

環境対策財団 委託「2030年のエネルギー・温暖化問題に関する研究」報告書 概要

2023年3月10日

(公財)地球環境産業技術研究機構

2015年末の気候変動枠組条約第21回締約国会議(COP21)で合意された「パリ協定」が2016年11月に発効した。2021年11月に英国グラスゴーで開催された第26回締約国会議(COP26)では、パリ協定の詳細ルールの策定の内、先送りされていた協定6条に関する市場メカニズムに関連したルールも合意された。2023年には第1回グローバルストックテイクが予定され、パリ協定の目標に向けた各国の気候変動対策の進捗やNDC達成に向けた実現可能性などについて、議論がなされてきている。

日本政府は、2019年6月に「パリ協定に基づく成長戦略としての長期戦略」を策定し、そこでは「21世紀後半のできるだけ早い時期に実質ゼロ排出を目指す」とした。そして、2020年10月には、菅首相が所信表明演説で「2050年カーボンニュートラル、脱炭素社会の実現を目指す」と宣言した。そして、2020年12月に経済産業省が中心になって、「グリーン成長戦略」を策定した。そして、2021年4月には、2030年の温室効果ガス排出削減目標を2013年度比26%減から46%減、更に50%減の高みを目指す深堀を行った。2021年10月には、第6次エネルギー基本計画が閣議決定され、また、地球温暖化対策計画、および、パリ協定に基づく成長戦略としての長期戦略についても改定し閣議決定された。2022年はエネルギー安全保障・安定供給の問題が顕在化した。ロシア・ウクライナ情勢からの化石燃料価格高騰や、2022年3月の電力需給逼迫等により、改めてエネルギー安全保障・安定供給の課題を再認識し、2023年2月には「GX(グリーントランスフォーメーション)実現に向けた基本方針」が閣議決定された。

このように、大きな課題を抱えながらも、エネルギー・気候変動政策は進んできており、既存の政策の延長線上でどの程度の排出削減が可能で、追加的にどの程度の排出削減のための政策強度が必要になるのか、そして、そのための費用と経済影響はどの程度なのかを検討することの重要性が一層増してきている。

本研究では、まず、経済動向や将来の経済見通し、および、直近の化石燃料価格高騰を踏まえた情勢の想定の下、ベースラインにおける排出量の見通しを推計した。その上で、FIT/FIP、高度化法(2030年の非化石電源比率44%)、非効率石炭火力フェードアウトの規制的措置、新築住宅の断熱基準(2025年以降の義務化など)、省エネ法など、既存の政策による期待される排出削減量を、技術積み上げ型のエネルギー・温暖化対策評価モデルDNE21+によって推計を行った。また、それぞれの政策下での排出削減費用、それら政策全体での排出削減費用の推計も行った。その上で、▲46%を費用最小で達成する場合と、これら政策の積み上げによって▲46%を達成する場合との費用比較を行った。

特段のエネルギー・気候変動政策を想定しないベースラインでは、原発の再稼働等によって2013年比では▲14%程度と推計される。新築住宅の断熱性能向上の規制的措置によって、1%ポイント程度深堀され、▲15%程度が見込まれた。省エネ法強化による省電力ではベースライン▲14%に対して、▲25%程度の達成が見込まれる。電源構成の目標等は削減幅が大きく、▲29%程度(ベースライン比では15%ポイント程度の低減効果)と推計された。3つの想定政策を同時に想定した、「コンビネーション」ケースでは、当然ながら各政策の削減効果の足し合わせとはならず、▲31%程度となり、発電部門対策の▲29%から2%ポイント程度の深堀となると推計された。

NDC 排出削減目標である▲46%の達成を想定した場合、「コンビネーション」ケース下では費用は 41.9 billion US\$/yr と推計される一方、電源構成の制約を考慮しない費用最小化であれば、32.2 billion US\$/yr まで抑制される。様々な政策によって、費用効率的な対策から乖離してくる可能性が示唆された。

表 GHG 排出量と CO₂削減費用（2030 年）

		GHG排出量 [2013年比%]	CO ₂ 削減費用 [billion US\$/yr]	電力限界費用 [US\$/MWh]
ベースライン		▲14%	-	103.9
政策ケース- 再エネ技術標準	発電部門対策	▲29%	27.3	172.8
	新築住宅断熱性向上	▲15%	-5.6	103.3
	省電力	▲25%	17.1	253.5
	コンビネーション	▲31%	25.5	253.5
政策ケース- 再エネ技術進展	発電部門対策	▲29%	22.0	151.2
	新築住宅断熱性向上	▲15%	-5.4	101.3
	省電力	▲25%	17.2	253.5
	コンビネーション	▲31%	23.4	253.5
NDCケース- 再エネ技術進展	発電部門対策	▲46%	46.2	223.8
	省電力	▲46%	43.2	253.5
	コンビネーション	▲46%	41.9	253.5
	費用最小化	▲46%	32.2	161.9

また、エネルギー経済モデル DEARS によっても、DNE21+の分析結果を一部援用しながら、既存政策の積み上げによる排出削減時のマクロ経済への影響を推計するとともに、それを▲46%を費用最小で達成する場合のマクロ経済影響と比較評価した。発電部門での対策が難しい場合、発電部門以外での排出削減対策として、需要の一層の低下が必要となり、経済影響はより悪化する。原発比率を20%から15%、10%まで低下させると、▲46%ケースの GDP ロスはそれぞれ 5.2%、6.2%と推計された（原発比率 20%ケースからそれぞれ約 6 兆円、約 14 兆円の増加）。一方、エネルギー安全保障などを考慮せずにモデル最適化の下で電源構成（原子力以外）が決定されると想定した場合には、エネルギー安全保障なども考慮された第 6 次エネルギー基本計画の各電源構成固定の場合よりも、46%排出削減目標に必要な GDP ロスは約 2.1%と推計され、マクロ経済影響へのダメージが大きく軽減されうることを示した。

日本政府は、2023 年 2 月に「GX 実現に向けた基本方針」を閣議決定したが、そこでは、排出量取引制度である GX-ETS や、炭素税に近い炭素に対する賦課金の導入方針も盛り込まれた。これらの政策を含めて、▲46%にアプローチしていくこととなるが、本分析でも示されたように、多くの政策が重複すると、費用効率的な排出削減から乖離し、より大きな費用負担が生じる。今後、GX-ETS や炭素に対する賦課金を導入する場合には、既存の関係する政策の整理、廃止を検討していくことが大変重要と考えられる。