



第4回

日本のエネルギー政策
海外のエネルギー需給の状況
エネルギーコスト

1. 東京電力福島第一原子力発電所事故後の歩み

- 東日本大震災及び東京電力福島第一原子力発電所事故からまもなく14年が経過するが、東京電力福島第一原子力発電所事故の経験、反省と教訓を肝に銘じて取り組むことが、引き続きエネルギー政策の原点。
- 足下、ALPS処理水の海洋放出、燃料デブリの試験的取出し成功等の進捗や、福島イノベーション・コースト構想の進展もあり、オンサイト・オフサイトともに取組を進めているところ。政府の最重要課題である、福島の復興・再生に向けて最後まで取り組んでいくことは、引き続き政府の責務である。

2. 第6次エネルギー基本計画策定以降の状況変化

- 他方で、第6次エネルギー基本計画策定以降、我が国を取り巻くエネルギー情勢は、以下のように大きく変化。こうした国内外の情勢変化を十分踏まえた上でエネルギー政策の検討を進めていく必要。
 - － ロシアによるウクライナ侵略や中東情勢の緊迫化などの経済安全保障上の要請が高まる。
 - － DXやGXの進展に伴う電力需要増加が見込まれる。
 - － 各国がカーボンニュートラルに向けた野心的な目標を維持しつつも、多様かつ現実的なアプローチを拡大。
 - － エネルギー安定供給や脱炭素化に向けたエネルギー構造転換を、経済成長につなげるための産業政策が強化されている。

3. エネルギー政策の基本的視点（S+3E）

- エネルギー政策の要諦である、S+3E（安全性、安定供給、経済効率性、環境適合性）の原則は維持。
- 安全性を大前提に、エネルギー安定供給を第一として、経済効率性の向上と環境への適合を図る。

4. 2040年に向けた政策の方向性

- DXやGXの進展による電力需要増加が見込まれる中、それに見合った脱炭素電源を国際的に遜色ない価格で確保できるかが我が国の産業競争力に直結する状況。2040年度に向けて、本計画と「GX2040ビジョン」を一体的に遂行。
- すぐに使える資源に乏しく、国土を山と深い海に囲まれるなどの我が国の固有事情を踏まえれば、エネルギー安定供給と脱炭素を両立する観点から、再生可能エネルギーを主力電源として最大限導入するとともに、特定の電源や燃料源に過度に依存しないようバランスのとれた電源構成を目指していく。
- エネルギー危機にも耐えうる強靱なエネルギー需給構造への転換を実現するべく、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、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。
- 2040年に向け、経済合理的な対策から優先的に講じていくといった視点が不可欠。S+3Eの原則に基づき、脱炭素化に伴うコスト上昇を最大限抑制するべく取り組んでいく。

5. 省エネ・非化石転換

- エネルギー危機にも耐えうる需給構造への転換を進める観点で、徹底した省エネの重要性は不変。加えて、今後、2050年に向けて排出削減対策を進めていく上では、電化や非化石転換が今まで以上に重要となる。CO2をどれだけ削減できるかという観点から経済合理的な取組を導入すべき。
- 足下、DXやGXの進展による電力需要増加が見込まれており、半導体の省エネ性能の向上、光電融合など最先端技術の開発・活用、これによるデータセンターの効率改善を進める。工場等での先端設備への更新支援を行うとともに、高性能な窓・給湯器の普及など、住宅等の省エネ化を制度・支援の両面から推進する。トップランナー制度やベンチマーク制度等を継続的に見直しつつ、地域での省エネ支援体制を充実させる。
- 今後、電化や非化石転換にあたって、特に抜本的な製造プロセス転換が必要となるエネルギー多消費産業について、官民一体で取組を進めることが我が国の産業競争力の維持・向上に不可欠。

6. 脱炭素電源の拡大と系統整備

<総論>

- DXやGXの進展に伴い、電力需要の増加が見込まれる中、それに見合った脱炭素電源の確保ができなかったために、国内産業立地の投資が行われず、日本経済が成長機会を失うことは、決してあってはならない。
- 再生可能エネルギーか原子力かといった二項対立的な議論ではなく、脱炭素電源を最大限活用すべき。
- こうした中で、脱炭素電源への投資回収の予見性を高め、事業者の積極的な新規投資を促進する事業環境整備及び、電源や系統整備といった大規模かつ長期の投資に必要な資金を安定的に確保していくためのファイナンス環境の整備に取り組むことで、脱炭素電源の供給力を抜本的に強化していく必要がある。

<再生可能エネルギー>

- S+3Eを大前提に、電力部門の脱炭素化に向けて、再生可能エネルギーの主力電源化を徹底し、関係省庁が連携して施策を強化することで、地域との共生と国民負担の抑制を図りながら最大限の導入を促す。
- 国産再生可能エネルギーの普及拡大を図り、技術自給率の向上を図ることは、脱炭素化に加え、我が国の産業競争力の強化に資するものであり、こうした観点からも次世代再生可能エネルギー技術の開発・社会実装を進めていく必要がある。
- 再生可能エネルギー導入にあたっては、①地域との共生、②国民負担の抑制、③出力変動への対応、④イノベーションの加速とサプライチェーン構築、⑤使用済太陽光パネルへの対応といった課題がある。
- これらの課題に対して、①事業規律の強化、②FIP制度や入札制度の活用、③地域間連系線の整備・蓄電池の導入等、④ペロブスカイト太陽電池（2040年までに20GWの導入目標）や、EEZ等での浮体式洋上風力、国の掘削調査やワンストップでの許認可フォローアップによる地熱発電の導入拡大、次世代型地熱の社会実装加速化、自治体が主導する中小水力の促進、⑤適切な廃棄・リサイクルが実施される制度整備等の対応。
- 再生可能エネルギーの主力電源化に当たっては、電力市場への統合に取り組み、系統整備や調整力の確保に伴う社会全体での統合コストの最小化を図るとともに、次世代にわたり事業継続されるよう、再生可能エネルギーの長期安定電源化に取り組む。

6. 脱炭素電源の拡大と系統整備（続き）

<原子力>

- 原子力は、優れた**安定供給性**、**技術自給率**を有し、**他電源と遜色ないコスト水準**で**変動も少なく**、また、**一定出力で安定的に発電可能**等の特長を有する。こうした特性は**データセンターや半導体工場等の新たな需要ニーズにも合致**することも踏まえ、国民からの信頼確保に努め、安全性の確保を大前提に、必要な規模を持続的に活用していく。
- **立地地域との共生に向けた政策や国民各層とのコミュニケーションの深化・充実、核燃料サイクル・廃炉・最終処分**といった**バックエンドプロセスの加速化**を進める。
- 再稼働については、安全性の確保を大前提に、**産業界の連携、国が前面に立った理解活動、原子力防災対策等、再稼働の加速に向け官民を挙げて取り組む**。
- 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・設置**については、地域の産業や雇用の維持・発展に寄与し、地域の理解が得られるものに限り、**廃炉を決定した原子力発電所を有する事業者の原子力発電所のサイト内での次世代革新炉への建て替え**を対象として、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**。その他の開発などは、各地域における再稼働状況や理解確保等の進展等、今後の状況を踏まえて検討していく。
- **次世代革新炉（革新軽水炉・小型軽水炉・高速炉・高温ガス炉・フュージョンエネルギー）の研究開発**等を進めるとともに、**サプライチェーン・人材の維持・強化**に取り組む。

<火力>

- 火力は、温室効果ガスを排出するという課題もある一方、足下の供給の7割を満たす**供給力、再エネ等による出力変動等**を補う**調整力**、系統の安定性を保つ**慣性力・同期化力**等として、重要な役割を担っている。
- 足下の電力需給も予断を許さない中、火力全体で**安定供給に必要な発電容量（kW）を維持・確保しつつ、非効率な石炭火力を中心に発電量（kWh）を減らしていく**。具体的には、**トランジション手段としてのLNG火力の確保**、水素・アンモニア、CCUS等を活用した**火力の脱炭素化**を進めるとともに、**予備電源制度**等の措置について不断の検討を行う。

* CCUS : Carbon dioxide Capture, Utilization and Storage（二酸化炭素回収・有効利用・貯留）

6. 脱炭素電源の拡大と系統整備（続き）

<次世代電力ネットワークの構築>

- 電力の安定供給確保と再生可能エネルギーの最大限の活用を実現しつつ、電力の将来需要を見据えタイムリーな電力供給を可能とするため、地域間連系線、地内基幹系統等の増強を着実に進める。更に、蓄電池やDR等による調整力の確保、系統・需給運用の高度化を進めることで、再生可能エネルギーの変動性への柔軟性も確保する。

7. 次世代エネルギーの確保/供給体制

- 水素等（アンモニア、合成メタン、合成燃料を含む）は、幅広い分野での活用が期待される、カーボンニュートラル実現に向けた鍵となるエネルギーであり、各国でも技術開発支援にとどまらず、資源や適地の獲得に向けて水素等の製造や設備投資への支援が起こり始めている。こうした中で我が国においても、技術開発により競争力を磨くとともに、世界の市場拡大を見据えて先行的な企業の設備投資を促していく。また、バイオ燃料についても導入を推進していく。
- また、社会実装に向けては、2024年5月に成立した水素社会推進法等に基づき、「価格差に着目した支援」等によりサプライチェーンの構築を強力に支援し、更なる国内外を含めた低炭素水素等の大規模な供給と利用に向けては、規制・支援一体的な政策を講じ、コストの低減と利用の拡大を両輪で進めていく。

8. 化石資源の確保/供給体制

- 化石燃料は、足下、我が国のエネルギー供給の大宗を担っている。安定供給を確保しつつ現実的なトランジションを進めるべく、資源外交、国内外の資源開発、供給源の多角化、危機管理、サプライチェーンの維持・強靱化等に取り組む。
- 特に、現実的なトランジションの手段としてLNG火力を活用するため、官民一体で必要なLNGの長期契約を確保する必要。技術革新が進まず、NDC実現が困難なケースも想定して、LNG必要量を想定。
- また、災害の多い我が国では、可搬かつ貯蔵可能な石油製品やLPガスの安定調達と供給体制確保も「最後の砦」として重要であり、SSによる供給ネットワークの維持・強化に取り組む。

9. CCUS・CDR

- CCUSは、電化や水素等を活用した非化石転換では脱炭素化が困難な分野においても脱炭素を実現するため、エネルギー安定供給、経済成長、脱炭素の同時実現に不可欠であり、CCS事業への投資を促す支援制度の検討、コスト低減に向けた技術開発、貯留地開発等に取り組む。
- CDRは、残余排出を相殺する手段として必要であり、環境整備、市場の創出、技術開発の加速に向けて取り組んでいく。

* CDR : Carbon Dioxide Removal (二酸化炭素除去)

10. 重要鉱物の確保

- 銅やレアメタル等の重要鉱物は、国民生活および経済活動を支える重要な資源であり、DXやGXの進展や、それに伴い見込まれる電力需要増加の対応にも不可欠である。他方で、鉱種ごとに様々な供給リスクが存在しており、安定的な供給確保に向けて、備蓄の確保に加え、供給源の多角化等に取り組むとともに国産海洋鉱物資源の開発にも取り組む。

11. エネルギーシステム改革

- システム改革は、安定供給の確保、料金の最大限の抑制、需要家の選択肢や事業者の事業機会の拡大を狙いとして進めてきており、これまでの取組を検証しながら更なる取組を進める必要がある。
- 特に、電力システム改革について、電力広域融通の仕組みの構築や小売自由化による価格の抑制、事業機会の創出といった点で、一定の進捗があった一方、DXやGXの進展に伴い電力需要増加が見込まれる中での供給力の確保や、燃料価格の急騰等による電気料金の高騰といった課題に直面している。
- こうした事態に対応するべく、安定供給を大前提に、価格への影響を抑制しつつGX実現の鍵となる電力システムの脱炭素化を進めるため、①脱炭素電源投資確保に向けた市場や事業環境、資金調達環境の整備、②電源の効率的活用・大規模需要の立地を見据えた電力ネットワークの構築、③安定的な量・価格での電力供給に向けた制度整備や規律の確保を進めていく。

12. 国際協力と国際協調

- 世界各国で脱炭素化に向けた動きが加速する一方、ロシアによるウクライナ侵略や中東情勢の緊迫化などの地政学リスクの高まりを受けてエネルギー安全保障の確保の重要性が高まっている。
- こうした中で、化石資源に乏しい我が国としては、世界のエネルギー情勢等を注視しつつ、包括的資源外交を含む二国間・多国間の様々な枠組みを活用した国際協力を通じて、エネルギー安全保障を、経済成長及び脱炭素と同時実現する形で進めていく。
- 特に、東南アジアは、我が国と同様、電力の大宗を火力に依存し、また経済に占める製造業の役割が大きく、脱炭素化に向けて共通の課題を抱えている。こうした中で、AZECの枠組みを通じて、各国の事情に応じた多様な道筋による現実的な形でアジアの脱炭素を進め、世界全体の脱炭素化に貢献していく。

* AZEC : Asia Zero Emission Community(アジア・ゼロエミッション共同体)

13. 国民各層とのコミュニケーション

- エネルギーは、日々の生活に密接に関わるものであり、エネルギー政策について、国民一人一人が当事者意識を持つことが何より重要となる。
- 国民各層の理解促進や双方向のコミュニケーションを充実させていく必要があり、そのためにも政府による情報開示や透明性を確保していく。特に、審議会等を通じた政策立案のプロセスについて、最大限オープンにし、透明性を高めていく。
- エネルギーに対する関心を醸成し、国民理解を深めるには、学校教育の現場でエネルギーに関する基礎的な知識を学習する機会を設けることも重要。また、若者を含む幅広い層とのコミュニケーションを充実させていく。

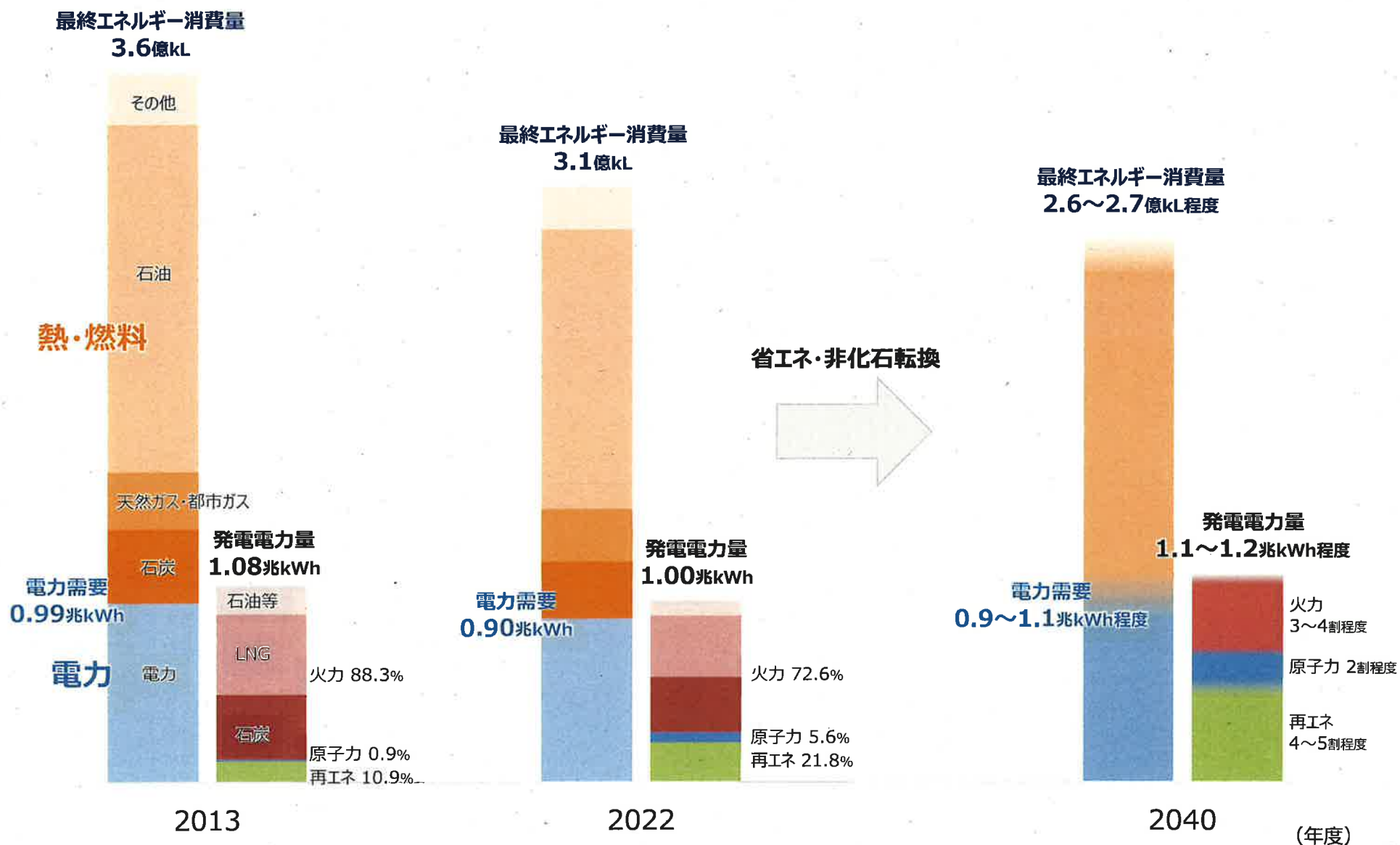
【参考】2040年度におけるエネルギー需給の見通し

- 2040年度エネルギー需給の見通しは、諸外国における分析手法も参考としながら、様々な不確実性が存在することを念頭に、複数のシナリオを用いた一定の幅として提示。

		2023年度 (速報値)	2040年度 (見通し)
エネルギー自給率		15.2%	3～4割程度
発電電力量		9854億kWh	1.1～1.2兆kWh程度
電源構成	再エネ	22.9%	4～5割程度
	太陽光	9.8%	23～29%程度
	風力	1.1%	4～8%程度
	水力	7.6%	8～10%程度
	地熱	0.3%	1～2%程度
	バイオマス	4.1%	5～6%程度
	原子力	8.5%	2割程度
火力		68.6%	3～4割程度
最終エネルギー消費量		3.0億kL	2.6～2.7億kL程度
温室効果ガス削減割合 (2013年度比)		22.9% ※2022年度実績	73%

(参考) 新たなエネルギー需給見通しでは、2040年度73%削減実現に至る場合に加え、実現に至らないシナリオ(61%削減)も参考値として提示。73%削減に至る場合の2040年度における天然ガスの一次エネルギー供給量は5300～6100万トン程度だが、61%削減シナリオでは7400万トン程度の見通し。

(参考) エネルギー需給の見通し (イメージ)



(注) 左のグラフは最終エネルギー消費量、右のグラフは発電電力量であり、送配電損失量と所内電力量を差し引いたものが電力需要。

最終エネルギー消費・一次エネルギー供給

	2013年度（実績）	2022年度（実績）	2040年度（見通し）
最終エネルギー消費量	3.6億kL	3.1億kL	2.6～2.7億kL程度
産業	1.7億kL	1.4億kL	1.4～1.5億kL程度
業務	0.6億kL	0.5億kL	0.4～0.5億kL程度
家庭	0.5億kL	0.5億kL	0.4～0.5億kL程度
運輸	0.8億kL	0.7億kL	0.3～0.4億kL程度
一次エネルギー供給量	5.4億kL	4.7億kL	4.2～4.4億kL程度
再エネ	0.5億kL	0.7億kL	1.1～1.3億kL程度
原子力	0.0億kL	0.1億kL	0.5億kL程度
水素等	—	—	0.2億kL程度
天然ガス	1.3億kL	1.0億kL	0.8～0.9億kL程度
石油	2.3億kL	1.7億kL	0.9～1.2億kL程度
石炭	1.4億kL	1.2億kL	0.4～0.5億kL程度
エネルギー自給率	6.5%	12.6%	3～4割程度

※ 水素等には、水素、アンモニア、合成燃料、合成メタンを含む。

電力需要・電源構成

	2013年度（実績）	2022年度（実績）	2040年度（見通し）
電力需要	0.99兆kWh	0.90兆kWh	0.9～1.1兆kWh程度
産業	0.36兆kWh	0.32兆kWh	0.38～0.41兆kWh程度
業務	0.32兆kWh	0.31兆kWh	0.29～0.30兆kWh程度
家庭	0.29兆kWh	0.26兆kWh	0.23～0.26兆kWh程度
運輸	0.02兆kWh	0.02兆kWh	0.04～0.10兆kWh程度
発電電力量	1.08兆kWh	1.00兆kWh	1.1～1.2兆kWh程度
再エネ	10.9%	21.8%	4～5割程度
太陽光	1.2%	9.2%	23～29%程度
風力	0.5%	0.9%	4～8%程度
水力	7.3%	7.7%	8～10%程度
地熱	0.2%	0.3%	1～2%程度
バイオマス	1.6%	3.7%	5～6%程度
原子力	0.9%	5.6%	2割程度
火力	88.3%	72.6%	3～4割程度

エネルギー起源CO₂排出量

	2013年度（実績）	2022年度（実績）	2040年度（見通し）
エネルギー起源CO ₂ 排出量	12.4億tCO ₂	9.6億tCO ₂ (2013年度比▲22%)	3.6～3.7億tCO ₂ 程度 (2013年度比▲70%程度)
産業	4.6億tCO ₂	3.5億tCO ₂	1.8～2.0億tCO ₂ 程度
業務	2.3億tCO ₂	1.8億tCO ₂	0.4～0.5億tCO ₂ 程度
家庭	2.0億tCO ₂	1.6億tCO ₂	0.4～0.6億tCO ₂ 程度
運輸	2.2億tCO ₂	1.9億tCO ₂	0.4～0.8億tCO ₂ 程度
その他転換	1.0億tCO ₂	1.0億tCO ₂	0.1～0.2億tCO ₂ 程度
CO ₂ 回収量	—	—	0.6～1.2億tCO ₂ 程度

參考資料

【モデルプラント方式の発電コスト】2023年の試算の結果概要

検証結果は、標準的な発電所を立地条件等を考慮せずに新規に建設し所定期間運用した場合の「総発電コスト」の試算値。政策支援を前提に達成すべき性能や価格目標とも一致しない。

1. 各電源のコスト面での特徴を踏まえ、どの電源に政策の力点を置くかといった、2040年に向けたエネルギー政策の議論の参考材料とするために試算。
2. 2023年に、発電設備を新設・運転した際のkWh当たりのコストを、一定の前提で機械的に試算したもの（既存設備を運転するコストではない）。
3. 事業者が現実に発電設備を建設する際は、下記の発電コストだけでなく様々な条件（立地制約・燃料供給制約等）が勘案され、総合的に判断される。

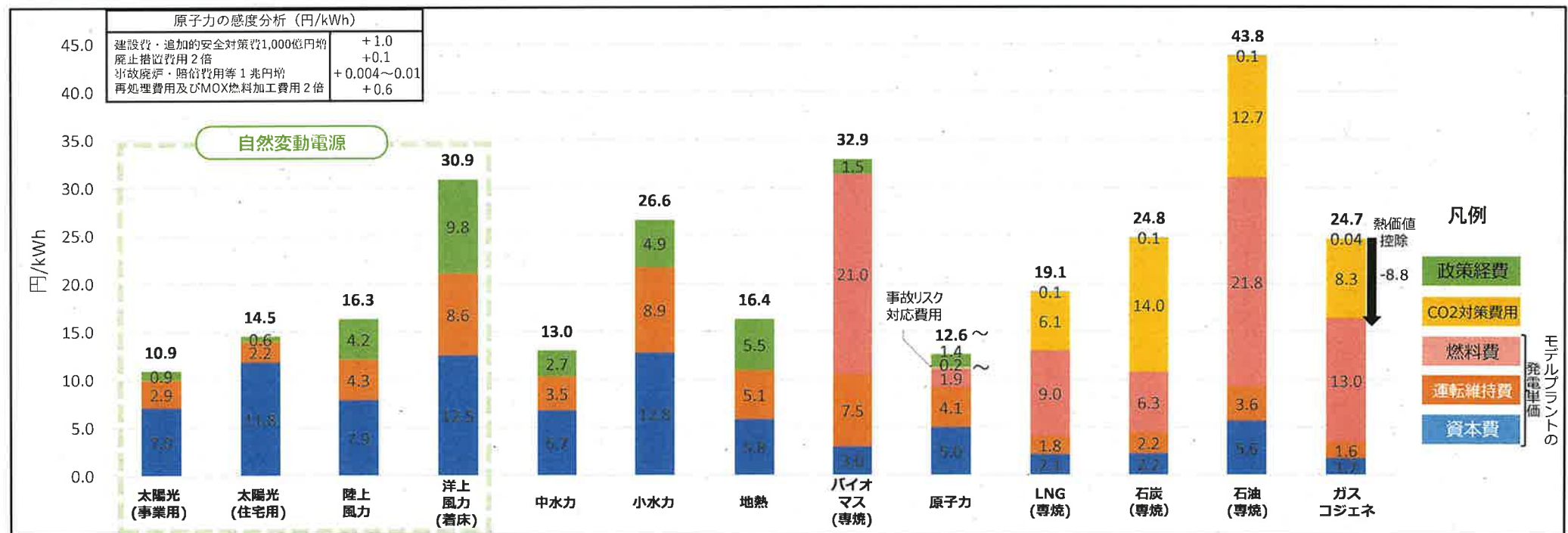
		自然変動電源				水力		地熱	バイオマス	原子力	火力			コジェネ
電源		太陽光 (事業用)	太陽光 (住宅用)	陸上風力	洋上風力 (着床)	中水力	小水力	地熱	バイオマス (専焼)	原子力	LNG (専焼)	石炭 (専焼)	石油 (専焼)	ガス コジェネ
LCOE (円/kWh)	政策経費 あり	10.9	14.5	16.3	30.9	13.0	26.6	16.1 16.8	32.9	12.6~	19.1	24.8	43.8	15.8 16.9
	政策経費 なし	10.0	14.0	12.1	21.1	10.3	21.7	10.9	31.4	11.2~	19.1	24.7	43.8	15.8 16.9
設備利用率		18.3%	15.8%	29.6%	30%	54.7%	54.4%	83%	87%	70%	70%	70%	30%	72.3%
稼働年数		25年	25年	25年	25年	40年	40年	40年	40年	40年	40年	40年	40年	30年

(注1) グラフの値は、IEA「World Energy Outlook 2024」の公表政策シナリオ（STEPS）のケースがベース。CO2価格はEU-ETSの2023年平均価格、コジェネはCIF価格で計算したコストを使用。その他の前提は、後述の、各電源ごとの「発電コストの内訳」（グラフ）のとおり。

(注2) 発電コスト検証WGで考慮した政策経費は、国際的に確立した手法では算入しないことが一般的であることから、政策経費を算入しないケースについても併せて記載することとした。

(注3) 四捨五入により合計が一致しないことがある。

(注4) 「CO2対策費用」は環境外部費用の一部を、便宜的にWEOで示された炭素価格に擬制したもの。



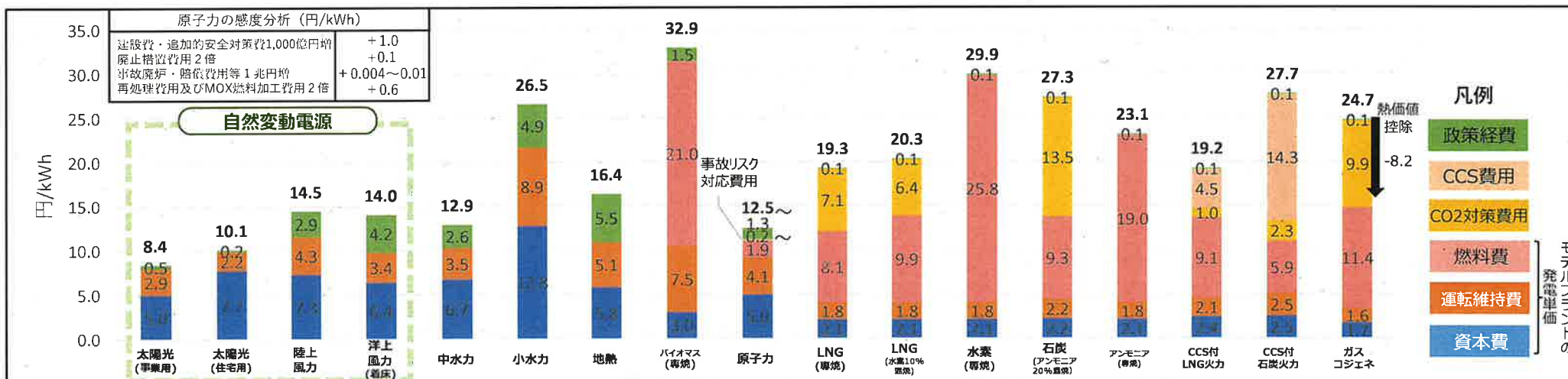
【モデルプラント方式の発電コスト】2040年の試算の結果概要

検証結果は、標準的な発電所を立地条件等を考慮せずに新規に建設し所定期間運用した場合の「総発電コスト」の試算値。政策支援を前提に達成すべき性能や価格目標とも一致しない。

1. 各電源のコスト面での特徴を踏まえ、どの電源に政策の力点を置くかといった、**2040年に向けたエネルギー政策の議論の参考材料**とするために試算。
2. **2040年に、発電設備を新設・運転した際のkWh当たりのコストを、一定の前提で機械的に試算したもの（既存設備を運転するコストではない）。**
3. 2040年のコストは、燃料費の見通し、設備の稼働年数・設備利用率、自然変動電源の導入量、気象状況などの**試算の前提を変えれば、結果は変わる**。また、今回想定されていない更なる技術革新などが起こる可能性にも留意する必要がある。
4. 事業者が**現実に発電設備を建設**する際は、下記の**発電コストだけではない様々な条件（立地制約・燃料供給制約等）が勘案され、総合的に判断**される。

		自然変動電源				水力		地熱	バイオマス	原子力	LNG	脱炭素火力						コジェネ
電源		太陽光 (事業用)	太陽光 (住宅用)	陸上 風力	洋上 風力 (着床)	中水力	小水力	地熱	バイオ マス (専焼)	原子力	LNG (専焼)	LNG (水素 10% 混焼)	水素 (専焼)	石炭 (アンモニア 20% 混焼)	アンモ ニア (専焼)	CCS付 LNG 火力	CCS付 石炭 火力	ガスコ ジェネ
LCOE (円 /kWh)	政策経 費あり	6.9	7.8	12.6	13.5	12.9	26.5	16.1	32.9	12.5~	16.0	16.9	24.4	21.1	21.0	17.1	26.6	16.5
	8.8	10.6	14.5	14.3	16.8	21.0	22.3	33.1	32.0	27.9	21.1	32.3	17.5					
	政策経 費なし	6.6	7.6	10.1	9.5	10.3	21.7	10.9	31.4	11.2~	15.9	16.8	24.3	21.0	20.9	17.0	26.5	16.4
		8.4	10.4	11.6	10.1						20.9	22.2	33.0	31.9	27.8	21.0	32.2	17.4
設備利用率		18.3%	15.8%	29.6%	40.2%	54.7%	54.4%	83%	87%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	72.3%
稼働年数		25年	25年	25年	25年	40年	40年	40年	40年	40年	40年	40年	40年	40年	40年	40年	40年	30年

- (注1) 表の値は将来の燃料価格、CO2対策費用、太陽光・風力の導入拡大に伴う機器価格低下などをどう見込むかにより、幅を持った試算となる。例えばCO2対策費用は、IEA「World Energy Outlook 2024」(WEO2024)における韓国の公表政策シナリオ(STEPS)とEUの表明公約シナリオ(APS)で幅を取っている。
- (注2) グラフの値は、WEO2024のSTEPSのケースがベース。CO2価格はWEO2024のEUのSTEPSのケース、水素・アンモニアは海外からブルー水素・ブルーアンモニアを輸入するケース、CCSはパイプライン輸送のケース、コジェネはCIF価格で計算したコストを使用。その他の前提は、後述の、各電源ごとの「発電コストの内訳」(グラフ)のとおり。
- (注3) 発電コスト検証WGで考慮した政策経費は、国際的に確立した手法では算入しないことが一般的であることから、政策経費を算入しないケースについても併せて記載することとした。
- (注4) 四捨五入により合計が一致しないことがある。
- (注5) 水素、アンモニア混焼は熱量ベース。
- (注6) 「CO2対策費用」は環境外部費用の一部を、便宜的にWEOで示された炭素価格に擬制したもの。

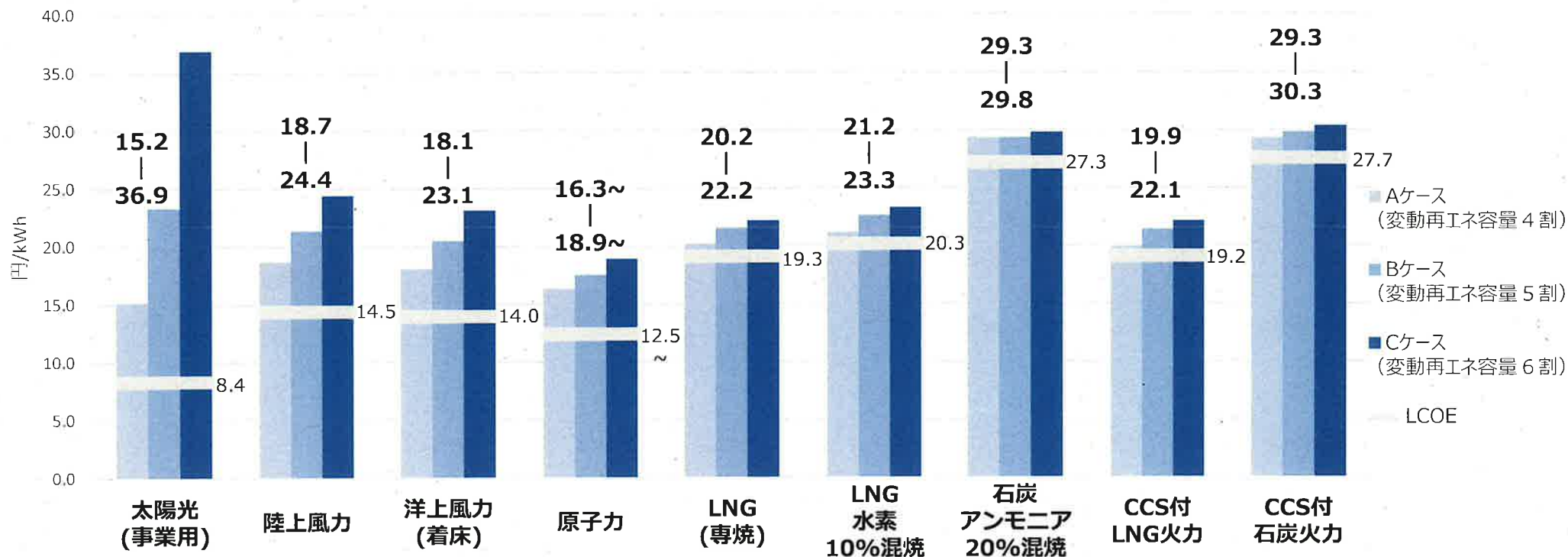


※ペロブスカイト太陽電池と浮体式洋上風力については、現時点では技術が開発途上であり費用の予見性が必ずしも高くないが、諸外国のコストデータをもとに作成したコスト算定モデルや、事業者の見積もりをもとに、一定の仮定を置いてコストを試算したところ、ペロブスカイト太陽電池は政策経費あり16.4円/kWh、政策経費なし15.3円/kWh、浮体式洋上風力は政策経費あり21.6~21.7円/kWh、政策経費なし14.9円/kWhとなった。(参考値)

【統合コストの一部を考慮した発電コスト】2040年の試算の結果概要

委員試算を踏まえた検証結果。
政策支援を前提に達成すべき
性能や価格目標とも一致しない。

- 太陽光や風力といった安定した供給が難しい電源の比率が増えていくと、電力システム全体を安定させるために電力システム全体で生じるコストも増加する。
電源別の発電コストを比較する際、従来から計算してきた①に加え、一定の仮定を置いて、②も算定した。
①新たな発電設備を建設・運転した際のkWh当たりのコストを、一定の前提で機械的に試算したもの（「LCOE」）
②ある電源を追加した場合、**電力システム全体に追加で生じるコスト**（例：他電源や蓄電池で調整するコスト）を考慮したコスト
（■ 統合コストの一部を考慮した発電コスト）
- 統合コストの一部を考慮した発電コストは、**既存の発電設備が稼働する中で、ある特定の電源を追加した際に電力システムに追加で生じるコスト**を計算している。具体的には、LNG火力など他の電源による調整、揚水や系統用蓄電池による蓄電・放電ロス、再エネの出力制御等に関するコストを加味する。
- 将来のコストは、燃料費の見通し、設備の稼働年数・設備利用率、ある特定の電源を追加した際に電力システムで代替されると想定される電源の設定（今回は、費用が一番高い石炭火力とした）などの**試算の前提を変えれば、結果は変わる**。今回は、3ケースについて算定。更なる技術革新などが起こる可能性も留意する必要あり。



※2040年の電源システムについて、一定程度、地域間連系線が増強され、系統用蓄電池が実装されているケースを想定しており、これらによる統合コストの引き下げ効果は、上記結果に加味されている。加えて、デマンドレスポンスを一定程度考慮した場合、統合コストの一部を考慮した発電コストが上記より低い水準になる。

※地域間連系線の増強費用や蓄電池の整備費用は、「ある特定の電源を追加した際に電力システム全体に追加で生じるコストではないため、計算には含まれない。

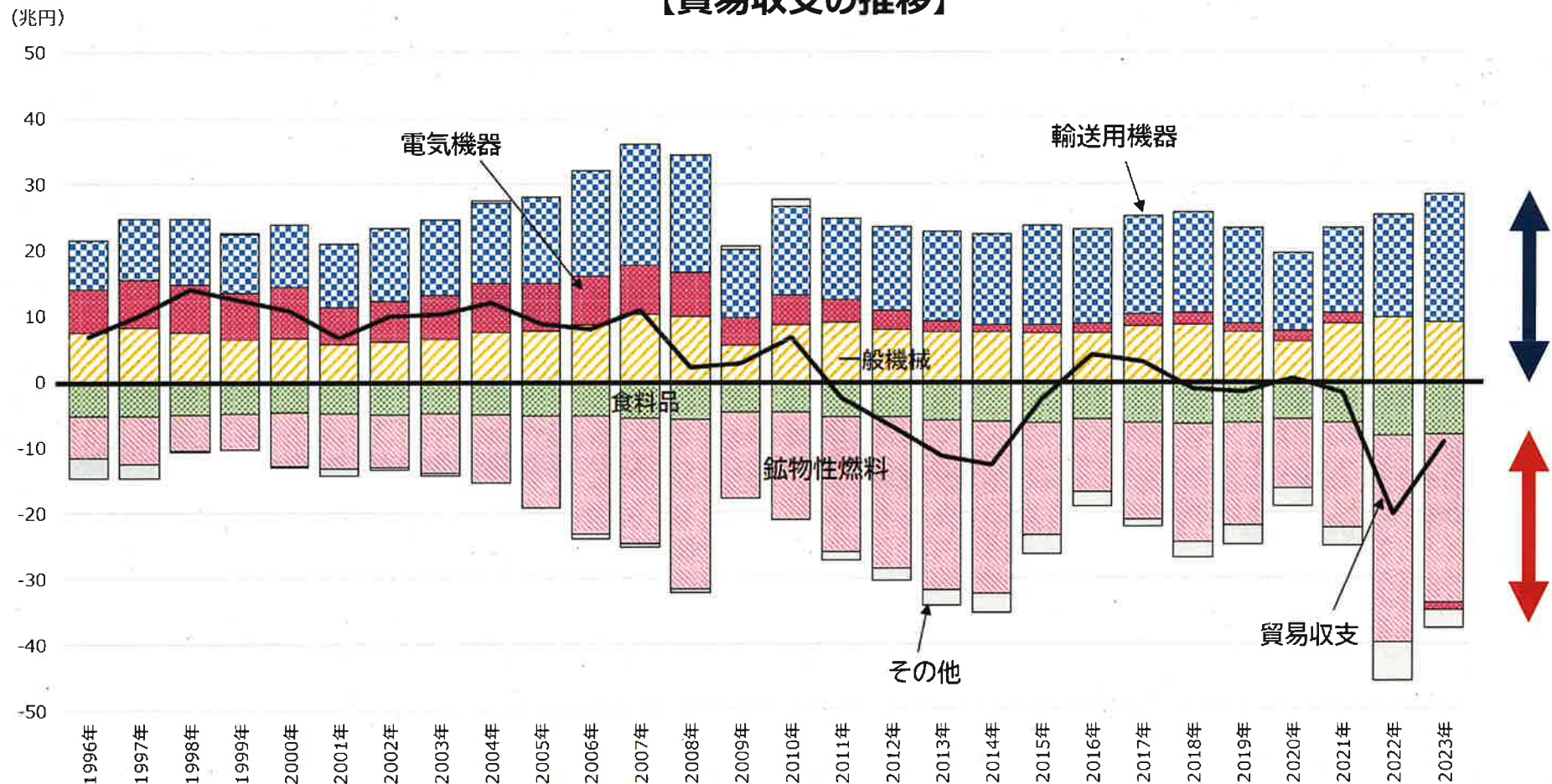
※水素、アンモニアは熱量ベース。



参考

- 自国産エネルギーが乏しく輸入に頼る我が国は、高付加価値品で稼ぐ外貨を化石燃料輸入で費消。2023年には、自動車、半導体製造装置などで稼いだ分（輸送用機器約20兆円＋一般機械約9兆円）の大半を、鉱物性燃料（原油、ガスなど）の輸入（約26兆円）に充てる計算。
- 更に、世界的な脱炭素の潮流により、化石燃料の上流投資は減少傾向。海外に鉱物性燃料の大半を頼る経済構造は、需給タイト化による突如の価格上昇リスクや、特定国に供給を依存するリスクを内包。

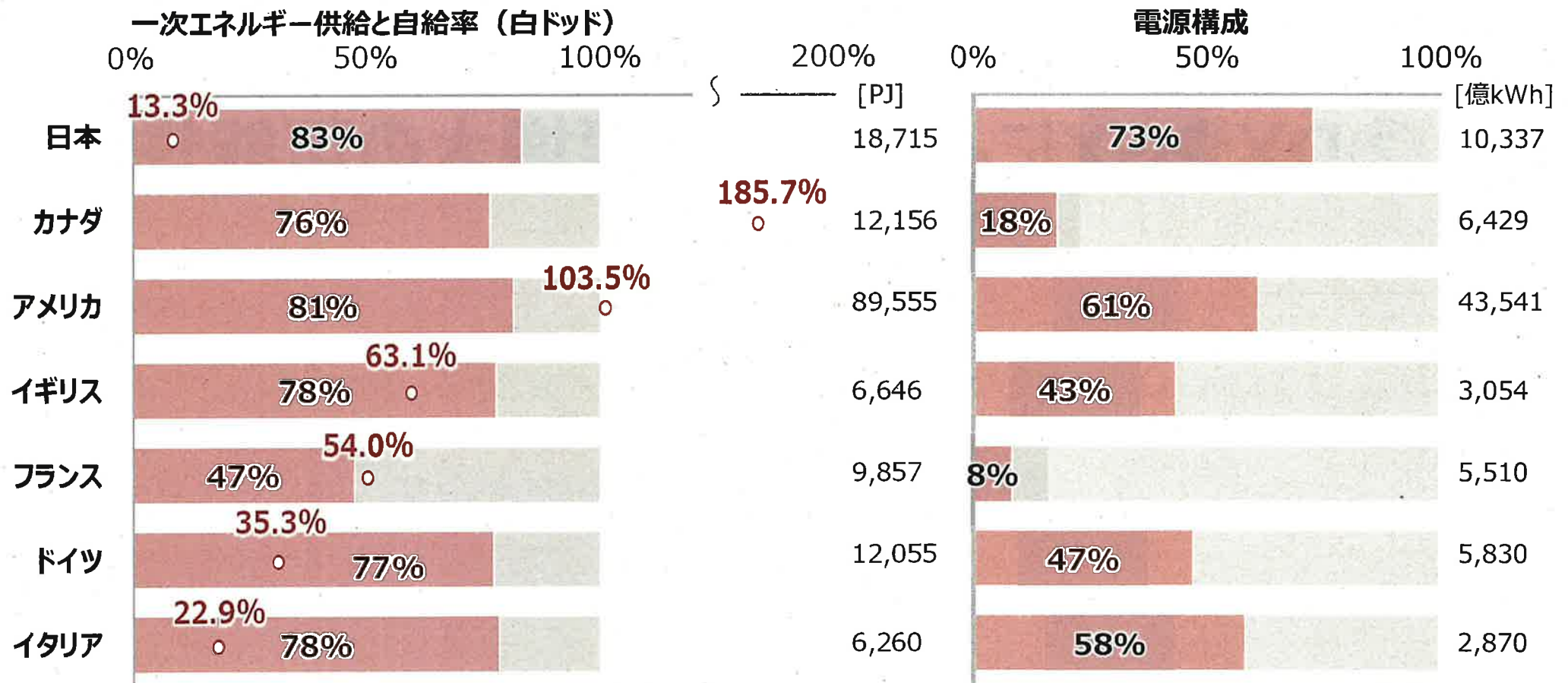
【貿易収支の推移】



(出所) 国際収支から見た日本経済の課題と処方箋 第1回会合資料(財務省)に太印付記

- 一次エネルギー供給で見た場合、日本は8割以上を化石エネルギーに依存。G7諸国の中では最多であり、水準としては遜色ないレベルにあるが、自給率で見た場合は最低水準。
- 電源構成で見た場合、7割以上を化石エネルギーに依存しており、この水準はG7各国と比較しても高いレベルにあり、脱炭素電源の拡大はG7各国との産業立地競争力の観点からも不可欠。

一次エネルギー供給・電源構成に占める化石エネルギー比率（2021年*）

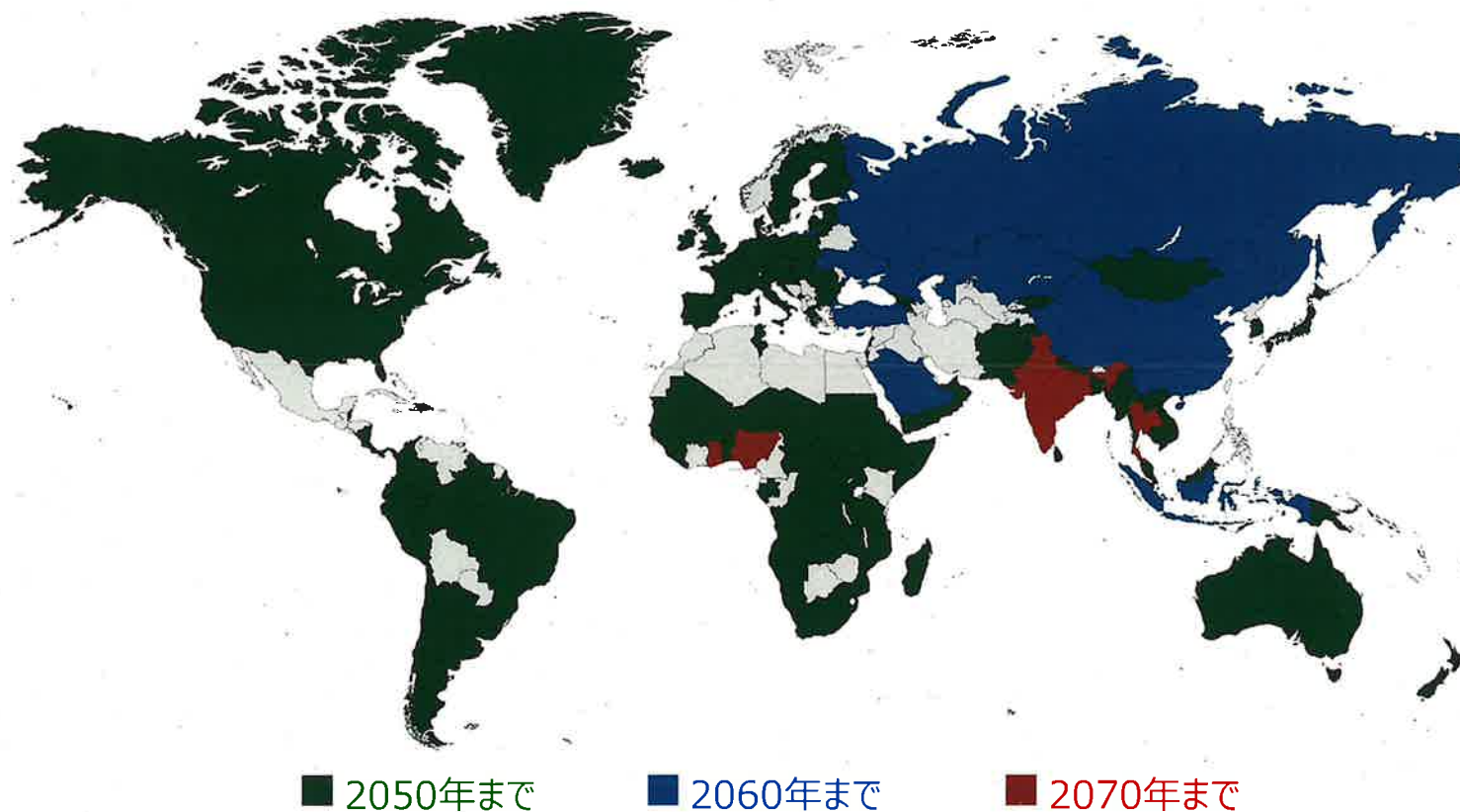


（出所）IEA「World Energy Balances」、総合エネルギー統計をもとに作成。日本は2021年度、その他は2021年の数字。

カーボンニュートラル表明国数の拡大

- COP25終了時点(2019年12月)では、カーボンニュートラルを表明している国はGDPベースで3割に満たない水準であったが、2024年4月には、146ヶ国（G20の全ての国）が年限付きのカーボンニュートラル目標を掲げており、GDPベースで約9割に達している。

期限付きCNを表明する国・地域（2024年4月）



（出典）各国政府HP、UNFCCC NDC Registry、Long term strategies、World Bank database等を基に作成

※グアテマラ国連事務総長等の要求により、COP25時にチリが立ち上げた2050年CNに向けて取り組む国・企業の枠組みである気候野心同盟（Climate Ambition Alliance）に参加する国を含む場合、163カ国。

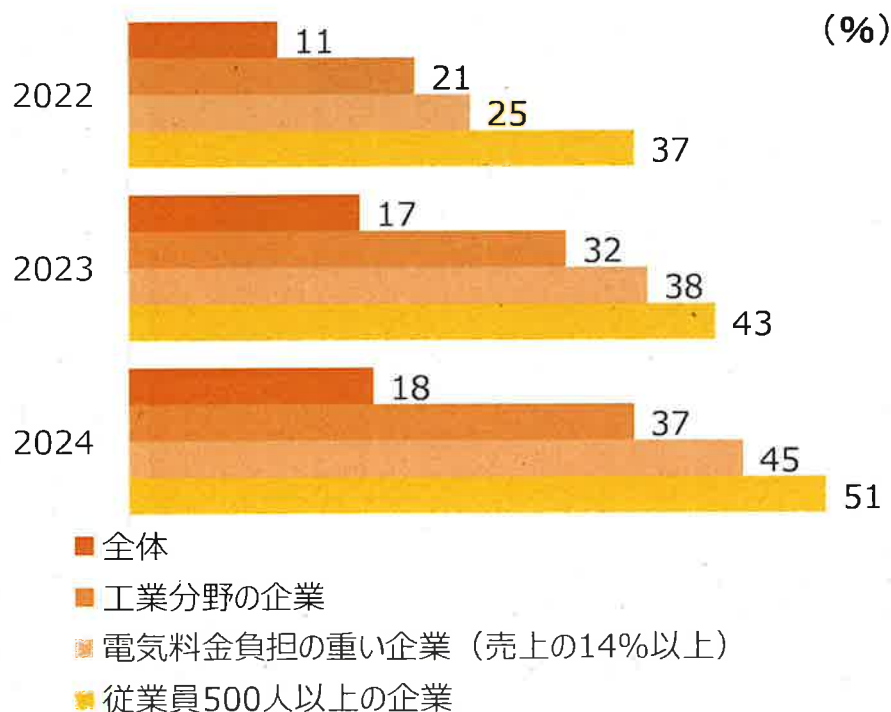
エネルギーコスト高による産業競争力への影響

2024.8.27 第12回
GX実行会議 資料 1

- ドイツ商工会議所の最新のレポートによれば、エネルギーコスト高が、企業の生産縮小、移転計画の急増を起こしており、エネルギーに関連する立地条件が、ドイツの全ての企業にとって競争上、明らかに不利であると分析。
- また、同レポートでは、60%近くの工業分野に属する企業が、エネルギー価格の高騰がドイツの競争力喪失につながると回答。
- 安定供給・環境適合・経済性のバランスが崩れると産業競争力に深刻な影響を与える。

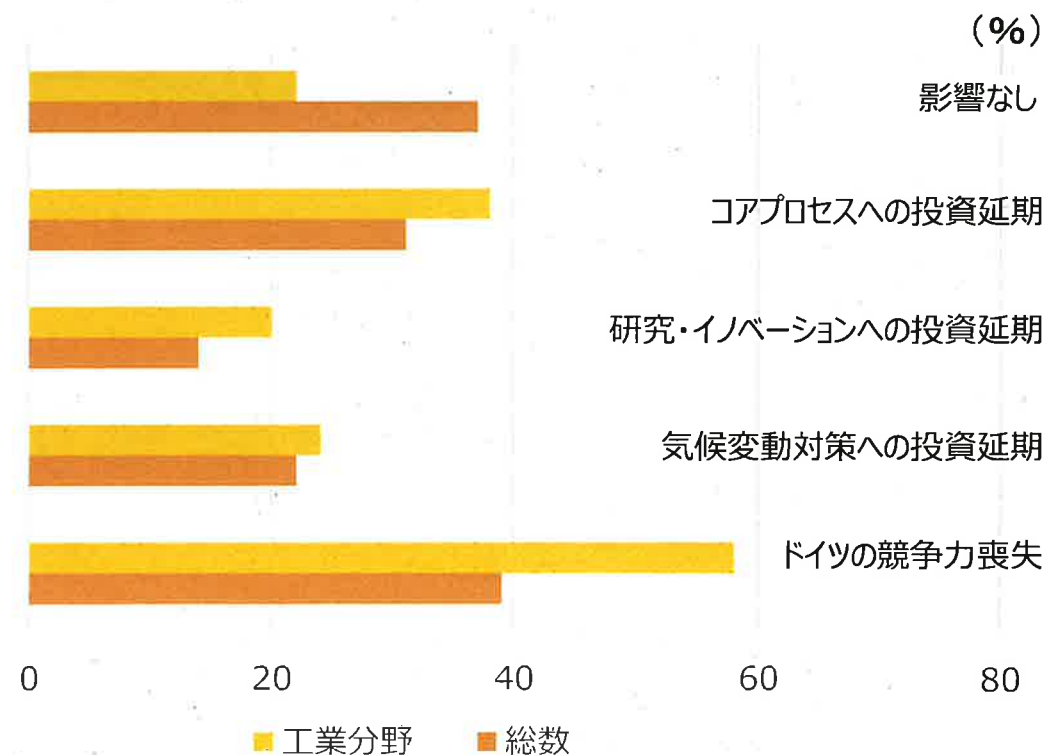
ドイツにおける生産制限と企業移転

エネルギー・産業政策の変化に応じて、国内生産量の調整や海外移転の計画・実施をしている企業の割合



ドイツにおいてエネルギー価格高騰が投資に与える影響

電気代・ガス代の支出増加がもたらした影響をどう評価するか？
という質問に対する回答（複数回答可）



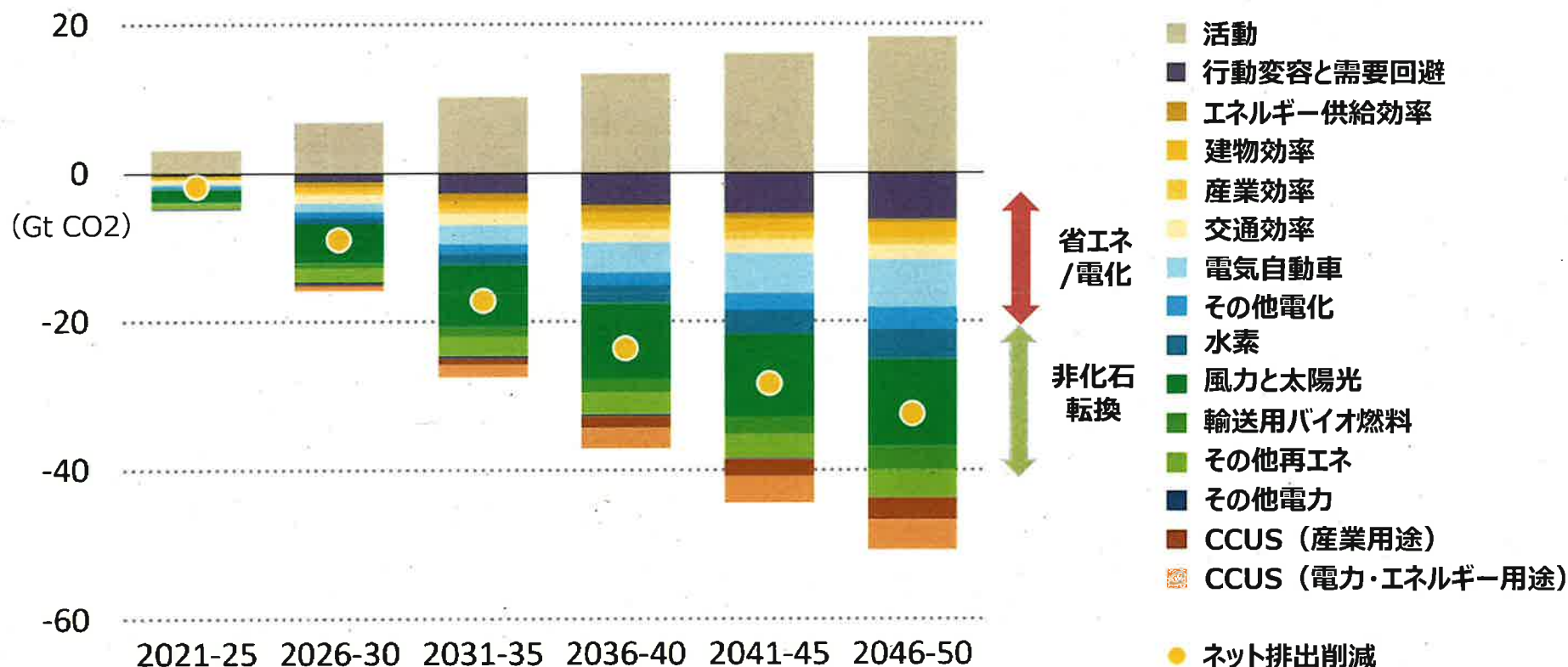
(出所) ドイツ商工会議所 エネルギー移行バロメーター2024

<https://www.dihk.de/de/themen-und-positionen/wirtschaftspolitik/energie/energiewende-barometer-24/energieprobleme-verfestigen-abwanderungstendenzen-120314>

ネットゼロ実現には省エネ・非化石転換（省CO2）を両輪で推進

- 資源の大宗を海外に依存し、国産資源に乏しい我が国では、**徹底した省エネの重要性は不変**。
- その上で、**2050年ネットゼロ実現**に向けては、省エネに加え、**非化石転換の割合も大きくなる**ため、**省CO2の観点**を踏まえつつ、**コスト最適な手段を用いて取組を強化**していく必要がある。

NZEシナリオにおける2020年からの平均年間CO2削減量



（備考）「活動」とは、経済成長と人口増加によるエネルギーサービス需要の変化を指す。

「行動変容」とは、ユーザーの意思決定によるエネルギーサービス需要の変化、例えば、暖房温度の変化などを指す。

「需要回避」とは、デジタル化などの技術発展によるエネルギーサービス需要の変化を指す。

（出所）IEA「Net Zero by 2050 A Roadmap for the Global Energy Sector」を基に経産省作成

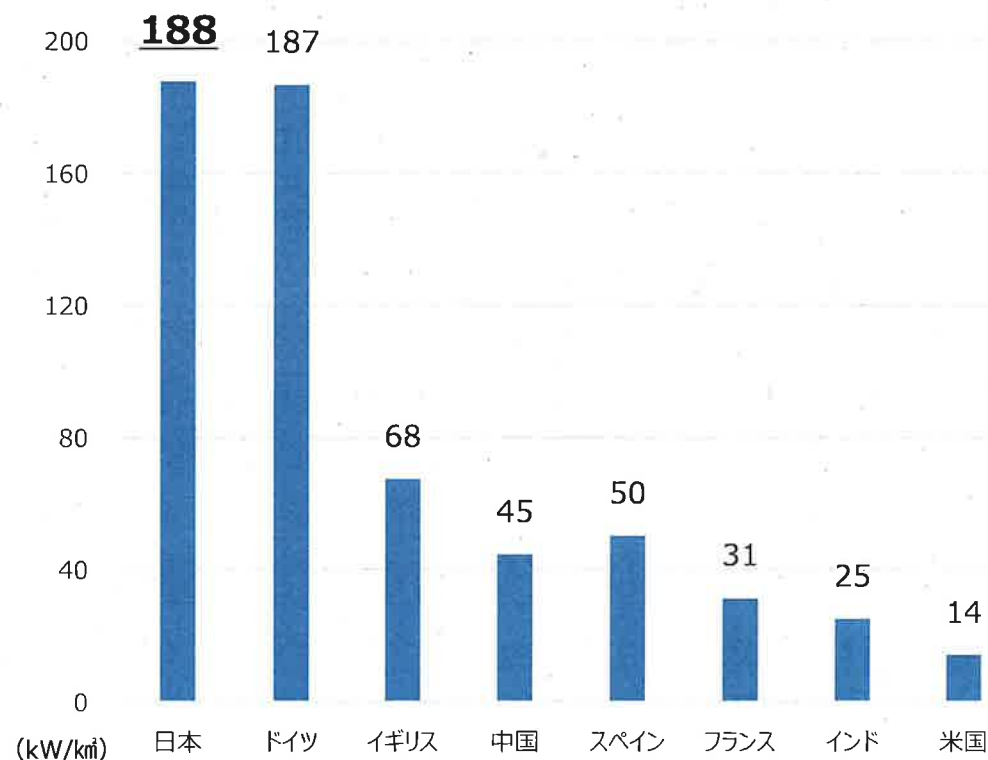
再エネの最大限導入

- 政府は、再エネの主力電源化に向けて、FIT/FIP制度などを活用して再エネの最大限導入を実施。
- 震災以降、約10年間で、再エネ（全体）を約2倍、風力を2倍、太陽光は23倍まで増加させた。
- その結果、国土面積あたりの太陽光設備容量は主要国の中で最大級の水準に到達。

再エネの導入状況（日本）

	2011年度	2023年度	増加率
再エネ (全体)	10.4% (1,131kWh)	22.9% (2,253kWh)	約2倍
太陽光	0.4%	9.8%	約23倍
風力	0.4%	1.1%	約2倍
水力	7.8%	7.6%	—
地熱	0.2%	0.3%	—
バイオマス	1.5%	4.1%	約2.7倍

国土面積あたりの太陽光設備容量（2023年）



再エネ導入に向けた課題

- 再生可能エネルギーについては、地域共生を前提に、国民負担の抑制を図りながら、主力電源として、最大限の導入拡大に取り組む。
- 他方、再エネ導入にあたっては、我が国のポテンシャルを最大限活かすためにも、以下の課題を乗り越える必要がある。

①地域との共生

- ✓ 傾斜地への設置など安全面での懸念増大。
 - ✓ 住民説明不足等による地域トラブル発生。
- ⇒ 地域との共生に向けた事業規律強化が必要

②国民負担の抑制

- ✓ FIT制度による20年間の固定価格買取によって国民負担増大（2024年度3.49円/kWh）。
 - ✓ 特にFIT制度開始直後の相対的に高い買取価格。
- ⇒ FIPや入札制度活用など、更なるコスト低減が必要

③出力変動への対応

- ✓ 気象等による再エネの出力変動時への対応が重要。
 - ✓ 全国大での出力制御の発生。
 - ✓ 再エネ導入余地の大きい地域（北海道、東北など）と需要地が遠隔。
- ⇒ 地域間連系線の整備、蓄電池の導入などが必要

④イノベーションの加速とサプライチェーン構築

- ✓ 平地面積や風況などの地理的要件により新たな再エネ適地が必要。
 - ✓ 太陽光や風力を中心に、原材料や設備機器の大半は海外に依存。
 - ✓ 技術開発のみならず、コスト低減、大量生産実現に向けたサプライチェーン構築、事業環境整備が課題
- ⇒ ペロブスカイトや浮体式洋上風力などの社会実装加速化が必要

⑤使用済太陽光パネルへの対応

- ✓ 不十分な管理で放置されたパネルが散見。
 - ✓ 2030年半ば以降に想定される使用済太陽光パネル発生量ピークに計画的な対応が必要。
 - ✓ 適切な廃棄のために必要な情報（例：含有物質情報）の管理が不十分。
- ⇒ 適切な廃棄・リサイクルが実施される制度整備が必要

イノベーションの加速とサプライチェーン構築①：ペロブスカイト太陽電池

- 現在主流となるシリコン型太陽光電池は、原材料を含め中国に大きく依存。
- 軽量・柔軟の特徴を持つ次世代型太陽電池ペロブスカイトは、我が国が技術的にも強みを持ち、主要の原材料のヨウ素について日本は世界第2位の産出量を有する。
- 他方、今後の導入に向けて、量産技術の確立に加えて、産業競争力の観点から国内製造サプライチェーンの確立、需要創出に繋がる事業環境整備が必要。

【ペロブスカイト太陽電池イメージ】



出典：積水化学工業（株）



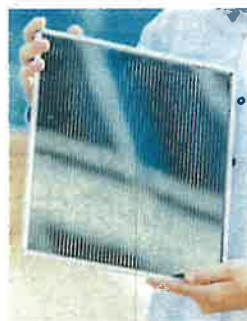
出典：（株）エネコートテクノロジーズ



出典：（株）東芝

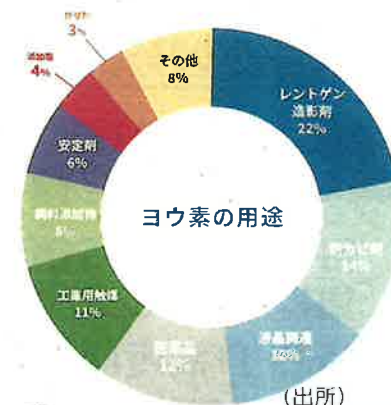
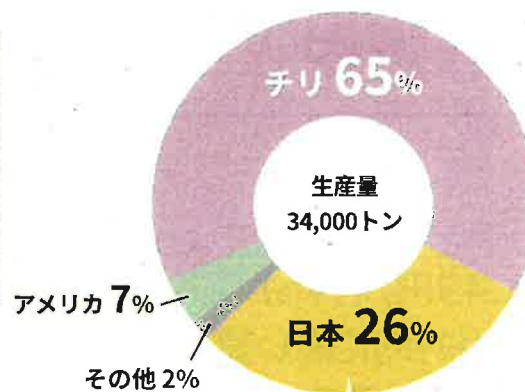


出典：（株）カネカ



出典：（株）アイシン

【ヨウ素の国際シェア】



※当社推定
（千葉県でヨウ素の原料のかん水をくみ上げ、製造している様子）



(参考) ペロブスカイト太陽電池の導入状況

- ペロブスカイト太陽電池について、軽量・柔軟な特長を活かし、従来設置できなかった壁面・曲面等にも広く設置が可能。日本発の技術で、主な原材料の「ヨウ素」は日本が世界2位の産出量（シェア30% ※1位はチリ）を誇る。
- 来年度から、積水化学が事業化を開始（新会社を設立。今後、大阪府堺市に製造ラインを構築予定（総額約3,150億円の投資））。需要拡大を図り、2040年に約20GWの導入を目指す。

内幸町で世界初ペロブスカイト太陽電池
によるメガソーラービル計画



内幸町一丁目街区南地区第一種市街地
再開発事業完成イメージ



2028年施工完了予定

出所：中央日本土地建物グループ・東京電力HD HPより一部加工

万博会場バスターミナルへの
ペロブスカイト太陽電池の設置



万博会場西ゲートバスターミナルにペロブスカ
イトを約250mにわたり設置。
蓄電を行い、夜間LED照明用の電力として利用。

積水化学による量産化
2030年には、GW級の製造ラインを構築

堺工場 全景



GXサプライチェーン構築支援事業の補助（約1600億
円）を受け、シャープ堺本社工場を譲り受け、ペロブス
カイト太陽電池の量産を進める。

出所：積水化学HP

イノベーションの加速とサプライチェーン構築②：洋上風力

- 浮体式洋上風力については、その導入ポテンシャルが見込まれるEEZで実施していくための制度整備、グローバルな共通課題であるコスト低減と大量生産の実現に向けた技術確立、国際的な研究開発体制や標準化の整備に向けた国際連携、国内の強靱なサプライチェーン構築と産業を支える人材育成に更に取り組む必要がある。
- 他方、着床式洋上風力は、世界的に規模の大型化等による効率化・大幅なコスト低減が進んでおり、我が国においても、入札制の導入により、事業者間の競争によるコスト低減を促し、費用効率的な水準での事業実施を実現が進みつつある。

【グリーンイノベーション基金プロジェクト】 (総額1,235億円)

要素技術開発 [総額385億円] (フェーズ1,〈2021~30年度〉)

- ①次世代風車技術開発
- ②浮体式基礎製造
・設置低コスト化技術開発
- ③洋上風力関連
電気システム技術開発
- ④洋上風力運転保守
高度化事業
- ⑤ (更なる高度化に向けた)
共通基盤技術開発

浮体式洋上風力発電実証 [総額850億円] (フェーズ2,〈2024~30年度〉)

秋田県南部沖

愛知県田原市・
豊橋市沖

【浮体式洋上風力技術研究組合】 (FLOWRA)



共同研究

連携

＜共同研究パートナー＞

ゼネコン・マリン・材料/造船/重電メーカー等



港湾工事

高炉

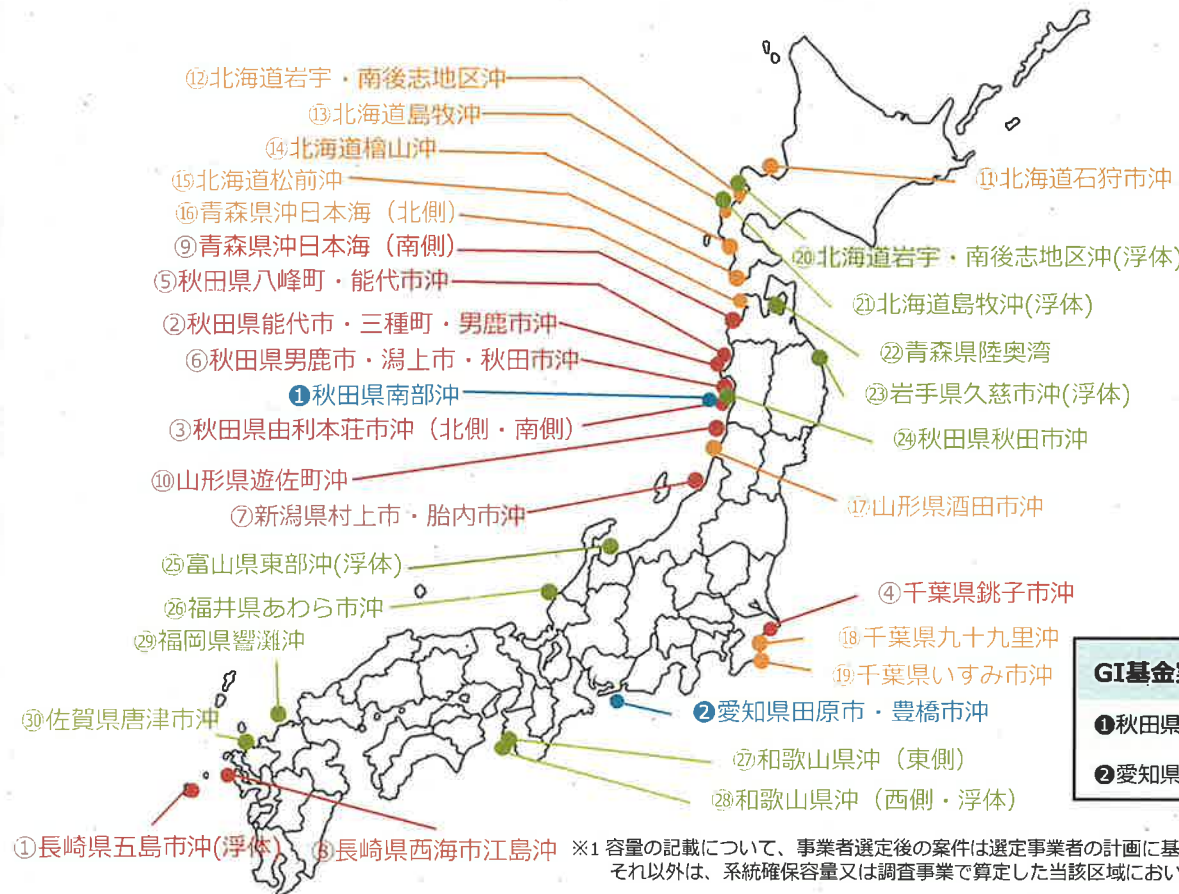
造船所

出典：Shutterstock



区域名	万kW※1	供給価格※2 (円/kWh)	運開年月	選定事業者構成員	<導入目標> []内は全電源の電源構成における比率 現状：風力全体4.5GW【0.9%】 (うち洋上0.01GW) 2030年：風力全体23.6GW【5%】 (うち洋上5.7GW【1.8%】) <洋上風力案件形成目標> 2030年 10GW／2040年 30-45GW <洋上風力国内調達比率目標（産業界目標）> 2040年 60% 【凡例】 ●促進区域 ●有望区域 ●準備区域 ●GI基金実証海域（浮体式洋上風力）
促進区域	①長崎県五島市沖（浮体）	1.7	36	2026.1	戸田建設、ERE、大阪瓦斯、関西電力、INPEX、中部電力
	②秋田県能代市・三種町・男鹿市沖	49.4	13.26	2028.12	三菱商事洋上風力、三菱商事、C-Tech
	③秋田県由利本荘市沖	84.5	11.99	2030.12	三菱商事洋上風力、三菱商事、C-Tech、ウエンティ ジャパン
	④千葉県銚子市沖	40.3	16.49	2028.9	三菱商事洋上風力、三菱商事、C-Tech
	⑤秋田県八峰町能代市沖	37.5	3	2029.6	ERE、イベルドロー・リニューアブルズ・ジャパン、東北電力
	⑥秋田県男鹿市・潟上市・秋田市沖	31.5	3	2028.6	JERA、電源開発、伊藤忠商事、東北電力
	⑦新潟県村上市・胎内市沖	68.4	3	2029.6	三井物産、RWE Offshore Wind Japan 村上胎内、大阪瓦斯
	⑧長崎県西海市江島沖	42.0	22.18	2029.8	住友商事、東京電力リニューアブルパワー
	⑨青森県沖日本海（南側）	61.5	3	2030.6	JERA、グリーンパワーインベストメント、東北電力
	⑩山形県遊佐町沖	45.0	3	2030.6	丸紅、関西電力、BP Iota Holdings Limited、東京瓦斯、丸高
有望区域	⑪北海道石狩市沖	91～114			
	⑫北海道岩宇・南後志地区沖	56～71			
	⑬北海道島牧沖	44～56			
	⑭北海道檜山沖	91～114			
	⑮北海道松前沖	25～32			
	⑯青森県沖日本海（北側）	30			
	⑰山形県酒田市沖	50			
	⑱千葉県九十九里沖	40			
	⑲千葉県いすみ市沖	41			
	⑳北海道岩宇・南後志地区沖（浮体）	⑳福井県あわら沖			
準備区域	㉑北海道島牧沖（浮体）	㉑和歌山県沖（東側）			
	㉒青森県陸奥湾	㉒和歌山県沖（西側・浮体）			
	㉓岩手県久慈市沖（浮体）	㉓福岡県響灘沖			
	㉔秋田県秋田市沖	㉔佐賀県唐津市沖			
	㉕富山県東部沖（浮体）				
		㉖佐賀県唐津市沖			
		㉗富山県東部沖（浮体）			
		㉘和歌山県沖（西側・浮体）			
		㉙和歌山県沖（東側）			
		㉚和歌山県沖（西側・浮体）			

※2 ①～④はFIT制度適用のため調達価格。
⑤～⑩はFIP制度適用のため基準価格。



GI基金実証海域

①秋田県南部沖
②愛知県田原市・豊橋市沖

※1 容量の記載について、事業者選定後の案件は選定事業者の計画に基づく発電設備出力量。それ以外は、系統確保容量又は調査事業で算定した当該区域において想定する出力規模。

原子力発電所の現状

2025年3月3日時点

再稼働
14基

稼働中 12基、停止中 2基（送電再開日）

設置変更許可
3基

（許可日）

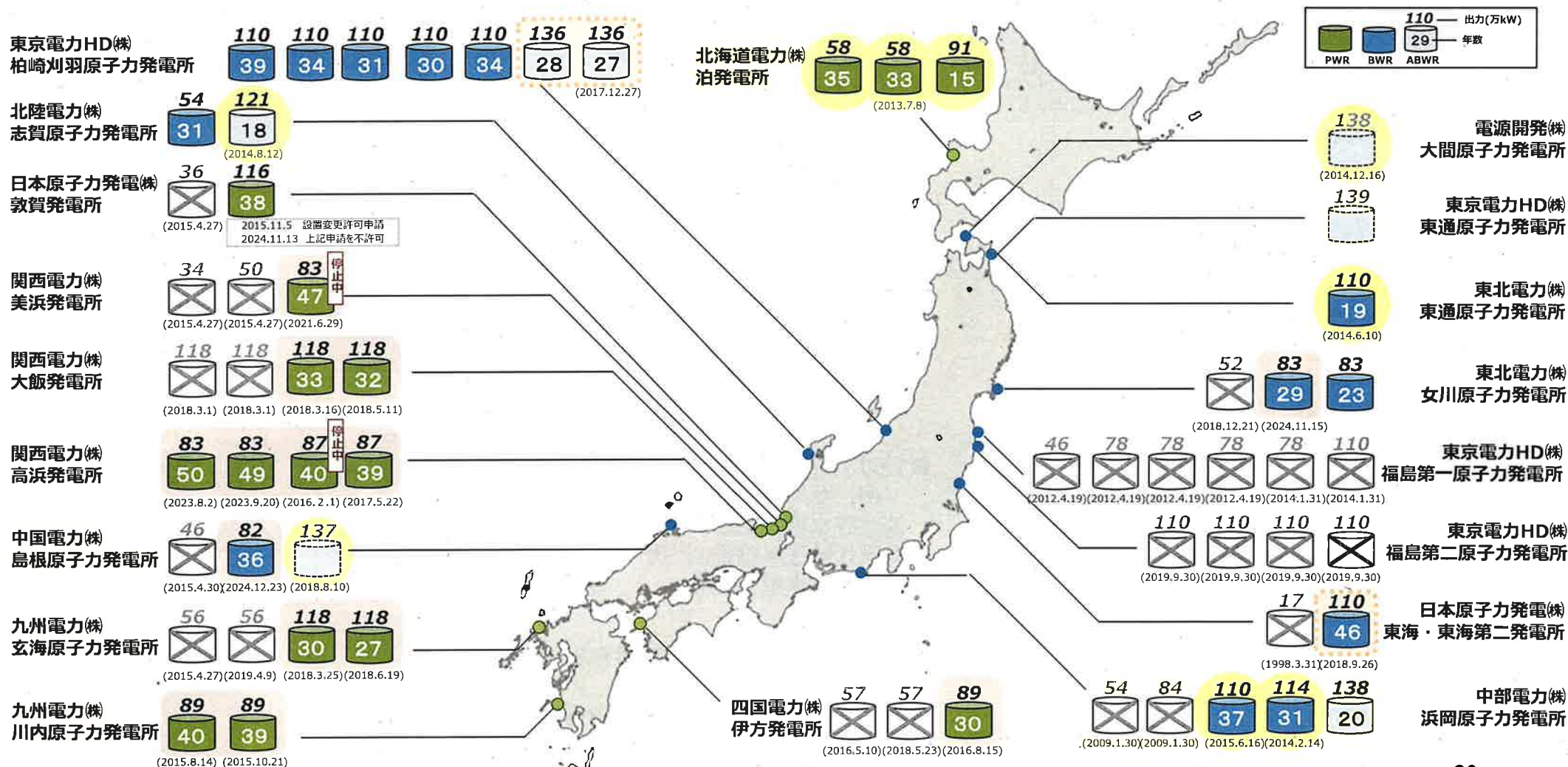
新規制基準
審査中
9基

（申請日）

未申請
10基

廃炉
24基

（電気事業法に基づく廃止日）



東京電力福島第一原子力発電所事故を教訓とした安全対策

- 事故の教訓を踏まえ、厳しい自然災害を想定し、大規模な防潮堤など、安全対策を実施。
- 電源の喪失や水素爆発など、過酷な事態が生じることも想定し、多重の備えを実施。

(1 F事故での教訓)



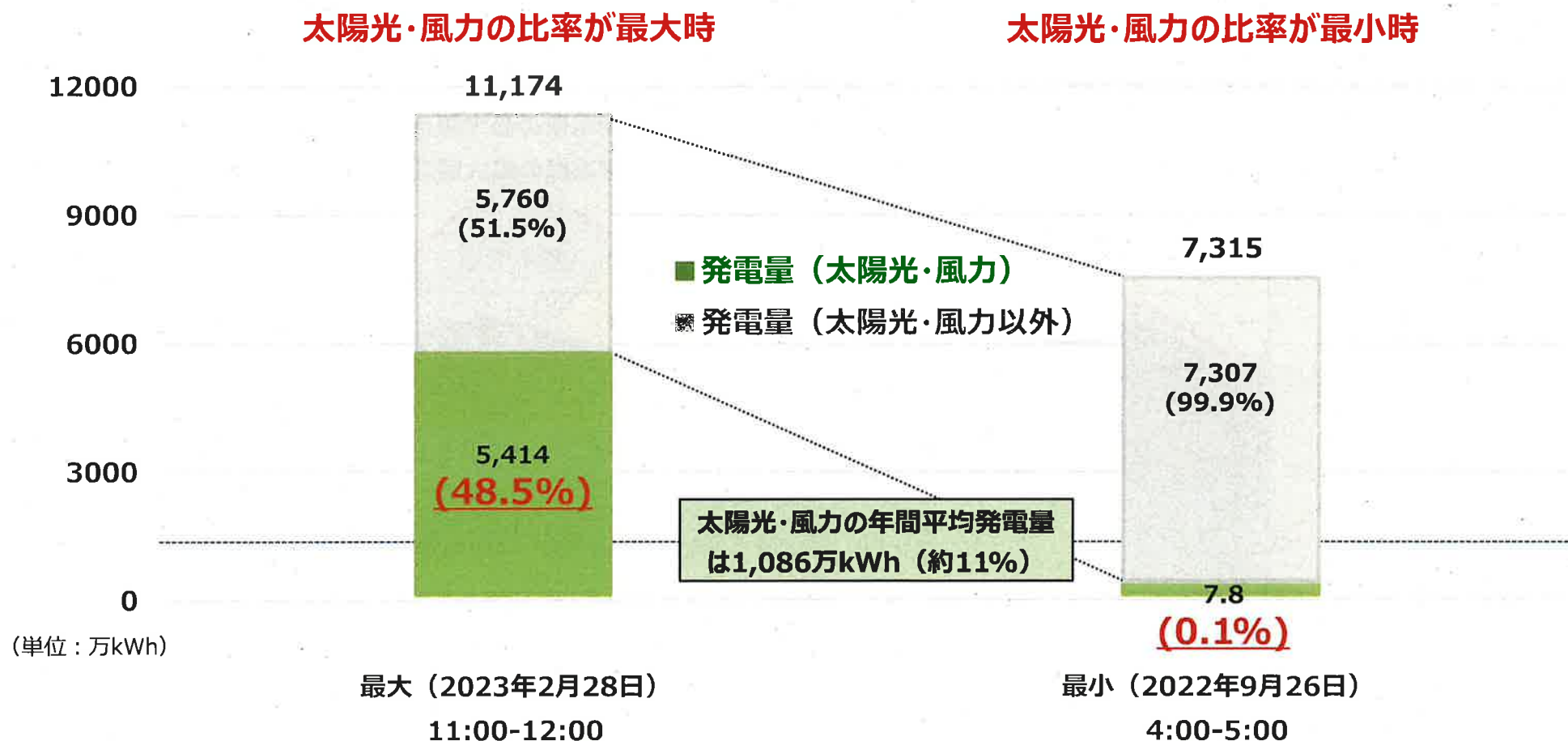
- **地震の想定を引き上げ**
引き上げ幅 最大420ガル
(例) 女川 580ガル→1000ガル
※東日本大震災時は567.5ガル
- **津波の想定を引き上げ**
太平洋側：10m程度の引き上げ
その他地域：2～4m程度の引き上げ
(例) 女川13.6m→23.1m
海拔29mの防潮堤設置
※東日本大震災での津波は13m
- **非常用電源を強化**
(例) 女川原子力発電所
電源車 0台→11台
ガスタービン発電機 0台→2台
蓄電池 8時間分→24時間分
- **注水冷却機能の多様化**
(例) 女川原子力発電所
淡水貯水槽の設置
高圧代替注水設備の設置
大容量送水車の配備 等
- 発生した**水素を除去する装置**を導入
- 放射性物質の大気中への放出を抑制する装置 (**フィルタベント設備**) を導入



変動電源（太陽光・風力）が需要全体に占める割合の変化（2022年度）

- 太陽光・風力（変動再エネ）は、2023年2月28日の昼間には、日本全体の総需要の約5割を占めた。
- 一方、太陽光・風力（変動再エネ）は夜間や無風時には発電しないことから、2022年9月26日の明け方には、日本全体の総需要の約0.1%となった。これらの時間帯は、火力と原子力を中心に発電。

2022年度の変動電源（再エネ・風力）の最大・最小発電時間帯



蓄電池の導入拡大

- 太陽光・風力等の再エネは、天候や時間帯等の影響で発電量が大きく変動するため、大量導入が進むと電力システムの安定性に影響を及ぼす可能性がある。このため、再エネの導入拡大にあたって、系統用蓄電池の導入は重要。
- 系統用蓄電池は、その特性（瞬動性、出力の双方向性等）を活かし、再エネのインバランス回避や調整力の提供等を通じ、再エネ主力電源化にも資する。

総合エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会／電力・ガス事業分科会
再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会（2022年4月7日）資料1より抜粋

