

日本における カーボンプライシングの 現状と課題、めざすべき姿

電力需要家の視点から

2024年9月30日

目次

Versioning.....	3
Executive Summary.....	4
Introduction.....	5
発電コストと電力価格の見通し.....	6
炭素価格メカニズムの概要と課題.....	8
カーボンプライシングの種類.....	8
日本における明示的カーボンプライシングの概要と課題.....	8
日本における暗示的カーボンプライシングの概要と課題.....	9
GX推進法により導入される明示的カーボンプライシングの概要.....	11
再エネ賦課金の構造と課題.....	14
再エネ賦課金の負担構造.....	14
FIT・FIP制度による環境価値の受益構造.....	15
カーボンプライシングのシミュレーション.....	18
シミュレーションの条件とケース設定.....	18
シミュレーション結果.....	19
Conclusion.....	23
Contributing Team.....	24

Versioning

Issued by	Description	Date
アクセンチュア	ファイナルレポート	2024年9月30日

Executive Summary

背景と目的

パリ協定の目標を達成するためには、2030年までにGHG排出量を2019年比で43%削減し、2050年までに実質ゼロにする必要がある。しかし、2023年の世界のGHG排出量は史上最高値を記録しており、現行の国別削減目標 (NDC) では1.5°C目標を達成するには不十分である。日本では、2024年度中にNDC見直しの基盤となる第7次エネルギー基本計画が策定される予定であり、再生可能エネルギー (再エネ) の導入拡大が求められている。

現状分析

日本のエネルギー供給構造は依然として化石燃料や原子力発電に依存しており、再エネ導入率は低迷している。国内において需要家が電力調達する場合、再エネの価格は高く、企業が再エネ電力を購入するインセンティブが不足している。また、日本のカーボンプライシング (CP) は先進国と比較して非常に低い水準であり、炭素税や排出量取引制度も効果的に機能していない。

シミュレーション結果

シミュレーションでは、明示的CPの導入時期と規模が需要家の電力購入コストに与える影響を試算した。その結果、再エネ賦課金を早期に明示的CPへ置き換えることで、卸電力価格に対する再エネ購入のコスト競争力が向上し、需要家の再エネ購入インセンティブが増加することが示された。

政策提言と結論

本レポートでは、GHG排出削減の促進および再エネ普及拡大のため、以下の点を提言する。

1. 明示的CPの早期導入: 需要家が再エネを選択するインセンティブが強化するために、明示的CPを早期に導入すべきである。
2. 再エネ賦課金の見直し: 再エネ導入コストの公平な負担を図るため、再エネ賦課金の負担構造を見直すべきである。
3. 民間PPAの推進: 再エネ調達価格を引き下げることで、オフサイトPPAによる再エネ電力購入を促進すべきである。具体的には、再エネ賦課金を可能な限り明示的CPに置き換えることを検討する。

日本の脱炭素化推進には、明示的CPの早期導入と再エネ賦課金の見直しが不可欠である。これにより、公平な排出コスト負担が実現し、再エネ導入の機運が高まる。市場メカニズムを活用した持続可能なエネルギー政策の転換が求められるなか、迅速かつ効果的な施策の実施が急務である。

Introduction

地球の平均気温の上昇を産業革命前と比べて1.5°Cに抑えるというパリ協定の目標を実現するためには、世界の温室効果ガス（以下、GHG）の排出を2030年までに2019年比で43%削減、2035年までに同60%削減、2050年までに実質ゼロにする必要があるとされる。一方、世界のGHG排出量は増え続けており、2023年の排出量はCO₂換算で35.8Gtと史上最高値を記録した²。同年に開催された国連気候変動枠組条約第28回締約国会議（COP28）では、2030年までの削減目標に対する進捗状況の評価が行われ、締約国が表明している削減目標（以下、NDC）が実施された場合でも1.5°C目標を達成する削減経路としては不十分であることが指摘された。そのため、2025年3月までに各国が提出する次期NDCでは1.5°C目標達成の軌道を踏まえた2035年をターゲットとする削減目標の引き上げが求められている。

日本では、2024年度中に次期NDCの基礎ともなる日本のエネルギー政策の基本的な方向性を示す第7次エネルギー基本計画が策定され、エネルギー需給の見通し（エネルギーミックス）も見直される。計画策定の議論の焦点となるのは、電力部門を中心としたエネルギー供給構造のあり方、特に電源構成に関する目標設定である。2021年に発表された現行の第6次エネルギー基本計画では、2030年度における電源構成のうち再生可能エネルギー（以下、再エネ）を36～38%に増やす目標を掲げる。しかし、2022年度の実績は21.7%³にとどまり、再エネの主力電源化達成までの道のりは遠い。

一方、エネルギー需給構造において需要家企業は重要な役割を果たす。近年では、特にグローバル企業を中心に、気候変動を経営課題ととらえ、パリ協定で求められる水準と整合したGHG排出削減目標を設定する企業や、国際合意のターゲットイヤーを前倒したネットゼロ目標達成を誓約する企業も増えている。これらの企業は、省エネルギーの促進や再エネの導入拡大、合成メタンなど新しい脱炭素化技術の選択肢の追求によりカーボンニュートラル化を後押ししている。しかし、日本においては、再エネ需要の高い企業にとって、再エネの積極的な購入に踏み出しにくい構図が存在する。

本レポートでは、上記のような状況認識のもと、日本における再エネ普及拡大・エネルギー脱炭素化に向けた政策の課題を整理する。そのうえで、サステナビリティを戦略指針に掲げる需要家企業におけるクリーンエネルギーの需要を満たす供給力拡大の視点から、CPメカニズムの効果的な導入を提言する。



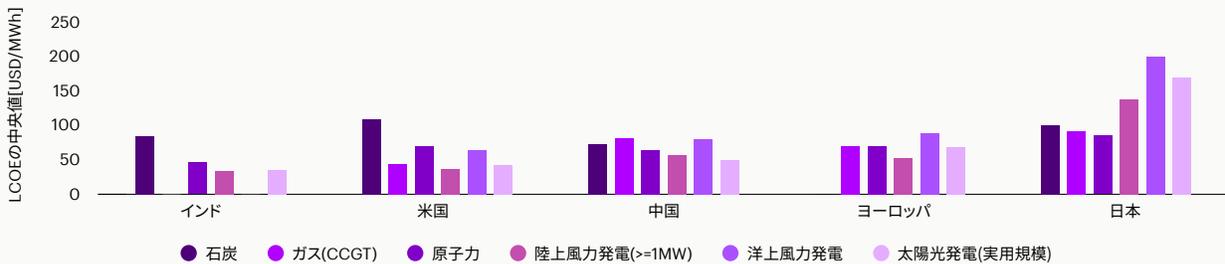
発電コストと電力価格の見通し

企業にとって、再エネ電力の購入への切り替えは、GHG排出削減の手段の一つであり、その可能性が企業の脱炭素化対応における競争力を左右する。しかし、現在の日本の卸電力市場では、再エネの電力価格は火力発電や原子力発電といった従来型電源に比べて、発電コストが高いため、市場価格も高くなっている。

再エネの購入価格は発電コストの影響を受ける。2020年時点のIEAによる電源別の発電コスト(LCOE)の算定によると、近年再エネの発電コストは世界的に低下し続けているが、日本では依然として化石燃料や原子力による発電よりも高コストである。太陽光や風力などの再エネによる発電コストはグローバル水準と比較して2倍以上高い(図1)。

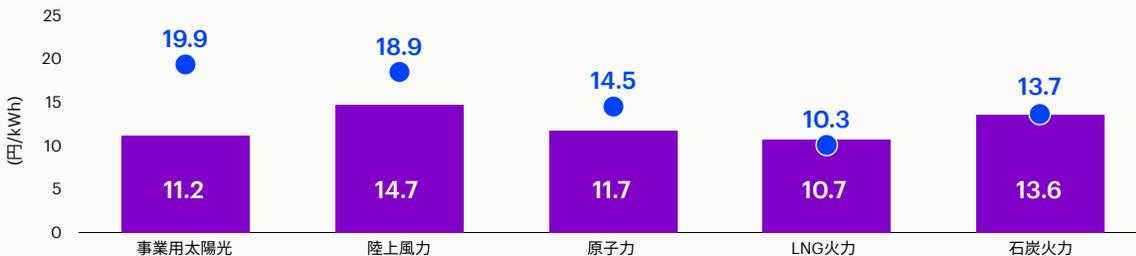
図1 各地域における電源別LCOEの比較⁴

地域別の技術コストの中央値、割引率は7%



経済産業省は、政策経費を除いた電源別発電コストとして、太陽光パネルなどの設備費が将来的に世界水準に収斂した場合、日本においても2030年時点で太陽光発電が原子力発電よりも低くなると試算した。しかし、再エネ導入に伴う系統安定化や、電源立地や系統制約などにまつわる統合コストの一部を考慮したモデルによる試算では、2030年のエネルギーミックスにおいて、再エネのコストは原子力や火力と比較して、依然高いままである(図2)。

図2 2030年の電源別発電コスト試算⁵



棒グラフ: 発電コスト

ドット: 統合コストの一部を考慮した発電コスト

実際の卸電力価格の決定要因としては、エネルギー政策による電源ミックスの変化や燃料価格の推移、系統制約の状況、需要の変化など、複数の要素が影響し、長期的な予見可能性が低い。ただし、火力発電が全体の発電量の多くを占める日本では、卸電力価格は燃料価格に影響を受けやすい。IEAは、2025年以降2040年までの期間において液化天然ガス(LNG)の価格は上昇しないと予測している⁶。また、日本政府は2030年に向けた既存の原子力発電所の再稼働などにより、電源構成の2割以上を原子力で賄う方針を示しているため、従来型電源による電力価格を押し下げる方向に働くとみられる。これらの要因から、再エネ電力の価格は、卸電力価格と比較して、当面の間は相対的に高止まりするシナリオも考えられる。

卸電力価格については、2022年に世界的なガス価格高騰と日本への供給不足により急騰したが、その後下落・安定化しており、2023年度で10.74円/kWh、2024年度では平均10.02円/kWhの水準にある⁷。一方、長期固定価格による太陽光発電の発電コストは、オフサイトPPA(フィジカル)では高圧・特別高圧ともに13~16円/kWh前後、オンサイトPPAでは15~18円/kWh程度の契約条件であることが一般的である。さらに、需要家コストとしては、発電コストに小売コストや託送料、再生可能エネルギー発電促進賦課金(以下、再エネ賦課金)が上乗せされる⁸。もちろん、長期にわたるPPA固定売電価格の決定メカニズムは、卸電力市場における足下のスポット価格と将来にわたるフォーワードカーブの形状の影響を受ける(p.19以降参照)。

通常、需要家企業はPPA契約期間(通常15~20年程度の長期)にわたる卸電力価格の予測とPPA固定売電価格との比較により判断するため、卸電力価格と再エネ電力価格の相対的な価格差に関する現状の見通しでは、需要家企業が再エネPPAで購入することは難しい。国際合意目標である2050年ネットゼロを見据えた2030年に向けたCO₂フリーエネルギーの拡大には、再エネ価格の相対的な低下と安定供給が必要である。そのため、自らの負担により再エネ導入を進める需要家にインセンティブを与える市場メカニズムが不可欠である。



炭素価格メカニズムの概要と課題

カーボンプライシングの種類

カーボンプライシング(以下、CP)には概念上、明示的CPと暗示的CPの2種類がある。明示的CPには、炭素税と排出量取引(ETS)が含まれる。炭素税は、例えば日本の地球温暖化対策税(温対税)のように、GHGに対して政府が一定の税率を設定することにより、排出活動の主体がその排出量に比例して課金されるものである。排出量取引は、政府が対象部門の排出枠(キャップ)を定め、その排出枠を超えてGHGを排出した事業者が、余剰を有する事業者から排出枠を購入することで、対象部門全体としての排出量を抑制する仕組みである。

一方、暗示的CPは、エネルギー消費量に対する課税や再エネに対する補助金を指し、固定価格買取制度(FIT制度)もこれに含まれる。明示的CPは、排出される炭素の量に比例した価格付けである。他方、暗示的CPの導入目的は、省エネや再エネ普及などGHG排出削減以外の目的で導入されるため、間接的にGHG削減に寄与するものの、削減インセンティブは必ずしも炭素比例ではない。

図3 日本におけるカーボンプライシングの概念図⁹⁾



日本における明示的カーボンプライシングの概要と課題

カーボンプライシング導入推進企業団体(CPLC = Carbon Pricing Leadership Coalition)は、パリ協定で合意した2°C目標を達成するために必要な炭素価格として、2020年までにCO₂換算で40~80 USD/tCO₂、2030年までに50~100 USD/tCO₂の水準を示している¹⁰⁾。世界銀行のデータベース¹¹⁾によると、現在世界の排出量の24%が炭素税かETSの明示的CPメカニズムによってカバーされており、価格はEU-ETSで61.3 USD/tCO₂、スウェーデンの炭素税で127 USD/tCO₂、カナダの連邦炭素税で59 USD/tCO₂などである。

日本では2012年10月から炭素税(温対税)が導入され、すべての化石燃料に対して289円/tCO₂の炭素比例の課税を行っている。しかし、この水準は上述の必要価格水準および他の先進諸国と比較して非常に低い。排出量取引については、日本では超過削減量の有償取引を伴う国レベルの制度(後述)は始まっておらず、自治体レベルの制度も現在、東京都と埼玉県が導入しているのみである。ただし、東京都の超過削減量の取引価格は650円/tCO₂程度(2023年8月時点)¹²、埼玉県では第2期削減期間(2015年~2019年)の平均価格は144円/tCO₂¹³であり、他地域のETSと比較して非常に低い水準となっている。さらに、制度の対象事業者のうち、有償排出量取引で義務履行した事業者は全体の数%にとどまるという報告¹⁴もあり、東京都・埼玉県制度における明示的CPIは、事業者に排出削減を促す価格インセンティブとしては機能していないと考えられる。

日本における暗示的カーボンプライシングの概要と課題

続いて、既存の暗示的CPであるFIT・FIP制度および石油石炭税の概要、その経緯と課題について整理する。

暗示的CPの一例として、国が定めた固定価格で電力会社が再エネ源(太陽光、風力、水力、バイオマス、地熱など)を利用して発電した電力を、一定期間にわたり買い取るのがFIT(フィードインタリフ)制度である。買取費用の一部は、再エネ賦課金によって賄われる。再エネ賦課金は、再エネによる発電に伴う高コストを社会全体で負担することで、発電事業者に安定した収入を保証し、再エネの普及を促進することを目的としている。

FIT制度では、電力会社が再エネ発電事業者からの電力を買い取る費用は、電気を利用する企業や家庭の電気料金に再エネ賦課金として上乗せされ、電力消費者が負担している。つまり、FIT制度の新規認定対象となる再エネ発電所が増加し、買取電力量が増加すると、賦課金の総額も増えることになる。さらに、FIT制度における買取価格は通常市場価格を上回るため、市場価格との差額が大きければ賦課金の総額も増加する。

FIT制度が固定価格で電力を買い取る仕組みであるのに対し、2022年4月から開始されたFIP(フィードインプレミアム)制度では、再エネ発電事業者が市場で売電した価格に一定のプレミアム(補助額)が上乗せされる。FIP制度では、市場価格に連動して買取価格が変動することや、発電可能な電力の計画値と実際の発電の実績値を一致させるための「バランスング」のコストを発電事業者が負うこと、需給管理や売電先の検討も自社で行うことなどの仕組みにより、再エネ発電事業者の自立を促す狙いがある。FIP制度は、FIT制度に比べて国民負担が少なくなることが期待されるものの、プレミアムの財源として引き続き電力料金に上乗せ上乗せされる形で再エネ賦課金の徴収は続く。



再エネ賦課金の推移と今後の見通し

再エネ賦課金は2012年度に導入され、初期の単価は0.22円/kWhであったが、再エネの導入拡大に伴い、賦課金は年々上昇し続けている。2024年度には過去最高の3.49円/kWhに達し、導入当初から比べると約16倍に増加している。この賦課金の上昇には、FIT制度での買取電力量の増加が大きく寄与している。2013年度には約1,811万kWhだった買取電力量が、2022年度には約11,350万kWhを超える水準に拡大している。また、買取電力量の実績金額も大幅に増加し、2013年度の約5,791億円から2023年度には約3.93兆円まで膨れ上がっている¹⁵。

FIT制度の導入の結果、再エネ比率は、制度導入当初の10%から2022年度には22.7%に拡大した。第6次エネルギー基本計画では、2030年の電源構成における再エネの発電比率を36~38%にすることを掲げているため¹⁶、今後も再エネ比率の拡大が見込まれる。これに伴い買取電力量もさらに増加するため、2032年度には再エネ賦課金総額は約4.0兆円に到達し¹⁷、再エネ賦課金の単価は4.67円/kWh¹⁸に達すると予測されている。2032年度以降は、制度が始まった2012年から20年間の固定買取期間を満了する(卒FIT)再エネ発電所が増えて行くため、買取電力量も徐々に減少して行くと想定されている。しかし、2022年度から始まったFIP制度の新規認定が続いているため、プレミアムの財源となっている再エネ賦課金は2040年以降も引き続き発生する。その結果、2040年度でも再エネ賦課金総額は約2.6兆円となることが見込まれ¹⁷、再エネ賦課金の単価は3.1円/kWh¹⁸程度になると予想される。

石油石炭税の推移と今後の見通し

石油石炭税は、1978年に燃料の安定的かつ効率的な供給とエネルギー需給構造高度化のための財源確保を目的として導入された。原油および輸入石油製品、ガス状炭化水素(LPGおよびLNG)、石炭に対する上流課税であり、うち石炭の税率は、産業支援および経済的影響緩和のため、他のエネルギー源と比較して低く設定されている。このため、石油石炭税の本則税率においては、単位熱量あたりのCO₂排出量が少ないエネルギーへの転換を促す効果はなく、それ自体は暗示的CPである。この石油石炭税に上乘せられる形で、2012年に温対税が導入された。温対税は、上述の通りCO₂排出量に応じた税率が設定されており、明示的CPとして位置づけられる。温対税を含む石油石炭税収は、2022年度の実績で6,600億円であったが、将来的にはエネルギー政策転換や再エネ普及が進むことにより、減収となることが予測されている。



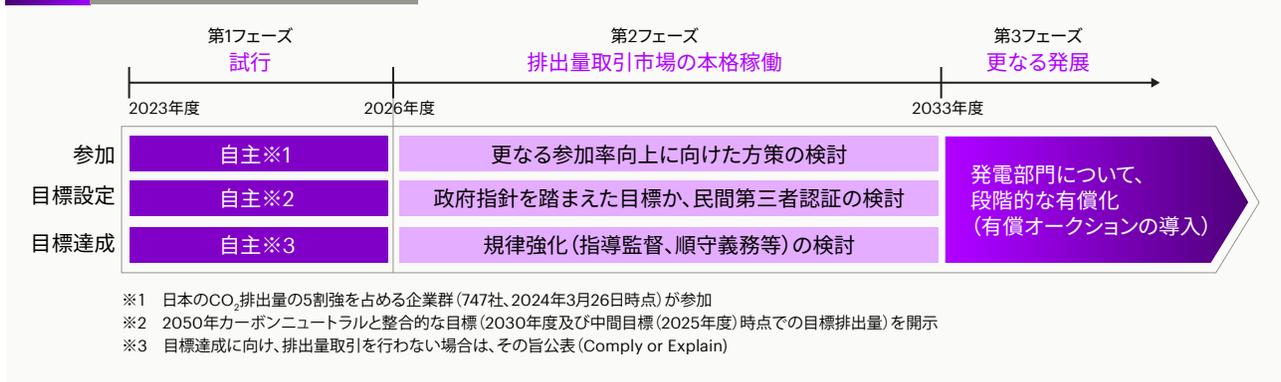
GX推進法により導入される明示的カーボンプライシングの概要

2023年2月に閣議決定された「GX実現に向けた基本方針」では、2050年カーボンニュートラル達成のための「成長志向型カーボンプライシング」の導入が示された。この方針をもとに2023年5月に「脱炭素成長型経済構造への円滑な移行の推進に関する法律」(GX推進法)が成立した。GX推進法により導入される明示的CPは、炭素賦課金制度と排出量取引制度(GX-ETS)を組み合わせたものである。今後10年間で150兆円と試算されたGX投資の呼び水とするために、新たに発行するGX経済移行債20兆円の償還財源として、この2種類の明示的CP制度による収入があてられる。

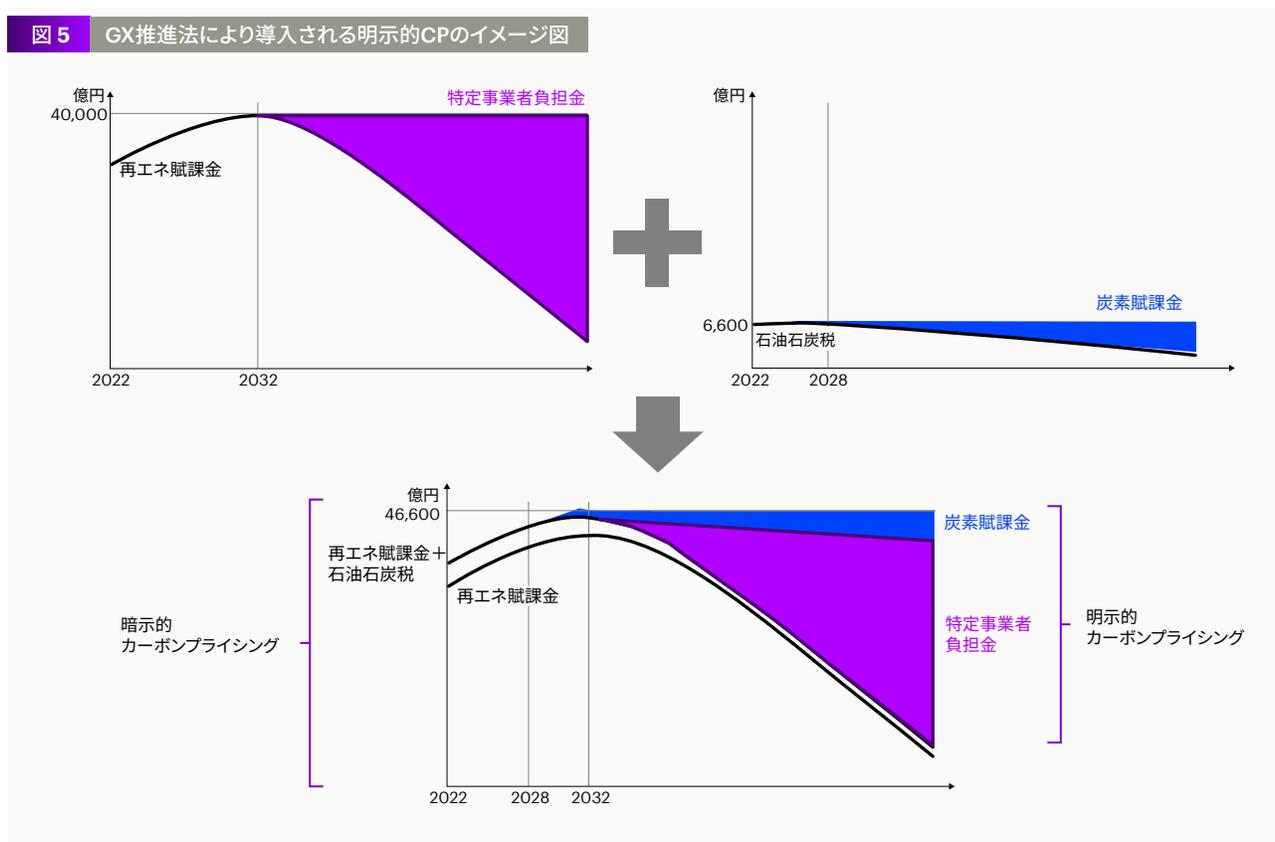
炭素賦課金制度は化石燃料に対する課税であり、電力・ガスや商社といった輸入業者が主な対象となる。燃料の輸入という上流段階での課税は、供給サイドのGX投資を促すことができる一方、最終製品に価格転嫁できない場合、企業のコスト負担が増加する可能性がある。また、転嫁できた場合も製品の価格上昇が国際競争力の低下につながる可能性もあるため、国外への生産移転(カーボンリーケージ)の発生などに留意し、導入時期は2028年ごろとされている。政府案では炭素賦課金は「最初は低い負担で導入し、徐々に引き上げる」としている。

GX-ETSについては、2023年度～2025年度の第1フェーズを排出量取引の自主的な試行と定めている。企業の参加自体が任意であり、目標設定の基準も定められていない。目標達成への対応も企業の自主的な判断に委ねられている。2026年度から2032年度の第2フェーズを通じて段階的に規律を強化することで排出量取引市場が本格化される。さらなる参加率向上に向けた方策や、政府指針を踏まえた削減目標に対する民間第三者認証、目標達成に向けた規律強化(指導監督、遵守義務等)が検討されている。ただし、第2フェーズでは削減目標未達の場合でも未達の理由の説明が許容され、有償の適格クレジットや超過削減枠の購入は任意となる。2033年度からの第3フェーズでは、発電部門に対して段階的な有償オークション方式による排出枠の割当てと、その量に応じた特定事業者負担金の徴収が開始される見込みである¹⁹。

図4 GX-ETSの段階的導入イメージ²⁰



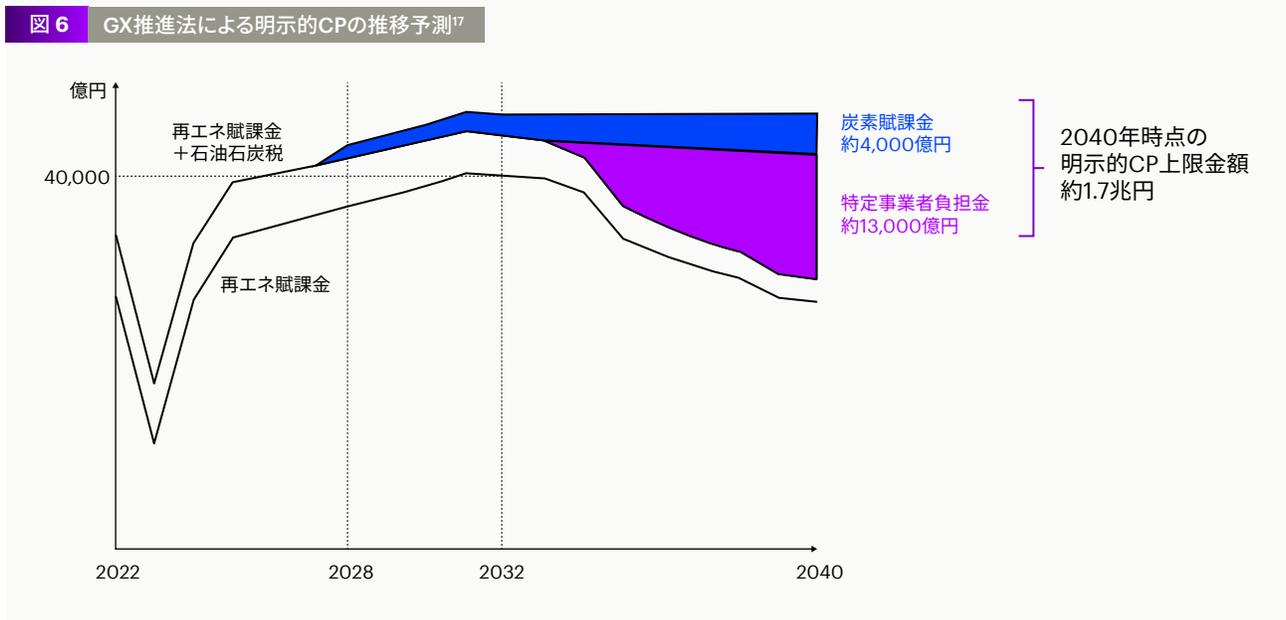
炭素賦課金と特定事業者負担金の総額は、GX推進法の第4章に規定されている通り、既存の石油石炭税と再エネ賦課金が減少する範囲内に限定されている。2028年度ごろから導入が予定されている炭素賦課金の総額の上限は、2022年度と比較した石油石炭税の減少幅に設定される。また、2033年以降に始まる特定事業者負担金の総額の上限は、2032年度と比較した再エネ賦課金の減少幅に設定される(図5)。



このような制度設計において、炭素賦課金と特定事業者負担金がエネルギー販売価格に転嫁(上乘せ)された場合、需要家の負担は現行の再エネ賦課金と石油石炭税の負担額の範囲内で置き換わる。すなわち、暗示的CPから明示的CPへ置き換わって行くこととなる。

国民負担分の再エネ賦課金総額は、FIT・FIP電力買取総額から再エネ電力の販売収入に相当する回避可能費用を差し引くことで算定される。この再エネ賦課金総額の将来見通しと、2050年ネットゼロに向けた化石燃料の消費減少の想定に基づき、再エネ賦課金総額と石油石炭税の税収を推計することにより、これらが明示的CPに置き換わった場合の上限金額を見積もることができる。

明示的CPの上限金額は、炭素賦課金制度が開始される2028年度で約1,400億円、特定事業者負担金の徴収が開始される2033年度で約2,800億円、2040年度には約1.7兆円になると見込まれる。この上限金額が大きく増加するのは、再エネ賦課金の減少幅が大きくなる2035年度以降となる(図6)。



前述の発電コストと卸電力価格の見通しも踏まえると、この制度設計下で炭素比例の排出コストが発生することで、排出量削減へのインセンティブが働く結果、実際に再エネの電力価格が一般的な電力価格に対して優位性を持つのは現在から10年以上先になると見込まれる。GX推進法が想定するCPメカニズムの現行の導入スケジュールでは、国内の需要家が足元で再エネの長期契約を締結するインセンティブとしては不十分である。今後、長期間にわたりエネルギー需要家に行動変容を促す水準の炭素価格が実現しない状況は、民間主導の再エネ導入の拡大を阻害していると指摘できる。

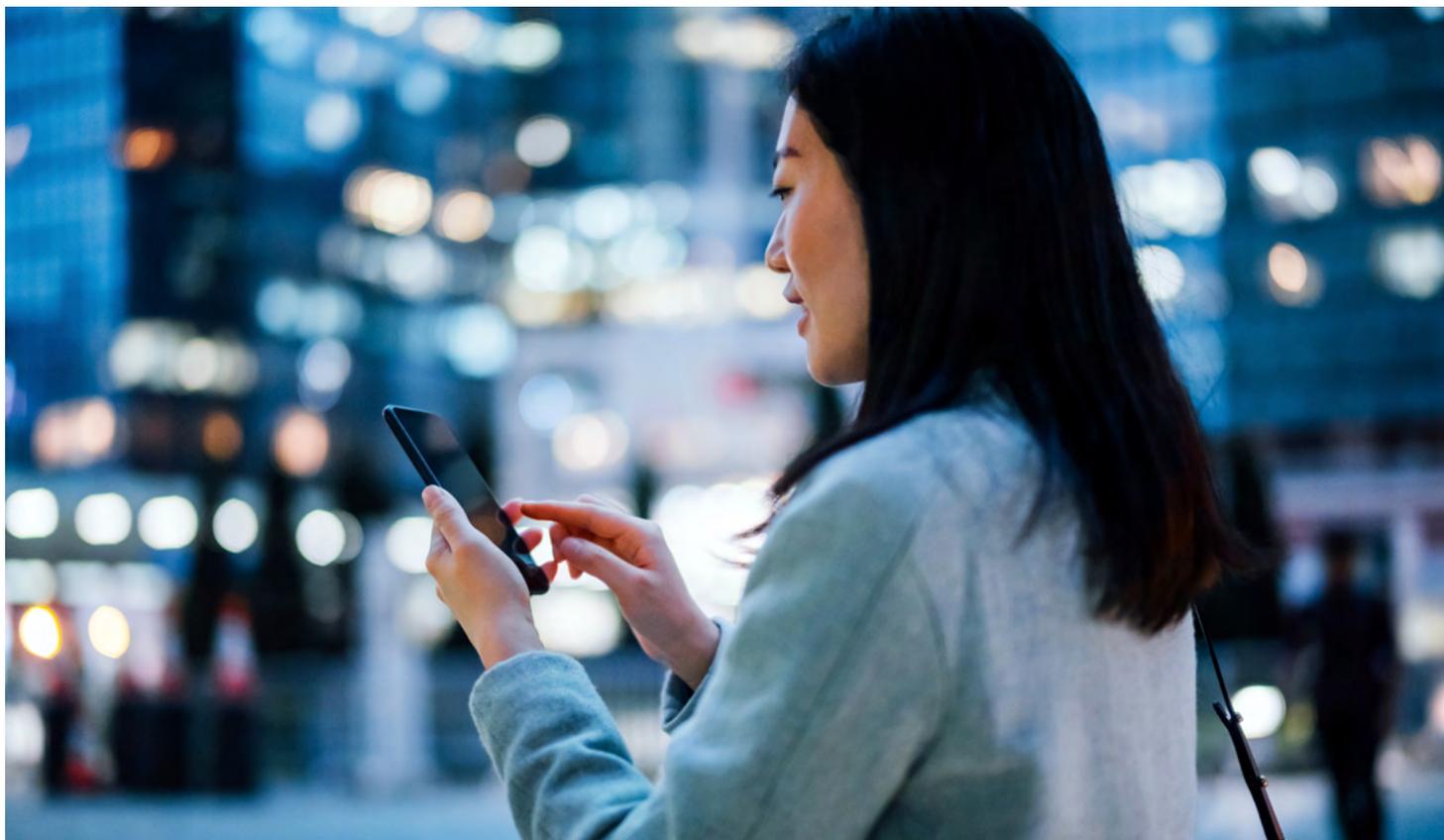


再エネ賦課金の構造と課題

再エネ賦課金の負担構造

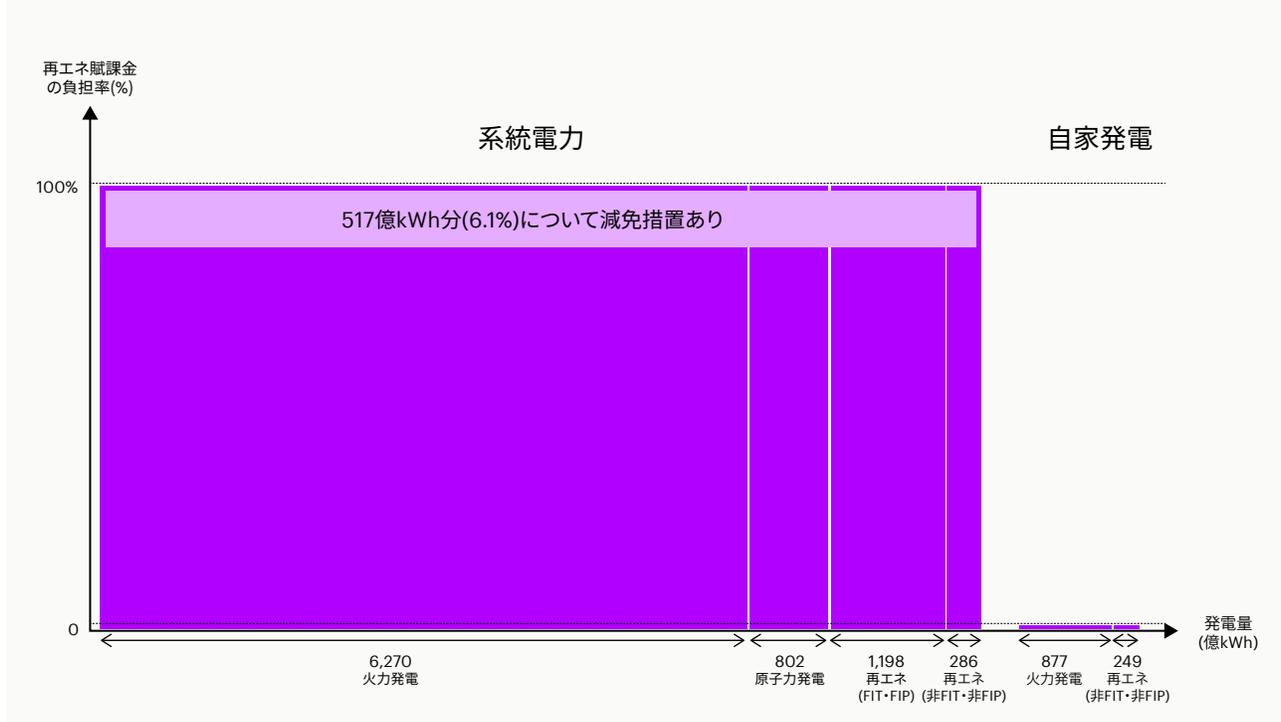
現行の再エネ賦課金制度では、再エネの導入コストを広く分担するため、小売電気事業者と契約しているすべての需要家（以下、再エネ賦課金負担者）が系統電力の使用量（kWh）に応じて電気料金の一部として賦課金を負担している。しかし一方で、電力多消費事業者の国際競争力の維持・強化を目的として、賦課金の減免制度が設けられており、特定の要件を満たせば20%～80%の範囲で賦課金の減免措置が適用される²¹。2023年度においては、系統電力の6.1%を占める517億kWh²²分について賦課金が減免されているため、それ以外の電力利用者が減免分の賦課金を負担している。

また、自家発電・自家消費や自己託送を行っている需要家は、電力系統を利用していないため、再エネ賦課金を負担していない。自己託送とは、自社または関連会社の発電所で発電した電力を、一般送配電事業者の送電網を利用して、自社の別の事業所や関連会社に送電する制度であり、自家消費の対象と場所の範囲を広く認めることで自家発自家消費を促進する狙いがある。ただし、自己託送が再エネ賦課金を免除されることから、本来の自家消費とは乖離した運用による再エネ賦課金逃れとして利用される例も指摘されており、最近では要件の厳格化が検討され始めている²³。



近年、事業で使用する電力の100%を再エネで賄うという高い目標にコミットする企業が現れている（例えばRE100²⁴加盟企業など）。追加性のある再エネ電力の大規模な購入を実現するために、需要家が発電事業者から相対取引で再エネ電力を購入するコーポレートPPAが活発になってきている。オンサイトPPAの場合、同一敷地内または自営線による配電であるため、再エネ賦課金の負担は発生しない。しかし、オフサイトPPAの場合、小売電気事業者から買電することになるため、需要家は再エネ賦課金を負担することになる。この場合、需要家は再エネの導入コストを直接反映した高い電力単価で購入しているうえに、再エネ賦課金もそれに上乗せされた形で負担していることになる（図7）。

図7 供給形態及び電源別の再エネ賦課金の負担構造²⁵



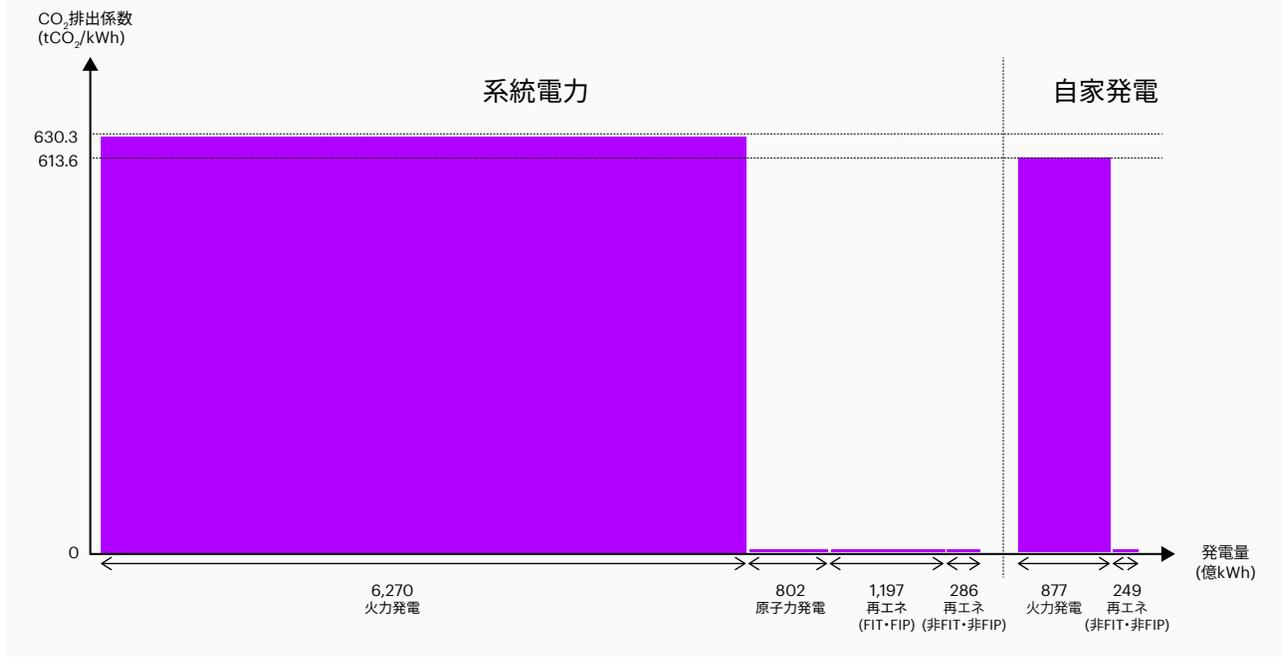
FIT・FIP制度による環境価値の受益構造

発電由来CO₂排出量の帰属構造

電源となる燃料種によって発電量当たりのGHG排出量は異なる。この排出係数は、石炭、石油、天然ガスの順に小さくなる。非化石電源である原子力や、再エネ由来の電力は、発電時にGHGであるCO₂を排出しない。発電量を横軸に、排出係数を縦軸にとって模式化すると以下のようなになる（図8）。

CO₂の大気排出が気候変動の要因であり、経済社会や自然環境に被害をもたらされるという因果関係を前提にすると、CO₂排出量は社会的コストとして捉えることができる。前述の通り、現状では炭素比例の価格付けが実効性のある形で導入されていない日本において、CO₂排出係数の大きい化石燃料由来の電力を利用することは、相応の社会的コストの負担を免れていることになる。

図8 供給形態及び電源別のCO₂排出量の帰属構造²⁶

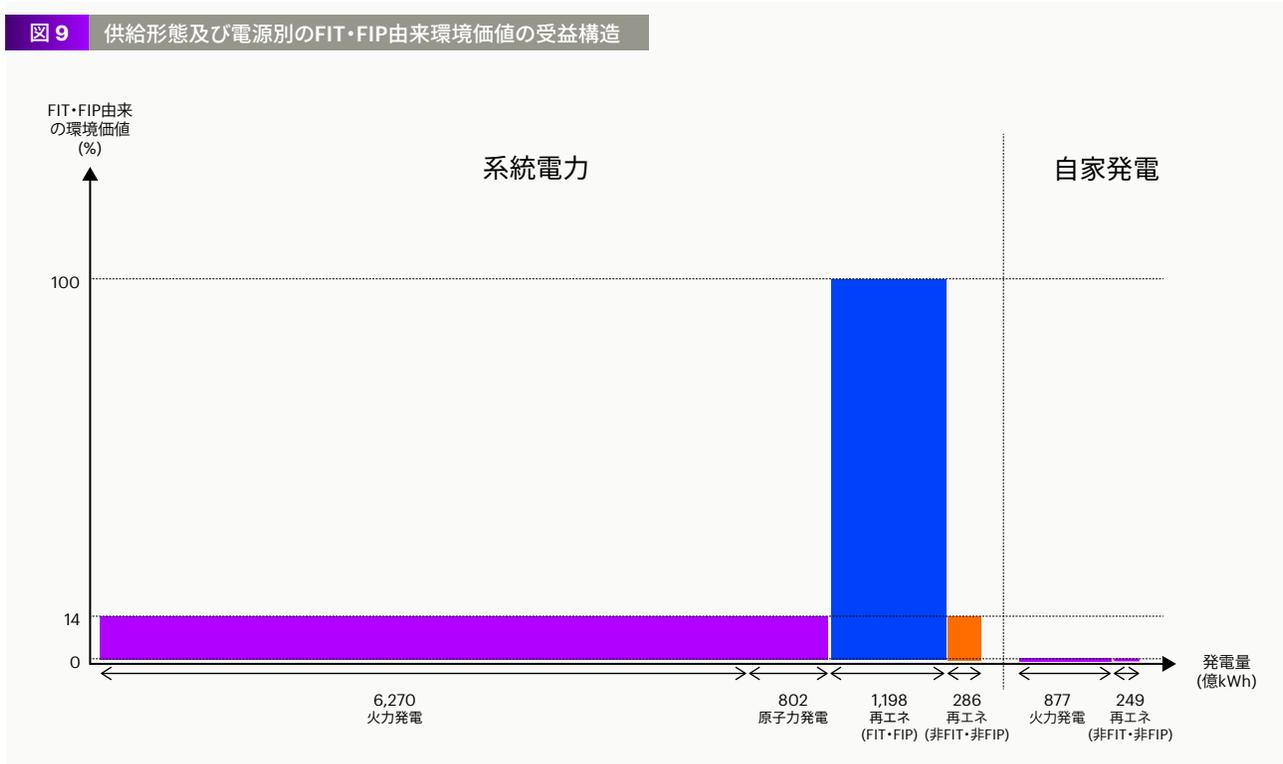


環境価値の受益構造

原子力や再エネによって作られた電力には、発電時に化石燃料を使用せず、大気中のCO₂を増加させないという付加価値、すなわち環境価値が存在する。FIT・FIP制度により創出された再エネ電力由来の環境価値を、再エネ賦課金を負担している系統電力の利用者に等しく分配する目的で、固定買取制度による買取電力量で調整した排出係数が公表されている。需要家側は、この調整後排出係数を適用することで、電力量に応じた環境価値を享受しているとみなすことができる。また需要家は、環境価値付きの電力メニューを利用することにより、最大100%の環境価値を享受することもできる。



一方、FIT・FIP制度を利用せずにオフサイトPPAにより再エネ電力を購入した場合、本来の再エネ電力の環境価値100%が得られることに加え、理論上、再エネ賦課金を負担していることによるFIT・FIP電力の環境価値も配賦されることになる。しかし、非FIT・非FIP再エネを購入する需要家、特に環境価値の品質を重視する需要家にとっては、再エネ賦課金負担に伴う環境価値(図9 オレンジ色部分)が受益とはならない可能性がある。



現行のFIT・FIP／再エネ賦課金制度を、電力利用者にとっての負担と受益の観点から整理すると、上述の通り受益者負担の原則から外れた構造的な歪みがあるといえる。政府も「再エネの最大限の導入と国民負担の抑制の両立」を目指し、GX推進法に基づき炭素賦課金制度と特定事業者負担金を導入し、CO₂排出量に応じた負担構造への移行を進めている。しかし、前述の通り、GX推進法が想定するCPメカニズムの現行の導入スケジュールでは、国内の需要家が再エネの長期契約を締結するインセンティブが不十分な状況が長期間に渡り持続することになる。再エネ導入コストの公平な分担を図るためにも、再エネ賦課金の負担構造を見直す必要がある。

カーボンプライシングのシミュレーション

前章の課題を改善し、需要家のニーズに応じて再エネの普及を拡大させるための方法として、明示的CPを導入することが考えられる。明示的CPを早期に導入することで、需要家の再エネ電力購入のインセンティブが高まる可能性がある。本章ではGX推進法で予定されている明示的CPが導入された場合と、2025年度から再エネ賦課金を明示的CPに50%、100%置き換えた場合を比較し、明示的CPの規模や導入時期が、需要家による再エネオフサイトPPAの長期契約における意思決定にどのような影響を与えるかを考察する。

シミュレーションの条件とケース設定

GX推進法では、現行の石油石炭税と再エネ賦課金の負担額（暗示的CP）の範囲内で、炭素賦課金と特定事業者負担金（明示的CP）が徴収される予定である。現在検討されている制度設計によれば、GX推進法による明示的CPが卸電力価格に含まれることになる。一方、オフサイトPPAの需要家コストは、再エネ賦課金が暗示的CPから明示的CPに置き換わった分だけ下がる。そのため、卸電力市場で電力を購入する需要家と、オフサイトPPAで電力を購入する需要家の間で、長期的な電力購入コストについて、異なる見通しを持つことが予想される。ここでは、現実的な市場の振る舞いを踏まえた簡易的なシミュレーションにより、GX推進法による明示的CPの導入時期と規模が需要家の電力購入コストに与える影響を試算する。

シミュレーションを実施するにあたり次の条件は全ケースに共通とする：

- オフサイトPPA固定売電価格（15年間）：9円/kWh²⁷
- 卸電力価格：7円/kWh²⁷
- 電力量：2023年度の発電量実績で期間中一定
- GX推進法による特定事業者負担金と炭素賦課金の総額：卒FIT・FIPの見通しと、2050年ネットゼロに向けた化石燃料消費減少の予測に基づき、2040年までの再エネ賦課金の総額と石油石炭税の税収を推計。これらが、GX推進法の規定内で最大限まで特定事業者負担金と炭素賦課金に置き換わると想定し、その上限額を見積もった（p.13, 図6参照）。
- 市場を通じた電力購入の際に需要家が支払うコスト：卸電力価格に明示的CP（炭素賦課金と特定事業者負担金）が上乗せされた金額に、再エネ賦課金を加算
- 再エネ購入の際に需要家が支払うコスト：オフサイトPPA固定売電価格に、再エネ賦課金を加算（簡略化のため、託送料・手数料は考慮しない）
- 再エネ賦課金のkWh当たりの価格：各年度の再エネ賦課金総額を電力量（2023年度の発電量実績）で除した金額とする。

これらの条件をもとに、明示的CPの導入タイミングと、暗示的CPから明示的CPへの置き換え割合が異なる3つのケースを想定してシミュレーションを実施した：

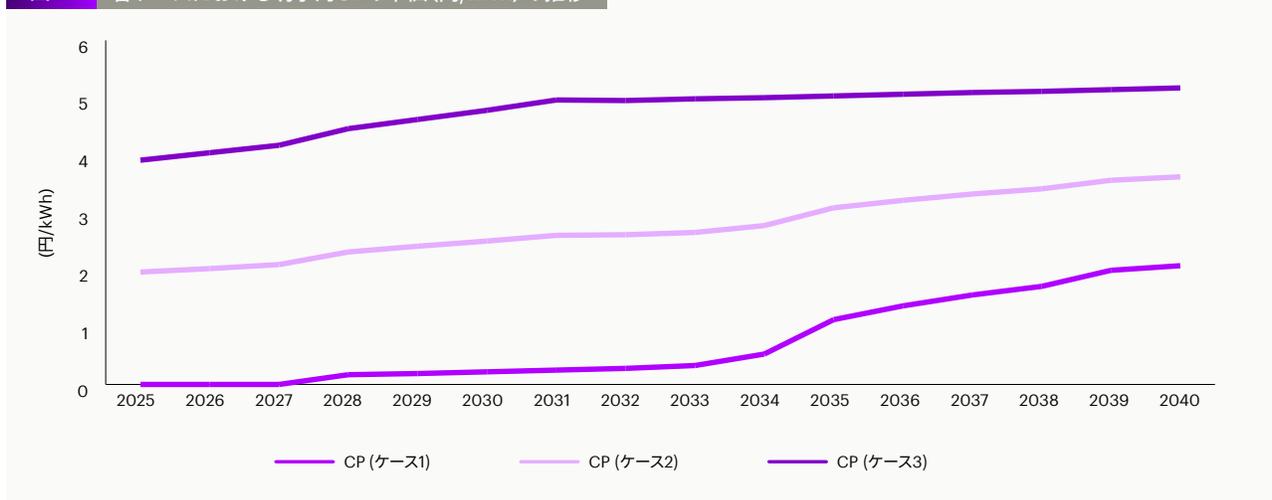
- ケース1: GX推進法で予定される明示的CP (2028年度に炭素賦課金、2033年度に特定事業者負担金)の導入
- ケース2: ケース1に加えて2025年度から再エネ賦課金の総額50%を明示的CPに置き換えた場合
- ケース3: ケース1に加えて2025年度から再エネ賦課金の総額100%を明示的CPに置き換えた場合

シミュレーション結果

各ケースにおける明示的CPの単価(円/kWh)の推移

GX推進法で予定されている明示的CP(ケース1)が導入された場合、再エネ賦課金の減少幅が大きくなる2035年度以降に明示的CPの単価が大きく上昇して行く。2025年度から再エネ賦課金の総額50%を明示的CPに置き換える場合(ケース2)と、2025年度から再エネ賦課金の総額100%を明示的CPに置き換える場合(ケース3)では、当然ではあるが、2034年度よりも早い時期からケース1の明示的CPの単価を上回る。

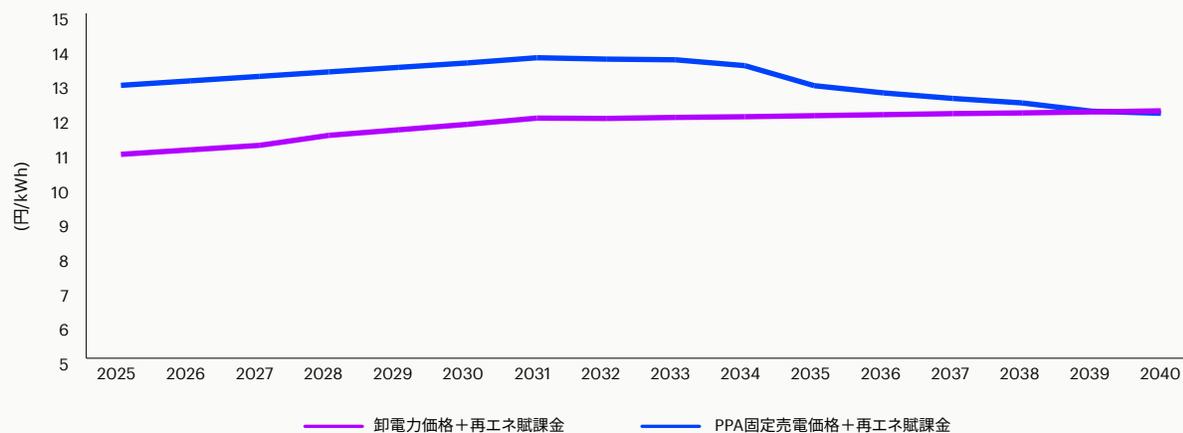
図10 各ケースにおける明示的CPの単価(円/kWh)の推移



ケース1: GX推進法で予定される明示的CPの導入

現行のGX推進法では、前述のとおり2028年度に炭素賦課金、2033年度に特定事業者負担金が導入されるため、それ以降はGX推進法による明示的CPが卸電力価格に含まれる。また、再エネ賦課金は2032年頃をピークに減少するため、それ以降は卸電力価格およびPPA固定売電価格に上乗せされる再エネ賦課金は減少して行く。ただし、前述の通り、オフサイトPPAにおいては再エネ賦課金を負担するため、再エネ購入コストの相対的な低下は2040年まで見込めず、その間、需要家にとっての再エネ購入のインセンティブが高まらない状態が続く。

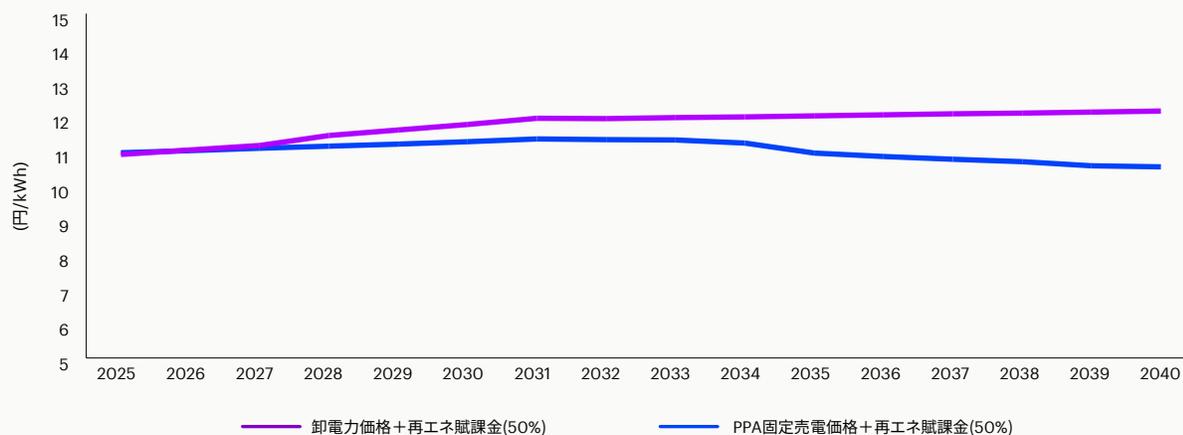
図 11 ケース1における2025年度から2040年度までのPPA固定売電価格と卸電力価格の比較



ケース2:2025年度から再エネ賦課金の総額50%を明示的CPに置き換える場合

2025年度から再エネ賦課金総額の50%を明示的CPに置き換えて卸電力価格に含めた場合、PPA固定売電価格+再エネ賦課金(50%)の価格の足下の水準は約11円/kWhと見込まれる(図12)。その後もさらに再エネ賦課金の負担額が下がっていくため、再エネPPAによる電力調達の競争力が増していく。これには、再エネが豊富に供給され、買い手(需要側)の交渉力が売手(供給側)のそれを上回っている必要があるが、その場合、需要家の再エネ電力購入のインセンティブは必然的に高まることが予想される。

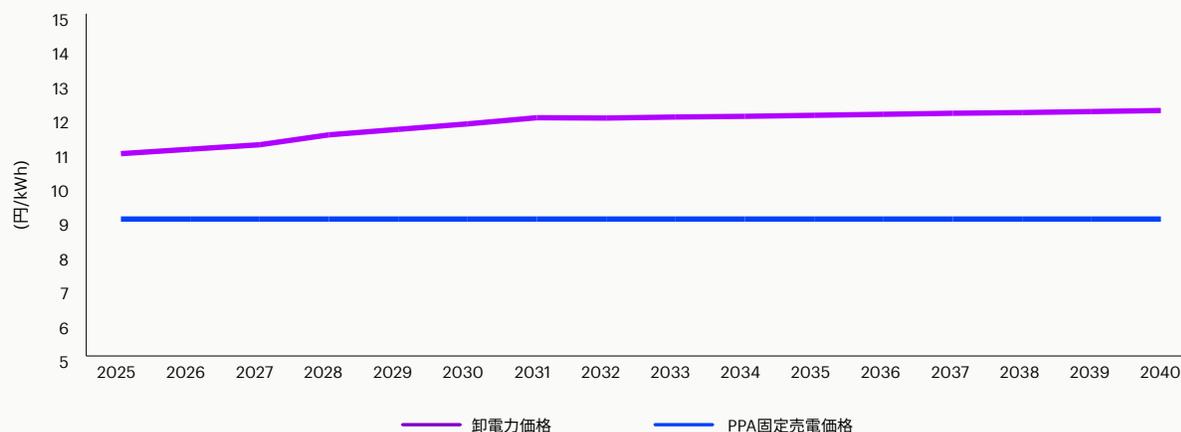
図 12 ケース2における2025年度から2040年度までのPPA固定売電価格と卸電力価格の比較



ケース3:2025年度から再エネ賦課金の総額100%を明示的CPに置き換える場合

2025年度から再エネ賦課金総額の100%を明示的CPに置き換えて卸電力価格に上乗せした場合、PPA固定売電価格は9円/kWhで購入が可能となる。明示的CP導入時点から、再エネPPAが足下の卸電力価格を下回る価格となることから、ケース2よりもさらに需要家の再エネ購入インセンティブが高まることは明らかである(図13)。

図13 ケース3における2025年度から2040年度までのPPA固定売電価格と卸電力価格の比較



カーボンプライシングの早期導入が民間PPA拡大に与える影響

上述のケース1～3のシミュレーションより得られるインサイトとしては以下の通りである：

- 現在GX推進法で予定されているCP導入の時期は遅く、金額も小さいため、卸電力価格が上昇する時期は今から10年以上先となるため、需要家は再エネPPAの長期契約に踏み切る判断をしにくい。
- 公平な排出コスト負担を実現するCPを、現在GX推進法で予定されている時期よりも前倒しで導入することで、需要家の再エネ電力購入インセンティブが高まる可能性がある。
- CPの導入規模としては、現行制度における再エネ賦課金や石油石炭税の負担水準の半分であっても、早期に導入すれば再エネPPAの相対的な競争力向上をもたらす効果が期待できる。

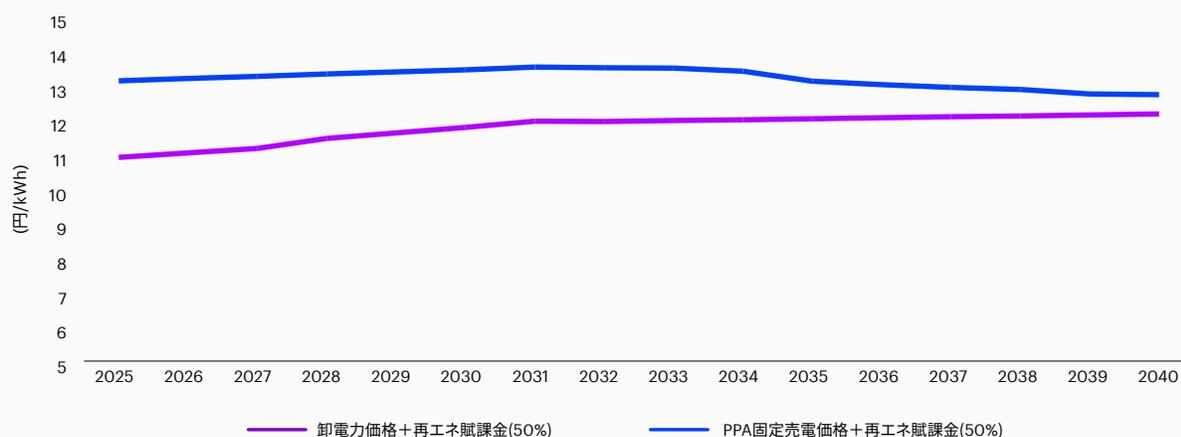
再エネ需給バランスに明示的CP導入の影響が及ぶ場合の懸念

上述のシミュレーションは、再エネ供給量に制約がなく、買い手の交渉力が強い場合を想定しているが、再エネの供給量に様々な原因で制約がある場合、現実的にはp.7で述べた通り市場の需給の影響を受け、売手の交渉力が買い手のそれを上回ることが予想される。こうした状況が生じると、将来の卸電力価格の上昇分を見込んで、オフサイトPPA固定売電価格の水準が引き上げられる可能性が高い。

PPA固定売電価格が明示的CP導入により予測される卸電力価格上昇の範囲で設定される場合、ケース2で想定する再エネ賦課金(50%)との合計価格は、13円/kWh前後で推移することも考えられる(図14)。このような状況になると、供給側の再エネ投資インセンティブは高まるが、需要家の購入インセンティブがどうなるかは不透明である。

図 14

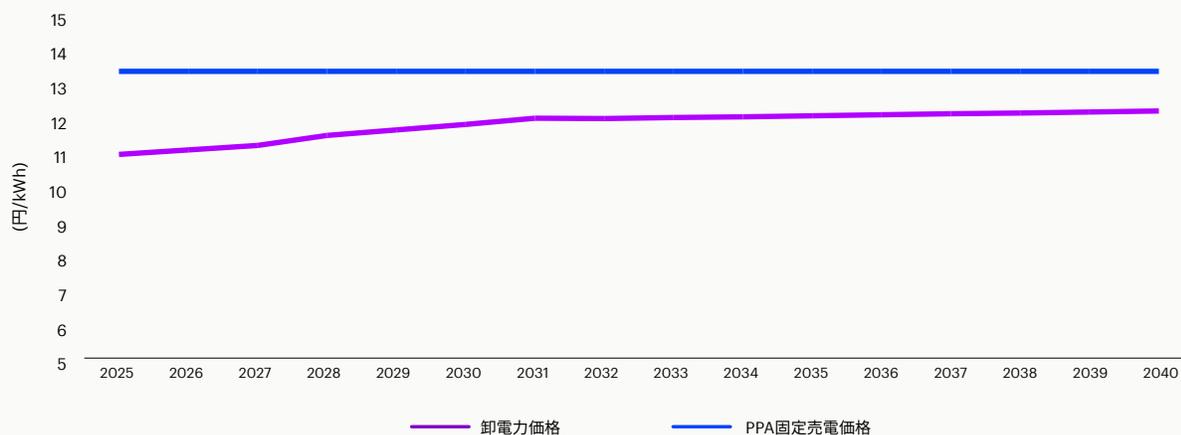
ケース2における2025年度から2040年度までのPPA固定売電価格と卸電力価格の比較
(卸電力価格の上昇に合わせてオフサイトPPA固定売電価格が上昇する場合)



ケース2と同様に、卸電力価格の上昇にオフサイトPPA固定売電価格が連動する場合、ケース3においてはPPA固定売電価格は最大で約13.5円/kWhとなる(図15)。

図 15

ケース3における2025年度から2040年度までのPPA固定売電価格と卸電力価格の比較
(卸電力価格の上昇に合わせてオフサイトPPA固定売電価格が上昇する場合)



卸電力価格が上昇すれば、それに連動してPPAの電力価格が上昇することは起こりうる。もちろん、卸電力価格に明示的CP込みの化石燃料由来の発電価格と、明示的CPが課せられない再エネや原子力などのCO₂フリー電源由来の発電価格が区別されていれば、このようなことは原理的には起こりえない。そうならない場合において、明示的CP導入による卸電力価格上昇分が供給側でPPA固定売電価格に上乘せされる懸念をここでは指摘するものである。

Conclusion

先進国の一部で脱炭素社会への移行が進むなか、日本においては、有力な脱炭素化施策のひとつである再エネ電力の普及が十分に進んでいない。2023年に成立したGX推進法で、日本における初めての本格的な明示的CP導入が決定したが、明示的CP導入が本格化するタイミングは遅く、負担の構造に問題が大きい再エネ賦課金も継続される予定である。現行で予定されている施策では、再エネ購入コストの相対的な低下が見込めない可能性があるため、需要家が早期に再エネ電力を購入するインセンティブを高めることが難しい。

本レポートでも示したように、公平な排出コスト負担を実現する明示的CPを、現在予定されている時期よりも早期に導入することで、市場に存在する排出コスト負担のミスマッチを是正し、市場電力と比較した相対的な再エネPPAの競争力を高めることができる。これにより、需要家の再エネ電力の購入につながれば、日本における再エネ導入比率を高めることに資する。このことから、日本の脱炭素化推進に向けて、明示的CP導入の早期化を期待する。

Contributing Team



Naoki Tatsumi

Managing Director
Accenture Strategy & Consulting,
Consulting



Atsuko Watanabe

Senior Manager
Accenture Strategy & Consulting



Masaki Goto

Manager
Accenture Strategy & Consulting



Yohei Ohhashi

Manager
Industry X

References

- 1 明示的CPは、炭素税や排出量取引 (ETS) など、排出される炭素の量に比例して課金されるCPを指す。一方、暗示的 CPは、省エネや再エネ普及など間接的にGHG削減に寄与するCPを指し、再エネ賦課金は暗示的CPに含まれる (p.8-9参照)。
- 2 Liu, Z., Deng, Z., Davis, S.J. et al.2024.Global carbon emissions in 2023. nature reviews earth & environment [website] <https://www.nature.com/articles/s43017-024-00532-2#citeas>.
- 3 経済産業省.2024.令和4年度(2022年度)におけるエネルギー需給実績(確報)
- 4 IEA.2020.Projected Costs of Generating Electricity 2020.IEA[website] <https://www.iea.org/reports/projected-costs-of-generating-electricity-2020>, Licence: CC BY 4.0.
- 5 経済産業省.2021.令和3年9月 基本政策分科会に対する発電コスト検証に関する報告
- 6 IEA.2024.World Energy Outlook 2023 Free Dataset.IEA[Website] <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/world-energy-outlook-2023-free-dataset-2>, Licence: CC BY NC SA 4.0.
- 7 経済産業省.2024.電力・ガス小売全面自由化の進捗状況について
※2024年度の平均価格は2024年7月1日時点までの価格
- 8 実際の契約価格等諸条件は個別の供給契約内容をお確かめください。
- 9 環境省.2018.「カーボンプライシングのあり方に関する検討会」取りまとめ
- 10 CPLC.2017. Report of the High-Level Commission on Carbon Prices.
- 11 World Bank Group. State and Trends of Carbon Pricing Dashboard. WB[Website] <https://carbonpricingdashboard.worldbank.org/>, (accessed 10 September 2024)
- 12 東京都環境局.2023.温室効果ガス排出総量削減義務と排出量取引制度取引価格の参考気配について
- 13 埼玉県環境部温暖化対策課.2022.埼玉県目標設定型排出量取引制度の第2削減計画期間における排出量取引等の状況
- 14 若林雅代,木村幸.2018.東京都の排出量引制度の評価 電力経済研究No.65
- 15 経済産業省.再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法 情報公表用ウェブサイト. 経済産業省[Website] <https://www.fit-portal.go.jp/PublicInfoSummary>, (accessed 10 September 2024)
- 16 経済産業省.2021.2030年度におけるエネルギー需給の見通し
- 17 2024年度分までは実績値、それ以降の数値は第6次エネルギー基本計画等のもとに、「固定価格買取制度 (FIT) による買取総額・賦課金総額の見通し (2017年版) 」(電力中央研究所)の筆者が推計した。
- 18 2032年度の再エネ賦課金推定総額を2023年度の系統電力量の合計(kWh)で除した値を再エネ賦課金単価として推計。
- 19 経済産業省.2023.GX実現に向けた基本方針〜今後10年を見据えたロードマップ〜
- 20 経済産業省.成長志向型カーボンプライシング構想. 経済産業省[Website] https://www.meti.go.jp/policy/energy_environment/global_warming/GX-league/gx-league.html, (accessed 10 September 2024)
- 21 経済産業省.賦課金減免制度について
- 22 経済産業省.2023.2023年度減免措置の認定を受けた事業所に係る情報の公表
- 23 経済産業省.2023.再エネ導入の拡大に向けた今後の自己託送制度の在り方について
- 24 「Renewable Energy (再エネ) 100%」を目指す国際的イニシアチブ。追加性を重視する再エネ調達手法の要件を定めている。世界中の幅広い業種の需要家企業が参加している。
- 25 負担・受益構造の整理を行うにあたり、電力を下記の通り分類した (図7〜9共通)。
 - ・供給形態に応じて系統電力と自家発電に分類
 - ・系統電力は火力、原子力、FIT・FIP制度を利用している再エネ、同制度を利用していない非FIT・非FIPの再エネに分類
 - ・自家発電は火力発電と非FIT・非FIPの再エネに分類
- 26 図8の火力発電のCO₂排出係数は、ガス、石油、石炭それぞれの電源由来の発電量 (2023年度実績) に燃種別の排出係数を乗じて求めたCO₂排出量を合計し、系統電力における火力発電および自家発電における火力発電のそれぞれの合計発電量で除することで係数を概算している。個別の発電設備による発電効率の違いなどは考慮していない。
- 27 オフサイトPPA固定売電価格は、最近の価格傾向や長期金利を踏まえた割引率などを考慮し、卸電力価格との価格差が2円/kWhになるようにアクセシビリティで設定。

About Accenture

Accenture is a leading global professional services company that helps the world's leading businesses, governments and other organizations build their digital core, optimize their operations, accelerate revenue growth and enhance citizen services—creating tangible value at speed and scale. We are a talent and innovation led company with 738,000 people serving clients in more than 120 countries. Technology is at the core of change today, and we are one of the world's leaders in helping drive that change, with strong ecosystem relationships. We combine our strength in technology with unmatched industry experience, functional expertise and global delivery capability. We are uniquely able to deliver tangible outcomes because of our broad range of services, solutions and assets across Strategy & Consulting, Technology, Operations, Industry X and Accenture Song. These capabilities, together with our culture of shared success and commitment to creating 360° value, enable us to help our clients succeed and build trusted, lasting relationships. We measure our success by the 360° value we create for our clients, each other, our shareholders, partners and communities.

Visit us at www.accenture.com.