

令和3年度 原子力の利用状況等に関する調査
(諸外国における原子力発電所の利用に関する事項の調査)

報告書

令和4年3月
日本エヌ・ユー・エス株式会社

目 次

はじめに	iii
略語表	v
背景情報（米国原子力発電所の運転パフォーマンスの状況）	1
1. 長期（24 か月）運転サイクル関係	6
1.1 24 か月燃料サイクルに備えたサーベイランス間隔の延長（Generic Letter 91-04）	6
1.2 運転サイクル期間の推移	7
1.3 長期サイクル（24 か月）運転に伴う課題	9
2. 保守規則の発行とその対応	12
2.1 保守規則制定前の米国の状況	12
2.2 保守に関する政策声明書の発行	16
2.3 保守規則の要件	17
2.4 保守規則に対する産業界の対応と NUMARC ガイダンス文書	19
2.5 事業者の保守規則対応プロセス	19
2.6 運転中保全に係る規制	21
2.7 事業者の対応（リスクの評価と管理）	23
2.8 保守規則と運転中保全が設備利用率向上にもたらした効果（EPRI の OLM 白書から）	25
3. リスク情報を活用したパフォーマンス・ベースの規制	32
3.1 背景	32
3.2 リスク情報を活用したパフォーマンス・ベースの規制	33
3.3 リスクを活用した許認可条件の変更申請に関する NRC のガイダンス	34
3.4 リスク情報を活用した Tech. Spec. の改善	37
3.5 リスク情報を活用した供用期間中検査（RI-ISI）	39
3.6 リスク情報を活用した SSC の再分類（10CFR50.69）	42
3.7 リスク情報の活用がもたらす便益（2008 年、EPRI 白書）	47
4. その他の規制とその対応（10CFR50.59、認可変更、バックフィット規則）	54
4.1 認可条件とその変更手続き（Tech. Spec. と 10CFR50.59 関係）	54
4.2 許認可条件変更の効率化プロセス（民間規格、トピカルレポート、パイロットスタディ）	56
4.3 バックフィット規則（コスト効果性の考慮）	57
5. 原子炉監視プロセスの改善	60
5.1 ROP の概要	60
5.2 リスク情報を活用したパフォーマンス・ベースの検査	65

5.3 ROP が設備利用率改善にもたらす効果.....	67
6. 産業界の自主努力.....	69
6.1 NEI による産業界のベンチマーク活動.....	69
6.2 予防保全 (PM) の最適化検討 (RCM、PM 基盤データベース)	74
6.3 電力会社の合併やアライアンス構築によるパフォーマンス向上.....	79
7. パフォーマンス改善と安全性向上の関連性の分析 (NEI 20-04)	83
7.1 パフォーマンス改善と安全性向上の総括.....	83
7.2 パフォーマンス向上と安全性向上の関係についての分析.....	84
8. 運転認可更新.....	90
8.1 NRC の規則策定の流れ.....	90
8.2 運転認可更新規則 (10 CFR Part 54) の検討.....	92
8.3 パイロットプラントによる検証.....	95
8.4 運転認可更新規則 (10 CFR Part 54) の改定.....	96
8.5 2 回目の運転認可更新 (SLR) の検討.....	98
8.6 運転認可更新に関する検査.....	107
9. 日本への適用性に関する検討.....	139
9.1 米国専門家によるヒアリング調査.....	139
9.2 日米比較と日本への適用性についての考察.....	140
9.3 まとめ.....	157
付録 米国原子力発電所の設備利用率に関する NEI とのヒアリング結果.....	付-1

はじめに

我が国の原子力発電所の安全性及び経済性の改善に向けた参考とすべく、米国における設備利用率の改善過程及び長期運転の達成過程（運転認可延長制度の達成過程）を調査するとともに、調査を通して抽出された良好事例について、日本への適用性を検討した。

調査に際し、以下の仮説を設定した。

1979年のTMI事故により、NRCは、TMIアクションプランを策定して米国の原子力発電所に安全対策を講じるよう要求し、事業者のパフォーマンスを体系的に評価すること（SALPプログラム）を勧告した。その後NRCは、1986年に安全目標に関する政策、1988年に保守に関する政策、1995年に確率論的リスク解析（PRA）を規制で活用する政策を公表した。これらは、後の安全上重要なものを特定し注力するリスク情報を活用したパフォーマンス・ベース（Risk-Informed Performance-Based）の安全規制及び原子炉監視プロセス（ROP）に繋がった。

一方、1980年代の米国原子力発電所における保守状況は、機器故障による計画外停止が全体の半数を超えており、予防保全プログラムの導入が十分ではないプラントが多かった。産業界は自主的改善を進めていたが、結果的に、NRCは、1990年代に10 CFR 50.65（保守規則）策定し、産業界との協議を進めて改定した。これに基づく、点検内容の合理化、構築物、系統及び機器の重要度分類に基づく保守管理の合理化等が、原子力発電所のパフォーマンス（設備利用率等）改善に寄与した。また、検査制度がSALPからROPへ移行したが、原子力発電所の安全性がより定量的に示され、かつ継続して向上したことが10 CFR 50.65の有効性を示した。そして、これら一連の改善が10 CFR Part 54（運転認可更新規則）による長期運転への移行の契機となった。10 CFR Part 54も策定後に産業界との協議を進めて改定され、その結果、事業者の申請を促すこととなった。

事業者においては、規則策定又は改定時のパイロットプラントの受入を行うとともに、事業者大組織においては、NUMARC（現NEI）による産業界ガイドの整備、EPRIによる研究開発を始めとする一連の取り組みがNRCと緊密に連携した上で行われた。加えて、第3者機関としてのINPOがプラントのパフォーマンス改善において役割を果たした。

本調査では、上記仮説に基づき米国原子力発電所の設備利用率の改善過程及び長期運転の達成過程について以下の項目に関する文献調査を実施し整理した。

- ① 長期（24ヵ月）運転サイクル関係
- ② 保守規則の発行とその対応（10 CFR 50.65）
- ③ 保守規則の下での運転中保全の実施
- ④ リスク情報に基づくパフォーマンス・ベースの規制とその対応（RI-ISI、10 CFR 50.69 他）

- ⑤ その他の規制と対応（10 CFR 50.59、認可変更申請等）
- ⑥ 原子炉監視プロセスの改善（SALP から ROP）
- ⑦ 産業界の自主努力（ベンチマーク活動、予防保全の最適化、アライアンス等）
- ⑧ 運転認可更新規則と関連する NRC ガイド類及び産業界の取り組み
- ⑨ 2 回目の運転認可更新（SLR）の検討

これらの調査結果に基づいて米国 NEI へのヒアリングを実施した。ヒアリング結果等を踏まえて抽出された良好事例の日本への適用性を検討した。最終的に、調査結果、ヒアリング結果、及び検討結果を本報告書にまとめた。

略語表

ACRS	Advisory Committee on Reactor Safeguards	原子炉安全諮問委員会 (NRC)
AMP	Aging Management Program	経年劣化管理プログラム
AMR	Aging Management Review	経年劣化管理レビュー
ANO	Arkansas Nuclear One	アーカンソー・ニュークリア・ワン 原子力発電所
ANS	American Nuclear Society	米国原子力学会
ANSI	American National Standards Institute	米国規格協会
AOT	Allowed Outage Times	許容待機除外時間、許容取り外し期間
ARDUTLR	Aging Related Degradation Unique to License Renewal	認可更新に特有の経年劣化
ASME	American Society of Mechanical Engineers	米国機械学会
ASTM	American Society of Testing Materials	米国材料試験協会
ATF	Accident Tolerant Fuel	事故耐性燃料
ATWS	Anticipated Transient Without Scram	スクラム不能事象
B&W	Babcock and Wilcox Co.	バブコック・アンド・ウィルコックス社
B&WOG	B&W Owners Group	B&W オーナーズグループ
BG&E	Baltimore Gas and Electric Co.	ボルチモアガス電力会社
BOP	Balance-of-Plant	原子炉蒸気供給系以外の系統設備の総称
BTP	Branch Technical Position	ブランチ・テクニカル・ポジション
BWR	Boiling Water Reactor	沸騰水型原子炉
CASS	Cast Austenitic Stainless Steel	オーステナイト系ステンレス鋳鋼
CDF	Core Damage Frequency	炉心損傷頻度
CE	Combustion Engineering, Inc.	コンバッション・エンジニアリング社(原子力部門は WH 社が買収)
CFR	Code of Federal Regulations	連邦規則 (米国)
CLB	Current Licensing Base	現行認可ベース
CT	Completion Time	完了時間 (Tech. Spec.の規定)
DBA	Design Basis Accident	設計基準事故
DG	Diesel Generator	ディーゼル発電機
DID	Defense In Depth	深層防護
DNP	Delivering the Nuclear Promise	原子力の約束の実現に向けて (産業界イニシアチブ)
DOE	Department of Energy	エネルギー省(米国)
ECCS	Emergency Core Cooling System	非常用炉心冷却系
EDG	Emergency Diesel Generator	非常用ディーゼル発電機

EIA	Energy Information Administration	エネルギー情報局 (DOE)
EMDA	Expanded Materials Degradation Assessment	拡大材料劣化評価
EOP	Emergency Operating Procedure	緊急時操作手順書
EPRI	Electric Power Research Institute	電力研究所 (米国)
EQ	Environmental Qualification	耐環境性能検証
ER	Equipment Reliability	設備信頼性
ESF	Engineered Safety Features	工学的安全施設
EUCG	Electric Utility Cost Group	電気事業者コストグループ
FAC	Flow Accelerated Corrosion	流れ加速腐食
FIVE	Fire Induced Vulnerability Evaluation	火災時脆弱性評価手法
FLEX	Diverse and Flexible Coping	(シビアアクシデントに対する) 多様性及び柔軟性のあるアプローチ
FMEA	Failure Modes and Effects Analysis	故障モード影響解析
FR	Federal Register	官報
FSAR	Final Safety Analysis Report	最終安全解析書
FY	Fiscal Year	会計年度
GALL	Generic Aging Lessons Learned	経年劣化に関する知見 (報告書)
GE	General Electric Company	ゼネラル・エレクトリック社
HVAC	Heating, Ventilating and Air Conditioning	換気空調系
IAEA	International Atomic Energy Agency	国際原子力機関
IASCC	Irradiation Assisted Stress Corrosion Cracking	照射誘起応力腐食割れ
ICDF	Incremental Core Damage Frequency	炉心損傷頻度の増分
ICDP	Incremental Core Damage Probability	炉心損傷確率の増分
ICONE	International Conference on Nuclear Engineering	原子力工学に関する国際会議
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers	米国電気・電子技術者協会
ILERP	Incremental Large Early Release Probability	早期大規模放出確率の増分
IMC	Inspection Manual Chapter	NRC 検査マニュアル・チャプター
IN	Information Notice	NRC の一般通達文書 (情報の通知)
INPO	Institute of Nuclear Power Operations	原子力発電運転協会
IP	Inspection Procedure	検査手順書
IPA	Integrated Plant Assessment	総合プラント評価
IPEEE	Individual Plant Examination for External Events	外部事象に対するプラント個別解析

IR	Industry Report	運転認可更新に関する産業界の報告書
IRRS	Integrated Regulatory Review Service	総合規制レビュー・サービス (IAEA)
ISG	Interim Staff Guidance	暫定スタッフ・ガイダンス
ISI	In-Service Inspection	供用 (期間) 中検査
IST	In-Service Testing	供用 (期間) 中試験
JEAC	Japan Electric Association Code	日本電気協会電気技術規程
JIS	Japanese Industrial Standards	日本工業規格
KPI	Key Performance Indicator	主要パフォーマンス指標
LAR	License Amendment Request	認可変更申請
LCO	Limiting Condition for Operation	運転制限条件
LER	Licensee Event Report	異常事象報告書
LERF	Large Early Release Frequency	早期大規模放出頻度
LLC	Limited Liability Company	有限責任会社
LOCA	Loss of Coolant Accident	冷却材喪失事故
LPSI	Low Pressure Safety Injection	低圧安全注入
LR	License Renewal	運転認可更新
LTO	Long Term Operation	長期運転
MPFF	Maintenance Preventable Functional Failures	保守によって防止可能な機能故障
MSPI	Mitigating System Performance Index	緩和系パフォーマンス指標
NDE	Nondestructive Examination	非破壊検査
NEI	Nuclear Energy Institute	原子力エネルギー協会
NEPO	Nuclear Energy Plant Optimization	原子力エネルギー最適化プログラム (米国)
NFPA	National Fire Protection Association	米国火災防護協会
NMAC	Nuclear Maintenance Applications Center	原子力保守支援センター (EPRI)
NRA	Nuclear Regulation Authority	原子力規制委員会 (日本)
NRC	Nuclear Regulatory Commission	原子力規制委員会 (米国)
NRR	Office of Nuclear Reactor Regulation	原子炉規制局 (NRC)
NUMARC	Nuclear Management and Resources Council	原子力管理人材協議会
NUPLEX	Nuclear Utility Plant Life Extension Steering Committee	原子力事業者プラント寿命延長運営委員会
NUSMG	Nuclear Utilities Software Management Group	原子力発電所設置者によるソフトウェア管理グループ
O&M	Operation and Maintenance	運転及び保守

OLM	On-Line Maintenance	運転中保全
OMB	Office of Management and Budget	予算管理局 (NRC)
OPA	Office of Public Affairs	広報室 (NRC)
PC	Performance Criteria	パフォーマンス基準
PECO	Philadelphia Electric Co.	フィラデルフィア電力会社
PI	Performance Indicator	パフォーマンス指標
PLEX	Plant Life Extension	プラント寿命延長
PM	Preventive Maintenance	予防保全
PNL	Pacific Northwest Laboratory	パシフィック・ノースウエスト研究所 (米国)
PP&L	Pennsylvania Power and Light Co.	ペンシルバニア・パワー・アンド・ライト社
PRA	Probabilistic Risk Analysis	確率論的リスク解析
PRA	Probabilistic Risk Assessment	確率論的リスク評価
PSR	Periodic Safety Review	定期安全レビュー
PTS	Pressurized Thermal Shock	加圧熱衝撃
PWR	Pressurized Water Reactor	加圧水型原子炉
QA	Quality Assurance	品質保証
RCM	Reliability Centered Maintenance	信頼性重視保全
RCP	Reactor Coolant Pump	原子炉 (一次) 冷却材ポンプ
PWR	Pressurized Water Reactor	加圧水型原子炉
RG	Regulatory Guide	規制指針 (NRC)
RI	Risk-Informed	リスク情報を活用した
RIC	Regulatory Information Conference	規制情報会議 (NRC)
RICT	Risk-Informed Completion Time	リスク情報を活用した完了時間
RIDM	Risk-Informed Decision-Making	リスク情報を活用した意思決定
RIS	Regulatory Issue Summary	規制問題サマリー (NRC の一般通達の 1 つ)
RISC	Risk-Informed Safety Class	リスク情報を活用した安全クラス
RMA	Risk Management Action	リスク管理活動
RMTS	Risk-Managed Technical Specifications	リスク管理 Tech. Spec.
ROP	Reactor Oversight Process	原子炉監視プロセス
RPV	Reactor Pressure Vessel	原子炉圧力容器
RTF	Run to Failure	壊れるまで使用する (事後保全)
SALP	Systematic Assessment of Licensee Performance	設置者パフォーマンスの体系的評価
SAR	Safety Analysis Report	安全解析書
SBO	Station Blackout	全交流電源喪失

SDP	Significance Determination Process	重要度決定プロセス
SECY	Office of the Secretary	秘書室 (NRC)
SER	Safety Evaluation Report	安全評価報告書
SG	Steam Generator	蒸気発生器
SIT	Safety Injection Tank	安全注入タンク
SECY	Office of the Secretary	秘書室 (NRC)
SLR	Subsequent (Second) License Renewal	2 回目の運転認可更新
SMR	Small Modular Reactor	小型モジュール式炉
SNPM	Standard Nuclear Performance Model	標準原子力パフォーマンス・モデル
SPAR	Standard Plant Analysis Risk	標準プラント解析
SRM	Staff Requirement Memorandum	NRC 委員会指示
SRP	Standard Review Plan	標準審査指針 (NUREG-0800 等)
SSC	Structure, System and Component	構築物、系統及び機器
STARS	Strategic Teaming and Resource Sharing	(PWR 単基サイト所有者によるアライアンス)
STI	Surveillance Test Intervals	サーベイランス試験間隔
STP	South Texas Project	サウステキサス・プロジェクト原子力発電所
STP	Staff Technical Position	NRC スタッフの技術的見解
STP	Surveillance Test Procedure	サーベイランス試験手順書
SWS	Service Water System	サービス水系
TI	Temporary Instruction	暫定検査要領
TLAA	Time Limited Aging Analysis	期間限定経年劣化解析
TMI	Three Mile Island	スリーマイル・アイランド原子力発電所
TSTF	Technical Specification Task Force	Tech. Spec. タスクフォース
TVA	Tennessee Valley Authority	テネシー・バレー開発公社
UCS	Union of Concerned Scientists	憂慮する科学者同盟
UFSAR	Updated Final Safety Analysis Report	最終安全解析書更新版
USA	Utilities Service Alliance	事業者サービス・アライアンス
USCEA	United States Council for Energy Awareness	米国エネルギー啓発協議会
USNRC	U.S. Nuclear Regulatory Commission	米国原子力規制委員会
WH	Westinghouse Electric Company	ウェスチングハウス・エレクトリック社
WOG	Westinghouse Owners Group	WH オーナーズグループ

背景情報（米国原子力発電所の運転パフォーマンスの状況）

米国の原子力発電所におけるこれまでの設備利用率の向上、燃料交換停止期間の短縮に関する状況は、おおむね以下のとおりである。

- ・ 米国原子力発電所の設備利用率は 2000 年以降、90%以上を維持していて、2015 年以降は毎年 92%を超えている。（図-1 参照）
- ・ 原子力発電所の定期的な運転停止は、通常、発電所の燃料交換サイクルと一致するように行われる。原子力発電所は通常、18～24 か月ごとに燃料を交換している。多くの場合、電力需要が低い秋または春に燃料交換を行っている。
- ・ 効果的な管理によって、平均的な燃料交換停止時間は近年短縮されている（図-2 参照）。約 3 か月間かかっていた 1990 年代に比べると、2018 年には 34 日と、約 3 分の 1 に短縮されている。
- ・ 2017 年には、6 つの米国の原子炉の燃料交換停止時間が 20 日未満であった：Peach Bottom-3（15 日）、Vogtle-1（16 日）、Nine Mile Point（17 日）、Quad Cities（18 日）、Dresden（18 日）及び TMI-1（19 日）。
- ・ 原子炉の計画外停止回数の変化は図-3 の通りである。効果的な設備管理によって、1980 年代後半に比べて、約 6 分の 1 に低減している。過去数年間でも減少しており、2015 年の 85 回から、2016 年の 78 回、2017 年の 55 回、2018 年には合計 35 回と減少している。
- ・ 計画外停止は機器故障、操作エラーまたは環境条件の結果として発生するもので、例えば、悪天候などの外部条件、または蒸気タービンや発電サブシステムなどのプラント条件が起因している。不十分な保守が起因する計画外停止回数の多さが 1980 年代に問題視され、予防保全の重要性が認識された（保守規則の節を参照）。
- ・ NRC は定期的に原子力発電所の運転パフォーマンスについて、以下のパフォーマンス指標（PI）に着目して報告書にまとめている。2000 年に公開された NUREG-1187, Vol.3 には 1999 会計年度までの発電所の 7 種類のパフォーマンス指標が報告されていて、これを図-4 に示す。

- ① 臨界時の自動原子炉スクラム回数
- ② 安全系の起動回数
- ③ 重要事象*の発生回数
- ④ 安全系の故障回数
- ⑤ 計画外のプラント停止率
- ⑥ 臨界 1,000 時間当たりの機器故障によるプラント停止率
- ⑦ 従業員被ばく線量（集団線量）

* 重要事象：NRC スタッフが以下の選定基準に従って選定する事象。

- ・ 重要な安全機器の機能不全

- ・ 重要な過渡事象、及び過渡事象に対する予想されないプラントの応答
 - ・ 燃料健全性、一次冷却材圧力バウンダリ、あるいは重要な構造物の劣化
 - ・ 複雑な事象を伴う原子炉トリップ
 - ・ Tech. Spec.等の制限値を上回る計画外の放射性物質の放出
 - ・ Tech. Spec.の制限値を逸脱した運転
 - ・ その他の重要と考えられる事象
- ・ 1998年度までの運転経験を分析した上記と同様の報告書（NUREG-1272, Vol.11, No.1）に示される NRC スタッフの分析結果は以下のとおりである。（それ以降、このような分析レポートは公開されていない。）
 - 7つのパフォーマンス指標（米国の原子力発電所全体での平均値）のうち、①臨界時の自動原子炉スクラム回数、②安全系の起動回数、③重要事象の発生回数、⑥臨界 1,000 時間当たりの機器故障によるプラント停止率、及び⑦従業員被ばくは減少傾向にあり、④安全系の故障回数、及び⑤計画外のプラント停止率はほぼ横這いである。1 基当たりの平均設備利用率と稼働率は 1985 年～95 年にかけて改善されてきているが、これは、計画外停止時間の変化よりも、長期運転サイクルの導入、燃料交換停止期間の短縮等によるものである。1996～1997 年にかけて平均設備利用率と稼働率が低下したが、これは、複数の発電所が長期間運転を停止していたことによる。
 - 1997 年にどのような運転状態の時に原子炉スクラムが発生したかを、図-5 に示す。半数以上の原子炉スクラムが通常の出力行運転中に発生している。

U.S. Nuclear Capacity Factors

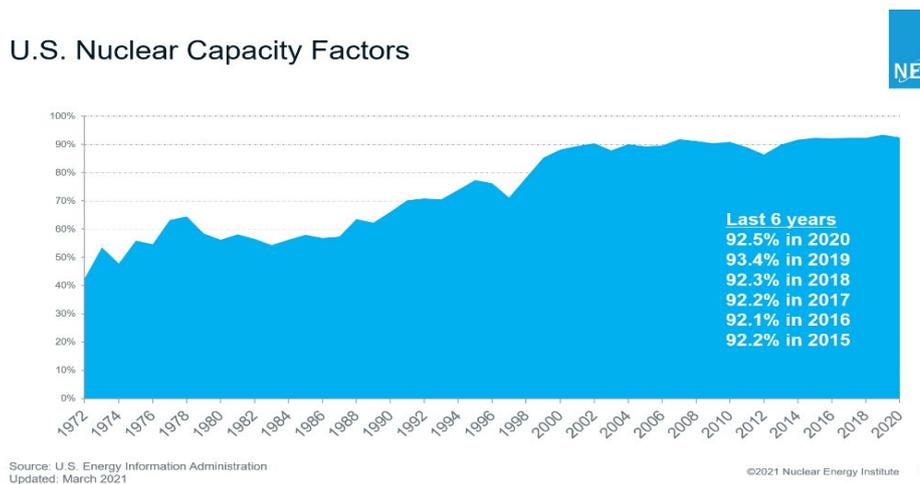


図-1 設備利用率（1972年～2020年）（NEI Web サイト情報）

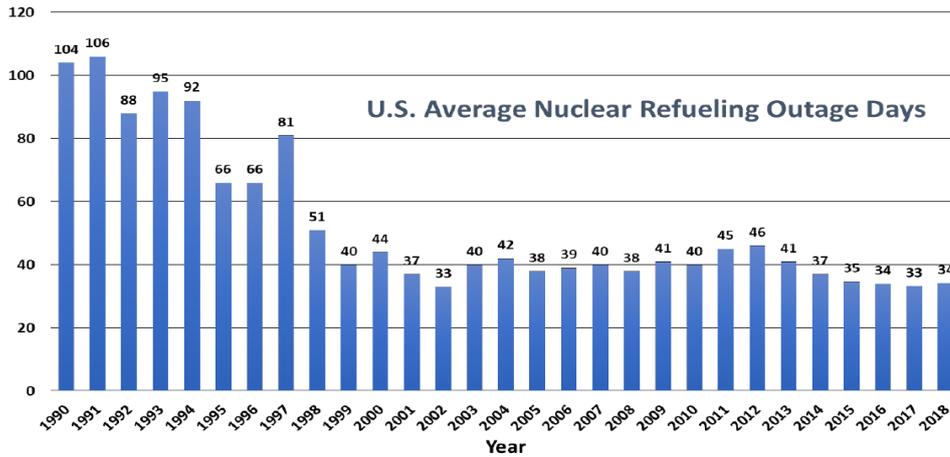


図-2 平均の燃料交換停止期間（1990年～2018年）（出典：NEI 20-04）

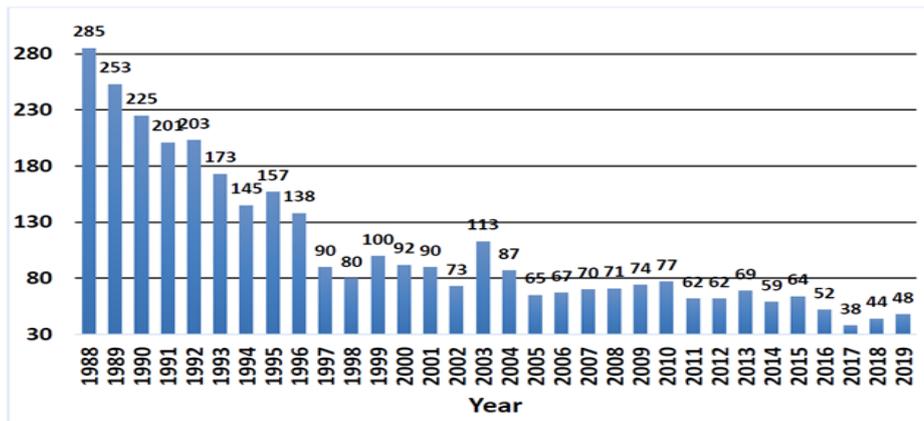


Figure 8 - U.S. Nuclear Plant Unplanned Reactor Trips (1988-2019)

図-3 原子炉計画外停止回数（1988年～2019年）（出典：NEI 20-04）

Figure 1. Annual Industry Performance Indicator Averages

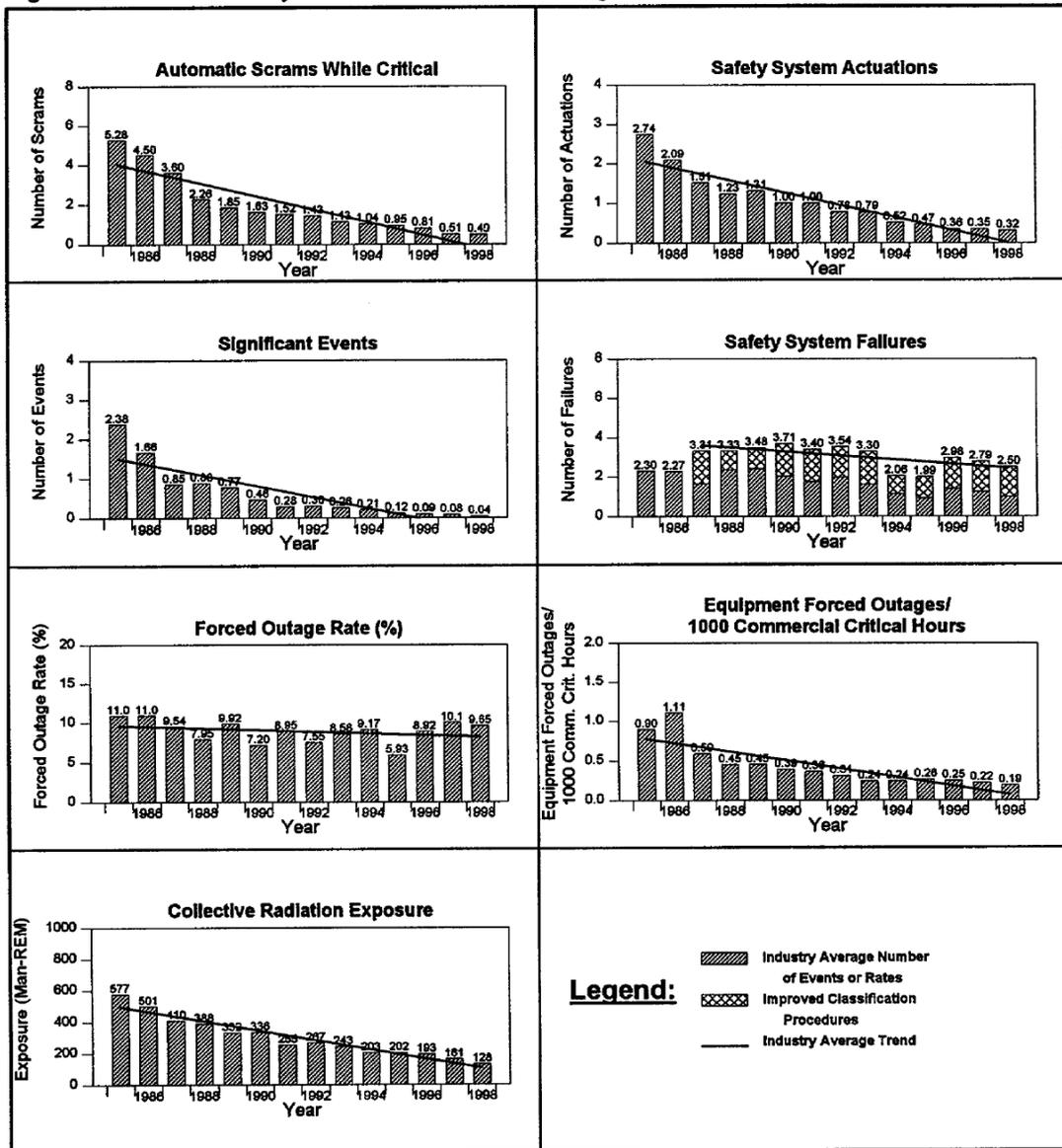


図-4 パフォーマンス指標 (PI) の推移 (1985~1998年 ; NUREG-1187, Vol. 3)

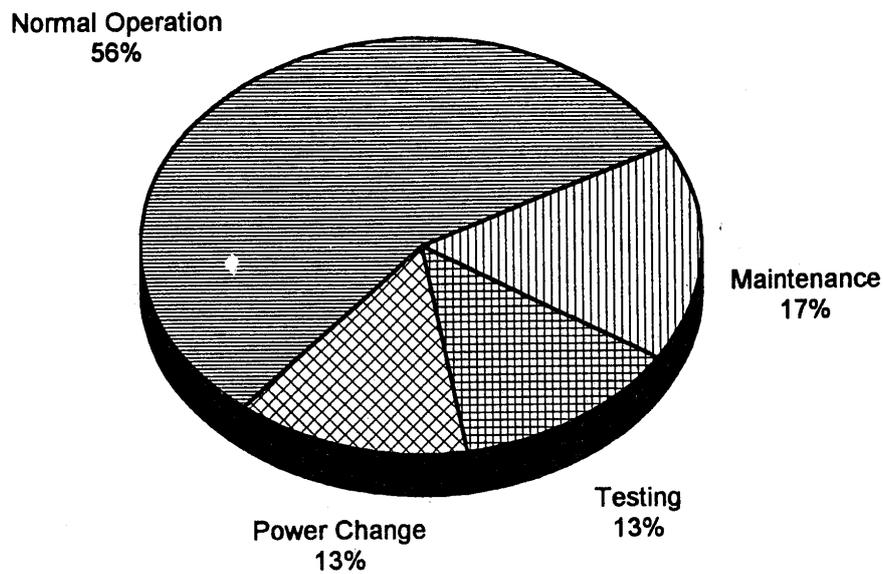


図-5 1997年に原子炉スクラムが発生した時の運転状態 (NUREG-1272, Vol. 11)

資料

- 1) U.S. Nuclear Industry Capacity Factors (NEI Web サイト情報)
<https://nei.org/resources/statistics/us-nuclear-industry-capacity-factors>
- 2) U.S. Energy Information Administration's (EIA), Today in Energy
<https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=37252>
<https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=41573>
- 3) NEI 20-04, The Nexus Between Safety and Operational Performance in the U.S. Nuclear Industry, NEI, March 2020
- 4) NUREG-1187, Vol. 3, Performance Indicators for Operating Commercial Nuclear Power Reactors, Data Through September 1999, January 2000
- 5) NUREG-1272, Vol. 11, No. 1, Office for Analysis and Evaluation of Operational Data 1997 Annual Report: Reactors, Nov. 1998.

1. 長期（24 か月）運転サイクル関係

米国では運転サイクルを直接的に規定する規制要件はないが、これに関連した規制要件として、我が国の保安規定に相当する Tech. Spec. で規定されるサーベイランス試験頻度がある。この Tech. Spec. は認可条件の一つであり、変更するには NRC の事前承認が必要とされる。

米国では、多くの発電所が 1980 年代後半にかけて 12 か月から 18 か月サイクルに移行している。1990 年代以降は、NRC の Generic Letter 91-04 の発行を受けて Tech. Spec. を変更し、多くの BWR では 24 か月運転に移行しているところが多いが、PWR では 18 か月運転が多い。これは、一般に高燃焼度燃料の設計とそれに伴う経済性の関係からとされている。

NRC は、標準 Tech. Spec. を原子炉ベンダー別に NUREG 報告書として発行してきており、その初版（旧標準 Tech. Spec.）は 1970 年代に出されたあと、数回改訂された。1980 年代になって、NRC と産業界による Tech. Spec. 改善プログラムが開始され、新たな標準 Tech. Spec. がベンダー別に NUREG-1430～1434 として 1992 年 9 月に公表された。新標準 Tech. Spec. では、サーベイランス試験頻度の規定について 18 か月サイクル運転を前提としたものになっていることから、これに基づく Tech. Spec. を持つ多くの発電所は 18 か月サイクルで運転していたと考えられる。なお、旧標準 Tech. Spec. の改訂版（例えば BWR 向けの 1978 年発行版）でも 18 か月をベースとしていた。

1.1 24 か月燃料サイクルに備えたサーベイランス間隔の延長（Generic Letter 91-04）

多くの発電所が設備利用率の向上や作業者の放射線被ばく低減を理由に、1980 年代後半にかけて 12 か月から 18 か月サイクルに移行していたが、燃料性能の向上もあって、1990 年前後からは、24 か月運転を希望する発電所が増えてきた。

NRC は 24 か月運転を希望する発電所からの認可条件（Tech. Spec.）変更申請を審査してきた経験を踏まえて、1991 年 4 月 2 日付で Generic Letter 91-04 を発行し、Tech. Spec. に規定されるサーベイランス間隔を 24 か月燃料サイクルに合わせて変更（延長）するための一般的ガイダンスを通知した。

このガイダンスでは、蒸気発生器の供用期間中検査（ISI）、計装のドリフト及び格納容器漏洩試験要件への影響について、以下のように特別な考慮が図られている。

一般的なガイダンス：18 か月サーベイランス間隔を規定している Tech. Spec. では、サーベイランスを燃料交換間隔毎に（または 24 か月に一度）実施すると記述することで変更できる。サーベイランス完了までの時間の限度は、現行の 22.5 か月限度を最大 30 か月に延長できる。

蒸気発生器（SG）の供用期間中検査（ISI）：前回の伝熱管検査結果が良好であれば、次の検査は最大 30 か月まで延長できる場合がある。

計装のドリフト評価：サーベイランスには、安全停止を含めた安全機能を有する計測器の較正が含まれる。従って、その間隔を延長した場合の計装ドリフトの結果生じる計測誤差の問題を評価し、それが安全解析での仮定を超えないことを確認する必要がある。そのための知見は、運転経験やベンダーのデータから得ることが可能であり、これらの知見と計装ドリフトの長期的な影響を監視し、評価するためのプログラムを各設置者が備えることで、上記の評価のベースが提供される。

格納容器漏洩試験要件：10CFR50 附則 J の格納容器漏洩試験要件が改定され、試験結果が良好であれば、試験間隔の延長が認められている。

なお、NRC が上記のガイダンス発行に至った背景には、安全系では多重性のある機械・電気設備を使用していること、それら設備が安全機能を遂行できることを確認するその他のサーベイランスを運転中に実施していることを理由として、サーベイランス間隔を 18 か月から 24 か月に延長することに伴う安全上の影響は小さいとの判断がある。ただし、事業者はその申請において、24 か月に延長しても安全上の影響は小さいことを過去の保守履歴とサーベイランスデータから確認するべきであるとも指摘している。

24 か月サイクル運転を希望する米国の事業者は、上記ガイダンスに沿って評価を行い、認可条件である Tech. Spec. の変更申請を NRC に提出し、承認を求めている。

1.2 運転サイクル期間の推移

EPRI の 2 件の報告書 (EPRI-NP-5042 (1987 年)、EPRI-NP-6333 (1989 年)) で、1989 年以前の燃料サイクル期間の状況が分析されている。

EPRI NP-6333 (1989 年 4 月) によれば、少なくとも 3 サイクルを終了した 74 基のうち、BWR の 92% が、また PWR の 76% が 18 か月以上の長期サイクルに移行している。この報告書では各プラントの燃料サイクル期間が表に示されていて、1989 年時点では、10 基 (7 サイト) の発電所が 24 か月サイクルに移行あるいは計画中、とされている (Crystal River-3、Calvert Cliffs-1,2、St. Lucie-1,2、San Onofre-2,3、Nine Mile Point-1、Millstone-1、Pilgrim)。12 か月サイクル (11~13 か月) のプラントは 7 基である。

その後、1990 年前後の先行例を参考にして、1991 年 4 月、NRC は 24 か月運転サイクルに移行する場合のサーベイランス頻度変更の手続きガイダンスが Generic Letter 91-04 として発行されたことから、24 か月運転の発電所も増加していった。

最近の状況について、IAEA から公表される世界各国の原子力発電所の運転経験年報 (Operating Experience with Nuclear Power Stations in Member States) から調査した (最新版は 2021 年版)。

この年報には、各発電所別に運転サイクル期間 (Refueling frequency) などのデータが表

に示されている。

米国の PWR と BWR の炉型別に運転サイクル期間を集計すると下の表のようになる。BWR ではほとんど (32 基中 29 基) が 24 か月運転サイクルであるのに対して、PWR では全体の約 10% (63 基中 6 基) にとどまっている。これは、おそらく高燃焼度燃料を使用する場合の燃料サイクルのコスト効果性を考慮したものと考えられる。(その詳細は、次節を参照のこと。)

表 1-1 米国の運転サイクル期間 (全 95 基)

運転サイクル期間	PWR	BWR	合計
18 か月	57	3	60
24 か月	6	29	35
合計	63	32	95

(IAEA 運転経験年報 2021 (2020 年のデータ) より集計、数値は基数)

なお、2021 年時点で 24 か月サイクル運転している米国の PWR は、Calvert Cliffs-1,2 (CE-PWR)、Davis Besse-1 (B&W-PWR)、Indian Point-2,3 (WH-PWR)、Oconee-2 (B&W-PWR) の 6 基である。また、18 か月運転している BWR は、Cooper、Fermi-2、Hope Creek-1 の 3 基である。

また、年報に示されるデータから設備利用率 (2016 年～2020 年、5 年間中央値) を運転サイクル期間別にみると下の図のようになる。24 か月サイクル運転の発電所の設備利用率は平均 95.27%で、18 か月サイクルのそれ (91.43%) より少し高い。

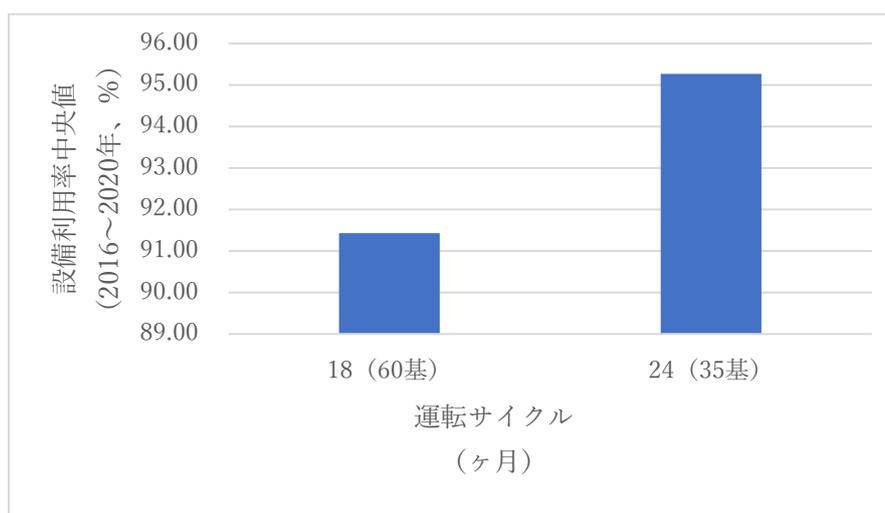


図 1-1 運転サイクル期間別の設備利用率
(IAEA 運転経験年報 2021 より集計)

1.3 長期サイクル（24 か月）運転に伴う課題

18 か月あるいは 24 か月という長期サイクル運転を行うかどうかの判断は、燃料設計とそれに伴う経済性も関連している。一般に高燃焼度に耐える燃料は、製造費用が高価となるし、使用済燃料の取扱いに要する費用も高くつくという、経済面での課題がある。

長期間運転すると取出し燃料の燃焼度が增加する。また、燃焼度は濃縮ウランの濃度とも関連性があり、濃縮度が高いと燃焼度を増加させやすい。

燃料濃縮度や燃焼度は許認可条件であるため、その変更の際には NRC の審査を受ける必要がある。これまでの許認可では概ね、燃料濃縮度は 5 重量%、取出し燃料の燃焼度は 62,000MWD/MTU までとされている。62,000MWD/MTU を超えると、燃料の断片化、再配置及び分散が起りやすいとの研究結果が出ている。およそ 20 年前の平均燃焼度は約 35,000MWD/MTU であったが、最近では長期サイクルの影響を受けて 45,000MWD/MTU を超えている。

EPRI は、米国エネルギー省 (DOE) の原子力発電所最適化 (NEPO) プログラムの下で、BWR と PWR が 12、18、24 か月サイクルで運転した場合の運転サイクル長さと取出し燃料燃焼度の最適化検討を以下の 2 段階で行った。なお、PWR の検討対象は WH 社製 4 ループ PWR とされた。

- ・ フェイズ 1：(現状の規制制限値とされる) 濃縮度 5%までの範囲で得られる結果
- ・ フェイズ 2：濃縮度が 5%を超える場合に得られる結果

上記のフェイズ 1 の結果をまとめた EPRI の報告書 (TR 1003133) が 2001 年 12 月付で公表されており、最もコスト効果が高いのは、BWR では 24 か月運転、そして PWR (WH-PWR) では 18 か月運転と結論された。主要な検討成果は以下のとおりである。

- ・ サイクル長さのコスト効果性の優劣は、燃料費用の増加の他に、サイクル長期化に伴う燃料交換停止回数の低減と、運転時間の増加に伴う発電量の増加分などから決まってくる。
- ・ BWR と PWR ともに取出し燃料燃焼量が増えると燃料費が減少する。運転サイクル長さの増加に伴う燃料費の増加分は、BWR ではそれほど大きくはないが、PWR の場合は比較的大きい。
- ・ BWR (GE-14 燃料) の場合、24 か月サイクルで運転した場合に最大のメリットが得られる。この時、燃焼度が 44,000~52,000MWD/MTU に増加する一方で、燃料費は 260 万ドル (または 4.1%) 削減できる。18 か月サイクルの場合のコスト削減は低く (120 万ドル、2.6%)、12 か月サイクルでは、削減量はごくわずか (10 万ドル、0.4%) であった。
- ・ PWR の場合、24 か月サイクルでは、濃縮限度を超えずに燃焼度を大幅に増加させることはできないという課題がある。経済性の面からみると、PWR では 18 か月サイクル運転の場合に燃焼度の増加の恩恵を受ける可能性が最も高い (燃焼度が 49,900~

53,800MWD/MTUに増加する一方で燃料費が220万ドル(4.2%)の減少になる)。このコスト低減は、検討した二つの燃料タイプ(WH社のPerformance+設計とRFA設計)で非常に類似していた。

- ・ 今回の検討で取り上げたPWR燃料(Performance+、RFA)は24か月サイクル運転ではNRCの燃焼度制限への適合という点で課題があり、しかも12か月や18か月サイクルに比べて経済性も劣っている。そのため、WH社4ループPWRでは24か月運転を採用していない。この経済性の問題から、燃焼度制限を増加したとしても24か月に移行する可能性は低いと考えられている。

また、上記のフェイズ2の結果はEPRIから報告書(TR 1003217)として2002年9月付で公表されている。そこでは、濃縮度制限5%を更に増加させて、BWRについては24か月運転の取出し燃焼度を65,000MWD/MTUまで増加すること、そしてPWRでは18か月運転のそれを65,000-70,000MWD/MTUまで増加すると想定した評価を行い、以下の主要な結論が得られている。

- ・ 5重量%を超える濃縮燃料を使用すると、燃料費がさらに削減され、BWRとPWRの両方の取出し燃焼量がさらに増加する。
- ・ BWRの24か月サイクルでは、バッチ平均取出し燃焼度が約52,400MWD/MTUから約65,200MWD/MTUに増加し、燃料費は240万ドル(4.3%)減少する。
- ・ Performance+燃料PWRの18か月サイクルでは、バッチ平均燃焼度が約56,500から約70,300MWD/MTUに増加し、燃料費は230万ドル(4.7%)減少する。RFA燃料を使用するPWRの18か月サイクルの場合、バッチ平均燃焼度が約51,700から約64,600MWD/MTUに増加し、燃料費は290万ドル(5.8%)減少する。
- ・ 高燃焼度を達成するために5.0重量%超U235の濃縮燃料を使用することは、燃料費を削減するのに有益かもしれないが、高燃焼度燃料設計の変更と燃料製造施設の変更、燃料輸送コンテナなど、様々な要因がその利点を相殺する可能性がある。新しい燃料設計に関連するコストと製造コストの増加は、5.0重量%を超える濃縮度の燃料を使用する利点を大幅に損なう可能性がある。

なお、EPRIではその後も、Framatome社GAIA燃料を使用して、燃料濃縮度と燃焼度限度を増加させた場合(6~7重量%、~75GWD/MTU)のPWR24か月サイクル運転のための燃料設計に関する研究を続けているようである。

資料

- 1) NRC Generic Letter 91-04, Changes in Technical Specification Surveillance Intervals to Accommodate a 24-Month Fuel Cycle, April 2, 1991
<https://www.nrc.gov/reading-rm/doc-collections/gen-comm/gen-letters/1991/gl91004.html>
- 2) NUREG-1431, Revision 4, Standard Technical Specifications - Westinghouse Plants, April 2012
<https://www.nrc.gov/reading-rm/doc-collections/nuregs/staff/sr1431/index.html>
- 3) NUREG-1433, Revision 4, Standard Technical Specifications - General Electric Plants (BWR/4), April 2012
<https://www.nrc.gov/reading-rm/doc-collections/nuregs/staff/sr1433/index.html>
- 4) IAEA, Operating Experience with Nuclear Power Stations in Member States, 2021 Edition
- 5) EPRI 1003133, Optimum Cycle Length and Discharge Burnup for Nuclear Fuel: Phase I: Results Achievable Within the 5% Enrichment Limit, EPRI, Palo Alto, CA: 2001.
- 6) EPRI 1003217, Optimum Cycle Length and Discharge Burnup for Nuclear Fuel: Phase II: Results Achievable with Enrichments Greater than 5.0 w/o, EPRI, Palo Alto, CA and U.S. Department of Energy, Washington, DC: 2002.
- 7) SECY 15-0148, Evaluation of Fuel Fragmentation, Relocation and Dispersal under Loss-of-Coolant Accident (LOCA) Conditions Relative to the Draft Final Rule on Emergency Core Cooling System Performance during a LOCA (50.46c), NRC, Nov. 30, 2015
<https://www.nrc.gov/docs/ML1523/ML15230A200.pdf>

2. 保守規則の発行とその対応

米国ではいわゆる保守規則（10CFR50.65）が1991年に公表されたが、その当時の背景として、事業者の予防保全への注目が少なく、不十分な保守に起因する不具合が発生する事例も見られた。そのため、NRCは保守の分野の規制のあり方について検討し、1988年3月に保守に関する政策声明書を公表し、産業界の反対を押し切る形で、最終的に1991年7月に新たな規則として保守規則（10CFR50.65）を公表した。

保守規則はいわゆるパフォーマンス・ベースの規制であり、事業者は規則の規定に従い、不十分な保守に起因するパフォーマンスの低下がないかどうかの監視と是正措置を要求するものである。監視する指標は、保守によって防止可能な機能故障の回数と、機器の待機除外時間（保守や修理のために待機除外となっている時間）などである。そして、保守規則のための産業界実施ガイダンスとして、NUMARC 93-01が公表されている（NRCがエンドース）。

米国では、このほかに米国機械学会（ASME）の供用中検査（ISI）要件、供用中試験（IST）要件、Tech. Spec.のサーベイランス試験要件などを除いて、いわゆる定期検査の内容や頻度、その他について直接的に規定する規制要件はない。

事業者は発電できる期間の増加、作業負荷の平坦化その他の面からも、できるだけ停止時の保守を減らし、多くの保守作業を運転中に行うように努めている。安全系設備の運転中保全（OLM）については、以前は特に禁止も許容もされてはいなかったが、保守規則（10CFR50.65、特に1999年改定の(a)(4)項に規定される保守作業実施前のリスクの評価と管理）を順守すれば、運転中保守が実施可能となった。EPRIは運転中保守がもたらした効果について白書を発行している。

2.1 保守規則制定前の米国の状況

保守規則が発行される1991年以前、米国ではいかにして保守を行うかを規定する単一の規制要件は存在していなかった。そのため保守実態は発電所によって大きく異なり、貧弱な保守によって機器故障が発生し、計画外停止に至り、稼働率が低下する発電所が少なくなかった。

当時、保守／試験に係わる規制要件には以下のものが存在しており、これらは現在も要件として課されているが、いずれも保守／試験を包括的に扱うものとは言えない。

・ Technical Specifications（以下、Tech. Spec.）

10CFR50.36の規定に従って各発電所に発行される許認可上の文書で、安全制限値／安全系の設定値、運転制限条件（許容待機除外時間（AOT: Allowable Outage Time）を含む）、サーベイランス試験要件、設計特徴、運営管理が規定されている。要件は運転中と停止中の両方にかかわるが、運転時の条件に影響するものが多い。我が国の保安規定がこ

れに相当する。

- ・ 供用期間中検査 (ISI) 及び供用期間中試験 (IST) 要件
民間規格の ASME コードに規定される ISI (In-service Inspection) 要件や IST (In-service Testing) 要件が、10CFR50.55a 項で引用されることで強制力を持っている。ISI は停止中に実施される配管、容器などの溶接部の供用期間中検査であり、IST はポンプや弁等の動的機器の定期的な作動試験である。
- ・ プラント別の誓約事項
NRC から出される種々のガイダンス類 (NRC Bulletin、Generic Letter など) に従って各発電所が実施を約束している事項があるが、その中には保守や試験にかかわる作業が含まれている。

その他、保険及び環境保護要件への対応があり、保険要件への対応としては、主要設備の損傷が発生しないことを確認するために実施される主要プラント設備の検査及び保守作業が、また、発電所からの放出物等が制限値以内に維持されることを確認する連邦政府及び州政府の環境保護要件への対応があるが、これらは、地域、保険会社等によりプラント毎に異なっている。

NRC では、1983 年頃から保守及びサーベイランス試験に係わる規制要件の見直し作業を開始し、産業界の保守実態の調査、海外及び他産業の保守アプローチの調査、日米の保守プログラムの比較、その他各種の調査検討を行った。そして、NUREG-1212 報告書 (1986 年) では、1980 年代の米国の保守の状況について以下のように結論した。

- ・ 産業界の保守実態は全体としては改善されつつあるが、保守の欠陥は依然としてプラントの信頼性低下の主要な要因となっている。例として、機器故障による原子炉計画外停止は 1980 年以降毎年全体の 59%以上を占めている。また保守関連の異常事象報告 (LER: Licensee Event Report) は増加している (1984 年は全体の LER の 39%、1985 年は 48%)。
- ・ 諸外国 (例、日本) や他産業 (例、航空機業界) に比べると、予防保全プログラムの導入が十分ではないプラントが多い。大多数 (70%) のプラントの保守職員が予防保全に費やしている時間は、全体の 4 分の 1 以下でしかない。
- ・ NRC と産業界とは、互いに協議し保守の問題について理解を深めてきた。しかしながら、NUMARC や INPO 等による産業界の自主改善はまだ初期の段階にある。

保守規則が公表される前の 1980 年代の保守の状況に関して NRC から発行された 2 件の報告書の内容について、以下にまとめた。

- 1) NUREG/CR-3883 「日米における原子力発電所の保守状況の分析」(1985年6月)
- ・ 本書は、原子力発電所のトリップ頻度の日米の差(例えば、自動スクラム頻度が日本は米国の約1/10)は、原子力発電所の保守に対する規制上及び民間側の取り組みの差に起因しているのでは、との問題意識に基づいて、日米における原子力発電所の保守状況を分析した報告書である。
 - ・ NRC やパシフィック・ノースウェスト研究所(PNL)の職員らが1983年と1984年に実施した2度の訪日調査及び1984年2月に日本の政府職員や産業界代表者の訪米時の議論などを踏まえて作成された。
 - ・ 主要な結論を以下に示す。なお、米国プラントは日米の対比上、GE-BWRとWH-PWRについて扱っている。
 - ・ 運転実績・運転状況
 - 日本の原子炉の1基当たりのトリップ頻度は米国より大幅に小さい。トリップ設定点に差はあるが、その差異がトリップ頻度の差異の主因となっているとは思われない。
 - 日米とも、トリップ頻度の主因はバランスオブプラント(BOP)側のトラブルであるが、日米間でそのようなトラブルの発生頻度が大幅に違う。
 - 米国では、反復性のトリップ(同一の原因によって短期間に繰り返すトリップ)の割合が、日本に比べてずっと高い。
 - 1981年～83年における日米の原子力発電所のアベイラビリティ(時間稼働率)と設備利用率はそれぞれ以下のような値である。両国で大きな差はない。

表 2-1 日米の原子力発電所のアベイラビリティ(時間稼働率)と設備利用率

	1981年		1982年		1983年	
	米国	日本	米国	日本	米国	日本
アベイラビリティ	69%	58%	68%	68%	65%	72%
設備利用率	57%	58%	60%	68%	58%	69%

- ・ 保守プログラム
 - 米国での Tech. Spec.によるサーベイランス試験の要件は、機能試験や目視検査等により、安全関連機器の運転可能性の確認を要求するものである。一方、日本では安全関連機器及びBOP機器の予防保全が重視されており、予防保全では多くの場合、機器の分解点検がされている。また一般に、検査対象も、米国の Tech. Spec.で要求されているものよりもずっと多い。
 - 日本では年1回の定期点検が法的に要求されていて、これが保守プログラムの基礎になっている。そのほか、法定点検と同時期に自主点検などが行われていて、体

系的な予防保全プログラムが存在している。

➤ 通産省は立会いなどを通して予防保全プログラムに深く関与している。

・ 保守体制と実施現状

➤ 日本社会の集団合議制と労使関係が、保守体制の形成や保守の実施方法に大きな影響を与えている。

➤ 日本では、保守作業を下請け体制の下で実施するのが通例であり、定検時の作業者はほとんどがベンダーか下請業者から派遣された人によって指揮・管理される。

➤ 日本では電力会社、ベンダー、下請業者の関係は密接かつ安定している。保守への協力が重視されていて、ベンダーは電力会社に保守サービス及び訓練を提供している。下請業者も定検用の人員体制を整えている。これらのことにより、高度な信頼できる保守プログラムとその実施体制が電力会社に提供されている。

2) NUREG-1212「1985年の米国原子力産業界の保守の現状」(1986年6月)

・ NRCの「保守及びサーベイランスに関するプログラム・プラン」のフェイズ1(米国原子力産業界の保守の現状調査)で得られた知見・結論及び勧告を述べた報告書である。

・ 1980年～85年までの運転データのトレンド・パターン分析、8プラントでのサイト調査及びNRCのサイト常駐検査官への質問状を通して得られた主要な知見を以下に示す。

➤ 産業界全体の保守のパフォーマンスは、(原子炉の計画外停止回数の低下に見られるように)全体として改善されつつあるが、保守の欠陥は依然としてプラント信頼性の問題にとって主要な因子の一つとなっている。

➤ 例えば、保守に関連した機器の信頼性の尺度の一つである、「機器故障」による原子炉計画外停止は1980年以降毎年全体の59%以上を占めている。また、安全系の信頼性は1981年以降の異常事象報告(LER: Licensee Event Report)の提出件数からみて変化していないが、保守関連のLER報告件数は近年大きく増加している(1984年は全体のLERの39%、1985年は48%に上っている)。

➤ このプランを策定した際に挙げられた以下の問題点が実際に産業界に存在することが確認された。

- 必要な保守が完了していなかったり、有効に行われていなかったりしている。
- 故障の多くは、不適切な保守パフォーマンスに起因している。
- 保守と運転のインターフェイスが不十分である。
- 保守関連の作業が原因となって、安全系に影響を及ぼした回数は非常に多い。
- 従業員被ばく線量の大部分は保守によるものである。

➤ 保守実績はプラント毎に大きく異なっており、多くのプラントは発見された問題点を解決するために保守プログラムの変更を行っている過程にある。

➤ 多くのプラントではある種の予防保全プログラムを設けてはいるが、その4分の1

は最低レベルである。大部分（70%）のプラントの保守スタッフは、その時間の4分の1、またはそれ以下を予防保全タスクに使っている。米国プラントの予防保全の範囲と適用範囲は、日本のプラントや他の産業（航空産業など）に比べて範囲が狭い。

- NRC と産業界では、昨年、NUMARC のワーキング・グループを通して有効に話し合い、保守の問題について理解を深めてきた。しかしながら、NUMARC や INPO 等による産業界の自主改善努力はまだ初期の段階にある。
- ・ これらの問題点を解決するために、今後の NRC と産業界のアクションとして、パフォーマンス・オリエンテッドな保守基準／スタンダードの作成、プラント・パフォーマンス・安全性の評価基準（measures）の開発・利用、その他の事項を、今後のフェイズ 2 の検討課題として勧告する。

2.2 保守に関する政策声明書の発行

上記の検討の結果 NRC は、保守の分野で規制強化が必要であるという認識を持つに至り、1988年3月23日付で「原子力発電所の保守に関する政策声明書」を公表し、各設置者に保守プログラムの作成・実施を求める規則を作成する方針を明らかにした。続いて NRC は、1988年11月28日付で「原子力発電所の保守プログラムの有効性の保証に関する規則（10CFR50.65）案」を公表した。この規則案は、事業者に対して以下を要求するものであった。

- ・ 保守技術（予防保全、事後保全（補修）その他）、保守支援のエンジニアリング、保守活動の品質保証、発電所の改造の反映、設備の運転履歴、保守記録の維持、パーツや部品などの管理、保守手順書、保守後試験、保守プログラムの有効性指標、保守の管理（計画、スタッフなど）、委託保守業務、放射線被ばく管理、保守職員の資格と訓練、所内の運転部門とのコミュニケーション、本店管理部とのコミュニケーション、ベンチャー推奨・要求の考慮といった合計 17 の要素を含む保守プログラムを策定・実施・保持すること
- ・ その保守プログラムの有効性の定期的な評価を行うこと

なお、この規則案の対象は、発電所のバランスオブプラント（原子力蒸気供給系を除く発電所の部分）を含めて全ての系統・構築物・機器を対象にするものとされた。

この規則案に対し、産業界及び(NRC 内の諮問組織である)原子炉安全諮問委員会(ACRS)からは、保守プログラム実施には多大の費用（産業界全体で 40 億ドルの支出）を要すること、また保守パフォーマンスの悪いプラントはごく限られた一部のプラントであり、大部分のプラントは自主的に保守パフォーマンスの改善努力をしており、産業界の改善努力を見守るべきであると、強い反対意見が出された。

NRC は、これらの意見を受け入れ、保守規則作成の最終的な決定を 18 か月延期し、そ

の間産業界の自主努力を見守るとともに、規則ではなくガイダンス文書 (Reg. Guide) を作成することも検討した。そして、産業界主導で改善努力を行うことを奨励する方針を盛り込んだ改訂政策声明書を 1989 年 12 月 8 日付で公表した。そこでは、産業界の自主的改善努力をさらに促すべきであり、規則作成の必要性は認められないと結論し、規則作成は見送られ政策声明書の再改訂にとどまるのではないかと見られた。しかし、大方の予想に反し、NRC 委員会は、「適切な保守は原子力発電所の安全維持に必要不可欠であり保守規則を公表すべきである」との判断を 1991 年 6 月 28 日に示した。

2.3 保守規則の要件

NRC は、1991 年 7 月 10 日付で 10 CFR 50.65 「原子力発電所の保守の有効性監視に関する要件」を公表した (規則施行日は 5 年後の 1996 年 7 月 10 日とされた)。1991 年公表時点の規則の骨子を表 2-2 にまとめる。

表 2-2 改定前 (1991 年発行) の米国保守規則 (10CFR50.65) の骨子

(a) (1)	所定の構築物、系統、機器 (SSC) に対し、目標を設定し、そのパフォーマンスあるいは状態を監視する。目標を満足できない場合は適切な是正措置を講じる。
(2)	適切な予防保全の実施によって、SSC が所定の機能を果たせるよう SSC のパフォーマンスや状態が効果的に管理されていることが実証される場合は、(a) (1) 項の監視は要求されない。
(3)	パフォーマンス・状態監視活動、及び目標並びに予防保全活動を、少なくとも毎年評価する。監視及び予防保全活動を実施するにあたり、待機除外状態にされる全てのプラント設備を考慮し、安全機能パフォーマンスへの影響を評価する。
(b)	(a) (1) 項の監視プログラムの対象となる SSC の範囲を規定 (安全関連及び一部の非安全関連 SSC とする)。

この保守規則公表後、NRC は事業者側の対応準備状況を検査すると共に、産業界との協議を進めた。NRC は、保守規則の対象となる SSC (Structure, System, or Component) の選定や SSC のリスク上の重要度分類については、大部分の設置者が適切に実施できているが、以下のような問題点も認識した。

- ・ 「監視及び予防保全活動を実施するにあたり、待機除外状態にされる全てのプラント設備を考慮し、安全機能パフォーマンスへの影響を評価する」という要件が適切に実施されていない例があった。
- ・ 電力業界の規制緩和により効率的な運転を追究し、燃料交換停止及び保守停止期間を短縮するため、出力運転中に行う保守 (オンライン保守) の量と頻度が増加している。オンライン保守は Tech. Spec. の許容待機除外期間 (AOT) を利用して実施されているが、AOT は本来、ある一つの系統の機器がランダム単一故障した時の復旧のため

に設定されている期間であり、同時に複数の機器を供用外（待機除外）にすることは意図していない。機器を供用外にしたプラント・コンフィグレーションにおけるリスクの重要性をプラント職員（シフト職員、保守計画策定職員等）が十分に認識していない。

NRC スタッフは、上記の問題点に対処するため、また停止時においても保守規則が適用されることを明確化するため、1999年7月19日付で保守規則を改定し、保守規則の適用範囲として通常の停止時が含まれることを明記するとともに、新たに(a)(4)項を追加し、保守活動（サーベイランス試験、保守後試験、事後保全、パフォーマンス／状態監視、及び予防保全等）を実施する前に、計画している保守作業により生じるリスクの増加を評価し、管理することを設置者に求めるものとした。現在の保守規則の骨子を表2-3に示す。

表 2-3 現在の米国保守規則（10CFR50.65）の骨子

	本規則の要件は、通常の停止時作業を含むプラント運転の全ての状態に適用される。
(a) (1)	所定の構築物、系統、機器（SSC）に対し、目標を設定し、そのパフォーマンスあるいは状態を監視する。目標を満足できない場合は適切な是正措置を講じる。
(2)	適切な予防保全の実施によって、SSC が所定の機能を果たせるよう SSC のパフォーマンスや状態が効果的に管理されていることが実証される場合は、(a) (1) 項の監視は要求されない。
(3)	パフォーマンス・状態監視活動、及び目標並びに予防保全活動を、24 か月を越えないサイクル毎に評価する。
(4)	保守作業の実施前に、保守作業を実施することにより増加するリスクを評価し、管理する。
(b)	(a) (1) 項の監視プログラムの対象となる SSC の範囲を規定（安全関連及び一部の非安全関連 SSC とする）。

この規則は、NRC が近年導入を進めつつある、いわゆる「パフォーマンス・ベースの規則」の代表的なものである。規則では実施すべき保守内容及び対象機器が具体的には規定されてはいない。対象となる SSC は(b)項の規定に従い自らが決定し、各 SSC に実施する保守作業の内容は事業者が自らの裁量で決定して構わない。保守プログラムの妥当性は、そのパフォーマンス（設備の操業の結果）だけで判断する。すなわち、保守が有効に行われているかどうかは、SSC または発電所全体のパフォーマンスを自らが定める目標値との比較によって判断する。また、このパフォーマンスの監視区分設定や目標の設定、及び(a)(4)項で要求されるリスク増分の評価において、確率論的リスク解析（PRA：Probabilistic Risk Analysis）の知見が使用されている点で、リスク情報を活用した規制の側面も含まれていると言える。

NRC は、電力会社が保守プログラムを通して行う目標設定、パフォーマンス確認及びその結果に基づく保守プログラムの評価が適切に体系的に実施されることを、検査を通して確認する。

2.4 保守規則に対する産業界の対応と NUMARC ガイダンス文書

産業界では、1980年代から産業界の代表である NUMARC (現 NEI) が中心となって自主的に保守の改善努力を行うとともに、NRC に対し保守規則が過剰に厳しい規制とならないように働きかけてきた。また、保守規則公表直後の 1991 年夏から、NUMARC を中心に保守規則対応のガイドラインを作成する作業を開始した。その結果が、NUMARC 93-01「原子力発電所の保守の有効性監視に関する産業界のガイドライン」(1993 年 5 月付)として最終化された。

NRC は、保守規則実施のガイダンスである Reg. Guide 1.160「原子力発電所の保守の有効性監視」(1993 年 6 月付)を発行し、NUMARC 93-01 を容認可能なガイダンスとして位置付けた。その後、NUMARC 93-01 及び Reg. Guide 1.160 は、保守規則の改定、施行の各段階を反映して改定された。また、1999 年の保守規則改定に対応するガイダンスは、別途 Reg. Guide 1.182「原子力発電所における保守作業実施前のリスク評価及び管理」(2000 年 5 月付)として新設され、NUMARC 93-01, Rev. 3 の 11 章を容認可能なものとして参照した。

その後、Reg. Guide 1.182 は Reg. Guide 1.160, Rev. 3 (2012 年 5 月)に取り込まれたあと(それに伴い Reg. Guide 1.182 は廃止)、更に 2018 年 8 月には、福島事故後に追加設置された FLEX 機器をカバーした改訂版 (Reg. Guide 1.160, Rev. 4) が公表されて現在に至っている。そこでは、NUMARC 93-01 の最新版 Rev. 4F (2018 年 4 月)を容認可能なものとして参照している。

2.5 事業者の保守規則対応プロセス

NUMARC 93-01 に示す規則対応の全体のプロセスは、表 2-4 の通りである。規則では直接要求されていないが、パフォーマンス基準の設定において PRA で求められるリスク重要度指標などを利用することが示唆されている。

表 2-4 保守規則対応のプロセス

1.	<u>規則の範囲に該当する構築物、系統、機器 (SSC) の決定</u> 全ての安全関連 SSC、及びプラント・トリップの原因となりうる非安全関連 SSC、緊急時操作手順書 (EOP) に用いられる非安全関連 SSC など。
2.	<u>「リスク上重要な」SSC のセットの決定</u> PRA (リスク重要度指標など) の使用、及びプラント職員による専門家パネルによる判断。
3.	<u>パフォーマンス基準の設定</u> リスク上重要な SSC については、SSC レベルでのパフォーマンス基準を設定し、その他の SSC に対してはプラント全体のパフォーマンス基準を設定。パフォーマンス基準としては、プラント個別の PRA とリンクした信頼性及びアベイラビリティ基準が、繰り返し故障と共に、最も一般的に用いられている。
4.	<u>パフォーマンスの監視</u> 設定した基準に対して、プラントのパフォーマンスを監視する。 基準を満足しない場合には対策を実施する。
5.	<u>保守作業前のリスクの評価と管理</u> プラント全体のリスクに対する保守作業の影響を定期的に評価する。
6.	<u>定期的な保守の有効性評価</u> 目標、SSC パフォーマンス、改善措置の効果、SSC のアベイラビリティと信頼性のレビューなど実施する。

なお、表における「パフォーマンス基準 (PC) の設定」では、おおむね以下のように基準を設定することが多い。(この他にも、(設備の) 状態 (例、配管の肉厚など) を基準に取る場合もある。)

SSC レベルのパフォーマンス基準：

- ・ 「保守によって予防可能な機能故障 (MPFF: Maintenance Preventable Functional Failure)」の回数を所定の期間で一定回数以下に抑える (例えば、ある系統の機能故障に至る MPFF を 24 か月で 1 回以下とする)
- ・ 保守関連のアンアベイラビリティを所定の期間で一定回数以下に抑える (例、ある系統のアンアベイラビリティを年間 0.90%以下とする)

プラントレベルのパフォーマンス基準：

- ・ 7,000 臨界時間あたりの原子炉スクラム回数をある回数以下に抑える
- ・ 安全関連系統の計画外の作動回数をある回数以下に抑える
- ・ 計画外の出力喪失係数をある回数以下に抑える

パフォーマンス基準の具体的な値の設定は、発電所側に任されているが、自社及び産業界の運転経験とプラント個別 PRA での仮定などが参考にされる。アンアベイラビリティについては、PRA で用いる仮定に対して裕度を持たせることが多い (通常 2 倍)。

上記のようにして設定したパフォーマンス基準に対して、プラント及び SSC のパフォー

マンスを監視する。基準を満足しない場合には保守規則(a)(1)項での目標設定の必要性を評価し、原因究明や是正処置の実施など必要に応じた対策を実施する。満足していれば、現状の保全を継続する。

産業界のガイドラインに紹介されている考え方は、保守規則で要求される目標の設定や監視は(a)(1)項対応の一環として行い、予防保全 (PM : Preventive Maintenance) やパフォーマンス監視活動を(a)(2)項対応の一環で行うというものである。保守規則の適用範囲内に属する全 SSC は、正式な予防保全プログラムに組込むか、固有の信頼性があるとして管理するか (例、巡回点検時の目視検査で既存の要件を満たしていることを確認する)、あるいは故障するまで稼働させることができる (系統の安全機能にほとんど或は全く寄与しない、という理由で)。即ち、保守規則の範囲内の SSC の全てについて予防保全が必要になるというわけではない。予防保全プログラムとしては、定期保守/検査/試験、予知保全/検査/試験、故障の傾向分析などがあるが、その選択は事業者任せられている。

初期の保守規則の実施によって、プラント職員のリスク及びPRAに対する認識が向上し、1999年の改定規則によって更に、PRAと日常のプラント運転が、より密接に関連づけられた。運転時を含めた保守作業のスケジュール管理にコンピュータ・ツールを使用してオンラインのリスク管理を行うことまでは、規則では要求されていないが、多くの発電所ではこのようなツール (いわゆるリスクモニター) が導入され、重要な役割を担っている。

2.6 運転中保全に係る規制

運転中保全 (オンライン保守) とは、プラントが運転中、つまり原子炉が出力状態にあり、タービン発電機から電力が生産されている状態に実施される様々な予防保全、監視・診断、事後保全 (保守作業) を指す。運転中保全の実施に当たっては、NRCが規定している様々な制約事項を遵守するとともに、作業実施に伴う産業事故や不慮のプラント停止をもたらすことのないように配慮がなされる。ここで、「様々な制約事項」とは、主として日本の保安規定にほぼ相当する Technical Specifications (以下 Tech. Spec.) の規定と保守規則 (10CFR50.65) に規定される保全作業に伴うリスクの事前評価・管理の要件である。

運転中保全は現在、米国の原子力発電所では一般的な保全方法になっている。以前は、不具合発見時の修理を目的として実施されていたが、1980年代後半から、稼働率向上、停止期間短縮を目指した予防保全のために多用されるようになった。今日では、プラント保守活動のかなりの部分が運転中保全で実施されている。対象は、非安全関連設備のみならず、安全関連設備も含められている。保全のタイプとしても、時間基準保全 (例、非常用ディーゼル発電機 (EDG) の分解点検など)、状態監視/予知保全 (例、ポンプの診断測定など)、状態監視結果に基づく保全、事後保全 (修理) のいずれも含まれる。

一般的な運転中保全の実施の考え方は、次の通りである。Tech. Spec.対象機器のうち、格納容器内にあれば（作業環境から）一般的に運転中保全の実施は不可能である。格納容器外側の機器については、発電能力及び作業者の安全を損なわず、Tech. Spec.の規定時間（許容待機除外時間）内に完了できれば、実施可能である。Tech. Spec.の規定時間内に実施できない作業や、プラント停止、発電能力低下、作業者の安全を脅かす作業は停止時に実施される。

Tech. Spec.の対象外で発電に係わる機器の場合、作業のために出力低下や停止を必要とせず、不慮の炉停止をもたらすリスクが十分低く、かつ作業者安全が図られる場合には、実施が可能である。プラント停止リスクがある、もしくは作業者の安全が脅かされる作業は、停止時に実施する。発電に関わらないTech. Spec.対象外の機器は、作業者の安全が脅かされない、もしくはその他の制約条件（環境条件、保険など）がない場合には、実施可能である。

・ Tech. Spec.の規定

従来、安全系の設備を保守のために待機除外する場合は、Tech. Spec.の規定を順守する必要がある。

Tech. Spec.には、安全運転を確保する上で必要な最小限度の要求事項である運転制限条件（LCO: Limiting Conditions for Operation）、LCOが満足できない場合の必要な対応措置とその措置の完了までに許容される時間（完了時間（CT: Completion Time））などが主要な安全系統設備に対して規定されている。例えば、あるポンプ1台が運転不能の場合、「7日以内」に「運転可能な状態に復旧すること」、それができない場合は、「6時間以内」に「モード3（高温待機）に移行すること」、といった規定である。この「完了時間（CT）」は、通称「許容待機除外時間（AOT: Allowed Outage Time）」とも呼ばれる。安全系の設備を対象に運転中保全を行う場合は、このAOTの時間制限を遵守する必要があることは言うまでもない。

・ 保守規則の改定（(a)(4)項追加）の背景、目的、内容

NRCが1980年代後半、産業界の状況を検査した結果、保守活動の計画・工程作成、優先度付けにおいて発電所のリスクを考慮していないことが、共通した弱点として見つかった。そのため、1991年に新たに策定した保守規則10CFR50.65の(a)(3)項において、「監視及び予防保全活動を実施するうえでは、供用外にされる全ての発電所設備を考慮して、安全機能の遂行に対する全体的な影響を決定すること（should）」という規定がなされた（発効は1996年）。このshouldという表現は、要求事項ではなく、勧告事項（することが推奨される）の位置づけであった。

NRCが1994年頃に産業界の実態を検査したところ、運転中に実施される保全の量と頻度がいずれも増加していることが分かった。これは当時の産業界が置かれた規制緩和の環

境下で、発電所の稼働率と信頼性を最大化するという経済的なインセンティブがその一因である。産業界の団体である原子力発電運転協会（INPO）のスピーチ（1996年）では、「燃料交換停止期間の中央値は、1990年の78日間から1995年には52日になったが、この一部は、より注意深い運転中保全によるものである。」と述べている。

発電所によっては、AOTの規定を守った上で、複数の設備を同時に保守のために供用外にしている事例が見られた。AOTは、一つの系統内でランダムな単一故障が発生した場合に、発電所の停止が必要になるまでに保守作業に許容される時間を合理的に判断した結果に基づくものである。Tech. Spec.は、同時に複数の装置が供用外にされる場合の許容待機除外時間を規定するものではない。

NRCは保守規則が発効した1996年から2年間かけて全発電所を対象にベースライン検査を行ったところ、保守規則(a)(3)項に対応した保守作業時のリスク評価が適切でない発電所がいくつか見つかった。そのためNRCは、保守規則の改正作業を進め、保守作業前のリスク評価を従来の推奨（should）ベースから強制的な要件（shall）にするために、(a)(3)項の内容をより明確にした(a)(4)を新設し、1999年7月19日付で公表した。その規定条項は、下記の通りである。

10 CFR 50.65 (a)(4) : 保守活動（サーベイランス、保守後試験、事後保全・予防保全が含まれるが、これらに限らない）を行う前に、認可取得者は、提案される保守活動によって発生し得るリスクの増分を評価し、管理しなければならない。（以下、省略）

2.7 事業者の対応（リスクの評価と管理）

1999年の保守規則の改定に応じて、産業界のガイダンスがNUMARC 93-01の11章「保守作業により生じるリスクの評価」（2000年2月22日付）として作成された。そこには、運転中、停止中を含めた保守作業実施時のリスク評価のガイダンスが記載されている。また、そのリスク評価の結果に応じて、保守が実施できる状態にあるか、保守を実施する上でリスク管理措置（RMA）が必要であるかを判断する際の基準が記述されている。

リスク管理措置の必要性は一般に、炉心損傷確率の増分と早期大規模放出確率の増分により決定される。NUMARC 93-01には、そのアクションのしきい値が表2-5のように示されている。

表 2-5 リスク管理措置 (RMA) アクションのしきい値

(NUMARC 93-01)

炉心損傷確率の増分 (ICDP)	対策	早期大規模放出確率の増分 (ILERP)
> 1E-5	自主的には保守を実施しない	> 1E-6
1E-6 ~ 1E-5	定量化できない要因を評価。 リスク管理措置の実施	1E-7 ~ 1E-6
< 1E-6	通常の保守作業管理	< 1E-7

ここで、炉心損傷確率の増分 (ICDP) は、保守作業のために当該系統構成が変更されている間の炉心損傷頻度のベースライン・リスク (保守が行われないと想定したときのリスク) からの増分の時間積分値である (ILERP も同様)。

米国の発電所ではこのガイダンスを参照して、リスク管理手順書を作成し、リスクレベルに応じたリスク管理を実施している。そこでは、停止時と同様に、発電所職員が発電所のリスク状態について適正に認識できるように、リスクの増分に応じた色分類 (一般には、緑、黄、オレンジ、赤の4分類) が用いられている。通常は、ICDF が 1.0E-3/年を越えること (赤色の状態) は許容されない。

リスク管理措置としては、リスクを低減する措置 (例、作業時間の短縮、リスク増加量の低減など) とリスク相殺措置 (不測事態への対応計画など) が用意される。

運転中保守に伴うリスクは、定量的評価方法である確率論的リスク評価 (PRA) で評価するのが通例である。このリスク評価では、保守の作業工程に応じて変動する系統構成 (コンフィグレーション) に応じたリスクを短時間で評価できるコンフィグレーション・リスク管理ソフトウェアが利用される。この種のソフトでは、PRA に関する専門知識がない運転・保守部門の職員も使いこなすことができるようユーザインターフェイスが用意されている。画面の表示例を図 2-1 に示す。



図 2-1 コンフィグレーション・リスク管理ソフトの画面表示例

事業者は、オンライン保守を効果的に実施するために、上記のコンフィグレーション・リスク管理のもとで、安全で効果的な保守作業計画を作成し、作業管理プロセスを整備し、保守作業を実施している。運転中保守の作業は通常、作業週と呼ばれる 1 週間単位、系統単位（あるいはその一部）で行われ、作業週の 12 週ほど（あるいはそれ以上）前から保守計画の作成に着手し、作業週が近づくにつれて最終化される仕組みになっている。

この際の作業計画の進め方についてのガイダンスが、INPO の AP-928（作業管理プロセス）として発行されている。

2.8 保守規則と運転中保全が設備利用率向上にもたらした効果（EPRI の OLM 白書から）

EPRI の白書「原子力発電所の運転中保全：歴史、実施及び便益」（2009 年 1 月）には、米国における運転中保全に至る経緯、実施状況とその便益がまとめられている。運転中保全の実情とその効果について、関連部分から以下にまとめる。

運転中保全の対象設備：

- ・ 全ての保守タスクをオンラインで行うことは不可能である。発電所では、しばしば、スクリーニング手法を利用してオンライン保守に最も適している設備と保守タスクを評価している。
- ・ オンライン保守が好ましいと考えられる一般的なシナリオは以下の通りである。
 - 安全機能を有しておらず、発電に必要とされない系統及び機器：例えば、職員をサポートする建屋あるいは構築物（オフィスや倉庫）における発電を阻害しない作業、並びに暖房・換気及び空調（HVAC）設備とその支援系統。

- ▶ 停止時の安全余裕の維持に必要となる系統及び機器：例えば、崩壊除去、インベントリ管理、反応度管理、並びに格納容器閉止等の機能のために燃料交換停止時に使用される系統や機器に関する作業
 - ▶ 保守によるアンアベイラビリティに関するリスクが小さい、安全機能あるいは発電機能の提供に必要となる系統及び機器：例えば、給水、計装用空気、並びに制御室換気等の冗長性を有するバックアップのある系統や機器に関する作業
- ・ 米国では、原子力発電所の約半数の設備が予防保全プログラムにより維持されている。この設備には、図 2-2 に示した「クリティカル」あるいは「重要」に分類されるものが含まれている。これらの分類は個別プラントの考え方やいくつかのレベルの定期的な産業界の再定義で変更されることが考えられるが、それらの設備がオンライン保守のもっとも有望な候補である。

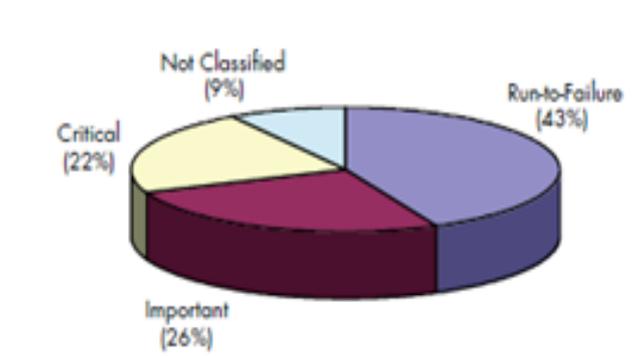


図 2-2 機器分類データ (EPRI の OLM 白書)

注記：米国の原子力発電を有する電力会社では、設備信頼性を最適化するために機器を 3 つに分類している (表 9-4、表 9-5 参照)。

- ・ クリティカルな機器とは、安全あるいは発電にとってクリティカルである機器を指している。
- ・ 重要な機器とは、安全あるいは発電にとってクリティカルではない (非クリティカルである) が、故障により重大な経済的損失を引き起こす可能性のある機器を指している。
- ・ 事後保全機器 (RTF : Run-to-Failure) とは、クリティカルでも重要でもない機器を指している。

運転中保全の実情：

- ・ 2008 年に EPRI の原子力保守支援センター (NMAC) が、原子力発電所におけるオンライン保守の傾向について調査した結果は以下のとおりである。
 - ▶ プラントの約半数の設備で予防保全が必要である。
 - ▶ 全プラントで何らかのオンライン保守が適用されている。
 - ▶ 過半数のプラントで安全関連設備にオンライン保守を適用している。

- プラントの安全上重要な設備の半分近くがオンラインで保守されている。
- プラントの大部分の安全上重要でない設備はオンラインで保守されている。

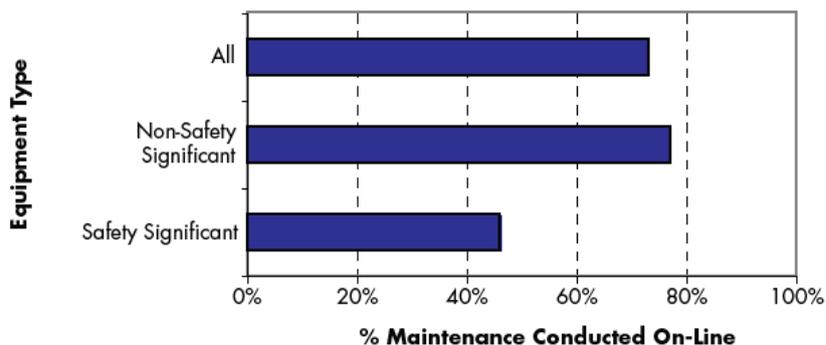


図 2-3 オンライン保守の導入状況（対象設備）：EPRI/NMAC 調査結果
（EPRI の OLM 白書）

運転中保全の効果：

- ・ NRC は、Reg. Guide 1.182 のなかで、オンライン保守による利益として以下を示している。
 - 系統とプラントの信頼性の向上
 - プラント運転に影響するプラントの設備や系統の欠陥状態の低減
 - プラント燃料交換停止時の作業スコープの削減
- ・ 原子力発電所は、オンライン保守を通じて、燃料サイクルをより長く、燃料交換停止期間をより短くすることも可能である。米国では、1980 年代及び 1990 年代初め、大部分の原子力発電所は 12 か月の燃料サイクルで運転しており、平均の燃料交換停止期間は 3 か月であった。今日（2009 年）、18 あるいは 24 か月の燃料サイクルで運転し、平均の燃料交換停止期間は図 2-4 のようにおよそ 1 か月強となっている。

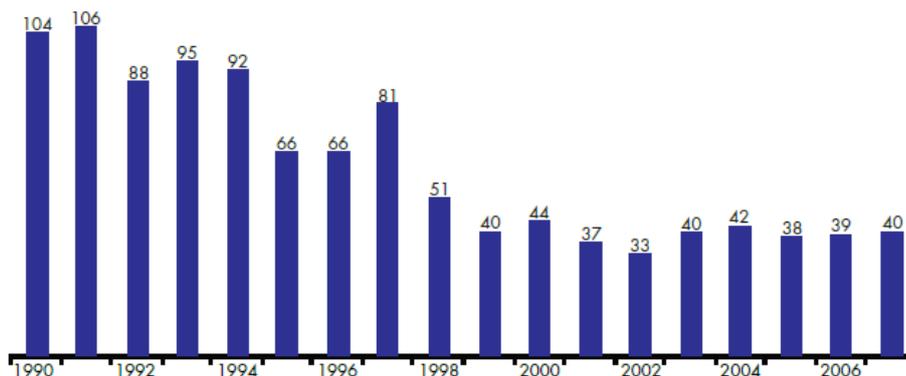


図 2-4 燃料交換停止期間の推移（NEI）（EPRI の OLM 白書）

- ・ オンライン保守は、プラントの安全性の改善に寄与する。運転中に保守を行うことにより、プラントは、設備や系統の問題が運転に影響を及ぼす前に解決することが可能となる。運転性及び信頼性の改善により、米国の原子力発電所では、計画外停止回数が 1/3 に、図 2-5 に示すように自動スクラム回数が 1/5 に低減した。両指標は、プラントの安全性が改善されたことを示している。

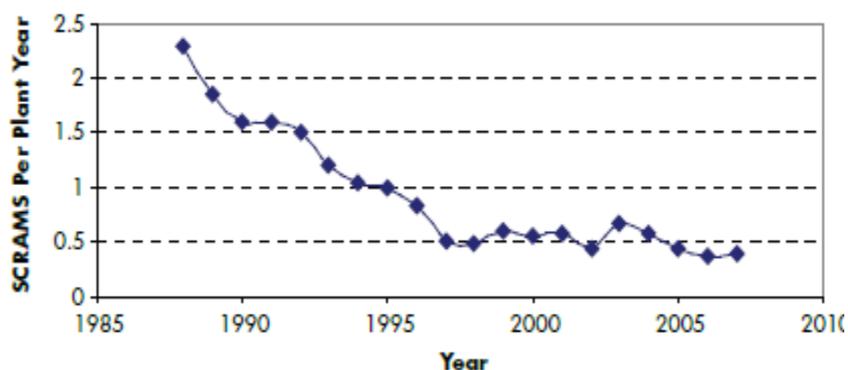


図 2-5 スクラム発生率の推移 (EPRI の OLM 白書)

- ・ 産業界によるプラントのパフォーマンス改善に対する努力がプラントの安全性を低下させるのではないかと疑問を投げかける人がいる。燃料交換停止を短縮し、燃料サイクルを伸ばすと、安全性が低下する可能性があるとの懸念が示される。しかし、米国産業界のデータは、パフォーマンスと安全性は相互排他的な目標とはならないことを実証しており、そのような懸念が正しくないことを証明している。
- ・ オンライン保守を含めた活動により、1992～2002 年の間に、米国の原子力発電所の平均設備利用率は、おおざっぱに言って 70%から約 90%に増加した。この傾向は現在 (2009 年) も継続している。一方で、1992～2005 年というほぼ同様の期間、NUREG-1150 の NRC の PRA モデルを用いた研究より、計算された炉心損傷頻度 (CDF) は 1/4 に低減した。この関係を図 2-6 に示す。

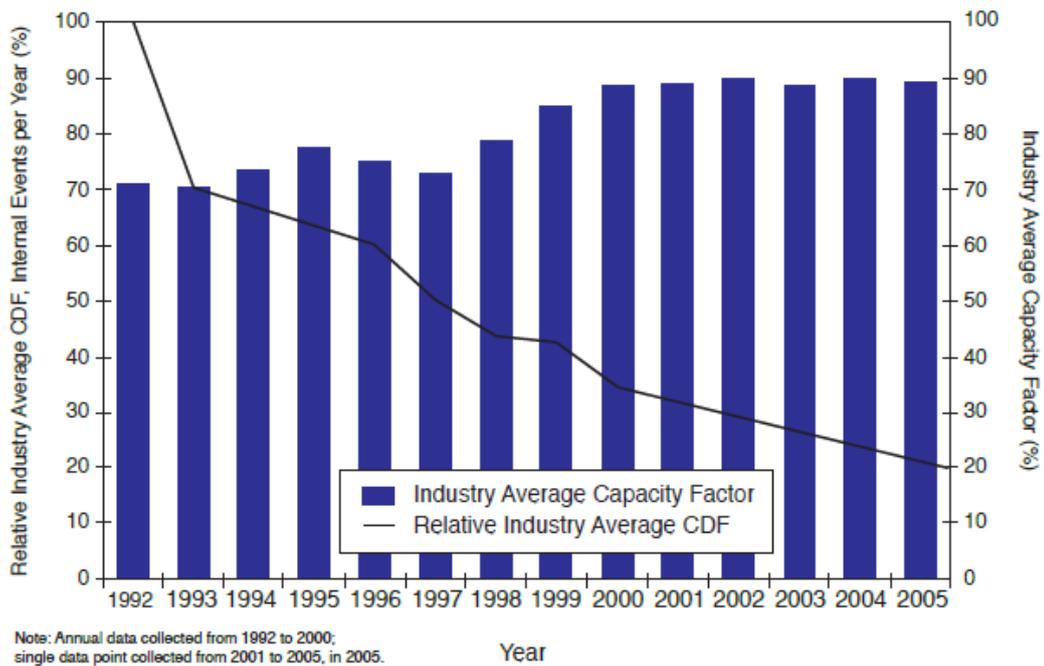


図 2-6 設備利用率（棒グラフ）とリスク（CDF の産業界平均（相対値）：線グラフ）の推移（EPRI の OLM 白書）

- ・ EPRI は、計算された炉心損傷頻度の結果が正当であることを確認するため、同時期の安全上重要な事象の発生率をレビューした。この分析から安全上重要な事象の相対的な発生率と計算された炉心損傷の相対的な頻度が一致することが確認された。
- ・ 図 2-6 に示した改善は、下記に示すリスク解析に関連する様々な寄与因子によりもたらされたと考えることができる：
 - リスク解析に基づいた様々なプラント事象の相対的な重要度に対する理解の改善
 - プラント固有のリスク源及びリスク低減のための相対的に安価な変更の把握
 - 安全上重要な設備の事故の防止あるいは緩和における正確な重要性に対する理解の改善
 - PRA の研究結果よりリスク上重要と特定された主要な設備の故障率の低減
- ・ その他にもまた、技術的度合いの少ないいくつかの要素もこれらの改善をサポートしている。それには、規制上の理解・サポート、電力会社間での情報共有とベンチマーク、進捗を計るパフォーマンス指標の採用、並びに改善を推進する是正処置プログラムが含まれる。
- ・ 米国の原子力産業界は、これまで、個々のプラントでの努力、産業界主導のイニシアチブ、並びに規制要件やプロセスの変更により、安全性とパフォーマンスを大幅に改

善してきた。これらの改善には、オンライン保守や他のリスク情報を活用したパフォーマンス・ベースの技術が含まれる。

- 同様に、これらの改善は、原子力産業界に、プラントの信頼性を増大し、発電効率を上げ、新しく発電設備を追加することなく大幅に発電量を増大することを可能にした。図 2-7 に示すように、米国の原子力発電所の過去 20 年間のパフォーマンス改善は、新規に 1000MWe の 27 プラントを建設した場合の総発電量に相当するものである。

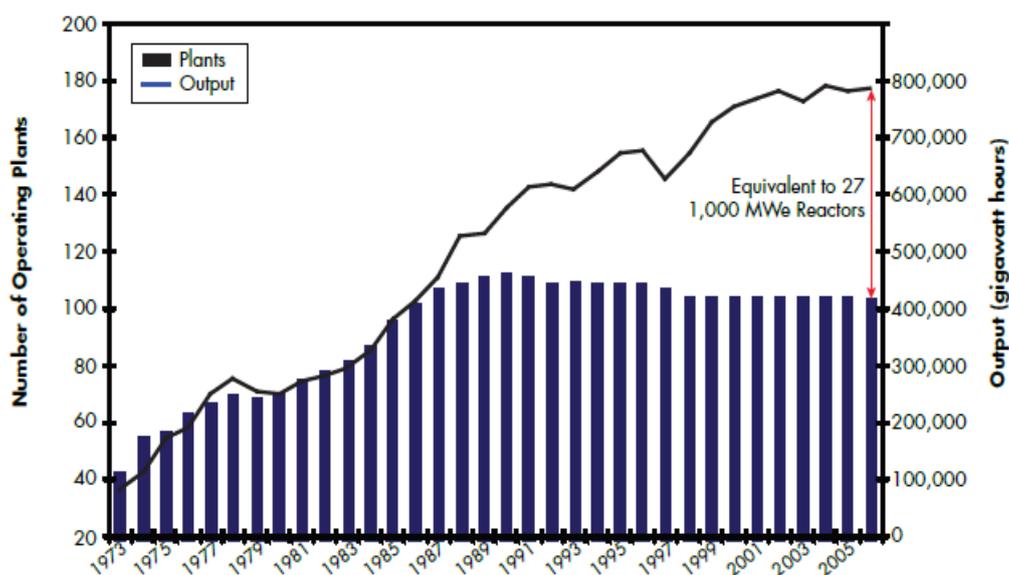


図 2-7 過去 20 年間の米国の原子力産業の発電効率 (EPRI の OLM 白書)
(情報源 : Nuclear Energy Institute & Energy Information Administration)

資料

- 1) 保守に関する政策声明書（1988年3月23日官報）
<https://www.govinfo.gov/content/pkg/FR-1988-03-23/pdf/FR-1988-03-23.pdf>
- 2) 米国における原子力規制と保全（1）原子力規制体系と保守関連の規制、フォーラム保全学、日本 AEM 学会、平成 15 年（2003 年）7 月
- 3) Federal Register (56FR31306), “10CFR Part50: Monitoring the Effectiveness of Maintenance at Nuclear Power Plants; Final Rule”, July 10, 1991.
- 4) NUREG/CR-3883, " Analysis of Japanese Nuclear Power Plant Maintenance Practices”, USNRC, June 1985.
- 5) NUREG-1212, Vol. 1&2, “Status of Maintenance in the U.S. Nuclear Power Industry, 1985”, USNRC, June 1986.
- 6) Federal Register (64FR38551), “10CFR Part 50: Monitoring the Effectiveness of Maintenance at Nuclear Power Plants; Final Rule”, July 19, 1999.
- 7) NUMARC 93-01, Rev. 4F, “Industry Guideline for Monitoring the Effectiveness of Maintenance at Nuclear Power Plants”, NEI, April 2018.
- 8) Reg. Guide 1.160, Rev. 4, “Monitoring the Effectiveness of Maintenance at Nuclear Power Plants”, USNRC, August 2018.
- 9) 米国原子力発電所の保全とその安全管理－（2）オンライン保守とその安全管理－、保全学会誌、Vol.7, No.4, 2009
- 10) NUMARC 93-01, “Industry Guideline for Monitoring the Effectiveness of Maintenance at Nuclear Power Plants”, Section 11, Rev 2, February 22, 2000
- 11) EPRI White Paper, On-Line Maintenance at Nuclear Power Plants: History, Implementation, and Benefits, 1018422, January 2009

3. リスク情報を活用したパフォーマンス・ベースの規制

NRC は 1995 年 8 月、規制において確率論的リスク評価 (PRA) を活用する方針を示した政策声明書 (PRA Policy Statement, 60 FR 42622, August 16, 1995) を公表した。またそのころ、NRC の規制においてリスク情報を活用したパフォーマンス・ベースの規制を採用していく旨を示した。そして、1998 年に NRC はリスク情報を活用した許認可条件の変更 (オプション) 申請に関する一連のガイダンス (Reg. Guide 1.174 その他) を発行している。リスク情報活用の対象分野には、Tech. Spec.、ISI、IST、品質保証の変更がある。Tech. Spec.の改善に関連しては、許容待機除外時間 (AOT) やサーベイランス試験間隔 (STI) の緩和、リスク管理 Tech. Spec. (RMTS) の導入、サーベイランス頻度の Tech. Spec.から別文書への移動がある。

2004 年 11 月には、設備の安全重要度分類の見直しにかかわる規則 (10CFR50.69) が新設され、設備の安全重要度分類にリスク情報を適用するオプションが認められた。安全関連であってもリスク上の重要度が低ければ、それまで必要とされていた様々な規制 (保守規則、品質保証規則、その他) 上の扱いが緩和できる。

2008 年には、リスク情報の活用がもたらす便益に関する EPRI の白書 (2008 年) が作成され、保守規則、Tech. Spec.、供用期間中検査 (ISI) などの分野で、リスク情報を活用した NRC の規制とその事業者対応によって、安全上そして運転上の便益がもたらされていることが報告されている。

3.1 背景

1990 年代の初めに NRC が許認可更新に関する方針を検討した頃、原子力産業の代表者は、規制プロセスのコストと不確実性がプラントの寿命延長の潜在的な利点を打ち消すだろうという懸念を表明した。それ以前も、当時の NRC の規制対応への産業界の負担に関して批判はあったが、1990 年代初めにその大きさは増した。産業界の関係者は、NRC の規制は多くの場合、過剰であり潜在的に逆効果であるとの不満を述べた。特に、当時の規制検査制度 (SALP) での数値評価は恣意的で一貫性がないと指摘した。また、TMI 事故対応で課された要件の多くが、事業者の日常業務に過度に良くない影響を与えていると主張した。

コンサルティング会社である Towers Perrin 社が NEI に提出した 1994 年の報告書では、当時の NRC の方針と慣行は発電所の管理者を混乱させ、原子力に対する国民の信頼を損ない、「競争の激しいエネルギー市場から原子力を値付け」していて、「米国の原子力エネルギー資源に対する深刻な脅威」であると結論付けた。そして、「原子力産業の衰退を加速させてしまう NRC の役割を逆転させる」ための迅速な変更を求めた。Towers Perrin 社の調査では、NRC の規制アプローチは「否定的で懲罰的」であることが判明し、NRC に対して TMI 事故以降、業界が達成してきた大きな改善を踏まえたパフォーマンス・ベースの評価にさらに重点を置くことを求めた。

NRC 委員会は 1991 年、NRC スタッフに対して、安全性の目標達成の方法を規定するのではなく（つまり、規範的なアプローチではなく）、得られるべき結果に焦点を置いた、つまり、パフォーマンス・ベースの規制を使用する可能性を検討するよう指示した。

パフォーマンス・ベースの規制は、リスク情報を活用したアプローチと密接に関連するものである。Towers Perrin の報告書では、NRC が安全にかかわる問題とそうでない問題を適切に区別してこなかったと不満を述べていた。産業界と NRC の関係者は、ハザードを評価しそれから保護するために、リソースを効率的に使用するためのより効果的な方法として、確率論的リスク評価（PRA）の実施を求めた。

PRA の規制への利用は 1980 年代以降、慎重に進められていたが、1990 年代に入り PRA 技術が進展してきたこともあり、NRC は 1995 年 8 月に「原子力規制活動における PRA 手法の活用に関する政策声明書」を発行し、安全上の問題についての意思決定を強化し、事業者の不必要な負荷を軽減するために、規制プロセスにおいて PRA を活用する方針を示した。そして NRC は、「リスク情報を活用したパフォーマンス・ベースの規制」というフレーズを使用して、リスク評価によって提供された洞察を活用する意図を説明し始めた。NRC は、リスク分析によって、「公衆に最大のリスクをもたらす規制活動に焦点を合わせる」ことができることを示唆した。ただし、PRA は従来の規制で使用されてきた深層防護アプローチをサポートする位置づけとして、主に「過度に保守的な規制要件」を特定するために使用する必要があるとも明記した。

3.2 リスク情報を活用したパフォーマンス・ベースの規制

米国では近年、いわゆるリスク情報を活用したパフォーマンス・ベースの規制の取り込みが盛んになってきている。米国原子力規制委員会（NRC）は 1999 年 3 月 16 日付で、このリスク情報を活用したパフォーマンス・ベースの規制に関して NRC が期待するところと、各種の関連用語の定義を示した白書を発行している。それによれば以下の通りである。

- ・ NRC の現行の規制体系、ガイダンス及び認可条件は、主に決定論的解析に基づいており、また規範的な要件に基づいて実施されている。
- ・ これまでの決定論的な規制アプローチによって、放射性物質の使用において公衆の健康と安全に不当なリスクを課さないことが保証されてきたが、改善も可能である。
- ・ 規制対象となる施設や活動は広範囲に及んでいるが、リスク上重要な機器や活動に焦点を当て、一貫した規制の枠組みを保証することにより、規制の強化とリソースの適正な配分が可能となる。
- ・ リスク解析手法の進歩や事象データの蓄積などから、リスク上の知見を規制プロセスに一層明確に導入することにより、現行の規制プロセスの効率と有効性を改善することができるようになった。
- ・ リスク情報を活用した手法を適用することにより、純粋に決定論的な手法における不必要な保守性を低減し、決定論的解析で保守性が不十分な部分を特定して追加の要件

や規制上の対応の根拠を示すことができる。

この白書によれば、一般に規則は規範的（prescriptive）なものと、パフォーマンス・ベースのどちらかに分類される。規範的な要件では、要求される目標を達成する方法として、設計または手順に含められるべき特定の機能、作業、またはプログラム項目を規定する。これに対してパフォーマンス・ベースの要件では、測定可能な（あるいは計算可能な）結果（即ちパフォーマンスの結果）への適合が要求されるが、その適合の方法までは規定されず、事業者側での柔軟な対応が認められている。

パフォーマンス・ベースの規制は、規制上の意思決定に関する主要な根拠としてパフォーマンスと結果を設定するもので、以下の特徴を持つ。

1. 発電所と事業者のパフォーマンスを監視するために、測定可能な（あるいは計算可能な）パラメータ（物理パラメータの直接測定値、あるいは当該パラメータを計算できる関連パラメータの測定値）が存在する。
2. リスク上の知見、決定論的解析、あるいはパフォーマンス履歴に基づいて、パフォーマンスを評価するための客観的な基準が存在する。
3. 設定したパフォーマンス基準にどうしたら適合できるか決定する上で、事業者が柔軟性を有していて、結果の向上につながる可能性がある。
4. 望ましくはないが、パフォーマンス基準に適合できなくても、それ自体が直ちに安全上の懸念にならない枠組みが存在する。

パフォーマンス・ベースのアプローチは、完全に規範的なアプローチと、事業者側に無制限の柔軟性を与えるアプローチとのいわば中間に位置する。この規制アプローチは、保守規則（10CFR50.65）がその最初の適用で、その他に格納容器漏洩率試験規則（10CFR50 附則JのオプションB）、放射線防護規則（10CFR20）などでも採用されている。このアプローチは、リスク上の知見がなくても適用可能であるが、その場合には客観的なパフォーマンス基準が決定論的安全解析と運転パフォーマンスの履歴に基づく必要がある。

パフォーマンス・ベースのアプローチの利点の一つは、事業者に柔軟性が与えられることである。設定したパフォーマンスを満足する結果が得られれば、それを達成するための方法は問われない。規制側の検査においては、パフォーマンスが低下傾向にある設置者に対してより注意を集中できるというメリットがある。

3.3 リスクを活用した許認可条件の変更申請に関する NRC のガイダンス

米国では、リスク情報の活用によって安全上の便益（安全性向上）と運転上の便益（設備利用率の向上）の両方が得られると分析されている。さらに、リスク情報活用は、事業者及び規制者の両者に便益をもたらすものと認識されている。規制者は安全上重要な問題に焦点を当て、事業者は運転の柔軟性とコスト削減の機会を得ることができる。

PRA を規制により反映させていこうという NRC の方向性は、1995 年 8 月に公表された「原子力規制活動における PRA 手法の活用に関する政策声明書」で打ち出された。そして NRC は、規制にリスク情報を利用するための具体的なガイダンスとして、1998 年に以下の規制指針類を公表した（括弧内は最新版の発行日）。

- ・ リスク情報活用の全般的な基準：Reg. Guide 1.174（Rev. 3、2018 年 3 月）
- ・ リスク情報を活用した供用期間中試験（RI-IST）：Reg. Guide 1.175（Rev. 1、2021 年 6 月）
- ・ リスク情報を活用した Tech. Spec.の変更：Reg. Guide 1.177（Rev. 2、2021 年 1 月）
- ・ リスク情報を活用した供用期間中検査（RI-ISI）：Reg. Guide 1.178（Rev. 2、2021 年 4 月）

その後 NRC は、リスク情報の活用で使用する PRA の品質に関する指針、そして安全上の重要度を考慮した SSC 分類に係る規則（10CFR50.69）の新設に伴うガイダンスとして以下のものをそれぞれ 2004 年と 2006 年に公表している（括弧内は最新版の発行日）。

- ・ PRA の技術的妥当性の決定アプローチ：Reg. Guide 1.200（Rev. 3、2020 年 12 月）
- ・ 安全上の重要度を考慮した SSC 分類：Reg. Guide 1.201（Rev. 1、2006 年 5 月）

このうち、リスク情報活用の全般的な基準である Reg. Guide 1.174 には、リスク情報を活用した規制を認可条件の変更などのために適用するうえでの原則が以下のように示されている。

1. 提案された変更案が、現在の規制に適合していること（規則の免除を要求するものではない限り）。
2. 深層防護の概念と一致していること。
3. 十分な安全裕度を維持していること。
4. 提案された変更案によってリスクが増加する場合、その増加は小さく、また NRC の安全目標政策声明書の意図に従うこと。
5. 提案された変更案による影響は、パフォーマンス測定戦略により監視すること。

また、認可条件の変更案を評価するアプローチとして、図 3-1 に示す 4 つの要素からなるアプローチが策定されている。ここでは提案された変更案による CDF や LERF の増加が小さく、NRC の安全目標政策声明書の内容と一致していればその申請は許容される。提案された変更案の妥当性は、CDF の増分 (Δ CDF) 及び LERF の増分 (Δ LERF) により検討されるもので、具体的な許容ガイドラインが図 3-2 のように示されている。また Reg. Guide 1.174 とその他のガイダンスとの関連が図 3-3 に示される。

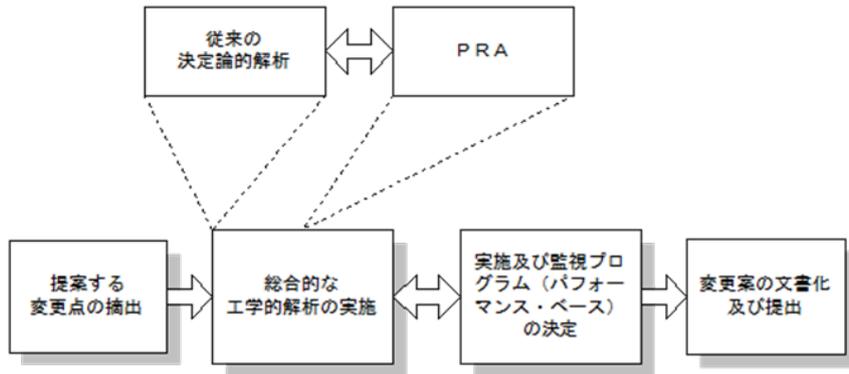
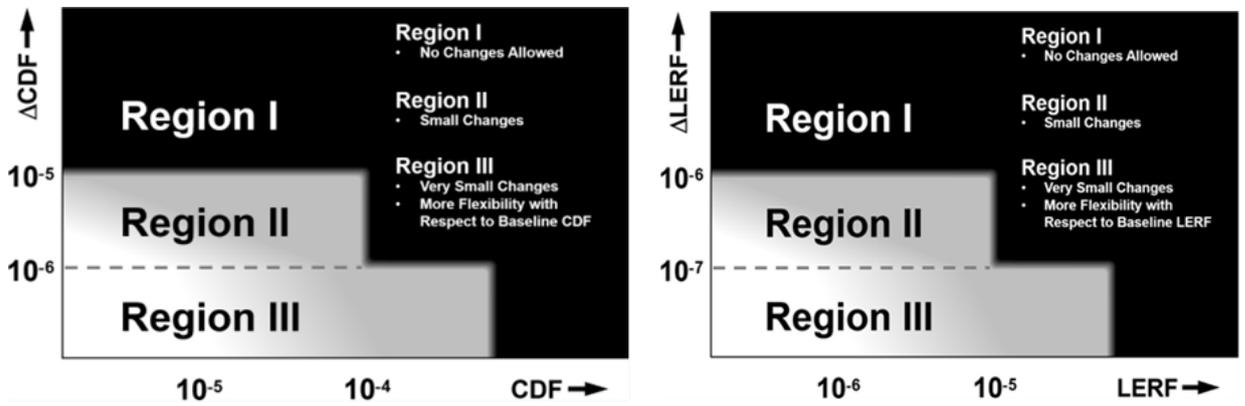


図 3-1 リスク情報を活用したプラント個別の意思決定における基本要素
(2018年1月付 Reg. Guide 1.174 改訂3版)



炉心損傷頻度 (CDF) に関するガイドライン

早期大規模放出頻度 (LERF) に関するガイドライン

図 3-2 リスク情報を活用した申請に対する許容ガイドライン
(2018年1月付 Reg. Guide 1.174 改訂3版)

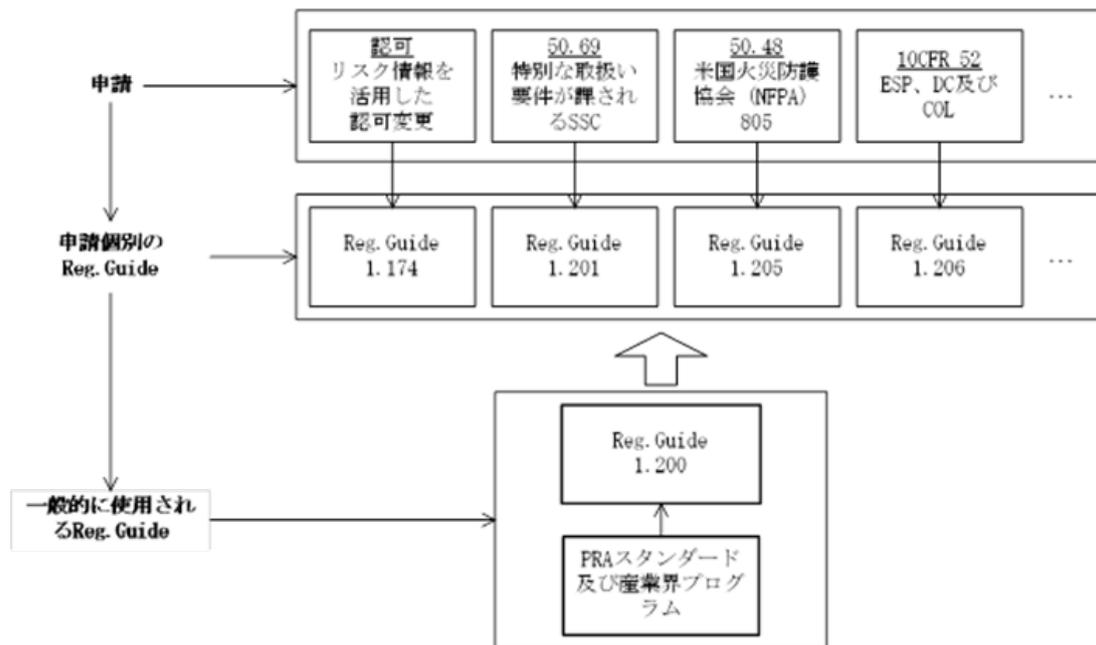


図 3-3 RG1.174 とリスク情報を活用したその他のガイダンスの関係
(2018年1月付 Reg. Guide 1.174 改訂3版)

3.4 リスク情報を活用した Tech. Spec.の改善

リスク情報を活用した Tech. Spec.の改善に関して、以下のものがある。

- ・ Tech. Spec.の許容待機除外時間 (AOT) やサーベイランス試験間隔 (STI) の緩和
- ・ リスク管理 Tech. Spec. (RMTS) の導入 (Tech. Spec.タスクフォース (TSTF) のイニシアチブ 4b)¹
- ・ サーベイランス頻度の Tech. Spec.から別文書への移動 (同 TSTF イニシアチブ 5b)

いずれの改善活動も、許認可条件であるために、柔軟な運用が容易ではない Tech. Spec.の規定が、主として工学的判断に基づいて作成されていて過度な保守性が含まれる可能性がある点について、リスク情報を活用してその内容や取り扱いを見直すことを目指したものである。

(1) Tech. Spec.の許容待機除外時間 (AOT) やサーベイランス試験間隔 (STI) の緩和

NRC は、リスク情報を活用した規制要件を確立する作業を進め、その一環としてリスク情報を活用した Tech. Spec.の変更に関するガイダンスを公表している (Reg. Guide 1.177

¹ ここで Tech. Spec.タスクフォース (TSTF) イニシアチブとは、標準 Tech. Spec.を、リスク情報その他を活用して改善しようとする産業者主導の検討プロジェクトを指す。1~8 までのテーマ (イニシアチブ) に分かれて検討が進められ、その多くは完了している。テーマごとに Tech. Spec.の変更申請を支援するための情報 (モデル申請書を含む) を記載した資料 (TSTF トラベラーと呼ばれる) が作成され、NRC がこれを審査することで、各発電所の申請の効率化につなげている。

及び SRP（標準審査指針）16.1 節（1998 年 8 月付）。

このガイダンスに基づいて産業界からは、PRA に基づいた Tech. Spec. の運転制限条件（LCO）に含まれる許容待機除外時間（AOT）やサーベイランス試験間隔（STI）の緩和申請が NRC に対して提出され承認を受けている。その例を以下に示す。

- ・ Arkansas Nuclear One-2（CE-PWR）：1995 年、安全注入タンク（SIT）及び低圧注入系（LPSI）の許容待機除外時間（AOT）を従来の 1 時間から 24 時間に延長、また低圧注入系（LPSI）の AOT を 72 時間から 7 日間に延長することを申請し、97 年に承認した。
- ・ South Texas Project 1,2（WH-PWR）：1990 年、ECCS 系その他いくつかの系統の AOT と STI の延長を申請し、そのうちの一部について 94 年に承認を受けた。例えば、ECCS 系の AOT は 3 日が 7 日に、STI は 3 か月が 6 か月に延長された。
- ・ North Anna（WH-PWR）：1998 年、EDG の AOT 延長が承認された（EDG の分解点検を運転中に実施できるように、AOT を 3 日から 14 日に延長するもの）。
- ・ Pilgrim（BWR）：1998 年、EDG の AOT 延長が承認された（3 日から 14 日に延長するもの）。

(2) リスク管理 Tech. Spec.（RMTS）の導入（TSTF のイニシアチブ 4b による）

プラントのコンフィグレーション・リスク評価結果を条件とし、保守規則（10CFR50.65(a)(4)項）対応で評価する定量的な方法を用いて、Tech. Spec. の完了時間を一時的に延長することを容認するものである。この検討活動は、産業界の Tech. Spec. タスクフォース（TSTF）の活動の一つで、TSTF-505「リスク情報を活用した完了時間（RICT）」とも呼ばれている。

NEI 及び EPRI は、NEI 06-09, Rev. 0（RMTS ガイダンス）（2006 年 11 月付）を NRC に提出した。NRC は、2007 年 5 月 17 日付安全評価報告書で NEI 06-09, Rev. 0 を承認した。また、NRC はイニシアチブ 4b の申請に利用可能な文書（TSTF-505, Rev. 1）を承認し、2012 年 3 月 6 日付官報で安全評価モデル及び認可変更申請モデルを公表した。その後 2016 年になって NRC が当時の審査で見いだされた課題を指摘し、審査が停止された。課題の解決に努めた TSTF 側ではそれらの課題に対する回答を 2017 年に提出した。そして、TSTF-505 の改訂版（Rev. 2）が出され、2018 年 11 月には TSTF-505 Rev. 2 に対する NRC の安全評価書が出た。これによって、事業者への申請の道が大きく開けたことになる。

上記の経緯があったため、2004 年 8 月に申請した South Texas Project（WH-PWR）の後に続く発電所はしばらくなかったが、2019 年になってからは、TSTF-505 適用のパイロットプラントとなった Vogtle（WH-PWR）の他に、Farley（WH-PWR）や Palo Verde（CE-PWR）等に対して NRC の承認が出ている。これまで STP 発電所以外で申請・承認が進まなかった理由としては、PRA の高い品質が要求されている点が挙げられる。

RICT を用いる発電所では、コンフィグレーション・リスクに応じた CT を採用するにあ

たって、既存の Tech. Spec.の CT をフロントストップとして使用し、バックストップとして最大 30 日間の CT を用いる。

(3) サーベイランス試験間隔の設置者管理文書への移転

Tech. Spec.のサーベイランス頻度を（内容の変更に対して NRC の事前承認が不要な）事業者管理文書に移すことを容認するものである。NEI は、NEI 04-10, Rev. 0（リスク情報を活用したサーベイランス頻度の管理手法）を 2006 年 7 月付で NRC に提出し、NRC は 2006 年 9 月 28 日付安全評価報告書で NEI 04-10, Rev. 0 を承認した。また、NRC は、イニシアチブ 5b の申請に利用される TSTF-425, Rev. 3 を承認し、2009 年 7 月 6 日付官報で安全評価モデル及び認可変更申請モデルを公表した。そして、標準 Tech. Spec., Rev. 4 に反映済みである。

パイロット適用に関する状況としては、Exelon 社²が Limerick (BWR/4) のサーベイランス頻度を Tech. Spec.から別文書に移すことについての申請書を 2004 年 6 月 11 日付で NRC に提出し、NRC は 2006 年 9 月 28 日付で承認した。NRC は Limerick に対する検査を行なうための検査官用の検査マニュアルの暫定検査要領 (TI) 2515/178 を 2009 年 5 月 15 日付で公表した (Limerick のみを対象。2010 年 6 月 30 日まで有効)。

3.5 リスク情報を活用した供用期間中検査 (RI-ISI)

リスク情報を活用した供用期間中検査 (RI-ISI) は、従来の ASME Sec. XI に基づく決定的なアプローチではなく、配管の破損確率と破損時の安全上の重要度に応じて検査方法を設定するもので、EPRI (米国電力研究所) 手法と WOG (WH オーナーズグループ) 手法が開発されている。WOG 手法は EPRI 手法に比べてより定量的な評価手法を、特に配管の破損確率評価について採用している。

評価対象の系統配管はセグメントに分割され、破損による安全上の影響と破損確率の二つの視点から、4 つのグループに分類される (図 3-4 参照)。第 1 は、安全上の影響が大きく破損確率も高いグループ (第 I 象限)、第 2 は安全上の影響は大きい破損確率の低いグループ (第 II 象限)、第 3 は安全上の影響は小さい破損確率の高いグループ (第 III 象限)、第 4 は両者とも小さいもしくは低いグループ (第 IV 象限) である。なお第 I 象限は更に、破損確率が特に高いと評価されたグループ (A) とそれ以外のグループ (B) の二つに分けられる。この 4 分類にあたっては、社内エキスパートチームが定量的な検討をベースに定量的検討では考慮されなかった様々な事項を含めた総合的な検討を加えている。各象限で () で示した数字は、Surry-1 で分類した場合のセグメント数である。同炉では、合計 21 の対象系統を合計 515 のセグメントに区分して評価した結果、従来の ASME Sec. XI によって

² 2022 年 2 月に Exelon 社 (Exelon Corporation) は送発電分離し、原子力発電所を所有・発電する Exelon Generation Co., LLC は Constellation 社 (Constellation Energy Generation) に社名変更した。

系統の安全クラス別に決まる非破壊検査 (NDE : Non-Destructive Examination) 箇所
の合計が 386 箇所であったのに対して、本手法の適用では 140 箇所に低減できることが示され
ている。

破損確率 : 高	事業者が検査プログラムの中で決定	(A) 全数検査
	第Ⅲ象限 (153 セグメント)	(B) サンプル検査 第Ⅰ象限 (70 セグメント)
破損確率 : 低	耐圧試験、目視検査のみ	サンプル検査
	第Ⅳ象限 (254 セグメント)	第Ⅱ象限 (38 セグメント)
	破損の安全影響 : 小	破損の安全影響 : 大

図 3-4 検査方針分類マトリックス (数字は Surry-1 のセグメント数)

WOG 資料によれば、WOG 手法の適用によって検査の件数すなわち検査の対象箇所が、
約 65%~80%削減される (図 3-5)。また、それに伴って作業時の被ばく線量も低減でき、
10 年間の検査間隔にわたって合計で、60~75 レムの節約につながるとされている。

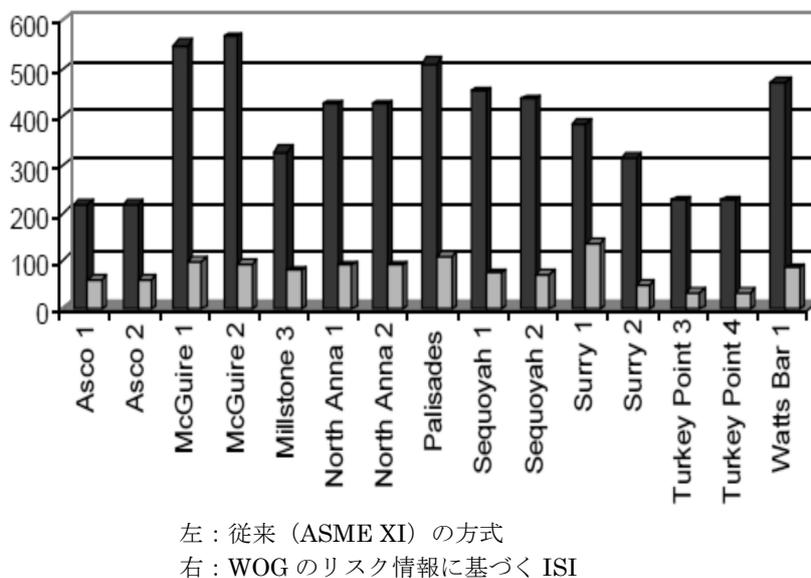
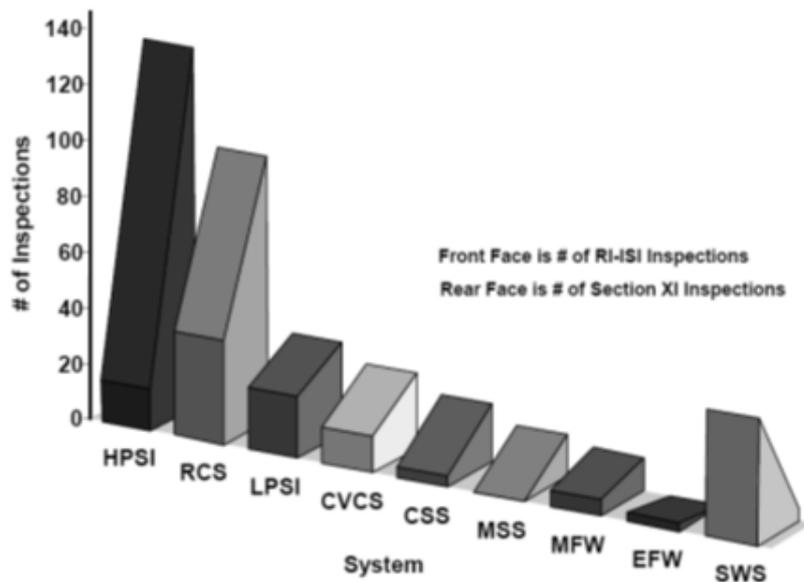


図 3-5 配管溶接部の検査件数の削減例 (縦軸：検査件数)

図 3-6 は、ある発電所の系統別の検査対象箇所 (年あたり) を比較したものである。RI-
ISI 評価に従う検査箇所 (図の前面側) は、従来ベースの検査箇所 (図の後面側) に比べて、
ほとんどの系統で大幅に低減されるとともに (全体で 80%以上の低減)、相対的にリスクの
高いサービス水系 (SWS) では検査箇所が増えている。また図 5 によれば、それに伴う検
査費用は従来の 30%ほどに、また被ばく線量は約 10 分の 1 に低下している。



V. Dimitrijevic, MIT Lecture, 2008

図 3-6 RI-ISI 適用前後の系統別検査箇所

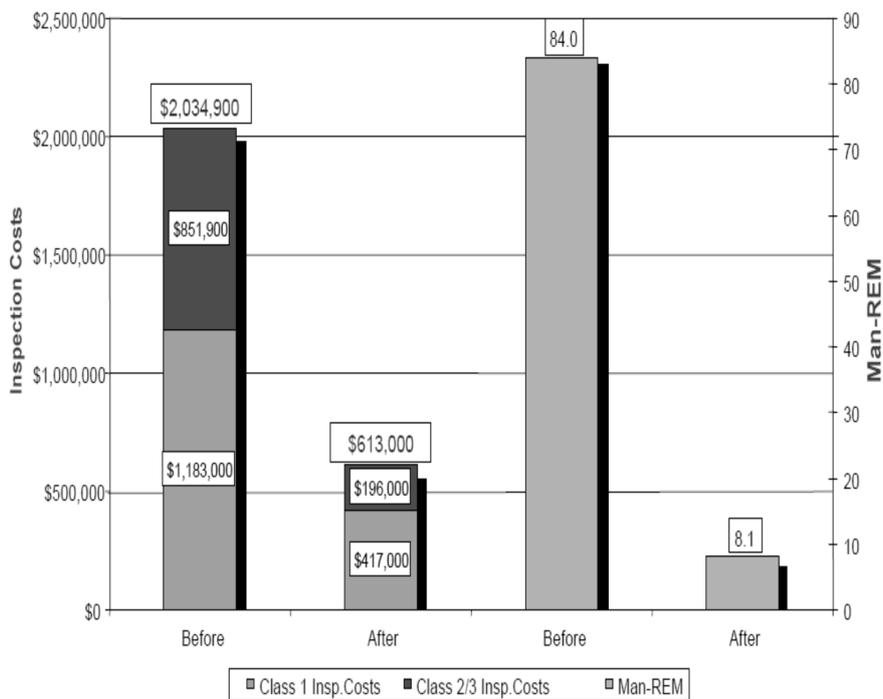


図 3-7 RI-ISI の適用による検査費用と被ばく線量（人レム）の低減効果（年あたり）

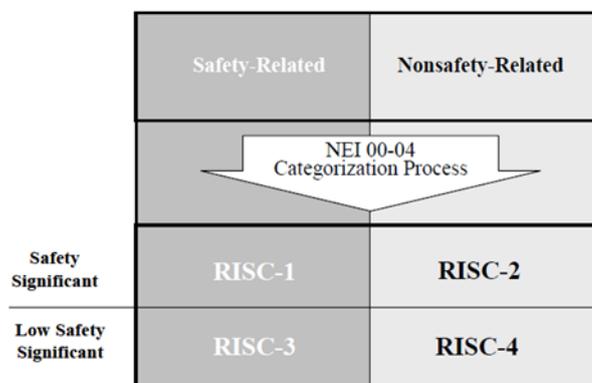
3.6 リスク情報を活用した SSC の再分類 (10CFR50.69)

(1) 規則 (10CFR50.69) の概要

NRC の各種の安全規制 (例、保守規則) が適用される設備は一般に、全ての安全関連の機器と一部の非安全関連機器とされている。

10CFR50.69「リスク情報を活用した構築物・系統・機器の分類及び取扱い」(2004年11月22日公表)を利用すれば、リスク情報を活用することで、これまで安全関連機器の多くが必要とされた規制上の要件を、そのうち安全上の重要度が低い構築物・系統・機器(SSC)(下図のRISC-3)については、免除あるいは従来とは別の取扱いをすることが可能となる。

Figure 1-1
RISK INFORMED SAFETY CLASSIFICATIONS (RISC)



RISC-1 : 安全上重要な機能を遂行する安全関連 SSC

RISC-2 : 安全上重要な機能を遂行する非安全関連 SSC

RISC-3 : 安全上の重要度が低い機能を遂行する安全関連 SSC

RISC-4 : 安全上の重要度が低い機能を遂行する非安全関連 SSC

図 3-8 リスク情報を活用した安全クラス分類 (NEI 00-04) (資料 1)

これまでの検討の結果、安全関連機器の約 75%はリスク上の重要度が低いとの評価が得られている。

10CFR50.69 によれば、安全関連であってもリスク上の重要度が低い機器は下記の規制要件への対応について緩和が目指せる。

- (i) 10CFR Part21 (不適合の通知)
- (ii) 10CFR50.46a (原子炉冷却系ベント要件) の(b)項で、10CFR Part50 附則 B との適合を要求している部分
- (iii) 10CFR50.49 (耐環境性能検証)
- (iv) 10CFR50.55 (建設許可条件) の(e)項
- (v) 10CFR50.55a(f)における供用期間中試験要件 ; 10CFR50.55a(g)における ASME

Class 2 及び Class 3 SSC の供用期間中検査、補修及び交換要件（破壊靱性を除く）；
10CFR50.55a(h)における参照で取り込まれている、IEEE 279 の 4.3 及び 4.4 節または
IEEE 603-1991 の 5.3 及び 5.4 節の電気機器品質及び品質保証要件

- (vi) 10CFR50.65（保守規則）のうち、(a)(4)項以外
- (vii) 10CFR50.72（即時通報要件）
- (viii) 10CFR50.73（LER 要件）
- (ix) 10CFR Part50 附則 B（品質保証要件）
- (x) 以下の要件を満たしている貫通部及び弁について、10CFR Part50 附則 J のオプション A,B におけるタイプ B 及び C 漏洩試験要件：
 - (A) 呼び径が 1 インチまたはそれ未満、または連続して加圧されている格納容器貫通部。
 - (B) 次の 1 つ以上の要件を満たす格納容器隔離弁について：
 - (1) 弁は、炉心損傷事象を防止または緩和する事故状態で開となること。
 - (2) 弁は常時閉で、物理的に閉止され水が満たされた系であること。
 - (3) 弁は物理的な閉鎖系内にあり、系の配管圧力は格納容器の設計圧力以上であり、原子炉冷却材圧力バウンダリと接続されていないこと。
 - (4) 弁の呼び径は 1 インチまたはそれ未満であること。
- (xi) Part100 の附則 A、VI(a)(1)及び VI(a)(2)節のうち、安全停止地震及び設計基準地震に耐えるよう SSC が設計されたことを実証するため、品質保証試験及び所定の工学手法を要求している部分について。

本規則の適用を申請する場合、以下の情報を含む認可変更申請書を NRC に提出する必要がある。

- (i) RISC-1、RISC-2、RISC-3 及び RISC-4 を分類するプロセスの記述。
- (ii) 通常運転、低出力、停止時の内部及び外部事象（シビアアクシデントに対する脆弱性評価で使用した、プラント個別の PRA、裕度タイプのアプローチ、または他の系統的評価技術を含む）を評価する系統的プロセスの品質及び詳細度を確保するためにとった手段の記述。
- (iii) §50.69(c)(1)(i)を満足するために実施した、PRA レビュープロセスの結果。
- (iv) §50.69(c)(1)(iv)を満足するために実施した、評価の記述及び妥当性の根拠。本評価では、共通原因相互作用による影響、動的・静的機能に対して知られている劣化メカニズムによる影響を含め、内部及び外部起因事象やプラント運転モード（例：全出力及び停止条件）を扱わなければならない。

10 CFR 50.69（リスク情報を活用した SSC 分類）に関連した規制文書の体系は、以下の通りである（図 3-9 参照）。

- ・ 規則（10CFR50.69）に対する NRC の規制指針として Reg. Guide 1.201 があり、そこでは産業界のガイダンス（NEI 00-04「10 CFR 50.69 SSC 分類ガイダンス」）を規制上の見解付きでエンドースしている。また同規則では、リスク情報活用に関する全般的なガイダンスとして Reg. Guide 1.174 及び Reg. Guide 1.200 も関連している。
- ・ 10 CFR 50.69 の認可変更申請書を作成する際の産業界ガイダンスとして NEI 16-09「リスク情報を活用したエンジニアリング・プログラム(50.69)実施ガイドライン」が作成されていて、申請書のひな型などが提供されている。
- ・ リスク情報を活用して SSC を分類するための具体的な手法を示したガイダンスとして NEI 00-04 が作成されている。また、これを補足するためのガイドラインとして Arkansas Nuclear One（ANO）-2 発電所のリスク情報を活用した補修／交換のリリーフリクエスト（RI-RRA）と同手法の改良版である EPRI 1022945（有償）が引用されている。
- ・ 上記の分類の結果、事業者管理の扱いが認められた SSC に対する代替取扱い手法ガイダンスとして EPRI 1015099（有償）が作成されている。また、これを補足するガイドラインとして耐震性能保証に関するガイドライン EPRI 1011783（無償）と耐環境性能検証に関するガイドライン EPRI 1009748（無償）が引用されている。

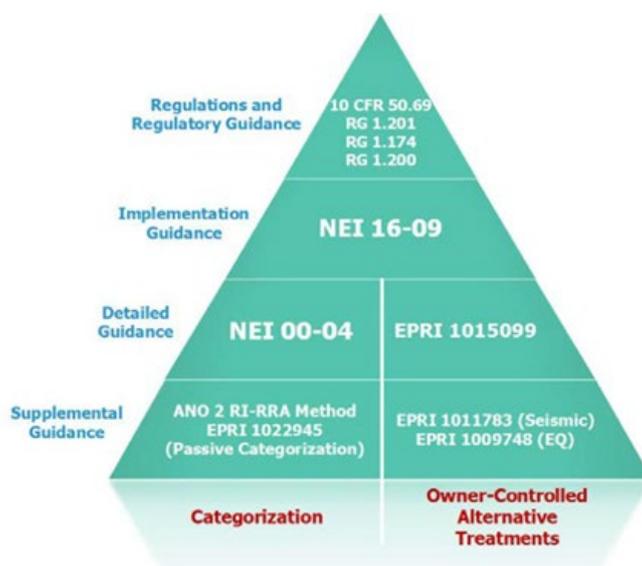


図 3-9 10CFR50.69（リスク情報を活用した SSC 分類）の規制体系
（2017 年 4 月付 NEI 16-09）

(2) 事業者の申請状況（10CFR50.69）

本規則はオプション規則であって、申請に要するコスト効果がないと判断されれば、本規則適合への申請を行う必要はない。

これまで、本規則ができる前に申請を行って承認を受けた STP (South Texas Project) 発電所 (WH-PWR) のほか、10CFR50.69 適用のパイロットプラントである Vogtle-1/2 (WH-PWR) からの申請が 2012 年 8 月 31 日付で NRC に提出され、2014 年 12 月 17 日付で NRC の承認を得ている。また、パイロット申請ではない初の Limerick-1/2 (BWR/4) の認可変更申請書 (2017 年 6 月 28 日付) は、2018 年 7 月 31 日に NRC の承認を得た。

その他の発電所の申請・承認はあまり進んでいなかった。それは、得られるメリットが大きいため、申請書に必要な PRA の品質はそれなりに高いものであることが要求されているためである。

例えば、申請のガイダンスである NEI 00-04 では、内の事象については PRA を要求しているが、他のハザードについては必ずしもそうではないが、火災については火災 PRA (ピアレビューされているものが必要) か、もしくは FIVE (Fire Induced Vulnerability Evaluation : 火災時脆弱性評価手法) 手法が、また地震リスクについては地震 PRA か、もしくはそれよりやや保守的な IPEEE で行われた耐震余裕評価手法が許容される。その他の外部事象 (強風、外部洪水など) については、PRA またはスクリーニング解析が必要とされる。また、停止時 PRA または停止時安全管理計画の検討も必要とされる。

このように申請書で要求される、主に火災と地震に対する PRA の品質が (他のリスク情報活用申請のケースに比べて) 比較的高いことが障害となって、事業者側の導入の動きは遅かった。

NEI を中心とする産業界では、本要件の導入によって得られるコスト効果を多くの事業者が受けることを促進するため、2017 年 3 月にその申請書のテンプレートとなる文書を作成し、DNP (「原子力の将来の約束」と呼ばれる、発電コスト 30%低減を目指した産業界の自主的プログラム) のもとで、2 件の通達文書を送付している。

- ・ Efficiency Bulletin 17-09 : リスク情報を活用したエンジニアリング・プログラムの産業界大での採用 (10CFR50.69) (2017 年 3 月 23 日)
- ・ Efficiency Bulletin 17-16 : 10CFR50.69 の実施計画のための分類と代替措置の産業界での調整 (2017 年 7 月 10 日)

2 件の通知文書では、NEI 00-04 と NEI 16-09 のガイダンスを使用して、規則で要求される申請書を作成することを促している。

なお、Efficiency Bulletin (EB) 17-09 の添付資料 1 には、申請書のテンプレート文書 (産業界 50.69 認可修正申請 (LAR) テンプレートとテンプレート補完ガイダンス) が掲載されている。そして、本通達と並行して発行される Efficiency Bulletin 17-16 とを利用することで、10CFR50.69 適用の申請書作成をサポートするものとしている (図 3-7 を参照)。

このような動きもあって、2017 年以降は、多くの発電所から 10CFR50.69 に基づく認可変更申請書が提出され、審査が進んでいる。

2017 年以降の申請数は合計 19 件で、そのうち 3 件は撤回、2020 年末までに 12 件が

NRC の承認済となっている。なお、NRC の Web サイトには、10CFR50.69 に関するレビュー状況の概要が示されている。

表 3-1 Vogtle-1/2 での 10CFR50.69 適用後の重要度分類結果（機器別）（資料 3）

VEGP System	Components	RISC-1	RISC-2	RISC-3	RISC-4
Containment Spray	1085	129	7	804	145
Radiation Monitoring	1,930	0	0	540	1390
Component Cooling Water	2,112	84	12	1321	695
Essential Chilled Water	4,515	132	0	3989	394
Chemical Volume and Control System	9,787	1118	93	6379	2197
Total	19,429	1463	112	13033	4821
Percentage		8%	1%	67%	25%

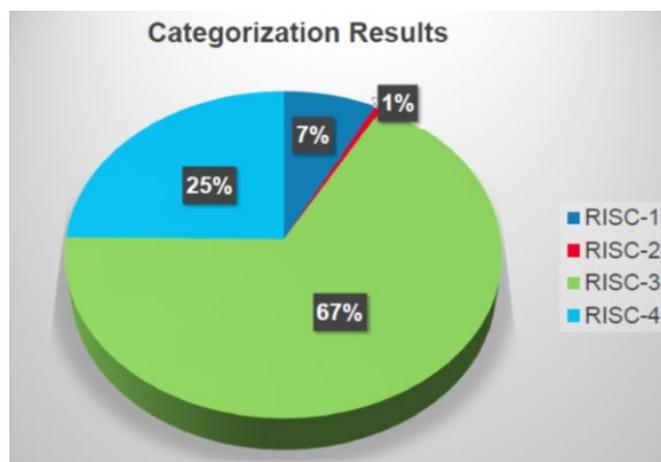


図 3-10 Vogtle-1/2 での 10CFR50.69 適用後の重要度分類結果（割合）（資料 4）



EB 17-09（LAR 提出）の後に EB 17-XX（分類と代替取扱い）が発行される。これに基づく認可変更申請（LAR）が NRC によって承認されると、50.69 の履行が可能になる。（注：EB 17-XX は EB 17-16 として発行された）

図 3-11 2 件の通達文書による 50.69 申請の促進（EB 17-09 の図より）

3.7 リスク情報の活用がもたらす便益（2008年、EPRI白書）

保守規則、Tech. Spec.、供用期間中検査 (ISI) などの分野で、リスク情報を活用した NRC の規制とその事業者対応によって、安全上そして運転上の便益がもたらされていることをまとめた EPRI の白書が 2008 年に出ている。

本白書によれば、リスク情報の適用分野としては、NRC による原子炉監視プロセス (ROP)、保守規則対応、Tech. Spec. (サーベイランス試験間隔、待機除外時間など)、供用中検査 (ISI)、格納容器漏洩率試験、品質保証要件/安全クラス分類、火災防護規則などがある。

その中でも、リスク情報を活用したパフォーマンス・ベースの規制の最初の代表的な例は、保守規則であるとされている。保守規則対応では、リスク上重要な設備 (SSC) の確認とパフォーマンスの監視に、リスク情報が利用されており、(運転中、停止中ともに) 保守作業時の設備の待機除外に伴うリスクの増分の評価と管理のために、定性的/定量的リスク評価が利用されている。停止時保守のリスク評価は、深層防護 (DID) の観点から定性的評価が、また運転中保守のリスク評価ではコンフィグレーションに応じたリスクを定量化するモデル (リスクモニター) が一般に使用されている。

RI-ISI では、配管の破損確率と破損時の安全上の重要度に応じて検査方法を設定するものとし、EPRI 手法と WOG 手法の 2 種類が開発された (後者がより定量的な評価、特に配管の破損確率評価について)。

品質保証要件・安全クラス分類への適用は、新たな規則 10CFR50.69「リスク情報を活用した構築物・系統・機器の分類及び取扱い」(2004年11月22日公表)にて、従来の安全関連という分類に加えて、リスク重要度に応じた設備の重要度分類を認めるもので、リスク重要度が低ければ、安全関連の設備でも、特別な取り扱い要件 (供用期間中試験 (IST)、品質保証、保守規則の監視スコープ、その他) が免除されるという仕組みである。

その他に、Tech. Spec. (サーベイランス試験間隔、待機除外時間 (AOT) など) へのリスク情報の活用が進んでいる。

なお、リスク情報の更なる活用に向けては、PRA の品質向上の必要性が認識されている。

上記について経緯とその内容を表 3-2 にまとめた。

また、白書に掲載されている二つの表を表 3-3 と 3-4 に転記する。表 3-3 では、「リスク情報を活用した既存の規制がもたらす価値」がその適用分野別に、安全上の便益と運転上の便益として示されている。また表 3-4 にはリスク情報を活用した新たな規制措置がもたらす価値が同様に示してまとめられている。

表 3-2 米国におけるリスク情報活用の主な適用分野

適用開始の時期	適用分野	リスク情報の活用方法
既存の適用分野		
1996 年	保守規則対応： (a) (2) 項	リスク上重要な設備 (SSC) に対しては、運転パフォーマンスの監視単位を細かくする (SSC レベルでの監視)
1999 年	保守規則対応：(a) (4) 項	保守に伴うリスクを評価し管理することが要求されている。設備の待機除外に伴うリスクの評価（定性的あるいは定量的）とリスク管理措置が必要。これを満たせば、運転中保全が実施可能。
1998 年	リスク情報を活用した Tech. Spec.	Tech. Spec.の変更：リスク情報を活用して許容待機除外時間 (AOT) を延長する（例、非常用 DG の AOT を 3 日から 14 日に延長）。一次的な延長申請もある。
		非常時の Tech. Spec.の変更：許容待機除外時間 (AOT)（完了時間 (CT) とも呼ばれる）が遵守できそうにない場合に発電所停止を回避するために、リスクを評価することで Tech. Spec.の AOT (CT) を変更する。
		安全上重要でない場合に Tech. Spec.の運転モード変更要件を緩和する。
		サーベイランス試験を見逃した場合のプラント停止要件について、リスク情報を活用して緩和する。
1998 年	供用中検査 (ISI)	配管溶接部の検査箇所を、従来の決定論ではなく、リスクの大きさに基づいて選定することで、検査箇所／被ばく線量の低減につなげる。EPRI 手法と WOG の手法がある。
2000 年	NRC による原子炉監視プロセス (ROP)	NRC による規制検査では、リスク上重要な設備状態や事象に主眼が置かれる。指摘事項の重要性は、リスク重要度に応じて色分けされる（重要度決定プロセス (SDP)）。パフォーマンス指標 (PI) のしきい値設定にリスク情報を活用。事業者側は、SDP クロスチェックを実施。
1995 年	格納容器漏洩率試験 (10CFR50 附則 J)	リスク上の重要性が大きくないことから、過去の試験結果に応じて総合漏洩率試験の要件を緩和する（頻度の延長を認める）。
(2008 年 2 月の白書の発行時点で) 進行中の新たな規制とその対応		
2004 年	特別な取り扱い要件 (10CFR50.69)	従来の安全関連という分類に加えて、リスク重要度に応じた設備の重要度分類を認める。安全上の重要度が低ければ、安全関連の設備でも、特別な取り扱い要件（供用期間中試験 (IST)、品質保証、保守規則の監視スコープ、その他）が緩和される。

2004年	火災防護規則 (10CFR50.48(c) /NFPA 805)	従来の規範的な規制要件に代わるオプションとして、リスク情報を活用したパフォーマンス・ベースのアプローチ (NFPA 805) を認める。このオプションを追求する事業者は火災 PRA を実施。
2006年	Tech. Spec. (サーベイランス試験頻度の管理プログラム)	サーベイランス頻度を事業者管理文書に移行する。リスク情報に基づいてサーベイランス試験間隔 (STI) 頻度を設定し、NRC の事前承認を不要とする。 2006年にNRCは産業界のガイダンス (NEI 04-10) を承認。
2007年	Tech. Spec. (柔軟な AOT/CT)	運転制限条件 (LCO) 逸脱時に、コンフィグレーションに応じたリスク評価モデルを使用して、保守作業の実施 (AOT/CT の延長) の適否を判断。リスク管理 Tech. Spec. (RMTS) と呼ばれる。 2007年にNRCは産業界の RMTS ガイダンス (NEI 06-09) を承認。
(検討中)	ECCS 要件 (10 CFR50.46)	従来の大破断 LOCA の解析要件に対して、リスク情報を活用したパフォーマンス・ベースの代替評価を認めるもの (検討中)。

(An EPRI White Paper, Safety and Operational Benefits of Risk-Informed Initiatives, February 2008、その他より作成)

表 3-3 リスク情報を活用した既存の規制がもたらす価値 (EPRI 白書の表 1)

適用分野	安全上の便益	運転上の便益
保守規則対応： (a) (2) 項	<ul style="list-style-type: none"> ・リスク情報を活用した環境を実現 ・リスクの重要性に焦点を当てた ・リスク上重要な SSC のアンアベイラビリティの削減 ・正味のリスクの低減 	<ul style="list-style-type: none"> ・重要でない SSC に対する注目度の低減 ・最小限の直接的な利益
同 (a) (4) 項	<ul style="list-style-type: none"> ・プラント構成に焦点を当てる ・より安全な停止 ・SSC のアンアベイラビリティの短縮 ・SSC パフォーマンスの向上 ・正味リスク低減 	<ul style="list-style-type: none"> ・保守スケジューリングの柔軟性が向上 ・より高品質な保守 ・より短くより複雑でない停止時保守作業 ・停止期間短縮により稼働率と設備利用率の増加 ・停止時に必要なリソースの削減
原子炉監視プロセス (ROP)	<ul style="list-style-type: none"> ・リスク上の重要性について規制上の焦点を確立 ・リスク上重要な SSC のアンアベイラビリティの削減 ・正味のリスク低減 	<ul style="list-style-type: none"> ・安全上重要でないものに対する注目度を大幅に減少 ・重要でない検査結果に費やされるリソースの削減 ・事業者対応が必要なレベル IV の検査所見数の大幅な減少
Tech. Spec. (リスク情報を活用した AOT の変更)	<ul style="list-style-type: none"> ・重要な保守活動中のプラント構成の制御の強化(第 2 層及び 3 層の制御) ・安全上の影響が最小限であることの確認 	<ul style="list-style-type: none"> ・保守スケジューリングの柔軟性が向上 ・より高品質な保守 ・より短く複雑でない停止時保守作業 ・停止期間短縮による稼働率と設備利用率の増加 ・停止時に必要なリソースの削減
Tech. Spec. (非常時の変更)	<ul style="list-style-type: none"> ・アンアベイラビリティ期間中のプラント構成の制御の強化 ・プラント停止を回避 ・安全上の影響が最小限であることの確認 	<ul style="list-style-type: none"> ・修理作業計画の改善 ・停止を回避することでプラント稼働率と設備利用率の増加
Tech. Spec. (モード変更：イニシアチブ 3)	<ul style="list-style-type: none"> ・モード変更によるリスク上重要な制約事項に焦点を当てる ・安全上の影響が最小限であることの確認 	<ul style="list-style-type: none"> ・同時実行作業において効果的な運転モードの計画を可能にする (制約を修正したうえで) ・停止期間短縮によるプラント稼働率と設備利用率の増加

Tech. Spec. (サーベイランス試験の見逃し: イニシアチブ 2)	<ul style="list-style-type: none"> ・リスク上重要な活動に焦点を当てる ・安全上の影響が最小限であることの確認 	<ul style="list-style-type: none"> ・プラント停止の回避と迅速な強制停止を計画 ・停止を回避することでプラント稼働率と設備利用率の増加
供用中検査 (ISI)	<ul style="list-style-type: none"> ・リスク上重要な検査に焦点を当てる 	<ul style="list-style-type: none"> ・検査コストの削減 ・職員の被ばくの減少 ・より短くて複雑でない停止時保守作業 ・停止期間を短縮することでプラントの稼働率と設備利用率を増加 ・停止時に必要なリソースの削減
格納容器漏洩率試験	<ul style="list-style-type: none"> ・安全上の影響が最小限であることの確認 	<ul style="list-style-type: none"> ・減らされた点検 ・職員被ばくの減少 ・より短く複雑でない停止時保守作業 ・停止期間短縮による稼働率と設備利用率の増加

表 3-4 リスク情報を活用した新たな規制措置がもたらす価値 (EPRI 白書の表 2)

適用分野	安全上の便益	運転上の便益
特別な取り扱い要件 (10CFR50.69)	<ul style="list-style-type: none"> ・リスク上重要な SSC に焦点を当てる ・安全文化の改善 ・安全上の影響が最小限であることの確認 	<ul style="list-style-type: none"> ・重要でない SSC に対する注目度の軽減 ・調達コストの削減 ・品質保証 (QA) と試験費用の削減
Tech. Spec. (サーベイランス試験間隔の延長)	<ul style="list-style-type: none"> ・リスク上重要な SSC に焦点を当てる ・安全文化の改善 ・安全上の影響が最小限であることの確認 	<ul style="list-style-type: none"> ・不要な試験の排除 ・被ばくの減少 ・より短く複雑でない停止時保守作業 ・トリップリスクを軽減 ・停止期間短縮による稼働率と設備利用率の向上
火災防護規則	<ul style="list-style-type: none"> ・リスク上重要な SSC に焦点を当てる ・安全文化の改善 ・安全上の影響が最小限であることの確認 	<ul style="list-style-type: none"> ・重要でない活動に対する注目度の軽減 ・進展する火災の問題・要件に対処するためのよりコスト効果性の高いアプローチ
Tech. Spec. (柔軟な AOT)	<ul style="list-style-type: none"> ・アンアベイラビリティ時のプラント構成の制御の強化 ・プラント停止の回避 ・安全上の影響が最小限であることの確認 	<ul style="list-style-type: none"> ・保守スケジューリングの柔軟性が向上 ・より高品質な保守 ・より短く複雑でない停止時保守作業 ・停止の回避と停止期間の短縮による稼働率と設備利用率の増加
ECCS 要件 (10CFR50.46)	<ul style="list-style-type: none"> ・リスク上重要な ECCS 要件に焦点を当てる ・ECCS の信頼性の向上 ・ディーゼル発電機の信頼性の向上 	<ul style="list-style-type: none"> ・リスクの低い DBA 条件に費やした過剰な負荷の削減 ・リスク上重要でない出費を回避するための追加の規制マージン ・格納容器スプレー設計の最適化 ・ディーゼル発電機の急速起動を排除 ・ディーゼル発電機の負荷をより可能性の高い事象に向ける ・燃料設計を最適化するために炉心ピーク係数を変更 ・アキュムレータ設定点を最適化 ・出力増加

資料

- 1) PRA Policy Statement, 60 FR 42622, August 16, 1995
- 2) <https://www.nrc.gov/about-nrc/regulatory/risk-informed/history.html>
- 3) NUREG/BR-0175, Revision 2, A Short History of Nuclear Regulation, 1946–2009, September 2010
- 4) NRC Commission Voting Record, SECY-98-144, White Paper on Risk-Informed, Performance-Based Regulation, NRC, February 24, 1999
- 5) Boggess C. L. et. al., “Developments on Implementation of WOG Risk-informed Inservice Inspection Methodology”, ICONE 10-22732, April pp.14-18 (2002)
- 6) Risk-Informed Decision Making: A Survey of United States, University of California and Central Research Institute of the Electric Power Industry, (2017)
https://criepi.denken.or.jp/jp/nrrc/pdf/ridm_report_en.pdf?v2
- 7) NEI 00-04, 10 CFR 50.69 SSC Categorization Guideline, July 2005
- 8) NEI 16-09, Risk Informed Engineering Programs (50.69) Implementation Guidance, April 2017
- 9) Implementation of 10CFR50.69 and Risk-Managed Technical Specifications at Southern Nuclear, Pamela Burns, 2018 Regulatory Information Conference
- 10) NEI Efficiency Bulletin: 17-09, Industrywide Coordinated Licensing of 10 CFR 50.69, March 23, 2017.
- 11) NEI Efficiency Bulletin: 17-16, Industry Coordination of Categorization and Alternative Treatments for 10 CFR 50.69 Implementation Plans, July 10, 2017
- 12) NRC Website
<https://www.nrc.gov/about-nrc/regulatory/risk-informed/rpp/reactor-safety-operating.html#10cfr5069>
- 13) An EPRI White Paper, Safety and Operational Benefits of Risk-Informed Initiatives, February 2008

4. その他の規制とその対応（10CFR50.59、認可変更、バックフィット規則）

4.1 認可条件とその変更手続き（Tech. Spec.と 10CFR50.59 関係）

米国の運転認可発給時に作成される最終安全解析書（FSAR）には、発電所の設計や運転にかかわるすべての許認可条件が記載されている。その許認可条件を変更するには、その重要度に応じて後述する所定の手続きが必要になる。

発電所の運転管理条件を記載する Tech. Spec.は FSAR の 16 章に相当し、FSAR とは別文書で運用管理されている。米国では当初から Tech. Spec.の記載内容は 10CFR50.36 で規定されていたが、そのガイダンス文書は作られていなかったため、各プラントの Tech. Spec.には重要性のレベルが異なる様々な項目が取り込まれた。また、Tech. Spec.は認可条件の一部でありその記載内容の変更には NRC の事前承認が必要となるため、必要の無い記述を削除せずに残したまま、次第に膨大で扱いにくいものとなった。1980 年代以降、NRC と産業界が共同して Tech. Spec.改善プログラムが開始され、新たな標準 Tech. Spec.の作成、Tech. Spec.で問題となっている項目の改善、Tech. Spec.から削除すべき要件の検討、リスクの観点からの Tech. Spec.要件の見直し等、各種の検討作業が進められた。その後 1998 年 8 月には、リスク情報を活用した Tech. Spec.の変更に関するガイダンス（Reg. Guide 1.177）が NRC から公表されるなどして、その記載内容が安全上の重要性に応じたものとなるよう努力が払われている

また、認可条件に抵触しない、すなわち安全上重要ではないマイナーな変更について NRC の事前承認を不要とする規制上の取扱い要件は 10CFR50.59 に規定されていたが、事業者と NRC 間でその解釈に相違があるといった課題があったため、後述するように、その基準をより明確化するための改定規則が 1999 年 10 月 4 日付で公表された。そして、これに関連する基準 Reg. Guide 1.187 と産業界ガイダンス（NEI 96-07, Rev. 1 : 2000 年 11 月付）が発行され、NRC と事業者の解釈の違いの低減に役立っている。

10CFR50.59 では、計画された変更、検査及び試験が Tech. Spec.の変更及び未審査の安全上の問題に関係しない場合には、安全解析書（SAR）に規定された施設及び手順の変更、ならびに SAR に規定されていない検査及び試験を実施することができるとしている。また、次の場合には未審査の安全上の問題に関係するとしている。

- ・ 既に SAR で評価された安全上重要な機器の事故及び故障の発生確率またはその影響が増す可能性がある場合
- ・ 既に SAR で評価したものと異なる種類の事故及び故障を生じる可能性がある場合
- ・ Tech. Spec.の根拠として規定された安全裕度を減じる場合

1990 年初頭、Millstone-1 発電所で使用済み燃料冷却能力に関する最終安全解析書（FSAR）の記載内容と実際の燃料交換手順が整合していない問題が明らかになった（Millstone-1 で

は、使用済み燃料プールの冷却に係る安全解析から、通常は使用済燃料の 3 分の 1 しかプールに移動できないと規定されていたにもかかわらず、緊急用の措置として認められていたフルコアオフロード(全取出し)が通常の手順として実施されていた)。これに対して NRC は、1996 年 1 月に同発電所を NRC の問題プラント・リストのカテゴリ 2 (NRC 委員会が注意深く監視する) に挙げた。これにより Millstone-1 は、1995 年 11 月に燃料交換停止して以来、自主的に運転を停止した。その後 NRC は、1996 年 6 月以降、問題プラント・リストの中でも最も厳しいカテゴリ 3 (運転停止中で、運転再開には NRC 委員会の承認が必要) に挙げて、監視を強化した。

NRC は、Millstone-1 以外の発電所でも同様の問題がある可能性があるとして、米国内の 110 基の原子力発電所の使用済み燃料冷却能力に関する FSAR の記載内容と実際の燃料交換手順について調査を行い、その結果を 1996 年 5 月 22 日付で公表した。この調査の結果、FSAR の記載内容と矛盾する燃料交換作業を行っていた可能性がある発電所が 15 基指摘された。これらの発電所では、次の燃料交換停止時まで矛盾点を解消するための対策が実施された。また、使用済み燃料貯蔵容量、熱出力、燃焼度等、使用済み燃料プールの冷却能力に関連する比較的最近認められた認可条件の変更が、FSAR の更新版に適切に反映されていない発電所が 18 基あった。これらの認可条件の変更は、いずれも個別に安全審査が行われ承認されている。従って、FSAR の更新版に反映されていないこと自体は安全上の問題ではないが、発電所の最新の認可条件を反映して FSAR を定期的に更新することを求める 10CFR50.71(e)の要件に違反している。

10CFR50.59 に基づく変更、検査及び試験は 30 年以上の実験経験があるが、その判断基準が曖昧であるため、設置者により誤った判断が行われている例があることが明らかになった。NRC は、このような問題を繰り返さないように対策を検討し、10CFR50.59「変更、検査及び試験」の表現を明確化するための最終改定規則を、1999 年 10 月 4 日付官報 (64FR53582) で公表した。主な改定点は以下のとおりである。

- ・ 「probability」が「frequency」と「likelihood」に区別された。
- ・ 「(c)(2)(vii) Tech. Spec.に関連する安全裕度を減じる場合」が削除され、「(c)(2)(vii) 核分裂生成物障壁に関する設計基準限度を超える、または変更する場合」、「(c)(2)(viii) 設計基準の検討や安全解析で用いた UFSAR に記載されている評価手法から逸脱する場合」が追加された。
- ・ 冗長な表現が整理された。

また、NRC は、2000 年 11 月付で NRC の事前承認なしで行える軽微な変更に関する改定規則 (10CFR50.59) の内容を反映したガイダンスとして Reg. Guide 1.187 を公表した。本ガイダンスでは、原子力エネルギー協議会 (NEI) の作成した NEI 96-07, Rev. 1

「10CFR50.59 実施のためのガイドライン」を、以下を含むいくつかの条件付きで承認できる手法であるとしてエンドースしている。

- ・ NEI 96-07, Rev. 1 で参照されている文献まで容認可能なガイダンスとはしない。
- ・ NEI 96-07, Rev. 1 に示されている事例が全ての発電所に適用可能であるとは認識していない。
- ・ NEI 96-07, Rev. 1 は、独立使用済燃料貯蔵施設等に係る 10CFR72.48 「変更、検査及び試験」の実施のためのガイダンスとして容認する。

4.2 許認可条件変更の効率化プロセス(民間規格、トピカルレポート、パイロットスタディ)

上記の 10CFR50.59 の条件に適合しない場合は、10CFR50.90 の規定の下で認可条件を変更する必要がある、NRC の事前承認が必要となる。その場合の NRC の審査を効率化するための工夫が、下記のようにいろいろなされてきている。これは事業者側にとっては審査プロセスやその容認基準が明確になるというメリットもある。通常、事業者には NRC の審査時間に応じて NRC から審査料が課されるので、その短縮化は費用軽減につながる。

民間規格の活用

規則に示される規制要件を遵守するための方法を示すガイダンスは通常、NRC の Reg. Guide で示されることが多いが、そのガイダンス資料を民間の規格団体(学協会)や産業界が作成して、NRC の承認(エンドース)を求める方法が取られる場合がある。この仕組みが進んでいる背景には、NRC は政府機関の一つとして、法の要求の下で民間規格(標準)をできる限り活用することが義務付けられているという事情もある。つまり米国では、国家技術移転・促進法(NTTAA: Pub. L. 104-113)により、コンセンサス標準(民間団体において専門家の合意したものとして作成された標準)を国の規制において積極的に活用することが基本方針として定められており、これに基づいて、NRC は民間規格策定への職員の参画を奨めるとともに、産業界に対し NRC がエンドースできる規定や規格の策定を奨励している。

学協会規格のエンドースの代表例として、従来から NRC 規則 10CFR50.55a (規格及びスタンダード)において、原子力発電所の建設許可の基準において米国機械学会(ASME)の規格を引用していた。

本調査で取り上げた保守規則(10CFR50.65)では事業者団体である NUMARC (現在の NEI) がガイダンス NUMARC 93-01 を作成し、NRC が Reg. Guide 1.160 でその使用を承認(エンドース)するという形で導入が進んでいる。産業界が希望する形で規制要件に適合する具体的な方法を実現するための仕組みとして機能している。

NRC はその Web サイトで、民間規格の活用方法プロセスとその実情を詳しく説明している。

トピカルレポート審査

NRC が審査する事項（トピック）について、燃料設計など、各事業者に共通したテーマについては事前にベンダーなどがそのトピックについて扱ったレポート（トピカルレポート）を作成し、NRC の安全審査を済ませておくことで、個別の審査を効率化する方法が取られる。NRC のトピカルレポートの審査プロセスについて規定した文書（LIC-500）が作成されている。

パイロットスタディ／パイロットプラント

新たな規制要件が作成される際に事前にパイロット的いくつかの発電所（パイロットプラント）が先行的にその審査の対象となって審査を進めることで、課題の洗い出しや解決策の検討に役立てる手法が取られる。パイロットプラントはあくまで自発的に参画することになるが、当該の審査については審査料が課されないことなどにより、審査料の軽減や規制違反に伴う罰則の過料などの面で、事業者に対しても便宜が図られるといったメリットがあると考えられる。

例として、NRC は 1992 年 3 月 19 日付で **Generic Letter 92-3** 「現行の認可ベースのとりまとめ：パイロット・プログラムへの自主的な参加の要請」を発行し、認可更新規則の作成において事前検討が必要な情報として、現行の認可ベースをとりまとめることの利益・不利益を評価するためのパイロット・プログラムに産業界が参加することを要請していたが、その際、参加するパイロットプラントに対しては、当該の審査については審査料が課されないことや、罰則面での配慮措置についても通知している。

4.3 バックフィット規則（コスト効果性の考慮）

プラントの設計、手順、組織等に関して、規則の改定その他によって NRC が被認可者に対して変更要求を課すことを、「バックフィット（遡及適用）」と呼ぶ。

バックフィットは、1970 年 3 月に策定されたバックフィット規則（10CFR50.109）に基づき実施されてきたが、規則内容が抽象的であり、その適用の際に NRC スタッフの判断に左右される面が強い等の問題があったため、産業界を中心に判断基準の明確化のための規則改定が必要であるとの認識が高まった。

そこで NRC は、1985 年 9 月 20 日付で改定規則を公表し、バックフィットの要否判定に関して、「...バックフィットに要する直接及び間接コストの増加が、バックフィットを行なうことによるメリットに照らし、正当化されること」とした。これに対して憂慮する科学者同盟（UCS）は、「原子力法の規定の下では、NRC にはコストを考慮して規制上の（バックフィット）決定を行う権限は与えられていない」と主張して、「改定規則が無効である」との訴訟を起こした。

1987 年 8 月 4 日連邦控訴裁判所は、この訴えを部分的に認め、NRC のバックフィット改定規則を無効とする判決を下した。判決では、「公衆の適切な防護」を図る上ではコスト

を考慮できないが、それを超えた「追加の防護レベル」を達成するためならコストを考慮しても良いとされた。

NRC は、この判決の趣旨に沿って規則を再度改定し、1988 年 6 月 6 日付で公表した。再びこれを不服とした UCS は再度訴訟を起こしたが、1989 年 7 月 25 日に連邦控訴裁判所から改定規則の合法性を支持する判決が下された。

改定バックフィット規則でのバックフィットの要否判定基準は、以下のように 2 段階構造となっている。

- ① 公衆の健康と安全のための「適切な防護 (adequate protection)」を確保するためのバックフィット対策を考慮する場合は、NRC は対策に要する経済的コストを考慮しない。
- ② 上記以外の場合は（言い換えれば、「適切な防護」を超えた追加の防護レベルを達成するためには）、NRC はバックフィット対策に要するコストを考慮する。NRC の解析によって、安全性が実質的に増加し、かつバックフィットによる直接及び間接のコストの増加がバックフィットによる防護の利益に照らし合理的に正当化されると判断される場合、NRC はバックフィットを課す。

上記①の評価に関して、「適切な防護」に関する特別な規定はないが、これは技術や状況が変化するため、むしろ文書化すべきではないとの NRC の考えによるものである。一方、上記②の評価（バックフィット解析）は、NRC の規制上の分析 (Regulatory Analysis) ガイドラインに沿って実施される。

発電所に対するバックフィット措置の規制上の分析では、その措置が適切な防護に相当するものかどうか検討したうえで、バリュー・インパクト評価（コストと利益の評価）を行う前に、安全目標のスクリーニング基準に照らした評価が行われる。

例えば、当該の規制措置案による炉心損傷頻度の低減量 (ΔCDF) が、補助的な安全目標の数値に比べて大きい場合 ($\Delta CDF > 10^{-4}$ /炉年) は、規制上の分析をさらに進める（コスト利益評価に進む）という判断が下される（追加の防護に相当すると判断される）。

一方、炉心損傷頻度の低減量が、補助的な安全目標の数値に比べて十分小さい場合 ($\Delta CDF < 10^{-5}$ /炉年) は、その他の考慮因子（例、定性的評価）で正当化されない限り、（安全上の実質的な増加が想定されないことから）原則としてその案に示される措置の検討をそれ以上進めないという判断が下される。炉心損傷頻度の低減量が上記の範囲の間にある場合は、担当責任者が検討の進め方を判断する。これらの検討では、事故の防止に主眼を置いた炉心損傷頻度の低減だけではなく、格納容器の破損頻度についても必要に応じて考慮される。

バックフィット措置を伴う規制要件の変更にあたって、NRC がこのような検討と判断プロセスを取ることで、変更案がもたらす安全性向上の大きさとその費用効果が考慮される仕組みができています。

(補足)

NRC の安全目標政策声明書 (1986 年) では、定性的目標と定量的目標 (急性死亡リスク及びがん死亡リスク) を示している。また、NRC スタッフはこれに対する補助的な目標として、以下の性能目標をいろいろな審査において使用している。

- 炉心損傷頻度 < 10^{-4} /炉年
- 早期大規模放出頻度 < 10^{-5} /炉年

資料

- 1) 10 CFR 50.59, Changes, tests and experiments.
(<https://www.nrc.gov/reading-rm/doc-collections/cfr/part050/part050-0059.html>)
- 2) “Statement regarding Millstone by Dr. S. A. Jackson, Chairman of U. S. NRC at a public meeting in Connecticut, Aug. 6, 1996”, released by OPA.
- 3) NRC Press Release No. 96-154, “NRC issues report on Millstone allegations; Requires third-party oversight of employee concerns”, Oct. 24, 1996.
- 4) NRC Press Release No. 96-74, “NRC staff completes survey of refueling practices at nation’s nuclear power plants”, May 22, 1996.
- 5) 64FR53582, “10CFR Parts 50 and 72: Changes, Tests, and Experiments: Final Rule”, October 4, 1999.
- 6) Regulatory Guide 1.187, "Guidance for Implementation of 10 CFR 50.59, Changes, Tests, and Experiments", November 2000.
- 7) NRC Management Directive 6.5, "NRC Participation in the Development and Use of Consensus Standards", October 2016
- 8) NRR Office Instruction LIC-500, Revision 6, Topical Report Process Effective, March 12, 2018
(<https://www.nrc.gov/docs/ML1801/ML18016A217.pdf>)
- 9) NRC Generic Letter 92-03, Compilation of the Current Licensing Basis: Request for Voluntary Participation in Pilot Program, March 19, 1992
- 10) NUREG/BR-0058, Revision 4, Regulatory Analysis Guidelines of the U.S. Nuclear Regulatory Commission, September 2004

5. 原子炉監視プロセスの改善

NRC は 2000 年 4 月から原子炉監視プロセス (ROP) を開始し、リスク情報を活用したパフォーマンス・ベースの規制検査に移行した。ROP の下では、パフォーマンス指標 (PI) や検査の結果から、リスク情報に基づいて客観的に判定される色が低下し、パフォーマンスの低下が顕著にならない限り、規制検査の量は最小限度に留められ、事業者の裁量が最大限に発揮でき、良好な運転パフォーマンスの維持につなげることができる仕組みであるといえる。

5.1 ROP の概要

NRC が原子力発電所に対して実施する規制検査活動は、原子力発電所の監視プロセス (ROP: Reactor Oversight Process) として体系化され、2000 年 4 月から運用が開始された。

それ以前に行われていた規制検査は、「設置者パフォーマンスの体系的評価」(SALP: Systematic Assessment of Licensee Performance) と呼ばれるプログラムが主体であった。SALP プログラムは、TMI 事故のアクションプランに基づき 1981 年より実施されていたもので (TMI 事故の前に提案があったが、TMI 事故でその開始が未実施であった)、1993 年以降は各プラント別の 4 つの評価項目 (運転、保守、エンジニアリング、プラント支援) (SALP の開始時は 11 項目、その後 7 項目だった) について、直近 6 か月間の検査、強制措置実績等から 3 段階 (優れたパフォーマンスから順に 1~3 まで) で評価していた。評価結果は公開され、評価頻度の基本は 18 か月毎だが、パフォーマンスが良好であれば 24 か月毎に、反対に悪い場合は 12 か月毎に短縮された。しかしながら、SALP を主体とする当時の検査とその評価活動は主観的であるとか、評価基準が不明確であるなどの批判が寄せられていたため、ROP では客観的で理解しやすいものに刷新された。

ROP は、「検査プログラム」、「検査結果の重要度決定プロセス (SDP: Significance Determination Process)」、「パフォーマンス指標 (PI: Performance Indicator) プログラム」及びこれらの結果に基づく「規制対応」で構成される。重要度の高い問題にリソースを集中するためリスク情報を活用した概念を取り入れ (risk-informed)、客観的 (objective)、予測可能 (predictable) そして理解できる (understandable) 手法が採用されている。

ROP は、NRC が原子力発電所のパフォーマンスを監視し規制措置を実施する運用の枠組みであり、ROP そのものは規制要件ではない。従って ROP の内容は、規則や規制文書には記載されず、NRC の検査マニュアルや産業界作成のガイダンス文書としてまとめられている。

ROP では図 5-1 のように、公衆の健康と安全を守るという NRC の規制目的を達成するために規制上着目すべき 7 つの分野毎に、検査プログラム及びパフォーマンス指標 (PI)

プログラムを設定している。そこでは、原子炉の安全を確保するためには、起因事象、緩和系、バリア健全性の3つと緊急時計画の併せて4つのコーナーストーンから検査するものとしている。また全分野に関わる問題として、ヒューマン・パフォーマンス、安全を重視する労働環境、問題の把握と解決の3点を扱う。事業者が品質保証要件の下で実施する是正処置活動は「問題の把握と解決」の下で、また、安全文化は「安全を重視する労働環境」の下で事業者の活動が検査される仕組みである。

事業者から四半期毎に報告されるパフォーマンス指標（PI）と検査の結果はいずれも4種類に色分けされ（緑、白、黄、赤）、NRCのweb上で公開されている。

表5-1に示すようにPIの項目は7分野で17種類あり、色分けの基準とともにNEI文書（NEI 99-02）に規定されている。そのうち、原子炉の稼働に係る監視指標には、以下のものがある。

- ・ 計画外スクラム回数（自動・手動、7,000 臨界時間）
- ・ 計画外出力変動回数（7,000 臨界時間）
- ・ 複雑な計画外スクラム回数（年）
- ・ 安全系の故障回数（年）
- ・ 緩和系パフォーマンス・インデックス（MSPI）（5つの系統）

全プラントが受ける基本検査は、リスク情報を活用した最小限度の検査である。これは事業者のパフォーマンス属性のうちPIでの測定が十分行えず、リスク上重要な属性を対象としたもので、その検査項目は表5-2に示す通り約40項目に及んでいる。全てのコーナーストーンをカバーする多面的な検査ではあるが、着目ポイントはパフォーマンスやリスク情報を活用したサンプル検査である。

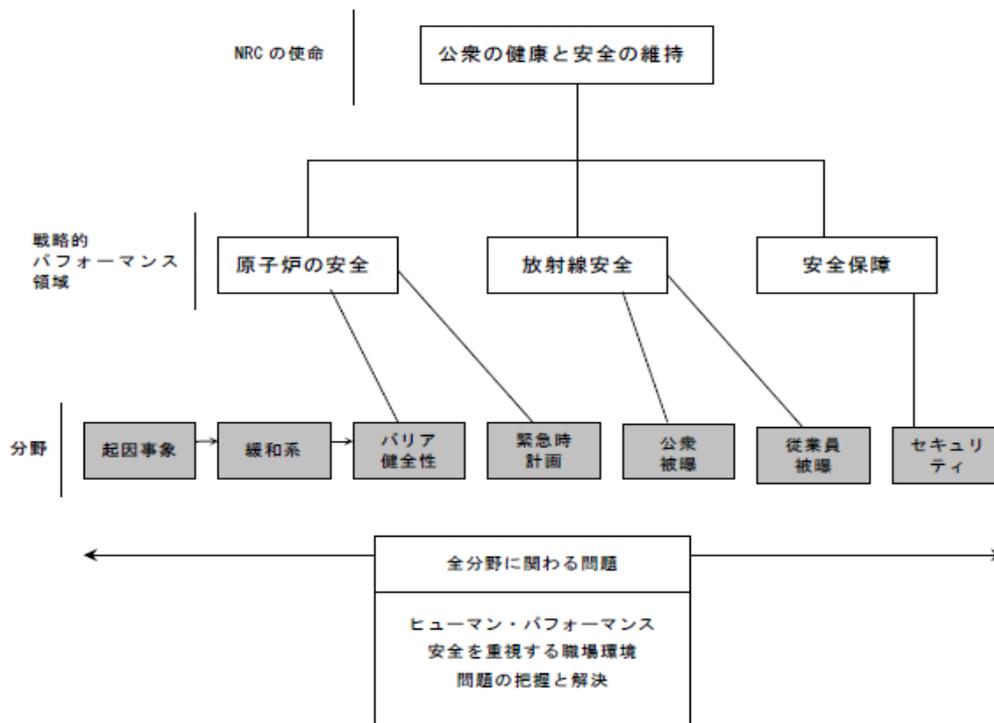


図 5-1 ROP で着目する 7 つの分野

表 5-1 パフォーマンス指標 (NEI 99-02, Rev. 7、2013 年 8 月付)

分野	指標		評価結果の分類			
			(緑)	(白) 規制対応 増加	(黄) 規制対応 必要	(赤) 許容不可
起 因 事 象	計画外スクラム回数 (/7,000 臨界時間) (自動及び手動スクラム回数/年)		0~3.0	>3.0	>6.0	>25.0
	計画外出力変動回数 (/7,000 臨界時間)		0~6.0	>6.0	N/A	N/A
	複雑な計画外スクラム回数 (/年)		0~1.0	>1.0	N/A	N/A
緩和系	安全系の故障回数 (/年)	BWR	0~6.0	>6.0	N/A	N/A
		PWR	0~5.0	>5.0	N/A	N/A
	MSPI (非常用交流給電系)		<1E-6 かつ PLE=N	>1E-6 または PLE=Y	>1E-5	>1E-4
	MSPI (高圧注入系)		<1E-6 かつ PLE=N	>1E-6 または PLE=Y	>1E-5	>1E-4
	MSPI (熱除去系)		<1E-6 かつ PLE=N	>1E-6 または PLE=Y	>1E-5	>1E-4
	MSPI (余熱除去系)		<1E-6 かつ PLE=N	>1E-6 または PLE=Y	>1E-5	>1E-4
MSPI (冷却水系)		<1E-6 かつ PLE=N	>1E-6 または PLE=Y	>1E-5	>1E-4	
バリア 健全性	燃料被覆管	RCS 比放射能 (T.S.限度に対する月平均値 の年間最大値の割合 (%))	0~50.0%	>50.0%	> 100.0%	N/A
	RCS	RCS 漏洩率 (T.S.限度に対する月平均値 の年間最大値の割合 (%))	0~50.0%	>50.0%	> 100.0%	N/A
緊急時 計画	ドリル・演習のパフォーマンス (/2 年)		100~ 90.0%	<90.0%	<70.0%	N/A
	緊急時対応組織の主要人物の演習参加割合 (/2 年)		100~ 80.0%	<80.0%	<60.0%	N/A
	警報及び通報システムの信頼性 (/年)		100~ 94.0%	<94.0%	<90.0%	N/A
従業員 被曝	被曝管理の有効性 (回数/年) (放射線管理要件違反、計画外被曝等の回数)		0~2	>2	>5	N/A
公衆 被曝	所外放出 (回数/年) (所外線量計算マニュアル、T.S.に基づき 報告が求められる放出事例)		0~1	>1	>3	N/A
セキュ リティ	防護区域のセキュリティ設備の アンアベイラビリティ (/年)		0~0.080	>0.080	N/A	N/A

MSPI : アンアベイラビリティ指標 (UAI) とアンリライアビリティ指標 (URI) の合計

PLE : 安全機器のパフォーマンス限度超過

表 5-2 ROP の基本検査の検査項目 (IMC 2515A、2019 年 7 月)

検査手順書 (IP)	検査項目	検査頻度	検査手順書 (IP)	検査項目	検査頻度
71111.01	過酷な気象対策	A	71124.01	放射線ハザードの評価と被曝管	A
71111.04	設備配置	Q/A	71124.02	従業員の ALARA 計画及び管理	B
71111.05	火災防護	Q/A/T	71124.03	所内浮遊放射能管理及び緩和	B
71111.06	洪水対策	A	71124.04	従業員被曝評価	B
71111.07	ヒートシンクのパフォーマンス	A/T	71124.05	放射線モニタリング計装	B
71111.08	供用中検査 (ISI)	R	71124.06	放射性排気、廃液の処理	B
71111.11	運転員資格更新と認可運転員パフォーマンス	Q/B	71124.07	放射線環境モニタリング プログラム (REMP)	B
71111.12	保守有効性	A	71124.08	固体廃棄物処理及び放射性物質取扱い、貯蔵、輸送	B
71111.13	保守リスク評価及び非定常作業の評価	A	71130.01	アクセス資格	T
71111.15	オペラビリティ判断及び機能評	A	71130.02	アクセス管理	A
71111.17	変更、検査、試験及び恒久的変更の評価	T	71130.03	予期せぬ事態への対応-Force-On-Force 試験	T
71111.18	設備の変更	A	71130.04	設備のパフォーマンス、試験及び保守	B
71111.19	保守後の試験	A	71130.05	防護戦略の評価及びパフォーマンス評価プログラム	T
71111.20	燃料交換及び他の停止時活動	R	71130.06	セーフガード情報の防護	AN
71111.21M	設計ベース保証検査 (チーム)	T	71130.07	セキュリティ訓練	B
71111.21N	設計ベース保証検査 (プログラム)	T	71130.08	職務適性プログラム	T
71111.22	サーベイランス試験	A	71130.10P	サイバーセキュリティ	-
71114.01	演習の評価	B	71130.11	計量管理	T
71114.02	警戒通報システム試験	B	71130.14	発電炉ターゲットセットのレビュー	T
71114.03	緊急時対応組織の人員配置及び拡大システム	B	71151	PI の確認	A
71114.04	緊急時対応レベル及び緊急時計画の変更	A	71152	問題の把握と解決	A/B
71114.05	緊急時計画の維持	B	71153	事象のフォローと強制措置の裁	AN
71114.06	ドリルの評価	A			
71114.07	演習の評価 - 敵対行為事象	T			

NRCは、検査結果とパフォーマンス指標（PI）の評価結果を統合して、四半期ごとに各プラントの評価を行い、追加検査を行う等の規制対応を決定する。評価結果がすべて緑の場合は、基本検査のみが実施され、不具合事項が見つかったも事業者の是正処置プログラムの下で解決が図られる。パフォーマンスが低下し、例えば複数の分野が黄色あるいは一項目が赤色に分類されるような場合には、追加検査が実施され、運転停止命令の必要性などの検討が行われる。全体的に許容できないパフォーマンスになった場合は、運転継続は不可能で、通常のROPプログラムとは別の監視下に入る。

なお、上記のPI及び検査結果の評価実施時期やその結果に基づく規制対応等は、2000年4月24日付のIMC 0305「運転炉の評価プログラム」にまとめられている。NRCは各発電所が表5-3に示されるアクションマトリックスの1～5までのどのコラムにあるか、四半期ごとに評価し、公表している。

表 5-3 ROP のアクションマトリックス（IMC 0305 から抜粋）

コラム	1	2	3	4	5	IMC 0350 プロセス
	事業者対応	規制対応	パフォーマンス低下	繰返し/複数分野低下	許容できないパフォーマンス	
パフォーマンス評価結果	全評価結果（パフォーマンス指標及び検査の知見）：緑	1つのエリアで白が1または2項目	1つの分野が低下（3項目が白、または1項目が黄）、または、いずれかのエリアで3項目が白	ある分野が繰返し低下、複数の分野が低下、複数項目が黄、または、1項目が赤*	全体的に許容できないパフォーマンス 運転は不可	停止状態に置かれる
NRCの検査	リスク情報を活用した基本検査（基本検査）	基本検査＋追加検査（IP-95001）	基本検査＋追加検査（IP-95002）	基本検査＋追加検査（IP-95003）		チェックリストによる再稼働の特別検査
規制措置	なし	追加検査のみ	追加検査のみ	レター、命令等で対応要求	認可変更、停止、抹消の命令等	再稼働にNRCの承認が必要

（注）エリア：戦略的パフォーマンス領域（原子炉安全、放射線安全、保障措置の3つ）

分野：コーナーストーン（起因事象など合計7つ）

5.2 リスク情報を活用したパフォーマンス・ベースの検査

パフォーマンス指標（PI）と検査所見の評価では、客観性をもたらすためにリスク情報を活用した基準（しきい値）を用いる。ここで、PIが基準（しきい値）を超える状態と検査所見が基準（しきい値）を超える状態とでは、安全上の重要度レベルが同等になるようにしきい値が設定されている。つまり、緑から白に変わる状態は、それが検査とPIのい

ずれにおいて発見されても、同程度の重要度に相当するわけである。表 5-4 にその考え方、意味合いを示す。

表 5-4 ROP (SDP と PI) における色分けの分類基準 (SECY 99-007)

分類	運転の可否	対応	パフォーマンスの状態
緑	許容	事業者による管理	- 各コーナーストーンの目的を達成 - 期待されるパフォーマンスからの逸脱・リスクはほとんどない
白		規制対応増加	- 各コーナーストーンの目的を達成 (安全裕度がわずかに (minimal) 減少) - 通常のパフォーマンスの境界線を超える - Tech. Spec.限度内 - $\Delta CDF < E-5$ ($\Delta LERF < E-6$)
黄色		規制対応要求	- 各コーナーストーンの目的を達成 (安全裕度が顕著に減少) - Tech. Spec.限度を超えている - $\Delta CDF < E-4$ ($\Delta LERF < E-5$)
赤	不可	運転不可	- パフォーマンスが設計基準から顕著に逸脱 - 運転継続に伴い公衆の健康と安全を保証する機能を信頼できない - 安全裕度が許容できない程度まで減少
安全でないパフォーマンス			

NRC の基本検査は、サンプリング・ベースであり、リスク情報を活用したパフォーマンス・ベースの検査である。その理由は、①各コーナーストーンの目標達成を測定する上での検査可能エリアの選定、②検査頻度及びサンプルサイズの決定、そして③検査可能エリアの検査のための活動及び機器のサンプル選択、などがリスク情報に基づいているためである。

NRC の検査プログラムがカバーするのは、事業者の各活動エリア内のごく少量のサンプルだけである。検査手順書に定められるサンプルの大きさは、当該検査エリアの重要性に基づき決定される。また、サンプルは統計上ランダムに抽出するのではなく、検査官がリスク情報を用いて「抜け目なく (smart)」選び出すことになっている。

NRC による検査は、1980 年代初期には許認可の評価などを中心に規制要件への遵守状況を事業者の文書やプログラムなどから検査する、いわゆるコンプライアンス・ベースのアプローチが取られていたが、1990 年前後からは運転経験の蓄積とともにその主眼点が変わり、事業者の活動の観察に重点を置いたパフォーマンス・ベースの検査への移行が図られてきている。パフォーマンス・ベースの検査では、プロセスや方法（すなわち、手順書は適切だったか？あるいは保守技術者は訓練されていたか？）よりも、結果（すなわち、設備が所定の機能を満足しているか？）により主眼が置かれる。このような検査アプローチで見つかったパフォーマンス上の問題に対して、検査官はその根本原因や手順書、訓練、作業管理といった各プログラム要素の潜在的な問題点の評価を行う。施設の信頼性と

安全性に最大の効果をもたらす部分に検査を集中することで、規制検査の価値は大きく向上し、事業者が運転上の責任の品質確保を確実に遂行できるようになると考えられている。

5.3 ROP が設備利用率改善にもたらす効果

ROPによる規制検査は、関係する規制要件への適合性をパフォーマンス・ベースで検査するもので、設備の健全性を示すために規制側の立会いの下で事業者が実施するという検査ではない（ただし、ISI（供用期間中検査）などの定期的な検査の実施状況は必要に応じて規制側の観察対象となる）。また、いわゆるホールドポイントなど事業者の活動を妨げるものはない。

このような規制検査の環境下で事業者は、パフォーマンスの低下をより手前の段階で捕らえるために、様々な状態監視活動を実施して不具合の予兆を監視する、あるいは品質保証規則対応で要求される不適合管理の対象を広めにとるなどして、自らの判断で良好な運転パフォーマンスの維持に努めているのが実態である。

このように、ROPの下では、PIや検査の結果で判定される色が低下して、パフォーマンスの低下が顕著にならない限り、規制検査の量は最小限度に留められ、事業者の裁量が最大限に発揮できる。それによって、良好な運転パフォーマンスの維持につなげることができる仕組みであるといえる。

前述のNEI報告書（NEI 20-04）によれば、2000年以降のROPアクションマトリックスのコラム1（事業者対応）にある発電所の数（割合）の変遷は図5-2に示す通りである。ROPを開始した2000年では、約75%の原子力発電所において、全てのパフォーマンス指標と検査指摘事項が緑であり、アクションマトリックスのコラム1に位置付けられていた。これ以降、産業界のパフォーマンスは急速に改善されており、NRCは、2019年第4四半期の報告書で、全てのパフォーマンス指標が緑、全ての検査指摘事項が緑または色なし、全ての運転中プラントがコラム1であると示した。産業界の安全面のパフォーマンス改善が継続していることの表れとみなされている。

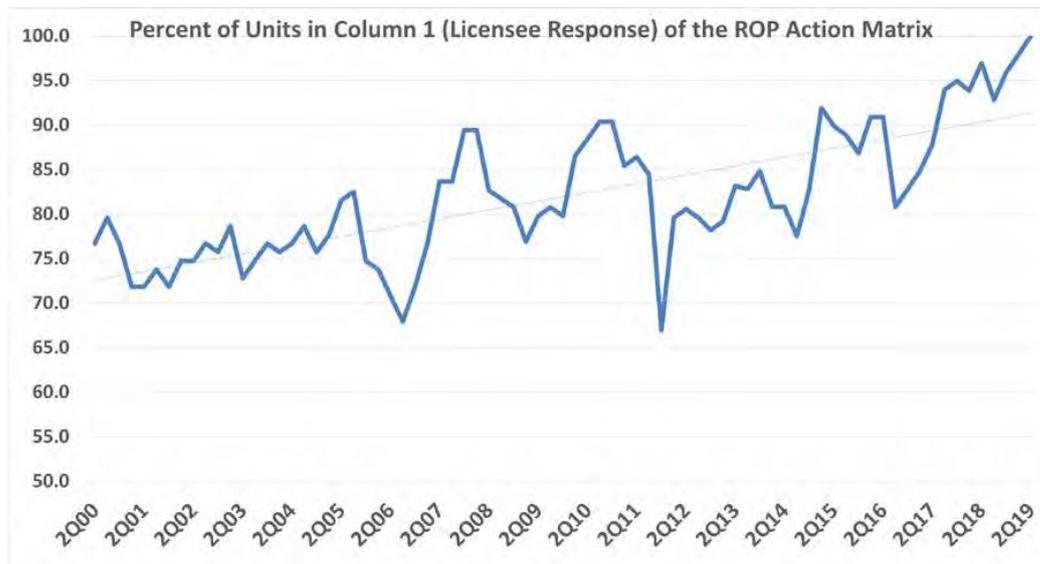


図 5-2 ROP アクションマトリックスのコラム 1（事業者対応）にある発電所の割合
（出典：NEI 20-04）

資料

- 1) NRC Home page
<https://www.nrc.gov/reactors/operating/oversight.html>
- 2) 米国における保守管理と規制検査の関係について、日本保全学会誌 Vol.6, No.1 (2007)
- 3) 原子力規制委員会参考資料
<https://www.nsr.go.jp/data/000194079.pdf>
- 4) 米国における原子炉監督プロセス(ROP) 開始に学ぶ- 著書「改革の過程から規制の進化を探る」からの紹介 (2020年1月14日、近藤寛子)
http://www.aec.go.jp/jicst/NC/iinkai/teirei/siryo2020/siryo01/1_haifu.pdf

6. 産業界の自主努力

事業者は前章までに示した様々な規制要件を順守したうえで、自主努力により設備利用率向上を図っている。これには、NEI、INPO、EPRIといった産業界の機関が重要な役割を果たしている

NEI（原子力エネルギー協会）は1994年に5つの産業界組織を統合して設立された機関で、重要な問題に関して産業界の統一見解を取り纏めて行政機関や立法機関に働きかけ、公衆への啓発等を行っている。

INPO（原子力発電運転協会）はTMI事故（1979年）を契機に設立された機関で、プラント評価、職員訓練支援、事象分析評価、情報交換等を行っている。

EPRI（電力研究所）は1973年に米国内の電気事業者が設立した研究機関で、NEIを中心に多数の組織と協力し、様々な研究やワークショップを開催し、各種報告書や技術ガイドランスをメンバー会社向けに作成している。

設備利用率の向上につながる保全分野の改善のための産業界プロジェクトの代表的なものとしては、EPRI主導の予防保全最適化プロセス（信頼性重視保全（RCM）とPMBD（予防保全基盤データベース））がある。RCMとPMBDの活用は、発電所の予防保全プログラムの最適化に大きな効果を発揮した。つまり設備のパフォーマンスにとって重要な機器故障が同定され、それを防止する上で、必要でコスト効果的な予防保全プログラムが策定できることになった。

また、2000年前後には、NEIが主導する標準原子力パフォーマンスモデル（SNPM）とベンチマーク活動による良好事例の展開が行われた。この活動は、その後も産業界のワークグループなどによって良好事例の共有が現在も進められている。

これらの予防保全（PM）の最適化検討、ベンチマーク活動、ワークグループなどの産業界の自主的な活動によって、産業界全体で保全の最適化が進み、重大な設備故障の低減が進み、1990年以降の米国の設備利用率の改善につながっている。

6.1 NEIによる産業界のベンチマーク活動

米国の原子力発電所におけるベンチマーク活動とは、産業界のパフォーマンス実態を標準的なモデルを使って調査し、相互のパフォーマンスを比較することで上位に位置する事業者の良好事例を明らかにすることで、下記に位置する発電所のパフォーマンス向上を図る活動である。1995年にNEIが体系的なベンチマークプロジェクトを開始し、良好事例の水平展開により米国原子力発電所のパフォーマンスの底上げに効果を上げた。その際に、標準的な業務プロセスの定義のために原子力標準パフォーマンスモデル（SNPM）が考案された。

1990年代後半から進められた電力自由化の中で、産業界では原子力発電所の運転・保守

の幅広い分野においてプラント安全を確保したうえで、経済性も考慮した形での効果的な対応を行うことが重要との観点から、原子力エネルギー協会（NEI）が標準化を目指して、2004年に「標準原子力パフォーマンス・モデル（Standard Nuclear Performance Model : SNPM）」（改訂4版）を作成し、米国の全ての原子力発電所の運営プロセスの規範モデルとなった。

SNPMは、図6-1に示すようにコアプロセス群、マネージメントプロセス群、支援プロセス群に分かれ、コアプロセス群として電気を直接生産する「プラント運転」とそれを支える「作業管理」を中心に「設備信頼性」、「構成管理」、「資材サービス」を合わせたプロセスを設定し、各プロセスが相互に適切に機能できる仕組みの構築を示している。さらに、各プロセスをサブプロセスに分類し、必要に応じてサブプロセスをアクティビティ、タスクへと再分類する。

図6-2の3次元の図に示すように、プロセス（X軸）、INPOのパフォーマンス・データ（Y軸）及びEUCGのコスト・データ（Z軸）の3軸について、産業界の実績を分析し、優秀な発電所を選定する。標準モデルを用いることにより、発電所間の比較において組織の違い等を超えて同じ基準で分析を行うことができる。優秀な発電所を選定したら、現地を訪問して、なぜ優秀か、その理由となるサブプロセス、アクティビティ、タスク等の共通寄与因子（common contributor）を把握し、良好事例（good practice）としてテーマ別のベンチマーキング報告書にまとめられ、会員用webサイトでNEIメンバーに公開している。NEIは、会員各社が良好事例を自社に反映してプロセス管理を改善することにより、産業界全体の運転・保守（O&M）コスト低減及び生産性向上を目指している。

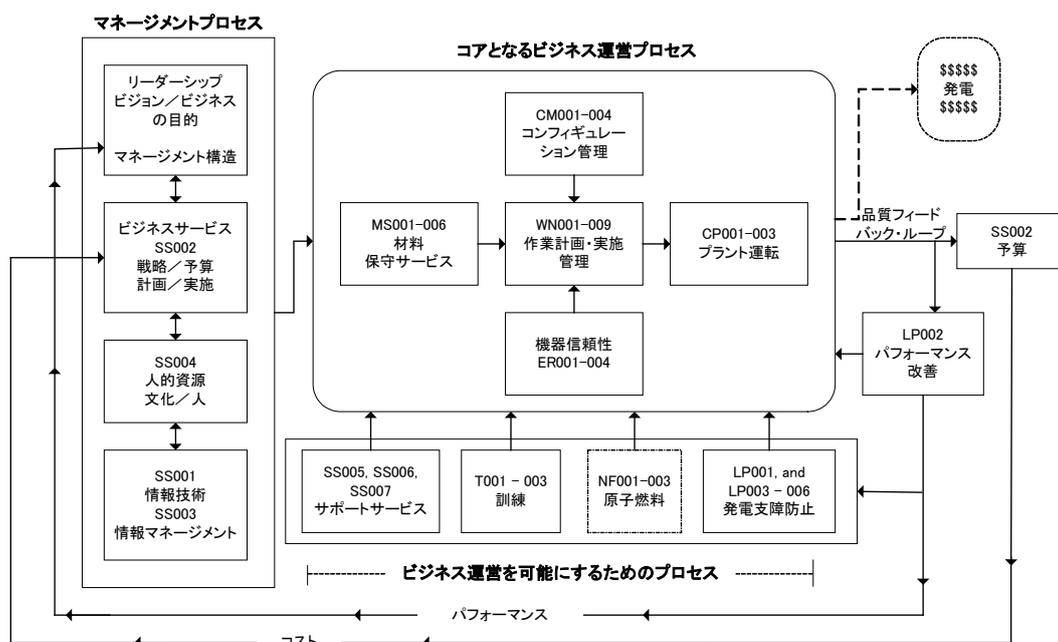


図 6-1 標準原子力パフォーマンス・モデルの全体構成（SNPM, Rev. 4）

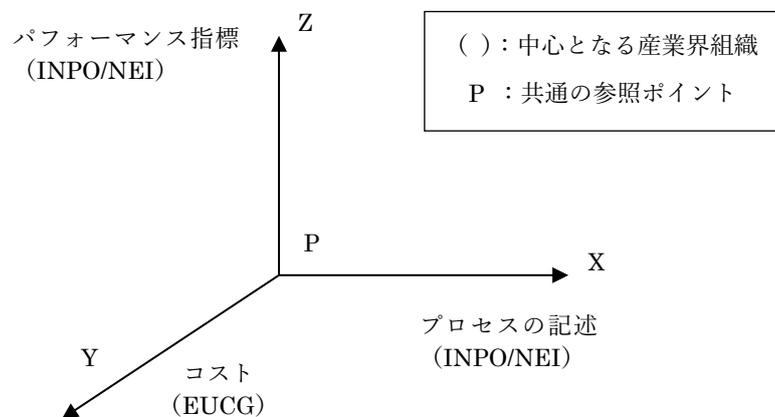


図 6-2 標準原子力パフォーマンスモデル (SNPM) の 3 つの評価軸

なお、SNPM 実践のためのガイダンスとして、原子力発電運転協会 (INPO) が INPO AP-913 (設備信頼性プロセス)、INPO AP-928 (作業管理プロセス) 等の産業界ガイダンスを作成し、多くの事業者はこのガイダンスを参考に手順書等を作成し、標準的な業務プロセスの実践に役立てている。

NEI は 7 年間で 20 件以上のベンチマークプロジェクト報告書を完成させ、2003 年末に NEI としてのベンチマークプロジェクトを終了した。2005 年発行の SNPM 文書 (SNPM Rev. 5) には、発行済みのベンチマーク報告書のリストが示されている (表 6-1 参照)。これらの報告書は NEI メンバーに提供されていて、各事業者はこれらを参照した自己評価を行い、自社発電所の各プロセスのパフォーマンス改善に役立てている。

表6-1 ベンチマーク報告書 (SNPM Rev. 5、2007年)

プロセス	タイトル	発行日	公表機関
CM	コンフィグレーション管理	2001年8月	NEI
CM/OP1	火災防護	2002年8月	NEI
ER	機器信頼性	2002年9月	NEI
LP02	傾向分析作業	2000年6月	NEI
LP02	是正処置プログラム	2000年11月	NEI / EUCG
LP06	許認可と許可	2002年9月	NEI
LP07	緊急時計画	1998年7月	NEI
LP07	自己評価	1999年12月	NEI
LP07	ヒューマン・パフォーマンス	2001年9月	NEI / INPO / EPRI
MS01	材料とサービス	2000年5月	NEI
MS02	戦略的な調達方法	2001年11月	NEI

OP04	保健物理と放射性廃棄物の最適良好事例報告書	1996年5月	NEI
OP04	放射線防護	1998年11月	NEI
OP1	運転の良好事例	1996年5月	NEI
SS01	情報技術	2000年3月	NEI / NUSMG
SS01	コンピュータソフトウェアアプリケーション	2003年2月	NEI / NITSL
SS01	プロセスコンピュータ		
SS02	ビジネスサービス	1999年6月	NEI
SS02	長期計画とプロジェクト評価	2000年9月	NEI / EUCG
SS03	原子力記録管理	2002年3月	NEI / NIRMA
SS04	人的資源	2001年3月	NEI / NHRG
WM	作業管理	1997年9月	NEI
WM	作業管理プロセスベンチマークワークショップ	1997年11月	NEI
WM01	原子力資産管理における作業管理の役割	2003年10月	NEI
WM02	保守の良好事例慣例報告書	1996年5月	NEI

EUCG : Electric Utility Cost Group (電気事業者コストグループ)

NHRG : Nuclear Human Resources Group (原子力人的資源グループ)

NIRMA : Nuclear Information and Records Management Association (原子力情報・記録管理協会)

NITSL : Nuclear Information Technology Strategic Leadership (原子力情報技術戦略リーダーシップ)

NUSMG : Nuclear Utilities Software Management Group (原子力事業者ソフトウェア管理グループ)

その後、2003年からは事業者が自主的にベンチマークプロジェクトを継続し、原子力産業界の Communities of Practices (COPs) と呼ばれる団体 (実践共同体) が事業者の活動を支援している。

当時の原子力分野の実践共同体 (CoPs) に含まれる団体としては、例えば、以下のものがある。CoP は業界のリーダーと各分野の専門家により構成されるグループである。

- コンフィグレーション管理 : コンフィグレーション管理ベンチマークグループ (Configuration Management Benchmarking Group (CMBG))
- 設備信頼性 : 設備信頼性ワークグループ (Industry Equipment Reliability Working Group (ERWG))
- 品質保証 : 原子力品質管理リーダー (Nuclear Quality Management Leaders)
- レコードマネージメントと手順書 : 原子力情報管理戦略リーダー (Nuclear Information Management Strategic Leaders (NIMSL))
- 作業管理 : 作業管理ワークグループ (INPO Work Management Working Group (WMWG))

なお、2007年6月にNEIはSNPMへの参加を撤回し、電気事業者コストグループ（EUCG：Electric Utility Cost Group）が引き続きコストと人員のデータの収集を継続することになった。SNPM文書は2007年12月付の文書（SNPM改訂5版）が最終版のようである。

コンフィグレーション管理ベンチマークグループ（CMBG）など、上記のCoPsは現在も活動を継続しているようであるが、その他にも、最近のCoPsの活動の一例としては、リスク情報を活用したパフォーマンス・ベース（Risk-Informed, Performance-Based：RIPB）のCoPsがある。リスク情報を活用したパフォーマンス・ベースの原則と実践を推進する団体で、米国原子力学会（ANS）が支援している。

ベンチマークグループの近年の活動例として、コンフィグレーション管理ベンチマークグループ（CMBG）を例にして示す。

CMBG（Configuration Management Benchmarking Group）は1993年にSusquehanna発電所（BWR）を運転するPennsylvania Power and Light Company（PP&L）社の社内活動から開始した。コンフィグレーション管理（CM）に関する情報を取りまとめる必要が生じた社内担当者は、他社の関係者にも声をかけることで、電力17社からの参加のもとで最初のCMBG会議を1994年に開催した。その後は、ホスト（主催）電力が毎年変わる形で、情報交換の場としてCMBG会議が実施され、現在に至っている。現在は電力9社の担当で構成される運営委員会の下で、年次会議を開催したりしてCM関連の情報交換の場を提供している。年次会議には、参加電力会社の他にも、INPO、NRC、NEI、政府機関、米国以外からも参加やプレゼンテーションがある。

なお、CMBGの使命や運営原則、組織とその回答内容などをまとめた小冊子がCMBGのWebサイトで公開されている（<https://www.cmbg.org/home.aspx>）。

CMBGの使命：

- ・ 原子力施設のコンフィグレーション管理（CM）の実践者に役立つ情報交換のためのフォーラムを提供し、原子力産業界のためにCMの実践共同体（CoP）として機能する

CMBGの運営原則：

- ・ CMBGはいかなる製品またはサービスも推奨しない。
- ・ 年次会議でのプレゼンテーションまたは分科会セッション中の製品及びサービスのマーケティングは許可されていない。
- ・ 会議の参加者及びその他のCM連絡先のリストは、要請がない限り、Webサイトに示される。
- ・ CMBG連絡先データベース情報の追加、削除、変更は、Webサイトからリクエスト

を受ける。

CMBG の組織

- ・ CMBG はすべてボランティアの組織である。
- ・ 年次会議の資金は、会議の主催者と会議費によって支えられる。
- ・ 年次会議の主催者が徴収する会議費は、会議の主催と実施、及び Web サイトの維持に関連する費用のために使用される。

CMBG 参加者：

- ・ CMBG は、原子力業界内のコンフィグレーション管理 (CM) の専門家と、コンフィグレーション管理 (CM) の原則の知識と適用の促進を望むその他の利害関係者で構成される。
- ・ 参加者は、CMBG 連絡先データベースに含めることで識別される。
- ・ CMBG 参加者は、年次会議への参加や、Google Group プラットフォームでのフォーラムディスカッションを通じて、コンフィグレーション管理 (CM) の質問や問題に日常的に取り組むことになる。

CMBG の活動例：

- ・ コンフィグレーション管理 (CM) に関する業界標準 (ANSI/NIRMA CM 1.0-2000) の作成と 2007 年の改訂に多くの情報を提供した。
- ・ コンフィグレーション管理 (CM) のプロセスモデル、標準定義及び KPI (主要パフォーマンス指標) を NEI の SNPM モデルに統合するために NEI と協力した。
- ・ INPO と協力して、INPO AP-929 のコンフィグレーション管理 (CM) ガイドラインを更新した。
- ・ NEI と INPO によって、コンフィグレーション管理 (CM) プロセスの実践共同体 (CoP) として認知されている。
- ・ コンフィグレーション管理 (CM) をサポートするベンダーも CMBG 会議に参加している。

6.2 予防保全 (PM) の最適化検討 (RCM、PM 基盤データベース)

予防保全プログラムを最適なものにするための検討が、これまで米国電力研究所 (EPRI) を中心に研究・開発が行われ、各電力会社はその成果を利用してきている。その代表的な評価手法としては、基本として信頼性重視保全 (RCM : Reliability Centered Maintenance) があり、最近はその考え方を応用した予防保全 (PM) テンプレートや予防保全基盤データベース (PMBD) など、様々な評価技術、データベース、ツールが EPRI により開発され、メンバー事業者の利用に供されている。

RCMに基づく保全の最適化

保全には一般に、図 6-3 のように定義・分類される様々な方法があるが、RCM では体系的な評価プロセスを用いて、個々の設備に対して、どの保全方式をどのような頻度で適用すべきかを論理的に決定していくことになる。設備の現状の安全性、信頼性を確保した上での、保全作業の最適化・合理化のための有効な評価プロセスとして認識されている。

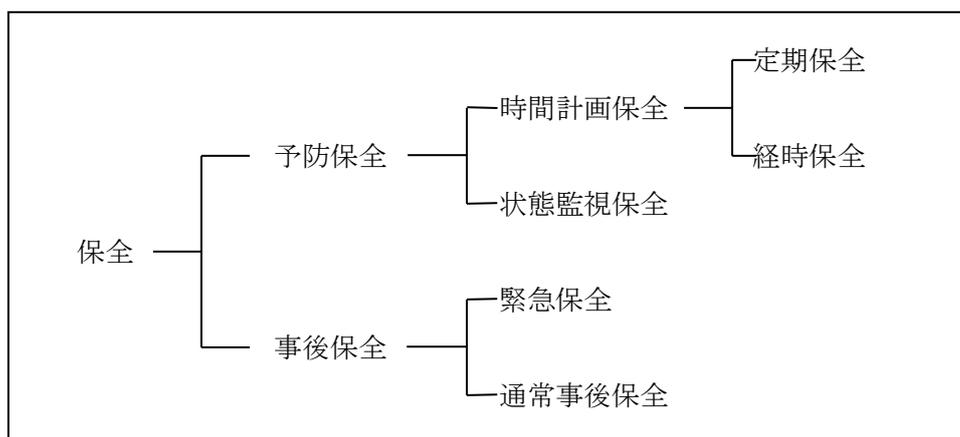


図 6-3 保全の定義の分類 (JIS-Z 8115)

RCM は 1960 年代後半に米国の商業用航空機分野において、大型ジェット機 (B-747) の開発に伴って誕生した。1980 年代に入ると、米国の電力研究所 (EPRI) が中心となって原子力発電所への適用が進められた。実証プログラムの結果、従来、主としてベンダーの推奨に従っていた保全プログラムのあり方が見直され、過剰な保全を行っていた部分や、逆に故障につながる重要な機器に対する予防保全が不十分であった部分などが見つかることで、保守費用、信頼性、及び安全性に関する問題の解決を見ることができた。1990 年代には数多くの米国原子力発電所での適用が広まったが、同時にその費用対効果が問題視されたため (解析にはかなりのマンパワーを必要とするため)、標準的な RCM 手法に代わって、効率的な解析手法 (ストリームラインド RCM (SRCM) 手法と総称される) が EPRI を中心として開発・適用された。

米国電力業界の初期のプロジェクトは、いわゆる機能ベースの標準手法 (クラシカル手法) が用いられていた。この標準手法は大きく分けて 2 段階で構成されており、前半部分の系統解析では、解析者は、どの機器が「クリティカル」な故障モードを有するかを決定する。クリティカルな故障モードとは、望ましくない故障影響をもたらすもので、それに対する予防保全が必要となるものをいう。その際、故障モード及び影響解析 (FMEA: Failure Modes and Effects Analysis) 等の一般的な信頼性評価手法が用いられる。FMEA は、故障影響の検討を通してクリティカルとなる機器の故障モードを決定するために行わ

れる定性的な評価手法である。その発生可能性と故障の影響からみて、「望ましくない」影響をもたらす故障モードは一般に「クリティカル」とされる。「クリティカル」かどうかの決定は、最終的には解析者の工学的判断に任される。

後半部分の保守解析では、クリティカルな故障モード毎に最も起こりうる故障原因を選定し、その故障を発生させない、あるいはそれを検知する、またはその発生頻度を低減するために、適用可能でコスト効果的な作業を、一定のルールに基づいて保全作業を決定する。そこでは、保全タスク選択ロジックツリーが用いられる（ロジックツリー解析（LTA：Logic Tree Analysis）と呼ばれる）。

EPRI のタスク選定ロジックにおいては、まずクリティカルな故障モードを予知するために、状態監視保全の適用可能性が調べられる。状態監視保全は、機器の健全性を監視し、いつ保全を実施する必要があるかを予測するためのもので、例えば、回転機器の振動解析、潤滑油解析、サーモグラフィ（赤外線温度写真）などがある。状態監視保全タスクが推奨される場合は、その予防保全によって、機器の破滅的な破損が始まる前に、軽微な故障が判明できなければならない。場合によっては、複数の状態監視保全タスクが選定される場合がある（例：潤滑油分析と振動分析の組み合わせ）。どの予防保全タスクも適切でなくコスト効果的でない場合、状態監視保全タスクは選択されず、次に時間計画保全（定期分解点検など）の適用性を調べる。このような保全タスクの適用可能性の判断は、当該機器の保全に最も詳しい専門家が行うことになるが、解析者の工学的判断に頼るところが大きいのは言うまでもない。EPRI のロジックツリーで注目されるのは、状態監視保全を時間計画保全の上位にしているという点である。なお、この保全タスクの検討は、機器の単位ではなく、機器の故障モードごとに評価を行う。

ストリームラインド RCM は、標準的な RCM プロセスにおいて手間がかかる部分を省力化するために EPRI の研究プロジェクトで 1993 年頃に開発された手法である。そこでは、機器タイプ毎に、産業界の実績や事前の工学的検討によって推奨保全方式と頻度を設定した予防保全（PM）テンプレートが EPRI によって開発された。保守タスクと頻度はそのクリティカルリティ、使用頻度（常用系機器か、待機機器か）、使用環境といった因子に応じて変化している。EPRI では、数多くの機器タイプ（例、横型ポンプ）に対して、PM テンプレートを作成し、各発電所はこれを採用あるいはカスタマイズして導入している。

なお、この PM テンプレートの内容を技術的に補足するためのベース文書が、やはり EPRI で 1997 年頃に開発されている。PM テンプレートにある情報に加えて、その根拠となる情報として、関連する劣化モード、なぜその保守タスクが必要かなどの情報を収録した PM 基盤データベース（PM Basis Database (PMBD)）と呼ばれるもので、やはり EPRI メンバーに配布されている。

米国の原子力事業者は 10CFR50.65 「保守規則」（1991 年公表）が 1996 年に発効し、重要な設備に対するパフォーマンスの監視と予防保全プログラムの策定が必要になった。保守規則では、RCM そのものが要求されたわけではないが、重要機器の確認や故障原因

に応じた保全プログラムの策定という面で RCM のアプローチが応用できることとなった。

また、ベンチマークの節で紹介した INPO の AP-913（設備信頼性プロセス）文書は、下記に示す設備保全に関わる各種の要素を一つに統合した概念であり、発電所の関係者が長期の視野に立って設備管理を効率的に進めることを意図している。

- ・ パフォーマンス監視（系統／機器のパフォーマンス、傾向の予測、運転員の監視など）、
- ・ 予防保全（PM）の実施（PM 作業、観察された装置状態の文書化とフィードバック、保全後試験）、
- ・ クリティカル機器のスコーピング（範囲決め）及び同定（スコーピング基準、重要機能の把握、クリティカル／非クリティカル機器／事後保全機器の把握）、
- ・ 是正処置（事後保全、原因究明及び是正処置、問題の重要度分類）、
- ・ 継続的な装置の信頼性向上（PM テンプレートの開発及び利用、発電所及び産業界の運転経験に基づく PM タスクと頻度の継続的な見直し、PM 技術ベースの文書化、代替保守方策の検討など）、
- ・ ライフサイクル管理（系統及び機器の健全性に関わる長期的展望と方策、改善措置の重要度付け、長期計画と経営戦略の統合）

上記からわかるように、AP-913（設備信頼性プロセス）では、クリティカル機器の同定や PM テンプレートの利用など、上述の EPRI 主導の保全最適化プロセスの要素が組み込まれている。

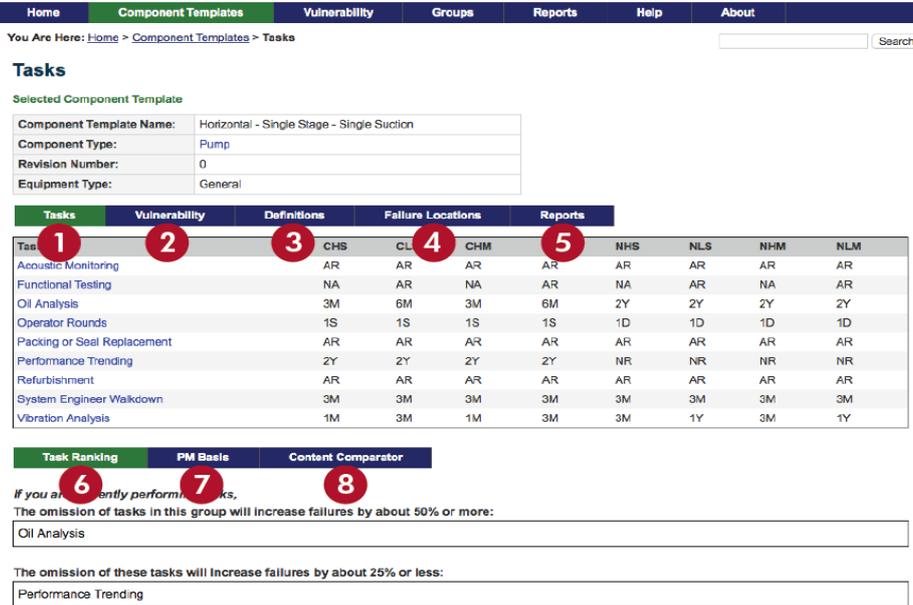


Figure 4. Component Template Task

図 6-4 PM テンプレートと PMBD

(機器タイプ：ポンプ、横置き式、単段、片吸込) (EPRI, 2016)

図の注：①保全タスク (Tasks)、②脆弱性 (Vulnerability)、③定義 (Definitions) ④ 故障の場所 (Failure Locations)、⑤レポート (Reports) ⑥タスクランキング (Task Ranking) ⑦PM ベース (PM Basis)、⑧ 内容比較 (Content Comparator)

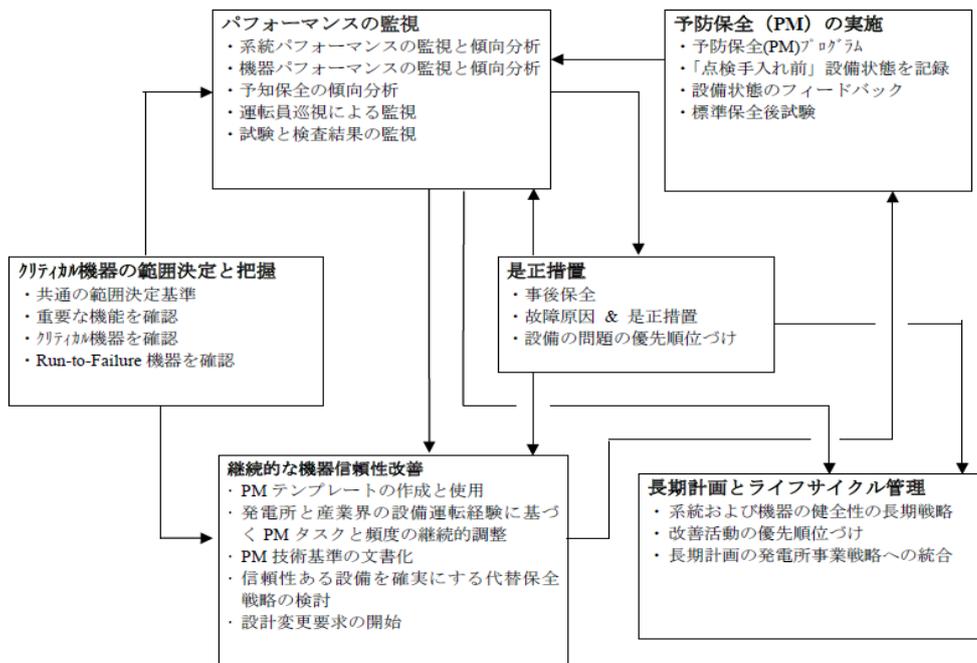


図 6-5 設備信頼性 (Equipment Reliability) プロセス (EPRI 10034792 : 2002 年)

6.3 電力会社の合併やアライアンス構築によるパフォーマンス向上

米国の原子力発電事業者には、私営と公営（連邦、州等）があり規模も様々である。2021年8月時点で運転中の原子力発電所を運転する事業者は21社ある。その運転事業者の一覧を表6-2に示す。

この中で、例えば、米国内最多の21基の発電炉を運転する Exelon 社は私営であり、7基を運転する TVA は連邦営であり、1基のみを運転する Nebraska Public Power District や Energy Northwest は州営である。（なお、所有者は運転会社とは必ずしも同一ではない場合があり、一つの発電所が複数の会社によって所有されている場合も多い。NRC の運転認可を受ける被認可者（ライセンサー）は運転会社である場合が多い。）

1990年代後半から電力市場自由化が進んだ結果、電力会社の発電部門と送配電部門は分離され、私営電力会社が地方自治体と締結していた地域独占供給権が廃止されるようになった（ただし、自由化の程度は州によって異なる）。この新たな競争市場に対応するため、一部の電気事業者は合併、プラント売買、共同運転会社設立、アライアンス構築等を行なってパフォーマンスの向上と経営合理化を図ってきている。

例えば、米国内最多の21基の発電炉を所有する Exelon 社は、米国の大手電力・ガス会社の持ち株会社であるが、2000年にシカゴを基盤とする Commonwealth Edison（原子炉10基を所有）の親会社である Unicom 社と、PECO Energy 社（4基を所有）が合併してできた会社であるが、2009年には AmerGen 社（3基を所有）をまた2012年には Constellation Energy Group（3サイト、4基を所有）を買収して現在に至っている。

アライアンス構築は、原子炉の保有基数が少ない比較的小規模の電力会社が各発電所の独立性を維持したうえで、ベンチマーク活動などを通してメンバー電力会社間での良好事例などの知識や経験を共有し、訓練を含めて職員や資材などのリソースを共有することで、電力会社の合併とは異なる方策によって、運転パフォーマンス向上を図る仕組みである。

1996年設立の USA は下記に示す電力会社8社（9か所の発電所、14基の原子炉（BWRが6基、PWRが8基）で構成される。

Utilities Service Alliance (USA) :

Columbia, Comanche Peak-1/2, Cooper, DC Cook-1/2, Fermi-2, Monticello, Prairie Island-1/2, South Texas Project-1/2, Susquehanna-1/2 が参加。

また、2012年設立の STARS はいずれも WH 社設計の比較的大型の PWR を有する米国西部の4社（4か所の発電所、7基の原子炉）から構成されている。

Strategic Teaming & Resource Sharing (STARS) :

Callaway, Diablo Canyon-1/2, Palo Verde-1/2/3, Wolf Creek が参加。

共同運転会社の例としては、Southern Nuclear Operating Company Inc.がある。同社は、

米国南部にある大手電力・ガス会社の持ち株会社である Southern Company の子会社で、やはり同社の子会社である Alabama Power 社が所有する Farley-1/2 と、Georgia Power 社その他が所有する Hatch-1/2 と Vogtle-1/2 の計 6 基を運転している。

上記に示す事業者の合併、アライアンス構築などはいずれも、良好事例の共有、リソースの共有などの面で、原子力発電所の良好な運転パフォーマンスを達成するために必要な方策として、各電力会社はその規模や事情に応じて取り組んでいるアプローチであるといえる。

表 6-2 米国で運転中原子力発電所の事業者一覧

(NUREG-1350, Vol. 33 : 2021 年 10 月)

原子力発電事業者	発電所名	運転基数
AmerenUE	Callaway (WH-PWR)	1
Arizona Public Service Company	Palo Verde-1/2/3 (CE-PWR)	3
Dominion Generation	Millstoe-2/3 (CE-PWR, WH-PWR) North Anna-1/2 (WH-PWR) Surry-1/2 (WH-PWR) Summer (WH-PWR)	7
DTE Electric Company	Fermi-2 (BWR)	1
Duke Energy	Brunswick-1/2 (BWR) Catawba-1/2 (WH-PWR) Harris-1 (WH-PWR) McGuire-1/2 (WH-PWR) Oconee-1/2/3 (B&W-PWR) Robinson-2 (WH-PWR)	11
Energy Harbor Corp.	Beaver Valley-1/2 (WH-PWR) Davis-Besse (B&W-PWR) Perry-1 (BWR)	4
Energy Northwest	Columbia (BWR)	1
Entergy Corporation, Inc.	Arkansas Nuclear One-1/2 (B&W-PWR, CE-PWR) Grand Gulf-1 (BWR) Indian Point-2/3 (WH-PWR) * Palisades (CE-PWR) River Bend-1 (BWR) Waterford-3 (CE-PWR)	7
Exelon Generation, Co., LLC.	Braidwood-1/2 (WH-PWR) Byron-1/2 (WH-PWR) Calvert Cliffs-1/2 (CE-PWR) Clinton (BWR) Dresden-2/3 (BWR) FitzPatrick (BWR) Ginna (WH-PWR) LaSalle-1/2 (BWR) Limerick-1/2 (BWR) Nine Mile Point-1/2 (BWR) Peach Bottom-2/3 (BWR) Quad Cities-1/2 (BWR)	21
Indiana Michigan	Cook-1/2 (WH-PWR)	2

Power Company		
Nebraska Public Power District	Cooper (BWR)	1
NextEra Energy, Inc.	Point Beach-1/2 (WH-PWR) Seabrook-1 (WH-PWR) St.Lucie-1/2 (CE-PWR) Turkey Point-3/4 (WH-PWR)	7
Northern States Power Company	Monticello (BWR) Prairie Island-1/2 (WH-PWR)	3
Pacific Gas & Electric Company	Diablo Canyon-1/2 (WH-PWR)	2
PSEG Nuclear, LLC	Hope Creek-1 (BWR) Salem-1/2 (WH-PWR)	3
Southern Nuclear Operating Company	Fayley-1/2 (WH-PWR) Hatch-1/2 (BWR) Vogtle-1/2 (WH-PWR)	6
STP Nuclear Operating Company	South Texas Project-1/2 (WH-PWR)	2
Talen Energy Corp.	Susquehanna-1/2 (BWR)	2
Tennessee Valley Authority	Browns Ferry-1/2/3 (BWR) Sequoyah-1/2 (WH-PWR) Watts Bar-1/2 (WH-PWR)	7
Vistra Energy	Comanche Peak-1/2 (WH-PWR)	2
Wolf Creek Nuclear Operating Corporation	Wolf Creek-1 (WH-PWR)	1

* Indian Point-2/3 はそれぞれ、2020年4月末と2021年4月末に運転停止。

資料

- 1) The Standard Nuclear Performance Model - A Process Management Approach - Revision 4, Nuclear Electric Institute, July 2004
- 2) EUCG Standard Nuclear Performance Model, Revision 5, December 2007
- 3) Configuration Management Benchmarking Group (CMBG)
<https://www.cmbg.org/>
- 4) RIPB Community of Practice
<https://collaborate.ans.org/communities/group-home?CommunityKey=0984f3cf-63e2-4c9a-8538-84c2c97c034d>
- 5) 米国における原子力規制と保全ー (4) 保守プログラムの最適化ー、日本保全学会誌、平成 16 年 4 月
- 6) EPRI 3002007394, Preventive Maintenance Basis Database (PMBD): Quick Reference Guide, February 2016
- 7) 平成 28 年度電気施設保安制度等検討調査 (信頼性重視保全によるスマートな保安の確保に関する調査・検討)、平成 29 年 3 月、日本エヌ・ユー・エス株式会社
https://www.meti.go.jp/meti_lib/report/H28FY/000834.pdf
- 8) NUREG-1350, Volume 33, Information Digest, 2021–2022, NRC, October 2021
- 9) <https://www.usainc.org/members/>
https://www.starsalliance.com/about_us.php

7. パフォーマンス改善と安全性向上の関連性の分析 (NEI 20-04)

米国の事業者大組織である NEI は、2020 年 3 月に公表した報告書 (NEI 20-04「米国原子力産業界における安全性と運転性の関係」) において、産業界と NRC による 1980 年以降のプラントのパフォーマンス改善と安全性向上の取り組みについて取りまとめている。

7.1 パフォーマンス改善と安全性向上の総括

NEI の報告書 (NEI 20-04) では、1980 年以降のプラントのパフォーマンス改善と安全性向上に関して具体的な数字を示して以下のように総括している。

➤ 産業界のパフォーマンス改善 (1980 年～2000 年)

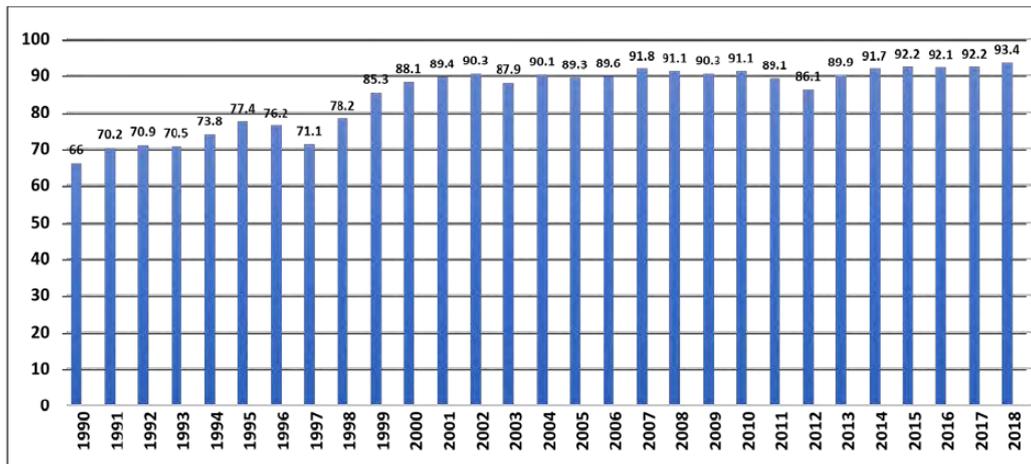
2000 年、米国原子力産業界は、20 年間にわたりパフォーマンス改善を実施した結果、最高水準の安全性と信頼性を達成した。NRC は、NRC のパフォーマンス指標プログラムを通じて、産業界の安全性が向上したことを報告書 (NUREG-1187, Vol. 3) にまとめた。2000 年当時の設備利用率 (中央値) は 91.1% で、1980 年の 62.7% と比べて大幅に改善された。また、プラントの計画外自動停止回数 (中央値) は 3 年連続でゼロであった (1980 年では 7.3 回)。

➤ パフォーマンス改善の継続 (2000 年～2020 年)

2000 年、NRC は、新たに原子炉監視プロセス (ROP) を開始した。その際に、NRC は、1980 年代から 1990 年代にかけての産業界のパフォーマンス改善を認識し、1997 年から 1998 年におけるパフォーマンス・データを利用して、新たな ROP の多くの指標で期待されるパフォーマンス指標のしきい値を策定した。2018 年末時点で、米国原子力産業界はこれまでで最高水準のパフォーマンス指標を示した (図 7-1)。今日の産業界の設備利用率 (中央値) は 93% 以上であり、多くのプラントで一年を通して自動停止が起こらず、2018 年中に重大な事象も起きていない。集団被ばく線量も労働災害率のいずれも低く抑えられており、1980 年代に比べて 7 分の 1 程度である。

➤ ROP を通じて示される安全パフォーマンス

ROP を開始した 2000 年では、約 75% の原子力発電所において、全てのパフォーマンス指標と検査指摘事項が緑であり、アクションマトリクスのコラム 1 に位置付けられていた。これ以降、産業界のパフォーマンスは急速に改善されており、NRC は、2019 年第 4 四半期の報告書で、全てのパフォーマンス指標が緑、全ての検査指摘事項が緑または色なし、全ての運転中プラントがコラム 1 であると示した。ROP 開始以降でコラム 1 である運転中プラントの割合 (%) は ROP の章の図 5-2 に示すとおりである。この増加傾向は、産業界のパフォーマンスが継続的に改善されてきたことを明確に示している。



Source: Energy Information Administration

U.S. Nuclear Plant Capacity Factor (%)

図 7-1 米国原子力発電所の設備利用率（1990～2018年）（NEI 20-04）

7.2 パフォーマンス向上と安全性向上の関係についての分析

米国ではこれまで、プラントのパフォーマンス改善と安全性向上の関係については必ずしも理解されていないことから、この NEI レポート（NEI 20-04）では、産業界のパフォーマンスと安全性の関係を実証するために客観的なデータを集め、リスク情報を活用した安全性に焦点を当てた活動がプラントの安全性をさらに改善している点を分析し、以下のようにまとめている。

米国の原子力産業によって実証された高い設備利用率には、2つの主要な要因がある。1つ目は燃料交換停止時の効果的な管理と調整である。1990年代以降、平均の燃料交換停止期間は3分の1に短縮された（図 7-2）。

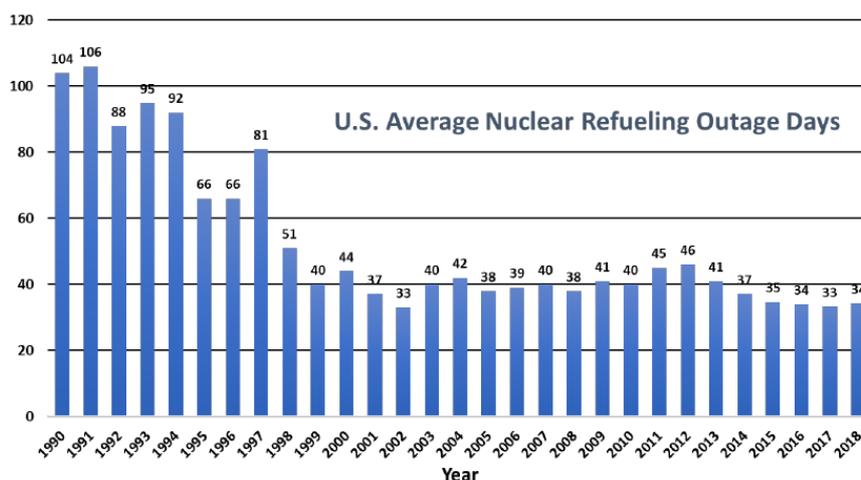


図 7-2 米国発電所の平均の燃料交換停止期間（日数）（1990～2018年）（NEI 20-04）

2番目の重要な要因は、計画外原子炉トリップ回数の低減である。1980年代後半以降、計画外原子炉トリップ回数は6分の1に減少した（図7-3）。この減少は、部分的には、系統・機器のより効果的な保守管理に起因している。この点に関してINPOは、プラント設計における単一点脆弱性（SPV（single point vulnerabilities）：当該機器が故障した場合に発電所停止が余儀なくされるもの）の減少に取り組んでいる。

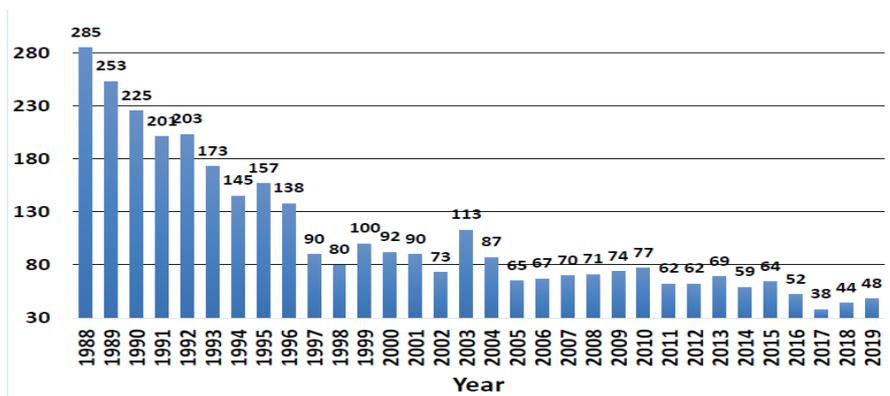


図 7-3 計画外原子炉トリップ回数（1988～2019年）（NEI 20-04）

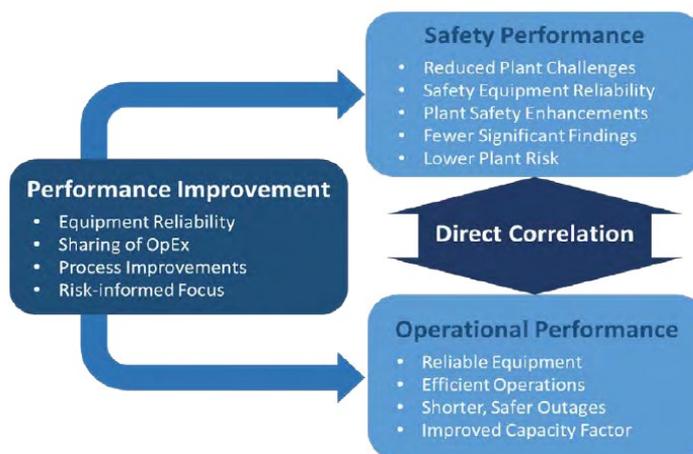


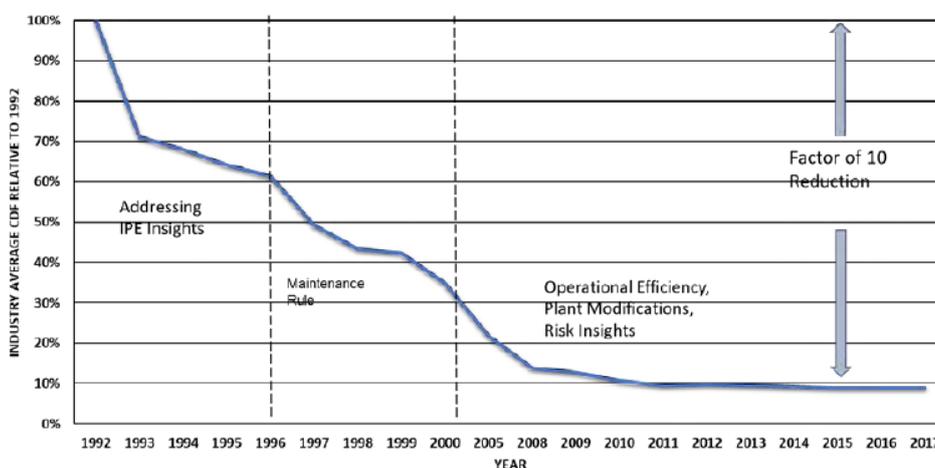
図 7-4 パフォーマンスと安全性の関係性（NEI 20-04）

安全パフォーマンスと運転パフォーマンスは密接に関連している。図7-4に示すように、機器の信頼性を高めることに重点を置くことで、機器の故障を減らし、機器のアベイラビリティを高めることができる。どちらも運転パフォーマンスを向上させ、より安全なプラント運転につながる。設備の信頼性が高いことなどにより計画外原子炉トリップが減少すると、設備利用率が高くなり、プラントの安全運転に支障をきたす可能性のある過渡事象の可能性も減少する。運転経験の共有と評価によって、そのような事態を回避することで運転パフォーマンスと安全パフォーマンスの両者に利益がもたらされる。プロセス改善の比較的早期の段階でプラントPRAを使用すると、プラントの安全性を損なうことなく、変更によつ

て望ましいメリットが得られることが保証される。運転のすべての段階でリスク情報に基づいた注目を維持することは、運転と安全の両方のパフォーマンスに共通の利益を提供する。

運転面と安全面の両面でのパフォーマンスの改善は、リスク低減にも反映される。現在使用されている主なリスク指標は、炉心損傷頻度（CDF）と大規模早期放出頻度（LERF）であり、これらはプラントの PRA から導出できる。

図 7-5 は、産業界平均の CDF が 10 倍改善されたことを示している。1990 年代初頭以降の CDF と LERF のこの着実な減少は、主にリスク情報を活用した規制とその対応、継続的なプラントと設備のパフォーマンスの改善、及びプラント改善によってもたらされてきた。さらに、PRA モデルの改善により、実際のリスクをより明確に把握できるようになった。



Source: Multiple Sources including IPE submittals and ROP data for Mitigating System Performance Index

図 7-5 産業界平均の炉心損傷頻度（CDF）の傾向（NEI 20-04）

安全性向上は、1990 年代初頭以降の起因事象の頻度と機器パフォーマンスの変化による安全性への影響を比較した感度分析の結果からも示される（図 7-6）。NRC 独自のデータとモデルによる評価から、機器と運転パフォーマンスの改善により、いずれのプラント設計でも安全性が 3～7 倍向上したことを示している。

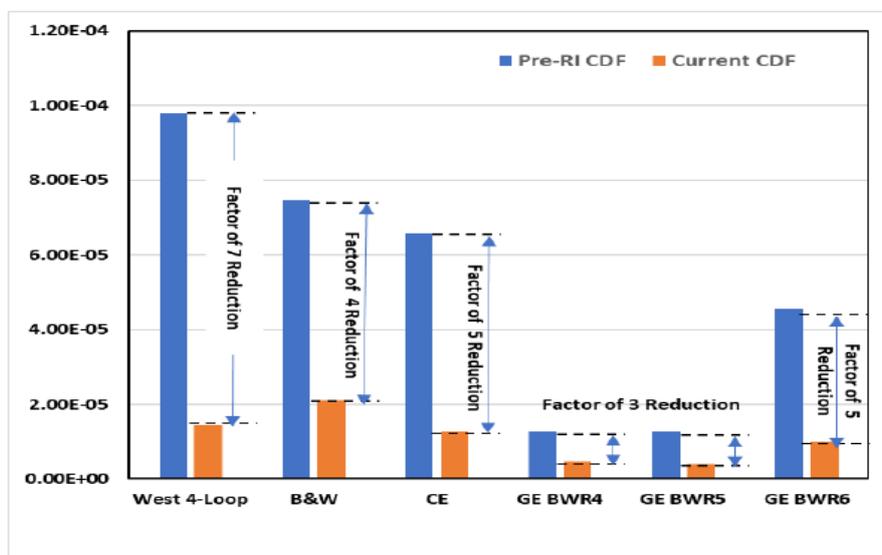


図 7-6 機器のパフォーマンス向上と起因事象の低減が CDF に及ぼす影響 (NEI 20-04)

過去 20 年間のプラントのパフォーマンスと安全性に対するリスク情報を活用したイニシアチブの影響を実証するために、感度解析を実施して、1990 年代初頭から現在までの期間にわたる CDF の変化を評価した。このために、NRC の PRA モデル (SPAR モデル) を 6 つの一般的なプラントタイプ (WH 社 4 ループ PWR、B&W 社 PWR、CE 社 PWR、GE 社 BWR 4、5、6) に適用した。

リスク情報活用の前と後の 2 ケースで、それぞれの時期の起因事象の頻度と機器データを用いて CDF を評価した。図で「現在の CDF」(左側)と「リスク情報活用前の CDF (Pre-RI CDF)」(右側)の二つである。ここでは、ハードウェアや手順書の変更など、過去 30 年間に実施された他の安全性の強化については反映していないが、これらを反映すれば CDF の改善がさらに増加すると考えられた。

表 7-1 と図 7-7 は、各プラントタイプの CDF 結果の要約を示す。平均して、CDF は 4.3 倍改善された。この改善は、起因事象の頻度の減少 (1.8~4.9 の範囲で 3.0 倍の改善) と機器信頼性の向上 (1.3~3.4 の範囲で 2.1 倍の改善) を反映している。試験と保守によるアンアベイラビリティはわずかに増加したが、これは主に許容待機除外時間 (AOT) を延長し、より多くの運転中保全を可能にするリスク情報を活用した活動によるものである。これらの複合値を図 7-8 に示す。

計画されたアンアベイラビリティのわずかな増加による影響は、より顕著な故障率の減少によって最小限に抑えられている。これは、機器ベースのデータの全体的なプラスの改善要因につながる。機器ベースの改善の両者の合計は 1.9 倍、その範囲は 1.3~2.6 である。

表 7-1 リスク情報を活用した活動が CDF に及ぼす影響 (NEI 20-04)

Plant Type	Pre RI CDF	Current CDF	Improvement Factor
Westinghouse 4-Loop	9.80×10^{-5}	1.45×10^{-5}	6.8
B&W	7.46×10^{-5}	2.12×10^{-5}	3.5
Combustion Engineering	6.58×10^{-5}	1.28×10^{-5}	5.1
GE BWR4	1.27×10^{-5}	4.72×10^{-6}	2.7
GE BWR5	1.26×10^{-5}	4.01×10^{-6}	3.1
GE BWR6	4.55×10^{-5}	1.00×10^{-5}	4.6

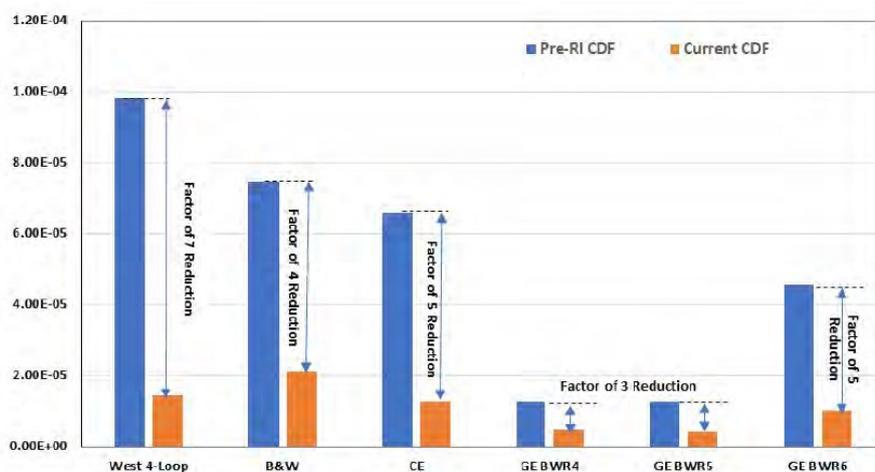


図 7-7 リスク情報を活用した活動が CDF の低下に及ぼす影響 (原子炉設計別) (NEI 20-04)

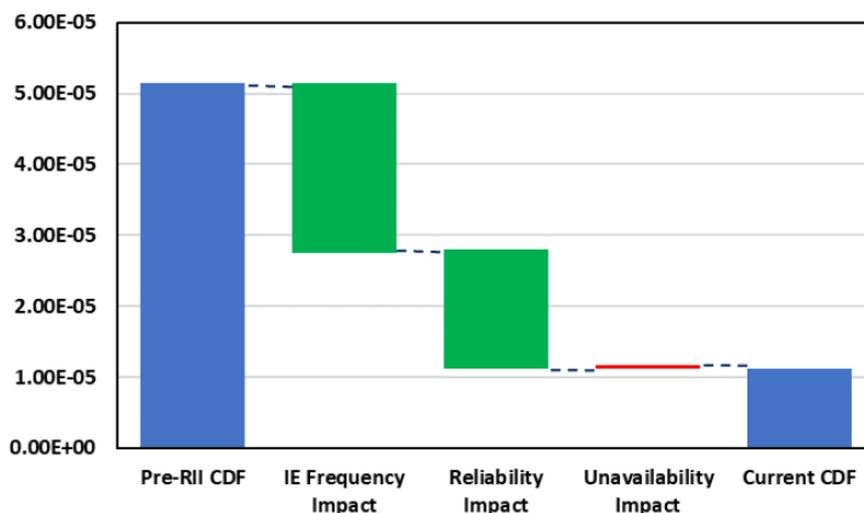


図 7-8 リスク情報を活用した活動が CDF に及ぼす影響 (NEI 20-04)
(起因事象、機器の信頼性、機器のアンアベイラビリティ別の内訳)

- ・ 結論

米国原子力発電所のパフォーマンスは、これまでで最高のレベルにある。パフォーマンスに重点を置くことで、安全性と運転パフォーマンスの両方が向上した。

事業者による強力な安全性と信頼性の文化の育成、NRC という強力に独立した原子力規制当局、エクセレンスを追求する独立した産業界組織（INPO）、NRC によるリスク情報を活用した安全性に焦点を置いた規制方針など、この改善に影響を与える多くの要因がある。過去 20 年間、プラントのパフォーマンスの向上は、最も安全上重要な問題にリソースを集中させることになるリスク情報を活用したアプローチによって提供される安全性の強化と結びついている。今日、米国の原子力産業は世界で最高レベルの安全性と信頼性を発揮している。

これらのパフォーマンス指標によって提供される明確な姿は、以下のようにまとめられる。

- ・ 米国産業界のパフォーマンスは最高レベルにある

産業界全体のパフォーマンスは過去 20 年間で劇的に向上し、1980 年代に始まった傾向が続いている。このパフォーマンスの傾向は非常に顕著で、過去 20 年間で、すべての NRC と INPO のパフォーマンス指標が改善された。

- ・ 産業界のパフォーマンスのレベルが向上し、安全性が向上している

産業界のパフォーマンス向上は、安全性の向上に直接つながり、リスクを軽減した。パフォーマンスの向上は、作業安全と原子力安全の向上につながった。NRC のリスクモデルとデータに基づけば、機器の信頼性の向上などによって、代表的プラントのリスクレベルは 3～7 分の 1 に低減した。

- ・ リスク情報に焦点を置いた活動で安全性が向上する

過去 25 年間、NRC によるリスク情報を活用した規制の枠組みが確立され、また産業界によるリスク情報を活用したアプローチの採用によって安全性に焦点を置いた活動が可能となり、安全性がさらに向上した。リスクを活用した幅広いアプローチにより、安全性が向上し、運転面での焦点も向上することが示されている。

資料

- 1) NEI 20-04, The Nexus Between Safety and Operational Performance in the U.S. Nuclear Industry, March 2020

8. 運転認可更新

1980年代の米国では、原子力発電所の長寿命化を検討しない場合、2010年までに数機が40年の運転認可期間を終了し、2015年までに全体の約4割の運転認可が満了するため、長寿命化は電力供給能力の点から重要であると認識された。そのため、NRCは、40年を超えて原子力発電所を運転するための認可手続きを定めた運転認可更新（LR）規則（10 CFR Part 54）を1991年に公表した。この規則に対し産業界から批判（他規則との整合性不良、実施困難等）が寄せられたため、NRCは、1993年にLR規則の新しい解釈を公表しワークショップ開催した。本ワークショップでは、用語の定義を明確化する必要があると指摘されたこと等を踏まえ、NRCはLR規則を見直し、1995年に改定LR規則を公表した。最初のLR申請が行われたのは1998年であり、これまで94基が更新認可を取得している。2014年には、2回目の運転認可更新（SLR）を考慮した規制枠組みが検討され、最終的にLR規則を改定せずに制度化された。最初のSLR申請が行われたのは2018年であり、これまで6基が2回目の更新認可を取得している。

8.1 NRCの規則策定の流れ

NRCは、通常、ある規則を検討し策定する前にそれに関する政策声明書を公表する。そのための事前通達を公表し、公衆からコメントを募集する。政策声明書公表後、規則策定の事前通達公表を経て、NRCスタッフが策定した規則案を公衆からコメントを求めて公表する。得られたコメントを踏まえ、NRCスタッフにより検討された最終規則案は、説明を経てNRC委員会に提出される。NRC委員会の票決により承認された最終規則案は、最終的に規則として公表される。運転認可更新に関する規則策定及び指針策定の主な流れを図8-1に示す。

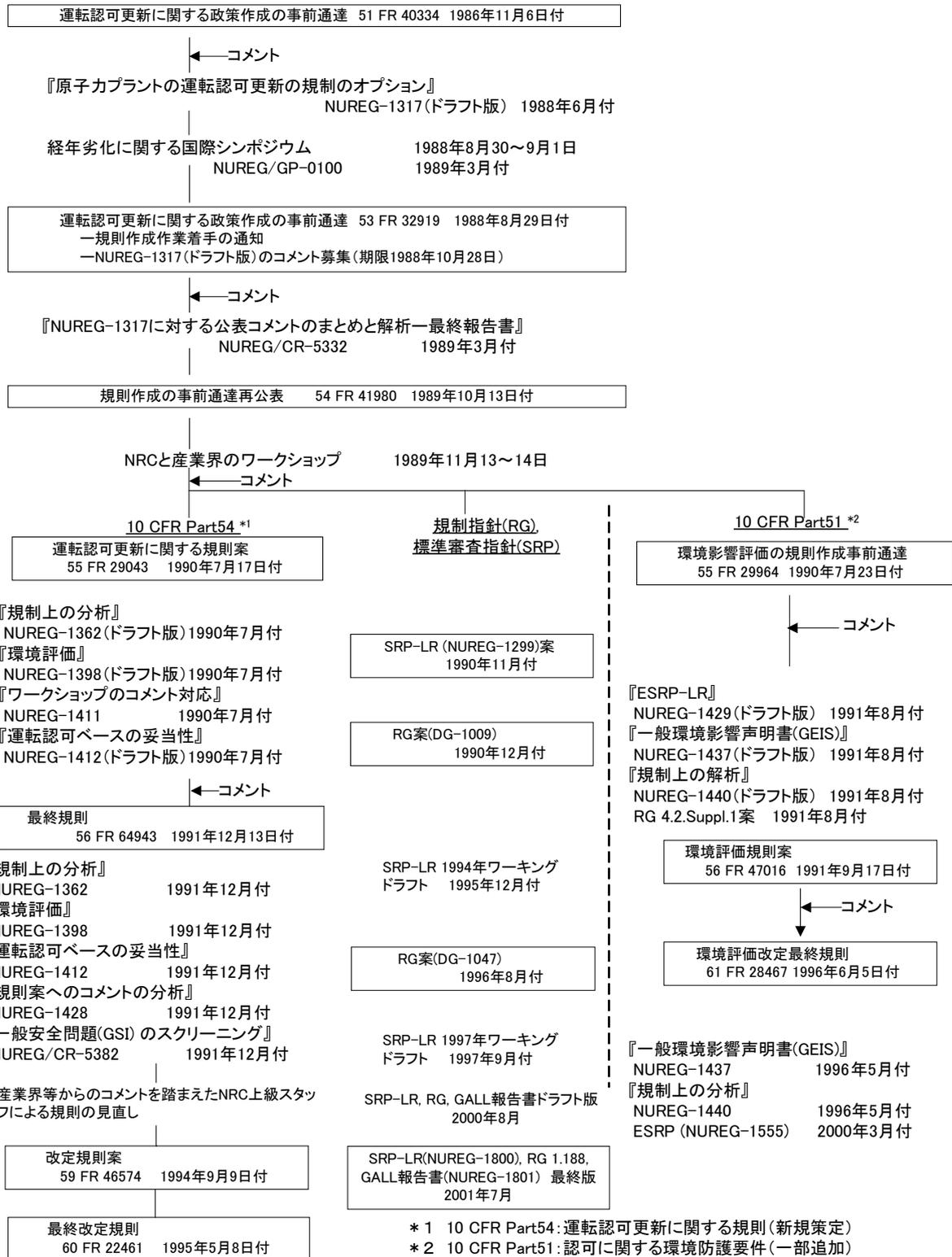


図 8-1 運転認可更新に関する規則策定及び指針作成の主な流れ

8.2 運転認可更新規則（10 CFR Part 54）の検討

(1) NRC の運転認可更新に関する政策声明書作成検討

NRC は、1986 年 11 月 6 日付で、原子力発電所の運転認可更新に関する政策声明書を作成する事前通達（51 FR 40334）を公表しコメントを募集した。これに対し、政策声明書の作成を省略して、少しでも早く運転認可更新に関する規則を策定すべきであるというコメントが主に産業界から多数寄せられた。また、現在運転中の初期プラントの運転認可は 2005 年頃には期限切れとなり、その代替として原子力発電所を設置する場合を考慮すると、1990 年代初めには規制上の整備を行なう必要があるとのコメントもあった。

以上を踏まえ、運転認可更新に関する政策声明書は作成されないことになった。

(2) 運転認可更新に関する規則策定の事前通達

NRC スタッフは、1988 年 8 月 29 日付で運転認可更新に関する規則策定の事前通達（53 FR 32919）を公表した。この段階では、規則の枠組まで検討が進んでいなかったため、この事前通達は、運転認可更新の規制オプション（運転認可更新後の規制を、現行認可ベース、運転認可更新申請時点における規制要件ベース、又は現行認可ベースに必要に応じて安全上重要な部分を補足した認可ベースとすること等）をまとめた報告書（NUREG-1317、1988 年 6 月付）に対するコメントを募集するものであった。これに対し、産業界（電力会社、メーカー、NUMARC（現 NEI）等）は、主に規制ベースは「現行認可ベース」とすること、レビュー・スコープは経年劣化を受ける安全上重要な機器のうち、定期的に検査、補修、交換を行なわないものに限定すること、環境レビューについては、環境影響声明書は不要で環境評価報告書で十分であるとした。また、市民団体より、公聴会を経て運転認可更新を行うべきであるとする意見が複数寄せられた。

その後、実質的な規制概念と規則案の骨子を明らかにして、1989 年 10 月 13 日付で規則策定の事前通達（54 FR 41980）が再公表された。現行認可ベースの定義とそれに基づく規制要件、認可更新後の安全性を適切に保証する技術的要件等の詳細については、この段階では検討中とされた。また、申請に必要な技術的情報の抽出方法、安全上重要な構築物、系統、及び機器（SSC）の選定方法については、各々規制指針（Regulatory Guide（RG））を作成することが明らかにされた。

NRC スタッフは、1989 年 10 月 13 日付で再公表した規則策定の事前通達の内容を産業界に対して説明し意見交換を行うため、1989 年 11 月 13 日～14 日に公開ワークショップを開催した。本ワークショップには、NUMARC、電力会社、EPRI 等、約 200 名が参加し、NRC スタッフの説明の後、産業界から多くの意見が寄せられた。NRC スタッフと産業界は、現行認可ベースは安全防護上十分である、経年劣化に注目する必要がある、及び規則は一般的な内容を扱い、詳細は RG に規定する点では見解が一致した。その一方で、環境評価、規則及び RG の記述範囲、確率論的リスク評価（PRA）、現行認可ベース

の記述、シビアアクシデント問題、既存の経年劣化管理プログラム、Tech. Spec.、保守プログラム要件との関わり、バックフィット、公聴会等、見解が一致しない点が多く残った。

(3) 運転認可更新に関する規則案公表

上述の公開ワークショップで産業界から指摘された懸案事項について NRC スタッフは検討を進め（表 8-1 参照）、運転認可更新に関する規則（10 CFR Part 54）案（SECY-90-021、1990 年 1 月 17 日付）をまとめた。この検討結果は、その後の計画と合わせて 1990 年 1 月 30 日の NRC ミーティングで NRC 委員に報告された。NRC スタッフの説明に対し、NRC 委員は概ね了承したが、この段階では、現行認可ベースの妥当性判断基準、規則へのスクリーニング手法の記載範囲等はさらに検討が必要な事項とされた。なお、その後の計画として、運転認可更新規則を 1991 年 5 月に公表するという見通しが示された。また、関連する規則やガイダンスは 1992 年 4 月までに整備するとした。この時点で、産業界では、1990 年 6 月に Yankee Rowe（WH-PWR）が運転認可更新申請を提出することを予定していた。NRC スタッフは、申請の審査期間として 2 年間を見込んでおり、計画通りに検討が進めば、最初の更新認可発給時点までに規制体系を整備できると考えた。NRC スタッフは、1990 年 3 月初旬に SECY-90-021 を ACRS に提出した。

ACRS は、1990 年 3 月 26 日開催の規制に関する小委員会及び 1990 年 4 月 5 日～7 日開催の全体ミーティングにおけるレビューの他、産業界（NUMARC、EPRI 及び産業界のリードプラントである Monticello（BWR）の事業者及び Yankee Rowe の事業者と意見交換を行ない、その結果を 1990 年 4 月 11 日付レターで NRC に送付した。このレターで、ACRS は、40 年という現行の運転認可期間には特に科学的根拠はないこと、経年劣化事象に対する注意と安全運転の基準は運転認可更新の前後で同じはずであること等から、NRC スタッフ案に基本的に同意した。ただし、原子炉（圧力）容器の健全性についてより重点的な検討が必要であること、「現行認可ベース」の定義が曖昧であること等の問題点も指摘した。

また、1990 年 5 月 31 日に NRC スタッフと NUMARC とのミーティングが開催された。本ミーティングでは、運転認可更新に際して行なわれる機器の評価について、NUMARC が中心となってまとめたスクリーニング手法が紹介された。NUMARC のスクリーニング手法は、運転認可更新に重要な機器及び構築物（安全上重要な機器及び構築物よりも狭い範疇のもの）の選定と、その管理プログラムのレビューから構成される。これは NRC スタッフが考えている「運転認可更新上重要な」機器のスクリーニング手法と大きな違いはないが、NRC スタッフの手法は非安全関連の機器も重要なものは評価の対象にしている点が異なっている。

NRC 内での検討を経て、1990 年 7 月 17 日には規則案（55 FR 29043）が公表された（主な内容は表 8-2 参照）。本規則案では、1989 年 10 月 13 日付の規則策定の事前通達で示された規則案の大枠が、詳細な記述に改められた。NRC は、規則案の策定過程で産

業界（NUMARC）と十分な意見交換を行っており、技術的検討については産業界の研究に依存する点が多かったため、規則案は基本的には産業界の合意も取り付けていた。NRCの規則案公表を受けて、エネルギー省（DOE）や産業界の広報組織である米国エネルギー啓発協議会（USCEA）（現 NEI）は、エネルギー需要の増加対応策や大気の浄化対策に貢献でき、資本の節約にもなるとして、NRCの方針に賛意を示すコメントを公表した。しかしながら、産業界は、非安全関連機器も重要機器として取り上げていること、現行認可ベースを維持するためにはコスト効果を度外視すること、及び公聴会の開催について、意図的に運転認可更新を遅延させるような行為を回避するための開催期間の制限等の配慮が無いことについては不満を表明した。1990年7月17日付で公表された規則案に対し200件近いコメントが寄せられ、そのうちの約4割は産業界からであった。産業界は要件の緩やかな規則の作成を望むものであった。また、産業界及びACRSは、申請に必要な評価の定義付けが曖昧であること、評価の内容が膨大なものになると予想されること等を指摘するコメントをNRCに寄せた。

最終規則のNRCスタッフ案は、1991年4月8日開催のACRS小委員会及び1991年4月11日～13日開催の第372回ACRS全体ミーティングで、ACRSのレビューを受けた。ACRSは、この後、NRCスタッフ、NUMARC、及びMonticello（BWR）の事業者の代表と意見交換を行なった。ACRSは、これらのレビューを通して得られたコメントを、1991年4月17日付でNRC委員会に送付した。ACRSは、運転認可更新に関して規則を作成するというNRCスタッフの方針には同意したが、以下の2点でNRCスタッフと産業界（NUMARC）の間に意見の食い違いがあると指摘した。

- NRCスタッフ案では、運転認可更新申請者に対し、現行認可ベースを取りまとめること（**compilation**）を要求している。これは、最低限、そのプラントが運転期間中に受けた全ての認可項目を含むリストの作成を求めるものである。産業界側は、このようなリストの作成は不要であるとして、最終規則案の項目を変更すべきであると主張した。
- NRCスタッフ案では、申請者に対し、運転認可更新上重要なSSCのリストを作り、それに適した経年劣化管理プログラムを実施することを求めている。このリストには、当初の運転認可、運転期間中に作成された規則、安全評価報告書、一般通達文書（**Information Notice、Bulletin、Generic Letter**）等に適合すべき各SSCが含まれる。産業界側は、このような定義では、プラントの機器の85～90%がリストに含まれてしまうと指摘し、これらの全てに対して、経年劣化プログラムを作成する必要はなく、特に無視できないものだけを対象とすればよいと主張した。

(4) 運転認可更新に関する規則案公表

NRCスタッフは、規則案に対するコメントやNRC内での検討を反映して最終規則案（SECY-91-138、1991年5月15日付）を作成しNRC委員会に提出した。本案では、用

語の定義や曖昧な表現が明確化された点と、更新申請の提出期限が認可終了の 5 年前まで（規則案では 3 年前まで）に変更された点以外は、1990 年 7 月 17 日付の規則案から大きな変更はなかった。ただし、申請者に現行認可ベースの取りまとめを求める要件については、NRC スタッフは修正を検討しており、この段階では結論に至っておらず、SECY-91-138 の中で 2 通りの修正案（修正案 I：SSC 特定の際に現行認可ベースを考慮した旨を申請書に記載、又は修正案 II：現行認可ベースのレビューを求めるが申請書への記載を求めない）を NRC 委員会に提示した。NRC スタッフは、1991 年 5 月 21 日のミーティングで最終規則のスタッフ案を NRC 委員に説明した。NRC 委員から特に問題提起はなかった。NRC スタッフは、大きな問題がなければ、1991 年 6 月末に NRC 委員会の承認を得て、1991 年 7 月半ばには規則を公表できると述べた。

最終規則案は、1991 年 6 月 28 日に NRC 委員会の票決で承認された。1990 年 7 月 17 日付で公表された規則案と比べ、用語の定義（10 CFR 54.3）が大幅に修正された（主な内容は表 8-3 参照）。しかしながら、1991 年 7 月に NRC 委員長に就任した I. Selin 氏が本規則の再検討を要求したため、一旦公表が見送られた。1991 年 6 月 28 日の票決は、NRC スタッフが作成した最終規則（SECY-91-138）に一部 NRC 委員が修正を加えたものだったため、NRC 内部でのレビューが不十分であるとして NRC スタッフに差し戻した。これを受けて NRC スタッフは、NRC 委員が修正を加えた点等について再検討し、1991 年 10 月 18 日に最終規則の NRC スタッフ案（SECY-91-330）を再度 NRC 委員会に提出した。1991 年 11 月 15 日に再度 NRC 委員会の票決により承認され、最終規則案は、10 CFR Part 54 として 1991 年 12 月 13 日付で公表された（56 FR 64943、1992 年 1 月 13 日付発行、表 8-4 参照）。

8.3 パイロットプラントによる検証

(1) EPRI/DOE の研究活動

EPRI は 1978 年から原子力発電所の長寿命化 (PLEX) に関する研究を開始した。1984 年以降は DOE の支援を受け、Surry-1 (WH-PWR) 及び Monticello (BWR) を対象炉としてパイロット PLEX 研究を開始した。さらに、Oconee-1/2/3 (B&W-PWR) 及び Calvert Cliffs-1 (CE-PWR) を加え、各メーカーの代表炉として各種の技術的検討を行なった。この研究は、軽水炉の現実的な運転寿命を明確化するため、機器・プラントの主要劣化メカニズムや長寿命化に関わる潜在的問題を抽出し、各事業者が応用できるプログラムを提供することを目的として進められた。この研究のフェイズ I として、1984 年～1986 年の 2 年間にわたり重要機器 (critical component) の抽出・検討が行なわれた。フェイズ I の概要と知見は、Monticello や Surry 等について EPRI から報告書としてまとめられた。

フェイズ II (1986 年～1988 年) では、フェイズ I で検討した決定機器以外の機器群に

ついて、重要なものを摘出、分類し、保守方法を検討した。フェイズ II の概要と知見についても同様に報告書としてまとめられた。

フェイズ III では、フェイズ I 及び II で得られた知見に基づき、実際の原子力プラントの運転認可更新に関する作業が行われる計画とした。

(2) NUMARC-NUPLEX の活動

産業界の長寿命化検討グループは、1987 年頃に NUPLEX Steering Committee (NUPLEX) として発足した。NUPLEX は、長寿命化に関する産業界の見解や研究開発動向について規制側の理解を得るため、産業界を代表して NRC と密接な連絡を保つことを活動の主目的として組織された。1988 年に、NUMARC 内に長寿命化関連の組織が発足し、NUPLEX は NUMARC の統括下に入った。1994 年の産業界の組織変更に伴い、NUMARC の機能は NEI に引き継がれた。運転認可更新に関して産業界が実施した主要な活動としては、パイロット (リード) プラントにおける検討と、経年劣化と長寿命化に関する一般的な話題を取りあげた報告書 (Industry Report : IR) の作成がある。

リードプラントとしては、Yankee Rowe (WH-PWR) と Monticello を指定し、各々、1991 年 6 月及び 1992 年 4 月頃には運転認可更新申請を NRC に提出することを目指して検討が進められてきた。このうち、Yankee Rowe は、圧力容器の脆化評価が問題 (データ不足による圧力容器材料の詳細な検査が必要) となったため 1992 年 2 月 26 日に運転終了の決定が下され、運転認可更新申請の提出には至らなかった。また、Monticello は、規制要件の不確かさと経済的理由から運転認可更新申請を当面延期することを 1992 年 11 月に明らかにした。これ以降は、EPRI の支援で各炉型のオーナーズグループ (B&W オーナーズグループ、BWR オーナーズグループ及び WH オーナーズグループ) が、独自の運転認可更新プログラムを着手することとなった。

IR は、原子力発電所の主要な機器について、経年劣化問題を検討し、運転認可更新後の健全性を維持するための解決策を導き出すもので、PWR/BWR 格納容器、PWR/BWR 圧力容器、機器のスクリーニング手法等、11 種類のテーマでまとめられた。IR は、NRC のレビューを受け承認された後は、運転認可更新プロセスの参照文献として用いられることを意図して作成された (NRC の IR に対する扱いについては表 8-5 参照)。

これらの検討状況について、NUMARC は、NRC スタッフと十分な情報交換を行ない、また、NRC スタッフに対するコメント等も積極的に提出した。このような産業界の取り組みを受けて、NRC スタッフは、NUMARC の意見を尊重し技術的検討については産業界の研究に依存する姿勢を見せた。

8.4 運転認可更新規則 (10 CFR Part 54) の改定

(1) 運転認可更新規則の問題点

1991年12月に公表された運転認可更新規則(10 CFR Part 54)に対し、産業界から、他の規則との整合性が悪い、規則の実施が困難である、或いは、NRC スタッフ側で混乱がある等の批判が寄せられた。中でも運転認可更新プログラムを開始していた B&W オーナーズグループ(B&WOG)及び Baltimore Gas & Electric (BG&E) 社(Calvert Cliffs-1/2の事業者)は、NRC スタッフに運転認可更新規則のレビューを強く求めた。このため、NRC 委員会は、1992年12月にNRC 上級スタッフに当該規則をレビューするよう指示した。NRC 上級スタッフによるレビューの結果、運転認可更新上重要な機器として評価が必要となる対象が膨大にならないように配慮し、既存の保守プログラムを尊重するといったNRC スタッフの柔軟な解釈が公表された(SECY-93-049、1993年3月1日付、表8-5)。この結果は、B&WOG や BG&E 社が主張してきたことがほぼ認められたものであった。しかしながら、産業界及び原子炉安全諮問委員会(ACRS)は、NRC スタッフの解釈に基本的に同意するとしながら、更にいくつかの用語の定義が曖昧である、総合プラント評価(IPA)で実施すべきことが具体的にわかりにくい等の問題点も指摘した(表8-6)。このため、NRC スタッフは、これらについてさらに検討し、補足説明(用語の定義、IPAでの構造物及び機器の評価例)をまとめ公表した(SECY-93-113、1993年4月30日付)。

(2) 運転認可更新規則に関する規則改定の検討

NRC スタッフは、運転認可更新規則の新しい解釈について、産業界のコメントを収集することを目的として、1993年9月30日にワークショップを開催した。このワークショップには、電力会社、DOE、NRC 等から、数百名に及ぶ参加者があった。1993年3月の新しい解釈の中では、NRC スタッフは規則改定の必要はないとしていたが、このワークショップでは、出席者から用語の定義を明確にするため規則を改定する必要があることが相次いで指摘された(表8-7)。このため、NRC スタッフは規則改定のNRC スタッフ案(骨子)を作成し、NRC 委員会に提出した(SECY-93-331、1993年12月7日付、表8-8)。この中で、NRC スタッフは、1994年4月頃までに改定規則案を策定し、1994年末頃には改定規則を公表する計画を示した。

(3) 運転認可更新に関する改定規則の公表

NRC スタッフは、運転認可更新に関する改定規則案をNRC 委員会に提出し、公表の承認を求めた(SECY-94-140、1994年5月23日付、表8-9)。また、1994年6月10日にNRC 委員会に対し改定規則案を説明した。NRC 委員会の承認を得て、1994年9月9日付官報(59 FR 46574)で10 CFR Part 54の改定規則案がコメントを求めて公表された(コメント期限:1994年12月8日)。

公表された改定規則案に対し、連邦機関や州の組織、産業界組織、ベンダー、設置者、民間団体等から42件のコメントが寄せられた。NRC スタッフは、これらのコメントを

検討し、改定規則案から幾つか変更（重要な変更はない）を行い、官報に公表する最終改定規則案（SECY-95-067、1995年3月20日付）をNRC委員会に提出した。最終改定規則案は、NRC委員会の承認を経て、改定規則として1995年5月8日付官報（60 FR 22461、表8-10）で公表された（発効：1995年6月7日）。

(4) その後の運転認可更新規則の改定検討

NRCは、2001年6月28日に産業界との公開ミーティングを開催し、これまでの運転認可更新申請書の審査経験を反映して、対象設備を確認する作業（スコーピング）の結果の申請書への記載要件やGALL報告書の引用を含めて運転認可更新規則（10 CFR Part 54）を改定する必要があるかどうかを議論し、規則改定の必要はないとの合意に至った。これについて、ACRSも同様のコメントを同年7月20日付でNRCに送付した。同年8月25日、NRCスタッフは、現時点では運転認可更新規則の改定の必要はないとの見解をSECY-01-0157でNRC委員会に提出し、NRC委員会は、同年9月5日付のNRC委員会指示（SRM）でNRCスタッフの見解を承認した。

なお、10 CFR Part 54は、他の規則の引用等、表記上の変更のため何度か改定されているが、規則の内容は1995年の改定規則公表以降変更されていない。

8.5.2 回目の運転認可更新（SLR）の検討

2回目の運転認可更新（SLR）の枠組みの検討（SECY-14-0016）に対するNRC委員会の採決（2014年8月29日）の結果、NRCスタッフは、SLRに対し運転認可更新規則（10 CFR Part 54）の改定ではなく、各種ガイダンスの改訂で対処することとなった。NRCスタッフが検討した結果、2017年7月に、SLRに関するGALL報告書（GALL-SLR、NUREG-2191）及び標準審査指針（SRP-SLR、NUREG-2192）が公表された。

以下では、NRCと産業界のSLRへの取り組みの主な経緯及びLRとSLRのガイダンス（GALL報告書及びSRP）の差異について紹介する。

(1) NRCと産業界のSLRへの取り組みの主な経緯

2007年

NRCは、2007年10月付で2009会計年度長期研究計画を公表し、SLR申請書の審査をサポートする技術的根拠及び申請前のトピカルレポートが必要であり、60年を越えて運転する場合には、更に別の材料、経年劣化メカニズム、及び部位の組み合わせも考慮する必要があるかもしれないとし、主要な技術的問題及び規制上の問題の抽出には、DOE及び産業界の継続的な協力が必要であることを示した。

2008年

2008年2月19日～21日にNRC/DOEの60年超運転のための研究開発に関するワー

ワークショップが開催され、必要な研究分野、運転経験、材料劣化、新技術等について議論された。ワークショップの総括として、NRCの役割はプラント安全の保証であり、DOEの役割は研究であり、産業界の主導で技術的な問題を摘出し、必要に応じてSLRの妥当性を示す必要があると結論された。

2008年3月11日～13日に開催されたNRCの第20回規制情報会議（RIC 2008）において、NRCは、NRC/DOEのワークショップについて説明し、NRCには60年超運転を推進する責任はないが、産業界及びDOEと協力して研究を進めると述べた。NEIは、40年から60年運転への運転認可更新プロセスは成功しており、運転認可更新規則（Part 54）改定の必要はないとし、材料の経年劣化問題については、炉容器／炉内構造物の中性子フルエンス、熱疲労、ケーブル及びコンクリートの経年劣化管理プログラムについて検討が必要であると述べた。

2009年

2009年1月28日のNRCとNEIのミーティングで、NRCは、SLRにおける技術的な着目点として電気ケーブル、コンクリート材料（特に高温、高線量区域）、炉容器及び炉内構造物、埋設及び水中の構造物、並びに塗装を挙げた。

2009年4月29日のNRCとNEIのミーティングで、NEIは、SLRに関するワーキング・グループを設置したと述べ、ワーキング・グループはSLRを妨げる技術上の問題はないが、コンクリート、炉容器の経年劣化等についてはプラント個別に検討が必要となる可能性があるとして結論したと述べた。NRCは、SLRの検討に際して十分な運転経験が得られているかどうか、最初のSLR申請書が提出されるまでに研究が完了するのかどうかといった疑問を示した。

2009年7月29日のNRCとNEIのミーティングでは、NRCは、経年劣化管理プログラム（AMP）の10のプログラム要素の一つに運転経験があり、運転認可更新申請書作成時にプラント個別や産業界全体の運転経験を検討することが要求されていると説明した。NEIは、運転経験レビューに関する情報を含めて運転認可更新に関する標準審査指針（SRP-LR、NUREG-1800）を改訂するかどうか質問した。NRCは、現在SRPを更新中であり、そのような情報を含めるか検討中であると回答した。

2009年9月にEPRIは、長期運転（LTO）プロジェクトを立ち上げ、現在運転中の原子力発電所が2050年以降も高いパフォーマンスで運転を継続することを目的として、NRCやDOEを含めた他の組織と協力、調整を行い、研究を進めていると発表した。

2010年

2010年3月9日～11日に開催されたNRCの第22回規制情報会議（RIC 2010）において、NRCは、SLR審査のための基盤を準備中であると述べ、40年を超えてからの運転経験が必要であるとの考えを示し、原子炉（圧力）容器（RPV）の照射脆化等について

は研究が必要であり、非破壊検査（NDE）、ケーブル、埋設配管、炉内構造物等については、新技術ベースの確立が必要であると述べた。

2011年

2011年3月11日のNRCとNEIのミーティングで、NRCは、更新認可を取得した事業者が、産業界及びプラント個別の運転経験を継続的に収集及び評価し、この情報を用いてAMPの有効性を確認し、必要に応じて強化することを期待していると述べた。NEIは、配布したメモ「産業界及びプラント個別の運転経験に対するAMPの定期評価」に基づき、AMPや産業界の基準及びガイダンスへの運転経験情報の反映について説明し、現状のプロセスは適切であると述べた。NRCは、既存の運転経験の評価と経年劣化に対応するために必要な評価との間にギャップがあるのではないかと疑問を呈した。そして、運転経験のレビューはAMPの有効性を保証するために重要であり、運転認可更新を申請する事業者が更新認可発給後に運転経験をレビューするという誓約事項を申請書のUFSAR補遺版に記載するべきであると指摘した。

2011年5月25日のNRCとNEIのミーティングで、運転認可更新の際にAMPの有効性を確認するために運転経験をどの様にレビューするかについて議論した。NRCは、運転経験情報を収集、評価し、経年劣化管理活動の強化に利用するための効果的なプロセス案を説明した。このプロセスでは、プラント個別と産業界の両方の運転経験を継続的に監視し、潜在的な経年劣化問題を摘出することを意図している。潜在的な経年劣化問題が確認された場合は、更に評価を行い、既存のAMPの有効性、強化の必要性、あるいは新たなAMPの必要性を確認する。産業界の参加者は、NRCの提案に対して概ね賛同し、現在のプラントの運転経験プログラムはNRC案にある項目の多くを含んでいるとコメントした。（なお、本案は、2012年3月16日付官報（77 FR 15818）でLR-ISG-2011-05として公表された。）

2011年6月15日のASTMワークショップで、NRCは、SLRに向けた技術的取り組みについて発表した。NRCは、潜在的な新しい経年劣化事象（部位、メカニズム、感受性）を確認するための活動を行っており、AMPの妥当性を評価し、新たなAMPあるいはAMP強化の必要性を判断するため、1回目の運転認可更新時のAMP実施のパフォーマンス（検査手法、アクセス性、頻度）を評価する必要があることから、Ginna（WH-PWR）及びNine Mile Point（BWR）を対象にAMPの監査を行うと述べた。

2011年12月8日のNRCとNEIのミーティングで、NRCは、Ginna及びNine Mile Pointに対する運転認可更新後の監査で得られた知見に基づき、SLRに関して事業者は、新しい知識や得られた運転経験に基づいてAMPを継続的に改善することを保証するよう検討する必要があると述べた。

2012年

2012年3月13日～15日に開催されたNRCの第24回規制情報会議（RIC 2012）でのSLRをサポートする研究に関するセッションにおいて、NRCは、SLRにおける主要な問題としてRPV（脆化）、コンクリート及び格納容器（劣化）、ケーブル（耐環境性能検証及び状態監視）及び（埋設）配管を挙げた。また、技術的研究により特定される可能性のある問題と同様に運転経験としてすでに直面している新しい問題についても検討するようにAMPを強化することを説明した。

NEIは、2012年4月20日付でSLRに向けた産業界の計画をNRCに送付した。その中でEPRIは、経年劣化メカニズムに関する技術情報の目録を一つの報告書にまとめるプロジェクトを開始し、関連する技術情報から得られた情報に基づいてGALL報告書の経年劣化管理レビュー（AMR）毎に整理した報告書を2013年に公表する予定とした。NEIは、産業界からのデータ収集を通じて、運転認可更新作業グループの専門家によるAMPの有効性レビューを実施し、既存AMPの更新あるいは新しいAMPの必要性を判断する。この作業は、2012年9月に完了し、2012年10月に報告書として公表する予定とした。

NRCは、2012年5月9日にSLRに関するミーティングを開催し、SLRで検討すべき課題（プロセス問題、安全問題、及び環境問題）について参加者からコメントを募集した。

2012年6月7日にNRC、NEI、DOE、及びEPRIの間で行われているSLRをサポートする長期運転研究プログラムに関するミーティングで、EPRIは、SLRに関する現行のAMPを強化及び改良するためのAMPの包括的なレビューを進めていると説明した。

NRCは、2012年8月8日にSLRに関する検討状況を説明し、運転経験のレビューを通じたAMPの改善が最重要項目であり、事業者がどのようにAMPを改善するかについて関心を示した。

2012年9月20日のNRCとNEIのミーティングで、NRCは、AMPの有効性評価、材料劣化に関する研究、並びに現在の知識のギャップの把握について作業を進めており、産業界の研究活動に協力していることを説明した。また、規則改定の必要性は特定されていないと述べた。

NRCは、2012年11月1日、13日及び14日にかけて、SLRに関するミーティングを開催し、現行の運転認可更新の要件（申請時期、現行認可ベース、対象となるSSC、機器の補修及び交換、運転認可更新活動の評価等）を踏まえてSLRのために見直すべきかどうか参加者からコメントを募集した。参加者からは、現行の要件を支持するコメントが寄せられた。

2012年12月13日のNRCとNEIのミーティングで、EPRIは、60年から80年の期間の安全運転をサポートするAMPの技術的ギャップを評価する進捗について説明し、2013年中に報告書案を公表する予定であると述べた。

2013年

2013年3月12日～14日に開催されたNRCの第25回規制情報会議（RIC 2013）での長期運転及びSLRに関する技術セッションにおいて、NRCは、2012年5月開催のミーティング及び2012年11月開催のオンライン・セミナーで受領したSLRに関するコメントに基づき、技術、規制、及びプロセスに関わる問題を摘出するためにNRC内部で議論を実施し、ワークショップ、AMP有効性監査、拡大材料劣化評価（EMDA）等のレビューを通じて、SLRに関する規制の枠組みを構築していくと述べた。

2013年6月20日のNRCとNEIのミーティングで、EPRIは、想定される60年を超えた運転状態に対するAMP改善の技術的必要性についてAMPの評価を実施した結果、追加の研究が必要となるAMPは特定されたが、新たな問題は特定されなかったと述べた。これに対しNRCは、SLRに関する全ての潜在的な問題を既存のAMPで対応可能か判断する方法について質問した。産業界は、全ての問題は必要に応じて追加の研究による既存のAMPの変更で対応可能との見解を示した。NRCは、産業界がそのような結論に至ったことに関する追加情報の提供が必要であると述べた。

2013年9月19日のNRCとNEIのミーティングで、EPRIは、2013年6月20日のミーティングで示した結果を最終化し、報告書「長期運転：長期運転のAMPをサポートする研究開発の評価」を公表したと述べた。NRCは、NRCの専門家会議がSLRに関するGALL報告書案の作成を開始する予定である2014年4月までに、関連する情報を提供するように産業界に要請した。

2013年12月5日のNRCとNEIのミーティングでは、産業界は、2013年9月19日のミーティングでのNRCの要請を受けてGALL報告書専門家会議を設置したと述べ、2014年4月までにいくつかの関連情報を提供可能であると回答した。また、AMPを定期的に評価するための産業界のガイドラインの更新状況について説明した。

2014年

NRCスタッフは、SLRの申請に対する将来の審査を効率的及び効果的にするための既存の規制枠組みの変更について検討するため、最初の運転認可更新申請の審査から現在までに得られた経験についての評価を実施しNRC委員会に提出した（SECY-14-0016、2014年1月31日付）。評価は、主に以下の項目について実施された。

- ・ 特定の設計入力パラメータの経時的変化を確認する必要性とその変更が現行認可ベース（CLB）に与える影響
- ・ リスク情報を活用した経年劣化影響のスクーピング及び管理へのPRAの活用
- ・ 規則の範囲と長期寿命の静的機器の経年劣化管理への着目の継続
- ・ 国際的な定期安全レビュー（PSR）の知見
- ・ 40年を超える延長された運転期間における認可更新プログラムの管理
- ・ 更新認可の期間と申請書の提出時期

- ・ ガイダンス文書の更新の必要性

本 SECY で NRC スタッフは、上記の評価に基づいた SLR を考慮した規制枠組みとして、4つのオプションについて検討した(表 8-11)。その結果、NRC スタッフは、オプション 4 (SLR に関する規則策定) を NRC 委員会に提案した。

2014 年 3 月 11 日～13 日に開催された NRC の第 26 回規制情報会議 (RIC 2014) でのテクニカルセッション「60 年超の運転認可更新」において、NRC は、規則及びガイダンス文書の改訂スケジュールについて説明した。GALL 報告書及び SRP の改訂案を 2015 年に公表し、改訂版を 2016 年に公表し、SLR に関する規則が必要であれば 2017 年に公表する見通しであると述べた。

NEI は、2014 年 4 月 1 日付で NRC 委員長に対して産業界としての見解を示した(表 8-11)。この中で NEI は、現行の運転認可更新規則 (10 CFR Part 54) は、公衆の健康と安全を適切に保護するよう焦点を絞って整備された規制であるため、既存の規制枠組みを維持するオプション 1(規制要件の変更なし)を採用するよう NRC 委員長に要請した。ACRS は、2014 年 5 月 22 日付で上述の NRC スタッフの提案 (SECY-14-0016) について検討した結果、オプション 1 が SLR に向けた適切なアプローチであるとの見解を NRC 委員長に伝えた。その理由として、現行の運転認可更新プロセスは、NRC スタッフと産業界の両方が熟知しており、その有用性は既に多くの認可更新審査実績として示されていることを挙げた。また、既存のプロセスを利用する利点は、新規の実証されていないプロセスの利用に際してしばしば発生する無用のあるいは意図しない結果を避けられることであるとの見解も示した。

NRC は、2014 年 8 月 6 日付で Regulatory Issue Summary (RIS) 2014-09 を発行し、運転認可更新における AMP 及び活動の有効性の維持に関する要件について注意喚起した。本 RIS で NRC は、経年劣化管理が要求される安全関連及び非安全関連の SSC に関する AMP 及び活動の有効性の維持を 10 CFR Part 50 附則 B に従った品質保証プログラムにより保証することが必要であることを示した。

NRC 委員会は、2014 年 8 月 29 日に SECY-14-0016 に対する採決の結果、NRC スタッフが提示したオプション 4 を承認せず、同日付の SRM において運転認可更新に関するガイダンス文書を更新するよう指示した。

NRC は、2014 年 11 月 19 日及び 12 月 5 日にミーティングを開催し、SLR を考慮した設備の AMP 変更案について議論した。NRC は、SLR を考慮した場合に大幅な変更を検討する必要があると考える機械機器の AMP 一覧を示した。

2015 年

2015 年 3 月 13 日の NRC と NEI のミーティングで、NRC は、GALL 報告書及び SRP の改訂案を 2015 年に公表し、改訂版を 2017 年に公表する予定であると述べた。NEI は、

NEI 作成のガイダンスについて説明した。延長運転期間に移行したプラントで運用される NEI 14-12「AMP の有効性」を 2015 年 2 月 18 日に公表し、NEI 14-13「経年劣化及び AMP に関する産業界の運転経験の活用」を 2014 年 12 月に NEI 承認した。

(2) SLR に関するガイダンスと技術的根拠の公表

NRC は、2015 年 12 月 17 日に SLR に関する GALL 報告書 (GALL-SLR、NUREG-2191) 及び標準審査指針 (SRP-SLR、NUREG-2192) の検討案 (Draft for comment) を公表した。ガイダンス案の公表後、寄せられたコメントや 2016 年を通じて多数開催されたガイダンス案に関するミーティングでの産業界との議論に基づき、2016 年 2 月に GALL-SLR 及び SRP-SLR の最終検討案 (Draft Final) を公表し、更に 2017 年 5 月 4 日に GALL-SLR 及び SRP-SLR の最終案 (pre-Final) を公表した。最終的に、2017 年 7 月 10 日に GALL-SLR 及び SRP-SLR を公表した。

NRC は、これらのガイダンスの技術的根拠について、NUREG-2221「SLR に関するガイダンス (NUREG-2191 及び 2192) の技術的根拠」を 2017 年 12 月 30 日に公表した。NUREG-2221 は、1 回目の運転認可更新に関するガイダンス (NUREG-1800 及び NUREG-1801) 改訂 2 版からの変更箇所、変更内容、及び変更の技術的根拠を一覧表形式で (AMR、経年劣化メカニズム、定義、TLAA、AMP 毎に) まとめている。

(3) LR と SLR のガイダンスの差異

NRC は、GALL-SLR の背景 (NUREG—2192, Vol. 1) に示されているように、SLR を保証するために解決する必要がある技術問題を検討するため、2008 年から 2015 年にかけて開催された 60 年超運転に関するワークショップ、会議、ミーティング等から情報を収集し、以下の問題を特定した。

- ・ 炉容器脆化
- ・ 炉内構造物の照射誘起応力腐食割れ (IASCC)
- ・ コンクリート構造物及び格納容器劣化
- ・ 電気ケーブルの耐環境性能検証 (EQ)
- ・ 状態監視及び評価

GALL-SLR 及び SRP-SLR は、これらの技術問題に対応している。

LR と SLR の GALL 報告書 (GALL : NUREG-1801、GALL-SLR : NUREG-2191) 及び標準審査指針 (SRP-LR : NUREG—1800、SRP-SLR : NUREG—2192) の主な差異について以下に示す。

GALL 報告書

GALL-SLR には、GALL 報告書改訂 2 版の公表後に作成された以下の運転認可更新に

関する暫定スタッフガイダンス (LR-ISG) の内容が反映されている。

- LR-ISG-2011-01「処理ホウ酸水中のステンレス鋼製構造物及び機器の経年劣化管理」改訂 1 版
- LR-ISG-2011-02「蒸気発生器 (SG) の経年劣化管理プログラム (AMP)」
- LR-ISG-2011-03「GALL 報告書改訂 2 版 AMP XI.M41 (埋設及び地下配管及びタンク)」
- LR-ISG-2011-04「PWR 炉内構造物機器の経年劣化管理基準の更新」
- LR-ISG-2011-05「運転経験の継続レビュー」
- LR-ISG-2012-01「エロージョン・メカニズムによる減肉」
- LR-ISG-2012-02「内表面、消火水系、大気貯蔵タンク及び断熱材下腐食の経年劣化管理」
- LR-ISG-2013-01「スコープ内の配管、配管機器、熱交換器及びタンクのコーティング/ライナに関する塗装喪失あるいはライナ健全性喪失の経年劣化管理」
- LR-ISG-2015-01「埋設及び地下配管並びにタンク推奨の変更」
- LR-ISG-2016-01「様々な SG 機器の経年劣化管理ガイダンスの変更」

GALL 報告書と GALL-SLR の目次の比較を表 8-12 に示す。表においてグレーで網掛けした部分が GALL-SLR で変更された項目である。II～VIII 章の経年劣化管理レビュー (AMR) 表で扱われている機器に変更や追加はない。AMR 表には、変更、修正、あるいは削除された箇所が明確になる欄が追加されている。

X 章「期間限定経年劣化解析 (TLAA)」及び XI 章「経年劣化管理プログラム (AMP)」以外の章構成については、GALL-SLR で以下が追加されている。

- 前文「経年劣化管理レビュー (AMR) アイテムの複数の AMP の使用に関する説明」
 - プラントの状態に合わせていずれかの AMP を使用することと記載。
- 前文「様々な産業界文書の後版の使用に関するガイダンス」
 - GALL-SLR (NUREG-2191) に示されているよりも後版の産業界文書の使用について、NRC のレビュー及び承認が出されたものを使用してもよいことを記載。
- 付録 B「AMP に関する運転経験」
 - 各 TLAA 及び AMP の 10「運転経験」で参照され、具体的な情報源を記載。

GALL-SLR の X 章～付録については、各々の章毎に最終安全解析書更新版 (UFSAR) 補遺概要が表形式で示されている。

GALL-SLR の IX 章「構造物、機器、材料、環境、経年劣化影響、並びに経年劣化メカニズムの定義と用法」における主な変更は以下の通りである。

- B「構造物及び機器」
 - －「電気絶縁」、「ASME 対象外の構造物 AMP における構造物機器のアクセス不能領域」、「断熱」を追加。
- C「材料」
 - －「アルミニウム」、「コーティング／ライニング」、「銅合金」、「ダクタイル鉄」を追加。「断熱材」を削除。「低合金鋼、強度>150ksi」を「高強度鋼」に「ポリマー」を「様々な有機ポリマー、ポリマー材料」に変更。
- D「環境」
 - －「空気」を追加。「埋設及び地下」を「埋設」と「地下」に分割等。
- E「経年劣化影響」
 - －「フレッチングあるいはロックアップ」を削除。「流量閉塞」、「長期材料喪失」、「コーティングあるいはライニングの健全性喪失」を追加等。
- F「重要な経年劣化メカニズム」
 - －「ホウ酸水浸入」、「被覆破損」を削除。「化学反応、風化、沈下、あるいは補強腐食によるクラック（強化コンクリートのみ）；層間剥離、剥離、金属剥離、ポップアウト、スケーリング、あるいはキャビテーションによる材料喪失」を追加等。

GALL-SLR の X 章及び XI 章については、以下の削除、変更あるいは追加が行われている。

- X.M2「中性子フルエンス監視（GALL 報告書では X. M1 疲労監視）」を新設。
- X.S1「コンクリート製格納容器非結合テンドンのプレストレス」と名称を変更（GALL 報告書では X.S1「コンクリート製格納容器テンドンのプレストレス」）。
- XI.M5「BWR 給水ノズル」及び XI.M6「BWR 制御棒駆動機構戻り配管ノズル」を削除。
- XI.M11B「ニッケル合金製機器のクラック及び RCP（原子炉冷却材ポンプ）バウンダリ機器のホウ酸腐食誘発による材料喪失」と名称を変更（GALL 報告書では XI.M11B「ニッケル合金製機器のクラック及び RCP バウンダリ機器のホウ酸腐食（PWR）」）
- XI.M29「屋外及び大量大気に位置する地上の金属製タンク」と名称を変更（GALL 報告書では XI.M29「地上の金属製タンク」）
- XI.M42「スコープ内の配管、配管機器、熱交換器、及びタンクの内部コーティング／ライニング」を追加。
- XI.S7「原子力発電所に関連する治水構造物の検査」と名称を変更（GALL 報告書では XI. S7「Regulatory Guide 1.127, 原子力発電所に関連する治水構造物の検査」）
- XI.E1「耐環境性能検証要件（10 CFR 50.49）の対象外の電気ケーブル及び接続部の電気絶縁」と名称を変更（GALL 報告書では XI.E1「耐環境性能検証要件（10 CFR

- 50.49) の対象外の電気ケーブル及び接続部の絶縁材)。
- XI.E2「計装回路に使用されている耐環境性能検証要件 (10 CFR 50.49) の対象外の電気ケーブル及び接続部の電気絶縁」と名称を変更 (GALL 報告書では XI.E2「計装回路に使用されている耐環境性能検証要件 (10 CFR 50.49) の対象外の電気ケーブル及び接続部の絶縁材)。
 - XI.E3A「耐環境性能検証要件 (10 CFR 50.49) の対象外のアクセス不能の中電圧電源ケーブルの電気絶縁」、XI.E3B「耐環境性能検証要件 (10 CFR 50.49) の対象外のアクセス不能の計装ケーブルの電気絶縁」、及び XI.E3C「耐環境性能検証要件 (10 CFR 50.49) の対象外のアクセス不能の低電圧電源ケーブルの電気絶縁」とケーブルの種類毎に分割 (GALL 報告書では XI.E3「耐環境性能検証要件 (10 CFR 50.49) の対象外のアクセス不能な電源ケーブル)。
 - XI.E7「高電圧絶縁材」を追加。

標準審査指針

SRP-SLR の章構成では、(SRP-LR に対し) 1 章「運営管理」に 1.2 節「総合プラント評価 (IPA) 及び経年劣化管理レビュー (AMR)」及び 5 章「Technical Specifications の変更」が追加されている。また、付録 A「ブランチ・テクニカル・ポジション (BTP)」が「一般的な NRC スタッフの見解及びガイダンス」に変更され、A.4「AMP の運転経験」が追加されている。

8.6 運転認可更新に関する検査

(1) NRC 検査の枠組み

米国における原子力発電所に対する検査は、1954 年原子力法 (161 条) 及び 1974 年エネルギー再編成法 (206 条(d)項) で規定されている。これらの法律に基づき、NRC は、検査に関する規則を定めている (10 CFR 50.70)。本規則では、原子力発電所の管理状況 (土地及び建屋、認可物質等)、活動及び記録等に関する NRC 検査を事業者が受け入れること、NRC 検査官への専用オフィスの提供及び施設内アクセス権限(フリーアクセス) 保証等を事業者が義務付けている。

NRC 検査は、多数の検査マニュアル (IMC) 及び検査手順書 (IP) に基づいて実施される。検査マニュアル及び検査手順書の構成を以下に示す。

- Chapter 0000～1900 : 全体方針を示す検査マニュアル
- Chapter 2000～2900 : 各種検査プログラムの検査マニュアル
- Chapter 3000～9800 : 検査手順書 (検査マニュアルよりも具体的な手順書で、分野毎に 5 桁の番号 (IP XXXXX) で分類される)

- Chapter 9900 : ガイダンス (技術ガイダンス及び 10 CFR ガイダンス)

(2) 運転認可更新に関する検査の枠組み

上記の IMC 及び IP のうち、運転認可更新に関する検査マニュアルは、IMC 2516「運転認可更新検査プログラムの方針及びガイダンス」であり、検査手順書は、IP 71002「運転認可更新検査」及び IP 71003「更新認可取得後のサイト検査」である。原子力発電所の運転認可を更新する場合、NRC は、これらの検査手順書に従って、運転認可更新申請書のレビュー (プログラム全体の妥当性確認)、承認前のサイト検査 (経年劣化管理プログラムの妥当性確認)、及び承認後のサイト検査 (運転時の検査、経年劣化管理プログラムの実施状況及び妥当性の確認、誓約事項の実施状況の確認) を実施する。

IP 71002 に基づく検査は、最初の運転認可更新申請に対して実施されるが、2 回目の運転認可更新 (SLR) 申請には実施されない (重複するため)。IP 71003 に基づく検査は、運転認可期間 (LR では 40 年、SLR では 60 年) を超える前に実施される。

(3) 運転認可更新に関する検査の枠組み

運転認可更新プロセスにおいて、申請時点で解決策が得られていない事項への対応、事業者による検査、経年劣化管理プログラム (AMP) の強化等については、事業者が運転認可期間を越える前に実施することを誓約事項 (commitment) として申請書に一覧で示し、NRC がその妥当性を認めれば、その実施を前提として更新認可が発給される。最終的な誓約事項は、各プラントの運転認可更新申請に関する安全評価報告書 (SER) の付録 A に示される。NRC は、運転認可期間を越える前に、事業者による誓約事項の実施状況を検査し、全ての誓約事項が実施済みであることを確認する。そのための検査手順書が IP 71003 である。IP 71003 に示された各検査段階の実施時期及び内容を以下に示す。

• 段階 I

延長運転期間に入る前の、最後及び／又は 1 回前の燃料交換停止中に実施

(認可条件、更新最終安全解析書 (UFSAR) 補遺版、期間限定経年劣化解析 (TLAA) 及び誓約事項をレビュー)

• 段階 II

延長運転期間に入る 3 ヶ月から 1 年前に実施

(誓約事項、UFSAR 補遺版プログラム文書、TLAA、及び認可条件をレビュー、必要に応じて、原子炉監視プロセス (ROP) の一環で追加のフォローアップ検査の必要性を評価)

• 段階 III

段階 II 検査の結果、必要と判断した場合、延長運転期間に入ってから実施

(認可条件、誓約事項、TLAA 及び経年劣化管理プログラム (AMP) の実施スケジ

ール、必要に応じて、段階 I 及び II 検査の指摘事項に対する是正処置をレビュー)

・段階 IV

地方局が必要と判断した場合、IMC 2515, Appendix C「特別検査」に従って、延長
運転期間に入ってから 5～10 年後に実施

(実施中の AMP を最低 6 件レビュー)

検査では、全ての誓約事項の実施が確認されるが、詳細検査については、関連する構造物、系統及び機器 (SSC) のリスク上の重要度やその他の重要度 (公衆から見える場所にある等) に基づき決定される。また、更新認可取得後、10 CFR 50.90 (事前承認が必要な変更) または 10 CFR 50.59 (事前承認が不要な変更) あるいは NEI 99-04 (誓約事項変更管理ガイダンス) に従って、誓約事項が適切に変更されているかどうか、期限までに実施されているかどうかを確認する。AMP に関しては、その実施状況 (手順、記録等) を確認する。

NRC は、IP 71003 の各段階に対し個別の検査報告書を作成し事業者に送付する。なお、NRC 検査官は、これらの検査とは別に、ROP に基づいてプラントを常時監視しており、必要に応じて検査を実施している。

(4) 検査活動による注意喚起 (IN 2012-19)

NRC は、更新認可発給後のサイト検査で特定した懸念について全プラントに注意喚起するために Information Notice (IN) 2012-19 を 2012 年 10 月 23 日付で発行した。本 IN は、過去 (2009 年から 2012 年) の運転認可更新申請承認後のサイト検査 (IP 71003) 中に NRC 検査官によって特定された、いくつかの懸念事項をまとめたものである。

例として以下の事例について示されている。

- ・プラント A: 運転認可更新活動に含まれる腐食防止対策の実施に関するいくつかの問題 (予想を超えたコーティングの剥離等) が特定された。
- ・プラント B: 事業者が系統の一回検査によって劣化を摘出したが、その経年劣化影響の評価が不十分であった。
- ・プラント C: UFSAR 補遺版のアクションアイテムを満足するためにサイト手順書に追加された系統監視プログラムの強化手続き (特定の経年劣化影響対応) が、手順書改訂の際に誤って削除された。
- ・プラント D: 運転認可更新申請書に対する SER の付録 A に示された誓約事項一覧が UFSAR 補遺版に反映されていなかった。

表 8-1 公開ワークショップで指摘された産業界の懸案事項に対する NRC の見解

- 環境評価については、当該プラントの運転認可更新が環境に重大な影響を与えないことを明らかにする環境評価を実施する。運転認可更新に関しては環境評価で環境防護要件を満足できるように一般環境文書を作成し、環境影響声明書は不要とするように、認可活動に関する環境防護要件（10 CFR Part 51）の関連規則作成作業を別途開始する。
- 運転認可更新申請のフォーマットと内容をまとめた規制指針（RG）と、標準審査指針（SRP）を作成する。また、NUMARC が検討している「経年劣化を受ける機器のスクリーニング手法」と産業界が作成している「経年劣化に関してクリティカルな 10 種類の機器に関する技術報告書」に対し、NRC スタッフが安全評価報告書（SER）を作成しガイダンスとして承認する。
- 確率論的リスク評価（PRA）は運転認可更新の要件に関与しない。
- 現行認可ベースは、運転認可更新期間中に適切に保守を行えば、経年劣化の懸念は残るが、適切な防護を保証する上で十分である。
- シビアアクシデント事故解析は運転認可更新の要件に関与しない。
- スクリーニング手順については、産業界の懸念に答えて、保守規則や RG 等の既存の規制プログラムを尊重するように配慮する。

表 8-2 運転認可更新に関する規則案 (1990 年 7 月 17 日付官報 (55 FR 29043))

主な内容

- 運転認可更新後の規制は、(引き続き) 現行認可ベースで行なわれる。
- 運転認可更新の申請者は、現行認可ベースを維持するため、プラントの構築物、系統、及び機器の経年劣化を適切に評価し管理する方法をまとめた総合プラント評価 (IPA : Integrated Plant Assessment) を最終安全解析書 (FSAR) の補遺 (Supplement) として運転認可更新申請書に記載する。
- 運転認可更新の申請は、現行認可終了の 20 年前から 3 年前までに NRC に提出する。
- 承認された場合は、現行の認可終了時点から最大 20 年後まで、運転認可が更新される。
- 運転認可更新に伴い環境評価を実施する。

事前通達からの主な変更点

- 事前通達の段階では、シビアアクシデント関連の問題解決とアクシデント・マネジメント・プログラムの終了を更新の条件の一つに挙げていたが、規則案ではこれを要求していない。
- 「安全上重要な」という表現を「運転認可更新上重要な」に変更し、非安全関連の機器でも重要なものは評価の対象とした。
- 運転認可更新に際し必要な技術的情報は、FSAR の補遺としてまとめる。その量自体は事前通達の段階で考えられていたものに比べて大きく削減された。
- 運転認可更新申請時には、現行認可ベースのリストの提出が求められるが、その本体の提出は求められない。ただし、NRC の監査に応じることができるよう、事業者はこれを作成し、保管しなければならない。
- 現行認可ベースを維持するためには、コスト効果を考慮しない。

表 8-3 運転認可更新に関する最終規則案（1991 年 6 月 28 日付 NRC 委員会決定（1991 年 5 月 15 日付最終規則の NRC スタッフ案（SECY-91-138）に基づく NRC 委員会修正））

用語の定義（10 CFR 54.3）に対する主な変更内容

- ・ 「有効なプログラム」（規則案では「確立された有効なプログラム」）
 運転認可更新上重要な構築物、系統、及び機器（SSC）が、更新認可期間中にその機能を維持し、あるいは機能の障害とならないことを保証する、文書化された経年劣化管理プログラム。
- ・ 「総合プラント評価（IPA）」（規則案では未定義）
 運転認可更新上重要な SSC を明確化し、経年劣化管理により運転更新認可期間中に認可ベースが維持されることを明らかにする事業者の評価。
- ・ 「運転認可更新上重要な SSC」
 - (i) 安全関連の SSC。設計基準事故中及び事故後に機能して、A) 圧力バウンダリの健全性を確保し、B) 原子炉の安全停止機能を確保し、C) 10 CFR Part 100（立地基準）に示す基準を超えるサイト外放出を引き起こす事故を緩和するもの。設計基準事故は 10 CFR 50.49 (b) (1) で定義する。（規則案と同じ）
 - (ii) 故障すると (i) A)、B)、及び C) に示すいずれかの機能の達成に直接支障を来す全ての非安全関連の SSC。（規則案と類似）
 - (iii) 火災防護（10 CFR 50.48）、耐環境性能検証（10 CFR 50.49）、加圧熱衝撃（PTS）（10 CFR 50.61）、スクラム不能事象（ATWS）（10 CFR 50.62）、全交流電源喪失（SBO）（10 CFR 50.63）に関する NRC の規制要件に従うことを示す安全解析やプラント評価の対象となる全ての SSC。（規則案と類似）
 - (iv) Tech. Spec. の運転制限条件に示される作動性要件の対象となる全ての SSC。（新たに規定）

規則案からの主な変更点

- ・ 更新申請の提出期限が、認可終了の 5 年前までに変更された（規則案では 3 年前まで）。
- ・ 現行認可ベースの取りまとめは必ずしも要求しない。ただし、申請者が当該プラントの現行認可ベースを十分把握することは、IPA を実施するために必要な作業であるため、現行認可ベースについて十分検討したことを、何らかの方法で示すことが求められる（SECY-91-138 に示されていた修正案 I を採用）。

表 8-4 運転認可更新規則 (10 CFR Part 54) (1991 年 12 月 13 日付官報 (56 FR 64943))

規則の概要

- ・ 認可更新後の規制は、更新申請時にその発電所に課されている認可条件（「現行認可ベース」）で行なう。
- ・ 現行認可ベースを維持するため、「運転認可更新上重要な構築物、系統、及び機器（SSC）」の運転認可更新に特有の「経年劣化」を、「有効なプログラム」で適切に管理する。
- ・ 経年劣化管理の妥当性を評価する「総合プラント評価（IPA）」の内容、現行認可ベースの変更点等を、FSAR の補遺としてまとめ、運転認可更新申請書に記載する。
- ・ IPA の過程で現行認可ベースのレビューが求められる。現行認可ベースのリスト等の提出は求めない。
- ・ 運転認可更新に伴い環境評価を実施する。
- ・ 運転認可更新申請が承認された場合は、現行の運転認可終了後から最長 20 年間、運転認可が更新される。
- ・ 運転認可更新の申請期間は、現行の運転認可終了の 20 年前から 5 年前までとする。

規則案からの主な変更点

- ・ 規則案で定義が曖昧だった点を明確化した。特に、運転認可更新上重要な SSC の定義で、「Tech. Spec. の運転制限条件で規定される作動性要件の対象となる全ての SSC」を定義に含めるか否かが、規則案（含む）、1991 年 5 月の最終規則スタッフ案（含まない）、1991 年 6 月の NRC 委員会による修正最終規則案（含む）と一転二転し、評価対象機器の数の増減に及ぼす影響が大きいため注目されていたが、これは最終的には含まれることになった。また、規則案では定義されていなかった「運転認可更新に特有の経年劣化」及び「総合プラント評価」が、用語として明確に定義された。
- ・ 規則案では現行認可ベースのリストを提出することが求められていたが、本規則では求められていない。ただし、現行認可ベースについて十分検討したことを示すことが求められている。
- ・ 運転認可更新申請の提出期限が、運転認可終了の 3 年前までから 5 年前までに変更された。

表 8-5 運転認可更新規則の実施に関する NRC スタッフの新しい解釈 (SECY-93-049)

- 規則改定の必要はない。
- 現行の認可ベースは、更新後の認可期間にも維持される。
- 保守規則の要件を満足する保守プログラムを、認可更新規則の要件である経年劣化を管理する有効なプログラムとして認める。
- 機器の性能保証及び疲労については、1980年5月以降に運転認可を取得した新しいプラントは現行認可ベースでこれらを考慮しているので、認可更新に際して審査対象となる。古いプラントでは、現行認可ベースでこれらを考慮していないので認可更新に際して審査対象とはならないが、考慮しないことの是非を一般問題の中で検討する。
- NRC スタッフと産業界の間で議論が繰り返されてきた「認可更新に特有の経年劣化」という用語の解釈については、NRC スタッフは厳密な定義付けを回避し、産業界の意見を取り入れて、運転経験及び有効な保守プログラムを尊重し柔軟に解釈する。
- 認可更新に際して評価対象となる機器の選定方法としては、対象機器が膨大にならないように配慮する。例として、以下の考え方が示された。
 - タンク等の静的機器の多くは、検査により性能が確認されるので詳細な解析は求められない。
 - 交換機器等の類似機器は、詳細な解析を免除される。
 - ポンプ等は新たに解析が必要となる場合がある。例えば、ポンプ・ケーシングが圧力バウンダリを構成する場合は、その潜在的な経年劣化を新たに評価する必要がある。
- 運転認可更新の技術的な詳細をまとめるために産業界が作成している11冊の報告書(IR)については、NRCが各々の内容を承認して安全評価報告書(SER)を発行した後は、認可更新のガイダンス文書として扱われるものとして作業が進められてきた。しかしながら、NRC スタッフは、これらの報告書に対しSERを作成する考えはなく、認可更新申請の標準審査指針(SRP-LR)の技術的情報源として利用する方針を示した。
- PRAは、認可更新プロセスの中で直接利用されることはない。ただし、保守の改善作業で利用されるため、間接的に認可更新プロセスにも反映される。

表 8-6 NRC スタッフの新しい解釈に対する産業界及び ACRS のコメント

<産業界 (NUMARC、現 NEI) のコメント (1993 年 3 月 15 日の NRC 委員会説明) >

- ・ NRC スタッフのレビューの結果として示された結論に同意する。
- ・ 認可更新上重要な機器として評価が必要となるものが膨大にならないように配慮し、また、保守規則に対応するプログラムを尊重するといった、NRC スタッフの柔軟な解釈に同意する。
- ・ しかしながら、Tech. Spec.の運転制限条件に係わる機器を評価対象としているため、依然として評価対象となり得る機器は多く、NRC スタッフに対し選定基準の明確化を求める。
- ・ 保守規則の効果的な実施は重要課題である。この作業と認可更新規則への対応処置を調和させることは可能である。
- ・ 短期的にかつ定期的に交換される系統、構造物及びコンポーネントは、評価の初期の段階でスクリーニングを行ない、認可更新上重要なものとして効果的なプログラムで管理する必要はない。
- ・ 産業界が問題として挙げていた更新申請書の詳細度については、NRC スタッフは特に言及していない。産業界では、更新申請に際して提出が求められている FSAR 添付資料の詳細度は、現行の更新 FSAR (UFSAR) と同程度と解釈している。
- ・ 産業界の報告書 (IR) については、NRC スタッフは認可更新の標準審査指針で参照しているが、今後の検討に反映するため IR のどの部分を参照するのか明確にして欲しい。
- ・ NRC スタッフは規則改定の必要はないとしているが、産業界は、用語の曖昧な部分を削除する方向で規則を改定することを希望する。

<ACRS のコメント (1993 年 4 月 23 日付) >

- ・ NRC の上級スタッフによるレビューの結果として示された新しいアプローチでは、保守規則の要件を満足する保守プログラムを、経年劣化を管理するための有効なプログラムとして認めている。これにより、認可更新が実行しやすくなっており、ACRS は NRC スタッフの努力を評価する。しかしながら、新しいアプローチにも問題となる点は残されており、さらに NRC スタッフと産業界の間で意見交換を行う必要がある。
- ・ NRC は、認可更新規則の改定の必要性については結論に至っていない。この点について、ACRS は、認可更新規則を実行するためには、政策声明書、解釈の規則策定、もしくは規則改定とその検討の声明書等を公表して、新しいアプローチの内容を文書化する必要があると考える。
- ・ 規則が改定されても、産業界が認可更新の意思決定を行なうためのスケジュールには重大な影響はない。

表 8-7 運転認可更新規則に関するワークショップで得られたコメント

<エネルギー省 (DOE) >

- ・ これまで産業界の検討を支援してきた経験から、規則改定が必要であると考え。すでに、DOE 独自で改定規則案を策定し、DOE 内部でレビューを行っている。
- ・ 総合プラント評価 (IPA) を実施することにより運転認可を更新するという NRC スタッフの考え方は基本的に支持する。ただし、「認可更新に特有の経年劣化 (Aging Related Degradation Unique to License Renewal : ARDUTLR)」の評価対象を、現行認可ベースや保守規則対応処置の対象外で、交換あるいは手入れの対象とならず、更新期間について NRC の評価・承認を受けたことがない構造物及び機器に限定するように、規則の見直しを提案する。

<NUMARC >

- ・ リードプラントによる検討を通して運転認可更新の安全性は示されており、認可更新規則の基本的な考え方は妥当である。
- ・ 問題は、ARDUTLR 等の用語が理解しにくいことにある。ARDUTLR は、長寿命の静的構造物及び機器で、認可更新上重要な機能が保守規則等の既存のプログラムで保証されていないものに限定することを提案する。
- ・ 経年劣化管理に既存のプログラムを多く利用し、また、認可更新規則と保守規則の要件に一貫性を持たせることを望む。
- ・ 既存の保守活動を尊重し、また、供用期間の長い系統、構造物及びコンポーネントだけを検討対象とすべきである。認可更新上重要で、既存のプログラムや点検の対象となっていないものの例としては、取水関連構造物、クラス 1 配管、燃料交換用水タンク等の静的機器があげられる。
- ・ 規制要件の負荷を低減させるため、追加される要件の件数に制限を設けることを希望する。
- ・ 認可更新はあくまで更新であり、新しい認可とは異なる。経年劣化は継続的に進展し、認可更新に特有なものではない。保守規則に基づき認可更新規則を改定すべきである。規則の明確化及び単純化が必要である。

<事業者 >

- ・ 運転認可更新規則のアプローチに否定的である。
- ・ 経年劣化は継続的に進展するものであるという考え方から、ARDUTLR という考え方そのものに疑問を投げかけている。ARDUTLR という用語は使用しないで、モニタしていない長寿命の構造物及び機器に着目し、プラントの性能を確認し、また、現行認可ベースのうち、期間を限定した条項または仮定を見直すことにより運転認可の更新を行うことを提案する。
- ・ 認可更新規則を基本的には支持する。しかしながら、認可更新を実現するためには、規則の内容を明確化及び単純化する規則の改定が必要である。

表 8-8 運転認可更新規則改定の NRC スタッフ案 (SECY-93-331)

改定の骨子

- ・ 認可更新に特有の経年劣化 (ARDUTLR) という用語について、曖昧であり規則の中で使用すべきではないというコメントもあったが、NRC スタッフは定義をより明確にする方向で検討している。ARDUTLR の基本的な概念は変更しない。NRC スタッフは、ARDUTLR は既存のプログラムで定常的に試験あるいは検査を実施していない静的な長寿命の機器及び構造物に対してのみ使用する考えである。具体的には、圧力容器や格納容器構造物が対象となる。動的機器及び構造物、保守規則でカバーされる静的機器、ならびに 40 年以内に交換される機器及び構造物は対象外となる。また、保守規則でカバーされないものでも性能あるいは状態を監視することにより正当化できれば、対象外とすることができる。
- ・ 現行認可ベース (CLB) という用語についても、定義を明確にすることを検討している。CLB は、各プラントの運転、機能及び設計、ならびに系統及び機器の機能を維持するうえで必要なプラントの保守及びサーベイランス手順等をまとめたものである。
- ・ 総合プラント評価 (IPA) については、考え方は従来通りであるが、要件を明確にするため新たに時間を区切った解析を盛り込むことを考えている。
- ・ 全体の方針として、従来は経年劣化メカニズムの管理に重点を置いていたが、これを経年劣化の影響の管理に重点を置くように改めることを検討している。これにより、認可更新プロセスは機器及び系統の機能の維持に着目したパフォーマンス・ベースの評価が中心となり、その多くは保守規則対応のプログラムでカバーされる。
- ・ 認可更新における技術的評価は、静的長寿命構造物及び機器、ならびに期間を限定した解析に関する問題に重点を置く。
- ・ 保守規則対応処置の対象となる動的機器及び多重性のある静的機器は、認可更新において特に技術的評価を必要としない。
- ・ 使用期間が 40 年未満で交換される構造物及び機器は、認可更新において特に技術的評価を必要としない。
- ・ 既存のプログラムで状態及び性能をモニタしており認可更新上重要な機能が CLB により維持されることが明らかな構造物及び機器は、認可更新において特に技術的評価を必要としない。
- ・ 詳細度、IPA と FSAR の関係、報告要件等についても見直しを行う。

表 8-9 運転認可更新規則改定案 (SECY-94-140)

主な変更箇所

- 運転認可更新に関するレビューは、経年劣化メカニズムの確認よりも経年劣化の影響に重点を置いて行う意図を明確に示す。また、経年劣化、運転認可更新特有の経年劣化 (ARDUTLR)、経年劣化メカニズム、更新期間、有効なプログラムの定義を削除する。
- 上記の変更に伴い、総合プラント評価 (IPA) の定義及び IPA プロセスを明確化する。
- 10 CFR 54.3 (定義) にある「認可更新上重要な系統、構造物、及びコンポーネント」の定義を、新たに設ける 54.4 節 (スコープ) に移し、ここで、運転認可更新規則のスコープ内での系統、構造物、及びコンポーネントを定義し、これらが維持すべき重要な機能を確認する。
- 10 CFR 54.21(a) の IPA プロセスを簡略化する。
- 経年劣化の影響に評価の重点を置くことに伴い、10 CFR 54.22 で示されている FSAR の補遺 (supplement) に含める Tech. Spec. の変更点に関する要件を明確化する。
- 認可更新に際して経年劣化管理レビューが要求される構造物及びコンポーネントに関する経年劣化の影響や更新期間に限定される問題の確認に重点を置くように規則を変更することに伴い、10 CFR 54.29 (更新認可の発給の基準) を変更する。
- ARDUTLR という用語の削除に伴い、10 CFR 54.33 (現行の認可ベース (CLB) の継続と更新認可の条件) から ARDUTLR の管理プログラムに関する要件の部分を削除する。
- 10 CFR 54.37 (記録保存要件) を、規範的でないように変更する。

表 8-10 運転認可更新に関する改定規則 (60 FR 22461) (1/7)

§54.1 目的

本 Part は、1954 年改正原子力法 (68 Stat. 919) 第 103 条、第 104 条 b 項、及び 1974 年エネルギー再編成法 (88 Stat. 1242) タイトル II に基づき運転認可を発給された原子力発電所に対する更新運転認可の発給に適用される。

§54.3 定義

- (a) 本 Part では、以下の通り用いる。

現行認可ベース (CLB)

当該プラントに適用される一連の NRC の規制要件、並びに適用される NRC の規制要件とプラント固有の設計基準の遵守及び規制要件/プラント固有の設計基準内での運転を保証する、受理され有効な被許認可者の書面による誓約 (認可期間中に行われた誓約の変更及び追加を含む)。最低限、10 CFR Part 2, 19, 20, 21, 26, 30, 40, 50, 51, 54, 55, 70, 72, 73 及び 100 とこれらの附則、命令、認可条件、免除、並びに Tech. Spec. に示されている NRC の要件を含む。また、最新の FSAR に記載されているプラント個別の設計基準情報 (10 CFR 50.2 で定義されているもの)、NRC Bulletin、Generic Letter、その他の実施要件等への対応、及び NRC の安全評価や LER に記載されている被許認可者の誓約が含まれる。

総合プラント評価 (IPA)

§54.21(a)に従って経年劣化管理のレビューが要求される系統、構造物、及び機器を摘出し、それらの機能に対する経年劣化の影響を管理することにより、CLB が確実に維持されることを実証する被許認可者による評価。

原子力発電所

10 CFR 50.21(b)又は 50.22 に示されるタイプの原子力発電施設。

期間限定経年劣化解析 (TLAA)

以下の各項に該当する被許認可者の計算及び解析。

- (1) §54.4(a)で説明されている認可更新の範囲内の系統、構造物、及び機器に関連している。
- (2) 経年劣化の影響を考慮している。
- (3) 現在の運転期間 (例えば 40 年) で定義された期間限定の想定条件を含む。
- (4) 被許認可者が安全性の決定に関連すると判断している。
- (5) 系統、構造物、及び機器が意図した機能を遂行する能力 (§54.4(b)で述べられている) に関する結論に係る又はその根拠を与える。
- (6) CLB に含まれる又は引用により取り込まれている。

表 8-10 運転認可更新に関する改定規則 (60 FR 22461) (2/7)

- (b) 本 Part のその他の全ての用語は、10 CFR 50.2 又は原子力法第 1 章の用語と同じである。

§54.4 スコープ

- (a) 本 Part のスコープ内の系統、構造物、及び機器とは、以下のものを示す。
- (1) 設計基準事象 (10 CFR 50.49(b)(1)で定義) 時及びその後も、以下の機能を保証するために、機能遂行性が維持されていなくてはならない安全関連の系統、構造物、及び機器。
 - (i) 原子炉 (一次) 冷却材圧力バウンダリの健全性
 - (ii) 原子炉を停止し、安全停止状態に維持する能力
 - (iii) 10 CFR 50.34(a)(1)、50.67(b)(2)又は 10 CFR 100.11 のガイドラインと同等の所外被曝の潜在性を有する事故の防止又は緩和能力
 - (2) その故障 (failure) が、上記(1)(i)~(iii)のいずれかの機能の満足できる達成に支障を来し得る、全ての非安全関連の系統、構造物、及び機器。
 - (3) 火災防護 (10 CFR 50.48)、耐環境性能検証 (50.49)、PTS (50.61)、ATWS (50.62)、SBO (50.63) の要件に従っていることを実証する安全解析及びプラント評価において、機能を遂行すると考えられている必要な全ての系統、構造物、及び機器。
- (b) §54.21 においてこれらの系統、構造物、及び機器が遂行することを示さなければならない意図した機能とは、上記の(1)~(3)で規定されているようにそれらの系統、構造物、及び機器を運転認可更新のスコープに含める根拠となる機能である。

§54.5 解釈 (略)

§54.7 書面による連絡 (略)

§54.9 情報収集要件：OMB の承認 (略)

§54.11 申請の公開検査

更新申請に関して NRC に提出された申請書及びその他の文書は、10 CFR 2 に基づき公開される。

表 8-10 運転認可更新に関する改定規則 (60 FR 22461) (3/7)

§54.13 情報の完全性及び正確さ (略)

§54.15 免除

本 Part の要件の免除は、10 CFR 50.12 (認可要件の免除規定) に基づき NRC により認められる。

§54.17 申請書の提出

- (a) 認可更新の申請書の提出は、10 CFR 2, Subpart A、10 CFR 50.4 及び 50.30 に従う。
- (b) 米国外の個人、国家、機関、企業等は申請及び認可取得の資格を持たない。
- (c) 現行の認可期限の 20 年より前に申請してはならない。
- (d) 更新認可の申請とその他の認可の申請を合わせて提出してもよい。
- (e) 引用が明確かつ具体的であれば、申請書に、以前 NRC に提出した認可及び認可変更の申請書、声明書、連絡文書、報告書等に含まれる情報を引用により取り込んでもよい。
- (f) 申請書が開示制限データや防衛情報を含む場合は 10 CFR 50.33(j) に基づき、申請書は開示制限データや防衛情報を非開示制限データと分離して作成しなければならない。
- (g) 開示制限データの開示 (略)

§54.19 申請書の内容—一般情報

- (a) 申請書は 10 CFR 50.33(a)~(e)、(h)、及び(i)に示す情報を提供しなければならない。申請書には必要な情報を含む文書を引用により取り込んでもよい。
- (b) 申請する更新認可の終了期限を考慮して、10 CFR 140.92, Appendix B, 標準賠償協定の変更を記載しなければならない。

§54.21 申請書の内容—技術情報

申請書には、以下の情報を記載する。

- (a) 総合プラント評価 (IPA)
 - (1) §54.4 に示す本 Part のスコープ内の系統、構造物及び機器に関して、経年劣化管理のレビューが課される構造物及び機器を摘出し、記載する。これには、以下の構造物及び機器が含まれること。

表 8-10 運転認可更新に関する改定規則 (60 FR 22461) (4/7)

<p>(i) 可動部なしに、又はコンフィギュレーション若しくは特性の変化なしに、意図した機能を遂行する構造物及び機器。これには以下のものが含まれるが、これらに限定されない。</p> <p>炉容器、原子炉冷却系圧力バウンダリ、蒸気発生器、加圧器、配管、ポンプ・ケーシング、弁箱、炉心シュラウド、機器サポート、圧力保持バウンダリ、熱交換器、換気ダクト、格納容器、格納容器ライナ、電気及び機械ペネトレーション、機器搬入口、耐震カテゴリ I 構造物、電気ケーブル及びコネクション、ケーブル・トレイ、ケーブル・キャビネット</p> <p>ただし、以下のもの（これらに限定されるわけではない）は含まない。</p> <p>ポンプ（ケーシングを除く）、弁（弁箱を除く）、モータ、ディーゼル発電機、エア・コンプレッサ、スナバ、制御棒駆動部、排気ダンパ、圧力発信器、圧力指示装置、水位指示装置、開閉装置、冷却ファン、トランジスタ、バッテリー、ブレーカ、リレー、スイッチ、出力変換器、回路基盤、充電器、電源</p> <p>(ii) 性能保証期間又は規定時間に基づく交換を受けない機器。</p> <p>(2) 上記(a)(1)で用いた手法を記述し、妥当性を示す。</p> <p>(3) 上記(a)(1)で明らかにした各構造物及び機器に関して、経年劣化の影響が適切に管理され、延長された運転期間中にその機能が CLB に従って維持されることを実証する。</p> <p>(b) 申請書を NRC が審査している期間中の CLB の変更</p> <p>認可更新申請書の提出後毎年、及び少なくとも NRC の審査完了予定の 3 ヶ月前に、認可更新申請書の内容に実質的な影響を及ぼす CLB の変更を摘出した、FSAR の補遺版を含む認可更新申請書の改訂版を提出しなければならない。</p> <p>(c) 期間限定経年劣化解析 (TLAA) の評価</p> <p>(1) §54.3 で定義される期間限定経年劣化解析を全て記載する。申請者は、以下のいずれかを実証しなければならない。</p> <p>(i) 解析は延長された運転期間についても有効である。</p> <p>(ii) 延長した運転期間の終了まで解析が行われている。</p> <p>(iii) 意図した機能に対する経年劣化の影響が、延長された運転期間中、適切に管理される。</p> <p>(2) 10 CFR 50.12 に従って承認され、§54.3 で定義される期間限定経年劣化解析に基づき有効なプラント個別の免除を全て記載する。申請者は、延長した運転期間中にこれらの免除を継続することの妥当性を示す評価を、申請書に含めなければならない。</p>
--

表 8-10 運転認可更新に関する改定規則 (60 FR 22461) (5/7)

(d) FSAR の補遺版

延長された運転期間中について上記の(a)及び(c)で各々決定される経年劣化の影響を管理するプログラム及び活動、ならびに期間限定経年劣化解析の評価の概要を記載しなければならない。

§54.23 申請書の内容—環境情報

申請書には 10 CFR 51, Subpart A に従い環境報告書補遺版を含めなければならない。

§54.25 ACRS の報告書

申請書はレビューと報告のために ACRS に送付される。報告は申請記録となり、機密分類が開示を妨げる場合を除き、公開される。

§54.27 公聴会

公聴会は、10 CFR 2.105 に従い開催日時を官報で公示する。官報による公示後 30 日以内に利害関係者からの公聴会開催の要請がなければ、NRC 委員会は公聴会を開催することなく、官報による 30 日間の事前通知の後、更新運転認可を発給して構わない。

§54.29 更新認可発給の基準

更新認可は、以下の知見が得られた場合に、§54.31 に定める全期間にわたって NRC により発給される。

- (a) 対策が明らかにされており、その対策が以下の(1)及び(2)に示される事項に関連して実施されている又は実施される予定であり、これにより更新認可によって認められた活動が CLB に従って引き続き実施され、また、本項に適合するためになされる CLB の変更が、法律及び NRC の規則に従っていることを合理的に保証できる。
 - (1) §54.21(a)(1)によりレビューが必要であると判断された構造物及び機器に対する、延長された運転期間中の経年劣化の影響の管理。
 - (2) §54.21(c)によりレビューが必要であると判断された、期間限定経年劣化解析。
- (b) 10 CFR 51, Subpart A の要件を満足している。
- (c) 10 CFR 2.335 に基づく事項が実施されている。

表 8-10 運転認可更新に関する改定規則 (60 FR 22461) (6/7)

§54.30 認可更新のレビューが課されない事項

- (a) §54.21(a)又は(c)で要求されるレビューで、認可を受けた活動が現行の認可期間中に CLB に従って行われるという適切な保証がないことが示された場合には、被許認可者は、これらの系統、構造物、及び機器の機能が現行の認可期間中に CLB に従って維持されることを保証するために、現行の認可に基づき、適切な措置を取らなくてはならない。
- (b) 現行の認可に従い措置をとるという上記(a)に従った責務への遵守は、認可更新のレビューのスコープ外である。

§54.31 更新認可の発行

- (a) 更新認可は、現行の運転認可が発給されたクラスと同じクラスである。
- (b) 更新認可は、一定期間について発給される。この期間は、申請で要求された現行の運転認可終了後の期間 (20 年以内) と、更新申請承認時に残っている現行の認可期間を加えたもので、更新後の認可期間は 40 年を超えないものとする。
- (c) 従来認可期間中でも、更新認可発給後は更新認可が当該プラントの認可として発効する。ただし、更新認可が行政又は司法訴訟により無効となった場合は、従来認可期間中であり更新申請が適時に提出されていたなら、従来認可が有効となる。
- (d) 更新認可期間は、申請要件を満たせば更に更新できる。

§54.33 CLB の継続と更新認可の条件

- (a) 本規則に記載されていなくても、更新認可は 10 CFR 50.54 の条件を含みそれに従う。
- (b) 各更新認可の形式、ならびにその中に示される Tech. Spec.のような条件及び制限事項は、§54.21 に従ってレビューが必要な系統、構造物、及び機器、ならびに、期間限定経年劣化解析に関連する系統、構造物、及び機器が、延長された運転期間中その機能を遂行し続けることを保証するために適切かつ必要であると NRC が判断するようなものとする。
- (c) 10 CFR 50.36b に従い、CLB の一部である環境保護要件に従う。この条件は、更新認可期間に対しては、10 CFR 51 に従い提出される環境報告書の付録又は改訂としてまとめられ、NRC の判断記録において解析及び評価される。この条件は、環境データの報告及び記録保存、非水環境の保護に関する条件とモニタリング要件を含む、環境領域における被許認可者の義務を明らかにするものである。
- (d) 更新認可には CLB を含み、上記(b)、(c)により特に変更されない限り CLB の法的位置付けは継続される。

表 8-10 運転認可更新に関する改定規則 (60 FR 22461) (7/7)

§54.35 更新期間の要件

10 CFR Part2, 19, 20, 21, 26, 30, 40, 50, 51, 54, 55, 70, 72, 73, 及び 100 とこれらの附則に継続して従う。

§54.37 記録保存要件

- (a) 被許認可者は、更新認可期間中、本規則で要求される文書を監査や検索に対応できる形で保存する。
- (b) 更新認可発給後、新たに§54.21 に従って経年劣化管理のレビュー又は期間限定経年劣化解析の評価が課せられる構造物及び機器は、10 CFR 50.71(e)に従い提出する FSAR の更新版に盛り込む。この FSAR 更新版の中には、延長された運転期間中に経年劣化の影響を適切に管理する方法を記載し、§54.4(b)の要求機能が延長された運転期間中も適切に維持されることを示す。

§54.41 違反 (略)

§54.43 刑罰 (略)

改定規則案からの主な変更点

- ・ 定義 (10 CFR 54.3) に含まれる「期間を限定した経年劣化解析」の基準を、より明確にするために 2 項目から 6 項目に変更した。
- ・ 更新認可の発給の基準 (10 CFR 54.29) (b) 及び (c) は、更新認可に関連する問題ではなく、現在の認可で取り組む問題である。これらを、新たに設ける 10 CFR 54.30 「認可更新のレビューが課されない項目」に移した。
- ・ 申請書の内容—技術情報 (10 CFR 54.21) (a) 総合プラント評価 (IPA) (1) で規定している IPA に含めるべき構造物及び機器、及び IPA に含まない構造物及び機器の例を増やした。
- ・ その他数カ所で表記上の変更が行われた。

表 8-11 SLR 規制枠組みのオプション (SECY-14-0016) 及び NEI の見解 (1/3)

オプション 1 : 規制要件の変更なし

NEI の見解 : 予測可能な認可更新及び SLR プロセスを維持するための最も直接的で、有効で、信頼できる方向である。

オプション 2 : 最初及び SLR に関するマイナーな規制要件の明確化

- 10 CFR 54.4(a)(3)に 10 CFR 50.61a 「PTS に関する代替破壊靱性要件」を追加する。また、10 CFR 54.37(b)で、新たに特定された SSC に対する記録保持要件を明確にする。

(10 CFR 54.4(a)(3) : 火災防護 (10 CFR 50.48)、耐環境性能検証 (10 CFR 50.49)、PTS (10 CFR 50.61)、ATWS (10 CFR 50.62)、SBO (10 CFR 50.63) の要件に従っていることを実証する安全解析及びプラント評価において、機能を遂行すると考えられている必要な全ての系統、構造物、及び機器。)

(10 CFR 54.37(b) : 更新認可発給後、新たに 10 CFR 54.21 に従って経年劣化管理のレビュー又は期間限定経年劣化解析の評価が課せられる構造物及び機器は、10 CFR 50.71(e)に従い提出する FSAR の更新版に盛り込む。この FSAR 更新版の中には、延長された運転期間中に経年劣化の影響を適切に管理する方法を記載し、10 CFR 54.4(b)の要求機能が延長された運転期間中も適切に維持されることを示す。)

NEI の見解 : 10 CFR 54.4(a)(3)は、既に 10 CFR 50.61 で参照されているため、規則の改定は不要で、安全上の重要性もない。また、10 CFR 54.37(b)の明確化については、既に NRC が発行した Regulatory Issue Summary で扱われており、不必要な改定である。更なる明確化が必要な場合は、一般通達 (Generic Communication) を発行すればよく、費用がかかる効率的でない規則策定は必要ない。更に、明確化の内容は、SLR に特有のものではないため、規則策定は正当化されない。

オプション 3 : 最初及び SLR に関する規制要件の更新

- 10CFR50.54(hh) 「潜在的または実際の航空機攻撃に対する緩和措置及び対応手順書」の(2)に関連する設備を認可更新申請のスコープに含めるようにする。また、適時更新 (Timely Renewal) の適用要件を明確にする。

(10CFR50.54(hh)(2) : 認可取得者は、爆発または火災によってプラントの大部分が喪失した状況で、炉心冷却、格納容器及び使用済燃料プール冷却機能を維持または復旧することを目的としたガイダンス及び方策を作成し、実施しなければならない。なお、以下の分野における方策を含むこと。

(i)消火活動。(ii)燃料損傷を緩和するための活動。(iii)放射性物質の放出を最小化するための対策。)

NEI の見解 : 適時更新の適用については、Indian Point-2 の事例で実証済みである。また、NRC は、適時更新を適用したプラントに対する検査手順書を公表済みである。更に、適時更新は SLR に特有のものではないため、特に新たに規則を策定する必要はない。

表 8-11 SLR 規制枠組みのオプション (SECY-14-0016) 及び NEI の見解 (2/3)

また、10 CFR 54.4(a)(3)では、緊急時体制に関連する設備をスコープに含めることは要求されていないため、10 CFR 50.54(hh)及び FLEX 設備もスコープに含める必要はない。なお、これらの設備を認可更新のスコープに含めた場合でも、静的機器で、長寿命構造物及び機器のみを経年劣化管理レビュー (AMR) の対象とする既存の規制要件に基づいた AMR の対象とする必要性は必ずしもない。特に NRC スタッフの提案では、規制要件の改定による安全性あるいは認可更新審査に与える全ての重大な影響について言及していない。更に、この改定は SLR に特有のものではないため、規則策定は正当化されない。

オプション 4: オプション 2 及び 3 を含めた SLR に関する規則策定

- ・オプション 2 及び 3 に以下を追加する。
 - － 経年劣化管理活動の有効性を維持するための要件を明確にし、認可更新取得後の経年劣化に関する新しい報告要件を追加する。
 - － 現行の規制要件では、認可終了の 20 年前から 5 年前までの期間に認可更新申請を行うこととなっている。このため、延長された運転期間に移行した時点で SLR の申請が可能となる。申請者が延長された運転期間において十分な経年劣化管理を経験していることを保証するため、SLR の申請時期を認可終了の 20 年前未満と短くする。これにより、SLR の審査がより効果的及び効率的に進められると考えられる。
 - － 特定の設計入力パラメータの経時的変化を継続的に確認する要件を追加する。

NEI の見解: 産業界は、活発に運転経験の報告に関するガイダンス及び運用の強化や AMP の自己評価に関する新しいガイダンスの開発についての自主的なイニシアチブを実施している。NRC スタッフの提案では、認可更新の保守や報告に関する重大な問題は指摘されていない。また、NRC は、SLR 申請に関する技術的情報を確立するために既に延長された運転期間に移行したプラントにおける AMP の監査を実施しているが、審査で特定された経年劣化管理におけるいかなる欠陥も指摘していない。このため、規則策定により産業界の既存のイニシアチブや運用に対して追加の規制要件を課す必要はない。産業界は、事業者に対して AMP の有効性を維持することを要求する規則は NRC のバックフィット規則で避けるべきバックフィットの乱用になる可能性があることを懸念している。これは、NRC スタッフが既存の承認されたプログラムが有効でないと言っただけで、事業者に対して過去に承認された AMP の改訂を要求するという誤った適用が可能になるということである (例えば、GALL 報告書の変更を遵守する等)。これは、規制プロセスの安定性を大幅に損なうことになる。

表 8-11 SLR 規制枠組みのオプション (SECY-14-0016) 及び NEI の見解 (3/3)

更に、AMP で要求される項目には、運転経験と是正処置の考慮を含めることが要求されているため、規則の改定は必要ない。NRC は、NRC が認可更新プロセスの一部として AMP を承認した時点で、これらの AMP が継続的に運転経験を評価し、必要なときに是正処置を講じることを保証する能力を有すると判断したことになる。

SLR 申請者は、最初の認可更新申請者よりも多くの運転サイクルと経験を蓄積している。多くのプラントは、既に延長された運転期間に移行しており、また、さらに多くが SLR 申請前に延長された運転期間に移行する。これらは、SLR 申請で利用可能な認可更新に関する新しい AMP の運用について多くの運転経験を有することを保証する。これは、最初の認可更新申請の時点で存在しなかった多くの利点があり、20 年間の妥当性を更に強化するものである。10 CFR Part 54 規則公表の官報では、「NRC 委員会は、事業者が廃炉したプラントの代替について計画するために必要となる時間を考慮した。産業界の研究では、化石燃料を用いた新しい発電所の建設のためのリード時間として 10 年～12 年、原子力あるいは他の新しい技術を用いた新しい発電所の建設のためのリード時間として 12 年～14 年と評価している。NRC スタッフのレビューを意思決定プロセスで考慮した際、NRC 委員会は、認可終了の 18 年～20 年前の申請は、不合理ではないと結論している。」としている。現在、ベースロード発電所に対して経済的圧力が与えられていることを考慮すると、確かな企業の運営計画策定のために 20 年間を維持することが必要とされている。

NRC 委員会は、現行の NRC のプロセスは、最初の運転期間及び延長された運転期間の両方において発電所の現行認可ベース (CLB) を効果的に維持すると判断している。CLB は、規制管理及び強制力のある事業者プログラムを含む NRC の継続的な規制活動を通じて運転期間全般について有効となる。このため、認可更新及び SLR では同様に、日々の運転上の問題ではなく追加の 20 年間の運転に対する潜在的な影響に焦点を当てるべきである。認可更新審査は、NRC が実施している運転中プラントの審査との重複、すなわち不必要で無駄なことは意図していない。

表 8-12 GALL (NUREG-1801) 改訂 2 版と GALL-SLR (NUREG-2191) の目次
(変更箇所：グレー)

GALL (NUREG-1801) 改訂 2 版	GALL-SLR (NUREG-2191)
序文	序文
背景	背景
GALL 評価プロセス概要	GALL-SLR 評価プロセス概要
-	経年劣化管理レビュー (AMR) アイテムの複数の AMP の使用に関する説明
-	様々な産業界文書の後版の使用に関するガイダンス
GALL 適用	GALL-SLR 適用
I. ASME Code 適用	I. ASME Code 適用
II~XIII 経年劣化管理レビュー (AMR) アイテム	II~XIII 経年劣化管理レビュー (AMR) アイテム
IX. 構造物、機器、材料、環境、経年劣化影響、並びに経年劣化メカニズムの定義と用法	
A. 序文	A. 序文
B. 構造物及び機器	B. 構造物及び機器
C. 材料	C. 材料
D. 環境	D. 環境
E. 経年劣化影響	E. 経年劣化影響
F. 重要な経年劣化メカニズム	F. 重要な経年劣化メカニズム
G. 参照	G. 参照
X 章 期間限定経年劣化解析	
X.M1 疲労監視	X.M1 疲労監視
-	X.M2 中性子フルエンス監視
X.E1 電気機器の耐環境性能検証 (EQ)	X.E1 電気機器の耐環境性能検証 (EQ)
X.S1 コンクリート製格納容器テンドンのプレストレス	X.S1 コンクリート製格納容器非結合テンドンのプレストレス
XI 章 経年劣化管理プログラム	
XI.M1 ASME コード XI 供用期間中検査、Subsection IWB, IWC, 及び IWD	XI.M1 ASME コード XI 供用期間中検査、Subsection IWB, IWC, 及び IWD
XI.M2 水化学	XI.M2 水化学
XI.M3 炉容器スタッドボルト	XI.M3 炉容器スタッドボルト

GALL (NUREG-1801) 改訂 2 版	GALL-SLR (NUREG-2191)
XI.M4 BWR 炉容器 ID アタッチメント溶接部	XI.M4 BWR 炉容器 ID アタッチメント溶接部
XI.M5 BWR 給水ノズル	削除
XI.M6 BWR 制御棒駆動機構戻り配管ノズル	削除
XI.M7 BWR 応力腐食割れ	XI.M7 BWR 応力腐食割れ
XI.M8 BWR 貫通部	XI.M8 BWR 貫通部
XI.M9 BWR 炉内構造物	XI.M9 BWR 炉内構造物
XI.M10 ホウ酸腐食	XI.M10 ホウ酸腐食
XI.M11B ニッケル合金製機器のクラック及び RCP バウンダリ機器のホウ酸腐食 (PWR)	XI.M11B ニッケル合金製機器のクラック及び RCP バウンダリ機器のホウ酸腐食誘発による材料喪失
XI.M12 オーステナイト・ステンレス鋼 (CASS) の熱時効脆化	XI.M12 オーステナイト・ステンレス鋼 (CASS) の熱時効脆化
XI.M16A PWR 炉内構造物	XI.M16A PWR 炉内構造物
XI.M17 流れ加速腐食 (FAC)	XI.M17 流れ加速腐食 (FAC)
XI.M18 ボルト健全性	XI.M18 ボルト健全性
XI.M19 蒸気発生器 (SG) 伝熱管健全性	XI.M19 蒸気発生器 (SG) 伝熱管健全性
XI.M20 開サイクル冷却水系	XI.M20 開サイクル冷却水系
XI.M21A 閉処理水系	XI.M21A 閉処理水系
XI.M22 Boraflex モニタリング	XI.M22 Boraflex モニタリング
XI.M23 頭上重量物及び軽量物取扱い系 (燃料交換関係) 検査	XI.M23 頭上重量物及び軽量物取扱い系 (燃料交換関係) 検査
XI.M24 圧搾空気モニタリング	XI.M24 圧搾空気モニタリング
XI.M25 BWR 炉水浄化系	XI.M25 BWR 炉水浄化系
XI.M26 火災防護	XI.M26 火災防護
XI.M27 消火水系	XI.M27 消火水系
XI.M29 地上の金属製タンク	XI.M29 屋外及び大量大気に位置する地上の金属製タンク
XI.M30 燃料油化学	XI.M30 燃料油化学
XI.M31 炉容器サーベイランス	XI.M31 炉容器サーベイランス
XI.M32 一回検査	XI.M32 一回検査
XI.M33 材料の選択腐食	XI.M33 材料の選択腐食

GALL (NUREG-1801) 改訂 2 版	GALL-SLR (NUREG-2191)
XI.M35 ASME コードクラス 1 小口径配管の一回検査	XI.M35 ASME コードクラス 1 小口径配管の一回検査
XI.M36 機械機器の外表面監視	XI.M36 機械機器の外表面監視
XI.M37 中性子束計装用シンプル管検査	XI.M37 フラックス・シンプル管検査
XI.M38 種々の配管及びダクトの内面検査	XI.M38 種々の配管及びダクトの内表面検査
XI.M39 潤滑油分析	XI.M39 潤滑油分析
XI.M40 Boraflex 以外の中性子吸収材の監視	XI.M40 Boraflex 以外の中性子吸収材の監視
XI.M41 埋設及び地下配管及びタンク	XI.M41 埋設及び地下配管及びタンク
-	XI.M42 スコープ内の配管、配管機器、熱交換器、及びタンクの内部コーティング／ライニング
XI.S1 ASME コード XI, Subsection IWE	XI.S1 ASME コード XI, Subsection IWE
XI.S2 ASME コード XI, Subsection IWL	XI.S2 ASME コード XI, Subsection IWL
XI.S3 ASME コード XI, Subsection IWF	XI.S3 ASME コード XI, Subsection IWF
XI.S4 10 CFR 50 附則 J	XI.S4 10 CFR 50 附則 J
XI.S5 石積み壁プログラム	XI.S5 石積み壁プログラム
XI.S6 構造物監視プログラム	XI.S6 構造物監視プログラム
XI.S7 Regulatory Guide 1.127, 原子力発電所に関連する治水構造物の検査	XI.S7 原子力発電所に関連する治水構造物の検査
XI.S8 保護塗装監視及び保守プログラム	XI.S8 保護塗装監視及び保守プログラム
XI.E1 耐環境性能検証要件 (10 CFR 50.49) の対象外の電気ケーブル及び接続部の絶縁材	XI.E1 耐環境性能検証要件 (10 CFR 50.49) の対象外の電気ケーブル及び接続部の電気絶縁
XI.E2 計装回路に使用されている耐環境性能検証要件 (10 CFR 50.49) の対象外の電気ケーブル	XI.E2 計装回路に使用されている耐環境性能検証要件 (10 CFR 50.49) の対象外の電気ケーブル及び接続部の絶縁材
XI.E3 耐環境性能検証要件 (10 CFR 50.49) の対象外のアクセス不能な電源ケーブル	XI.E3A 耐環境性能検証要件 (10 CFR 50.49) の対象外のアクセス不能の中電圧電源ケーブルの絶縁材
-	XI.E3B 耐環境性能検証要件 (10 CFR 50.49) の対象外のアクセス不能の電源ケーブル及び制御ケーブルの絶縁材

GALL (NUREG-1801) 改訂 2 版	GALL-SLR (NUREG-2191)
-	XI.E3C 耐環境性能検証要件 (10 CFR 50.49) の対象外のアクセス不能な低電圧電源ケーブルの絶縁材
XI.E4 金属被覆母線	XI.E4 金属被覆母線
XI.E5 ヒューズホルダ	XI.E5 ヒューズホルダ
XI.E6 耐環境性能検証要件 (10 CFR 50.49) の対象外の電気ケーブル接続部	XI.E6 耐環境性能検証要件 (10 CFR 50.49) の対象外の電気ケーブル接続部
-	XI.E7 高電圧絶縁材
付録	
経年劣化管理プログラム (AMP) に関する品質保証	A. 経年劣化管理プログラム (AMP) に関する品質保証
	B. AMP に関する運転経験

資料

- 1) EPRI NP-4208, "The Longevity of Nuclear Power Systems", August 1985.
- 2) <https://www.nrc.gov/about-nrc/regulatory/rulemaking.html>
- 3) 51 FR 40334, "Production and Utilization Facilities; Request for Comments on Development of Policy for Nuclear Power Plant License Renewal", November 6, 1986.
- 4) SECY-87-179, "Status of Staff Activities to Develop a License Renewal Policy, Regulations and Licensing Guidance and to Report on Public Comments", July 21, 1987.
- 5) AIF/NESP-040, "Regulatory Considerations for Extending the Life of Nuclear Power Plants", December 1986.
- 6) 53 FR 32919, "Advance Notice of Proposed Rulemaking on Nuclear Plant License Renewal", August 29, 1988.
- 7) NUMARC, "Re: Advanced Notice of Proposed Rule Making - NUREG-1317, "Regulatory Options for Nuclear Plant License Renewal" -53 FR 32919 (August 29, 1988) - Request for Comments", October 28, 1988.
- 8) DOE Comments on the Proposed Rulemaking of the Nuclear Regulatory Commission entitled "10 CFR Part 50; Nuclear Plant License Renewal, " 53 Federal Register 32919-20 (August 29, 1988), October 28, 1988.
- 9) NUREG/CR-5332, "Summary and Analysis of Public Comments on NUREG-1317: Regulatory Options for Nuclear Plant License Renewal - Final Report", March 1989.
- 10) 54 FR 41980, "Nuclear Plant License Renewal; Public Workshop on Technical and Policy Consideration", October 13, 1989.
- 11) NRC, "Public Workshop on Technical and Policy Considerations for Nuclear Power Plant License Renewal", November 13-14, 1989.
- 12) NUREG-1411, "Response to Public Comments Resulting from the Public Workshop on Nuclear Power Plant License Renewal", July 1990.
- 13) SECY-90-021, "Report on License Renewal Workshop and Proposed Revisions to the Program Plan and Schedule for Rulemaking", January 17, 1990.
- 14) NRC, "Staff Briefing on Results of Public Workshop on License Renewal", January 30, 1990.
- 15) NRC, "Staff Requirements – Briefing on Status of Proposed Rule on Licensing Renewal, 2:00 P.M., Tuesday, January 30, 1990, Commissioners' Conference Room, One White Flint North Rockville, Maryland (Open to Public Attendance)", March 6, 1990.

- 16) ACRS, "Proposed Rule on Nuclear Power Plant License Renewal", April 11, 1990.
- 17) 55 FR 29043, Proposed Rule on "Nuclear Plant License Renewal", July 17, 1990.
- 18) 56 FR 64943, "Nuclear Power Plant License Renewal: Final Rule", December 13, 1991.
- 19) NRC, "Revised Designation for Regulatory History Regarding Nuclear Power Plant License Renewal (55 FR 29043 and 56 FR 64943)", February 20, 1992.
- 20) NRC, "Summary of Meeting with Baltimore Gas and Electric Company and Southern California Edison Company Held on April 29, 1993, to Discuss Electronic Documents Storage and Retrieval Systems", May 19, 1993.
- 21) EPRI NP-5002, "LWR Plant Life Extension", January 1987.
- 22) EPRI NP-5388M, "NUPLEX Project Briefs", September 1987.
- 23) EPRI NP-5181M, "BWR Pilot Plant Life Extension", May 1987.
- 24) EPRI NP-5836M, "BWR Pilot Plant Life Extension Study at the Monticello Plant: Interim Phase 2", October 1987.
- 25) SAND 87-0184, "Critical Components and Monitoring Techniques for Nuclear Power Plant Life Extension", April 1987.
- 26) EPRI NP-6232M, "PWR Pilot Plant Life Extension Study at Surry Unit 1: Phase 2", March 1989.
- 27) NRC, "NUPLEX Technical Subcommittee Meeting", April 20, 1988.
- 28) USCEA Infowire No.92-22, "Permanent Shutdown of Yankee Rowe", February 22, 1992.
- 29) Nucleonics Week, November 12, 1992.
- 30) NRC, "Summary of Meeting with B&W Owners Group Concerning their Generic License Renewal Program", November 25, 1992.
- 31) NRC, "Meeting Summary of March 30, 1994, Regarding the BWROG Group License Renewal Program", April 13, 1994.
- 32) NRC, "Summary of Meeting Regarding the Westinghouse Owners Group Life Cycle Management / License Renewal Program", August 27, 1993.
- 33) NUREG-1557, "Summary of Technical Information and Agreements from Nuclear Management and Resource Council Industry Reports Addressing License Renewal", October 1996.
- 34) NRC Memorandum for J. M. Taylor, Executive Director for Operations, and W. C. Parler, General Counsel, from J. R. Curtiss, "License Renewal", November 19, 1992.
- 35) Inside N.R.C., November 30, 1992.
- 36) Nucleonics Week, December 10, 1992.
- 37) Inside N.R.C., December 28, 1992.

- 38) Nucleonics Week, December 31, 1992.
- 39) NRC Meeting Summary, "Discussion of the Results of NRC Staff Senior Management Review of License Renewal Issues", January 29, 1993.
- 40) Nucleonics Week, February 22, 1993.
- 41) SECY-93-049, "Implementation of 10 CFR Part 54, 'Requirements for Renewal of Operating Licenses for Nuclear Power Plants'", March 1, 1993.
- 42) NRC, "Briefing on License Renewal Issues", March 15, 1993.
- 43) NRC, "Summary of Public Meeting with NUMARC to Discuss the Proposed Staff Positions in SECY-93-049", March 26, 1993.
- 44) ACRS, "SECY-93-049, Implementation of 10 CFR Part 54, Requirements for Renewal of Operating Licenses for Nuclear Power Plants", April 23, 1993.
- 45) SECY-93-113, "Additional Implementation Information for 10 CFR Part 54, 'Requirements for Renewal of Operating Licenses for Nuclear Power Plants'", April 30, 1993.
- 46) NRC Official Transcript of Proceedings, "License Renewal Workshop", September 30, 1993.
- 47) SECY-93-331, "License Renewal Workshop Results and Staff Proposals for Revision to 10 CFR Part 54, 'Requirements for Renewal of Operating Licenses for Nuclear Power Plants'", December 7, 1993
- 48) NRC, "Briefing on Results of License Extension Workshop and Proposed Changes to License Renewal Rule", December 22, 1993.
- 49) SECY-94-140, "Proposed Amendment to the Nuclear Power Plant License Renewal Rule (10 CFR Part 54) ", May 23, 1994.
- 50) NRC, "Briefing on Proposed Rule for License Renewal - Part 54", June 10, 1994.
- 51) 59 FR 46574, "10CFR Part 2, 51, and 54, Nuclear Plant License Renewal; Proposed Revisions, Proposed Rule", September 9, 1994.
- 52) SECY-95-067, "Final Amendment to the Nuclear Power Plant License Renewal Rule (10 CFR Part 54)", March 20, 1995.
- 53) 60 FR 22461, "10CFR Part 2, 51, and 54, Nuclear Power Plant License Renewal; Revisions", May 8, 1995.
- 54) <https://www.nrc.gov/reading-rm/doc-collections/cfr/part054/full-text.html>
- 55) NRC, "Summary of Public Meeting on License Renewal Rulemaking", July 10, 2001.
- 56) ACRS, "Recommendation on the Need to Revise 10 CFR Part 54, "Requirements for Renewal of Operating Licenses for Nuclear Power Plants", July 20, 2001.
- 57) SECY-01-0157, "License Renewal Rulemaking", August 17, 2001.

- 58) Staff Requirements - SECY-01-0157 - License Renewal Rulemaking, September 5, 2001.
- 59) U.S. Nuclear Regulatory Commission Long-Term Research: Fiscal Year 2009 Activities - Final Report, October 2007.
- 60) NRC, "Meeting Summary – February 19-21, 2008, Joint NRC/DOE Workshop on U.S. Nuclear Power Plant Life Extension Research and Development ("Life Beyond 60")", March 6, 2008.
- 61) NRC, "Summary of the License Renewal Meeting between the U.S. Nuclear Regulatory Commission Staff and the Nuclear Energy Institute", March 3, 2009.
- 62) NRC, "Summary of the License Renewal Meeting between the U.S. Nuclear Regulatory Commission Staff and the Nuclear Energy Institute", May 26, 2009.
- 63) NRC, "Summary of the License Renewal Meeting between the U.S. Nuclear Regulatory Commission Staff and the Nuclear Energy Institute", August 20, 2009.
- 64) EPRI - PLIM + PLEX, "Long Term Operation: The Challenge to Sustain High Performance Operation to 2050 and Beyond", September 2009.
- 65) NRC, "Summary of the Meeting between the U.S. Nuclear Regulatory Commission Staff and the Nuclear Energy Institute to Discuss Current License Renewal Topics", April 11, 2011.
- 66) NRC, "Summary of the Meeting between the U.S. Nuclear Regulatory Commission Staff and the Nuclear Energy Institute to Discuss the Ongoing Consideration of Operating Experience for License Renewal", June 23, 2011.
- 67) 77 FR 15818, "License Renewal Interim Staff Guidance LR-ISG-2011-05: Ongoing Review of Operating Experience", March 16, 2012.
- 68) NRC - ASTM Workshop on Emerging Trends in Nuclear Energy – The Standards Component, "NRC Status and Plans for License Renewal – A Role for Consensus Standards", June 15, 2011.
- 69) NRC, "Summary of the Meeting between the U.S. Nuclear Regulatory Commission Staff and the Nuclear Energy Institute to Discuss Current License Renewal Topics", December 22, 2011.
- 70) NEI, "Industry Plans for Subsequent License Renewal", April 20, 2012.
- 71) NRC, "Summary of Meeting to Receive Comments on Subsequent License Renewal", June 7, 2012.
- 72) NRC, "Summary of Public Meeting with U.S. Department of Energy, Electric Power Research Institute, and Nuclear Energy Institute Regarding Long-Term Operations Research Programs to Support Subsequent License Renewals", June 14, 2012.
- 73) NRC, "Considerations for Subsequent License Renewal", August 8, 2012.

- 74) NRC, “Summary of the Meeting between the U.S. Nuclear Regulatory Commission Staff and the Nuclear Energy Institute to Discuss Current License Renewal Topics”, October 16, 2012.
- 75) NRC, “Summary of the Meetings to Receive Comments on Subsequent License Renewal”, December 6, 2012.
- 76) NRC, “Summary of the Meeting between the U.S. Nuclear Regulatory Commission Staff and the Nuclear Energy Institute to Discuss Current License Renewal Topics”, January 11, 2013.
- 77) NRC, “Meeting between the U.S. Nuclear Regulatory Commission Staff and Industry to Discuss Subsequent Renewal Guidance”, July 16, 2013.
- 78) NRC, “Summary of the Meeting between the U.S. Nuclear Regulatory Commission Staff and the Nuclear Energy Institute to Discuss Current License Renewal Topics”, October 31, 2013.
- 79) NRC, “Summary of the Meeting between the U.S. Nuclear Regulatory Commission Staff and the Nuclear Energy Institute to Discuss Current License Renewal Topics”, January 3, 2014.
- 80) SECY-14-0016, “Ongoing Staff Activities to Assess Regulatory Considerations for Power Reactor Subsequent License Renewal”, January 31, 2014.
- 81) NEI, “NEI Comments on Issues Raised in SECY-14-0016, ‘Ongoing Staff Activities to Assess Regulatory Considerations for Power Reactor Subsequent License Renewal’”, April 1, 2014.
- 82) ACRS, “SECY-14-0016, ‘Ongoing Staff Activities to Assess Regulatory Considerations for Power Reactor Subsequent License Renewal’”, May 22, 2014.
- 83) NRC Regulatory Issue Summary 2014-09: Maintaining the Effectiveness of License Renewal Aging Management Programs, August 6, 2014.
- 84) Staff Requirements - SECY-14-01016 - Ongoing Staff Activities to Assess Regulatory Considerations for Power Reactor Subsequent License Renewal, August 29, 2014.
- 85) NRC, “Action Items from the November 19, 2014, and December 4, 2014, Public Meeting Related to the Guidance for the Subsequent License Renewal Period”, February 25, 2015.
- 86) NRC, “Summary of the Meeting between the U.S. Nuclear Regulatory Commission Staff and the Nuclear Energy Institute to Discuss Current License Renewal Topics”, April 7, 2015.
- 87) NUREG–2191, Vol. 1&2, “Generic Aging Lessons Learned for Subsequent License Renewal (GALL-SLR) Report – Final Report”, July 2017.

- 88) NUREG–2192, “Standard Review Plan for Review of Subsequent License Renewal Applications for Nuclear Power Plants – Final Report”, July 2017.
- 89) NUREG-2221, “Technical Bases for Changes in the Subsequent License Renewal Guidance Documents NUREG–2191 and NUREG–2192”, December 2017.
- 90) <https://www.nrc.gov/reading-rm/doc-collections/cfr/part050/part050-0070.html>
- 91) <https://www.nrc.gov/reading-rm/doc-collections/insp-manual/manual-chapter/index.html>
- 92) NRC Inspection Manual Chapter 2516, “Policy and Guidance for the License Renewal Inspection Program”, August 13, 2013.
- 93) <https://www.nrc.gov/reading-rm/doc-collections/insp-manual/inspection-procedure/index.html>
- 94) NRC Inspection Procedure 71002, “License Renewal Inspection”, June 30, 2020.
- 95) NRC Inspection Procedure 71003, “Post-Approval Site Inspection for License Renewal”, July 8, 2016.
- 96) NRC Information Notice 2012-19: License Renewal Post-Approval Site Inspection Issues, October 23, 2012.

9. 日本への適用性に関する検討

前章までの文献調査で明らかとなった米国の設備利用率の向上や長期運転の達成のための諸策に関して、それらの諸策が果たした役割、効果その他について日本エヌ・ユー・エス株式会社（JANUS）が行った米国の専門家によるヒアリングの結果を分析した。

そして、そのヒアリング調査の結果と日米の状況の比較分析結果に基づき、今後我が国において設備利用率の向上や長期運転の達成を目指すうえで重要と考えられる課題と解決策について考察した。

9.1 米国専門家によるヒアリング調査

(1) ヒアリング結果

2022年1月12日に、米国専門家（Enercon Services, Inc.）を通じて米国 NEI に対しヒアリングを実施した。その結果を付録に示す。

(2) ヒアリング結果のまとめ

前項に示す米国専門家によるヒアリング調査の結果をまとめると、以下のようになる。

- ・ 設備利用率が向上したのは、本調査で取り上げた様々な要因の複合的な効果である。特に、故障の確率ではなく影響をより重視することで、プラントのパフォーマンスに大幅な改善が見られた。
- ・ 米国原子力発電所の設備利用率改善に効果があると考えられ、本調査で取り上げた様々なテーマのうち、特に以下については、パフォーマンス改善に効果が大きいと考えられた。
 - ▶ 長期（24 か月）運転サイクル
 - ▶ 保守規則に基づく運転中保守の実施
- ・ 下記は、パフォーマンス改善に中程度の効果があったとされた。
 - ▶ リスク情報を活用したパフォーマンス・ベースの規制とその対応（RI-ISI、10 CFR 50.69 など）
- ・ 以下は、パフォーマンス改善への影響が小さいもの、それほど効果はないもの、または直接の関連がないものとされた。
 - ▶ 保守規則の発行とその対応（パフォーマンスの監視とその対応）
 - ▶ その他の規制および対応（10 CFR 50.59 など、認可修正の申請手続き明確化関係）
 - ▶ 運転認可更新に関連する NRC ガイドと産業界イニシアチブ
 - ▶ 2 回目の運転認可更新（SLR）の検討
- ・ 以下は、2 次的な効果があるものとされた。
 - ▶ 原子炉監視プロセスの改善（SALP から ROP へ）

- 産業界の自主的努力（ベンチマーク活動、予防保全最適化、電力会社の提携など）
- ・ パフォーマンス向上のための諸策の実施面での課題とその解決策としては、以下の点が指摘された。
 - プラントのパフォーマンスを向上させる直接的な役割は NRC にはなかった。NRC の規制上の使命は公衆の健康と安全性の防護に焦点を当てているため、設備利用率を改善するための産業界の努力を NRC に認めさせることは困難であった。
 - 産業界の自主努力とそれに伴う許認可変更申請に対しての NRC の承認を得ることが問題であった。そのため、産業界のワーキング・グループがその実施面で新たに生まれる課題に対する解決策を検討した。
 - リスク情報を活用した認可変更申請を承認することに NRC スタッフが消極的だった。産業界は、その利点と実施方法の技術的妥当性について NRC の理解が進むように努力した。
 - NRC のバックフィット規則（10 CFR 50.109）は、費用効果性の考慮を含めて安全性向上が実証されないような設備改善を実施するために発電所が停止させられることを防止するのに間接的な効果があり、設備利用率の不必要な低下を防ぐのに役立っている。
 - NRC と共同してプラントのパフォーマンス改善につなげた産業界の取り組みとしては、保守規則の作成とその実施、特に産業界ガイダンスの作成がおそらく最良の例である。
 - DOE などの関与は、これまでではそれほどない。事故耐性燃料（ATF）の開発は、将来的に期待される分野である。
 - 排出量目標を達成するためには、新しいプラントの建設と既存の原子力発電所の継続的な長期運転の両方が必要である。
 - リスク情報活用の申請で PRA がレビュー済みであれば、また、運転パフォーマンスが良好であれば、いろいろな課題に対して一般的に NRC の審査が進みやすい。
 - 定検作業における地元への依存度は低いが、かつて、燃料サイクル期間が延長されたとき、いくつかの地方では組合員（作業員）の作業が減ることに伴う抵抗があった。
 - パフォーマンス改善について、州政府に責任はない。電気料金の規制当局は、パフォーマンスの向上を好意的に見る可能性がある。

9.2 日米比較と日本への適用性についての考察

前章までに示した米国の調査結果と 9.1 節に示した米国専門家によるヒアリング結果をもとに、米国において設備利用率の向上や長期運転の達成に効果があったと考えられる様々なテーマについて、我が国への適用可能性について考察した。そのためにまず、様々なテーマ

マに関する我が国の規制上の取扱い等について明らかにすることで、米国のそれとの違いを明確化するものとした。

ここでは便宜上、主として規制にかかわる課題と技術的な課題、その他の課題に分けて検討を行った。ただし、いずれの課題も単純に規制と技術に区分できるわけではなく、相互に密接な関連性があることは言うまでもない。

まず、主として規制に関連したテーマについて日米の比較を行った。

1) 24 か月サイクル運転への移行上の課題（報告書 1 章）

24 か月までの長期サイクル運転は日本においても規制上は可能と考えられる。ただし、その経験がないことから、実施に移るうえでの課題が見えていないところがある。

米国では Tech. Spec. に規定されるサーベイランス試験頻度を変更するための許認可手続きを 1991 年 4 月発行の Generic Letter 91-04 の規定に沿って行うことで、24 か月までの長期サイクルが可能となっている。ただし、高燃焼度燃料の設計についても承認が別途必要とされていて、そのために燃料ベンダーがトピカルレポートを申請し、その利用について NRC の承認を受けている。

日本では、「実用発電用原子炉の設置、運転等に関する規則」（実用炉規則）第 92 条（保安規定）の第 1 項第 8 号ニ「発電用原子炉の運転期間に関すること」の規定と、その審査基準（発電用原子炉の運転期間）が別途定められている。そこでは、以下の趣旨の記載があり、13 か月を超える運転を行うことが可能な規制上の仕組みは用意されている。

- ・ 発電用原子炉運転期間を定め、又はこれを変更しようとする場合は、申請書に運転期間の設定に関する説明書を添付すること。
- ・ 運転期間が 13 月を超える延長の場合には、当該延長に伴う許可を受けたところによる基本設計ないし基本的設計方針に則した影響評価の結果が説明書に記載されていること。

高燃焼度燃料については、PWR と BWR の燃料メーカーがそれぞれ、濃縮度を上げた高燃焼度燃料を開発し、規制側の承認のもとで発電所において段階的に使用してきている。最近では、長期サイクル運転を前提とした高燃焼度燃料の開発も進められてきている。

このように、日米での規制上の手続きは多少異なるものの、日本においても 13 か月を超える運転を行うことが可能な規制手続きが用意されていて、NRC の Generic Letter 91-04 のようなガイダンス文書がないという相違はあるものの、米国に比べても特に厳しい規制上の条件が課されているわけではないと考えられる。今後、再稼働が進み、その稼働実績を積むことで、長期サイクル運転を申請する発電所が出てくることで、その道は開けていくものと推察される。

なお、我が国の場合、燃料交換停止時に実施する定期事業者検査の実施間隔に関連した規

定も運転サイクル期間に関連してくるが、それについては後述する。

2) 運転中保全の実施に関する規制上の課題（報告書 2 章）

日本の保安規定で、運転中保全はやむを得ない場合等に限られているのが大きな課題と考えられる。

米国では、Tech. Spec.に規定される許容待機除外時間（AOT）の規定を順守することに加えて、1991 年制定（1999 年改定）の保守規則（10CFR50.65(a)(4)）に定められる条件（保守作業の前のリスク評価とそれに応じたリスク管理措置）を順守すれば、運転中に安全系の機器を待機除外して予防保全することが可能である。保守規則では、運転中・停止中を問わず設備の待機除外に伴って生じる可能性のあるリスクの増分をあらかじめ評価し、それに応じたリスク管理措置を取ることと規定されている。また、産業界のガイダンス（NUMARC 93-01）では、そのためのリスク評価方法、許容基準、リスク増分に応じたリスク管理措置などが記載されていて、NRC はこれを Reg. Guide 1.160 においてエンドースしている。

また、LCO の逸脱に関連した扱いとして、以下の点が NRC 検査マニュアル 9900 において明言されている点も重要である。

- ・ 意図的な LCO 条項（アクションステートメント）へのエントリー（LCO の逸脱）は Tech. Spec.違反ではない（単に運転上の便益のために、機能喪失状態を意図的に創出する場合や、意図的に LCO 3.0.3（LCO を満足せず、さらに関連した要求される措置が講じられない場合、当該の LCO が適用されない運転モードまたは特定の状態に移行しなければならないことを定める規定）にエントリーする場合を除く）。
- ・ 事業者は運転中に予防保全（PM）を実施するために設備を待機除外にしても良いが、Tech. Spec.に加えて、保守規則（10CFR50.65）の要求に適合しなければならない。

なお、LCO の逸脱だけでは、特に規制当局 NRC への報告は不要であり、LCO に規定される措置が所定の時間内に完了できない場合にのみ、Tech. Spec.からの逸脱（Tech. Spec.違反）として NRC への報告義務が課されている（Tech. Spec.に基づくプラント停止は 4 時間以内に報告（10CFR50.72）、Tech. Spec.からの逸脱は 30 日以内の報告（10CFR50.73）が要求されている）。

日本では、実用炉規則第 92 条（保安規定）第 1 項第 8 号において、下記のように発電用原子炉施設の運転に関する体制、確認すべき事項、異状があった場合の措置等を保安規定に含めるべきことが定められている。

ハ 発電用原子炉施設の運転に関することであって、次に掲げるもの

イ 発電用原子炉の運転を行う体制の整備に関すること。

ロ 発電用原子炉の運転に当たって確認すべき事項及び運転の操作に必要な事項

ハ 異状があった場合の措置に関すること（第十五号に掲げるものを除く。）。

また、第 87 条（発電用原子炉の運転）第 9 号には、以下の規定もある。

九 運転上の制限を逸脱したときは、その旨を直ちに原子力規制委員会に報告すること。
ただし、第百三十四条第五号に掲げるときを除く

また、保安規定の審査基準（初版、平成 25 年 6 月 19 日制定）では、運転上の制限（LCO）が設定されている機器に対する予防保全の実施条件について以下の記載がある。

- ・ 予防保全を目的とした保全作業について、やむを得ず保全作業を行う場合には、法令に基づく点検及び補修、事故又は故障の再発防止対策の水平展開として実施する点検及び補修等に限ることが定められていること。
- ・ 予防保全を目的とした保全作業の実施について、AOT 内に完了することが定められていること。なお、AOT 内で完了しないことが予め想定される場合には、当該保全作業が限定され、必要な安全措置を定めて実施することが定められていること。

その後、この審査基準の改正版（令和元年 12 月 25 日）では、以下のような記載に変更されている。

- ・ LCO が設定されている設備等について、予防保全を目的とした保全作業をその機能が要求されている発電用原子炉の状態においてやむを得ず行う場合には、当該保全作業が限定され、原則として AOT 内に完了することとし、必要な安全措置を定め、確率論的リスク評価（PRA : Probabilistic Risk Assessment）等を用いて措置の有効性を検証することが定められていること。

なお、上記にある「予防保全を目的とした保全作業」に関して、保安規定の審査においては、以下のような保全作業であれば、LCO 設定設備においても計画的な予防保全を目的として待機除外し、保全作業を行うことは可能とされているのが実情である（参考：「保安規定変更にかかる基本方針」（令和元年 5 月））。

- ① 法令に基づく保全作業
- ② 自プラント及び他プラントの事故・故障の再発防止対策の水平展開として実施する保全作業
- ③ 原子炉設置者が自主保安の一環として、定期的に行う保全作業（放射線モニタ点検、可燃性ガス濃度制御系点検、非常用ガス処理系点検、中央制御室非常用換気空調系点検、変圧器点検、送電線点検等）
- ④ 消耗品等の交換にあたって、交換の目安に達したため実施する保全作業（フィルタやストレーナの交換、潤滑油やグリース補給等）

上記より、日米を比較すると、安全関連設備の予防保全のための OLM の実施について、米国では AOT を順守することと、リスクの評価と管理を行えば、事業者の裁量でその実施が可能となっているのに対して、日本では、「やむを得ずに行う場合」に限定されている点が大きく異なる。また、LCO からの逸脱に関する扱いも、米国では運転中に予防保全 (PM) を実施するために設備を待機除外にしても良い、つまり LCO から逸脱しても問題ないとされているのに対して、日本では LCO からの逸脱は (必要な措置を講ずれば保安規定違反ではないものの) あらかじめ申請して認められた場合を除いて直ちに報告すべき要件とされている。

このように、日本において、運転中に予防保全のために安全機器を待機除外するためには、LCO 逸脱に相当する状態、つまり、多重性のある安全系機器が 1 系列だけ保守のために待機除外された状態に対する規制上の扱いを緩和 (できれば米国並みに変更) する必要があるのではないかと考えられる。

3) リスク情報を活用したパフォーマンス・ベースの規制 (報告書 3 章)

日本では 2019 年に始まった新たな規制検査制度 (日本版 ROP) においてリスク情報を活用したパフォーマンス・ベースのアプローチの導入が始まったが、規制の面では進んでおらず、従来の決定論に基づく規範的なアプローチが主流である。

米国では 1995 年 8 月に「原子力規制活動における PRA 手法の活用に関する政策声明書」が発行されたこともあり、1990 年代後半以降、リスク情報を活用したパフォーマンス・ベースの規制が進んでいる。これまで主として決定論的解析に基づき規範的な要件に基づいていた規制の一部が見直され、過剰な保守性が低減され、期待されるパフォーマンスを満足する限り、その方法は問われないことで、事業者にとって柔軟なアプローチが認められるようになった。その代表例が、1991 年公表の保守規則 (10CFR50.65) である (次項を参照)。そして、この規制アプローチは規制検査にも適用され、2000 年以降に開始された原子炉監視プロセス (ROP) でも採用された。

日本では、2016 年の IRRS の勧告も踏まえて原子力規制検査のあり方が見直され、2019 年 4 月から新たな検査制度が開始された。そこでは米国 ROP の考え方に倣い、リスク情報の活用や安全実績指標 (PI) の反映などを取り入れた体系に変更されている。しかしながら、規制要件そのものについては、リスク情報の活用やパフォーマンス・ベースの規制の採用は進んでいないのが現状である。またその背後には、安全目標の活用や、リスク情報を活用する上で不可欠な確率論的リスク評価 (PRA) の技術整備の必要性も認識されている。

このような状況で日本の事業者は、リスク情報を活用した安全性向上策を自主的に追及することとして、リスク情報を活用した意思決定 (Risk-Informed Decision-Making: RIDM) を発電所のマネジメントに導入するため、2018 年に RIDM 導入戦略プランを取りまとめている。そこでは、フェイズ 1 (2020 年もしくはプラント再稼働までの期間) として、リスク情報を活用した自律的な発電所マネジメントの高度化を進め、フェイズ 2 (2020 年もし

くはプラント再稼働以降)では、自律的な発電所マネジメントを継続的に改善するとともにRIDM活用範囲を拡大するとして、以下のプロセスの導入も意図されている。

- ・ 許容待機除外時間/完了時間の最適化
- ・ 定期試験間隔の延長
- ・ リスク情報を活用した供用期間中検査 (RI-ISI)
- ・ 運転中保全

このように事業者側の自主的な検討が進み、規制側の審査もそれに応える形で進んでいけば、米国流のリスク情報活用が運転保守分野でも進み、パフォーマンス改善に役立っていくと期待される。

4) リスク情報を活用したパフォーマンス・ベースの保守管理 (10 CFR 50.65 (保守規則)) (報告書 2 章)

米国の保守規則は、リスク情報を活用したパフォーマンス・ベースの規制の代表例とされているが、日本の保守管理に関連した規制要件は規範的な考えに基づく要件設定が行われていて、パフォーマンス・ベースの考え方が取られていない。

米国保守規則は完全なパフォーマンス・ベースの規制になっていて、保守規則に示される要件(自らが定めたパフォーマンス基準に対して監視し、必要な是正処置を取ること)を満足していれば、保全計画を事業者の自主裁量で柔軟に変更・運用することができる。すなわち、不十分な保守に起因するパフォーマンスの劣化即ち不具合を自らが見つけて、保全を見直す仕組みが有効に機能していれば良い。事業者の保全計画の規制側への届出あるいは事前承認は不要であり、状態基準保全(を優位に置いた考え方)や事後保全(特に壊れるまで使用する RTF (Run to Failure) と呼ばれる保守方策)の有効活用、点検頻度の柔軟な見直しなど、自主的な運用が確保・促進される仕組みができています。

日本では、実用炉規則 81 条(発電用原子炉施設の施設管理)において、施設管理の必要性について以下のように規定している。

- ・ 法第 43 条の 3 の 22 第 1 項の規定により、発電用原子炉設置者は、発電用原子炉施設の保全のために行う設計、工事、巡視、点検、検査その他の施設の管理(以下「施設管理」という。)に関し、発電用原子炉ごとに、次の各号に掲げる措置を講じなければならない。(以下、略)

また、同規則第 92 条(保安規定)の第 1 項第 18 号において、施設管理に関することを保安規定に含めること、と定められている。

十八 発電用原子炉施設の施設管理に関する事(使用前事業者検査及び定期事業者検査の実施に関する事並びに経年劣化に係る技術的な評価に関する事及び長期施設管理方針を含む。)

さらにその審査基準（令和元年 12 月 25 日）において、以下の記載がある（高経年対応等を除く、冒頭部分のみ抜粋）。

1. 施設管理方針、施設管理目標及び施設管理実施計画の策定並びにこれらの評価及び改善について、「原子力事業者等における使用前事業者検査、定期事業者検査、保安のための措置等に係る運用ガイド」（原規規発第 1912257 号一7（令和元年 12 月 25 日原子力規制委員会決定））を参考として定められていること。

そして、上記 1 で引用される運用ガイドでは、施設管理目標の設定とその評価に関連して、以下の記載がある。

- ・ 施設管理方針に従って実施する施設管理に係る保安活動について、その達成状況を明確にして施設管理の有効性を監視し、及び評価するため、プラントレベルの指標（原子力施設全体の保全が確保されているかを監視し、評価するための指標）、施設管理の重要度が高いシステムのシステムレベルの指標を設定し、指標ごとの具体的な目標値を定める必要がある。

上記の点は米国保守規則のパフォーマンス監視要件（10CFR50.65(a)(1)と(2)）を反映した内容となっているものの、運用ガイドの規定の全体は、このパフォーマンス監視要件のみならず、施設管理のための計画や方法、頻度、実施体制などの記載方法についても細かく規定されている。

このように、日本では保守管理の規制要件では米国保守規則の考え方が一部において含まれているものの、全体では完全なパフォーマンス・ベースになっていない、といえる。この原因は、保安規定で扱う範囲が米国の Tech. Spec.より広く、保全計画が保安規定に含まれているためでもある。保全計画を含めた保安規定は事前の提出・承認が必要になっており、このことが事業者による保全計画の柔軟な運用をしにくい形にしている。定期事業者検査の扱いもこれと同様である。

5) バックフィット規則（報告書 4 章）

米国専門家とのヒアリングにおいて、米国では安全性向上を図るうえで費用効果性の考慮も含めたバックフィット規則があり、これによって安全性向上が実証されないような設備改善を実施するために発電所が停止させられることを防止するのに間接的な効果があり、設備利用率の不必要な低下を防ぐのに役立っているとの指摘があった。

米国では、バックフィット規則（10CFR50.109）が明文化され、NRC がバックフィットを課す際に費用対効果が考慮できる場合が明らかにされている。つまり、NRC が「適切な防護」を超える「追加の防護」を求めるための規制を課す場合には、費用効果性があることを示す必要がある。この条件があることによって、安全性向上の点からみても過剰な安全規

制が課されて不要な停止期間を含む、過剰な負荷がかかるといった事態が抑制される仕組みができています。この仕組みは、裁判所の判決を受けて決められたという背景も重要なポイントである。

日本ではこのバックフィットに関して、2012年に原子炉等規制法が改正され、福島第一原子力発電所事故の教訓を踏まえ、新知見が得られ、許可基準が変更された場合などにおいて、原子力規制委員会は、発電用原子炉施設の使用の停止や改造、修理又は移転、運転の方法の指定その他保安のために必要な措置の命令、いわゆるバックフィット命令（同法43条の3の23）を行うことができるとされた。

第四十三条の三の二十三 原子力規制委員会は、発電用原子炉施設の位置、構造若しくは設備が第四十三条の三の六第一項第四号の基準に適合していないと認めるとき、発電用原子炉施設が第四十三条の三の十四の技術上の基準に適合していないと認めるとき、又は発電用原子炉施設の保全、発電用原子炉の運転若しくは核燃料物質若しくは核燃料物質によつて汚染された物の運搬、貯蔵若しくは廃棄に関する措置が前条第一項の規定に基づく原子力規制委員会規則の規定に違反していると認めるときは、その発電用原子炉設置者に対し、当該発電用原子炉施設の使用の停止、改造、修理又は移転、発電用原子炉の運転の方法の指定その他保安のために必要な措置を命ずることができる。

2 原子力規制委員会は、防護措置が前条第二項の規定に基づく原子力規制委員会規則の規定に違反していると認めるときは、発電用原子炉設置者に対し、是正措置等を命ずることができる。

そして、「新たな規制基準のいわゆるバックフィットの運用に関する基本的考え方」（平成27年11月13日）という原子力規制委員会文書で、バックフィットに関する基本的な考え方が以下のように示された。

- ・ 新たな規制基準を既存の施設等に適用する場合には、規制基準の決定後一定の期間を確保した施行日を定めるか、又は、当該規制基準の施行後の経過措置として当該規制基準に対応するために必要な期間を設定することを基本とする。
- ・ これらの期間は、原子力規制委員会が、当該規制基準の新設・変更の安全上の重要性、被規制者に対応するために必要な期間等を総合的に判断して、個別に設定する。
- ・ なお、安全上緊急の必要性がある場合には、新たな規制基準の新設・変更に際し、当該規制基準を即時に適用することもあり得る。

さらに、「大山火山の大山生竹テフラの噴出規模の見直しに伴うその他の審査・検査の取扱いについて（案）」（令和元年6月19日、原子力規制委員会）において、新たな知見を踏まえたバックフィット措置を既存の施設等に適用する場合も、平成27年11月13日原子力規制委員会決定に示す「基本的考え方」に準じて取り扱うこととされた。

また委員会は、「実用発電用原子炉に係る新規規制基準の考え方について」（平成30年12

月 19 日) という文書の「2-2-3 バックフィット制度とは何か」において、バックフィットを課す場合の条件について以下のように説明している。

...同法 43 条の 3 の 23 第 1 項の命令 (バックフィット命令) は、所定の基準又は規則に適合せず、又は規定に違反していることが認められた場合には直ちにこれを発しななければならないというものではなく、原子力規制委員会において、保安のために必要な限度において、その専門技術的裁量の下、個々の事例における具体的事情を踏まえてバックフィット命令を発するか否か、発する場合にいかなる内容の命令をどのタイミングで発するのか検討を要するものであり、例えば、新設・変更された基準等の安全上の重要性、当該措置を命ずることの必要性・緊急性、講ずべき措置の内容、発電用原子炉設置者の対応の状況等を総合考慮した上で、当該命令の発令の要否並びにその時期及び内容等を決することとなる。

以上から日米比較すると、日本では、規制への適合性確保という条件を除けば、特に新たな知見への対応として、規制当局が被規制者に対してどのような場合にどのようなバックフィットを課すことができるのかについて明確な規定 (線引き) が欠けているということになる。特に、規制当局が作成した「基本的考え方」の文書には、費用効果性の言及がないため、安全性向上のために必要と判断されれば、費用を度外視した安全向上策の命令を新たに出すことも不可能ではない制度設計になっていると言える。

バックフィットは、法の不遡及という基本原則の例外扱いに相当するものである。このバックフィットという安全規制において、どのような場合に費用効果性を考慮できるかどうかという基本的な問題は、何らかの指針がないと、原子力規制委員会だけで判断できるものではないと考えられる。この点を米国並みに是正するためには、あるいは採算度外視の安全規制に対して何らかの歯止めをかけるためには、規制委員会の文書よりもより上位の、法制度レベルでの何らかの定めが必要になるのではないかと考えられる。

(補足)

法の不遡及の原則：法令は原則として将来に向かって適用され、新法を過去の出来事にさかのぼって適用することができないとする原則を法律不遡及の原則という。ただし、重要な公益上の必要がある場合に、明文の規定があれば過去の時点にさかのぼって適用することができるという例外が認められる場合もある。

6) 認可条件の変更手続き (報告書 4 章)

米国では規制側と産業界が協力して検討を進め、Tech. Spec. (我が国の保安規定に相当する文書) で規定される運転管理面の範囲が安全上重要なものに限定されるとともに、設備その他の変更時の規制当局による事前承認の要不要の判断基準が規則 (10CFR50.59) やガイダンスで明確化されることで、事業者による許認可対応の負荷が低減し、柔軟な運転に役立っている。また、上記の判断基準のベースとして、発電所の安全性に係る包括的な文書であ

る最終安全解析書（FSAR）が運転認可の発給時に発行されて、その後も発電所の変更に合わせて適宜更新される仕組みが有効に機能している。

さらに、民間規格の積極的な活用のほか、トピカルレポートやパイロットプラント審査など NRC の安全審査をスムーズに進めるための様々な仕組みも用意され、これらが有効に機能している。

一方で、我が国の場合、許認可に係る文書として、基本設計を記載する「設置許可申請書」、詳細設計や工事の方法を記載する「工事計画認可申請書」に加え、運転時における安全性を確保するための「保安規定」など複数の文書がある。そして、保安規定がカバーする範囲は、米国の Tech. Spec. に比べて広く、例えば保全計画や品質保証計画がこれに含まれている。

また、マイナーな変更について事前承認の要・不要が判断できる条件を規定した 10CFR50.59 のような規則要件やガイダンスも用意されていない。

なお、米国で有効活用される最終安全解析書（FSAR）相当の許認可文書の必要性が認識されたこともあって、原子力規制委員会は、原子炉等規制法第 43 条の 3 の 29 の規定に基づき、発電用原子炉施設における安全性の向上を図るため、その安全性について自ら評価を行い、その結果等について委員会に届け出ることを事業者に要求している。この報告は、FSAR に相当するとも見込まれている。また、このような規制要求と並行して民間による自主的な活動として、いわゆる日本版安全解析書の作成も別途、開始されている。

今後は、上記活動による成果物が、新たな許認可関連文書が単純に追加されるというのではなく、許認可条件の明確化と、その変更手続きの明確化などの面においても効果的に活用されることが期待される。

7) 60 年及び 80 年運転に向けた課題（報告書 8 章）

米国では運転可能期間の定めはなく、原子力法において運転認可期間の最大が 40 年間とされていて、審査を受けて、20 年を超えない期間で認可の更新が可能で、更新回数の決まりはない。NRC の規則（10CFR54）で認可更新のための条件が規定されていて、申請書は認可期限の 20 年前より後であれば提出が可能であり、申請書として正式に受理されれば審査中に期限が来ても運転が継続できる仕組みになっている。また、事業者の制約事項（コミットメント）についても、更新の際に遵守する認可ベースに含める考え方が採用されている。

日本の法令上の運転期間は 40 年間とされていて、審査を受けて、1 回限り 20 年を超えない期間で延長が可能とされている。つまり、原子炉等規制法第 43 条の 3 の 32 において、発電用原子炉を運転することができる期間を運転開始（最初の使用前検査に合格した日）から 40 年とし、その期間の満了に際し原子力規制委員会の認可を受ければ一回に限りその期間を延長することができる旨を定めている。なお、実用炉規則（第 113 条）において、申請書は認可期限の 1 年前までに提出することとされている（同規則の 2017 年 9 月の改正前は 1 年 3 か月前から 1 年前までに提出すること、という非常に限定された期間であったが、3 か月間の縛りをなくすように修正された）。また、審査中に当初の運転期限が来た場合の措

置については規定が明文化されていない。

米国ではすでに当初の 40 年運転認可を受けた発電所の大多数が運転認可更新手続きにより 20 年の更新認可（60 年運転認可）を受けていて、更に 3 サイト（6 基）の発電所が 2 回目の更新認可（80 年運転認可）を認められている（4 サイト、9 基で審査中、2022 年 2 月現在）³。これに対して、日本では 60 年運転認可取得プラントが 4 基（高浜 1・2、美浜 3、東海第二）にとどまっている。

日本ではこのように 60 年を超える運転は現状の法制度では不可能である。しかも、再稼働審査に長期間を要している現状から、40 年目に近づく発電所の事業者においては、再稼働を目指した安全対策投資に係る意思決定がしにくい状況が生じていて、一部プラントで既に廃止を判断している。

このような状況から、事業者代表が規制当局との意見交換を行い、事業者側からは、運転期間延長認可の審査に関し、運転停止期間における安全上重要な設備の劣化については技術的に問題ないと考えられることから、一定の期間を運転期間から除外してはどうかとの提案がなされた。これに対して、規制当局からは下記の見解が提示されている（『運転期間延長認可の審査と長期停止期間中の発電用原子炉施設の経年劣化との関係に関する見解』（令和 2 年 7 月 29 日））。

- ・ 発電用原子炉施設の利用をどのくらいの期間認めることとするかは、原子力の利用の在り方に関する政策判断にほかならず、原子力規制委員会が意見を述べるべき事柄ではない。
- ・ 運転期間を 40 年とする定めは、原子力規制委員会の立場から見ると、（原子炉等の劣化を考慮した上で、技術基準規則に定める基準に適合するか否かを）評価を行うタイミング（運転開始から一定期間経過した時点）を特定するという意味を持つものである。
- ・ かかる時期をどのように定めようと、発電用原子炉施設の将来的な劣化の進展については、個別の施設ごとに、機器等の種類に応じて、科学的・技術的に評価を行うことができる。
- ・ 運転期間に（再稼働前の）長期停止期間を含めるべきか否かについて、科学的・技術的に一意の結論を得ることは困難であり、劣化が進展していないとして除外できる特定の期間を定量的に決めることはできない。

上記の実情を踏まえると、日本で 60 年から 80 年運転を目指していくうえで以下の課題が残されている。

- ・ 運転期間延長は 1 回限り、60 年までという制限があり、この問題は規制委員会マタ

³ 2022 年 2 月、NRC は 2 回目の認可更新の際の環境審査手続きに不備があったことを認め、発給済みの 2 回目の更新認可を見直すとともに、進行中の環境審査を保留する決定を行っている。

一ではなく、法の変更で解決しないといけない。

- ・ 再稼働までの長期停止期間が運転期間に含まれることで、延長までのタイムリミットが迫ってしまうという課題への解決として、一定の停止期間を運転期間から差し引くという考え方が事業者から提案されたが、規制委員会からは否定された。
- ・ 申請書の審査中に、当初の運転期限が来てしまう場合に運転停止を余儀なくされる事態を回避できる方策が日本には用意されていない。

その他に、設備利用率の改善や長期運転の達成を目指すうえでの技術的な課題として以下のものがある（ただし、規制との関連性もある）。

8) 保全ボリュームの課題（報告書 6 章）

設備利用率の向上には、運転時間を長くする（長期サイクルで運転する）ことと、燃料交換停止時の保守期間（日本の定検期間）を短くすることの両方が重要である。定検期間の短縮には、停止時の保全ボリュームを適正化すること、すなわち、関連する規制を順守したうえで、停止時保守作業を安全性と信頼性確保の面で本当に必要なものに限定するといった保全の高度化が必要となる。

米国の燃料交換停止期間（18～24 か月に 1 回実施される）は 1990 年代には約 3 か月間かかっていたが、長年かけて産業界による自主的な保全高度化の取り組みもあって 2018 年の平均は 34 日間と短縮されてきている。これに対して、日本では定検短縮について検討された時期も以前にはあったがその動きは進んでおらず、福島第一原子力発電所事故後に再稼働した発電所の定検期間も、以前と変わらず通常は約 2.5～3 ヶ月かかっているのが実情である（電気事業連合会報告（2021 年 4 月）によれば、再稼働後の定期検査期間の平均日数は約 90 日（2016～2020 年実績平均（訴訟、テロ対策施設設置期限による停止期間除く）である））。

4 項にも示した通り、米国では保守規則がパフォーマンス・ベースになっていることもあって、事業者は運転中の保全を含めて保全作業全体を柔軟に計画・実施しやすい環境にある。定期事業者検査といった規制上義務化されている停止時検査は特になくて、保守規則その他の関連規制を順守する限り、点検・保守の方法や時期は事業者の裁量によって、運転中・停止時に適度なバランスをとって実施することができる。保全計画書は事業者管理文書として作成・更新されていて、パフォーマンス・ベースの規制検査（ROP）での検査対象とはなるものの、規制当局への事前の届け出や承認は不要である。産業界は運転中保全を多用して停止時の保守作業を減らすことに加え、定検中の保全タスクについても、機器タイプ別に推奨される保全タスクと頻度の組み合わせを示した予防保全（PM）テンプレートを活用するなどして保全高度化を進めている。保全タスクと頻度の設定においては、同じ機器タイプ

であっても、機器個別の果たすべき重要度や使用場所環境などに応じた組分けを行うとともに、分解点検という介入型保全に伴う人的なエラー（いわゆるいじり壊し）を考慮して、できるだけ状態監視保全を上位に置く考え方が採用されている。

これに対して日本では現在、下記のように、停止時に行う「定期事業者検査」が義務付けられていて、実質上、停止時の保守作業に重要な制約条項となっている。そして、保全計画が、定期事業者検査を含む施設管理として保安規定という許認可文書の一部とされていることから、柔軟な運用をしにくくしている。

2020年4月に施行された「核原料物質、核燃料物質及び原子炉の規制に関する法律」（「原子炉等規制法」）において、これまでの使用前検査、施設定期検査等の法定検査に代わり、事業者の一義的責任において実施する事業者検査が要求されることになった。すなわち、事業者検査の検査対象及び検査内容、並びにその具体的な方法は事業者が規定し、原子力規制委員会が行う原子力規制検査において検査の妥当性を説明することが求められる。

第43条の3の16（定期事業者検査）：

発電用原子炉設置者は、原子力規制委員会規則で定めるところにより、定期に、発電用原子炉施設について検査を行い、その結果を記録し、これを保存しなければならない。（以下、略）

2 前項の検査（以下この条及び第43条の3の24第一項において「定期事業者検査」という。）においては、その発電用原子炉施設が第43条の3の14の技術上の基準に適合していることを確認しなければならない。

（以下、略）

また、「実用発電用原子炉の設置、運転等に関する規則」（実用炉規則）の第55条、56条、57条などで、定期事業者検査の実施時期、その実施、記録、報告などについて規定されている。

さらに、4項にも示した通り、同規則の第92条（保安規定）において、保安規定の中に施設管理を含めることとしていて、その中に定期事業者検査の実施に関することの記載を含めることが要求されている。

18 発電用原子炉施設の施設管理に関すること（使用前事業者検査及び定期事業者検査の実施に関すること並びに経年劣化に係る技術的な評価に関すること及び長期施設管理方針を含む。）。

このように、定期事業者検査や保全計画に対して規制上の制約があるため、米国に比べると日本の保全計画は柔軟な運用がしにくいという実情がある。

さらに、規制上の制約とは別に、以下のような事情から、日本で行っている停止時保全の

物量が米国に比べて多いと考えられることも、定検期間の長さに影響を与えている。

- ・（保全方式の違い）日本では定期分解点検が主体である一方、米国では状態監視保全を多用し、定期分解点検の量を減らしている。定期分解点検を減らす理由としては、介入型の保全に伴ういじり壊しのリスクも認識されている。状態監視を行うことで、修理が必要と判断される時期にのみ分解修理などの介入型保全を行う方法が取られている。状態監視を優位に置く考え方の背後には、米国では、予防保全や修理のために待機除外することでその設備が使用できない時間と、保守によって設備の信頼性を上げることの両者のバランスを適切に図るべきという考えがある（米国保守規則の要件の一つでもある）。
- ・（重要度に応じた保全方法の選定）米国ではまた、重要度に応じた保全方法の選定が徹底している。重要でない設備（故障したときに安全性あるいは生産性（発電）に及ぼす影響が小さいあるいは無視できる設備）はできるだけ事後保全や（頻度の低減、タスクの見直しなどによって）コスト効果的な予防保全方式を採用するなどして、予防保全そのものの量を減らす努力が積極的に払われている。その際、故障原因となる劣化メカニズムに応じて必要となる予防保全とその頻度が検討されている。この考え方を形にしたのが、EPRI が主体となって作成する予防保全テンプレートであり、そこでは重要度区分に応じた合理的な保全タスク・頻度の組み合わせが推奨されていて、状態監視保全を効果的に活用する考え方が反映されている。重要度に応じた保全方式を設定するのは日本でも同様であるが、日本では保守管理規程（JEAC-4209）において、保全上重要な設備に対しては、時間計画保全と状態監視保全を組み合わせるといった考え方が主流とされている。また、後述するように、設備の重要度区分の方法は類似していたとしても、その区分実態にかなりの差があると考えられる。
- ・（保全時期の違い）米国では運転中保全を多用することで、停止時主体だった従来の保全作業を運転時主体の保守に移している。ある米国発電所では、運転中保全と停止時保全の割合が 8 対 2 と報告されている。一方で、日本の場合その比は概ね 2 対 8 との報告がある。

日米の保全物量や信頼性データの差が分かる一例として、少し古いが下記の表がある。米国データは日本エヌ・ユー・エス株式会社（JANUS）主催の 2010 年米国高度化保守セミナーで米国講師から提供されたものである（日本のデータは産業界からの提供情報）。

表 9-1 定期検査期間、点検機器の物量等の日米比較（資料 13, 14, 15）

		日本の例	米国の例
定期検査期間	標準工程	約58日	約13日
	平均の定期検査期間	約140日	約38日
定期検査時の本 格点検物量	ポンプ	64	9
	モータ	約100	1
	弁	約1,800	約100
大型工事の期間 など	低圧タービンロータ・ケーシング取替	約110日	25日
	シュラウド取替	約270日	実施せず
分解点検等の間 隔	原子炉冷却材ポンプシール交換	1年	3年
	加圧器マンホール開放	1年	必要に応じ
	タービン開放点検	2年	7.5年
	格納容器漏えい率検査	1年	15年

下記はその当時、日米の原子力発電所パフォーマンスについて比較した表である（出典は上記と同じ）。

表 9-2 運転サイクルにおける運転実績の日米比較（2008 年頃；資料 13, 14, 15）

	評価に 用いた データ	基 数	運転期間 の平均	運転 中停 止の 回数	運転中 停止の 頻度(回/ 年・基)	運転中停 止1回あ たりの停 止日数	平均定 検停止 日数	利用 率 (%)
日 本	各プラ ントの運 転期間と その前後 の定期 検査期 間	53 基	約13ヶ月	31	約0.54	約34	約140	約70
米 国		103 基	約19ヶ月	188	約1.2	約4.7	約38	約92

- ・ 各プラントの運転期間は、主に 2007～2008 年に定期検査に入った運転サイクルを対象とした
- ・ 運転中停止とは、運転期間中に発生した原子炉の停止（計画外停止、中間停止等）
（出典）総合資源エネルギー調査会 電気事業分科会 原子力部会（第 22 回）日本原子力技術協会資料（2010 年 3 月）

この表に示されるデータのうち、米国データについて最新データを調査・集計した結果を下表に示す。なお米国データは、7 章で取り上げた NEI 20-04 と NRC の NRC Power Reactor Status Report（発電所別に、毎日の運転出力などが示されているデータ）をもとに集計した。

表 9-3 運転サイクルにおける運転実績（最新の米国データ）

	基数	運転期間の平均	運転中停止の回数	運転中停止の頻度 (回／年・基)	運転中停止 1 回あたりの停止日数	平均定検停止日数	設備利用率 (%)
米国	98 基	約 20 か月	116 回	約 0.7 回	約 7.5 日	34 日	93.4

- ・ 各プラントの運転期間は、2019 年末に完了した運転サイクルを対象とした。
- ・ 基数、平均定検（燃料交換停止）期間、設備利用率：NEI 20-04 の最新データ（2018 年）を利用（本報告書の図 7-1、7-2 など）。
- ・ 運転期間、運転中停止の回数・頻度、運転中停止 1 回あたりの停止日数：NRC Power Reactor Status Report をもとに算出。
- ・ 運転停止回数には、計画外トリップ以外にも中間停止などを含む。

表 9-2 に示される米国の 2008 年頃のデータに比べると、2019 年頃の運転サイクル期間は約 1 か月長くなり、運転中の停止回数も合計 188 回から 116 回（プラントによって 0～10 回）へと減少していて、燃料交換停止期間も約 4 日間短縮され、高い設備利用率を維持している。

一方で、運転中停止 1 回あたりの停止期間は約 4.7 日から約 7.5 日へと少し増加している。その原因としては、比較的長期間にわたり停止した事例が多かったためではないかと推察される。データの集計期間中には 5 基の発電所において運転中停止期間の合計が 1 か月を超えていて、そのうち Grand Gulf-1 では複数回合計で約 8 か月を超える停止があった。

保全物量の差に影響を及ぼす機器の重要度区分に関するデータに関して、JANUS 主催の 2003 年米国保守高度化セミナーで示されたデータを表 9-4 に示す。クリティカル機器（重要度が高い機器）の数は日米でも差はないが、重要度が低いため予防保全しないで故障まで使用する RTF（Run-to-Failure）という区分の機器の数には大きな相違があった。米国では RTF で済んでいる機器の半分以上が、我が国では予防保全の対象となっていることになる。米国産業界では最近さらに、このクリティカル機器の定義を見直してその数を半分ほどに下げる努力も払われている。

表 9-4 機器の重要度分類と保全方策の日米比較

	日本の例 (%)	米国の例 (%)
クリティカル (念入りな予防保全)	15	15
非クリティカル (コスト効果的な予防保全を適用)	60	25
事後保全 (RTF)	25	60

(数値は対象設備の数 (%) ; JANUS 米国保守高度化セミナー2003 年での質疑応答から)

また、米国 EPRI の 2007 年の報告書 (EPRI-1011861) には米国 46 プラントでのデータが示されていて、その平均値を算出すると、以下のような割合となる (数値は、対象設備の数 (%))。この値は表 9-4 の米国データと大きな差はない。

表 9-5 機器の重要度分類 (米国データ) (資料 17) ⁴

機器の重要度分類	米国発電所の平均 (%)
クリティカル (念入りな予防保全)	20
非クリティカル (コスト効果的な予防保全を適用)	25
事後保全 (RTF)	55

(注：EPRI-1011861 の付録の表 C-1 の発電所別の数値から平均値を算定。)

以上、少し古いデータを含めて考察したが、日本で定検時の保全作業が多く、長期間の定期期間を必要としている主要な原因についてまとめると以下ようになる。

- ・ 米国では状態監視保全を活用して、運転中・停止中を問わず、必要な保全が必要なタイミングで実施されているのに対して、日本では、停止時に行う定期分解点検が主体になっていて、点検間隔も米国に比べると全般的に短く設定されているものが多いようである。
- ・ 分解点検が主体で頻度も短めに設定されている原因としては、保全内容を設定するベースとなる機器の重要度区分が米国に比べて保守的に評価されている点も関連していると考えられる。

9) その他の課題 (保全体制、地元との関連)

また、その他の課題として以下の 2 点を取り上げた。この 2 点は相互に関連したテーマとみなすことができる。

定期検査短縮に伴う地元企業との関連や経済的影響

保守作業体制の差 (直営体制の米国と委託中心の日本)

米国では、電力会社直営による保守作業体制を組んでいる。発電所に自社の保守職員を抱えていて、運転中そして停止時の保守作業を行う。ただし停止時には保守作業が増加するため、委託業者と契約して追加の作業者を確保している。その中にはいわゆる渡り鳥作

⁴ 図 2-2 の注記に示されている様に「クリティカル機器」と「RTF 機器」は、「クリティカル」と「事後保全」と同じ区分であり、「重要な機器」は「非クリティカル」と意味は同じである。図 2-2 には分類していない機器が含まれていること、また、両者のデータソースは違うことから、その数値には少し差がある。

業者と呼ばれる保守作業者がいて、1か所の発電所サイトだけでなく、他のサイトでも停止時保守作業に従事している。また、原子炉ベンダーの職員など高い技術力が要請される特殊技能を担う要員もいる。このような事情から、発電所サイト地元の企業から雇用される委託業者の作業者は日本ほど多くはなく、定検工事における地元企業への業務発注量の低下という点で、定検短縮は事業者にとってそれほど大きな懸念因子とはならない可能性がある。

一方の日本では概ね、保守作業の管理は電力会社職員が行い、保守作業そのものは協力会社あるいは工事会社と呼ばれる自社系列会社や地元の委託業者の作業者が行うという体制である。そのため、定検期間が短縮されて定検時に発注されていた地元企業への委託業務量が減少するといった事態が起こるとすれば、地域との共生を図る事業者にとって配慮が必要なことのひとつとなる。

この課題に対しては、定検短縮のために保守作業の一部を運転中保全に移行する場合の保守作業体制のあり方を含めて考慮するというのも一つの方策と考えられる。

米国専門家とのヒアリングで示されたように、長期運転サイクルを進めた米国においてもかつて、地方の組合員（作業員）の作業が減ることに伴う抵抗があったとのことで、その際の対応などは参考になると考えられる。

その他にも、以下のような点についても日米の間では相違が見られている。パフォーマンスの向上といったテーマを規制面で、あるいは事業者が進めていく上で解決すべき課題として考えられる。

- ・ 産業界と規制機関の関係性。米国では、事業者と NRC は互いに信頼し合い、頻繁に会合して技術的な問題をフランクに話し合うことができている。
- ・ 公衆への安全性に関する説明。米国では原子力施設の安全性について、NRC が主導して説明を行っているのに対して、日本では地元の機関が主導する形になっていて、規制機関としては規制適合性の審査に留まる範囲で活動している。
- ・ 日本において、リスク情報を活用したパフォーマンス・ベースのアプローチを採用する場合、文化的な違いによる課題があるのではないか。例えば、リスクテイクに対する考え等が日本は非常に慎重であるために、その導入に当たっては慎重な取り扱いが必要とされると思われる。リスク情報を活用したパフォーマンス・ベースのアプローチは、必ずしも現在の安全マージンを減らすものではなく、最終的には安全性の向上につながる結果をもたらすというロジックのうえで進めていく必要があると考えられる。

9.3 まとめ

設備利用率の向上には、運転時間を長くする（長期サイクルで運転する）ことと、燃料交換停止時の保守期間（日本の定検期間）を短くすることの両方が重要である。

その他にももちろん、設備利用率の低下につながるような運転中の不具合事象を減らすことで、計画外の停止回数と停止時間を減らすことも重要であるが、日本の場合、計画外停止した後の立ち上げまでの時間は海外に比べて比較的長いと言われるが、定期分解点検を中心とした手厚い予防保全のおかげで機器の信頼性は高く維持されていて、計画外停止回数そのものが以前から海外に比べても非常に少ない。従って、本調査では、設備の信頼性を高く維持するための方策については（保全の合理化・高度化という視点を除いて）考慮しないこととした。

運転時間を長くする（長期サイクルで運転する）ための規制上のハードルはそれほど大きくはないと考えられる。再稼働プラントが増加し、運転と保全の経験を積むことで、これまで定期検査（13 か月）ごとに点検・検査されている機器の健全性についての技術的な課題をクリアして、また、高燃焼度燃料の開発と承認が進むことで、長期サイクル運転を申請する発電所が出てくることが期待される。

定検期間を短縮するためには、保全内容と頻度を最適化することで保全物量そのものを必要最小限にする努力を払うことと、運転中保全を採用して 1 年を通して予防保全の機会を設けることで停止時に集中していた保全作業を減らすことが重要となる。それを実現するためには、前項で記載した規制上の課題や技術上の課題をクリアしていくことが必要と考えられる。その中でも、特に以下の点は重要と考えられる。

- ・ 運転中保全の実施（運転中保全が実施できる条件を現状よりも緩和する）
- ・ 保全計画の柔軟な扱い（保安規定に含めることに伴う規範的な扱いを緩和し、事業者の裁量によって柔軟な保全方式の運用を可能とする形にする）
- ・ 定期分解点検を主体とした保全方式の見直し（点検周期延長、状態監視保全の活用、重要度分類に応じた保全方式の設定など）

上記に挙げたポイントは、下記の「参考」に示す電気事業連合会の資料（2001 年 4 月）においても同様な指摘がなされていることから、その重要性が分かる。

なお、報告書の 7 章でも記載したように、原子力発電所のパフォーマンス改善は、安全性の向上とも重要な関連性を持っている。NEI の報告書 (NEI 20-04) の結論として、「(米国) 産業界のパフォーマンス向上は、安全性の向上に直接つながり、リスクを軽減した。パフォーマンスの向上は、作業安全と原子力安全の向上につながった。」との記載があるように、安全性の向上を追求していく上でも、パフォーマンスの向上を促す方策について、規制面でのあるべき姿を含めて検討していくことが重要であるとの認識が必要である。

(参考)

日本では最近、事業者が定期検査の効率的な実施に向けて、電力 11 社で構成する『定期

検査効率化 WG』を新たに設置し、個社の良好事例を横展開するとともに、以下の共通課題を検討するとしている（2021年4月14日電気事業連合会資料）。

- ① 効率的に定期検査を実施している米国の取組みを詳細に分析し、良好事例の日本への導入
- ② 定期検査期間中に実施している保全の最適化を検討

特に、保全の最適化に関して、「米国では安全への影響を評価したうえで、運転中保全、状態監視保全が中心であり、定期検査中に分解点検するものは必要最小限としていることから、国内プラントにおいても、点検結果およびリスク情報を活用し以下の項目について検討を加速する」、としている。

- ・ 分解点検周期の適正化
- ・ 状態監視保全の拡大
- ・ 点検内容の適正化（予備品との交換等）
- ・ 運転中保全の成立性検討

また、長期サイクル運転関連の課題としては、以下の2点を挙げている。

- ・ 安全への影響として、炉心特性・崩壊熱・燃料設計等の変化に関する影響がある。そのため、新規制基準に伴い新たに実施した解析（炉心損傷防止対策の有効性評価等）の条件や解析結果への影響がないか確認するとともに、新たに開発する燃料を導入した場合の影響評価を行う。
- ・ 設備の信頼性の面では、新規制基準に伴い導入した新たな設備も含め、定期検査毎（13か月毎）に分解点検している機器の健全性評価を行う。そのため、13か月以上連続で運転した経験がない設備の網羅的抽出と健全性評価、定検毎に機能検査・漏えい検査をしている機器については、検査間隔を延長した場合においても、機器の健全性に影響を与えないか評価する。

資料

- 1) 核原料物質、核燃料物質及び原子炉の規制に関する法律（原子炉等規制法）
- 2) 実用発電用原子炉の設置、運転等に関する規則（実用炉規則）
- 3) 実用発電用原子炉及びその附属施設における発電用原子炉施設保安規定の審査基準の制定について、原子力規制委員会、2013年（平成25年）6月19日、2019年（令和元年）12月25日改正
<https://www.nsr.go.jp/data/000069154.pdf>
<https://www.nsr.go.jp/data/000305076.pdf>
- 4) 保安規定変更に係る基本方針（令和元年8月）p.4.4-1、東北電力株式会社他

- <https://www.rikuden.co.jp/shinsa/attach/20190509shiryu3-2.pdf>
- 5) NRC Inspection Manual Part 9900: Technical Guidance, Maintenance - Voluntary Entry into Limiting Conditions for Operation Action Statements to Perform Preventive Maintenance, 01/17/02
<https://www.nrc.gov/reading-rm/doc-collections/insp-manual/technical-guidance/tglcopm.pdf>
 - 6) 原子力発電の安全性向上におけるリスク情報の活用について、2018年2月13日、電気事業連合会
https://www.fepc.or.jp/about_us/pr/oshirase/_icsFiles/afieldfile/2020/06/19/press_20200619_a.pdf
 - 7) 原子力事業者等における使用前事業者検査、定期事業者検査、保安のための措置等に係る運用ガイド、原規規発第1912257号-7、2019年（令和元年）12月25日、原子力規制委員会決定
 - 8) 「実用発電用原子炉に係る新規規制基準の考え方について」の改訂について、2018年（平成30年）12月19日、原子力規制委員会
<https://www.nsr.go.jp/data/000155788.pdf>
 - 9) 大山火山の大山生竹テフラの噴出規模の見直しに伴うその他の審査・検査の取扱いについて（案）、2019年（令和元年）6月19日、原子力規制委員会
<https://www.nsr.go.jp/data/000277070.pdf>
 - 10) 我が国の原子力発電所運転期間延長手続きとその課題—関係法令・運用に関する分析と国際比較—、柴田智文、IEEJ、2018年9月
 - 11) 運転期間延長認可の審査と長期停止期間中の発電用原子炉施設の経年劣化との関係に関する見解、原子力規制委員会、2020年（令和2年）7月29日
 - 12) 原子力発電の更なる利用率向上および長期運転に向けた取組み、2021年4月14日、電気事業連合会
https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/genshiryoku/pdf/023_04_00.pdf
 - 13) Overview of US Maintenance Practices and Regulations, Thomas Morgan, Maracor Software & Engineering, Inc., November 2010, JANUS Maintenance Seminar
 - 14) 原子力成長戦略への助言、2010年（平成22年）3月30日、一般社団法人日本原子力技術協会、石川迪夫
<http://www.aec.go.jp/jicst/NC/iinkai/teirei/siryu2010/siryu19/siryu1-1.pdf>
 - 15) わが国原子力発電所稼働率の低迷と今後の課題、2011年（平成23年）2月15日、（社）日本原子力産業協会
<https://www.jaif.or.jp/ja/news/2011/press-briefing110215.pdf>
 - 16) NRC Power Reactor Status Report

<https://www.nrc.gov/reading-rm/doc-collections/event-status/reactor-status/index.html>

- 17) EPRI-1011861, Considerations for Developing a Critical Parts Program at a Nuclear Power Plant, November 2007

付録 米国原子力発電所の設備利用率に関する NEI とのヒアリング結果

文献調査で明らかとなった米国の設備利用率の向上や長期運転の達成のための施策について、米国の専門家によるヒアリングを行い、それらの施策が果たした役割、効果その他について見解を聞いた。

ヒアリングの相手は、米国エネルギー協会（NEI）のエンジニアリング&リスク部門の専門家2名である。なお、以下に示すヒアリング結果は2名の専門家個人の見解である。

（こちらからの質問は下線付きで示した。）

会合日： 2022年1月12日

質問事項

1. 設備利用率向上の要因とその効果について

原子力発電所の1980年代以降の設備利用率向上に寄与した要因として次のものがあると考えられるが、そのうちどれがどの程度大きいと思うか（理由）。あるいは、これら以外に重要な要因があるとするればそれは何か（理由）。

- ① 長期（24ヵ月）運転サイクル
- ② 保守規則の発行とその対応（10 CFR 50.65）
- ③ 保守規則（10 CFR 50.65(a)(4)）の下での運転中保全の実施
- ④ リスク情報を活用したパフォーマンス・ベースの規制とその対応（RI-ISI、10 CFR 50.69他）
- ⑤ その他の規制と対応（10 CFR 50.59関係、認可修正の申請手続き関係）
- ⑥ 原子炉監視プロセスの改善（SALPからROP）
- ⑦ 産業界の自主努力（ベンチマーク活動、予防保全最適化、アライアンスなど）
- ⑧ 認可更新規則と関連するNRCガイド類及び産業界取組
- ⑨ 2回目の運転認可更新（SLR）の検討

回答

米国の設備利用率と安全パフォーマンスの改善は、ここに示されている様々な要因の複合的な影響によるものであることに注意する必要がある。様々な改善を実施するための努力によって、プラントのパフォーマンスを向上させる相乗効果をもたらした。これらの努力は、各発電所での意思決定の方法を変えるのにも役立った。多くの場合、意思決定は現在、運転、エンジニアリングおよび作業管理などのグループからなる統合チームに基づいて行われている。これらのチームは、最適な解決策に到達するために、プラントの運営方法に変更を加えた場合の様々なリスクと利益のバランスを取ることを目指している。

リスクを考慮することについて、初期の段階では、故障の影響にあまり焦点を置かずに、故

障の確率に焦点を当てていた。故障の確率ではなく影響をより重視することで、プラントのパフォーマンスに大幅な改善が見られた。たとえば、頻繁する故障に多くの時間を費やしたことがあったが、その故障が起きた場合でもその影響は最小限であった。プラントの安全性や運転に対するリスクがほとんど、または全くないような機器で頻発する可能性のある故障よりも、より大きな影響をもたらす機器に焦点を置いたほうが、パフォーマンスが向上することが分かった。リソースが限られている場合は、潜在的な影響という観点からのリスクを、故障の可能性よりも優先させるのが望ましい。

1) 長期 (24 ヶ月) 運転サイクル

回答：運転サイクルを 18 か月と 24 か月に延長することで、設備利用率の改善に大きな効果があった。この効果は、運転中保全の増加や、リスク情報を活用した供用中検査 (RI-ISI) やリスク情報を活用したサーベイランス試験間隔の延長などのリスク情報を活用した適用が増えることで停止期間が短縮されたため、さらに大きなものとなった。

2) 保守規則の発行とその対応 (10 CFR 50.65)

回答：保守規則(a)(1)～(a)(3)項の要件に関連した回答として、保守規則のもとでのパフォーマンス監視対象範囲の設定およびパフォーマンス監視要件が導入されたことでの設備利用率の改善に与える全体的な影響は小さかったが、機器のパフォーマンス上の問題に対処するためのパフォーマンス基準に基づく監視とその対応を実施することで、測定可能なかたちで機器の信頼性が改善した。これにより、プラントの安全性が向上し、計画外停止が削減され、設備利用率の向上に貢献した。

3) 保守規則 (10 CFR 50.65(a)(4)) に基づく運転中保全の実施

回答：この要因は、設備利用率の改善に大きな影響を及ぼした。保守規則の実施前に一部の運転中保全が実施されていたが、その実施は 1990 年代から 2000 年代初めにかけて大幅に増加した。コンフィグレーション・リスク監視ツール(リスクモニター)を使用することで、停止時に実施していた多くの保守作業の一部を運転中に移行できたことで、停止期間が短縮された。さらに、定期的な予防保全作業を運転中に実施することが可能となって、機器の信頼性が向上した。これにより、機器の故障による計画外停止を減らすことができ、設備利用率の向上につながった。

4) リスク情報を活用したパフォーマンス・ベースの規制とその対応 (RI-ISI、10 CFR 50.69 など)

回答：この規制もやはり、設備利用率の改善に中程度の効果をもたらしている。リスク情報を活用した ISI (RI-ISI) は、一部の停止時作業を減らすのに役立ったほか、作業者の放射線被ばくを減らす効果もあった。リスク情報を活用したサーベイランス試験間隔の延長に

よって、非常用ディーゼル発電機（EDG）と工学的安全施設（ESF）の統合サーベイランス試験など、主要なクリティカルパスとなる停止時の試験頻度を減らすことで、停止期間短縮に役立った。現在その導入が進められつつあるリスク管理 Tech. Spec. (RMTS) は、従来の Tech. Spec.では必要となる発電所停止の一部を回避するのに役立つことで設備利用率の改善にも役立つはずである。RMTS はまた、これまでの許容待機除外時間（AOT）が比較的短かった一部のプラント機器において、AOT を延長することで停止時の保守作業を運転中に移すことも可能となる。

5) その他の規制および対応（10 CFR 50.59 など、認可修正の申請手続き関係）

対応：10 CFR 50.59 など、その他の規制は、設備利用率向上にはあまり影響を与えていない。ただし、これらにより必要な人員が削減され、場合によっては運転員の柔軟性が増加する効果があった。

6) 原子炉監視プロセスの改善（SALP から ROP へ）

回答：ROP プロセスの実施により、プラントのリスクにとって重要な問題により焦点が当てられるため、プラントの安全性が向上した。ROP プロセスは、重要性の低い問題をより少ない労力で解決できるため、規制からの問い合わせに対応するプラントスタッフの負担を軽減するのにも役立った。したがって、ROP の実施は、設備利用率に二次的な影響を及ぼした。

7) 産業界の自主的努力（ベンチマーク活動、予防保全最適化、電力会社の提携など）

回答：ベンチマークなどの産業界の取り組みも、良好事例や教訓を共有することで、プラントのパフォーマンスを向上させるのに役立った。ただし、ベンチマークから得られた情報が実施に移されない限り、通常はほとんどメリットが得られないことを認識することが重要である。電力会社の提携（アライアンス）は、停止時作業のための作業者の共有や予備品のプールなど、小規模な電力会社がリソースを共有するのに役立った。これらの自主的な取り組みは、プラントのパフォーマンスと設備利用率の改善に二次的な効果をもたらした。

8) 運転認可更新に関連する NRC ガイドと産業界イニシアチブ

回答：認可更新は、主に各電力会社の経済的な判断であり、長期間の発電所運転による潜在的な利益と、認可更新の承認を受けるための費用の考慮に基づくものである。高い設備利用率で良好に稼働しているプラントから得られるメリットは、パフォーマンスの低いプラントから得られる潜在的なメリットよりも大きくなる。ただし、認可更新活動と NRC の規制は、設備利用率やプラントの信頼性には直接的な影響を及ぼしていない。

9) 2 回目の運転認可更新（SLR）の検討

回答：上記の回答と同様に、SLR は電力会社にとって経済的な決定であり、プラントが 2 回目の認可更新を行うかどうかは、設備利用率やプラントの信頼性に影響を与えるものではない。

1.a 〔① 24 か月サイクル運転〕

上記 1 の①「長期（24 か月）運転サイクル」に関して、BWR は 24 か月運転が進んでいるのに対して、PWR は 18 か月運転が主流になっている。その理由は何か、燃料設計だとすればどんな課題なのか。今後 24 か月運転を目指していく計画はあるのか。

また、24 か月運転への移行の際に、サイクル途中での保守停止などは必要なかったのか。24 か月運転最後でのコーストダウン運転の必要性についてどう考えるか。

回答：多くの PWR プラントで燃料サイクル期間が 18 か月を超えていない主な理由は、燃料費であると考えられている。PWR プラントの場合、18 か月サイクルが最適な燃料サイクル効率をもたらすようである。ただし、一部の PWR プラントでは、24 か月サイクルへの移行が徐々に進んでいる。数多くの発電所を運転する電力会社の場合、各ユニット間の停止時期のスケジューリングが、24 か月サイクルの場合にはシンプルになるメリットがある。18 か月サイクルでは、燃料交換停止の全くない年と複数ユニットが停止する年がある。

一部のプラントでは、24 か月サイクルへの移行中にサイクル中期に停止する必要があった。たとえば、あるプラントでは、蒸気発生器の検査要件に準拠するために、サイクルの途中で停止する必要があった（24 か月サイクル移行時のプラントでは、燃料交換停止時の蒸気発生器の伝熱管検査結果によっては、サイクル途中での検査が必要とされる場合があった）。コーストダウンについては、24 ヶ月運転後の燃料の残留反応度が低下するため、コーストダウン期間を延長することは困難である。その結果、計画された燃料サイクル終了の数週間前にプラントが計画外の原子炉トリップを経験した場合、バックアップを開始できない可能性がある。その場合、プラントは早期に停止期間に入る必要があり、その結果、スケジューリングとリソースの問題から停止時の費用が増加する可能性がある。

1.b 〔産業界の自主努力：ベンチマーク活動〕

上記の「産業界の自主努力」のベンチマーク活動に関して、定検短縮の産業界全体の取組みにおいては、業界大のベストプラクティスの共有・展開が重要と認識しているが、産業界の各機関（NEI, INPO, EPRI など）がどのような役割を果たして、産業界で具体的にどのように連携して取組みを進めたのか。

回答：NEI は、そのタスクフォースが技術的作業を行い、プラントがより効率的に運転するのに役立つよう協力して情報を共有するよう機能している。産業界ワークショップを定

期的に開催し、新しい方法論について話し合い、学んだ教訓を NEI メンバー間で共有している。最近の「原子力の約束の提供 (Delivering the Nuclear Promise (DNP))」というプログラムでは、多くの技術情報を作成し、運転コストを削減し、効率を向上させる可能性のあるプログラムとプロセスをメンバーの電力会社に通知した。NEI は、要求に応じて、メンバー電力会社のベンチマーク活動を実施することもできる。

INPO は、卓越した運転にリスクをもたらす可能性のある問題を調査する上で重要な役割を果たしている。運転上のエクセレンスを改善するために、観察された産業界の問題と傾向および方法に関するレポートとガイダンスを発行している。また、産業界の問題について話し合い、良好事例を提示するために、定期的に産業界の会合を開催している。

EPRI は、プラントの設計、運転および保守をサポートするための技術研究を行っている。NEI や INPO と協力して、産業界の自主努力をサポートする研究を実施している。たとえば、EPRI は NEI と協力して、保守規則(a)(4)項で要求されているリスク評価対応において、火災リスクを定性的に評価する方法を特定した。EPRI はまた、非破壊検査や確率論的リスク評価 (PRA) などの技術的トピックに関する産業界向けのトレーニングも実施している。

1.c [その他]

上記 1 に挙げた、その他の設備利用率向上の要因に関して、その施策の実施面で、苦勞したことはないか、また、その解決策は何か。

回答：産業界の自主努力とそれに伴う許認可変更申請に対しての NRC の承認を得ることが問題であった。この承認を得るには、様々な新しいアプローチを実施することの安全上の便益（またはリスクへの影響が無視できること）について、NRC スタッフの理解を得るための努力が必要とされた。新しいアプローチをパイロットプラントで実証することは、いくつかの新しいアプローチの採用に関する NRC の懸念を軽減するのに役立った。

新しいプログラムやアプローチを実施するうえで初期に発生する問題（例えば、多大な実施費用、新しいプログラムを受け入れるための発電所の文化を変更することの課題など）も、発電所が長期にわたるパフォーマンス改善につながる可能性のあるプログラムを採用することを妨げる可能性がある。これらの問題に対処するために、産業界のワーキング・グループがその実施面で新たに生まれる課題に対する解決策の検討を行っている。産業界のトレーニングワークショップを通じて良好事例を共有することも役立っている。

2. [設備利用率向上における産業界と NRC の関係]

結局のところ設備利用率向上の主役は、産業界か又は NRC か (理由)。NRC の規制のなかではどれが最も効果的だったか、あるいは逆に障害となった規制があるとすればそれは何か。産業界の自主努力のなかでは、どの活動が最も効果的だったか。

回答：NRC が規制するのは公衆の健康と安全の防護であり、原子力発電所の設備利用率やその他の安全パフォーマンスにかかわらない対策について、それを改善する面での責任はない。従って、プラントのパフォーマンスを向上させる直接的な役割は NRC にはなかった。ただし、保守規則(a)(4)項の実施は、プラントのパフォーマンスを改善するのに役立った（前述（1-3）の回答を参照）。なお、保守作業のリスクを評価・監視する方法は実際には産業界が開発したものである。

様々なリスク情報を活用した認可変更申請を承認することに NRC スタッフが消極的であり、それがその導入を遅らせる障害となった。この障害に打ち勝つために、これまで長期にわたって、そのような申請の利点とその実施に使用される方法の技術的妥当性について NRC スタッフの理解が進むように努力してきた。

NRC のバックフィット規則（10 CFR 50.109）は、米国プラントのパフォーマンス向上を支援するために策定されたものではないが、NRC が安全面での向上がないようなことで新しい規制を課したり、プラントの変更を要求したりする場合の障害として機能していることに注意されたい。この規則を遵守するために、NRC はたいていの場合、新しい要件が安全上の利点の点で費用効果性があることを実証している。この規則は、安全性のメリットが実証されないような設備改善を実施するために発電所が停止させられることを防止するのに間接的な効果をもたらしており、それによって発電所の設備利用率の不必要な低下を防ぐのに役立っている。

（補足）バックフィット規則（10 CFR 50.109）の骨子

以下の 2 つの要素のうち、どちらかに該当する規制要件を遡及的に適用させる。

- ・ 公衆の「適切な保護」を確保するために必要な措置 ①
- ・ 公衆の「追加の防護」を確保するために必要な措置 ②、③

「適切な防護」の確保を判断するための判断要件

- ① 公衆の適切な保護を確保するための措置に該当するか

「追加の防護」の確保を判断するための判断要件

- ② 安全目標スクリーニング基準に該当するか（PRA で試算）
- ③ コスト利益解析で利益がコストを上回るか

3. [設備利用率向上における産業界の経営層の役割]

設備利用率向上の面で、産業界の経営層が果たした役割は大きいと考えるが、規制対応面と自主努力の面でそれぞれ具体例があれば。

回答：NRC との共同の取り組みによってプラントのパフォーマンスを改善するための産業界の取り組みとしては、保守規則の作成とその実施がおそらく最良の例である。産業界と NRC は、この規則の作成中に頻繁に会合を持ち、技術的な問題について話し合い、NEI は

規則要件を実施するための産業界ガイダンスを作成し、NRC はその後これを承認した。前述 (1-2) の通り、この規則により、信頼性が向上し設備利用率と安全性の両方が向上した。

4. [設備利用率向上における政府機関の関与]

設備利用率向上を含め、原子力発電の推進あるいは有効な規制方策遂行の面で、DOE などエネルギー政策に関連する政府機関が果たしている役割と、関与した事例があれば示してほしい。また、連邦議会から NRC への働きかけがあったとすれば、その事例も示してほしい。

回答：革新的なプロセスを研究するために、産業界はエネルギー省 (DOE) や国立研究所と協力した件もいくつかあったが、これまでの協力では、設備利用率やプラントの信頼性向上に大きな影響を与えていない。将来有望な研究分野の 1 つとして、事故耐性燃料 (ATF) の設計と実装がある。現在の発電所で ATF を採用すると、一部の安全関連機器に対して試験と検査の要件が緩和される可能性があるため、将来的に大きなメリットが得られる可能性がある。

5. [設備利用率向上と安全性の関連]

パフォーマンス改善と安全性の改善の関係。発電所のパフォーマンスを改善したから安全性が向上したと思うか、又はその逆か (理由)。

回答：NEI 20-04, "The Nexus Between Safety and Operational Performance in the U.S. Nuclear Industry" (2020 年 3 月) において、設備利用率と安全性向上との関係について説明しているので参照されたい。このレポートに説明されているもの以外に、追加の洞察は提供されなかった。

(補足) NEI 20-04 については、報告書で取りまとめている。

6. [設備利用率向上に関する規制機関の認識]

パフォーマンス改善や設備利用率向上は NRC の安全規制においてどの程度重要と認識されていると思うか。産業界としては、その意識づけのために NRC に対して何か働きかけをしてきたか。

また、産業界からみて、NRC は安全性向上につながるとの動機付けからパフォーマンス向上をもたらす規制をしていると思うか。

回答：NRC の規制上の使命は公衆の健康と安全性の防護に焦点を当てているため、設備利用率を改善するための産業界の努力を NRC に認めさせることは困難であった。NEI は、これらの改善について NRC の認識を高めようと試みてきたが、NRC は、その規制活動にお

いて、原子力発電の発電効率または費用対効果を改善するアクションについては便宜を図ってきていない。NRC は、前述のいくつかの要因（たとえば、保守規則の影響）によってもたらされている、安全性に影響を与える様々なパフォーマンス指標（安全系の作動回数の低減、計画外スクラムの低減など）の改善を認識している。

7. [設備利用率と運転認可更新の関係]

運転認可更新を進める動機と設備利用率向上の間に関係があればそれを知りたい。設備利用率が向上しなくても運転認可更新を実施したと思うか（理由）。

2 回目の更新についての動機や技術的な課題は 1 回目とどのような差があるか。2 回目には進まないとすれば、その理由は何か。

回答：質問 1 の回答で述べたように、プラントの設備利用率が良好であるかどうかは、運転認可更新を申請するかどうかに関する経済性評価に影響を与える可能性がある。ただし、最終的な決定は、運転を継続した場合に予想される費用とメリットに基づいて下される。プラントの設備利用率は、その決定の二次的な要因となる可能性がある（もちろん、プラントの設備利用率の履歴が貧弱な場合を除くが、米国プラントでそのようなケースはみあたらない）。

2 回目の認可更新（SLR）の動機は同様に、主に、プラントをさらに 20 年間運転継続する場合の経済性にに基づき判断される。

8. [発電所新設と長期運転に対する見解]

新規建設と長期運転のどちらが有益と考えるか（理由）。小型炉（SMR など）の経済性、将来性を考慮した場合はどうか。

回答：NEI としては、米国で期待されている排出量目標を達成するためには、新しいプラントの建設と既存の原子力発電所の継続的な長期運用の両方が必要であると考えている。新しいプラントの建設と許認可の費用を考えると、既存のプラントの継続的な運転は魅力的な選択肢の一つである。ただし、予測される電力需要を満たすには、新しいプラントも必要である。

9. [規制機関に対する効果的な規制方策の働きかけ]

NRC との規制対応を効果的に進めるために、事業者はどのような方策をこれまでに進めてきたか。規制対応で過去に前例のない要求（申請）を認めてもらうのに一番効果的な対応は何か（理由）。

回答：原子炉監視プロセス（ROP）を含む既存の規制プロセスによって、規制への適合が維持されていることが保証される。INPO はまた、その検査活動を通じて規制への適合が確保されていることを支援している。各プラントには強力な規制順守対応の組織もあり、その目的として、すべての要件が遵守されていることを確認するために、プラント活動を独立してチェックする機能を有している。

（事業者が）前例のない要求に対して NRC から承認を得るための方策に関連した話題として、様々なリスク情報を活用した申請の（NRC）承認をすでに受けているプラントでは、PRA モデルが NRC スタッフによってレビュー済みである点が有利となる。そのような発電所から前例のない許認可上の要求が出る場合、NRC の審査では、発電所から提供されるリスク評価結果が技術的に正確であることについて追加の保証を得やすくなる⁵。さらに、規制上のパフォーマンスが良好なプラントの場合、NRC は、プラントがその要求に関連する可能性のあるすべての規制要件に適切に準拠する点について追加の信頼を持つことになるため、前例のない許認可上の要求の承認をより受け入れやすい可能性がある。

10. [設備利用率向上と地元対応の関連]

定検期間短縮に伴って、地元との良好な関係を維持する上で課題は生じていないか。例えば、地元業者への発注工事が減少するといった課題の指摘はないか。定検期間短縮について、地元やメディアからネガティブな指摘はないか。
また、州政府との関連性の面で何か影響などはなかったか。

回答：米国の発電所の定検（停止時保守作業）をサポートするために現地の労働者が一部雇用されているが、定検作業者のほとんどは、発電所のサイトから他のサイトへ移動する一時的な作業員である。したがって、定検作業における地元への依存度は低い。しかし、かつて、燃料サイクル期間が延長されたとき、いくつかの地方では組合員（作業員）の作業が減ることに伴う抵抗があった。電力会社は、教育キャンペーン、コミュニティ組織への慈善寄付の増加、およびコミュニティ職員に雇用機会を提供するための他のプログラムの開発などを通じて、地域コミュニティの問題に取り組んだ。

大部分の原子力規制の責任は連邦政府にあるため、設備利用率とプラント信頼性を改善するためのプラントでの活動は、一般的に州政府の責任の範囲内ではない。ただし、電気料金は州の規制当局によって管理されているため、プラントのパフォーマンスを改善することで、電気料金を低く抑えることができる。したがって、電気料金を規制する当局は、その理由からパフォーマンスの向上を好意的に見る可能性がある。

⁵ 事業者がリスク情報を活用した申請を複数回実施すれば NRC は PRA モデルをその都度レビューする。その積み重ね（申請が妥当であり規制に準拠することの確認の繰り返し）で NRC の信頼を獲得していくものと考えられる。

以上