第２章 エネルギー安定供給やカーボンニュートラルに資する安全な原子力エネルギー利用

2－1 原子力のエネルギー利用の位置付けと現状

世界では、東電福島第一原発事故以降、脱原子力を進める国もありますが、電力需要の増加への対応と地球温暖化対策を両立する手段として原子力発電を活用していこうとする動きも見られます。また、欧州を中心に、新型コロナウイルス感染症の世界的流行からの経済回復に際して脱炭素化も同時に進めていく「グリーン・リカバリー」が大きな潮流となっており、環境に配慮したグリーン投資を推進する動きが見られます。さらに、ロシアによるウクライナ侵略の影響を受けた世界的なエネルギー価格の高騰やエネルギーの安全保障への懸念の高まりが起きています。

一方、我が国では、東電福島第一原発事故により一度全ての原子力発電所の稼働が停止されました。2023 年 3 月末時点で 10 基の原子炉が再稼働していますが、発電電力量に占める原子力発電比率は事故前に比べて大きく低下しています。2021 年 10 月に閣議決定された第 6 次エネルギー基本計画では、原子力は実用段階にある脱炭素化の選択肢であるとしています。このような認識の下で、国民からの信頼確保に努め、安全性の確保を大前提として、原子力エネルギー利用に係る取組が進められています。

2023 年 2 月 20 日、原子力委員会は「原子力利用に関する基本的考え方」を公表し、2050 年カーボンニュートラルの実現やロシアによるウクライナ侵略等を踏まえたエネルギー安全保障の確保において原子力エネルギー利用は重要であるとした上で、安全性確保を大前提として原子力エネルギーの利用を進める方針を掲げました。

また、グリーントランスフォーメーション[1]（以下「GX」という。）を実行するべく内閣総理大臣決裁により設置された GX 実行会議が取りまとめた「GX 実現に向けた基本方針～今後 10 年を見据えたロードマップ～」が、2023 年 2 月 10 日に閣議決定されました。同基本方針では、「再生可能エネルギー、原子力などエネルギー安全保障に寄与し、脱炭素効果の高い電源を最大限活用する」、「原子力の利用に当たっては、事故への反省と教訓を一時も忘れず、安全神話に陥ることなく安全性を最優先とすることが大前提」という基本的考え方を示し、今後の対応として、次世代革新炉の開発・建設への取組及び既存の原子力発電所の運転期間に関する在り方の整理等が盛り込まれました。

さらに、2022 年 12 月 23 日の原子力関係閣僚会議では、第 6 次エネルギー基本計画及び「原子力利用に関する基本的考え方」（パブリックコメント案）に則り、GX 実行会議の議論等を踏まえ、「今後の原子力政策の方向性と行動指針（案）」[2]を公表しました。

[1] 産業革命以来の化石エネルギー中心の産業構造・社会構造をクリーンエネルギー中心へ転換すること。
[2] 2023 年 4 月 28 日に開催された原子力関係閣僚会議において決定された。

(1)　我が国におけるエネルギー利用の方針

「基本的考え方」は今後の原子力政策について政府としての長期的方向性を示す羅針盤となるものであり、原子力利用の基本目標と各目標に関する重点的取組が定められています。原子力を取り巻く環境が常に大きく変化していくこと等も踏まえ、同文書は5年を目途に適宜見直し、改定するものとされています。原子力委員会では2021年11月から、2017年に決定した「基本的考え方」の改定に向けた検討が進められてきました。2023年2月20日に原子力委員会決定、同年2月28日に政府として尊重する旨閣議決定された「基本的考え方」では、経済成長及び国際競争力の維持、国民負担の抑制を図りつつ、2050年カーボンニュートラルを実現できるよう、あらゆる選択肢を追求することが必要として、「既設原発の再稼働」、「原発の長期運転」、「安全性の効率的な確認」、「革新炉の開発・建設」を新たに重点的取組に記載しています。

- 既設原発の再稼働

世界の動きを踏まえ、安全性確保を大前提として、立地地域と国民の理解確保を図りつつ、原発の再稼働に加え、既設の原発の利用率の向上や長期にわたる安定的な利用に取り組むべき。加えて、立地地域との共生に向けて、国が前面に立って丁寧な理解促進活動や、地元のニーズを踏まえ、それぞれの実態に即した地域振興に取り組む必要がある。

- 原発の長期運転

電力の安定供給及び2050年カーボンニュートラルの実現の観点からも、長期運転を進めることが合理的であり、安全性を損なうことのない形で、安全規制・原子力エネルギー利用両面から検討することが重要である（図 2-1）。また、原子力関係事業者等としても、圧力容器の中性子照射脆化など高経年化に伴う劣化に関する科学的データを国民に分かりやすい形で示し、国民の安心につなげていくことが重要。

○国内原子力発電所の将来の設備容量見通し

図 2-1　国内原子力発電所の将来の設備容量見通し

（出典）第24回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　資料3「今後の原子力政策について」

- 安全性の効率的な確認

規制当局と発電事業者・学協会間のコミュニケーション強化や規制当局による審査論点の明確化、発電事業者による適切な裏付けデータの提示など、審査効率化に向けて双方が必要な対応を実施すべき。

- 革新炉の開発・建設

世界市場への展開も見据え、民間の活力を活かしながら、英米仏等の原子力先進諸国との共同研究等の協力を通じ、革新炉の国際的な開発・建設の動きに戦略的に関与を深めていくことが重要。我が国で導入を検討していく際には、革新軽水炉や小型軽水炉、高温ガス炉、高速炉等に関して、それぞれの特徴、目的、実現までの時間軸の違い等を踏まえつつ、投資に向けた事業環境整備や国際的規制調和の動向のフォローアップと、事業者からの炉型等の提案を踏まえた早い適切な段階での国内規制整備、負荷追従運転など再生可能エネルギーとの共存に向けた検討、開発からバックエンドまでを含めた革新炉特有の課題への対応なども必要。

菅内閣総理大臣（当時）は、2020 年 10 月の所信表明演説において、2050 年までに温室効果ガスの排出を全体としてゼロにする 2050 年カーボンニュートラルの実現を目指すことを宣言しました。

2021 年 6 月には、2050 年カーボンニュートラルへの挑戦を経済と環境の好循環につなげるための産業政策であるグリーン成長戦略が具体化されました。同戦略では、温暖化への対応を経済成長の制約やコストとする時代は終わり、従来の発想を転換し積極的に対策を行うことが産業構造や社会経済の変革をもたらし、次なる大きな成長につながっていくとの認識の下で、成長が期待される 14 の重要分野を示しています。その一つとして、原子力については、「可能な限り依存度を低減しつつ、原子力規制委員会により世界で最も厳しい水準の規制基準に適合すると認められた場合には、再稼働を進めるとともに、実効性のある原子力規制や原子力防災体制の構築を着実に推進する。安全性等に優れた炉の追求など将来に向けた研究開発・人材育成等を推進する。」としています。

このような動向も踏まえて改訂された「地球温暖化対策計画」（2021 年 10 月閣議決定）では、2050 年カーボンニュートラルの実現に向けた我が国の中期目標として、2030 年度の温室効果ガス排出を 2013 年度から 46%削減することを目指し、さらに、50%の高みに向けて挑戦を続けていくことが示されました。同日に閣議決定された第 6 次エネルギー基本計画は、気候変動問題への対応と我が国のエネルギー需給構造が抱える課題の克服という二つの大きな視点を踏まえて策定されました。同計画では、安全性（Safety）を前提とした上で、エネルギーの安定供給（Energy Security）を第一とし、経済効率性の向上（Economic Efficiency）による低コストでのエネルギー供給を実現し、同時に、環境への適合（Environment）を図る「S＋3E」を、エネルギー政策を進める上での大原則としています。また、現時点で安定的かつ効率的なエネルギー需給構造を一手に支えられるような単独の

完璧なエネルギー源は存在せず、多層的な供給構造を実現することが必要であるとしています。原子力発電については、「安全性の確保を大前提に、長期的なエネルギー需給構造の安定性に寄与する重要なベースロード電源」と位置付けており（図 2-2)、2030 年度における電源構成では 20～22%程度を見込んでいます。

①安定供給 (Energy Security)	• 優れた安定供給性と効率性（燃料投入量に対するエネルギー出力が圧倒的に大きく、数年にわたって国内保有燃料だけで生産が維持できる準国産エネルギー源） ＋ 高い技術自給率（国内にサプライチェーンを維持） ＋ レジリエンス向上への貢献（回転電源としての価値、太平洋側・日本海側に分散立地）
②経済効率性 (Economic Efficiency)	• 運転コストが低廉（安全対策費用や事故費用、サイクル費用が増額してもなお低廉） • 燃料価格変動の影響をうけにくい（数年にわたって国内保有量だけで運転可能）
③環境適合 (Environment)	• 運転時にCO2を排出しない • ライフサイクルCO2排出量が少ない

図 2-2　原子力エネルギーの 3E の特性

(出典)資源エネルギー庁「2030 年度におけるエネルギー需給の見通し(関連資料)」(2021 年)に基づき作成

岸田内閣総理大臣は、2021 年 10 月の所信表明演説において、2050 年カーボンニュートラルの実現に向け、温暖化対策を成長につなげるクリーンエネルギー戦略を策定する方針を示し、2022 年 5 月には「クリーンエネルギー戦略 中間整理」が公表されました[3]。

この「クリーンエネルギー戦略 中間整理」を踏まえ、2022 年 7 月には産業革命以来の化石燃料中心の経済・社会、産業構造をクリーンエネルギー中心に移行させ、経済社会システム全体の変革をするべく、必要な施策を検討する GX 実行会議を内閣総理大臣決裁により設置しました。2022 年 8 月の第 2 回 GX 実行会議で、岸田内閣総理大臣は GX の推進におけるエネルギー政策の遅滞解消の必要性を述べ、再生可能エネルギー導入拡大と併せて、原子力発電所の再稼働や運転期間の延長、次世代革新炉の開発・建設等を検討するよう指示しました。

経済産業省の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は、第 6 次エネルギー基本計画で提起された原子力政策に係る課題や論点について議論を行い、2022 年 9 月に「原子力小委員会の中間論点整理」を公表しました。さらに、同委員会は、前述の第 2 回 GX 実行会議において岸田内閣総理大臣よりエネルギー安定供給確保に向けた具体的な検討指示が示されたことも受けて、原子力政策に係る各課題への対応の方向性と行動指針について検討を進め、同年 12 月 8 日には「今後の原子力政策の方向性と実現に向けた行動指針（案)」を公表しました。

[3] https://www.meti.go.jp/shingikai/sankoshin/sangyo_gijutsu/green_transformation/index.html

2022 年 12 月 16 日に開催された総合資源エネルギー調査会基本政策分科会では、この行動指針（案）について報告されるとともに、再生可能エネルギー等の論点も含めてエネルギーの安定供給の確保に向けた検討課題への取りまとめに関する議論が行われました。

これらの検討を受けて、GX 実行会議は「GX 実現に向けた基本方針～今後 10 年を見据えたロードマップ～」を取りまとめました（2023 年 2 月 10 日閣議決定）。同基本方針では、エネルギーの供給サイドにおいて「再生可能エネルギー、原子力などエネルギー安全保障に寄与し、脱炭素効果の高い電源を最大限活用する」及び「原子力の利用に当たっては、事故への反省と教訓を一時も忘れず、安全神話に陥ることなく安全性を最優先とすることが大前提」という基本的考え方が示されています。加えて、今後の対応として、将来にわたって持続的に原子力を活用するために次世代革新炉の開発・建設に取り組むこと及び既存の原子力発電所を可能な限り活用するため運転期間に関する在り方を整理すること等が盛り込まれました。

「GX 実現に向けた基本方針」に基づき、2023 年 2 月 28 日に、「脱炭素社会の実現に向けた電気供給体制の確立を図るための電気事業法等の一部を改正する法律案」が閣議決定され、第 211 回通常国会に提出されました[4]。原子力の活用・廃炉の推進に関連した法律の改正として、原子力発電の利用に係る原則の明確化に向けた原子力基本法の改正、高経年化した原子力に関する規制の厳格化に係る原子炉等規制法の改正、原子力発電の運転期間についての規制の整備に係る電気事業法（昭和 39 年法律第 170 号）の改正、廃炉の推進に係る「原子力発電における使用済燃料の再処理等の実施に関する法律」（平成 17 年法律第 48 号。平成 28 年法律第 40 号により改正。以下「再処理等拠出金法」という。）の改正が含まれています。

また、2022 年 12 月 23 日に約 4 年ぶりに開催された原子力関係閣僚会議では、第 6 次エネルギー基本計画及び「基本的考え方」（パブリックコメント案）に則り、並びに GX 実行会議における議論等を踏まえて、今後の原子力政策に係る主要な課題と、その解決に向けた対応の方向性、そして政府及び原子力事業者等の関係者による行動の指針を整理した「今後の原子力政策の方向性と行動指針（案）」[5]が公表されました。今後、政府及び事業者等の関係者は、可能なものから早期に、同行動指針に示した内容の実行に向けたアクションを具体化していくこととなります。

(2)　我が国の原子力発電の状況

2010 年度における我が国の発電設備に占める原子力発電設備容量[6]の割合は 20.1%、原子力発電の設備利用率[7]は 67.3%、発電量に占める原子力発電電力量の割合は 25.1%でした

---

[4] 2023 年 5 月 31 日に参議院本会議で可決され、成立した。
[5] 2023 年 4 月 28 日に開催された原子力関係閣僚会議において決定された。
[6] 発電所が単位時間当たりに生産可能な電気エネルギーの量（単位は W、kW など）。
[7] 発電所が、ある期間において実際に作り出した電力量と、その期間定格出力で運転したと仮定した時に得られる電力量（定格電気出力とその期間の時間との掛け算）との比率を百分率で表したもの。

（図 2-3、図 2-4）。しかし、2011 年の東電福島第一原発事故により、我が国の原子力利用を取り巻く環境は大きく変化しました。事故後、全国の原子力発電所は順次運転を停止し、2012 年 5 月には、我が国で稼働している原子炉の基数が 42 年ぶりに 0 基となりました。

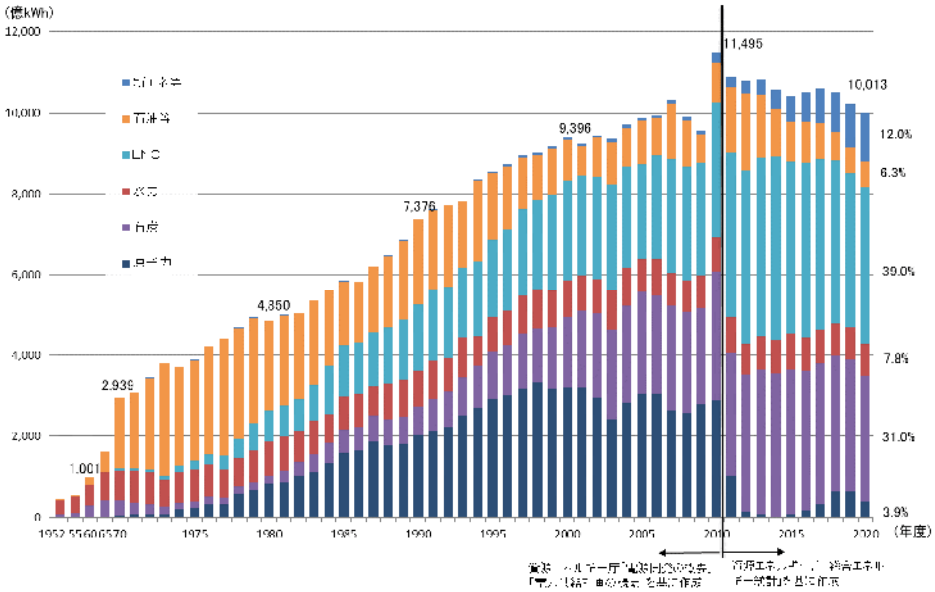


図 2-3　我が国の発電電力量の推移

(注)2009 年度以前分は「電源開発の概要」、「電力供給計画の概要」を、2010 年度以降分は「総合エネルギー統計」を基に作成
(出典)経済産業省「令和 3 年度　エネルギー白書」(2022 年)

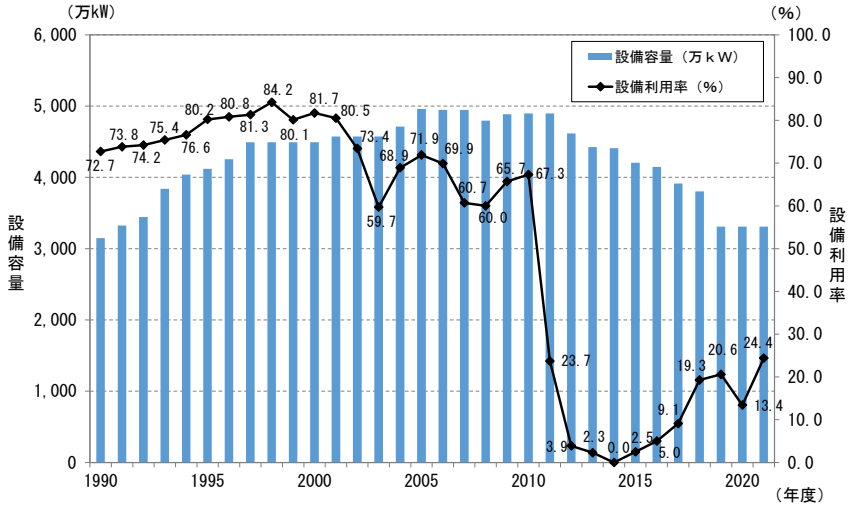


図 2-4　我が国の原子力発電設備容量及び設備利用率の推移（電気事業用）

(出典)一般社団法人日本原子力産業協会「2021 年度の原子力発電設備利用率は 24.4%」、資源エネルギー庁「2021 年度電力調査統計表」等に基づき作成

図 2-5　原子力発電所の状況（2023 年 2 月 24 日時点）

（出典）資源エネルギー庁「日本の原子力発電所の状況」（2023 年）

2023 年 2 月末時点の原子力発電所の状況は、図 2-5 のとおりです。2013 年の新規制基準の導入以降、17 基の発電所が原子炉設置変更許可を受け、うち 10 基が営業運転を再開（再稼働）しています。なお、新規制基準では特定重大事故等対処施設[8]の設置期限を本体の設計及び工事の計画の認可日から 5 年としており、設置期限までに特定重大事故等対処施設が完成していない場合、運転することはできません。2022 年度は、2021 年 10 月に設置期限を迎えて運転を停止した関西電力美浜発電所 3 号機のほか、大飯発電所 3 号機、九州電力玄海原子力発電所 3 号機及び 4 号機は設置期限までに特定重大事故等対処施設が完成せず、運転停止せざるを得ない期間がありました。2023 年 3 月末時点で、これら 4 基を含む再稼働済みの 10 基はいずれも特定重大事故等対処施設の運用を開始し、本格運転を再開しています。

2023 年 3 月末時点で、設置変更許可を受けたものの再稼働に至っていない原子力発電所は 7 基です。そのうち、2021 年 9 月に設置変更許可を受けた中国電力株式会社（以下「中国電力」という。）島根原子力発電所 2 号機については、2022 年 6 月、島根県知事が再稼働を容認する判断をした旨を島根県議会で表明しました。

そのほかに、建設中の原子力発電所も含め、新規制基準への適合性を審査中の炉が 10 基、適合性の審査へ未申請の炉が 9 基あります。一方、廃止措置計画が認可され廃止措置中の原子炉が 18 基となり（第 6 章　表 6-2）、特定原子力施設に係る実施計画を基に廃炉が行われる東電福島第一原発 6 基を合わせて、合計 24 基の実用発電用原子炉が運転を終了しています。

[8] 第 1 章 1-2(1)③1)「新規制基準の導入」、第 1 章 1-3(1)「過酷事故対策」を参照。

我が国では、2012 年の原子炉等規制法の改正により、原子炉の運転期間が運転開始から 40 年と規定されました。ただし、運転期間の満了に際し、原子力規制委員会の認可を受けた場合に、1 回に限り運転期間を最大 20 年延長することを認める制度（運転期間延長認可制度）も導入されています[9]。2023 年 3 月時点で、関西電力高浜発電所 1、2 号機、美浜発電所 3 号機及び日本原子力発電株式会社東海第二発電所が、運転期間の延長を認められています（図 2-6）。このうち関西電力の 3 基については、2021 年 4 月に福井県から再稼働への理解が表明されました。さらに、同年 7 月には美浜発電所 3 号機が運転を再開し、運転期間が 40 年を超えた原子炉としては国内初の運転となりました。また、2023 年以降に運転期間が 40 年以上となる再稼働炉について、九州電力は、2022 年 10 月 12 日に原子力規制委員会に川内原子力発電所の 1 号機及び 2 号機の運転期間延長認可申請を行いました。2022 年 11 月 25 日、関西電力は、高浜発電所 3 号機及び 4 号機について劣化状況評価を実施した結果を踏まえて運転期間延長認可申請を行うことを決定しています[10]。なお、2023 年 1 月 30 日に、運転中の高浜発電所 4 号機において、原子炉が自動停止したことから、関西電力は原子力規制委員会に対して報告を行いました。原子力規制委員会は関西電力からの原因と対策に係る報告を受けて、当該事象が安全上重要でない事象と評価し、今後、原子力規制検査において、関西電力の是正処置等の実施状況を確認することとしています。

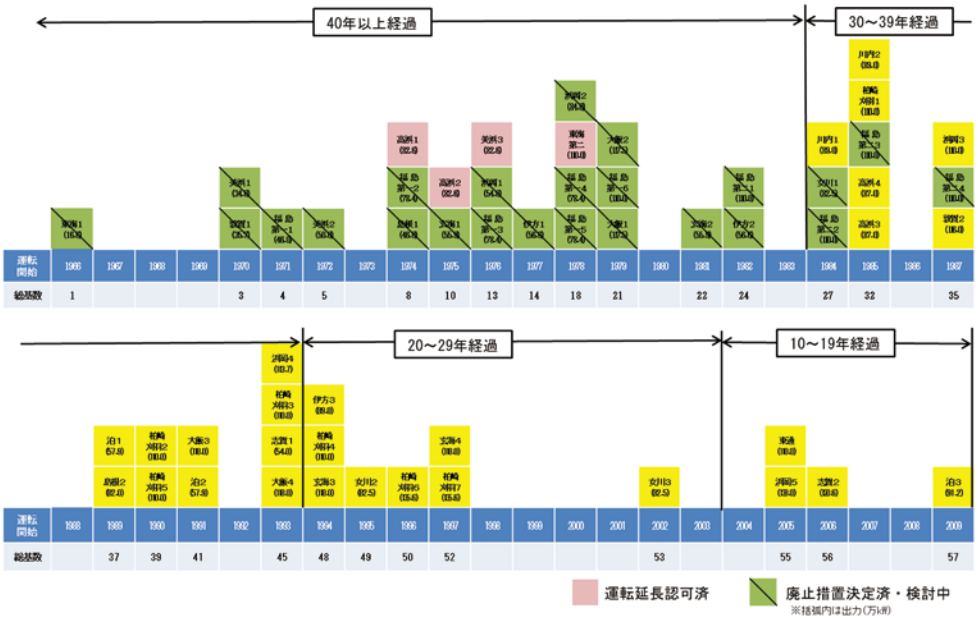


図 2-6　既設発電所の運転年数の状況（2023 年 3 月時点）

（出典）一般社団法人日本原子力産業協会「日本の原子力発電炉（運転中、建設中、建設準備中など）」（2023 年 3 月 7 日）等に基づき、第 3 回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資料 4 資源エネルギー庁「廃炉を円滑に進めるための会計関連制度の課題」（2014 年）を一部編集

---

[9] 第 211 回通常国会に提出され、2023 年 5 月 31 日に成立した「脱炭素社会の実現に向けた電気供給体制の確立を図るための電気事業法等の一部を改正する法律」における運転期間に関する枠組みについては、第 2 章 2-2(1)「着実な軽水炉利用」を参照。

[10] 2023 年 4 月 25 日に高浜発電所 3 号機及び 4 号機の運転期間延長認可申請が受理された。

(3)　電力供給の安定性・エネルギーセキュリティと原子力

3E の構成要素の一つであるエネルギーの安定供給（Energy Security）の確保のため、我が国では 1970 年代のオイルショック以降、原子力を含む電源の多様化を進めてきました。しかし、東電福島第一原発事故後、原子力発電所が運転を停止し、我が国の電源構成は石炭や液化天然ガス（LNG[11]）等の化石燃料に大きく依存する構造となっています（図 2-3）。

ロシアによるウクライナ侵略等、国際情勢の不安定化等を背景として、欧州諸国がロシア産天然ガスからの脱却を図った結果、短期的な需給バランスが大きく崩れ、2022 年 3 月に天然ガスの価格は大きく高騰し、また、石炭の価格も急騰しました。このような状況を踏まえて、石炭や LNG が電源構成の多くを占める我が国においては、エネルギーの安定供給の確保に向けた対策が今まで以上に重要となっています。

すぐに使えるエネルギー資源に乏しい我が国にとって、燃料投入量に対するエネルギー出力が圧倒的に大きく、数年にわたって国内保有燃料だけで生産が維持でき、優れた安定供給性を有する原子力発電は、エネルギーセキュリティを確保する重要な手段の一つです。我が国と同様に自国にエネルギー資源を持たない韓国やフランス等は、原子力を除いた場合のエネルギー自給率が低くなっています。例えばフランスでは、原子力を除いた場合のエネルギー自給率は 13%と我が国より若干高い程度ですが、原子力利用により自給率は 55%へと大幅に上昇します（図 2-7）。

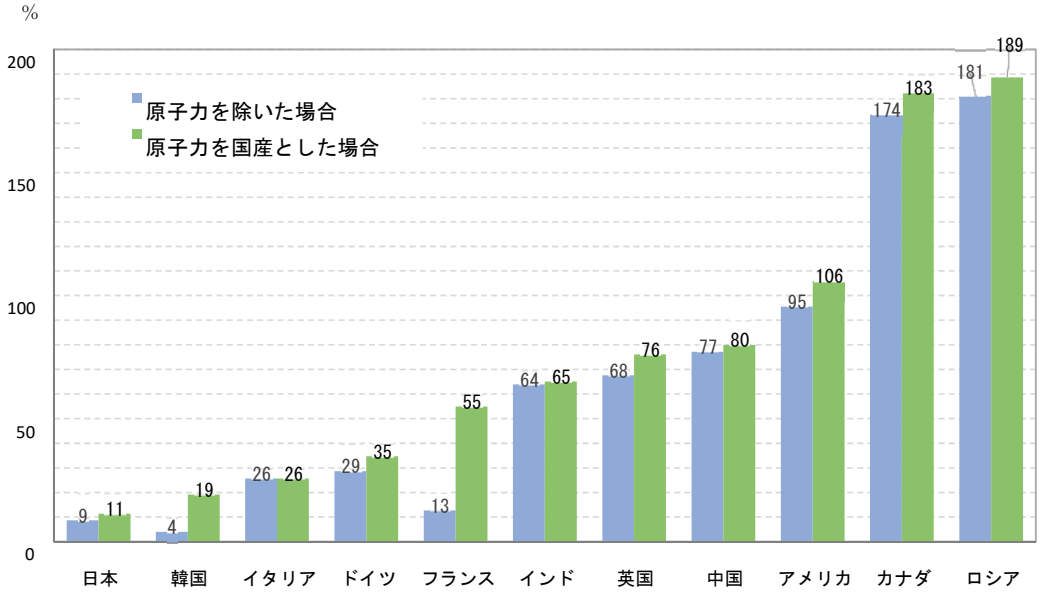


図 2-7　主要国のエネルギー自給率（2020 年）

（出典）IEA「World Energy Balances」（2022 年）に基づき作成

[11] Liquefied Natural Gas

(4)　電力供給の経済性と原子力

3E の構成要素である経済効率性の向上（Economic Efficiency）のためには、低コストでのエネルギー供給を実現することが重要です。我が国では、東電福島第一原発事故後、原子力発電所の運転停止に伴い火力発電の焚き増しが行われたため、化石燃料の輸入が増加しました。また、再生可能エネルギーで発電された電気をあらかじめ決められた価格で電力会社が買い取る「固定価格買取（FIT[12]）制度」では、買取費用の一部を「賦課金」として電気料金を通じて国民が負担します。これらの影響により、近年、我が国では電気料金が上昇しています。2015 年から 2016 年にかけては、一部の原子力発電所の再稼働と化石燃料の価格下落により電気料金上昇に歯止めがかかりましたが、以降は再び上昇し、家庭向け電気料金、産業向け電気料金ともに 2010 年と比較して高い水準が続いています（図 2-8）。

すぐに使えるエネルギー資源に乏しい我が国では燃料の輸入価格が電気料金に大きく影響します。特に 2022 年以降、ウクライナ侵略による石炭及び LNG 等の燃料価格高騰や円安の進行、卸電力取引市場価格（スポット市場価格）の高騰等を背景に（図 2-9）、複数の電気事業者が、家庭向け等料金を中心とした値上げを申請しています。

図 2-8　我が国の電気料金の推移

(注 1)原価 CIF 価格:輸入額に輸送料、保険料等を加えた貿易取引の価格
(注 2)発受電月報、各電力会社決算資料を基に作成
(出典)資源エネルギー庁「日本のエネルギー2021 年度版『エネルギーの今を知る 10 の質問』」(2022 年)に基づき作成

[12] Feed in Tariff

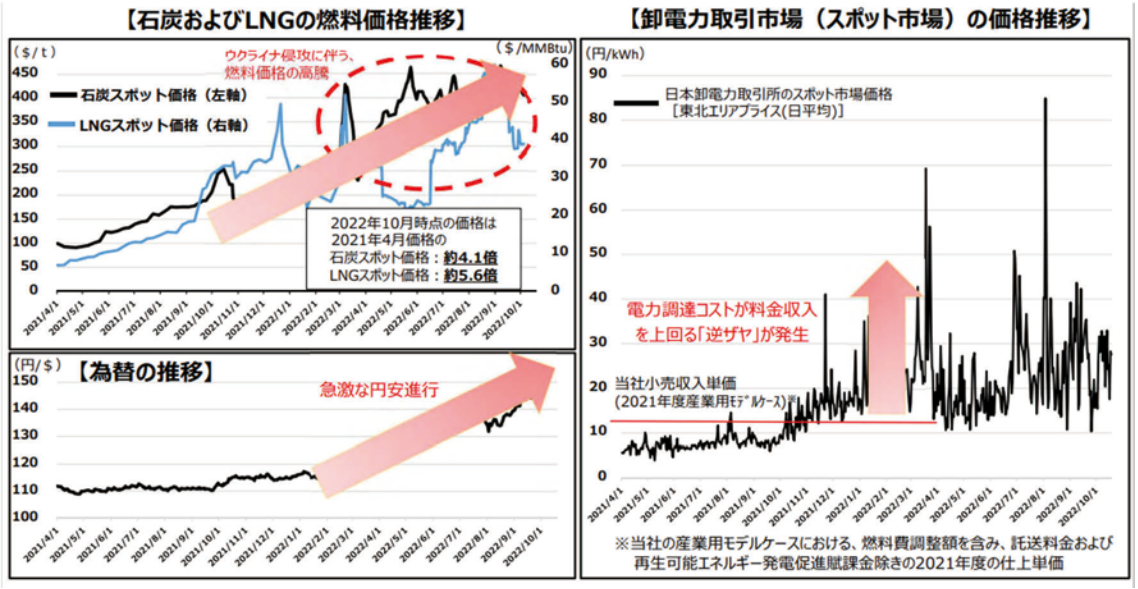


図 2-9　燃料価格と卸電力取引市場の高騰（東北エリアの例）

（出典）第 72 回公共料金等専門調査会 資料 3-1 東北電力株式会社「規制料金値上げ申請の概要について」（2023 年）

なお、2020 年 6 月に「強靭かつ持続可能な電気供給体制の確立を図るための電気事業法等の一部を改正する法律」（令和 2 年法律第 49 号）が成立し、FIT 制度に加えて新たに、再生可能エネルギーの市場価格の水準に対して、「賦課金」を原資とする一定の補助額を交付する「フィードインプレミアム（FIP[13]）制度」が定められ、2022 年度に制度が開始されました。高い水準の電気料金は、国民生活のみならず、製造業を始めとする産業にも大きな負担となるため、発電に掛かるコストを下げることも重要です。

原子力発電の経済性に関する特性として、運転コストが低廉であると言われております。資源エネルギー庁の発電コスト検証ワーキンググループが 2021 年に行った試算では、2015 年に同ワーキンググループが実施した試算の考え方を踏襲し、発電に直接関係する費用だけでなく、廃炉費用、高レベル放射性廃棄物の最終処分を含む核燃料サイクル費用等の将来発生する費用、損害賠償や除染を含む事故対応費用、電源立地交付金や研究開発等の政策経費も全て含めた試算を実施しています。また、新規制基準への対応状況を踏まえた追加的安全対策費の増額や東電福島第一原発事故の対応費用の増額、核燃料サイクル費用の変更を試算結果に反映しています。以上の試算の結果、2020 年時点における原子力発電の発電コストは 11.5円/kWh ～と見積もられています（表 2-1）。今後も発電コストの算出に当たっては様々な状況の変化に応じて適宜検証や見直しを実施することが重要です。

[13] Feed in Premium

表 2-1　2020 年時点におけるモデルプラント試算による電源別発電コスト

電源	原子力	火力			再生可能エネルギー			
		石炭火力	LNG 火力	石油火力	陸上風力	太陽光（事業用）	小水力	地熱
設備容量（kW）	120 万	70 万	85 万	40 万	3 万	250	200	3 万
設備利用率（%）	70	70	70	30	25.4	17.2	60	83
稼働年数（年）	40	40	40	40	25	25	40	40
発電コスト（円/kWh）	11.5～	12.5	10.7	26.7	19.8	12.9	25.3	16.7

（出典）総合資源エネルギー調査会基本政策分科会発電コスト検証ワーキンググループ「基本政策分科会に対する発電コスト検証に関する報告」（2021 年）に基づき作成

また、原子力発電に使用されるウランと、LNG、石油、石炭等の化石燃料とでは、発電に必要な燃料の量が大きく異なります。100 万 kW の発電所を 1 年間運転するために、LNG は 95 万 t、石油は 155 万 t、石炭は 235 万 t が必要となる一方で、ウランの必要量は 21t です（図　2-10）。自国にすぐに使えるエネルギー資源を持たず輸入に依存している我が国にとって、必要な燃料の量が多いということは、燃料の購入費用だけでなく、燃料の国内への輸送コストの増大にもつながります。化石燃料の場合、燃料価格は産出国の政治情勢や為替レートの変動の影響も受けます。このように、原子力発電には、化石燃料と比較して必要な燃料量が少なく、燃料価格変動の影響を受けにくいという特性もあります。

再生可能エネルギー導入に伴う賦課金増大や化石燃料の市場価格変動による影響がある中、電気料金の上昇を抑えるためにも、安全最優先での原子力発電所の再稼働を進めることは有効です。

図 2-10　100 万 kW の発電設備を 1 年間運転するために必要な燃料

（出典）資源エネルギー庁スペシャルコンテンツ「原発のコストを考える」（2017 年）

(5)　地球温暖化対策と原子力

3E の構成要素の一つである環境への適合（Environment）に関しては、もはや、温暖化への対応は経済成長の制約ではありません。積極的に温暖化対策を行うことが、産業構造や経済社会の変革をもたらし、大きな成長につながるという発想の転換が必要です。2020 年以降の温暖化対策の国際枠組みを定めた「パリ協定」では、世界共通の目標として、工業化以前からの世界全体の平均気温の上昇を 2℃より十分に下回るものに抑えるとともに、1.5℃に抑える努力を継続することとしています。2022 年 11 月にエジプトで開催された国連気候変動枠組条約第 27 回締約国会議（COP[14]27）では、第 26 回締約国会議（COP26）の結果を引き継いで、世界全体の平均気温の上昇を 1.5℃に抑える取組の実施の重要性が再確認されました。この目標を達成するためには、温室効果ガスの人為的な発生源による排出量と吸収源による除去量との間の均衡を達成するカーボンニュートラルを目指すことになります。

我が国では、2050 年カーボンニュートラルを目指し、2021 年 6 月にグリーン成長戦略が具体化されました。同戦略では、大胆な投資を行い、イノベーションを起こすといった民間企業の前向きな挑戦を全力で応援することが、政府の役割であるとしています。その上で、予算や税制、金融、規制改革・標準化、国際連携等あらゆる政策ツールを総動員し、関係省庁が一体となって取り組んでいくため、原子力産業を含む 14 の重要分野（図 2-11）において「実行計画」が策定されました。

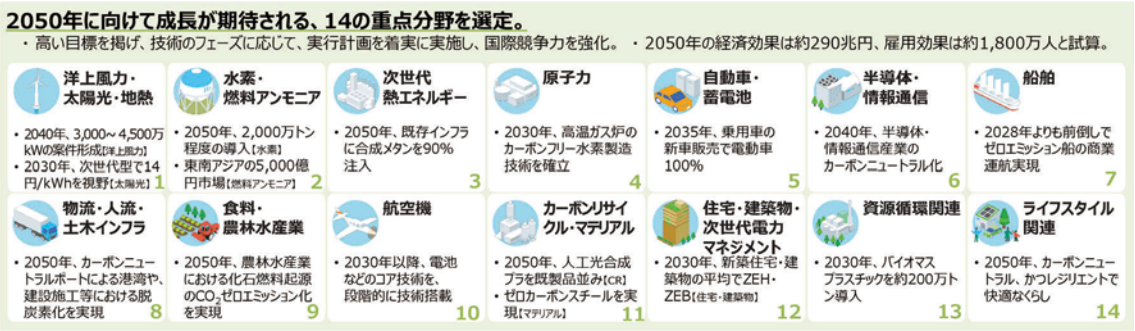


図 2-11　グリーン成長戦略（2021 年 6 月策定）における 14 の重要分野

（出典）経済産業省「2050 年カーボンニュートラルに伴うグリーン成長戦略」（広報資料）（2021 年）

原子力産業分野の実行計画では、原子力は大量かつ安定的にカーボンフリーの電力を供給することが可能な上、技術自給率も高いとしており、更なるイノベーションによって、安全性・信頼性・効率性の一層の向上、放射性廃棄物の有害度低減・減容化、資源の有効利用による資源循環性の向上を達成していく方針です。また、再生可能エネルギーとの共存、カーボンフリーな水素製造や熱利用といった多様な社会的要請に応えることも可能であるとしています。軽水炉の更なる安全性向上はもちろんのこと、それへの貢献も見据えた革新的技術の原子力イノベーションに向けた研究開発も進めていくため、四つの目標を掲げ、2050 年までの時間軸の工程表を提示しました（図 2-12）。

---

[14] Conference of the Parties

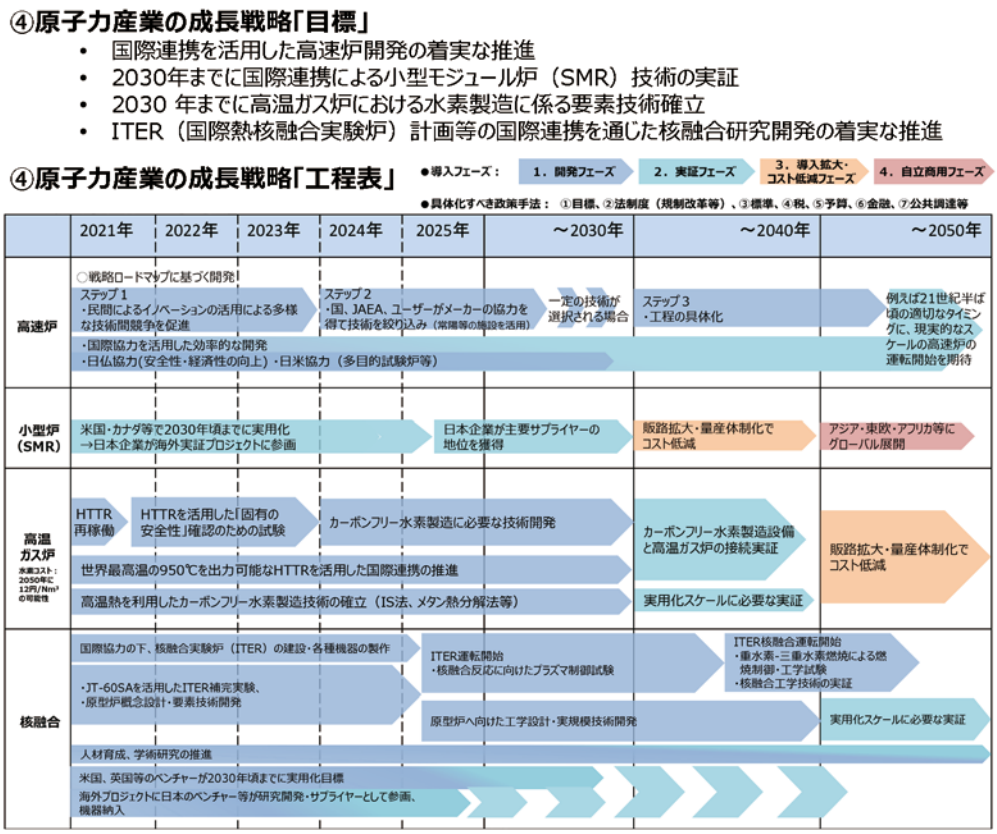


図 2-12　グリーン成長戦略（2021 年 6 月策定）における原子力産業の工程表

（出典）経済産業省「2050 年カーボンニュートラルに伴うグリーン成長戦略」（本文，概要資料）（2021 年）に基づき作成

第 6 次エネルギー基本計画（2021 年 10 月閣議決定）では、気候変動問題への対応について、GX 等を的確に捉え、民間の投資とイノベーションの促進と雇用の維持・創出を図りながら、社会経済構造のパラダイムシフトにつなげることが不可欠であるとされています。

グリーン成長戦略やエネルギー基本計画等のカーボンニュートラルに関する各計画において掲げられた目標を踏まえて、クリーンエネルギー中心の経済社会・産業構造の転換に向けた政策対応や成長が期待される各産業の具体的な道筋等を整理するクリーンエネルギー戦略の策定が検討されています。2022 年 5 月に「クリーンエネルギー戦略 中間整理」が公表され、ロシアによるウクライナ侵略や電力需給ひっ迫を踏まえたエネルギー安全保障の確保と脱炭素化を進める政策とその具体的な取組が整理されました。原子力については、エネルギー安全保障及び脱炭素の効果が高い電源として原子力の有効活用を進める方針が記載され、GX の方向性としてサプライチェーン、技術、人材維持の取組の支援や軽水炉・高速炉・小型モジュール炉（SMR[15]）等の研究開発の加速化、国際プロジェクトへの参画が挙げられています。

[15] Small Modular Reactor

「クリーンエネルギー戦略 中間整理」に基づき、GX の実行に必要な施策について 2022 年 7 月に設置された GX 実行会議にて検討が進められました。同検討を経て、2023 年 2 月 10 日に「GX 実現に向けた基本方針～今後 10 年を見据えたロードマップ～」が閣議決定されました。同基本方針は、「化石エネルギーへの過度な依存からの脱却を目指し、需要サイドにおける徹底した省エネルギー、製造業の燃料転換などを進めるとともに、供給サイドにおいては、足元の危機を乗り切るためにも再生可能エネルギー、原子力などエネルギー安全保障に寄与し、脱炭素効果の高い電源を最大限活用する」ことを基本的考え方としています。原子力の活用に向けた今後の対応については、2030 年度電源構成に占める原子力比率 20～22%の確実な達成に向けて、安全最優先で着実に再稼働を進めていくとともに、自主的な安全性向上、立地地域との共生及び国民各層とのコミュニケーションの深化・充実に取り組むこと示しています。また、将来にわたって持続的に原子力を活用するため新たな安全メカニズムを組み込んだ次世代革新炉の開発・建設に取り組むこと、既存の原子力発電所を可能な限り活用するため運転期間に関する在り方を整理すること及び核燃料サイクル推進、廃炉の着実かつ効率的な実現に向けた仕組みの整備を進めること、最終処分の実現に向けた国主導での取組の抜本強化に取り組むことを盛り込んでいます（図 2-13）。

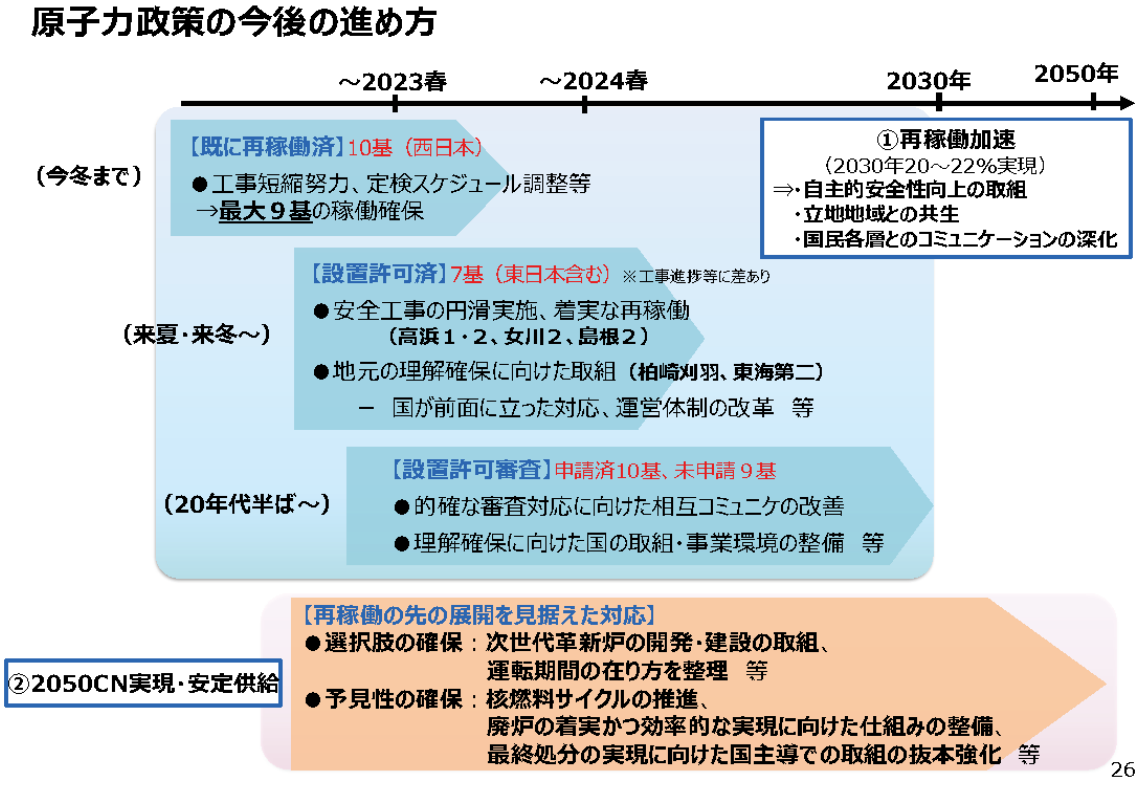


図 2-13　GX 実現に向けた基本方針における原子力政策の今後の進め方

（出典）内閣官房「GX実現に向けた基本方針　参考資料」（2023 年）に基づき作成

我が国における発電に伴う二酸化炭素排出量は、東日本大震災後の原子力発電所の運転停止及び火力発電量の増加に伴い、2011 年度から 2013 年度までは増加傾向でしたが、エネルギー消費量の減少、再生可能エネルギーの導入拡大、原子力発電所の再稼働により、2014 年度以降は減少傾向にあります（図 2-14）。原子力発電所の再稼働を進めることは、温室効果ガス排出削減の観点からも重要であると考えられます。

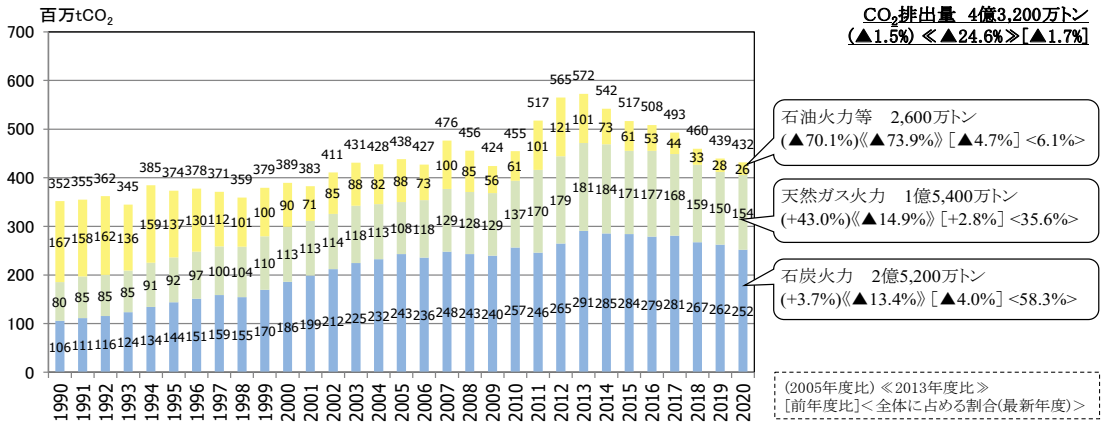


図 2-14　全電源（事業用発電、自家発電）の発電に伴う燃料種別の二酸化炭素排出量

（出典）環境省「2020 年度（令和 2 年度）の温室効果ガス排出量（確報値）に関する分析について（資料集）」（2022 年）

（6）　世界の原子力発電の状況と中長期的な将来見通し

2010 年以降、2022 年までの間に、世界では 76 基の原子炉の営業運転が開始されているとともに、90 基の原子炉の建設が開始され、81 基が閉鎖されています[16]。

2023 年 3 月時点で、世界で運転中の原子炉は 437 基、原子力発電設備容量は 3 億 9,346 万 kW に達しており、建設中のものを含めると総計 495 基、4 億 5,811 万 kW となります。また、世界の原子力発電電力量は、2011 年の東電福島第一原発事故後に一旦落ち込みましたが、2013 年以降は順調に回復しています（図 2-15、図 2-16）。ただし 2020 年は新型コロナウイルス感染症に伴う電力需要の全体的な低下の影響もあり、原子力発電電力量は低下しています。

[16] 資料編 6(2)「世界の原子力発電所の運転開始・着工・閉鎖の推移（2010 年以降）」を参照。

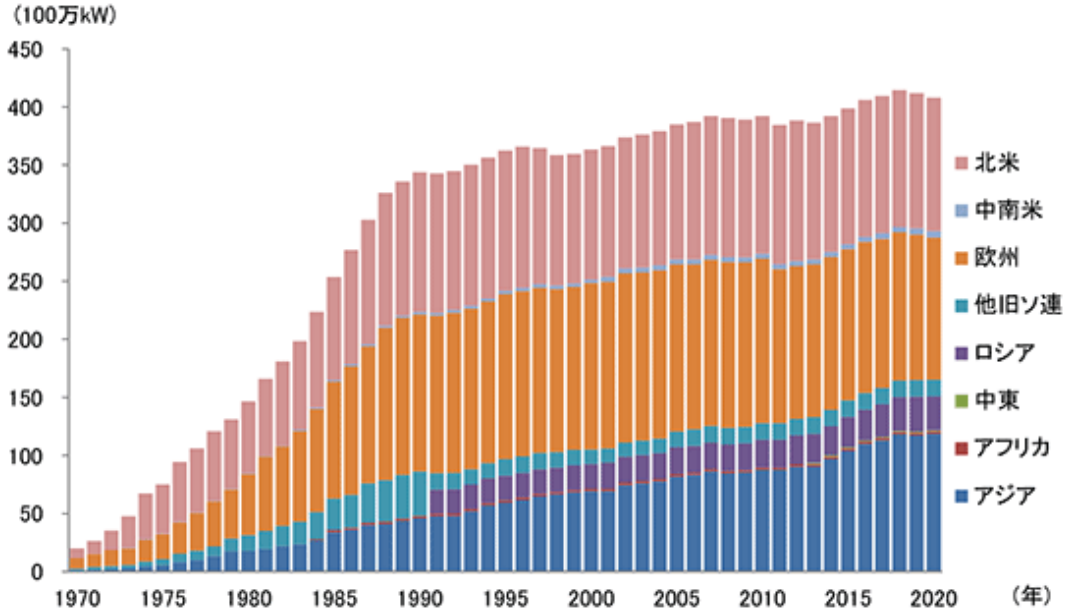


図 2-15　世界の原子力発電設備容量（運転中）の推移（地域別）

(注) 日本原子力産業協会「世界の原子力発電開発の動向 2021 年版」を基に経済産業省が作成。
(出典) 経済産業省「令和 3 年度　エネルギー白書」(2022 年)

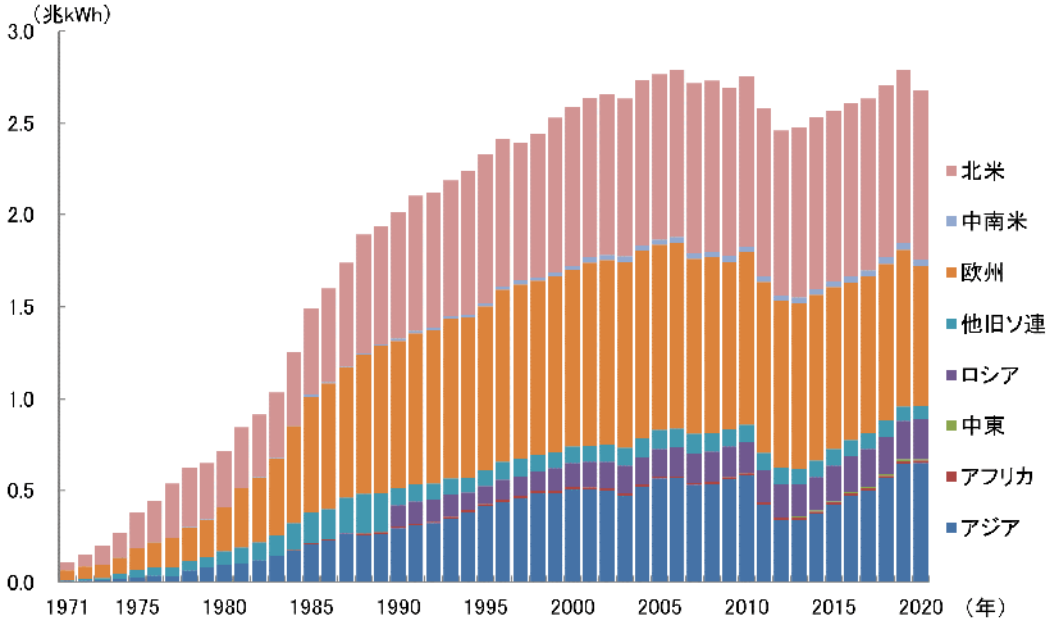


図 2-16　世界の原子力発電電力量の推移（地域別）

(注) IEA「World Energy Balances 2021 Edition」を基に経済産業省が作成。
(出典) 経済産業省「令和 3 年度　エネルギー白書」(2022 年) に基づき作成

ウクライナ（旧ソ連）のチョルノービリ原子力発電所の事故[17]、東電福島第一原発事故を経て、西欧諸国の中にはドイツ、イタリア、スイス等のように脱原子力政策に転じる国々が現れました。アジアでも、韓国が脱原子力の方針を示しました。

しかし、そのほかのアジア、東欧、中近東等では、経済成長に伴う電力需要と電力の低炭素化に対応するため、東電福島第一原発事故後も原子力開発が進展しました。特に中国では原子力開発が積極的に進められ、2020 年には発電電力量がフランスを上回り、世界 2 位となりました（図 2-17 左）。

近年は、原子力利用先進国[18]においても、低炭素電源としての役割に加え、エネルギー安全保障の観点から、原子力発電の重要性が再認識されてきています。世界最大の原子力利用国である米国（図 2-17 左）では、早期に閉鎖する原子力発電所も見られる一方で、80 年運転に向けた取組を行う原子力発電所も増加しています。

発電電力量に占める原子力比率が 65%を超え世界首位のフランス（図 2-17 右）では、マクロン大統領が 2022 年 2 月に「フランスの原子力ルネッサンス」を宣言し、原子炉 6 基の新規建設を行うとともに、更に 8 基の増設を検討する方針を示しました。フランス政府は、原子力と再生可能エネルギーを自国のエネルギーの二本柱として、共に拡大する意向です。

欧州では、原子力発電を低炭素電源と位置付け、地球温暖化対策とエネルギー安定供給両立の手段として、その価値を再評価し、原子力発電所を新設、維持する機運が高まっています。また、ロシアによるウクライナ侵略に伴う電力ひっ迫の問題への対応として、原子力発電の利用方針を見直す国も出てきました。例えば、2022 年末に最後の 3 基を閉鎖して脱原子力を完了する予定だったドイツでは、冬期の電力確保のため、2022 年 12 月に法改正を行い、これら 3 基の運転を 2023 年 4 月 15 日まで延長しました[19]。

アジアでも、韓国で 2022 年に発足した尹錫悦（ユン・ソンニョル）政権が、7 月にエネルギー政策を発表し、白紙化されていた 2 基の原子炉建設計画を再開するとともに、2030 年の原子力発電比率を 30%以上に拡大する方針を示し、前政権の脱原子力方針を撤回しました。

---

[17] 1986 年 4 月 26 日に、旧ソ連ウクライナ共和国のチョルノービリ原子力発電所 4 号機で発生した事故。急激な出力の上昇による原子炉や建屋の破壊に伴い大量の放射性物質が外部に放出され、ウクライナ、ロシア、ベラルーシや隣接する欧州諸国を中心に広範囲に飛散。

[18] 第 3 章 3-1(2)「海外の原子力発電主要国の動向」を参照。

[19] 2023 年 4 月 15 日に、3 基の原子炉の運転が停止され、脱原子力が完了した。

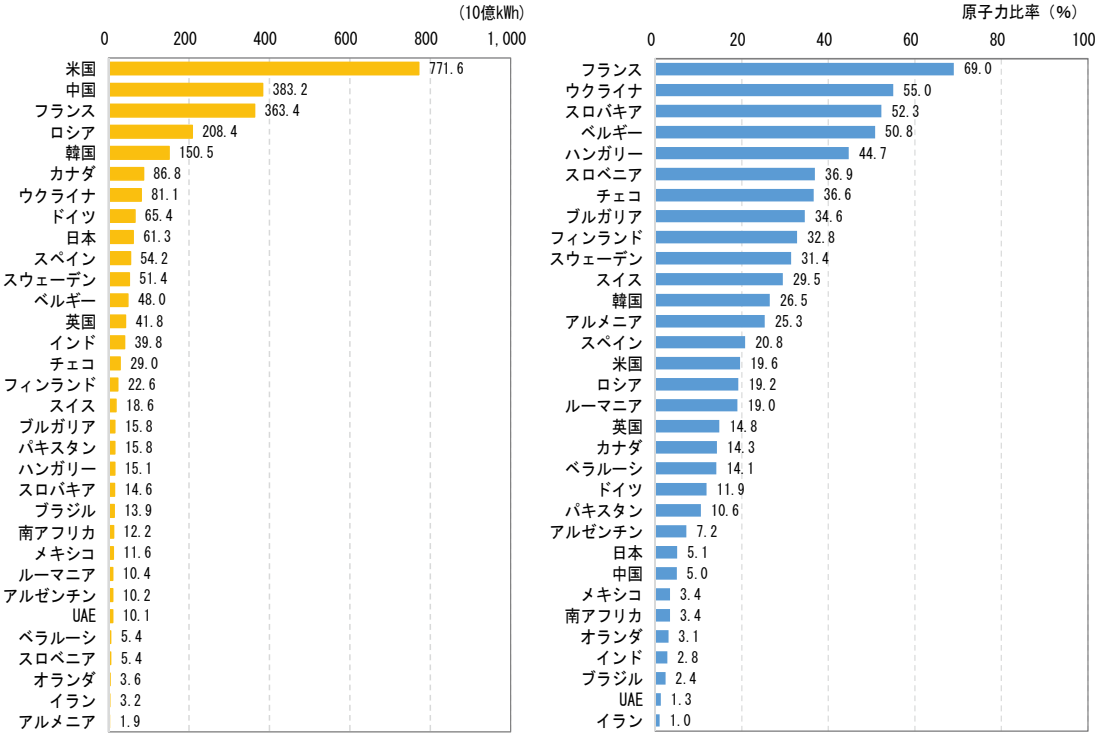


図 2-17　各国の原子力発電電力量（左）及び発電電力量に占める原子力比率（右）（2021 年）
(出典)IAEA「Energy, Electricity and Nuclear Power Estimates for the Period up to 2050」(2022 年)に基づき作成

IAEA が 2022 年 9 月に発表した年次報告書「2050 年までのエネルギー、電力、原子力発電の予測 2022 年版」では、原子力発電の設備容量について、2021 年度版の報告書と同様に、①現在の市場や大幅な技術革新等、原子力を取り巻く環境が大きく変化しないと仮定した保守的な「低位ケース」と、②パリ協定締約国による温室効果ガス排出削減で原子力の果たす役割が拡大することを前提にした「高位ケース」を設定して、それぞれ見通しを示しています（図 2-18）。低位ケースでは、図 2-19 左のように閉鎖と新設がほぼ均衡して推移し、中期的には原子力発電設備容量がわずかに減少するものの、2050 年頃には現状から微増する傾向が示されています。高位ケースでは、既存炉の運転期間延長等により図 2-19 右のように閉鎖が抑えられ、また特に 2030 年以降に原子炉新設が拡大することから、2050 年には 2021 年から倍以上に増加すると予測されています。

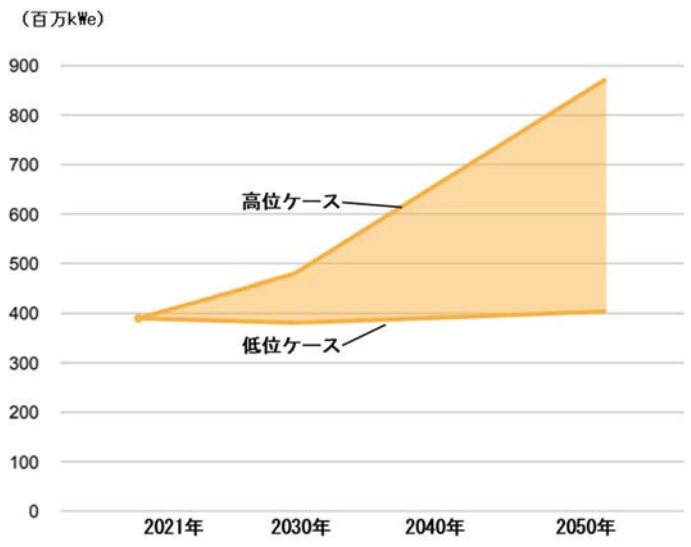


図 2-18　IAEA による 2050 年までの原子力発電設備容量の推移見通し

(出典)IAEA「Energy, Electricity and Nuclear Power Estimates for the Period up to 2050」(2022 年)に基づき作成

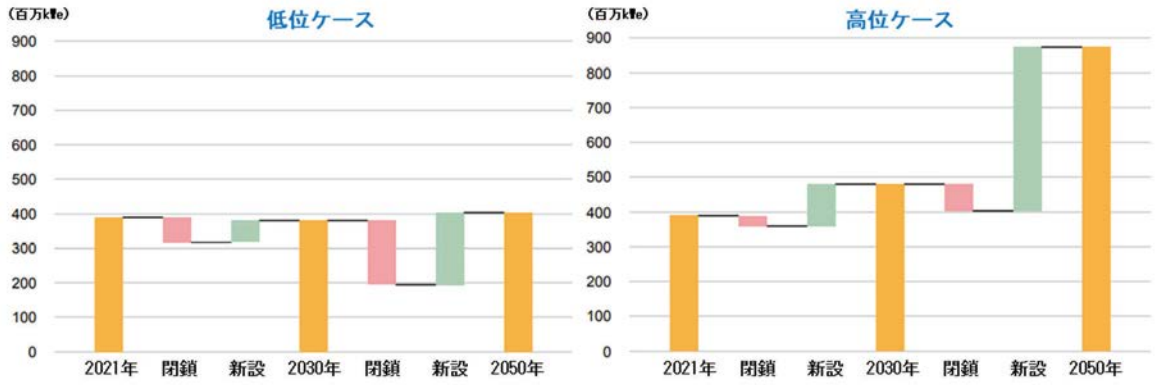


図 2-19　IAEA による 2050 年までの原子力発電所閉鎖・新設見通し

(出典)IAEA「Energy, Electricity and Nuclear Power Estimates for the Period up to 2050」(2022 年)に基づき作成

2－2 原子力のエネルギー利用を進めていくための取組

エネルギーの安定供給、経済効率性、環境適合性等の課題に対し、原子力エネルギーは、地球温暖化対策に貢献しつつ、安価で安定的に電気を供給できる電源の役割を果たすことが期待されます。また、電力小売全面自由化により、原子力発電も電力市場の競争原理の下に置かれています。このような状況を踏まえ、安全性の確保を大前提に適切に原子力のエネルギー利用を進めていくことが必要です。

特に電力の安定供給及び 2050 年カーボンニュートラルの実現の観点からも、安全規制・原子力エネルギー利用の両面から原子力発電所を安全に長期利用するために必要な規制の在り方を整理するとともに、産業界全体での連携による経年劣化評価に必要な知見の拡充や保守管理の高度化及びその科学的データを国民に分かりやすく示していくこと等が重要です。

また、世界市場への展開も見据え、民間の活力を生かしながら、原子力先進諸国との共同研究等の協力を通じ、革新炉の国際的な開発・建設の動きに戦略的に関与を深めていくことが重要となります。我が国で革新炉の導入を進めていく際には、革新軽水炉や小型軽水炉、高温ガス炉、高速炉等に関して、それぞれの特徴、目的、実現までの時間軸の違い等を踏まえつつ、新たに組み込まれる安全技術の実証や投資に向けた事業環境整備、事業者からの炉型等の提案を踏まえた早い適切な段階での規制整備・国際的な規制調和、負荷追従運転など再生可能エネルギーとの共存に向けた検討、開発からバックエンドまでを含めた革新炉特有の課題への対応などについて、国際的な動きも踏まえた検討が必要です。

さらに、原子力規制委員会による厳格な審査の下で、使用済燃料の貯蔵・管理を含め、使用済燃料を資源として有効利用する核燃料サイクルの確立に向けて着実に取り組んでいくことも重要です。使用済 MOX[20]燃料の再処理技術の早期実現化や革新炉を導入する場合の対応を含め、中長期の核燃料サイクル全体の運用の安定化に向けて、官民が柔軟性をもって取り組む必要があります。

(1) 着実な軽水炉利用

2016 年の電力小売全面自由化により、従来の地域独占[21]や総括原価方式[22]による投資回収の保証制度が撤廃され、原子力発電も電力自由競争の枠組みの中に置かれています。一方で、原子力発電には、事故炉廃炉の資金確保や原子力損害賠償のように、市場原理のみに基づく解決が困難な課題があります（図 2-20）。このような課題に対応するため、事故炉の廃炉を行う原子力事業者に対して、廃炉に必要な資金を NDF に積み立てることが義務付けられています。

---

[20] Mixed Oxide（ウラン・プルトニウム混合酸化物）
[21] 特定地域の電力販売をその地域の電力会社 1 社が独占できる枠組み。
[22] 総原価を算定し、これを基に販売料金単価を定める枠組み。

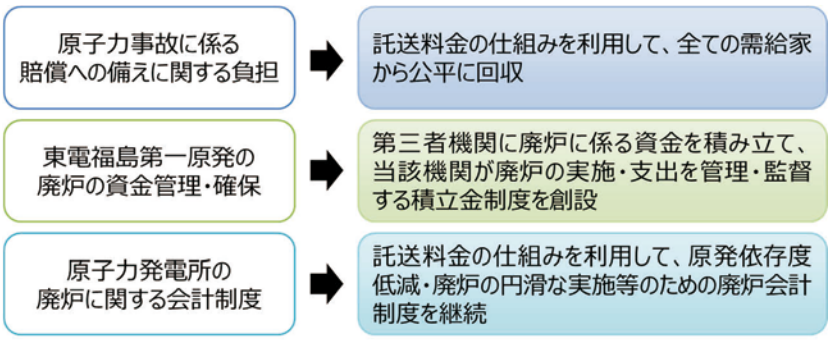


図 2-20　自由化の下での財務・会計上の課題への対応の基本的な考え方

(出典)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「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 年)に基づき作成

電力を安定供給でき、火力電源に比べ燃料費が低いといった特性を持つ原子力発電所を長期的に利用するため、原子力事業者等を含む産業界は、安全性向上に係る自律的・継続的な取組を進めています[23]。

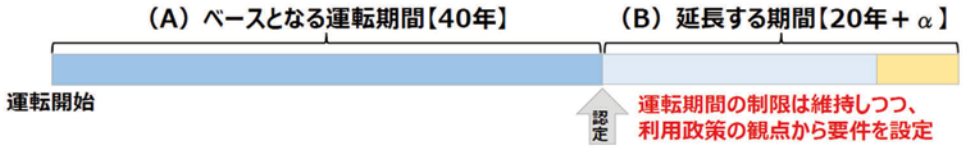
また、2022 年 8 月の第 2 回 GX 実行会議において岸田内閣総理大臣よりエネルギー安定供給確保に向けた具体的な検討指示が示されたことも受けて、経済産業省の総合資源エネルギー調査会電力・ガス事業分科会原子力小委員会での検討が進められ、同年 12 月の総合資源エネルギー調査会基本政策分科会において、原子力規制委員会による安全性確認を大前提とし、地域の理解・受容性確保や革新技術による安全性向上等の要素にも配慮しつつ、原子力利用政策の観点から運転期間に関する制度を改正する方針が示されました（図 2-21)。2023 年 2 月 28 日には、原子力発電の運転期間は 40 年とした上で、安定供給確保、GX への貢献などの観点から経済産業大臣の認可を受けた場合に限り、運転期間の延長を認めることとし、「運転期間は最長で 60 年に制限する」という現行の枠組みは維持した上で、原子力事業者が予見し難い事由による停止期間に限り、60 年の運転期間のカウントから除外するための「脱炭素社会の実現に向けた電気供給体制の確立を図るための電気事業法等の一部を改正する法律案」が閣議決定されました。

なお、原子力規制委員会は、「発電用原子炉施設の利用をどのくらいの期間認めることとするかは、原子力の利用の在り方に関する政策判断にほかならず、原子力規制委員会が意見を述べるべき事柄ではない」との見解を 2020 年 7 月に示しており、上記のとおり利用政策側において原子力利用政策の観点から運転期間に関する制度を改正する方針が示されたことを受け、高経年化した発電用原子炉に関する安全規制の検討を行い、2023 年 2 月 13 日には、運転開始後 30 年を超えて運転する場合は 10 年以内の期間ごとに長期施設管理計画を策定し、原子力規制委員会の認可を受けることなどを求める「高経年化した発電用原子炉に関する安全規制の概要」を決定しました（図 2-22)。また、同年 2 月 15 日には、高経年化した発電用原子炉に関する安全規制の詳細について検討するため、「高経年化した発電用原子炉の安全規制に関する検討チーム」の設置が決定されました。

[23] 第 1 章 1-2(4)「原子力事業者等による自主的安全性向上」を参照。

- 原子力規制委員会により**安全性が確認されなければ、運転できないことは大前提**。
- その上で、**運転期間に関する新たな仕組みを整備**。その際、以下を考慮する。
  ①立地地域等における不安の声や、現行制度との連続性などにも配慮し、**引き続き上限を設ける**。
  ②運転期間の**延長を認める要件**、延長に際して**考慮する事由を明確化する**。
  ③様々な状況変化を踏まえた客観的な政策評価を行い、**必要に応じて見直しを行う**。

<措置のイメージ>



1．延長を認める要件
- 電力の**安定供給・供給手段の選択肢**の確保、**電源の脱炭素化によるGX**への貢献
- **自主的な安全向上**等に向けた事業者の**態勢整備の状況**

2．延長する期間
- **20年を基礎**として、事業者が**予見し難い事由※による停止期間**を考慮

※東日本大震災発生後の**法制度の変更、行政指導、裁判所による仮処分命令** 等

図 2-21　安全性の確保を大前提とした運転期間の延長

（出典）第 35 回 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 資料 5「今後の原子力政策の方向性と実現に向けた行動指針（案）のポイント」（2022 年）

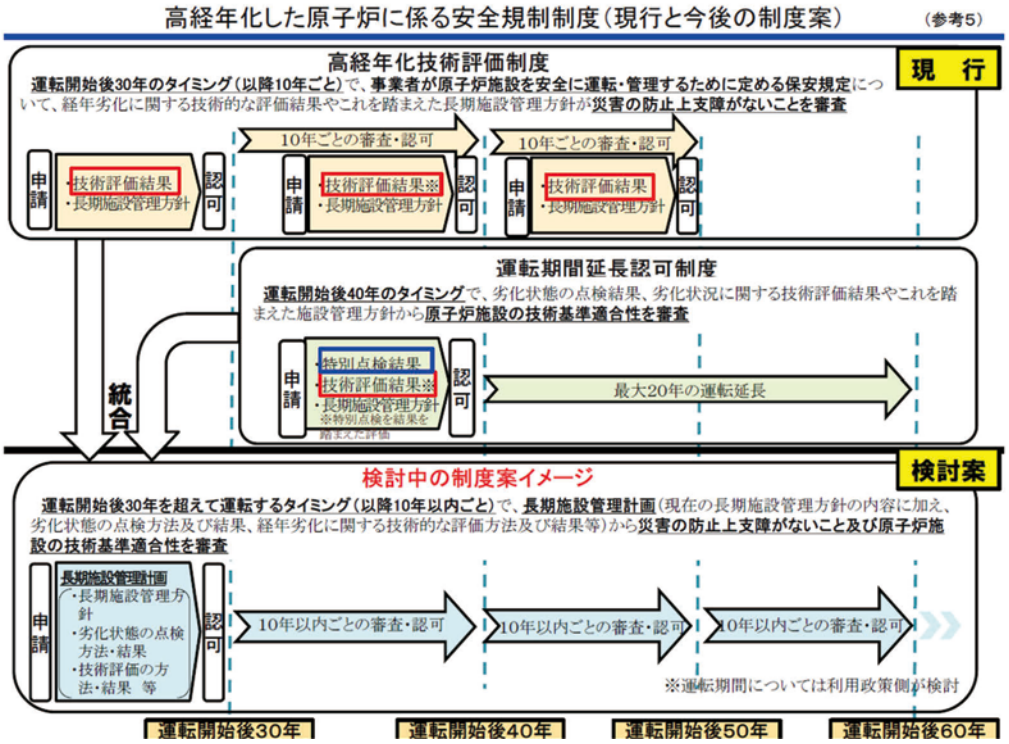


図 2-22　高経年化した原子炉に係る安全規制制度（現行と今後の制度案）

（出典）第 55 回原子力規制委員会 資料1「高経年化した発電用原子炉に関する安全規制の検討（第 3 回）」（2022 年）

(2)　革新炉の開発・利用

カーボンニュートラルやエネルギー安全保障等の観点から、新たな安全メカニズムを組み込んだ革新炉の開発・建設が世界中で加速しています。新しい概念を持つ革新炉の開発は、我が国の原子力サプライチェーンの維持・強化、将来を担う人材の参入意欲向上にもつながることも期待されます。我が国においても、原子力先進諸国との共同研究等の協力を通じて、官民の連携により国際的な開発・建設の動きにも戦略的に関与を深めていくことが重要です[24]。

革新炉には、多くの国で稼働している大型の軽水炉をベースに新たな安全メカニズムを組み込んだ革新軽水炉、小型モジュール炉（SMR）や、水素製造や熱供給、電力系統の柔軟性向上への貢献など原子力の多目的利用が可能な高温ガス炉、放射性廃棄物の減容と有害度低減、資源の有効利用に加えて医療用ラジオアイソトープ製造で注目される高速炉など、様々なものが存在します（図 2-23、図 2-24）。

- 革新炉とは、**安全性、廃棄物、エネルギー効率、核不拡散性等の観点から優れた技術を取り入れた先進的な原子炉**。
  （参考：米原子力エネルギー革新法（2017年））
- 小型モジュール炉（SMR）の定義は、国や機関により様々であり、定まっていない。

革新炉の区分		
革新炉<定義>	大型	小型
軽水炉	革新軽水炉	小型モジュール炉（SMR）
第4世代炉等	大型第4世代炉	

※第4世代炉：黎明期の原子炉（第1世代）、現行の軽水炉等（第2世代）、改良型軽水炉等（第3世代）に続く原子力システムの概念

SMRの定義

米国			英国		OECD/NEA		IAEA	
AR	SMR	・軽水炉 ・30万kWe未満	SMR	・第3世代炉 ・小型 ・モジュール	SMR	・1～30万kWe ・モジュール（連続生産） ・第3世代炉 ・第4世代炉	SMR	・30万kWeまで ・モジュール ・先進的 ・固有の安全性 ・全ての炉型 -第3世代炉 -第4世代炉
	・非軽水炉（全ての炉型）		AMR	・第4世代炉 ・モジュール <核融合炉>				

図 2-23　革新炉の定義

（出典）総合資源エネルギー調査会原子力小委員会革新炉ワーキンググループ（第1回）資料 6 資源エネルギー庁「エネルギーを巡る社会動向を踏まえた革新炉開発の価値」（2022 年）

[24] 革新炉開発の詳細な動向は、第 8 章 8-2「研究開発・イノベーションの推進」を参照。

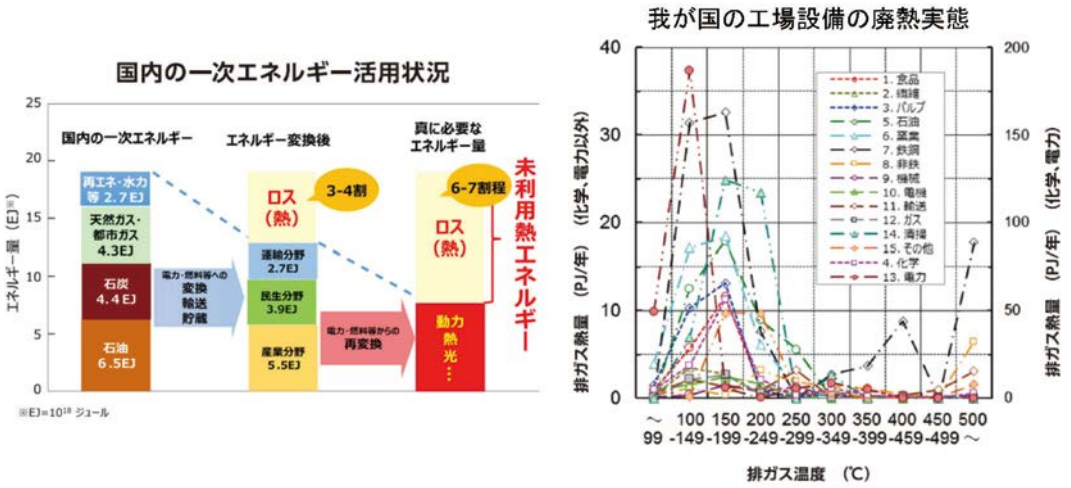


図 2-24　熱利用について

(出典)国立研究開発法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構 事業紹介パンフレット「省エネルギーへのフロンティア 未利用エネルギーの革新的活用技術研究開発」(2023年)に基づき作成

革新炉の多目的利用についても大いに期待されますが、例えば、水素製造については、再生可能エネルギーを利用した水の電気分解など様々な水素製造・調達手法との競合関係や役割分担などの整理が必要になり、また、熱供給については、熱が電気と異なり遠隔地への供給や蓄熱の経済性成立が難しいなどの背景から、未利用熱の活用は原子力以外の産業でも長年の課題となっていることを踏まえ、検討することも重要です。その際、革新炉の需要地近接立地や需要施設との安全かつ柔軟な接続、需要量と供給量のバランス、多目的施設の担い手の確保の必要性など、革新炉の多目的利用を進めるが故に必要となる対策や事業化の実現可能性について検討していく必要があります。

2022 年 8 月の第 2 回 GX 実行会議では、岸田内閣総理大臣は次世代革新炉の開発・建設等を進めていく方針も明らかにしました。これを受けて、同年 12 月の総合資源エネルギー調査会基本政策分科会において、原子力の価値実現、技術・人材維持・強化に向けて、地域理解を前提に、次世代革新炉の開発・建設を推進するという方針が示されました。まずは廃止決定炉の建替えを対象に、バックエンド問題の進展も踏まえつつ具体化を進めていくこととしています（図 2-25)。また、2023 年 2 月に策定された「GX 実現に向けた基本方針 ～今後 10 年を見据えたロードマップ～」では、新たな安全メカニズムを組み込んだ次世代革新炉の開発・建設に取り組むこととし、その上で地域の理解確保を大前提に、廃炉を決定した原発の敷地内での次世代革新炉への建替えを対象に、六ヶ所再処理工場の竣工等のバックエンド問題の進展も踏まえつつ具体化を進めていくこととしています。

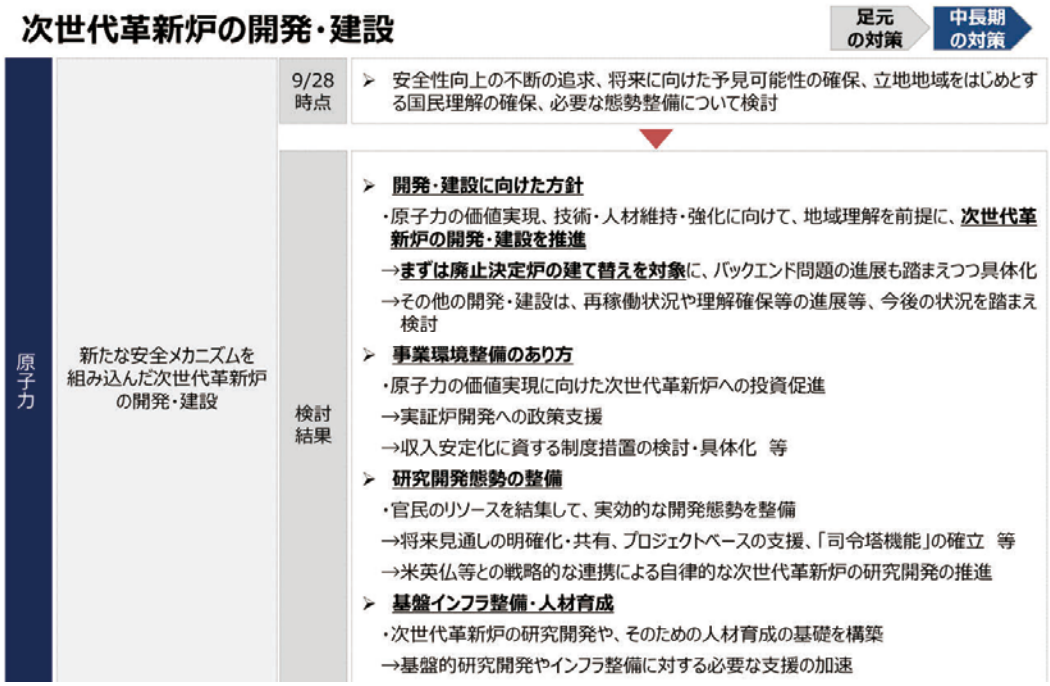


図 2-25　次世代革新炉の開発・建設

(出典)総合資源エネルギー調査会基本政策分科会(第 52 回会合)資料 1 資源エネルギー庁「エネルギーの安定供給の確保」(2022 年)

(3)　核燃料サイクルに関する取組

①　核燃料サイクルの概念

「核燃料サイクル」とは、原子力発電所で発生する使用済燃料を再処理し、回収されるプルトニウム等を再び燃料として有効利用することです。核燃料サイクルは、ウラン燃料の生産から発電までの上流側プロセスと、使用済燃料の再利用や放射性廃棄物の適切な処理・処分等からなる下流側プロセスに大別されます（図 2-26)。

上流側のプロセスは、天然ウランの確保・採掘・製錬、六フッ化ウランへの転換、核分裂しやすいウラン 235 の割合を高めるウラン濃縮、二酸化ウランへの再転換、ウラン燃料の成型加工、ウラン燃料を用いた発電からなります。

下流側のプロセスは、使用済燃料の中間貯蔵、使用済燃料からウラン及びプルトニウムを分離・回収するとともに残りの核分裂生成物等をガラス固化する再処理、ウラン・プルトニウム混合酸化物（MOX）燃料の成型加工、MOX 燃料を軽水炉で利用するプルサーマル、放射性廃棄物の適切な処理・処分等からなります。なお、再処理を行わない政策を採っている国では、原子炉から取り出した使用済燃料については、冷却後、直接、高レベル放射性廃棄物として処分（直接処分）される方針です。

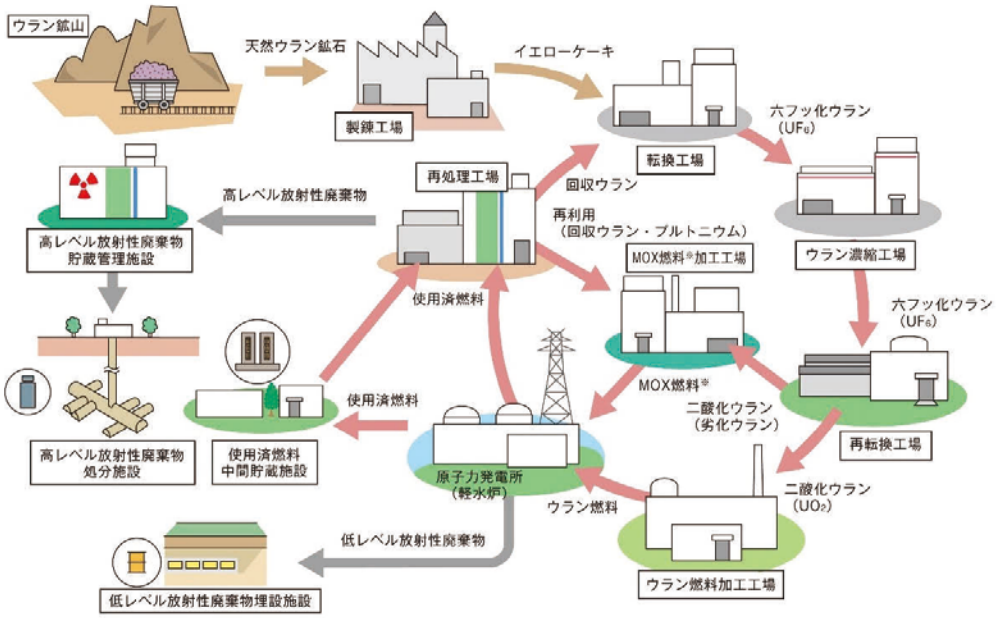
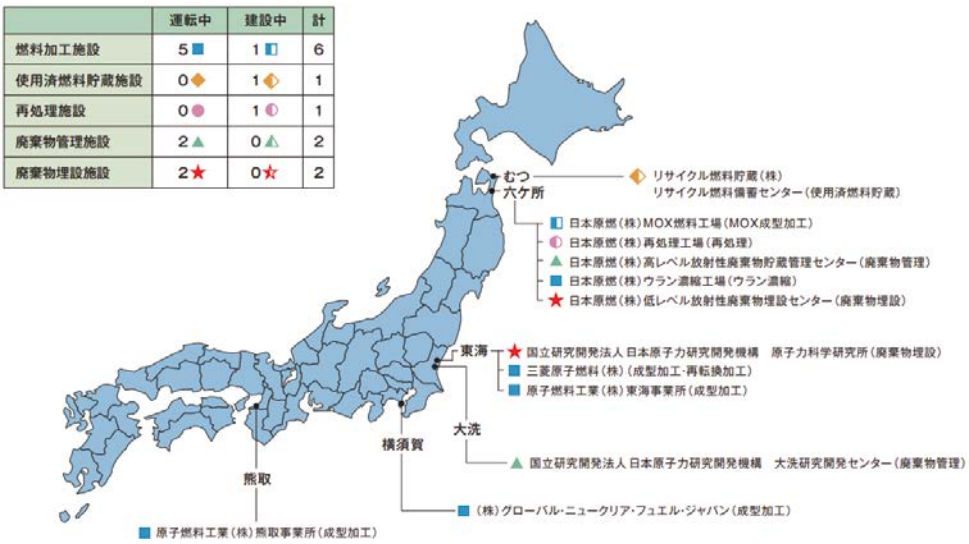


図 2-26　核燃料サイクルの概念

（出典）一般財団法人日本原子力文化財団「原子力・エネルギー図面集」（2016 年）

②　核燃料サイクルに関する我が国の基本方針

エネルギー資源の大部分を輸入に依存している我が国では、資源の有効利用、高レベル放射性廃棄物の減容化・有害度低減等の観点から、核燃料サイクルの推進を基本方針としています。この基本方針に基づき、核燃料サイクル施設や原子力発電所の立地地域を始めとする国民の理解と協力を得つつ、安全性の確保を大前提に、国や原子力事業者等による中長期的な取組が進められています（図 2-27）。



	運転中	建設中	計
燃料加工施設	5	1	6
使用済燃料貯蔵施設	0	1	1
再処理施設	0	1	1
廃棄物管理施設	2	0	2
廃棄物埋設施設	2	0	2

図 2-27　我が国の核燃料サイクル施設立地地点

（出典）一般財団法人日本原子力文化財団「原子力・エネルギー図面集」（2017 年）

このうちウラン濃縮施設や使用済燃料の再処理施設は、核兵器の材料となる高濃縮ウランやプルトニウムを製造するための施設に転用されないことを保障する必要があります。我が国は、原子力基本法において原子力利用を厳に平和の目的に限るとともに、IAEA 保障措置の厳格な適用を受け、原子力の平和利用を担保しています。また、利用目的のないプルトニウムは持たないとの原則を引き続き堅持し、プルトニウムの適切な管理と利用に係る取組を実施しています[25]。

③　天然ウランの確保に関する取組

天然ウランの生産国は、政治情勢が比較的安定している複数の地域に分散しています（図 2-28）。我が国においても、カナダやオーストラリアを中心に様々な国から天然ウランを輸入しています。また、ウランは国内での燃料備蓄効果が高く、資源の供給安定性に優れています。冷戦構造の崩壊後、高濃縮ウランの希釈による発電用燃料への転用が開始されたことにより生産量は一時落ち込みましたが、需要はほぼ横ばいで推移しており、2011 年の東電福島第一原発事故以降も一定量の生産が維持されています（図 2-29）。

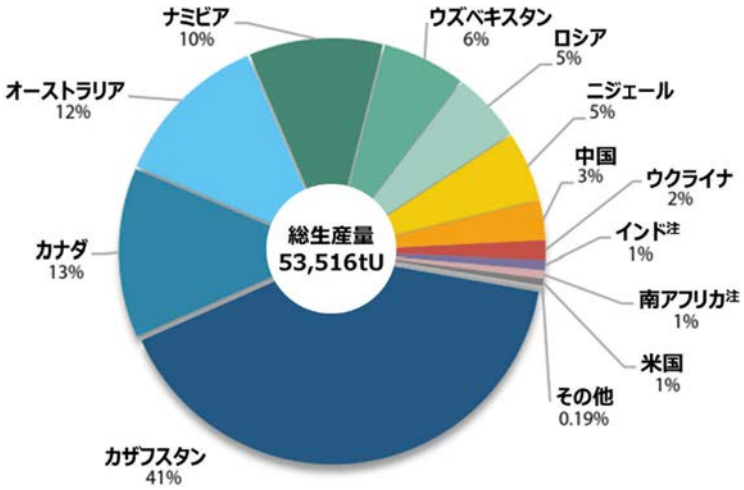


図 2-28　ウラン生産国の内訳（2018 年）

（注）インドと南アフリカは、OECD/NEA 及び IAEA による推定値。
（出典）OECD/NEA & IAEA「Uranium 2020: Resources, Production and Demand」（2020 年）に基づき作成

[25] 第 4 章 4-1(3)「政策上の平和利用」を参照。

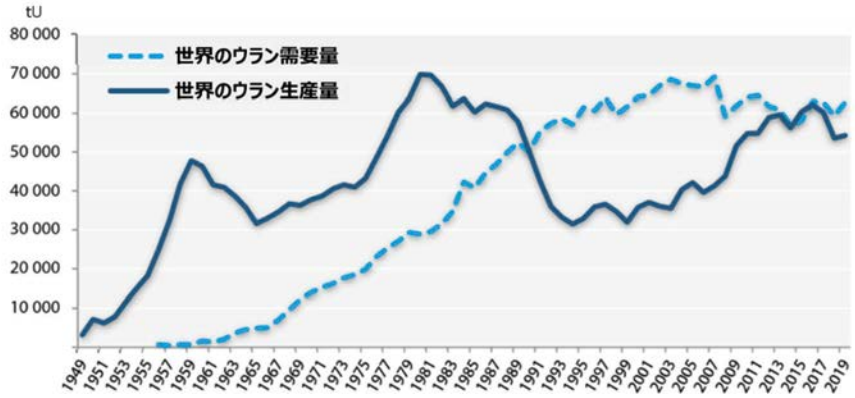


図 2-29　ウラン需給の変遷

(出典)OECD/NEA & IAEA「Uranium 2020: Resources, Production and Demand」(2020 年)に基づき作成

国際的なウラン価格は、2005 年以降、大きく変動しています。スポット契約価格[26]は、2007 年から 2008 年までにかけて急上昇した後、2009 年には急落しました。一方で、長期契約価格は 2012 年頃まで上昇を続けましたが、その後は下降傾向にあります。近年では、スポット契約価格が 75 米ドル／kgU 程度、長期契約価格が 100 米ドル／kgU 程度で推移しています（図 2-30）。

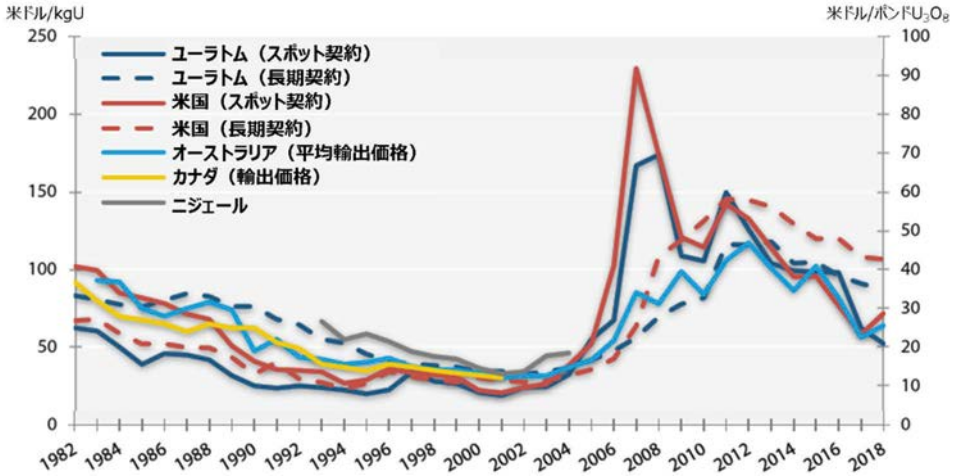


図 2-30　ウラン価格の推移

(出典)OECD/NEA & IAEA「Uranium 2020: Resources, Production and Demand」(2020 年)に基づき作成

ウラン資源量について、OECD/NEA と IAEA が共同で公表した報告書「Uranium 2020: Resources, Production and Demand」では、2019 年末における既知資源量は 1997 年に比べて増加しており、中長期的に見るとウラン資源量は増加してきたといえます。なお、2017 年から 2019 年にかけて増加した既知資源量の大部分は、既知のウラン鉱床で新たに特定された資源と、既に特定されていたウラン資源の再評価に起因するものであるとされています。

[26] 長期契約等で定めた価格ではなく、一回の取引ごとに交渉で取り決めた価格。

一方で、今後の見通しについては、中国やインド等、世界的に原子力発電が拡大してウラン需要が高くなるケースでは、中長期的にウラン需給ひっ迫の可能性が高まると予測されています（図 2-31）。天然ウランの全量を海外から輸入している我が国にとって、安定的に天然ウランを調達することは重要な課題です。資源エネルギー庁は、資源国との関係強化に資する探鉱等について、独立行政法人エネルギー・金属鉱物資源機構（JOGMEC[27]）への支援を実施し、ウラン調達の多角化や安定供給の確保を図っています。

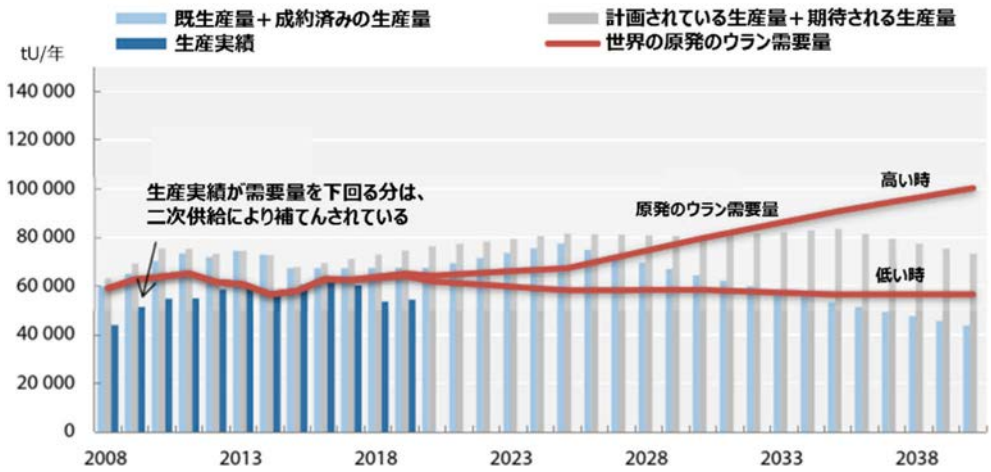


図 2-31　ウラン需給の見通し

（出典）OECD/NEA & IAEA「Uranium 2020: Resources, Production and Demand」（2020 年）に基づき作成

④　ウラン濃縮に関する取組

原子力発電所で利用されるウラン 235 は、天然ウラン中には 0.7%程度しか含まれていないため、3～5%まで濃縮した上で燃料として使用されています（図 2-32）。初期にはガス拡散法というウラン濃縮手法が用いられていましたが、現在は、遠心分離法が主流になっています。我が国では、日本原燃株式会社（以下「日本原燃」という。）の六ヶ所ウラン濃縮工場（濃縮能力は年間 450tSWU[28]）において、1992 年から濃縮ウランが生産されています。2012 年からは、日本原燃が開発した、より高性能で経済性に優れた新型遠心分離機が段階的に導入されています。

世界のウラン濃縮能力は表 2-2 のとおりです。なお、ロシアは世界最大のウラン濃縮能力を有しますが、ロシアによるウクライナ侵略後の脱ロシアを巡る世界的な動きが、今後ウラン濃縮を含めた世界的な原子力のサプライチェーンに影響を及ぼす可能性があります。地政学リスクが高まる中、価値を共有する同志国政府や産業界の間で、信頼性の高い原子力サプライチェーンの共同構築に向けた戦略的なパートナーシップ構築を進めていくべきである旨を、「基本的考え方」の中で重点的取組として盛り込んでいます。

---

[27] Japan Organization for Metals and Energy Security。2022 年 5 月に法改正に伴う業務の追加を踏まえ、2023 年 4 月の改正法施行に合わせ、正式名称の変更がなされたが、英語略称は産資源国で認知され、浸透していることから、引き続き JOGMEC としている。

[28] Separative Work Unit：天然ウランから濃縮ウランを製造する際に必要な作業量を表す単位。

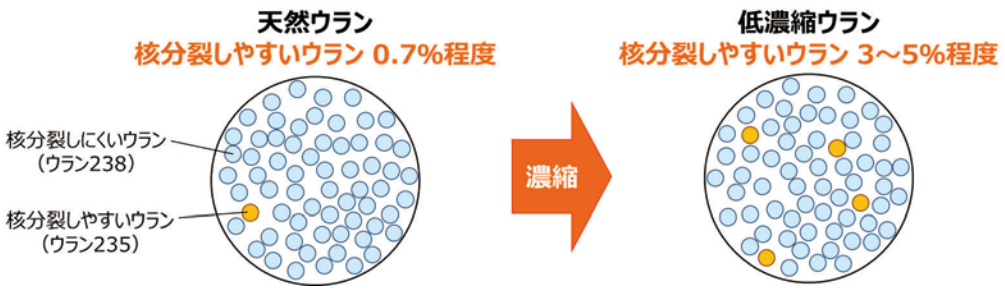


図 2-32　ウラン濃縮のイメージ

（出典）内閣府作成

表 2-2　世界のウラン濃縮能力（2020 年）

国	事業者	施設所在地	濃縮能力（tSWU/年）
フランス	オラノ社	ピエールラット	7,500
ドイツ	ウレンコ社	グロナウ	13,700
オランダ		アルメロ	
英国		カーペンハースト	
日本	日本原燃	青森県六ヶ所村	450
米国	ウレンコ社	ニューメキシコ	4,900
ロシア	テネックス社	アンガルスク、ノヴォウラリスク、ジェレノゴルスク、セベルスク	27,700
中国	核工業集団公司（CNNC[29]）	陝西省漢中、甘粛省蘭州	6,300
その他	アルゼンチン、ブラジル、インド、パキスタン、イランの施設		66

（出典）日本原燃「濃縮事業の概要」、世界原子力協会（WNA）「Uranium Enrichment」（2022 年）等に基づき作成

⑤　濃縮ウランの再転換・ウラン燃料の成型加工に関する取組

濃縮ウランから軽水炉用のウラン燃料を製造するためには、六フッ化ウランから粉末状の二酸化ウランにする再転換工程と、粉末状の二酸化ウランをペレット状に成型、焼結し、被覆管の中に収納して燃料集合体に組み立てる成型加工工程の二つの工程が必要となります。再転換工程については、国内では三菱原子燃料株式会社のみが実施しています。なお、東電福島第一原発事故前は、海外で濃縮し再転換されたものの輸入も行われていました。成型加工工程については、国内では三菱原子燃料株式会社、株式会社グローバル・ニュークリア・フュエル・ジャパン及び原子燃料工業株式会社の 3 社が実施しています。

[29] China National Nuclear Corporation

⑥　使用済燃料の貯蔵に関する取組

軽水炉でウラン燃料を使用することにより発生した使用済燃料は、再処理されるまでの間、各原子力発電所の貯蔵プールや中間貯蔵施設等で貯蔵・管理されています。

各原子力発電所では、2021 年 3 月末時点で、合計約 16,240tU[30]の使用済燃料が貯蔵・管理されています（表 2-3）。

表 2-3　各原子力発電所（軽水炉）の使用済燃料の貯蔵量及び管理容量（2021 年 3 月末時点）

電力会社	発電所名	2021 年 3 月末時点				試算値<4 サイクル（約 5 年）後>※1		
		1 炉心（t U）	1 取替分（t U）	管理容量※2（t U）	使用済燃料貯蔵量（t U）	管理容量※2 (A)（t U）	使用済燃料貯蔵量 (B)（t U）	貯蔵割合 (B)/(A)x100（%）
北海道電力	泊	170	50	1,020	400	1,020	600	59
東北電力	女川	200	40	860	480	860	640	74
	東通	130	30	440	100	440	220	50
東京電力 HD	福島第一	580	140	※3 2,260	2,130	2,260	2,130	94
	福島第二	0	0	1,880	1,650	1,880	1,650	88
	柏崎刈羽	960	230	2,910	2,370	※4 2,920	※5 2,920	※5 100
中部電力	浜岡	410	100	※6 1,300	1,130	※7 1,700	1,530	90
北陸電力	志賀	210	50	690	150	690	350	51
関西電力	美浜	70	20	620	470	※8 620	550	89
	高浜	290	100	1,730	1,340	1,730	※9 1,730	※9 100
	大飯	180	60	2,100	1,740	2,100	1,980	94
中国電力	島根	100	20	680	460	680	540	79
四国電力	伊方	70	20	※10 930	720	※11 1,430	800	56
九州電力	玄海	180	60	1,190	1,080	※12 1,920	1,320	69
	川内	150	50	1,290	1,030	1,290	1,230	95
日本原子力発電	敦賀	90	30	910	630	910	750	82
	東海第二	130	30	440	370	※13 510	490	96
合計		3,920	1,030	21,250	16,240	22,960	19,430	

※1：各社の使用済燃料貯蔵量については、下記仮定の条件により算定した試算値であり、具体的な再稼働を前提としたものではない。
　○各発電所の全号機を対象。（廃炉を決定した女川１号機、福島第一、福島第二、浜岡１・２号機、美浜１・２号機、大飯１・２号機、伊方１・２号機、島根１号機、玄海１・２号機、敦賀１号機を除く）
　○貯蔵量は、２０２１年３月末時点の使用済燃料貯蔵量に、４サイクル運転分の使用済燃料発生量（４取替分）を加えた値。（単純発生量のみを考慮）
　○１サイクルは、運転期間１３ヶ月、定期検査期間３ヶ月と仮定。（この場合、４サイクルは約５年となる）
※2：管理容量は、原則として「貯蔵容量から１炉心＋１取替分を差し引いた容量」。なお、運転を終了したプラントについては、貯蔵容量と同じとしている。
※3：福島第一については、廃炉作業中であり第一回推進協議会時点（2015 年 9 月末値）を参考値とし、その後の廃炉作業に伴う乾式キャスク仮保管設備拡張等は除外している
※4：柏崎刈羽５号機については、使用済燃料貯蔵設備の貯蔵能力の増強（リラッキング）に関する工事未実施であるが、工事完了後の管理容量予定値を記載。
※5：柏崎刈羽については、約２．５サイクル（３年程度）で管理容量に達する。（運転時期は未考慮）
※6：浜岡１．２号炉は廃止措置中であり、燃料プール管理容量から除外している。
※7：浜岡４号機については、乾式貯蔵施設の設置に関する申請中であり、竣工後の管理容量予定値を記載。
※8：美浜３号機については、耐震性向上対策工事後の管理容量を記載。
※9：高浜については、約４サイクル（５年程度）で管理容量に達する。（運転時期は未考慮）
※10：伊方１号機は廃止措置中で、燃料搬出が完了しているため、使用済燃料ピット管理容量から除外している。
※11：伊方３号機については、乾式貯蔵施設の設置に関する申請中であり、竣工後の管理容量予定値を記載。
※12：玄海については、使用済燃料貯蔵設備の貯蔵能力の増強（リラッキング）並びに乾式貯蔵施設の竣工後の管理容量予定値を記載。
※13：東海第二については、乾式貯蔵キャスクを２４基（現状＋７基）とした管理容量を記載。
注）　四捨五入の関係で、合計値は、各項目を加算した数値と一致しない部分がある

（出典）電気事業連合会「使用済燃料貯蔵対策の取組強化について（「使用済燃料対策推進計画」）」（2021 年）

一部の原子力発電所では貯蔵容量がひっ迫しており、原子力発電所の再稼働による使用済燃料の発生等が見込まれる中、貯蔵能力の拡大が重要な課題です。このような状況を踏まえ、「使用済燃料対策に関するアクションプラン」（2015 年 10 月最終処分関係閣僚会議）に基づき電気事業者が策定する「使用済燃料対策推進計画」は、2021 年 5 月に改定されました。同計画では、発電所敷地内の使用済燃料貯蔵施設の増容量化（リラッキング[31]、乾式貯蔵施設[32]の設置等）、中間貯蔵施設の建設・活用等により、2020 年代半ばに 4,000tU 程度、2030 年頃に 2,000tU 程度、合わせて 6,000tU 程度の使用済燃料貯蔵対策を行う方針を示しました。また、約 4,600tU 相当の貯蔵容量拡大について具体的な進捗が得られている一方で、まだ運用開始に至っておらず、全体計画の実現に向けて更なる取組を進める必要があるとしています。

---

[30] ウランが金属の状態であるときの質量を示す単位。

[31] 貯蔵用プール内の使用済燃料の貯蔵ラックの間隔を狭めることにより、貯蔵能力を増やすこと。

[32] 貯蔵用プールで水を循環させ冷却する湿式貯蔵によって十分冷却された使用済燃料を、金属製の頑丈な容器（乾式キャスク）に収納し、空気の自然対流によって冷却する貯蔵方法。

2022 年末時点で、原子力規制委員会は四国電力伊方発電所及び九州電力玄海原子力発電所における使用済燃料乾式貯蔵施設の設置に係る原子炉設置変更をそれぞれ許可しています（図 2-33）。

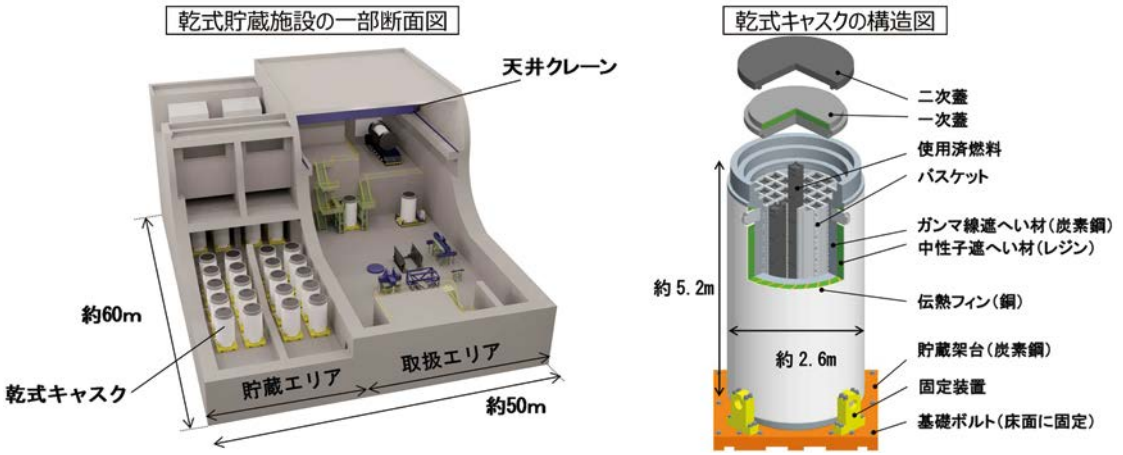


図 2-33　玄海原子力発電所に設置予定の乾式貯蔵施設のイメージ

（出典）第 65 回原子力規制委員会資料 4　原子力規制委員会「九州電力株式会社玄海原子力発電所 3 号炉及び 4 号炉の発電用原子炉設置変更許可申請書に関する審査の結果の案の取りまとめについて（案）―使用済燃料乾式貯蔵施設の設置―」（2021 年）に基づき作成

東京電力と日本原子力発電の両社が設立したリサイクル燃料貯蔵株式会社のリサイクル燃料備蓄センター（むつ中間貯蔵施設）は、最終的に 5,000t の貯蔵容量拡大を計画している中間貯蔵施設です。原子力規制委員会による新規制基準への適合性審査の結果、同施設は 2020 年 11 月に使用済燃料の貯蔵事業の変更許可を受けました。安全審査の進捗を踏まえ、追加工事の工程見直しが行われ、事業開始時期は 2023 年度に延期されています。

また、使用済燃料対策に関するアクションプランに基づいて設置された使用済燃料対策推進協議会では、使用済燃料対策推進計画を踏まえた電気事業者の取組状況について確認を行っています。2021 年 5 月に開催された第 6 回協議会では、使用済燃料対策計画の実現に向け、業界全体で最大限の努力を行う必要性等が確認されました。

⑦　使用済燃料の再処理に関する取組

1）　使用済燃料再処理機構の設立

再処理等が将来にわたって着実に実施されるよう、再処理等拠出金法に基づき、2016 年 10 月に使用済燃料再処理機構（以下「再処理機構」という。）[33]が設立されました（図 2-34）。原子力事業者は、再処理等に必要な資金を、拠出金として再処理機構に納付しています。

[33] 再処理機構の使用済燃料再処理等実施中期計画の認可に係る原子力委員会の意見聴取については、第 4 章 4-1(3)④「プルトニウム・バランスに関する取組」を参照。

2）　使用済燃料の再処理の推進

使用済燃料は、中間貯蔵施設等において貯蔵された後、再処理によりウラン及びプルトニウムが分離・回収されます。

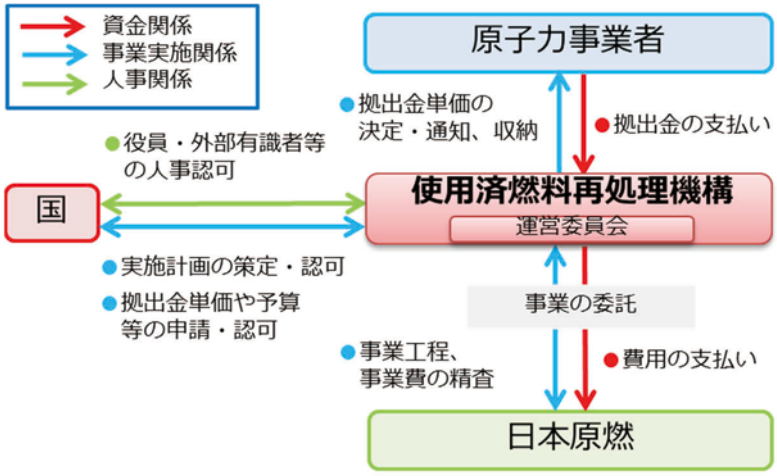


図 2-34　原子力発電における使用済燃料の再処理等のための拠出金制度の概要

(出典)第 20 回総合資源エネルギー調査会基本政策分科会資料 2　資源エネルギー庁「使用済燃料の再処理等に係る制度の見直しについて」(2016 年)に基づき作成

日本原燃再処理事業所の六ヶ所再処理工場（再処理能力は年間 800tU）では、2000 年 12 月から使用済燃料の受入れ・貯蔵が開始され、2023 年 3 月末時点で約 3,393t が搬入され、そのうち約 425t がアクティブ試験[34]において再処理されています。原子力規制委員会は 2020 年 7 月、新規制基準への適合性審査の結果、同事業所における再処理の事業変更許可を行いました。これを受け、安全性向上対策工事の工程見直しが行われ、施設の竣工時期は 2022 年度上期とされました。2022 年 12 月には、更なる竣工時期の見直しが行われ、2024 年度上期のできるだけ早期に延期されています。

我が国では、原子力機構の東海再処理施設を中心として再処理及び再処理技術に関する研究開発を行い、1977 年から 2007 年まで累積で約 1,140t の使用済燃料の再処理を実施しました。この過程を通じて得られた技術は、日本原燃への移転がほぼ完了しています。2018 年 6 月には東海再処理施設の廃止措置計画が原子力規制委員会により認可され、放射性物質に伴うリスクを速やかに低減させるため、高レベル放射性廃液のガラス固化等を最優先で進めることとしています。

また、我が国の使用済燃料の一部は、英国及びフランスの再処理施設で再処理されてきました。世界の再処理能力は表 2-4 のとおりです。

[34] 再処理工場の操業開始に向けて実施される試験運転のうち、最終段階の試験運転として、実際の使用済燃料を用いてプルトニウムを抽出する試験。

表 2-4　世界の主な再処理施設（2022 年）

国名	運転者	所在地（施設名）		再処理能力（tU/年）	営業開始時期
フランス	オラノ社	ラ・アーグ		1,700	1966 年
英国	セラフィールド社	カンブリア・シースケール	（ソープ）	900	1994 年（2018 年閉鎖）
			（マグノックス）	1,000	1964 年（2022 年閉鎖）
ロシア	生産公社マヤーク	チェリャビンスク		400	1977 年
日本	原子力機構	茨城県東海村		120	1981 年（廃止措置中）
	日本原燃	青森県六ヶ所村		800	2024 年度上期のできるだけ早期

（出典）一般財団法人日本原子力文化財団「原子力・エネルギー図面集」（2022 年）、日本原燃株式会社「再処理施設および廃棄物管理施設のしゅん工時期見直しに伴う工事計画の変更届出について」（2022 年）等に基づき作成

⑧　ウラン・プルトニウム混合酸化物（MOX）燃料製造に関する取組

再処理施設で回収されたウラン及びプルトニウムは、MOX 燃料へと成型加工されます。我が国では、日本原燃が商用の軽水炉用 MOX 燃料加工施設（最大加工能力は年間 130tHM[35]）の建設を進めています。原子力規制委員会による新規制基準への適合性審査の結果、同施設は 2020 年 12 月に加工事業の変更許可を受けました。これに伴い、安全性向上対策のために必要な工事工程の精査が行われ、同施設の竣工時期は 2024 年度上期に延期されています。

また、原子力機構を中心として、高速増殖原型炉もんじゅ（以下「もんじゅ」という。）、高速実験炉原子炉施設（以下「常陽」という。）等の高速増殖炉、新型転換炉等に使用するための MOX 燃料製造（成型加工）に関する研究開発の実績があり、2010 年までに累積で約 173tHM の MOX 燃料が製造されました。

海外の再処理施設で回収された我が国のプルトニウムは、MOX 燃料に加工された上で我が国に輸送されています。2022 年度は、9 月から 11 月にかけてフランスから関西電力高浜発電所に 16 体の MOX 燃料が輸送されました。なお、1999 年に関西電力が英国核燃料会社へ委託加工した MOX 燃料で、データの改ざん問題が発覚しました。これを受けて、関西電力は 2004 年 7 月にフランスの MOX 燃料加工施設等に対する品質保証システム監査において、品質保証システムが MOX 燃料調達を進めるに当たって適切であることを確認しています。世界の MOX 燃料加工能力は表 2-5 のとおりです。

[35] MOX 燃料中のプルトニウムとウラン金属成分の質量。

表 2-5　世界の主な MOX 燃料加工施設（2022 年）

国名	運転者	所在地	MOX 燃料製造能力（tHM/年）	営業開始時期
フランス	オラノ社	バニョルーシュルーセズ	195	1974 年
日本	原子力機構	茨城県東海村	4.5	1988 年
	日本原燃	青森県六ヶ所村	130（最大）	2024 年度上期竣工予定
ベルギー	FBFC インターナショナル社	デッセル	200	1960 年（2015 年閉鎖）

（出典）一般財団法人日本原子力文化財団「原子力・エネルギー図面集」（2022 年）等に基づき作成

⑨　軽水炉による MOX 燃料利用（プルサーマル）に関する取組

MOX 燃料を原子力発電所の軽水炉で利用することを、「プルサーマル」といいます。我が国では、第 6 次エネルギー基本計画において、関係自治体や国際社会の理解を得つつ、プルサーマルを着実に推進することとしています。

2018 年 7 月に改定された原子力委員会の「我が国におけるプルトニウム利用の基本的な考え方」では、プルトニウムの需給バランスを確保し、プルトニウム保有量を必要最小限とする方針が明示されています[36]。これを踏まえ、電気事業連合会は 2020 年 12 月に、新たなプルサーマル計画を公表しました。同計画では、プルトニウム保有量の適切な管理のため、自社で保有するプルトニウムを自社の責任で消費することを前提として、2030 年度までに少なくとも 12 基の原子炉でプルサーマルの実施を目指し、引き続きプルサーマルの推進を図るとしています。加えて、電気事業連合会は、2023 年 2 月に新たなプルトニウム利用計画を公表しました[37]。

また、第 6 次エネルギー基本計画、「基本的考え方」（パブリックコメント案）に則り、GX 実行会議における議論等を踏まえて、2022 年 12 月に原子力関係閣僚会議が公表した「今後の原子力政策の方向性と行動指針（案）」では、プルサーマルの推進等に当たって、以下の取組をすることが示されました。

- 事業者による、プルサーマルに係る地元理解の確保等に向けた取組の強化
- 国による、プルサーマルを推進する自治体向けの交付金制度の創設
- 国・関係者による、使用済 MOX 燃料の再処理技術の早期確立に向けた研究開発の加速、官民連携による国際協力の推進、これも踏まえた処理・処分の方策の検討
  （※2030 年代後半の技術確立を目途に取り組む）

使用済 MOX 燃料の再処理技術の確立に向けた研究開発については、2021 年度から、再処理プロセス全体の成立性の検討、及び要素技術の開発を目的とした研究開発を開始しています（図 2-35）。

[36] 第 4 章 4-1(3)①「我が国におけるプルトニウム利用の基本的な考え方」を参照。
[37] 第 4 章 4-1(3)③「プルトニウム利用目的の確認」を参照。

✓ 使用済MOX燃料の再処理に係る研究開発の現状

・昨年度から、**再処理プロセス全体の成立性の検討、及び要素技術の開発を目的とした研究開発を開始。**

・より実際の環境に近い試験の実施、試験のスケールアップなどを含め、**引き続き官民で連携し検討を加速していく。**

研究開発の例

- 使用済MOX燃料には、通常の使用済燃料と比べてプルトニウムが多く含まれるが、プルトニウムは硝酸に溶けにくい性質がある。
  - ➢ MOX燃料の溶解実験等を実施し、対策を検討中。
- プルトニウムや半減期の長い物質などの影響により、放射線遮へいや冷却性能の向上が必要となる可能性がある。
  - ➢ 再処理プロセス全体を通した工程への影響の程度を確認中。

（参考）国内外における使用済MOX燃料の再処理実績

フランス	日本
時期　：1992年、1998年、2004年～2008年	時期　：1986年～2007年
実施者：オラノ社(ラ・アーグ再処理工場)	実施者　：JAEA(東海再処理工場)
実績　：約70トン	実績　：約30トン

図 2-35　使用済 MOX 燃料の再処理に係る研究開発の現状

(出典)第 34 回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 資料 3「原子力政策に関する今後の検討事項について」に基づき作成

海外では、1970 年代からプルサーマルの導入が開始され、2022 年 1 月時点で、約 7,200 体以上の MOX 燃料の利用実績があります。我が国では、表 2-6 に示す 5 基においてプルサーマルを実施した実績があります。このうち東電福島第一原発 3 号機を除く 4 基は、新規制基準への適合審査に係る設置変更許可を受けて再稼働しています。また、プルサーマルを行う計画で、中国電力島根原子力発電所 2 号機が 2021 年 9 月に設置変更許可を受けており、建設中の電源開発株式会社大間原子力発電所を含む 3 基が原子力規制委員会による審査中です。大間原子力発電所では、運転開始時には全燃料の約 3 分の 1 を MOX 燃料とし、その後 5 年から 10 年をかけて MOX 燃料の割合を段階的に増加させ、最終的には全て MOX 燃料による発電を行う予定です。

表 2-6　我が国の軽水炉における MOX 燃料利用実績

電力会社名	発電所名	装荷[注]開始	MOX 燃料の累積装荷数	状況
九州電力	玄海 3	2009 年	36 体	再稼働
四国電力	伊方 3	2010 年	21 体	再稼働
関西電力	高浜 3	2010 年	28 体	再稼働
	高浜 4	2016 年	20 体	再稼働
東京電力	福島第一 3	2010 年	32 体	2012 年 4 月廃止

(注)原子炉の炉心に燃料集合体を入れること。
(出典)内閣府公表資料に基づき内閣府作成

一方、上述のように、使用済 MOX 燃料の再処理技術の確立にはまだ課題が残っており、MOX 燃料の使用を重ねるたびにプルトニウム 240 などの発電に適さないプルトニウムの同位体が増えるといった課題もあり、将来的に、対応に向けた検討も必要となります。

コラム　～諸外国における MOX 燃料利用実績～

持続可能な社会に向けて、環境保全と経済活動の両立が世界中で強く求められています。資源を再利用、リサイクルし有効活用することで、「ごみ」として廃棄されるものの量を最小限にする循環型経済への移行も、持続可能な社会の実現に不可欠な取組の一つです。

MOX 燃料を利用する核燃料サイクルは、原子力発電所で発生した使用済燃料をリサイクルすることで、資源を有効活用し、放射性廃棄物の量や有害度を最小化する手段です。世界では、欧州を中心に、1960 年代から MOX 燃料利用に向けた取組が行われてきました。

MOX 燃料の利用実績が世界で最も多いのは原子力大国のフランスで、それに次ぐのは脱原子力国のドイツです。ドイツでは、2005 年まで行っていた国外の再処理によって回収したプルトニウムを、MOX 燃料として国内の原子炉で消費するよう法的に義務付けられており、2016 年までに全て MOX 燃料として国内の軽水炉に装荷済みです。

世界の MOX 利用の現状（2023 年 1 月 1 日時点）

国名	原子力発電所	炉型	グロス出力 (MW)	装荷開始	累積装荷体数 (2021年末時点)
ベルギー	チアンジュ2号機	PWR	1,055	1994※1	不明
	ドール3号機	PWR	1,056	1994	不明
フランス	フェニックス	FBR	140	1973	
	サンローラン・デゾーB1号機	PWR	956	1987	
	サンローラン・デゾーB2号機	PWR	956	1988	
	グラブリーヌ3号機	PWR	951	1989	
	グラブリーヌ4号機	PWR	951	1989	
	ダンピエール1号機	PWR	937	1990	
	ダンピエール2号機	PWR	937	1993	
	ルブレイエ2号機	PWR	951	1994	
	トリカスタン2号機	PWR	955	1996	
	トリカスタン3号機	PWR	955	1996	
	トリカスタン1号機	PWR	955	1997	
	トリカスタン4号機	PWR	955	1997	3,500
	グラブリーヌ1号機	PWR	951	1997	
	ルブレイエ1号機	PWR	951	1997	
	ダンピエール3号機	PWR	937	1998	
	グラブリーヌ2号機	PWR	951	1998	
	ダンピエール4号機	PWR	937	1998	
	シノンB4号機	PWR	954	1998	
	シノンB2号機	PWR	954	1999	
	シノンB3号機	PWR	954	1999	
	シノンB1号機	PWR	954	2000	
	グラブリーヌ6号機	PWR	951	2008	
	グラブリーヌ5号機	PWR	951	(2010)	
ドイツ	オブリッヒハイム※2	PWR	357	1972	78
	ネッカー1号機※3	PWR	840	1982	32
	ウンターベーザー※3	PWR	1,410	1984 to 2009	200
	グラーフェンラインフェルト※4	PWR	1,345	1985 to 2012	164
	フィリップスブルグ2号機※5	PWR	1,458	1989	228
	グローンデ※6	PWR	1,430	1988 to 2018	140
	ブロックドルフ※6	PWR	1,440	1989 to 2019	272
	グンドレミンゲンC号機※6	BWR	1,344	1995	376
	グンドレミンゲンB号機※4	BWR	1,344	1996	532
	イザール2号機	PWR	1,475	1998 to 2019	212
	ネッカー2号機	PWR	1,400	1998	96
	エムスラント	PWR	1,406	2004	144

国名	原子力発電所	炉型	グロス出力 (MW)	装荷開始	累積装荷体数 (2021年末時点)
インド	カクラパー1号機	PHWR	202	2003	
	タラプール1号機	BWR	160	1994	
	タラプール2号機	BWR	160	1995	
	PFBR	FBR	500		
オランダ	ボルセラ	PWR	512	2014	48
ロシア	ベロヤルスク3号機	FBR	600	2003	
	ベロヤルスク4号機	FBR	885	2020	18
スイス	ベツナウ1号機	PWR	380	1978	124 } 232
	ベツナウ2号機	PWR	380	1984	108
	ゲスゲン	PWR	1,060	1997 to 2012	48
	ライブシュタット	BWR	1,200	装荷認可	
	ミューレベルク※7	BWR	372	装荷認可	
スウェーデン	オスカーシャム1号機	BWR	465	装荷認可	
	オスカーシャム2号機	BWR	630	装荷認可	
	オスカーシャム3号機	BWR	1,205	装荷認可	
米国	カトーバ1号機	PWR	1,205	2005※8	4
	ロバート・E・ギネイ	PWR	602	1980※9 to 1985	4
日本	ふげん※10	ATR	165	1981	36 772
	もんじゅ※11	FBR	280	1993	
	玄海3号機	PWR	1,180	2009	20
	伊方3号機	PWR	890	2010	21
	高浜3号機	PWR	870	2010	28
	高浜4号機	PWR	870	2016※13	20
	福島第一3号機※12	BWR	784	2010	32
	柏崎刈羽3号機	BWR	1,100	装荷認可※15	
	浜岡4号機	BWR	1,137	装荷認可※15	
	島根2号機	BWR	820	装荷認可※15	
	女川3号機	BWR	825	装荷認可※15	
	泊3号機	PWR	912	装荷認可※15	
	大間※14	ABWR	1,383	装荷認可※15	

※1：2003年、MOX利用終了
※2：2005年5月11日、閉鎖(CD)
※3：2011年8月7日、閉鎖(CD)
※4：2017年12月31日、閉鎖(CD)
※5：2019年12月31日、閉鎖(CD)
※6：2021年12月31日、閉鎖(CD)
※7：2019年12月20日、閉鎖(CD)
※8：2005年、4体の燃料集合体が装荷された。装荷年数は約4年。
※9：1980年、4体の燃料集合体が装荷された。
※10：2003年3月29日、閉鎖(CD)
※11：2016年12月21日、廃止決定
※12：2012年4月19日、廃止
※13：2016年、4体の燃料集合体が装荷され、臨界達成後停止。その後2017年に営業運転開始。
※14：建設中
※15：旧規制基準での装荷認可
(注)データはアンケート回答による判明分のみを掲載。

(出典)一般財団法人日本原子力文化財団「原子力・エネルギー図面集」(2023 年)を一部内閣府修正

⑩　高速炉による MOX 燃料利用に関する方向性

我が国では、高速炉開発の推進を含めた核燃料サイクルの推進を基本方針としています。「もんじゅ」は、MOX 燃料を高速炉で利用する「高速炉サイクル」の研究開発の中核として位置付けられていました。しかし、様々な状況変化を経て、2016 年 12 月に開催された第 6 回原子力関係閣僚会議において「『もんじゅ』の取扱いに関する政府方針」及び「高速炉開発の方針」が決定され、「もんじゅ」は廃止措置に移行し、併せて将来の高速炉開発における新たな役割を担うよう位置付けられました。2018 年 12 月には、第 9 回原子力関係閣僚会議において高速炉開発に関する「戦略ロードマップ」が決定され、高速炉の本格利用が期待される時期は 21 世紀後半のいずれかのタイミングとなる可能性があるとされています。

原子力委員会は、戦略ロードマップの決定に先立ち、高速炉開発に関する見解を発表しました（図 2-36）。同見解では、原子力技術の可能性の一つとして高速炉開発を支持しつつ、軽水炉の長期利用も念頭に置き、市場で使われてこそ意味のあるものとの意識で常に取り組むことが必要不可欠であるとしています。

2023 年 2 月に公表された「基本的考え方」（改定版）では、将来の高速炉を中心とした核燃料サイクルの実現に向けては、「もんじゅ」に係る今までの取組の経緯とその反省とともに、これまで得られた様々な技術的成果及び知見を活かし、国として、戦略的柔軟性を持たせつつ、商用炉建設に向けた実証炉の開発・建設の在り方や商業化ビジネスとしての成立条件や目標を含めた方向性を検討するとともに、必要な研究開発や基盤インフラの整備等の取組を進めるとしています。また、従前の放射性廃棄物の減容と有害度低減やウラン資源の有効利用のメリットのほか、高速炉におけるラジオアイソトープ（RI[38]）製造などの原子力イノベーション及び社会への貢献などの多様な役割が期待されていることも踏まえる必要があると言及しています。

戦略ロードマップ案について
- ✧ 民間主導のイノベーションを促進することや多様な選択肢、柔軟性を確保するなど、これまでの原子力委員会の考え方を踏まえたものと評価する。

高速炉について
- ✧ 高速炉は原子力技術の可能性の一つであるが、経済性に十分留意することが必要である。
- ✧ 再処理技術が確立していることが前提である以上は、軽水炉核燃料サイクル技術の実用化の知見を十分に生かすことも重要である。国民の利益と負担の観点から、安価な電力を安全かつ安定的に供給するという原点を改めて強く意識し、多様な選択肢と柔軟性を維持しつつ、市場で使われてこそ意味のあるものとの意識で常に取り組むことが必要不可欠であろう。

高速炉と核燃料サイクルの今後の検討について
- ✧ 国民の利益や原子力発電技術の維持、国際市場への対応の観点で検討を進めること、また、これまで得られてきた技術的成果や知見を踏まえて、その在り方や方向性を将来にわたって引き続き検討していくことが必要である。

図 2-36　「高速炉開発について（見解）」の概要

（出典）原子力委員会「高速炉開発について（見解）」（2018 年）に基づき作成

[38] Radioisotope

第 6 次エネルギー基本計画では、高速炉開発の方針及び戦略ロードマップの下で、米国やフランス等と国際協力を進めつつ、高速炉等の研究開発に取り組むとしています。

これまで戦略ロードマップに基づき、高速炉開発のステップ 1 として 2018 年から当面 5 年間程度を目途に民間のイノベーションによる多様な技術間競争が実施されてきました。一方で、2023 年度末にはステップ 1 の多様な技術間競争の結果を評価し、2024 年度以降の技術の絞り込みを実施するステップ 2 に向けて高速炉開発の道筋を検討する必要があります。そのため、高速炉開発の方針の具体化を目的とする「高速炉開発会議の戦略ワーキンググループ」の下に、2022 年 7 月、「高速炉技術評価委員会」が設置され、事業横断的に多様な高速炉技術の評価を行いました。これらの評価結果に基づき、今後の支援方針の明確化等に向けて支援対象・進め方のイメージを具体化するため、2022 年 12 月に開催された原子力関係閣僚会議において「戦略ロードマップ」が改訂されました。

改訂された「戦略ロードマップ」においては、高速炉の技術を評価した結果、常陽・もんじゅ等を経て民間企業による研究開発が進展し、国際的にも導入が進んでいるナトリウム冷却高速炉が、今後開発を進めるに当たって最有望と評価し、2024 年度以降に実証炉の概念設計や必要な研究開発を進めていくこととしています（図 2-37）。

高速炉の研究開発に関しては、第 8 章 8-2(4)「高速炉に関する研究開発」に記載しています。

<高速炉技術の評価>

- 技術の成熟度、市場性、国際連携等の観点から、複数の高速炉技術を評価。
- その結果、常陽・もんじゅ等を経て民間企業による研究開発が進展し、国際的にも導入が進んでいる**ナトリウム冷却高速炉が、今後開発を進めるに当たって最有望と評価**。

※軽水冷却やトリウム溶融塩冷却は、「燃料技術の実現性、基礎的な研究の継続が引き続き必要」と評価。

<今後の開発の作業計画>

2023 年夏：炉概念の仕様を選定
2024 年度～2028 年度：実証炉の概念設計・研究開発
2026 年頃：燃料技術の具体的な検討
2028 年頃：実証炉の基本設計・許認可手続きへの移行判断

図 2-37　「戦略ロードマップ」改訂案の主なポイント

（出典）第 10 回原子力関係閣僚会議資料 1-1 原子力関係閣僚会議「戦略ロードマップ改訂案の概要」（2022 年）