

発電コスト検証に関するとりまとめ（案）

令和6年12月16日

発電コスト検証ワーキンググループ

目次

I. 総論

1. 概要

2. 考え方

II. 各論 (※諸元の設定は、精査中)

1. 再生可能エネルギー

2. 火力発電

3. 原子力発電

4. コージェネ・燃料電池

5. 統合コストの一部を考慮した発電コスト

発電コスト検証の位置づけについて

- 各電源のコスト面での特徴や構造を明らかにし、どの電源に政策の力点を置き、どうバランスを取るかなど、2040年に向けたエネルギー政策の議論の参考にするもの。
- 太陽光や風力といった安定した供給が難しい電源の比率が増えていくと、電力システム全体を安定させるために電力システム全体で生じるコストも増加する。このため、①発電技術そのものの評価に適した「モデルプラント方式」の検証に加え、一定の仮定を置いて、②①の発電コストに電力システム全体で生じるコストの一部を考慮した電源別の発電コスト（「統合コストの一部を考慮した発電コスト」）も検証した。

【①モデルプラント方式の発電コスト】

- 2023年時点（検証実施の直前年）と2040年時点（エネルギーミックスの対象年）に、新たな発電設備を建設・運転した際のkWh当たりのコストを一定の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（既存の発電設備を運転するコストではない）。

【②統合コストの一部を考慮した発電コスト】 ※委員報告を踏まえて検証

- 太陽光や風力といった安定した供給が難しい電源の比率が増えていくと、電力システム全体を安定させるために電力システム全体で生じるコストも増加する。このため、ある電源を追加した場合、電力システム全体に追加で生じるコスト（例：他電源や蓄電池で調整するコスト）を考慮したコストを検証（追加で生じるコストを便宜的に追加した電源で割り戻しkWh当たりのコストを算出）。
- 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。これを、どう抑制していくのか、誰がどう負担するのかを議論する材料とすることが重要。

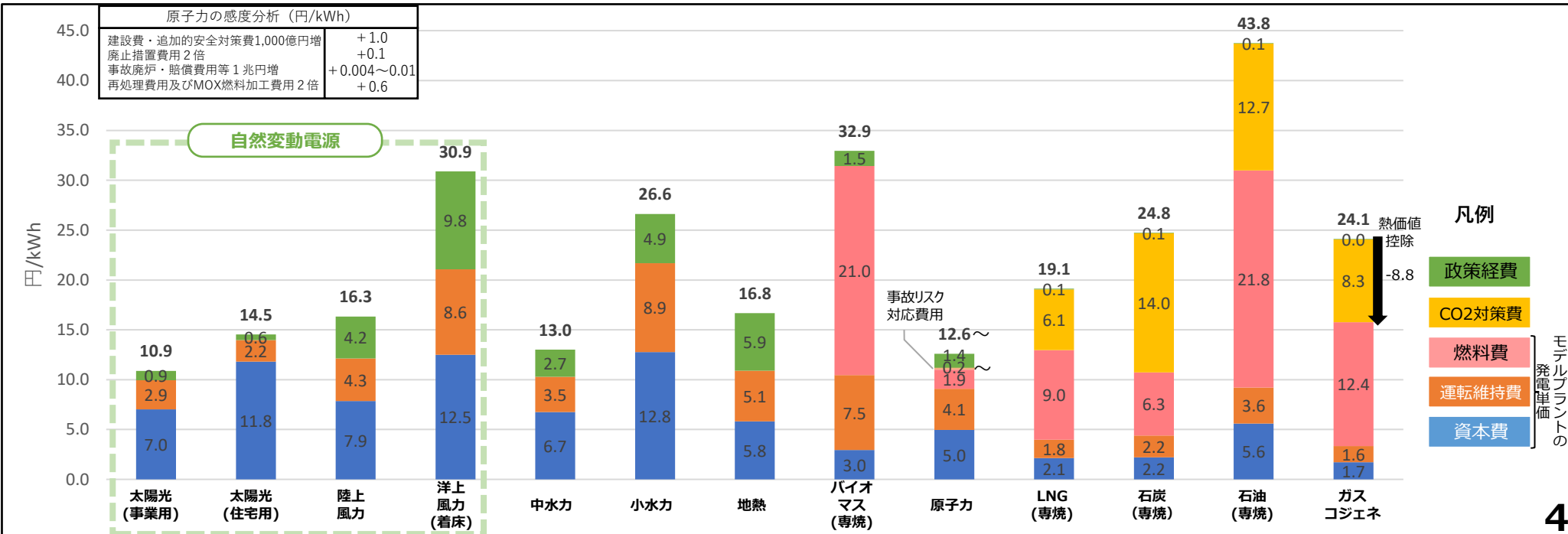
検証結果は、標準的な発電所を立地条件等を考慮せずに新規に建設し所定期間運用した場合の「総発電コスト」の試算値。政策支援を前提に達成すべき性能や価格目標とも一致しない。

【モデルプラント方式の発電コスト】2023年の試算の結果概要（暫定）

- 各電源のコスト面での特徴を踏まえ、どの電源に政策の力点を置くかといった、**2040年に向けたエネルギー政策の議論の参考材料**とするために試算。
- 2023年に、新たな発電設備を建設・運転した際のkWh当たりのコストを、一定の前提で機械的に試算したもの（既存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、下記の**発電コストだけでない様々な条件（立地制約・燃料供給制約等）が勘案され、総合的に判断**される。

電源		自然変動電源				水力		地熱	バイオマス	原子力	火力			コジェネ
		太陽光 (事業用)	太陽光 (住宅用)	陸上風力	洋上風力 (着床)	中水力	小水力	地熱	バイオマス (専焼)	原子力	LNG (専焼)	石炭 (専焼)	石油 (専焼)	ガス コジェネ
LCOE (円/kWh)	政策経費あり	10.9	14.5	16.3	30.9	13.0	26.6	16.8	32.9	12.6~	19.1	24.8	43.8	15.3 16.9
	政策経費なし	10.0	14.0	12.1	21.1	10.3	21.7	10.9	31.4	11.2~	19.1	24.7	43.8	15.3 16.9
設備利用率 稼働年数		18.3% 25年	15.8% 25年	29.6% 25年	30% 25年	54.7% 40年	54.4% 40年	83% 40年	87% 40年	70% 40年	70% 40年	70% 40年	30% 40年	72.3% 30年

(注1) グラフの値は、IEA「World Energy Outlook 2024」の公表政策シナリオ（STEPS）のケースがベース。CO2価格はEU-ETSの2023年平均価格、コジェネはCIF価格で計算したコストを使用。その他の前提は、後述の、各電源ごとの「発電コストの内訳」（グラフ）のとおり。
 (注2) 発電コスト検証WGで考慮した政策経費は、国際的に確立した手法では算入しないことが一般的であることから、政策経費を算入しないケースについても併せて記載することとした。
 (注3) 四捨五入により合計が一致しないことがある。 (注4) 水素、アンモニア混焼は熱量ベース。



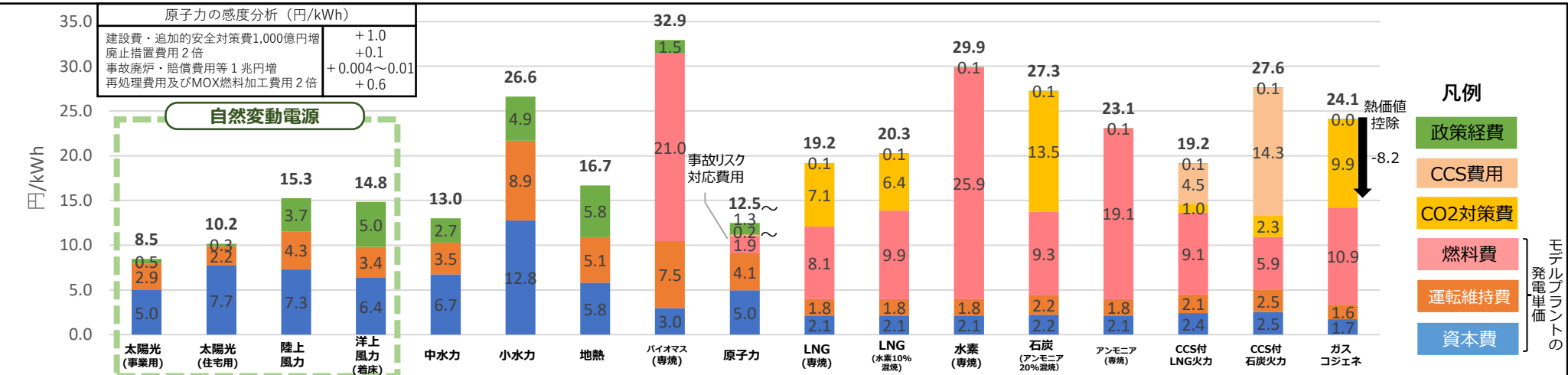
検証結果は、標準的な発電所を立地条件等を考慮せずに新規に建設し所定期間運用した場合の「総発電コスト」の試算値。政策支援を前提に達成すべき性能や価格目標とも一致しない。

【モデルプラント方式の発電コスト】2040年の試算の結果概要（暫定）

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

電源		自然変動電源				水力		地熱	バイオマス	原子力	LNG	脱炭素火力						コジェネ
		太陽光 (事業用)	太陽光 (住宅用)	陸上風力	洋上風力 (着床)	中水力	小水力	地熱	バイオマス (専焼)	原子力	LNG (専焼)	LNG (水素10%混焼)	水素 (専焼)	石炭 (アンモニア20%混焼)	アンモニア (専焼)	CCS付LNG火力	CCS付石炭火力	ガスコジェネ
LCOE (円/kWh)	政策経費あり	7.0 8.9	7.8 10.7	13.5 15.3	14.4 15.1	13.0	26.6	16.7	32.9	12.5~	16.0 21.0	16.8 22.2	24.6 33.0	20.9 32.0	22.3 27.9	17.1 21.1	26.6 32.2	15.9 17.5
	政策経費なし	6.6 8.4	7.6 10.4	10.1 11.6	9.5 10.1	10.3	21.7	10.9	31.4	11.2~	15.9 20.9	16.8 22.2	24.6 33.0	20.8 31.9	22.2 27.8	17.0 21.0	26.5 32.2	15.9 17.5
設備利用率		18.3%	15.8%	29.6%	40.2%	54.7%	54.4%	83%	87%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	72.3%
稼働年数		25年	25年	25年	25年	40年	40年	40年	40年	40年	40年	40年	40年	40年	40年	40年	40年	30年

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

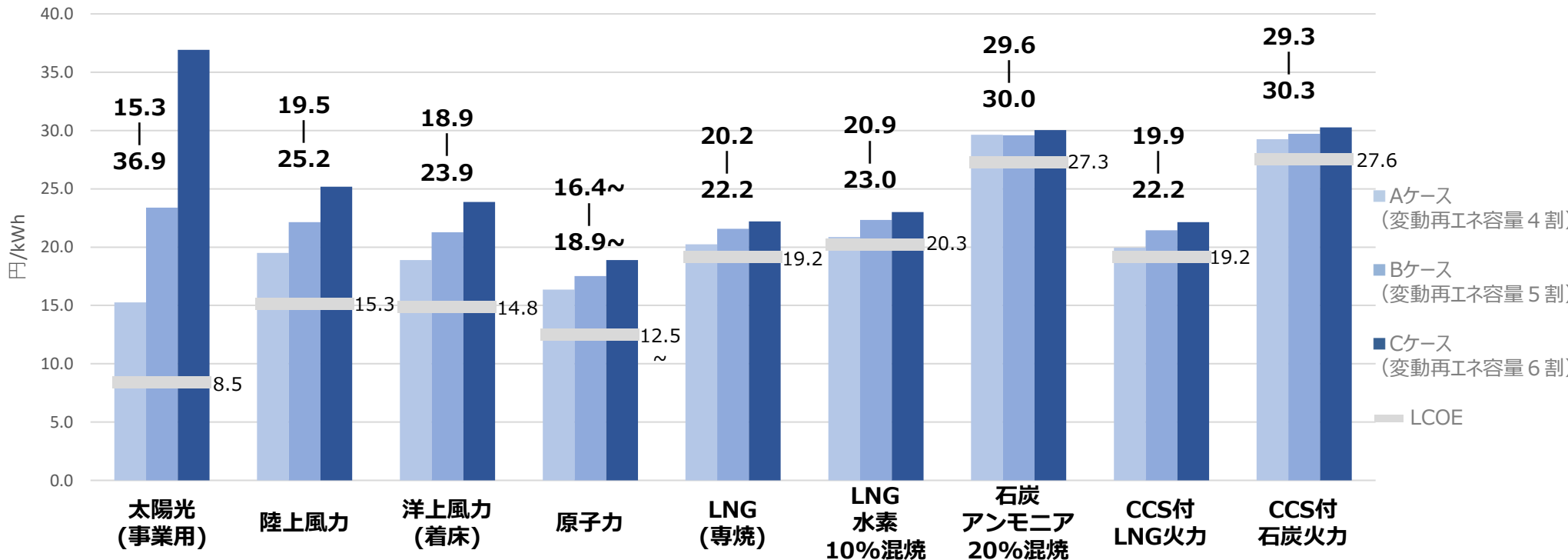


※ペロブスカイト太陽電池と浮体式洋上風力については、現時点では技術が開発途上で費用の予見性が必ずしも高くないが、諸外国のコストデータをもとに作成したコスト算定モデルや、事業者の見積もりをもとに、一定の仮定を置いて発電コストを試算したところ、ペロブスカイト太陽電池は政策経費あり16.5円/kWh、政策経費なし15.3円/kWh、浮体式洋上風力は政策経費あり22.5円/kWh、政策経費なし14.9円/kWhとなった。(参考値)

【統合コストの一部を考慮した発電コスト】2040年の試算の結果概要（暫定）

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

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



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

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

※水素、アンモニアは熱量ベース。

(参考) 2024年発電コスト検証ワーキンググループ委員名簿・審議経過

(五十音順)

<委員>

(座長)

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

(委員)

岩船 由美子 東京大学生産技術研究所 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 常務執行役員

増井 利彦 (国研) 国立環境研究所 社会システム領域長

又吉 由香 SMBC 日興証券株式会社 サステナブル・ソリューション部 マネジング・ディレクター

松尾 雄司 立命館アジア太平洋大学 サステナビリティ観光学部 教授・

(一財) 日本エネルギー経済研究所 特別主幹研究員

松村 敏弘 東京大学社会科学研究所 教授

<審議経過>

- 第1回 (2024年7月22日) 議題：2021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 (2024年8月16日) 議題：再生可能エネルギーに関する論点等
- 第3回 (2024年10月18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 (2024年11月29日) 議題：これまでの議論のご指摘等について、各電源を電力システムに受け入れるコストについて
- 第5回 (2024年12月16日) 議題：発電コスト検証に関するとりまとめ (案)

目次

I. 総論

1. 概要

2. 考え方

II. 各論 (※諸元の設定は、精査中)

1. 再生可能エネルギー

2. 火力発電

3. 原子力発電

4. コージェネ・燃料電池

5. 統合コストの一部を考慮した発電コスト

考え方 対象とする電源

【①モデルプラント方式の発電コスト】

- **2023年時点**(検証実施の直前年)については、前回(2021年検証)との継続性の観点から**事業用太陽光、住宅用太陽光、陸上風力、着床式洋上風力、中小水力、地熱、原子力、バイオマス(専焼/混焼)、石炭火力、LNG火力、石油火力、コジェネ(ガス/石油)、燃料電池**について検証した。

※バイオマスは5%混焼(質量ベース)

- **2040年時点**(エネルギーミックスの対象年)については、1.技術や発電に係る費用について一定の予見性を持ちながら、2.蓋然性の高い試算を行うことができるか、を基本的な考え方としつつ、前回からの継続性を踏まえるとともに、GX(グリーントランスフォーメーション)の進展も考慮し、**事業用太陽光、住宅用太陽光、陸上風力、着床式洋上風力、中小水力、地熱、原子力、バイオマス(専焼/混焼)、LNG火力(LNG専焼・水素混焼・CCS付火力)石炭火力(アンモニア混焼・CCS付火力)、アンモニア専焼、水素専焼、コジェネ(ガス/石油)、燃料電池**について検証した。

また、石炭火力、石油火力についても参考として検証結果を示すとともに、開発途上の技術ではあるものの、将来社会実装されると想定される**ペロブスカイト太陽電池**と**浮体式洋上風力**についても、参考として示した。

※水素は10%混焼、アンモニアは50%・20%混焼(熱量ベース)

【②統合コストの一部を考慮した発電コスト】

- **2040年時点**(エネルギーミックスの対象年)の①の検証を行った電源のうち、2040年に一定程度活用されていることが想定される電源として、**事業用太陽光、陸上風力、着床式洋上風力、原子力、LNG火力(LNG専焼・水素混焼・CCS付火力)、石炭火力(アンモニア混焼・CCS付火力)**を検証した。

※水素は10%混焼、アンモニアは20%混焼(熱量ベース)

- また、再エネの普及拡大に伴って生じる出力制御の抑制に向け、再エネ設備に蓄電池を併設させる事例も出てきていることを踏まえ、**蓄電池と自然変動電源を併設したプラント(事業用太陽光・陸上風力)**についても、検証した。

考え方 モデルプラント方式について①（発電コストの計算方法）

- 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：CO₂対策費用、東京電力福島第一原子力発電所事故の賠償費用、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データの中央値等を用い、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。
- 2023年時点のコストは、実績値を用いて試算し、2040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。
- 2040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、自然変動電源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、これまで同様、経産省のHPで試算の根拠となるデータを開示するとともに、電源ごとに前提を変更して試算できるツールも提供する

考え方 モデルプラント方式について②（費用計上される個別項目）

- **資本費**
建設費、固定資産税、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・輸送・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の分離回収・輸送・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）
※ FIT/FIP価格の算定において、利潤として計上されている額に相当

モデルプラント方式について③（発電コストの計算における前提）

（設備利用率）

- 発電技術そのものを評価する観点から、電源間で比較しやすいように、また前回（2021年）までの議論との継続性も鑑みて、個別に電源の設備利用率を検討することとした。
- なお、自然変動電源の比率増加に伴う天然ガス火力等の、調整力としての運用の増加等による設備利用率の変化については、統合コストの一部を考慮した発電コストにおいて評価することとした。

（物価、割引率）

- 諸元のデータは直近（2023年）の暦年（暦年でデータを取得できない場合は年度）の実質値に補正した値を用いることとした。
- 電源間の技術比較を行う観点からは、全ての電源技術の資本コストを同一とすることが適切であることや、検証結果の継続性の観点から、今回の検証でも引き続き割引率（実質）は一律3%とした。

（為替レート）

- 為替は直近（2023年）の平均（141円/\$）を用い、便宜上将来に渡って変わらないと仮定した。

※これまで同様、電源ごとに割引率や為替レートを変更して試算できるツールも提供することとした。

物価変動・将来の金銭的価値と発電コスト検証の関係

- 資本費（例：建設費）、運転維持費（例：人件費）、燃料費など、モデルプラント方式で費用計上される個別項目について、足下の費用が上昇しているものはその水準が適切に反映された諸元のデータを用いる。
- モデルプラントについて、建設から廃棄までのライフサイクル全体でかかる総費用を、割引率（実質）を用いて現在価値に換算した上で稼働期間の発電量で除すことで、kWh当たりの発電コストを算出する。

（土地関連費）

- 土地関連費（土地購入費・土地貸借費・土地造成費）は、新規の土地取得を前提として、モデルプラントの建設に伴い事業者が直接負担するコストであることを踏まえ、今回の検証では原則として全額計上することとした。

※土地造成費は、新たな発電設備を建設・運転する際の費用はモデルプラントを基に算入しつつ、適地の減少に伴い山地や森林等を造成する際の将来的なコストの増加分は、個別の立地条件に左右され、電源固有のコストとして一律で整理することが難しいことから、前回（2021年）同様加味しないこととした。

考え方 モデルプラント方式について④（社会的費用の扱い）

- 前回（2021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対策費用等）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。

＜発電単価と社会的費用の関係＞

<p>モデルプラントの発電単価試算のための前提条件</p> <p>1. モデルプラントの条件</p> <ul style="list-style-type: none"> (1) 稼働開始年 (2) 出力規模 (3) 設備利用率 (4) 稼働年数 (5) 発電効率 (6) 所内率 <p>2. 試算のための共通条件</p> <ul style="list-style-type: none"> (1) 割引率 (2) 為替レート 	<p>電源別の発電単価</p> <p>現時点のモデルプラントの発電単価</p> <p>3. 発電施設を建設・運営終了するための費用</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ 資本費（※1） ○ 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 × 系統への接続費用（電源線費用）（※2） 	<p>4. 2023、2040年のモデルプラントの価格変動要因</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ 技術革新効果・量産効果 ○ 燃料費上昇率 ○ CO2対策費用/上昇率 ○ CCS費用（CO2分離回収・輸送・貯留費用） <p>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</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ 政策経費 × 広告費・寄付金 	<p>発電に関する費用等</p> <p>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一律で整理するのが難しい費用</p> <ul style="list-style-type: none"> × 系統安定化費用（発電側課金を含む）（※3） × 計画から稼働までの期間に要する費用（建設中利子等）（※4） × 発電設備容量の維持にかかる費用 <p>7. その他発電単価との直接の関係が明確ではない事項</p> <ul style="list-style-type: none"> × 経済効果 × 経済安全保障（※5） 	<p>＜想定される主な費用の負担者＞</p> <ul style="list-style-type: none"> 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 <p>ただし、対策の内容によっては費用負担者が異なる。</p> <p>○：発電コスト試算の対象としたもの ×：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</p>
--	--	---	--	--

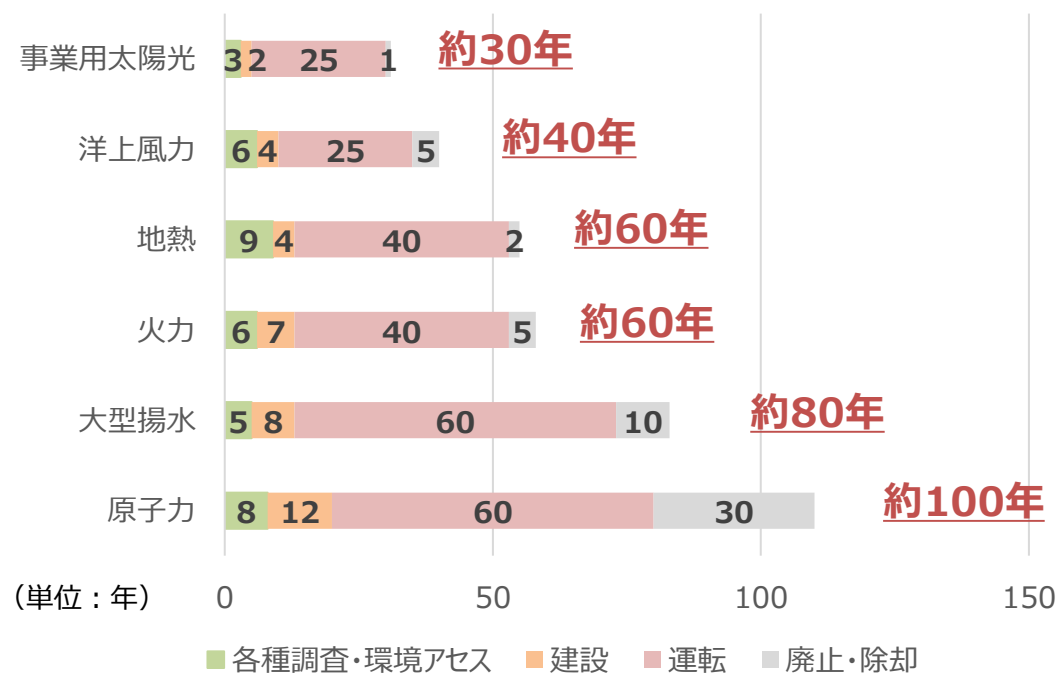
- (※1) 土地関連費（土地購入費・土地貸借費・土地造成費）は、新規の土地取得を前提として、モデルプラントの建設に伴い事業者が直接負担するコストであることを踏まえ、原則として全額計上（なお、購入した土地は売却可能であることから、モデルプラントの発電に要する費用として過大に評価されうる可能性がある点に留意が必要）。
- (※2) 発電所の立地条件などに左右され、個別電源に一律載せることが難しいため、建設費から切り分けが困難な場合を除いて、発電コストには上乗せしない。
- (※3) 発電所の立地地域の電源構成や立地条件に左右されることに加え、発電側課金については、発電事業者の実際の負担額がエリアごとの単価や割引相当額の付加など多様な要因に影響を受け、一律の金額を計上することが難しいため、個別電源の発電コストには上乗せしない。なお、発電側課金の水準は、全国平均で、kW課金単価が89.47円/kW・月、kWh課金単価が0.28円/kWh（2024年現在・税込）となっている。
- (※4) 発電所の建設期間や資金調達方法は、個別の発電所の立地条件や建設期間、個別の資金調達方法に左右され、事業者ごとに異なる等の事情があることから、個別電源に一律載せることが難しいため、再エネのIRR相当政策経費として計上されている場合を除いて、発電コストには上乗せしない。
- (※5) 化石燃料の供給途絶リスク等、エネルギー安全保障の観点から見た各電源の特徴の違いにも留意が必要であり、こうした観点を踏まえた発電コストについても、今後の検討が期待される。

(参考) 割引率・事業期間についての関連情報

諸外国の公共事業評価における社会的割引率

国名	社会的割引率	割引率の変遷
アメリカ (施策全般)	3.1%	10%(1972) →7%(1992) →3.1%(2023)
カナダ	8%(3%)	10%(1976) →8%(2007)
イギリス	3.5%	5%(1975) →6%(1989) →3.5%(2003)
ドイツ (交通)	1.7%	3%(1992) →1.7%(2016)
フランス	4.5%	8%(1985) →4%(2005) →4.5%(2013)
イタリア	5%	5%(2001)
ベルギー (フランドルス地方)	4%	
オランダ	2.25%	4%(1995) →2.5%(2007) →2.25%(2020)
スウェーデン (交通)	3.5%	4%(1993) →3.5%(2012)
欧州連合	3%	5%(1997) →3.5-5.5%(2008) →3-5%(2014) →3%(2021)
オーストラリア	7%	7%(2016)
ニュージーランド	5-6%	10%(技術指針(H16)) →8%(2008) →4-7%(2016)
世界銀行	10-12%	10-12%(1998)
アジア開発銀行	6-9%	12%(1997) →6-9%(2017)

脱炭素電源の総事業期間 (イメージ)



(出典) 令和6年度 第1回公共事業評価手法研究委員会資料 資料1より一部抜粋

(出典) 第12回GX実行会議 資料1より一部抜粋

(注) 今回のコスト検証では、割引率(実質)は一律3%としている。

考え方 モデルプラント方式について⑤（政策経費の考え方①）

- 政策経費の費目を性質ごとに分けて4つに分類。個別電源に紐付けられる①、②を政策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国内の発電活動維持と連関性の高い費用	③国内の発電活動維持と連関性の低い費用	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	—	国内の発電プラントへのCCS設備設置に関係しうるもの	—	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	—	—	—

モデルプラント方式について⑥（政策経費の考え方②）

- kWh当たりの政策経費を算出するために、2023年及び2040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、以下のとおり。
 - 基本的には、取得可能な最新データである2023年度の総発電電力量（総合エネルギー統計）の実績値を用いた。原子力は、現存する36基の年間総発電電力量（2,282億kWh）を用いた。
 - 政策経費の試算に際しては、2040年度の発電電力量についても、便宜的に、2023年度の発電電力量と同じ数字を用いている。2040年度の発電電力量については、今後、新たに示される2040年度におけるエネルギー需給の見通しを踏まえ、適切に更新する。

予算関連政策経費の算定に用いる、各電源の発電電力量

電源	自然変動電源		水力	地熱	バイオマス	原子力	火力			コージェネ	燃料電池
	太陽光 ※1	風力 ※2	中小水力	地熱	バイオマス ※3	原子力	LNG 火力群 ※4	石炭 火力群 ※5	石油 火力	コージェネ	燃料電池
2023年度 発電電力量 (億kWh)	965	105	748	110※6	401	2,282	3,241	2,804	716	646	21

※1 太陽光（事業用）、太陽光（住宅用）、ペロブスカイト太陽電池を含む。

※2 陸上風力、洋上風力（着床）、洋上風力（浮体式）を含む。

※3 バイオマス（専焼）、バイオマス（混焼）を含む。

※4 LNG火力、水素混焼・専焼火力、CCS付LNG火力を含む。

※5 石炭火力、アンモニア混焼・専焼火力、CCS付石炭火力を含む。

※6 地熱については、予算関連政策経費の大部分が今後の開発拡大のためのものであり、他の電源との比較が難しいことから、現段階では2021年検証同様、2030年度の発電電力量の見通しを使用し、今後示される2040年度におけるエネルギー需給の見通しを踏まえて、改めて整理する。

統合コストの一部を考慮した発電コストについて①（発電コストの計算方法）

- 太陽光や風力といった安定した供給が難しい電源（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に電力システム全体で生じるコストも増加する（例：他の電源（天然ガス火力等）や蓄電池による調整によって生じる追加的コスト）。
- こうした費用は、モデルプラント方式の発電コストでは考慮されていないため、モデルプラント方式の発電コストにこうした費用の一部を考慮した電源別の発電コスト（「統合コストの一部を考慮した発電コスト」）について、本WGにおける議論を踏まえて**委員に試算を依頼し**、その結果を本WGで検証した。
- 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。これを、どう抑制していくのか、誰がどう負担するのかを議論する材料とすることが重要。

【計算方法】

- 既存の発電設備が稼働する中で、ある特定の電源を追加した際に電力システムに追加で生じるコストを計算している。具体的には、LNG火力など他の電源による調整、揚水や系統用蓄電池による蓄電・放電ロス、再エネの出力制御等に関するコストを加味しており、2040年時点に、ある電力システムが達成された状態から、さらに各電源を微小追加した場合に、電力システム全体に追加で生じるこうしたコストを、便宜的に、追加した電源の有効な発電量で割り戻し、kWh当たりのコストを算出した。
- 電源立地や系統制約を考慮する等、計算式や考え方は前回（2021年に実施）との継続性を確保の上、太陽光や風力といった自然変動電源の設備容量変化による電力システム全体に生じるコストの影響を把握するため、2040年の日本の電力システムとして、便宜上、自然変動電源の容量が4割程度・5割程度・6割程度、の3ケースを設定し、それぞれのコストを分析した。
- 各電源を電力システムに入れるための手法として、今回新たに、系統用蓄電池などの蓄電池やダイヤモンドリスポンス等も考慮した。

費用計上される項目

- 各電源を電力システムに入れる際に追加的に生じるコストとして、以下①～⑤を考慮した。

※各電源を電力システムに入れるための手法として、今回新たに、系統用蓄電池などの蓄電池やデマンドリスポンス等も一定程度考慮した。

統合コストの一部を考慮した発電コスト

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対策費用）
- ・政策経費

今回の試算にあたって考慮した要素

- ① 最大単価ではない火力発電の発電電力量の減少、系統安定化のための調整電源（火力等）の可変費変化（燃料種・運転効率・起動停止等）
- ② 需要を超えた分の発電量を揚水や蓄電池で蓄電・放電することによる充放電損失、再エネの出力抑制等による電力量損失による可変費変化
- ③ 追加した電源自身の設備利用率の変化によるLCOEからの固定費変化
- ④ デマンドリスポンスの効果
- ⑤ 電力需給の時間内変動と予測誤差を埋める調整力の提供

今回検証に十分に含まれない要素

- ・発電設備容量の維持にかかる費用
- ・地内送配電網の損失と運用容量
- ・基幹送電網につなぐ費用
- ・基幹送電網の整備費用

統合コストの一部を 考慮した発電コスト

目次

I. 総論

1. 概要

2. 考え方

II. 各論 (※諸元の設定は、精査中)

1. 再生可能エネルギー

2. 火力発電

3. 原子力発電

4. コージェネ・燃料電池

5. 統合コストの一部を考慮した発電コスト

太陽光（住宅用）発電コストの内訳①

太陽光（住宅用）発電コスト（2023年）

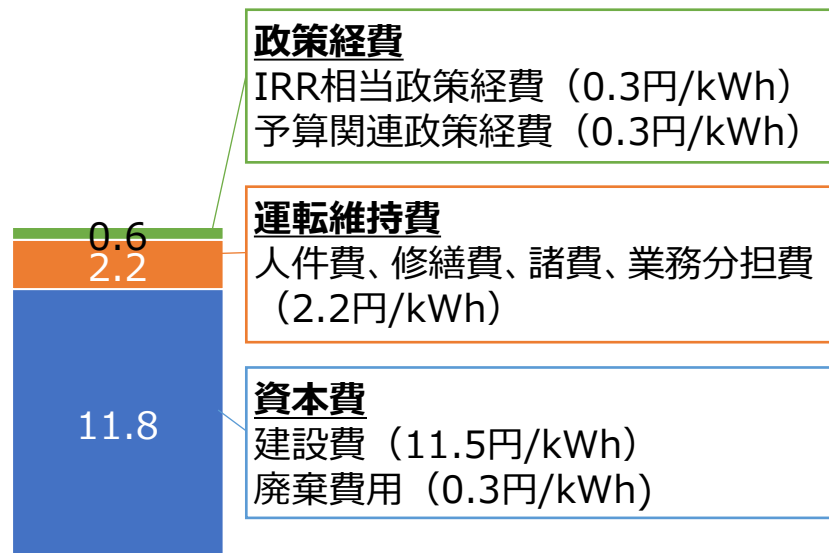
政策経費あり 14.5円/kWh

政策経費なし 14.0円/kWh

※モデルプラント想定値（2023年・2040年の基本ケース）

設備容量5kW、設備利用率15.8%、稼働年数25年

※IRR相当政策経費について、事業用太陽光の調達価格・基準価格におけるIRRの想定値は、2023年度は3.2%としており、2023年、2040年ともに同様の数字で計算。IRR相当政策経費は、自家消費率等に応じて変動しうるが、便宜上、全量売電を仮定して試算した。



太陽光（住宅用）発電コスト（2040年）

政策経費あり 7.8~10.7円/kWh

政策経費なし 7.6~10.4円/kWh

※幅が生じる要因については次ページ参照

（基本ケース）

政策経費あり 10.2円/kWh

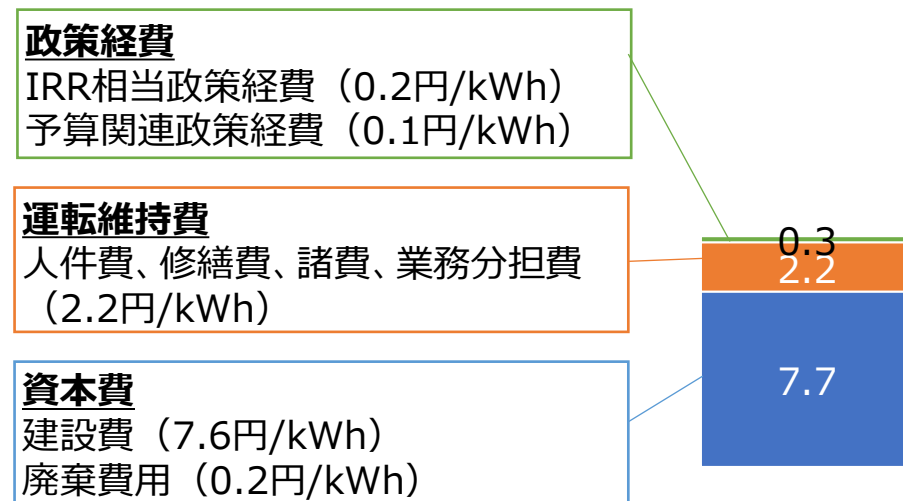
政策経費なし 9.9円/kWh

※2040年の基本ケースの前提（次ページ参照）

導入量見通し：IEA「公表政策シナリオ」

設備費の国際価格収斂：なし パネル劣化：なし

モジュール習熟率：23%



太陽光（住宅用）発電コストの内訳②

- **住宅用太陽光**については、これまでのコスト検証WGにおける議論を踏まえ、以下のパラメータを変更した場合の2040年の発電コストを**参考値**として試算した。
- ① **設備費**：太陽光パネル等のコストが、2040年までに世界水準に収斂しないケースを**基本**としつつ、参考として、収斂するケースについても示す。
- ② **設備費の将来コストを習熟曲線に用いて推計する際に用いる累積導入量の見通し**：IEA「World Energy Outlook 2024」におけるStated Policies Scenario（公表政策シナリオ）を**基本**としつつ、参考として、Announced Pledges Scenario（表明公約シナリオ）及びNet Zero Emissions by 2050 Scenario（ネット・ゼロ排出2050年実現シナリオ）のケースを示す。
- ③ **設備費の将来コスト推計に用いる習熟率**：長期的傾向を踏まえた「20%」（モジュール習熟率換算で23%）を**基本**としつつ、参考として直近の短期的傾向を踏まえたモジュール習熟率40%のケースを示す。
※基本ケースで想定されているモジュールの習熟率23%程度から、モジュール以外の設備費の習熟率を逆算すると15%程度。このため、参考ケースではモジュール以外の設備費の習熟率として15%を用いる。
- ④ **パネルの出力劣化**：考慮しないことを基本としつつ、参考として劣化率0.5%/年のケースを示す。

①設備費	収斂しないケース								収斂するケース															
	STEPS				APS				NZE				STEPS				APS				NZE			
②導入量見通し	23%		40%		23%		40%		23%		40%		23%		40%		23%		40%		23%		40%	
③モジュール習熟率	あり	なし	あり	なし	あり	なし	あり	なし	あり	なし	あり	なし	あり	なし	あり	なし	あり	なし	あり	なし	あり	なし	あり	なし
④パネルの出力劣化	あり	なし	あり	なし	あり	なし	あり	なし	あり	なし	あり	なし	あり	なし	あり	なし	あり	なし	あり	なし	あり	なし	あり	なし
発電コスト (政策経費あり)	10.7	10.2	9.3	8.8	10.4	9.9	9.1	8.6	10.3	9.8	8.9	8.5	9.7	9.2	8.5	8.1	9.5	9.0	8.3	7.9	9.4	8.9	8.2	7.8
発電コスト (政策経費なし)	10.4	9.9	9.0	8.6	10.2	9.6	8.8	8.4	10.0	9.5	8.7	8.2	9.4	9.0	8.3	7.9	9.2	8.7	8.1	7.7	9.1	8.7	8.0	7.6

基本ケース

太陽光（事業用）発電コストの内訳①

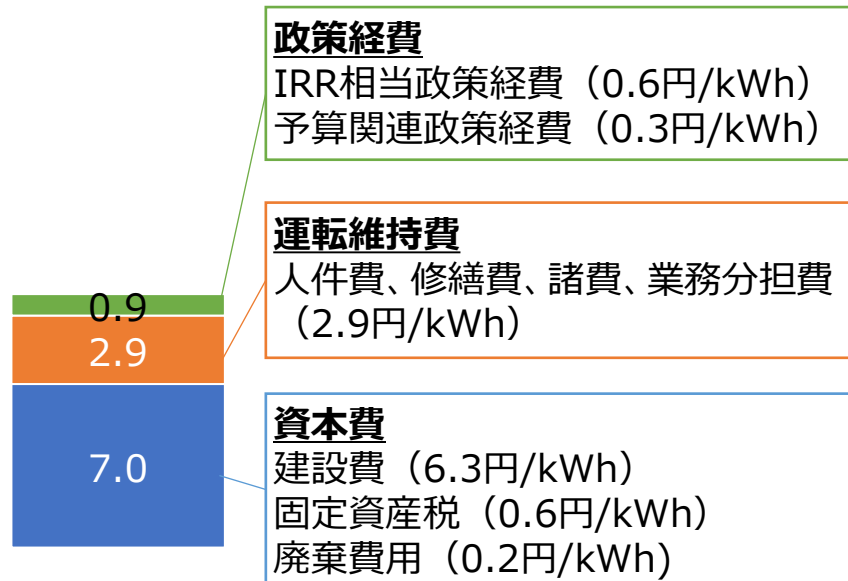
太陽光（事業用）発電コスト（2023年）

政策経費あり 10.9円/kWh

政策経費なし 10.0円/kWh

※モデルプラント想定値（2023年・2040年の基本ケース）
設備容量250kW、設備利用率18.3%、稼働年数25年

※IRR相当政策経費について、事業用太陽光の調達価格・基準価格におけるIRRの想定値は、2023年度は4.0%としており、2023年、2040年ともに同様の数字で計算。



太陽光（事業用）発電コスト（2040年）

政策経費あり 7.0~8.9円/kWh

政策経費なし 6.6~8.4円/kWh

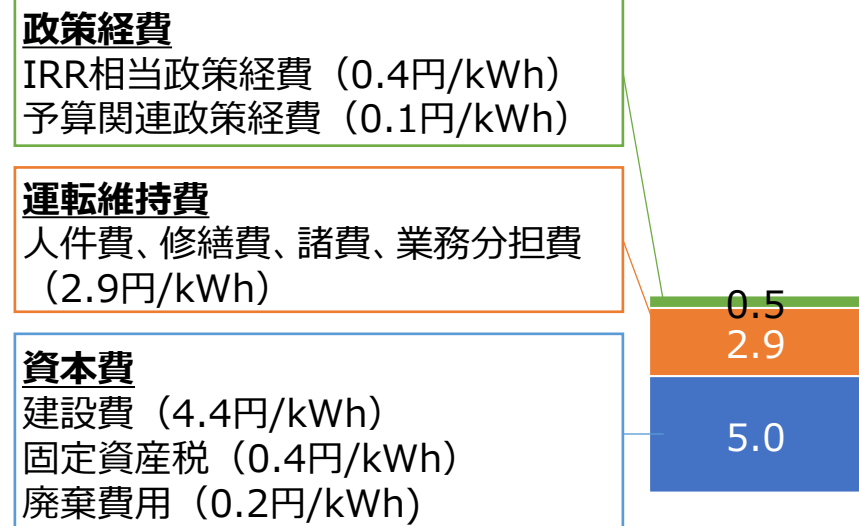
※幅が生じる要因については次ページ参照

（基本ケース）

政策経費あり 8.5円/kWh

政策経費なし 7.9円/kWh

※2040年の基本ケースの前提（次ページ参照）
導入量見通し：IEA「公表政策シナリオ」
設備費の国際価格収斂：なし パネル劣化：なし
モジュール習熟率23%



太陽光（事業用）発電コスト（2040年）の内訳②

- **事業用太陽光**については、これまでのコスト検証WGにおける議論を踏まえ、以下のパラメータを変更した場合の2040年の発電コストを**参考値**として試算した。
 - ① **設備費**：太陽光パネル等のコストが、2040年までに世界水準に収斂しないケースを**基本**としつつ、参考として、収斂するケースについても示す。
 - ② **設備費の将来コストを習熟曲線に用いて推計する際に用いる累積導入量の見通し**：IEA「World Energy Outlook 2024」におけるStated Policies Scenario（公表政策シナリオ）を**基本**としつつ、参考としてAnnounced Pledges Scenario（表明公約シナリオ）及びNet Zero Emissions by 2050 Scenario（ネット・ゼロ排出2050年実現シナリオ）のケースを示す。
 - ③ **設備費の将来コスト推計に用いる習熟率**：長期的傾向を踏まえた「20%」（モジュール習熟率換算で23%）を**基本**としつつ、参考として直近の短期的傾向を踏まえたモジュール習熟率40%のケースを示す。
※基本ケースで想定されているモジュールの習熟率23%程度から、モジュール以外の設備費の習熟率を逆算すると17%程度。このため、参考ケースではモジュール以外の設備費の習熟率として17%を用いる。
 - ④ **パネルの出力劣化**：考慮しないことを基本としつつ、参考として劣化率0.5%/年のケースを示す。

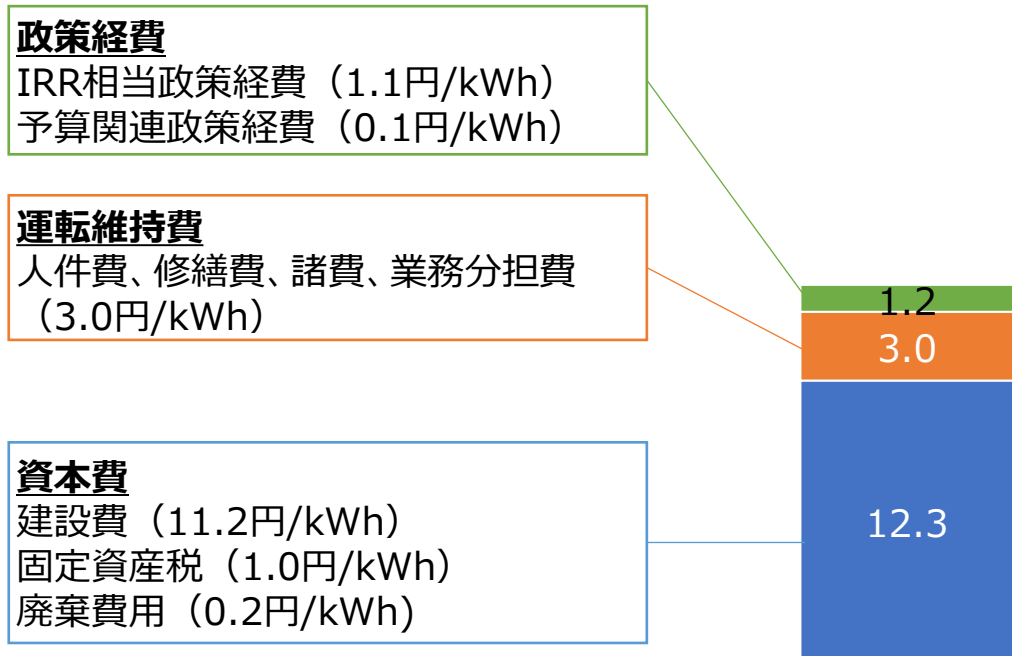
①設備費	収斂しないケース												収斂するケース											
	STEPS				APS				NZE				STEPS				APS				NZE			
②導入量見通し	23%		40%		23%		40%		23%		40%		23%		40%		23%		40%		23%		40%	
③モジュール習熟率	あり	なし	あり	なし	あり	なし	あり	なし	あり	なし	あり	なし	あり	なし	あり	なし	あり	なし	あり	なし	あり	なし	あり	なし
④パネルの出力劣化	あり	なし	あり	なし	あり	なし	あり	なし	あり	なし	あり	なし	あり	なし	あり	なし	あり	なし	あり	なし	あり	なし	あり	なし
発電コスト （政策経費あり）	8.9	8.5	8.3	7.9	8.8	8.3	8.1	7.7	8.7	8.3	8.1	7.7	7.8	7.4	7.4	7.1	7.7	7.3	7.4	7.0	7.6	7.3	7.3	7.0
発電コスト （政策経費なし）	8.4	7.9	7.8	7.4	8.2	7.8	7.7	7.3	8.1	7.7	7.6	7.2	7.3	7.0	7.0	6.6	7.2	6.9	7.0	6.6	7.2	6.8	6.9	6.6

基本ケース

(参考) ペロブスカイト太陽電池 発電コストの内訳

ペロブスカイト太陽電池 発電コスト (2040年)
政策経費あり 16.5円/kWh
政策経費なし 15.3円/kWh

※モデルプラント想定値 (基本ケース)
設備容量250kW
設備利用率14%
稼働年数20年



※FIT/FIP制度においては、次世代型太陽電池を念頭においた新たな発電設備区分の創設について検討が進められているが、あくまで検討中の段階であり、当該区分のIRRは設定されていないため、便宜上、IRR相当政策経費については、FIT/FIP制度における事業用太陽光のIRR水準である4%で計算した。

陸上風力 発電コストの内訳①

陸上風力 発電コスト (2023年)

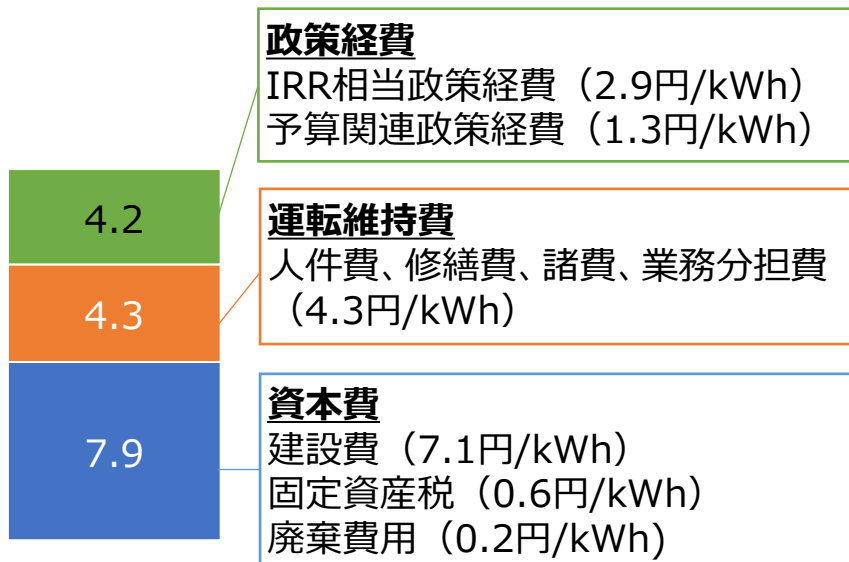
政策経費あり 16.3円/kWh

政策経費なし 12.1円/kWh

※モデルプラント想定値 (2023年・2040年の基本ケース)

設備容量3万kW、設備利用率29.6%、稼働年数25年

※IRR相当政策経費について、陸上風力の調達価格・基準価格におけるIRRの想定値は、2023年度は7.0%としており、2023年、2040年ともに同様の数字で計算。



陸上風力 発電コスト (2040年)

政策経費あり 13.5~15.3円/kWh

政策経費なし 10.1~11.6円/kWh

※幅が生じる要因については次ページ参照

(基本ケース)

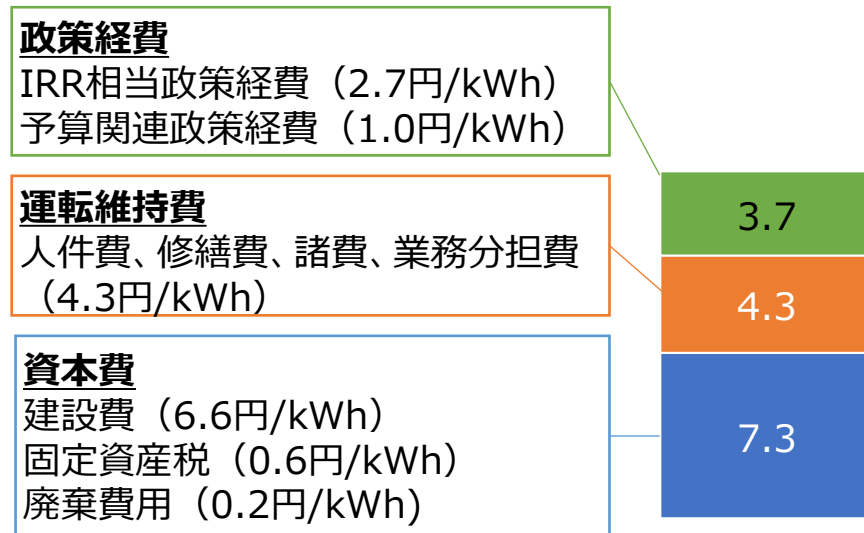
政策経費あり 15.3円/kWh

政策経費なし 11.6円/kWh

※2040年の基本ケースの前提 (次ページ参照)

建設費の低減率: IEA「公表政策シナリオ」

設備利用率・運転維持費: 2023年のモデルプラントと同一



陸上風力 発電コストの内訳②

- 陸上風力については、これまでのコスト検証WGにおける議論を踏まえ、運転維持費及び設備利用率が将来（2040年）のモデルプラントにおいても足下（2023年）のモデルプラントと同じであることを基本としつつ、参考値として、それぞれが後掲のIEA「World Energy Outlook」(2024)の予測どおりに変化するケースを示すこととした。

①建設費の低減率	小さい (STEPS)				大きい (NZE)			
	なし		あり (STEPS)		なし		あり (NZE)	
②運転維持費の低減	なし		あり (STEPS)		なし		あり (NZE)	
③設備利用率の向上	なし	あり (STEPS)	なし	あり (STEPS)	なし	あり (NZE)	なし	あり (NZE)
発電コスト (政策経費あり)	15.3	14.1	15.0	13.9	15.0	13.7	14.7	13.5
発電コスト (政策経費なし)	11.6	10.7	11.3	10.5	11.4	10.3	11.1	10.1

基本ケース

着床式洋上風力 発電コストの内訳

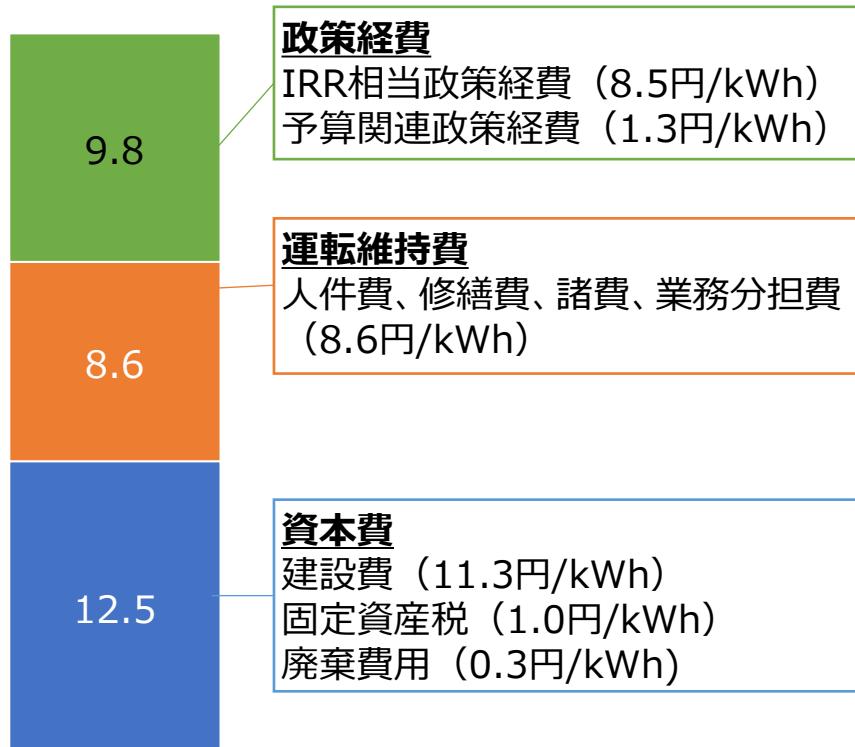
着床式洋上風力 発電コスト (2023年)

政策経費あり 30.9円/kWh

政策経費なし 21.1円/kWh

※モデルプラント想定値 (2023年・2040年の基本ケース)
設備容量35万kW、設備利用率30%、稼働年数25年

※IRR相当政策経費について、洋上風力の調達価格・基準価格におけるIRRの想定値は、2023年度は10.0%としており、2023年、2040年ともに同様の数字で計算。



着床式洋上風力 発電コスト (2040年)

政策経費あり 14.4~15.1円/kWh

政策経費なし 9.5~10.1円/kWh

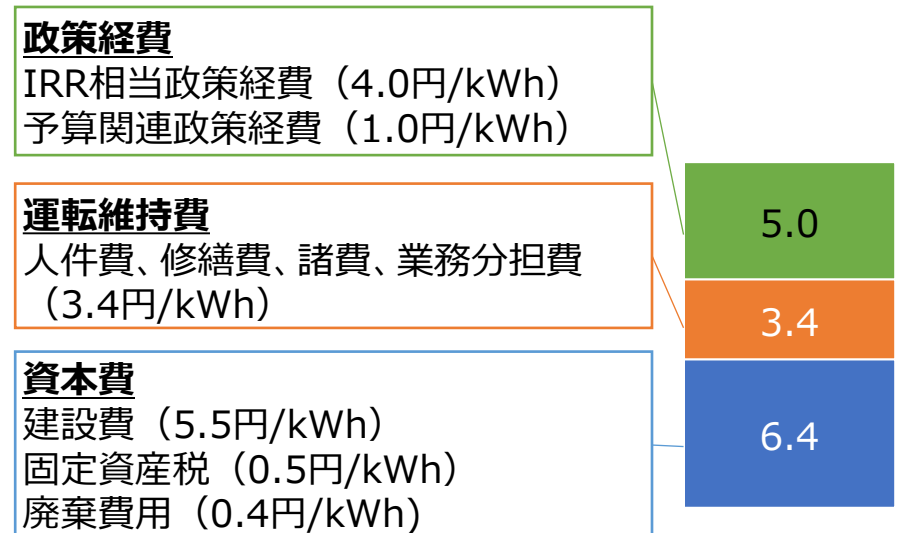
※幅が生じる要因については次ページ参照

(基本ケース)

政策経費あり 14.8円/kWh

政策経費なし 9.8円/kWh

※2040年の基本ケースの前提 (次ページ参照)
建設費・運転維持費の低減率、設備利用率の増加率
: IEA「公表政策シナリオ」



着床式洋上風力 発電コストの内訳②

- 着床式洋上風力については、これまでのコスト検証WGにおける議論を踏まえ、運転維持費が後掲のIEA「World Energy Outlook」(2024)の予測どおりに低減する場合を基本の想定としつつ、参考値として、運転維持費が2030年頃から横ばいで推移すると想定し、将来のモデルプラントの想定値が、第3ラウンド公募（2030年頃の運転開始を想定）の数値（1.32万円/kW/年）となる場合も示すこととした。

①建設費の低減	小さい (STEPS)		大きい (NZE)	
	あり (STEPS)	2030年横ばい	あり (NZE)	2030年横ばい
②運転維持費の低減				
発電コスト (政策経費あり)	14.8	15.1	14.4	14.8
発電コスト (政策経費なし)	9.8	10.1	9.5	9.9

基本ケース

(参考) 浮体式洋上風力 発電コストの内訳

浮体式洋上風力 発電コスト (2040年)

政策経費あり 22.5円/kWh

政策経費なし 14.9円/kWh

※モデルプラント想定値 (基本ケース)

設備容量100万kW

設備利用率42.2%

稼働年数25年

政策経費

IRR相当政策経費 (6.6円/kWh)

予算関連政策経費 (1.0円/kWh)

運転維持費

人件費、修繕費、諸費、業務分担費
(4.9円/kWh)

資本費

建設費 (8.9円/kWh)

固定資産税 (0.8円/kWh)

廃棄費用 (0.4円/kWh)



※IRR相当政策経費について、洋上風力の調達価格・基準価格におけるIRRの想定値は、2023年度は10.0%としており、2023年、2040年ともに同様の数字で計算。

中水力 発電コストの内訳

中水力 発電コスト (2023年)
 政策経費あり 13.0円/kWh
 政策経費なし 10.3円/kWh

中水力 発電コスト (2040年)
 政策経費あり 13.0円/kWh
 政策経費なし 10.3円/kWh

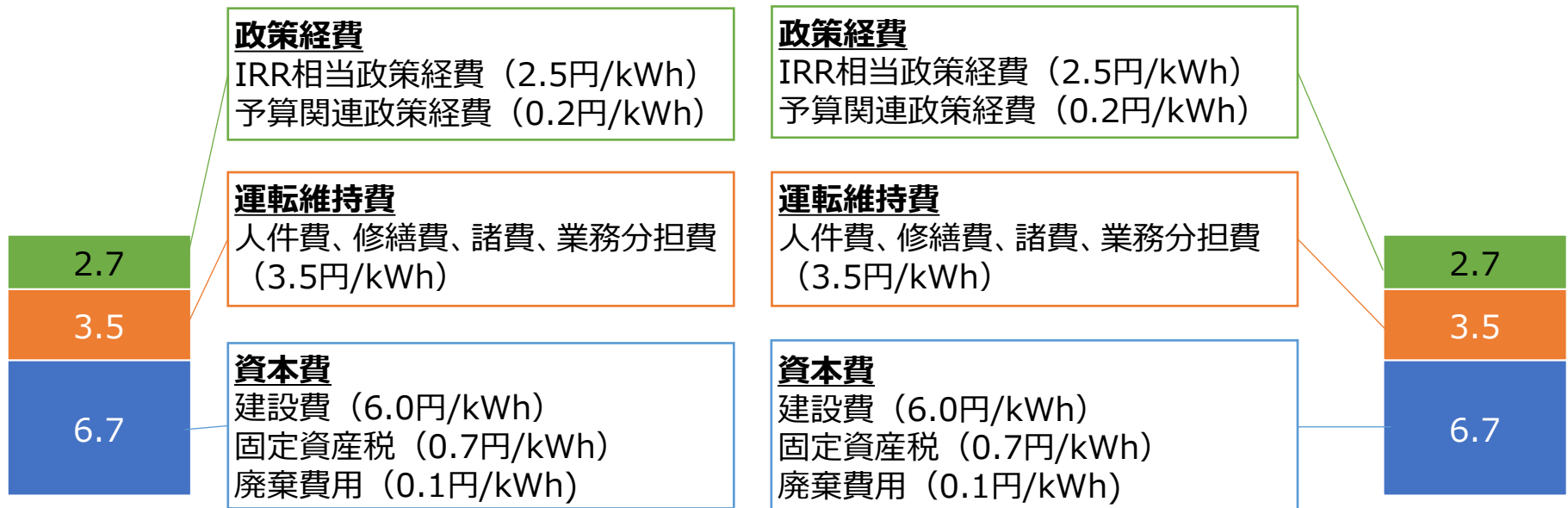
※モデルプラント想定値 (2023年・2040年の基本ケース)

設備容量5,000kW

設備利用率54.7% (所内率0.4%を考慮)

稼働年数40年

※IRR相当政策経費について、中水力の調達価格・基準価格におけるIRRの想定値は、2023年度は7.0%としており、2023年、2040年ともに同様の数字で計算。



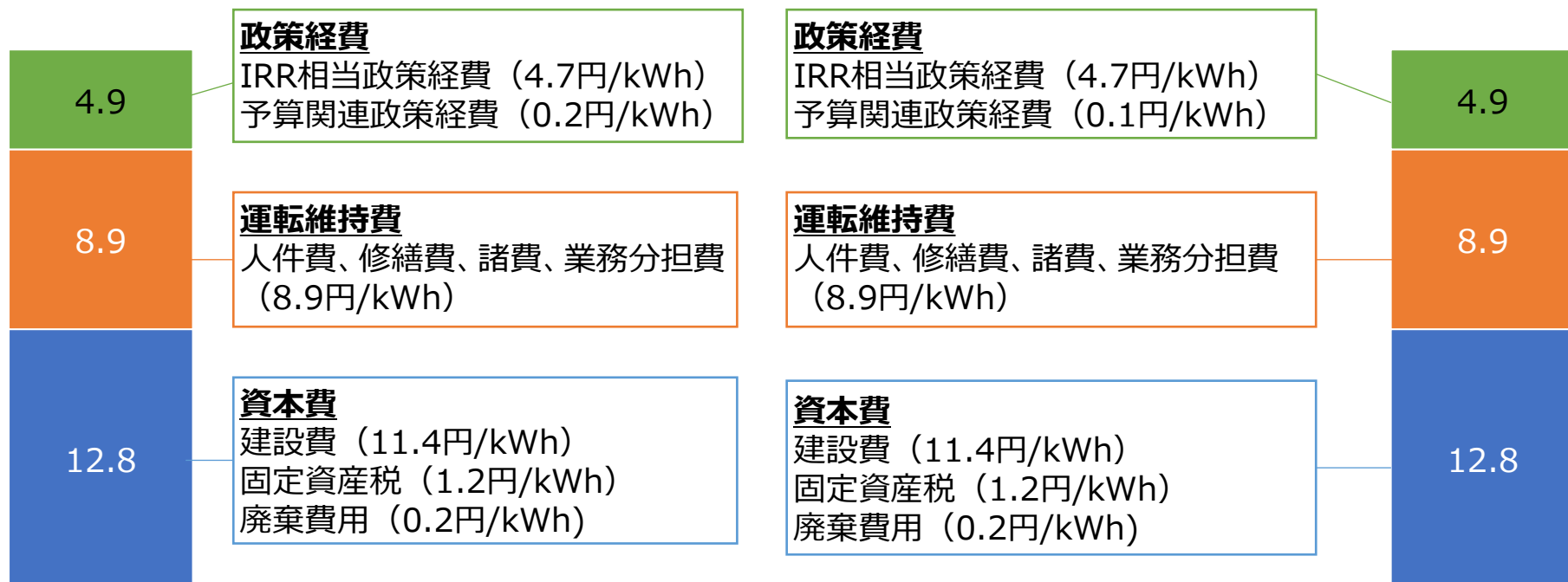
小水力 発電コストの内訳

小水力 発電コスト (2023年)
 政策経費あり 26.6円/kWh
 政策経費なし 21.7円/kWh

小水力 発電コスト (2040年)
 政策経費あり 26.6円/kWh
 政策経費なし 21.7円/kWh

※モデルプラント想定値 (2023年・2040年の基本ケース)
 設備容量200kW
 設備利用率54.4%
 稼働年数40年

※IRR相当政策経費について、小水力の調達価格・基準価格におけるIRRの想定値は、2023年度は7.0%としており、2023年、2040年ともに同様の数字で計算。



地熱 発電コストの内訳

地熱 発電コスト (2023年)

16.8円/kWh

10.9円/kWh

※モデルプラント想定値 (2023年・2040年の基本ケース)

設備容量3万kW

設備利用率83%

所内率11%

稼働年数40年

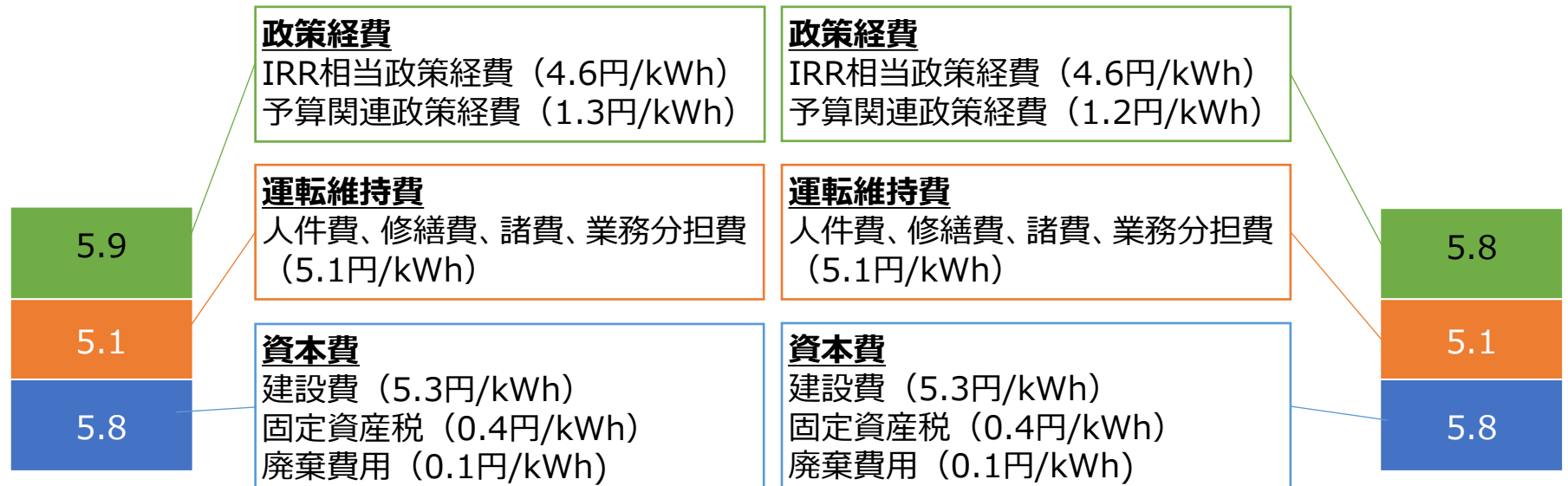
地熱 発電コスト (2040年)

16.7円/kWh

10.9円/kWh

※IRR相当政策経費について、地熱の調達価格・基準価格におけるIRRの想定値は、2023年度は13.0%としており、2023年、2040年ともに同様の数字で計算。

※地熱の予算関連政策経費は、その大部分が今後の開発拡大のためのものであり、他の電源との比較が難しいことから、現時点では2021年検証同様、2023年電源には2030年度の発電電力量の見通しを使用し、2040年電源については、今後示される2040年度におけるエネルギー需給の見通しを踏まえて、改めて整理する。



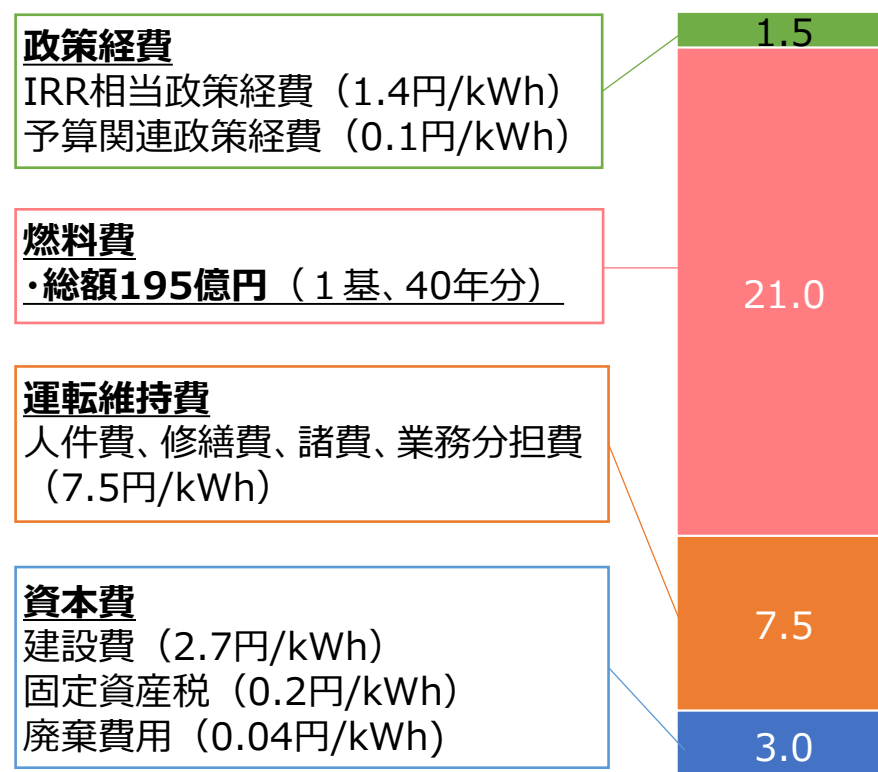
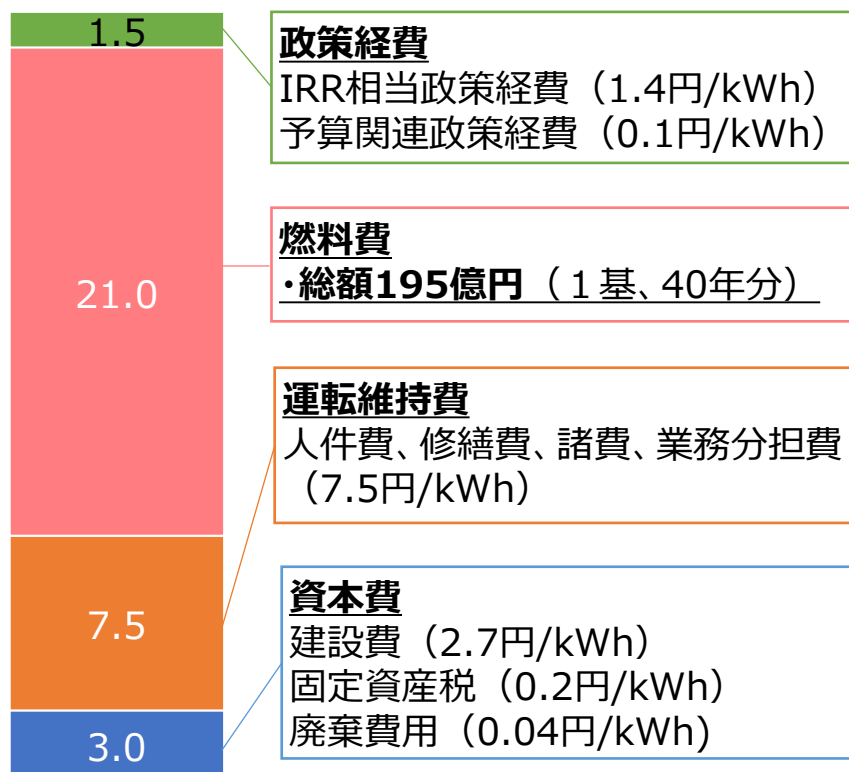
バイオマス（木質専焼） 発電コストの内訳

バイオマス（木質専焼） 発電コスト（2023年）
 政策経費あり 32.9円/kWh
 政策経費なし 31.4円/kWh

バイオマス（木質専焼） 発電コスト（2040年）
 政策経費あり 32.9円/kWh
 政策経費なし 31.4円/kWh

※モデルプラント想定（2023年・2040年の基本ケース）
 設備容量6,300 kW、設備利用率87%（稼働日も考慮）
 所内率16%、稼働年数40年
 燃料年間使用量66,316万トン

※IRR相当政策経費について、バイオマスの調達価格・基準価格における
 IRRの想定値は、2023年度は8.0%としており、2023年、2040年ともに
 同様の数字で計算。



・諸元の総額をモデルプラント1基40年あたりの総発電
 電力量約9億kWhで割って単価を算出

足下（2023年）のモデルプラントの発電コストの考え方

【足下（2023年）のモデルプラントの発電コストの考え方】

- 前回（2021年）の発電コスト検証においては、2020年モデルプラントの諸元について、①調達価格等算定委員会において各電源区分等の**2020年度の調達価格を算定するに当たり設定された想定値**だけでなく、②再エネ特措法施行規則に基づく**定期報告等で得られた実際の発電所のデータ**を用いた。
- モデルプラントは日本で実際に建設された発電所等のデータから算出した「標準的な発電所」であり、その発電コストは、調達価格や再エネ特措法に基づく価格目標とは性格が異なるものである点を踏まえ、**今回（2024年）の発電コスト検証**においても、引き続き**再エネ特措法の定期報告等で得られた実際の発電所のデータを使用しつつ、データが少ないなど事情がある場合には調達価格等を算定するに当たり設定された想定値**を用いることとした。

（参考）調達価格等算定委員会における調達価格等の算定について

- FIT/FIP制度における調達価格・基準価格は、「再エネ電気の供給が**効率的に実施される場合に通常要すると認められる費用等を基礎**として、**価格目標や適正な利潤その他の事情を勘案**して定める（再エネ特措法第2条の3第2項、第3条第5項）」こととされており、国民負担で支えられていることも踏まえ、コストダウンを含む中長期的な自立化の必要性を踏まえて設定されている。
- FIT/FIP制度の適用を受ける事業については、法令に基づき、**発電設備の設置及び運転に要した費用**の報告（以下、「定期報告」という。）が義務付けられている。調達価格等算定委員会では、定期報告等により**収集されたコストデータの分析を踏まえ、資本費や運転維持費などの想定値設定**をして調達価格・基準価格を算定している。
- なお、**入札により調達価格を決定する区分**では、落札価格が調達価格になる。この場合、調達価格におけるIRR等の諸元を把握することは困難となる。このため、こうした区分については、**同電源種の非入札の調達価格又は上限価格の設定にあたり想定した諸元を活用**する。

将来（2040年）のモデルプラントの発電コストの考え方

【将来（2040年）のモデルプラントの発電コストの考え方】

- **太陽光・風力**については、2021年検証時と同様、技術革新や量産効果により**将来の価格低下等が見込まれる諸元については、その効果を加味**した数値を採用した。但し、価格低下の見込みが少ない諸元については足下のモデルプラントと同じ諸元を用いて、将来のモデルプラントの諸元を設定することとした。（詳細後述）
- **中小水力・地熱・バイオマス専焼**については、FIT制度やFIP制度により国民負担で支えられている観点からは、コストダウンを含む中長期的な自立化が必要である一方で、現時点では、技術環境変化や量産効果等によるコスト低減が見られておらず、適地が限定的等によりコストが高止まりする可能性もあることなどを勘案し、2021年検証時と同様、**足下のモデルプラントと同じ諸元を用いて、将来のモデルプラントの諸元を設定**することとした。（詳細後述）

モデルプラントの諸元と調達価格等の想定値との関係について

【本WGの諸元について】

- 足下のモデルプラントの発電コスト検証にあたり、調達価格・基準価格の算定にあたり設定された想定値を用いる場合、調達価格等算定委員会における想定値では、今回検証の諸元と異なり、①接続費用（資本費の一部）、②法人事業税（租税の一部）、③適正な利潤が考慮されているため、そうした点に留意して今回検証の諸元を設定することとした。
- また、④稼働年数は、調達価格等算定委員会における調達価格・基準価格の想定値は、実際の稼働年数よりも短い年数（調達期間・交付期間）で政策的に設定している区分等もある点に留意し、調達期間・交付期間とは異なる年数とすることとした。具体的には、再生可能エネルギーについては、前回（2021年）の検証結果や実際の稼働年数を踏まえて、諸元を設定することとした。

IRR相当政策経費の計算について

- 2021年検証と同様、FIT/FIP制度の価格で優遇された利潤は、下記のとおり政策経費の一部として扱うこととした。

【発電コストにIRR相当政策経費を考慮する際の費用項目】

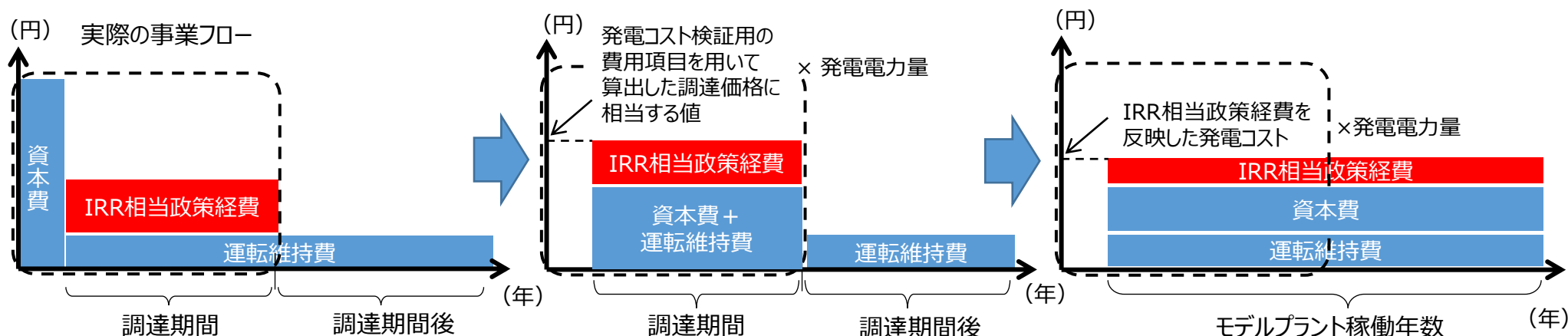
- 発電コストにIRR相当政策経費を考慮する際の費用項目は、2021年検証と同様、今般の発電コストの検証に用いた値（実際の調達価格・基準価格の想定値とは異なる）を使用することとした（各費用項目・諸元は後述）。

【調達期間・交付期間と稼働年数の差異の扱い】

- 調達価格等算定委員会における価格の想定値では、実際の稼働年数よりも短い年数（調達期間・交付期間）を政策的に設定している区分等もあるため、モデルプラントの稼働年数が調達期間・交付期間よりも長い場合は、IRR相当政策経費を稼働年数で均して算出することとした。

【調達期間と稼働年数が異なる場合のIRR相当政策経費の算出イメージ】

モデルプラントの稼働年数が調達期間・交付期間よりも長い場合は、IRR相当政策経費を稼働年数で均して算出する。



※ 前述のとおり、入札により調達価格を決定する区分では、落札価格が調達価格になる。この場合、調達価格におけるIRR等の諸元を把握することは困難となるほか、PPA契約による収益をもとに、発電コストより低い価格での入札が行われる場合もある。このため、こうした区分については、同電源種の非入札の調達価格又は上限価格の設定にあたり想定した諸元を活用することとした。

※ なお、FIT/FIP制度は、再エネのコスト競争力が十分ではない過渡期において導入拡大を図る制度であるものの、何年までFIT/FIP制度が継続するかについては現時点で未確定のため、将来（2040年）の政策経費においては、IRR相当政策経費を計上することとした。

【太陽光】モデルプラントの考え方

【モデルプラントの規模】

（住宅用）

- これまでに設置された全てのFIT案件の中央値(4.8kW)・平均値(5.2kW)の水準を踏まえて、2021年検証時と同様、**5kW**とした。

（事業用）

- **10kW以上50kW未満（＝低圧）**は、地域トラブルや意図的な小規模分割による安全規制適用逃れなどの発生を受け、FIT/FIP制度の適用を受けるに際しては、一定の自家消費や災害時の自立運転を求める「地域活用要件」を遵守する必要があるため、役割やコスト構造等の観点で、事業用太陽光の**50kW以上と比べて特異**な状況にある。従って、10kW以上50kW未満については、事業用太陽光としての電源技術を適切に反映した試算結果とはならないことから、モデルプラントとしては設定しないこととした。その上で、FIT認定・導入実績としては最も多いことを踏まえ、参考としてデータを提示することとした。
- 上記を踏まえて、事業用太陽光のコスト検証としては、2021年検証時と同様、50kW以上に着目することとした。50kW以上におけるFIT認定設備に着目すると、認定件数は**50-250kWの区分が最頻値（件数は全体の29%）**、**250-500kWの区分が次点（件数は全体の28%）**となっていることから、2021年検証時と同様、**両区分の閾値である250kWを採用**した。
- その上で、後述のとおり、250kWのモデルプラントの規模の諸元としては、50kW以上の太陽光の実績をもとに作成することで、**250kWに限らず、50kW以上の太陽光について広く該当**するよう、モデルプラントのコスト検証を進めることとした。

【稼働年数】（住宅用・事業用（共通））

- 2021年検証では、**20年、25年、30年の3ケースを想定**していた。
- 他方、国内市場シェア上位メーカーのパネル保証期間は25年が多く、なかには30年のものも出てきているため、**調達価格等算定委員会において、事業用太陽光の運転年数の想定が20年から25年に変更**されていることを踏まえ、2024年検証では**事業用太陽光については25年、30年の2ケースを想定し、住宅用太陽光については2021年検証と同じ年数を想定**することとした。

【太陽光】足下（2023年）の発電コストの考え方

【足元（2023年）のモデルプラントの発電コストの考え方】（住宅用・事業用（共通））

- モデルプラントの性質を踏まえれば、足下のモデルプラントの諸元としては、実際のコストデータを参照した方が適切であると考えられることから、2021年検証時と同様、モデルプラントの規模を踏まえた定期報告の中央値を参照することとした。
- ただし、定期報告によるデータが不十分なものについては、調達価格等算定委員会において設定された想定値を用いることとした。

【太陽光】足下（2023年）の発電コストの考え方（続き）

＜住宅用太陽光：足下（2023年）コストの諸元＞

項目		値	参照データの考え方
建設費	合計	27.8万円/kW	2023年に設置されたFIT案件の定期報告（2023年8月30日までに報告された新築・既築のデータを対象）について分析。 ・「合計」は、定期報告の「設備費」・「工事費」・「その他資本費・値引き」を合計した値の中央値。 ・「設備費」は、定期報告の「設備費」の中央値。 また、工事費等は、上記により算出した「合計」から「設備費」を除外した値。
	設備費	19.9万円/kW	
	工事費等	7.9万円/kW	
運転維持費		0.30万円/kW/年	2023年度調達価格における想定値
設備利用率		15.8%	10kW未満の2022年に設置されたFIT案件中央値（データ取得期間：2022年6月～2023年5月）

＜太陽光（事業用）：足下（2023年）コストの諸元＞

項目		値	参照データの考え方
建設費	合計	17.6万円/kW	50kW以上の2023年に設置されたFIT/FIP案件の定期報告（2023年8月30日までに報告されたデータを対象）について分析。 ・「合計」は、定期報告の「設備費」・「工事費」・「設計費」・「その他資本費・値引き」・「土地造成費」を合計した値の中央値。 ・「設備費」は、定期報告の「設備費」の中央値。 また、工事費等は、上記により算出した「合計」から「設備費」を除外した値。
	設備費	10.8万円/kW	
	工事費等	6.8万円/kW	
運転維持費		0.47万円/kW/年	50kW以上のこれまでに設置されたすべてのFIT/FIP案件の中央値（2023年8月30日までに報告された定期報告データを対象に分析）
設備利用率		18.3%	50kW以上の2022年に設置されたFIT/FIP案件中央値（データ取得期間：2022年6月～2023年5月）

（参考値）＜太陽光（10kW以上50kW未満）＞

項目		値	参照データの考え方
建設費	合計	23.8万円/kW	10kW以上50kW未満の2023年に設置されたFIT/FIP案件の定期報告（2023年8月30日までに報告されたデータを対象）について分析。 ・「合計」は、定期報告の「設備費」・「工事費」・「設計費」・「その他資本費・値引き」・「土地造成費」を合計した値の中央値。 ・「設備費」は、定期報告の「設備費」の中央値。 また、工事費等は、上記により算出した「合計」から「設備費」を除外した値。
	設備費	16.5万円/kW	
	工事費等	7.4万円/kW	
運転維持費		0.40万円/kW/年	10kW以上50kW未満のこれまでに設置されたすべてのFIT/FIP案件の中央値（2023年8月30日までに報告された定期報告データを対象に分析）
設備利用率		22.1%	10kW以上50kW未満の2022年に設置されたFIT/FIP案件中央値（データ取得期間：2022年6月～2023年5月）

【太陽光】将来の発電コストの考え方①（設備費①）

【建設費のうち設備費】（住宅用・事業用（共通））

- 2021年検証と同様に、世界での累積導入量の見通しに沿ってコストが低下するものと想定した習熟曲線※を用いて試算することとした。

※ 産業製品の価格は、累積生産量が倍増するごとに、ある比率（進捗率）に従って低下するという推計手法。ここでは、2021年検証と同様に、累積生産量が倍増するごとに、設備費が20%低下すると想定する（詳細後述）。

- なお、習熟曲線で用いる累積導入量の見通しは、IEAのStated Policy Scenario（公表政策シナリオ）を基本としつつ、参考として、IEAのAnnounced Pledges Scenario（表明公約シナリオ）及びNet Zero Emissions by 2050 Scenario（ネット・ゼロ排出2050年実現シナリオ）のケースも示すこととした。
- また、国内外でのコストについて、FIT制度やFIP制度により国民負担で支えられている観点からは、コストダウンを含む中長期的な自立化が必要であるが、現状においても内外価格差が依然として存在することを踏まえると、①一定の内外価格差が存在するケース（国際水準に収斂しないケース）をベースとしつつ、参考として②内外価格差がなくなるケース（国際水準に収斂するケース）についても示すこととした。

<習熟曲線で用いる累積導入量の見通し>

シナリオ	概要	2023年	2040年
IEA : Stated Policies Scenario	各国における公表済みの政策を加味したシナリオ	1,610GW	12,333GW
IEA : Announced Pledges Scenario	各国政府が表明した長期的なネット・ゼロやエネルギー・アクセスの目標を含むすべての意欲的な目標が、予定通りかつ完全に達成されることを想定したシナリオ	1,610GW	14,801GW
IEA : Net Zero Emissions by 2050 Scenario	地球の平均気温上昇を1.5℃に抑えるとともに、2030年までに誰もが近代的なエネルギーを利用できるようになることを想定したシナリオ	1,610GW	16,455GW

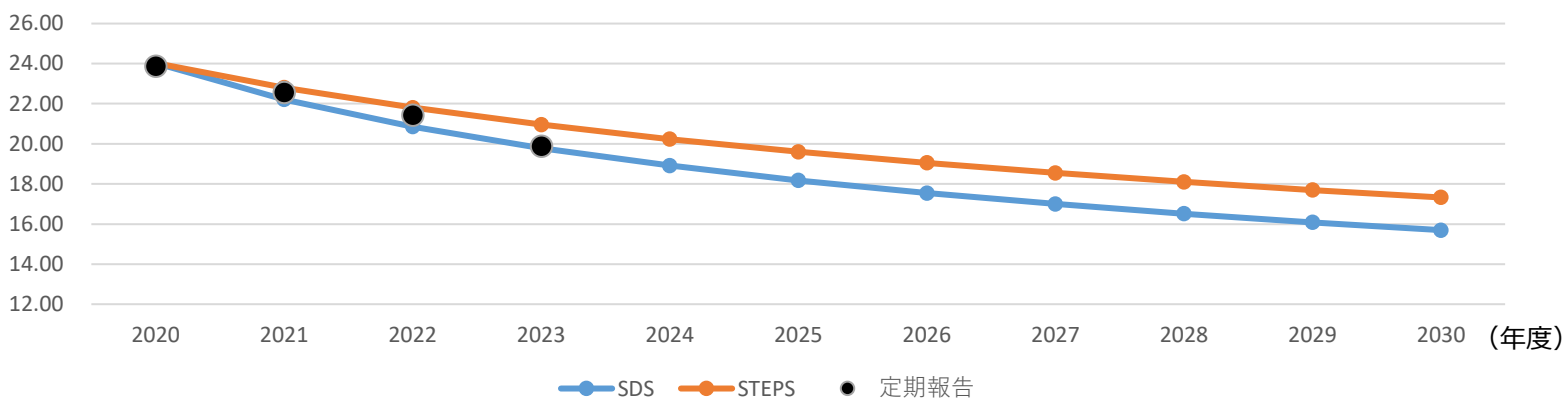
（出典）IEA「World Energy Outlook(WEO) 2024」P299.P305,P311。※「概要」は左記の出典をもとに資源エネルギー庁にて作成

(参考) 太陽光の建設費のうち設備費：2021年検証当時の見通しと実績

- 2021年検証において、建設費のうち設備費は、累積導入量の増加に伴いコストが低下するものとの見通しに基づき、習熟曲線を用いて試算を行った。
- 上記試算結果に重ねて、定期報告によって得られた実績をプロットすると、以下のとおり。

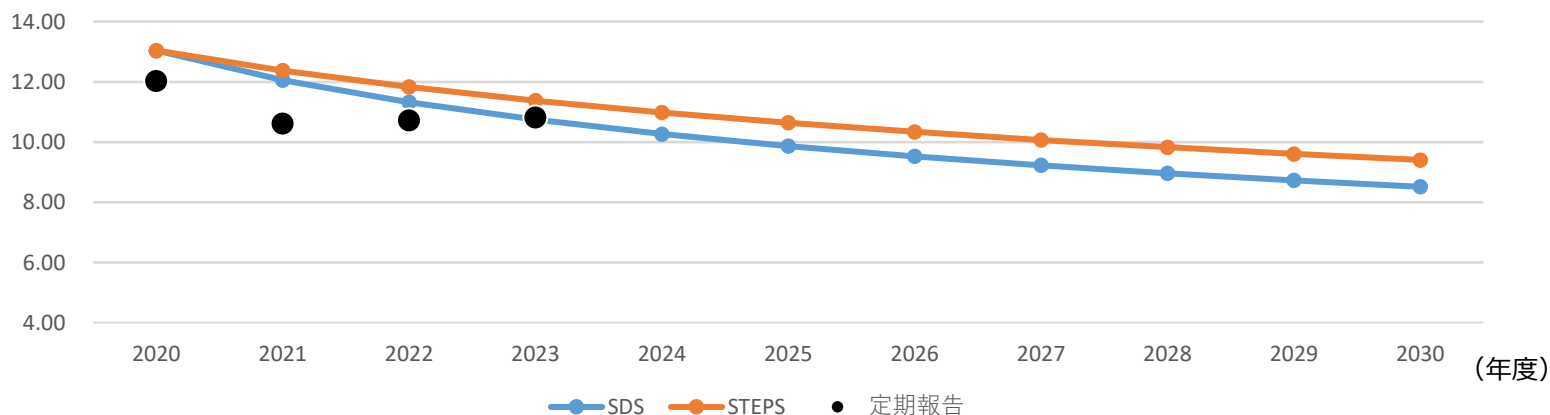
(万円/kW)

< 21年コスト検証WGにおける設備費予測と実績の比較【住宅用】 >



(万円/kW)

< 21年コスト検証WGにおける設備費予測と実績の比較【事業用】 >



※グラフのSDS及びSTEPSの値は、IEA「World Energy Outlook 2020」(WEO2020)より。

※図中に掲げる実績は、住宅用は新築・既築両方の実績(中央値)、事業用は50kW以上の実績(中央値)である(2023年8月30日までに報告されたデータを対象)。

【太陽光】将来の発電コストの考え方②（設備費②）

【累積生産量が倍増したときの設備費の低減率に関する補足説明】

- 累積生産量が倍増したときの設備費の低減率について、前回（2021年）検証では20%を想定していた。
- 設備費は、パネル、パワコン、架台、その他機器にかかる費用から構成される。
- このうち、**パネルの費用（モジュールの費用）**については、国際機関の分析によれば、1992年から2023年までに導入された**太陽光モジュールの平均コストは累積生産量が倍増することに約23%低下**してきている。

（出典） IEA・PVPS「Trends In Photovoltaic Applications 2024」p78

※短期的にはより高い又は低い低減率となる期間もあるが、2040年までの約20年という時間軸、標準的な発電所というモデルプラントの考え方、将来予測の不確実性等を踏まえ、1992年からの中長期的なトレンドを考慮することとする。

- 一方で、パネル以外の設備費（パワコン、架台、その他機器にかかる費用）の習熟率については、既往研究が確認できていない。そこで、定期報告データから2018年→2023年におけるコスト低減率を確認すると、**パネルは36%減（9.0万円/kW→5.8万円/kW）**に対し、**パネル以外の設備費は33%減（7.5万円/kW→5.0万円/kW）**と、**パネル以外の設備費のコスト低減率の方が小さい傾向**にある。

（出典）当該年に設置された50kW以上のFIT案件の定期報告（2023年8月30日までに報告されたデータを対象）について分析。「太陽光パネル」は、定期報告の「パネル費」の中央値。「設備のうち太陽光パネル以外」は、定期報告の「パネル費」・「パワコン費」・「架台費」・「その他機器費」を合計した値の中央値から、「パネル費」の中央値を除外した値。

- このような傾向を踏まえると、「**将来の設備費については、累積生産量が倍増することに20%低下する**」との**2021年WGを踏襲した想定を変更するほどの状況変化があるとは考えにくく、今回の検証にあたっては「習熟率20%」の想定を維持**することとした。なお、上記ケースを**基本**としつつ、**参考**として、**直近の短期的な傾向をふまえた太陽光モジュールの習熟率40%**^{※2}のケースも、試算し示すこととした^{※3}。

※2（出典） IEA PVPS 「Trends in Photovoltaic Applications 2024」p78

※3 基本ケースで想定されている設備全体の習熟率20%とモジュール習熟率23%から、モジュール以外の設備の習熟率を逆算（住宅用15%、事業用17%）し、その値を参考ケースのモジュール以外の設備の習熟率として用いることとする。

【太陽光】将来（2040年）の発電コストの考え方③（設備費③）

- IEA及びIRENAの調査から推計した各国平均の太陽光の設備費※（2022年）は、住宅用：18.6万円/kW、事業用：7.5万円/kW。定期報告に基づく日本の設備費（2023年）は、前述の通り、住宅用：19.9万円/kW、事業用：10.8万円/kW。**住宅用・事業用いずれも、日本は各国平均よりも高価格**となっている。

※ 250kW帯におけるデータを含む、出力規模を問わない全案件についてのデータである。

- **日本の設備費の将来（2040年）のコスト変動**について、2021年検証時と同様、**①収斂しないケースでは、日本の足下モデルプラントの設備費を起点に、習熟曲線に沿って、世界の設備費と一定比率を保ちながら低減**すると仮定し、**②参考値として示す収斂するケースでは、各国平均の足下の設備費を起点に、習熟曲線に沿って低減する世界の設備費に一致**することとした。

＜日本と各国平均の設備費（2023年）＞

単位：万円/kW

	住宅用 設備費 (2023)	事業用 設備費 (2023)
日本	19.9	10.8
各国平均	17.2	6.6

※国際的な住宅用太陽光の設備費は、IEA PVPS Trends in photovoltaic applications 2024 から提供を受けた各国の資本費を単純平均し、定期報告に基づく日本の住宅用太陽光の資本費（ただし、廃棄費用を含まない）における設備費の比率（72%）を、前述の各国の資本費の平均に掛け合わせて推計したもの。

※国際的な事業用太陽光の設備費は、Renewable Power Generation Costs in 2023 の the chart data の Figure 3.6 から、各国の Hardware の要素（ただし、Grid connection 除く）を単純平均値。

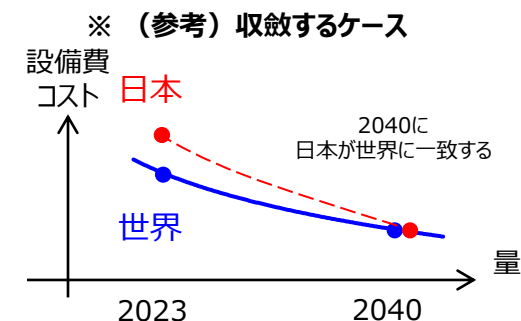
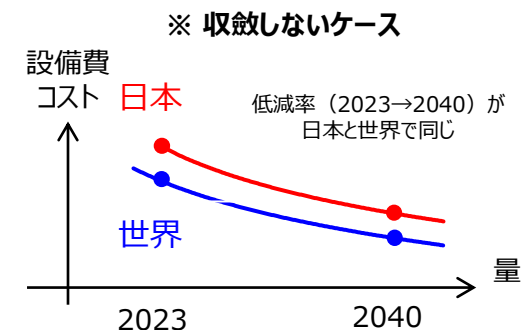
※ 1 USD = 141円換算。（2023年平均）

＜日本と各国平均の設備費（2040年）＞

単位：万円/kW

シナリオ	設備費の動向	住宅用 設備費 (2040)	事業用 設備費 (2040)
IEA : STEPS	非収斂ケース	10.3	5.6
	(参考) 収斂ケース	8.1	3.1
(参考) IEA : APS	非収斂ケース	9.7	5.3
	収斂ケース	7.6	2.9
(参考) IEA : NZE	非収斂ケース	9.4	5.1
	収斂ケース	7.4	2.8

＜考え方のイメージ＞

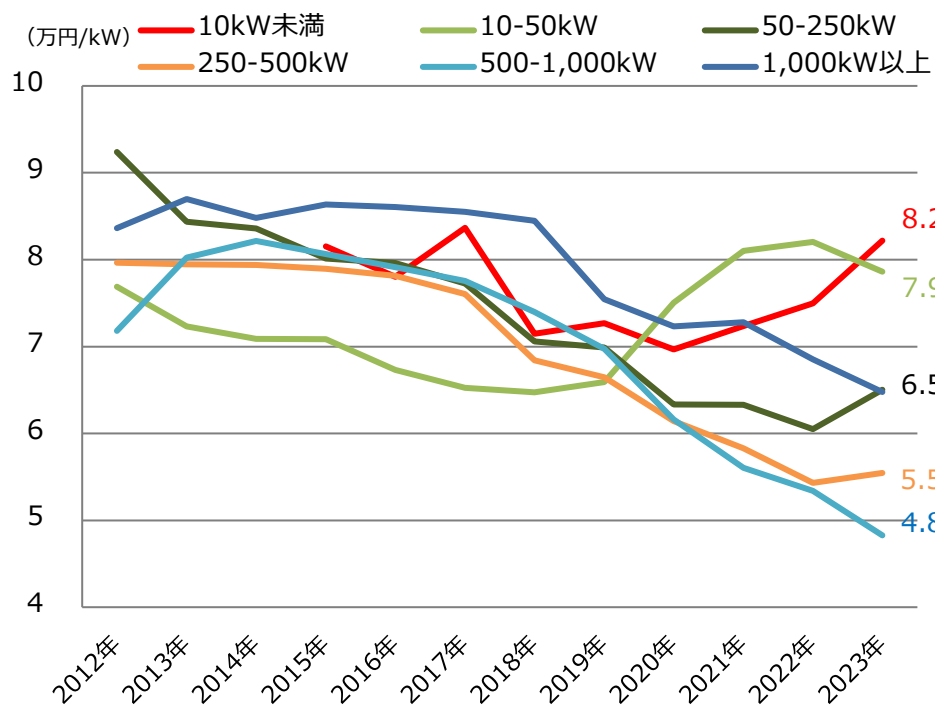


【太陽光】将来の発電コストの考え方④（工事費等）

【建設費のうち設備費以外（工事費等）の見通し】（住宅用・事業用（共通））

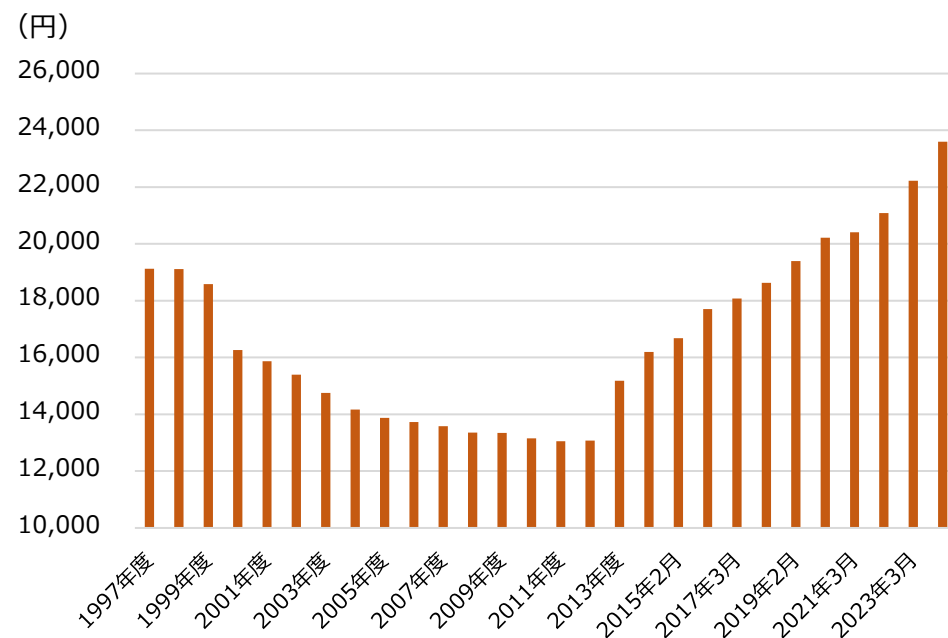
- 定期報告で得られた**事業用太陽光の工事費**は、**全出力区分において低下傾向だが、足下の増減にはばらつきがある**。また、**住宅用太陽光の工事費**についても、**増減にはばらつき**がある。
- 将来的には、太陽光発電の導入拡大に伴って、施工技能の効率化等により低下することが期待されるものの、足下では労務費単価が上昇していることや、比較的lowコストで太陽光発電所を建設できる適地が減少している可能性もあることから、2021年検証時と同様、**工事費等（建設費のうち設備費以外）の想定は、足下のコストから変化せず、一定とすることとした**。

＜工事費平均値の推移（10kW以上規模別）＞



出典：再エネ特措法に基づく定期報告データより

＜公共工事設計労務単価 全国全職種平均値の推移＞



出典：「令和6年3月から適用する公共設計労務単価について」（国土交通省：令和6年2月16日）から資源エネルギー庁作成。

【太陽光】将来（2040年）の発電コストの考え方⑤（廃棄費用・運転維持費・設備利用率等）

【廃棄費用】（住宅用・事業用）

- 2021年の検証では、**太陽光（事業用）**については、2020年度の調達価格において、廃棄費用を1万円/kWを想定することに変更されたことを踏まえ、**廃棄費用を1万円/kW**とすることとした。
- また、**太陽光（住宅用）**については、IEA/OECD NEA「Projected Costs of Generating Electricity 2020」で用いられている廃棄費用の一般値を参考に、**廃棄費用は建設費の5%**とし、将来（2030年）の廃棄費用は建設費の低減に連動することとした。
- **廃棄費用**について、**引き続き想定を変更するほどの事象が発生しておらず、調達価格等算定委員会においても想定値が維持されている**ことから、今回の検証においても、**太陽光（事業用）については1万円/kW、太陽光（住宅用）については建設費の5%**とすることとした。
- なお、**太陽光パネルのリサイクルの義務化**に向けた検討がなされているものの、**制度内容が確定していない**ことから、リサイクルに要する**費用の定量化は現時点では困難**であることを踏まえ、**今回、費用として計上しない**こととした。

【運転維持費】（住宅用・事業用（共通））

- **運転維持費**について、直近の定期報告データの中央値は低下しており、効率化等によるコスト低下が引き続き期待されるものの、足下では人件費が上昇している。**運転維持費の低下が長期的に継続するかを一概に予測することは困難**であることから、2021年検証時と同様、**一定**と想定することとした。

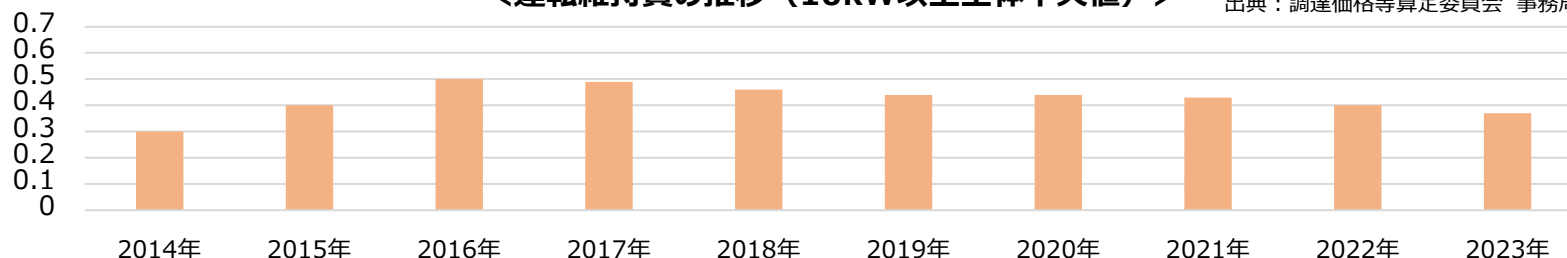
【設備利用率等】（住宅用・事業用（共通））

- **設備利用率**については、近年上昇が進んでいるものの、将来的には立地制約によって設置可能面積が限定されることや出力制御による影響も考えられ、これらの影響を織り込んで**一概に予測することは困難**であることから、2021年検証時と同様、**一定**とすることとした。
- なお、パネルの出力劣化については、設備利用率の実績や一意に特定することの困難さ等をふまえて、考慮しないことを基本としつつ、参考として、IEA/OECD NEA「Projected Costs of Generating Electricity 2020」をふまえて、2021年検証時と同様、パネル出力劣化率0.5%/年を仮定した試算結果を示すこととした。

(万円/kW/年)

＜運転維持費の推移（10kW以上全体中央値）＞

出典：調達価格等算定委員会 事務局資料から資源エネルギー庁作成。



【太陽光】将来の発電コストの考え方⑥（IRR相当政策経費）

【IRR相当政策経費】（住宅用・事業用（共通））

- IRR相当政策経費に関して、調達価格・基準価格におけるIRRの想定値は、事業用太陽光発電については2023年度は4%、住宅用太陽光発電については2023年度は3.2%としている。このため、現時点では、将来のモデルプラントについても、IRR相当政策経費を事業用太陽光発電はIRR 4%、住宅用太陽光発電はIRR 3.2%と仮定して計算することとした。

【陸上風力】モデルプラント、足下（2023年）の発電コストの考え方

【モデルプラントの規模】

- 陸上風力のモデルプラント規模は、小規模設備ほどコストのばらつきが大きいことを踏まえ、直近3年間における1,000kW以上のFIT認定案件の中央値の水準を採用し、2021年検証時と同様、30,000kWとすることとした。

【足下のモデルプラントの発電コストの考え方】

- 陸上風力の2023年度の調達価格・基準価格の算定においては、大規模でよりコスト効率的に事業実施できるようになることを念頭に想定値が設定されている。これを踏まえれば、足下のモデルプラントの諸元としては、調達価格等算定委員会において設定された想定値を用いるよりも、モデルプラントの規模を踏まえた定期報告等の中央値を参照するほうが、より適切。
- 定期報告等を参照する規模については、小規模設備ほどコストのばらつきが大きいことに加え、調達価格等算定委員会が調達価格等の設定に際して7,500kW（当時の環境影響評価の対象規模で線引き）以上の設備の定期報告を参照していることを踏まえ、足下のモデルプラントの諸元としては、2021年検証時と同様、7,500kW以上の陸上風力の定期報告等による中央値を参照することとした。

※ 現行の環境影響評価の対象規模（第一種事業：5万kW以上、第二種事業：37,500kW以上50,000kW未満）を参考に、より大きな規模の陸上風力の定期報告を参照することも考えられるが、現行の環境影響評価の対象規模はモデルプラントの規模（30,000kW）を超えることや、2021年検証コストとの整合性を確保する観点から、引き続き7,500kW以上の陸上風力の定期報告等による中央値を参照することとしている。

【稼働年数】

- 2024年検証の稼働年数について、2021年WGを踏襲した想定を変更するほどの状況変化があるとは考えにくいとため、2021年検証時と同じ稼働年数（20年、25年）とすることとした。

項目	値	参照データの考え方
建設費＋接続費	32.2万円/kW	足下コストを参照する観点及び件数が多いなかでバラつきを考慮する観点から、7,500kW以上の2021～2023年に設置されたFIT/FIP中央値（2023年7月21日までに報告された定期報告データを対象に分析）
接続費	0.3万円/kW	足下コストを参照する観点及び件数が多いなかでバラつきを考慮する観点から、7,500kW以上の2021～2023年に設置されたFIT/FIP中央値（2023年7月21日までに報告された定期報告データを対象に分析）
運転維持費	1.11万円/kW/年	修繕費等は事業開始後の年数等に応じて変動が大きいと考えられるため、7,500kW以上のこれまでに設置されたすべてのFIT/FIP中央値（2023年7月21日までに報告されたすべての定期報告データを対象に分析）
設備利用率	29.6%	足下コストを参照する観点及び件数が少ないことを踏まえ、7,500kW以上の2021～2023年に設置されたFIT/FIP中央値（データ取得期間：2022年6月～2023年5月）

【陸上風力】将来（2040年）の発電コストの考え方①（建設費、廃棄費用）

【将来（2040年）の発電コストの考え方】

- 陸上風力の発電コストは、タービン価格等の低下に伴って世界的に下がってきていることをふまえ（後掲）、2021年検証における「量産効果、技術改善等による低コスト化のシナリオ」と同様に、**コスト低減を前提に試算**することとした。その際、2021年検証と同様に、**国際機関等の見通しを参考**にすることとした。

【建設費】

- **建設費**は、量産効果等による低減が世界的に見込まれ、世界での累積導入量が増加すれば、より安価な設備の調達が可能になる等の理由により、日本でも同様に建設費が低減することが見込まれる。
- このため、2021年検証と同様、近年の国際機関による陸上風力の建設費低減見通しが掲載されているレポートを活用することとし、今般、2030年及び2050年のコスト見通しが掲載されている**IEA「World Energy Outlook」(2024)**の「Global Energy and Climate Model key input data (2024年10月取得)」を参考にする事とした。具体的には、
 - ① 当該データの日本における2030年・2050年の資本費（Capital costs）から2040年の資本費を線形補完により算出し、
 - ② **同じデータ中の2022年の資本費から、上記①で算出した2040年の資本費への低減率を算出し、2023年モデルプラントの建設費に適用することで、将来のモデルプラントの建設費を推計**することとした。
 - ※ 建設費の低減率は、IEA WEO(2024)の2022、2030、2050年における陸上風力の資本費データをもとに、資源エネルギー庁にて算出。
(<https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/global-energy-and-climate-model-key-input-data>)
 - ※ IEA WEO(2024)の陸上風力のデータは、モデルプラントの規模である30,000kW帯におけるデータを含む、出力規模を問わない全案件についてのデータである。

【廃棄費用】

- 2021年検証では、**設備の廃棄費用**について建設費の5%とし、将来（2030年）の廃棄費用は建設費の低減に連動することとした。廃棄費用については、**引き続き想定を変更するほどの事象が発生しておらず、調達価格等算定委員会においても想定値が維持されている**ことから、2024年検証においても、IEA/OECD NEA「Projected Costs of Generating Electricity 2020」において示されている試算方法を参考に、**廃棄費用は将来（2040年）の設備の建設費の5%**とし、建設費の低減に連動することとした。

【陸上風力】将来の発電コストの考え方②

(運転維持費・設備利用率・IRR相当政策経費)

【運転維持費】

- **運転維持費**は、効率化により低減する可能性はあるものの、民間調査機関による指標を参考にすると、**世界の今後のO&M価格は必ずしも低減するとは限らない**ことから、**将来のモデルプラントも、足下のモデルプラントと同じ運転維持費を諸元とすることとした。**
- 加えて、前項①②と同様の手法で**IEA WEO(2024)の予測どおりに運転維持費が低減**する場合も**参考値**とすることとした。

【設備利用率】

- **設備利用率**は、設置年別に近年の設備利用率（中央値）を確認すると、その年々の風況等により、ばらつきがあるものの、設置年が近年になればなるほど、大きくなる傾向がある。一方、**日本は地理的な条件から、今後、風況がよい地域ばかりに立地できるとは限らず、長期的に大幅な増加が見込まれるとも言えない。**こうした状況を踏まえ、本WGにおける**モデルプラントとしては、将来も、足下のモデルプラントと同じ設備利用率を諸元とすることとした。**
- 加えて、設備性能やメンテナンスの効率化等により設備利用率が増加する可能性も踏まえ、前項①②と同様の手法で**IEA WEO(2024)の予測どおりに設備利用率が増加**する場合も**参考値**として示すこととした。

【IRR相当政策経費】

- **IRR相当政策経費**について、陸上風力の調達価格・基準価格におけるIRRの想定値は、2023年度は6%としている。このため、現時点では、**将来のモデルプラントについても、IRR相当政策経費をIRR 6%と仮定して計算**することとした。

＜7500kW以上の設置年別の設備利用率（中央値）＞

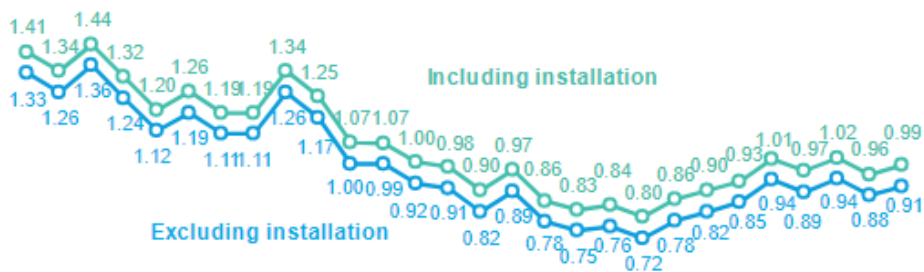
設置年	設備利用率 (2022年6月～ 2023年5月)	設備利用率 (2021年6月～ 2022年5月)	設備利用率 (2020年6月～ 2021年5月)	左記3年間での 各年データ平均
2022年	27.8%	-	-	27.8%
2021年	33.5%	-	-	33.5%
2020年	25.6%	26.5%	28.5%	26.9%
2019年	25.9%	25.1%	27.5%	26.2%
2018年	28.4%	27.6%	30.8%	28.9%
2017年	22.6%	23.0%	23.9%	23.2%
2016年	25.0%	24.1%	26.6%	25.3%
2015年	25.6%	25.9%	24.0%	25.2%
2014年	23.3%	23.1%	23.1%	23.2%
2013年	18.7%	15.4%	18.6%	17.6%

(参考) 陸上風力のタービン価格の動向

- 陸上風力のタービン価格の動向を確認すると、直近は一時的に上昇しているものの、中長期的には低減傾向にある。
- また、風車の製造に必要な原材料の価格は一時的に上昇したものの、概ね2021年から2022年ごろをピークに、現在は低下傾向にある。

<陸上風力のタービン価格>

\$ million per megawatt (nominal)

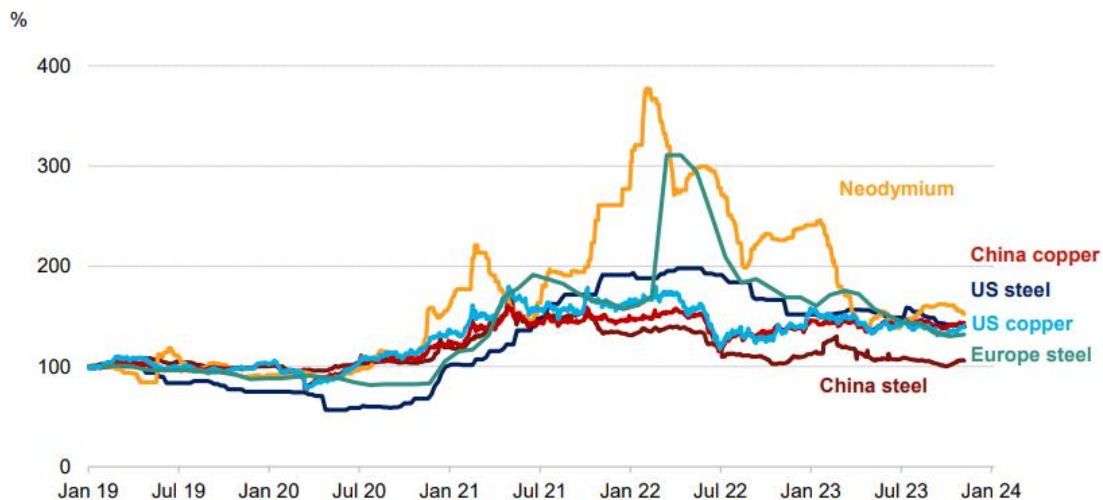


1H2H	1H2H	1H2H	1H2H	1H2H	1H2H	1H2H	1H2H	1H2H	1H2H	1H2H	1H2H	1H2H	1H2H	1H2H	1H2H
2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023		

Signing date

Source: BloombergNEF. Note: US turbine supply contracts typically exclude installation and commissioning cost. European and Latin American turbine supply contracts typically include installation and commissioning costs.

<2019年1月を基準とした原材料価格の推移>



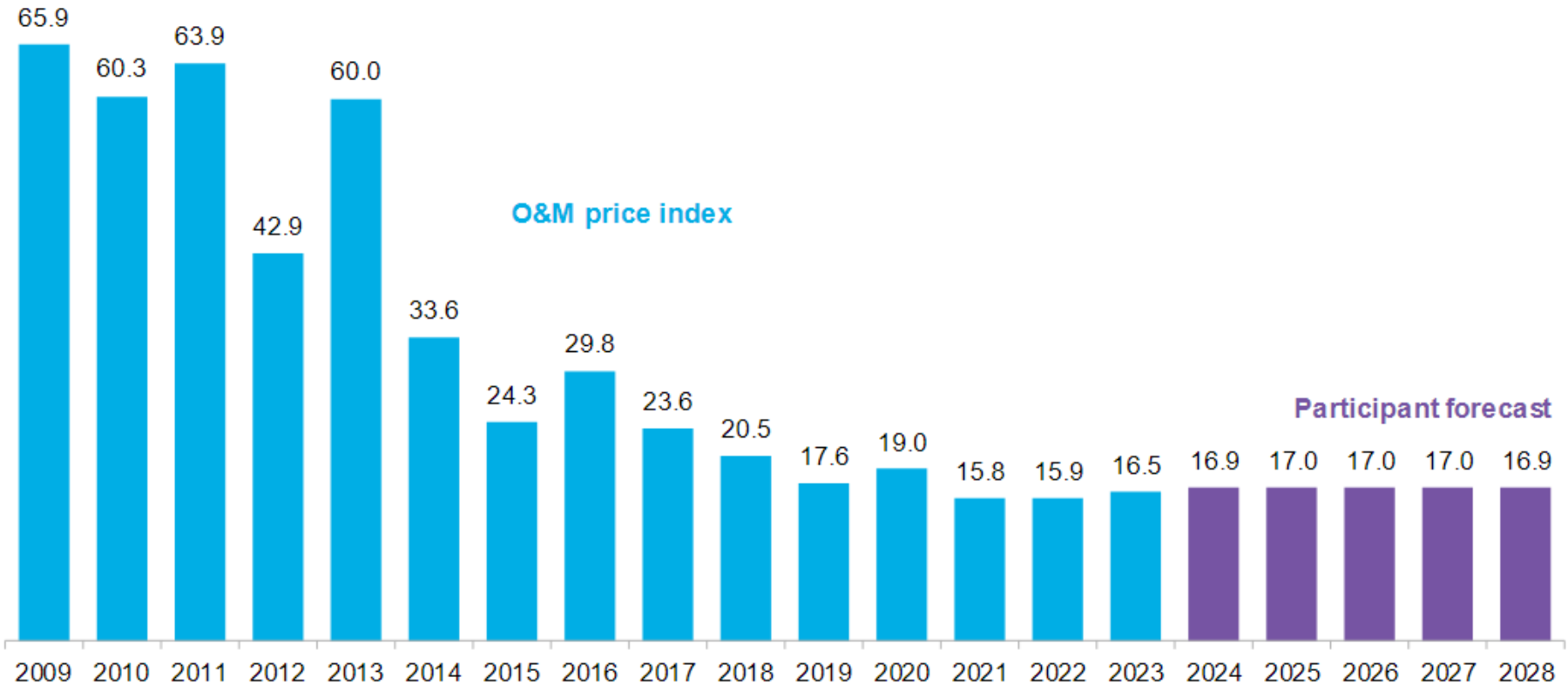
BloombergNEF, 2H 2023 Wind Turbine Price Index, 18 December 2023

(参考) 陸上風力の世界の運転維持費の将来見通し

- 運転維持費は、効率化により低減する可能性はある。一方、民間調査機関による指標を参照すると、世界のO&M価格はこれまで低減傾向にあったが、今後は必ずしも低減するとは限らない。

<陸上風力のO&M価格指標> ※フルサービスの当初契約価格（契約年別）

\$ thousand/MW/yr, 2022 real

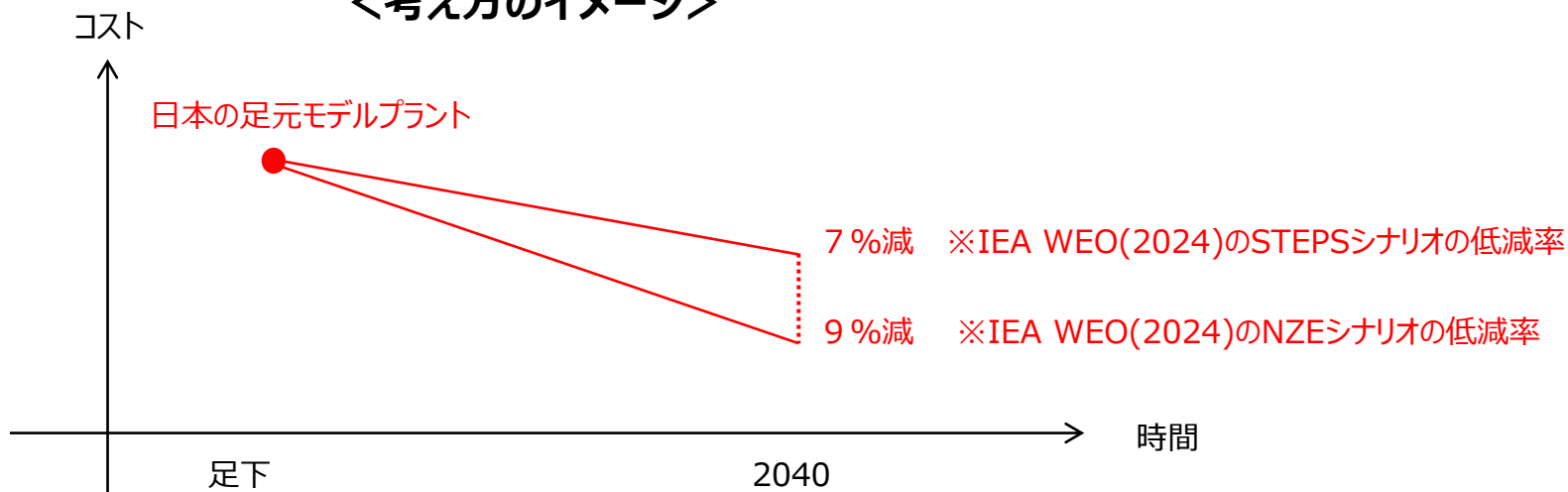


Source: BloombergNEF. Note: Full-service initial contracts only. This includes labor, routine and unscheduled maintenance, and minor and major component replacement.

【陸上風力】将来（2040年）の建設費（国際機関の予測に沿って低減）

- **将来（2040年）の建設費**について、建設費が国際機関の予測に沿って低減する（前述①②）と仮定して、以下のとおり示すこととした。
 - 近年の国際機関による風力の建設費低減シナリオとして、**IEA「World Energy Outlook」(2024)**の「Global Energy and Climate Model key input data (2024年10月取得)」を参照し、当該データ中の2022年・2030年・2050年の資本費（Capital costs）から、2023年及び2040年のコストを線形補完により算出し、**2023年から2040年への低減率**を算出すると、**7-9%**となる。
 - ※ 建設費の低減率は、IEA WEO(2024)の2022、2030、2050年における陸上風力の資本費データをもとに、資源エネルギー庁にて算出。
(<https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/global-energy-and-climate-model-key-input-data>)
 - この低減率は、接続費を含む建設費の低減率であるため、足下のモデルプラントの建設費（31.9万円/kW）に接続費（0.3万円/kW）を加えた値（資本費：32.2万円/kW）に低減率を乗じることで、**将来（2040年）の建設費（接続費込み）が29.2-29.9万円/kW**となる。ここから接続費（0.3万円/kW）を減じることで、将来のモデルプラントの建設費を28.9-29.6円/kWと算出することとした。
 - ※ 四捨五入により、記載した数値の積が一致しない場合がある。

＜考え方のイメージ＞



【陸上風力】将来（2040年）の運転維持費・設備利用率（国際機関の予測に沿って低減）

- 将来（2040年）の運転維持費について、運転維持費が国際機関の予測に沿って低減する場合（前述①②と同様のケース）について、以下のとおり**参考値**として示すこととした。
 - 近年の国際機関による風力の運転維持費低減シナリオとして、IEA「World Energy Outlook」(2024)の「Global Energy and Climate Model key input data (2024年10月取得)」を参照し、当該データ中の2022年・2030年・2050年の運転維持費（Annual O&M Costs）から、2023年及び2040年のコストを線形補完により算出し、2023年から2040年への低減率を算出すると、**5-6%**となる。
 - ※ 運転維持費の低減率は、IEA WEO(2024)の2022、2030、2050年における陸上風力のO&Mコストデータをもとに、資源エネルギー庁にて算出。
(<https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/global-energy-and-climate-model-key-input-data>)
 - この低減率を、足下のモデルプラントの運転維持費（1.11万円/kW/年）に乗じることで、将来の運転維持費が1.04-1.05万円/kW/年となる。
 - ※ 四捨五入により、記載した数値の積が一致しない場合がある。
- また、将来（2040年）の設備利用率についても同様に、設備利用率が国際機関の予測に沿って上昇する場合（前述①②と同様のケース）について、以下のとおり**参考値**として示すこととした。
 - 近年の国際機関による風力の設備利用率上昇シナリオとして、IEA「World Energy Outlook」(2024)の「Global Energy and Climate Model key input data」を参照し、当該データ中の2022年・2030年・2050年の設備利用率（Capacity factor）から、2023年及び2040年のコストを線形補完により算出し、2023年から2040年への上昇率を算出すると、**9%程度**となる。
 - ※ 設備利用率の増加率は、IEA WEO(2024)の2022、2030、2050年における陸上風力の設備利用率データをもとに、資源エネルギー庁にて算出。
(<https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/global-energy-and-climate-model-key-input-data>)
 - この増加率を、足下のモデルプラントの設備利用率（30%）に乗じることで、将来の設備利用率が32-33%となる。
 - ※ 四捨五入により、記載した数値の積が一致しない場合がある。

【着床式洋上風力】モデルプラント、足下（2023年）の発電コストの考え方

- 洋上風力については、まず着床式洋上風力のコストについて検証することとした。 ※浮体式については後述。

【モデルプラントの規模】

- 海洋再生可能エネルギー発電設備整備促進区域指定ガイドラインにおいて、欧州主要国において設置又は入札の対象とされた洋上風力発電 1 区域当たりの平均容量を参考に、再エネ海域利用法に基づく促進区域指定の際の洋上風力発電の出力の目安が35万kWに設定されていることや、再エネ海域利用法の促進区域においては、おおむね 1 区域あたり 1 事業者が選定されていることを踏まえ、モデルプラントの規模は2021年検証時と同様、35万kWとした。

【足下のモデルプラントの発電コストの考え方】

- 再エネ特措法に基づく、着床式洋上風力発電の定期報告データ及び設備利用率のデータは 4 件のみでありかつ、実証機によるデータが一部含まれている。
- 2023年モデルプラントの諸元については、運転開始までのリードタイム（FIT/FIP制度において、運転開始期限は認定日から起算して4年）があることも踏まえつつ、2019年度までの着床式の調達価格・基準価格における想定値を用いることとした。
※なお、再エネ海域利用法第1ラウンド公募は、運転開始までのリードタイムを踏まえ、公募占用指針において、事業者の選定の通知から 8 年以内に運転を開始するよう定められている。このように、足下では運転が開始されないため、第1ラウンド公募における供給価格上限額（29円/kWh）を算定するにあたり設定された想定値は、足下のモデルプラントの諸元としては採用しないこととした。

【稼働年数】

- 2024年検証の稼働年数について、2021年検証時から状況に変化はないため、2021年検証時と同じ稼働年数（20年、25年）とした。

項目	値	参照データの考え方
建設費	51.5万円/kW	2014年度（洋上風力がFIT制度による支援対象となった年）から2019年度までの着床式洋上風力の調達価格の算定にあたり想定した建設費から接続費用相当分（接続費用 3～7 万円/kW の中間値である 5 万円/kW）を除いたもの。
運転維持費	2.25万円/kW/年	2014年度から2019年度までの着床式洋上風力の調達価格の算定における想定値。
設備利用率	30%	2014年度から2019年度までの着床式洋上風力の調達価格の算定における想定値。

【着床式洋上風力】将来（2040年）の発電コストの考え方①

【将来（2040年）の発電コストの考え方】

- 2021年検証では、2030年コストを算出するにあたって、再エネ海域利用法に基づく第1ラウンド公募（最も遅く2030年の運転開始を想定）において、着床式の公募が行われた3区域における供給価格上限額（29円/kWh）を算定するにあたり設定された想定値を諸元として採用していた。
 - ※ 供給価格上限額を算定するにあたり設定された各想定値は、調達価格等算定委員会において、実データの限界等を踏まえつつ、国内外価格差や適正な利潤を加味して設定されたものである。
 - ※ 再エネ海域利用法に基づく第1ラウンド公募は、2020年から2021年にかけて、着床式3区域で行われた。これらの促進区域における公募審査・評価プロセスを経て選定された事業者は、2022年にFIT認定を受けている。その後、選定事業者は、選定された旨の通知を受けた日から起算して8年が経過した日以前の日であって事業者が自ら設定する運転開始予定日までに運転を開始することとなり、これらの促進区域における事業は2030年頃までに実施される予定。
- 今回の検証時点において最新の公募である第3ラウンドの案件は概ね2030年ごろの運転開始が想定されるところ、洋上風力については、導入拡大に伴う効率化等により、一層コスト効率的になることが想定されるため、第3ラウンド公募における供給価格上限額（18円/kWh）を算定するにあたり設定された想定値に、国際機関の見通しに沿ったコストの変化を想定することとした。
 - ※ 再エネ海域利用法に基づく第3ラウンド公募は、2024年に、着床式2区域で行われている。第1ラウンド公募と同様に運転開始期限が定められているほか、公募に際して、公募占用計画における運転開始予定日が早いと高い評価（2030年6月30日以前が最も高い評価）が得られる仕組みとなっている。
 - ※ 本試算では、再エネ海域利用法に基づく第3ラウンド公募の対象となった2海域における自然条件から算出したコスト諸元の想定値をベースとしているところ、着床式洋上風力の設置海域の自然条件が、再エネ海域利用法に基づく第3ラウンド公募の海域より悪くなると、発電コストは上振れる可能性があることに留意が必要。

【着床式洋上風力】将来（2040年）の発電コストの考え方②（建設費）

【建設費】

- **建設費**は、量産効果等による低減が世界的に見込まれ、世界での累積導入量の増加や国内におけるサプライチェーンの形成等により、日本でも同様に建設費が低減することが見込まれる。
- このため、近年の国際機関による洋上風力の建設費低減見通しが掲載されているレポートを活用することとし、2030年及び2050年のコスト見通しが掲載されている、**IEA「World Energy Outlook」(2024)**の「Global Energy and Climate Model key input data (2024年10月取得)」を参考にする事とした。
- 具体的には、
 - ① 当該データの日本における2030年・2050年の資本費（Capital Costs）から2040年の資本費を線形補完により算出し、
 - ② 同じデータ中の2030年の資本費から、上記①で算出した2040年の資本費への低減率を算出し、第3ラウンド公募（2030年頃の運転開始を想定）の供給価格上限額（18円/kWh）を算定するにあたり設定された建設費に適用することで、将来のモデルプラントの建設費を推計することとした。

※ 建設費の低減率は、IEA WEO(2024)の2030、2050年における洋上風力の資本費データをもとに、資源エネルギー庁にて算出。

(<https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/global-energy-and-climate-model-key-input-data>)

※ IEA WEO(2024)の洋上風力のデータは、モデルプラントの規模である35万kW帯におけるデータを含む、出力規模を問わない全案件についてのデータである。

【着床式洋上風力】将来（2040年）の発電コストの考え方③（廃棄費用、運転維持費等）

【廃棄費用】

- 2021年検証では、設備の廃棄費用について、国際的な認証機関DNV-GLが試算した「施工費の70%」とし、将来（2030年）の廃棄費用は建設費の低減に連動することとした。廃棄費用については、引き続き想定を変更するほどの事象が発生しておらず、調達価格等算定委員会においても想定値が維持されていることから、2024年検証においても、「施工費の70%」を採用し、建設費の低減に連動することとした。

【運転維持費】

- 運転維持費は、施工技能の効率化等による低下が見込まれ、IEA WEO（2024）においても少なくとも2050年までは継続して低減する予測が示されている。よって、第3ラウンド公募（2030年頃の運転開始を想定）の供給価格上限額（18円/kWh）を算定するにあたり設定された運転維持費に、2030年から将来（2040年）への日本における運転維持費の変化率を乗ることとした。
- 他方、運転維持費は、施工技能の効率化等による低下が期待されるものの、足下では労務費単価が上昇していることを踏まえ、2030年頃から横ばいで推移すると想定し、将来のモデルプラントの運転維持費が、第3ラウンド公募（2030年頃の運転開始を想定）の数値（1.32万円/kW/年）となる場合も、参考値として示すこととした。

【設備利用率】

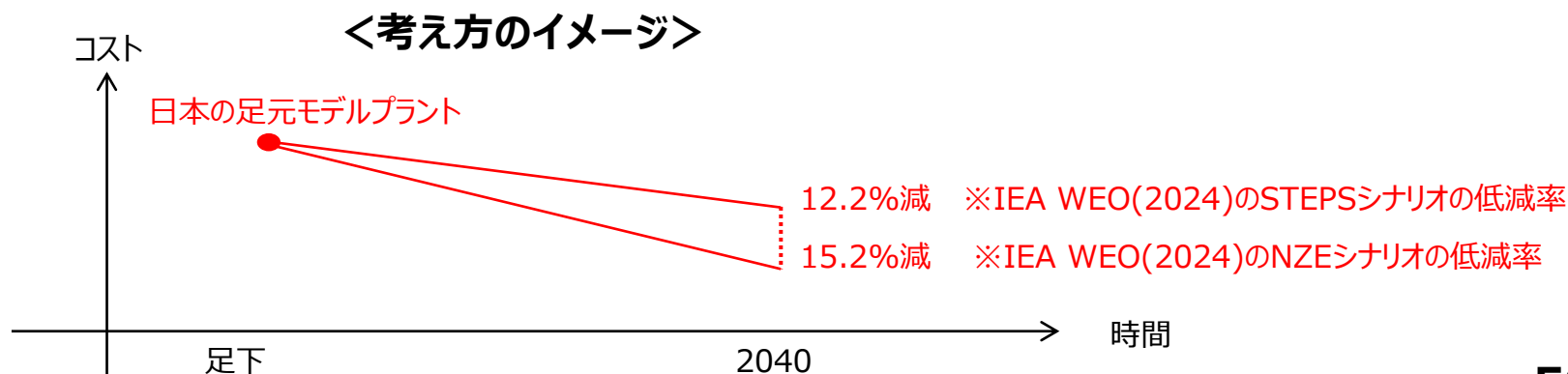
- 設備利用率は、案件の大規模化や技術革新によって今後増加することが見込まれ、IEA WEO（2024）においても少なくとも2050年までは継続して増加する予測が示されている。よって、第3ラウンド公募（2030年頃の運転開始を想定）の供給価格上限額（18円/kWh）を算定するにあたり設定された設備利用率に、2030年から将来（2040年）への日本における設備利用率の変化率を乗ることとした。

【IRR相当政策経費】

- IRR相当政策経費について、着床式洋上風力の調達価格・基準価格におけるIRRの想定値は、2023年度は10%としている。このため、現時点では、将来のモデルプラントについても、IRR相当政策経費をIRR10%と仮定して計算した。

【着床式洋上風力】将来（2040年）の建設費（国際機関の予測に沿って低減）

- **将来（2040年）の建設費**について、建設費が国際機関の予測に沿って低減する（前述①②）と仮定して、以下のとおり示すこととした。
- 近年の国際機関による風力の建設費低減シナリオとして、**IEA「World Energy Outlook」(2024)**の「Global Energy and Climate Model key input data (2024年10月取得)」を参照し、当該データ中の2030年・2050年の資本費（Capital costs）から、2040年のコストを線形補完により算出し、**2030年から2040年への低減率**を算出すると、**12.2-15.2%**となる。
 - ※ 建設費の低減率は、IEA WEO(2024)の2030、2050年における洋上風力の資本費データをもとに、資源エネルギー庁にて算出。
(<https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/global-energy-and-climate-model-key-input-data>)
 - この低減率は、接続費を含む建設費の低減率であるため、**第3ラウンド公募（2030年頃の運転開始を想定）の供給価格上限額（18円/kWh）を算定するにあたり設定された建築費（38.4万円/kW）**に接続費（0.4万円/kW）を加えた値（資本費：38.8万円/kW）に低減率を乗じることで、**将来（2040年）の建設費（接続費込み）が32.9-34.1万円/kW**となる。ここから接続費（0.4万円/kW）を減じることで、将来のモデルプラントの建設費を32.5-33.7円/kWと算出した。
 - ※ 四捨五入により、記載した数値の積が一致しない場合がある。



【着床式洋上風力】将来（2040年）の運転維持費・設備利用率（国際機関の予測に沿って低減）

- **将来（2040年）の運転維持費**について、**運転維持費が国際機関の予測に沿って低減**する場合（前述①②と同様のケース）について、以下のとおり示すこととした。

- 近年の国際機関による風力の運転維持費低減シナリオとして、**IEA「World Energy Outlook」(2024)**の「Global Energy and Climate Model key input data (2024年10月取得)」を参照し、当該データ中の2030年・2050年の運転維持費（Annual O&M Costs）から、2040年のコストを線形補完により算出し、**2030年から2040年への低減率**を算出すると、**8.7-11.4%**となる。

※ 運転維持費の低減率は、IEA WEO(2024)の2030、2050年における洋上風力のO&Mコストデータをもとに、資源エネルギー庁にて算出。
(<https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/global-energy-and-climate-model-key-input-data>)

- この低減率を、**第3ラウンド公募（2030年頃の運転開始を想定）の供給価格上限額（18円/kWh）を算定するにあたり設定された運転維持費（1.32万円/kW/年）**に乗じることで、**将来の運転維持費が1.17-1.21万円/kW/年**となる。

※ 四捨五入により、記載した数値の積が一致しない場合がある。

- また、**将来（2040年）の設備利用率**についても同様に、**設備利用率が国際機関の予測に沿って上昇**する場合（前述①②と同様のケース）について、以下のとおり示すこととした。

- 近年の国際機関による風力の設備利用率上昇シナリオとして**IEA「World Energy Outlook」(2024)**の「Global Energy and Climate Model key input data (2024年10月取得)」を参照し、当該データ中の2030年・2050年の設備利用率（Capacity factor）から、2040年のコストを線形補完により算出し、**2030年から2040年への上昇率**を算出すると、**2.3%程度**となる。

※ 設備利用率の増加率は、IEA WEO(2024)の2022、2030、2050年における、洋上風力の設備利用率データをもとに、資源エネルギー庁にて算出。
(<https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/global-energy-and-climate-model-2023-key-input-data>)

- この増加率を、**第3ラウンド公募（2030年頃の運転開始を想定）の供給価格上限額（18円/kWh）を算定するにあたり設定された設備利用率（39.3%）**に乗じることで、**将来（2040年）の設備利用率が40.2%**となる。

※ 四捨五入により、記載した数値の積が一致しない場合がある。

【中小水力】モデルプラントの考え方

【モデルプラントの規模】

- モデルプラントの規模について、FIT/FIP制度における中水力の区分が1,000kW以上5,000kW未満及び5,000kW以上30,000kW未満、小水力の区分が200kW未満及び200kW以上1,000kW未満となっており、2021年検証時と同様、それぞれの区分の閾値に着目し、中水力は5,000kW、小水力は200kWとした。

【モデルプラントの発電コストの考え方】

- 調達価格・基準価格や再エネ特措法に基づく価格目標は、FIT/FIP制度が国民負担で支えられていることを踏まえ、コストダウンを含む中長期的な自立化の必要性を踏まえて設定されている一方、コスト検証におけるモデルプラントは、日本で実際に建設された発電所等のデータから算出した「標準的な発電所」であり、その発電コストは、前述の調達価格・基準価格や価格目標とは性格が異なるものである。このため、今回の検証における中小水力の足下のモデルプラントの諸元については、建設費、運転維持費、設備利用率について、定期報告等による中央値及び平均値を参照した諸元を用いることとした。
- また、現時点では、技術環境変化や量産効果等によるコスト低減が見られておらず、コストが高止まりする可能性もあることなどを勘案し、将来（2040年）モデルプラントの諸元については、足下（2023年）モデルプラントと同じ諸元を用いる（横置きにする）こととした。
- なお、令和5年度の調達価格等算定委員会において、中小水力について、年度による流量の変化やオーバーホールによる長期間停止のコストに対する影響を平準化するため、「運転開始後全期間」での運転維持費・設備利用率に着目した分析を行っていることを踏まえ、今回の検証でも、運転維持費・設備利用率については、「運転開始後全期間」のコストデータに着目することとした。

【稼働年数】

- 2024年検証の稼働年数について、2021年検証を踏襲した想定を変更するほどの状況変化があるとは考えにくいいため、2021年検証時と同じ稼働年数（中水力：40年・60年、小水力：30年・40年）とすることとした。

【中小水力】モデルプラントの考え方（続き）

＜中水力の諸元＞

項目	値	参照データの考え方
建設費	66.5万円/kW	調達価格等算定委員会における資本費（ここでは廃棄費用は含まない）（新設）の分析より、1,000kW以上5,000kW未満、5,000kW以上30,000kW未満の区分等の平均値・中央値の水準から、接続費の平均値・中央値の水準を差し引いた値（2023年7月21日までに報告された定期報告を対象に分析。）
運転維持費	1.7万円/kW/年	調達価格等算定委員会における運転維持費の分析より、「運転開始後全期間」における1,000kW以上5,000kW未満、5,000kW以上30,000kW未満の区分等の平均値・中央値の水準（2023年7月21日までに報告された定期報告を対象に分析。）
設備利用率	54.7%	調達価格等算定委員会における設備利用率の分析より、「運転開始後全期間」における1,000kW以上5,000kW未満、5,000kW以上30,000kW未満の区分等の平均値・中央値の水準（2023年7月21日までに報告された定期報告を対象に分析。）

＜小水力の諸元＞

項目	値	参照データの考え方
建設費	125.1万円/kW	調達価格等算定委員会における資本費（ここでは廃棄費用は含まない）（新設）の分析より、200kW未満、200kW以上1,000kW未満の区分等の平均値・中央値の水準から、接続費の平均値・中央値の水準を差し引いた値（2023年7月21日までに報告された定期報告を対象に分析。）
運転維持費	4.25万円/kW/年	調達価格等算定委員会における運転維持費の分析より、「運転開始後全期間」における200kW未満、200kW以上1,000kW未満の区分等の平均値・中央値の水準（2023年7月21日までに報告された定期報告を対象に分析。）
設備利用率	54.4%	調達価格等算定委員会における設備利用率の分析より、「運転開始後全期間」における200kW未満、200kW以上1,000kW未満の区分等の平均値・中央値の水準（2023年7月21日までに報告された定期報告を対象に分析。）

【地熱】モデルプラントの考え方

【足下のモデルプラントの規模・諸元】

- 地熱については、これまでのコスト検証において、最新（2001年）にNEDOが実施した地熱開発促進調査を基に絞り込んだ、開発可能資源量の密度の高い重点地点（全31地点）の発電出力の平均をモデルプラントの出力として採用している。
- 地下における資源量は年度により大きく変化するものではなく、引き続き開発可能資源量という観点では想定を維持することが適切であることから、モデルプラントの規模は**2021年検証時と同一の3万kW**とした。
- 諸元は、2021年検証を踏襲した想定を変更するほどの状況変化があるとは考えにくいとため、2023年度の調達価格・基準価格を算定するための想定値を用いることとした。

【将来のモデルプラントの諸元】

- 現時点では、技術環境変化や量産効果等によるコスト低減が見られておらず、適地が限定的等によりコストが高止まりする可能性もあることなどを勘案し、将来（2040年）のモデルプラントの諸元についても、足下（2023年）のモデルプラントと同じ諸元を用いる（横置きにする）こととした。

※なお、将来的には低コストな次世代型地熱の導入が実現する可能性もあることに留意が必要。

【稼働年数】

- 2024年検証の稼働年数について、2021年検証を踏襲した想定を変更するほどの状況変化があるとは考えにくいとため、2021年検証時と同じ稼働年数（30年、40年、50年）とすることとした。

項目	値	参照データの考え方
建設費	79万円/kW	2012年度から2023年度までの調達価格・基準価格における想定値
運転維持費	3.3万円/kW/年	2012年度から2023年度までの調達価格・基準価格における想定値
設備利用率	83%	2012年度から2023年度までの調達価格・基準価格における想定値

【バイオマス（木質専焼（未利用材））モデルプラントの考え方

【モデルプラントの規模・諸元】

- バイオマス（木質専焼（未利用材））について、モデルプラントの規模は、これまでに設置された全てのFIT案件（未利用材・専焼）2,000kW以上の平均値・中央値の水準を採用し、6,300kWとした。

※ 2,000kWはFIT/FIP制度におけるバイオマス発電（未利用材）の区分の閾値であり、2,000kW未満のコストデータはばらつきが大きい。

- モデルプラントの諸元については、建設費及び設備利用率は、2023年度の調達価格・基準価格を算定するための想定値が定期報告データの平均値・中央値の水準と概ね同水準であることから、想定値を用いることとし、運転維持費は、定期報告データが調達価格・基準価格を算定するための想定値を上回ることから、定期報告データを用いることとした。

【モデルプラントの発電コストの考え方】

- 現時点では、技術環境変化や量産効果等によるコスト低減が見られていないことなどを勘案し、将来（2040年）のモデルプラントの諸元についても、足下（2023年）のモデルプラントと同じ諸元を用いる（横置きにする）こととした。

【稼働年数】

- 2024年検証の稼働年数について、2021年検証を踏襲した想定を変更するほどの状況変化があるとは考えにくいため、2021年検証時と同じ稼働年数とすることとした。

項目	値	参照データの考え方
建設費	39.8万円/kW	2012年度から2023年度までの調達価格の算定で想定している資本費から接続費用7千万円を除いたもの
運転維持費	4.8万円/kW/年	これまでに設置されたすべてのFIT/FIP案件（未利用材）2,000kW以上の中央値
設備利用率	87%	2012年度から2023年度までの調達価格の算定における想定値（稼働日も考慮した値。ただし、所内率は考慮する前の値。）
燃料費	12,000円/t	調達価格の算定における想定値

ペロブスカイト太陽電池及び浮体式洋上風力の発電コスト試算の扱い

- 発電コストの検証に当たっては、①技術や発電に係る費用について一定の予見性を持ちながら、②蓋然性の高い発電コスト試算を行う必要がある。
- ペロブスカイト太陽電池及び浮体式洋上風力については、諸外国のコストデータをもとに作成したコスト算定モデルや、事業者の見積もりをもとに、一定の仮定を置けば、コスト試算を行うことができる状況にあることを踏まえ、今回検証において、将来の発電コストについて、試算を行うこととした。
- ただし、現時点では技術が開発途上で、技術や発電に係る費用の予見性が必ずしも高くないことも踏まえ、試算結果は参考値として扱うこととした。

(参考) ペロブスカイト太陽電池及び浮体式洋上風力の状況

- ペロブスカイト太陽電池及び浮体式洋上風力に係る状況は以下のとおり。

【ペロブスカイト太陽電池】

- 軽量・柔軟等の特徴を兼ね備え、性能面（変換効率や耐久性等）でも今後、既存電池に匹敵することが期待されるペロブスカイト太陽電池については、現在、グリーンイノベーション基金を活用し、研究開発段階から社会実装まで切れ目なく支援が行われている。
- また、2025年の事業化を表明するなど、既に実用段階に近い開発状況にある企業も存在するとともに、開発の進展によりユーザー企業の関心が高まっており、今後市場の広がりが期待されている。こうした中、ペロブスカイト太陽光については、官民関係者が、量産技術の確立、生産体制整備、需要の創出に三位一体で取り組むため、2024年11月に、「次世代型太陽電池の導入拡大及び産業競争力強化に向けた官民協議会」において次世代型太陽電池戦略が取りまとめられ、同戦略において、中長期的なコスト目標が示された。

【浮体式洋上風力】

- 深い海域でも設置可能な浮体式洋上風力については、現在は大規模な商用運転は開始されていないものの、今後、世界で導入が期待される電源である。日本でも、排他的経済水域（EEZ）において浮体式洋上風力発電を含めた制度整備を進めるとともに、低コストで量産化する技術の開発や大規模実証等に取り組んでいる。
- また、米国や英国においては、2030年～2035年までの導入拡大に向けて、数百MW規模での実証・プレ商用プロジェクトも実施されており、発電に係る費用の見通しが見えつつある。
- こうした動きを踏まえ、事業者が国内近傍で浮体式洋上風力を商用化する際の参考となるよう、NEDOにおいて、浮体式洋上風力の発電に要する費用の検証が行われた。

【ペロブスカイト太陽電池】将来（2040年）の発電コストの考え方①

【基本的な考え方】

- ペロブスカイト太陽電池については、「次世代型太陽電池の導入拡大及び産業競争力強化に向けた官民協議会」に参画するペロブスカイト太陽電池メーカー6社による、2040年に一定規模の年間生産体制（各社の生産量が概ね1年間に1GWと仮定）を実現した際の将来（2040年）のコスト見通しを元に算出することとした。

※ペロブスカイト太陽電池の社会実装に向けて、2030年までの早期にGW級の生産体制を構築し、国内外市場の獲得を目指すこととされている。なお、官民協議会において取りまとめられた次世代型太陽電池戦略においては、2040年までの累積で、国内において約20GWの導入を目指すことが掲げられている。

- なお、試算結果については、メーカーのコスト見通し等に基づき、一定の諸元を置いて算出した、現段階での試算値であることに留意が必要。

【モデルプラントの考え方】

- 各社のコスト見通しにおけるプラントの規模は様々であり、設置形態についても、ペロブスカイト太陽電池は様々な場所に設置できることが利点であり、屋根に加えて壁や窓等、ペロブスカイト太陽電池の今後の用途により様々に想定されている。加えて、想定するペロブスカイト太陽電池の種類（フィルム型とガラス型）も、メーカーごとに異なる。
- こうした状況を踏まえつつ、今回は、モデルプラントの規模は便宜上、今回の検証における事業用太陽光発電のモデルプラントの規模と同一の250kWとし、同一条件下における電源技術のコストを算出するため、設置形態は屋根置きを想定することとした。

※なお、壁や窓に設置した場合は、屋根設置と比べて日射量が減るため、設備利用率が減少することに留意が必要。

※実際の発電コストは発電設備の規模や設置形態、封止材の種類等によって大きく変わり得るものであるところ、便宜上モデルプラントの規模及び設置形態を設定しているが、各社がコスト見通しを作成する際の想定にはバラツキがある。したがって、今回コストの諸元として採用した各社のコスト見通しについては、必ずしも250kWの屋根設置の設備が想定されているものではない点に留意が必要。

- モデルプラントの稼働年数については、各社の稼働年数の見通しの中央値を踏まえ、20年とした。

※なお、事業用太陽光については、今回の検証において、25年、30年としている。

【ペロブスカイト太陽電池】将来（2040年）の発電コストの考え方②

【各諸元の考え方】

- 建設費のうち設備費（パネル費用）は、各社のコスト見通しの中央値から算出することとした。具体的には、「次世代型太陽電池の導入拡大及び産業競争力強化に向けた官民協議会」に参画するメーカー6社それぞれのコスト見通しと、事業用太陽光（屋根設置）の2023年に設置されたFIT/FIP案件の定期報告（2023年8月までに報告されたデータを対象）をもとに、分析することとした。
- FIT/FIP制度の支援対象について審議する調達価格等算定委員会においては、次世代型太陽電池を念頭に置いた新たな発電設備区分の創設の検討に着手しているものの、IRR水準を含めた価格設定のあり方については確定していない。
- また、FIT/FIP制度においては、次世代型太陽電池を念頭においた新たな発電設備区分の創設について検討が進められているが、あくまで検討中の段階であり、当該区分のIRRは設定されていないため、便宜上、IRR相当政策経費については、FIT/FIP制度における事業用太陽光のIRR水準である4%で算出することとした。
- その他の諸元については、下記表のとおり設定することとした。

＜ペロブスカイト太陽電池：将来（2040年）コストの諸元＞

項目		値	参照データの考え方
建設費	合計	20.4万円/kW	「次世代型太陽電池の導入拡大及び産業競争力強化に向けた官民協議会」に参画するメーカー6社それぞれのコスト見通しと、事業用太陽光（屋根設置）の2023年に設置されたFIT/FIP案件の定期報告（2023年8月までに報告されたデータを対象）をもとに、分析。
	設備費	14.3万円/kW	
	工事費等	6.1万円/kW	
廃棄費用		0.6万円/kW	
運転維持費		0.37万円/kW/年	事業用太陽光（屋根設置）のこれまでに設置された全てのFIT/FIP案件の中央値（2023年8月までに報告された定期報告データを対象に分析）。
設備利用率		14%	2023年に設置されたFIT/FIP案件の太陽光パネルの変換効率を20%と仮定し、「次世代型太陽電池の導入拡大及び産業競争力強化に向けた官民協議会」に参画するメーカー6社それぞれの変換効率に係る見通しと、事業用太陽光（屋根設置）の2022年に設置されたFIT/FIP案件中央値（データ取得期間：2022年6月～2023年5月）をもとに、分析。
稼働年数		20年	メーカー6社のコスト見通しにおける稼働年数の中央値。

【浮体式洋上風力】将来（2040年）の発電コストの考え方①

【基本的な考え方】

- NEDOは、水深・離岸距離・風速等の自然条件を入力することで着床式洋上風力のコスト諸元を算出するコスト算定モデルを有している。同モデルは、日本の排他的経済水域（EEZ）を含めた浮体式洋上風力の普及に向けた検討が行われる中、浮体式洋上風力のコスト算定も可能となるようにモデルの見直しが行われ、2024年10月に中間報告が行われた。
 ※NEDOのコスト算定モデルは、コスト上昇が見られる足下のデータも踏まえて2024年に更新を行っており、足下の建設費等の上昇傾向は反映されている。
 ※調達価格等算定委員会においては、着床式洋上風力の供給価格上限額（再エネ海域利用法に基づく最新の公募である第3ラウンド公募。概ね2030年頃の運転開始を想定した上限額）の設定に際し、NEDOのコスト算定モデルを活用している。
- NEDOのコスト算定モデルは、設備容量のほか、水深・離岸距離・風速といった自然条件を入力することで、現在の欧州並みの洋上風力のサプライチェーン及びインフラが整備された環境において、洋上風力発電設備が建設されると想定した場合の洋上風力の諸元として、建設費・廃棄費用・運転維持費・設備利用率が出力される。
- このため、将来（2040年）の浮体式洋上風力の発電コストについては、NEDOのコスト算定モデルの出力結果について、①欧州と日本の洋上風力のサプライチェーンやインフラの構築具合の差を補正するとともに、②将来（2040年）の建設費等のコストの低減を加味して、算出することとした。
 ※なお、国内における大規模な浮体式洋上風力の運開は2030年以降が想定されることから、足元（2023年）に運開するコストは検証しないこととしたい。

【モデルプラントの考え方】

- モデルプラントの規模は、洋上風力促進WG・洋上風力促進小委員会において、2040年30～45GWの案件形成目標の達成に向けて、複数海域における大規模案件（GW級）の同時形成を実現すべきとされていることを踏まえ、1GWとした。
- モデルプラントの稼働年数は、着床式洋上風力と同じく、20年、25年とした。
- NEDOのモデルに入力する、モデルプラントの水深・離岸距離・風速等の自然条件は、諸外国で浮体式プロジェクトが実施されている海域の自然条件を参考に設定することとした。

※4COffshore（60カ国以上の国における3,000件以上の洋上風力のデータを提供している、世界の浮体式洋上風力）において公開されている2007から2040年までの諸外国の107プロジェクト（計画段階含む）を分析したところ、浮体式洋上風力が実施されている海域の水深の平均値は176m、離岸距離の平均値は31km。水深・離岸距離が左記平均値と同程度である日本の海域における平均風速は8.4m/sであるところ、NEDOのコスト算定モデルによると、当該風速下での設備利用率は41%となり、洋上風力発電事業の実施が十分に想定される水準となるため、NEDOのコスト算定モデルに入力するプラントの自然条件としては、左記のとおり水深176m、離岸距離31km、風速8.4m/sと設定することとした。

【浮体式洋上風力】将来（2040年）の発電コストの考え方②

【建設費の諸元】

- NEDOのコスト算定モデルにより出力されたコスト諸元は、現在の欧州並みの洋上風力のサプライチェーン及びインフラが整備された環境において、洋上風力発電設備が建設されるとの想定に基づく試算値であることを踏まえ、以下①②のとおり、補正することとした。
- ①「欧州と日本の洋上風力のサプライチェーンやインフラの構築具合の差を補正」については、調達価格等算定委員会において、欧州と日本における着床式洋上風力のコストの内外価格差は**1.36倍**と想定されていることを参考に、便宜上、浮体式洋上風力のコスト試算に際して、NEDOのコスト算定モデルの結果に内外価格差（1.36倍）を乗じることとした。
 ※浮体式洋上風力の内外価格差は1.36倍とは異なることが想定されるが、参照可能な数値が確認されなかったことを踏まえ、内外価格差としては、便宜上、着床式洋上風力の1.36倍を採用した。なお、我が国における浮体式洋上風力のサプライチェーン及びインフラの構築が、着床式洋上風力以上に進展した場合等においては、内外価格差が1.36倍よりも小さくなる可能性があることにも留意が必要。
- ②「将来（2040年）の建設費等のコストの低減」については、浮体式洋上風力の諸元の将来見通しが示されている海外機関（NREL「Electricity Annual Technology Baseline DATA」※2024年10月取得）の建設費低減の見通しに沿って下落すると仮定することとした。その際、NRELは2030年以降の浮体式洋上風力発電のコスト見通しを公表していること等を踏まえ、①による補正後の建設費を便宜上、2030年の浮体式洋上風力の諸元と仮定して、低減率を計算することとした。
 ※着床式洋上風力の将来の発電コストについては、第2回WGにおいて、今回の検証時点において最新の公募である第3ラウンドの案件は2030年ごろの運転開始が想定されることを踏まえ、第3ラウンド公募の諸元を2030年頃に運転開始する案件の諸元として扱い、検証した。浮体式洋上風力の建設期間等は着床式洋上風力とは異なることが想定されるが、日本における浮体式洋上風力の案件の一般的な建設期間等を現時点で一意に定めることは困難であることも踏まえ、便宜上、最新のプロジェクトのデータも反映されているNEDOのコスト算定モデルから出力された諸元を、2030年の浮体式洋上風力の諸元として扱うこととした。
- IRR相当政策経費については、浮体式洋上風力の調達価格・基準価格における想定値を参考に、**10%と仮定**して計算することとした。

【その他の諸元】

- その他諸元については、下記表のとおり設定することとした。

＜浮体式洋上風力：将来（2040年）コストの諸元＞

項目	値	参照データの考え方
建設費	48.8万円/kW	・NEDOのコスト算定モデルにより出力されたコスト諸元を内外価格差1.36倍により補正した数値が、NRELの見通しに沿って、2030年から2040年までに46%低減すると仮定して分析。
廃棄費用	4.0万円/kW	国際的な認証機関DNV-GLが試算した「施工費の70%」を採用し、建設費の低減に連動すると仮定して分析。
運転維持費	1.81万円/kW/年	・NEDOのコスト算定モデルにより出力されたコスト諸元を内外価格差1.36倍により補正した数値が、NRELの見通しに沿って、2030年から2040年までに11.9%低減すると仮定して分析。
設備利用率	42.2%	・NEDOのコスト算定モデルにより出力されたコスト諸元が、NRELの見通しに沿って、2030年から2040年までに2.1%上昇すると仮定して分析。
稼働年数	20、25年	着床式洋上風力と同様に、20年、25年と仮定して分析。

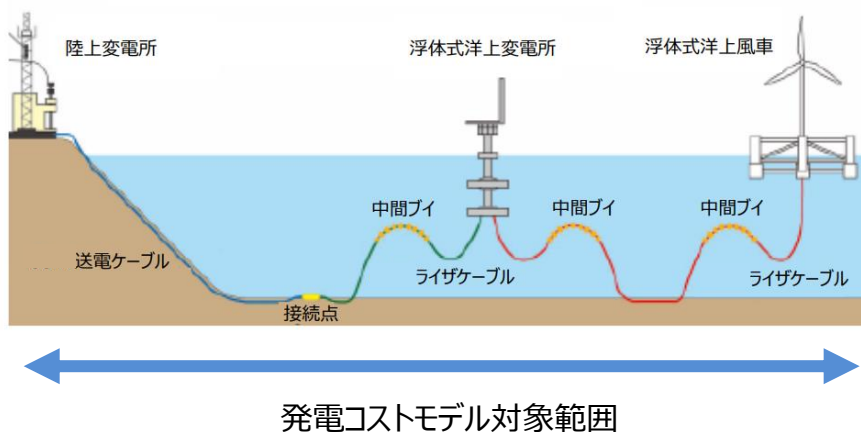
※浮体式洋上風力に関するNRELの各種見通しのうち、中間的な数値として、Offshore Wind Class 11（moderateシナリオ）を採用。

※四捨五入の関係で、乗算の結果にズレが生じる場合がある。

(参考) NEDO洋上風力発電コスト調査 概要

- NEDOにおいて、洋上風力発電コスト調査として、国内外において洋上風力発電事業の発電コスト等を計算した事例を整理し、その結果を基に、日本の海域条件に適用可能性が高くなるよう、水深、離岸距離及び風速等の条件をパラメーターとした発電コストが算出可能な前提条件及び計算式を整理することで、コスト算定モデルを作成している。
- 今回の更新内容についても、2019・2022年度の調査と同様、工学や金融など各分野の有識者で構成される委員会において、委員それぞれの専門的知見から洋上風力の発電コストモデルについて検討を行うとともに、専門家へのヒアリングや、発電コストモデルと欧州の洋上風力プロジェクトの実績値と比較し妥当性を確認している。
- なお、日本における洋上風力の導入実績は乏しいため、将来の日本における洋上風力に関する環境が現在の欧州並みのインフラやサプライチェーンが構築された場合を想定しているものであり、例えば国内外での価格差等は考慮されていない。

<発電コストモデル 概略図>



<有識者で構成される委員会 委員名簿>

氏名	専門分野	所属
永尾 徹	風車工学	足利大学 総合研究センター 特任教授【委員長】
池谷 毅	沿岸海洋工学	東京海洋大学 海洋資源エネルギー学部門 教授
鈴木 英之	海洋システム工学	東京大学 大学院工学系研究科 システム創成学専攻 教授
原田 文代	金融	株式会社日本政策投資銀行 常務執行役員
本田 明弘	風工学	青森公立大学 教授 ／弘前大学 学長特別補佐

予算関連政策経費の考え方

- 政策経費に計上される令和5年度予算のうち、GI基金としては、浮体式洋上風力における共通基盤開発/次世代型太陽電池実証事業の配分額相当額を推計。

※ GX対策費については、2023年度から10年間の先行投資支援を行っており、2040年の政策経費には盛り込まない。

- 足下の総発電電力量については、総合エネルギー統計の2023年度の年間**総発電電力量**（バイオマス：401億kWh、水力：748億kWh、風力：105億kWh、太陽光：965億kWh）を用いた。
- 政策経費の試算に際しては、2040年度の発電電力量について、便宜的に、2023年度の発電電力量と同じ数字を用いている。2040年度の発電電力量については、今後、新たに示される2040年度におけるエネルギー需給の見通しを踏まえ、適切に更新する※1※2。

※1 地熱については、予算関連政策経費の大部分が今後の開発拡大のためのものであり、他の電源との比較が難しいことから、現段階では2021年検証同様、2030年度の発電電力量の見通しを使用し、今後示される2040年度におけるエネルギー需給の見通しを踏まえて、改めて整理する。

※2 総合エネルギー統計では、水力、風力、太陽光について、それぞれ、中・小水力、陸上・洋上風力、事業用・住宅用の区別をしていないため、政策経費についてもまとめて計上することとした。特に太陽光と風力の政策経費については、それぞれペロブスカイト太陽電池や、浮体式洋上風力における今後の開発拡大のための大規模な予算措置が含まれているため、2021年検証に比べて政策経費が上昇。集計上、洋上風力の政策経費が低く、陸上風力の政策経費が高く反映されている点に留意が必要。

【2023年の再エネの予算関連政策経費】

電源	自然変動電源		水力	地熱	バイオマス
	太陽光※3	風力※4	中小水力	地熱	バイオマス※5
予算額 (億円)	329	132	115	138	38
2023年度 発電電力量 (億kWh)	965	105	748	110※1	401
政策経費 (円/kWh)	0.3	1.3	0.2	1.3	0.1

※3 太陽光（事業用）、太陽光（住宅用）、ペロブスカイト太陽電池を含む。

※5 バイオマス（専焼）、バイオマス（混焼）を含む。

【2040年の再エネの予算関連政策経費】

※2040年度におけるエネルギー需給の見通しを踏まえ、適切に更新する

電源	自然変動電源		水力	地熱	バイオマス
	太陽光※3	風力※4	中小水力	地熱	バイオマス※5
予算額 (億円)	94	108	115	137	38
2023年度 発電電力量 (億kWh)	965	105	748	110※1	401
政策経費 (円/kWh)	0.1	1.0	0.2	1.3	0.1

※4 陸上風力、洋上風力（着床）、洋上風力（浮体式）を含む。

(参考) 2021年検証のモデルプラント諸元と調達価格等想定値 (太陽光)

<太陽光 (2021検証:住宅用/調達価格:10kW未満)>

<太陽光 (2021検証:事業用/調達価格:50kW以上250kW未満*)>

		2021年検証 2020年 モデルプラント	2023年度 調達価格等の 想定値
資本費	建設費 (システム費)	30.1万円/kW	25.9万円/kW
	接続費用	—	—
	廃棄費用	5% (対建設費)	—
運転維持費	人件費		
	修繕費	0.30万円/kW/年	0.30万円/kW/年
	諸費		
	業務分担費		
	土地賃借料		
租税	固定資産税	—	—
	事業税	—	—
その他	出力	5kW	10kW未満
	設備利用率	13.8%	13.7%
	法定耐用年数	17年	17年
	稼働年数/ 価格支援年数 (調達期間)	20,25,30年	10年価格支援
	適正な利潤 (税引前IRR)	—	3.2%

		2021年検証 2020年 モデルプラント	2023年度 調達価格等の 想定値
資本費	建設費 (システム費+土地造成費)	20.8万円/kW	12.1万円/kW
	接続費用	—	1.35万円/kW
	廃棄費用	1万円/kW	1万円/kW
運転維持費	人件費		
	修繕費	0.48万円/kW	0.5万円/kW/年
	諸費		
	業務分担費		
	土地賃借料		
租税	固定資産税	1.40%	1.40%
	事業税	—	1.267%
その他	出力	250kW	50kW以上 250kW未満
	設備利用率	17.2%	17.7%
	法定耐用年数	17年	17年
	稼働年数/ 価格支援年数 (調達期間)	20,25,30年	20年価格支援
	適正な利潤 (税引前IRR)	—	4%

※ 地域活用要件のない入札対象外の事業用太陽光の範囲

（参考）2021年検証のモデルプラント諸元と調達価格等想定値（風力）

＜陸上風力＞

		2021年検証 2020年 モデルプラント	2023年度 調達価格等の 想定値
資本費	建設費	34.7万円/kW	27.5万円/kW※
	接続費用	—	上記内数
	廃棄費用	5%（対建設費）	5%（対建設費）
運転維持費	人件費	1.04万円/kW/年	0.93万円/kW/年
	修繕費		
	諸費		
	業務分担費		
	土地賃借料		
租税	固定資産税	1.40%	1.40%
	事業税	—	1.267%
その他	出力	30,000kW	全規模
	設備利用率	25.4%	28.0%
	法定耐用年数	17年	17年
	稼働年数／ 価格支援年数（調達期間）	20,25年	20年買取
	適正な利潤（税引前IRR）	—	7%

※ なお、新設区分から接続費相当を控除する考え方で資本費を想定している
リプレース区分では、建設費の想定値は26.5万円/kW。

＜洋上風力＞

		2021年検証 2020年 モデルプラント	2019年度 調達価格等の 想定値※
資本費	建設費	51.5万円/kW	56.5万円/kW
	接続費用	—	上記内数
	廃棄費用	5%（対建設費）	5%（対建設費）
運転維持費	人件費	2.25万円/kW/年	2.25万円/kW/年
	修繕費		
	諸費		
	業務分担費		
	土地賃借料		
租税	固定資産税	1.40%	1.40%
	事業税	—	1.267%
その他	出力	350,000kW	全規模
	設備利用率	30%	30%
	法定耐用年数	17年	17年
	稼働年数／ 価格支援年数（調達期間）	20,25年	20年買取
	適正な利潤（税引前IRR）	—	10%

※ 2023年度の洋上風力（着床式）は入札制だったため、運転開始までのリードタイムがあることも踏まえつつ、2014年度から2019年度までの着床式及び浮体式の調達価格における想定値を記載している。

(参考) 2021年検証のモデルプラント諸元と調達価格等想定値 (中小水力)

<中水力>

		2021年検証 2020年 モデルプラント	2023年度 調達価格等の 想定値※
資本費	建設費	33~90万円/kW	51~93万円/kW
	接続費用	上記内数	上記内数
	廃棄費用	5% (対建設費)	5% (対建設費)
運転維持費	人件費	1.0~2.1万円 /kW/年	0.95万円/kW/年
	修繕費		
	諸費		
	業務分担費		
	土地賃借料		
水利使用料		—	—
租税	固定資産税	1.40%	1.40%
	事業税	—	1.267%
その他	出力	5,000kW	1,000kW以上 30,000kW未満
	設備利用率	60%	45%
	所内率	0.4%	0.4%
	法定耐用年数	22年	22年
	稼働年数/ 価格支援年数 (調達期間)	40, 60年	20年買取
	適正な利潤 (税引前IRR)	—	7%

※ 1,000kW以上5,000kW未満及び5,000kW以上30,000kW未満の区分等における基準価格の想定値を記載している。

<小水力>

		2021年検証 2020年 モデルプラント	2023年度 調達価格等の 想定値※
資本費	建設費	80~100万円/kW	80~100万円/kW
	接続費用	上記内数	上記内数
	廃棄費用	5% (対建設費)	5% (対建設費)
運転維持費	人件費	700万円/年	700万円/年
	修繕費	3% (対建設費)	3% (対建設費)
	諸費		
	業務分担費		
	土地賃借料	—	—
水利使用料		26万円/年	26万円/年
租税	固定資産税	1.40%	1.40%
	事業税	—	1.267%
その他	出力	200kW	1,000kW未満 (200kW)
	設備利用率	60%	60%
	法定耐用年数	22年	22年
	稼働年数/ 価格支援年数 (調達期間)	30, 40年	20年買取
	適正な利潤 (税引前IRR)	—	7%

※ 200kW未満及び200kW以上1,000kW未満の区分等における調達価格・基準価格の想定値を記載している。

(参考) 2021年検証のモデルプラント諸元と調達価格等想定値 (地熱・バイオマス)

<地熱>

		2021年検証 2020年 モデルプラント	2023年度 調達価格等の 想定値
資本費	建設費	79万円/kW	79万円/kW
	接続費用	—	5万円/kW
	廃棄費用	5% (対建設費)	5% (対建設費)
運転維持費	人件費	3.3万円/kW/年	3.3万円/kW/年
	修繕費		
	諸費		
	業務分担費		
	土地賃借料		
租税	固定資産税	1.40%	1.40%
	事業税	—	1.267%
その他	出力	30,000kW	15,000kW以上
	設備利用率	83%	83%
	所内率	11%	11%
	法定耐用年数	15年	15年
	稼働年数/ 価格支援年数 (調達期間)	30, 40, 50年	15年買取
	適正な利潤 (税引前IRR)	—	13%

<バイオマス (木質専焼 (未利用材)) >

		2021年検証 2020年 モデルプラント	2023年度 調達価格等の 想定値
資本費	建設費	39.8万円/kW	41万円/kW
	接続費用	—	上記内数
	廃棄費用	5% (対建設費)	5% (対建設費)
運転維持費	人件費	2.7万円/kW/年	2.7万円/kW/年
	修繕費		
	諸費		
	業務分担費		
	土地賃借料		
燃料費	燃料価格	12,000円/t	12,000円/t
	燃料諸経費	750円/t	750円/t
	必要な燃料量	下記設備利用率 のとき、60,000t	下記設備利用率 のとき、60,000t
租税	固定資産税	1.40%	1.40%
	事業税	—	1.267%
その他	出力	5,700kW	2,000kW以上
	設備利用率	87% (稼働日も考慮)	87% (稼働日も考慮)
	所内率	16%	16%
	法定耐用年数	15年	15年
	稼働年数/ 価格支援年数 (調達期間)	20, 30, 40年	20年買取
	適正な利潤 (税引前IRR)	—	8%

目次

I. 総論

1. 概要

2. 考え方

II. 各論 (※諸元の設定は、精査中)

1. 再生可能エネルギー

2. 火力発電

3. 原子力発電

4. コージェネ・燃料電池

5. 統合コストの一部を考慮した発電コスト

石炭火力 発電コストの内訳

石炭火力発電コスト（2023年）

政策経費あり 24.8円/kWh

政策経費なし 24.7円/kWh

（参考）石炭火力発電コスト（2040年）

政策経費あり 18.8~30.8円/kWh

政策経費なし 18.7~30.7円/kWh

※モデルプラント想定（2023年・2040年基本ケース）

設備容量70万kW、設備利用率70%、発電効率43.4%、所内率5.6%、稼働年数40年

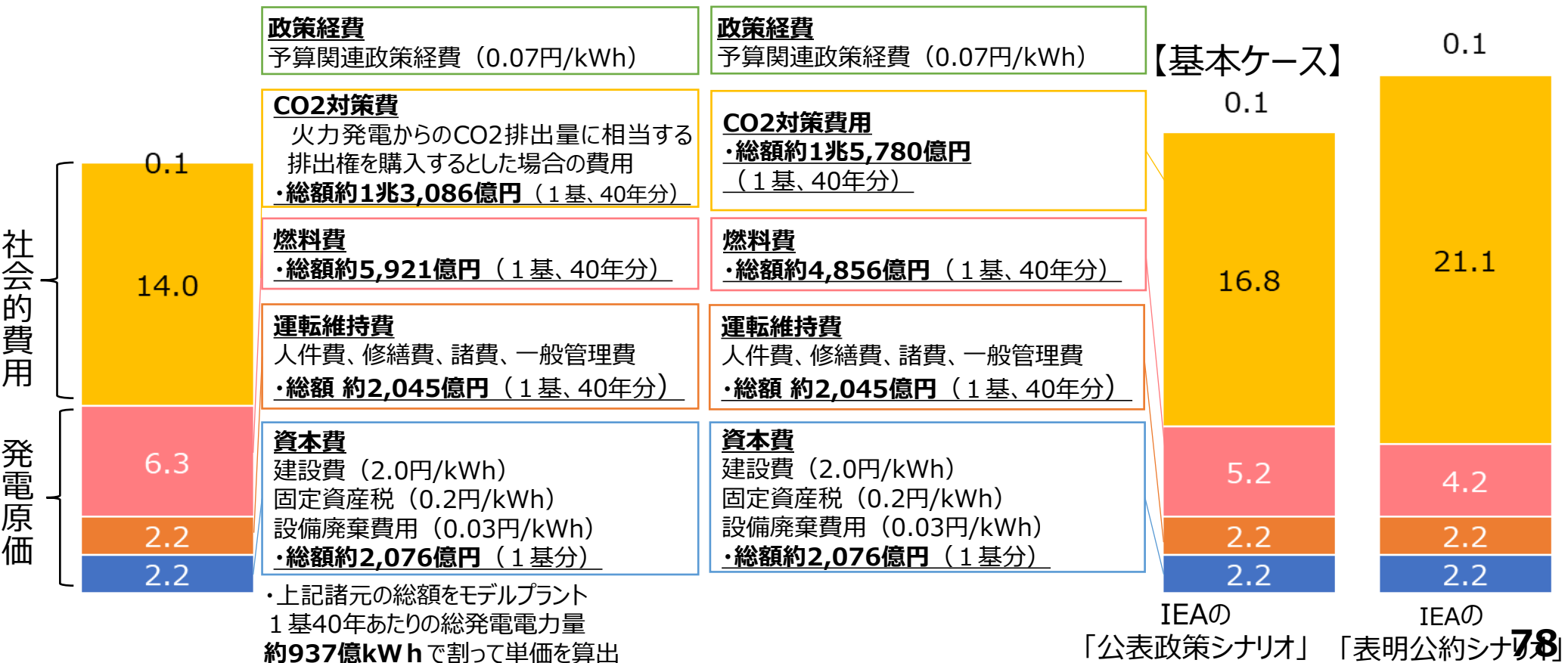
燃料費：IEA「公表政策シナリオ」

CO2対策費の推移：IEA「公表政策シナリオ」（EU）

（基本ケース）

政策経費あり 26.5円/kWh

政策経費なし 26.4円/kWh



LNG火力 発電コストの内訳

LNG火力発電コスト（2023年）
 政策経費あり 19.1円/kWh
 政策経費なし 19.1円/kWh

※モデルプラント想定（2023年の基本ケース）

設備容量60万kW、設備利用率70%、発電効率54.9%

所内率2.2%、稼働年数40年、燃料費：IEA「公表政策シナリオ」

CO2対策費の推移：IEA「公表政策シナリオ」（EU）

※モデルプラント想定（2040年の基本ケース）：発電効率57%、他は2023年の基本ケースと同一

LNG火力発電コスト（2040年）
 政策経費あり 16.0~21.0円/kWh
 政策経費なし 15.9~20.9円/kWh

（基本ケース）

政策経費あり 19.2円/kWh
 政策経費なし 19.2円/kWh

社会的費用

発電原価



石油火力 発電コストの内訳

石油火力発電コスト (2023年)

政策経費あり 43.8円/kWh

政策経費なし 43.8円/kWh

(参考) 石油火力発電コスト (2040年)

政策経費あり 33.2~42.0円/kWh

政策経費なし 33.2~41.9円/kWh

※モデルプラント想定 (2023年・2040年の基本ケース)

設備容量40万kW、設備利用率 30%、発電効率39%、所内率4.8%、稼働年数40年
燃料費：IEA「公表政策シナリオ」 CO2対策費の推移：IEA「公表政策シナリオ」(EU)

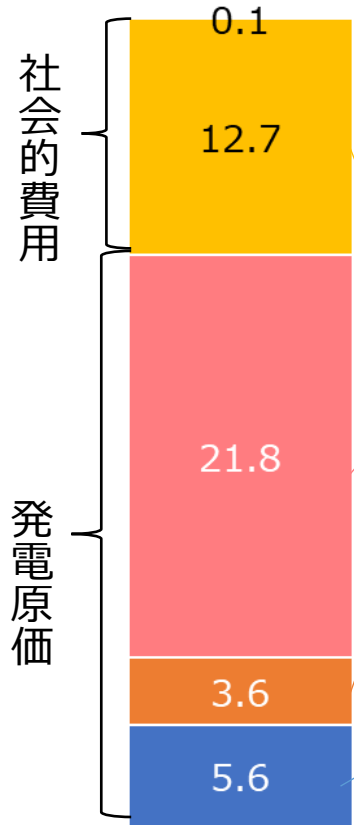
※2040年の基本ケースの前提

発電効率48%、他は2023年と同一を想定

(基本ケース)

政策経費あり 38.9円/kWh

政策経費なし 38.8円/kWh



政策経費
予算関連政策経費 (0.07円/kWh)

CO2対策費用
火力発電からのCO2排出量に相当する排出権を購入とした場合の費用
・総額2,948億円 (1基分、40年分)

燃料費
・総額5,041億円 (1基、40年分)

運転維持費
人件費、修繕費、諸費、一般管理費
・総額 839億円 (1基、40年分)

資本費
建設費 (5.1円/kWh)
固定資産税 (0.4円/kWh)
設備廃棄費用 (0.07円/kWh)
・総額1,292億円 (1基分)

政策経費
予算関連政策経費 (0.06円/kWh)

CO2対策費用
火力発電からのCO2排出量に相当する排出権を購入とした場合の費用
・総額2,888億円 (1基分、40年分)

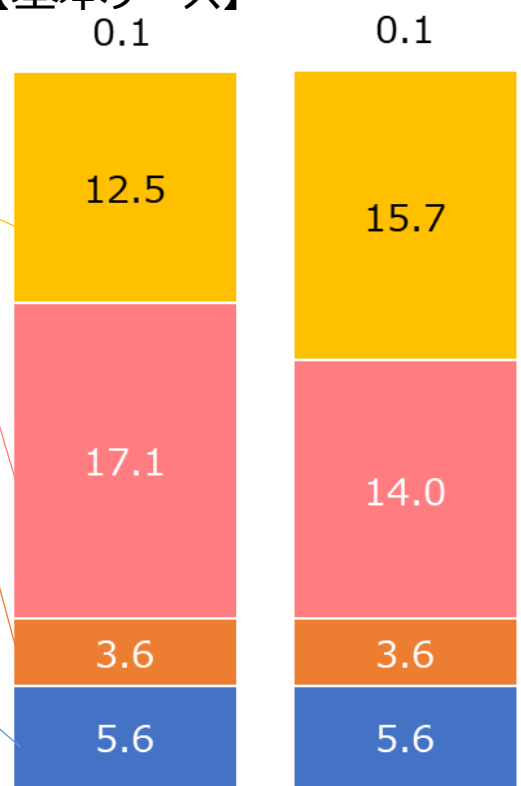
燃料費
・総額3,954億円 (1基、40年分)

運転維持費
人件費、修繕費、諸費、一般管理費
・総額 839億円 (1基、40年分)

資本費
建設費 (5.1円/kWh)
固定資産税 (0.4円/kWh)
設備廃棄費用 (0.07円/kWh)
・総額1,292億円 (1基分)

・上記諸元の総額をモデルプラント※1
1基40年あたりの総発電電力量
231億kWhで割って単価を算出

【基本ケース】



IEAの「公表政策シナリオ」 IEAの「表明公約シナリオ」

再生可能エネルギー

バイオマス（木質混焼） 発電コストの内訳

バイオマス（木質混焼） 発電コスト（2023年）
 政策経費あり 24.7円/kWh
 政策経費なし 24.6円/kWh

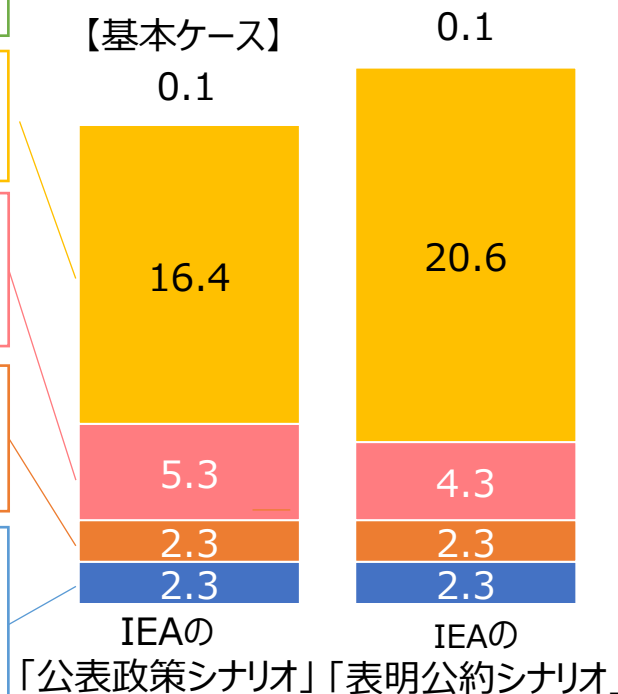
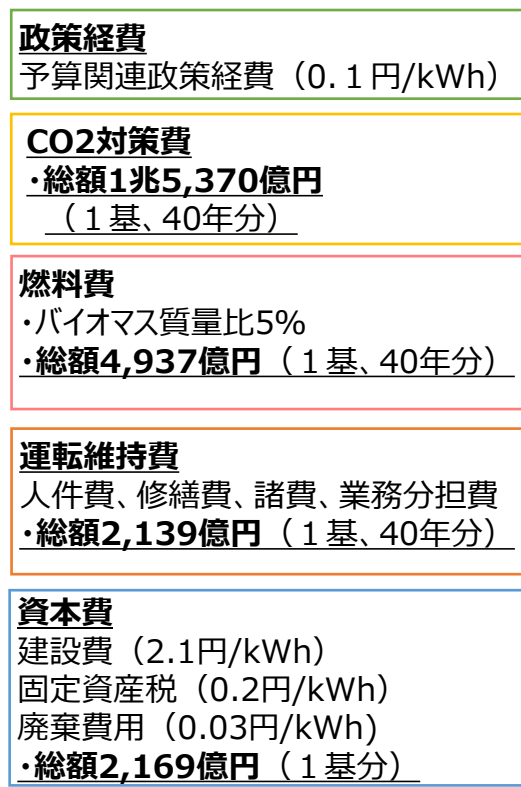
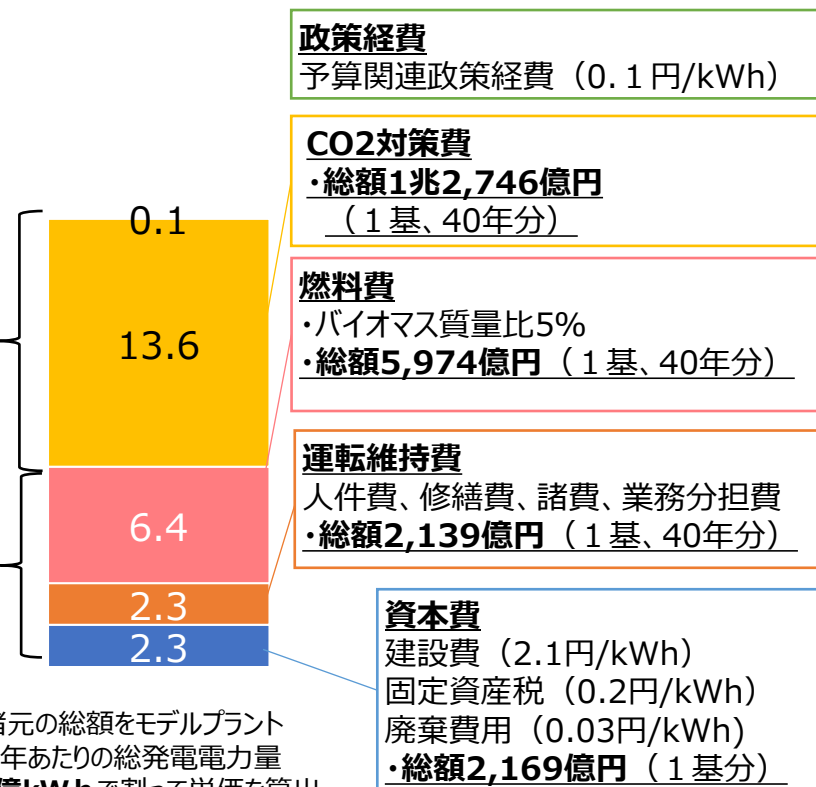
バイオマス（木質混焼） 発電コスト（2040年）
 政策経費あり 18.9~30.5円/kWh
 政策経費なし 18.8~30.4円/kWh

※モデルプラント想定（2023年・2040年の基本ケース）
 設備容量70万kW、設備利用率70%、発電効率43.4
 所内率5.6%、稼働年数40年
 石炭燃料費：IEA「公表政策シナリオ」
 CO2対策費の推移：IEA「公表政策シナリオ」（EU）

（基本ケース）

政策経費あり 26.4円/kWh
 政策経費なし 26.3円/kWh

社会的費用
 発電原価



CCS付石炭火力 発電コストの内訳

CCS付石炭火力発電コスト (2040年)

政策経費あり 26.6~32.2円/kWh

政策経費なし 26.5~32.2円/kWh

政策経費

予算関連政策経費 (0.05円/kWh)

CO2対策費

分離回収しきれなかったCO2や輸送・貯留において排出されたCO2の排出権を購入するとした場合の費用

・総額約**1,921億円** (40年分)

CCSにかかる費用

分離回収設備の資本費・運転維持費 (8.3円/kWh)

パイプラインの輸送費用 (3.8円/kWh)

貯留費用 (2.2円/kWh)

・総額約**1兆1,741億円** (40年分)

燃料費

・総額約**4,856億円** (1基、40年分)

運転維持費

人件費、修繕費、諸費、一般管理費

・総額約**2,045億円** (1基、40年分)

資本費

建設費 (2.3円/kWh)

固定資産税 (0.2円/kWh)

設備廃棄費用 (0.03円/kWh)

・総額約**2,076億円** (1基分)

(基本ケース)

パイプライン : 政策経費あり 27.6円/kWh

政策経費なし 27.6円/kWh

船舶 : 政策経費あり 31.5円/kWh

政策経費なし 31.5円/kWh

※モデルプラント想定 (基本ケース)

設備容量70万kW、設備利用率70%

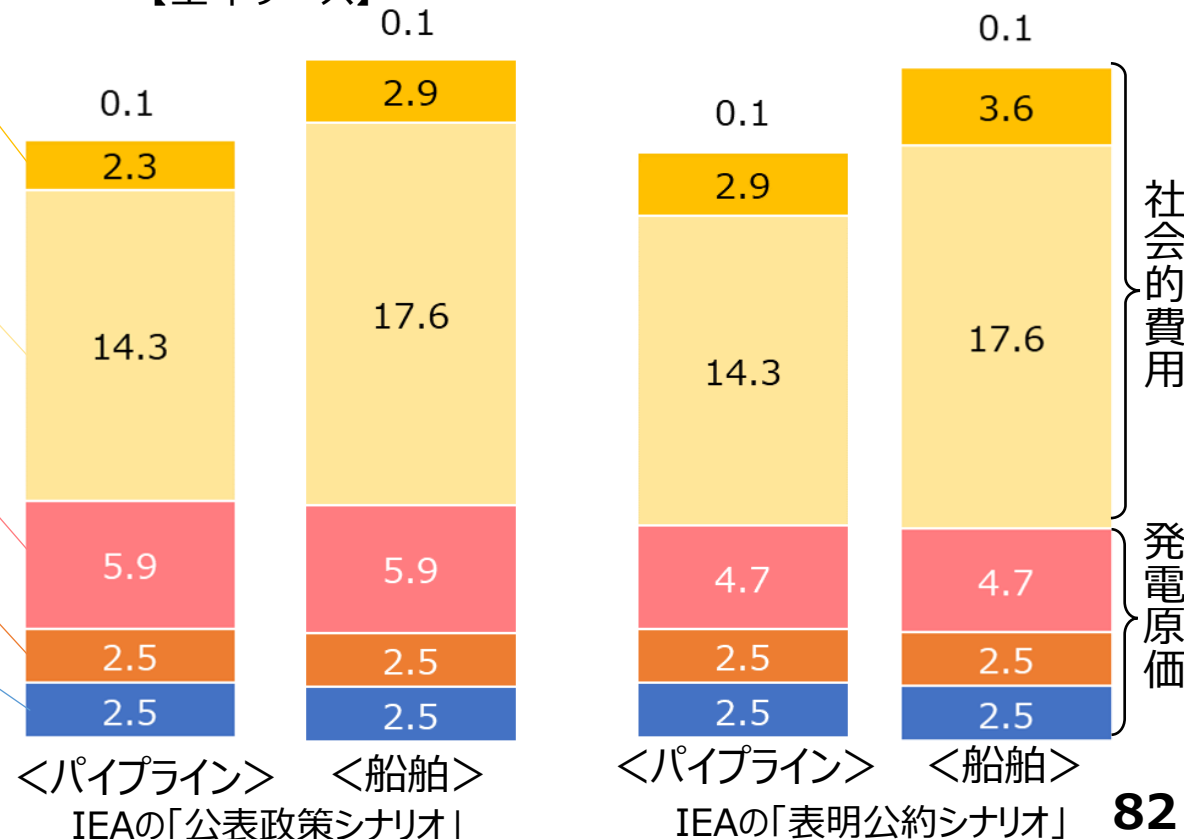
回収率90%、発電効率39.6%

所内率9.3%、稼働年数40年

燃料費 : IEA「公表政策シナリオ」

CO2対策費の推移 : IEA「公表政策シナリオ (EU)」

【基本ケース】



・各諸元の総額をモデルプラント1基40年あたりの総発電電力量約**821億kWh**で割って単価を算出

※CO2輸送貯留費用を検討するにあたり以下の仮定を想定

①輸送距離は、200kmの陸上パイプライン/1000kmの船舶

②輸送・貯留施設は、300万トン規模の設備を想定し、CO2処理量(285万トン)に応じてコスト負担

社会的費用

発電原価

CCS付LNG火力 発電コストの内訳

政策経費

予算関連政策経費 (0.05円/kWh)

CO2対策費

分離回収しきれなかったCO2や輸送・貯留において排出されたCO2の排出権を購入するとした場合の費用

・総額約**716億円** (40年分)

CCSにかかる費用

分離回収設備の資本費・運転維持費 (2.0円/kWh)

パイプラインの輸送費用 (1.6円/kWh)

貯留費用 (0.9円/kWh)

・総額約**3,316億円** (1基、40年分)

燃料費 (9.1円/kWh)

・総額約**6,735億円** (1基、40年分)

運転維持費(2.1円/kWh)

人件費、修繕費、諸費、一般管理費

・総額約**1,532億円** (1基、40年分)

資本費(2.4円/kWh)

建設費 (2.2円/kWh)

固定資産税 (0.2円/kWh)

設備廃棄費用 (0.03円/kWh)

・総額約**1,785億円** (1基分)

・各諸元の総額をモデルプラント1基40年あたりの総発電電力量約**737億kWh**で割って単価を算出

CCS付LNG火力発電コスト (2040年)

政策経費あり **17.1~21.1円/kWh**

政策経費なし **17.0~21.0円/kWh**

(基本ケース)

パイプライン : 政策経費あり **19.2円/kWh** 政策経費なし **19.1円/kWh**

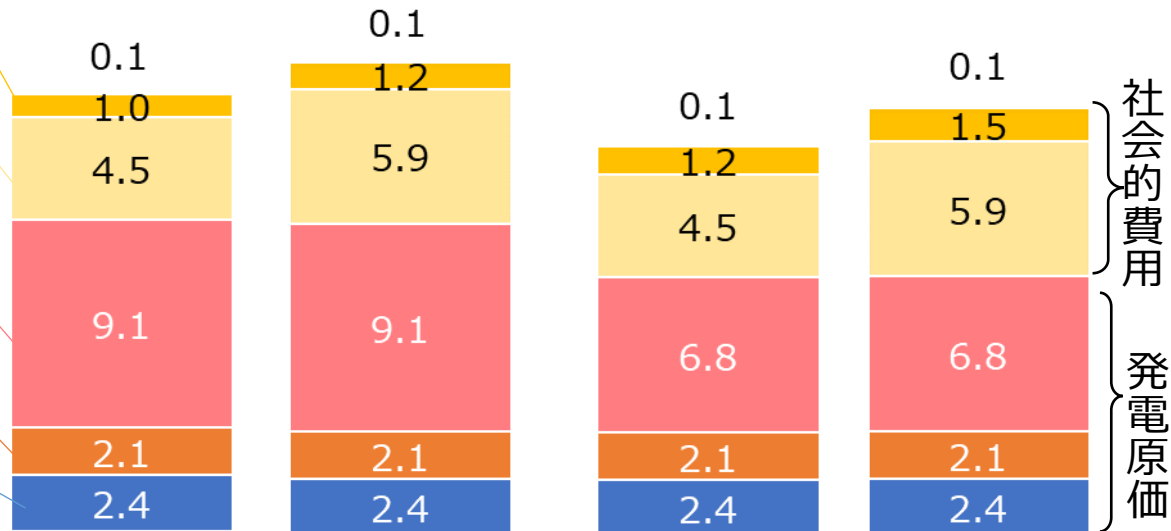
船舶 : 政策経費あり **20.9円/kWh** 政策経費なし **20.8円/kWh**

※モデルプラント想定 (基本ケース)

設備容量60万kW、設備利用率70%、回収率90%、発電効率52.5%、所内率5.9%、稼働年数40年

燃料費 : IEA「公表政策シナリオ」 CO2対策費の推移 : IEA「公表政策シナリオ」(EU)

【基本ケース】



※CO2輸送貯留費用を検討するにあたり以下の仮定を想定
 ①輸送距離は、200kmの陸上パイプライン/1000kmの船舶
 ②輸送・貯留施設は、300万トン規模の設備を想定し、CO2処理量(106万トン)に応じてコスト負担

LNG火力（海外ブルー水素10%混焼・水素専焼発電） 発電コストの内訳

水素10%混焼火力発電コスト（2040年）
 政策経費あり 17.4~21.9円/kWh
 政策経費なし 17.3~21.8円/kWh

水素専焼火力発電コスト（2040年）
 政策経費あり 29.9円/kWh
 政策経費なし 29.9円/kWh

※モデルプラント想定（10%混焼・専焼共通、基本ケース）

設備容量60万kW、設備利用率70%、発電効率57.0%、所内率2.2%、稼働年数40年
 燃料費：IEA「公表政策シナリオ」 CO2対策費の推移：IEA「公表政策シナリオ」（EU）

政策経費
 予算関連政策経費（0.05円/kWh）

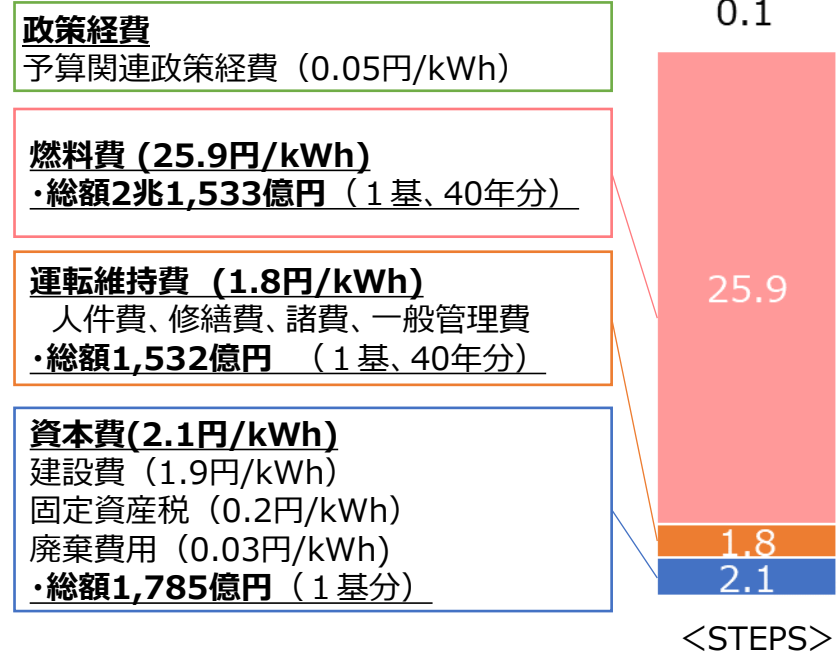
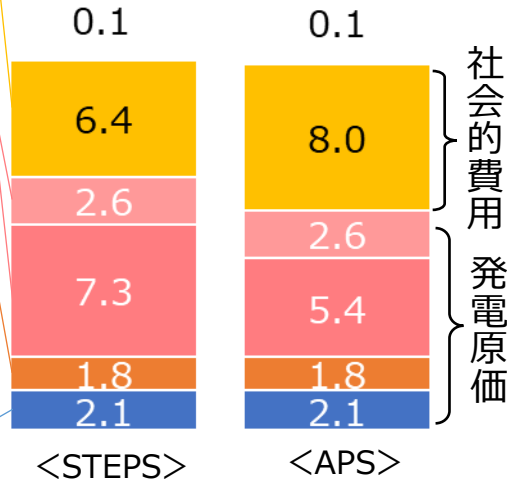
CO2対策費用
 火力発電（LNG燃焼分）からのCO2排出量に相当する排出権を購入するとした場合の費用
 ・**総額5,293億円**（1基、40年分）

燃料費
 水素（熱量ベース10%）（2.6円/kWh）
 LNG（熱量ベース90%）（7.3円/kWh）
 ・**総額8,215億円**（1基、40年分）

運転維持費
 人件費、修繕費、諸費、一般管理費
 ・**総額1,532億円**（1基、40年分）

資本費(2.1円/kWh)
 建設費（1.9円/kWh）
 固定資産税（0.2円/kWh）
 廃棄費用（0.03円/kWh）
 ・**総額1,785億円**（1基分）

【基本ケース】



・上記諸元の総額をモデルプラント
 1基40年あたりの総発電電力量
 約832億kWhで割って単価を算出

※STEPS:IEA「公表政策シナリオ」、APS:IEA「表明公約シナリオ」

火力発電

※各項目の値を四捨五入して表示しているため、各項目の数値が一致していても、合計値が異なる場合がある。

石炭火力（海外ブルーアンモニア20%混焼・50%混焼・アンモニア専焼）

発電コストの内訳

アンモニア20%混焼火力※1
発電コスト（2040年）
 政策経費あり 20.9~30.7円/kWh
 政策経費なし 20.8~30.6円/kWh

アンモニア50%混焼火力※1
発電コスト（2040年）
 政策経費あり 24.0~30.5円/kWh
 政策経費なし 24.0~30.6円/kWh

アンモニア専焼火力※2
発電コスト（2040年）
 政策経費あり 22.3~23.1円/kWh
 政策経費なし 22.2~23.0円/kWh

※1 モデルプラント想定（基本ケース）
 設備容量70万kW、設備利用率70%、
 発電効率43.4%、所内率5.6%、稼働年数40年
 燃料費：IEA「公表政策シナリオ」
 CO2対策費の推移：IEA「公表政策シナリオ」（EU）

※2 モデルプラント想定（基本ケース）
 設備容量60万kW、設備利用率70%
 発電効率57.0%、所内率2.2%、
 稼働年数40年
 燃料費：IEA「公表政策シナリオ」
 CO2対策費の推移：IEA「公表政策シナリオ」（EU）

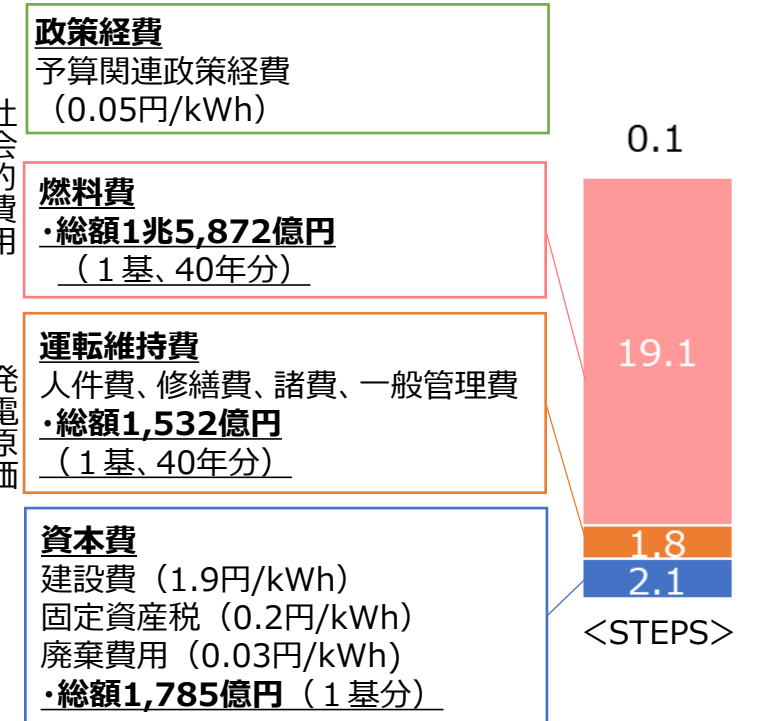
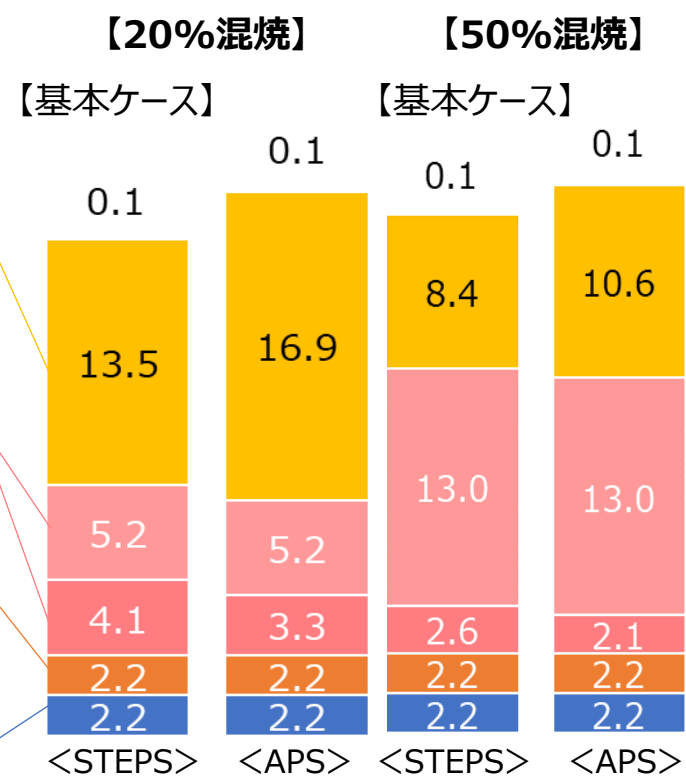
政策経費
 予算関連政策経費（0.05円/kWh）

CO2対策費用
 火力発電（石炭燃焼分）からのCO2
 排出量に相当する排出権を購入すると
 した場合の費用
・総額1兆2,624億円
 （1基、40年分）

燃料費（9.3円/kWh）
 アンモニア燃料費（5.2円/kWh）
 石炭燃料費（4.1円/kWh）
・総額8,749億円（1基、40年分）

運転維持費（2.2円/kWh）
 人件費、修繕費、諸費、一般管理費
・総額2,045億円（1基、40年分）

資本費
 建設費（2.0円/kWh）
 固定資産税（0.2円/kWh）
 設備廃棄費用（0.03円/kWh）
・総額約2,076億円（1基分）



・上記諸元の総額をモデルプラント※1 1基40年あたりの総発電電力量**937億kWh**で割って単価を算出

※STEPS:IEA「公表政策シナリオ」
 APS:IEA「表明公約シナリオ」

・上記諸元の総額をモデルプラント※2 1基40年あたりの総発電電力量**832億kWh**で割って単価を算出

火力発電 LNG火力（国産グリーン水素10%混焼・専焼発電） 発電コストの内訳

水素10%混焼火力コスト（2040年）

政策経費あり 16.8~22.2円/kWh

政策経費なし 16.8~22.2円/kWh

水素専焼火力コスト（2040年）

政策経費あり 24.6~33.0円/kWh

政策経費なし 24.6~33.0円/kWh

※モデルプラント想定（10%混焼・専焼共通、基本ケース）
 設備容量60万kW、設備利用率70%、発電効率57.0%
 所内率2.2%、稼働年数40年、燃料費：IEA「公表政策シナリオ」
 CO2対策費の推移：IEA「公表政策シナリオ」（EU）

【基本ケース】

政策経費
 予算関連政策経費（0.07円/kWh）

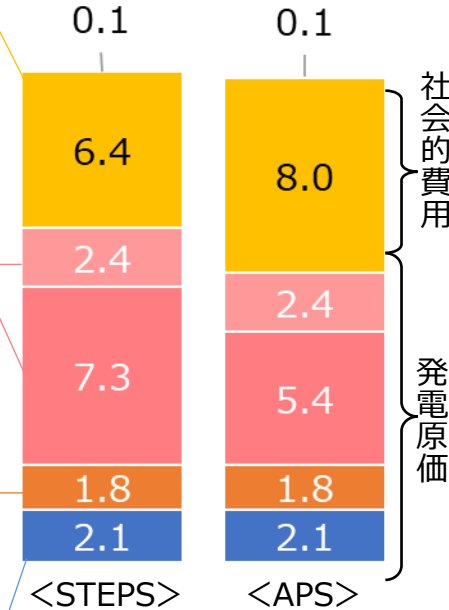
CO2対策費用（6.4円/kWh）
 火力発電（LNG燃焼分）からのCO2排出量に相当する排出権を購入とした場合の費用
・総額5,293億円
 （1基、40年分）

燃料費（9.8円/kWh）
 水素燃料費（2.4円/kWh）
 LNG燃料費（7.3円/kWh）
・総額8,123億円
 （1基、40年分）

運転維持費
 人件費、修繕費、諸費、一般管理費
・総額1,532億円
 （1基、40年分）

資本費
 建設費（1.9円/kWh）
 固定資産税（0.2円/kWh）
 廃棄費用（0.03円/kWh）
・総額1,785億円（1基分）

【基本ケース】



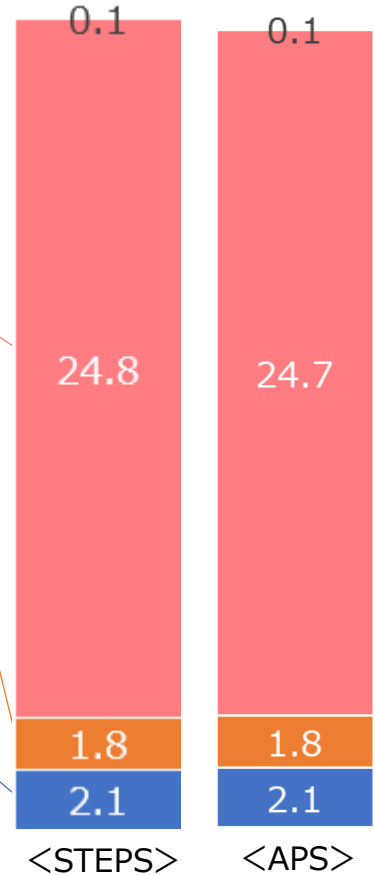
・上記諸元の総額をモデルプラント1基40年あたりの総発電電力量約832億kWhで割って単価を算出

政策経費
 予算関連政策経費（0.05円/kWh）

燃料費（24.8円/kWh）
 水素の調達費用
・総額2兆615億円
 （1基、40年分）

運転維持費（1.8円/kWh）
 人件費、修繕費、諸費、一般管理費
・総額1,532億円
 （1基、40年分）

資本費
 建設費（1.9円/kWh）
 固定資産税（0.2円/kWh）
 廃棄費用（0.03円/kWh）
・総額1,785億円（1基分）



※STEPS:IEA「公表政策シナリオ」
 APS:IEA「表明公約シナリオ」

火力発電

※各項目の値を四捨五入して表示しているため、各項目の数値が一致していても、合計値が異なる場合がある。

石炭火力（国産グリーンアンモニア20%混焼・50%混焼・アンモニア専焼） 発電コストの内訳

アンモニア20%混焼火力※1

発電コスト（2040年）
 政策経費あり 22.4円~32.0円/kWh
 政策経費なし 22.4円~31.9円/kWh

アンモニア50%混焼火力※1

発電コスト（2040年）
 政策経費あり 27.8円~33.8円/kWh
 政策経費なし 27.8円~33.8円/kWh

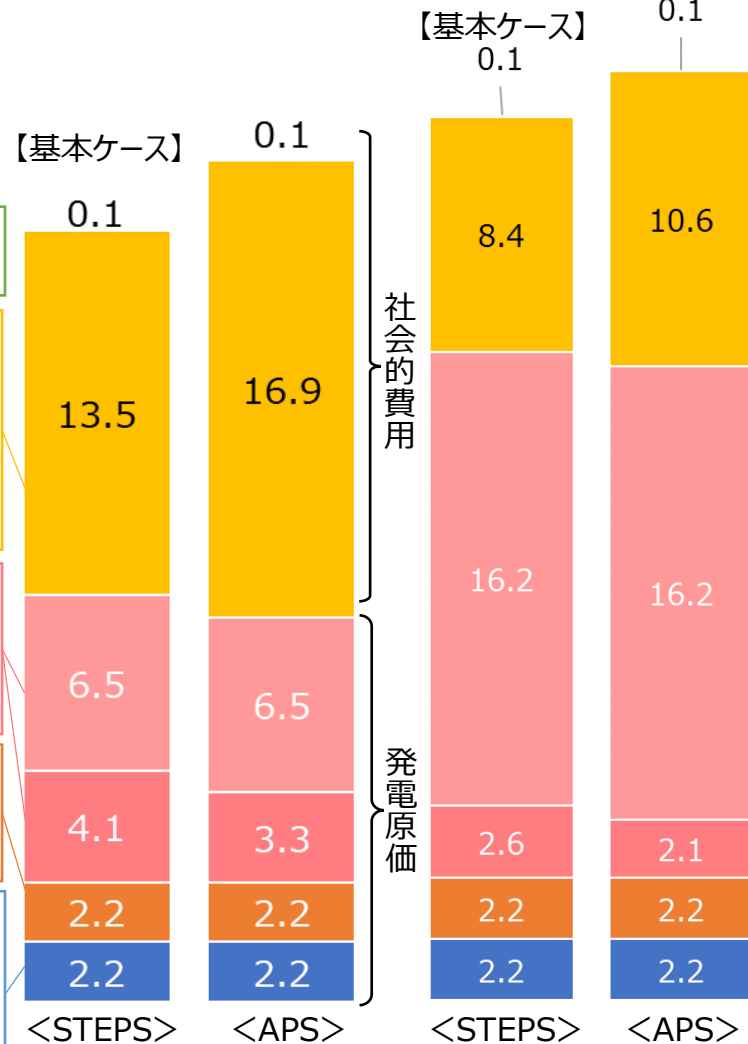
アンモニア専焼火力※2

発電コスト（2040年）
 政策経費あり 27.9円/kWh
 政策経費なし 27.8円/kWh

※1 モデルプラント想定（基本ケース）
 設備容量70万kW、設備利用率70%
 発電効率43.4%、所内率5.6%、稼働年数40年
 燃料費：IEA「公表政策シナリオ」
 CO2対策費の推移：IEA「公表政策シナリオ」(EU)

※2 モデルプラント想定（基本ケース）
 設備容量60万kW、設備利用率70%、発電効率57.0%
 所内率2.2%、稼働年数40年、燃料費：IEA「公表政策シナリオ」
 CO2対策費の推移：IEA「公表政策シナリオ」(EU)

- 政策経費**
 予算関連政策経費（0.07円/kWh）
- CO2対策費用**
 火力発電（石炭燃焼分）からのCO2排出量に相当する排出権を購入とした場合の費用
・総額1兆2,624億円
 （1基、40年分）
- 燃料費**
 アンモニア燃料費（6.5円/kWh）
 石炭燃料費（4.1円/kWh）
・総額9,961億円（1基、40年分）
- 運転維持費（2.2円/kWh）**
 人件費、修繕費、諸費、一般管理費
・総額2,045億円（1基、40年分）
- 資本費**
 建設費（2.0円/kWh）
 固定資産税（0.2円/kWh）
 設備廃棄費用（0.03円/kWh）
・総額約2,076億円（1基分）



- 政策経費**
 予算関連政策経費（0.05円/kWh）
- 燃料費**
 アンモニアの調達費用
・総額1兆9825億円
 （1基、40年分）
- 運転維持費（1.8円/kWh）**
 人件費、修繕費、諸費、一般管理費
・総額1,532億円
 （1基、40年分）
- 資本費**
 建設費（1.9円/kWh）
 固定資産税（0.2円/kWh）
 廃棄費用（0.03円/kWh）
・総額1,785億円（1基分）

※STEPS:IEA「公表政策シナリオ」、APS:IEA「表明公約シナリオ」

・諸元の総額をモデルプラント※2
 1基40年あたりの総発電電力量約832億kWhで
 割って単価を算出

・諸元の総額をモデルプラント※1 1基40年あたりの総発電電力量約937億kWhで割って単価を算出

水素・アンモニア発電コストの内訳

- **海外ブルー水素**については、**IEAの水素レポート「The Future of Hydrogen」(2019)**を元に算出。
- **国産グリーン水素**については、2040年運開の水素製造プラントの「併設型再エネ」として採用される再エネは様々なものが考えられるところ、今回の検証では便宜上、**事業用太陽光と風力発電を想定**することとし、**幅を持って算出**することとした。
 ※「併設型再エネ」を想定しているため、水素・アンモニア発電を行う事業者が直面する価格として、再エネの発電コストは、今回の検証結果のうち、**「政策経費なし」の発電コスト**を元に算出。
 ※**事業用太陽光**について、**STEPSでは基本ケース**（①設備費：収斂しないケース、②導入量見通し：STEPS、③モジュール習熟率：23%、④パネルの出力劣化：なし）の値を、**APSでは②導入量見通しをAPSとしたケース**を元に算出。
 ※**陸上風力・着床式洋上風力**については、APSのケースは存在しないため、便宜上、**STEPSのケース**を元に算出。
- **海外ブルーアンモニア**については、**IEAの水素レポート「The Future of Hydrogen」(2019)**を元に算出することに加え、今回は、当該レポートよりも新しい**Bloomberg NEFのレポート「Japan's Costly Ammonia Coal Co-Firing Strategy」(2022)**に**2050年までの日本向けの海外ブルーアンモニアのコスト**が示されていることから、**両者の間で幅をもって算出**することとした。
- **国産グリーンアンモニア**については、**Bloomberg NEFのレポート「Japan's Costly Ammonia Coal Co-Firing Strategy」(2022)**における**2040年の国産グリーンアンモニアのコスト**を元に算出。

	水素										アンモニア								
	10%混焼					専焼					20%			50%			専焼		
	IEAブルー	国産グリーン				IEAブルー	国産グリーン				IEAブルー	BNEFブルー	BNEFグリーン	IEAブルー	BNEFブルー	BNEFグリーン	IEAブルー	BNEFブルー	BNEFグリーン
太陽光+風力の平均		事業用太陽光	陸上風力	着床式洋上風力	太陽光+風力の平均		事業用太陽光	陸上風力	着床式洋上風力										
STEPS	20.3	20.2	19.7	20.6	20.2	29.9	28.8	24.6	33.0	28.9	27.3	27.0	28.6	28.4	27.9	31.7	23.1	22.3	27.9
APS	20.0	19.9	19.5	20.3	19.9	29.9	28.7	24.4	33.0	28.9	29.9	29.6	31.2	30.1	29.5	33.3	23.1	22.3	

※上記表の数字は、「STEPS」については、燃料費の推移はIEA「公表政策シナリオ」を、CO2対策費の推移はIEA「公表政策シナリオ」(EU)を前提に算出したもの、「APS」については、燃料費はIEA「表明公約シナリオ」を、CO2対策費の推移はIEA「表明公約シナリオ」(EU)を前提に算出したもの。

※「太陽光+風力の平均」は、事業用太陽光と陸上風力の発電コストの平均値を元に算出。

※事業用太陽光 (STEPS) の発電コストは、①設備費：収斂しないケース、②導入量見通し：STEPS、③モジュール習熟率：23%、④パネルの出力劣化：なし、のケース。

※事業用太陽光 (APS) の発電コストは、①設備費：収斂しないケース、②導入量見通し：APS、③モジュール習熟率：23%、④パネルの出力劣化：なし、のケース。

※陸上風力・着床式洋上風力の発電コストは、APSのケースが存在しないため、STEPSの基本ケース。

2-1. 火力発電

モデルプラントの発電コストの考え方①（火力発電）

【基本的な考え方】

- 前回（2021年）の発電コスト検証では、2015年検証におけるモデルプラントによる算定方法を踏襲の上、モデルプラントの諸元・化石燃料価格の見通し・CO2対策費の見通し・技術革新（発電効率向上）の見通し、の4点について、最新のデータに更新して、コストを検証した。
- 今回の発電コスト検証においても、同様にモデルプラント方式を踏襲し、モデルプラントの諸元（建設費等）・化石燃料価格の見通し・CO2対策費の見通し・技術革新（発電効率向上）の見通しについて、最新のデータに更新して、コストを検証することを基本とすることとした。

※なお、火力発電は、将来、太陽光や風力といった変動再エネの導入の進展に伴い、その出力変動を吸収し、需給バランスを調整する調整力としての役割が、今後はより求められると想定される。今回の検証においては、モデルプラント方式の検証は発電技術そのものを評価することに主眼があることから技術的特性を主として設定することが適切であること、技術的特性が近い電源については設備利用率を揃えた方が電源間で比較しやすくなること、前回（2021年）までの議論の継続性の観点、を踏まえ、設備利用率は前回（2021年）と同様と設定した。将来的には、こうした調整力としての役割を加味する方向で、設備利用率や発電効率といったモデルプラントの諸元の設定方法を整理する必要が生じる点に留意が必要。

【火力発電のうち検証の対象とする電源の考え方】

- 前回（2021年）の発電コスト検証では、石炭火力・LNG火力・石油火力について引き続き検証を行うとともに、石炭火力のうちCO2分離回収型火力・アンモニア混焼火力、LNG火力のうちCO2分離回収型火力・水素混焼・専焼発電についても、初めて発電コストの検証を行った。
- 今回の発電コスト検証においても、カーボンニュートラルに向けた世界的な潮流等を踏まえ、次ページに記載のケースを検証することとした。

モデルプラントの発電コストの考え方②（火力発電）

- 石炭火力については、2023年12月のCOP28において、岸田前総理が、排出削減対策の講じられていない新規の石炭火力発電所の建設を終了していく旨を表明した。また、石油火力については、1979年の第3回IEA閣僚理事会において、ベースロード用石油火力の新設・リプレースが禁止されている。こうした点は踏まえつつ、①モデルプラント方式は発電技術そのものを評価するものであること（立地制約や社会的・制度的要因は考慮しない）、②前回（2021年）までの発電コスト検証の結果と比較できるようにすること、③石炭火力はアンモニア混焼火力やCCS付火力など脱炭素火力の諸元として用いられていること、といった理由から、**石炭火力・石油火力についても引き続き検証**することとした。
- 石油火力は、小規模電源等を除いて新設されておらず、また、脱炭素化に向けた取組も確認できないことから、化石燃料専焼のまま運転するもののみ検証することとした。
- 火力発電のうち、水素・アンモニア・CCSについては、現時点では技術が開発途上で、技術や発電に係る費用の予見性は必ずしも高くない。今回の検証は、前回（2021年）の発電コスト検証を深めたものであるが、引き続き、化石燃料専焼火力と比較すると、検証の蓋然性の程度に差がある点について留意が必要。

対象とする電源の考え方

	足下（2023年運開）			将来（2040年運開）		
	石炭	LNG	石油	石炭	LNG	石油
化石燃料専焼のまま 40年運転するケース	○	○	○	○ (参考値)	○	○ (参考値)
CCS付 で運開するケース	-	-	-	○	○	-
脱炭素燃料混焼 で 運開するケース	-	-	-	○ (アンモニア)	○ (水素)	-
脱炭素燃料専焼 で 運開するケース	-	-	-	○ (アンモニア)	○ (水素)	-

火力発電

火力発電サンプルプラント

	今回のサンプルプラント	(参考) 2021年検証における サンプルプラント
石炭火力発電所	<p>モデルプラント規模：70万kW、発電効率43.4%、設備利用率70%、稼働年数40年 (モデルプラント算出の根拠となる直近の4発電所)</p> <ul style="list-style-type: none"> ・横須賀2号(65万kW、2023年) ・西条新1号(50万kW、2023年) ・横須賀1号(65万kW、2023年) ・三隅2号(100万kW、2022年) 	<p>モデルプラント規模：70万kW、発電効率43.5%、設備利用率70%、稼働年数40年 (モデルプラント算出の根拠となる直近の4発電所)</p> <ul style="list-style-type: none"> ・常陸那珂共同火力(60万kW、2021年) ・竹原1号(60万kW、2020年) ・能代3号(60万kW、2020年) ・松浦2号(100万kW、2019年)
LNG火力発電所	<p>モデルプラント規模：60万kW、発電効率54.9%、設備利用率70%、稼働年数40年 (モデルプラント算出の根拠となる直近の4発電所)</p> <ul style="list-style-type: none"> ・姉崎新1号(64.7万kW、2023年)※2 ・上越1号(57.2万kW、2022年) ・石狩湾新港1号(56.9万kW、2019年) ・富山新港LNG1号(42.5万kW、2018年) 	<p>モデルプラント規模：85万kW、発電効率54.5%、設備利用率70%、稼働年数40年 (モデルプラント算出の根拠となる直近の4発電所)</p> <ul style="list-style-type: none"> ・石狩湾新港1号(56.9万kW、2019年) ・富山新港1号(42万kW、2018年) ・西名古屋7-2号(119万kW、2018年) ・西名古屋7-1号(119万kW、2017年)
石油火力発電所※1	<p>モデルプラント規模：40万kW、発電効率39%、設備利用率70%、稼働年数40年 (モデルプラント算出の根拠となる直近の4発電所)</p> <ul style="list-style-type: none"> ・尾鷲三田3号(50万kW、1987年) ・宮津1号(37.5万kW、1989年) ・宮津2号(37.5万kW、1989年) ・知内2号(35万kW、1998年) 	

※1 石油火力については、震災後建設されたものは小規模の緊急設置電源やガス火力転換を目指した軽油転換のもの等であることから、過去の2011年・2015年コスト検証の考え方にあわせてサンプルプラントに採用せず、これまでの検証と同様のプラントを横置きしている。

※2 LNG火力については、直近で運開したものは、上越1号(22年12月)、姉崎新1号(23年2月)、姉崎新2号(23年4月)、姉崎新3号(23年8月)の4プラントが挙げられるが、姉崎新1～3号のコスト構造は同一であり、これら3プラントを含めた4プラントをサンプルとすると、姉崎新1～3号のコスト構造が大きく影響することから、姉崎新1～3号から1プラント採用した上で、姉崎新1～3号以外に直近で運開した3プラントを加えた4プラントをサンプルプラントとしている。

将来（2040年）のモデルプラントの発電コストの考え方（火力発電）

【将来（2040年）のモデルプラントの発電コストの考え方】

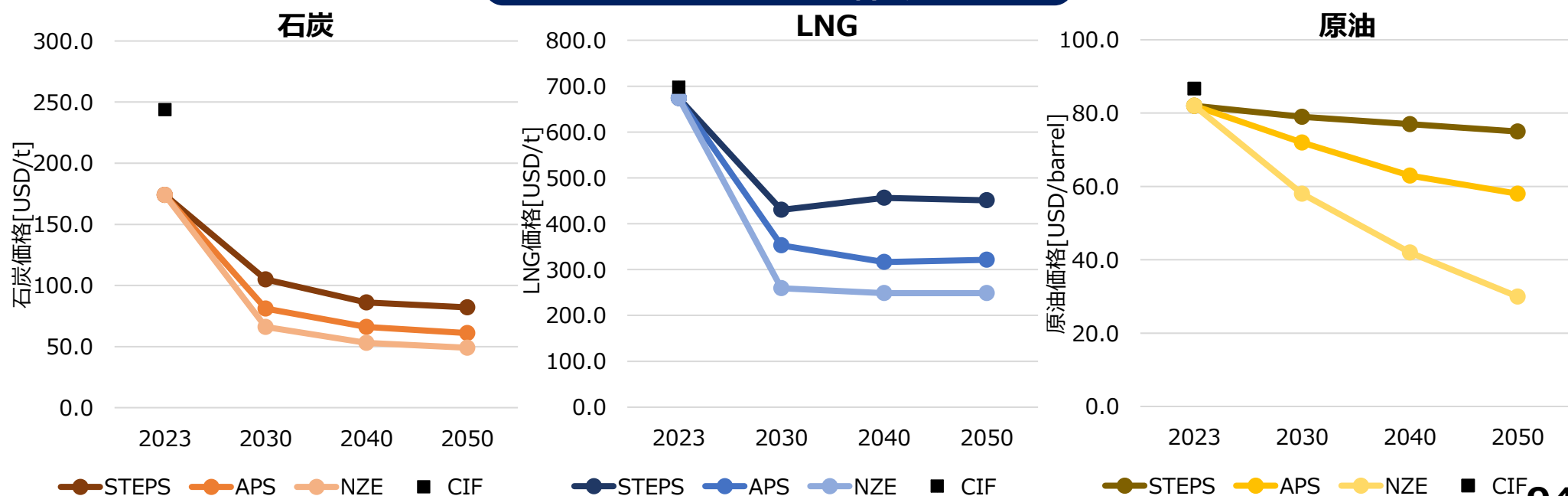
- **資本費**（建設費等）については、デジタル技術等の活用による作業効率化等により低下することが期待されるものの、足下では資材価格や労務費単価が上昇していることから、**前回（2021年）の発電コスト検証同様、足下（2023年）のコストから変化せず、一定**とすることとした。
- **運転維持費**（人件費等）についても、同様に、デジタル技術等の活用による作業効率化等により低下することが期待されるものの、足下では労務費単価が上昇していることから、**前回（2021年）の発電コスト検証同様、足下（2023年）のコストから変化せず、一定**とすることとした。
- **技術革新**については、前回（2021年）検証と同様に、**将来の技術革新の見通し**を踏まえて、**発電効率が向上することを想定**することとした（詳細後述）。

※ 燃料費やCO2対策費の考え方については後述。

化石燃料価格の考え方①（将来の価格見通し①）

- 化石燃料価格の将来の価格見通し（～2079年）については、長期かつ日本のトレンドが掲載されている国際機関のレポートである点を踏まえ、前回同様、**IEA「World Energy Outlook」に記載されている日本等の価格トレンドの見通しを利用して、将来の見通しを推計**することとした（具体的には次ページのとおり）。
- 価格トレンドについては、同レポートにおいて各国が公表済みの政策を加味したシナリオと位置づけられている**Stated Policies Scenario（公表政策シナリオ）を基本**としつつ、同レポートにおいて、Announced Pledges Scenario（表明公約シナリオ）及びNet Zero Emissions by 2050 Scenario（ネット・ゼロ排出2050年実現シナリオ）のケースも示されていることから、**参考としてこうしたケースも示す**こととした。また、化石燃料価格が2050年にかけて上昇するシナリオが提示されているレポートもある（後掲）ことも踏まえ、**前回同様、感度分析も行う**こととした。

WEO2024の化石燃料シナリオ



(出典) IEA World Energy Outlook 2024 (P90 : Table2.3、原油 : IEA crude oil、石炭 : Japan、天然ガス : Japan)、貿易統計

化石燃料価格の考え方②（将来の価格見通し②）

将来の価格見通しの推計方法

＜初年度（2023年）～2050年＞ **WEO2024に記載されている2023年・2030年・2040年・2050年の日本の化石燃料価格を、各年における日本の平均燃料価格（日本通関CIF価格）とWEOに記載の燃料価格との差分の5年平均値を用いて補正した上で、それぞれの間は価格が直線的に推移すると仮定。**

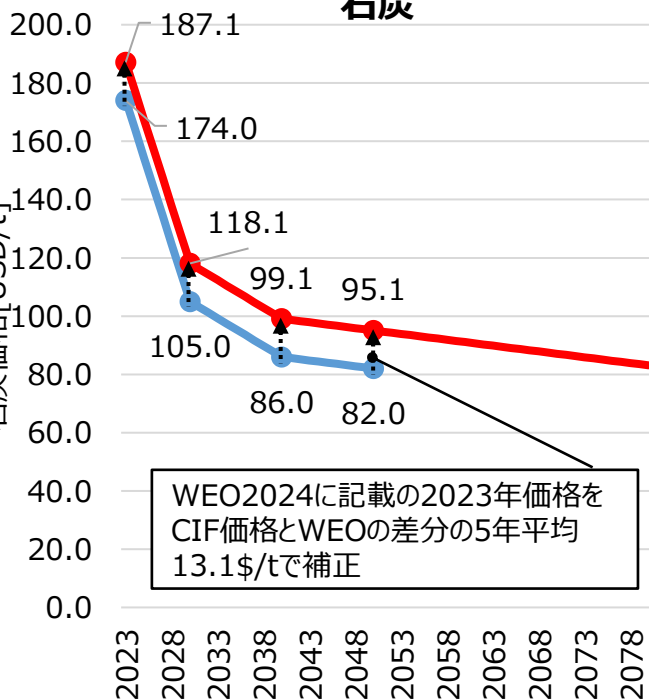
※2023年～2050年については、前回検証同様、WEO2024のシナリオを、日本の2023年の平均燃料価格（日本通関CIF価格）を用いて補正することも考えられる。他方、2023年の石炭価格について、WEO2024に記載の価格と日本通関CIF価格に、約70\$と大きな差分が生じており、WEO2023と2024で、2030年度以降の石炭価格推移見通しは大きく変化していないことを踏まえると、足元の価格の差分だけ補正すると、将来価格シナリオの蓋然性が下がるため、補正方法を踏襲することは適切ではない。そこで、価格トレンドの補正方法については、各年におけるCIF価格とWEOに記載の価格の差分を過去5年分算出し、差分の5年平均値を用いてシナリオを補正することとした。

＜2051年～2079年＞ **上記のとおり補正した2040年～2050年の価格推移がそのまま継続する。**

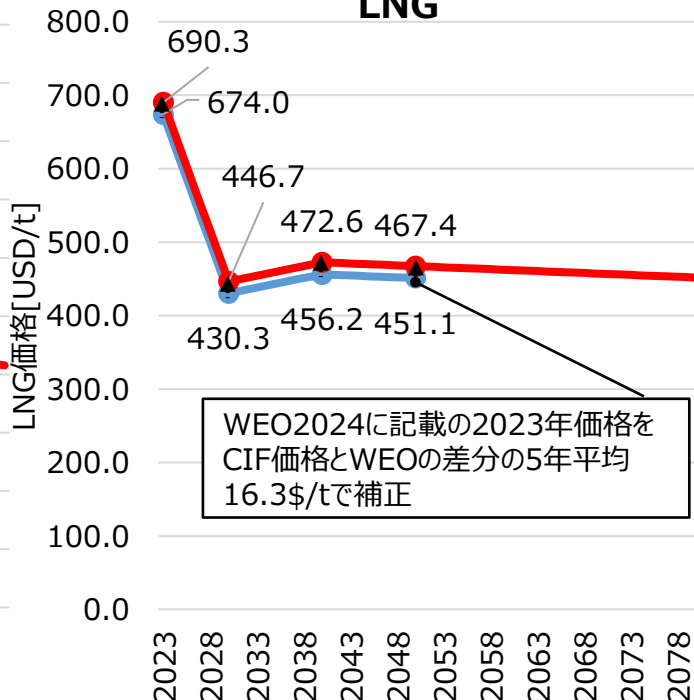
※WEO2024においては、WEO2023と異なり、30年・50年に加えて40年の数字が記載されているため、できるだけ2050年に近い時期の価格推移を採用し、2040年～2050年の価格推移が継続すると仮定する。

■ 燃料価格推移トレンド（推計結果） ■ WEO2024シナリオ

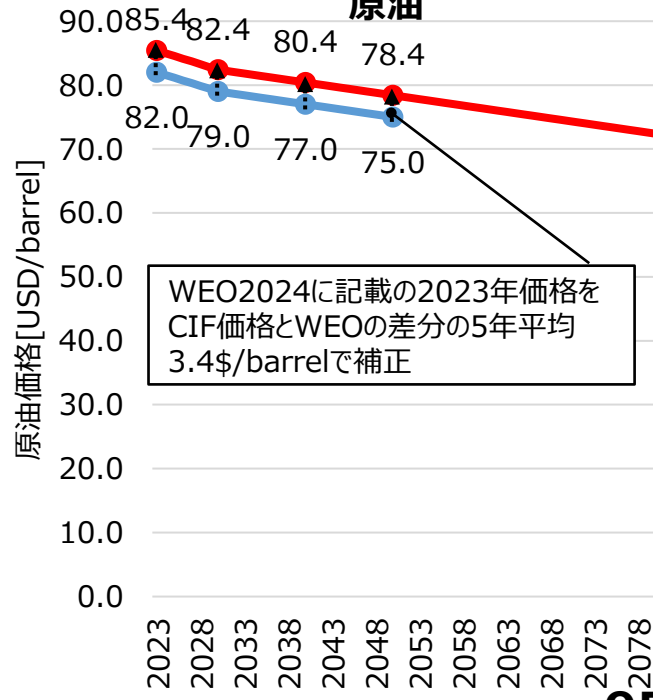
石炭



LNG



原油

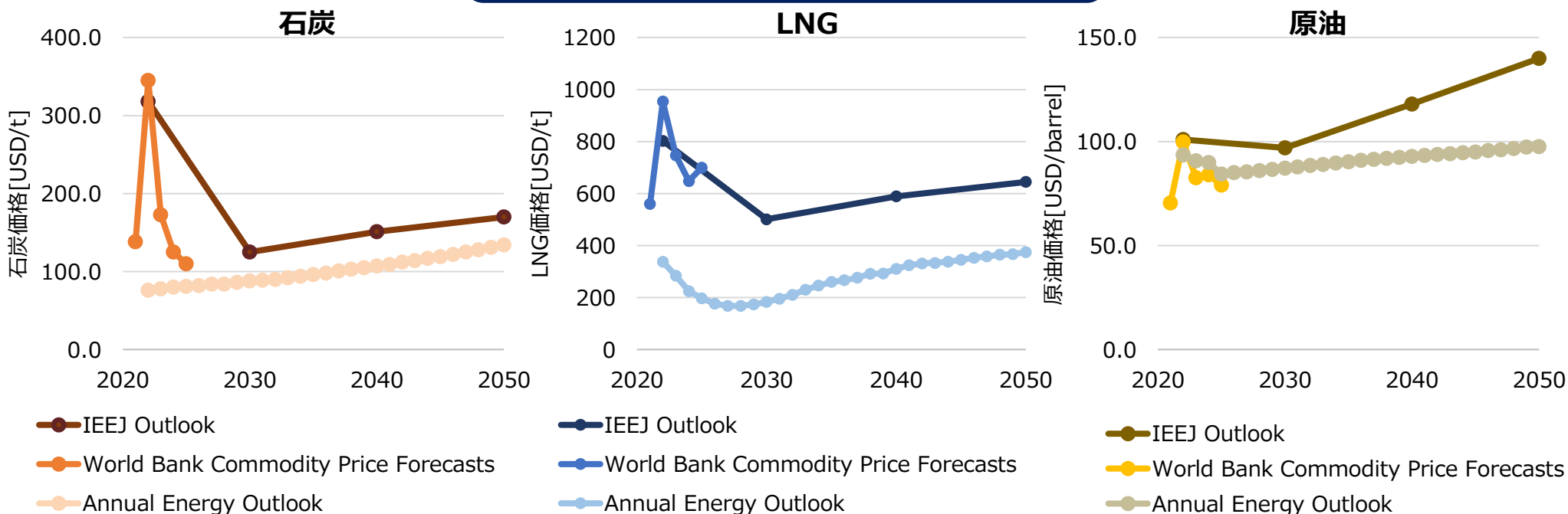


（出典） IEA World Energy Outlook 2024（P90：Table2.3、原油：IEA crude oil、石炭：Japan、天然ガス：Japan）、貿易統計

(参考) 各機関等による化石燃料価格の推移見通し

- 化石燃料価格については、WEO2024以外にも、各国政府や国際機関等から様々な見通しが示されている。例えば、日本エネルギー経済研究所「IEEJ Outlook 2024」や、米EIA「Annual Energy Outlook 2023」では、カーボンニュートラルに向けた動向の中、**化石燃料の需給バランスの変化等**により、2030年から2050年までにかけて**化石燃料価格が上昇するシナリオが提示**されている。
- このように、化石燃料価格の推移見通しについては、需要低下による価格下落と、生産量の伸び悩み等による価格上昇のどちらの可能性も考えられるため、前述のとおり、**今回の検証においても、感度分析も行う**こととした。

各種レポートにおける燃料価格推移シナリオ



出典 (一財)日本エネルギー経済研究所「IEEJ Outlook 2024」 (原油：日本、石炭：日本、天然ガス：日本) ※レファレンスシナリオを参照
 世界銀行「Commodity Market Forecast」(April 2024) (原油：EU (Brent)、石炭：豪ニューカッスル港出一般炭FOB価格、天然ガス：日本)
 EIA「Annual Energy Outlook 2023」 (原油：米国、石炭：米国、天然ガス：米国 (HH))

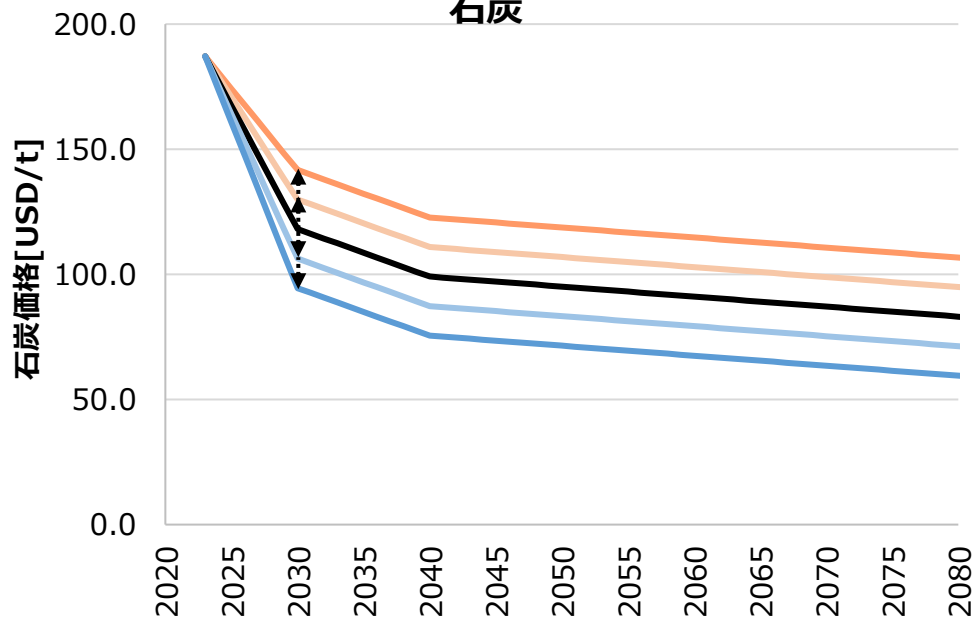
化石燃料価格の考え方③（将来の燃料価格の感度分析）

- 将来の化石燃料価格については、前述のとおり、WEO2024の公表政策シナリオ（STEPS）の価格トレンドについて、日本の平均燃料価格（日本通関CIF価格）を用いて補正した見通しを用いることを基本とする。
- 他方で、**燃料価格を正確に見通すことは困難**であり、ロシアによるウクライナ侵攻等の影響を受けて燃料価格が高騰した2022年のように、大きな変動も考えられる。このため、前回（2021年）検証と同様、**今回も、一定の変動幅を置いて感度分析を実施**することとした。
- 変動幅の設定にあたって、資源価格の推移を長期で見ると、世界的な資源価格の高騰が発生することもある一方で、足下の価格より安い価格で推移している期間もあるなど、**上昇・下落どちらの可能性も考えられ、その振れ幅も大小様々**である。
- このため、一定の変動幅として、**前回（2021年）検証と同様に、2030年断面において、±10%・±20%と設定し、発電コストへの影響を分析**することとした。

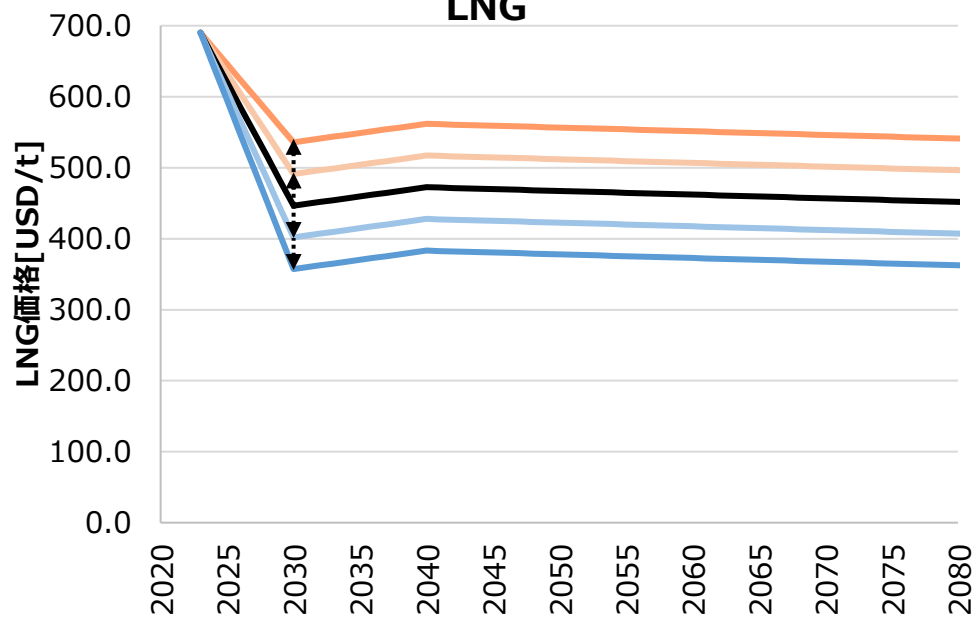
※変動幅の設定については、2022年のように世界的な資源価格の高騰が発生することもある一方で、資源価格の推移をより長期で見ると、足下の価格より安い価格で推移している期間もあるなど、上昇・下落どちらの可能性も考えられ、また、その振れ幅も大小様々であることを踏まえ、前回（2021年）検証と同様の変動幅を設定して感度分析を実施することとした。

(参考) 燃料価格の感度分析

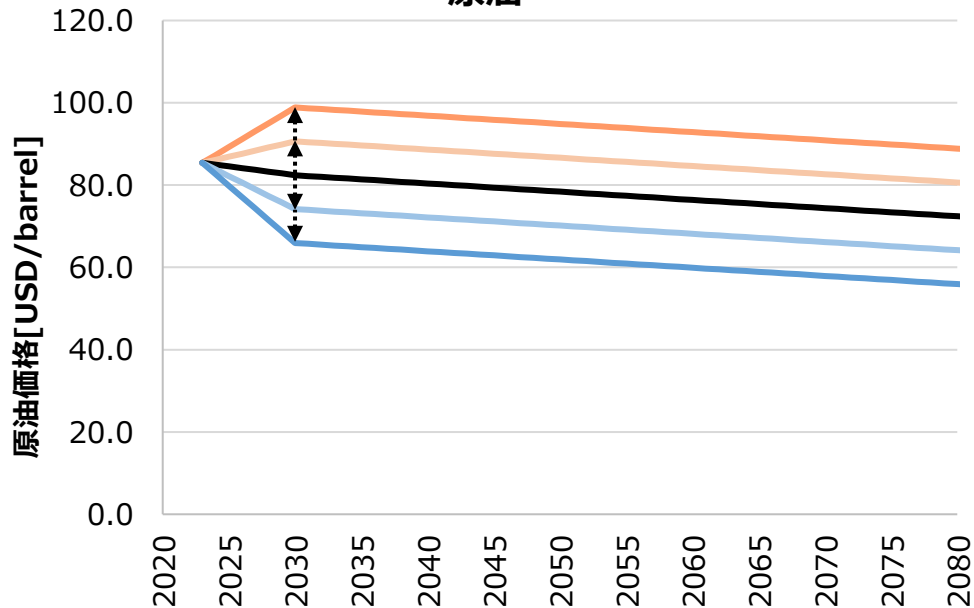
石炭



LNG



原油



- 2030年断面で燃料費+20%
- 2030年断面で燃料費+10%
- 燃料価格推移トレンド (推計結果)
- 2030年断面で燃料費-10%
- 2030年断面で燃料費-20%

CO2対策費用の考え方①（総論）

【基本的な考え方】

- CO2対策費用は、2050年カーボンニュートラル実現に向けて、現時点で国内で検討されている政策の実施に伴い、将来負担が生じると想定される社会的費用（環境外部費用）の一部を内部化するもの。
- CO2対策費用については、環境外部費用の全てをコストに換算することは困難であるところ、中長期的なCO2価格の世界的な見通しを可能な限り包括的に示すことが重要。これまでのコスト検証においては、こうした見通しを示すCO2対策費用の水準として、WEOにおけるEUの「公表政策シナリオ」（STEPS）を基本として示してきた。
- EU-ETSは、排出量のカバー率が約40%にとどまるなど、EU-ETSの水準であっても環境外部費用の全てをコストに換算しているとは必ずしも言えない点に留意が必要であるものの、今回の検証においては、日本の排出量取引制度が現時点では試行的に行われていることも踏まえ、これまで同様、WEOにおけるEUの「公表政策シナリオ」（STEPS）を基本ケースとすることとした。その上で、日本が2050年カーボンニュートラルを宣言していることを踏まえ、今後更なる政策が実施されうることを踏まえた表明公約シナリオ（APS）や、エネルギーを巡る情勢が日本とも比較的近いと考えられ、既に排出権取引が開始されている韓国のSTEPSを参照し、これらを参考値として、幅をもって示すこととした。
- 具体的には、①足下の対策費用について、EU-ETSの2023年平均価格（12,725円/t-CO2）を基本としつつ、韓国の排出権取引制度の2023年平均価格（1,061円/t-CO2）についても参考ケースとして活用することとした。②将来の対策費用については、これまでの検証との一貫性を確保するため、2021年検証時も用いたEUのSTEPSトレンドを基本とした上で、APSのトレンドと韓国のSTEPSトレンドについても参考ケースとして示すこととした。
※2021年検証では、CO2対策費用として、STEPSトレンドにおけるEU-ETS価格を用い、直前年（2020年）は2,996円、検証対象年（2030年）は4,280円とした。今回お示した上記の対策費用との差は、EU-ETSの足下価格が高騰していること（2021年検証：28\$/t-CO2⇒今回費用：129\$/t-CO2）や、為替の変動（2021年検証：107円/\$⇒今回費用：141円/\$）が大きく作用している。こうした状況も勘案し、今回の検証におけるCO2対策費用については、その参考値として、APSのトレンドを示すとともに、CO2価格の世界的な見通しを可能な限り包括的に示す観点からも、世界で先行する排出権取引制度として、韓国のSTEPSトレンドについても幅で示すこととした。
- 2051年以降については、CO2除去・吸収技術の進歩による価格低減要因と、CO2貯留のための適地の減少などの価格上昇要因のいずれも存在すると考えられることから、基本ケース・参考ケースともに2050年の価格で横置きすることとした。

CO2対策費用の考え方② (将来の対策費用見通し)

将来の価格見通しの推計方法

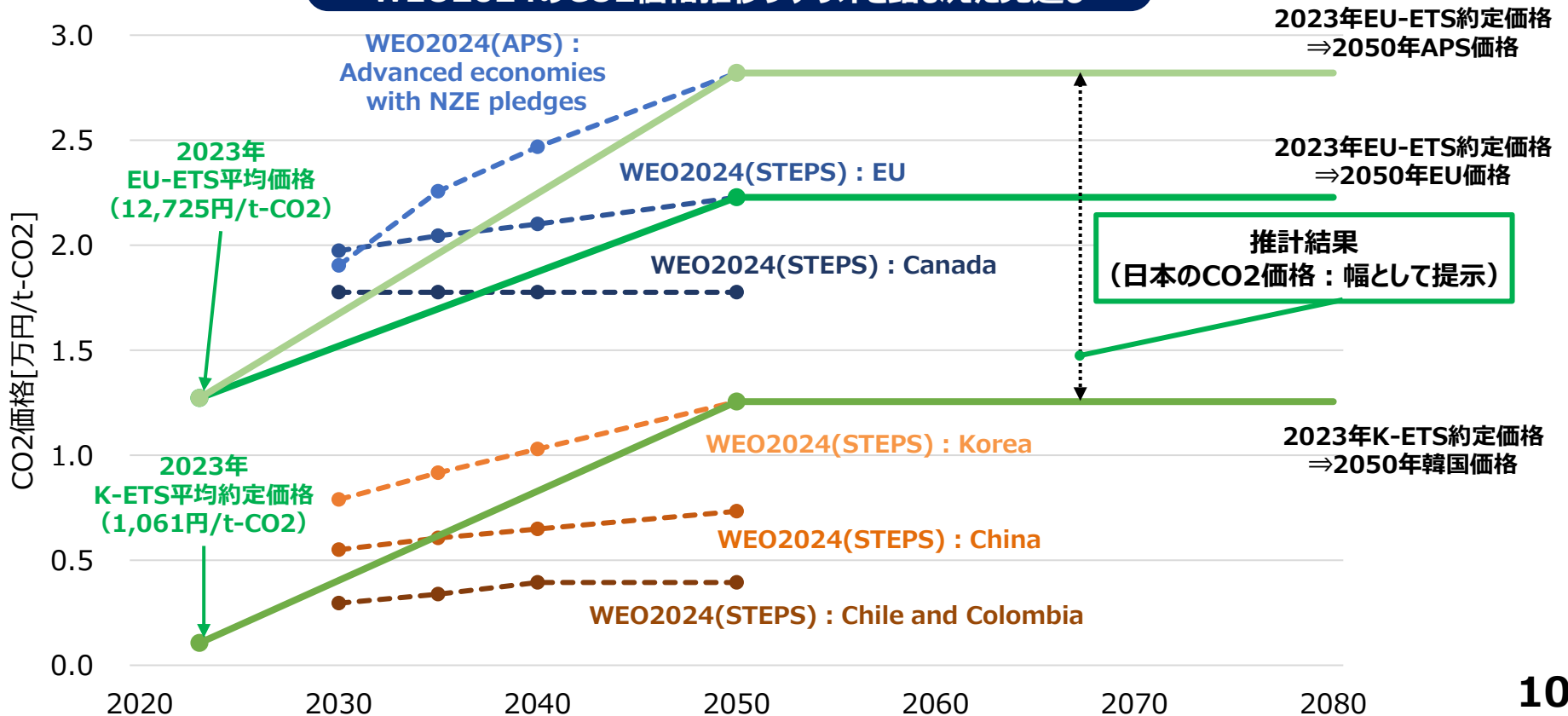
<初年度 (2023年) ~2050年>

足下の対策費用については、EU-ETSの2023年平均価格を基本としつつ、韓国の排出権取引制度の2023年平均価格についても参考ケースとして活用する。将来の対策費用については、これまでの検証との一貫性を確保するため、2021年検証時も用いたEUのSTEPSトレンドを基本とした上で、APSのトレンドと韓国のSTEPSトレンドについても参考ケースとして示す。

<2051年~2079年>

2050年の価格を横置きする。

WEO2024のCO2価格推移シナリオを踏まえた見通し



技術革新によるコスト低減（発電効率向上）の考え方

- 前回（2021年）の発電コスト検証では、将来（2030年）の発電コストについて、燃料種ごとに、それぞれ当時見通すことができる技術革新による発電効率の向上・発電コストの低減を織り込んで検証を行った。
- 火力発電の技術革新については、発電効率の向上に向けた技術開発は引き続き行われているものの、現在、カーボンニュートラルにつながる技術開発（CO2分離回収技術や水素・アンモニア発電等）により重点が置かれている。
- こうした状況を踏まえ、**火力発電の将来（2040年）の発電効率**については、現在の技術開発が継続して行われることで、**2021年検証時における将来（2030年）の発電効率と同様の水準まで向上すると見込む**こととした。
- その上で、カーボンニュートラルにつながる技術開発については、別途、水素・アンモニア・CCS付火力の発電コストを検証する際に検討することとした。

	2023年 モデルプラント 発電効率	2040年想定発電効率 ※前回（2021年）の 発電コスト検証と同様	2040年想定発電効率の考え方 ※前回（2021年）の発電コスト検証と同様
石炭火力	43.4%	43.4%	超々臨界圧技術による発電効率を前提
LNG火力	54.9%	57.0%	1700℃級ガスタービンが実用化されている想定
石油火力	39.0%	48.0%	米国DOEが発表している最新型の石炭火力とLNG火力のデータベースに基づき、超臨界圧の石油火力が実現した場合の発電効率を推定

モデルプラントの考え方（バイオマス（石炭混焼））

【モデルプラントの考え方】

- 前回（2021年）までの発電コスト検証の結果と比較できるようにする観点から、前回（2021年）検証と同様、石炭火力へのバイオマス燃料混焼を想定して検証することとした。混焼するバイオマス燃料は、前回（2021年）検証と同様、バイオマス専焼と同じく木質チップと想定することとした。

※直近に運開したバイオマス混焼石炭火力におけるバイオマス燃料は、輸入木質ペレット・木質チップ双方のケースがあり、前回検証からも状況変化がないが、前回（2021年）検証や、木質チップによる専焼を想定するバイオマス専焼と比較できるようにするため、木質チップとすることとした。

【モデルプラントの規模・諸元】

- モデルプラントの規模・稼働年数・設備利用率：前回（2021年）検証と同様に、今回の検証における石炭火力のモデルプラントと同一（規模70万kW、稼働年数40年、設備利用率70%）とすることとした。
- 混焼率：大手発電事業者への調査の結果、直近で運開した大手発電事業者のバイオマス混焼石炭火力における混焼率は、10%を超える混焼率の発電所もあれば、大規模なバイオマス混焼用設備を導入せず1%以下の混焼を実施する発電所もある。こうした実態を踏まえ、前回（2021年）検証と同様、5%とすることとした。

※2040年運開の混焼率は、大規模設備における高混焼化の技術的課題解決などによって向上すること、安定的かつ持続可能なバイオマス燃料調達の課題などによって横ばいとなることの、どちらの可能性も考えられるため、2023年運開と同様に5%とすることとした。

【モデルプラントの発電コストの考え方】

- 資本費：足下のコストは、前回（2021年）検証同様、石炭火力のモデルプラントの資本費に、バイオマス燃料を混焼するために必要となる建設費（混焼施設整備費）を上乗せすることとした。混焼設備整備費は、足下の資材価格や労務費単価の上昇を反映すべく、直近で運開した大手発電事業者のバイオマス混焼石炭火力4基の費用実績を調査し、平均費用を計上することとした。将来のコストは、デジタル技術等の活用による作業効率化等により低下することが期待されているものの、足下では資材価格高騰や労務費単価が上昇していることから、足下のコストから変化せず、一定とすることとした。
- 運転維持費：足下のコストは、大手発電事業者への調査の結果、石炭火力にバイオマス燃料を混焼しても、運転維持費に大きな変化が生じるものではないことから、石炭火力のモデルプラントと同一とすることとした。将来の諸元は、デジタル技術等の活用による作業効率化等により低下することが期待されているものの、足下では資材価格高騰や労務費単価が上昇していることから、足下のコストから変化せず、一定とすることとした。
- 燃料価格・CO2価格：前回（2021年）検証と同様、バイオマス燃料・石炭の価格はそれぞれバイオマス専焼・石炭火力のコスト検証に用いる価格と同一とすることとした。CO2価格も同様、火力発電のコスト検証に用いる価格と同一とすることとした。
- IRR相当政策経費：バイオマス混焼石炭火力はFIT/FIP制度の対象外であるため、考慮しないこととした。

2-2. CCS付火力発電

CCS付火力発電のモデルプラントの考え方①（基本的な考え方）

【前回（2021年）の発電コスト検証の振り返り】

- 前回（2021年）の発電コスト検証では、2030年に運転開始するCO₂分離回収型火力発電の発電コストについて、過去に行われたCCSコストの調査結果、2016年から行われた苫小牧CCUS実証の結果、事業者へのヒアリング結果等をもとに、以下のとおりモデルプラントを設定し、発電コストを検証した。
 - ①【分離回収】それぞれの火力発電に、CO₂分離回収設備が併設され、**火力発電の稼働に伴い排出されるCO₂全量を対象とし、90%を分離回収**する。
 - ※CO₂分離回収型石炭火力の場合、火力発電の稼働に伴うCO₂排出量（316万t-CO₂/年）のうち285万t-CO₂/年を分離回収。
 - CO₂分離回収型LNG火力の場合、167万t-CO₂/年のうち151万t-CO₂/年を分離回収。
 - ※いずれの場合も、分離回収されないCO₂や輸送・貯留に伴い排出されるCO₂については、CO₂対策費として計上。
 - ②【輸送】**陸上パイプライン**により輸送する（苫小牧CCUS実証の輸送距離を踏まえ、貯留場所への輸送距離は20km）。
 - ③【貯留】苫小牧CCUS実証の実績を踏まえ、**陸上施設から傾斜井を通して海底下に貯留**する。

【今回の検証の基本的な考え方】

- 現在、CCSについて2030年までの事業開始を目標とする案件を「先進的CCS事業」として採択しており、10カ所の火力発電所におけるCO₂分離回収の設計等を支援している。
- 当該事業を通じて、CO₂分離回収型火力発電（CCS付火力発電）のモデルプラントの在り方は一定程度見えつつあるものの、当該事業では現在FS・preFEEDが行われており、CCS付火力発電の発電コストの全体像はまだ明らかになっていない。
- このため、今回の検証においては、こうした情報や、事業者ヒアリング等を踏まえ、モデルプラントとして想定するケースを改めて検討した上で、一部先進的CCS事業の検討状況を踏まえつつ、**前回検証した費用をより精緻にアップデート**することとした。

※貯留地の確保（立地制約）については、前回（2021年）検証に引き続き、考慮していないことに留意が必要。ただし、2040年新設プラントという前提のため、貯留地と排出地は一定程度離れていると仮定する。また、先進的CCS事業を通じて、貯留地の確保の状況がより明らかになれば、その状況を今後反映させていくことも考えられる。

※事業者が現実に発電設備を建設し、CO₂を分離・回収する際には、ここで示す発電コストだけでなく様々な条件（立地制約・CCS適地制約等）も勘案され、CO₂の分離・回収率を含め、総合的に判断される点に留意が必要。

火力発電

(参考) 国内のCCSの現況

- 2030年までの事業開始を目標とする9 案件を「**先進的CCS事業**」として採択。この中で**10か所の火力発電所**でのCO2分離回収の設計等の支援を実施。CO2の輸送方法については、パイプラインと船舶のいずれも想定されている。

先進的CCS事業で支援する貯留地とCO2排出者

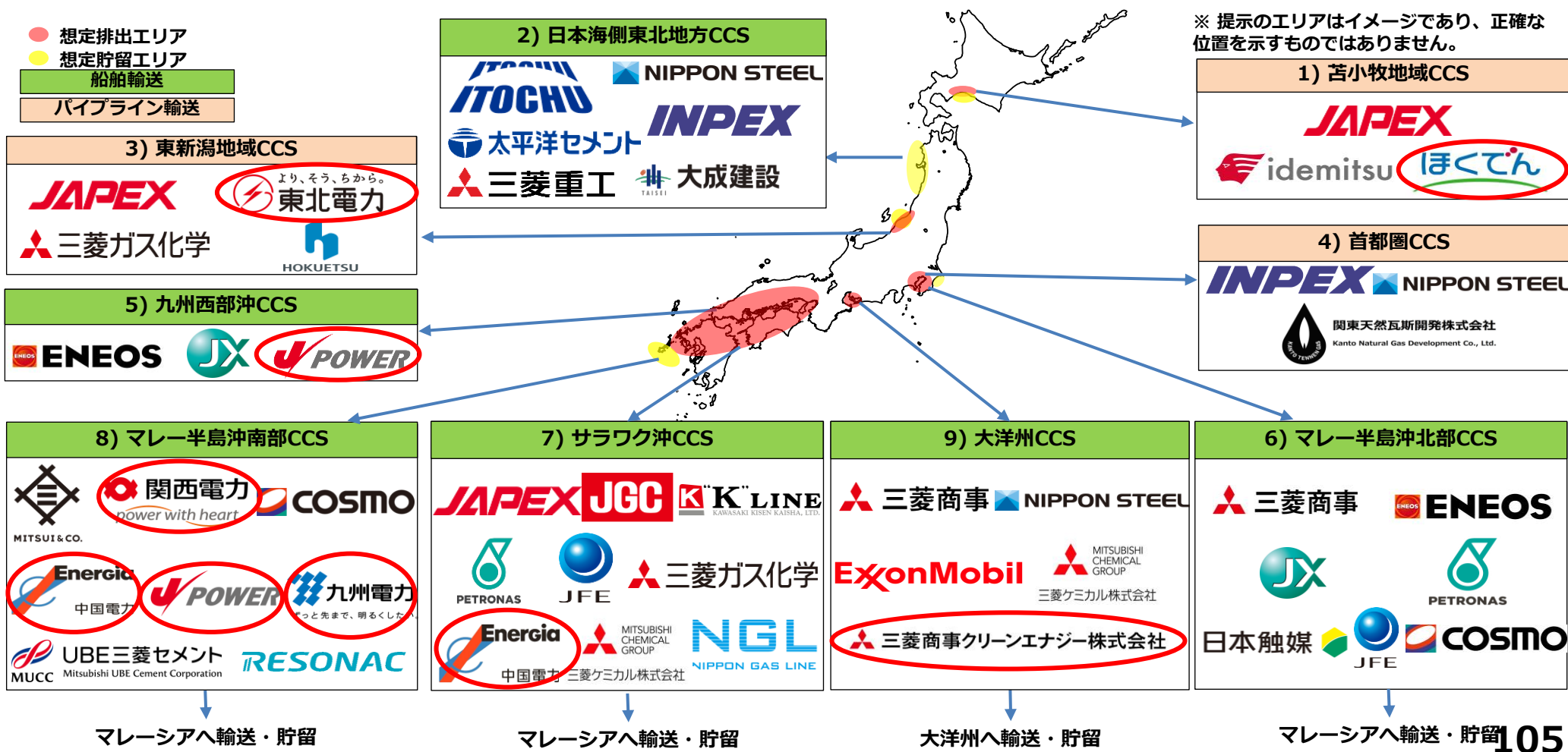
● 想定排出エリア

● 想定貯留エリア

船舶輸送

パイプライン輸送

※ 提示のエリアはイメージであり、正確な位置を示すものではありません。



(参考) 海外のCCSの現況

- 世界では、火力発電所におけるCO2分離回収が複数実施されているほか、北欧ではCO2船舶輸送ネットワークを整備中。

海外でのCO2分離回収付火力発電の取組事例



Boundary Dam

2014操業開始
石炭火力発電排ガスから100万トン/年のCO2を回収し、陸域パイプラインで輸送し、EOR※に使用



出典) Boundary Dam Carbon Capture Project HP
<https://www.saskpower.com/our-power-future/infrastructure-projects/carbon-capture-and-storage/boundary-dam-carbon-capture-project>



Petra Nova

2017年操業開始
石炭火力発電排ガスから140万トン/年のCO2を回収し、陸域パイプラインで輸送し、EOR※に使用



※EOR : Enhanced Oil Recovery
(石油増進回収法)

出典) 三菱重工HPより
https://www.mhi.com/jp/products/engineering/co2plants_projectrecords.html

海外でのCO2船舶輸送の取組事例



Project Greensand

ベルギーのZwijndrechtのエチレンプラントから北海の枯渇油田にCO2を船舶輸送し、2023年3月に初の圧入に成功。



出典) GeensandプロジェクトHP他
<https://www.projectgreensand.com/en/hvad-er-project-greensand>



Northren Lights

2025年に操業開始予定。
Phase1,2合わせて4件の排出事業者と合意しており、ノルウェー国内とオランダ、デンマークからCO2を船舶で輸送予定。



出典) 川崎汽船HPより
<https://www.kline.co.jp/ja/news/carbon-neutral/carbon-neutral-20240206.html>

CCS付火力発電のモデルプラントの考え方②（各論）

①火力発電所

排出源	
発電	石炭火力発電
	LNG火力
	IGCC
	バイオマス発電（BECCS）

②分離回収

回収方法
化学吸収法
物理吸収法
個体吸収法
膜分離法

③輸送

輸送方法	
陸域	タンクローリー
	鉄道
	陸上パイプライン
海域	海底パイプライン
	船舶輸送

④貯留

貯留方法	
施設上	陸域貯留
	陸上施設からの海底下貯留
施設上	海上施設から海底下貯留（着底・浮体）
	海底坑口貯留

※赤字が、今回の発電コスト検証における検討項目

<①火力発電所>

- CCS付火力発電の発電コスト検証は、**2040年に運転開始する火力発電にCCSを付けた際のコストを検証するもの**であり、**分離回収設備は火力発電に付加する設備**であることから、2021年検証と同様、当該火力発電所の**設備容量・設備利用率・稼働年数については、今回の発電コスト検証における火力発電のモデルプラントと同一**とすることとした。
- また、分離回収設備は火力発電の設備と一体運用されており、分離回収設備の稼働に伴って消費電力量が増加するため、結果として火力発電の総発電電力量が減少することから、分離回収設備の納入実績があるエンジニアリング会社による概算結果を基に、**発電効率をCCSなしの火力発電と比較して石炭火力で3.8%、LNG火力で4.5%減少**させることとした。また、**所内率をCCSなしの火力発電と比較して石炭火力とLNG火力それぞれで3.7%上昇**させることとした。

<②分離回収>

- **CO2回収率・回収規模**：2021年検証では、それぞれの火力発電の稼働に伴い排出されるCO2全量を対象とし、90%を分離回収する前提としていた。海外先行事例や先進的CCS事業の中には、90%以上のCO2分離回収が可能な技術も導入され始めているものの、今後の新たな技術開発は、回収率の向上よりも分離回収コストの低減や他の不純物の除去等を目的としたものが多いといった状況を踏まえ、今回の検証においても、**2021年検証と同様に、火力発電の稼働に伴い排出されるCO2全量を対象とし、その90%を分離回収**することとした（具体的には、CO2分離回収型石炭火力は**317万t-CO2/年**、CO2分離回収型LNG火力は**118万t-CO2/年**のそれぞれ**90%を分離回収**することとした）。その上で、**2021年検証と同様に、分離回収されないCO2等は、CO2対策費用として計上**することとした。

CCS付火力発電のモデルプラントの考え方③（各論）

<③輸送>

- **輸送方法**：2021年検証では、海外で実績のあるパイプライン輸送だけを対象としていた。今回の検証では、先進的CCS事業において船舶輸送を想定している事業がある（具体的には、9案件中6案件）こと、また、現在NEDOにおいて船舶輸送の実証（※）が行われていることから、パイプライン輸送に加え、**液化CO2船舶輸送も検証**することとした。

※ 液化CO2の船舶輸送における温度・圧力の管理やタンクの開発等の技術確立を目的として、世界で初めて低温・低圧の液化CO2を船舶輸送する実証試験を2021年度から実施中。今年度より苫小牧～舞鶴間（約1,000km）の長距離輸送実験を進め、2026年度までに安定的かつ効率的な液化CO2船舶輸送技術の確立を目指している。
- **輸送量**：2021年検証では、**排出源の集積化を想定**して輸送・貯留には共用インフラを利用する場合を想定し、**300万トン**をベースケースとしていた。2024年検証においても2021年検証と同様の考えにより、**300万トン**をベースケースとすることとした。
- **輸送距離**：2021年検証では、苫小牧CCUS実証の輸送距離を踏まえ、貯留地と排出地は一定程度近接している仮定を置いて、**20kmのパイプライン輸送をベースケース**としていた。今回の検証では、**2040年新設プラントであることを踏まえ、貯留地と排出地は一定程度離れていると想定される**ところ、先進的CCS事業における検討状況等を参考にし、**パイプライン輸送については200kmをベースケース**とすることとした。また、**船舶輸送（液化CO2船による輸送）については**、先進的CCS事業の国内貯留事業における想定や、現在行われている前述のNEDO実証（輸送距離1,000km）を参考に、**1,000km**とすることとした。

<④貯留>

- **圧入方法**：陸上から海底下への圧入は、苫小牧CCUS実証において実績がある一方で、海上からの圧入については、我が国において圧入実績が無いことから、**2024年検証においても同様に陸上から海底下への圧入を想定**することとした。
- **貯留量**：2021年検証では、**排出源の集積化を想定**して輸送・貯留には共用インフラ利用する場合を想定し、300万トンベースケースとしていた。2024年検証においても2021年検証と同様の考えにより、**300万トン**をベースケースとすることとした。
- **圧入レート**：苫小牧CCUS実証において、国内の地層状況を踏まえると、国内で圧入する場合には1坑あたり50万t-CO2/年を圧入することが可能とされたことを踏まえ、2024年検証においても**2021年検証と同様に、50万t-CO2/年・坑**とすることとした。

CCS付火力発電の将来（2040年）コストの考え方①（分離回収）

【資本費のうち建設費】

- 2021年検証では、分離回収設備の納品実績があるエンジニアリング会社が行った、2016年当時に導入が計画されていた大規模かつCO₂の90%の分離回収が可能な設備の試算を参考にして、一定の補正（※）を行って建設費を算出した。
 - ※ 試算を行った設備のCO₂分離回収可能量と、2021年検証時の火力発電のモデルプラントの出力に照らして必要なCO₂回収量に乖離があったことから、CO₂分離回収可能量の規模により補正（スケールアップ則：0.6乗則）した。
- 今回の検証においては、先進的CCS事業の分離回収設備の建設費を参考にしつつ、2021年検証と同様に、**必要となるCO₂分離回収可能量により補正（※）した上で、建設費を計算し、CCS付石炭火力で約70.4万円/kW、CCS付LNG火力で約39.0万円/kW**とすることとした。
 - ※ 規模の補正については、CCS付石炭火力については、先進的CCS事業において複数の事例があるため近似直線を引いて計算し、CCS付LNG火力については、先進的CCS事業において事例が少ないことから、スケールアップ則（0.6乗則）で計算することとした。
- なお、建設費については、分離回収設備が今後量産されることにより低下することが期待されるものの、足下では、資材価格や労務費単価が上昇していることから、**上記の建設費コストから変化せず、一定とすることとした。**

【資本費のうち廃棄費用】

- IEA/OECD NEA「Projected Costs of Generating Electricity 2020」で用いられている廃棄費用の一般値を参考に、**廃棄費用は建設費の5%**とすることとした。

【運転維持費】

- 人件費については、分離回収設備は火力発電と一体運用されているため、**分離回収部分について追加で計上しない**こととした。
- 修繕費、諸費、業務分担費については、分離回収設備が火力発電所にある公害防止のための設備（脱硫装置等）と同じく鋼材で構築されたものであり、構成部品（電動機、吸収液を吹きかけるスプレー、配管等）にも大きな違いがないことから、火力発電の考え方に倣い、**火力発電の建設費に分離回収設備の建設費を加算した値に、火力発電の修繕費、諸費、業務分担費を計算する際に用いる比率（建設費に占める比率）と同一の数字を掛け合わせる**ことで、算出することとした。

CCS付火力発電の将来(2040年)コストの考え方②（輸送①：パイプライン輸送）

【資本費のうち建設費】

- CO₂をパイプライン輸送するための主要設備は、i) CO₂を輸送圧力まで昇圧するための圧縮機、ii) パイプライン、から構成される。
- i) ii) いずれも、ガス導管と同様の設備であることを踏まえ、2021年検証では、「CCS付火力発電のモデルプラントの考え方③」に記載した輸送量（300万t-CO₂/年）、輸送距離（20km）を満たす i) ii) の設備の建設費を、これまで実績のあるガス導管の建設費データをベースに算出した。
- 今回の検証においても、2021年検証と同様に、ガス導管において i) ii) の設備を導入する際の建設費データを踏まえ、前述の輸送量（300万t-CO₂/年をベース）・輸送距離（200kmをベース）を満たす i) ii) の設備の建設費を算出（※）し、合計約1,160億円とすることとした。その際、ガス導管の建設費は、デジタル技術等の活用による作業効率化等により低下することが期待されるものの、足下では資材価格や労務費単価が上昇していることから、上記の建設費コストから変化せず、一定とすることとした。

※圧縮機の建設費は、前述の年間輸送量、輸送距離、圧縮機出口圧力（12.5MPa）を踏まえ、圧縮機の能力の合計を約47MWとした上で、i) の能力と建設費の相関データを参照することで、建設費を約133億円とすることとした。

※パイプラインの建設費は、前述の年間輸送量、輸送距離、パイプラインの入口と出口の圧力（入口圧力：12.5MPa 出口圧力：11.5MPa）からパイプラインの管径を0.55mとした上で、ガス導管において当該管径のパイプラインを導入する場合のコストデータ（円/管径・km）に輸送距離をかけることで、建設費を約1,027億円とすることとした。

【資本費のうち廃棄費用】

- IEA/OECD NEA「Projected Costs of Generating Electricity 2020」で用いられている廃棄費用の一般値を参考に、廃棄費用を建設費の5%とすることとした。

【運転維持費】

- 運転維持費については、i) ii) がガス導管設備と同様のものであることを踏まえ、国内のガス導管事業者のヒアリング結果を基に、修繕費を建設費の2%/年、人件費を1.5億円/年とすることとした。

CCS付火力発電の将来（2040年）コストの考え方③（輸送②：船舶輸送）

【資本費のうち建設費】

- CO₂を液化して船舶輸送するための主要設備は、i）液化CO₂船、ii）陸上設備（液化設備、貯蔵タンク、荷役設備）、から構成される。
- 液化CO₂の船舶輸送については、「CCS付火力発電のモデルプラントの考え方③」のとおり、今年度、NEDOにおいて液化CO₂の船舶輸送の実証（具体的には、CO₂を最適な温度・圧力条件で液化、貯蔵、荷役、海上輸送する船舶一貫輸送システムの構築に必要な技術の研究開発・実証）が行われている。この実証において i） ii） の設備が新設されている（※）ことから、今回の検証においては、当該実証における i） ii） の建設費のデータ等を元に、「CCS付火力発電のモデルプラントの考え方③」に記載した輸送量（300万t-CO₂/年がベース）・輸送距離（1,000kmがベース）を満たす i） ii） の設備の建設費を算出し、合計約1,303億円とすることとした。

※液化CO₂船は、前述の輸送量・輸送距離から船舶の規模（約3.6万t級）及び船舶数（3隻）を決定した上で、当該実証における建造費や、過去にNEDOが実施したフーズビリティースタディーのデータをもとに作成した、液化CO₂船の規模と建造費の相関データを参照して、約531億円とすることとした。

※陸上設備は、前述の船舶の規模や船舶数から必要となる設備の能力（液化設備：液化量300万t/年 貯蔵タンク：約1万t×4基 荷役設備能力：流量約3.6万t/日）を設定し、当該実証における建設費や、過去にNEDOが実施したフーズビリティースタディーのデータをもとに作成した、当該設備の能力と建設費の相関データを参照して、約772億円とすることとした。

※なお、当該実証は、現時点では i） ii） を含めた関連の設備が完成したところであり、今後、NEDOにおいて、温度・圧力条件を変化させてCO₂の船舶輸送の実証が行われることとなる。今後、実証を通じて船舶輸送に最適なCO₂の輸送条件が特定された際は、i） ii） の設備に求められるスペックが異なることも想定され、その点で、過大な設備となっている可能性がある点に留意が必要である。

CCS付火力発電の将来（2040年）コストの考え方④（輸送③：船舶輸送）

【資本費のうち廃棄費用】

- IEA/OECD NEA「Projected Costs of Generating Electricity 2020」で用いられている廃棄費用の一般値を参考に、廃棄費用を建設費の5%とすることとした。

【運転維持費・燃料費】

- 運転維持費については、当該実証における想定値を活用することとし、修繕費を i) 液化CO₂船で建設費の5%/年、ii) 陸上設備で2%/年とし、人件費を i) 液化CO₂船で11億円/年、ii) 陸上設備で4.9億円/年とすることとした。
- 液化CO₂船の燃料費については、当該実証における想定値として、9.9億円/年とすることとした。

※なお、当該実証は、現時点では i) ii) を含めた関連の設備が完成したところであり、今後、NEDOにおいて、温度・圧力条件を変化させてCO₂の船舶輸送の実証が行われることとなる。今後、実証を通じて船舶輸送に最適なCO₂の輸送条件が特定された際は、i) ii) の設備に求められるスペックが異なることも予想され、それに伴い、想定される運転維持費や燃料費の値も今後変わりうる点に留意が必要である。

CCS付火力発電の将来（2040年）コストの考え方⑤（貯留①）

【資本費のうち建設費】

- CO₂を陸上から海底下に貯留するため費用のうち、主要なものは、i) 掘削費、ii) 圧入ポンプの建設費である。
- 2021年検証では、「CCS付火力発電のモデルプラントの考え方③」に記載した貯留量（300万t-CO₂/年）、坑井数（圧入レート（50万t-CO₂/年・坑）を勘案して6本必要）を満たす設備の建設費を、石油・ガス資源開発で実績のあるエンジニアリング会社へのヒアリング結果等を踏まえつつ、算出した。
- 今回の検証においても、2021年検証と同様、石油・ガス資源開発分野において同設備を導入する際の建設費データを踏まえ、設備の建設費を算出（※）し、約694億円とすることとした。その際、貯留に必要な建設費は、デジタル技術等の活用による作業効率化等により低下することが期待されるものの、足下では資材価格や労務費単価が上昇していることから、上記の建設費コストから変化せず、一定とすることとした。

※掘削費は、前述のとおり、1つのモデルプラントごとにCO₂圧入井が6本必要となるため、6本分、約444億円を計上することとした。また、CO₂の海底下貯留に当たっては、地下の地層が貯留適地に該当するかどうかを確認するための試掘を含む調査が必要である。したがって、今回の検証では、調査費として三次元弾性波探査や地質モデルによるシミュレーション、海域調査等の費用として約41億円を計上しつつ、地層の広がり方や性状を把握するための試掘費として、先進的CCS事業における検討状況も踏まえ、モデルプラントごとに2回分、約105億円を計上することとした。

※圧入ポンプの建設費は、前述の貯留量及び坑井数を踏まえ、圧入ポンプの能力を324kW×2機とした上で、圧入ポンプの能力と建設費の相関データを参照して、約104億円とすることとした。

CCS付火力発電の将来（2040年）コストの考え方⑥（貯留②）

【資本費のうち廃棄費用】

- IEA/OECD NEA「Projected Costs of Generating Electricity 2020」で用いられている廃棄費用の一般値を参考に、廃棄費用を建設費の5%とすることとした。

【廃坑費】

- 2024年5月に成立・公布されたCCS事業法では、貯留を終了する際に、坑口の閉塞等の閉鎖措置を義務付けている。
- CO2圧入井の廃坑技術は、2021年検証では、石油・ガス資源開発で実績のあるエンジニアリング会社へのヒアリング結果等を踏まえ、CO2による腐食等の影響も考慮して、廃坑費用を算出した。
- 今回の検証においても、2021年検証と同様、石油・ガス資源開発分野において廃坑する際の費用を踏まえて算出し、約14億円とすることとした。その際、廃坑費は、デジタル技術等の活用による作業効率化等により低下することが期待されるものの、足下では資材価格や労務費単価が上昇していることから、上記の廃坑費コストから変化せず、一定とすることとした。

【運転維持費】

- 運転維持費については、石油・ガス資源開発事業者のヒアリング結果を基に、修繕費を建設費の2%/年、人件費を4.7億円/年とすることとした。

【モニタリング費用】

- 2021年検証では、EUや英国の制度を参考に、圧入停止後、5年間で2回の調査を20年間実施することを想定し、費用を算出した。
- CCS事業法に基づき、CCS事業を行う際のモニタリング期間が今後検討され、下位法令において定められることとなるが、現時点では制度詳細が固まっていないことを踏まえ、今回の検証においては、前回同様の想定を置き、5年間で2回の三次元弾性波探査（1回あたり約2.6億円）・年1回の海洋調査（1回あたり約0.7億円）を20年間実施することとして費用を算出し、約35億円とすることとした。

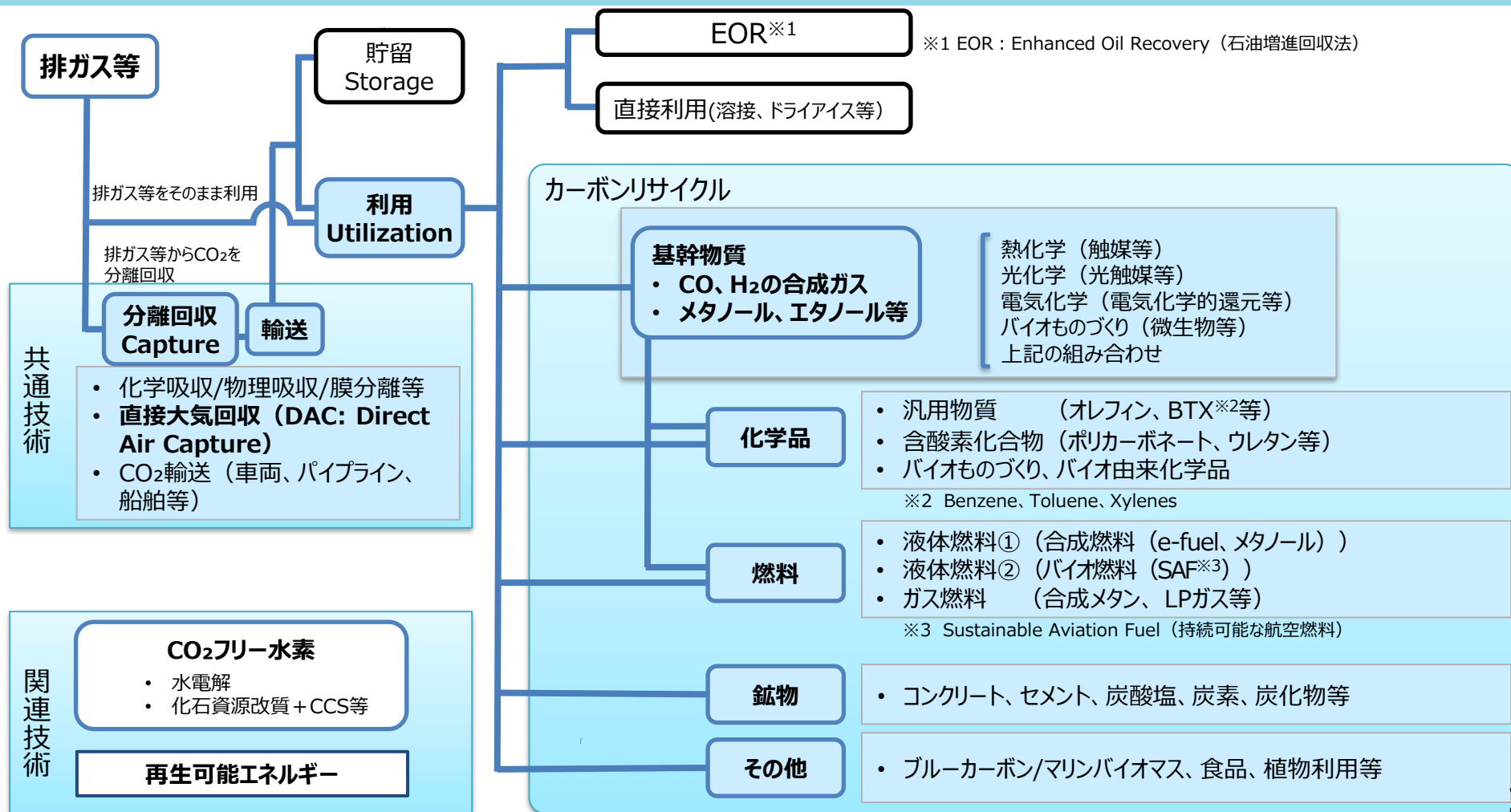
(参考) CO₂分離回収型IGCCについて

- IGCCは、石炭を高温高圧下で水素を含むガスに精製し、ガスタービンと蒸気タービンのコンバインドサイクルにより従来の石炭火力より高効率な発電が可能となる火力発電技術である。 ※将来の送電端出力効率目標：約46%。
- IGCCにおけるCO₂排出削減の一環として、現在、大崎クールジェンにおいて、IGCCプラントから効率的にCO₂の分離・回収を実現するための「CO₂分離回収型酸素吹IGCC」(※)の活用に向けた実証が行われている。当該技術は将来的に、CCS付石炭火力よりも発電コストが安価となることが期待される技術であるが、**現時点では、世界においても実証プラントしか存在しないことを踏まえ、今回は発電コストの検証は行わないこととした。**

※ガス化炉などを建設することから、建設費は従来の石炭火力よりも高くなるが、酸素と石炭によりガス化することにより、従来の微粉炭火力に比べて高い発電効率を実現できることや、従来の微粉炭火力では適さない低品位な石炭を利用できることが期待されている。また、排出ガスのCO₂濃度が高くかつ高圧であるため、圧力の変化等を活用して、効率的かつ安価なCO₂の分離・回収を実現できることが期待されている。

(参考) カーボンリサイクルについて

- CO₂を有価物（資源）として捉え、これを分離回収し、鉱物化によりコンクリート等、人工光合成等により化学品、メタネーション等により燃料へ再利用することで、従来どおり化石燃料を利用した場合と比較して大気中へのCO₂排出を抑制し、カーボンニュートラル社会の実現に貢献する。
- 他方、カーボンリサイクルは多岐にわたり、CO₂の再利用先の製品によりコストが異なり、新たな発電設備を建設・運転した際のkWh当たりのコストに紐付く費用として検証すべき範囲を超えることから、今回の発電コスト検証においては、前述のとおり、CO₂の貯留に要する費用までを検証することとした。



2-3. 水素・アンモニア

【水素】モデルプラントの考え方①（前回の設定と現状整理）

【モデルプラントの考え方】

- **前回（2021年）**の発電コスト検証時に、水素発電について、燃焼器の技術開発は進められていたものの、商用ベースで運転するプラントは存在しなかった。当時、**IEAの水素レポート「The Future of Hydrogen」（2019）**において、**資本費**や**稼働率**について**LNG火力と同等と設定**して水素発電コストが分析されていたことや、水素発電は、**燃焼器を除き、LNGガス火力の発電設備と原則同等のものを活用できることが特徴**であることを踏まえ、水素発電のモデルプラントは、**LNGプラントの各種諸元を参考**に設定した（**混焼と専焼に場合分け**をして算出したが、その両者では、資本費と運転維持費についてLNG火力と同一であると仮定し、燃料代のみを異なるものと設定した）。
 - － **水素の受入設備等に要する費用**については、**IEAの当該レポート**において、**陸上に揚げて50km輸送するコストを含めて燃料費が算出**されていたことから、**資本費ではなく燃料費に含まれるもの**としていた。
- **現在、混焼**については、**10%混焼（※1）燃焼器の開発が完了**しており、**実証運転にも成功済**。**10%超混焼（※2）**を可能とする燃焼器開発が進められている。また、**専焼**については、**燃焼器の開発**において、**高温高圧下の燃焼試験を実施済**であり、**2025年度に燃焼機の開発完了を目指している**状況。
- こうした現状を踏まえ、**今回の検証**における水素発電のモデルプラントとしては、**10%混焼（※1）と専焼を想定**することとした。

（※1）熱量ベース。体積ベースでは30%混焼。（※2）具体的な割合は未設定。

【水素】モデルプラントの考え方②（諸元の考え方）

【発電コストの諸元の考え方】

- 他方、現在においても、商用ベースで運転しているプラントは存在しないことから、2040年運開のモデルプラントとして参考にすることができるプラントはない状況。2040年運開のモデルプラントとして、燃焼器・タンク等の資本費や、人員・修繕等の運転維持費といった諸元を、研究開発や実証段階に要した費用や現時点で発注する際の見積もりを元に設定することは、必ずしも妥当ではないと考えられる。
 - － 水素については、輸送時のキャリア候補も様々であり、キャリアにより受入・貯蔵・払出設備の構成が変化するが、いずれのキャリアについても、実際に輸送された実績が乏しく、先行する研究開発や実証の数値を元に設定する値が、2040年運開時の設備構成やその費用として必ずしも妥当ではないと考えられる。
- したがって、水素発電については、前回（2021年）の発電コスト検証と同様に、水素燃焼器や、発電プラント内に置かれる水素貯蔵タンク等の水素供給設備のコストは考慮せず、これらも含む資本費や運転維持費等の諸元はLNG火力と同一とすることとした。また、水素の燃料費については、後述のとおり、IEAのレポートから引用する等の方法により、算出することとした。
- なお、このように、今回の発電コスト検証においても加味されていないコストがあるため、今後、水素発電の商用運転時の詳細なデータが入手可能になれば、そのデータに基づいた諸元を考慮していく必要があることには留意が必要。

【アンモニア】モデルプラントの考え方①（前回の設定と現状整理）

【モデルプラントの考え方】

- **前回（2021年）**の発電コスト検証においては、アンモニア発電について、石炭火力への20%混焼を目指し、2021年度から4年間の実機実証（超々臨界圧（USC））が予定されていたことから、モデルプラントとしては、**石炭火力での20%混焼の実用化を想定**し、各種諸元は**超々臨界圧（USC）を参考**に設定した（資本費と運転維持費についてはUSCと同一と設定し、燃料費についてはIEAの水素レポート「**The Future of Hydrogen**」（2019）より引用した）。
 - － **アンモニアの受入設備等に要する費用**については、**IEAの当該レポート**において、**陸上に揚げて50km輸送するコストを含めて燃料費が算出**されていたことから、**資本費ではなく燃料費に含まれるもの**としていた。
- **現在、混焼**については、**100万kW級商用石炭火力発電における20%アンモニア混焼実証が完了済**であり、**2028年度までに50%以上の高混焼に向けた燃焼器の開発や実証**を行うこととしている。**専焼**については、**2万kW級の燃焼器の技術開発を2025年度の開発完了**に向けて進めており、**2030年までには約30万kW級の燃焼器を開発**し、天然ガス燃焼器から転換していくことが目指されている。また、長期脱炭素電源オークションに応札する際に作成・遵守が求められる「**脱炭素化ロードマップ**」においては、**2030年代半ばには50%混焼**の運転、**2040年代後半頃に専焼**の運転が想定されている事例がある。
- こうした現状を踏まえ、**今回の発電コスト検証**におけるアンモニア発電のモデルプラントとしては、**20%混焼（※）・50%混焼（※）・専焼を想定**することとした。

（※）熱量ベース

【アンモニア】モデルプラントの考え方②（諸元の考え方）

【発電コストの諸元の考え方】

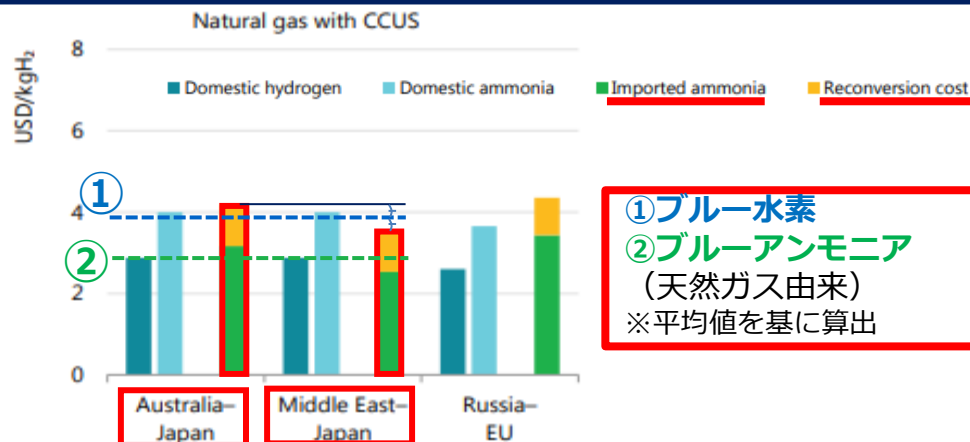
- 他方、現在においても、商用ベースで運転しているプラントは存在しないことから、2040年運開のモデルプラントとして参考にすることができるプラントはない状況。2040年運開のモデルプラントとして、燃焼器・タンク等の資本費や、人員・修繕等の運転維持費といった諸元を、研究開発や実証段階に要した費用や現時点で発注する際の見積もりを元に設定することは、必ずしも妥当ではないと考えられる。
 - － 20%アンモニア混焼の実証についても、実証時と商用運転時では、必要になる受入・貯蔵・払出設備・脱硝設備の規模が異なり（タンク、ローディングアーム、配管、気化器等）、2040年運開のモデルプラントの諸元としては、必ずしも妥当ではないと考えられる。
- したがって、20%混焼・50%混焼については、前回（2021年）の発電コスト検証と同様に、アンモニア燃焼器や、発電プラント内に置かれるアンモニア貯蔵タンク等のアンモニア供給設備の金額は加味せず、資本費や運転維持費等の諸元は石炭火力（超々臨界圧（USC））と同一と仮定することとした。専焼については、石炭ボイラーの燃焼器の転換ではなく、LNGガスタービンの燃焼器の転換により実現が目指されているため、その資本費や運転維持費等の諸元はLNG火力と同一としつつ、20%混焼・50%混焼と同様に、アンモニア燃焼器や、発電プラント内に置かれるアンモニア貯蔵タンク等の金額については加味しないこととした。また、アンモニアの燃料費については、後述のとおり、IEAのレポートから引用する等の方法により、算出することとした。
- なお、このように、今回の発電コスト検証においても加味されていないコストがあるため、今後、アンモニア発電の商用運転時の詳細なデータが入手可能になれば、そのデータに基づいた諸元を考慮していく必要があることには留意が必要。

【水素・アンモニア】燃料費①（総論）

【水素・アンモニアの製造方法】

- 前回（2021年）の発電コスト検証においては、IEAの水素レポート「The Future of Hydrogen」（2019）に記載されている2030年のブルー水素・ブルーアンモニア・グリーン水素・グリーンアンモニアそれぞれのコスト（いずれも海外から日本に輸入することを想定したコスト）を参照して、燃料費を算出した。具体的には、ブルーアンモニア・グリーンアンモニア価格は、豪州産・中東産として記載されていた価格の平均値を設定し、ブルー水素・グリーン水素の価格は、アンモニアから水素を取り出す工程分の費用を加味したそれぞれの水素の価格が記載されていたことから、当該価格である3.87\$/Kg-H₂と2.85\$/Kg-H₂を参照した。
- 今後、低炭素水素等のサプライチェーンを構築していくにあたっては、当面の間、国内の水素等製造は小規模かつ輸入水素等よりも高いが、安価な余剰再エネを用いれば、調整力として更なる再エネ導入拡大に資する面もあるため、エネルギー安全保障の観点から、国内製造が重要である。他方、国内で製造可能な水素等の供給量では賅えない需要が将来的には想定され、既に権益獲得競争が各国で起こり始めていることも踏まえれば、大量に供給が可能な水素等の輸入も重要である。
- こうした観点からは、将来見込まれる水素・アンモニアの製造方法としては、ブルー水素とブルーアンモニアについては、海外から輸入して国内で使用することが想定され、グリーン水素とグリーンアンモニアについては、国内で製造して国内で使用することが想定される。こうした状況を踏まえ、今回の発電コスト検証における水素・アンモニアの燃料費の将来の価格見通し（～2079年）については、ブルーについては輸入を想定し、グリーンについては国内製造を想定して、算出することとした。

2030年のブルー水素・アンモニアのオーストラリア・中東平均の見通し価格



【水素・アンモニア】燃料費②（海外ブルーアンモニア・海外ブルー水素）

【海外ブルーアンモニアの将来価格の算出方法】

- 海外ブルーアンモニアについては、前回（2021年）の発電コスト検証と同様にIEAの水素レポート「The Future of Hydrogen」（2019）を元に算出することに加え、今回は、当該レポートよりも新しいBloomberg NEFのレポート「Japan's Costly Ammonia Coal Co-Firing Strategy」（2022）に2050年までの日本向けの海外ブルーアンモニアのコストが示されていることから、両者の間で幅をもって算出することとした。
 - IEAの水素レポートにおいては、輸送費等を含めた日本向けの2030年のコストが示されていることを踏まえ、前回（2021年）の発電コスト検証と同様に、豪州産・中東産の平均値（3.87\$/Kg-H₂）を元に設定することとし、それ以降の価格の見通しについては、原料となる燃料価格であるLNG価格トレンドの見通しを利用して設定することとした。
 - ※ 受入設備等に要する費用については、IEAの当該レポートにおいて、陸上に揚げて50km輸送するコストを含めて燃料費が算出されていたことから、資本費ではなく燃料費に含まれている。
 - BNEFのレポートにおいては、足下から2050年までの海外ブルーアンモニアの日本向けのコストが示されていることを踏まえ、2050年までの価格は当該レポートに倣うこととした（後掲）。また、2050年から2079年までの価格の見通しについては、原料となる燃料価格であるLNG価格トレンドの見通しを利用して設定することとした。
 - ※ 当該レポートでは海外ブルーアンモニアについて、その製造コストに加え、日本向けの輸送に必要な輸送費を含めた金額として、日本着のコストが示されている。

【海外ブルー水素の将来価格の算出方法】

- 海外ブルー水素については、前回（2021年）の発電コスト検証と同様に、IEAの水素レポート「The Future of Hydrogen」（2019）を元に、海外ブルーアンモニアのコストに、アンモニアから水素を取り出す工程分の費用（1.02\$/Kg-H₂）を上乗せした値を水素のコストとして算出することとした。
 - IEAの水素レポートにおいては、輸送費等を含めた日本向けの2030年のコストが示されていることを踏まえ、前回（2021年）の発電コスト検証と同様に、豪州産・中東産の平均値を元に設定することとし、2040年以降の価格の見通しについては、原料となる燃料価格であるLNG価格の推移を踏まえて設定することとした。
 - ※ 受入設備等に要する費用については、IEAの当該レポートにおいて、陸上に揚げて50km輸送するコストを含めて燃料費が算出されていたことから、資本費ではなく燃料費に含まれている。

【水素・アンモニア】燃料費③（国産グリーン水素）

- 国産グリーン水素については、併設する再エネ発電設備から電気を調達して水素を製造する場合を想定して、将来の燃料費（2040年～2079年）を算出することとした。

※国内グリーン水素の製造方法は、系統から再エネ電気（余剰電気等）を調達して製造する方法や、グリーン水素製造設備に併設する再エネ発電設備から電気を調達して製造する方法が考えられ、いずれも、再エネの調達価格が低減することで、国内グリーン水素の製造価格が低減すると想定される。系統から調達する再エネ電気の将来価格について蓋然性のある数字を引用できないことを踏まえ、今回の発電コスト検証では便宜上、併設する再エネ発電設備から電気を調達する場合を想定することとした。

- この場合、国産グリーン水素の製造コストは、主に「併設型再エネの発電コスト（円/kWh）×水電解装置の電解効率（kWh/kg-H₂）」により算出される電力由来のコストが占め、これと「水電解装置の資本費等」の和で算出される。ここで、
 - －「併設型再エネの発電コスト」については、2040年運開の水素製造プラントの「併設型再エネ」として採用される再エネは様々なものが考えられるところ、今回の検証では便宜上、事業用太陽光と風力発電を想定することとした。具体的な発電コストについては、この発電コスト検証で検証いただく事業用太陽光と風力発電のLCOE（2040年運開）を参照した上で、「併設型再エネの発電コスト」が国内グリーン水素の製造コストに占める割合が大きいことも勘案し、幅を持って算出することとした。

※なお、併設型再エネの稼働年数は今回の発電コスト検証において20-25年と検証いただいております、水素発電のモデルプラントの稼働年数（40年）よりも短いものの、2040年以降に運開する再エネの発電コストは今回の発電コスト検証において検証していないことから、便宜上、「併設型再エネの発電コスト」は2040年以降一定とすることとした。
 - －「水電解装置の電解効率」については、IEAのレポート「Towards hydrogen definitions based on their emissions intensity（2023.4）」において現在の電解効率として掲載されている、50kWh/kg-H₂とすることとした。

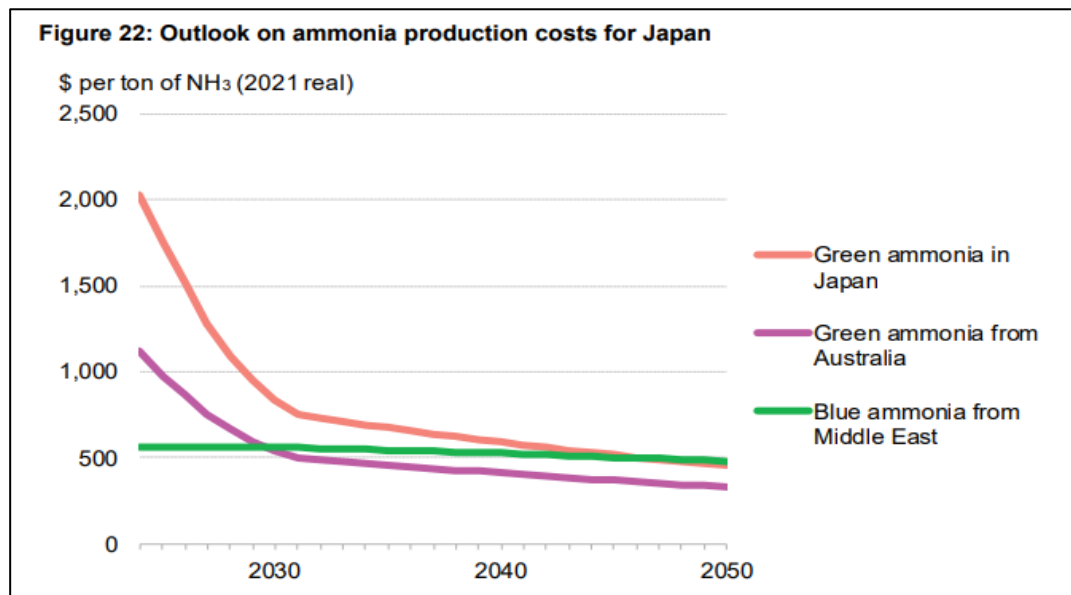
※将来的には水電解装置の電解効率は向上することが期待されるものの、2040年の改善幅は必ずしも明らかではないことを踏まえ、保守的に検証する観点から、電解効率の向上は考慮しないこととした。
 - －「水電解装置の資本費と運転維持費」については、現在商用ベースで運転している水電解装置は少ないところ、GI基金において、2030年の目標値としてアルカリ型とPEM型の設備コスト（それぞれ5.2万円/kW、6.5万円/kW）が示されており、2040年には当該目標が実現されていると想定されることを踏まえ、この数字とすることとした。

※その上で、当該設備コストを1kgあたりの水素製造あたりの設備コスト（円/kg）に換算するに当たっては、NEDOのレポート「水電解技術開発ロードマップの策定に向けた課題整理（解説書）別添 海外動向について」（2023年2月）における試算も参考に、kW設備当たりの水素製造量の仮定を置いて57.5円/Kg-H₂として試算することとした。なお、実際の運転にあたっては、設備利用率が変化する可能性や追加設備が必要になる可能性があることには留意が必要。

【水素・アンモニア】燃料費④（国産グリーンアンモニア）

- **国産グリーンアンモニア**については、現時点において、国内でグリーン水素からグリーンアンモニアを製造するプラントとして参考にすることができるプラントが見当たらないことを踏まえ、**日本における国産グリーンアンモニアの将来の製造コストが示されている最新のレポートであるBloomberg NEFのレポート「Japan's Costly Ammonia Coal Co-Firing Strategy」（2022）**を元に、**国産グリーンアンモニアの製造価格を算定**することとした。
- 当該レポートでは2040年の国産グリーンアンモニアの製造コストが掲載されているところ、当該製造コストの将来の価格見通し（2040年～2079年）については、国内グリーン水素同様に、グリーンアンモニア製造設備に併設する再エネ発電設備から電気を調達して製造する場合を想定すると、**再エネコストは生産設備が建造された時点での資本費等により決定**されると考えられることから、**2040年から製造コストは一定として設定**することとした。

国産グリーンアンモニアの見通し価格



政策経費の考え方

- 政策経費に計上される令和5年度予算のうち、水素混焼・専焼、アンモニア混焼・専焼、CCS付火力の予算については、火力発電の総発電電力量で按分し、火力発電全体に配分する。GI基金としては、水素発電技術（高混焼）の実機実証の配分額相当額を推計。
※ GX対策費については、2023年度から10年間の先行投資支援を行っており、2040年の政策経費には盛り込まない。
- 足下の総発電電力量については、**2021年検証の考え方を踏襲**し、総合エネルギー統計の2023年度の年間**総発電電力量**（LNG：3,241億kWh、石炭：2,804億kWh、石油：716億kWh）を用いた。
- 政策経費の試算に際しては、2040年度の発電電力量について、便宜的に、2023年度の発電電力量と同じ数字を用いている。2040年度の発電電力量については、今後、新たに示される2040年度におけるエネルギー需給の見通しを踏まえ、適切に更新する

【2023年の火力発電の政策経費】

電源	火力		
	LNG火力	石炭火力	石油火力
予算額 (億円)	215	185	54
2023年 発電電力量 (億kWh)	3,241	2,804	716
政策経費 (円/kWh)	0.07	0.07	0.07

【2040年の火力発電の政策経費】

※2040年度におけるエネルギー需給の見通しを踏まえ、適切に更新

電源	火力		
	LNG火力群 ※1	石炭火力群 ※2	石油火力
予算額 (億円)	169	146	44
2023年 発電電力量 (億kWh)	3,241	2,804	716
政策経費 (円/kWh)	0.05	0.05	0.06

※1 LNG火力、水素混焼・専焼火力、CCS付LNG火力を含む。

※2 石炭火力、アンモニア混焼・専焼火力、CCS付石炭火力を含む。

目次

I. 総論

1. 概要

2. 考え方

II. 各論 (※諸元の設定は、精査中)

1. 再生可能エネルギー

2. 火力発電

3. 原子力発電

4. コージェネ・燃料電池

5. 統合コストの一部を考慮した発電コスト

3-1. 試算の考え方と諸元

モデルプラントの発電コストの考え方①（総論）

- 各費目について、前回（2021年）の発電コスト検証（以下、2021年検証）を含め、基本的にこれまで発電コスト検証に際して議論いただき、整理された考え方を踏襲することとした。
- その上で、新規制基準への対応を踏まえた追加的安全対策費の増額や、東京電力福島第一原子力発電所事故の損害額の増額等については、以下の考え方で適切に反映することとした。また、事故リスク対応費用の算定方法については、一部見直すこととした。
 1. 追加的安全対策費
 - 2021年検証では、原子力規制委員会の新規制基準適合性審査を申請していた16発電所27基で計算を実施。今回の発電コスト検証では、新規制基準適合性審査を申請している基数の変更はないため、同様に16発電所27基について、各電力会社の追加的安全対策工事の進展も踏まえ、最新の見積もりを適切に反映する。
 2. 東京電力福島第一原子力発電所事故損害額
 - 原子力災害からの福島復興の加速のための基本指針（2016年12月閣議決定）や第6回東京電力改革・1F問題委員会において公表された「有識者ヒアリング結果報告」、第四次総合特別事業計画（2024年4月変更認定）などを踏まえた最新の見積りを反映する。
 3. 核燃料サイクル費用
 - 為替レートの変動や本年6月の再処理・MOX燃料加工事業費の見直し等、2021年検証からの状況変化を反映する。

原子力発電

2024年検証における発電コストの考え方

- 発電に直接関係するコストだけでなく、**廃炉費用、核燃料サイクル費用（放射性廃棄物最終処分含む）**など将来発生するコスト、**事故対応費用（損害賠償、除染含む）**、**政策経費（電源立地交付金や研究開発等）**といった費用も織り込んで試算。

原子力発電コスト（2023年）
 政策経費あり12.6円~/kWh
 政策経費なし11.2円~/kWh

社会的費用

発電原価



事故リスク対応費用(0.2円~/kWh)

- ・東京電力福島第一原子力発電所事故による事故対応費用を、約26.2兆円（廃炉8兆円、賠償9.2兆円、除染・中間貯蔵6.2兆円、その他2.8兆円）と想定し、出力規模等により約17.7兆円に補正。損害費用は下限を提示。
- ・追加的安全対策の進展を考慮し、算定根拠を12,000炉・年に改訂。（今後、全ての追加的安全対策を実施した場合の効果を勘案する必要あり。）

政策経費(1.4円/kWh)

- ・立地交付金や技術開発予算等、約3,138億円を反映（2023年度予算ベース）。

核燃料サイクル費用(1.9円/kWh)

- ・使用済燃料の半分を20年貯蔵後に再処理し、残りの半分を45年貯蔵後に再処理するモデル。

運転維持費(3.6円/kWh)

- ・人件費22.5億円/年、修繕費1.7%(建設費比例)、諸費109.5億円/年、業務分担費13.1%（直接費比率）。

追加的安全対策費(1.6円/kWh)

- ・新規規制基準に基づく、追加的安全対策に要する費用1基あたり平均約2,662億円について、モデルプラントの建設費として計上すべき費用を精査し1,707億円を計上。

資本費(3.8円/kWh)

- ・建設費45.8万円/kW（120万kW×45.8万円＝5,496億円）、固定資産税1.4%、廃止措置費用786億円を反映。

※モデルプラント想定

（2023年・2040年の基本ケース）

設備容量120万kW、設備利用率70%、
 所内率4%稼働年数40年、割引率3%

※設備利用率は60%・70%・80%、割引率は、0・1・3・5%、稼働年数は40年・60年の複数ケースで試算する

モデルプラントの発電コストの考え方②（設備容量・設備利用率・運転年数）

【2021年検証の考え方】

- **設備容量**は、サンプルプラント（直近に運開した東北電力東通原子力発電所1号機、中部電力浜岡原子力発電所5号機、北陸電力志賀原子力発電所2号機、北海道電力泊原子力発電所3号機の4基）の出力平均値120万kWと設定した。
- **設備利用率**は、国際機関の試算の前提や、海外の設備利用率実績、再稼働済みプラントの設備利用率を考慮すると、70%よりも高い前提を考慮できるとの意見を参照しつつ、国内発電所の再稼働は新規基準が策定された後の途上であることも踏まえ、**60%、70%、80%（70%をベースケース）**の3ケースを設定し、**それぞれのコストを検証**した。
- **運転年数**は、原子炉等規制法における「運転期間延長認可制度」を踏まえ、**40年、60年の2ケースを設定し、それぞれのコストを検証**した。

【今回の発電コスト検証の考え方】

- 設備容量、設備利用率、運転年数はいずれも、**2021年検証から大きな状況変化は無いため、2021年検証を踏襲する形で算定**することとした。サンプルプラントについても、大きな状況変化がないため、2021年検証と同じプラントを対象とすることとした。

※運転年数については、2023年に成立したGX脱炭素電源法により、従来原子炉等規制法に基づいて行われていた運転期間の延長の判断は、電気事業法に基づいて行われることになった※ものの、最長で60年という大きな枠組みは維持しているため、引き続き、40年、60年で検討することとした。

3-2. 資本費・運転維持費について

2024年検証における資本費・運転維持費について

- 2021年検証を含め、これまでの発電コスト検証において、資本費・運転維持費ともに、サンプルプラント4基の個別費用を平均して算出している。
 ※運転維持費のうち、修繕費については、「建設費における比率」で算出している。また、諸費は必ずしも資本費（+追加的安全対策費）に比例して増額するものではないため、比率ではなく、年単価で算出している。
- 今回の発電コスト検証において、資本費のうち廃止措置費用については、前回はサンプルプラントの原子力発電施設解体引当金見積総額を用いていたが、廃炉拠出金制度への移行（2024年年4月～）に伴い、算出方法を変更することとした。
- なお、足下（2023年）の資本費・運転維持費には、直近の資材価格高騰、労務費の上昇等を反映している。その上で、将来の発電コストに関しては、引き続き資材価格高騰や労務費の上昇が継続するといったコスト上昇要因もあれば、デジタル技術等の活用による作業効率化などのコスト低下要因もあると考えられるため、前回と同様、足下（2023年）の資本費・運転維持費と同様と設定することとした。
 ※なお、海外プラントの建設費が高騰しているという事例もある中、2021年検証と同様、一定の感度分析を合わせて行うこととした（詳細は後述）。

○資本費

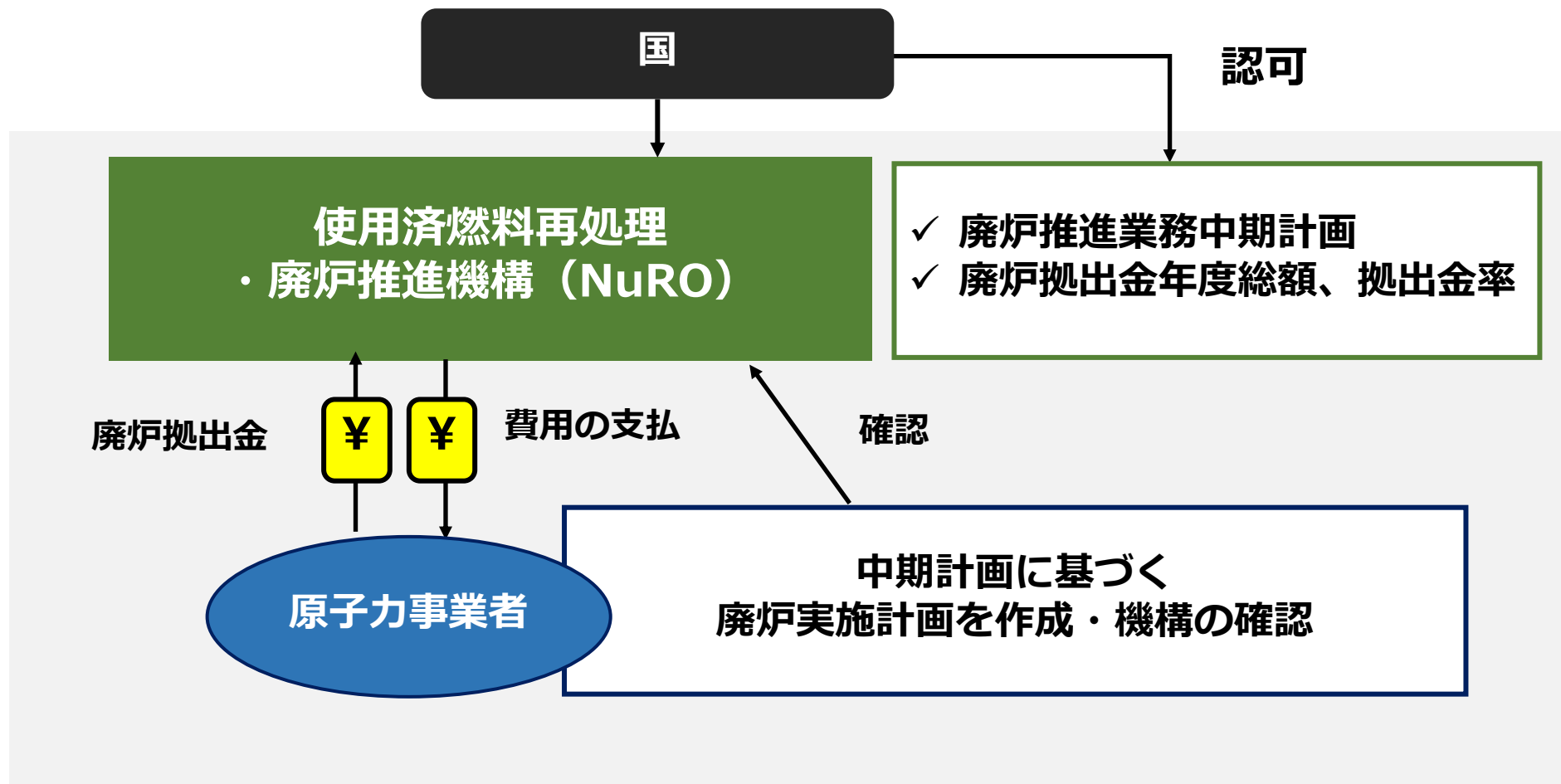
項目	2024年検証	考え方
建設費	45.8万円/kW	サンプルプラントのデータを元に物価等により修正。 ※別途、モデルプラントの建設費として、追加的安全対策費を計上
土地費用	0.4万円/kW	サンプルプラントの最新の値を電力会社にアンケート
固定資産税	1.4%	標準税率である1.4%を採用
廃止措置費用	786億円	廃炉拠出金制度のもと、使用済燃料再処理・廃炉推進機構が算定した総廃炉費用から、1kWあたりの値を算出し、モデルプラント出力を乗じたものを用いる

○運転維持費

項目	2024年検証	考え方
人件費	22.5億円/年	サンプルプラントの最新の値を電力会社にアンケート
修繕費	1.7%（建設費における比率）	サンプルプラントの最新の値を電力会社にアンケート
諸費	109.5億円/年	サンプルプラントのデータを基に年単位で算出
業務分担費	13.1%（直接費における比率）	サンプルプラントの最新の値を電力会社にアンケート

(参考) 廃炉拠出金制度の概要

- 使用済燃料再処理・廃炉推進機構（NuRO）は、総廃炉費用を含む、廃炉推進業務を実施するために必要な金額として、廃炉拠出金年度総額及び拠出金率を決定。
- 原子力事業者は、廃炉拠出金をNuROに納付し、NuROが廃炉の総合的なマネジメント等の廃炉推進業務を実施。



3-3. 追加的安全対策費

- ① 考え方の整理**
- ② 算入すべき費用の整理**
- ③ 試算の反映方法**
- ④ 試算結果**

①追加的安全対策費の考え方の整理

- 各電力会社が行っている追加的安全対策に関する直近の見積もりを踏まえ、これまでの発電コスト検証で整理された考え方を踏襲し、以下の整理で追加的安全対策費を算出することとした。
 1. モデルプラントの建設費として追加計上すべき費用と、そうでない費用を分けて整理する。（各電力会社は既設発電所に安全対策を行っているが、予め新規規制基準が分かっている設計・計画段階で反映可能な、モデルプラントとして計上不要な費用があることから、安全対策の性質を勘案して分けて整理。）
 2. 現在のように一斉に各電力会社が調達している状況では、計画的に調達を行う場合よりも安全対策に係る設備等の価格は高くなる。ただし、どの程度高いのか定量的に算定することが困難であるため、過大評価になる可能性があるが、保守的に1. で得られる費用をコストとして計上する。

<新規規制基準の概要>

- 重大事故（シビアアクシデント）を防止する「設計基準」に加え、万が一重大事故やテロが発生した場合に対処するための「シビアアクシデント対策」を行うことが義務づけられた。

シビアアクシデントを防止するための基準
（いわゆる設計基準）
（単一の機器の故障を想定しても炉心損傷に至らないことを確認）

自然現象に対する考慮
火災に対する考慮
電源の信頼性
その他の設備の性能
耐震・耐津波性能

意図的な航空機衝突への対応
放射性物質の拡散抑制対策
格納容器破損防止対策
炉心損傷防止対策（複数の機器の故障を想定）
内部溢水に対する考慮（新設）
自然現象に対する考慮 （火山・竜巻・森林火災を新設）
火災に対する考慮
電源の信頼性
その他の設備の性能
耐震・耐津波性能

新設
(テロ対策)
新設
(シビアアクシデント対策)

強化又は
新設

強化

②算入すべき費用の整理

- 各電力会社は、現在、新規制基準を踏まえて既存のプラントに対して追加的に安全対策工事を実施しているが、既存の配管設備の改造や防潮堤の設置など、プラントの建設段階で新規制基準が明らかであったならば、建設時に設計・計画の最適化を図ることができた工事がある。そうした工事に係る費用については、モデルプラントの建設費として算入しなくてもよいものと考えられるため、計上する費用の対象には含まない。

意図的な航空機衝突への対応
放射性物質の拡散抑制対策
格納容器破損防止対策
炉心損傷防止対策 (複数の機器の故障を想定)
内部溢水に対する考慮 (新設)
自然現象に対する考慮 (火山・竜巻・森林火災を新設)
火災に対する考慮
電源の信頼性
その他の設備の性能
耐震・耐津波性能

(例) 配管設備の改造



- 原子炉格納容器を自然対流によって冷却できるように、既に配置されている配管を改造・追加する。
- 新規制基準を前提としていけば、壁に穴を開けて配管を通し直したりせず、設計を最適化することが可能。

(例) 防潮堤の設置



- 津波対策として、既存の防波堤等に加え、新たに防潮堤を建設。
- 新規制基準を前提としていけば、敷地造成の際に敷地の高さを十分にとることで、防潮堤を設ける必要はない。

③試算の反映方法

- 前回の試算の考え方も踏襲し、以下のように整理することとした。
 - (1) 2024年6月時点で原子力規制委員会に新規規制基準適合性審査を申請している発電所全体（**16発電所27基**）について、電力会社から聴取した追加的安全対策費の直近の見積り（計**11項目**）を反映する。
 - (2) 2024年6月時点で再稼働している**6発電所12基**を対象に、費用内訳を詳細に聴取（計**38項目**）し、モデルプラントの建設費として計上対象としない費用を項目毎に特定する。
 - (3) その上で、算出した計上対象としない費用の割合を他の発電所の追加的安全対策費にも反映し、新規規制基準適合性審査を申請している発電所全体（**16発電所27基**）の平均値を算出する（※）。

(※)特定重大事故対応施設の設置は19基が申請しているため、19基の平均を反映

計 1 1 項目		計 3 8 項目			
シビアアクシデント対策	① 意図的な航空機衝突への対応	①-1 特定重大事故対応施設の設置	①-2 接続口の分散配置等の対策		
	② 放射性物質の拡散抑制対策	②-1 屋外放水設備の設置	②-2 敷地外への放射性物質拡散抑制対策		
	③ 格納容器破損防止対策	②-3 使用済燃料プール冷却手段の多様化対策等	③-1 フィルタベントの設置 (BWRのみ)		
	④ 炉心損傷防止対策	③-2 水素爆発防止対策	③-3 格納容器冷却手段の多様化対策	④-1 可搬式代替低圧注入ポンプ配備	
		④-2 可搬式代替電源車配備	④-3 大容量ポンプ車配備	④-4 加圧器逃がし弁制御用空気代替供給ライン設置	
④-5 その他		④-6 事故時監視計器設置	④-7 恒設代替低圧注入ポンプ設置		
④-8 低圧注入用配管設置		④-9 恒設代替電源設置	④-10 充てん高圧注入ポンプ自己冷却設備設置		
⑤ その他		⑤-1 可搬式モニタリングポスト設置	⑤-2 安全系蓄電池増強 (既設容量変更)	⑤-3 号機間融通電源ケーブル設置	
		⑤-4 免震事務棟の設置	⑤-5 その他	⑤-6 緊急時対策所関係機器設置	
		⑥ 内部溢水に対する考慮	⑥-1 配管漏えい検知	⑥-2 拡大防止装置 (堰など) の設置	⑥-3 扉の水密化
			⑦ 自然事象に対する考慮 (火山、竜巻、森林火災)	⑦-1 防火帯の設置 (森林火災対策)	⑦-2 竜巻飛来物対策、飛散防止対策
				⑦-3 火山対策	⑧-1 異なる種類の感知器設置
				⑧-2 消火設備の設置	⑧-3 系統分離のための耐火増強対策
⑧ 火災に対する考慮	⑧-4 その他		⑨-1 非常用ディーゼル発電機燃料油貯蔵タンク増設		
	⑨ 電源の信頼性	⑩-1 耐震裕度向上工事			
設計基準	⑩ 耐震対応	⑩-2 周辺斜面安定化対策			
	⑪ 耐津波対応	⑪-1 防潮堤の設置 (津波対策)			

適合審査中 (16発電所27基)

⇒ (1) 概要を聴取

- シビアアクシデント対策 5項目
- 設計基準 6項目



(3) 項目毎に除外すべき割合を特定し、全体の試算に反映

再稼働済み (6発電所12基※)

(※) 川内1・2、玄海3・4、高浜1・2・3・4、大飯1・2、美浜3、伊方3

⇒ (2) 詳細に聴取

- シビアアクシデント対策 24項目
- 設計基準 14項目

③試算の反映方法（シビアアクシデント対策）

項目	具体的内容	A) 再稼働済み12基の 聴取結果	B) 精査の結果、 除外すべき割合
①意図的な航空機衝突への対応	①-1 特定重大事故対処施設の設置	✓設計・敷地造成費用は除外することが適当	✓約1割が敷地造成費用に該当し、除外。
	①-2 接続口の分散配置等の対策	✓除外（設計段階で反映可）	
②放射性物質の拡散抑制対策	②-1 屋外放水設備の設置	✓算入（新たな設備の設置）	✓すべて算入
	②-2 敷地外への放射性物質拡散抑制対策		
	②-3 使用済燃料プール冷却手段の多様化対策等		
③格納容器破損防止対策	③-1 フィルタベントの設置	✓算入（新たな設備の設置）	✓約5割は設計段階で反映可能であり、除外。
	③-2 水素爆発防止対策	✓除外（設計段階で反映可）	
	③-3 格納容器冷却手段の多様化対策		
④炉心損傷防止対策	④-1～5 可搬式設備の設置（ポンプ、電源車等）	✓算入（新たな設備の設置）	✓約4割は設計段階で反映可能又は既設設備の改造費用に該当し、除外。
	④-6 事故時監視計器装置	✓除外（既設設備の改造費用に該当）	
	④-7～10 原子炉冷却手段・原子炉圧力調整手段の多様化対策 など	✓除外（設計段階で反映可）	
	④-11～15 緊急時対策所の設置、各項目に含まれない給水・電源等の配置	✓算入（新たな設備の設置）	
⑤その他	⑤-1～5 緊急時対策所の設置、各項目に含まれない給水・電源等の配置	✓算入（新たな設備の設置）	✓約1割は設計段階で反映可能であり、除外。
	⑤-6 緊急時対策所内の機器設置	✓除外（設計段階で反映可）	

③試算の反映方法（設計基準など）

項目	具体的内容	A) 再稼働済み12基の 聴取結果	B) 精査の結果、 除外すべき割合
⑥内部溢水に 対する考慮	⑥-1 配管漏えい検知	✓除外（設置・配置設計費用 に該当）	✓約8割は設置・配 置設計費用に該当 し、除外。
	⑥-2 拡大防止装置（堰など）の設置		
	⑥-3 扉の水密化	✓除外（設計段階で反映可）	
⑦自然現象に 対する考慮 （火山・竜巻・森 林火災）	⑦-1 防火帯の設置（森林火災対策）	✓除外（設計段階で反映可）	✓すべて除外
	⑦-2 竜巻飛来物対策、飛散防止対策		
	⑦-3 火山対策		
⑧火災に対す る考慮	⑧-1 異なる種類の感知器設置	✓除外（付帯工事費用に該当）	✓約5割は付帯工事 費用に該当し、除 外。
	⑧-2 消火設備の設置		
	⑧-3、4 系統分離のための耐火増強 対策 など	✓除外（設計段階で反映可）	
⑨電源の信頼 性	⑨-1 非常用ディーゼル発電機燃料油 貯蔵タンク増設 など	✓除外（敷地造成・設置費用 に該当）	✓約2割は敷地造 成・設置費用に該 当し、除外。
⑩耐震対応 ⑪耐津波対応	⑩-1 耐震裕度向上工事	✓除外（付帯工事費用に該当）	✓約6割は付帯工事 費用に該当し、除 外。
	⑩-2 周辺斜面安定化対策	✓除外（設計段階で反映可）	
	⑪-1 防潮堤の設置（津波対策）	✓除外（設計段階で反映可）	

※新規制基準対応を超える各電力会社の自主的対応についても、上記同様の整理で算入。

④2024年検証における追加的安全対策費の試算結果

<費用の見積もり>

- 以上の考え方に基づき、追加的安全対策費を見積もると以下の通りとなる。これをモデルプラントの追加的安全対策費として計上することとした。
 - ①2024年6月時点で原子力規制委員会に新規制基準適合性審査を申請をしている発電所全体（16発電所27基）の追加的安全対策費の平均値は、1基あたり約2,662億円となる。
 - ②このうち、モデルプラントの建設費として追加計上すべき費用を整理し、1,707億円/基を追加的安全対策費として計上する。
- これに基づき、モデルプラントの追加的安全対策費の発電単価は、1.6円/kWhに相当する。
- なお、上記は、モデルプラントの建設費に計上すべき費用か否か特定が難しい場合は、保守的に判断して全て計上した。現在のように一斉に各電力会社が調達している状況では、計画的に調達を行う場合よりも価格は高くなることと併せて、追加的安全対策費は保守的に見積もっていることにも留意する必要がある。

3-4. 事故リスク対応費用

- ① 考え方の整理**
- ② 試算の算定方法**
- ③ 試算結果**

① 事故リスク対応費用の考え方の整理（総論）

○追加的安全対策により発電コストは上昇する一方で、追加的安全対策を行うことによる効果が事故リスク対応費用に影響を与えることとなる。この関係を踏まえ、以下の通り、前回の考え方を踏襲するとともに、一部見直した。

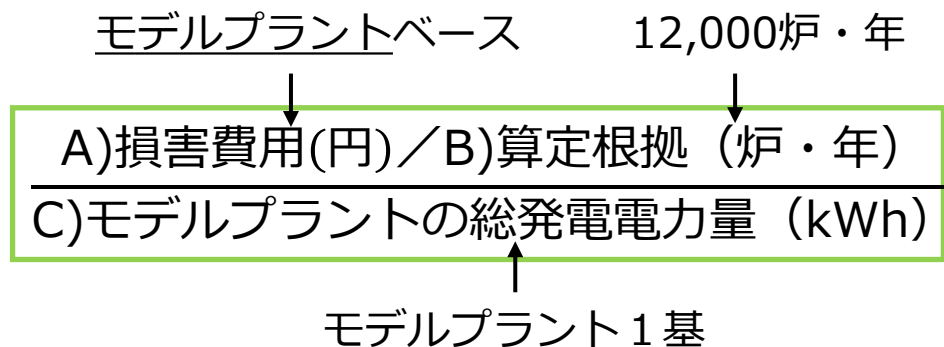
① これまでの発電コスト検証において採用された**共済方式***を踏襲。

※事業者間での相互扶助の考え方にに基づき、損害額を一定期間において負担する場合の
コストを算定する方式

② **損害費用は**、追加的安全対策により低下すると見込まれるが、現時点では費用の低減を試算する方法が確立されていないことから、**2021年検証**（東京電力福島第一原子力発電所事故の損害費用）**の考え方を踏襲**。

③ 共済方式の**算定根拠（炉・年）**については、2015年発電コスト検証（以下、2015年検証）では新規制基準の適合性審査においても活用されている確率論的リスク評価（PRA）も参考にして算出したが、直近のPRAの状況等も踏まえて、算定根拠を見直すこととした（詳細後述）。

【共済方式による算定方法】



＜参考＞ 新規制基準におけるPRAの実施状況

- 新規制基準に基づいた適合審査の際に、PRAを提示するが、その中では感度解析として一部の追加的安全対策の効果を確認する評価を実施。
- 安全対策後の状況を反映したPRAは、安全性向上評価届出制度において実施することとなっている。

②試算の算定方法（損害費用）

- 2021年検証においては、東京電力改革・1F問題委員会において示された見通しや原子力災害からの福島復興の加速のための基本指針（2016年12月閣議決定）、新々・総合特別事業計画（2017年5月認定、2021年4月変更認定）などを踏まえた最新の見通しなどを踏まえて損害額を見直し、出力規模、地域性、人口で補正。（補正前23.8兆円 → 補正後15.7兆円）
- 今回の発電コスト検証においては、東京電力改革・1F問題委員会において示された見通しや原子力災害からの福島復興の加速のための基本指針（2016年12月閣議決定）に加え、第四次総合特別事業計画（2021年8月認定、2024年4月変更認定）、福島復興の加速のための迅速かつ着実な賠償等の実施に向けて（令和5年12月22日原子力災害対策本部）を踏まえた最新の見通しを反映。
- その結果、事故廃炉費用8.0兆円、賠償費用9.2兆円、除染・中間貯蔵費用6.2兆円、その他費用が2.8兆円となり、合計26.2兆円。これを前回までと同様の手法により出力規模、地域性、人口規模で補正。（補正前26.2兆円 → 補正後17.7兆円）
- なお、損害費用については、現時点での見積りを反映しているものであり、今後増える可能性があるため、下限を提示。また、本来であれば、放射性物質拡散防止対策などの追加的安全対策を実施することにより、損害費用は低減する可能性があるが、こうした効果は反映していない。

(単位：兆円)

事故廃炉費用	賠償費用	除染・中間貯蔵	行政費用等	合計	補正後
8.0	9.2	6.2	2.8	26.2	17.7

②試算の算定方法（損害費用）

	事故廃炉費用	賠償費用	除染・中間貯蔵費用	その他		
東京電力改革・1F問題委員会に提示された見通し（2016年12月9日参考資料より） + 原子力災害対策本部決定等を踏まえた増額	廃炉・汚染水対策の制度整備に必要な資金規模 8.0兆円 補正① 2.7兆円	賠償 7.9兆円 + 1.3兆円（※ ³ ） → 9.2兆円 補正② 8.6兆円	<table border="1"> <tr> <td> 除染（汚染廃棄物処理含む） 4.0兆円 補正② 2.4兆円 </td> <td> 中間貯蔵（建設・管理運営等） 1.6兆円 + 0.6兆円（※³） →2.2兆円 補正② 1.3兆円 </td> </tr> </table>	除染（汚染廃棄物処理含む） 4.0兆円 補正② 2.4兆円	中間貯蔵（建設・管理運営等） 1.6兆円 + 0.6兆円（※ ³ ） →2.2兆円 補正② 1.3兆円	
除染（汚染廃棄物処理含む） 4.0兆円 補正② 2.4兆円	中間貯蔵（建設・管理運営等） 1.6兆円 + 0.6兆円（※ ³ ） →2.2兆円 補正② 1.3兆円					
その他、前回までの試算において計上していた費用	補正①：廃炉費用については出力に依存しないと仮定し、福島第一1～4号機の追加廃炉費用を汚染レベルの高い1～3号機の3基分で割って補正 補正②：一過性の費用については出力とは関係なく計上し、一定期間に渡って発生する費用についてはモデルプラントと福島第一の1号機から3号機までの出力の比（120万/202.8万）等で補正 補正③：モデルプラントを前提として試算			発電施設の減損、核燃料の損失 補正③ 0.1兆円		
	合計 26.2兆円					
	補正①～③後の金額合計 17.7兆円					
現時点で推計不能な費用、現時点で明らかに含まれていない費用	（廃炉関係） ○デブリ取出し以降に生じる廃棄物処分費用		（除染関係） ○最終処分関係費用	行政費用 ※1・2 2.6兆円		

※¹ 平成23年度～令和4年度は決算額を用い、令和5年度は予算額を計上。

※² 2021年検証同様、賠償及び除染費用や、次の事故が発生した場合に不要な費用を除く。

※³ 福島復興の加速のための迅速かつ着実な賠償等の実施に向けて（令和5年12月22日原子力災害対策本部）を踏まえた最新の見通しを反映

②試算の算定方法（損害費用：事故廃炉費用）

- 東京電力福島第一原子力発電所 1～4号機の廃炉・汚染水対策を進めるための制度整備に必要な資金規模は、第6回東京電力改革・1F問題委員会において公表された「有識者ヒアリング結果報告」から変化はなく、**8兆円**となる見込み。
- そのため、これらの費用については、前回は踏襲し、以下の考え方の下で算定することとした。
 - ✓ 事故によって汚染された発電所の廃炉については、電気出力には依存しないと仮定。
 - ✓ 4号機については、1～3号機に比べて汚染レベルが低く、追加廃炉費用は少額に収まる見込み。したがって、廃炉費用を3基分の廃炉費用として補正。

②試算の算定方法（損害費用：賠償費用）

- 2021年検証の整理を参照し、東京電力の第四次総合特別事業計画（2024年4月変更認定）における賠償見積額について、「一過性の損害」と「一定期間にわたって発生することが見込まれる損害」等に分類し、地域性等により補正し、補正係数を算出する。
- この補正係数を、「福島復興の加速のための迅速かつ着実な賠償等の実施に向けて」における賠償費用9.2兆円に乗じて、賠償費用を算出することとした。

<第四次総合特別事業計画上の賠償見積額の整理>

	賠償見積額	地域性 換算係数 ^{※1}	人口比 換算係数 ^{※2}	出力補正 ^{※3}	補正後費用
一過性の損害	61,270				62,181
検査費用等	3,573	-	1.03	-	
営業損害、出荷制限指示等による損害及び風評被害	26,551	0.97	1.03	-	
一括賠償（営業損害、風評被害）	3,452	0.97	1.03	-	
間接被害等その他	5,242	-	1.03	-	
財物価値の喪失又は減少等	15,626	-	1.03	-	
住居確保損害	6,826	-	1.03	-	
一定期間にわたって発生することが見込まれる損害	16,402				10,017
精神的損害	13,667	-	1.03	0.59	
就労不能損害	2,735	1.03	1.03	0.59	
その他	5,165				5,263
自主的避難等	4,915	1.02	-	-	
福島県民健康管理基金	250	-	-	-	
合 計	82,840				77,462

- ・ 上記の補正結果を踏まえ、9.2兆円を補正すると賠償費用は約8.6兆円（9.2兆円×補正係数（補正後費用／賠償見積額））
- ・ これまでの発電コスト検証を踏まえ、以下の補正係数を採用

※¹ 地域性の換算係数

- ・ 一人当たりGDP比（立地県平均／福島県）：0.97
- ・ 一人当たり雇用者報酬比（立地県平均／福島県）：1.03
- ・ 消費者物価地域差指数比（全国／東北）：1.02

※² 人口比

- ・ 30km圏内人口の全サイト平均と福島第一サイトとの比（全サイト平均／福島第一サイト）：1.03

※³ 出力比

- ・ モデルプラント（120万kW）と福島第一原子力発電所の1号機から3号機（202.8万kW）までの出力の比：0.59

②試算の算定方法（損害費用：除染・中間貯蔵）

- 「福島復興の加速のための迅速かつ着実な賠償等の実施に向けて」を踏まえた最新の見通しを反映した除染・中間貯蔵施設事業に係る費用は、以下のとおり。
 - ① 除染費用（汚染廃棄物処理を含む） **約4.0兆円**
 - ② 中間貯蔵施設（建設・管理運営等） **約2.2兆円**

- これらの費用については、前回は踏襲し、以下の考え方の下で算定することとした。
 - ✓ モデルプラントと福島第一原子力発電所の1号機から3号機までの出力の比で補正。

②試算の算定方法（原子力発電施設の減損の費用）

【原子力発電施設の減損の費用】

- 2021年検証と同様、1年目から40年目までのそれぞれの年の中間時点で事故が発生したと仮定し、それぞれの年の中間時点における原子力発電設備の残存簿価の平均額を損壊リスクコストとして計上することとした。（2021年検証同様、原子力発電設備の残存簿価は事故の発生時点によって変わりうる等の理由から、その損害額が平均的とは言えない東京電力福島第一原子力発電所のケースは採用しないこととした。）

【計算方法】

- モデルプラント竣工時の原子力発電設備の簿価のうち、建設費（追加的安全対策費も含む）分の7,203億円は法定耐用年数の16年間で定率償却すると仮定。40年間の中間地点における残存簿価の平均額は**1,145億円**となり、これを損壊リスクコストとして設定。

【算定の前提】償却前簿価7,203億円 16年定率法の償却率0.125、改定償却率0.143、保証率0.04294

	1年目	2年目	3年目	4年目	5年目	6年目	7年目	8年目	9年目	10年目
期首	7,203	6,303	5,515	4,826	4,223	3,695	3,233	2,829	2,475	2,166
期末	6,303	5,515	4,826	4,223	3,695	3,233	2,829	2,475	2,166	1,895
中間	6,753	5,909	5,170	4,524	3,959	3,464	3,031	2,652	2,320	2,030
	11年目	12年目	13年目	14年目	15年目	16年目	17年目	～	～	40年目
	1,895	1,624	1,315	1,005	696	387	0	～	～	0
	1,624	1,315	1,005	696	387	0	0	～	～	0
	1,760	1,469	1,160	851	541	193	0	～	～	0

→1年目から40年目までの中間時点における残存簿価の平均額は、1,145億円

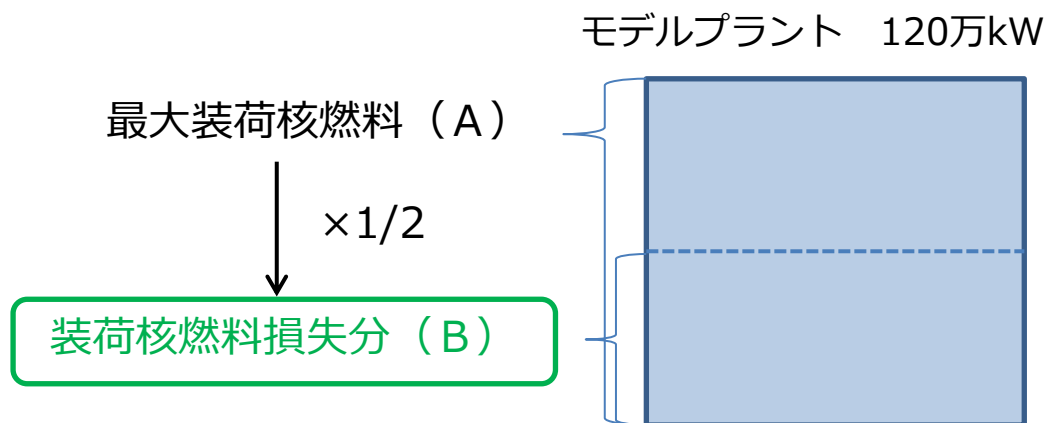
②試算の算定方法（核燃料の損失の費用）

【核燃料の損失の費用】

- 核燃料サイクルコストには、核燃料費も含まれているが、事故による損失分の核燃料は追加で調達する必要があるため、事故による核燃料損失分は、2021年検証の試算を踏襲し、以下の算定方法に基づき、事故リスクコストとして損害想定額に算入することとした。（装荷核燃料の残存簿価は事故の発生時点によって変わりうる等の理由から、その損害額が平均的と言えない東京電力福島第一原子力発電所事故のケースを実績として参照しないこととした。）

【計算方法】

- 計算方法は以下のとおりとすることとした。
 - ✓ モデルプラントで使用する総ウラン燃料価格を用いる。
 - ※運転年数を60年とするケースについても、同様の計算方式とすることとした。
 - ✓ 一般的なウラン燃料の炉内滞在年数が約5年。稼働年数を40年とすると、装荷されている1炉心あたりの最大装荷燃料価格（A）は、404.7億円（ $=1.1\text{円/kWh} \times (120\text{万kW} \times 24 \times 365 \times 0.7 \times 5)$ ）と推定される。
 - ✓ 核燃料の装荷から減損完了まで（5年間）の中間地点で事故が発生すると仮定すれば、算定すべき核燃料損失（B）は、最大装荷核燃料価格（A）の1/2である202.4億円として計上される。
 - ✓ なお、原子力発電所には装荷前の燃料（＝「加工中等核燃料」）も存在するが、当該使用前燃料はプラント毎に貯蔵量が異なることから、リスクコストとして計上しない。



②試算の算定方法（行政費用）

【行政費用】

- 東京電力福島第一原子力発電所事故に起因して発生する費用も、前回は踏襲し、行政コストとして事故の費用に算入することとした。
- 具体的には、2011年度から2023の予算に計上されている原子力災害復興関係の予算について、決算額（令和5年度は予算額）を計上することとした。
- これらの費用については、以下の考え方に基づき整理し、**約2.6兆円**を損害額に含めるべき行政費用として計上することとした。
 - ✓ 二重計上となる補償契約や損害賠償仮払金、除染や中間貯蔵、汚染廃棄物処理にかかる費用は除く。
 - ✓ 原賠機構の拠出金や、除染等に係る研究開発等は、一度設立する、あるいはひとたび知見を得れば、仮に次の事故が発生した場合には必ずしも同様の事業を実施する必要がないと考えられるため、将来事故コストとして計上するのは適当ではなく、対象から除外。
 - ✓ 本来であれば、一過性の費用と、一定期間にわたって発生しうる費用に分けて計上すべきであるが、保守的に試算し、全て一過性の費用として計上。

②試算の算定方法（共済方式の算定根拠）

- 共済方式の算定根拠は、2015年検証において、2011年発電コスト検証（以下、2011年検証）の「2,000炉・年」に対して、追加的安全対策によって事故発生頻度が低減することを考慮し、安全対策実施後のリスク評価（PRA）の改善幅等を総合的に勘案しつつ、十分に保守的に見積もって、「4,000炉・年」とした。
- 2021年検証においては、「4,000炉・年」を踏襲しつつ、事故リスク対応費用については、「新規制基準に基づく全ての安全対策の評価の実績が積み上がり、事故リスク低減効果が明らかとなれば、それを適切に反映させる必要がある」と整理された。
- 今回も2015年検証の議論を踏襲して「4,000炉・年」を維持すること（この場合の単価は0.6円/kWh）を含めて検討したが、第3回WG及び第4回WGでの議論を踏まえ、その数値を見直すこととした。
- 見直しに当たっては、再稼働済10基^(※)の原子力発電所のPRAの平均が、追加的安全対策の前後で約75分の1に低減しているという実績はあるものの、現時点では、追加的安全対策の効果を損害額を含め定量的・精緻に反映させることが困難であることを踏まえれば、算定根拠は、可能な範囲で合理的に、かつ、十分に保守的に見積もる必要がある。

(※) 安全性向上評価においてPRAを公開している、美浜3号機、高浜3・4号機、大飯3・4号機、伊方3号機、川内1・2号機、玄海3・4号機

②試算の算定方法（共済方式の算定根拠）

- 前頁の観点から、今回の発電コスト検証において、算定根拠の考え方に関しては、
 - ✓ 再稼働済10基の原子力発電所（※）の追加的安全対策前後のPRAの改善幅（最小値）が約7.7分の1（この場合の炉心損傷頻度は1/約21万炉・年）となっていることを考慮して、2015年検証の算定方法を踏襲し、保守的に見積もる観点から、7分の1としたうえで、2011年検証の算定根拠である「2,000炉・年」を7倍して「14,000炉・年」とする、
 - ✓ より保守的に見積もる観点から、PRAの改善幅である7.7分の1に対して、2015年検証におけるPRAの改善幅の反映割合（2.0/2.4）を乗じて、6分の1としたうえで、「2,000炉・年」を6倍して「12,000炉・年」とする、などの案について検討を行った。
- 第3回WG及び第4回WGでの議論も踏まえて、算定根拠としては、保守的に見積もる観点から「2,000炉・年」を6倍して「12,000炉・年」とすることとした。
- なお、現時点では、追加的安全対策が継続中であるが、新規制基準に基づく全ての安全対策の評価の実績が積み上がり、事故リスク低減効果が明らかとなれば、それを適切に反映させる必要がある。

（※）安全性向上評価においてPRAを公開している、美浜3号機、高浜3・4号機、大飯3・4号機、伊方3号機、川内1・2号機、玄海3・4号機

(参考) 算定根拠 (これまでの発電コスト検証時の議論の経緯) ①

【2011年検証】

- 「共済方式」を採用したうえで、「50基×40年 = 2,000炉・年」で損害費用を負担することを想定して、予め積立を行うという考え方でコスト算定をするものとした。
- 追加的安全対策については、事故リスクとの関係を精査すること、また、安全規制との関係を整理したうえで新たな安全規制が明らかになればその効果を勘案することが考えられるが、2011年検証時点では、双方とも回答できる状況にないため、今後の課題とすることで報告書において整理された。

【2015年検証】

- 2011年検証で採用した「共済方式」を踏襲しつつ、その上で、算定根拠について、各国規制機関や国際機関における安全目標の相場や、安全対策実施後のリスク評価 (PRA) の改善幅 (約2.4分の1)を総合的に勘案し、十分に保守的に見積もって、「2,000炉・年」を2倍にして「4,000炉・年」に変更した。
- なお、PRAの改善幅については、2015年検証時点では全ての追加的安全対策について定量的な効果が明らかになっているわけではなかったものの、少なくとも「最も炉心損傷頻度への寄与の大きい事故事象」については、新規規制基準適合性審査の中で行われた感度解析により、定量的に安全対策前と比べた効果が明らかになっていることをもって、30を超える事故事象のうち1つのみを考慮したものを参照した。

(参考) 2015年検証時資料① (各発電所におけるP R A)

- 既に設置変更許可を得た川内原発1・2号機、高浜原発3・4号機はもとより、現在審査中の原発において、安全対策前のP R Aと一部の安全対策を実施した場合の効果を感度解析したP R Aを評価。
- ただし、安全対策実施後の感度解析は、30を超える事故事象に対応して実施した対策のうちの一つだけを考慮しただけであり改善効果は部分的しか反映されない。
※30を超える全ての事故事象を考慮した場合の感度解析は、評価結果の更なる低下が見込まれる。

<設置変更許可済みの炉及び適合性審査中の炉で感度解析を行っている「炉心損傷」のP R A評価>

	安全対策前のP R A	感度解析後のP R A ※30を超える事故事象のうち一つのみを考慮
設置変更許可済み及び適合性審査中の原発の平均 (泊3、美浜3、高浜1～4、伊方3、川内1・2、玄海3・4)	1.9×10^{-4} (約5,200炉・年に1回)	8.3×10^{-5} (約12,100炉・年に1回)

※約2.4分の1に低下

- ※ 既に設置変更許可を得た川内1・2、高浜3・4のみの場合、安全対策前のP R A (4,500炉・年に1回) から感度解析後のP R A (8,400炉・年に1回) は、約1.8分の1に低下。
- ※ 全ての安全対策を行った後の総合的なP R A評価は、再稼働後1回目の定期検査の終了時点の状態を対象として定期検査終了後6ヶ月以内に実施する安全性向上評価にて行うこととなっている。

(参考) 算定根拠 (過去の発電コスト検証時の議論の経緯) ②

【2021年検証】

- 算定根拠について、2021年検証時点において各プラントの安全対策が継続中であり、安全対策を実施した後の安全評価の実績の積み上げが十分ではない状況であることを踏まえ、保守的に見積もって、「4,000炉・年」を踏襲した。
- その上で、報告書において以下のとおり指摘されている。
 - ✓ 追加的安全対策費と事故リスク対応費用は、原子力発電の安全に関する費用として、合わせて考えることが適当。
 - ✓ 現時点では、追加的安全対策が継続中であるが、新規制基準に基づく全ての安全対策の評価の実績が積み上がり、事故リスク低減効果が明らかとなれば、それを適切に反映させる必要がある。

(参考) 直近のPRAの改善

○ 再稼働済PWR12基のうち、再稼働後のPRAを実施した10基について、新規制基準に基づく安全対策の評価を安全対策前後で比較すると、PRAにおける炉心損傷頻度は大幅に低下（平均で約1/75）。

既設炉の安全対策の取り組み

5

○ 既設炉は新規制基準を踏まえた安全対策を講じ、順次再稼働を達成してきており、東京電力福島第一原子力発電所事故以前と比較して、安全性を大幅に向上させてきた。

<従来の規制基準>

シビアアクシデントを防止するための基準
(いわゆる設計基準)
(単一の機器の故障を想定しても炉心損傷に至らないことを確認)

- 自然現象に対する考慮
- 火災に対する考慮
- 電源の信頼性
- その他の設備の性能
- 耐震・耐津波性能

<新規制基準>

- 意図的な航空機衝突への対応
- 放射性物質の拡散抑制対策
- 格納容器破損防止対策
- 炉心損傷防止対策
(複数の機器の故障を想定)
- 内部溢水に対する考慮 (新設)
- 自然現象に対する考慮
(火山・竜巻・森林火災を新設)
- 火災に対する考慮
- 電源の信頼性
- その他の設備の性能
- 耐震・耐津波性能

テロ対策(シビアアクシデント対策)
新設
強化又は新設
強化

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



令和6年6月25日 総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会 原子力小委員会資料より

	安全対策前の炉心損傷頻度	安全対策後 ^{※2} の炉心損傷頻度
再稼働済10基 ^{※1} の 原子力発電所平均	2.3×10 ⁻⁴ [/炉・年] (約4,300炉・年に1回)	3.1×10 ⁻⁶ [/炉・年] (約320,000炉・年に1回)

※1：安全性向上評価において確率的リスク評価結果を公開している美浜3号機、高浜3,4号機、大飯3,4号機、伊方3号機、川内1,2号機、玄海3,4号機の10基を対象とした。

※2：一部のプラントにおいては、特重施設を考慮した確率的リスク評価(PRA)が未評価であるため、特重施設によるリスク低減効果を考慮していない炉心損傷頻度を用いて平均値を計算している。

③2024年コスト検証における事故リスク対応費用試算結果

- 損害費用を精査した結果、事故廃炉費用、賠償費用、除染・中間貯蔵、行政経費等の下限は26.2兆円。これを2021年検証時と同様、モデルプラントベースに補正し、**17.7兆円**を損害費用として算入する。
- 共済方式の算定根拠については、追加的安全対策の進展によりPRAの改善がみられるものの、現時点では、追加的安全対策の効果を損害額を含め定量的・精緻にそのまま反映させることが困難であることを踏まえ、追加的安全対策の進展を可能な範囲で合理的に、かつ、十分に保守的に見積もる観点から、**「12,000炉・年」**とすることとした。
- なお、これまでの発電コスト検証における議論のとおり、追加的安全対策費と事故リスク対応費用は、原子力発電の安全に関する費用として、併せて考えることが適当。追加的安全対策は引き続き継続中であるが、新規制基準に基づく全ての安全対策の評価の実績が積み上がり、事故リスク低減効果が明らかとなれば、それを適切に反映させる必要がある。

$$\frac{A)損害費用(円) / B)算定根拠 (炉・年)}{C)モデルプラントの総発電電力量 (kWh)} = \frac{A)17.7兆(円) / B)12,000 (炉・年)}{C)70.6億 (kWh)} = 0.2円/kWh$$

※なお、2015年検証を含め、過去の議論を踏襲して「4,000炉・年」とした場合の事故リスク対応費用を試算すると、単価は0.6円/kWhとなる。

3-5. 核燃料サイクル費用

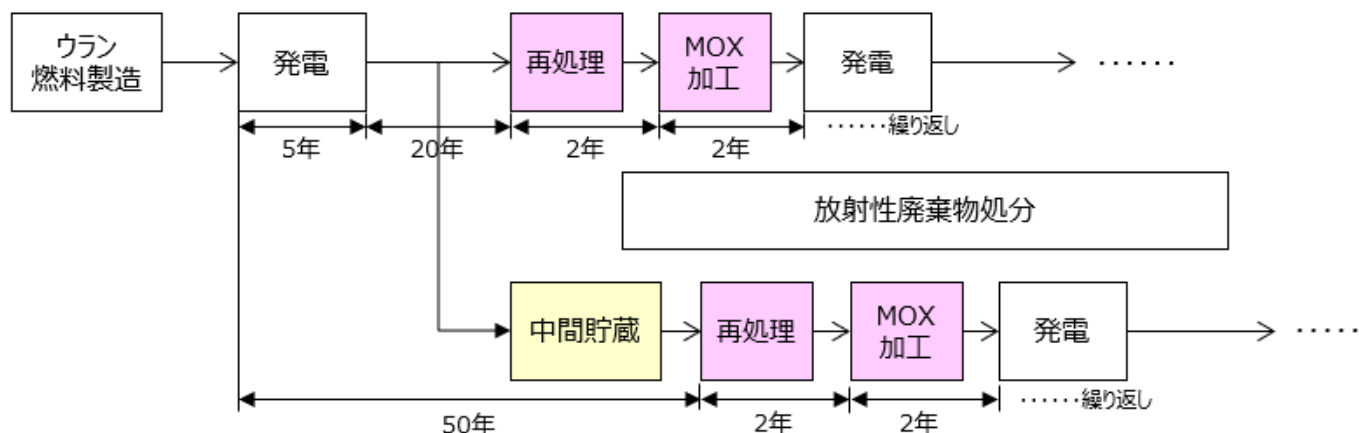
- ① 2024年検証における
核燃料サイクル費用の考え方**
- ② 各項目の考え方と試算結果**

①核燃料サイクル費用の考え方

- 第四次エネルギー基本計画（2014年4月）で核燃料サイクル政策の推進が示されたことを踏まえて、2015年検証で、核燃料サイクル費用の算定方法が整理された。その上で、核燃料サイクルの推進については、第六次エネルギー基本計画（2021年10月）でも堅持されていることを踏まえ、2021年検証においても、同様の方法で算定した。
- 今回の発電コスト検証においても、**算定方法は踏襲し**、各項目について、為替レートの変動や再処理・MOX燃料加工事業費の見直しなど**2021年検証からの状況変化を反映**することとした。（詳細は次ページ）

試算モデル

- 1トン当たりのウラン燃料の調達費用及びその使用済燃料を繰り返しリサイクルする際の費用と、1トン当たりのウラン燃料及びリサイクルされたMOX燃料による発電電力量を現在価値換算。



[出典] 基本政策分科会に対する発電コスト検証に関する報告
 (令和3年9月 発電コスト検証ワーキンググループ) を基に事務局作成

②各項目の考え方と試算結果

項目	試算の基にした施設等	2021年検証時からの事情変更	今回の試算における方向性	試算結果※1 (円/kWh)
フロントエンド				1.2(1.0)
ウラン燃料	調達実績	特に無し	2015年以降のウラン燃料調達実績が少なく、その実績をサンプルとして試算に用いることは適切ではない。また、直近のウラン燃料の市場価格についての公表情報も存在しないことから、2011年検証で用いた2008年度～2010年度における調達実績を基に、 為替レートの変動を反映 。	1.1(0.9)
MOX燃料	MOX燃料工場 (六ヶ所)	事業費の見直し (2021年検証当時： 2.41兆円 → 2024年6月： 2.43兆円)	2024年6月に経済産業大臣が認可した「再処理等抛出金単価」を MOX燃料加工単価に反映 。	0.1(0.1)
バックエンド				0.7(0.7)
再処理	六ヶ所再処理工場	事業費の見直し (2021年検証当時： 14.4兆円 → 2024年6月： 15.1兆円)	2024年6月に経済産業大臣が認可した「再処理等抛出金単価」を 再処理単価に反映 。	0.6(0.6)
使用済燃料輸送	輸送実績	特に無し	2024年8月現在において、原子力発電所から六ヶ所再処理工場への 輸送契約の直近実績を反映 。	- ※2
高レベル放射性廃棄物処分	NUMOが整備する処分場	人件費・物品費等の 最新価格への更新等 (2021年検証当時： 3.1兆円 → 2023年11月： 3.4兆円)	最終処分法に基づいて、経済産業省が2023年11月に算定した 処分費を反映 。	0.0(0.0)
中間貯蔵	リサイクル燃料 備蓄センター 等	乾式貯蔵施設の 安全審査・建設が進展したこと等に伴う費用に関するデータの最新化	2024年7月現在において、安全審査・建設の進捗を踏まえて、 最新の中間貯蔵・乾式貯蔵の費用を反映 。	0.1(0.1)
合計				1.9(1.7) ※3

※1 割引率3%。四捨五入の関係で合計が一致しないところがある。試算結果の()内は、2021年検証の試算結果。
 ※2 「使用済燃料輸送」は、①発電所から再処理施設まで、及び中間貯蔵施設から再処理施設までの使用済燃料輸送と、②発電所から中間貯蔵施設までの使用済燃料輸送にかかる費用であり、①は「再処理」の試算結果に、②は「中間貯蔵」の試算結果に含まれる。
 ※3 核燃料サイクル費用について、これら費用が増加した場合における単価への影響を確認する趣旨から、感度分析を実施することとした(後述)。

③核燃料サイクル費用の考え方（諸元の基礎条件）

項目	基礎条件	概要
平均取出燃焼度	UO ₂ 燃料：45,750 MWd/t MOX燃料：40,000 MWd/t	<p>(燃焼度) 1トン(t)のウラン等が、どれだけの熱量を出したかを示す指標で、1MWを1日(d)出し続けた場合の熱の大きさを単位とし、MWd/ t で表示。</p> <p>(平均取出燃焼度) 核燃料集合体の燃焼度の平均値。</p>
炉内滞在時間	5年	新燃料を炉内に装荷し、使用済燃料として取り出すまでの期間。
熱効率	35.1%	熱エネルギーから電気エネルギーに変換される割合。
所内率	4%	発電所内で使用する電力量の発電電力量に占める割合。
再処理：中間貯蔵比率	50：50	今後、原子力発電所の稼働に伴って発生する使用済燃料のうち、半数は六ヶ所再処理工場で再処理し、残りの半数は中間貯蔵した上で再処理するとの仮定に基づいたモデル。
次世代生成率	11%	使用済燃料からMOX燃料を製造した際の使用済燃料重量に対するMOX燃料重量の割合。

(参考) 核燃料サイクル費用の試算結果

(単位：円/kWh)

項目	割引率0%		割引率1%		割引率3%		割引率5%	
	今回	前回	今回	前回	今回	前回	今回	前回
ウラン燃料	0.84	0.73	0.96	0.79	1.09	0.89	1.20	0.98
MOX燃料	0.22	0.23	0.16	0.16	0.08	0.08	0.05	0.05
(フロントエンド計)	1.06	0.97	1.13	0.96	1.17	0.97	1.24	1.02
再処理等	1.50	1.50	1.07	1.07	0.58	0.57	0.33	0.33
中間貯蔵等	0.19	0.14	0.15	0.12	0.09	0.09	0.06	0.07
高レベル廃棄物処分	0.29	0.27	0.14	0.13	0.04	0.04	0.02	0.02
(バックエンド計)	2.13	1.91	1.39	1.32	0.71	0.71	0.40	0.42
計	3.19	2.87	2.52	2.27	1.88	1.68	1.65	1.44

※各項目ごとの四捨五入の関係で合計は一致しない。

※「再処理等」は発電所から再処理施設まで及び中間貯蔵施設から再処理施設までの使用済燃料輸送費を含む。

「中間貯蔵等」は発電所から中間貯蔵施設までの使用済燃料輸送費を含む。

3-6. その他

- ① 政策経費
- ② 将来社会実装されると想定される電源の発電コスト試算の扱い
- ③ 感度分析
- ④ 参考

①政策経費（原子力）

【2023年】

- 2021年検証と同様に、令和5年度予算のうち、「立地」、「防災」、「広報」、「人材育成」、「評価・調査」、「発電技術開発」、「将来発電技術開発」に係る予算額を発電コストに上乗せ。GX対策費については、高速炉と高温ガス炉の実証炉開発事業について計上。
- 原子力にかかる政策経費は、再稼働済み炉だけでなく、未稼働炉に対しても措置されていることから、足下の総発電電力量については、36基の設備容量に一律にモデルプラントの設備利用率をかけて導出した年間総発電電力量（2,282億kWh）で賄うと想定。

【2040年】

- 2040年時点での総発電電力量については、基本政策分科会で提示される2040年におけるエネルギー需給の見通しに基づき、2040年度の発電電力量の見通しの値を用いる（ただし、現時点においてはその見通しが示されていないことから、現時点では便宜上、「統合コストの一部を考慮した発電コスト」の検証に用いた2040年の日本の電力システムにおける発電電力量の値とした）。

※GX対策費については、2023年度から10年間の先行投資支援を行っており、2040年の政策経費には盛り込まない。

【2023年の試算】

$$\frac{\text{原子力に係る政策経費（令和5年度予算）（円）}}{\text{年間総発電電力量（kWh）}} = \frac{\text{約3,138億（円）}}{\text{2,282億（kWh）}} = 1.4 \text{（円/kWh）}$$

【2040年の試算】

※2040年の発電電力量の見通しが示された場合修正。

$$\frac{\text{原子力に係る政策経費（令和5年度予算）（円）}}{\text{年間総発電電力量（kWh）}} = \frac{\text{約3,015億（円）}}{\text{約2,282億（kWh）}} = (1.3) \text{（円/kWh）}$$

② 将来社会実装されると想定される電源の発電コスト試算の扱いについて

- 次世代革新炉（革新軽水炉、SMR（小型モジュール炉）、高速炉、高温ガス炉、核融合）については、政府として、その開発・建設に向けた取組を実施している。
- 他方、これら次世代革新炉については、未だ基本設計や概念設計が確定しておらず、設置条件等が整っていない。したがって、技術や発電に係る費用について一定の予見性がなく、正確なコスト試算を行うことが困難。
- 以上を踏まえ、これらの電源については、将来的に開発等が進展しその技術や費用に関する予見性が高まった段階で、そのコストを検証することとした。

③感度分析

- 2021年検証においては、**建設費・追加的安全対策費、事故リスク対応費用、核燃料サイクル費用**について、これら費用が増加した場合における単価への影響を確認する趣旨から、**感度分析を実施**。
- 例えば、海外プラントの建設費が高騰している※という事例もある中で、各諸元の費用が増額となる場合の単価を示すことは有益であると考えられるため、**今回の発電コスト検証においても同様に、建設費・追加的安全対策費、事故リスク対応費用、核燃料サイクル費用それぞれについて、感度分析を実施することとする**。
- なお、海外と日本では、立地環境や規制内容などの条件が異なるため、海外建設費の高騰が日本にも同様に当てはまるものではないことに留意が必要。

※海外の新設原発の建設費としては、セウル3、4号機（韓）：約32億ドル／基、ボーグル3、4号機（米）：約160億ドル／基、フランビル（仏）：132億ユーロといった事例が存在。（OECD NEA “Unlocking Reductions in the Construction Costs of Nuclear: A Practical Guide for Stakeholders”（2020）、米エネルギー省ウェブサイト、仏EDFウェブサイトより）

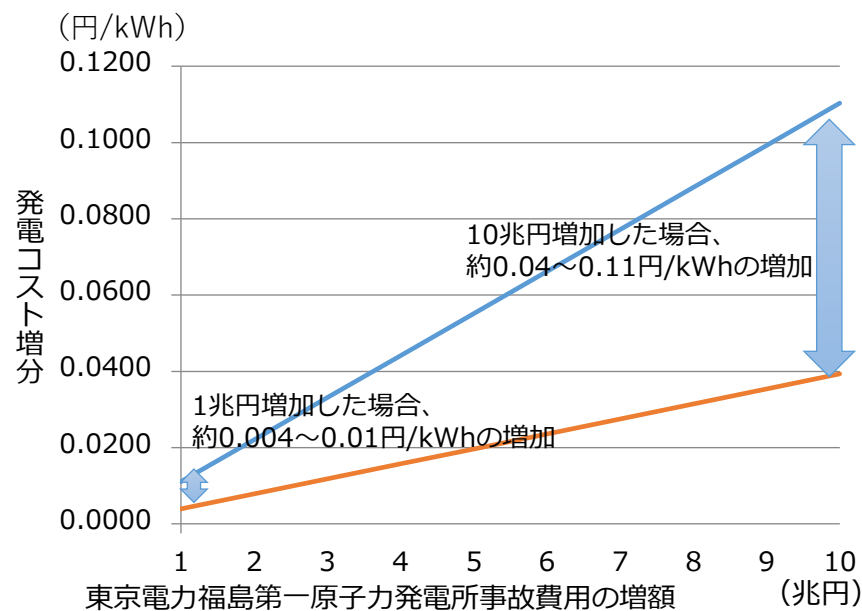
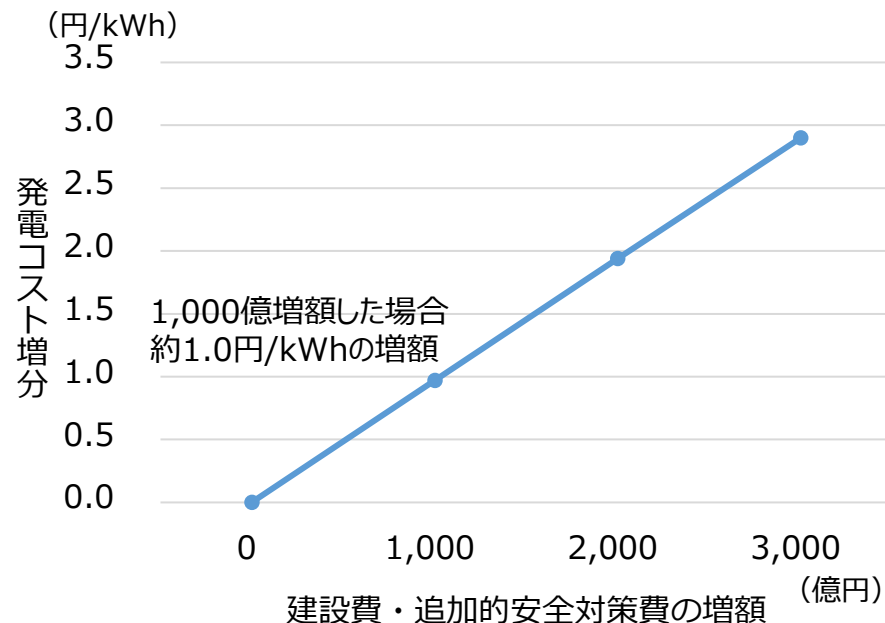
③感度分析（建設費・追加的安全対策費、事故リスク対応費用）

1. 建設費・追加的安全対策費

- 建設費・追加的安全対策費が増額した場合、資本費が増額し、資本費に比例して運転維持費も増額するため、それら費用の増額による発電コストへの影響について感度分析を実施。
- 感度分析の結果、建設費・追加的安全対策費が1,000億円増加した場合、発電コストは約1.0円/kWh増加するという結果となった。

2. 事故リスク対策費用

- 事故リスク対応費用は、東京電力福島第一原子力発電所事故による事故廃炉費用、損害賠償費用、除染・中間貯蔵費用等をモデルプラントベースに補正を行っているが、費目によってモデルプラントへの補正の考え方が異なるため、補正後の損害費用も異なる。
- したがって、東京電力福島第一原子力発電所事故の事故費用の増額による発電コストへの影響は、どの費目が増加するかによって異なることから、今回の試算方法において発電コストへの影響が大きい費用と、影響が小さい費用について、それぞれ感度分析を実施。
- 感度分析の結果、東京電力福島第一原子力発電所事故の事故費用が1兆円増加した場合、発電コストは約0.004～0.01円増加するという結果となった。



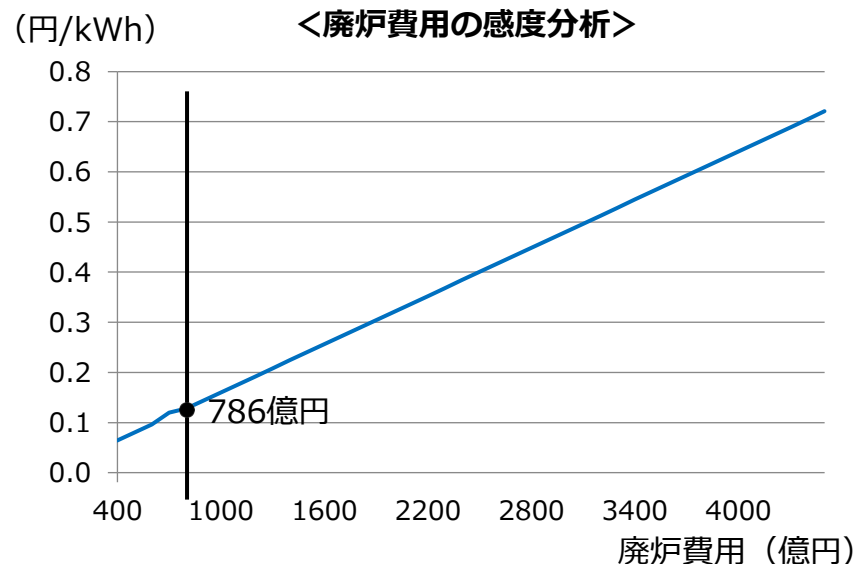
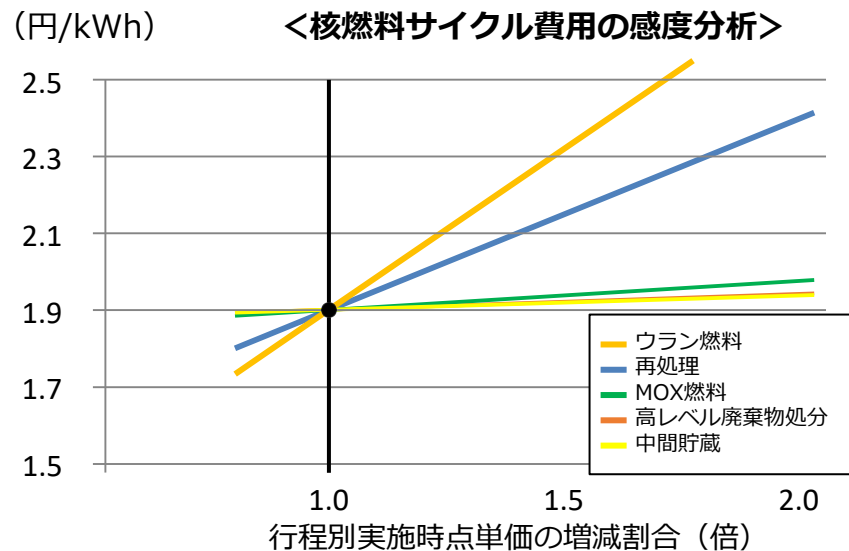
③感度分析（核燃料サイクル費用、廃炉費用）

3. 核燃料サイクル費用

- 例えば、ウラン調達価格の増加や、定格再処理量（800tU/年）到達時期の遅延等による再処理数量減（稼働率低下）、あるいは、再処理工場の建設費上昇等により単価が増加する可能性がある。
- そのため、ウラン燃料、再処理、MOX燃料、高レベル廃棄物処分及び中間貯蔵の単価が増加した場合の感度分析を実施。

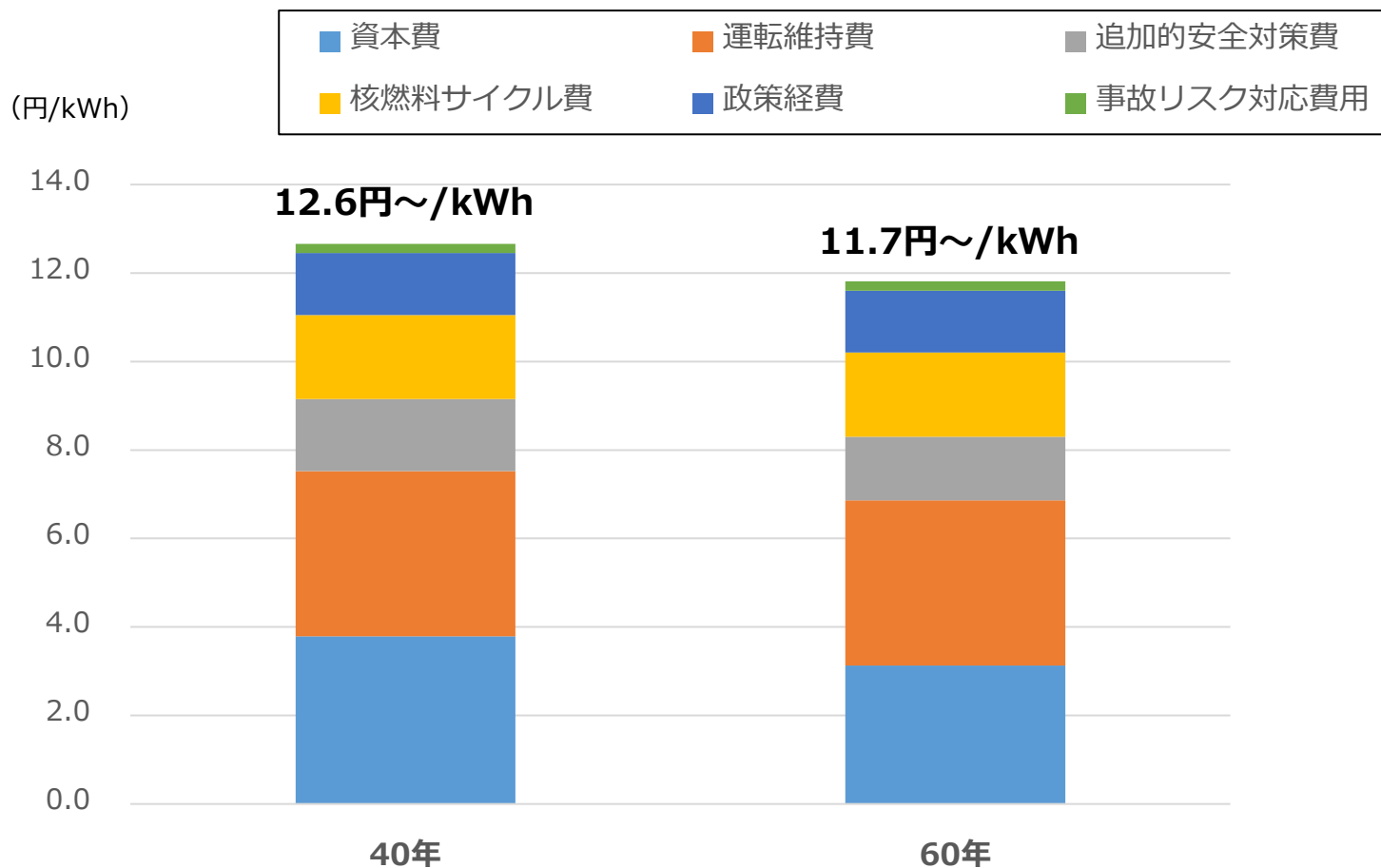
4. 廃炉費用

- 現行制度の範囲内で最大限見積もり可能な費用を盛り込んでいるが、今後の廃炉の進展に応じた費用の変化を鑑み、参考値として、右記の感度分析を実施。



④参考（運転年数の違いによる発電コスト）

- 運転年数を40年、60年とした場合の発電コストについては、40年運転は12.6円~/kWh、60年運転は11.7円~/kWhとなる。



(注) 2023年モデルプラント、設備利用率70%として試算

目次

I. 総論

1. 概要

2. 考え方

II. 各論 (※諸元の設定は、精査中)

1. 再生可能エネルギー

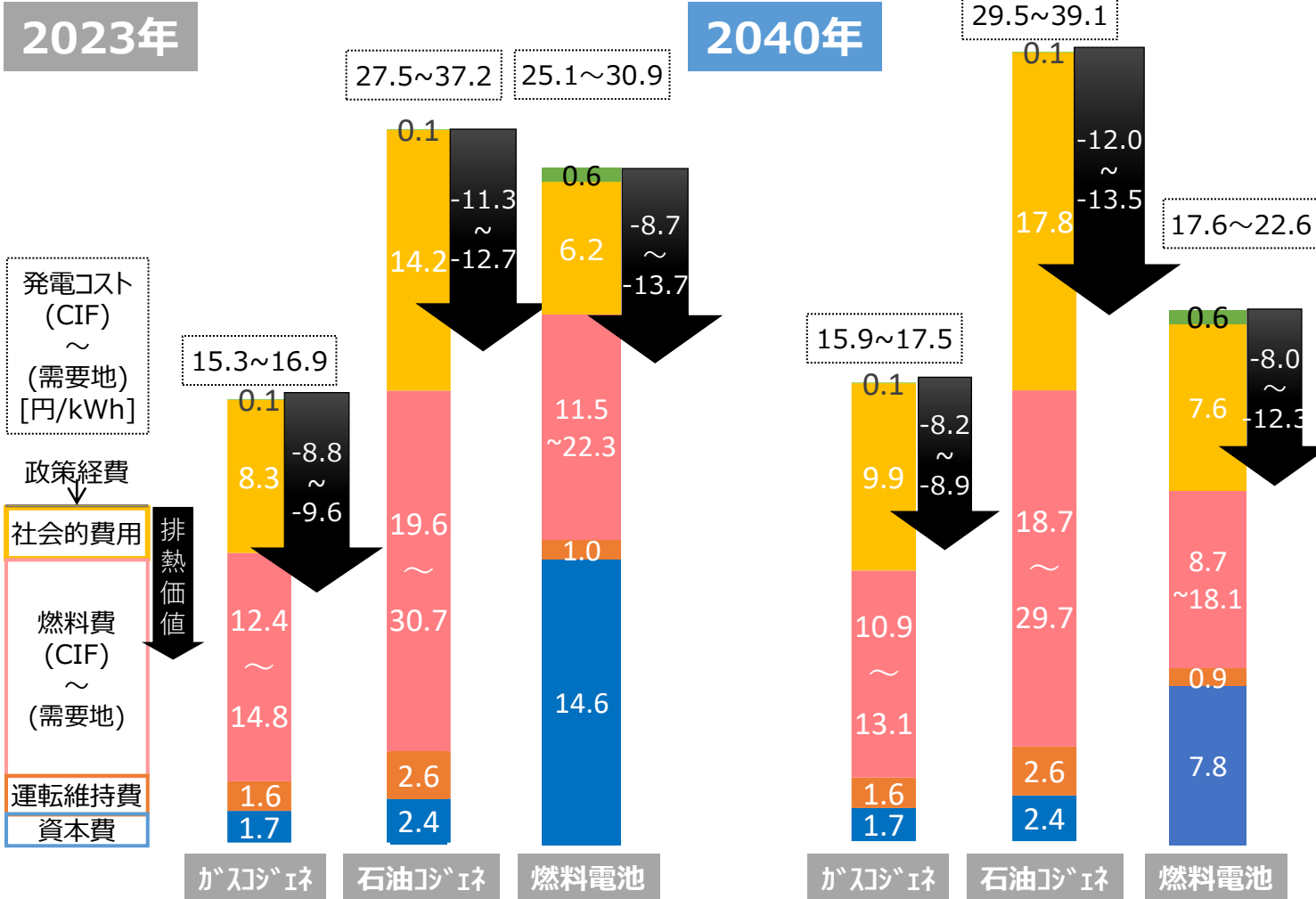
2. 火力発電

3. 原子力発電

4. コージェネ・燃料電池

5. 統合コストの一部を考慮した発電コスト

足下（2023年）及び将来（2040年）の発電コストの内訳



●各費用の考え方

政策経費
発電活動の維持に必要となる予算等 (R5年度予算) より算出

排熱価値
コジエネ及び燃料電池は、発電時に生ずる熱を有効活用することが可能。このため、同量の熱をボイラで発生させる際に必要な燃料費を発電コストから控除。

CO2対策費
発電時のCO2排出量に相当する排出権を購入するとした場合の費用 (考え方は火力発電と同様)

燃料費
コジエネ及び燃料電池の燃料の調達費用。下記の2種類で算出。
① CIFコスト (火力発電と同様)
ガスコジエネ・燃料電池はLNG、石油コジエネは石油のCIF価格+諸経費
② 需要地での燃料費
ガスコジエネ・燃料電池は都市ガス価格、石油コジエネはA重油価格
なお将来価格はWEO2024の公表政策シナリオの見通しを踏まえて試算。

●モデルプラントの想定 (2023年)

	ガスコジエネ	石油コジエネ	燃料電池
設備容量	6,000kW	1,500kW	0.7kW
設備利用率	72.3%	36%	79.5%
稼働年数	30年	30年	12年

●モデルプラントの想定 (2040年)

	ガスコジエネ	石油コジエネ	燃料電池
設備容量	6,000kW	1,500kW	0.7kW
設備利用率	72.3%	36%	89%
稼働年数	30年	30年	15年

運転維持費 定期点検費、修繕費等

資本費 機器費、設置工事費等 **172**

コージェネレーションシステムの発電コスト検証の考え方

- コージェネレーションシステム（コージェネ）は、熱と電力を同時に生み出す（熱電併給）ため、トータルでは高い総合エネルギー効率を実現可能。燃料としては、天然ガス・石油等が主流。
- 需要地の近接地に置かれる分散型エネルギーであり、熱の有効活用や、少ない送電ロスなどの利点も存在。
- コージェネの特徴や活用のあり方は、前回（2021年）検証時から大きな変化がないことから、コスト検証に当たっては、前回（2021年）までの検証と同様、①熱価値の考え方、②燃料による差異、③燃料費の扱い、について、検討することとした。

<コージェネの論点>

- 論点1：熱価値の考え方（発電に付随して生ずる熱をどう評価するか）
- 論点2：燃料による差異（天然ガスや石油等の燃料の違いをどうするか）
- 論点3：燃料費の扱い（燃料費として燃料輸入価格を用いるのが妥当か）

論点2：燃料による差異

ガス製造所・製油所等

論点3：燃料費の扱い

天然ガス、石油等

需要地
(工場・ビル等)

コージェネレーションシステム



論点1：熱価値の考え方

100の
エネルギー

電気エネルギー 45~20%
熱エネルギー 30~60%

利用困難な廃熱 20~25%

総合効率 75~80%

熱価値の考え方

- 熱価値の考え方としては、①熱価値を別途計算し、費用から控除する考え方、②電気と熱の出力比率で費用を按分した上で、電気部分のコストを試算する考え方、の2種類が考えられる。
- 2021年コスト検証では、2015年コスト検証と同様に①の考え方を採用するとともに、当時のコジェネの活用の実際のあり方を踏まえて、熱が十分に有効活用される状況を前提としたコスト試算を行うこととしている。
- 本WGでは2021年コスト検証と同様の考え方を採用することとした。

【 熱価値の考え方】

選択肢①

一定の電気を生み出す際に同時に発生する熱の価値を別途計算し、それを費用から差し引く。

$$\text{発電コスト} = \frac{\text{資本費} + \text{燃料費} + \text{運転管理費} - \text{排熱価値}}{\text{総発電電力量}}$$

※ **排熱価値** = 総熱利用量 × 単位熱量当たりの市場価値

- この場合、各国の実態に即した熱の価値を設定する必要。
⇒ 同量の熱をボイラで得るために必要な燃料費で代替し計算。

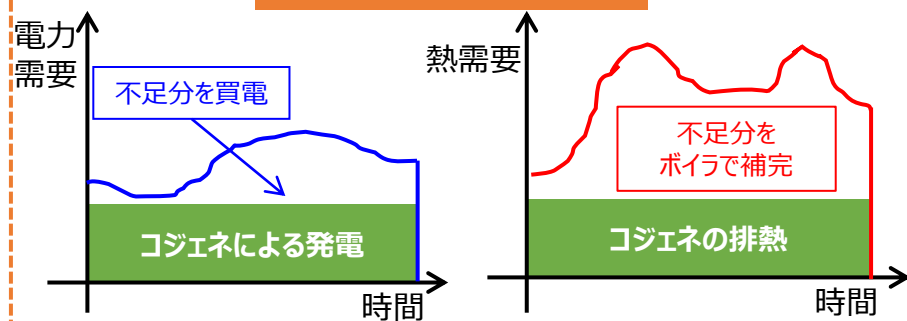
$$\text{単位熱量当たりの市場価値}(a) = \frac{\text{燃料価格}(\$ / t)}{\text{単位燃料当たり発熱量}(Wh / t)} \div \text{ボイラ効率}$$

選択肢②

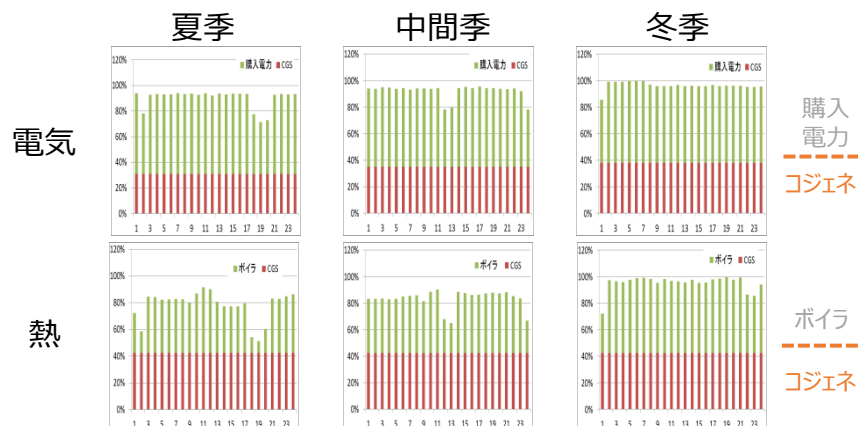
同時に生み出される電気と熱の出力比率で費用を按分した上で、電気の部分だけでコストを試算する。

【 コジェネの活用状況 】

コジェネの導入イメージ



コジェネの活用状況例



燃料による差異と足下のモデルプラントの考え方①

- コジェネは、天然ガス・石油が主な燃料として活用されており、燃料毎に規模や活用のあり方が異なる（下記）。このため、2021年コスト検証と同様、それぞれでモデルプラントを設定することとした。
- コジェネの1つである燃料電池についても、コジェネと同様の考え方で、モデルプラントを設定することとした。

天然ガスコージェネレーション

- コジェネの総発電容量の約59%を占める。
- 都市ガスの供給区域の需要家を中心に産業・業務用にコジェネを活用する際に導入されており、100kW以下のマイクロコジェネ（小規模業務用）、300～1,000kW程度の小～中型ガスエンジン（病院、ショッピングセンター等）、5,000～7,000kW程度の大型ガスエンジン・ガスタービン（産業用、大規模業務用等）が主流。
- 排熱は、生産・製造プロセスや空調、給湯の用途として活用。

石油コージェネレーション

- コジェネの総発電容量の約27%（重油のみ）を占める。
- 都市ガスの供給区域外の需要家を中心に産業・業務用にコジェネを活用する際に導入されており、500～2,000kW程度のディーゼルエンジン（中規模な産業・業務用、病院等）が主流。
- 排熱は、生産・製造プロセスや空調、給湯の用途として活用。

燃料電池

- 国内では家庭用燃料電池コージェネレーションシステム（エネファーム）が主流。
- 家庭用燃料電池は都市ガスやLPGを改質して水素を取り出し、燃料電池により高効率な発電を行うとともに、発電時に生じる熱を給湯にも活用する家庭用コジェネであり、700Wの小型が主流。
- 2009年の販売開始以降、既に約50万台超が普及。
- 排熱は、給湯の用途として活用。

燃料による差異と足下のモデルプラントの考え方②

○業界団体や事業者からヒアリングを実施したところ、コジェネの主な燃料種や活用の在り方に大きな変化がないことから、今回の検証においても、2021年検証と同様の考え方で、モデルプラントを設定することとした。

【モデルプラントの規模の考え方】

- ガスコジェネと石油コジェネについては、直近（2023年度）の導入実績の平均値を用いることとした。
- 燃料電池については、現在市販されている機器の標準的な出力を元に設定することとした。

【設備稼働率の考え方】

- ガスコジェネは、主流の発電方法であるガスエンジンとガスタービンそれぞれの技術的な稼働特性（※）に応じて、それぞれの設備稼働率を算出した上で、直近（2023年度）のガスエンジンとガスタービンの導入量（それぞれ約6割、約4割）で加重平均することで、ガスコジェネ全体の設備稼働率を設定することとした。

※発電効率が高い一方で、取り出せる熱の温度が比較的低いガスエンジンは、起動停止に優れた特性を持っていることから、需要に応じて柔軟な運用が可能である。よって、土日の電力負荷・熱の負荷が少ない需要家にも導入されることが多い。

※廃熱から大量の蒸気（高温熱）を取り出すことができ、特に工業用途で重宝されるガスタービンは、起動停止によって高温部品に熱疲労が発生し設備寿命に影響するため、常時稼働を前提としている。よって、土日含めて電力負荷・熱負荷がある需要家に導入されることが多い。

- 石油コジェネについても、ガスコジェネ同様の方法で設定することとした（なお、石油コジェネは燃料貯蔵の観点もあり運転時間の短いディーゼルエンジンの導入量が8割を超えるため、石油コジェネの設備稼働率はガスコジェネの設備稼働率より低い水準となる見込み）。
- 燃料電池については、現在市販されている機器の設備稼働率の実態を踏まえて設定することとした。

※なお、コジェネは自家発電として活用されることが多く、一定の出力で稼働していることが多いが、出力を変動させて稼働することも可能。このため、コジェネは、デマンドリスポンス（DR）や蓄電池と同様に、再エネ導入拡大に伴い重要性が高まる調整力に貢献する効果を持つものであり、災害等非常時の電力供給のバックアップにも貢献しうる。

【資本費・運転維持費の考え方】

- ガスコジェネ・石油コジェネ・燃料電池いずれも、モデルプラントと同等規模の機器に要する資本費と運転維持費の実績値の平均値（事業者へのヒアリング）を用いることとした。

燃料費の扱い

- コジェネの燃料費の扱いについては、大きく分けて以下の2種類の考え方がある。
 - ① 大規模集中電源と同様の燃料価格を試算に活用。
 - ② 需要地における燃料価格を試算に活用。
- 2021年コスト検証では、大規模集中型と分散型とそれぞれに対して妥当であるとの意見があったことから、両方の考え方に基づいてコストを試算。今回の検証においても同様に両方の考え方を採用することとした。

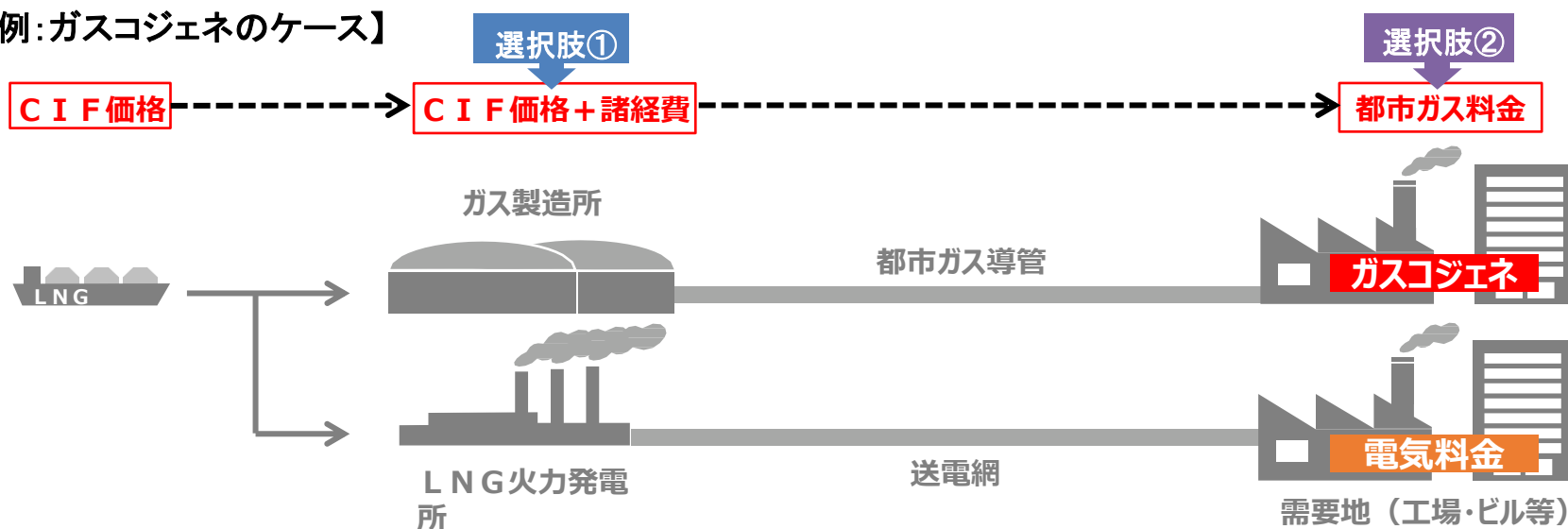
選択肢①

- 火力発電などの大規模集中型電源とコジェネなどの分散型電源を、電源として比較する観点から、例えばガスコジェネでは、LNG火力発電と比較するに当たり、燃料費を統一し、同じ燃料価格を採用。

選択肢②

- 実際に発電する際の燃料費としては、例えばガスコジェネであれば、ガスの託送コスト等も含めた都市ガスの価格を採用。
※選択肢②の燃料費については、激変緩和措置による値引き支援は一時的な措置であるという政策趣旨を踏まえ、現在及び将来の蓋然性の高いコスト試算を行う観点から、支援による影響を取り除いた価格を使用することとする。その上で、コジェネの発電コスト試算に際して費用計上すべき費用総額が変わらないよう、激変緩和措置に必要な予算は、政策経費にも計上しないこととする。

【例：ガスコジェネのケース】



将来（2040年）の費用低減の考え方（ガスコージェネレーション）

【費用低減の考え方】

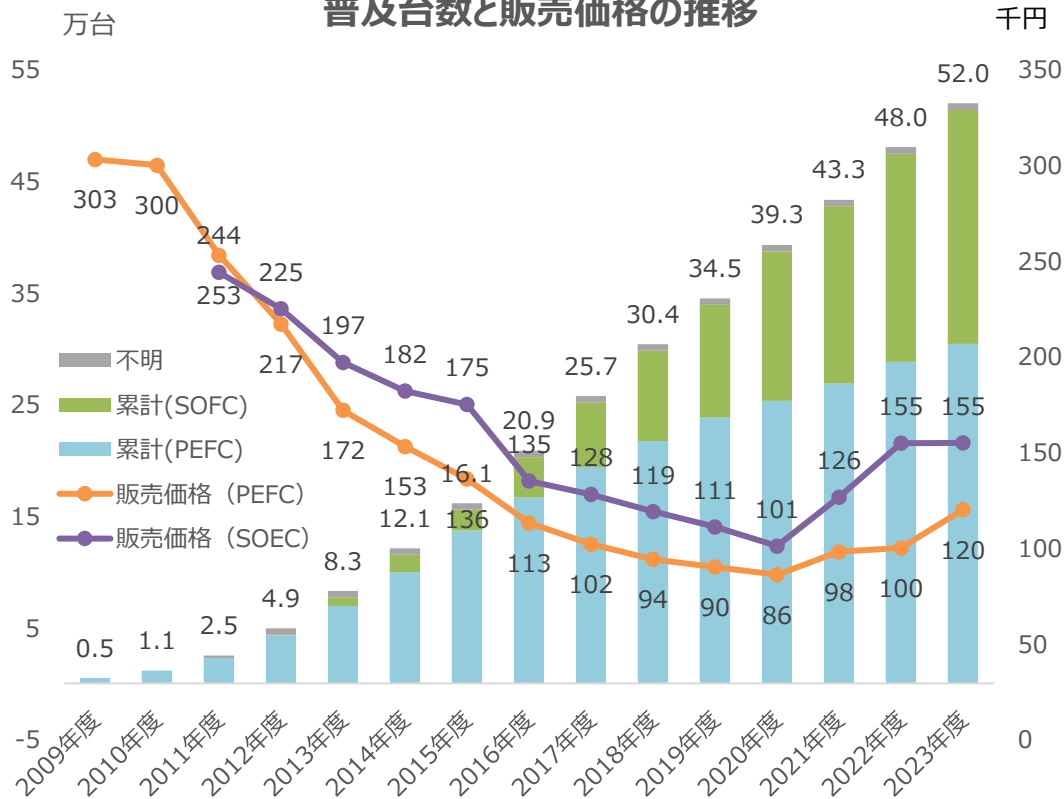
- ガスコージェネについては、将来に向けたガスエンジン及びガスタービンの技術開発により一定程度の発電効率の向上が見込まれており、こうした要因により、将来の費用低減が期待される。
- 例えば、ガスコージェネのうちガスエンジンについては、モデルプラントと同程度の規模で市販されている最高効率機器の発電効率は、51.0%（2023年度実績）となっており、NEDOが近年実施した研究開発事業（※）によれば、今後、更に2.8%以上発電効率が向上することが見込まれている。
※「コージェネレーション用革新的高効率ガスエンジンの技術開発」（2017年度～2022年度）
- こうした発電効率の向上を見込んだ数値を、ガスコージェネの将来コストの試算において採用することとした。

- ※ なお、足元では水素・アンモニアを混焼専焼可能なコージェネの技術開発・実証も進展しており、将来的に普及することが期待される技術ではあるが、現時点では多くが実証段階であり、蓋然性の高いコストを試算することが困難であることから、今回は発電コストの検証は行わないこととした。
- ※ また、合成メタンは、既存設備が活用可能で、生産技術の開発等も進められていることから、コージェネの脱炭素化に貢献することが期待されるが、具体的なコストは、技術開発動向等に左右され、また、都市ガス料金は様々な要素で構成されることを踏まえると、蓋然性の高いコストの試算が困難であり、今回は合成メタンの導入を考慮した試算を行わないこととした。

将来（2040年）の費用低減の考え方（家庭用燃料電池）

- 家庭用燃料電池については、2021年コスト検証時と比較して、市販されている機器の発電効率は横ばい。また、販売価格は2020年度まで減少傾向であったが、材料費及び施工費の高騰により増加した。
- 発電効率は、将来に向けた技術開発により向上が見込まれるため、これを見越した数値を将来の諸元とすることとした。一方、販売価格は、事業者ヒアリングを実施した結果、足下の販売価格の上昇要因が様々な材料費や施工費の上昇であり、将来価格の想定が困難な面もあるものの、引き続き技術開発によるコスト低減が見込める余地もあることから、こうした事情を踏まえて将来の諸元を設定することとした。

普及台数と販売価格の推移



※販売価格は流通費及び施工費を含むエンドユーザー負担額。
 ※事業者からの聴取結果を元に普及台数比で加重平均して算出。

発電効率の将来想定

	現状	将来見込み 2040年想定
固体高分子形燃料電池 (PEFC)	37.0%	41.0 ~59.3% 以上
固体酸化物形燃料電池 (SOFC)	49.6%	

※ HHV表記。
 ※ NEDOの「定置用燃料電池技術開発ロードマップ」の「2040年頃」の目標値は達成すると見込まれることから、その数字を「将来見込み」として設定した。
 ※ 「将来見込み」はPEFCとSOFCを区別せずに幅を持って記載。家庭用燃料電池においては電気需要だけでなく熱需要が求められることから、発電効率の向上だけでなく、熱効率とのバランスを踏まえた多様な製品開発の方向性があり得るため、「将来見込み」も幅を持って設定した。

政策経費の考え方

<コジェネの総発電電力量>

- 2023年度の設備容量については、地球温暖化対策計画の進捗状況に記載している2022年度コジェネ累積導入容量に2023年度コジェネ導入実績容量（（一財）コージェネレーション・エネルギー高度利用センター）を加算した約1189.4万kWに対し、モデルプラントで設定した設備利用率をかけることで総発電電力量646億kWhと導出。

<燃料電池の総発電電力量>

- 2023年度までの実績導入台数約50万台（（一財）コージェネレーション・エネルギー高度利用センターからのヒアリング）に対し、モデルプラントで設定した設備容量及び設備利用率を用いて燃料電池の年間総発電電力量を21億kWhと導出。
- 上記二つの電源の2040年度の総政策経費の試算に際しては、2040年度の発電電力量について、便宜的に、2023年度の発電電力量と同じ数字を用いている。2040年度の発電電力量については、今後、新たに示される2040年度におけるエネルギー需給の見通しを踏まえ、適切に更新する。

【2023年のコジェネ・燃料電池の政策経費】

	コジェネ	燃料電池
電源	コジェネ	燃料電池
予算額 (億円)	23	12
2023年度 発電電力量 (億kWh)	646	21
政策経費 (円/kWh)	0.04	0.6

【2040年のコジェネ・燃料電池の政策経費】

※2040年度におけるエネルギー需給の見通しを踏まえ、適切に更新

	コジェネ	燃料電池
電源	コジェネ	燃料電池
予算額 (億円)	23	12
2023年度 発電電力量 (億kWh)	646	21
政策経費 (円/kWh)	0.04	0.6

目次

I. 総論

1. 概要

2. 考え方

II. 各論 (※諸元の設定は、精査中)

1. 再生可能エネルギー

2. 火力発電

3. 原子力発電

4. コージェネ・燃料電池

5. 統合コストの一部を考慮した発電コスト

統合コストの一部を考慮した発電コスト 基本的な考え方①（総論）

【検証の位置づけ・進め方】

- 各電源の発電コスト等の試算は、「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や関係の審議会にて進める中で、各電源のコスト面での特徴や構造を明らかにし、どの電源に政策の力点を置き、どうバランスを取るかなど、エネルギー基本計画の検討の参考材料を示すために行うものである。
- 「**統合コストの一部を考慮した発電コスト**」についても、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の重要性が増すことを踏まえ、前回（2021年）検証の際の委員試算結果を踏まえつつ、その後の研究成果も踏まえながら、ワーキンググループとして検討を進めた。
- この際、**前回（2021年）検証と分析手法の継続性を確保**するとともに、**その後の研究の進展を適切に反映**する観点、また、電力システムを入れるためのコストの分析手法は、モデルプラント方式（LCOE）とは異なり国際的に確立していないことを踏まえ、ワーキンググループとしては、以下のとおり、「**統合コストの一部を考慮した発電コスト**」の検証を進めた。
 - まず、**検証の大枠**を議論いただくとともに、**委員から最新の研究成果を発表**いただいた。
 - その議論を踏まえ、「**統合コストの一部を考慮した発電コスト**」を**委員に試算**いただいた上で、**試算結果を委員から発表**いただき、委員の皆様にご議論いただいた。委員の試算に際しては、前回（2021年）の計算手法を基本的に踏襲することとした。
 - 検証結果は、**前回（2021年）と同様、ワーキンググループの報告書に掲載**した上で、**エネルギー基本計画の検討の参考材料として、「統合コストの一部を考慮した発電コスト」の検証結果を含め、基本政策分科会に報告**することとした。

基本的な考え方②（検証の前提となる電力システムの考え方）

【検証の前提となる電力システムの考え方】

- 「統合コストの一部を考慮した発電コスト」は、ある電力システムの状態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、他の電源（天然ガス火力等）による調整によって生じる追加的コストなど、電力システム全体に追加で生じる社会的費用の一部を検証するものである。（ある電力システムの状態を達成するために必要な基幹送電網の追加整備費用は含まず、また、電源を追加した場合に、その電源を電力システムに入れるために基幹送電網を追加整備する対応も想定されうるが、そうしたコストは含まない。）
- 前回（2021年）検証では、基本政策分科会において提示された2030年エネルギーミックスの素案を前提に、「統合コストの一部を考慮した発電コスト」を算出した。今回、前述のとおり、エネルギー基本計画の検討の参考材料として、「統合コストの一部を考慮した発電コスト」の検証結果を含め、基本政策分科会に報告するためには、エネルギーミックスは2040年度を対象としていることも踏まえ、2040年度エネルギーミックスの素案を待つことなく、2040年度の電力システムの状態を何らかの便宜上設定した上で、検証を進める必要がある。
- このため、今回の検証においては、その前提として、基本政策分科会における議論も参考にしつつ、2040年に想定される日本の電力システムを、委員が試算に際して便宜上設定した。設定に当たっては、下記の点について、考慮した。
 - ✓ 前回（2021年）検証と同様、電源立地や系統制約を考慮した分析を行った。具体的には、前回（2021年）同様、一般送配電事業者の供給区域に応じてエリアに区分した上で、エリアごとに①電力需要、②各電源の設備容量、③地域間連系線容量、を設定した。
 - ✓ 検証結果は、電力システムにおける変動再エネ（太陽光＋風力）の比率により大きく変わると想定されることから、変動再エネの設備容量変化の影響を把握するため、複数ケースを設定し検証を実施した。2040年度エネルギーミックスは今後具体的に検討されていくこととなるため、今回の検証では仮置きで、変動再エネの割合（設備容量ベース）が4割・5割・6割のケース（A,B,Cケース）を設定した。

基本的な考え方③（追加的に生じるコスト要素）

【各電源を電力システムに入れる際に追加的に生じるコストとして考慮する要素】

- 前回（2021年）検証と同様、今回も各電源を電力システムに入れる際に追加的に生じるコストとして、以下①～③に分解し分析する。
 - ① 最大単価ではない火力発電の発電電力量の減少、系統安定化のための調整電源（火力等）の可変費変化（燃料種・運転効率・起動停止等）
 - 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充放電損失、再エネの出力抑制等による電力量損失の変化による可変費変化
 - ③ 追加した電源自身の設備利用率の変化によるモデルプラント方式（LCOE）からの固定費変化
- 加えて、前回（2021年）の検証には含まれていない要素のうち、2040年時点において各電源を電力システムに入れるための手法として一定程度社会実装することが想定されるものについては、一定程度考慮した上で、検証した。具体的には、(a)系統用蓄電池等の導入や給湯器等によるデマンドリスポンスの効果を一定程度考慮するとともに、(b)電力需給の時間内変動と予測誤差を埋めるための調整力の提供を考慮した。

基本的な考え方④（試算の対象電源）

【試算の対象電源】

- 前回（2021年）検証においては、**事業用太陽光、陸上風力、原子力、LNG火力、石炭火力**について、「統合コストの一部を考慮した発電コスト」を検証した。
- 今回の検証では、今回のワーキンググループにおいてモデルプラント方式の2040年の発電コストの検証を行った電源のうち、基本政策分科会における議論も踏まえ、2040年に一定程度活用されていることが想定される電源として、**事業用太陽光、陸上風力、着床式洋上風力、原子力、LNG火力、脱炭素火力（水素10%混焼、アンモニア20%混焼、CCS付火力）**について、検証した。

※ペロブスカイト太陽電池及び浮体式洋上風力は、同様に2040年に一定程度活用されることが想定されるため、今回初めてモデルプラント方式の将来の発電コストを検証するものの、いずれも現時点では技術が開発途上で、技術や発電に係る費用の予見性が必ずしも高くないことから、参考値との扱いに留まっており、「統合コストの一部を考慮した発電コスト」については、今回は検証対象とはしていない。

- また、再エネの普及拡大に伴って生じる出力制御の抑制に向け、再エネ設備に蓄電池を併設させる事例も出てきているところ、「蓄電池と自然変動電源を併設したプラント」についても、今回新たに、「統合コストの一部を考慮した発電コスト」を検証した。

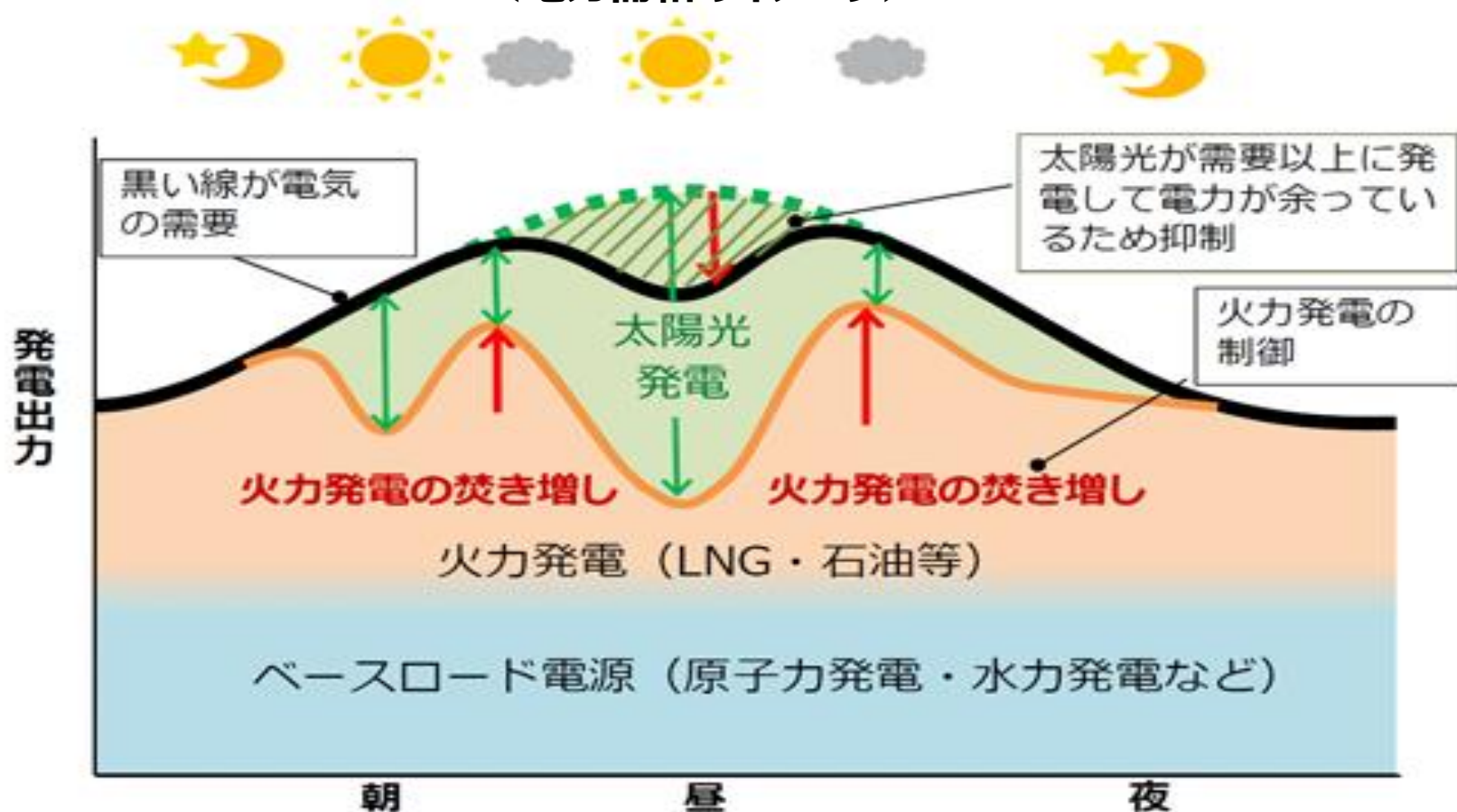
その際、あるプラントの「統合コストの一部を考慮した発電コスト」を検証するに当たっては、諸元として、個別電源のモデルプラント方式の検証結果（LCOE）が必要となるところ、**蓄電池と自然変動電源を併設したプラント**の**LCOEの諸元についても、整理した**（後述）。

(参考) 出力変動への対応

出典：総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会
(第58回会合) 資料1より一部改変

- 電力系統において、常に電気を使う量と発電する量（需要と供給）のバランスを維持することが必要。このバランスが崩れると、周波数に乱れが生じ、最悪の場合は大規模停電につながり得る。
- そのため、連系線整備、揚水、蓄電池などの調整力の活用等を図りつつ、供給が需要を上回る場合、再エネ電源の出力制御を行うなど、出力変動への対応が必要。

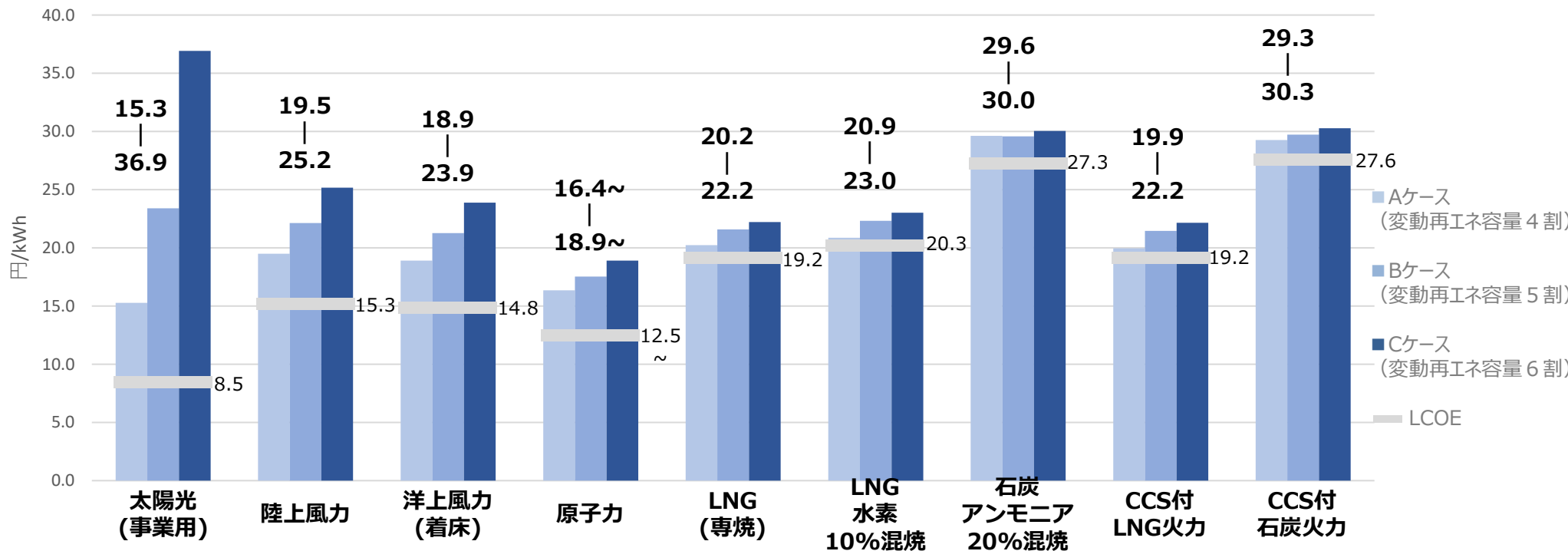
<電力需給のイメージ>



統合コストの一部を考慮した発電コスト 2040年の試算の結果概要

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

- 全体として、変動再エネの設備容量をおよそ4, 5, 6割と増やすにつれて、統合コストの一部を考慮した発電コストが増加。前提の電力システム内に変動再エネが増えるほど、出力制御が増える。また、変動再エネの出力変動に追従運転する火力の（メリットオーダーに基づく）効率的運転ができなくなる。これらにより燃料使用量が増加することが要因。
- 特に、変動再エネについては、設備容量を増やすにつれて効率低下を含め火力の（メリットオーダーに基づく）効率的運用ができなくなることに加え、変動再エネの出力制御や充放電損失が増加することにより、原子力や火力に比べてよりLCOE*の上昇幅が顕著となる。



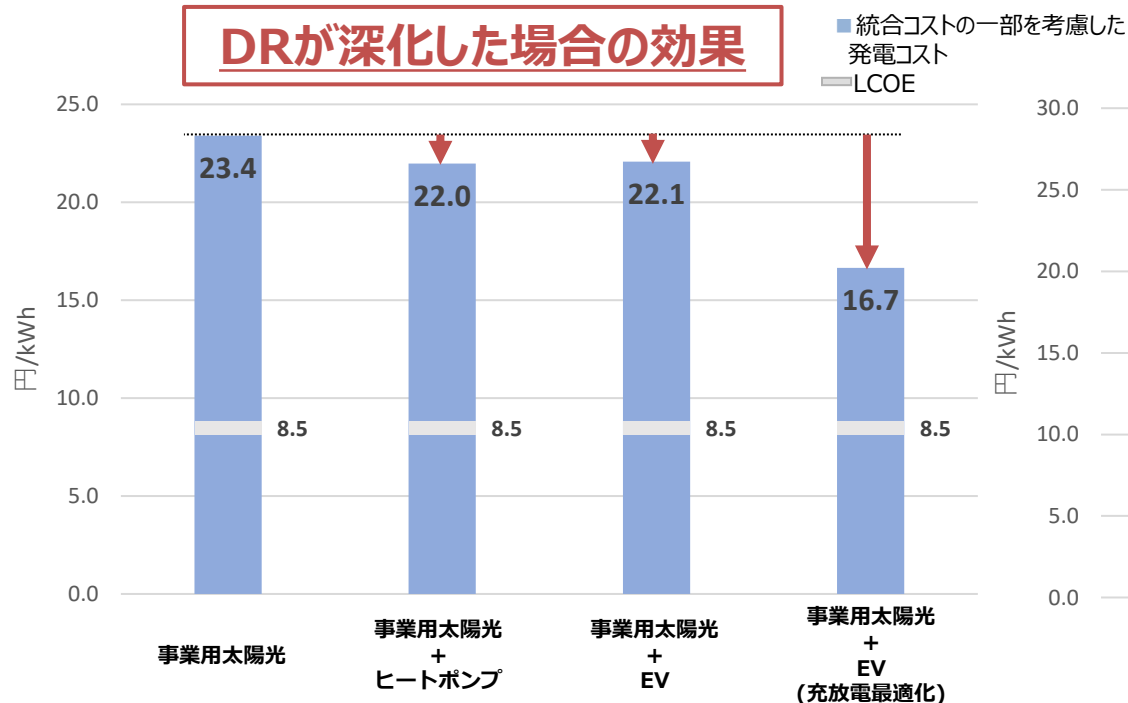
※2040年の電源システムについて、一定程度、地域間連系線が増強され、系統用蓄電池が実装されているケースを想定しており、これらによる統合コストの引き下げ効果は、上記結果に加味されている。加えて、デマンドレスポンスを一定程度考慮した場合、統合コストの一部を考慮した発電コストが上記より低い水準になる。

※地域間連系線の増強費用や蓄電池の整備費用は、「ある特定の電源を追加した際」に電力システム全体に追加で生じるコストではないため、この計算には含まれない。 ※水素、アンモニア混焼は熱量ベース。

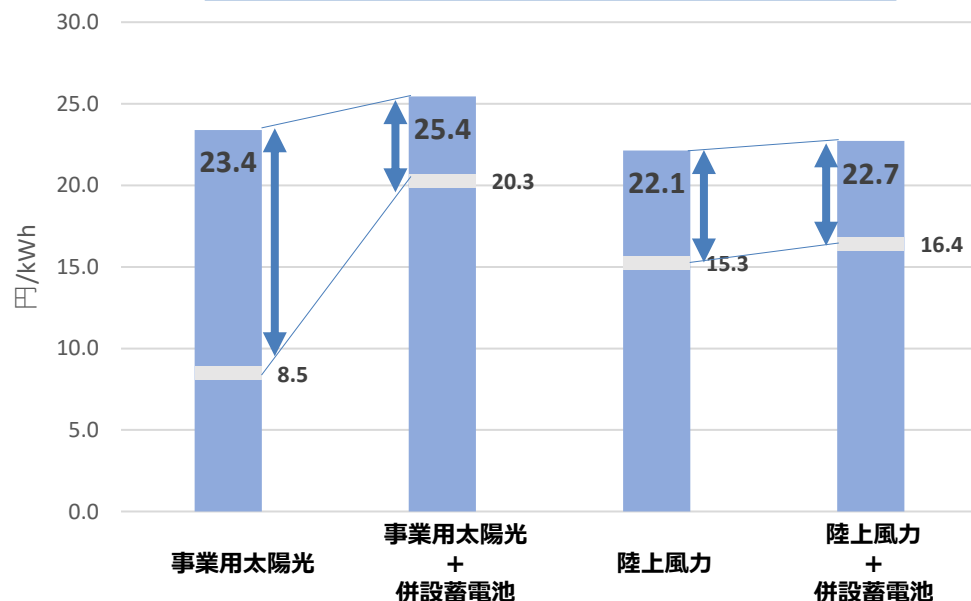
【参考】2040年の試算結果（DR・併設蓄電池）

- 2040年時点において、自然変動電源（太陽光・風力）を電力システムに入れるための手法として一定程度社会実装すると想定される技術を一定程度考慮に入れた場合についても、「統合コストの一部を考慮した発電コスト」を検証した。
- 具体的には、給湯器や電気自動車（EV）によるディマンドレスポンス（DR）が深化した場合の、電力システムにおける事業用太陽光・陸上風力の「統合コストの一部を考慮した発電コスト」を検証した。（左図）
- また、「蓄電池と事業用太陽光/陸上風力を併設したプラント」についても、検証結果を比較した。（右図）
- DRの深化を想定した場合や併設蓄電池を導入した場合は、LCOEと「統合コストの一部を考慮した発電コスト」の差が狭まる結果となり、こうした技術が自然変動電源を電力システムに入れるための手法として有効であることが確認された。

DRが深化した場合の効果



蓄電池を併設することによる効果



※ディマンドレスポンス（DR）が深化した場合の分析の前提条件は、「荻本委員・松尾委員提出資料（2024年 発電コスト検証ワーキンググループ 第5回会合 資料1）」記載（後掲）のとおり。前提条件は、委員が便宜上設定したものであり、今後の政策の方向性に予断を与えるものではないことに留意が必要。また、これらの導入にかかる費用は今回の試算の対象範囲でないことにも留意が必要。

※蓄電池併設再エネについては、蓄電池が再エネからだけでなく、系統からも充放電するものとして試算した。蓄電池併設再エネにおいては、蓄電池分のコスト増によりLCOEが増加し、その分統合コストの一部を考慮した発電コストも高くなるが、LCOEと「統合コストの一部を考慮した発電コスト」との差分は縮小している。さらに電力システムにおいて自然変動電源が増加すれば、事業用太陽光単独や陸上風力単独よりも蓄電池を併設した方が統合コストの一部を考慮した発電コストの絶対値が低くなることが期待される。

※DRや蓄電池併設再エネ設備については今後社会実装が進み、現時点で実績が十分に積みあがっていないことから、今回は仮に、自然変動電源の容量が5割のケースを検証した。

統合コストの一部を考慮した発電コスト 費用計上される項目

- 各電源を電力システムに入れる際に追加的に生じるコストとして、以下①～⑤を考慮した。

※各電源を電力システムに入れるための手法として、今回新たに、系統用蓄電池などの蓄電池やデマンドリスポ
ンス等も一定程度考慮した。

統合コストの一部を考慮した発電コスト

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対策費用）
- ・政策経費

統合コストの一部を 考慮した発電コスト

今回の試算にあたって考慮した要素

- ① 最大単価ではない火力発電の発電電力量の減少、系統安定化のための調整電源（火力等）の可変費変化（燃料種・運転効率・起動停止等）
- ② 需要を超えた分の発電量を揚水や蓄電池で蓄電・放電することによる充放電損失、再エネの出力抑制等による電力量損失による可変費変化
- ③ 追加した電源自身の設備利用率の変化によるLCOEからの固定費変化
- ④ デマンドリスポンスの効果
- ⑤ 電力需給の時間内変動と予測誤差を埋める調整力の提供

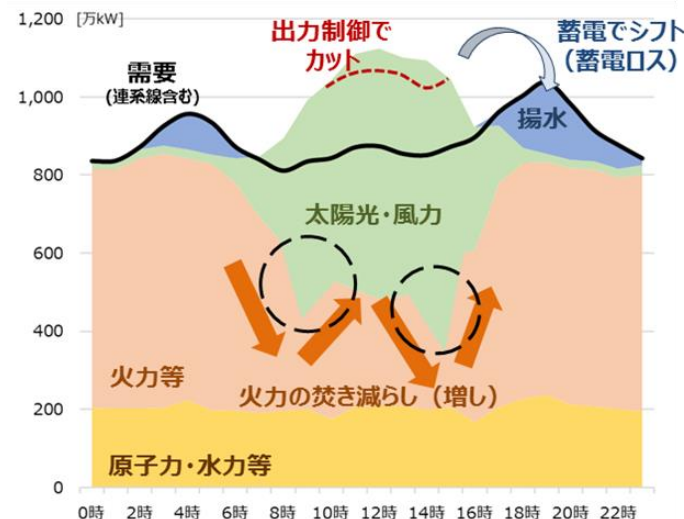
今回検証に十分に含まれない要素

- ・発電設備容量の維持にかかる費用
- ・地内送配電網の損失と運用容量
- ・基幹送電網につなぐ費用
- ・基幹送電網の整備費用

統合コストの一部を考慮した発電コスト 電力システムの運用

● 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、運用費用最小の最適化のシミュレーションにより、原則、火力→揚水・蓄電池→太陽光・風力の順に出力調整。

- 検証の前提として、仮置きで「2040年の日本の電力システム（想定）」を設定した。稼働可能な発電設備が存在し、一定程度、地域間連系線が増強され、系統用蓄電池が実装されているケースを仮置きした上で、電力システムにおける「可変費」（燃料費、CO2対策費、プラントの起動・停止コスト）を電力システム全体で最小化する制約のもと、電力システム全体が運用されている状況を想定した。
- 前述の電力システムは2040年を想定するため、調整力を持たない変動再エネ（太陽光・風力）が大量に存在し、調整電源（≒火力発電）は相対的に少ない状態にあるため、天候や時間により変動再エネの発電量の変動が増幅され、火力発電を伸び縮みさせて調整する場面が多い。こうした状況で、ある特定の電源を一定量（微小で）追加した際の電力システムの変化をシミュレーションし、電力システム全体に「追加」で生じるコストを捉えたものが、「統合コストの一部を考慮した発電コスト」である。
- ある特定の電源を電力システムに追加した際、電力システム内の別の電源の発電電力量が減少し、代替されると想定される。電力システム全体で可変費を最小化する観点からは、可変費が一番高い電源が代替されることが期待されるため、今回も前回（2021年）検証同様、一番可変費が高い電源である「石炭火力」が代替されると想定した（前回は、一番可変費が高い「LNG火力」が代替されると想定していた）。



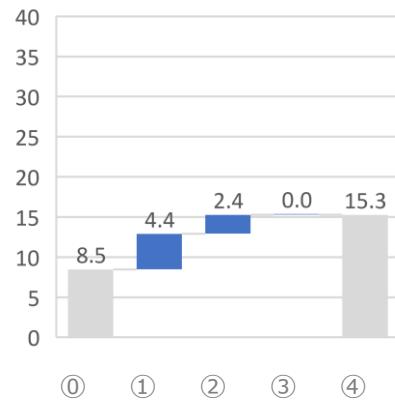
【参考】結果①

- 2040年の日本の電力システムに対して、各電源の発電量を日本全国に微小追加することで、模式的に各電源の「統合コスト」を試算。各電源を追加した際の影響（シミュレーション結果）は以下のとおり（①～③は、P.189の①～③にそれぞれ対応）。
 - ・ **太陽光** → 変動再エネの容量がさらに増加するため、天候や時間による発電量の変動が大きくなり、火力発電を伸び縮みさせて調整する必要性が増える。まず、電力システム内における火力発電の調整力を確保する観点から、変動費が最大の石炭火力ではなくLNG火力の発電電力量が主に減少したため、メリットオーダーで期待されるほどシステム全体の可変費が下がらず、かつ、変動再エネの出力変動を火力で調整する際、火力発電は効率的な運用ができなくなる（①上昇要因）。変動再エネは発電時間が偏る電源であるため、需要以上の発電をする時間帯が増え、揚水や蓄電池による充放電損失や再エネの出力抑制が増加する（②上昇要因）。これにより、「統合コスト」は上昇した。
 - ・ **風力** → 太陽光を微小追加した場合と同様の傾向（夜も発電でき、導入量も太陽光より低いため、「統合コスト」の上昇幅は小さい）。着床式洋上風力も同様の傾向。
 - ・ **LNG火力** → 追加した電源が高い効率で発電し調整力を供出するため、高い設備利用率で稼働する（③下落要因）とともに、電力システム全体で、揚水や蓄電池による充放電損失や再エネの出力抑制が抑制される（②下落要因）。また、調整力確保の観点から、太陽光や風力を微小追加した場合と同様、火力発電は効率的な運用ができなくなる（①上昇要因）。これにより、「統合コスト」は上昇した。水素混焼、CCS付LNG火力も同様の傾向。
 - ・ **CCS付石炭火力** → LNG火力を微小追加した場合と同様の傾向。主な違いは、CCS付石炭火力の方がLNG火力よりも調整力が小さいため、火力発電の効率的な運用がよりできなくなること（CCS付石炭火力の方が、①の上昇幅が大きくなる）と、CCS付石炭火力の方がLNG火力よりも可変費が低いことから、微小追加したCCS付石炭火力は非常に高い設備利用率で稼働すること（⇒CCS付石炭火力の方が、③の下落幅が大きくなる）。アンモニア混焼も同様の傾向。
 - ・ **原子力** → 原子力は、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。原子力の一定出力の発電量がさらに増加するため、太陽光や風力を微小追加した場合と同様、火力発電の効率的な運用ができなくなる（①上昇要因）とともに、揚水や蓄電池による充放電損失や再エネの出力抑制が増加（②上昇要因）。これにより、「統合コスト」は上昇した。
- 電力システム全体のコストの上昇の程度は、電力システムにおける変動再エネの比率により変わる。その比率が大きくなると、コストの上昇幅はより大きくなり、その傾向は、変動再エネにおいてより顕著になる。

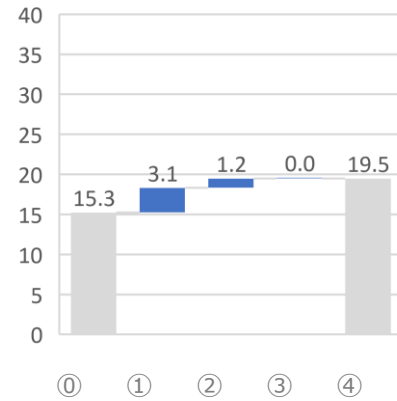
統合コストの一部を考慮した発電コスト
【参考】結果②

Aケース（変動再エネ容量4割のケース）

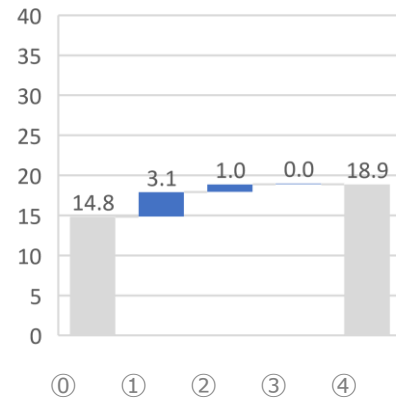
事業用
太陽光



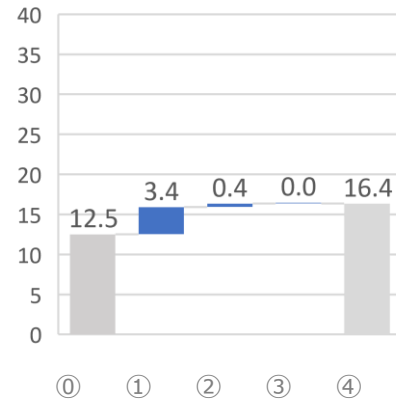
陸上風力



着床式
洋上風力



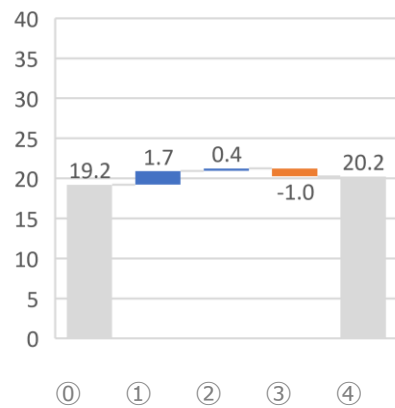
原子力



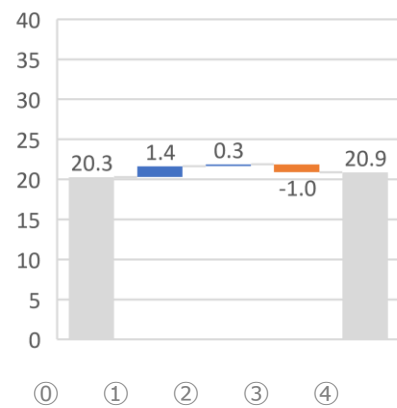
縦軸：円/kWh

- ① LCOE
- ② ディスパッチ等
- ③ 発電電力量
- ④ 設備利用率
- ④ 統合コストの一部を考慮した発電コスト

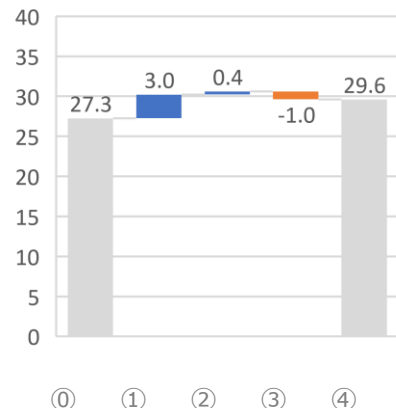
LNG
(専焼)



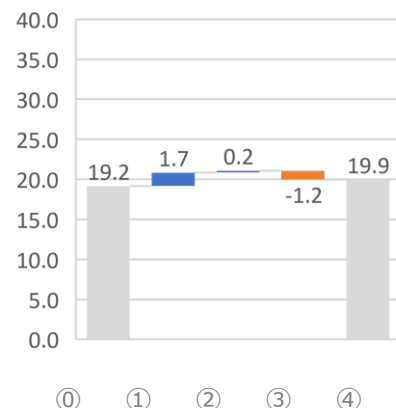
LNG火力
水素
10%混焼



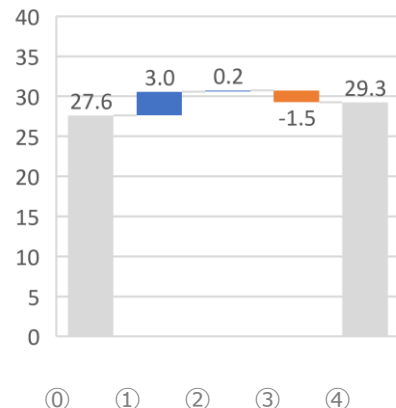
石炭火力
アンモニア20%混焼



CCS付
LNG火力



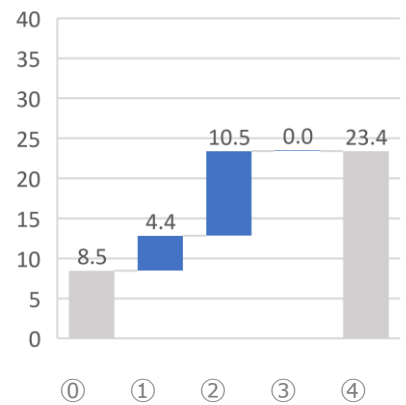
CCS付
石炭火力



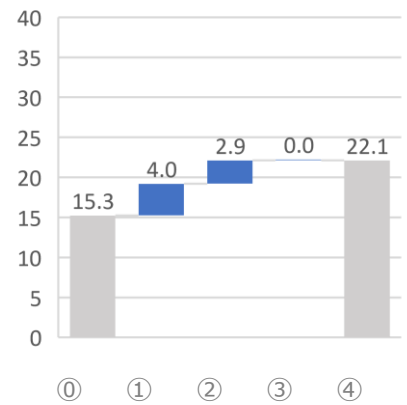
統合コストの一部を考慮した発電コスト 【参考】結果②

Bケース（変動再エネ容量5割のケース）

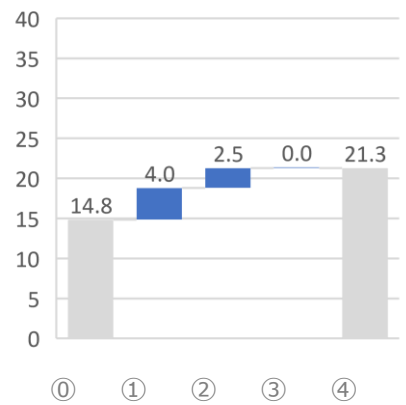
事業用
太陽光



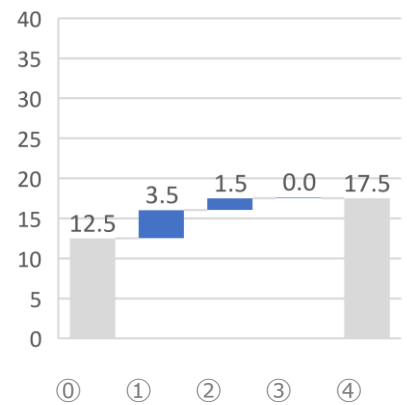
陸上風力



着床式
洋上風力



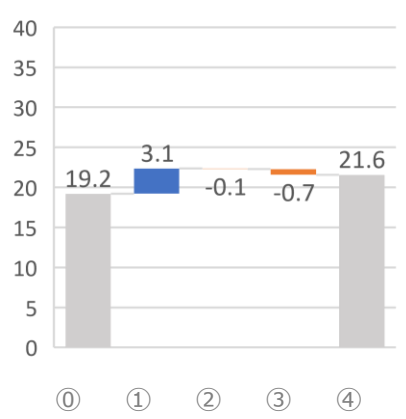
原子力



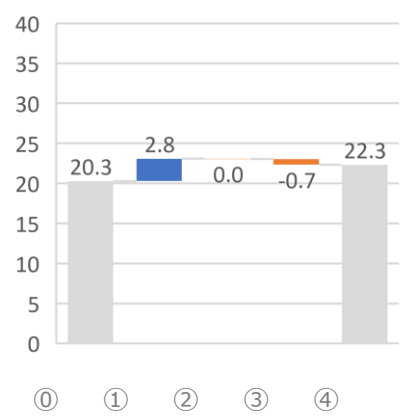
縦軸：円/kWh

- ① LCOE
- ② ディスパッチ等
- ③ 発電電力量
- ④ 設備利用率
- ④ 統合コストの一部を考慮した発電コスト

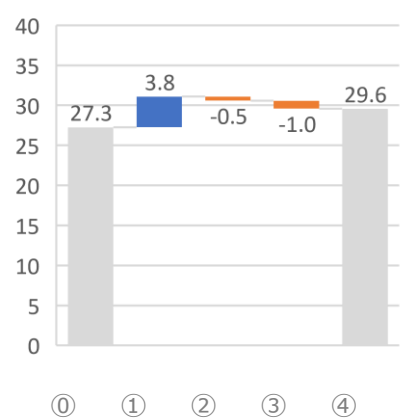
LNG
(専焼)



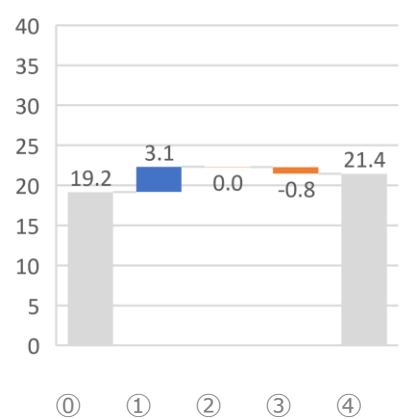
LNG火力
水素
10%混焼



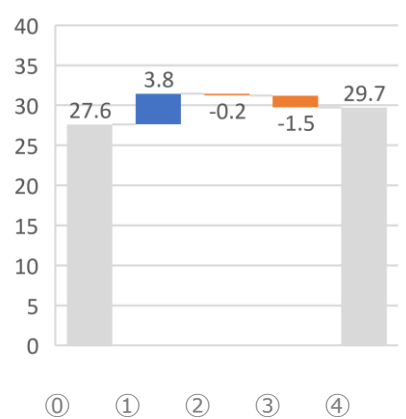
石炭火力
アンモニア20%混焼



CCS付
LNG火力



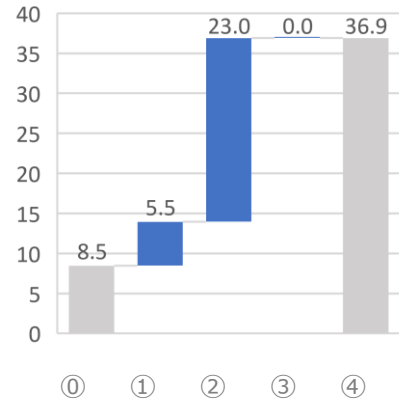
CCS付
石炭火力



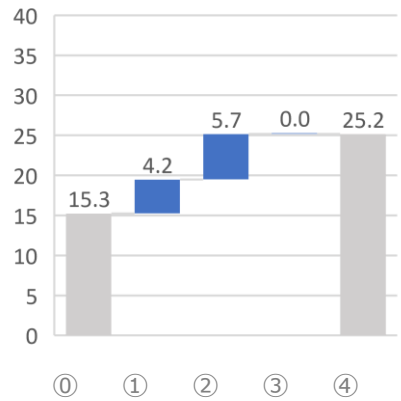
統合コストの一部を考慮した発電コスト 【参考】結果②

Cケース（変動再エネ容量6割のケース）

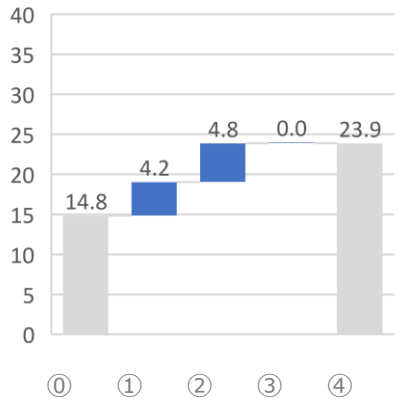
事業用
太陽光



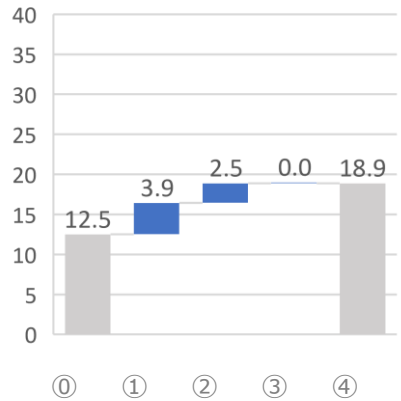
陸上風力



着床式
洋上風力



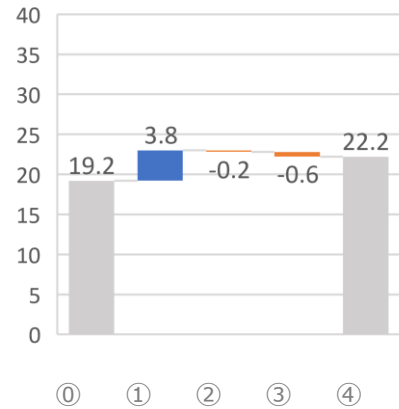
原子力



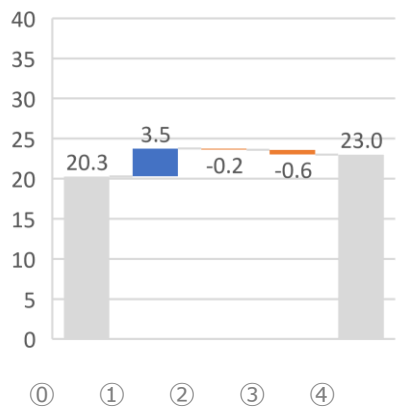
縦軸：円/kWh

- ① LCOE
- ② ディスパッチ等
- ③ 発電電力量
- ④ 設備利用率
- ④ 統合コストの一部を考慮した発電コスト

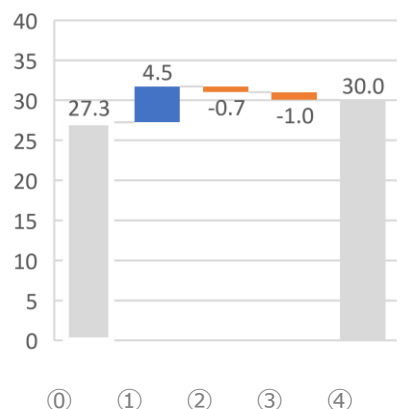
LNG
(専焼)



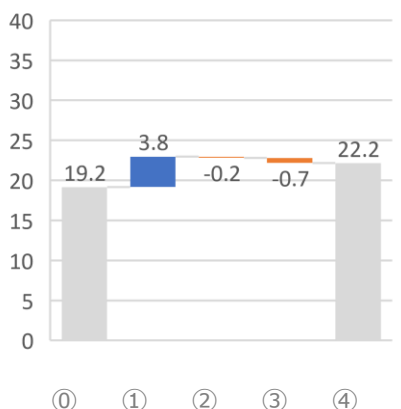
LNG火力
水素
10%混焼



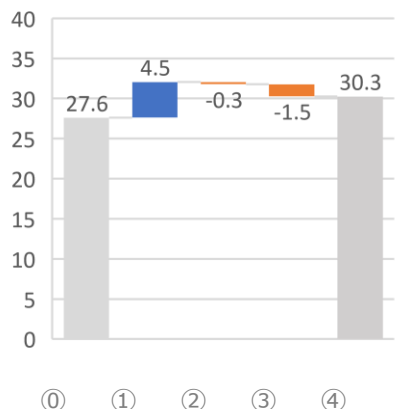
石炭火力
アンモニア20%混焼



CCS付
LNG火力



CCS付
石炭火力



解析条件

対象電源

- 事業用太陽光（PV）、陸上風力、着床式洋上風力、原子力
- LNG火力、脱炭素火力（水素混焼、アンモニア混焼、CCS付火力）
- 蓄電池と自然変動電源を併設したプラント

※着床式洋上風力、水素混焼・アンモニア混焼、CCS付LNG火力については、それぞれ陸上風力、CCS付石炭火力、LNG火力を微小追加した場合の計算結果を元に試算

前提とする電力システム構成

- 一般送配電事業者の供給区域（エリア）ごとの2040年の電力システム構成に関する分析結果（※）を参考に、変動再エネの設備容量変化の影響を把握するため、変動再エネの割合（設備容量ベース）が4割・5割・6割のケース（A,B,Cケース）を設定。

※日本エネルギー経済研究所の電源構成モデル（コスト最小化モデル）

LCOE*試算の際の発電量微小追加の設定

- 発電設備容量を一定量（PV発電電力量の2%相当）増加させてLCOE*を試算
- PVと風力については、エリア分布に基づいて比例配分
- 原子力発電、火力発電については、各エリアの年間の需要電力量に基づき比例

システム運用

- 火力・エネルギー貯蔵は経済負荷配分、原子力はマストラン、PVと風力は可変費ゼロのために火力に優先してディスパッチが行われる
- 連系線の運用容量の制約を考慮
- 調整力（一次～三次②）の確保を考慮

5

出典 荻本委員・松尾委員提出資料（2024年 発電コスト検証ワーキンググループ 第5回会合 資料1）

解析条件（続き）

解析条件

- 2019年度の需要曲線、PV・風力出力パターン（送配電会社公開データ）
- 2040年度を想定した電源容量データ・連系線の運用容量（次ページ）
- 可変費（燃料費+CO₂対策費）：2024年発電コスト検証の諸元を使用
原子力：1.9円/kWh、石炭火力：22.0円/kWh、LNG火力：15.2円/kWh、CCS付石炭火力：8.3円/kWh、
水素混焼：16.2円/kWh、アンモニア混焼：22.8円/kWh、CCS付LNG火力：10.1円/kWh
- 均等化費用LCOE：2024年発電コスト検証の2040年の諸元を使用（政策経費含む）
- 調整力 必要量：現行の需給調整力市場での必要量、将来のシステム構成の変化等から推定
供給量：石炭火力の定格出力の±2%、LNG火力の定格出力の±8%、その他揚水、蓄電池など
- HP給湯機の沸き上げやEV充電による需要シフト（ディマンドリスポンス）を想定（HP:2,500万台、EV:2,600万台）

注1) 個別のユニットの可変費は発電効率により異なる。

2) 再エネの分布が変化すると、電源別限界コストLCOE*の値も変化する可能性あり。

3) v_0 （ベースの電力システム構成における限界運用費の単価）は、微小追加をした場合、メリットオーダーにより最大単価の電源に代替することが期待されることから、最大単価の可変費と設定した。今回は前述の「可変費」のとおり、石炭火力となる（なお、2021年検証では、LNG火力）。

今回反映されていない要素

- 需要・再エネなど分散資源を活用した需給調整力
- 地内送配電網の損失と運用容量
- 各種資本費要素（連系線、送配電網増強、再エネバックアップ用電源、送配電網接続）

電力需給解析手法

MR（広域需給調整プログラム）、株式会社J-POWERビジネスサービス

6

出典 荻本委員・松尾委員提出資料（2024年 発電コスト検証ワーキンググループ 第5回会合 資料1）

解析条件（続き）

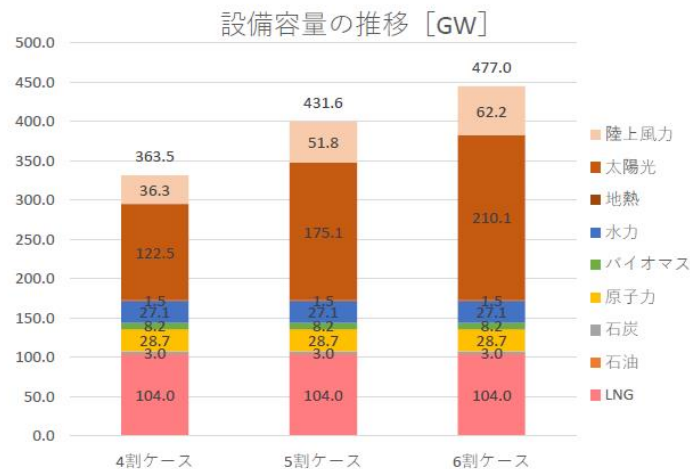
設備容量の想定

- ▶ 日本エネルギー経済研究所のコスト最適化モデルによる分析結果を参照

連系線の運用容量及び蓄電池・揚水の想定

- ▶ 連系線の運用容量は、電力広域的運営推進機関による2033年度の計画値を土台とし、マスタープランを参考に日本エネルギー経済研究所のコスト最適化モデルで追加増強を想定
 - ▶ 北海道東北間で4.0GW、東北東京間で4.0GW、関門で1.0GWの増強と想定
- ▶ 蓄電池の設備容量は分野別投資戦略（※） 参考資料（蓄電池）をもとに、2040年の導入量を20.9GWと想定

※令和5年12月22日とりまとめ
- ▶ 揚水の容量は既設容量及び計画中設備容量から29.8GWと想定



4. 2026～2033年度の長期運用容量

12

系統	2026年度	2027年度	2028年度	2029年度	2030年度	2031年度	2032年度	2033年度
北海道と関東連系線 ¹⁾	90(1)	90(1)	120(1)	120(1)	120(1)	120(1)	120(1)	120(1)
東北と関東連系線 ²⁾	236(1)	236(1)	631(1)	631(1)	631(1)	631(1)	631(1)	631(1)
東京中部と関西連系線 ³⁾	210(1)	210(1)	300(1)	300(1)	300(1)	300(1)	300(1)	300(1)
中部と九州 ⁴⁾	308(1)	308(1)	309(1)	309(1)	309(1)	309(1)	309(1)	309(1)
関西と九州連系線 ⁵⁾	140(1)	140(1)	140(1)	140(1)	140(1)	140(1)	140(1)	140(1)
中部と九州連系線 ⁶⁾	120(1)	120(1)	120(1)	120(1)	120(1)	120(1)	120(1)	120(1)
中部と九州連系線 ⁷⁾	278(1)	278(1)	278(1)	278(1)	278(1)	278(1)	278(1)	278(1)
中部と九州連系線 ⁸⁾	23(6)	23(6)	23(6)	23(6)	23(6)	23(6)	23(6)	23(6)

電力広域的運営推進機関：

2024～2033年度の連系線の運用容量（年間・長期）（2024.3）

7

出典 荻本委員・松尾委員提出資料（2024年 発電コスト検証ワーキンググループ 第5回会合 資料1）

【参考】システムの増強費用・蓄電池の整備費用

- 前述のとおり、今回の検証では、2040年の電源システムについて、一定程度、地域間連系線が増強され、系統用蓄電池が実装されているケースを想定したが、**地域間連系線の増強費用や蓄電池の整備費用**は、「ある特定の電源を追加した際」に電力システム全体に追加で生じるコストではないため、**統合コストの一部を考慮した発電コストの計算には含まれない**。
- **地域間連系線の増強費用**については、電力広域的運営推進機関により広域系統長期方針（広域連系システムのマスタープラン）が策定されているところ、参考として、以下に概要を掲載する（なお、今回の委員試算の前提は前ページ）。
- **蓄電池の整備費用**については、今回の委員試算において、2040年断面で20.9GWと設定されているところ、一定の仮定（※）を置いた単純計算では、蓄電池導入にかかる費用は約2.2～3.7兆円となる。

※第53回総合資源エネルギー調査会系統ワーキンググループ（2024年12月2日）によると、連系済みの系統用蓄電池は約10万kWとされているため、今回の委員試算の前提との差分は約20.8GW。今回検証した、「再エネ併設蓄電池」のモデルプラントの諸元において、蓄電池の建設費単価は足元で6.0万円/kWh、2040年時点で3.6万円/kWhとしていることを踏まえた上で、3時間容量と仮定した上で推計。

広域系統長期方針（広域連系システムのマスタープラン）【概要】

広域連系システムのマスタープラン

- 広域系統長期方針は、2050年カーボンニュートラル実現を見据えた広域連系システムの具体的な絵姿を示す長期展望と、これを具体化する取組をまとめたもの。
- これを「広域連系システムのマスタープラン」と位置付け。

広域連系システムのあるべき姿

- 適切な信頼性の確保
- 電力ネットワーク利用の円滑化・低炭化
- 電力流通設備の健全性確保

将来のシナリオの考え方

- 2050年カーボンニュートラルを見据え、状況変化に柔軟に対応し、系統整備のプランとしても連続性のある広域連系システムのあるべき姿を描き出す。

費用便益評価に基づく系統増強方針の検討

- 混雑が発生する系統を増強した場合の増強にかかる費用と増強による便益を比較。
- 費用対効果が見込まれることを前提に、再エネ出力制御率の低減効果も踏まえて、将来の選択肢も含めた増強方針と増強規模を検討。

＜便益評価の項目＞

- 燃料費
- CO2削減コスト
- アフリート
- 送電ロス
- 系統の安定性
- 再エネ出力制御率
- CO2排出量

＜増強規模選定のイメージ＞

広域系統整備に関する長期展望

- 再エネの主力電源化と電力ネットワーク強靱化を系統増強という施策により実現しようとする場合、7兆円規模のネットワーク投資を行ってもそれを上回る便益を確保できる可能性があることを示すことができた。
- 今後、様々な不確実性を含む中でも、広域連系システムのあるべき姿を目指し、整備計画の具体化を進めていく。

ベースシナリオ

【各シナリオの前提条件】

項目	ベースシナリオ	需要立地自然体シナリオ
需要立地	1.2億kW程度	需要立地自然体
太陽光	約24GW (10:1)	約24GW (10:1)
風上風力	約45GW (既設設備のみ)	約45GW (既設設備のみ)
水力	約6GW (2.6GW(再エネ)・3.4GW(再エネ))	約6GW (2.6GW(再エネ)・3.4GW(再エネ))
火力	約10GW (既設設備のみ)	約10GW (既設設備のみ)
原子力	約10GW (既設設備のみ)	約10GW (既設設備のみ)
蓄電池	約10GW (既設設備のみ)	約10GW (既設設備のみ)
再エネ出力制御率	約10%	約10%
CO2削減率	約10%	約10%

【各シナリオの系統増強方針における費用便益評価】

分析項目	ベースシナリオ	需要立地自然体シナリオ
系統増強投資額	約6.0～6.9兆円	約6.0～7.0兆円
高経年化設備割合	0.6～1.2	0.7～1.5
年間便益	約3,200億円/年	約3,200億円/年
高経年化設備割合	49% (50%)	47% (50%)
高経年化設備割合	10% (7%)	12% (7%)

長期展望の具体化に向けた取組

ネットワーク強靱化の具体化

【日本版の電力ネットワーク】

- 系統整備を前提とした系統利用の円滑化に向けた取組の導入を促進する。送電設備を確保し、系統増強の効果を実証的に検証できる環境を整備する。
- 将来には主要な送電設備の導入を進め、系統の安定性を確保する。

高経年化設備の適切な更新

- 国民負担を抑制しつつ、レジリエンスを確保する観点から、高経年化設備の適切な更新を促進する。
- 高経年化設備更新がライフサイクルの最適化や環境化に向けた検討を進める。

広域連系システムの整備計画の具体化

- 最新の技術の活用や設備の更新を実現するためには、今後導入が求められる設備の整備や、増強費用や増強のタイミングを見極める必要がある。
- 今後得られる新たな知見によっては、将来的な系統増強計画が変更される可能性も念頭に置きつつ柔軟な対応を行っていく必要がある。

【蓄電池併設再エネ設備】モデルプラントの考え方

【「蓄電池併設再エネ設備」のモデルプラント】

- 補助事業や民間調査において確認された実績等を基に、今回の発電コスト検証においてモデルプラントとしている**事業用太陽光・陸上風力**に、**蓄電池を併設**することとした。**併設蓄電池の容量（設備規模）**は、国内における「蓄電池併設再エネ設備」の現在の実績をもとに、設定することとした。
- なお、データを参照した蓄電池併設再エネ設備の所有者にヒアリングしたところ、**事業用太陽光への併設はその供給シフトによる追加的な便益の確保が、陸上風力への併設は送配電事業者の変動緩和要件への対応が主目的であり、再エネ設備の規模（設備容量）に対する蓄電池の容量（設備規模）の比率の考え方に差異があるため、両者の発電コストは単純比較できない点に留意が必要。**

蓄電池併設太陽光（事業用）：太陽光発電 **250kW** / 併設蓄電池 **750kWh**(*1)

蓄電池併設陸上風力：風力発電 **30,000kW** / 併設蓄電池 **19,200kWh**(*2)

※「**併設蓄電池の容量（設備規模）**」は、**満充電状態から放電可能な総電力量**を指す。

※**併設蓄電池の稼働年数は再エネ設備に合わせて設計される傾向があることから、併設蓄電池の耐用年数は、再エネのモデルプラントと同一**（事業用太陽光：25年・30年、陸上風力：20年・25年）とした上で、稼働期間における蓄電池の充放電容量の劣化を考慮することとした。

※洋上風力は、「蓄電池併設再エネ設備」としての実績が今後一定程度積み上がった際に、必要に応じて、そのLCOEを検証することとした。

【「蓄電池併設再エネ設備」の発電コスト（LCOE）の計算方法】

- IEA/OECD（OECD, “Projected Costs of Generating Electricity”, (2020)）が示す蓄電池併設再エネの発電コスト（LCOE）の考え方に倣い、「**総費用**」は**再エネと併設蓄電池の費用の合計額**とし、「**総発電電力量**」は**蓄電池の充放電口入を考慮した値**として、「蓄電池併設再エネ設備」の2040年の発電コスト（LCOE）を検証することとした。

※足下（2023年）の発電コストについては、「蓄電池併設再エネ設備」の案件が足下で多くないことを踏まえ、今回は検証しないこととした。

- 再エネ関連費用の諸元（総費用・総発電電力量）は、**今回の発電コスト検証において検証いただいた事業用太陽光・陸上風力と同一**とし、蓄電池関連費用の諸元（総費用）は、**実績等を踏まえて次項のとおり設定した。**

$$\text{LCOE(円/kWh)} = \frac{\text{再エネ総費用(資本費+運転維持費+社会的費用)} + \text{蓄電池総費用(資本費+運転維持費+社会的費用+系統充電費用)}}{\text{再エネ総発電電力量(kWh)} - \text{蓄電池の充放電口入量(kWh)}}$$

※併設蓄電池は系統から充電することも可能であるが、FIP制度において併設蓄電池への系統充電が解禁されたのは2024年度であり、実績が積み上がっていないことを踏まえ、**併設する再エネ設備からの充電のみを考慮することとし、「系統充電費用」はゼロとした。**

※その前提のもと、「総発電電力量」は、1日1回、再エネ発電量の一部を蓄電池に満充電し蓄電池から系統に全てを放電した上で、残りの再エネ発電量は直接系統に供給することを想定した上で、事業者ヒアリング等を踏まえた一般的な**蓄電池の特性として、蓄電池の充放電ロス率（10%）・蓄電池の充放電深度（蓄電池の容量（設備規模）に対する放電量の比率、90%）・蓄電池の充放電容量の劣化（1%/年）**などを加味して算出した。

(*1)支援事業（需要家主導型太陽光発電・再生可能エネルギー電源併設型蓄電池導入支援事業（令和5年度補正））の計画値における、太陽光発電の設備規模(kW)と併設蓄電池の容量（設備規模）(kWh)の比率を基に設定

(*2)富士経済「エネルギー・大型二次電池・材料の将来展望 - ESS・定置用蓄電池分野編 -」2024年版等に記載の実績における、陸上風力発電の設備規模(kW)と併設蓄電池の容量（設備規模）(kWh)の比率を基に設定

【蓄電池併設再エネ設備】モデルプラントの諸元

【併設蓄電池の資本費のうち建設費】

- **併設蓄電池の建設費は、蓄電池の容量（設備規模）（満充電状態から放電可能な総電力量、kWh）に応じて定まる**ところ、支援実績等を参照(*1)すると、モデルプラントの規模の併設蓄電池の現在の建設費単価は、事業用太陽光に併設する蓄電池は9.5万円/kWh、陸上風力に併設する蓄電池は6.0万円/kWhとなる。

※蓄電池側PCSの出力(kW)と蓄電池の出力時間(h)の組み合わせは電池種毎の特徴や案件毎の特性などにより様々考えられるが、蓄電池のコストは概ね「併設蓄電池の容量（設備規模）」(kWh)に応じて定まっている。

- 今後、蓄電池の建設費単価は国内においても低減することが見込まれるところ、その低減見込みについては、**IEAによる蓄電池の建設費単価の低減見通しと同等程度に、2040年にかけて40%程度低減すると想定**し、事業用太陽光に併設する蓄電池は**5.7万円/kWh**、陸上風力に併設する蓄電池は**3.6万円/kWh**とした。

※IEA（“Batteries and Secure Energy Transitions”（2024））によると、STEPSシナリオを想定した場合、電池技術・製造面の向上による電池部分のコストの低減、標準化によってもたらされる周辺コストの低減により、**2時間容量の蓄電池の世界平均の建設費は、足元から2040年にかけて40%程度低減**すると見込まれている。国内においても、蓄電池メーカー等への事業者ヒアリングによると、IEAと同様程度に蓄電池の建設費が低減すると見込んでいる社が多い。

【蓄電池費用のその他の諸元（案）】

- その他諸元については、実績等を踏まえ、下表のとおり太陽光（事業用）と陸上風力共通で設定した。

<その他の蓄電池費用に関する諸元>

項目		値	参照データの考え方
資本費	廃棄費用	建設費の5%	OECD「Projected Costs of Generating Electricity 2020」における各国から特段の廃棄費用データがない場合の試算方法を参照
運転維持費	人件費、修繕費、諸費、業務分担費	0.21万円/kWh/年	併設蓄電池支援事業等(*2)の実績値を参照。

(*1) 事業用太陽光への併設蓄電池の現在の建設費単価は、蓄電池の容量（設備規模）の際に参照した支援事業と同一の事業を参照してはどうか。また、陸上風力への併設蓄電池の現在の建設費単価は、蓄電池の容量（設備規模）の際に参照した前述の富士経済のレポートにはデータが存在しないが、蓄電池の建設費は用途が異なる場合でも「蓄電池の容量（設備規模）」によりおおむね同一であることを踏まえ、陸上風力への併設蓄電池と同等規模の蓄電池を導入支援している補助事業（系統用蓄電池等導入・配電網合理化等再生可能エネルギー導入加速化事業費補助金（令和3年度補正））の実績値を参照した。

(*2) 併設蓄電池の運転維持費の実績データが得られている補助事業（需要家主導型太陽光発電・再生可能エネルギー電源併設型蓄電池導入支援事業（令和4年度補正））の実績値を参照した。

(参考) 蓄電池併設再エネ 発電コストの内訳

蓄電池併設太陽光（事業用）（2040年）

政策経費あり 18.7～21.4円/kWh

政策経費なし 18.3～20.9円/kWh

※太陽光（事業用）モデルプラントの諸元に起因して幅が生じている。

(基本ケース) 政策経費あり 20.3円/kWh

政策経費なし 19.7円/kWh

蓄電池併設陸上風力（2040年）

政策経費あり 14.5～16.4円/kWh

政策経費なし 11.2～12.7円/kWh

※陸上風力モデルプラントの諸元に起因して幅が生じている。

(基本ケース) 政策経費あり 16.4円/kWh

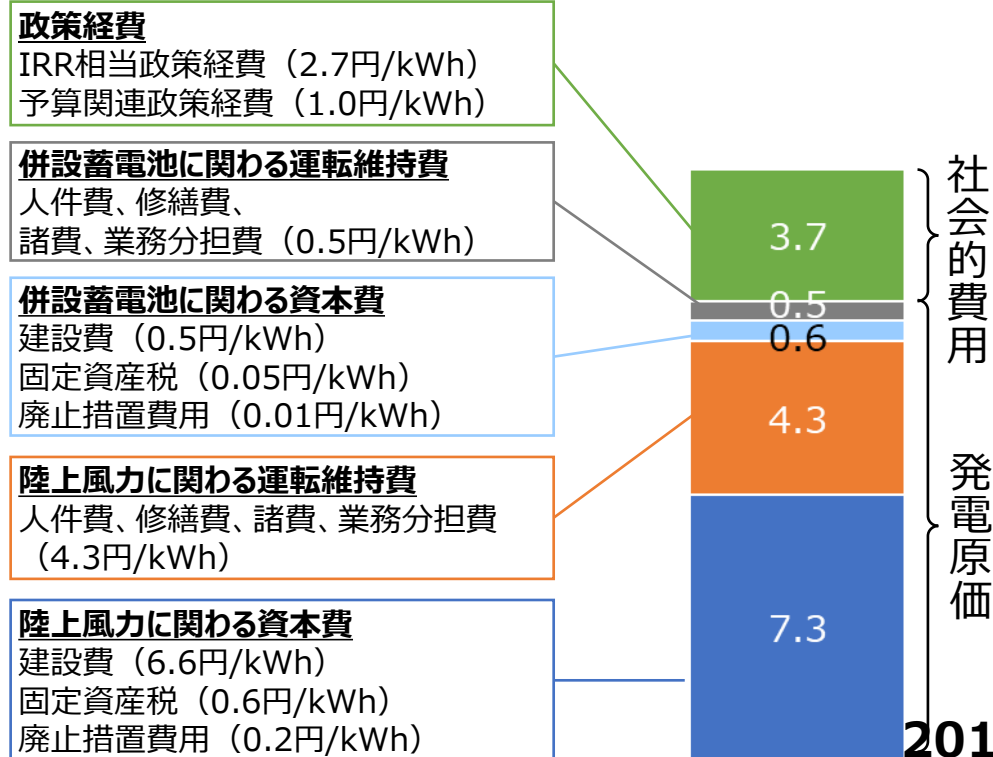
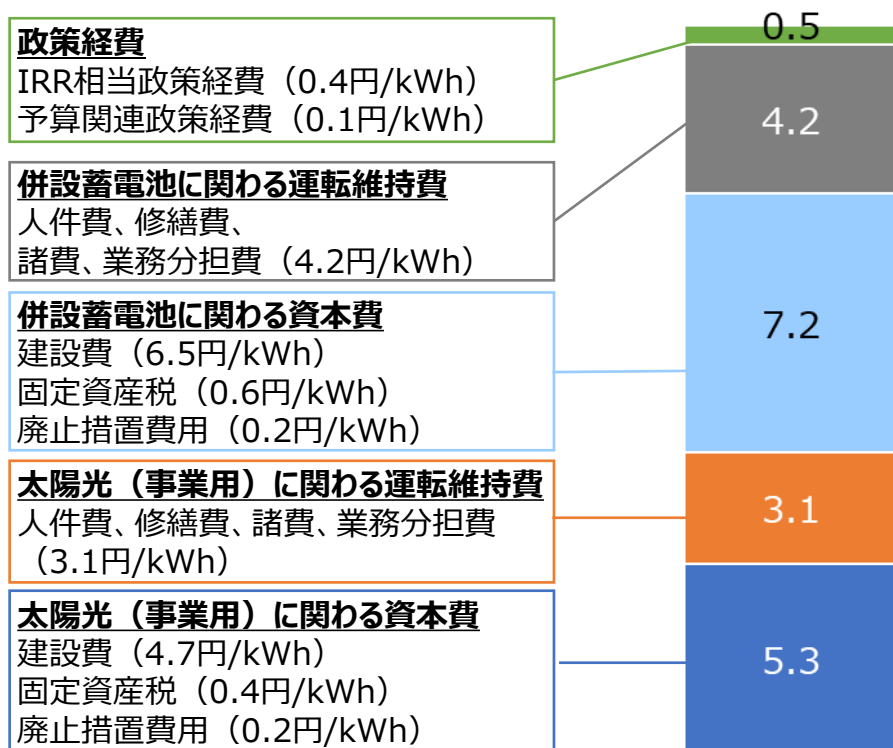
政策経費なし 12.7円/kWh

太陽光（事業用）シナリオ
導入量：IEA「公表政策シナリオ」
設備費の国際価格収斂：なし

※モデルプラント想定値
太陽光（事業用）出力：250kW
蓄電池の容量：750kW

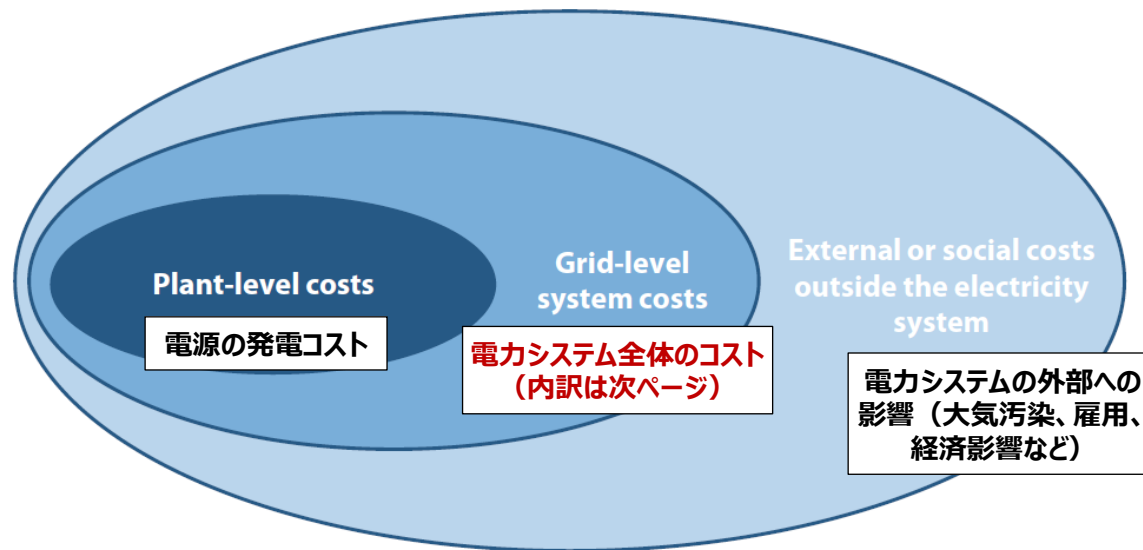
陸上風力シナリオ
建設費の低減率：IEA「公表政策シナリオ」
運転維持費の低減・設備利用率の向上：なし

※モデルプラント想定値
陸上風力出力：30,000kW
蓄電池の容量：19,200kW



(参考) OECDにおける電力コストの議論①

- 発電総コスト (Full cost of Electricity Provision) は以下の3カテゴリーに分類される。
 - (1) 発電所のコスト (例: LCOE)
 - (2) 電力システム全体のコスト (例: 再エネ導入に伴う系統安定化費用)
 - (3) 外部費用 (例: 大気汚染、事故、国土利用の変化や資源の目減り、雇用・経済・イノベーション・エネルギー安全保障への影響等に伴う費用)
- 今回の分析対象は、上記 (2) 電力システム全体のコスト (Grid-level system cost) の一部。これは、変動再エネの大量導入に伴い注目されている比較的新しいコストの概念。

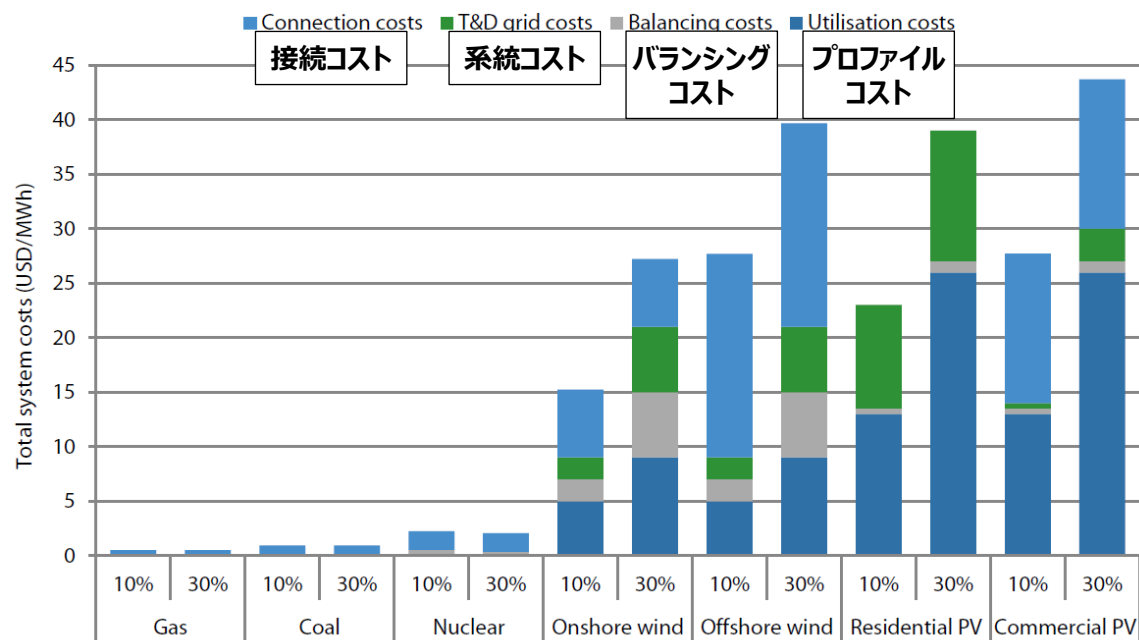


Source: NEA, 2012b.

Source: OECD (2018) The Full Cost of Electricity Provision

(参考) OECDにおける電力コストの議論②

- (2) 電力システム全体のコストは、さらに以下の3カテゴリーに分類できる。
 - ① プロファイルコスト : 変動再エネ発電量が上下することに伴う、既存火力等の運用変更と発電効率低下に伴うコスト
 - ② バランシングコスト : 変動再エネ発電量が予測不可能なことに伴う、既存火力等の発電量の調整や予備力の確保に伴うコスト
 - ③ 系統・接続コスト : 変動再エネ適地と需要地がずれることに伴う基幹系統整備費用や基幹送電網につなぐコスト
- 今回の分析対象は、上記①と、②の一部。



注1 : 上記は特定国の分析ではなく、既存の論文等の平均値を集計したものの。

注2 : 原子力は出力調整可能 (ディスパッチャブル) という設定。

統合コストの一部を考慮した発電コスト (参考) OECDにおける電力コストの議論①

統合コストの一部を考慮した発電コスト

統合コストの一部を考慮した発電コスト 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や発電効率の低下
- 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

OECDの整理

プロフィールコスト

バランスコスト

系統・接続コスト

外部費用

統合コストの一部を考慮した発電コスト (参考) OECDにおける電力コストの議論②

OECDの概念整理を基に、今回（2024年）の発電コスト検証WGが含むものを赤枠で囲った。
ただし、発電コスト検証WGで考慮している政策経費はOECDの概念整理には含まれていないことに留意

直接の経済的な影響

1. 発電所のコスト
(Plant-level costs)

2. 電力システム全体のコスト
(Grid-level System costs)

(1) プロファイルコスト

- 変動再エネが増加すると、再エネ発電量が不確実なため、システム全体としてより多くの発電設備容量が必要になる
- 短期的には電源構成が変化しないため、調整電源の利用率が低下する
- 長期的には、投資の予見可能性が損なわれ、発電設備投資が進みにくくなるため、資本費の高いベースロード電源が減る
- 資本費が低く可変費が大きいピーク電源が増えるため、価格変動幅は非常に大きくなり、電力価格が高くなる

(2) バランシングコスト

(3) 系統・接続コスト

間接の経済的な影響

3. 電力システムの外部費用/社会的費用 (External / Social costs outside the electricity system)

(1) 環境や健康への影響

①気候変動

- Social Cost of Carbonや限界削減費用の紹介等

②大気汚染

- 発電種別のSOx、NOx等による死者数・健康被害数分析等

③事故

- 発電種別の主要な事故による死者数分析等

④土地・資源の目減り

- 資源の目減り状況や土地利用変化に伴う影響の分析等

(2) 社会的費用/間接の経済的影響

①エネルギー安全保障

- エネルギー安定供給の定量評価の紹介等

②雇用への影響

- 原子力が最も労働集約的かつ知識集約的との分析紹介等

③技術革新・成長への
正の波及効果

- エネ産業が産み出す雇用・所得、国民・産業界に安価・安定な電力を提供する価値、エネ技術の社会全体への波及効果等

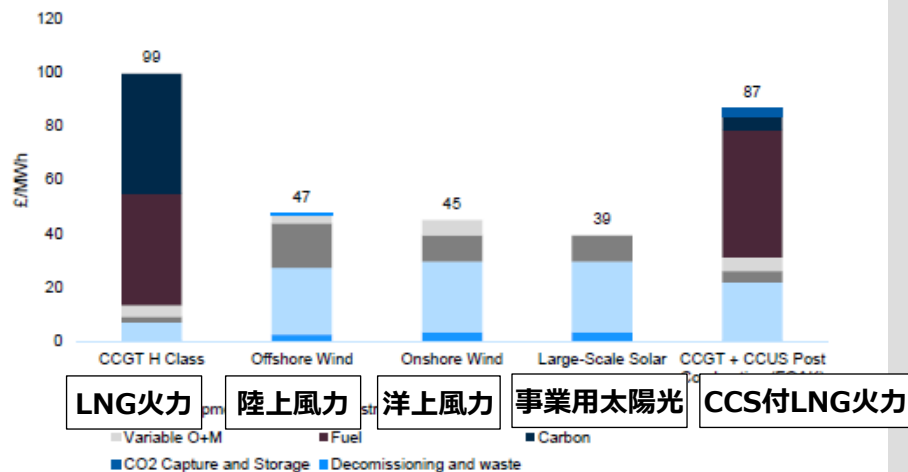
(参考) 世界における検討① (英国)

- 太陽光・風力の大量導入に伴って、電源別の発電コスト分析だけでなく、各電源が電力システム全体に与える影響も分析しないと、コストの全体像を捉えられないという考え方が、世界各国で広がってきている。
- 例えば、OECD、米国、英国などで試算が行われており、政策にも活用されている。
- LCOEに比べ、分析や表現手法が国際的に確立しておらず、各国が試行錯誤で取り組んでいる。

- 英国 (ビジネス・エネルギー・産業戦略省) では、モデルプラント方式を採用してkWhあたりの発電コスト (LCOE) を試算。
- 最新 (2020年) の報告書 (5年に1度、コストを試算するもの) で、電力システム全体への負荷を考慮したLCOEを初めて試算。

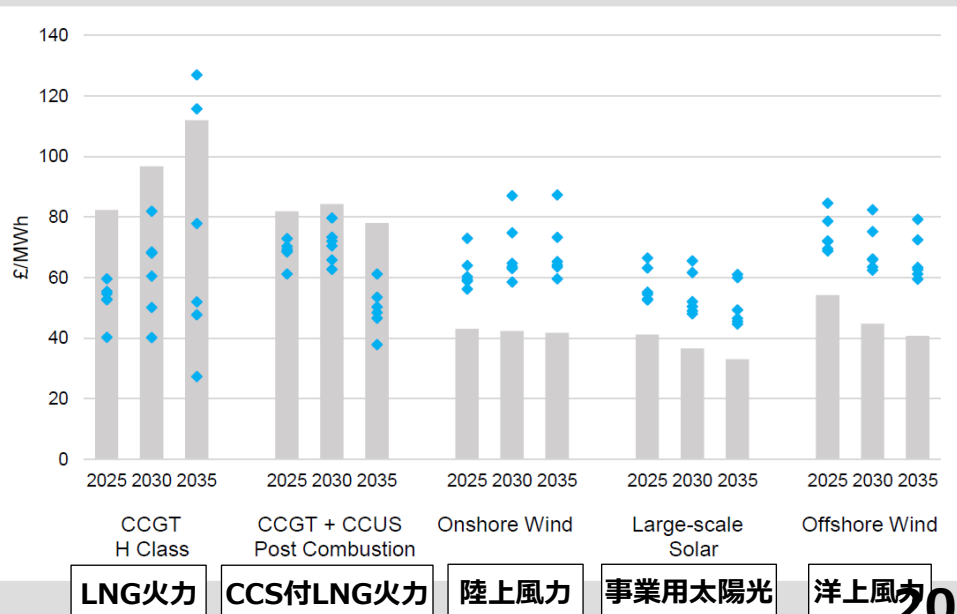
電源別の発電コスト (LCOE)

Chart 4.5: Levelised Cost Estimates for Projects Commissioning in 2030, €/MWh, in real 2018 prices



電力システム全体への負荷を考慮したLCOE

- 灰色の棒グラフが、LCOE
- 青色のドットが、電力システム全体への負荷を考慮したLCOE (複数のシナリオを想定しているため、複数の点が表示されている)



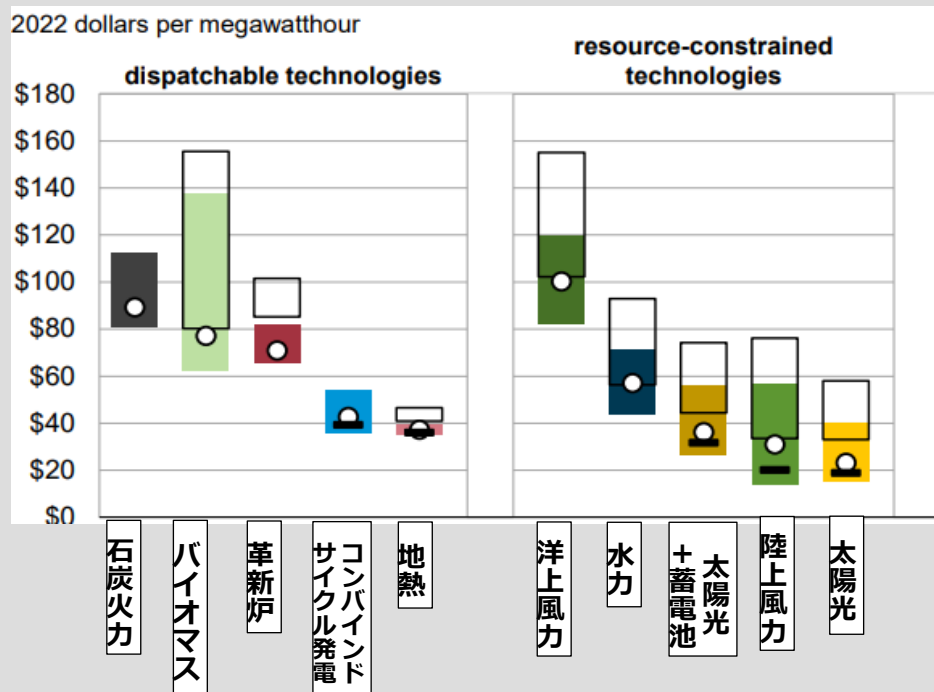
統合コストの一部を考慮した発電コスト (参考) 世界における検討② (米国)

- 米国（エネルギー省・エネルギー情報局）は、発電コストを評価するための指標として、LCOEに加え、電力システムへの影響を考慮した回避費用（LACE：Levelized Avoided Cost of Energy）を試算している（2023年）。

※LACEは、新しい電源を導入した際の電力システム全体の費用削減効果の大きさを「価値」として示したもので、ある電源のLACEがLCOEより大きいことは、電力システム全体におけるその電源の「経済的価値」がより大きいことを意味するとされる。

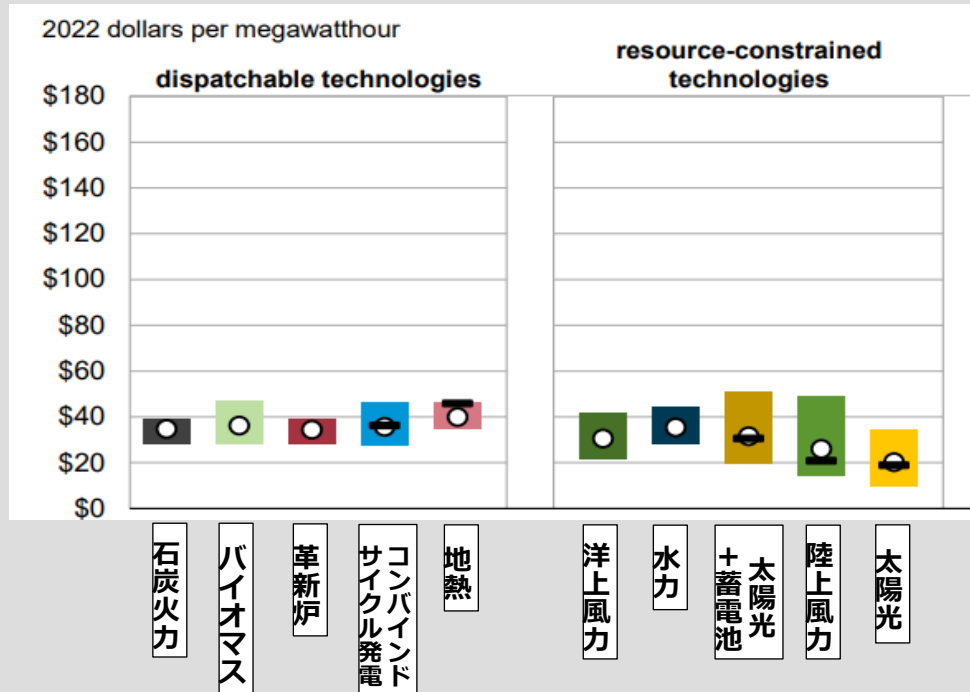
電源別の発電コスト (LCOE)

- カラーバーが、LCOE
- 黒枠で囲まれているのが税控除価格、○は平均値、-は加重平均値



電力システムへの影響を考慮した回避費用 (LACE)

- カラーバーが、電力システム全体への影響を考慮したLACE
- ○は平均値、-は加重平均値



(参考)

**発電コスト検証ワーキンググループへの
情報提供に対する対応について**

発電コスト検証ワーキンググループへの情報提供に対する対応

【再生可能エネルギー】設備利用率について

- 太陽光・風力発電について、日本の気象条件の地域性を考慮した設備利用率の設定と感度解析を実施すべき。
- 気象庁の数値予報モデルに基づく高解像度気象データを用い、国内の各地点における陸上風力発電と洋上風力発電の設備利用率を算出/太陽放射コンソーシアムが提供する高解像度日射量データを用いて太陽光PV発電の設備利用率を算出し、市区町村ごとに集計すると以下の通り(文献[1][2])。
 - 浮体式洋上風力 中央値:41.0%、第1四分位数:38.0%、第3四分位数:45.4%
 - 着床式洋上風力 中央値:38.4%、第1四分位数:34.5%、第3四分位数:42.8%
 - 陸上風力 中央値:24.8%、第1四分位数:22.0%、第3四分位数:29.0%
 - 太陽光PV 中央値:16.8%、第1四分位数:16.3%、第3四分位数:17.2%(2.5パーセンタイル:15.2%、97.5パーセンタイル:18.2%)
- 高解像度気象データに基づく風力・太陽光PV発電の設備利用率推計の基本的手法は文献[3]に記載。また、風力発電所の地点別の設備利用率について、実績とも大幅なずれが無い(文献[4][5])。

※風力発電の設備利用率の集計にあたっては地理的・社会的に風力発電の立地が適当でない地点を除外。加えて、事業性の考慮と外れ値の除外のため、陸上風力については設備利用率が20%未満または40%以上、着床式・浮体式洋上風力についてはそれぞれ同30%、35%未満となる地点を除外。
- 任意区間を抽出した風力発電の設備利用率の確率分布は、正規分布とならないことから、代表値として中央値を用いることが妥当。また、低位値および高位値として、第1四分位数および第3四分位数をそれぞれ用いることが有用。

提供した情報の根拠となる文献

- [1] 気象庁、数値予報モデル | メソモデル・局地モデル
<https://www.jma.go.jp/m/a/kishou/know/whitep/1-3-5.html>
- [2] 太陽放射コンソーシアム、太陽放射コンソーシアム | データについて
<http://www.amaterass.org/index.html>
- [3] Onodera et al., The role of regional renewable energy integration in electricity decarbonization - A case study of Japan, Applied Energy (2024)
<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2024.123118>
- [4] NEDO、銚子沖公開観測データ
https://www.nedo.go.jp/f/uaha/public/c_3_01.html
- [5] NEDO、北九州沖公開観測データ
https://www.nedo.go.jp/f/uasha/public/k_3_01.html

<情報提供に関する考え方>

- 「モデルプラント方式の発電コスト」では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、機械的に算出することとしている。その上で、これまで同様、電源ごとに設備利用率等の条件を変更して試算できるツールも提供する。
- なお、「統合コストの一部を考慮した発電コスト」については、本WGにおける議論を踏まえて委員に試算いただき、その結果を本WGで検証した。この試算においては、1年間の気象データに基づく地域ごとの太陽光発電・風力発電の出力パターンが反映されている。

⇒設備利用率について、本WGの審議を踏まえ、変更しないこととしたいが、電源ごとに設備利用率等の条件を変更して試算できるツールも提供するので、活用いただきたい。

情報提供者

個人(国立環境研究所)

発電コスト検証ワーキンググループへの情報提供に対する対応

【太陽光】モデルプラントの規模について

- モデルプラントの規模について、低圧は件数ベース、認定容量ともに最大であるところ、コスト試算の対象から除外すべきではない。
- 太陽光発電全体のコストを算出する観点から、250kw程度の発電所ではなくインパクトの高い特高案件についてコスト試算を行うべきである。

＜情報提供に関する考え方＞

情報提供者

個人

- モデルプラントの出力規模の設定に当たっては、2023年及び2040年に導入の蓋然性が高いものとするのが適当。
- 足下で導入されている事業用太陽光(特異な状況にある低圧を除く)の最頻値を見ると、250-500kWが最多で、100-250kWが次点。こうした状況に鑑みて、太陽光(事業用)については、250kWとしたところ。なお、低圧の太陽光については、自家消費の実施が想定される場所、発電コストが高くても電気料金の節約による便益が大きいため、導入が進む実態があり、同一条件下における異なる電源技術の比較を行う観点で、事業用太陽光のコスト試算対象から除くこととしたい。
- また、情報提供のあった2MWについては、2015年検証ではモデルプラントの規模としていたが、足下の導入状況を考えると、2MWの太陽光が大量に導入される蓋然性が高いとは言い切れない。
- なお、出力規模以外の諸元については、足下で特異な状況にある低圧を除いた全てのデータの中央値を用いているので、普遍性があると考えます。

⇒モデルプラントの規模について、2023年及び2040年の導入蓋然性の高さから設定すべきところ、足下の導入状況等に鑑み、変更しないこととしたい。

発電コスト検証ワーキンググループへの情報提供に対する対応

【太陽光】 その他について

- 稼働年数について、住宅用については15年、25年に、事業用については25年、40年又は50年に変更すべきである。理由としては、住宅用と事業用を比較できるようにする観点から共通の年数(25年)の設定と、住宅用の社会的制約を勘案した年数(15年)の設定と、事業用の物理的・事業的寿命を勘案した年数(40年又は50年)年数の設定を行うことが適当であるためである。
- コストの試算方法について、FIP制度の入札において、5～6円/kWhでの落札案件も出てきているところ、落札価格を元にしたコスト試算を行うべきである。

情報提供者

個人

<情報提供に関する考え方>

- 太陽光の稼働年数については、パネルの出力保証の期間やFIT/FIP制度において想定されている稼働年数を参考に設定しているところ。国際機関の報告書等において、情報提供のあった稼働年数が一般的という論拠が得られなかったことを踏まえ、稼働年数については変更しないこととしたい。
- FIP制度においては、卸電力取引市場における取引だけでなく再エネ電気の相対取引が可能である。FIP制度の落札価格については、IRR等の諸元を確認することが困難であるだけでなく、相対取引による収入を前提に、発電コストより低い価格で応札されている事例があることがヒアリング等により確認されているため、落札価格を元にしたコスト試算は行わないこととしたい。

⇒稼働年数については、パネルの出力保証の期間等を参照し、変更しないこととしたい。

⇒FIP制度の入札における落札価格は、IRR等の諸元を確認することが困難であることや、応札価格が発電コストより低い事例が確認されていることを踏まえ、参照しないこととしたい。

発電コスト検証ワーキンググループへの情報提供に対する対応

【バイオマス(石炭混焼)】 燃料費等について

- バイオマスを混焼する発電所の想定は、バイオマス燃料費や混焼率を正確に反映しておらず、新しいカテゴリーが必要。
- 現在の想定では、発電コスト検証ワーキンググループの第1回会合によると、石炭・バイオマス混焼プラントのモデルプラントは、国産未利用材を利用した70万キロワットで、12,000円/MT(=84米ドル/MT)。想定される混焼率は2~3%
- 他方、実際には、FIT法で導入された7.5GWのバイオマス容量のうち、10-15%程度のバイオマス混焼比率のプラントが複数あり、容量は500-750MWで全バイオマス容量の6.7-10%に相当。このような規模のバイオマス専用プラントは、既存の微粉炭ボイラーに適した輸入木質ペレットで運転する傾向。
- 「各電源の諸元一覧」中に、こうしたカテゴリー【500-1,000MWで混焼率10-15%の石炭・バイオマス混焼で、輸入木質ペレットを使用している発電所のカテゴリー】の追加を提案する。
- このカテゴリーの追加により、日本でのバイオマス利用に関するより正確な状況が反映される。また、大規模なバイオマス発電事業者の燃料コストが過小評価されている前提が是正される。

＜情報提供に関する考え方＞

情報提供者

米国家産用木質ペレット協会(USIPA)

- バイオマス混焼石炭火力は、前回(2021年)以前の結果と比較できるようにする観点から、バイオマス混焼石炭火力を新設したと仮定してコスト検証を実施するもの。
- ご指摘のような、大規模な石炭火力に10~15%程度のバイオマス燃料を混焼している発電所も存在するが、直近で新設されたバイオマス混焼石炭火力については、10%を超える混焼率の発電所もあれば、1%以下の混焼を実施する発電所も存在する。今後についても、大規模設備における高混焼化の技術的課題解決などによって混焼率が向上する可能性と、安定的かつ持続可能なバイオマス燃料調達の課題などによって横ばいとなる可能性の、どちらも考えられる。
- バイオマス燃料については、直近に運開したバイオマス混焼石炭火力においては輸入木質ペレット・木質チップ双方のケースがあること、前回(2021年)検証や木質チップによる専焼を想定するバイオマス専焼と比較できるようにするため、木質チップ混焼を想定し、燃料価格は調達価格等算定委員会における想定値を使用する。

⇒ 発電コストWGは新設時のコストを算定するものであり、情報提供いただいた内容が新設のモデルプラントとして代表性を有すると判断するほどの有力な材料がないため、バイオマス(石炭混焼)の緒元は、引き続き、混焼率は5%、燃料は木質チップとしたい。

発電コスト検証ワーキンググループへの情報提供に対する対応

【バイオマス(石炭混焼)】 燃料費等について

- バイオマス火力(石炭混焼)について、直近2023年度の発電コストは、FIT買取価格24円を上回っている。バイオマス・石炭燃料費の上昇による変動費の大幅な増加が主な要因である。
- また、発電所の建設単価は、2021年発電コスト検証ワーキンググループ報告書 資料2「各電源の諸元一覧」に記載の、5%混焼のバイオマス発電所の建設単価(石炭火力建設単価24.4万円/kW + バイオマス混焼追加コスト1.1万円/kW)を大幅に超過しており、大きな差異がある。
- これは、既設の石炭火力発電に対して混焼率5%を実現できるレベルの設備を追加設置するに留まるものであり、高混焼率(30%程度)を実現する場合に必要な設備(バイオマス用の受入、搬送、貯蔵設備等)とは前提が相違するため、大幅に建設単価が異なっているものとする。
- 高混焼率のバイオマス混焼発電については、既設石炭火力追加型とは設備内容やコストが大きく相違することから、コスト検証においては別のカテゴリーとして検証すべきと考える。

情報提供者

オリックス株式会社

＜情報提供に関する考え方＞

- バイオマス混焼石炭火力は、前回(2021年)以前の結果と比較できるようにする観点から、バイオマス混焼石炭火力を新設したと仮定してコスト検証を実施するもの。
- バイオマス燃料については、直近に運開したバイオマス混焼石炭火力においては輸入木質ペレット・木質チップ双方のケースがあること、前回(2021年)検証や木質チップによる専焼を想定するバイオマス専焼と比較できるようにするため、木質チップ混焼を想定し、燃料価格は調達価格等算定委員会における想定値を使用する。
- また、混焼率については、直近で新設されたバイオマス混焼石炭火力は、10%を超える混焼率の発電所もあれば、1%以下の混焼を実施する発電所も存在するところ、情報提供いただいた内容が新設のモデルプラントとして代表性を有すると判断するほどの有力な材料がない。今後についても、大規模設備における高混焼化の技術的課題解決などによって混焼率が向上する可能性と、安定的かつ持続可能なバイオマス燃料調達の課題などによって横ばいとなる可能性の、どちらも考えられる。

⇒ このような事情・現状を踏まえ、混焼率は5%とし、燃料費については調達価格等算定委員会のデータから算出した木質チップの燃料費を用いることとしたい。

【蓄電池併設再エネ設備】コスト検証の考え方について

- 事業用高圧太陽光モデルを、発電単独ではなく蓄電池併設とすべき。
- 蓄電池の必要性を考慮しないことは、再生可能エネルギーの実際の運用や信頼性を評価する上で不十分。運転期間を揃えた上で一定の前提を置いて再エネと蓄電池を足したトータルのコストの議論をすべき。その際、蓄電池用のレアメタル、レアアース、再エネ関連材料の将来の資源枯渇やコスト上昇などを考慮せずに再エネが将来安くなると見込むのはあまりにも短絡的。地政学的リスクが増している観点も議論いただきたい。製造過程やトータルライフサイクルも含めたCO2排出の議論も必要。
- 過去の気象データから蓄電池や送電網の増強、再エネの稼働率等の前提を置いて、統合コストを議論すべき。等

<情報提供に関する考え方>

情報提供者

個人(複数)

- 再エネの普及拡大に伴って生じる出力制御の抑制に向け、再エネ設備に蓄電池を併設させる事例も出てきているところ、「蓄電池と自然変動電源を併設したプラント」について、「統合コストの一部を考慮した発電コスト」の検証に際し、モデルプラント方式の発電コストも検証した。その際、再エネと蓄電池の運転期間も揃えて検証した。
- ライフサイクルでのコストやエネルギー安全保障の観点については、発電コストとの直接の関係が明確ではないため、今回の検証において考慮しないこととした。
- 委員に試算いただきWGで審議した「統合コストの一部を考慮した発電コスト」では、系統用蓄電池の効果も考慮することに加え、1年間の気象データに基づく太陽光発電・風力発電の出力パターンを踏まえるとともに、地域間連系線についても、電力広域的運営推進機関が示した「広域連系系統のマスタープラン」に基づき、一定程度増強することを想定して、検証がなされている。

⇒蓄電池併設再エネ設備や統合コストに関する検証結果については、本WGにおける審議から変更しないこととしたい。