



# アジアにおける24時間365日 カーボンフリー電力 (24/7CFE) のモデル化

日本の結果

# 報告書執筆者



アレックス・ルタ／  
Alex Luta  
リード（東アジア）



ダン・ウェルスビー／  
Dan Welsby  
モデラー（日本）



ジョエル・ヤップ／  
Joel Yap  
アナリスト（東アジア）

## その他の貢献者

コミュニケーション、分析、モデリング・インフラ、運営上の調整を通じてこの取組を支えてくれた以下のTransitionZeroの現同僚・元同僚の貢献に感謝する：Alice Apsey, Ollie Bell, Duncan Byrne, Khandekar Mahammad Galib, Matthew Gray, Michael Guzzardi, Tim Haines, Anna Hartley, John Heal, Simone Huber, Thomas Kouroughli, Alex Luta, Aman Majid, Grace Mitchell, Irfan Mohamed, Joe O'Connor, Sabina Parvu, Handriyanti Diah Puspitarini, Abhishek Shivakumar, Stephanie Stevenson, Isabella Söldner-Rembold, Isabella Suarez, Thu Vu。

# 謝辞

このレポートは、[Google.org](https://www.google.org/)からの資金提供によって可能となった。

我々の方法論的アプローチは、日本、インド、シンガポール、台湾、マレーシアにおける24時間365日カーボンフリー電力（24/7 CFE）調達システムのレベルのコストと便益の評価に焦点を当てている。

これは、確固とした文献群と最先端のモデリング・ツールに基づいている。

ベルリン工科大学および提携研究者：

- 。 Riepin, I., & Brown, T. (2022年) System-level impacts of 24/7 carbon-free electricity procurement in Europe. (欧州における24/7 CFE調達がシステムレベルで及ぼす影響) Zenodo. <https://doi.org/10.5281/zenodo.7180098>
- 。 Riepin, I., & Brown, T. (2023年) The value of space-time load-shifting flexibility for 24/7 carbon-free electricity procurement (24/7 CFE調達に向けた時空間負荷シフトのフレキシビリティの価値) Zenodo. <https://doi.org/10.5281/zenodo.8185850>

プリンストン大学（ZEROラボ）：

- 。 Xu, Q., Manocha, A., Patankar, N., Jenkins, J.D. System-level Impacts of 24/7 Carbon-free Electricity Procurement (24/7 CFE調達がシステムレベルで及ぼす影響)、プリンストン大学ゼロカーボンエネルギーシステム研究・最適化研究所、プリンストン、ニュージャージー州、米国 2021年11月16日
- 。 Xu, Q., Jenkins, J. D. (2022年) Electricity System and Market Impacts of Time-based Attribute Trading and 24/7 Carbon-free Electricity Procurement (時間ベースの属性取引と24/7 CFE調達が電力システムと市場に及ぼす影響) Zenodo. <https://doi.org/10.5281/zenodo.7082212>

国際エネルギー機関（IEA）：

- 。 地域的洞察およびセクター別分析
- 。 IEA (2022年) Advancing Decarbonisation through Clean Electricity Procurement (クリーン電力調達による脱炭素化の促進)、IEA、パリ <https://www.iea.org/reports/advancing-decarbonisation-through-clean-electricity-procurement>

自社内でのモデリングには、エネルギーシステムのシミュレーションと最適化のためのオープンソースのフレームワークである[PyPSA \(Python for Power System Analysis\)](https://www.pypsa.org/) を活用している。このプラットフォームによって高解像度での脱炭素化電力システムの時間単位のモデリングが可能になるので、私たちの国別分析に適している。オープン・モデリング・コミュニティのすべての貢献者に感謝している。彼らのツールや洞察は、世界のCFE目標を達成するための分析基盤を強化するものである。

本研究の進行中に貴重なフィードバックと洞察を提供してくれた下記の査読者に感謝する：平田仁子（クライメート・インテグレート）、小川要（経済産業省）、Jubair Sieed（RITE）、杉山昌広（東京大学）、高瀬香絵ほか（自然エネルギー財団）、上岡シンヤ（経済産業省）、安田陽（ストラスクライド大学）また、匿名を選択された査読者の方々にも心からの感謝を申し上げます。その洞察は最終報告書を形にする上で非常に有益だった。この研究への貢献や査読は、それを行った個人またはその所属組織が本報告書の内容を指示していることを意味するものではない。間違いがあった場合は、すべて私たち自身の責任である。

# 目次

- 05 序文
- 06 TransitionZeroについて
- 09 CFEの背景
- 17 エグゼクティブ・サマリー
- 28 方法
- 39 モデリング結果
- 55 結論
- 57 感度分析
- 61 付属文書

# 序文



**Matthew Gray**  
共同創設者兼CEO  
TransitionZero

2025年2月、日本政府は「第7次エネルギー基本計画」を正式に決定し、2040年までに総発電量に占める再生可能エネルギーの割合を40～50%に引き上げることを目標に掲げた。自然エネルギー比率を現在の2倍近くに引き上げると同時に、政府は原子力発電の再稼働と火力発電の脱炭素化についても野心的な目標を掲げている。日本は世界第4位の経済大国であり、一人当たりの所得が高く、ハイテク産業が活発で、その輸出品は世界中で賞賛されている。このことは、低コストの変動再生可能エネルギー（VRE）による電源構成への移行において、同国にチャンスと課題の両方をもたらしている。

この転換の核となるのは、日本が24時間365日カーボンフリー・エネルギー（24/7 CFE）を大規模に生産し、日本の高付加価値輸出品を購入する国際消費者の期待に応えられるようになることだろう。日本の意思決定者がより多くのVREの統合に取り組み、企業やデベロッパーが温室効果ガスプロトコル（GHGP）会計の更新を控えて戦略を調整する中で、重要な問いは、24/7 CFEとは何か、そのコストはいくらか、ということである。

「24/7 CFE」とは、毎時の電力消費量とカーボンフリー電源からの発電量を一致させることを意味する。クリーンなエネルギー証書を年に一括として購入する代わりに、クリーンな電力を必要なときに、毎日一日中利用できるようにする。このアプローチは、一般的に電力需要が24時間横ばいである重工業やクラウドコンピューティングにとって特に重要であり、長期的な脱炭素化のためには不可欠である。特に、将来のCFEの主要な供給源であるVREの出力が常に変動している場合はなおさらである。24/7 CFEは、このような大規模消費者の利益と、電力系統の長期的な拡張を可能な限り低いコストで実現しつつ、リアルタイムで電力需要のバランスをとらなければならない送電網計画者の利益を一致させるものである。このアプローチへの移行は、企業が購入電力からの排出量をどのように計算するかを規定するGHGPの中心的な焦点であり、数年にわたる基準の改訂の過程にある。しかし、毎時排出量会計が望ましい会計方法として台頭しつつある一方で、GGPは目標を設定し、実績を評価することはしていない。

我々の分析は、年単位から時間単位のマッチングへの移行が、日本のエネルギー計画担当者、系統運用者、企業にとって「後悔のない」選択肢を提供できることを示している。年単位のマッチングの場合でも、毎時消費される全電力が年間を通じて90%PPAにより供給されるCFEである場合でも、国の便益はほぼ同じである：日本全体で、年間約18億米ドルの燃料費を節約し、CO2排出量を11MtCO<sub>2</sub>e以上削減することができる。しかし、重要なことに、この「CFE90」シナリオの場合、企業は電力消費の排出係数を年単位のマッチングと比較して74%低下させることができ、しかも2019年以降の年間卸売市場価格の平均を実質的に下回る単価でそれを達成できると我々の研究結果は示している。

また、我々は、日本では近年VREの導入が減速していることも評価しており、政府などが長期的なエネルギー安全保障と脱炭素化を視野に入れ、炭素回収・貯留を行うガス火力発電や、アンモニアと水素をそれぞれ石炭とガスと混焼するような革新的火力発電方式への支援を同時に開始していることに注目している。我々の分析では、計画立案者は、VREの安い単価と火力発電所の潜在的な利点とのバランスを注意深くとらなければならないことを認識している。しかし、我々の分析では、これらの利点は未検証の仮定に非常に敏感であり、新しい形態の貯蔵、あるいはまだ分析対象にされていない他のCFE源との競合の影響を受けやすいことがわかった。

この分析が、日本のエネルギー計画担当者や市場関係者にとって、24/7 CFEに関連する課題と機会について理解を深める一助となり、2040年までに再生可能エネルギーによる発電量を最大50%にするという日本政府の目標を支援することを願っている。

# TransitionZeroについて





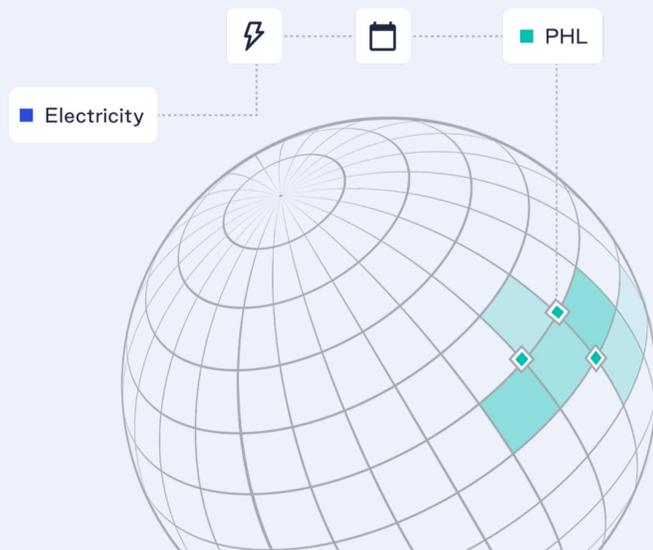
ウェブサイトはこちら

# エネルギー移行計画に向けたオープンソフトウェア、データ、インサイト

各国政府とそのパートナーによる、クリーンで信頼性の高い電力移行計画の策定をサポート

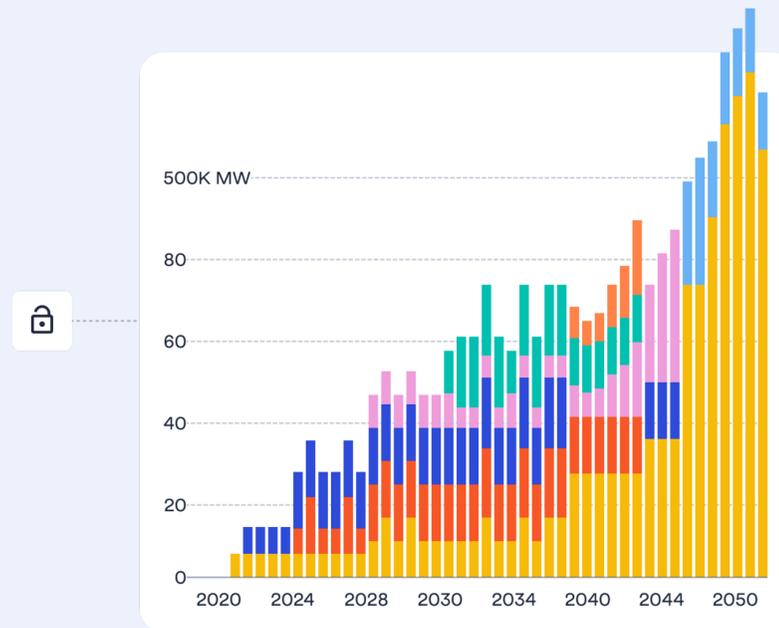
## アクセス容易なソフトウェア

私たちのシステムモデリングソフトウェアはアクセスが容易で、技術トレーニングも実施。これにより、高効率・効果的なエネルギー移行計画が策定可能。



## オープンデータ

私たちのオープンデータセットはAIと国内の専門知識を組み合わせたもので、質の高いシステムモデリングをサポートする。



## 市場アナリスト

政策立案者が必要なスキルと知識を身に付け、エネルギー移行に伴うリスクと機会について理解を深められるよう、アナリストがサポートする。



# TransitionZeroの製品

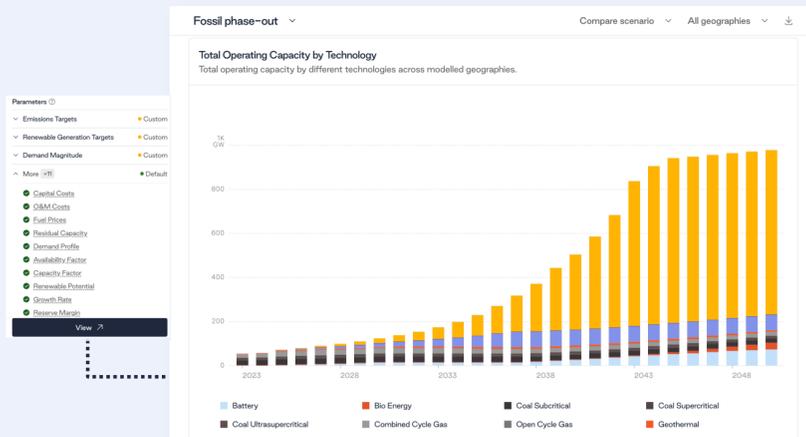
当社のソフトウェアとデータは、エネルギー移行計画をより身近で透明性の高いものにする。



製品検索

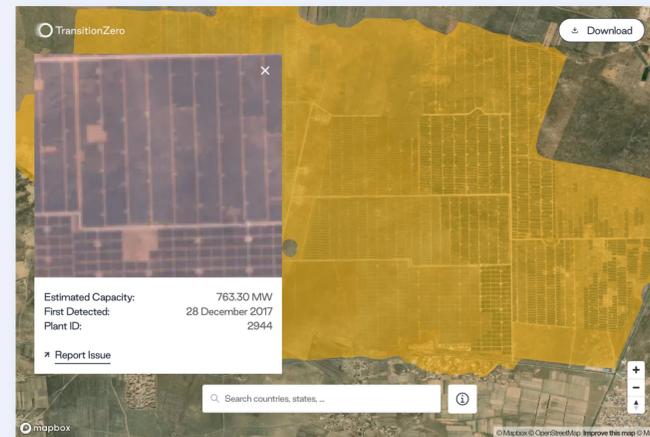
## シナリオビルダー

TZ-SBは、エネルギー移行計画に携わるアナリストが、電力システムモデルの構築、実行、結果の分析を、迅速、透明、かつ大規模に行えるようにする、コード不要の無料のモデリング・プラットフォームである。



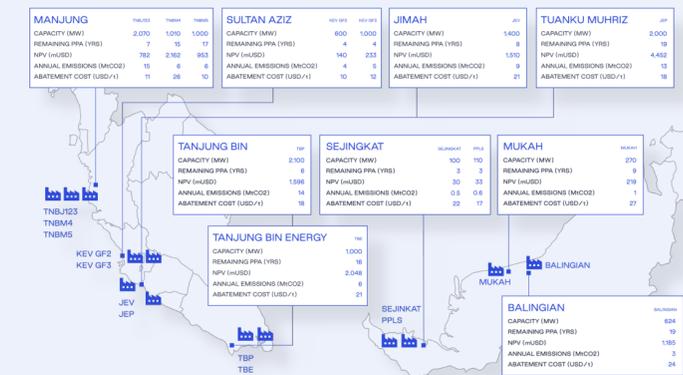
## ソーラー・アセット・マップパー

TZ-SAMは、機械学習と地理空間データを活用したソーラー施設のオープンアクセスデータセットである。200カ国で100,000のソーラー施設を追跡し、四半期ごとに100GWの容量が追加されている。



## 石炭施設転換ツール

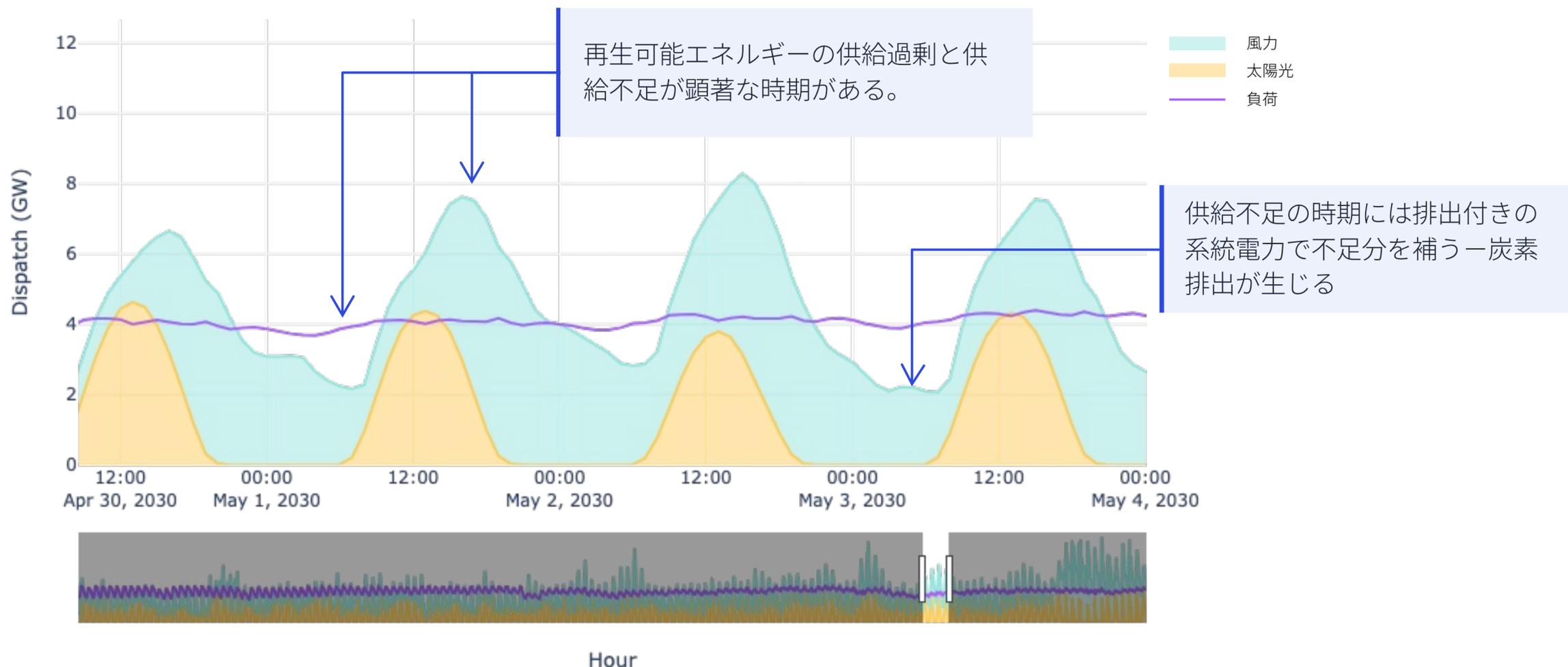
TZ-CATは、石炭火力発電所のリファイナンスとリプレースを手頃で公正な方法でサポートするオープンデータ製品である。TZ-CATは現在、フィリピン、インドネシア、マレーシアで利用できる。



# カーボンフリー電力（CFE）の背景

# クリーン電力の発電と消費パターンのミスマッチに直面する電力消費者

年単位でのマッチングパターンとはどのようなものか

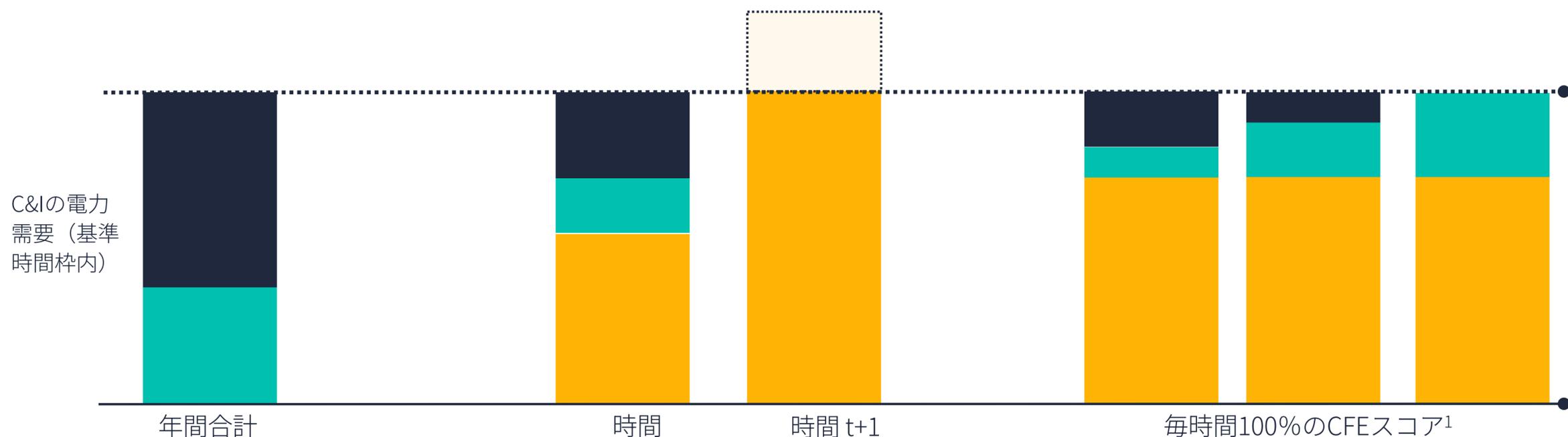


## キーポイント

- 商業・産業部門（C&I）の電力消費者は、大気汚染の原因となる電力の消費を削減すべきという圧力を受けている。
- 再生可能エネルギーのPPA（電力購入契約）に100%依存すると、供給過剰と不足のサイクルに陥り、実際にCFEの恩恵を受けられるのは一部の時間帯に限られる。
- 通常、一般的に二酸化炭素を排出する電源が、電力不足時には介入する必要がある。
- 時間単位で電力消費と発電をマッチングさせる（「24時間365日CFE」）ことで、24時間体制でCFEの利用を最大化することを目指す。

## 電力調達のガイダンスが変化中

GHGプロトコルの進化：年間で24時間CFEスコアを最大化しスコープ2の排出量削減を促進



### 状況1：何もしない

C&I消費者の電力消費は、地域のグリッドのみでまかなわれており、その大半が炭素ベースの電力である。

### 状況2：年単位でマッチング（現行の一般的な方法）

C&I消費者の電力消費のマッチングは部分的にすぎず、結果としてCFEの不足や供給過剰が生じる場合がある。

### 状況3：24/7 CFE（24時間365日カーボンフリー電力）

電力使用量とCFEは完全一致している。PPA（電力購入契約）で需要の一部をまかない、残りはCFE基準を満たす場合に限り、グリッドから調達するという、混合型アプローチが活用できる。

## 主なポイント

- 消費者のCFEスコアは、状況3における24時間365日の平均である。
- CFEが満たすべき原則は、地域内での調達（同じ管轄エリアから）、時間単位でのマッチング（理想的には1時間単位）、追加投資によるものとする。
- CFEには、技術的中立性が定義として含まれている。

- 系統からの排出する電源
- 系統からのCFE電源
- PPAのCFE消費電力
- PPAのCFE超過分

¹ 100%CFEを目指す場合、C&I消費者がグリッドに依拠できるのは、グリッド自体も100%CFEである場合に限られる。消費者がCFEスコアを下げても良いと考える場合は、（炭素）排出設備を備えたグリッドに依拠することもできる。

## カーボンフリー電力の測定方法

CFEスコアには、PPAで調達した発電量と、より広い範囲のシステムのクリーン度が含まれる。

- CFEスコアは、各1時間当たりの電力消費量とカーボンフリー電力(CFE)発電量がどの程度一致しているかを示すパーセンテージ・スコアである。私たちはGoogleが定めた方法に従っている<sup>1</sup>。
- これは、PPA契約によって調達されるCFEと、系統全体の発電構成から供給されるCFEの両方を使用して計算される。計算方法は以下のとおり。

$$\text{CFEスコア \% (h)} = \frac{\text{契約上調達されたCFE MWh} + \text{消費した系統からのCFE MWh}}{\text{CFE負荷 MWh}}$$

ただし、

$$\text{契約上調達されたCFE MWh} = \text{Min}(\text{CFE負荷 MWh}, \text{CFE発電量 MWh})$$

$$\text{消費した系統からのCFE MWh} = [\text{CFE負荷 MWh} - \text{契約上調達されたCFE MWh}] \times \text{系統からのCFE\%}$$

- 系統からのCFEのパーセンテージは、9つの系統エリアがそれぞれ異なる1時間当たりのCFEスコア(%)を持っているとみなし、発電の何パーセントがカーボンフリー電源によるものかを見て計算される。
- CFEの余剰分を系統に売却したとしても、契約したCFEのスコア上限は100%である。

## 計算例

参加C&I負荷 = 100 MWh  
 CFEの契約発電量 = 65 MWh  
 系統からの調達(インポート) = 100 - 65 = 35 MWh  
 系統のCFE = 45

$$\text{CFEスコア} = [65 + (35 \times 0.45)] \div 100 = 81\%$$

ここでは、参加C&I消費者の負荷は100MWhで、CFEの常時マッチングに参加している。

この時間帯の例では、65MWhのクリーン発電をPPA（太陽光発電と蓄電池の組み合わせなど）で調達し、残りの35MWhを系統から調達して負荷を満たす必要がある。

その時間帯の系統のCFEスコアは45%である（つまり、発電量の45%しかCFE電源によるものではない）。その結果、その時間帯のCFE総合スコアは81%となった。

1. グーグル 2021 「24時間365日CFE：方法および測定基準 (24/7 Carbon Free Energy: Methodologies and Metrics)」

## Key questions

Stakeholders need to better understand the implications of this shift

What are the implications in markets with high levels of fossil generation when a significant share of C&I consumers shift from annual to hourly matching?

What are the costs and benefits of hourly matching at the system level, i.e. the Japanese power sector and the actors involved in generation, storage, transmission, and distribution?

What other implications of hourly matching are there for both the wider system and C&I consumers?

To what extent are nascent technologies (storage or innovative thermal generation) needed for higher shares of hourly matched CFE?

To what extent can a wider palette of CFE technologies affect system-wide costs and benefits?

## 豊富な発電方式

追加性と発電方式の選択肢（パレット）が、グリーンフィールド投資によるシステムのコストと便益に与える影響を追求

発電方式	パレット1	パレット2	パレット3
追加の再生可能エネルギー <sup>1</sup>	✓	✓	✓
蓄電池	✓	✓	✓
長期エネルギー貯蔵 <sup>2</sup>	✗	✓	✓
アラムサイクルCCSガス	✗	✗	✓
水素/アンモニア混焼	✗	✗	✓

<sup>1</sup> 2024～2030年に運用可能

<sup>2</sup> 液化空気エネルギー貯蔵

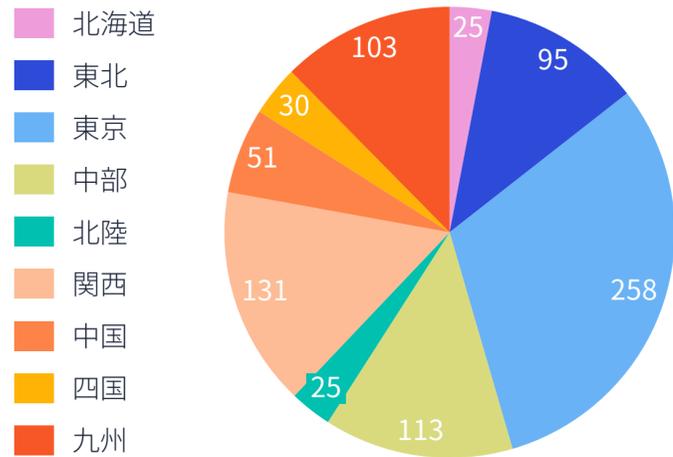
<sup>3</sup> 水素/アンモニアによる発電では、非化石燃料由来分のみをCFE（それぞれ10%と20%）として計上する。CCSについては、CO2の回収率を70%とし、残りの30%の排出削減されていない分はCFEとして計上しない。

## 発電方式の範囲拡大で MarComms catch-up

- 参照シナリオにおける「ブラウンフィールド」の電源構成には、追加性が低いCFE電源（既存の原子力発電所、水力発電所、再生可能エネルギー発電所、および揚水蓄電と蓄電池）と、通常の条件下で新增設されると考えられるCFE発電所が含まれる。これらはすべて、各エリアのCFEスコアに反映される。
- 年単位および時間単位のマッチング・シナリオでは、C&I需要家は、これらのパレット限定の発電方式を含むPPAにより「グリーンフィールド」の発電容量を追加調達することができる。
- パレット3でも、革新的な火力発電所<sup>3</sup>の非従来型部分を追加性として考慮している。

# 日本の電力セクターの概要 [1]

## 2024年時点の管轄エリア別発電量 (TWh)



北陸 (25TWh)



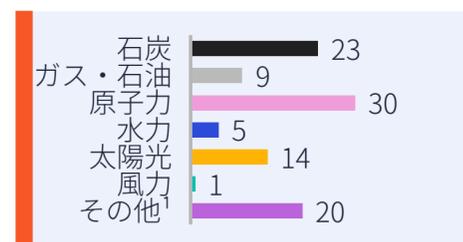
関西 (131TWh)



中国 (51TWh)



九州 (103 TWh)



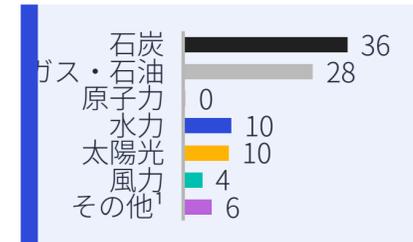
四国 (30TWh)



北海道 (25TWh)



東北 (95TWh)



東京 (258TWh)



中部 (113TWh)



**327GW**  
全国の総容量



**846TWh**  
全国の総需要<sup>1</sup>



**65%**  
一般火力発電の割合



**25%**  
再生可能エネルギー発電の割合



**2.7GW**  
2024年に増設された太陽光発電容量

<sup>1</sup> 沖縄を含む（需要が小さく、本土に連系されていないため地図には表示されていない）。  
<sup>2</sup> バイオマス、地熱、連系線、貯蔵からの電力を含む。

## 日本の電力セクターの概要 [2]

### 現実のCFE調達戦略とモデル化されたCFE調達戦略の概略

現在、日本の電力市場には、C&I消費者がカーボンフリー電力（CFE）を調達する場合の選択肢が4つある。いずれの選択肢にも、電力の環境価値を取引できるようにする政府の制度—いわゆる「非化石証書（NFC）」—が関わっている。手短に言うと、まず政府が発電事業者に対してNFCを発行し、その後CFEに関心を持つ消費者が認証を受けた電力を何らかの形で購入することにより発電事業者は収益を得られる。4つの選択肢とは以下の通りである。

1. オンサイトPPA：消費者の敷地内でのCFE容量への投資で構成され、消費者はその場所で発電される電力のNFCを維持する。
2. オフサイトPPAには「フィジカル」PPAと「バーチャル」PPAがある：日本の法律では、CFE消費者とCFE発電事業者との間に第三者である小売電気事業者が介在して取引することが義務付けられている。<sup>1</sup>すべての「オフサイトPPA」は発電事業者から消費者へのNFCの移転を伴うが、その形態は以下の2つに分かれている。
  - a. 「フィジカルPPA」では、特定の発電事業者からCFEを調達する。
  - b. 「バーチャルPPA」では、特定の発電事業者からのNFCを、そのNFCの由来となるCFE発電事業者からの電力ではなく、より広い卸売市場から購入した従来の電力とセットにして取引する。
3. グリーンタリフ：小売事業者はさまざまな手段で電力とNFCを調達し、トラッキング（追跡）なしで消費者にセット販売する。

私たちのモデルでは、日本で登場し始めているフィジカルPPAとバーチャルPPAのハイブリッドを近似している。これは、消費者がCFEで負荷の100%を満たしたいと考えている場合、現実的には、出力が変動する再生可能エネルギー電源は、たとえストレージを備えていても、その負荷を満たすことができない可能性があるため、消費者と接する小売事業者は、瞬間的な不足を補うために、電力とNFC（理想的には、CFE施設に直接帰属するもの）の両方を調達する柔軟性が必要であることを認め、それに対応するためである。逆に、契約施設の発電量が過剰になった場合、そのCFEを他の消費者にCFEとして（本研究のアプローチ）、または電力とNFCを切り離して（本研究では検討されていない）販売する柔軟性があると有益である。

このシステムを24/7 CFE（24時間365日CFE）の理想に近づけるために、日本の当局が取りうる措置はいくつかある。手短に挙げると、必ずしもすべてのNFCが特定の発電事業者まで追跡されないこと、NFCの粒度は時間単位ではなく日単位までしか設定されていないこと（2025年8月現在）、使用量と発電源を追跡するための一元化された登録簿がないこと、電力とNFCの切り離し（過去には柔軟性という目的の下に追求された）が将来的にはかえって混乱を生む可能性があること、などである。日本で24/7 CFEが順調に推進されるよう、この研究でNFCシステムの機能強化の必要性を示せば幸いである。

<sup>1</sup>実際には、この規則を回避するために小売電気事業者ライセンスの取得を選択する開発企業もある。

## 日本の再生可能エネルギー調達の歩み



# エグゼクティブ・サマリー

日本におけるCFEモデリングから得た重要なポイント



## 研究アプローチの概要

2030年の日本のカーボンフリー電力をどのようにモデル化したか

2030年を代表する系統を策定し、日本本土を管轄エリアレベル（9エリア）でモデル化するために、1時間ごとの粒度で給電（dispatch）モデルを策定した。さまざまなクリーン電力政策をテストし、これらの介入がコスト、排出量、その他の主要なシステム指標に与える影響を確認した。

段階的プロセスは以下の通り：

### 01

各管轄エリアを順番に見ていき、そのエリアの需要の3%をクリーン電力マッチングに参加するC&I消費者に割り当てる。この3%は、脱炭素化に向かう一般的なC&I需要を代表するものである。

### 02

この3%の需要は、年単位のマッチングまたは時間単位のマッチングスキーム（時間単位でCFE70~100%をテスト）としてモデル化される。C&Iの消費者は、このクリーン電力を供給する追加のクリーンな発電設備からPPAを通じて調達する。なお、当該発電設備は新設され、モデルによって最適化されている。

### 03

次に、管轄エリアレベルの結果を集計し、システム（すなわち日本の電力セクターと発電、ストレージ、送電、配電に関わる関係者）とC&I消費者との両方に対する影響を評価する。

## 時間単位のマッチングで年間10億ドル以上のコスト削減が可能

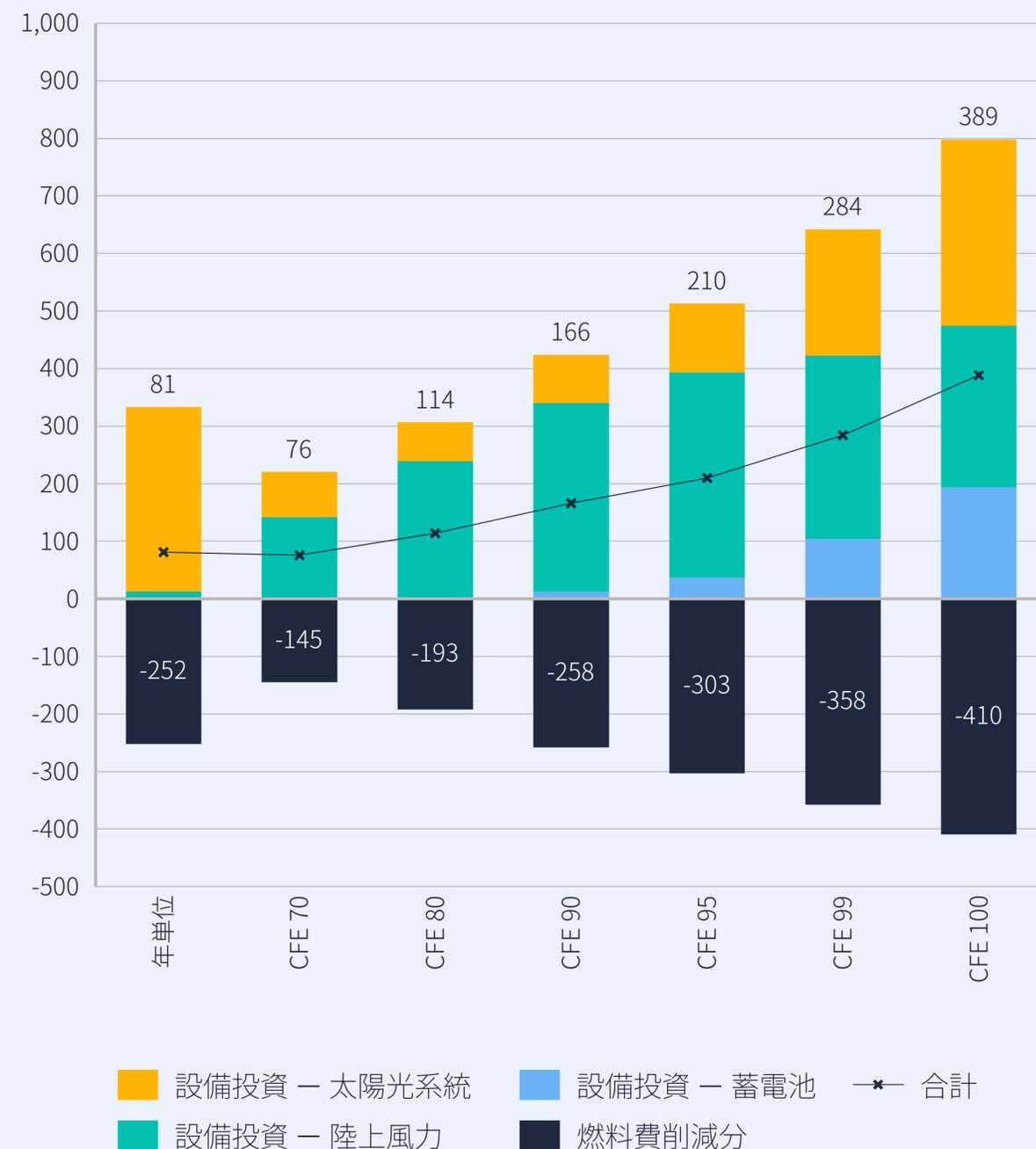
CFEスコアが高いほどオフテイカーの投資コストは高くなるが、CFE70を超えると燃料費削減額も最大30億ドルまで増加する

1. 日本では風力が他よりも優れた資源である。C&Iのオフテイカーが太陽光発電PPAや通常の系統に頼れない時間を風力が埋めてくれる。ただし、CFEスコアが最高値に近づくと、炭素ベースの電源が残っているため系統にはもう頼れない場合、太陽光と蓄電池を利用したハイブリッドシステムが必要になり始める。
2. CFEスコアの最大化を図ると、ストレージへの設備投資額が飛躍的に増大する。全国の合計を見ると、CFE90からCFE100に移行するために必要な追加ストレージへの設備投資額だけでも、CFE90に到達するために要した費用にほぼ匹敵する。実際、ストレージが非常に高価であるため、CFE100でのストレージへの大きな依存は、設備利用率が高いけど資本費も高い風力資源の一部を、設備利用率が低いけど資本費は安い太陽光で代替することを促す。
3. 再生可能エネルギーによる余剰発電が燃料費を削減する。PPA施設の発電量がオフテイカーのCFE需要を上回ると、その余剰分は卸売市場で売電することができ、メリットオーダー（発電コストの安い順）に従って火力発電に取って代わる。一般の系統における従来型発電設備のコストは、CFE70での10億3,000万ドルからCFE100での29億2,000万ドルまで削減できる。システム全体のコスト削減という点では、CFE100では49%もの削減効果が期待できる。
4. 年単位のマッチングは、資金の使い方がやや非効率的となる。燃料費の削減はCFE70の場合よりも大きいものの、オフテイカーの設備投資額は著しく高く、年単位のマッチングだとシステム全体のコストが7%高くなる。

<sup>1</sup>PPA資産を含むシステム全体のすべての資本支出、運転支出、燃料支出で構成される。設備投資の数値は年間換算。

## システム全体のコストと便益<sup>1</sup>

日本の電力セクターの投資額／コスト削減額  
(単位：十億円)



出典：当社試算結果

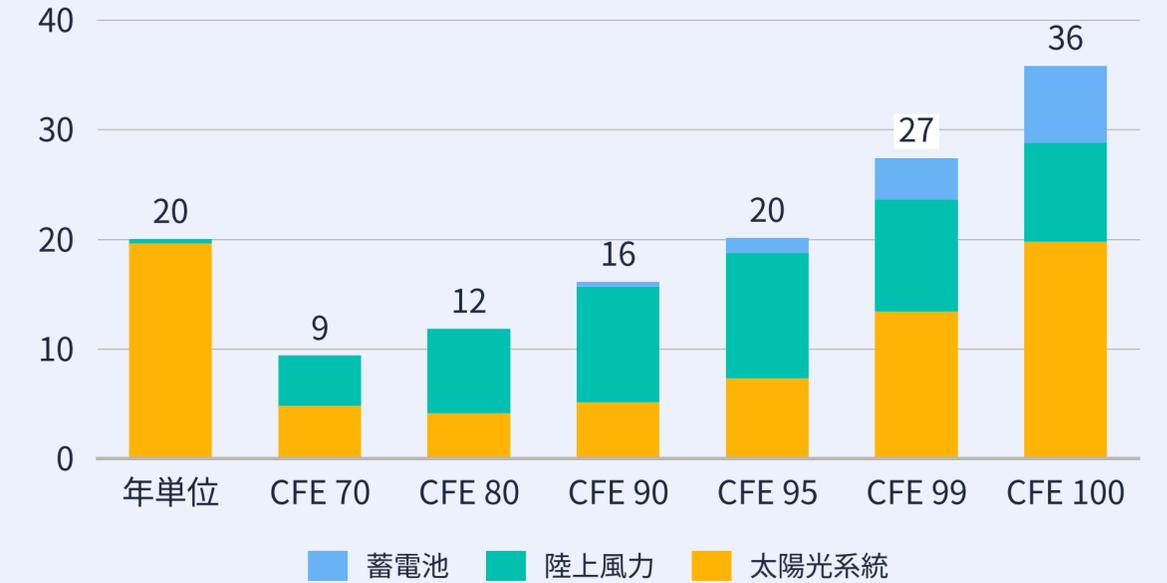
## 排出削減には時間単位のマッチングの方が良い

時間単位で70%のマッチング率でも、すでに排出係数は年単位のマッチングを20%下回る

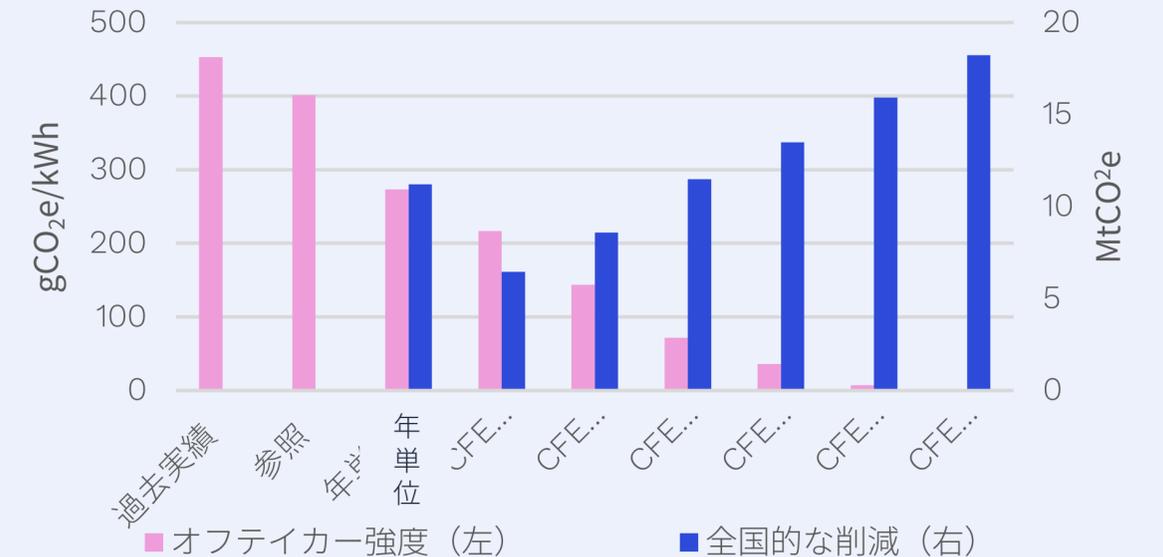
1. 時間単位のマッチングで最も閾値が低い場合でも、オフテイカーの排出係数は年単位のマッチングパターンを下回る。これは、排出係数で示される削減効果に関して、時間単位のマッチングの方が有効であることを浮き彫りにしている。
2. CFE90以上になると、時間単位のマッチングの方が年単位のマッチングよりもシステム全体の排出量削減が増える。CFE90未満のレベルでは、年単位のマッチングの方が全国的な排出削減量が大きくなる。その理由は、過剰に新增設された施設からのクリーン電力が大量に売電されるため、また、CFE70やCFE80では必要とされるCFEの量が年単位のマッチングシナリオの場合よりも少ないためである。しかし、CFE90以上では時間単位のマッチングが差を縮め、CFE100までに18MtCO<sub>2</sub>e以上の排出削減を実現する。これは年単位のマッチングによる11MtCO<sub>2</sub>eを60%超上まわる削減である。
3. CFE95では、絶対値でも排出係数でも、年単位のマッチングよりも排出を大きく削減する。両アプローチとも約20GWの新增設が必要だが、CFE95の方が約20%全国的な排出削減量が大きく、オフテイカーの排出係数は74%低い。この差は、CFE95では風力発電への依存度が高いことが主因である。風力発電は太陽光発電と異なり、昼間の時間帯に限定されないからだ。それゆえに、毎時マッチングする必要がないので太陽光が優勢な年単位のマッチングとは対照的に、時間単位のマッチングでは風力の方が毎時のニーズにより合致し有効なのである。

## 2030年までの新增設（GW）

要件が厳しくなるほど発電とストレージの必要量が増える



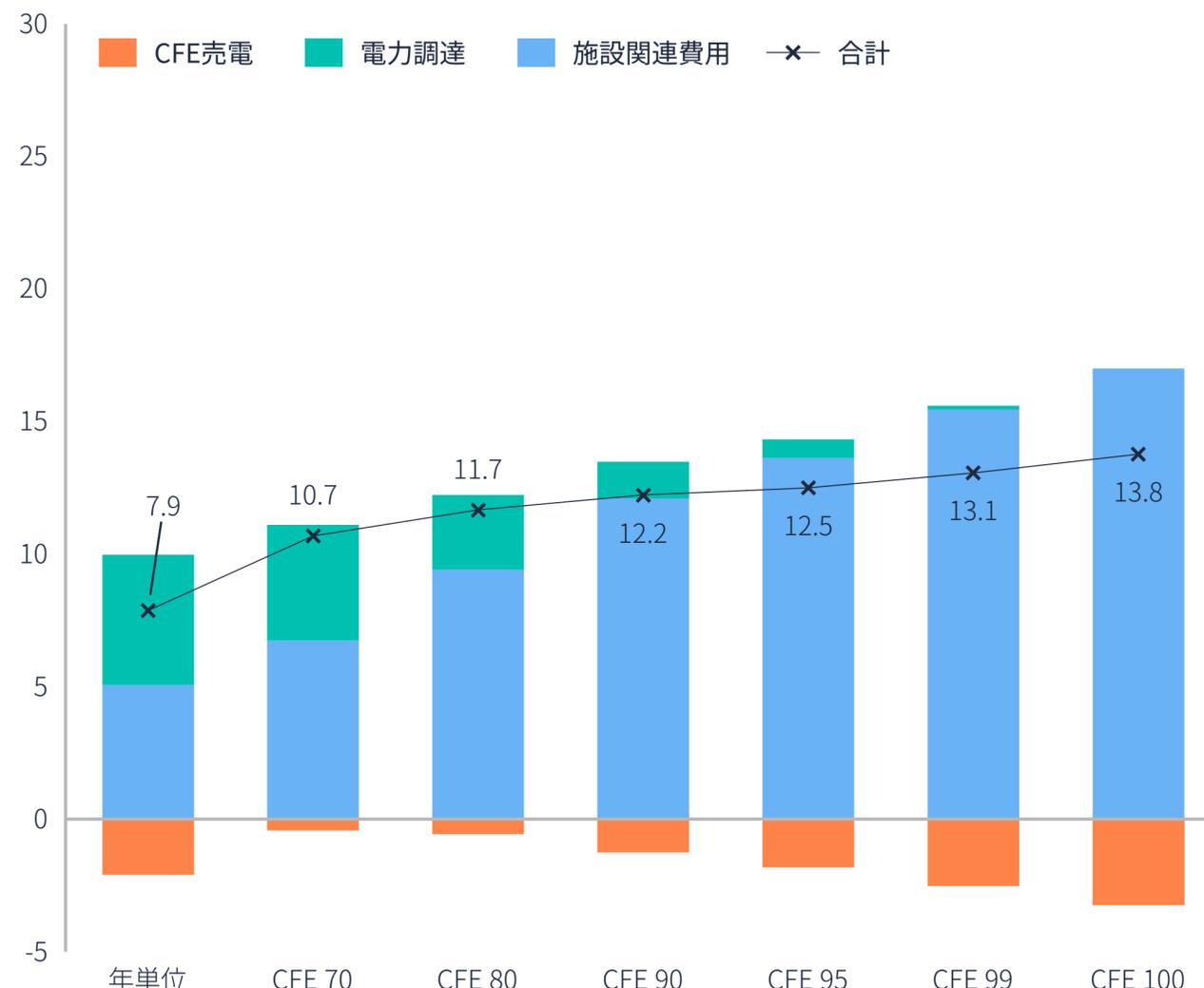
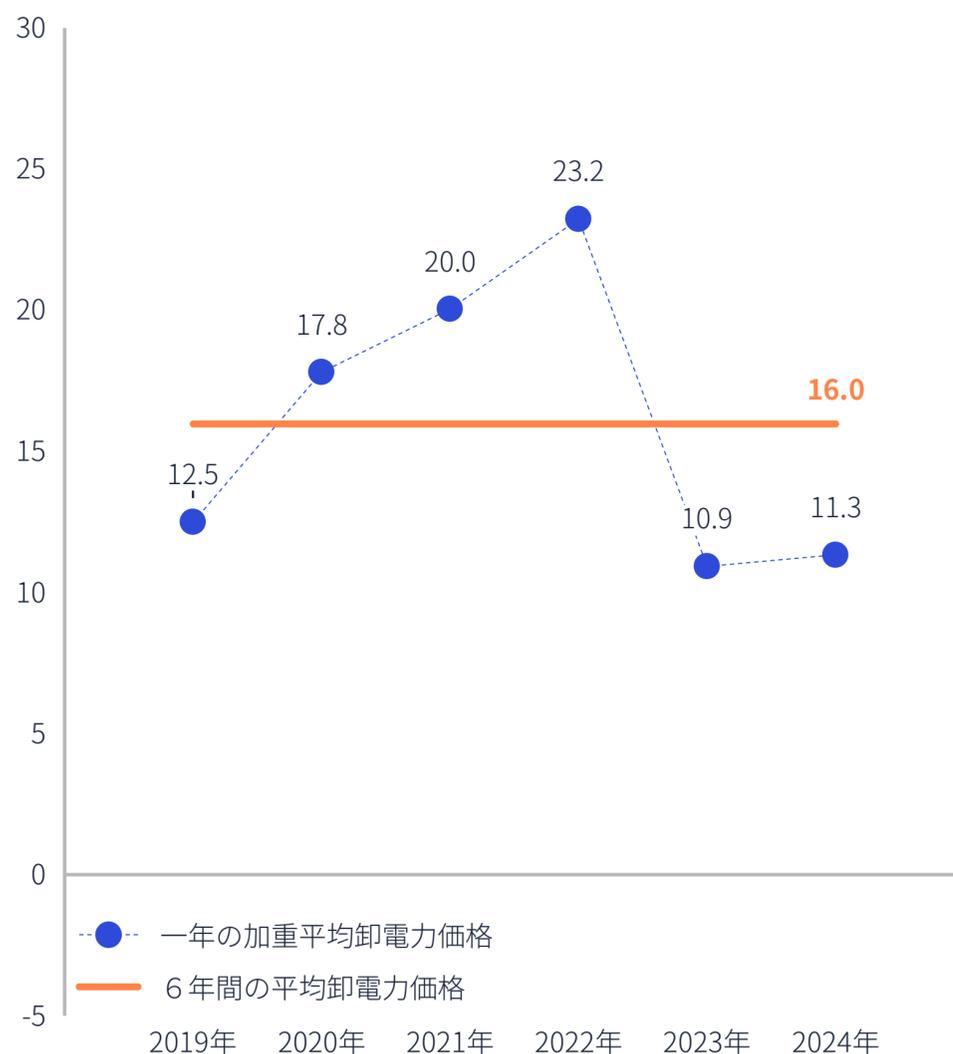
90%の時間単位のマッチングによる排出削減は、年単位のマッチングの場合よりも明らかに強力である



## コストの背景

最も高レベルの時間単位のマッチングでさえ、そのコストは過去の卸売市場価格と比べて遜色がない

PPA単価の全国加重平均に対する過去の卸売市場価格<sup>1</sup>(単位：円/kWh)



## 備考

- CFE70からCFE100への移行で、全国に必要な総容量が4倍に増加する一方、オフテイクが負担する単価の増加は同じ範囲で30%弱にすぎず、最も増加するのはCFE99からCFE100に移行するときである。
- 通常の系統からの調達、年単位のマッチングでは単価の半分を占めるが、段階的にCFEスコア要件が厳しくなる時間単位のマッチングパターンではスコアが上がるにつれ、徐々に減少している。
- 一方、時間単位のマッチングでは、PPA施設から通常の系統への売電収入が、CFEのスコアとともに増加する。
- 過去6年間の卸売市場価格と比較すると、どのマッチングパターンの単価も、COVID以前の2019年以降の卸売市場価格の平均を下回っている。これは基本的に、卸売市場価格が天然ガスによって形成されているためであり、それに比べれば再生可能エネルギーやストレージ技術の資本費は比較的安価である。

<sup>1</sup> 30分間隔の卸売市場価格データは、JPEXスポット市場 (Day Ahead Market) から全9管轄エリアの分を入手し、それぞれ年平均レベルで集計したもの。円建ての名目価格は米ドルに換算され、2023年を基準年とした米ドル建て実質価格に換算される。

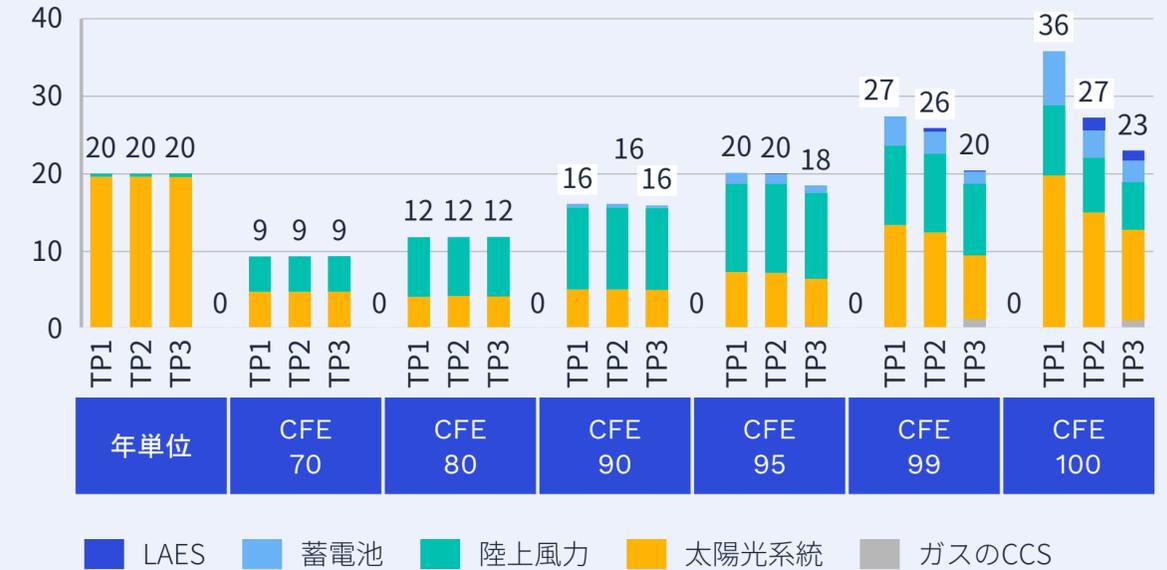
# 技術的中立性は助けになる

## 新たな技術は、再生可能エネルギーとストレージの新設容量を下げる

- 追加性の最も厳格な解釈で2030年までに必要とされる新設容量が、システム上重要である。参加するC&I需要を全国の総需要の約3%と仮定すると（詳細はインプットスライドを参照）、CFE70の場合ですでに、新規太陽光発電は2023年の設備容量の7.3%、新規陸上風力発電は103%であるのに対し、CFE100の場合は順に26%、343%となり、さらに蓄電池は88倍になる。
- 発電方式パレット2（TP2）に液体空気エネルギー貯蔵（LAES）を加えることで、TP1の蓄電池容量の半分近くにとって代わることができる。LAESの蓄電期間は1週間で、蓄電池の6時間と比較すると、再生可能エネルギー発電量が少ない時間を長期間カバーするのに有効である。TP1と同様、CFE100を達成するためにコスト面で最適な選択は、蓄電容量を拡大し、比較的高価な風力発電容量を削減することである。ただし、TP2の場合のみ、LAESの優れた貯蔵能力によって風力発電をさらに削減できる。LAESは、太陽光発電の導入も促進する。CFE99とCFE100では、TP1と同様、CFEスコアが低い場合よりも大幅に太陽光発電を拡大しなければならない。
- ガスのCCS（二酸化炭素回収・貯留技術）は望ましい革新的火力発電方式である。発電方式パレット3（TP3）では、日本政府が表明した目標に沿って、CCSと共に、ブルー水素とアンモニアの混焼も検討した。しかし、天然ガス、水素、アンモニアの2030年の予想価格に鑑みて、CCSが最も経済的な選択肢となっている。CCSは、潜在的な設備利用率が高いため、CFE90から市場に参入して、より高いCFEスコアへの移行の際に再生可能エネルギーとストレージ容量への依存度をTP2よりもさらに下げる。（これに関する動きの説明については、詳細なアウトプットスライド参照。）
- 高いCFEスコアでは、CCSはLAESとの厳しい競争に晒される。CFE99からCFE100に移行すると、TP3ではCCSの容量が17%近く減少する一方、LAESの容量は9倍近く増加する。とはいえ、TP2と比較すると、TP3ではCFE100でのLAESが21%少なく、この2つの技術がいかに肩を並べるものかを示している。
- 代替パレットが削減する国全体の排出量は、TP1の場合よりもわずかに少ない。TP2は、長時間のストレージによって余剰のCFEを何時間にもわたって吸収し、ブラウンフィールドの消費者がすぐに消費するのではなく、C&Iの消費者が使用するために後で放電するため、国全体の排出量の削減は少ない。TP3の場合、CCSとLAESが並存するため再生可能エネルギー発電設備の新設がTP2よりもさらに少なくなるので、通常の系統からの排出削減の総量はそれ以前のパレットよりも控えめである。正味の影響はさらに小さい。その理由は、オフテイクがPPAのCCSプラントから漏れ出る排出に直接責任を負うようになるからである。

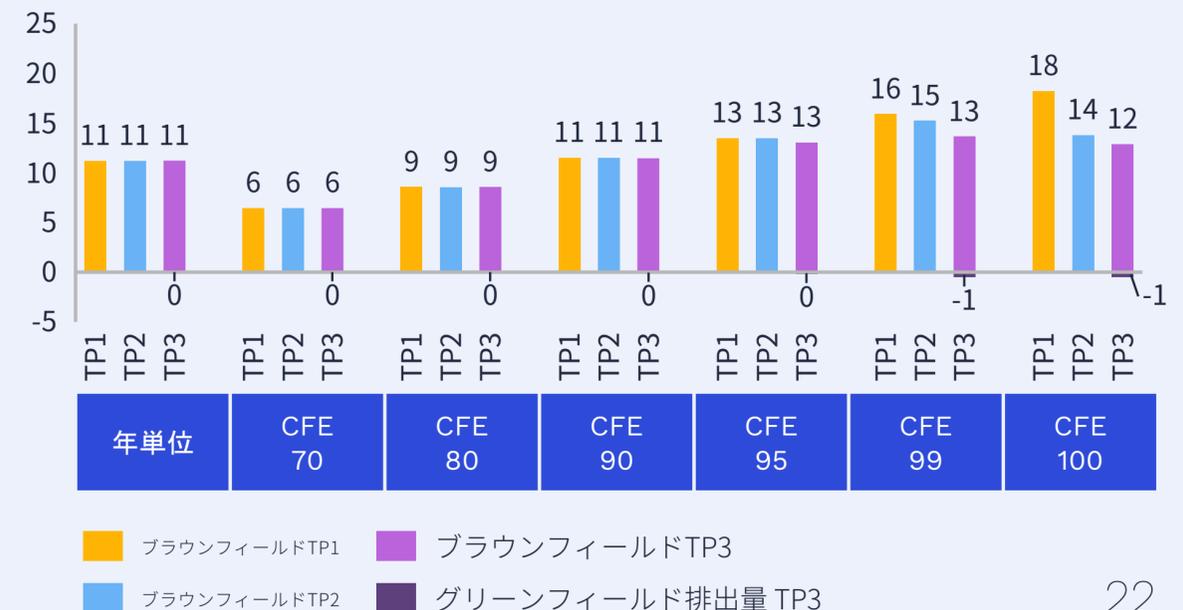
# 2030年までの新增設（GW）

給電指令が可能な発電方式は、再生可能エネルギーの出力が低い時間帯をカバーするため、その過剰な新設の必要性を低減する



# 国全体の排出量への影響（Mt）

その一方で、全国的な排出削減を実現



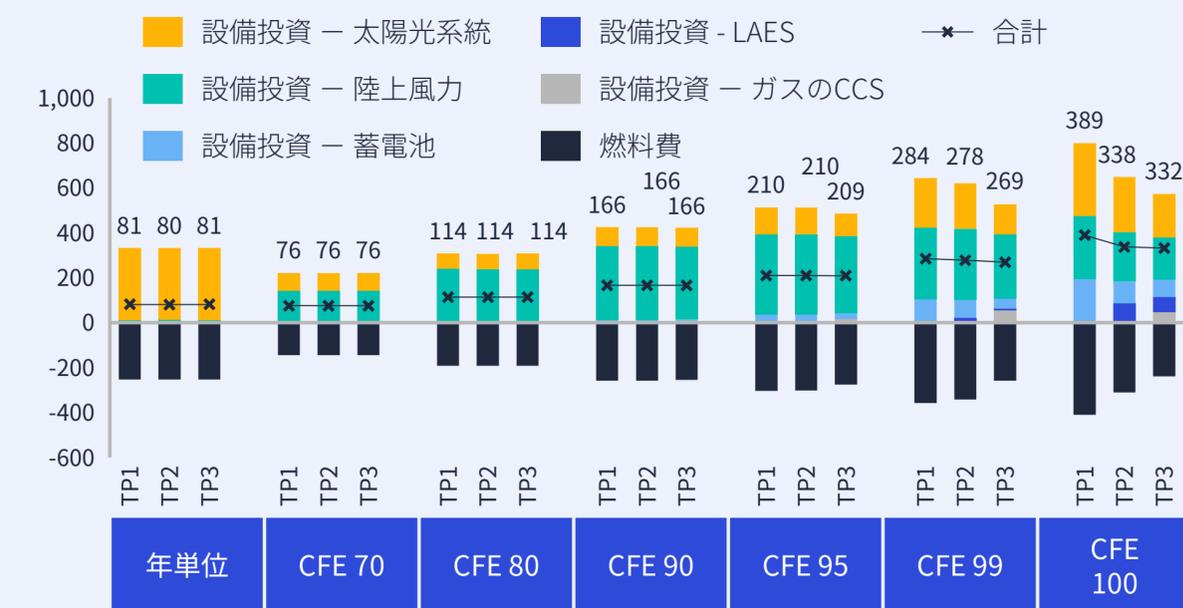
## 技術的中立性にはメリットがある

給電指令が可能な発電方式は、再生可能エネルギーとストレージの過剰新設に関わる日本円を削減する

- CFEスコアが高くなると、システムコストの上昇率は低くなる。CFE100の場合、TP1と比較してTP2は14%、TP3は15%安い。これは、まず従来の蓄電池が縮小し、次に風力発電、そして太陽光発電が縮小するためだ。
- 通常のシステムの燃料節減は、システム全体のコストを削減する上で非常に重要な要素であることに変わりはない。しかし、このようなメリットは、フレキシブルな技術が再生可能エネルギー発電の余剰分の利用を低下させるにつれて縮小していく。また、TP3では、CCSプラントの運用によって参照シナリオよりも多くのガスが消費されるため、燃料節減効果はさらに低下する。
- PPAの単価は、CFEスコアが最大になるとTP1を上回る。TP2はCFE99でTP1より高くなり始め、TP3はCFE95ですでに高くなる。資本費はシステムコストについて上述したように減少するが、さらに2つの要因がある。第一に、LAESの登場により、通常の系統に販売されるのではなく、オフテイクが使用するために貯蔵される再生可能エネルギー発電が増える。これは、日本のように新しい再生可能エネルギーの立地が難しいシステムでは非常に有益だが、収益が減少するため、正味のPPA単価を押し上げることになる。第二に、TP3では追加の燃料費がかかるため、TP2よりもさらにコストが上がる。

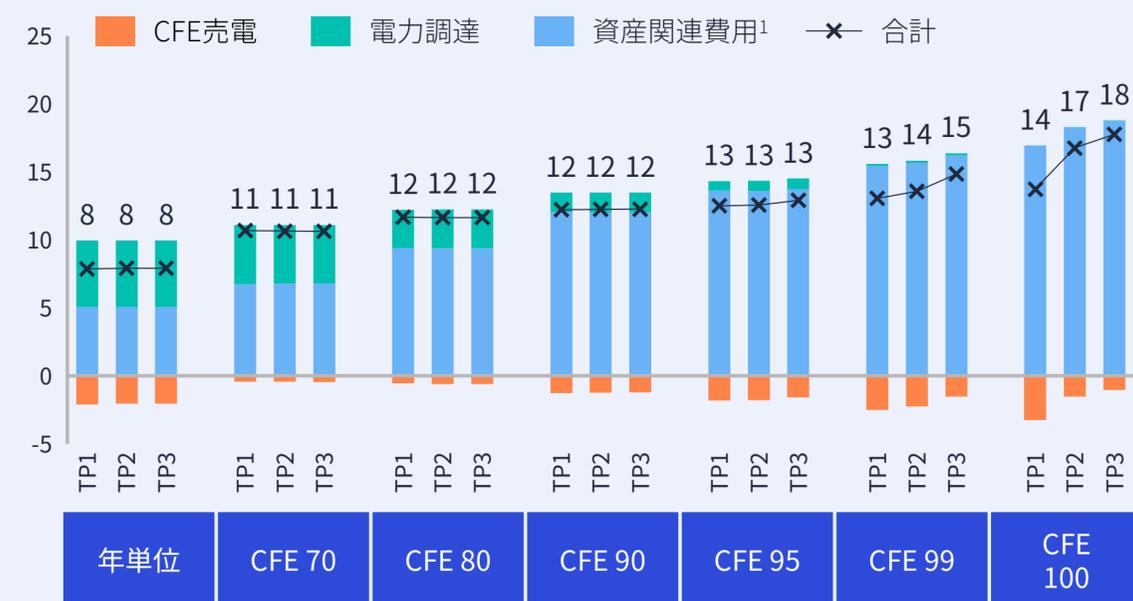
## システム全体のコスト（単位：十億円）

黎明期の発電方式は過剰な新增設によるコストを削減



## PPA単価（単位：千円/MWh）

オフテイクの支払負担が減る



## 技術リスク

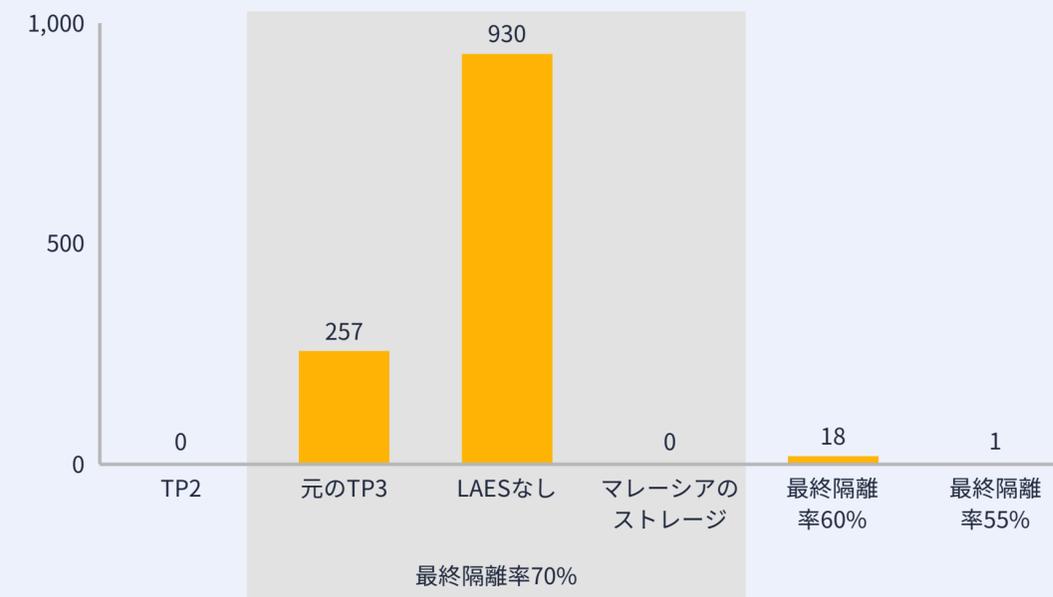
CCSの背後には多くの未知数があり、最大CFEスコアを得る上でのCCSの有用性を根本的に変える可能性がある

1. CCSの導入は、特に最終貯留率<sup>1</sup>と貯留・輸送コストという2つの変数の影響を受けやすい。標準的なTP3の前提条件のもと、東京エリアのみでの展開の感度でこれをテストした：発電によって発生する二酸化炭素の70%は地下に永久に貯留され、そのストレージは日本ではCCSプラントから平均1,000km離れており、船で輸送できる。<sup>2</sup>
2. TP3へのCCS導入は、ストレージとの競合に非常に影響されやすい。CCSは設備利用率が高く、水素やアンモニアの混焼よりも経済性が高い出力調整可能な発電方式であるため、私たちの標準的な前提条件では、再生可能エネルギーと蓄電池のハイブリッドシステムよりもCCSの方が平準化コストが安い。LAESを考慮から外すと、CFE100の下ではCCS導入は4倍近く増加するが、これは完全に太陽光発電容量を犠牲（-14%）にしており、風力発電容量と蓄電池容量の増加（それぞれ+1%と+14%）によって少し相殺される。
3. CCSが採用されるのは、最終貯留率が55%を超えた場合のみである。この閾値以下では、依然として再生可能エネルギーとLAESの方が経済的な選択肢なので、CCSの導入はゼロとなる。これは懸念材料である。と言うのも、経済産業省が2025年の長期脱炭素化電源オークションのガイダンスで、最低回収率20%、最低貯留率70%と定めており、これは最終貯留率が14%であることを意味するからだ。この時点で、CCSは有用とみなすのに十分な安さでCFEを供給しなくなる。
4. 感度分析によれば、CCSの採算が合うようにするには、日本国内にストレージが必要だということが示されている。一方、マレーシアにおける炭素貯留に関する日本の覚書については、平均輸送距離を5,000kmと仮定して検討した。このような状況下でも、CCSは新增設を行うのに十分な競争力を持たない。
5. CCSが排出に及ぼす影響は限定的である。CCSは再生可能エネルギーの発電に食い込むので、余剰発電が減り、通常の系統における火力発電所の活動への影響は少なくなる。さらに、ここでの前提のもとでは、CCSは漏洩の起こる発電方式なので、CCSを使うほど、CFE PPA自体が排出源になる。

<sup>1</sup>燃料燃焼による二酸化炭素回収率に、回収された二酸化炭素の隔離率を乗じたもの。<sup>2</sup>パイプライン輸送のプロジェクト経済性は、他の競合するCFE技術との差別化が不十分であったため、初期の実施中にCCS導入に影響を与えなかった。

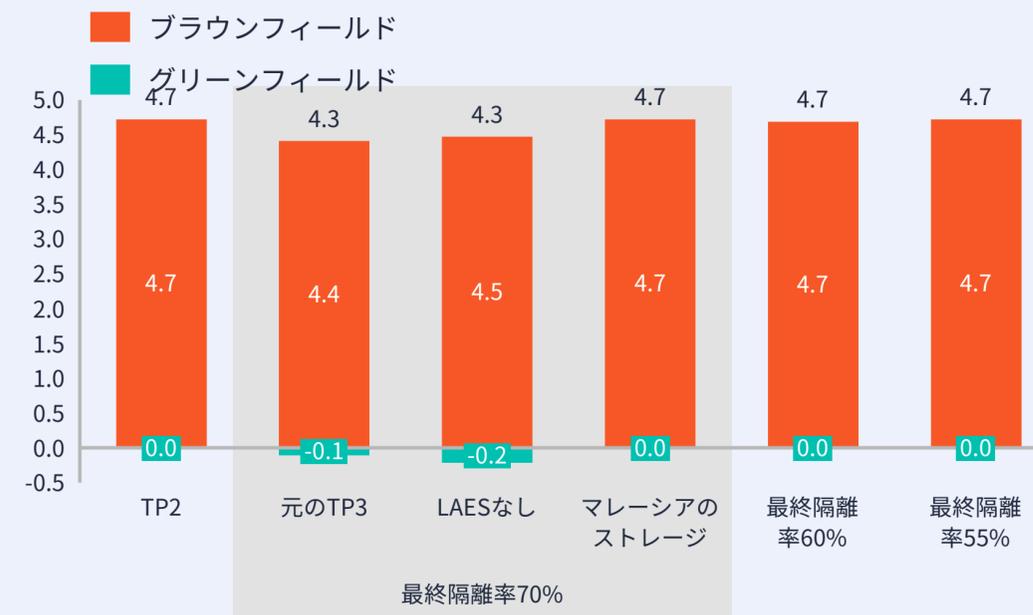
## CCS導入量（MW） - 東京 CFE100

容量の予測は前提に左右されやすい



## 国全体の排出量への影響（MtCO<sub>2</sub>e）

漏出が排出量への影響を左右する



# 必要な新增設の位置づけ

低～中スコアのCFE需要を満たすことは、主要需要エリア以外では困難ではないと思われる

現在の参照値に対して必要な新增設(MW)<sup>2</sup>

CFE 70 CFE 80 CFE 90 参照値<sup>1</sup>



## メモ

- 陸上風力発電は、太陽光発電よりも設備利用率が高いため、テストされた時間単位のマッチングが最も低いパターンにおいて、C&I消費者に好まれる発電方式である。
- 幸いなことに、日本には旧FIT法（固定価格買取制度）下で認定を受けたものの、まだ運用開始していない陸上風力発電プロジェクトの数が極めて多い。
- 東京、中部、関西エリアは、十分な再生可能エネルギー容量へのアクセスに問題があるため、より遠くの再生可能資源を利用できるようにエリア間の連系線に頼る必要性が浮き彫りになっている。

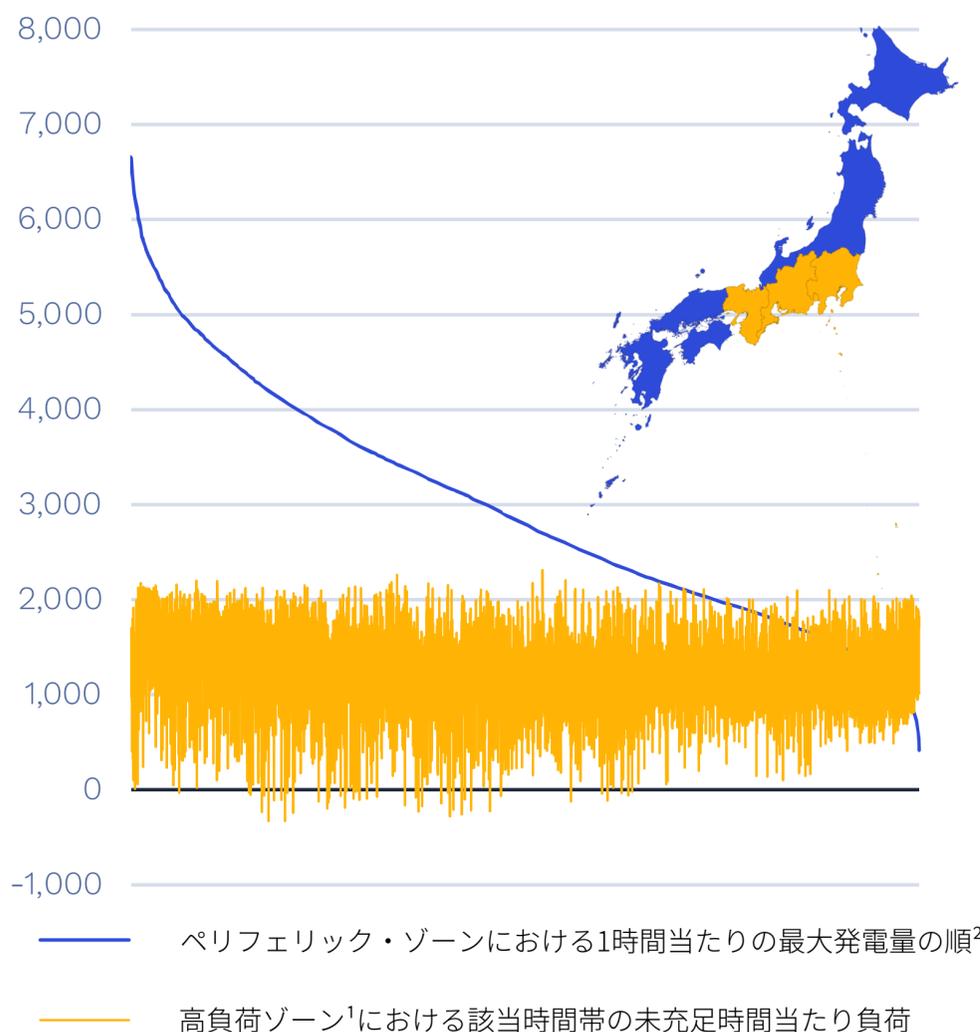
<sup>1</sup>太陽光については、過去7年間の平均年間認可率。陸上風力については、2024年までに認可されたプロジェクトの累積ストック

<sup>2</sup>単一ノード・モデリング手法：この研究では、マッチング参加者のCFE需要を一度に1つの管轄エリアに適用し、その後、各エリアの結果を集計した。なお、CFE需要と運用に与え得るエリア間の影響については無視している。これは、現行のモデリングでは、隣接する複数の管轄エリアに同時に適用することに制約があるからである。CFE需要を同時にすべての管轄エリアに適用した場合、異なる結果を示す可能性がある。

# エリア間の連系線のメリット

CFE90の場合、高負荷のエリアに現実的にCFEを供給するのに十分な再生可能エネルギーのポテンシャルと連系線容量があると思われる

高負荷エリアへの供給ポテンシャル (MW)



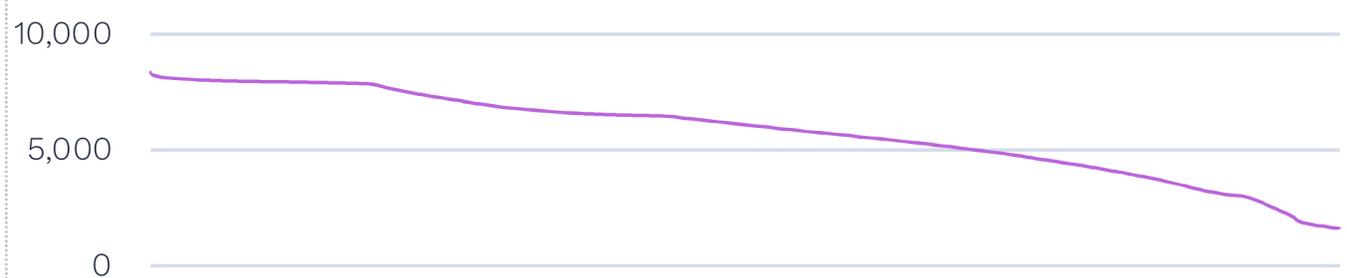
東京向け連系線の降順空き容量<sup>3</sup>(MW)



中部向け連系線の降順空き容量<sup>4</sup>(MW)



関西向け連系線の降順空き容量<sup>5</sup>(MW)



## メモ

- 左のグラフは、再生可能エネルギーが丁度参照値まで拡大した場合、TP1のCFE90で、日本全体で何が起こるかを調べたものである。<sup>4</sup>
- 全時間帯の95%において、高負荷エリア<sup>1</sup>で満たすことができないCFEの需要は、実際には国内の他のエリア<sup>2</sup>からの発電で十二分に満たすことができる。
- 右のグラフは、隣接エリアから高負荷エリア（一方向のみ）に送電する連系線は、日常的な利用を考慮しても、実質的に常にCFEのフローを処理する余力があることを示している。中部は隣接エリアとの連系線が最も少ない（北陸のみ）が、東京や関西との連系線を利用して、直接隣接していない他の周辺エリアに間接的にアクセスすることができそうにある。
- 周辺エリアの発電が高負荷エリアのCFE需要を十分に賄えなかったり、連系線の容量が逼迫する5%の時間帯を、蓄電池容量がどの程度カバーできるかを1時間ごとに調べるには、より慎重なモデリングが必要である。
- 同様に、CFEスコアが高い場合にどうなるかを調べるには、さらなるモデリングが必要である。CFEスコアが最も高い場合、この研究の境界を緩める必要が生じる可能性がある。例えば、より多くの技術を認めたり、ブラウンフィールド資産とのPPAを許可したりする。

<sup>1</sup>東京、中部、関西。<sup>2</sup>北海道、東北、北陸、中国、四国、九州。<sup>3</sup>東北から東京へ。<sup>4</sup>北陸から中部へ。<sup>5</sup>中国から関西へ、北陸から関西へ、四国から関西へ。<sup>6</sup>太陽光については、過去7年間の平均年間認可率。陸上風力については、2024年までに認可されたプロジェクトの累積ストック。

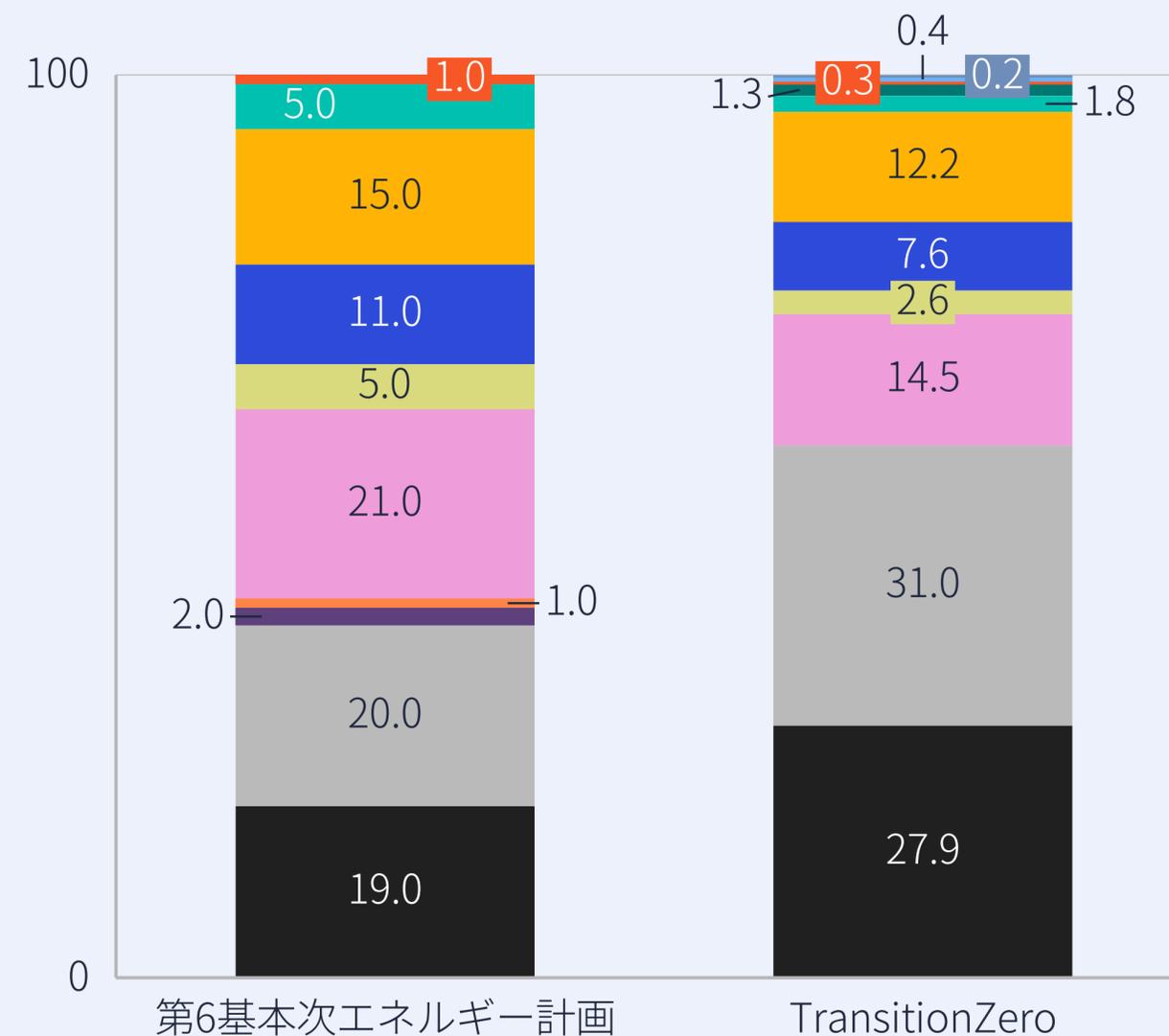
## 現実的なs参照点

2030年の参考シナリオには、市場の現実と過去の傾向を反映した政府計画からの乖離が含まれている

- 私たちは、2021年の第6次基本エネルギー計画<sup>1</sup>において、政府が2030年までに日本のエネルギーミックスを大幅に変化させる計画を打ち出していたことを確認しているが、これらの政策目標を、アウトプットを導くためのモデリング上の制約条件としては使用していない。
- 原子力発電とほとんどの方式の再生可能エネルギーの拡大には、いくつかの制約が予想される。(詳細はインプットセクションを参照。)
- 対照的に、2021年から導入された数種類のオークションは、蓄電池や洋上風力など、第6次エネルギー計画で取り上げられていない電源を導入することになるが、上記の縮小を補うほどではない。
- 石炭とガスは比較的安価な燃料であるのに対し、石油と革新的な火力発電は高価なため、石炭とガスによる発電は政府計画よりも増加する。

## 2030年の電源構成

総発電量に占める割合(%)



<sup>1</sup>2025年からの第7次エネルギー戦略計画は、2040年までのものであり、その間の年数の情報を提供しておらず、再生可能エネルギー、原子力、火力という大まかなカテゴリーを超えた、より詳細な技術区分も提供していないため、意図的に参照を避けている。

# 方法

日本におけるCFEのモデル化



# モデリング設計の主な特徴

主な指標 24/7CFEモデル関連のパラメータ

- 分析年：2030年
- タイムステップ：8,760時間/年（1時間単位）
- モデリングの枠組み：PyPSA オープンソースによる、ゾーン内潮流を考慮しないカッパープレート型ゾーンにおける線形的な給電最適化
- CFE需要：国全体でのAI部門からの電力需要予想値に相当
- CFE需要プロファイル：各管轄エリアの全需要プロファイルに比例

国	管轄エリア数	連系線	
		国内	海外
インド	5	6	3 <sup>2</sup>
日本	9 <sup>1</sup>	10	0
マレーシア	3	1	3
シンガポール	1	0	2 <sup>3</sup>
台湾	1	0	0

1) 沖縄は、本土の9つの料金帯に連結されていないため、モデリングされていない。2) 需要/供給レベルが低いため、発電所としてモデリング。3) 既存の連系線1本と計画中の連系線1本から成り、2030年までにシンガポールが利用できるようになるであろう輸入容量の保守的な見積もりを反映している。

## 共通のインプット

私たちのモデルは電力システムのモデリングに必要なインプット一式を利用

### 発電方式

### 財務

### 需要

### 各国の政策<sup>2</sup>

容量

資本コスト

ノード別時間当たり需要

拡張計画

最大新設制約

設備建設費用

商業・産業部門の需要

電源構成目標

再生可能エネルギープロファイル

操業費用 (FOM/VOM<sup>1</sup>)

脱炭素化目標

効率性

送電計画

排出係数

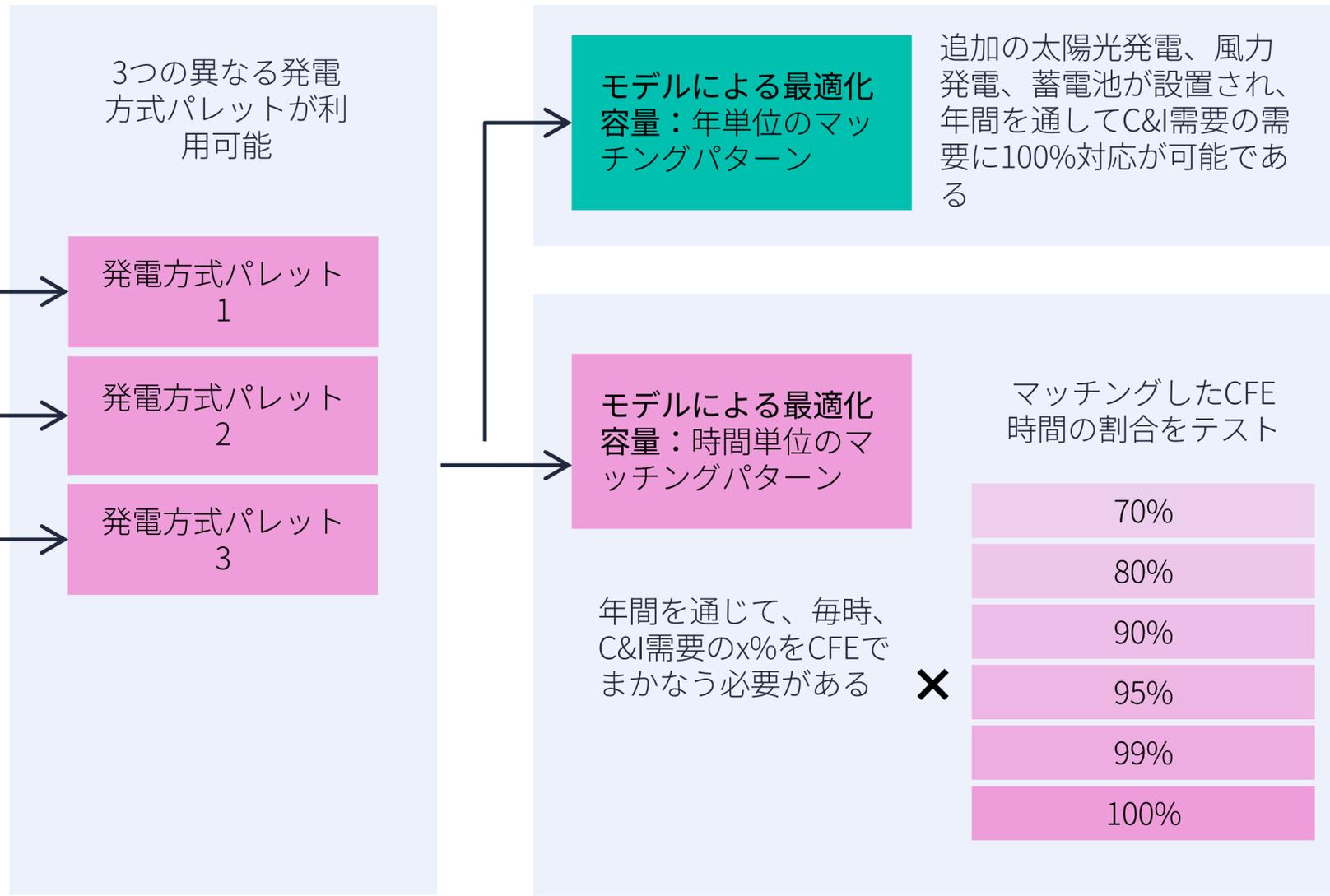
1) VOMには、ここでの燃料費と炭素ペナルティも含まれる。2) 現実的でないと思われる政策については、ワーキンググループのパートナーと協議の上、最長5年の遅延を適用する。

# 2030年のCFE需給を検証する3つのシナリオを実施

## 参照シナリオ



## カーボンフリー電力シナリオ



## メモ

- CFEのシナリオは、年単位または時間単位で、C&I需要に相当する分をまかなう。
- CFEシナリオをモデリングする前に、参照シナリオを実施し、ブラウンフィールドバスでのみの新設を実現する。
- 各発電方式パレットについて、最初のCFEシナリオは年単位のマッチングパターンであり、一度しか実施しない。
- 次に、CFEシェア60%から始まり、100%まで増加する時間単位のマッチングパターンを合計11回実施する（左のインフォグラフィックを参照）。
- 実施回数の合計は37回で、1つの参照シナリオと各発電方式パレットにつき12のマッチングパターン実施で構成されている。

# 2030年の需要

モデルでは従来型電力とCFEの両方に対する需要を考慮



## メモ

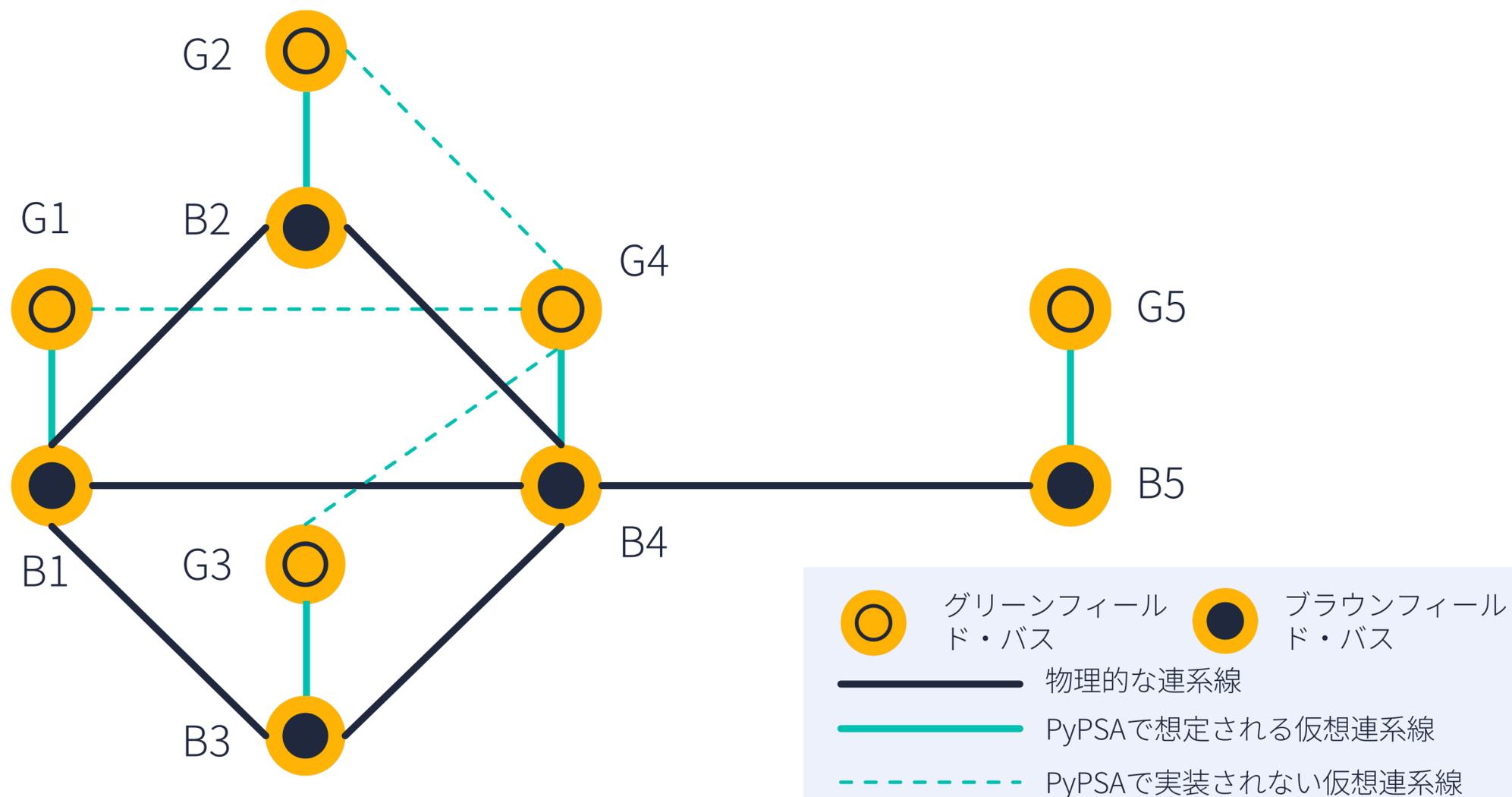
- 2030年の需要は、明確に自社のモデリング<sup>1</sup>により、または、現地当局の予測を取り入れることにより、現在からの変化の要因を考慮している。
- 参照シナリオでは、モデルは従来型電力のみで需要を満たそうとしている。
- CFEシナリオでは、一定割合のC&I消費者がCFEのみの消費へと転換し、それがきっかけでPPA事業者が容量・設備を新設・増設すると想定している。
- 現地のステークホルダーとの協議を通じて、総需要に占めるCFE需要の推定割合を合理的に導き出した。値はそれぞれの国に固有のものである。
- 各モデル実行時の実際のCFE需要は、時間単位の各マッチングパターンで目標としているCFEの割合によって決まる。

市場	CFE容量 [TWh]	CFEの割合(%) [2030年の需要に対して]
インド	122 TWh	5%
日本	29 TWh	3%
マレーシア/シンガポール	21 TWh	6%
台湾	28 TWh	9%

<sup>1</sup> 日本のみ自社予測

## バス間の接続

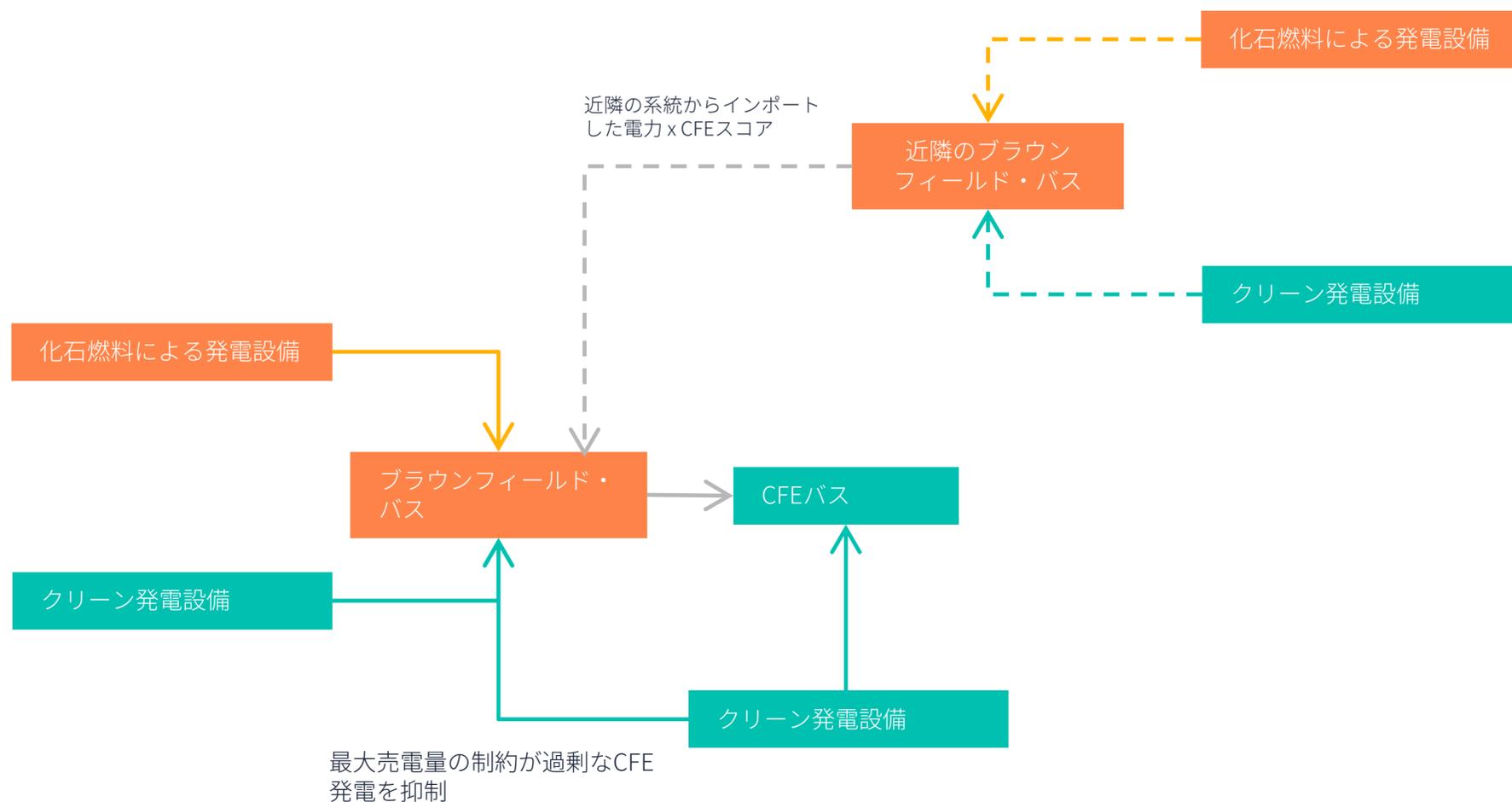
連系線で結ばれた複数のエリアを持つ複雑な市場を複数のリンクしたバスに分解



- PyPSAでは、実際の管轄エリアとそれらを結ぶ連系線を反映したトポロジーで、ブラウンフィールド・バスをリンクで接続して実装している。
- ブラウンフィールド・バスには、実際のものと同じ発電設備と負荷が含まれる。
- 各ブラウンフィールド・バスには、仮想グリーンフィールド・バスを1つ割り当て、元の管轄エリア内におけるCFE PPAに対して関心を持ったC&I消費者がを投資して発電設備を配置する。
- このプロジェクトでは、グリーンフィールド発電設備は、直接接続されているブラウンフィールド・バス上のC&I消費者にのみ供給できる。つまり、他のグリーンフィールドまたはブラウンフィールドのバスとは接続しない。

## バス間の接続を横断する調達

本モデルではグリーンフィールド・バスとブラウンフィールド・バスとの間で双方向の取引が可能



## メモ

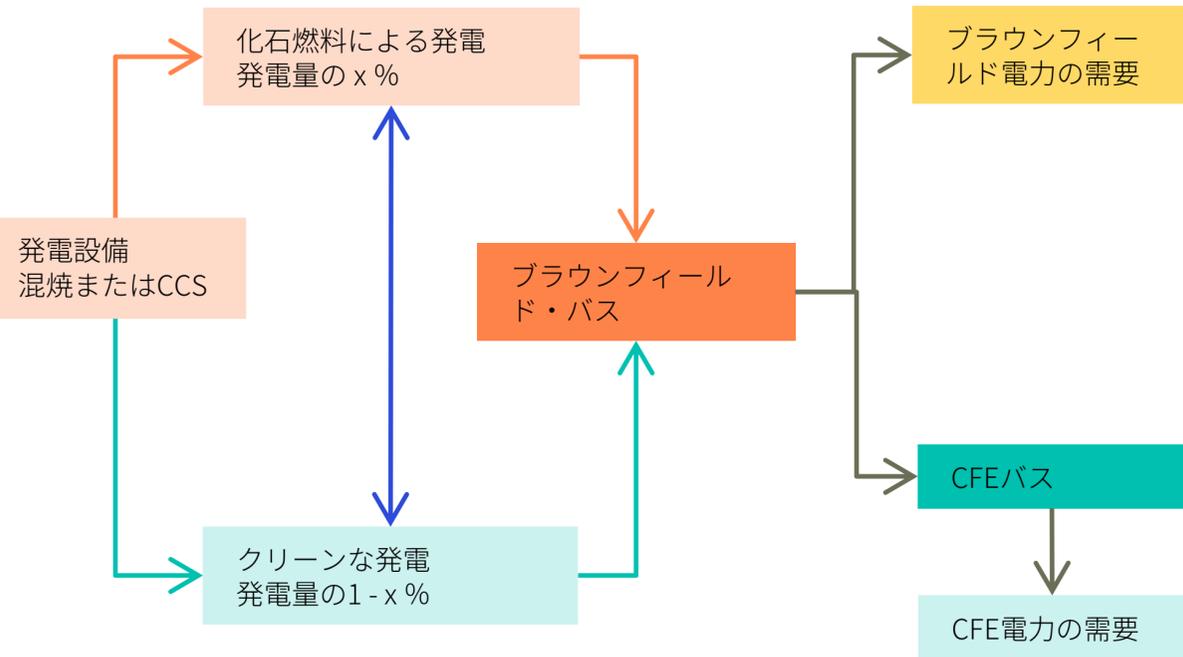
- C&I消費者は、PPA発電で不足する電力をブラウンフィールド調達を活用して補うことができる。
- その系統が他の系統と接続している場合には、ブラウンフィールド調達のCFEスコアは、他の系統からの純調達量のCFEスコアに影響される。
- この売り戻しの上限については、インドでは1時間当たりのCFEはC&I負荷の20%、マレーシアとシンガポールでは15%に設定されている。
- 現地市場の状況を反映し、日本と台湾ではこの上限はC&I負荷の100%に設定されている。日本では新規の再生可能エネルギー発電所は卸売市場で販売するようにという政府の働きかけがますます強くなっているが、台湾では固定価格買取制度で台湾電力 (Taipower) が発電量を全部買い上げている。

MarComms catch-up

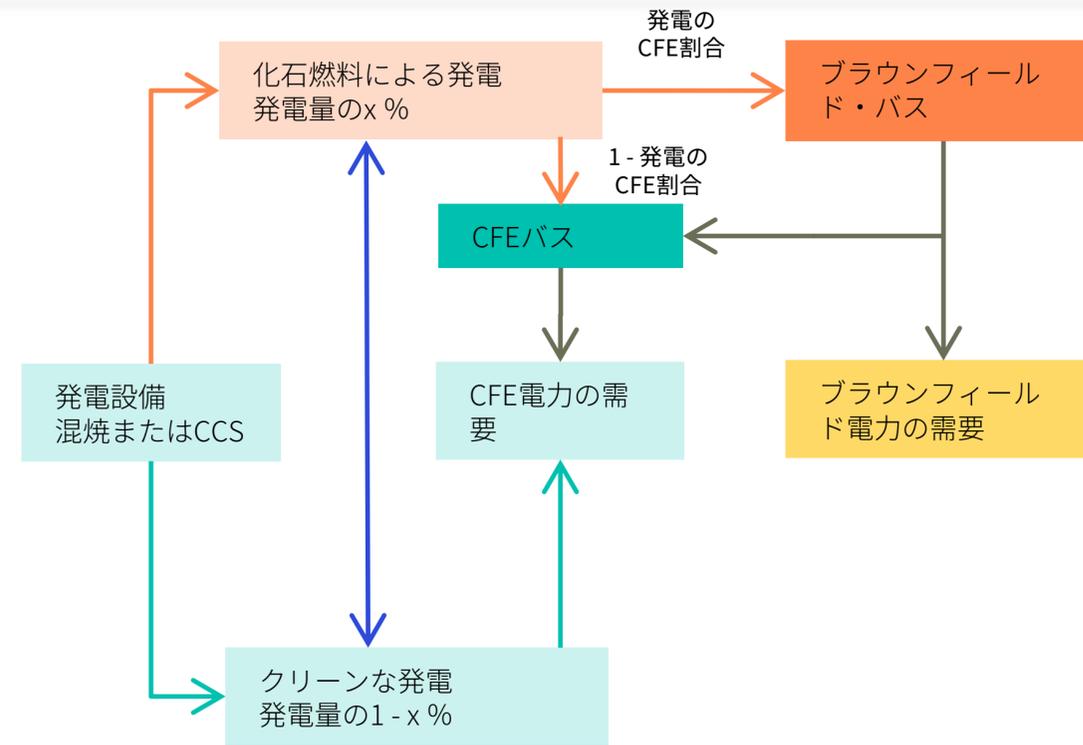
革新的な火力発電所

低炭素発電設備からの発電量のうち、適切なシェアのみをCFE需要の充足に使用する

ブラウンフィールド・バス



グリーンフィールド・バス



— 発電に占めるCFEの割合    — CFE発電    — 非CFE発電  
— ブラウンフィールド電力構成中のCFEのシェア    — ブラウンフィールド電力構成中の非CFEのシェア

<sup>1</sup> 時間単位のマッチングパターンにおけるCFEのシェアで表される。  
<sup>2</sup> 100%CFEの時間単位のマッチングパターンでは、モデルはCFEバスでのCFE消費のみを許可する。しかし、CFEの割合が低いマッチングパターンでは、排出量を伴う発電が限定的に許可される。  
<sup>3</sup> エネルギーに占める割合は、日本政府の政策目標に基づく。

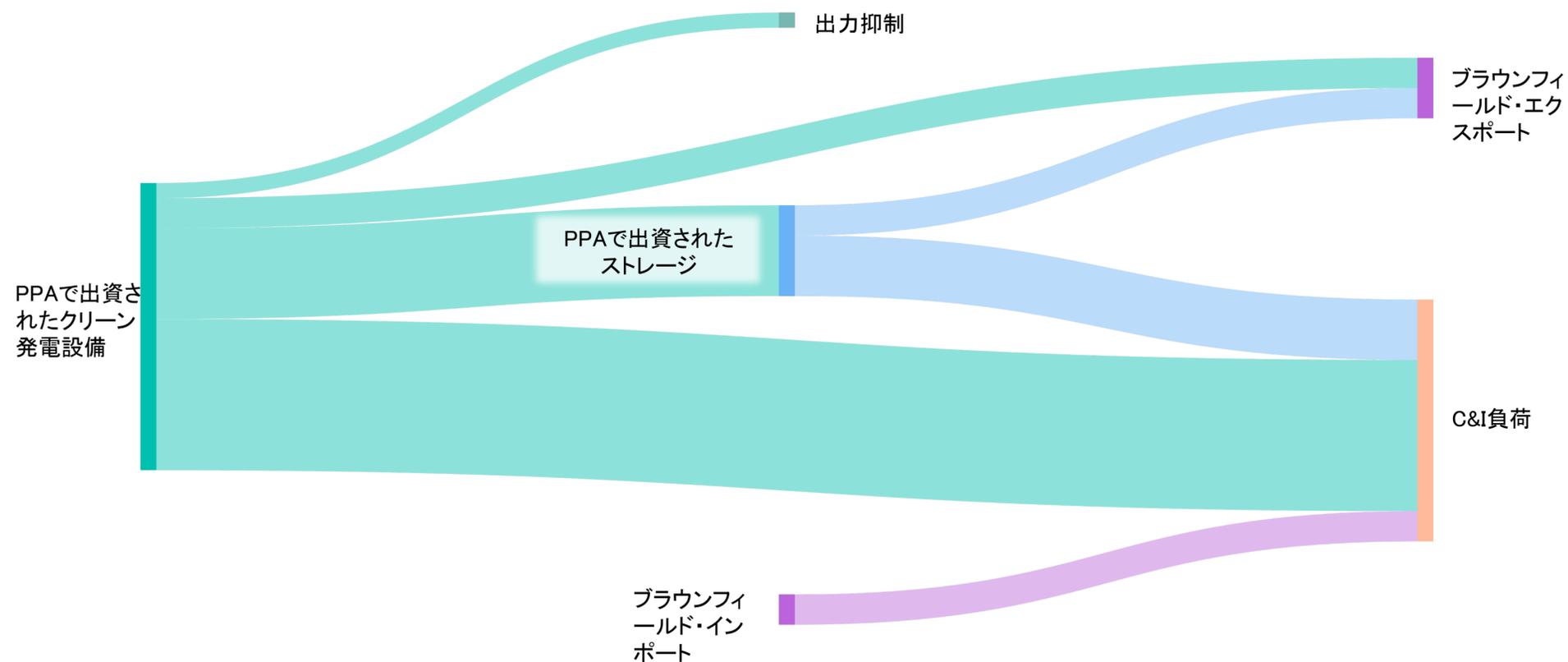
メモ

- ブラウンフィールド・バス上の負荷はあらゆる種類の電力を消費するが、CFEバスの消費者は、消費電力の最低限はCFE<sup>1</sup>でまかないたいと望んでいる。
- 化石燃料と非化石燃料を混焼する発電所や、回収率が低いCCS発電所からの発電は、100%CFEであるとは言えない。
- そうした発電所にはそれぞれ、すべてのタイムステップにおいて固定のCFE発電比率を適用する。
- ブラウンフィールド・バス上の発電所（参照シナリオに既存）の場合、その発電量は他の既存発電所すべての発電量と一緒に、ブラウンフィールドに占めるCFEの割合に影響を与える。この総発電量は、目標マッチングパターン<sup>2</sup>次第ではCFEバスに流入する可能性がある。
- グリーンフィールド・バス上の発電所（発電方法パレット3に提示）の場合、CFEではない発電量は直ちにブラウンフィールド・バスに流れ、そこから上記同様、目標マッチングパターン<sup>2</sup>次第ではCFEバスに戻る場合がある。

資産クラス	CFEのシェア <sup>3</sup>
石炭・アンモニア混焼	20%
ガス・水素混焼	10-30%
CCS	70%
石炭・バイオマス混焼	15%

## C&I負荷に対するエネルギーフローとコスト

クリーン発電設備、ストレージ装置、C&I負荷、ブラウンフィールド・ノード間のエネルギーフローを示すサンキー図のイメージ



- C&I消費者に供給される電力の単価を計算するにあたっては、PPA管理者がPPA供給と余剰電力供給からのエクスポート収入を処理することもできる。その場合、単価計算は次のようになる。

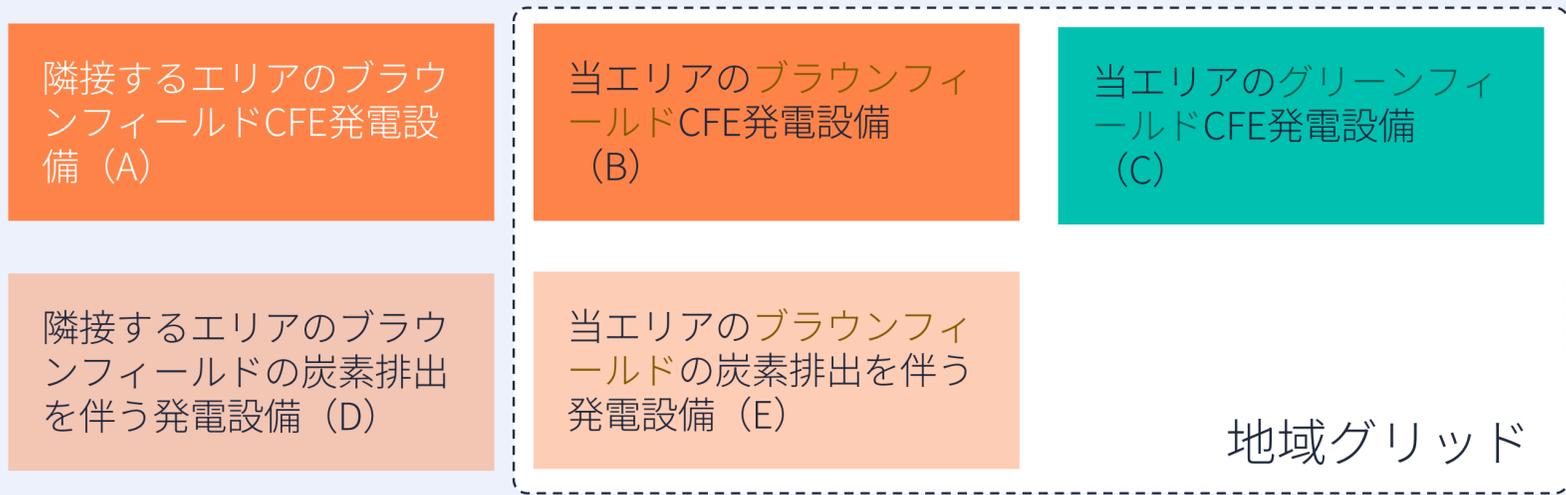
$$\text{単価} = A \times \frac{\text{資本費} + \text{運転維持費} + \text{系統からのエクスポート収入}}{\text{C\&I負荷} - \text{系統からの調達量} + \text{系統への売却量}} + (1 - A) \times \frac{\text{系統からの調達費用}}{\text{系統からの調達量}}$$

$$\text{ただし、} A = \frac{\text{C\&I負荷} - \text{ちょうどつ量}}{\text{C\&I負荷}}$$

- これは、電力供給をPPAからの供給と系統からの供給の2つに分け、C&I負荷に供給する割合で重み付けするものである。

## 系統のCFEスコア

隣接する管轄エリアでCFE設備を新設した結果、非凸性モデリング問題が生じることのないよう、計算を繰り返す。



$$ImportCFE_t = \frac{A_t}{A_t + D_t}$$

$$CFE_t = \frac{B_t + ImportCFE_t * import_t}{B_t + E_t + import_t}$$

- C&I消費者がブラウンフィールドの系統を利用して目標CFEスコアを達成できるかどうかを判断するために、「系統のCFEスコア」を計算し、ブラウンフィールドの全発電量のうち、どの程度の割合がCFE電源によるものかを示す。
- C&Iの消費者が、PPA 発電で不足する電力を補うためにブラウンフィールドから調達する場合、そのエリアが他のエリアと連系していれば、ブラウンフィールド調達のCFEスコアは、その他のエリアからの純輸入量のCFEスコアに影響を受けることになります。
- しかし、すべてのエリアでマッチングパターン要件を満たすためにCFE容量・設備を新設・増設しているため、非凸性モデリング問題が発生します。
- この問題を回避するには、グリッドのCFE スコアをパラメータとして扱い、パラメータは計算を繰り返し更新、2回の計算の繰り返しで収束する設定です。

## 決定事項

決定を何度か行い、本研究の対象範囲を簡素化

検討事項	決定事項
複数年度にわたる投資の最適化	対象外：モデル調整基準年の2023年から目標年の2030年までの1ステップのみをモデル化
エネルギー証書の取引	対象外
需要のシフト（時間的、空間的）	対象外
電源年数が追加性に与える影響	15年未満の再生可能資産をすべて追加資産として扱うというRE100の指針は検討しない。
ブラウンフィールドバスのストレージ資産からの排出に関するCFEの状況	対象外

# モデリング結果

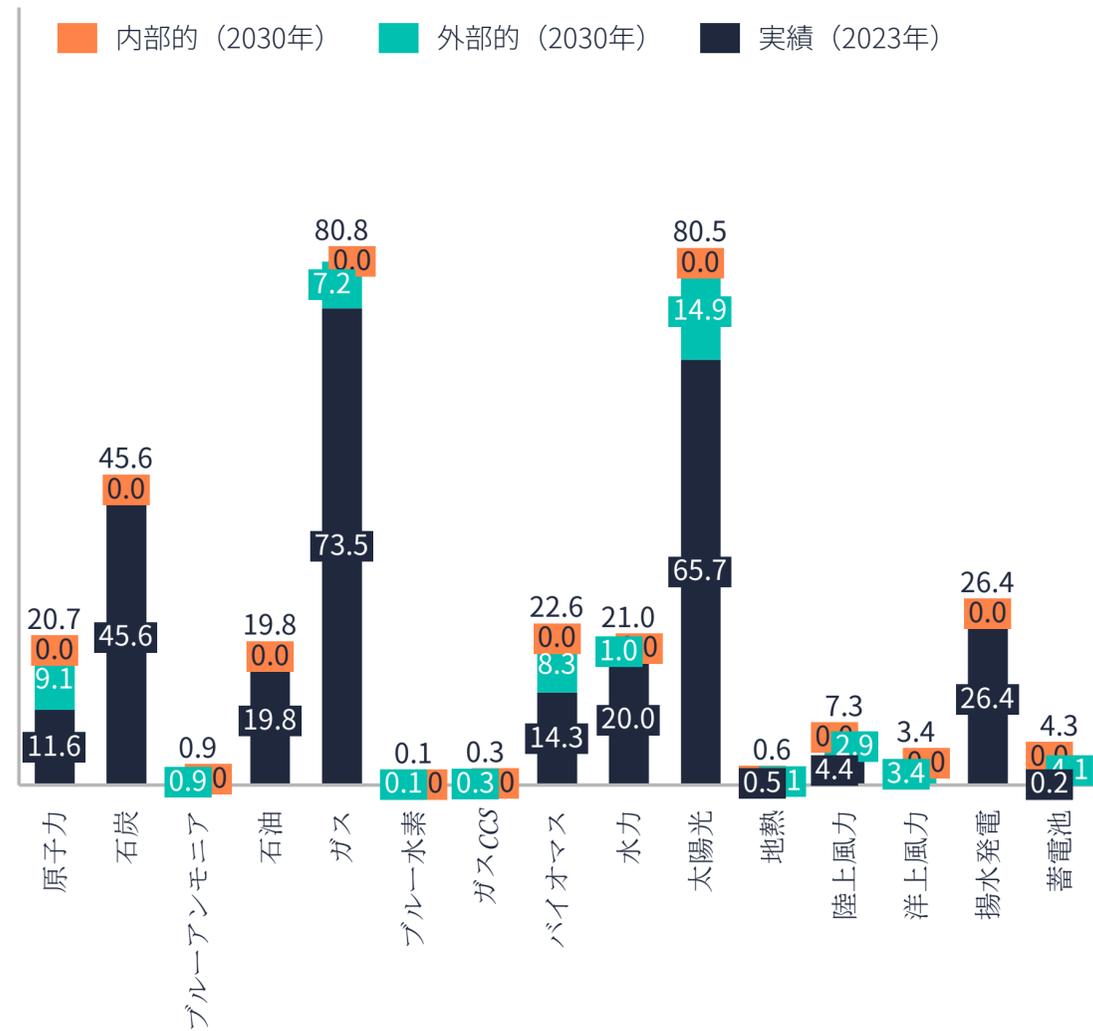
全国レベルおよび管轄エリアレベルの調査結果を深く掘り下げた分析



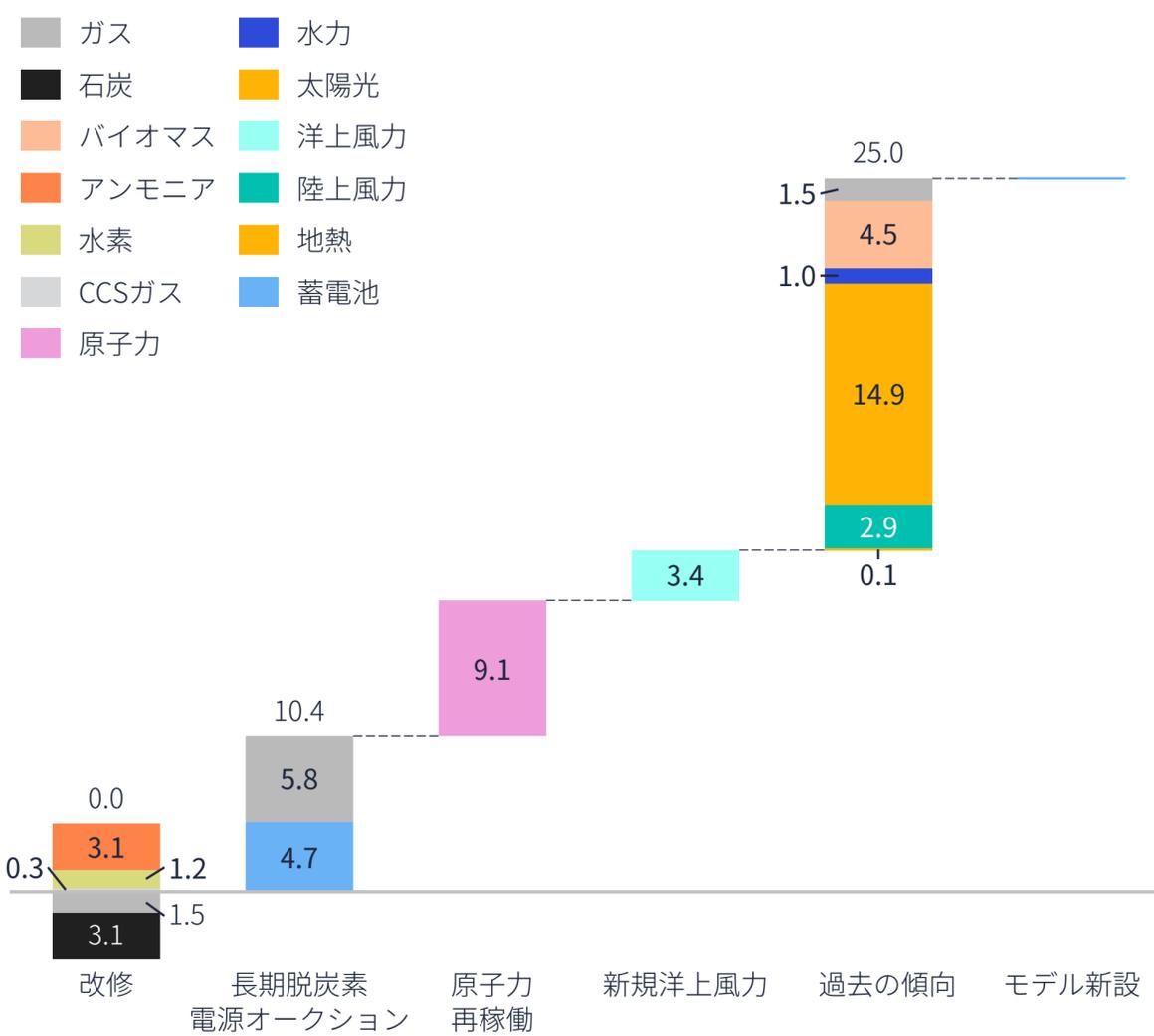
# 発電設備とストレージの容量

CFE需要が発生する前の電力システムの構成をもとに分析を開始

施設容量<sup>2</sup>(GW)



2030年の外部的容量の内訳 (GW)



## メモ

- 日本の電力システムの現状に関する当初の概算では、広域機関の「2024年供給計画の取りまとめ」に提示の電源構成を使用した。
- 現在の全国総容量を、9つのブラウンフィールド・バス用の容量に分割した。<sup>1</sup>
- 過去の傾向、報道記事、各種オークション<sup>2</sup>からの予想容量に基づいて、予測される新規容量で現在の容量を補完している。
- PyPSAでは内部的に容量を新設できるように設定してあるが、2030年までに存在すると想定される容量は、予想される2030年の需要を満たすには十分である。

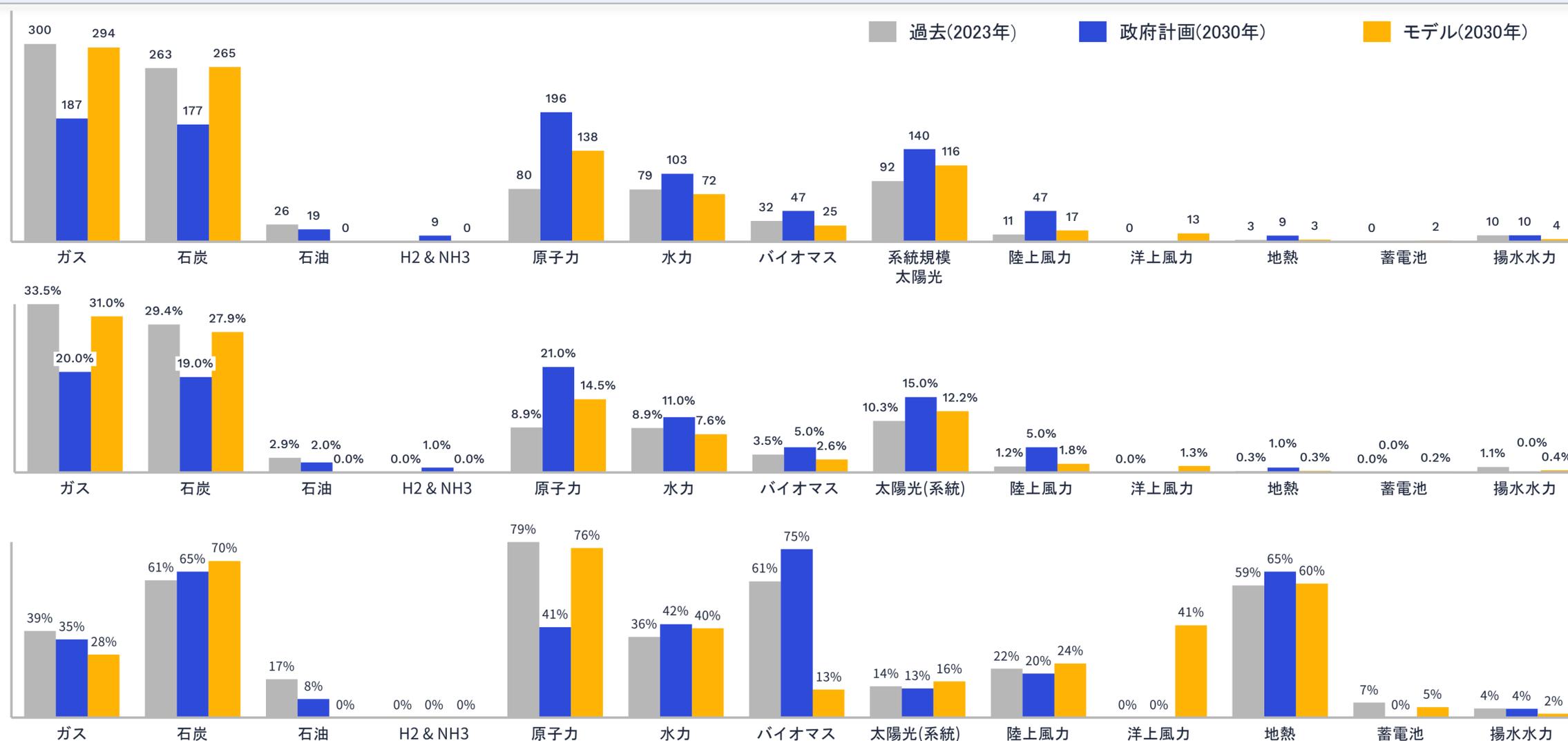
<sup>1</sup>今後、当モデルに日本の発電所に関するボトムアップの情報を取り入れる予定。<sup>2</sup>長期脱炭素電源オークション(LNG、蓄電池)、立地入札(洋上風力)。

<sup>3</sup>単一ノード・モデリング手法：この研究では、マッチング参加者のCFE需要を一度に1つの管轄エリアに適用し、その後、各エリアの結果を集計した。なお、CFE需要と運用に与えるエリア間の影響については無視している。これは、現行のモデリングでは、隣接する複数の管轄エリアに同時に適用することに制約があるからである。CFE需要を同時にすべての管轄エリアに適用した場合、異なる結果を示す可能性がある。

# 発電構成

参照シナリオは現在よりもクリーンになるものの、2021年からの第6次基本エネルギー計画に定められた2030年の目標を達成できない

発電方式およびシナリオ別の発電 (TWh、総発電量に占める割合(%)、% of year<sup>1</sup>)



## メモ

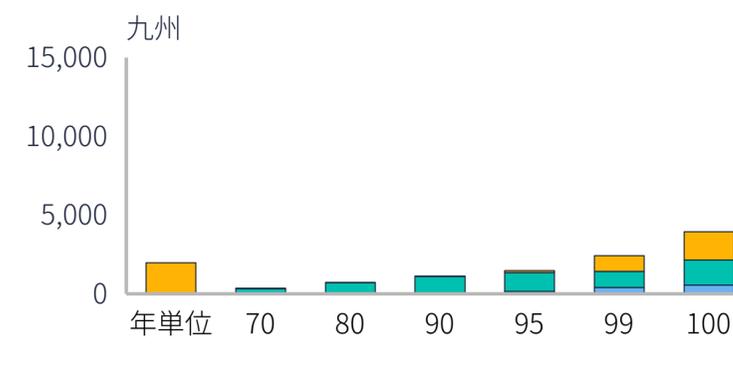
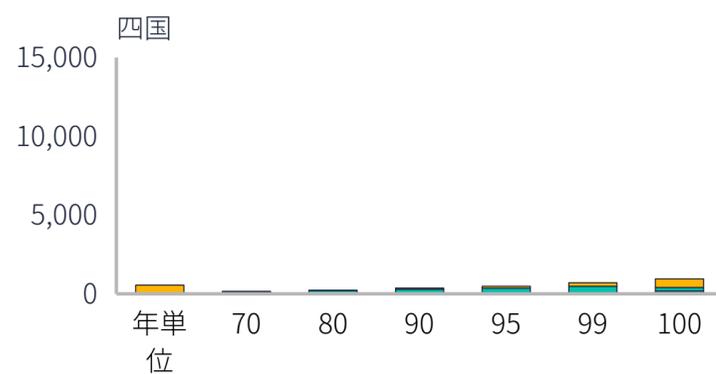
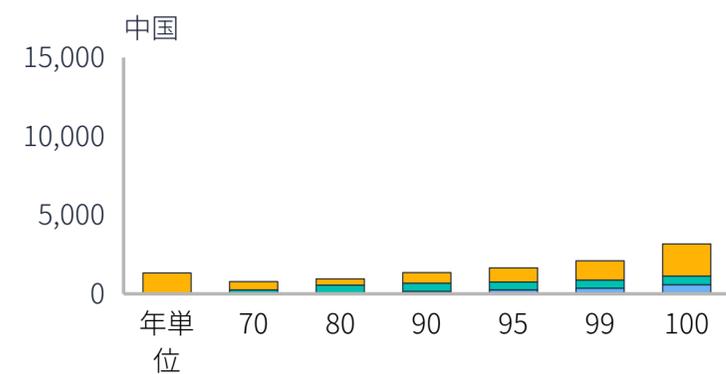
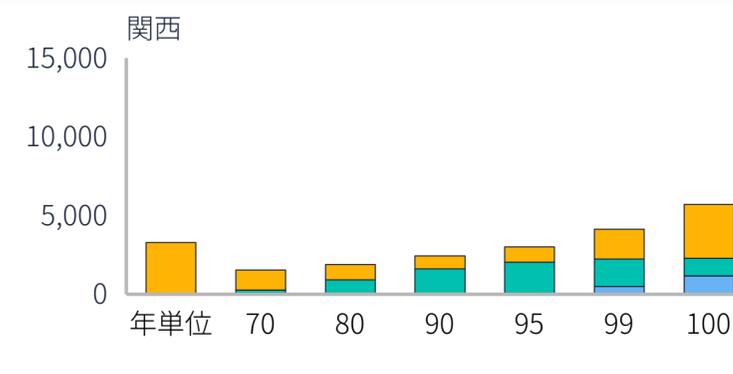
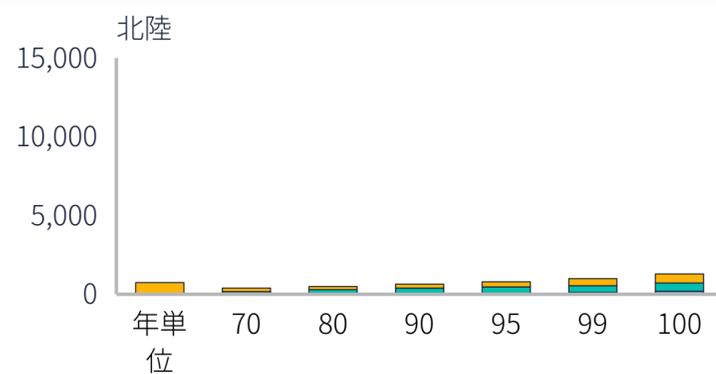
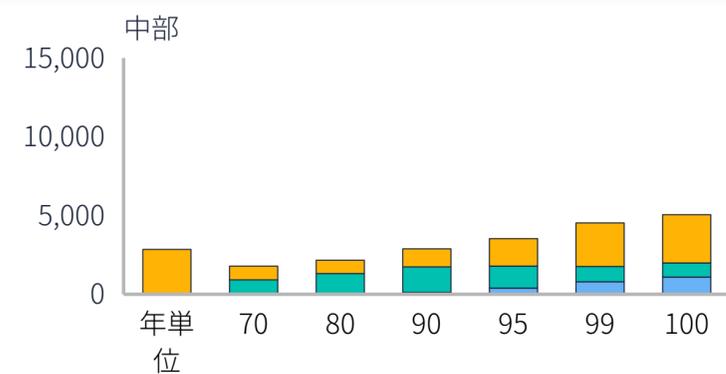
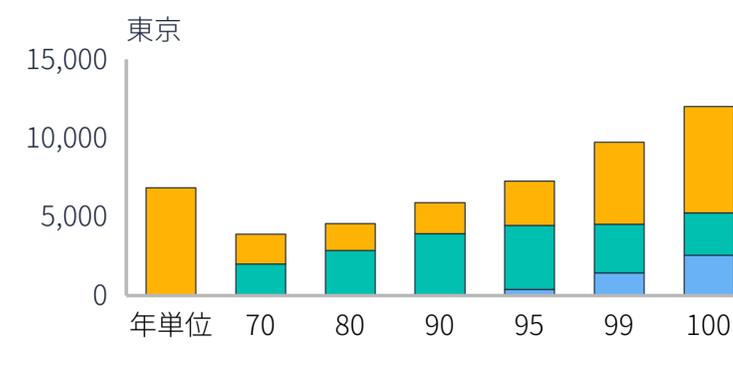
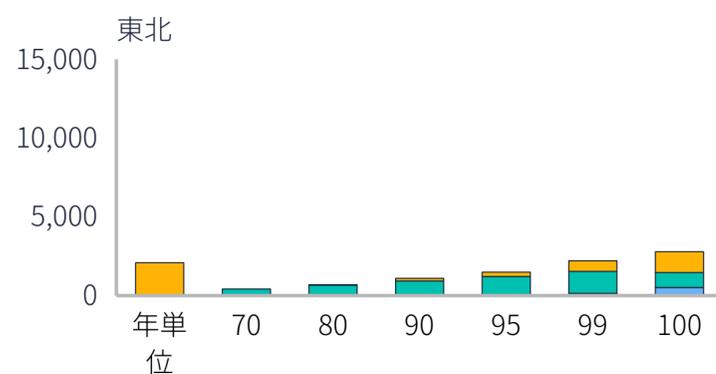
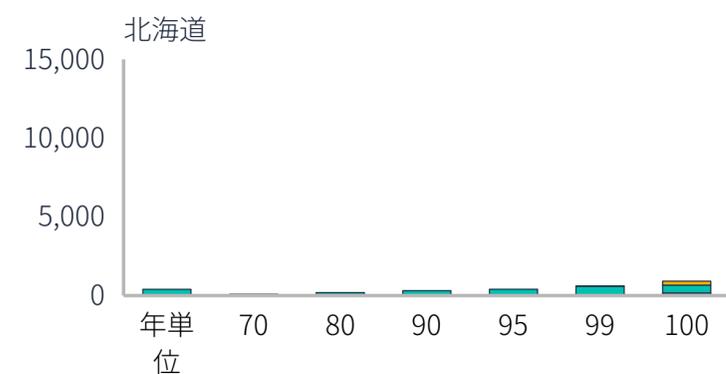
- 第6次基本エネルギー計画では、政府が2030年までに日本のエネルギーミックスに大幅な変化を構想していたことは認識しているが、私たちはこれらの政策目標をモデル出力を導くための制約条件としては使用していない。
- ただし、2023年の実績データをモデルの調整に活用し、火力発電所の実際の発電パターンを再現している。
- 原子力および再生可能エネルギーの拡大に対する制約を踏まえると、ガスおよび石炭は削減できません。
- システムに組み込まざるを得ない火力発電の容量(石油および革新的火力)は、実際には内部的に稼働するものではない。

<sup>1</sup> 「政府計画」として列挙された容量は、広域機関の2021年度年次報告書に掲載された2030年予測から引用

# 私たちのモデルでは、一度に1つのエリアを最適化することによって新增設を決定する。

TP1におけるグリーンフィールドの新設—各地域のバス(MW)<sup>1</sup>

■ 太陽光系統 ■ 陸上風力 ■ 蓄電池



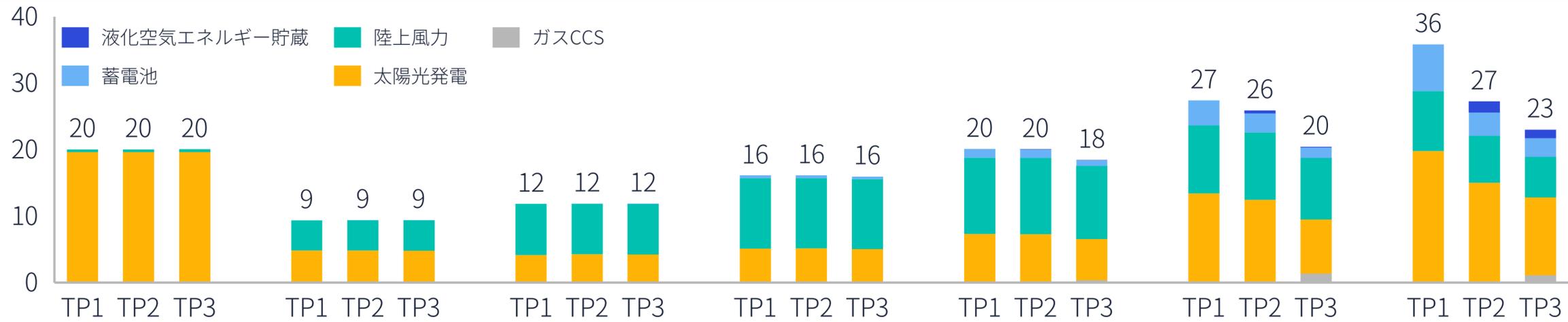
## メモ

- 太陽光と陸上風力の新設比率は、各エリア内の相対的な設備利用率によるものである。
- CFEスコアが高いほど貯蔵容量が増える傾向は、すべてのエリアで見られる。
- 現在のモデル設計では、需要の高い地域により多くの投資が行われる。
- しかし、CFE消費者が連系線を利用して他エリアの再生可能資源を利用できるような代替モデル設計の場合、全ノードにおける新設の分布はかなり異なる可能性がある。

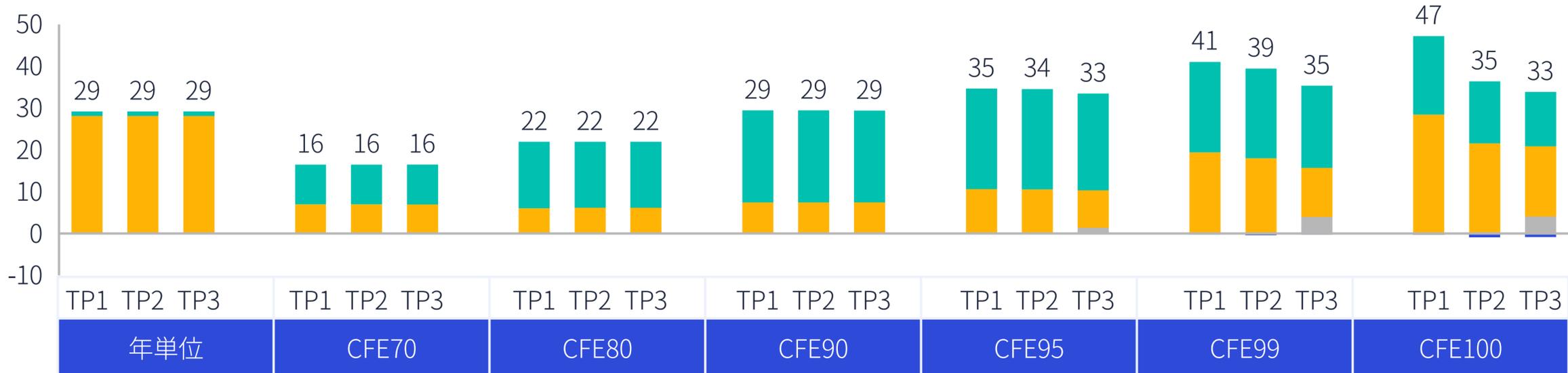
<sup>1</sup> 単一ノード・モデリング手法：この研究では、マッチング参加者のCFE需要を一度に1つの管轄エリアに適用し、その後、各エリアの結果を集計した。なお、CFE需要と運用に与え得るエリア間の影響については無視している。これは、現行のモデリングでは、隣接する複数の管轄エリアに同時に適用することに制約があるからである。CFE需要を同時にすべての管轄エリアに適用した場合、異なる結果を示す可能性がある。

# CFE95を超えるには、太陽光と蓄電池を飛躍的に拡大する必要があるが、より多様な技術を導入すればその容量は部分的に緩和することができる。

グリーンフィールド新設 - 全国合計(GW)<sup>1</sup>



グリーンフィールド発電 - 全国合計 (TWh)<sup>1</sup>



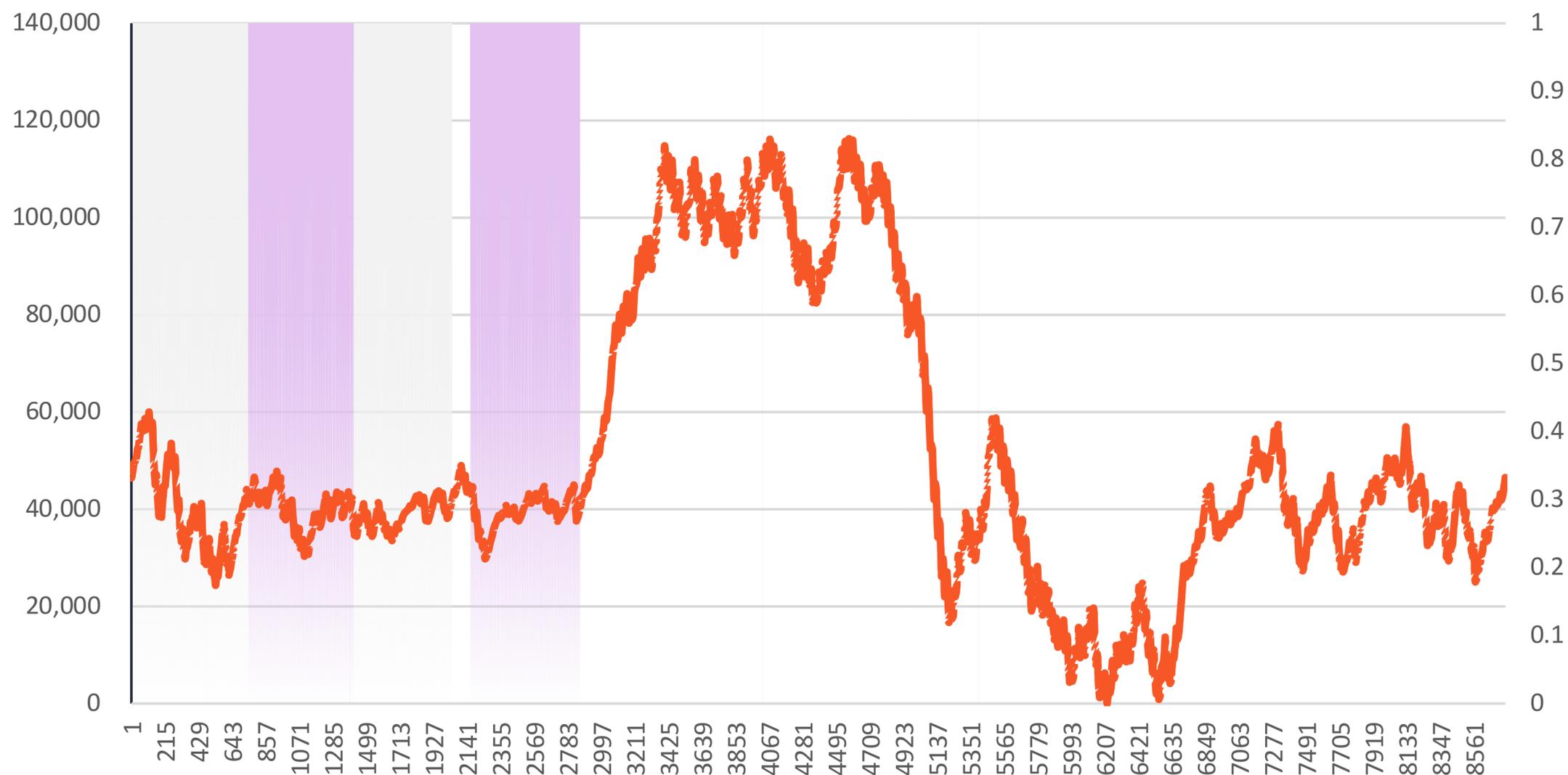
## メモ

- 年単位のマッチングで太陽光発電が強く選好される理由として、太陽光発電が安価であることと、時間単位のマッチングが不要であることが挙げられる。
- 風力発電は、太陽光発電と違って昼間の時間帯に制限されないため、CFEスコアが低いほど選好される。
- CFEスコアが90%を超え、ブラウンフィールド系統と風力だけでは十分なCFEを供給できなくなると、ストレージの出番となる。
- 最も達成が難しい2つのCFEスコアでは、風力発電容量が実際に減少し始めるレベルまで風力に頼るよりも、太陽光+蓄電のハイブリッドシステムを追加した方が安い。
- TP2に液体空気エネルギー貯蔵(LAES)を追加すると、貯蔵時間が長くなるため、蓄電池の必要性が大幅に減少するが、それでも太陽光発電はCFE95のレベルより大幅に拡大しなければならない。
- 3つの革新的火力発電方式のうち、ガスCCSが採用されるのは、より多くCFEを発電できるからである。柔軟に出力調整できるため、CFE95以上では太陽光発電とストレージ容量への依存度は顕著に低下している。

<sup>1</sup> 単一ノード・モデリング手法：この研究では、マッチング参加者のCFE需要を一度に1つの管轄エリアに適用し、その後、各エリアの結果を集計した。なお、CFE需要と運用に与え得るエリア間の影響については無視している。これは、現行のモデリングでは、隣接する複数の管轄エリアに同時に適用することに制約があるからである。CFE需要を同時にすべての管轄エリアに適用した場合、異なる結果を示す可能性がある。

## 発電方式パレット2(TP2)に追加されたエネルギー貯蔵は、最大1週間エネルギーを貯蔵し、季節的な需要ピーク管理を支援する。

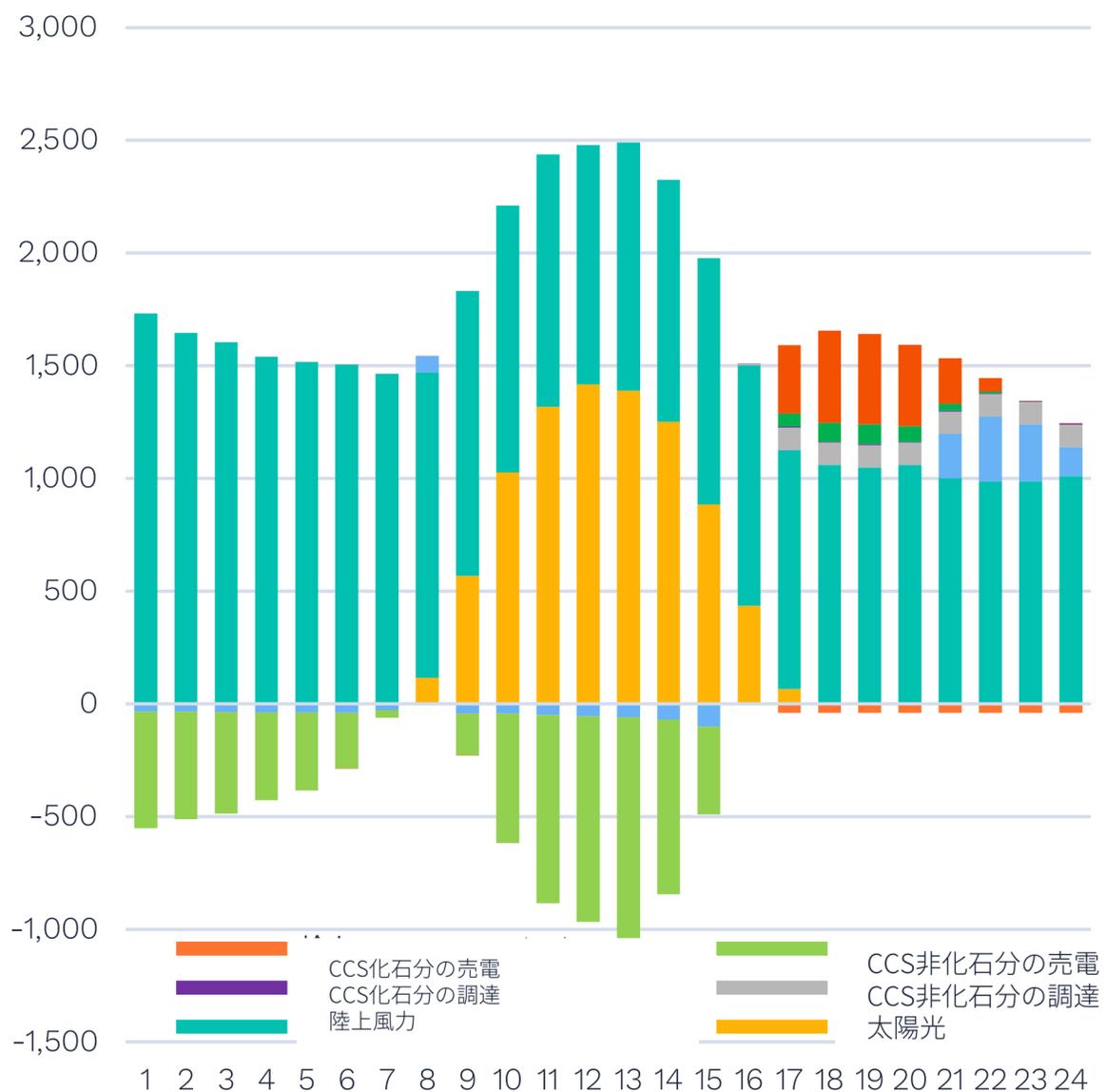
CFE99における東京エリアのLAESの1時間当たりの充電状況(MWh)



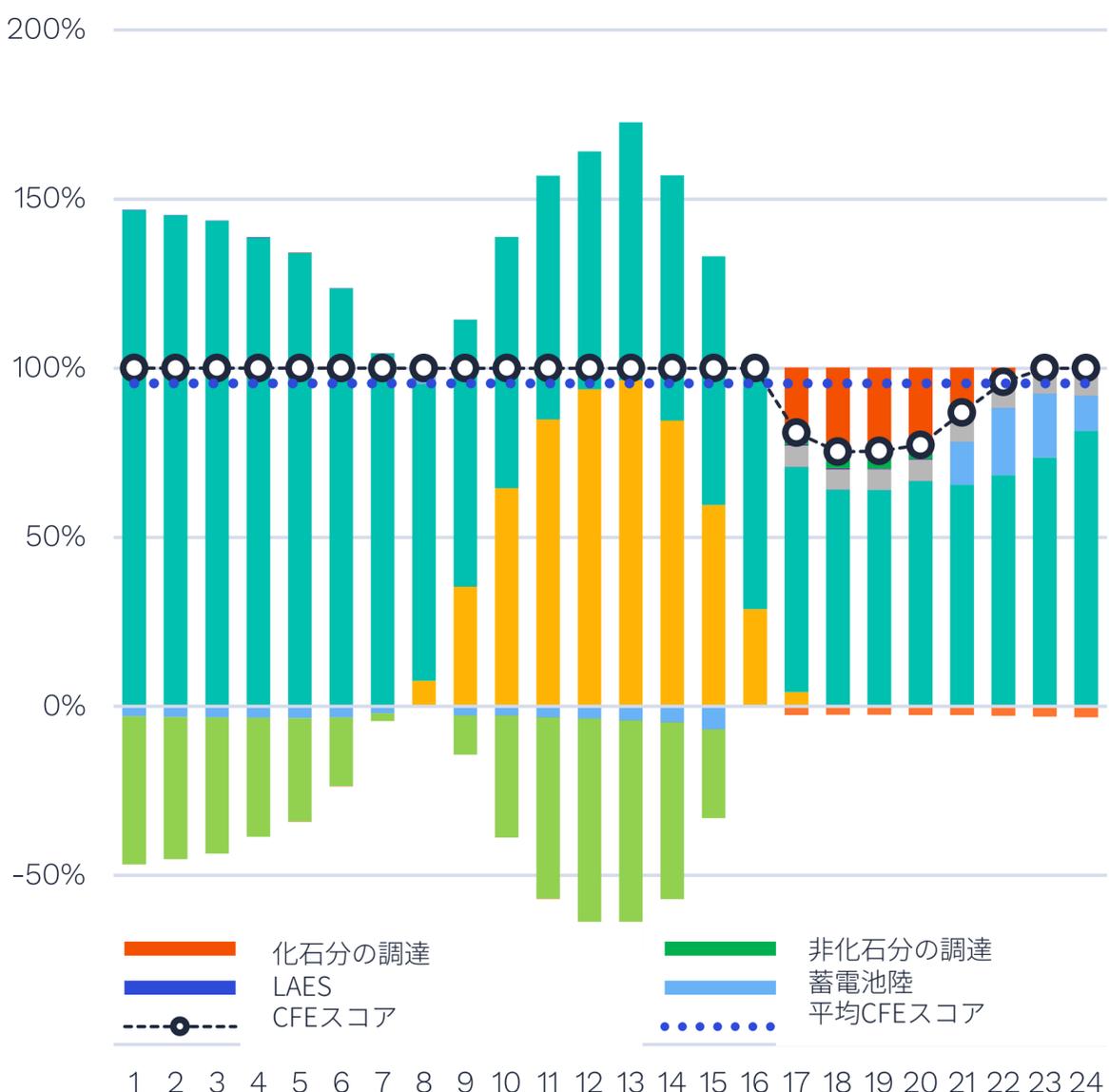
- このプロジェクトでは、24時間365日のCFEに関心を持つ消費者のプロファイルが、他の消費者のものと一致すると仮定しているが、両者が乖離した場合、長期エネルギー貯蔵の利用プロファイルは大幅に変化する可能性がある。

# 発電方式パレット3では、革新的な火力発電方式は、多少の排出があってもCFEスコアに貢献することができる

時間当たりの発電内訳 (MW)



時間当たりの発電シェア内訳(%)



## メモ

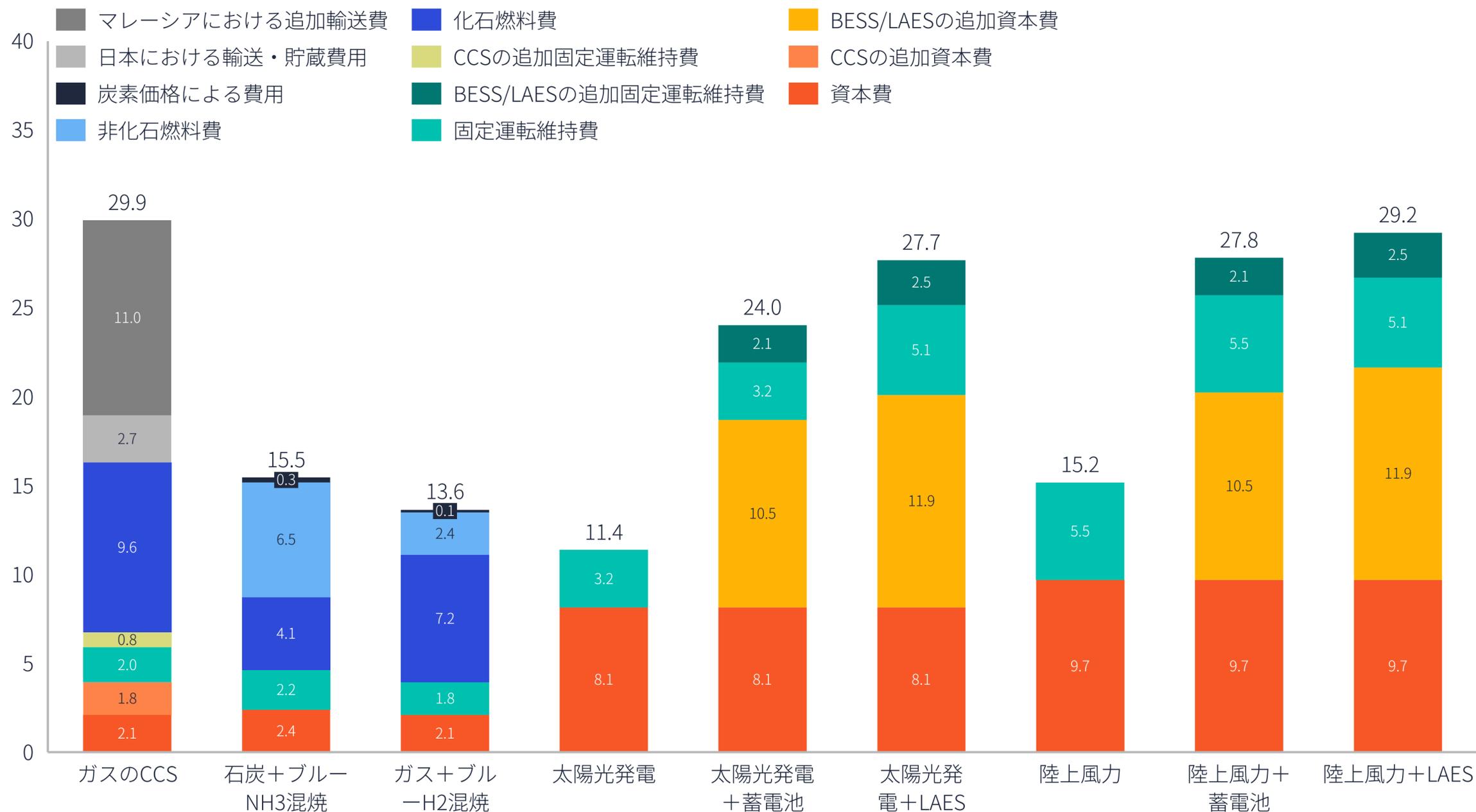
- グラフは、代表的な1日の24時間における、ブラウンフィールドとの取引を含むグリーンフィールドでの運用を、東京地域のCFE95に基づいて示している。<sup>1</sup>
- このシナリオでは、モデルは蓄電池をほとんど採用せず、再生可能エネルギーの不足時に、革新的な火力発電（ここではガスCCS）とともに系統電力で賄っている。
- 不足する電力需要の大部分は一般システムからの調達でまかなわれるが、ブラウンフィールドに化石電力が混在しているため、平均CFEスコアが95%にとどまるように、モデルはCCSも採用する。
- CCS発電の非CFE成分の多くは、直ちにブラウンフィールドに売電され、PPAオフテイクがCFE成分のみを消費する。
- CFEスコアが高いほど、この非CFE発電をブラウンフィールドに売電する必要性は厳しくなる。

<sup>1</sup>2030年1月25日...

出典：当社試算結果

# 技術的な幅を広げることで柔軟性が増す一方で、結果として生じる電源構造は、コストの前提に非常に敏感である

発電方式別LCOE<sup>1</sup>(千円/MWh)



## メモ

- 標準的な設備利用率<sup>1</sup>において、均等化電力原価(LCOE)
- が最も低い技術は、太陽光発電と陸上風力発電である。
- すべての革新的な火力発電方式の中で、ガスCCSは再生可能エネルギーとエネルギー貯蔵との構成のハイブリッド・プラントと競争できる唯一の技術である。しかし、我々のモデル結果は、CO2を日本から海外に輸送することが、CCSの競争力に致命的なマイナスの影響を与えることを示している。
- 採用に影響を与えるLCOE以外の要因の一つは、コストを最小限に抑えながらグリーンフィールドの電力需要を満たす信頼度である。このモデルは、エネルギー貯蔵をつけても安価であるにも拘わらず発電不足をカバーできない再生可能エネルギーの代わりに自由に給電できる高LCOE発電方式を好む方向が見える。
- 加えて、ある発電方式が目標CFEスコアにどれだけ貢献できるかというのも重要な要素である。これは、アンモニアや水素の混焼のような革新的な火力発電方式の導入を止めるものである。これらの発電方式では、非CFE成分がLCOEを割高にすると同時に、オフテイカーのCFE消費に寄与しない。CCSの貯留率が低いことも同様に、CCSの競争力に悪影響を及ぼす。

<sup>1</sup>LCOE計算において、ガスCCS、石炭アンモニア、ガス水素混焼を含む火力発電技術については最大70%。さらに、太陽光発電には16%、陸上風力発電（東京地区）には24%の設備利用率を適用した。観測されたモデル実行結果によると、蓄電池の最大容量係数は25%、LAESの最大容量係数は35%。

# 設備資本費<sup>1</sup>がコストの主な要因であり、長期貯蔵はこれを軽減するのに役立つ。ある状況下では、CCSも同様である。

経済的コストと便益のカテゴリ別内訳<sup>2</sup>(単位:十億円)



## メモ

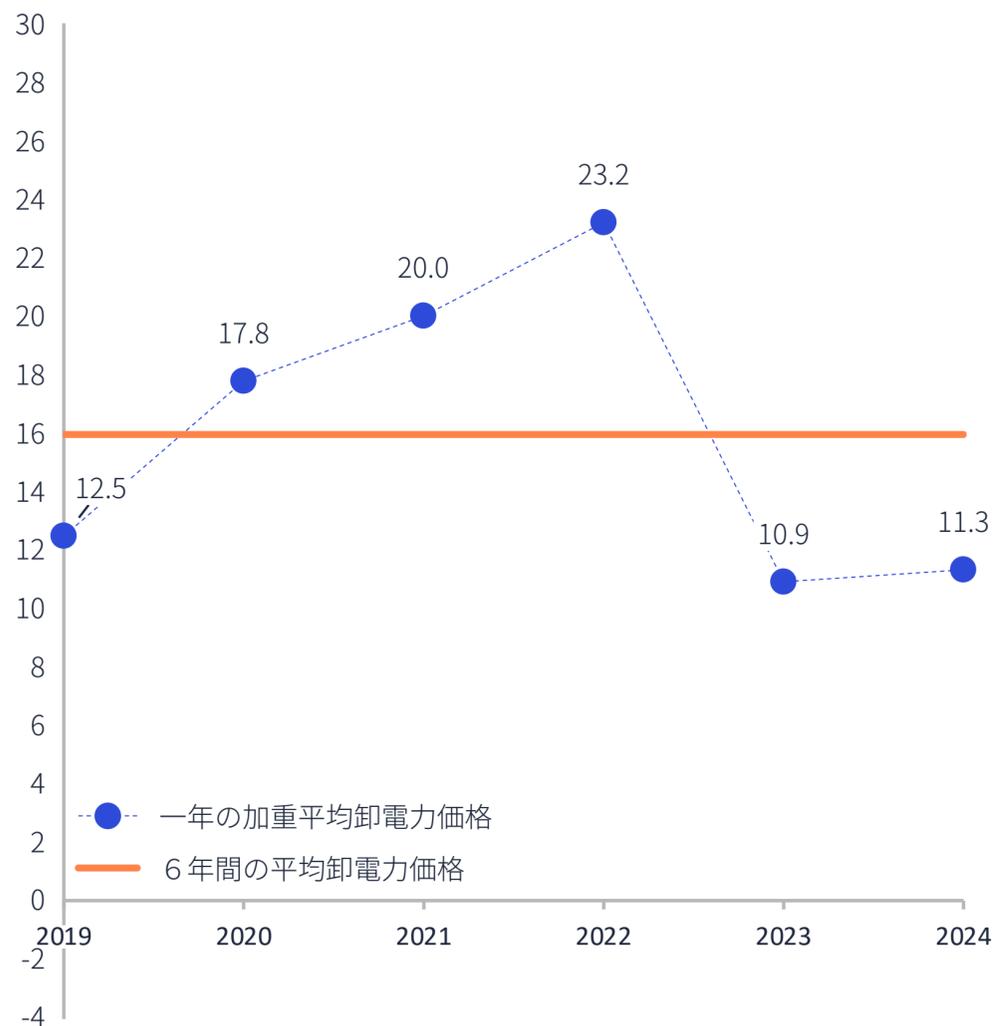
- CFEスコアが高くなるにつれ、必要なストレージも増える。全国の合計を見ると、CFE90からCFE100に移行する上で必要なストレージを追加するための設備投資（年換算、1,820億円）だけでも、CFE90を達成するための当初のシステムの総コストを上回る。
- 出力調整可能なLAESやガスCCSが利用できれば、再生可能エネルギーやストレージにかかる資本費が削減され、システム全体のコストが大幅に削減される。ただし、燃料節約はわずかである。これは、余剰の再生可能エネルギー発電を吸収した後で使用するためであり、CCS施設自体が天然ガスを消費するためである。

<sup>1</sup>設備投資の数値は、各施設のの想定耐用年数に基づいて年換算し、現在価値に割り引いたものである。

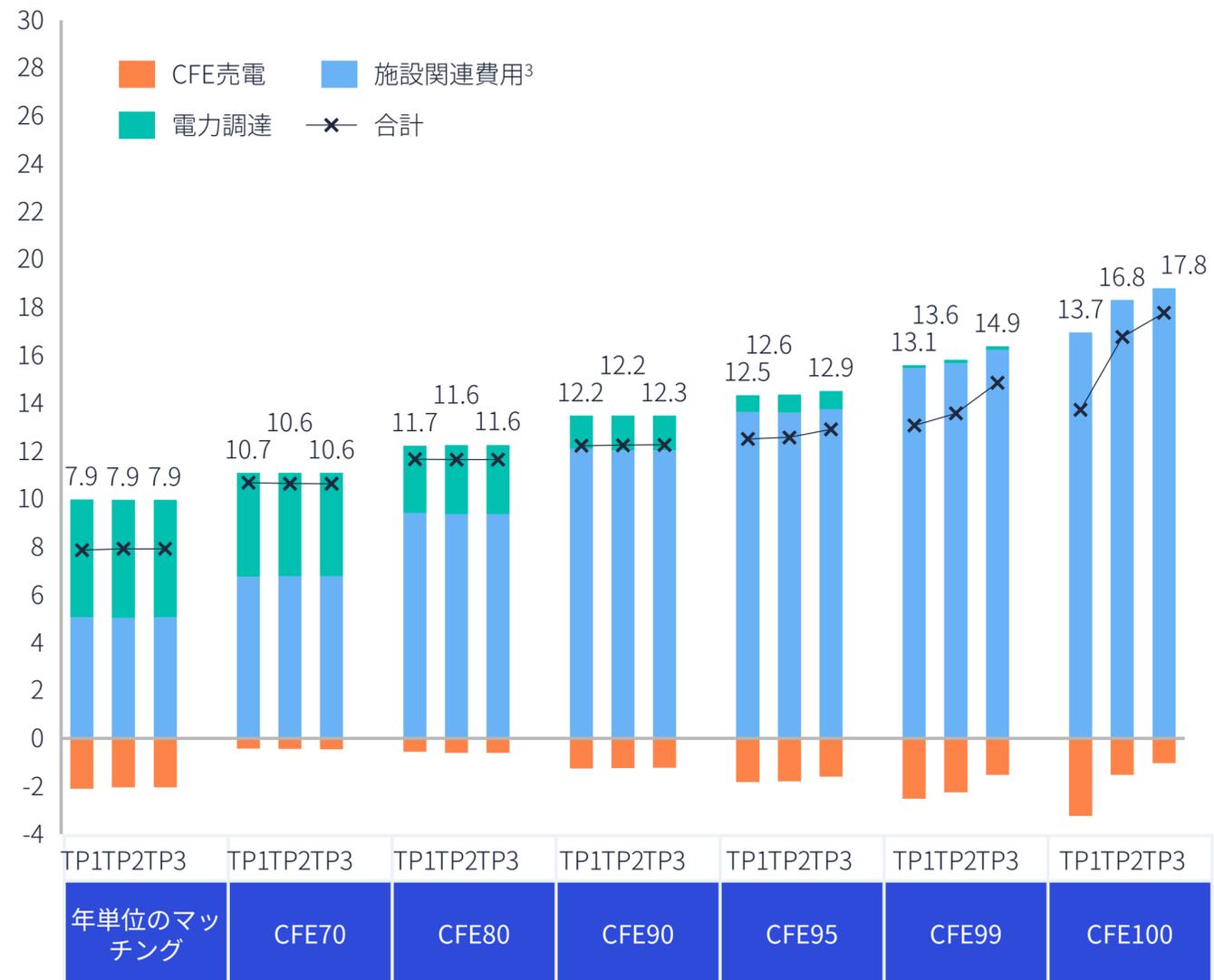
<sup>2</sup>単一ノード・モデリング手法：この研究では、マッチング参加者のCFE需要を一度に1つの管轄エリアに適用し、その後、各エリアの結果を集計した。なお、CFE需要と行動に与え得るエリア間の影響については無視している。これは、現行のモデリングでは、隣接する複数の管轄エリアに同時に適用することに制約があるからである。マッチング参加者のCFE需要をすべての管轄エリアに同時に適用した場合、異なる結果を示す可能性がある。

# CFE消費者が支払うコストもCFEスコアが上がるにつれて上昇するが、その上昇率は容量に比べて小さい。

過去の卸売市場価格<sup>1</sup>ー エリア別CFE負荷で加重平均した全国平均（千円/MWh）<sup>2</sup>



PPA単価ーエリア別CFE負荷で加重平均した全国平均（千円/MWh）<sup>2</sup>



## メモ

- TP1の場合、CFE70からCFE100に移行する際に、全国で必要な総容量が最大4倍に増加する一方、オフテイカーが負担する単価の上昇率は30%未満である。
- CFEスコアが最も高い場合、PPA単価はどのパレットでも上昇する。資本費は減少するものの、そのペースよりも発電量の減少ペースの方が速いからである。また、TP3に固有なこととして、PPAのオフテイカーはCCS発電所で使用される燃料の代金を支払わなければならない。
- それでも、PPA単価は近年の卸売価格と比較して有利である。

<sup>1</sup> 30分間隔の卸売市場価格データは、JPEXスポット市場（Day Ahead Market）から全9管轄エリアの分を入手し、それぞれ年平均レベルで集計し、2023年を基準年とした実質価格に換算したもの。

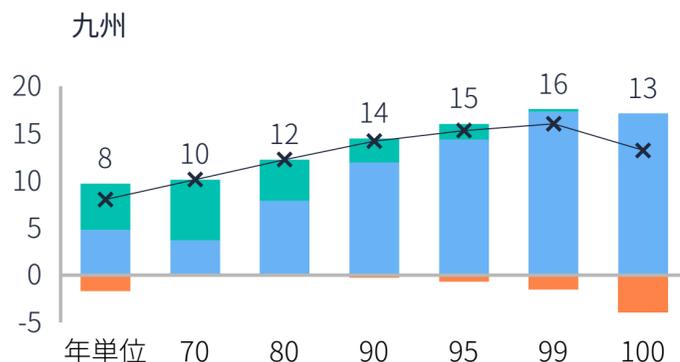
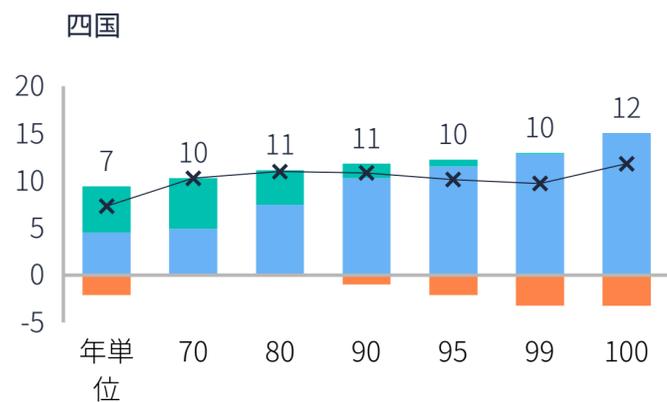
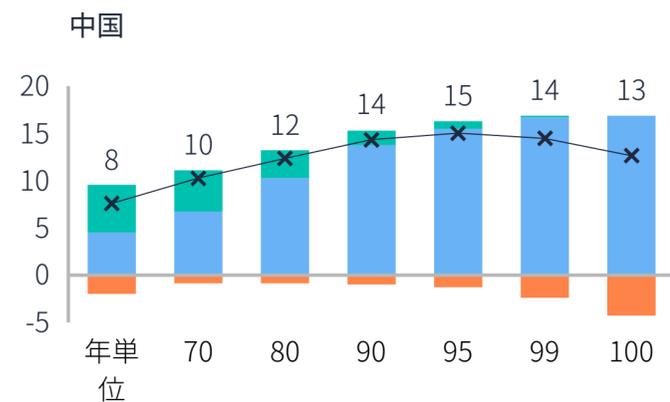
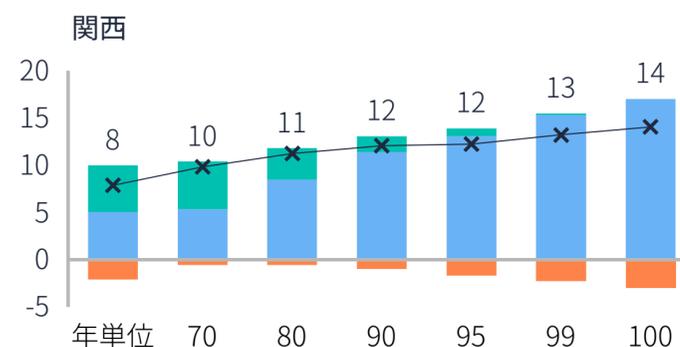
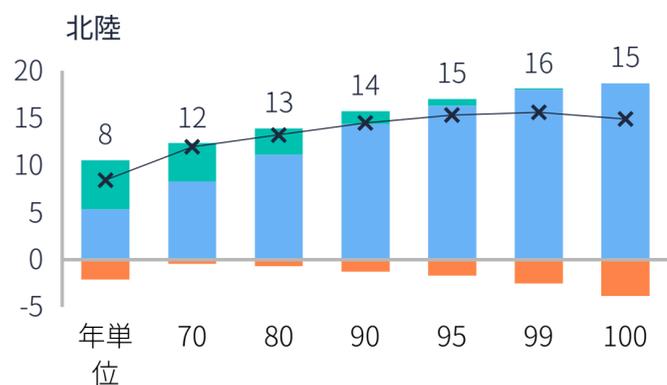
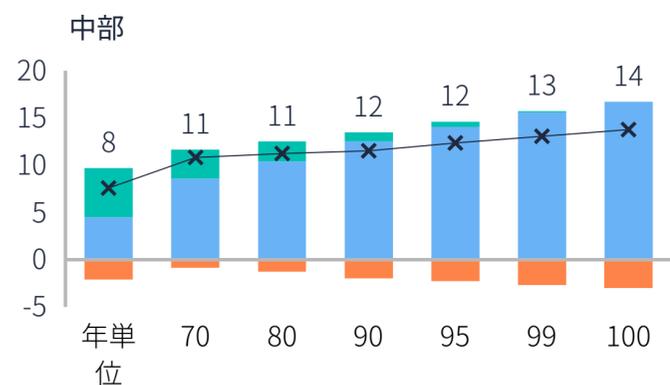
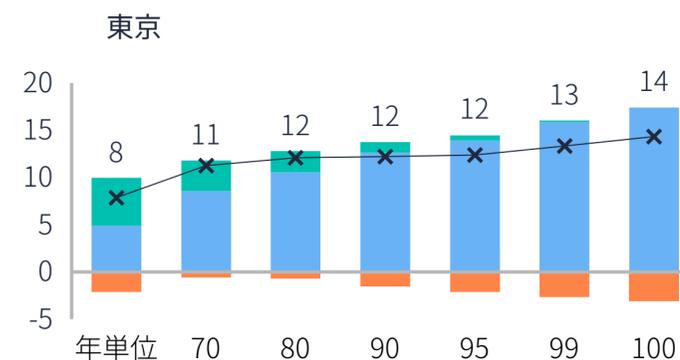
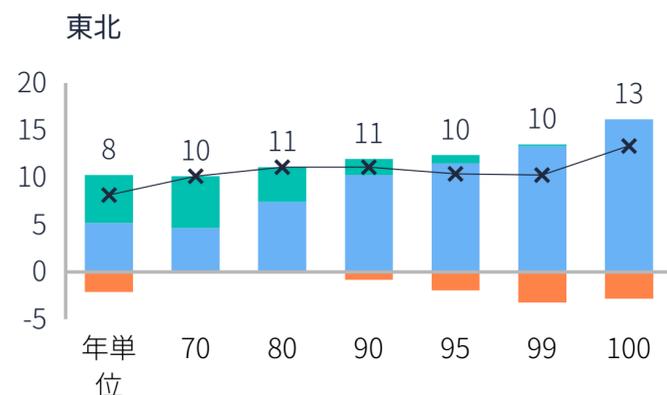
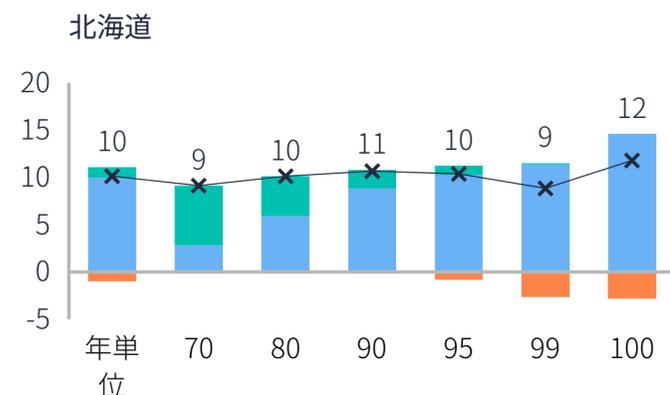
<sup>2</sup> 単一ノード・モデリング手法：この研究では、マッチング参加者のCFE需要を一度に1つの管轄エリアに適用し、その後、各エリアの結果を集計した。なお、CFE需要と行動に与えるエリア間の影響については無視している。これは、現行のモデリングでは、隣接する複数の管轄エリアに同時に適用することに制約があるからである。マッチング参加者のCFE需要をすべての管轄エリアに同時に適用した場合、異なる結果を示す可能性がある。

<sup>3</sup> 施設関連費用の設備投資部分は、各施設の想定耐用年数に基づいて年換算し、現在価値に割り引いたものである。

# 風力資源が優れているほど、PPA単価は安くなる。

TP1におけるPPA単価の内訳—各地域のバス (単位：千円/MWh)

■ 売電 (エクスポート)    ■ PPA設備投資<sup>1</sup>  
■ 調達 (インポート)    —x— 合計



## メモ

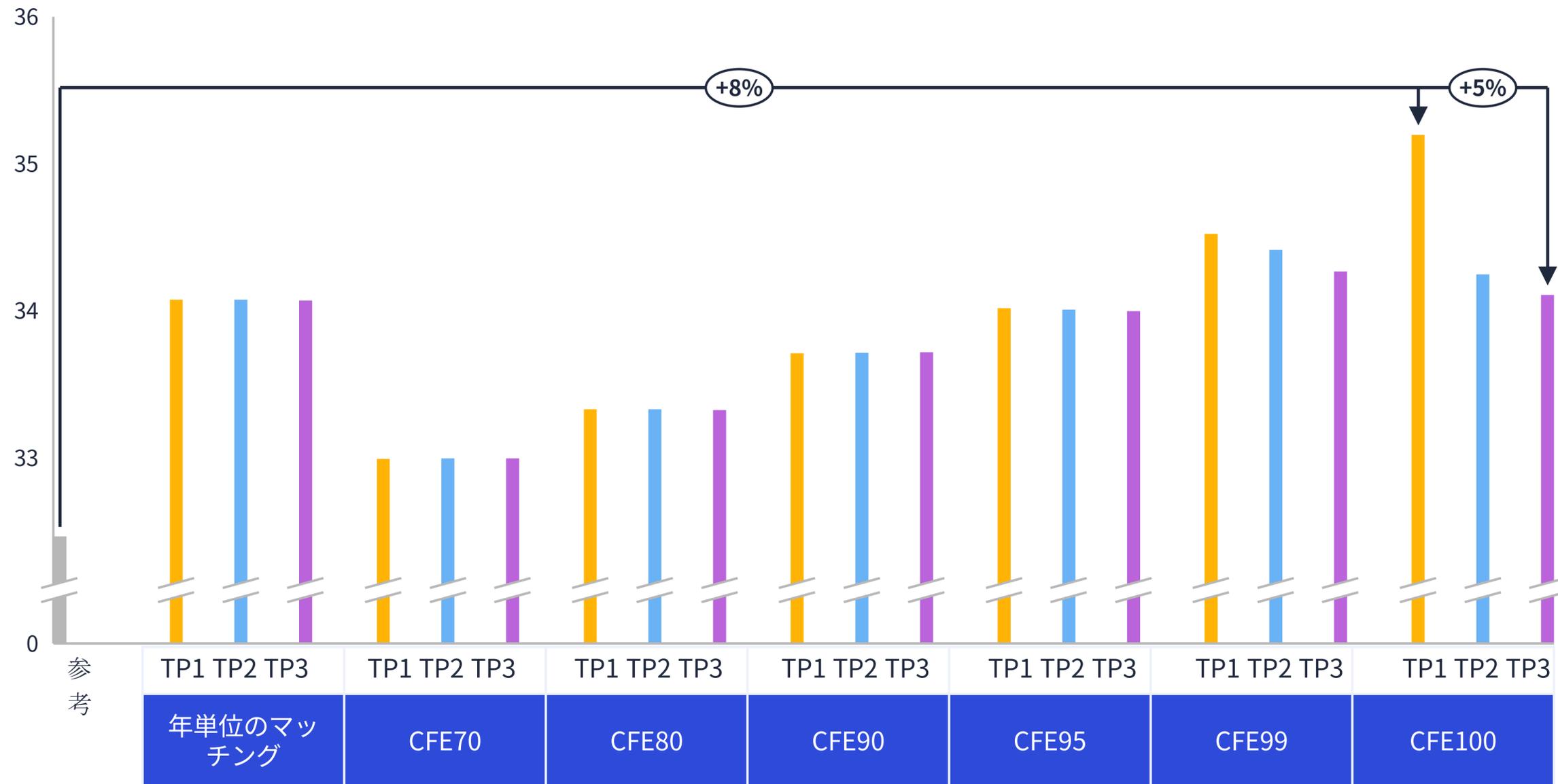
- どのエリアでも、太陽光や蓄電池がCFEを供給できなくなる時間帯を補うために陸上風力を必要としている。
- 風力発電の設備利用率の高さは、PPA単価の低下と相関しており、北海道はPPAを設定し、CFE100を達成するのに最も安価な地域となっている。
- 九州は、太陽光のポテンシャルが高いにもかかわらず、陸上風力発電の設備利用率が他の地域よりも著しく低いため、CFE100を達成するためのコストが全国で最も高いエリアとなっている。
- 他のエリアの単価は、相対的な陸上風力発電の設備利用率とPPA単価の関係を反映している。

<sup>1</sup>資本費の数値は、各施設の想定耐用年数に基づいて年換算し、現在価値に割り引いたものである。

<sup>2</sup>単一ノード・モデリング手法：この研究では、マッチング参加者のCFE需要を一度に1つの管轄エリアに適用し、その後、各エリアの結果を集計した。なお、CFE需要と運用に与え得るエリア間の影響については無視している。これは、現行のモデリングでは、隣接する複数の管轄エリアに同時に適用することに制約があるからである。CFE需要を同時にすべての管轄エリアに適用した場合、異なる結果を示す可能性がある。

# より厳しいマッチングパターンと再生可能エネルギー出力増加が連系線利用率を高める

年間電力フロー 全国合計<sup>1</sup> (TWh)



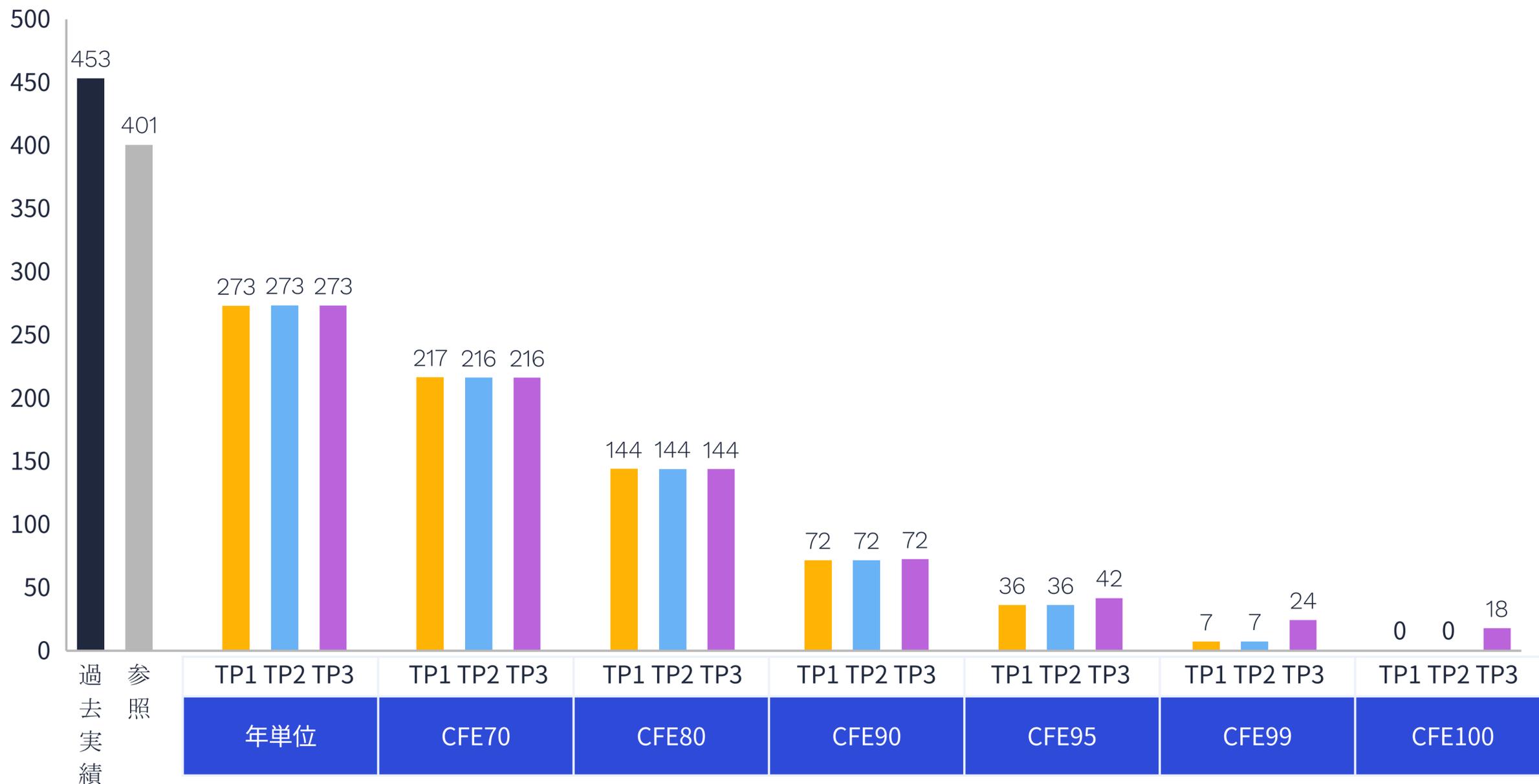
## メモ

- 発電方式パレットやシナリオに関わらず、CFE発電の大半は再生可能エネルギー源によるもので、その発電量が需要を上回ることも珍しくない。
- 余剰のCFE発電は、グリーンフィールドに貯蔵され、後にCFE需要を満たすか、貯蔵が不経済な場合はブラウンフィールドに売却され、そのエリアのブラウンフィールド火力発電に取って代わるだけでなく、近隣エリアにも広がり連系線利用率を押し上げる。
- 発電方式パレット2と3の場合、必要な再生可能エネルギーの余剰容量がより少ないため、余剰発電量も少なく、その影響はより小さい。

<sup>1</sup>単一ノードのモデリング手法：この研究では、マッチング参加者のCFE需要を一度に1つの管轄エリアに適用し、その後、各エリアの結果を集計した。なお、CFE需要と行動に与えるエリア間の影響については無視している。これは、現行のモデリングでは、隣接する複数の管轄エリアに同時に適用することに制約があるからである。マッチング参加者のCFE需要をすべての管轄エリアに同時に適用した場合、異なる結果を示す可能性がある。

# CFEでカバーされる消費の割合が上がると、スコープ2排出量は段階的に削減

C&Iの電力消費の排出係数－CFE負荷で加重平均した全国平均 (gCO2e/kWh)



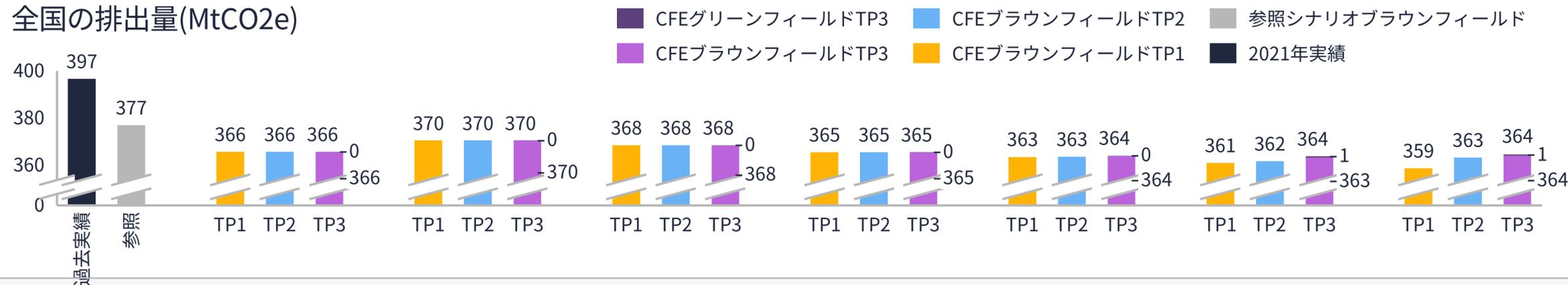
## 備考

- 年単位のマッチングは消費者が非CFEの系統電力に依存する時間が多いためそのスコープ2排出量も高いのであるが、それに比べては、どの時間単位のシナリオも排出量削減効率がいい
- 一時間単位のマッチングのうちCFE70シナリオの場合は、消費者が参照シナリオのブラウンフィールド発電所に依存し続けることから排出削減が最も低い。
- CFEスコアが上がると、ブラウンフィールドに売電される余剰発電の影響によって排出削減もその分上昇する
- TP3で革新的火力発電方式からの二酸化炭素の漏洩が起こるため、CFE100の下でも排出係数をゼロにすることは不可能だということになる。

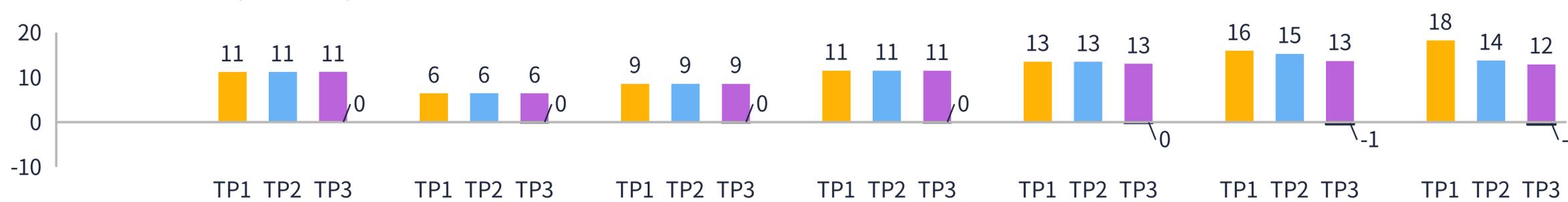
<sup>1</sup>単一ノード・モデリング手法：この研究では、マッチング参加者のCFE需要を一度に1つの管轄エリアに適用し、その後、各エリアの結果を集計した。なお、CFE需要と運用に与え得るエリア間の影響については無視している。これは、現行のモデリングでは、隣接する複数の管轄エリアに同時に適用することに制約があるからである。CFE需要を同時にすべての管轄エリアに適用した場合、異なる結果を示す可能性がある。

# 24/7 CFEが排出量に対する貢献は、新規の負荷が気候変動に与える影響をなくするだけにとどまらない

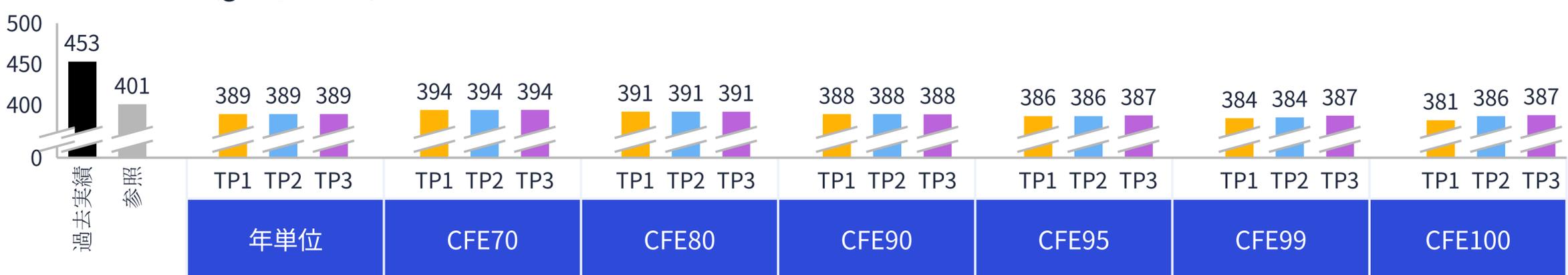
全国の排出量(MtCO<sub>2</sub>e)



全国的な排出削減(MtCO<sub>2</sub>e)



全国の排出係数 (gCO<sub>2</sub>e/kWh)

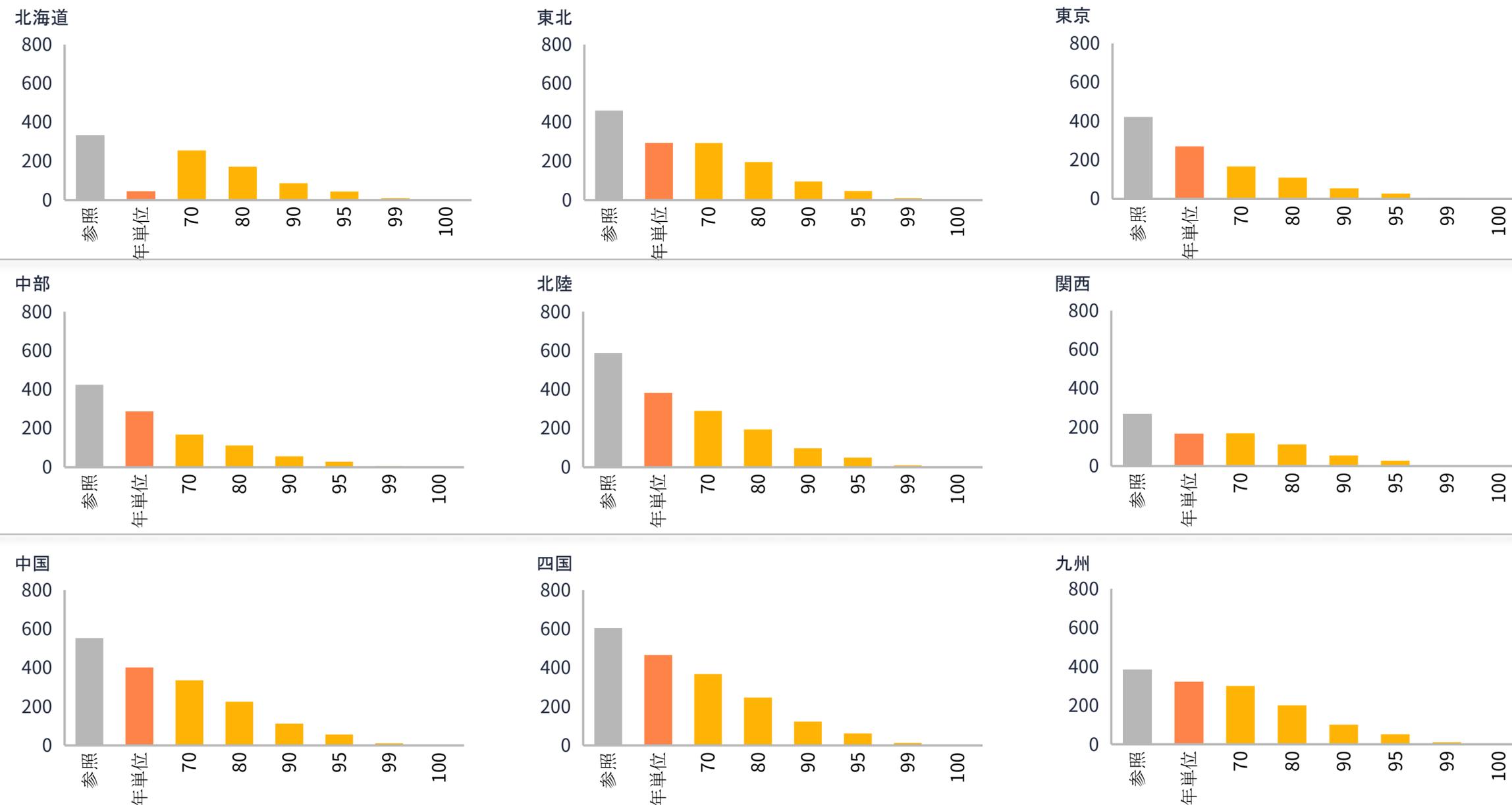


- 新しい負荷に対するCFEマッチング制度は、たとえ年単にであっても、火力発電を含むブラウンフィールドの電力を消費することによって生じる排出を削減することになる。
- 年単位マッチングがCFE70とCFE80よりも多くの排出量削減に繋がるのは、前者がCFE100と同様に、消費者が希望しているCFE需要の総量にこたえなければならないためである。
- 2030年における新規負荷が日本の電力需要の約3%であると仮定すると、年単位のマッチングによる排出量への影響(11MtCO<sub>2</sub>e)は、参照シナリオの電力部門合計(377Mt)と比較して、新規負荷による気候への影響を消すことで期待される影響を表している。
- しかし、CFE100シナリオでは、時間単位のマッチングが年単位のマッチングの場合よりも多くの発電容量の確保の動機付けとなるため、CFE発電量の増加はより大きくなる。その結果、前述したような排出量削減効果をさらに高めることにもつながる。
- 排出量削減がパレット2でパレット1より低い理由は、多くの時間枠に余剰の電力が長期エネルギー貯蔵に吸収され後程CFEを希望している消費者に戻されることから、直ぐにブラウンフィールドの消費に売電されなくなるためである。
- 技術パレット3については、以前のパレットに比べて排出量削減効果低く、オフテイクが漏洩した排出量を起こすこともわかる。

<sup>1</sup>単一ノード・モデリング手法：この研究では、マッチング参加者のCFE需要を一度に1つの管轄エリアに適用し、その後、各エリアの結果を集計した。なお、CFE需要と運用に与えられるエリア間の影響については無視している。これは、現行のモデリングでは、隣接する複数の管轄エリアに同時に適用することに制約があるからである。CFE需要を同時にすべての管轄エリアに適用した場合、異なる結果を示す可能性がある。

# 北海道を除くすべての管轄エリアでは、年単位のマッチングから時間単位のマッチング（CFE70またはCFE80からスタート）に移行することで、オフテイカーの排出係数がより効果的に低減された。

C&I電力消費の排出係数 (gCO<sub>2</sub>e/kWh)

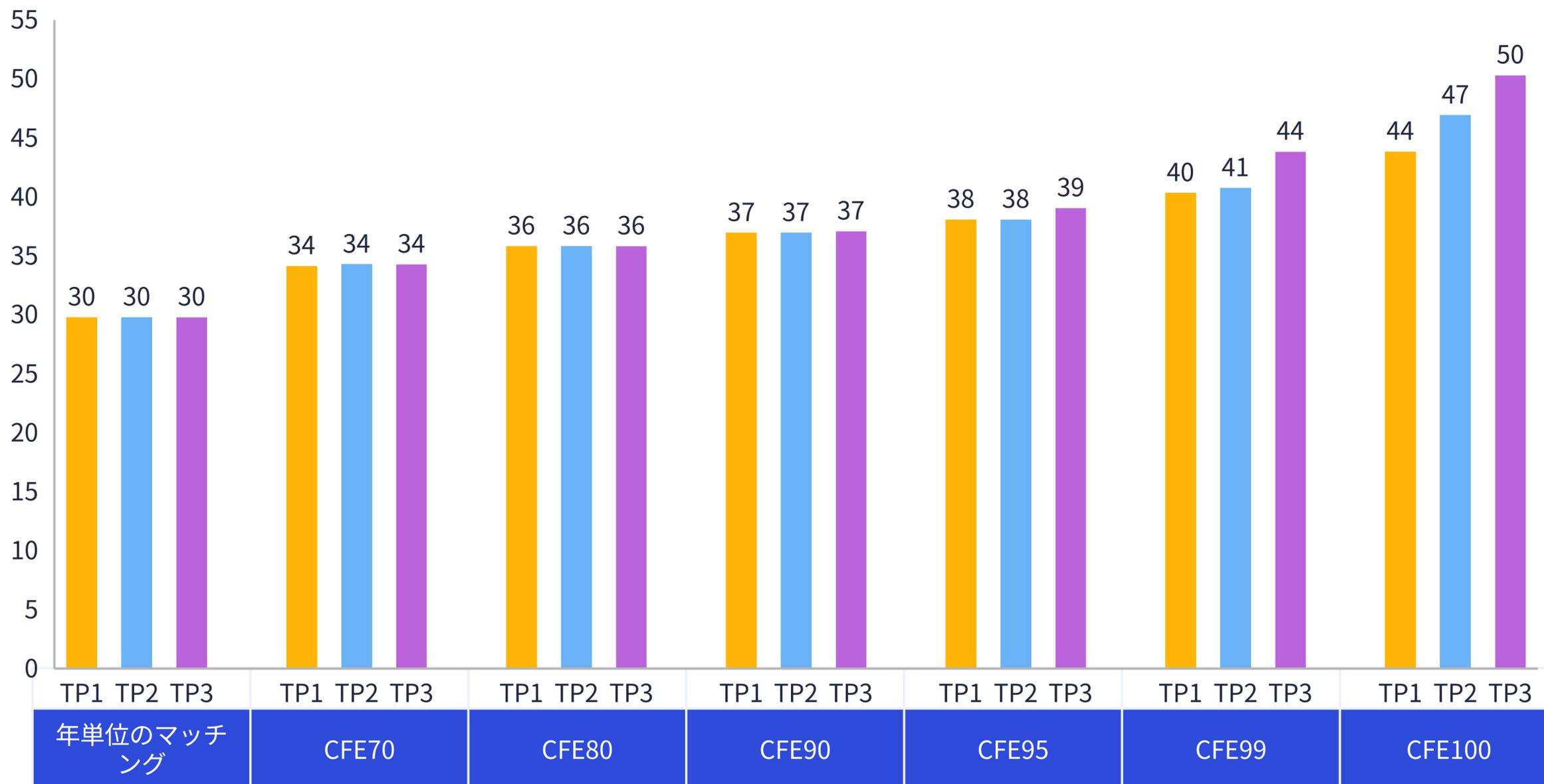


## メモ

- C&I消費者の排出係数は、従来システムのクリーン度とその地域の風力資源の利用可能性に強く影響される。排出量は既存システムからの調達に大きく左右されるため、システムがクリーンで風力のポテンシャルが高い地域ほど、オフテイカーからの排出量が少ない傾向にある。太陽光発電とは異なり、風力発電は日照時間に制限されないため、ブラウンフィールドからの調達への依存を減らすのに効果的である。
- 陸上風力資源が豊富な北海道では、年単位のマッチングでもすでにオフテイカーの排出係数が低くなっている。この実績は時間単位のマッチングでCFE95以上の場合のみ達成される。その主な理由は、北海道のC&I消費者が、既存のシステムにまったく頼らず、過剰に新增設された風力発電容量を使って需要をすべて満たせるからである。

# 年単位の年間マッチングから時間単位のマッチングCFE100へと移行する場合、削減費用は元の約3分の1増加する。

オフテイカーが負担する削減費用<sup>1</sup> (千円/tCO<sub>2</sub>e)



## メモ

- ここでの削減費用は、PPA施設の資本費と運転維持費（グリーンフィールドの火力発電の燃料消費を含む）全体にわたる全国の総費用を、排出量（グリーンフィールドの火力発電からの漏洩を含む）変動の合計で割ったものである。
- 発電方式パレット1（TP1）では、CFE100で年単位のマッチングから時間単位のマッチングに移行する間に削減費用が2倍になることがわかる。
- 発電方式パレットの幅を広げることで、オフテイカーが支払わなければならない必要な資本費と運転維持費の合計は減るが、排出削減効果も減少する。後者の効果は、過剰な再生可能エネルギー発電の削減によるものである。
- 日本の場合、資本費と運転維持費の減少ペースは排出削減ペースよりも遅い。その結果、TP1からTP2を経てTP3に移行する際、オフテイカーはより高い削減費用を負担することになる。

<sup>1</sup>炭素削減費用は、すべてのPPAのCAPEXとOPEX支出を、全国のシステム排出削減量のtCO<sub>2</sub>eで割ったものである。

# 結論

日本のエネルギー転換にCFE24/7を組み込む



## カーボンフリー電力は、システムとC&I消費者の双方に利益をもたらす

CFE調達のインセンティブをさらに高めるには、支援政策と明確な価格シグナルが必要である

### 01

C&I需要家に対して90%のCFEを目標とすることは、2030年の電力部門にとって複数のメリットをもたらす。

CFE90%における時間単位のマッチングは、日本の電力システムの全国的な排出削減量と燃料使用量の節約という点では年単位のマッチングと同程度だが、C&I消費者は年単位のマッチングよりも74%低い排出係数を達成できる。

CFE施設からの余剰発電を取引すれば、PPAオフテイクは、ガスによって形成されることが多い平均卸電力価格（2019年から毎年の実績に基づく）よりも安いPPA単価で高いCFEスコアが達成できる。

### 02

技術の幅を広げることで、限られた再生可能資源をより効率的に利用することができる。

CFE最高得点の達成に必要な再生可能エネルギーと蓄電池の大幅な拡大に伴う高騰する投資コストの多くは、新技術を活用することで回避できる。

日本政府が関心を寄せている革新的火力発電方式は、限られた状況下では長期貯蔵に対抗できるように見えるが、結果は未検証の仮定に敏感（すなわち、仮定の変化の影響を受けやすい）であり、すべてのC&I消費者が2030年に必然的に発生する排出量を認めるとは限らない。

### 03

連系線は、希少なCFEを周辺部から十分なサービスを受けていない負荷センターに供給することができる。

日本全国で再生可能エネルギーの導入が減速しているため、各ゾーンが地元でCFEの需要を満たすには、かつてない設備増強の転換が必要だ。

しかし、低需要ゾーンの多くには再生可能エネルギー発電の大きな潜在力があるため、この遠隔地のCFEを望むC&I消費者に届けるために、連系線の利用を促進することが望ましい。

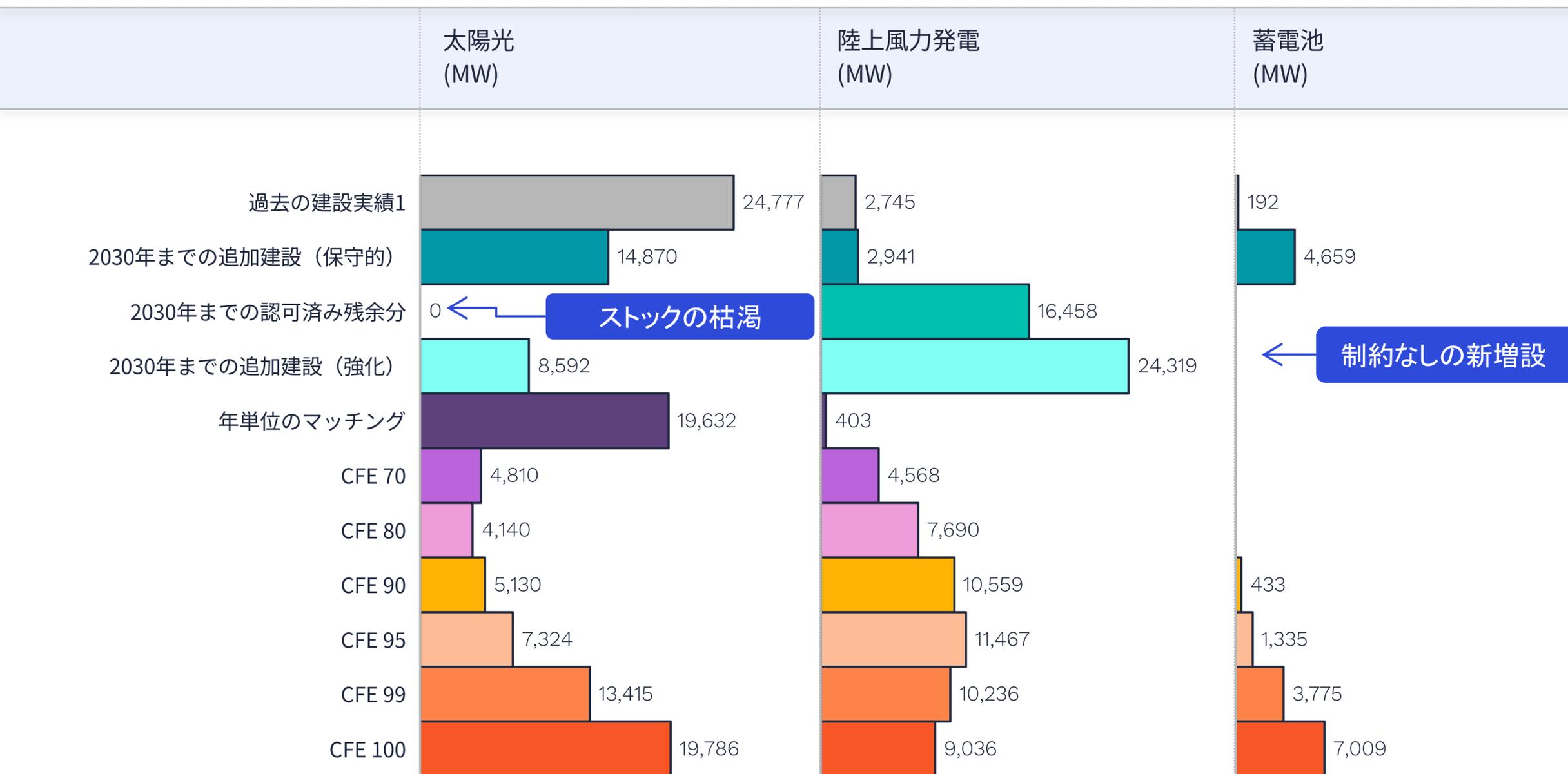
# 感度分析

別の仮定ではどうなるのか？



# 掘り下げ：過去の建設 vs 今後見込まれる建設

CFEスコアが95%を超えるためには、太陽光発電設備の新增設については、最近の不振を克服する上、蓄電池については現在の目標を大幅に上回るペースで進めていく必要がある。



## Notes

- ブラウンフィールドに関しては、2030年までに過去のトレンドを継続する形で想定される再生可能エネルギー発電施設の増設を事前に含めている。一方、グリーンフィールドに関しては、制約なしに新增設を認めている。
- しかし、日本では、太陽光発電の運用開始のペースが新規認定のペースを上回っているため、2030年までの新規認定を過去の実績で考慮しても、CFEシナリオを実行する前に、ブラウンフィールドはすべての新規立地を使い果たしてしまう。
- したがって、グリーンフィールドでの新たな太陽光発電容量は、暗黙の了解として、最近の認定ペースよりも速いペースでの拡大が必要となる。ただし、24/7 CFの採用は追加の政策支援を導入するようなものだと考えているので、これを許容している。
- 結果の信頼性を高めるために、太陽光発電と陸上風力発電の認定取得のペースを2倍にするのと同様の建設制約を課す探索的感度を考慮している。
- このモデルが実現可能なソリューションになるようにするため、サプライチェーンに負担がかかることを認識しながらも、蓄電池の増産を完全に無制限にしている。

<sup>1</sup> 基準年の2023年と目標年の2030年のギャップを考慮した過去7年間の平均値。

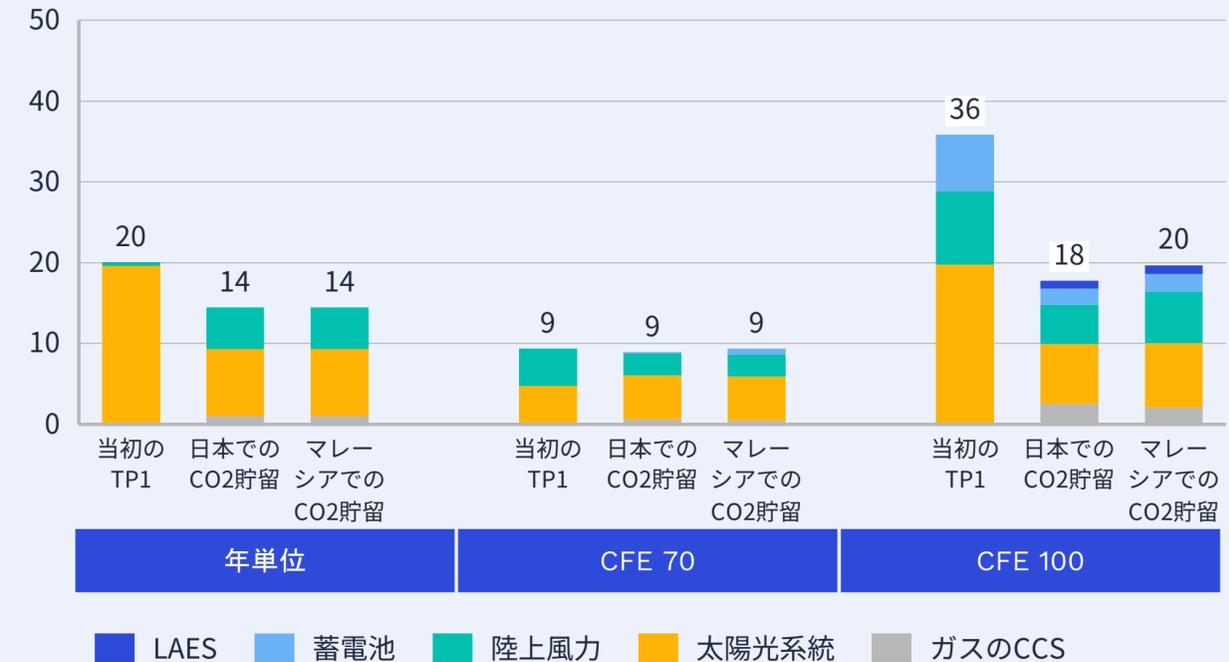
## 再生可能エネルギーの制約 (1/2)

再生可能エネルギーの制約が緩い場合でも、代替技術はすぐに出現する

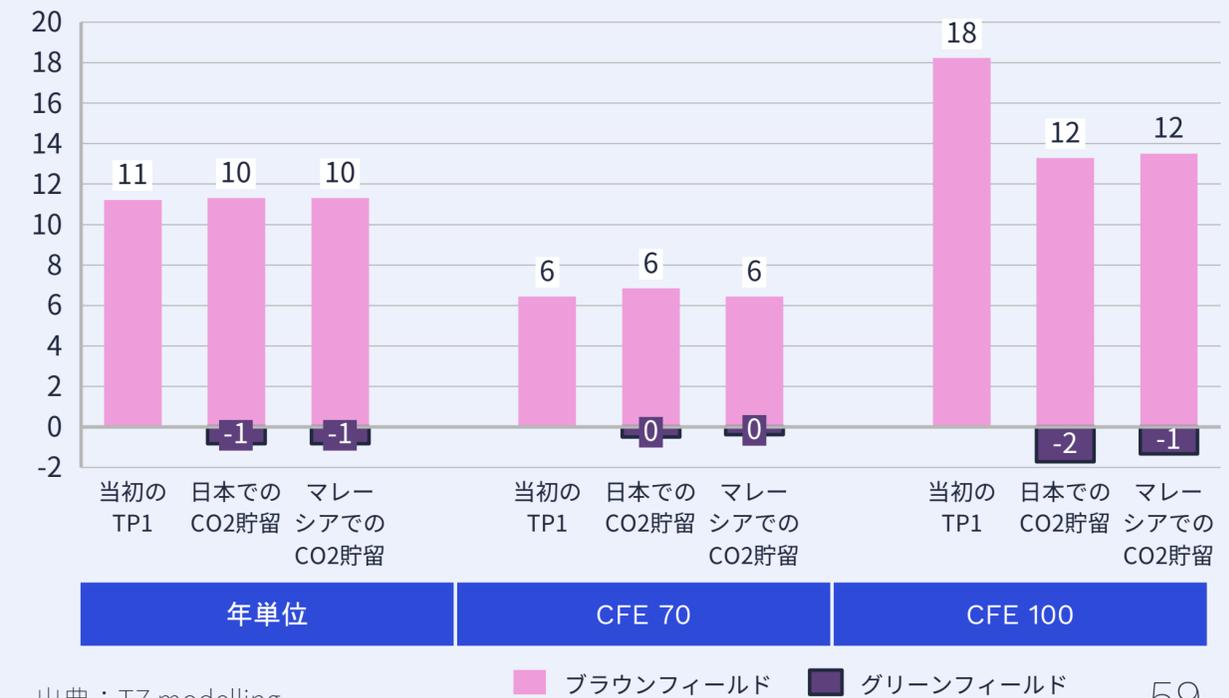
- 再生可能エネルギーの新設制約の制限を回避するために、我々はモデルにすべての技術の新設することを許可した。再生可能エネルギーの新設制約は緩く、各エリアの太陽光発電と陸上風力発電の認定取得率は、過去7年間に比べ2倍にしている。これにより、新規施設に対する需要が高まり、新規プロジェクトの立地に有利な政策がとられるなど、より有利なビジネス環境がもたらされることを意図している。電池、液体空気エネルギー貯蔵、CCSには、新設上の制約はない。
- 革新的な火力のコストを幅広く検討した。再生可能エネルギーが無制限に導入される場合、CO2貯留をマレーシアに限定すると、CCSが電源構造から除外されることを先に観察したため、日本とマレーシアの両方で貯留を検討することにした。
- 再生可能エネルギーの限定で革新的な火力は即座に登場する。太陽光発電も陸上風力発電も、それぞれのゾーンに特有の制約があるため、代替技術がすぐに必要になる。火力と液体空気エネルギー貯蔵のコストは、利用可能な貯蔵オプションに関係なく、結局のところ、他の何よりもCCSに有利である。しかし、異なる発電方式パレット構成（例：地熱、ブラウンフィールド施設など）や、連系線の役割をより柔軟に検討することで、CCSの役割を減らすかもしれない。
- 競争は貯蔵と革新的な火力発電の間である。再生可能エネルギーの容量が減れば、蓄電量も減る。しかし、マレーシアでより高価な輸送と貯蔵を課すことは、CCS能力を低下させ、貯蔵を増やすことになる。TP1と比較すると、エネルギー貯蔵の選択肢は、蓄電池よりも貯蔵時間が長い液体空気蓄電が望ましい。とはいえ、従来型の蓄電池もまだかなりの量が出現している。
- 必要な投資レベルは、より現実的に見えるものになる。全国的なCCSのレベルは2.1-2.5GW、貯蔵は2.9-3.2GWであり、長期脱炭素電力オークションで3年間に求められるLNGや蓄電池の募集量に匹敵する。
- 技術的な柔軟性は、国の排出削減を阻害する。液体空気エネルギー貯蔵の役割が高まることで、余剰の再生可能エネルギー発電がオフテイカーの利用の為に吸収され、通常の系統における化石燃料の使用削減が制限される。さらに、CCSからの漏れは、それ自体が排出量を生み出す。

## 2030年までの新設容量 (GW)

給電指令可能な技術は、再生可能エネルギーの出力が低い時間帯をカバーするための過剰な新設の必要性を低減



## 国全体の排出量への影響 (Mt)



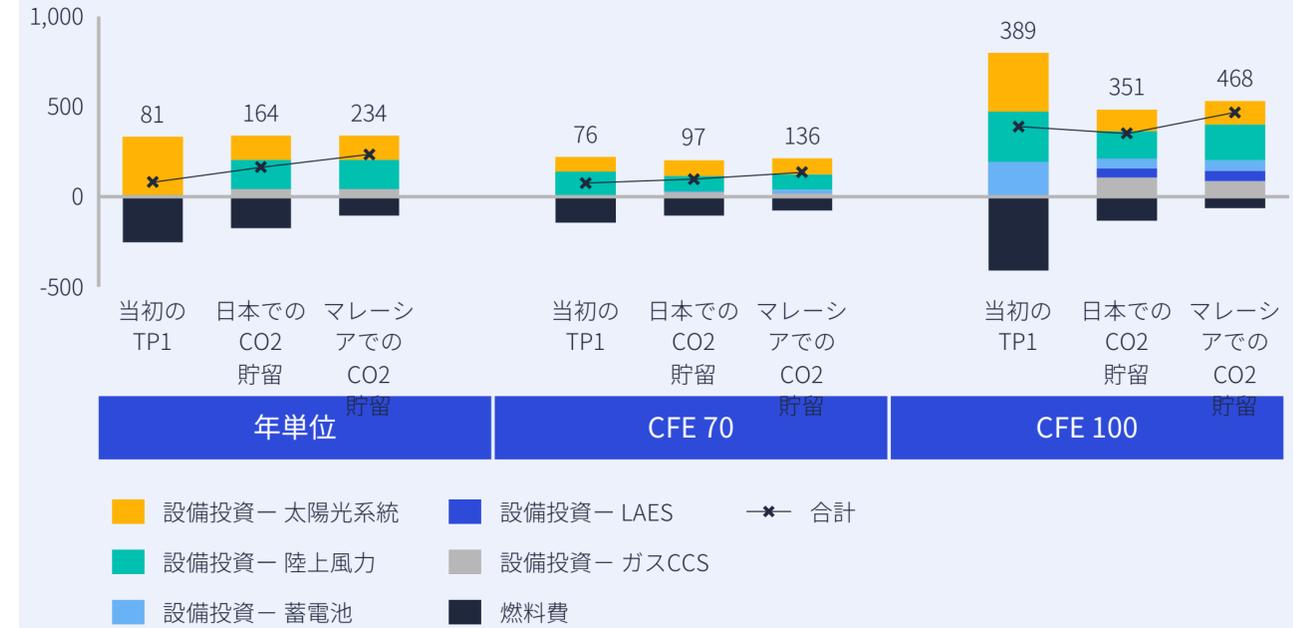
## 再生可能エネルギーの制約 (2/2)

安価な再生可能エネルギーを使い果たし、コストは必然的に上昇する

1. 資本費の増加は、どのシナリオにおいてもシステムの総コストを増大させる。各エリアが太陽光発電の新設制約の上限に達すると、より高価な発電方式に手を伸ばさなければならなくなる—まず風力、次に他のパレットからの発電方式からの選択となる。コストと出力調整可能であることを天秤にかけると、CFE70ではCCSがストレージに勝るが、CFE100ではCCSの増加によるコストの上昇を抑えるために蓄電池と液化空気エネルギー貯蔵の両方が入ってくる。
2. 燃料費の節約はすべてのシナリオで縮小し、システムの総コストはさらに上昇する。再生可能エネルギーによる発電が減れば、ブラウンフィールドへの売電も減ることになり、既存の発電機の燃料節約を抑制することになる。さらに、新しいグリーンフィールドCCSプラントでの燃料使用に対する支出は、プラスのコストとなる。
3. より厳しいマッチングのパターンのもとでは、投資は高価なCO<sub>2</sub>輸送を避けようとする。マレーシアへの輸送は、日本国内の貯留場所への輸送よりも明らかにコストがかかるため、CCSの設備投資はCFE70で25%、CFE100で20%減少する。また、追加の輸送費は、ガス使用に関連するプラスのコストを大幅に増加させるため、燃料節約を大幅に減少させる。そのため、最適化はより安価な再生可能エネルギーの新設を優先する。
4. PPAの単価は、システムの総コストよりも速く上昇する。その原因のひとつは、余剰の再生可能エネルギー発電をブラウンフィールドに輸出する容量の低下である。第二の要因は、CCSプラントに燃料費を支払う必要があることで、マレーシアへの輸送費が追加的な影響となる。

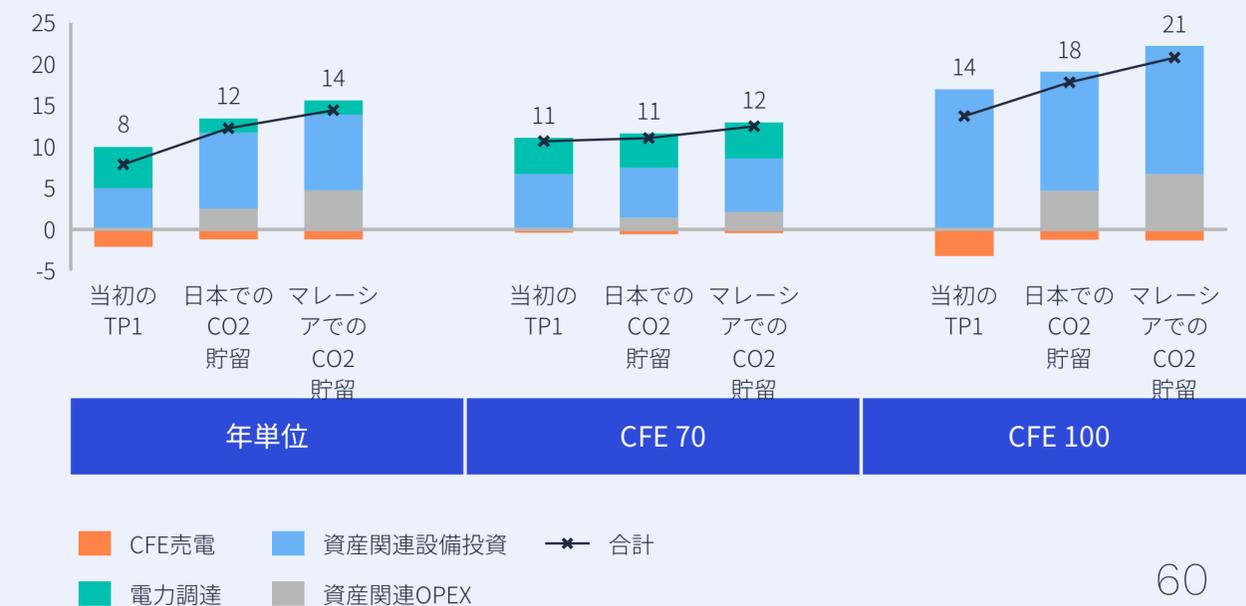
## システム全体のコスト（単位：十億円）

再生可能エネルギーを抑制することで、オフテイカーの総支出が減少する...



## PPA単価（単位：千円/MWh）

...しかし、ガスを燃やし、CO<sub>2</sub>を遠くへ輸送すると、MWh当たりの発電コストを増加させることになる。



# 付属文書

詳細情報、データ、前提条件

## 用語集 (1/2)

用語	定義
ブラウンフィールド発電設備	参照シナリオの土台となるCFEおよび非CFEの発電容量による電源構成の合計。これは、2030年までに電力需要全体をまかなうために必要な容量で、現在の発電容量と新規建設分を組み合わせたものであり、需要の変動、既存の発電所の廃止、休止発電所の再稼働を考慮している。
ブラウンフィールド調達	管轄エリア内で契約済みのグリーンフィールド発電設備だけではCFE需要をまかなえない場合、C&Iの消費者が、同じ管轄エリア内のブラウンフィールド発電設備からCFEを調達すること。
C&I	商業・産業部門
CFE	カーボンフリー電力。再生可能エネルギー、原子力、革新的な火力発電所のCO2排出量ゼロの部分、ストレージ技術によって放電される電力（その前のカテゴリーで発電され充電された後）を含む。
消費者CFEスコア	消費者の総電力消費に占めるCFEの割合（時間単位）。グリーンフィールドとブラウンフィールド両方からの調達によるもの。
グリッドCFEスコア	単一の管轄エリアからのブラウンフィールド調達全体に占めるCFEの割合（時間単位）

## 用語集(2/2)

Term	Definition
管轄エリア	日本本土の九つの地域管轄エリア（北海道、東北、東京、中部、北陸、関西、中国、四国、九州）。
インポート	隣接する管轄エリア間の連系線を通る電力の流れ。一般の電力需要または特定のCFE需要をまかなうために利用される。
革新的な火力発電	火力発電の中で、二酸化炭素回収設備（漏洩分を調整した容量）を備えているもの、または燃焼時に二酸化炭素を排出しないとみなされる燃料（水素、アンモニア、バイオマス）を混焼しているもの。
連系線	2カ国間または同一国内の2つの管轄エリアを結ぶ送電レベルの電力ケーブル。
マッチングパターン	C&Iの消費者が、年間総消費量または年間の各時間帯ごとに、指定のCFEスコア達成を強制するモデリングの制約。
パレット	シナリオに応じた発電方式の組み合わせで、CFE ステータスに該当すると判断されたもの。

## 発電方式の新設制約

参照シナリオにおいてはモデルが実行できる容量新設の種類に対して、合理的な制限を設定

発電方式	新設計画	追加設置モデル化
石炭	×	×
石油	×	×
ガス	✓	✓
バイオマス	✓	✓
系統規模の太陽光	✓	✓
一般水力	✓	×
揚水水力	×	×

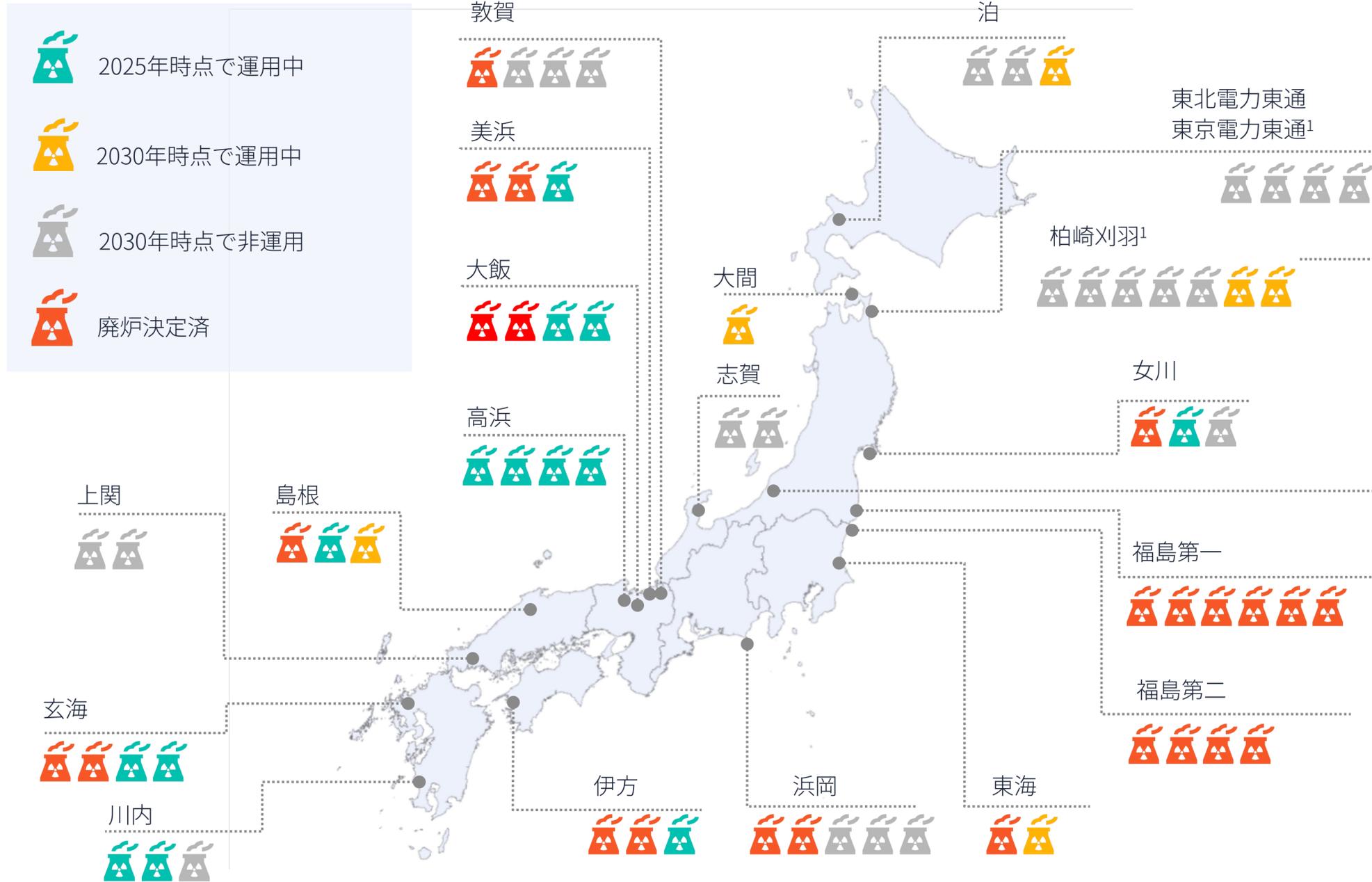
発電方式	新設計画	追加設置モデル化
原子力	✓	×
洋上風力	✓	×
陸上風力	✓	✓
グリーン/ブルー水素	✓	✓
グリーン/ブルーアンモニア	✓	✓
CCS付ガス	✓	✓
蓄電池	✓	✓

## メモ

- 2030年までに再稼働が見込まれる原子力発電や、オークションで決まった洋上風力発電所を反映するために、新たな容量を外部的に認めている。ただし、立地制約があるため、モデルが新規容量を内部的に新設することは許可していない。
- 火力発電の混焼やCCSについては、追加の設備容量を外部的に設定している。またモデルが追加容量を内部的に新設できるようにしている。
- 長期脱炭素電源オークションを反映するため、新たなガス発電と蓄電池の設備容量は外部的に追加するが、化石燃料火力発電所や揚水発電所については、外部的にも内部的にも追加容量を認めていない。
- 既に許可を得ている小規模水力発電を反映するため、従来型水力発電も外部的に拡大している。

<sup>1</sup> 混焼については、ブルー水素とブルーアンモニアのみを認めているが、モデルが内部的にブルーとグリーンの両方が新設可能

# 原子力発電所



## メモ

- 2025年5月時点で稼働中のすべての原子炉が、2030年においても稼働を継続している想定。
- 予想では、2030年までの原子炉の再稼働についてメディアの報道を基に算出しており、さらなる遅延の可能性を考慮して、再稼働予定日にさらに2年を加算している。これにより、泊1号機と泊2号機の再稼働は、私たちの対象年度をを越えて延期されることになる。
- 2030年までに、現在建設中の2基の原子炉（大間1号機と島根3号機）が稼働開始する見込み。
- 計画中の複数の原子炉については、2030年までに稼働する見込みはありません。具体的には、東京電力東通、上関、敦賀の複合施設および川内3号機に該当。

<sup>1</sup>.地理的には東北地方に位置するが、東京電力の複合施設である

# 洋上風力

 2030年時点で非運用

 2030年までに運用予定

 2024年時点で運用中



## メモ

- 2030年までに、既に稼働中のオフショア風力発電プロジェクトに加え、既に契約が締結されたプロジェクトの大半を順次追加していく。
- これには、政府主導のオークションによって落札したプロジェクトと、独自に開発されたプロジェクト<sup>1</sup>の両方が含まれる。
- ただし、2030年12月を運用開始予定日として記載しているプロジェクトは除外する。これにより、青森県沖日本海（南側）、遊佐町、および由利本荘市のプロジェクトは分析の対象外となる。

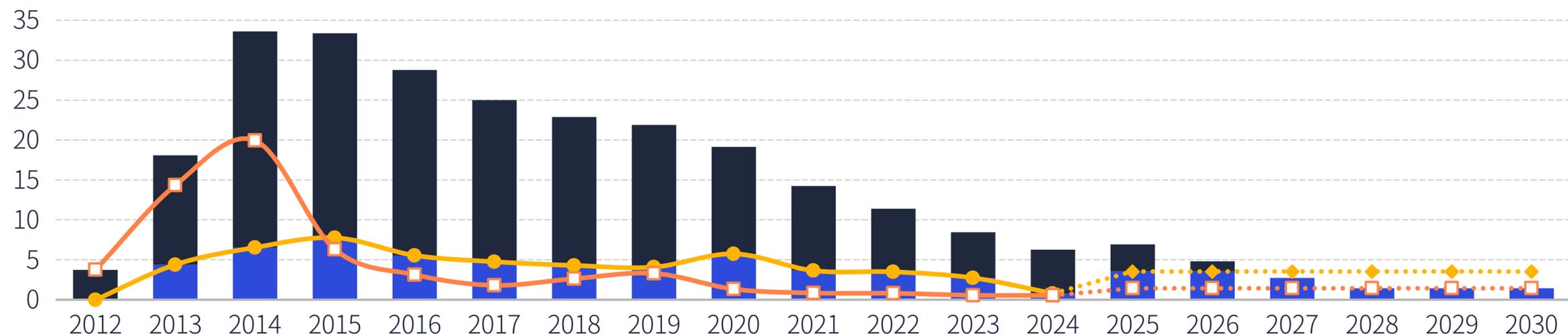
<sup>1</sup>この後者のカテゴリーには、五島、石狩湾新港、秋田港、能代港、檜葉と富岡、および鹿島における初期のプロジェクトを含む。

# 発電方式に関する新設制約

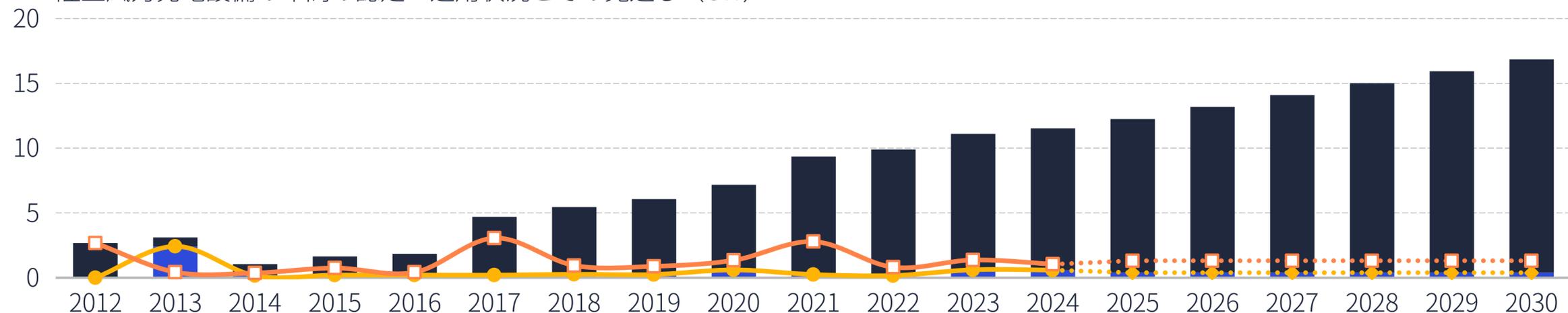
2030年に向けた現実的な新設制約を設定



太陽光発電設備の年間の認定・運用状況とその見通し (GW)



陸上風力発電設備の年間の認定・運用状況とその見通し (GW)



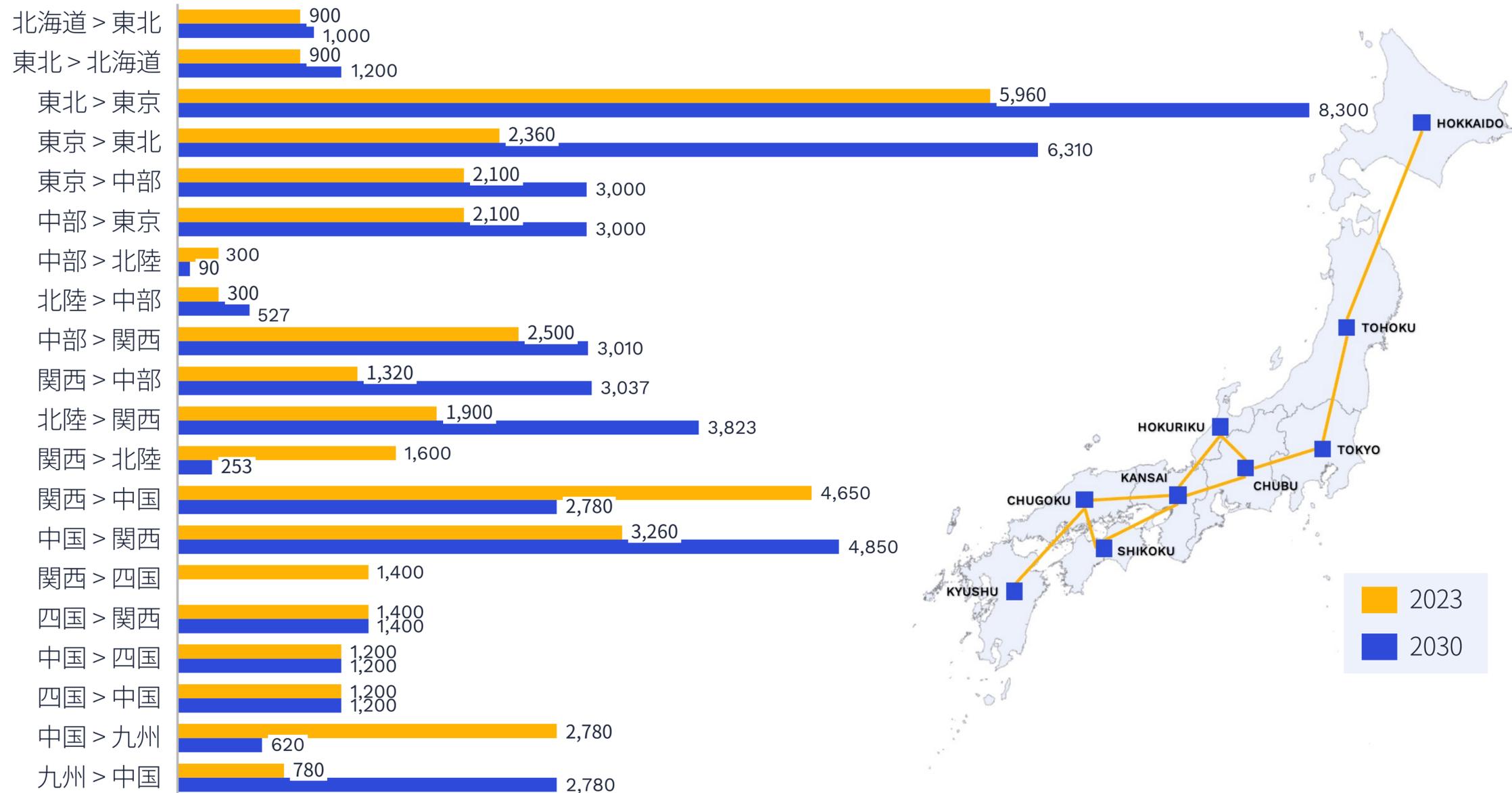
## メモ

- 再生可能エネルギーについては、今後7年間<sup>1</sup>における新設発電所の認定ペースが、今後7年間<sup>1</sup>における新設発電所の平均的な運用開始ペースと足並みを揃えられるかどうかを検討している。
- つまり、太陽光発電のような発電方式では、現在認定済みだがまだ運用していない発電所の存在を考慮しても、過去の平均的な運用率を維持した場合、2030年までに合理的に予想される認定容量を上回るため、設置規模を後者の容量に制限する。
- その他の再生可能エネルギー関連発電方式のすべてについては、平均的な運用開始ペースをそのまま継続できるものとする。
- 従来型の火力発電所のうち、新設・増設を認めているのはガス火力のみであり、これは既存容量の40年寿命に基づく平均的な更新ペースで新設・増設を許可している。

<sup>1</sup> 2023年を調整基準年とし、2030年までの7年間を対象とし、過去7年間の平均的な認可率として算出。

# 連系線の容量

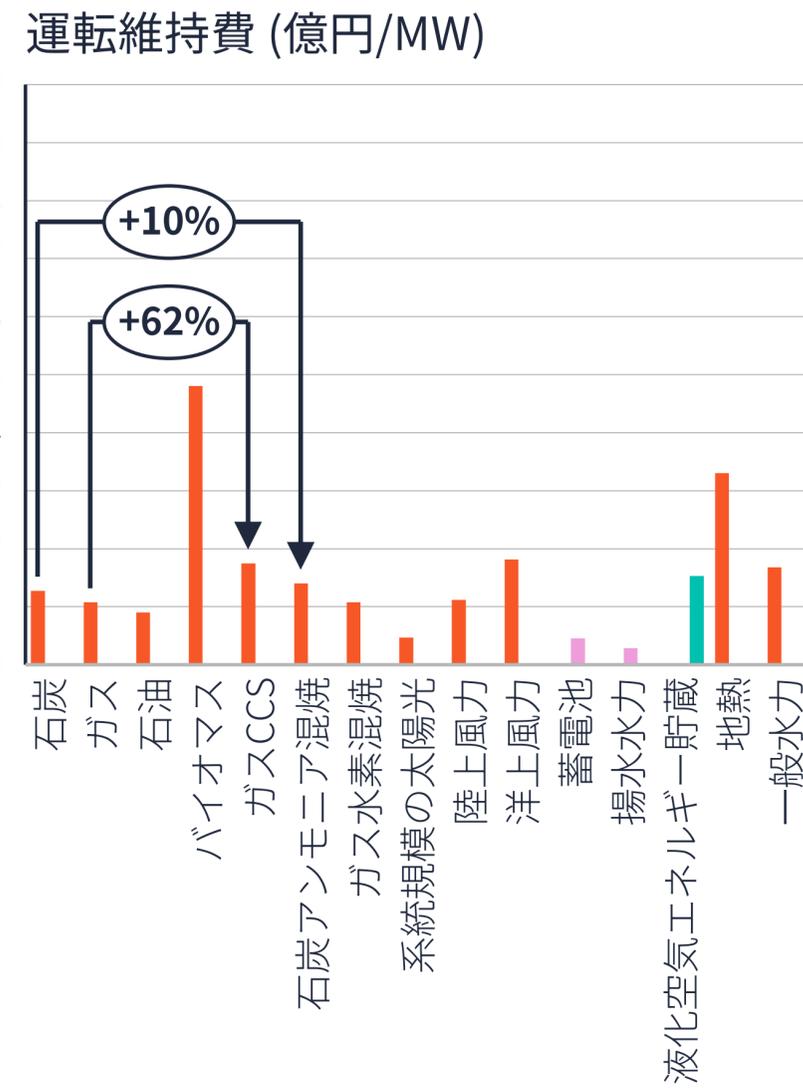
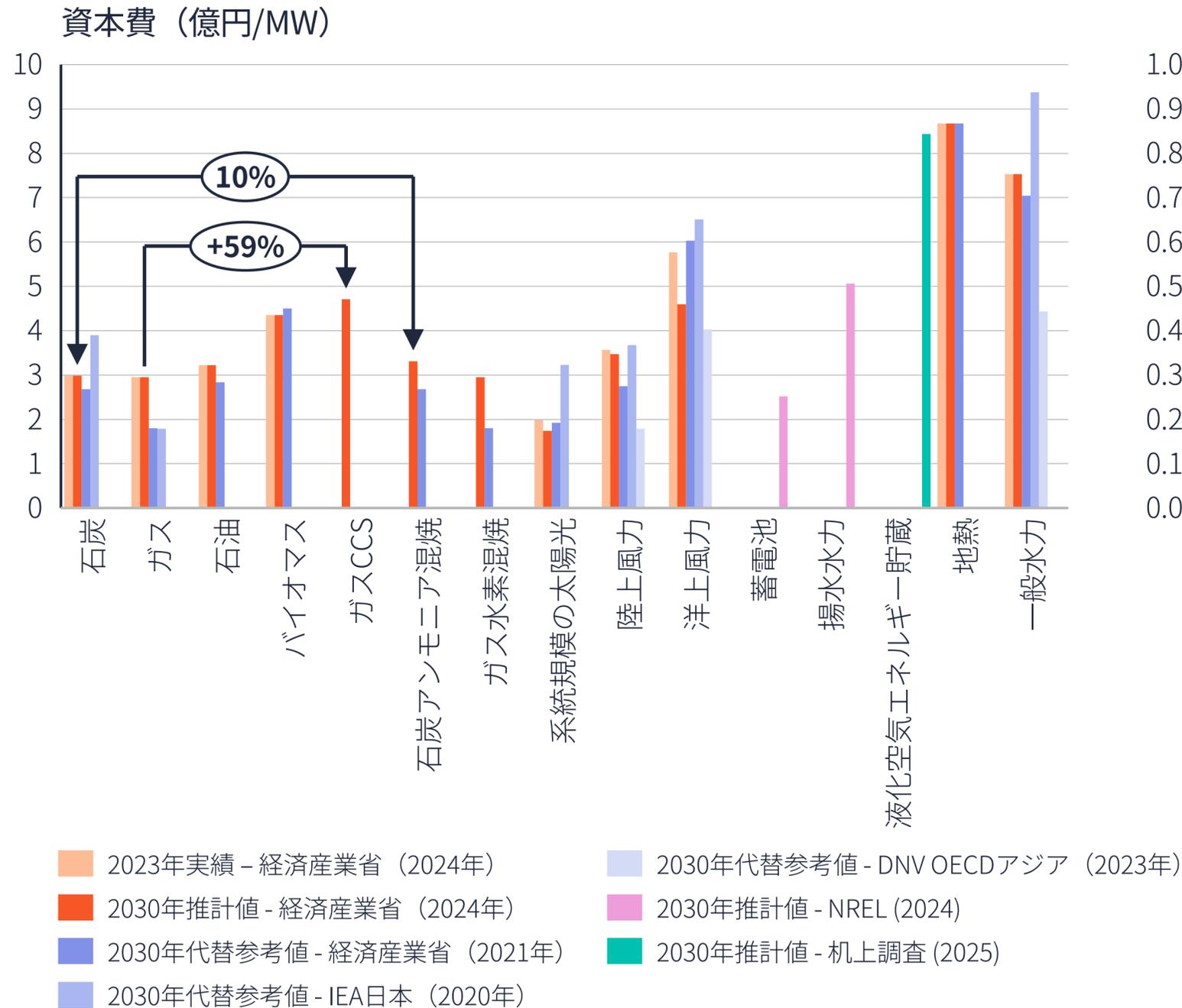
広域機関の2030年までの容量拡大計画を反映した調査



- 沖縄を除く日本本土を9つの管轄エリアに分割している。
- 広域機関の報告書（2030年については「2025年~2034年」、2023年については「2023年~2032年」）に記載されている連系線の運用容量を活用している。
- 北陸・関西・中部地域間のフェンスについては、広域機関の報告書に記載された1つの地域から他の2つの地域への供給量を使用している。これは、供給元の地域と供給先となるいずれかの地域との間の過去10年間のフローの割合に基づいて配分されたものとする。

# 発電方式の特徴

日本政府が直近に発表した発電方式コストの推計値を採用



## メモ

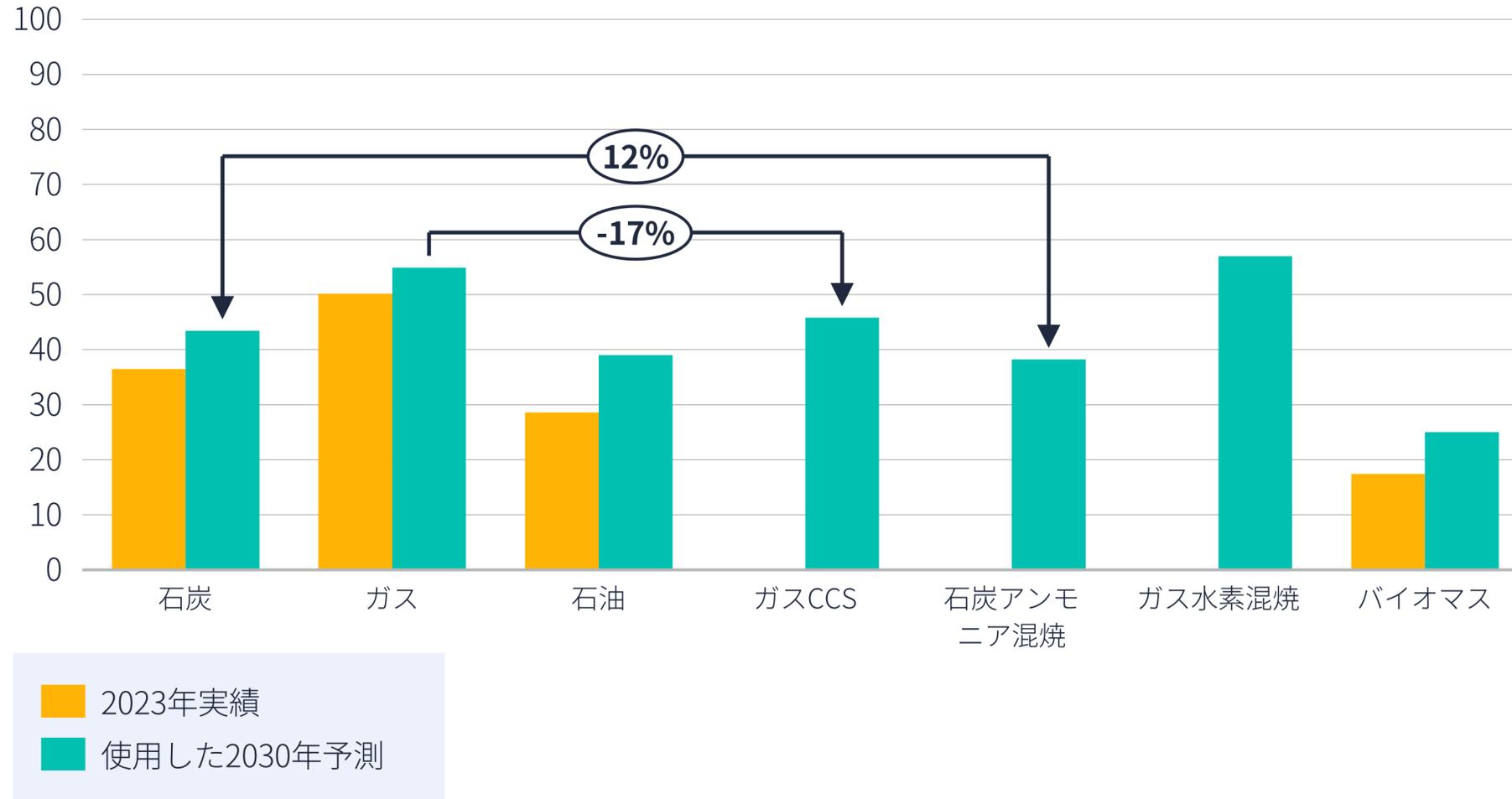
- 経済産業省の発電コスト検証ワーキンググループの2024年報告書に注目し、他の資料と照らし合わせることにした。
- 2023年と2040年に焦点を当てたこの報告書を用い、まず経済産業省のデータから線形補間によって2030年の設備建設費用推計値を割り出した。
- 導き出された値が他の情報源とほぼ一致していることが確認されたため、この値をモデリング用の入力値として採用することにした。
- OPEXについては、当該報告書が2023年から2040年までコスト横ばいを前提としていることを確認し、当方の2030年基準年のモデリング入力にもこの前提を採用した。
- CCSについては、METIのコストを若干改変し、「CCSにかかる費用」を資本費、運転維持費、変動燃料費に該当する項目に分割する（次のスライドを参照）。
- アンモニアについては、経産省（METI）のコスト前提を基に、BNEFの所見を踏まえて、従来型石炭比で資本費に11%、運転維持費に10%の上乗せを適用する形で調整した。<sup>1</sup>
- 蓄電技術については、電池はNRELのコスト見通しに準拠し、技術成熟度および市場成熟度が相対的に低いことを踏まえ、LAES（液体空気エネルギー貯蔵）については独自に文献レビューを実施した。
- 米ドルへの換算には、2023年の平均為替レートである1ドル = 140.53円を使用した。

<sup>1</sup> Bloomberg NEF, 'Japan's Costly Ammonia Coal Co-Firing Strategy' (2022年9月28日)を参照。 <sup>2</sup> 経産省の資本費は実質2023年度の日本であると憶測。

## 発電方式の特徴

火力発電所については日本政府の最新の変換効率を採用

発電方式ごとの効率性 (%) - 上位から下位の順



## メモ

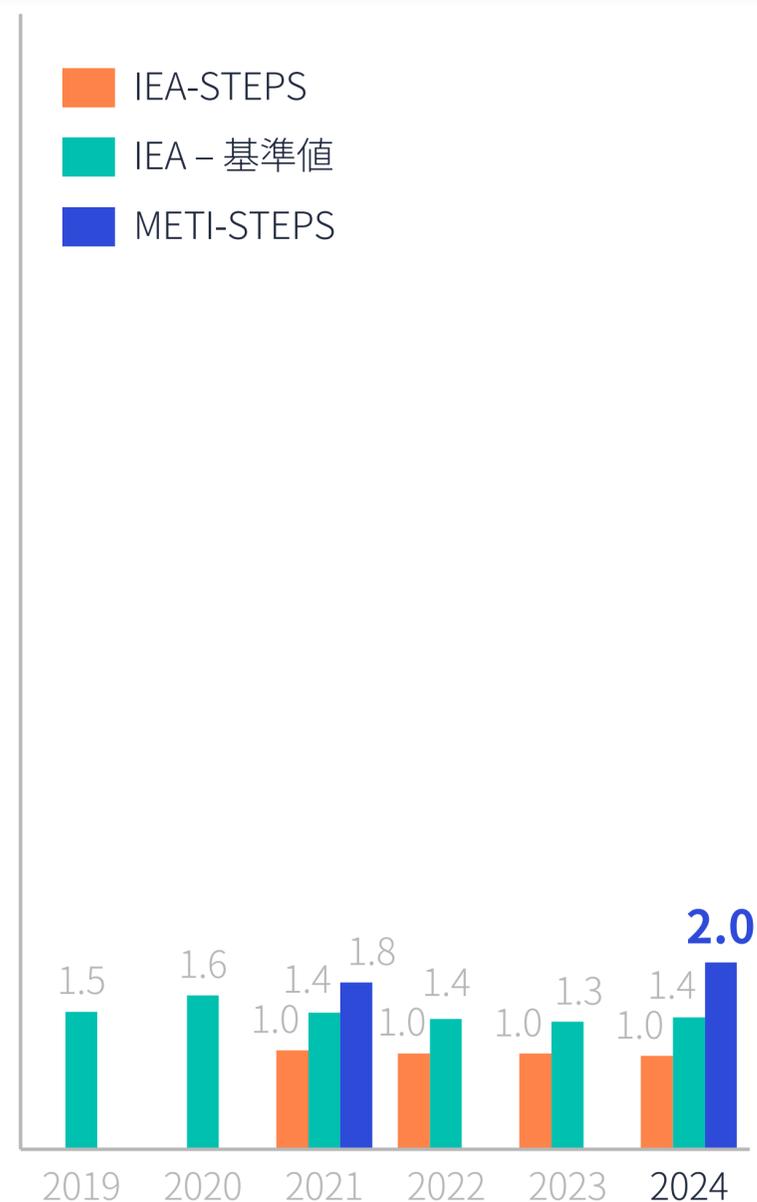
- 2023年モデルの調整にあたっては、一次エネルギー供給合計に関する経済産業省の統計から、既存の発電設備の熱効率の平均値を求めた。
- 現在から2030年までの間に新設される発電所については、主に経済産業省発電コスト検証ワーキンググループの2024年報告書に記載された効率性の値に依拠した。
- CCSについては、デンマークエネルギー庁の技術カタログのガイダンスに従い、複合サイクルガスタービンに比べて効率を6分の1に削減することにした。
- アンモニアについては、従来型石炭と比べて効率が12パーセントポイント下がるとするBNEFの所見を取り入れる。<sup>1</sup>
- ただしバイオマスに限っては、純バイオマス熱効率は15～30%の範囲であることが机上調査で示唆されたこと、2030年のモデリングではバイオマスと石炭の混焼ではなくバイオマスの単焼のみを許容していることから、経済産業省の値（バイオマスと石炭の混焼5%の場合に43.4%）とは異なる数値を用いることにした。

<sup>1</sup> Bloomberg NEF, 'Japan's Costly Ammonia Coal Co-Firing Strategy' (2022年9月28日)..

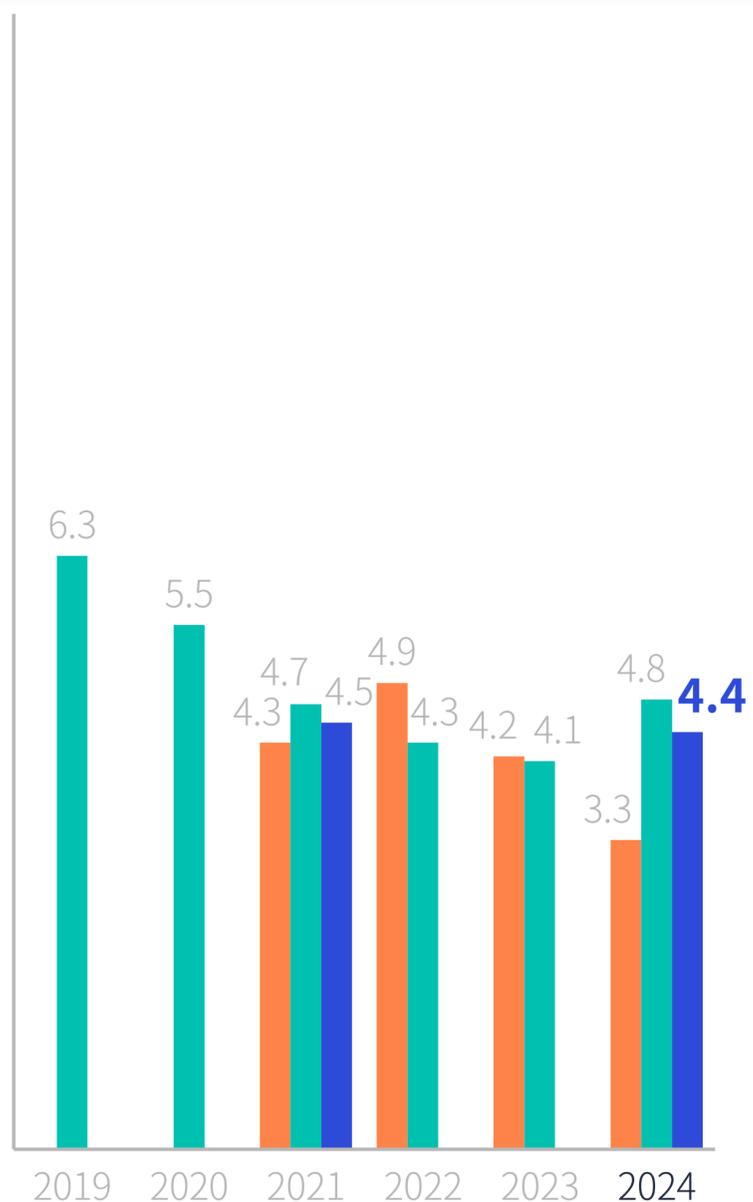
# 燃料価格

2024年経済産業省が発表した数値から化石燃料コストを算出

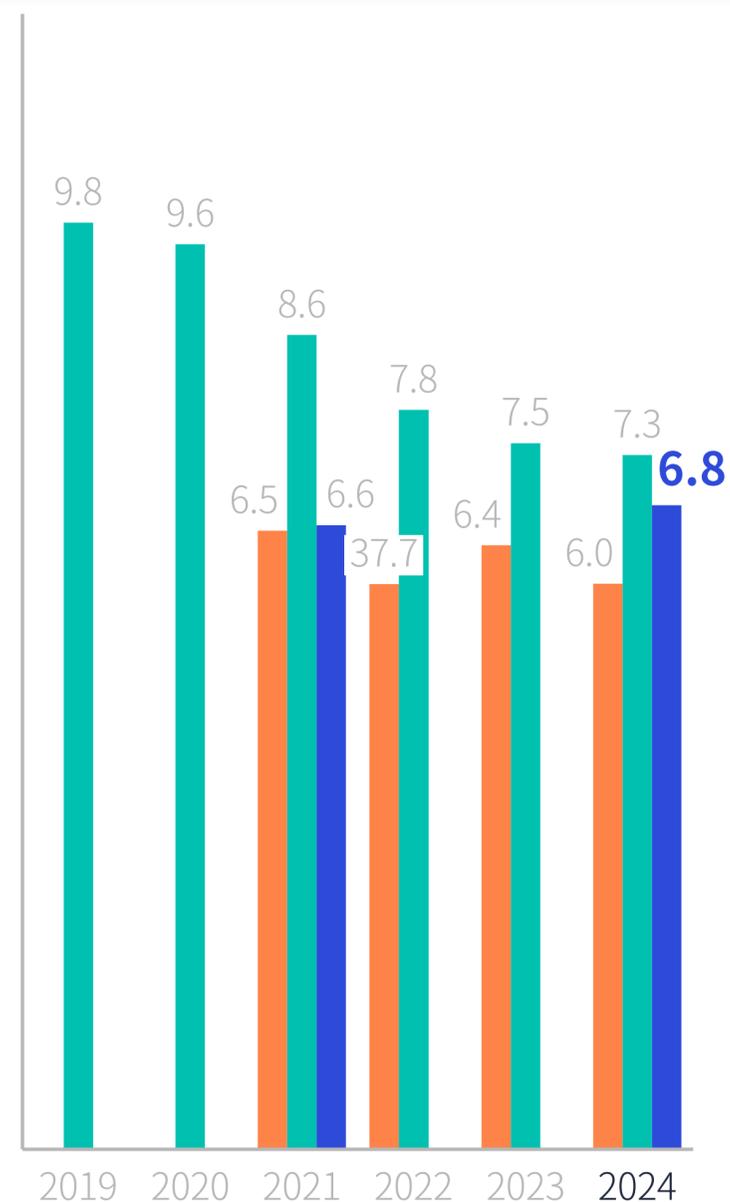
情報源別および年度別石炭価格  
(千円/MWh)



情報源別および年度別ガス価格  
(千円/MWh)



情報源別および年度別石油価格  
(千円/MWh)



## メモ

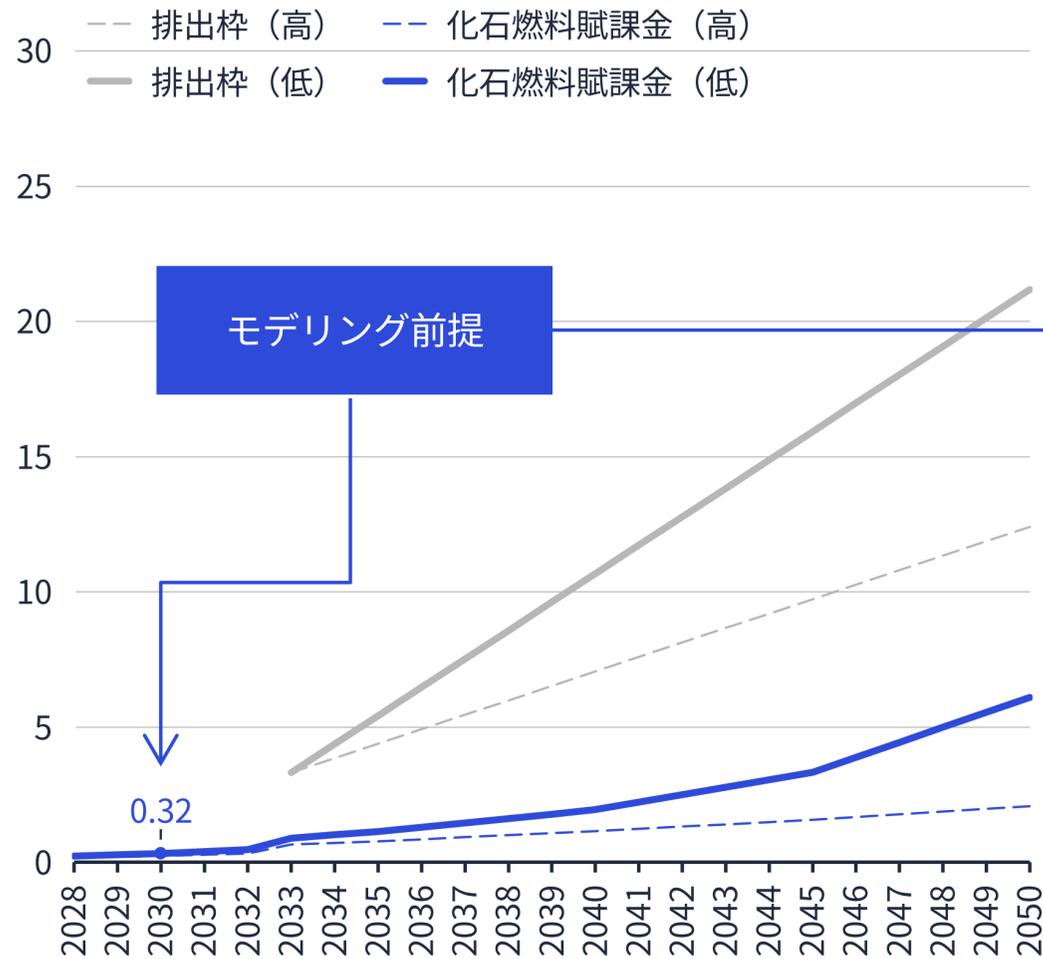
- 2030年のコモディティ価格に関する3団体の予測値<sup>1</sup>が、過去5年間でどのように変化したかを追跡した。
- 日本の情報源は一貫してIEAよりも上乗せされた値を示していることが確認されたため、代わりに国内データを採用することにした。
- IEEJと経済産業省が発表したガスと石油の予測値にはほとんど差が見られなかったため、政府の公式文書で使用されているデータを使用することにした。
- 一貫性を保つため、石炭についても経済産業省の数値を使用する。

<sup>1</sup> IEAの公表政策シナリオ（最初の2年間は2030年を欠く）、IEEJの年間アウトルックの参照シナリオ、発電コスト検証ワーキンググループによる2021年と2024年の経済産業省の参照シナリオ。

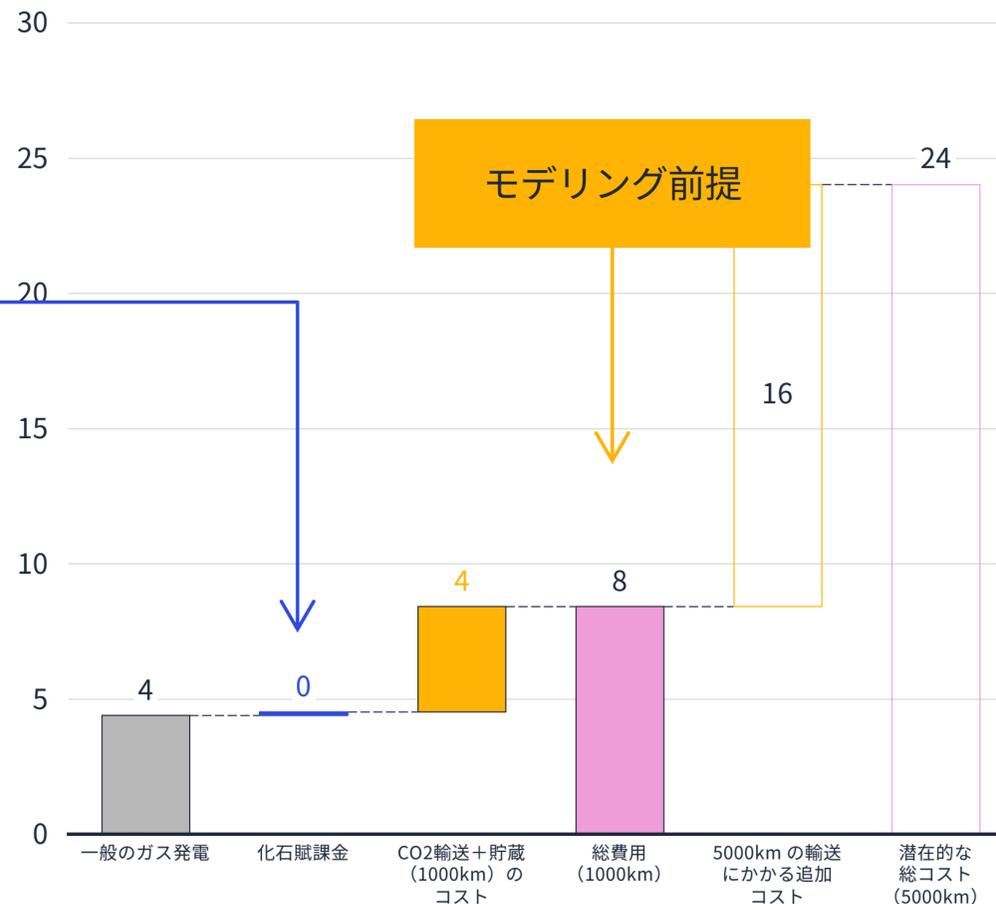
# 炭素価格とCCS

カーボンプライシング政策の形とCCSの負担分担に関する取り決めは、革新的な火力発電所の実用性に重大な影響を与える。

炭素価格  
(千円/tCO<sub>2</sub>e)



CCS付きガスの発電コスト (千円/MWh)



## メモ

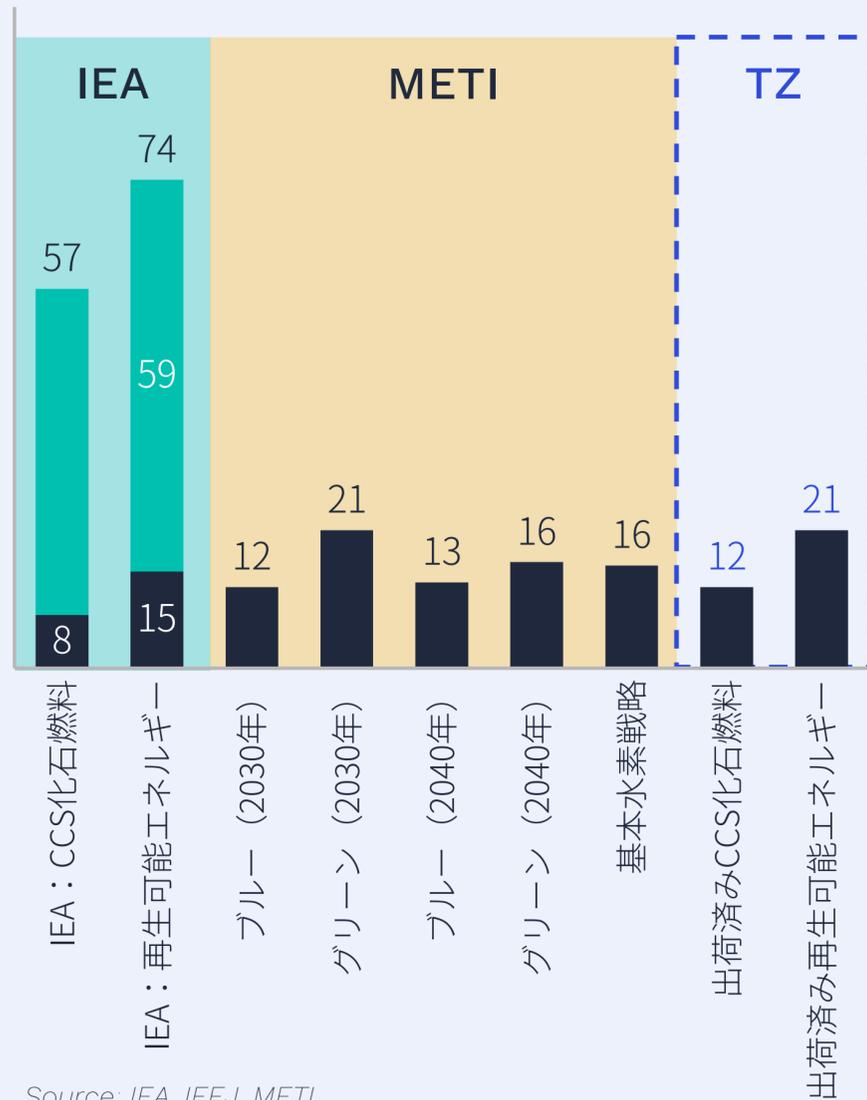
- 日本の炭素価格に関する政策は決定中であるが、政府は、2028年から化石燃料の輸入に課される予定の炭素賦課金と、2033年に開始される予定のオークションによる発電所などの大量排出者向けの排出量取引制度によって、GX債の償還にカーボンプライシングを活用することを決定した。
- 2030年における電力部門の炭素価格への影響が不透明な中、我々は、債券の返済に必要な価格設定を推定する国内予測を採用し、炭素賦課金のみと同等の天然ガスコストへのマークアップをモデル化に適用することにした。<sup>1</sup>
- 漏洩率30%<sup>2</sup>、炭素価格の強化を想定すると、中期的な発電コストへの影響は一気に拡大する可能性がある。
- CCSに影響する更なるコストは、CO<sub>2</sub>が回収された後の輸送と貯留の必要性から生じる。この活動については、CO<sub>2</sub>が船で1000km離れた貯留地に輸送された場合について、経済産業省が共有する標準的な見積もりを想定している。<sup>3</sup>
- 留意すべきは、日本国内により安価な貯留地点があるものの、CFE PPAに関心のある需要家が必ずしもそれらにアクセスできるとは限らないこと、そして日本政府が協定覚書 (MoA) を締結している海外のサイトは地理的に大きく離れているという点である。<sup>4</sup>

<sup>1</sup> 2023年7月のエネ研による試算。2050年までに2013年比90%を目指し、2028年には224円/tCO<sub>2</sub>となる。<sup>2</sup>年間排出量の70%は、経済産業省が2025年の長期脱炭素オークションで要求する最低値。<sup>3</sup>経済産業省の2024年発電コスト検証ワーキンググループにおいて、CCS発電コストに3.9円/kWhのマークアップを行い試算。<sup>4</sup>例えば、マレーシアのビントゥールLNGターミナル近くの枯渇したペトロナスM3油田までの距離は、日本の出港地にもよるが、およそ5000kmである。

# 燃料価格

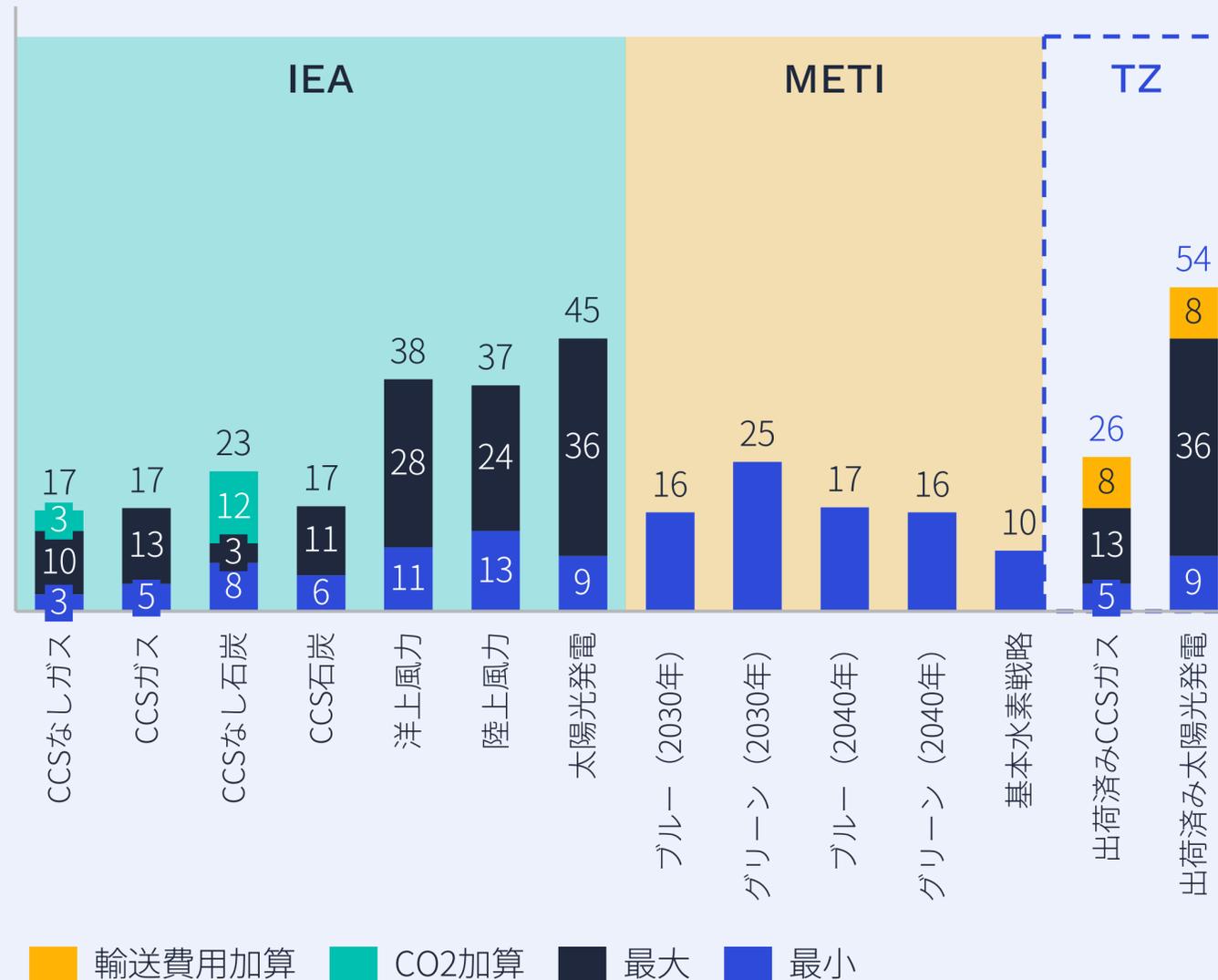
生産コストおよび輸送コストから水素とアンモニアの価格を算出

発生源別アンモニア価格  
(千円/MWh)



Source: IEA, IEEJ, METI.

発生源別水素価格  
(千円/MWh)



## メモ

- 水素とアンモニアの予想価格を算出するために、IEA『Global Hydrogen Review 2024』の推定生産コストと、経済産業省のいくつかの資料<sup>1</sup>から推定輸送コストを比較した。
- ブルー水素については、日本がガスのプライステイカーであることを踏まえ、IEAが予測するCCSガスからの生産量の上限を用い、次に輸送コストを適用することにした。<sup>2</sup>
- グリーン水素については、IEAが発表した、太陽光発電による電気分解での水素生産の最大価格を使用し、同様に輸送コストを上乗せした。
- アンモニアについては、経済産業省の2021年報告書に従うことにした。中東のブルーアンモニア製造コストが300~400米ドル/t (約58-77米ドル/MWh)、プラス輸送費追加が40米ドル/t (約8米ドル/MWh)という値が2025年の報道記事と一致しているからそう判断した。
- ここでの燃料価格はすべて、ガスと石炭をそれぞれ混焼する前の純粋な水素とアンモニアの価格となる。

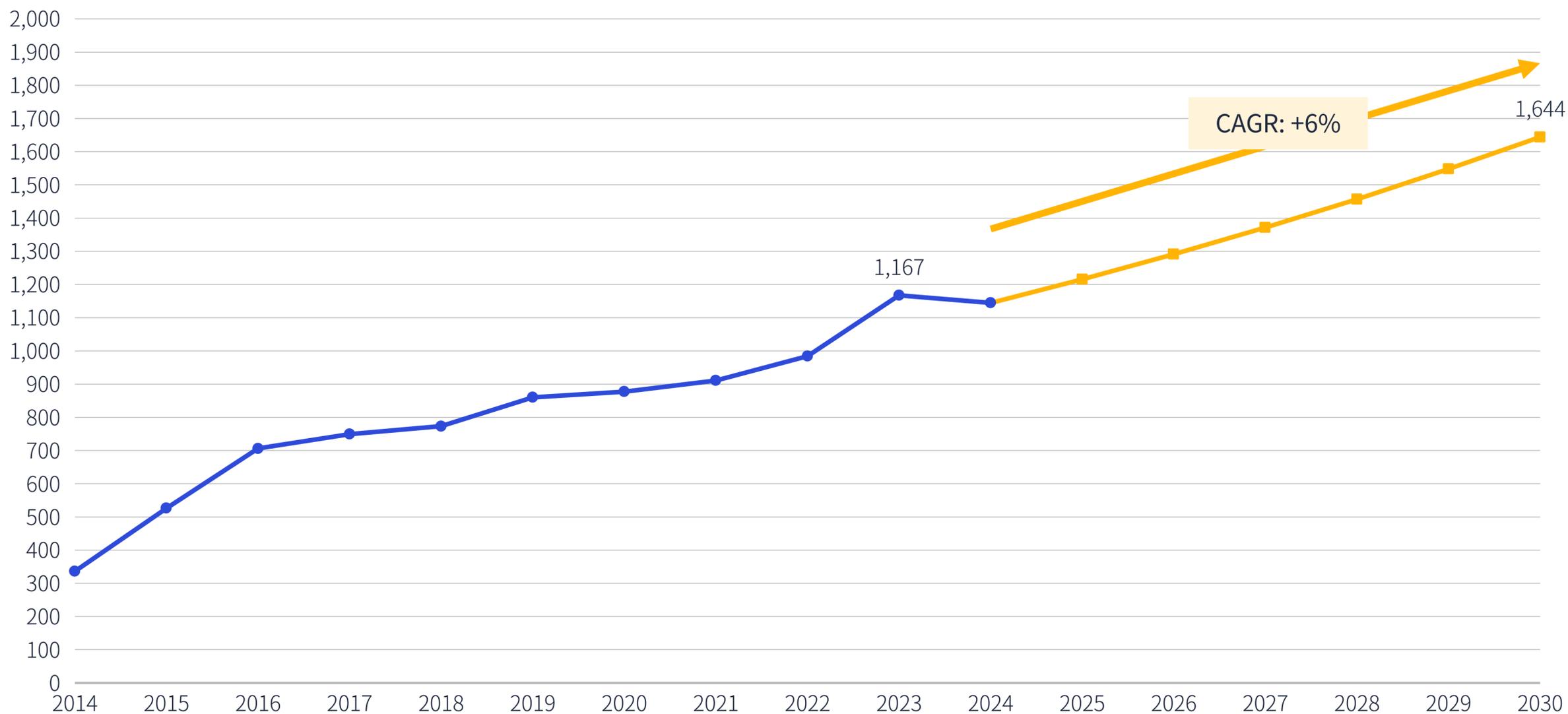
<sup>1</sup>2030年の予測は、発電コスト検証ワーキンググループの2021年報告書に、2040年の予測は、同報告書の2024年版に基づく。2023年の水素基本戦略に基づく予測は、2030年を対象。

<sup>2</sup>水素については、国際エネルギー機関 (IEA) の2024年版「Global Hydrogen Review」におけるオーストラリアのダーウィンからの液体水素の輸送コストの推計値を使用。一方、アンモニアについては、IEEJの2019年「IEEJ Feasibility Study on the Supply Chain of CO2-Free Ammonia」のデータを基に算出。

# 燃料価格

バイオマス価格は引き続き上昇する見込み

バイオマス（木材）価格の推移  
円/MWh



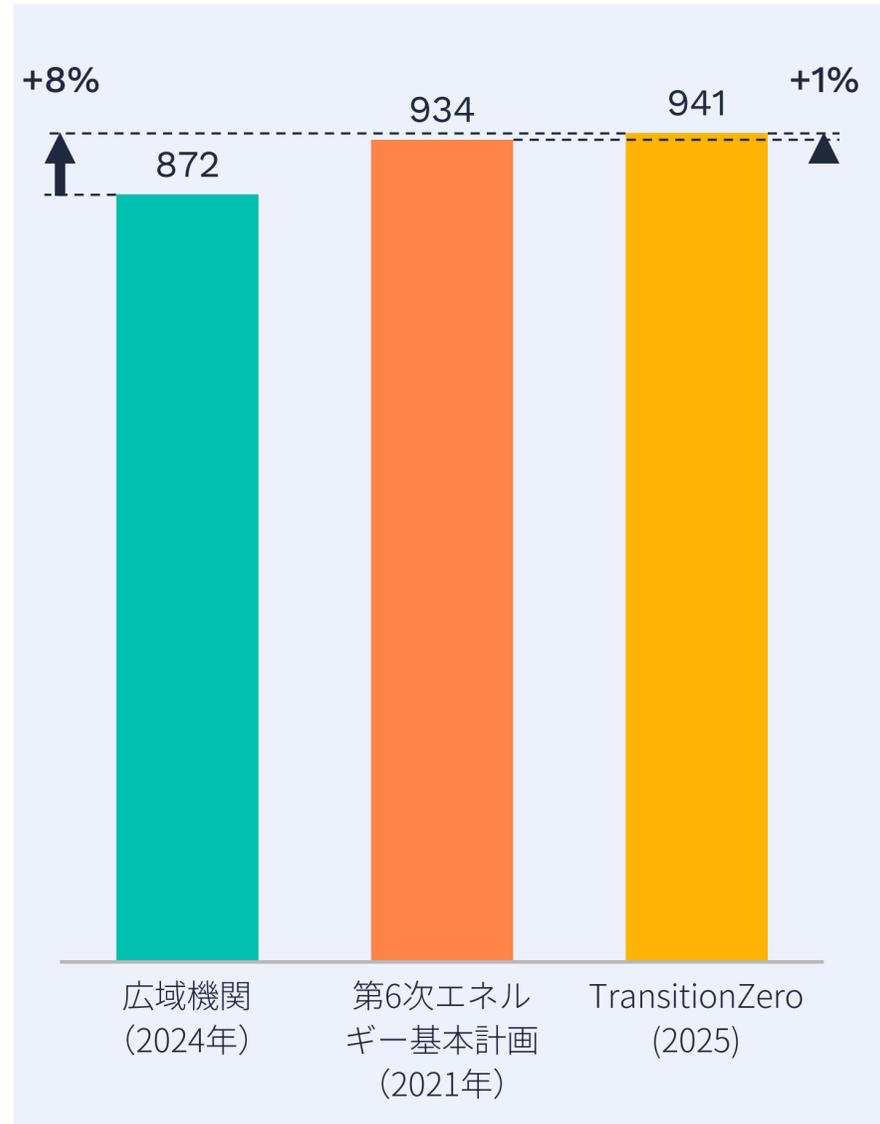
## メモ

- 価格等検討委員会提供のデータを分析すると、2016年以降、木材の燃料費は一貫して緩やかな上昇傾向にある。
- 過去の実績である年平均成長率（CAGR）6%は、2030年まで直線的に継続する。

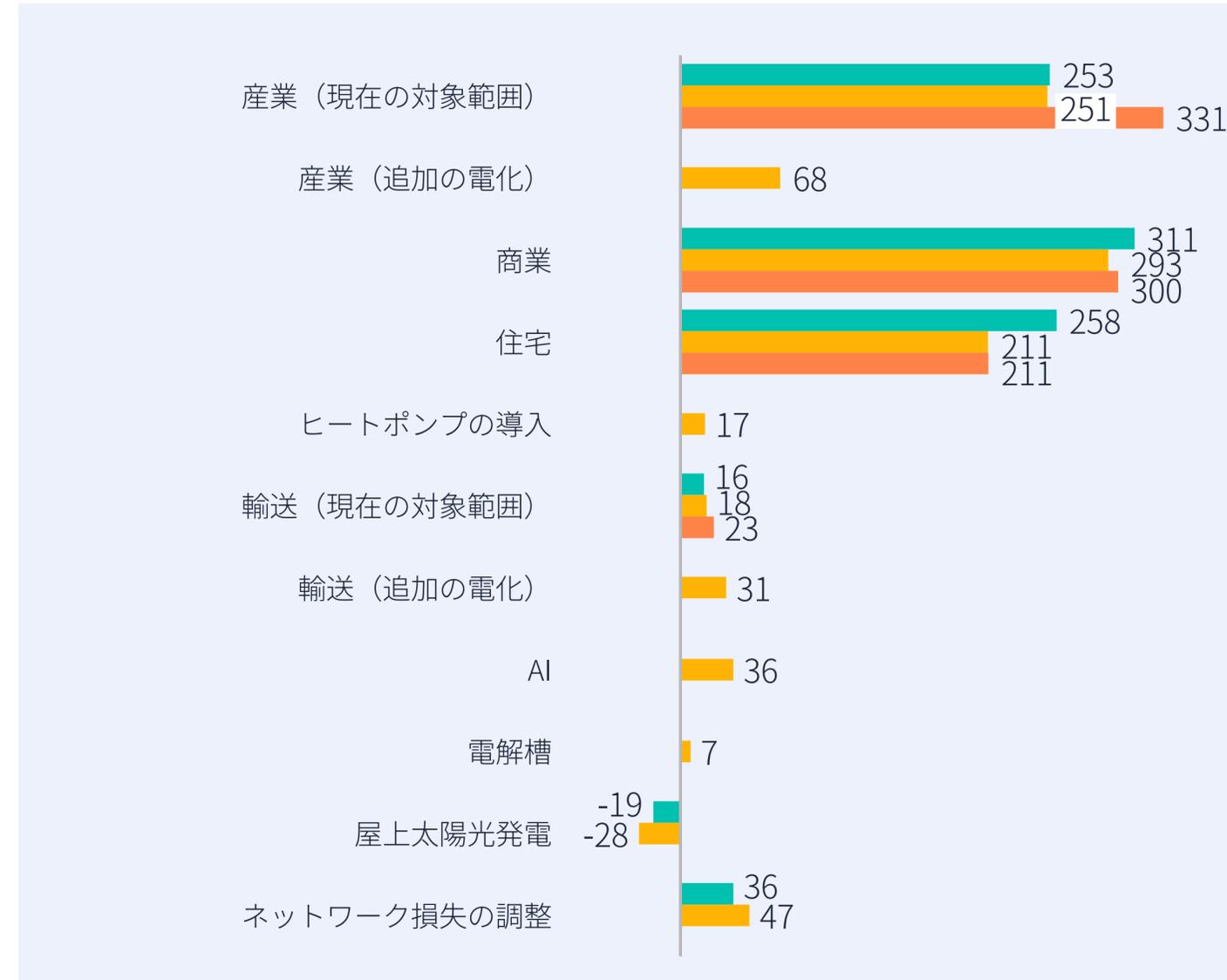
# 需要

2030年の需要予測を自社で独自に作成

2030年 全国需要予測 (TWh)



2030年 需要の内訳 (TWh)



■ 2023 historical values ■ 2030 - Sixth Strategic Energy Plan<sup>1</sup>  
 ■ 2030 TZ projection

# メモ

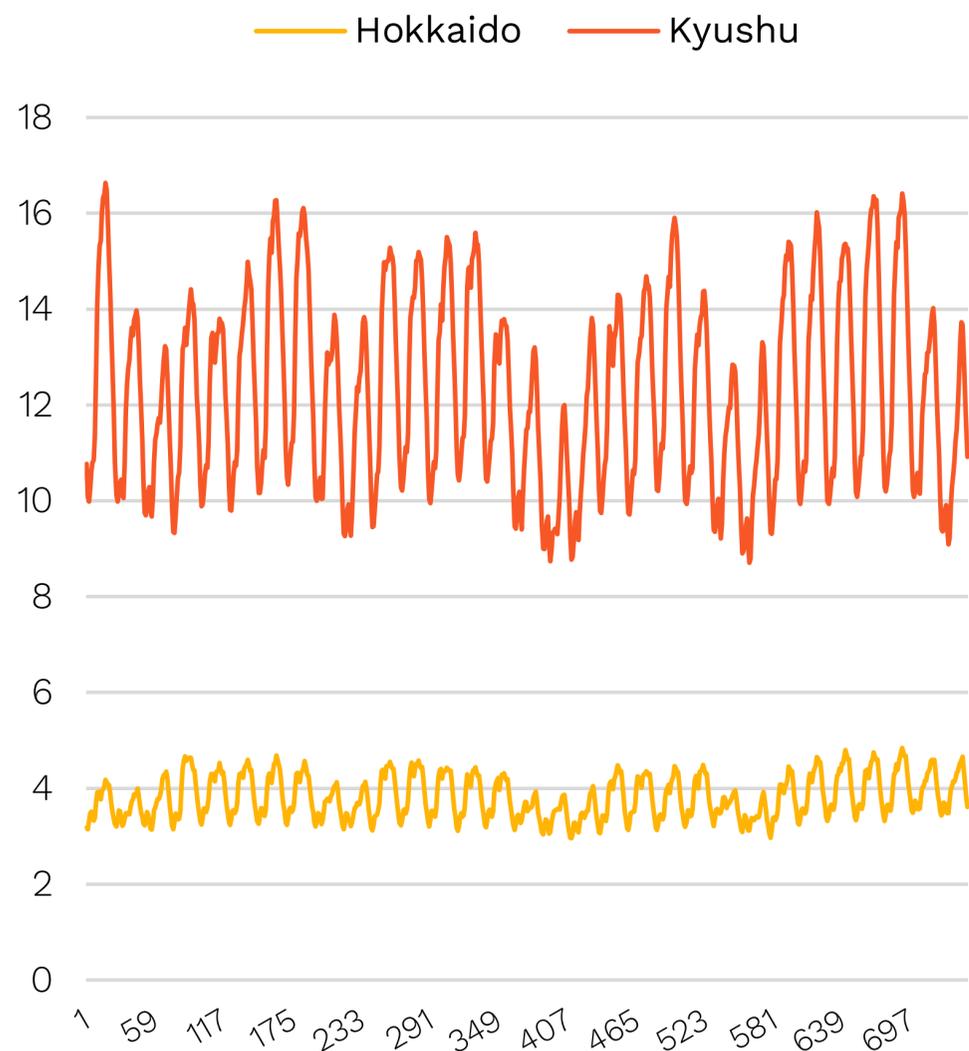
- 現在から2030年までに、様々なセグメントで新たな電力需要の源泉が生じると仮定している。これには、産業ボイラー、ヒートポンプを採用したビル暖房、電気自動車(EV)の普及、国内でグリーン水素を製造するための電解槽の導入、AI拡大に関連する技術の取り込み(次のスライド参照)が含まれる。

<sup>1</sup>第6次エネルギー基本計画における需要内訳の見直しは、効率改善後の数値である。

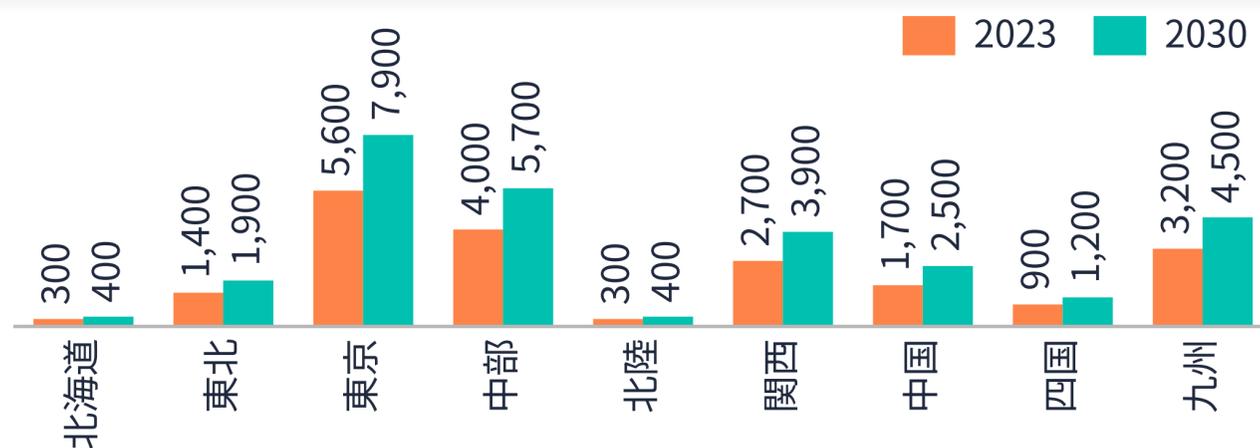
# 需要

## 需要と屋上太陽光発電の予測に地域別・時間別のプロファイルを活用

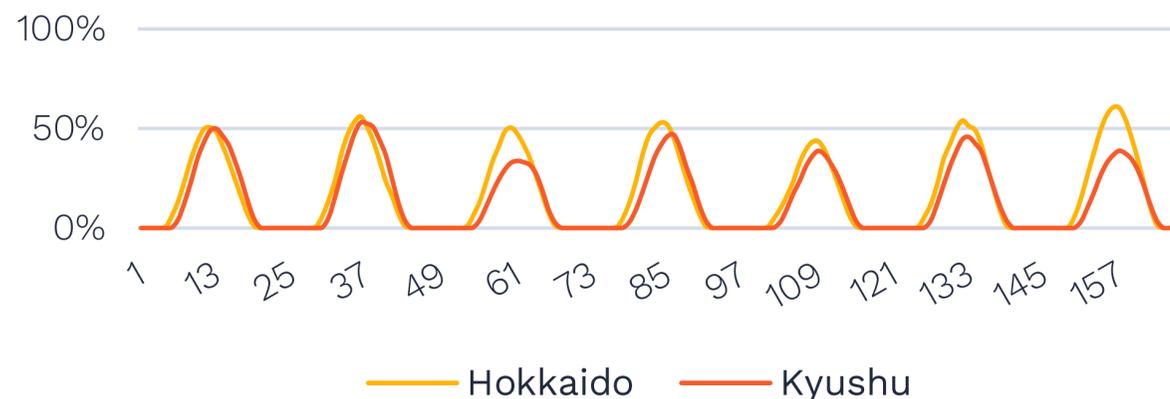
基準年の7月の北海道と九州における時間別需要プロファイル (GWh)



2030年の地域別Behind The Meter需要予測 (GWh)



基準年7月の第一週における北海道と九州の太陽光発電の1時間ごとの利用率 (%)



# メモ

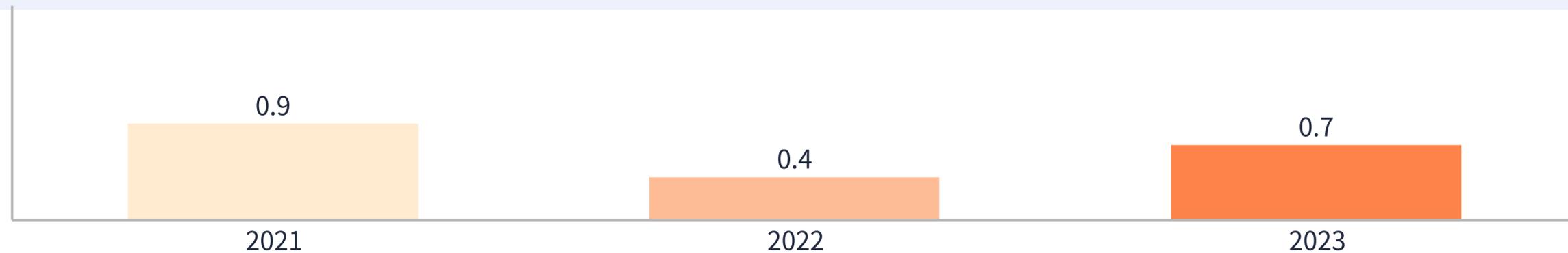
- 各ブラウンフィールドバスにおいて、個別の管轄エリアで過去に観測された8,760時間分の需要プロファイルを実装している。
- 今後屋上太陽光発電が普及することを見越して、Behind The Meter (BTM) 容量の予測を9つのバスに分割し、地域ごとの観測データに基づく発電プロファイルを適用している。

## 需要

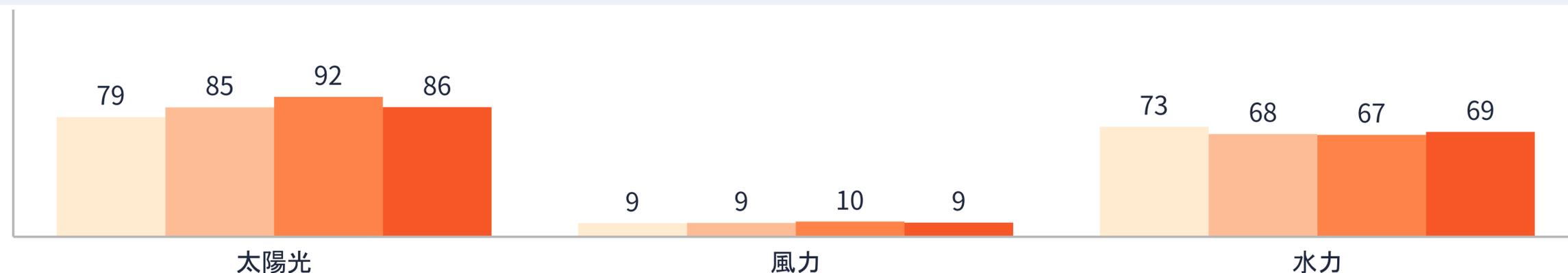
気象年の選定に当たり需要と供給両面の差異分析を実施

複数年平均の標準需要との差異 (%)

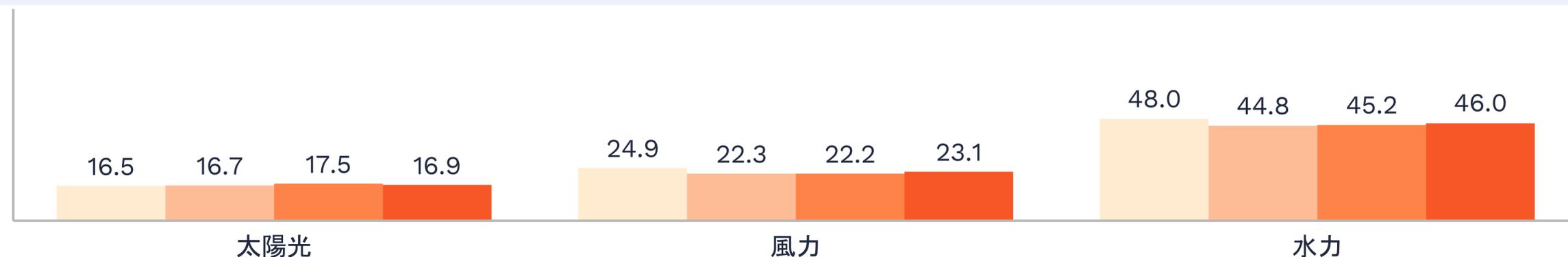
2021 2022 2023 3-Year Average



年別・断続的な再生可能エネルギー別の発電量 (TWh)



年別・断続的な再生可能エネルギー別の年間設備利用率 (%)



## メモ

- 差異分析に基づいて、3年間の平均である標準需要との差異が0.4%と最小だった2022年を、本モデルの時間単位の需要プロファイルを代表する気象年として選定した。
- 断続的な供給という点では、再生可能エネルギーの主要な方式である太陽光、風力、水力すべてにおいて2022年が平均的な位置にあった。

## 帰属

この文書およびトランジション・ゼロ社のCFE作品群を引用する場合は、以下を使用してください：

Luta, A., Mohamed, I., Puspitarini, H. D., Suarez, I., Shivakumar, A., Yap, J., & Welsby, D. 2025年7月インド、日本、マレーシア、シンガポール、台湾における24時間365日カーボンフリー電力（CFE）のシステムレベルでの影響。TransitionZero.

本レポートのモデリングは、[PyPSA \(Python for Power System Analysis\) プラットフォーム](#)を使用して構築された、TransitionZeroの国レベルの24/7 CFEフレームワークに基づいている。このモデルと方法論は、2025年9月にAGPL-3.0のオープンソースライセンスの下で公開される予定だ。このライセンスは、このモデルを一般に使用または翻案する場合、同じ条件で共有することを要求しています。文書とデータファイルは[transitionzero.org/cfe](https://transitionzero.org/cfe)からダウンロードできる。





## 連絡先

アレックス・ルタ / Alex Luta  
東アジア・リード・アナリスト

[alex.l@transitionzero.org](mailto:alex.l@transitionzero.org)