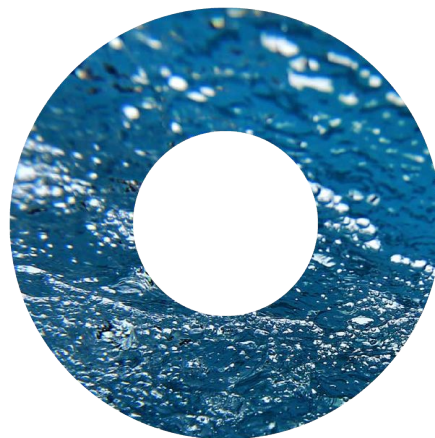


これからの気候・エネルギー政策に向けた ファクト集

2024年度の

- エネルギー基本計画
- 地球温暖化対策計画
- GX2040ビジョン
- 国が決定する貢献(NDC)

の策定に向けて、現状と課題、対策の方向性を明らかにするためのファクトをとりまとめています。



July 25 2024

目次

1. 気候変動の危機
2. 日本の温室効果ガス排出量と削減目標
3. 温室効果ガス排出の内訳
4. 電源構成
5. 電力需要
6. 化石燃料輸入のコスト
7. 発電コスト
8. 太陽光発電の導入の現状とポテンシャル
9. 風力発電の導入の現状とポテンシャル
10. 洋上風力発電のサプライチェーン
11. 石炭火力発電の現状と見通し
12. 原子力発電の現状と見通し
13. 変動する再エネ電気の有効利用
14. 再エネ導入に関する障壁と対策

1.気候変動の危機

急速に進む温暖化。危機回避のため、1.5°C目標とのギャップを埋める対策強化が命題

現状

- 地球の平均気温は産業革命前の水準から1.1°C上昇。
- 現状では2100年に地球の平均気温は2.5-2.9°C上昇。
- パリ協定に基づき、国連では現在、1.5°C抑制を目指す。

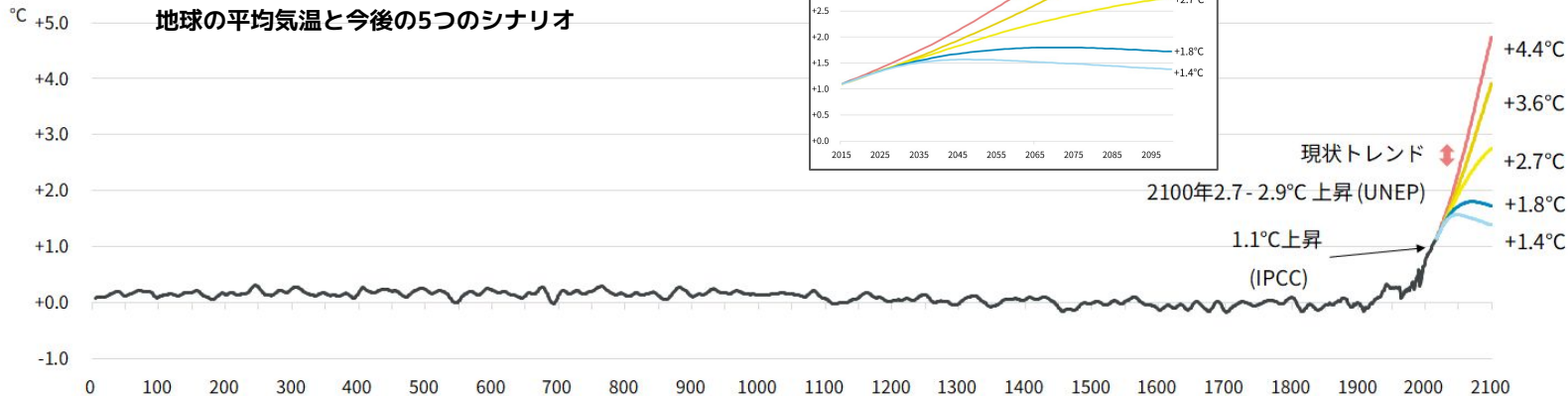
課題

- 温暖化の進行により、気候の激甚化、健康悪化・災害死、生産減、経済影響、格差が拡大。
- 1.5°C目標達成には、世界全体で2030年まで温室効果ガスを半減、2050年にネットゼロが必要。現状の間には大きなギャップ。

対策の方向性

- 国際合意に沿い、目標とのギャップを埋める。
- COP28では、1.5°C目標達成に向けた対策強化、化石燃料からの脱却、2030年までに再エネ3倍・エネルギー効率改善2倍に合意。G7では、2035年までに電力システムの完全又は大半の脱炭素化、2030年代前半までの石炭火力の段階的廃止に合意。

地球の平均気温と今後の5つのシナリオ



出典： IPCC 「第6次評価報告書 WG1 SPM1、SPM.8」よりClimate Integrate作成

2.日本の温室効果ガス排出量と削減目標 近年削減傾向にあるが、今後はまだ見通せない

現状

- 2022年度温室効果ガス排出量は11億3500万トン（2013年度比19.3%減少、前年度比2.5%減少）。吸収量を差し引くと10億8500億トン（同2.9%減少、同2.3%減少）。
- 2013年度をピークに、排出削減傾向。
- 2030年目標は46%削減し、50%削減へ努力。政府はネットゼロ目標に向けて「オントラック」と説明。

課題

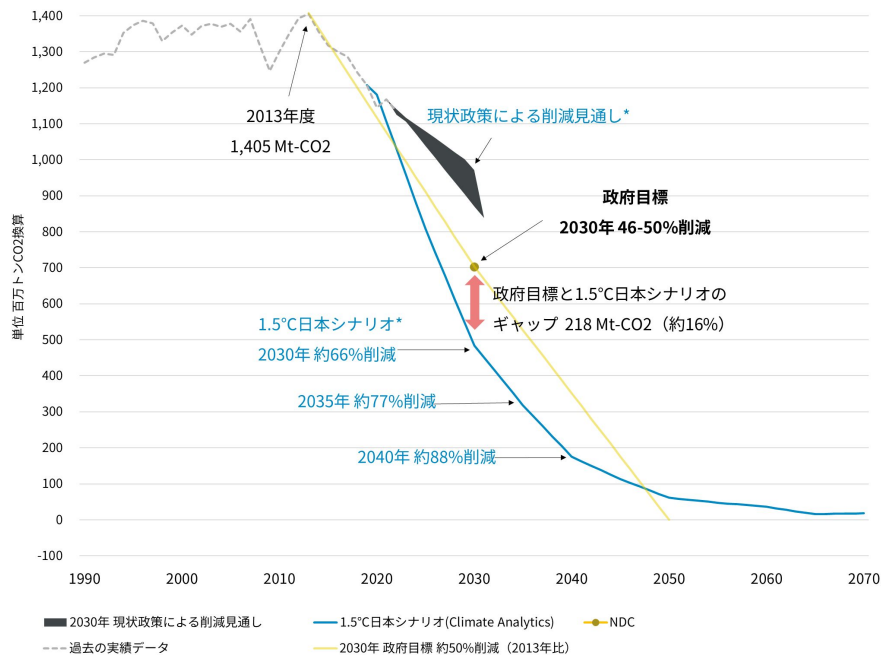
- 現状政策では、2030年目標の達成は難しい。
- 2030年ー2050年ネットゼロまでの道筋が定まっていない。

対策の方向性

- 先進国として率先する責任を果たし、2030年目標を前倒して達成し、COP28合意の世界全体で2035年60%削減、2040年69%削減（2019年比）の水準より大幅削減する。

<削減目標>	2030 (基準年)	2035 (基準年)	2040 (基準年)	2050 (基準年)
世界全体 IPCC 1.5°C	-43% (2019)	-60% (2019)	-69% (2019)	-84% (2019)
1.5°C 日本シナリオ (Climate Analytics)	-66% (2013)	-77% (2013)	-88% (2013)	-96% (2013)
日本の目標	-46 -- -50% (2013)	設定予定 IPCC水準 -66% (2013)	設定予定 IPCC水準 -73% (2013)	ネット ゼロ

日本の温室効果ガス総排出量とネットゼロへの道筋（基準年2013年）



* Climate Analyticsに基づく

出典：Climate Analytic「1.5°C-consistent benchmarks for enhancing Japan's 2030 climate target」、国立環境研究所「日本の温室効果ガス排出量データ」を基にClimate Integrate作成

3.温室効果ガス排出の内訳 火力・運輸・製鉄・セメント・化学で日本の排出の7割

現状

- 2022年度の温室効果ガスの最大の排出源は発電部門。日本の排出全体の38%を占める。
- 発電部門の中でも最も排出が多いのが石炭火力発電（全体の23%）。LNG火力は全体の12%。
- 運輸部門は16%を占め、その約8割は車利用。
- 鉄鋼業は全体の10%を占め、窯業土石（セメント）、化学工業が続く。素材系の製造業の排出が多い。

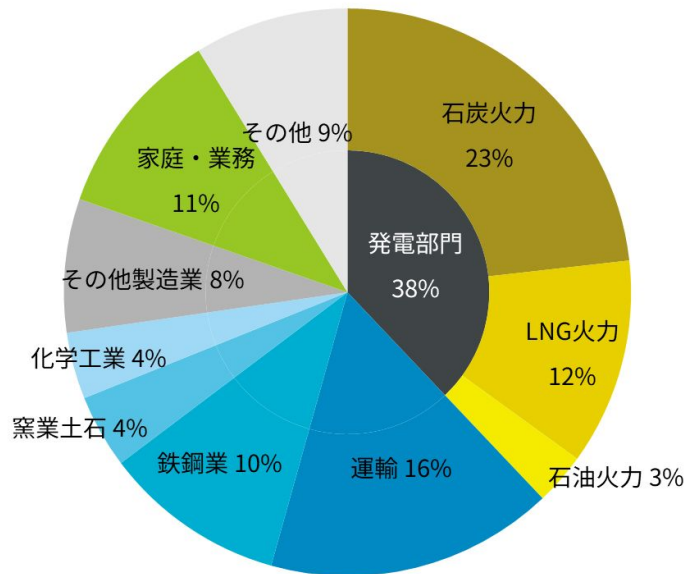
課題

- 日本の排出は、火力発電、製鉄、セメント製造、石油化学製品製造などで7割を超え、大排出事業者に大きく偏っている。

対策の方向性

- 高排出部門のインフラの転換や事業の移行、産業構造の転換を促進する。
- 最大の排出源である石炭火力の大幅削減を図る。
- 運輸や製鉄業等のエネルギー多消費産業における脱化石燃料化に重点的に取り組む。

2022年度温室効果ガス排出内訳（1,135百万トンCO2換算）・直接排出



出典：資源エネルギー庁「総合エネルギー統計」、国立環境研究所「日本の温室効果ガス排出量データ」を基にClimate Integrate作成

4. 電源構成 火力発電依存が高止まり。このままでは2030年の政府目標の達成は難しい

現状

- 2022年度の電源構成は、再エネ22%、石炭火力31%、天然ガス火力34%、石油火力8%、原子力6%、現状では7割以上を火力に依存。
- 再エネ内訳は、水力8%、太陽光9%、バイオマス4%、風力1%。
- 過去10年で、石炭火力割合はほぼ横ばい、再エネ割合は約10%から2倍以上に増加。再エネ増が原発事故後の喪失分の一部を賅っている。
- 2030年度の政府目標は、再エネ36-38%、石炭火力19%、天然ガス火力20%、原子力20-22%。

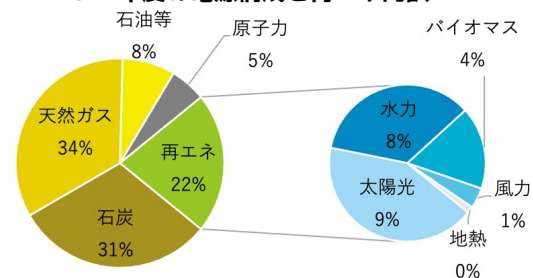
課題

- 高い火力依存、不透明な原発の見直し、ゆるやかな再エネ導入により、電力の脱炭素化に遅れ。排出係数はG7で最も高い。2030年目標との間に大きなギャップ。
- 電気事業者の供給計画では2033年度でも政府目標の達成に全く届かない。電力排出係数の改善の遅れで温室効果ガス削減目標の達成が困難になる恐れ。

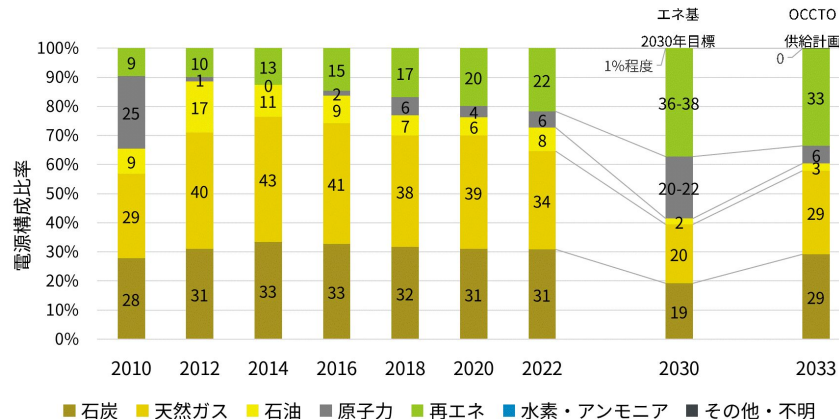
対策の方向性

- 2035年電力脱炭素化へ、火力からの脱却と再エネ導入拡大を迅速化。

2022年度の電源構成と再エネ内訳



電源構成比の推移



出典：資源エネルギー庁「総合エネルギー統計」を基にClimate Integrate作成

5.電力需要 2013年度以降横ばい。今後、AI・半導体製造等で増加見込みだがデジタル化による省エネ効果も

現状

- 福島第一原子力発電所の事故以降、これまで電力需要は減少傾向。
- 電力広域的運営推進機関（OCCTO）は、2033年のデータセンターや半導体工場の新増設等による影響で、需要予測を前年度予測から2%上方修正、2033年度に2019年度とほぼ同等水準と予測。
- 再エネ電源を求める大企業等の需要家が増加。

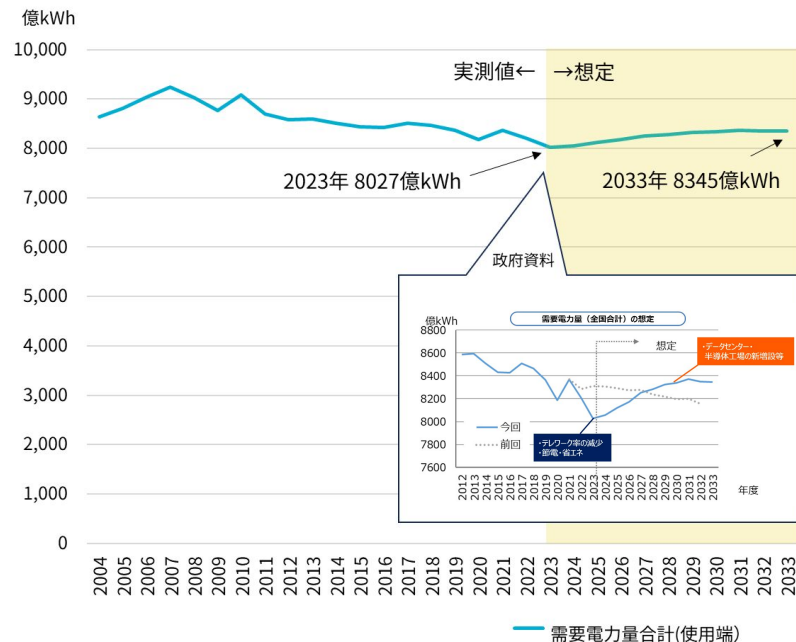
課題

- 2050年に向けては、生成AIやデータセンター、電化による需要増が予測。デジタル化によるエネルギー効率向上効果もあるため、需要の見通しが過大な可能性もある。
- 供給力強化のためのLNG火力新設や・石炭火力の継続利用による脱炭素化の遅れのおそれ。

対策の方向性

- 電力の再エネ導入を加速し、脱炭素電源比率を迅速に向上。
- 洋上風力等の再エネ供給地にデータセンター等を建設。
- デジタル・AIを活用したエネルギー効率向上・有効利用による省エネ効果の最大化。

需要電力量全国合計（使用端）



出典：電力広域的運営推進機関（OCCTO）「需要電力量全国合計」よりClimate Integrate作成

6.化石燃料輸入のコスト

化石燃料輸入費は、エネルギー転換で大きく減らせる

現状

- 資源のない日本は、石油・石炭・天然ガスをほぼ100%輸入に頼っている。
- 毎年の化石燃料輸入額は多額であり2022年の輸入額34兆円（うち発電用は12兆円）、2023年は27兆円。
- 政府には化石燃料からの脱却の方針はなく、脱炭素火力電源としてのLNG火力や、LNGサプライチェーン構築へ新規開発を含めて推進。

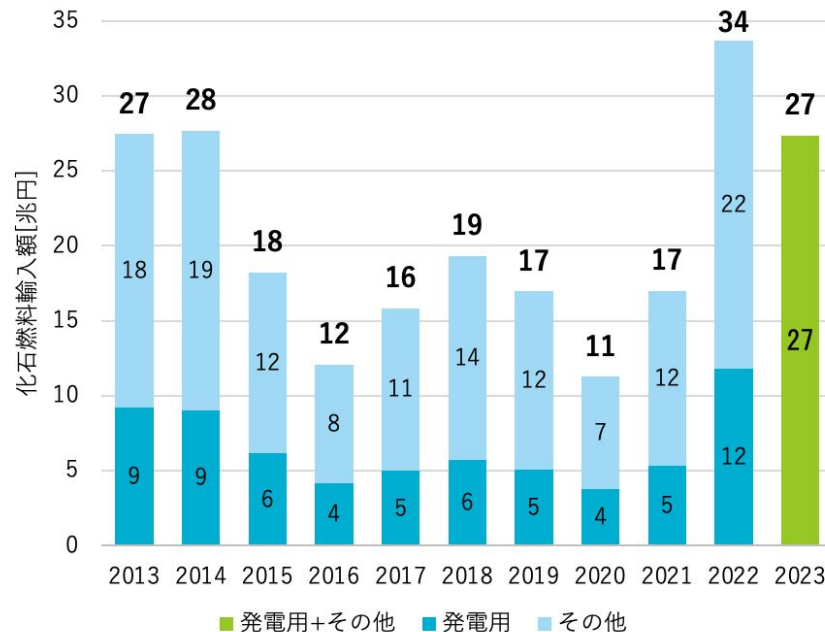
課題

- 化石燃料に依存し続ければ、今後も国外への多額の支出を伴う。
- 外部不経済を内部化するカーボンプライシングの導入により今後さらなる負担増。
- 国外の資源依存・低いエネルギー自給率によるエネルギー安全保障リスク。
- 国際情勢・有事の際のエネルギー途絶・価格高騰リスク。

対策の方向性

- COP28合意に沿い、化石燃料からの脱却への方針の下、再エネ拡大・エネルギー効率向上への政策強化。

化石燃料輸入額（暦年）



※ 石油は材料用を含む

出典：財務省「貿易統計」、資源エネルギー庁「総合エネルギー統計」を基にClimate Integrate作成、協力：歌川学（産業技術総合研究所）

7.発電コスト 3年前の政府試算結果と比較すると、再エネのコスト優位性が高まっている

現状

- 発電コスト（2020年政府試算と2023年の推計）を比較すると、原子力・火力の発電コストは上昇した一方、太陽光・陸上風力・洋上風力は減少。再エネ転換の経済合理性が向上。
- 火力は、燃料費と社会的費用が上昇、原子力は、資本費・運転維持費が上昇。

課題

- 火力・原子力の発電コストの負担が大きくなっている。

対策の方向性

- 発電コストの観点からも合理的な再エネを積極的に推進。
- エネルギー転換に必要な統合コスト（系統強化等）は、電源毎ではなく化石燃料から脱却する費用と位置付ける。

<想定概要>

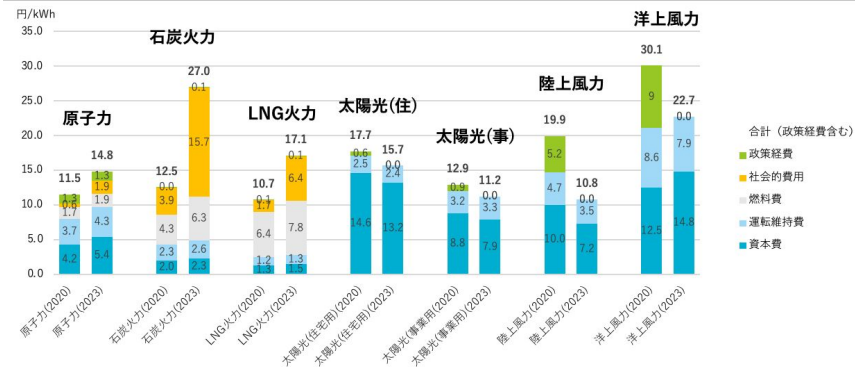
○原子力発電

- 1) 建設費：「建設費関係デフレーター」（電力）を用いて2023年水準にする。2021年コスト検証WGの最新の建設年次2009年を起点とする。
- 2) 原発事故費用：2021年コスト検証WGの費用に事故費用増加分（1兆9000億円、2023.12.22政府発表）を追加。
- 3) 核燃料サイクル費用：2021年コスト検証WGの想定から2400億円増加分を追加。
- 4) 追加安全対策費：公表・報道に基づき更新。コスト検証WG2021と同比率で補正。

○石炭火力・LNG火力

- 1) 建設費：[石炭火力] 当時直近2年間に稼働した発電所をサンプル（2019年1基、2020年2基）。そこで2020年を起点として建設費関連デフレーターを用いて補正。[LNG火力] 当時直近3年間に稼働した発電所をサンプル（2019年2基、2018年2基）。そこで、2019年を起点として建設費関連デフレーターを用いて補正。
- 2) 燃料価格：2023年の価格は貿易統計（2023年平均）。2024年以降の価格は、2023年度実績

電源別発電コスト（2020年政府試算と2023年Climate Integrate試算）



出典：発電コスト検証WG「基本政策分科会に対する 発電コスト検証に関する報告」2021.9.（2023年はClimate Integrate推計）、協力：大島堅一（龍谷大学）

値からIEAのStated Policies Scenarioのトレンドで推移すると想定。

- 3) 社会的費用（CO2価格）：2023年はEU-ETSの2023年平均価格（83.66Euros）を使用。将来価格はIEA（2023）, Global Energy and Climate Model Documentation 2023, IEA ParisのCO2 Price (EU)のStated Policies Scenarioの価格トレンドに従うものとする。
- 4) 為替レートは2023年平均（貿易統計）

○再エネ

- 1) 資本費・運転維持費・設備利用率：2023年調達価格等算定委の数値を参照（洋上風力発電は2023年運転開始の秋田洋上風力発電の秋田・能代港の事業をモデルプラントとして採用）。
- 2) 政策経費：2021年コスト検証WGの再エネ発電コスト計算には調達価格を算定する際のIRR(内部収益率)上乘せ分が政策経費として計上。だが、太陽光（事業用）・陸上風力・洋上風力はすでに入札制に移行し、IRR上乘せ分が保証されているわけではなく、実際には支払われない費用であるため、政策経費には計上していない。太陽光（家庭用）は現在も固定価格買取が行われており、IRR3.2%とされているが、この値は割引率3%とほぼ同値。

○共通：割引率3%

8. 太陽光発電の導入の現状とポテンシャル 適切な場所への設置でポテンシャルを活用

現状

- 2030年導入目標103.5～117.6 GWに対し、2024年3月末時点の導入量73.8 GW。FIT/FIP認定済の未稼働量6.2 GW。
- この他、FIT/FIP制度によらず導入される事業もある。
- 直近の5 GW/年程度の追加導入量は、ピーク時9.4 GWの半分程度（2014年）で失速気味。

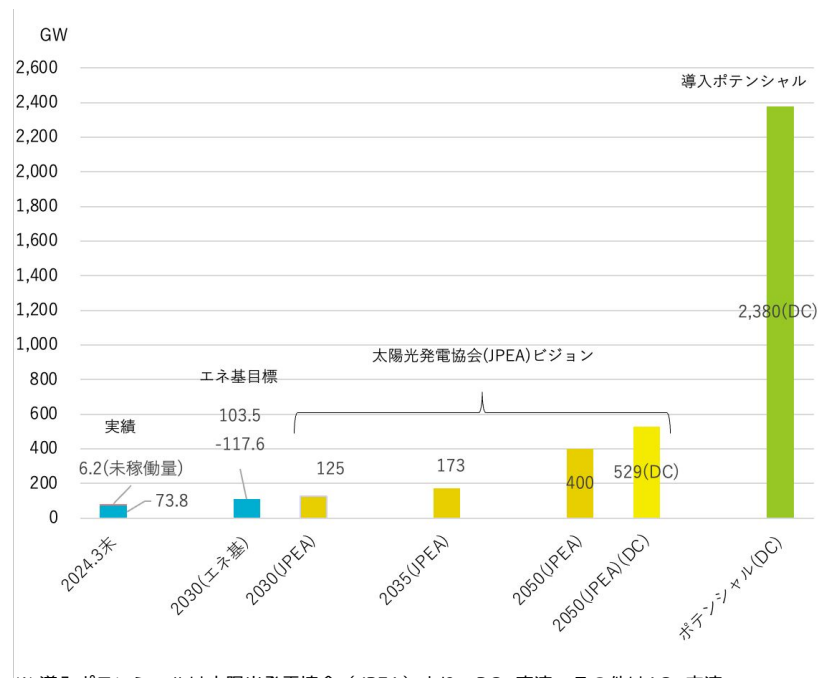
課題

- 導入ポテンシャルに比べ低い目標値。導入速度の低下。
- 環境破壊型事業、傾斜地への設置、住民説明不足による問題やトラブルの発生。
- 今後の使用済みパネルの適切な廃棄・リサイクル（発生量ピークは2030年代半ば以降に想定）。
- 出力抑制の増大による収益減少。

対策の方向性

- 意欲的な目標設定と、導入ポテンシャルが大きい農業関連、非住宅建物や住宅への導入拡大。
- 太陽光発電協会（JPEA）の導入ビジョンの実現。
- 時間帯別料金制度、市場取引、貯蔵等による柔軟な利用。
- 軽量で柔軟なペロブスカイト太陽電池の量産技術の確立。

太陽光発電の導入の現状とポテンシャル (GW)



※ 導入ポテンシャルは太陽光発電協会（JPEA）より。DC=直流、その他はAC=交流

出典：太陽光発電協会「PV Outlook 2050（2024年版ver.1）」、資源エネルギー庁「脱炭素電源について」（2024年7月8日。p.13）よりClimate Integrate作成

9.風力発電の導入の現状とポテンシャル 陸上未稼働案件の運転開始とEEZへの展開で拡大

現状

- 陸上風力発電：2030年導入目標（17.9GW）に対し、2024年3月末時点の導入量は5.9GW。景観や環境への影響等に関する地域の懸念等により、FIT/FIP 認定済だが導入の遅れなどで未稼働である量は9.9 GWにも上る。
- 洋上風力発電：2030年導入目標（5.7GW）に対し、2024年3月末時点で導入量は0.15GW。これを含む案件形成は、着床式中心に5.1GW。政府は有望区域や準備区域が多数あることから「着実に進展」と認識。

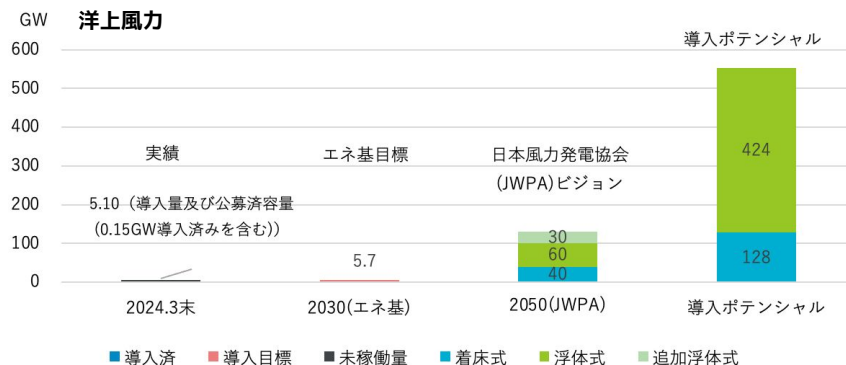
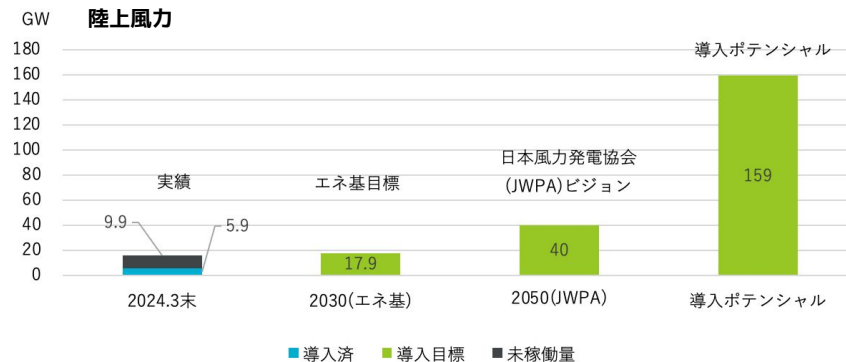
課題

- 2030年目標が低い。陸上風力の導入の遅れなどで、目標達成も危うい。
- 国内産業の振興、海外市場への進出を視野に入れたサプライチェーン構築のためのロードマップが描かれていない。

対策の方向性

- 地域共生を図り、陸上の未稼働案件を稼働、導入拡大。
- 意欲的な目標設定と「再エネ海域利用法」改正法案の速やかな成立。
- 浮体式洋上風力発電の案件形成と導入拡大のためのサプライチェーン構築（事業規模、産業マッチング、人材育成等）とロードマップの作成。

導入の現状とポテンシャル



出典：資源エネルギー庁「脱炭素電源について p.13」2024年7月、日本風力発電協会「JWPA Wind Vision 2023, p.6」よりClimate Integrate作成。導入ポテンシャルはJWPAによる。

10. 洋上風力発電のサプライチェーン 海外展開も見据えたサプライチェーン構築と産業育成へ

現状

- 政府は洋上風力を推進。
- 国内では大型風車メーカーが不在、海外メーカーから調達。
- 着床式洋上風力の基礎製造開始、洋上風力関連の船舶の建造など、各事業者による取り組みが始まっている。

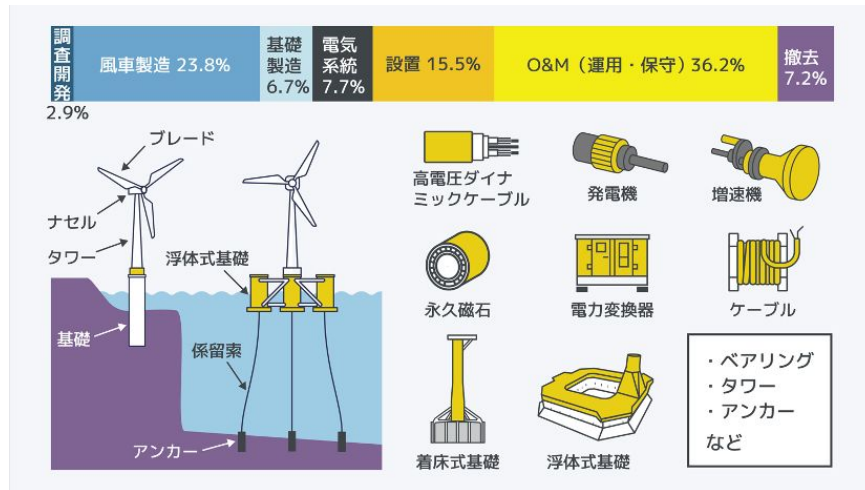
課題

- 部品の調達、船舶や港湾の整備、人材育成と広範にわたるサプライチェーンの構築の遅れ。
- 大きな導入ポテンシャルを持つ浮体式洋上風力の導入目標が未定、市場規模が見通せない。

対策の方向性

- 国内調達比率の引き上げ。
- 浮体式洋上風力の導入目標の早期設定。
- 国内、海外（特にアジア太平洋地域）における導入拡大を念頭においた早急なサプライチェーン構築。
- 国内産業振興、海外市場進出を視野に入れたサプライチェーン構築のためのロードマップ作成。

洋上風力サプライチェーンの全体像（内閣官房資料より）



出典：内閣官房資料よりClimate Integrate作成

11.石炭火力発電の現状と見通し

現行政策では非効率火力の一部削減に止まり、2030年目標は未達に

現状

- 石炭火力は日本の温室効果ガスの最大排出源（23%）。
- 政府目標は石炭火力の電源構成割合を2030年度に19%。直近の割合は31%と高止まり。
- 政府は非効率石炭火力のフェードアウト方針の下、事業者に計画（火力脱炭素化計画）の提出（非公開）を要請。
- G7では、2030年代前半又は1.5°C目標に整合的なタイムラインでの石炭火力の段階的廃止に合意。だが、日本はまだ石炭火力の廃止年を示していない。

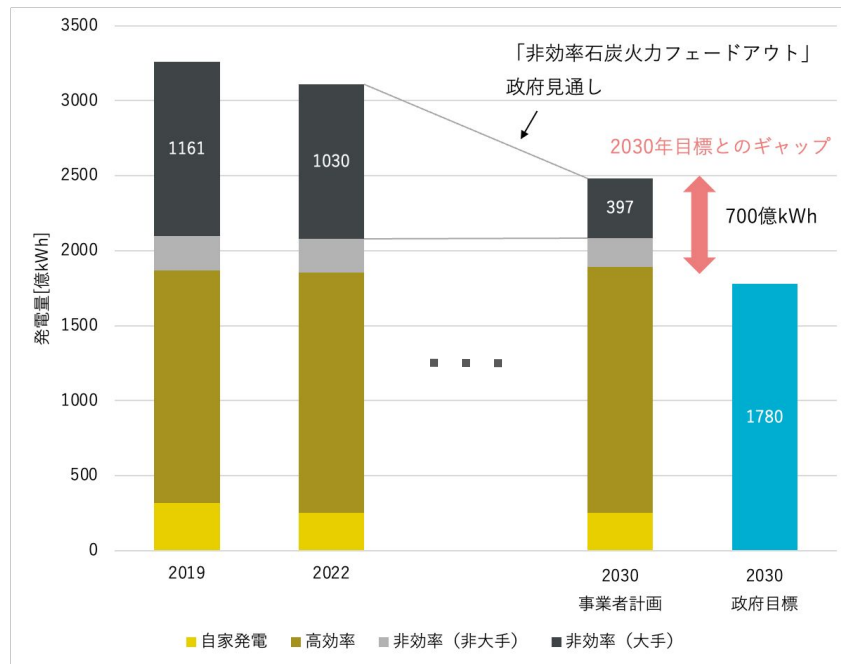
課題

- 電気事業者の供給計画では、石炭火力割合が2028年度32%、2033年度29%となり、2030年度政府目標19%を大幅超過。
- 事業者の火力脱炭素化計画が実現しても、石炭火力の2030年度の発電量は、政府目標（1780億kWh）を700億kWh超過。石炭火力のCO2排出量は2022年度比で2割減に止まる見通し（Climate Integrate試算）。

対策の方向性

- 2030年度の政府目標達成のため、非効率石炭火力の全廃止、高効率石炭火力や自家発電の発電量削減を推進・加速。
- G7合意達成のため、2030年代前半又は1.5°C目標に整合的に石炭火力の段階的廃止を進める政策・法律を整備。

石炭火力の発電電力量の推移



※ 「2030 事業者計画」のうち、「非効率（大手）」は2024年5月の政府資料に基づく。「非効率（大手）」以外は、発電事業者が公表している石炭火力の新設・休廃止計画に基づき、設備利用率を2023年度実績と同じ57.4%としてClimate Integrateが推計。

出典：2022年度総合エネルギー統計、資源エネルギー庁資料、発電事業者の報道発表、第6次エネルギー基本計画を基にClimate Integrate作成、協力：歌川学（産業技術総合研究所）

12.原子力発電の現状と見通し 稼働を想定しても、発電割合7-15%をピークに急速に減少

現状

- 2011年3月の東日本大震災による福島第一原子力発電所の事故により稼働中54基が全停止。
- 今日までに廃炉決定24基・再稼働12基・設置変更許可5基・審査中10基・未申請9基。
- 老朽化が進む（廃炉を除く36基中、運転開始40年以上5基、30-39年19基、0-29年12基）。
- 2022年度の電源構成割合は5.5%、設備利用率19.3%。

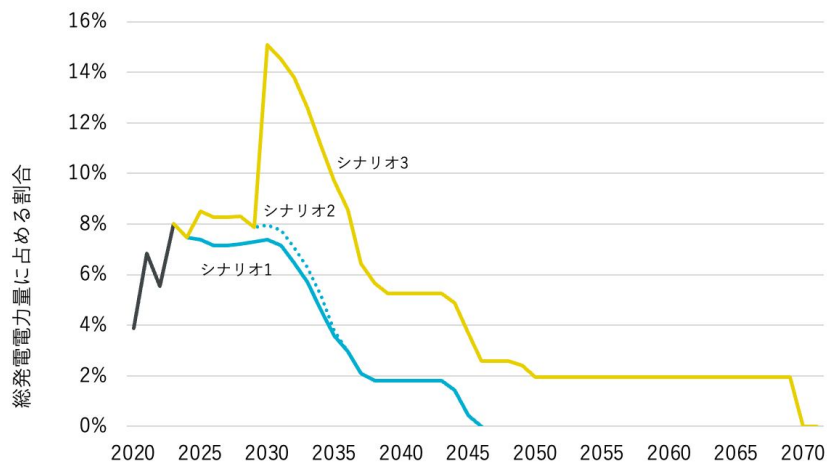
課題

- 審査・合意形成・訴訟・故障・事故等による計画の遅れ。
- 2030年の電源構成割合（20-22%）は想定が過大で達成困難。
- 今後の再稼働や運転期間延長を想定しても、推計では発電に占める割合は7-15%がピークでその後急速に減少。
- 更新・新規建設は、計画に約10年・建設に約10年かかる。

対策の方向性

- 長期停止の影響や老朽化、地元合意などを踏まえ、実現可能性の低い過大な想定はしない。
- CO2排出削減効果・発電量、経済性、安全性の観点から、他の電源と比較して合理的な選択ができるよう、情報を公開し、幅広い議論を経て慎重に決定する。

総発電電力量に占める原子力発電割合の見通し（Climate Integrate推計）



- 実績
- シナリオ1：再稼働済み12基(原則40年、認可済8基のみ60年(全シナリオ共通))
- シナリオ2：再稼働済み12基 + 女川2号機・島根2号機(2025年から運転開始)
- シナリオ3：廃炉決定・未申請を除く全てが稼働(設置変更許可済3基 + 審査中10基(2030年から運転開始)含む)

- ※ 以下の想定に基づきClimate Integrateが推計
- 運転期間：原則40年、延長認可済8基（2024年7月現在）は60年。
 - 設備利用率：運転開始40年まで75%、50年まで65%、60年まで55%。
 - 総発電電力量：2022年度実績から2030年度（政府見通し9,340億kWh）まで均一に減少と想定。2030年以降一定。

出典：総合エネルギー統計、資源エネルギー庁資料等を基にClimate Integrate作成、協力：歌川学（産業技術総合研究所）

13.変動する再エネ電気の有効利用 短中長期の変動に合わせた多様な対応方法がある

現状

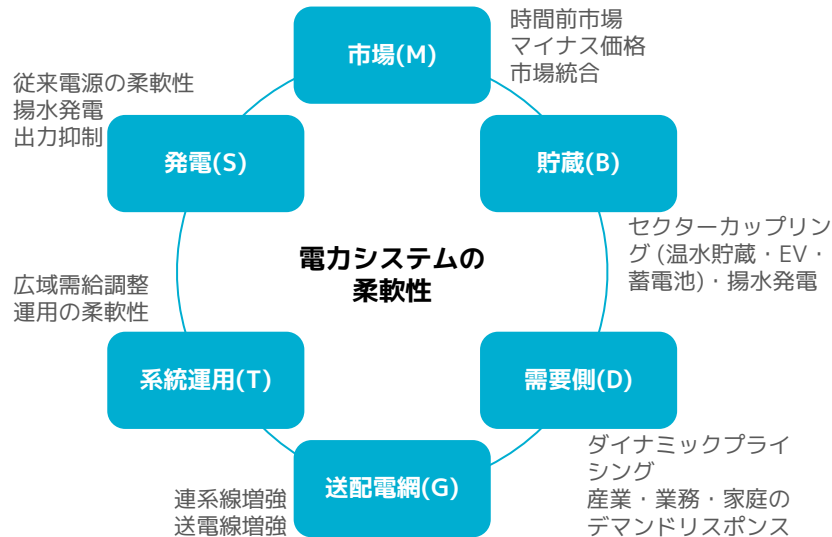
- 2022年度の再エネ22%実績のうち、変動性再エネは10% (太陽光9%・風力1%)。
- 日本型コネク&マネージでノンファーム型接続開始。需給調整、系統混雑解消などで出力抑制が行われる。

課題

- 変動性再エネの拡大で、供給の不安定さが一部で指摘されるが、柔軟性の概念に基づく市場やシステム設計が希薄で、再エネの供給力を活かせていない。
- 過剰な出力抑制のおそれ。

対策の方向性

- 電力システムの柔軟性の多様な方法を実施し、再エネ大量導入を加速。



【時間単位】

1日のうち需要が高低する時間帯

- (D) ダイナミックプライシング
- (M) 時間前市場・マイナス価格
- (B) 温水貯蔵・EV・蓄電池 (セクターカップリング)
- (S) 揚水発電・従来電源の柔軟性
- (S) 出力抑制

【日単位】

曇天/晴天の日、無風/強風の日

- (S) 気象予測による再エネ出力予測
- (S) 揚水発電・従来電源の柔軟性
- (T) 広域的な連系
- (B) 温水貯蔵・EV・蓄電池 (セクターカップリング)
- (S) 出力抑制

【季節単位】

季節による変動

- (S) 太陽光 (夏の昼間に多く発電) と風力 (冬の夜間に多く発電) の両方をバランスよく推進
- (B) 温水貯蔵・水素 (セクターカップリング)
- (D) データセンター等の柔軟な運用
- (D) 断熱強化によるピーク時の冷暖房需要の低減

14.再エネ大量導入に関する障壁と対策

市場システム・制度を見直し、着実な推進へ

論点	課題	対策
導入の規模とペース	低い目標、系統連系の審査・工事の遅れによる導入の遅れ 再エネ海域利用法改正（浮体式洋上風力をEEZに設置するための法改正）、サプライチェーン構築の遅れ	意欲的な導入目標設定。 導入が遅れる太陽光・風力の案件の早期運転開始とさらなる促進 再エネ海域利用法改正法案の早期成立とEEZにおける洋上風力の案件形成
中立・公正な自由競争市場	旧一電の内部取引・発電一体の継続。差別的で参入障壁がある競争環境、調達・託送・料金設定の地域間格差	非差別性の撤廃、FIP制度の事業性向上 送配電エリア広域統合
火力・原子力	容量市場・長期脱炭素電源オークションにおける火力・原子力へのインセンティブ	長期脱炭素電源オークション制度の見直し
受容性	地域住民の反対 地域への利益非還元	ゾーニング・合意形成による地域共生の確保 地域への利益還元
再エネ事業者負担	新電力による託送料金負担（原子力負担等含む） 新電力による系統連系・基幹系統費用負担 従来事業者と新規事業者の間のファーム・ノンファーム契約の不平等、旧一電（グループ内に発電・小売の両方を持つ）と比較して、新電力には追加負担	発電側課金制度、系統接続ルール、ノンファーム契約、容量市場拠出金負担における再エネ導入への障壁の撤廃
系統接続	系統制約・不足 基幹系統・ローカル系統整備の遅れ	系統整備・増強の前倒し
需給調整・柔軟性	不透明・無報酬の出力抑制・原発優先給電 市場価格設定による歪み 柔軟性対応の不足	再エネ優先給電、需給情報の情報開示 ネガティブプライス導入 デマンドレスポンス・セクターカップリングの拡大
情報開示・価値やコスト表示	再エネ賦課金・燃料調整費・託送料金や原価負担の不透明性 再エネ電源の選択肢・情報の不足 FIT電源に環境価値が付与されない 再エネと原発・水力の一体的扱い	電気料金表示の見直し 消費者向けのサービスメニュー拡大 情報公開・透明性の拡大 環境価値の説明・非化石証書における再エネとの区別



「これからの気候・エネルギー政策に向けたファクト集」2024. 7.25 版
執筆：小俵大明、平田仁子、望月ハル、安井裕之、渡辺千咲（Climate Integrate）