

# 発電コスト検証について

令和6年7月22日  
資源エネルギー庁

# 1. 2021年発電コスト検証WGの検証結果

## (1) 概要

## (2) 考え方

# 2. 本日まで議論頂きたいこと

# 【2021WG検証結果】 2021年発電コスト検証ワーキンググループについて

## ＜委員＞ ※いずれも当時の役職

(座長)

山地 憲治 (公財) 地球環境産業技術研究機構理事長・研究所長

(委員)

秋池 玲子 ポストンコンサルティンググループ マネージング・ディレクター & シニア・パートナー

秋元 圭吾 (公財) 地球環境産業技術研究機構システム研究グループリーダー・主席研究員

岩船 由美子 東京大学生産技術研究所 特任教授

荻本 和彦 東京大学生産技術研究所 特任教授

高村 ゆかり 東京大学 未来ビジョン研究センター教授

原田 文代 日本政策投資銀行 執行役員 (GRIT担当) 兼 経営企画部サステナビリティ経営企画室長

増井 利彦 国立研究開発法人国立環境研究所 社会システム領域 室長

又吉 由香 みずほ証券 ディレクター

松尾 雄司 (一財) 日本エネルギー経済研究所研究主幹、OECDコスト試算専門家会合副議長

松村 敏弘 東京大学社会科学研究所教授

## ＜審議経過＞

- 第1回 (2021年3月31日) 議題：2015年発電コスト検証WGの検討結果を踏まえた発電コストに関する議論
- 第2回 (2021年4月5日) 議題：再生可能エネルギーに関する論点等
- 第3回 (2021年4月12日) 議題：火力発電等に関する論点・原子力発電に関する論点
- 第4回 (2021年4月20日) 議題：系統安定化費用等に関する論点
- 第5回 (2021年4月26日) 議題：系統安定化費用等について、これまでの議論でのご指摘等について
- 第6回 (2021年7月7日) 議題：発電コスト検証WGに対する情報提供依頼について
- 第7回 (2021年7月12日) 議題：これまでの議論について
- 第8回 (2021年8月3日) 議題：とりまとめ (案) について

## 2021年の発電コスト検証の位置づけについて

- 発電コスト検証では、新たな発電設備を更地に建設・運転した際のkWh当たりのコストを一定の計算式に基づき試算。異なる電源技術の比較を行うため、立地制約等を考慮せず、機械的に算出するもの。
- 各電源のコスト面での特徴を明らかにし、どの電源に政策の力点を置くかなど、2030年に向けたエネルギー政策の議論の参考にする。
- 計算式や考え方は、前回（2015年に実施）を踏襲。前回、2014年時点と2030年時点のコストを算出したことも踏襲し、今回は2020年時点と2030年時点のコストを試算。
- なお、エネルギーミックスを示す際には、2030年の①CO2削減量、②省エネ量、③一次エネルギーの構成、④電源構成、⑤電力コスト（FIT買取費用＋火力・原子力の燃料費＋系統安定化費用）の見通しを示すこととなるが、例えば、発電コスト検証で議論した太陽光の価格がどの程度低減すると見通すか、といった考え方を、2030年のFITの買取費用を見通す際の参考にするなど、電力コストを議論する際の参考としても使用される。

# 【2021WG検証結果】2030年の電源別発電コスト試算の結果概要

均等化発電原価(LCOE)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。

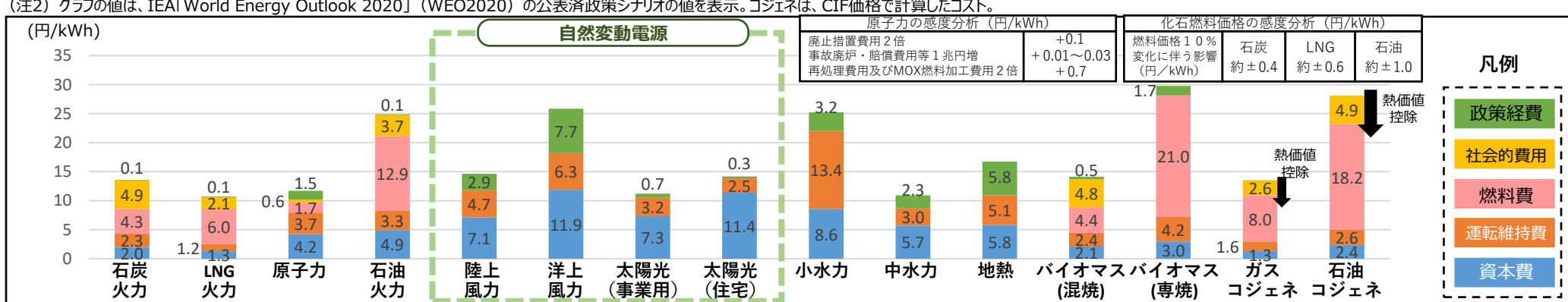
- 各電源のコスト面での特徴を踏まえ、どの電源に政策の力点を置かかといった、**2030年に向けたエネルギー政策の議論の参考材料**とする。
- 2030年に、新たな発電設備を更地に建設・運転した際のkWh当たりのコストを、一定の前提で機械的に試算。**  
(既存の発電設備を運転するコストではない)。
- 2030年のコストは、燃料費の見通し、設備の稼働年数・設備利用率、太陽光の導入量などの**試算の前提を変えれば、結果は変わる。**
- 事業者が**現実に発電設備を建設**する際は、ここで示す**発電コストだけでなく、立地地点毎に異なる条件を勘案して総合的に判断**される。
- 太陽光・風力（自然変動電源）の大量導入により、火力の効率低下や揚水の活用などに伴う費用が高まる**ため、これも考慮する必要がある。  
この費用について、今回は、系統制約等を考慮しない機械的な試算（参考①）に加え、**系統制約等を考慮したモデルによる分析も実施し、参考として整理**（参考②）。

出典：2021.9 発電コストWG報告書

電源	石炭火力	LNG火力	原子力	石油火力	陸上風力	洋上風力	太陽光（事業用）	太陽光（住宅）	小水力	中水力	地熱	バイオマス（混焼、5%）	バイオマス（専焼）	ガスコジェネ	石油コジェネ
発電コスト(円/kWh) ※( )は政策経費なしの値	13.6~22.4 (13.5~22.3)	10.7~14.3 (10.6~14.2)	11.7~ (10.2~)	24.9~27.6 (24.8~27.5)	9.8~17.2 (8.3~13.6)	25.9 (18.2)	8.2~11.8 (7.8~11.1)	8.7~14.9 (8.5~14.6)	25.2 (22.0)	10.9 (8.7)	16.7 (10.9)	14.1~22.6 (13.7~22.2)	29.8 (28.1)	9.5~10.8 (9.4~10.8)	21.5~25.6 (21.5~25.6)
設備利用率	70%	70%	70%	30%	25.4%	33.2%	17.2%	13.8%	60%	60%	83%	70%	87%	72.3%	36%
稼働年数	40年	40年	40年	40年	25年	25年	25年	25年	40年	40年	40年	40年	40年	30年	30年

(注1) 表の値は、今回検証で扱った複数の試算値のうち、上限と下限を表示。将来の燃料価格、CO2対策費、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、幅を持った試算としている。例えば、太陽光の場合「2030年に、太陽光パネルの世界の価格水準が著しく低下し、かつ、太陽光パネルの国内価格が世界水準に追いつくほど急激に低下するケース」や「太陽光パネルが劣化して発電量が下がるケース」といった野心的な前提を置いた試算値を含む。

(注2) グラフの値は、IEA「World Energy Outlook 2020」(WEO2020)の公表済政策シナリオの値を表示。コジェネは、CIF価格で計算したコスト。



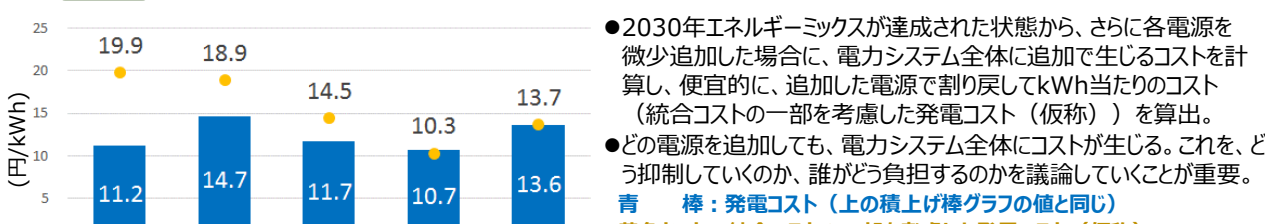
## 参考① 電源立地や系統制約を考慮しない機械的な試算（2015年の手法を踏襲）

「系統が日本全国で大幅に増強され、日本全体で電力需給が瞬時に調整される」前提を置いてもおお生じる追加費用（火力効率低下や揚水活用等の費用）追加費用として試算。

自然変動電源の導入量・割合※1	生じる追加費用
1450億kWh（15%）程度	年間8,470億円
1850億kWh（20%）程度	年間1兆1,580億円
2350億kWh（25%）程度	年間1兆4,780億円

※1 検証時点では、洋上風力の時間変動実データが得られないため、洋上風力の追加費用の計算には、陸上風力の諸元を流用した。

## 参考② 電源立地や系統制約を考慮した、モデルによる分析・試算（委員による分析※2）



※2 第8回発電コスト検証WGにおける委員発表資料より引用。

# 【2021WG検証結果】2020年の電源別発電コスト試算の結果概要

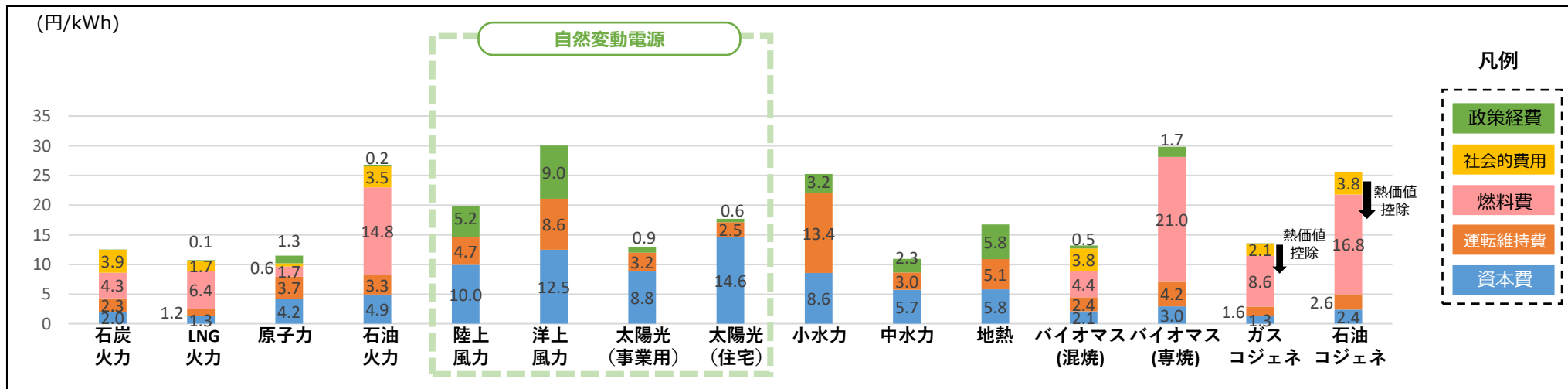
均等化発電原価(LCOE)は、標準的な発電所を立地条件等を考慮せずに新規に建設し所定期間運用した場合の「総発電コスト」の試算値。政策支援を前提に達成すべき性能や価格目標とも一致しない。

出典：2021.9 発電コストWG報告書

- 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、**2030年に向けたエネルギー政策の議論の参考材料**とする。
- 2020年に、新たな発電設備を更地に建設・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。**  
(既存の発電設備を運転するコストではない)。
- 事業者が**現実に発電設備を建設**する際は、ここで示す**発電コストだけでなく、立地地点毎に異なる条件を勘案して総合的に判断**される。

電源	石炭火力	LNG火力	原子力	石油火力	陸上風力	洋上風力	太陽光(事業用)	太陽光(住宅)	小水力	中水力	地熱	バイオマス(混焼、5%)	バイオマス(専焼)	ガスコジェネ	石油コジェネ
発電コスト(円/kWh) ※( )内は政策経費なしの値	12.5 (12.5)	10.7 (10.7)	11.5~ (10.2~)	26.7 (26.5)	19.8 (14.6)	30.0 (21.1)	12.9 (12.0)	17.7 (17.1)	25.3 (22.0)	10.9 (8.7)	16.7 (10.9)	13.2 (12.7)	29.8 (28.1)	9.3~10.6 (9.3~10.6)	19.7~24.4 (19.7~24.4)
設備利用率	70%	70%	70%	30%	25.4%	30%	17.2%	13.8%	60%	60%	83%	70%	87%	72.3%	36%
稼働年数	40年	40年	40年	40年	25年	25年	25年	25年	40年	40年	40年	40年	40年	30年	30年

(注1) グラフの値はIEA「World Energy Outlook 2020」の公表済政策シナリオの数値を表示。コジェネは、CIF価格で計算したコストを使用。



廃止措置費用2倍	+0.1
事故廃炉・賠償費用等1兆円増	+0.01~0.03
再処理費用及びMOX燃料加工費用2倍	+0.7

燃料価格10%の変化に伴う影響 (円/kWh)	石炭 約±0.4	LNG 約±0.6	石油 約±1.0
-------------------------	----------	-----------	----------

(注2) OECD (2020) 「Projected Cost of Generating Electricity 2020」等を参考にして試算

# **1. 2021年発電コスト検証WGの検証結果**

(1) 概要

(2) 考え方

2. 本日は議論頂きたいこと

**モデルプラント方式  
(2021年発電コスト検証WGの検証結果)**



- 日本で実際に建設された代表的な発電設備の資本費や運転維持費、燃料費といったデータの平均値等を用いて以下の計算式で総費用（分子）を算出し、これを総発電電力量（分母）で割ることで、1kWh当たりのコストを算出。（このコストは「LCOE」（均等化発電原価）と呼ばれる）

※ LCOEは発電所の建設・運営のみのコスト。系統への接続費用や、系統安定化費用などは含まれていない。

$$\text{円/kWh} = \frac{\text{総費用（資本費 + 運転維持費 + 燃料費 + 社会的費用）}}{\text{総発電電力量（kWh）}}$$

資本費：建設費、固定資産税、設備廃棄費用等

運転維持費：人件費、修繕費、諸費等

燃料費：化石燃料の価格、核燃料サイクルの費用

社会的費用：CO<sub>2</sub>価格、福島事故の賠償費用、政策経費（技術開発の

予算、立地交付金など）等

総発電電力量：出力×稼働年数×設備利用率で算出。

- 火力、原子力、再エネといった発電技術間の比較を行うため、火力や原子力については直近に運開した4つの発電所のデータの平均値、再エネについてはFIT法に基づく発電事業者からの設備費などの定期報告の実績データの中央値を用い、典型的な発電設備を「モデルプラント」として仮想している。モデルプラントに基づく発電コスト試算は国際的に確立した手法であり、OECD、英国、米国でも用いられている。
- 2020年時点のコストは、実績値を用いて試算し、2030年時点のコストは、国際機関が発表する燃料費の見通しや、太陽光や風力の量産効果など価格の低下見通しなどを用いて試算する。
- 2030年時点のコストは、燃料費の見通し、設備の稼働年数・設備利用率、太陽光の導入量などの試算の前提を変えれば、結果は変わる。それらの結果を確認できるよう、経産省のHPで試算の根拠となるデータを開示。

- **資本費**  
建設費、固定資産税、水利使用料、設備の廃棄費用の合計
- **運転維持費**  
人件費、修繕費、諸費、業務分担費の合計
- **燃料費**  
単位数量当たりの燃料価格に必要燃料量を乗じた値（原子力は核燃料サイクル費用として別途算出）
- **CO2対策費用（化石燃料関係電源）、CCS費用（CO2分離回収貯留費用）**  
発電のための燃料の使用に伴い排出されるCO2対策に要する費用。排出されるCO2を分離回収し、貯留に係る費用。
- **追加的安全対策費（原子力）**  
東京電力福島第一原子力発電所事故後、4回にわたる政府からの追加的安全対策の指示、原子力関係設備・施設に係る新規規制基準、自主的安全性向上の取組を踏まえて講じられた安全対策の費用
- **事故リスク対応費用（原子力）**  
シビアアクシデントのリスクに対応するコスト
- **排熱利用価値（コジェネ、燃料電池）**  
発電時に生ずる熱を有効活用することが可能であるため、排熱利用価値として発電コストから控除
- **政策経費**  
発電事業者が発電のために負担する費用ではないが、税金等で賄われる政策経費のうち電源ごとに発電に必要と考えられる社会的経費（政府の予算措置分を計上する予算関連政策経費と、IRR（※）相当政策経費）  
※ 「固定価格買取制度」の買取価格の優遇された利潤

- 前回（2015年）検証時の手法を踏襲し、発電事業者が直接負担するコストに止まらず、発電に関する社会的費用（政策経費、事故リスク対応費、CO2対策費等）も含めた検証を行った。
- 検証に際しては、発電に関連する費用を広く抽出した上で、各費用について、個別電源の発電コストに含めるかどうか検討し、以下の通り整理。

## ＜社会的費用の扱い＞

モデルプラントの発電単価試算のための前提条件

1. モデルプラントの条件

- (1) 稼働開始年
- (2) 出力規模
- (3) 設備利用率
- (4) 稼働年数
- (5) 熱効率
- (6) 所内率

2. 試算のための共通条件

- (1) 割引率
- (2) 為替レート

電源別の発電単価

現時点のモデルプラントの発電単価

3. 発電施設を建設・運営終了するための費用

- 資本費
- 運転管理費
- 燃料費
- バックエンド費用
- 事故リスク対応費用
- 諸税
- 設備の廃棄費用
- × 電源線費用（※1）

4. 2020、2030年のモデルプラントの価格変動要因

- 技術革新効果・量産効果
- 燃料費上昇率
- CO2対策経費・上昇率・CCS費用（CO2分離回収費用・CO2輸送・貯留費用）

5. モデルプラントに直接は関係ないが電源別に配賦できる可能性のある費用

- 政策経費
- × 広告費・寄付金

発電に関する費用等

6. 発電に関連するコストではあるが、個別の電源固有のコストとして整理するのが難しい費用

△ 系統安定化費用（※2）

7. その他発電単価との直接の関係が明確ではない事項

- × 計画から稼働までの期間
- × 経済効果

＜想定される主な費用の負担者＞

- 緑色：発電事業者
- 青色：納税者
- 黄色：発電単価との直接の関係が明確ではない事項

ただし、対策の内容によっては費用負担者が異なる。

- ：発電コスト試算の対象としたもの
- △：エネルギーミックスのシナリオが固まった段階で、電源構成ごとのコストに含めるもの
- ×：個別電源の仕分けが困難、情報が不十分等の理由で、発電コストに含めないもの

（※1） 託送料金制度において発電側基本料金が設定され、発電事業者の負担分が発生することが検討されているが、現時点では金額が決定されていないため、発電単価に計上していない。

（※2） 系統安定化費用等のコストは、エネルギーミックスの構成に応じて試算することが適当であること等から、個別電源の発電コストには上乗せしないということで整理。

○ 政策的経費の費目を性質ごとに分けて4つ分類。個別電源に紐付けられる①、②を政策的経費として計上した。

	①国内の発電活動を維持する上で必要となる費用	②国内の発電活動を維持する上で必要となる蓋然性の高い費用	③国内の発電活動を維持する上で必要となる蓋然性の低い費用	④国内発電活動と直接関係ない費用又は主にエネルギーセキュリティを目的とする費用、ダブルカウントになる費用
立地	立地交付金	—	—	—
防災	全て	—	—	—
広報 (周辺地域)	全て	—	—	—
広報 (全国)	—	特定電源の広報	エネルギー全般の広報	—
人材育成	安全・規制	人材育成一般	—	他国の発電に資するもの
評価・調査	安全・規制 放射性廃棄物の処分 保障措置	評価・調査一般	—	—
国際機関 拠出金	国内の安全規制の策定等に 資するもの	安全性向上等を国際的に議論するもの	—	エネルギーについて 議論するためのもの
発電 技術開発	安全性向上等に 資するもの	高効率化・低コスト化に 資するもの	—	—
将来発電 技術開発	—	・原子力に関する費用のうち、核燃料サイクルや安全に関する費用。 ・現在の発電形式と連続性を見込める将来発電技術実現のための研究開発・実証	その他、現在の発電形式と連続性が低い研究開発	—
導入支援	—	—	—	全て
資源開発	—	—	—	全て
備蓄	—	—	—	全て
CCS	—	—	将来的に国内の発電プラントへのCCS設備設置に関係する研究開発・実証	直接的に国内の発電プラントへのCCS設備設置に関係しないもの
IRR (「固定価格買取 制度」の買取価格の 優遇された利潤)	全て	—	—	—

# 【2021WG検証結果】 モデルプラント方式について⑤（政策的経費の考え方）

- kWh当たりの政策経費を算出するために、2020年及び2030年における各電源の発電電力量を特定する必要がある。  
その考え方は、以下の通り。

## 【2020年】

- 基本的には、令和元年度の発電電力量の実績値を用いた。再エネについては、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で示した発電電力量を用いた。原子力は、現存する36基の年間総発電電力量（2282億kWh）を用いた。

## 【2030年】

- 基本政策分科会で提示した2030年におけるエネルギー需給の見通しに基づき、2030年度の発電電力量の見通しの値を使用。

## 予算関連政策経費の算定に用いる、各電源の発電電力量

	原子力	石炭 火力	LNG 火力	石油 火力	コージェネ レーション	水力	地熱	太陽光	風力 (陸上)	風力 (洋上)	バイオマス	燃料電池
2020年 発電電力量 (億kWh) ※3	2,282	2,819	3,534	143	616	829	※1	919	170	※1	404	43
	推計値	実績値	実績値	実績値 (含LPG等)	推計値	推計値	推計値	推計値	推計値	推計値	推計値	推計値
2030年 発電電力量 (億kWh) ※2	1,880- 2,060 (1,970) ※2	1,780	1,870	190	798	980	110	1,290- 1,460 (1,375) ※2	340	170	470	91

※1 洋上風力及び地熱については、予算関連施策経費の大部分が今後の開発拡大のためのものであるため、他の電源との比較が難しいことから、ここでは2030年度の各電源種の年間総発電電力量を用いる。

※2 2030年度の発電電力量見通しに幅がある電源について、本試算においては、便宜的に幅の平均値を用いている。

※3 前回（2015年）検証の考え方を踏襲し、2020年発電電力量については、取得可能な最新データである2019年度の総発電電力量を採用した。

**各電源を電力システムに受け入れるコスト  
(統合コスト)  
(2021年発電コスト検証WGの検証結果)**

## 電源立地や系統制約を考慮しない機械的な試算（参考①）

※2015年検証の考え方を踏襲の上、2021年検証の際も試算。

- 自然変動電源（太陽光発電及び風力発電）の導入に伴い、「系統が日本全国で大幅に増強され、日本全体で電力需給が瞬時に調整される」前提を置いてもおお生じる追加費用（火力効率低下や揚水活用等の費用）を試算。2015年検証の考え方を踏襲の上、2021年検証の際も試算。
- 「各電源を電力システムに受け入れるコスト」を以下（1）～（3）の通り定義した上で、（1）火力発電・揚水発電に関する調整費用について、太陽光・風力の導入に地域的な偏在が起こらず、地域的な需給のアンバランスが生じないなどの様々な前提を置いた上で算定する。）
  - （1）火力発電等に関する調整費用
    - ①火力発電の稼働率低下による発電効率の悪化等に伴う費用
    - ②火力発電の停止及び起動回数の増加に伴う費用
    - ③自然変動電源発電時に揚水式水力によって需要を創出（蓄電）することによる費用
    - ④発電設備を自然変動電源対応のために確保しておくために必要な費用
  - （2）地域間連系線等の増強費用
  - （3）その他
- 蓄電池については、出力抑制が生じた分をすべて蓄電池で蓄電した場合にかかる蓄電池のコストを分析する。
- EVやDRについては、電力システムに柔軟性を与える蓄電技術の一種と整理出来る。ただし、その費用対効果について参照可能な客観的数値がないため、今回の試算には含めない。



電源立地や系統制約を考慮した、モデルによる分析・試算（参考②）

※2021年検証の際に初めて試算（コストWG委員による分析）。

- 2030年エネルギーミックスが達成された状態から、さらに各電源を微少追加した場合に、電力システム全体に追加的に生じるコストを分析。
- これを追加した電源の有効な発電量で割り戻し、「統合コストの一部を考慮した発電コスト（仮称）」として整理。

統合コストの一部を考慮した発電コスト（仮称）※1

今回検証に含まない

電源別の  
発電コスト

- ・資本費
- ・運転維持費
- ・燃料費
- ・社会的費用（CO2対策費）
- ・政策経費

・土地造成費

今後、適地の減少に伴い、山地や森林等を造成する際のコストの増加分

電源を電力システム  
に受け入れる  
コスト  
（統合コスト）

今回の試算にあたって考慮した要素

- ① 他の調整電源（火力等）の設備利用率の低下等による発電効率の低下
- ② 需要を超えた分の発電量を揚水で蓄電・放電することによる減少分や、再エネの出力抑制
- ③ 追加した電源自身の設備利用率の変化

・電力需給の予測誤差を埋める費用

需要量の予測誤差  
太陽光・風力の発電量の予測誤差

・発電設備容量の維持にかかる費用※2

・デマンドレスポンスの効果※3

・基幹送電網につなぐ費用

電源が基幹送電網から離れている場合

・基幹送電網の整備費用

※1 「統合コストの一部を考慮した発電コスト（仮称）」は、これまでのWGにおいて「統合コスト」と呼んでいたものを、正確を期する観点から呼び変えたもの。

※2 発電設備容量の維持にかかる費用は、設備を廃棄すればコストが低減するが必要があり維持すれば上昇するという両面があり得る。なお今回の委員有志による分析では、発電設備は廃棄しない前提で分析を行った。

※3 デマンドレスポンスについては、導入にあたっての効果を評価するには精査と実績が必要であるため、今回の検証対象には含まない整理とした。



（参考）統合コストの一部を考慮した発電コスト（仮称）（参考②）の前提条件など

● 天候・時間帯による太陽光・風力の発電量変動等を吸収する際は、原則、LNG→石炭→揚水→太陽光・風力の順に出力調整。

- 2030年エネルギーミックスには、調整力を持たない太陽光が大量に存在（電力システム全体で使える調整電源が少ない状態）
- 少ない調整電源で大きな調整力を発揮するには、「費用の安い電源」よりも、LNG火力などの「瞬発力が高い電源」を多用することになる。LNG火力は燃料費が高い。さらにLNG火力を定格で動かせず、発電効率が低下。結果、電力システム全体のコストは上昇。

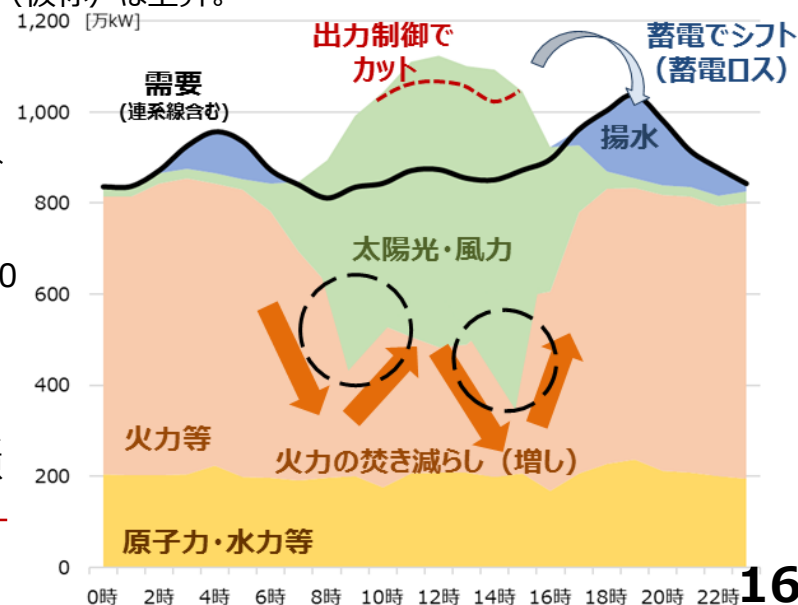
● 上記を前提に、各電源を微少追加した際の主な動きと、「統合コストの一部を考慮した発電コスト（仮称）」への影響は以下の通り

- **太陽光** → 天候や時間による発電量の変動が増幅され、瞬発力が高いが費用も高いLNG火力を伸び縮みさせて調整する局面が増える。また、お昼に発電が偏るため、需要以上の発電をする時間帯が増え、出力抑制が増加。結果、統合コストの一部を考慮した発電コスト（仮称）は上昇。
- **風力** → 太陽光と同様変動することで、統合コストの一部を考慮した発電コスト（仮称）は上昇（夜も発電でき、導入量も太陽光より低いいため増加幅は小さい）
- **LNG火力** → 電力システムの調整力が上昇し、太陽光や風力の変動をLNGで調整できる幅が拡大。結果、瞬発力は低いが費用が安い石炭の出力調整や起動停止が減り、燃料費を節約。一方、LNGは調整力として使われる局面が増え、発電効率が低下。結果、統合コストの一部を考慮した発電コスト（仮称）は下降。
- **石炭火力** → 2030年の新設は高効率を想定しているため、他の効率の悪い石炭を停止させる断面が増え、高効率の追加分は高い設備利用率で動かすこととなる。一方、調整力が高くない石炭の追加で、瞬発力が高いが費用も高いLNG火力を大きく伸び縮みさせて調整する局面が増える。これらを合わせると、統合コストの一部を考慮した発電コスト（仮称）は上昇。
- **原子力** → 需要等の変動に対して発電量を調整せず、一定の出力を続ける前提で動かす。その分、瞬発力が高いが費用も高いLNG火力を大きく伸び縮みさせて調整する局面が増える。これらを合わせると、統合コストの一部を考慮した発電コスト（仮称）は上昇。

● 各電源の設備利用率、燃料費など、試算の前提を変えれば、結果は変わる。

● 統合コストの一部を考慮した発電コスト（仮称）の試算方法について

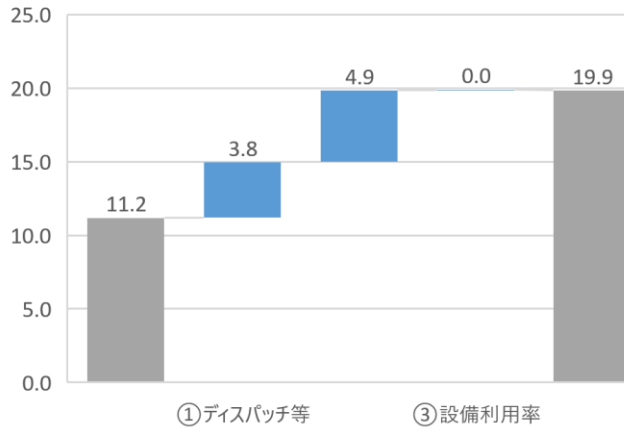
- 天候や時間帯で発電量に幅が生じる太陽光・風力の大量導入に伴い、電源別の発電コストだけでなく、各電源が電力システム全体に与える影響も分析する必要があるという考え方が、世界各国で広がってきている。
- 例えば、OECD、米国、英国では、「各電源が電力システム全体に与える影響」について2020年に試算されており、政策にも活用されている。
- 分析手法や結果の示し方は、電源別発電コストほど国際的に確立しておらず、研究途中。こうした中、今回は、他国の示し方も参考にしつつ、委員有志が試算を行った。
- 具体的には、2030年エネルギーミックスが達成された状態から、さらに各電源を微少追加した場合に、電力システム全体に追加的に生じるコストを算出し、便宜的に、これを追加した電源の有効な発電量で割り戻した「統合コストの一部を考慮した発電コスト(仮称)として試算。
- どの電源を追加しても、電力システム全体にコストが生じる。このコストをどう抑制するか、誰が負担するかを議論していくことが大事。



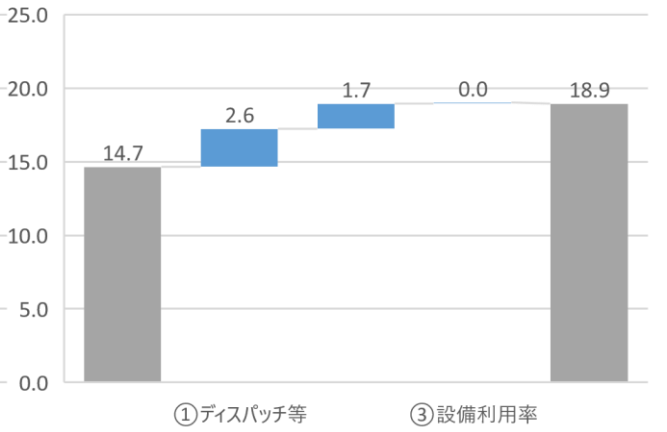
**【2021WG検証結果】各電源を電力システムに受け入れるコスト（統合コスト）**  
**（参考）統合コストの一部を考慮した発電コスト（仮称）（参考②）の変化要素**

出典：2021.9 発電コストWG報告書

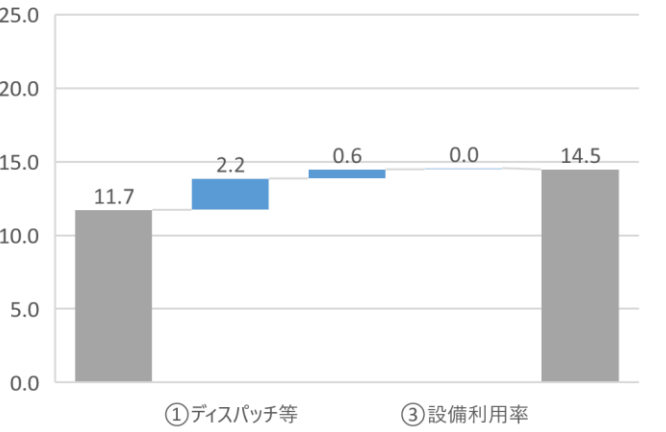
統合コストの一部を考慮した発電コスト（仮称）の  
 変化要素（事業用太陽光）



統合コストの一部を考慮した発電コスト（仮称）の  
 変化要素（陸上風力）



統合コストの一部を考慮した発電コスト（仮称）の  
 変化要素（原子力）

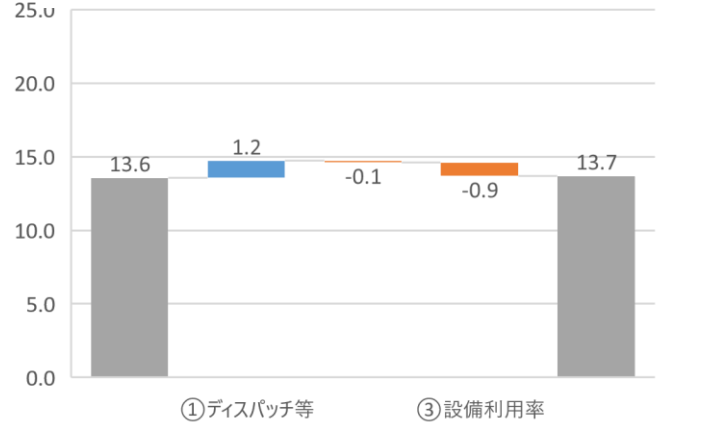


均等化発電コストLCOE ② 発電電力量 統合コストの一部を考慮した  
 発電コスト（仮称）

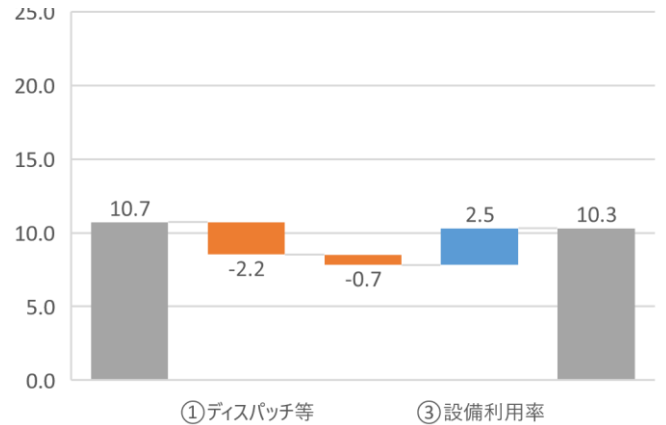
均等化発電コストLCOE ② 発電電力量 統合コストの一部を考慮した  
 発電コスト（仮称）

均等化発電コストLCOE ② 発電電力量 統合コストの一部を考慮した  
 発電コスト（仮称）

統合コストの一部を考慮した発電コスト（仮称）の  
 変化要素（石炭）



統合コストの一部を考慮した発電コスト（仮称）の  
 変化要素（LNG）



均等化発電コストLCOE ② 発電電力量 統合コストの一部を考慮した  
 発電コスト（仮称）

均等化発電コストLCOE ② 発電電力量 統合コストの一部を考慮した  
 発電コスト（仮称）

## (参考) 2021年発電コスト検証WGにおける主な議論 (総論関係) ①

### 【コスト検証の位置づけについて】

- LCOEの試算の目的は、将来の電源を考える際の基礎材料を提供すること。議論を進めるための材料であり、将来の見通しについて手がかりを得られるとともに、試算された数字を見て考える材料であることが重要。
- 蓋然性の高い将来のコストを見通すことが重要。技術が成熟している電源と、技術が開発途上で予見性が低い電源を区分して議論するとともに、後者については将来の技術見通しをどのように織り込むのかを含めて議論が必要。
- 前回までの試算の継続性、また、国際的な比較の観点を含めて試算することが必要。これまでの議論を踏襲することにはかなりの意味がある。
- 試算結果だけでなく、試算の前提や条件、想定、データの出所など、試算の考え方や試算に影響を与える要素を併せて記載することが重要。数字が一人歩きしないよう、数字が持つ意味や背景を併せて説明していくことが重要。
- 試算の前提等で意見や評価が分かれた点については、報告書でその経緯が分かるようにすることが重要。

### 【モデルプラント方式の試算について】

- 電力システム全体で評価することが大事だが、その前提として、個別電源のLCOEをきちんと評価することが重要。技術評価としてのLCOE試算の意義は大きい。
- 国際機関が出している将来シナリオにおいて幅があるデータについては、あるシナリオを中心に置きつつも、それぞれのシナリオの背景を踏まえつつ、幅をもって試算することが重要。
- 設備利用率は、基本的に電源間で揃えた方がLCOEの評価として比較しやすい。その上で、設備利用率や稼働年数は前回試算までの議論を踏まえ、基本シナリオは前回と同様が良い。

## (参考) 2021年発電コスト検証WGにおける主な議論 (総論関係) ②

### 【各電源を電力システムに受け入れるコスト (統合コスト) について】

#### <参考① 電源立地や系統制約を考慮しない機械的な試算>

- 前回の方法を踏襲して試算することに意味がある。OECDの方法とも整合している。
- この試算と異なり、実際は再エネが地域間で偏在しているため、参考①は試算結果が確実に下限となり、実際には系統安定化費用は大きくなることを相当強調して説明する必要がある。

#### <参考② 電源立地や系統制約を考慮した、モデルによる分析・試算 (委員による分析) >

- 再エネが増加する中、電源立地や系統制約を考慮したモデル分析・試算の検討を進めたことがWGとして重要であり、今回の分析の目玉。委員が提出した試算であるため参考扱いであるが、概要資料含め、報告書に掲載すべき。
- 現時点では計算や考慮されていない要素もある。次回検討の際にはより研究が進んでいることを期待する。

#### <参考①・参考②共通>

- 参考①・参考②ともに、系統増強費用や蓄電池、EV/DR等の需要側の対策等、計算や考慮されていない要素がある。今回の試算には何が入っていないか、明らかにされていることが重要。
- EV/DR等の需要側の対策等、議論したものの、データの不十分や不確実故に検証に含まないこととしたものは、蓋然性が上がった段階で検証に組み込むことを検討いただきたい。

1. 2021年発電コスト検証WGの検証結果
  - (1) 概要
  - (2) 考え方
2. **本日まで議論頂きたいこと**



- これまで今後10年程度の分野ごとの見通しを示しGXの取り組みを進める中で、
  - ①中東情勢の緊迫化や化石燃料開発への投資減退などによる**量・価格両面でのエネルギー安定供給確保**、
  - ②DXの進展や電化による**電力需要の増加が見通される中、その規模やタイミング**、
  - ③いわゆる「米中新冷戦」などの経済安全保障上の要請による**サプライチェーンの再構築のあり方**、
 について**不確実性が高まる**とともに、
  - ④気候変動対策の野心を維持しながら**多様かつ現実的なアプローチを重視する動き**の拡大、
  - ⑤**量子、核融合など次世代技術への期待の高まり** などの**変化も生じている**。
- **出来る限り事業環境の予見性を高め、日本の成長に不可欠な付加価値の高い産業プロセスの維持・強化につながる国内投資を後押しするため、産業構造、産業立地、エネルギーを総合的に検討し、より長期的視点に立ったGX2040のビジョンを示す。**

2023常会

2024常会

水素法案  
CCS法案

**GX推進戦略**

**成長志向型カーボンプライシング構想**

**GX推進法**

- カーボンプライシングの枠組み
- 20兆円規模のGX経済移行債 等

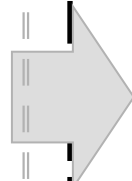
+

**脱炭素電源の導入拡大**

- 廃炉が決まった原発敷地内の建替

**GX脱炭素電源法**

- 原発の運転期間延長
- 再エネ導入拡大に向けた送電線整備 等



**GX2040ビジョン**

GX産業構造

GX産業立地

強靱なエネルギー供給の確保  
＜エネルギー基本計画＞

**成長志向型カーボンプライシング構想**

- カーボンプライシングの詳細設計  
(排出量取引、化石燃料賦課金の具体化)
- AZEC・日米と連携したGX市場創造
- 中小企業・スタートアップのGX推進/公正な移行 等

+

**脱炭素電源の導入拡大**

- 長期の脱炭素電源投資支援
- 送電線整備 等

10年150兆円規模の官民GX投資

2030

2040

- GX2040ビジョンに向けて、①エネルギー、②GX産業立地、③GX産業構造、④GX市場創造のフレームワークに沿って、以下の論点について集中的に議論。

### I. エネルギー

1. エネルギーが産業競争力を左右する中、**強靱なエネルギー供給を確保**するための方策
  - ① DXの進展により、**電力需要増加の規模やタイミングの正確な見通しが立てづらい**状況下における
    - 1) **投資回収の予見性が立てづらい脱炭素電源投資を促進**
    - 2) **将来需要を見越してタイムリーに電力供給するための送電線整備**
  - ② 世界の状況も踏まえ、**水素・アンモニアなどの新たなエネルギーの供給確保**
  - ③ トランジション期における、**化石燃料・設備の維持・確保**

### 議論の方向性

- 脱炭素電源の更なる活用のための事業環境整備
- 大口需要家やデータセンターなどの「脱炭素産業ハブ」も踏まえた送電線整備 等
- 水素・アンモニア供給拠点、価格差に着目した支援プロジェクトの選定 等
- LNGの確保や脱炭素火力への転換加速 等

### II. GX産業立地

2. 脱炭素電源、送電線の整備状況や、新たなエネルギーの供給拠点等を踏まえた**産業立地のあり方**

- 脱炭素エネルギー適地・供給拠点や、地方ごとのGX産業集積のイメージを示し、投資の予見可能性向上 等

### III. GX産業構造

3. 中小企業を含め、**強みを有する国内産業立地の推進**や、次世代技術による**イノベーションの具体化、社会実装加速の方策**
4. 経済安全保障上の環境変化を踏まえ、**同盟国・同志国各国の強みを生かしたサプライチェーン強化のあり方**

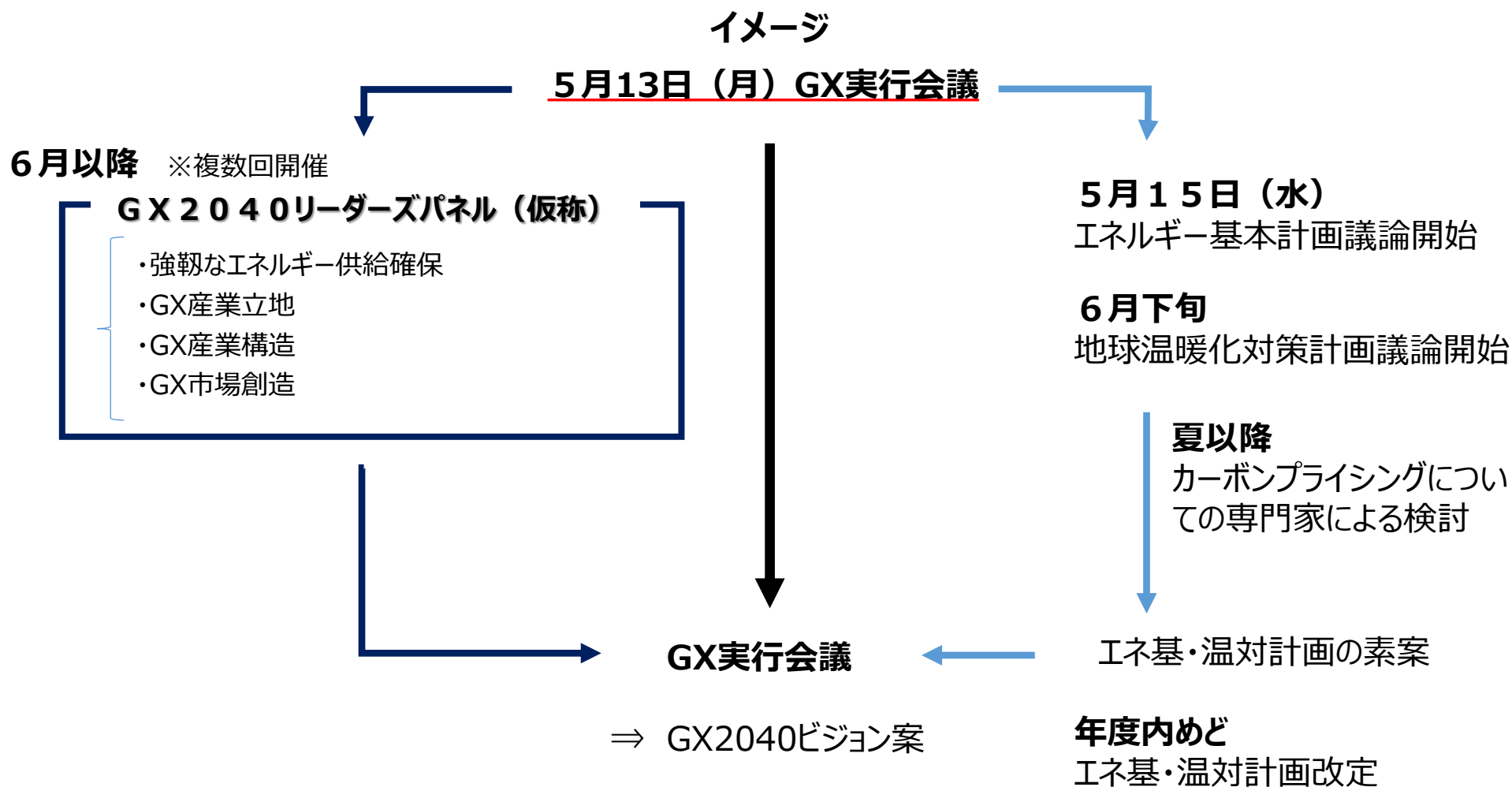
- 国際競争を勝ち抜くための、官民での大胆・実効的な国内投資・イノベーション促進の実行
- 鉄などの多排出製造業の大規模プロセス転換や、ペロブスカイト太陽電池などの大型プロジェクトを集中支援
- 経済安全保障上の環境変化を踏まえた同盟国・同志国との連携などサプライチェーン強化（大胆な投資促進策による戦略分野での国内投資促進） 等

### IV. GX市場創造

5. カーボンプライシングの詳細制度設計を含めた**脱炭素の価値が評価される市場造り**

- 排出量取引制度を法定化（26年度から参加義務化）GX価値の補助制度・公共調達での評価、AZECなどと連携したCO2計測やクレジット等のルール作りを通じた市場創造 等

- 今後、これらの論点について、6月以降『GX2040リーダーズパネル（仮称）』を開催し、有識者から見解を聴取。それを踏まえてGX2040ビジョンにつなげる。
- こうした議論も踏まえ、エネルギー基本計画・地球温暖化対策計画の見直しや、カーボンプライシングの制度設計につなげていく。





## これまでの議論の整理

- 本年5月以降、これまでの議論やヒアリング等の中で概ね共通認識が得られた内容は以下のとおり。

### 第6次エネ基からの変化、今後の方向性について

- 今後も**S + 3 Eの原則はエネルギー政策の柱**として**維持**すべき
- 国際的なエネルギー情勢の変化を踏まえ、**エネルギー安全保障に重点を置くべき**
- 将来の電力需要やイノベーションの状況など、様々な**不確実性が高まる中**、次期エネルギー基本計画は**不確実性にも対応できる柔軟なもの**とすべき
- 同時に、**不確実性が高まる中**、**設備投資や電源投資**を行うため、**事業者の予見可能性の確保**が重要
- 各国の動向を踏まえ、日本でも、**エネルギー政策と産業政策、気候変動対策の一体的な検討**が必要
- 次期エネルギー基本計画は、**GX2040と一体的なものとする必要がある**。**次期エネルギーミックス**についても、**GX2040と連動**すべきであり、**2040年度を対象年**とすべき
- S + 3 Eの同時実現に向け、**脱炭素化に伴う総合的なコストを最適化**していくことが必要
- **電源別のコスト検証についても実施すべき**であり、その際、**統合コストの分析も**行う必要がある
- **幅広い層から意見**を聞き、**様々な国民の意見を反映**できるような工夫が必要

## これまでの議論の整理

### 将来の電力需要について

- 今後、**GXの進展に伴う電化**や、生成AIの普及拡大に伴うデータセンターや半導体などの増加により、**大幅な省エネ効果**を見込んだとしても、**将来の電力需要については増加する可能性が高い**。
- 将来の電力需要の増加に対しては、**脱炭素電源を拡大することで対応する必要がある**。
- その上で、データセンターや半導体などの製造設備と脱炭素電源・系統設備の建設には**必要なリードタイムに大きな差**があることを踏まえ、**将来必要となる脱炭素電源や系統設備への投資が行われるための事業環境整備**が必要。
- 同時に、光電融合などの**省エネ側の取組を強化**することも必要であり、生成AIを活用した省エネという視点も重要。また、**脱炭素電源の近くにデータセンターなどの電力多消費産業を近接**させるという発想も必要。

### エネルギーを取り巻く国際情勢について

- 各国は、国際エネルギー情勢の変化を受け、**ネット・ゼロという野心的な目標は堅持しつつも、経済性と安定供給との間でバランスをとる現実路線へ転換**。**目標と現実のギャップが深まる構造へ**。
- ブロック経済化が進展するとの懸念も指摘される中、各国は、**気候変動対策と産業政策を連動させ、国内の産業競争力強化につなげるための政策を強化**。
- 水素、CCS、洋上風力など、足下ではオフテイクの確保など事業化に向けた課題もあるが、**2050年ネット・ゼロの達成には普及拡大が求められており、更なるイノベーションが必要**。

## (参考) 基本政策分科会 (※) における主な議論 (コスト検証関係)

※第55回～第58回。今年5月、基本政策分科会においてエネルギー基本計画の見直しに向けた議論が開始された後の委員の議論を抜粋。

### 【コスト検証について】

- 電源構成や電源ミックスを議論する際には、安定供給力の観点とコストの観点とを合わせた議論をお願いしたい。
- 電源別のコストも前回試算から大きく変わったと想像する。コスト面の検証は様々な議論のベース。安価な脱炭素電力の実現のためにも、新設の電源コストについて、今一度検証してお示しいただく必要がある。
- エネルギー安全保障と脱炭素の両立に向けて、どれくらいのコストや時間がかかるのか、的確なデータが示され、エネルギー需要側の消費者が認識できるようにすべき。
- コストの評価に当たっては、国際エネルギー情勢や脱炭素エネルギーへの転換に伴う不確実性や、エネルギー価格高騰のリスクを踏まえる必要。また、インフレや円安等により、大規模電源のコストの上昇をどのように評価するかも重要。

### 【各電源を電力システムに受け入れるコストの検証の必要性について】

- 電源構成の検討に当たっては、電力に求められる総合的な機能を正しく反映した電源ごとの評価をして欲しい。
- 電源確保に当たってはコストを抑制することが重要。エネルギーミックスの様々なケースに応じて、様々なコストを踏まえたトータルシステムコストを分析した上で、新たなベストミックスを見いだして欲しい。
- 再エネ比率を高める際、各電源に起因する負の側面を軽減する観点も加味して検討して欲しい。出力制御を含め、そうせざるを得ないメカニズムとその対策について、コストを含めた全体像を国民に伝えることが重要。

# 本日は議論頂きたいこと

- 本ワーキンググループは、「エネルギー基本計画」の見直しを総合資源エネルギー調査会基本政策分科会にて進める中で、エネルギーミックスの検討の参考となる、各電源の発電コストなどについて試算を実施するために設置。
- これを前提に、分析全体の枠組みに係る以下の論点について、どう考えるべきか。
  - ① これまでの発電コスト検証の継続性や、国際機関等におけるコスト検証の議論を踏まえ、まずは発電技術そのものの評価に適した「**モデルプラント方式**」を試算してはどうか。  
その上で、自然変動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の系統安定化費用の重要性が増すことを踏まえ、「**統合コスト**」等の**系統安定化費用**についても、2021年検証における委員試算結果（参考②）も踏まえつつ、**WGとして検討を進めてはどうか。**
  - ② 中東情勢の緊迫化等による量・価格両面でのエネルギー安定供給確保の不確実性の高まり、GX推進など、**2021年検証からの国際情勢や政策変化が発電コストに与える影響**をどのように考えるか。それを踏まえ、**今回の検証に新たに反映すべき内容**があるか。
  - ③ 発電コストの検証に当たっては、**蓋然性の高いコスト試算**を行うことが重要。**現時点では技術が開発途上で予見性が必ずしも高くない将来の電源**について、**コスト試算の対象とするか**、また、試算する場合はどのように進めていくか。GX投資促進策との関係など、**社会的費用や政策経費の範囲**をどのように考えるか。