

地球環境問題対応検討・提言分科会
成果取りまとめ(中間報告)

2019年4月

日本原子力学会 原子力アゴラ調査専門委員会

地球環境問題対応検討・提言分科会

まえがき

2015年12月にパリで開催の第21回気候変動枠組条約締約国会議(COP21)の場で地球温暖化対策に原子力利用が不可欠であることをアピールするため、これに先立ち同年5月に開催された Nuclear innovation for a low-carbon future をサブタイトルとする「原子力発電プラントの進歩に関する国際会議(ICAPP)2015」において、日本を含む39の原子力学会が憲章「Nuclear for Climate DECLARATION」に署名した。これを受けて原子力学会は、「原子力アゴラ調査専門委員会 地球環境問題対応検討・提言分科会」を立ち上げ、地球環境問題に対する原子力発電の潜在的能力の活用についての社会的提言を行うために定量的かつ科学的な調査結果に基づいて検討を開始した。地球環境問題における原子力発電の役割の検討にあたっては、エネルギーセキュリティや電力市場の課題も同時に踏まえることが重要であり、地球環境問題に加え、エネルギーセキュリティ、電力市場の課題も含めて提言をまとめた。

要旨

近年、世界各地において異常気象が多く発生するなど、人為的な温室効果ガスの排出による気候変動の影響が顕著になりつつあると言われている。これを抑制するために世界規模の温室効果ガス排出削減の実現が不可欠とされており、2015年の第21回気候変動枠組条約締約国会議(COP21)においてパリ協定が採択されたことで、国際的な地球温暖化対策の強化に向けた機運がより高まりつつある。パリ協定では、世界的な平均気温上昇を産業革命以前に比べて2°Cより十分低く保つとともに、1.5°Cに抑える努力を追及するといった目標が掲げられ、国際機関等において目標を実現するための様々な方策が検討されている。これらの野心的な目標を達成するためには、エネルギー需給のゼロエミッション化が必須であるとされ、脱炭素のコストと失敗のリスクを抑えるには、全ての技術を選択肢として用いることが重要であると考えられている。

このような状況において、日本が地球環境問題への対策強化を図るため、また、世界の持続可能な発展の実現に貢献する上で、安全・信頼性を高めた原子力発電技術は、極めて重要な技術選択肢であると言える。

また地球環境問題と同時に、国家のエネルギーセキュリティ強化も、世界情勢が不確実性を増す中で同じく重要な課題であり、特にエネルギー自給率の極端に低い日本にとって、日本が基盤技術を保有する原子力発電は重要な役割を担う。

一方で、国際的に進む電力自由化の中で、原子力の新增設・リプレースや維持が容易ではない市場環境が形成される可能性があり、電力自由化と、地球環境・エネルギーセキュリティという公益的課題への対応との両立をどのように進めるのか、またその中で原子力の位置付けをどのように考えるのか、検討を深めることが重要となる。

地球環境問題対応検討・提言分科会では、原子力発電の役割に関して、地球環境問題、エネルギーセキュリティ、電力市場の観点より、提言を取りまとめた。ポイントは以下のとおりである。

- 地球環境問題に対処するためには、全ての技術選択肢を総動員することが肝要である。その中で原子力発電は重要な役割を担い、再生可能エネルギーの大量導入によるコスト上昇の緩和や再生可能エネルギーの供給電力の変動への対応を可能とするものである。
- 地球環境問題への対応に際して、技術の環境価値が市場で適切に評価される枠組み(例：非化石価値取引市場、ゼロエミッション・クレジット取引)の構築が重要であり、その枠組みの中で、技術選択肢の一つとして原子力発電が重要な役割を果し得る。
- 原子力技術先進国である日本は、世界全体の問題である地球環境問題に対してその優れた技術を活用するとともに、更に技術開発の一層の強化を図り、国際的イニシアティブを発揮することが求められる。
- 世界情勢の不確実性が増す中、エネルギー自給率の極端に低い日本は、原子力発電の維持を図るとともに、自前の技術である原子力発電でエネルギーセキュリティを強化する視点が不可欠であり、技術自給率を重視し、中長期的かつ国家的視点で、原子力発電の新增設・リプレース、維持が必要である。
- 電力市場自由化が進められ、市場の予見可能性が低下する中、原子力事業への適切な投資サイクルを維持するための制度設計が求められる。
- 原子力発電がエネルギーセキュリティ、環境問題の解決に貢献する電源であることを規制当局と事業者が共有し、安全確保を大前提としたうえで、安全審査の合理化を通じて、再稼動に必要となるプロセスの迅速化を図ることが必要である。
- 安全性強化、電力自由化、再生可能エネルギーの導入拡大、災害時の電力安定供給といった社会のニーズ・トレンドへの対応や原子力の持続的利用の実現に向けて、多様な原子力技術開発(新型炉、再処理技術、出力調整機能や運転継続機能の拡充、原子力エネルギーの多目的利用(熱利用等)、再生可能エネルギーとの共存に向けた技術開発)が引き続き重要である。

日本原子力学会 原子力アゴラ調査専門委員会 地球環境問題対応検討・提言分科会
委員等名簿

主査	小宮山 涼一	東京大学
幹事	駒野 康男	MHINSエンジニアリング株式会社
委員	上坂 充	東京大学
委員	岡嶋 成晃	国立研究開発法人日本原子力研究開発機構
委員	下郡 けい	日本エネルギー経済研究所
委員	白木 貴子	三菱重工業株式会社
委員	杉山 昌広	東京大学
委員	田中 治邦	日本原燃株式会社
委員	千葉 敏	東京工業大学
委員	藤澤 義隆	中部電力株式会社
委員	中島 健	京都大学
委員	西野 由高	株式会社日立製作所
委員	布目 礼子	原子力環境整備促進・資金管理センター
委員	松尾 雄司	日本エネルギー経済研究所
委員	山内 澄	株式会社三菱総合研究所
委員	山口 彰	東京大学
オブザーバー	上塚 寛	放射線計測協会
オブザーバー	黒沢 厚志	エネルギー総合工学研究所
オブザーバー	田中 隆則	原子力環境整備促進・資金管理センター

目次

まえがき	2
要旨	2
委員等名簿	4
1. 地球環境問題	6
1.1 地球環境問題の動向	6
1.2 環境適合的なエネルギー・ミックス	7
1.3 原子力の環境価値	11
1.4 原子力技術開発と国際貢献	13
2. エネルギーセキュリティ	15
2.1 世界情勢の動向	15
2.2 石油・天然ガス価格上昇リスク	16
2.3 電力コスト上昇リスク	18
2.4 エネルギー資源の調達リスク	20
2.5 電力の安定供給	21
2.6 技術自給率とエネルギーセキュリティ	23
3. 電力市場	24
3.1 電力自由化	24
3.2 電力自由化と電源投資リスク	26
3.3 世界の原子力技術開発状況	28
3.4 原子力支援策	31
3.5 再生可能エネルギーとの共存	33
4. その他の諸課題	35
4.1 安全規制	35
4.2 原子力防災	36
4.3 放射性廃棄物	37

1. 地球環境問題

1.1 地球環境問題の動向

2018年は日本全国が風水害や熱波に悩まされたと同時に、世界の多くの地域が異常気象に見舞われた。7月には西日本から東海地方まで記録的な豪雨に苛まされ、7月23日には熊谷で観測史上の41.1℃が観測された。こうした背景には年々の気候の変動はあるものの、人為的な地球温暖化も大きな要因でことがわかってきている。激甚化する異常気象を抑えるためにも、地球温暖化対策はまったなしである。

世界の温室効果ガス排出削減の実現には、世界各国が参加する国際的枠組みの展開が不可欠である。2015年のCOP21で世界のほぼ全ての国が削減目標を設定するパリ協定が採択され、2016年に発効し、その結果、世界の大部分の国に対して、温室効果ガス削減に公平に努めることを法的に定めた国際的枠組みが構築された。パリ協定以前の国際枠組みである京都議定書では、世界の排出量の1~2割ほどに相当する諸国にのみ削減義務が課せられない欠点があったが、パリ協定ではそのような状況から改善し、国際的な気候変動対策の強化に向けた機運が高まりつつある。パリ協定では、地球の平均気温上昇を産業革命前に比べ2℃未満に抑制し(2℃目標)、さらに1.5℃以内に抑えるように努力するとの目標が掲げられ、その実現には、世界の温室効果ガス排出を早期にピークアウトさせた後、大規模に削減し、今世紀後半までに人為起源排出量と吸収源(シンク)による吸収量を均衡させることが必要であるとされた。

パリ協定採択時のCOP決議ではIPCCに1.5℃の地球温暖化の報告書を取りまとめることが要請され、2018年10月の韓国インチョンのIPCC総会で1.5℃特別報告書(SR1.5)¹が採択された。IPCCのSR1.5ではIPCC(AR5)²で科学的知見としてまとめられた、世界の二酸化炭素の累積排出量と世界の平均気温の比例関係を引き継ぎ、(67%確率の下で)2℃目標を遵守するには、今後許容される累積排出量を二酸化炭素換算約1兆1,700億トンへ、1.5℃目標遵守のためには4,200億トンへ抑制することが必要であるとしている。現在の国際的なエネルギー消費量の増加の中で、少しでも早期に温室効果ガスの伸びを抑制し、大きく削減することが求められている。

また地球環境問題の背景にある地球の気候メカニズム自体の不確実性も依然として存在するとされている。IPCC(AR5)は、世界の気温上昇予測のための指標である平衡気候感度(大気中CO₂濃度が倍増した際の平均気温上昇の程度を示す指標)は1.5~4.5℃の確率が高いとしたが、最良推定値を提示しなかった。2007年公表の第4次評価報告書(AR4)³での

¹ IPCC, Special Report: Global Warming of 1.5 °C (<https://www.ipcc.ch/sr15/>, アクセス日:2019年2月15日)

² IPCC, Fifth Assessment Report (<https://www.ipcc.ch/assessment-report/ar5/>, アクセス日:2019年2月15日)

³ IPCC, Fourth Assessment Report (<https://www.ipcc.ch/assessment-report/ar4/>, アクセス日:2019年2月15日)

気候感度は 2.0~4.5°Cとされ、最良推定値(3.0°C)を示しており、近年の報告では気候感度の幅が広がり、最良推定値も示されず、気候メカニズムの不確実性が残されたままにある⁴。また最近の研究では、気候変動のリスクの認識が一層深まっている(気候科学/地球システム科学には多くの不確実性が残るため、将来の被害はリスクとして扱われる。あくまでもリスク認識が深まっているということに注意されたい)。例えば、パリ協定が達成されたとしても、世界の気候がホットハウス・アース(地球の温室化)⁵とよばれる深刻な状況に陥り、気温上昇による永久凍土の融解や海底からのメタン放出、地球の CO₂ 吸収機能の劣化などにより温暖化が急速に進み、世界の平均気温上昇が産業革命前に比べ 4~5°Cに達して固定化し、海水面が 10~60m 上昇し、破滅的な影響をもたらす可能性も指摘されている。したがって気候メカニズムの不確実性に柔軟に対応できる技術の確保が重要となる。欧米でも同様の議論が行われ、実在するスケーラブルな技術の中で原子力は効率的に大幅な温室効果ガス削減を期待できると結論されており、その意味でも、原子力の維持、活用は重要となる⁶。

1.2 環境適合的なエネルギー・ミックス

国際的に 2°C目標と整合的な排出パスを実現するためのエネルギー・ミックスのあり方に関する検討が行われている。2°C目標は図 1 の緑色の排出パスへ CO₂ 排出量を制御することではほぼ達成されるとされている。国際エネルギー機関(IEA)の「World Energy Outlook 2018」⁷の見通しによれば、2°C目標の実現(持続可能な開発シナリオ)には 2040 年に向けて原子力、再エネ、省エネの貢献が重要になり、多様な技術的選択肢を確保、総動員し、その中で、原子力発電は重要な技術オプションとなることが示唆されている(図 2)。2040 年の原子力の電力比率を見ると、2000 年の 17%から 2017 年には 10%へ低下しているが、2°C目標と整合的な持続可能な開発シナリオでは 13%に達し(図 2)、原子力は再エネ電源と共に、2°C目標達成において、不可欠な電源となる。再エネの中でも国際的に普及が進む太陽光発電や風力発電はエネルギー出力密度が低い。そのため、それらのエネルギーの比率を高めるには、それらの電源への投資とそれらを支えるエネルギーインフラ投資が巨額になる可能性がある。よって、エネルギー低炭素化実現に向けて原子力エネルギーが果たす役割は大き

⁴ この気候の不確実性により、2°C目標や 1.5°C目標を遵守するための将来の世界の CO₂ 排出パス、CO₂ 削減戦略のあり方にも不確実性が生じる可能性に留意する必要がある。

⁵ Steffen et al., 2018, PNAS, <https://doi.org/10.1073/pnas.1810141115>、などが挙げられる。

⁶ 欧米では同様な論調に基づき、原子力の重要性を論じた論考が多数見られる。例えば、MIT Energy Initiative の報告書 (Buongiorno et al., 2018, <http://energy.mit.edu/research/future-nuclear-energy-carbon-constrained-world/>)とそれに基づく論考(Parsons et al., 2019, Science, <https://doi.org/10.1126/science.aaw5304>; Morgan et al., 2018, PNAS, <https://doi.org/10.1073/pnas.1804655115>), Wall Street Journal 寄稿 (Goldstein and Qvist, 2019, <https://www.wsj.com/articles/only-nuclear-energy-can-save-the-planet-11547225861>)などが挙げられる。

⁷ IEA: World Energy Outlook 2018, OECD, Paris, 2018 (<https://www.iea.org/weo2018/>, アクセス日:2019年2月1日)

い。また、国際エネルギー機関の長期エネルギー需給見通しのこれまでの予測を見ても、福島事故以降、原子力発電の見通しに下方修正が加えられているものの、将来に向けて、継続的な増加が見込まれている(図3)。

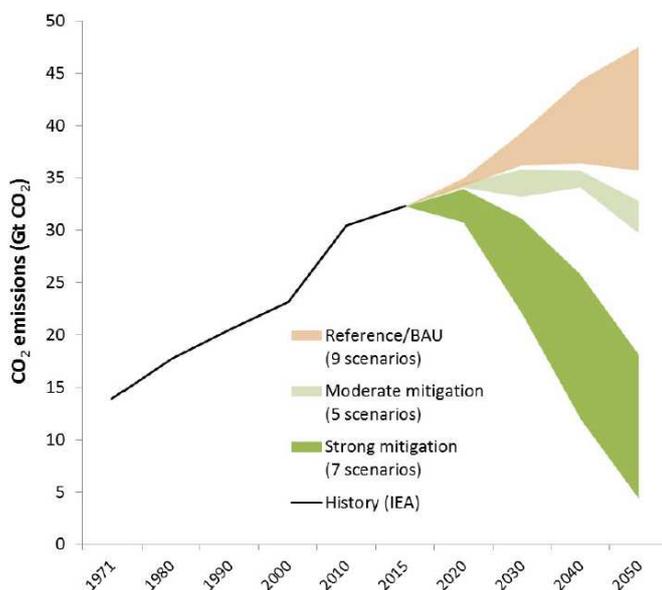


図1 世界のCO₂排出量に関する将来シナリオ

(出典) International Atomic Energy Agency (IAEA): Climate Change and Nuclear Power 2018, IAEA, Austria, 2018.

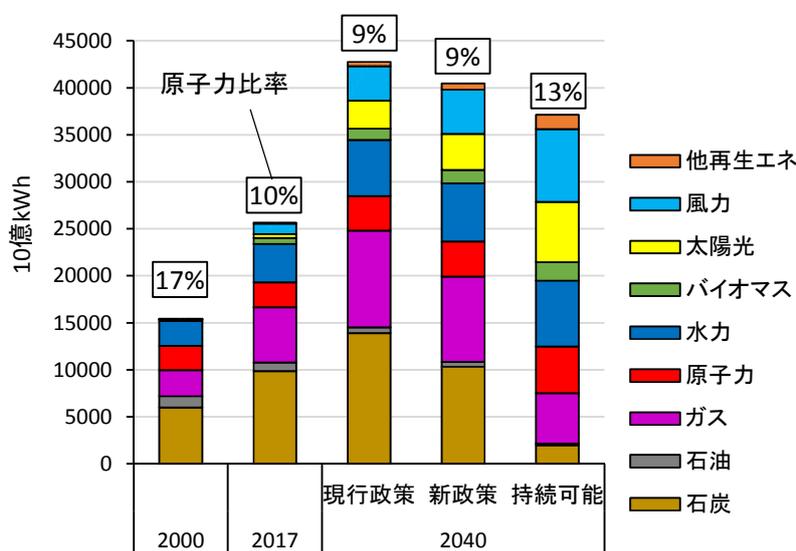


図2 世界の2040年までの電源構成の展望⁸

(出典) IEA/OECD: World Energy Outlook 2018, OECD, Paris, 2018 をもとに作成

⁸ 「現行政策」シナリオは新規で政策が実施されないシナリオ、「新政策」シナリオは各国がエネルギー・環境政策自主目標を実現する場合のシナリオ、「持続可能」な開発シナリオは国連の持続可能な発展目標を実現する場合のシナリオである。

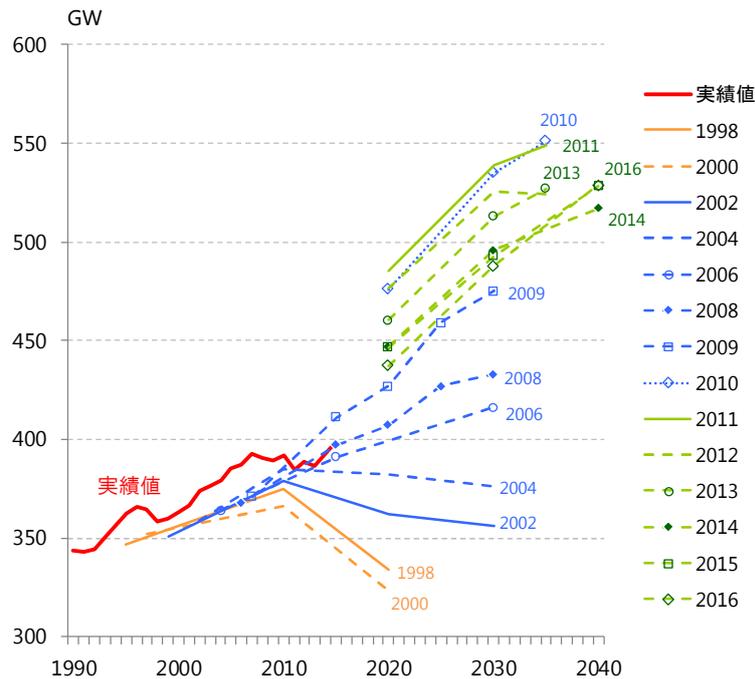


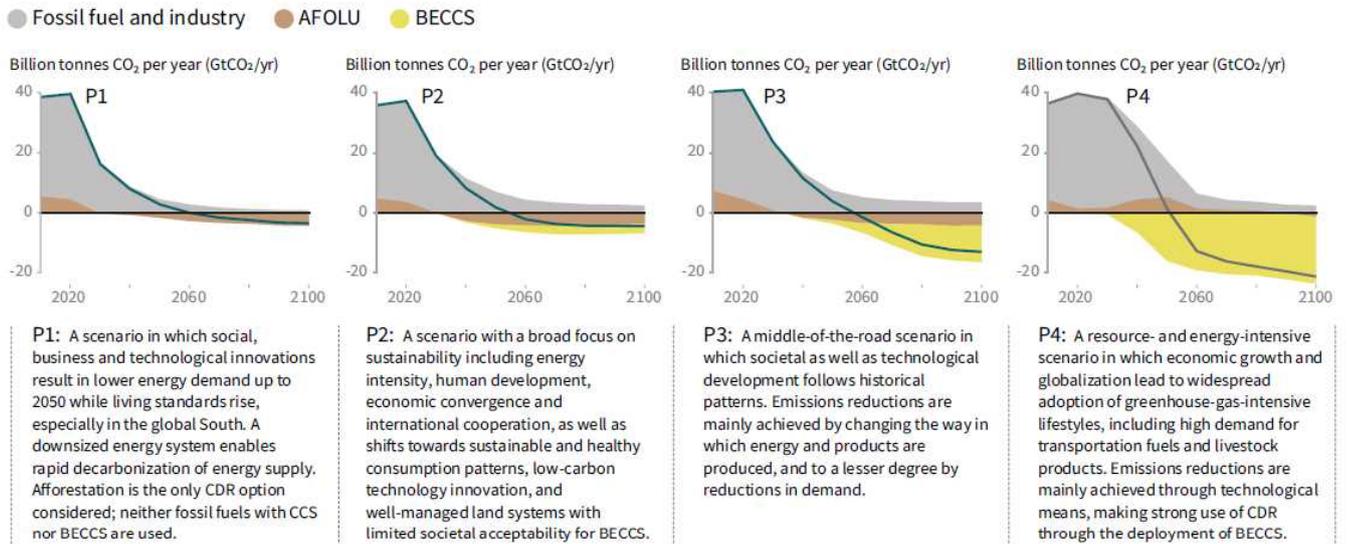
図3 世界の原子力発電設備容量の予測の変遷 (WEO, Ref.及びCPS)

(出典)下郡委員、原子力シナリオ分析、第4回地球環境問題対応検討・提言分科会、平成30年7月31日)

さらに、1.5°C特別報告書(SR1.5)では、1.5°C目標実現のためのCO₂排出パスを実現する際、原子力エネルギーは2030年に2010年比59%~106%、2050年に同98%~501%になると推計されており、長期的に原子力の役割がより重要になることが示唆されている(図4)。

また、現在の世界のエネルギー需給構造を俯瞰すると、世界の発電量に占める非化石エネルギー比率は3割強に達する一方、熱利用での非化石エネルギー比率は依然として1割程度で停滞している。現在、世界のCO₂排出量の6割が産業、運輸部門等での熱利用におけるエネルギー消費に伴い発生しているにもかかわらず(図5)、非化石エネルギー比率は1割程度であることから、世界の抜本的なCO₂削減のためには、熱利用の脱炭素化が重要である。そのため、高温ガス炉などによる原子力エネルギーの熱利用の拡大も、地球環境問題での対応の上で重要な技術オプションであると考えられる。

Breakdown of contributions to global net CO₂ emissions in four illustrative model pathways



Global indicators	P1	P2	P3	P4	Interquartile range
<i>Pathway classification</i>	No or limited overshoot	No or limited overshoot	No or limited overshoot	Higher overshoot	No or limited overshoot
CO ₂ emission change in 2030 (% rel to 2010)	-58	-47	-41	4	(-58,-40)
↳ in 2050 (% rel to 2010)	-93	-95	-91	-97	(-107,-94)
Kyoto-GHG emissions* in 2030 (% rel to 2010)	-50	-49	-35	-2	(-51,-39)
↳ in 2050 (% rel to 2010)	-82	-89	-78	-80	(-93,-81)
Final energy demand** in 2030 (% rel to 2010)	-15	-5	17	39	(-12,7)
↳ in 2050 (% rel to 2010)	-32	2	21	44	(-11,22)
Renewable share in electricity in 2030 (%)	60	58	48	25	(47,65)
↳ in 2050 (%)	77	81	63	70	(69,86)
Primary energy from coal in 2030 (% rel to 2010)	-78	-61	-75	-59	(-78,-59)
↳ in 2050 (% rel to 2010)	-97	-77	-73	-97	(-95,-74)
from oil in 2030 (% rel to 2010)	-37	-13	-3	86	(-34,3)
↳ in 2050 (% rel to 2010)	-87	-50	-81	-32	(-78,-31)
from gas in 2030 (% rel to 2010)	-25	-20	33	37	(-26,21)
↳ in 2050 (% rel to 2010)	-74	-53	21	-48	(-56,6)
from nuclear in 2030 (% rel to 2010)	59	83	98	106	(44,102)
↳ in 2050 (% rel to 2010)	150	98	501	468	(91,190)

図4 1.5°C目標実現のためのCO₂排出パスと各エネルギー供給源の推移(赤枠内が原子力)
(出典)IPCC: Global warming of 1.5°C, Summary for Policymakers⁹ (Figure SPM.3b)に加筆

⁹ IPCC: Special Report: Global Warming of 1.5 °C, Summary for Policymakers
(<https://www.ipcc.ch/sr15/chapter/summary-for-policy-makers/>, アクセス日:2019年2月15日)

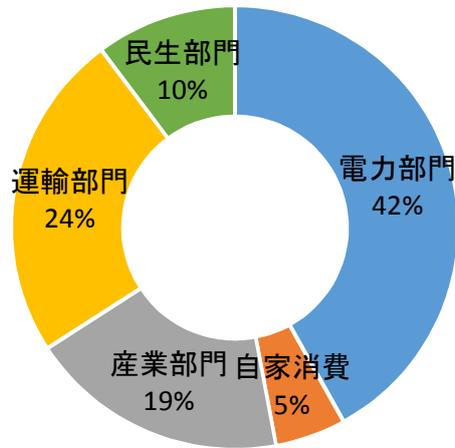


図5 世界の部門別CO₂排出量(2015年)

(出典)IEA: CO₂ Emissions from Fuel Combustion 2017, OECD, Paris, 2017より作成

1.3 原子力の環境価値

国際原子力機関(IAEA)による2018年版の世界の原子力発電見通しでは、2050年の世界の原子力発電設備量は、前年比で1億2,600万kWの下方修正が行われた(図6)。この原子力の下方修正量は2018年～2050年のCO₂累積排出量で120億トンの増加に相当し、仮にこのCO₂増加量を再エネ技術で抑制する場合、2018年～2050年累積で1兆ドルの投資が必要になると推計されている。これは、原子力の技術的代替は地球環境対策から見ても巨額の投資が必要となり、容易ではないことを示唆している。IPCC(AR5)では、2100年での超長期的視点でのエネルギー見通しを紹介しており、2°C目標実現には、世界の一次エネルギー供給に占めるゼロエミッション・エネルギー供給(再エネ、原子力、CCS、BECCS(バイオマスCCS))の構成比率を2100年までに9割への引上げが必要であると指摘されているが、そのようなエネルギー供給の徹底的な脱炭素化の実現は、経済的なハードルが極めて高いと考えられている¹⁰。そのため、経済成長と地球環境対策を両立する観点に立てば、現在実用化して更なる安全性向上等の技術進歩が見込まれ、ゼロエミッション電源である原子力の利用が必須になると考えられる。また仮想的ではあるが、原子力発電量(kWh)に火力平均CO₂原単位(kg-CO₂/kWh)を乗じた値を原子力により潜在的に抑制された火力のCO₂排出量と見なせば、日本において特に2011年の福島原発事故以前において、原子力によるCO₂抑制量は2000年～2010年では年間1.6億トン～2.1億トンに達し、規模にして実際の発電部門のCO₂排出量の約4割に匹敵する(図7)。特に発電部門のCO₂排出量は現在、固定価格買取制度等による再エネの急速な普及拡大の中にあっても、依然として福島事故以前の

¹⁰ その際のCO₂限界削減費用はトン当たり約1千～3千ドルに達すると報告されている(バレル当たり400～1,200ドルの油価上昇に相当)。

CO₂ 排出量水準を大きく上回り、高止まりしている状況にある。例えば日本の太陽光発電の導入量は 2011 年 490 万 kW から 2017 年には 4,450 万 kW へ 9 倍まで急拡大し、九州や四国地域などでは太陽光発電が電力需給運用に大きな影響を与える一方、日本の発電部門の CO₂ 排出量は 2011 年 5.25 億トンから 2017 年 5.55 億トンへ上昇したままにあり¹¹、発電部門の CO₂ 排出量の削減が進んでいるとは言い難い状況にある。このことから、原子力発電の維持は、CO₂ 排出削減の重要な技術オプションであると考えられる。

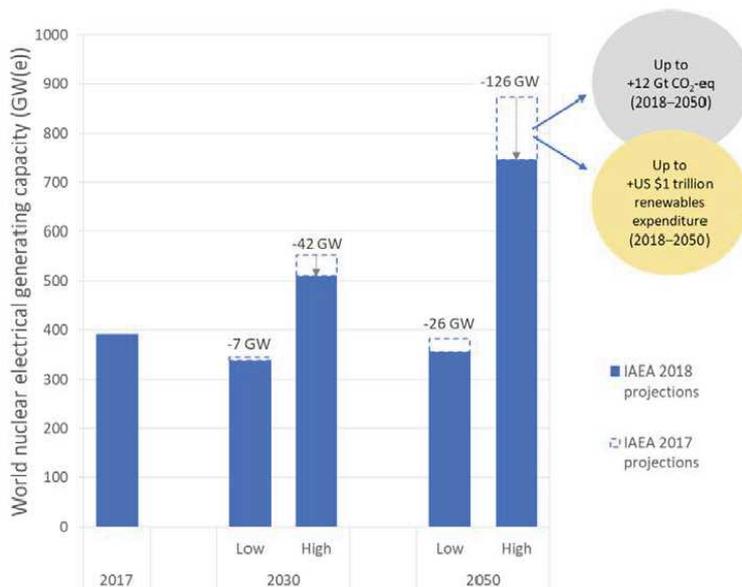


図 6 国際原子力機関(IAEA)による世界の原子力発電設備容量見通し

(出典) International Atomic Energy Agency: Climate Change and Nuclear Power 2018, IAEA, Austria, 2018

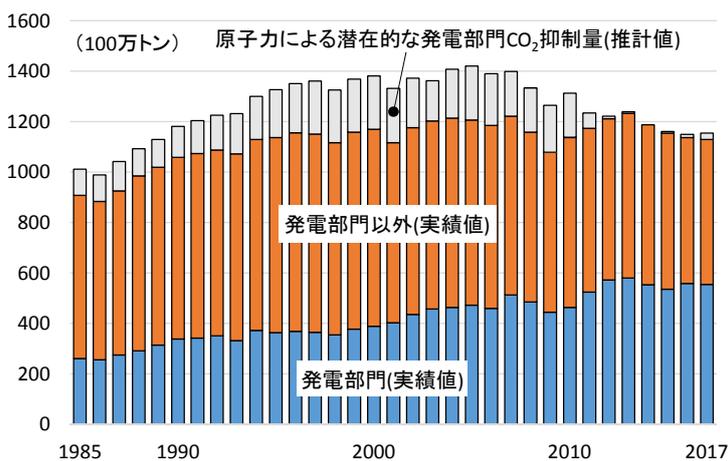


図 7 日本の CO₂ 排出量の推移

(出典) CO₂ 排出量の実績値は、「日本エネルギー経済研究所: エネルギー・経済統計要覧、省エネルギーセンター、2019 年」より作成

¹¹ 日本エネルギー経済研究所:エネルギー・経済統計要覧、省エネルギーセンター、2019 年

また、原子力技術が持続的に地球環境問題の解決に貢献するためには、原子力の環境適合性に関する価値が、ゼロエミッション電源のクレジット化や、カーボンプライシングなどの政策ツールを通じて、市場で適切に評価される制度設計が重要になると考えられる。米国の一部の州では、温室効果ガス排出削減に向けて、既設原子力発電の環境価値を電力市場の中で認め、その価値に報酬を与える支援策が行われている。米国の中でも原子力電源比率の大きいニューヨーク州とイリノイ州、ニュージャージー州では、低炭素化の実現に、再エネと共に原子力を重要な技術オプションとして位置づけ、小売電気事業者にゼロ排出クレジット(ZEC: zero emission credit)の購入を義務付け、ZECの購入金額を既設原子力発電所にその非化石価値の対価として報酬を与える制度が導入されている。シェール革命による天然ガス価格の低迷とガス火力の競争力向上や、再エネ導入拡大により、既設原子力は卸電力市場での収益確保および投資回収のリスクが高まり、早期閉鎖を行う原子力が相次ぎ、原子力比率の高いニューヨーク州(原子力比率3割)やイリノイ州(同5割)、ニュージャージー州(同4割)では、既設原子力の維持による電力供給信頼度の確保、脱炭素化の実現のためにZECが重要な役割を担っている¹²。日本でも、小売事業者が供給構造高度化法で定められた2030年の非化石電源比率目標値(44%)の達成を促すため、FIT非化石電源を対象とした非化石価値取引市場が2018年に創設されたが、原子力も含めた非FIT非化石電源に対する非化石価値取引市場も今後、創設される予定であり、原子力による非化石電力に対する需要の拡大、および、原子力の非化石価値に対する適切な評価が行われることが期待される。特に、非化石証書の取引に伴う収入は、非化石価値を有する非化石電源に帰属することから、証書収入が原子力発電技術の高度化に適切に使用され、原子力発電の新設・維持のインセンティブの創出に貢献しうる制度設計が望まれる。

1.4 原子力技術開発と国際貢献

一般に大幅なCO₂削減は、電気料金の上昇など、経済成長に負の影響をもたらすとされる。しかし、日本の原子力技術のように、自国でコア技術を確認している技術の普及によりCO₂削減を達成できれば、経済成長にもプラスの影響を与えることになる。こうした「技術自給率」(国内エネルギー消費のうち国産技術で支えているエネルギー源の割合)の観点から見れば、太陽光発電装置の中国への依存度が上昇する中であって、経済と環境を両立する上で、原子力発電技術の新増設・リプレースや維持はきわめて重要なオプションとなる。

そして、温暖化問題が国際的問題として世界の政治、経済の場面で強く認識される中、将来、日本へのCO₂削減に対する厳しい国際的圧力が加かった際に、経済成長を阻害することなく柔軟に対応する上でも、大量の非化石電力を安定供給可能な原子力は、不可欠な電源

¹² Haratyk G., 2017 (<http://ceep.mit.edu/files/papers/2017-009.pdf>)は、再エネを利用してCO₂削減を行う場合のコストと、非化石価値の経済的支援による既設原子炉の維持に要するコストを比較した際、後者の方がCO₂削減の費用対効果が高いと評価している。

として位置づけられる。わが国においても、すでに福島原発事故以前において、原子力発電を安定稼働させた特定の電力会社管内の電力 CO₂ 排出原単位は、2030 年の日本の目標値 (0.37kg-CO₂/kWh 程度¹³)を大幅に下回る水準にあった年もあり(関西電力の 2008 年度～2010 年度の電力 CO₂ 排出係数: 0.265～0.299 kg-CO₂/kWh(CO₂ クレジット控除後)、0.294～0.355 kg-CO₂/kWh(同控除前))、原子力発電は、現在実用化している脱炭素化の有力な選択肢として位置づけられる。原子力技術先進国である日本は、技術開発を一層強化し、安全性をさらに高めた原子力発電の新增設・リプレースを実現し、環境制約の克服と経済成長の両立、さらには電力システム全体の安全性向上を目指すことが重要になる。日本の原子力の見通しにおいては、現在の原子炉が 40 年で運転終了すると仮定すれば、2030 年頃には原子力発電量が現在の半分となって、電源構成(発電量)に占める原子力比率は 1 割程度にとどまり、今世紀後半にはゼロとなる(図 8)。しかし、経済産業省の長期エネルギー需給見通しにおける電源構成の目標値である 2030 年 20～22%を達成するには、原発の再稼働とともに運転年数 60 年への延長が必要である。また原子炉の運転年数を 60 年にしたとしても、2050 年頃には原子力発電量は現在の半分となり、IPCC1.5℃特別報告書では 1.5℃目標実現のために国際的に 2050 年に原子力エネルギーを 2010 年比同水準から最大で 5 倍程度までの規模が必要になると推計されているところ、日本においては気候変動対策に対応するためには長期的に新增設が必要になると考えられる。

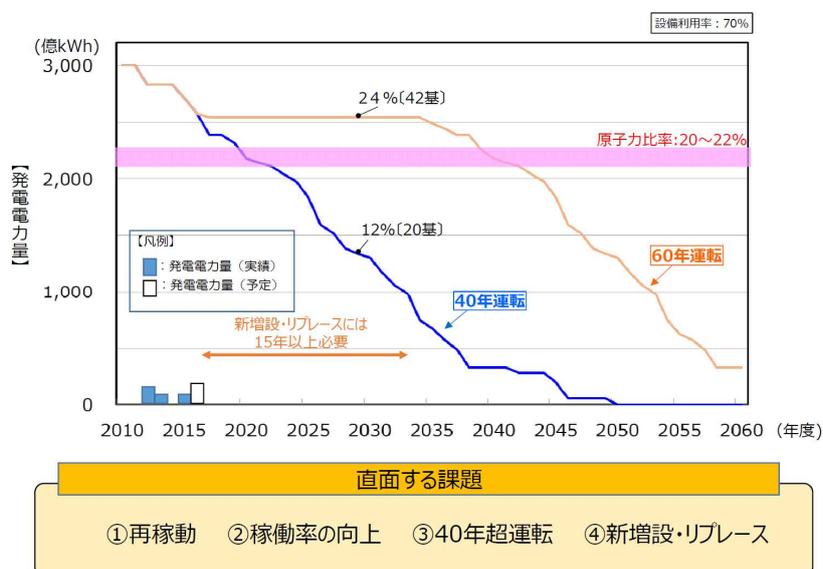


図8 原子力発電量の運転年数40年、60年での見通し

(出典) 主要原子力施設設置者(北海道電力等9社、日本原電、日本原燃及び電源開発): 原子力発電の課題について、原子力規制委員会、2017年1月18日 (<http://www.nsr.go.jp/data/000175368.pdf>、アクセス日2019年3月10日)

¹³ 電気事業連合会: 電気事業からの CO₂ 排出量等について、2017年6月16日 (https://www.fepc.or.jp/about_us/pr/pdf/kaiken_s_20170616.pdf、アクセス日: 2019年4月16日)

くわえて、世界全体の問題である地球環境問題に対して、日本の優れた原子力技術を活用すべく、原子力技術開発で国際的イニシアティブを発揮することが求められる。今後の世界のCO₂排出量は、先進国では頭打ちになる一方、新興国では旺盛な電力需要などを背景に着実な増加が見込まれており、新興国でのCO₂抑制、削減が、地球環境問題へ対応する上で必須の課題となる。その意味で、低炭素化、電力安定供給の双方に資する原子力のニーズが新興国に存在している。日本のさらなる安全性を高めた原子力発電所の新興国での開発による国際貢献は重要な意義がある。一つには、新興国でのCO₂排出量抑制、削減を通じた地球環境問題への貢献がある。また、原子力技術開発における中国の台頭の中にあつて、国際的な技術面での日本の存在感を高める意義も大きい。さらに、技術自給率の高い原子力技術の国際展開により、日本の原子力産業の活性化、世界の需要を取込むことによる経済成長の実現も直接的に期待できる。国際的な文脈から見ても、原子力は日本にとって維持すべき貴重な技術選択肢であると考えられる。

2. エネルギーセキュリティ

2.1 世界情勢の動向

近年の世界情勢を見ると、米国、中国、中東問題などに起因して、国際秩序の今後の行方は不確実性を増しており、不透明な状況にある。中国など新興国の経済発展による世界経済の多極化、中国のアジア海洋域での軍事的台頭、サウジアラビアとイランの外交関係の緊張化およびイラン核問題を巡る地政学的リスクの高まり、シェール革命をうけた米国の中東政策等の政治・外交の展望、ロシアの欧州地域での軍事的影響力の拡大、石油・ガス収入依存体質にあるエネルギー生産国の社会経済問題などが、将来の世界情勢に影響を与える可能性がある。特に中国の経済・軍事的台頭により、米国など先進国との間で、米中貿易戦争に代表されるように、世界の安全保障や経済秩序の主導権を巡る緊張が高まりつつある¹⁴。

今後の国際秩序の変容は、エネルギー資源の調達リスクの上昇やエネルギー資源供給途絶リスクの増加など、構造的・突発的、直接的・間接的にエネルギーセキュリティ上の問題へ発展する可能性にも留意する必要がある。このような世界秩序の将来リスクを踏まえれば、原子力エネルギーは、どのような環境下でも安定的出力が期待できること、短期・長期で燃料備蓄効果により燃料供給途絶にも強靱であること、エネルギー価格高騰を抑制すること、核燃料サイクルにより原子力エネルギーの有効利用が可能なことから、エネルギーセキュリティ強化に貢献する重要な選択肢であると考えられる。

¹⁴ 中国、ロシアなど新興国が、米国の軍事上の制御能力を上回り、周辺地域の安全保障秩序の形成で主導権を握る可能性や、中国の「一帯一路」政策に代表される広域圏での経済上の新たな秩序形成の可能性など、世界の地政学的な均衡は、従来より変化する可能性が考えられる。

2.2 石油・天然ガス価格上昇リスク

世界は当面、どのような経済、技術の将来展開の下にあっても、長期的に化石燃料へ依存し、大幅に低減することは難しい。国際エネルギー機関(IEA)の見通し **World Energy Outlook 2018(WEO2018)**では、いずれのシナリオでも 2040 年まで世界は化石燃料に依存するとしている。特に、IPCC の 2°C 目標と整合性のある持続可能な開発シナリオでは、CO₂ 大幅削減が進む一方で、一次エネルギー供給に占める化石燃料比率は、2040 年でも先進国で 5 割、新興国で 6 割に達する。非化石燃料である再エネの比率は、先進国、新興国においていずれも 3 割を占めるに過ぎず、世界のエネルギー市場は、中東など産油国の地政学的リスクや化石燃料市場のパワーバランスによる影響を大きく受けると考えられる。

化石燃料の価格も長期的に安定化することは無く、上昇傾向で推移すると見られている。IEA の WEO2018 によれば、2040 年にかけて原油価格は長期的に上昇し、バレル当り 60 ドルから 140 ドルの範囲で推移すると見込まれており、不確実性が大きい(図 9)。これは、石油資源埋蔵量の大半を保有する中東情勢の行方が不確実性を増していることを示唆している。中東はその資源力を背景に、国際政治・経済への影響力を依然として保有する一方、多様な地政学的リスクを抱えるとされている¹⁵。社会面では人口増加や難民問題、経済構造の面ではオイル・マネーに強く依存する産業構造と若年層の失業問題などを抱えている。中東情勢の安定は、原油価格に依存するところが大きいとされ、原油安になれば、財政ひっ迫、ひいては補助金の削減等を通じて、政治経済が不安定になるリスクもある。

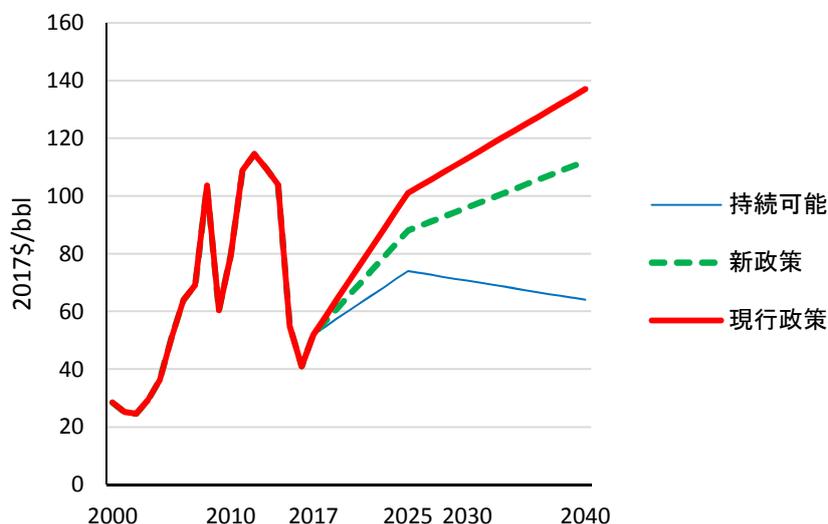


図9 原油価格の展望

(出典) IEA/OECD: World Energy Outlook 2018, OECD, Paris, 2018をもとに作成

¹⁵ 紛争、テロ、宗派対立、ガバナンス問題、和平問題などが挙げられる。

天然ガス価格も、IEA の予測では、中国、インドなどアジア新興国での天然ガス需要の増加を踏まえ、長期的に上昇する見通しである¹⁶。最近でも、環境問題が深刻化する中国で、石炭消費の抑制をうけて、ガス需要が急増し、その結果、アジア向け LNG 取引価格が一時的に大きく上昇するなど、ガス価格上昇リスクも顕在化している。またアジア地域では、他の主要ガス市場に比べ、ガス価格が構造的に高くなる問題を抱えている。アジア向けの LNG 長期契約では一般に、燃料間競争の中での LNG 取引の経済的な安定性を維持するため、従来より、LNG 取引価格を原油価格に連動させる契約形態が主として採用されてきた。しかし、特に原油価格が高騰した際、アジアと他の地域との天然ガス価格の国際的な値差の拡大が強く認識されてきた¹⁷。近年では、原油価格が 2012 年～2014 年に 100 ドルを上回る水準まで高騰した際、ガス需給バランスのみでガス価格を決定する方式を採用する米国ではシェール革命でガス価格が急落した結果、例えば日本・米国間での値差は、10 ドル/MMBtu 以上まで拡大した(図 10)¹⁸。日本でも長期的に LNG 火力の電力比率が一定程度を占めると見込まれることから、原子力発電は引き続き、LNG 価格高騰や LNG 調達リスクへの対応に貢献し、安定的な電力供給源として、重要な役割が期待される。

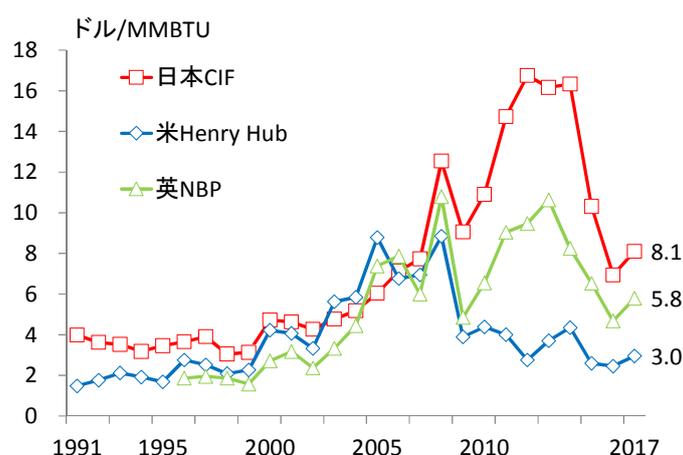


図10 世界の天然ガス価格の推移

(出典) BP: BP statistical review of world energy 2018, 2018

(<https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>)より作成

¹⁶ IEA WEO2018 では、現在、最も安い天然ガス価格を産出する米国においても、天然ガス価格(ヘンリーハブ価格)は 2017 年の\$3.0/MMBtu から 2040 年に新政策シナリオで\$4.9/MMBtu、現行政策シナリオで\$5.3/MMBtu、持続可能な開発シナリオで\$3.6/MMBtu へ推移し、いずれも上昇すると見込まれている。

¹⁷ アジアと他地域との天然ガス価格の値差拡大は「アジア・プレミアム問題」とも言われる。

¹⁸ 2014 年後半の油価下落以降の 2017 年時点でも日本・米国間の値差は 5 ドル/MMBtu も存在し、アジアのガス価格は国際的に見ても高水準にある。

2.3 電力コスト上昇リスク

電力価格は、経済成長やその国の産業競争力に影響を与えるため、世界各国において可能な限り抑制することが重要なエネルギー政策上の課題になっている。今後、デジタル化やIoT技術の普及を踏まえ、社会の電化・電動化が進めば、電力価格の抑制がさらに重要な課題となる。世界各国の発電コストを比較すると、国ごとに電源構成や燃料価格等を踏まえて違いが見られ、米国、中国、カナダ、ロシアなどの世界有数のエネルギー生産国では、割安な自国資源が開発、利用可能であることから、発電コストが相対的に安価である一方(図11)、日本、韓国、欧州の発電コストは、発電部門においてコスト高の輸入燃料に依存する比率が高く、相対的に高水準にある。その中でも、日本の発電コストの水準は国際的に高く、現状では米国や中国の2倍の水準に達しており、IEAの見通しでは2040年時点においても高止まりすると推定されている。

特に電力多消費産業は、電気料金抑制が、産業競争力を維持、強化する上で重要となる。IEA WEO2017の新政策シナリオでは、米国の産業用電力価格は2040年まで競争力のあるシェールガス資源を背景に低水準で推移し(図12)、エネルギー多消費産業(化学・素材産業など)の国際競争力強化に貢献すると考えられる。一方、日本や欧州の産業用電力価格は、燃料価格の上昇、公租公課等により高水準で推移する。日本の産業用電力価格は、太陽光発電普及による燃料費削減効果で低下する方向にはあるが、その減少テンポは緩やかである。将来にわたる燃料価格の上昇リスクを考慮に入れると、原子力発電は発電コストに占める燃料費が小さく燃料価格上昇の影響を受けにくいいため、電力価格の安定化に資する重要な技術オプションとして位置づけられる。

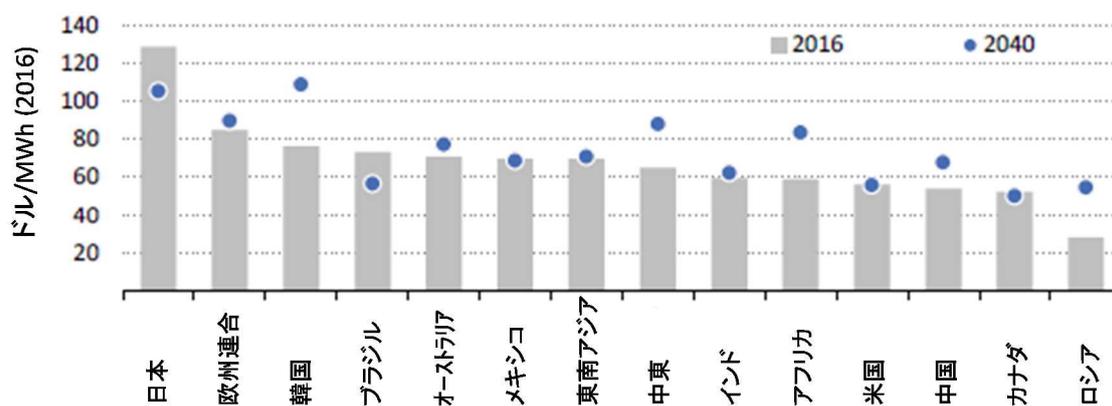


図11 世界の発電コストの展望(WEO2017新政策シナリオ)
(出典)IEA, World Energy Outlook 2017, pp.277, Figure6.25を翻訳し転載

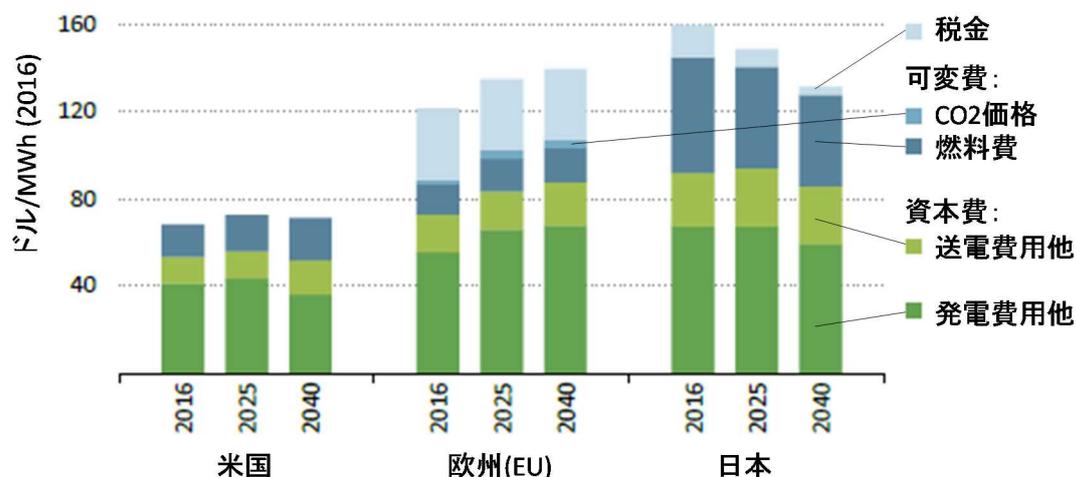


図12 産業用電力価格の展望(WEO2017新政策シナリオ)
 (出典)IEA, World Energy Outlook 2017, pp.278, Figure6.26を翻訳し転載

なお日本では2018年現在、国際的な原油価格の上昇に連動して、日本の輸入燃料価格も上昇基調にあるが、その中でも、原子力発電の再稼働を進めた特定の電力会社管内の電気料金水準(再エネ賦課金を除く)は、燃料費の節減により、福島原発事故以前の水準まで低下しており、原子力発電は燃料価格上昇の影響緩和に大きく貢献し、原子力はいわば経済のセキュリティに寄与しているといえる。加えて、日本や世界では現在、太陽光発電をはじめとした再生可能エネルギーへの関心が高まり脚光を浴びているが、日本の再エネ固定価格買取制度での買取費用総額は2018年度3.1兆円、消費者への賦課金総額(国民負担)は同2.4兆円、賦課金単価は同2.9円/kWhまで既に上昇しており¹⁹、国民負担の増大が進んでいる。2030年度には買取費用総額は4.0兆円、賦課金総額は3.1兆円にまで上昇するとされている。また、国民の原子力への信頼が低下している中、原発をゼロにして再エネ電力で代替すれば、太陽光や風力発電等はエネルギー出力密度が低いため、それらの電源の投資と共にそれらを支えるエネルギーインフラ投資が巨額となって電気料金の高騰を引き起こし、産業競争力に悪影響を及ぼすことも考えられる。再エネの持続的利用に必要な蓄電技術にも経済的、物理的な限界があると見られ、原子力発電を適切に活用しながら、再エネの主力電源化を目指す方向性が現実的であると考えられる。

¹⁹ 経済産業省資源エネルギー庁: 国内外の再生可能エネルギーの現状と今年度の調達価格等算定委員会の論点案(https://www.meti.go.jp/shingikai/santeii/pdf/038_01_00.pdf、アクセス日: 2019年3月1日)

2.4 エネルギー資源の調達リスク

日本では、人口の減少・高齢化や経済の成熟化を背景に、エネルギー消費量の大幅な増加の見込みは低いとされる一方、中国など新興国では、旺盛な経済成長や産業化により、エネルギー消費量の堅調な増加が見込まれている。その中で日本は、国際的に見ても世界有数の大量の原油・LNG 輸入を消費するエネルギー消費国であり、エネルギー生産国から見ても国際的な存在感を依然として示していると考えられる。しかし、新興国のエネルギー消費増加により、国際エネルギー市場でのエネルギー輸入国としての日本の相対的な地位低下が懸念され、原油や LNG 調達上での交渉力の低下やエネルギーの安定調達が以前よりも困難になる可能性も排除できない。また近年の中国の海洋進出とその威圧的行動は、日本のエネルギー輸入上の海洋シーレーンのセキュリティにとってもリスクになりうると考えられる。このような一連のエネルギー調達リスクを踏まえれば、原子力発電は、原子燃料の備蓄効果により化石燃料供給障害への対応の上で有効であること、発電コストに占める燃料費の比率が低く、エネルギー価格高騰時においても相対的に安定した価格で電力供給が可能であること、同じ電力量を供給するために必要な燃料消費量が化石燃料に比べ極めて少なく、燃料輸入リスクも相対的に小さいことから、原子力は日本にとって重要なエネルギー供給源として位置づけられると考えられる。

たとえば、中国の原油輸入量は、シェール革命を背景に、世界有数の石油輸入国であった米国の原油輸入量を上回り、さらに中国の LNG 輸入量も、環境問題への対応と石炭消費抑制を背景に急増しており、日本に次ぐ世界第二位の LNG 輸入国となった。2018 年には既に天然ガス輸入全体で見た場合、中国のガス輸入量は日本の輸入量を上回り、アジア最大、世界最大のガス輸入国となった。このように世界の原油・天然ガス市場における中国の存在感が増しており、大きな影響を与えるようになっている(図 13)。

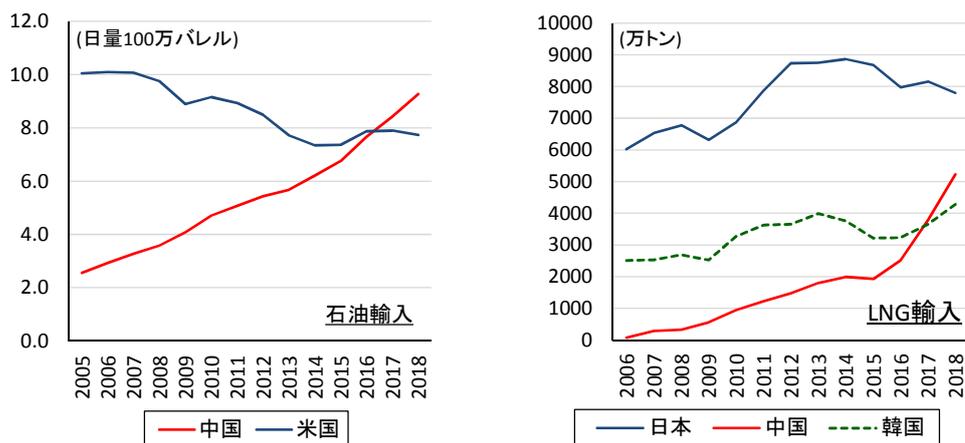


図 13 中国の石油輸入量、LNG 輸入量の推移

(出典) BP: BP statistical review of world energy 2018,

2018(<https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>)等より作成、ただし 2018 年の値は推計値

中国の燃料輸入量の増加は、中国のエネルギー生産国への影響力を高める一方、エネルギー消費量が頭打ちにあるとされる日本の地位はますます低下する。また中国はエネルギー輸入急増に伴い、海洋シーレーンのセキュリティの強化策として、海洋進出や海上軍事拠点の構築を進めており、日本のエネルギーセキュリティ上のリスクとなる可能性もありうる²⁰。このような状況を踏まえれば、原子力は、日本で現在増加している中東からの海洋チョークポイント通航を通じた LNG 等の輸入量を抑制し、シーレーンの安全保障確保に貢献する。警護等を要する核燃料輸送の安全確保を大前提とした上で、エネルギーセキュリティ上での原子力の価値を適切に理解し、中長期的かつ国家的視点での原子力発電の維持増強が必要であると考えられる。

また、再処理技術に関しても、エネルギー資源に乏しい日本であるからこそ、引き続き維持すべき重要な技術であると考えられる。再処理技術を含めた高速炉サイクルの開発は、エネルギー資源を持たず、常にエネルギー調達リスクを抱える日本の国家環境が原点にあることを認識する必要がある。また 2100 年といった長期の地球温暖化対策への対応を行う上で原子力を維持増強するにしても、ウラン資源は枯渇性資源であることから、再処理を前提としなければ実効的な地球温暖化対策にはなりえない。将来の安価なウラン資源の調達リスクの上昇の可能性も踏まえ、海水ウランやトリウム利用技術の開発と共に、再処理技術を中心にした核エネルギー資源供給の多様化も見据えた対応が必要であると考えられる。

2.5 電力の安定供給

日本や世界において、電気自動車の普及 IoT 技術、ヒートポンプ等の普及により、電力は運輸部門や熱供給といった従来利用されていた用途以外でも広く需要が社会全体に浸透する可能性がある。それを踏まえれば、一層の電力供給信頼度の確保が求められると考えられ、原子力発電は安定的な電力供給源として国内の電力供給セキュリティへの一層の貢献が期待される。

そして近年、日本では自然災害に伴う停電が数多く発生して社会生活に影響を与えており、電力安定供給への対策強化が喫緊の課題になっている。その中で原子力発電は大量の電力を安定的に供給しうる中核的な役割を担う電源であり、原子力発電所の長期稼働停止が電力システムの停電リスクを高めているとも言える。2018 年 9 月 6 日に発生した北海道胆振東部地震による大停電(ブラックアウト)²¹は、当時、北海道の電力供給の半分を担っていた道内最大出力の苫東厚真発電所(165 万 kW)が地震により停止したこと、周波数変動によ

²⁰ 実際に中国の影響により、エネルギー資源の輸入障害が顕在化してはいないが、中国の海洋上の威圧行動は、日本や他のアジア諸国にとっての海洋シーレーンのセキュリティへのリスクともなりうる。

²¹ 電力広域的運営推進機関: 平成 30 年北海道胆振東部地震に伴う大規模停電に関する検証委員会 最終報告、2018 年 12 月 19 日
(https://www.occto.or.jp/iinkai/hokkaido_kensho/files/181219_hokkaido_saishu_honbun.pdf)

り風力や水力発電が解列したこと、泊原発(3基、総出力 207 万 kW)が長期稼働停止中であつたことが挙げられる。泊原発付近の地震動は稼働停止水準を下回っており、泊原発が再稼働していれば、ブラックアウトの回避、電力の早期復旧が実現した可能性もあり、原発停止に対して重要な示唆を与えたとも考えられる。また泊原発の長期稼働停止が、苫東厚真発電所への過度な電力供給の依存と電力システムの脆弱化を促した側面も否定できない。また首都圏では、電力供給を担う大半の火力発電所が東京湾岸に集中する中、政府の中央防災会議によれば首都直下地震が今後 30 年間で 70%の確率で発生するとされている²²。もし原子力発電所の長期停止の中で、東京湾岸に集中する火力発電所が一挙に稼働停止すれば、首都圏の電力供給に甚大な影響を与える可能性もある²³。そのため、電力供給を分散化して停電リスクを極力回避する上で、既設の原子力発電は災害時における電力安定供給に重要な貢献をなす。日本における原発再稼働の遅延が停電発生リスクを高めていないのか、客観的な検証を踏まえて原発の安定供給上の価値を理解し、電力システムの総合的なリスク管理が求められる。

また原子力発電技術の安全・信頼性が国際的に進歩していることを踏まえ、新增設・リプレースを着実に進め、原子力発電全体、ひいては電力システム全体の安全・信頼性を高めていく視点も重要になる。新增設は加えて、原子力の技術基盤と人材の維持・継承、経験の蓄積によるさらなる安全・信頼性の向上に寄与するものであり、技術的意義がきわめて大きい。また米国で行われている出力増強対策(アップレート)を日本でも視野に入れることも必要である。そして、新增設とのバランスも重要であるが、運転期間延長を円滑に進め、原子力を維持するための高経年化対策も重要になる。日本では原子炉等規制法により、最長 60 年まで原子炉の運転が認められているが、まだ日本には 60 年に匹敵する運転機関を経験した炉は存在していない。そのため、軽水炉の運転実績を着実に積み上げ、60 年運転を視野に入れたメンテナンス技術を確立することも重要な課題である。既に米国での既存炉の運転では、2 回目の運転許可更新を申請し、80 年運転を目指す電気事業者も現れており、日本も長期的には 80 年運転を視野に入れた運転対策への取組みが重要である。また、原子力発電自体のコスト競争力を高める努力も必要である。とくに日本の原子力発電の近年の運転サイクルは 13 ヶ月程であり、米国や韓国(約 17 ヶ月)等にくらべ短く、運転サイクルは稼働率、ひいては経済性にも影響する。原子力のコスト競争力の強化の上で、稼働率の向上は不可欠であり、長期サイクル運転の実現など、運用の高度化を進める必要がある。

²²中央防災会議 首都直下地震対策検討ワーキンググループ：首都直下地震の被害想定と対策について（最終報告）、平成 25 年 12 月

(http://www.bousai.go.jp/jishin/syuto/taisaku_wg/pdf/syuto_wg_report.pdf)

²³ 文献(古田一雄(編著)：レジリエンス工学入門：「想定外」に備えるために、日科技連、2017)では、災害による東京湾岸の火力停止リスクを考慮した上で、電力システムの分散化の価値を評価している。

2.6 技術自給率とエネルギーセキュリティ

原子力の技術基盤を有する日本が、自前の技術で原子力発電を新設・維持することが、真の意味でのエネルギーセキュリティの確保と言える。日本の原子力は、諸外国とは異なり、エネルギーセキュリティを強化する上で、特別な意味がある。近年、エネルギー技術全般で中国の台頭が顕著である。太陽電池、電気自動車、バッテリー技術、原子力など次世代技術において中国は国際的な存在感を高め、その技術力で世界への政治経済的影響力を強める可能性があると言われている。日本は太陽電池で以前は国際的シェアの大半を握っていたが、現在は中国が世界の太陽電池の大半を製造し、国内市場でも中国製のシェアが拡大し、日本の太陽光は中国等の海外メーカーにマーケットを奪われつつある状況にある(図 14)。日本にとって、技術自給率が高く、さらなる技術進歩が期待できる原子力は、技術で国際的な存在感を発揮して国際政治の場でプレゼンスを高め、世界の温室効果ガス削減と自国の経済成長に貢献する極めて貴重な技術オプションである。日本では再エネを主力電源化する目標が掲げられているが、再エネ技術で中国と内外で競争できるのか、世界情勢が不透明になる中、技術自給率も重視したエネルギー・環境政策がより重要になると考えられる。

米国は世界第一位の原発保有国であるが、州により政策が異なるため一概には言えないが、同国の豊富な資源量を踏まえ、電力市場をはじめ、エネルギー源の市場間競争を重視することが近年のトレンドとなっており、市場競争を進める地域では、経済性の高いシェールガスや再エネの影響により、原発の運転期間満了前での早期閉鎖などが見られている。

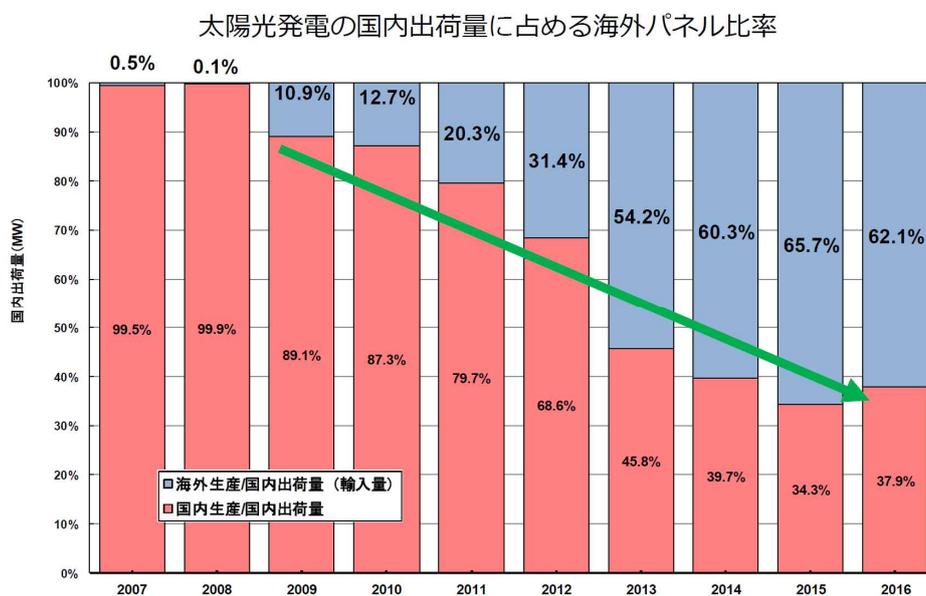


図 14 太陽光発電の国内出荷量に占める海外パネル比率

(出典) 経済産業省：エネルギー情勢懇談会配布資料(第 9 回)(平成 30 年 4 月 10 日 (火))
https://www.enecho.meti.go.jp/committee/studygroup/ene_situation/009/pdf/009_007.pdf
 df、アクセス日：2019 年 2 月 15 日)

北海油田の枯渇化、石炭火力老朽化がすすむイギリスは、政府として低炭素化と経済成長を進める上で原子力利用を省エネ、再エネ、燃料転換と共に重視して CO₂ 削減を実施しているが、現在建設中の原発を含め、国際資本が中心的な役割を担っており、原子力の技術自給率が高い状況に無いのが現状である。ドイツでは、脱原子力政策を進め、再エネの普及拡大が顕著であるが、脱原発と再エネ拡大により供給信頼度維持の観点から石炭火力への依存度が依然として残り、CO₂ 削減が進まず、国際的に見ても電気料金が高水準にある。日本の場合、原子力を保有する諸外国とは異なり、エネルギー資源に乏しい一方、原子力発電の技術自給率が高く、自前の技術によりエネルギー自給率を改善し、エネルギーセキュリティに大きく貢献しうる。現状において、経済的に CO₂ 削減を実施している国としてフランス、スウェーデンなどが挙げられるが、これらの国々では、水力に加え、原子力を主力電源としている。太陽光や風力など水力以外の再エネだけで大幅な CO₂ 削減を大規模に実現している有数の電力消費国は現時点では限定的と言え、原子力は CO₂ 削減のための貴重な技術オプションとして位置づけられる。

3. 電力市場

3.1 電力自由化

日本の電力市場では以前、電力会社が上流から下流までの電気事業(発電、送電、配電、小売)を垂直統合して運用していたが、発電部門、小売部門の自由化が徐々に進展し、近年では家庭を含む電力の小売全面自由化が 2016 年 4 月に実施され、2020 年には発送電分離(送配電部門の分社化、法的分離)が行われて電力需給調整を行う送電部門の独立性が高まり、新規参入者(新電力)が送電ネットワークを公平に利用して電気事業を行うことが可能となる。新電力を含めた多様な電気事業者が、様々な市場メカニズムの下で競争を進めながら、発電、電力の調達、販売を行える環境の整備が期待されている(図 15)。

一方、欧米では日本に先行して発送電分離や、卸電力市場、小売市場での競争的な電力取引が行われている。しかし米国では、シェール革命を背景とした競争力のある天然ガス火力やコスト低下が進む再エネが拡大したことで、卸電力市場価格が低迷し、その結果、原子力発電の採算性の確保が難しくなり、原子炉の早期閉鎖が実際に見られている。米国の近年の原子力発電の稼働率は 90%を超える記録的な高水準にあり、原子力の競争力を最大限発揮しているにもかかわらず、原子力は経済的な苦境の中にあるとされている。シェール革命によるガス価格低下がさらに進めば、2050 年には米国の原子力発電は 7 割以上も減少するとの見方もある(図 16)。日本では特に、エネルギーセキュリティと電力自由化との関係を十分に考える必要がある。自由化が進められる中、ファイナンスの問題も含め、特段の政策が無ければ、電気事業者は初期投資が巨額な原子力発電への投資を行いにくい環境が形成される可能性がある。エネルギーセキュリティ上の多様なリスクへの対応や地球環境問題といった公益的課題の解決に貢献しうる原子力を、電力市場自由化と両立する方策を考え、中長期的かつ国家的視点で原子力発電技術の維持、新增設が必要であると考えられる。

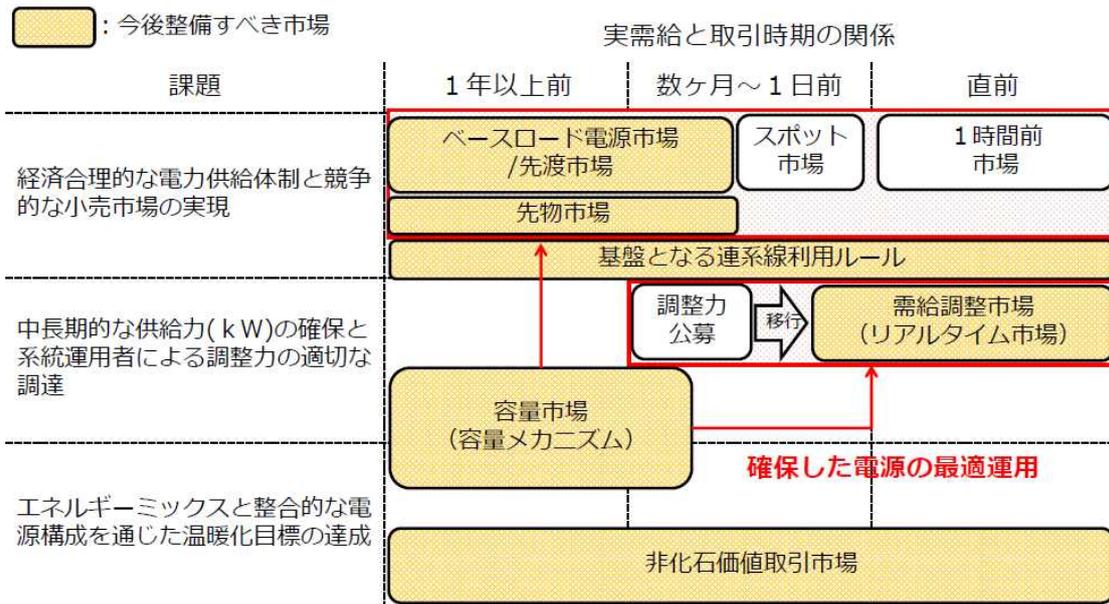


図 15 電力市場での各種制度の導入時期

(出典) 経済産業省 資源エネルギー庁：今後の電力市場整備に向けた基本的な考え方（2016年10月7日）

(https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/kihon_seisaku/denryoku_kaikaku/shijo_seibi/pdf/01_05_00.pdf、アクセス日：2019年2月15日)

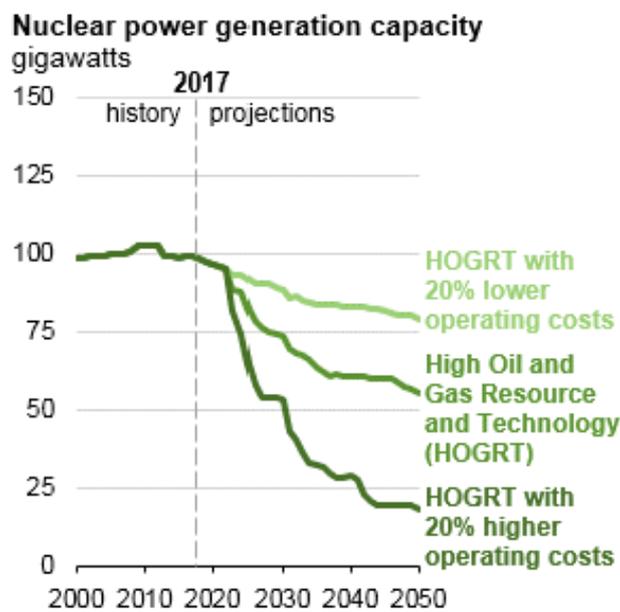


図 16 米国の原子力見通し

(出典) EIA/DOE、Annual Energy Outlook 2018、2018

(<https://www.eia.gov/outlooks/archive/aeo18/>、アクセス日：2019年1月23日)

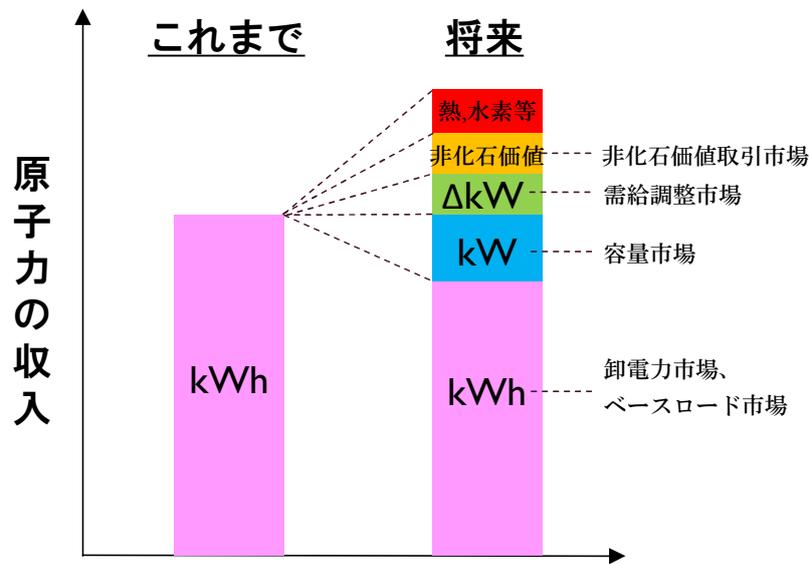


図 17 原子力発電の将来の事業モデルの一例

また、今後の日本の電力システム改革による電力市場自由化の中では、原子力は様々な市場で取引される電力価値を独自の機能を活用して提供し、経済的な競争力を維持、向上する視点が重要になると考えられる。卸電力市場やベースロード電源市場の kWh 価値、容量市場における kW 価値、需給調整市場での ΔkW 価値、非化石価値取引市場における非化石価値、加えて熱や水素供給といった様々な価値を原子力が提供することで競争力を高める新たな原子力事業モデルの構築が期待される(図 17)。

3.2 電力自由化と電源投資リスク

日本の電力市場では従来、総括原価料金規制での確実性のある収益の見込みの中で、フロントエンドからバックエンドまでの原子力事業運営が安定的に維持されてきた。これにより、エネルギー自給率の低い日本で原子力発電への投資が行われ、電力安定供給確保や気候変動対策強化において重要な役割を担ってきた。しかし 2020 年以降の電力市場の本格的な自由化により、競争による市場の予見性が低下し、電源の投資リスクが顕在化することも考えられ、電力市場(卸市場)からの収入で電源の投資を賄えるのかどうか、電源の投資回収が不確実性を増す問題(ミッシング・マネー問題²⁴)が発生する可能性もあり、特に大規模な初期投資を要する原子力は当該問題と関係が深い。卸電力市場では、電力需要と供給が均衡する限界電源(燃料費が最高額の電源)で卸電力価格が決定するため、電力価格の予見性が低下する。例えば、再エネ導入拡大や燃料価格の低下により卸価格も低下するため、卸市場で

²⁴ Joskow, P.L.: Competitive electricity markets and investment in new generating capacity CEEPR, MIT, 2006 や Hogan W.W. : On an “Energy Only” Electricity Market Design for Resource Adequacy, Working paper, Harvard University, 2005 など

の取引だけでは、電源の初期投資回収が不確実となる。そのため電力自由化では、巨額の資本費投資が必要な原子力への投資減退が懸念されている。現に、欧米の一部では天然ガス価格の低下、太陽光・風力発電の拡大、さらにはマイナスの卸電力価格(ネガティブ・プライス)の頻発により、原子力発電や火力等の発電事業の収益性が悪化している。電力自由化は、減価償却の済んだ既設原子炉にとってはその可変費の競争力の高さにより短期的に優位性をもたらすことも想定されうるが²⁵、長期的には新增設・リプレースの抑制等に一定の影響を与えることが懸念される。原子力は火力に比べ、大きな資本費を要する電源であり、投資回収リスクや資金調達リスク(ファイナンスの問題)が大きく、競争環境への適合が難しい特徴が挙げられる。特に原子力発電の新增設に関しては、電気事業者にとって大きな投資リスクを伴うため、投資の予見性を高める市場制度の設計が望まれる。

そして競争市場での投資リスクを軽減する上で、SMR(小型モジュール炉)という選択肢もありうるとの見解も見られる。SMRは大型炉に比べkW当たりの建設単価が高く、経済性や効率的なCO₂削減の観点では技術的に劣るものの、初期投資額の抑制といった投資リスク低減、段階的な容量調整、出力調整、電力システムの分散化、新たな原子力利用の開拓、技術の継承、人材育成など、部分的には再エネ普及や電力自由化の下で、投資の適格性を有する技術である。SMRの経済性に関しては、一般的に原子炉のkW当たりの建設単価は出力が小規模であればある程、スケールメリットが効かず不利であるとされているが、SMRの大部分を工場で効率的に製造する革新的な工場生産方式の採用や、それによる建設期間の短縮化、そしてサプライチェーンの簡素化により、コスト低減の可能性が指摘されている²⁶。OECD/NEAの報告書によれば、工場生産方式や工期短縮により小型炉の建設コストが大型炉を下回った段階で、負荷率60%~85%の範囲において、SMRが石炭火力、大型炉よりも優れた経済性を有するとの分析結果が報告されている(図18)²⁷。加えて、構造上の受動的安全性による事故リスクや安全対策コストの低減、防災計画エリアの縮小といった安全面でのメリットや、熱併給による原子力による低炭素エネルギー活用の最大化、需要地近郊や火力発電廃止後用地への立地の可能性など立地の柔軟性を有しており、SMRは時代のトレンドにも対応した技術であるとの見方もある。米国、英国では、政府による政策的支援が積極的に進められ、IAEAもSMRの報告書を取りまとめている²⁸。

²⁵ ただし、追加的安全対策の実施により、必ずしも経済優位性を有するとは限らない点に留意する必要がある。

²⁶ OECD/NEA: Small Modular Reactors: Nuclear Energy Market. Potential for Near-term Deployment, 2016

²⁷ SMRの可変費が大型炉より高い理由は、維持費や燃焼効率の面でSMRが大型炉に劣る点を挙げている。

²⁸ IAEA: Advances in Small Modular Reactor Technology Developments, 2016 (https://aris.iaea.org/publications/smr-book_2016.pdf)

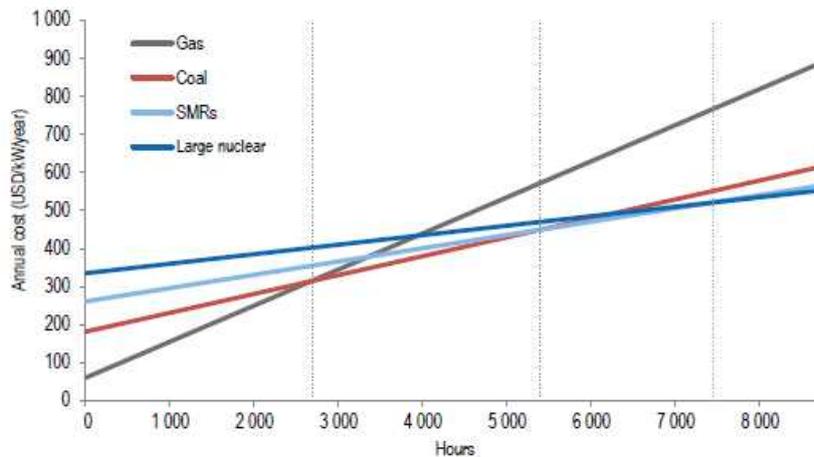


図 18 電源のコスト (大型炉、小型炉、石炭、ガス)²⁹

(出典) OECD/NEA: Small Modular Reactors: Nuclear Energy Market. Potential for Near-term Deployment, 2016

3.3 世界の原子力技術開発状況

世界の原子力発電は将来に向けて増加基調で推移するとの長期見通しが数多く見受けられる中、新增設の中核地域は、先進国から、中国、インド、東欧、中東など新興国へシフトすると見られている³⁰。現在の世界の原子発電技術の供給国別の比率を見ると、米国が全体の4分の1を占めており、フランス、ロシア、日本、中国、韓国と続いており、この6カ国が全体の7割を占めるが(図 19)、今後の世界の原子炉新增設を進める国は、これらの6カ国の原子力技術供給国が主体になるとされている。世界の原子力発電所の建設の推移を見ると、従来は米国やフランスであったが、ロシアや中国は今後も国内での新設事業が見込まれ、政府支援の下で原子炉輸出にも積極的でもあり、国際的な原子力市場での存在感をさらに高めると見込まれる。原子力発電所が急増する中国では世界で初めて AP1000 型炉が完成して営業運転にいたり³¹、同時に高速炉、高温ガス炉など新型炉の技術開発にも取り組み、ロシアも原子力技術の国際展開を積極的に進めて、浮体式洋上原子力発電の運転を承認し³²、米国や英国も SMR(小型モジュール炉)への積極的支援を表明するなど³³、活発な原子

²⁹ 図 18 の SMR の建設コスト(y 切片)は、仮に SMR の革新的な工場生産方式が実現して、大型炉よりも建設コストが安価になったケースにおける数値であることに留意する必要がある。

³⁰ EIA/DOE: EIA forecasts growth in world nuclear electricity capacity, led by non-OECD countries, Nov. 8, 2017(<https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=33672>、アクセス日: 2019年2月15日)など

³¹ 日本原子力産業協会: 世界初の AP1000、中国の三門1号機が営業運転、2018年9月25日 (<https://www.jaif.or.jp/180925-a>、アクセス日: 2019年2月15日)

³² 日本原子力産業協会: ロシアで初の海上浮揚式原子力発電所の運転が承認、2018年1月12日 (<https://www.jaif.or.jp/180112-a>、アクセス日: 2019年2月15日)

³³ 日本原子力産業協会: 米エネ省、SMR初号機による電力の一部利用で覚書締結、2018年12月25日 (<https://www.jaif.or.jp/181225-a>、アクセス日: 2019年2月15日)

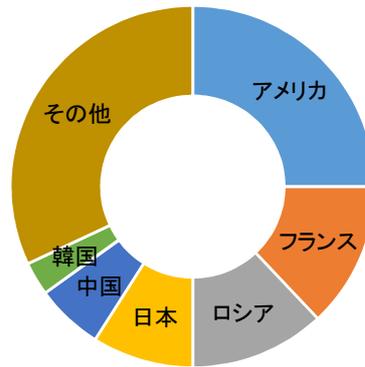


図 19 運転中原子力発電所の供給国別にみた比率(2018年)
 (出典) 原子力産業協会、世界の原子力発電開発の動向より作成

力技術開発が行われている。日本は国内での継続的な新規建設により、原子力技術での国際的な地位を築いてきたが、国内情勢を見ると、再エネ拡大、電力自由化、福島事故後の社会的受容性の問題等を受けて、新規建設が厳しい情勢となっている。しかし将来にわたり、原子力技術を維持するためには、国内での一定水準での新增設の継続、新型炉開発が、次世代への技術の継承や発展、人材育成の上で重要な役割を担うものと考えられる。

中国は現在、原子炉計 37 基が運転中にあり、2018 年時点で 20 基の原子炉が建設中であり、原子力開発に世界で最も積極的である。国際機関の予測では、将来的に米国の規模にも匹敵する原発大国になることが想定されている³⁴。海外支援や協力の下で、中国は第 3 世代炉導入と、国産化を進め、原子力の国内建設および輸出の双方で積極的な事業展開をみせている³⁵。原子力技術導入時に、米国、フランス等との協力の下、海外技術と国産技術を融合して、国産の輸出原子炉である華龍 1 号機を開発した³⁶。また、米ウェスティング・ハウス社製の AP1000 型炉を浙江省(三門原発)と山東省(海陽原発)で計 4 基導入し、三門 1 号機、海陽 1 号機の 2 基が既に営業運転を開始している³⁷。さらに、AP1000 を国産化した第 3 世代炉 CAP1400(出力 140 万 kW)の開発を進め、山東省にて実証炉プロジェクトを進めている³⁸。このように中国では、海外技術を基盤に技術自給率を高め、国産炉を実現し、経済性も諸外国より高いとされ(図 20)、さらにその輸出を政府が支援している。

³⁴ IEA/OECD: World Energy Outlook 2018, OECD, Paris, 2018 など

³⁵ World Nuclear Association(WNA): Nuclear Power in China(Updated March 2019) (<http://www.world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-a-f/china-nuclear-power.aspx>、アクセス日: 2019 年 3 月 25 日)

³⁶ 日本原子力産業協会: パキスタンのカラチ 3 号機で華龍一号の圧力容器設置完了、2018 年 9 月 7 日 (<https://www.jaif.or.jp/180907-a>、アクセス日: 2019 年 3 月 25 日)

³⁷ 日本原子力産業協会: 中国で 4 基目の AP1000、海陽 2 号機が営業運転、2019 年 1 月 11 日 (<https://www.jaif.or.jp/190111-a>、アクセス日: 2019 年 3 月 25 日)など

³⁸ 日本原子力産業協会: 中国: CAP1400 設計が IAEA の安全審査を完了、2016 年 5 月 6 日 (<https://www.jaif.or.jp/160506-a>、アクセス日: 2019 年 3 月 25 日)

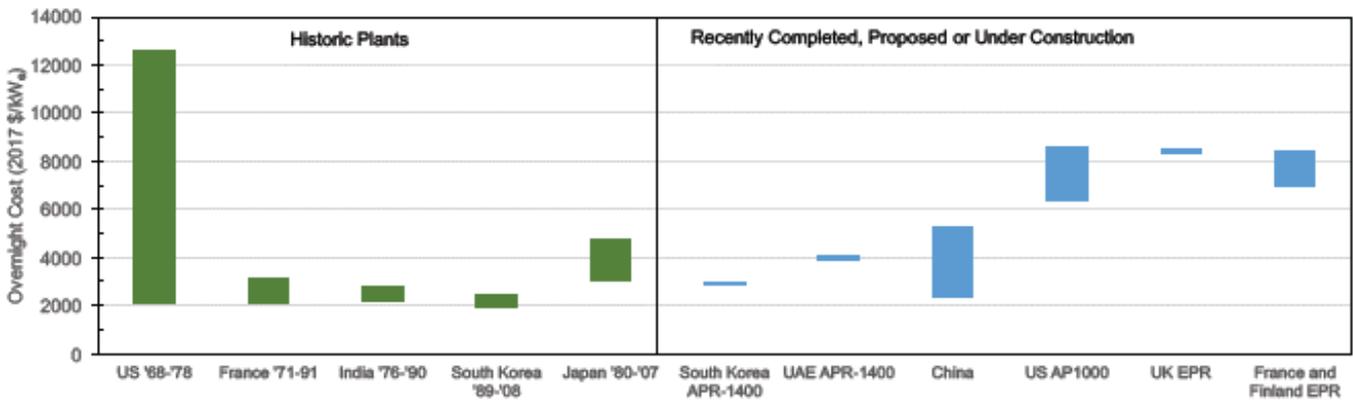


図 20 世界の軽水炉建設コストの比較

(出典)MIT, The Future of Nuclear Energy in a Carbon-Constrained World , 2018 (Fig 2.2)を転載(<https://energy.mit.edu/wp-content/uploads/2018/09/The-Future-of-Nuclear-Energy-in-a-Carbon-Constrained-World.pdf>、アクセス日：2019年2月15日)

また中国の原子炉輸出においては、CNNC(中国核工業集团公司)など国営原子力事業者が輸出事業を進めており、国家の関与が大きいとされている。すでにパキスタンへ国産 CNP-300 炉を輸出し、さらに国産の華龍 1 号機の海外輸出も推進し、パキスタンのほか、仏 EDF と協力し、英国に華龍 1 号を建設する方向で英国政府と事業を進めている³⁹。さらに中国は AP1000 を国産化・大型化した CAP1400 等を、トルコ、南アフリカ、サウジアラビア等への輸出を計画している⁴⁰。国産の高温ガス炉や小型炉開発にも積極的に取り組み、輸出技術の多様化も進めている⁴¹。

ロシアも現在、政府が国内外で原子炉建設を推進しており、原子炉供給国として世界を先導している。国営原子力事業者であるロスアトム社が、原子炉輸出を担うとともに、政府が全面的に支援している。ロシアは改良型 VVER を輸出炉の中心として、国内でも初号機が 2017 年に運転を開始し⁴²、運転実績を着実に蓄積しており、VVER の経済性も高いとされている。また原子力需要国の様々なニーズへの対応のため、浮体式洋上原子力発電の開発も推進している。ロシアは東欧諸国を中心として輸出実績を蓄積すると同時に、輸出国での原子力発電所の建設、運転に全ての責任を担う契約方式をとっており (Built, Own,

³⁹日本原子力産業協会：英国で中国製「華龍一号」設計の認証審査が第 2 段階に進展、2017 年 11 月 17 日 (<https://www.jaif.or.jp/171117-a>、アクセス日：2019 年 3 月 30 日)

⁴⁰ 原子力委員会：平成 29 年度版 原子力白書、(2) 海外の原子力発電主要国の動向 ④中国 (<http://www.aec.go.jp/jicst/NC/about/hakusho/hakusho2018/3-1.htm>、アクセス日：2019 年 2 月 15 日)

⁴¹ 高温ガス炉は、熱利用や海水淡水化など多様な原子力エネルギー利用が可能であり、国際的にも潜在的需要が大きいとされている。

⁴²日本原子力産業協会：ロシアで建設中のノボボロネジ I I - 2 号機、最小制御出力レベルに到達、2019 年 3 月 26 日 (<https://www.jaif.or.jp/190326-a>、アクセス日：2019 年 3 月 30 日) など

Operate(BOO)方式)、原子燃料供給と共に、原子炉輸入国に魅力のある輸出政策をとっている⁴³。BOO方式はトルコでも適用しており、原子炉新規導入国に対して受容性の高い契約方式となっている。ロシアは原子炉輸出上の競争相手にあり、同国の輸出政策を注視することが重要であると考えられる⁴⁴。

一方、伝統的な原子炉供給国であるフランスは、フランス国内、イギリス、中国でEPR(欧州加圧水型炉)の建設計画をすすめ、経済発展で電力需要の増加が見込まれる中国、インド、東欧、サウジアラビアへのさらなる展開を目指す一方、EPRの建設費用の高騰に直面している(図20)。フィンランド、フランス、中国では建設期間が計画よりも長期化し⁴⁵、その結果、エンジニアリングを中心として、建設費用が大きく上昇したとされている。そのため、フランスの原子力輸出を取巻く事業環境は厳しさを増していると考えられる⁴⁶。

日本においても、社会ニーズを十分に踏まえた上で、福島原発事故での軽水炉の教訓、ならびに、安全・信頼性、経済性、持続可能性、核拡散抵抗性を備え、世界を先導する新型炉開発を進めると同時に、海外市場での中国、ロシアの台頭の中にあっても、日本の原子力技術の国際的な存在感を維持しさらに高めることが重要になる。世界に日本の技術力を示すためにも、日本政府による積極的な新型炉開発および輸出への支援が引き続き求められる。

3.4 原子力支援策

一部の諸外国では電力自由化の下での原子力に対する政策的支援が行われており、代表的な制度に、容量市場、差分契約決済型FIT(FIT-CfD)や、既述の原子力の非化石価値を金銭化したゼロエミッション証書(ZEC)や非化石価値取引が挙げられる。

FITなど政策支援をうけた再エネ普及や卸電力市場の活性化等により、卸電力価格、ひいては電源投資の予見性が低下し、電源の新設・維持のインセンティブが働かなくなり、中長期的に国全体で必要な供給力・調整力確保が困難になる可能性があるとされている。そこで、投資の予見性を高め、適切な発電投資を促して供給力を維持するため、日本でも容量市場が導入される予定である。米国や英国等も創設している。容量市場では、市場管理者が電力系統全体で必要となる総設備容量(kW)をあらかじめ確保し、実需給時の電源の状態、能力に応じて発電事業者に一定の報酬を支払う。容量市場は、予備率も含めた必要となる総設備

⁴³原子力委員会：平成29年度版 原子力白書、(2) 海外の原子力発電主要国の動向 ③ロシア (<http://www.aec.go.jp/jicst/NC/about/hakusho/hakusho2018/3-1.htm>、アクセス日：2019年2月15日)

⁴⁴チェルノブイリ原発事故で、ロシアの原子力への信頼性は一時的に減退したが、東欧諸国等への輸出実績をつくり、また、深刻な原子力事故発生が近年は報告されていないことから、ロシアの原子力技術への信頼が回復しているとも見られる。

⁴⁵日本原子力産業協会：フィンランドのオルキオ3号機で運転開始がさらに遅延の可能性、2018年10月5日 (<https://www.jaif.or.jp/181005-a>、アクセス日：2019年2月15日)など

⁴⁶仏EDFは、改良型EPRの開発を通じて、建設費用の削減、経済性の改善を目指しているとされている。

量をオークションにより一括的に調達するため、予見性や経済性の観点からメリットのある制度である。市場競争の中にあっても、確実に供給力確保を行うことで、需給ひっ迫と卸電力価格の高騰を回避して電気料金の安定化に寄与する。例えば、主として電力(kWh 価値)販売を行う原子力発電の場合、卸市場で kWh 価値の販売収入を得るほか、容量市場で kW 価値の販売収入を得られるため、容量市場の創設により、卸市場での投資回収リスクを一定程度、低減できる可能性もある。

また英国は、電力安定供給の確保、再エネや原子力等の低炭素電源導入の拡大、2050年までに温室効果ガス 80%削減を実現するため、差額決済契約方式での固定価格買取制度(FIT-CfD (Contract for Difference))を導入した(図 21)。同制度は、低炭素電源に対して、電力市場価格とあらかじめ決めた固定価格との差額を発電事業者と買取事業者の間で清算する制度である。電力市場価格(Reference price)が基準価格(Strike price)を下回る場合は発電事業者がその差分を受取り、上回る場合は発電事業者が差分を支払う。FIT-CfD は再エネの場合、入札に基づき基準価格が決定されるため、事業者間の競争原理によるコスト削減を促し、消費者負担の軽減に配慮した仕組みとなっている。一方、原子力の場合、基準価格は原子力の事業性の確保等を踏まえ決定されているため、適切な基準価格の決定が難しい面もあるとされる。しかし FIT-CfD は、電力価格の低迷の際にも一定の収入をもたらし、投資回収の予見可能性を高めて投資インセンティブの維持に貢献するため、原子力等の低炭素電源への投資を促す有効なツールの一つとしてみる事ができる。

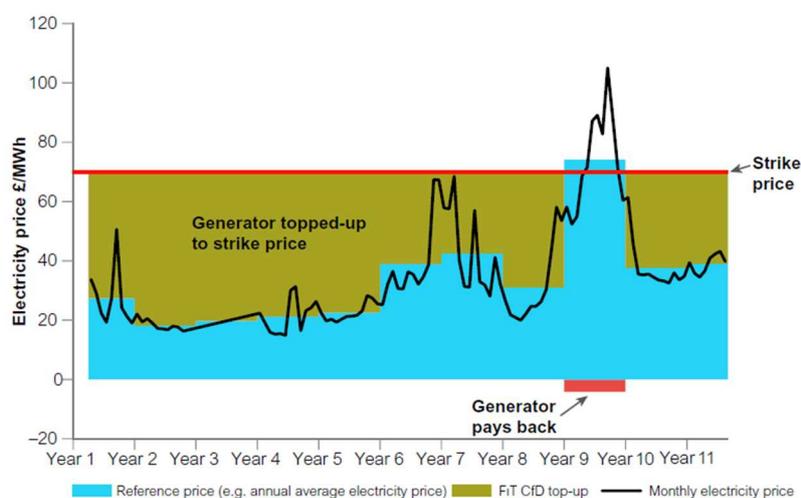


図 21 FIT-CfD のイメージ図

(注)電力市場価格(黒線)と基準価格(赤線)の差分のうち、図中の緑色部分を発電事業者は受け取る。また、黒線が赤線を上回っている部分(図中の赤色部分)について、発電事業者は買取事業者へ支払いを行なう。

(出典) UK, Department of Energy & Climate Change (現 : Department for Business, Energy & Industrial Strategy)

また米国では原子力建設コストに対する連邦政府の融資保証制度や発電税控除(PTC)が実施されてきたが、米国トランプ政権は現在、電力システムの安全・信頼性維持の観点から、原子力等への優遇措置案の検討に関して指示を行い、ボーグル原発など今後の原子力発電所新設を促すため、2018年2月に新設原子力発電所に対する発電税控除の適用期限延長に関する法案を成立させ、2020年12月末以降に運転開始する新設原子力発電所に対しても発電税控除が適用されることになっている⁴⁷。

3.5 再生可能エネルギーとの共存

福島原発事故以降、再エネへの関心が高まり、2012年の固定価格買取制度の実施以降、再エネは太陽光発電を中心に増加している。しかし、太陽光や風力発電は、単位面積当たりの発電出力が小さく、地理的に広く分散しているため、仮に原子力発電を代替する水準まで電気出力を得るには、大規模な送電線増強投資が必要となり、コスト負担が大きくなる。また太陽光、風力発電ともに、発電出力が大きく変動するため、電力システムの接続には調整力の確保が必須となり、定置用蓄電池や電力広域運用のための送電線増強が必要となり、コスト上昇要因となる。再エネとは異なり、原子力発電は安定的で安価な電力供給が可能のため、原子力と再エネのベストミックスをはかれば、再エネ大量導入によるコスト上昇を緩和し、より効率的な再エネ大量導入実現が可能になると考えられる。再エネの普及拡大、福島原発事故後のエネルギーに対する価値観の変化といった時代の要請にも適合した原子力利用と技術開発の推進が必要である。

一つは、原子力が潜在的に具備する高度な出力調整機能の活用が考えられる。原子力は運転費に対する燃料費の割合が低いことから、発電原価低減のためにベースロード運転で運用されてきたが、再エネ大量導入下では、出力調整運転(負荷追従運転)へのニーズも想定される。現状の原子力プラントでは、タービンに供給される蒸気流量を変更することで、最低出力までの出力抑制(50%の出力抑制)による日負荷追従運転(ロードフォロ)や、分オーダーでの自動周波数調整運転(AFC)、さらにはより短周期のガバナーフリー運転(GF)も技術的に可能であり、過去には国内でも実証試験が行われ、基本的な性能が確認されている⁴⁸。新型炉として位置づけられる高温ガス炉も出力調整運転が技術的に可能であるといわれ、再エネ普及との調和の上で優位性があると言える。欧米では、原子炉に対して出力調整運転を規定したグリッドコードがあり(日本では定められていない)、ある系統周波数変化に対する出力の変化速度や出力の変更幅等が定められている。このグリッドコードに従い、例えばフランスでは、出力を3割程度まで抑制する出力調整運転が行われており、これは火力発電とほぼ同様の運転モードといえる。現在、日本の電力市場制度設計において検討され

⁴⁷ 日本原子力産業協会：米国で発電税控除期限の延長含む超党派法案 成立、2018年2月14日 (<https://www.jaif.or.jp/180214-a>、アクセス日：2019年2月15日)

⁴⁸ 三宅修平講師：PWRプラントの負荷対応能について、原子力アゴラ調査専門委員会第6回地球環境問題対応検討・提言分科会、平成30年12月10日

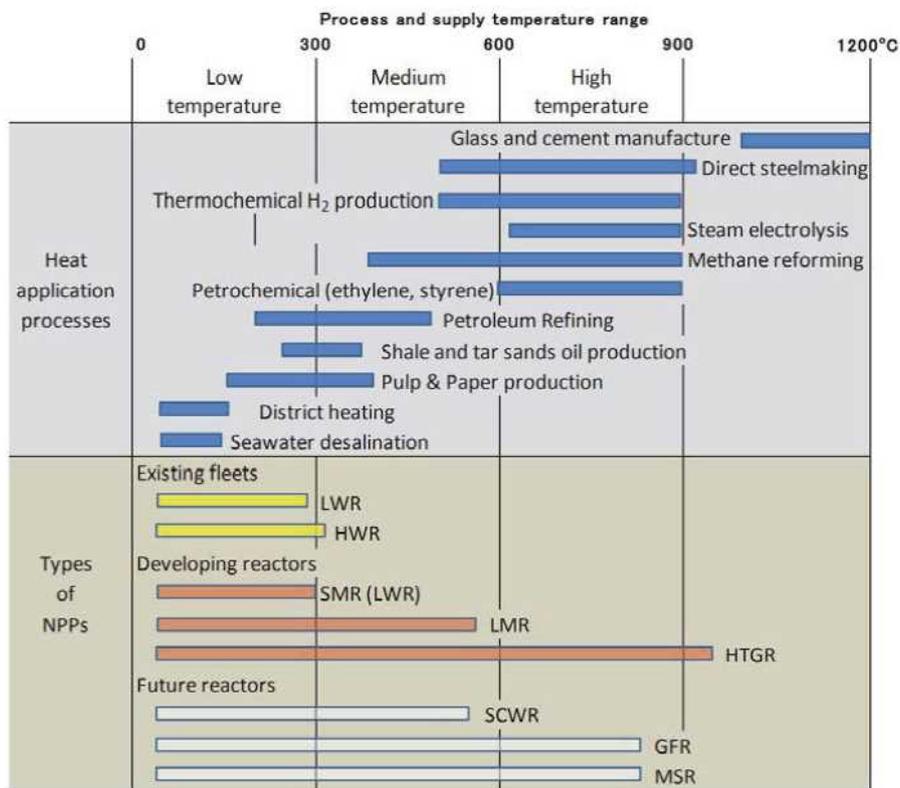
ている需給調整市場が将来整備されれば、出力調整(ΔkW)に対しても報酬が支払われるので、出力調整も視野に入れた新たな原子力ビジネスモデルも可能になりうる。

また、原子力発電と再エネとの共存を考える上で、熱により原子力発電の柔軟性を高める技術的方策も提案されている。一つは、系統用の定置用蓄電池は依然としてコストが高いため、高温熱で貯蔵する安価な熱貯蔵装置の導入が提案されている⁴⁹。このような熱貯蔵装置が電力系統に普及すれば、原子炉はベースロード運転を継続したまま、再エネも出力抑制することなく、余剰電力を熱として安価に貯蔵することが可能であり、貯蔵した高温熱は、熱需要の大きい化学プラントや製造プロセスで利用することで、ボイラ用等の化石燃料を削減して原子力の競争力を高めるほか、CO₂削減にも貢献しうる。また、再エネとの共存の上で、原子炉からの熱を直接貯蔵することも考えられる。原子炉は再エネと異なり、核エネルギーの熱を電気へ変換している。そのため、例えば太陽光発電の出力が増加して原子力発電の出力抑制が必要になった際、原子炉からの熱は最大出力のまま、その熱の一部を蓄熱して、原子力の発電出力の調整を行うことも提案されている。このようなシステムが構築できれば、再エネ出力の増減に対しても原子炉の熱出力は一定のまま原子力の電気出力を調整することで、再エネとの調和の取れた運転が原理的に可能となる。同様のメカニズムで、卸電力価格が安い際は蓄熱と電気出力抑制、電力価格が高くなった際は放熱と電気出力増加、卸市場での販売により、原子炉の経済性を高めることができる。

もしくは、再エネ出力増加や卸電力価格低下で原子炉の電気出力の抑制が必要になった際、原子炉の熱出力を直接コージェネレーションシステム(CGS)のように熱の需要のあるプラントで消費することも考えられる。炉型により原子炉熱出力の温度帯は 300℃～900℃であり、産業用熱需要も製油所や紙パルプ産業では 300℃、製鉄業では 600～900℃での熱需要があり(図 22)、炉型と需要サイドの熱出力特性が適合する形で熱利用が可能であれば、原子炉の出力調整能力を高めることができると考えられる。

原子力発電はこれまで経済優位性を主たる理由にベースロード電源として運用されてきたが、再エネ拡大による電力価格の大幅低下など、価格が変動する電力市場環境では、ベースロード運転だけでは原子力の価値を最大限発揮することはできなくなる。エネルギーの低炭素化に不可欠な原子力と社会的ニーズの高い再エネのベストミックスの観点から、原子力と再エネを電力システムの中で最適に調和、共存させ、原子力も再エネも最大限に有効活用する新たな技術開発やビジネスモデルの構築が求められる。またそれらを通じて、原子力はエネルギーシステム全体のイノベーションに貢献しうる重要な技術選択肢として位置づけられると考えられる。

⁴⁹Forsberg C. et al.: MIT-Japan Study Future of Nuclear Power in a Low-Carbon World: The Need for Dispatchable Energy, MIT-ANP-TR-171, 2017 (<http://energy.mit.edu/publication/future-nuclear-power-low-carbon-world-need-dispatchable-energy/>、アクセス日：2019年2月15日)



* H₂ — hydrogen, NPP — nuclear power plant, LWR — light water reactor, HWR — heavy water reactor, SMR — small, medium sized or modular reactor, LMR — liquid metal reactor, HTGR — high temperature gas reactor, SCWR — supercritical water reactor, GFR — gas cooled fast reactor, MSR — molten salt reactor

図 22 温度帯別での熱需要と原子炉熱出力

(出典) IAEA, Opportunities for Cogeneration with Nuclear Energy, IAEA Nuclear Energy Series No. NP-T-4.1, IAEA, Vienna, 2017

4. その他の諸課題

4.1 安全規制

原子力発電の追加的な安全対策への投資も原子力事業のリスクを高める要因となる。福島原発事故後、日本では原子力規制委員会により新規規制基準が策定され、原子力発電所の再稼働の認可には当該基準に適合する必要があるが、シビアアクシデント対策や津波対策等には多額の投資が必要となる。この追加投資が原子炉の残りの運転期間内で回収できなければ、原子力の採算性は確保できず、早期廃止が検討されうる。また電力自由化の競争環境では、投資回収の予見性が低下するため、事業者による自律的な最新の安全対策への投資判断にも影響を与えることが懸念される。わが国の原子力の建設単価は建設費の高騰が問題となっている欧米とは異なり、近年は安定的に推移しているが(図 23)、新規規制基準以降の安全対策投資の建設単価への影響を今後とも注視する必要がある。

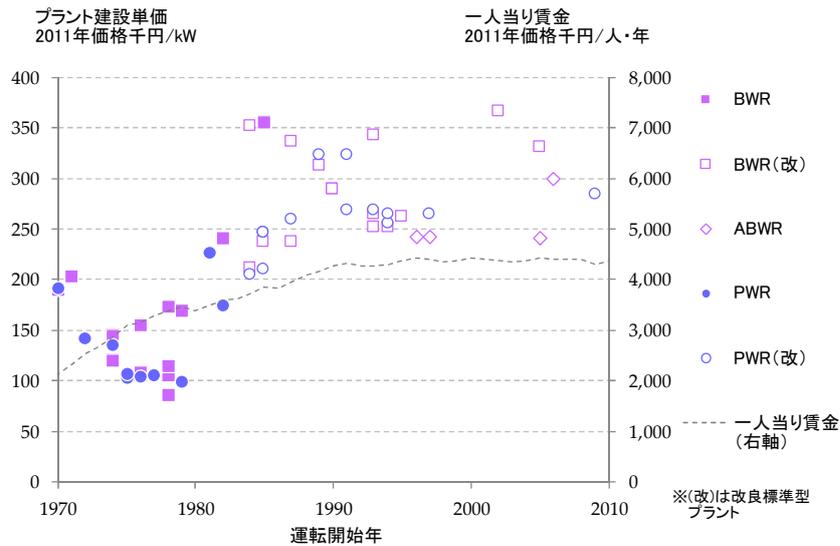


図 23 日本の原子力発電所の建設単価

(出典) 松尾委員、原子力発電の経済性評価、原子力アゴラ調査専門委員会 第3回地球環境問題対応検討・提言分科会、平成30年5月30日

また、原子力の安全規制に際しては、原子力発電が、輸入燃料費および電気料金上昇を抑制し、エネルギーセキュリティとともに環境問題の解決にも貢献する優れた電源であることを、規制当局と事業者が共有し、合理的な安全基準、規制体制を構築し、再稼働の迅速化が重要であると考えられる。日本では原子力発電は重要なベースロード電源として、2030年に原子力の電源比率を20%~22%とすることを目標に掲げているが、同目標を達成するには合計で約30基の原子力発電稼働が必要であり、2018年時点で新規基準に適合した15基(9基稼働済み)と審査中の12基が安定稼働する必要があるとあり、再稼働による目標実現は容易ではない。また、運転年数を60年とした場合でも、2050年の原子力発電量は現状に比べほぼ半減する可能性がある中であって(図8)、原子炉の運転期間を合理的に検討する必要もあると考えられる。現在、原子炉の停止期間も運転期間にカウントされるため、停止期間が長くなればそれだけ残存運転可能期間が減少することになる。そのため、安全性の確保が最優先であるが、停止期間中の設備の健全性を適切に検討することで、技術的見地より運転期間の考え方をより合理的に定義する必要もあると考えられる。

4.2 原子力防災

原子炉の安全・信頼性を高めると同時に、原子力災害時の対応強化も重要になる。福島第一原発事故は、その放射線影響により、立地周辺住民が避難を強いられ、社会全体に甚大な被害を与えた。原子力災害時においては、周辺環境等への放射線影響を最小化し、迅速な被害対応が必要であり、原発事故時のオフサイト(原発関連施設域外)への避難のあり方等に関して、地域防災計画の強化の重要性が高まっている。

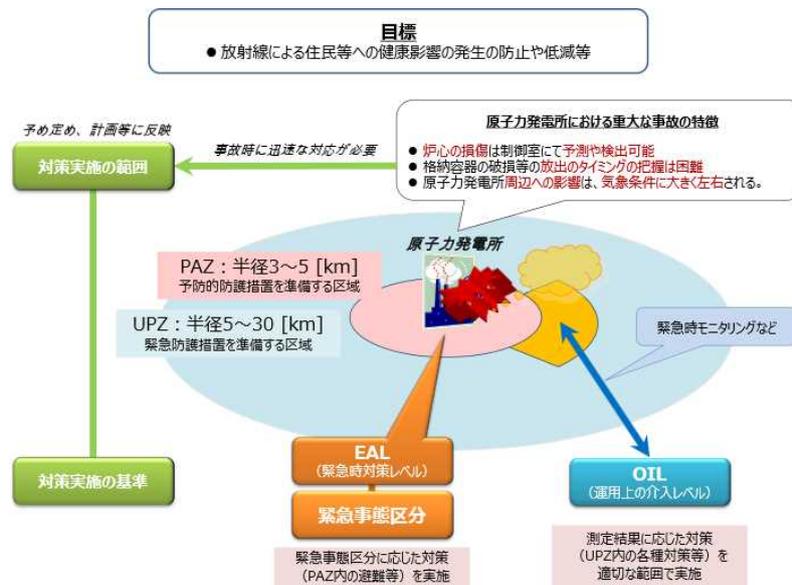


図 24 IAEA の安全文書等に示される原子力防災の考え方

(出典) 日本原子力研究開発機構(<https://www.jaea.go.jp/04/shien/research/EP005.html>,
アクセス日：2019年2月15日)

原子力規制委員会は2012年、政府、原子力事業者、自治体等による原子力災害の予防・事後対策強化をはかるため、原子力災害対策指針を定めた。同指針では、IAEAの国際基準や福島事故を踏まえ、原子力災害対策重点区域(重点的に原子力防災対策を行う区域)を設定し、また、緊急事態の判断基準(EAL)や、放射線量率等に基づく防護措置の判断基準(OIL)を設定、見直しを行った。

原子力災害対策重点区域は、福島事故以前は原子力発電所から8~10km圏であったが、事故後の原子力災害対策指針の策定により、30km圏(UPZ)まで拡大され、原子力の地域防災計画や避難計画も30km圏の範囲での設定が必要となり、防災計画の見直しが行われた(図24)。緊急事態の判断では、原子力災害の初期対応時の情報収集のほか、放射線防護のための避難準備などを迅速に判断するため、政府、事業者、自治体等の役割が整理された⁵⁰。しかし、福島原発事故では設計想定を超えた外部事象によりシビアアクシデントが発生したことで、災害時の応急措置や避難対応が立地自治体を超えた広範な範囲に拡大した。そのため、国や原子力事業者は、重点区域を超えた地理範囲も視野に入れた上で、原子力災害時のより広域的な応急対策も策定する必要があると考えられる。

4.3 放射性廃棄物

原子力発電の運転に伴って、放射性廃棄物が発生する。その中で、特に高レベル放射性廃

⁵⁰ 施設敷地緊急事態(EAL2)、全面緊急事態(EAL3)に加え、警戒事態(EAL1)が新たに設定され、早期に状況を把握する体制が整えられた。

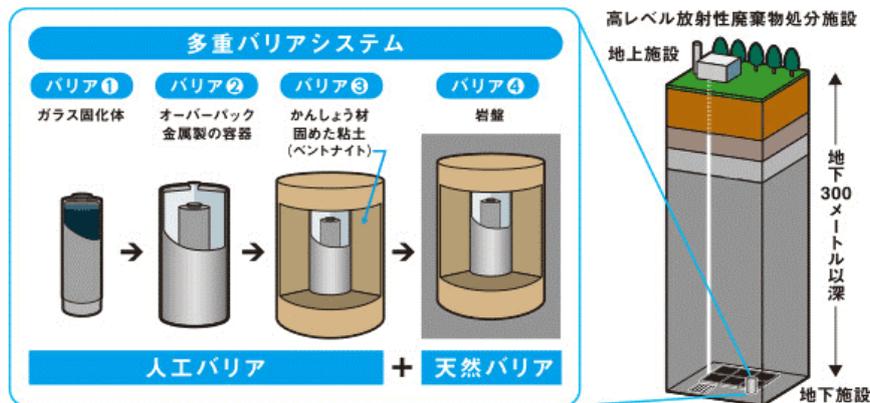


図 25 地層処分の概要

(出典) 原子力発電環境整備機構(<https://www.numo.or.jp/project/explanation-2.html>、アクセス日：2019年2月15日)

廃物は、放射能レベルが減退するまでに超長期の期間を要し、世界各国において、その処分施設建設に係る問題に直面している。地上での高レベル放射性廃棄物の管理は、地下に比較して自然災害の影響や人為的影響を受けやすく、リスクの観点から適当ではないとされている。そのため、様々な処分法が検討された中で、地下 300m 以深での安定した岩盤地層に高レベル放射性廃棄物を閉じ込め、社会環境から隔離する地層処分(図 25)が望ましいとの認識が現在、米国や欧州など国際的に共通の考え方になっている⁵¹。諸外国でも実際、高レベル放射性廃棄物の処分方法として地層処分が採用され、一部の国では既に処分場の場所が具体的に決定されている。フィンランド政府は世界で初めて、2015年11月にオルキオトの処分場建設を許可し、2016年12月より処分場の建設が開始され⁵²、スウェーデンでも処分場の建設許可申請がなされた。

しかし、日本では地層処分場の計画の遂行に一層の努力が必要な状況にある。2000年に「特定放射性廃棄物の最終処分に関する法律」(最終処分法)が成立したが、具体的進展がまだ見られていない。そこで政府は、最終処分法に基づく基本方針を2015年に改定し、国民や地域住民の理解を得るため、国が地層処分場の計画に積極的に関与することとされている。具体的には、地層処分に関する日本各地域の科学的特性を色分けして示した「科学的特性マップ」が2017年に作成、公表された。地層処分の上で「好ましい特性が確認できる可能性が相対的に高い地域」の所在が理解しやすくなっており、処分場建設の議論の土台となることが期待されている。引き続き、地層処分の具体的進展に向けて、海外の諸事例も踏

⁵¹ 一般的に、地下深部は酸素が少なく地上にくらべ腐食などの影響が少ない、適切な地層であれば放射性物質が地上から隔離され社会環境に影響を与えないとされている。

⁵² 日本原子力産業協会：フィンランドの最終処分場計画、実規模の処分試験実施へ、2018年6月25日 (<https://www.jaif.or.jp/180625-a>、アクセス日：2019年2月15日)など

まえて、国や原子力事業者が積極的に関与し、国民とのコミュニケーション活動の強化、原子力政策への高い信頼感の醸成に着実に取り組むことが重要であると考えられる。また、処分場の立地選定に際しては、処分場との共存を踏まえた上で、立地地域における地域社会としての持続的なビジョンを考える広範な視点が重要である。処分事業が地域の発展に貢献するように、国や原子力事業者が支援する枠組みの構築等が考えられる。