

モデルプラント方式による発電コスト検証に関する その他の論点

令和6年11月29日
資源エネルギー庁

**1. 各電源の発電コストについて
（浮体式洋上風力・ペロブスカイト太陽
電池・バイオマス（石炭混焼））**

**2. 費用計上する項目の整理について
（政策経費等）**

浮体式洋上風力及びペロブスカイト太陽電池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。
- 浮体式洋上風力及びペロブスカイト太陽電池については、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、本WGにおいても、将来の発電コストについて、試算を行うこととしてはどうか。
- 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てはどうか。

(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

再生可能エネルギー（事務局提出資料）
（令和6年8月発電コスト検証WG）

- ペロブスカイト太陽電池及び浮体式洋上風力について、将来の発電コストについて一定の蓋然性を有する試算を行うことができるかについては、それぞれの今後の検討状況を踏まえる必要があるところ、検討状況は以下のとおり。

【ペロブスカイト太陽光の検討の状況】

- 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5月から官民協議会を開始している。当該協議会において、中長期的なコスト目標の作成も行うこととしている。

【浮体式洋上風力の検討の状況】

- 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実施するための制度改正を進めるとともに（再エネ海域利用法改正法案を国会に提出・現在審議中）、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は、浮体式洋上風力の技術や発電に要する費用の検証を進めることとしている。

【浮体式洋上風力】将来の発電コストの考え方①

【基本的な考え方（案）】

- 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、算出してはどうか。
 - ※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（案）】

- 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としてはどうか。
- 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年としてはどうか。
- 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してはどうか。

【浮体式洋上風力】将来の発電コストの考え方②

【建設費の諸元（案）】

- **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、前頁①②のとおり、補正してはどうか。
- **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）を乗じてはどうか。**
※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倍を採用することとしてはどうか。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してはどうか。**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、低減率を計算してはどうか。**
※着床式洋上風力の将来の発電コストについては、本WG（8/16、第2回）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年こ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てはどうか。**

【その他の諸元（案）】

- その他諸元については、下記表のとおり設定してはどうか。

＜浮体式洋上風力：将来（2040年）コストの諸元（案）＞

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。

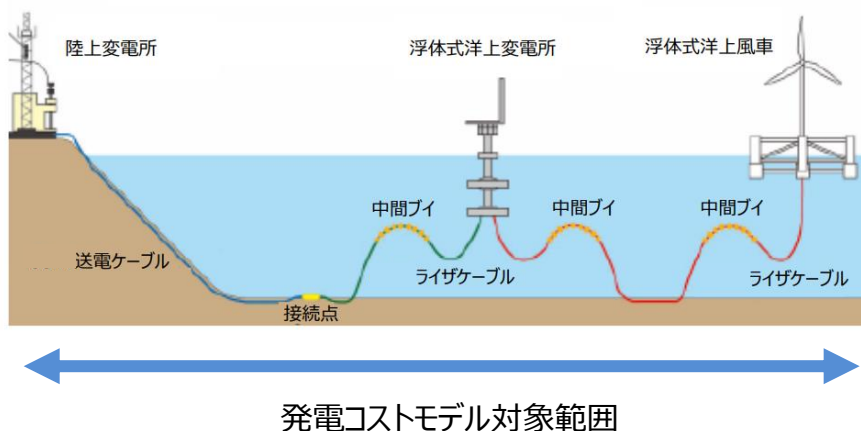
※浮体式洋上風力に関するNRELの各種見通しのうち、中間的な数値として、Offshore Wind Class 11（moderateシナリオ）を採用。

※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

【ペロブスカイト太陽電池】将来の発電コストの考え方①

【基本的な考え方（案）】

- 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してはどうか。

※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（案）】

- 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。
- 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してはどうか。

※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年としてはどうか。

※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】将来の発電コストの考え方②

【各諸元の考え方（案）】

- **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**してはどうか。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**することとしてはどうか。
- また、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%**で算出してはどうか。
- その他の諸元については、下記表のとおり設定してはどうか。

＜ペロブスカイト太陽電池：将来（2040年）コストの諸元（案）＞

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%	「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。
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。

【バイオマス（石炭混焼）】モデルプラントの考え方

【モデルプラントの考え方（案）】

- 現時点で具体的な新設案件は想定されないものの、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、検証してはどうか。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してはどうか。
※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、木質チップとしてはどうか。

【モデルプラントの規模・諸元（案）】

- 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%）としてはどうか。
- 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%としてはどうか。

【モデルプラントの発電コストの考え方（案）】

- 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）を上乗せしてはどうか。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、平均費用を計上してはどうか。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、一定としてはどうか。
- 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してはどうか。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、一定としてはどうか。
- 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してはどうか。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してはどうか。
- 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てはどうか。

(参考) バイオマス (木質専焼 (未利用材)) モデルプラントの考え方

再生可能エネルギー (事務局提出資料)
(令和6年8月発電コスト検証WG)

【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としてはどうか。

※ 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てはどうか。

【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、将来のモデルプラントの諸元についても、足下のモデルプラントと同じ諸元を用いる (横置きにする) こととしてはどうか。

【稼働年数 (案)】

- 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 (石炭・LNG・石油火力と同様の年数) とすることとしてはどうか。

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。)

1. 各電源の発電コストについて
（ペロブスカイト太陽電池・浮体式洋上
風力・バイオマス（石炭混焼））

2. 費用計上する項目の整理について
（政策経費等）

【政策経費】前回（2021年）発電コスト検証WGにおける整理

- 前回（2021年）検証においては、各電源の発電コストについては、網羅的に、かつ整合性を持った客観的なデータを提供するというWGの目的に鑑み、発電事業者が発電のために負担する費用ではないものの、税金等で賄われる政策経費のうち電源毎に発電に必要と考えられる社会的経費を含めた発電コストを比較できるよう、発電に関する政策経費については幅広く捉えて、コスト試算に反映させることを原則とした。
- 具体的には、前回（2021年）検証時における直近の予算である、令和2年度の当初予算、補正予算から、政策経費を特定した上で、電源別のコストとして割り振った上で、以下のとおり整理した（結果は次ページ表のとおり）。
 - ✓ 2015年発電コストWGにおける議論を踏襲し、関係省庁より収集した令和2年度予算のうち、「立地」「防災」「広報」「人材育成」「評価・調査」「国際機関拠出金」「発電技術開発」「将来発電技術開発」「導入支援」「資源開発」「備蓄」「CCS」「IRR相当政策経費」に係る予算額を発電に関する費目とした。加えて、CCS付火力、水素、アンモニアという2021年時点では存在しない将来発電技術についてもコスト検証を実施したことを踏まえ、「将来発電技術開発」についても、新たに発電に関する費目に追加した。
 - ✓ これら費目を性質ごとに4分類し、個別電源に紐付けられる①②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 国内の発電活動を維持する上で必要となる蓋然性の高い費用
 - ③ 国内の発電活動を維持する上で必要となる蓋然性の低い費用
 - ④ 国内の発電活動と直接関係ない費用又は主として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

（参考）2021年検証における主な議論

- LCOE評価の対象としては、本来は発電量に応じて変化する費用、即ち「分母（発電量）が大きくなると分子（費用）も大きくなる」ような費用のみを計上すべき。これまでの検証結果において、政策経費を含むコストと含まないコストを併記しているのはその点を考慮したものと理解。
- 現時点では確立されていない将来発電技術については、政策経費の算出の際に使用する将来の発電電力量が確定していないため、政策経費が過大に評価されるのではないかと。
- サプライチェーン全体に配分される政策経費のうち、発電に紐付けられるものを精査して、政策経費として評価することが重要。

モデルプラント方式について（政策経費の考え方）

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

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

【政策経費】今回の考え方（案）

【基本的考え方（案）】

- 議論の継続性に照らして、**個別電源に紐付く政策経費**（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関連性の高い費用）を計上することを原則とする、「**現在の発電形式と連続性の見込める将来発電技術実現のための研究開発・実証**」については**政策経費に計上する**など、2021年検証と同様の方法で、政策経費を計上してはどうか。

※例えば、2021年検証と同様に、費用のダブルカウントにならないよう、導入支援のための政策経費は計上しないこととしてはどうか。

【対象とする予算の範囲（案）】

- 2021年検証時からの変化として、現在、**GX対策費・GI基金（GX対策費による拠出分を含む。）**が講じられているところ、対象とする予算の範囲については、以下のとおり整理してはどうか。
 - 足元（2023年）の政策経費
 - ✓ これまでの検証と同様、直近で明らかになっている**令和5年度の当初予算・補正予算**について、電源別のコストとして割り振ることとしてはどうか。
 - ✓ **GX対策費**については、10年間で20兆円規模の政府支援を行っているが、そのうち、**令和5年度予算額（うち、個別電源に紐付く①②に限る）**を計上してはどうか。
 - ✓ **GI基金**については、発電技術開発に紐付く研究開発内容への配分額（予算上限額）のうち、**令和5年度予算が占める相当額を推計して計上**してはどうか。
 - ※研究開発内容が「現在の発電形式と連続性の見込める将来発電技術実現のための研究開発・実証」として重要である場合、前回検証と同様の整理で政策経費に計上してはどうか。
 - ※複数年度の予算を基金として一体的に執行しているため令和5年度予算が占める相当額を厳密に算出することができないことから、便宜上、配分額（予算上限額）を各年のGI基金全体への積み増し額に応じて年度ごとに按分し、令和5年度予算が占める相当額を推計してはどうか。
 - 将来（2040年）の政策経費
 - ✓ 将来の予算額は予測が困難であることから、2021年検証と同様に、**検証前年度である令和5年度の当初予算・補正予算の金額を横置き**することとしてはどうか。
 - ✓ **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、**将来（2040年）の政策経費には盛り込まない**こととしてはどうか。
 - ✓ **GI基金**についても、現時点では最長10年の実施期間とされていることから、**将来（2040年）の政策経費には盛り込まない**こととしてはどうか。

【政策経費】CCSにかかる政策経費について

- 2021年検証時においては、「将来的に国内の発電プラントへのCCS設置設備に係る研究開発・実証」については、当時行われていた予算の性質上、個別の電源に帰着させることが難しいことから、「③国内の発電活動を維持する上で必要となる蓋然性の低い費用」に該当すると整理し、政策経費として算入しないこととした。
- 今般、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分離回収設備の設計等を支援しているところ、CCS設備と火力発電の連関性が高まっていると考えられることから、「国内の発電プラントへのCCS設備設置に係るもの」については、個別電源に紐付けられる等、前述の考え方に整合的な部分に限り、政策経費として発電コストに計上することとしてはどうか。

【政策経費】2024年発電コスト検証WGにおける性質ごとの分類（案）

	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関連性の高い費用	③国内の発電活動維持と関連性の低い費用	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	—	—	—

【モデルプラントの発電単価】土地関連費の扱い

【これまでの検証の経緯】

- 土地関連費については、主に、**土地購入費・土地貸借費・土地造成費**が該当するところ、過去の検証においては以下のように整理されてきた。
 - ✓ **土地購入費**：「発電事業者が、一般電気事業者か新規事業者か、あるいは、市街地からの距離がどの程度かなどによる隔たりが大きく、モデルケースを設定することができなかつたことから、コスト試算に含めないこととした」（2011年報告書p11）
 - ✓ **土地賃借料**：再エネを前提に、「実際の事業では土地を買収する場合も賃借する場合もあることを踏まえ、2021年検証では除外しないこととした」（2021年報告書p27）
 - ✓ **土地造成費**：新たな発電設備を建設・運転する際に土地造成に要する費用はサンプルプラントを基に算入した上で、「今後、適地の減少に伴い、山地や森林等を造成する際のコストの増加分」については検証に含まない。（2021年報告書p164）
- その上で、事業者にデータが残っていないなど、土地関連費が含まれることが困難な場合や他項目から土地関連費を分離することが困難な場合には、土地関連費を含まない形で実務上はデータが整理されてきた。

【今回の検証における整理（案）】

- 一方、土地については、土地関連費（土地購入費・土地貸借費・土地造成費）は、**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**と改めて整理してはどうか。
 - ※モデルプラントの運転に供するために購入した土地は、その運転終了後に土地を売買することが可能である等の理由により、土地購入費を全額計上することは、当該土地をモデルプラント運転期間に賃借した場合と比べて、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。
- その際には、火力や原子力については、サンプルプラントの個別費用データにおける土地関連費の扱いについて事業者に追加でアンケートを実施した結果を引用し、再エネについては他のデータと同様にFITの定期報告を用いるものとしてはどうか。

【発電に関する費用】発電側課金の扱い

- 「発電側課金」は、システムを効率的に利用するとともに、再エネ導入拡大に向けた系統増強を効率的かつ確実にを行うため、旧来、小売り電気事業者が託送料金として全て負担していた送配電設備の維持・拡充に必要な費用について、需要家に加え、システム利用者である発電事業者の一部の負担を求め、より公平な費用負担とする制度。
- **2021年コスト検証では**、検証時点では制度運用詳細が固まっておらず、検証時点において定量化が困難であるため、**個別電源の発電コストに加味しない**こととした。その後、託送料金制度の改定に伴い、発電側課金が2024年4月に開始され、系統に係る費用の一部を**発電事業者が負担**することとなった。
- 発電側課金は、発電事業者が直接負担するコストではあり、発電コストの一部とも考えられる。他方で、系統に係る費用については原則として発電コストに計上していないこと、発電事業者の実際の負担額が多様な要因に影響を受けることを踏まえると、個別電源の発電コストに含めることは適切ではないと考えられる。
 - ① 過去の発電コスト検証において、系統に係る費用（例：系統増強費用、電源線費用）については、立地地域の**電源構成や立地条件に左右されるため**、原則として個別電源の発電コストに計上していないことしてきた。**発電側課金も**、系統に係る費用である託送料金の一部を発電事業者が負担するものであり、託送料金の元となる費用の一部は各エリアの**電源構成によって変動**する性質を有している。
 - ② 加えて、実際に発電事業者が一般送配電事業者が課金する際には**エリアごとの課金単価および割引相当額**が付加されることになり、発電事業者の実際の負担額が多様な要因に影響を受けるので一律の金額を計上することが難しい。

このため、発電側課金については、**個別電源の発電コストには含めない**こととしてはどうか。

<参考：発電側課金の課金単価等>

(税込)

	全国平均
kW課金単価 (円/kW・月)	89.47
kWh課金単価 (円/kWh)	0.28

※1 十電力より申請された発電側課金の課金単価の単純平均（各社HPの託送供給等約款から集計）。

※2 kW課金単価は、割引相当額付加単価込みの値。

※3 kW課金については割引制度が存在するほか、各一般送配電事業者によっても単価が異なるなど立地条件によって単価が変わりうることに留意。