

日本のエネルギー政策の現状と課題

再生可能エネルギーは環境に優しいが高コストか



金融研究部 准主任研究員 原田 哲志
harada@nli-research.co.jp

※ 本稿は 2023 年 10 月 5 日発行「基礎研レポート」を
加筆・修正したものである。

1——日本のエネルギー供給を取り巻く環境

2022 年、家庭の電気代が高騰し家計への負担増加などが懸念され、大きな話題となった。経済産業省電力・ガス取引監視等委員会が公表するデータによれば、電力価格(低圧電灯)は 2021 年初め頃から上昇が続き、2023 年 1 月には 31.25 円/kwh まで上昇した(図表 1)。電気代の高騰は家庭だけでなく、企業のコストの増加につながり経済に悪影響を与える。特に電力を多く必要とする製造業においては、電気代の高騰が工場の運用コストに与える影響は大きい。

電気料金の急騰は天然ガスや石油、石炭といった火力発電に必要な燃料の価格が高騰したことが影響している(図表 2)。発電に用いられるエネルギー源の構成は国により大きく異なっており、化石燃料に依存する国はその価格の上昇の影響を受けやすい。図表 3 は各国の発電に用いられるエネルギー源の割合を示している¹。これを見ると、日本は天然ガス 34.5%、石炭 31.0%、石油その他 7.4%となっており、火力発電の割合が大きいことが特徴となっている。また、日本はこうした火力発電の燃料調達を海外からの輸入に頼っていることから、海外のエネルギー市場の動向や地政学リスクの影響を受けやすい状況となっている。脱炭素化に向けた再生可能エネルギーへの転換や地政学リスクが高まる中での安定的なエネルギー供給の確保が求められており、エネルギー政策への注目が高まっている。

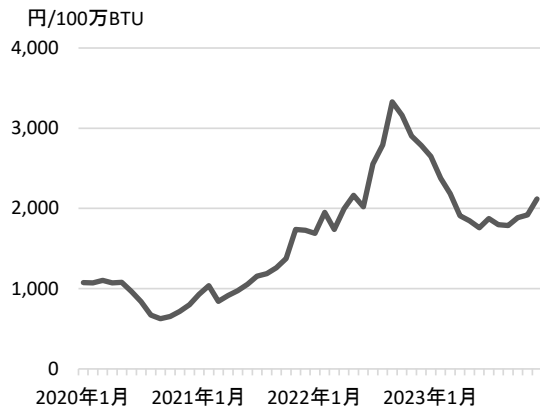
¹ 経済産業省資源エネルギー庁(2024)

図表1 電力価格(低圧電灯)の推移



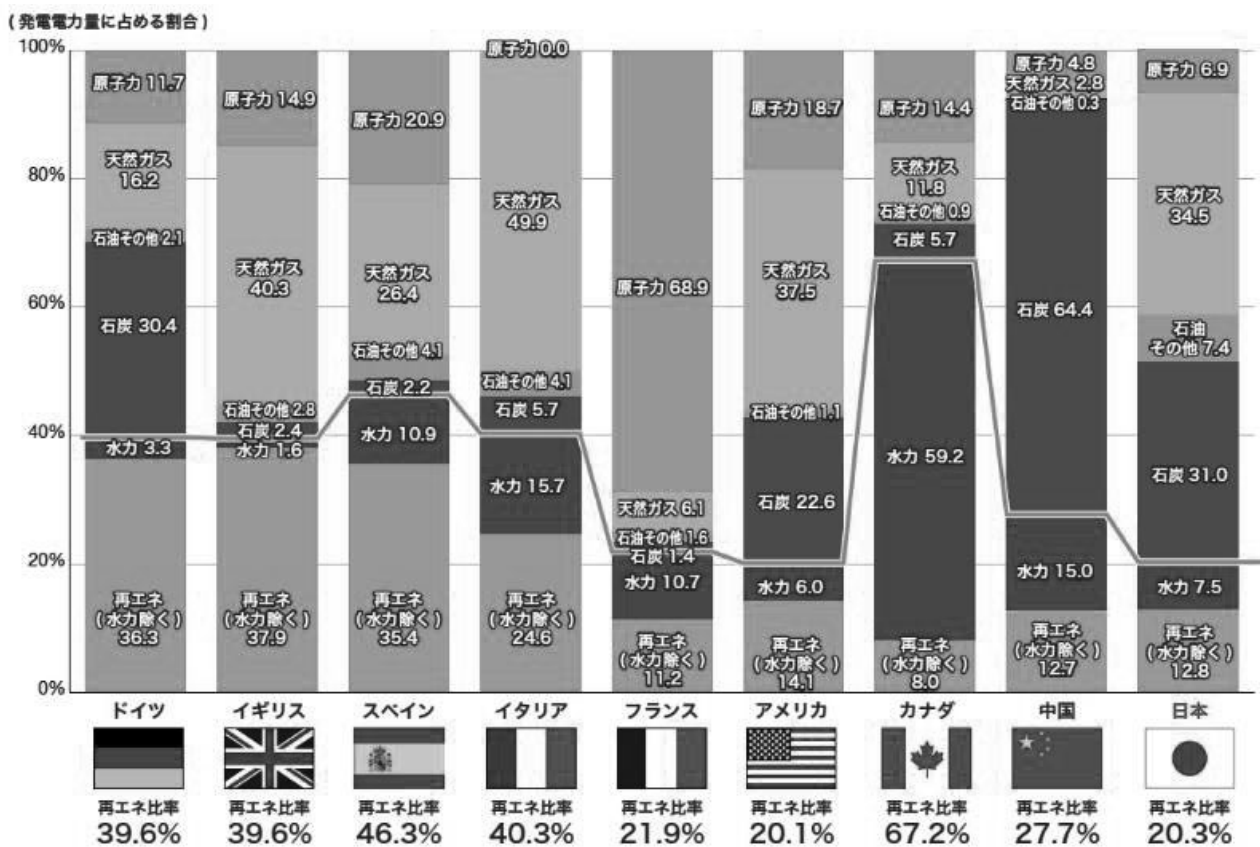
(資料) 経済産業省のデータをもとに筆者作成

図表2 天然ガス(日本輸入価格)の推移



(資料) 世界銀行、Bloomberg のデータをもとに筆者作

図表3 主要国のエネルギーミックスと再エネ比率



(資料) 経済産業省資源エネルギー庁

2—世界的な再生可能エネルギー価格の低下

脱炭素化に向けた再生可能エネルギーへの転換はエネルギー政策における大きな課題となっている。これは日本だけでなく世界各国が再生可能エネルギーの導入や開発を進めている。こうしたことから、近年では太陽光発電をはじめとした再生可能エネルギーを取り巻く環境は大きく変化し

ている。生産量の増加による規模のメリットの向上や技術革新により、太陽光発電をはじめとした再生可能エネルギーのコストの大幅な低下が続いている。

研究開発投資により既存分野での太陽光発電のコストが大幅に低下するとともに、立地制約の克服と更なる太陽光発電の導入拡大を目指し、高効率、軽量、曲面追従といった優れた特性を持つ次世代の太陽電池の開発が進められている²。

再生可能エネルギーのコストが大幅に低下したことから、再生可能エネルギーは火力発電や原子力発電といった従来のエネルギー源よりも低コストのエネルギー源となりつつある。

経済産業省は、2030年に向けたエネルギー政策の議論の参考材料となる電源別発電コストの試算では、「太陽光のコストは石油・石炭火力や原子力を下回る」との結果を公表している。これによれば、太陽光(事業用)の発電コストは8.2~11.8円/kwhとなっており、石油火力24.9~27.6円/kwh、LNG火力10.7~14.3円/kwh、原子力11.7~円/kwhなどを概ね下回っている(図表4)³。

ただし、電源別のコストの比較では、太陽光や風力といった自然変動電源の大量導入により、火力発電の効率低下や揚水発電の活用などに伴う費用が高まることを考慮する必要がある⁴。電力はその周波数を一定に保つために常に需要に合わせて供給を調整し、バランスを保つ必要があるためである。しかし、太陽光や風力の発電量は天候・時間帯といった気象条件により変動する。このため、発電量の変動を吸収することが必要となり、LNG、石炭、揚水発電などの出力を調整する必要がある。

少ない調整電源で大きな調整力を発揮するには、原子力発電などコストは比較的安い出力調整が困難な電源よりも LNG 火力などコストは高いが調整しやすい電源を多用することが必要となる。この結果、電力システム全体のコストが上昇することを考慮する必要がある(図表5)⁵。

図表4 2030年の電源別発電コスト試算結果

| 電源 | 石炭火力 | LNG火力 | 原子力 | 石油火力 | 陸上風力 | 洋上風力 | 太陽光(事業用) | 太陽光(住宅) |
|-------------------------------|--------------------------|--------------------------|------------------|--------------------------|------------------------|----------------|------------------------|------------------------|
| 発電コスト(円/kWh) ※()は政策経費なしの値 | 13.6~22.4 (13.5~22.3) | 10.7~14.3 (10.6~14.2) | 11.7~ (10.2~) | 24.9~27.6 (24.8~27.5) | 9.8~17.2 (8.3~13.6) | 25.9 (18.2) | 8.2~11.8 (7.8~11.1) | 8.7~14.9 (8.5~14.6) |
| 設備利用率 | 70% | 70% | 70% | 30% | 25.40% | 33.20% | 17.20% | 13.80% |
| 稼働年数 | 40年 | 40年 | 40年 | 40年 | 25年 | 25年 | 25年 | 25年 |

| 電源 | 小水力 | 中水力 | 地熱 | H ² 燃料(混焼、5%) | H ² 燃料(専焼) | ガスコジェネ | 石油コジェネ |
|-------------------------------|----------------|---------------|----------------|--------------------------|-----------------------|------------------------|--------------------------|
| 発電コスト(円/kWh) ※()は政策経費なしの値 | 25.2 (22.0) | 10.9 (8.7) | 16.7 (10.9) | 14.1~22.6 (13.7~22.2) | 29.8 (28.1) | 9.5~10.8 (9.4~10.8) | 21.5~25.6 (21.5~25.6) |
| 設備利用率 | 60% | 60% | 83% | 70% | 87% | 72.30% | 36% |
| 稼働年数 | 40年 | 40年 | 40年 | 40年 | 40年 | 30年 | 30年 |

(資料)経済産業省資源エネルギー庁

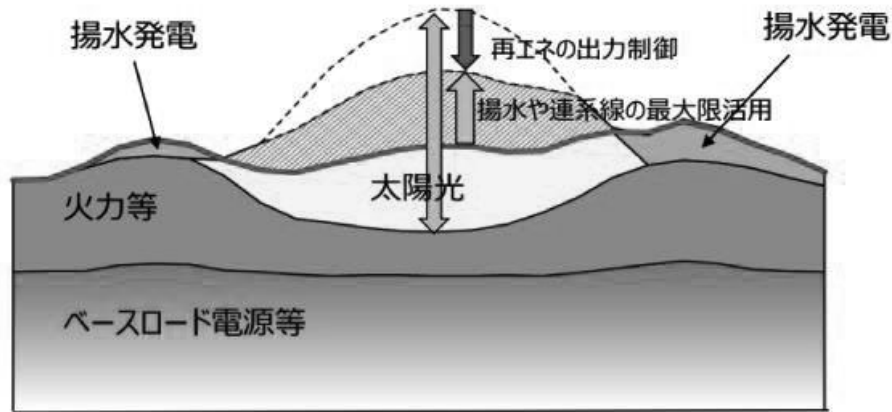
² 内閣府(2020)

³ 経済産業省資源エネルギー庁(2021a)

⁴ 揚水発電とは夜間や休日昼間など電力需要が少ない時間帯に水を汲み上げておき、平日昼間など電力需要が高い時間帯に汲み上げた水を利用して発電する水力発電を指す。

⁵ 経済産業省資源エネルギー庁(2021b)

図表5 電力の出力調整のイメージ



(資料)経済産業省資源エネルギー庁

また、日本の再生可能エネルギーの価格は大幅に低下しているものの、諸外国と比べた場合その価格はまだまだ高止まりしている状況にある(図表6、7)。

資源エネルギー庁は「太陽光発電・風力発電ともに、(日本での)コストは着実に低減しているものの、依然として世界より高く、低減スピードも鈍化の傾向」と指摘している⁶。

日本でこれらのコストが高い理由としては①太陽光発電などの適地の不足に加えて、②施工効率の低さが挙げられる。

自然エネルギー財団が公表した「日本とドイツにおける太陽光発電のコスト比較」では、1000kwの設備容量の太陽光発電の標準的施工期間はドイツが2-3週間に対して、日本は4-5カ月と、施工期間に大きな差があることなどを指摘している⁷。

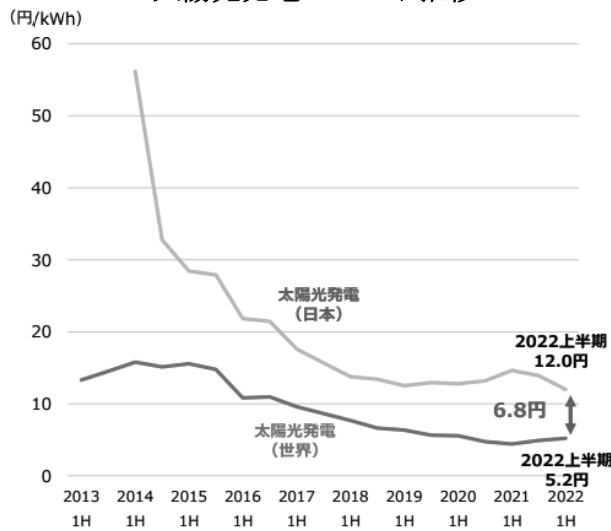
これはドイツでは太陽光パネルを載せる架台と基礎を一部一体化することでボルト留め作業が極力少なくなる架台が普及するなど、効率的に施工を行っていることが影響している。

日本のエネルギーコストは現状でも諸外国と比較して高い状況だが、安価な電源となりつつある再生可能エネルギーの導入が諸外国に遅れることでその差がさらに拡大することは、日本が産業競争で不利となることにつながりかねない。再生可能エネルギーの量的な拡大とともにコストや価格面での改善が、重要かつ喫緊の課題となっている。

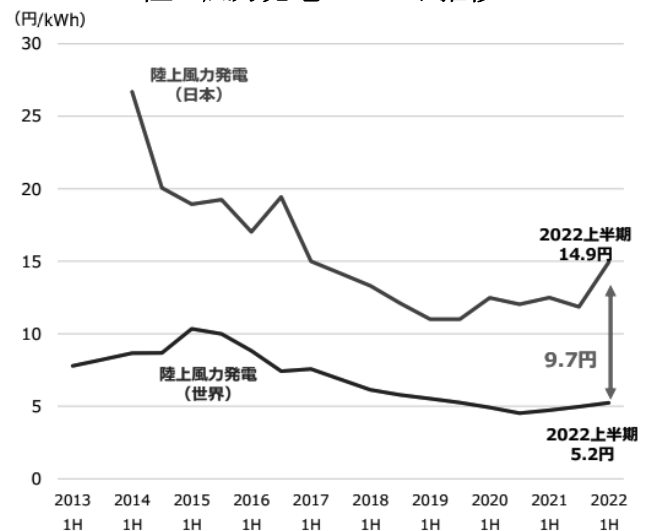
⁶ 経済産業省資源エネルギー庁(2023)

⁷ 自然エネルギー財団

図表6 世界と日本の太陽光発電のコスト推移



図表7 世界と日本の陸上風力発電のコスト推移



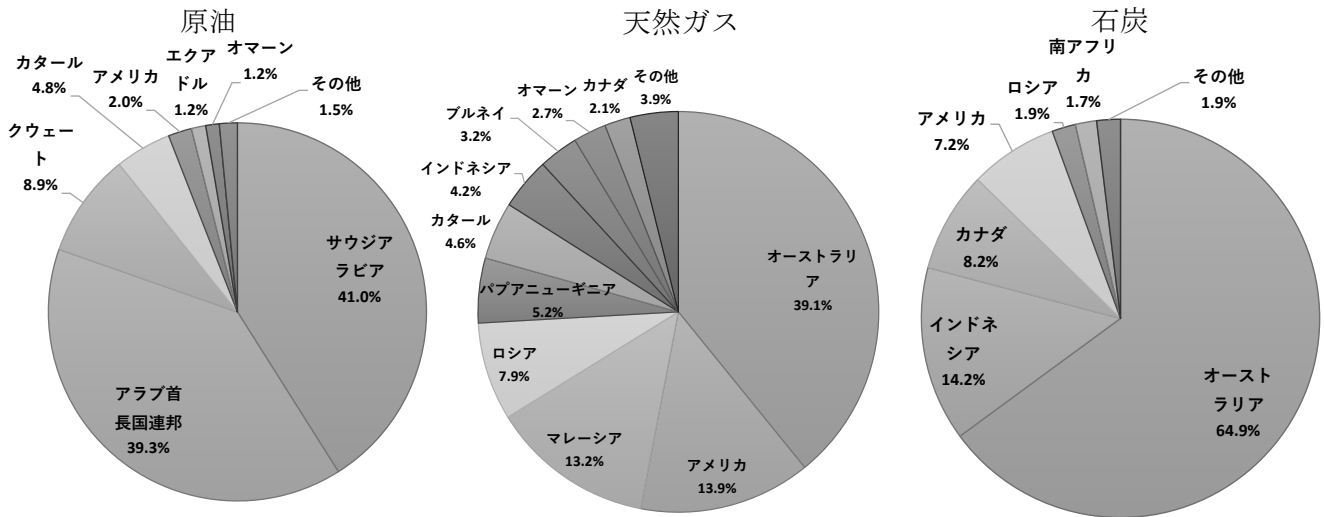
(資料) 経済産業省資源エネルギー庁

3—地政学リスクの高まり

安定的なエネルギーの供給の確保を考える上では、地政学リスクの影響を受けにくいエネルギー供給体制を構築していくことが求められる。しかし、現状では日本のエネルギーは特定の国に大きく依存している状況となっている。図表8は日本の化石燃料の輸入先を示している。これを見ると石炭の輸入先はオーストラリアが64.9%を占めている。また、原油の輸入先はサウジアラビアとアラブ首長国連邦の2カ国が8割以上を占めており特定の国からの輸入が大きな割合を占めていることが分かる。

特定の国からの輸入に依存することは、地政学リスクが顕在化した場合にエネルギー確保に大きな影響を受けることにつながる。2022年2月には、ロシアがウクライナに侵攻したことにより世界の貿易は混乱し、エネルギーや食糧をはじめ様々なものの供給網が寸断された。こうした場合にもエネルギーの安定供給を維持するためには、エネルギー資源の輸入先の分散化や国産のエネルギーとなる再生可能エネルギーの普及が、エネルギーの安全保障の面から求められている。

図表8 日本の化石燃料の輸入先(2021年度)



(資料)財務省貿易統計をもとに筆者作成

4—日本のエネルギー政策の今後の課題

ここまでで述べたように、再生可能エネルギーの活用やエネルギーの安定供給に向けた取組みが進められているが、多くの課題が残されている。

現在では、太陽光発電をはじめとした再生可能エネルギー施設の増加に伴って、近隣住民とのトラブルなども増加しており、再生可能エネルギー施設の地域社会との共生が課題となっている。

2023年に成立したグリーントランスフォーメーション(GX)実現に向けた関連法の整備を行う「GX脱炭素電源法」では①地域と共生した再エネの最大限の導入拡大支援と②安全確保を大前提とした原子力の活用を柱とした法整備を進めている⁸。

①の再エネの導入拡大支援では、再エネを効果的に活用するための送電網の整備や投資促進、地域住民と再エネ施設の共生を目指した事業規律強化に関する制度の整備を行う。再生可能エネルギーの固定価格買取制度(Feed-in Tariff:FIT)の認定要件に事業内容の周辺地域に対する事前周知を追加することや事業者委託先に対する監督義務を課し委託先を含め関係法令遵守等を徹底することで、地域社会に配慮した再生可能エネルギー施設の開発を行う。

②の原子力の活用では、電力の安定供給に向けて原子力発電の安全対策強化と再稼働・長期稼働に向けた法改正を行う。原子力発電は電力の安定供給と脱炭素化を両立できることから、安全最優先で再稼働・長期稼働を進める。

多くの課題があるが、カーボンニュートラルの実現やエネルギーコストの低減による産業競争力の強化には、再生可能エネルギーのさらなる活用は避けられないものとなっている。またそれに加えて地域や社会との共生、エネルギーの安定供給といった社会の要請をふまえたエネルギー供給体制を構築していくことが求められている。エネルギー政策の動向に引き続き注目していきたい。

⁸ 内閣府(2023)

【参考文献】

経済産業省資源エネルギー庁(2024)、「日本のエネルギー 2023 年度版 『エネルギーの今を知る 10 の質問』」2024 年 2 月

内閣府(2020)、「革新的環境イノベーション戦略」、2020 年 1 月 21 日

経済産業省資源エネルギー庁(2021a)「電気をつくるには、どんなコストがかかる?」、2021 年 12 月 28 日

経済産業省資源エネルギー庁(2021b)、「電力ネットワークの次世代化」、2021 年 9 月 7 日

経済産業省資源エネルギー庁(2023)、「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」、2020 年 10 月

自然エネルギー財団、「日本とドイツにおける太陽光発電のコスト比較～日本の太陽光発電はなぜ高いか～」

内閣府(2023)、「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【GX 脱炭素電源法】の概要」、2023 年 2 月 28 日