✓ セット C の表／グラフ作成のために行われた計算の根拠
—	—	06.03.04 Table/Plot Set D: Severity Factor and Damage Time vs. Vertical Target Distance	To develop table/plot set D, calculations were performed to determine the highest elevation and corresponding time at which a target will be damaged or a secondary combustible will ignite when exposed in the plume of the ignition source with a HRR profile corresponds to a specified SF. Each table and plot provides the elevations and damage times corresponding to SFs ranging from 0.02 to 0.75 for one of the fixed or transient ignition sources listed in Attachment 5 to Appendix F, located either in the open or in a corner. Table/plot set D is used in Appendix F to conservatively estimate the SF for a target or secondary combustible located within the vertical ZOI based on its elevation above the ignition source (Step 2.6.1), and to	NRC 6.3.4 表／グラフのセット D：垂直および放射状の影響範囲 ✓ セット D の表／グラフ作成のために行われた計算の根拠

				determine the corresponding damage or ignition time (needed to calculate the NSP in Step 2.7.1). ...	
	—	—	06.03.05 Table/Plot Set E: Severity Factor and Damage Time vs. Radial Target Distance	To develop table/plot set E, calculations were performed to determine the longest radial distance at which a target will be damaged or a secondary combustible will ignite when exposed to the radiant heat flux from an ignition source with a HRR profile that corresponds to a specified SF. Each table and plot provides the radial distances corresponding to SFs ranging from 0.02 to 0.75 for one of the fixed or transient ignition sources listed in Attachment 5 to Appendix F. Table/plot set E is used to conservatively estimate the SF for a target or secondary combustible located within the radial ZOI based on its distance from the ignition source (Step 2.6.1), and to determine the corresponding damage or ignition time (needed to calculate the NSP in Step 2.7.1). The development of table/plot set E involved the same steps as for table/plot set D; except that the approach to determine the radial ZOI for a specified HRR profile described in Section 06.03.01.03 was used to calculate the radial ZOI and corresponding damage time for each of the SF values.	NRC 6.3.5 表／グラフのセット E：垂直および放射状の影響範囲 ✓ セット E の表／グラフ作成のために行われた計算の根拠
	—	—	06.03.06 Table/Plot Set F: Detector Actuation and Sprinkler Activation Times	Table/Plots set F consists of three subsets of tables: a. Tables to determine smoke detector actuation time. b. Tables to determine sprinkler activation time for fixed and transient ignition source fires. c. Tables to determine sprinkler activation time for fires with an unknown HRR profile. ...	NRC 6.3.6 表／グラフのセット F：垂直および放射状の影響範囲 ✓ セット F の表／グラフ作成のために行われた計算の根拠
参考文献	—	—	References	1. SECY-99-007A, "Recommendations for Reactor Oversight Process Improvements (Follow up to SECY-99-007)," March 1999 (ML992740073) 2. RG 1.174, "An Approach for Using Probabilistic Risk Assessment in Risk-Informed Decisions on Plant-Specific Changes to the Licensing Basis," Revision 3, January 2018 (ML17317A256). ...	—
別紙・附属書	—	—	Exhibits	—	—
			Attachments	—	—

改訂情報	—	Revision History	Description of Change	・改訂履歴 5 回記載あり
------	---	------------------	-----------------------	---------------

3. 3. 10 IMC 0308 Att.3 App. G 「Technical Basis for Shutdown Operations Significance Determination Process」における日米検査ガイドの相違点等の分析およびその明確化の結果

この NRC の検査ガイドには、原子力規制庁の検査ガイドで対応すると考えられる検査ガイドがないため、NRC の検査ガイドの主な内容を整理し、表 3.3-10 にまとめた。主な調査結果を以下に示す。

3.3.10.1 目的

NRC

- ・本検査ガイドの目的を記載している。
 - ✓ 停止時 BWR フェーズ 2 SDP テンプレートおよび停止時 PWR フェーズ 2 SDP テンプレートを作成するために使用される PRA モデルの背景情報の提供

3.3.10.2 序論

NRC

- ・本検査ガイド作成の背景と要点
 - ✓ 1980 年代後半以降に実施された研究で、停止中の炉心損傷頻度は運転時のリスクと同程度
 - ✓ 停止中のリスクは均等に分散されておらず、リスクの多くは原子炉冷却系 (RCS) の水位が比較的低い停止初期に集中
 - ✓ 停止時モデルは、停止後の時間、水位、機器のアベイラビリティなど、停止時リスクの要因を考慮
- ・モデルの範囲
 - ✓ 停止時をカバーする。
 - RHR または DHR のエントリ条件に入り、RHR/DHR による冷却が開始されてから、加熱して RHR が確保された時まで。
 - ✓ プラントの温度と圧力が RHR エントリ条件を超えると、この構成でのシビアアクシデントは全出力運転時の応答によって制限されると想定され、次の点を考慮して出力運転時の SDP を適用すべき。
 - (1) 全出力時より崩壊熱が少ないため、運転員による回復に、より多くの時間が許容される、(2) 一部の緩和系は自動運転より手動運転を必要とする、(3) 一部の格納容器系はオペラブルである必要がなく、格納容器破損の可能性が高まる。
 - ✓ 停止中の正の反応度投入の問題（不注意による制御棒引き抜き、ホウ素希釈事象など）には対応できない。NRC 本部の担当者に解決策を相談すべきである。
- ・停止時リスク解析モデルの限界
 - ✓ 停止状態の評価に次の 3 通りのアプローチを使用する。
 - BWR テンプレート

- PWR テンプレート
- AP1000 および先進型 PWR アプローチ
- ✓ BWR と PWR のテンプレートは、オーダーの推定を行うための簡易ツール。一般に安全側となるが、経験上そうならない場合があることが分かっており、そのような場合、解析官が判断してこの手法から離れることがある。
- ✓ 詳細リスク評価（DRE）（フェーズ 3 評価）では、劣化状態の評価から未劣化の基本評価を差し引く。
- ✓ フェーズ 2 では、未劣化の基本評価はしない。劣化状態の評価が最終になる。

3.3.10.3 停止時運転のモデル化

NRC

- ✓ 指摘事項のリスク重要度は、コンフィギュレーションと崩壊熱のレベルを考慮して、停止を運転状態（POSS）と時間ウィンドウ（TWs）の観点から解析する。
- ✓ RHR の喪失や中断に対するプラント応答は、個々の POS において一定を仮定される。TWs は、停止早期で崩壊熱が大きい時の POSS と停止晩期で崩壊熱が相対的に低い時の POSS を区別するために使用される。
 - POS 1～POS 3 の説明
 - 早期 TW（TW-E）と晩期 TW（TW-L）の説明

3.3.10.4 停止時起因事象

NRC

- ✓ 停止時の起因事象は停止時冷却機能の喪失または中断を生じる事象と定義している。
- ✓ テンプレートは、Grand Gulf 停止時 PRA と Surry 停止時 PRA に基づく内部事象リスクに支配的であることが知られている次の 3 つ+α の起因事象を扱う。
 - RHR 喪失（LORHR）の説明
 - オフサイト電源喪失（LOOP）の説明
 - 原子炉冷却材喪失（LOI）の説明
 - 水位制御喪失（LOLC）（PWR のみ）
- ✓ その他の起因事象の説明

3.3.10.5 停止時起因事象の発生頻度

NRC

- ✓ 1992 年から 1998 年の LER（停止時冷却喪失起因事象データ要約報告）を検索し、燃料交換時間を合計することで推定する。

3.3.10.6 イベントツリーモデル

NRC

- ・次について説明している。

- ✓ 概要
- ✓ イベントツリーの成功基準
- ✓ イベントツリーの一般的な説明／考え方
- ✓ LOOP イベントツリー

3.3.10.7 ヒューマンエラー確率（HEP）

NRC

- ・次について説明している。

- ✓ IEL 表で使用する HEP の根拠
- ✓ ワークシートで使用する HEP に関する一般的な議論

3.3.10.8 参考文献

NRC

- ・参考文献を記載している。

3.3.10.9 改訂情報

NRC

- ・改訂履歴（発行日、ML 番号、改訂の概要）
- ・本文中で、改訂箇所を赤字で表示している。

表 3.3-10 原子力規制庁検査ガイドと米国 NRC 検査ガイド IMC0308 Att.3, App. G の比較調査結果：主な相違点のまとめ

原子力規制庁検査ガイド		米国 NRC 検査ガイド		両者間の主な相違点
【ガイド】－		【ガイド】IMC 0308 Att.3, App. G, TECHNICAL BASIS FOR SHUTDOWN OPERATIONS SIGNIFICANCE DETERMINATION PROCESS (Issue Date: 01/11/2022, Effective Date: 01/11/2022)		
項目	主な内容	項目	主な内容	注) 原子力規制庁に対応する検査ガイドがないため、以下はNRC の検査ガイドの概要を示す。
図書全体構成	－	図書全体構成	表紙 目次 本文 参考文献 改訂情報	－
	－	01 PURPOSE	The purpose of this basis document is to provide background information for the probabilistic risk assessment (PRA) models used to develop IMC 0609 Appendix G, Attachment 3 for boiling water reactors (BWRs) and the associated BWR shutdown template, and Attachment 2 for pressurized water reactors (PWRs) and the associated PWR shutdown template.	NRC ・1. 目的 ✓ 停止時 BWR フェーズ 2 SDP テンプレートおよび停止時 PWR フェーズ 2 SDP テンプレートを作成するために使用される PRA モデルの背景情報の提供
	－	02 INTRODUCTION	Studies conducted from the late 1980s onward indicate that core damage frequencies during shutdown are comparable to risks at-power. Results from EPRI 1003465 (“Low Power and Shutdown Risk Assessment Benchmarking Study”) are reproduced below in Tables 1 and 2. These tables document shutdown analysis from 2002 and illustrate this insight. The BWR in the EPRI study was a dual unit General Electric BWR 4, and the PWR was a dual unit Westinghouse four-loop plant. US plant availability has increased substantially over the subsequent decades, decreasing the time spent in shutdown. The average refueling outage duration in 2019 was 36 days. In addition, industry has placed additional attention on shutdown risk with the implementation of NUMARC 91-06 (“Guidelines for Industry Actions to Assess Shutdown Management”),10 CFR 50.65(a)(4) (i.e., the maintenance rule) and Generic Letter 88-17 (Loss of Decay Heat Removal – 10 CFR 50.54(f)). The risk during outages is not equally distributed, as much of the risk is concentrated early in the outage during periods of comparably low reactor coolant system (RCS) water levels. The IMC shutdown models used in the procedure account for those drivers of shutdown risk, i.e., time after shutdown, water level, and equipment availability. The above insights are also true for new reactor designs (AP1000 Design Certification Document, PRA Results and Insights Chapter 59).	NRC ・2. はじめに ✓ 1980 年代後半以降に実施された研究で、停止中の炉心損傷頻度は運転時のリスクと同程度。 ✓ 米国プラントの稼働率はその後数十年間で大幅に向上、停止時間は減少し、2019 年の燃料交換停止期間の平均は 36 日。 ✓ 産業界は 停止時リスクに更なる注意を払っている。 ✓ 停止中のリスクは均等に分散されておらず、リスクの多くは原子炉冷却系 (RCS) の水位が比較的低い停止初期に集中。 ✓ 停止時モデルは、停止後の時間、水位、機器のアベイラビリティなど、停止時リスクの要因を考慮。 ✓ 上記知見は、新型炉設計にも該当（AP1000）。

				...	
	—	—	02.01 Model Scope	<p>This methodology covers shutdown operations, which begin when the licensee has met the entry conditions for residual heat removal (RHR) or decay heat removal (DHR), and RHR/DHR cooling has been initiated, and end when the licensee is heating up and RHR has been secured. It focuses on reactor shutdown operations when more than one used fuel assembly (i.e., an assembly that contains fission products and thus decay heat) is in the reactor vessel. This methodology does not apply to a reactor containing no used fuel assemblies nor to the spent fuel pool. During core offloading, shuffling, or reloading the number of used fuel assemblies in the reactor can be less than a full core, thus, the decay heat level in the reactor correspondingly decreased. As the decay heat levels decrease, the time to boil and the time to core uncover decrease and therefore, the probability of core damage. Thus, if an analysis is required when the number of used bundles in the core has been reduced from a full core compliment, the corresponding risk should also be reduced.</p> <p>...</p>	<p>NRC</p> <ul style="list-style-type: none">• 2.1 モデルの範囲<ul style="list-style-type: none">✓ 停止時をカバーする。<ul style="list-style-type: none">➤ RHR または DHR のエントリ条件に入り、RHR／DHR による冷却が開始されてから、加熱して RHR が確保された時まで。✓ 原子炉容器内に燃料集合体がある場合の停止時が対象。<ul style="list-style-type: none">➤ 使用された燃料集合体が含まれない原子炉や使用済燃料プールは適用対象外。➤ 炉心の取出し、配置換えまたは再装荷中は、炉内の使用された燃料集合体数が総炉心より少なくなり、リスクが低減される可能性がある。✓ プラントの温度と圧力が RHR エントリ条件を超えると、この構成でのシビアアクシデントは全出力運転時の応答によって制限されると想定され、次の点を考慮して出力運転時の SDP を適用すべき。<ul style="list-style-type: none">➤ (1) 全出力時より崩壊熱が少ないため、運転員による回復に、より多くの時間が許容される、(2) 一部の緩和系は自動運転より手動運転を必要とする、(3) 一部の格納容器系はオペラブルである必要がなく、格納容器破損の可能性が高まる。✓ 停止中の正の反応度投入の問題（不注意による制御棒引き抜き、ホウ素希釈事象など）には対応できない。NRC 本部の担当者に解決策を相談すべき。
	—	—	02.02 Limitations of Shutdown Risk Analysis Model	<p>Three approaches for shutdown risk analysis are used to evaluate shutdown conditions in this methodology. Two templates were developed - one for a BWR and a second one for a PWR. For the AP1000, an advanced PWR, a third approach was used. This will be discussed further below. The BWR and PWR templates are simplified tools that generate an order-of-magnitude assessment of the risk significance. They are intended to be conservative with the expectation that a conservative analysis will appropriately screen many if not most situations to Green, and those that do not screen to Green will be given a more comprehensive</p>	<p>NRC</p> <ul style="list-style-type: none">• 2.2 停止時リスク解析モデルの限界<ul style="list-style-type: none">✓ 停止状態の評価に次の 3 通りのアプローチを使用。<ul style="list-style-type: none">➤ BWR テンプレート➤ PWR テンプレート➤ AP1000 および先進型 PWR アプローチ✓ BWR と PWR のテンプレートは、オーダーの推定を行うための簡易ツール。一般に安全側となるが、経験上そうならない場合があることが分かっており、そのような場合、解析官が判断し

				<p>and realistic evaluation. However, experience using these methods shows that the templates are not always conservative. Thus, the analyst must approach the task with judgement and deviate from the methods when it is obvious that the methods are not conservative.</p> <p>...</p>	<p>てこの手法から離れることがある。</p> <p>✓ BWR は GE の BWR4-Mark 1、PWR は WH の 4 ループ PWR の特性を考慮。</p> <p>✓ 一般的なツールなので、プラント固有の緩和特性があるプラントは含められなかった。解析官は、事業者による停止時固有の緩和脳力を考慮すべき。</p> <p>✓ AP1000 に対しては SPAR モデルを持っているので、テンプレート方式は必要ない。SPAR モデルを使用する出力運転時と類似のスクリーニングおよび詳細評価が適用される。</p> <p>✓ 詳細リスク評価（DRE）（フェーズ 3 評価）では、劣化状態の評価から未劣化の基本評価を差し引く。</p> <p>✓ フェーズ 2 では、未劣化の基本評価はしない。劣化状態の評価が最終になる。2 つの理由がある。</p> <p>➤ フェーズ 2 は、安全側のスクリーニング手法</p> <p>➤ 基本構成のリスクは無視できるほど小さい。</p> <p>✓ 事象解析では、起因事象の発生可能性（IEL）をゼロに設定。これは PRA で起因事象発生可能性を True に設定することと等しい。そして CCDP を計算する。基本評価の差し引きはない。</p> <p>✓ PWR 停止時のコンフィギュレーションの特徴。</p>
	—	—	03 CHARACTERIZATION OF SHUTDOWN OPERATIONS	<p>The risk significance of an inspection finding at shutdown depends on the plant configuration. To account for the plant's changing configuration and decay heat level during shutdown, this PRA model parses an outage into plant operational states (POSs) and time windows (TWs). The plant response to a loss or interruption of RHR is assumed to remain constant during a given POS. TWs are used to separate POSs occurring early in the outage when decay heat is high from POSs occurring late in the outage when decay heat levels are comparatively low.</p> <p>...</p>	<p>NRC</p> <p>3. 停止時運転のモデル化</p> <p>✓ 指摘事項のリスク重要度は、コンフィギュレーションと崩壊熱のレベルを考慮して、停止を運転状態（POSs）と時間ウィンドウ（TWs）の観点から解析する。</p> <p>✓ RHR の喪失や中断に対するプラント応答は、個々の POS において一定を仮定される。TWs は、停止早期で崩壊熱が大きい時の POSs と停止晩期で崩壊熱が相対的に低い時の POSs を区別するために使用される。</p> <p>➤ POS 1～POS 3 の説明</p> <p>➤ 早期 TW（TW-E）と晩期 TW(TE-L)の説明</p>
	—	—	04 SHUTDOWN INITIATING EVENTS	<p>An initiating event at shutdown is defined as an event that causes a loss or interruption of the shutdown cooling function. This template considers the three internal</p>	<p>NRC</p> <p>4. 停止時起因事象</p> <p>✓ 停止時の起因事象は、停止時冷却機能の喪失ま</p>

			<p>initiators known to dominate internal-event shutdown risk based on the Grand Gulf Shutdown PRA (NUREG/CR-6143) and the Surry Shutdown PRA (NUREG/CR-6144). The following are the initiating events considered, with their applicability to the three POSs.</p> <p>...</p>	<p>たは中断を生じる事象と定義。</p> <p>✓ テンプレートは、Grand Gulf 停止時 PRA と Surry 停止時 PRA に基づく内部事象リスクに支配的であることが知られている次の 3 つ+α の起因事象を扱う。</p> <p>➤ RHR 喪失（LORHR）の説明</p> <p>➤ オフサイト電源喪失（LOOP）の説明</p> <p>➤ 原子炉冷却材喪失（LOI）の説明</p> <p>➤ 水位制御喪失（LOLC）（PWR のみ）</p> <p>✓ その他の起因事象の説明</p>
—	—	05 SHUTDOWN INITIATING EVENT FREQUENCIES	<p>Initiating event frequencies were estimated by searching LERs from 1992 to 1998 (Loss of Shutdown Cooling Initiating Events Data Summary (1992-1998), Jim Houghton, RES, NRC Internal Report) and totaling the number of refueling hours. This is the source for the IEL found in the tables below and in the corresponding tables of IMC 0609, Appendix G Attachments 2 and 3. A slightly newer source of frequencies can be found in EPRI 1003113 “An Analysis of Loss of Decay Heat Removal Trends and Initiation Event Frequencies, (1989-2000).” However, these frequencies were not considered in the below tables.</p> <p>...</p>	<p>NRC</p> <p>5. 停止時起因事象の発生頻度</p> <p>✓ 1992 年から 1998 年の LER（停止時冷却喪失起因事象データ要約報告）を検索し、燃料交換時間を合計することで推定。</p> <p>✓ これが、以下の表および IMC0609 付録 G 添付資料 2 および 3 の対応する表に記載されている IEL のソース。</p> <p>➤ やや新はしいソースは EPRI1003113「崩壊熱除去傾向と起因事象頻度の分析（1989-2001）」にあるが、以下の表では考慮されていない。</p> <p>✓ LOOP の発生頻度は、停止時の方が出力運転時よりほぼ 1 桁大きい。</p>
—	—	06 EVENT TREE MODELS 06.01 Overview	<p>For each event tree, there is an associated worksheet that defines each top event function in the event tree by:</p> <p>•Top Event Function - A key safety function that is necessary to restore core cooling given a loss or interruption of the RHR function (e.g., the operator initiates RCS injection before core damage).</p> <p>•Success Criteria - The minimum set of equipment that can be used to fulfill the top event function.</p> <p>•Instrumentation - The minimum set of instrumentation needed by the operator to fulfill the top event function.</p> <p>•Equipment Credit - The credit given to the top event function by the analyst based on all available systems able to fulfill the top event function. If temporary equipment is credited, then use IMC 0609 Appendix G, Attachment 3, Table 6 for BWRs and Attachment 2, Table 7 for PWRs.</p> <p>•Operator Credit - The credit given for the operator to perform the corresponding top event function. The default operator credit for performing the top event assumes that: (1) the success criteria for the top event function has been</p>	<p>NRC</p> <p>6. イベントツリーモデル</p> <p>6.1 概要</p> <p>✓ イベントツリーの概念と構成要素</p> <p>➤ トップ事象機能</p> <p>➤ 成功基準</p> <p>➤ 計装</p> <p>➤ 機器クレジット</p> <p>➤ 運転員クレジット</p>

				met, and (2) the minimum set of instrumentation needed by the operator is available and providing reliable indication. Operator credits were developed using the SPAR-H methodology (NUREG/CR-6883, The SPAR-H Human Reliability Analysis Method). ...	
—	—	06.02 Event Tree Success Criteria		The Success Criteria for the BWR Shutdown Template is based on the RES Grand Gulf PRA referenced in Table 5.1.1 of NUREG/CR -6143 Vol 2. Part 1A (ML0705306690). For PWRs the success criteria are based on Byron 1 and 2 low power shutdown PRA and is reproduced here: ...	NRC 6.2 イベントツリーの成功基準 ✓ BWR 停止時テンプレートの成功基準 ✓ PWR 停止時テンプレートの成功基準
—	—	06.03 General Description/Philosophy for Event Trees 06.03.01 LOLC Event Trees (PWRs Only)		The LOLC event trees is defined as (1) the operator overdrains the RCS to reach midloop conditions such that the RHR function is lost, and (2) the operator fails to maintain level control and/or RHR flow control while in midloop such that air is entrained into the RHR system and the RHR function is lost. The LOLC does not require termination of the RCS leak path since it is assumed it will terminate without operator action when level goes to the bottom of the hot leg. ...	NRC 6.3 イベントツリーの一般的な説明／考え方 6.3.1 LOLC イベントツリー（PWR のみ） ✓ LOLC の定義 ✓ 自己停止の例外 ✓ POS1 での事象発生時
—	—	06.03.02 LOI Event Trees		In recent years, industry has worked to reduce spurious and therefore, unnecessary isolation of the RHR/DHR system with the design of reducing shutdown risk. Often these efforts involve modifications that remove the auto isolations. Sometimes these modifications remove or reduce the ability to isolate valves from the main control room. If this type of modification has been implemented, analysis of associated events should take those modifications into consideration by potentially reducing the initiating event likelihood and/or increasing the human error probability associated with manually isolation. ...	NRC 6.3.2 LOI イベントツリー ✓ BWR および PWR について、POS1 および 2 の場合の LOI イベントツリーの説明
—	—	06.03.03 LORHR Event Trees		BWR The LORHR event trees are defined as losses or interruptions of the RHR system due to failures of the RHR system and/or its support systems (such as service water or DC power). Recovery of RHR must take place before (1) RHR shutoff head is reached in POS 1, or (2) low RCS level is reached in POS 2 when RHR is automatically isolated, else RCS injection is required to prevent core damage. It is assumed that automatic emergency core	NRC 6.3.3 LORHR イベントツリー ✓ BWR および PWR について、LORHR イベントツリーの説明

			<p>cooling via a low-pressure coolant injection (LPCI) train is not available since the LPCI train would have been re-configured for RHR recovery.</p> <p>In recent years, industry has worked to reduce spurious and therefore, unnecessary isolation of the RHR/DHR system which are the largest contributor to losses of RHR. Often these efforts involve modifications that remove the auto isolations. Sometimes these modifications remove or reduce the ability to isolate valves from the main control room. If this type of modification has been implemented, analysis of associated events should take those modifications into consideration by potentially reducing the initiating event likelihood and/or increasing the human error probability associated with manually isolation.</p> <p>PWR</p> <p>The LORHR event trees evaluate losses of the operating train of RHR that result from failures of the RHR system itself or from failures of the RHR support systems. These failures could also cause failure of the standby RHR system. The analyst is asked to consider whether RHR can be recovered prior to boiling to account for the possibility of voids being swept into the RHR pumps, necessitating that the RHR pumps be shutdown and vented. Failure to recover RHR before RWST depletion is assumed to fail recirculation from the sump since the RHR pumps are assumed to also perform the recirculation function. Recovery of RHR does not guarantee available recirculation since the sump may be unavailable due to trash.</p>	
—	—	06.03.04 LOOP Event Trees	<p>The LOOP event trees evaluate losses of offsite power that result in a loss or interruption of the operating train of RHR/DHR.</p> <p>BWR</p> <p>For POS 1, AC independent injection and RCS pressure control is assumed to be sufficient until battery depletion. Based on the RES Grand Gulf Shutdown PRA (NUREG/CR-6143 Vol 2, Part 1, page 8-49), each ESF battery bank can supply the required DC loads for 11 hours after a loss of AC power if unnecessary loads are shed.</p> <p>PWR</p> <p>For POS 1, reflux cooling is considered if sufficient inventory exists until offsite power is recovered. For POS 2, gravity feed may be credited if design arrangements</p>	<p>NRC</p> <p>6.3.4 LOOP イベントツリー</p> <p>✓ BWR および PWR について、LOOP イベントツリーの説明</p>

			permit (Note: not all RWSTs are at a sufficient elevation to permit gravity feed). For most plants’ gravity feed should not be credited after RCS boiling initiates because there is insufficient head in the RWST to overcome the RCS pressure cause by boiling. However, gravity feed after boiling initiation can be credited if the licensee can show operating procedures, training and calculations considering: •Pressure drops in the surge line •Entrained water accumulating in the pressurizer •RCS vent paths that are restricted (to control loose parts or control off gassing)	
—	—	07 HUMAN ERROR PROBABILITIES (HEPs) 07.01 Basis for HEPs used in the IEL Tables	Initiating event likelihood (IEL) tables were created to estimate the new conditional likelihood that a loss of RHR will occur due to the performance deficiency, given the occurrence of the performance deficiency and/or condition. These tables are found in IMC 0609 Appendix G Attachment 2 for PWRs (Tables 1 through 5) and Attachment 3 for BWRs (Tables 1 through 4). The following discussion use the BWR Shutdown Template LOI as an example. The tables for LOI, LORHR and LOLC (PWR only) were constructed using a similar approach. The first column in each table uses the estimated time to loss of the RHR function for the specific event. The second column evaluates the availability of key instrumentation that help the operator: (1) diagnose that a potential problem exists with maintaining the RHR function and (2) diagnose how to recover from the potential problem such that an interruption or loss of the RHR function is prevented. ...	NRC 7. ヒューマンエラー確率（HEP） 7.1 IEL 表で使用される HEP の根拠 ✓ BWR 停止時テンプレート LOI の例で説明
—	—	07.02 General Discussion for HEPs Used in Worksheets	Because every interruption of the RHR function requires a successful operator response to prevent core damage, operator error is a key contributor to shutdown risk. Operator error appears in almost every top event/mitigation path in the shutdown event trees. The SPAR-H methodology was used to derive the HEPs for this IMC. In shutdown analysis, as is typical in all HRA, the failure to diagnosis failure probability dominates the action probability. Therefore, to simplify the modeling for this analysis, the diagnosis probability defines the operator credits used in the worksheets. The first safety function does not include dependence in the operator credit estimate. The second and succeeding safety functions include an estimate of dependence.	NRC 7.2 ワークシートで使用される HEP に関する一般的な議論 ✓ 運転員エラーは停止時リスクの重要な要因 ✓ HEP を導出するために SPAR-H モデルを使用

			...	
—	—	07.02.01 BWR HEPs Definitions and Characterizations	<p>BWR LOI POS 1 (Worksheet 1)</p> <p>ISOL If the leak is from outside or above the core shroud (i.e., the downcomer region) automatic isolation is assumed from a functional reactor isolation system (e.g., auto closure of the reactor water cleanup system terminating a leak in that system). Therefore, this is marked N/A. If the leak is in the lower plenum area, the leak is assumed unisolable and no credit is given (e.g., leakage from a control rod drive mechanism during removal).</p> <p>AECCS Automatic initiation of one or more low pressure emergency core cooling (ECCS) pumps on low reactor level does not require operator action, therefore, this is marked N/A. If no EECS pump will auto start, then the equipment credit is zero and the top event fails.</p> <p>...</p>	7.2.1 BWR HEP の定義と特徴 ✓ BWR ワークシートの説明(POS1 および POS2)
—	—	07.02.02 PWR HEPs Definitions and Characterizations	<p>PWR LOLC POS 1 (Worksheet 1)</p> <p>SG Operator acknowledges a loss of RHR function and maintains SG cooling by: (1) maintaining adequate level for 24 hours and (2) venting steam from SGs and (3) keeping the RCS closed. It is assumed that the operators have core exit thermocouples (CETs) and SG level and pressure indication. It is also assumed that the operator has procedures which are supported by analysis for shutdown conditions. Using the SPAR-H LP/SD diagnosis worksheets, the PSF level for time is considered expansive. The experience/training in these procedures is considered to be low for shutdown conditions when the RCS may not be full. All other PSF levels are considered nominal. The default operator credit is assumed to be three (1E-3).</p> <p>FEED& BLEED Operator initiates RCS injection and RCS bleed before core damage. It is assumed that the operator has RCS level indication and CETs with a CET hi alarm setpoint. It is</p>	7.2.2 PWR HEP の定義と特徴 ✓ PWR ワークシートの説明(POS1 および POS2)

				<p>assumed that the operator has procedures for this action as recommended by NUMARC 9106.</p> <p>Time is to core damage is assumed to occur after 3 hours. The time to manually initiate injection is assumed to take minutes to perform. Rising CET values and the CET hi alarm would be received well before RCS boiling. Therefore, using the SPAR-H LP/SD worksheets, the PSF level for time is considered to be expansive. All other PSF levels are considered nominal since FEED & BLEED is a common recovery procedure for an extended loss of RHR and is performed similar to the full power procedures. The default operator credit is estimated to be four (1E-4).</p> <p>...</p>	
参考文献	—	References	<p>1.APP-GW-GL-022, Revision 1, AP1000 Probabilistic Risk Assessment, Chapter 59 – Results and Insights, ADAMS Accession No. ML030510639.</p> <p>2.EPRI 1003113 “An Analysis of Loss of Decay Heat Removal Trends and Initiation Event Frequencies, (1989-2000),” 2001.</p> <p>...</p>	—	
別紙・附属書	—	Exhibits	—	—	
		Attachments	—	—	
改訂情報	—	Revision History	Description of Change	・改訂履歴 3 回記載あり	

3.3.11 IMC 0308 Att.3 App. H 「Technical Basis for Containment Integrity Significance Determination Process」における日米検査ガイドの相違点等の分析およびその明確化の結果

この NRC の検査ガイドには、原子力規制庁の検査ガイドで対応すると考えられる検査ガイドがないため、NRC の検査ガイドの主な内容を整理し、表 3.3-11 にまとめた。主な調査結果を以下に示す。

3.3.11.1 目的

NRC

- ・本検査ガイドの目的を記載している。
 - ✓ IMC 0609 付録 H、「格納容器健全性の重要度決定プロセス」の技術的根拠を示す
 - ✓ タイプ A およびタイプ B 指摘事項に関するフェーズ 2 評価ガイダンスのスクリーニング（抽出）基準と技術的根拠については、6 つの原子炉と格納容器の設計の組み合わせ毎に説明
 - ✓ スクリーニング基準と数値係数は、主に NUREG-1765 「早期大規模放出頻度（LERF）の重要度決定プロセスの根拠文書」に基づいており、詳細はこれを参照

3.3.11.2 運転時のタイプ A 指摘事項

NRC

- ・概要
 - ✓ 炉心損傷頻度（CDF）に基づく SDP で処理された指摘事項も LERF に影響を与える可能性がある。この種の指摘事項は、「タイプ A」に分類している。
- ・以下、次について説明している。
 - ✓ LERF に重要な BWR 事故
 - ✓ LERF に重要な PWR 事故
 - ✓ LERF に重要なシーケンスの LERF 係数

3.3.11.3 運転時のタイプ B 指摘事項

NRC

- ・概要
 - ✓ Δ CDF の決定には影響しないが、 Δ LERF の決定に潜在的に重要な指摘事項は、タイプ B 指摘事項として分類される
 - ✓ タイプ B 指摘事項は、CDF ベースの SDP を通じて処理されず、LERF の考慮のみに基づいて重要度カテゴリを割り当てる必要があるという点で、タイプ A 指摘事項とは根本的に異なる。

- ・以下、次について説明している。
 - ✓ タイプ B 指摘事項のフェーズ 1 スクリーニング判定基準
 - ✓ LERF に重大な SSC の LERF 係数
 - ✓ LERF にとって懸念されるタイプ B 指摘事項と系統

3.3.11.4 タイプ A およびタイプ B 指摘事項の根拠 – 停止時の運転

NRC

- ✓ IMC 0609 付録 G 「停止時の重要度決定プロセス」で使用されている情報と同様に、プラント停止時の格納容器指摘事項の評価に関するガイダンスでは、停止を時間窓 (TW) とプラント動作状態 (POS) に分割する。
- ✓ 停止時 LERF の欠陥は、その欠陥が発生した TW と POS にしたがって解析される。

3.3.11.5 停止時のタイプ A の指摘事項

NRC

- ✓ フェーズ 1 スクリーニング
- ✓ フェーズ 2 評価

2.2.11.6 停止時のタイプ B 指摘事項

NRC

- ✓ フェーズ 1 スクリーニング
- ✓ フェーズ 2 評価

3.3.11.7 参考文献

NRC

- ・参考文献を記載している。

3.3.11.8 改訂情報

NRC

- ・改訂履歴（発行日、ML 番号、改訂の概要）
- ・本文中で、改訂箇所を赤字で表示している。

表 3.3-11 原子力規制庁検査ガイドと米国 NRC 検査ガイド IMC0308 Att.3, App. H の比較調査結果：主な相違点のまとめ

原子力規制庁検査ガイド		米国 NRC 検査ガイド		両者間の主な相違点
【ガイド】－		【ガイド】 IMC 0308 Att.3, App. H, CONTAINMENT INTEGRITY SIGNIFICANCE DETERMINATION PROCESS TECHNICAL BASIS (Issue Date: 10/27/2020, Effective Date: 01/01/2021)		
項目	主な内容	項目	主な内容	注) 原子力規制庁に対応する検査ガイドがないため、以下は NRC の検査ガイドの概要を示す。
図書全体構成	－	図書全体構成	表紙 目次 本文 参考文献 改訂情報	－
－	－	01 PURPOSE	The screening criteria and technical basis for the Phase 2 assessment guidance for Type A and Type B findings are discussed below, for each of the six reactor and containment design combinations. The screening criteria and the numerical factors are based largely on NUREG-1765, “Basis Document for Large Early Release Frequency (LERF) Significance Determination Process,” to which the reader is referred for more detail. The information that was used to produce LERF-based significance determination process (SDP) (NUREG-1765 and the IPE for instance) were primarily based on internal events and doesn’t consider the LERF risk from external events like seismic or fire. Often the risk associated with external events can be significant to LERF and this risk generally isn’t captured in IMC 0609, Appendix H or this technical basis document.	NRC 1. 目的 ✓ IMC 0609 付録 H、「格納容器健全性の重要度決定プロセス」の技術的根拠を示す ✓ タイプ A およびタイプ B 指摘事項に関するフェーズ 2 評価ガイダンスのスクリーニング（抽出）基準と技術的根拠については、6つの原子炉と格納容器の設計の組み合わせ毎に以下で説明。 ✓ スクリーニング基準と数値係数は、主に NUREG-1765「早期大規模放出頻度（LERF）の重要度決定プロセスの根拠文書」に基づいており、詳細はこれを参照する。
	－	02 TYPE A FINDINGS AT POWER	A subset of the findings processed through the core damage frequency (CDF) based significance determination process (SDP) can also affect LERF. Findings of this nature are classified as “Type A” in Figure 4.1 of IMC 0609, Appendix H, Containment Integrity SDP. Guidance for the assessment of Type A findings is presented in the form of screening criteria to identify those accident sequences that contribute to LERF. These screening criteria are based on the characteristics of the sequence (see Table 6.1 of Appendix H). If a finding is evaluated to affect an accident sequence that contributes to LERF, that sequence is examined further in a Phase 2 assessment. ...	NRC 2. 運転時のタイプ A 指摘事項 ✓ 炉心損傷頻度（CDF）に基づく SDP で処理された指摘事項も LERF に影響を与える可能性がある。この種の指摘事項は、図 4.1 で「タイプ A」に分類。 ✓ LERF の変化の導出方法 ✓ 特定の炉心損傷シーケンスのみが格納容器に対する脅威となり、原子炉／格納容器の種類の組み合わせ毎に異なる。
	－	02.01 BWR Accidents Important to LERF	For BWR plants with Mark I and Mark II containments, findings related to interfacing system loss of coolant accidents (ISLOCA), anticipated transient without scram (ATWS), and accidents resulting in high reactor coolant	NRC 2.1 LERF に重要な BWR 事故 ✓ BWR でフェーズ 2 評価を必要とする指摘事項が関連する事故

				<p>system (RCS) pressure (i.e., transients and small break LOCA) need to be further evaluated in Phase 2. For Mark I plants, core damage accidents that involve a dry drywell floor at vessel breach regardless of whether the RCS is at low or high pressure also need to be evaluated in Phase 2 as indicated in Note 2 to Table 6.1 of Appendix H. For BWR Mark III plants, findings related to ISLOCA, transients, small break LOCAs, and station blackout (SBO) categories need to be further evaluated in Phase 2.</p> <p>ATWS sequences are not an important contributor to LERF for BWRs with Mark III containment. Containment failure from ATWS sequences occurs due to gradual over-pressurization of containment prior to core damage. However, these sequences leave the drywell and suppression pool intact, hence the releases are scrubbed by the pool and a large early release does not occur.</p>	
	—	—	02.02 PWR Accidents Important to LERF	<p>For PWR plants with large dry and sub-atmospheric containments (including AP1000), findings related to the accident categories ISLOCA, steam generator tube rupture (SGTR), and in certain cases, Consequential Steam Generator Tube Rupture (C-SGTR) need to be further evaluated in Phase 2. For the PWR plants with ice condenser containments, findings related to ISLOCA, SGTR, and SBO accident categories need evaluation in Phase 2.</p> <p>In PWRs with ice condenser containments, severe accident studies indicate that the most significant factor is the availability of hydrogen igniters and the ice condenser to mitigate severe accidents. If the igniters are available, the conditional early containment failure probability is less than 0.1 even during accidents that leave the RCS at high pressure. However, if the igniters are not available (as would be the case in an SBO unless backup power was deployed in a timely manner), NUREG/CR-6527 indicates a conditional containment failure probability (CCFP) close to 1.0. Note that the resolution of Generic Issue 189 (ML13008A361) cited the provision of alternate power supplies for hydrogen igniters for ice condenser plants and BWR plants with Mark III containments.</p>	<p>NRC</p> <p>2.2 LERF に重要な PWR 事故</p> <p>✓ PWR でフェーズ 2 評価を必要とする指摘事項が関連する事故(AP1000 含む)</p>
	—	—	02.03 LERF Factors for LERF-Significant Sequences	<p>LERF factors for sequence types affecting LERF associated with Type A findings are shown in Table 6.2 of Appendix H and discussed individually below.</p> <p>ISLOCA: The ISLOCA scenario occurs when isolation valves between the high-pressure RCS and a low-pressure</p>	<p>NRC</p> <p>2.3 LERF に重要なシーケンスの LERF 係数</p> <p>✓ タイプ A 指摘事項に関連する LERF に影響を及ぼすシーケンス タイプの LERF 係数の説明</p>

			<p>system fail causing a LOCA outside containment. If core damage occurs, the release path can bypass containment and cause a large release to the environment. For BWRs and PWRs, an ISLOCA is potentially a high consequence accident sequence since the containment is bypassed. Although some fission product holdup and scrubbing would occur along the release path, this depends on the break location and plant-specific features and is not credited in this phase of the SDP. Thus, the factor is equal to 1.0 for this accident class. A Phase 3 detailed risk evaluation can address the sequence-specific and plant-specific considerations, for example, leveraging the work in NUREG-1935 for Surry.</p> <p>...</p>	
—	—	03 TYPE B FINDINGS AT POWER	<p>Findings that have no impact on the determination of the ΔCDF but are potentially important to ΔLERF determinations are classified as Type B findings. Type B findings are fundamentally different from Type A findings in that they are not processed through the CDF based SDP and have to be allocated significance categories based only on LERF considerations. Table 4.1 of Appendix H provides a list of SSCs associated with maintaining containment integrity in different containment types that were reviewed to determine if ΔLERF would be affected if the SSCs were found to be degraded.</p> <p>As the containment function may be compromised for a Type B finding it can potentially affect either all core damage accidents or a subset of those accidents. Baseline CDFs were assumed in order to simplify the calculation of the change in risk for this type of finding. The baseline CDFs assumed were 10⁻⁴/reactor year for existing PWRs, 10⁻⁶/reactor year for AP1000 PWRs, and 10⁻⁵/reactor-year for BWRs. Assuming a baseline CDF is a limitation that has to be recognized in the light of the relatively wide ranges associated with Plant-Specific CDF estimates.</p> <p>...</p>	<p>NRC</p> <p>3. 運転時のタイプ B 指摘事項</p> <ul style="list-style-type: none">✓ ΔCDF の決定には影響しないが、ΔLERF の決定に潜在的に重要な指摘事項は、タイプ B 指摘事項として分類される。✓ タイプ B 指摘事項は、CDF ベースの SDP を通じて処理されず、LERF の考慮のみに基づいて重要度カテゴリを割り当てる必要があるという点で、タイプ A 指摘事項とは根本的に異なる。
—	—	03.01 Phase 1 Screening Decision Criteria for Type B Findings	<p>Table 1 lists the containment SSCs that were reviewed to determine the impact on ΔLERF if they were found to be in a degraded condition. Table 7.1 of Appendix H provides the Phase 1 screening criteria for Type B findings for all reactor and containment type combinations. Findings involving containment SSCs that do not appear in Table 7.1 may be considered to be screened out in Phase 1. Main</p>	<p>NRC</p> <p>3.1 タイプ B 指摘事項のフェーズ 1 スクリーニング判定基準</p> <ul style="list-style-type: none">✓ 表 1：劣化状態にあることが判明した場合の ΔLERF への影響を判断するためにレビューされた格納容器 SSC のリスト✓ IMC 0609 付録 H 表 7.1：全ての原子炉と格納

			steam isolation valve (MSIV) leakage as a containment SSC failure mode is screened out for BWR Mark III plants since these containments have a safety-grade main steam shut-off valve (MSSV) that is a relatively slow closing low leakage valve. Thus, leakage past the MSIV in a Mark III plant would likely be stopped by the MSSV.	容器の種類の組み合わせに対するタイプ B 指摘事項のフェーズ 1 スクリーニング基準
—	—	03.02 LERF Factors for LERF-Significant SSCs	Each Type B finding that was not screened out in Phase 1 requires a Phase 2 assessment. The risk significance of the various findings, i.e., color assignment, are summarized in Table 6.2 of Appendix H in terms of the duration that the condition was estimated to exist. Table 1 provides details of the values of FB and FR for different reactor and containment type combinations that were used to generate the risk significance color assignments. The bases for assigning these values are discussed below. The values of FB and FR given in the tables below are average values for each reactor/containment type combination. Plant specific values of these parameters may be substituted to obtain the risk significance of a finding for individual plants when performing a Phase 3 assessment. ...	NRC 3.2 LERF に重大な SSC の LERF 係数 ✓ フェーズ 1 でスクリーニング除外されなかったタイプ B の各指摘事項は、フェーズ 2 の評価が必要。 ✓ 様々な指摘事項のリスク重要度（色）は、状態が存在すると推定される期間に基づいて付録 H の表 6.2 にまとめられている。 ✓ 表 1：色の割り当てを生成するために使用された、様々な原子炉と格納容器タイプの組み合わせに対する早期大規模放出確率の増分（F _B ）と LERF に影響する指摘事項の影響を受ける格納容器故障の CDF の比率（F _R ）の値の詳細 ✓ これらの値を割り当てる根拠について説明
—	—	03.03 Type B Findings and Systems That Are of Concern to LERF	Containment Penetration Seals, Isolation Valves, Vent and Purge Systems The risk significance of a finding relative to a loss of containment penetration seals, isolation valves or vent and purge systems is assessed in terms of the leakage rate from containment (drywell to environment for BWR Mark I and II, wetwell to environment for BWR Mark III, and containment airspace to environment for PWR plants). Several studies, including NUREG/CR- 4330, NUREG-1493, and NUREG/CR-6418, have been performed to determine the risk significance of various levels of containment leakage. While the results vary by plant and containment type, a containment leak rate of about 100% containment volume/day appears to constitute an approximate threshold beyond which the release may become significant to LERF. In Mark III plants, however, the impact of suppression pool decontamination factors (DFs) has to be taken into account when considering the leakage from these containments. Conservatively, a DF of 10 has historically been used to represent a pool over the entire accident period. In terms of an “early release” this factor is extremely conservative. Including this DF to determine the containment leakage criterion of importance	NRC 3.3 LERF にとって懸念されるタイプ B 指摘事項と系統 ✓ LERF にとって懸念されるタイプ B 指摘事項と系統の説明

				to LERF would imply a wet well to environment leak rate of about 1000% containment volume/day. ...	
—	—	04 BASIS FOR TYPE A and TYPE B FINDINGS – SHUTDOWN OPERATION	Similar to information used for Appendix G of IMC 609, Shutdown Operations Significance Determination Process, the guidance for assessing containment findings for plant shutdown divides an outage into Time Windows (TWs) and Plant Operating States (POSs). Shutdown LERF deficiencies are analyzed according to what TW and POS the finding occurred in. For each TW and POS, the risk of that plant configuration is assumed to stay constant. Shutdown definitions are contained in IMC 0609, Appendix G, Shutdown Operations Significant Determination Process. ...	NRC 4. タイプ A およびタイプ B 指摘事項の根拠 – 停止時の運転 ✓ IMC 0609 付録 G 「停止時の重要度決定プロセス」で使用されている情報と同様に、プラント停止時の格納容器指摘事項の評価に関するガイダンスでは、停止を時間窓（TW）とプラント動作状態（POS）に分割する。 ✓ 停止時 LERF の欠陥は、その欠陥が発生した TW と POS にしたがって解析される。	
—	—	05 TYPE A FINDINGS AT SHUTDOWN	Type A Findings at Shutdown - Phase 1 Screening For both PWRs and BWRs, In TW-L (late time window, beyond eight days), it is assumed that LERF cannot occur due to decay of the short-lived isotopes that are principally responsible for early health effects (mainly I and Te). Thus, no LERF significance determination issue is applicable for TW-L. However, LERF can potentially occur in TW-E (early time window) for both PWRs and BWRs. For both PWRs and BWRs, a finding that is associated with a core damage scenario is considered a potential LERF scenario during the first eight days of shutdown. The reason for this is twofold: (1) the failures of containment function of most concern happen relatively close to the onset of core damage, and (2) difficulty of making a case that evacuation would have been initiated early enough to prevent a potential large release from leading to the potential for early health effects. For the findings that are screened out, the risk significance category is determined by the CDF based SDP and need not be changed due to LERF considerations. Type A Findings at Shutdown - Phase 2 Assessment As stated above, each core damage scenario occurring during the first eight days of shutdown is considered for LERF at shutdown. The Factor for Type A findings related to these accidents are shown in Table 6.4 of Appendix H, for various reactor/containment type combinations. The factors are identified according to the status of containment.	NRC 5. 停止時のタイプ A の指摘事項 ✓ フェーズ 1 スクリーニング ➢ PWR と BWR の両方において、TW-L（後期時間窓、8 日以降）では、早期の健康影響の主な原因である短寿命同位体（主に I と Te）の崩壊により LERF は発生しないと想定されている。 ➢ PWR と BWR の両方において、炉心損傷シナリオに関連する指摘事項は、停止後最初の 8 日間の潜在的な LERF シナリオと見なされる。 ✓ フェーズ 2 評価 ➢ 停止後の最初の 8 日間に発生する各炉心損傷シナリオは、停止時の LERF に考慮される。 ➢ これらの事故に関連するタイプ A 指摘事項の係数は、様々な原子炉／格納容器タイプの組み合わせについて、IMC 0609 付録 H の表 6.4 に示されている。	

			For each core damage scenario that (1) involves an open containment and (2) the finding occurs during the first eight days of the outage, the risk significance category of the finding determined by the CDF based SDP should be increased by one order of magnitude. ...	
—	—	06 TYPE B FINDINGS AT SHUTDOWN	Type B Findings at Shutdown - Phase 1 Phase 1 screening of Type B findings at shutdown is shown in Table 7.3 of IMC 0609, Appendix H. The most important feature at shutdown relative to containment SSCs for all reactor/containment type combinations is the status of the containment. For PWRs and BWRs, the analyst needs to know if the containment is intact or open. If the licensee does not intend to maintain an intact containment, then containment is open. A Type B finding results when a licensee intends to have an intact containment but cannot maintain an intact containment due to a performance deficiency. ... Type B Findings at Shutdown - Phase 2 Phase 2 screening of Type B findings adopts generic baseline CDFs at shutdown during POS 1E and POS 2E. These generic shutdown CDFs were developed to support a quantitative regulatory analysis for the proposed Shutdown Rule described in SECY 97-168. These generic CDFs assumed a 35-day refueling outage each 18 months of operation. These generic shutdown CDFs capture cold shutdown and refueling modes until the refueling cavity is flooded. For PWRs, the shutdown CDFs cover eight days of cold shutdown and refueling operation until the cavity is flooded. Of these eight days, the first two days are with the RCS closed (POS 1); the last six days are with the RCS “vented” (POS 2). For the BWRs, the analyses covered shutdown operation with the reactor vessel head on for four days (POS 1) and two days with the reactor vessel head off (POS 2). ...	NRC 6. 停止時のタイプ B 指摘事項 ✓ フェーズ 1 スクリーニング ➤ 全ての原子炉／格納容器タイプの組み合わせにおける格納容器 SSCs と関係する停止時の最も重要な特徴は、格納容器の状態である。 ➤ 解析官は、格納容器が無傷か開放状態かを知る必要がある。事業者が格納容器を無傷のまま維持するつもりがない場合、格納容器は開放状態である。事業者が格納容器を無傷のまま維持するつもりであるが、パフォーマンス欠陥のため格納容器を無傷のまま維持できない場合、タイプ B の指摘事項となる。 ➤ BWR Mark 1 および Mark II 型格納容器について、格納容器は不活性化されていないと仮定される。POS-1 に入ると、炉心損傷事故により、条件付格納容器破損確率は 1.0（水素燃焼事象による）となって格納容器機能が失われる。したがって、格納容器が不活性化されていないと、Mark I および II プラントの停止時に格納容器 SSCs は緩和の役割を果たさず、したがって、停止時にこれらのプラントの ΔLERF にとって重要なタイプ B 指摘事項はない。 ➤ Mark III 型格納容器および PWR アイスコンデンサ型格納容器の場合、解析官は水素イグナイタの状態を知る必要がある。 ✓ フェーズ 2 評価 ➤ フェーズ 2 スクリーニングでは、POS 1E および POS 2E 中の停止時に汎用ベースライン CDF を採用している。 ➤ これらの汎用 CDF では、18 か月の運転毎に 35 日間の燃料交換停止を想定している。これらの汎用停止時 CDF は、燃料交換キャビティが浸水するまでの冷温停止および燃料交換モードを捕捉する。

					<div>➤ PWR の場合、停止時 CDF は、キャビティが浸水するまでの 8 日間の冷温停止および燃料交換操作をカバーする。</div> <div>➤ この 8 日間のうち、最初の 2 日間は RCS が閉じた状態（POS 1）で、最後の 6 日間は RCS が「ベント」された状態（POS 2）である。</div> <div>➤ BWR の場合、解析では、原子炉容器上蓋取り付けの 4 日間（POS 1）と原子炉容器上蓋取り外しの 2 日間（POS 2）の停止操作をカバーした。</div>
参考文献	—	References	<div>• NUREG-1150 “Severe Accident Risks: An Assessment for Five U. S. Nuclear Power Plants” December 1990.</div> <div>• NUREG-2195 “Consequential SGTR Analysis for Westinghouse and Combustion Engineering Plants with Thermally Treated Alloy 600 and 690 Steam Generator Tubes, Final Report. May 2018. ADAMS Accession No. ML18122A012.</div> <div>...</div>	—	
別紙・附属書	—	Exhibits	—	—	
		Attachments	—	—	
改訂情報	—	Revision History	Description of Change	<div>・改訂履歴 3 回記載あり</div>	

3. 3. 12 IMC 0308 Att.3 App. I 「Technical Basis for Operator Requalification Human Performance Significance Determination Process」における日米検査ガイドの相違点等の分析およびその明確化の結果

この NRC の検査ガイドには、原子力規制庁の検査ガイドで対応すると考えられる検査ガイドがないため、NRC の検査ガイドの主な内容を整理し、表 3.3-12 にまとめた。主な調査結果を以下に示す。

3.3.12.1 （見出しなし）

NRC

- ・本検査ガイドの概要について、記載している。
- ✓ 本 SDP は、運転員再認定プログラムに関連する問題を扱う。
- ✓ 本 SDP は、運転員再認定のプログラム面（試験の採点、試験の品質、試験の保安など）と、筆記試験または年次運転試験中の有資格運転員のパフォーマンスに適用される。
- ✓ 最初に、SDP では全部の試験に合格した運転員が 75% 未満であるかを尋ね、全体的な再認定試験の結果を確認する。この規準を満たしている場合、「正当な理由」による検査が必要であることを示している可能性がある。
- ✓ 次に、SDP ではシミュレータでのクルー全体のパフォーマンスを確認し、クルーの合格率をシミュレータ操作評価表と比較する。

...

表 3.3-12 原子力規制庁検査ガイドと米国 NRC 検査ガイド IMC0308 Att.3, App. I の比較調査結果：主な相違点のまとめ

原子力規制庁検査ガイド		米国 NRC 検査ガイド		両者間の主な相違点
【ガイド】－		【ガイド】 IMC 0308 Att.3, App. I, TECHNICAL BASIS FOR OPERATOR REQUALIFICATION HUMAN PERFORMANCE SIGNIFICANCE DETERMINATION PROCESS (Issue Date: 07/28/2005, Effective Date:)		
項目	主な内容	項目	主な内容	注) 原子力規制庁に対応する検査ガイドがないため、以下は NRC の検査ガイドの概要を示す。
図書全体構成	－	図書全体構成	本文	－
	－	－ (no subhead)	<p>This SDP covers those issues related to the operator requalification program. It is expected that performance errors made by a licensed operator, leading to or during an actual operational event, are an integral part of the overall outcome of the event and would be reflected in the event risk determination or ultimately, in a performance indicator.</p> <p>This SDP applies to the programmatic aspects (e.g., exam grading, exam quality, exam security) of operator requalification and to the performance of licensed operators during the written exam or the annual operating test. This SDP is applicable to requalification issues related to all licensed operators, including both shift and staff crews, with either active or inactive licenses. The process is applicable to all license holders since a staff crew member with an active license could, at any time, be asked to go on-shift and because a staff crew member with an inactive license needs only to spend the required time on-shift to activate a license. A crew is defined as any group of individuals evaluated as a single entity by the licensee on the basis of its performance on the dynamic simulator.</p> <p>This SDP includes only those aspects of the requalification program considered to be risk important. For example, the student feedback system in-and-of itself has little risk importance, but its review might lead to issues that are risk important.</p> <p>The SDP first looks at overall requalification examination results by asking if less than 75% of the operators passed all portions of the exam (NUREG-1021, Rev. 9, ES 601). If this criteria is met, it may be indicative of the need for a “for cause” inspection.</p> <p>The SDP then looks at overall crew performance on the simulator and compares the crew pass rate to the Simulator Operational Evaluation Matrix. The Simulator Operational Evaluation Matrix provides the perceived risk associated with the number of crews failing the annual</p>	<p>NRC</p> <ul style="list-style-type: none">・本ガイダンスの内容（見出しなし）✓ 本 SDP は、運転員再認定プログラムに関連する問題を扱う。✓ 実際の運転事象に至るまたは運転事象中の有資格運転員によるパフォーマンスエラーは、事象の全体的な結果と不可分であり、事象のリスク判定に反映されるか、最終的にはパフォーマンス指標に反映される可能性がある。✓ 本 SDP は、運転員再認定のプログラム面（試験の採点、試験の品質、試験の保安など）と、筆記試験または年次運転試験中の有資格運転員のパフォーマンスに適用される。✓ 最初に、SDP では全部の試験に合格した運転員が 75% 未満であるかを尋ね、全体的な再認定試験の結果を確認する。この規準を満たしている場合、「正当な理由」による検査が必要であることを示している可能性がある。✓ 次に、SDP ではシミュレータでのクルー全体のパフォーマンスを確認し、クルーの合格率をシミュレータ操作評価表と比較する。シミュレータ操作評価表は、年次運転試験を受けたクルーの人数に対する不合格者数に関連した知覚リスクを与える。「年次運転試験を受けたクルーの人数」の軸には、運転員が二重の資格を保有している場合に対応するため、複数号機について含まれている。 <p>...</p>

				<p>operating test relative to the number of crews taking the test. The "Number of Crews that took the Annual Operating Test" axis includes multiple units to accommodate those instances where operators hold dual unit licenses. If a multiple unit site has separate unit licenses, use the matrix to assess the results of each unit separately. Less than 20% failure rate is considered satisfactory and does not constitute a finding. A failure rate of 20% to 34% is considered a Green finding to be turned over to the licensee for corrective action. An operating test failure rate greater than 34% but less than 50% is considered to be a White finding. It is indicative of a serious programmatic weakness and a Yellow finding if more than half the crews fail the operating test. Requalification operating test failure rate alone is never considered a Red finding unless over half the crews failed and one or more of the failed crews return to shift without remediation.</p> <p>The SDP examines the licensee's grading of the exam to ensure that failed candidates or crews are properly identified and not passed inappropriately. The risk importance is not that the licensee's grading process was inadequate or flawed, but that inadequately trained operators may be allowed to return to shift.</p> <p>The next part of the SDP process is related to the written and walkthrough portions of the requalification examination and address findings of exam quality, exam security and individual performance. The risk determination assumes that a single individual failure in requalification does not rise to the risk significance of a Green finding. A failure rate greater than 20% has been selected as the threshold for unacceptable risk significance. This is consistent with the guidance in NUREG-1021, Rev 9. Thus, more than 20% unacceptable written test items is the quality threshold; more than 20% of the operators failing the written portion of the exam is the performance threshold; more than 20% of the operators failing the operating test walkthrough is the walkthrough performance threshold, etc.</p> <p>The simulator portion of the SDP evaluates individual operating test quality, simulator fidelity, test and scenario integrity, and licensed operator license conditions. An individual failing the operating test portion of the exam does not rise to the risk significance of a Green finding. The risk significance of crew performance is dependent</p>	
--	--	--	--	--	--

				upon the percentage of crews that failed, whether the crews were remediated prior to returning to shift, and whether the facility failure rate was Green or higher (as determined by the SDP Simulator Operational Evaluation Matrix) in the previous annual operating test. The risk assessment of operator performance on the simulator should include all crews tested based on test records, even if the inspectors only witnessed testing of some crews.	
参考文献	—	References	—	—	
別紙・附属書	—	Exhibits	—	—	
		Attachments	—	—	
改訂情報	—	Revision History	—	—	

3.3.13 IMC 0308 Att.3 App. I「Technical Basis for Operator Requalification Human Performance Significance Determination Process」における日米検査ガイドの相違点等の分析およびその明確化の結果

この NRC の検査ガイドには、原子力規制庁の検査ガイドで対応すると考えられる検査ガイドがないため、NRC の検査ガイドの主な内容を整理し、表 3.3-13 にまとめた。主な調査結果を以下に示す。

3.3.13.1 目的

NRC

- ・ 本検査ガイドの目的を記載
- ✓ 蒸気発生器(SG) の供用中検査プログラムを通じて特定された認可基準および規制上の誓約事項を満たせなくなる事業者のパフォーマンス欠陥を評価する IMC 0609 付録 J の技術的根拠を提供する。

3.3.13.2 蒸気発生管劣化によるリスクの増大

NRC

- ✓ SG 伝熱管劣化に関するリスク評価には、いくつかの炉心損傷事故シーケンスを考慮する必要がある。
 - 伝熱管の自然破断から開始されるシーケンス
 - SG 蒸気側減圧から開始されるシーケンス
 - 炉心損傷シーケンスの中には、SG 伝熱管と関係ない起因事象や機器の故障によって発生するものもある
 - 給水喪失時に原子炉保護系が機能しなくなり、連鎖反応を阻止できなくなることで発生するシーケンス

3.3.13.3 伝熱管健全性要件

NRC

- ✓ SG 伝熱管健全性は、Tech Spec.で定義されている伝熱管の構造的健全性、事故時漏えい健全性、および運転時漏えいに対するパフォーマンス基準を満たすことによって維持される。
 - 米国での第 1 世代 SG の運転経験
 - パフォーマンスに大きな違いがある 3 種類の異なる伝熱管合金の使用の考慮

➤ 新しい伝熱管の健全性パフォーマンス基準

1.構造健全性パフォーマンス基準

2.事故時漏えい基準

3. 運転時漏えい基準

3.3.13.4 伝熱管劣化と ROP の「コーナーストーン」との関係

NRC

- ✓ 伝熱管劣化が、伝熱管が必要な圧力保持能力を満たせないレベルに達すると、炉心損傷事故中に発生する高温による伝熱管破断を引き起こす事故シーケンスの影響を受けやすくなる。
- ✓ シビアアクシデントシーケンス中の伝熱管の過度の漏えいは、シーケンスの進行を変え、伝熱管の重大な破損を引き起こし、格納容器バイパス事象を引き起こす可能性がある。
- ✓ この程度の劣化は「バリア健全性コーナーストーン」に影響を及ぼす。
- ✓ 劣化が通常運転中に伝熱管破断するレベルに達すると「起因事象 コーナーストーン」と「バリア健全性コーナーストーン」に影響を及ぼす。

3.3.13.5 伝熱管の状態を直接知ることができない SG 伝熱管 ISI 問題の取り扱い

NRC

- ✓ 通常運転中に伝熱管が漏えいまたは破断する場合を除き、伝熱管の状態に関する NRC の知識は、事業者が実施する定期的な伝熱管検査の結果に限られており、場合によっては、いくつかの伝熱管の現場圧力試験によって補足される。
- ✓ これらの検査が、伝熱管の劣化が重大なレベルに達する前に検出できる適切な方法で実施されない場合、潜在的なリスクが大幅に増加する可能性がある。

3.3.13.6 SG 伝熱管破損と劣化状態の条件付炉心損傷確率の推定

NRC

- ✓ 通常運転中の伝熱管の破損または ISI の結果によってリスク上重要な伝熱管の劣化が明らかになった場合、NRC は Management Directive（管理指令）8.3 の規定にしたがって対応する。
- ✓ この指令では、対応レベルは「条件付炉心損傷確率（CCDP）」のような決定論的基準とリスク重要度に基づくものと規定されている。
- ✓ SG 伝熱管の劣化の場合、より適切なリスク指標は、炉心損傷事故時の放射性物質の条

件付早期大規模放出確率（CLERP）である。前述のように、SG 伝熱管の劣化と破損事象は、炉心損傷頻度の増加がほとんどないかまったくなくても、公衆リスクを大幅に増加させる可能性がある。

3.3.13.7 SG 伝熱管劣化に関連するリスク増加の定量化

NRC

- ✓ 前述のように、伝熱管の劣化により炉心損傷頻度 (CDF) や早期大規模放出頻度 (LERF) の推定値を増加させる可能性のある事故シーケンスには、いくつかの種類がある。
- ✓ 劣化の程度が深刻になるにつれて、これらのシーケンスに関連する物理的条件で伝熱管破損の確率が大幅に増加するため、これらのシーケンスがリスク増加に寄与するようになる。
- ✓ 伝熱管の劣化が、1 本以上の伝熱管が通常運転時に発生する差圧の 3 倍に耐えられないレベル(3ΔPNO) に達した場合、伝熱管の健全性パフォーマンス基準に違反している。
- ✓ 3ΔPNO レベルは、プラントの設計と施栓された伝熱管の数によってプラントごとに大きく異なる。

3.3.13.8 参考文献

NRC

- ・参考文献を記載している。

3.3.13.9 改訂情報

NRC

- ・改訂履歴（発行日、ML 番号、改訂の概要）
- ・本文中で、改訂箇所を赤字で表示している。

表 3.3-13 原子力規制庁検査ガイドと米国 NRC 検査ガイド IMC0308 Att.3, App. J の比較調査結果：主な相違点のまとめ

原子力規制庁検査ガイド		米国 NRC 検査ガイド		両者間の主な相違点
【ガイド】－		【ガイド】 IMC 0308 Att.3, App. J, TECHNICAL BASIS FOR STEAM GENERATOR TUBE INTEGRITY FINDINGS (Issue Date: 02/02/2024, Effective Date: 02/02/2024)		
項目	主な内容	項目	主な内容	注) 原子力規制庁に対応する検査ガイドがないため、以下はNRC の検査ガイドの概要を示す。
図書全体構成	－	図書全体構成	本文 参考文献 改訂情報	－
	－	01 PURPOSE	This document provides the technical basis for IMC 0609, Appendix J for the assessment of licensee performance deficiencies that result in failures to meet licensing bases and regulatory commitments as identified through the Steam Generator (SG) in-service inspection program.	NRC 1. 目的 ✓ 蒸気発生器(SG) の供用中検査プログラムを通じて特定された認可基準および規制上の誓約事項を満たせなくなる事業者のパフォーマンス欠陥を評価する IMC 0609 付録 J の技術的根拠を提供。
	－	02 RISK INCREASES CREATED BY STEAM GENERATOR TUBE DEGRADATION	Complete risk assessments of SG tube degradation require consideration of several types of core damage accident sequences: 1. Sequences initiated by spontaneous rupture of a tube. These sequences that result in core damage involve multiple combinations of equipment failures and human errors . Most of the core damage sequences may also result in containment bypass, which is a LERF contributor . 2. Sequences initiated by steam-side depressurization of a SG, which causes one or more degraded ¹ tubes to rupture. These sequences result in core damage by similar combinations of equipment failures and human error . Containment is usually bypassed by the combination of tube rupture and a steam-side depressurization outside of containment	NRC 2. 蒸気発生管劣化によるリスクの増大 ✓ SG 伝熱管劣化に関するリスク評価には、いくつかの炉心損傷事故シーケンスを考慮する必要がある。 ➤ 1. 伝熱管の自然破断から開始されるシーケンス ➤ 2. SG 蒸気側減圧から開始されるシーケンス ➤ 3. 炉心損傷シーケンスの中には、SG 伝熱管と関係ない起因事象や機器の故障によって発生するものもある ➤ 4. 給水喪失時に原子炉保護系が機能しなくなり、連鎖反応を阻止できなくなることで発生するシーケンス
	－	03 TUBE INTEGRITY REQUIREMENTS	The SG tube integrity is maintained by meeting the performance criteria for tube structural integrity, accident induced leakage integrity, and operational leakage, as defined in the technical specifications . The operational experience of the first generation SGs in the US, with Alloy 600 mill-annealed tubing, showed high susceptibility to pitting, wastage, and stress corrosion	NRC 3. 伝熱管健全性要件 ✓ SG 伝熱管健全性は、Tech Spec で定義されている伝熱管の構造的健全性、事故時漏えい健全性、および運転時漏えいに対するパフォーマンス基準を満たすことによって維持される。 ➤ 米国での第 1 世代 SG の運転経験

				<p>cracking. Changes to primary and secondary chemistry programs, along with thermally treating the Alloy 600 tubing, resulted in much better performance in the second generation of SGs installed in the US. Replacement SGs with Alloy 690 thermally treated tubing were first installed in the US fleet in 1989, and to date, the tubing in these SGs has had excellent in-service results, with tube wear being the only observed degradation mechanism.</p> <p>With three different tubing alloys in service that have significant differences in performance, it was recognized in the 1990s that the prescriptive technical specifications in use were not well suited to the wide variety of tubing performance and ineffective at ensuring tube integrity was being maintained between inspections. To address these shortcomings, the industry developed a variety of technical guidelines on matters related to maintaining steam generator tube integrity (References 1–6), which are implemented through NEI 97-06, the “Steam Generator Tube Integrity Program.” This initiative integrated the industry guidelines into a performance-based program for ensuring tube integrity that provided the flexibility to maintain tube integrity across a wide range of SG performance. Under this approach, the condition of the tubing is periodically assessed relative to performance criteria that are commensurate with tube integrity and with the current plant licensing bases. The new tube integrity performance criteria were adopted in the standard technical specifications in 2005 and include:</p> <p>1. <u>Structural Integrity Performance Criterion:</u></p> <p>All in-service steam generator tubes shall retain structural integrity over the full range of normal operating conditions (including startup, operation in the power range, hot standby, and cooldown), all anticipated transients included in the design specification and design basis accidents. This includes retaining a safety factor of 3.0 against burst under normal steady state full power operation primary-to-secondary pressure differential and a safety factor of 1.4 against burst applied to the design basis accident primary-to-secondary pressure differentials. Apart from the above requirements, additional loading conditions associated with the design basis accidents, or combination of accidents in accordance with the design and licensing basis, shall also be evaluated to determine if the associated loads contribute significantly to burst or collapse. In the assessment of tube</p>	<p>➤ パフォーマンスに大きな違いがある 3 種類の異なる伝熱管合金の使用の考慮</p> <p>➤ 新しい伝熱管の健全性パフォーマンス基準</p> <ul style="list-style-type: none">• 1.構造健全性パフォーマンス基準• 2.事故時漏えい基準• 3. 運転時漏えい基準
--	--	--	--	---	--

			<div>integrity, those loads that do significantly affect burst or collapse shall be determined and assessed in combination with the loads due to pressure with a safety factor of 1.2 on the combined primary loads and 1.0 on axial secondary loads.</div> <div>...</div> <div>2. <u>Accident-Induced Leakage Criterion:</u> The primary-to-secondary accident induced leakage rate for any design basis accident, other than a SG tube rupture, shall not exceed the leakage rate assumed in the accident analysis in terms of total leakage rate for all SGs and leakage rate for an individual SG. Leakage is not to exceed [1 gpm] per SG [, except for specific types of degradation at specific locations as described in paragraph c of the Steam Generator Program].</div> <div>...</div> <div>3. <u>Operational Leakage Criterion:</u> The operational LEAKAGE performance criterion is specified in LCO 3.4.XX, “RCS Operational LEAKAGE.”</div>	
—	—	<div>04 RELATIONSHIPS BETWEEN TUBE DEGRADATION AND THE REACTOR OVERSIGHT PROCESS “CORNERSTONES”</div>	<div>When tube degradation reaches a level that prevents a tube from meeting its required pressure retention capability (typically 3xΔP_{NO} or 1.4xΔP_{MSLB}), it is beginning to become susceptible to the accident sequences that induce tube rupture by high temperatures that would occur during core damage accidents. Excessive tube leakage during severe accident sequences may also alter the course of the sequence and cause gross tube failure, creating a containment bypass event. This degree of degradation also makes the tube susceptible to rupture due to the extremely high reactor coolant system (RCS) pressures that can occur in some ATWS accident sequences, creating an increased probability for containment bypass for those sequences, too. Thus, this degree of degradation affects the “Barrier Integrity Cornerstone.”</div> <div>When tube degradation reaches the level that allows a tube to rupture under the conditions of a design-basis main steam line break event, it has become susceptible to failure during anticipated operational occurrences such as steam system depressurization events. This is still considered a degradation of the “Barrier Integrity Cornerstone,” but it involves additional terms of the risk equation to quantify the effect.</div> <div>Finally, when degradation reaches the level that allows a</div>	<div>NRC</div> <div>4. 伝熱管劣化と ROP の「コーナーストーン」との関係</div> <div><div>✓ 伝熱管劣化が、伝熱管が必要な圧力保持能力を満たせないレベルに達すると、炉心損傷事故中に発生する高温による伝熱管破断を引き起こす事故シーケンスの影響を受けやすくなる。</div><div>✓ シビアアクシデントシーケンス中の伝熱管の過度の漏えいは、シーケンスの進行を変え、伝熱管の重大な破損を引き起こし、格納容器バイパス事象を引き起こす可能性がある。</div><div>✓ この程度の劣化は「バリア健全性コーナーストーン」に影響を及ぼす。</div><div>✓ 劣化が通常運転中に伝熱管破断するレベルに達すると「起因事象 コーナーストーン」と「バリア健全性コーナーストーン」に影響を及ぼす。</div></div>

			tube to rupture during normal operation (or it could have ruptured if the pressure on the tube had been slightly increased by a practice used in normal operation), then there is an effect on the “Initiating Events Cornerstone” as well as the “Barrier Integrity Cornerstone.”	
—	—	05 TREATMENT OF SG TUBE ISI ISSUES THAT DO NOT PROVIDE DIRECT KNOWLEDGE OF TUBE CONDITION	<p>Except for those instances when tubes leak or rupture during normal operation, our knowledge of tube condition is limited to the results of the periodic tube inspections conducted by the licensees, sometimes supplemented by in situ pressure tests of a few tubes. If those inspections are not conducted in a manner that is adequate to detect tube degradation before it reaches significant levels, then a substantial latent risk increase can occur.</p> <p>Regulatory requirements do not specifically address many of the technical aspects of how the licensee’s SG tube ISI activities are conducted. Industry guidance has been developed for selecting specific ISI methods and practices that are adequate for specific conditions in SG tubing. The overall intent of NRC requirements and industry guidance is to conduct tube ISI with sufficient frequency and detection capability to provide reasonable assurance that every tube will continue to satisfy all tube performance criteria until the next inspection.</p> <p>...</p>	<p>NRC</p> <p>5. 伝熱管の状態を直接知ることができない SG 伝熱管 ISI 問題の取り扱い</p> <ul style="list-style-type: none">✓ 通常運転中に伝熱管が漏えいまたは破断する場合を除き、伝熱管の状態に関する NRC の知識は、事業者が実施する定期的な伝熱管検査の結果に限られており、場合によっては、いくつかの伝熱管の現場圧力試験によって補足される。✓ これらの検査が、伝熱管の劣化が重大なレベルに達する前に検出できる適切な方法で実施されない場合、潜在的なリスクが大幅に増加する可能性がある。
—	—	06 CONDITIONAL CORE DAMAGE PROBABILITY ESTIMATES FOR SG TUBE FAILURE EVENTS AND DEGRADED CONDITIONS	<p>When risk-significant tube degradation is revealed by a tube failure during normal operation or by ISI results, the agency responds in accordance with the provisions of Management Directive 8.3. That directive specifies that the level of response is to be based on deterministic criteria and risk significance, “such as conditional core damage probability (CCDP).” In the case of SG tube degradation, the more appropriate risk measure would be the conditional large early release probability (CLERP) of radioactive materials during a core damage accident. As discussed previously, SG tube degradation and failure events can substantially increase public risk with little or no increase in the core damage frequency.</p> <p>The probabilistic calculations that are required to quantify the risk increase for the SDP process are essentially the same as those used to calculate a CCDP or CLERP. The following discussion will serve to illustrate both processes needed to support the ROP.</p>	<p>NRC</p> <p>6. SG 伝熱管破損と劣化状態の条件付炉心損傷確率の推定</p> <ul style="list-style-type: none">✓ 通常運転中の伝熱管の破損または ISI の結果によってリスク上重要な伝熱管の劣化が明らかになった場合、NRC は Management Directive（管理指令）8.3 の規定にしたがって対応する。✓ この指令では、対応レベルは「条件付炉心損傷確率（CCDP）」のような決定論的基準とリスク重要度に基づくものと規定されている。✓ SG 伝熱管の劣化の場合、より適切なリスク指標は、炉心損傷事故時の放射性物質の条件付早期大規模放出確率（CLERP）である。前述のように、SG 伝熱管の劣化と破損事象は、炉心損傷頻度の増加がほとんどないかまったくなくても、公衆リスクを大幅に増加させる可能性がある。

—	—	07 QUANTIFICATION OF RISK INCREASES ASSOCIATED WITH SG TUBE DEGRADATION	<p>As previously discussed, there are several types of accident sequences that can increase core damage frequency (CDF) and/or large early release frequency (LERF) estimates due to tube degradation. As the degree of degradation becomes more severe, more of these sequences contribute to the risk increase because tube failure probabilities significantly increase for the physical conditions relevant to those sequences.</p> <p>When tube degradation has reached the point that one or more tubes cannot withstand three times the pressure differential that occurs in normal operation ($3\Delta P_{NO}$), a tube integrity performance criterion has been violated. The $3\Delta P_{NO}$ level varies significantly from plant to plant, depending on the plant design and the number of tubes that have been plugged. It is approximately 4000 pounds per square inch (psi). The risk significance of the violation needs to be assessed as part of the ROP. However, the accident sequences to which tubes are vulnerable at approximately the $3\Delta P_{NO}$ level of degradation are not design-basis accidents.</p> <p>They include ATWS sequences and core damage sequences during which the fuel clad oxidizes while the RCS is not yet depressurized and the SGs are dry (high/dry core damage sequences). The $3\Delta P_{NO}$ criterion was not established as the threshold for susceptibility to these sequences. Risk may increase before or after the tubes have degraded to this level, depending on several aspects of the plant design and current core fuel load parameters. This complicates the concept of assessing the risk of the licensee’s “performance deficiency” because degradation below the 3 delta-P criteria is accepted as part of the plant’s baseline risk. Thus, to be exact, the SDP risk assessment should subtract the risk at the $3\Delta P_{NO}$ degree of degradation from the risk at the level of degradation found.</p> <p>...</p>	<p>NRC</p> <p>7. SG 伝熱管劣化に関連するリスク増加の定量化</p> <ul style="list-style-type: none">✓ 前述のように、伝熱管の劣化により炉心損傷頻度 (CDF) や早期大規模放出頻度 (LERF) の推定値を増加させる可能性のある事故シーケンスには、いくつかの種類がある。✓ 劣化の程度が深刻になるにつれて、これらのシーケンスに関連する物理的条件で伝熱管破損の確率が大幅に増加するため、これらのシーケンスがリスク増加に寄与するようになる。✓ 伝熱管の劣化が、1 本以上の伝熱管が通常運転時に発生する差圧の 3 倍に耐えられないレベル ($3\Delta PNO$) に達した場合、伝熱管の健全性パフォーマンス基準に違反している。✓ $3\Delta PNO$ レベルは、プラントの設計と施栓された伝熱管の数によってプラントごとに大きく異なる。
参考文献	—	References	<ul style="list-style-type: none">• American Society of Mechanical Engineers Boiler and Pressure Vessel Code, Section III, “Rules for Construction of Nuclear Power Plant Components,” and Section XI, Rules for In- Service Inspection of Nuclear Power Plant Components,” The American Society of Mechanical Engineers, [various editions]• Electric Power Research Institute (EPRI), Steam Generator Management Program: Steam Generator Integrity Assessment Guidelines, Revision 5,” dated	—

			December 2021 (ML22052A061 non-public) ...	
別紙・附属書	—	Exhibits	—	—
		Attachments	—	—
改訂情報	—	Revision History	Description of Change	・改訂履歴 3 回記載あり

3.3.14 IMC 0308 Att.3 App. K 「Technical Basis for Maintenance Risk Assessment and Risk Management Significance Determination Process」における日米検査ガイドの相違点等の分析およびその明確化の結果

この NRC の検査ガイドには、原子力規制庁の検査ガイドで対応すると考えられる検査ガイドがないため、NRC の検査ガイドの主な内容を整理し、表 3.3-14 にまとめた。主な調査結果を以下に示す。

3.3.14.1 目的

NRC

- ・ 本検査ガイドの目的を記載している。
- ✓ 保守活動の実施に関連するリスクの事業者評価および管理に関連する事業者のパフォーマンス欠陥の評価に関する IMC 0609 付録 K の根拠を提供。
- ✓ プラント保守活動のリスクの評価と管理における事業者のパフォーマンス監視は、主に IP 71111.13 「保守リスク評価と緊急作業管理」または補足の IP 62709 「構成リスク評価とリスク管理プロセス」によって行われる。

3.3.14.2 根拠

NRC

- ✓ 10CFR50.65（保守規則）(a)(4)では、保守の実施に伴うリスクの管理を要求している。
- ✓ 事業者のリスク評価では、計画された保守コンフィギュレーションのリスク影響を適切に判断し、リスク管理措置 (RMA) を効果的に実施して、保守活動が実際に実行されるときに潜在的なリスクの増加を制限する必要がある。
- ✓ 評価の複雑さのレベルはプラントごとに、また特定のプラント内のコンフィギュレーションごとに異なることが予想されるが、事業者のリスク評価によって、リスクの大きい活動を特定し、その期間を最小限に抑えるための洞察が得られることが期待される。

3.3.14.3 背景

NRC

- ✓ ROP の初期実施段階では、保守規則（MR）に関連する検査指摘事項の重要度を評価するための SDP の妥当性を検討するタスクグループが結成された。
 - 本部原子炉規制局と地方局のスタッフで構成されるタスクグループは、既存の原子

炉 SDP では、保守の実施に関連するリスク評価とリスク管理に関する問題に対処していないと結論付け、新しい SDP を開発し、保守の実施に関するリスク評価とリスク管理に関する問題に対処することを提言した。

➤ 提言理由の説明

3.3.14.4 使用される測定指標

NRC

- ✓ 炉心損傷確率欠損増分 (ICDPD) と大規模早期放出確率欠損増分 (ILERPD) は、保守/コンフィギュレーションによる一時的なリスク増加に関する事業者の不適切なリスク評価におけるエラーの大きさを評価するために使用される指標である。
- ✓ この SDP では、 Δ CDF ではなく、炉心損傷確率増分 (ICDP) 指標を使用していることに注意。
- ✓ プラントリスク増分(ICDP) は、プラントコンフィギュレーション変更が存在する時間の長さの関数である (時間依存)。したがって、コンフィギュレーションのリスク増加は、確率的測定指標で表現するのが最も適切である。

3.3.14.5 使用される定義

NRC

- ✓ 用語の定義および解説

3.3.14.6 SDP 方法論

NRC

- ✓ 検査指摘事項が IMC 0612 の最小しきい値プロセスを満たすと、次の表 (表 1) または IMC 0609 付録 K のフローチャートを使用して検査指摘事項を評価できる。
- ✓ 保守規則 (a)(4)に関する SDP への入力、事業者がプラントのリスクを過小評価しているか、進行中または完了した保守活動からのリスク評価が不足している、および／または事業者が RMA を効果的に実施していないために、何らかの重要度を持つ検査指摘事項である。
- ✓ SDP 評価方法の説明
 - 適用対象外 (定性評価を適用する事業者)
 - 注意事項
 - 評価方法

3.3.14.7 リスク管理措置 (RMA)

NRC

- ✓ 事業者の手順書にしたがって、RMA は、プラントのゼロ保守リスクを超えるさまざまな増加に応じて段階的に実施する必要がある。
- ✓ ただし、これらのアクションによるリスク削減のメリットは、通常、定量化できない。
- ✓ これらのアクションは、主要なプラント担当者のリスク認識を高め、保守活動のより厳格な計画と管理を提供し、リスク増加の期間と規模を制御することを目的としている。
- ✓ RMA に含まれるものの例示 (これらに限定されない)

3.3.14.8 (a)(4) 指摘事項の例

NRC

- ✓ 保守規則の(a)(4)項に関連する指摘事項の例。ただし、実際のコンフィギュレーションのリスク評価や MR 結果の実際の例を表すものではない。

3.3.14.9 参考文献

NRC

- ・ 参考文献を記載している。

3.3.14.10 改訂情報

NRC

- ・ 改訂履歴（発行日、ML 番号、改訂の概要）
- ・ 本文中で、改訂箇所を赤字で表示している。

表 3.3-14 原子力規制庁検査ガイドと米国 NRC 検査ガイド IMC0308 Att.3, App. K の比較調査結果：主な相違点のまとめ

原子力規制庁検査ガイド		米国 NRC 検査ガイド		両者間の主な相違点
【ガイド】－		【ガイド】 IMC 0308 Att.3, App. K, TECHNICAL BASIS FOR MAINTENANCE RISK ASSESSMENT AND RISK MANAGEMENT SIGNIFICANCE DETERMINATION PROCESS (Issue Date: 10/16/2020, Effective Date: 01/01/2021)		
項目	主な内容	項目	主な内容	注) 原子力規制庁に対応する検査ガイドがないため、以下はNRC の検査ガイドの概要を示す。
図書全体構成	－	図書全体構成	本文 参考文献 改訂情報	－
	－	01 PURPOSE	This document provides the basis for Inspection Manual Chapter (IMC) 0609, Appendix K for the assessment of licensee performance deficiencies related to licensee assessment and management of the risk associated with performing maintenance activities. Oversight of licensee performance in assessing and managing the risk of plant maintenance activities is conducted principally by baseline Inspection Procedure (IP) 71111.13, “Maintenance Risk Assessments and Emergent Work Control,” or Supplemental IP 62709, “Configuration Risk Assessments and Risk Management Process.”	NRC 1. 目的 ✓ 保守活動の実施に関連するリスクの事業者評価および管理に関連する事業者のパフォーマンス欠陥の評価に関する IMC 0609 付録 K の根拠を提供。 ✓ プラント保守活動のリスクの評価と管理における事業者のパフォーマンス監視は、主に IP 71111.13「保守リスク評価と緊急作業管理」または補足の IP 62709「構成リスク評価とリスク管理プロセス」によって行われる。
	－	02 BASIS	The NRC requirements in this area are set forth in paragraph (a)(4) of 10 CFR 50.65, “Requirements for Monitoring the Effectiveness of Maintenance at Nuclear Power Plants,” effective November 28, 2000. The intent of paragraph (a)(4) is to have licensees appropriately assess the risks of proposed maintenance activities that will (1) directly, or may inadvertently, result in equipment being taken out of service, (2) involve temporary alterations or modifications that could impact structure, system, or component (SSC) operation or performance, (3) be affected by other maintenance activities, plant conditions, or evolutions, and/or (4) be affected by external events, internal flooding, or containment integrity. Paragraph (a)(4) requires management of the resultant risk using insights from the assessment. Therefore, licensee risk assessments should properly determine the risk impact of planned maintenance configurations to allow effective implementation of risk management actions (RMAs) to limit any potential risk increase when maintenance activities are actually being performed. Although the level of complexity in an assessment would be expected to differ from plant to plant,	NRC 2 根拠 ✓ 10CFR50.65（保守規則）(a)(4)では、保守の実施に伴うリスクの管理を要求している。 ✓ 事業者のリスク評価では、計画された保守コンフィギュレーションのリスク影響を適切に判断し、リスク管理措置 (RMA) を効果的に実施して、保守活動が実際に実行されるときに潜在的なリスクの増加を制限する必要がある。 ✓ 評価の複雑さのレベルはプラントごとに、また特定のプラント内のコンフィギュレーションごとに異なることが予想されるが、事業者のリスク評価によって、リスクの大きい活動を特定し、その期間を最小限に抑えるための洞察が得られることが期待される。

				as well as from configuration to configuration within a given plant, it is expected that licensee risk assessments would provide insights for identifying risk-significant activities and minimizing their durations.	
	—	—	03 BACKGROUND	<p>During the initial implementation phase of the reactor oversight process (ROP), a task group was formed to review the adequacy of the reactor safety Significance Determination Process (SDP) to assess the significance of maintenance rule (MR) related inspection findings. The task group, consisting of staff from NRR and the regions, concluded that the existing reactor SDP did not address issues related to risk assessment and risk management associated with performance of maintenance activities and recommended that a new SDP be developed to assess the risk significance of these findings. This recommendation was based on the following reasons: (1) existing SDP phase 1 worksheet may inappropriately screen risk-significant plant maintenance configurations to “green,” (2) phase 2 site-specific inspection notebooks lack the necessary level of detail and completeness to assess maintenance configurations with multiple equipment out-of-service, and (3) licensees are already using phase 3 type analyses (and tools) to assess the at-power risks of maintenance configurations. The task group developed a draft SDP to evaluate the significance of MR (a)(4) issues, such as (1) failure to perform an adequate risk assessment, and (2) failure to manage risk. The proposed SDP concept was first discussed with industry groups in a public workshop held on March 2001 and further SDP refinements were discussed during routine ROP public meetings to obtain industry feedback. The subject SDP incorporated internal and external feedback and recommendations. IMC 0609, Appendix K is to be used as a Phase 2 SDP tool for assessing the significance of inspection findings related to compliance with Maintenance Rule (a)(4) requirements.</p>	<p>NRC</p> <p>3. 背景</p> <ul style="list-style-type: none">✓ ROP の初期実施段階では、保守規則（MR）に関連する検査指摘事項の重要度を評価するための SDP の妥当性を検討するタスクグループが結成された。➤ 本部原子炉規制局と地方局のスタッフで構成されるタスクグループは、既存の原子炉 SDP では、保守の実施に関連するリスク評価とリスク管理に関する問題に対処していないと結論付け、新しい SDP を開発し、保守の実施に関するリスク評価とリスク管理に関する問題に対処することを提言した。➤ 提言理由の説明
	—	—	04 METRICS USED	<p>The incremental core damage probability deficit (ICDPD) and the incremental large early release probability deficit (ILERPD) are the metrics used to evaluate the magnitude of the error in the licensee’s inadequate risk assessment of the temporary risk increases due to maintenance activities/configurations. Note that this SDP uses the Incremental Core Damage Probability (ICDP) metric rather than change in core damage frequency (ΔCDF), the annualized risk increase, used in other reactor SDPs. The</p>	<p>NRC</p> <p>4. 使用される測定指標</p> <ul style="list-style-type: none">✓ 炉心損傷確率欠損増分 (ICDPD) と大規模早期放出確率欠損増分 (ILERPD) は、保守／コンフィギュレーションによる一時的なリスク増加に関する事業者の不適切なリスク評価におけるエラーの大きさを評価するために使用される指標である。✓ この SDP では、ΔCDF ではなく、炉心損傷確

			incremental plant risk (ICDP) is a function of the amount of the time in which the plant configuration change exists (time dependent). Thus the risk increase of a configuration can be best represented in terms of a probability metric.	率増分 (ICDP)指標を使用していることに注意。 ✓ プラントリスク増分(ICDP) は、プラントコンフィギュレーション変更が存在する時間の長さの関数である (時間依存)。したがって、コンフィギュレーションのリスク増加は、確率的測定指標で表現するのが最も適切である。
—	—	05 DEFINITIONS USED	The following are definitions of terms used throughout this SDP. <u>Incremental Core Damage Frequency (ICDF)</u> . The ICDF is the difference between the actual (adequately/accurately assessed) maintenance risk (configuration-specific CDF) and the zero-maintenance CDF. The configuration-specific CDF or ICDF is the annualized risk estimate with the out-of-service or otherwise affected SSCs considered unavailable. ...	NRC 5. 使用される定義 ✓ 用語の定義および解説
—	—	06 SDP METHODOLOGY	Once an inspection finding satisfies the IMC 0612 minimum threshold process, the finding can then be evaluated using the following Table (Table 1) or the flowcharts in IMC 0609, Appendix K. The input to the maintenance rule (a)(4) SDP is an inspection finding that has some significance due to the licensee's underestimate of plant risk or lack of risk assessment from ongoing or completed maintenance activities and/or the licensee's ineffective implementation of RMAs. The SDP methodology described below does not directly apply to those licensees who perform qualitative analyses of plant configuration risk due to maintenance activities. When performance deficiencies are identified with qualitative assessments, the inspector should determine significance of the deficiency by an internal NRC management review using risk insights where possible. Use of risk insights may include an independent NRC quantitative risk assessment (e.g., use of plant specific Standardized Plant Analysis Risk model). It is expected that most licensees will perform quantitative assessments for at-power conditions but not necessarily for plant shutdown conditions. In addition, quantitative risk assessments for the large early release frequency (LERF) and external events (e.g., fire, seismic) risk effects may not be performed due to the lack of probabilistic risk tools for these effects. For these risk effects, a qualitative assessment may be used and the approach described above	NRC 6. SDP 方法論 ✓ 検査指摘事項が IMC 0612 の最小しきい値プロセスを満たすと、次の表 (表 1) または IMC 0609 付録 K のフローチャートを使用して検査指摘事項を評価できる。 ✓ 保守規則 (a)(4)に関する SDP への入力は、事業者がプラントのリスクを過小評価しているか、進行中または完了した保守活動からのリスク評価が不足している、および／または事業者が RMA を効果的に実施していないために、何らかの重要度を持つ検査指摘事項である。 ✓ SDP 評価方法の説明 ➤ 適用対象外 (定性評価を適用する事業者) ➤ 注意事項 ➤ 評価方法

			<p>should also be used to determine significance. Therefore, this guidance does not apply to the following situations:</p> <p>(1) those licensees who only perform qualitative analyses of plant configuration risk due to maintenance activities, or</p> <p>(2) performance deficiencies related to maintenance activities affecting SSCs needed for fire (unless quantitatively analyzed) or seismic mitigation. When performance deficiencies are identified with either 1 or 2 above, the significance of the deficiencies must be determined by an internal NRC management review using risk insights where possible in accordance with IMC 0612, “Issue Screening.”</p> <p>...</p>	
—	—	07 RISK MANAGEMENT ACTIONS	<p>In accordance with licensee procedures, RMAs should be implemented in a graduated manner, commensurate with various increases above the plant's zero maintenance risk. However, the risk reduction benefits of these actions are generally not quantifiable. These actions are aimed at increasing the risk awareness of key plant personnel, providing more rigorous planning and control of maintenance activities, and controlling the duration and magnitude of the increased risk. RMAs should be considered in the development of work schedules in accordance with the licensee's program and procedures. RMAs can include (but are not limited to) the following:</p> <p>1. Actions to provide increased risk awareness and control:</p> <ul style="list-style-type: none">•Discussion of planned maintenance activity with the affected operating shift(s). Ensuring operator awareness of risk level, RMAs, protected SSCs, contingency plans, etc., and obtaining operations approval. Documenting risk information in logs, on status boards, etc.•Conducting pre-job briefing of maintenance personnel, emphasizing risk aspects of planned maintenance evolution.•Requesting system engineers to be present for the maintenance activity, or for applicable portions of the activity.•Obtaining plant management approval of the proposed activity.•Ensuring risk and RMA information on all work schedules, plans, etc.•Announcing the plant risk band in effect and what risk-significant activities are in progress on the public system	<p>NRC</p> <p>7.リスク管理措置（RMA）</p> <ul style="list-style-type: none">✓ 事業者の手順書にしたがって、RMA は、プラントのゼロ保守リスクを超えるさまざまな増加に応じて段階的に実施する必要がある。✓ ただし、これらのアクションによるリスク削減のメリットは、通常、定量化できない。✓ これらのアクションは、主要なプラント担当者のリスク認識を高め、保守活動のより厳格な計画と管理を提供し、リスク増加の期間と規模を制御することを目的としている。✓ RMA に含まれるものの例示 (これらに限定されない)

			(e.g., Gaitronics) periodically and when changes occur. ...	
—	—	08 EXAMPLES OF (a)(4) FINDINGS	<p>The following examples are provided to illustrate the use of the subject SDP using Flowcharts 1 and 2 (IMC 0609, Appendix K) for inspection findings that involve failure to perform an adequate risk assessment and failure to manage risk. These examples neither represent risk assessments of actual configurations nor actual examples of any MR findings.</p> <p>08.01 Example 1</p> <p>During the period January 14-16, 2003, plant “X” was operating at 75 percent power with a Division 1 partial outage in which the residual heat removal (RHR) heat exchanger “A,” essential service water (ESW) “A” 4.16-kV switchgear breaker, and Division 1 emergency diesel generator (EDG) had already been assessed for the risk of their removal from service for up to 100 hours. The licensee calculated the ICDF (ΔCDF) as 8.76E-4.</p> <p>...</p> <p>08.02 Example 2</p> <p>On August 2, 2000, the inspectors questioned the licensee’s overall risk assessment of plant XY due to several maintenance activities. The licensee had evaluated the increase in risk (ICDF) due to maintenance activities as 1.18E-5 using their Plant Risk Analysis Program (ORAM/SENTINEL) tool. The corresponding ICDP was 1E-6. The licensee implemented only the normal work controls because the ICDP was not >1E-6.</p> <p>...</p>	<p>NRC</p> <p>8. (a)(4) 指摘事項の例</p> <p>✓ 保守規則の(a)(4)項に関連する指摘事項の例。 ただし、実際のコンフィギュレーションのリスク評価や MR 結果の実際の例を表すものではない。</p>
参考文献	—	References	<ul style="list-style-type: none">• Section 50.65 of Part 50 of Title 10 of the <i>Code of Federal Regulations</i> (10 CFR 50.65), “Requirements for Monitoring the Effectiveness of Maintenance at Nuclear Power Plants”• Regulatory Guide 1.160, Revision 4, "Monitoring the Effectiveness of Maintenance at Nuclear Power Plants" (Agencywide Documents Access and Management System (ADAMS) Accession No. ML18220B281) <p>...</p>	—
別紙・附属書	—	Exhibits	—	—
		Attachments	—	—
改訂情報	—	Revision History	Description of Change	・改訂履歴 2 回記載あり

3.3.15 IMC 0308 Att.3 App. L 「Technical Basis for Maintenance Risk Assessment and Risk Management Significance Determination Process」における日米検査ガイドの相違点等の分析およびその明確化の結果

この NRC の検査ガイドには、原子力規制庁の検査ガイドで対応すると考えられる検査ガイドがないため、NRC の検査ガイドの主な内容を整理し、表 3.3-15 にまとめた。主な調査結果を以下に示す。

3.3.15.1 目的

NRC

- ・ 本検査ガイドの目的を記載している。
- ✓ この大規模損傷緩和ガイドライン（EDMG）SDP の（技術的）根拠は、10 CFR 50.155(b)(2)に基づく爆発または火災によるプラントの広範囲の損失に関連する状況下で、炉心冷却、格納容器、および使用済燃料プール冷却能力を維持または復旧することを目的としたガイダンスおよび戦略の策定および実施に関連する全ての潜在的なマイナーを超える検査指摘事項に対応するためのものである。

3.3.15.2 背景

NRC

- ✓ B.5.b 検査に関する経緯
- ✓ B.5.b から EDMG への名称変更

3.3.15.3 大規模損傷緩和ガイドラインの技術的根拠

NRC

- ✓ IMC 0612、付録 B 「問題のスクリーニング・フロー図」にしたがって指摘事項が判定されると、その指摘事項は緩和戦略への影響に基づいて EDMG SDP によって評価される。
- ✓ EDMG SDP は、SDP によって評価される指摘事項が低く見積もっても「緑」になるように構成されており、指摘事項の重要度は、緩和戦略の目的を実行する能力の喪失の重要度を反映している。
- ✓ B.5.b の指摘事項の重要度のしきい値の技術的根拠は、ステークホルダーの意見に基づき、深層防護に重点を置いた、専門家の判断である。
- ✓ 指摘事項の重要度（緑、白、黄色、赤）の判断基準の説明

重要度決定の例示（「白」となるケースの例）

3.3.15.4 参考文献

NRC

- ・ 参考文献を記載している。

3.3.15.8 改訂情報

NRC

- ・ 改訂履歴（発行日、ML 番号、改訂の概要）
- ・ 本文中で、改訂箇所を赤字で表示している。

表 3.3-15 原子力規制庁検査ガイドと米国 NRC 検査ガイド IMC0308 Att.3, App. L の比較調査結果：主な相違点のまとめ

原子力規制庁検査ガイド		米国 NRC 検査ガイド		両者間の主な相違点
【ガイド】－		【ガイド】 IMC 0308 Att.3, App. L, TECHNICAL BASIS FOR EXTENSIVE DAMAGE MITIGATION GUIDELINES SIGNIFICANCE DETERMINATION PROCESS (Issue Date: 12/07/2021, Effective Date: 12/07/2021)		
項目	主な内容	項目	主な内容	注) 原子力規制庁に対応する検査ガイドがないため、以下はNRC の検査ガイドの概要を示す。
図書全体構成	－	図書全体構成	本文 参考文献 改訂情報	－
	－	01 PURPOSE	The basis of this Extensive Damage Mitigation Guideline (EDMG) SDP is to accommodate all potential more than minor inspection findings associated with the development and implementation of guidance and strategies intended to maintain or restore core cooling, containment, and spent fuel pool cooling capabilities under the circumstances associated with loss of large areas of the plant due to explosions or fire under 10 CFR 50.155(b)(2).	NRC 1. 目的 ✓ この大規模損傷緩和ガイドライン（EDMG）SDP の（技術的）根拠は、10 CFR 50.155(b)(2) に基づく爆発または火災によるプラントの広範囲の損失に関連する状況下で、炉心冷却、格納容器、および使用済燃料プール冷却能力を維持または復旧することを目的としたガイダンスおよび戦略の策定および実施に関連する全ての潜在的なマイナーを超える検査指摘事項に対応するためのものである。
	－	02 BACKGROUND	Following the events of September 11, 2001, the Commission determined that the general threat environment warranted all licensees to establish specified interim safeguards and security compensatory measures. These compensatory measures were initially required by the Order for Interim Safeguards and Security Compensatory Measures Order, EA-02-026, of February 25, 2002, more fully developed as described below, made generically applicable as 10 CFR 50.54(hh)(2), and later moved to 10 CFR 50.155(b)(2) with no change to what is required by the regulation. The provisions of 10 CFR 50.155(b)(2) require, “Strategies and guidelines to maintain or restore core cooling, containment, and spent fuel pool cooling capabilities under the circumstances associated with loss of large areas of the plant due to explosions or fire, to include strategies in the following areas: (i) Firefighting; (ii) Operations to mitigate fuel damage; and (iii) Actions to minimize radiological release.” ...	NRC 2. 背景 ✓ B.5.b 検査に関する経緯 ✓ B.5.b から EDMG への名称変更
	－	03 TECHNICAL BASIS FOR EXTENSIVE DAMAGE MITIGATION GUIDELINES	Once a finding has been determined in accordance with IMC 0612, Appendix B “Issue Screening Directions,” the finding is evaluated by the EDMG SDP based on its effect	NRC 3. 大規模損傷緩和ガイドラインの技術的根拠 ✓ IMC 0612、付録 B 「問題のスクリーニング・

			<p>on the mitigating strategies. The EDMG SDP is structured such that any finding evaluated by the SDP will be at least Green, with the significance of the finding reflecting the significance of the loss of the ability to perform the objective of the mitigating strategies. The technical basis for the thresholds for the significance of B.5.b findings is expert judgment, focused on defense-in- depth, informed by stakeholder input. The significance of a finding is based on the following criteria:</p> <ul style="list-style-type: none">•A Green finding results from the licensee’s inability to recover the availability of any individual mitigating strategy.•A White finding results from the licensee’s inability to 1) recover the availability of multiple mitigating strategies such that SFP cooling, injection to reactor pressure vessel, or injection to steam generators cannot occur; or 2) recover the availability of on-site, self-powered, portable pumping capability; or 3) perform command and control enhancements.•A Yellow finding results from the licensee’s failure to substantially establish mitigating strategies in one or more of the overall mitigating strategy areas. These areas include fire fighting response strategies, operations to mitigate reactor core fuel damage including command and control and actions to minimize release, and operations to mitigate SFP fuel damage including command and control and actions to minimize release.•A Red finding results from an actual EDMG event with a substantial failure of mitigating strategies to function as intended (i.e., achieve the strategies’ objectives) in one or more of the overall mitigating strategy areas. These areas include firefighting response strategies, operations to mitigate reactor core fuel damage including command and control and actions to minimize release, and operations to mitigate SFP fuel damage including command and control and actions to minimize release. <p>...</p>	<p>フロー図」にしたがって指摘事項が判定されると、その指摘事項は緩和戦略への影響に基づいて EDMG SDP によって評価される。</p> <ul style="list-style-type: none">✓ EDMG SDP は、SDP によって評価される指摘事項が低く見積もっても「緑」になるように構成されており、指摘事項の重要度は、緩和戦略の目的を実行する能力の喪失の重要度を反映している。✓ B.5.b の指摘事項の重要度のしきい値の技術的根拠は、ステークホルダーの意見に基づき、深層防護に重点を置いた、専門家の判断である。✓ 指摘事項の重要度（緑、白、黄色、赤）の判断基準の説明✓ 重要度決定の例示（白となるケースの例）
参考文献	—	References	<ul style="list-style-type: none">• Power Reactor Security Requirements Rulemaking (74 FR 13925; March 27, 2009)• Mitigation of Beyond-Design-Basis Events Rulemaking (84 FR 39684; August 9, 2019) <p>...</p>	—
別紙・附属書	—	Exhibits	—	—

		Attachments	—	—
改訂情報	—	Revision History	Description of Change	・改訂履歴 3 回記載あり

3.3.16 IMC 0h308 Att.3 App. M 「Technical Basis for the Significance Determination Process (SDP) using Qualitative Criteria」における日米検査ガイドの相違点等の分析およびその明確化の結果

この NRC の検査ガイドには、原子力規制庁の検査ガイドで対応すると考えられる検査ガイドがないため、NRC の検査ガイドの主な内容を整理し、表 3.3-16 にまとめた。主な調査結果を以下に示す。

3.3.16.1 目的

NRC

- ・ 本検査ガイドの目的を記載している。
- ✓ 検査指摘事項の安全重要度を決定する際に定性的な基準を使用するための技術的根拠を提示すること

3.3.16.2 エントリ条件

NRC

- ✓ 既存の定量的な SDP ツールの代替として、定量的リスクツールおよび方法を使用して推定することが難しい検査指摘事項の安全重要度を決定するために開発された。この難しさは、例外的な状況および環境で発生する。
- ✓ その状況および環境とは、検査指摘事項が独特の複雑さを持つので、意思決定者が客観的かつ信頼性の高いリスク情報に基づいた決定を最も効率的な方法で行うことに課題をもたらすものである。
- ✓ これらの状況と環境は、IMC 0609 付録 M が使用されるべきエントリ条件である。
- ✓ エントリ条件の根拠の説明。
- ✓ 担当 NRC スタッフが、検査指摘事項および関連する劣化状態に関する具体的な環境を伴う使用に適した他の SDP 付録がないと判断した場合（例；容易に入手可能な情報が信頼性および効率性の評価をサポートするのに不十分である場合）、SERP を計画して確定する。

3.3.16.3 背景

NRC

- ✓ 定性的 SDP 評価手法確立の経緯
- ✓ パフォーマンスしきい値を設定するための概念には、事業者のパフォーマンスのさま

ざまなレベルに対するリスクおよび規制対応の検討が含まれる。

3.3.16.4 評価プロセス

NRC

・概要

- ✓ 検査指摘事項の安全重要度を定性的な基準を使用して推定するための技術的根拠においては、不確実性を考慮することと、タイムリーに規制上の判断を下すことという 2 つの競合する目的のバランスを取ることが含まれる。
- ✓ 問題の評価プロセスは、本質的に確率論的または決定論的である可能性があり、付録 M は両方のタイプに使用できる。
- ✓ 決定論的评价には、固有の不確実性のレベルがある。

・以下、次について説明している。

- ✓ 確率的評価における不確実性の種類
- ✓ タイムリーさ
- ✓ 初期評価
- ✓ 意思決定属性
- ✓ 統合されたリスク情報を活用した意思決定

3.3.16.5 参考文献

NRC

- ・参考文献を記載している。

3.3.16.6 改訂情報

NRC

- ・改訂履歴（発行日、ML 番号、改訂の概要）
- ・本文中で、改訂箇所を赤字で表示している。

表 3.3-16 原子力規制庁検査ガイドと米国 NRC 検査ガイド IMC0308 Att.3, App. M の比較調査結果：主な相違点のまとめ

原子力規制庁検査ガイド		米国 NRC 検査ガイド		両者間の主な相違点
【ガイド】－		【ガイド】 IMC 0308 Att.3, App. M, TECHNICAL BASIS FOR THE SIGNIFICANCE DETERMINATION PROCESS (SDP) USING QUALITATIVE CRITERIA (Issue Date: 01/10/2019, Effective Date:)		
項目	主な内容	項目	主な内容	注) 原子力規制庁に対応する検査ガイドがないため、以下はNRC の検査ガイドの概要を示す。
図書全体構成	－	図書全体構成	本文 参考文献 改訂情報	－
	－	－	01 PURPOSE	NRC 1. 目的 ✓ 検査指摘事項の安全重要度を決定する際に定性的な基準を使用するための技術的根拠を提示すること。
	－	－	02 ENTRY CONDITIONS	NRC 2. エントリ条件 ✓ 既存の定量的な SDP ツールの代替として、定量的リスクツールおよび方法を使用して推定することが難しい検査指摘事項の安全重要度を決定するために開発された。この難しさは、例外的な状況および環境で発生する。 ✓ その状況および環境とは、検査指摘事項が独特の複雑さを持つので、意思決定者が客観的かつ信頼性の高いリスク情報に基づいた決定を最も効率的な方法で行うことに課題をもたらすものである。 ✓ これらの状況と環境は、IMC 0609 付録 M が使用されるべきエントリ条件である。 ✓ エントリ条件の根拠の説明。 ➤ 他の SDP 付録で具体的に指示されている場合 他の SDP 付録に、NRC スタッフが IMC 0609 付録 M を使用するよう指示される具体的な例が記載されている。これらのケースはすでに評価されており、付録 M の使用は、指摘事項の重要度評価をサポートするのにふさわしいものである。そのため、このエントリ条件の使用には、重要度および行政措置レビュー パネル (SERP)の承認、すなわち SERP の計画は 不要。 ➤ 担当 NRC スタッフが、検査指摘事項および関連する劣化状態に関係する具体的な環境

					を伴う使用に適した他の SDP 付録がないと判断した場合（例；容易に入手可能な情報が信頼性および効率性の評価をサポートするのに不十分である場合）、SERP を計画して確定する。
—	—	03 BACKGROUND	<p>In the late summer of 2002, the Executive Director for Operations (EDO) directed the formation of an NRC task group to perform an independent and objective review of the SDP. This review was prompted, in part, by issues described in a Differing Professional Opinion (DPO) Panel Response dated June 28, 2002, (ML021830090) and an Office of the Inspector General (OIG) Audit Report dated August 21, 2002 (ML023080280). On December 13, 2002, the SDP task group finished its report and provided several recommendations, many of which were consistent with the SDP improvement initiatives already being developed by NRC staff. Some common recommendations involved the consideration of uncertainty in the SDP, the need to improve clarity of risk-informed decision-making guidance, and the importance of making timely regulatory decisions. These common recommendations revealed the need for an alternative process to estimate the safety significance of inspection findings that are difficult to estimate using quantitative risk tools and methods. Although previous inspection program guidance required NRC management review for findings that could not be evaluated by the SDP, a focus group was created to develop a new SDP tool, which eventually became IMC 0609, Appendix M, “The Significance Determination Process Using Qualitative Criteria,” issued on December 22, 2006. ...</p>		<p>NRC</p> <p>3. 背景</p> <ul style="list-style-type: none">✓ 定性的 SDP 評価手法確立の経緯<ul style="list-style-type: none">➤ 2002 年の夏後半に、運営総局長（EDO）は、SDP の独立かつ客観的なレビューを行うための NRC タスクグループの設立を指示した。➤ 2002 年 12 月 13 日、SDP タスクグループは、報告書を完成し、いくつかの勧告を提示した。この中で、定量的リスクツールおよび手法を使用して推定することが難しい検査指摘事項の安全重要度を推定するための代替プロセスの必要性が明らかになった。➤ 過去の検査プログラムガイダンスでは、SDP で評価できない指摘事項に対して、NRC 管理者レビューが必要だったが、新しい SDP ツールを開発するためのフォーカスグループが設立され、最終的に 2006 年 12 月 22 日付の IMC 0609、付録 M「定性的な基準を使用した重要度決定プロセス」が完成した。➤ 2012 年 4 月 12 日付の IMC 0609 付録 M のその後の改訂版 (ML101550365) では、少数の定性的要因の決定論的枠組みを使用して、規制上の決定を行うためのガイダンスが提示された。✓ パフォーマンスしきい値を設定するための概念には、事業者のパフォーマンスのさまざまなレベルに対するリスクおよび規制対応の検討が含まれる。<ul style="list-style-type: none">➤ このアプローチは、他の NRC リスク情報に基づく規制適用事例および政策と一貫性があり、規制要件および制限とも一貫性があることを意図している。➤ この概念の主な属性は次のとおりである… (2) しきい値は、可能な限りリスク情報を活用すべきであるが、既存の規制要件およ

				び安全解析に基づく深層防護および指標に対応すべきである。 (3) 各パフォーマンス帯（band）と関連するしきい値に関連するリスク影響および規制対応は、他の NRC のリスク適用事例と一貫性があり、可能な場合は既存の基準 （例：RG 1.174）に基づくべきである。
—	—	04 EVALUATION PROCESS	<p>The technical basis for using qualitative criteria to estimate the safety significance of an inspection finding involves balancing two competing objectives: accounting for uncertainty and making timely regulatory decisions. The evaluation process in question may be probabilistic or deterministic in nature, and Appendix M may be used for both types.</p> <p>All probabilistic evaluations have an inherent level of uncertainty associated with their quantitative outcomes. However, the amount of uncertainty can vary depending on how well the risk impact of the finding can be modeled using available tools (e.g., Standardized Plant Analysis Risk (SPAR) models, SDP appendices). Findings that have a high level of uncertainty with their quantitative results, typically from a lack of confidence in the state-of-knowledge, can have variably different outcomes due to their sensitivity to assumptions made in the risk analysis. For example, if an initiating event frequency has a large uncertainty band and the mitigation capability to address this initiating event is expected to be unsuccessful (i.e., a high probability of failure), then any change in the point estimate of the initiating event frequency could result in a significant change in the overall outcome. In these situations a small change in frequency could drive different levels of regulatory response; thus challenging the staff to make a timely risk-informed decision.</p> <p>...</p>	<ul style="list-style-type: none">✓ NRC✓ 4. 評価プロセス✓ 検査指摘事項の安全重要度を定性的な基準を使用して推定するための技術的根拠においては、不確実性を考慮することと、タイムリーに規制上の判断を下すことという 2 つの競合する目的のバランスを取ることが含まれる。✓ 問題の評価プロセスは、本質的に確率論的または決定論的である可能性があり、付録 M は両方のタイプに使用できる。✓ 決定論的评价には、固有の不確実性のレベルがある。この不確実性の程度は、コミュニティの問題に関する最新の知識、また、既存の SDP ツールでその指摘事項が予測されかつ明示的に対処されているかの程度に依存する。✓ 例えば、IMC 0609 付録 O「緩和戦略および使用済燃料プール計装の重要度決定プロセス」を使用することが適切ではない場合、FLEX 指摘事項の重要度を評価するために付録 M が使用された。この理由の 1 つは、ポータブル設備の信頼性および制御室外の人間の信頼性のモデリングに関するコミュニティの最新の知識に関連していた。このモデリングの不確実性を減らすための努力は継続されているが、このケースに付録 M を使用することで、これらの指摘事項に対する効率的な意思決定が可能になった。✓ 後者の点に関連する例として、付録 M は、IMC 0609 付録 D「公衆放射線安全の重要度決定プロセス」で特に問題が予測されなかった場合に、放射性物質の輸送に関連する指摘事項に対処するために使用された。特に、誤った梱包は潜在的なパフォーマンス劣化として予測されていなかったため、付録 D では問題の重要度を評価する方法が提示されなかった。この場合、付録 M は、パフォーマンス劣化のカテゴリに対処するための付録 D の新しい部分の策定と並行して、重要度を評価するために必要なガイ

				ダンスを提供した。
—	—	04.01 Types of Uncertainty in Probabilistic Evaluations	<p>There are two types of uncertainty that need to be addressed when using probabilistic risk assessment (PRA) insights to make a risk-informed decision: aleatory and epistemic. Aleatory uncertainty is associated with events or phenomena being modeled that are characterized as occurring in a random or stochastic manner. Epistemic uncertainty is associated with the risk analyst’s confidence in the predictions of the PRA model itself and reflects the analyst’s assessment of how well the PRA model represents the actual system being modeled.</p> <p>Epistemic uncertainty is also referred to as state-of-knowledge uncertainty. Appendix M accounts only for epistemic uncertainty; aleatory uncertainty is built into the structure of the PRA model itself. It is useful to identify three classes of epistemic uncertainty that are addressed in, and impact the results of, PRAs: parameter uncertainty, model uncertainty, and completeness uncertainty.</p> <p>...</p>	<p>NRC</p> <p>4.1. 確率評価における不確実性の種類</p> <p>✓ 確率論的リスク評価（PRA）の知見を用いてリスク情報を活用した意思決定を行う場合に対処する必要がある不確実性には、偶然性と認識論性の2種類がある。</p> <p>➤ 偶然性の不確実性は、モデル化される事象および現象が、ランダムまたは確率的な形で発生するものに分類される場合に関連している。</p> <p>➤ 認識論的な不確実性は、PRA モデル自体の予測に対するリスク解析者の信頼度と関連しており、PRA モデルがモデル化される実際のシステムをどの程度うまく表現しているかについての分析者の評価を反映している。</p> <p>➤ 付録 M は認識論的な不確実性のみを考慮している。</p> <p>➤ PRA で取り扱い、PRA の結果に影響を与える認識論的な不確実の3つのクラス；すなわち、パラメータの不確実性、モデルの不確実性、および完全性の不確実性、を特定することは有益である。</p>
—	—	04.02 Timeliness	<p>Timeliness is one of the key objectives of the Reactor Oversight Process (ROP). The safety significance of inspection findings (i.e., SDP outcomes) yields direct inputs into the ROP Action Matrix. When these inputs are of White, Yellow, or Red significance, they have the potential to result in a supplemental inspection and other actions by both the regulator and licensee depending on the number, significance, and applicable cornerstone(s) of the finding(s). Prompt licensee and NRC staff response to identified findings ensures timely corrective actions to address the cause and to prevent recurrence.</p> <p>...</p>	<p>NRC</p> <p>4.2 タイムリーさ</p> <p>✓ タイムリーさは、ROP の主要目的の1つである。特定された指摘事項に対して事業者およびNRC スタッフが迅速に対応することで、原因に対処し、再発防止のためのタイムリーな是正処置が保証される。</p>
—	—	04.03 Initial Evaluation	<p>To the extent possible, given the circumstances of the finding, quantitative tools should be used to perform an initial evaluation to reduce the range of potential outcomes. If a quantitative initial evaluation is not possible, then an appropriate qualitative initial evaluation can be used to determine if there are any significance colors (Green,</p>	<p>NRC</p> <p>4.3 初期評価</p> <p>✓ 指摘事項の環境に応じて、可能な限り、潜在的な結果の範囲を狭めるために初期評価を実施する上で定量的なツールが使用されるべきである。</p>

				White, Yellow, or Red) that can be reasonably excluded from further consideration. Since this initial evaluation may include deliberately biased inputs (for the purpose of dis-qualifying specific significance outcomes), use of the evaluation as an anchor point for subsequent decision attribute discussions should consider these deliberate biases.	<ul style="list-style-type: none">✓ 定量的な初期評価が不可能な場合、適切な定性的初期評価を使用して今後の検討から合理的に除外できる重要度の色（「緑」、「白」、「黄」、「赤」）があるかどうかを決定する。✓ 初期評価には、（特定の重要度の結果を不適格とする目的で）意図的に偏った入力情報が含まれる可能性があるので、その後の決定属性の議論のアンカー ポイントとして評価を使用する場合は、これらの意図的な偏りを考慮すべき。
	—	—	04.04 Decision Attributes	<p>a. The discussion below provides general background on the decision attributes used for the qualitative decision, and at times relies heavily on licensing-oriented notions of risk-informed decision making. In considering these decision attributes, it is important that the analyst considers how they relate to the significance of the inspection finding (i.e., the additional risk incurred by the public as a result of the degraded condition). It is equally important that aspects that are not relevant to the SDP (e.g., aspects that are solely relevant to licensing, aspects already addressed in the determination of the performance deficiency, aspects that infer additional failures beyond the specific degraded condition) be neglected in the evaluation.</p> <p>b. <u>Defense-in-Depth</u> – The defense-in-depth philosophy has traditionally been applied in reactor design and operation to provide multiple means to accomplish safety functions and prevent the release of radioactive material. It has been and continues to be an effective way to account for uncertainties in equipment and human performance and, in particular, to account for unknown and unforeseen failure mechanisms or phenomena, which (because they are unknown or unforeseen) are not reflected in either the PRA or traditional engineering analyses (Ref 1).</p> <p>...</p>	<p>NRC</p> <p>4.4 意思決定属性</p> <ul style="list-style-type: none">✓ 定性的な意思決定に使用される意思決定属性に関する一般的な背景<ul style="list-style-type: none">➤ これらの意思決定属性を検討する際、分析者は、それらが検査指摘事項の重要度（すなわち、劣化状態の結果として公衆が被る追加のリスク）とどのように関係するかを検討することが重要。➤ SDPに関連しない側面（例えば、許認可にのみ関連する側面、パフォーマンス劣化の決定で既に対処されている側面、特定の劣化状態を超えた追加の欠陥を暗示する側面）を評価で無視することも同様に重要である。
	—	—	04.05 Integrated Risk-Informed Decision-Making	After the initial evaluation and decision attributes are established, the final step of the process is to evaluate all the inputs affecting the safety significance of the finding and make an integrated risk-informed decision. Overall, these decision-making inputs are important to an overall picture of the safety significance of the finding and when integrated should clearly display the synergistic effect of the inputs as a whole.	<p>NRC</p> <p>4.5 統合されたリスク情報を活用した意思決定</p> <ul style="list-style-type: none">✓ 初期評価および決定属性が確立された後、プロセスの最終ステップは、指摘事項の安全上の重要度に影響を与えるすべての入力情報を評価し、統合されたリスク情報を活用した決定を下すこと。✓ 全体として、これらの意思決定の入力情報は、指摘事項の安全上の重要度の全体像を把握する上で重要であり、統合されれば、入力情報全体の相乗効果が明確に発揮されるべきである。

参考文献	—	References	• NRC Regulatory Guide 1.174, “An Approach for Using Probabilistic Risk Assessment in Risk-Informed Decisions on Plant-Specific Changes to the Licensing Basis” • SDP Task Group Report December 13, 2002 (ML023470613) ...	—
別紙・附属書	—	Exhibits	—	—
		Attachments	—	—
改訂情報	—	Revision History	Description of Change	• 改訂履歴 2 回記載あり

3.3.17 IMC 0h308 Att.4「Technical Basis for Assessment」における日米検査ガイドの相違点等の分析およびその明確化の結果

この NRC の検査ガイドには、原子力規制庁の検査ガイドで対応すると考えられる検査ガイドがないため、NRC の検査ガイドの主な内容を整理し、表 3.3-17 にまとめた。主な調査結果を以下に示す。

3.3.17.1 はじめに

NRC

- ✓ 新たな評価プログラムを開発した目的
 - NRC が事業者の安全パフォーマンスに関連するさまざまな情報源を統合し、その重要性について客観的な結論を出し、それらの結論に基づいて予測可能な方法で行動し、その結果を事業者と一般公衆に効果的に伝達できるプロセスを開発すること。
- ✓ 評価プログラムの設計に影響を与える主要な 3 原則
 - パフォーマンス指標（PIs）と検査指摘事項の両方が評価プログラムの入力となる。
 - PI と検査指摘事項には閾値が設定される。
 - PI または検査の閾値を超えることは同様の意味を持ち、NRC は同様の範囲の措置を検討することになる。

3.3.17.2 評価レビューのレベル

NRC

- ✓ 事業者のパフォーマンスデータ（PI および検査指摘事項）の継続的、四半期ごと、中間サイクル、およびサイクル終了時（年次）のレビューを行うためのレビュー システムが開発された。
- ✓ このシステムは、下位レベルのレビューがパフォーマンス データの非公式なレビューであり、リソースを余り消費しないように設計されている。
- ✓ 中間サイクルのレビューはより公式の会議であり、適切な NRC 検査措置を決定するためにパフォーマンスを評価することに重点を置いていた。
- ✓ 評価プログラムを構成するレビューのレベル
 - 継続的レビュー
 - 四半期レビュー
 - 中間サイクルレビュー会議
 - サイクル終了レビュー
 - サイクル終了総括会議
 - NRC アクションレビュー会議 (AARM)
 - 委員会会議
 - ステークホルダーの関与

- ・以下、次について説明している。
 - ✓ 継続的レビュー
 - ✓ 四半期レビュー
 - ✓ 中間サイクルレビュー会議
 - ✓ サイクル終了総括会議
 - ✓ NRC アクションレビュー会議 (AARM)
 - ✓ 委員会会議
 - ✓ ステークホルダーの関与

3.3.17.3 検査指摘事項

NRC

- ✓ 評価プログラムにおける検査指摘事項の扱いの変遷
- ✓ SDP では対処できない違反の処理（従来の行政措置の適用）
- ・以下、次について説明
 - ✓ 指摘事項の開始日
 - ✓ 検査指摘事項のクローズ日

3.3.17.4 パフォーマンス指標

NRC

- ✓ 評価プログラムにおける PIs の扱いの変遷
- ✓ PIs による監督の趣旨

3.3.17.5 アクションマトリックス

NRC

- ✓ 開発の経緯、変遷
- ✓ 特徴
- ✓ セキュリティコーナーストーンの開発経緯
- ✓ 段階的評価アプローチ
- ✓ 各カラムの説明
- ✓ アクションマトリックスの逸脱
- ・以下、次について説明
 - ✓ アクションの範囲
 - ✓ 期待される NRC と事業者のアクション
 - ✓ PIs と検査指摘事項の二重カウント
 - ✓ 追加検査
 - ✓ アクションマトリックスの逸脱

3.3.17.6 古い設計問題に関連する事項の取り扱いと行政措置の裁量

NRC

- ・次について説明している。
- ✓ 古い設計問題
- ✓ 行政措置の裁量の対象となる特定の関心領域における違反

3.3.17.7 分野横断的問題の役割

NRC

- ✓ PI と検査指摘事項のほかにも、評価プログラムを通じて実行されるアクションに影響を与える可能性のある入力がある。
- ✓ これらの項目には、分野横断的問題、従来の行政措置、申し立てが含まれる。
- ✓ これらの項目はアクションマトリックスへの直接の入力ではないが、PI がしきい値を超えた場合や検査指摘事項が緑を超える場合に適用されるアクションの範囲に影響を与える可能性がある。
- ✓ ROP は、分野横断的領域で重大なパフォーマンス問題のあるプラントには、安全上重要な PIs または検査指摘事項もあるだろうという前提で開発された。
- ✓ Davis-Besse 原子力発電所の原子炉容器上蓋劣化事象から学んだ教訓を踏まえ、スタッフは、SECY-04-0111 に記載されているように、安全文化にさらに十分に対処し、分野横断的問題が特定された場合に NRC アクションをさらに増やすため、分野横断的問題の ROP での取り扱いを強化することを提案した。委員会は、SRM-SECY-04-0111 のスタッフの勧告を承認した。
- ✓ 2014 年に、スタッフは、同じ分野横断的側面を持つ 4 つの指摘事項という基準の導入以降に適用された SCCIs の有効性レビューとデータ分析を完了した。
- ✓ スタッフは、SCCI は事業者パフォーマンスが低下する前兆を示すものではなく、SCCI プロセスの実施に費やされるリソースは安全上のメリットに見合っていないと結論付けた。
- ✓ 2014 年の ROP 強化プロジェクトの結果、スタッフは分野横断的テーマの基準を改訂し、横断的分野のレベルで分野横断的テーマのバックストップを設け、SCCI から「実質的」という用語を削除し、分野横断的問題 (CCI) をオープンするための質問を削除した。

3.3.17.8 容認できないパフォーマンス

NRC

- ✓ 容認できないパフォーマンスとは、事業者が公衆の健康と安全に過度のリスクを負わせることなく活動を実施できる、または実施するであろうという合理的な保証が NRC として欠けている状況を指す。
- ✓ 容認できないパフォーマンスの例

3.3.17.9 IMC 0350 プロセスへの移行

NRC

- ✓ IMC 0350 の監督下にあるプラントは、IMC 0305 に示される ROP 評価プログラムを使用しては評価されないが、ROP のいくつかの側面の監督対象となっている。ただし、それぞれのプログラム領域は、IMC 0350 の長期停止条件に適合するように適切にカスタマイズする必要がある。これらの側面については、IMC 0350 の 06.03 で詳しく説明されている。
- ✓ IMC 0350 の焦点は、通常の ROP 評価プログラムに復帰することが適切になるまで、事業者パフォーマンスを監督することである。IMC 0350 の実施は、事業者がプラント運転再開の準備ができていないことを適切に保証し、再起動した後で、NRC がプラントを ROP の通常監督の検査および評価に戻す前に、容認可能な事業者パフォーマンスであることが検証される。

3.3.17.10 新規建設から ROP への移行

NRC

- ✓ AP1000 原子炉ユニットの建設監督から ROP への移行については、「Vogtle 発電所 3 & 4 号機の原子炉監督プロセスへの移行」(ML20191A383) というメモに記載されている。
- ✓ 移行ポイントは 10 CFR 52.103(g) の所見となる可能性があり、すべての検査、試験、解析、および容認基準 (ITAAC) が満たされた時点に対応し、そこから運転フェーズが始まる。

3.3.17.11 従来の行政措置によるフォローアップ

NRC

- ✓ SECY-08-0046 「2007 年の原子炉監督プロセス自己評価」において、スタッフは、7 つのコーナーストーンすべてに関連する特定の従来の行政措置 (TE) の項目を、評価プログラムへのより統合された入力としてどのように使用できるかを検討する意向を表明した。
- ✓ ROP とより統合された行政措置プロセスを実現するための方策を練るためにワーキンググループが設立された。
- ✓ 1 つの勧告事項は、すべての TE 結果についてフォローアップ検査を実施することであり、故意による、規制プロセスを妨げる、または実際の影響を生じる事業者のアクションに関連する規制上の重要度に焦点を当てる検査とすることである。
- ✓ スタッフは、サイクル中間とサイクル終了時のパフォーマンス レビュー時に、過去 12 か月間の TE 結果を吟味する。アクション マトリックスと同様のエスカレーションアプローチを使用し、違反の数、重大度レベル、および類似性によって、3 レベルの検査対応のいずれかがトリガーされる。
- ✓ ただし、SDP はパフォーマンス欠陥を別途処理することで、関連するリスク重要度を

すでに把握しているため、TE 結果に対する検査対応はアクション マトリックスの直接入力とはならない。

3.3.17.12 検討されたが含まれなかった評価プログラムの側面

NRC

- ✓ 表 2 : ROP 評価プログラムの開発中に検討されたが最終的に採用されなかった側面とその根拠の説明

3.3.17.13 参考文献

NRC

- ・ 参考文献を記載している。

3.3.17.14 改訂情報

NRC

- ・ 改訂履歴（発行日、ML 番号、改訂の概要）
- ・ 本文中で、改訂箇所を赤字で表示している。

表 3.3-17 原子力規制庁検査ガイドと米国 NRC 検査ガイド IMC0308 Att.4 の比較調査結果：主な相違点のまとめ

原子力規制庁検査ガイド		米国 NRC 検査ガイド		両者間の主な相違点
【ガイド】－		【ガイド】 IMC 0308 Att.4, TECHNICAL BASIS FOR ASSESSMENT (Issue Date: 09/08/2023, Effective Date: 09/08/2023)		
項目	主な内容	項目	主な内容	注) 原子力規制庁に対応する検査ガイドがないため、以下は NRC の検査ガイドの概要を示す。
図書全体構成	－	図書全体構成	表紙 目次 本文 参考文献 改訂情報	－
－	－	01 INTRODUCTION	The staff's objective in developing a new assessment program was to develop a process that would allow the NRC to integrate various information sources relevant to licensee safety performance, make objective conclusions regarding their significance, take actions based on these conclusions in a predictable manner, and effectively communicate these results to the licensees and to the public. The following key principles were identified as having a direct effect on the assessment program design: a. Both performance indicators (PIs) and inspection results will be inputs to the assessment program. b. PIs and inspection results will have established thresholds. c. Crossing PI or inspection thresholds will have similar meaning and will result in the NRC considering a similar range of actions. ...	NRC 1. はじめに ✓ 新たな評価プログラムを開発した目的 ➤ NRC が事業者の安全パフォーマンスに関連するさまざまな情報源を統合し、その重要性について客観的な結論を出し、それらの結論に基づいて予測可能な方法で行動し、その結果を事業者と一般公衆に効果的に伝達できるプロセスを開発すること ✓ 評価プログラムの設計に影響を与える主要な 3 原則 ➤ パフォーマンス指標（PIs）と検査指摘事項の両方が評価プログラムの入力となる。 ➤ PI と検査指摘事項には閾値が設定される。 ➤ PI または検査の閾値を超えることは同様の意味を持ち、NRC は同様の範囲の措置を検討することになる。
	－	02 LEVELS OF ASSESSMENT REVIEW	A review system was developed that provides continuous, quarterly, mid-cycle, and end-of-cycle (annual) reviews of licensee performance data (PIs and inspection results). The system is designed so that the lower-level reviews are informal reviews of performance data and are not resource intensive. The mid-cycle review was a more formal meeting and was focused on assessing performance to determine appropriate NRC inspection actions. In a 2016 Staff Requirements Memorandum (SRM) to SECY-16-0009, “Recommendations Resulting from the Integrated Prioritization and Re-Baselining of Agency Activities,” dated April 13, 2016 (Agencywide Documents Access and Management System (ADAMS) Accession No. ML16104A158), the Commission approved the staff recommendation to discontinue formal mid-cycle assessment meetings as part of a re-baselining of	NRC 2. 評価レビューのレベル ✓ 事業者のパフォーマンスデータ（PI および検査指摘事項）の継続的、四半期ごと、中間サイクル、およびサイクル終了時（年次）のレビューを行うためのレビュー システムが開発された。 ✓ このシステムは、下位レベルのレビューがパフォーマンス データの非公式なレビューであり、リソースを余り消費しないように設計されている。 ✓ 中間サイクルのレビューはより公式の会議であり、適切な NRC 検査措置を決定するためにパフォーマンスを評価することに重点を置いていた。 ✓ 評価プログラムを構成するレビューのレベル

			agency activities effort. The staff is still required to conduct a quarterly assessment review in lieu of the mid-cycle assessment meeting. With the elimination of the mid-cycle assessment meetings, regions will still provide semi-annual updates to inspection plans via separate correspondence after completing the second quarter assessment review, as well as documentation of cross-cutting themes or cross-cutting issues (CCIs) via assessment follow-up letter. The end-of-cycle review meetings generate an assessment report and an inspection planning letter. An agency action review is generally reserved for plants requiring consideration of agency-wide actions. This review is analogous to the review performed at the former Senior Management Meeting (SMM); however, the focus has been changed from an assessment activity to an oversight and agency-level action approval function. ...	<ul style="list-style-type: none">➤ 継続的レビュー➤ 四半期レビュー➤ 中間サイクルレビュー会議➤ サイクル終了レビュー➤ サイクル終了総括会議➤ NRC アクションレビュー会議 (AARM)➤ 委員会会議➤ ステークホルダーの関与
—	—	02.01 Continuous Review	The resident inspectors and Branch Chiefs in each regional office continuously monitor the performance of their assigned plants using the results of inspection findings and PIs. Inspections are conducted on a continuous basis in accordance with IMC 2515, “Light-Water Reactor Inspection Program – Operations Phase,” and IMC 2201, “Security and Safeguards Inspection Program for Commercial Power Reactors,” and PIs are reported quarterly by licensees. One of the key decisions that the staff made during the development of the ROP was that the NRC must reassess licensee performance whenever new performance data is made available. ...	NRC 2.1 継続的レビュー <ul style="list-style-type: none">✓ 各地方局事務所の常駐検査官および班長は、検査指摘事項と PI を使用して、担当プラントのパフォーマンスを継続的に監督する。✓ 検査は、IMC 2515「軽水炉検査プログラム - 運転段階」および IMC 2201「商用発電用原子炉のセキュリティおよび保障措置検査プログラム」にしたがって継続的に実施され、PI は事業者から四半期ごとに報告される。✓ スタッフが ROP の開発中に下した重要な決定の 1 つは、新しいパフォーマンスデータが利用可能になるたびに NRC が事業者のパフォーマンスを再評価しなければならないということであった。
—	—	02.02 Quarterly Review	Each region conducts a quarterly review utilizing PI data submitted by licensees and inspection findings compiled over the previous 12 months. This review is conducted within 5 weeks after the conclusion of each quarter of the annual assessment cycle. Five weeks was chosen to ensure that the assessments were conducted in a timely manner following the submittal of the PI data by the licensee, gives the NRC sufficient time to process and post the PI data internally, and allows regional inspector staff and management sufficient time to review and analyze the data. ...	NRC 2.2 四半期レビュー <ul style="list-style-type: none">✓ 各地方局は、事業者から提出された PI データおよび過去 12 カ月間にまとめられた検査指摘事項を利用して四半期ごとのレビューを実施する。✓ このレビューは、年間評価サイクルの各四半期終了後から 5 週間以内に実施される。✓ 5 週間という期間を選んだのは、事業者による PI データの提出後に評価が適時に実施されることを確実にし、NRC が PI データを内部で処理して掲示するのに十分な時間を与え、地方局の

					検査官スタッフと管理者がデータをレビューおよび分析するのに十分な時間があることを確実にするためである。
	—	—	02.03 Mid-Cycle Review Meeting	<p>The purpose of the mid-cycle review meeting was to allow a higher level of regional management to periodically review and discuss the performance of all plants to ensure performance assessment and Agency actions were being conducted in a consistent manner across the region. The mid-cycle review also provided the opportunity for regional management to review and reallocate regional inspection resources. Each regional office conducted a mid-cycle review utilizing the most recent quarterly PIs and inspection findings compiled over the previous 12 months. This review incorporated activities from the quarterly review after the conclusion of the second quarter of the annual assessment cycle. This review considered the conclusions of any independent assessments of licensee performance such as the Institute of Nuclear Power Operations (INPO) and the International Atomic Energy Agency (IAEA) Operational Safety Review Team (OSART) inspections. The purpose of considering independent assessments was to provide a means of self-assessing the NRC inspection and assessment process. This revision to IMC 0305 was incorporated as a result of a Davis-Besse Lessons Learned Task Force recommendation to consider independent assessments of licensee performance. Additional activities included planning inspection activities for the 24 months following the end of the assessment period, as well as discussing any insights into potential cross-cutting issues (problem identification and resolution, human performance, and safety-conscious work environment). The Action Matrix was used to determine the scope of agency actions in response to the assessment inputs. Each plant received a mid-cycle assessment letter which communicated the results of the mid-cycle review of licensee performance and provided an updated inspection plan.</p> <p>...</p>	<p>NRC</p> <p>2.3 中間サイクルレビュー会議</p> <ul style="list-style-type: none">✓ 中間サイクルレビュー会議の目的は、地方局管理者の上級レベルが定期的にすべてのプラントのパフォーマンスをレビューして議論し、パフォーマンス評価と NRC のアクションが地方局全体で一貫した方法で実施されていることを確実にすることであった。✓ また、中間サイクルレビューは、地方局管理者が地方局の検査リソースを見直して再割り当てる機会も提供した。✓ このレビューでは、原子力発電事業協会 (INPO) や国際原子力機関 (IAEA) の運転安全レビューチーム (OSART) の検査など、事業者パフォーマンスに関する独立した評価の結論が考慮された。独立評価を考慮する目的は、NRC の検査および評価プロセスを自己評価する手段を提供することであった。この IMC 0305 の改訂は、デイビス・ベッセ教訓タスクフォースによる事業者パフォーマンスの独立評価を考慮する勧告を踏まえて、組み込まれた。✓ 各プラントは、事業者パフォーマンスの中間サイクル レビュー結果を伝え、更新された検査計画を示す中間サイクル評価レターを受け取った。
	—	—	02.04 End-of-Cycle Review	<p>Each regional office conducts an end-of-cycle review which is a comprehensive assessment of licensee performance using the PIs and inspection findings from the previous calendar year. The purpose of the end-of-cycle review is to perform an annual overall review and assessment of the performance of each plant, discuss the</p>	<p>NRC</p> <p>2.4 サイクル終了レビュー</p> <ul style="list-style-type: none">✓ 各地方局事務所は、前年の PI と検査指摘事項を使用して、事業者パフォーマンスを包括的に評価するサイクル終了レビューを実施する。✓ サイクル終了レビューの目的は、各プラントの

			<p>effectiveness of licensee corrective actions to address identified performance deficiencies, and determine Agency actions to be taken in response to crossed thresholds. Additionally, in order to provide a means of self-assessing the NRC inspection and assessment process, the end-of-cycle review considers independent assessments of licensee performance, such as INPO and the IAEA OSART. Such review of independent assessment results was incorporated into the ROP as a result of a Davis-Besse Lessons Learned Task Force recommendation. Additional end-of-cycle review activities include planning inspection activities through the next year, discussing any cross-cutting themes or issues (problem identification and resolution, human performance, and safety conscious work environment (SCWE)), and developing input (if applicable) to support the AARM. The end-of-cycle meeting should be held within the timeframe established in IMC 0305. This timeframe was chosen to ensure that the assessments were conducted in a timely manner following the receipt of all inputs (PI data and inspection findings). The Action Matrix is used to determine the scope of agency actions in response to assessment inputs.</p> <p>...</p>	<p>パフォーマンスの年間全体に対するレビューと評価を実施し、特定されたパフォーマンス欠陥に対処するための事業者の是正処置の有効性を議論し、しきい値を超えた場合の NRC アクションを決定することである。</p> <ul style="list-style-type: none">✓ さらに、NRC の検査および評価プロセスを自己評価する手段を提供するために、サイクル終了レビューでは、INPO や IAEA OSART など事業者パフォーマンスに対する独立評価を考慮する。✓ このような独立評価結果のレビューは、デイベス・ベッセ教訓タスクフォースの勧告を踏まえて ROP に組み込まれた。✓ サイクル終了レビューの他の活動には、翌年の検査計画、分野横断的なテーマまたは問題 (問題の把握と解決、ヒューマンパフォーマンス、および安全意識の高い作業環境 (SCWE)) の議論、および AARM をサポートする入力の作成 (該当する場合) が含まれる。
—	—	02.05 End-of-Cycle Summary Meeting	<p>An End-of-Cycle Summary Meeting will be held at the conclusion of the end-of-cycle review meetings to summarize the results of the end-of-cycle reviews with the Director, Office of Nuclear Reactor Regulation (NRR), or another member of the NRR Executive Team. The End-of-Cycle Summary Meeting is an informational meeting (vice a decision-making meeting) to review the performance of those plants with significant performance issues or cross-cutting issues, and agency actions taken or planned, with senior NRC headquarters management.</p>	<p>NRC</p> <p>2.5 サイクル終了総括会議</p> <ul style="list-style-type: none">✓ サイクル終了時にサイクル終了時総括会議が開催される。✓ サイクル終了時のレビュー結果を原子炉規制局 (NRR) 局長または NRR 執行チームの他のメンバーとまとめるレビュー会議。✓ サイクル終了総括会議は、重大なパフォーマンスの問題または分野横断的な問題のあるプラントのパフォーマンス、および実施済みまたは計画されている NRC アクションを NRC 本部の上級管理者とレビューするための情報会議 (意思決定会議ではない) である。
—	—	02.06 Agency Action Review Meeting (AARM)	<p>An AARM is conducted several weeks after the issuance of the annual assessment letters. This meeting is attended by senior NRC managers and is chaired by the Executive Director for Operations (EDO) or designee. The purpose of this meeting is to allow a collegial review by senior NRC managers of:</p> <p>1. the appropriateness of agency actions for plants with significant performance issues using the data compiled</p>	<p>NRC</p> <p>2.6 NRC アクションレビュー会議 (AARM)</p> <ul style="list-style-type: none">✓ AARM は、年次評価レター発行から数週間後に実施される。✓ この会議には NRC の上級管理者が出席し、運営総局長 (EDO) または指名された者が議長を務める。この会議の目的は、NRC の上級管理者と一緒に検討できるようにすることである。

			during the end-of-cycle review for both operating reactors, reactors under construction, and non-power utilization facilities, 2. trends in overall industry performance, 3. the appropriateness of Agency actions concerning fuel cycle facilities and other material licensees with significant performance problems, 4. the results of the ROP self-assessment, including a review of approved deviations from the Action Matrix, and 5. the results of the Construction Reactor Oversight Process self-assessment, including a review of approved deviations from the Construction Action Matrix. ...	
—	—	02.07 Commission Meeting	The EDO will brief the Commission annually on the results of the AARM, including a discussion of any deviations from the ROP Action Matrix. The Commission should be briefed within 4 weeks of the completion of the AARM to ensure the timely dissemination of the assessment results, subject to Commission scheduling constraints.	NRC 2.7 委員会会議 ✓ EDO は、ROP アクション マトリックスからの逸脱に関する議論を含め、AARM の結果について毎年委員会に報告する。
—	—	02.08 Public Stakeholder Involvement	The NRC shall host an annual assessment meeting for the public to discuss the assessment of licensee performance and to answer questions from public stakeholders. For licensees in Columns 1 or 2 of the Action Matrix, these meetings are focused on public interaction, and are not specifically meetings with the licensee, although the licensee will likely attend to also respond to questions from the public. For plants that have been in Column 1 or 2 of the Action Matrix during the entire assessment period, public stakeholder involvement should be scheduled during the year at a time that presents the best opportunity to effectively engage public stakeholders. Public stakeholder involvement can be a meeting tailored to the public: an open house for the public, poster sessions, virtual meetings, or other similar activities that allow the NRC to effectively engage public stakeholders. Participating in an event sponsored by another organization can be considered if such an event would maximize public engagement. ...	NRC 2.8 ステークホルダーの関与 ✓ NRC は、事業者パフォーマンスの評価について議論し、一般の利害関係者からの質問に答えるために、一般公衆向けの年次評価会議を主催するものとする。 ✓ アクション マトリックスのカラムに対する会議の特徴
—	—	03 INSPECTION FINDINGS	Originally an inspection finding was carried forward in the assessment program for a total of four calendar quarters. This was done to account for the fact that some inspections were only conducted once per year, and carrying inspection findings forward for four full quarters allowed an inspection result to have influence on the assessment	NRC 3. 検査指摘事項 ✓ 評価プログラムにおける検査指摘事項の扱いの変遷 ✓ SDP では対処できない違反の処理（従来の行政措置の適用）

			program until the next inspection was conducted. Further, holding inspection findings open for four full quarters allowed them to accumulate with subsequent inspection findings (similar to PIs) to indicate more pervasive and significant performance problems that require an increased level of interaction per the Action Matrix. It was thought that inspection findings would not be able to accumulate in this manner if they were not held open for four full quarters. In SRM-SECY 22-0086, “Recommendations for Revising the Reactor Oversight Process Assessment Program,” dated March 10, 2023 (ML23069A093), the Commission approved the staff recommendation to eliminate the requirement for inspection findings to be open for four full quarters. ...	
—	—	03.01 Start Date of Findings	The date used for consideration in the assessment program is defined in IMC 0305. This ensures that the time frame during which the inspection finding is considered in the assessment program starts at the beginning of the quarter that includes the date of the exit meeting of the onsite inspection which identified the finding.	NRC 3.1 指摘事項の開始日 ✓ 評価プログラムで検討するために使用される日付は、IMC 0305 で定義されている。 ✓ これにより、評価プログラムで検査指摘事項が検討される期間は、検査指摘事項を特定したサイトでの検査の終了会議の日付を含む四半期の初めから始まることが保証される。
—	—	03.02 Closure Date of Findings	Safety-significant inspection findings will be closed out and no longer count as Action Matrix inputs when the appropriate supplemental inspection is completed. This change was made to provide an incentive for licensees to prepare for supplemental inspections as quickly as possible. An inspection finding will not be removed from consideration of future agency actions (per the Action Matrix) until the licensee has satisfactorily met all the objectives of the appropriate supplemental inspection.	NRC 3.2 検査指摘事項のクローズ日 ✓ 適切な追加検査が完了すると、安全上重要な検査指摘事項はクローズされ、アクションマトリックスの入力としてカウントされなくなる。 ✓ この変更は、事業者ができるだけ早く追加検査の準備をするためのインセンティブを提供するために行われた。 ✓ 事業者が適切な追加検査のすべての目的を満足に達成するまで、検査指摘事項は将来の NRC アクション（アクションマトリックスによる）の検討対象から除外されない。
—	—	04 PERFORMANCE INDICATORS	Originally, PIs were direct inputs to the Action Matrix. When a PI exceeded a significance threshold, the licensee would move to a higher column in the Action Matrix if there were no other inputs and be required to satisfy the objectives of the appropriate supplemental inspection. Because of how PIs are calculated, a PI may return to the Green performance band even when the licensee has not taken adequate corrective actions to address the underlying	NRC 4. パフォーマンス指標 ✓ 評価プログラムにおける PIs の扱いの変遷 ✓ PIs による監督の趣旨

			<div>performance issue. If the PI subsequently returned to Green, the licensee remained in the higher column of the Action Matrix until satisfactorily completing the supplemental inspection, but the PI no longer counted as an Action Matrix input for purposes of aggregating with other safety-significant inputs. In this scenario, a licensee would be in a higher column of the Action Matrix with no safety-significant inputs. In SRM-SECY-22-0086, the Commission approved the staff recommendation to revise the treatment of greater-than-Green (GTG) PIs such that they remain Action Matrix inputs until the licensee satisfied the objectives of the appropriate supplemental inspection, even if the PI returned to Green.</div> <div>...</div>	
—	—	05 ACTION MATRIX	<div>The Action Matrix was developed with the philosophy that, within a certain level of safety performance (i.e., the licensee response band), licensees would address their performance issues without additional NRC engagement beyond the baseline inspection program. Agency action beyond the baseline inspection program will occur only if assessment input thresholds are exceeded. The Action Matrix identifies the range of NRC and licensee actions and the appropriate level of communication for varying levels of licensee performance. The Action Matrix describes a graded approach in addressing performance issues.</div> <div>The original Action Matrix, Figure 1, was developed to provide guidance for consistent consideration of actions. The Action Matrix ensures that regulatory actions associated with licensee performance are objective, predictable, and transparent. IMC 0305 includes the most current version of the Action Matrix. The actions are graded across five ranges of licensee performance in all response categories (Regulatory Performance Meeting , Licensee Action, NRC Inspection, Communications, and Regulatory Actions) and in terms of annual communication of assessment results. Action decisions are triggered directly from the threshold assessments of PIs and cornerstone inspection areas. For example, a single White PI or inspection finding would require the NRC to take the actions listed in the Regulatory Response Column of the Action Matrix, such as supplemental inspection to determine the cause of the assessment input degradation. More significant changes in performance, such as one</div>	<div>NRC</div> <div>5. アクションマトリックス</div> <div>✓ 開発の経緯、変遷</div> <div>✓ 特徴</div> <div>✓ セキュリティコーナーストーンの開発経緯</div> <div>✓ 段階的評価アプローチ</div> <div>✓ 各カラムの説明</div> <div>✓ アクションマトリックスの逸脱</div>

			degraded cornerstone, would lead to more significant actions as dictated by the Action Matrix. ...	
—	—	05.01 Range of Actions	The Action Matrix specifies a range of actions appropriate for each level of performance. These actions are defined as follows: a. <u>Regulatory Performance Meetings</u> : Regulatory performance meetings are held between licensees and the agency to discuss corrective actions associated with safety-significant inspection findings. Each safety-significant assessment input shall be discussed in order to arrive at a shared understanding of the performance issues, underlying causes, and planned licensee actions. ...	NRC 5.1 アクションの範囲 ✓ アクションマトリックスは、各パフォーマンスレベルに適した一連のアクションを指定する。 ✓ 様々なアクションの説明。
—	—	05.02 Expected NRC and Licensee Actions	The Action Matrix lists expected NRC and licensee actions based on the inputs to the assessment program. Actions are graded such that the agency becomes more engaged as licensee performance declines. The thresholds for each column of the Action Matrix were established in a risk-informed manner to indicate declining licensee performance of a more pervasive and systemic nature as you proceed from the left-most column across the Action Matrix. As assessment inputs (inspection findings and PIs) that have crossed thresholds accumulate (both in quantity of inputs and significance of thresholds crossed), required NRC actions become more significant in resources applied, scope of inspection, and level of NRC management oversight. This is described in more detail below in the description of expected NRC and licensee actions for each column of the Action Matrix: a. Licensee Response Column - All assessment inputs are Green. The licensee will receive only the baseline inspection program and identified deficiencies will be addressed through the licensee’s corrective action program. The NRC will periodically review and evaluate the licensee corrective actions taken for identified deficiencies through routine problem identification and resolution (PI&R) inspections conducted under the baseline program. ...	NRC 5.2 期待される NRC と事業者のアクション ✓ アクションマトリックスには、評価プログラムへの入力に基づいて、NRC と事業者に期待されるアクションがリストされている。 ✓ アクションは、事業者のパフォーマンスが低下するほど NRC の関与が強まるように段階的になっている。 ✓ アクションマトリックスの各カラムのしきい値は、リスク情報を活用して設定されており、アクションマトリックスの左端のカラムから進むにつれて、事業者のパフォーマンスの低下がより広範かつシステミックであることを示している。
—	—	05.03 Double Counting PIs and Findings	Some distinct issues may result in simultaneously crossing a PI threshold and generating a safety-significant inspection finding. Although an attempt was made during	NRC 5.3 PIs と検査指摘事項の二重カウント ✓ いくつかの明確な問題では、PI しきい値を超え

			<p>the development of the ROP to minimize this kind of double-counting between PIs and inspection findings, some double-counting is desirable. This is because the PIs generally count and aggregate single occurrences, and therefore are often not good at reflecting the significance of a particular event. For example, a PI might count personnel overexposures, but a particularly egregious and significant overexposure would not be counted any differently than one that was just over the personnel exposure limit. Therefore, in situations like this, the SDP is relied upon to place the proper safety significance on the individual occurrence. However, this would result in two assessment inputs from the same occurrence combining to cause increased regulatory action per the Action Matrix. Therefore, issues with the same underlying cause should not be double-counted in the assessment program to ensure that inappropriately excessive regulatory action is not taken in response to a single event. However, the most conservative significance characterization related to the PI and the inspection finding (i.e., Yellow vs. White) shall be used to determine the appropriate agency action according to the Action Matrix. This is not considered a deviation from the Action Matrix.</p>	<p>ると同時に安全上重要な検査指摘事項が生じる場合がある。</p> <p>✓ ROP 開発中に、PIs と検査指摘事項の間のこのような二重カウントを最小限に抑える試みがなされたが、二重カウントが望ましい場合もある。</p> <p>✓ これは、P s は一般に単一の発生状況をカウントして集計するため、特定の事象の重要度を反映するのに適していないことが多々あるためである。</p> <p>➤ たとえば、PI が職員の過剰被ばくをカウントする場合があるが、特にひどく重大な過剰被ばくでも、職員の被ばく限度をわずかに超えた過剰被ばくと何ら異なるカウントにならない。</p> <p>✓ このような状況では、SDP は個々の発生状況に適切な安全上の重要度を与えるために頼られる。しかし、これにより、同じ発生状況からの2つの評価入力を生じる可能性があり、それらが組み合わさってアクションマトリックスによって規制措置が強化されることになる。</p> <p>✓ したがって、単一の事象に対して不適切に過剰な規制措置が取られないことを確実にするために、同じ根本的な原因を持つ問題を評価プログラムで二重にカウントしないようにする必要がある。</p> <p>✓ ただし、アクションマトリックスにしたがって適切な NRC の措置を決定するには、PI と検査指摘事項に関して最も保守的な重要度評価を適用すべきである。</p>
—	—	05.04 Supplemental Inspections	<p>Until the appropriate supplemental inspection as prescribed by the Action Matrix is completed, the licensee shall remain in the higher column of the Action Matrix, even if the greater-than-Green inputs are no longer present in subsequent quarters. For example, based on the timing of the PI events, a PI may return to the Green performance band prior to the NRC completing the supplemental inspection. In this case, the licensee would remain in the higher column until satisfying all of the objectives of the appropriate supplemental inspection because the parallel PI finding would remain open. For supplemental inspections completed in response to safety significant inspection findings, if the licensee satisfactorily meets the objectives</p>	<p>NRC</p> <p>5.4 追加検査</p> <p>✓ アクションマトリックスで規定されている適切な追加検査が完了するまで、事業者は、その後の四半期に緑を超える入力がなくなった場合でも、アクションマトリックスのより上位のカラムに留まる。</p> <p>➤ たとえば、PI 事象のタイミングに基づき、NRC が追加検査を完了する前に PI が緑のパフォーマンスバンドに戻る場合がある。この場合、並行 PI 指摘事項がオープンのままになるため、事業者は適切な追加検査のすべての目的が満たされるまで、より上位の</p>

				of the inspection, then the inspection finding would be an active input into the Action Matrix until the date of the exit meeting, or re-exit when applicable, for that supplemental inspection.	カラムに留まる。
	—	—	05.05 Action Matrix Deviations	<p>According to SECY-99-007, “Recommendations for Reactor Oversight Process Improvement,” the Action Matrix is not intended to provide guidance that is excessively rigid. It establishes expectations for interactions, licensee actions, and NRC actions. It does not preclude the NRC from taking less action or some additional action, when justified. The key point is that assessment results are determined by the PI and cornerstone inspection area results. There may be rare instances in which the regulatory actions dictated by the Action Matrix may not be appropriate. In these instances, the agency may deviate from the Action Matrix to either increase or decrease agency action. A deviation is defined as any regulatory action taken that is inconsistent with the range of actions described in the applicable column of the Action Matrix. The EDO shall approve all deviations from the Action Matrix. The EDO was chosen as the approval authority to provide an appropriate level of senior Agency management oversight to ensure agency-wide consistency in considering the need for a deviation from the Action Matrix. Approved Action Matrix deviations will be discussed at the AARM and subsequent Commission meeting on the results of the AARM.</p> <p>...</p>	<p>NRC</p> <p>5.5 アクションマトリックスの逸脱</p> <ul style="list-style-type: none">✓ アクションマトリックスは過度に厳格なガイダンスを提供することを意図したものではない。これは、相互の関与、事業者アクション、および NRC アクションに対する期待を確立するものである。✓ 正当な理由がある場合、NRC アクションを減らしたり、追加アクションを取ることを妨げるものではない。✓ 重要な点は、評価結果は PI とコーナーストーン検査領域の結果によって決定されることである。✓ アクションマトリックスによって指示された規制アクションが適切でないケースがまれに生じる可能性がある。このような場合、NRC はアクションマトリックスから逸脱し、NRC アクションを増減することができる。✓ EDO は、アクションマトリックスからの逸脱の必要性を検討する際の NRC 全体の一貫性を確保するために、適切なレベルの NRC 上級管理者による監督を提供するための承認権限者として選ばれた。✓ 承認されたアクションマトリックスの逸脱は、AARM および AARM 結果に関するその後の委員会会議で議論される。
	—	—	<p>06 TREATMENT OF ITEMS ASSOCIATED WITH OLD DESIGN ISSUES AND ENFORCEMENT DISCRETION</p> <p>06.01 Old Design Issues</p>	<p>An Old Design Issue is an inspection finding involving a past design-related problem in the engineering calculations or analysis, associated operating procedure, or installation of plant equipment that does not reflect a performance deficiency associated with existing licensee programs, policy, or procedures The purpose of this approach is to place a premium on licensees initiating efforts to identify and correct safety-significant issues that are not likely to be identified by routine efforts before degraded safety systems are called upon to work. The assessment program evaluates current performance issues, and this approach excludes old design issues from consideration of overall licensee performance in the Action Matrix.</p> <p>...</p>	<p>NRC</p> <p>6. 古い設計問題に関連する事項の取り扱いと行政措置の裁量</p> <p>6.1 古い設計問題</p> <ul style="list-style-type: none">✓ 古い設計問題とは、エンジニアリング計算や解析、関連する運転手順書、またはプラント設備の設置に関わる過去の設計関連の問題に関する検査指摘事項であり、現行の事業者プログラム、方針、または手順書に関連するパフォーマンス欠陥を反映したものではない問題である。✓ このアプローチの目的は、劣化した安全系が動作要求される前に、ルーチン作業では特定されそうにない安全上重要な問題を特定および是正する取り組みを事業者が始めることを重視する

				ことである。 ✓ 評価プログラムは、現在のパフォーマンス問題を評価するもので、このアプローチでは、アクションマトリックスにおける事業者パフォーマンス全体の検討から古い設計問題を除外している。
—	—	06.02 Violations in Specified Areas of Interest Qualifying for Enforcement Discretion	In general, generic issues involving enforcement discretion will be authorized via an Enforcement Guidance Memorandum (EGM), or other type of authorizing document. That document should specify the requirements for determining the significance and following-up on issues receiving enforcement discretion. The staff should refer to section 3.0, “Use of Enforcement Discretion,” of the Enforcement Policy for guidance in dispositioning issues for which enforcement discretion is being considered. ...	NRC 6.2 行政措置の裁量の対象となる特定の関心領域における違反 ✓ 一般に、行政措置の裁量に関わる一般的問題は、行政措置ガイダンス覚書（EGM）または他の種類の承認文書を通じて承認される。その文書には、行政措置の裁量が適用される問題の重要度の決定とフォローアップに関する要件を明記する必要がある。 ✓ スタッフは、行政措置の裁量が考慮される問題の処置に関するガイダンスとして、行政措置方針の 3.0「行政措置の裁量の適用」を参照。
—	—	07 ROLE OF CROSS-CUTTING ISSUES	There are other inputs, beside PIs and inspection findings, that can influence the actions taken through the assessment program. These items include cross-cutting issues, traditional enforcement actions, and allegations. While these items are not direct inputs to the Action Matrix, they can influence the range of actions taken when PI thresholds are crossed, or inspection findings are greater-than-Green. For example, the scope of the supplemental inspection can include the performance deficiencies associated with a long-standing cross-cutting issue. ...	NRC 7. 分野横断的問題の役割 ✓ PI と検査指摘事項のほかにも、評価プログラムを通じて実行されるアクションに影響を与える可能性のある入力がある。 ✓ これらの項目には、分野横断的問題、従来の行政措置、申し立てが含まれる。 ✓ これらの項目はアクションマトリックスへの直接の入力ではないが、PI がしきい値を超えた場合や検査指摘事項が緑を超える場合に適用されるアクションの範囲に影響を与える可能性がある。 ➤ たとえば、追加検査の範囲に、長期にわたる分野横断的問題に関連するパフォーマンス欠陥を含めることができる。 ✓ ROP は、分野横断的領域で重大なパフォーマンス問題のあるプラントには、安全上重要な PIs または検査指摘事項もあるだろうという前提で開発された。 ✓ Davis-Besse 原子力発電所の原子炉容器上蓋劣化事象から学んだ教訓を踏まえ、スタッフは、SECY-04-0111 に記載されているように、安全文化にさらに十分に対処し、分野横断的問題が特定された場合に NRC アクションをさらに増やすため、分野横断的問題の ROP での取り扱いを強化することを提案した。委員会は、

				<p>SRM-SECY-04-0111 のスタッフの勧告を承認した。</p> <p>✓ 2014 年に、スタッフは、同じ分野横断的側面を持つ 4 つの指摘事項という基準の導入以降に適用された SCCIs の有効性レビューとデータ分析を完了した。</p> <p>✓ スタッフは、SCCI は事業者パフォーマンスが低下する前兆を示すものではなく、SCCI プロセスの実施に費やされるリソースは安全上のメリットに見合っていないと結論付けた。</p> <p>✓ 2014 年の ROP 強化プロジェクトの結果、スタッフは分野横断的テーマの基準を改訂し、横断的分野のレベルで分野横断的テーマのバックストップを設け、SCCI から「実質的」という用語を削除し、分野横断的問題 (CCI) をオープンするための質問を削除した。</p>
—	—	08 UNACCEPTABLE PERFORMANCE	<p>Unacceptable performance represents situations in which the NRC lacks reasonable assurance that the licensee can or will conduct its activities without undue risk to public health and safety. Examples of unacceptable performance may include:</p> <p>a. Multiple significant violations of the facility’s license, technical specifications, regulations, or orders.</p> <p>b. Loss of confidence in the licensee’s ability to maintain and operate the facility in accordance with the design basis (e.g., multiple safety-significant examples where the facility was determined to be outside of its design basis, either due to inappropriate modifications, the unavailability of design basis information, inadequate configuration management, or the demonstrated lack of an effective problem identification and resolution program).</p> <p>c. A pattern of failure of licensee management controls to effectively address previous significant concerns to prevent the recurrence.</p> <p>...</p>	<p>NRC</p> <p>8. 容認できないパフォーマンス</p> <p>✓ 容認できないパフォーマンスとは、事業者が公衆の健康と安全に過度のリスクを負わせることなく活動を実施できる、または実施するであろうという合理的な保証が NRC として欠けている状況を指す。</p> <p>✓ 容認できないパフォーマンスの例</p>
—	—	09 TRANSITIONING TO THE IMC 0350 PROCESS	<p>Although a plant under the oversight of IMC 0350 is not assessed using the ROP Assessment Program outlined in IMC 0305, it is still under the auspices of several aspects of the ROP; however, each program area needs to be customized appropriately to conform to the IMC 0350 extended shutdown conditions. Those aspects are described more thoroughly in IMC 0350, section 06.03.</p> <p>The focus of IMC 0350 is to provide oversight of the licensee’s performance until such time that a return to the</p>	<p>NRC</p> <p>9. IMC 0350 プロセスへの移行</p> <p>✓ IMC 0350 の監督下にあるプラントは、IMC 0305 に示される ROP 評価プログラムを使用し ては評価されないが、ROP のいくつかの側面の監督対象となっている。ただし、それぞれのプログラム領域は、IMC 0350 の長期停止条件に適合するように適切にカスタマイズする必要がある。これらの側面については、IMC 0350 の</p>

				<p>normal ROP Assessment Program is appropriate. Implementation of IMC 0350 provides adequate assurance that the licensee is ready for a return to plant operation, and once restarted, acceptable licensee performance is verified prior to the NRC returning the plant to routine oversight inspection and assessment programs of the ROP.</p>	<p>06.03 で詳しく説明されている。</p> <p>✓ IMC 0350 の焦点は、通常の ROP 評価プログラムに復帰することが適切になるまで、事業者パフォーマンスを監督することである。IMC 0350 の実施は、事業者がプラント運転再開の準備ができていることを適切に保証し、再起動した後で、NRC がプラントを ROP の通常監督の検査および評価に戻す前に、容認可能な事業者パフォーマンスであることが検証される。</p>
—	—		<p>10 TRANSITIONING FROM NEW CONSTRUCTION TO THE ROP</p>	<p>The transition from construction oversight to the ROP for the AP1000 reactor units is described in the memo, “Transition to Reactor Oversight Process for Vogtle Electric Generating Plant, Units 3&4” (ML20191A383). The staff determined that the transition point would be at the 10 CFR 52.103(g) finding, when all inspections, tests, analyses, and acceptance criteria (ITAAC) have been met, at which point the operational phase begins.</p> <p>...</p>	<p>NRC</p> <p>10. 新規建設から ROP への移行</p> <p>✓ AP1000 原子炉ユニットの建設監督から ROP への移行については、「Vogtle 発電所 3 & 4 号機の原子炉監督プロセスへの移行」（ML20191A383）というメモに記載されている。</p> <p>✓ 移行ポイントは 10 CFR 52.103(g) の所見となる可能性があり、すべての検査、試験、解析、および容認基準 (ITAAC) が満たされた時点に対応し、そこから運転フェーズが始まる。</p>
—	—		<p>11 TRADITIONAL ENFORCEMENT FOLLOW-UP</p>	<p>In SECY-08-0046, “Reactor Oversight Process Self-Assessment for Calendar Year 2007,” dated April 2, 2008 (ML080460148), the staff noted its intent to explore how certain traditional enforcement (TE) items related to all seven cornerstones could be used as a more integrated input into the assessment program. A working group was established to gather perspectives for achieving a more integrated enforcement process with the ROP. One recommendation was to perform follow-up inspection on all TE outcomes which would place a focus on the regulatory significance associated with licensee actions that are willful, impede the regulatory process, or have actual consequences. The staff would examine TE outcomes over the preceding 12 months during the mid-cycle and end-of-cycle performance reviews. Using an escalating approach similar to that in the Action Matrix, the number, severity level, and similarities among the violations would trigger one of three levels of inspection response. However, the inspection response to the TE outcomes would not be a direct input into the Action Matrix since the SDP would have already captured any associated risk significance by processing the performance deficiency separately.</p> <p>...</p>	<p>NRC</p> <p>11. 従来の行政措置によるフォローアップ</p> <p>✓ SECY-08-0046 「2007 年の原子炉監督プロセス自己評価」において、スタッフは、7つのコーナーストーンすべてに関連する特定の従来の行政措置（TE）の項目を、評価プログラムへのより統合された入力としてどのように使用できるかを検討する意向を表明した。</p> <p>✓ ROP とより統合された行政措置プロセスを実現するための方策を練るためにワーキンググループが設立された。</p> <p>✓ 1 つの勧告事項は、すべての TE 結果についてフォローアップ検査を実施することであり、故意による、規制プロセスを妨げる、または実際の影響を生じる事業者のアクションに関連する規制上の重要度に焦点を当てる検査とすることである。</p> <p>✓ スタッフは、サイクル中間とサイクル終了時のパフォーマンス レビュー時に、過去 12 か月間の TE 結果を吟味する。アクションマトリックスと同様のエスカレーションアプローチを使用し、違反の数、重大度レベル、および類似性によって、3 レベルの検査対応のいずれかがトリガーされる。</p>

					✓ ただし、SDP はパフォーマンス欠陥を別途処理することで、関連するリスク重要度をすでに把握しているため、TE 結果に対する検査対応はアクションマトリックスの直接入力とはならない。
	—	—	12 ASPECTS OF THE ASSESSMENT PROGRAM CONSIDERED BUT NOT INCLUDED	Table 2 provides a detailed discussion of various aspects of the ROP Assessment Program that were considered during its development, and the basis for not including them.	NRC 12. 検討されたが含まれなかった評価プログラムの側面 ✓ 表 2：ROP 評価プログラムの開発中に検討されたが最終的に採用されなかった側面とその根拠の説明。
参考文献		—	References	Atomic Energy Act of 1954 as amended IMC 0305, “Operating Reactor Assessment Program” IMC 0310, “Components within the Cross-Cutting Areas” ...	—
別紙・附属書		—	Exhibits	—	—
			Attachments	—	—
改訂情報		—	Revision History	Description of Change	・改訂履歴 5 回記載あり

3.3.18 IMC 0h308 Att.5 「Technical Basis for Enforcement」における日米検査ガイドの相違点等の分析およびその明確化の結果

この NRC の検査ガイドには、原子力規制庁の検査ガイドで対応すると考えられる検査ガイドがないため、NRC の検査ガイドの主な内容を整理し、表 3.3-18 にまとめた。主な調査結果を以下に示す。

3.3.18.1 序論

NRC

- ✓ 行政措置プログラムの目的
- ✓ 基本理論
- ✓ ROP とよりよく統合されるアプローチへ

3.3.18.2 行政措置および重要度決定プロセス

NRC

- ✓ SDP による最終的な重要度決定を活用するように行政措置プログラムを変更する
- ✓ SDP の評価プロセスにおける不確かさの問題

3.3.18.3 行政措置アプローチ

NRC

- ✓ 産業界の成熟および事業者の全体的なパフォーマンスの向上を考慮して、評価プロセスを補完する新しい行政措置アプローチを開発した。
- ✓ 現在の行政措置プログラムは、違反を、SDP に基づいて重要度を評価できる違反と、SDP の能力を超える違反の 2 つのグループに分ける。
- ✓ 第 2 のグループは、故意の違反、NRC の規制プロセスの監督能力に影響を与える可能性のある違反、および例えば、過剰な被ばく、放射性物質の喪失、炉心損傷、または重要な安全バリアの喪失といった実際の安全上の影響をもたらす違反で構成される。
- ・ 以下、次について説明している。
 - ✓ SDP を使用して評価された違反
 - ✓ 従来の行政措置の対象となる違反
 - ✓ ROP における行政措置の裁量の役割
 - ✓ パフォーマンス指標データの正確性および完全性

3.3.18.4 変更の要約

NRC

- ✓ ROP の実施に応じて行政措置政策に行われたより重要な変更の一部
- ・ 以下、次について説明している。
 - ✓ セクション III 責任
 - ✓ セクション IV 重要度の評価
 - ✓ セクション V 事前行政措置決定会議
 - ✓ セクション VI 違反の処理
 - ✓ セクション VI.B 違反の通知
 - ✓ セクション VI.C 罰則
 - ✓ セクション VII.A 行政措置による制裁の強化
 - ✓ セクション VII.B 行政措置による制裁の緩和
 - ✓ 補足 I-原子炉運転
 - ✓ 補足 VII - その他事項

3.3.18.5 改訂情報

NRC

- ・ 改訂履歴（発行日、ML 番号、改訂の概要）
- ・ 本文中で、改訂箇所を赤字で表示している。

表 3.3-18 原子力規制庁検査ガイドと米国 NRC 検査ガイド IMC0308 Att.5 の比較調査結果：主な相違点のまとめ

原子力規制庁検査ガイド		米国 NRC 検査ガイド		両者間の主な相違点
【ガイド】－		【ガイド】 IMC 0308 Att.5, TECHNICAL BASIS FOR ENFORCEMENT (Issue Date: 11/04/2020, Effective Date: 01/01/2021)		
項目	主な内容	項目	主な内容	注) 原子力規制庁に対応する検査ガイドがないため、以下は NRC の検査ガイドの概要を示す。
図書全体構成	－	図書全体構成	表紙 目次 本文 改訂情報	－
	－	01 INTRODUCTION	The purpose of the NRC enforcement program is to support the NRC's overall safety mission in protecting the public health and safety and the environment. NRC requirements were developed to ensure adequate protection or no undue risk to public health and safety through design, construction operation, maintenance, modification, and quality assurance measures. Consistent with that purpose, enforcement actions have been used as a deterrent to emphasize the importance of compliance with these requirements and to encourage prompt identification and prompt, comprehensive correction of violations. ...	NRC 1. 序論 ✓ 行政措置プログラムの目的 ✓ 基本理論 ✓ ROP とよりよく統合されるアプローチへ
	－	02 ENFORCEMENT AND THE SIGNIFICANCE DETERMINATION PROCESS	The Significance Determination Process (SDP) was developed as the predominant agency method for characterizing the significance of power reactor inspection findings or performance deficiencies on the basis of their risk significance to ensure a consistent approach between the enforcement program and the assessment process. In order to achieve optimum levels of integration between assessment and enforcement, the enforcement program was modified to utilize the final significance determination from the SDP as a means of characterizing the significance of the associated violation. ... To make the ROP significance determination results consistent with the enforcement policy, the significance categories were determined to relate approximately as follows: •Green - Severity Level IV •White - Severity Level III •Yellow - Severity Level II •Red - Severity Level I ...	NRC 2. 行政措置および重要度決定プロセス ✓ SDP による最終的な重要度決定を活用するように行政措置プログラムを変更 ✓ SDP の評価プロセスにおける不確かさの問題

	—	—	03 THE ENFORCEMENT APPROACH	<p>The assessment process provides many of the functions and objectives inherent in the traditional enforcement program. In light of the maturing of the industry and overall improved performance of licensees, a new enforcement approach was developed to complement the assessment process. In developing this new approach, the staff identified the following objectives:</p> <ul style="list-style-type: none">•Enforcement needs to be consistent with the safety philosophy of the assessment process.•Enforcement needs to maintain an emphasis on compliance.•Enforcement needs to be simplified and predictable to create an efficient and effective process.•Enforcement needs to support openness in the NRC regulatory process.•Enforcement should neither create nor perpetuate unnecessary regulatory burdens. <p>...</p>	<p>NRC</p> <p>3. 行政措置アプローチ</p> <ul style="list-style-type: none">✓ 産業界の成熟および事業者の全体的なパフォーマンスの向上を考慮して、評価プロセスを補完する新しい行政措置アプローチを開発。✓ 現在の行政措置プログラムは、違反を、SDPに基づいて重要度を評価できる違反と、SDPの能力を超える違反の2つのグループに分ける。✓ 第2のグループは、故意の違反、NRCの規制プロセスの監督能力に影響を与える可能性のある違反、および例えば、過剰な被ばく、放射性物質の喪失、炉心損傷、または重要な安全バリアの喪失といった実際の安全上の影響をもたらす違反で構成される。
	—	—	03.01 Violations Assessed using the SDP	<p>Initially, violations are evaluated to determine the appropriate significance, which will determine whether formal or informal enforcement action should be taken. Normally, this evaluation would result in a preliminary severity level. For performance deficiencies evaluated using the SDP, however, a color would be identified rather than a severity level. Performance deficiencies determined not to be significant from a risk perspective (assigned the color Green) are inputs into the assessment process in the licensee response band in the Action Matrix. Such violations are considered for informal enforcement and treated as Non-Cited Violations (NCVs) consistent with the criteria in the Enforcement Policy for reactor Severity Level IV violations. For reactor cases, a Notice of Violation (NOV) would normally not be issued for a Severity Level IV violation or Green finding unless: (1) the licensee fails to restore compliance within a reasonable time after the violation was identified, (2) the licensee fails to place the violation into the corrective action program to address recurrence, (3) the violation was willful, or (4) the violation was repetitive as a result of inadequate corrective action and unidentified by the NRC. Note: This exception does not apply to violations associated with Green SDP findings. The last criterion applies to traditional enforcement only. In other words, under the ROP, if a finding associated with a violation is determined to be of very low safety</p>	<p>NRC</p> <ul style="list-style-type: none">• 3.1 SDPを使用して評価された違反✓ SDPを使用して評価されたパフォーマンス欠陥に対しては、深刻度ではなく色で特定される。✓ 緑と深刻度との対応✓ SDPを使用してリスク重大と評価されたパフォーマンスの欠陥には、その重要度に関連する予備的な色が割り当てられ（「白」、「黄」、「赤」）、強化された行政措置に関して検討がなされる。✓ リスク重大である結果として、十分な情報がすでに登録記録（docket）にない限り、正式な書面による回答を要求する正式なNOVが発行される。✓ 行政措置のアプローチは、事業者がその時点で属している全体的なアクションマトリックスの対応バンドとは独立した形で、違反の重要度に基づいている。

			significance, the violation will be treated as an NCV, regardless of the number of times the violation is repeated. ...	
—	—	03.02 Violations Subject to Traditional Enforcement Actions	The traditional enforcement program is used with the second group of violations, those involving: (1) willfulness, including discrimination, (2) actions that may impact the NRC’s ability for oversight of licensee activities ¹ , and (3) situations which result in actual safety consequences, such as overexposure, loss of radioactive material, core damage, or loss of significant safety barriers. A more traditional enforcement approach is warranted for deterrence. This approach would retain the four severity levels and civil penalties under the current Enforcement Policy.	NRC ・ 3.2 従来の行政措置の対象となる違反 ✓ 従来の行政措置プログラムは、次の違反を含む第 2 グループに適用される：(1)差別を含む故意、(2)NRC の認可活動の監視能力に影響を与える可能性のある活動、(3)実際の安全に対する影響をもたらす状況、例えば過剰被ばく、放射性物質の喪失、炉心損傷、重要な安全バリアの喪失といった状況。
—	—	03.03 The Role of Enforcement Discretion Under the ROP	The Enforcement Policy has been modified to clarify that the mitigation discretion addressed in Sections VII.B.2 - VII.B.6 (e.g., violations identified during shutdowns, involving past enforcement actions, old design issues, certain discrimination issues, or special circumstances) does not normally apply to violations associated with issues evaluated by the SDP. The ROP will use the Action Matrix to determine the agency response to performance issues. The Action Matrix has provisions to consider extenuating circumstances that were previously addressed through enforcement mitigation. However, the Commission has reserved the right to use enforcement discretion for particularly significant violations (e.g. an accidental criticality) to assess civil penalties in accordance with Section 234 of the Atomic Energy Act of 1954.	NRC ・ 3.3 ROP における行政措置の裁量の役割 ✓ 行政措置政策は、セクション VII.B.2 - VII.B.6 で取り上げられている緩和裁量権（例：シャットダウン中に特定された違反、過去の行政措置、古い設計の問題、特定の差別問題、または特別な事情）は、通常、SDP によって評価された問題に関連する違反には適用されないことを明確にするために変更された。
—	—	03.04 Accuracy and Completeness of Performance Indicator Data	The staff proposed a unique approach for addressing the accuracy and completeness of performance indicator (PI) data. In order to fulfill its regulatory obligations, the NRC is dependent upon its licensees for complete and accurate information. The Commission uses the requirements of 10 CFR 50.9 as the primary means of enforcing its expectations for complete and accurate information from reactor licensees. The staff’s proposed approach maintains this focus. Unlike previous practice with respect to 10 CFR 50.9 violations, the proposed approach does this through both the Action Matrix and enforcement sanctions. ...	NRC ・ 3.4 パフォーマンス指標データの正確性および完全性 ✓ NRC スタッフは、パフォーマンス指標 (PI) データの正確性および完全性に対処するための独自のアプローチを提案した。 ✓ 提案されたアプローチは、アクションマトリックスと行政措置による制裁の両方を通じてこれを実行するものである。
—	—	04 SUMMARY OF CHANGES	The following are some of the more significant changes made to the Enforcement Policy in response to implementation of the ROP. The last complete revision that was issued as a NUREG series publication (NUREG-1600)	NRC ・ 4. 変更の要約 ✓ ROP の実施に応じて行政措置政策に行われたより重要な変更の一部

				was dated May 1, 2000. Changes to this policy are published in the Federal Register. (Ref. 24).	
—	—	04.01 Section III, Responsibilities		The term "escalated enforcement action" has been expanded to include an NOV associated with an inspection finding that the SDP evaluates as low to moderate (White), or greater safety significance. These actions warrant consideration as escalated actions given the risk significance associated with the violations.	NRC <ul style="list-style-type: none"> 4.1 セクション III、責任 ✓ 「強化された行政措置」という用語は、SDP が低から中（「白」）、またはそれ以上の安全重要度と評価する検査指摘事項に関連する NOV を含むように拡張された。
—	—	04.02 Section IV, Assessing Significance		<p>This section has been modified to address violations associated with inspection findings evaluated through the SDP. The NRC will continue to assess significance by considering:</p> <p>(1) actual safety consequences; (2) potential safety consequences, including the consideration of risk information; (3) potential for impacting the NRC’s ability to perform its regulatory function; and (4) any willful aspects of the violation. Paragraph (5) has been added to recognize that with implementation of the ROP, the NRC will rely on inputs from the SDP to address violations associated with inspection findings evaluated through the SDP. Consistent with the guidance previously included in the Interim Policy, violations associated with findings that the SDP evaluates as having very low safety significance (i.e., Green) will normally be described in inspection reports as NCVs. The finding will be categorized by the assessment process within the licensee response band. However, a NOV will be issued if the issue meets one of the three applicable exceptions in Section VI.A.1. Violations associated with findings that the SDP evaluates as having low to moderate safety significance (i.e., White), substantial safety significance (Yellow), or high safety significance (Red) will normally be cited in an NOV requiring a written response unless sufficient information is already on the docket. The finding will be assigned a color related to its significance for use by the assessment process. Violations associated with issues that do not lend themselves to a risk analysis (i.e., potential for impacting the NRC’s function and willfulness), will be evaluated in accordance with the guidance in paragraphs (1) through (4) of this section. The guidance also notes that the Commission reserves the use of discretion for particularly significant violations (e.g. an accidental criticality) to assess civil penalties in accordance with Section 234 of the</p>	NRC <ul style="list-style-type: none"> 4.2 セクション IV、重要度の評価 ✓ SDP を通じて評価された検査指摘事項に関連する違反に対処するために変更された。

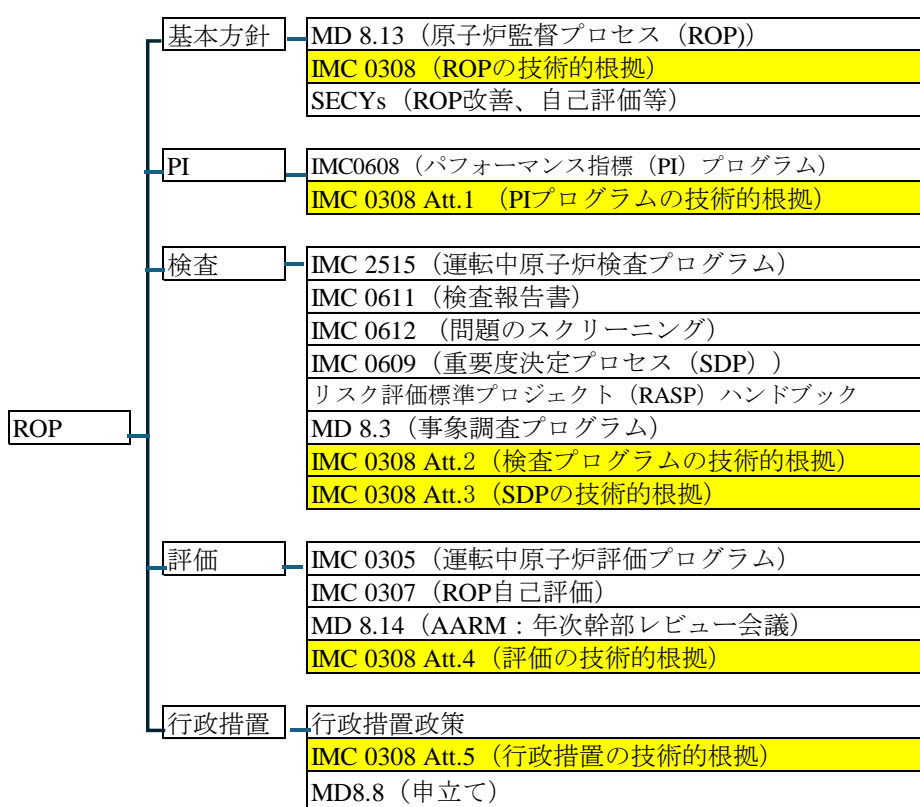
				Atomic Energy Act of 1954, as amended.	
	—	—	04.03 Section V, Predecisional Enforcement Conferences	<p>This section has been modified to address the relationship between Regulatory Conferences and the enforcement program. The ROP uses Regulatory Conferences as opportunities for the NRC and licensees to discuss the significance of findings evaluated through the SDP whether or not violations are involved. The Enforcement Policy has been revised to state that Regulatory Conferences may be conducted in lieu of predecisional enforcement conferences if violations are associated with potentially significant findings under the ROP. While the primary function of a Regulatory Conference is on the significance of findings, the significance assessment from the SDP provides an input into the enforcement program in terms of whether escalated enforcement action (i.e., an NOV associated with a White, Yellow, or Red finding) should be issued. Given this process, a subsequent predecisional enforcement conference is not normally necessary.</p>	<p>NRC</p> <ul style="list-style-type: none"> • 4.3 セクション V、事前行政措置決定会議 ✓ 規制会議と行政措置プログラムの関係に対処するために変更された。
	—	—	04.04 Section VI, Disposition of Violations	<p>This section has been renamed and modified by consolidating all of the guidance on the normal approach for dispositioning violations. Depending on the significance and circumstances, violations may be considered minor and not subject to enforcement action, dispositioned as NCVs, cited in NOVs, or issued in conjunction with civil penalties or orders. The NCV guidance has been moved out of Section VII.B.1 of the Policy that discusses special types of mitigation discretion and into this section because issuance of an NCV is a routine method for dispositioning Severity Level IV violations and violations associated with Green SDP findings.</p> <p>For consistency, the guidance in Section VI.A.8 for dispositioning Severity Level IV violations for all licensees other than power reactor licensees has been reworded to express the guidance in terms of conditions when an NOV should be issued rather than criteria for dispositioning a violation as an NCV.</p>	<p>NRC</p> <ul style="list-style-type: none"> • 4.4 セクション VI、違反の処理 ✓ 違反を処理することに対する通常のアプローチに関するすべてのガイダンスを統合することにより、名前が変更され、修正された。
	—	—	04.05 Section VI.B, Notice of Violation	<p>This section has been modified to state that the NRC may require that a response to an NOV be under oath if the violation is associated with a low to moderate, or greater safety significant finding as evaluated by the SDP. This is consistent with the agency's existing practice of requiring</p>	<p>NRC</p> <ul style="list-style-type: none"> • 4.5 セクション VI.B、違反の通知 ✓ SDP によって評価された低から中、またはそれ以上の安全上重要な指摘事項に違反が関連している場合、NRC は NOV への対応を誓約

			that an NOV response be under oath for Severity Level I, II, or III violations.	(oath) 下で行うことを要求する可能性があることを明記するように変更された。
—	—	04.06 Section VI.C, Civil Penalty	This section has been modified to state that civil penalties are also considered for violations associated with inspection findings evaluated through the ROP’s SDP that involved actual consequences, such as an overexposure to the public or plant personnel above regulatory limits, failure to make the required notifications that impact the ability of Federal, State and local agencies to respond to an actual emergency preparedness event (site area or general emergency), transportation event, or a substantial release of radioactive material. This is consistent with the Interim Policy, in that civil penalties will not be proposed for violations associated with low to moderate, or greater safety significant findings absent actual consequences.	NRC ・4.6 セクション VI.C、罰則 ✓ ROP の SDP を通じて評価された検査指摘事項に関連する違反についても罰則が考慮されることを明記するように変更された。
—	—	04.07 Section VII.A, Escalation of Enforcement Sanctions	Consistent with the Interim Policy, this section has been modified to recognize that the NRC may also exercise discretion and assess civil penalties for violations associated with significant findings evaluated by the ROP’s SDP that the NRC believes warrant penalties. Exercise of this discretion is expected to be rare.	NRC ・4.7 セクション VII.A、行政措置による制裁の強化 ✓ 暫定政策にしたがって、このセクションは、NRC が裁量権を行使して、ROP の SDP によって NRC が罰則に値すると評価した重要な指摘事項に関連する違反に対し、罰則を科すことを認めるように変更された。
—	—	04.08 Section VII.B, Mitigation of Enforcement Sanctions	This section has been modified by adding footnote 10 to clarify that the mitigation discretion addressed in Sections VII.B.2 - VII.B.6 does not normally apply to violations associated with issues evaluated by the SDP. The revised ROP will use the Action Matrix to determine the agency response to performance issues. The Action Matrix has provisions to consider extenuating circumstances that were previously addressed through enforcement mitigation.	NRC ・4.8 セクション VII.B、行政措置による制裁の緩和 ✓ セクションVII.B.2 - VII.B.6 で取り上げられている緩和の裁量権が、SDP によって評価された問題に関連する違反には通常適用されないことを明確にするために、脚注10 を追加することで変更された。
—	—	04.09 Supplement I--Reactor Operations	Examples C.9, C.10, D.5, and E involving changes, tests, and experiments (i.e., 10 CFR 50.59) have been modified. The previous examples were developed in conjunction with the final rule for 10 CFR 50.59 and were based on the "change acceptability" criterion, i.e., whether the changes would be found acceptable by the Commission. Before publication of the final rule, the NRC determined that the change acceptability criterion was not conducive to efficient or effective enforcement or regulation. ...	NRC ・4.9 補足 I-原子炉運転 ✓ 変更、試験、実験（すなわち、10 CFR 50.59）に関する例 C.9、C.10、D.5、E が修正された。
—	—	04.10 Supplement VII--Miscellaneous Matters	New examples (C.3, D.3, and E) have been added to address inaccurate or incomplete PI data from the ROP. Inaccurate or incomplete PI data that would have caused a	NRC ・4.10 補足 VII - その他事項 ✓ ROP からの不正確または不完全な PI データに対

				PI to change from Green to White are categorized at Severity Level IV. Inaccurate or incomplete PI data that would have caused a PI to change from Green to either Yellow or Red; White to either Yellow or Red; or Yellow to Red are categorized at Severity Level III. Inaccurate PI data that would not have caused a PI to change color are considered minor. Consistent with existing policy, enforcement action is not taken for minor violations.	処するために、新しい例(C.3、D.3、およびE)が追加された。
参考文献	—	References	—	—	
別紙・附属書	—	Exhibits	—	—	
		Attachments	—	—	
改訂情報	—	Revision History	Description of Change	・改訂履歴 4 回記載あり	

3.4 日米検査ガイドの相違点等の分析およびその明確化のまとめ

日米検査ガイドの相違点等の分析およびその明確化では、原子力規制庁が用いる検査ガイドと NRC の検査ガイドを使用して比較調査を行った。調査では、NRC 検査ガイドのみ記載された内容、原子力規制庁検査ガイドのみに記載された内容等を含めて、原子力規制庁が用いる検査ガイドと NRC の検査ガイド間の相違点等を抽出し、分析およびその明確化を行った。具体的には、原子力規制庁が用いる検査ガイド、NRC が検査に使用する NRC の検査マニュアル IMC 0308 シリーズ（安全関連、計 18 ガイド）の最新版をもとに、NRC と原子力規制庁から公開された検査ガイドの関係資料を踏まえて調査・分析し、整理した結果をまとめた。IMC 0308 シリーズは、図 3.4-1 に示すように、NRC の ROP の主要文書を構成する文書であると同時に、ROP 全体および主な構成要素のそれぞれについての技術的根拠をまとめたものである。



参考： <https://www.nrc.gov/reactors/operating/oversight/program-documents.html>

図 3.4-1 NRC の ROP の主要文書体系

NRC では、上の図 3.4-1 のように技術的根拠を整備することで、ROP の全体および主な構成要素について、背景知識や考え方の理解などを共有しながら、運用できるようになっ

ている。本調査では、上記の NRC の文書体系も含めて、3.2 節および 3.3 節の比較調査、分析結果より、主な相違点等として次の事項を選定した。また、選定した各事項内容の詳細を（１）～（７）にまとめた。

- （１）検査の目的および根拠の明確化
- （２）指摘事項のスクリーニング質問の根拠の整備
- （３）安全上重要度が非常に低い問題の解決（VLSSIR）プロセスの整備
- （４）規制検査におけるリスクインフォームド化推進を支える技術的根拠の整備
- （５）オンラインメンテナンスの検査に備えた技術的根拠の整備
- （６）施設の状態に応じた監督方法の見直し（長期停止プラント）
- （７）検査ガイドの記載の詳細化および明確化

（１）検査の目的および根拠の明確化

原子力規制庁が用いる検査ガイド（実務）では、「検査目的」の内容が主に法的根拠の提示を中心に記載しており、実際に何を確認するかという面においては、その記載が抽象的に示されていて、具体的な記載が少ない。

一方、NRC の検査ガイドでは、「検査目的」において、具体的な確認事項を列挙している。加えて、検査の技術的根拠として、IMC 0308「Reactor Oversight Process Basis Document」（ROP の根拠）、IMC 0308 Attachment 2「Technical Basis for Inspection Program」（検査プログラムの根拠）といったガイド図書を整備している。IMC 0308 は、各コーナーストーンの目的を達成するために、検査の対象領域を選定する考え方についても図解しており、IMC 0308 Attachment 2 では、「リスク情報を活用した基本検査」とは、どのようなものかについての理解を深める情報を提供するとともに、個々の検査ガイドについて、なぜその検査を行う必要があるのかといったものまで、検査に関する具体的な根拠の情報を提供しており、分かりやすい。

検査目的として、具体的に何を確認すべきかが明確に示されていないと、検査そのものについて、検査官の認識がバラつき、検査の範囲や深さについてもバラつく可能性が生じやすい。したがって、検査ガイドでは、その検査で、具体的に何を確認すべきかなど検査目的について、明確化しておく必要がある。

また、新しい検査に関する理解を深めるのに、根拠に関する情報が整備されていると、組織として、また検査官として、共通理解の下、今後、より良い規制検査活動の推進に役立つ。検査における共通した理解ができていれば、検査官の意識や行動などさまざまな側面でその違いも出てくると考えられる。

(検査の目的の明確化および検査根拠の整備に関する日米検査ガイドの相違点等の例)

原子力規制庁検査ガイド

- ・ 検査の目的

例：設備の系統構成の検査ガイド (BI1020)

「核原料物質、核燃料物質および原子炉の規制に関する法律（以下「法」という。）第 61 条の 2 の 2 第 1 項第 4 号ロで規定されている事項（保安のために必要な措置）のうち、表 1 に示す原子力施設の種別ごとの保安のための措置に係る規則条項で規定される、原子力施設の運転における設備の系統構成の活動状況を確認する。…」

- ・ 検査の根拠：見当たらない

NRC 検査ガイド

- ・ 検査の目的

例：設備の構成の検査ガイド (IP 71111.04)

1. 設備の構成を確認し、系統の安全機能に影響を与える不整合を特定する。
2. 事業者が、起因事象の原因となる可能性のある、または緩和系やバリアのアベイラビリティや機能能力に影響を与える可能性のある設備構成の問題を適切に特定し、解決したことを確認する。

- ・ 検査の根拠① (IMC 0308)

- ✓ 各コーナーストーン内の PI と検査の対象領域（全体の構成を図解）

- ・ 検査の根拠② (IMC 0308 Att.2)

- ✓ 「リスク情報を活用した基本検査」の説明

- コーナーストーン内の検査領域選定
- 検査頻度、検査時間の設定
- 検査活動の選択
- リスク情報活用に関する訓練
- サンプル数の設定経緯（WG による検討）
- 後のフィードバックから、サンプル数、時間数に柔軟性を付与

- ✓ 各検査ガイドの根拠サマリーシートの整備（欄外に例示）

次のような事項を記載

- 検査対象領域
- コーナーストーン
- 検査手順書 (IP)
- 範囲および検査での確認内容
- 根拠

例えば、コーナーストーンとの関係、事業者の重要な活動、規制要件とその意味合いなど

- パフォーマンス指標
- 主要な改訂

(参考例) IP／根拠サマリーシート：検査ガイドIP71111.01「悪天候からの保護」

Basis Summary Sheet 根拠サマリーシート	
Inspectable Area: Adverse Weather Protection 検査対象領域：悪天候からの保護	
Cornerstone(s): Initiating Events and Mitigating Systems コーナーストーン：起因事象および緩和系	Inspection Procedure: IP 71111.01 検査手順書：IP 71111.01
<p>Scope: Inspection activities in this area focus on evaluating the licensee's readiness for protecting mitigating systems and components from external factors such as tornado, hurricane, high winds, high temperatures, cold weather, and other adverse weather-related conditions. This inspection focus ensures that risk significant systems and components will perform within the design assumptions for adverse weather.</p> <p>範囲：この領域の検査活動は、竜巻、ハリケーン、強風、高温、寒冷、その他の悪天候関連条件などの外的要因から、緩和系および機器を保護するための事業者の準備態勢を評価することに焦点を置く。この検査の焦点は、リスク上重要な系統および機器が悪天候に対して設計想定内で機能することを保証することである。</p>	
<p>Basis: Inspection of this item supports the Initiating Events and Mitigating Systems cornerstones by ensuring that the licensee takes steps to reduce the effects of weather-related initiating events and the impact of adverse weather on key portions of mitigating systems. Weather conditions leading to loss of offsite power, freezing temperatures, high temperatures, and high winds dominate external risk.</p> <p>根拠：本項目の検査は、事業者が天候に関連した起因事象の影響を低減し、悪天候が緩和系の主要部分に与える影響を低減するための措置を講じることを保証することにより、起因事象および緩和系のコーナーストーンを支援するものである。所外電源の喪失、凍結、高温、強風につながる気象条件は、外部リスクを支配する。</p> <p>The inspection activities are intended to verify that the licensee has taken the necessary steps to demonstrate that the reliability, availability, and functional capability of SSCs and associated components are maintained during adverse weather conditions. For example, operating experience indicates that cold weather conditions continue to cause intake structure icing, process and instrument line freezing, emergency diesel generator oil viscosity problems, essential chiller problems, and electrical problems leading to loss of power. High winds, tornado, and hurricane could affect the availability of offsite power.</p> <p>検査活動は、事業者が、悪天候時にもSSCおよび関連機器の信頼性、可用性、機能的能力が維持されていることを実証するために必要な措置を講じていることを確認することを目的としている。例えば、運転経験によると、寒冷な気象条件は、取水構造の氷結、プロセスおよび計装ラインの凍結、非常用ディーゼル発電機のオイル粘度問題、必須な冷凍機の問題、および電源喪失に至る電気的な問題を引き起こす原因となっている。強風、竜巻、ハリケーンは、所外電源のアベイラビリティ（可用性）に影響を与える可能性がある。</p> <p>Frozen equipment can lead to a common cause/mode loss of multiple trains and loss of equipment in redundant systems without any indication of a problem until called upon to function, which would have a significant impact on plant risk. In addition, high temperature conditions can place plant equipment and systems in an unanalyzed condition, which could also have a significant impact on risk.</p> <p>機器の凍結は、複数のトレインの共通原因／モード損失や、機能するように要求されるまで問題の兆候がない冗長系内の機器損失につながる可能性があり、これはプラントのリスクに重大な影響を及ぼす。さらに、高温状態は、プラントの機器や系統を未分析の状態に置く可能性があり、これもリスクに重大な影響を与える可能性がある。</p>	

Performance Indicators: There are no performance indicators that have been established that can provide information related to the adequacy of licensee's readiness for seasonal susceptibilities and for any impending adverse weather conditions.

パフォーマンス指標：季節的な影響を受けやすい状況や、差し迫った悪天候に対する事業者の準備態勢の適切性に関連する情報を提供できるようなパフォーマンス指標は確立されていない。

Significant Changes in Scope or Basis: December 2001 - Revised procedure to provide additional clarification to the inspection requirements and guidance for evaluating licensee's readiness for seasonal susceptibilities and impending weather conditions.

範囲または根拠の重要な変更：2001年12月 - 季節的影響および差し迫った悪天候に対する事業者の準備態勢を評価するための検査要件およびガイダンスをより明確にするために手順書を改訂した。

January 2002 - Revised to provide detailed inspection requirements and guidance for evaluating licensee's readiness for seasonal susceptibilities and impending weather conditions. In addition, the inspection resources estimate is revised to provide a band for more inspection flexibility.

2002年1月 - 季節的な影響や差し迫った気象条件に対する事業者の準備態勢を評価するための詳細な検査要件とガイダンスを提供するために改訂。さらに、検査リソースの見積もりが改訂され、より柔軟な検査を可能とする範囲が示された。

January 2008 – Procedure was expanded to include a review of a site's readiness to cope with external flooding prior to the onset of adverse weather that poses a risk of flooding. Prior to this change, review of external flooding readiness was located in IP 71111.06.

2008年1月 – 洪水の危険をもたらす悪天候が発生する前に、外部洪水に対処するためのサイトの準備態勢のレビューを含むように手順書が拡張された。この変更以前は、外部洪水への準備態勢のレビューは、IP 71111.06に記載されていた。

January 2016 - Revised to incorporate Fukushima Lessons Learned and Fukushima flooding inspection insights as well as an inspection requirement to verify licensees can demonstrate that diesel fuel oil cloud point specifications are acceptable for operability of diesel generator systems with above ground fuel storage tanks during extreme cold weather conditions.

2016年1月 - 福島第一発電所事故の教訓および洪水検査に関する洞察を取り入れるとともに、極寒の気象条件下で、地上燃料貯蔵タンクを備えたディーゼル発電機系の運転可能性について、ディーゼル燃料油の湯濁点の仕様が許容可能であることを事業者が証明できることを確認する検査要件を盛り込むために改訂。

(2) 指摘事項のスクリーニング質問の根拠の整備

原子力規制庁および NRC の検査官は、指摘事項のスクリーニング質問に基づいて「緑」か「緑を超える」かを振り分けている。例えば、原子力規制庁が用いる検査ガイドであれば「出力運転時の検査指摘事項に対する重要度評価ガイド」(GI0007) に、NRC の検査ガイドであれば、それに対応する「出力運転時 SDP」(IMC 0609 App. A) に、そのようなスクリーニング質問がある。

ただし、なぜそのような質問をするか、なぜ「緑」または「緑を超える」と判断するかにおける技術的根拠を示す検査ガイドについては、原子力規制庁の検査ガイドには、関連の根拠を示すような検査ガイドは見られない。一方で、NRC の検査ガイドでは、IMC 0308 Att.3 App. A (出力運転時 SDP の技術的根拠) という検査ガイドが整備されている。

スクリーニングの質問に答えることで、「緑」か「緑を超える」かの判断が共通して行えるので、実務上、検査活動の目的を達することができる。しかし、その質問の意図や技術的な裏付けを理解しているかなど、指摘事項の本当の重要性を理解した上での判断かなど、疑問として残る場合があれば、そのような判断がある意味、形式的な判断で終わっているかもしれない。個々の指摘事項の重要度を踏まえて、施設全体の安全性を総合的に評価する場合についても、同様となる。

なお、NRC の検査ガイドでは、スクリーニング質問に追加や変更が行われており、スクリーニング質問以外の事項も含まれている。ガイダンス部分のアップデートも適宜行われている。原子力規制庁が用いる検査ガイドについては、今後、NRC 検査ガイドの記載や最新の見直し動向などを踏まえて、適宜に検査の根拠ガイドの整備やその見直しを行えば有益である。

(指摘事項スクリーニング質問の根拠の整備に関する日米検査ガイドの相違点等の例)

原子力規制庁検査ガイド

・指摘事項のスクリーニング質問

例：出力運転時の検査指摘事項に対する重要度評価ガイド (GI0007)

✓ 別紙 1 発生防止のスクリーニングに関する質問

A. 原子炉冷却材喪失事故 (LOCA) の起因となる事象

1. 劣化事象を合理的に評価した結果、当該検査指摘事項は小 LOCA に対する原子炉冷却材漏えい率 (通常の充てん流量を超える漏えい率) を引き起こす可能性があったか。

a. はい → 詳細リスク評価へ進む

b. いいえ → 次へ進む

...

・スクリーニング質問の根拠：見当たらない

NRC 検査ガイド

- 指摘事項のスクリーニング質問
例：出力運転時の SDP (IMC 0609 App. A)
- スクリーニング質問の技術的根拠
例：出力運転時の SDP の技術的根拠 (IMC 0308 Att.3, App. A)
(質問は、上記原子力規制庁検査ガイドの A.1 参照。以下は、技術的根拠部分のみ。)
- ✓ LOCA 開始要因スクリーニング質問の背景
 - 起因事象コーナーストーンは、起因事象を生じるまたは起因事象の発生可能性を増加させる指摘事項に注目。
 - 指摘事項がいつ LOCA の頻度を増やすかは容易に分からない。
 - RCS バウンダリの重大な劣化をもたらす As-found 状態が LOCA の頻度に与える影響を評価すべき。
 - Davis Besse 炉容器頂部劣化の指摘事項がその一例で、劣化が LOCA の頻度に影響したと判断された。
- ✓ 質問 A.1 の技術的根拠
 - RCS の過剰漏洩を生じる可能性があった劣化状態を詳細なリスク評価 (DRE) による更なる評価対象とするための質問
 - RCS 漏洩が通常補給能力の範囲内であれば ECCS を必要とせずリスクは低い。
 - SDP では、小 LOCA は RCS の蒸気または液体 (配管) 破断と定義。一方、SGTR は、通常の充填ラインによる補給能力を超える (PWR) または制御棒駆動 (CRD) ポンプ流量を超える (BWR)。
 - 通常、補給水流量は、状況に応じて、制御室から非常用ポンプまたはミニマム・レットダウン・フローを操作する必要がある。
 - 炉容器の破壊 (圧力・温度制限値、加圧熱衝撃 (PTS) など) 防護に関わる指摘事項は、バリア健全性コーナーストーンの下で評価すべき。

...
- ✓ 質問 D.2 (1 台以上の SG が事故時漏洩性能基準に違反しているか？ (原子力規制庁が用いる検査ガイドにはない追加の質問)) の技術的根拠
 - 事故時漏洩の制限値は、設計基準事故時の 10CFR100 の線量ガイドラインに適合するよう設定されている
 - 制限値を超える事故時漏洩に関わる指摘事項は、広範囲の漏えいから「緑を超える」リスク上重要な結果を生じる可能性がある。

...
- ✓ 詳細なリスク評価 (DRE) の技術的根拠 (*原子力規制庁が用いる検査ガイドにはない)

(3) 安全上重要度が非常に低い問題の解決（VLSSIR）プロセスの整備

指摘事項として、安全上の重要度は低いですが、時として規制要件への適合性に関する判断が難しく、その解決に時間がかかり、複雑な問題となってしまう場合がある。

NRC では、そのような問題への対応を検討し、VLSSIR プロセスを整備し、2020 年以降に運用を開始した。問題の適合性判断などに多大なリソースを費やす前に、安全上の重要性を評価して、それにふさわしい対応をすることについて、より明確に説明できるようにすべきと判断し、ROP 強化プロジェクトの一環として、安全上の重要度が低い問題の解決（LSSIR）方法の確立に取り組んだ。

とくに、利害関係者のフィードバックから、認可基準の曖昧さに対処することに焦点を当て、安全上の重要度が非常に低い問題を解決するプロセスを確立する必要があることが示唆されたことから、2018 年 12 月にワーキンググループ（WG）を編成し、安全上の重要度が非常に低い問題を解決するプロセスの確立を中心に取り組んだ。

WG では、2020 年 2 月に検討結果を勧告としてまとめた。その趣旨は、NRC のプロセスを改善して、安全上の重要度が低い問題がリソースを過度に使用することなく、迅速に解決されるようにし、NRC と事業者が安全上より重要な問題に、リソースをさらに集中できるようにすることとされた。勧告には、IMC 0612 App. B 「問題のスクリーニング」および IMC 0611 「発電炉検査報告書」を改訂し、検査プロセスの早い段階で、LSS 問題が含まれる。NRC では、これを踏まえた関連マニュアルの改訂、検査官の訓練を行った上で、実施に供している。

上記の内容は、ROP の技術的根拠 IMC 0308 の中で説明されている（5.7 VLSSIR）。さらなる詳細は、LLSIR の WG メモを参照する（ML19260G224）。

国内では、まだこのような問題に直面しておらず、プロセスの整備も見当たらない。しかし、指摘事項の重要度に応じた効率的な評価を進めていくためには、このような課題があって、プロセスとして解決方法が整備されたことは、今後、このような問題に対する対応を検討する場合に、先例として参考になる。

（VLSSIR プロセスの整備に関する日米検査ガイドの相違等の例）

原子力規制庁検査ガイド

- ・安全上の重要度が非常に低いですが適合性の判断が難しく、リソースを重要度に見合わず過度に使用する問題の解決プロセス：見当たらない（まだ必要性がない可能性）

NRC 検査ガイド

- ・VLSSIR プロセスの整備
 - ✓ IMC 0308（ROP の根拠）の 5.7（VLSSIR）に記載
 - ワーキンググループ（WG）編成（2018 年）

- ・許認可基準のあいまいさに関する安全上の重要度が非常に低い問題の解決が必要
- ・不必要な規制負担を生じている
- ・許認可基準の明瞭さ欠如、問題の複雑さ、解釈の主観性などから、問題が許認可基準に関わるかどうか、適合するかどうかの判断が難しい
- ・現行のプロセスは、労力を要し、非効率で、タイムリーでない

➤ WG の勧告（2020 年）を採用

- ・VLSSIR プロセスの導入
- ・IMC0611（検査報告書）、IMC 0612 付録 B（問題のスクリーニング）の改訂など 7 項目を勧告
- ・安全上の重要度がより高い問題にリソースを傾注し不必要な規制負担を減らすことが主旨

➤ 勧告を踏まえて、関連文書の改訂、検査官訓練等を行い、運用を開始。詳細は LLSIR WG メモ参照（ML19260G224）。

(4) 規制検査におけるリスクインフォームド化推進を支える技術的根拠の整備

原子力規制庁では、2020 年に導入した新検査制度について、リスク情報を活用したパフォーマンスベースの検査を目指すことを掲げている。例えば、NPK001「原子力規制検査等実施要領、GI0001「共通事項に係る検査運用ガイド」に、リスクインフォームドという用語が使用され、基本的な定義が示されている。しかし、それが実際に検査の中でどのように生かされるのか、どのように使えばよいのかなど、実務に即した具体的な解説や技術的な根拠は示されていない。

我が国の実情を踏まえると、リスク情報を活用した検査に実質的に切り替えていくには、まだ超えるべきハードルが残されているようである。とはいえ、今後の推進を支えるために、検査官に理解できるように、リスクとは具体的にどのようなものか、どのように評価するか、どのように活用するかなど、基本的なことが理解できる技術的根拠の文書化を進めていく必要がある。

NRC では、IMC 2515「軽水炉検査プログラム（運転中）」、IMC 2525 App. A「リスク情報を活用した基本検査」において、リスク情報を活用した検査の全体像および基本的な運用の考え方がまとめられている。

また、リスクの概念およびリスク情報を活用した検査の技術的根拠として、IMC 0308「ROP の技術的根拠」、IMC 0308 Attachment 3「重要度決定プロセス（SDP）の技術的根拠」（リスクの概念）、IMC 0308 Attachment 2「検査プログラムの技術的根拠」（上記 IMC 2515 および IMC 2515 Appendix A の技術的根拠）をまとめている。例えば、SDP の技術的根拠において、炉心損傷頻度増分（ ΔCDF ）、早期大規模放出頻度増分（ $\Delta LERF$ ）はもちろん、事業者パフォーマンスの劣化によって生じる劣化状態および起因事象（IE）の重要性を評価するために、条件付き炉心損傷確率増分（ICCDP）を使用すること、また、リスク評価におけるさまざまな見方、評価方法について解説している。

リスク解析官だけでなく、検査官としても、こういった規制検査におけるリスクインフォームドに関する基礎知識を知っておくことで、検査のリスクについての理解がさらに深められ、リスク情報を活用した検査の理解にも役立つ。したがって、今後、このような検査の根拠に関する検査ガイドを整備していくことが望ましい。

（規制検査におけるリスクインフォームド化推進を支える技術的根拠の整備に関する日米検査ガイドの相違等の例）

原子力規制庁検査ガイド

- ・ リスク情報を活用した検査
 - ✓ 次の検査ガイドに「リスクインフォームド」の用語が使用されており、用語の定義も示されているが、実際に検査の現場でどのようなことを言い表しているかを具体的に解説したものは提供されていない。

- NPK001「原子力規制検査等実施要領
- GI0001「共通事項に係る検査運用ガイド」
- ・リスク情報を活用した検査の技術的根拠：見当たらない

NRC 検査ガイド

- ・リスク情報を活用した検査
 - ✓ 次の検査ガイドに、リスク情報を活用した検査の全体像および運用の基本的な考え方がまとめられている。
 - IMC 2515 「軽水炉検査プログラム（運転中）」
 - IMC 2525 App. A 「リスク情報を活用した基本検査」
- ・リスクの概念およびリスク情報を活用した検査に関する技術的根拠
 - ✓ 次の検査ガイドに、リスクの概念やリスク情報を活用した検査について、具体的な解説がまとめられている。
 - IMC 0308 「ROP の技術的根拠」
 - IMC 0308 Att.2 「検査プログラムの技術的根拠」（上記 IMC 2515 および IMC 2515 App. A の技術的根拠）
 - IMC 0308 Att.3 「重要度決定プロセス（SDP）の技術的根拠」（リスクの概念）

(5) オンラインメンテナンスの検査に備えた技術的根拠の整備

国内事業者は、福島第一発電所事故以降の長期運転停止期間中の規制要求を満たす努力を続け、再起動の実現可能性および見通しが得られるようになってきたことから、リスク情報を活用したオンラインメンテナンスの実現を模索している。原子力規制庁も事業者代表者（CNO）との会合において、事業者からそのプランに関する説明を受け、議論を重ねてきた。令和6年1月の原子力規制委員会において、伊方3号機をモデルプラントとして、オンラインメンテナンスの実証試験を行うことが了承された。

今後、オンラインメンテナンスの本格的運用が認められた場合、オンラインメンテナンスに関するリスクの評価やリスク管理について、その適切性を検査で確認していくことが必要になる。原子力規制庁では、BM0060「保全の有効性評価」、GI0007 付属書 8「メンテナンスの際のリスク評価に関する重要度評価ガイド」を整備しているが、これらをオンラインメンテナンスへの適用という観点から見直して、適切に改訂を行う必要がある。同時に、付属書 8 の技術的根拠が見当たらない、NRC のリスクの概念に関する根拠 IMC 0308 Att.3「SDP の技術的根拠」および保守リスク評価・管理 SDP の技術根拠 IMC 0308 Att.3M App. K「保守リスク評価とリスク管理 SDP に関する技術的根拠」を参考に、整備していくと有益である。

(オンラインメンテナンス検査の技術的根拠における日米検査ガイドの相違等の例)

原子力規制庁検査ガイド

・検査ガイド

- ✓ 次の検査ガイドがある。オンラインメンテナンスにも対応できるように見直しが必要な可能性がある。

- BM0060「保全の有効性評価」

- GI0007 付属書 8「メンテナンスの際のリスク評価に関する重要度評価ガイド」

・技術的根拠：見当たらない

NRC 検査ガイド

・検査ガイド

- ✓ 次の検査ガイドがある。

- IP 71111.13 保守リスク評価および緊急作業の管理

- IMC 0609 App. K 保守リスク評価およびリスク管理 SDP

・技術的根拠

- IMC 0308 Att.3「SDP の技術的根拠」

- IMC 0308 Att.3, App. K 保守リスク評価およびリスク管理 SDP の技術的根拠

(6) 施設の状態に応じた監督方法の見直し（長期停止プラント）

原子力規制庁では、新検査制度の枠組みを運転中の発電炉を主対象として適用しているが、同時に福島第一発電所事故を契機に運転停止したプラントにも、サンプル数の調整などを行いつつ、一律に適用しているものがある。確かに、このような特殊ケースが多数生じ得る可能性は少ないので、一時的の対応で乗り越えることも合理的に説明できる対応方法のひとつと考えられる。

しかし、その長期停止の対象プラントの数が多く、運転停止期間が余りにも長く続くことを考えると、検査官の意見や検査の実績を踏まえながら、規制検査の監督手法を調整し、明確な方針を確立することが求められている。また、検査ガイドの内容もそれに対応するものを作成して、運用することが望ましい。

NRC では、ROP の根拠書の中で、長期運転停止プラントの扱いについて、運転停止に関わる重要な問題に注目した新たな基準を設け、リスク情報を活用して運用する（ROP から外れるが、停止中の検査結果の評価等は ROP の考え方を活用する）との考え方を示し、次の監督プロセスを定めた。

- ・ IMC 0350 「重大なパフォーマンス問題および／または運転上の懸念のために停止状態にある原子炉施設の監督」

さらに、その後、「重大なパフォーマンス問題以外で、長期運転停止したプラントに対する監督を ROP の枠内で運用する次のプロセスを追加した（2011 年）。

ROP の枠内で、長期運転停止したプラントに対する検査で運用できるので、IMC 0350 プロセスよりも、規制側にとっても、事業者にとっても、負担は少ない。

- ・ IMC 0375 「パフォーマンス問題に関係しない理由で長期運転停止状態にある原子炉施設に対する ROP の実施」

参考に、これら IMC 0350 のプロセスと IMC 0375 のプロセス適用の考え方を説明したものを付しておく。パフォーマンスの問題であっても、「緑」か「白」の指摘事項に対応する問題であれば、「重大なパフォーマンス問題」ではなく、IMC 0375 プロセスの対象になるようである。日本においては、この IMC 0375 のプロセスの方が当てはまると考えられる。

(施設の状態に応じた監督方法の見直し(長期運転停止プラント)」に関する日米検査の相違等の例)

原子力規制庁検査ガイド

- ・ 長期運転停止プラントの監督における枠組み：見当たらない

NRC 検査ガイド

- ・ 長期停止の監督における枠組み

IMC 0308 Att.2「検査プログラムの技術的根拠」に説明がある。

1. 序論

- ・ パフォーマンス問題で長期運転停止プラントの検査は別途監督 (ROP から外れて IMC 0350 プロセスに移行)

6. 長期運転停止中プラントの監督

- ・ 停止に関わる重要な問題に注目した新たな基準を設け、リスク情報を活用 (ROP から外れるが停止中の検査結果の評価等は ROP の考え方を活用)

- ・ 詳しいガイダンスは、IMC 0350「重要なパフォーマンスおよび／または運転上の懸念により停止状態にある運転中原子炉施設の監督」にある。

- ・ IMC 0350 の重要な 3 項目：

- (1) プラントを 350 プロセスの対象とする基準
- (2) 再起動パネルが扱う問題の対象範囲
- (3) IMC 0350 のプロセスから ROP に復帰する基準

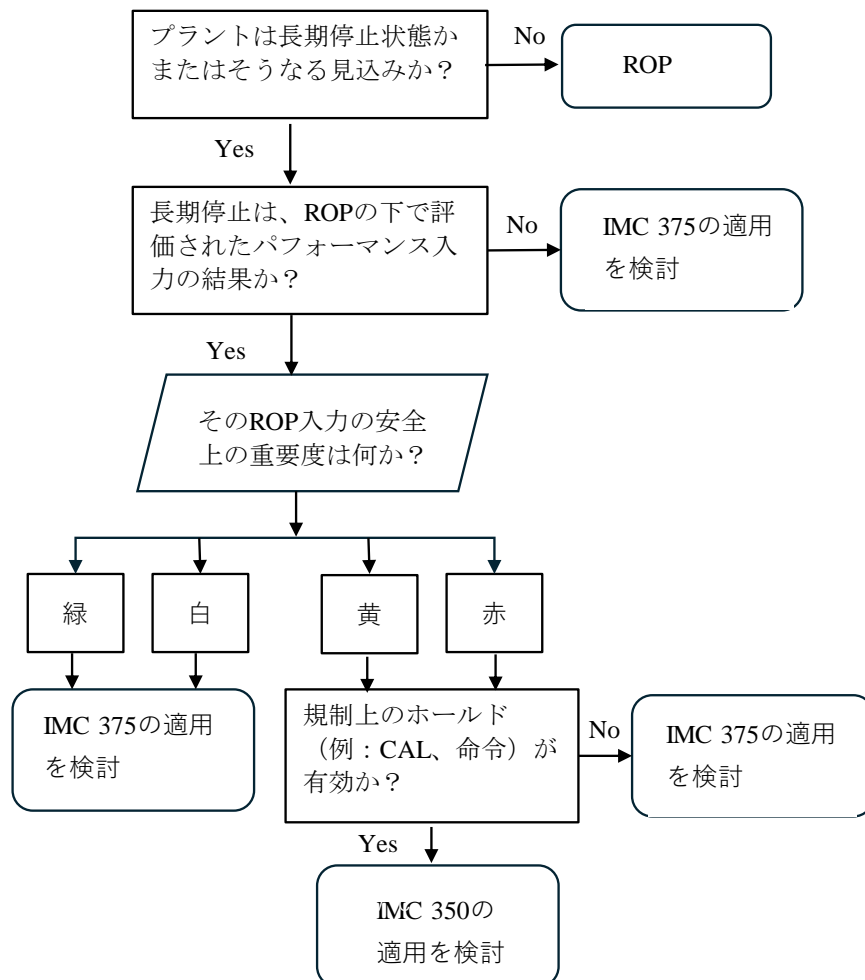
Exhibit 50：根拠サマリーシート (IMC 0350 のプロセスの範囲および根拠)

長期運転停止の原因が重大なパフォーマンス問題かどうかで、次の 2 つのプロセスに分けている。前者は、ROP の枠外で、後者は、ROP の枠内で運用されている。

IMC 0350「重大なパフォーマンス問題および／または運転上の懸念のために停止状態にある原子炉施設の監督」

IMC 0375「パフォーマンス問題に関係しない理由で長期停止状態にある原子炉施設に対する ROP の実施」

(参考) 長期運転停止プラントに対する IMC 350 のプロセスと IMC 375 のプロセスの切り分け：



出典：IMC 0375

(7) 検査ガイドの記載の詳細化および明確化

技術的根拠を整備する必要性について、上記に説明したが、その前に、技術的根拠の整備対象となる検査ガイド自身を詳細化および明確化することが必要となる。

技術的な検査ガイドはもちろん、検査ガイドに検査指摘事項における規制措置ガイダンスだけでなく、なぜそういう判断になるのかなど、検査指摘事項の安全上重要度の判断に関する根拠を示す図書が欠かせない。例えば、GI0004「原子力規制検査における規制措置に関するガイド」といったガイドには、指摘事項が「緑」の場合に、NCV（通知あり）とNCV（通知なし）の規制措置があることが示されているが、その判断基準を詳細かつ明確に示すようなものが見当たらない。

NRCの検査では、「緑」の指摘事項の行政処分をNCVにするかどうかについては、行政措置方針（Enforcement Policy）に關係の記載が示されている。しかし、NCVにするかどうかについては、様々な条件に基づいて判断している。その一つとして、事業者の是正処置プログラム（CAP）が信頼できるかどうかによるところがある。CAPが信頼できる場合と、そうでない場合に分けて詳細に解説し、この判断が慎重に行われるべきことを示している。

（検査ガイド記載の詳細化および明確化の記載例（NCVにするかどうかの判断基準に関する日米検査ガイドの記載の違い等の例）

原子力規制庁検査ガイド

- ・技術的な検査ガイドだけでなく規制措置等の検査ガイドも含め、検査官の間で見解の相違が生じることを減らすために、詳細さおよび明確さを追求すべき余地がある
例：GI0004「原子力規制検査における規制措置に関するガイド」
 - ✓ 「緑」の指摘事項について、NCV（通知なし）とNCV（通知あり）の規制措置があるが、判断基準が明確に示されていない。

NRC 検査ガイド

- ・検査ガイドの詳細さおよび明確さを常に追求
例：（上記に対応する）行政措置方針
 - ✓ NCVにするかどうかの判断基準を2.3.2において詳細に説明（是正処置プログラム（CAP）が信頼できるものかどうかで大きく分けて、それぞれに判断基準を示して詳しく説明している）

4 原子力規制庁検査ガイド改善策の検討及び提言

4.1 はじめに

原子力規制庁検査ガイド改善策の検討及び提言では、NRC の検査ガイド IMC 0308 シリーズ、原子力規制庁が用いる検査ガイドの比較調査結果より、日米検査ガイド間における主な相違を整理、抽出した結果から、原子力規制庁が用いる検査ガイドに対する改善内容の検討を行い、提言をまとめた。

具体的には、日米検査ガイドの相違点等から、NRC 検査ガイドから原子力規制庁の検査ガイドに適用すべき内容について検討し、整理した内容を記載した。原子力規制庁の検査ガイドのみに記載された内容で、改善すべきものがあるものについても、見直すべき理由、優先度、困難度（他の見直しが必要等）を踏まえて記載した。適用すべき理由、優先度、困難度（他の見直しが必要等）を含めて原子力規制庁検査ガイド改善策の検討及び提言をまとめる。

4.2 原子力規制庁検査ガイド改善策および提言の検討

日米検査ガイドの相違点等の分析結果から、NRC 検査ガイドから NRA 検査ガイドに適用すべき内容について検討した。また、NRA の検査ガイドのみに記載された内容で、改善すべきものがあれば、それも提言に含めた。なお、提言においては、適用すべき理由、優先度、困難度（他の見直しが必要等）を含めて示した。

改善策および提言の検討では、次に示す優先度、困難度などを踏まえて検討した。

優先度

- ・「高」：現時点で必要とされているまたは必要とされる時期が迫っていて、影響が大きく、できる限り早く実施すべき事項
- ・「中」：検査の実情や検査官の意見などを踏まえて、検査に対する影響を評価し、影響の大きさと適切なタイミングを検討して実施すべき事項
- ・「低」：上記以外で、可能な時に実施することが望ましい事項

困難度

- ・「難」：参考にできる NRC 検査ガイドが無いか少なく、我が国固有の事情に対応しながら独自に取り組む必要があり、大きなリソースを要する事項
- ・「中」：参考にできる NRC 検査ガイドはあるが、日米の国情の違いを考慮して見直す部分が多く、リソースを要する事項
- ・「容易」：参考にできる NRC 検査ガイドがあり殆どそのまま活用して実施できるなど、容易に対応できる事項

3 章の日米検査ガイドの比較結果等を整理し、改善策および提言の検討を行った。改善策および提言の検討結果より、主な提言項目として整理した。以下に、それぞれの主な概要内容を示す。

- (1) 検査のリスクインフォームド化推進のための根拠情報の整備と活用について
 - 1) リスク情報を活用する基本検査の根拠情報の整備
 - 2) 個別の検査ガイドの検査目的の明確化と根拠情報の整備
 - 3) リスクの概念の理解を支援する根拠情報の整備
 - 4) スクリーニング質問の根拠情報の整備
- (2) オンラインメンテナンス導入への対応に備えた根拠情報の整備と活用について
- (3) 施設の状態に応じた監督手法の確立について
- (4) 検査ガイドの詳細化および明確化の追求について

(1) 検査のリスクインフォームド化推進のための根拠情報の整備と活用について

1) リスク情報を活用する基本検査の根拠の整備と活用

リスク情報を活用する基本検査の理解を促進する第一段階として、次の NRC の検査ガイドの日本語版の整備と活用を提言する。今回の調査成果に含まれる根拠情報の日本語版はそのまま活用できる。なお、内容を解説する分かりやすい資料を別途作成し、勉強会などで活用して、理解の浸透を促進することも必要となる。

- ・ IMC 2515 軽水炉検査プログラム（運転中）
- ・ IMC 2515 App. A 「リスク情報を活用した基本検査」
- ・ IMC 0308 「ROP の技術的根拠」
- ・ IMC 0308 Att.3 「重要度決定プロセス（SDP）の技術的根拠」
- ・ IMC 0308 Att.2 「検査プログラムの技術的根拠」

IMC 0308 からは、ROP を構成する基本検査の根拠を学ぶことができる。IMC 0308 Att.2 からは基本検査を含む検査の根拠を学ぶことができる。各検査ガイドの根拠をまとめた根拠サマリーシートも参考になる。IMC 0308 Att.3 からは、リスクの概念と評価方法、使用方法などを学ぶことができる。例えば、炉心損傷頻度増分 (ΔCDF)、早期大規模放出頻度増分 ($\Delta LERF$) はもちろん、事業者のパフォーマンス劣化によって引き起こされる劣化状態および起因事象 (IE) の重要性を評価するために条件付き炉心損傷確率増分 (ICCDP) を使用すること、その評価表法なども学ぶことができる。

第一段階の優先度は「高」（現状および近い将来の必要性が高い）、困難度は「容易」（NRC 検査ガイドがそのまま使える）である。なお、原子力規制庁内での具体的な活用方法は、関係者の意見を踏まえて決めるのが良い。

次の第二段階は、原子力規制庁版のリスク情報を活用した基本検査およびその技術的根拠の検査ガイドの整備と活用である。根拠情報を整備する前に／と並行して、現在使用されている次の検査ガイドをアップデートすることも必要である。これらの検査ガイドには、リスクインフォームドという用語が使用され、基本的な定義が示されているが、リスク情報を活用する検査に関する具体的な解説が記載されていない。

- ・ NPK001 「原子力規制検査等実施要領」
- ・ GI0001 「共通事項に係る検査運用ガイド」

第二段階の優先度は「高」（近い将来の必要性が高い）、困難度は「中」（参考にできる NRC 検査ガイドはあるが、日米の国情の違いを考慮して見直す部分があり、リソースを要

する)と見込まれる。

2) 個別の検査ガイドの検査目的の明確化と根拠の整備

原子力規制庁の個別の検査ガイドにおける検査目的の明確化と根拠情報の整備を提言する。次の NRC の検査ガイドが参考になる。

- ・基本検査ガイド (IPs) (原子力規制庁の検査ガイドに対応するもの)
- ・IMC 0308 「ROP の根拠」
- ・IMC 0308 Att.2 「検査プログラムの根拠」(根拠サマリーシート含む)

NRC の IPs はたくさんあり改訂も頻繁になされているので、原子力規制庁が 2020 年の新検査制度導入のために参考にした時のバージョンではなく最新の IPs を参照するのが良い。IMC 0308 と IMC 0308 Att.2 については、(1) に示した通りである。

検査目的については、具体的に何を確認すべきかが明確に示されていないと、検査官の認識がバラつき、検査の範囲や深さがバラつく可能性を避けられない。また、明確になっていれば、検査の実態や検査官の意見を踏まえ改訂することもできる。検査の根拠情報の整備については、組織としてまた検査官として、共通の理解を伴った統一感のある検査の実施を推進することに役立つ。また、検査の根拠情報が整備されていること自体が、検査官へのバックアップにもなる。

優先度は「高」(出来る限り速やかに対応することが望まれる)、困難度は、全体的には「中」(数が多く、かなりリソースを要する)である。対応する NRC 検査ガイドがほぼそのまま使えるかどうかなどにより、検査ガイド個別に「容易」、「中」、「難」と変わってくる。

3) リスクの概念の理解を支援する根拠情報の整備と活用

原子力規制庁の検査において活用するリスクの概念の理解を支援するための根拠情報の整備と活用を提言する。

次の NRC の技術的根拠が活用できる。

- ・IMC 0308 Att.3 「重要度決定プロセス (SDP) の技術的根拠」
- ・IMC 0308 Att.3, App. A～M (出力運転時 SDP から定性的基準を用いる SDP までの各種の SDP についての技術的根拠)

IMC 0308 Att.3 は、App. A～M の個別 SDP の共通事項の技術的根拠である。検査の指摘

事項の重要度評価で必要となりリスクの概念を扱っており、炉心損傷頻度増分 (ΔCDF)、早期大規模放出頻度増分 ($\Delta LERF$)はもちろん、事業者のパフォーマンス劣化によって引き起こされる劣化状態および起因事象 (IE) の重要性を評価するために条件付き炉心損傷確率増分 (ICCDP) を使用すること、また、その評価表法など、様々なリスクの見方、評価方法、使用方法について解説している。

NRC でも、検査官自身がリスク評価を行うのではなく、リスク解析官という専門家がリスクを評価する役割を担っている。しかし、リスクについての一般的な理解は、リスク解析官だけでなく、組織としても検査官にとっても必要とされ、リスク解析官とのコミュニケーションでも必要となってくる。すなわち、リスクの概念について共通の理解をもって検査を実施できることが重要である。

優先度は「高」（出来る限り速やかに対応することが望まれる）、困難度は「容易」（今年度作業の中で日本語版を作成済み）である。なお、内容を解説する分かりやすい資料を別途作成し、勉強会などで活用して、理解の浸透を促進することも必要となる。原子力規制庁内での具体的な活用方法は、関係者の意見を踏まえて、決めるのが良い。

4) スクリーニング質問の技術的根拠の整備と活用

スクリーニング質問の技術的根拠を整備して活用することを提言する。次の NRC の技術的根拠が活用できる。

- ・ IMC 0308 Att.3, App. A～M （出力運転時 SDP から定性的基準を用いる SDP までの各種 SDP の技術的根拠

検査官は、指摘事項について「緑」か「緑を超える」（解析が必要）か常に判断しなければならない。その判断をできる限り効率的かつ確実に行えるように、「問題のスクリーニング」プロセスが作成されている。質問の根拠を知らなくても質問に答えればスクリーニングは可能である。しかし、質問のその意図や技術的な裏付けを理解していないと、指摘事項の本当の重要性を理解した判断にならず、形式的なスクリーニングで終わってしまう。

優先度は「高」（出来る限り速やかに対応することが望まれる）、困難度は「容易」（今年度作業の中で日本語版を作成済みで、必要に応じて日本の実情に合わせたチューニングが必要）である。原子力規制庁内での具体的な活用方法は、関係者の意見を踏まえて、決めるのが良い。

なお、NRC では、SDP のスクリーニング質問に追加や変更が行われており、また、スク

リーニング質問以外の事項も含まれている。質問部分だけでなく、別の部分のアップデートも行われている。すなわち、技術的根拠の整備と合わせて、それが対象とする原子力規制庁の重要度評価ガイドについても、NRC の最新版を確認して、キャッチアップする見直しを行うことが必要である。参考として、NRCの技術的根拠の直近の更新状況を表4.2-1に示す。

表 4.2-1 IMC 0308 シリーズの改訂履歴（直近）

IMC 0308シリーズ	発行年	ML番号
IMC 0308 ROPの技術的根拠	2017	ML16306A386
	2022	ML22125A164
IMC 0308 Att 1 PIの技術的根拠	2007	ML071860516
	2020	ML20262H116
IMC 0308 Att 2 検査プログラムの技術的根拠	2018	ML17114A050
	2019	ML19056A200
	2023	ML23214A382
IMC 0308 Att 3 SDPの技術的根拠	2016	ML15268A268
	2021	ML21271A120
IMC 0308 Att 3 App A 出力運転時SDPの技術的根拠	2012	ML11222A063
	2020	ML20226A074
IMC 0308 Att 3 App B 緊急時対策SDPの技術的根拠	2012	ML12284A512
IMC 0308 Att 3 App C 従業員放射線安全SDPの技術的根拠	2005	ML052100189
IMC 0308 Att 3 App D 公衆放射線安全SDPの技術的根拠	2004	ML042100267
	2021	ML20346A502
IMC 0308 Att 3 App F 火災防護SDPの技術的根拠	2018	ML18087A416
	2024	ML24150A361
IMC 0308 Att 3 App G 停止時SDPの技術的根拠	2005	ML050700199
	2022	ML20246G438
IMC 0308 Att 3 App H 格納容器健全性SDPの技術的根拠	2004	ML041340012
	2020	ML20191A308
IMC 0308 Att 3 App I 運転員再認定・ヒューマンパフォーマンスSDPの技術的根拠	2005	ML052100191
IMC 0308 Att 3 App J SG伝熱管健全性指摘事項の技術的根拠	2011	ML102500256
	2024	ML21246A285
IMC 0308 Att 3 App K 保守リスク評価・リスク管理SDPの技術的根拠	2005	ML051400252
	2020	ML20202A478
	2024	ML23335A013
IMC 0308 Att 3 App L 大規模損傷緩和ガイドライン(EDMG) SDPの技術的根拠	2017	ML17011A040
	2021	ML21311A002
IMC 0308 Att 3 App M 定性的基準を使用するSDPの技術的根拠	2019	ML18291B046
	2024	ML24214A205
IMC 0308 Att 4 評価の技術的根拠	2017	ML16273A036
	2023	ML23191A533
IMC 0308 Att 5 行政措置の技術的根拠	2006	ML062890436
	2020	ML20272A234

(2) オンラインメンテナンス導入への対応に備えた根拠情報の整備について

オンラインメンテナンス導入への対応に備えた根拠情報の整備について提言する。次の NRC の技術的根拠が参考になる。

- ・ IMC 0308 Att.3, App. K 「保守リスク評価とリスク管理 SDP に関する技術的根拠」

我が国でも、福島第一発電所事故をきっかけとする長期停止から徐々に再起動の実現が可能になってきており、産業界でも米国に学んでオンラインメンテナンスの実現を模索する動きが活発化している。原子力規制庁においても、事業者代表（CEO）との会議を経て、令和 6 年 1 月の原子力規制委員会において、伊方 3 号機をモデルプラントとしてオンラインメンテナンスの実証試験を行うことが了承されている。

米国のオンラインメンテナンスは、保守規則（10 CFR 50.65）と呼ばれるパフォーマンススペースの保守を認める規則を遵守する形で行われている。保守を行う前に、保守作業のリスクを評価し、リスクを管理する方策を講じることを要求している。

我が国で、米国のようなオンラインメンテナンスがどこまで行えるかは、まだ検討の余地があるが、伊方 3 号機での実証試験が成功裏に達成され、今後、オンラインメンテナンスの導入が本格化すると、検査においても保守リスクの評価や管理の適切性などを確認することになると考えられる。

原子力規制庁では、保守に関する検査ガイドとして次のものが整備されている。

- ・ BM0060 「保全の有効性評価」
- ・ GI0007 付属書 8 「メンテナンスの際のリスク評価に関する重要度評価ガイド」

これらをオンラインメンテナンスにも適用できるように見直して、必要な改訂を行う必要がある。合わせて、付属書 8 の技術的根拠を整備する必要がある。

優先度は「高」（近い将来必要になる）、困難度は「中」（上記の検査ガイドをオンラインメンテナンスにも適用できるよう改訂する必要がある。一方、重要度評価ガイドの技術的根拠については、今年度作業で NRC の技術的根拠の日本語版を作成済みであり、必要に応じて日本の実情に合わせたチューニングを行って活用できると考えられる。）である。

(3) 施設の状態に応じた監督手法の確立について

原子力施設の状態に応じた監督手法の確立について提言する。長期停止プラントに適用される NRC の次の監督手法が参考になる。

- ・ IMC 0350 「重大なパフォーマンス問題および／または運転上の懸念のために停止状態にある原子炉施設の監督」(通称、350 プロセス)
- ・ IMC 0375 「パフォーマンス問題に関係しない理由で長期停止状態にある原子炉施設に対する ROP の実施」(通称、375 プロセス)

350 プロセスは、「重大な」(黄色または赤の)パフォーマンス問題および／または運転上の懸念を原因とする長期停止を対象としており、ROP とは別の特別な監督プロセスである。これに対して、375 プロセスは、2011 年に追加されたプロセスで、「重大でない」(緑または白)パフォーマンス問題および／または運転上の懸念や、パフォーマンス上の問題以外(例えば、設計上の問題)による長期停止を対象としている。長期停止した問題の原因を解決する事業者の活動を監督するために、それに合った検査計画を作成して監督する。検査計画は問題の内容およびその複雑さに応じて変わる。また、検査計画は、定期的にアップデートされる。ROP の枠内で行われるので、通常の ROP からの移行も、通常の ROP への復帰もより容易である。

我が国の原子炉監督プロセスは、施設の状態によらず一律に運用されているが、今後は、通常運転プラントと長期停止プラントの監督がクロスしてくるので、施設の状態に応じてより合理的でシンプルに運用できる監督手法を確立する見直しを行った方がよい。我が国における現状の長期停止は、米国であれば 375 プロセスが適用される可能性があるのではないかと。

優先度は「高」(現時点で必要とされている)、困難度は「容易」(NRC に IMC 0375 という良い参考例があり、ほとんどそのまま使えるまたは置き換えられる可能性がある)である。

なお、今年度は米国の ROP に関係する範囲を対象としていることから、米国では ROP の対象外となる廃止措置段階のプラントには触れなかった。しかし、廃止措置段階では、事業者の組織も活動内容も運転中とは全く異なり、安全性やセキュリティの問題も、炉心に燃料がある状態と取出し後とは変わってくる。廃止措置についても、運転段階を対象とする監督を一律に適用するのには、やはり無理がある。

(4) 検査ガイドの詳細化および明確化の追求について

実務で使用されている原子力規制庁の検査ガイドについて、検査官の見解のバラツキを減らすように、あるいは規制措置などの運用におけるバラツキを減らすように、具体的に明確なものとしていく改訂を追求していくことを提言する。

例えば、実務用の検査ガイドの場合、検査サンプル選定の考え方、選定方法、実際の検査手順、ガイダンスなど、検査官にとって必要な情報が具体的に分かりやすく明確に盛り込まれているかどうかについて、検査官や関係者の意見を聞いて、見直すべきである。そのために活用できるものとして、この 5 年間の検査経験がある。また、対応すると考えられる NRC の検査ガイドがある。

対応すると考えられる NRC 検査ガイドがあればその最新版と比較するとよい。また、検査ガイドの参考文献欄には参考とした NRC 検査ガイドとそのバージョン情報も記載しておくとうい。

なお、各検査ガイドの改訂頻度については、限られた部分の迅速な改訂は「都度」、全面的なレビュー&改訂を行う場合は「定期的」（例えば、5 年毎）がよい。

優先度は「高」（現時点で必要とされている）、困難度は「中」から「難」（数が多く、内容の見直し、対応すると考えられる NRC 検査ガイドの有無、改訂案の検討などにかなりのリソースが必要となる）である。検査ガイドの全体を優先度や影響度を考慮していくつかに分け、ドラフト作成、レビュー&コメント、改訂、用語集作成などを実施してはどうか。無理のないスケジュールで進めることが、組織および検査官にとって使いやすい、使いたくなる検査ガイドの作成および改訂のために重要である。

4.3 原子力規制庁検査ガイド改善策の検討結果及び提言まとめ

原子力規制庁検査ガイド改善策の検討結果及び提言では、NRC の検査マニュアル IMC 0308 シリーズ、原子力規制庁が用いる検査ガイドの比較調査結果より、日米検査ガイド間における主な相違を整理、抽出した結果から、原子力規制庁が用いる検査ガイドに対する改善内容の検討を行い、提言をまとめた。

具体的には、日米検査ガイドの相違点等から、NRC 検査ガイドから原子力規制庁の検査ガイドに適用すべき内容について検討し、整理した内容を記載した。原子力規制庁の検査ガイドのみに記載された内容で、改善すべきものがあるものについても、見直すべき理由、優先度、困難度（他の見直しが必要等）を踏まえて記載した。改善策の提言は、適用すべき理由、優先度、困難度（他の見直しが必要等）を含めて記載した。

今年度、原子力規制庁検査ガイド改善策などについて検討した結果を踏まえて、以下に示す検査ガイドの改善策への主な提言を整理し、各改善提言の概要内容を 4.3.1～4.3.7 にまとめた。

(1) 検査のリスクインフォームド化推進のための根拠情報の整備と活用について

- 1) リスク情報を活用する基本検査の根拠情報の整備
- 2) 個別の検査ガイドの検査目的の明確化と根拠情報の整備
- 3) リスクの概念の理解を支援する根拠情報の整備
- 4) スクリーニング質問の根拠情報の整備

(2) オンラインメンテナンス導入への対応に備えた根拠情報の整備と活用について

(3) 施設の状態に応じた監督手法の確立について

(4) 検査ガイドの詳細化および明確化の追求について

5 まとめ

本調査では、NRC 検査ガイド IMC 0308 シリーズの日本語版の作成、日米検査ガイドの相違点等の分析およびその明確化、原子力規制庁検査ガイド改善策の検討および提言を行った。これら調査および検討した成果を報告書にまとめた。

具体的には、実施内容としては、NRC 検査ガイド IMC 0308 シリーズについて作成した日本語版を 2 章「NRC 検査ガイド IMC 0308 シリーズ日本語版の作成」に、日米検査ガイドの相違点等を分析、整理した結果を 3 章「日米検査ガイドの相違点等の分析およびその明確化」に、原子力規制庁検査ガイド改善策および提言について検討した結果を 4 章「原子力規制庁検査ガイド改善策の検討および提言」にそれぞれまとめた。

NRC 検査ガイド IMC 0308 シリーズ日本語版の作成では、仕様書に示されている NRC の検査ガイド IMC 0308 シリーズ（安全関連）を NRC の公開資料から抽出し、各検査ガイドの日本語版を作成した。具体的には、IMC 0308 シリーズ本体、附属書 1～5、附属書 3 付録 A～M（セキュリティ関連の付録 E 除く）計 18 検査ガイドの日本語版を作成した。NRC 検査ガイド IMC 0308 シリーズ各ガイド原版は、NRC から公開された現行最新版のガイドを使用した。このうち、IMC 0308 本体、附属書 1、2、附属書 3 付録 F の 4 ガイドについては、調査期間中に、NRC から新たに公開された改訂版（2025 年 1 月 1 日付）を使って、それぞれの日本語版を作成した。作成した IMC 0308 シリーズ日本語版の各ガイドの結果を整理し、本調査報告書の添付 1～18 にまとめた。

日米検査ガイドの相違点等の分析およびその明確化では、NRC の検査マニュアル IMC 0308 シリーズの各ガイドと原子力規制庁が参照する検査ガイドとの内容の比較調査し、その相違を抽出し、明確化した。具体的には、原子力規制庁が用いる検査ガイド、NRC が検査に使用する NRC の検査マニュアル IMC 0308 シリーズ（安全関連、計 18 ガイド）の最新版をもとに、NRC と原子力規制庁から公開された検査ガイドの関係資料を踏まえて、日米の検査ガイドの内容の比較を行い、相違を調査した。また、NRC 検査ガイドのみ記載された内容、原子力規制庁検査ガイドのみに記載された内容、相違点等を踏まえて、今年度実施した日米検査ガイドの相違点等について明確化について、調査分析し、整理した結果をまとめた。

原子力規制庁検査ガイド改善策の検討結果および提言では、NRC の検査マニュアル IMC 0308 シリーズ、原子力規制庁が用いる検査ガイドの比較調査結果より、日米検査ガイド間における主な相違を整理、抽出した結果から、原子力規制庁が用いる検査ガイドに対する改善内容の検討を行い、提言をまとめた。具体的には、日米検査ガイドの相違点等から、NRC 検査ガイドから原子力規制庁の検査ガイドに適用すべき内容について検討し、整理した内容を記載した。原子力規制庁の検査ガイドのみに記載された内容で、改善すべきものがあるものについても、見直すべき理由、優先度、困難度（他の見直しが必要等）を踏まえて記載した。改善策の提言は、適用すべき理由、優先度、困難度（他の見直しが必要

等)を含めて記載した。今年度、原子力規制庁検査ガイド改善策などについて検討した結果を踏まえて、以下に示す検査ガイドの改善策への主な提言を整理し、各改善提言の概要内容は4.3.1～4.3.7を参照する。

- ・ 検査目的および根拠の明確化
- ・ 検査指摘事項スクリーニング質問の根拠等の整備
- ・ 安全上重要度が非常に低い問題の解決（VLSSIR）プロセスの整備
- ・ 規制検査におけるリスクインフォームド化推進を支える技術的根拠の整備
- ・ オンラインメンテナンス検査の技術的根拠における検査ガイドの整備
- ・ 施設の状態に応じた監督方法の見直し（長期運転停止プラント）
- ・ 検査ガイド記載の詳細化および明確化

今後、原子力規制庁が用いる検査ガイドの改善活動の中で、重点的に改善するものについて、例えば、優先的に見直しを実施する検査ガイドを対象に、NRCがこれまでに行ってきた見直し作業やその関連内容等について、個別の検討テーマを設けて調査し改善案を検討、策定する。また、NRCが独自に実施してきた検査ガイド見直し活動の実態、見直しの中で行われてきた検討およびその内容、事業者との議論など原子力規制庁が用いる検査ガイドの今後の改善活動に寄与するような情報について、必要に応じて継続調査を実施し、NRCの手法、取り組み等を参考にすることが有益である。