

電力経済研究

特集「原子力発電所の廃止措置及び

廃棄物処分のための資金をどう確保していくか」

No.70 (2025.2)

RI 電力中央研究所
社会経済研究所

「電力経済研究」

「電力経済研究」は電気事業、電力産業に関わる社会経済・制度問題を対象分野とし、課題指向型、問題解決型に関連した研究成果等を掲載し、学術の振興に寄与することを目的とした雑誌です。一時休刊ののち、2015年3月にリニューアル復刊しました。当面の間は、広く一般に投稿論文を募ることは致しません。

原稿の種類と内容

電力経済研究の原稿には次のようなカテゴリーがあります（下記のカテゴリーは当面のものであり、今後、編集委員会での議論を経て追加・変更になる場合があります）。

(1) 総説

特集を全体的に俯瞰して、その目的や意義、内容などについて総合的に展望・解説したものの。

(2) 論文

主題、内容、手法等の新規性を有し、当該分野の発展に貢献すると思われる研究成果を報告したもの。また、特定の主題に関する一連の事象を、実態調査を通して、あるいは特定の主題に関する一連の研究及びその周辺領域の発展を、著者の見解にしたがって総括的かつ系統的に報告したもの。

(3) 研究ノート

総合的な報告までには至らないが、その研究途上で得られた有用な分析手法に関して記録にとどめておく価値があると認められたもの。特に、テクニカルな分析手法を特徴とするもの。また、特集の目的に沿って、他の媒体で報告した内容について、本誌向けに要約したもの。

(4) 研究トピックス紹介

経済、経営、エネルギー・電力、環境等に関連する国内外の新たな研究動向を紹介するもの。

一般財団法人 電力中央研究所

社会経済研究所

「電力経済研究」編集委員会

E-mail : src-henshu-ml@criepi.denken.or.jp

電力経済研究 No. 70 (2025. 2) 目次

特集

「原子力発電所の廃止措置及び廃棄物処分のための資金をどう確保していくか」

総説

原子力発電所の廃止措置及び廃棄物処分を巡る資金管理上の課題は何か
—本特集号の概要—

稲村 智昌 …1

論文

米国における廃止措置信託基金の運用実態
—廃止措置及び廃棄物処分事業の資金確保の枠組と充足の見通し—

稲村 智昌、堀尾 健太 …9

論文

英国の既設原子力発電所の廃止措置及び廃棄物処分のための資金管理
—官民の役割分担と原子力債務基金の運用状況—

稲村 智昌 …28

論文

スウェーデンの放射性廃棄物基金（KAF）のリスク管理と基金運用実態

佐藤 佳邦、稲村 智昌 …42

論文

フランスにおける「専用資産」による原子力発電所の廃止措置・廃棄物処分のための資金管理
服部 徹 …58

特集

「原子力発電所の廃止措置及び廃棄物処分のための資金をどう確保していくか」

安定供給に資する脱炭素電源として、世界的に原子力発電の役割が見直され、日本を含め、新增設やリプレース（建て替え）に向けた動きを示している国が増えてきている。一方で、今後の原子力発電の利用動向に関わらず完遂しなければならないのが、原子力発電所の廃止措置と廃棄物処分である。

廃止措置に関連する国内の注目すべき動きとして、2023年の法改正によって、使用済燃料再処理機構（改正前）の業務として、新たに、廃止措置に必要な資金の管理業務等が追加され、「使用済燃料再処理・廃炉推進機構」（NuRO）と名称が改められたことが挙げられる。原子力発電所の運転事業者は、NuROに対して、「廃炉拠出金」を拠出することが義務付けられることとなった。

廃止措置及び廃棄物処分は長期間にわたる事業のため、制度の設計・運用によっては、発電による受益を一切受けていない将来世代が、負担のみを負わされる可能性がある。こうした世代間の不公平を回避するためにも、原則的には、操業停止前に、廃止措置及び廃棄物処分を完遂するための資金確保の見通しが示されるべきである。一方で、事業者の財務の健全性を損なう事態を招かないように留意する必要もある。したがって、どの時点でどの程度の資金を確保すべきか、廃止措置及び廃棄物処分を完遂するために関連各主体がどのような役割を担うべきか等を考慮した制度の設計・運用が必要となる。加えて、確保された資金が、インフレ等の不確実性に対処しうる目標をもって運用されなければ、円滑な廃止措置及び廃棄物処分の遂行に必要な拠出額が増加の一途を辿ることになりかねない。

電力中央研究所 社会経済研究所では、原子力発電の事業環境整備に関連する国内外の事例を調査・分析してきた。本特集号は、米国、英国、スウェーデン、フランスを取り上げ、原子力発電所の廃止措置及び廃棄物処分の資金を確保するために、各国がどのような制度的枠組みを構築しているか、官民でどのような役割分担をしているか等を中心に調査・分析した結果をとりまとめた。本特集号が、日本において原子力発電所の廃止措置及び廃棄物処分を完遂するための資金管理をより良いものとするための参考となれば幸いである。

2025年2月

編集責任者 電力中央研究所 社会経済研究所 稲村 智昌

原子力発電所の廃止措置及び廃棄物処分を 巡る資金管理上の課題は何か

— 本特集号の概要 —

Current and Future Challenges on the Fund Management for Decommissioning and Radioactive Waste Disposal of Nuclear Power Plants in Japan Outline of This Special Issue

キーワード：廃止措置、放射性廃棄物処分、不確実性、資金調達

稲村 智昌

要旨

本特集号は、電力中央研究所がこれまで実施してきた諸外国の原子力発電所の廃止措置及び廃棄物処分を巡る資金管理に関する研究成果をとりまとめ、日本における今後の検討に資する知見を提供することを狙いとしている。この総説では、日本の原子力発電所の廃止措置及び廃棄物処分事業の現状を概観し、資金管理に着目する理由を述べた上で、調査対象国である米国、英国、フランス、スウェーデンでどのように資金管理が行われているのかを、所収する各論文に基づいて概説する。

1. はじめに

日本は原子力発電を基幹電源と位置付け、その活用を図ってきた。2011年の福島第一原子力発電所事故を経て、2006年の原子力立国計画策定時のような、新增設・リプレースや国際展開に積極的な方針からは後退したものの、既設炉を継続的に活用していく方針は維持されている。2021年に取りまとめられた第6次エネルギー基本計画では、2050年カーボンニュートラルの実現のために、再生可能エネルギーの最大限の導入に取り組むことに加えて、原子力発電については、安全性の確保を大前提に、必要な規模を持続的に活用していく方針が示された。2024年12月現在は、第7次エネルギー基本計画の策定作業が進められているが、2022年のロシアによるウクライナ侵略等を契機として、エネルギー安定供給の重要性が再認識される中で、原子力発電をこれまでよりも積極的に活用していく方向性が示されるかが注目される。

このように、電力供給やエネルギー政策において原子力発電が占める重みは、エネルギー需給構造、国際情勢、各種発電技術のイノベーション等が及ぼす状況変化によって左右されるが、こうした動向がどのように変化しようとも、いずれにせよ重要になるのが、原子力発電のバックエンド事業である。一般的に、バックエンド事業とは、原子力発電所において発電がなされた後の工程に係る事業を指す。具体的には、①使用済燃料の再処理、②使用済燃料を再処理するまで一時的に保管する中間貯蔵、③特定放射性廃棄物（再処理後に発生する高レベル放射性廃棄物¹及びTRU²廃棄物）の処分、④運転及び廃止措置の過程で生じた放射性廃棄物の処分、⑤運転終了後の原子炉を安全に解体・廃炉する廃止措置に大別される。

本特集号で取り上げるのは、バックエンド事業のうちの「廃止措置及び廃棄物処分事業」（上記の④及び⑤）に対する「資金管理」である。資金管理に着目するのは、発電という収益を生む事業の終了後に長期にわたって費用が発生するという構造上、予め資金を蓄積していく必要がある一方で、将来に発生する費用の見積もりには大きな不確実性が伴うことから、どの時点でどの程度の資金を貯めておくべきかを確定することが難しいという矛盾があるためである。本特集号では、諸外国の廃止措置及び廃棄物処分事業の資金管理の現状を調査し、この矛盾にどう対処しているのかを明らかにすることを通じて、日本における

¹ 使用済燃料を再処理した際に生じる放射能レベルの高い廃液をガラス固化した廃棄物を指す。

² Trans-Uranic の略称である。TRU 廃棄物は、半減期の長い超ウラン元素含有廃棄物を指す。

今後の検討の材料を得ることを狙う。

なお、本特集号は、分析の射程を「廃止措置及び廃棄物処分事業」に限定し、以下では便宜上（※「廃止措置及び廃棄物処分事業」という長い用語を繰り返し用いることを避けるため）、これらを「バックエンド事業」と呼ぶ。ここに含まれない再処理や特定放射性廃棄物処分については、いずれも重要な課題であるものの、競争環境下における核燃料サイクルのあり方や処分場立地の社会的受容性等の幅広い観点からの検討が必要であることから、別の機会にそうした側面も含める形で体系的に論じることとしたい。

以下、第2章では、日本のバックエンド事業の現状を概観し、先行研究を参照しつつ、なぜ資金管理及び将来の不確実性に注目するのかを述べる。第3章では、所収論文の調査対象国である米国、英国、フランス、スウェーデンを取り上げた理由を述べるとともに、各論文の注目ポイントを概説する。

2. 日本のバックエンド事業の現状と資金管理

2.1. 日本のバックエンド事業の現状

福島第一原子力発電所事故前に廃止が決定した原子力発電所は、日本原子力発電株式会社の東海発電所と、中部電力株式会社の浜岡原子力発電所1号機及び2号機のみであった。東海発電所は、日本国内で唯一の黒鉛減速炭酸ガス冷却炉³であり、その後に建設された軽水炉と比較して十分な経済性がなかった等の理由もあって、1998年3月31日に運転終了し、廃止措置に移行している。浜岡原子力発電所1号機及び2号機は、主に地震に対する補強工事に係る費用等を考慮して、2008年に、6号機を新設し、1号機及び2号機を運転終了するリプレース計画を決定した。同計画にしたがって、1号機及び2号機は、2009年1月30日に運転終了し、廃止措置に移行している。6号機の新設計画については、福島第一原子力発電所事故の影響等もあって、当初の予定通りではないが、1号機及び2号機は予定通りに廃止措置に移行し、各段階における作業が進められている。

福島第一原子力発電所事故以降、事故の教訓を踏まえて強化された新規制基準が策定された。主に、新規制基準に適合するために必要な追加的な工事等に係る費用と、その後の発電によって得られる利益を勘案した結果として、2024年12月現在までに国内の23基の商業用原子力発電所の廃止が決定されている。上記の3基を含め、廃止措置が決定された各機の名称と運転終了日等をまとめたものを表1に示す。

廃止措置は約30年以上を要する工程であり、日本では、「解体工事準備」、「原子炉周辺設備等解体撤去」、「原子炉領域解体撤去」、「建屋等解体撤去」の4段階（各段階の名称は、事業者ごとに若干の差異が見られる場合がある）に分けて計画が策定されている。各段階の予定期間は、炉型や発電所の状況等によって変化するため、一律ではない。表1に示した各発電所から、PWR3基、BWR3基をそれぞれ選び、それらの廃止措置計画から、上記の4段階の予定期間をまとめたものを表2に示す。比較的早期に廃止措置を開始した浜岡原子力発電所1号機及び2号機においても、2024年12月現在で、原子炉周辺設備等解体撤去の段階であり、原子炉の解体が始まった国内の原子力発電所はまだ存在しておらず⁴、廃止措置が本格化するのはいずれからであると言える。

日本の放射性廃棄物処分事業については、特定放射性廃棄物の最終処分に関する法律（平成12年法律第117号）に基づき、特定放射性廃棄物（高レベル放射性廃棄物及びTRU廃棄物）の処分は、原子力発電環境整備機構（The Nuclear Waste Management Organization of Japan : NUMO）が実施することになっており、2024年12月現在において、北海道の寿都町及び神恵内村、佐賀県玄海町で、処分場立地に関する文献調査が行

³ 英国において開発・実用化された炉であり、英国の原子力発電利用初期を支えた炉型であるが、2024年12月現在では、英国でも同炉型の炉は全て運転終了している。

⁴ 浜岡原子力発電所1号機及び2号機の廃止措置計画では、2024年度から第3段階の「原子炉領域解体撤去」に移行することになっていた。原子力規制委員会に対して、第3段階に移行するための廃止措置計画変更認可申請が2024年3月14日になされている（2024年7月26日に一部補正申請）が、2024年12月現在において未認可という状況である。

表1 日本において廃止が決定した原子力発電所（2024年12月現在）

名称	炉型	出力 (万 kW)	運転終了または 廃止決定日	備考
東海	GCR	16.6	1998年3月31日	2001年廃止措置開始 2030年度完了予定
浜岡1号	BWR	54.0	2009年1月30日	2009年廃止措置開始 2042年度完了予定
浜岡2号	BWR	84.0	2009年1月30日	2009年廃止措置開始 2042年度完了予定
福島第一1号	BWR	46.0	2012年4月19日	冷温停止（2011年12月）から 30～40年後、廃止措置完了予定
福島第一2号	BWR	78.4	2012年4月19日	
福島第一3号	BWR	78.4	2012年4月19日	
福島第一4号	BWR	78.4	2012年4月19日	
福島第一5号	BWR	78.4	2014年1月31日	(1～4号廃炉の実機実証試験に活用)
福島第一6号	BWR	110	2014年1月31日	
敦賀1号	BWR	35.7	2015年4月27日	2039年廃止措置完了予定
美浜1号	PWR	34.0	2015年4月27日	2045年廃止措置完了予定
美浜2号	PWR	50.0	2015年4月27日	2045年廃止措置完了予定
玄海1号	PWR	55.9	2015年4月27日	2054年廃止措置完了予定
島根1号	BWR	46.0	2015年4月30日	2049年廃止措置完了予定
伊方1号	PWR	56.6	2016年5月10日	2056年廃止措置完了予定
大飯1号	PWR	117.5	2018年3月1日	2048年廃止措置完了予定
大飯2号	PWR	117.5	2018年3月1日	2048年廃止措置完了予定
伊方2号	PWR	56.6	2018年5月23日	2059年廃止措置完了予定
女川1号	BWR	52.4	2018年12月21日	2053年廃止措置完了予定
玄海2号	PWR	55.9	2019年4月9日	2054年廃止措置完了予定
福島第二1号	BWR	110	2019年9月30日	2064年廃止措置完了予定
福島第二2号	BWR	110	2019年9月30日	2064年廃止措置完了予定
福島第二3号	BWR	110	2019年9月30日	2064年廃止措置完了予定
福島第二4号	BWR	110	2019年9月30日	2064年廃止措置完了予定

出典：日本原子力産業協会ウェブサイト (<https://www.jaif.or.jp/inf/data-japan/> 最終閲覧日：2024年11月20日) の表を一部修正して著者が作成

われている⁵。

原子力発電所の運転及び廃止措置の過程において発生するその他の低レベル放射性廃棄物⁶の処分は、事業者が実施することになっている。低レベル放射性廃棄物の一部は、青森県六ヶ所村にある日本原燃株式会社の低レベル放射性廃棄物埋設センターにおいて処分することになっているが、放射能レベルが比較的

⁵ ここで注意すべきは、廃棄物処分費用の範囲である。再処理をしない諸外国では、使用済燃料が日本の高レベル放射性廃棄物に相当し、その処分場の選定等が実施されている事例が多く、その結果として、廃棄物処分費用に使用済燃料の処分費用が含まれている場合もある。しかし、第1章で述べたように、本特集号の射程は、廃止措置及び廃棄物処分事業にあり、基本的には、特定放射性廃棄物処分は分析の対象外としている。特定放射性廃棄物処分に関する検討のために、諸外国の調査項目を設定したのではないことをここに注記する。

⁶ 低レベル放射性廃棄物は、放射能レベルの高さによって、L1、L2、L3に分類される（放射能レベルは、L1>L2>L3）。

表2 廃止措置の各段階における予定期間（2024年12月現在）

名称	炉型	解体工事準備	原子炉周辺設備等 解体撤去	原子炉領域 解体撤去	建屋等 解体撤去
浜岡1号	BWR	6年	9年	6年	7年
玄海1号	PWR	10年	15年	7年	7年
島根1号	BWR	8年	12年	8年	6年
伊方1号	PWR	10年	15年	8年	7年
大飯1号	PWR	8年	11年	7年	5年
女川1号	BWR	8年	7年	9年	10年

出典：各発電所の廃止措置計画を基に著者が作成

高い炉内構造物等については、2024年12月現在において、処分場等の詳細は未定である。

なお、本特集号では、バックエンド事業の資金管理に着目し、技術的詳細や安全規制等に関連する制度的側面には立ち入らないが、これらについては、先行研究の蓄積がある。例えば、技術的側面については、日本原子力学会バックエンド部会や原子力デコミッションング研究会等を始めとして、関連する各主体によって検討が進められている（例えば、2009年から2010年にかけて日本原子力学会誌にて連載された記事「21世紀の原子力発電所廃止措置の技術動向」（石倉（2009）を始めとした計8回の連載記事））。近時の技術開発の現状と課題についても、2023年の日本原子力学会誌での特集記事「バックエンドに関する技術開発の将来展開」（井口（2023）を始めとした計5本の特集記事）で紹介されている。バックエンド事業の安全規制等に関連する制度的側面については、エネ総工研（2013）や三菱総研（2020）等において、諸外国の事例が紹介されている。

2.2. 日本のバックエンド事業の資金管理の現状と課題

廃止措置に関連する費用の取り扱いについては、2013年と2015年の2度にわたって会計制度が改定された。当時の問題意識は、原子力発電について、「依存度を可能な限り低減させていく政府方針の下、財務会計上の理由から廃炉の判断が影響を受けることを回避し、事業者による廃炉の判断が適切かつ円滑に行われるようにする」ことであった（廃炉会計WG, 2015）。そのために、主に、廃炉判断を行った場合に、一括費用計上によって事業の継続が困難となるような事態を回避するための措置（一定期間をかけた償却・費用化等）が講じられた。また、総合資源エネルギー調査会基本政策分科会電力システム改革貫徹のための政策小委員会では、自由化の下での廃炉会計制度のあり方について議論がなされた（貫徹小委, 2017）。

その後、総合資源エネルギー調査会電力・ガス事業分科会原子力小委員会（以下、原子力小委）の第28回会合（2022年6月30日開催）において、（事故炉ではない）通常炉の廃止措置を効率的かつ円滑に実施し、完遂するための課題をさらに整理し、課題解決に必要な事業体制や資金確保のあり方等を検討することを目的として、原子力小委の下に「廃炉等円滑化ワーキンググループ」（以下、廃炉WG）を設置することとなった（原子力小委事務局, 2022）。

廃炉WGの中間報告では、着実かつ効率的な廃止措置を実現するため、国による一定の関与・監督の下、日本全体の廃止措置の総合的なマネジメント等を行う認可法人（以下、認可法人）を設置するとともに、認可法人の業務全体に要する費用（日本全体の原子力発電所の解体等に要する費用を含む）を、拠出金として原子力事業者から当該法人に拠出することを義務付ける制度を創設することが適当であるという政策の方向性が示された（廃炉WG, 2022a）。

2023年5月に、GX脱炭素電源法（令和5年法律44号）が成立し、円滑かつ着実な廃炉の推進を目的とし、原子力発電所の廃炉（廃止措置）に係る制度改正が実施された。同制度改正の一環として、上記の政策の方向性に基づいて、廃炉費用の確保を確実にするための措置がなされた⁷。具体的には、「原子力発電にお

⁷ 従来、解体引当金は、貸借対照表に負債として計上されてきたが、廃止措置という用途に限定されたキャッシュが確保されていることを担保する仕組みではなかった（廃炉WG, 2022b）ところ、本改正はこれに応えるものである。

ける使用済燃料の再処理等の実施に関する法律」⁸（平成17年法律48号）が改正され、使用済燃料再処理機構（改正前）の業務として、新たに、廃炉の総合的調整、研究開発等の共同実施、廃炉に必要な資金の管理業務が追加された。同法改正に伴って、使用済燃料再処理機構の名称は“使用済燃料再処理・廃炉推進機構”（Nuclear Reprocessing and Decommissioning facilitation Organization of Japan : NuRO）へと改められた。同法改正によって、原子力発電所の運転事業者に対しては、NuROに対する廃炉拠出金の拠出が義務付けられた。今後は新体制の下での廃止措置事業の確実な実施が期待される。

バックエンド事業の資金管理については、経済協力開発機構原子力機関（Organisation for Economic Co-operation and Development / Nuclear Energy Agency : OECD/NEA）が、加盟国における費用見積りや資金確保に関する取組を取りまとめた報告書を2016年に発行した（OECD/NEA, 2016）。加えて、2021年には、廃棄物管理を含めたバックエンド事業のための適切な資金確保に向けた各国の取組を取りまとめた報告書を発行した（OECD/NEA, 2021）。エネ総工研（2013）では、諸外国の廃止措置政策や具体的な廃止措置実績に関する調査結果がとりまとめられており、その中で、廃止措置費用の資金確保に関する各国の状況が紹介されている。

バックエンド事業を円滑に実施するには、廃炉や最終処分に要する費用を算定し、必要な資金を予め蓄積しておくことが重要となるが、バックエンド事業は長期間に及ぶため、費用の見積もりには大きな不確実性が伴う⁹。そうした不確実性、特に上振れリスクに予め備えておかなければ、円滑な事業実施に支障をきたしうる。2.1で述べたように、2024年12月現在において、日本には原子炉の解体が始まった原子力発電所はなく、諸外国の事例を参照することができるとは言え、バックエンド事業の総費用が実際にどの程度必要になってくるのかが明らかになるのはこれからであると言える。

費用上振れリスクへの対応や資金確保は、発生者負担原則（Polluter Pays Principle : PPP）に基づいて、原子力発電所を運転する事業者が負担するのが一般的である。日本では、自由化された電力市場における競争環境下で、民間事業者が原子力事業を実施しているが、バックエンド事業のための安定的な資金確保は、事業者にのみ責任を負うべきものではなく、官民の役割分担を含めて政策的な対応が求められる課題である。さらに、政府における検討においても、「廃炉拠出金制度を着実に運用する」（原子力小委事務局, 2023）との方向性が示されており、拠出された資金の今後の運用方法や方針については、不確実性を考慮した柔軟な対応が不可欠である。しかし、現行法の規定では、使用済燃料再処理・廃炉推進機構が将来の不確実性を考慮した積極的な資産運用を行うことは想定しづらい（稲村, 2024）。

本特集号では、先行研究では深掘りされることが少なかったバックエンド事業の将来の不確実性に着目し、それを踏まえた資金管理についての諸外国の対応の特徴をとりまとめる。

3. 所収論文の注目ポイント

本特集号の所収論文では、各国のバックエンド事業について、主に官民の役割分担や資金管理に着目し、大きく分けて以下の3つの項目について整理している。

- ① 原子力発電事業とバックエンド事業の概況
- ② バックエンド事業の責任主体等（費用負担、官民の役割分担を含む）
- ③ バックエンド事業のための資金管理

このうち、主題となるのは、③の「バックエンド事業のための資金管理」であり、廃止措置費用がどのように見積もられているか、見積もられた資金を確保するためにどのような管理が行われているかについて整理する。具体的には、下記のような項目を明らかにする。

- 廃止措置のための資金の回収及び蓄積方法：廃止措置のために必要な資金を、どのような形式（電気料金、税金等）で回収しているのか、どのような形式（内部積立、外部基金等）で蓄積している

⁸ 再処理事業に必要な資金を事業者に拠出することを義務付けたことから、再処理等拠出金法とも呼ばれる。

⁹ 令和5年4月28日原子力関係閣僚会議「今後の原子力政策の方向性と行動指針」においても、廃炉拠出金制度における拠出金額について、「将来の不確実性も踏まえた水準」とする方針が示されている。

のか

- 資金不足の懸念への対処：蓄積された資金が廃止措置費用の見積もりに対して不足する場合、どのように対処しようとしているか
- 蓄積された資金（外部基金）の運用方針：将来の不確実性に対してどのように対処しようとしているか

3.1. 米国

米国は、世界に先駆けて原子力の民生利用を進めてきた国の1つであり、世界最大の原子力発電利用国である。同時に、廃止措置が完了し、サイト解放に至っている原子炉が複数ある廃止措置大国でもある。

稲村・堀尾（2025）は、米国のバックエンド事業のための資金管理について、事業者外部の分離勘定で、原子炉単位で管理する仕組みに着目し、規制当局による費用見積りや基金の状況監視、将来の不確実性を踏まえた運用実態等について取りまとめた。

米国では、バックエンド事業のための資金を管理する廃止措置信託基金が原子炉単位で設立され、事業者ではない外部の主体によって管理されている。廃止措置に必要な最低目標額は法令で規定されており、事業者は、2年ごとに最低目標額の見積もりを更新し、規制当局に報告しなければならない。規制当局は報告された費用見積りや基金の状況を確認し、費用の上振れ等による資金不足の懸念がある場合には、事業者に適切な措置を取るよう勧告する。資金確保の具体的なやり方については、ライセンス保有者に一定の自由度が与えられている。

米国には、電力市場が規制下にある規制州と、自由化されている自由化州が混在しており、原子炉の所有者がどちらの市場で電力を販売しているかによって、バックエンド事業のための資金確保や規制当局による監視の状況にも差異がある点が特徴である。年次拠出を用いることができる原子炉（電力の販売先が規制州）については、操業停止時点での資金充足が見通しているかを規制当局は確認している。一方で、年次拠出を用いることができない原子炉（電力の販売先が自由化州）については、安全貯蔵期間の利益控除も踏まえて、廃止措置が完了するまでに資金が枯渇しないかを規制当局は確認している。

3.2. 英国

英国の電気事業は、国営の電力会社の民営化や自由化といった段階を経ており、原子力発電を巡る事業環境整備等の観点から、日本にとって参考となる点が多い。

稲村（2025）は、英国のバックエンド事業のための資金管理における官民の役割分担と、将来の不確実性への対処を取り上げた。

英国には複数の炉型の原子力発電所が存在するが、ここでは、原子力事業が国営だった時期に建設され、その後、民営化の対象となった発電所に主に着目している。当該発電所の廃止措置及び廃棄物処分のための資金は、事業者からの一定の拠出金と政府の資金で構成される原子力債務基金（Nuclear Liabilities Fund：NLF）内に確保されている。NLFが不十分である場合には、政府が不足分を賄う責任を担い、事業者は追加拠出の責任を負わない。政府はNLFへの自発的拠出を行うことによって、予測されるNLFの不足分を積極的に管理することもできる。NLF自身も、納税者への負担（NLFの不足に対する政府からの補填額）を可能な限り減らすために、積極的な目標をもって資金を運用している。

3.3. スウェーデン

スウェーデンは、2024年12月現在において高レベル放射性廃棄物（同国は再処理をしないため、使用済燃料を指す）の処分場選定が完了している、世界でも数少ない国の1つであり、処分場選定が完了したことによって、廃棄物処分に関連する将来の不確実性が低減した国としても注目される。

佐藤・稲村（2025）は、スウェーデンのバックエンド事業のための資金管理について、事業者外部の分離勘定で資金を確保するとともに、その資金が政府の管理下に置かれるという仕組みに着目し、不確実性への対処や基金の運用実態等を分析した。

スウェーデンでは、民営の事業者が原子力事業を実施しており、廃止措置の実施責任や資金確保の責任は、これらの事業者が負っている。廃止措置費用の見積もりは、事業者が共同で保有する会社（SKB）に

委任されている。見積もりは、最新の事情の変化を反映するために3年ごとに実施され、国家債務局に提出することが求められている。

バックエンド事業のための資金について、事業者は発電電力量に応じ、放射性廃棄物基金と呼ばれる政府管理の基金への拠出が求められている。基金への拠出額は、SKBから提出された費用見積をレビューした国家債務局の勧告に基づき政府が決定する。放射性廃棄物基金という名称にはなっているものの、廃止措置のために必要な費用も同基金によって賄われることになっている。早期閉鎖等により想定していた運転期間が短縮してしまった場合や、予期せぬ事情が発生した場合にそなえて、一定金額の「保証金」を事前に基金に拠出することも求められている。

3.4. フランス

フランスは、欧州において原子力発電のシェアが最も高く、日本と同様に使用済燃料を再処理する方針を堅持している国である。国が全株式を保有する電力会社であるフランス電力株式会社（Électricité de France: EDF）によって原子力発電事業が運営されている点は日本とは異なるが、政府が深く関与する態様の一例として参考になる。

服部（2025）は、バックエンド事業のための資金管理が、事業者内部の分離勘定で行われている仕組みに着目し、電力自由化に伴ってEDFの経営環境が厳しくなる中での同資産の現況等を分析した。

フランスのバックエンド事業のための資金は、一部を除き、EDFが自社内部の分離勘定において、「専用資産」という形で確保することになっている。この専用資産は譲渡不可で、資金用途はバックエンド事業に限定されている。また、その資産価値は、現在価値換算した将来のバックエンド事業の総費用の水準を上回るように維持することが求められており、近年においても、専用資産の価値は必要な水準を上回って維持されている。ただし、政府がEDFの株式の100%を保有する国有企業となったことなどにも留意する必要がある。

4. おわりに

表3 各国のバックエンド事業のための資金管理の特徴

	米国	英国	スウェーデン	フランス
資金確保の態様	外部分離型 (廃止措置信託基金)	外部分離型 (原子力債務基金)	外部分離型 (放射性廃棄物基金)	内部分離型 (専用資産)
費用見積の実施者	事業者 (基金に確保すべき最低目標額は法令で規定された簡易的な式で算定)	事業者	事業者 (SKBに委任)	事業者
資金充足における事業者の責任	前払い、年次拠出、親会社からの保証、等を適宜組み合わせ、基金に資金を充足するとともに将来見通しを提示	拠出金協定に基づいた一定額の拠出金を基金に毎年拠出	政府が決定した額の拠出金及び保証金を基金に毎年拠出	現在価値換算した総費用を超える額を専用資産として常に確保
資金充足における政府の責任	費用見積及び基金の状況を定期的にレビュー	基金の不足分を補填	拠出金及び保証金の決定	専用資産の状況評価及び必要に応じた具体的な措置

各国のバックエンド事業のための資金管理の特徴を表3に示す。各国とも、バックエンド事業を適切に完了させるべく、費用見積の妥当性のレビューや、資金確保状況の確認を定期的実施し、資金不足の懸念を可能な限り取り除くように努めている。バックエンド事業の資金をどう蓄積・管理していくかは、全ての国に共通した手法はなく、官民の役割分担の状況も様々である。また、目的外利用や事業者が破綻した際の資金回収不能のリスクを避けるため、米国とスウェーデンは、バックエンド事業のための資金管理の

態様を内部一体型から外部分離型に移行した。2.2で述べた日本の制度改正も同様である。

歴史的経緯や事業環境等の差異を踏まえれば、諸外国の事例はそのまま日本に適用できるものではない。しかし、日本のバックエンド事業の資金管理をより安定的なものとするために、諸外国の事例から学ぶべき点は多々あるだろう。その際に、本特集号が有益な材料となることを期待したい。当所では、引き続き、資金管理を中心にバックエンド事業に関する政策研究を進めつつ、本特集号では取り上げなかった再処理や特定放射性廃棄物処分にも分析の射程を広げていく予定である。

参考文献

- 井口幸弘 (2023) 「バックエンドに関する技術開発の将来展開 1. 放射性廃棄物処理・処分および廃止措置の技術開発における現状と課題について」, 日本原子力学会誌, 65 巻 5 号, pp.309-311, 2023.
- 石倉武 (2009) 「21 世紀の原子力発電所廃止措置の技術動向 第 1 回 廃止措置の世界の概況と我が国の現状」, 日本原子力学会誌, 51 巻 8 号, pp.625-629, 2009.
- 稲村智昌 (2024) 「英国における将来の原子力発電所の廃止措置及び廃棄物処分費用を巡る動向ー将来の不確実性への対処を中心にー」, 電力中央研究所報告 SE23001, 2024.
- 稲村智昌・堀尾健太 (2025) 「米国における廃止措置信託基金の運用実態ー廃止措置及び廃棄物処分事業の資金確保の枠組と充足の見通しー」, 電力経済研究 No.70, pp.9-27, 2025.
- 稲村智昌 (2025) 「英国の既設原子力発電所の廃止措置及び廃棄物処分のための資金管理ー官民の役割分担と原子力債務基金の運用状況ー」, 電力経済研究 No.70, pp.28-41, 2025.
- エネルギー総合工学研究所 (2013) 「平成 24 年度発電用原子炉等利用環境調査 (海外における原子力政策等実態調査) 調査報告書」, 2013.
- 佐藤佳邦・稲村智昌 (2025) 「スウェーデンの放射性廃棄物基金 (KAF) のリスク管理と基金運用実態」, 電力経済研究 No.70, pp.42-57, 2025.
- 総合資源エネルギー調査会基本政策分科会電力システム改革貫徹のための政策小委員会 (2017) 「電力システム改革貫徹のための政策小委員会 中間とりまとめ」, 2017.
- 総合資源エネルギー調査会電力・ガス事業分科会原子力小委員会事務局 (2022) 「廃炉等円滑化ワーキンググループの設置について」, 第 28 回会合資料 6, 2022.
- 総合資源エネルギー調査会電力・ガス事業分科会原子力小委員会事務局 (2023) 「原子力政策に関する直近の動向と今後の取組」, 第 36 回会合資料 1, 2023.
- 総合資源エネルギー調査会電力・ガス事業分科会電気料金審査専門小委員会廃炉に係る会計制度検証ワーキンググループ (2015) 「原発依存度低減に向けて廃炉を円滑に進めるための会計関連制度について」, 2015.
- 総合資源エネルギー調査会電力・ガス事業分科会原子力小委員会廃炉等円滑化ワーキンググループ (2022a) 「中間報告概要」, 2022.
- 総合資源エネルギー調査会電力・ガス事業分科会原子力小委員会廃炉等円滑化ワーキンググループ (2022b) 「中間報告」, 2022.
- 服部徹 (2025) 「フランスにおける「専用資産」による原子力発電所の廃止措置・廃棄物処分のための資金管理」, 電力経済研究 No.70, pp.58-68, 2025.
- 三菱総合研究所 (2020) 「令和元年度原子力の利用状況等に係る調査 (国内外の廃止措置の規制に関する調査) 調査報告書」, 2020.
- OECD Nuclear Energy Agency (2016). “Costs of Decommissioning Nuclear Power Plants”, 2016.
- OECD Nuclear Energy Agency (2021). “Ensuring the Adequacy of Funding Arrangements for Decommissioning and Radioactive Waste Management”, 2021.

稲村 智昌 (Tomoaki Inamura)
電力中央研究所 社会経済研究所

米国における廃止措置信託基金の運用実態

— 廃止措置及び廃棄物処分事業の資金確保の枠組と充足の見通し —

Study on the Management of “Decommissioning Trust Fund” in the United States:
Financial Framework for Decommissioning and Radioactive Waste Disposal of Nuclear Power
Plant and its Outlook

キーワード：廃止措置、放射性廃棄物処分、不確実性、資金運用

稲村 智昌、堀尾 健太

要旨

米国では、原子力発電所の廃止措置及び廃棄物処分事業の資金確保は、ライセンス保有者 (licensee) の責任である。特に、廃止措置及び低レベル放射性廃棄物の処分に関する資金については、原子炉ごとに、廃止措置信託基金 (Decommissioning Trust Fund) を設置し、管理・運用されている。ライセンス保有者は、連邦政府の規則に基づいて、資金確保の目標額を算出し、資金の充足状況及び今後の見通しとともに、定期的に規制当局に報告しなければならない。規制当局は、ライセンス保有者からの報告のレビューを行い、資金不足の懸念がある場合には、適切な措置を取るよう、ライセンス保有者に勧告する。本稿では、米国における廃止措置信託基金の仕組みや運用実態を明らかにする。

1. はじめに

原子力発電所の廃止措置及び廃棄物処分事業 (以下、バックエンド事業) は長期間にわたる事業であり、様々な不確実性に備えつつ、事業を完遂するために必要な資金をどのように確保するかは、原子力発電利用国共通の重要な課題である。

米国は、世界に先駆けて原子力の民生利用を進めてきた国の1つであり、2024年12月現在、95基の発電用原子炉が稼働している、世界最大の原子力発電利用国である。同時に、廃止措置が完了し、サイト解放に至っている原子炉が18基、廃止措置の途上にある原子炉が21基あり、廃止措置大国でもある。

米国において、バックエンド事業の資金確保の枠組みは2つある。1つは、高レベル放射性廃棄物 (High-Level Radioactive Waste : HLW) の処分に関する資金の管理・運用のために、財務省に設置された「放射性廃棄物基金 (Nuclear Waste Fund : NWF)」である。もう1つは、廃止措置及び低レベル放射性廃棄物 (Low-Level Radioactive Waste : LLW) の処分に関する資金の管理・運用のために、ライセンス保有者 (licensee) が設置している「廃止措置信託基金 (Decommissioning Trust Fund)」である。

本稿では、特に廃止措置信託基金に着目する。廃止措置信託基金は、原子炉ごとに設置されており、運用の実態はそれぞれ異なる。廃止措置信託基金の概要は、三菱UFJRC (2014) やトーマツ (2023) 等において紹介されているが、基金の運用方針や将来見通し等については十分に論じられていない。本稿は、米国の廃止措置信託基金の制度的な仕組みや運用の実態を明らかにすることを目的とする。本稿の構成は以下の通りである。第2章では、米国の原子力発電事業及びバックエンド事業を概観する。第3章では、米国におけるバックエンド事業の資金確保の責任主体と枠組を整理した上で、廃止措置信託基金の仕組みについて述べる。第4章では、廃止措置信託基金の運用実態を明らかにし、第5章ではバックエンド事業の不確実性の考慮や、資金不足の可能性への備えについて考察する。最後に、第6章で本稿のまとめを述べる。

2. 原子力発電事業とバックエンド事業の概況

第2章では、まずは、廃止措置に関連する動向に着目しつつ、米国の原子力発電事業の現況を整理する。

次に、廃止措置完了済及び廃止措置中の原子炉の状況と、廃棄物処分場の立地状況を概観する。

2.1. 原子力発電事業の概況

2024年12月現在、米国では95基¹の発電用原子炉（加圧水型軽水炉（Pressurized Water Reactor：PWR）64基、沸騰水型軽水炉（Boiling Water Reactor：BWR）31基）が稼働している。国内の発電電力量に占める原子力発電の割合は約18%（2022年）にとどまるものの、原子力発電事業の規模は世界最大である。

米国の原子力発電事業の特徴は、州ごと、特に規制州と自由化州で、事業環境が異なることである。米国では、1990年代以降、電力自由化が進展し、米国大の卸電力市場については、連邦エネルギー規制委員会（Federal Energy Regulatory Commission：FERC）によって自由化が進められた。一方で、小売電力市場を自由化するかどうかは各州に委ねられている（服部，2018）。2024年12月現在では、全米50州の中の13の州とWashington DCにおいて小売の全面自由化が実施されており、原子力発電所が稼働している28州の中では、10州が自由化州である（他の18州は、各州の公益事業委員会が規制料金として電力料金を決定する規制州）。また、自由化による競争を促すため、既存の垂直統合型の電力会社に対して、所有している発電所の売却が促され、1997年以降に20基以上の原子力発電所が売却された（服部，2018）。自由化州では、原子力発電所も、他の電源と同様、卸電力市場において販売することによって大半の収入を得る。その収入が十分な水準に達せず、原子力発電所を経済的に維持することが困難な状態になれば、早期閉鎖が避けられなくなる²。原子力発電所の新設には巨額の投資が必要となるが、自由化州では規制州よりも投資回収の不確実性が高い。実際、自由化の進展以降に新設された原子力発電所はいずれも規制州に立地している。

近年の注目すべき動きとして、一度は操業停止をした原子力発電所が、廃止措置への移行を中止して再稼働を目指すという事例が見られる。Michigan州のPalisadesは、Entergy社が2016年に早期閉鎖を決定して、廃止措置事業者であるHoltec社にライセンス譲渡され、2022年に操業停止した。その後、Holtec社は、同発電所の再稼働に向けて動き出し、2024年9月に、Palisades再稼働に向けた融資保証（15.2億ドル）をエネルギー省（Department of Energy：DOE）から得た³。また、2024年9月20日には、2019年に操業停止していたPennsylvania州のThree Mile Islands1号機について、Microsoft社のデータセンターへの電力供給を目指し、再稼働に向けた準備を進めることが公表された⁴。

2.2. バックエンド事業の概況

2.2.1. 廃止措置

米国には、2024年12月現在、廃止措置完了済の原子炉が18基、廃止措置中の原子炉が21基存在する。表1に、廃止措置完了済及び廃止措置中の主な原子炉をまとめた⁵。これを見ると、操業停止から廃止措置完了までの期間（見込みを含む）にはかなり幅があることがわかる。

これまでの実績（廃止措置完了済の原子炉）では、操業停止から最長でも25年で廃止措置を完了している（Zion1号機・2号機）。しかし、廃止措置中の原子炉の中には、操業停止から廃止措置の完了までに60年以上を見込んでいるものもある（San Onofre1号機、Duane Arnold1号機、Three Mile Island1号機）。

¹ 2023年7月31日に運転開始したVogtle3号機と、2024年4月29日に運転開始したVogtle4号機も含まれている。

² 適切な費用回収が認められる規制州ならば、早期閉鎖が起こらないというわけではない。例えば、発電容量の小ささ等から、収支が厳しくなることが明白であるような原子力発電所に対して多額の投資をすることは、需要家への転嫁が正当化されないため、認められない（したがって早期閉鎖が起こりうる）と考えられる。

³ Holtec社ウェブサイト（<https://holtecinternational.com/2024/09/30/hh-39-17/> 最終閲覧日：2024年12月26日）参照。

⁴ Constellation社ウェブサイト（<https://www.constellationenergy.com/newsroom/2024/Constellation-to-Launch-Crane-Clean-Energy-Center-Restoring-Jobs-and-Carbon-Free-Power-to-The-Grid.html> 最終閲覧日：2024年12月26日）参照。

⁵ 開発初期の小出力炉や高速増殖炉等の開発段階の炉を除き、また16.6万kW（日本において最小出力の商業用原子力発電所である日本原子力発電株式会社の東海発電所（廃止措置中）の出力）を超える出力の軽水炉を抜粋（炉心損傷事故を起こしたThree Mile Island2号機は除外）。

操業停止から廃止措置完了までの期間の長さには、廃止措置の方式が関係する⁶。特に、遅延解体⁷（操業停止後、一定期間を空けてから解体を行う方式）を選択した場合は、操業停止から解体開始までの間、原子炉（及びその周辺施設）を安全かつ安定な状態で維持する必要がある。これを「安全貯蔵（SAFSTOR）」と呼ぶ。安全貯蔵の期間を設けることによって、操業停止から廃止措置の完了までの期間が長くなる。

なお、安全貯蔵期間の長さは、本稿の主題であるバックエンド事業の資金確保の観点でも重要である（詳しくは第4章参照）。

表1 米国において廃止措置完了済及び廃止措置中の主な原子炉（2024年12月現在）

	原子炉	出力 (万 kW)	運転開始	操業停止	廃止措置完了 (見込みを含む)	操業停止から廃止措置完了までの年数 (見込みを含む)
廃止措置完了済	Shoreham	84.9	1986	1989	1995	6
	Maine Yankee	90.0	1972	1997	2005	8
	Haddam Neck	60.3	1968	1996	2007	11
	Trojan	115.5	1976	1992	2005	13
	Yankee Rowe	18.0	1961	1991	2005	14
	Rancho Seco1 号機	91.7	1975	1989	2009	20
	Zion1 号機	108.5	1973	1998	2023	25
	Zion2 号機	108.5	1974	1998	2023	25
廃止措置中	Fort Calhoun1 号機	51.2	1973	2016	2026	10
	Oyster Creek	65.2	1969	2018	2029	11
	Pilgrim1 号機	71.1	1972	2019	2031	12
	Indian Point3 号機	108.5	1976	2021	2033	12
	Crystal River3 号機	89.0	1977	2013	2026	13
	Indian Point2 号機	106.7	1974	2020	2033	13
	Vermont Yankee	63.5	1972	2014	2030	16
	Kewaunee1 号機	59.5	1974	2013	2031	18
	Palisades [※]	85.0	1971	2022	2041	19
	San Onofre2 号機	112.7	1983	2013	2053	40
	San Onofre3 号機	112.7	1984	2013	2053	40
	Dresden1 号機	20.7	1960	1978	2036	58
	Millstone1 号機	68.4	1971	1998	2056	58
	Indian Point1 号機	27.7	1962	1974	2033	59
	San Onofre1 号機	45.6	1968	1992	2052	60
	Duane Arnold1 号機	62.4	1975	2020	2080	60
Three Mile Island1 号機 [※]	88.0	1974	2019	2081	62	

出典：IAEAウェブサイト（<https://cnpp.iaea.org/public/countries/US/profile/preview> 最終閲覧日：2024年12月26日）及び NRC（2023a）を基に、16.6万kW（東海発電所と同等）以上の出力の軽水炉を抜粋して著者が作成（炉心損傷事故を起こしたThree Mile Island2号機は除外）

※ 経済性を理由に操業停止していたが、再稼働を検討中（2024年12月時点）。

⁶ 即時解体（操業停止から間を置くことなく原子炉の解体を行う方式）、遅延解体（操業停止後、一定期間を空けてから解体を行う方式）、遮蔽隔離（コンクリート等で隔離し、ライセンス終了が許可される水準まで放射能が減衰するのを待つ方式）などがある。

⁷ 遅延解体は、「deferred dismantling」の訳語として多くの文献で用いられており、本稿でもそれに倣った。しかし、遅延という単語には、「予定されていた期日に遅れる」という否定的な意味が含まれていることを考慮すると、自らの意思で期日を延長させるという意味を含めるという観点から、「繰延解体」のような訳語の方が妥当ではないかと考える。

2.2.2. 廃棄物処分

原子力発電事業に伴う放射性廃棄物は、放射線レベルに応じて、高レベル放射性廃棄物（HLW）と低レベル放射性廃棄物（LLW）にわけられる。米国では使用済燃料の再処理は行っていないため、HLWには使用済燃料が含まれる。LLWについては、クラスA～C及びクラスC超（Greater-than-Class C : GTCC）の4つに分類されている⁸。放射線レベルはクラスAが最も低く、GTCCが最も高い。クラスに応じて処分場の要件等が異なり、特にGTCCについては、他の3つのクラスとは区別して扱われている。

2024年12月現在、米国内で稼働している放射性廃棄物の処分場は4か所（South Carolina州Barnwell、Washington州Richland、Utah州Clive、Texas州Andrews）あり、いずれもクラスA～CのLLWの処分を行っている。HLWとGTCCについては、まだ処分場が決まっていない⁹。

3. バックエンド事業の資金確保の枠組

第3章では、米国におけるバックエンド事業の資金確保について、責任主体と枠組を整理した上で、廃止措置信託基金の仕組みを概観する。

3.1. 資金確保の責任主体と枠組

バックエンド事業のうち、廃止措置については、原子力発電所のライセンス保有者が、廃止措置の実施及び資金確保の責任を負っている。ライセンス保有者は、廃止措置を完了させなければライセンスを終了することはできない¹⁰。また、ライセンス保有者は、廃止措置のための資金確保の見通しについて、ライセンス申請の時点から、報告することが求められる¹¹。この報告は10 CFR 50.75「廃止措置計画に関する報告と記録管理」に基づいて行われる。10 CFR 50.75は、廃止措置に関する資金確保の要件¹²について定めたものであり、廃止措置信託基金の仕組みを理解する上でも重要な規則である（3.3以降でも規則の番号を用いて適宜参照する）。ただし、ライセンス保有者の能力不足によって公衆の健康と安全が脅かされた場合には、連邦政府が廃止措置の責任を負う¹³。

一方、廃棄物処分については、HLWとGTCCは連邦政府が、GTCC以外のLLWは州政府が、それぞれ処分

⁸ 放射性廃棄物の陸地処分（land disposal）のライセンス要件に関する規則である 10 CFR 61 に基づく。CFR は、Code of Federal Regulations の略称であり、連邦規則集と訳される。日本の政省令に相当。

⁹ 原環センター（2024）によれば、HLW 処分場を巡るこれまでの経緯は以下の通りである。

- ▶ 1987 年修正放射性廃棄物政策法（Nuclear Waste Policy Act : NWPA）では、Nevada 州の Yucca Mountain を HLW 処分場開発のサイトとして承認すると定められた。
- ▶ 民主党オバマ政権は、Yucca Mountain 計画を中止する方針とし、代替案を検討した。
- ▶ 共和党トランプ政権は当初、Yucca Mountain 計画を継続する方針だったが、計画が進まないため、代替の解決策を開発する方針への転換を図った。
- ▶ 民主党バイデン政権は、処分方針を決定するに至らなかった。

¹⁰ ライセンス保有者は、ライセンスを終了させるまでの間、NRC 規則（原子力発電所のライセンスや認証等に関する規則である 10 CFR 52 等）に従う必要があり、ライセンスを終了させるまでの過程には廃止措置も含まれる。ただし、ライセンス移転によって、原子力発電事業者から専門の廃止措置事業者に移転することも可能である（廃止措置のための資金が十分に確保され、事業として成立することが前提）。

¹¹ 10 CFR 50.33 (k) (1) 参照。

¹² 原文は"requirements for indicating to NRC how a licensee will provide reasonable assurance that funds will be available for the decommissioning process"。

¹³ 原子力法（Atomic Energy Act）の規定に基づく（NRC（2000）参照）。

場の立地・運営の責任を負っている¹⁴。ライセンス保有者は、廃棄物処分の実施の責任は負っていないが、資金確保の責任を負う¹⁵。

資金確保の枠組みは2つに大別される。1つ目は「放射性廃棄物基金」である。HLWとGTCCの処分の資金を管理・運用するために財務省に設置されており、ライセンス保有者は一定額(1kWh当たり1ミル¹⁶)を拠出する。2つ目は「廃止措置信託基金」である。廃止措置とLLW処分の資金を管理・運用するために、ライセンス保有者が設置している。

表2に、米国におけるバックエンド事業の責任主体と資金確保の枠組をまとめた。以下、本稿では「廃止措置信託基金」に焦点をあてる。

表2 米国におけるバックエンド事業の責任主体と資金確保の枠組

	責任主体		資金確保の枠組み
	実施・立地	資金確保	
高レベル放射性廃棄物 (HLW)	連邦政府	ライセンス保有者 [*]	放射性廃棄物基金 (NWF)
低レベル放射性 廃棄物 (LLW)	GTCC	連邦政府	
	GTCC以外	州政府	ライセンス保有者
廃止措置	ライセンス保有者	ライセンス保有者	廃止措置信託基金

^{*} ライセンス保有者は1982年修正放射性廃棄物政策法に基づいた一定額(1kWh当たり1ミル)を拠出する。その後の基金の管理・運用は連邦政府(財務省)が行う。

3.2. 廃止措置信託基金とは

廃止措置信託基金は、ライセンス保有者によって、原子炉ごとに設置されている。同基金のために専用の口座が設けられ、ライセンス保有者ではない外部の主体が管理・運用している (NEI, 2015)。

一般的に、バックエンド事業の資金の蓄積方法は、以下の3種に大別できる。米国の廃止措置信託基金は、下記(3)の外部分離型に該当する。

- (1) 内部一体型：ライセンス保有者の内部に確保され、目的外の使用ができないように分離されていない
- (2) 内部分離型：ライセンス保有者の内部に確保されるが、目的外の使用が認められない
- (3) 外部分離型：ライセンス保有者の外部に確保され、他の主体が管理する(目的外の使用は当然認められない)

過去には、上記(1)の内部一体型による確保が認められていた。しかし、1988年の規則改正によって、内部一体型は認められなくなった。規則改正時の議論では、内部一体型による資金確保を認めない理由として、「原子力発電所の新設や事故処理等の他の用途へ流用される可能性があること」、「将来的な事業の不安定化や債務超過の可能性があり、廃止措置のために必要な資金を確保しきれない可能性があること」、

¹⁴ 1980年 LLW 政策法 (Low-Level Radioactive Waste Policy Act) によれば、州内の商業用施設で発生した LLW の処分については、各州が責任を有する。処分責任を有する州は、協定を結んで処分場の共同利用をすることが可能である。1985年修正 LLW 政策法によって、処分場のない各協定州に新規処分場開発の促進を要求する条件で、新規処分場が開発されるまでの間は、暫定的に既存の処分場の利用を許可することとなった。1985年修正 LLW 政策法では、GTCC については連邦政府が処分責任を有し、NRC の許可を受けた施設で DOE が処分すべきことになっている。2024年12月現在において稼働中の LLW 処分場は2.2で述べた4か所のみであり、各処分場は、立地されている州の他に、LLW 処分場に関する州間協定 (Compact) を結んだ州からの LLW も受け入れている。LLW 処分場の詳細については NRC ウェブサイト (<https://www.nrc.gov/waste/llw-disposal/licensing/locations.html> 最終閲覧日：2024年12月26日)を、州間協定については NRC ウェブサイト (<https://www.nrc.gov/waste/llw-disposal/licensing/compacts.html> 最終閲覧日：2024年12月26日)をそれぞれ参照。

¹⁵ 使用済燃料を含む HLW の処分費用について、1982年 NWPA の規定に基づき、DOE は、放射性廃棄物基金へのライセンス保有者の拠出金の支払い、DOE の使用済燃料の引取り義務 (1998年開始) に係る契約を締結した (澁谷, 2020)。GTCC については、ライセンス保有者と政府との訴訟によって、廃止措置の過程で生じる GTCC は標準契約 (Standard Contract) の条項の対象となる HLW であると決定された (Yankee Atomic Electric Co. v. U.S., 536 F. 3d 1268 (Fed. Cir. 2008) and Pacific Gas & Electric Co. v. U.S.; 536 F. 3d 1282 (Fed. Cir. 2008))。標準契約とは、10 CFR 961 で規定されている、使用済燃料と HLW の引き渡しの際にライセンス保有者が DOE との間で結ぶ契約のことを指す (DOE, 2017)。したがって、GTCC の処分費用は、放射性廃棄物基金から支出されることになる。LLW については、バックエンド事業の費用項目に LLW の処分に関するものが含まれている (NRC, 2011a)。

¹⁶ 1ミルは0.001ドル(0.1セント)のこと。

「外部基金を活用しないことによって、廃止措置費用は将来世代ではなく現在の受益者が負担すべきであるという懸念に込えていない」という3点が挙げられていた¹⁷。

3.3. 廃止措置信託基金に対する資金の充足方法

廃止措置信託基金は、あくまでも資金確保のための「箱」であり、そこに資金を充足していかなければならない。NRCは、10 CFR 50.75の中で、原子力発電所のライセンス保有者が廃止措置に関する財務的な保証（financial assurance）を提供する方法として、以下の3つを規定している¹⁸。

- (1) 前払（Prepayment）：操業開始時に、廃止措置費用を支払うのに十分な資金を口座に預ける。
- (2) 外部減債基金（External sinking fund）¹⁹：定期的に、口座に資金を拠出する。
- (3) 保証方法、保険または他の保証方法（A surety method, insurance or other guarantee method）：親会社²⁰等が資金の拠出を保証する²¹。

このうち、(1)前払及び(2)外部減債基金の場合、利益控除（earnings credit）も含めることができる。利益控除とは、積み立てた資金の運用による利益を廃止措置信託基金の残高に加算することを意味する。前払や外部減債基金によって拠出された資金を「元本」とするならば、利益控除は「運用益」にあたる。

原子力発電所のライセンス保有者は、上記3つの方法（利益控除を含む）を適宜組み合わせ、資金を確保する。

3.4. 資金確保の状況の報告とレビュー

10 CFR 50.75に基づき、ライセンス保有者は、資金確保の状況について、2年ごとに²²、NRCに報告しなければならない²³。ライセンス保有者による報告は「廃止措置資金状況報告書（Decommissioning Funding Status Report）」と呼ばれる。廃止措置資金状況報告書には、その時点での資金確保の状況に加えて、資金確保の目標額（詳しくは4.1参照）や、廃止措置完了までの資金確保の見通しなどが含まれる。

NRCのスタッフは、ライセンス保有者が提出した廃止措置資金状況報告書のレビューを行う。この際、ライセンス保有者に対して、資金不足の懸念を指摘することもある。指摘を受けたライセンス保有者は、資金不足の懸念を解消するための解決策を講じる。その解決策について、NRCはさらにレビューを行い、資金不足が懸念される状況が継続しないように努めている。NRCは、レビューを踏まえて、全ての原子炉の廃止措置信託基金の充足状況をまとめたサマリーレポートを公表している。

以下、本稿では、ライセンス保有者が提出する廃止措置資金状況報告書を「DFSレポート」、NRCが公表するサマリーレポートを「DFSサマリー」と呼ぶ。

4. 廃止措置信託基金の運用の実態

第4章では、廃止措置信託基金の運用について、特に資金確保の目標額と基金の充足状況に焦点をあてて、実態を明らかにする。

¹⁷ 米国官報（53 FR 24031）参照。

¹⁸ 10 CFR 50.75 (e) (1)参照。

¹⁹ 同じ基金（fund）という名称が用いられているため紛らわしいが、廃止措置信託基金と外部減債基金は同一の概念ではない。廃止措置信託基金は、原子炉単位で設けられる、資金を確保して運用するための口座を意味する。一方で、外部減債基金は、必要な資金を定期的に拠出する仕組みのことを指す。

²⁰ 米国では、各サイトを運営する会社の上に、親会社が存在する事例が見られる（例：電力会社（持株会社）を最上位の親会社として、その子会社が原子力発電事業を行い、さらにその子会社が各サイトの運営を行う）。各サイトを運営する子会社の経営状況が悪化したとしても、バックエンド事業に必要な資金が不足しないように、親会社が適切に関与することが求められる。

²¹ 保証方法は、保証書（surety bond）、信用状（letter of credit）、または信用枠（line of credit）の形をとることができる。

²² 操業停止予定日から5年以内の原子炉、（ライセンス期間終了前に）操業停止予定日の5年以内に閉鎖するような状況の変化があった原子炉、（ライセンス期間終了前に）すでに閉鎖された原子炉、合併または買収に関連している原子炉については、ライセンス保有者は、毎年、NRCに報告しなければならない。

²³ 10 CFR 50.75 (f) (1)参照。

4.1. 資金確保の目標額

10 CFR 50.75 では、「廃止措置に必要な最低限の金額 (minimum amounts required to demonstrate reasonable assurance of funds for decommissioning)」と「補正係数 (adjustment factor)」を規定している²⁴。「廃止措置に必要な最低限の金額」は、1986 年時点の費用見積に基づく²⁵。「補正係数」は 1986 年以降のインフレ等を反映するためのもので、ライセンス保有者は、両者を掛け合わせることで、原子炉ごとに資金確保の目標額を算出し、DFS レポートの中で報告する。

「廃止措置に必要な最低限の金額」は、炉型 (PWR/BWR) と熱出力によって異なる (表 3)。1,200 MWt 未満と 3,400 MWt 以上はそれぞれ一定、その間は熱出力に比例する形となっている。PWR に比べて BWR の金額の方が大きいのは、放射性を帯びた大型機器の量の違いなどに起因すると考えられる。

表3 廃止措置に必要な最低限の金額 (1986年時点) (百万ドル)

熱出力	PWR	BWR
3,400MWt以上	105	135
1,200~3,400MWt未満	75+0.0088P	104+0.009P
1,200MWt未満	85.56	114.8

※1 Pは熱出力 (MWt)

※2 「1,200 MWt未満」の値は、Pを1,200とした場合の値

補正係数は、3つの費用 (労働、エネルギー、廃棄物処分) に関するエスカレーション係数を用いて算出する (式①)。

$$\text{補正係数} = 0.65L + 0.13E + 0.22B \quad \text{式①}$$

L : 労働費のエスカレーション係数

E : エネルギー費のエスカレーション係数

B : 廃棄物処分費のエスカレーション係数

3つのエスカレーション係数のうち、L (労働) と E (エネルギー) については、労働省の労働統計局が発行する地域データが根拠となる。一方、B (廃棄物処分) については、NRC が発行する「廃棄物処分の費用に関するレポート (Report on Waste Burial Charges)」が参照される²⁶。NRCのレポートには文書番号 (NUREG-1307) が付与されており、定期的に更新されている。2024年12月現在、NUREG-1307の最新版は、2023年2月に発行された改訂19版 (NRC, 2023b) である。

NUREG-1307は、「廃棄物処分の費用」と題し、B (廃棄物処分費用のエスカレーション係数) の算定を主眼としている。しかし、最新版 (改訂19版) では、他の2つのエスカレーション係数 (L・E)、補正係数の定数 (0.65, 0.13, 0.22) の由来、1986年時点の費用見積の根拠などについても記述しており、目標額の算出に必要な情報が網羅的に掲載されている。3つのエスカレーション係数について、NUREG-1307改訂19版では、いずれも複数の値を示している。値が1つに定まらない主な理由は、炉型や地域の違いを考慮しているためである²⁷。

なお、目標額の算出方法について、米国の行政機関の規制等をチェックする役割を担う政府説明責任局 (Government Accountability Office : GAO) の報告書において、見直しを促す勧告が示されたこともあった (GAO, 2012)。しかし、これまでのところ、補正係数は定期的に見直されているが、算出方法自体の変更

²⁴ 10 CFR 50.75 (c) 参照。

²⁵ 費用見積の根拠等については NRC (2023b) 参照。この費用見積には廃止措置の過程で生じる放射性廃棄物 (LLW) の処分も含まれる (NRC, 2011a)。

²⁶ 10 CFR 50.75 (c) (2) 参照。

²⁷ 炉型の違いは、E (エネルギー) と B (廃棄物処分) に影響する。E は、電気代 (サイト内の廃止措置作業用) と燃料費 (輸送・重機用) の合算だが、PWR と BWR では両者の比率が異なる。B は、PWR と BWR では発生する廃棄物の内容が異なることによる。地域の違いは、L (労働) と B (廃棄物処分) に反映されている。L は 4 地域 (北東部・南部・中西部・西部)、B は 4 つの LLW 処分場ごとに、それぞれ値が異なる。

はない。また、DFSレポートの提出時（2年毎）には、通常は、表3及び式①によって算出した目標額を記載するが、より詳細な費用見積（Site-Specific Cost Estimation：SSCE）が必要なタイミングもある。SSCEが行われる主な時期・段階には以下のようなものがある（NRC, 2000）。

- ライセンス取得時
- 操業停止予定の5年前
- 停止後廃止措置活動報告書（Post-Shutdown Decommissioning Activities Report：PSDAR）提出時
- 操業停止から2年後
- ライセンス終了予定の2年前

4.2. 資金充足方法の制約

3.3では、廃止措置信託基金に対する資金の充足方法（財務的な保証を提供する方法）として、前払、外部減債基金、保証方法の3つ（前二者は利益控除を含む）があることを紹介した。しかし実際には、一部の原子炉については、財務的な保証の選択肢（外部減債基金の使用可否）と利益率に制限がある。

4.2.1. 原子炉のカテゴリ分類

米国において、原子炉のライセンス保有者は、「公益事業者（utility）」と「マーチャント事業者（merchant）」の2つに大別される。両者は、廃止措置に必要な資金を規制料金や迂回不能料金（non-bypassable charges）²⁸等によって回収できるか、という点で違いがある（NRC, 2023c）。

公益事業者は、発電にかかる費用を規制料金で回収している事業者²⁹を指し、廃止措置に必要な資金も規制料金や迂回不能料金等によって回収することができる。一方、マーチャント事業者は、発電した電力を自由化された電力市場で販売している事業者であり、廃止措置に必要な資金について規制料金や迂回不能料金での回収はできない。

各原子炉は、上記のライセンス保有者の区別を踏まえ、以下の3つのカテゴリに分類される（NRC, 2023c）。

- カテゴリ1：全てのライセンス保有者が「公益事業者」
- カテゴリ2：全てのライセンス保有者が「マーチャント事業者」
- カテゴリ2H：ライセンス保有者の中に「公益事業者」と「マーチャント事業者」が混在（hybrid）

廃止措置に必要な資金について、カテゴリ1の原子炉では規制料金や迂回不能料金等で回収できるのに対して、カテゴリ2の原子炉ではそれができない。両者のハイブリッドであるカテゴリ2Hの原子炉では、廃止措置に必要な資金の一部（公益事業者に該当する事業者の所有分）のみ、規制料金等によって回収できる。カテゴリ2Hの例として、Seabrookのライセンス保有者の分類と出資割合をまとめたものを表4に示す。

表4 Seabrook（カテゴリ2Hの原子炉の例）のライセンス保有者と出資割合

ライセンス保有者	事業者の種類	出資割合
NextEra Energy Seabrook, LLC	マーチャント事業者	88.23%
Hudson Light and Power Dept.	公益事業者	0.08%
Massachusetts Municipal Wholesale Electric Company	公益事業者	11.59%
Taunton Municipal Lighting Plant	公益事業者	0.10%

出典：Seabrookの2010年DFSレポートを基に著者が作成

本稿では、議論が煩雑になることを避けるために、主としてカテゴリ1とカテゴリ2に着目し、両者のハイブリッドであるカテゴリ2Hについては必要な場合のみ言及することとする。

4.2.2. 財務的保証の選択肢に関する制限

3.3で示した財務的な保証に関する3つの方法のうち、外部減債基金については、原子炉のカテゴリによ

²⁸ 関連する個人や企業が（選択の余地なく）支払うことを求められる料金（例えば託送料金）のことを指す。

²⁹ 10 CFR 50.2 の“Electric Utility”の項を参照。

って使用の可否が変わる。

カテゴリ1の原子炉（廃止措置に必要な資金を規制料金等によって回収できる）は、外部減債基金を用いることができる（NRC, 2023c）。そのため、年次拠出の形で廃止措置信託基金の資金に組み入れることができる。一方で、カテゴリ2の原子炉（廃止措置に必要な資金を規制料金等によって回収できない）は、外部減債基金を用いることができない（NRC, 2023c）。したがって、カテゴリ2の原子炉については、廃止措置信託基金に対する年次拠出が認められず、前払や親会社からの信用状等が必要になる。

ただし、これまでのところ、操業開始時からカテゴリ2であった原子炉は存在しない。2.1で述べたように、米国の電力市場は、元来は全て規制下にあったが、1990年代以降に自由化が進められた経緯がある。また、自由化の進展後に操業を開始した原子炉（Watts Bar 1・2号機やVogtle 3・4号機）は、いずれもカテゴリ1である。したがって、2024年12月時点において、全てのカテゴリ2の原子炉は、操業開始時点ではカテゴリ1であり、自由化の進展によってカテゴリ2に変わったものである。これはすなわち、カテゴリ2に変わるまでの間は、廃止措置に必要な資金を規制料金等で回収し、年次拠出（外部減債基金）の形で廃止措置信託基金を充足してきたことを意味している。そのため、年次拠出が認められないカテゴリ2の原子炉であっても、ゼロからのスタートではなく、カテゴリ1であった期間に廃止措置信託基金に充足した分が「元本」となっている。

4.2.3. 利益率の違い

廃止措置信託基金は、4.1で述べた費用見積（目標）に向かって将来的な資金不足が生じないように、ある程度のリスクを取った上で、運用されている。しかし、原子炉のカテゴリごとに、利益率の想定には違いがある。

廃止措置信託基金の運用について、以前は、米国債、州債、銀行や信用組合の定期預金等のような元本保証型のもの（適格投資（qualified investments））であることが求められていた³⁰。しかし、元本保証型のもののみでは、将来のインフレのリスクに対応できない等のライセンス保有者等からの批判があったことから、適格投資よりも幅広く認められるように、1995年に、原子力発電所の廃止措置信託基金の管理に関するFERCの規則（18 CFR 35.32）が改正された³¹。この規則改正により、廃止措置信託基金の運用に「慎重な投資家標準³²（prudent investor standard）」が取り入れられ、株式等のリスクの高い投資もできるようになった³³。

投資先の選択の幅が広がったことによって、全ての原子炉の廃止措置信託基金において、ある程度のリスクを取った運用がなされており、それはDFSレポートにおける利益率の想定に表れている。DFSレポートには、廃止措置信託基金の収益率（Rate of Return on Earnings）、インフレ率（Escalation Rate）、実質利益率（Real Rate of Return）の想定が記載されている。実質利益率は、収益率とインフレ率の差分である。

NRC（2023c）によると、実質利益率について、カテゴリ1の原子炉に対しては「平均2～6%」を認めている³⁴が、カテゴリ2の原子炉には「最大2%」に制限している³⁵。ただし、カテゴリ1の原子炉であっても、実質利益率の想定が2%を超える場合は、当該発電所の公益事業委員会（Public Utility Commission）が検証（verify）すべきであるとされており、ライセンス保有者の一存では決められない。

³⁰ 1972年に制定された塵肺給付法（Black Lung Benefits Act）において、給付金の原資となる基金の投資先が米国債、州債、銀行や信用組合の定期預金等に限定されていたことから、このような適格投資への投資先の限定は塵肺限定（Black Lung Restriction）とも呼ばれる。

³¹ 米国官報（60 FR 34109）参照。

³² 慎重な投資家には、「合理的な注意、技術及び慎重さを実践し、信託に合理的に適したリスクとリターンの目標を組み込んだ投資戦略の下での分散投資を行う」ことが求められる（ALI, 1992）。

³³ なお、自由化の進展によって、マーチャント発電所への変更申請を行った原子炉が複数見られるようになった。これらの原子炉はFERCの規制対象外であることから、NRCは、そうした発電所に対しても、「慎重な投資家標準」が適用されるよう、2002年に10 CFR 50.75(h)(1)を追加した（NEI, 2016）。

³⁴ NRCスタッフによるレビューの際の確認事項として「平均2～6%の範囲であること」が定められている。

³⁵ 厳密には、マーチャント事業者に認められる実質利益率を最大2%に制限している（10 CFR 50.75(e)(1)）。したがって、カテゴリ2の原子炉では最大2%だが、カテゴリ2Hの原子炉では2%を上回ることもある。

4.3. 実際の目標額と充足の状況

本節では、NRCが公表しているDFSサマリー（3.4参照）を基に、廃止措置信託基金の目標額や資金充足の状況について分析する。2024年12月現在、NRCのウェブサイトには2007年以降のDFSサマリーが公開されており³⁶、入手可能な最新のDFSサマリーは2023年度版（NRC, 2023a）である。以下、NRC（2023a）を2023年DFSサマリーと呼ぶ。DFSサマリーには、原子炉ごとの基金の状況をまとめた一覧表が付属している。この一覧表は「サマリーテーブル（Summary Table）」と呼ばれる。2023年のサマリーテーブルでは、全ての原子炉について、5項目（目標額、現在の積立額、操業停止予定日、残存する運転期間（年）、廃止措置前までの積立見込額）の情報が掲載されている。

4.3.1. 実際の目標額

表5・6は、2023年のサマリーテーブルを基に、原子炉ごとの実際の目標額を、炉型（PWR/BWR）別にまとめたものである。これを見ると、PWRは5～6億ドル程度、BWRは6.5～7.5億ドル程度となっている原子炉が大半であることがわかる（PWRは62基中54基、BWRは31基中28基が該当）。1986年時点の費用見積（熱出力が3,400MWt以上の場合、PWRが1.05億ドル、BWRが1.3億ドル）と比べると、5倍以上に膨らんでいる。

表5 実際の目標額（PWR）（2022年ドル価値）

目標額の範囲	基数	内訳	熱出力	目標額
5億ドル未満	6	Comanche Peak（1・2号機）	3,458 MWt	4.07億ドル
		South Texas（1・2号機）	3,853 MWt	4.07億ドル
		Prairie Island（1・2号機）	1,677 MWt	4.96億ドル
5億ドル以上 5.5億ドル未満	19			
5.5億ドル以上 6億ドル未満	30			
6億ドル以上	7	Millstone	3,411 MWt	6.03億ドル
		Salem（1・2号機）	3,459 MWt	6.03億ドル
		Davis-Besse	2,817 MWt	7.51億ドル
		Beaver Valley	2,900 MWt	8.72億ドル
		Diablo Canyon（2号機）	3,411 MWt	12.1億ドル
		Diablo Canyon（1号機）	3,411 MWt	13.2億ドル

出典：2023年DFSサマリー（NRC, 2023a）を基に著者が作成

表6 実際の目標額（BWR）（2022年ドル価値）

目標額の範囲	基数	内訳	熱出力	目標額
6.5億ドル未満	2	Monticello	1,775 MWt	6.38億ドル
		Nine Mile Point	1,850 MWt	6.48億ドル
6.5億ドル以上 7億ドル未満	14			
7億ドル以上 7.5億ドル未満	11			
7.5億ドル以上	4	Cooper	2,419 MWt	7.52億ドル
		Hope Creek（1号機）	3,840 MWt	8.22億ドル
		Perry（1号機）	3,758 MWt	10.0億ドル
		Fermi（2号機）	3,430 MWt	13.5億ドル

出典：2023年DFSサマリー（NRC, 2023a）を基に著者が作成

³⁶ NRCのウェブサイト（<https://www.nrc.gov/waste/decommissioning/finan-assur/bi-decom-reports.html> 最終閲覧日：2024年12月26日）参照。

4.3.2. 充足の状況

2023年DFSサマリーによれば、運転中の原子炉（93基³⁷）及び廃止措置中の26基の全てにおいて、将来の資金不足の懸念がない（NRC, 2023a）。しかし、過去には資金不足の懸念が生じたこともあった。表7は、2007～2023年のDFSサマリーに記載されていた、資金不足の懸念がある原子炉の数をまとめたものである。これを見ると、2008年の金融危機（いわゆるリーマン・ショック）後には、27基もの原子炉について資金不足の懸念が生じていたことがわかる³⁸。これは当時の米国の原子炉の総数（104基）の4分の1にあたる。その後しばらくは資金不足の懸念のある原子炉が複数ある状態が続いていたが、2017年にゼロに戻った。

表7 資金不足の懸念があった原子炉の数

原子炉の数	2007	2009	2010	2013	2015	2017	2019	2021	2023
総数	104	104	104	104	104	100	98	95	93
資金不足の懸念があった原子炉	0	27	5	4	3	0	0	0	0

出典：2007～2023年のDFSサマリーを基に著者が作成

表8は、2009年DFSサマリーを基に、金融危機直後の廃止措置信託基金の状況をまとめたものである。カテゴリ1とカテゴリ2を比べると、資金不足の懸念がある原子炉の数も、基金の減少幅も、カテゴリ2の方が大きかったことがわかる。

表8 金融危機直後（2008年12月31日時点）の廃止措置信託基金の状況

	原子炉のカテゴリ			全体
	1	2	2H	
原子炉の数	67	28	9	104
資金不足の懸念がない原子炉の数	58	12	7	77
資金不足の懸念がある原子炉の数	9	16	2	27
金融危機前と比べた基金の減少幅（平均）	11%	18%	15%	13%

出典：2009年DFSサマリーTable 1を基に著者が作成

4.4. 原子炉のカテゴリ別の特徴（2010年時点）

DFSサマリーに含まれる情報量は、年ごとに多少のばらつきがある。例えば、2007年や2023年などのDFSサマリーでは資金が充足されていることをごく簡潔に記しているのに対して、資金不足の懸念が生じていた2009年や2010年では、懸念の理由やその対応について詳しく記述している。またサマリーテーブルの項目の数も、2023年は5項目だが、最も情報量が多い2010年ではその倍以上、11項目の情報が開示されている（NRC, 2011b）。

2010年のサマリーテーブルにおいて、特に注目されるのが、原子炉のカテゴリが明記されていること、並びに、全ての原子炉について個別のDFSレポートの分析結果（文書番号）が公開されていることである。NRCの文書システム（ADAMS）上で、全ての原子炉のDFSレポートの内容が一般に公開されていることが確認できたのは2010年のみであり、他の年では確認できていない³⁹。2010年のみ全て公開されている理由は定かではないが、金融危機後の資金不足の懸念への対応を中心に社会的な関心が高かったことから、公開に至ったものと思われる。

³⁷ 2023年DFSサマリーをとりまとめる時点では、Vogtle3号機及び4号機は運転開始前であったため、2.1で述べた95基よりも2基少ない。

³⁸ 2009年DFSサマリーの中で、NRCは、資金不足の懸念が生じたのは金融市場の低迷（poor financial market）だけが原因ではない、と説明している。具体的には、金融市場全体と比べると廃止措置信託基金の減少幅が小さかったこと、ライセンス保有者からの年次拠出が減少傾向にあったこと等を指摘している。年次拠出が減少傾向にあった理由としては、マーチャント事業者による保有が増えた（外部減債基金ではなく前払が増えた）、ライセンス更新が増えた（運転期間が長くなったことにより1年あたりの拠出額が減った）等が挙げられている（NRC, 2009）。

³⁹ 他の年においても、ADAMS上で確認できるDFSレポートはいくつか存在する。ただし、全ての原子炉についてDFSレポートの内容が公開されており、サマリーテーブルで一覧できるのは2010年のみである。

したがって、2010年DFSレポートは、情報としてはやや古いものの、個別の原子炉の廃止措置信託基金の状況を、詳細かつ網羅的に分析できる唯一のデータセットである。以下、2010年DFSレポートに基づき、原子炉のカテゴリ別に、基金の充足方法の特徴を検討する。

4.4.1. カテゴリ1の原子炉の状況

2010年時点で、カテゴリ1の原子炉は、操業停止までに目標額に達する見込みとなっている原子炉が大半（67基中65基）であり、操業停止に先立って年次拠出を停止する原子炉も少なくなかった（同35基）。一方で、操業停止後も拠出継続の見通しを示している原子炉は2基のみ⁴⁰であった。

実質利益率については、2%以下を想定しているものが30基であったのに対して、2%を超える水準を想定しているものは37基であった（表9）。このうち、実質利益率を2%と想定しているケースについては、収益率を6%、インフレ率として4%としている場合が多かった。

一方、2%を超える実質利益率を想定しているケースは、比較的低い水準（2.5～3.5%）を想定しているのが10基、比較的高い水準（5%以上）を想定しているのが6基、実質利益率の想定が一定ではない⁴¹ケースが21基あった。収益率とインフレ率の想定は様々である⁴²。

表9 カテゴリ1の原子炉の廃止措置信託基金の実質利益率と該当基数（2010年時点）

実質利益率	該当基数
2%未満	6
2%	24 ^{※1}
2～2.5%	0
2.5～3%	3
3～3.5%	7
3.5～4%	0
4～4.5%	0
4.5～5%	0
5%以上	6
一定ではない ^{※2}	21

※1 24基中15基については、利益率は変動する可能性があるという注釈が付いている。

※2 年によって異なる利益率を想定しているケースや、ライセンス保有者が複数おりそれぞれ異なる利益率を想定しているケース等。

出典：カテゴリ1の各原子炉の2010年DFSレポートを基に著者が作成

4.4.2. カテゴリ2の原子炉の状況

2010年時点で、カテゴリ2の原子炉27基のうち、12基については操業停止時点で資金が充足する見通しとなっていた。逆に言えば、カテゴリ2の原子炉の半数以上（15基）は、操業停止時点では資金が充足する見通しがなかった。そのうち13基については安全貯蔵期間（2.2.1参照）の運用益（利益控除）によって、残る2基については親会社の保証によって、資金を充足する見通しであった。

表10は、長期の安全貯蔵期間を見込んでいた13基について、操業停止と廃止措置完了の時期、及び安全

⁴⁰ 該当するのはBrown's Ferry1号機とColumbiaの2基である。詳細な事情・背景等は2010年DFSサマリーには記載されていないが、資金不足が生じないように、操業停止後も迂回不能料金を回収することを公益事業委員会が認めたものと推察される。

⁴¹ 実質利益率が一定ではない理由は、年によって異なる利益率を想定している、ライセンス保有者が複数おりそれぞれ異なる利益率を想定している等。

⁴² 例えば、Farley (Joseph M.)1号機では、7%という高い収益率を想定しているが、インフレ率として4.5%を想定しているため、実質利益率は2.5%である。これに対し、Prairie Island1号機では、収益率は6.3%であるが、インフレ率として2.89%を想定しているため、実質利益率はFarley (Joseph M.)1号機よりも高く、3.41%である。

貯蔵期間をまとめたものである⁴³。これを見ると、13基いずれも、操業停止から3年程度の準備期間を経て安全貯蔵に移行し、安全貯蔵を終えてから10年程度で廃止措置完了に至る計画であることがわかる。安全貯蔵期間は40～50年程度である。

表10 カテゴリー2の原子炉の安全貯蔵期間（2010年時点）

原子炉	操業停止	安全貯蔵		廃止措置完了
		期間※	年数	
Calvert Cliffs 1 号機	2034	2038-75	38	2084
Calvert Cliffs 2 号機	2034	2038-75	38	2084
Hope Creek	2026	2029-68	40	2075
Nine Mile Point 1 号機	2028	2031-72	42	2077
Ginna (Robert E.)	2028	2031-73	43	2078
Indian Point 3 号機	2015	2018-64	47	2073
Indian Point 2 号機	2013	2016-63	48	2073
Byron Station 2 号機	2026	2029-77	49	2087
Braidwood 1 号機	2026	2029-78	50	2089
Braidwood 2 号機	2027	2030-79	50	2089
Byron Station 1 号機	2024	2027-76	50	2087
LaSalle 1 号機	2022	2024-74	51	2084
Clinton	2026	2029-80	52	2089

※ 各原子炉の2010年DFSレポートにあるSAFSTOR ANALYSISの表において、年間の支出額がほぼ一定である期間

4.4.3. カテゴリー別の違い

カテゴリ1の原子炉では、必要な資金について規制料金等での回収が認められ、年次拋出の形で蓄積することができる。さらに、基金を運用する際の実質利益率についてもより高い水準（2～6%）を想定することが認められていることから、資金不足の懸念が生じにくくなっている。

一方、カテゴリ2の原子炉では、必要な資金について規制料金等での回収が認められておらず、年次拋出（外部減債基金の利用）ができない。加えて、実質利益率も2%に制限されているため、目標額に達するための期間が長期化せざるをえず、長期の安全貯蔵期間を想定する原子炉が少なくない。

そのため、NRCは、資金確保の状況の監視において、カテゴリ別に異なる着眼点を設定している。カテゴリ1について、基本的には、操業停止時点において、必要な資金が廃止措置信託基金に蓄積されるかを監視している。一方、カテゴリ2については、操業停止時点で必要な資金が確保されているかではなく、安全貯蔵期間における基金運用を含めて、廃止措置が完了するまでに廃止措置信託基金が枯渇しないことをライセンス保有者が示すことができているかを監視している。

5. 廃止措置信託基金の資金不足への備え

4.3.2で述べたように、2024年12月現在、廃止措置信託基金の状況は概ね健全である。しかし、過去には資金不足の懸念が生じたこともあり、将来、同様の事態に陥る可能性がないとは言えない。また、バックエンド事業とは無関係に、ライセンス保有者の経営が行き詰まる可能性もある。

第5章では、廃止措置信託基金という仕組みの中で、資金不足の可能性に対してどのように備えているの

⁴³ 各原子炉のDFSレポートにおいては、操業停止と廃止措置完了の時期は明記されているが、安全貯蔵期間は明示されていない。しかし、DFSレポートには「安全貯蔵分析（SAFSTOR ANALYSIS）」と題する表があり、操業停止から廃止措置完了までの期間について、廃止措置信託基金の推移（見込み）が示されている。この表では、1年ごとに、基金の総額（年始・年末）、年間の支出額、実質利益率が示されている。このうち「年間の支出額」に注目すると、操業停止直後の3年程度と廃止措置完了前の10年程度は比較的支出が大きい、その間に、年間の支出額がほぼ一定となっている期間がある。この「年間の支出額がほぼ一定である期間」を「安全貯蔵期間」と解釈した。

か、を考察する。具体的には、バックエンド事業に特有の不確実性がどのように考慮されているか、資金不足の懸念が生じた際にどのように対処しようとしているか、ライセンス保有者の経営破綻のリスクを規制当局がどのように捉えているのか、を論じ、今後の見通しを述べる。

5.1. バックエンド事業の不確実性の考慮

バックエンド事業は、長期にわたる事業であることから、インフレ等の諸要因に基づく不確実性は不可避免的に伴う。加えて、解体等の費用にどのくらいの幅があるか、処分場立地にどの程度の資金が必要か等、バックエンド事業に特有の不確実性もある。

廃止措置信託基金は、これらの不確実性を考慮した仕組みになっている⁴⁴。鍵となるのは、DFSレポートと、4.1で述べた補正係数である。補正係数（3つのエスカレーション係数）は、インフレや廃棄物処分にかかる費用の変動を踏まえて、規制当局によって定期的に見直される。ライセンス保有者は、2年に1度提出するDFSレポートの中で、補正係数を用いて廃止措置に必要な費用の上振れを定量化し、資金確保の目標額に反映している。

実際、廃止措置に必要な資金は、1986年時点の費用見積から5倍以上に上振れしている（4.3.1参照）。上振れ分を含めて、資金確保の責任はライセンス保有者にあるが、基金の運用が認められていること、インフレ率を考慮して実質利益率を設定していることにより、ある程度、上振れに対応できる形となっている。また、規制料金等を通じた費用回収が認められているカテゴリ1については、料金設定の際に上振れ分が反映される。

5.2. 資金不足の懸念への対応（2008年金融危機後の例）

4.3.2で述べた通り、2008年の金融危機後、米国の原子炉の約4分の1について、廃止措置信託基金の資金不足の懸念が生じた。資金不足の懸念がある原子炉の基数は、2010年以降は5基以下まで減少したものの、最終的にゼロになったのは2017年のことだった。本節では、2008年金融危機後の対応を例に、資金不足の懸念に対するライセンス保有者の対応とその傾向を明らかにする。

2009年以降のDFSサマリーには、資金不足の懸念が生じている（いた）原子炉と、ライセンス保有者の対応の概要がまとめられている。より具体的には、当該年に資金不足の懸念が確認された原子炉の状況と、以前のDFSサマリーで資金不足の懸念が指摘されていた原子炉のその後の状況について記載されている。

表11-A～Cは、2009年以降のDFSサマリーを基に、2008年金融危機後の対応状況をまとめたものである。表11-Aでは、資金不足の懸念の解決策について、表11-Bでは、2009年時点で資金不足の懸念があった原子炉（27基）に関する、2010年までの対応状況（解決策と該当する原子炉の数）について、表11-Cは、2010年以降に資金不足の懸念が指摘された原子炉に関する、解決までの経過について、それぞれまとめた。

資金不足の懸念の解決策は5つに分けられる（表11-A）。具体的には、①市場回復（Fund Balance Increase）、②規制料金の値上げ（Rate Relief）、③ライセンスの更新（License Renewal）、④安全貯蔵期間の利益控除（Earnings Credit through a Safe Storage Period）、⑤親会社の保証（Parent Company Guarantee）である。2008年金融危機後のライセンス保有者の対応は、これらのいずれか、或いは組合せである。

このうち、①市場回復は、ある時点では資金不足の懸念が生じていたものの、その後の金融市場の回復によって基金の残高が増加し、自然に解決したものである。したがって、解決策といっても、ライセンス保有者が能動的に選択できるものではない。ライセンス保有者の判断で実施可能なのは②～⑤である。

②規制料金の値上げは、解決策として最もわかりやすい。カテゴリ1の原子炉は、廃止措置に必要な資金を規制料金等で回収することができることから、必要な分だけ値上げを行い、廃止措置信託基金に年次拠出をすることで、資金不足の懸念を解消できる。2009年時点で資金不足の懸念が生じていたカテゴリ1の原子炉（9基）のうち、8基がこの解決策を選択している（表8及び表11-B）。ただし、値上げの可否と程度は、州の公益事業委員会の認可次第であることに留意が必要である。Limerick1号機（ライセンス保有者はExelon Generation Company）の例では、規制料金の値上げと合わせて、⑤親会社の保証も行われた（表11-C）。

⁴⁴ 本稿の主題ではないが、HLW 及び GTCC の処分については、不確実性への備えは連邦政府が担っている。

③ライセンスの更新は、必ずしも廃止措置のための資金確保を目的として行われるものではないが、結果として資金不足の懸念の解消に繋がる。ただし、原子炉のカテゴリによって意味合いは異なる。カテゴリ1の原子炉（例えばPrairie Island1号機、表11-C）にとっては、規制料金等で回収できる（廃止措置信託基金に年次拠出できる）期間が延びるとともに、基金の運用による利益控除（運用益）を得られる期間も延びる。一方、カテゴリ2の原子炉にとっては、あくまでも基金の運用の期間が延びるだけであり、カテゴリ1の原子炉と比べるとインパクトは小さい。

④安全貯蔵期間の利益控除は、4.4.2で述べた通り、カテゴリ2の原子炉に特徴的に見られる。2009年時に資金不足の懸念があった原子炉のうち、12基がこの解決策を選択している（うち3基は⑤親会社の保証との組合せ）。12基の全て、乃至ほとんどは、カテゴリ2（または2H）の原子炉だと考えられる⁴⁵。

⑤親会社の保証は、文字通り、資金の不足分について親会社が肩代わりするものである。これだけで解決する場合もあれば、他の解決策と組み合わせられることもある。Braidwood 1・2号機及びByron2号機（ライセンス保有者はいずれもExelon Generation Company）の場合、2015年時点では⑤親会社の保証が予定されていたが、その後ライセンスが更新されたことにより、親会社が保証を行うことなく、資金不足の懸念が解消された（表11-C）。

2008年金融危機後の対応においては、カテゴリ1の原子炉については②規制料金の値上げが、カテゴリ2の原子炉については④安全貯蔵期間の利益控除が、それぞれ最も多く見られた解決策であった。

⁴⁵ 2009年時に資金不足の懸念が生じていた原子炉（27基）について、個別の原子炉の名称やカテゴリは公開されていない。しかし、カテゴリ1の原子炉（9基）のうち8基が②規制料金の値上げによって解決したことから、残る原子炉の大半はカテゴリ2（または2H）だと推測できる。

表11 2008年金融危機後の対応状況

A：資金不足の懸念の解決策

資金不足の懸念の解決策	内容
①市場回復 (Fund Balance Increase)	金融市場の回復によって、基金の残高が増え、資金不足の懸念が解消
②規制料金の値上げ (Rate Relief)	費用回収のため規制料金を値上げ (ただし、公益事業委員会の認可が必要)
③ライセンスの更新 (License Renewal)	ライセンス更新によって、規制料金等による費用回収 (カテゴリ 1 のみ) や利益控除ができる期間を増やす
④安全貯蔵期間の利益控除 (Earnings Credit through a Safe Storage Period)	安全貯蔵期間を設ける (或いは長期化する) ことにより、利益控除ができる期間を増やす
⑤親会社の保証 (Parent Company Guarantee)	親会社の保証により、資金を充足

B：2010年までの対応状況 (2009年時に資金不足の懸念が生じていた原子炉)

解決策	① 市場回復	② 規制料金の 値上げ	③ ライセンスの 更新	④ 安全貯蔵期間 の利益控除	⑤ 親会社の保証
該当基数 ^{※1}	4	8 ^{※2}	1 ^{※3}	12 ^{※3}	1 (4) ^{※4}

※1 2009年時に資金不足の懸念が生じていた原子炉について、個別の原子炉の名称やカテゴリは公開されていない。

※2 「必要に応じて規制料金値上げを検討する」との方針を示した原子炉がもう1基あったが、表中では除外。

※3 ③ (1基) 及び④の一部 (12基のうち3基) は、⑤親会社からの保証もあわせて実施。

※4 ⑤親会社の保証のみで懸念を解決した基数。カッコ内は他の施策と合わせて解決した基数。

C：2010年以降の対応状況 (2010年以降に資金不足の懸念が生じていた原子炉)

原子炉	ライセンス 保有者	カテゴリ	2010年	2013年	2015年	2017年
Prairie Island1号機	Xcel Energy	1	③	—	—	—
Limerick1号機	Exelon Generation Company	1	解決策を示さず	②+⑤	—	—
Palisades	Entergy Nuclear Operations	2	①	①	—	—
Beaver Valley1号機	FENGenCo	2	⑤	⑤ ^{※2}	—	—
Perry	FENGenCo ^{※1}	2	⑤	⑤ ^{※2}	—	—
Point Beach2号機	NextEra	2	—	①	—	—
Braidwood 1号機	Exelon Generation Company	2	—	—	⑤	③ ^{※3}
Braidwood 2号機	Exelon Generation Company	2	—	—	⑤	③ ^{※3}
Byron2号機	Exelon Generation Company	2	—	—	⑤	③ ^{※3}

※1 FENGenCoが87.42%を所有。残り12.58%はOhio Edison Companyが所有。

※2 保証額を増額

※3 2015年DFSレポート提出後にライセンス更新がなされた結果、資金不足の懸念が解消。

出典：表11-Aから11-Cは、2009～2017年DFSサマリーを基に著者が作成

5.3. ライセンス保有者の経営破綻に対するNRCの見解

資金不足の懸念は、インフレや廃棄物処分費用の上振れ、金融市場の混乱だけでなく、バックエンド事業とは無関係の経営破綻等によっても生じ得る (Lordan-Perret et al., 2021)。もしライセンス保有者が経営破綻し、支払不能に陥った場合に、廃止措置のために必要な資金を誰が提供するのか。この疑問に対して、NRCのウェブサイト⁴⁶には、NRCスタッフによる回答が掲載されている。回答自体が作成されたのは2000年、今から四半世紀前のことだが、現在も当時のまま掲載されていることから、NRCの考え方に大きな変化はないと考えられる。やや長くなるが、米国の規制当局の考えを理解する一助となることから、全文⁴⁷を紹介したい。

「原子力法には、ライセンス保有者側の能力不足によって、公衆の健康と安全が脅かされた場合、連邦政府が廃止措置の責任を負う、という規定がある。

倒産 (bankruptcy) は、必ずしも発電所のライセンス保有者が解体 (liquidate) されることを意味しない。これまでのところ、倒産した原子炉事業者に関するNRCの経験では、当該事業者は、解体 (liquidation) ではなく再編 (reorganization) のために、破産法第11章の適用を申請している (例えば、Public Service Company of New Hampshire、El Paso Electric Company、Cajun Electric Cooperative)。これらの事例では、倒産したライセンス保有者は、社債保有者や株主が損失 (しばしば深刻な損失) を被ったにもかかわらず、安全な運転と廃止措置のために十分な資金を提供し続けてきた。公益事業者は通常、排他的なフランチャイズ地域において、必要不可欠なサービスを提供していることを踏まえると、NRCスタッフは、発電所のライセンス保有者が万が一解体される事態に陥ったとしても、NRCが直接介入することなく、当該サービス地域や義務 (廃止措置を含む) が別の事業者を引き継がれる、と信じている。」

すなわち、原子力法の規定に基づくと、最終的には連邦政府が廃止措置の責任を負うことになるものの、これまでの事例から見て、別の事業者を引き継がれ、政府の出番はないだろうという見解である。これを踏まえると、相当のことがない限り、廃止措置信託基金という制度、特に、ライセンス保有者が資金確保の責任を負い、規制当局が状況の監視を行うという役割分担は揺らがないと思われる。

5.4. 今後の見通し

廃止措置信託基金という仕組みは、廃止措置に必要な資金の確保について、規制当局 (NRC) が枠組 (目標額の算出、充足方法の選択肢、利益率の範囲など) を定めつつも、具体的なやり方については、ライセンス保有者に対して一定の自由度が与えられていることが特徴である (3.3、4.1及び4.2参照)。ライセンス保有者は、定期的な報告とレビューのプロセスを通じて規制当局ともコミュニケーションを図りながら、廃止措置信託基金の運用を行っている (3.4参照)。

4.3及び5.2で見てきた通り、廃止措置信託基金の運用も、資金不足の懸念が生じた際の対応も、いずれも多様である。しかし、資金不足の懸念を解消するための解決策は、無限に存在するわけではない。2008年金融危機後の対応を見る限り、カテゴリ1の原子炉は「規制料金等の値上げ」、カテゴリ2の原子炉は「安全貯蔵期間の利益控除」によって対応することが主である。必要に応じて、これらに「親会社の保証」が組み合わせられる。

今後、資金不足の懸念が生じるとすればカテゴリ2の原子炉だと思われるが、その場合には安全貯蔵期間をさらに伸ばすことで対応する可能性が高いだろう。その際に焦点になるとと思われるのは、安全貯蔵は一体どのくらいの期間まで許容されるのか、である。

2010年時点では、カテゴリ2の原子炉のうち、操業停止までに基金が充足される見通しがない原子炉の多く (15基中13基) が、長期 (40~50年程度) の安全貯蔵期間を見込んでいた (表10)。この中の3基 (Braidwood 1・2号機及びByron2号機) については、約50年の安全貯蔵期間を織り込んだ上でなお、2010年以降にも資

⁴⁶ NRC の廃止措置関連の FAQ ウェブサイト (<https://www.nrc.gov/waste/decommissioning/faq.html> 最終閲覧日 : 2024年12月26日) 参照。

⁴⁷ NRC (2000) 10.14 参照。

金不足の懸念が生じており、最終的には「ライセンスの更新」によって懸念が解消された。カテゴリ2の原子炉にとって、ライセンスの更新も安全貯蔵も、利益控除、すなわち基金の「運用益」が得られる期間を延ばす、という意味では同じである。当時、安全貯蔵期間を50年以上に延長する可能性について、ライセンス保有者が検討していたのか、ライセンス保有者とNRCの間で何らかのやりとりがあったのか、定かではない。しかし、将来万が一、資金不足の懸念が生じた際には、ライセンス保有者が超長期の安全貯蔵を志向するのか、NRCが超長期の安全貯蔵を許容するのか、注目される。

6. おわりに

米国の廃止措置信託基金は、廃止措置（LLW処分を含む）に必要な資金の確保のため、原子炉ごとに設置されている。NRCは、10 CFR 50.75によって資金確保の枠組（目標額の算出、資金の充足方法、実質利益率の想定、定期的な報告とレビューなど）を定めているが、資金確保の具体的なやり方については、ライセンス保有者に一定の自由度が与えられている。実際、廃止措置信託基金の運用は多様であり、実質利益率の想定や、安全貯蔵期間の長さなどに差が表れている。

これまでのところ、廃止措置信託基金の状況は概ね健全である。廃止措置に必要な資金の規模はNRCが定めた最低額（1986年の費用見積）から5倍以上に膨らんでいるが、目標額の算出の際にインフレや廃棄物処分の費用の上振れ等を織り込み、ライセンス保有者が目標額を、NRCが目標額の算出に必要な補正係数を、それぞれ定期的に見直しをすることで、バックエンド事業に特有な不確実性を考慮してきている。また、2008年金融危機後のように資金不足の懸念が生じた際にも、ライセンス保有者の定期的な報告と、NRCスタッフによるレビューを通じて、懸念が解消されてきた。

今後また資金不足の懸念が生じるかどうかは見通せないが、仮に懸念が生じた場合には、規制料金の値上げや安全貯蔵期間の長期化によって対応されるものと思われる。ただし、既に長期の安全貯蔵期間を見込んでいた原子炉については、安全貯蔵期間のさらなる延長を許容するかどうかが焦点になるだろう。

参考文献

- 原子力環境整備促進・資金管理センター（2024）「諸外国における高レベル放射性廃棄物の処分について 2024年度版」, 2024.
- 澁谷進（2020）「米国における廃止措置シーン 進化する廃止措置ビジネス形態」, 日本原子力学会誌, Vol.62, No.7, pp.9-14, 2020.
- デロイトトーマツ（2023）「令和4年度原子力の利用状況等に関する調査（競争環境下における原子力事業者の事業環境整備に係る会計上の影響・課題に関する調査）調査報告書」, 2023.
- 服部徹（2018）「米国の電力市場改革と原子力発電の収益性 -収益の見通しに関する総合評価-」, 電力中央研究所報告Y17005, 2018.
- 三菱UFJリサーチ&コンサルティング（2014）「欧米主要国における原子力発電等に対する国の関与と会計監査に関する調査研究」, 平成25年度会計検査院委託業務報告書, 2014.
- American Law Institute (1992). "Restatement of the Law, 3rd, Trusts: Prudent Investor Rule", 1992.
- Nuclear Energy Institute (2015). "Use of the Nuclear Decommissioning Trust Fund", NEI 15-06, 2015.
- Nuclear Energy Institute (2016). "10 CFR 50.75(h) Nuclear Decommissioning Trust Investment Restriction Guidelines", NEI 16-11, 2016.
- Rebecca Lordan-Perret, Robert D. Sloan, Robert Rosner (2021). "Decommissioning the U.S. nuclear fleet: Financial assurance, corporate structures, and bankruptcy", Energy Policy, Vol.154, 2021.
- United States Department of Energy (2017). "Alternatives for the Disposal of Greater-Than-Class C Low-Level Radioactive Waste and Greater-Than-Class C-Like Waste", 2017.
- United States Government Accountability Office (2012). "NRC's Oversight of Nuclear Power Reactors' Decommissioning Funds Could Be Further Strengthened", GAO-12-258, 2012.
- United States Nuclear Regulatory Commission (2000). "Staff Responses to Frequently Asked Questions Concerning Decommissioning of Nuclear Power Plants", NUREG-1628, 2000.
- United States Nuclear Regulatory Commission (2007). "2007 Summary of Decommissioning Funding Status Reports for Nuclear Power Reactors", SECY-07-0200, 2007.
- United States Nuclear Regulatory Commission (2009). "2009 Summary of Decommissioning Funding Status Reports for Nuclear

Power Reactors”, SECY-09-0146, 2009.

United States Nuclear Regulatory Commission (2011a). “Assuring the Availability of Funds for Decommissioning Nuclear Reactors”, Regulatory Guide 1.159, 2011.

United States Nuclear Regulatory Commission (2011b). “Summary Findings Resulting from the Staff Review of the 2010 Decommissioning Funding Status Reports for Operating Power Reactor Licensees”, SECY-11-0149, 2011.

United States Nuclear Regulatory Commission (2013). “Summary Findings Resulting from the Staff Review of the 2013 Decommissioning Funding Status Reports for Operating Power Reactor Licensees”, SECY-13-0105, 2013.

United States Nuclear Regulatory Commission (2015). “Summary Findings Resulting from the Staff Review of the 2015 Decommissioning Funding Status Reports for Operating Power Reactor Licensees”, SECY-15-0122, 2015.

United States Nuclear Regulatory Commission (2018). “Summary of Staff Review and Findings of the 2017 Decommissioning Funding Status Reports from Operating and Decommissioning Power Reactor Licensees”, SECY-18-0078, 2018.

United States Nuclear Regulatory Commission (2019). “Summary of Staff Review and Findings of the 2019 Decommissioning Funding Status Reports from Operating and Decommissioning Power Reactor Licensees”, SECY-20-0001, 2019.

United States Nuclear Regulatory Commission (2021). “Report on Waste Burial Charges -Changes in Decommissioning Waste Disposal Costs at Low-Level Waste Burial Facilities”, NUREG-1307, Revision 18, 2021.

United States Nuclear Regulatory Commission (2023a). “Summary of Staff Biennial Review and Findings of the 2023 Decommissioning Funding Status Reports from Operating and Decommissioning Power Reactor Licensees”, SECY-23-0103, 2023.

United States Nuclear Regulatory Commission (2023b). “Report on Waste Burial Charges - Changes in Decommissioning Waste Disposal Costs at Low-Level Waste Burial Facilities”, NUREG-1307, Rev.19, 2023.

United States Nuclear Regulatory Commission (2023c). “Procedures for NRC’s Independent Analysis of Decommissioning Funding Assurance for Operating Nuclear Power Reactors and Power Reactors in Decommissioning”, REFS-70-15, 2023.

稲村 智昌 (Tomoaki Inamura)
電力中央研究所 社会経済研究所

堀尾 健太 (Kenta Horio)
電力中央研究所 社会経済研究所

英国の既設原子力発電所の廃止措置 及び廃棄物処分のための資金管理

—官民の役割分担と原子力債務基金の運用状況—

Study on the Fund Management for Decommissioning and Radioactive Waste Disposal of Existing
Nuclear Power Plants in the United Kingdom:

Role Sharing between Public and Private sectors, and Management of “Nuclear Liabilities Fund”

キーワード：廃止措置、放射性廃棄物処分、不確実性、資金運用

稲村 智昌

要旨

英国には、複数の炉型の原子力発電所が存在するが、本稿では、原子力事業が国営だった時期に建設され、民営化の対象となった発電所（以下、既設炉）に主に着目する。

既設炉の廃止措置及び廃棄物処分のための資金は、ライセンス保有者からの一定の拠出金と政府の資金で構成される原子力債務基金（Nuclear Liabilities Fund : NLF）内に確保される。NLFが不十分である場合には、不足分を賄うのは政府の責任であり、ライセンス保有者は追加拠出の責任を負わない。政府は、NLFへの自発的拠出を行うことによって、予測されるNLFの不足分を積極的に管理することもできる。NLF自身も、納税者への負担（NLFの不足による、政府からの補填額）を可能な限り減らすために、積極的な目標をもって資金を運用している。

民営化・自由化の際に、ガス火力発電との競争の下での収益性の確保等を十分に考慮した制度設計がなされなかったことによって、当時のライセンス保有者（British Energy）が経営危機に陥り、その救済策として、既設炉の廃止措置及び廃棄物処分に対しても政府が前面に出て対応せざるを得なかったという事情があったため、多くの責任を政府が有するという特徴的な官民の役割分担となっている。

1. はじめに

英国の原子力発電所は、各発電所が置かれている状況によって、以下の3つに分類できる。

- (1) すでに閉鎖済のMagnox炉¹や実験炉等
- (2) 原子力発電事業が国営だった時期に建設され、民営化の対象となった発電所（以下、既設炉）
- (3) 将来の発電所（2024年12月現在において建設中のHinkley Point Cと、それ以降の原子力発電所）

英国における2024年12月現在において運転中の原子力発電所は、いずれも上記の(2)に相当する原子力発電事業が国営だった時期に建設され、民営化の対象となったものである。歴史的経緯を踏まえ、既設炉の「廃止措置及び廃棄物処分事業」（以下、バックエンド事業）については、ライセンス保有者の責任は限定的であり、全体的に国が強く関与している点が特徴である。

バックエンド事業のための資金管理における官民の役割分担について、国営事業からの民営化・電力自由化を経たことで、英国では、国の関与の度合いが変わってきている。日本においても、バックエンド事業のための資金管理における国の関与のあり方に関する議論を今後深めていくにあたって、英国の経験は参考になりうる。

上記の(1)の廃止措置及び廃棄物処分については、政府による直接の資金提供によって、原子力廃止措置機関（Nuclear Decommissioning Authority : NDA）が実施している。(1)のバックエンド事業の資金管理については、民間のライセンス保有者には責任がなく、官民の役割分担という観点からの示唆が得られないこ

¹ 黒鉛を減速材として、炭酸ガスを冷却材として用いる炉型で、マグネシウム合金の一種である Magnox を使用していることから、Magnox 炉と呼ばれる。

とから、本稿では取り上げない。

(3)については、民営の事業として建設・運営が行われるものであることから、発生者負担原則 (Polluter Pays Principle) に基づいて、民間のライセンス保有者の責任で必要な資金が賄われることを基本とした制度設計がなされている。その上で、将来の不確実性に対処する責任も基本的にライセンス保有者にある。具体的には、建設開始前に、ライセンス保有者は、廃止措置基金プログラム (Funded Decommissioning Programme) を作成し、国務大臣に提出した上で、その承認を得る必要があるという仕組みである²。廃止措置基金プログラムは、廃止措置費用の全額及び廃棄物管理・処分費用のライセンス保有者負担分の全額について、ライセンス保有者が慎重な拠出を行うことを保証し、公的資金の投入リスクがほとんどないことを示すために作成される。(3)から発生する使用済燃料等の処分については、定められた時点で廃棄物移転料金 (Waste Transfer Fee) をライセンス保有者が政府に支払うことにより、所有権を国へ移転することができる (稲村, 2024)。(3)のバックエンド事業の資金管理については、稲村 (2024) で詳述したため、本稿では取り上げない。

本稿では、(2)の既設炉のバックエンド事業の資金管理、特にライセンス保有者からの一定の拠出金と政府の資金で構成される原子力債務基金 (Nuclear Liabilities Fund : NLF) に着目する。NLFについては、長山 (2016) においても紹介されている。一方で、NLFにおいて、バックエンド事業の将来の不確実性にどのように対処しようとしており、どのように基金を運用しているのかに着目して論じられている文献は見当たらない。

英国の特徴は、詳細は後述するが、既設炉のバックエンド事業の資金管理において、現在のライセンス保有者であるEDF Energy (以下、EDFE) の責任は拠出金協定に従った固定額をNLFに拠出するのみであり、これに不足が生じる場合にその不足分を賄うのは政府の責任であることにある。

しかし、一般的には、電気という財・サービスを生み出すことで収益を上げることが可能なフロントエンド事業と異なり、バックエンド事業では収益を上げられず、時間軸が発電所の稼働年数を大きく上回る超長期となる。さらに、廃棄物等の処分方法や規制基準が事業開始後に変更される可能性があることから、合理的な費用見積もりを事前に正確に得ることが本質的に困難である。

このことを踏まえて、本稿の目的は、以下の2つの論点を明らかにすることである。

1つ目は、バックエンド事業の官民の役割分担における「責任主体問題」である。具体的には、英国の既設炉バックエンド事業における官民役割分担において、どのような背景や経緯で「官」が多くの責任を負うことになったのか、実際にどのような責任を負っているのかという点である。

2つ目は、バックエンド事業の不確実性に対処する「資金管理問題」である。具体的には、超長期にわたるバックエンド事業において、拠出金協定に基づきEDFEが支払う固定額はどのように算定されるのか、実際に費用上振れが起こった際にどのように対処したのか、将来の不確実性に対処する上での課題は何かという点である。

本稿の構成は以下の通りである。第2章では、英国の原子力発電事業及び既設炉のバックエンド事業がどのような状況にあるのかについて述べる。第3章では、既設炉のバックエンド事業の実施責任及び費用負担責任について述べる。第4章は、英国の既設炉のバックエンド事業の資金管理について、特に官民の役割分担や将来の不確実性への対処の特徴を明らかにする。第5章では、本稿のまとめを述べる。

2. 原子力発電事業と既設炉のバックエンド事業の概況

2.1. 原子力発電事業の概況

英国の国内の発電電力量に占める原子力発電の割合は、2024年12月現在において約15%であるものの、原子力発電は脱炭素化にとって重要な電源として位置づけられている。一方で、2030年までに多くの原子力発電所が廃止予定となっていることから、差額契約型固定価格買取制度 (Feed-in-tariff Contract for

² FDPの詳細については、稲村 (2024) 参照。

Difference : FIT-CfD)³や規制資産ベース (Regulated Asset Base : RAB) モデル⁴等の新設を促す種々の政策が講じられてきている。

国営電力会社からの民営化・自由化を経て、2024年12月現在において運転中の原子力発電所 (改良型ガス冷却炉 (Advanced Gas-cooled Reactor : AGR) 4サイト (Hartlepool、Heysham 1、Heysham 2、Torness)、PWR1サイト (Sizewell B)) は、全てEDFEが所有している。各原子炉の炉型や運転開始日を表1に示す。

表1 英国において運転中の原子炉 (2024年12月現在)

サイト	炉型	サイトごとの炉数	ライセンス保有者	商業運転開始日
Hartlepool	AGR	2基	EDF Energy	① 1989年4月1日
				② 1989年4月1日
Heysham 1	AGR	2基	EDF Energy	① 1989年4月1日
				② 1989年4月1日
Heysham 2	AGR	2基	EDF Energy	① 1989年4月1日
				② 1989年4月1日
Torness	AGR	2基	EDF Energy	① 1988年5月25日
				② 1989年2月3日
Sizewell B	PWR	1基	EDF Energy	1995年9月22日

出典：IAEAウェブサイト (<https://cnpp.iaea.org/public/countries/GB/profile/preview> 最終閲覧日：2024年12月18日) の表を基に著者が作成

英国政府は、2010年代に入ってから、原子力発電の積極活用に舵を切っていると言える。2020年のエネルギー白書⁵を始めとして、新規建設に前向きな表現を含む政策文書がいくつも発行されている。2024年1月に発行された「民生用原子力：2050年へのロードマップ」⁶では、2050年までに最大2400万kWの新規原子力発電所を導入するという野心的目標に向けて、2030年から2044年までに、5年ごとに300万～700万kWの新設のための投資決定を目指す等の方針が示された。

FIT-CfDが適用されたHinkley Point C は、建設が進められているが、運転開始が遅延している。2024年12月現在におけるHinkley Point C の運転開始の見通しは、最速でも2029年である⁷。建設準備中のSizewell C には、RABモデルが適用されることが2024年12月現在ではほぼ決定されており、詳細な条件の調整が進められている。

2.2. バックエンド事業の概況

EDFEは、2.1で述べた5サイトの他に3サイトのAGR (Dungeness B、Hunterston B、Hinkley Point B) を所有している。EDFEが所有する8サイトの運転終了年を図1に示す。Dungeness B、Hunterston B、Hinkley Point Bは運転を終了しており、2024年12月現在において、廃止措置の一段階である燃料搬出過程に移行している (EDFE, 2024)。これら3サイトも、本稿で定義する既設炉に含まれる。

Dungeness Bは、2018年の定期点検のための発電停止後、多くの問題が発見された。これにより、発電再開が不可能になり、運転終了して燃料搬出過程に移行することが2021年6月7日に発表された。Hunterston B とHinkley Point Bは、それぞれ2018年と2020年に実施された計画黒鉛点検の際に、黒鉛煉瓦に想定を上回る数のひび割れが発見された。これにより、黒鉛点検の頻度が増加するとともに、運転寿命が短くなり、Hunterston B は2022年1月7日に、Hinkley Point Bは2022年8月1日にそれぞれ運転終了した (EDFE, 2024)。

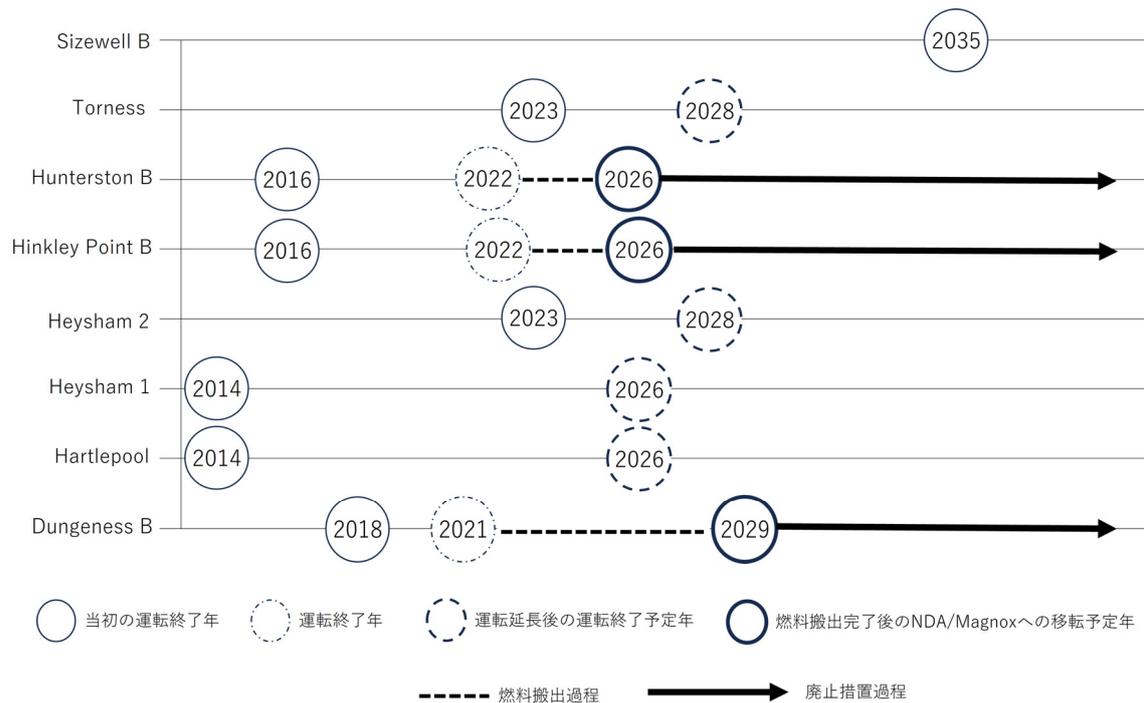
³ FIT-CfDの詳細については、下郡 (2018) 参照。

⁴ RABモデルの詳細については、服部 (2022) 参照。

⁵ 英国政府ウェブサイト (<https://www.gov.uk/government/publications/energy-white-paper-powering-our-net-zero-future/energy-white-paper-powering-our-net-zero-future-accessible-html-version> 最終閲覧日：2024年12月18日) 参照。

⁶ 英国政府ウェブサイト (<https://www.gov.uk/government/publications/civil-nuclear-roadmap-to-2050/civil-nuclear-roadmap-to-2050-accessible-webpage> 最終閲覧日：2024年12月18日) 参照。

⁷ EDFウェブサイト (<https://www.edf.fr/en/the-edf-group/dedicated-sections/journalists/all-press-releases/hinkley-point-c-update-1> 最終閲覧日：2024年12月18日) 参照。



出典：NLF（2023）を基に筆者が作成

図1 EDFEの8サイトの運転終了予定年

Heysham 1とHartlepoolは、2024年3月に運転終了予定だったが、2023年3月に、2026年3月31日までの運転延長（±1年の但し書き付き）が発表された。Heysham 2とTornessは2028年に、Sizewell Bは2035年に運転終了予定である（EDFE, 2024）。

AGRから搬出された全ての使用済燃料は、Sellafieldに輸送される。2024年12月現在において、英国内に稼働中の再処理施設は存在せず、Sellafieldに集約された使用済AGR燃料は、再処理されることは想定されていない。将来、廃棄物として地層処分施設（Geological Disposal Facility：GDF）に処分するかどうかが決まるまで、同燃料は中間貯蔵される（NDA, 2021）。

PWRであるSizewell Bの使用済燃料は、再処理することは想定されておらず、廃棄物処分に関する決定がなされるまでの間は、サイト内に中間貯蔵することになっている（BEIS, 2018）。2024年12月現在においても、同燃料に関する何らかの決定はなされてはおらず。上記の状況に変化はない。

AGR及びPWRの運転中廃棄物、解体廃棄物については、放射能の強さと発熱量によってLow Level Waste（LLW⁸）等に分類され、大部分はCumbria州にあるLLW処分場（Low Level Waste Repository：LLWR）において処分される。日本の放射性廃棄物の分類と全く同じではないことから、混同を避けるために、本稿では、英国の放射性廃棄物に対して「低レベル放射性廃棄物」等の日本語訳を用いず、LLW等で表すこととする（英国の放射性廃棄物の分類については付録参照）。

英国では、2024年12月現在において、廃棄物を地層処分するための施設であるGDFを立地する方針は決定している。しかし、どのサイトを選定するかについては、候補地域との対話等が進められている状況であり、選定完了には至っていない。

⁸ Very Low Level Waste（VLLW）を含む。

3. 既設炉のバックエンド事業の責任主体等

3.1. 既設炉の廃止措置事業の責任主体

英国の原子力施設（原子力発電所を含む）のライセンスを規定する原子力施設法（1965年）では、原子力施設の運営者が、そのサイトを廃止する責任を負うことがライセンス条件となっている。

2021年6月に、当時運転中であったAGRについては、ライセンス保有者であるEDFEが廃止措置の燃料搬出過程を完了した時点以降、ライセンス（及び所有権）は、廃止措置の残りの過程を担当する政府機関（NDA）に移転され、実施責任も移転されることとなった⁹。したがって、既設炉の中でもAGRの廃止措置については、現時点でのライセンス保有者であるEDFEは、完了までの事業を実施することにはなっておらず、政府機関（NDA）が所有権移転後の事業を実施することになっている。

EDFEからNDAへの上記の移転には、British Energy（BE）の再編が関連している。2004年のBEの再編の条件の中に、BEが所有する炉の所有権を国に移転するオプションが含まれていた（BE, 2004）。このオプションは、2009年にBEがEDFEに売却された際にも検討され、国務大臣が、発電のための運転または廃止措置のいずれかの目的で、EDFEが所有する炉の所有権を取得するかどうかを決定するオプションを保持することとなった（NAO, 2022）。上記の移転は、政府がこのオプションの行使を決定したことによるものである¹⁰。こうしたオプションがBE再編の条件に含まれたのは、使用済AGR燃料の再処理に関連する費用回収や、ガス火力発電との競争の下での収益性の確保等を十分に考慮した制度設計がなされることなく、結果的に民間企業では負担しきれないような、再処理等に関連するリスクがBEに移転され、BEの経営危機を招いたことから、その再編の条件としてバックエンド事業に関連するリスクを民間企業から切り離して国が引き受ける措置を取らなければ、BEの事業が継続不可能な状況になったからであると言える（稲村, 2023）。これは、競争環境下で民間企業が負担できるバックエンド事業のリスクには限界があり、限界を超えたリスクが切り離されないままでは、原子力発電事業の継続が危ぶまれる事態に陥る可能性があることを示す一例である（国営事業からの民営化に伴う事情等もあり、英国の事例がそのまま一般化できるわけではないことには留意が必要である）。

PWRであるSizewell Bについては、ライセンス保有者であるEDFEが引き続き廃止措置の実施責任を負っている。ただし、BE再編の条件である所有権移転オプションの対象にSizewell Bも含まれていることから、AGRと同様に、運転終了（廃止措置の燃料搬出過程完了）後に、EDFEからNDAに所有権が移転される可能性もある（稲村, 2023）。

3.2. 既設炉の廃棄物処分事業の責任主体

Sellafieldに集約された使用済AGR燃料の管理は、廃棄物としてGDFに処分するかどうかが決まるまで、Sellafield Limitedによって実施される。使用済AGR燃料がGDFで処分されることになれば、当該処分事業は、2014年にNDAの子会社として設立された放射性廃棄物管理会社（Radioactive Waste Management Limited : RWM Limited）によって実施される。EDFEは、使用済AGR燃料引き渡し後の処分責任は負わない。

EDFEは、PWRであるSizewell Bの使用済燃料の処分責任は負わない。地層処分向けのインベントリ（Inventory for Geological Disposal : IGD）にはSizewell Bの使用済燃料も記載されており（RWM, 2021）、Sizewell Bの使用済燃料が地層処分されることに決まった場合には、GDF等が利用されることが想定されていると考えられる。GDFの管理・運営は、RWM Limitedによって実施される（NDA, 2022）。Sizewell Bのサイト内で管理している間（処分方針が確定するまでの中間貯蔵の期間）は、EDFEが使用済燃料管理の実施主体である。

⁹ 英国政府ウェブサイト（<https://www.gov.uk/government/publications/decommissioning-edf-advanced-gas-cooled-reactor-agr-stations/advanced-gas-cooled-reactor-agr-decommissioning-factsheet> 最終閲覧日：2024年12月18日）参照。

¹⁰ BE再編の経緯の詳細については、稲村（2023）を参照。

大部分のLLWが処分されるLLWRの管理・運営は、2021年にNDAの完全子会社¹¹となったLLWR Limitedによって実施される。2022年1月にRWM LimitedとLLWR Limitedが統合され、原子力廃棄物サービス（Nuclear Waste Services : NWS）が設立された。NWSは法人格を持たず¹²、RWM LimitedとLLWR Limitedの事業の監督を行うことになっており、廃棄物処分の実務は、RWM LimitedとLLWR Limitedが実施する（稲村, 2023）。EDFEは、LLW引き渡し後の処分責任を負わない。

3.3. 既設炉のバックエンド事業の費用負担

ライセンス保有者であるEDFEは、2005年に英国政府が主導して行ったBEの再編の条件の一つである拠出金協定（Contribution Agreement）に従って、NLFに対して固定額を拠出している。具体的には、EDFEは、AGRについて、四半期ごとに、1年で計200万£（拠出金協定では2003年3月の貨幣価値で表示されており、小売物価指数（Retail Price Index : RPI）に連動する額であり、2022年は200万£）、Sizewell B に装荷されているウラン1トン当たり15万£（こちらもRPIに連動）を支払っている（NLF, 2023）。2023年3月31日時点におけるNLFの資産価値（総資産から流動負債を引いた額）は、約204億£である（NLF, 2023）。NLF（2023）によれば、2022～2023会計年度にEDFEがNLFに拠出した総額は2,700万£であることから、NLFの資産価値（約204億£）に占めるEDFEの年次拠出額の割合は、2023年時点で約0.13%であることがわかる。

2024年12月現在も運転中のAGRとSizewell Bについては、NLFが、バックエンド事業費用に関する資金を提供する責任を負っている。しかし、NLFがEDFEの原子力発電所のバックエンド事業の費用を賄うのに不十分である場合には、不足分を賄うのは政府の責任であり、EDFEは追加拠出の責任を負わない。

既設炉のバックエンド事業に係る官民の役割分担をまとめると図2のようになる。

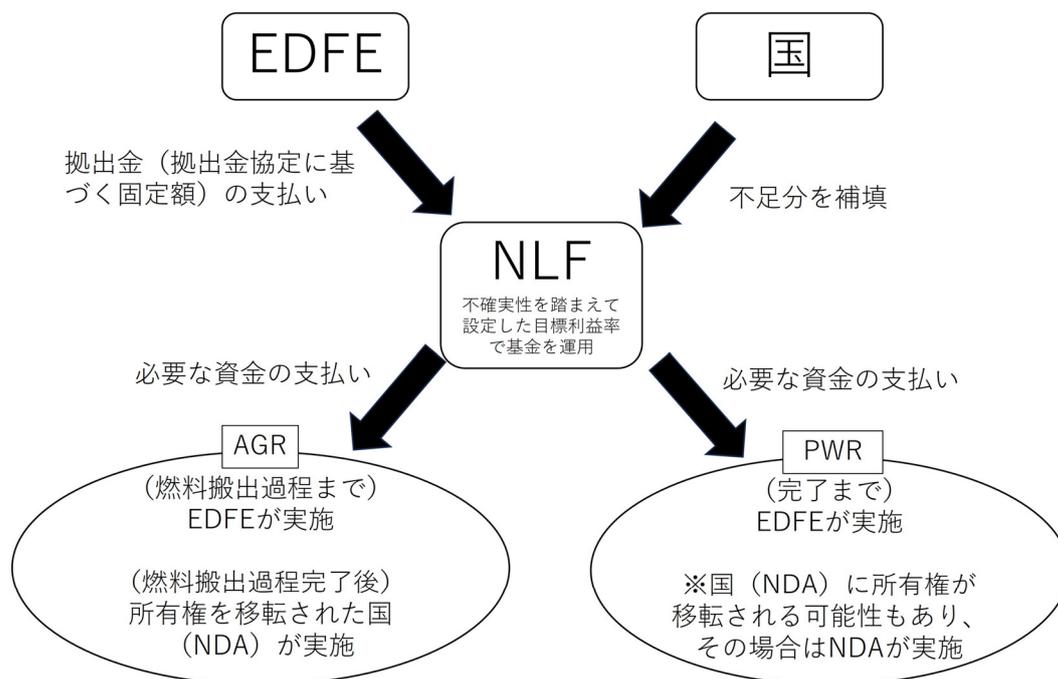


図2 既設炉のバックエンド事業に係る官民の役割分担

¹¹ 英国で廃止措置中の原子力施設のライセンスを保有している者は、サイトライセンス会社（Site License Company : SLC）と呼ばれている。NDAは、廃止措置事業の費用を削減するために、SLCの事業の管理業務を担当する母体組織（Parent Body Organisation : PBO）を競争入札する方式を採用していた。その後、NDAはPBO方式を見直し、SLCの完全子会社化を進めた（稲村, 2023）。

¹² NWSは、RWM LimitedとLLWR Limitedの共同商号（joint trading name）であり、NDAの一部門である。

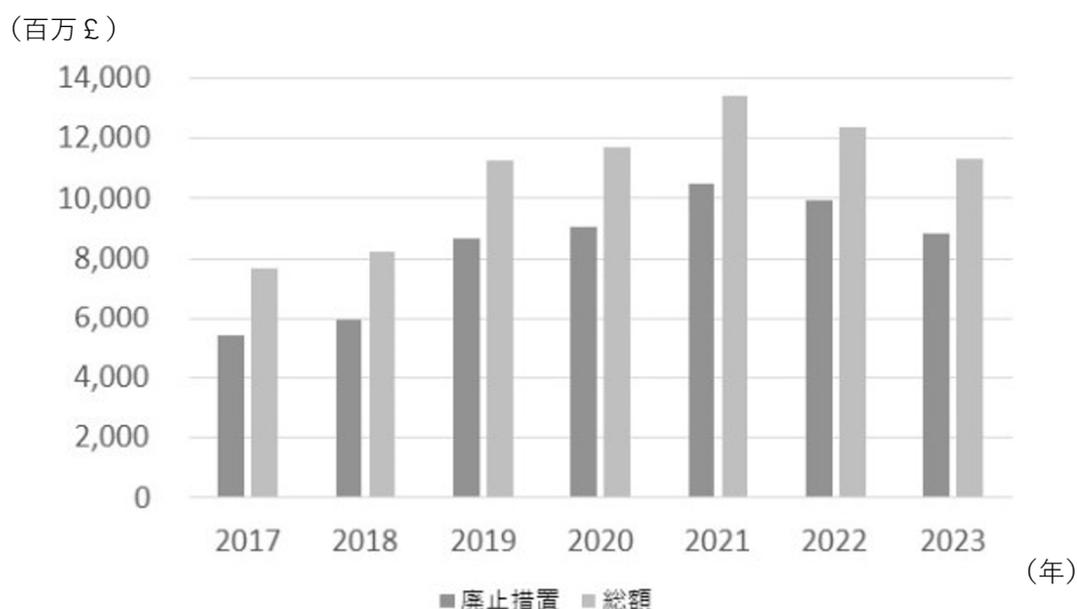
4. 既設炉のバックエンド事業のための資金管理

4.1. 廃止措置事業の費用見積

既設炉のバックエンド事業費用には、「発電所の廃止措置（decommissioning）に関連する費用」、「使用済燃料及び再処理生成物の、貯蔵及び処理（treatment）に関連する費用」、「使用済燃料及び廃止措置中に生じる廃棄物の、輸送及び処分に関連する費用」、「HLW及びILWの、管理及び処理（processing）に関連する費用」が含まれる（EDFE, 2023）。EDFEの8サイトの発電所のバックエンド事業の費用見積は、2023年12月31日現在で約113億£（約88.6億£が廃止措置関連費用、2023年価値）である。

政府、EDFE及びNLFの間の原子力債務資金調達協定（Nuclear Liabilities Funding Agreement）に基づいて、EDFEは、自社の発電所の廃止措置に関する全体計画を準備し、5年ごと、または発電所閉鎖の3年前、または法律や政府の政策変更があった場合のいずれか早い時点で更新することが求められる。これらの計画は、廃止措置費用の最新の見積もりを含むことが求められる（NLF, 2021）。上記の協定に基づき、廃止措置の費用の見積もりはライセンス保有者であるEDFEが実施し、少なくとも5年ごとにNDAの承認を受けている。

実際には、EDFEはバックエンド事業の費用見積を毎年更新している。2017年から2023年までのバックエンド事業の費用見積の推移を図3に示す。図3に示すように、2019年と2021年に、廃止措置費用及びバックエンド事業費用総額の見積もりがいずれも大きく増加している。この増加要因は、2019年と2021年で異なる。2019年の費用見積増加は、特に「燃料搬出期間の延長」、「対象となる費用の改善」及び「産業界のシナリオ見直しに従った「燃料の準備及び除去」費用の更新」が反映されたとされている（EDFE, 2020）。2021年の費用見積増加は、計画では2028年運転終了予定であったDungeness Bが、2021年に運転を終了したことであるとされている（EDFE, 2021）。



出典：EDFE（2019）、EDFE（2020）、EDFE（2021）、EDFE（2023）、EDFE（2024）を基に筆者が作成

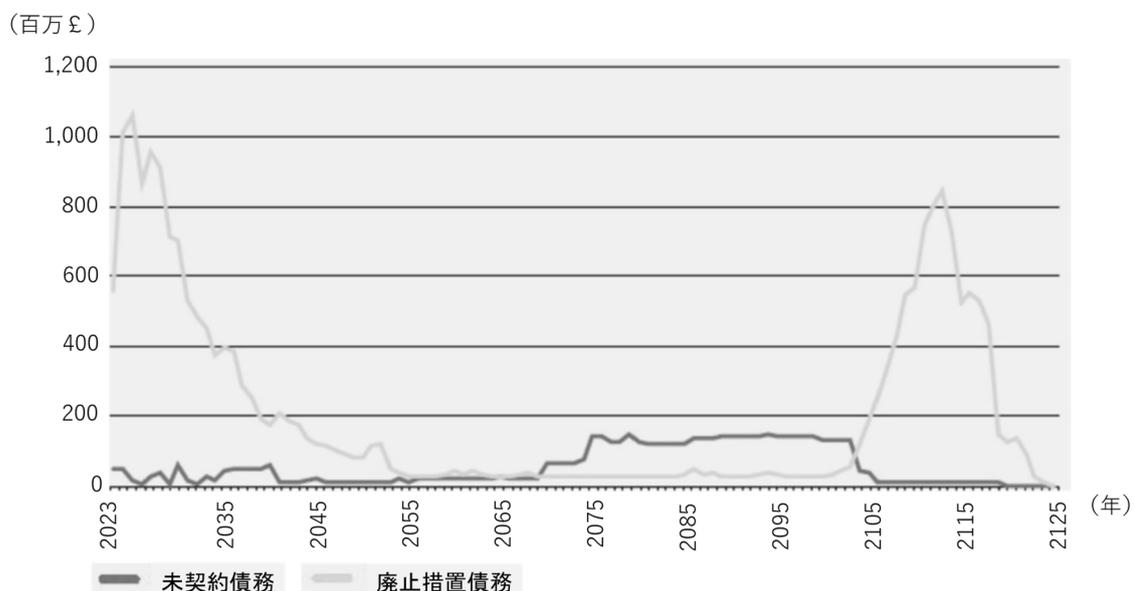
図3 2017年から2023年までのEDFEによるバックエンド事業の費用見積の推移

バックエンド事業の費用見積の増減には、債務の現在価値換算の割引率も少なからず影響する。割引率は、長期債券の利回りと、インフレの前提条件を評価して見直され、各年によって増減/現状維持する。上記の2019年の費用見積増加の際には、2018年の2.5%から2.0%に割引率が減少し、その結果として、廃止措

置の費用見積りは約7.6億£増加した（EDFE, 2019）。それに対し、2021年の割引率は現状維持となり、割引率の寄与分による費用見積りの増減はなかった（EDFE, 2021）。

図3に示すように、2022年と2023年は連続して、廃止措置費用及びバックエンド事業費用総額の見積もりが減少している。2022年の費用見積り減少は、割引率が見直され、2021年の1.9%から2.9%に大幅に増加したことが主な要因である（EDFE, 2023）。2023年の費用見積り減少は、割引率の増加（2023年の2.9%から3.1%に増加）の寄与分もあるが、主な要因は、廃止措置費用見積りの更新によるものである¹³。

2125年までに原子力債務（既設炉のバックエンド事業を完遂するために必要な資金として、NLFが引き受けている債務全体を指す）を弁済するためにNLFが年次支出する額の見込みの推移を図4に、2023年から2125年までの原子力債務の総額を表2にそれぞれ示す。AGRの廃止措置の全体工程は、「燃料搬出及び長期安全貯蔵（Care & Maintenance）準備」、「長期安全貯蔵」、「原子炉解体及び最終サイト除染（Final Site Clearance）」の3段階に大別される。2030年までの支出ピークは、AGRの各サイトにおいて「燃料搬出及び長期安全貯蔵準備」過程が進められることによると思われる。なお、先述した図3に示したバックエンド事業の費用見積りは、あくまでもEDFEが所有している既設炉に対して実施したものであり、EDFEから所有権を移転されたAGRのバックエンド事業費用を含む原子力債務との間には数値的な乖離がある。



※ 「未契約債務」(Uncontracted Liabilities) は、BEとBritish Nuclear Fuels社との契約に含まれていない使用済燃料や放射性廃棄物に関する債務のことを指す（PAC, 2007）。未契約債務には、Sizewell Bの乾式燃料貯蔵施設の資金調達のように、使用済燃料の貯蔵に関する費用等が含まれる（BEIS, 2022）。

出典：NLF（2023）を基に筆者が作成

図4 原子力債務弁済のための年次支出額見込み

表2 2023年から2125年までの原子力債務総額

種類	総額（百万£）
未契約債務	5,676
廃止措置債務	21,672
割引前債務総額	27,348

出典：NLF（2023）を基に筆者が作成

¹³ 2024年12月現在において入手可能な最新のEDFEの年次報告であるEDFE（2024）には、費用見積り更新による増加の詳細は記載されていない。

AGRの廃止措置の最終工程である「原子炉解体及び最終サイト除染」は、約10年かけて実施されることになっている。AGRの各サイトの「原子炉解体及び最終サイト除染」が実施される予定をまとめたものを表3に示す。図4に示されている2115年頃の支出ピークは、AGRの各サイトにおいて原子炉解体及び最終サイト除染が進められることによると思われる。

表3 AGR各サイトの「原子炉解体及び最終サイト除染」実施予定期間

サイト	実施予定期間
Dungeness B	2106年～2116年
Hartlepool	2109年～2119年
Heysham 1	2109年～2119年
Heysham 2	2113年～2123年
Hinkley Point B	2017年～2117年
Hunterston B	2107年～2117年
Torness	2113年～2123年

出典：BEIS and NDA（2023）を基に筆者が作成

先述した通り、2022～2023会計年度にEDFEがNLFに拠出した総額は2,700万£であることから、2023年から2125年までの原子力債務総額（割引前債務総額で約273億£、表2）に占めるEDFEの年次拠出額の割合は、約0.01%であることがわかる。このことから、原子力債務全体に対して、EDFEが負っている資金確保の責任はごくわずかであると言える。

NLFが枯渇した場合には、政府は、NLFを介さずにEDFEに直接支払いを行うことによって、実質的にNLFへの補填を行うことができる。または、政府は、NLFへの自発的拠出を行うことによって、先手を打って、予測されるNLFの不足分を管理することができる。政府は、後者の手法を採用し、2020年7月に約50億£を自発的にNLFに支払った（NLF, 2021）。約50億£の支払いの目的は、債務返済の費用見積りが24億£増加し、将来にはさらに増加する可能性があることから、国家貸付基金（National Loan Fund：NatLF）の現金預金という形でNLFに資金提供することによって、NLFの公共部門資産を増やすことであった。このような措置によって、政府にとって即時の直接的な財政上の負の影響を回避することができたとされている（NLF, 2021）。この財政上の負の影響等については、4.2で補足する。

4.2. 将来の不確実性を踏まえた廃止措置資金の運用状況

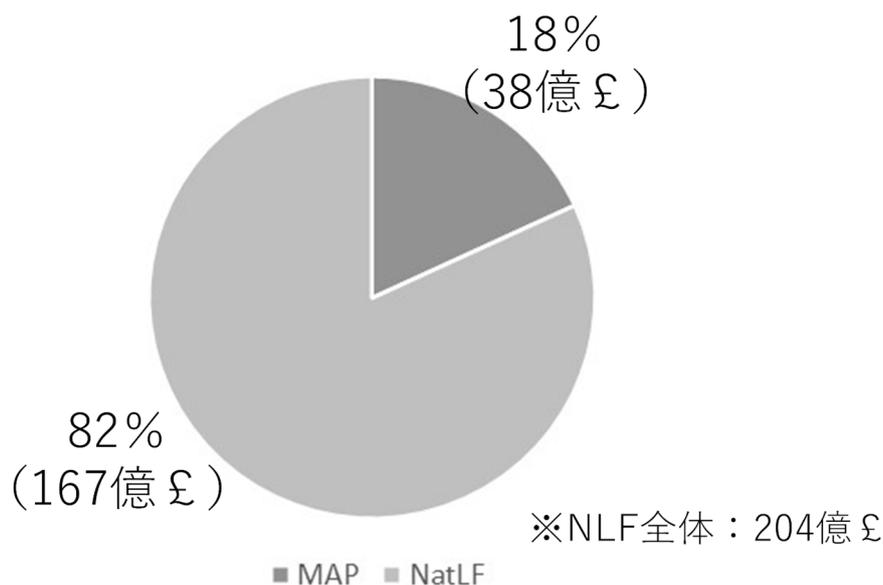
NLF（2024）によれば、NLFの基金運用において、リスクを取りつつも慎重な範囲内（taking risks but within the bounds of prudence）で、基金全体として、適格な廃止措置費用を満たすのに十分な利益が得られるように、混合資産ポートフォリオ（Mixed Assets Portfolio：MAP）が設計されている¹⁴。

2023年3月31日時点におけるNLF全体に占めるNatLFとMAPの割合を図5に示す。NLFの予測では、2050年代初頭までのAGR及びSizewell Bのバックエンド事業費用はNatLFで賄い、その間にMAPの資産価値を約200億£まで成長させ、その後のバックエンド事業費用に充当することになっている（NLF, 2023）。

NatLFは現金預金であり、流動性は高いが利益率は低い。MAPは、約30%の流動性ポートフォリオと約

¹⁴ MAPは、以下のことも目的としている（NLF, 2024）。

- （短期間で資産を売却する必要のない長期投資家にとって資本市場に通常存在する）非流動性プレミアムの恩恵を受けること
- 長期的に起こりうる様々な経済シナリオの範囲において異なる反応を示すと予想される、異なるタイプの資産に分散投資することによってリスクを軽減すること
- 廃止措置費用がインフレに伴い上昇することを認識し、実物資産へのエクスポージャーを提供すること
- 熟練した資産管理者が、市場指標を上回る利益を得るために投資判断を下すという、積極的な投資運用から恩恵を受けること
- 投資の売買費用を削減するための安定した投資戦略を持つこと及び投資管理者には競争力のある手数料を要求することによって、投資費用を削減すること



出典：NLF（2023）を基に筆者が作成

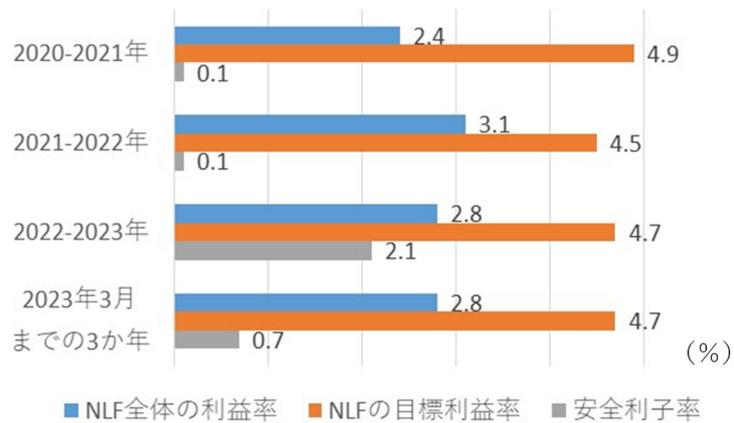
図5 NLF全体に占めるNatLFとMAPの割合（2023年3月31日時点）

70%の非流動性ポートフォリオで構成されており、MAP全体の目標利益率は、2022～2023年度が7.3%であり、2023～2024年度も7.3%となっている（NLF, 2023）。2023年3月31日時点で約37億£のMAPが、2050年代初頭に約200億£になると見込んでいることから、NLFはMAPを年平均で7%程度の利益率で運用しようとしていると言える。

4.1で述べたように、2020年7月には、バックエンド事業の費用見積の大幅な増加と将来のさらなる増加の懸念に対して、英国政府は、NatLFの現金預金という形でのNLFへの資金提供によって対応した。この措置によって、NLFの公共部門資産を増やし、政府にとって即時の直接的な財政上の負の影響を回避することができたとされているが、これが何を意味しているのかを補足する。基本的に、NLFは、バックエンド事業に当面必要な費用については、現金預金であるNatLFで対応し、将来に必要とされる費用については、MAPの運用で賄おうとしている。バックエンド事業の費用見積の将来のさらなる増加の懸念は、MAPで賄うべき額が増えることにつながる。そうすると、既存のNatLFからMAPに資金を再配分しなければならないが、そうした再配分は公的部門純負債（Public Sector Net Debt）を増やすことになる。しかし、NatLFへの追加的な資金提供を行うことで、それが回避できることから、このことをもって、政府にとって即時の直接的な財政上の負の影響を回避できたと解されている（NLF, 2021a）。

2021年から2023年までの、NLF全体の運用実績の推移を図6に、MAPの運用実績の推移を図7にそれぞれ示す。図7に示すように、2021年から2023年までの3年間では、NLF全体の運用実績はいずれも目標利益率を下回っている。一方で、MAPの運用実績は、目標利益率である7.3%を2023年は下回っているものの、3年間平均では上回っている。2023年のMAPの運用実績が、目標利益率を下回ったのは、MAPの中の流動性ポートフォリオの利益率が負値であったためである（NLF, 2023）。MAPの中の流動性ポートフォリオの運用実績の推移を図8に示す。図8に示すように、2023年の実質利益率は-4.7%という負値ではあったが、2021年は40%弱（39.2%）という高い値であり、3年間平均でも11%強（11.5%）となっている。

英国では、バックエンド事業費用の不確実性については、最初から一律の係数を乗じること等で織り込もうとするのではなく、状況の変化を費用見積に随時反映させていく方針を採用している。加えて、不確実性への対処として、NLFの一部を占めるMAPを高い期待利益率（約7%）で運用することで対応していると考えられる。このような高い利益率を目指すには、MAPは相応のリスクを取って運用する必要がある。こうしたリスクを取った運用をすることで、図7で示したように、市場の状況によっては、年間を通じた利益率が負値になることも当然ありうる。しかし、重要なことは、バックエンド事業の長期にわたる



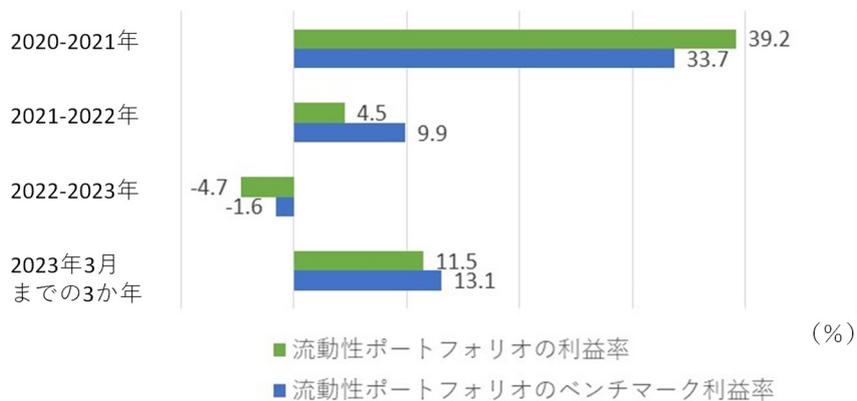
出典：NLF（2023）を基に筆者が作成

図6 2021年から2023年のNLF全体の運用実績



出典：NLF（2023）を基に筆者が作成

図7 2021年から2023年のMAPの運用実績



出典：NLF（2023）を基に筆者が作成

図8 2021年から2023年のMAPの中の流動性ポートフォリオの運用実績

不確実性によって、納税者への負担が増え続けないようにすることである。先述した2020年7月の事例のような税金の支出が繰り返されないようにするために、資金を運用するNLF自身が、損失回避を最優先するのではなく、費用の不確実性を踏まえた上での目標利益率（NLF全体で5%弱）を設定して運用する方針を実施・継続していくと思われる。

加えて、NLFが重視しているのは、2023年度の年次報告書のタイトルにもあるように、「将来世代を守る」(Protecting future generations)ということである。これは、一義的には、バックエンド事業を安全に実施するために十分な資金をNLFが確保することによって、操業停止後の原子力発電所から環境被害を生じさせないということである。これは、言い換えれば、資金不足がバックエンド事業の実施における事故等の要因となり、原子力発電所の周辺環境への被害が及ぶような事態を回避するために、NLFは十分な資金を確保することを目指しているということになる。

もう1つの観点として重要なのは、特にAGRのバックエンド事業が長期にわたる（表3に示したように、完了予定時期は2120年以降という原子炉もある）ことから、NLFの運用実績如何によっては、発電による受益をしていない将来世代が、費用負担のみを負う可能性があるということである。4.2で述べたように、既設炉のバックエンド事業費用について、NLFは、2050年代初頭まではNatLFから優先して使用し、その後はMAPを充てていく見込みである。2050年代初頭以降から2120年頃までの半世紀以上にわたるバックエンド事業費用（図4で示したように、2115年頃に支出ピークがある）をMAPで賄うためには、市場やインフレの状況によって将来的には変化する可能性は含みつつも、当面は約7%という高い期待利益率でMAPを運用する必要があるとNLFは判断していると言える。

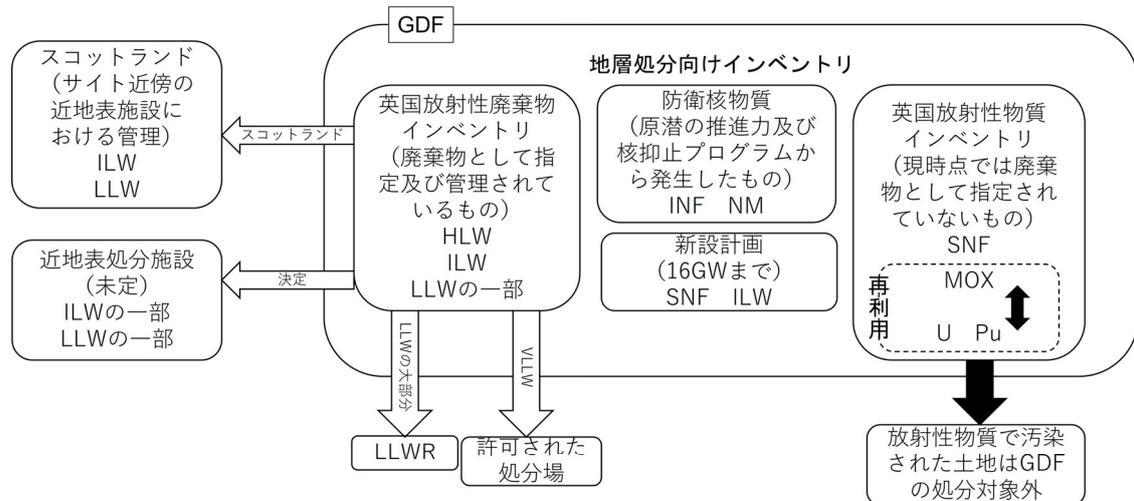
5. おわりに

既設炉のバックエンド事業の資金管理について、現在のライセンス保有者であるEDFEの責任は拠出金協定に従った固定額をNLFに拠出するのみであり、NLFの不足分を賄うのは政府の責任である点が英国の特徴である。英国の既設炉は、原子力発電事業が国営だった時期に建設され、民営化されて民間のライセンス保有者（当時はBE）が所有することになった。しかし、民営化・自由化の際の制度設計の不備によって生じたBEの経営危機に対する救済策として、既設炉のバックエンド事業に対しても政府が前面に出て対応せざるを得なかったという事情があったため、多くの責任を政府が有するという特徴的な官民の役割分担となっている。

NLFの不足分を賄うのは政府の責任ということは、不足分は税金等で賄われるということの意味している。2020年7月に、バックエンド事業の費用見積の大幅な増加によるNLFに不足が生じうるという将来的な懸念に対して、政府はNatLFの現金預金という形でNLFに資金提供した。費用見積は定期的に更新されることになっており、見積額が増加する可能性は今後もありうる。生じた不足分に対しては最終的には税金等を充てることにならざるをえないが、現在及び将来世代の納税者への負担を少しでも軽減するために、NLFは、ポートフォリオの一部であるMAPについて、約7%という高い期待利益率を設定して運用している。

AGRの廃止措置は、Magnox炉と同様に、長期安全貯蔵という過程を経るため、完了するまでに100年程度の期間を要すると見込まれている。約7%という期待利益率が、こうした事業の不確実性を織り込んだ値として妥当性を持つかどうか等について、引き続き英国の動向を注視したい。

付録 英国の放射性廃棄物の分類



- GDF：地層処分施設
- HLW：High Level Waste
- ILW：Intermediate Level Waste
- INF：照射済核燃料（Irradiated Nuclear Fuel）
- LLW：Low Level Waste
- LLWR：LLW処分場
- MOX：プルトニウム再利用により発生した酸化物燃料
- NM：核物質（Nuclear Materials）
- SNF：使用済燃料（Spent Nuclear Fuel、未照射燃料も含む）
- VLLW：Very Low Level Waste

出典：NDAウェブサイト（<https://www.gov.uk/government/publications/geological-disposal-of-radioactive-wastes-the-inventory-for-disposal-corwm-briefing-note/geological-disposal-of-radioactive-wastes-the-inventory-for-disposal> 最終閲覧日：2024年12月18日）の図を基に著者が作成

付図1 英国における放射性廃棄物の分類と処分方針

英国では、放射性廃棄物は、放射能の強さと発熱量によって、High Level Waste (HLW)、Intermediate Level Waste (ILW)、Low Level Waste (LLW) の3つのカテゴリーに分類される。Higher Activity Waste (HAW) は、HLW、ILW及びLLW処分場（LLWR）またはDounreayのLLW処分場での処分に適さない比較的少量のLLWから構成される（NDA, 2021）。BEIS（2018）によるHLW、ILW、LLWの定義は以下の通りである。

HLWとは、英国では、「放射能によって温度が著しく上昇する可能性があり、貯蔵施設や処分施設を設計する際にこの要因を考慮しなければならない廃棄物」と定義されている。英国の分類によるHLWは、使用済燃料の再処理から液体として発生するものをガラス固化し、固形ガラスに変換されたものである。HLWは、数十年間貯蔵し、かなりの割合の放射能を自然崩壊プロセスによって減少させ、廃棄物を冷却して、GDFへの輸送と処分を容易にする予定となっている。

ILWとは、英国では、「放射能レベルがLLWの上限を超えるが、貯蔵施設や処分施設の設計に熱を考慮する必要がない廃棄物」と定義されている。ILWは、主に使用済燃料の再処理や、原子力発電所での一般的な運用・保守から発生する。ILWには、被覆管や原子炉部品などの固体金属類や、放射性廃液の処理で発生する固化スラッジ等が含まれることがある。一般に、ILWは固形物として処理され、ステンレス鋼や鉄、コンクリートで作られた専用の容器に梱包される。

LLWは、放射性廃棄物の中で最も放射能レベルの低いカテゴリーである。英国で発生しているLLWは、主に病院、研究施設、原子力産業で使用された紙、プラスチック、金属くずで構成されている。LLWのほとんどは、LLWRで処分される。LLWRでは、セメントに包んで大きなスチール容器に入れ、地下数メートル

ルの人工保管庫に設置される。LLWの総量のごく一部は、主に特定の放射性核種が濃縮されていることから、この方法では処分できないため、GDFで処分する必要がある。英国における放射性廃棄物の分類と2024年12月現在における処分方針をまとめると付図1のようになる。

参考文献

- 稲村智昌 (2023) 「英国の原子力発電所の廃止措置及び廃棄物処分手業を巡る動向－実施体制の変遷とその要因を中心に－」, 電力中央研究所報告, SE22002, 2023.
- 稲村智昌 (2024) 「英国における将来の原子力発電所の廃止措置及び廃棄物処分費用を巡る動向－将来の不確実性への対処を中心に－」, 電力中央研究所報告, SE23001, 2024.
- 下郡けい (2018) 「原子力発電をめぐる英国 FIT-CfD の現状と課題」, IEEJ, 2018.
- 長山浩章 (2016) 「英国における信託を使った原子力発電廃炉スキームと我が国への教訓」, 信託研究奨励金論集第 37 号, pp.54-87, 2016.
- 服部徹 (2022) 「英国における新設原子力発電所の資金調達手法「規制資産ベース (RAB) モデル」の導入をめぐる議論」, 電力経済研究 No.68, pp.31-46, 2022.
- British Energy (2004). “Report of Foreign Issuer Pursuant to Rule 13a-16 or 15d-16 of the Securities Exchange Act of 1934, Nov.30, 2004”, 2004.
- EDF Energy (2019). “Annual Report and Financial Statements 31 December2019”, 2019.
- EDF Energy (2020). “Annual Report and Financial Statements 31 December2020”, 2020.
- EDF Energy (2021). “Annual Report and Financial Statements 31 December2021”, 2021.
- EDF Energy (2023). “Annual Report and Financial Statements 31 December2022”, 2023.
- EDF Energy (2024). “Annual Report and Financial Statements 31 December2023”, 2024.
- Nuclear Liabilities Fund Limited (2021). “Fulfilling Our Purpose - Annual Report and Accounts 2021”, 2021.
- Nuclear Liabilities Fund Limited (2023). “Protecting Future Generations - Annual Report and Accounts 2023”, 2023.
- Nuclear Liabilities Fund Limited (2024). “Statement of Investment Principles”, 2024.
- Radioactive Waste Management (2021). “Inventory for Geological Disposal: Main Report”, 2021.
- United Kingdom Department for Business, Energy & Industrial Strategy (2018). “Implementing Geological Disposal -Working with Communities-”, 2018.
- United Kingdom Department for Business, Energy & Industrial Strategy (2022). “The United Kingdom’s Ninth National Report on Compliance with the Convention on Nuclear Safety”, 2022.
- United Kingdom Department for Business, Energy & Industrial Strategy, Nuclear Decommissioning Authority (2023). “2022 UK Radioactive Waste Detailed Data”, 2023.
- United Kingdom Committee of Public Accounts, House of Commons (2007). “The Restructuring of British Energy”, Forty-third Report of Session 2006–07, 2007.
- United Kingdom National Audit Office (2022). “The Decommissioning of the AGR Nuclear Power Stations”, 2022.
- United Kingdom Nuclear Decommissioning Authority (2021). “Strategy: Effective from March 2021”, 2021.
- United Kingdom Nuclear Decommissioning Authority (2022). “Business Plan: 1 April 2022 to 31 March 2025”, 2022.

稲村 智昌 (Tomoaki Inamura)
電力中央研究所 社会経済研究所

スウェーデンの放射性廃棄物基金（KAF） のリスク管理と基金運用実態

Study on the Management of “Nuclear Waste Fund” for Decommissioning and Radioactive Waste Disposal of Nuclear Power Plants and the Risk Management of the Fund in Sweden

キーワード：廃止措置、放射性廃棄物処分、放射性廃棄物基金（KAF）、スウェーデン核燃料・廃棄物管理会社（SKB）

佐藤 佳邦、稲村 智昌

要旨

スウェーデンの原子力発電所の廃止措置及び放射性廃棄物処分事業（バックエンド事業）のための資金管理の手法について、各種文献から以下を明らかにした。

- 1) バックエンド事業のための資金確保の責任は、発生者負担原則にもとづき、ライセンス保有者（＝原子力事業者）が負っている。原子力事業者は、発電電力量に応じて、「放射性廃棄物基金（Kärnavfallsfonden : KAF）」へ資金を拠出する責任を負い、拠出金はKAFが管理する。また原子力事業者は、早期閉鎖などの予期せぬ事態に備えて、一定の保証金を事前に積むことも求められている。
- 2) 原子力事業者が拠出すべき金額と保証金の額は、政府が決定する。その算定のため、ライセンス保有者は、共同で保有する会社（SKB）に費用見積りを委任しており、3年ごとに、政府機関である国家債務局に提出している。国家債務局は、提出された費用見積りをレビューして、上記金額等を算定する。
- 3) 将来のインフレリスクなどに備えるため、KAFはライセンス保有者が払い込んだ資金を、積極的に運用している。具体的には、政府発行債券などの安定資産のほか、2018年からは、国内外の株式、企業が発行する社債、投資ファンドなどにも投資を行っている。

1. はじめに

スウェーデンは、1980年実施の国民投票により、一部の原子炉を当初の稼働期限よりもかなり早期に閉鎖することとなった。このため同国は、他の原子力利用国よりも早い時期から廃止措置に向き合ってきた。

スウェーデンでは日本と同様に、「廃止措置及び廃棄物処分事業」（以下、バックエンド事業）のための資金は、ライセンス保有者（＝原子力事業者）が外部基金に拠出する仕組みとなっている。

他方で、スウェーデンの特徴として、政府が拠出金単価を決定し、また、上記外部基金を監督するなど、資金管理に対する国の強い関与が挙げられる。ライセンス保有者が外部基金に拠出すべき総額を決定する際に、費用見積りにおける将来の不確実性とは別に、不測の事態に備えた額をあらかじめ織り込んでいることも同国の特徴である。

このように、バックエンド事業の資金管理をめぐるスウェーデンの仕組みは、日本を含めた各国と比べても特徴的な側面がある。そこで、同国の制度やその背景、制度の運用実態を詳細に把握しておくことは、今後日本のバックエンド事業費用の算定や、資金管理における国の関与を検討するにあたって参考となる。

スウェーデンのバックエンド事業の資金管理をめぐるのは、ライセンス保有者から独立した基金制度である、「放射性廃棄物基金¹（Kärnavfallsfonden: KAF）」の存在が知られている（交告, 2015 : 原環センター、

¹ KAF自身のウェブサイトにおける英語訳は「Nuclear Waste Fund」であり、我が国ではこれに「原子力廃棄物基金」という訳語を当てている文献もある（例えば、原環センター（2024））が、「原子力廃棄物」という日本語は人口に膾炙しているとは言えないことから、本稿では「放射性廃棄物基金」という訳語を用いる。

2024)。しかし、KAFがバックエンド事業の将来の不確実性にどのように対処しようとしているのか、また、どのように基金を運用しているのかに着目して詳しく論じた文献は見当たらない。

本稿の目的は、KAFについてさらに詳細に明らかにするとともに、スウェーデンのバックエンド事業のための資金管理における官民の役割分担の特徴を明らかにし、将来の不確実性に対してどのように対処しているかについて、KAFの運用実態等を中心に明らかにすることである。

本稿の構成は以下の通りである。まず第2章では、スウェーデンの原子力発電事業及び既設炉のバックエンド事業がどのような状況にあるのかについて述べる。次に第3章では、スウェーデンのバックエンド事業の実施責任及び費用負担責任について述べる。そして第4章は、スウェーデンのバックエンド事業の資金管理について、特に官民の役割分担や不確実性にどのように備えようとしているかに着目して、その特徴を明らかにする。最後に第5章では、本稿のまとめを述べる。

2. 原子力発電事業とバックエンド事業の概況

2.1. 原子力発電事業の概況

スウェーデンは第二次大戦後に、軍用途を主目的として原子力の利用を検討した。しかし同国は、結果的には核兵器保有国とはならず、また、その民生利用に早くから取り組んだ結果として、1972年に軽水炉であるオスカーシャム（Oskarshamn）発電所の運転を開始した²。

その後のスウェーデンの原子力政策は、紆余曲折を経ている。1980年に実施された国民投票では、当時計画中だった原子炉の建設は継続されたものの、2010年までに徐々に原子炉の廃止を進めるとの脱原子力の方針が採用された。しかし代替する電源の見通しが立たなかったことから、2010年に議会がこの方針を撤回する法改正を行い、脱原子力（原子力稼働停止）の時期が先送りされた。ところが2014年の政権交代を契機に、将来的に原子力発電を全廃し、再生可能エネルギーへの転換を進めるという方針が再び表明されていた³。

しかし2022年10月に、同国の中道右派連立政権によりまたも政策が転換されたことから、2024年12月現在において、スウェーデンは原子力発電を積極的に推進している。具体的には、まず2023年11月に、同国議会は、発電電力量における再生可能エネルギー比率を将来的に100%とするとの従来の目標を変更し、2040年に脱炭素電源による発電比率を100%とするとの新たな目標を採択した⁴。2023年に公表されたロードマップでは、2045年までに最大10基の原子力発電所を発電可能状態にするとの目標が示され、そのために、2035年までに少なくとも250万kW相当の原子力発電所新設が想定されている⁵。同ロードマップでは、リスク分担モデル（Risk Sharing Model）を通じて、新設のための資金確保に関連する国の責任を明確化する必要があるとされている。

そして議会は2023年11月29日に、原子力発電所の新設を認めるとの政府提案を承認した。これとあわせて議会は同日、原子炉の新設を既存原子炉サイト内での建替えに限定していた1998年環境法典の規定を改正し、4つの既存サイト近傍での新たな場所への原子炉の新規建設を可能とした⁶。この法改正により、理論的には、スウェーデン全土で10基以上の原子炉が同時に稼働可能となる。

また、2024年1月に、スウェーデンのエネルギー・産業大臣は、原子力発電所新設の推進を任務とする「国

² スウェーデンは当初、濃縮を経ずに天然ウランをそのまま利用可能な重水炉の活用を目指し（スウェーデンラインと呼ばれる）、1954年にオーゲスタ（Ågesta）発電所を運転開始させるなどしたが、その後、技術的・経済的要因から軽水炉に転換した（中嶋, 2012）。

³ 日本原子力産業協会ウェブサイト（https://www.jaif.or.jp/news_db/data/2014/1009-03-06.html 最終閲覧日：2024年12月18日）参照。

⁴ IAEA ウェブサイト（<https://cnpp.iaea.org/public/countries/SE/profile/preview> 最終閲覧日：2024年12月18日）参照。

⁵ World Nuclear News ウェブサイト（<https://www.world-nuclear-news.org/Articles/Roadmap-launched-for-expansion-of-nuclear-energy-i> 最終閲覧日：2024年12月18日）参照。

⁶ なお当該新設を行うサイトについては、環境法典の規定に基づいて、自治体の同意を要する（Hofverberg, 2024）。

家原子力発電拡大コーディネーター⁷を新設し、これに原子力産業の経験者（Carl Berglöf氏）を任命した。同コーディネーターは、原子力発電拡大のための政府の単一の窓口となることが期待されているほか、原子力拡大に必要な施策の分析をとりまとめ、遅くとも2026年末までに公表することとなっている⁸。

2024年8月には、先述したリスク分担モデルに関する調査報告書が公表され、立法案作成に向けたモデル案が示された。モデル案では、下記の項目の達成を目指している。

- 新設原子力発電所の投資コストと比較して低コストでの発電を行う
- 建設段階におけるコスト効率性について強いインセンティブを確保するとともに、運転段階における市場価格シグナルに対応するインセンティブを維持する
- 同定された市場の失敗に対処する支援策を設計する
- 民間事業者が新設原子力発電所に意欲的に投資ができるように、十分な期待利益を提供する
- EUによる国家補助審査⁹の基準をクリアする

以上はスウェーデンの原子力政策の変遷であるが、同国における原子力発電の占める位置付けはどうか。2010年代以降には、特に1970年代運転開始の原子炉の経済性が低下した¹⁰ことから、それらの一部の閉鎖が決定されたものの、いまだスウェーデンでは発電電力量に占める原子力発電の割合が高くなっている。2024年10月現在、同国内で稼働している発電用原子炉は、フォルスマルク（Forsmark）発電所1号機から3号機（BWR）、オスカーシャム発電所3号機（BWR）、リングハルス（Ringhals）発電所3号機と4号機（PWR）の計6ユニットであり、設備容量合計は7.0GWである（表1）。発電電力量ベースでみると、原子力発電が占める割合は、2005年に45%、2010年に38%となったあと、2015年に34%、直近2023年に29%と徐々に低下してきているが、依然として水力発電と並ぶ同国の主要電源となっている¹¹。

表1 スウェーデンにおいて稼働中の原子炉（2024年12月現在）

原子炉	炉型	出力 (MW)	ライセンス保有者	商業運転開始日
フォルスマルク 1号機	BWR	1104	Forsmarks Kraftgrupp AB (FKA)	1980年12月10日
フォルスマルク 2号機	BWR	1121	Forsmarks Kraftgrupp AB (FKA)	1981年7月7日
フォルスマルク 3号機	BWR	1172	Forsmarks Kraftgrupp AB (FKA)	1985年8月18日
オスカーシャム 3号機	BWR	1400	Oskarshamns Kraftgrupp AB (OKG)	1985年8月15日
リングハルス 3号機	PWR	1081	Ringhals AB (RAB)	1981年9月9日
リングハルス 4号機	PWR	1130	Ringhals AB (RAB)	1983年11月21日

出典：IAEAウェブサイト（<https://cnpp.iaea.org/public/countries/SE/profile/preview> 最終閲覧日：2024年12月18日）の表を基に著者が作成

2.2. バックエンド事業の概況

2.2.1. 廃止措置の概況

スウェーデンにおいて廃止措置中の原子炉の状況をまとめたものを表2に示す。各種資料によると、2028

⁷ スウェーデン政府資料での英訳は National Nuclear Power Coordinator（「国家原子力発電コーディネーター」の意味）となっているが、原語（En nationell samordnare för utbyggnad av kärnkraft）中の utbyggnad は「展開」「拡大」を意味する言葉であり、原語に忠実に翻訳すれば「国家原子力発電拡大コーディネーター」となる。文献によっては New-build coordinator（「新設コーディネーター」の意味）としているものもある。

⁸ 2024年6月に中間報告書が公表されている（National Nuclear Power Coordinator, 2024）。

⁹ 欧州連合では、発電分野における支援策も含め、加盟国による特定の産業・事業者に対する支援（これを国家補助（state aid）と呼ぶ。）は、市場での公正な競争に適合するののかという観点から審査される。原子力分野におけるEUの国家補助審査については、丸山（2022）を参照。

¹⁰ 経済性低下の主な要因は、電力市場価格の低下に加え、原子力発電税の負担が大きかったとされる（World Nuclear News ウェブサイト（<https://www.world-nuclear-news.org/Articles/Sweden-abolishes-nuclear-tax> 最終閲覧日：2024年12月18日）参照）。

¹¹ IAEA ウェブサイト（<https://cnpp.iaea.org/public/countries/SE/profile/highlights> 最終閲覧日：2024年12月18日）参照。

表2 スウェーデンにおいて廃止措置中の原子炉（2024年12月現在）

原子炉	出力 (MW)	運転期間	廃止措置方針	状況
オーゲスタ	10	1964-1974	遅延解体* ¹⁾	2020年に廃炉作業を開始し、圧力容器の解体が完了。2027年に廃炉作業完了の予定。
バーセバック (Barsebäck) 1号機	600	1975-1999		廃止措置・解体は2028年までの完了を予定。炉内構造物の中間貯蔵は2045年までを予定。
バーセバック 2号機	600	1977-2005		
オスカーシャム 1号機	473	1972-2017	即時解体	廃止措置・解体は2028年までの完了を予定。サイト解放は3号機の廃止措置後に実施。
オスカーシャム 2号機	638	1975-2016		
リングハルス 1号機	881	1976-2020		廃止措置・解体は2028年までの完了を予定。サイト解放は3号機・4号機の廃止措置後に実施。
リングハルス 2号機	852	1975-2019		

*¹⁾遅延解体は、「deferred dismantling」の訳語として多くの文献で用いられており、ここでもそれに倣った。しかし、遅延という単語には、「予定されていた期日に遅れる」という否定的な意味が含まれていることを考慮すると、自らの意思で期日を延長させるという意味を含めるという観点から、「繰延解体」のような訳語の方が妥当ではないかと考える。

出典：IAEAウェブサイト (<https://cnpp.iaea.org/public/countries/SE/profile/preview> 最終閲覧日：2024年12月18日) の表を基に著者が作成

年までに解体を完了したのち、解体廃棄物等の処分を経てサイト解放（＝他の用途に当該サイトを利用可能な状態にすること）を目指すとの計画が立てられている。なお2024年12月現在において、スウェーデン国内でサイト解放にまで至った原子炉は存在していない。

廃止措置進捗状況の一例を示すと、オーゲスタ発電所では、ウェスティングハウス社が入札を経て廃炉事業（圧力容器と内部構造物の解体及び除去作業）を受注し、2020年に廃炉作業を開始した。2024年11月現在の進捗であるが、原子力事業者（Vattenfall）が2024年9月に地元住民に対して示した資料¹²⁾によると、小規模（出力1万kW）な炉ではあるものの、すでに原子炉圧力容器の解体が完了し、最終的な処分のために暫定的に保管されている段階である。その中で示された今後の工程表によれば、2025年中に作業を完了、2026年に原子力安全規制当局である放射線安全庁（Strålsäkerhetsmyndigheten：SSM）のレビューを受け、2027年前半には廃炉作業の完了が予定されている。他の発電所についても、2028年までに各原子炉の解体作業が進められていくことになっている。

2.2.2. 廃棄物処分事業の概況

スウェーデンは、2024年12月現在において、使用済燃料の最終処分場の立地点選定が完了している、世界でも数少ない国の1つである。

スウェーデン国内の原子力発電所で生じた使用済燃料は、下記SKBが1985年にオスカーシャムにおいて操業開始した使用済燃料中間貯蔵施設（Centralt Mellanlager för Använt Kärnbränsle：CLAB）に輸送されて、最終処分場が操業を開始するまで、中間貯蔵施設のプール内で貯蔵される（原環センター，2024）。

最終処分場については、立地点候補であった二つの自治体（エストハンマル（Östhammar）とオスカーシャム）で実施された調査結果を踏まえて、廃棄物処分の実施主体であるスウェーデン核燃料・廃棄物管理

¹²⁾ Vattenfall ウェブサイト (<https://karnkraft.vattenfall.se/siteassets/agesta/presentation-fran-informationsmote-2024.pdf> 最終閲覧日：2024年12月18日) 参照。

会社（Svensk Kärnbränslehantering AB：SKB）は、2009年6月に、エストハンマルのフォルスマルクを候補地として選定した。2011年3月に、SKBは、フォルスマルクにおける処分場立地・建設のライセンス申請を行い、2022年1月に、政府は同申請を承認してSKBにライセンスを与えた¹³。そして2024年10月に、SKBは、フォルスマルクにおける処分場建設・運営について、国土環境裁判所（Mark- och miljöödomstolar）から、環境ライセンスを認める判決を得た¹⁴。同判決により、フォルスマルク処分場に関連するライセンス取得プロセスは完了し、SKBは建設作業を開始することが可能となった。

3. バックエンド事業の責任主体等

3.1. 廃止措置事業の責任主体

スウェーデンでは、原子力発電所の運転には、原子力事業法に基づくライセンス及び環境法典に基づくライセンスの両方を要する（OECD/NEA, 2008）。このうち原子力事業法は、ライセンス保有者が安全な廃止措置の責任を有すると定めている¹⁵。具体的には、ライセンス保有者は、原子力発電所の建設に先立って、予備的廃止措置計画の作成が義務付けられ、さらに、発電所の運転中は廃止措置計画を適宜更新し、10年ごとにこれを先述の放射線安全庁（SSM）に提出しなければならない。

SSMは、放射性廃棄物管理や使用済燃料の処分場の問題などを監督する。具体的には、SSMは放射性廃棄物に適用される各種の技術基準に関する規定を発布するほか、放射性廃棄物管理を審査するとともに、廃棄物の管理・貯蔵・処分に関する規則が遵守されているかのチェックを行う^{16, 17}。

ライセンス保有者は、原子炉の運転停止から1年後に、詳細な廃止措置計画をSSMに提出しなければならない。またライセンス保有者は、実際の廃止措置作業の開始前に、新たな廃止措置計画とともに安全分析報告書をSSMに提出し、承認を受ける必要がある。運転停止から、最終廃止措置計画と廃止措置開始の申請までの期間はSSMの規則による定めはないが、ライセンス保有者は、廃止措置計画のスケジュールを作成し、説明する義務を負う（IAEA, 2012）。

先述の通り、安全な廃止措置の実施責任はライセンス保有者が負っているが、その実施にあたっては、自社実施の他、他ライセンス保有者と共同での実施、競争入札による外部事業者への委託、ライセンスの第三者への移転も許容されている（Rannemalm et al., 2016）。

原子力事業法上、廃止措置の実施にあたって別個のライセンスは要求されない。ただし、廃止措置事業は常に環境への重大な影響を及ぼすものとみなされているため、安全報告と放射線モニタリングプログラムについてそれぞれ事前承認をSSMから得る必要があるほか、環境法典¹⁸に基づく特別のライセンス¹⁹を取得する必要がある^{20, 21}。なお、環境法典の下で廃止措置に関するライセンス発行の可否を決定するのは、先述の国土環境裁判所である。

¹³ フォルスマルクの選定過程の詳細については、原環センター（2024）を参照。

¹⁴ SKB ウェブサイト（<https://skb.com/nyhet/environmental-judgement-means-construction-can-start-on-skbs-spent-fuel-repository/>）最終閲覧日：2024年12月18日）参照。

¹⁵ このほか、原子力施設の廃止措置前及び廃止措置中の計画に関するSSMの規則（SSMFS 2008:19）は、ライセンス保有者が、施設の将来の廃止措置のための予備的な計画を確実に実行しなければならないと規定している。これには技術的な計画に加えて、解体・撤去に関する会計処理の要件なども含まれている。

¹⁶ このように、廃止措置には原子力事業法の規制と環境法典の規制の双方がかかることになるが、廃止措置事業に関してこれらを監督するのはともにSSMであるため、コーディネーションの問題は生じないとされている（SNCNW, 2016）。

¹⁷ SSMは、このほかにも医療用放射線関連の規制など幅広く監督する。

¹⁸ スウェーデンの環境法典については、同国政府による英訳などを参照した。

¹⁹ これは、3.1 冒頭記載の原子炉の運転に必要な環境法典によるライセンスとは別個のものである。なお、環境法典が要求するものを「許可（permit）」と呼ぶもの（例：Ministry of Environment, Sweden（2016））や、認証（authorisation）と呼ぶもの（例：SKB ウェブサイト）があるが、多くの文献（例：IAEA（2012））、Amft et al.（2019）、SNCNW（2016）などは「ライセンス」としているため、これに従った。

²⁰ SSMの職員ら（Amft et al.（2019））によると、実際にはライセンス保有者は、まず、稼働停止後と現実の廃止措置開始までの環境影響をめぐるライセンスを取得したあと、現実の詳細な廃止措置作業計画が策定されたときにそれに基づくライセンスを再度取得している。

²¹ 別途、廃止措置実施にあたり、環境影響評価を実施することも必要とされている（Ministry of Environment, Sweden, 2016）。

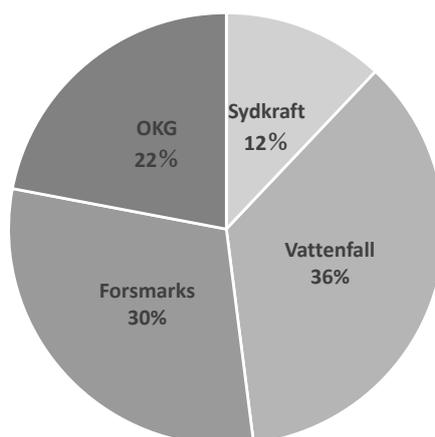
3.2. 廃棄物処分事業の責任主体

SKBの前身であるスウェーデン核燃料供給会社 (Svensk Kärnbränsleförsörjning AB : SKBF) は、1972年に、核燃料サイクル事業の一部の共同実施による円滑化を主要な目的に、原子力事業者によって共同で設立された。SKBFの重要な役割は、使用済燃料と放射性廃棄物の管理であった。

設立当初のSKBFの主要な業務は、使用済燃料の再処理に向けられていた。その後、廃棄物管理事業の重要性が明らかになったことにより、特別のプロジェクト組織である核燃料安全プロジェクト (Kärnbränslesäkerhet : KBS) が設立された。KBSは、その後、略称はそのまま、SKBFの一部門である放射性廃棄物処理・処分部門 (Avdelningen för Kärnkraftsavfallets Behandling och Slutförvaring) となった (Larsson et al., 1986)。

スウェーデンの原子力事業を規制する基本的な法律は、「原子力事業に関する1984年法律3号 (原語 : Lag (1984:3) om kärnteknisk verksamhet)」 (以下、1984年原子力事業法という) である。同法の10条前段は、発生原因者に対して、安全確実な方法での放射性廃棄物の処分を義務付けている。そこでSKBFを改組する形で、廃棄物処分の実施主体としてSKBが設立された (石倉, 2001)。

SKBの法人形態は、その出資者である原子力事業者と同じ有限責任会社 (Aktiebolag, 略称AB) であり、これは日本の会社法制度の株式会社に相当する。つまりスウェーデンでは、規制面で政府の監督は受けるものの、放射性廃棄物の管理処分事業の実施主体はあくまでも民有・民営会社である。2024年12月現在のSKBの所有者と出資割合は、Vattenfall (36%)、Forsmarks (30%)、OKG (22%)、Sydkraft (12%) となっている (図1)。



出典 : SKBウェブサイト (<https://skb.com/about-skb/organisation/> 最終閲覧日 : 2024年12月18日) の図をもとに著者が作成

図1 SKBの所有者と出資割合

3.3. バックエンド事業の費用負担

原子力発電所の廃止措置の作業は、燃料搬出作業 (defueling)、閉鎖作業 (shutdown)、解体作業 (dismantling) に分類できる。このうち燃料搬出作業とは、廃止措置期間のうち、核燃料が原子炉の中に残置されている時期を意味し、閉鎖作業とは、すべての核燃料が取り出されたあとのものを意味する。

廃止措置の責任は、「すべての設備の作業が完了し、すべての核物質及び放射性廃棄物が恒久的に封印さ

れた処分施設に据え置かれた時点」まで継続する（1984年原子力事業法10条前段3号）²²。ただし厳密には、放射線防護法（2018:396）第5.4章の規定により、他の用途にサイトが利用可能となって、究極的に完了する。2.2で述べたように、これまでにごく小規模のものを含めて7つの原子炉が停止し、そのうち1つは解体されたが²³、2024年12月現在において、廃止措置が完了したものはまだない²⁴。

先述の環境法典の下で要求されるライセンスは、「原子力発電所その他の原子炉が廃止措置されることとなる活動」に対して発布されるもので、その適用期間は、「原子炉が停止された時点から、原子炉が燃料搬出作業・閉鎖作業・解体作業を経て、あらゆる核燃料及びその他の放射性汚染物質が当該設備サイトから恒久的に除去されたときまで」（環境規制（2013:251）22章「原子炉の廃止措置」1条）とされている。

スウェーデンで上記の廃止措置費用及び放射性廃棄物処分費用の資金確保義務を負うのは、ライセンス保有者である²⁵。これは、いわゆる発生者負担原則に基づいている。

これら費用の支払いに必要な資金を確保するために、スウェーデンでは、放射性廃棄物基金（KAF）と呼ばれる、ライセンス保有者の外部に設立された基金制度が活用されている。1982年まで、廃止措置費用及び放射性廃棄物処分費用は、ライセンス保有者の内部資金で確保されていた。しかし1982年に、議会の決定により、スウェーデン中央銀行の国家債務局（Riksgälden）の口座に置かれた外部基金で資金を確保する方法に改められた。そしてその後1996年に、KAFが資産運用者として資金管理の責任を負う現在の制度が採用された²⁶。

ライセンス保有者はKAFに対して、設備の運転期間にわたって「放射性廃棄物処分料（nuclear waste fee）」という拠出金を払い込む。SKBの英文資料（例えばSKB（2019））では放射性廃棄物処分料と記述されているが、放射性廃棄物処分のみならず、原子力発電所の廃止措置をも含んだバックエンド事業の資金となることに留意が必要である。

ライセンス保有者がKAFに払い込んだ金額が、廃止措置・廃棄物処分に要する費用に対して不足する事態が生じた場合において、ライセンス保有者は依然として廃止措置費用に対する完全な責任、つまり不足額を負担する責任を負う。そこで、KAFに放射性廃棄物処分料（拠出金）を支払う義務のある当事者（＝ライセンス保有者）は、「処分料で賄うことを想定していたが、不足が生じて賄うことができなくなった費用、その他予期せぬ事象に起因する付加的費用」のために、政府に対してあらかじめ保証金（guarantee）を提供しなければならない²⁷。

仮に廃止措置が完了するまで（そしてすべての放射性廃棄物が封印された処分場に配置されるまで）に、基金が廃止措置費用をカバーするに不十分であることが明らかになった場合は、運転期間が終了し、施設が廃止された後であっても、ライセンス保有者の保証金が費用を埋め合わせるために用いられる。反対に、個別のライセンス保有者に関連するすべての費用を支払っても基金に資産が残っているような場合には、

²² 1984年原子力事業法10条前段「原子力事業のライセンスを保有する者は、以下の各号のための必要な措置を確実になすことの責任を負う；1. 運転の性質及びそれが実施される状況を考慮した上での安全の確保、2. 運転から生じた放射性廃棄物または運転から生じた放射性物質（再利用されるものを除く）の安全な管理及び処分、3. 運転が停止した施設におけるすべての作業が終了し、すべての核物質及び放射性廃棄物が恒久的に封印された処分場に据え置かれるまでの安全な廃止措置。」このうち、法律が用いた「恒久的封印」という言葉は、ライセンス保有者の責任が消滅する時点を定義するものである。したがって、最終処分場をめぐる問題は、ライセンス保有者の長期におよぶ責任に関する原子力事業法の規定と直接的に関連している。

²³ 先述のように廃止措置は、放射線防護法（2018:396）上、サイトが他の用途に利用可能となって究極的に完了する。したがって、いわゆる厳密な「グリーンフィールド化」は求められておらず、他の発電所など工業用地に転用する場合には「ブラウンフィールド化」で足りるとされている。例えば、バーセバック（Barsebäck）原子力発電所の跡地は、ブラウンフィールドとして新たな発電所に転用予定である（Peachey, 2020; Bärenbold, 2023）。

²⁴ 残る6つの原子炉が2028年までの廃止措置を予定している。直近に停止された2つの原子炉（それぞれ2020年と2019年に停止したリングハルス1号機と2号機）については、すでに燃料が搬出されて現在はオンサイトで貯蔵されており、長期廃棄物のための最終地層処分施設が建設・運用する（2045年前後）まで用いられる中間貯蔵施設（CLAB）に向けて、順次輸送される。

²⁵ KAFウェブサイト（<http://www.karnavfallsfonden.se/informationinenglish.4.725330be11efa4b0a3f8000131.html> 最終閲覧日：2024年12月18日）参照。

²⁶ KAFウェブサイト

（<https://www.karnavfallsfonden.se/informationinenglish/aboutthenuclearwastefund/history.4.697303b91648b46fd8d21bb.html> 最終閲覧日：2024年12月18日）参照。

²⁷ スウェーデンでは、商用原子力発電所の廃止措置はまだ初期段階にあるため、実際の廃止措置費用が想定から大幅に乖離したような事例は報告されていないようである。

基金の残余分が当該ライセンス保有者または支払者に対して払い戻される (Ministry of Environment, Sweden, 2014)。

4. バックエンド事業のための資金管理

4.1. 廃止措置事業の費用見積り

スウェーデンでは、原子力発電所の廃止措置や、使用済燃料及び原子力事業から生じるその他の放射性残留物の管理及び処分に要するあらゆる対策のための費用を見積もることは、ライセンス保有者の責任である。

この責任に基づき、ライセンス保有者は、原子炉ごとの詳細な廃止措置費用見積りを3年ごとに作成し、KAFの監督官庁である国家債務局²⁸、²⁹に提出しなくてはならない³⁰。ライセンス保有者は、KAFに対して払い込むべき放射性廃棄物処分料の必要額に関する計算及び勧告の十分な基礎となるだけの廃止措置費用見積りを提出することを義務付けられている。

国家債務局は、ライセンス保有者が提出した費用見積りをレビューするとともに、各ライセンス保有者がKAFに支払うべき放射性廃棄物処分料と保証金の金額を計算する³¹。放射性廃棄物処分料は、それぞれの原子炉が50年運転するという前提³²、³³で計算される (SSM, 2020)。国家債務局の提案に基づいて、最終的には政府が、向こう3年間の放射性廃棄物処分料単価と保証金の額を定める。放射性廃棄物処分料の算定は、3年ごとに見直され、新たに計算された費用、発電電力量予測、不確実性の評価等を考慮した上で調整されることになる。

SSMは、ライセンス保有者の費用計算のためガイダンス (SSM, 2014) を作成し、公表している。費用計算 (見積り) は、実施に向けた制度設計 (system's design) とスケジュール案のためのSKBの現時点でのプラン (これはリファレンス・シナリオと呼ばれる) に基づかなくてはならない (SKB, 2022)。

OECD/NEAのISDC³⁴ (International Structure for Decommissioning Costing) の費用区分の中で、SKBの費用見積りに含まれているものを表3に示す。

廃止措置費用は、一つのサイトに複数の原子炉が所在する場合であっても、個々の原子炉ごとに計算される。しかしながら、複数の原子炉が所在するサイトには特定のユニットに帰属させることができないビルや施設 (サービスビル、作業場、汚水処理プラント、アクセス道路など) が存在している。相互利用されるこれら構造物の廃止措置費用は、原子炉とは別個に見積もられる。サイトの所有者は、相互利用される構造物の廃止措置費用も負担する。

²⁸ 国家債務局は、中央銀行とは別に、国家の債務 (国債) の管理などを行う機関である。なお同局のウェブサイトによる主要業務 6 項目の一つに、放射性廃棄物管理の資金確保が掲げられている (<https://www.riksgalden.se/fi/About-the-Debt-Office/our-mandate-and-work/> 最終閲覧日: 2024 年 12 月 18 日)。

²⁹ 従来、原子力発電所の廃止措置や廃棄物処分・管理の資金確保について監督する規制当局は SSM であったが、2018 年に、国家債務局に移管された。

³⁰ 国家債務局が必要と認めた場合には、ライセンス保有者に対して、費用見積りを 3 年よりも前に提出することを命じ、または追加的な費用見積りを提出することを命じることができる。

³¹ 詳細は、「2006 年法律 647 号: 原子力事業からの残留物質の管理のための資金的対策に関する法律 (Lag (2006:647) om finansiering av kärntekniska restprodukter)」及び同施行令にあたる「命令 2017 年 1179 号: 原子力発電の残留物質の資金確保に関する命令 (Förordning (2017:1179) om finansiering av kärntekniska restprodukter)」に定められている。

³² 2013 年に SSM は、処分料の水準を維持可能となるよう、計算の前提となる原子炉運転期間を 40 年から 50 年へと変更することを決定した。なおスウェーデンの原子力発電所については、基本的な設計寿命は 40 年とされているものの、初回のライセンスについて特定の期間が設けられているわけではなく、10 年ごとの安全審査で安全上の要件を満たす限り、運転期間に制限はない (稲村, 2021)。

³³ 支払期間の最後に支払い単価が高騰しないよう、常に最低 6 年間運転を継続するとの前提で計算される (SSM, 2020)。

³⁴ OECD/NEA が示している、廃止措置費用を見積もるための国際的に共通のプラットフォームを指す。

表3 ISDCの費用区分の中でSKBの費用見積りに含まれる項目

	ISDCの典型費用項目	SKBの費用見積
01	廃止措置前の準備活動 (Pre-decommissioning)	○
02	施設の閉鎖作業 (Facility shutdown)	○
03	安全貯蔵のための追加的活動 (Additional activities for safe enclosure)	×
04	管理区域内での解体作業 (Dismantling activities within the controlled area)	○
05	廃棄物処理、貯蔵、処分 (Waste processing, storage and disposal)	○
06	サイトのインフラと運用 (Site infrastructure and operation)	○
07	従来型の解体とサイトの復元 (Conventional dismantling demolition and site restoration)	○
08	プロジェクト管理、エンジニアリング、サイト支援 (Project management, engineering and site support)	○
09	研究開発 (Research and development)	×
10	燃料と核物質 (Fuel and nuclear material)	×
11	その他経費 (Miscellaneous expenditure)	○

出典：OECD/NEA (2012) と SKB (2013a) を基に筆者が作成

4.2. バックエンド事業の総費用見積りの現状

法的には費用見積りを作成する責任はライセンス保有者にあるが、実際には、ライセンス保有者はSKBに対して統合費用見積報告書（通称：プランレポート）を政府に提出するよう委任している³⁵。そしてSKBが各種のシナリオに基づいた将来費用の予測について、3年ごとにライセンス保有者とSKBが共同で報告書を提出している。この報告書には、公衆縦覧させるための一般公開版と、非公開版の2つがある。このうち非公開版には、当局がレビューのために要求している、4つのライセンス保有者の間の費用分配や放射性廃棄物処分料と保証金の計算に関する詳細情報が含まれている（SKB, 2022, p.5）。

SKBのプランレポートは、放射性廃棄物の管理・処分、原子炉の廃止措置、その他の細かな費用について、別個の見積りを含んでいる。それら費用の総額が、個社の放射性廃棄物処分料計算の基礎となる。廃止措置作業中に生じる廃棄物の管理に関する費用は、原子炉の廃止措置費用に含まれているが、解体廃棄物の輸送・処分に関する費用は含まれていない。このうち後者については、プランレポートにおいては別途計算され、掲載されている。プランレポートは、国家債務局によって精査される。

現時点（2024年11月）で入手可能な最新のプランレポートは、2022年10月公表のSKB（2022）である。原子力発電所の廃止措置の基本費用として将来の必要額を238億3,000万スウェーデンクローナ³⁶（SEK）と見積もっており、さらに全放射性廃棄物の管理・最終処分を含む事業全体の将来費用を総額1,241億SEK（およそ1兆6,700億円）と見積もっている³⁷。見積総額は、前回のプランレポート（SKB, 2019）における1,100億SEKから、およそ140億SEKほど増加している。その内訳であるが、廃止措置関連費用は233億4,000万SEKから238億3,000万SEKへと約5億SEKほどの増加にとどまっているのに対して、最終処分関連の各項目が軒並み増加している（表4）。参考までに、個別の発電所の廃止措置費用見積りの例としてリングハルス発電所の見積りをまとめたものを表5に示す。

国家債務局は、プランレポートを精査し、向こう3ヶ年度にライセンス保有者が支払うべき放射性廃棄物処分料について、政府に対して勧告をする。処分料の最終的な決定（validation）は、政府が行う。

³⁵ 筆者らが確認した限り、プランレポートは1984年から2008年までは毎年、作成・公開されていたが、2010年からは3年ごととなっている。この制度変更の背景については、今回の調査では明らかにすることはできなかった。

³⁶ 2024年12月18日現在において、1スウェーデンクローナ（SEK）は約14.01円である。

³⁷ これらの費用の中には、中間貯蔵設備及び原子力発電所内の浅地中処分施設の費用（1.1億SEK）、及び、運転中廃棄物に関する短寿命中低レベル放射性廃棄物最終貯蔵施設（Slutförvaret för kortlivat radioaktivt avfall：SFR）の費用（11億SEK）は含まれていない。これらの費用は放射性廃棄物処分基金の制度とは別に、ライセンス保有者が直接負担するべきものとされている。ここでいう運転中廃棄物とは、短寿命の極低レベル廃棄物（密封されたか、コンクリートまたはスチールコンテナに封入された運転中廃棄物で、最終的には、浅地中処分かSFRで処分するもの）、及び、短寿命の低レベル・中レベル廃棄物（最終的にSFRで処分するもの）である。

表4 スウェーデンにおけるバックエンド事業関連（全放射性廃棄物の管理・最終処分を含む）の費用見積り（2024年以降）

費用項目		細目	合計額 ⁽¹⁾	参考：総費用 ⁽²⁾
SKB の管理			7,060	7,740
輸送		投資	1,480	4,100
		O&M	2,260	
使用済燃料集中 中間貯蔵施設（CLAB）		O&M	6,820	10,440
		再投資	2,070	
		解体	990	
封入 （Encapsulation）		投資	4,590	17,210
		O&M 及び 再投資	10,980	
		解体	280	
使用済燃料施設	地上	実現可能性調査, 技術開発・安全性	1,310	34,760
		投資 及び 解体	10,270	
		O&M（設備全体）	6,470	
		再投資（設備全体）	1,900	
	その他地下開口部	投資	2,390	
		解体・閉鎖	1,460	
	メイン及び処分トンネル	投資	4,680	
		解体・埋め戻し・閉鎖	3,690	
長期管理廃棄物最終処分場（SFL）		実現可能性調査, 技術開発・安全性	560	2,140
		投資	790	
		O&M 及び 再投資	420	
		解体 及び 閉鎖	360	
中間貯蔵設備及び原子力発電所内の浅地中処分施設		投資・運用・解体	-	110
SFR （運転中廃棄物）		O&M 及び 再投資	-	770
SFR （解体廃棄物）		実現可能性調査, 技術開発・安全性	420	5,480
		投資	2,870	
		O&M 及び 再投資	1,750	
		解体 及び 閉鎖	410	
原子力施設の解体			23,830	24,230
基礎費用合計			100,120	106,990
外部経済要因調整			5,740	
予期不能要因・リスクの上乗せ			18,270	
合計			124,130	

単位は百万 SEK

注(1)：「合計額」は、今後、原子力事業者が拠出金として支払うべき金額を意味し、これが放射性廃棄物処分料単価の計算の諸元となる。

注(2)：「総費用」は「リファレンス・シナリオ」と呼ばれるものに基づき、放射性廃棄物処分料単価の計算の諸元には含まれない（＝各原子力事業者が直接負担）する費用を含む。SKB はあくまでこれを参考値と位置付けている。

注(3)：発電所内の浅地中処分施設や運転中廃棄物の費用は、ライセンス保有者が直接負担する。

出典：SKB (2022) を基に筆者が作成

4.3. バックエンド事業のための資金確保の枠組

放射性廃棄物処分料はkWh単位で算定され、ライセンス保有者は、各年の発電実績に応じて当該年度の1年分を、年度末に一括で支払う。仮にあるサイト内の原子炉が早期閉鎖などによりすべて停止されたとしても、ライセンス保有者は放射性廃棄物処分料を支払う義務があるため、その場合はkWhに応じた金額ではなく、年間一括で算定される。

2010年代になって、プランレポートにおける費用見積りが更新された結果、廃止措置（または放射性廃棄物管理・処分）の費用増加が見込まれたため、当局は、ライセンス保有者がKAFに支払う放射性廃棄物処分料を引き上げてきている。例えば、それまで各社平均0.01 SEK/kWhだった放射性廃棄物処分料単価が、2012年から2014年の期間に0.022 SEK/kWhへと引き上げられたが、その背景には、使用済燃料最終

表5 廃止措置費用見積りの例（リングハルス発電所）

ISDC ナンバーと項目名	費用	コンテイン ジェンシー	総額
01. 廃炉前作業			
1.01 廃炉計画	140,027	21,004	161,031
1.03 安全・セキュリティ・環境関連の調査	12,800	1,519	14,319
1.04 廃棄物管理計画	10,642	1,596	12,238
1.05 認証	6,317	948	7,265
	169,876	25,067	194,53
02. 施設閉鎖作業			
2.01 プラント閉鎖及び検査	98,511	14,777	113,287
2.04 詳細計画支援のための放射性廃棄物在庫特性調査	48,153	14,446	62,599
	146,664	29,223	175,887
04. 管理区域内での解体作業			
4.01 除染・解体のための装置の調達	468,746	91,120	559,865
4.02 解体の準備及び支援	77,017	19,254	96,271
4.03 解体前の除染	186,267	93,134	279,401
4.05 主要処理システム・構造・建造物の解体	495,194	266,746	761,940
4.06 その他のシステム・建造物の解体	233,143	58,260	291,403
4.07 建築物からの汚染の除去	72,013	21,344	93,357
4.09 建築物の解放のための最終処分場の調査	265,604	79,681	345,285
	1,797,983	629,539	2,427,522
05. 廃棄物処理・貯蔵・処分			
5.01 廃棄物管理体制の構築	137,020	20,553	157,573
5.08 中レベル廃棄物解体の管理	37,850	11,588	49,438
5.09 低レベル廃棄物解体の管理	403,506	75,496	479,002
5.10 極低レベル廃棄物解体の管理	11,221	1,122	12,344
	589,597	108,760	698,357
06. サイト警備・監視・メンテナンス			
6.01 サイト警備の運営と監視	77,762	11,664	89,426
6.03 運営支援体制	251,015	37,652	288,668
6.04 放射線・環境安全モニタリング	108,004	27,001	135,005
	436,781	76,317	513,098
07. 通常の解体・破碎・サイト復旧			
7.02 管理区域外のシステム・建築建造物の解体	394,536	64,237	458,773
7.03 建築物・構造の破碎	741,178	111,177	852,354
7.04 最終除染、景観修復、改装	49,209	7,381	56,590
7.05 サイトの放射線の最終調査	5,702	1,372	7,075
	1,190,625	184,167	1,374,792
08. プロジェクト管理・エンジニアリング・サイト支援			
8.02 プロジェクト管理	393,108	58,966	452,074
8.03 各種支援サービス	577,379	86,607	663,986
8.04 健康・安全	98,465	14,770	113,235
	1,068,952	160,343	1,229,295
11. その他の支出			
11.01 所有者コスト	65,492	7,606	73,097
11.03 保険	52,602	5,260	57,862
	118,094	12,866	130,960
廃炉費用 総計	5,518,482	1,226,281	6,744,763

単位は 1,000SEK

出典：SKB (2013b) を基に筆者が作成

処分施設の費用が再精査された結果、費用が180億SEKほど増加したことがある。このとき、SSMは0.03 SEK/kWhへの引き上げを提案したが、政府はその引き上げ幅を抑えた（SNCNW, 2017）。

2015年から2017年の平均単価は0.04 SEK/kWhへと引き上げられたが、その背景として、従来の廃止措置・解体費用の過小見積りが明らかになったこと、短寿命放射性廃棄物の最終処分場の拡張が必要となったこと³⁸などが指摘されている。さらに、2018年から2020年の平均単価は0.05 SEK/kWhへと引き上げられたが、その背景には、一部の発電所が早期閉鎖を決定したことが挙げられる。2023年9月時点における放射性廃棄物処分料単価や保証金等を表6に示す。

表6 各サイトの放射性廃棄物処分料単価等（2022-2023）

サイト	処分料単価 (2022-2023)	信用リスク額 ^{*1)} (単位：100万SEK)	リスクマージン ^{*2)} (単位：100万SEK)	保証金総額 (単位：100万SEK)
フォルスマルク	0.030 SEK/kWh	5,485	15,384	21,319
オスカーシャム	0.056 SEK/kWh	6,113	8,628	14,741
リングハルス	0.045 SEK/kWh	5,846	14,219	20,065
パーセバック ^(*)	0/年	0	3,052	3,052

*1)信用リスク額（credit risk amount）は、「すでに発生した副生成物に関して原子炉所有者が負担する残額」と「放射性廃棄物基金にすでに組み入れられた資産」との差額に相当する額である。

*2)リスクマージンは、「信用リスク額」と「放射性廃棄物基金における当該原子炉所有者の拠出分」との合計額であり、当該原子炉所有者が高い確率で義務を履行することを意味するものである。

(*)：パーセバック発電所は、すでに運転を終了している。

出典：Riksgälden (2023) を基に筆者が作成

ライセンス保有者は、表6に示した保証金総額を毎年支払うのではなく、処分料単価算定の対象年（表6では2022～2023年）において、それまで支払った保証金と合わせた総額が表6の数値になるように支払うことが求められる。

KAFの取り崩しと用途は、国家債務局、場合によっては政府によって決定される。ライセンス保有者は、廃止措置、放射性廃棄物・使用済燃料の管理と処分（この事業に関する研究活動を含む）のためにすでに用いた出費については、継続的に取り崩しを受ける。KAFは、当初から決定され管理されている目的に対してのみ用いることができる。実際の支出は、国家債務局によるレビューの対象となる³⁹。

4. 4. 不確実性にどのように備えているか：費用増加への対応

4. 4. 1. 費用増加への備えと資金不足の場合の考え方

スウェーデンでは、バックエンド事業の不確実性については、放射性廃棄物処分料及び保証金の算定の際に不確実性を考慮した分析が実施されており⁴⁰、処分料単価やリスクマージンに織り込まれている。これにより、費用増加を含めた予期せぬ事態への対応が一定程度なされていると評価できる。

しかし、それでも費用が見積りよりも増加して、KAFへ拠出された資金では不足する事態はあり得る。資金不足が生じる最も蓋然性が高いシナリオは、原子炉の早期閉鎖と考えられる。その場合、個々の原子力発電会社と放射性廃棄物処分料支払い義務を負うその他のライセンス保有者は、万が一KAFに積み立てられた金額が十分でない場合においても、すべての費用に対して完全な責任を負う。先述した通り、すべてのライセンス保有者は、実際の放射性廃棄物処分費用とKAFへの払い込み額の差額が発生したときに備

³⁸ World Nuclear News ウェブサイト（<https://www.world-nuclear-news.org/Articles/Government-backs-Swedish-waste-fee-hike> 最終閲覧日：2024年12月18日）参照。

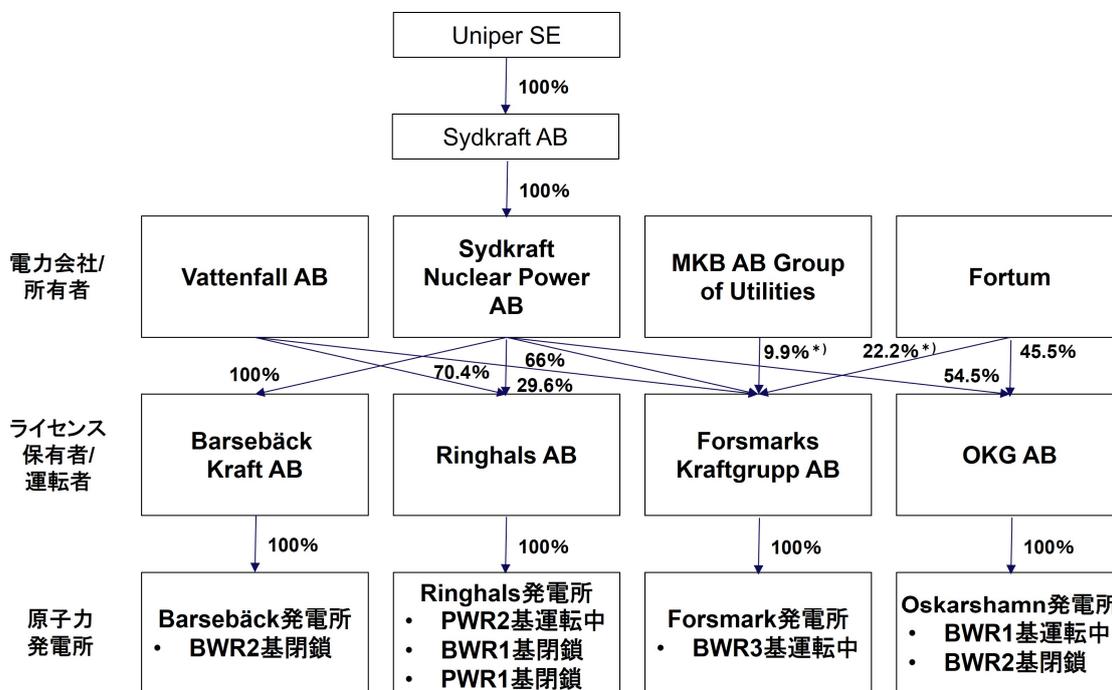
³⁹ 本文記載の用途などに関する規律は、廃止措置費用のための資金の払い出しに関するものであるが、同様の規律は、同じくKAFから支出される、(1) 廃棄物の安全管理・処分の費用、(2) 残余物の安全管理及び最終処分並びに施設の廃止措置に関する研究開発の費用、(3) 基金資産の管理コスト、処分料・基金の払い出しに関する質問のレビューの費用にも適用される。また基金は、国に生じる各種の費用、例えば廃止措置の監査、基金資産の管理、処分料と基金からの払い出しに関連する質問のレビューなどの費用に対しても用いられる。

⁴⁰ SKB が開発した確率論的計算モデルを用いて不確実性マークアップを経時的に配分する手法である stretching 法が用いられている（Riksgälden, 2023）。

えて、保証金を提供する義務がある。ライセンス保有者が放射性廃棄物処分料支払い義務を果たさず、KAFが不十分であるとされた場合には、当該保証金が払い出されることが予定されている。

なおKAFの特徴として、各ライセンス保有者が払い込んだ金額については、KAFの中でライセンス保有者ごとに明確に区分されていることを指摘できる。すなわち、あるライセンス保有者に関連する費用を賄うための資金が不足したからといって、他のライセンス保有者が払い込んだ資金をもってそれを補うといったことは、スウェーデンでは想定されていない⁴¹。

上述のように費用を負担する義務を負うのは、あくまでもライセンス保有者である。したがって、費用が増加してKAFへの拠出金が不足した場合であっても、ライセンス保有者がメンバーとなっている企業グループの親会社は、原子力事業法または環境法典に基づきいかなる責任も、公式には負わないとされている（SNCNW, 2016）。このような制度が採用された背景は不明であるが、スウェーデンでは、図2に示すようにライセンス保有者が複数の会社によって複雑に共同所有されていることを指摘できる⁴²。もしも、資金的責任を負担する能力を有するライセンス保有者や責任当事者が最終的に存在しない場合には、廃止措置及び廃棄物処分の責任は、国家が負担することとなる（SNCNW, 2016）。



*)Mellansvensk Kraftgrupp AB (MKB) を通じた所有も含む

出典：IAEAウェブサイト (<https://cnpp.iaea.org/public/countries/SE/profile/preview> 最終閲覧日：2024年12月18日) の表を基に著者が作成

図2 スウェーデンにおけるライセンス保有者と所有各社の関係

4.4.2. KAFに拠出された資金の運用

原子力のバックエンド事業は、数十年の長期にわたる事業である。そこで将来のインフレなどのリスクに備えるために、ライセンス保有者がKAFに拠出した資金は、そのまま塩漬けにするようなことはせず、

⁴¹ この点については、KAF ウェブサイトの以下の解説が参考になる。すなわち「たとえある原子炉所有者が払い込んだ処分料の総額・・・が当該払い込みを行なった者の費用をカバーするのに不十分であることが明らかになった場合であっても、他の原子炉所有者が払い込んだ処分料をその不足額を補うために用いることはできない」とされている

(<http://www.karnavfallsfonden.se/informationinenglish/thefinancingsystem.4.697303b91648b46fd3d21cd.htm> 最終閲覧日：2024年12月18日)。

⁴² ライセンス保有者の親会社のひとつであるバッテンフォール（Vattenfall）は、スウェーデン政府100%保有の企業である。

積極的な運用がなされている。

KAFに払い込まれた資金の投資先は、「基本ポートフォリオ」と「長期ポートフォリオ」に区分されている。基本ポートフォリオは、主として政府発行債券や、資産的裏付けがあるいわゆる「カバードボンド」に投資を行っている。これに加えて2018年からは、長期ポートフォリオへの投資も開始された。長期ポートフォリオは、スウェーデン国内外の株式、企業が発行する社債、投資ファンドなどにも資金運用の対象を拡大しているほか、リスク回避のためにデリバティブ取引も活用している⁴³。

KAFによる資金の運用については、年次報告で詳細な報告が行われている（2024年12月現在で入手可能な最新の年次報告はKAF（2023））。

2019年から2023年までの、KAFの基本ポートフォリオと長期ポートフォリオの運用実績を、それぞれ表7と表8に示す。2022年の運用実績は、利益率が大きなマイナスとなった上に、インフレ率が他の年と比較しても相当高い値となったため、基本ポートフォリオと長期ポートフォリオの実質利益率はどちらも大きなマイナスを記録する結果となった。長期ポートフォリオの実質利益率は、他の年の運用実績が好調であったため、2019年から2023年の平均を取れば正值（4.75%）となった。一方で、基本ポートフォリオの実質利益率は、他の年においても2022年の大きな負値を補うほど好調な運用実績ではなかったため、2019年から2023年の平均を取ってもマイナス（-4.86%）となった。

表7 KAFの基本ポートフォリオの運用実績（2019-2023）

年	利益率	インフレ率	実質利益率
2019	1.84%	1.80%	0.04%
2020	0.93%	0.50%	0.43%
2021	0.36%	3.90%	-3.54%
2022	-8.85%	12.30%	-21.15%
2023	6.41%	4.40%	2.01%
平均	0.01%	4.50%	-4.86%

出典：KAF（2023）を基に筆者が作成

表8 KAFの長期ポートフォリオの運用実績（2019-2023）

年	利益率	インフレ率	実質利益率
2019	24.53%	1.80%	22.73%
2020	8.40%	0.50%	7.90%
2021	21.01%	3.90%	17.11%
2022	-14.20%	12.30%	-26.50%
2023	15.04%	4.40%	10.64%
平均	10.03%	4.50%	4.75%

出典：KAF（2023）を基に筆者が作成

2019年から2023年までの、KAF全体の運用実績を表9に示す。2022年を除けば、他の年の実質利益率はプラスであったものの、2022年に記録した大きなマイナス（-23.03%）の影響は補いきれず、2019年から2023年の平均はマイナス（-2.17%）となった。KAF（2023）では、2023年の運用実績には満足しているものの、2022年の例外的に低調だった運用実績の影響を回復するためにはしばらくかかるだろうという見通しが示されている。

⁴³ Riksgälden ウェブサイト

（<https://www.riksdagen.se/en/our-operations/financing-of-nuclear-waste-management/how-is-nuclear-waste-management-to-be-financed/> 最終閲覧日：2024年12月18日）及びSKB ウェブサイト（<https://www.skbc.com/about-skbc/funding/> 最終閲覧日：2024年12月18日）参照。

表9 KAF全体の運用実績 (2019-2023)

年	利益率	インフレ率	実質利益率
2019	5.27%	1.80%	3.47%
2020	3.94%	0.50%	3.44%
2021	7.44%	3.90%	3.54%
2022	-10.73%	12.30%	-23.03%
2023	9.47%	4.40%	5.07%
平均	2.81%	4.50%	-2.17%

出典：KAF (2023) を基に筆者が作成

5. おわりに

スウェーデンではバックエンド事業の資金確保のため、ライセンス保有者に対して、政府管理の基金（KAF）への発電電力量に応じた拠出を義務付けている。このKAFへの拠出制度の特徴は、原子炉の早期閉鎖等により想定していた運転期間が短縮してしまった場合や、予期せぬ事情が発生した場合に備えて、一定金額の「保証金」を事前に上乗せすることが求められている点にある。

バックエンド事業費用の見積りやKAFへの拠出はライセンス保有者の責任で行われるが、ライセンス保有者が提出した費用見積りのレビューや、各ライセンス保有者がKAFに払い込むべき放射性廃棄物処分料と保証金の金額を計算するのは、政府機関である国家債務局である。処分料等の最終的な決定は、国家債務局の勧告を用いて政府が行う。すなわち、スウェーデンでは、バックエンド事業のための資金を拠出する責任はライセンス保有者にあるものの、実際にどの程度の拠出額にするのか、拠出された資金をどの程度の目標をもって運用するのかについては、政府が強く関与している。そしてKAFは、ライセンス保有者の拠出金を塩漬けにするようなことはせず、将来の費用増加といったリスクに備えるため、積極的な運用（投資）を行っている。

スウェーデンは2022年に、世界に先駆けて使用済燃料の最終処分場の立地点選定が完了した。立地点選定が完了したことによって、立地点に関する不確実性は縮減し、バックエンド事業費用全体の不確実性も縮減するという見方もありうる。しかし、バックエンド事業の総費用見積り（SKBのプランレポート）を、2019年時点と2022年時点のもので比較すると、3年間で大幅に増加している。その背景には、全体的費用増加、なかでも使用済燃料の最終処分場に関する費用の大幅増加がある（Riksgälden, 2023）。今後、最終処分場の建設等の工程が進む中で、それまでの費用見積りと比較してどの程度の乖離が見られるのか、それに対して、KAFの運用実績や保証金の額は十分であるか等について、引き続きスウェーデンの動向に注目していく。

参考文献

- 石倉重行 (2001) 「スウェーデン」, 海外電力, 43 巻 9 号, 2001.
- 稲村智昌 (2021) 「米国及び欧州諸国の原子力発電所の長期間運転を巡る動向」, 電力中央研究所報告, Y20002, 2021.
- 原子力環境整備促進・資金管理センター (2024) 「諸外国における高レベル放射性廃棄物の処分について 2024 年度版」, 2024.
- 交告尚史 (2015) 「スウェーデンの放射性廃棄物基金について」, 日本エネルギー法研究所月報, 第 233 号, 2015.
- 中嶋瑞枝 (2012) 「スウェーデンの原子力政策：その変遷及び政府・政党の政策への地球温暖化問題の影響」, 北欧史研究, 29 号, pp.46-68, 2012.
- 丸山真弘 (2022) 「原子力発電所の新增設に対する国の支援策と競争政策との関係—英国 Hinkley Point C 原子力発電所への支援策を巡る議論から—」, 電力経済研究, No.68, pp.15-30, 2022.
- Alf Larsson, Kjell Andersson & Stig Wingefors (1986). “Sweden: Policy and Licensing - An update of projects and the new framework for regulation”, IAEA Bulletin, Spring, 1986.
- Caroline Peachey (2020). “Sweden Prepares for a Decade of Nuclear Decommissioning”, NS Energy, Feb. 27, 2020.

- Elin Hofverberg (2024). “Sweden: New Rules for Nuclear Power Plant Reactors Take Effect”, Global Legal Monitor, US Library of Congress, Jan. 30, 2024.
- International Atomic Energy Agency (2012). “Integrated Regulatory Review Service (IRRS) Report to Sweden”, IAEA-NS-IRRS-2012/01, 2012.
- Kärnavfallsfonden (2023). “Annual Report 2023”, 2023.
- Martin Amft, Mathias Leisvik & Simon Carroll (2019). “Applying and Adapting the Swedish Regulatory System for Decommissioning to Nuclear Power Reactor — The Regulator's Perspective”, Journal of Environmental Radioactivity, Vol. 196, pp.181–86, 2019.
- Ministry of Environment, Sweden (2014). “Sweden’s Fifth National Report under the Joint Convention on the Safety of Spent Fuel Management and on the Safety of Radioactive Waste Management”, Ds 2014:32, 2014.
- Ministry of Environment, Sweden (2016). “Sweden’s Seventh National Report under the Convention on Nuclear Safety: Sweden’s Implementation of the Obligations of the Convention”, Ds 2016:30, 2016.
- National Nuclear Power Coordinator (2024). “Interim report: The Nuclear New-build Coordinator's Recommendations Regarding the Expansion of New Nuclear Power in Sweden”, 2024.
- OECD/NEA (2008). “Nuclear Legislation in OECD and NEA Countries: Regulatory and Institutional Framework for Nuclear Activities, Sweden”, 2008.
- OECD/NEA (2012). “International Structure for Decommissioning Costing (ISDC) of Nuclear Installations”, 2012.
- Rebekka Bärenbold (2023). “Nuclear decommissioning profile: Sweden”, WWZ Working Paper, No. 2023/02, University of Basel, Center of Business and Economics (WWZ), Jan., 2023.
- Riksgälden (2023). “Nuclear Waste Fees and Collateral Amounts - Proposed Nuclear Waste Fees, Credit Risk Amounts and Risk Margins for Reactor Owners 2024–2026”, Sept. 29, 2023.
- Svensk Kärnbränslehantering AB (2013a). “Decommissioning Study of Forsmark NPP”, R-13-03, 2013.
- Svensk Kärnbränslehantering AB (2013b). “Ringhals Site Study 2013 – An assessment of the decommissioning cost for the Ringhals site”, 2013.
- Svensk Kärnbränslehantering AB (2019). “Plan 2019: Costs from and including 2021 for the Radioactive Residual Products from Nuclear Power: Basis for Fees and Guarantees for the Period 2021–,2023”, TR-19-26, Dec. 2019.
- Svensk Kärnbränslehantering AB (2022). “Plan 2022: Costs from and including 2024 for the Radioactive Residual Products from Nuclear Power: Basis for Fees and Guarantees for the Period 2024–2026”, TR-22-12, Dec. 2022.
- Swedish National Council for Nuclear Waste (2016). “Nuclear Waste State-of-the-Art Report 2016: Risks, Uncertainties and Future Challenges”, 2016.
- Swedish National Council for Nuclear Waste (2017). “Nuclear Waste State-of-the-Art Report 2017: Nuclear Waste – an Ever-changing Issue”, 2017.
- Strålsäkerhetsmyndigheten (2014). “Cost Estimating for Decommissioning Nuclear Reactors in Sweden”, Jan. 16, 2014.
- Strålsäkerhetsmyndigheten (2020). “Sweden’s report under Article 9.1 of Council Directive, 2009/71/Euratom of 25 June 2009 Establishing a Community Framework for the Nuclear Safety of Nuclear Installations, as amended by the Council Directive 2014/87/Euratom of 8 July 2014”, SSM2020-4959-2, July 2, 2020.
- Thom Rannemalm, Jörgen Eriksson & Niklas Bergh (2016). “Decommissioning Planning for Nuclear Units at the Oskarshamn Site”, International Symposium on Preparation for Decommissioning (PREDEC 2016), Feb. 18, 2016.

佐藤 佳邦 (Yoshikuni Sato)

山口大学 経済学部 (2024年9月まで、電力中央研究所 社会経済研究所)

稲村 智昌 (Tomoaki Inamura)

電力中央研究所 社会経済研究所

フランスにおける「専用資産」による 原子力発電所の廃止措置・廃棄物処分のための資金管理

Securing the Finance for the Back-end of Nuclear Fuel Cycle in France:
Management and the recent status of “Dedicated Asset”

キーワード：フランス、EDF、原子力バックエンド、内部分離勘定、専用資産

服部 徹

要旨

フランスの原子力バックエンド事業は、国有企業のEDFが実施主体となって進めているが、そのための資金は、一部を除き、EDFが自社内部の分離勘定において、「専用資産」という形で確保することになっている。この専用資産は、譲渡不可で、資金としての用途はバックエンド事業に限定されている。また、その価値は、現在価値換算した将来のバックエンド事業の総費用の水準を上回るように維持することが求められている。近年においても、専用資産の価値は必要な水準を上回って維持されているが、政府がEDFの株式の100%を保有する国有企業となったことなどに留意する必要がある。

1. はじめに

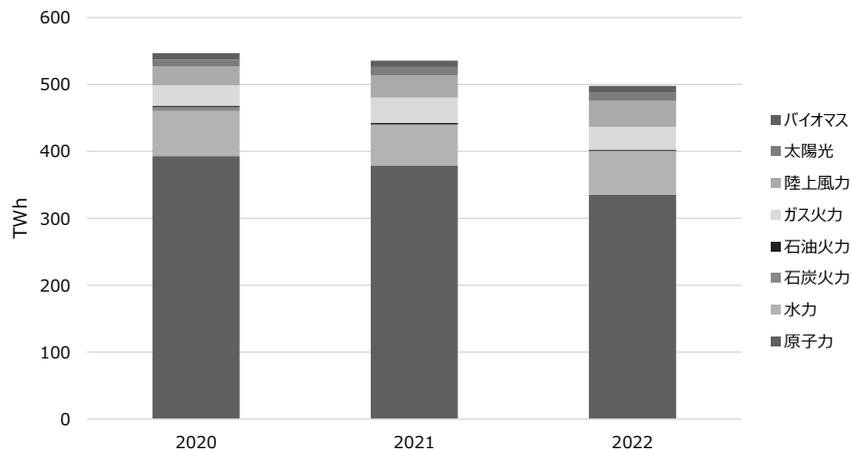
フランスは、米国に次ぐ原子力大国であり、原子力発電の利活用を積極的に進めてきた主要国の一つである。フランス国内の発電電力量に占める原子力発電の割合は約70%（2019年）とわが国よりはるかに高い。また、フランス国内の58基（全てPWR）全ての原子力発電所は2023年に完全に国有化されたフランス電力株式会社（Électricité de France: EDF）が所有し、運転している。複数の民間事業者がそれぞれ原子力発電所を所有、運転しているわが国とは事業体制が異なる面があるものの、市場競争の中で原子力の活用を進めている点など、わが国との共通点もある。また、完全国有化されたものの、一義的には事業者のEDFが、原子力バックエンド事業に必要な資金を確保する責任を負っている。ただし、英国の新設炉や米国、スウェーデンのように外部の独立した基金に拠出して管理する方法ではなく、事業者内部の分離勘定で確保されている。フランスのバックエンド事業の資金確保の特徴は、将来の事業の遂行に必要な資金が、譲渡不可で、廃止措置と廃棄物管理のために用途が限定される「専用資産」という形で確保、管理されていることにある。本稿では、そうした「専用資産」によるバックエンド事業の資金確保の仕組みについて明らかにするとともに、自由化が進展し、EDFの経営環境も厳しくなっている近年において、どのような状況にあるのかについて評価する。

以下、第2章では、フランスの原子力バックエンド事業の概要について述べる。続いて、第3章では、「専用資産」によるバックエンド事業の資金確保の基本的な考え方を確認するとともに、具体的な仕組みについて述べる。第4章では、近年の専用資産の管理・運用について述べる。最後にまとめとして、専用資産による資金確保の意義や課題について述べる。

2. フランスのバックエンド事業の概要

2.1. フランスの原子力発電とEDF

既に述べた通り、フランス国内の発電電力量の約7割は、原子力発電によるものである。近年の発電電力量と電源構成の推移を示したのが図1である。

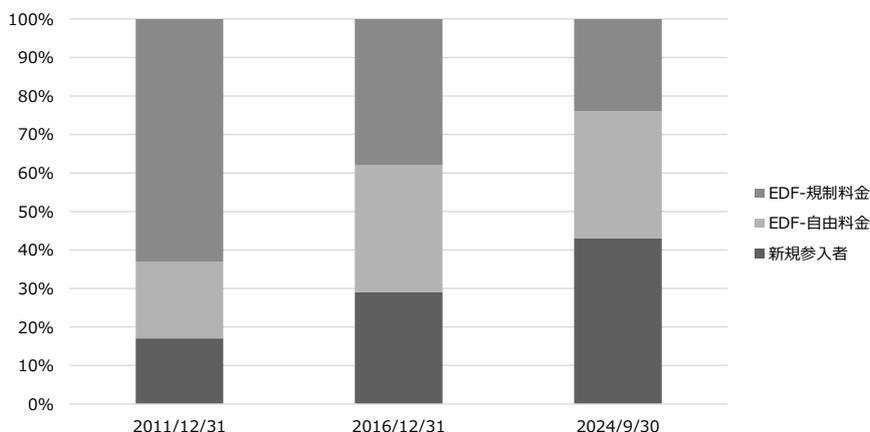


出典：Commission de régulation de l'énergie (CRE)のデータより筆者作成

図1 フランスの発電電力量と電源構成 (2020-2022年)

もっとも、フランスの長期的な原子力発電の利活用をめぐっては、政策の変更もあった。2015年の「エネルギー移行法」で、当時の設備容量63.2GWを上限として、2025年までに、原子力発電のシェアを50%までに低下させることになっていたが、2019年には、エネルギー移行法の改正法である「エネルギーと気候に関する法律」により、2050年カーボンニュートラルを目指すこととなり、その中で、原子力発電のシェアを50%に削減することについては2035年まで先送りすることとなった。さらに2021年11月には、マクロン大統領が、原子力発電所の建設の再開を表明し、2022年2月の演説で、2050年までに欧州加圧水型炉6基の建設と、さらに8基の建設に向けた検討を行うことを表明している。

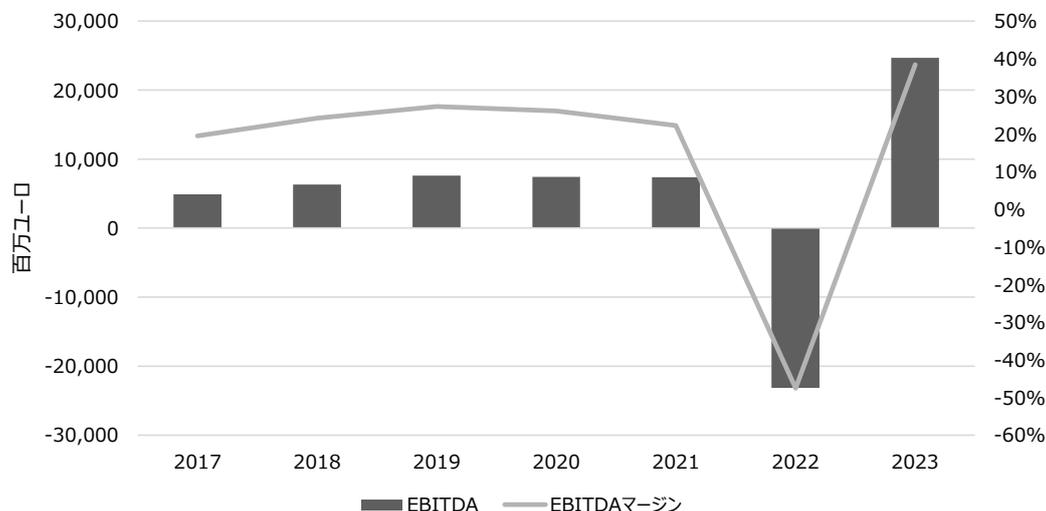
フランス国内のすべての原子力発電所を所有、運転するEDFは、2023年6月には、株式の100%をフランス政府が所有する、完全な国有化を完了しているが、元々国営事業者であり、2004年に株式会社化されたものの、その後も、株式の大半を政府が所有し続けていた（2022年時点では84%）。そのEDFが独占してきたフランスの電力市場は、2000年代に入って自由化され、2007年には小売電力市場が全面自由化されている。ただし、自由化後も規制料金が維持され、EDFは規制料金の需要家と自由料金の需要家の両者に供給を行っている。全面自由化から4年が経過した2011年の小売電力市場におけるEDFのシェアは8割程度であったが、その後徐々に低下し、2024年には6割程度のシェアとなっている（図2）。



出典：CREのObservatoire Les marchés de détail de l'électricité et du gaz naturelより筆者作成

図2 フランスの販売電力量シェアの推移

フランス国内の小売電力市場でのシェアは低下しつつあるものの、EDFはフランス国内の発電事業と小売電気事業で、2021年までは一定の収益を確保し続けていた。図3は、EDFのフランス国内の発電と小売電気事業における税、利払い、償却前の利益 (EBITDA : Earnings before income tax, depreciation and amortization) とEBITDAマージンの推移である。その背景には、原子力発電所が安定的に稼働してきたことなどがある。

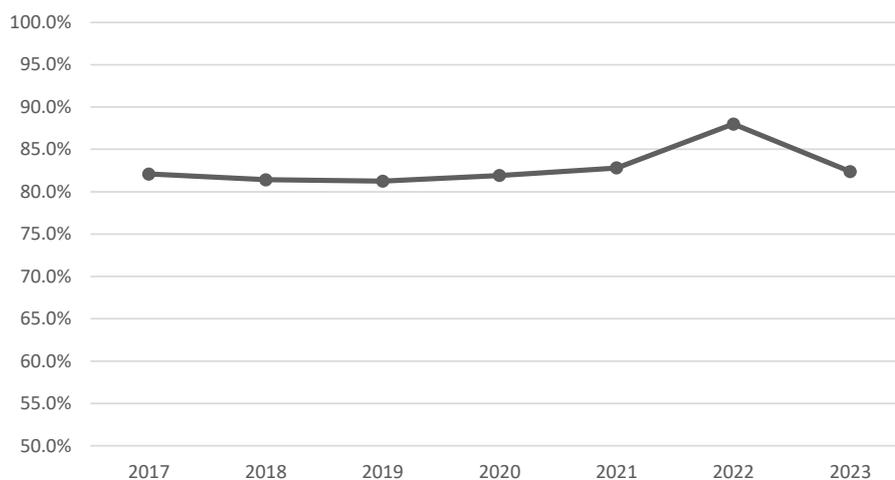


出典：EDFのプレスリリースより筆者作成

図3 EDFのフランス国内における発電・小売電気事業のEBITDAとEBITDAマージンの推移

しかし、配管の腐食に関する調査で複数の原子炉が稼働を停止したことなどにより、原子力発電の発電電力量が減少した2022年には、フランス国内での発電・小売電気事業の業績は悪化し、EBITDAも大きくマイナスとなった。

また、EDFグループ全体での負債比率も上昇して9割近くとなり、財務体質も悪化した (図4)。完全国有化された2023年には業績は大きく改善したが、EDFも経営が不安定になるリスクを抱えていることが明らかになったと言える。



出典：EDFの財務諸表より筆者作成

図4 EDFグループの負債比率の推移

2021年以前においても、EDFの財務体質は健全とは言い切れず、EDFの信用格付けも自由化以前と比較すると大きく引き下げられている（Wimmers et al. 2023, p.56）。2011年以降、EDFが年間の原子力発電の発電電力量の約4分の1に相当する100TWhを規制された価格で新規参入者に卸売りする義務を負うARENHと呼ばれる制度が導入され、市場価格が高い時でも安い価格で販売しなければならなかったことが、EDFの経営を悪化させる一因ともなっていた。

2.2. フランスにおける原子力バックエンド事業

フランスにおける原子力発電所の廃止措置（解体・廃炉）は、ライセンスの保有者である事業者のEDFが実施する。EDFは廃止措置作業の開始にあたり、その計画を作成し政府に提出する他、実際の進捗については原子力安全機関（Autorité de Sureté Nucléaire, ASN）から承認されなければならない（EDF, 2024）。2009年以降、ASNによって、フランスでは即時解体の方針が採用されており、2015年に法制化された（Wimmers et al. 2023, p.45）。廃止措置の最終的な状態は、サイトごとに法令で定められるが、基本的には他の目的でのサイトの使用を可能にする状態が求められている。ただし、ライセンス保有者が、技術的または経済的に正当な理由で、それが困難であることを説明し、ASNが認めれば、最終的な状態については合理的な範囲で定めることができる（Wimmers et al. 2023, p.46）。その一般原則は、環境法L.593-25条からL.593-30条に定義されている。

原子力発電所から発生した放射性廃棄物の管理は国家放射性廃棄物管理機関（Agence Nationale pour la gestion des Déchets Radioactifs, ANDRA）が行う。高レベル放射性廃棄物および長寿命中レベル放射性廃棄物の処分については、ANDRAが「可逆性のある地層処分」の事業化に向けた取り組みを進めており、2023年1月には、地層処分場の設置許可申請書を政府に提出している（原子力環境整備促進・資金管理センター, 2024）。ただし、ANDRAが処分施設に放射性廃棄物を受け入れた後も、その所有権は廃棄物の発生者であるEDFに留まり、ANDRAに所有権が移転することはない（OECD/NEA, 2021）。

なお、フランスは使用済燃料の再処理を行う政策を採っており、Orano社（旧Areva）がラ・アージュ（La Hague）の再処理工場を操業している。

2004年の株式会社化以降も、EDFが実質的に国営企業であるという状況があり、バックエンド事業に関する国と事業者の責任の分担は必ずしも明確ではない側面もあるが、バックエンド事業のための資金を確保する経済的責任は、発生者負担原則に基づき、一義的にはライセンス保有者であるEDFが負うこととされている（OECD/NEA, 2021）。

現在、廃止措置中のフランスの原子炉は表1に示すとおりである。フランスでは、廃止措置が完了した原子炉はまだない。

表1 廃止措置中のフランスの原子炉

発電所ユニット名	炉型	出力 (MW)	閉鎖時期
EL 4 (Monts D'Arree, Brennilis)	HWGCR	70	1985年7月
Bugey 1	GCR	540	1994年5月
Chinon A 1	GCR	70	1973年4月
Chinon A 2	GCR	180	1985年6月
Chinon A 3	GCR	360	1990年6月
Chooz A (Ardenne)	PWR	305	1991年10月
Super Phenix	FBR	1,200	1998年12月
St. Laurent A 1	GCR	390	1990年4月
St. Laurent A 2	GCR	465	1992年5月

注：HWGCR: Heavy water gas-cooled reactor

GCR: Gas-cooled reactor

FBR: Fast breeder reactor

PWR: Pressurized water reactors

出典：EDFおよびWorld Nuclear Associationのウェブサイトより筆者作成（閲覧日：2024年12月13日）

3. バックエンド事業のための資金管理

フランスの原子力バックエンド事業に関しては、2006年の放射性廃棄物の研究と管理に関する新しい法律（「新廃棄物法」）によって、費用の評価方法や資金の管理方法などが定められている（European Commission, 2013a, 2013b, OECD/NEA, 2021）。

3.1. バックエンド事業の資金確保の類型

藤井（2014）や山内（2019）が既に紹介しているように、欧州では、バックエンド事業のための資金の管理を事業者の内部（internal）の勘定で行う国と、事業者の外部の独立した基金等で行う国がある。さらに、内部勘定で管理する場合も、バックエンド事業にその用途を限定し、事業者の他の資金とは分けて管理する分離勘定（segregated account）とする国と、そのような区別をしない一体勘定（non-segregated account）とする国がある¹。フランスの商業炉のバックエンド事業の資金は、ライセンス保有者内部の分離勘定（internal segregated account）で管理される。欧州の多くの国では外部基金の形をとるのが主流となっているが、他に内部分離勘定を採用している国として、ベルギーやチェコ、ポーランドがある。なお、フランスでも、将来の貯蔵施設に関する研究や建設のための費用についてはANDRAに設置された基金にEDFの他、Oranoや原子力・代替エネルギー庁（Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives, CEA）が資金を拠出することとなっている（European Commission, 2013）。

3.2. 専用資産による資金確保とその仕組み

事業者内部の分離勘定としたフランスで、バックエンド事業の費用を賄うために用いられるのが、「専用資産」である。この専用資産については、十分に安全で流動的でなければならないとされており、譲渡不可である。専用資産で確保される資金は、バックエンド事業のためだけに用いられる。EDFが経営破綻した場合、専用資産に対する請求権は政府が有している。こうした「専用資産」によって、現在価値換算した、将来のバックエンド事業の費用を賄うための資金の大半をあらかじめ確保しておくことが事業者に義務付けられているのである。すなわち、原子力発電所が運転を開始する時点でその発電所の将来の廃止措置以降のバックエンド事業の費用は全額確保されるということである（OECD/NEA, 2016a, p.121）。なお、EDFは1999年から専用資産による資金確保を始めていた（OECD/NEA, 2016a, p.132）。また、専用資産による資金確保は2006年の新廃棄物法で法制化されたが、2010年までは移行期間とされていた（Irrek, et al. 2007, p.25）。

図5は、専用資産でバックエンド事業の資金を確保するイメージである。すなわち、EDFは、(1)将来のバックエンド事業の費用を見積り、(2)割引率を用いて、それを現在価値に換算して引当金（Provision）とし、(3)そのうち専用資産で確保すべき費用項目の合計額に対し、(4)その金額以上の実現可能価額（realizable value）を有する専用資産を確保することになっている。

以下では、この順番で、それぞれの規則などについて述べる。

¹ 欧州では、ドイツの廃止措置に係る資金が、内部一体勘定型で確保されている。

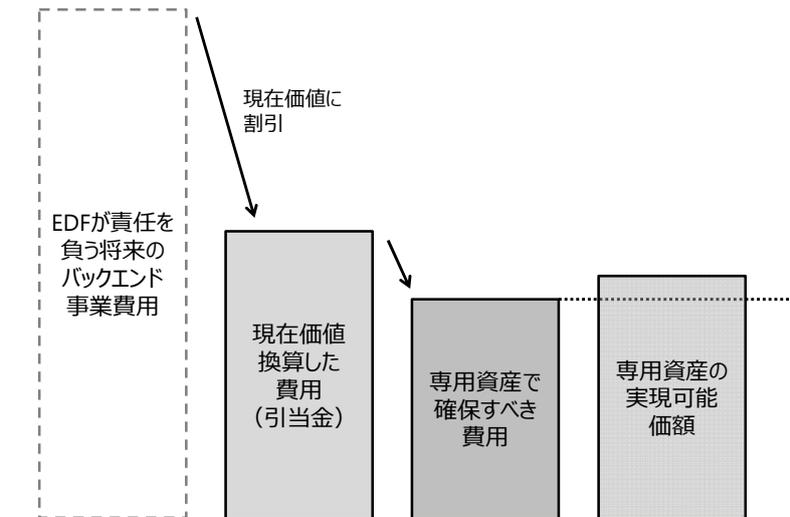


図5 専用資産によるバックエンド事業の資金確保

3.2.1. バックエンド事業の費用の見積

廃止措置に必要な金額を見積もる責任は事業者（ライセンス保有者）が負う。見積もりの方法論はEDFが独自に定め、政府の審査を受けることになっている。政府は、EDFに説明を求めたり、外部監査を要求したりすることができる。

PWR（第2世代）については、2016年以降、まず、その世代の初期の900MWの代表的な原子炉のエンジニアリングコスト、解体工事、放射性廃棄物の処理・処分の全てを分析した結果に基づくことになっている（EDF, 2021）。より大きな原子炉（1300MW）については、この初期の原子炉の推定結果に調整係数を適用して推定することになっている。

また、後続の原子炉の廃止措置費用については2つの追加的な効果を考慮する。一つは、原子炉の類似性によって生じる経済性を反映する「シリーズ効果」（費用の9%の節減に相当）で、もう一つは、同じサイト内に複数の原子炉がある場合の規模の経済性を反映する「相互化効果」（費用の7%の節減に相当）である（EDF, 2024）。これはEDFが国内すべての原子炉の廃止措置に取り組むことで得られるメリットと言える。

見積費用は定期的に見直しが行われ、修正されることもある。これまでに、特に第1世代の原子炉（UNGG炉）については、廃止措置費用の見積もりが複数回見直されている。

高レベル放射性廃棄物及び長寿命中レベル放射性廃棄物の処分費用については、ANDRAが見積を行い、最終的にエネルギー担当大臣が処分費用の見積額を決定するとされている（原子力環境整備促進・資金管理センター, 2024）。

3.2.2. 割引率の設定と現在価値換算

将来に発生するバックエンド事業の費用を現在価値換算するための割引率はEDF自身が毎年設定するが、その上限は大臣の命令によって設定されており、また、専用資産の期待収益率を上回らないようにする必要がある。2023年末に使用される割引率として計算された上限は物価上昇率を考慮した実質の割引率で2.85%であった（EDF, 2024）。2020年6月までは、フランスの中長期国債の利回りの10年分の移動平均値に、格付けAからAA相当の社債のスプレッドを加えたものとして計算されていたが（EDF, 2021）、2020年7月以降は、複数の金利カーブを組み合わせる方法で計算している。前提条件等の変化により、計算される割引率は毎年変わりうる。2022年末に適用された割引率も、金融政策や経済環境のリスクの高まりを受け、前年の実質割引率2.0%から上昇している。割引率が変化することにより、見積費用に修正がない場合でも、現在価値に換算される引当金（負債）の金額は変化することになる。

3.2.3. 専用資産で確保すべき費用項目

専用資産は、将来のバックエンド事業のための引当金のうち、使用済燃料の管理、長期の放射性廃棄物管理、および廃止措置及びラストコアの費用のためだけに確保される。使用済燃料の管理には、使用済燃料を搬出し、貯蔵することが含まれる。ただし、再処理の費用は、引当金として計上されるものの、専用資産で確保しておく義務はない（OECD/NEI, 2021）。「ラストコア」の引当金は、原子炉が恒久停止された際に炉内に残っている、部分的に照射された燃料の廃棄に必要な将来の費用を賄うためのものである。これには、使用されなかった燃料の損失に伴う費用と処理のために生じる費用が含まれる（EDF, 2024）。

3.2.4. 専用資産による資金の確保と運用

EDFは、様々な形で専用資産を確保し、その実現可能価額（realizable value）が、専用資産で確保すべき費用の現在価値を常に上回るように管理することになる。バックエンド事業のために確保した資金を投資で運用することは他国でも行われているが、EDFの専用資産については、EDFの投資子会社（EDF Invest）によって運用が行われ、その結果、実現可能価額は毎年変動する。

EDFは、このような専用資産の実現可能額や必要な費用の見積額について、定期的に報告する義務を負っている（European Commission, 2013）。ライセンス保有者は、3年ごとにエネルギー及び経済を担当する大臣に放射性廃棄物の管理・処分に必要な全ての費用に関する詳細な報告書を提出しなければならない（環境法典L.594-4条）。また毎年、報告書の結論に影響を与える全ての事象について報告書を更新する必要がある。この報告書において、ライセンス保有者が責任を負う費用（負債）や、費用計算に使用された方法などを説明しなければならない。評価で不十分とされた場合、政府は具体的な措置を講じることができる。大きな変化があった場合には、これらの資産のリスクに関する内部評価を実施しなければならない。また、EDFは、専用資産の目録について、行政当局に、3ヶ月（四半期）ごとに報告する必要がある（環境法典D.594-11条(2)）、年に1回もしくは大幅な変更がある場合、費用の見積額と専用資産の評価額について報告する必要がある（環境法典L.594-4条(2)）。なお、専用資産は、廃止措置などが進捗した場合にのみ削減（すなわち資金の取り崩し）が可能となる（環境法典L.594-3条、環境法典D594-5条）。

高レベル放射性廃棄物等の地層処分場の建設・操業等の資金については、建設段階以降にANDRAに設置される基金に拠出することになるが、拠出方法の詳細は基金設置時に定められる予定となっている（原子力環境整備促進・資金管理センター, 2024）。なお、EDFの他に、OranoおよびCEAも廃棄物の量に応じて資金を拠出することになっている（Lehtonen, 2015, 2023）。

3.3. 専用資産による資金確保の特徴

フランスの専用資産による資金の確保では、全ての原子力発電所について最初から必要な費用の全額が見積もられ、その現在価値が常に確保されている状態になる。専用資産の運用によって、その実現可能価額を増やしていく前提で、将来必要となる資金が予め確保されているということである。したがって、例えば発電所の運転期間などに紐づいた、積立期間といった考え方がない。運転期間中に、毎年、一定の金額を外部の基金に拠出する形をとっている他の国とは異なり、運転期間や発電電力量に依存しない形で費用が確保されるのが特徴である。例えば、原子力発電所に長期間運転（Long Term Operation : LTO）が認められたとしても、それによって資金を追加できる期間を延長できるということにはならず、制度上、その必要がない。また、経済的な理由により早期閉鎖を余儀なくされ、計画していた年数よりも運転期間が短くなった場合、当初予定していた運転期間で資金を積み立てていく場合には、必要な資金が確保できないリスクがあるが（OECD, 2016）、そのようなリスクは基本的には考慮する必要がないことになる。もっとも、見積費用が増加した場合に、追加の専用資産を確保するための資金を調達する必要があり、そのために運転期間の延長が必要になるという状況はありうる。

4. 近年の専用資産の管理

EDFが毎年報告する費用の見積額と専用資産の実現可能価額によって、必要な専用資産を確保できてい

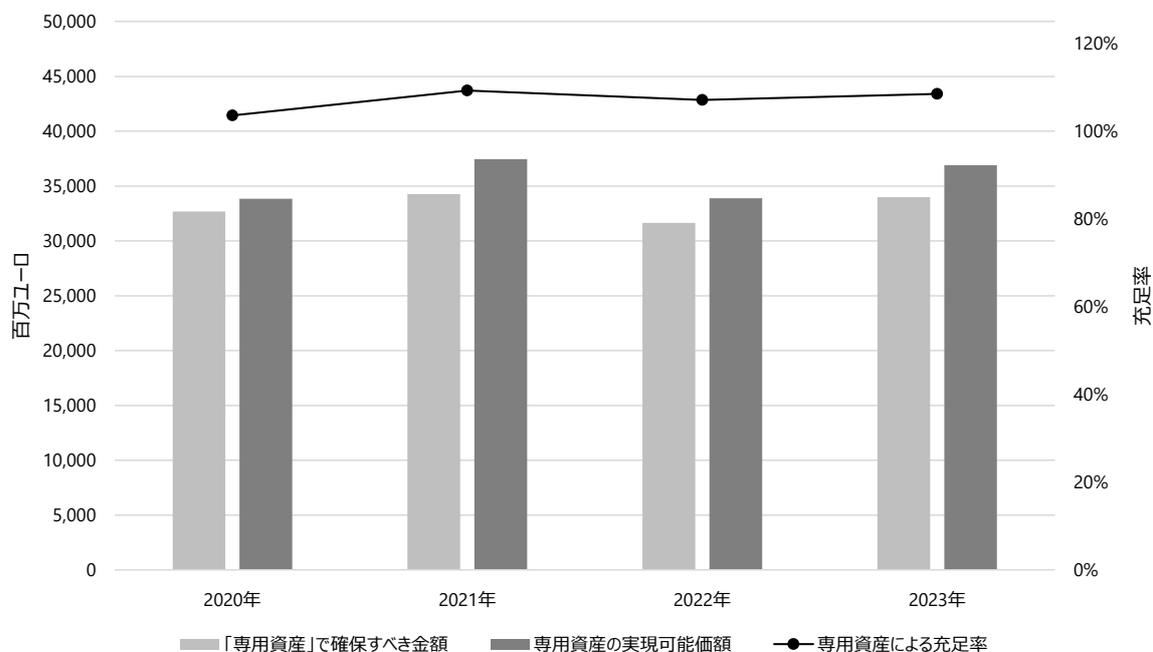
るかどうか判明することになる。専用資産の実現可能価額はもとより、費用の現在価値換算に適用される割引率も年によって変化するため、その結果は毎年変わり得る。

バックエンド事業に必要な専用資産を確保する資金をライセンス保有者がどのように回収するのかについては、特に決まりはない。例えば、賦課金のように、発電電力量当たりの課金等が定められているわけではなく、費用回収の方法はライセンス保有者の選択に委ねられている。EDFの財務に関する年次報告等では、専用資産の確保に充当している特定の収益源というものは確認できないが、基本的には、EDFが、原子力発電による収入の中から資金を確保していると思われる。そこで、以下では、近年の専用資産による資金確保の状況がどのようになっているのかを確認する。

4.1. 専用資産の実現可能価額と充足率の状況

事業者は、毎年、専用資産で賄うべき長期の引当金に対し、少なくとも100%に相当する実現可能価額の専用資産を確保しなければならない。2019年までは、必要とされる充足率（引当金に対する専用資産の実現可能価額の割合）は110%とされていたが、2020年にそれが100%に緩和された（OECD/NEA, 2021）²。

図6は、過去3年間の専用資産で確保すべき金額と専用資産の実現可能価額、および、それらに基づく充足率を示したものである。見積費用の変化や、専用資産の運用結果によって、充足率は毎年変化するが、ここ数年は100%を上回っている。



出典：EDFの財務諸表より筆者作成

図6 専用資産による充足率の推移

EDF(2024)によると、2023年末時点で、EDFが責任を負うバックエンド事業の見積費用は約943億ユーロで、現在価値換算した引当金の総額は約482億ユーロ、そのうち専用資産で充当すべき引当金は約340億ユーロである。それに対して確保されている専用資産の実現可能価額は約369億ユーロで充足率は108.5%である（表2）。なお、この金額は、セグメント別財務諸表におけるEDFのフランス国内における事業の総資

² 2020年7月1日の政令（Décret n°2020-830 du 1er juillet 2020）によって追加された環境法典 D.594.15 条による。以前は、2007年2月23日の政令（Décret n° 2007-243 du 23 février 2007）で必要な充足率が110%とされていた（OECD/NEA, 2021）。

産の約15%に相当する。

表2 2023年末時点でのバックエンド事業の見積費用、引当金、専用資産の状況

単位：百万ユーロ

	見積費用	引当金（割引後）	専用資産割当分	専用資産実現価額
使用済燃料の管理	18,998	13,876	1,760	
長期の放射性廃棄物管理	38,467	13,205	13,205	
バックエンド燃料サイクルの費用合計	57,465	27,081	14,965	
運転中の原子力発電所の廃止措置	23,335	18,419	17,094	
閉鎖した原子力発電所の廃止措置	8,832			
ラストコア	4,668	2,720	18,419	
廃止措置およびラストコアの費用	36,835	21,139	35,513	
合計	94,300	48,220	33,989	36,885
専用資産による充足率				108.5%

出典：EDF (2024)より筆者作成

見積費用の修正によって将来の費用（負債）が増加した場合には、ライセンス保有者は貸借対照表上、その増加分を専用資産の増額で対応しなければならない。実績額が見積額を上回った場合、年度末（最長でも5年後）までに専用資産を調整する必要がある³。この義務の不履行には金銭的ペナルティが伴うことが環境法典L.594-9条で定められている。

EDFの引当金が見積費用の100%に満たない状態は実際に2018年に生じている。2018年の充足率が98.3%となり、専用資産の追加が求められ、EDFとエネルギー省の間で、専用資産と総費用を再び一致させるための3年計画が合意された。すなわち、必要な資産を3年間で分割して追加していくことになった（OECD/NEA, 2021, p.123）。なお、実際には2019年に充足率は105.5%となっている。

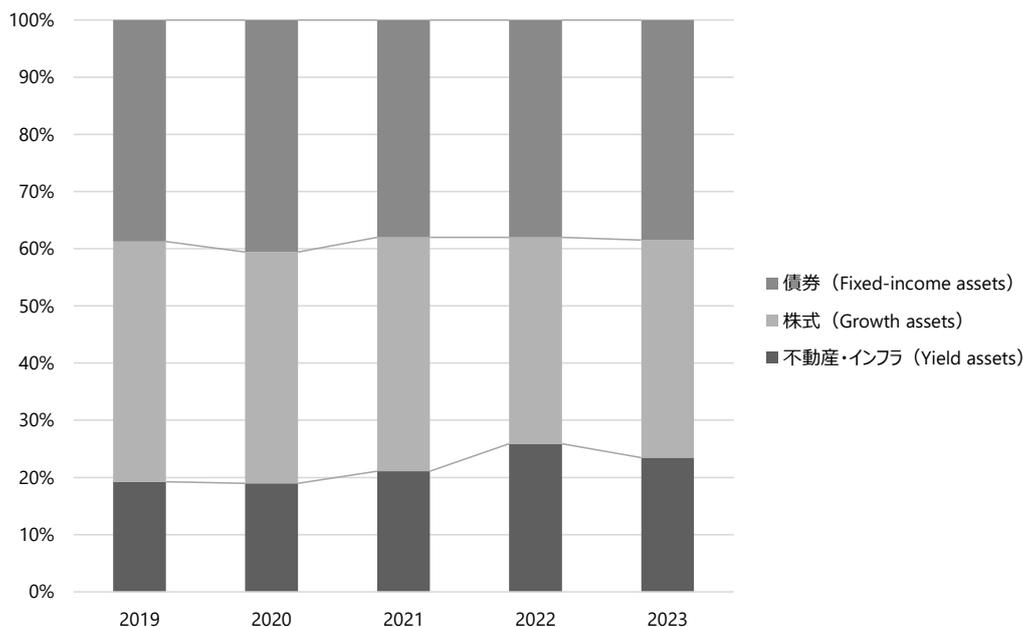
4.2. 専用資産のポートフォリオ

また、見積費用が増加する場合に加え、専用資産の実現可能価額が、運用の結果、減少することによって調整が必要となることもありうる。実際、2022年末の専用資産の実現可能価額は、前年を大きく下回っており、見積費用が前年と大きく異ならなければ、充足率は100%を下回る可能性もあった。2022年は、専用資産全体として8.5%減少した。

専用資産の内訳は、2023年末の時点で38%が債券（Fixed income）、24%がインフラや不動産（Yield Assets）、残りが株式や株式ファンドの成長資産（Growth Assets）である⁴。EDFは、専用資産のポートフォリオを、債券で30%、インフラや不動産で30%、成長資産で40%とする配分に近づけていく目標を立てている（EDF, 2023）。2020年から2022年にかけて、不動産・インフラへの投資による資産の割合は増加し、30%に近づいているものの、株式の割合は減少している（図7）。

³ 以前は、経済や金融市場の状態を考慮して、当局が期間を定めていた（最長で3年）。OECD/NEA (2016a, p.135)参照。

⁴ 2010年以降、実物資産への分散投資が進んでいたとされる（Irrek, 2019, p.153）。また、2010年末には、送電会社 RTE の株式を専用資産の一部に充てていたとされる（OECD, 2016a, 132-133）。EDF Investment のウェブサイト (<https://www.edfinvest.com/infrastructure.php> 閲覧日：2024年12月13日)によれば、EDF Investment が保有している20のインフラ資産には RTE が含まれているとされる。



出典：EDFの財務諸表より筆者作成

図7 専用資産の種別による配分の推移

欧州委員会の文書では、フランスにおける専用資産の運用（投資）は、ポートフォリオに関する具体的な規則が整備されている点で、良好事例と評価されている（European Commission, 2013）。

5. まとめ：専用資産による資金確保の評価

フランスでは、事業者であるEDFが、国の監視の下で、様々な規則に則って、将来必要となる資金を確実に確保することが求められている。本稿では、EDF内部の分離勘定で、「専用資産」という形で、運転開始時点から、将来必要となるバックエンド事業の費用の現在価値を常に維持することが求められていることを紹介した。専用資産による資金の確保は、あらかじめ必要となるバックエンド事業の費用が現世代によって支払われることを目指すものといえる。見積費用が増加するなどした場合には、その都度、専用資産も増額する必要があるが、こうした調整が規則通り行われれば、バックエンド事業が完了するまで、必要な資金が事業者の内部に残ることになる。バックエンド事業が全て完了した時には、必要な専用資産もゼロとなる。

専用資産が不足し、その額を増加させなければならない場合、EDFは、発電や小売事業が欧州大の競争に晒される中で、自らの経営努力でその原資を確保しなければならない。本稿では、自由化後の厳しい経営環境の中でも、専用資産は見積もられた費用の現在価値に対して一定の裕度をもって確保されていることを確認した。なお、制度的にも、必要な充足率や、それを満たすための期間の設定などにおいて、財務の健全性にも一定の配慮がなされてきたことは注目される。

もっとも、従来からEDFの株式の大半を国が所有してきたこともあって、万が一、資金の確保に問題が生じて、国が救済する可能性もあって、最終的な責任を負っているのは国（納税者）ではないかとの見方（Wimmers et al. 2023, p.56）もなされる点に留意が必要である。

また、EDFが見積費用に対して十分な専用資産を確保していたとしても、見積費用が過小評価されていた場合、資金不足になる可能性は否定できない（Wealer et al., 2019）。その意味で、可能な限り正確な見積費用とすることはフランスでも重要である。フランスのバックエンド事業の費用については、EDFが国内すべての商業炉のバックエンド事業を担うことで、一定の費用通減効果が見込まれているものの、実際には、

EDFの見積費用が過小との指摘もある (Dorfman, 2017, Wealer et al. 2019)。その背景には、欧州委員会の資料で、EU加盟各国のバックエンドの費用情報が掲載され、フランスが加盟国の中で低い水準になっていたことなどがある (European Commission, 2016)。もっとも、欧州委員会は、各国が提出したバックエンド事業の費用の見積は、前提条件等が異なるため、単純に比較できるものではないとしており、その国際比較には注意を促している。

参考文献

- Dorfman, P. (2017). "How much will it really cost to decommission the aging French nuclear fleet?," *Nuclear Monitor Issues*, #839, Number 4624.
- EDF (2021). Consolidated Financial Statements at 31 December 2020.
- EDF (2023). Consolidated Financial Statements at 31 December 2022.
- EDF (2024). Consolidated Financial Statements at 31 December 2023.
- European Commission (2013a). "Communication from the Commission to the European Parliament and the Council on the use of financial resources earmarked for the decommissioning of nuclear installations, spent fuel and radioactive waste," COM (2013) 121 final.
- European Commission (2013b). "EU Decommissioning Funding Data, Accompanying the document Communication from the Commission to the European Parliament and the Council on the use of financial resources earmarked for the decommissioning of nuclear installations, spent fuel and radioactive waste," Commission Staff Working Document, SWD (2013) 59 final.
- European Commission (2016). "Commission Staff Working Document Accompanying the document Communication from the Commission Nuclear Illustrative Programme presented under Article 40 of the Euratom Treaty for the opinion of the European Economic and Social Committee," SWD (2016) 102 final.
- Irrek, W. (2019). "Financing Nuclear Decommissioning," in Haas, R. et al. (eds.), *The Technological and Economic Future of Nuclear Power*, Energiepolitik und Klimaschutz. Energy Policy and Climate Protection.
- Irrek, W., Müller, K., Fouquet, D., Froggatt, A.P. (2007). "Comparison among different decommissioning funds methodologies for nuclear installations," Country Report Germany on behalf of the European Commission Directorate-General Energy and Transport, H2, Service Contract TREN/05/NUCL/S07.55436.
- Lehtonen, M. (2015). "Megaproject Underway: Governance of Nuclear Waste Management in France," in Brunnengraber et al. (eds) *Nuclear Waste Governance*, Energiepolitik und Klimaschutz. Energy Policy and Climate Protection.
- Lehtonen, M. (2023). "The Governance Ecosystem of Radioactive Waste Management in France: Governing of and with Mistrust," in Arentsen, M. and van Est, R. (eds.), *The Future of Radioactive Waste Governance*, Energiepolitik und Klimaschutz. Energy Policy and Climate Protection.
- OECD/NEA (2016a). "Costs of Decommissioning Nuclear Power Plants," NEA No.7201.
- OECD/NEA (2016b). "Financing the Decommissioning of Nuclear Facilities," NEA No.7326.
- OECD/NEA (2021). "Ensuring the Adequacy of Funding Arrangements for Decommissioning and Radioactive Waste Management," NEA No.7549.
- Wealer, B., Paul Seidel, J., von Hirschhausen, C. (2019). "Decommissioning of Nuclear Power Plants and Storage of Nuclear Waste: Experiences from Germany, France, and U.K.," in Haas, R. et al. (eds.), *The Technological and Economic Future of Nuclear Power*, Energiepolitik und Klimaschutz. Energy Policy and Climate Protection.
- Wimmers, A., Bärenbold, R., Bah, M.M., Lordan-Perret, R., Steigerwald, B., von Hirschhausen, C., Weigt, H, Wealer, B. (2023). "Decommissioning of Nuclear Power Plants: Regulation, Financing, and Production," Data Documentation 104.
- 原子力環境整備促進・資金管理センター (2024).「諸外国における高レベル放射性廃棄物の処分について (2024年版)」経済産業省 資源エネルギー庁
- 藤井良広 (2014).「原子力発電所の廃炉ファイナンスに関する考察」地球環境学, 第9号, 67-83.
- 山内豊明 (2019).「海外諸国と日本の廃止措置に係る仕組みについて」日本原子力学会誌, Vol.61, No.11, 13-18.

服部 徹 (Toru Hattori)

電力中央研究所 社会経済研究所

電力経済研究 No.70 2025年2月

〔不許複製〕

発行 一般財団法人 電力中央研究所
社会経済研究所
東京都千代田区大手町1-6-1
e-mail : src-henshu-ml@criepi.denken.or.jp

著作 一般財団法人 電力中央研究所
東京都千代田区大手町1-6-1

ISSN 2758-5980

