令和５年度

気候変動対策に係る国際会議の開催等による

エネルギー・環境技術イノベーション創出のための

国際連携推進事業

地球温暖化対策技術の分析・評価に関する国際連携事業

成 果 報 告 書

令和６年３月

公益財団法人 地球環境産業技術研究機構

委員会、ワーキンググループ名簿

（順不同）

＜地球温暖化対策国際戦略技術委員会＞

委員長	内山　洋司	筑波大学 名誉教授 （一社）日本エレクトロヒートセンター 代表理事 会長
委員	有馬　純	東京大学 公共政策大学院 特任教授
	岩船　由美子	東京大学 生産技術研究所 教授
	上野　貴弘	（一財）電力中央研究所 社会経済研究所 研究推進マネージャー 上席研究員
	江守　正多	国立研究開発法人 国立環境研究所 地球システム領域 上級主席研究員 東京大学未来ビジョン研究センター 教授
	沖　大幹	東京大学大学院 工学系研究科 教授
	杉山　大志	キヤノングローバル戦略研究所 研究主幹
	髙村　ゆかり	東京大学未来ビジョン研究センター 教授
	手塚　宏之	JFE スチール（株） 専門主監（フェロー）
	中上　英俊	（株）住環境計画研究所 代表取締役会長
	野村　浩二	慶應義塾大学産業研究所 教授
	藤井　康正	東京大学大学院 工学系研究科 原子力国際専攻 教授
	増井　利彦	国立研究開発法人 国立環境研究所 社会システム領域 領域長
	森　俊介	東京理科大学 名誉教授

委員会事務局　地球環境産業技術研究機構（RITE） システム研究グループ

＜モデル構築・分析 WG＞

主査	森　俊介	東京理科大学 名誉教授
委員	紀伊　雅敦	大阪大学大学院 工学研究科 環境エネルギー工学専攻 教授
	黒沢　厚志	（一財）エネルギー総合工学研究所 研究理事 主席研究員
	堂脇　清志	東京理科大学 創域理工学部 経営システム工学科 教授
	藤井　康正	東京大学大学院 工学系研究科 原子力国際専攻 教授
	柳澤　明	（一財）日本エネルギー経済研究所 計量分析ユニット担 任補佐 兼 エネルギー・経済分析グループマネージャー 研究主幹

	山　形　与志樹	慶應義塾大学大学院 システムデザイン・マネジメント研究科 教授
	山　本　博　巳	（一財）電力中央研究所 グリッドイノベーション研究本部 ENIC 研究部門 上席研究員
	横　木　裕　宗	茨城大学大学院 理工学研究科（工学野） 都市システム工学領域 教授
	秋　元　圭　吾	RITE システム研究グループ グループリーダー
	和　田　謙　一	RITE システム研究グループ 主任研究員
	本　間　隆　嗣	RITE システム研究グループ 主任研究員
	佐　野　史　典	RITE システム研究グループ 主任研究員
	林　　礼　美	RITE システム研究グループ 主任研究員
	桑　鶴　　整	RITE システム研究グループ 主任研究員
	安　藤　輝　尚	RITE システム研究グループ 研究員
	ｻｲｰﾄﾞ ｼﾞｭﾊﾞｲｱｰ	RITE システム研究グループ 研究員
	カン　ダヒュン	RITE システム研究グループ 研究員

＜経済分析 WG＞

主　査	野　村　浩　二	慶應義塾大学産業研究所 教授
委　員	杉　山　大　志	キヤノングローバル戦略研究所 研究主幹
	秋　元　圭　吾	RITE システム研究グループ グループリーダー
	長　島　美由紀	RITE システム研究グループ 主任研究員
	本　間　隆　嗣	RITE システム研究グループ 主任研究員
	望　月　則　孝	RITE システム研究グループ 主任研究員

＜セクター横断対策検討 WG＞

主　査	下　田　吉　之	RITE 研究所長
委　員	伊香賀　俊　治	慶應義塾大学 理工学部 システムデザイン工学科 教授
	小　田　潤一郎	秋田大学大学院 国際資源学研究科 准教授
	梶　野　　勉	（株）豊田中央研究所 研究企画室
	金　成　修　一	（一財）日本自動車研究所 環境研究部 LCA グループ グループ長 主任研究員
	上　條　元　久	日産自動車（株） 総合研究所 EV システム研究所 エキスパートリーダー
	紀　伊　雅　敦	大阪大学 工学部 環境・エネルギー工学科 教授
	小宮山　涼　一	東京大学大学院 工学系研究科 原子力国際専攻 教授
	齋　藤　　潔	（一社）日本電機工業会 環境ビジネス部 部長

	清　水　敦　志	パナソニックホールディングス（株） プラットフォーム本部 エネルギー事業開発室 エネルギーPF プロジェクト プロジェクトマネージャ
	堤　崎　高　司	（株）本田技術研究所 先進パワーユニット・エネルギー研究所 戦略企画室第 1 ブロック チーフエンジニア
	鶴　崎　敬　大	（株）住環境計画研究所 取締役研究所長
	西　尾　健一郎	（一財）電力中央研究所 社会経済研究所 上席研究員
	松　尾　雄　司	立命館アジア太平洋大学 アジア太平洋学部 准教授
	松　橋　啓　介	国立研究開発法人 国立環境研究所 社会システム領域 地域計画研究室 室長
	村　上　正　吾	大成建設（株）クリーンエネルギー・環境事業推進本部 ZEB・スマートコミュニティ部 エネルギーサポートセンター センター長
	秋　元　圭　吾	RITE システム研究グループ グループリーダー
	佐　野　史　典	RITE システム研究グループ 主任研究員
	望　月　則　孝	RITE システム研究グループ 主任研究員
	中　野　優　子	RITE システム研究グループ 主任研究員
	安　藤　輝　尚	RITE システム研究グループ 研究員
	ｻｲｰﾄﾞ ｼﾞｭﾊﾞｲｱｰ	RITE システム研究グループ 研究員

＜イノベーション・投資促進検討 WG＞

主　　査	杉　山　大　志	キヤノングローバル戦略研究所 研究主幹
委　　員	木　村　　宰	（一財）電力中央研究所 社会経済研究所 上席研究員
	後　藤　大　亮	国立研究開発法人 宇宙航空研究開発機構 宇宙輸送技術部門 イプシロンロケットプロジェクトチーム　H３ロケットプロジェクトチーム（併） 主任研究開発員
	清　水　　洋	早稲田大学商学学術院 教授
	中　山　寿美枝	電源開発（株） 執行役員
	野　村　浩　二	慶應義塾大学産業研究所 教授
	秋　元　圭　吾	RITE システム研究グループ グループリーダー
	山　田　航　也	RITE システム研究グループ 副主席研究員
	長　島　美由紀	RITE システム研究グループ 主任研究員
	望　月　則　孝	RITE システム研究グループ 主任研究員
	中　野　優　子	RITE システム研究グループ 主任研究員

＜気候変動リスクマネージメント検討 WG＞

主　　査	山　地　憲　治	RITE 理事長
副 主 査	秋　元　圭　吾	RITE システム研究グループ グループリーダー
委　　員	江　守　正　多	国立研究開発法人 国立環境研究所 地球システム領域 上級主席研究員 東京大学未来ビジョン研究センター 教授
	岸　本　充　生	大阪大学データビリティフロンティア機構 教授
	杉　山　大　志	キヤノングローバル戦略研究所 研究主幹
	杉　山　昌　広	東京大学未来ビジョン研究センター 教授
	高　橋　　潔	国立研究開発法人 国立環境研究所 社会システム領域 副領域長
	平　林　由希子	芝浦工業大学大学院 理工学研究科 工学部 土木工学科 教授
	松　尾　雄　司	立命館アジア太平洋大学 アジア太平洋学部 准教授
	松　田　裕　之	横浜国立大学 総合学術高等研究院 名誉教授
	森　　信　人	京都大学 防災研究所 沿岸災害研究分野 教授
	森　川　哲　男	（一財）日本エネルギー経済研究所 資源・燃料・エネルギー安全保障ユニット 石油グループ マネージャー 研究主幹
	山　田　航　也	RITE システム研究グループ 副主席研究員
	林　　礼　美	RITE システム研究グループ 主任研究員
	大　西　尚　子	RITE システム研究グループ 主任研究員

目　　次

要　約 3

第 1 章はじめに 17

1.1 背景 19
1.1.1 世界の温室効果ガス排出の動向 19
1.1.2 気候変動枠組条約パリ協定 20
1.1.3 国連持続可能な発展目標 21
1.1.4 日本のエネルギーおよび地球温暖化政策の動向 22
1.1.5 欧州排出量取引制度の動向 37
1.1.6 IPCC 関連の動向 38
1.2 本研究の目的と実施内容 38

第 2 章気候変動リスクマネジメント 45

2.1 気候変動リスクマネジメントの考え方 46
2.2 持続可能な発展とのシナジー・トレードオフ 58
2.2.1 エネルギー安全保障・安定供給に関する分析 58
2.2.2 カーボンニュートラルに向けた鉱物資源をめぐる動向と課題 71
2.3 イノベーション戦略から見た気候変動リスクマネジメント 83

第 3 章グリーン成長の限界と機会 87

3.1 グリーン成長の限界と機会：世界の経済成長と CO_2 排出の関係 87
3.1.1 世界の経済成長と CO_2 排出の長期的な傾向 87
3.1.2 世界の CO_2 排出等についての近年の状況 90
3.2 エネルギー価格高騰と経済の耐性 91
3.2.1 エネルギー安全保障 91
3.2.2 測定フレームワーク 93
3.2.3 日米の RUEC 水準比較 97
3.2.4 日本の RUEC と資本・労働 106
3.2.5 日本産業の RUEC 118
3.2.6 主要工業国におけるパンデミック後の RUEC 122
3.2.7 結び 130
3.2.8 補論 A：生産性統計におけるエネルギー勘定 132
3.3 間接的な電力輸入の拡大 137
3.3.1 政策評価と現実の乖離 137
3.3.2 測定フレームワーク 140
3.3.3 電力の実効輸入依存 144
3.3.4 結び 162

3.3.5 補論 A：ベンチマーク産業連関表 164
3.4 国内外の排出削減の取り組み状況の分析 166
3.4.1 日本の排出削減動向および政策動向 166
3.4.2 米国インフレ抑制法（IRA）動向・評価 180
3.4.3 欧州の動向 193
3.5 国内外の再生可能エネルギーの動向 205
3.5.1 世界における再生可能エネルギーの導入状況 205
3.5.2 日本における再生可能エネルギーの導入状況 212
3.6 エネルギーシステム改革と温暖化対策 219
3.6.1 電力自由化の市場と温暖化対策 219
3.7 ESG 投資、グリーンボンド等の動向 229
3.7.1 背景 229
3.7.2 ESG 投資の現況 230
3.7.3 債券市場 232
3.7.4 GX 経済移行債と今後の課題 235
3.8 気候変動政策に伴う費用負担の格差拡大の課題 238
3.8.1 はじめに 238
3.8.2 EU 238
3.8.3 NETs への投資による衡平性への影響 246
第 4 章中期緩和対策（パリ協定国別貢献 NDCs）分析 249
4.1 2030 年の排出削減目標（NDCs）に関する分析・評価 250
4.1.1 世界各国の NDCs の排出削減目標の状況 250
4.1.2 NDCs の排出削減努力の評価 252
4.2 2035 年に関する分析・評価 254
4.3 世界エネルギー経済モデル DEARS の拡張とその試算 259
4.3.1 Background 260
4.3.2 Extended DEARS Model 260
4.3.3 Analysis on Japan, South Korea and China 268
4.3.4 Conclusion 273
4.4 国際競争力への影響・国境調整税の評価 274
4.4.1 CBAM 動向 274
4.4.2 DEARS モデルを用いた国境炭素調整に関する分析 [1] 275
4.4.3 国際競争力に関する分析・評価 281
4.5 排出削減努力等の研究事例の調査 296
4.5.1 UNFCCC 事務局による Synthesis レポート 296
4.5.2 UNEP による Emission Gap Report 2023 （EGR2023） 301
4.5.3 まとめ 308
第 5 章長期緩和シナリオ分析 310

5.1 長期気候変動緩和技術（カーボンニュートラルに向けた技術等）の調査 310
5.1.1 水素系燃料の技術・政策動向 310
5.1.2 CDR の動向、ネガティブエミッション市場創出に向けた方針 313
5.2 トランジションを含む長期緩和策分析（2023 年度の改定） 329
5.2.1 CN に向けた長期シナリオ策定の背景とシナリオ想定 329
5.2.2 世界 334
5.2.3 日本 345
5.3 DNE21+の拡張 373
5.3.1 年間時間ステップの拡張検討 373
5.3.2 再生可能エネルギー出力の時間解像度向上検討 385
5.3.3 蓄熱発電技術の検討・試評価 403
5.4 需要側技術の動向と社会変化 419
5.4.1 生活行動に基づく需要発生メカニズムの調査・検討 419
5.4.2 世界貨物運輸部門における緩和策と低エネルギー需要社会の実現機会 462
5.5 最終需要の変化に伴う統合的な分析 474
5.5.1 家電製品の電力・素材需要と CO_2 排出量に関するモデル構築と分析 474
5.5.2 統合評価モデルにおける住宅冷房需要に対する不確実な気候影響と社会経済変化のエミュレーションの拡張 490
5.6 需要サイドの定量的なモデル分析 503
5.6.1 シナリオ分析の背景と削減貢献量推計 503
5.6.2 需要側変化に関する定量的な分析のための各種想定シナリオ 506
5.6.3 需要側変化に関するシナリオ分析結果 510
5.7 非 CO_2 GHG モデルの更新と試算 515
5.7.1 非 CO_2 GHG 排出に関する文献調査 515
5.7.2 非 CO_2 GHG 排出量評価モデルによる試算 525
第 6 章国際枠組み、海外対策動向および国際モデル比較プロジェクト動向 527
6.1 IPCC WG3 排出削減コストとポテンシャルの検証 527
6.1.1 IPCC WG3 排出削減コストとポテンシャルと DNE21+分析等との比較 527
6.1.2 IPCC 第 6 次評価報告書におけるコスト・ポテンシャル推計 529
6.1.3 主観的割引率と資本のユーザーコスト 532
6.1.4 DNE21+モデルによる排出削減ポテンシャル・コストの分析と IPCC との比較 534
6.1.5 DNE21+によるコスト・ポテンシャル試算結果 535
6.2 IEA WEO の分析 540
6.2.1 IEA の World Energy Outlook のシナリオ 540
6.2.2 IEA NZE2023・WEO2023 と DNE21+シナリオとの比較 563

第 7 章まとめ 572

付録　ALPS 国際シンポジウム 580

要　　約

令和５年度気候変動対策に係る国際会議の開催等によるエネルギー・環境技術イノベーション創出のための国際連携推進事業

「地球温暖化対策技術の分析・評価に関する国際連携事業」報告書

要　約

本報告書は、令和５年度気候変動対策に係る国際会議の開催等によるエネルギー・環境技術イノベーション創出のための国際連携推進事業「地球温暖化対策技術の分析・評価に関する国際連携事業」の成果をとりまとめたものである。

地球温暖化は、地球全体の環境に深刻な影響を及ぼすものであり、その解決が強く求められる。しかし、地球温暖化は、世界のあらゆる国、様々な部門に影響を与え、一方でその影響は均一ではない。また、各国において取り得る緩和策、緩和費用にも差異が大きい。そのため、真に有効な対策を実現するためには、総合的なパッケージを作り上げることが重要と考えられる。

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 月開催の COP26 において、市場メカニズムの合意によりパリ協定実施指針が完成したことを受けて、パリ協定のルールにもとづく、プレッジ&レビューの運用が本格化してきている。そして、2023 年には第 1 回グローバルストックテイク（GST）が実施され、パリ協定の目標達成に向けた世界全体での実施状況をレビューし、目標達成に向けた進捗評価がなされた。COP28 の GST の決定文書においては、「パリ協定の内容を踏まえ、各国それぞれ異なる国情、経路、アプローチを考慮し、各国ごとに自ら決定した方法で、以下の世界的努力への貢献を要請する。」とされたところである。

世界では 150 以上の国と地域が、21 世紀中ごろまでのカーボンニュートラルを表明し、温暖化への対応は、国際的にも成長の機会と捉える時代に突入している。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。2021 年 4 月に、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%減の高みを目指すと深堀を行った。その他、先進国を中心に 2030 年目標の深堀が行われた。このように、意欲的な排出削減を目指す動きが国内外で加速してきている。そして、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。そして、2023 年 12 月には、政府 GX 実行会議において、分野別投資戦略もとりまとめられた。

ところで再び世界に目を転じてみると、NDCs の深堀は進んでおらず、1.5℃のみならず、2℃目標の排出経路とも大きなギャップが残っている。しかも、足下での排出推移からは EU でも NDCs 達成が難しいと見られる状況になってきている他、多くの国で NDCs の達成は難しい可能性がある。国際社会は、気候変動対策の強化の必要性については概ね認識を一にしているものの、それでも具体的な対応については温度差がある。グローバルでカーボンニュートラルの達成を目指すうえでは、各国の掲げる野心や政策強度の違いによる、競争上の不公平性を是正し、カーボンリーケージを防止したうえで国際的なルール策定を実施していく必要がある。このような中、各国・各地域・各産業の状況を総合的に考慮するとともに、気候変動政策の立案に貢献し得る様々な評価・分析を行う重要性は一層高まってきている。最新の気候変動の科学的な知見の集積として、気候変動に関する政府間パネル（IPCC）は 2021～23 年にかけて第 6 次評価報告書を公表した。これを基にしつつ、複雑な課題に対する科学的な分析等を更に進めていく必要がある。第 7 次評価報告書作成のプロセスも始まったところであり、気候変動に関する最新の科学的知見の提供も引き続き求められている。

本事業では、最新の科学的知見や国際交渉の動向も踏まえながら、海外研究機関とも連携・協力しつつ、温暖化対策（緩和策及び適応策等）、ファイナンス、政策の総合的かつ整合的な分析・評価を行い、我が国の気候変動政策の立案や、IPCC、COP といった国際的な議論に貢献することを目的として実施した。そしてこれらによって、産業構造や経済社会の変革をもたらし、大きな成長につなげる、「経済と環境の好循環」を目指す将来枠組み・我が国の国際戦略立案に資する。

本報告書では、まず、第 1 章において背景と目的を記述した後、第 2 章で気候変動に関連した各種不確実性を指摘した上で、本事業で実施した定量的な分析も踏まえながら、気候変動リスクマネージメント戦略のあり方について議論を行い、とりまとめた。また、IPCC の最新の評価報告書で整理された内容を含め、気候変動対策と他の SDG 目標等とのシナジー・トレードオフについて記述した。更に、気候変動対策におけるイノベーションの可能性についてまとめ、気候変動リスクマネージメントにおけるイノベーションの役割について論じた。第 3 章ではグリーン成長の限界を正しく認識しつつ、その機会を見出すために、各種調査、分析した結果をとりまとめた。また、日本経済の長期エネルギー生産性変化における構造要因の分析、日本産業のエネルギー生産性変化の測定、電力自由化の下での温暖化対策の動向等についての調査、サステイナブルファイナンスの動向と既往のモデル分析の調査・検討等を行った。第 4 章では、中期的な緩和策の分析として、パリ協定 NDCs（Nationally Determined Contributions）の排出削減目標（2030 年頃）に関する分析・評価を行った結果をまとめた。各種制約に伴う NDCs 達成の排出削減費用の上昇等について分析するとともに、国際競争力への影響についても評価を行った。また、国境調整税に関する国際的な議論の動向を整理するとともに、モデル分析による試算も行った。第 5 章は長期の緩和シナリオ分析

についてまとめた。カーボンニュートラル実現のための各種技術の開発動向や国際的な最新の分析・評価について整理した。また、温暖化対策モデルにおいて、エネルギー供給側および需要側双方について、2050 年カーボンニュートラル実現の様々なシナリオを想定した分析を行った。第 6 章においては、最新の海外の気候変動に関する政策動向の調査結果を記すとともに、国際モデル比較プロジェクトの各種動向、国際エネルギー機関 IEA 等のシナリオについてもその概要等を記載した。第 7 章においてまとめを記載した。また、付録には本事業の一環として実施した国際シンポジウム等の内容について掲載した。以下に第 2～6 章のそれぞれのポイントを記載する。

第 2 章では気候変動リスクマネージメントのあり方について検討を行った。IPCC WG1 の第 6 次評価報告書では、地球温暖化が人間の影響で起きていることは「疑う余地がない」と評価した。気温安定化のためには、その時点において CO_2 排出をほぼゼロにする必要もある。しかし一方で、気候変動の程度および影響被害の程度には大きな不確実性が存在する。緩和費用面に関してもパリ協定 NDCs でも見られる限界削減費用の各国間での幅の大きさが指摘できる。また、一国内においても原子力等の社会的な利用制約や、エネルギー安全保障やその他政策との調和の必要性、また政治システム上の制約も考えられ、それらを踏まえると費用最小化時の緩和費用と比べかなり大きい費用が推計される。そのような中、様々なリスク要因を踏まえた上で、気候変動対策に関するより良い意思決定が求められる。また総合的に気候変動リスクを減じるためには、気候変動への適応も重要な対策と考えられる。本章では、気候変動対策とエネルギー安全保障や希少鉱物資源供給制約とのシナジー・トレードオフ等についても記述した。各種対策は、SDGs に対してシナジーも多く存在する一方、トレードオフも存在しており、トレードオフの影響を小さくしながら、対策を進める必要がある。また、気候変動影響・適応策の経済影響・経済効果やイノベーションとそれを誘発し得る政策についても言及しつつ、気候変動リスクマネージメントのあり方について整理を行った。

第 3 章では、グリーン成長の限界と可能性について、できる限り、データ、定量的な分析に基づきながら検討を行った。日本政府は、「経済と環境の好循環」を掲げている。しかしながら、その道筋は、現時点で明確にあるわけではなく、狭いパスとも考えられる。

経済と CO_2 排出のデカップリングの状況などについて、最新の定量的なデータ収集と分析を行い、その要因も含めて検討を行った。そして、更なる深堀として、日本経済の長期エネルギー生産性変化における構造要因の分析を行うと共に、日本産業のエネルギー生産性変化の測定も実施した。更に、日本の産業界が取り組んでいるカーボンニュートラル行動計画の実績について、グリーン成長の視点を含め、排出削減努力についての一次的な試算も行った。

その他、日米欧における気候変動政策の動向やその国内外の評価について調査をし整理を行った。また、電力自由化の下で温暖化対策を進めるにあたっての課題、そしてそれへの対応として進められている電力政策の動向等についてまとめた。更には、

グリーンボンド、サステイナブルリンクローン等、サステイナブルファイナンスの動向とこれまでのモデル分析例についてその内容と課題について整理を行った。気候変動政策に伴う費用負担の格差拡大の課題についても調査・検討を行った。

第 4 章では、パリ協定 NDCs の排出削減目標（2030 年頃）に関する分析・評価を行った。パリ協定では、プレッジ・アンド・レビューの仕組みとなっており、NDCs の国際的なレビューが重要となる。本研究では最新の NDCs に基づき、複数の指標で各国 NDCs の排出削減努力の国際比較を実施した。国際的な NDCs 評価の文献についても整理を行った。また、世界エネルギー経済モデル DEARS の地域分割の拡張を行い、排出削減とその国際的な協力において重要性が増すアジア諸国での経済影響について試算を行った。

更には、欧州では炭素国境調整税導入の具体的な検討が進められてきている。そこで、関連動向と既往モデル分析事例の調査を行うとともに、世界エネルギー経済評価モデルを拡張して、2030 年の NDCs の下での炭素国境調整税導入の影響に関する試算を行った。また、海外のモデルでも分析を行い、比較・評価を行った。炭素国境調整税は、炭素リーケージに一定の効果は有すると推計されるものの、効果は限定的とも見られ、原則的には CO_2 限界削減費用の差異が国間で大きくなりすぎないよう、排出削減目標の調整が重要と見られる。

第 5 章では、長期の温暖化対策・政策の総合的な分析を行った。先述のように、日本政府を含む、世界の多くの国が、2050 年にカーボンニュートラルを目標に掲げるようになった。このような状況を踏まえ、世界エネルギー・温暖化対策評価モデル DNE21+において、エネルギー供給側および需要側双方のエネルギーシステムの分析を行った。

2021 年度の本事業において、2050 年カーボンニュートラルの分析を行い、2022 年度にカーボンニュートラル実現までのトランジションを含めて、部門別のロードマップとして、DNE21+モデルによるシナリオ分析を行ったが、2023 年度はその更新を行うとともに、政府のロードマップとの比較を行った。

なお、エネルギー供給サイドについては、カーボンニュートラル実現において、より一層重要性が増すと考えられる、水素や水素系燃料である、アンモニア、e-methane（合成メタン）、e-fuels（合成燃料）の技術調査、各種の経済性評価に関する調査を行った。また、大気中からの直接 CO_2 回収・貯留（DACCS）などの二酸化炭素除去技術（CDR）についても技術調査、各種の経済性評価に関する調査を行った。これらの調査は、DNE21+モデルによる 2050 年カーボンニュートラル分析においても反映した他、その可能性についての感度解析も実施した。

国内外で変動性再生可能エネルギー（VRE）のコスト低減が進んでおり重要性が増している。他方、大量の VRE 導入は需要とのマッチングが難しくなるが、世界エネルギー・温暖化対策モデル DNE21+の年間の時間解像度では、評価が難しい。これまでは、系統統合費用を別途推定して、DNE21+モデルに統合して評価することで、簡略ながらも適切な評価となるようにしてきている。しかし、蓄電池や蓄熱、水素等、需要側対策等を含め、より精緻で整合的な評価を今後、実施する準備として、世界各国の電力

負荷曲線の推計および太陽光、風力発電（陸上および洋上）の時間帯別の設備利用率やポテンシャルの推計を行った。

エネルギー需要サイドについては、デジタルトランスフォーメーション（DX）を中心に誘発され得るサーキュラーエコノミー、シェアリングエコノミー等、低エネルギー需要実現の可能性について、調査、分析を実施した。DX による貨物部門の技術・社会変化、食料廃棄低減に伴う土地利用変化とそれによる非 CO_2 温室効果ガス排出量低減等について調査した。また、消費行動を包括的に評価するため、COVID-19 の影響を含む生活行動の変化について調査した。そして、DX を中心とした技術変化や社会変化が、エネルギー需要にどのような変化をもたらし得るのかについて、定量的な推計を行い、DNE21+モデルを用いてエネルギー需給双方を整合的に分析した。これらによって、リバウンド効果を含む、行動変化を総合的に捉えて、将来のエネルギー需要の見通しを得る分析手法の今後の発展に資するものと考えられる。

また、非 CO_2 温室効果ガス排出および削減費用の推計モデルの更新を行い、その試算も行った。

第 6 章では、カーボンニュートラルに関する国際的なシナリオ分析の動向を記述するとともに、国際モデル比較プロジェクトの動向を整理した。まず、IPCC WG3 第 6 次評価報告書にまとめられた、排出シナリオ、および、排出削減費用とポテンシャルについて整理を行った。また、国際エネルギー機関（IEA）が 2023 年 9 月に発表した Net Zero Roadmap の 2023 年版および 2023 年 10 月に発表した世界エネルギー展望 WEO2023 について解説を行った。本報告書では、これらシナリオについても概要をとりまとめるとともに、DNE21+によるシナリオ、排出削減費用とポテンシャル推計（第 4 章、5 章に記載）との比較評価についてもとりまとめた。

パリ協定は、世界すべての国が排出削減に取り組む仕組みとして出来上がったものの、現状では、世界各国がその目標を実現するための CO_2 限界削減費用には大きな差異が見られる。これは、CO_2 排出原単位の高い産業を中心に産業の国間の移転を誘発し、世界全体での排出削減効果を大きく減じるリスクがある。欧州は、このリスクを減じるため、炭素国境調整税の導入を目指しているが、本事業での分析からもその効果は一定程度あるものの、効果は限定的とも見られる。確かに、急速な気候変動対応強化への国際的な高まりは見られ、特にファイナンス部門を介した経済界への対応強化の要請も強まり、大きな進展が見られる。一方で、COVID-19、化石燃料価格の急騰、国際的な紛争のリスクなどが、気候変動対応にどのような影響を及ぼすかについても注視が必要である。化石燃料価格の高騰は、化石燃料生産企業の収益を大きくしてきている。これは、ここ数年の脱化石燃料のファイナンスの流れも変える可能性もある。いずれにしても、技術、社会のイノベーションがなければ、世界排出量の大幅な削減、そしてカーボンニュートラル化はあり得ない。広範なイノベーションを誘発する良い経済社会環境を整えることが重要と考えられる。意欲的な目標だけでは長い気候変動との闘いを継続できず、真に実効ある気候変動対策のためには、地球温暖化対策と経済成長の両立は不可欠である。単なる希望を語るのではなく、着実かつ、「グリーン成

長」もしくは「経済と環境の好循環」を具体的に実現し得る適切な対策・方策を明確にすることが求められている。また、多くの不確実性が存在する中で、リスクを総合的により良くマネージメントする戦略が求められる。広範で、深い分析、洞察が必要なため、今後、更なる調査、分析・評価を行っていく必要があるが、本年度の調査研究によって、真に「グリーン成長」を実現していく道筋のフレームワークとその具体的対策・方策の提示を行い、そしてその定量的な分析・評価も実施できたものと考えられる。

Fiscal Year 2023: Project for creating energy and environmental technology innovations by holding international conferences on climate change actions
"Project for international cooperation on the analysis and assessment of technologies for climate change mitigation"

Summary

This report summarizes the research achievements of our "Project for creating energy and environmental technology innovations by holding international conferences on climate change actions" for fiscal year 2023 as part of METI's promotion program for cooperation of international organizations on climate change mitigation.

As global warming is bound to have severe impacts on the whole planet, there are high expectations for solutions to this issue. However, while global warming affects various sectors in every country of the world, its impacts are not uniform. Mitigation measures and associated costs that countries can afford to take and pay may differ to very large extent. A comprehensive policy package is thus needed to allow truly effective climate mitigation implementation on a global scale.

The Paris Agreement that was adopted at the twenty-first session of the Conference of the Parties (COP21) in Paris at the end of 2015, came into force in November 2016. With the agreement of the rules for the market mechanisms at COP 26 in 2021, the implementation guidelines for the Paris Agreement have been completed and the basic concept of the Paris Agreement, Pledge and Review, is now in full operation, The first Global Stocktake (GST) in 2023 has reviewed global collective actions toward the Paris Agreement goal and assessing progress toward meeting the goal. In the GST decision at COP28, it was decided "to contribute to the following global efforts, in a nationally determined manner, taking into account the Paris Agreement and their different national circumstances, pathways and approaches".

More than 150 countries and regions around the world have pledged to be carbon neutral by the middle of the 21st century, and we are entering an era in which addressing global warming is seen as an opportunity for growth globally. In June 2019, the Japanese government developed a "long-term strategy as a growth strategy based on the Paris Agreement", in which it "aims to achieve net zero emissions as early as possible in the second half of the 21st century". In October 2020, Prime Minister Suga declared in his policy speech that he would "aim to achieve a carbon-neutral, decarbonized society by 2050". In December 2020, the Ministry of Economy, Trade and Industry (METI) took initiative in formulating the "Green Growth Strategy". Responding to this, the Japanese government strengthened its greenhouse gas emission reduction target for 2030 from a 26% reduction compared to the FY2013 level to a 46% reduction, and then possibly to a 50% reduction in April 2021. The 2030 target has been strengthened, especially in developed countries. In this way, the movement toward ambitious emission reductions is accelerated in Japan and abroad.

In October 2021, the Cabinet approved the Sixth Basic Energy Plan, as well as the Global Warming Prevention Plan and the Long-Term Strategy as a growth strategy based on the Paris Agreement. In 2022, the issue of energy security and stable supply emerged. The soaring fossil fuel prices due to the Russia-Ukraine war and the tight power supply-demand situation in March 2022 have once again made us aware of the issues of energy security and stable energy supply, and the Cabinet approved the "Basic Policy toward the Realization of GX (Green Transformation)" in February 2023. In December 2023, the GX implementation Council compiled a sectoral investment strategy.

Turning our eyes to the world again, the NDCs have not made significant progress and there remains a large gap with emission pathways of not only the 1.5℃ target but also the 2℃ target. Furthermore, the current emission trends indicate the EU faces difficulty in achieving its NDCs and many other countries may fail to achieve their NDCs. Although the international community is generally aware of the need to strengthen climate actions, there is still a large gap in terms of specific measures among countries. In order to achieve carbon neutrality on a global scale, it is necessary to correct competitive unfairness caused by differences in ambitions and policy intensity among countries and to prevent carbon leakage in formulating international rules. In this context, the importance of comprehensively considering the situation of each country, region, and sector, as well as conducting various assessments and analyses that can contribute to the formulation of climate change policies, is increasing even more. The Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) has released its Sixth Assessment Report for the period 2021-2023 as the latest scientific assessment of climate change. While building on this report, further scientific assessment of complex issues needs to be conducted. The process of preparing the Seventh Assessment Report has just started, and there is a continuing need to provide the latest scientific knowledge on climate change.

This project assesses mitigation and adaptation measures, climate finance and climate policy in a consistent and comprehensive manner, taking into account the latest scientific knowledge on the subject, recent trends in international negotiations, and cooperating with international research organizations to support the formulation of Japan's climate change policy and international discussions such as IPCC and COP. This will contribute to the formulation of a future framework and Japan's international strategy aiming for a "virtuous circle between the economy and the environment" that will bring about changes in the industrial structure and society and lead to economic growth.

In this report, Chapter 1 describes the background and objective of the study. Chapter 2 discusses and compiles quantitative analysis on climate risk management carried out within this project, while pointing out various types of uncertainties related to climate change. In particular, we conducted a study on the economic impact and effectiveness of climate change impact as well as adaptation measures. This chapter also describes synergies and trade-offs between climate change actions and other SDG targets, including those assessed in the IPCC's latest assessment report. Furthermore, we discuss the role of innovation for climate

risk management by compiling the possibilities of innovation for climate change mitigation. Chapter 3 summarizes the results of various surveys and analyses in order to search for green growth opportunities while properly recognizing its limits. Furthermore, we assessed the structural factors in long-term energy productivity in the Japanese economy and measurement of energy productivity changes in Japanese industry, analyzed policy issues for electricity market liberalization and climate policy, and reviewed the trend and modelling-based analyses on sustainable finance. In Chapter 4, we analyze and assess mid-term climate change mitigation through a compilation of the post-2030 targets of the Nationally Determined Contributions (NDCs) contained in the Paris Agreement. In particular we assessed the effect on global competition by analyzing how various constraints increase the cost of achieving the NDCs. In addition, we reviewed the climate policy on border tax adjustment and performed modeling analysis of the effects. Chapter 5 presents our analysis of long-term mitigation scenarios. Trends and the latest international analyses in the development of various technologies for carbon neutrality are summarized. We analyze various scenarios in the integrated assessment model for the carbon neutrality in 2050 for both the energy supply side and the demand side.

Chapter 6 describes the results of a survey on the latest trends in overseas climate policies, as well as an overview of international model comparison projects and scenarios developed by the International Energy Agency (IEA) and other organizations. Chapter 7 summarizes insights gained from the studies above. The Appendix includes the summary of the International Symposium which was held as part of the Project. Key points of chapter 2 to 6 are described in the following paragraphs.

Chapter 2 addresses the issue of climate risk management. The Sixth Assessment Report of the IPCC WG1 assessed that there is “no doubt” that climate change is caused by human intervention. In order to ensure climate stabilization, it is necessary to reduce CO_2 emission to nearly zero. However, there is great uncertainty regarding climate sensitivity and climate-induced damage. There is also great uncertainty regarding the cost of climate change mitigation. We can also point out significant disparities across countries in terms of the marginal abatement costs to achieve the NDCs of the Paris Agreement. Moreover, if we take into account national constraints such as the nuclear stance, the necessity to conciliate mitigation goals with energy security and other national policies, and other constraints from each country’s political system, the total mitigation cost is probably much higher than the mitigation cost assessed with cost minimization methods. In such a context, and taking into account various risk factors, there is great need for good decision making in climate change response. Adaptation is also regarded as an important option to reduce the risk of climate change comprehensively. This chapter describes the synergies and trade-offs between climate change measures, energy security and scarce mineral resource supply constraints. While there are many synergies between various measures and the SDGs, there are trade-offs as well, so measures need to be taken while reducing the impact of the trade-offs. It also

summarized the ways of climate change risk management, referring to the economic impact and effects of climate change impacts and adaptation, as well as innovation and policies that could induce it.

Chapter 3 examines limits and potential of green growth using data and quantitative analysis as far as possible. The Japanese government is committed to a “virtuous cycle between the environment and the economy”. However, there is no clear path to this goal at present, and it can be considered a narrow path.

We have collected and analyzed the latest quantitative data on the decoupling between the economy and CO_2 emissions, and examined the factors behind this. And for a deeper analysis, we analyzed structural factors in long-term energy productivity changes in the Japanese economy, as well as measuring energy productivity changes in Japanese industry. The performance of the Carbon Neutrality Action Plan, which is being implemented by Japanese industry, including the perspective of green growth, was preliminary evaluated in terms of emission reduction efforts.

Besides, we studied and summarized climate change policy trends in Japan, the United States, and EU as well as domestic and international assessments of these policies. We discussed the issues involved in addressing global warming under the deregulation of power sector, and the trends in electric power policy that are being implemented to respond to these issues. Furthermore, we summarized the trend of sustainable finance, such as Green Bond and Sustainability Link Loan, and their challenges based on the modeling analysis. The challenges of increasing gap in cost burden associated with climate policies were also investigated and discussed.

In Chapter 4, we analyze and assess the post-2030 targets of the Nationally Determined Contributions (NDCs) contained in the Paris Agreement. The Paris Agreement is based on a pledge-and-review mechanism, and international review of NDCs will be important. In this study, based on the latest NDCs, we conducted an international comparison of the emission reduction efforts of NDCs in each country in several indicators. This chapter also reviews several literature on NDCs assessment. We have extended the regional breakdown of the DEARS global energy economic model to estimate the economic impact in Asian countries of increasing importance in mitigation efforts and their international cooperation.

In Europe, the introduction of a carbon border tax adjustment is now being considered, so we conducted broad research on border tax adjustment policy and upgraded our energy-economic model to analyze the impacts of the policy to estimate the impact of introducing a border tax adjustment under the NDCs in 2030. Analyses were also made with foreign models for comparison. Although the border tax adjustment is expected to have a certain effect on carbon leakage, the effect can be limited, and generally it is important to adjust emission reduction targets so that the difference in marginal CO_2 reduction costs does not become too large among countries.

Chapter 5 presents a comprehensive analysis of long-term global warming measures and policies. As mentioned above, many countries, including the Japanese government, have set a goal of carbon neutrality by 2050. In light of this situation, we analyzed both energy supply and demand side energy systems in the DNE21+ model, a global energy and climate change assessment model. In FY2021, analysis of carbon neutrality in 2050 was conducted and in FY2022, scenario analysis using the DNE21+ model was conducted as a roadmap for each sector, including transitions toward carbon neutrality. In FY2023, we have updated them and compared with the government roadmap.

On the energy supply side, we conducted a technical survey on hydrogen and hydrogen-based fuels, such as ammonia, e-methane and e-fuels, which are expected to become more and more important in achieving carbon neutrality, as well as a survey on various economic evaluations. We also conducted a technical survey on carbon dioxide removal (CDR) technologies, such as direct atmospheric capture and storage (DACCS), and various economic evaluations. These studies were also reflected in the 2050 carbon neutrality analysis using the DNE21+ model, and sensitivity analyses of the feasibility are also made.

The importance of variable renewable energy (VRE) is increasing as its cost is being competitive both domestically and internationally. On the other hand, the introduction of large amounts of VRE makes it difficult to match demand, but it is difficult to make such assessment with the annual time resolution of the DNE21+ global energy and climate model. So far, grid integration costs have been estimated separately and integrated into the DNE21+ model to provide a simplified but appropriate evaluation. However, in preparation for more precise and consistent evaluations in the future, including demand-side measures such as storage batteries, thermal storage, and hydrogen, we have estimated the electricity load curves for countries around the world, as well as the hourly utilization rates and potentials of solar and wind power generation (onshore and offshore).

As for the energy demand side, we investigated and summarized the possibility of realizing low energy demand through circular economy and sharing economy that can be induced around digital transformation (DX). We examined technological and social changes in the freight sector due to DX, and land use changes associated with food waste reduction and the resulting reduction in non-CO_2 greenhouse gas emissions. For a comprehensive analysis of consumer behavior, we investigated the changes in lifestyle or behavior caused by COVID-19 pandemic. We examined quantitatively how technological and social changes, such as DX, might affect our daily life and bring about changes in energy demand, using the DNE21+ model to analyze both energy supply and demand in a consistent manner. These studies are expected to contribute to develop analytical tools and deep understanding of the change in behavior, including the rebound effect, and gaining insights into future energy demand.

An updated model for estimating non-CO_2 greenhouse gas emissions and abatement costs was also assessed and provided.

Chapter 6 describes the trends in international scenario analysis on carbon neutrality and summarizes the initiative of the international model comparison projects. First, we summarized the emission scenarios and the abatement costs and potentials summarized in the IPCC WG3 6th Assessment Report. The International Energy Agency's (IEA) Net Zero Roadmap 2023, released in September 2023, and World Energy Outlook WEO2023, released in October 2023, were also overviewed. This report outlines these scenarios and compares them with the DNE21+ scenario, mitigation costs, and potential estimates (see Chapter4 and Chapter5).

Although the Paris Agreement was formulated as a mechanism for all countries around the world to work on emission reductions, there are currently large differences in the marginal CO_2 abatement costs for countries across the world to achieve their goals. This could induce transfers of industries, especially those with high CO_2 emission intensity, between countries and significantly reducing the effectiveness of global emission reductions. Europe is aiming to introduce a carbon border adjustment tax to reduce this risk, but the analysis in this project suggests that the effect of this tax will be limited, although it will have a certain effect. It is true that there has been a rapid increase in international efforts to strengthen climate actions, and there has been significant progress, especially in strengthening economic response through the financial sector. At the same time, we need to keep a close eye on how COVID-19 pandemic, the sharp rise in fossil fuel prices, and the risk of international conflicts will affect the climate actions. Soaring fossil fuel prices have been making fossil fuel producing companies more profitable. This could also change the trend of de-fossil fuel financing over the past few years. In any case, without technological and social innovation, there will be no significant reduction in global emissions and no carbon neutralization. It is thus vital to create a socioeconomic environment ripe for extensive innovation.

As an ambitious target does not necessarily guarantee a continuous fight over climate change on the long-term, the compatibility of climate change mitigation and economic growth is indispensable for a truly effective climate change mitigation. Clear guidance and concrete measures, rather than wishful thinking, are needed to deliver steady progress toward "green growth" or a "virtuous cycle between the environment and the economy". Moreover, while there are numerous uncertainties, there is a great need for a strategy that will handle risks in a comprehensive manner. Although we need further insights and deeper analysis, we believe this study offers a relevant framework to pursue "true green growth" and concrete measures, also providing quantitative analysis and evaluation for that.

本　　編

第1章　はじめに

地球温暖化は、地球全体の環境に深刻な影響を及ぼすものであり、その解決が強く求められる。しかし、地球温暖化は、世界のあらゆる国、様々な部門に影響を与え、一方でその影響は均一ではない。また、各国において取り得る緩和策、緩和費用にも差異が大きい。そのため、真に有効な対策を実現するためには、総合的なパッケージを作り上げることが重要と考えられる。

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。2020年11月開催のCOP26において、市場メカニズムの合意によりパリ協定実施指針が完成したことを受けて、パリ協定のルールにもとづく、プレッジ＆レビューの運用が本格化してきている。そして、2023年には第1回グローバル・ストック・テイク（GST）が実施され、パリ協定の目標達成に向けた世界全体での実施状況をレビューし、目標達成に向けた進捗評価がなされた。COP28のGSTの決定文書[1)]においては、「パリ協定の内容を踏まえ、各国それぞれ異なる国情、経路、アプローチを考慮し、各国ごとに自ら決定した方法で、以下の世界的努力への貢献を要請する。」とされたところである。それに先立って、2023年5月に開催されたG7サミット（主要国首脳会議）や、2023年4月に札幌で開催された気候・エネルギー・環境大臣会合では、「経済成長とエネルギー安全保障を確保しながら、ネットゼロ、循環経済、ネイチャーポジティブ経済の統合的な実現に向けたグリーントランスフォーメーションの重要性を共有」した。そして、「各国の事情に応じた多様な道筋を認識しつつ、それらがネットゼロという共通目標に繋がることを強調」し、「安全性、エネルギー安全保障、経済効率性及び環境（S+3E）を同時に実現することの重要性を再確認」されている[2)]。

世界では150以上の国と地域が、21世紀中ごろまでのカーボンニュートラルを表明し、温暖化への対応は、国際的にも成長の機会と捉える時代に突入している。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」[3)]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。2021年4月に、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%減の高みを目指すと深堀を行った。その他、先進国を中心に2030年目標の深堀が行われた。このように、意欲的な排出削減を目指す動きが国内外で加速してきている。そして、2021年10月には、第6次エネルギー基本計画[4)]が閣議決定され、また、地球温暖化対策計画[5)]、および、パリ協定に基づく成長戦略としての長期戦略[6)]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、2022年5月にクリーンエネルギー戦略中間整理[7)]がとりまと

められ、その後、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」[8]が閣議決定された。そして、2023 年 12 月には、政府 GX 実行会議において、分野別投資戦略もとりまとめられた[9]。

ところで再び世界に目を転じてみると、NDCs の深堀は進んでおらず、1.5℃のみならず、2℃目標の排出経路とも大きなギャップが残っている。しかも、足下での排出推移からは EU でも NDCs 達成が難しいと見られる状況になってきている他、多くの国で NDCs の達成は難しい可能性がある。国際社会は、気候変動対策の強化の必要性については概ね認識を一にしているものの、それでも具体的な対応については温度差がある。例えば、EU は、2019 年 12 月に発足したフォン・デア・ライエン体制において、気候変動対策への意欲を示し、炭素国境調整措置（CBAM）の導入検討を行うとし、2021 年 7 月に具体的な炭素国境調整措置の制度案の提示がなされた。また、2022 年 12 月には欧州連合（EU）理事会と欧州議会においても暫定合意がなされ、2023 年 4 月には正式採択、2023 年 5 月 17 日に施行された。現状では、2023 年 10 月から 2025 年末までが経過措置期間、2026 年より段階的導入期間、2032 年に完全適用というスケジュールとなっている。炭素国境調整措置の検討は、まさに世界の足並みが揃っていないことへの EU の懸念に他ならない。また、気候変動を含む持続可能な発展投資の適正性のガイドラインの位置づけの EU タクソノミーは、条件付きながら、天然ガス、原子力ともに適正とする最終的な案が提示された。現実を見据えた実効性を考慮した方針決定と考えられる。

また、化石燃料価格高騰は、気候変動対策によって急速な化石燃料の上流投資からの引き上げが起こる中で、ロシアによるウクライナ侵略が重なって起こったものと考えられる。長期でカーボンニュートラルを目指すことは必要であるが、雇用等の影響も踏まえながらトランジションを適切に進めていくことが、結果として、より早くカーボンニュートラルを実現することにもつながるはずである。

グローバルでカーボンニュートラルの達成を目指すうえでは、各国の掲げる野心や政策強度の違いによる、競争上の不公平性を是正し、カーボンリーケージを防止したうえで国際的なルール策定を実施していく必要がある。このような中、各国・各地域・各産業の状況を総合的に考慮するとともに、気候変動政策の立案に貢献し得る様々な評価・分析を行う重要性は一層高まってきている。

世界における「グリーン成長の実現」が重要であり、これは言い換えれば、「経済と環境の両立」が重要ということであり、また、別の言い方をすれば、「持続可能な発展」が重要ということである。これを達成するためのあり得るシナリオはどういうものなのかを、できる限り定量的かつ総合的な分析をベースにして、その検討を行った。重要なことは、世界レベルで考えること、長期の視点で考えること、全体のシステムで考えること、そして、その中で、不確実性が大きい事象に対して、それに柔軟に対応しながら、大きな目的達成に向けてどうアプローチしていくべきか、といったことであり、これらの視点を重視して研究調査を行った。

本章では、本研究の背景として、気候変動問題や「グリーン成長」に関連する最近の国内外の主要な動向をまとめた上で、研究目的と研究内容について記述する。

1.1　背景

1.1.1　世界の温室効果ガス排出の動向

世界の CO_2 排出量は上昇してきており、京都議定書採択後もむしろその上昇速度を高めてきた（図 1.1.1-1）[10]。これは、とりわけ中国を中心とした高中位所得国の排出の伸びが大きかったことによる（図 1.1.1-2）。一方、世界経済危機による CO_2 排出への影響は大きく、2009 年は、高所得国の CO_2 排出量の低下が著しく、世界全体の CO_2 排出量も前年比で低下した。そして、2020 年は COVID-19 のパンデミックに襲われた。2020 年の世界排出量は 2009 年を大きく上回る低減となった。しかし、これは経済のマイナス成長と引き換えに実現したのであり、これによって雇用も大きく失われた。グリーン成長が実現したわけではない。2009 年の排出低減後の 2010～2013 年にかけての排出量の増大は急速だった。COVID-19 によって特に運輸部門の排出量が一時的に大きく低下したが、その後の回復によって、2021～23 年において排出量は再び上昇してきており 2023 年は 2022 年に続いて過去最高の排出量を記録したと見られる。各国のインフラ形成状況を踏まえると、長期的な基調は依然として排出増大要因が大きいと考えられる。先進国では排出の減少が起こってきているが、世界全体で見ると、CO_2 排出量は低下せず、上昇が続いている。CO_2 原単位の高い産業が先進国から途上国へ移転してきている。排出および排出削減の要因については慎重に分析することが、効果的な方策を見出すために重要と考えられる。深い分析については第 3 章で議論する。

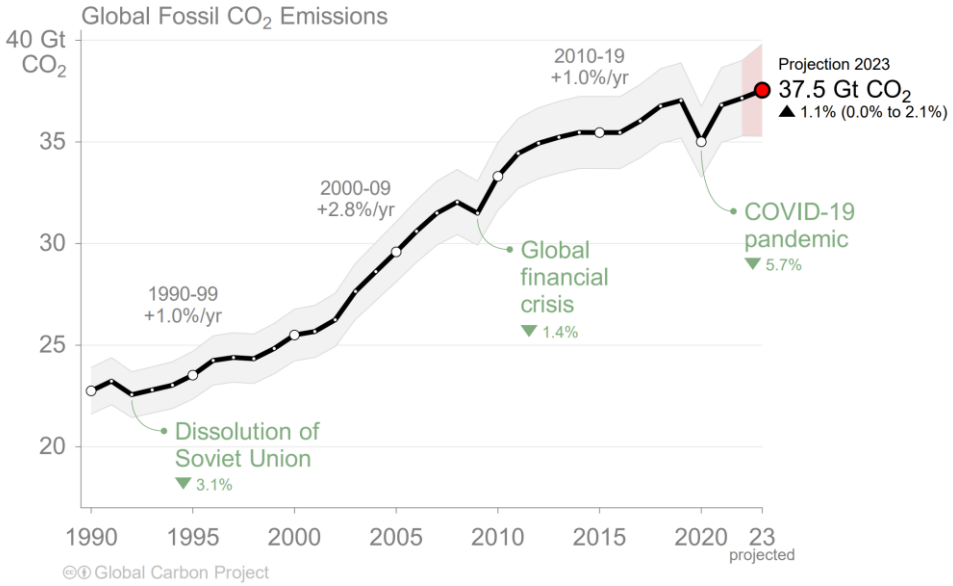


図 1.1.1-1　世界の CO_2 排出量推移（化石燃料燃焼および産業プロセス）
（出典：Global Carbon Project[10]）

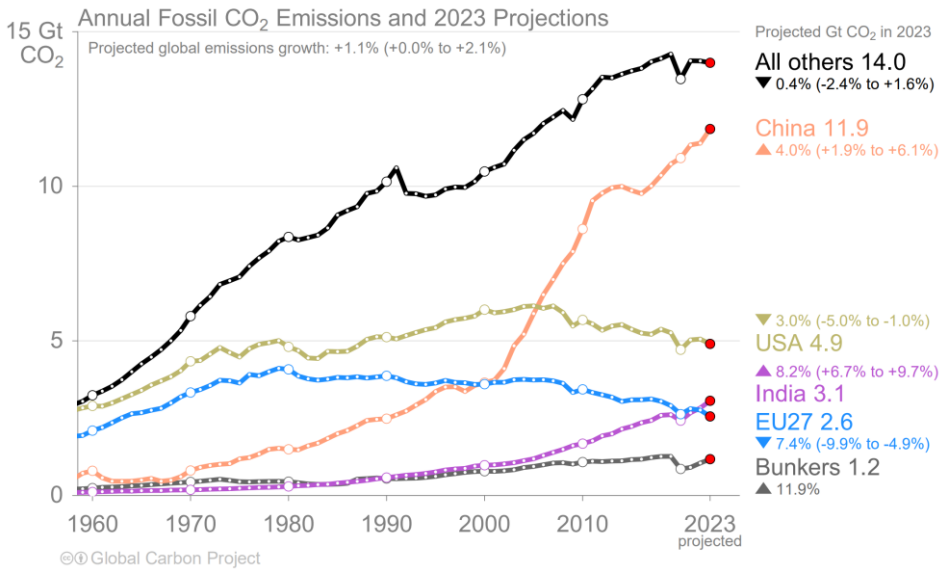


図 1.1.1-2 主要国別の CO_2 排出量推移（化石燃料燃焼および産業プロセス）
（出典：Global Carbon Project[10)]）

1.1.2 気候変動枠組条約パリ協定

パリ協定は、先進国と途上国という隔てなく、ほぼすべての国が温室効果ガス排出削減に取り組む法的拘束力を有する国際枠組ができたという点で画期的なものと言える。しかし、そのプレッジ・アンド・レビューの枠組みであるがゆえに、プレッジされた目標がしっかりした排出削減努力を伴うような目標であるのかの検証や、実際に実効性をもって排出削減に取り組んでいるのかの検証が重要になってくる。2018 年 12 月に開催された COP24 で、パリ協定の詳細ルールについて大部分が合意された。そこでは NDCs のレビューの方法等が定められ、基本的には先進国と途上国とで差異を設けないこととなった。しかし、NDCs の排出削減努力を適切にレビューできる仕組みではなく、UNFCCC の外での NDCs の排出削減努力の評価も大変重要であると考えられる。協定 6 条に関わる市場メカニズム関連のルールは、COP24、COP25 と合意できなかったが、2021 年の COP26 でようやく合意された。これにより、パリ協定実施の枠組みが一応の完成をみることとなった。2023 年は、初めてのグローバル・ストック・テイク（GST）が行われた。

2022 年度 [11)]および 2023 年度 [12)]の本事業において、NDCs (Nationally Determined Contributions)の各国の排出削減努力について複数の指標を用いて評価を実施した。本年度は、一部分析、また最新の国際的な研究動向についても、インプリケーションを含め記載を行った。

パリ協定では第 2 条の目的において「全球平均気温上昇を産業革命前に比べ 2℃未満に十分に抑え、また 1.5℃に抑えるような努力を追求」し、第 4 条 1 項で「世界の温室効果ガス排出をできる限り早期にピークにする。その後、急速に削減し、今世紀後半には、温室効果ガスについて人為的起源排出とシンクによる吸収をバランスさせる」としている。そして、「適応能力を向上させ」、「資金の流れを低排出で強靭な発展に向

けた道筋に適合させる」とした上で、「持続可能な発展と貧困撲滅の文脈において、気候変動の脅威への世界的な対応を強化する」としている。

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UNFCCC事務局に提出[3]していたが、「2050年カーボンニュートラル」宣言を受け、2021年10月に改訂した「パリ協定に基づく成長戦略としての長期戦略」を、UNFCCC事務局に再提出[6]している。COP28のGST決定文書[1]では、「最新のNDCsが完全に実施された場合には2.1～2.8℃の範囲の上昇」が予想されるとした上で、「パリ協定の長期の気温目標の排出経路とは大きなギャップがあることを認識する」とした。また、「IPCC報告書は、様々なモデル分析の調査の結果、世界全体のGHGが、遅くとも2025年までのピークアウト、2030年43%減（19年比）、2035年60%減（同）を達成する場合、オーバーシュート無しもしくは小さいオーバーシュートで1.5℃目標が達成される見込みがある、としていることを認識する。」と記載された。また先述のように、「パリ協定の内容を踏まえ、各国それぞれ異なる国情、経路、アプローチを考慮し、各国ごとに自ら決定した方法で、以下の世界的努力への貢献を要請する。」とした上で、「2030年までに再エネ容量を世界全体で3倍、エネルギー効率改善率を世界平均で年率2倍」、「科学に沿った形で2050年までにネットゼロを達成するため、2030年に向け行動を加速させ、公正で、秩序ある、衡平な方法で、エネルギーシステムにおける化石燃料からの移行を図る」などの記述がなされた。

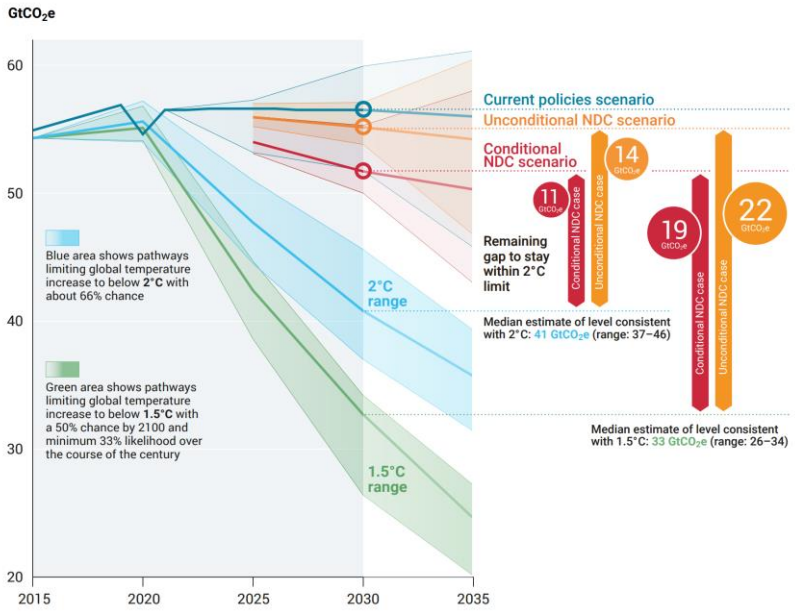


図 1.1.2-1　2030年のNDCsの予想排出量と2℃、1.5℃目標の排出量とのギャップ
（出典：UNEP[13]）

1.1.3　国連持続可能な発展目標

国連は、2015年9月の国連サミットで、国連加盟193か国が2016年～2030年の15年間で達成するために掲げた目標として、持続可能な発展目標（SDGs）を採択した。

SDGs は 17 の目標で成っており、13 番目に気候変動（Climate Action）も含まれている[14]。気候変動対応は極めて重要であるが、国際社会として取り組むべき課題はここで掲げられただけでも多く存在しており、気候変動対応との同時達成が望まれる。このような持続可能な発展目標間にはシナジー効果が存在する一方、トレードオフ効果も存在すると考えられる。持続可能な発展は、気候変動問題解決よりも高位の目標であり、持続可能な発展のための一つの要素として、気候変動問題の解決を考えていかなければ、より良い将来社会の実現とはならないと思われる。また、気候変動対応が、持続可能な発展目標全体との調和の中で実施しなければ、気候変動対応も持続できず、結果、気候変動問題の解決が遠のくことにもなりかねないと考えられる。そして、企業の中にも、SDGs を重視して企業理念や事業との整合性を判断する動きも広がりつつある。本研究においても、気候変動対応と持続可能な発展目標との関係については重要と位置づけており、これに関連した内容を第 2.2 節等に記載した。また、デジタル化の進展やその新結合によるイノベーションによって低需要社会が実現すれば、SDGs の同時達成に大きな貢献を果たす可能性が高く、この視点での研究も進めた（第 2.3 節、第 5.4～5.6 節など）。

図 1.1.3-1 国連持続可能な発展目標（SDGs）

（出典：UN[14]）

1.1.4 日本のエネルギーおよび地球温暖化政策の動向

(1) 日本の排出量と対策の動向

2011 年 3 月 11 日の東日本大震災によって引き起こされた福島第一原子力発電所の事故後、原発の再稼働もなかなか進まず、温室効果ガス排出量は大きく増大してきた。しかし、2013 年度をピークに電力消費量の低下や電源の排出原単位の改善等によって前年度比で排出減の傾向が続いていたが、2021 年度は 2020 年度に COVID-19 パンデミックによる排出減の反動で前年度比若干の増加となった（図 1.1.4-1）[15]。振り返ると、

2008 年頃に検討が行われた、2020 年排出削減目標は、当時の麻生政権の下で、2005 年比 15%減であったため、これに近い数字となっている（因みに、鳩山政権では 1990 年比 25%減、2005 年比では 30%減程度であったが、これとは極めて大きなギャップがある。）。この間、大きな情勢変化があり、原子力発電の見込みは大きく低下する一方、FIT や FIP により、大きな費用負担と引き換えに再エネは大きく導入拡大した。GDP 成長率は当初の見込みは達成できず、低位で推移し、潜在的な排出量は低位となった。排出上昇要因、低下要因ともに存在しているが、結果として、麻生政権での目標に近い数字が実現している。

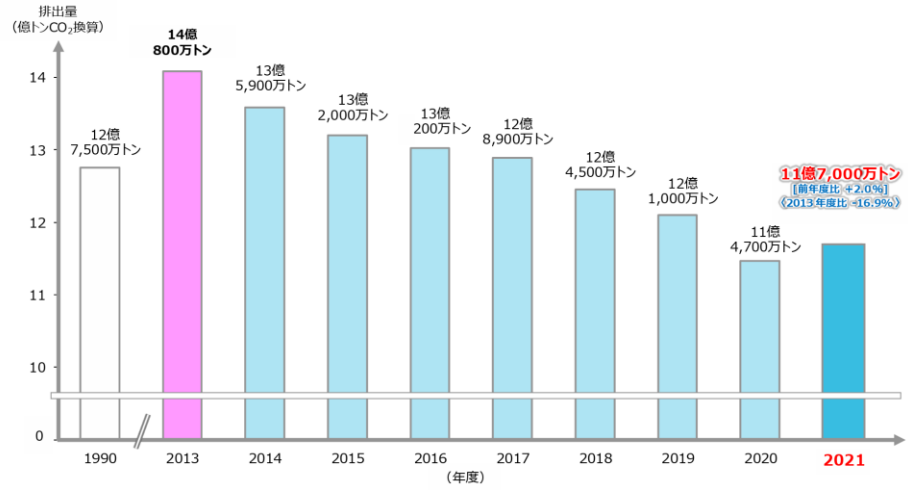


図 1.1.4-1 日本の GHG 排出量推移

（出典：環境省 [15]）

日本政府は、2014 年 4 月に閣議決定された第 4 次エネルギー基本計画で強調されたとおり、安全性を大前提としつつ、3E+S（経済効率性、エネルギー安定供給・安全性、環境保全性、安全性）の政策目標を達成するという方針に基づいて、2015 年にエネルギーミックス（長期エネルギー需給見通し）策定を行った [16]。

長期エネルギー需給見通しでは、2030 年の電源構成について、石炭 26%、LNG 27%、原子力 22～20%、再エネ 22～24%程度等とされた。省エネルギーについては、省エネ・温暖化対策前の基準ケースと比較して、最終エネルギー全体では 13%の低減、電力では 17%の低減を見込んだ。（2018 年に第 5 次エネルギー基本計画では、エネルギーミックス（長期エネルギー需給見通し）は改定されなかった。）これをベースに、2030 年の温室効果ガス排出削減目標を 2013 年度比 26%減とし、日本の NDC として提出された。

その後、2021 年 10 月に第 6 次エネルギー基本計画 [4]が閣議決定された。また地球温暖化対策計画も改定 [6]され、閣議決定された。2030 年の温室効果ガス排出削減目標は、26%減から 46%減（さらに 50%減の高みを目指す）へと公式に修正がなされた。第 6 次エネルギー基本計画、地球温暖化対策計画については後述する。

(2) 日本における自主行動計画と低炭素社会実行計画

日本国内の産業界の排出削減への取り組みは、「低炭素社会実行計画」[17]として実施されており、いわゆるプレッジ・アンド・レビューの仕組みとなっている。これは、基本的な仕組みとしてはパリ協定と同じとなっている。そして、各種業界団体内のレビュー、経団連でのレビュー、政府審議会でのレビューにより、排出削減への取り組みのプレッシャーがかかる。排出削減への取り組み・目標は、①国内の企業活動における 2020 年・2030 年の排出削減目標（原単位目標等を含む）、②低炭素製品・サービス等による他部門での貢献、③海外での削減貢献、④革新的技術の開発・導入の 4 本柱で成り立っており（図 1.1.4-2）、様々な形で排出削減を促す形となっている。

また、経団連は、②、④に関して、グローバル・バリューチェーン（GVC）を通した、様々な業種・企業による、多種多様な製品・サービス等の削減貢献の「見える化」事例をとりまとめている[18]。なお、GVC での削減貢献は、WBCSD が Avoided Emissions のガイドライン作成を行っており[19]、これに展開していると言える。

そして、経団連は、2021 年 11 月に低炭素社会実行計画を、2050 年カーボンニュートラルに向けたゴールを明確化する形にして、カーボンニュートラル行動計画（CN 行動計画）を策定し公表した[20]。

図 1.1.4-2 低炭素社会実行計画における 4 つの柱

（出典：経産省[17]）

日本の自主行動計画とその後の低炭素社会実行計画は、今後のパリ協定における自主的目標の提出とそのレビューという仕組みの具体化において、どのようにレビューを行うべきか、そして、いかに PDCA (Plan-Do-Check-Act)サイクルを回していくかなど、国際的なレビューの仕組み作りにも参考となると考えられる。

図 1.1.4-3 は、低炭素社会実行計画の 2021 年度実績のレビュー結果である[21]。業種毎の目標に対しては、多くの業種で順調な排出削減となっている。ただし、特 COVID-19 の影響により生産活動量が大きく落ち込んだ業種があり、原単位目標を掲げている業

種においては、指標が急激に悪化した業種も見られた。グリーン成長の視点から、低炭素社会実行計画の業種横断的な評価については、第 3.4 節において試評価を実施した。

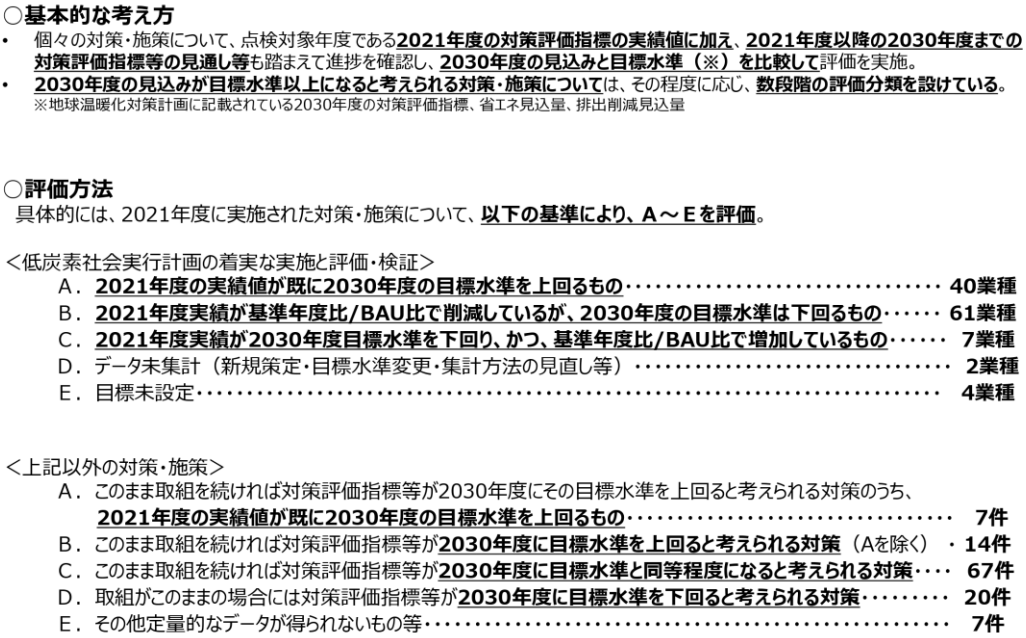


図 1.1.4-3　2021 年度の対策・施策の進捗評価

（出典：中央環境審議会 [21]）

(3) 再生可能エネルギー導入拡大と費用負担の増大

CO_2 排出削減、カーボンニュートラルを目指す上で、再生可能エネルギーの果たすべき役割は大変大きく、拡大が必須である。再生可能エネルギーに対する固定価格買取制度（FIT）の導入が進むなどし、世界的に再生可能エネルギー導入の拡大が続いている。日本も大幅な拡大が図られてきた。平地面積あたりの各国再エネおよび太陽光・陸上風力の発電電力量では、世界最高水準となっている（図 1.1.4-4）。

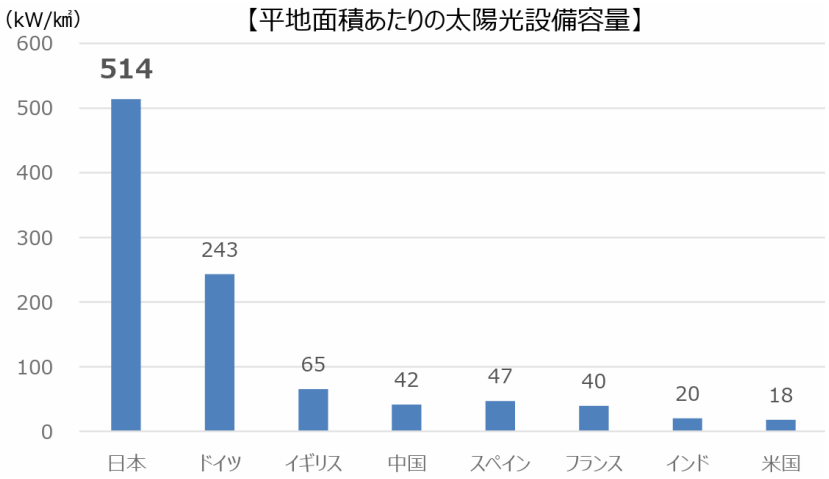


図 1.1.4-4 平地面積あたりの各国の太陽光発電の設備容量比較

（出典：調達価格委員会資料 [22]）

しかしながら、特に太陽光発電については FIT の買取価格が機動的に価格引き下げすることに失敗し、実際のコストとの間に大きな差が生じ、バブルが発生する状況が見られた。これによって、太陽光発電の導入量は増えるものの、そのコスト負担が大きくなり、電力料金が上昇し、負担感が大きくなっている（表 1.1.4-1）。2022 年度見込みの買取総額は年間 4.2 兆円、賦課金（負担額）は 2.8 兆円となっている（図 1.1.4-5）。再生可能エネルギーの拡大は温暖化対策のために重要ではあるものの、経済効率性の悪い対策となり、経済的な負担が大きくなれば、我々の経済的なリソースは奪われてしまう。それによって、長期的には却って温暖化抑制に逆行しかねない。（再エネの動向については第 3.5 節に記載）

政府は、FIT の見直しを行い、事業用太陽光発電について、設備認定を行っているものの、未稼働が続いている案件について、設備認定の取り消しを行うなど対策を行った（2017 年 4 月改正 FIT 法施行）。また、2020 年 2 月には、更に FIT 法の改正が予定され、2022 年 4 月から大規模事業用太陽光発電を皮切りにして市場価格連動型の Feed-In Premium (FIP)への移行となった。これによって、FIT のような極めて投資予見性の高い制度から、ある程度の事業リスクを負いながらそれに見合った利潤を得るような制度へと移行することとなる。また、需給が逼迫し市場価格が高いときに、再エネ電気を例えば蓄電池を介して供給するなど、事業者の工夫を引き出す制度とされている。

表 1.1.4-1　日本の再生可能エネルギー導入容量と認定容量（2023 年 3 月末時点）

再生可能エネルギー発電設備の種類	制度導入前	設備導入量(運転を開始したもの) 固定価格買取制度導入後											認定容量 固定価格買取制度導入後
	2012年6月までの累積導入量	2012年度（7月～）・2013年度の導入量	2014年度の導入量	2015年度の導入量	2016年度の導入量	2017年度の導入量	2018年度の導入量	2019年度の導入量	2020年度の導入量	2021年度の導入量	2022年度の導入量	制度開始後合計	2012年7月～2023年3月末
太陽光（住宅）	約４７０万kW	207.4万kW (476,493件)	103.6万kW (228,673件)	85.8万kW (179,389件)	79.2万kW (161,343件)	66.0万kW (133,272件)	73.3万kW (146,679件)	76.9万kW (152,232件)	75.9万kW (141,543件)	85.7万kW (153,169件)	105.8万kW (190,307件)	**959.5万kW** (1,963,100件)	**991.1万kW** (2,018,233件)
太陽光（非住宅）	約９０万kW	677.0万kW (123,684件)	836.8万kW (152,780件)	814.9万kW (115,943件)	544.4万kW (72,565件)	474.5万kW (53,352件)	490.6万kW (54,821件)	487.8万kW (49,172件)	499.7万kW (33,323件)	373.4万kW (20,606件)	354.4万kW (13,708件)	**5,553.7万kW** (689,954件)	**6,419.0万kW** (735,340件)
風力	約２６０万kW	15.4万kW (24件)	22.5万kW (24件)	14.8万kW (56件)	31.0万kW (150件)	17.8万kW (317件)	16.8万kW (455件)	46.7万kW (310件)	36.2万kW (268件)	29.8万kW (244件)	31.2万kW (306件)	**262.3万kW** (2,154件)	**1,410.0万kW** (7,794件)
地熱	約５０万kW	0.0万kW (2件)	0.4万kW (9件)	0.6万kW (10件)	0.5万kW (8件)	0.7万kW (23件)	0.9万kW (10件)	4.8万kW (6件)	1.4万kW (8件)	0.0万kW (4件)	0.2万kW (2件)	**9.5万kW** (82件)	**21.6万kW** (122件)
中小水力	約９６０万kW	0.6万kW (38件)	8.5万kW (56件)	9.3万kW (87件)	7.9万kW (101件)	7.5万kW (86件)	6.1万kW (86件)	13.3万kW (88件)	16.6万kW (79件)	12.8万kW (96件)	29.0万kW (71件)	**111.4万kW** (788件)	**258.3万kW** (1,167件)
バイオマス	約２３０万kW	14.8万kW (55件)	17.7万kW (48件)	29.7万kW (57件)	34.5万kW (66件)	50.0万kW (73件)	30.7万kW (60件)	43.1万kW (61件)	44.2万kW (56件)	67.6万kW (69件)	131.3万kW (60件)	**463.7万kW** (605件)	**841.4万kW** (1,024件)
合計	約２,０６０万kW	915.3万kW (600,296件)	989.6万kW (381,590件)	955.1万kW (295,542件)	697.4万kW (234,233件)	616.5万kW (187,123件)	618.4万kW (202,111件)	672.6万kW (201,869件)	674.0万kW (175,277件)	569.3万kW (174,188件)	651.9万kW (204,454件)	**7,360.2万kW** (2,656,683件)	**9,941.4万kW** (2,763,680件)

※ バイオマスは、認定時のバイオマス比率を乗じて得た推計値を集計。 ※ 各内訳ごとに、四捨五入しているため、合計において一致しない場合がある。
※ 失効分(2023年3月時点)を反映済。

74%

（出典：調達価格委員会資料 [22]）

図 1.1.4-5　再生可能エネルギーの費用負担の推移

（出典：調達価格委員会資料 [22]）

(4) エネルギーシステム改革

日本政府は、東日本大震災以降、電力・ガスシステム改革として自由化の一層の促進を進めてきた。電力については、2020 年 4 月には送配電部門の法的分離がなされ、第 1 弾から 3 弾までの一連の改革が一通り終了した（ただし経過措置料金（規制料金）

は解除がなされていない)。ガスについては 2017 年 4 月より都市ガスの小売料金の全面自由化となり、2022 年 4 月にガス導管部門の法的分離もなされた。

電力については、kWh、kW、ΔkW、非化石価値など、様々な特性の異なる電力が持っている価値を分離し、それぞれ市場取引することで、経済合理的に価値を評価していこうとしている。自由化によって、競争の下でのコスト低減が期待できるし、また、異業種の参入により、新たなサービスなどが生まれ、イノベーションの可能性が高まることは期待できる。一方で、エネルギー供給という公益性の高い部門での自由化によって、エネルギー供給において本来必要となる長期を考えた、より良い投資が行われにくくなってくる懸念もある。市場は短期的な経済合理性は追求できるが、長期への対応は容易ではなく(長期の電源設備維持を目的とした kW 価値の取引を想定する容量市場であっても)、慎重な制度設計が望まれる。地球温暖化対策についても、市場の下で良い投資が行われにくくなる懸念がある。電力やガスの自由化促進の下での地球温暖化対策のあり方も大きな課題となってきている。

そして、ロシア・ウクライナ情勢による化石燃料高騰と LNG 供給リスクの上昇、また、2022 年 3 月 22 日には東京、東北電力管内での電力需給逼迫が起こるなど、エネルギー安全保障、安定供給のリスクが顕在化してきている。まさに、電力自由化と温暖化対策との調和の難しさが顕在化してきた事象と考えられる。日本政府は、他の課題も踏まえ、「GX 実現に向けた基本方針」[7]で原子力の活用の方針や、電力供給安定化等、電力システムに関して改善方針を示したところである。その効果を含め、注視、検証していくことが、持続的な気候変動対策のためにも重要と考えられる（電力自由化の下での地球温暖化対策の課題については第 3.6 節で議論する)。

(5) エネルギー基本計画

エネルギー基本計画は 3 年に 1 回見直しの検討が行われることとなっており、第 6 次エネルギー基本計画 [4]が、2021 年 10 月に閣議決定された。

2020 年 10 月の総合資源エネルギー調査会基本政策分科会資料 [23]では、第 5 次エネルギー基本計画 [24]以降のエネルギーをめぐる状況変化を踏まえた、今後の検討の主な視座として、以下の点が提示されていた。これらの視座や、「2050 年カーボンニュートラル」宣言、そして 2030 年目標としての 2013 年度比 46%削減（さらに 50%減の高みを目指す）の宣言を踏まえながら、新たなエネルギー基本計画が策定された。

① 国際情勢の変化

1) 自国第一主義の台頭
2) 新型コロナウィルス感染症拡大の教訓
3) 中東を巡るパワーバランスの変化
4) 気候変動問題への危機感の高まり
5) 新たなテクノロジーの台頭

② 国内情勢の変化

1) エネルギー供給基盤の揺らぎ
2) 電力自由化と再エネ拡大による投資環境の変化
3) 新たな技術の可能性拡大が道半ば

図 1.1.4-6 は、2030 年のエネルギーミックスの姿における電源構成の見込みである[25]。第 6 次エネルギー基本計画では、46%減の目標がとても厳しい目標であるため、エネルギーミックスの数値も「野心的な見通し」とした。一方で、エネルギー政策の要諦は、安全性を前提とした上で、エネルギーの安定供給を第一とし、経済効率性の向上による低コストでのエネルギー供給を実現し、同時に、環境への適合を図る S+3E の実現のため、最大限の取組を行うこととしている。環境対応は重要であるが、S+3E の実現が重要で、とりわけエネルギーの安定供給の重要性、優先度の高さを指摘したものとなっている。

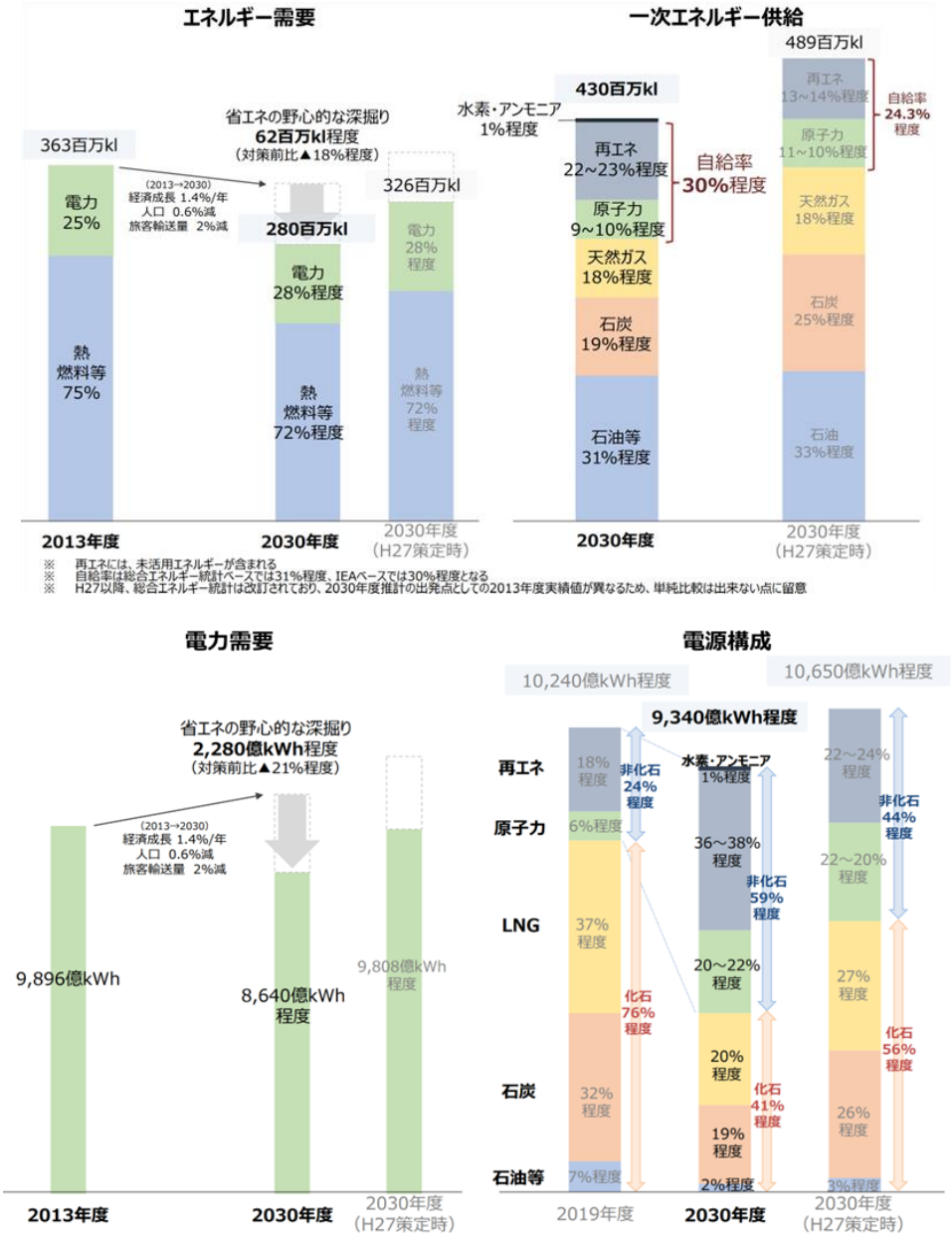


図 1.1.4-6 第 6 次エネルギー基本計画：2030 年エネミックス

（出典：経済産業省 [25]）

なお、2024 年には次期エネルギー基本計画の議論が進められると考えられる。また、次期 NDC として 2035 年の排出削減目標の議論も同時に進められると見られる。意欲ある排出削減目標であるとともに、世界全体での実効ある排出削減に資する現実感のある排出削減目標が求められる。

(6) 地球温暖化対策計画

2021 年 10 月に地球温暖化対策計画が改正され、2030 年の 46%減目標を受ける形で大きく見直された。2030 年の部門別排出削減見通しは、表 1.1.4-2 のような形とされた [5]。

引き続き、産業界の排出削減への取り組みとして、低炭素社会実行計画を主に自主的な取り組みを実施、強化していく方針となっている。また、2030 年までに 100 以上の「脱炭素先行地域」を創出するとした。

表 1.1.4-2 地球温暖化対策計画における 2030 年の部門別排出削減見通し

温室効果ガス排出量・吸収量（単位：億t-CO2）		2013排出実績	2030排出量	削減率	従来目標
		14.08	7.60	▲46%	▲26%
エネルギー起源CO_2		12.35	6.77	▲45%	▲25%
部門別	産業	4.63	2.89	▲38%	▲7%
部門別	業務その他	2.38	1.16	▲51%	▲40%
部門別	家庭	2.08	0.70	▲66%	▲39%
部門別	運輸	2.24	1.46	▲35%	▲27%
部門別	エネルギー転換	1.06	0.56	▲47%	▲27%
非エネルギー起源CO_2、メタン、N_2O		1.34	1.15	▲14%	▲8%
HFC等４ガス（フロン類）		0.39	0.22	▲44%	▲25%
吸収源		-	▲0.48	-	（▲0.37億t-CO_2）
二国間クレジット制度（JCM）		官民連携で2030年度までの累積で１億t-CO_2程度の国際的な排出削減・吸収量を目指す。我が国として獲得したクレジットを我が国のNDC達成のために適切にカウントする。			-

（出典：日本政府資料 [5]）

(7) パリ協定長期成長戦略

2018 年 8 月に内閣総理大臣の下に「パリ協定に基づく成長戦略としての長期戦略策定に向けた懇談会」が立ち上げられ、議論が行われた。そして、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」を閣議決定し、UNFCCC 事務局に日本の長期戦略として提出を行った。そこでは、「最終到達点としての「脱炭素社会」を掲げ、それを野心的に今世紀後半のできるだけ早期に実現することを目指す」とされた。

しかし、2020 年 10 月の菅首相（当時）の 2050 年カーボンニュートラル宣言を受け、先述のように、エネルギー基本計画、地球温暖化対策計画の改定がなされ、これら改定と同じく 2021 年 10 月に「パリ協定に基づく成長戦略としての長期戦略」も改定された。図 1.1.4-7 は改定された長期戦略の概要である。

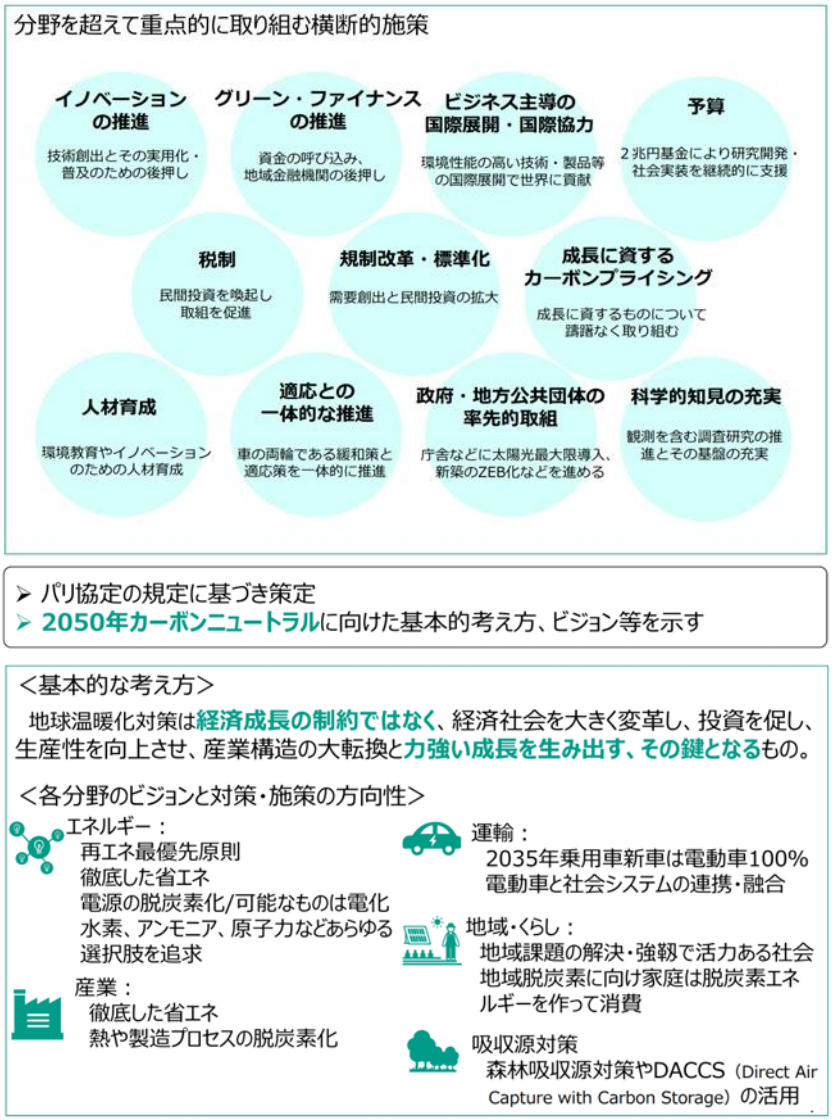


図 1.1.4-7 パリ協定長期成長戦略（概要）

（出典：文献 6)）

(8) 革新的技術開発－革新的環境イノベーション戦略・グリーン成長戦略

パリ協定長期成長戦略では、イノベーションの重要性が指摘された。そして、政府は、2020 年 1 月に「革新的環境イノベーション戦略」[26]を策定した（図 1.1.4-8）。そこでは、イノベーション・アクションプランの重点領域として、①非化石エネルギー、②蓄電池を含むエネルギーネットワーク、③様々な分野で活用可能な水素、④カーボンリサイクル・CCUS、⑤農林水産分野での炭素固定等、として、アクションプランを策定した。また、2020 年 12 月に「2050 年カーボンニュートラルに伴うグリーン成長戦略」[27]も策定され、また、2021 年 6 月に一部を改訂した最終的な「2050 年カーボンニュートラルに伴うグリーン成長戦略」が策定、公表された[28]（図 1.1.4-9）。取り上げられている技術は、カーボンニュートラル達成のために重要と考えられる技術がほぼカバーされていると考えられるが、広範なるイノベーション政策として適切な政策となっているかの検証をし、必要に応じて是正していくことも重要である。

革新的な技術の開発普及の実現によって、炭素価格はあまり上昇しないながらも、大幅な排出削減が実現するようにしなければならない。さもなければ、グリーン成長にはつながらず、大幅な排出削減は現実社会では実現し得ない。

本研究でも、イノベーションの可能性について検討を行った（第 2.3 節）。

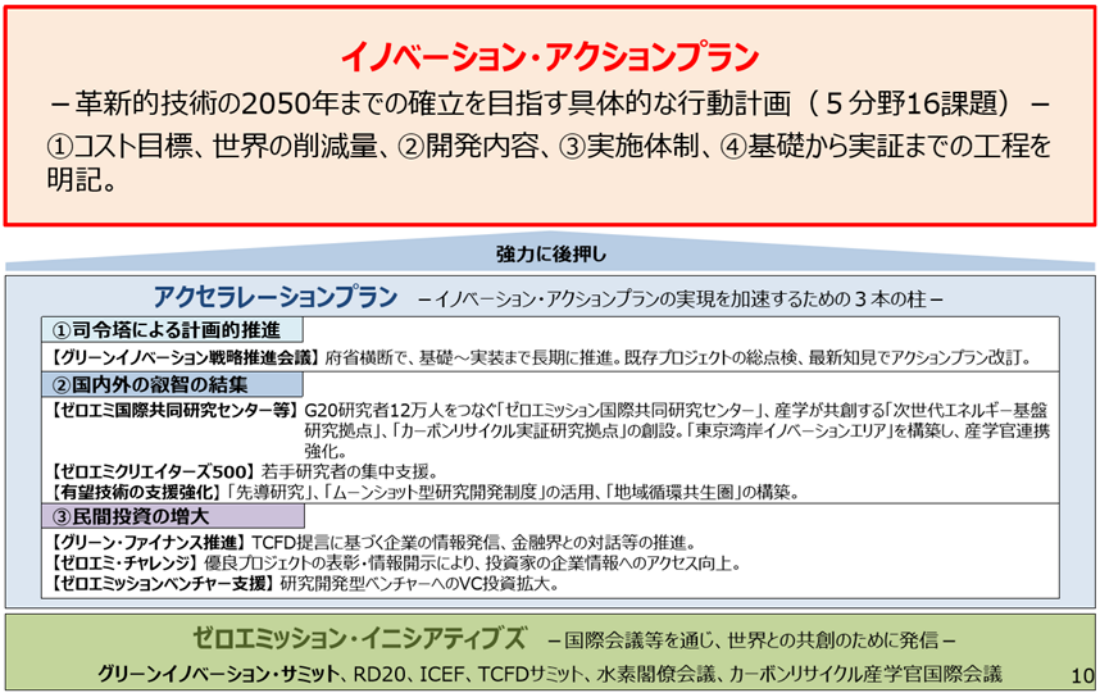


図 1.1.4-8 革新的環境イノベーション戦略（全体像）

（出典：文献 26)）

図 1.1.4-9 グリーン成長戦略

（出典：文献 27)）

(9) サステイナブルファイナンス

長期的な投資を行う機関投資家を中心に、投資判断において、投資に ESG（Environment, Social, Governance）を組み入れる考えが進展してきている。また、「国連責任投資原則（PRI)」の署名機関数・規模も大きく増加してきている。そして、例えば英国ではスチュワードシップコードを改訂し、「スチュワードシップと投資を重要な環境、社会、ガバナンスの課題、そして気候変動も含めて、自身の責任を果たすために体系的に統合する」との文言が追加され、2020 年 1 月より改定されたスチュワードシップコードが施行された。また、日本においても、2019 年 12 月に日本版スチュワードシップコードの改訂案が公表された。このように ESG の重要性が増している。

また、サステナブルファイナンスの取組など、グリーンを定義して、民間資金を誘導する政策措置がとられ始めている。EU は、環境上サステナブルな経済活動を分類・定義した EU タクソノミーを策定してきている。EU タクソノミーは、良い技術と悪い技術を区別するような手法であり、この弊害についての議論も起こりつつある。例えば、マーク・カーニー イングランド銀行総裁は、2019 年 9 月の国連気候変動サミットにおいて、「EU タクソノミーは二進法的になる傾向があり、むしろ『50 段階の色合いのグリーン』を示すような タクソノミーが必要との指摘」している。更には、気候関連財務情報開示タスクフォース（TCFD）では、財務に影響のある気候関連情報の開示を推奨するとされ、それに賛同する企業も国内外で増加してきている。批判に一部対

応するような形で、欧州委員会は 2022 年 2 月に、条件付きながら天然ガスと原子力も適格扱いとする最終方針を示した。

経済産業省は、2020 年に環境イノベーション・ファイナンス研究会を立ち上げ、「クライメート・イノベーション・ファイナンス戦略 2020」をとりまとめた[29]。そこでは、SDGs やパリ協定の実現のためには、グリーンか、それ以外の二項対立的な考え方ではなく、トランジション（T)、グリーン（G)、革新イノベーション（I）を同時に推進し、これらの事業に対してファイナンス（F）していくことが重要であり、このために、政府の気候変動対策へのコミットメント、企業の積極的な情報開示、資金の出し手によるエンゲージメントの３つの基盤を整備していく、とされた。

そして、クライメート・トランジション・ファイナンスの拡大を目指し、政府は「クライメート・トランジション・ファイナンスに関する基本指針」を策定した[30]。これは、グリーンボンド原則等を公表している ICMA が 2020 年 12 月に公表した「クライメート・トランジション・ファイナンス・ハンドブック」[31]に記載されている 4 要素（①トランジション戦略とガバナンス、②ビジネスにおける環境面のマテリアリティ（重要度)、③科学的根拠のある戦略、④実施の透明性）に基づき、開示に関する論点、開示事項・補足、独立したレビューに関する事項が記載された。

さらに、トランジション・ファイナンスに資するよう、分野別ロードマップの策定が進められた。鉄鋼、化学、電力、ガス、石油、セメント、紙・パルプの策定がなされた[32]。また、2022 年度には自動車のロードマップの策定もなされた。本報告書では、第 5.2 節において、世界エネルギー・温暖化対策評価モデル DNE21+を用いた、2℃、1.5℃目標と整合的な部門別ロードマップの策定を行った。

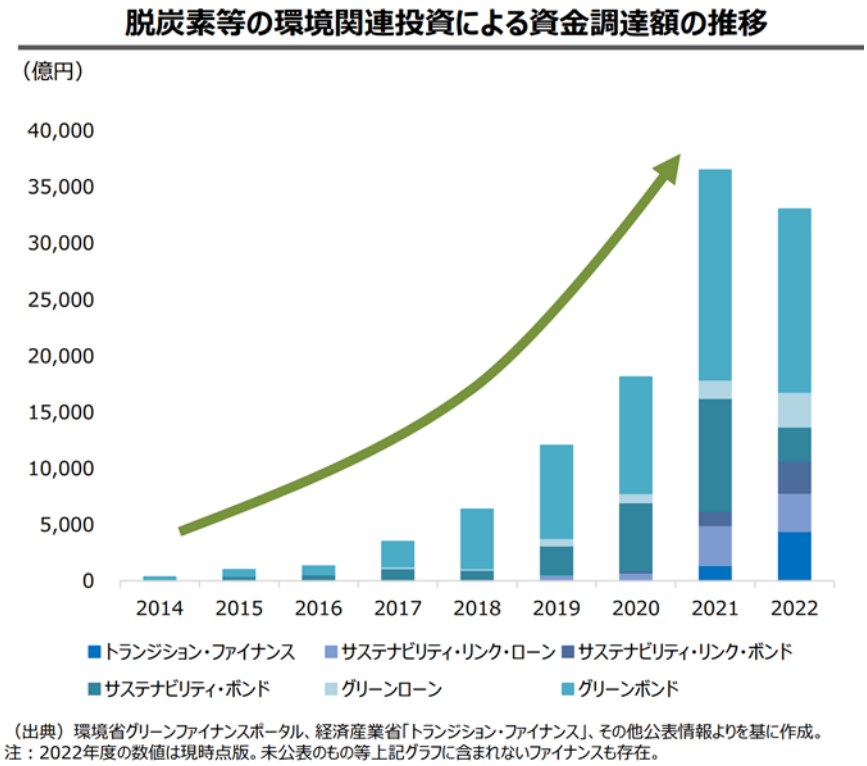


図 1.1.4-10 サステイナブルファイナンスの動向

（出典：文献 33)）

(10)温暖化適応計画

政府は、「気候変動による様々な影響に対し、政府全体として、全体で整合のとれた取組を計画的かつ総合的に推進するため、目指すべき社会の姿等の基本的な方針、基本的な進め方、分野別施策の基本的方向、基盤的・国際的施策を定めた、政府として初の気候変動の影響への適応計画」を 2015 年 4 月に策定し閣議決定を行った[34]。気候変動緩和を進めることは重要であるが、同時に、気候変動を完全には防止することは困難であり、過去の排出による効果を含め不可避的に進行する可能性のある地球温暖化影響に対する適切な対応を計画性をもって実施し、リスクに備えることは重要である。

適応計画では、基本戦略として、(1)政府施策への適応の組み込み、(2)科学的知見の充実、(3)気候リスク情報等の共有と提供を通じた理解と協力の促進、(4)地域での適応の推進、(5)国際協力・貢献の推進を挙げている。また、基本的な考え方として、観測・監視や予測を行い、気候変動影響評価を実施し、その結果を踏まえ適応策の検討・実施を行い、進捗状況を把握し、必要に応じ見直す。このサイクルを繰り返し行い、おおむね 5 年程度を目途に気候変動影響評価を実施し、必要に応じて計画の見直しを行うとした。

また、気候変動への適応を推進することを目的として、2018 年 6 月には「気候変動適応法」が公布された。政府による気候変動適応計画の策定、環境大臣による気候変動影響評価の実施等が定められ、5 年程度を目途とした気候変動影響評価の実施も法律

の中で位置づけられることとなった。これに基づき、2020 年 12 月に「気候変動影響評価報告書」[35]がとりまとめられた。

(11)GX 実現に向けた基本方針

政府は、岸田首相指示の下、2021 年 12 月に「クリーンエネルギー戦略」策定の議論を開始した。一方、その議論の中、2022 年 2 月にはロシアのウクライナ侵攻が起こり、上昇傾向にあった化石燃料価格は一層の上昇となり、特に天然ガスの供給途絶リスクも高まった。更には 2022 年 3 月には、東京電力管内と東北電力管内において、電力の需給逼迫が発生した。エネルギー安全保障、安定供給への懸念が高まる事態となった。また、電力を含め、エネルギーの価格上昇が顕著になり、経済への大きな影響が懸念されるようになった。CN に向けた排出削減への取り組みの方向性（環境への対応）は変わらないものの、エネルギー安全保障・安定供給、経済性とのバランス、いわゆる 3E を、これまで以上に認識し、対応しなければならない状況となった。このような中、2022 年 5 月にクリーンエネルギー戦略 中間整理[7]がとりまとめられた。そして、2022 年 7 月末に官邸において、GX 実行会議が設置され、2022 年 12 月末にとりまとめがなされた。そして、2023 年 2 月に「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」[8]が閣議決定された。

図 1.1.4-11 GX 実現に向けた政策のロードマップ

（出典：文献 8)）

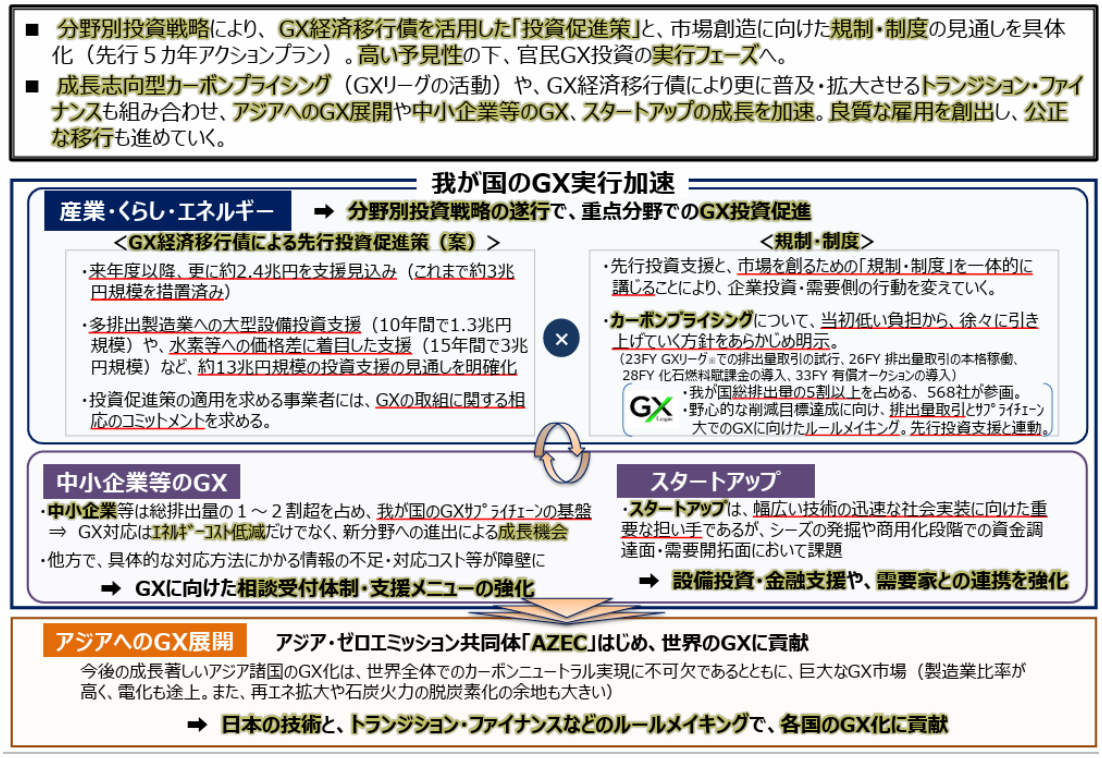


図 1.1.4-12 日本政府の GX 実現に向けた方針

（出典：文献 36)）

1.1.5 欧州排出量取引制度の動向

欧州排出量取引市場の炭素価格は、2021 年に入ってから急速に上昇し、100 ユーロ/tCO_2 に迫る価格となり、しばらくの間、高い水準で留まっていたが、2023 年に入り低下傾向となっている（図 1.1.5-1）[37]。炭素国境調整措置の必要性がより大きくなる一方、炭素国境調整措置で対応可能なのかという疑問も生じる。炭素国境調整措置でこの炭素価格に相当する輸入関税をかければ、鉄鋼等の素材価格が大きく上昇し得る。消費構造の変化を長期的には促すかもしれないが、代替製品が少ない製品の価格上昇は、物価の上昇のみをもたらし、排出削減には効果が乏しい可能性もある。日本政府も 2023 年 2 月に「GX 実現に向けた基本方針」[8]が閣議決定され、カーボンプライシングとして、炭素に関する賦課金と、排出量取引制度の導入の方針が決定された。第 4.1 節では 2030 年国別貢献（NDCs）の排出削減目標の CO_2 限界削減費用（炭素価格）推計を示したが、高い炭素価格が推計され、高い価格でなければ目標達成が難しいと見られる一方、国間で炭素価格に差異が大きければ、炭素のリーケージが起こって世界全体での排出削減効果は生じなくなってしまう可能性が高く、難しい戦略が求められる。第 4.4 節において、炭素国境調整措置に関する動向と分析・評価について記述した。

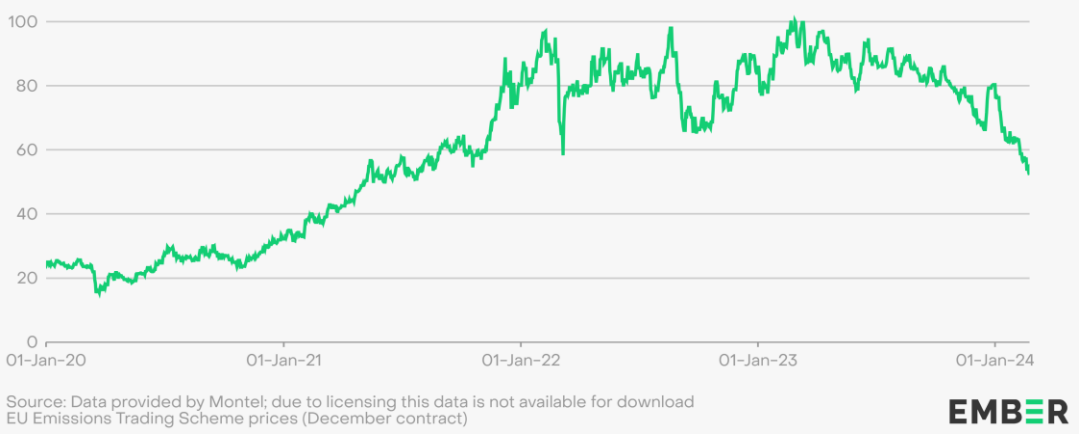


図 1.1.5-1　欧州排出量取引制度 EUA 炭素価格推移

（出典：Sandbag[37)]）

1.1.6　IPCC 関連の動向

IPCC は、第 6 次評価報告書（AR6）に向けたサイクルが終盤となり、第 3 作業部会（WG3）緩和に関する評価報告書が、2022 年 4 月に公表された[38)]。また、統合報告書が 2023 年 3 月に公表された[39)]。

AR6 のプロセスにおいては、新しい統合シナリオとして SSPs (Shared Socioeconomic Pathways、共有社会経済パス)と呼ばれる、WG 横断的な分析の共通基盤とするシナリオの検討、策定も進められてきた。これは当初、AR5 の分析に間に合わせようとしてきたが、ほとんど間に合わず、AR6 に向けて、ベースとなる社会経済シナリオになると考えられるため、本事業でもこの検討を行った。2017 年 9 月の IPCC 総会において章構成が承認された後、気候変動緩和を扱う WG3 については、報告書執筆者会合は 2018 年 4 月に第 1 回が、2019 年 9 月に第 2 回会合、2020 年 4 月に第 3 回会合、2021 年 4 月に第 4 回会合（第 3 回、第 4 回会合は COVID-19 の影響によりオンライン）が開催された。そして、最終ドラフトが 2022 年 3 月末からの IPCC 総会にかけられ、2022 年 4 月に報告書の政策決定者向け要約（SPM）が承認、本体が承諾された。2023 年 4 月に統合報告書が承認、承諾された。

第 6 次評価プロセスは終了し、第 7 次評価報告書に向けたプロセスが開始したところである。IPCC は気候変動対策、政策に重要な影響を与えてきており、引き続き、IPCC 関連の動向を調査していくことは重要である。2023 年 4 月にはバンコクにおいて、第 6 次評価プロセスでのシナリオの活用に関する成果、課題のストックテイク、そして次期プロセスへの展望についてのシナリオ利用に関するワークショップが開催された[40)]。

1.2　本研究の目的と実施内容

以上のような背景の下、本事業では、最新の科学的な分析と議論の策定動向も踏まえながら、海外研究機関とも連携・協力しつつ、温暖化対策（緩和策および適応策）、ファイナンス、政策の総合的かつ整合的な分析・評価を行い、地球温暖化対策と経済

成長の両立（グリーン成長）を目指す国際枠組み・わが国の国際戦略立案に資することを目的に以下のような項目等を実施した。

(1) コンピュータモデルを用いた総合的な分析・評価

世界エネルギー・温暖化対策技術評価モデル、経済モデル、及び、非 CO_2 温室効果ガス評価モデルによって、温暖化対策・政策の総合的な分析を行った。

(1－1) IPCC の要請を受けて、国際的に議論が行われている共有社会経済パス（Shared Socioeconomic Pathways: SSP）や今後の新シナリオの動向を踏まえた社会経済シナリオを想定し、2100 年までの期間について技術評価モデル DNE21+で温暖化対策の分析、評価を行った。なお、IPCC 1.5℃特別報告書で引用された低エネルギー需要（LED）シナリオに準ずるシナリオについても検討を行い、必要に応じてモデル拡張を行った上で、分析、評価を行った。また、SSP 等のシナリオに関する既往の分析、評価研究について調査、整理を行い、本分析、評価との比較を行った。

(1－2)

①2020 年以降（2030 年頃）の地球温暖化対策に関する将来枠組み・目標に関して、各国提出の排出削減目標、カーボンバジェット について、複数の国際衡平性の指標（CO_2 排出原単位、限界削減費用均等化、GDP 比費用均等化、政策強度、製品炭素含有量等）における位置づけや気候変動によるマクロ経済への影響について、各種統計データおよびコンピュータモデルを用いて分析、評価を行った。その上で、パリ協定における進捗評価（レビュー）に資する評価方法の確立に向けた検討を行った。そして、パリ協定におけるグローバルストックテイクを踏まえ、進捗評価（レビュー）に資する評価方法の確立に向けた検討を行った。

②欧米等を中心に議論されている国境調整措置やカーボンクラブなどの貿易と気候変動対策を絡めた経済分析についても実施した。

③各国の長期目標との関係性についても分析、評価を行った。特に、パリ協定で位置づけられた２℃目標、1.5℃目標に関しては、同目標達成のための緩和策を評価するとともに、他の持続可能な発展目標とのシナジー効果、トレードオフ効果について分析、評価を行うほか、超長期のゼロエミッション達成に向けた対策の方向性の検討とその限界について分析、評価を行った。また、国際機関、研究機関、市民団体による排出削減目標の評価について、その方法論等を調査し、評価を行った。

(1－3) 下記の(2)項を踏まえつつ、上記(1-1)項の社会経済シナリオの下で、気候変動緩和と SDGs 等とのコベネフィットを考慮したシナジー効果、トレードオフ効果について、コンピュータモデルを用いた分析、評価を行った。

(1－4) 所得階層による温暖化対策の費用負担の衡平性と効率性とのトレードオフについて、コンピュータモデルを用いた分析、評価を行い、今後の大幅な排出削減にあたっての対策の在り方について検討を行った。

上記(1－1)～(1－3)、また下記の(8)項の国際モデル比較プロジェクト等に対応するために世界エネルギー・温暖化対策技術 DNE21+等のモデル拡張を行った。また、我が国のエネルギー及び温暖化対応の動向もモデル分析に反映させた。

(2) 気候変動対応のリスクマネージメントについての検討および温暖化緩和策と適応策の経済影響・経済効果、雇用への影響、気候変動対策におけるイノベーションの可能性に関する分析

気候変動対応の影響・適応の評価について、国際的な最新の学術的な評価に関するとりまとめを行い、その含意について検討を行った。更には、温暖化影響・適応の経済影響・経済効果評価モデルを開発し、緩和と影響・適応に関する総合的な分析・評価も行った。

加えて、気候変動対応に付随するリスクについて、気候変動対応に大きな影響を及ぼし得る要因を特定し、その影響について定量的な分析を行った。

その上で、それらの知見も踏まえつつ、気候変動対応のリスクマネージメントについて、考え方の整理を行うと共に、緩和策と適応策の経済影響・経済効果に関する分析を行った。

また、気候変動対策におけるイノベーションの可能性を調査・検討するとともに、イノベーションの気候変動リスクマネージメント戦略における位置づけについても検討を行った。

(3) 効果が期待できる温暖化対策の具体的なシステム提案とその分析

費用対効果の高い具体的な温暖化対策のシステム提案を行った。また、民生、運輸部門を中心とした積み上げ的なモデル分析、それらのシステム的な方策のモデル化とその分析により、その排出削減効果とシステムの費用およびその経済影響・効果について定量的な評価を行った。

(4) グリーン成長、温暖化対策技術の国際展開に関する分析

以下①～⑥の項目を含めて、「グリーン成長」の見通しについて考え方の整理およびデータに基づく分析を行った。

①エネルギー生産性の国際比較とその要因、それに伴う各国、世界のグリーン成長との関係についての分析

②消費ベース CO_2、製品に体化された電力（間接的電力輸入）に関する評価についても、最新動向の調査等

③国内外の再生可能エネルギー導入とその費用負担の状況などについて調査を行い、グリーン成長との関連についての整理

④米国、欧州等における CO_2 排出削減対策・政策を調査、整理

⑤日本の電力システム改革の下での CO_2 排出削減対策・政策の課題についての整理

⑥（ⅰ）グリーンファイナンスを含めた気候変動問題に対する金融部門の取り組みを調査（ⅱ）その際、石炭火力発電等のダイベストメントや、タクソノミーの議論や関連分析について調査（ⅲ）また、金融部門を明示的に考慮したモデル評価の課題を整理し、低炭素技術の国際展開に伴う、ファイナンシングを含めた金銭の流れを分析・評価

(5) 気候変動問題に関する主要論文の調査、整理

IPCCやUNFCCC交渉などで注目されるような気候変動問題に関する主要な論文について調査を行った。

(6) 国内における学会等での気候変動問題の研究動向調査及び研究成果の発信

気候変動問題の研究動向を調査するため、主要な国内学会（エネルギー・資源学会等）・ワークショップ等に出席し、情報収集、整理を行った。また、(1)～(4)項に関する研究成果の発信も行った。

また、(1)の分析に資するため、セクター別主要企業・団体・学術専門家へのヒアリングやセミナー・講演会参加により情報収集及び研究成果の発信を行った。

(7) 気候変動に関する国際会議への参加等による各国動向調査

最新の気候変動に関する国際枠組み等に関する各国の動向を調査するため、米国、欧州の気候変動に関する主要な関係者（政府関係者、シンクタンク等）にヒアリングを行った。また、国際会議等の場で、研究成果の発信を行った。

(8) 国際モデル比較プロジェクトへの参画、海外研究機関等との研究協力

研究成果の国際展開をはかるため、以下のように、国際モデル比較プロジェクトへの参画や海外研究機関等との研究協力を行った。

(8－1) 国際応用システム分析研究所（IIASA）と技術進展の見通しとそのモデル分析に関する研究協力を行い、IIASAの気候変動に関連する研究の情報収集を行った。

(8－2) 米国未来資源研究所（RFF）と地球温暖化・エネルギー政策分析に関する研究協力、及び特に2020年以降の目標として米国が掲げうるものを評価するための関連政策動向分析を行った。

(8－3) 気候変動対策と持続可能な発展のコベネフィット、トレードオフ等のモデル分析を行う欧州の国際モデル分析比較プロジェクトへ参加した。

(8－4) エネルギー需要サイドの技術革新に関する国際モデル分析比較プロジェクト（EDITS）へのモデル分析結果の提供や、会合への参加、会議出席を行った。

(8－5) 気候変動緩和シナリオ分析の国際連携のためのコンソーシアム Integrated Assessment Modeling Consortium（IAMC）会合への参加、会議出席を行った。

(8－6) 国際エネルギー機関（IEA）と長期排出削減対策に関する研究協力を行った。

以上のような実施項目に関して、本報告書では、第2章で気候変動リスクマネージメントのあり方について検討した結果を記載し、第3章ではグリーン成長の限界を正しく認識しつつ、その機会を見出すために、各種データの整理やそれを基にした分析・評価を行った。第4章では、中期的な緩和策の分析として、パリ協定NDCs (Nationally Determined Contributions)の排出削減目標（2030年頃）に関する分析・評価を行った結果をまとめた。第5章ではトランジションを含む、長期の緩和シナリオ分析についてまとめた。第6章では最新のIEAシナリオの調査結果について記載すると共に、国際

モデル比較プロジェクトの動向や各種分析について記載した。そして、第 7 章においてまとめを記載した。

参考文献（第 1 章に関するもの）

1) COP28, Decision -/CMA.5 Outcome of the first global stocktake (2023) https://unfccc.int/sites/default/files/resource/cma2023_L17_adv.pdf
2) 日本政府、G7 札幌 気候・エネルギー・環境大臣会合 結果概要 (2023) https://www.env.go.jp/content/000129182.pdf
3) 日本政府「パリ協定に基づく成長戦略としての長期戦略」 (2019)、https://www.kantei.go.jp/jp/singi/ondanka/kaisai/dai40/pdf/senryaku.pdf
4) 第 6 次エネルギー基本計画 (2021) https://www.meti.go.jp/press/2021/10/20211022005/20211022005.html
5) 日本政府「地球温暖化対策計画」https://www.env.go.jp/earth/ondanka/keikaku/211022.html (2021)
6) 日本政府「パリ協定に基づく成長戦略としての長期戦略」(2021) http://www.env.go.jp/earth/ondanka/keikaku/chokisenryaku.html
7) 日本政府、クリーンエネルギー戦略 中間整理、2022 年 5 月、https://www.meti.go.jp/shingikai/sankoshin/sangyo_gijutsu/green_transformation/pdf/008_01_00.pdf
8) 日本政府、GX 実現に向けた基本方針、2023 年 2 月、https://www.meti.go.jp/press/2022/02/20230210002/20230210002.html (2023 年 2 月 16 日アクセス)
9) 日本政府、分野別投資戦略、2023 年 12 月、https://www.meti.go.jp/press/2023/12/20231222005/20231222005.html (2024 年 2 月 26 日アクセス)
10) Global Carbon Project, Global Carbon Budget 2023, https://view.officeapps.live.com/op/view.aspx?src=https%3A%2F%2Fwww.globalcarbonproject.org%2Fcarbonbudget%2Farchive%2F2022%2FGCP_CarbonBudget_2022.pptx
11) RITE/METI、令和 3 年度地球温暖化対策技術の分析・評価に関する国際連携事業報告書、2022 年 3 月
12) RITE/METI、令和 4 年度地球温暖化対策技術の分析・評価に関する国際連携事業報告書、2023 年 3 月
13) UNEP, Emissions Gap Report 2023 (2023). https://www.unep.org/resources/emissions-gap-report-2023
14) United Nations, Sustainable Development Goals, http://www.un.org/sustainabledevelopment/sustainable-development-goals/
15) 環境省、2021 年度（令和 3 年度）温室効果ガス排出量（確報値）、https://www.env.go.jp/content/000129139.pdf
16) 経済産業省、長期エネルギー需給見通し (2015) https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/mitoshi/pdf/report_01.pdf
17) 経団連 低炭素社会実行計画概要、https://www.keidanren.or.jp/policy/2021/102_honbun.pdf
18) 経団連 グローバル・バリューチェーンを通じた削減貢献 http://www.keidanren.or.jp/policy/2018/102.html

19) WBCSD, Avioded Emissions (2022)
https://www.wbcsd.org/Overview/Policy-Advocacy-and-Member-Mobilization-PAMM/News/COP27-The-Business-of-Climate-Recovery-Accelerating-Accountability-Ambition-and-Action
20) 経団連 カーボンニュートラル行動計画
https://www.keidanren.or.jp/policy/vape/LowCarbonSociety2017.pdf
21) 中央環境審議会 地球環境部会 (2023) https://www.env.go.jp/content/000142594.pdf
22) 経済産業省 調達価格等算定委員会 資料 (2023)、
https://www.meti.go.jp/shingikai/santeii/pdf/087_01_00.pdf
23) 経済産業省 総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会資料 (2020)
https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/032/pdf/032_004.pdf
24) 第 5 次エネルギー基本計画 (2018)
https://www.enecho.meti.go.jp/category/others/basic_plan/pdf/180703.pdf
25) 2030 年度におけるエネルギー需給の見通し（参考資料）(2021)
https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/opinion/data/03.pdf
26) 革新的環境イノベーション戦略 (2020) https://www8.cao.go.jp/cstp/siryo/haihui048/siryo6-2.pdf
27) 経済産業省、2050 年カーボンニュートラルに伴うグリーン成長戦略 (2020)
https://www.meti.go.jp/press/2020/12/20201225012/20201225012.html
28) 日本政府、2050 年カーボンニュートラルに伴うグリーン成長戦略 (2021)
https://www.meti.go.jp/press/2021/06/20210618005/20210618005.html
29) クライメート・イノベーション・ファイナンス戦略 2020
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/kankyo_innovation_finance/pdf/005_04_02.pdf
30) 日本政府、クライメート・トランジション・ファイナンスに関する基本指針 (2021)
https://www.meti.go.jp/press/2021/05/20210507001/20210507001.html
31) ICMA, Climate Transition Finance Handbook (2020)
https://www.icmagroup.org/assets/documents/Regulatory/Green-Bonds/Climate-Transition-Finance-Handbook-December-2020-091220.pdf
32) 経済産業省、経済産業分野におけるトランジション・ファイナンス推進のためのロードマップ策定検討会 https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/transition_finance_suishin/index.html
33) 総合資源エネルギー調査会 2050 年カーボンニュートラルを見据えた次世代エネルギー需給構造検討小委員会資料（2022 年 12 月）
https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/carbon_neutral/011/011_04.pdf
34) 環境省 気候変動の影響への適応計画、2015 年 11 月 http://www.env.go.jp/press/files/jp/28593.pdf
35) 気候変動影響評価報告書 (2020) http://www.env.go.jp/press/files/jp/115261.pdf
36) 日本政府、我が国のグリーントランスフォーメーション実現に向けて、GX 実行会議資料 (2023)
https://www.cas.go.jp/jp/seisaku/gx_jikkou_kaigi/dai10/siryou1.pdf
37) Sandbag, EUA futures. https://ember-climate.org/data/data-tools/carbon-price-viewer/ (2024 年 2 月 26 日アクセス)
38) IPCC WG3 AR6: Climate Change 2022: Mitigation of Climate Change (2022)
39) IPCC: AR6 Synthesis Reprot: Climate Change 2023 (2023)

40) IPCC Workshop on the Use of Scenarios in the Sixth Assessment Report and Subsequent Assessments (2023)
https://www.ipcc.ch/event/ipcc-workshop-on-the-use-of-scenarios-in-the-sixth-assessment-report-and-subsequent-assessments/

第2章　気候変動リスクマネジメント

IPCC 第 1 作業部会（WG1）の第 6 次評価報告書（AR6）では、「人間の影響が大気、海洋及び陸域を温暖化させてきたことには疑う余地がない。」とされた [1)]。また、第 5 次評価報告書（AR5）[2)]では、累積 CO_2 排出量と気温上昇にほぼ線形に近い関係が指摘された。このため、気温を安定化するためには、世界の CO_2 排出量を正味でほぼゼロにする必要があり、それは長期的に目指さなければならない目標と考えることができる。世界各国、企業、地方自治体などで、2050 年までにカーボンニュートラル（CN）実現を目指す動きが加速してきた。2023 年 5 月時点で期限付きでの CN を表明した国は、158 か国、世界 GDP の約 94%にも上ったとされる。

気候変動の不確実性を表す代表的な指標である、平衡気候感度については、第 4 次評価報告書（AR4）[3)]で likely range が 2～4.5℃、最良推定値 3℃、AR5 では AR4 以前と同じく再び 1.5～4.5℃に広がり、更には最良推定値は無しとされた。AR6 では、最良推定値 3℃、likely range 2.5～4℃と評価された。この likely range は AR5 の幅の半分程度であり大きく改善した。幅が狭められると、緩和策の意思決定が容易になってくるため、望ましいことである。一方で、引き続き、気候変動影響被害の程度とともに、大きな不確実性が残っていることに留意が必要である。

また気候変動緩和コストの不確実性も大きいと見られる。更には、気候変動対応の国際的な政治状況についての政権の交代も含めて不確実性が大きい。2022 年に起こったロシアによるウクライナ侵略、さらには、2023 年にはパレスチナ・イスラエル紛争など、冷戦終結以降の国際的な協調ムードは一変してきている。また、それ以前からも、近年、米中関係等、経済紛争等が増してきている。第 1 章で見たように、世界の GHG 排出量は引き続き増大基調にあり、2023 年は 2022 年に引き続き過去最高の排出量を記録したとされる。協調下でも困難だった気候変動対策は、分断された世界で一層難しくなる可能性がある。

長期の意欲的なゴールを定めたとしても、様々なリスク要因を踏まえた上で、気候変動対策に関する良い意思決定が求められる。気候変動に対する対応策としては、緩和策の他、適応策、そして気候工学的な手法もあり得る。また、イノベーションの機会も多く存在しており、イノベーションをよく理解することで、気候変動マネジメント戦略の検討にも役立てることができる可能性がある。

第 2.1 節に気候変動リスクマネジメント戦略のあり方を記載した。第 2.2 節には、気候変動対策とその他 SDGs とのシナジー・トレードオフについて、とりわけ鉱物資源問題とエネルギー安全保障に焦点を当てた調査・分析について記載した。そして、第 2.3 節には気候変動リスクマネジメントから見たイノベーションの役割と期待について、宇宙開発の事例も含めて記載した。

2.1　気候変動リスクマネジメントの考え方

本節では、気候変動リスクマネジメント戦略のあり方について、昨年度までの検討[4]を踏まえ、各種論点の整理を行った。なお、気候変動リスクマネジメント戦略のあり方は、様々な視点が必要であるため、引き続き、検討を進めていくことが重要と考えられる。

- 緩和策の他、適応策、また、気候工学的な手法（DAC: CO_2 直接空気回収、SRM：太陽放射管理）など、様々なオプションがあり、時間軸、空間軸、様々な不確実性を踏まえながら、様々なオプションを適切に組み合わせ、トータルとしてのリスクの最小化を図ることが重要（図 1.1-1）。
- デジタルトランスフォーメーション（DX）によって、エネルギーや物質を情報という投入要素で代替できる可能性も出てきている。DX によって誘発され得る低需要社会の実現も含め、総合的な対応策を考えることも重要。幅広いイノベーションを誘発するような政策を採ることは重要

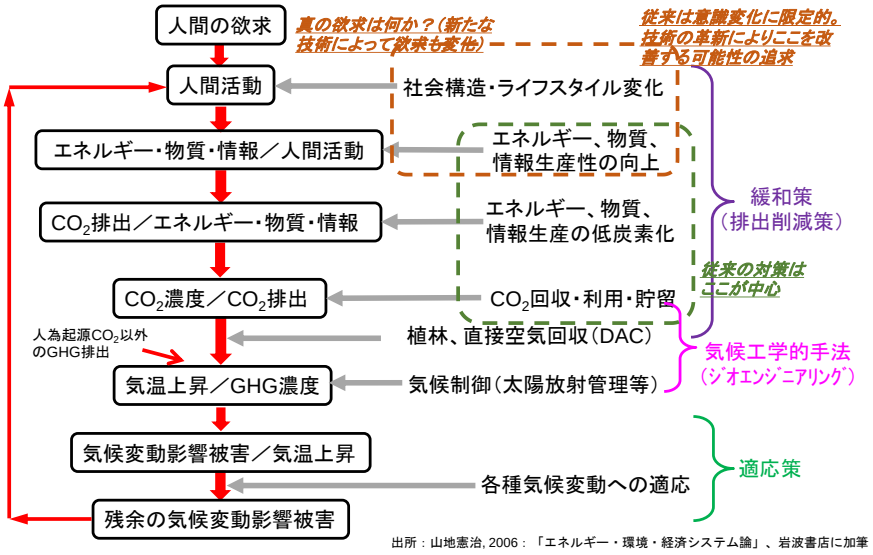
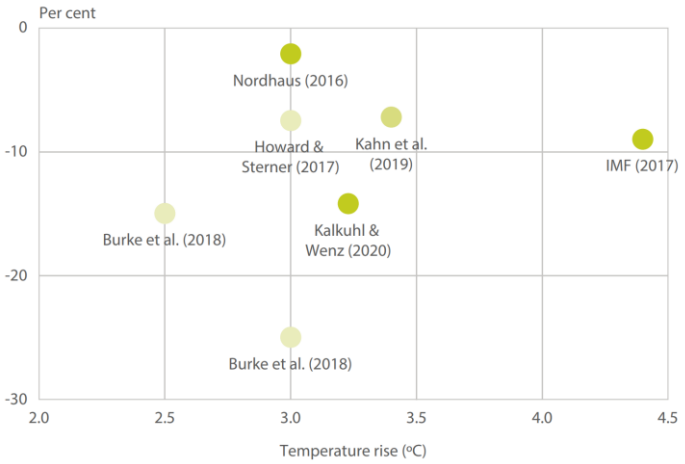


図 1.1-1 地球温暖化対策の基本構造

- 原則的には、緩和策、適応策、残余の影響被害の総和の最小化（費用便益分析）が望まれる。ただし、この手法は不確実性がないか、小さいときには採用できるが、気候変動を取り巻く状況には、様々な、かつ、大きな不確実性が存在する（気候変動影響被害推計例は図 1.1-2）ため、データの見方、考え方によって大きな幅があり、費用と便益が一致する点にはあまりに大きな幅が生じてしまう。例えば、気候変動リスクに関わる金融当局ネットワーク（NGFS）の気候変動影響被害リスクの推計は、2021 年の ver.2[5]では、相対的に気候変動影響被害推計が大きい、Kalkuhl, Wenz (2020)の論文をベースに推計している（図 1.1-3）。更に 2022 年の ver.3[6]では、同じモデルを用いているものの、平均値ではなく、不確実性推計の上位 95%タイルの推計を採用している（図 1.1-4）。リスク回避

志向は人によって様々であるが、どのような推計値を採用するかで、費用便益分析の結果は大きく異なってくる。ただし、もし気候変動影響被害について上位の 95%タイルの推計値を採用するのであれば、同様に気候変動緩和費用推計についても上位 95%タイルの推計値を採用するのが整合的と考えられるが、NGFS ではそのような扱いはされていないので、注意をもって報告を解釈すべきと考えられる。IPCC WG2 報告書では、エキスパートジャッジメントにより、最新報告書では図 1.1-5 のような影響被害リスクを提示している。しかし、報告書改定の度に、被害リスクの大きさは大きく表示される傾向がある。科学的な知見の集約によって真に影響被害リスクが大きいと推計されるようになっているならば、科学の進展として好ましいことであるが、国際政治が 2℃から 1.5℃目標へと厳しい排出削減目標を提示する中で、学術論文も政治目標を念頭に研究の焦点を当てるケースもあるかもしれない。複数の論文をベースにしたエキスパートジャッジメントであることを理解した上で、リスクを判断し、全体のリスクマネジメント戦略も考える必要性がある。

- いずれにしても、費用便益分析から、例えば、4℃のような世界を許容すれば影響被害が大きすぎる可能性があるとか、1.5℃では排出削減費用は大きくなりすぎる可能性があるといった程度の評価は一定程度意味をもって議論ができるものの、何℃に抑制するのが望ましいのかということを、科学的な費用便益分析を基にして、明確に言うことは困難な状況にある。このことは研究が相当進展しても、当面は変わることがないと考えられる。
- なお、米国インフレ抑制法案 IRA について、気候変動影響被害は Social Cost of Carbon (SCC)を採用して、費用便益分析を実施した研究例もある。ここでは、便益が IRA の費用を上回るとしているが、影響被害推計の不確実性が大きく、明確な結論が見いだせるかは疑問が残らないわけではない（第 3.4.2 節で掲載）。



Source: As shown. Shade of marker reflects temperature baseline used in the underlying study. Burke, Howard & Sterner (lightest shade) measure temperature rise relative to pre-industrial levels. Kahn (medium shade) uses a baseline of 1960-2014. Nordhaus, IMF and Kalkuhl & Wenz (darkest shade) use a near-term baseline (ranging from 2005-present day).

図 1.1-2 気候変動影響による世界 GDP への影響推計（出典：NGFS[5]）

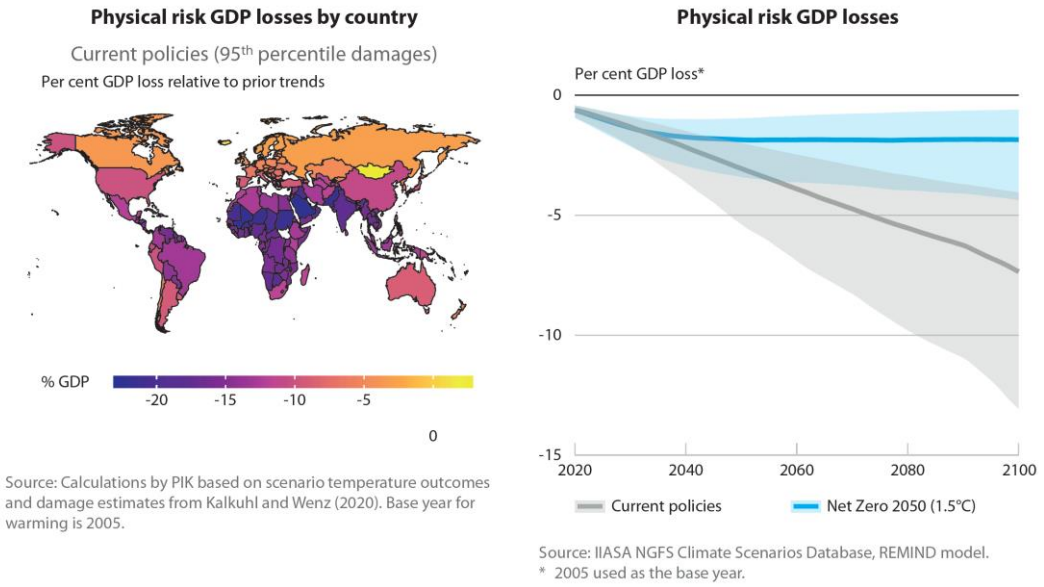


図 1.1-3 気候変動影響による世界 GDP への影響推計（出典：NGFS[5]）

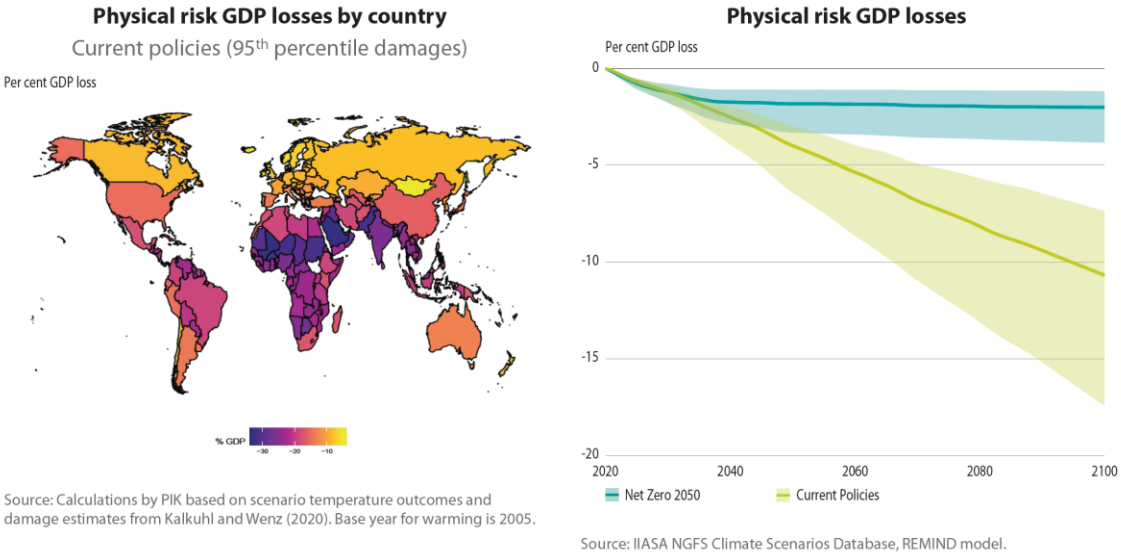
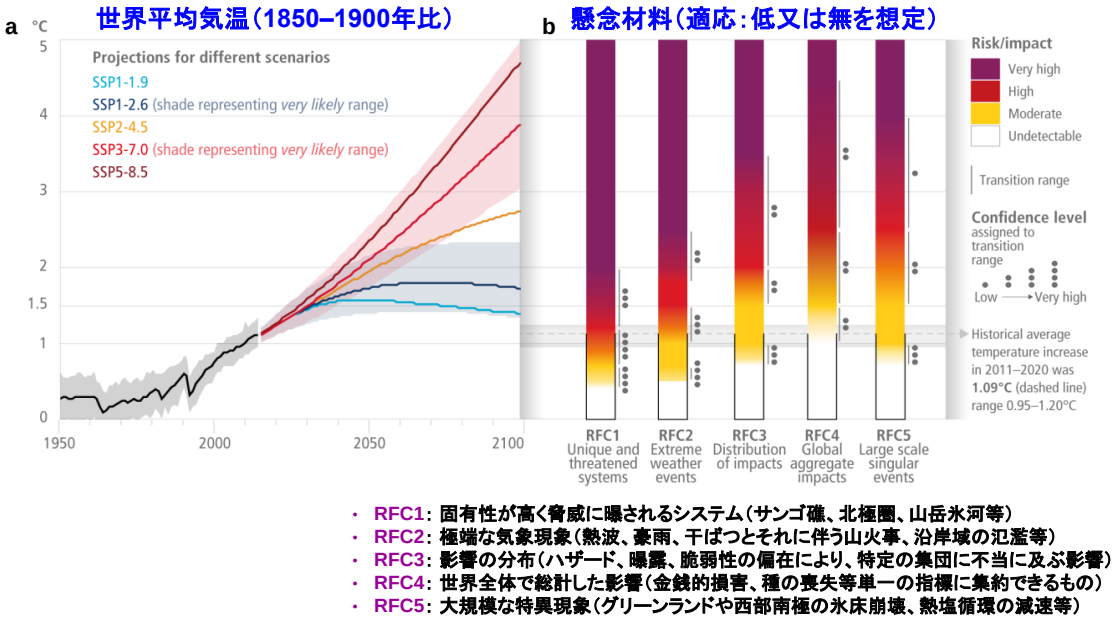


図 1.1-4 気候変動影響による世界 GDP への影響推計（出典：NGFS[6]）



- RFC1: 固有性が高く脅威に曝されるシステム（サンゴ礁、北極圏、山岳氷河等）
- RFC2: 極端な気象現象（熱波、豪雨、干ばつとそれに伴う山火事、沿岸域の氾濫等）
- RFC3: 影響の分布（ハザード、曝露、脆弱性の偏在により、特定の集団に不当に及ぶ影響）
- RFC4: 世界全体で総計した影響（金銭的損害、種の喪失等単一の指標に集約できるもの）
- RFC5: 大規模な特異現象（グリーンランドや西部南極の氷床崩壊、熱塩循環の減速等）

図 1.1-5 IPCC WG2 AR6 における気候変動影響被害評価（出典：IPCC[7]）

- また、同様に、仮に実質ゼロ排出を目指すとしたとしても、いつの時点までに正味ゼロ排出を目指すのが良いのかについては、費用便益分析からは算定することは事実上不可能である。すなわち、合理的な世界の排出削減経路を見出すことは不可能である。1.5℃目標や 2050 年カーボンニュートラル目標は、政治的に決定された、そうありたいという願望の目標であって、対策費用が極めて大きい状況でも実現が必須と考えるような目標ではないことは認識しておくべきである。
- 特に 2050 年やそれ以降においては、気候変動の科学、対応技術、社会情勢、政治情勢など、様々な不確実性が存在している。よって、長期の野心的なビジョンを持ちながらも、不確実性をよく理解しながら、柔軟な対応をしていくことが重要と考えられる。経済産業省長期温暖化対策プラットフォーム報告書[8]や第 5 次エネルギー基本計画[9]でも、不確実性を認識した柔軟な対応（複線シナリオ的対応）の必要性が指摘されている。より高位の目的である「持続可能な発展」のためにも、野心的な目標・ビジョンを持ちながらも、柔軟な対応が必要である。
- 経済産業省長期温暖化対策プラットフォーム報告書[8]では、最上位の目標（野心的なビジョン）として「持続可能な発展」を位置づけているが、これは妥当な目標と考えられる。一方、「持続可能な発展」は、貧困や飢餓撲滅などの目標との調和した対策が必要であり、高すぎる緩和費用（炭素価格）では、GHG の大幅排出削減につながったとしても、他目標の実現が困難になる可能性が高い。安価な対策技術を開発し、低い緩和費用であっても排出削減が進むような社会を実現することがリスク対応戦略上も必要。また現実にも高い炭素価格を世界全体で協調してつけることは不可能に近いとも考えられる。また、近年の国内での電力需給逼迫やロシア・ウクライナ情勢等による化石燃料価格の高騰は、

改めて、エネルギー安全保障・安定供給、経済性の重要性を再認識させられる状況であり、S+3E のバランスの達成が重要であり、これは、SDGs の同時達成の必要性と同様の意味合いがあるものである。

- 累積 CO_2 排出量と全球平均気温上昇には線形の関係が見られる（図 1.1-6）。ゆえに、「持続可能な発展」を前提とした上で、気候変動対応の文脈においては、気温安定化のため、その時点で世界の CO_2 排出量のほぼゼロ排出が求められる。ただし、CO_2 排出量のほぼゼロ排出を実現する時点（気温安定化の時点）は、影響被害の大きさと対策の費用とを不断にチェックしながら見極めていくことが必要。

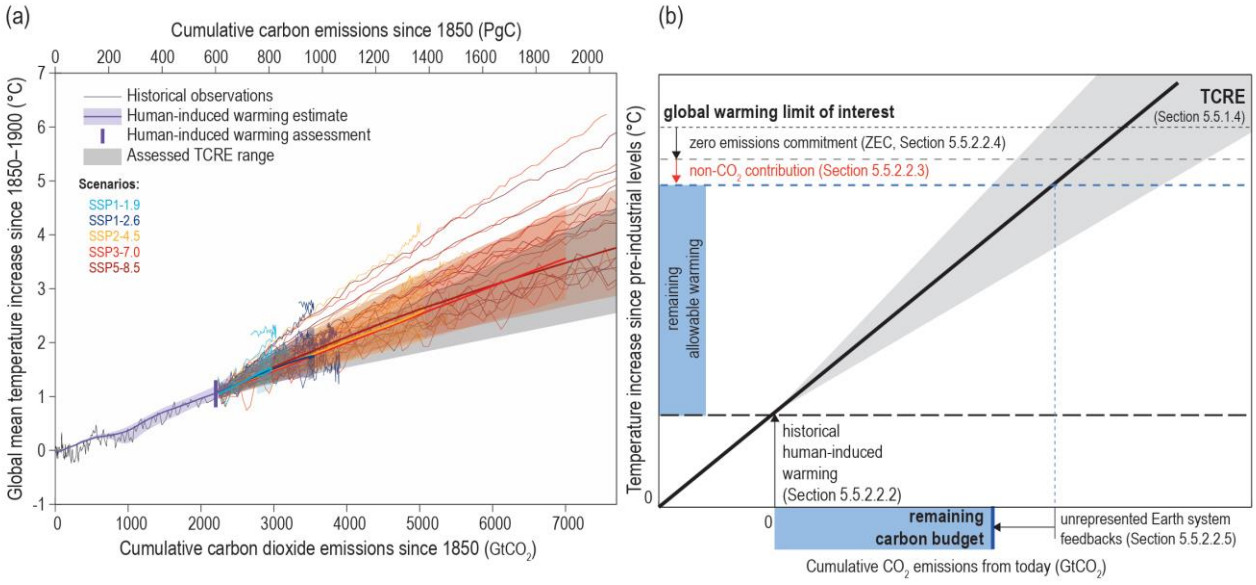


図 1.1-6 累積排出量と気温上昇の関係（出典：IPCC[7)]）

- 不確実性が大きい中でのリスク対応が求められるため、様々な対策のオプションを有しておくことが重要と考えられる。IPCC 1.5℃特別報告書（SR15）[10)]でも示されているように、1.5℃排出経路でも様々な経路、対策の可能性がある（P1～P4 で類型化された）。どれか一つの排出経路とそれに対応した技術ポートフォリオを前提とするのではなく、様々な不確実性に備え、複数のシナリオを念頭におきながら、リスク対応を行うことが必要と考えられる。第 6 次エネルギー基本計画[11)]でも、2050 年カーボンニュートラルに向けて「あらゆる選択肢を追求する」とされた。
- 気候変動影響が甚大なら、BECCS や DACCS、場合によって、SRM のような手段を使っても気温上昇抑制を図らなければならないかもしれず、オプションは有しておく必要がある。一方、気候変動影響に適応などで対応できるレベルであれば、BECCS や DACCS、場合によって、SRM などを大規模に使うことなく、適応で対応していくという複合的なリスク対応戦略が必要であろう。

【気候変動予測の不確実性】

- 気温上昇推計においてだけでも相当大きな不確実性あり。しかも、代表される平衡気候感度をとっても、不確実性は相当大きい。よって、仮に 2℃や 1.5℃目標など、気温目標を定めたとしても許容される世界排出量には大きな幅が生じる。更には、AR4[3)]から AR5[2)]に向けて、平衡気候感度は下限値が引き下げられたが、AR6[1)]では気候感度の幅が縮まったが、それでも依然として不確実性が大きい状況は続いている。いずれにしても、不確実性の低減は簡単ではないと考えられ、不確実性を前提としたリスク対応戦略が求められる。

【気候変動影響被害の相対化と適応の可能性】

- 気候変動影響被害は、社会経済的環境によって大きく異なることは多く、気候変動緩和のみならず、社会経済的環境の強化などが気候変動影響被害のリスク低減に重要なことも多い。
- 気候変動影響被害は、世界一様ではなく、地域的な偏在性が存在する。これは国際協調による緩和策を難しくする要因でもある。
- 過去、地球の気候は大きく変化してきた時期も多い。また、自然環境に対する脆弱性を、社会経済的環境を変化させ対応することで、小さくしてきた。一方で、逆に社会経済的環境の変化によって、自然環境を大きく改変してきた。気候変動影響被害を、過去の自然環境の改変と比較し、相対的にとらえることもリスク管理としては重要。
- 過去人類は、自然環境に適応してきたし、今後の気候変動に対しても適応できる余地は大きいとも考えられる。
- 厳しい緩和策をとったとしても、一定程度の気候変動は不可避であり、温暖化適応策は不可欠でまた効果的な場合もあると考えられる。現状では、「最新の NDCs が完全に実施された場合には 2.1～2.8℃の範囲の上昇」（COP28 グローバル・ストックテイク決定文書）との見通しも示されている。適応策は、とりわけ途上国では経済開発と密接に関係しており、経済開発の文脈の中で実施することで小さな追加費用で適応策をとることができる場合や適応策によって気候変動がなくとも生じる被害を併せて低減でき、コベネフィットが生じる場合も多い。

【緩和費用の不確実性】

- 不確実性は、気候変動予測や影響被害だけに存在しているわけではなく、気候変動緩和費用にも付随している。
- CO_2 限界削減費用（炭素価格）は、IPCC AR5[12)]では、430-530 ppm CO_2eq シナリオの場合（2℃目標相当）、2050 年では約 100～300 \$/tCO_2（25-75 パーセンタイル）、2100 年では約 1000～3000 \$/tCO_2、全シナリオでは 150～8000 \$/tCO_2 程度が推計。また、世界 GDP は 2050 年では 2～5%程度（25-75 パーセンタイル）、2100 年では 4～10%程度の損失と推計されている（図 1.1-7）。

- IPCC AR6[13]では、オーバーシュートがほぼ無い 1.5℃シナリオ（C1 カテゴリー）の場合には、2030 年では約 180～300 $/tCO$_2$ 程度（25-75%タイル）、2050 年では約 420～1000 $/tCO$_2$ 程度（25-75%タイル）と推計。世界 GDP は 2050 年では 2.7～4.1%程度（25-75 パーセンタイル）の損失と推計されている。なお、厳しい目標ほど、どういった技術までを想定しているか、社会経済の想定による差異などにより、推計される費用の幅は大きくなる傾向もある（図 1.1-8、図 1.1-9）。

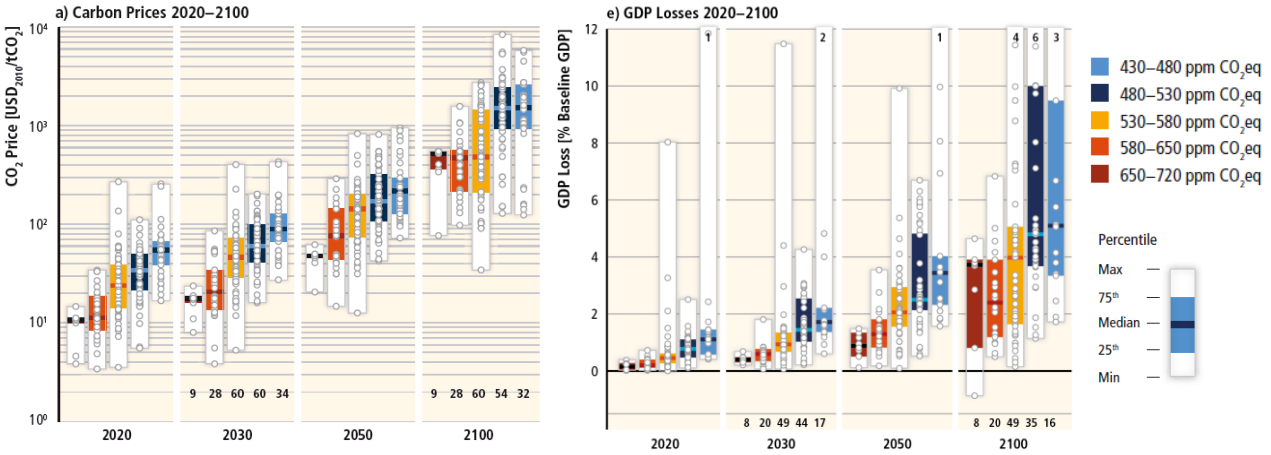


図 1.1-7 IPCC AR5 報告における濃度レベル別の世界の CO_2 限界削減費用と GDP ロス [12]

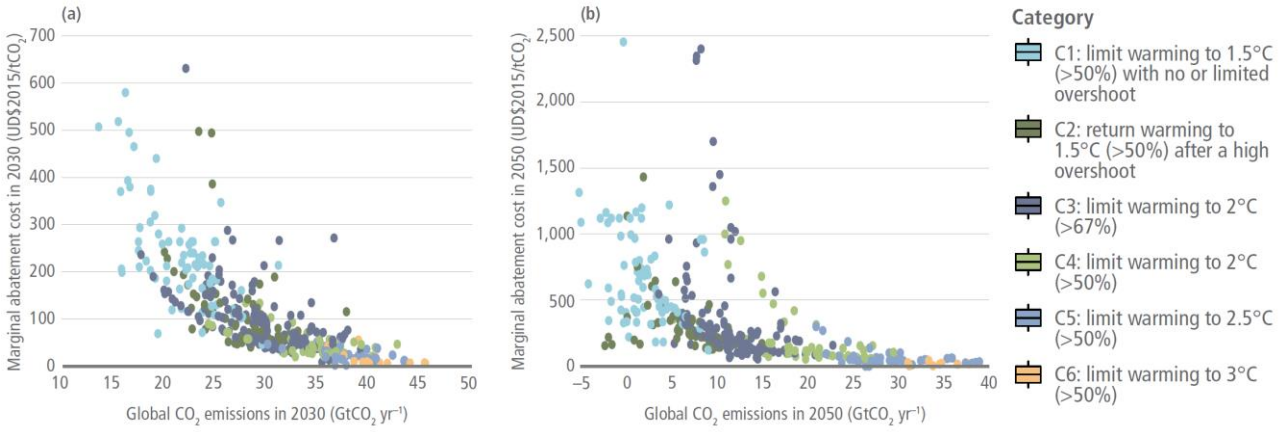


図 1.1-8 IPCC AR6 の報告における 2030 年と 2050 年の気温水準別の CO_2 限界削減費用 [13]

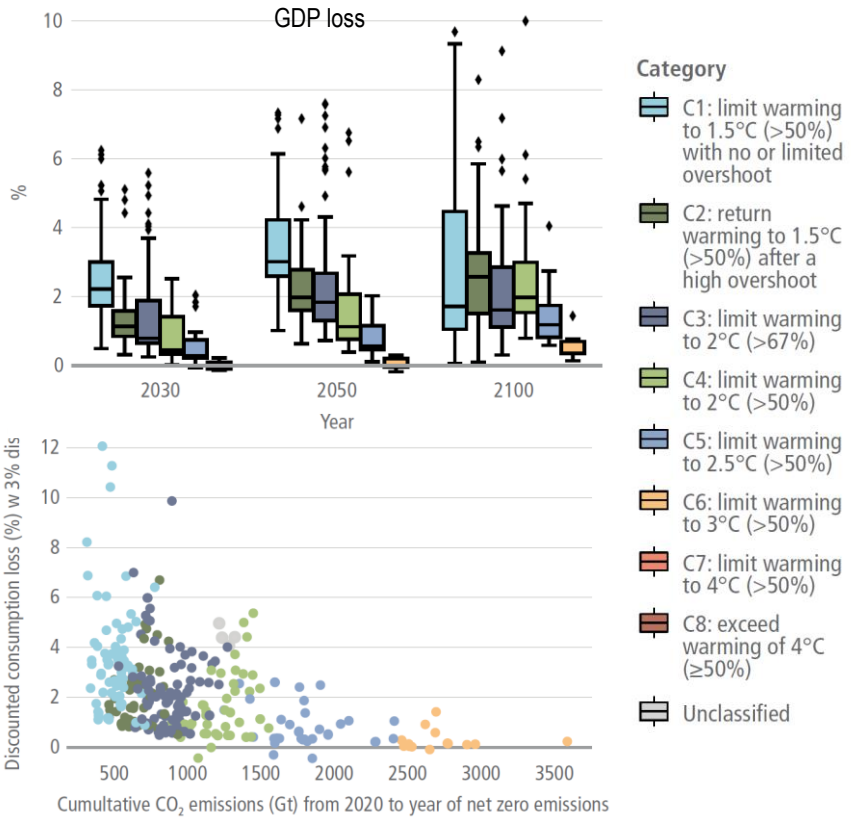


図 1.1-9 IPCC AR6 の報告における気温水準別の GDP ロス（上図）および消費ロス（下図、2020-2100 年の 3%/yr 割引率採用時の平均）[13)]

- 経済効率的な緩和費用の推計に大きな不確実性があるとともに、NDCs の排出削減目標でも見られるように各国間で限界削減費用に大きな差異があり、IPCC のシナリオ分析の多くで仮定されている、費用最小化の際の緩和費用よりも相当大きな費用となると推計される。
- 更に米国トランプ政権などに見られたように、政治的な不安定性もある。根本的に、気候変動問題は、排出削減費用はその実施主体の負担となるが、排出削減に伴う気候変動影響低減の便益は広く世界全体で享受されるため、フリーライダーが生じやすい。また、排出削減意志のあるバイデン政権であっても、NDCs の排出削減目標は意欲的であったとしても、三権分立の仕組み上、強力な気候変動政策をとれず、NDC を達成できず、事実上、フリーライダーになってしまう場合もあり得る。不安定な国際政治の中でも相応に機能する気候変動リスク対応戦略が望まれる。これらも考えると、世界で調和した高い炭素価格を形成することは現実には不可能に近いと考えられる。安価な炭素価格でも排出削減が進むような対応となることが重要である。
- 各国政府の対策は、費用効果的な対策ばかりがとられるわけではなく、非効率な政策・対策も多い。また、技術普及における社会的受容の制約、エネルギー安全保障など、気候変動対策以外の目的との調和などによっても、気候変動緩和費用は大きく上昇し得る。

- 結局、実際に費やされる費用は、推計費用の数倍もしくは数十倍になる可能性もあり、イノベーションの役割は大きい。
- 将来の社会経済の違いによって潜在的な排出量の見通しには大きな不確実性あり。また、それに伴って、2℃目標等の一定の排出量水準を実現しようとしても、それに必要な費用は将来の社会経済シナリオによって大きく異なる可能性あり。厳格な気温目標や排出削減の目標を掲げても、費用は大きく異なってくるため、実現の現実性は大きくことなる。よって、ある程度柔軟な気温目標や排出削減目標とせざるを得ないのではないか。

【気候工学的手法の位置づけ】
- 気候工学的手法による対策は、気候変動影響被害の fat tail に対する対応として、有効に働き得るとの見方あり。
- CCS 付きバイオエネルギー（BECCS）は、ネガティブ排出が可能となるという利点がある。現実的には、すべての部門で CO_2 排出ゼロを実現することは難しいと考えられるため、BECCS のようにネガティブ排出を実現できる技術は有効と考えられる。しかしながら、BECCS は、コストの問題に加えて、生態系への影響や規模の問題などがあり、現実的には大きな役割を担うことも困難と考えられる。正味ゼロ排出を実現するために、BECCS は一定の役割を担う可能性はあるものの、省エネルギー、脱炭素化技術の進展は重要と考えられる。
- CO_2 直接空気回収（DAC）も、ネガティブ排出が可能となるという利点がある。現時点では費用は相当高いと見られるし、CCS に比べ、大気中の CO_2 からの回収となるため、濃度が小さい CO_2 を回収することにもなり、CCS よりも不利になる。一方、CO_2 回収場所をあまり選ばないため、エネルギーが安価に供給可能で、CO_2 貯留をしやすい場所での設置が可能となるなどの利点がある。温暖化影響被害が仮に甚大であるとわかったとき、それを回避するためのバックストップ技術としての役割を果たすおともあり得る（温暖化影響被害の fat tail を強く意識した排出削減としなくてもいざというときに DAC というオプションで対応できる可能性があるなら、排出削減の柔軟性が増す）。なお、BECCS よりも生態系の影響などは小さいと考えられる。
- 太陽放射管理（SRM）は、気候変動影響被害の fat tail への対応オプションとして、DAC 以上に大きな可能性がある一方、副作用が存在する他、海洋酸性化には効かないなどの問題点もある。ただし、少なくとも甚大な温暖化影響被害に備えておく意味で、少なくも研究だけは行っておくことも気候変動リスク対応戦略として意義がある可能性もある。

【イノベーションの役割】
- 過去、技術は急速な進展を遂げてきており、今後も期待できる。
- 多くの研究では、大幅な排出削減には大きなコストを要するとされており、そのため、大幅な排出削減にはイノベーションによるコスト低減が不可欠と考え

られる。一方、R&D の成否は不透明であり、それがすべて成功することを前提とした対応戦略も不適切と考えられる。

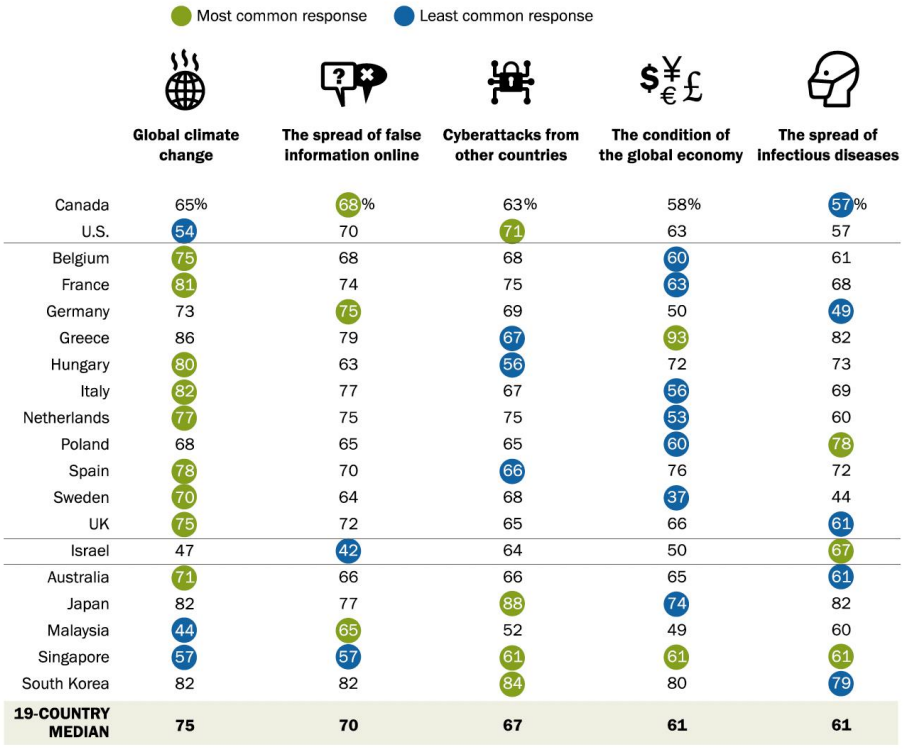
- 民間の R&D を活性化させるには、経済環境が良好なことが必要（より活発にイノベーションが誘発されるには様々な要素技術の進展が必要で、隣接可能性が高まることで「新結合」が起こる可能性も高まり、地球温暖化対策のイノベーションも起こりやすくなると考えられる。）。
- 特に近年、IT, AI、バイオ技術、材料技術など、デジタル技術の進展をはじめ、様々な技術イノベーションが見られる。これらは、直接的には CO_2 排出削減技術ではないものの、その波及から、経済自律的に、低エネルギー需要を誘発し、大幅な CO_2 排出削減につながる可能性あり。ただし、これら基礎的な技術（汎用目的技術）は、CO_2 排出削減制約を強化することにより誘発できるような技術イノベーションではないことに留意が必要。

【気候変動緩和とコベネフィット、それを踏まえた戦略のあり方】

- 国連は 2015 年に 17 の目標を掲げた Sustainable Development Goals (SDGs)を策定。気候変動はその目標の一つだが、SDGs の他の目標を含めた全体として調和のとれた持続可能な発展を目指すことが必要。
- 気候変動緩和と、貧困・飢餓の撲滅、土地利用・食料アクセス、水資源アクセス、大気汚染物質（PM2.5 など）・健康影響、鉱物資源利用、エネルギー安全保障等とのトレードオフもしくはコベネフィットの関係性があり、そのバランスをとった気候変動対応戦略が必要。

【気候変動リスクへの認識】

- 気候変動影響のリスク認知は、国間で大きな差異があり（図 1.1-10）[14]、米国内に限っても、特に共和党支持者と民主党支持者では見方が大きく異なっている（図 1.1-11）[15]。その差は益々広がっている。2023 年 1 月実施の調査では、米国では 21 課題中 17 位であり、しかも民主党支持者と共和党支持しでは、最も見方の差異が大きい課題となっており、共和党支持者に限れば、最下位から 2 番目である。



	Global climate change	The spread of false information online	Cyberattacks from other countries	The condition of the global economy	The spread of infectious diseases
Canada	65%	68%	63%	58%	57%
U.S.	54	70	71	63	57
Belgium	75	68	68	60	61
France	81	74	75	63	68
Germany	73	75	69	50	49
Greece	86	79	67	93	82
Hungary	80	63	56	72	73
Italy	82	77	67	56	69
Netherlands	77	75	75	53	60
Poland	68	65	65	60	78
Spain	78	70	66	76	72
Sweden	70	64	68	37	44
UK	75	72	65	66	61
Israel	47	42	64	50	67
Australia	71	66	66	65	61
Japan	82	77	88	74	82
Malaysia	44	65	52	49	60
Singapore	57	57	61	61	61
South Korea	82	82	84	80	79
19-COUNTRY MEDIAN	**75**	**70**	**67**	**61**	**61**

Source: Spring 2022 Global Attitudes Survey. Q10a-e.
"Climate Change Remains Top Global Threat Across 19-Country Survey"

PEW RESEARCH CENTER

図 1.1-10 主要国別の気候変動問題に対する他問題との相対的な認識の違い [14)]

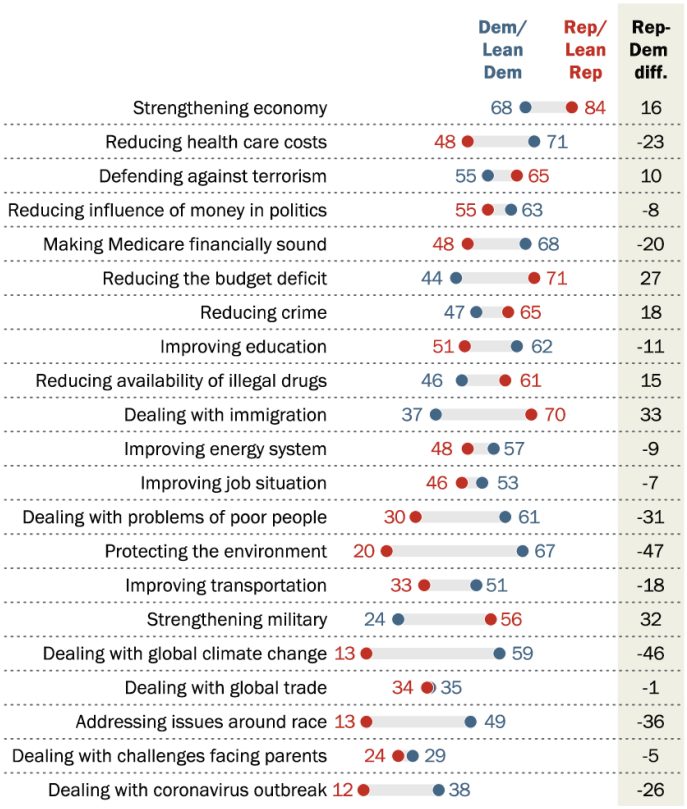


図 1.1-11 米国の気候変動問題に対する認識
（民主党と共和党支持層での差異を含む） [15)]

【科学的な評価を超えた安心感への対応】

- 科学だけでは決めきれない問題あり。リスクを総合的に判断しようとすれば、価値判断を避けることはできず、戦略立案においてこれをどう考えるべきか。気候変動への恐れ、安心できない、といった主観的な反応に配慮したリスク対応戦略を考えるべき。一方で、一般的な市民は、気候変動問題のような複雑なリスクの全体を総合的に認識することは困難であり、一般的な市民の部分的なリスク認知を重視し過ぎれば、適切な長期的リスク管理とはならない可能性もある。
- 過去排出してきた先進国の責任論や倫理的な側面からの主張である「気候正義（Climate Justice）」といった国際的な動向も存在している。ただし、「正義」は見方によって多様であり、何が「正義」かを判断するのは難しいとの意見がある。

気候変動対応においては、このような様々な要素を総合的に考えて、総合的なリスク管理を進めることが重要である。

参考文献（第 2.1 節に関するもの）

1) IPCC WG1, Sixth Assessment Rpoert, 2021

2) IPCC WG1, Fifth Assessment Report, 2013
3) IPCC WG1, Fourth Assessment Report, 2007
4) RITE、FY2022 ALPS 報告書 (2023)
5) NGFS, 2021. https://www.ngfs.net/en/ngfs-climate-scenarios-central-banks-and-supervisors-june-2021
6) NGFS, 2022. https://www.ngfs.net/sites/default/files/medias/documents/ngfs_climate_scenarios_for_central_banks_and_supervisors_.pdf.pdf
7) IPCC WG2, Sixth Assessment Rpoert, 2022
8) 経済産業省、長期地球温暖化対策プラットフォーム報告書、2017
9) 経済産業省、第 5 次エネルギー基本計画、2018
10) IPCC, Special Report on Global warming of 1.5 ℃ (SR15), 2018
11) 経済産業省、第 6 次エネルギー基本計画、2021
12) IPCC WG3, Fifth Assessment Report, 2014
13) IPCC WG3, Sixth Assessment Report, 2022
14) Pew Research Center (2022) https://www.pewresearch.org/global/2022/08/31/climate-change-remains-top-global-threat-across-19-country-survey/
15) Pew Research Center (2023) https://www.pewresearch.org/politics/2023/02/06/economy-remains-the-publics-top-policy-priority-covid-19-concerns-decline-again/

2.2 持続可能な発展とのシナジー・トレードオフ

2.2.1 エネルギー安全保障・安定供給に関する分析

(1) 気候変動緩和策とエネルギー安全保障

脱炭素、エネルギー安定供給及び経済成長の 3 つの同時実現に向けて、「GX 実現に向けた基本方針 [1)]」が 2023 年 2 月に閣議決定された。日本は 2050 年カーボンニュートラル実現に向け、従来化石燃料の脱炭素化を進める上で、再生可能エネルギーシェアの拡大、原子力発電の活用そして水素及びアンモニアの導入促進が強調されている。

日本は一次エネルギー輸入依存が高い。2021 年度の日本のエネルギー自給率は 13%である [2)]。燃料別にみると、2021 年度において海外依存度は石炭で 99.7%、原油で 99.7%、天然ガスで 97.8%である [3)].

一方、2022 年 2 月から始まったロシアのウクライナ侵攻後、世界のエネルギー価格高騰及びエネルギー供給不安が生じたことから、エネルギーセキュリティの重要性に対する認識が世界で高まった。また、各国はエネルギー安定供給の観点から、石炭等の化石燃料使用回帰及び原子力発電の重要性が議論されるようなった。IEA[4)]はエネルギーセュリティについて次のように述べている。

“Energy security is not just about having uninterrupted access to energy, but also about securing energy supplies at an affordable price”(IEA [4)], p. 184)。

つまり、エネルギーアクセスの途絶を避けることのみならず、エネルギー供給を安価に確保することの重要性が強調されている。

2023 年にドバイで開催された UNFCCC COP28 のグローバルストックテイク（GST）の文書 [5]（FCCC/PA/CMA/2023/L.17）では、「ゼロエミ技術及び低炭素技術の促進（再エネ、原子力、CCUS、低炭素水素）」（パラ 28(e)）並びに「エネルギー安全保障を確保しながら、移行燃料はエネルギー転換を促進する役割を果たしうること」（パラ 29）が認識された。

このような背景の下で、本節は日本のカーボンニュートラル達成がエネルギー安全保障（以下、エネルギーセキュリティと呼ぶ）に与える影響を分析する。

(2) 先行研究

再生可能エネルギーの推進及び化石燃料に対する依存度を低減させる脱炭素化移行期において、エネルギー安定供給は各国における重要課題となっている。

Kruyt et al. [6]は、エネルギーセキュリティ指標（供給サイド）の定義に関し 4 つの要素（Availability、Affordability、Accessibility、Acceptability）を挙げている。本節は、Accessibility に焦点をあて、貿易、燃料の多様性、地政学を考慮したエネルギーセキュリティ指標を構築する。

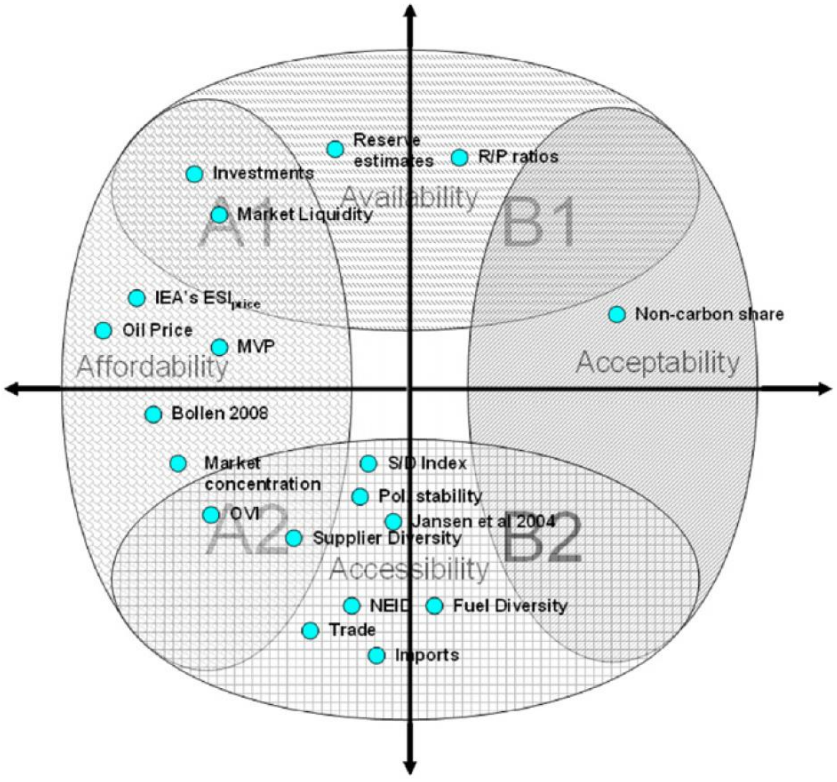


図 2.2.1-1 エネルギーセキュリティ指標の構成要素

（出典）Kruyt et al. (2009)[6]

OECD/NEA[7]が使用している SSDI（The Simplified Supply and Demand Index）は、IEA のエネルギー統計に基づいてエネルギー需要（産業，民生，運輸等）、エネルギー供給

（一次エネルギー：石油、ガス、石炭、原子力、水力）及びエネルギーインフラストラクチャー（総発電設備容量及びピーク需要）を考慮し、各項目に重みづけをしてエネルギーセキュリティを需給両方から定量評価している。エネルギー需要面では、各部門のエネルギー原単位を算出し、エネルギー供給面では一次エネルギーの多様性を評価する。SSDI は 1 から 100 に正規化され、数値が小さいほど脆弱を示す。例えば、数値 100 が意味することは、エネルギー原単位が小さく、先進的な発電インフラをもち、一次エネルギー源が多様でありかつ全てにおいて燃料を輸入に頼らない国内生産が可能な場合である。

清水・中野[8]は、「化石資源集中リスク」、「カントリーリスク」及び「チョークポイントリスク」を考慮したエネルギーセキュリティ指標を推計しており、原油（1975 年～2014 年）及び天然ガス（1993 年～2014 年）輸入データを用いてエネルギーセキュリティ指標を算出している。

また、エネルギー白書 2021 年度版[9]では、エネルギーセキュリティに関し、従来の指標（一次エネルギー自給率、エネルギー輸入先多様化、エネルギー源多様度、チョークポイントリスクの低減度、電力の安定供給能力、エネルギー消費の GDP 原単位、化石燃料の供給途絶対応能力）及び蓄電能力、電力のサイバーセキュリティを考慮し、定量評価を行っている。その他、追加指標案として分散型電源比率、エネルギー・レジリエンス指標、電力の需要抑制能力、脱炭素電源の導入ポテンシャル、水素・アンモニアにおけるサプライチェーン強靭度を提示している。水素・アンモニアに関しては、現段階で大量に輸送される状況にないことや、データの取得が困難なことから定量評価はされていないが、データの取得等が可能になった段階で評価を行うことが有用との記載がなされている。

包括的なレビューとして、Gasser[10]は 63 のエネルギーセキュリティ指標について考察している。エネルギーセキュリティ定量評価は様々なものがあり、範囲（対象燃料，評価変数）、地理的範囲（国内か世界か）、時間軸（過去か未来か）、重みづけ方法等によって、エネルギーセキュリティ指標が異なることを示している。尚，Gasser[10]が対象とした先行研究の大半は過去のデータを用いて推計しており、将来のエネルギーセキュリティ指標を算出している文献は約 1 割弱と数少ない。

最後に、Bento et al. [11]は、2019 年の 14 ヶ国のサンプルデータを用いて、需給両サイドの観点から、エネルギーセキュリティの 12 の指標【供給サイド：①非化石燃料のシェア、②輸入依存度、③シャノンの多様性指標（エネルギー輸入の途絶に対する全般的な脆弱性）、④複合シャノンの多様性指標（純輸入調整済）、⑤複合シャノンの多様性指標（輸入多様性考慮）、需要サイド：⑥最終エネルギー効率（最終エネルギー需要/GDP）、⑦複合シャノンの多様性指標（最終エネルギー需要のシェアを考慮）、⑧複合シャノンの多様性指標（最終エネルギー需要のシェア及び電源を考慮）、⑨エネルギー支出の対 GDP シェア、⑩化石燃料に対するエネルギー支出の節約が GDP に与える影響、⑪GDP に対するエネルギー支出節約、⑫一次エネルギー需要の節約】を構築した。そして、4 つの政策介入（輸入多様化、燃料代替、建築物における低温熱のエネルギー需要の削減、運輸の電化）が各国のエネルギーセキュリティに与える影響を分析した。その結果、需要サイドの政策は、継続性、価格、持続可能性など、さまざまな側面か

らエネルギーセキュリティ改善にメリットをもたらすことがわかった。供給サイドのみならず、需要サイドの視点を含めたエネルギーセキュリティ評価をすると同時に、社会的・環境的影響を含むより包括的な評価にもつながると結論づけている。

(3) 分析シナリオと分析手法

本稿では RITE のエネルギーシステムモデル（DNE21+）を用いて気候変動緩和策とエネルギーセキュリティとの関係を考察する。

シナリオは、佐野ら[12]及び RITE[13]に基づき設定する（表 2.2.1-1）。国際的に使用されている NGFS シナリオを参考に、2℃ 及び 1.5℃シナリオ相当のシナリオとして、Orderly シナリオ(規律がとれたシナリオ)と Disorderly シナリオ(不規律なシナリオ)を想定した。さらに、IEA[14]に近いシナリオとして、1.5℃-CO_2_CN シナリオも想定する。これは、GHG ではなく、CO_2のみを対象にモデル最適化計算を行い、各部門で CO_2 排出量が実質ゼロに近くなるように CDR の利用を制約したシナリオである（DACCS 及び BECCS の利用をゼロとすると同時に、発電部門における合成メタン+CCS の利用も不可とする)。

また、比較参照として、特段の気候変動政策が無いベースラインも考慮する。

表 2.2.1-1　シナリオ想定

シナリオ	気温上昇	政策のスピード	CDR	再エネEV	政策の地域差	他シナリオとの類似性		
						IPCC AR6	NGFS	IEA
ベースライン	特段の温暖化対策が無い場合							
Orderly Below 2℃	1.7℃程度	早 (2030年NDC: 全世界MAC均等化)	小	高位進展	小 (MAC均等化)	Likely below 2℃ with immediate action [C3a]	Orderly: Below 2℃	SDS
Orderly 1.5℃	1.4℃ (2100年)	早 (2030年NDC: 全世界MAC均等化)	中	高位進展	中（主要先進国2050年CN）	1.5℃ with no or limited overshoot [C1]	Orderly: Net Zero 2050	
1.5℃-CO2_CN	1.5℃程度	早 (2030年NDC: 全世界MAC均等化)	小*	高位進展	中（主要先進国2050年CN）	1.5℃ with no or limited overshoot [C1]		NZE

（出典）佐野ら(2023)[12]、RITE (2023)[13]

*部門別で Near-zero of CO_2 となるように想定。発電部門での BECCS や合成メタン+CCS の利用を限定的にしている。

エネルギーセキュリティ分析で使用される輸入先の多様性指標は主に、Herfindahl-Hirschman Index（HHI）（式(2.2.1-1)）及び Shannon-Wiener Index（SWI）（式(2.2.1-2)）がある。これらの指標に関し Le Coq and Paltseva[15]は、HHI は輸入先の大きなシェアを占める国のウェイトが大きくなる一方、SWI は輸入先の小さなシェアを占める国のウェイトが大きくなる特徴があるためエネルギーセキュリティ分析の観点から、輸入先の大きなシェアを占める国々が安全保障上の影響を与えることから HHI を使用する方が適切であると述べており、清水・中野[8]も同様の議論をしている。

$$HHI_f = \sum_i P_{if}^2 \qquad (2.2.1\text{-}1)$$

$$SWI_f = -\sum_i P_{if} \, lnP_{if} \tag{2.2.1-2}$$

i: 1, ・・・N：N は輸入国に対する輸出国 i の数
f: 燃料の種類
P_if: 輸出相手国 i の化石資源 f のシェア
（出典）清水・中野 [8)]

DNE21+モデルは線形モデルであり、コストを最小化とした最適化モデルである。そのため、本シナリオ分析ではエネルギー安全保障上の考慮は行っていない。本分析は、コスト最適化の下で得られた結果を基に、事後的にエネルギーセキュリティ指標を分析する。DNE21+は各国・地域間の燃料貿易構造を考慮している点が特徴的である。そのため、燃料輸入先の国・地域やカントリーリスクを考慮した分析が可能となる。具体的にはモデルでは、二国・地域間の輸出入量を直接算出することはできないが、各国・地域間の輸出入の輸送設備容量を設定している。これは最大設備容量を示しているため、設備は存在するものの、ある期間は設備を使用していない可能性もある。そのため、本分析ではモデルで得られた各年の各国・地域の輸出入データを参照することにより、輸入先を特定する。そして、輸入先の設備容量のシェアをもとめ、各燃料の日本の総輸入量にそのシェアを掛けることによって、二国・地域間における各燃料の輸入量に変換する。

本稿では HHI を使用した Oda et al.[16)]の石油及び天然ガスを対象とした指標に新たに、石炭、水素、アンモニア、合成メタン、合成石油、石油製品（LPG、ナフサ、ガソリン、灯油、軽油、低硫黄・高硫黄重油、石油コークス、BTX（ベンゼン、トルエン、キシレン））を加え、一次エネルギー供給（TPES）に占める各燃料のシェア、カントリーリスク、資源輸入集中度を考慮したエネルギーセキュリティ指標（ESI）を構築する（式(2.2.1-3)）。

$$ESI = \sum_f \frac{C_f}{TPES} \sum_i \left(r_i \cdot S_{i,f}^2 \right) \tag{2.2.1-3}$$

f: 各燃料（石炭、石油、天然ガス、水素、アンモニア、合成メタン、合成石油、石油製品）
C: 各燃料の輸入量（グロス）
$TPES$: 一次エネルギー供給量
r: 輸入先 i 国のカントリーリスク
S: 輸入先 i 国からの輸入シェア

本分析は日本のエネルギーセキュリティ指標を評価するため、カントリーリスクは日本貿易保険（NEXI）の 2023 年 10 月 23 日時点の国・地域のリスク・カテゴリーを使用した [17)]。同リスク・カテゴリーはリスクが低い順に A から H の 8 段階に格付けされ

ている。NEXI の格付けは基本的には OECD の評価[18]（0 から 8 段階）を基に国・地域のリスク・カテゴリーを決定している。

表 2.2.1-2 国・地域別のカントリーリスク値

国・地域	数値	国・地域	数値	国・地域	数値
U.S.	1.00	China	1.57	South Africa	2.14
Canada	1.00	North Korea, Mongolia	3.00	Mexico	1.86
U.K.	1.00	Viet Nam, Cambodia, Laos	2.62	Brazil	2.14
France	1.00	South Korea	1.29	Venezuela, Guyana, Suriname	2.81
Germany	1.00	Malaysia, Singapore	1.29	Paraguay, Uruguay, Argentina	2.43
Italy	1.00	Indonesia	1.86	Other South America	2.26
Spain, Portugal	1.43	Philippines	1.86	Russia	3.00
Belgium, Netherlands, Denmark	1.00	Brunei	1.57	Other Annex I of FUSSR (Ukraine)	3.00
North Europe (Sweden and Finland)	1.00	India	1.86	Belarus	3.00
Other EU	1.50	Iran	3.00	Kazakhstan	2.43
Australia	1.00	Saudi Arabia	1.57	Other FUSSR	2.71
N.Z.	1.00	Bahrain, Oman, Qatar, UAE, Yemen	2.31		

OECD のデータは 0 から 8 の範囲で示されているが、本分析ではこのカテゴリーをカントリーリスク数値とし、IEA[19]と同様に 1～3 の範囲に変換した（表 2.2.1-2）。尚、OECD カテゴリーでは高所得 OECD 国はカテゴリー化されていないが、NEXI のカテゴリーにしたがって、これらの国・地域を数値評価する。また、将来時点においてもカントリーリスク値は変化しないと想定した。

(4) 結果

① 一次エネルギー供給量

図 2.2.1-2 は日本の一次エネルギー供給を示している。

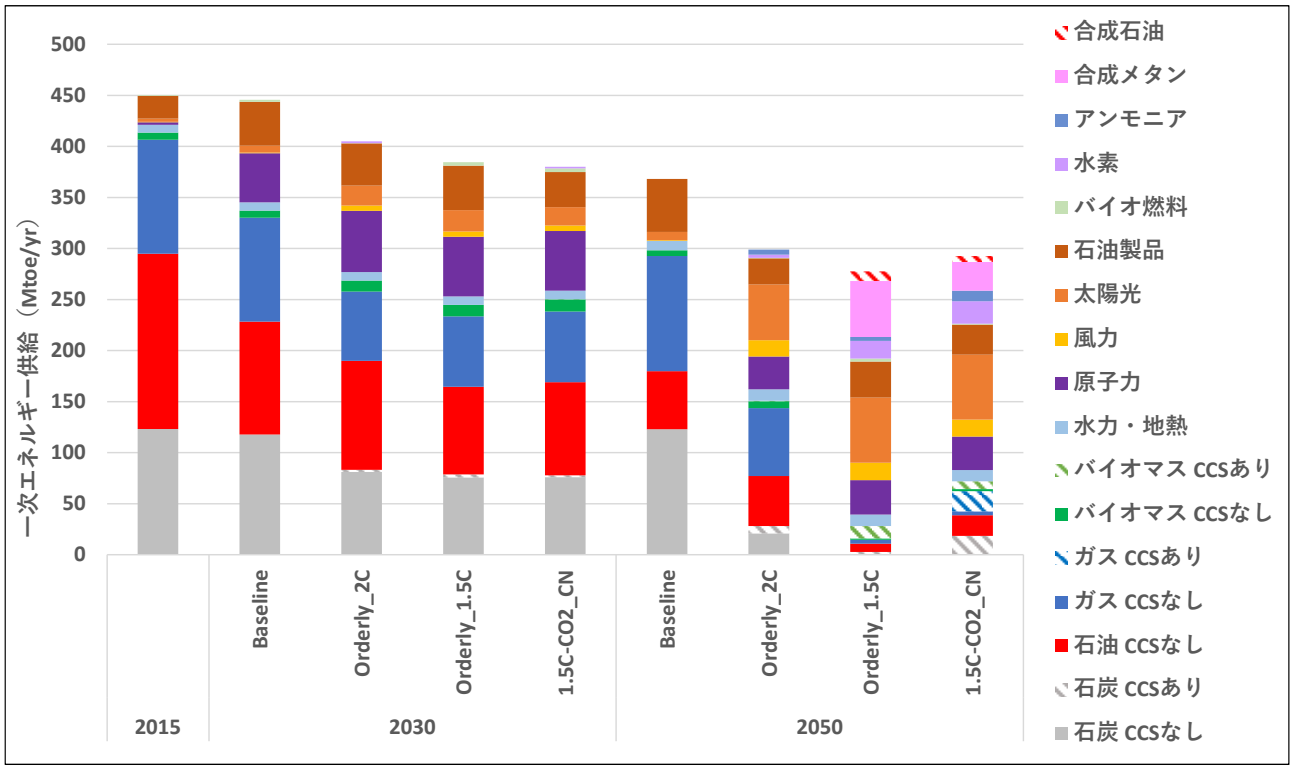


図 2.2.1-2 日本の一次エネルギー供給量

ベースラインシナリオにおいて、日本の一次エネルギー供給は輸入化石燃料に大きく依存していることがわかる。カーボンニュートラルに向けて、各化石燃料への依存が減少し、風力及び太陽光によるエネルギー供給のシェアは 2050 年に上昇する。また、水素・アンモニア、合成メタンといったカーボンニュートラル燃料を輸入して利用することが費用効率的であると評価される。

② 発電電力量

図 2.2.1-3 は日本の発電電力量を表している。2030 年については、第 6 次エネルギー基本計画における電源構成の比率を制約として想定している。気候変動対策シナリオにおいては、太陽光等の再エネ普及拡大や CCS 利用に加えて、輸入水素及びアンモニアによる発電がおこなわれる。また、Orderly_1.5C シナリオでは、2050 年におけるガス火力発電+CCS では合成メタンが利用されている。一方、1.5C-CO_2_CN では、発電部門での BECCS や合成メタン+CCS は利用できないと制約しているため、CCS 付き石炭火力の比率が上昇する。

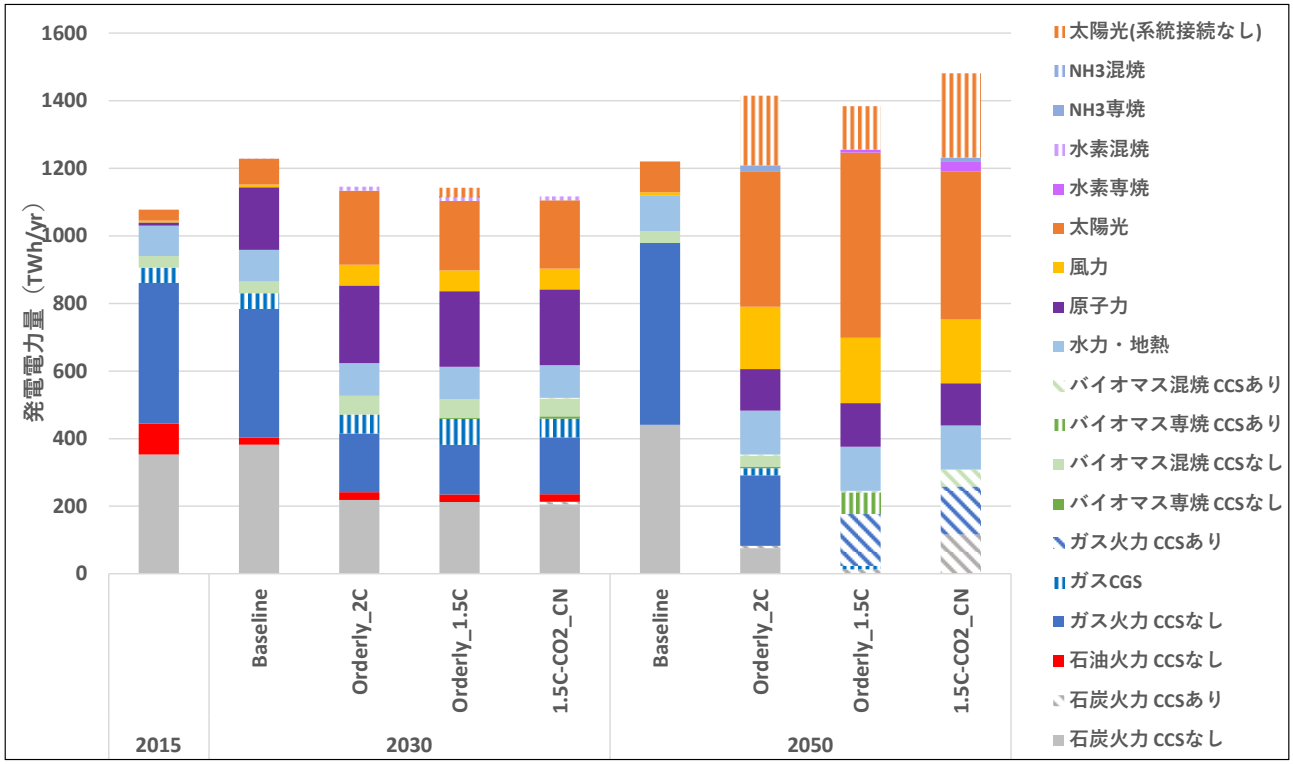


図 2.2.1-3 日本の発電電力量

③ エネルギーセキュリティ指標

図 2.2.1-4 は式(2.2.1-3)に基づいた各シナリオにおけるエネルギーセキュリティ指標を、図 2.2.1-5 は、各燃料の寄与度を示している。エネルギーセキュリティ指標が大きいほど脆弱度が高いことを表す。2015 年の値は、現状のエネルギーセキュリティ指標値であり、エネルギー地政学を考慮した輸入先の多様化により、エネルギーセキュリティ指標値が、特に石炭及びガスにおいて他シナリオよりも低値となる。

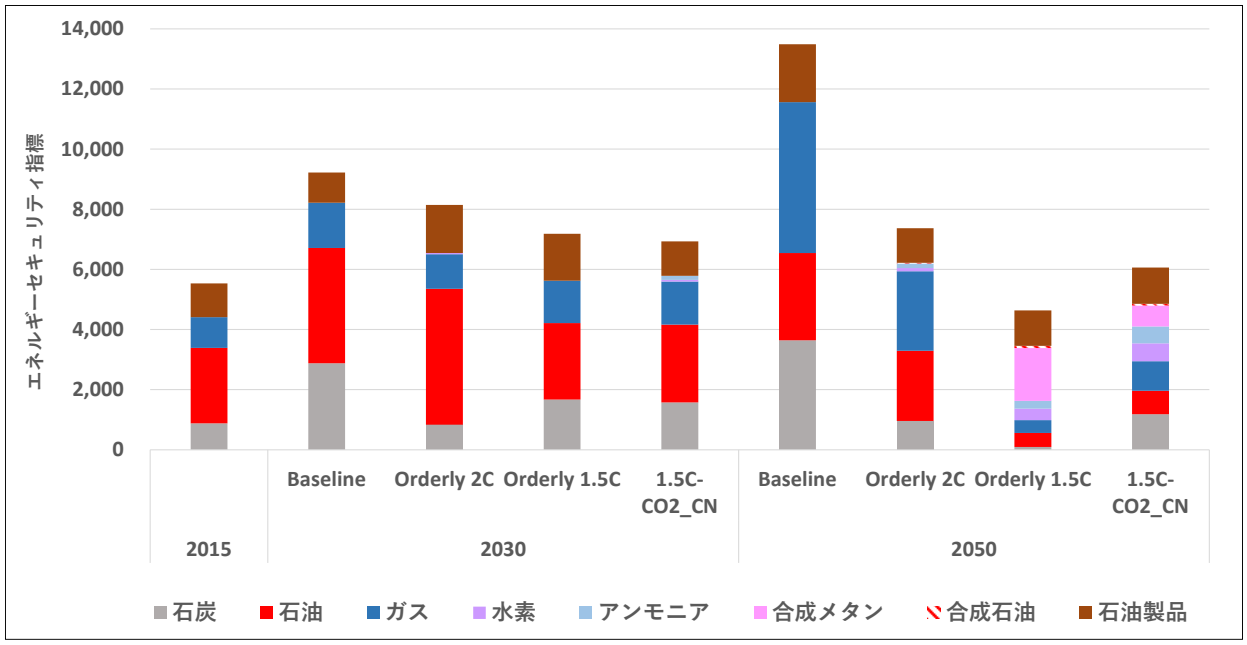


図 2.2.1-4 エネルギーセキュリティ指標

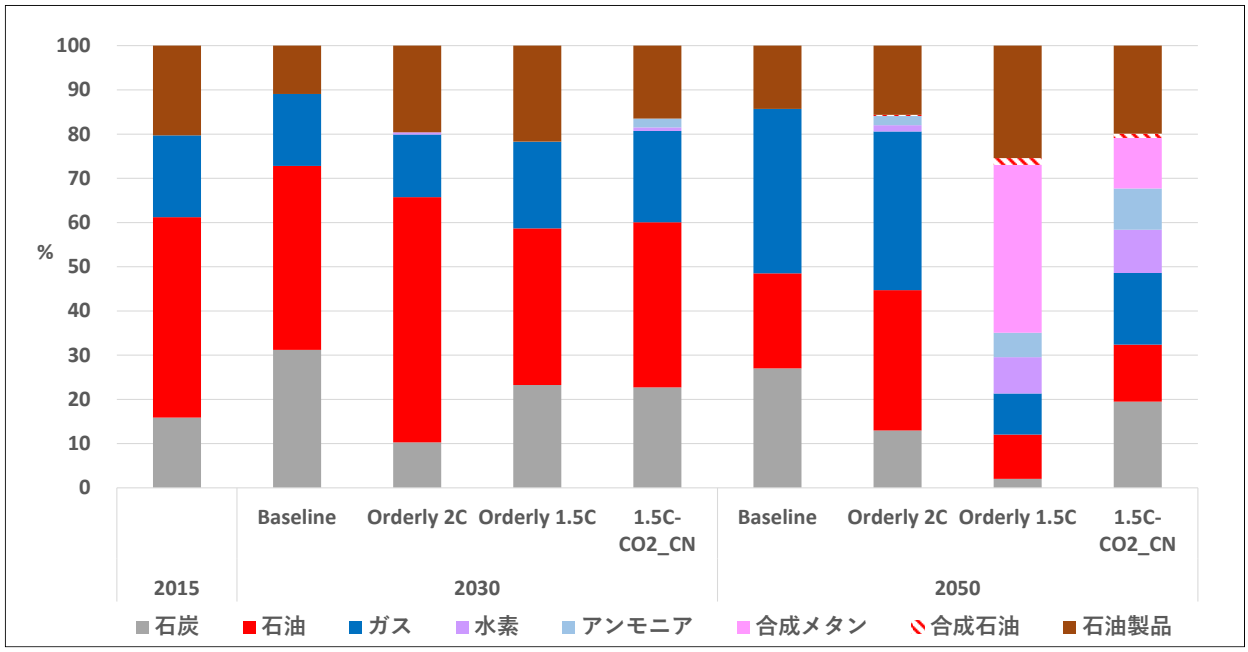


図 2.2.1-5 エネルギーセキュリティ指標に対する各燃料の寄与度

ベースラインに関して、2050 年は、2030 年よりも輸入量全体が減少するものの、輸入先の一極集中のため、脆弱性が増加する。一方、1.5C-CO_2_CN シナリオでは、2050 年においてベースライン比で、エネルギーセキュリティの脆弱性が約半減まで改善する。これは、輸入総量が減少し、再エネが増加する等の理由が挙げられる。

また、2050 年時点では、Orderly 1.5C シナリオにおけるエネルギーセキュリティ指標値が最も低くなるが、これは他のシナリオと比較して輸入量全体が最も少ないためである。

なお、今回得られたエネルギーセキュリティ指標は、費用最小化の下で得られた結果であり、現実の世界では地政学リスクを踏まえた貿易構造となっていることに留意が必要である。また、本分析は、貿易経由地に焦点をあて、エネルギー貿易の脆弱性を考察した。例えば，DNE21+モデルにおいて、水素及び合成メタンに関しては、日本はインドネシアから輸入しているが、インドネシアはオーストラリアから水素及び合成メタンを輸入している（図 2.2.1-6、図 2.2.1-7）。

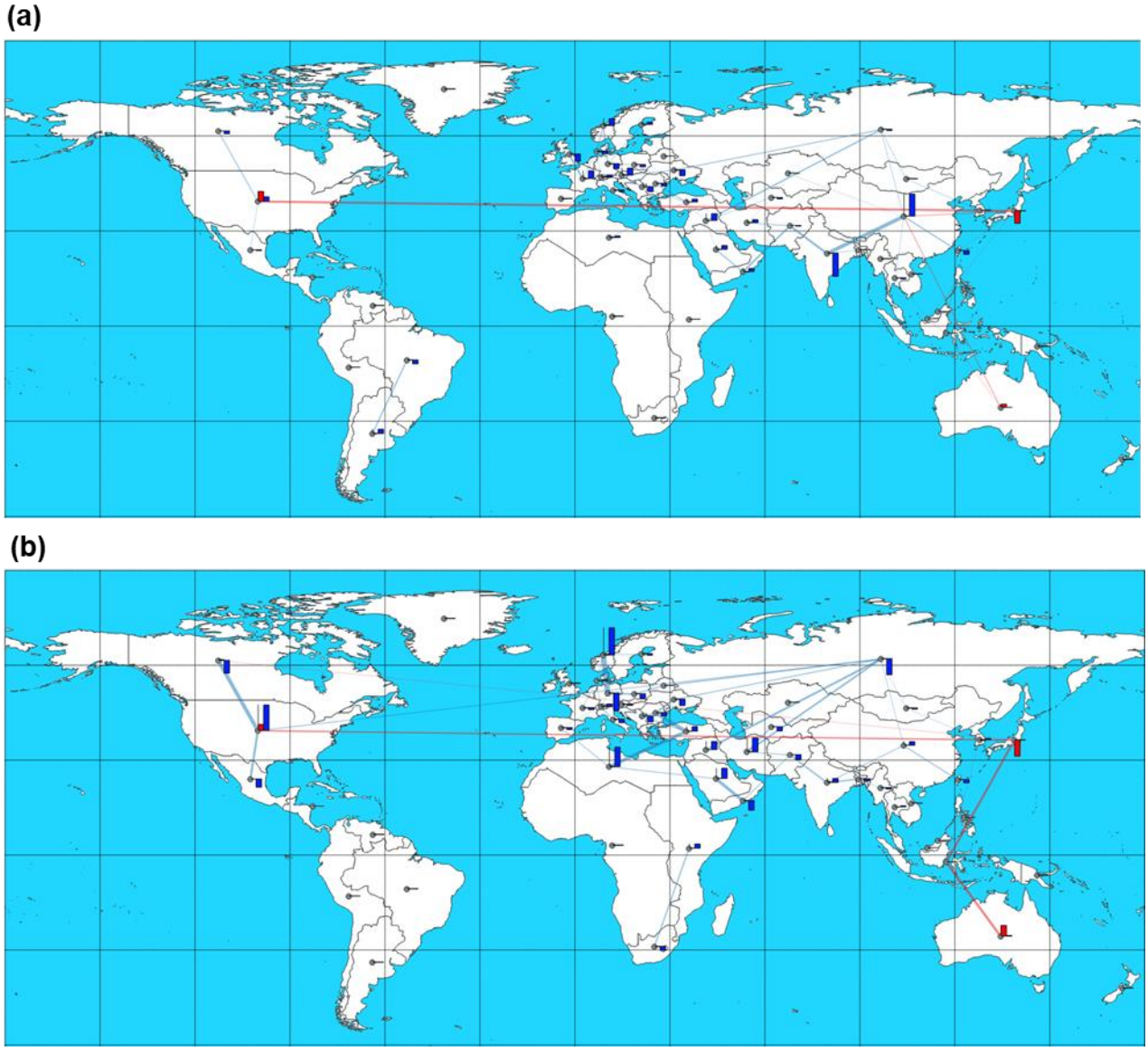


図 2.2.1-6　DNE21+で推計された水素の貿易
（2050 年時点、a. Orderly 1.5C シナリオ、b.1.5C-CO_2_CN シナリオ）

（注）Natural Earth を用いて作成。赤がタンカー輸送関連、青がパイプライン輸送関連を示す。棒グラフは輸出入量を表し、正は輸出を、負は輸入を示す。輸送設備は地点間を結ぶ直線で表され、幅は設備容量の大きさを示す。尚、本図は簡略化したものであり、モデルで考慮する実際の距離とは異なる。

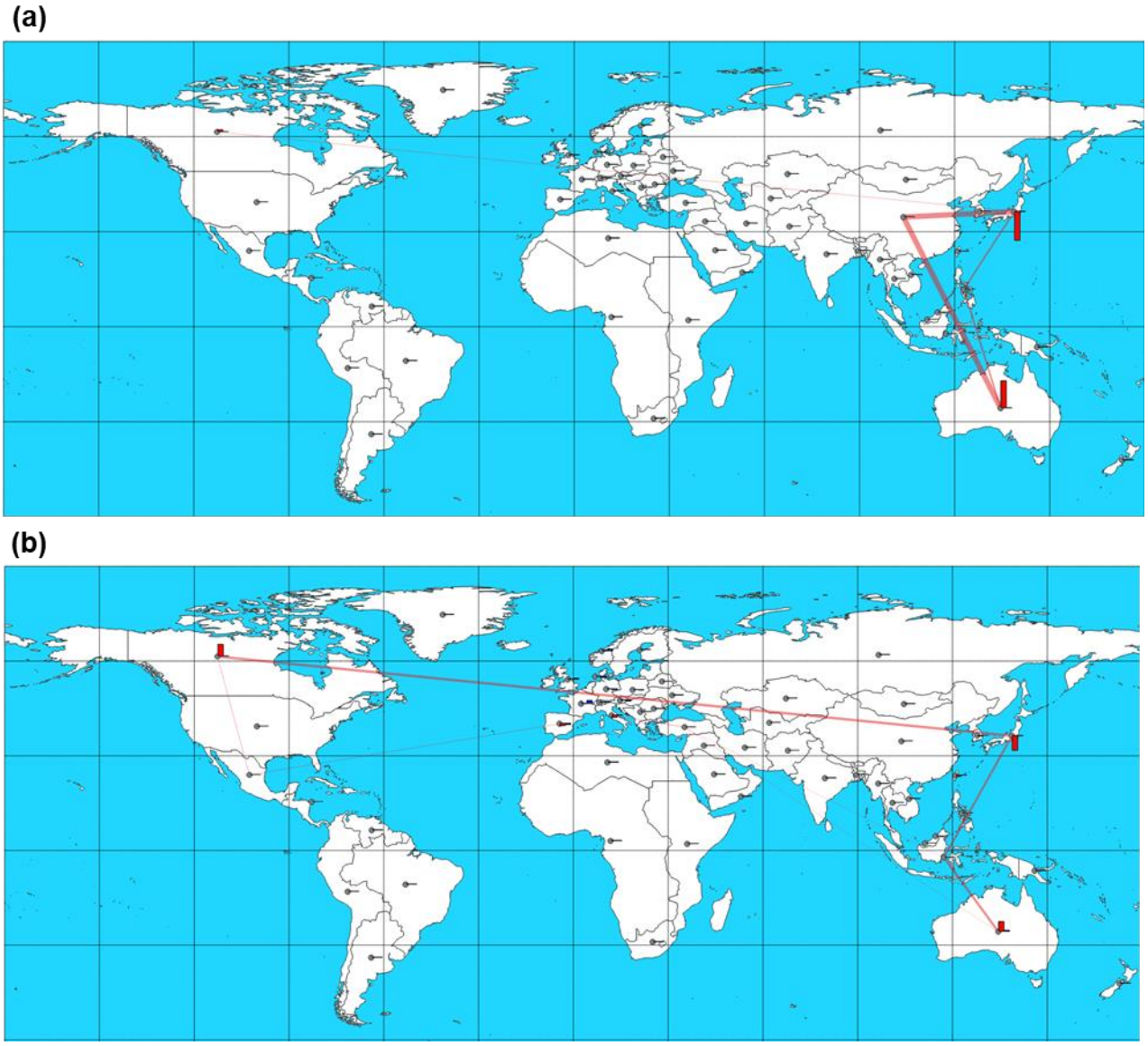


図 2.2.1-7　DNE21+で推計された合成メタンの貿易
（2050 年時点、a. Orderly 1.5C シナリオ、b.1.5C-CO_2_CN シナリオ）

（注）Natural Earth を用いて作成。赤がタンカー輸送関連、青がパイプライン輸送関連を示す。棒グラフは輸出入量を表し、正は輸出を、負は輸入を示す。輸送設備は地点間を結ぶ直線で表され、幅は設備容量の大きさを示す。尚、本図は簡略化したものであり、モデルで考慮する実際の距離とは異なる。

本分析は日本と各国の直接貿易のみを考慮したが、エネルギーのサプライチェーンという観点からエネルギー供給の脆弱性を把握することも重要である。

最後に、コストの観点からみると、1.5C-CO_2_CN シナリオでは、CO_2 限界削減費用は 2030 年で 282\$/tCO_2、2050 年時点で 341\$/tCO_2 となり、非常に高い限界削減費用となることから、エネルギー供給を安価に確保することの重要性も考慮する必要がある（表 2.2.1-3、表 2.2.1-4）。

表 2.2.1-3 CO_2限界削減費用（$/t$CO_2$）

シナリオ	2030 年	2050 年
Orderly 2C	81	158
Orderly 1.5C	234	465
1.5C-CO2_CN	282	341

（出典）佐野ら[12]、RITE[13]

表 2.2.1-4 CO_2削減費用（billion US$/yr）

シナリオ	2030 年	2050 年
Orderly 2C	0	20
Orderly 1.5C	9	145
1.5C-CO2_CN	20	95

（出典）佐野ら[12]、RITE[13]

（１）ベースラインシナリオからの年間のエネルギーシステムコストの増分

(5) 今後の課題

本稿では、日本の気候変動緩和策とエネルギーセキュリティに関して定量分析を行った。1.5℃目標下では、輸入脆弱性を表したエネルギーセキュリティ指標の下では、ベースラインの場合よりも大幅にエネルギーセキュリティが改善する。

課題としては、今回新しく対象とした燃料である、水素、アンモニア、合成メタン、合成石油、石油製品は、従来の化石燃料と異なり、どの地域においても再エネベースとした生産が比較的に可能であるため、輸入先の代替性が大きい。そのため、化石燃料を対象とした HHI での分析には限界があり、指標の計算には改良が必要である。本分析は日本と各国の直接貿易のみを考慮し、エネルギー輸入の脆弱性を評価したが、エネルギーのサプライチェーンという観点からエネルギー供給の脆弱性を把握することも重要である。

また、国産エネルギーに関して、再エネは鉱物資源、原子力はウラン燃料輸入に関する課題があるため、エネルギー全体を対象とした包括的なエネルギーセキュリティ指標を検討することが必要である。

参考文献（第 2.2.1 節に関するもの）

1) 経済産業省 : 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, https://www.meti.go.jp/press/2022/02/20230210002/20230210002_1.pdf（2024 年 2 月 28 日アクセス）
2) 資源エネルギー庁：エネルギー白書 2023
3) 資源エネルギー庁：日本のエネルギー2022 年度版「エネルギーの今を知る 10 の質問」、https://www.enecho.meti.go.jp/about/pamphlet/energy2022/001/#section1（2024 年 2 月 28 日アクセス）
4) IEA: World Energy Outlook 2022 (2022)
5) UNFCCC: Outcome of the first global stocktake, FCCC/PA/CMA/2023/L.17 (2023)

6) Kruyt, B., van Vuuren, D.P., de Vries, H.J.M., Groenenberg, H.: Indicators for energy security, Energy Policy, 37, 2166-2181 (2009)
7) OECD/NEA: The full costs of electricity provision, OECD, (2018)
8) 清水裕、中野冠 : チョークポイントリスクを考慮したエネルギーセキュリティ指標、安全工学、Vol. 57、No. 3、237-245 (2018)
9) 資源エネルギー庁：エネルギー白書 2021.
10) Gasser, P.: A review on energy security indices to compare country performances, Energy Policy, 139, 111339 (2020)
11) Bento N., Grubler A., Boza-Kiss B., De Stercke S., Krey V., McCollum D., Zimm C., Alves T.: Leverage for energy security with demand-side policies. Science, DOI: 10.1126/science.adj6150, (2024)
12) 佐野史典、 秋元圭吾、長島美由紀：世界温暖化対策評価モデルによるカーボンニュートラルに向けたトランジションの分析、第 39 回エネルギーシステム・経済コンファレンス講演論文集、1 月 (2023)
13) RITE：地球温暖化対策技術の分析・評価に関する国際連携事業成果報告書、（公財）地球環境産業技術研究機構 令和 4 年度報告書 (2023)
14) IEA: Net Zero by 2050: A Roadmap for the Global Energy Sector (2021)
15) Le Coq, C., and Paltseva, E.: Measuring the security of external energy supply in the European Union, Energy Policy, 37, 11, 4474-4481 (2009)
16) Oda, J., Akimoto, K., Sano, F., Nagashima, M., Wada, K., Tomoda, T.: Analysis of CCS impact on Asian energy security, Energy Procedia, 37, 7565-7572 (2013)
17) 日本貿易保険：国カテゴリー表、https://www.nexi.go.jp/cover/categorytable（2023 年 11 月 30 日アクセス）
18) OECD: Country risk classifications of the Participants to the Arrangement on officially supported export credits, https://www.oecd.org/trade/topics/export-credits/documents/cre-crc-current-english.pdf（2023 年 11 月 30 日アクセス）
19) IEA: Energy security and climate policy: Assessing interactions, (2007)

2.2.2 カーボンニュートラルに向けた鉱物資源をめぐる動向と課題

(1) 背景と目的

パリ協定で掲げられた長期気温目標、その達成のためのカーボンニュートラル（CN）に向け、世界 GHG 排出量の約 65%を占めるエネルギーの低炭素・脱炭素化は重要である [1)]。日本では、再生可能エネルギー発電の拡大、水素・合成燃料の開発とインフラ整備、住宅・建築物のエネルギー消費性能向上、電動車の導入促進等、各種対策が検討されている [2)]。対策の中には、世界的に検討され普及拡大の兆しがみられるものもある。例えば、太陽光（PV）発電、風力発電は、技術の開発・導入のための政策支援もあり、ユニットコストが過去 20 年間でそれぞれ 85%、55%低減した [1)]。ロシアのウクライナ侵攻に伴う天然ガス・石油の国際市場混乱は、各国にエネルギー安全保障の重要性を改めて認識させることとなったが、再生可能エネルギーはエネルギー安全保障に寄与しうる。2023 年の COP28 では再生可能エネルギーによる世界の発電容量を 2030 年ま

でに現在の 3 倍に増大させると言及された。電動車についても、リチウムイオン電池（LIB）のコストが過去 20 年間に 85%低減し[1]、プラグインハイブリッド車（PHEV）と電気自動車（BEV）の販売台数は世界全体で 2011 年に数万台であったところ、2022 年には 1 千万台を上回った[3]。各国・地域で自動車の電動化標が掲げられ、例えば EU は 2035 年以降、乗用車・小型商用車の新車の CO_2 排出量を 100%削減する[4]、米国は 2030 年までに乗用車・小型トラックの新車販売の 50%以上を BEV、PHEV、又は燃料電池車（FCV）にする[5]としている。これらを踏まえ、自動車メーカーも電動化目標を示している[6]。

一方、これらクリーンエネルギー技術（CET）の導入拡大は、各技術の製造に必要なシリコン、ネオジム、ニッケル、リチウム、コバルト等鉱物の需要を増大させる。急速な需要増大は安定的調達に支障をもたらし、CN 社会への移行のリスクとなる懸念も生じている。2023 年の G7 気候・エネルギー・環境大臣会合では、CET に必要な鉱物の重要性が再認識され、各国が協調して取り組むアクションプラン「重要鉱物セキュリティのための 5 ポイントプラン」[7]が採択された。そこでは、ポイント①長期的な需給予測、②責任ある資源・サプライチェーン開発、③更なるリサイクルと能力の共有、④技術革新による省資源、⑤供給障害への備えがコミットされ、また戦略検討の基礎となるポイント①に関しては、国際エネルギー機関（IEA）に分析と検証への協力が要請された。

このような背景のもと、CET に必要な重要鉱物の文献が幾つか報告されている。本研究では、状況把握の一環として IEA のレポート等を基に、CN に向けた鉱物資源をめぐる動向を調査した。また、CN に向けた将来の鉱物需要量として IEA の Net Zero Emissions by 2050（NZE）シナリオがしばしば引用されるが、CN シナリオは他にも多数考えられる。ここでは RITE のトランジションロードマップ[8]シナリオを取り上げ、CET に必要な重要鉱物量推計を試みた。

(2) 鉱物資源をめぐる動向

① 重要鉱物とは

IEA の Energy Technology Perspectives（ETP）2023[9]によると、「クリーンエネルギー技術やインフラにとって重要であり、供給を拡大するための十分な取り組みが行われない場合、供給ギャップ（不足）に直面する可能性のある鉱物資源」を重要（critical）な鉱物と呼ぶ。現在世界生産量が 1 億トン以下の銅、ニッケル、リチウム、コバルト、ネオジム等が含まれる。これに対し、スチール、セメント、アルミニウム等も CET やインフラに必要であるが、年間生産量が約 1 億トン以上あり、かつ、製造に必要な原料鉱物が比較的広範囲に多く存在することから、供給ギャップのリスクは考えにくいとして、重要鉱物に含まれない。

一般に鉱物はサプライチェーンに沿って、鉱山で採掘・選鉱、さらに工場で金属抽出や合金加工がなされる。IEA の ETP2023 では前者を mineral（鉱物）、後者を material（素材）と区別している。但し、それより 2 年前のレポート[10]（以下、RCM2021）では、これらを簡略的に mineral と呼んでいる。本稿では、特に必要が無い限り、後者に倣い簡略的に鉱物と呼ぶ。

② クリーンエネルギー技術（CET）

重要鉱物の需要を分析する CET として、RCM2021 では低炭素発電（PV、風力、水力、太陽熱、バイオマス、地熱、原子力）、電力ネットワーク（送配電線、変圧器）、電動車（BEV、PHEV）、電力貯蔵（大規模用、家庭用）、水素（電解槽、燃料電池）を取り上げている。ETP2023 では、さらに CCS 付天然ガス改質水素製造、ヒートポンプ等も追記された。データ蓄積に伴い、分析対象の CET も増えているとみられる。

③ 重要鉱物の用途と需給

主要な重要鉱物のうち、銅は高い導電性、熱伝導性を持ち、安価で加工しやすいことから電線、自動車のワイヤーハーネス、電気機器のコネクタ、エアコン熱交換器、電気温水器等様々な分野で利用されている。ニッケルはステンレス鋼、耐熱鋼、磁石材料、電池材料（LIB の正極材）等に利用される。リチウムは金属の中で最も軽くイオン化傾向が大きい。それ活かした LIB は車載蓄電池やノートパソコン等のモバイル用電源として需要が拡大している。コバルトも LIB 正極材や特殊鋼に利用される。ネオジムはレアアースの一種で、それを含む永久磁石は磁力が強いことから、風力発電機や EV のモーター等に利用されている [11]。

IEA の分析 [9] によると、これら鉱物のうち需要量が最も多いのは銅で、2021 年に 2 千万トンを上回る、うち 24%が CET 用である。「NZE シナリオ（2050 年までにエネルギー・工業プロセス関連の CO_2 排出量を正味ゼロにし 1.5℃目標を達成する）」では、図 2.2.2-1 に示すように、多くの重要鉱物の需要量が 2030 年には 2021 年の 2 倍程度以上に増大する。特にリチウムは 2021 年の 7 倍以上に増大する、と分析されている。リチウムの需要量増大の主な要因は電動車の導入拡大によるもので、2030 年には全需要量の 85%程度を占める。銅も、2030 年に電力ネットワークを含む CET 用が全需要量の 45%程度となる。CET が各鉱物の需要増大を牽引すると分析されている。

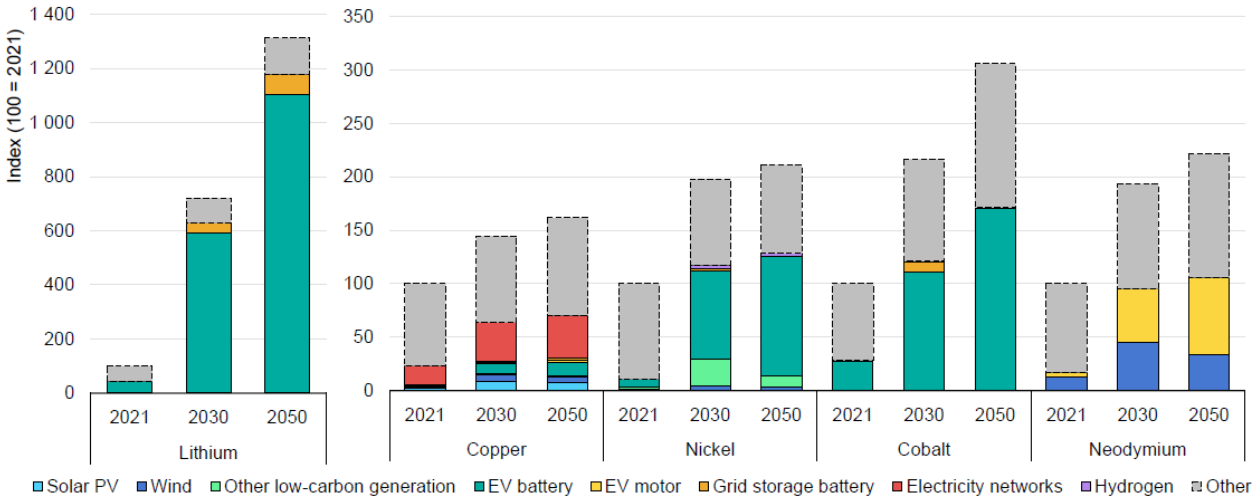


図 2.2.2-1 IEA NZE シナリオの重要鉱物需要量

（出典：文献 9)）

一方、専門家の予想によると 2030 年の一次製品（採掘・分離・濃縮等を経てつくられる製品。二次製品（リサイクル品）に対する表現）の供給量は、どの鉱物も NZE シナリオで分析された需要量を下回る。特にリチウムで両者のギャップが大きい。

以上より、NZE シナリオの実現には、一次製品供給量の増大（既存鉱山での増産、新規鉱山開発）及び、二次製品供給量の増大が必要である、と述べている。なお、一次製品供給量の予測には次のような不確実性があるとも述べている。鉱物価格が予想よりも上昇した場合に増産インセンティブが働き供給量を押し上げる可能性がある。逆に、プロジェクトが遅延した場合は、供給量を押し下げる可能性もある。二次製品については、選鉱・製錬工程での水使用・廃水汚染等環境悪影響を回避できる、一般に一次製品より製造のエネルギーや GHG 排出強度が小さい、という利点がある。但し、電線や電子機器からの回収が比較的進んだ銅等に比べ、リチウムやレアアースの回収率は低く、使用済鉱物の回収と再資源化のシステム確立が二次製品供給量の鍵を握ると考えられる。

④ 重要鉱物供給地域の偏在

供給拡大の課題の一つとして、図 2.2.2-2 に示すように、資源の地域偏在が挙げられる。例えば、コバルトは埋蔵量、採鉱量とも 50%以上がコンゴ民主共和国に集中している [11]。レアアースは、ブラジルやベトナムにも埋蔵量が確認されているものの、世界の採鉱量は中国が約 2/3 を占める [9),11)]。さらに留意すべきは、素材に加工する工場が特定国に集中していることである。リチウム素材は世界生産量の 60%、コバルト素材は同 70%、ネオジウム酸化物素材は同 90%が中国で生産されている。供給地域がこのように限定されると、限られた地域によって重要鉱物の市場価格をコントロールされる、最悪の場合には供給を絶たれる等のリスクが考えられる。

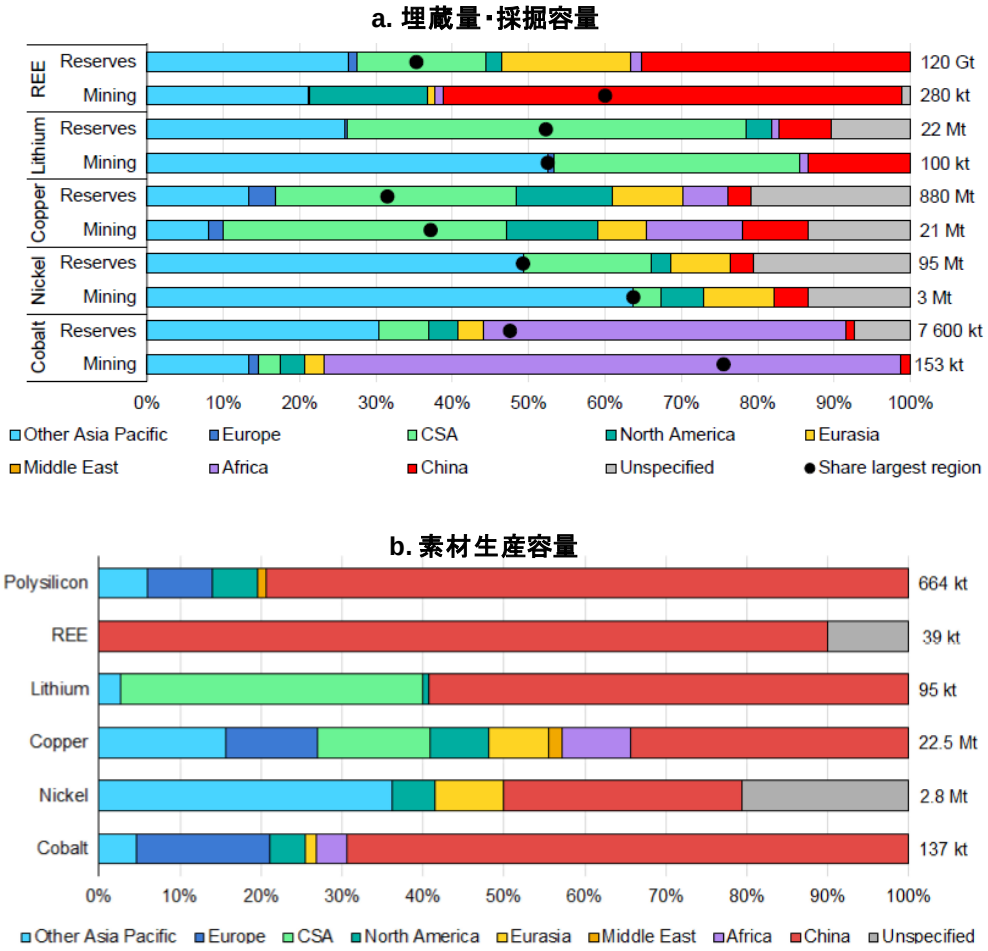


図 2.2.2-2 主要鉱物の 2021 年の埋蔵量・採掘容量、素材生産量

（出典：文献 9)より抜粋）

⑤ 政策イニシアティブの急増

堅牢な鉱物供給確保に向け、政策イニシアティブが急増している。IEA の重要鉱物 Policy Tracker によると、世界 25 の国や地域から約 200 個の政策・規制が確認されている（うち半数以上が過去 2～3 年間に発効）[9]。それらの多くに共通する目的として、鉱物サプライチェーンの多様化、すなわち、資源国で採掘→中国で精製→消費国、という供給モデルからの脱却、及び、サプライチェーンにおける持続可能で責任ある慣行の促進、があげられる。サプライチェーン多様化のアプローチは、各国がサプライチェーンの何処に位置するかによって異なる。鉱物資源はあるが開発が不十分の国では、国内生産の開発とバリューチェーンの拡大鉱物生産と素材加工の拡大を、一方、消費国では安全保障メカニズム、技術革新、リサイクルを重視している。なお、資源国が付加価値を高めるため鉱石輸出を禁じる動きもあるが、これは世界貿易機関（WTO）のルールに違反するとして訴訟も生じている[12]。消費国の安全保障に関する例として、EU の重要原材料法案（Critical Raw Materials Act: CRMA）[13]、米国のインフレ抑制法(Inflation Reduction Act: IRA)[14]では、域内/国内生産の拡大に言及している。CRMA では EU 域内生産能力の強化（採掘、加工、リサイクル）に向け、2030 年までのベンチマーク（域内採掘は域内需要の 10%、域内加工は同 40%、域内リサイクルは同 25%を

目指す）等を設定している。IRA では、一定の要件を満たす EV、PHEV、FCV の購入者に最大で USD7500 の税額控除を提示している。控除要件は、車両の最終組み立てが北米域内であり、蓄電池の一定割合が北米域内で製造又は組み立てされ、蓄電池に含まれる重要鉱物の一定割合が米国/米国と FTA を締結国で抽出若しくは加工されたもの又は北米域内でリサイクルされたもの、とある [15]。

⑥ 環境・人権に配慮したシステム構築

供給拡大に係る課題として、環境・人権への配慮もあげられる。Riofrancos[16]によると、採掘は有害、人権侵害や暴力の記録もあり、サプライチェーンの中で付加価値が最も低い部門の一つである。これまで、グローバル・ノースは鉱物採掘を海外にゆだねてきた。例えば、ヨーロッパの世界鉱物生産割合は 1900 年に 50%以上であったところ、2018 年には 5%以下まで減少した。米国が 25%以上を輸入に依存している鉱物製品の数は、1954 年に 21 品目であったところ 2019 年には 58 品目に増加した。安全保障の観点から鉱物生産の域内/国内回帰は、過去 1 世紀余りの傾向を反転するもので、物流や経済の点でコストを課す可能性が考えられる。Sovacool ら [17]も、環境保全がまれな地域では、鉱物の採掘と加工の持続可能性に関するガバナンスが不十分でしばしば紛争の原因となっている、と指摘している。その上で、鉱物の採掘・加工産業を効率的で強靭なものにするために、i)地元の所有権・生活給付のため採掘事業の多様化、ii)原料供給源のトレーサビリティ・採掘事業の透明性改善、iii)代替資源探査、iv)鉱物を気候・エネルギー計画（NDCs）に組み込む、を提案している。iv)は、持続可能な鉱物供給を世界全体の問題として捉えるための手段と考えている。具体的な評価方法は提示されていないが、G7 が取り組んでいる「資源効率性」を鉱物調達と関係づけて捉えるのが適当であろう、と述べている。

(3) CN に向けたトランジションロードマップシナリオに対する鉱物必要量推計

① 推計方法

CN シナリオに対し、DNE21+モデルで分析された CET 導入量に CET 別の鉱物強度を乗じ、主要鉱物の必要量を試算する。将来の CET 別の鉱物強度は、後述の通り、IEA レポートを参考に想定した。なお、CET 導入量は DNE21+モデル分析により世界 54 地域別に算定されるが、鉱物強度は情報が限られるため、世界の平均的な値を全地域に適用した。

本分析の留意点として、鉱物価格は特に考慮していない。また、DNE21+モデルによる CET 評価と、IEA レポートに基づく各 CET の鉱物強度想定にリンクは無い。しかしながら、IEA の鉱物強度は、脱炭素社会に向け、鉱物の専門家が関連技術や需給バランスの変化をイメージしながら予測した、現状では比較的説得力のあるものとして参照した。

a. シナリオ

CN シナリオは、RITE のロードマップ [8]より表 2.2.2-1 に示す 5 つである。DO2、O2 は GHG 排出量を 2090～2100 年頃に、DO1.5、O1.5 は同排出量を 2075～2080 年頃に正

味ゼロにするシナリオである。O シナリオでは DO シナリオに比べ、政策の地域格差が小さく、また、再エネや EV は技術進展が高位でコスト低減がより進む。CO_2 除去技術（CDR）の利用可能性は、DO シナリオは中、O シナリオは小、と想定されている。CO2CN は、CDR の利用可能性が非常に小さく、IEA の NZE シナリオのように CO_2 排出量を部門毎に正味ゼロとするシナリオである。これら CN シナリオの他、比較のため、特段の GHG 排出削減が無い Baseline シナリオについても鉱物必要量を推計した。

表 2.2.2-1　鉱物需要量推計対象の CN シナリオ

シナリオ	気温上昇	再エネ・EV 技術のコスト低減	CDR の利用可能性	政策の地域差
DO2	ﾋﾟｰｸ:1.8 °C; 2100 年:1.7 °C	中位	中	大　（主要先進国 2050 年 CN）
O2	ﾋﾟｰｸ:1.7 °C; 2100 年:1.7 °C	高位	小	小　（MAC 均等化）
DO1.5	ﾋﾟｰｸ:1.7 °C; 2100 年:1.4 °C	中位	中	大　（主要先進国 2050 年 CN）
O1.5	ﾋﾟｰｸ:1.6 °C; 2100 年:1.4 °C	高位	小	中
CO2CN	1.5 °C 程度	高位	極小（部門別 Near-zero of CO_2）	中

b.　鉱物必要量推計対象の CET

鉱物強度情報を入手でき、かつ必要な主要鉱物量が比較的大きいと考えられる、自動車（小型・大型乗用車、バス、小型・大型トラック、の各種について BEV、PHEV、HEV、ICEV）と低炭素発電（うち、陸上風力、洋上風力、PV、原子力）を対象とした。

c.　CET 別の鉱物強度想定

i)　自動車

車載用 LIB は、正極材料によって、ニッケル・コバルト・アルミニウム（NCA）系、ニッケル・マンガン・コバルト（NMC）系、リン酸鉄リチウム（LFP）系、マンガン酸リチウム（LMO）系等がある。また、電解質が固体の全固体電池（ASSB）も開発されている。IEA の見通し [10]によると、車載蓄電池の市場シェアは NMC 系（中でも高ニッケルタイプの NMC811 等）と LFP とに二極化する。NMC は LFP に比べ短寿命であるがエネルギー密度が高いことより起動性が求められる乗用車・小型商用車の蓄電池として 2030 年には世界市場の 60%まで増大する。一方、LFP は、エネルギー密度は NMC より低いものの、コバルトやニッケルを使用せず低コストであるため、2020 年のトラック・バス用蓄電池の市場シェアは 100%と高く、2030 年もその高いシェアを保つ。また、2040 年には ASSB が乗用車・小型商用車、トラック・バス用共に、シェアが 20%以上に達する、と見込まれている。なお、負極材料は、グラファイトが主流であるが、

高容量のシリコンを付加したタイプが増えている[18),3)]。各電池の鉱物強度は、文献 10)の値を 2020 年値とし、将来はどの鉱物も一定率で低減する（低減率は IEA の SDS シナリオを参考に 0.5%/yr[10)]と想定）した。

以上のような電池種別のシェア見通しと鉱物強度に基づき、2050 年までの車載蓄電池の世界平均的な主要鉱物強度を図 2.2.2-3 ように設定した。一台当たりの蓄電池容量や車寿命は DNE21+モデルの想定に依拠した。例えば、小型乗用車の蓄電池容量は BEV、PHEV、HEV で各 40、8、1kWh で、車サイズに応じて大きくなる。蓄電池交換について、乗用車は簡便のため車寿命中に交換無しとした。トラック・バスは、車寿命が長く（世界の多くの地域で 20～25 年）、かつ年間走行距離も長いことより車寿命の間に 1 回蓄電池を交換するとして電池の必要量を推計した。

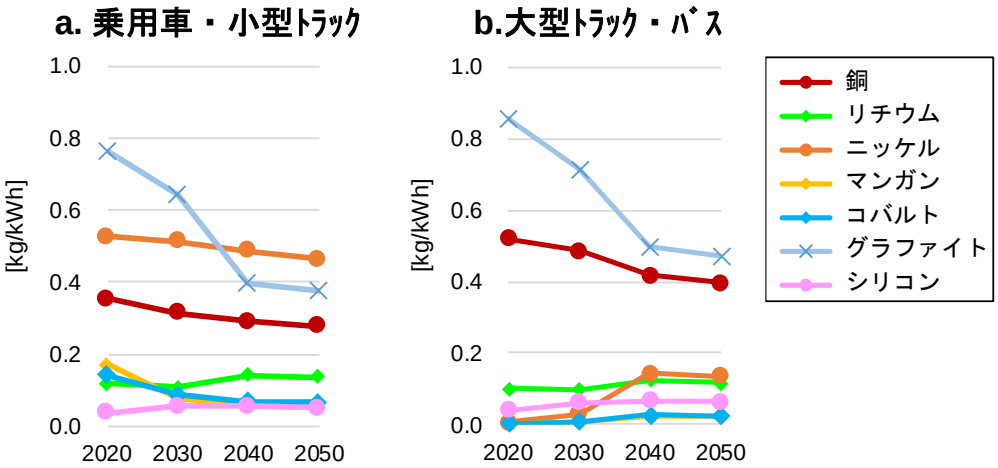


図 2.2.2-3 車載蓄電池の主要鉱物強度

ii) 低炭素発電

風力発電は、タービンのタイプによって鉱物強度が異なる。代表的なタービンタイプには、ロータの回転を発電機に必要な回転数にまで増速するギアボックス（GB）と二重給電誘導発電機（DFIG）又は永久磁石式同期発電機（PMSG）を組み合わせた GB-DFIG、GB-PMSG や、増速機がなく直結ドライブ（DD）タイプの DD-PMSG、DD-電気的励磁同期発電機（EESG）がある。IEA[10)]によると、陸上風力は GB-DFIG タイプが、現在に続き 2040 年まで世界で導入されるタービンの 70～80%を占める。洋上風力は陸上風力に比べブレードが大きいため、軽く、メンテナンス費用が少ない DD-PMSG が主流で、2020 年にシェアの 70%を占める。2040 年には 85%まで増大する。以上より、風力発電の MW 当たり鉱物強度を図 2.2.2-4 a,b のように想定した。なお、洋上風力には海底の集電装置や送電ケーブル分の銅が追加されている。また、本図からは読み取りにくいが、洋上風力で多く利用される DD-PMSG タービンは、陸上で多く利用される GB-DFIG タービンに比べ、MW 当たりネオジム量（図中、レアアースに含まれる）が 10 倍以上大きくなっている。

PV、原子力発電についても、文献 9)を参考に図 2.2.2-4 c,d のように想定した。なお、原子力は情報収集が限られたため、暫定的に鉱物強度は将来も一定とした。

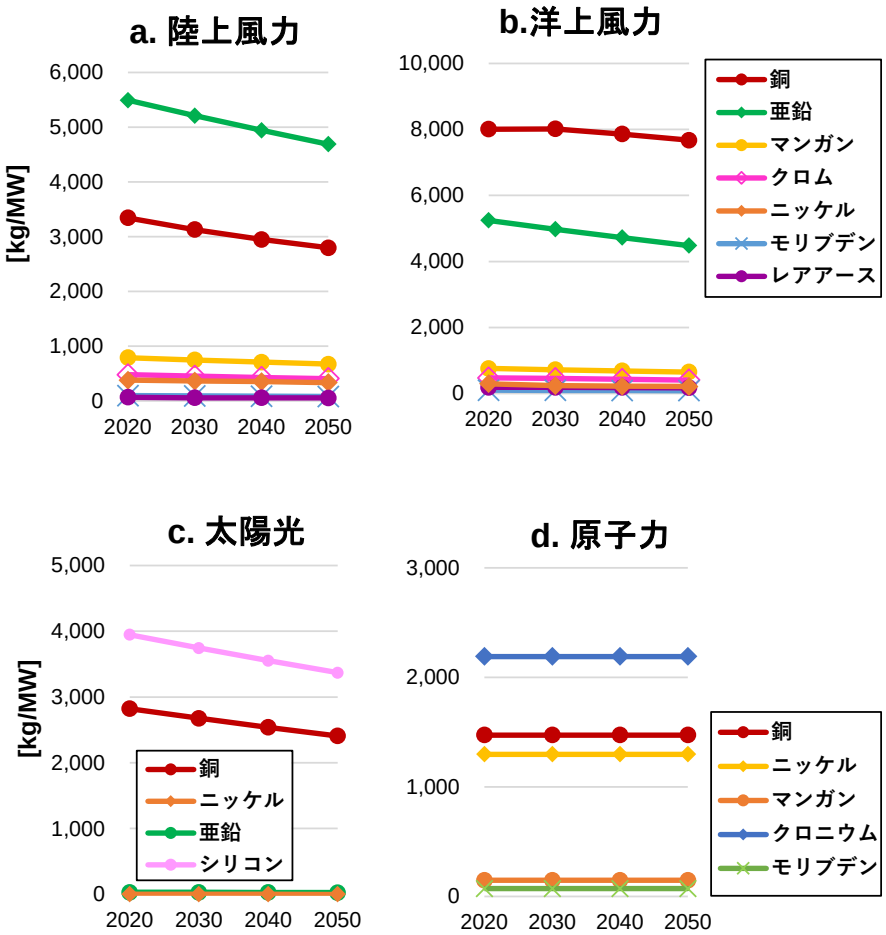


図 2.2.2-4 風力、太陽光、原子力発電の主要鉱物強度

② 推計結果

CN シナリオ下では、排出制約のため各種低炭素発電が増設される[8]。図 2.2.2-5 に、風力、PV、原子力発電について、世界の追加設備容量と主要鉱物の必要量を示す。図 a によると、再エネのコスト低減が大きいと想定した O2、O1.5、CO2CN シナリオで PV、風力が顕著に増加すると分析されている。特に O1.5 シナリオで大きく、PV と風力を合わせて 2030 年に 3.5TW/yr、2050 年に 4.6TW/yr である。このうち PV の追加容量が多いが、風力も陸上・洋上を合わせると 2050 年に 0.9TW/yr の追加となっている。このような増設に伴い、主要鉱物の必要量も増大する。鉱物種では、シリコンや銅、亜鉛等が必要となり、O1.5 シナリオでは図中の鉱物計で 2030 年に 26Mt/yr、2050 年に 31Mt/yr と推計された。うちレアアースも 2050 年には 80kt/yr 必要となる。

なお、再エネのコスト低減が小さく、CDR の利用可能性が相対的に大きいとした DO2、DO1.5 シナリオでは、ロードマップ[8]に詳述の通り、CCS 付ガス火力や直接大気 CO_2 回収・貯留（DACCS）が費用効率的と評価される。このため、風力や PV は O2、O1.5、CO2CN シナリオ程増設されず、主要鉱物の必要量も少量となる。

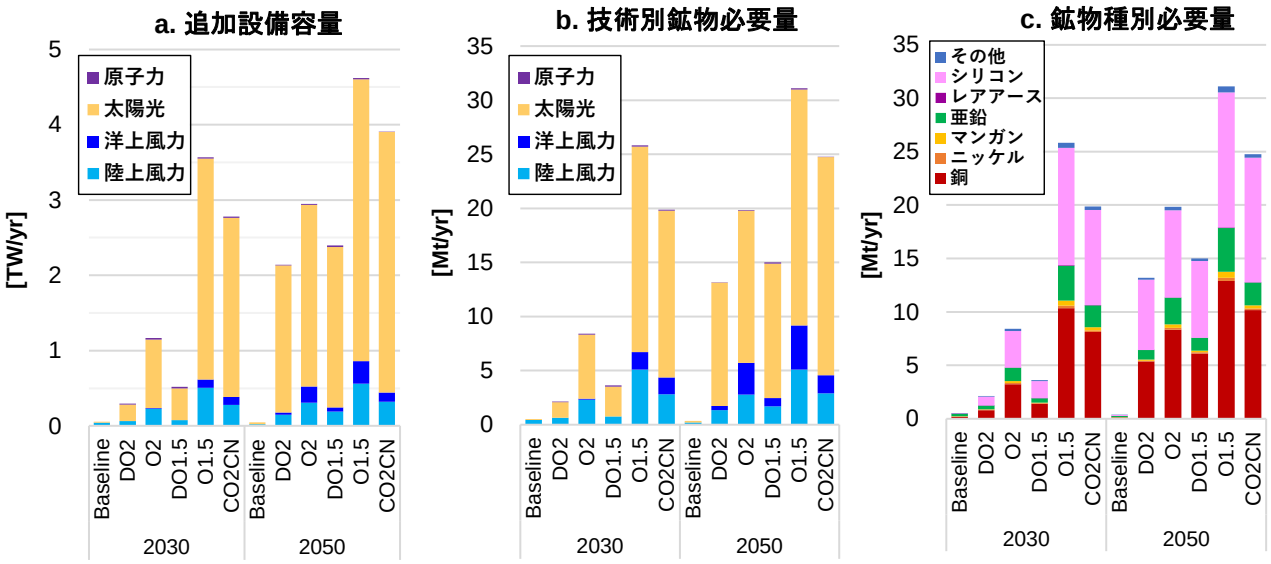


図 2.2.2-5　世界の風力、太陽光、原子力発電の追加設備容量と主要鉱物の必要量

注）図 C、その他：クロム、モリブデン。

図 2.2.2-6 には、世界の新車販売台数と、車載用蓄電池及び主要鉱物の必要量を示す。新車販売台数はシナリオ間でほとんど差異が無い。但し、費用効率的と評価される技術はシナリオによって異なる。Baseline シナリオでは約半分が ICEV、残りが HEV と若干の PHEV であるところ、DO2、DO1.5 シナリオでは ICEV が減り、PHEV の割合が増える。O2、O1.5、CO2CN シナリオでは ICEV がさらに減り、BEV や FCEV の割合が増す。O2、O1.5、CO2CN シナリオでは EV のコスト低減が大きいこと、また再エネのコスト低減により再エネ由来水素のコスト低減が進むこと等が関係している。車載蓄電池の必要量（図 b）は、O2、O1.5、CO2CN シナリオで顕著に増大する。乗用車 1 台当たり蓄電池容量が BEV は HEV の 40 倍大きいことによる。このため、これらシナリオでリチウム、ニッケル、コバルト、グラファイト、シリコン等の鉱物必要量（図 c）も著しく増大する。

なお DO2、DO1.5 シナリオでは、2050 年でも BEV はほとんど導入されない。ロードマップ [8]に示す通り、運輸部門の最終エネルギーとして石油が相当量残る。その分を植林や DACCS 等の CDR で相殺するシナリオである。

以上より、再エネや EV コストの低減、CDR の利用可能性によって、2℃、1.5℃目標を達成するために費用効率的と評価される排出削減策は異なり、鉱物の必要量も異なることが分かる。

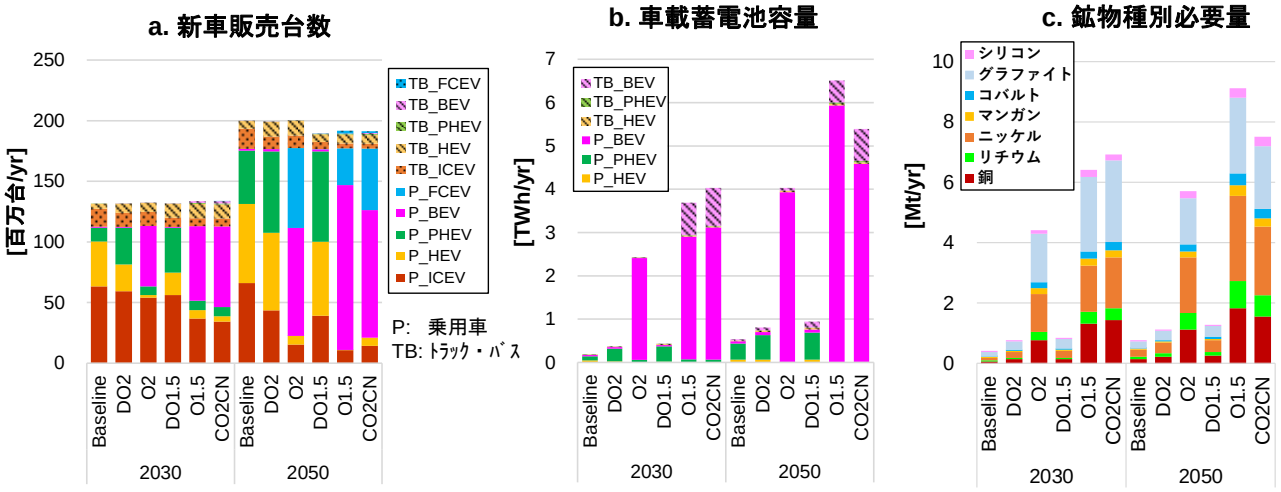


図 2.2.2-6 世界の新車販売台数と、車載蓄電池及び主要鉱物の必要量

図 2.2.2-7 は、車載蓄電池用の鉱物について、本分析と IEA NZE シナリオの値を比べたものである。本分析と IEA NZE シナリオとでは、車種・モード選択、電動車以外の CET 等各種想定が異なり厳密な比較は難しいが、本分析の O1.5、CO2CN、O2 シナリオについて推計された鉱物必要量は、IEA NZE シナリオと同桁で、2030 年にかけ顕著に増大する結果となっている。

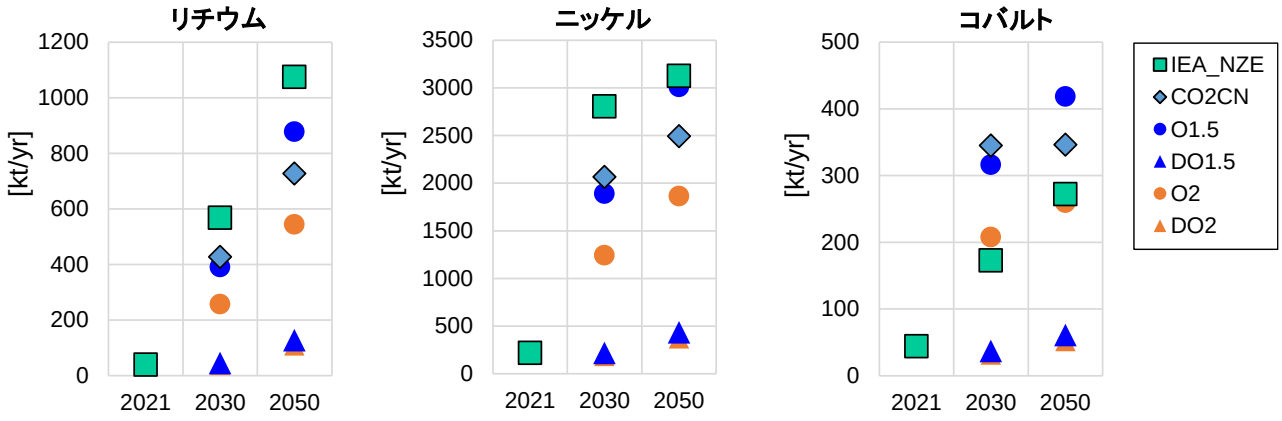


図 2.2.2-7 車載蓄電池用鉱物について、本分析と IEA NZE[9]との比較

(4) まとめと課題

CN に向けクリーンエネルギーへの移行が検討される一方、その一翼を担うと期待される例えば風力発電は火力発電に比べ、電気自動車は内燃機関車に比べ、銅、ニッケル、リチウム、コバルト等の鉱物を多く必要とする。IEA の分析によると、1.5℃目標に相当する NZE シナリオ下ではクリーンエネルギー技術の拡大に牽引され、2050 年までに必要な鉱物の量が 2021 年需要量に対し、リチウムで 13 倍、コバルトで 3 倍、ニッケル、ネオジム、銅等で 2 倍程度まで増大する。これらは、専門家が予測する一次

製品供給量を上回ることより、一次製品及び二次（リサイクル）製品の供給量を増大させる必要がある。

供給拡大に関する課題の一つとして、現在、採掘や素材生産が特定国（中国等）に集中していることがあげられる。サプライチェーンの多様化を目指し、多くの国/地域で政策が検討されている。例えば、資源国は、資源依存型経済から脱却し、管理と主権の拡大を志向。但し、鉱石禁輸措置は国際ルールに抵触する問題も生じている。EU、米国等は、域内/国内供給の拡大に向け、採掘・加工・リサイクルの目標、税控除等を策定している。但し、採掘拡大には環境や人権への配慮が必要であり、また二次製品の拡大には使用済品回収・再資源化システムの構築が必要である。一部地域/国での規制や補助政策は、結果的に当該地域/国の対処時間・費用増をまねき、経済発展を阻害、CN への移行を妨げる懸念も持たれている。持続可能な鉱物供給を世界全体の問題として捉えるため、鉱物の調達・利用を資源効率の観点から、NDCs 等気候・エネルギー計画に組み込むべきという意見も出されている。以上のように、最近の動向を調査、整理した。

本研究では、NZE 以外の CN シナリオとして RITE のロードマップシナリオにも着目した。そして、DNE21+モデルで評価されたクリーンエネルギー技術に、各技術の鉱物強度を乗じ、必要な鉱物量を推計した。それによると、エネルギー技術のコスト低減や CDR の利用可能性の想定により、費用効率的と評価される排出削減策は異なり、鉱物の必要量も異なる。例えば、再エネや EV のコスト低減が大きく、CDR 利用可能性が小さいと想定したシナリオでは、太陽光や風力発電の導入拡大に伴いシリコン、亜鉛、銅の必要量が増大する。また、自動車は一台あたり蓄電池容量が大きい BEV が主流となり、リチウム、ニッケル、コバルト、グラファイト、シリコン等の必要量が著しく増大する。一方、再エネや EV のコスト低減が小さく、CDR 利用可能性が相対的に大きいとしたシナリオでは、発電部門では CCS 付ガス火力が導入され、また、運輸部門では BEV はほとんど導入されず最終エネルギーとして石油が相当量残る。その分、植林や DACCS 等の CDR で相殺する。このため、主要鉱物の必要量も上記シナリオの数分の一と分析された。今回、鉱物必要量を推計した技術は、風力、太陽光、原子力発電と車載蓄電池に限られる、また、IEA NZE とはシナリオや考慮した CET が異なるため単純に比較できないが、技術のコスト低減、CDR の利用可能性次第で、IEA の NZE シナリオ程、主要鉱物の必要量が増大しない CN シナリオも示唆された。将来の鉱物供給リスク低減に向けては、考えうる複数のシナリオを視野に入れ、効果的な対策を検討することが肝要といえる。

今後の課題として、更なる情報収集を行い、鉱物必要量を推計するエネルギー技術・インフラ、そしてシナリオを増やすことがあげられる。シナリオについては、車のシェアリング、テレワーク、食品ロスの低減等、デジタル技術によって誘発される行動変容を考慮したものも検討していく予定である。また、分析方法の改善に関し、鉱物の需給バランス変化、それがネルギー技術の鉱物強度やコストに及ぼす影響の考慮、二次製品（使用済製品の回収、再資源化）の課題整理等があげられる。

参考文献（第 2.2.2 節に関するもの）

1) IPCC WG3 AR6: Climate Change 2022: Mitigation of Climate Change (2022)
2) 日本政府：地球温暖化対策計画 (2021)
https://www.kantei.go.jp/jp/singi/ondanka/kaisai/dai48/pdf/keikaku_honbun.pdf
3) IEA: Global EV outlook 2023 (2023)
4) EU: Fit for 55 (2023)
https://www.consilium.europa.eu/en/press/press-releases/2023/03/28/fit-for-55-council-adopts-regulation-on-co2-emissions-for-new-cars-and-vans/
5) The Whight House: Executive Order on Strengthening American Leadership in Clean Cars and Trucks (Aug. 05, 2021) https://www.whitehouse.gov/briefing-room/presidential-actions/2021/08/05/executive-order-on-strengthening-american-leadership-in-clean-cars-and-trucks/
6) 日本貿易振興機構：地域・分析レポート(Dec. 4, 2023)
https://www.jetro.go.jp/biz/areareports/special/2023/1201/16beed5afb438a32.html
7) 経済産業省：G7 札幌　気候・エネルギー・環境大臣会合(2023)
https://www.meti.go.jp/information/g7hirosima/energy/
8) RITE：カーボンニュートラルに向けたトランジションロードマップの策定（2023 年度版）(2024)
https://www.rite.or.jp/system/global-warming-ouyou/download-data/FY2023sectorroadmap_rev.pdf
9) IEA: Energy Technology Perspectives 2023 (2023)
10) IEA; The Role of Critical Minerals in Clean Energy Transitions (2021)
11) エネルギー・金属鉱物資源機構; 鉱物資源マテリアルフロー(2021)
12) JETRO：インドネシアの貿易と投資（世界貿易投資動向シリーズ）(2023)
https://www.jetro.go.jp/world/asia/idn/gtir.html
13) EU: Critical Raw Materials Act (2023) https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_23_1661
14) US: Summary: The Inflation Reduction Act of 2022
https://www.democrats.senate.gov/imo/media/doc/inflation_reduction_act_one_page_summary.pdf
15) 経済産業省 企業行動課：諸外国における投資促進政策の状況 (2023)
https://www.meti.go.jp/shingikai/economy/corporate_behavior/pdf/001_04_00.pdf
16) T. Riofrancos: The Security–Sustainability Nexus: Lithium Onshoring in the Global North, Global Environmental Politics, 23(1), 20–41 (2023)
17) B.K. Sovacool, S.H. Ali, M. Bazilian, B. Radley, B. Nemery, J. Okatz, D. Mulvaney: Sustainable minerals and metals for a low-carbon future. Policy coordination is needed for global supply chains, Science, 367(6473), 30–33 (2020)
18) IEA: Critical Minerals Market Review 2023 (2023)

2.3　イノベーション戦略から見た気候変動リスクマネジメント

(1) はじめに

人為的な温室効果ガス排出により引き起こされる気候変動の程度及び影響被害の程度には大きな不確実性が伴うことは従前より指摘されている。これらの不確実性を考慮した上での総合的なリスクマネジメントが必要である。ロシアによるウクライナ侵

攻といった地政学的リスクの顕在化によるエネルギー安全保障の重要性が改めて認識され、3E＋S のバランスの取れた取り組みが必要となる中、これらリスクを包括的にとらえ、エネルギー・気候変動に関連するイノベーションを広範に誘発する政策は重要となっている。

2020 年 10 月の菅総理による 2050 年までのカーボンニュートラル宣言を受け、企業による投資とイノベーション創出を支援し、経済と環境の好循環を作る産業政策として、「2050 年カーボンニュートラルに伴うグリーン成長戦略」が 2020 年 12 月に発表され、革新的な技術開発に対する支援を目的とした 2 兆円のグリーンイノベーション基金が創設された。2021 年 6 月には、企業の研究開発方針や経営方針の転換などの動きの促進を目的とし、グリーン成長戦略の更なる具体化が行われた。

2021 年 10 月にはエネルギー基本計画、地球温暖化対策計画、パリ協定長期戦略が改定された。他方で、これまでの計画だけでは、需要サイドのエネルギー転換の道筋や経済社会・産業構造全体をクリーンエネルギー中心としたものへと転換していくために必要となる具体的な政策対応が必ずしも明らかでなかったことを踏まえ、成長が期待される産業ごとの具体的な道筋や需要サイドのエネルギー転換、クリーンエネルギー中心の経済社会・産業構造の転換に向けた政策対応などについてクリーンエネルギー戦略において整理し、2022 年 6 月に中間整理として策定された。岸田総理は、水素・アンモニア等の普及促進を含め、今後 10 年間に 150 兆円の投資の呼び込みのため、20 兆円規模の GX（グリーントランスフォーメーション）経済移行債発行を示唆した。

2022 年 8 月には、GX 実行会議が発足し、新型原子炉の新設・リプレースを含む原子力の活用が表明され、その後の実行会議や審議会等での議論を踏まえ、年末には GX 基本方針が取りまとめられ、2023 年 2 月には閣議決定がなされた。ここでは、今後 10 年を見据えたロードマップの全体像が示され、水素・アンモニア、蓄電池産業、脱炭素目的のデジタル投資、次世代革新炉など 20 の分野・産業における目標・戦略、GX 移行債を活用した投資の内容などが、今後の道行きとして具体的に例示されることとなった。さらに同年 7 月には GX 推進戦略が閣議決定され、同 12 月には分野別投資戦略（案）の予算額等もとりまとめられ、投資促進策の具体化に向けた方針が明らかにされている。

気候変動に対応する長期イノベーションの誘発、投資促進政策が政府主導で進められる中、より実効性の高い政策の具体化に向け、これまでの政策による実績、成果をレビューするとともに、研究開発から事業化に至るプロセスにおけるイノベーション創出事例を調査し、政策との協調の枠組みを検討していくことも重要である。イノベーション創出の担い手である企業、スタートアップ、さらには大学や研究機関にとって望ましい政策枠組みはどのようなものなのか示唆を得るべく、関係者に対して事例調査を行った。

(2) 最新の宇宙技術開発動向と、そこから得られる今後の取り組み示唆

技術開発におけるイノベーションの事例の一つとして、宇宙開発の最新動向とその課題について理解を深めることを目的として、同分野の専門家へのヒアリング、意見

交換を通じ、今後の日本のイノベーションのあり方を考える上でのポイントを調査した。

- 現在は、時代認識として宇宙開発に関わる歴史的な転換点にある。第二次世界大戦からその後の米ソ冷戦期においては、ロケット技術や宇宙技術の開発が国家主導や軍事主導であったため、民生技術とは隔絶し、民間市場での収益確保が困難な技術体系であったものが、特に 2010 年代以降、GPS、カーナビ、スマートフォンの開発・普及、通信ニーズの飛躍的拡大などによる民間技術の進歩により、宇宙で儲けられる時代が到達しているからである。
- 宇宙ビジネスの注目分野として以下の 8 つ（ロケット打ち上げビジネス、民間宇宙旅行、通信コンステレーション、リモート・センシング、民間宇宙ステーション、軌道上サービス、宇宙資源開発、その他）に大別することができる。
- ロケット打ち上げ実績の歴史的推移を見ると、2010 年頃までは官需が中心であったが、それ以降はスペース X 社など民間企業による参入が始まり、20 年代には急拡大しており、そのけん引役は米国と中国になっている。
- アポロ計画とかスペースシャトルといった国家主導・軍事主導の時代には、国の資金を使っていろいろな技術が確立してきたが、そこからはスペース X 社などの民間ベンチャー企業が IT 技術を駆使して新たな潮流を取り込んでおり、宇宙開発もベンチャーの時代になったといえる。純粋なサイエンスや安全保障に直結するようなもの、新技術の基礎研究的なものは依然として民間ベースではやりにくいため、それらの実施やベンチャーが活躍しやすい環境づくりなどの支援が国の果たす役割となってきている。
- 通信コンステレーションによる通信技術の展開については、人口密集地のような既存の地上インフラが設置されている場所では競合しコスト的に成り立つかどうかとの懸念もある。一方で衛星利用による強みとしては人口密集地の基幹回線にはならず海上や山岳地帯でのサービスが主眼となり、米国のような広大な土地に人口が分散居住しているところでは利用価値が見込まれる。それらの便益を世界的に積み上げると人工衛星を打ち上げてもコスト的に見合うものとなる。昨今は航空機内やクルーズ客船からの通信など、世界中どこでもつながることの価値が大きくなっていることも同ビジネスの採算が成り立つ要因となっている。
- 宇宙開発全般として、巨額な投資が必要であり、その投資回収方法やキャッシュフローの展開などビジネスモデルとしては不透明な部分もあり、金融機関からの資金調達や株式マーケットにおけるベンチャーブームの動向など、今後の進展を見守る部分も多くある。
- SSPS（宇宙太陽光発電システム）の研究開発について、当初の計算では建造費として 1 基あたり 3 兆円ほどであったが、そのうち大きな構成要素であった打ち上げ費用（宇宙輸送費）が、スペース X などの活動により一桁のレベルで下がっており、目標コストに近い数字となることが見込まれ始めている。その他

の費用増大要因として太陽電池とマイクロ波の電力伝送ロスがあり、前者のコストは下がっているが、後者の技術に関してはまだまだ技術的な課題が大きい。

- 一般的には、「宇宙開発はまだまだ特別な分野」とのイメージが強いが、技術開発分野など官民の役割分担の明確化や、投資回収リスクの官民における分散などを通じて、スタートアップ企業育成や宇宙ベンチャーの参入容易化が図られることが宇宙開発の一層の進展には必要となる。

(3) まとめ

2050 年カーボンニュートラル目標の達成に向け、地政学リスクを考慮しつつ温暖化対策技術に関連する様々なイノベーションを早期実現する必要性が高まっている。本節では、イノベーション創出に向けた官民の役割やベンチャー企業などによる活発な活動を促進しうる環境のあり方について、専門家へのヒアリング調査に基づく検討を行った。特に宇宙技術といったロケットや通信衛星、宇宙ステーションといった分野では、これまでの国主導・軍事主導から民間ベンチャーへの流れが進む中、事業を推進するための国の機関による環境整備やサポートも引き続き大事であり、スタートアップ企業やベンチャー企業への投資環境の充実の重要性が改めて認識された。

第3章　グリーン成長の限界と機会

3.1　グリーン成長の限界と機会：世界の経済成長と CO_2 排出の関係

地球温暖化を防ぐためにはその主な原因とされている二酸化炭素（CO_2）の排出を削減することが不可欠であるが、その排出削減が経済活動に負の影響を及ぼす恐れがある。地球温暖化対策において、経済成長と CO_2 排出削減の両立、すなわち世界の GDP と CO_2 排出とのデカップリングが重要である。

第 1 章で触れたように、世界の CO_2 排出量は依然として上昇してきている。世界経済危機や COVID-19 パンデミック等の影響により、一時的に CO_2 排出量が前年比で低下した年もあったが、それは経済のマイナス成長と引き換えに実現したものであり、その後に排出量は再び上昇した。また、これまで当事業において、経済成長と CO_2 排出との関係性やデカップリングに関する分析や評価を実施し、報告を行ってきた。令和 3 度の報告（文献 1)）でそれらの分析・評価の主要点をまとめたが、一部の国では経済成長と CO_2 排出とのデカップリング傾向が見られるものの、それは主に先進国におけるエネルギー多消費的な製品生産の海外への移管等を通して、それらの国外での排出としてカウントされているためで、世界全体での CO_2 はあまり削減されず、グローバルでは依然として経済と CO_2 排出がカップリングしている状況にあると言える。本節では、世界における GDP と CO_2 排出量等との長期的なデカップリング・カップリングに関する状況について概観する。

3.1.1　世界の経済成長と CO_2 排出の長期的な傾向

(1) 世界 GDP と CO_2 排出量、電力消費量との関係

図 3.1.1-1 に、1971～2021 年における世界 GDP とエネルギー起源 CO_2 排出量との関係を示す。分析には、従来の報告と同様に、IEA による統計データ（文献 2),3)）を用いた。両者の間には強い正の相関関係が見られる。2013～2016 年にかけては、世界の CO_2 排出量は横ばい傾向にあったが、2017 年には再び上昇に転じた。長期の傾向で見ると、2009～2013 年の間の急上昇が 2013～2016 年の間で調整されたと見ることができ、その背景としては、中国を中心とする鉄鋼、セメントの生産調整等の影響が大きいが、これに、米国シェールガス生産の増大により、経済自立的に石炭からシェールガス（天然ガス）への燃料転換が 2005 年頃から進んできている影響が加わっての傾向と推計される（文献 4)）。2017 年、2018 年においては再び上昇し、2019 年は前年とほぼ同水準だったが、2020 年は COVID-19 のパンデミックにより、世界の CO_2 排出量は大幅に低減した。しかし、経済活動の停滞により GDP の落ち込みも大きかった。その後、世界経済は金融刺激策等で急速に回復し、世界 CO_2 排出量も再び増加に転じた。

図 3.1.1-2 には世界の GDP と一次エネルギー消費量（IEA 統計による一次エネルギー換算）の関係、また図 3.1.1-3 には世界 GDP と発電電力量の関係を示す。いずれも線形に近い関係が見られ、カップリングしている。世界 GDP と発電電力量については、一次エネルギー以上に強い線形の関係が見られる。

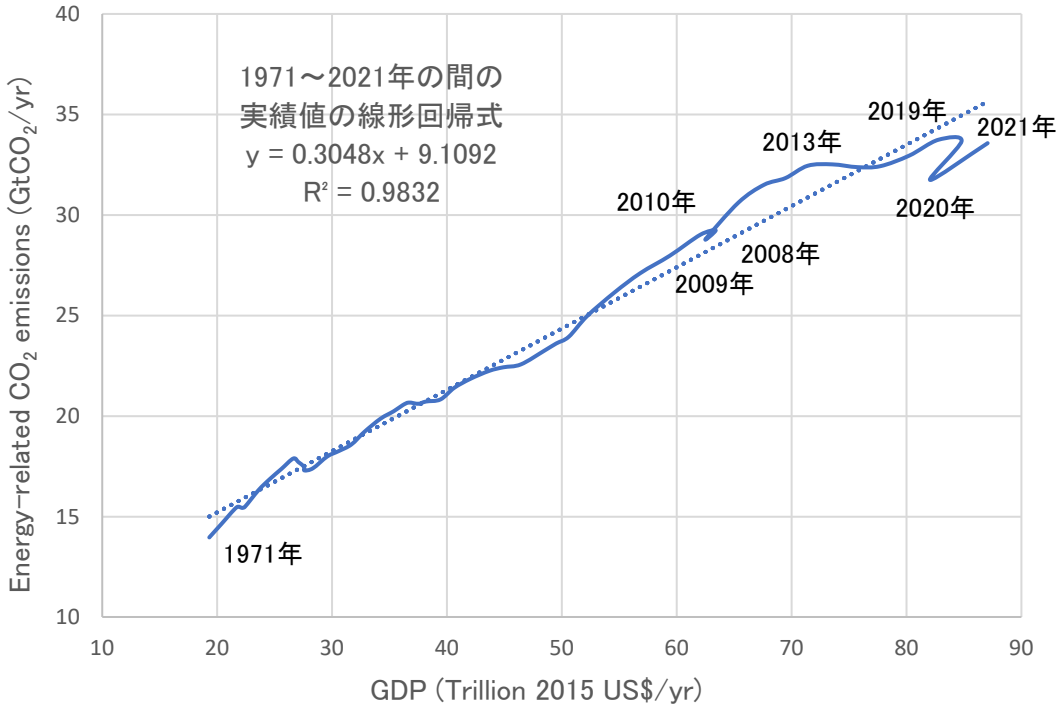


図 3.1.1-1 世界の GDP とエネルギー起源 CO_2 排出量の関係（1971～2021 年）

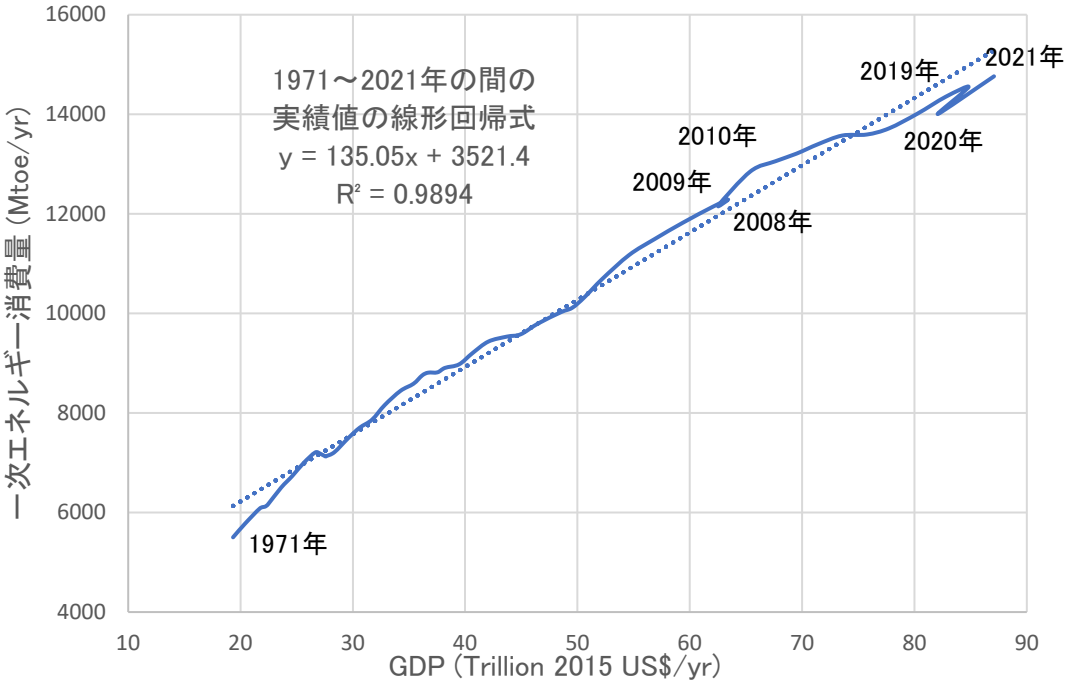


図 3.1.1-2 世界の GDP と一次エネルギー供給量の関係（1971～2021 年）

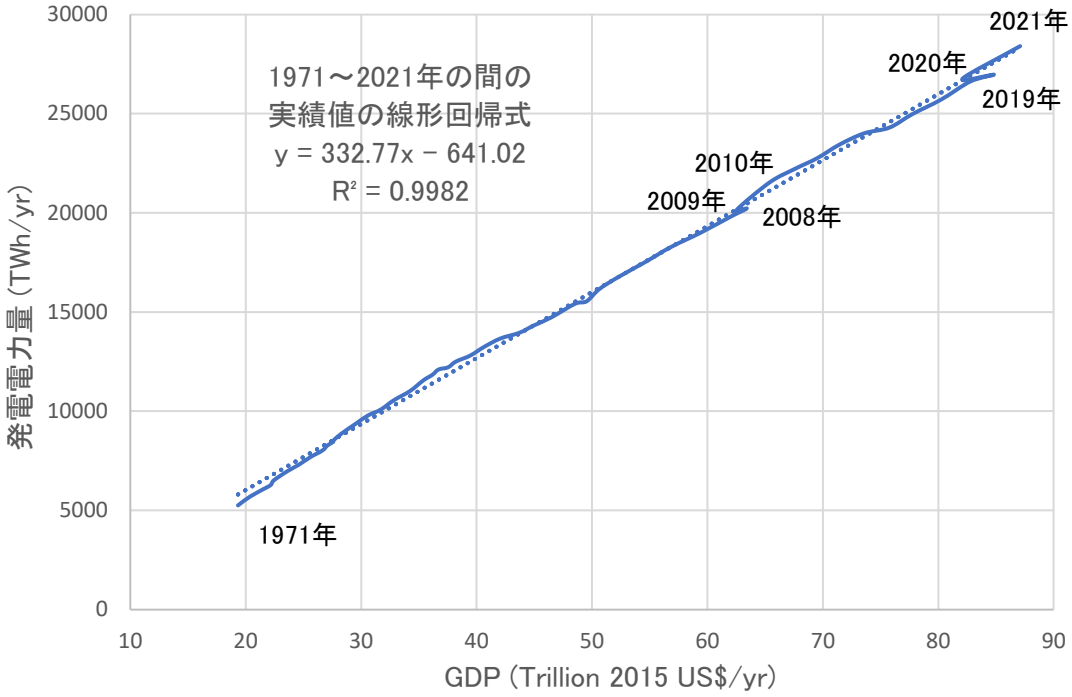


図 3.1.1-3 世界の GDP と発電電力量の関係（1971～2021 年）

(2) 世界 CO_2 排出量の要因分解

次に、世界 CO_2 排出量の増減について、茅恒等式の手法を用いた要因分解を示す。人口（POP）、人口当たり GDP（GDP/POP）、GDP 当たり一次エネルギー供給量（PES/GDP）、一次エネルギー供給量当たり CO_2 排出量（CO_2/PES）に要因を分解し、世界における CO_2 排出量および各要因の 1971～2020 年における 10 年毎および 2010～2021 年の期間の 1 年毎の年平均変化率を求めた。図 3.1.1-4 にその結果を示す（分析に用いたデータは文献 2)）。

10 年毎の長期の傾向として、省エネ（PES/GDP）やエネルギーの低炭素化（CO_2/PES）が継続して進んできたことが見られるが、CO_2 排出量は上昇傾向でそれは GDP の成長に因ることが伺える。2010 年以降の 1 年毎のグラフではそれが顕著に現れており、特に COVID-19 に見舞われた時期とそれからの回復期において、CO_2 排出量変化が GDP の変化と大きく連動している。

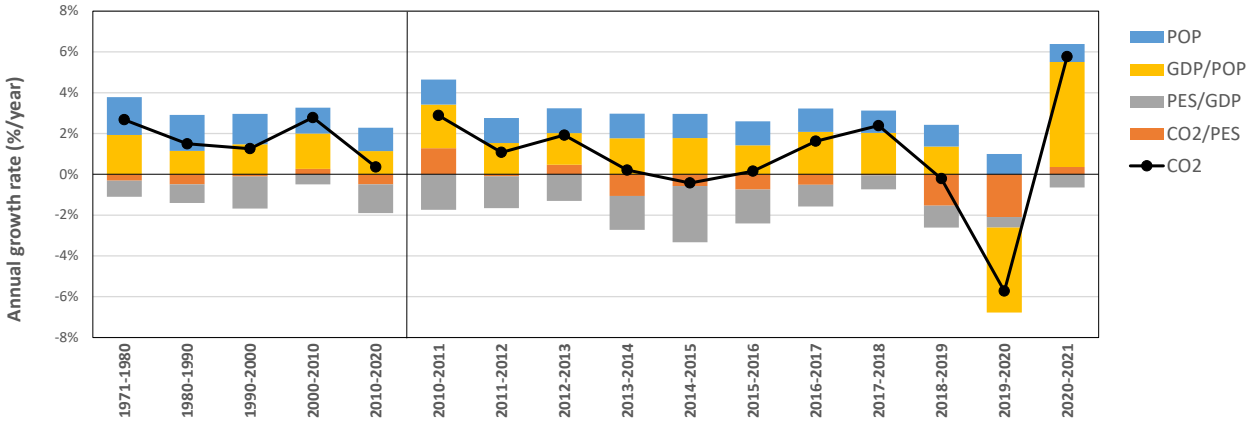


図 3.1.1-4　世界 CO_2 排出量の要因分解（茅恒等式）

3.1.2　世界の CO_2 排出等についての近年の状況

近年の世界 CO_2 排出の状況について、IEA の CO_2 排出に関するレポート[5),6)]によると、世界エネルギー起源 CO_2 排出量は、2021 年に世界経済の急速な回復等により 2020 年より大幅に増加（+6%）した後、2022 年は前年よりは緩やかな伸びになったものの 1.3%増となって過去最高を記録し、2023 年には前年比 1.1%増加の 37.4Gt に到達して、更に記録を更新した。2023 年の排出については、干ばつで水力発電量が減少したことによる押し上げを要因の一つとして挙げている。また、2019～2023 年でエネルギー起源 CO_2 排出は約 900Mt 上昇したが、2019 年以来の主要なクリーンエネルギー技術（PV、風力、原子力、ヒートポンプ、EV）の成長がなければ、排出の増加は 3 倍大きくなっていただろう、としている（図 3.1.2-1）。これらのクリーンエネルギー技術の展開により、排出には構造的な減速傾向が見られることを指摘しており、2023 年までの 10 年間で世界の CO_2 排出は年間に 0.5%をやや上回るほどで増加しているものの、世界大恐慌以来では最も緩やかであると分析している。一方、2023 年の排出に関するレポートによると、先進国では GDP が 1.7%成長したのに対し、排出は 4.5%減少したが、それは再エネ導入、米国における石炭からガスへのシフト等の構造的な要素と、幾つかの国における産業生産の停滞等の複数の理由による。また、中国やインドといった新興国では排出は増加しており、中国におけるポストパンデミックにおける多排出産業の継続的な成長や、インドでの堅調な GDP 成長等が排出増加の主な原因としている。近年における世界の GDP 成長と CO_2 排出の関係は、長期の線形トレンドの下方で推移している傾向も見られるが、経済成長と CO_2 排出のデカップリング状況については今後の動向に注視が必要である。

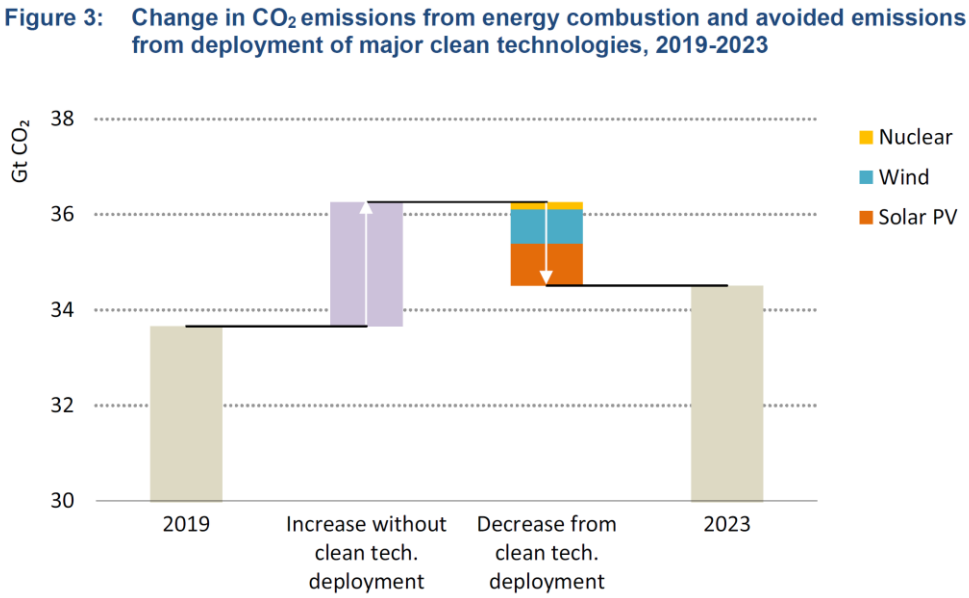


図 3.1.2-1　2019～2023 年のエネ起 CO_2 排出におけるクリーンエネルギー技術の削減貢献量

（出典）文献 6)

参考文献（第 3.1 節に関するもの）

1) RITE: 令和 3 年度地球温暖化対策における国際機関等連携事業 地球温暖化対策技術の分析・評価に関する国際連携事業 成果報告書 (2022)
2) IEA: Greenhouse gas emissions from energy 2023 (2023)
3) IEA: World Energy Balances 2023 (2023)
4) RITE: 平成 31 年度地球温暖化対策における国際機関等連携事業 地球温暖化対策技術の分析・評価に関する国際連携事業 成果報告書 (2020)
5) IEA: CO2 Emissions in 2022 (2023)
6) IEA: CO2 Emissions in 2023 (2024)

3.2　エネルギー価格高騰と経済の耐性

3.2.1　エネルギー安全保障

エネルギー安全保障の分析課題は、化石燃料の供給障害などによる価格高騰リスクの評価と、それによる経済的な影響評価の 2 つの側面に分離される[1]。後者の課題は、経済体系のエネルギー価格高騰に対する耐性の評価である。歴史を振り返れば、第一

1 第 3.2 節は野村（2021 第 3 章）における 2016 年（日米比較では 2015 年）までの測定値から、2015 年基準 JSNA（日本の国民経済計算体系）に基づく基準改定および 2019 年までの更新値（Nomura 2023）、また日本の推計値については直近までの速報推計値が構築される「エネルギーコストモニタリング（ECM）」（野村・稲場 2023, 野村・稲場・吉田 2024）に基づき更新され、2023 年度 ALPS III 経済 WG での議論に基づき加筆修正されたものである。なお日米に加え、主要工業国における RUEC として、2015 年第 1 四半期から 2023 年第 4 四半期までの推移に関しては、現在開発中である多国 ECM（Nomura and Inaba 2024）における本稿執筆時の四半期速報値を第 3.2.6 節に報告する。

次オイルショック後、日本経済は原油価格高騰に対する耐性を大きく改善してきた。それは2000年代半ばに直面した原油高という自然の手による実験によっても、オイルショック時に比して日本経済への影響は相対的に軽微となったことが確認される。当時の『エネルギー白書 2007』（資源エネルギー庁 2008）は、長期時系列産業連関表による価格波及分析に基づき、石油代替エネルギーへの転換や省エネの進行によって、日本経済では原油高に対する耐性が強化されたと評価する[2]。しかし近年、こうした耐性への懸念は、国際的にも高まってきている。

欧州委員会の報告書（European Commission 2014）は、1995年から2009年の15年間を測定期間として、その期間には実質単位エネルギーコスト（real unit energy cost: RUEC）としての緩やかな上昇傾向が世界的に見いだされることを指摘した。その定義の詳細は後述（第3.2.2節）するが、RUECは生産する付加価値額に占める名目エネルギーコストのシェアであり、エネルギー価格高騰による経済体系への影響の度合いを総合的に評価する指標となる。世界的に見いだされるRUECの上昇は、実質エネルギー価格の上昇がエネルギー生産性の改善（EPI）を上回り、価格高騰に対する経済としての耐性が脆弱化したことを意味する。同報告書によれば、欧州（EU27）の製造業では、この期間に年率4.5%ものスピードでRUECが上昇した。欧州製造業におけるEPIは同期間に年率1.5%の改善を示すが、それは実質エネルギー価格の上昇率（年率6.1%）を相殺するにはまったく不十分であった。欧州委員会は、エネルギー価格の変動に対する脆弱性の増大に対して警笛を鳴らしている。

同様な傾向は日米両国にもみられる。同報告書（European Commission 2014）によれば、米国製造業では2009年ほどからシェール革命による価格低下の恩恵が出始めるものの、観察期間（1995–2009年）の実質エネルギー価格の上昇率では年率7.4%となるなど、むしろ欧州をも上回っている。しかしながら米国では相対的に高いEPI（年率2.5%）により、RUECの上昇率は4.7%と、欧州と同レベルまで抑制されている。また日本の製造業は、同期間に年率7.9%というより高い実質エネルギー価格の上昇に直面する一方、EPIは欧米を下回る低水準（年率1.1%）に留まり、高いRUECの上昇（年率6.8%）を余儀なくされている。それは欧米に比して年率2ポイントほども上回り、日本のエネルギー価格高騰に対する耐性の脆弱化はより顕著である。

エネルギー安全保障上の二つの課題に対し、ポスト・パンデミック時の日本経済の抱えるリスクはその双方で増大している。そして現在では、近年におけるエネルギー価格高騰や再エネのさらなる推進やカーボンプライシングの導入による価格上昇懸念など、エネルギー転換の道筋において、一国経済の耐性評価をよりリアルタイムに近く把握していくことの価値は高まっている。国内における再エネの拡大は第一のエネルギー安全保障上の課題に対してリスク軽減に部分的には寄与すると期待されるが[3]、第二の課題においてはRUECを上昇させる危惧が大きい。

2 『エネルギー白書 2007』では原油価格の影響のみを評価している。最終エネルギー全体を含んで捉えれば、産業連関モデルによる直接・間接の波及効果を考慮したうえでマクロ的に集計された影響評価は、後述（第3.2.4(1)節）するRUECの時系列比較（図3.2.4-1）とおおむね整合する。

3 ただし間欠性のある自然変動再エネの導入拡大に伴い、第一の課題において期待されるリスク軽減効果は急速に逓減すると考えられる。

以下の第 3.2 節は、エネルギー価格変動に対する経済の耐性について分析をおこなう。脆弱性の評価指標としての RUEC は、その指標の水準自体よりも、国際比較としての格差率や時系列比較による変化率など、相対的な評価が重要である。はじめに第 3.2.2 節では、RUEC や実質エネルギー価格に関する測定フレームワークを整理する。第 3.2.3 節では、日米比較の視点から 1955 年から 2019 年までの長期にわたる生産要素の投入価格差と RUEC 格差を分析し、エネルギー投入を軸とした日本経済の構造的な課題を考察していく。2010 年代の測定値を含むことで、米国でのシェール革命による RUEC 低下の進行がより明確に観察され、コロナ禍前にも日米 RUEC 格差は戦後 60 年間のピークに達するほど拡大したことが示される。

第 3.2.4 節では日本経済における RUEC 上昇要因の分解をおこなう。第 3.2.2 節に示されるように、RUEC の変化はエネルギー生産性の変化と実質エネルギー価格の変化という、大きく 2 つの要因へと分解される。エネルギー生産性がおもに数量側の分析であるのに対し、第 3.2 節のフォーカスは価格側の分析にある。エネルギー価格変化による影響評価は、その名目価格によるよりも、実質価格による評価が望ましい。第 3.2.4(2) 節では実質エネルギー価格として、集計産出価格に対する相対価格とともに、とくに資本や労働といった他の生産要素との代替関係を想定して、エネルギーと資本・労働との相対価格としての変化へと分解する。1990 年代半ば以降では、二度のオイルショックを含む期間（1973–95 年）に比して名目エネルギー価格の上昇率は 3 分の 1 ほどに縮小されたが、実質エネルギー価格の上昇率はむしろ高まったことが見いだされる。第 3.2.5 節では、一国経済における RUEC の変化における産業起因について分析する[4]。

なお RUEC の産業レベルでの測定などは更新に時間がかかり、その観察には数年のタイムラグを持たざるをえない。他方、COVID-19 パンデミックからの回復、ロシアによるウクライナ侵攻、そしてドイツの脱原発など、2021 年以降から 2024 年現在までも大きな変化がある。第 3.2.6 節では主要工業国—日米両国に加えて、中国、韓国、フランス、ドイツ、イタリア、そして英国の 8 か国—における直近の RUEC として、現在開発中である多国 ECM（Nomura and Inaba 2024）による四半期速報値を報告する。第 3.2.7 節は第 3.2 節の結びとする。

3.2.2 測定フレームワーク

エネルギーコスト分析のため、一国経済における価格関数を以下のように想定する。

$$P^X = f(P^K, P^L, P^E, T). \tag{3.2.2-1}$$

4 第 3.2.3 節および第 3.2.5 節の測定は、エネルギー投入構造の分析のために拡張された生産性勘定に基づいている。生産性勘定におけるエネルギー消費表の概要は第 3.2.8 節補論 A を参照。また一国経済と産業部門との完全な分解のため、家計もひとつの産業部門として内生的に扱われている。産出およびエネルギー消費における家計部門の内生化については野村（2021 第 2 章第 2.2.2 節）に詳しい。

ここでP^Xは、産業別産出量のトランスログ指数によって定義される集計産出量（X）から、インプリシットに定義される集計産出価格である[5]。右辺のP^K、P^L、P^Eはそれぞれ資本（K）、労働（L）、エネルギー（E）の品質調整済み集計投入価格であり[6]、Tは技術状態を表す指標である。一国経済では次の名目バランスが成立している。

$$V^X(=P^X X)=\sum_\theta V^\theta\left(=P^\theta\theta\right),\ (\theta=KLE) \tag{3.2.2-2}$$

V^θはθを資本、労働、エネルギーとしたとき（ここでは「KLE 投入要素」と呼ぶ）、それぞれの名目コストをまとめた表記である（たとえばエネルギー投入（$\theta=E$）では、名目コストV^Eがその価格P^Eと数量Eの積であることを(3.2.2-2)式右辺で表している）。KLE 名目コストのうち、ここではエネルギーコスト（V^E）におけるエネルギー投入の価格（P^E）と消費量（E）への分解について定式化しよう。エネルギー投入量の測定量として、エネルギー種間の相対価格により品質の相違を考慮した集計量を次のように定式化する。

$$\Delta\ln E=\sum_{i,j}\bar{v}_{ij}\,\Delta\ln E_{f,ij}, \tag{3.2.2-3}$$

ここで$E_{f,ij}$はエネルギー種（i）ごとの産業部門（j）別の最終エネルギー消費量であり、Δは連続する二期間の差分として、$\Delta\ln E_{f,ij}$はそれぞれのエネルギー消費量の成長率を示している。その成長率を最終エネルギー消費総額におけるエネルギー種別部門別コストシェアの二期間平均値（$\bar{v}_{ij}$）をウェイトとして集計している（$\sum_{i,j}\bar{v}_{ij}$=1）。熱量あたりの単価はエネルギー種ごとに異なる。P^Eは、V^Eと(3.2.2-3)式によって測定される「品質調整済みエネルギー投入量（quality-adjusted energy input）」であるEにより、インプリシットに定義される。

こうした変数定義のもと、「名目単位エネルギーコスト（nominal unit energy cost: NUEC）」は、一単位の生産量あたりの最終エネルギー消費コストとして次のように定義される。

$$NUEC=V^E/X. \tag{3.2.2-4}$$

(3.2.2-4)式での名目単位エネルギーコスト（NUEC）を、集計産出価格（P^X）によってデフレートした指標は「実質単位エネルギーコスト（real unit energy cost: RUEC）」と呼ばれている。RUEC は、経済システム全体としてのエネルギー価格高騰への脆弱性を評価するために有効な指標である。

---

5 エネルギーコスト分析のため、ここでの産業別産出量は、付加価値量とエネルギー投入量から定義されている。

6 長期時系列の分析における投入要素の品質統御のため、ここでの測定における資本投入は、産業別に 142 の生産資産（ソフトウェア、R&D などを含む）、4 つの在庫資産、5 つの土地資産、18 の耐久消費財サービス（家計部門用）として、全体で 169 の資産に基づく資本サービスからの集計値によっている。また労働投入については、産業別に性、4 つの学歴分類、11 の年齢階層、5 つの就業上の地位のクロス分類として、440 の労働属性分類に基づく労働サービスからの集計値として測定される。

$$RUEC = NUEC/P^X = V^E/V^X. \quad (3.2.2\text{-}5)$$

(3.2.2-5)式のように、RUEC は名目産出額に占めるエネルギーコストの名目シェアとしても解される。ここで一国経済におけるグロスのエネルギー生産性を最終エネルギー消費量（一次エネルギー換算値: E_p）あたりの産出量によって定義し、その成長率（τ）を、

$$\tau = \Delta\ln X - \Delta\ln E_p, \quad (3.2.2\text{-}6)$$

とする。また実質エネルギー価格（real energy price）の成長率（π）を

$$\pi = \Delta\ln P^E - \Delta\ln P^X, \quad (3.2.2\text{-}7)$$

として定義しよう。このもとで(3.2.2-5)式の RUEC 成長率を次のように表記する。

$$\Delta\ln RUEC = \pi - \tau + \Delta\ln q. \quad (3.2.2\text{-}8)$$

RUEC の変化率は、実質エネルギー価格変化（π）、グロス EPI（τ）、そしてエネルギー品質変化（$\Delta\ln q$）に分離される。ここでqは

$$q = E/E_p, \quad (3.2.2\text{-}9)$$

として定義されており、最終エネルギー消費量（一次エネルギー換算値）あたりの品質調整済みエネルギー投入量としての指数であり、エネルギーの品質変化を評価する指標である[7]。

いまπがゼロであれば、EPI（τの改善）は RUEC を低下させ、エネルギー価格高騰に対する耐性は強化される。またπが正のもとでは RUEC は上昇し、耐性は脆弱化に向かう。その一方では、πの上昇によっても EPI が誘発される。その比率τ/πはエネルギー生産性の価格弾性である。π上昇が RUEC を高める直接的な効果は、誘発されたτの改善分だけ緩和される。しかし、技術水準が一定のもとではその弾性値は逓減し、こうした緩和効果は縮小していく。

一国経済で定義されるグロス EPI である(3.2.2-6)式のτは、産業での省エネ投資などによって実現した狭義の EPI に加えて、エネルギー多消費型産業における生産の相対的な拡大や縮小など、産業構造変化の影響も含まれている。野村（2021）では、その成長率（τ）を、産業構造要因（structural change effect: σ）、エネルギー品質要因（energy quality effect: q_*）、そして調整済みエネルギー生産性（adjusted energy productivity）の変化率（τ_*）へと次のように分解している。

7 エネルギー品質に関する測定のフレームワークは野村（2021 第 2 章第 2.2.1 節）を参照。そこではエネルギー品質指数（energy quality index）は、エネルギー転換指数（energy conversion index）とエネルギー高度化指数（energy sophistication index）へと分解される。

$$\tau = \Delta\ln\sigma + \Delta\ln q_* + \tau_*. \qquad (3.2.2\text{-}10)$$

ここでτ_*は、エネルギー品質変化による要因（q_*）や産業構造変化による要因（σ）を考慮したうえで測定される、調整済みのエネルギー生産性指標である。なお、ここでのq_*と(3.2.2-9)式での品質指標qとは、集計ウェイトの相違によりわずかに乖離している。(3.2.2-8)式に(3.2.2-10)式を代入して、

$$\Delta\ln RUEC = \pi - \Delta\ln\sigma - \tau_* + \mu, \qquad (3.2.2\text{-}11)$$

のように、RUECの変化は実質エネルギー価格変化（右辺第一項）、産業構造変化（第二項）、それを調整したうえでのエネルギー生産性改善（第三項）へと分解される。エネルギー多消費的な産業が拡大するような産業構造変化によっては、$\Delta\ln\sigma$はマイナス値となり、一国経済の RUEC を上昇させる。逆に経済におけるサービス化の進行など、エネルギー多消費型産業の相対的な縮小は RUEC を低下させる。なお右辺第四項は、上記のウェイトの相違を反映したエネルギー品質の集計バイアス（μ）であり、

$$\mu = \Delta\ln q - \Delta\ln q_*, \qquad (3.2.2\text{-}12)$$

として定義されている。後述する第 3.2.4(1)節では、(3.2.2-11)式に基づき日本経済における RUEC の変化要因を分析していく。

また(3.2.2-11)式の実質エネルギー価格（π）における集計産出価格（P^X）は、KLE 投入要素の価格と技術水準に依存している。(3.2.2-1)式の集計価格関数において、規模に関する収穫一定と完全競争を仮定して、一国経済における全要素生産性（TFP）の成長率をトランスログ指数によって定義する。

$$\tau^T = \sum_\theta \bar{v}_\theta \Delta\ln P^\theta - \Delta\ln P^X \quad (\theta = KLE). \qquad (3.2.2\text{-}13)$$

ここで$\bar{v}_\theta$は KLE 投入要素それぞれの名目コストシェア（V^θ/V^X）の二期間平均値である（$\bar{v}_K + \bar{v}_L + \bar{v}_E = 1.0$）。(3.2.2-13)式を(3.2.2-7)式へと代入して、(3.2.2-11)式における実質エネルギー価格の成長率（π）は次のように分解される。

$$\pi = \bar{v}_K \pi^K + \bar{v}_L \pi^L + \tau^T. \qquad (3.2.2\text{-}14)$$

ここでπ^Kおよびπ^Lは、それぞれ資本と労働サービスの投入価格を基準として実質化されたエネルギー価格の変化率であり、

$$\pi^K = \Delta\ln P^E - \Delta\ln P^K \qquad (3.2.2\text{-}15)$$

および

$$\pi^L = \Delta \ln P^E - \Delta \ln P^L \qquad (3.2.2\text{-}16)$$

として定義される。(3.2.2-14)式は実質エネルギー価格の変化率を、資本投入価格（資本サービス価格）変化による寄与（右辺第一項)、労働投入価格（労働サービス価格）変化による寄与（第二項)、そして TFP による寄与（第三項）の 3 つの要因へと分解している。後述する第 3.2.4(2)節では、(3.2.2-14)式に基づいて日本経済における実質エネルギー価格変化の構造について考察する。

3.2.3 日米の RUEC 水準比較

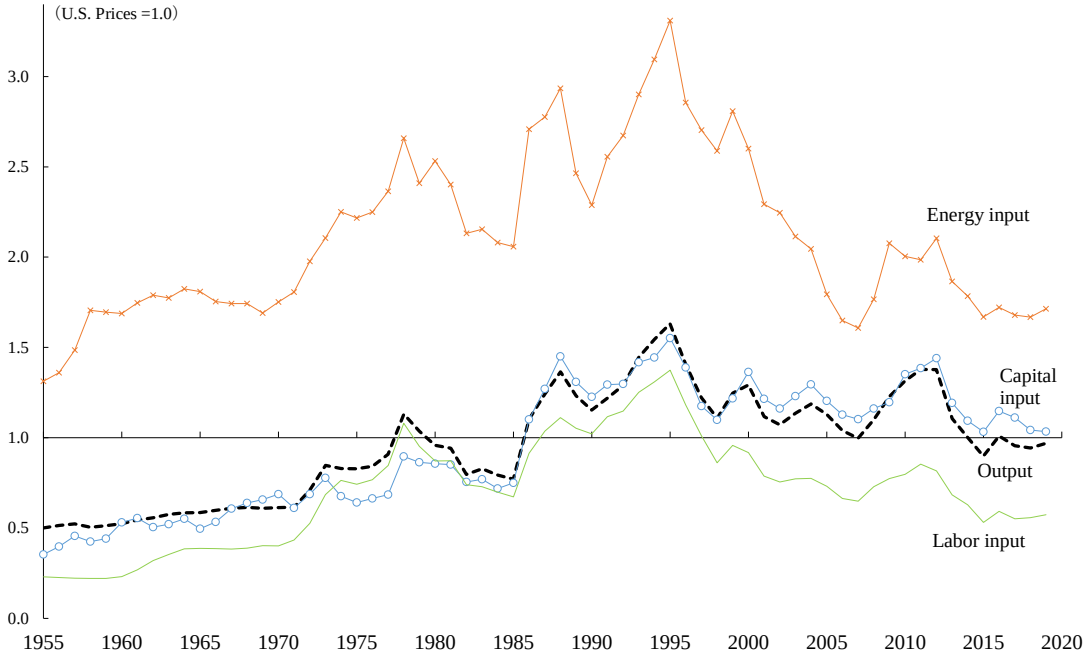
(1) 日米エネルギー価格差

日米格差の視点から、エネルギー消費の価格差における長期傾向を観察しよう[8]。もしエネルギー消費における内外価格差が存在せず、国際市況におけるエネルギー価格変動を両国が等しく受けるのであれば、エネルギー価格高騰による国際競争力への影響は基本的には中立である。しかし現実には、日米間のエネルギー消費には内外価格差が存在しており、それは本節での観察のように長期的に安定している。またエネルギー消費における内外価格差が資本や労働といった他の生産要素における価格差と等しいならば、両国は KLE 投入要素に対して同じ相対価格体系に直面していることになる。もしエネルギー消費における内外価格差が大きく、その価格差は資本サービス投入の価格差を上回れば、その経済は省エネ投資を増加させ、よりエネルギー節約的な技術を採用するものとなろう。それはエネルギー消費の価格差のすべてを相殺せずとも、部分的に RUEC 格差を緩和させる効果を持つ。しかし技術水準が一定で限界費用が逓増するもとでは、こうした緩和効果も徐々に限定的なものとなろう。

国際価格差の測定は、世界銀行など国際機関や各国統計局の参加のもと国際比較研究プロジェクト（international comparison program: ICP）における購買力平価（purchasing power parity: PPP）として構築されてきた（Eurostat-OECD 2012; World Bank 2014, 2020）。ICP では最終需要項目の商品別購入者価格差のデータを収集し、それに基づき一国集計レベルでの GDP の PPP が構築されている。しかしそれは最終需要に限られていることから、中間財はその対象ではなく、また付加価値項目における資本投入や労働投入における価格差も推計されない。こうした問題を補うため、日米国際産業連関表のフレームワークに基づき、産業の中間消費における詳細な商品レベルでの日米価格差体系が構築されてきた（Nomura, Miyagawa and Samuels 2019）。また資本サービスと労働サービスの日米共通分類を構築したうえで、資本・労働投入における産業別日米価格差も測定される（Jorgenson, Nomura and Samuels 2016）。本節ではこうした推計の 2019 年までの更新推計値に基づき、日米両国におけるエネルギー実質価格差と RUEC 格差を考察する。

8 第 3.2.3 節の日米比較は両国の産業別生産性勘定（Jorgenson, Nomura, and Samuels 2016）に基づくが、エネルギー種別としての細分化の程度や、エネルギー転換や最終消費に関する定義などが日米間では統一されておらず、ここでは（家計部門を除く）産業集計レベルによる測定となっている。また本節でのアウトプットは実質付加価値によって定義されており、そこにエネルギーコストを加える第 3.2.4 節での日本経済の分析ともカバレッジが異なることに留意されたい。

一国集計指標としての KLE 投入要素の価格水準指数（price level index: PLI）として、1955–2019 年における長期推移を示したものが図 3.2.3-1 である。PLI は PPP を各年の年平均為替レートで除した指数であり、各年次において米国の価格を基準とした内外価格差を意味する。図 3.2.3-1 において PLI が 1.0 を下回るのであれば、米国に比して日本の価格が安価であることを示している。なお、両国における名目的なエネルギー価格の集計指数（2015 年における米国エネルギー価格を 1.0 と基準化）は図 3.2.3-2 に比較されている。



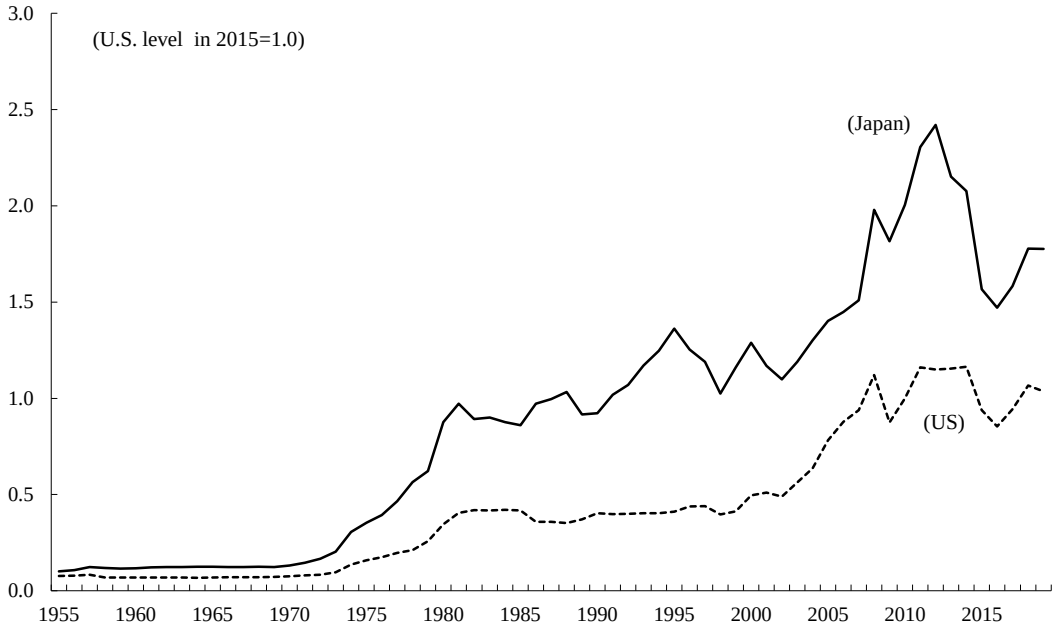
単位：各年におけるそれぞれの米国価格を 1.0 と基準化（1955–2019 年）。注：日米格差となる PLI（価格水準指数）は、Jorgenson, Nomura and Samuels（2016）の産出、エネルギー・資本・労働投入の購買力平価を各年の年平均為替レートで除した指数（更新推計値）。

図 3.2.3-1　エネルギー、資本・労働投入価格の日米格差

相対的に安価な日本の労働は、とくに高度経済成長期には日本の価格競争力の主要な源泉であった。過度の円高が進行した 1990 年代半ばを除き、ここでのすべての観察期間において日本の労働サービス価格は米国の水準を下回っている。日本の資本サービス価格は高度経済成長期には相対的に安価であったものの、1985 年のプラザ合意を転機として米国よりも 10–50%ほど高い水準へ変化している[9]。それに対してエネルギー価格では、観察期間のすべてにおいて日本経済は米国に比して 1.5–3.0 倍ほど高い価格に直面している。

9 1980 年代前半は産出価格の PLI が 1 を下回っており、その為替水準のもとでは日本経済の価格競争力が高く評価されているが、プラザ合意後にはそうした円安修正を大きく超えた円高の進行により、日本経済の停滞をもたらす要因となっている。

名目的なエネルギー消費価格における日米格差がもっとも拡大したピークは 1995 年である。集計産出価格（GDP の PLI）を基準とすれば、1995 年の年平均為替レートは 63%も過大であると評価されるほどの円高となった（図 3.2.3-1）。それは円建てによる一次エネルギーの輸入価格を低下させるものの、電力や石油製品など二次エネルギーの国内生産価格は一次エネルギー価格ほどには低下せず、エネルギー消費における日米価格差をむしろ拡大させた。ピークとなる 1995 年には、日本経済は米国に比して 3.3 倍もの高い国内エネルギー価格での競争を余儀なくされている。その後、エネルギーの PLI は緩やかに低下するものの、民主党政権の末期となる 2011–12 年には為替レートは 37%ほど過大に評価されている。その為替水準では、日本の労働サービス投入における価格競争力上の優位性すらも喪失する方向へ進んでいる（図 3.2.3-1）。この時期、エネルギー消費における日米価格差も再び 2.0 倍の水準へと拡大している。



単位：米国価格の 2015 年値を 1.0 と基準化（1955–2019 年）。注：データは Jorgenson, Nomura and Samuels（2016）の更新推計値による。

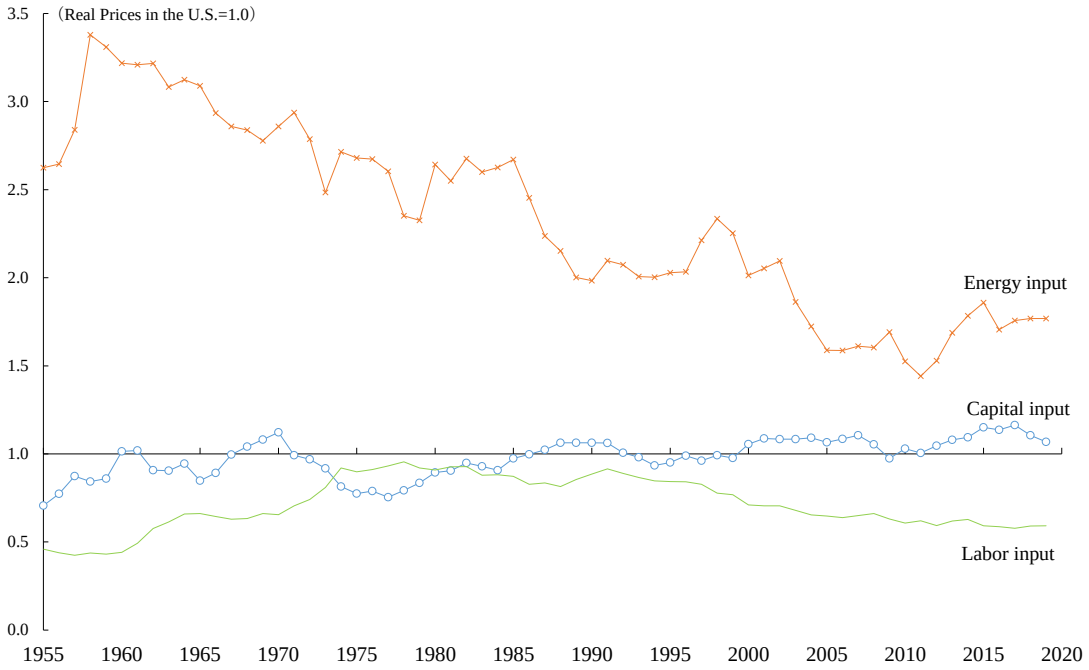
図 3.2.3-2　日米両国における名目エネルギー価格

KLE 投入要素の PLI をアウトプットの PLI によって除した指標は、それぞれの実質価格としての日米格差となる（図 3.2.3-3）。図 3.2.3-1 での PLI による内外価格差は為替レートの変動による影響を含むが、図 3.2.3-3 ではそれを含まず、より安定的な傾向を持つ[10]。また両国における実質エネルギー価格（2015 年の米国における実質エネルギー価格を 1.0 と基準化）の推移は図 3.2.3-4 に比較されている。

10 ここでの両国の資本サービスには土地（農業用地、工業用地、商業用地、住宅用地）を含んでいる。資本ストックに占める土地のシェアは日本では米国より大きいが、図 3.2.3-3 にみるようにその資本サービス価格（使用者コスト）の実質価格としての日米格差はこの長期の観察期間においてわずかな乖離幅に収まっている。

日米の実質エネルギー価格（π_J/π_U）によって評価すれば、名目エネルギー価格差（図 3.2.3-1）とは大きく推移が異なり、内外価格差のピークはここでの観測期間の始まりとなる 1950 年代後半期である。Jorgenson, Nomura, and Samuels（2016）による日米産業生産性研究では、1950 年代半ば、日本の全要素生産性（TFP）の水準は米国の半分ほどに過ぎなかったと測定されている。そのことは、両国で同じ生産物を生産するならば、その生産価格は（TFP が劣位にある）日本では 2 倍高いものとならざるをえなかったことを意味している。高いエネルギー価格と TFP としての圧倒的な劣位に直面しながらも、メイドインジャパンにマイナスのブランド価値しかなかった当時の日本では、米国に比して半分ほどの生産価格を実現しなければ、自国生産品の需要を獲得することできなかった。この制約を埋めたものが安価な賃金である。当時の日本における時間あたり賃金水準（類似した品質の労働サービス）は米国の 20%以下に過ぎず（図 3.2.3-1）、360 円／ドルという円安に設定された固定為替相場のもとで、それは日本の価格競争力の源泉となった。言い換えれば、この経済環境下では低賃金に甘んじるしかなかったと言える。

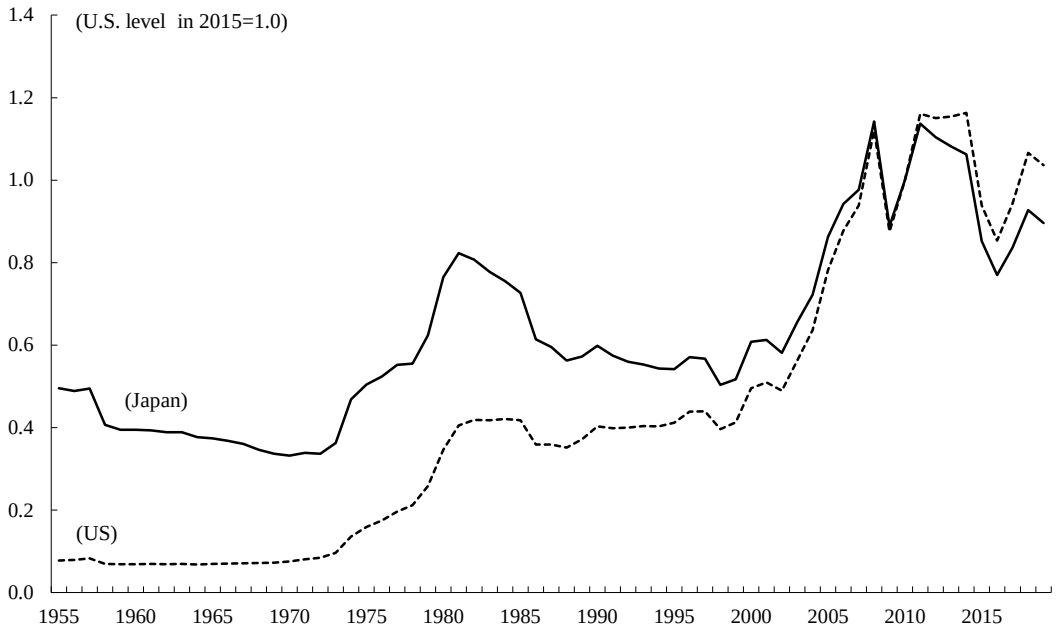
日本の高度経済成長の前夜にピークを迎える、米国水準の 3.5 倍という実質エネルギー価格としての日米格差は、日本経済におけるエネルギーの重要性は当時はるかに高かったことを意味している。その後の高度成長に伴い、生産価格としての日米の平準化、そしてエネルギー安定供給と低廉な価格実現への企業努力により、2010 年ほどまでの半世紀もの間、実質エネルギー価格の格差は縮小してきた（図 3.2.3-3）。二度のオイルショックを挟み、名目エネルギー価格での価格差の上昇期もあるものの、長期的には集計産出価格の上昇トレンドによって、実質エネルギー価格の格差は縮小する方向へ推移している。官民の継続的な取り組みは「石油の一滴は血の一滴」と称されたエネルギーの重要性を和らげることに成功してきたが、しかしそれは油断も生じさせた。



単位：各年におけるそれぞれの米国実質価格を 1.0 と基準化（1955–2019 年）。注：図 3.2.3-1 より算定。

図 3.2.3-3　エネルギー、資本・労働投入実質価格の日米格差

近年においてその転換点となるのは 2011 年であり、その後には実質エネルギー価格における日米格差は再び拡大へと転じている。米国は 2009 年ほどよりシェール革命による恩恵があるが、日本では東日本大震災後の原発稼働の停止や、再生可能エネルギーの固定価格買取制度（FIT）による太陽光発電の推進などにより電力価格が上昇した。こうした実質エネルギー価における日米格差の拡大は、日本がより不利な競争環境を余儀なくされるものとなったことを示している。しかし、これはエネルギー価格上昇に対する日米経済の脆弱性の違いを十分に反映したものではない。適切な評価のためには、RUEC 格差の分析が必要である。



単位：米国価格の 2015 年値を 1.0 と基準化（1955–2019 年）。注：データは Jorgenson, Nomura, and Samuels（2016）の更新推計値による。

図 3.2.3-4　日米両国における実質エネルギー価格

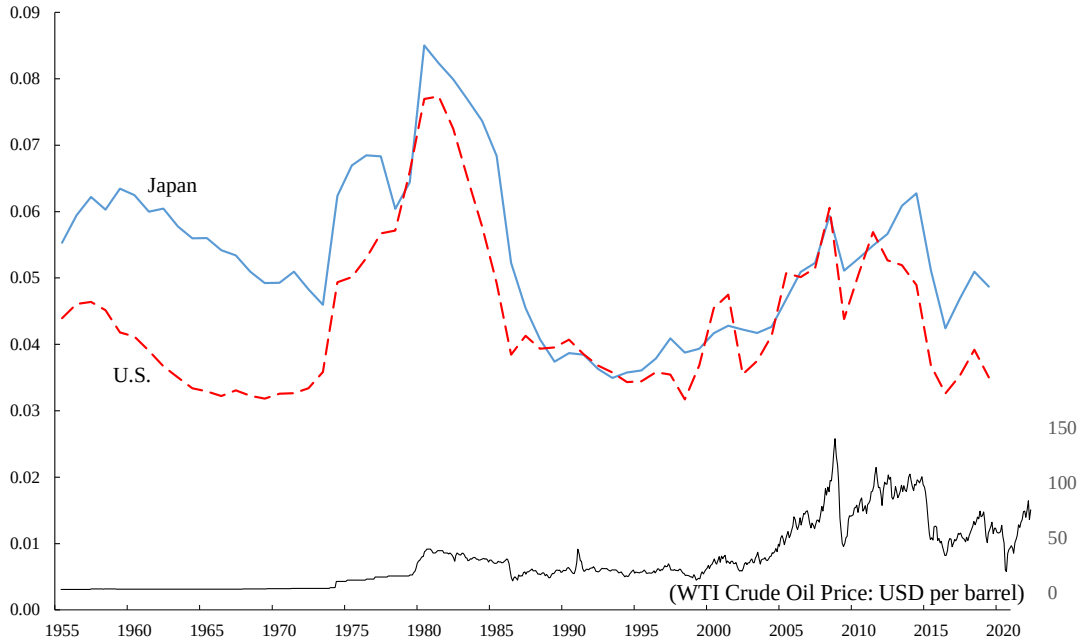
(2) 日米 RUEC 格差

エネルギー価格高騰に対する経済としての耐性を総合的に評価するためには、RUEC という指標が有効である。エネルギー価格が高騰しようとも、もしそれを国内産出価格へと完全に転嫁できるような状況にあれば、経済への影響は相殺される。またエネルギー価格とは独立に、競争力のある日本の生産物への海外需要の高まりなどにより国内産出価格が上昇するのであれば、エネルギー価格高騰に対する耐性もまた強化される。逆に日本経済の競争力喪失から生産物が陳腐化し、その産出価格が低下を余儀なくされるような状況では、名目エネルギー価格が一定であろうとも、実質エネルギー価格は高まる。技術力の喪失は RUEC を高め、エネルギー安全保障としてのリスクを増大させる。

図 3.2.3-5 は日米両国における RUEC の推移を比較している。その下部には、参考として国際的な月平均原油価格の変動を示している。日米両国ともに、二度のオイルショックは RUEC をおおむね倍増させる影響を持つが、それにより露呈した脆弱性は、1980 年代から 1990 年代初めまでの 10 年間で、両国ともに大幅に緩和させることに成功している。1970 年代初めから 1990 年代初めまでの 20 年間、RUEC の水準においても日米両国間の乖離はわずかである。図 3.2.3-6 では両国の RUEC の格差指数とともに、その格差の要因分解を示している[11]。この 20 年間に日米 RUEC 格差がわずかなものであることは、日本が米国の 2 倍を超える実質エネルギー価格（図 3.2.3-3）の影響を、

11 ここでのエネルギー生産性は、エネルギー品質の変化による影響を含んだグロス指標である。

米国に比して 2 倍以上に高いエネルギー生産性水準が十分に緩和してきたことを示している[12]。



単位:日米両国における各年名目付加価値額=1.0(1955–2019 年)。注:Jorgenson, Nomura, and Samuels（2016）の更新推計値より算定。本節の日米比較では家計部門の産出を含んでいない。下部には価格的な変動による影響のため、対応する期間における West Texas Intermediate (WTI or NYMEX)の月平均原油価格を示している（1955 年 1 月から 2021 年 12 月まで)。

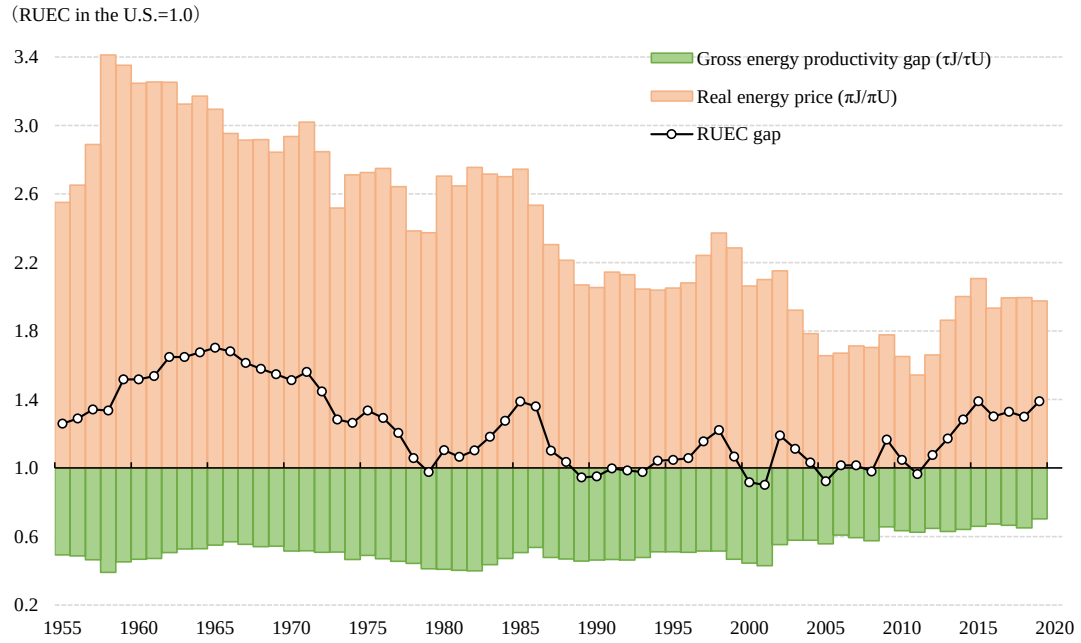
図 3.2.3-5　日米両国の RUEC

欧州委員会（European Commission 2014）による製造業での測定値と同様に、1995 年から 2000 年代後半までの RUEC は、日米両国ともに上昇傾向にある（図 3.2.3-5)。2000 年代に入ってからの上昇は原油高の影響が大きいが、RUEC 水準は二度のオイルショック期のピークに比して、およそその半分ほどの水準に過ぎない。『エネルギー白書 2007』での分析によれば、原油高による国内物価への影響度は 1970 年代初めに比して、おおむね半分程度にまで縮小したことが指摘される（資源エネルギー庁 2008)。第 3.2 節での RUEC はエネルギー消費全体の価格を包括するため、その対象は原油に限らないが、おおむねその耐性における強化の傾向は整合している。しかし電力、天然ガス・石炭

12 エネルギー消費に関する日米両国の生産性統計における概念差もあり、ここでのエネルギー生産性指標は両国での産業構造の相違を考慮していない。後述する第 3.2.4 節では日本の産業構造要因を統御するが、もし日米両国の構造要因による格差を推計できれば、両国のエネルギー生産性格差は大きく縮小すると考えられる。日本がより高い実質エネルギー価格に直面することにより断念せざるをえなかったエネルギー多消費的な生産の存在は、グロスのエネルギー生産性格差として、日本の優位性を大きくみせるような影響を持っている。また時系列的な変化においても、産業構造変化による寄与度のタイミングは日米それぞれに異なると考えられ、米国でも Murtishaw and Schipper（2001a, 2001b）は 1994–98 年に観察されるグロス EPI の多くは構造変化によると分析している。

を含めたエネルギーコスト全体では、RUEC における上昇傾向が 1990 年代半ばより始まっている。

2009–10 年および 2014–15 年における二度の原油価格低下による変動はあるが、2009 年ほどから米国ではシェール革命の恩恵が表れており、また日本の RUEC の低下スピードを上回っている。日米両国の RUEC 格差は図 3.2.3-6 に示されている。そこでの日米格差は 2019 年には 40%ほどまで拡大している。日本の RUEC 水準はオイルショック時のピークほどには高まっていないが（図 3.2.3-5）、国際競争力の観点から日米格差として評価すれば、拡大した近年の RUEC 格差水準は高度経済成長期のピークへと接近していく水準である。

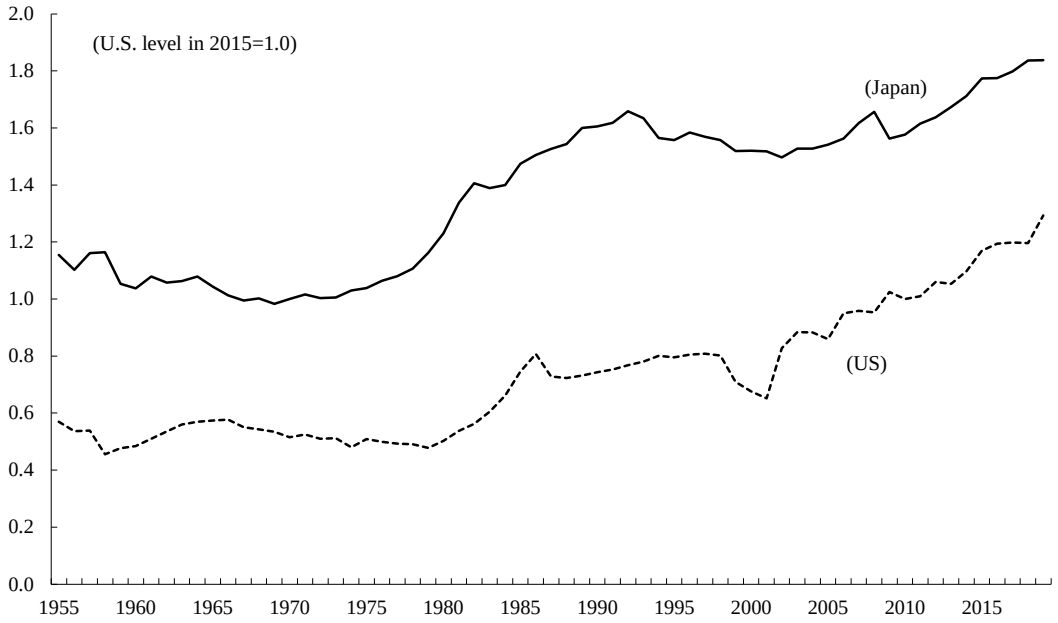


単位：各年の米国水準=1.0（1955–2019 年）。注：Jorgenson, Nomura and Samuels（2016）の更新測定値より算定。本節の日米比較では家計部門の産出を含んでいない。実質エネルギー価格の日米格差（π_J/π_U）は、第 3.2.3(1)節の図 3.2.3-3 と整合している。

図 3.2.3-6　日米 RUEC 格差の要因

2010 年代における格差拡大の要因は、実質エネルギー価格における価格差の拡大とともに、日本が優位性を有し続けている日米エネルギー生産性格差の縮小にある（図 3.2.3-6）。両国におけるエネルギー生産性水準（米国の 2015 年におけるエネルギー生産性水準を 1.0 と基準化）の推移は図 3.2.3-7 に比較される。日本経済におけるエネルギー生産性改善への努力は継続している（省エネ政策としては強化されてきた）ものの、EPI のスピードは米国経済の半分以下である。安価となっていく省エネ技術は資本財へと自ずと体化されるものとなり、必ずしも省エネ投資を目的とせずとも、更新投資のタイミングなどにより経済体系へ組み込まれていく性格がある。また米国でも、実質エネルギー価格の上昇を受け、経済合理性を持つこととなった省エネ技術の導入・普及も存在したものと考えられる。そうした要因の細部へと踏み込むことは本節

のスコープを超えるが、1995 年には 60%ほどあった日本のエネルギー生産性水準における優位性は、2019 年にはその半分ほどにまで縮小している（表 3.2.3-1）[13]。



単位：米国価格の 2015 年値を 1.0 と基準化（1955–2019 年）。注：データは Jorgenson, Nomura and Samuels（2016）の更新推計値による。本節の日米比較では、その産出指標は家計部門のアウトプットを含まない産業集計値であり、第 3.2.4 節の定義とは異なることに留意されたい。

図 3.2.3-7　日米両国におけるエネルギー生産性

13 米国エネルギー効率経済協議会（American Council for an Energy-Efficient Economy）はエネルギー効率に関する国別ランキングを発表しており、2015 年の総合評価（国家努力、建築物、産業、輸送の 4 分野）としてドイツを 1 位に、日本を 2 位、英国を 5 位、そして米国を 8 位と位置付けている（Kallakuri et al. 2016）。2018 年では、総合評価（国の取り組み、建物、産業、交通の 4 分野で構成）として、日本を 5 位、米国を 11 位とそれぞれランクダウンされている（Castro-Alvarez et al. 2018）。日本の順位が相対的に低いのは、本評価では日本が北海道を除いて温暖であるなどの気候条件を考慮しておらず、建築物の分野で 15 位（米国は 12 位）と大きく評価を落としている要因が大きいと考えられる。

表 3.2.3-1　一国経済の中長期 EPI の変化要因

	RUEC			Real Energy Price			Gross Energy Productivity		
	JP	US	JP/US	JP	US	JP/US	JP	US	JP/US
1955	1.26	1.00	1.26	2.55	1.00	2.55	2.03	1.00	2.03
1960	1.42	0.94	1.52	2.59	0.80	3.25	1.82	0.85	2.14
1970	1.12	0.74	1.51	1.97	0.67	2.94	1.76	0.90	1.94
1973	1.05	0.82	1.28	1.85	0.73	2.52	1.76	0.90	1.96
1980	1.94	1.75	1.10	4.18	1.54	2.70	2.16	0.88	2.45
1990	0.88	0.93	0.95	2.48	1.21	2.05	2.82	1.30	2.16
1995	0.82	0.78	1.05	2.24	1.09	2.05	2.73	1.39	1.96
2000	0.95	1.03	0.92	2.53	1.23	2.06	2.67	1.19	2.25
2008	1.35	1.38	0.98	3.93	2.31	1.70	2.91	1.67	1.74
2010	1.21	1.15	1.05	3.33	2.02	1.65	2.77	1.75	1.58
2015	1.16	0.84	1.39	3.62	1.72	2.11	3.11	2.05	1.52
2019	1.11	0.80	1.39	3.57	1.81	1.98	3.22	2.27	1.42

単位：各年の米国水準=1.0（1955–2019 年）。注：Jorgenson, Nomura and Samuels（2016）の更新測定値より算定。本節の日米比較では家計部門の産出を含んでいない。

3.2.4　日本の RUEC と資本・労働

(1) エネルギーコスト上昇の要因

日本経済における RUEC 変化要因として、図 3.2.4-1 は実質エネルギー価格とエネルギー生産性の推移を示している。高度経済成長期には、実質エネルギー価格（π）はむしろ低下しており省エネ投資を促すものではないにもかかわらず、生産拡張投資に伴い、意図せずとも「借りた技術（borrowed technology）」としての省エネ効果が織り込まれてきた[14]。そのことは産業構造変化を調整した真の EPI 指標において見いだされる[15]。

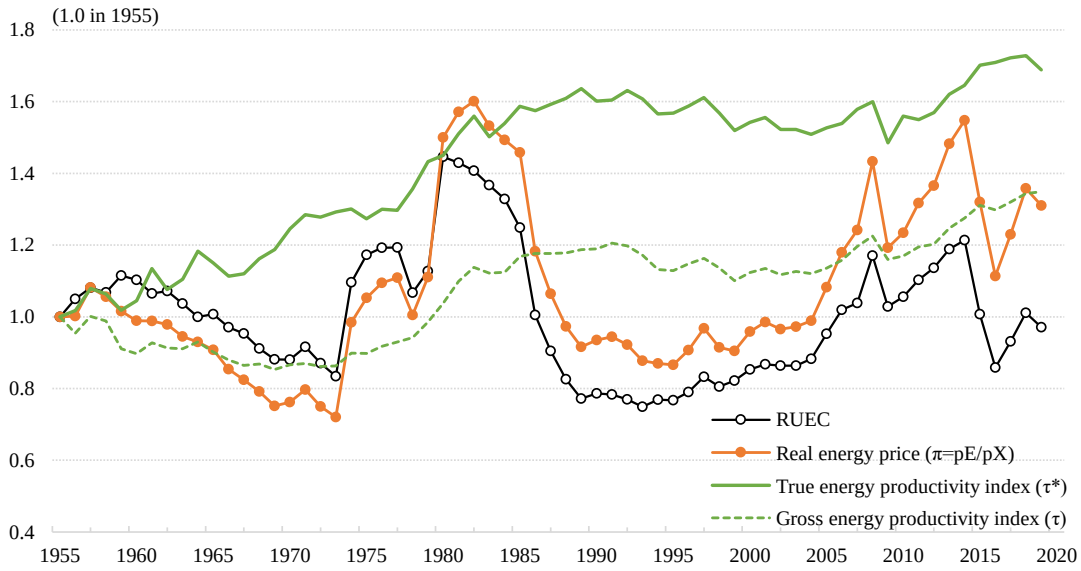
第一次オイルショック後には、急速な実質エネルギー価格の上昇に誘発されて高い EPI が実現している。しかし、1980 年代半ば以降に実質エネルギー価格が大きく下落したフェーズにおいては、とくにエネルギー生産性が低下する傾向は見いだされず、エネルギー生産性は（τ_*およびτの両指標ともに）ほぼ横ばいである。こうした非対称性はエネルギー生産性変化におけるひとつの特性である。

一般に、エネルギー生産性の変化は、省エネ投資などを含む資本財や耐久消費財における効率性（ストック効果）によるものと、その稼働状況によるもの（フロー効果）の大きく 2 つに分けられる。実質エネルギー価格の低下時においては、たとえばエアコンの利用頻度や空調レベルを高めるなどにより多くのエネルギー・サービスが消費

14 産業別にみても、Konishi and Nomura（2015）では資本や労働など他の生産要素を明示的に取り扱いながら、フレキシブルな価格関数の推計により、高度経済成長期では生産拡張投資などに伴って多くの産業でエネルギー節約的（energy-saving）な技術が自律的に組み込まれていたことが見いだされている。

15 第 I 期（1955–73 年）における EPI では、エネルギー品質変化の考慮によっては大きく低下（エネルギー生産性はむしろ悪化）するが、高度成長期における産業構造変化を適切に評価した測定値によれば、高い EPI 実現が見いだされている（野村 2021 第 2 章第 2.4.1 節）。

され、そのフロー効果によってエネルギー生産性は悪化していく[16]。その一方、かつての実質エネルギー価格の高騰期にトップランナー企業や環境意識の高い家計に普及した資本財や耐久消費財は、その価格低下を通じて、未導入であるフォロワー型の企業の更新投資や家計の買い替え需要に伴い経済体系へと組み込まれる。こうした普及プロセスによって経済全体としてのエネルギー生産性は改善していく。1980 年代の横ばいは、その両者が相殺された姿として捉えられる[17]。後の第 3.2.4(3)節では資本とエネルギーの関係を特掲して考察する。



単位：1955 年値=1.0（1955–2019 年）。注： RUEC は第 3.2.2 節の(3.2.2-5)式による。

図 3.2.4-1　日本経済の RUEC、実質エネルギー価格と EPI

また 1990 年代半ばから 2000 年代後半までのエネルギー価格上昇によってもエネルギー生産性としての改善は見いだされないが、東日本大震災後になって再び上昇がみられる（図 3.2.4-1）。それは 2015 年以降における実質エネルギー価格の低下期にも継

16 エネルギー・サービス量は経済測定では一般的ではないが、自動車の利用や住宅・オフィスにおける冷暖房などのエネルギー・サービス量E_Sを定義すれば、$E_p = (E/E_p)^{-1}(E_S/E)^{-1}(E_S/X)X$とも理解される（ここで$E$は質的調整済みのエネルギー投入量、$E_p$は一次エネルギー消費量、$X$は産出量）。Herring（2006）は省エネとは「より低品質のエネルギー・サービス化によるエネルギー消費の削減」（“reduced energy consumption through lower quality of energy services”）であるとした。それは右辺第三項であるE_S/X（生産量一単位あたりのエネルギー・サービス需要量）の縮小を通じた犠牲的なE_pの減少として理解される。またこうしたエネルギー・サービス量の識別によれば、右辺第二項のE_S/Eのみを狭義に捉えた真のエネルギー生産性として理解することもできる。Murtishaw and Schipper（2001a, 2001b）はグロス EPI から構造変化要因の分解において、真の EPI を狭義のE_S/E（あるいは本章のエネルギー品質の変化を考慮せずにE_S/E_p）として捉えている。それに対してここでの真のエネルギー生産性であるX/Eは$(E_S/E)(E_S/X)^{-1}$として、E_S/Xのようなエネルギー・サービスの縮小や低品質化を含むものである。

17 星野（2012）は、エネルギー多消費型産業において、価格上昇期には下降期よりも大きな価格弾力性となるような非対称性を測定している。それは資本など他の生産要素の価格変動を考慮したエネルギー価格効果の測定ではないが、エネルギーのみでみればその価格上昇期と下降期の価格弾力性は長期的に安定しており、価格弾性の時系列変化はこうした非対称的な価格変動の混在した影響によるものである可能性を指摘している。

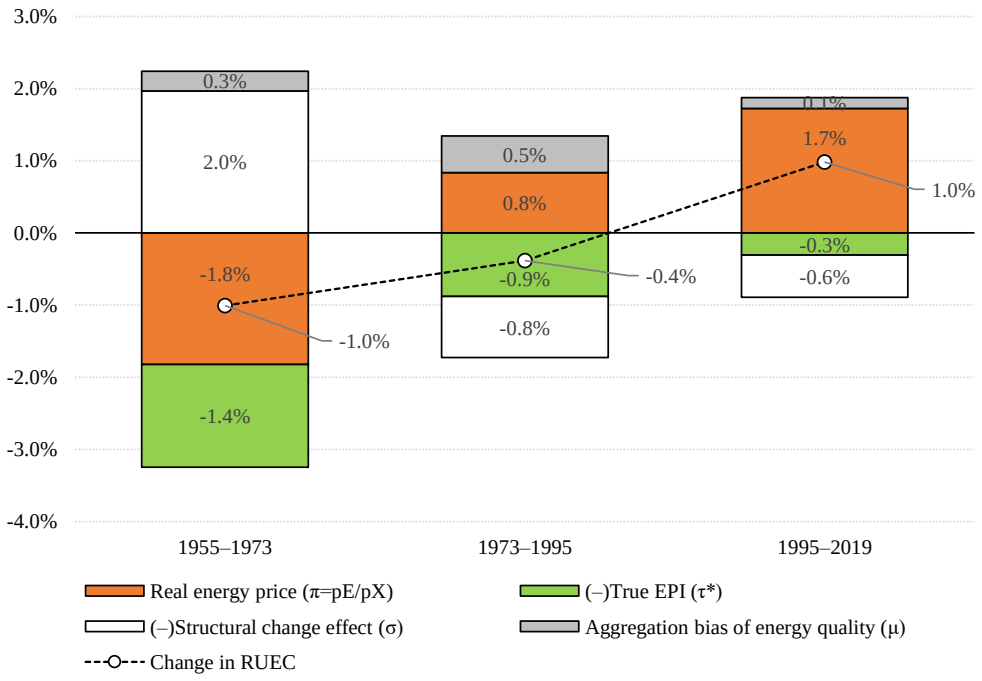
続する。その改善は震災後に求められた家計などにおける一過的な省エネ・節電による効果を含むが、野村（2021）ではその主要な改善要因となる化学製品製造業では産業内における製品構成変化の影響が大きいことが指摘されている。こうした産業内における影響は産業レベルでの測定値に含まれており、図 3.2.4-1 における真の EPI（τ_*）にもグロス的な性格が残っている。

資本の硬直性、産業内における普及プロセス、エネルギー価格変動による影響の非対称性を考慮し、その観察期間内において実質エネルギー価格の上昇期と下降期の両者を含むように 20 年ほどの期間として、第 3.2 節での分析期間として、

第 I 期　高度経済成長期　（1955–1973 年）
第 II 期　オイルショック後　（1973–1995 年）
第 III 期　RUEC 上昇期　（1995–2019 年）

の 3 つの期間へと分離しよう。

図 3.2.4-2 はこの期間平均値として RUEC の変化要因を分解している。RUEC の年平均成長率では、第 I 期の▲1.0%と第 II 期の▲0.4%から、第 III 期には 1.0%の上昇へと転じている。欧州委員会による報告書（European Commission 2014）は製造業に限った分析であるが、世界的に RUEC の上昇傾向がみられる 1990 年代半ばは、戦後日本経済の長期トレンドからみても RUEC が上昇へと転じた転換期として評価される。



単位：%（年平均成長率）。注：RUEC の要因分解は第 3.2.2 節の(3.2.2-11)式による。

図 3.2.4-2　日本経済の RUEC 変化要因

RUEC 変化における 1990 年代半ばの転換期は、大きく 3 つのトレンド変化を反映している。第一に実質エネルギー価格（π）の上昇である。それは第 I 期の▲1.8%（アウトプット価格の上昇によってエネルギー価格は相対的には低下）から、第 II 期にはプ

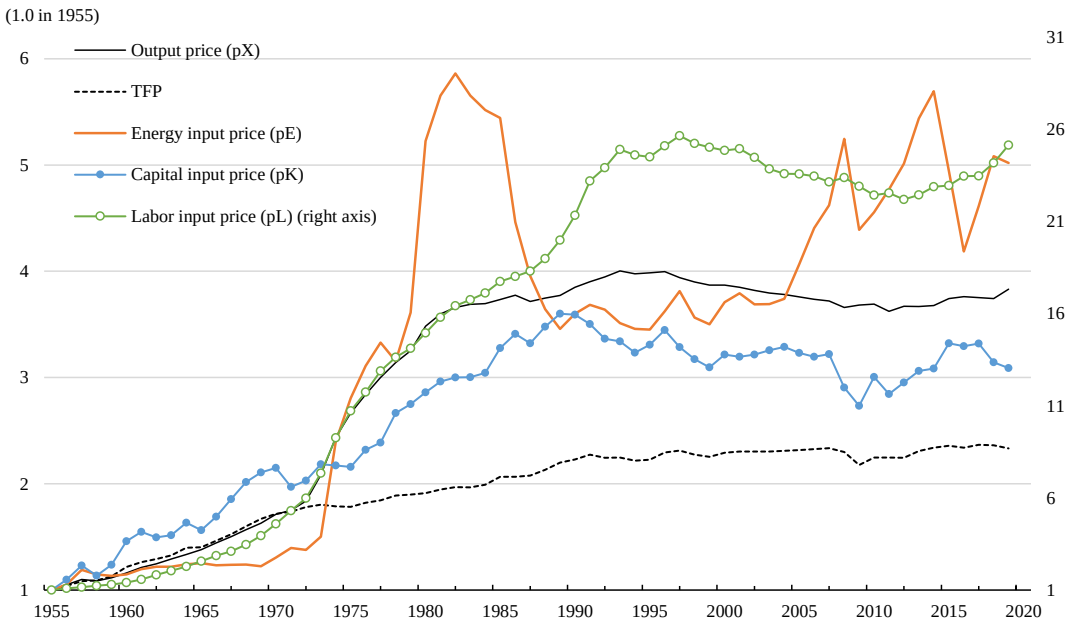
ラス 0.8%へと転じ、そして第 III 期にはさらに 1.7%へと上昇幅を拡大させている。こうした変化要因の詳細は第 3.2.4(2)節において後述しよう。二度のオイルショックを含む第 II 期に比して、第 III 期では名目エネルギー価格の上昇は大きく抑制されるが、実質エネルギー価格の上昇率はむしろ高まったことが見いだされる。

第二に、実質エネルギー価格の上昇率が逓増しているにもかかわらず、産業構造変化要因を統御した EPI（τ_*）によれば、第 I 期の 1.4%改善から第 II 期 0.9%へ、そして第 III 期には 0.3%へとその改善率は逓減している。実質エネルギー価格によるエネルギー生産性の弾性値として評価すれば、第 II 期の▲1.05 から第 III 期には▲0.18 へと大きく低下している。安価に利用できる省エネ技術が枯渇していくなかで、実質エネルギー価格の上昇を、エネルギー生産性の改善によって相殺する効果は、この期間の日本経済において急速に減衰したと解される。

第三に、第 II 期には一国経済におけるエネルギー多消費型産業の相対的な縮小により、産業構造変化要因（σ）は一国経済の RUEC を年率 0.8%低下させているが、第 III 期には 0.6%へと低下している。サービス化の進行などの産業構造における変化は、RUEC 上昇を緩和させる効果を持つが、そうした構造変化要因も 1990 年代半ば以降は縮小している。

(2) 実質エネルギー価格

日本経済において推計された集計産出価格、KLE 投入要素価格指数、そして TFP 指数は図 3.2.4-3 のとおりである。第 3.2.2 節で論じたように、名目価格指数はそれぞれの内部構成や品質の相違を統御したもとでの集計価格として定義され、品質調整済みの価格指数として測定されている。なお労働投入価格のみ、観察期間における上昇幅が大きく異なるため、その単位は図 3.2.4-3 の右軸による。KLE 投入要素価格のうち、エネルギー価格はもっとも変動が大きいことから、その傾向の把握は分析期間の設定に大きく依存するが、長期のトレンドとしてそれは上昇傾向にある。日本経済では、資本投入価格では 1990 年代初めより、労働投入価格では 1990 年代後半より安定から低下傾向を示すことと対照的である。



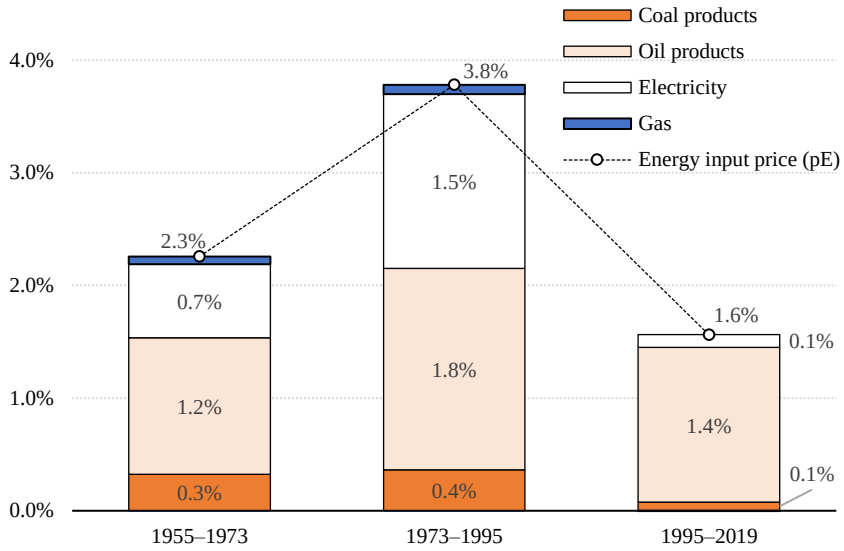
単位：1955 年値=1.0（1955–2019 年）。注：各価格指数および TFP 指数は第 3.2.2 節の(3.2.2-14)式などによる。

図 3.2.4-3　産出価格および KLE 投入価格と TFP

名目エネルギー価格変化率に対するエネルギー種別寄与度は図 3.2.4-4 に与えられている。ここでは最終エネルギー消費ベースで捉えているため、発電に用いた化石燃料は二次エネルギーとしての電力による寄与度として含まれている[18]。おおむね 20 年ほどの期間ごとにみれば、エネルギーの価格変動をもたらす大きな要因は依然として石油であり、第 I 期と第 II 期ではその半分ほどの寄与度となり、第 III 期ではほとんどすべての価格上昇要因となっている。その寄与度では 1.2–1.8 ポイントと長期トレンドとして安定的である。

石炭やガスによる集計エネルギー価格の上昇に対する寄与は、いずれの期間でも限定的である。電力による名目エネルギー価格上昇率への寄与度は、第 I 期の 0.6%から第 II 期の 1.5%（その寄与率は 40%ほど）へと拡大するが、第 III 期には 2011 年の震災後の価格上昇はあるものの、1990 年代半ばからの 2000 年代前半までの電力価格低下と相殺して、期間平均値としての影響は軽微である。そうした推移を反映して、第 III 期の名目エネルギー価格の上昇率は、第 II 期の半分以下にまで低下している。

18 エネルギー消費データ（KDB-E）の概要は第 3.2.8 節補論 A を参照。図 3.2.4-4 はエネルギー種別最終エネルギー消費価格をトランスログ指数によって 4 つのグループへと集計している。



単位：%（年平均成長率）。注：資料は KDB-E（第 3.2.8 節補論 A）による。

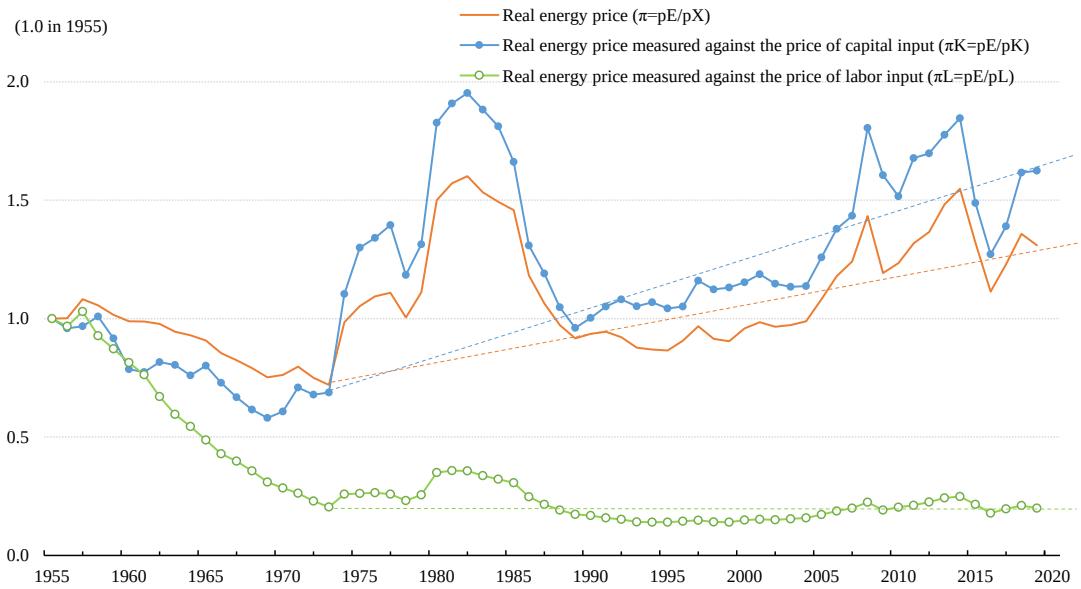
図 3.2.4-4　エネルギー価格変化率に対するエネルギー種別寄与

図 3.2.4-3 での価格指数より、(3.2.2-14)式および(3.2.2-15)式で定義した資本と労働投入価格を基準とした実質エネルギー価格（π^Kとπ^Lの両指数）の推移を描いたものが図 3.2.4-5 である。戦後日本経済におけるエネルギー価格としてのピークは 1982 年と 2014 年である。2 つのピーク時では、その名目価格は 1955 年比で最大 6 倍ほどに（図 3.2.4-3）、実質価格（π）では 1.6 倍ほどに上昇している。

労働投入価格や TFP による影響を取り除き、資本投入価格を基準とした実質エネルギー価格（π^K）として評価すれば、そのピークは 1955 年比の 2 倍ほどの水準である。このようなエネルギー価格高騰期におけるπ^Kの上昇は、省エネ投資のためのインセンティブを十分に高めるだろう。しかし図 3.2.4-5 にみるように、エネルギー価格高騰が持続する期間は 2 つのピーク時ともにおおむね 10 年間ほどであり、それは主要な資本財の実効耐用年数よりもだいぶ短い。エネルギー生産性を高める投資の判断は、現在におけるより高い資本コストと、将来において不確実でありながらも抑制されうるエネルギーコストの現在価値とに依存する（Gillingham, Newell, and Palmer 2009）。短期的なエネルギー価格高騰を受けても、それが長期化しないという期待は、拙速な省エネ投資の実施を民間企業に躊躇させよう。拙速な導入は、長期的には資本コストの負担のみとなり、競争力を毀損しかねない。

価格高騰期を含む実質エネルギー価格の長期トレンドをみよう。図 3.2.4-5 では 1973 年を開始点とする長期トレンドを点線によって評価している。資本投入価格を基準とした実質エネルギー価格（π^K）による評価では、1973–2019 年に 2.4 倍ほどの上昇であり、年平均 1.9%の上昇である。産出価格を基準とした実質エネルギー価格（π）による評価では年率 1.3%の上昇であり、労働投入価格を基準としたエネルギー実質価格（π^L）ではほぼ横ばいである。人類史におけるエネルギーの役割を論じたバーツラフ・シュミル教授は、そのひとつの特徴としてエネルギー価格の長期的な低下傾向を掲げている（Smil 2017）。しかし第一次オイルショック後は、過去数百年のトレンドとは異なる

例外的な期間とも言えるかもしれない。そして低炭素／脱炭素への世界的な意識の高まりは、将来においてもこうした傾向を少なくとも数十年は持続させる可能性が大きい。

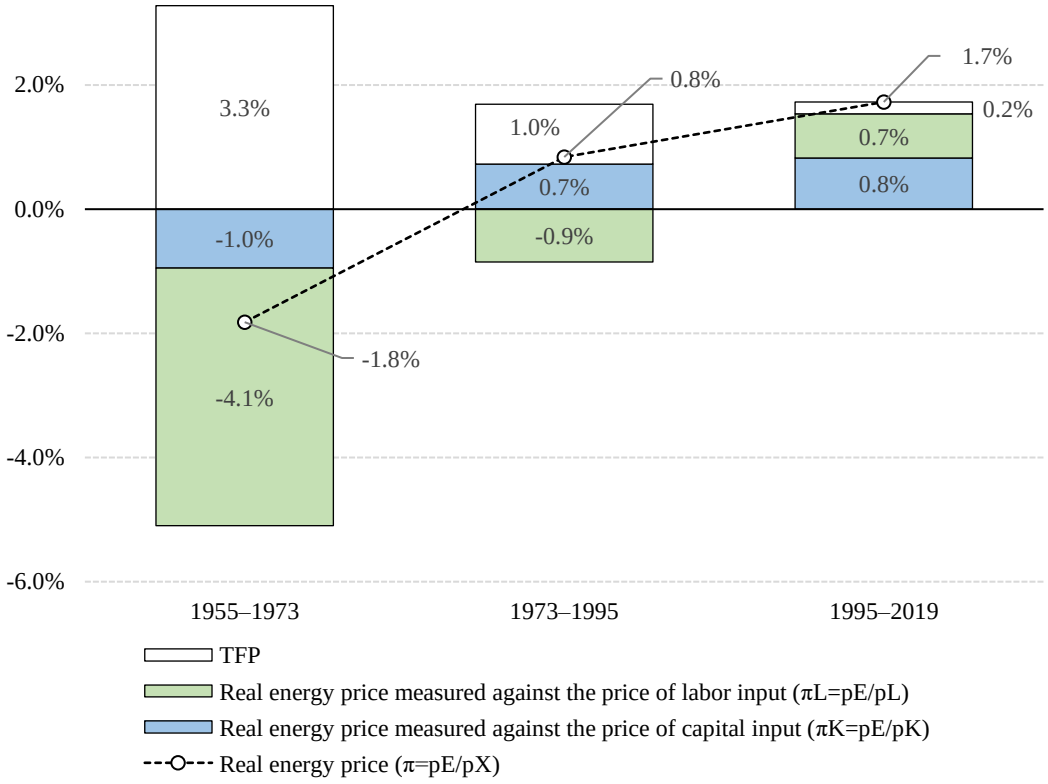


単位：1955 年値=1.0（1955–2019 年）。注：実質エネルギー価格（π）は、資本投入価格を基準とした価格（π^K）と労働投入価格を基準とした価格（π^L）および TFP からなる（第 3.2.2 節の(3.2.2-14)式から(3.2.2-16)式）。

図 3.2.4-5　実質エネルギー価格

エネルギーの名目価格（P^E）は、第 I 期の年率 2.3%の上昇から、二度のオイルショックを含む第 II 期には年率 3.8%にまで拡大し、そして第 III 期には 1.6%まで大きく低下している（図 3.2.4-4）。しかし実質エネルギー価格（π）でみれば、第 I 期における▲1.8%から、第 II 期には 0.8%上昇、そして第 III 期には 1.7%上昇へと逓増している。図 3.2.4-6 は(3.2.2-14)式に基づくπの要因分解を示している。第 I 期に実質エネルギー価格がむしろ年率 1.8%の低下となった最大の要因は、エネルギー価格上昇を上回る労働投入価格（P^L）の上昇である。それは 4.1 ポイントほど実質エネルギー価格を低下させる寄与となり、この期間の TFP 改善によるプラスの寄与度（3.3%）を相殺するに十分なものとなっている[19]。

19 完全競争市場のもとでは、(3.2.2-14)式にみるように TFP の改善はアウトプット価格（P^Y）を低下させ、実質エネルギー価格（π）を上昇させる。

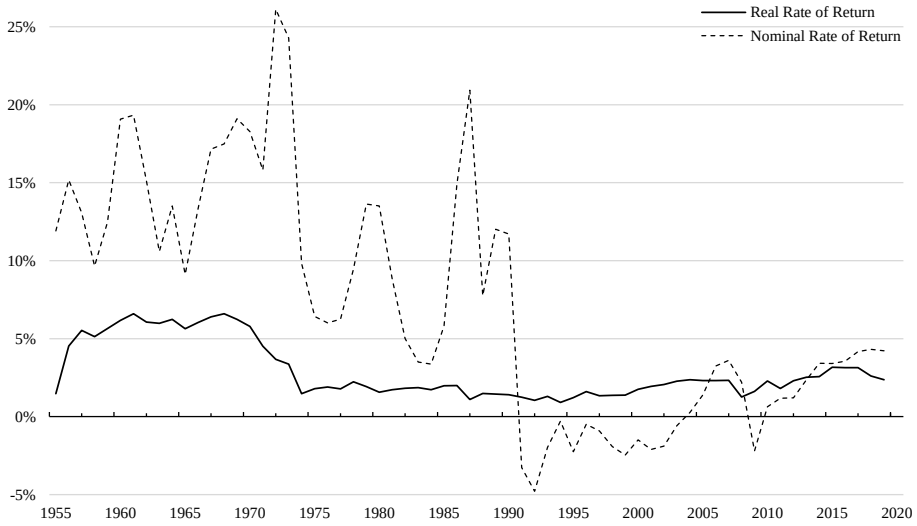


単位：%（年平均成長率）。注：実質エネルギー価格（π）の分解は第 3.2.2 節の(3.2.2-14)式による。

図 3.2.4-6　実質エネルギー価格の変化要因

第 II 期では、π^Lの負の寄与が▲0.9%と大きく減少し、π^Kの（第 I 期の）負の寄与が 0.7%と正の寄与に転じた。π^Kがプラスへと転じた理由は、名目エネルギー価格の上昇に加え、日本経済の実質資本収益率が低下したためである。図 3.2.4-7 は日本経済の名目と実質の事後的な資本収益率の推計結果である。実質収益率は 1960–64 年の平均 6.2%（名目 15.2%）から 1970–74 年には 3.8%（18.9%）、1975–79 年には 1.9%（8.4%）へと急速に低下している。実質収益率の大幅な低下により、この時期の資本サービス価格としての上昇は、資本財取得価格（投資財の価格）における上昇を大きく下回るものとなった。このため第 II 期にはπ^Kが上昇に転じている。そのことは、省エネルギー投資を促進されるものとなった。

第 III 期には、40 年間続いたπ^Lのマイナス寄与もプラス 0.7%へと転じ、第 II 期から第 III 期への実質エネルギー価格上昇を加速する最大の要因になった。日本経済の停滞による名目賃金率の低下が、エネルギー価格の実質負担を増大させたのである。このことは 3.2.4(4)で考察するように、日本経済に奇妙な構造変化をもたらしている。



単位：1955 年値=1.0（1955–2019 年）。出典：KDB2021 での事後的な資本収益率の推計値に基づく。

図 3.2.4-7　実質資本収益率

(3) 資本エネルギー比率の上昇

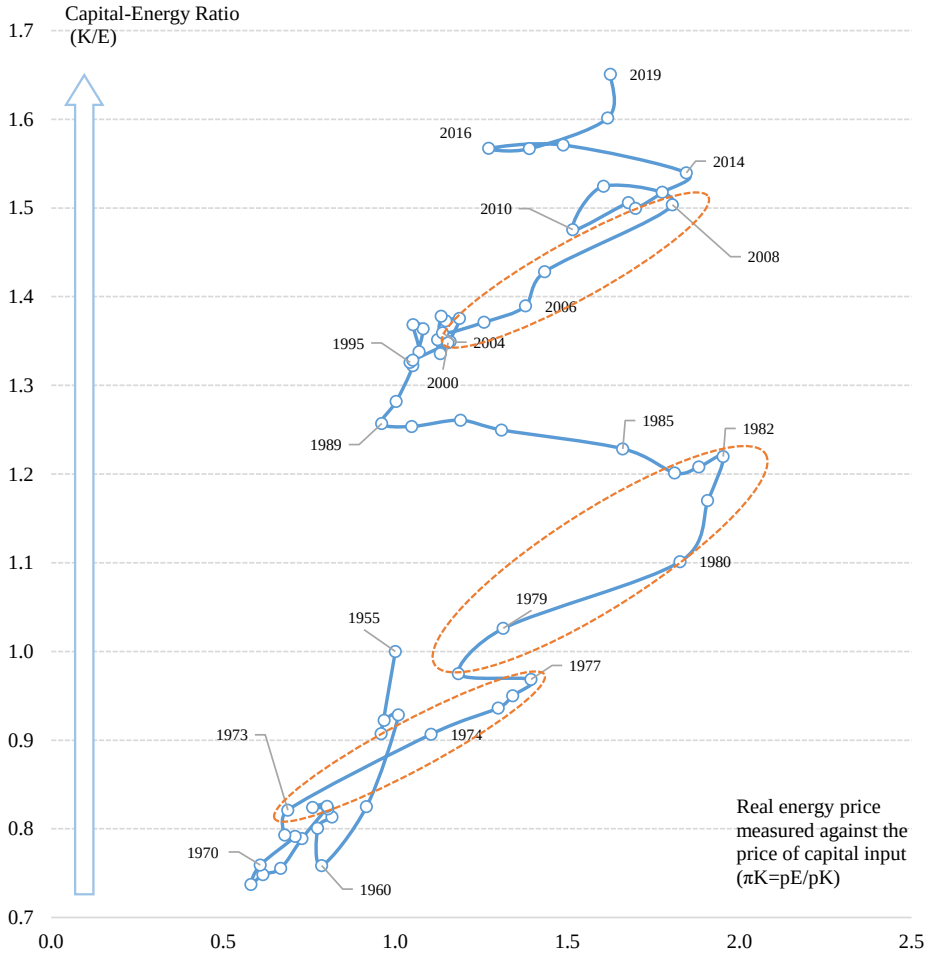
実質エネルギー価格がプラスへと転じた第 II 期（1973–95 年）には、エネルギー価格の上昇が資本投入価格の上昇を上回るように$\pi^K (= P^E/P^K)$がプラスへ転じている（図 3.2.4-6）。第 II 期以降のπ^K上昇は、エネルギー消費を節約するような資本投入の拡大（省エネ投資）を促すだろう。エネルギーと資本の代替関係としての視点から、日本経済の経験を描いたものが図 3.2.4-8 である。ここでは横軸に資本投入価格を基準とした実質エネルギー価格（π^K）、縦軸にエネルギーに対する資本投入量の比率（K/E）の推移を描いている。ともに 1955 年値を 1.0 と基準化している。

エネルギー投入を軸として、本節では資本エネルギー比率（K/E）の上昇（一単位の資本サービス投入量に必要なエネルギー投入量が少なくなるような技術変化）を「エネルギーに対する資本深化」（capital deepening to energy）と呼ぼう[20]。資本財の稼働（アウトプット）のためにエネルギーが使用（インプット）されるという意味において、K/Eは資本サービスを提供するためのエネルギー生産性とも理解される。

1990 年代後半からの情報通信技術の導入期など、より多くの電力使用に依存したコンピュータ制御された機械設備やデータセンターなどの資本蓄積の拡大によって、短期的には資本深化の逆行（K/Eの低下）をもたらすかもしれない。図 3.2.4-8 でも 1995–2005 年などではわずかながらもその逆行や、総じて資本深化の停滞が見いだされる。しかし情報通信機器における省エネ性能の改善などにより、その停滞後には再び資本深化が進行している。ここでの全観察期間におけるより長期的な視点でみれば、第一次オイルショック以降のわずかな例外期を除き、図 3.2.4-8 において左下から右上へと階段状に各ステージを昇っていくように、日本経済ではエネルギーに対する資本

20 資本深化や労働浅化（第 3.2.4(4)節）について、その産業レベルでの定式化と分析は野村（2021 第 4 章）でおこなわれている。

深化が進行している。1990 年代半ば以降には情報通信投資がの拡大期を含めても[21]、一単位のエネルギー投入によってより多くの資本を稼働させるような技術変化がみられる[22]。



単位：1955 年値=1.0（1955–2019 年）。注：横軸の資本投入価格を基準とした実質エネルギー価格（π^K）は第 3.2.2 節の(3.2.2-15)式による。

図 3.2.4-8　資本・エネルギー比率とその相対価格

日本経済のエネルギーに対する資本深化の長期傾向は、生産拡張や更新投資に伴って安価な省エネ技術が体化された資本財が導入されていく「意図せざる EPI」と、資本投入価格に対するエネルギー価格の上昇を反映した省エネ投資の拡大による「意図した EPI」の両者による。両者は明確に分離されるものではないが、とくに資本投入価格

21 日本の設備投資（総固定資本形成）に占める情報通信資本のシェアの推移は第 3.3.3(4)節の図 3.3.3-6 を参照。

22 ここでの資本サービス投入量は土地による資本サービスが含まれる。日本経済における 1960–2000 年では土地を含んだ資本サービスの年平均成長率は 5.9%であり、土地を除く固定資産へと限定した測定値（年率 7.6%）よりも 1.7 ポイント小さい（野村 2004）。図 3.2.4-8 のエネルギーに対する資本深化の長期傾向としては、エネルギー投入の視点から土地を除いた資本サービスとすれば、さらに顕著なものとなる。

に対してエネルギー価格が上昇しながら資本深化が進行した典型的な「意図した EPI」の時期として、図 3.2.4-8 で右上がりとなる楕円で囲んだ 3 つの期間が見いだされる。

それぞれの期間における事後的な資本・エネルギー間の代替の弾力性は、1973–77 年には 0.233、1978–82 年には 0.448、2004–08 年には 0.219 と評価される。興味深いことは、こうした相対価格変化によって代替（「意図した EPI」）が進行した後のエネルギー価格の低下（π^Kの低下）期には、対称的に資本深化が逆行（K/Eが低下）するものではなく、トップランナーをフォローする他の経済主体における省エネ技術の普及プロセス（「意図せざる EPI」）を経て、むしろわずかながらも資本深化が進行していることである。エネルギーと資本の代替においては、資本深化の逆行の歯止めと見えるこうした「ラチェット効果」が見いだされる。

(4) 労働エネルギー比率の低下

RUEC が上昇を始める第 III 期（1995–2019 年）は、名目エネルギー価格（P^E）の上昇率は第 II 期（1973–95 年）の半分以下にまで抑制されたが（図 3.2.4-4）、日本経済における 1990 年代後半からの労働投入価格（P^L）の低下により（図 3.2.4-3）、労働投入価格を基準とした実質エネルギー価格（π^L）もまた上昇へと転じている[23]。第 III 期以降のπ^L上昇は、第 I 期および第 II 期にみられる一単位の労働投入量あたりのエネルギー消費量が拡大していく長期的な傾向から転じ、むしろ逆にそれが低下する、奇妙ともとれる技術代替を促している。

エネルギーと労働投入の価格代替を描いた図 3.2.4-9 では、戦後日本経済成長における基調として、労働投入価格を基準とした実質エネルギー価格（π^L）の低下とともに、一単位の労働がより多くのエネルギー投入を必要とするような技術変化（労働エネルギー比率（L/E）の低下）として定義される「エネルギーに対する労働浅化」（labor shallowing to energy）が見いだされる。図 3.2.4-8 における資本深化とは対照的に、図 3.2.4-9 において右上から左下へと変化する労働浅化は、1950 年代後半からの高度経済成長期においてとくに顕著となっている。

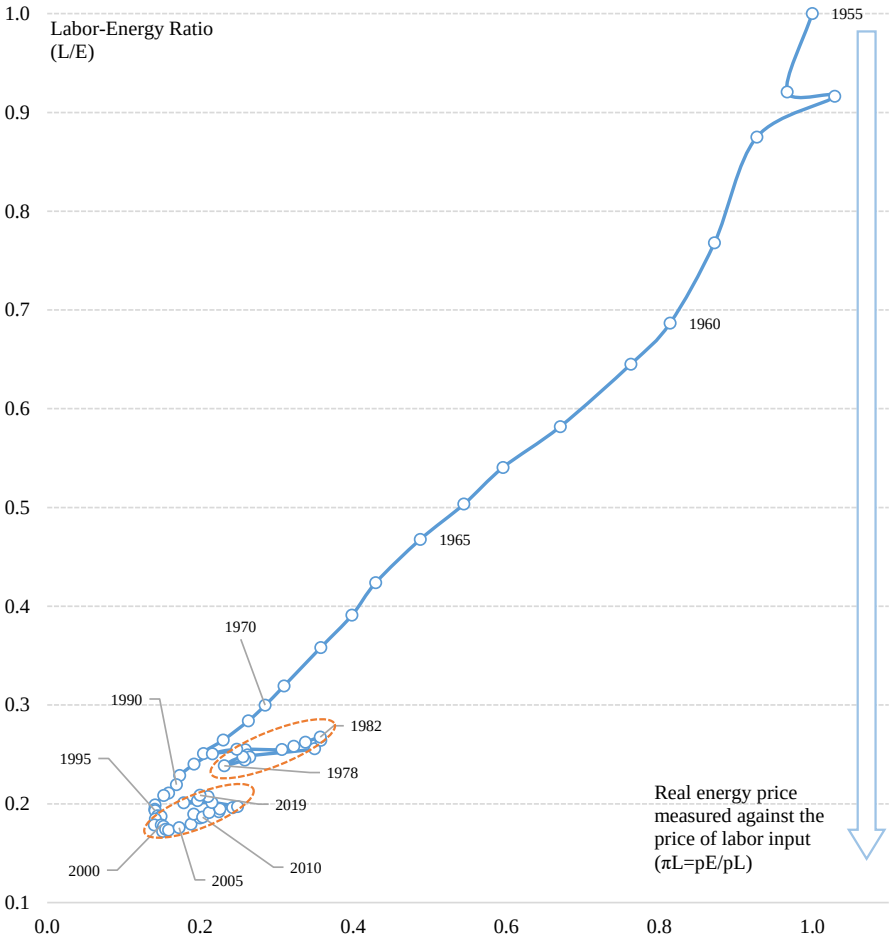
それは高い労働生産性の改善を実現する原動力であった。すでに 1952 年には、英国電気技術者協会（Institute of Electrical Engineers）のコーネル・リーソン会長は比喩的な表現ながらも、「労働者の手にある 1kWh の増加はその能力を 10 倍にする」と表現した[24]。労働浅化は、外部からのエネルギー利用（インプット）を拡大することによって、労働サービスの提供（アウトプット）の品質を高めるような技術変化である[25]。経済成長のプロセスにおいて進行するこうした労働浅化は、労働投入から資本投入への代替、

23 この期間には女性就業者や短時間労働者の拡大があり、一人あたり賃金率ではさまざまな影響を含むが、学歴や年齢、就業形態など労働者の質的な相違を統御した品質調整済み労働投入価格指数の測定値によれば、日本経済における労働投入価格の低下が 1997 年から 2012 年までの 15 年間継続している。それは先進国における経済成長の経験からも極めて特殊な事例である。

24 “Electricity’s Role in Industry–Contribution to Raising Productivity,” Financial Times, October 30 1952.における Colonel B. H. Leeson 氏のコメント。

25 労働サービス量（アウトプット）の測定量には、エネルギー利用（インプット）拡大による質的変化は反映されず、L/Eという意味でのエネルギー生産性は低下していく。しかし、それはX/Lという労働生産性を大きく高めることに寄与するのである。

そして資本を稼働させるためのエネルギー投入の拡大という、資本を仲介とした 2 つの技術変化の結果としても捉えられる[26]。



単位：1955 年値=1.0（1955–2019 年）。注：横軸の労働投入価格を基準とした実質エネルギー価格（π^L）は第 3.2.2 節の(3.2.2-16)式による。

図 3.2.4-9　労働・エネルギー比率とその相対価格

日本経済における労働浅化の例外となる期間は 1973–87 年であり、実質エネルギー価格（π^L）が上昇することで労働浅化は停滞している。その後わずかなπ^Lの低下傾向でも労働浅化が再び進行するが、もうひとつの転換点は 2002/03 年にある。そこでは日本経済のデフレ傾向をもたらした賃金率低下を反映して、π^Lがむしろ相対的に上昇し、それを受けて「労働浅化の逆行」（L/Eの上昇）が見いだされる。π^Lが上昇してもL/Eが上昇しないような、（図 3.2.4-8 の資本深化にみられた）ラチェット効果は見いだされない。労働者は相対的に高価となる国内におけるエネルギー価格を反映して、その利用するエネルギー投入量を減じているのである。

26 こうした 2 つの技術変化による生産性指標に対する影響は、野村（2021 第 4 章第 4.2.2 節）における Case-3 として、数値例によってエネルギー生産性に与える影響が考察されている。

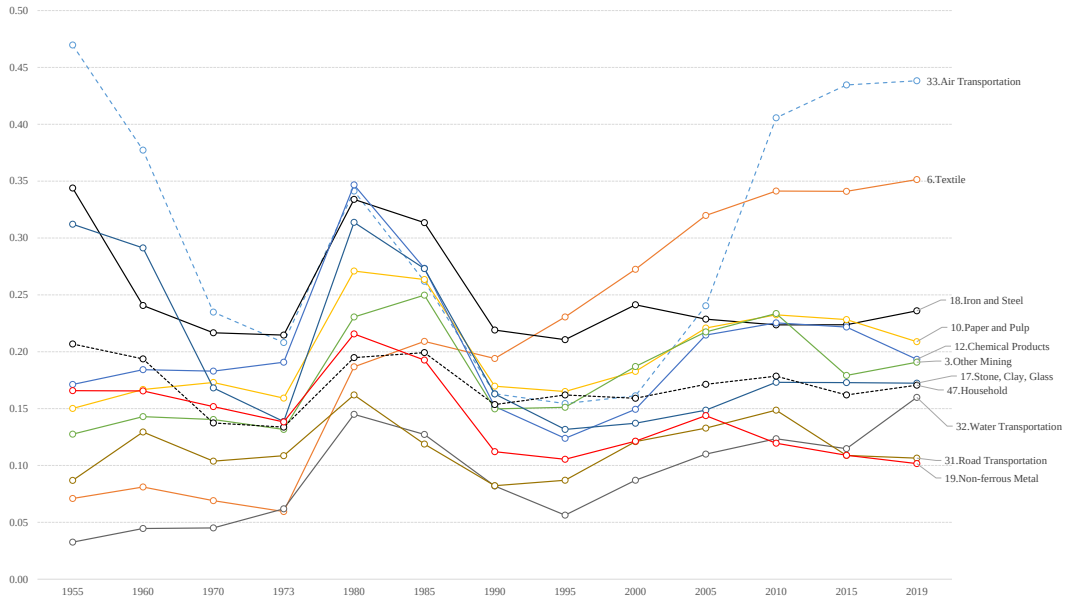
エネルギー消費を節約しても労働投入を拡大するような現象は、直接的には企業における省エネ担当者の設置・増員や省エネ診断士の増加、顧客の光熱水費などの経費削減実績から対価を得るような ESCO 事業などの拡大に相応すると捉えられる。しかし労働浅化という現象の多くは、長期化するデフレ経済のもとで労働投入から資本投入へと代替する技術変化の停滞を反映するものと考えられる。労働サービスの提供において利用するエネルギーを減少せざるをえなければ、リーソン氏による 60 年前の観察と対応して、労働生産性の改善は停滞ないし退行するだろう。2000 年代後半以降に加速する日本経済の EPI には、もっとも重要な労働生産性の改善を犠牲としたエネルギー生産性改善の効果が含まれている[27]。

3.2.5 日本産業の RUEC

第 3.2 節の最後に、一国経済における RUEC 変化の産業起因を分析しよう[28]。第 3.2 節での測定において一国経済を形成する 47 産業部門のうち、ここではエネルギー転換部門（13.石油製品製造業、14.石炭製品製造業、36.電力業、37.ガス業）を除く 43 部門において、第 III 期（1995–2019 年）における RUEC 平均値を基準として、43 産業を 4 つのパネルへと分割する。なお各パネル内における産業分類は、RUEC の 2019 年値を基準としてソートされている。その時系列推移はパネル毎に図 3.2.5-1 から図 3.2.5-4 に描かれている。

27 労働浅化による EPI への影響の定式化は、野村（2021 第 4 章第 4.2.1 節）を参照されたい。

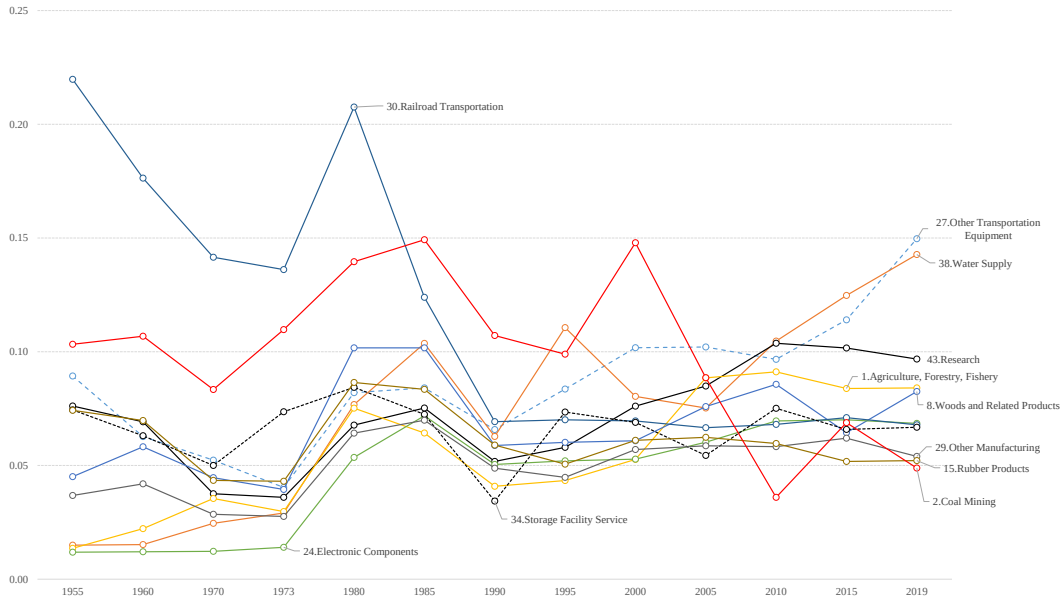
28 一国全体における RUEC 変化率の産業要因への分解は$\Delta \ln RUEC = \sum_j \left(\bar{w}_j^E \, \Delta \ln V_j^E - \bar{w}_j^X \, \Delta \ln V_j^X \right)$に基づく。ここで$\bar{w}_j^E$および$\bar{w}_j^X$は、それぞれエネルギー消費コストおよび産出額における産業別シェアの二期間平均値である（$\sum_j \bar{w}_j^E = \sum_j \bar{w}_j^X = 1.0$）。右辺の括弧内は、産業部門（$j$）別の一国集計レベルでの RUEC 変化率への寄与度を示している。



単位：産業別名目産出額V_j^X（名目付加価値＋エネルギーコスト）=1.0（1955–2019 年）。

図 3.2.5-1　産業別 RUEC（Panel-A）

高い RUEC を持つ Panel-A は、エネルギー価格変動に対してもっとも影響を受けやすい投入構造を持つ産業群である。エネルギー多消費型産業である 10.紙パルプ製品製造業、18.鉄鋼業、12.化学製品製造業、17.窯業製品製造業、19.非鉄金属製品製造業に加え、33.航空輸送業と 31.道路輸送業がここに含まれている。その最上位に位置する産業は 33.航空輸送業であり、現在では航空燃料を中心にそのエネルギー消費額は産出額の 3 分の 1 以上（付加価値の半分以上）を占めている。こうした産業では、燃料の価格変動に対して極めて大きな影響を受けるため、2000 年代には運賃とは別建てとして燃料価格の変動を反映する燃油サーチャージが導入されている。



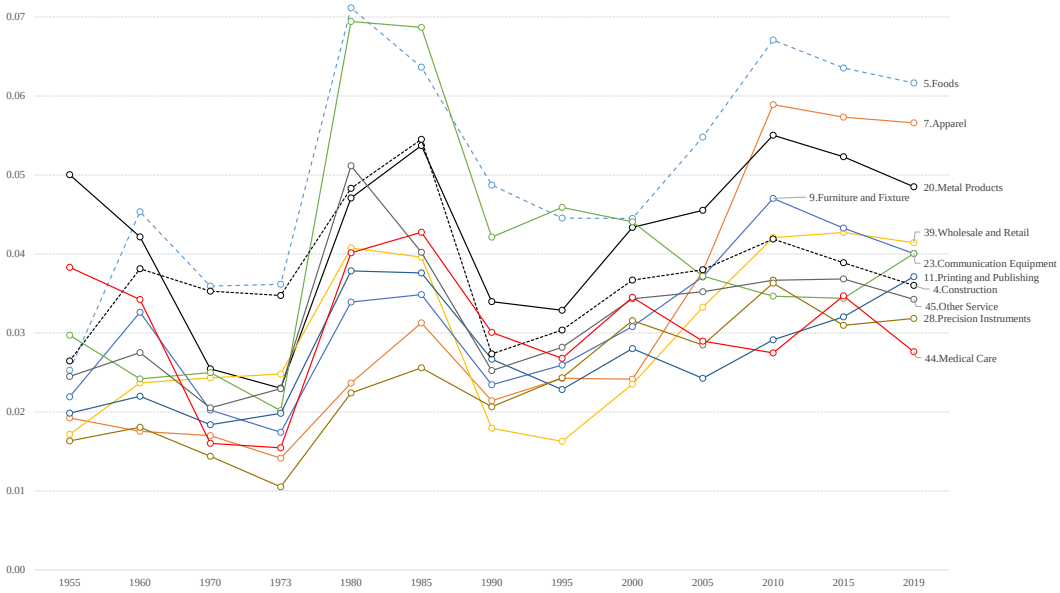
単位：産業別名目産出額V_j^X（名目付加価値＋エネルギーコスト）=1.0（1955–2019 年）。

図 3.2.5-2　産業別 RUEC（Panel-B）

エネルギー多消費型産業に加えて、3.その他鉱業、2.石炭鉱業（すでにそれを専業とする事業者は日本国内に存在しない）、6.繊維製品製造業など、産業内で生産される付加価値が長期にわたり停滞する産業群もこの Panel-A に含まれている。とくに 6.繊維製品製造業は上位から 2 番目に位置し、1955 年の RUEC ではわずかに 7%であったものが、この 60 年間に逓増し 2000 年代半ばからは 30%ほどに到達する。高い RUEC は当該産業における低付加価値を主要因としている。その RUEC 水準は 33.航空輸送業と同水準にあるが、エネルギー価格変動に対する脆弱性の評価は大きく異なる。33.航空輸送業では燃油サーチャージによって経営への影響が一定程度切り離され、燃料価格高騰によっては海外の競合企業も同様な影響を受ける。他方、6.繊維製品製造業では電力消費への依存度がより高く、日本国内における電力価格の高騰によって、国際市場で非対称的な競争力の毀損を余儀なくされる。

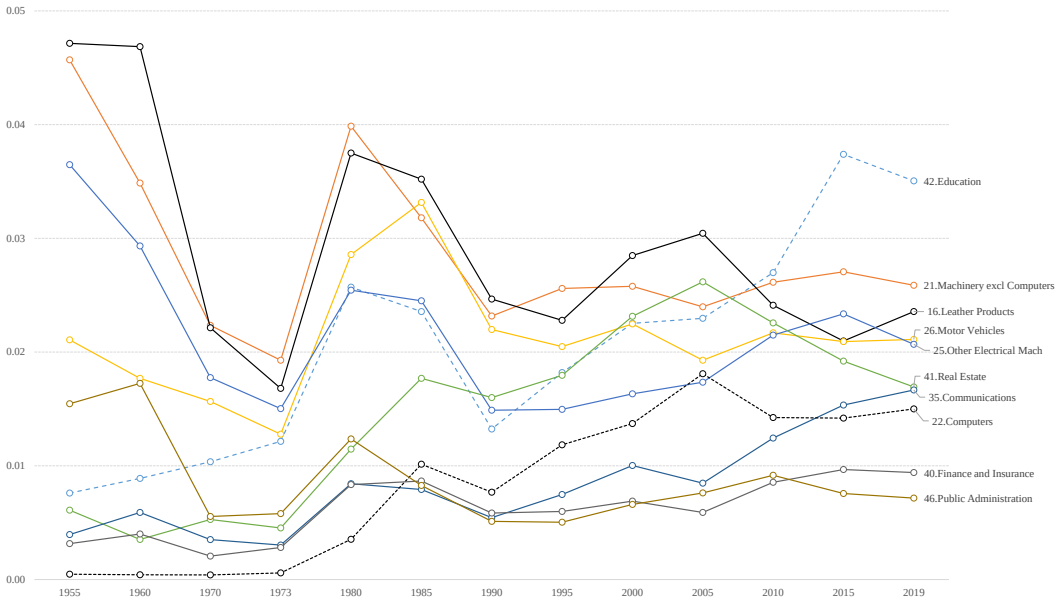
エネルギー多消費型の産業でも、高付加価値の実現の有無により乖離がみられる。10.紙パルプ製品製造業と 19.非鉄金属製品製造業の推移は対照的である（図 3.2.5-1）。ここでの観測期間の初期では、後者の RUEC は前者を上回るが、すぐにそれは逆転しオイルショック後から大きく差が開いている。2019 年ではその乖離は 3 倍ほどに拡大している。10.紙パルプ製品製造業が低付加価値から抜け出せない中、非鉄金属ではコスト競争力を失った製品の国内生産からの撤退、中間財となるエネルギー多消費的な精錬プロセスの海外移転、また高付加価値型にシフトすることで RUEC が低下している[29]。

29 Kaltenegger et al.（2017）は中間財生産における間接的なエネルギーコストの重要性を指摘するが、ここでの RUEC の低下には中間財の輸入代替によるエネルギーコスト削減による影響が含まれている。第 3.3 節では中間財輸入を通じた間接的な電力消費の拡大傾向について考察する。第 3.2 節で観察される RUEC の上昇期となる 1990 年代半ばは、日本経済において間接的な電力輸入への依存度が高まる時期と重なっている。



単位：産業別名目産出額V_j^X（名目付加価値＋エネルギーコスト）=1.0（1955–2019 年）。

図 3.2.5-3　産業別 RUEC（Panel-C）

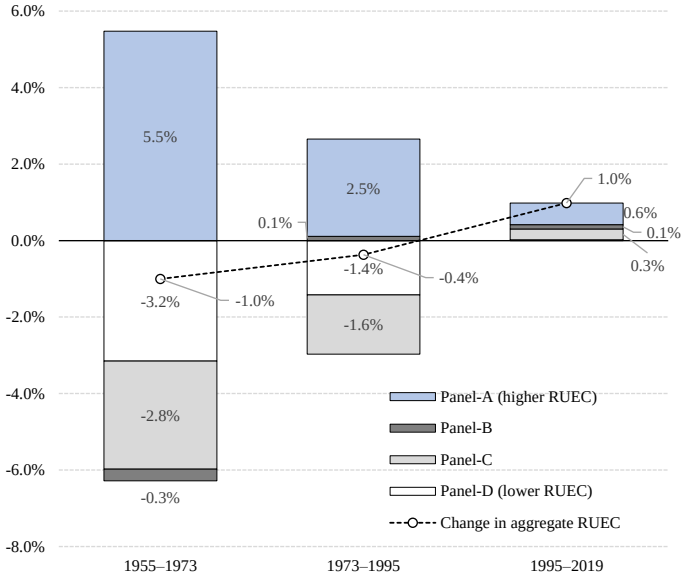


単位：産業別名目産出額V_j^X（名目付加価値＋エネルギーコスト）=1.0（1955–2019 年）。

図 3.2.5-4　産業別 RUEC（Panel-D）

一国全体の RUEC の変化率（図 3.2.4-2）に対して、4 つのパネルごとの産業要因について分解したものが図 3.2.5-5 である。第 I 期と第 II 期をみれば、エネルギー多消費型産業（Panel-A）における RUEC の拡大が一国経済の RUEC を高め、エネルギー寡消費型産業（Panel-C と Panel-D）における RUEC の低下がそれを押し下げている。しかし、両者の乖離は縮小する傾向にある。第 III 期には、もはや Panel-C 群も一国経済の

RUEC を押し上げる要因へと転じている。近年における RUEC の拡大は（第 3.2.4(2)節の図 3.2.4-6 のように）賃金率の低下などを反映したデフレ型であり、その影響を産業別にみれば、エネルギー多消費型産業におけるコスト増加であるよりも、より裾野の広い産業に影響が及んでいる。日本経済におけるエネルギー価格高騰に対する脆弱性の増大は、緩やかながらも広範な産業に見いだされるものとなっている。



単位：%（年平均成長率）。注：その定式化は脚注 28 による。

図 3.2.5-5　日本経済の RUEC 変化における産業起因

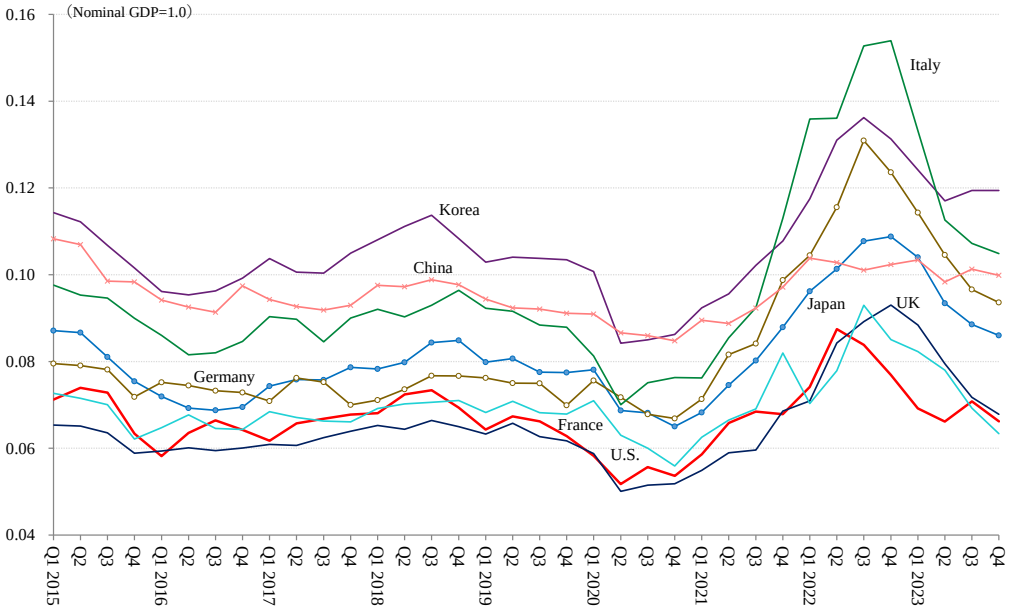
3.2.6　主要工業国におけるパンデミック後の RUEC

ここまでは COVID-19 パンデミック前までの日本の RUEC に関する構造変化を論じてきた。しかし 2020 年のパンデミックの影響は大きく、2021 年からのパンデミックからの世界的な需要回復、2022 年のロシアによるウクライナ侵攻、そして 2023 年ではドイツの脱原発などによるエネルギー価格高騰を受けて、経済耐性の脆弱性は大きく悪化した。本節では主要工業国として、日米両国に加えて、中国、韓国、フランス、ドイツ、イタリア、そして英国の 8 か国における直近の RUEC として、現在開発中である「多国 ECM」（Nomura and Inaba 2024）による本稿執筆時の四半期速報値を報告する[30]。

各国のマクロ経済における RUEC 水準を比較したものが図 3.2.6-1 である。(3.2.2-5)式の定義のように、各国の RUEC は名目 GDP に対するエネルギーコスト（ここでは最終エネルギー消費金額）のシェアとして測定される。RUEC 水準として、中国や韓国に

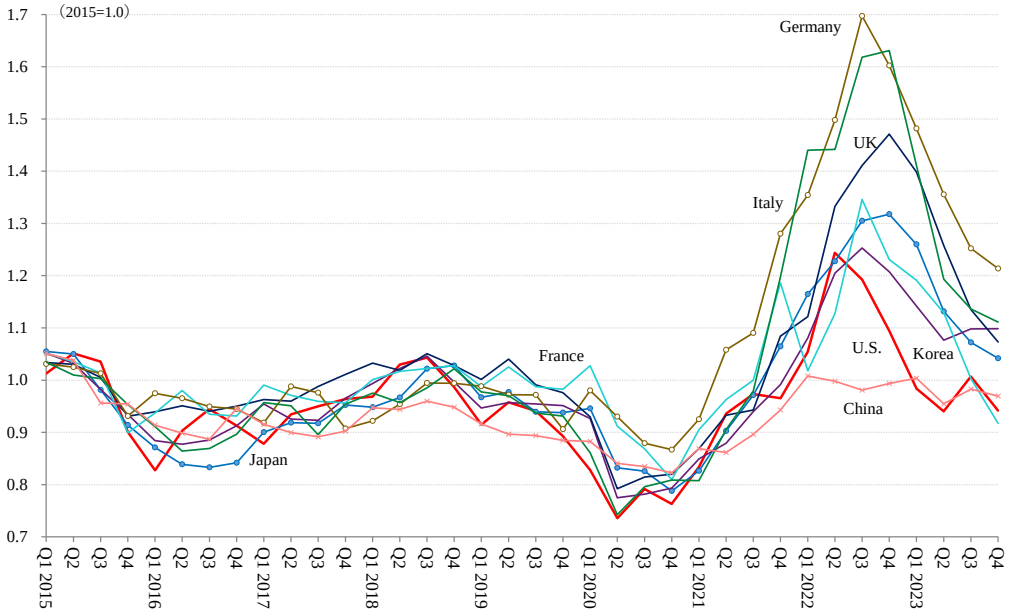
30 なおエネルギー補助金のある国ではそれを除いた価格（コスト）によって評価されているが、速報値における（補助金を）識別した測定は要因ではなく、現時点では近似的な国も存在している（日本の ECM では、補助金を明確に分離した推計が行われている）。またエネルギー消費に伴う、卸売・小売マージンや輸送コストの有無に関する調整なども未確定な部分がある。今後の多国 ECM の見直しにより、現在の計数は大きく改訂される可能性があることに留意されたい。

おいて高く、相対的に脱工業化が進行している英国が低いように、それは各国の経済における産業構造の相違を強く反映したものである。パンデミック前において、RUEC 水準としてはおおまかに、韓国、中国、イタリア、ドイツ、日本、フランス、米国、そして英国の順となっている。日米両国の RUEC ギャップについては、第 3.2.3 節において論じたように、産業構造の差異に加えて、エネルギー生産性格差と実質エネルギー価格差による影響が大きいイタリアの RUEC が高いのは、同国内における実質エネルギー価格が相対的にもっとも高いことによる。



単位：各期の名目 GDP=1.0（2015 年第 1 四半期–2023 年第 4 四半期）。出典：Nomura and Inaba (2024).

図 3.2.6-1　主要工業国における近年の RUEC 水準



単位：2015 年第 1 四半期=1.0（2015 年第 1 四半期–2023 年第 4 四半期）。出典：Nomura and Inaba (2024).

図 3.2.6-2　主要工業国における近年の RUEC 指数

本節では、パンデミック後の RUEC の変化とその変化要因のみに着目しよう。図 3.2.6-2 は 2015 年第 1 四半期の各国 RUEC 水準を 1.0 として、2023 年第 4 四半期までの速報値の変化を見たものである。2015 年から 2019 年ほどまでは RUEC はほぼ安定しているから、2015 年第 1 四半期の水準を参照期とすれば、パンデミック後の影響について、大きく 3 つのグループへと分けることができる。

Panel-A 国 中国　　（RUEC に顕著な上昇なし）
Panel-B 国 日本・韓国・フランス・米国　　（RUEC 上昇ピークが 40%以下）
Panel-C 国 ドイツ・イタリア・英国　　（RUEC 上昇ピークが 40%以上）

中国（図 3.2.6-3）は国産石炭への依存度が高く、2021–2023 年の化石燃料価格の上昇による影響をもっとも軽微とさせることに成功している。同国はこの間にもエネルギー消費量を大きく拡大させており、それは直接的には RUEC の上昇要因となった。しかし、それは実質 GDP も拡大させることに寄与しており、またアウトプットの価格（GDP デフレーター）が高まっていることで、その両者が RUEC の低下要因となり、現在の RUEC はむしろ 2015 年 Q1 水準を下回っている[31]。

日本の RUEC（図 3.2.6-4）の上昇は顕著であり、韓国（図 3.2.6-5）と米国（図 3.2.6-6）を上回る[32]。欧州諸国との比較では、フランス（図 3.2.6-7）を除きその上昇が抑制さ

31 ただしこの数年には中国経済成長の減速も顕著となり、パンデミック直前の 2019 年からみれば、現在の RUEC は上昇している。米中経済のデカップリングの中で、中国の成長減速は継続するものと考えられ、エネルギーコストの実質負担の大きさを今後はより強く感じさせるものとなりそうである。エネルギーコストを高める政策は採用されづらいものとなる。

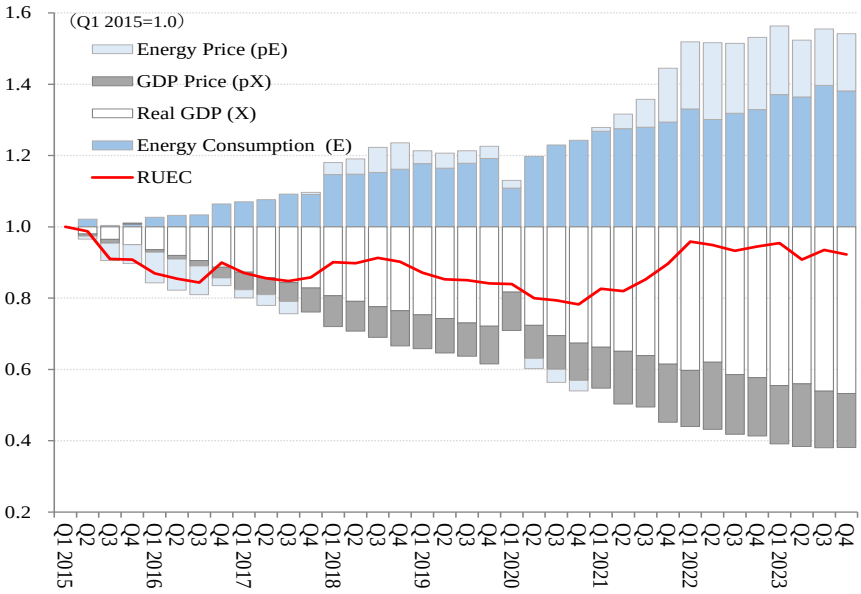
32 ただしここでの日本の RUEC には、2023 年では「燃料油価格激変緩和対策事業」および「電気・ガス価格激変緩和対策事業」による補助金によって、（直接的には）抑制された効果を 10%程度含んでいることに留意されたい。また相対的にその上昇が抑制されてきた電力価格は、日本における電力安定供給のリスクを拡大させている。

れてきたとは言えるが、米国と韓国に比しても、経済成長（実質 GDP の拡大）による緩和効果は小さく、エネルギー消費のみを抑制した結果である。そうしたマクロ的には（グロスあるいは見かけ上の）エネルギー生産性の改善は、経済的な利得を生じさせるような望ましい省エネなどではなく、そのほとんどが産業空洞化の結果に過ぎないとする懸念は大きい[33]。

パンデミック後の日韓における RUEC の上昇は、―補助金などの政府の介入によるエネルギー価格の抑制をした後であっても―両国経済のエネルギー価格高騰に対する脆弱性を大きく高めるものとなったが、ドイツ（図 3.2.6-8）、イタリア（図 3.2.6-9）、英国（図 3.2.6-10）の上昇はその 2 倍ほどにまで達する激変である。これほどのエネルギー価格の高騰と RUEC の急上昇をもたらした欧州諸国によるエネルギー環境政策の失敗は、実体経済への悪影響としてすでに顕在化している。

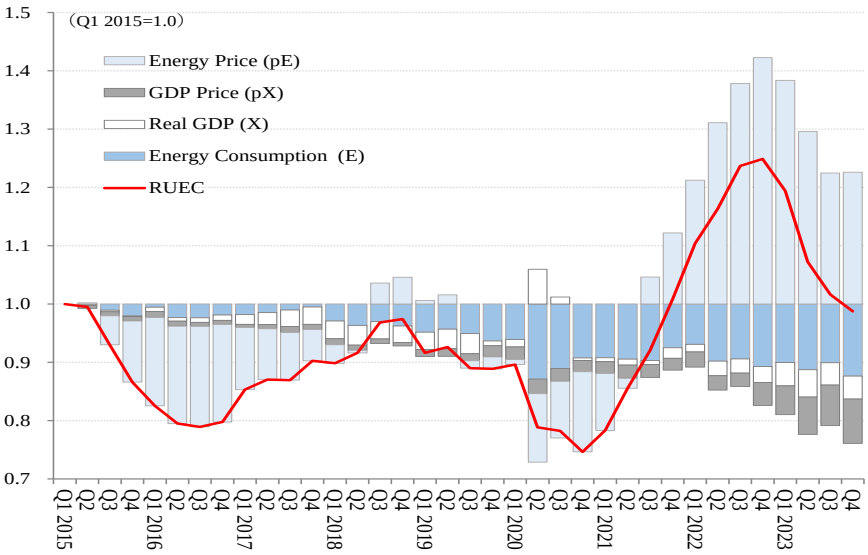
ドイツ連邦統計局の速報によれば、2023 年の経済成長率はマイナス 0.3%となった（Statistisches Bundesamt 2024）。ドイツの憲法裁判所は 2023 年 11 月 15 日、新型コロナウイルス対策向けの未使用金 600 億ユーロを再生可能エネルギー補助金、高効率住宅、半導体生産、エネルギー多消費企業への支援策などに振り向けることを認めない判決を下し、厚い政府支援を見込んでいた脱炭素政策も暗礁に乗り上げている（ロイター 2023）。空洞化による喪失をグリーン需要の拡大によって穴埋めすることもできず、ドイツ政府は 2024 年 2 月に入り、これまで 1.3%の回復を見込んでいた 2024 年の成長率見通しを 0.2%へと、大幅に下方修正したと報道された（Euractiv 2024）。しかし、ドイツ商工会議所は 2 月 15 日、2024 年のドイツの経済成長率を（2023 年をさらに下回る）マイナス 0.5%との見通しを示している。成長への重荷の要因として、エネルギー価格の高騰、官僚主義、熟練労働者の不足、内需の低迷を掲げている（ロイター 2024）。

33 空洞化の把握は難しいが、そのひとつの分析は第 3.3 節を参照されたい。



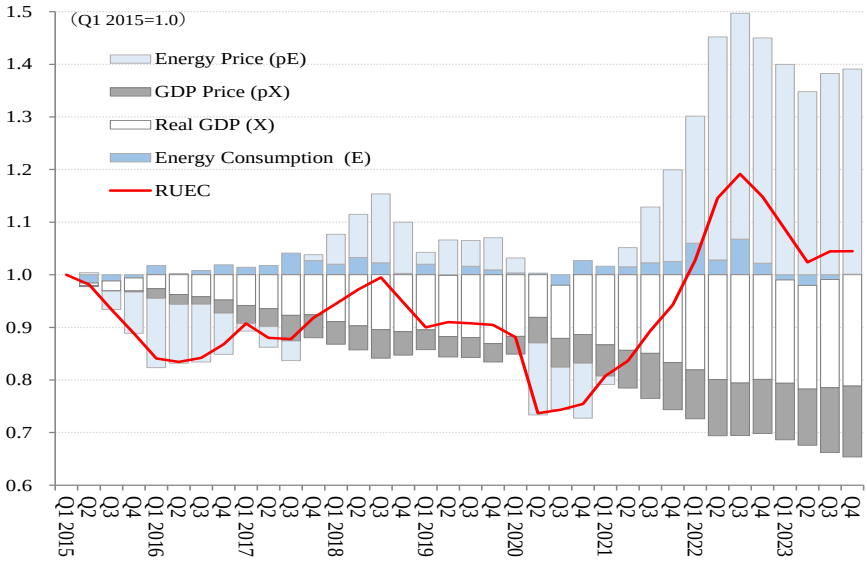
単位：2015 年第 1 四半期=1.0（2015 年第 1 四半期–2023 年第 4 四半期）。出典：Nomura and Inaba (2024).

図 3.2.6-3　中国における直近の RUEC とその変化要因



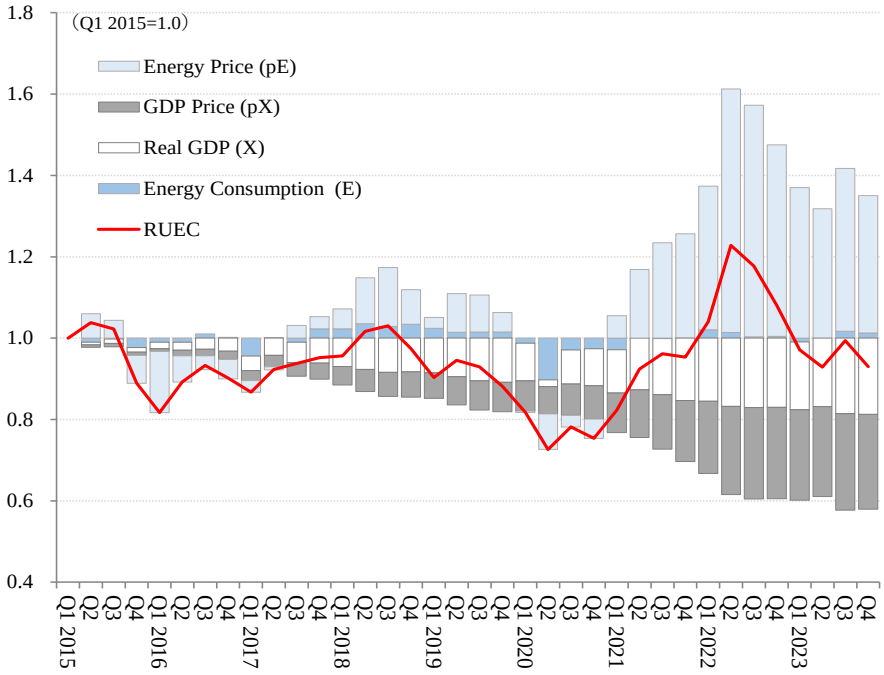
単位：2015 年第 1 四半期=1.0（2015 年第 1 四半期–2023 年第 4 四半期）。出典：Nomura and Inaba (2024).

図 3.2.6-4　日本における直近の RUEC とその変化要因



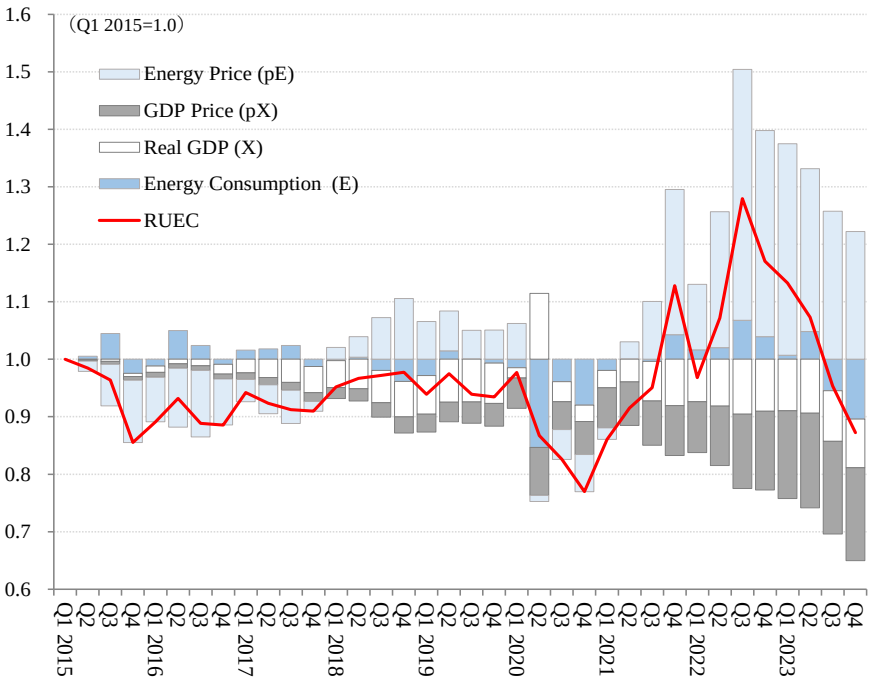
単位：2015 年第 1 四半期=1.0（2015 年第 1 四半期–2023 年第 4 四半期）。出典：Nomura and Inaba (2024).

図 3.2.6-5　韓国における直近の RUEC とその変化要因



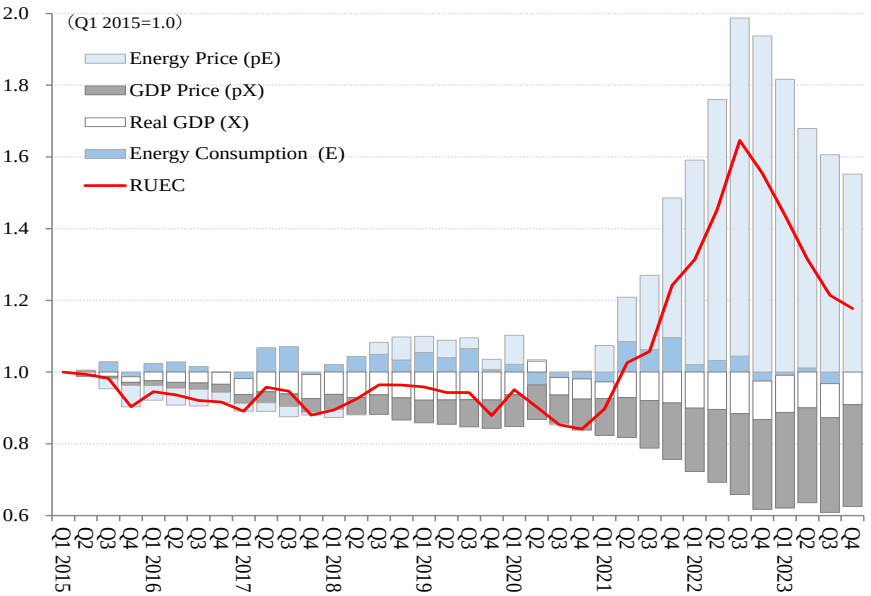
単位：2015 年第 1 四半期=1.0（2015 年第 1 四半期–2023 年第 4 四半期）。出典：Nomura and Inaba (2024).

図 3.2.6-6　米国における直近の RUEC とその変化要因



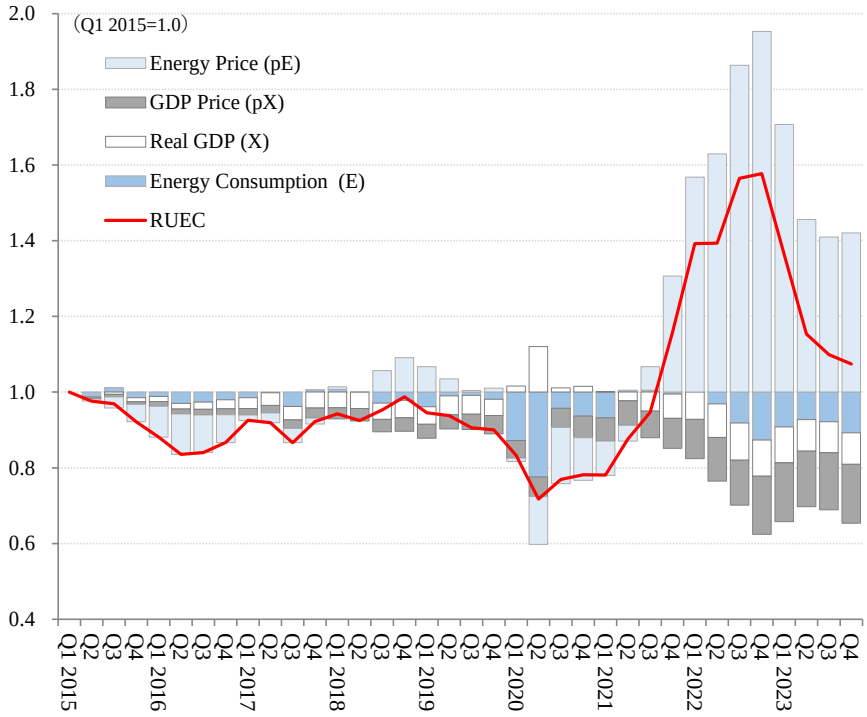
単位：2015 年第 1 四半期=1.0（2015 年第 1 四半期–2023 年第 4 四半期）。出典：Nomura and Inaba (2024).

図 3.2.6-7　フランスにおける直近の RUEC とその変化要因



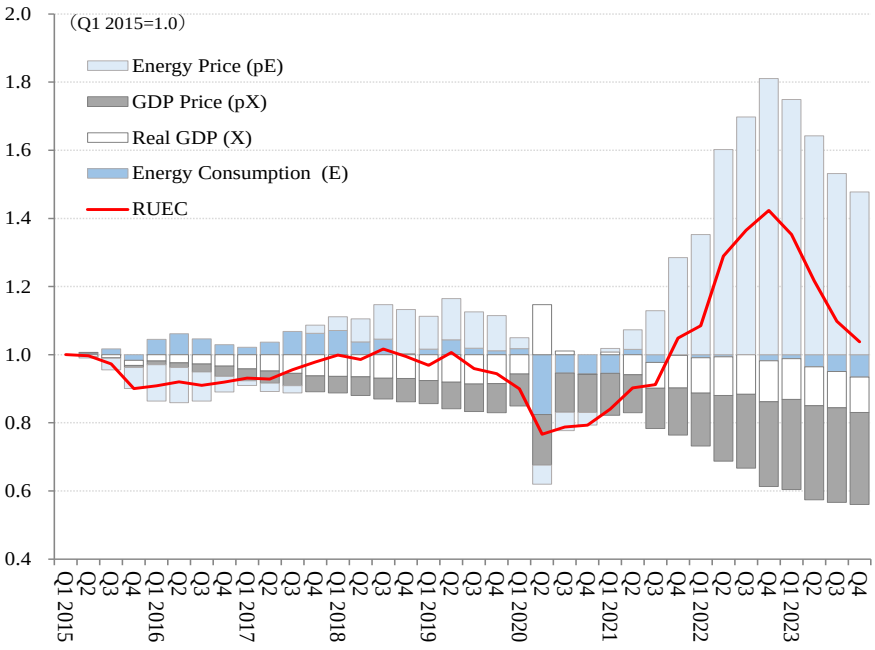
単位：2015 年第 1 四半期=1.0（2015 年第 1 四半期–2023 年第 4 四半期）。出典：Nomura and Inaba (2024).

図 3.2.6-8　ドイツにおける直近の RUEC とその変化要因



単位：2015 年第 1 四半期=1.0（2015 年第 1 四半期–2023 年第 4 四半期）。出典：Nomura and Inaba (2024).

図 3.2.6-9　イタリアにおける直近の RUEC とその変化要因



単位：2015 年第 1 四半期=1.0（2015 年第 1 四半期–2023 年第 4 四半期）。出典：Nomura and Inaba (2024).

図 3.2.6-10　英国における直近の RUEC とその変化要因

3.2.7 結び

第 3.2 節では日本経済における長期の実質単位エネルギーコスト（RUEC）とその日米格差の測定により、エネルギー価格高騰に対する日本経済の耐性評価をおこなってきた。測定結果によれば、米国でのシェール革命の恩恵が観察される 2009 年以降より日米の RUEC 格差は急速に拡大しており、近年では日本は米国に比して 40%ほど高い RUEC に直面する。日米格差が拡大した要因は、両国におけるエネルギー生産性格差の縮小と実質エネルギー価格差の拡大との両面による。近年、米国の EPI は高く、エネルギー生産性水準における日本の優位性はこの 20 年で半減した。拡大した日米 RUEC 格差は、かつての高度経済成長期におけるピークの水準に接近するものである。

日本経済のエネルギー価格高騰に対する耐性はオイルショック後に改善してきたが、この 20 年間に再び脆弱化している。日本の RUEC が上昇へと転じた転換点は 1990 年代半ばである。それは大きく 2 つの変化を反映している。第一の変化は、第一次オイルショック後から上昇へと転じた実質エネルギー価格の上昇率が、第 II 期（1973–95 年）から第 III 期（1995–2019 年）にかけてさらに高まったことである。これは同期間に名目エネルギー価格の上昇率が半分以下にまで低下したものの、第 III 期に賃金率の下落によってアウトプット価格（付加価値価格）が低下し、デフレ型の実質エネルギー価格の上昇をもたらしたことによる。デフレ型の RUEC 上昇は、エネルギー多消費型産業への直接的な影響よりも、広範な産業においてエネルギー価格高騰への耐性を脆弱化させる影響を持っている。

第二の要因は、EPI の低迷である。第 II 期から第 III 期にかけて実質エネルギー価格の上昇が逓増したにもかかわらず、EPI は逓減している。その詳細は野村（2021）で指摘されるように、安価に利用できる未導入の省エネ技術が限定されるなかで、エネルギー生産性の改善により RUEC 上昇を抑制するような効果は、実質エネルギー価格が上昇しようとも限定的なものとなっていることである。

また 2000 年後半からの日本経済に観察される EPI の回復は、あらためてその質が問われなければならないだろう。第 3.2 節の分析によれば、エネルギー投入を軸とした日本経済の構造変化の基調として、一単位のエネルギーの投入によってより多くの資本サービスの提供を可能とするような技術変化（資本エネルギー比率（K/E）の上昇）である「エネルギーに対する資本深化」と、一単位の労働がより多くのエネルギー投入を利用するような技術変化（労働エネルギー比率（L/E）の低下）としての「エネルギーに対する労働浅化」が進行している。労働浅化は、外部からのエネルギー利用を拡大することによって、労働サービスによる生産力を高めていく技術変化であり、それは（多くの場合は資本蓄積を仲介者として）労働生産性の改善を実現する大きな原動力であった。しかし 2000 年代前半からの日本経済では、むしろ「労働浅化の逆行」（L/E の上昇）が見いだされる。それは賃金率が低下するデフレ経済のもとで、労働から資本への代替が抑制され、労働生産性の改善が停滞したことを示唆している。言い換えれば、近年の EPI の回復には、労働生産性の改善を犠牲とした効果が含まれている。

日本経済が長期的にゼロエミッション電源へのエネルギー転換の実現を目指すとしても、実現には数十年を要する。その移行期間は必ずしも現在地と目的地との直線上

に位置づけない、過渡的な戦略が必要であろう。2017 年 1 月からは、日本でも米国からのシェールガス由来の LNG の輸入が始まった。輸入調達先の多様化としての効果や日米貿易不均衡を緩和させる効果が期待されていたものの、その輸入価格は同月に到着した東南アジアや豪州産の LNG の平均値よりも 6–7 割高であったという[34]。

短期・スポット市場の整備や LNG 備蓄の拡大などにより、輸入価格の低下に向けた今後の努力も期待されるが、RUEC の抑制に向けて重要なことは、原子力や石炭利用を含めた適切なエネルギーミックスの構築を継続していくことである。再エネ拡大は化石燃料への依存度を低下させるが、国内では依然として高い発電コストに加え、その蓄積に伴い需給調整や系統増強のためのコスト負担を増大させる。それは日本経済の直面する実質エネルギー価格を世界レベルからさらに大きく乖離させ、産業競争力を削いでいく。拙速なエネルギー転換によって RUEC を高めれば、海外での供給障害や急な需要拡大によって導かれる原油・LNG の価格高騰時におけるダメージは大きなものとなり、日本経済の抱えるリスクとなる。

また第 III 期（1995–2019 年）の RUEC 上昇は、名目エネルギー価格の上昇よりも、むしろ産出価格の低下という日本経済の国内要因を源泉とする。長期化するデフレ経済は、エネルギー価格高騰に対する脆弱性も増大させてきた。労働生産性の改善を通じて賃金率を高め、2000 年代初めから進行する「労働浅化の逆行」を修正しなければならない。そのためには収益性の高い国内投資の拡大が求められる。

規制的な省エネ政策や環境自主行動計画（2013 年度からは低炭素社会実行計画、2021 度よりカーボンニュートラル行動計画）などによるエネルギー消費抑制的な行動制約は、国内生産拡張への投資を躊躇させ、海外へと向かわせる懸念は大きい。時間をかけてより安価になっていく省エネ技術は、政策支援（補助金）により（省エネの）前倒しなどせずとも将来的には資本へと体化され、省エネ効果は自ずと経済体系に組み込まれていく性格がある。日本経済が労働浅化を逆行させるような技術変化の継続を強いるならば、労働生産性と経済成長とを犠牲とするものとなろう。

パンデミック後、2021 年からのパンデミックからの世界的な需要回復、2022 年のロシアによるウクライナ侵攻、そして 2023 年ではドイツの脱原発などによるエネルギー価格高騰を受けて、経済耐性の脆弱性は大きく悪化した。日本や韓国における RUEC の上昇は、―補助金などの政府の介入によるエネルギー価格の抑制をした後であっても―両国経済のエネルギー価格高騰に対する脆弱性を大きく高めるものとなっている。他方、ドイツ、イタリア、英国の RUEC 上昇は日韓両国の上昇を 2 倍ほど上回る激変となった。これほどのエネルギー価格の高騰と RUEC の急上昇をもたらした欧州諸国によるエネルギー環境政策の失敗は、実体経済への悪影響としてすでに顕在化している。日本は電力を中心としたエネルギー価格を、一時的な補助金ではなく、抜本的に低廉化する必要性がある。

34「米シェール輸入開始－LNG 価格抑える取引力急務」『日経産業新聞』 2017 年 3 月 9 日。

3.2.8 補論 A：生産性統計におけるエネルギー勘定

本節の産業別エネルギー消費量は、1955 年を開始年次とする長期産業別生産性統計（KEO Database: KDB）における長期時系列産業連関表（供給使用表: KDB-SUT）と整合して構築された、エネルギー消費表（KDB-E）に基づいている。KDB は内閣府経済社会総合研究所（2023）によって構築される日本の国民経済計算体系（Japanese System of National Accounts: JSNA）との整合性を保持しながら拡張・構築されており、JSNA（2015 年基準）に基づいて 1955 年までの長期遡及がおこなわれている。そのフレームワークと測定に関する詳細は黒田・新保・野村・小林（1997）、野村（2004）、Jorgenson and Nomura（2005）を参照されたい。

一般に、経済統計では電力など二次エネルギーへの転換のためのエネルギー消費と最終消費されるそれが識別されておらず、エネルギー消費構造の分析における障害となっている。また数%のコストシェアしか持たないエネルギーでは、名目値を制約として変動の大きな価格指数から実質値を評価するようなアプローチでは、エネルギー生産性の測定指標が大きく荒れてしまう。改善のためには、エネルギーの分類を細分化したうえで、物量と価格指数から名目金額を先決するような生産性勘定の構築が求められる。

エネルギー統計ではエネルギー消費構造が詳細に描写されるが、そのアウトプットである産出量との関係性、また同時に利用される別のインプットである資本や労働との関係性など、生産過程の全体としての把握はできない。またエネルギー統計はもっぱら物量であり、その背景にある価格やコストとしての理解へと接近することもできない。経済統計の中に織り込むことにより、エネルギー消費を経済成長の文脈のもとで理解することが可能となる。

しかし、両統計における産業分類概念の相違も大きい。KDB-E では、産業分類を経済統計における活動分類に基づきながら、同時にエネルギー統計における物量・熱量としての詳細な消費構造との整合性を可能なかぎり維持しつつ、名目値としての KDB-SUT とのバランスを保持している。利用するエネルギー統計は、「総合エネルギー統計」（経済産業省）および『EDMC エネルギー・経済統計要覧』（日本エネルギー経済研究所計量分析ユニット 2023）、また「産業連関表」（総務省）付帯表の「物量表」である。

KDB-E は、高炉ガスや転炉ガス、自家蒸気など副産物の発生と投入を含む、エネルギー転換部門における中間消費（37 のエネルギー種別）とすべての部門における最終消費（27 のエネルギー種別）の名目金額表（以下の A 表）、物量表（B 表）および熱量表（C 表および D 表）から構成されている。エネルギー統計と経済統計の接合のため、いくつかの調和がおこなわれている。たとえば、経済統計では日本の経済主体が消費した国際航空輸送や外洋輸送なども国内生産として含まれ、そのために海外で消費（特殊貿易（輸入））したエネルギー消費も計上されている。「総合エネルギー統計」ではそれを含まないため、KDB-E の最終エネルギー消費量のほうが大きな値となる。

また自家蒸気の投入に関しては、日本のベンチマーク産業連関表においては明示的な金額評価がされていない。しかし KDB-E では、「総合エネルギー統計」に計上され

る産出と投入における主体の差異を考慮し、最終エネルギー消費としての自家蒸気の投入についても金額評価をおこなっている。そうした概念変更によって、現行の産業連関表に対して、自家蒸気の産出主体における粗生産額が増加し自家消費（中間投入）されることによって付加価値率は低下する傾向となる。長期時系列 KDB-SUT ではそうした調整をおこなうことで、エネルギー統計との整合性が保持されている。

表 3.2.8-1　エネルギー・生産体系分析用データ（ＫＤＢ－Ｅ）

A. 金額表
（単位：100万円）

		産業(j)の中間需要 1.農業 ・・・ 36.電力 ・・ 46.公務	最終需要(f) 47.家計消費(H)	48.在庫純増(Z)	49.輸出(E)	50.(控除)輸入(M)	51.輸入品商品税(TM)	52.国内生産
エネルギー種(i)	[転換部門]中間消費(T) 1.原油 ・ ・ ・ 34.自家蒸気(発生) 35.水力 36.原子力 37.その他再エネ	$P_{ij}E^{T}_{ij}$	0			$P_{if}E^{T}_{if}$		$P_iE^{T}_{i}$
		0				0		
	最終消費(C) 1.原油 ・ ・ ・ 27.自家蒸気(投入)	$P_{ij}E^{C}_{ij}$	$P_{if}E^{C}_{if}$					$P_iE^{C}_{i}$

B. 物量表
（単位：エネルギー種別固有単位）

		産業(j)の中間需要 1.農業 ・・・ 36.電力 ・・ 46.公務	最終需要(f) 47.家計消費(H)	48.在庫純増(Z)	49.輸出(E)	50.(控除)輸入(M)	51.輸入品商品税(TM)	52.国内生産
エネルギー種(i)	（転換部門）中間消費(T) 1.原油 ・ ・ ・ 34.自家蒸気(発生) 35.水力 36.原子力 37.その他再エネ	E^{T}_{ij}	0			E^{T}_{if}	0	E^{T}_{i}
	最終消費(C) 1.原油 ・ ・ ・ 27.自家蒸気(投入)	E^{C}_{ij}	E^{C}_{if}					E^{C}_{i}

C. 熱量表
（単位：10^{10}kcal）

		産業(j)の中間需要 1.農業 ・・・ 36.電力 ・・ 46.公務	最終需要(f) 47.家計消費(H)	48.在庫純増(Z)	49.輸出(E)	50.(控除)輸入(M)	51.輸入品商品税(TM)	52.国内生産
エネルギー種(i)	（転換部門）中間消費(T) 1.原油 ・ ・ ・ 34.自家蒸気(発生) 35.水力 36.原子力 37.その他再エネ	$c_iE^{T}_{ij}$	0			$c_iE^{T}_{iM}$	0	$c_iE^{T}_{i}$
	最終消費(C) 1.原油 ・ ・ ・ 27.自家蒸気(投入)	$c_iE^{C}_{ij}$	$c_iE^{C}_{iH}$	$c_iE^{C}_{if}$				$c_iE^{C}_{i}$

D. 熱量表（一次エネルギー換算）
（単位：10^{10}kcal）

		産業(j)の中間需要 1.農業 ・・・ 36.電力 ・・ 46.公務	最終需要(f) 47.家計消費(H)	48.在庫純増(Z)	49.輸出(E)	50.(控除)輸入(M)	51.輸入品商品税(TM)	52.国内生産
エネルギー種(i)	（転換部門）中間消費(T) 1.原油 ・ ・ ・ 34.自家蒸気(発生) 35.水力 36.原子力 37.その他再エネ	$\varepsilon_i c_i E^{T}_{ij}$	0			$\varepsilon_i c_i E^{T}_{iM}$	0	$\varepsilon_i c_i E^{T}_{i}$
	最終消費(C) 1.原油 ・ ・ ・ 27.自家蒸気(投入)	$\varepsilon_i c_i E^{C}_{ij}$	$\varepsilon_i c_i E^{C}_{if}$	$\varepsilon_i c_i E^{C}_{if}$				$\varepsilon_i c_i E^{C}_{i}$

参考文献（第 3.2 節に関するもの）

1) Castro-Alvarez, F., Vaidyanathan, S., Bastian, F., & King, J. (2018). *The 2018 International Energy Efficiency Scorecard*. American Council for an Energy-Efficient Economy (ACEEE). Report I1801.
2) Energy Information Administration (2018) *Annual Energy Outlook 2018*, the U.S. Energy Information Administration.
3) Euractiv (2024) "Germany Doing 'Dramatically Bad', Economy Minister Says as Government Prepares to Slash GDP Forecast," February 15.
4) European Commission (2014) *Energy Economic Developments in Europe*, European Economy 1, Brussels: European Commission.
5) Eurostat-OECD (2012) *Eurostat-OECD Methodological Manual on Purchasing Power Parities, 2012 edition*, Eurostat Methodologies and Working Papers, European Union/OECD.
6) Gillingham, Kenneth, Richard G. Newell and Karen Palmer (2009) "Energy Efficiency Economics and Policy", *Annual Review of Resource Economics*, Vol.1, No.1.
7) IEA-PVPS (2020) "Trends in Photovoltaic Applications 2020," Report IEA-PVPS T1-38: 2020.
8) Jorgenson, Dale W. and Koji Nomura (2005) "The Industry Origins of Japanese Economic Growth," *Journal of the Japanese and International Economies*, Vol.19, No.4.
9) Jorgenson, Dale W., Koji Nomura and Jon D. Samuels (2016) "A Half Century of Trans-Pacific Competition: Price Level Indices and Productivity Gaps for Japanese and U.S. Industries, 1955–2012," in D. W. Jorgenson, et al. (eds.) *The World Economy – Growth or Stagnation?*, Cambridge: Cambridge University Press, Chap.13.
10) Kallakuri, Chetana, Shruti Vaidyanathan, Meegan Kelly and Rachel Cluett (2016) "The 2016 International Energy Efficiency Scorecard," American Council for an Energy-Efficient Economy (ACEEE), Report E1602.
11) Kaltenegger, Oliver, Andreas Löschel, Martin Bikowski and Jörg Lingens (2017) "Energy Costs in Germany and Europe: An Assessment Based on a (Total Real Unit) Energy Cost Accounting Framework," *Energy Policy*, Volume 104.
12) Konishi, Yoko and Koji Nomura (2015) "Energy Efficiency Improvement and Technical Changes in Japanese Industries, 1955-2012," RIETI Discussion Paper Series 15-E-058.
13) Murtishaw, Scott and Lee Schipper (2001a) "Energy Saving and Structural Changes in the US Economy: Evidence from Disaggregated data Using Decomposition Techniques," Lawrence Berkeley National Laboratory, Berkeley, CA, LBNL-48786, September.
14) Murtishaw, Scott and Lee Schipper (2001b) "Disaggregated Analysis of US Energy Consumption in the 1990s: Evidence of the Effects of the Internet and Rapid Economic Growth," *Energy Policy*, Vol.29, Issue 15.
15) Nemet, Gregory (2006) "Beyond the Learning Curve: Factors Influencing Cost Reductions in Photovoltaics," *Energy Policy*, Vol. 34, No. 17.
16) Nomura, Koji (2023) *Energy Productivity and Economic Growth—Experiences of the Japanese Industries, 1955–2019*, Springer.

17) Nomura, Koji and Sho Inaba (2024) “Real Energy Cost Differentials of Eight Industrialized Countries: High-Frequency Indicators and Recent Trends,” *RCGW Discussion Paper,* Research Center of Global Warming, Research Institute of Capital Formation, Development Bank of Japan, forthcoming.
18) Nomura, Koji, Kozo Miyagawa and Jon D. Samuels (2019) “Benchmark 2011 Integrated Estimates of the Japan-U.S. Price Level Index for Industry Outputs,” in B. M. Fraumeni (eds.) *Measuring Economic Growth and Productivity–Foundations, KLEMS Production Models, and Extensions*, London: Academic Press, Chap.12.
19) Smil, Vaclav (2017) *Energy and Civilization: A History*, Cambridge: The MIT Press. （塩原通緒訳『エネルギーの人類史』青土社、2019 年）.
20) Statistisches Bundesamt (2024) “Gross Domestic Product Down 0.3% in 2023,” Press release No. 019 of 15 January.
21) World Bank (2014) *Purchasing Power Parities and Real Expenditures of World Economies: Summary of Results and Findings of the 2011 International Comparison Program*, Washington, D.C.: World Bank.
22) World Bank (2020). *Purchasing Power Parities and the Size of World Economies: Results from the 2017 International Comparison Program*. Washington, D.C.: World Bank.
23) 経済産業省（2015）「長期エネルギー需給見通し」7 月.
24) 黒田昌裕・新保一成・野村浩二・小林信行（1997）『KEO データベースー産出および資本・労働投入の測定ー』慶應義塾大学産業研究所.
25) 資源エネルギー庁（2008）『平成 18 年度エネルギーに関する年次報告（エネルギー白書 2007）』経済産業省 資源エネルギー庁.
26) 内閣府経済社会総合研究所（2023）『2022 年度（令和 4 年度）国民経済計算年報』内閣府.
27) 日本エネルギー経済研究所計量分析ユニット (2023) 『EDMC エネルギー・経済統計要覧』省エネルギーセンター.
28) 野村浩二（2004）『資本の測定ー日本経済の資本深化と生産性』慶應義塾大学出版会.
29) 野村浩二（2021）『日本の経済成長とエネルギー：経済と環境の両立はいかに可能か』慶應義塾大学出版会.
30) 野村浩二・稲場翔（2023）「実質的なエネルギーコスト負担に関する高頻度指標の開発―月次 RUEC とその変化要因―」*RCGW Discussion Paper*, No. 68, 日本政策投資銀行設備投資研究所地球温暖化研究センター.
31) 野村浩二・稲場翔・吉田満咲（2024）「エネルギーコストモニタリング（ECM）」慶應義塾大学産業研究所野村研究室，2024 年 1 月 31 日.
32) 星野優子（2012）「日本の製造業業種別エネルギー需要の価格弾力性の推計ー国際比較のための分析枠組みの検討ー」『エネルギー・資源』Vol.34, No.1.
33) ロイター（2023）「ドイツ憲法裁判決、来年の経済成長 0.5％押し下げも＝経済省筋」11 月 17 日.
34) ロイター（2024）「ドイツ経済成長率、2024 年はマイナス 0.5％に＝商工会議所」2 月 16 日.

3.3 間接的な電力輸入の拡大

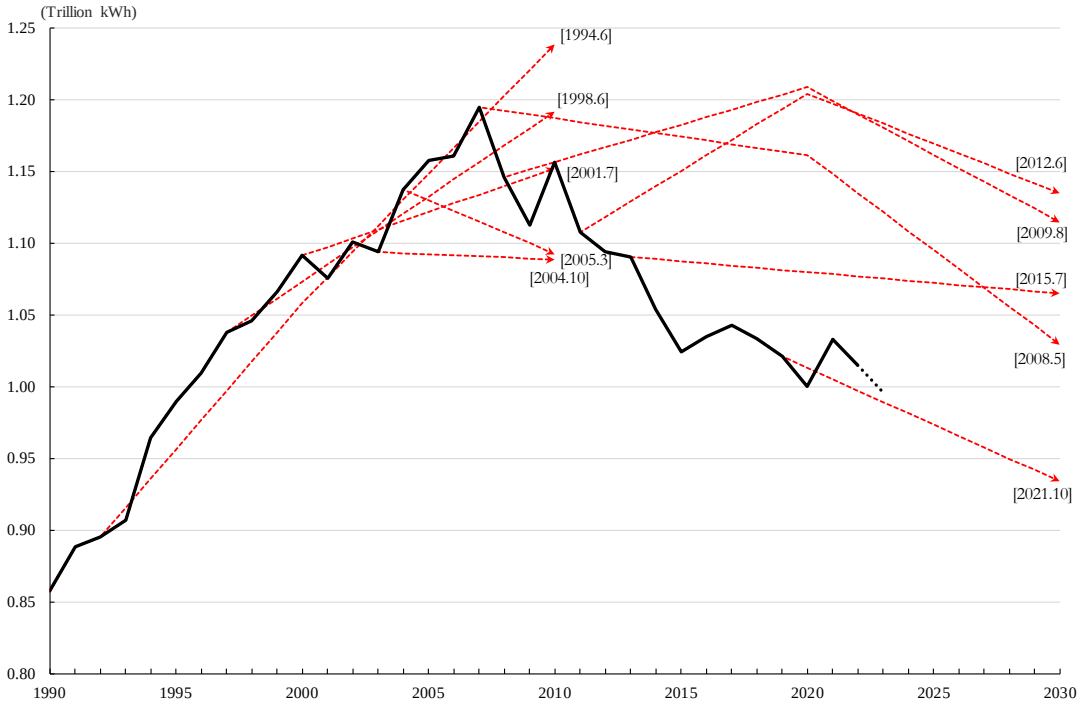
3.3.1 政策評価と現実の乖離

20 世紀を通じ、日本は欧米諸国に比して常に高いエネルギー価格に直面してきた。第一次オイルショックによる原油価格の高騰、気候変動問題への対応のため、日本はさまざまな省エネ政策を先進諸国にならい、またときに先んじて取り組んできている。省エネは、安価な技術的手段が存在するときには企業や家計に利益をもたらすものである一方、技術的な裏付けもなくその推進を図るならば、企業や家計の経済活動を制約する懸念は大きい。長期的には、多国籍企業であれば生産拠点を海外へと移していくかもしれないし、また中短期的にも国内生産を輸入で代替しながらエネルギー消費量を低下させるかもしれない。

オイルショック後、すでに半世紀が経過する中で、またとくに 1990 年代からは地球温暖化問題への対応が迫られる中で、日本経済は大きな構造変化を迎えていると考えられる。過去に政府が実施してきた電力需要見通しと、現実に実現した需要との乖離を比較することは、日本経済における近年の電力需要低迷の要因を探索することとも重なる。経済産業省は、これまで数年に一度「長期エネルギー需給見通し」（以下、需給見通し）として、10 年から 20 年ほど先のエネルギーと電力の需給予測を実施してきた。それは合理的な予測でなければ電力会社の供給計画として意味があるものではない。1970 年代や 1980 年代、日本経済において事後的に実現されるエネルギー・電力需要は、需給見通しによる予測値を下回る傾向にあった。言い換えれば、十分な供給力の確保を目的とするように、需給見通しは将来需要を過大に推計する傾向にあった。

1990 年代後半は大きな転機となる。1997 年 12 月には京都で気候変動枠組条約第 3 回締約国会議（COP3）が開催され、気候変動への対応が政府によって重要な政策課題となった。そのことは、将来の電力需給の姿が、温室効果ガス排出抑制という政策ターゲットと不可分となったことを意味している。よってそれは、排出削減に制約され野心的な省エネ目標を織り込んで、電力需要のターゲットを過小に設定させるような誘因を与えている。図 3.3.1-1 は、1990 年代後半以降からの経産省や日本政府による電力需要の見通しについて、それぞれの策定年次からの見通し（矢印点線）と、その後の実績値（実線）を比較したものである。なお実績ではないが 2023 年値については、2024 年 1 月 31 日に公表された ECM（エネルギーコストモニタリング）による速報値により、破線で表示している（野村・稲場・吉田 2024）。

図 3.3.1-1 にみるように、予測値と実績値との関係性は、2000 年代後半を境として大きく傾向が異なっている。その前半期、1998 年から 2005 年までの需給見通しが目指すようには、現実の電力需要（実線）は減少しなかった。当時においても政府は省エネ・節電の進展を必ずしも楽観視していたわけではないが、京都議定書の求める温室効果ガス排出抑制ターゲットのもと、原子力や再エネなど低炭素電源の拡大によって補うことのできない排出分は、最終的に電力需要の縮小という目標へと押し付けられてきた性格がある。



単位：1 兆 kWh（発電端、自家発電を含む）。注：Nomura（2023）からの更新値。点線は日本政府による電力需要見通しの予測値（括弧内は公表時点）、実線は日本エネルギー経済研究所計量分析ユニット（2023）による実績値（1990–2021 年度）と 2023 年値の点線は ECM（野村・稲場・吉田 2024）による。需給見通しにおいて複数シナリオが設定されている場合は、そのもっとも野心的なシナリオによる評価を示している（自家発電の包含など公開資料から不明な部分に関しては一部推計値を含む）。なお需給見通し策定時に利用可能なデータは前年値までなどといった制約があるため、公表時点の 1–2 年前から現実値とは乖離がある。

図 3.3.1-1　電力需要実績と政府の見通し（1990–2023 年）

比喩的に言えば、釣り竿の先端の位置を（効率改善なきままのベースラインとしての）将来におけるエネルギー需要量とし、先端から針までの釣り糸の長さをエネルギー生産性改善（Energy Productivity Improvement：EPI）による削減量とすれば、その両者が科学的に推計されるならば、針に装着された餌の位置（効率改善後のエネルギー消費量）は自ずと定まる。しかしこのとき、餌は水面より上に位置するかもしれない。まず魚は釣れないように、政策目標に満たない状態である。

CO_2 排出量として数量的なターゲットを持つエネルギー環境政策では、水面を下回る餌の位置は野心的な政策ターゲットとして先決され、釣り竿の先端からの距離を調整するために、その科学的な予測値を超えて「不釣り合いに長い糸」（過度の省エネ目標）が設定されてきたのである。

大きな転機期は 2000 年代後半、世界金融危機の前後である。戦後最大のマイナス成長を記録した日本経済において、電力需要は急激に縮小した。2008 年および 2009 年の需給見通し自体は野心的な政策ターゲットとみなされていたものの、図 3.3.1-1 にみるように実際の電力需要はさらに減少した。2011 年の福島第一原子力発電所事故後には、

原発への依存度の縮小という新たな制約が加わり、大幅な再エネの推進とともに、電力需要の縮小に向けてより強い圧力が加えられるものとなった。そうした野心的な節電・省エネ目標は、世界金融危機からの回復と震災後の復興需要の拡大により、実現は困難なものとして捉えられることも多かったが、そうした悲観論をよそに、現実の電力需要は政策目標を上回るスピードで減少している（図 3.3.1-1）。この転換期は、日本経済に大きな構造変化があったことを暗示するものであろう。

エネルギー多消費的な中間財部品などの国内生産品を輸入品へ切り替えることや、輸出向けの財の加工における最終工程を（消費地に近い）海外生産へとシフトすることで、マクロや産業レベルでのエネルギー生産性指標は、見かけ上は改善したように見える。政府は省エネ法における規制措置などの進捗評価として、化学業やセメント業では 2008 年以降にエネルギー消費原単位が減少傾向にあると評価する（資源エネルギー庁 2020b）。しかし、そうした減少のすべてをエネルギー生産性改善（EPI）とみなせば、省エネ政策の効果を過大評価するものとなろう。

1990 年代からのグローバル化の進展、2000 年代後半の世界金融危機や、その後の東日本大震災を契機としたグローバルなサプライチェーンの見直しは、日本経済におけるエネルギー消費構造にも大きな影響を与えてきたと考えられる。それはマクロや産業レベルにおける測定では把握することの難しい、生産物レベルで生じた変化である。

第 3.3 節では電力を対象とし、日本経済における電力消費の輸入依存度の測定を通じて、電力消費的な財の国内生産から海外生産へのシフトを評価する。測定期間は 1960 年代から、2023 年 9 月に公表された「2020 年延長産業連関表」（経済産業省 2023）までの 60 年間である[35]。

国際的な送電網に接続しない日本では、電力消費における直接的な輸入依存はゼロである[36]。しかし、電力多消費的な中間財や最終財の国内生産を縮小し、それを輸入財へと切り替えることは、間接的に電力を輸入しているものと解される。それは統計では直接に観察されない変化である。本節では財と財との間の相互依存関係を描写する産業連関におけるレオンチェフ生産体系に基づき、経済体系におけるすべての間接的な電力輸入量を評価するための指標として「実効輸入依存度（effective import dependency: EID）」を構築する。

一国経済における間接的な電力輸入依存を示す EID の変化は、中間財や最終財の輸入係数とともに、最終需要構造（家計消費や設備投資などのシェアやその財・サービスの構成）の変化にも依存している。そうした影響の抽出のため、第 3.3 節では EID 指標に加えて、すべての電力投入についてそれを誘発する源泉となる最終需要へと紐づけた指標として、「需要源泉依存度（ultimate demand sources: UDS）」が構築される。電力はほぼすべての生産プロセスに投入されるが、そうした電力の中間消費は究極的にはなんらかの最終需要（家計消費や設備投資、あるいは輸出など）によって誘発されたものと考えられる。小売電気事業者は直接の需要者を知るものの、その電力需要

35 第 3.3 節は野村（2021 第 5 章）における 2015 年までの測定値から、2023 年 9 月に公表された「2020 年延長産業連関表」（経済産業省 2023）に基づく推計値を加え、2023 年度 ALPS III 経済 WG での議論に基づき、そのインプリケーションに関する加筆および改訂をおこなっている。

36 わずかに統計上、日本の居住者による海外での電力消費が輸入（直接購入）として計上されるに過ぎない。

が何に紐づいて誘発されたものかは知らない。たとえばホテルを直接的な電力消費者とすれば、その宿泊客が観光客なら、ホテルでの電力需要の源泉は家計消費であると理解される。もしその宿泊がビジネス利用の建設業者であるとすればその電力需要は国内の資本蓄積のためであると、また輸出する自動車メーカーの社員であれば電力消費も輸出によって誘発されたものと解されよう。あるいは鉄鋼メーカーや対企業サービス業におけるビジネス客であれば、それぞれの財・サービスの顧客へとさらに遡り、ホテルでの電力需要の帰属も先送りされる。電力 UDS は、こうして繋がる糸を手繰り寄せていき、すべての電力需要の究極的な源泉となる最終需要への依存を集約した指標である。需要の究極的な源泉を探ることは、将来需要の見通しの策定や電力価格上昇による影響評価のためにも重要な情報となる。

以下第 3.3.2 節では、産業連関分析に基づく測定のフレームワークとして、一国経済における電力 EID/UDS、最終需要項目別および商品別の電力 EID/UDS を定式化する[37]。第 3.3.3 節では、1960 年から 2015 年までのベンチマークにおける複数の接続産業連関表（接続表）および 2018 年の延長産業連関表（延長表）に基づき、電力 EID/UDS の両指標を測定していく。第 3.3 節の測定によれば、長期の日本経済において大きく 3 つの変動期が見いだされ、とくに 1995 年からの 20 年以上にわたり一国経済の電力 EID が倍増したことが指摘される。財レベルの測定によっても見いだされる間接的な電力輸入の拡大は、近年の日本経済において電力消費的な財が海外生産へとシフトしていることを意味している。野心的とも思われた節電・省エネ目標を上回る、現実経済における電力需要の低迷は、直接観察によっては見えない電力多消費的な製品の海外生産への移転というような構造変化を反映したものである。一国経済の電力 EID の変化要因に対しては、第 3.3.3(3)節および第 3.3.3(4)節における最終需要別測定、また第 3.3.3(5)節における商品別測定を通じて接近していく。第 3.3.4 節は結びとする。

3.3.2 測定フレームワーク

(1) 一国経済の EID/UDS

一国経済の産業連関表における商品別最終需要ベクトル（f）を以下のように定義する。

$$f = c + g + i + e - m, \tag{3.3.2-1}$$

ここでfは商品別最終需要の列ベクトルであり、家計消費（対家計民間非営利消費を含む）c、政府消費g、総固定資本形成（在庫純増を含む）i、輸出e、輸入mの 5 つの列ベクトルから構成される[38]。

37 財貨・サービスは SNA（国連勧告）では「生産物」（product）と称されるが、第 3.3 節では産業連関分析における慣例として「商品」（commodity）とも呼んでいる。それは財とともにサービスを含んでいる。

38 日本の産業連関表では、最終需要および付加価値ともに家計外消費支出という項目が存在する特殊な形式をとるが、第 3.3 節ではそれは中間投入へと内生化（各年次における産業連関表において分類不明と合算して部門を定義）している。

投入係数行列A（国産財と輸入財を含む）を定義したもとで、レオンチェフ生産体系（Leontief production system）は次式のように定式化される。

$$x=Ax+c+g+i+e-m. \tag{3.3.2-2}$$

レオンチェフ逆行列を

$$B=(I-A)^{-1}\ , \tag{3.3.2-3}$$

とすれば、各最終需要ベクトルに対応して直接・間接に誘発される生産量ベクトルは、次式のように推計される。

$$x^{C}=Bc,\quad x^{G}=Bg,\quad x^{I}=Bi,\quad x^{E}=Be,\quad x^{M}=Bm. \tag{3.3.2-4}$$

ここではそれを「波及生産量」と呼ぼう。波及生産量はそれぞれの最終需要を満たすように、すべてを国内生産したときの仮想的な粗生産量である。(3.3.2-4)式に定義される波及生産ベクトルによれば、(3.3.2-2)式における一国経済の生産量は次のように分解される。

$$x=x^{C}+x^{G}+x^{I}+x^{E}-x^{M}. \tag{3.3.2-5}$$

(3.3.2-5)式は、国内粗生産量（x）がその生産を誘発する最終需要項目へと紐づけて分解されることを意味している。その右辺の第 5 項では、輸入財をすべて国内生産するとした想定のもとでの波及生産量（x^{M}）を控除することで、右辺の合計は観察される国内粗生産（x）と一致する。

(3.3.2-5)式においてx^{M}を移項して、需給バランス式として次式をえる。

$$x^{C}+x^{G}+x^{I}+x^{E}=x+x^{M}, \tag{3.3.2-6}$$

(3.3.2-6)式の左辺は国内最終需要（c、g、i）および輸出需要（e）を満たすために直接・間接に必要とされる波及生産量であり、その右辺はそうした需要を満たすための国内生産と輸入による供給量として捉えられる。

導かれた(3.3.2-6)式のバランス式に基づいて、商品kの波及生産量に対する最終需要（C, G, I, E）ごとのシェアを

$$\varphi_{k}^{z}=x_{k}^{z}/\left(x_{k}+x_{k}^{M}\right),\qquad z=C,\quad G,\quad I,\quad \text{and } E \tag{3.3.2-7}$$

としよう。(3.3.2-7)式は波及生産量の一国集計値における最終需要項目別生産誘発依存度であり、各シェアの合計（$\varphi_{k}^{C}+\varphi_{k}^{G}+\varphi_{k}^{I}+\varphi_{k}^{E}$）は 1.0 である[39]。商品$k$を電力サービ

39 需要源泉依存度（UDS）は産業連関表に付随する最終需要項目別生産誘発依存度と類似するが、後者は国内粗生産量を分母とするのに対して、UDS では間接輸入による影響を描写するため波及生産量を分母として評価している。

スとすれば、家計によって消費されるすべての財とサービス（食料品や衣服などの消費財、自動車や民生用電機機器などの耐久消費財、飲食店や不動産サービスなど）の生産段階において利用される電力消費、またそれぞれの中間財・サービスの波及生産段階において利用される間接的な電力消費も、究極的には家計消費による電力生産の誘発（φ_k^{C}）としてカウントされる。本節ではそれを「需要源泉依存度」として UDS（ultimate demand sources）と呼ぶ。UDS では中間財・サービス生産におけるすべての電力消費は、その需要の源泉となる最終需要に紐づけられている。

また最終需要各項目へと紐づけた波及生産量である(3.3.2-6)式の分解により、商品kの「実効輸入依存度（effective import dependency: EID）」を以下のように定義する。

$$\varepsilon_k = x_k^{\mathrm{M}} / \left(x_k + x_k^{\mathrm{M}}\right). \tag{3.3.2-8}$$

商品kを電力サービスとすれば、一国経済のレオンチェフ生産体系に基づき定義される電力 EID は、日本経済において最終的に需要されるすべての財とサービスによって誘発される波及生産としての仮想的な電力量のうち、最終財や中間財の輸入を通じて間接的に輸入されると推計される電力量の占めるシェアである。間接的に輸入される電力消費量（x_k^{M}）は、すべての輸入財を日本国内において生産したときに直接・間接に必要とされる電力の波及生産量として評価されている[40]。

(2) 特定商品の EID/UDS

(3.3.2-8)式に定義される一国経済の EID に対して、仮想的な最終需要ベクトルを所与としたもとでの EID/UDS 指標を算定しよう。いま任意の最終需要ベクトルをzとし、その需要を満たすために誘発される国内生産量ベクトル（$x_{(z)}$）と輸入量ベクトル（$m_{(z)}$）を競争輸入モデルにより算定すれば[41]、最終需要ベクトルzに対応した仮想的な産業連関表は次式によって導かれる。

$$x_{(z)} = \mathrm{A}x_{(z)} + z - m_{(z)}. \tag{3.3.2-9}$$

(3.3.2-9)式は一国経済におけるレオンチェフ生産体系を示す(3.3.2-2)式から、仮想的な最終需要zのもとで切り出される部分的な生産体系を示しており、そこでの$m_{(z)}$は最終需要自体（z）と誘発される中間需要（$\mathrm{A}x_{(z)}$）の両者に含まれる輸入量を評価している。

(3.3.2-3)式のレオンチェフ逆行列（輸入財を含む）を用いて、(3.3.2-4)式と同様に最終需要（z）と輸入（$m_{(z)}$）おける生産波及量をそれぞれ以下のように定義する。

40 海外生産における電力消費の効率性が日本よりも劣る（一単位の生産により多くの電力を使用する）とすれば、輸入相手国における実際の生産における電力消費量はここでの算定値（x_k^{M}）を上回る。多国間の国際産業連関表によれば、そうした接近も可能であるが、商品部門定義の粗さや価格差、そして測定精度の課題は大きい。よって本節の EID は国内効率基準のもとで評価する。

41 標準的な競争輸入モデルとして、商品別に輸入係数を定義し、それを対角要素とする輸入係数行列（$\hat{\mathrm{M}}$）によって、国内波及を描くレオンチェフ逆行列$\left(\mathrm{I} - \left(\mathrm{I} - \hat{\mathrm{M}}\right)\mathrm{A}\right)^{-1}$によって国内生産量$x_{(z)}$を算定し、そのうえで必要となる中間財（および最終財）に対応した輸入ベクトル$m_{(z)}$を推計している。

$$x^{\mathrm{z}} = \mathrm{B}z, \quad x^{M}_{(z)} = \mathrm{B}m_{(z)}. \tag{3.3.2-10}$$

このもとで(3.3.2-6)式と同様な商品ごとの波及生産の需給バランス式として、

$$x^{\mathrm{z}} = x_{(z)} + x^{M}_{(z)}, \tag{3.3.2-11}$$

が導かれる。任意の最終需要zに対応した商品kの EID は、(3.3.2-8)式と同様に、

$$\varepsilon^{\mathrm{z}}_{k} = x^{M}_{(z)k} / \left(x_{(z)k} + x^{M}_{(z)k}\right), \tag{3.3.2-12}$$

として定義される。

商品kを電力サービスとし、最終需要ベクトルzとして、たとえば自動車のみの観察値(3.3.2-1)式に観察されるc、g、i、eの 4 つの最終需要ベクトルの合計）を抽出すれば（他の商品の最終需要をゼロとする)、(3.3.2-12)式は自動車という特定商品の直接・間接の生産段階を総合的に評価した電力の実効輸入依存度（EID）を示している。また同じ最終需要ベクトルzの想定のもとでは、(3.3.2-7)式によって電力生産における自動車による需要源泉依存度（UDS）が算定される。それは一国経済の電力消費量のうち、最終財としての自動車による直接・間接の生産段階に投入される電力消費量の占めるシェアを示している。言い換えれば、電力総需要のどれほどが、究極的に自動車の生産によって誘発されたものであるかを評価する指標となる。このように、最終需要ベクトルzとして特定商品を切り出したもとでの指標を「商品別 EID/UDS」と呼ぶ。

いま最終需要ベクトルzを、(3.3.2-1)式に観察されるc、g、i、eの 4 つの最終需要ベクトルとすれば、(3.3.2-8)式に定義される一国経済の EID（ε_k）は、最終需要項目別 EID（$\varepsilon^{\mathrm{z}}_{k}$）の加重平均値として次のように分解される。

$$\varepsilon_k = \sum\nolimits_{z} \varphi^{\mathrm{z}}_{k} \varepsilon^{\mathrm{z}}_{k}, \quad z = \mathrm{C}, \quad \mathrm{G}, \quad \mathrm{I}, \quad \text{and E} \tag{3.3.2-13}$$

ここでウェイトとなるφ^{z}_{k}は、(3.3.2-7)式に定義される最終需要項目別 UDS である。一国経済の EID において、任意の二期間における差分を$\Delta\varepsilon_k$とすれば、その変化要因は以下のように分解される。

$$\Delta\varepsilon_k = \sum\nolimits_{z} \left(\bar{\varphi}^{\mathrm{z}}_{k} \Delta\varepsilon^{\mathrm{z}}_{k} + \bar{\varepsilon}^{\mathrm{z}}_{k} \Delta\varphi^{\mathrm{z}}_{k}\right), \quad z = \mathrm{C}, \quad \mathrm{G}, \quad \mathrm{I}, \quad \text{and E} \tag{3.3.2-14}$$

ここで$\bar{\varphi}^{\mathrm{z}}_{k}$および$\bar{\varepsilon}^{\mathrm{z}}_{k}$は、それぞれ$\varphi^{\mathrm{z}}_{k}$および$\varepsilon^{\mathrm{z}}_{k}$の比較する二期間平均値によって定義されている。(3.3.2-14)式右辺の括弧内において、第一項は最終需要項目別 EID 変化による寄与度、第二項は最終需要項目別 UDS 変化による寄与度である。一国経済の EID 変化は、最終需要項目別の実効輸入依存度の変化と、電力需要の源泉となる最終需要構造の変化という 2 つの要因に分解される。

3.3.3 電力の実効輸入依存

(1) マクロの電力 EID

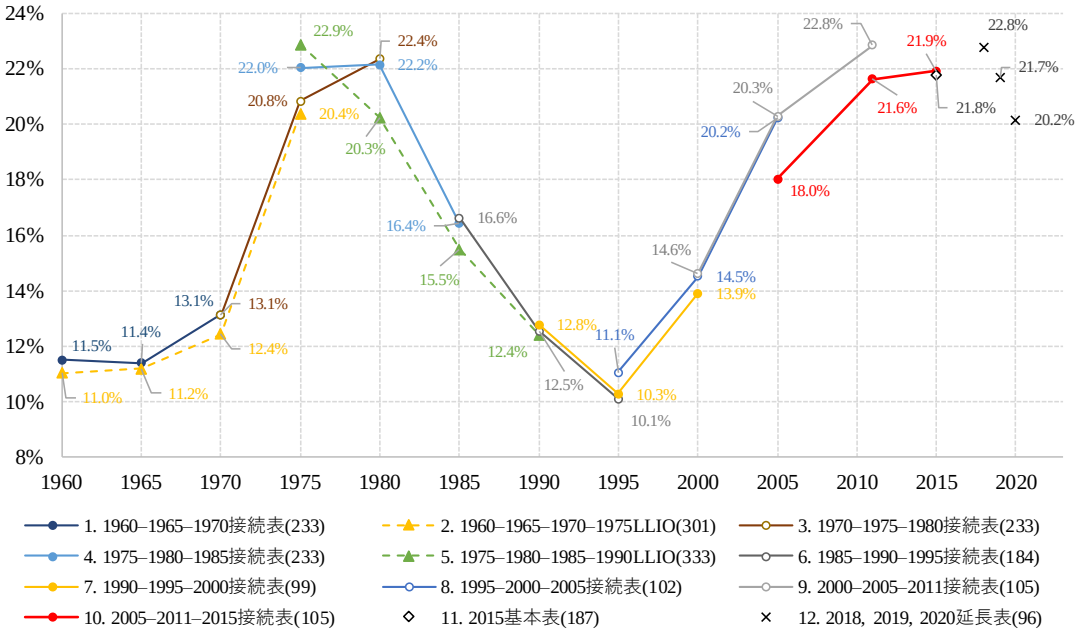
第 3.3.5 節補論 A での産業連関表（表 3.3.5-1）に基づき、(3.3.2-8)式に定義される一国経済の電力の EID 指標としての時系列的な推計値を比較したものが図 3.3.3-1 である。最新のベンチマーク年産業連関表となる 2015 年基本表（総務省 2019）の統合小分類（187 分類）に基づく測定では、一国経済の電力 EID は 21.8%と推計される。同基本表における統合中分類（107 分類）に基づく測定でもその推計値は 21.9%とほぼ類似しており[42]、電力サービスが商品として分離定義された 100 分類ほどの測定でも十分な測定精度を持っていると評価される。

EID（ε_k）は総供給量（国内生産量と輸入量の合計）に対する輸入量のシェアとして定義されており、国内生産量に対して占める実効輸入比率は$\varepsilon_k/(1-\varepsilon_k)$によって算定される。2015 年における一国経済の電力 EID 推計値（21.8%）は、間接的な電力輸入量が国内生産量の 28.1%に相応することを意味する。日本エネルギー経済研究所計量分析ユニット（2023）による当該年における電力需要量 1.02 兆 kWh（発電端）によって換算すれば、電力の間接輸入量は 2900 億 kWh ほどに相応する。言い換えれば、マクロの電力 EID としての 1 ポイントの間接輸入量の拡大は、国内電力需要を 100 億 kWh ほど減少させる効果を持っている。

利用する接続表や統合商品分類に依存して推計値に差異はあるものの、図 3.3.3-1 によればその乖離幅は 1–2 ポイントほどに留まっている。とくに乖離の大きい期間は 2005 年であり、2005–2011–2015 年接続表および 2000–2005–2011 年接続表に基づく当該年次の推計値はそれぞれ 18.0%と 20.3%である。前者の接続表では研究開発が資本化されるなど SNA 基準による概念差もあるが（脚注 56）、産業連関表としての統計概念の変更は最終需要項目における「調整項」の相違にある。輸出品に対して消費税は免税となるが、2011 年表までは輸出品の国内流通に課されている（還付される）消費税分は調整項ベクトルとして輸出ベクトルより別掲されている。しかし 2005–2011–2015 年接続表では、商品別に調整項相当額は輸出に加算され、還付される調整項相当額合計は卸売との交点でマイナス計上するものとなっている。図 3.3.3-1 における 2000–2005–2011 年接続表に基づく推計値では、調整項は輸出ベクトルへと加算されており、（後述する第 3.3.3(4)節に測定されるように）輸出財の電力 EID は相対的に大きいことから、こうした輸出の過大評価は一国経済の電力 EID を過大に評価していると解される[43]。

42 2020 年 8 月末に公表された総務省（2020）の 2005–2011–2015 年接続表（105 統合中分類）によっても、電力 EID の 2015 年推計値は 21.9%であり、2015 年基本表（総務省, 2019）による推計値とほぼ等しいことが確認される（図 3.3.3-1）。

43 1989 年に導入された消費税の税率は、ベンチマーク年ごとに 1990 年 3%、1995 年 3%、2000 年 5%、2005 年 5%、2011 年 5%、2015 年 8%である。次節以降、表 3.3.5-1（第 3.3.5 節補論 A）における接続表 7（1990–1995–2000 年表）が利用される年次では調整項の影響により電力 EID はわずかながら過大に評価されている。しかしトレンドを変えるほどの影響を持たない。



単位：%。出典：表 3.3.5-1 の接続表および基本表に基づく推計値（ただし 2018 年, 2019 年, 2020 年表のみ経済産業省(2021, 2022, 2023)による 2015 年基準の延長表に基づく)。注：各産業連関表の括弧内は分析における統合商品分類数を示している。一国経済における EID の定義は(3.3.2-8)式による。

図 3.3.3-1　日本経済における電力間接輸入比率の長期推移

こうした概念差に基づく断層の存在による 1–2 ポイントほどの測定精度の幅を認識しながらも、統計概念が原則として統一された同一の接続表内において、測定される 3 年あるいは 4 年のベンチマーク年における変動の傾向は、異なる接続表間においても類似することが確認される（図 3.3.3-2）[44]。

直近の傾向は、速報的な性格を持つが、延長表によって計算することができる。2018 年には上昇した EID が 2019 年には低下し、翌 2020 年にはコロナ禍のもとで 20%ほどまで大きく減速している。これはパンデミック時における輸入減少（第 3.3.3(4)節の図 3.3.3-5）を反映したものであり、（今後の注視が必要ではあるものの）EID の長期トレンドとしては 1995 年以降の上昇期にあるものと位置づけておく。なお 2020 年産業連関表基本表は、2024 年 6 月ほどに公開予定とされており、速報的な性格を持つ延長表（経済産業省 2023）に基づく本試算値も大きく改訂される可能性があることには留意されたい。

第 3.3 節以降では、接続表 1, 4, 7, 10 および延長表 12–14（表コードは第 3.3.5 節補論 A の表 3.3.5-1）に基づいた推計値により分析していく。ここでの観察期間となる 1960–2020 年において、大きく 3 つの変動期として、

第 I 期　　：1970 年から 1980 年までの電力 EID 上昇期

44 2 つのベンチマーク年の間における変化としては、1970–75 年における変動がもっとも大きい。同期間における分析として、次節以降では表 3.3.5-1（第 3.3.5 節補論 A）における接続表 1 と 4 が利用されるが、その接続年となる第一次オイルショックを挟む期間における大きな変動は、表 3.3.5-1 における接続表 3 や長期接続表 2 においても同様であることが確認される(図 3.3.3-1)。

第 II 期　　：1980 年から 1995 年までの電力 EID 低下期
第 III 期　：1995 年から 2020 年までの電力 EID 上昇期
を見いだすことができる。経済統計におけるベンチマーク年として 5 年おきとなるためその転換期はおおまかな把握となる制約はあるものの、日本経済における電力 EID の転換年は 1970 年、1980 年、そして 1995 年である。

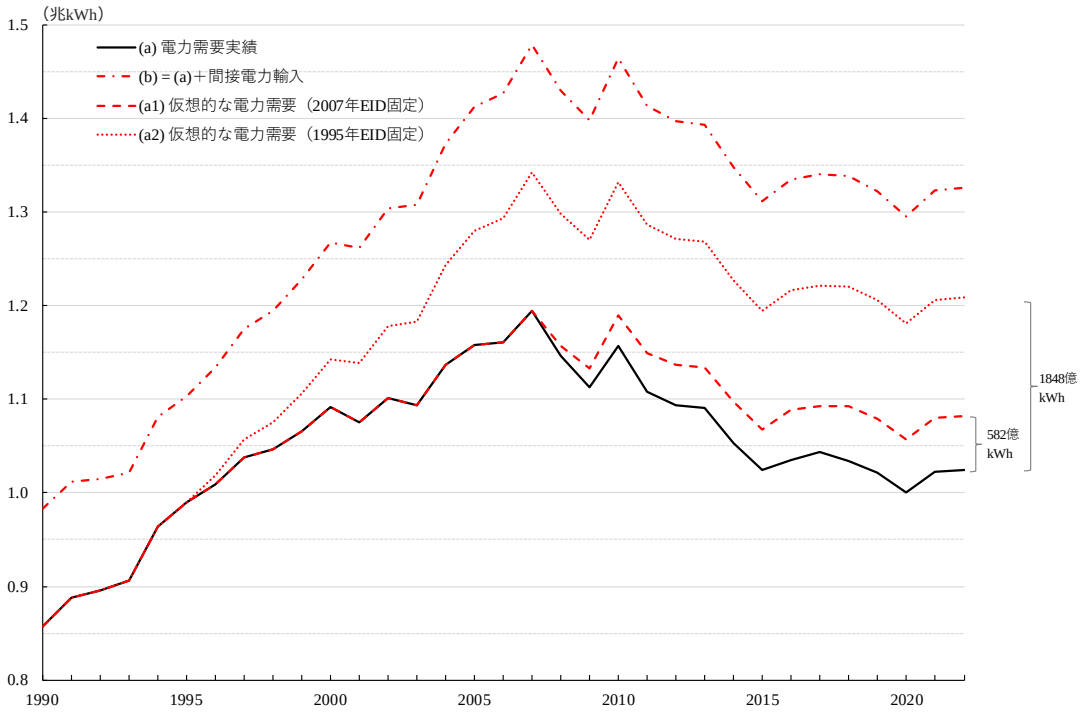
(2) 国内電力需要低迷における間接輸入の寄与

第 I 期では、電力 EID は 1960 年代における 10%前半の水準から、高度経済成長の終焉から第一次オイルショックの影響により、1970 年からわずかに 5 年ほどの期間において一気に 20%を超えるまで上昇している。第 II 期は 1980 年からの電力 EID の下降期であり、1995 年には 1960 年代の水準をわずかに下回る 10.3%へと大きく低下した。そして第 III 期では、電力 EID は 1995 年から再び上昇し、2015 年には 21.9%、2018 年には 22.8%へと 1970 年代後半の水準と類似している。

ベンチマーク年および 2018 年の延長年において測定された電力 EID に基づき、それぞれの中間年次は直線補間し、2018 年度以降は固定したものを時系列的な電力 EID の推計値としよう。図 3.3.3-2 では、観察される日本の電力需要実績（a 系列）と、（時系列 EID 推計値に基づく）観察されない間接的な電力輸入量を含む推計値（b 系列）を比較している。日本経済が中間財・最終財の貿易を通じて輸入されたと解される電力量は大きく、電力 EID が上昇へと転じる転換期となる 1995 年度には 1130 億 kWh、電力需要がピークとなる 2007 年度には 2850 億 kWh へと拡大し、2020 年度にも 2950 億 kWh の規模があると解される。

いま仮想的に、2007 年度の電力 EID（19.2%：国内需要量に対して 23.8%）を固定したケースにおける 2020 年度までの電力需要量の推計値を示したものが図 3.3.3-2 の a1 系列である。需要のピークとなる 2007 年度から 2020 年度にかけての電力需要実績の減少幅は 1950 億 kWh であるが、その 3 割ほどとなる 582 億 kWh は間接的な電力輸入量の拡大による影響であると評価される。野心的と思われていた政府見通しを大きく下回って低下した近年の国内電力需要の低迷（第 3.3.1 節の図 3.3.1-1）は、間接的な電力輸入拡大の効果によってその 3 割ほどが説明される。言い換えれば、電力需要の低迷とは、商品の代替を通じた生産の空洞化による影響を多く含んでいる。

より長期の評価として、間接的な電力輸入率の拡大への転換点となる 1995 年度の電力 EID（10.3%：国内需要実績に対して 11.5%）を固定したもとで、2020 年度までの電力需要量の推計値を評価したものが図 3.3.3-2 の a2 系列である。そうした仮想的な推計値では、2020 年度において実績値を 1848 億 kWh 上回り、もし電力 EID の上昇がなければ（2007 年の実績値でのピークと同水準となる）1. 2 兆 kWh を超える国内需要が存在していたものと解される。第 III 期における電力 EID の拡大は、日本国内の電力需要の減少に対して大きな影響を持っていたことが示唆される。



単位：1 兆 kWh（発電端、自家発電を含む）。注：(a)系列は日本エネルギー経済研究所計量分析ユニット（2023）による実績値（1990–2021 年度）と ECM（野村・稲場・吉田 2024）による。 (b)および(a1)と(a2)系列の試算は、接続表 1, 4, 7, 10 および延長表 12–14（第 3.3.5 節補論 A の表 3.3.5-1）に基づいた電力 EID 推計値からの簡易的な時系列推計値に基づく（なお電力需要量では年度値だが、ここでは暦年値の電力 EID 推計値を近似として対応づけている）。

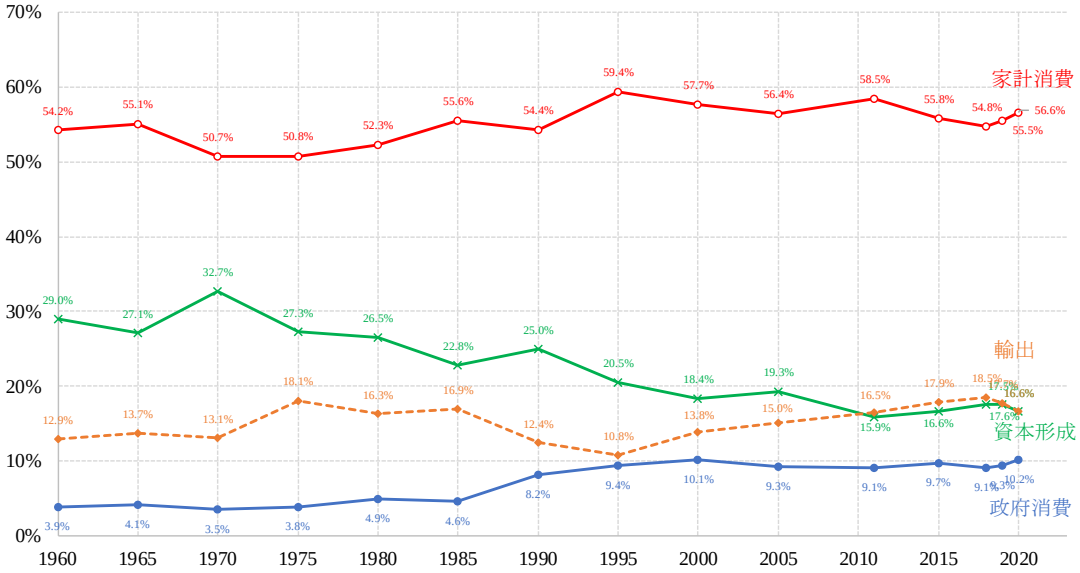
図 3.3.3-2　電力需要の実績と間接的な電力輸入

(3) 最終需要項目別 UDS

図 3.3.3-3 は(3.3.2-7)式に基づく、電力の波及生産量における最終需要項目別 UDS としての長期的な推移を示している。測定に利用される産業連関表は、接続表 1, 4, 7, 10 および延長表 12–14（第 3.3.5 節補論 A の表 3.3.5-1）である。電力 UDS 指標では、電力のすべての波及生産はそれを誘発する究極的な最終需要としての源泉に紐づけられるが、日本経済では長期的に安定して家計消費が最大の誘発要因となっている。

直接的に観察される電力消費としては、2015 年基本表ではその 26.3%が家計によって消費され、残りの 73.4%は産業における中間消費、0.3%は輸出（直接購入）である。電力がいかに家計消費を支えているものか、直接観察されるそれは過小評価を導くだろう。電力 UDS では、産業における電力の中間消費量（全体の 73.4%）はさらにそれを誘発する最終需要へと遡って紐づけられ、究極的な生産誘発先としての家計消費への依存度は直接消費シェア（26.3%）の 2 倍を超える 55.8%に上る。高度経済成長期を含む長期にわたる観察期間において、サービス化の進行など需要構造の変化も大きい

が[45]、図 3.3.3-3 にみるように家計消費によって誘発される電力生産のシェアは、高度経済成長期を含めて 50–60%と安定している。



単位：%。出典：表 3.3.5-1 の接続表（1,4,7,10）および延長表（12–14）に基づく推計値。注：最終需要項目別電力 UDS の定義は(3.3.2-7)式による。

図 3.3.3-3　最終需要項目別の電力 UDS

教育や医療サービスなど、地方政府や中央政府によって提供されるサービス生産およびその波及生産における電力消費は、ここでの最終需要項目別 UDS においては政府消費に計上されており、公務サービスによる直接・間接の電力消費とともに、近年ではそれは一国全体の電力需要の 10%ほどを誘発する要因となっている。家計消費と政府消費の合計によっては、一国経済における電力生産はその 3 分の 2 ほどが消費による誘発である。言い換えれば、電力コストが増大するならば、（価格上昇が完全に転嫁されるもとでは）究極的にはその 3 分の 2 が家計による財・サービスや公共サービスの消費を通じて負担されることを意味している。再エネ拡大による家計の負担は、こうした財・サービスへの価格転嫁を通じ、さらには産業競争力の喪失と所得低下を通じて、直接的な FIT 賦課金の負担をはるかに上回るものとなる。

日本経済における資本形成は、金額では近年でも輸出を 60%ほど上回るものの、電力 UDS では輸出によるそれを下回る。そのことは平均的な輸出財の生産が、（平均的な資本財に比して）直接・間接的により電力多消費的であることを意味している。そのことは、規制的な性格を強める省エネ政策や電力の価格高騰や安定供給への懸念は、国際競争力の毀損へと直接的に結びつきやすいことを示唆している。2015 年では、日

45 消費構成としてのサービス化の影響は大きい。家計消費総額に占めるサービス消費のシェアは 1960 年の 48.4%から 2015 年には 80.0%へと拡大している。

本における電力の波及生産量の 17.9%（国内電力消費量の 15.2%）は輸出需要によって誘発されたものと評価される[46]。

長期傾向として、資本形成による電力 UDS は第 II 期および第 III 期においてほぼ一貫して低下し、その反面、第 II 期において家計消費や政府消費による電力 UDS は拡大している（図 3.3.3-3)。とくに家計消費では 1975 年から 1995 年にかけて誘発依存度は 50.8%から 59.4%まで上昇し、政府消費では 1985 年から 1995 年まで 4.6%から 9.4%へ倍増している[47]。最終需要項目別 UDS の長期的な変動は、第 II 期におけるこうした投資から消費への 14 ポイントほどのシフトによって特徴づけられる。また第 III 期では輸出の電力 UDS の拡大も大きい。輸出による電力 UDS は（1985 年の 16.9%から）1995 年の 10.8%まで低下するが、その後に上昇へと転じ、2011 年には資本形成の電力 UDS を超えるものとなった。

(4) 最終需要項目別 EID

最終需要項目別の電力 EID の推計値は図 3.3.3-4 に示されている。それは最終需要ごとの複合財（商品群）としての実効輸入依存度を評価している。最終需要項目別にみれば、資本形成と輸出という複合財の電力 EID は消費（家計消費および政府消費）による同指標を安定的に上回っている。その順位には変動もあるが、1990 年以降では資本形成における電力 EID がもっとも高く、輸出、家計消費、政府消費の順となる。

2015 年には資本形成の電力 EID は 35.6%であり、同年における家計消費の電力 EID（16.9%）に比して、間接的な電力輸入に対する依存度として 2 倍以上の差異がある。こうした差異は国内生産されるサービスの占めるシェアなど、それぞれの需要における商品構成の相違を反映したものと考えられる[48]。また最終需要項目別の電力 EID としての差異（図 3.3.3-4）を前提とすれば、第 II 期において観察される投資から消費への電力 UDS シフト（図 3.3.3-3）も、一国経済の電力 EID の低下を促進させる効果を持っていたことを意味している。

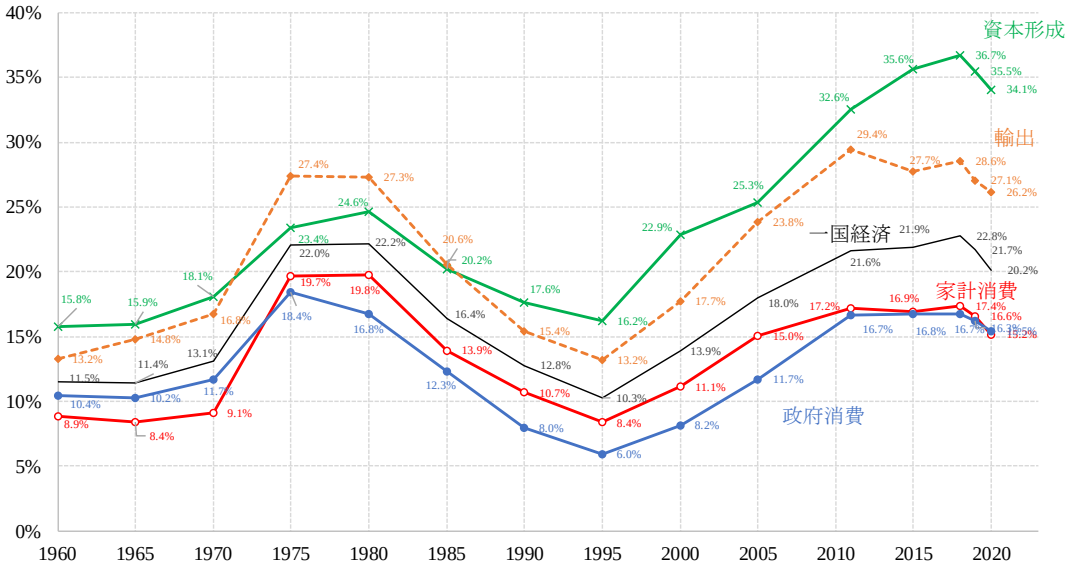
第 3.3.3(1)節で定めた一国経済の電力 EID における 3 つの大きな変動期は最終需要項目別にも同様に見いだされる（図 3.3.3-4)。後述する第 3.3.3(5)節での測定によれば、同様な変動は商品レベルでも見いだされるが、電力 EID におけるこうした変動は、大きくは日本経済におけるマクロ的な輸入比率の推移に依存している。図 3.3.3-5 では一国経済の電力 EID の推移とともに、マクロ的に定義した輸入比率を比較している。電力 EID における 3 つの転換年（1970 年、1980 年、1995 年）は輸入比率におけるそれと一致する。電力 EID が急上昇した第 I 期（1970–80 年)、発電の 7 割以上を石油火力に依存していた日本経済は、第一次オイルショックの影響により電力価格が 3 倍以上へ急騰することを余儀なくされ、電力 EID は輸入比率に比してより大きく上昇している。

46 産業連関表付表における最終需要項目別生産誘発依存度（電力の国内生産量を分母とする）によれば、2015 年基本表付表（統合小分類）では家計外消費支出（本節の測定では内生化されている）により 2.5%、家計消費 60.1%、政府消費 9.8%、資本形成 12.4%、輸出 15.2%である。後述のように資本形成では相対的に電力の間接輸入量が大きく、電力の波及生産量による本節での定義（(3.3.2-7)式）では、資本形成による電力 UDS がより大きく評価される。

47 1993SNA への準拠により、政府消費の拡大には社会資本の固定資本減耗の計上による影響も含まれている。

48 商品別の電力 EID の傾向は第 3.3.3(5)節で測定される。

オイルショックの影響は世界的に大きいものの、1960 年代における原油価格安定を背景として石油依存度を大きく高めていた日本経済では、この期間に電力多消費的な中間財において国内生産から輸入への切り替えが急速に進行したことを示している。



単位：%。出典：表 3.3.5-1 の接続表（1,4,7,10）および延長表（12–14）に基づく推計値。注：最終需要項目別電力 EID の定義は(3.3.2-12)式による。

図 3.3.3-4　最終需要項目別の電力 EID

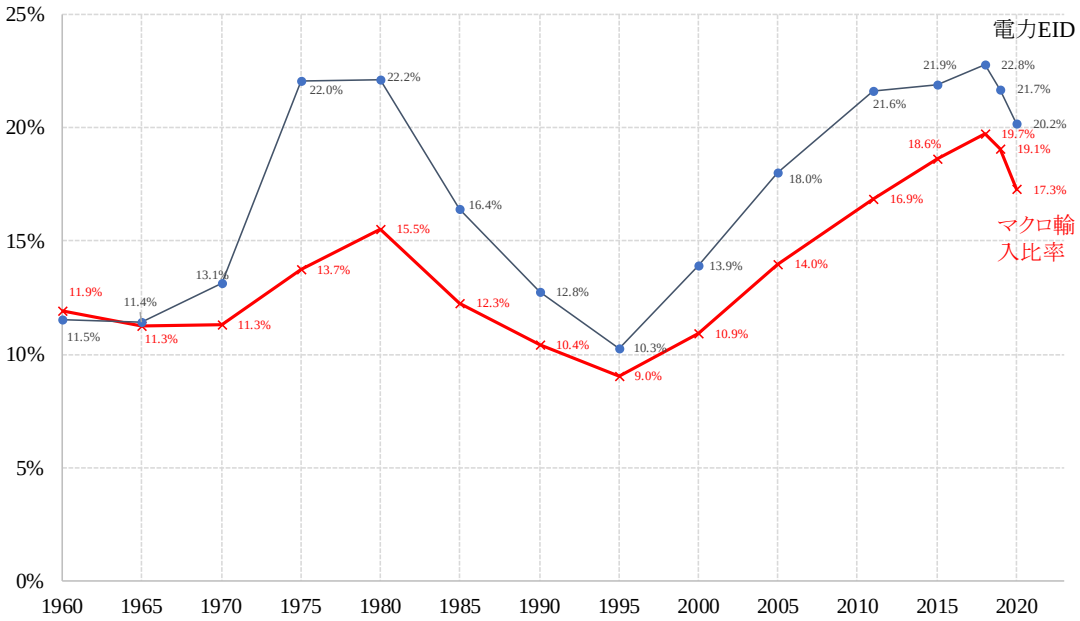
その後の電力 EID が低下する第 II 期（1980–95 年）でも、電力 EID の低下は輸入比率のそれを上回るスピードで進行した。1970 年代に上昇を続けた電力価格は、1980 年を境にしてほぼ横ばいになり、1985 年度から 2007 年度までの間に電灯・電力平均で約 3 割低下している（資源エネルギー庁 2020a）。企業努力による電力価格の低廉化の実現は、この期間の日本経済の電力 EID を低下させた大きな要因であったと考えられる。

また第 II 期は、電力供給の安定性が大きく改善した時期としても高く評価される。石油からの代替が求められる日本経済は、1970 年にはわずかに 1.5%の発電シェアであった LNG 火力は、1980 年には 15.4%、1995 年には 22.4%へ拡大している[49]。また原子力発電は、同期間に 1.6%から 16.9%、そして 34.0%にまでの拡大に成功している。

低圧電灯需要家一軒あたりの年間停電時間によっても、1980 年度の 237 時間（年間停電回数では 1.38 回）から 1995 年度には 10 時間（年間停電回数では 0.20 回）へと劇

49 1959 年に「メタン・パイオニア号」が米英間の LNG 海上輸送に成功し、天然ガスの液化技術および LNG の液化輸送技術が実用段階に至った。東京ガスと東京電力によれば、両社が 1967 年 3 月にアラスカ LNG プロジェクトからの導入を契約し、東京ガス根岸工場と東京電力南横浜火力発電所からなる両社の共同基地である根岸基地（横浜市磯子区）にアラスカから LNG 船「ポーラアラスカ号」が入船し、日本で初めて LNG が導入されたのは 1969 年 11 月 4 日である。

的な改善を実現している[50]。安定供給の実現による電力 EID への影響を数量的に評価することは困難であるが、長期にわたる安定供給への取り組みによる電力サービスとしての質的改善に向けた電気事業者の企業努力が、国内電力消費における価格上昇や安定供給への懸念を後退させ、第 II 期にはマクロ的な輸入比率低下の影響を上回る電力 EID 低下の実現に寄与したと考えられる[51]。



単位：%。出典：表 3.3.5-1 の接続表（1,4,7,10）および延長表（12–14）に基づく推計値。注：ここでのマクロの輸入比率は、輸入／（家計消費＋政府消費＋資本形成）によって定義している。

図 3.3.3-5　マクロ輸入比率と電力 EID

電力 EID が再上昇する第 III 期（1995–2020 年）では、基調としてのマクロの輸入比率は 9.0%から 19.7%にまで増加している。一国経済の電力 EID は、その前半期（1995–2005 年）には輸入比率の上昇を超えるようなスピードで上昇し、その後半期（2005–18 年）ではむしろその逆の推移となる（図 3.3.3-5）。図 3.3.3-4 に示される最終需要項目別の電力 EID によれば、第 III 期では資本形成における上昇がもっとも顕著で

50 資源エネルギー庁（2020a）による 10 電力会社合計値（元データは電気事業連合会「電気事業のデータベース」）による（1988 年までは沖縄電力を除く）。そのデータの開始年次となる 1966 年度では年間停電時間 701 分（年間停電回数では 4.85）であり、1990 年代半ばまで大きく改善した後は、台風や東日本大震災などの一次的な悪化を除くと、年間停電時間としてはほぼ横ばいとなり安定的な電力供給が継続している。

51 第 II 期には国内電力価格の低下が実現するものの、その一方では円高傾向も続いており、ドル建てによる評価によれば、むしろ日本の電力価格は上昇したと評価される。Jorgenson, Nomura and Samuels（2016）によれば、電力・ガスの投入価格における日米格差は 1955 年から長期にわたり一貫して 2 倍以上である（米国内における生産地での電力価格が安価であることを考慮すれば、生産活動における電力投入価格差はさらにその倍以上とみなされる）。1970 年には 2.1 倍の価格差であるが、第 II 期の転換年となる 1980 年には 3.5 倍にも日米価格差が拡大し、そして 1995 年にはさらに 3. 9 倍へと拡大している。国際競争の観点によれば、第 II 期における電力 EID 低下の加速は、質の高い電力の安定供給の実現がより大きな要因であったと考えられる。

ある。資本形成による電力 EID は 1970 年代半ばの水準（25%ほど）から 2015 年には 35.6%（2018 年では 36.7%）へと大きく上昇しており、家計消費による電力 EID は再上昇後の 2015 年の 16.9%（2018 年の 17.4%）においても 1970 年代半ばの 20%弱を下回っていることと対照的である。

こうした資本形成における電力 UDS と EID の変化は、一国経済の電力 EID の変動に顕著な影響を与えている。表 3.3.3-1 では(3.3.2-14)式に基づき、一国経済の電力 EID の変化に対する最終需要項目別の EID と UDS における変化要因への分解を示している。表 3.3.3-1 の右ブロックに示された最終需要別 UDS 変化による寄与度は総計として小さいが、資本形成の電力 UDS の低下はいずれの期間においても一国経済の電力 EID を 1 ポイントほど低下させる影響を持っている。第 III 期では、その後半期（2005–19 年）におけるマイナスの寄与度が▲0.5 ポイントとなっている。この期間、最終需要としての資本形成自体の金額シェアはほぼ横ばいであるから、資本形成の電力 UDS の減少は資本財構成として相対的にエネルギー多消費的な商品の縮小を示唆している。

また EID の変化による最終需要項目別寄与率(表 3.3.3-1 の中央のブロックの括弧内)によれば、第 I 期と第 II 期では、EID 変化率は逆方向（一国経済の電力 EID として第 I 期では 9.0 ポイントの上昇、第 II 期では 11.9 ポイントの低下）であるが、その最終需要項目別の寄与率は、家計消費では 60%ほど、資本形成では 20%ほど、輸出では 17%と類似している。しかし第 III 期では家計消費の EID による寄与率は 42%へと低下し、それに替わって資本形成における EID の寄与率が 32%へと拡大した。このことは資本財構成として、電力の実効輸入依存度の高い資本財へとシフトしたことを反映している。

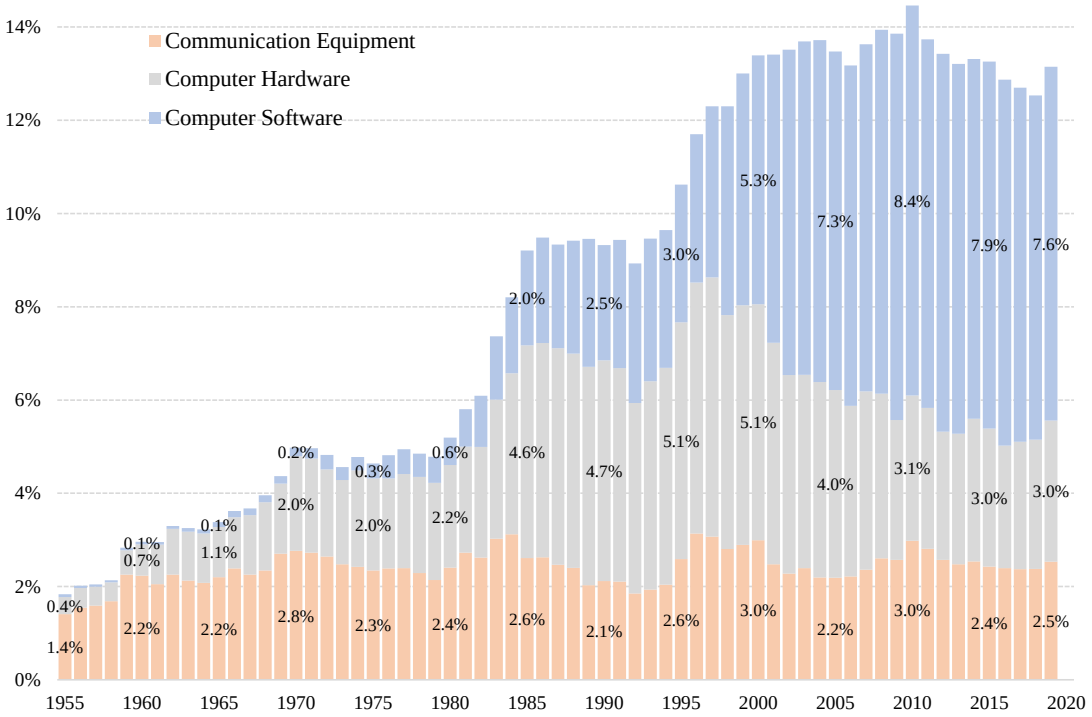
表 3.3.3-1　一国経済の電力 EID の変化要因

		一国経済EID変化	最終需要別EID変化の寄与度					最終需要別UDS変化の寄与度				
			家計消費	政府消費	資本形成	輸出	計	家計消費	政府消費	資本形成	輸出	計
第I期	1970–1980	9.0	5.5	0.2	1.9	1.5	9.2	0.2	0.2	-1.3	0.7	-0.2
			(0.60)	(0.02)	(0.21)	(0.17)	(1.00)					
第II期	1980–1995	-11.9	-6.4	-0.8	-2.0	-1.9	-11.0	1.0	0.5	-1.2	-1.1	-0.8
			(0.58)	(0.07)	(0.18)	(0.17)	(1.00)					
第III期	1995–2019	11.4	4.7	1.0	3.7	2.0	11.3	-0.5	0.0	-0.8	1.4	0.1
			(0.42)	(0.09)	(0.32)	(0.17)	(1.00)					
前期	1995–2005	7.8	3.9	0.5	1.8	1.4	7.6	-0.3	0.0	-0.2	0.8	0.2
			(0.51)	(0.07)	(0.24)	(0.18)	(1.00)					
後期	2005–2019	3.7	0.9	0.4	1.9	0.5	3.7	-0.2	0.0	-0.5	0.7	0.0
			(0.23)	(0.12)	(0.51)	(0.14)	(1.00)					

単位：パーセンテージ・ポイント（年平均成長率）。注：表 3.3.5-1 における 1, 4, 7, 10 の接続表および 12–14 の延長表に基づく推計値。分解は(3.3.2-14)式に基づく。括弧内は電力 EID の変化による寄与度に対する最終需要項目別寄与率。なおコロナ禍の影響を鑑みて、ここでは第 III 期は 2019 年までとしている。

資本形成の電力 UDS や EID にみられるこうした特性は、1990 年代後半より顕著となった情報通信投資（ICT 投資）のシェア拡大に起因している。図 3.3.3-6 は日本経済の総固定資本形成全体に占める ICT 投資の名目シェアの長期変遷を示している。1980 年

代半ばからの 10 年間では同シェアは 10%ほどと安定的であるものの、第 III 期の転換年である 1995 年から 2010 年にかけて ICT 投資シェアは 15%ほどまで大きく拡大した。その構成をみれば、コンピュータや情報通信機器における価格低下の加速を受けてハードウェアの名目シェアが低下するなかで、コンピュータソフトウェアの占めるシェアが拡大している。2000 年代半ば以降では、ソフトウェアへの投資はハードウェアへの投資シェアを逆転する。こうした資本財構成としての変化は、資本形成の電力 UDS を低下させ（図 3.3.3-3）、その電力 EID を上昇させる効果を持っている（図 3.3.3-4）。



単位：%（一国経済の総固定資本形成全体に占める名目シェア）。出典：内閣府経済社会総合研究所（2023）、KEO Database 2023 による長期遡及推計値に基づき作成。

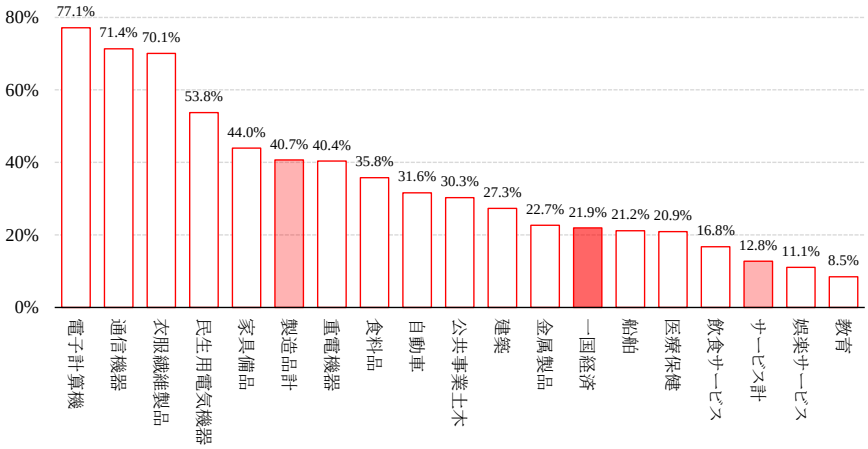
図 3.3.3-6　資本形成における情報通信投資シェア

(5) 商品別 EID

前節における最終需要別電力 EID は、個別財や個別サービスにおける電力の実効輸入依存度の変化のみではなく、財・サービスの需要構成としての変化を反映したものであった。表 3.3.3-1 では一国経済の電力 EID 変化における最終需要項目別の要因分解をおこなったが、さらにそれを商品別におこなうことは接続表の商品分類が時系列的には異なることから困難である。ここでは近似的に時系列的な比較が可能となる商品（最終財）を抽出し、その商品ごとの電力 EID/UDS の測定を通じてマクロ的な電力 EID

の変化要因へと接近していく[52]。比較される代表的な消費財と資本財のそれぞれについて、商品別電力 EID の推計値は図 3.3.3-9 および図 3.3.3-10 に、商品別電力 UDS は図 3.3.3-11 および図 3.3.3-12 においてその推移を示している。また図 3.3.3-13 および図 3.3.3-14 では、製造品全体（すべての財の複合財）とサービス全体（すべてのサービスの複合財）という商品群としての評価をおこなっている。それぞれの計数は表 3.3.3-2 を参照されたい[53]。

商品レベルの測定によっていくつかの特性が見いだされる。第一に、商品別の電力 EID の跛行性は大きい。ベンチマーク表による 2015 年の推計値によれば、図 3.3.3-7 に示されるように、ここで特掲する商品では最大となる 77.1%（電子計算機）から 8.5%（教育）まで実効電力輸入依存度には大きな乖離がある。その序列は、おおまかには貿易財となる財からサービスへと並ぶが、製造品全体としての電力 EID は 40.7%と、一国経済の水準（21.9%）を大きく上回る。サービスでは最終需要における直接的な輸入は（直接購入を除き）ゼロであるが、その生産波及により輸入される財生産における電力消費量を反映してサービス全体の電力 EID は 12.8%となり、製造品全体の 3 分の 1 ほどの水準にある。ここで比較されるサービス内では、医療保健サービスの電力 EID が 20.9%ともっとも高く、最低となる教育サービスの 8.5%との乖離も大きい。



単位：%。出典：表 3.3.5-1 の接続表 10 に基づく推計値。注：商品別 EID の定義は(3.3.2-12)式による。

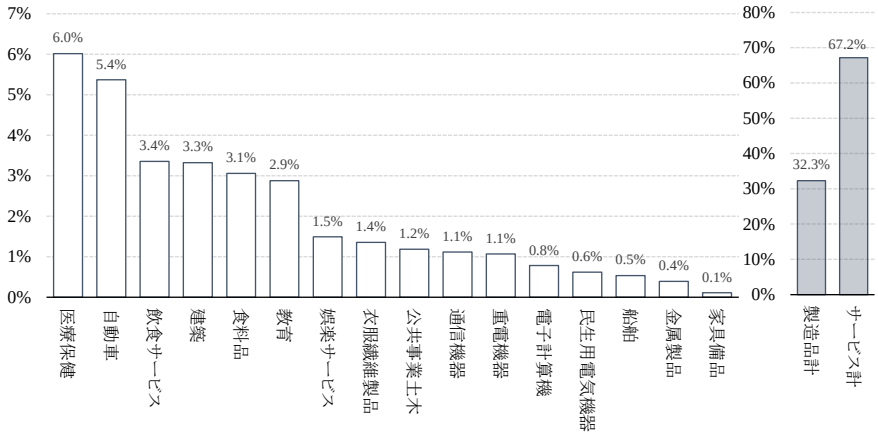
図 3.3.3-7　電力 EID の商品別比較（2015 年）

52 本節における商品レベルでの測定も接続表 1, 4, 7, 10 および延長表 12–14（第 3.3.5 節補論 A の表 3.3.5-1）に基づくが、接続表間における商品分類の対応関係には不整合が残されている。接続表 7 と接続表 10 では同じ分類数（105 統合中分類）でもその定義には相違があり、たとえば前者の通信機器は後者では通信・映像・音響機器となるなどカバレッジが異なっている。こうした時系列比較の困難性による測定誤差は、電力 EID（図 3.3.3-9 および図 3.3.3-10）ではあまり大きなものではないと考えられるが、そのボリュームを反映する電力 UDS（図 3.3.3-11 および図 3.3.3-12）では影響はより大きい。

53 消費財と資本財の区分は商品固有の特性ではなく、ここでのグループ定義は便宜上のものである。たとえば、消費財（図 3.3.3-9 および図 3.3.3-11）に属する家具備品には民間企業や政府による総固定資本形成や輸出向けを含むものであり、資本財（図 3.3.3-10 および図 3.3.3-12）に属する自動車には家計消費や輸出向けを含んでおり、商品別電力 UDS の測定値では商品ごとにすべての最終需要（家計消費、政府消費、資本形成および輸出）を対象としている。

第二に、電力生産を誘発する究極的な最終需要としての源泉はサービスが主である。貿易されないサービスでは電力 EID 指標は製造品に比して低いものの（図 3.3.3-7)、電力 UDS 指標によってその需要構成をみれば、2015 年では一国全体の電力生産（波及生産量）のうち 67.2%がサービス需要に紐づけられると評価される。図 3.3.3-8 では 2015 年における電力 UDS を商品別に比較している。とくに現在では電力需要の源泉としてそのトップに位置づけられる商品は医療保健サービス（介護を含む）であり、その電力 UDS は 2015 年では 6.0%と自動車の 5.4%を超えている。医療保健サービスは、電力需要に対する影響力も大きく、またサービスの中では実効輸入依存度が高いことが特徴である。

日本経済におけるサービス化の進行は、電力 UDS の変化にも見いだされる。製造品とサービスの全体的傾向を示した図 3.3.3-14 によれば、電力 UDS としてのサービスへの依存はとくに第 II 期に拡大しており、第 III 期となる 1995 年以降では微減している。商品別にみても、自動車の電力 UDS が 1970 年代から 5%ほどでほぼ横這いであるのに対して（図 3.3.3-12)、医療保健サービスでは 1970 年代半ばから大きく上昇し（図 3.3.3-11)、1995 年には自動車を逆転している。電力の究極的な需要先としてのサービス化の進行は、第 II 期における一国経済の電力 EID の低下を加速させる要因となっている。



単位：%。出典：表 3.3.5-1 の接続表 10 に基づく推計値。注：商品別電力 UDS の定義は(3.3.2-7)式。

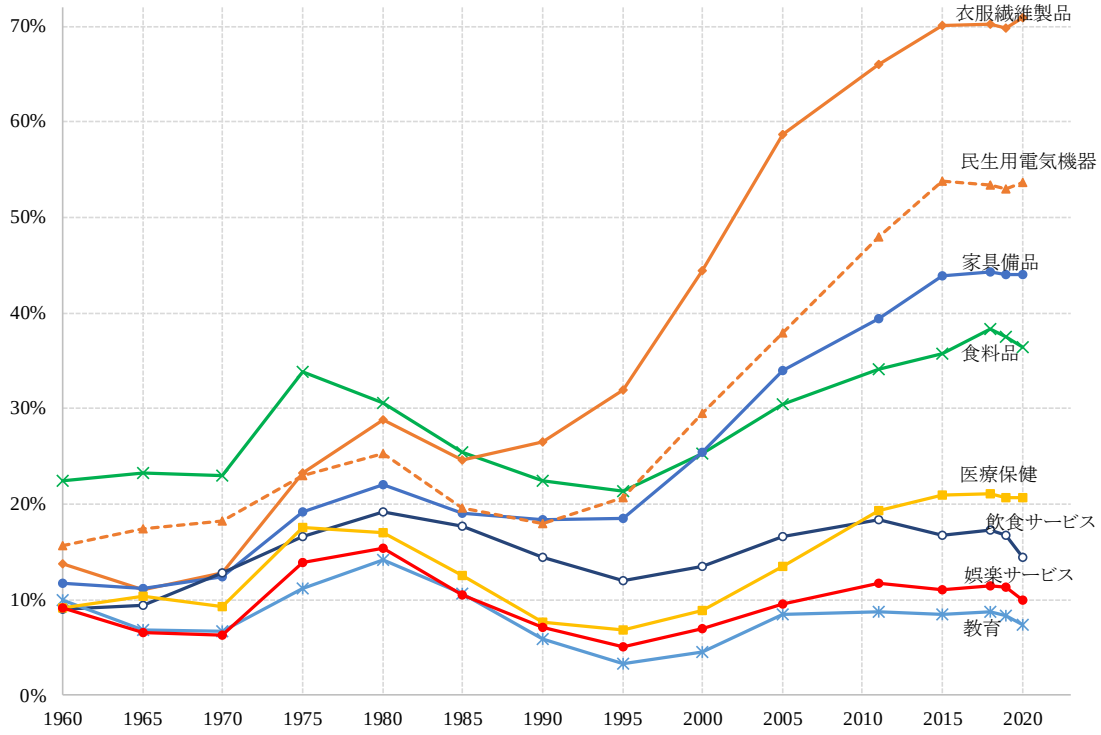
図 3.3.3-8　電力 UDS の商品別比較（2015 年）

第三に、一国集計レベル（第 3.3.3(1)節の図 3.3.3-1）および最終需要項目レベル（第 3.3.3(4)節の図 3.3.3-4）で観察される電力 EID における三期間ごとの変動は、図 3.3.3-9 および図 3.3.3-10 における商品レベルの測定においてもおおむね同様に観察される。それは日本経済の電力 EID の変化としてのマクロ的な傾向は、需要構造の変化よりも、主として商品レベルでの実効輸入依存度の変化に起因することを意味する。3 つの変動期ごとの、商品別の電力 EID（横軸）と UDS（縦軸）の推移は、それぞれ図 3.3.3-15、図 3.3.3-16 そして図 3.3.3-17 にプロットされている。三期間のいずれも、電力 EID の

変化方向は商品別にほぼ同一である。第 I 期における例外的な商品は電子計算機であり、そこでは大型コンピュータなどにおける国産率の上昇を反映するが（図 3.3.3-15）、第 III 期の再上昇期では本節で抽出したすべての商品に共通して電力 EID の上昇が見いだされている（図 3.3.3-17）。第 III 期後半には、マクロ的な電力 EID 上昇は減速するが（図 3.3.3-5）、通信機器や電子計算機、家具備品など電力 EID の上昇を継続している商品も多い。

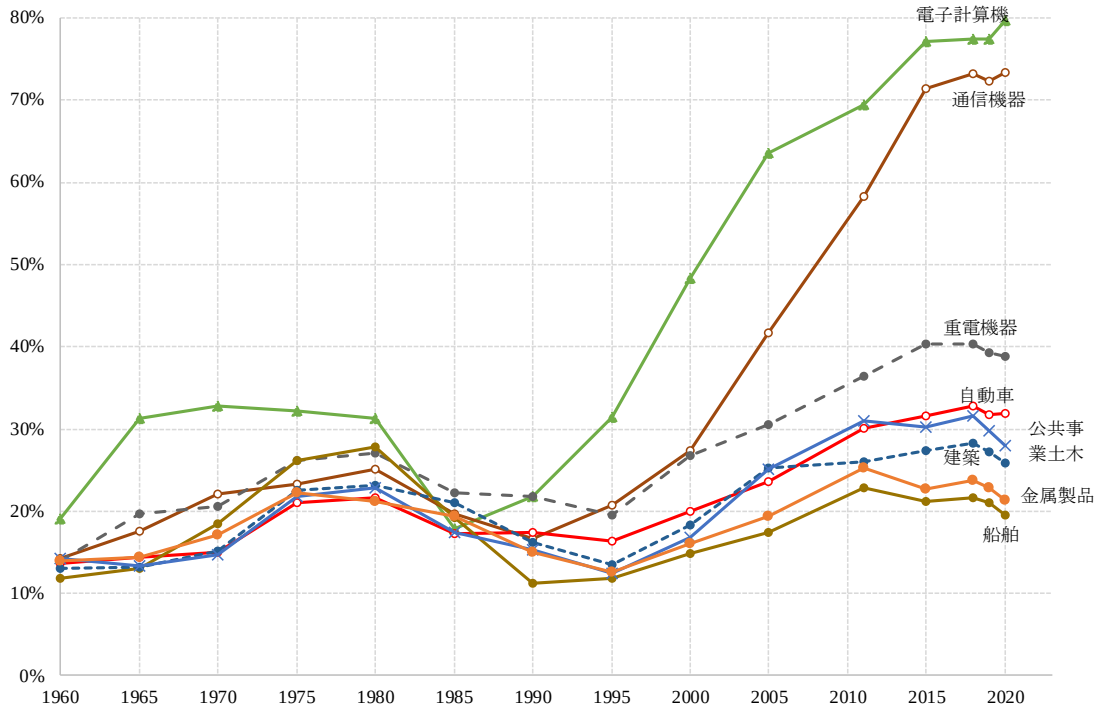
第四に、3 つの変動期において商品レベルでも類似した傾向を示すものの、電力 EID 変化の転換年には商品ごとの相違がある。電力 EID が低下する第 II 期から、再上昇へと転じた第 III 期に入る転換年はマクロ的には 1995 年となるが、衣服・繊維工業製品（図 3.3.3-9）や電子計算機・同付属装置（図 3.3.3-10）では、第 II 期でも電力 EID が低下するのは 1980–85 年のみであり、1985 年以降では 40 年間にわたり継続して上昇している。こうした商品では財の輸入比率が大きく上昇しており[54]、2015 年では両商品ともにその最終需要によって誘発される電力需要の 7 割以上が間接輸入に依存する。民生用電気機器（図 3.3.3-9）や通信機器（図 3.3.3-10）では上昇へと転じる時期はそれにわずかに遅れるが、1990 年には上昇へと転じており、電力 EID は 1980 年代の 20%ほどの水準から 2015 年にはそれぞれ 50%と 70%を超える水準にまで上昇している。

54 衣服・繊維工業製品と電子計算機・同付属装置の輸入係数は、2015 年ではそれぞれ 63.7%と 69.0%（接続表 10）であり、1985 年でのそれぞれ 8.5%および 6.9%（接続表 4）から大きく上昇している。両商品ともに、電力 EID としての評価では 1985 年時点の 20%ほどの電力の間接輸入の存在により、輸入係数自体の変化よりも穏やかになっている。



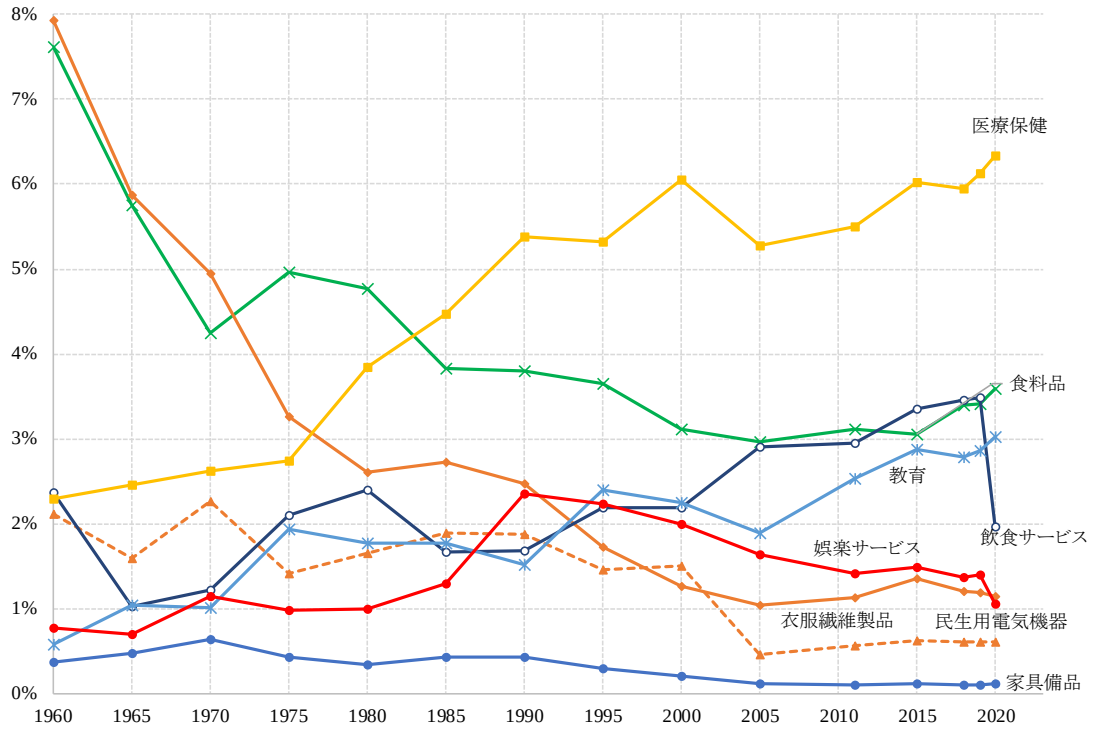
単位：%。出典：表 3.3.5-1 の接続表（1, 4, 7, 10）および延長表（12–14）に基づく推計値。注：商品別電力 EID の定義は(3.3.2-12)式。コロナ禍により、飲食サービスの EID は 2020 年には低下している。

図 3.3.3-9　消費財の商品別電力 EID



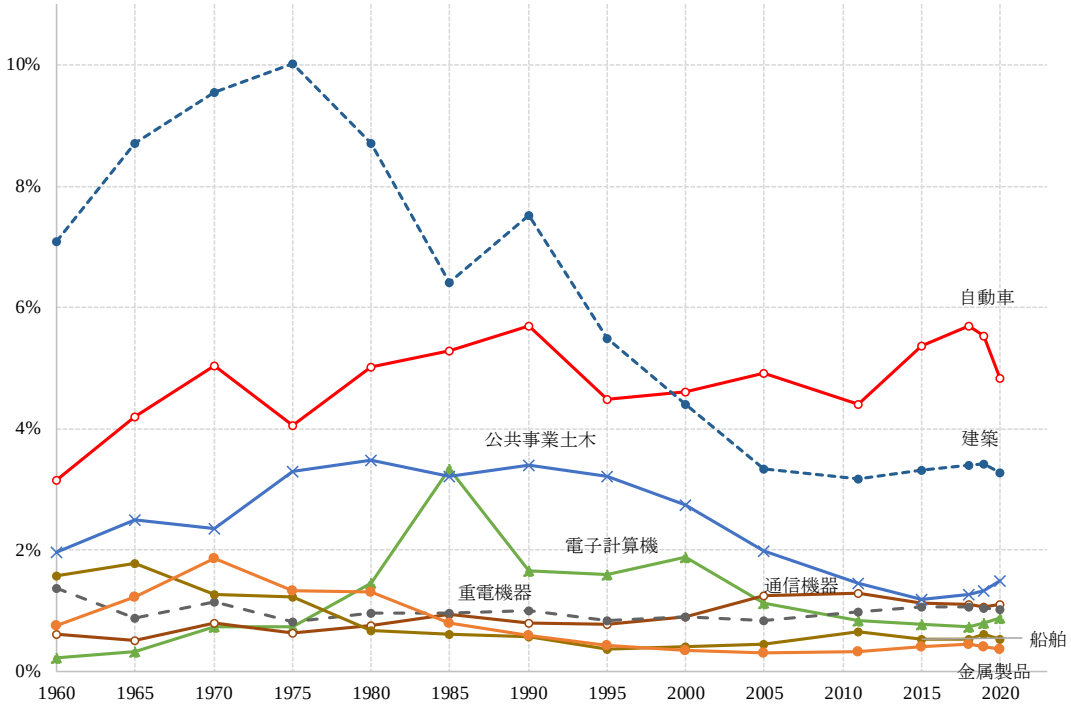
単位：%。出典：表 3.3.5-1 の接続表（1, 4, 7, 10）および延長表（12–14）に基づく推計値。注：商品別電力 EID の定義は(3.3.2-12)式。

図 3.3.3-10　資本財の商品別電力 EID



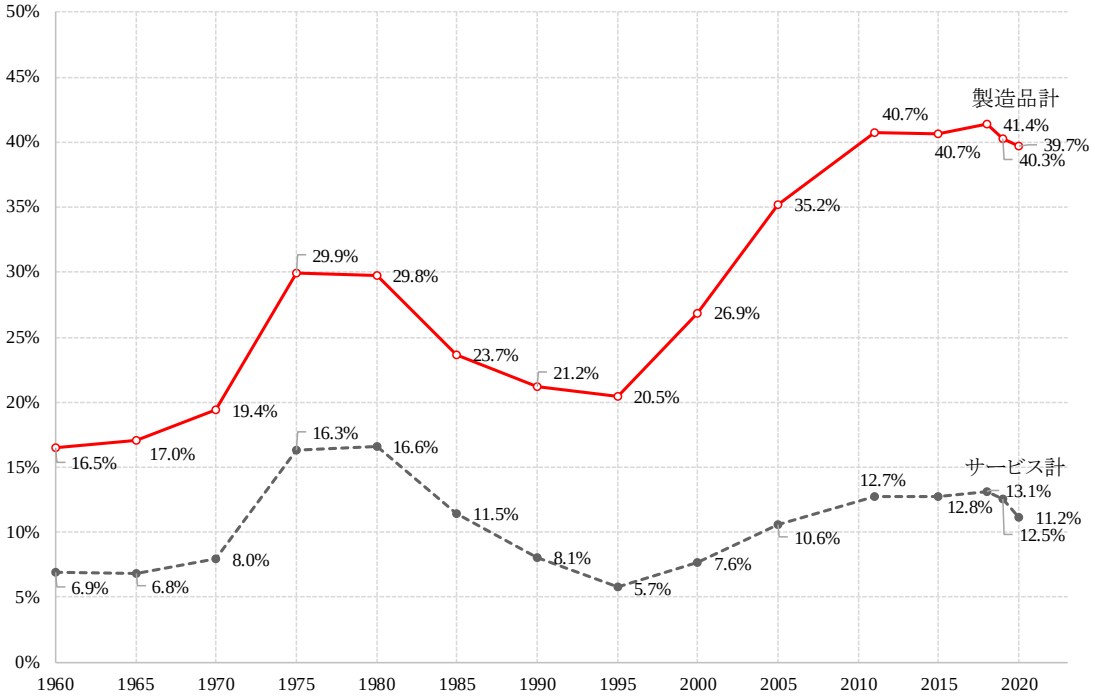
単位：%。出典：表 3.3.5-1 の接続表（1, 4, 7, 10）および延長表（12–14）に基づく推計値。注：商品別電力 UDS の定義は(3.3.2-7)式。コロナ禍での自粛により、飲食サービスの UDS は 2020 年には大きく低下している。

図 3.3.3-11　消費財の商品別電力 UDS



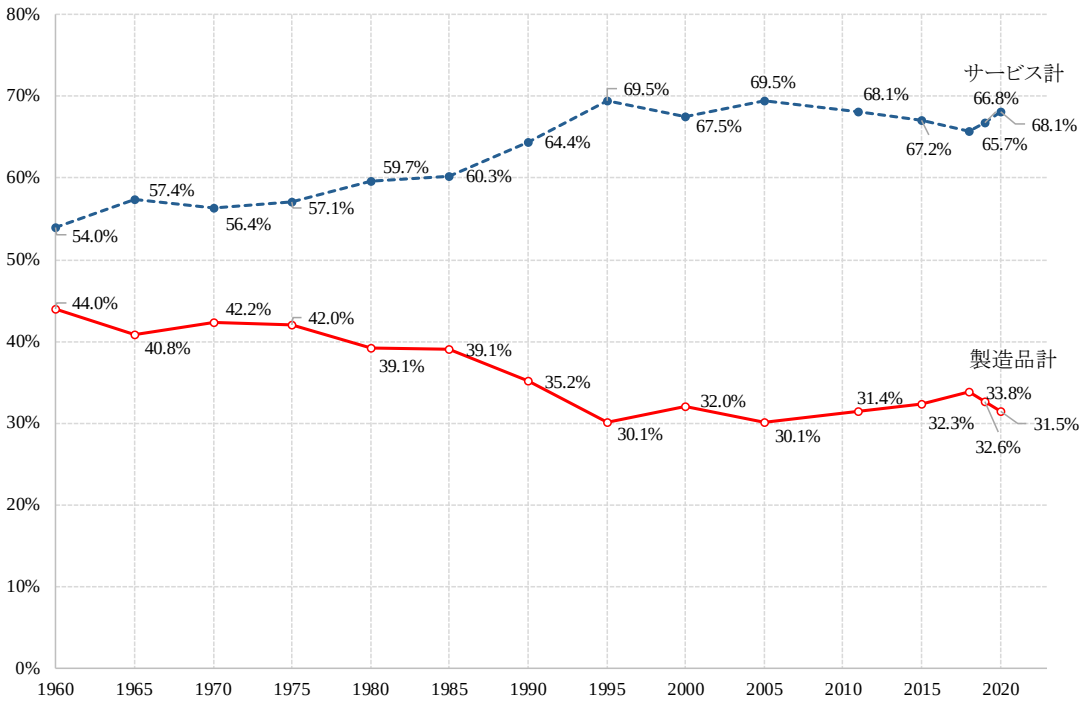
単位：%。出典：表 3.3.5-1 の接続表（1, 4, 7, 10）および延長表（12–14）に基づく推計値。注：商品別電力 UDS の定義は(3.3.2-7)式。

図 3.3.3-12　資本財の商品別電力 UDS



単位：%。出典：表 3.3.5-1 の接続表（1, 4, 7, 10）および延長表（12–14）に基づく推計値。注：商品別電力 EID の定義は(3.3.2-12)式。

図 3.3.3-13　集計財と集計サービスの電力 EID



単位：%。出典：表 3.3.5-1 の接続表（1, 4, 7, 10）および延長表（12–14）に基づく推計値。注：商品別電力 UDS の定義は(3.3.2-7)式。

図 3.3.3-14　集計財と集計サービスの電力 UDS

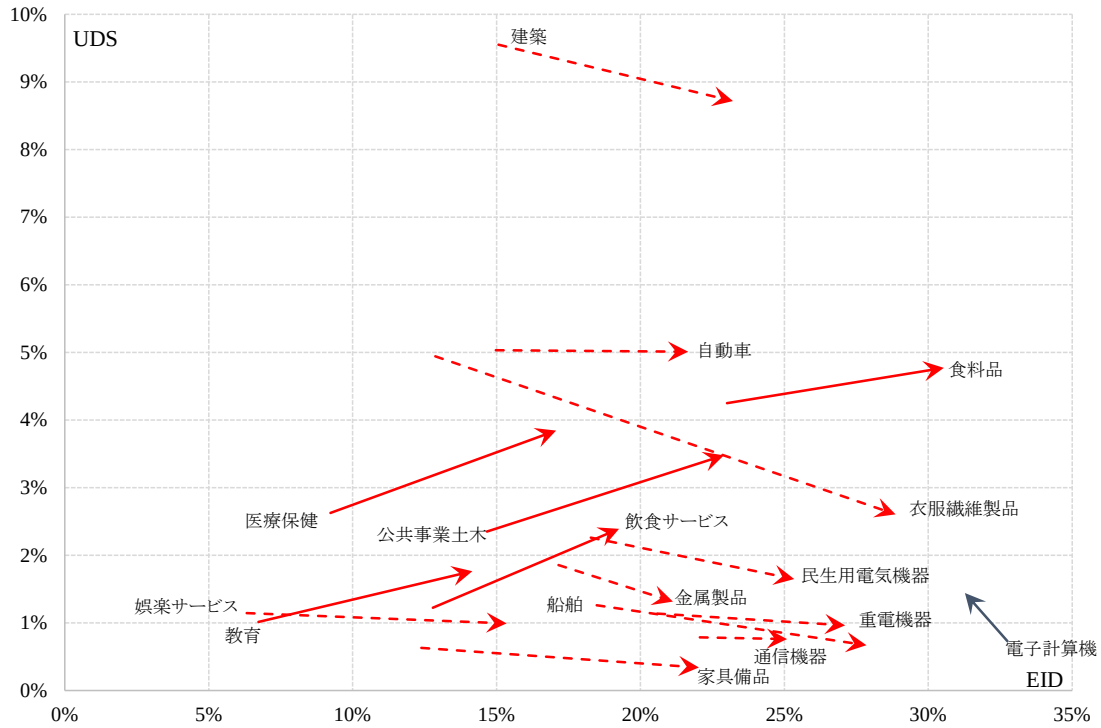
表 3.3.3-2　商品別電力 EID/UDS

	食料品		衣服繊維製品		家具備品		民生用電気機器		医療保健		教育	
	EID	UDS	EID	UDS	EID	UDS	EID	UDS	EID	UDS	EID	UDS
1960	22.4	7.6	13.7	7.9	11.8	0.4	15.7	2.1	9.1	2.3	9.9	0.6
1965	23.2	5.8	11.0	5.9	11.2	0.5	17.4	1.6	10.4	2.5	6.8	1.0
1970	23.0	4.3	12.9	4.9	12.4	0.6	18.3	2.3	9.2	2.6	6.7	1.0
1975	33.9	5.0	23.2	3.3	19.2	0.4	23.1	1.4	17.6	2.7	11.2	1.9
1980	30.5	4.8	28.9	2.6	22.0	0.3	25.3	1.6	17.1	3.8	14.2	1.8
1985	25.4	3.8	24.6	2.7	19.0	0.4	19.6	1.9	12.6	4.5	10.7	1.8
1990	22.5	3.8	26.5	2.5	18.4	0.4	18.0	1.9	7.7	5.4	5.9	1.5
1995	21.4	3.6	31.9	1.7	18.5	0.3	20.7	1.5	6.8	5.3	3.3	2.4
2000	25.2	3.1	44.5	1.3	25.5	0.2	29.5	1.5	8.9	6.1	4.6	2.2
2005	30.5	3.0	58.7	1.0	34.0	0.1	37.9	0.5	13.5	5.3	8.5	1.9
2011	34.2	3.1	66.0	1.1	39.4	0.1	47.9	0.6	19.3	5.5	8.8	2.5
2015	35.8	3.1	70.1	1.4	44.0	0.1	53.8	0.6	20.9	6.0	8.5	2.9
2018	38.3	3.4	70.3	1.2	44.2	0.1	53.4	0.6	21.1	6.0	8.8	2.8
2019	37.6	3.4	69.8	1.2	44.0	0.1	53.1	0.6	20.7	6.1	8.3	2.9
2020	36.4	3.6	70.9	1.1	44.0	0.1	53.7	0.6	20.8	6.3	7.4	3.0

	娯楽サービス		飲食サービス		金属製品		電子計算機		通信機器		重電機器	
	EID	UDS	EID	UDS	EID	UDS	EID	UDS	EID	UDS	EID	UDS
1960	9.2	0.8	9.0	2.4	14.0	0.8	19.1	0.2	14.2	0.6	14.0	1.4
1965	6.6	0.7	9.4	1.0	14.4	1.2	31.3	0.3	17.5	0.5	19.6	0.9
1970	6.3	1.1	12.8	1.2	17.2	1.9	32.7	0.7	22.1	0.8	20.6	1.1
1975	13.9	1.0	16.6	2.1	22.2	1.3	32.1	0.7	23.3	0.6	26.1	0.8
1980	15.4	1.0	19.3	2.4	21.1	1.3	31.3	1.4	25.1	0.8	27.1	1.0
1985	10.5	1.3	17.7	1.7	19.3	0.8	17.9	3.3	19.7	0.9	22.3	1.0
1990	7.2	2.4	14.4	1.7	15.0	0.6	21.8	1.7	16.6	0.8	21.9	1.0
1995	5.1	2.2	12.0	2.2	12.6	0.4	31.5	1.6	20.8	0.8	19.4	0.8
2000	7.0	2.0	13.5	2.2	16.0	0.3	48.4	1.9	27.3	0.9	26.8	0.9
2005	9.6	1.6	16.6	2.9	19.4	0.3	63.6	1.1	41.6	1.2	30.5	0.8
2011	11.8	1.4	18.4	2.9	25.3	0.3	69.5	0.8	58.3	1.3	36.4	1.0
2015	11.1	1.5	16.8	3.4	22.7	0.4	77.1	0.8	71.4	1.1	40.4	1.1
2018	11.4	1.4	17.2	3.5	23.8	0.4	77.4	0.7	73.3	1.1	40.3	1.1
2019	11.3	1.4	16.7	3.5	22.8	0.4	77.4	0.8	72.4	1.1	39.3	1.0
2020	10.0	1.1	14.4	2.0	21.4	0.4	79.8	0.9	73.3	1.1	38.8	1.0

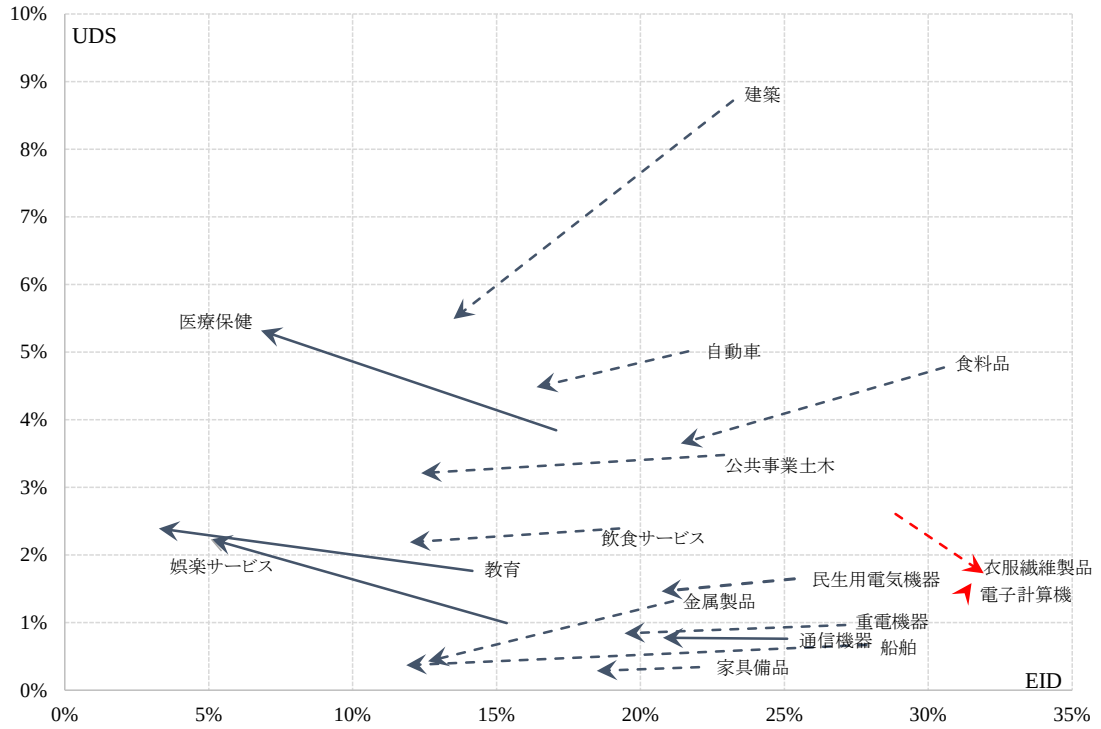
	自動車		船舶		建築		公共事業土木		製造品計		サービス計	
	EID	UDS	EID	UDS	EID	UDS	EID	UDS	EID	UDS	EID	UDS
1960	13.6	3.1	11.8	1.6	13.0	7.1	14.2	2.0	16.5	44.0	6.9	54.0
1965	14.3	4.2	13.0	1.8	13.1	8.7	13.3	2.5	17.0	40.8	6.8	57.4
1970	15.0	5.0	18.5	1.3	15.1	9.6	14.7	2.4	19.4	42.2	8.0	56.4
1975	21.1	4.1	26.1	1.2	22.6	10.0	21.8	3.3	29.9	42.0	16.3	57.1
1980	21.7	5.0	27.9	0.7	23.2	8.7	22.9	3.5	29.8	39.1	16.6	59.7
1985	17.3	5.3	19.3	0.6	21.1	6.4	17.3	3.2	23.7	39.1	11.5	60.3
1990	17.5	5.7	11.3	0.6	16.1	7.5	15.3	3.4	21.2	35.2	8.1	64.4
1995	16.4	4.5	11.9	0.4	13.5	5.5	12.4	3.2	20.5	30.1	5.7	69.5
2000	20.0	4.6	14.9	0.4	18.4	4.4	16.8	2.7	26.9	32.0	7.6	67.5
2005	23.7	4.9	17.4	0.5	25.3	3.3	25.2	2.0	35.2	30.1	10.6	69.5
2011	30.1	4.4	22.9	0.6	26.1	3.2	30.9	1.4	40.7	31.4	12.7	68.1
2015	31.6	5.4	21.2	0.5	27.3	3.3	30.3	1.2	40.7	32.3	12.8	67.2
2018	32.8	5.7	21.6	0.5	28.3	3.4	31.5	1.3	41.4	33.8	13.1	65.7
2019	31.8	5.5	21.1	0.6	27.3	3.4	29.8	1.3	40.3	32.6	12.5	66.8
2020	31.9	4.8	19.6	0.5	25.8	3.3	28.0	1.5	39.7	31.5	11.2	68.1

単位：%。注：商品別電力 EID および電力 UDS の定義はそれぞれ(3.3.2-12)式と(3.3.2-7)式を参照。



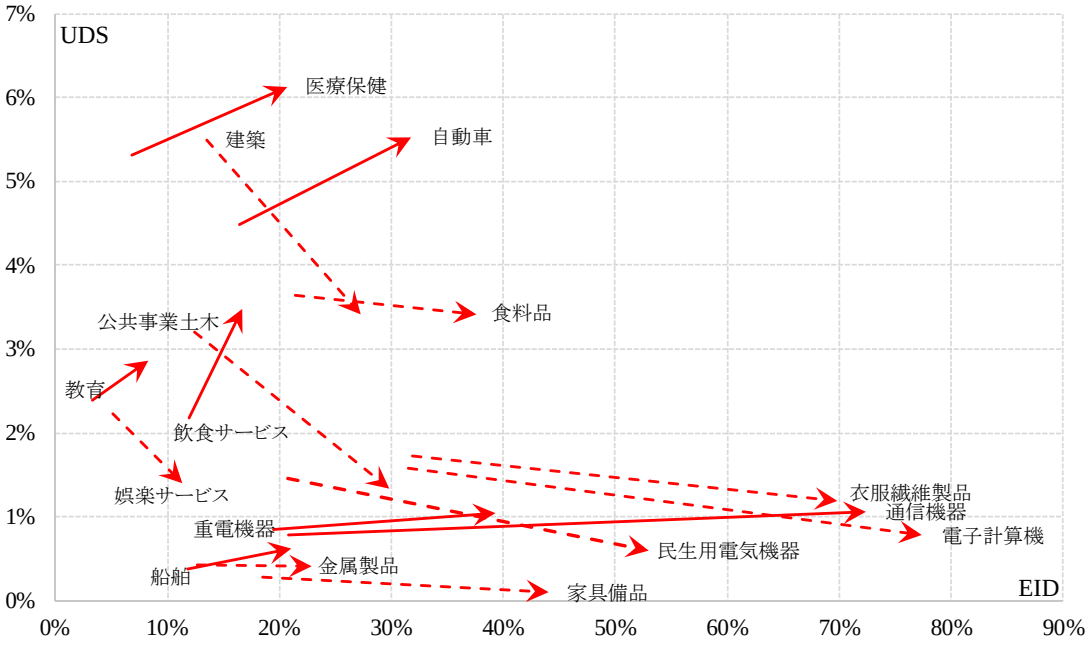
出典：表 3.3.5-1 の接続表（1、4）に基づく推計値。注：矢印の始点は 1970 年値、終点は 1980 年値。電力 EID の上昇は赤色、その低下は青色（ここでは電子計算機のみ）、UDS の上昇は実線、その低下は破線。

図 3.3.3-15　商品別電力 EID/UDS 変化（1970–80 年）



出典：表 3.3.5-1 の接続表（4、7）に基づく推計値。注：矢印の始点は 1980 年値、終点は 1995 年値。電力 EID の上昇は赤色（ここでは衣服繊維製品・電子計算機のみ）、その低下は青色、UDS の上昇は実線、その低下は破線。

図 3.3.3-16　商品別電力 EID/UDS 変化（1980–95 年）



出典：表 3.3.5-1 の接続表（7、10）に基づく推計値。注：矢印の始点は 1995 年値、終点は 2018 年値。電力 EID の上昇は赤色、その低下は青色（ここでは対象商品なし）、UDS の上昇は実線、その低下は破線。ここではコロナ禍の影響を除くため第 III 期からは 2020 年を除いている。

図 3.3.3-17　商品別電力 EID/UDS 変化（1995–2019 年）

3.3.4　結び

直接には観察されない間接的な電力輸入量を把握する指標として、第 3.3 節では電力の実効輸入依存度（EID）を定義し、複数の接続産業連関表および直近の延長産業連関表を用いながら長期の日本の経済成長プロセスに伴う電力 EID の変遷を数量的に評価してきた。第 3.3 節での測定結果は以下のように要約される。

第一に、電力の安定供給や価格上昇における期待にも依存して、日本経済の電力 EID は大きく変遷している。一国経済におけるマクロの輸入比率の変化を基調とした大きく 3 つの変動期として、第 I 期（1970 年から 1980 年までの上昇期）、第 II 期（1980 年から 1995 年までの低下期）、第 III 期（1995 年以降の再上昇期）が見いだされる。第 III 期に再上昇した一国経済の電力 EID は、2015 年には 21.9%、2018 年には 22.8%に高まっている（その後にはコロナ禍の影響もあり一時的に低下）。それは二度のオイルショックの影響により大きく上昇した、観察期間内におけるピークである 1980 年の 22.2%に類似した水準である。

第二に、オイルショック後に高まった電力 EID に対して、1980 年代には日本経済はそれを大きく低下させることに成功した。高度経済成長期に石油への依存度を高めていた日本経済は、第一次オイルショック後には電力 EID の急上昇を余儀なくされたが、ピークとなる 1980 年の 22.2%から 1995 年には 10.3%への大幅な低下を実現している。その要因としては、投資から消費へとシフトしてきた最終需要や、医療保健や娯楽サ

ービスの拡大によるサービス化の進行など、需要面の構造変化による影響もある。しかし、原子力発電や LNG 火力発電による石油代替の実現、停電時間の劇的な減少など、電力事業者による安定供給としての改善効果も大きいと考えられる。そうした影響を数量的に識別することは困難だが、安定供給への信頼なしには電力 EID の持続的な低下を推進することは難しいだろう。

第三に、近年では間接的な電力輸入が再び大きく拡大している。1995 年からの電力 EID の再上昇期では、商品レベルにおいても例外なく電力 EID が上昇している[55]。この期間における需要構造変化による影響としては、経済のサービス化による影響が横這いとなるが、コンピュータソフトウェアへの投資シェア拡大など、需要構造の変化としては引き続きマクロの電力 EID を低下させる方向にある。しかし一国経済の電力 EID は、1995 年の 10.3%から 2018 年の 22.8%へと大きく拡大した。電力 EID における 12.5 ポイントの上昇は、それぞれの年次における電力需要量として換算すれば、間接的な電力輸入量が 1130 億 kWh から 2950 億 kWh へ拡大したものと評価される。そのことは、もしこの間における電力 EID の上昇がなければ、(2007 年の実績値でのピークと類似する) 1.2 兆 kWh の国内需要が存在していたことを意味している。

政府による野心的な需要見通しを下回るものとなった近年の日本における国内電力需要の低迷（第 3.3.1 節）は、その 3 割ほどが間接的な電力輸入量の拡大によって説明される（第 3.3.3(2)節）。日本経済において電力多消費的な財の生産が海外へとシフトしてきたことによる国内電力需要の低下は、あたかも省エネの達成であるかのように解されてきた。省エネや CO_2 排出削減を求め強化されてきた国内政策や、電力価格高騰や安定供給の毀損への懸念を拡大させてきた再エネ推進や電力自由化は、むしろ電力 EID を拡大させるような変化を促してきた懸念は大きい。安価に利用可能な省エネや低炭素技術が制約され、さらなる追加的な国内対策は全要素生産性を低下させ産業競争力を毀損させる懸念が拡大するなかで（野村 2021）、それが可能である企業は海外への生産シフトによって適応しようとしている。海外への有効需要の漏れは、1990 年代からの日本経済の長期にわたる停滞要因のひとつである可能性は大きい。

将来に向けて電力需要はどう変化するだろうか。AI や IoT など新しい技術革新を社会実装させるため、さらなるデジタル関連投資の拡大が期待される。他方では 1960/70 年代に形成された社会資本の更新投資の時期も迫っており、資本形成による需要変化がマクロの電力 EID をさらに低下させることは見込みづらい。また日本社会におけるさらなる高齢化の進行は、家計消費における医療保健サービスの需要シェアをより大きく拡大させるだろう。第 3.3 節での商品レベルでの測定によれば、現在では医療保健サービスは電力需要を誘発する最大の商品であり、すでに自動車生産（およびその間接波及生産）のための電力需要誘発を超過している。日本社会におけるさらなる高齢化の進行は、電力需要を牽引するものとなろう。

55 近年の電力 EID 上昇の転換期は、日本経済の実質単位エネルギーコスト（RUEC）が上昇へと転じた期間とも重なる（第 3.2.4(1)節の図 3.2.4-2）。RUEC の上昇は電力 EID を高める効果を持つと考えられるが、観察される RUEC は中間財などの輸入代替による緩和効果を織り込んだ後での脆弱化を示すものである。

最終需要構造の変化が電力 EID を低下させる効果は減衰すると考えられるなかで、将来における商品別電力 EID は近年の上昇を継続するのか、それとも 1980 年代のように低下へと転じさせることができるか、それは今後のエネルギー環境政策に依存するだろう。拙速な石炭火力からのフェードアウト、電力価格の上昇を余儀なくさせる再エネの大量導入の推進、また国際的に協調ある水準を超えた省エネ法などによる規制手段の強化によれば、日本国内の温室効果ガス排出抑制へと「成功」するとみえるかもしれない。しかし、それは日本経済における電力やエネルギーの実効的な輸入依存度をさらに高めることにより実現される虚構に過ぎない。国内における有効需要の喪失は日本のさらなる経済低迷をもたらすであろう。

3.3.5 補論 A：ベンチマーク産業連関表

電力消費構造における時系列的な比較可能性を高めるため、第 3.3 節での電力の EID/UDS 指標の測定では連続する数時点の産業連関表基本表（ベンチマーク表）を接合した接続産業連関表（接続表）を利用する。

表 3.3.5-1 は第 3.3 節での測定に利用した接続表（および基本表）のリストを与えている。その統合分類（かつての統一分類）とは、商品×商品表とする産業連関表において、行と列の商品分類数を同一とした正方行列となるための分類である。ここでは 10 府省庁によって構築される総務省「接続産業連関表」を基準としながら、国民経済計算体系（System of National Accounts: SNA）における基準変更（1953SNA から 1968SNA）に対応した概念調整をした長期接続表（long linked input-output Table: LLIO）を利用する（野村 1995）。LLIO は 1960–65–70–75 年の 4 時点における 333 部門統合分類表と、1975–80–85–90 年の 4 時点における 301 統合分類表からなる。2015 年基本表は現在に利用可能な最新のベンチマーク表であるが、近年における傾向を把握するため、経済産業省（2021, 2022, 2023）による 2018 年から 2020 年の延長表も利用している。

表 3.3.5-1　EID/UDS 測定に利用する産業連関表

	産業連関表	統合分類数	出典
1	1960–1965–1970年接続表	233	行政管理庁（1975）
2	1960–1965–1970–1975年長期接続表	301	野村（1995）
3	1970–1975–1980年接続表	233	行政管理庁（1985）
4	1975–1980–1985年接続表	233	総務庁（1990）
5	1975–1980–1985–1990年長期接続表	333	野村（1995）
6	1985–1990–1995年接続表	184	総務省（2000）
7	1990–1995–2000年接続表	99	総務省（2005）
8	1995–2000–2005年接続表	102	総務省（2010）
9	2000–2005–2011年接続表	105	総務省（2017）
10	2005–2011–2015年接続表	105	総務省（2020）
11	2015年基本表	187	総務省（2019）
12	2018年延長表	96	経済産業省（2021）
13	2019年基本表	96	経済産業省（2022）
14	2020年基本表	96	経済産業省（2023）

注：ここでの「統合分類数」は EID/UDS の測定に利用した分類数であり、各接続表における統合（統一）中分類・小分類やここでの独自分類に基づく。

一般に、粗い（集計度の高い）統合分類に基づく分析によればレオンチェフ生産体系における生産波及としての測定精度が損なわれ、その一方、細かい分類によれば行・列部門の対応における商品表としての整合性としての課題が生じてしまう。また分析される統合部門分類は時系列的に統一されていることが望ましいが、同一部門内における生産物の質的変化や産業構造の変化のもとでは、分析する統合分類を時系列的に統一させることによる弊害も大きいと考えられる。第 3.3 節では分析される接続表ごとに、利用可能な統合分類の小分類や中分類、あるいは独自に定義された分類などよって分析し、各ベンチマーク年次における複数の接続表に基づく重複した測定結果の比較から、電力 EID/UDS 指標としての精度を確認する（第 3.3.3(1)節の図 3.3.3-1）というアプローチをとっている[56]。

参考文献（第 3.3 節に関するもの）

1) Jorgenson, Dale W., Koji Nomura and Jon D. Samuels (2016) “A Half Century of Trans-Pacific Competition: Price Level Indices and Productivity Gaps for Japanese and U.S. Industries, 1955–2012,” in D. W. Jorgenson, et al. (eds.) *The World Economy – Growth or Stagnation?*, Cambridge: Cambridge University Press, Chap. 13.

2) Nomura, Koji (2023) *Energy Productivity and Economic Growth—Experiences of the Japanese Industries, 1955–2019*, Springer.

56 1993SNA や 2008SNA への準拠やさまざまな経済統計的な定義変更など、同一接続表内のベンチマーク年次では概念的に整合することが原則となるが、本節で分析される異なる年次の接続表の間では乖離があることに留意されたい。たとえば研究開発の資本化（企業内で実施される活動を含めて研究開発費が資本形成され、そのストックの固定資本減耗が付加価値項目に加算される）は 2005–2011–2015 年接続表のみであり、研究開発費用がすべて中間消費されるそれ以前の表とは波及効果の基準が異なっている。

3) 経済産業省（2021）「2018 年延長産業連関表」8 月 19 日.
4) 経済産業省（2022）「2019 年延長産業連関表」8 月 26 日.
5) 経済産業省（2023）「2020 年延長産業連関表」9 月 29 日.
6) 資源エネルギー庁（2020a）「令和元年度エネルギーに関する年次報告（エネルギー白書 2020）」6 月.
7) 資源エネルギー庁（2020b）「エネルギー政策の現状について」第 1 回 中央環境審議会地球環境部会 中長期の気候変動対策検討小委員会 産業構造審議会産業技術環境分科会 地球環境小委員会地球温暖化対策検討ワーキンググループ 合同会合、資料 5、9 月.
8) 総務省（2019）「平成 27 年産業連関表」6 月.
9) 総務省（2020）「平成 17–23–27 年接続産業連関表」8 月.
10) 内閣府経済社会総合研究所（2023）『2022 年度（令和 4 年度）国民経済計算年報』内閣府.
11) 日本エネルギー経済研究所計量分析ユニット (2023) 『EDMC エネルギー・経済統計要覧』省エネルギーセンター.
12) 野村浩二（1995）「長期接続産業連関表の推計と分析：1960–1965–1970–1975–1980–1985–1990 年」慶應義塾大学産業研究所, mimeo。
13) 野村浩二（2021）『日本の経済成長とエネルギー：経済と環境の両立はいかに可能か』慶應義塾大学出版会.
14) 野村浩二・稲場翔（2023）「実質的なエネルギーコスト負担に関する高頻度指標の開発―月次 RUEC とその変化要因―」*RCGW Discussion Paper*, No. 68, 日本政策投資銀行設備投資研究所地球温暖化研究センター.
15) 野村浩二・稲場翔・吉田満咲（2024）「エネルギーコストモニタリング（ECM）」慶應義塾大学産業研究所野村研究室，2024 年 1 月 31 日.

3.4 国内外の排出削減の取り組み状況の分析

世界の CO_2 排出量は依然として上昇しているが、欧米や日本といった先進国においては排出減少の傾向にある。それには、第 1 章や前節で記載したように、先進国から途上国へ、特に CO_2 原単位の高い製造業の移転が起こっている等の複雑な要因が背景にあるが、各国において様々な政策等を通じて排出削減の取り組みが続けられていることも大きく貢献している。本節では、日本および米国、欧州における気候変動政策の動向や、その国内外の評価等について報告する。

3.4.1 日本の排出削減動向および政策動向

(1) 日本の排出削減動向

図 3.4.1-1 に、近年の日本の温室効果ガス（GHG）排出量の推移を示す。第 1 章でも触れたように、2013 年度をピークに前年度比で排出減の傾向が続いていたが、2021 年度は、2020 年度の COVID-19 パンデミックによる排出減の反動で前年に比べ若干の増加となった。

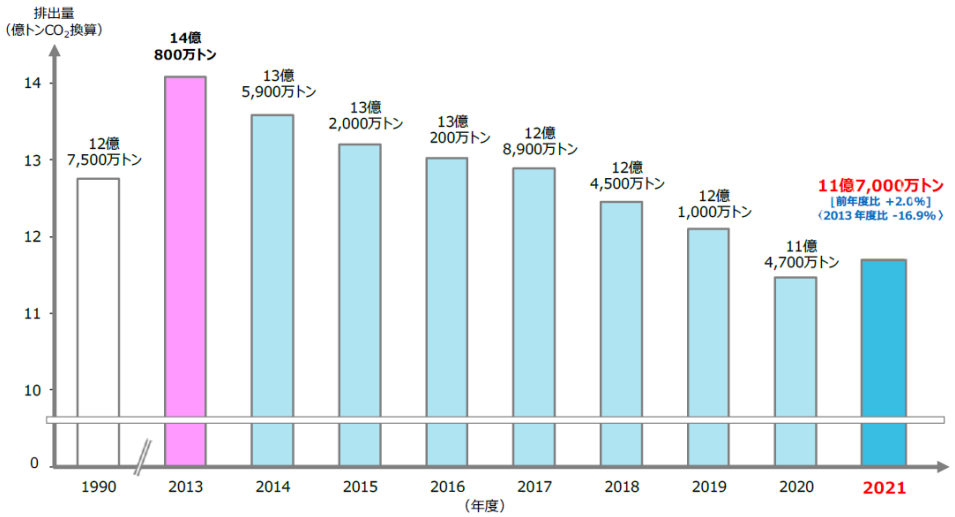


図 3.4.1-1 日本の GHG 排出量推移

（出典）環境省 [1)]

また、図 3.4.1-2 には CO_2 排出量の増減に関する要因分解を示す。人口（POP）、一人当たり GDP（GDP/POP）、GDP 当たり一次エネルギー供給量（PES/GDP）、一次エネルギー供給量当たり CO_2 排出量（CO_2/PES）に要因を分解し、日本における CO_2 排出量および各要因の 1971～2020 年における 10 年毎および 2010～2021 年の期間の 1 年毎の年平均変化率を求めた（分析に用いたデータは文献 2)）。2000 年代に入り排出減少傾向に転じ、2011 年の東日本大震災による原発事故の影響で、CO_2 排出原単位が大幅に悪化し排出量が一時的に増大したが、その後は前年比減少で推移しており、2020 年および 2021 年には COVID-19 パンデミックによる影響が見られるものの、継続的に省エネやエネルギーの低炭素化が進んでいると言える。

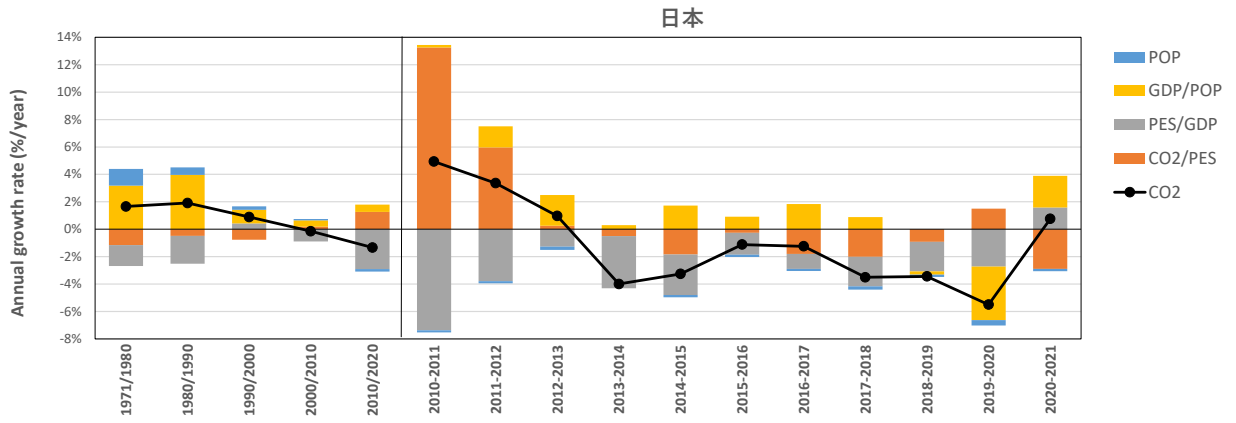


図 3.4.1-2 日本の CO_2 排出量の要因分解（茅恒等式）

(2) 経団連を中心とした産業界の排出削減の取り組み

地球温暖化対策の推進には産業界の協力が不可欠である。日本においては業界団体・企業等によって、CO_2 をはじめとする GHG 排出削減のための様々な取り組みがな

されてきた。経団連は、京都議定書の合意（1997 年 12 月）に先駆けて、1997 年 6 月に「経団連環境自主行動計画」を策定して以来、温室効果ガス削減に向けて、毎年度 PDCA サイクルを回し、各業種・企業における主体的かつ積極的な取り組みを推進してきた。2013 年には、「経団連環境自主行動計画」を進化させた形で「経団連低炭素社会実行計画 [3]」（以下、実行計画と表記）を策定し、国内事業活動における CO_2 削減、革新的技術開発等の四本柱の下、排出削減に向けた取り組みを着実に続けてきた。こうした中、2020 年 10 月に菅首相（当時）により 2050 年カーボンニュートラル宣言がなされ、2021 年 4 月に 2030 年度の温室効果ガス排出量 46%削減（対 2013 年比）という目標が掲げられた。これらを受け、経団連はカーボンニュートラル実現に向けた経済界の主体的取り組みの強力な推進のために、2021 年 11 月に、実行計画を「経団連カーボンニュートラル行動計画 [4]」（以下、CN 行動計画と表記）と改め、新たにカーボンニュートラル実現に向けたビジョンの策定を呼びかけた（文献 4)）。

これらの経団連を中心とした産業界の自主的な取り組みに対して、経団連による年度毎のフォローアップ、第三者評価委員会による進捗レビューや取り組み評価が行われている。また、実行計画の評価・検証は、経済産業省ならびに環境省の関係審議会での業種別ワーキンググループや専門委員会で定期的に実施されている。当事業においては、これまで、自主行動計画に関する総括的な評価、そして実行計画および CN 行動計画の下での排出削減の取り組みの評価として、2020 年度から継続して分析を行ってきた（文献 5),6),7)）。本節では、昨年度の報告以降に公表された 2022 年度実績（速報）に基づき、前回の分析との比較も踏まえ評価を行った内容を報告する。

① 排出削減の自主的取り組みの動向

a. 実行計画および CN 行動計画におけるフェーズⅠの取り組みに対する評価

実行計画および CN 行動計画では、2020 年度に向けたフェーズⅠ、2030 年度に向けたフェーズⅡの目標が策定され、取り組みが続けられてきた。2022 年 3 月に実施されたフォローアップでは、2020 年度の実績に対する評価とフェーズⅠの総括が行われた（文献 4),8)）。昨年度の報告 [7]にあるように、フェーズⅠ（2013～2020 年度）において、産業・エネルギー転換・業務・運輸の全部門合計の CO_2 排出量は、毎年着実に削減を重ね、7 年間で 21.6%削減を達成した。但し、最終年度である 2020 年度実績については、新型コロナウイルスの感染拡大による経済活動量低下の影響が大きいことには留意が必要である（2013～2019 年度の 6 年間では、10.8%削減）。フェーズⅠ目標達成率を調査した結果、47 業種が目標達成、1 業種が一部の目標を達成、10 業種が目標未達であったが、目標を達成した業種のうち 14 業種は、これまでより高い目標への見直しを行った上で、新しい目標を達成した。目標が未達であった業種からは、その要因として、新型コロナウイルスの影響が多く報告され、具体的には、生産量が目標策定時の想定範囲を大きく外れて急激に減少したが、完全に工場が停止した訳ではないため固定エネルギー分の影響が顕著に出て原単位が悪化したこと、等が挙げられた。さらに、第三者評価委員会では、2020 年度における CO_2 排出量の削減は、新型コロナウイルスの影響による部分が大きいが、その部分を除いても、産業・エネルギー転換・業務・運輸のすべての部門において、2005 年度比でも 2013 年度比でも、10%以上ある

いは 10%近くの削減がなされていると考えられ、参加業種は、CO_2 排出削減を着実に進めており、これまでの取組みは高く評価される、とした。参加業種は一貫して CO_2 排出削減を進め、一部の業種が目標未達ではあったものの、全体から見ると当初の目標は十分に達成されており、経済界の自主的取り組みは、わが国の排出削減に貢献していることから、フェーズⅠの計画実効性は高く評価される、とした。

b. カーボンニュートラルに向けた経団連の取り組み

2020 年 10 月の菅首相（当時）による 2050 年までにカーボンニュートラル（CN）を目指すとの宣言を受けて、経団連は 2020 年 12 月に「2050 年カーボンニュートラル（Society 5.0 with Carbon Neutral）実現に向けて -経済界の決意とアクション-」、2021 年 6 月に「グリーン成長の実現に向けた緊急提言」を発表した。実行計画は、パリ協定の下でのわが国の中期削減目標への貢献等の観点から、2030 年に向けた CO_2 削減に力点を置いてきたが、2050 年 CN の実現に対する内外の関心と期待がより一層高まる中、経団連は、その実現を今後目指すべき最も重要なゴールと新たに位置づけ、2021 年 11 月に実行計画を「経団連カーボンニュートラル行動計画」へ改め、2050 年 CN に向けたビジョン（基本方針等）の策定と四本柱の取組みにより地球規模・長期の温暖化対策に貢献していくとした（文献 4)）。

さらに、2022 年 5 月、経団連は「グリーントランスフォーメーション（GX）に向けて [9]」を発表した。日本が 2050 年 CN と温室効果ガスの 2030 年度 46%削減に国際的にコミットしたことを受け、これらの目標を実現するため、国を挙げて「経済と環境の好循環」を創出しながら、経済社会全体の変革である「グリーン・トランスフォーメーション（GX）」を推進する必要があるとし、政府に対して「GX 政策パッケージ」の早期策定・実行を求めた。CN 行動計画の着実な実施を図り、BAT（Best Available Technologies; 経済的に利用可能な最善の技術）の最大限の導入による排出削減と、革新的技術の開発を進めることを改めて表明した。フェーズⅠでの着実な成果を踏まえ、CN 行動計画は、政府の「地球温暖化対策計画」において、引き続き産業界の対策の柱に位置づけられている。今年度（2022 年度）から、フェーズⅡ（2021～2030 年度）のフォローアップ調査が始まり、5 月に発表された提言「GX に向けて」で表明したように、経団連は、CN 行動計画を強力に推進することにより、2050 年 CN の実現に向けて、最大限の取組みを行っていく、としている（文献 10)）。

c. フェーズⅡに向けた取り組み動向

経団連を中心とした温室効果ガス排出削減の取り組みは、2050 年 CN を視野に入れた対策の方向になってきている。そのような中、CN 行動計画において、国内事業活動からの排出抑制は依然として重要な柱の一つに位置付けられており、2030 年に向けたフェーズ II の取組みが実施されている。

CN 行動計画では、2050 年 CN に向け各業界がビジョン（基本方針等）を策定するとされた。その状況について、2021 年度においては、参加する 62 業種全てが策定済みあるいは策定を検討中・検討予定であり、策定済みの 27 業種（44%）の CO_2 排出量は全

体の 88%であったが、2023 年度には策定済みが 42 業種（67%）、その CO_2 排出量は全体の 97%へと増加した。

目標指数については、エネルギー原単位、CO_2 排出量等の様々な指標が採用されているが、昨年度の報告にあるように、CN 行動計画での 2030 年目標においては、特に産業部門での CO_2 排出量を指標とする業種が増えた（表 3.4.1-1）。

表 3.4.1-1　CN 行動計画（フェーズⅡ）における目標指標の種類と部門別件数（2023 年 3 月時点）

	エネルギー原単位	エネルギー消費量	CO_2原単位	CO_2排出量
カーボンニュートラル行動計画（2030年目標）				
エネルギー転換部門（3業種）	0	1	2	1
産業部門（31業種）	5	1	6	19
業務部門（15業種）	9	1	5	2
運輸部門（8業種）	0	1	3	4

（注）複数の指標を採用している業種については複数回カウント

2022 年度実績（速報版）に対するフォローアップによると、2022 年度の CO_2 排出量の全部門（産業、エネルギー転換、業務、運輸）合計は、2013 年度比で 20.8%減少、前年度比でも 3.7%減少した。部門別では、2013 年度比で全ての部門で減少し、前年度比については産業部門で減少、他の 3 部門では増加した。また、産業部門における 2022 年度の CO_2 排出量（電力配分後）は、2013 年度比-20.5%、前年度比-6.5%となった。産業部門の CO_2 排出量の増減の要因分析より、前年度比においては、「経済活動量あたりのエネルギー使用量の変化」が微増（+0.1%）した一方、「経済活動量の変化」および「CO_2 排出係数の変化」は減少（それぞれ-6.3%、-0.3%）した。経済活動量減少の背景には、エネルギー・原材料価格の高騰や、半導体不足に起因する需給変動長期化、外需縮小等が挙げられる（文献 11)）。

② CN 行動計画参加業種による排出削減努力の分析

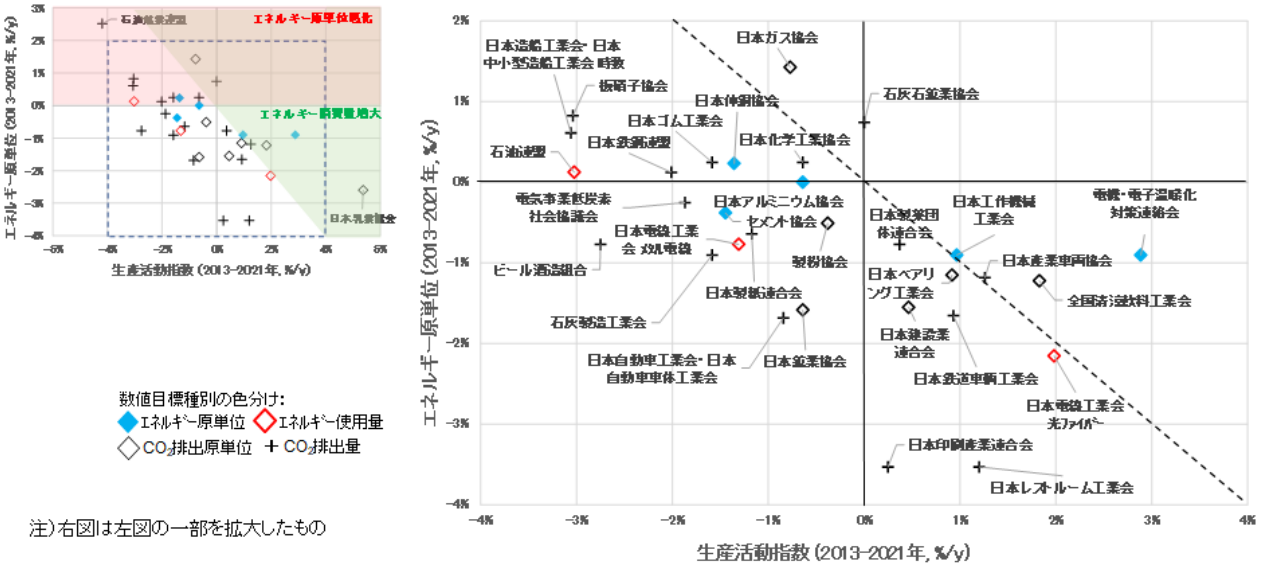
前項で述べたように、目標設定にはエネルギー原単位やエネルギー消費量、CO_2 排出量といった様々な指標が採用されており、業種により異なる。排出削減努力のより良い評価のためには、目標に対する進捗や達成度だけでなく、複数の視点からの分析・考察が必要である。そこで、生産活動、エネルギー原単位（生産活動あたりのエネルギー使用量）、CO_2 排出原単位の関係性に着目し、それらの全体的な傾向や業種間の比較等の分析・考察を、定量的な評価に適していると考えられる経団連傘下の製造業を中心とした産業部門およびエネルギー転換部門を対象として行ってきた。今回は、2022 年度の実績データに基づき、同様の分析・評価を行った。分析には、「経団連 CN 行動計画 2050 年 CN に向けたビジョンと 2023 年度フォローアップ結果<2022 年度実績>[速報版][11)]」の公表データを用いた。なお、比較のために参照した、昨年度実施の 2021 年までの実績についての分析には、2022 年 11 月に公表された 2021 年度速報値を用い

た。2023 年 3 月に 2021 年度確定値が公表されたが、速報値と大きな違いはなかったため、グラフの一部を編集し直した以外、値については更新していない。

a. 業種毎の生産活動指数とエネルギー原単位変化の関係（産業・エネルギー転換部門）

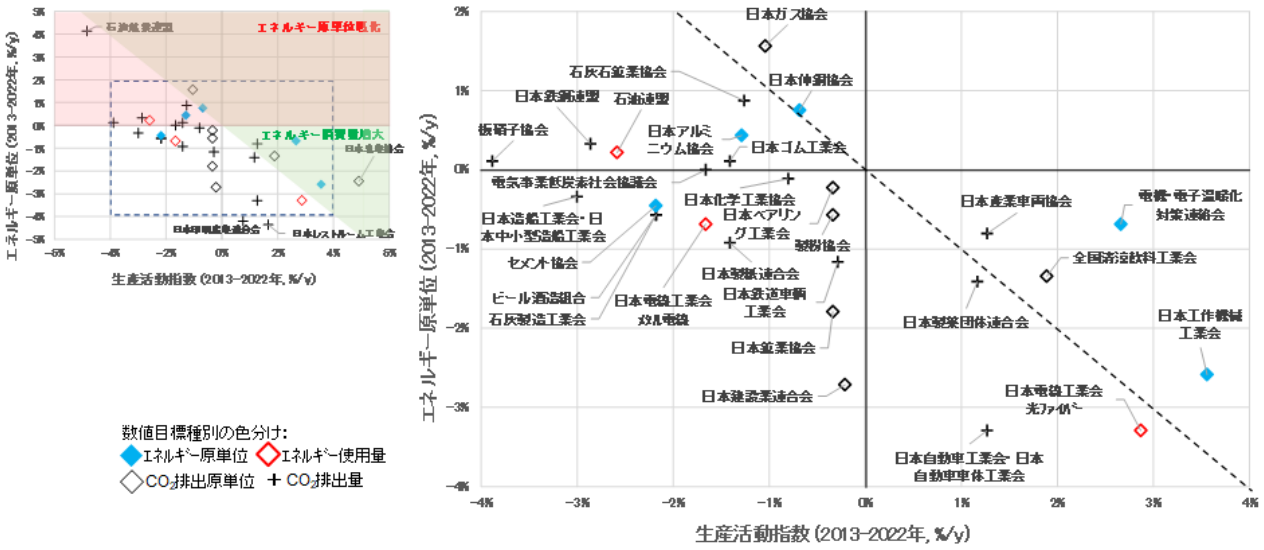
まず、生産活動指数の変化と、生産活動あたりのエネルギー使用量と定義したエネルギー原単位変化を業種横断的にグラフ化した。図 3.4.1-3 に 2013～2021 年の実績について（昨年度実施の分析 [7]）、図 3.4.1-4 に 2013～2022 年の実績についての結果を示す。薄い赤の部分はエネルギー原単位が悪化した業種を表す。なお、横軸の生産活動指数は各業種から提出されたデータであり、例えば日本鉄鋼連盟は粗鋼生産量に基づいており、また日本製薬団体連合会は医薬品製造業界の生産活動を示す上で最も一般的な指標である売上高を採用するなど、業界により異なる。

昨年度の報告にあるように、2012～2020 年の期間においては、多数の業種で COVID-19 パンデミックの影響による生産活動指数の悪化やエネルギー消費量の減少が見られ、また、エネルギー原単位が悪化した業種の多くで生産活動の後退があったが、それに比べ、2013～2021 年においては、生産活動が改善した業種が増え、COVID-19 による経済停滞からの回復が見られた。図 3.4.1-4 の 2013～2022 年においても、2021 年までに比べて傾向として大きな変化は見られない。一方、図 3.4.1-3、図 3.4.1-4 のいずれにおいても、エネルギー単位が悪化した業種も一定数あり、悪化の原因には生産活度の後退による影響があると考えられる。



注）右図は左図の一部を拡大したもの

図 3.4.1-3 生産活動指数とエネルギー原単位の関係（2013～2021 年）



注)右図は左図の一部を拡大したもの

図 3.4.1-4 生産活動指数とエネルギー原単位の関係（2013～2022 年）

b. 業種毎のエネルギーと CO_2 原単位変化の関係（産業・エネルギー転換部門）

次に、エネルギー原単位と CO_2 排出原単位（CO_2 排出量/エネルギー使用量）変化の関係を示す。図 3.4.1-5 が 2013～2021 年（昨年度実施の分析 [7]）、図 3.4.1-6 が 2013～2022 年についてである。なお、電力排出係数は、業種により固定値の採用と可変値の採用が混在しているが、統一せず、各業種からの報告の数字をそのまま使用している。

CO_2 排出量/エネルギー使用量で見た CO_2 排出原単位は、経済界の長期にわたる取り組みにより、全体的に大きく改善してきていたが、その傾向は続いており、今回分析の 2013～2022 年においては全ての業種で改善した。ただし、2011 年の東日本大震災による原発停止で火力発電が増え、その影響で CO_2 原単位が大幅に悪化していた時期を起点としているため、原単位の向上にはそのような外的要因による影響も含まれていることも考慮すべきである。

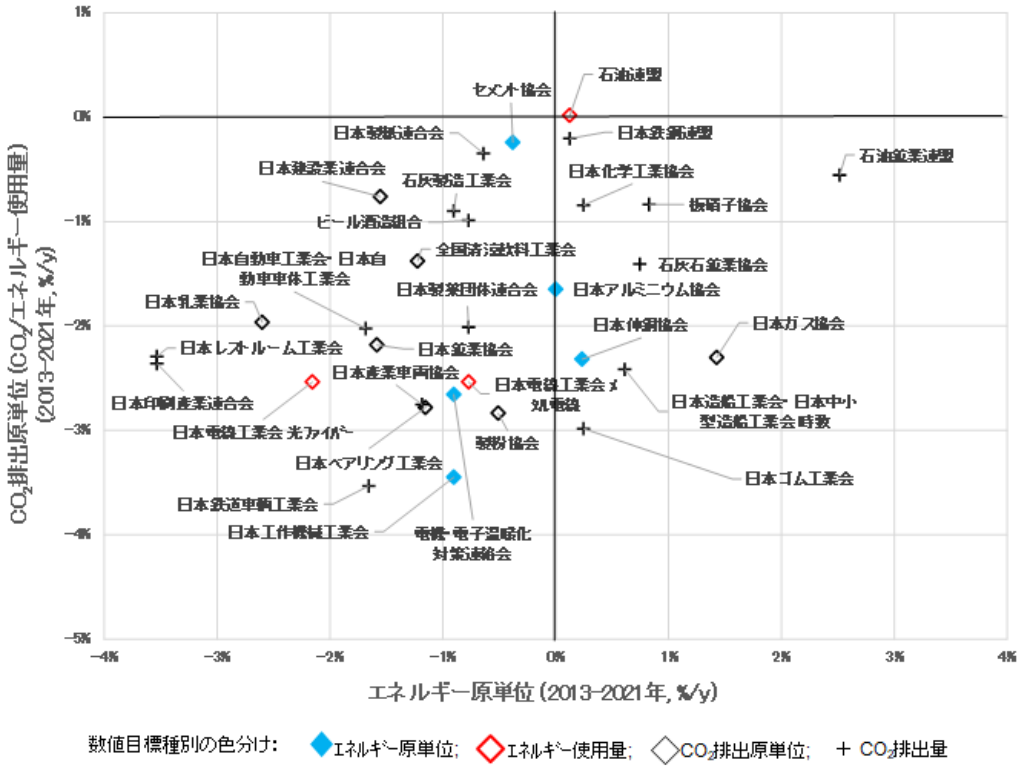


図 3.4.1-5 エネルギー原単位と CO_2 原単位の関係（2013～2021 年）

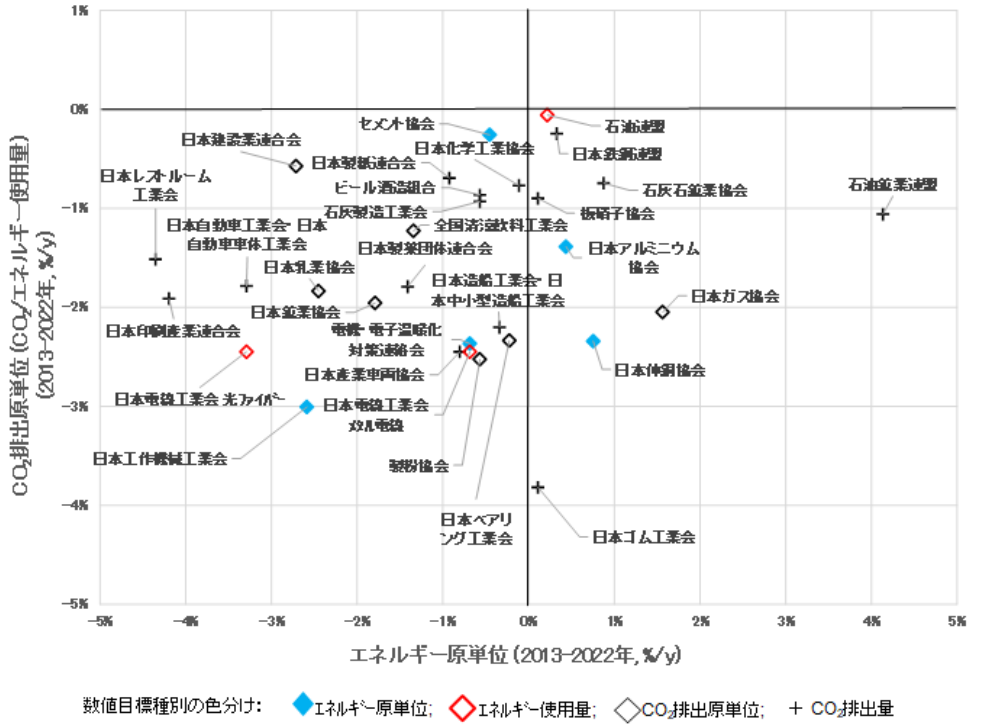


図 3.4.1-6 エネルギー原単位と CO_2 原単位の関係（2013～2022 年）

c. エネルギー原単位変化の生産活動指数変化による説明性（産業部門）

エネルギー原単位は生産活動の影響を受けることが多い。そこで、各業種における年間のエネルギー原単位変化が生産活動指数の年変化によってどの程度説明されるか

を分析した。図 3.4.1-7 では、横軸が 2013～2021 年の期間における各業種の生産活動指数変化とエネルギー原単位変化の相関の説明性（R2 乗値）を示し、左に行くほど相関が高いことを意味する。縦軸は 2013 年比の 2021 年のエネルギー原単位指数を示し、1 以下であれば原単位が向上したことを表す。なお、回帰分析から得られた説明変数が有意でないもの（R2 乗値が 0.3 より小さいものはほぼ全て）も参考として含めている。図 3.4.1-8 には、2013～2022 年における同様の分析の結果を示す。

2013～2021 年においては、生産活動の変化とエネルギー原単位の変化の連動性が高く、特に領域 B にある業種については、エネルギー原単位が悪化した理由は経済活動の悪化による可能性が高い。また、経済活動の変化にかかわらずエネルギー原単位の改善を達成している領域 A にある業種は、2020 年までの分析（昨年度実施 [7]）に比べてやや増加した。2013～2022 年については、この領域 A にある業種が多く見られた。

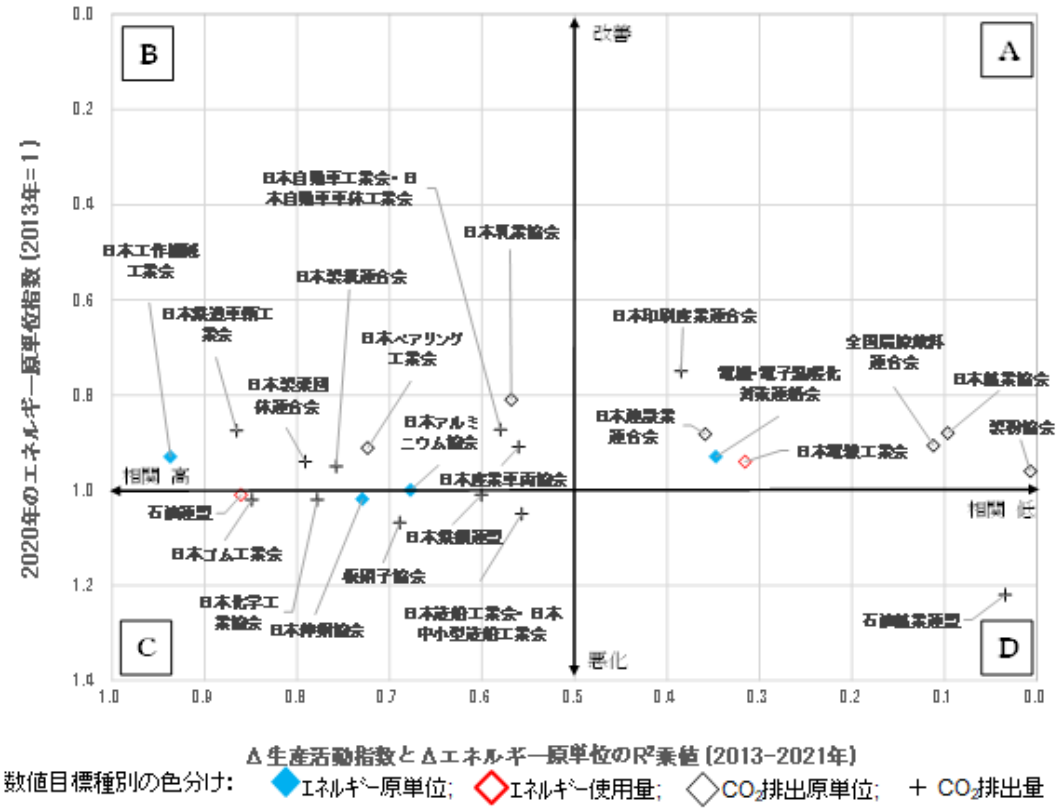


図 3.4.1-7　産業部門参加業種におけるエネルギー原単位変化と原単位変化に対する生産活動変化の説明性（R^2）の関係（2013～2021 年）

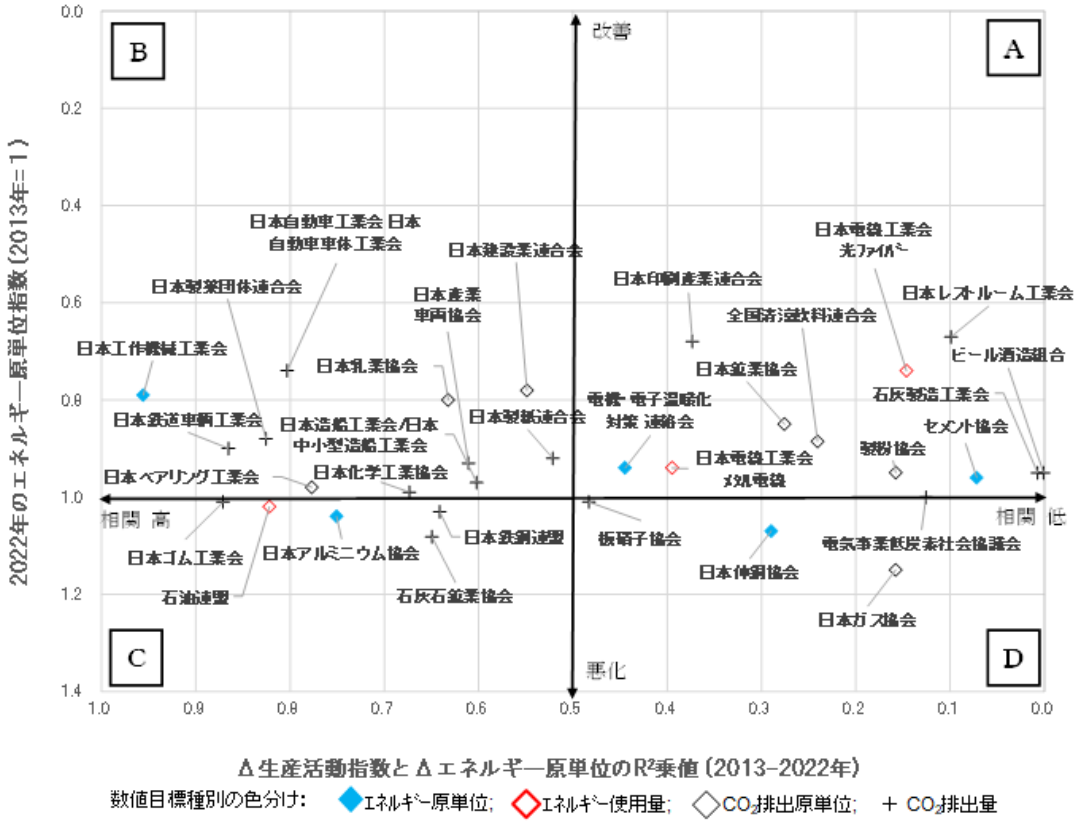


図 3.4.1-8 産業部門参加業種におけるエネルギー原単位変化と原単位変化に対する生産活動変化の説明性（R^2）の関係（2013～2022 年）

(3) グリーントランスフォーメーション（GX）政策動向

産業革命以来の化石中心の経済・社会、産業構造をクリーンエネルギー中心に移行させ、経済社会システム全体の変革「グリーントランスフォーメーション（以下 GX）」を実行するべく、必要な施策を検討するため、2022 年 7 月から GX 実行会議が開催されている。2023 年 2 月 10 日に「GX 実現に向けた基本方針 [12]」が閣議決定された。基本方針では、エネルギー政策の全体論として、(1)エネルギーの安定供給の確保を前提とした GX に向けた脱炭素の取り組みと、GX を進めるための方法論として、(2)経済成長と脱炭素を同時に達成するための投資促進策である「成長志向型カーボンプライシング構想」の実現・実行の 2 つが示された。一つ目のエネルギー安定供給の確保を大前提とした GX の取り組みとして、徹底した省エネの推進、再エネの主力電源化、原子力の活用といった項目の他、水素・アンモニアの導入促進、カーボンニュートラル実現に向けた電力・ガス市場の整備、カーボンニュートラル燃料・蓄電池・資源循環・運輸や住宅建築物等における脱炭素化等の各分野における研究開発や設備投資・需要創出等が重要事項として挙げられている。二つ目の「成長志向型カーボンプライシング構想」等の実現・実行として、GX 経済移行債を活用した先行投資や成長志向型カーボンプライシングによる GX 投資インセンティブ、新たな金融手法の活用等を速やかに実行し、国際戦略・校正な移行・中小企業等の GX も強化促進するとしている。さらに、2023 年 5 月に GX 推進法（(1)GX 推進戦略の策定・実行、(2)GX 経済移行債の発行、(3)

成長志向型カーボンプライシングの導入、(4)GX 推進機構の設立、(5)進捗評価と必要な見直しを法定)、同年 8 月に GX 脱炭素電源法（(1)地域と共生した再エネの最大限の導入促進、(2)安全確保を大前提とした原子力の活用）が成立した。図 3.4.1-9 に、GX 基本方針で示されたロードマップの全体像を示す。

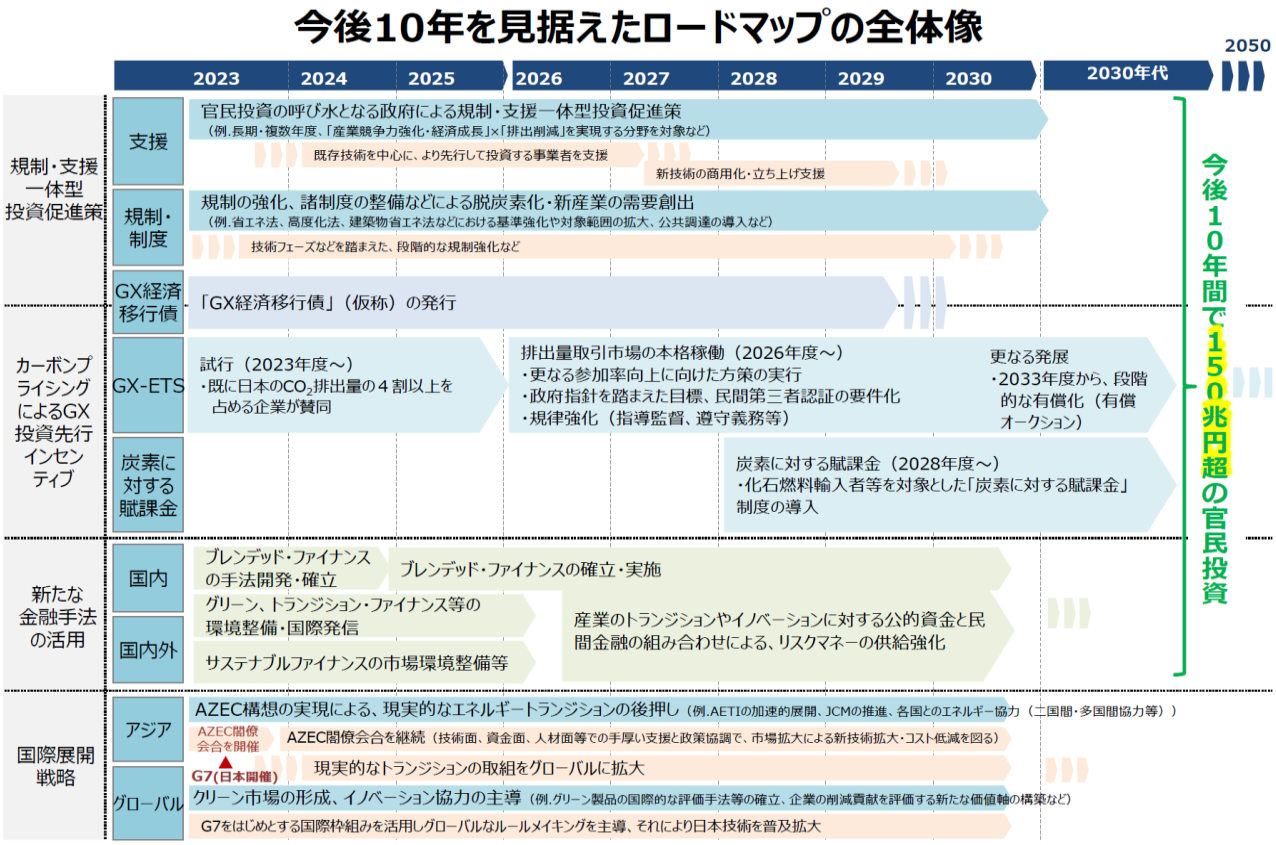


図 3.4.1-9　GX 実現のためのロードマップ

（出典）GX 実行会議 [12)]

① 成長志向型カーボンプライシング

GX 基本方針で示された「成長志向型カーボンプライシング構想」では、「GX 経済移行債」を創設し、これを活用して国が 20 兆円規模の先行投資支援を実行することで、民間事業者の予見可能性を高め、官民 150 兆円超の GX 投資を実現する。また企業が排出削減できた二酸化炭素を売買する排出量取引制度や炭素に対する賦課金制度等の「カーボンプライシング」を段階的に導入し、その方針を予め示すことで GX 投資前倒しを促進する、としている（図 3.4.1-10）（文献 13),14)）。

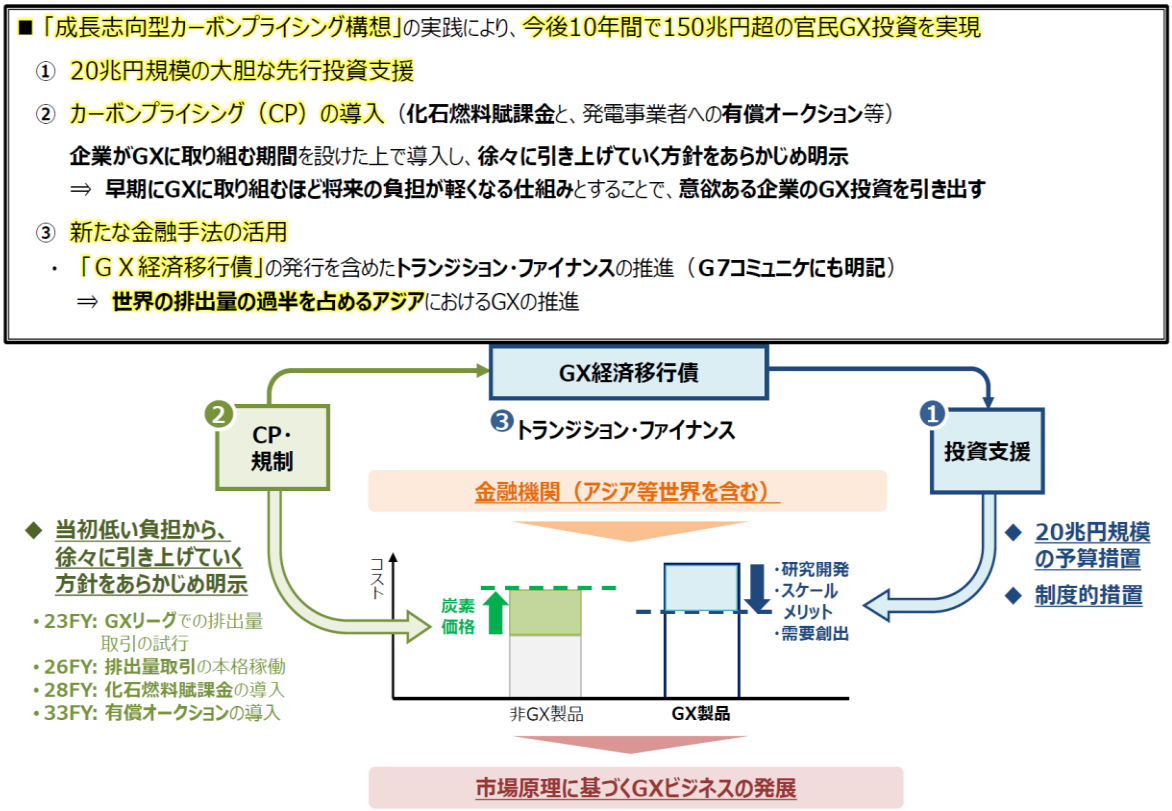


図 3.4.1-10 成長志向型カーボンプライシング構想による投資促進パッケージ
（出典）GX 実行会議 [13)]

② GX 分野別投資戦略

GX 基本方針の参考資料として、図 3.4.1-11 に示すような重点的に取り組む 22 分野における「道行き」が示された。重点分野ごとにワーキンググループでの議論が行われ、「分野別投資戦略」としてまとめられた [15)]。国内に GX 市場を確立し、サプライチェーンを GX 型に革新する、としている。投資促進策として、産業競争力強化・経済成長および排出削減のいずれの実現にも貢献するものという基本原則のもと、基本条件が示された。具体的な進め方として、GX 関連製品・事業の競争力を高めるべく、「市場創造に向けた規制・制度」や、「カーボンプライシングの段階的引上げ」により、民間が GX 投資に果敢に取り組む事業環境を、予見性をもって整備していく。更に、民間の先行投資を加速させるべく、大胆な初期投資支援と、特に生産段階でのコストが高い戦略分野の投資を促進する措置（生産段階への措置）を組み合わせる、としている（文献 13)）。表 3.4.1-2 に、分野別投資戦略で示された投資促進策（案）を示す。

図 3.4.1-11 分野別投資戦略の対象

（出典）GX 実行会議 [13)]

表 3.4.1-2 GX 経済移行債による投資促進策（案）

		官民投資額	GX経済移行債による主な投資促進策	措置済み（R4補正～R5補正）【約3兆円】	R6FY以降の支援額（国庫債務負担行為込）※R6FY予算額:緑下線	備考 ※設備投資（製造設備導入）支援の補助率は、原則中小企業は1/2、大企業は1/3
製造業	鉄鋼 化学 紙パルプ セメント	3兆円～ 3兆円～ 1兆円～ 1兆円～	・製造ﾌﾟﾛｾｽ転換に向けた設備投資支援（革新電炉、分解炉熱源のｱﾝﾓﾆｱ化、ｹﾐｶﾙﾘｻｲｸﾙ、ﾊﾞｲｵｹﾐｶﾙ、CCUS、ﾊﾞｲｵﾘﾌｧｲﾅﾘｰ等への転換）		5年:4,844億円（327億円）	・4分野（鉄、化学、紙、セメント）の設備投資への支援総額は**10年間で1.3兆円規模** ・別途、GI基金での水素還元等のR&D支援、ｸﾞﾘｰﾝｽﾁｰﾙ/ｸﾞﾘｰﾝｹﾐｶﾙの生産量等に応じた税額控除を措置
運輸	自動車	34兆円～	・電動車（乗用車）の導入支援 ・電動車（商用車）の導入支援	2,191億円 545億円		・別途、GI基金での次世代蓄電池・ﾓｰﾀｰ、合成燃料等のR&D支援、EV等の生産量等に応じた税額控除を措置
	蓄電池	7兆円～	・生産設備導入支援	5,974億円	2,300億円（2,300億円）	・2,300億円は経済安保基金への措置 ・別途、GI基金での全固体電池等へのR&D支援を措置
			・定置用蓄電池導入支援		3年:400億円（85億円）	
	航空機	4兆円～	・次世代航空機のｺｱ技術開発			・年度内に策定する「次世代航空機戦略」を踏まえ検討 ・別途、GI基金でのSAF、次世代航空機のR&D支援、SAFの生産量等に応じた税額控除を措置
	SAF	1兆円～	・SAF製造・ｻﾌﾟﾗｲﾁｪｰﾝ整備支援		5年:3,368億円（276億円）	
	船舶	3兆円～	・ｾﾞﾛｴﾐｯｼｮﾝ船等の生産設備導入支援		5年:600億円（94億円）	・別途、GI基金でのアンモニア船等へのR&D支援を措置
くらし等	くらし	14兆円～	・家庭の断熱窓への改修 ・高効率給湯器の導入 ・商業・教育施設等の建築物の改修支援	2,350億円 580億円 339億円		・自動車等も含め、**3年間で2兆円規模**の支援を措置（GX経済移行債以外も含む）
	資源循環	2兆円～	・循環型ﾋﾞｼﾞﾈｽﾓﾃﾞﾙ構築支援		3年:300億円（85億円）	・別途、GI基金での熱分解技術等へのR&D支援を措置
	半導体	12兆円～	・ﾊﾟﾜｰ半導体等の生産設備導入支援 ・AI半導体、光電融合等の技術開発支援	4,329億円 1,031億円		・別途、GI基金でのパワー半導体等へのR&D支援を措置
エネルギー	水素等	7兆円～	・既存原燃料との価格差に着目した支援		5年:4,570億円（89億円）	・価格差に着目した支援策の総額は供給開始から**15年間で3兆円規模** ・別途、GI基金でのｻﾌﾟﾗｲﾁｪｰﾝのR&D支援を措置 ・拠点整備は別途実施するFSを踏まえて検討
			・水素等の供給拠点の整備			
	次世代再エネ	31兆円～	・ﾍﾟﾛﾌﾞｽｶｲﾄ太陽電池、浮体式洋上風力、水電解装置のｻﾌﾟﾗｲﾁｪｰﾝ構築支援と、ﾍﾟﾛﾌﾞｽｶｲﾄの導入支援		5年:4,212億円（548億円）	・設備投資等への支援総額は**10年間で１兆円規模** ・別途、GI基金でのﾍﾟﾛﾌﾞｽｶｲﾄ等のR&D支援を措置
	原子力	1兆円～	・次世代革新炉の開発・建設	891億円	3年:1,641億円（563億円）	
	CCS	4兆円～	・CCSﾊﾞﾘｭｰﾁｪｰﾝ構築のための支援（適地の開発等）			・先進的なCCS事業の事業性調査等の結果を踏まえ検討
分野横断的措置			・中小企業を含め省エネ補助金による投資促進等	3,400億円		・**3年間で7000億円規模**の支援
			・ﾃﾞｨｰﾌﾟﾃｯｸ・ｽﾀｰﾄｱｯﾌﾟ育成支援		410億円	・**5年間で2000億円規模**の支援（GX機構のファイナンス支援を含む）
			・GI基金等によるR&D	8,060億円		・令和2年度第3次補正で2兆円（一般会計）措置
			・GX実装に向けたGX機構による金融支援		1,200億円	・債務保証によるファイナンス支援等を想定
			・地域脱炭素交付金（自営線ﾏｲｸﾛｸﾞﾘｯﾄﾞ等）	30億円	60億円	
税制措置			・ｸﾞﾘｰﾝｽﾁｰﾙ、ｸﾞﾘｰﾝｹﾐｶﾙ、SAF、EV等の生産量等に応じた**税額控除**を新たに創設			※上記の他、事務費（GX経済移行債の利払費等）が596億円
R6FY以降の支援額：2兆3,905億円（赤の合計）（R6FY予算額：6,036億円（緑下線））【措置済み額と青字を含めると約13兆円を想定】						

（出典）GX 実行会議 [15)]

③ GX リーグ

GX リーグは、CN 移行に向け、国際ビジネスで勝てる企業群（我が国の CO_2 排出量の 4 割以上）が、プレッジ＆レビューの下、野心的な削減目標達成に向けた排出量取引、サプライチェーン全体での排出削減に向けたルールメイキング、市場創造の取組等を行い、我が国全体の GX を牽引する枠組みである。我が国全体での GX を強力に進めるため、GX 経済移行債に基づく「大規模な先行投資支援」は、その対象者は GX リーグ参画を前提とされている（図 3.4.1-12）。

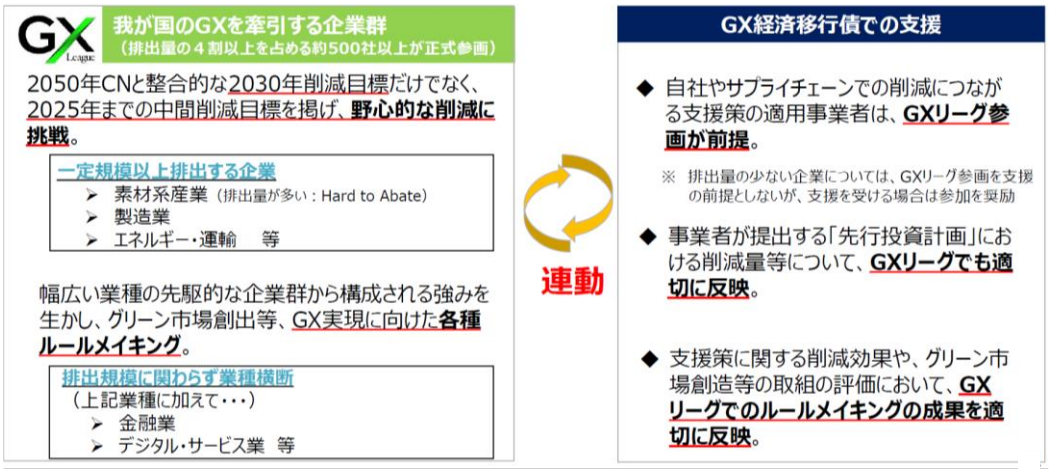


図 3.4.1-12　GX リーグと先行投資支援の連動

（出典）GX 実行会議 [14)]

進捗としては、GX リーグ参画企業（568 社）のうち現在データ提出済み企業のみで、2021 年度の我が国の GHG 排出量（11.7 億トン）の 52%（6.1 億トン）を占める結果となっている（文献 14)）。2024 年 1 月 16 日、GX リーグ参加企業の GHG 排出削減目標値が公表された [16)]。データを公表した 372 社の 30 年度における合計直接排出量は 4.8 億トンで、13 年度比で 40%減にとどまり、国の目標となる同 46%減には届いていない（文献 17)）。

参考文献（第 3.4.1 節に関するもの）

1) 環境省: 2021 年度（令和 3 年度）の温室効果ガス排出・吸収量（確報値）について (2023)
2) IEA: Greenhouse gas emissions from energy 2023 (2023)
3) 日本経済団体連合会: 経団連低炭素社会実行計画（2013，2019 改訂）
4) 日本経済団体連合会: 経団連カーボンニュートラル行動計画 2050 年カーボンニュートラルに向けたビジョンと 2021 年度フォローアップ結果 総括編（2020 年度実績）[確定版] (2022)
5) RITE: 令和 2 年度地球温暖化対策における国際機関等連携事業 地球温暖化対策技術の分析・評価に関する国際連携事業 成果報告書 (2021)
6) RITE: 令和 3 年度地球温暖化対策における国際機関等連携事業 地球温暖化対策技術の分析・評価に関する国際連携事業 成果報告書 (2022)

7) RITE: 令和 4 年度気候変動に係る国際会議の開催等によるエネルギー・環境技術イノベーション創出のための国際連携推進事業 地球温暖化対策技術の分析・評価に関する国際連携事業 成果報告書 (2023)
8) 2021 年度 カーボンニュートラル行動計画 第三者評価員会 評価報告書 (2022)
9) 日本経済団体連合会: グリーントランスフォーメーション（GX）に向けて (2022)
10) 日本経済団体連合会: 経団連カーボンニュートラル行動計画 2050 年カーボンニュートラルに向けたビジョンと 2022 年度フォローアップ結果 総括編（2021 年度実績） [確定版] (2023)
11) 日本経済団体連合会: 経団連カーボンニュートラル行動計画 2050 年カーボンニュートラルに向けたビジョンと 2023 年度フォローアップ結果 総括編（2022 年度実績）[速報版] (2023)
12) GX 実行会議: GX 実現に向けた基本方針、および概要・参考資料 (2023)
https://www.cas.go.jp/jp/seisaku/gx_jikkou_kaigi/pdf/kihon.pdf
https://www.cas.go.jp/jp/seisaku/gx_jikkou_kaigi/pdf/kihon_sankou.pdf
13) GX 実行会議: 我が国のグリーントランスフォーメーション実現に向けて、第 7 回、第 9 回、第 10 回 GX 実行会議 (2023)
14) 経済産業省 資源エネルギー庁、「GX 実現」に向けた日本のエネルギー政策（前・後編） (2023)
https://www.enecho.meti.go.jp/about/special/johoteikyo/gx_01.html
https://www.enecho.meti.go.jp/about/special/johoteikyo/gx_02.html
15) GX 実行会議: 分野別投資戦略 (2023)
16) GX リーグサイト: https://gx-league.go.jp/
17) 日本経済新聞: 排出削減、46%目標届かず 30 年度の主要 372 社、40%どまり 生産工程の改革急務、2024 年 1 月 17 日 https://www.nikkei.com/article/DGKKZO77711030W4A110C2EP0000/

3.4.2 米国インフレ抑制法（IRA）動向・評価

地球温暖化による気候変動問題への対策が求められる中、世界各国において、エネルギー、脱炭素技術、投資等、多岐の分野に関連する様々な政策が打ち出されている。米国では、2022 年 8 月に米国インフレ抑制法（Inflation Reduction Act、以下 IRA と表記）が成立した。これはインフレ抑制を主に狙うものだが中身はエネルギー安全保障と気候変動の分野での税控除などを通じた投資が中心の政策となっている。

気候変動の緩和策は長期に亘りコストもかかるため、その政策の影響や効果を検証、評価することが重要である。IPCC 第 6 次評価報告書第 3 作業部会報告書 [1]では、気候変動の緩和策や政策に関する経済学的な研究として、主要な 2 つの議論があるとしている。一つは、“費用と便益の最適な”パスを決めるような総合的な気候被害と緩和コストを金銭価値化しようとするもので、一方、より詳細で実験的に観測された“費用対効果分析”は与えられた目標に対し緩和コストを最小化するパスを探索する。また、Aldy et al.[2] によると、気候緩和策の評価として、最善の結果を達成し最悪な状況を回避するために有効な cost-benefit analysis（費用便益分析）が適用されていて、米国における気候政策評価では炭素の社会的費用（SCC: Social Cost of Carbon、以下 SCC と表記）を用いた費用便益分析が主流である。しかし近年、代替のアプローチとして費用便益分析とは別のアプローチである cost-effectiveness analysis（費用対効果分析）が現れて

きていることを指摘している。費用対効果分析は、同じ目標における政策を比較するために使用され、所与の目標への費用効果的なアプローチであるため、政策評価は便益に対するコストを比較するのではなく、目標達成のためのコストの最小化にフォーカスしている、とする。

IRA の影響については、米国の主要な研究機関を中心に、主にモデル分析を用いた定量的な評価が多く行われている。本節では、IRA の影響について、気候変動の緩和費用と便益に関する分析・評価に注目する。気候便益の推計では SCC の想定が重要であるため、まずその概念および米国政府による SCC 推計の経緯を整理する。そして、複数の統合評価モデル(IAM)を用いて IRA の与え得る影響を分析した Bistline et al. による研究 [3]から、費用便益評価に関する論点について触れ、さらに、それらを踏まえ IRA の費用効率性に関する分析の一例を紹介し、気候政策評価における留意点について考察を行う。なお、本節において、特に説明がない場合、SCC は基本的には二酸化炭素（CO_2）の社会的費用を指す。文献により他の温室効果ガス（GHG）と区別して表記する場合もあるが、ここでは SCC で統一する。

(1) IRA の概要

IRA は、バイデン大統領が就任直後の 2021 年 4 月に一般教書演説で発表した米国雇用計画と社会保障計画を起点とする。その後、ビルドバックベター法案として上下両院で審議され、2021 年 11 月に超党派により合意が得られた部分をインフラ投資・雇用法（IIJA）として成立した等の経緯を経て、最終的にインフレ抑制法として 2022 年 8 月 16 日に大統領が署名し成立した。同法は、10 年間で財政赤字を約 3,000 億ドル削減することでインフレの減速を狙う。内訳を見ると、法人税の最低税率の設定と処方箋薬価の引き下げ等によって、財政赤字を約 7,000 億ドル減らした上で、それを原資として「エネルギー安全保障と気候変動」の分野で、税控除や補助金等を通じて、10 年間で 3,690 億ドルを投じる。うち、4 割強がクリーン電力に対する税控除である(文献 4),5))。図 3.4.2-1 に、IRA の歳出・歳入の概算を示す。

TOPLINE ESTIMATES:

TOTAL REVENUE RAISED	**$739 billion**
15% Corporate Minimum Tax	*313 billion**
Prescription Drug Pricing Reform	*288 billion***
IRS Tax Enforcement	*124 billion***
Carried Interest Loophole	*14 billion**
TOTAL INVESTMENTS	**$433 billion**
Energy Security and Climate Change	*369 billion****
Affordable Care Act Extension	*64 billion***
TOTAL DEFICIT REDUCTION	**$300+ billion**

* = Joint Committee on Taxation estimate
** = Congressional Budget Office estimate

図 3.4.2-1 IRA の歳出・歳入の概算（上院民主党指導部の資料より）

（出典）Senate Democrats[6]

(2) 炭素の社会的費用（SCC）

① SCC の定義と推計方法

米国の電力研究所である EPRI[7]によると、SCC とは「追加的な 1 単位の排出による追加的な気候変動被害額」と定義される。図 3.4.2-2 は 2020 年頃に CO_2 が追加的に増加した（CO_2 パルス）と仮定した場合の SCC 推計の概念を示す。標準化した気候および社会経済シナリオの下での Reference パス（実線）、CO_2 パルスがあった場合のパス（破線）について、CO_2 排出から気候変動、気候被害への因果連鎖をシミュレートする。両者の間の部分が、CO_2 が追加的に排出されることによる、気温変化に代表される気候変動および気候被害の増加分を表し、SCC はこれを割引現在価値にしたものである。従って SCC は追加的な 1 単位の排出による追加的な気候被害の推計であり、また 1 単位の回避による便益ポテンシャルの推計としても使用できる。

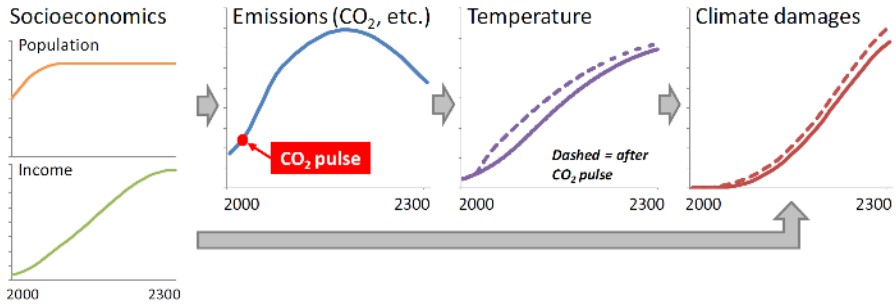


図 3.4.2-2 SCC 推計の概念図

（出典）EPRI[7]

次に、SCC の推計方法として、後述する IRA の影響の分析でよく引用されている Rennert et al.[8] の手法を用いて簡単に示す。ここでは、'baseline'ケースと 2020 年に 0.1MtC の追加的な CO_2 排出がある'perturbed'ケースについて、Greenhouse Gas Impact Value Estimator (GIVE)モデルを用いて計算している。式(3.4.2-1)に示すように、年 t における限界的な気候被害（MD）を、4 つの被害セクターd（農業、エネルギー、死亡、海面上昇）および地理的解像度 r（国や地域）において、2 つのケースの差分として算出する。そして、式(3.4.2-2)のように、2300 年までについて、確率的割引ファクター（SDF）を用いて割り引いて現在価値に変換する。図 3.4.2-3 は、社会経済、気候や被害関数に関するパラメータで 10,000 回試算した結果の分布を示している。

$$\mathrm{MD}_t = \sum_{d=1}^{4}\sum_{r=1}^{R_d}(\text{Damages with pulse}_{t,d,r} - \text{Baseline damages}_{t,d,r}) \qquad (3.4.2\text{-}1)$$

$$\mathrm{SCC} = \sum_{t=2020}^{2300} \mathrm{SDF}_t \times \mathrm{MD}_t \qquad (3.4.2\text{-}2)$$

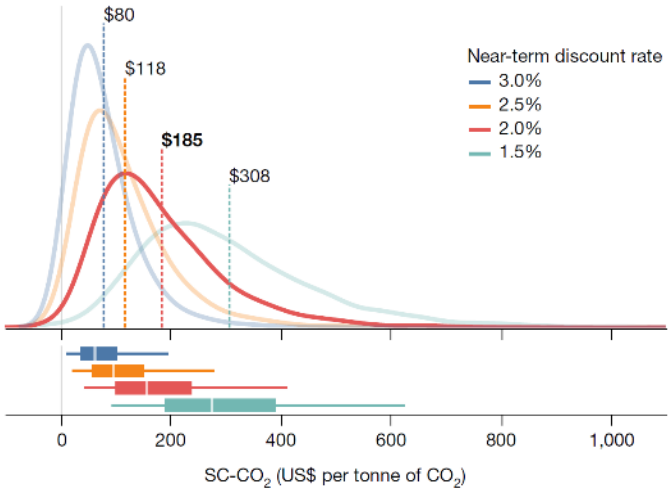


図 3.4.2-3 SCC 推計値の分布

（出典）Rennert et al.[8)]

② 米国政府（USG）による SCC 推計の経緯

米国における SCC の研究は 1990 年代初期から始まり、2008 年以来、米国の殆どの州でのあらゆる規制（電化製品、輸送、産業、発電等）において、何等かの形の SCC 推計が適用されてきた。2009 年に interagency working group (IWG)が設立され、2010 年に IWG は、世界の気候被害を推計する 3 つの広く知られた IAMs の組合せにより開発した SCC を発表し、2013 年に各 IAM の更新版に基づき SCC 推計を更新した[9)]。2017 年 1 月、National Academies of Science, Engineering, and Medicine が最新の科学的知見を反映するための更新プロセスに関する提案を行った[10)]。同年 3 月、トランプ大統領の Executive Order (E.O.)により IWG が解散されたが、2021 年 1 月、バイデン大統領が E.O.13990 を発行し、IWG を再設立した。そして、米国政府による SCC 推計には最新の科学と National Academies による推奨を反映し、気候リスク、環境公正、世代間の平等を考慮するよう指示し、2021 年 2 月に、暫定的な SCC を示した technical support document が公表された[9)]。この暫定値（2020 年で$51）が現時点でのバイデン政権下の SCC 公式推計となっている。2022 年 9 月、米国環境保護庁（EPA）は、社会経済シナリオ、気候システム、被害関数、割引率に関し、最新の科学的知見を考慮した SCC 推計に関するドラフトを発表した[11)]。EPA の提案した 2020 年 SCC は$190 である。

(3) IRA の影響に関する分析・評価

① 文献の調査

米国の研究機関等を中心に、IRA が与える影響について分析、評価を行っている文献を調査した。下記に概要を示す。

米国の行政管理予算局(OMB)による OMB Analysis: The Social Benefits of the Inflation Reduction Act's Greenhouse Gas Emission Reductions[12)]では、暫定の GHG 社会的費用推計を 3 つの IRA 排出削減モデル（Princeton University による Rapid Energy Policy Evaluation and Analysis Toolkit、Rhodium Group ならびに Energy Innovation により開発されたモデル）に適用し、IRA が 2050 年までの社会に与え得る気候便益ポテンシャルを分析している。また、未来資源研究所（RFF）の Beyond Clean Energy: The Financial Incidence and Health Effects of the IRA[13)]は、3 つのモデル（Haiku Electricity Model、Social Welfare Incidence Model、EASIUR 大気輸送モデル）を用いて、系統接続された発電に焦点を置いた IRA の税措置の影響について、電力価格、税負担、排出、公共の健康等に関する検証を行っている。米国エネルギー省の研究機関の一つである国立再生可能エネルギー研究所（NREL）の分析 [14)]は、ReEDS モデルを用いて、IRA とインフラ投資・雇用法が米国の電力部門での投資に与える影響、それらの変化が電力コスト、排出、気候と健康被害等に与える影響を評価している。代表的な民間経済研究機関である全米経済研究所（NBER）の研究 [15)]は、EPRI' US-REGEN (The Electric Power Research Institute's U.S. Regional Economy, Greenhouse Gas, and Energy) モデルを用いて、IRA がもたらす経済効果について評価している。

② IRA の影響に関する Bitline et al. による分析・評価

Bistline et al.の研究 [3)]では、主要な 9 つの統合評価モデル（IAM）を用いて IRA が排出やエネルギーに与える影響を分析している。本節では、概要を述べた後に、そのマルチモデル分析のうち、IRA の費用と便益に関する分析に着目する。

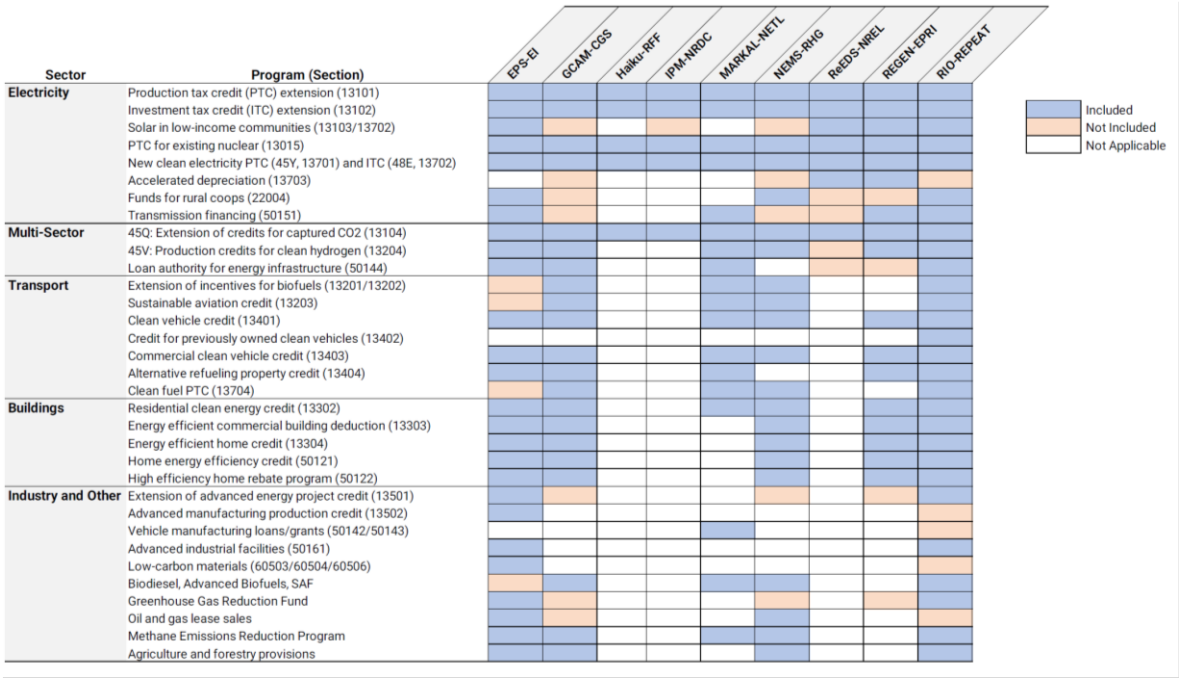
表 3.4.2-1 は、分析・評価に含まれたモデルと各モデルの主な特徴を示す。また、表 3.4.2-2 は、これらの参加モデルが対象とした IRA 条項の一覧である。

表 3.4.2-1 参加モデルと主な特徴

Analysis Abbreviation	Model(s)	Analysis Institution	Model Type	Geographic Coverage	Spatial Resolution	Temporal Resolution
EPS-EI	Energy Policy Simulator (EPS)	Energy Innovation	Energy systems	50 U.S. states and D.C.	Single national region	Annual for end use; seasonal for electric
GCAM-CGS	Global Change Analysis Model for AP	UMD-CGS	Energy systems	50 U.S. states and D.C.	States	Annual for end use; 4 segments for electric
Haiku-RFF	Haiku Power Sector Model	Resources for the Future	Electric sector	Contiguous U.S.	States	24 segments for electric
IPM-NRDC	Integrated Planning Model	NRDC	Electric sector	Contiguous U.S.	67 regions	24 segments for electric
MARKAL-NETL	MARKet Allocation	NETL DOE	Energy systems	Contiguous U.S.	9 Census regions	Hourly for end use; 12 segments for electric
NEMS-RHG	Rhodium Group - National Energy Modeling System	Rhodium Group	Energy systems	50 U.S. states and D.C.	Regions vary by sector	Annual for end use; 9 segments for electric
ReEDS-NREL	Regional Energy Deployment System	NREL	Electric sector	Contiguous U.S. here	134 regions	17 segments for electric
REGEN-EPRI	Regional Economy, Greenhouse Gas, and Energy	EPRI	Energy systems	Contiguous U.S.	16 regions	Hourly for end use; 120 segments for electric
RIO-REPEAT	RIO (supply-side), EnergyPATHWAYS (demand-side)	Evolved Energy Research and ZERO Lab	Energy systems	Contiguous U.S.	27 regions	Hourly for end use; 1,080 segments for energy supply

（出典） Bitline et al.[3)]

表 3.4.2-2 参加モデルと対象 IRA 条項



Sector	Program (Section)
Electricity	Production tax credit (PTC) extension (13101)
	Investment tax credit (ITC) extension (13102)
	Solar in low-income communities (13103/13702)
	PTC for existing nuclear (13015)
	New clean electricity PTC (45Y, 13701) and ITC (48E, 13702)
	Accelerated depreciation (13703)
	Funds for rural coops (22004)
	Transmission financing (50151)
Multi-Sector	45Q: Extension of credits for captured CO2 (13104)
	45V: Production credits for clean hydrogen (13204)
	Loan authority for energy infrastructure (50144)
Transport	Extension of incentives for biofuels (13201/13202)
	Sustainable aviation credit (13203)
	Clean vehicle credit (13401)
	Credit for previously owned clean vehicles (13402)
	Commercial clean vehicle credit (13403)
	Alternative refueling property credit (13404)
	Clean fuel PTC (13704)
Buildings	Residential clean energy credit (13302)
	Energy efficient commercial building deduction (13303)
	Energy efficient home credit (13304)
	Home energy efficiency credit (50121)
	High efficiency home rebate program (50122)
Industry and Other	Extension of advanced energy project credit (13501)
	Advanced manufacturing production credit (13502)
	Vehicle manufacturing loans/grants (50142/50143)
	Advanced industrial facilities (50161)
	Low-carbon materials (60503/60504/60506)
	Biodiesel, Advanced Biofuels, SAF
	Greenhouse Gas Reduction Fund
	Oil and gas lease sales
	Methane Emissions Reduction Program
	Agriculture and forestry provisions

（出典） Bitline et al.[3)]

a. 排出削減見通し

図 3.4.2-4 は、モデルによる米国の経済全体の GHG 排出削減パスを示している。IRA による経済全体の排出は 2030 年までに 2005 年比 33～40%（モデルの平均 37%）で、IRA 無しの Reference では 2005 年比 25～31%（モデルの平均 28%）の削減である。米国のパリ協定下の 2030 年排出削減目標は 2005 年比で 50～52%削減であるが、IRA により実装のギャップは縮まるものの、2030 年目標達成には更に約 10%の削減が必要と言う結果になっている。

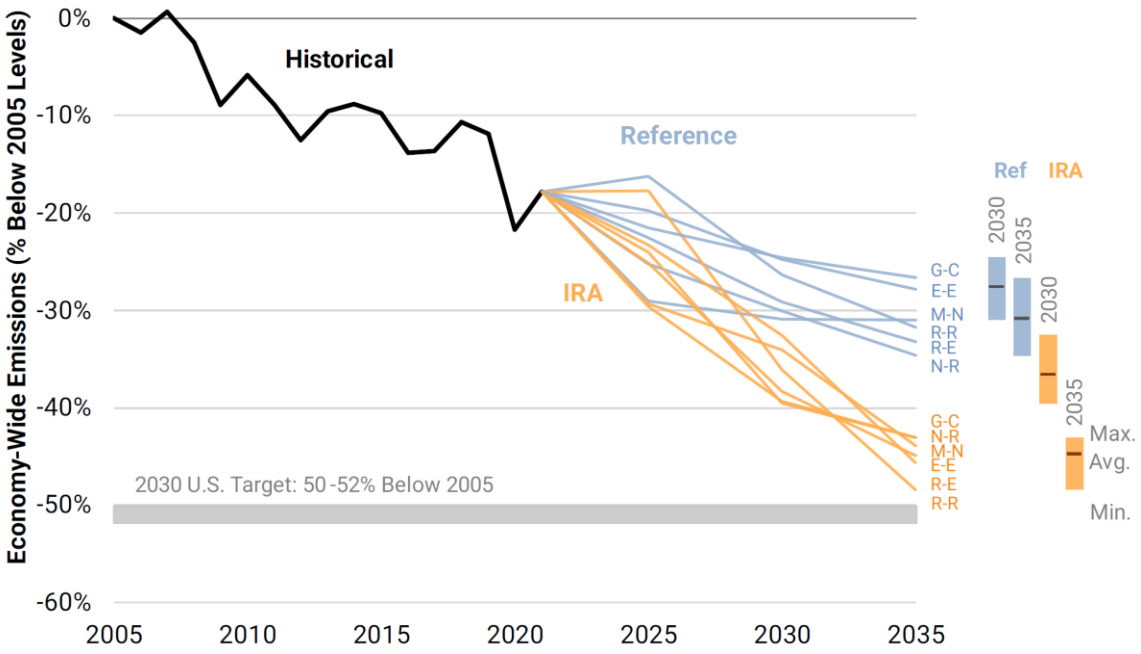


図 3.4.2-4 IRA による排出削減のモデル間比較

（出典）Bitline et al.[3)]

b. SCC と便益推計

図 3.4.2-5 は、Rennert, et al.[8)]に基づく SCC を用いた、各モデルによる 2030 年までの気候便益の推計を示す。2030 年までの気候便益は、割引率 2%で SCC の中央値を用いた場合、年間$44～220 billion（割引率 3%では$20～100 billion）である。SCC 値やモデルにより異なる排出の影響の不確実性があるものの、IRA の気候関連の便益は大きい、としている。

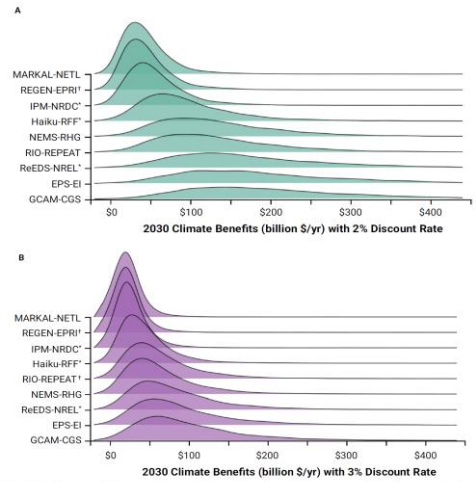


Fig. S10. Cross-model comparison of climate benefits of IRA. (A) Avoided climate-related social costs from IRA in 2030 (billion $ per year). Social cost of CO_2 values come from Rennert, et al. (2022) using a 2% near-term discount rate. **(B)** Climate benefits using a 3% near-term discount rate. Models with * designate that electric sector IRA provisions only are represented, and † denotes energy CO_2 IRA provisions only.

図 3.4.2-5　各モデル推計による IRA の便益（上：割引率 2%、下：割引率 3%）

（出典）Bitline et al.[3)]

c.　費用便益推計

図 3.4.2-6 は 2030 年の 1t 当たり SCC と平均排出削減費用とを比較している。平均削減費用は、エネルギーシステムコスト（エネルギーコスト、税額控除、供給側/需要側の技術の資本・保守コスト等）の Reference との差を、IRA による排出削減量で除して推計しているが、2030 年における IRA の平均排出削減費用は$27～102/t-$CO_2$（モデル平均は$61/t-CO_2）としている。そして、排出削減費用は多くの更新された SCC よりはるかに低く、他の共同便益を考慮すると更に削減費用は低くなるとしている。

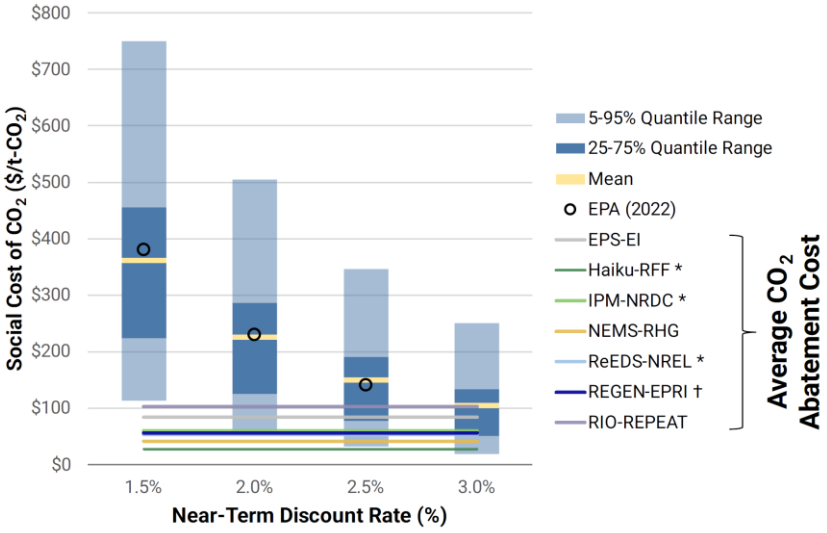


Fig. S11. Comparison of 2030 social cost of CO_2 values and average abatement costs by model through 2035. Quantile range for social cost of CO_2 values come from Rennert, et al. (2022). Circles show values from EPA (2022) (14). Models with * designate that electric sector IRA provisions only are represented, and † denotes energy CO_2 IRA provisions only.

図 3.4.2-6　SCC と平均排出削減費用の比較

（出典）Bitline et al.[3)]

(4) 気候政策評価に関する考察

① 費用便益分析における論点

前述のように、Bistline et al.では、図 3.4.2-6 において、IRA の気候便益と平均排出削減費用を比較し、IRA による便益は費用を大きく上回ると結論付けている。しかし、この比較の分析から、SCC の扱いについて、また主に SCC を用いた費用便益分析について幾つかの注意すべき点がある。

まず一点目として、(2)項で述べたように、SCC の推計には確率的割引ファクターが大きく影響し、割引率の想定により結果が左右される点である。図 3.4.2-5 においても、割引率 2%と 3%とでは気候便益の値や幅に違いがある。実際の政策においては、例えばトランプ政権下では、割引率 3%、7%という割引率が使われ、さらに米国内で発生する被害だけをカウントするといった手続きを通じて、2020 年の SCC 推計は$1～7 とされた[16]。SCC が低く見積もられると既存の火力発電所からの CO_2 排出による被害を低く見積もることになり、気候緩和の政策決定にも影響する。

また、SCC は一般的に世界全体のダメージを示している点である。一方、図 3.4.2-6 において、費用については米国国内を対象とした推計値となっており、これらの両者を単純に比較することは、誤解を招く結論に導く可能性もある。公正な比較としては、例えば SCC についても米国のみの推計値を用い、米国国内の費用便益として検証することが必要である。

さらに、SCC が限界的な気候便益を示しているため、図 3.4.2-6 の比較では、原則としては削減費用についても限界費用の値を用いるべきである。Bistline et al.[3]でも指摘されているように、IRA の政策は税控除、補助金、貸付金、奨励金によるものであり、必ずしもある一定の排出削減量や最小の限界削減費用を促す排出価格を保証するものではない。カーボンプライシング政策とは異なり、安価な対策から採用され、それらの技術のコストが積み上がって限界費用が算定されるということにはならないため、全体の費用効率的な対策と比べ費用が上がる可能性が大きい。費用対効果といった視点での評価も重要である。

② IRA の費用効率性に関する分析例

(4)①項で、SCC を用いた費用便益分析における論点について述べ、政策の公正な評価には費用対効果分析の視点も必要であることを指摘した。本項では、米国の未来資源研究所による、電力部門における IRA の影響について、カーボンプライシング政策の想定も含めたシナリオを設定し費用対効果の検証を行っている研究[17]を紹介する。

a. 概要

今後約 10 年間での IRA による影響が最も大きいと考えられている発電部門において、米国のパリ協定目標に整合するためには、2030 年までに GHG 排出を 2005 年比 80%削減（80×30）する必要があるとされている。この研究では、IRA およびパリ協定達成に向け策定された政策について、発電のエネルギーミックス、電力の消費者コスト、連邦予算、大気の質と人類の健康等の観点で検証している。補助金アプローチである IRA

の費用対効果を検証するために、同じ排出結果を達成するもう一つの代替アプローチであるカーボンプライシングとの比較を行っている。

手法としては、Haiku electricity market model 等の一連のシミュレーションモデルを用いて、表 3.4.2-3 に示すシナリオを想定し、分析を行っている。

表 3.4.2-3　分析シナリオ

シナリオ名	概　要
IRA シナリオ	再エネとカーボンフリー燃料源による発電を促進する税額控除の条項（PTC, ITC, 45Q 等）を想定
Cap mimic IRA シナリオ	発電部門からの年間の CO_2 排出量は IRA シナリオと同じだが、排出権取引の採用を想定 ※分析での cap-and-trade では全てオークションと排出枠は担保が可能でないとし、分析上は炭素税と同等とする
IRA+80×30 Cap シナリオ	IRA を想定、および 2030 年に発電部門からの排出が 2005 年比 80%減
80×30 Cap シナリオ	IRA 無しで 2030 年に発電部門からの排出が 2005 年比 80%減

b.　IRA の費用対効果

分析の結果として、図 3.4.2-7 は各シナリオにおける 2030 年の累積資源コストの Baseline（政策無しの場合）との差分を内訳で示している。また、表 3.4.2-4 は各シナリオの CO_2 排出ならびに資源コスト、排出削減コスト等を示す。資源コストは、燃料コスト、VOM コスト、FOM コスト、年間資本コストを含む。いずれのシナリオも再エネ発電に関連した資本投資が増加している。化石燃料からのシフトにより、燃料コストと関連する VOM コストが減少するが、増大する資本投資と連動して FOM コストが増加している。IRA あるいは 80×30 と同じレベルの目標達成のためにカーボンプライシングを使用する場合は、IRA 有りのシナリオに比べて資源コストが小さい。これは、IRA が再エネ技術への追加的な投資を促進するためである。IRA を含む政策は、より高い資本コストおよびより大きな回避し得る燃料コストという結果になり、2030 年のこれらの総資源コストはより大きくなる、としている。

費用対効果について、表 3.4.2-4 より、IRA シナリオでは排出削減 1t 当たりの資源コストは$32/t であるのに対し、Cap mimic IRA シナリオでは$18/t であることから、カーボンプライシング（排出権取引）は IRA に比べて、費用効果的に排出削減を達成できるとしている。

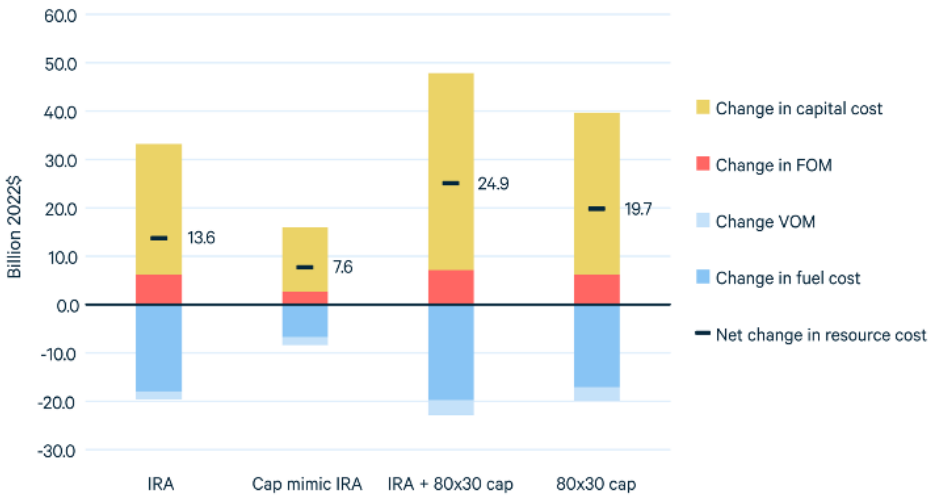


図 3.4.2-7 2030 年の資源コスト（対 Baseline）

（出典）Domeshek et al.[17)]

表 3.4.2-4 CO_2 排出と各種コスト

	Baseline	Baseline	IRA	Cap mimic IRA	IRA + 80x30	80x30
	2020			2030		
CO_2 emissions						
Change relative to baseline (mmtons)		-	-430	-424	-799	-794
Cumulative emissions						
Change relative to baseline 2020–2030		-	-1847	-1830	-2872	-2596
Resource costs [billion $]	-	-	13.6	7.6	24.9	19.7
Average resource cost [$/ton]	-	-	32	18	31	25
Marginal cost (allowance price) [$/ton]	-	-	-	12	28	67
Net fiscal cost [billion $]	-	-	40	-10	33	-32

（出典）Domeshek et al.[17)]、Appendix より抜粋

(5) まとめ

インフレの減速を狙うと共に、税控除や補助金等を通じてエネルギー安全保障と気候変動の分野の対策を図ることを目的とした IRA が成立し、その効果や影響に関する分析・評価が行われてきている。米国においては、SCC 推計が政策決定の中で利用されてきた経緯があり、気候政策の評価では費用便益分析が主流となっている。本節では、主要な複数のモデル分析を元に、IRA の影響や効果を評価した Bistline et al. による研究から、気候便益と CO_2 削減費用の分析を取り上げ、SCC を用いた費用便益評価に関する幾つかの論点を挙げた。さらに、それらを踏まえ IRA の費用効率性に関する分析の一例を紹介した。

Bistline et al. による費用便益分析では、IRA の気候便益と平均排出削減費用を比較し、IRA による便益は費用を大きく上回ると結論付けている。しかし、SCC 推計には割引率の想定が大きく影響すること、また SCC は一般的には世界全体の気候損害を示しており、限界的な気候便益を表すものである等の幾つかの注意点がある。SCC の推計には、これらの点に留意し、例えば米国のみの SCC 推計や複数ケースの割引率の想定等を検討することが考えられる。また、IRA は補助金や税控除を中心とした政策であり、限界削減費用という概念がないが、その費用効率性をどのように評価するかも重要である。その一例として、RFF による研究では、IRA と同等レベルの排出をカーボンプライシングで行う場合、IRA よりも小さいコストでの排出削減達成が期待できるとしており、Bistline et al.による費用便益分析とはある意味、異なる結論が導き出されている。気候政策の公正な評価には、費用便益と費用対効果の両方の見方が必要であると考える。

カーボンニュートラルを宣言する国・地域が増加しており、各国において脱炭素に向けた具体的な政策が求められている。国ごとに異なるエネルギー環境や経済安全保障の状況などを踏まえて取り組んでいくことが重要である。日本においては、第 3.4.1 節で述べたように、産業革命以来の化石エネルギー中心の産業構造・社会構造をクリーンエネルギー中心へ転換する「グリーントランスフォーメーション（以下 GX)」実行の検討が進められ、2023 年 2 月に「GX 実現に向けた基本方針 [18)]」が閣議決定された。その中で示された「成長志向型カーボンプライシング構想」では、「GX 経済移行債」を創設し、これを活用して国が 20 兆円規模の先行投資支援を実行することで、官民 150 兆円超の GX 投資を実現する、また排出量取引制度や炭素に対する賦課金制度等の「カーボンプライシング」を段階的に導入し、その方針を予め示すことで GX 投資前倒しを促進する、としている。排出削減に効果の高いカーボンプライシングと、経済成長に効果の高い投資促進策を効果的に組み合わせた政策と言える [18),19)]。

米国において様々な研究機関等により IRA に対する分析・評価がなされているように、今後、日本の GX 実行計画の効果についても評価が行われることが重要である。GHG 削減やカーボンニュートラル等の国際公約の達成を目指すとともに、安定的で安価なエネルギー供給に繋がる需給構造、さらには産業・社会構造の変革の実現を目指した、経済に主眼を置いた施策であるため、費用効率性に関する評価が中心になると予想される。しかし「GX 実現に向けた基本方針」の冒頭にあるように、世界規模での異常気象や大規模な自然災害の増加といった気候変動問題への対応が人類共通の課題であり、気候政策が根本的にこれらの被害に対し与える影響、つまり政策により回避し得る被害による便益にも着目すべきである。Aldy et al.[2)]は、気候政策は SCC に焦点を置くべきであると主張しているが、目標整合的アプローチである費用対効果分析は、多種多様な気候影響によるダメージの科学的な査定を、政治的な目標や選択による主観的判断に置き換えてしまっていると批判している。気候変動問題に対し、真に効果的な政策かどうかを評価するためには、費用便益と費用対効果の両面から見る必要があると考える。

参考文献（第 3.4.2 節に関するもの）

1) IPCC WG3 AR6: Climate Change 2022: Mitigation of Climate Change (2022)
2) Joseph E. Aldy et al.: Keep climate policy focused on the social cost of carbon, Science Vol. 373 (2021)
3) John Bistline et al.: Emissions and Energy Impacts of the Inflation Reduction Act, Science Vol. 380 (2023)
4) 古藤 太平: 米国インフレ削減法成立と石油・天然ガス上流開発産業に対する影響、JOGMEC 記事 (2022)
5) 上野 貴弘: 米国「インフレ抑制法案」における気候変動関連投資、電力中央研究所ディスカッションペーパー、SERC22009 (2022)
6) Senate Democrats leadership: Summary: The Inflatoin Reduction Act of 2022 (2022)
7) The Electric Power Research Institute (EPRI): Understanding the Social Cost of Carbon: A Technical Assessment (2014)
8) Kevin Rennert et al.: Comprehensive evidence implies a higher social cost of CO2, Nature 610 (2022)
9) Interagency Working Group on Social Cost of Greenhouse Gases, United States Government: Technical Support Document: Social Cost of Carbon, Methane, and Nitrous Oxide, Interim Estimates under Executive Order 13990 (2021)
10) The National Academies of Science, Engineering and Medicine: Valuing Climate Damages: Updating Estimation of the Social Cost of Carbon Dioxide (2017)
11) US Environmental Protection Agency (EPA): EPA Draft “Report on the Social Cost of Greenhouse Gases: Estimates Incorporating Recent Scientific Advances” (2022)
12) US Office of Management and Budget (OMB): OMB Analysis: The Social Benefits of the Inflation Reduction Act’s Greenhouse Gas Emission Reductions (2022)
13) Nicholas Roy et al.: Beyond Clean Energy: The Financial Incidence and Health Effects of the IRA, Resources for the Future (EFF) (2022)
14) Daniel C. Steinberg et al.: Evaluating Impacts of the Inflation Reduction Act and Bipartisan Infrastructure Law on the U.S. Power System, National Renewable Energy Laboratory (NREL) (2023)
15) John Bistline et al.: Economic Implications of the Climate Provisions of the Inflation Reduction Act, National Bureau of Economic Research (NBER). Working paper (2023)
16) 山口 臨太郎: CO2 の社会的費用はおいくら？、国環研ニュース、2019 年度 38 巻 3 号 (2022)
17) Maya Domeshek et al.: Leveraging the IRA to Achieve 80x30 in the US Electricity Sector, Resources for the Future (2023)
18) GX 実行会議: GX 実現に向けた基本方針、および概要・参考資料 (2023)
https://www.cas.go.jp/jp/seisaku/gx_jikkou_kaigi/pdf/kihon.pdf
https://www.cas.go.jp/jp/seisaku/gx_jikkou_kaigi/pdf/kihon_sankou.pdf
19) 経済産業省 資源エネルギー庁、「GX 実現」に向けた日本のエネルギー政策（前・後編） (2023)
https://www.enecho.meti.go.jp/about/special/johoteikyo/gx_01.html
https://www.enecho.meti.go.jp/about/special/johoteikyo/gx_02.html

3.4.3 欧州の動向

2016年10月5日にパリ協定を批准したEUは、パリ協定の目標に沿った気候変動対策を策定し、それを実行するために必要な法整備を進めている。EUは2050年に気候中立となることを目指し、2030年までに温室効果ガス（GHG）を1990年比55%削減するための政策パッケージ法案（Fit-for-55）を2021年7月に提出し、その多くの法案が2023年に採択された。また、2024年2月には欧州委員会（European Commission）がGHG排出量を2040年に1990年比で90%削減する新目標を提示している。そこで本節では欧州の動向としてFit-for-55の状況と2040年目標についてとりまとめる。なお、炭素国境調整メカニズム（Carbon Border Adjustment Mechanism: CBAM）については第4.4節で扱っているので、本節では取り上げない。

(1) Fit for 55

EUはCOP21に先立ち、2015年3月に、GHGを2030年までに1990年比で少なくとも40%削減する約束草案（Intended Nationally Determined Contributions: INDC）を提出していた。2019年12月に気候変動対策を最優先課題に掲げたウルズラ・フォン・デア・ライエン氏が欧州委員会の委員長に就任すると、脱炭素と経済成長の両立を図る「欧州グリーンディール（COM(2019) 640）[1)]」を発表し、EUの2030年のGHG排出削減目標の引き上げに向けた作業を開始し、2020年12月の欧州理事会（European Council）において2030年までにGHGを1990年比で少なくとも55%削減する目標が合意された。

この目標に法的拘束力を持たせるため、2020年3月、欧州委員会は「欧州気候法案（COM(2020) 80）[2)]」を公表し、2021年7月に欧州議会及び欧州理事会で採択され、欧州気候法として公布、施行された。この欧州気候法では主に以下のことが規定されている。

- 2050年気候中立：2050年までにEU全体として気候中立を達成し、2050年以降、GHGの除去量が排出量を上回る状態（negative emissions）を目指す。
- 2030年に1990年比55%以上削減：2050年までの気候中立達成に向けた中間目標として、2030年までにGHGのネット排出量を1990年比55%以上削減する。ただし、排出量の削減努力を確実にするため、ネット排出量に計上できる除去量の上限は、二酸化炭素換算で225Mtとする。
- 2040年中間目標：欧州委員会は、パリ協定に定める初回のグローバル・ストックテイクから6か月以内に、2040年までの中間目標を欧州気候法に追加する立法提案を作成する。
- 諮問機関の設置：気候変動に関する欧州科学諮問委員会（European Scientific Advisory Board on Climate Change）を設置し気候変動に関する科学的知見に基づき助言や報告、情報共有等を行う。

欧州委員会はこのGHG削減目標を達成するための政策を整備するため、2021年7月に「Fit for 55（COM(2021) 550）[3)]」と呼ばれる政策パッケージ（図 3.4.3-1）を発表した。さらに、同年12月に水素・ガスに関するルール改正、建物のエネルギー性能向上のための法案などを含む第二弾「Fit for 55」とも呼ばれる政策パッケージを発表し

ている。これらの提案は欧州議会及び EU 理事会で審議された後、採択されることになっている。

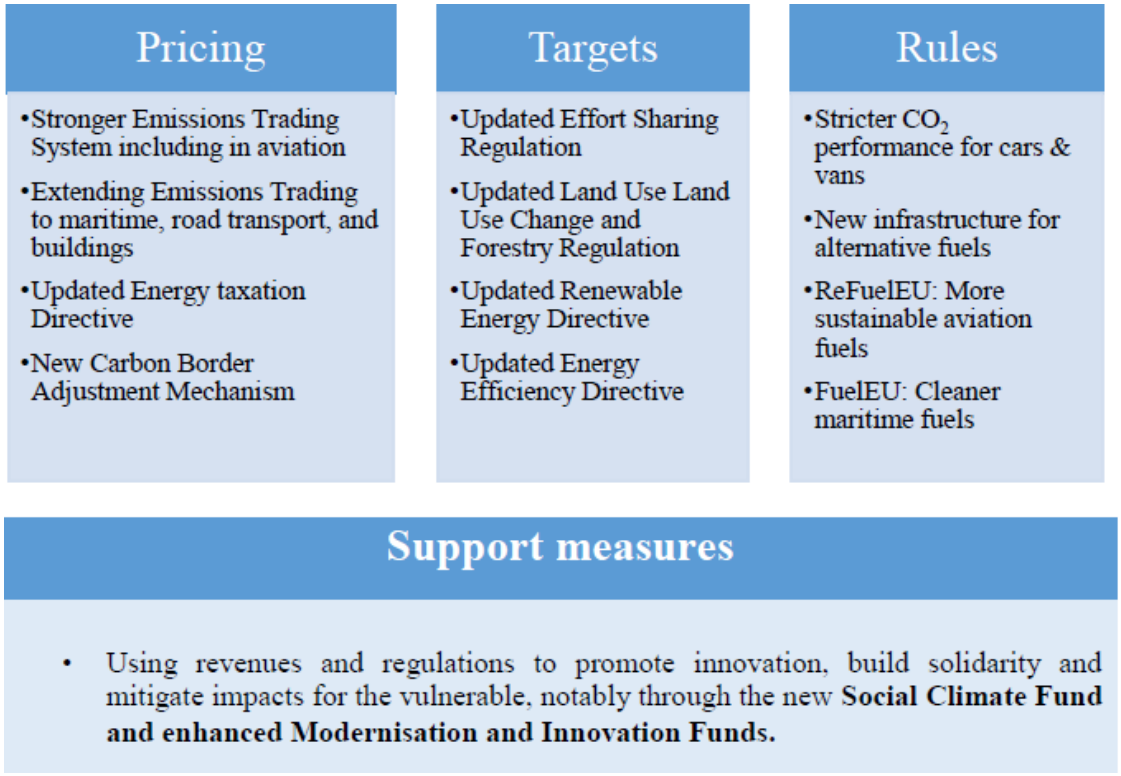


図 3.4.3-1 Fit for 55 の構成

（出典）European Commission COM(2021)550 final[3)]

7 月に公表された Fit for 55 は、8 つの現行の規則改正案と 5 つの新規則案、合計 13 の法案から構成されている。価格に関するものとしては、「EU ETS 指令における航空部門関係の改正案」、「EU ETS 指令の改正案：EU 全体の総排出枠年間削減率の 2.2%から 4.2%削減への引上げ、EU ETS の海運部門への適用拡張、道路輸送・建物部門を対象とした排出量取引制度の新設等」、「エネルギー課税指令の改正案」、「国境炭素調整メカニズム規則案」になっている。目標設定に関するものとしては、「Effort Sharing 規則の改正案」、「土地利用・土地利用変化・林業（LULUCF）規則（Regulation (EU) 2018/841）等の改正案」、「再生可能エネルギー指令等の改正案：再生可能エネルギー割合の 2030 年目標の 32%から 40%への引上げ等」、「エネルギー効率化指令の改正案」がある。規制に関するものとしては「乗用車排出量性能基準規則の改正案」、「代替燃料の設備整備規則案」、「ReFuelEU 規則案：航空燃料に含まれるべき持続可能な航空燃料の最低割合の設定等」、「FuelEU 規則案：船舶の使用エネルギーに関する上限設定等」がある。さらにこれらを支援、促進するために「社会気候基金（Social Climate Fund）創設規則案」がある。

表 3.4.3-1 Effort Sharing（2021-2030）各国新旧目標

国	旧目標	新目標
ベルギー	-35 %	-47 %
ブルガリア	-0 %	-10 %
チェコ	-14 %	-26 %
デンマーク	-39 %	-50 %
ドイツ	-38 %	-50 %
エストニア	-13 %	-24 %
アイルランド	-30 %	-42 %
ギリシア	-16 %	-22,7 %
スペイン	-26 %	-37.7 %
フランス	-37 %	-47.5 %
クロアチア	-7 %	-16.7 %
イタリア	-33 %	-43.7 %
キプロス	-24 %	-32 %
ラトビア	-6 %	-17 %
リトアニア	-9 %	-21 %
ルクセンブルグ	-40 %	-50 %
ハンガリー	-7 %	-18.7 %
マルタ	-19 %	-19 %
オランダ	-36 %	-48 %
オーストリア	-36 %	-48 %
ポーランド	-7 %	-17.7 %
ポルトガル	-17 %	-28.7 %
ルーマニア	-2 %	-12. %
スロベニア	-15 %	-27 %
スロバキア	-12 %	-22.7 %
フィンランド	-39 %	-50 %
スウェーデン	-40 %	-50 %

（出典）Regulation (EU) 2023/857[4)]

2023 年 4 月、欧州理事会において「Fit for 55」における主要法案である「EU ETS 指令の改正」、「社会気候基金創設規則」、「国境炭素調整メカニズム規則」などが採択され、施行された。さらに同年 10 月には「再生可能エネルギー指令等の改正（2030 年までに EU 全体のエネルギー消費に占める再生可能エネルギーの割合を 42.5%に引き上げ、さらに 2.5%の上乗せし 45%という目標を可能にさせるもの）」や「ReFuelEU 規則」が採択され、2021 年 7 月 Fit for 55 で提案された主な法案（「エネルギー課税指令の改正案」のみ合意のめどがついていない）の立法手続きが実質的に完了した。

(2) 2040 年目標

欧州気候法にもとづき設置された気候変動に関する欧州科学諮問委員会（議長は Ottmar Edenhofer）は 2024 年 1 月、気候中立に向けた進捗を評価した報告書[5)]を発表し、13 の提言をしている（表 3.4.3-3）。

報告書では、EU は 2030 年目標を達成するため、主に Fit for 55 を通じて気候政策を大幅に強化してきたが、2050 年までに気候中立を実現するためには、気候政策をさらに発展させる必要があるしている。

図 3.4.3-2 はこれまでの GHG 排出実績と 2050 年までの排出見通しであるが、排出削減は進みつつあるが、2030 年や 2050 年の目標とはまだギャップがあることが示唆されている。2030 年までに 55%削減するという目標を達成するためには、2022-2030 年の年間平均削減量を、2005-2022 年の平均削減量の 2 倍以上にする必要がある。また、科学諮問委員会は 2040 年の排出削減のレンジを 1990 年比で 90～95%の削減に相当するものにすることを提言している。

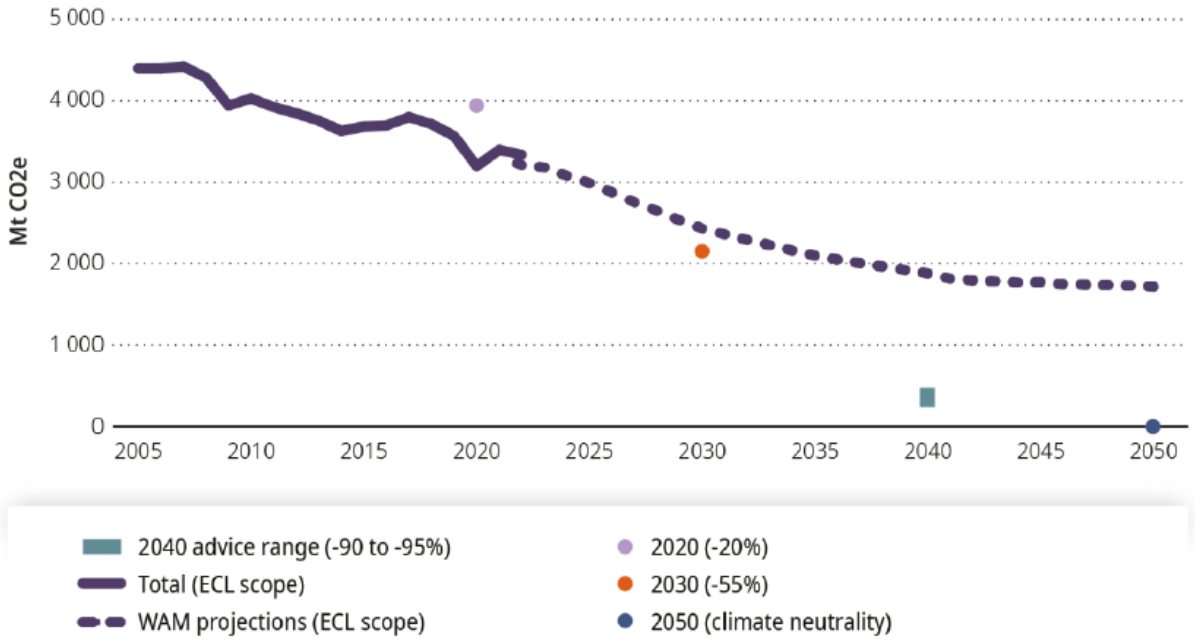


図 3.4.3-2 2 GHG 排出実績と 2050 年までの見通し

（出典）European Scientific Advisory Board on Climate Change[5)]

表 3.4.3-2 は欧州グリーンディールに関連する主要な気候変動政策の進捗状況をまとめたものである。カーボンプライシングや負担分担、資金・投資に関する施策は比較的順調に法的整備が進んでいるが、それ以外のエネルギー、建物、運輸、産業、炭素除去、土地利用など分野ごとの施策は相対的に法整備が遅いことが示唆されている。このような GHG 排出見通しや規制・促進環境の整備状況を踏まえ、2050 年までの気候中立に向けた 13 の提言がまとめられている（表 3.4.3-3）。

表 3.4.3-2 EU 気候変動政策の進捗状況

Topic	Initiative	Legislative status
Carbon pricing and effort sharing	EU ETS for stationary installations (revision)	Adopted
	EU ETS 2 for buildings, road transport and additional sectors	Adopted
	Carbon Border Adjustment Mechanism	Adopted
	Effort Sharing Regulation (revision)	Adopted
Energy	Renewable Energy Directive (revision)	Adopted
	Energy Efficiency Directive (recast)	Adopted
	TEN-E Regulation (revision)	Adopted
	REPowerEU plan	Adopted
	EU electricity market design (revision)	Tabled
	Hydrogen and decarbonised gas market package	Close to adoption
	Methane Regulation	Close to adoption
	Energy Taxation Directive (revision)	Tabled
Buildings	Energy Performance of Buildings Directive (recast)	Close to adoption
	Construction Products Regulation (revision)	Close to adoption
Industry	Batteries Regulation	Adopted
	F-Gas Regulation (revision)	Close to adoption
	Net-Zero Industry Act	Tabled
	Critical Raw Materials Act	Close to adoption
	Industrial Emissions Directive (revision)	Close to adoption
	Ecodesign for Sustainable Products Regulation	Close to adoption
	Packaging and Packaging Waste Regulation (revision)	Tabled
	Waste Framework Directive (revision)	Tabled
	Right to Repair Directive	Tabled
	Green Claims Directive	Tabled
Transport	CO_2 emission standards for cars and vans (revision)	Adopted
	Alternative Fuels Infrastructure Regulation	Adopted
	ReFuelEU Aviation Regulation	Adopted
	Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation	Adopted
	EU ETS for aviation (revision)	Adopted
	FuelEU Maritime Regulation	Adopted
	CO_2 emission standards for heavy-duty vehicles (revision)	Tabled
	End-of-life vehicles Regulation (revision)	Tabled
	Trans-European Transport Network Regulation (revision)	Close to adoption
	Regulation on the use of railway infrastructure capacity in the single European railway area	Tabled
	Combined Transport Directive (revision)	Tabled
Carbon removal	Certification framework for carbon removals	Tabled
Agriculture	Sustainable food systems legislative framework	Announced
Land use	LULUCF Regulation (revision)	Adopted
	Nature Restoration Law	Close to adoption
	Soil Health Law	Tabled
Finance and investment	Taxonomy Regulation (for sustainable investment)	Adopted
	Social Climate Fund	Adopted
	Just Transition Fund	Adopted
	European Green Bond Regulation	Adopted

（出典） European Scientific Advisory Board on Climate Change[5)]

表 3.4.3-3 2050 年までの気候中立に向けた 13 の提言

	提言内容
1	EU 加盟国は GHG 排出削減のペースを上げ、EU の炭素吸収源の減少傾向転換させるため、早急に Fit for 55 に基づく国内措置を採択し、実施する。必要であれば欧州委員会は、加盟国が更新した国家エネルギー・気候計画（NECP）がガバナンス規則に定められた要件を完全に満たすよう、強制力のある措置をとる
2	エネルギー課税指令（ETD）の改正など、EU は GHG 排出削減支援を目的とした審議中の法的イニシアチブを採択する
3	EU と各国の政策立案者は、審議中の法案の採択を進め、既存の政策を実施することで、再生可能エネルギーに安定した投資見通しを提供する
4	EU における化石燃料補助金を、既存の公約に沿って、緊急かつ完全に段階的に廃止する
5	EU の政策枠組みは、気候中立に向けた目標および化石燃料の段階的廃止と完全に一致する
6	EU の気候ガバナンスとコンプライアンスの枠組みを強化する
7	EU の 2 つの排出量取引制度（EU ETS）をネットゼロに適合したものにする
8	適正な移行と効果的な政策実施を確保するため、EU の政策を、体系的な影響評価と、気候政策・措置の社会経済的側面の事後評価に基づくものにする。
9	EU の共通農業政策（CAP）改正を含め、農業部門と食料システムにおける気候変動対策に、より強力なインセンティブを与える
10	炭素回収・利用・貯留（CCU/CCS）、水素、バイオエネルギーの導入は、代替緩和手段がない、あるいは限定的な場合を対象とする
11	気候緩和への公共投資と民間投資の必要な増加を促進するために、さらなる政策行動をとる
12	新たな政策や強化された政策を通じて、エネルギーと原材料需要のより野心的な削減を追求する
13	EU の GHG 価格制度をすべての主要セクター〔農業・食品、土地利用・土地利用変化と林業（LULUCF）、化石燃料の上流事業を含む〕に拡大し、炭素除去に EU レベルのインセンティブを与える

（出典）European Scientific Advisory Board on Climate Change[5)]

2024 年 2 月、欧州委員会は欧州気候法に基づき 2040 年目標を発表[6)]し、併せて同目標の詳細な影響を評価した文書[7)]を公表した。

欧州委員会は 2040 年までに GHG 排出量を 1990 年比で 90%削減するよう勧告した。この目標を達成するには、まず 2030 年までの目標を達成するための Fit for 55 にある政策（2030 framework）を完全に実施することが前提条件になる。そのうえで、2050 年気候中立という目標に向けて、さらにエネルギー、産業、農業といった各セクターにおいて取り組みを強化していく必要があることを示唆している。

EU の 2040 年目標提案は、2025 年までに UNFCCC へ提出する NDC に参照されることになる。ただし、この目標を出した目的は、2030 年以降の枠組みの準備に情報を提供することにより投資の予見可能性を高め、政治的議論を始めることにあり、新たな政策措置を提案したり、部門別の目標を設定したりするものではないとしている。具体的な法案は、次期欧州委員会の発足後（2024 年 11 月以降）に提案されると見込まれている。

2040 年の目標にかかわる影響評価では、2040 年における GHG 排出量シナリオ（図 3.4.3-3）をもとに、2030 年から 2050 年気候中立になるまでのセクター別経路などをモデル評価している。影響評価の目的としては、①確実に気候中立を実現すること、②EU の GHG バジェットを最小化すること、③正当な移行を確実にすること、④長期的に EU 経済の競争力を確保すること、⑤コスト効率に優れ利用可能な技術を普及するための予測可能性を提供すること、⑥エネルギーや資源の供給安全性を確保すること、⑦環境効果を確実にすること、が挙げられている。

Table 3: GHG budget and annual reduction of GHG emissions of each target option

	GHG budget 2030-2050 (GtCO2-eq)	Yearly reductions (% 1990 levels)				
		1991-2010	2011-2030	2021-2030	2031-2040	2041-2050
Target level below 75%	More than 23	-0.9%	-2.0%	-2.8%	-1.8%	-2.5%
1 (linear, 78%)	21				-2.2%	-2.2%
2 (at least 85%)	Up to 18				-2.8%	-1.5%
3 (at least 90%)	Up to 16				-3.3%	-1.0%

Figure 4. Profile of the net GHG emissions over 1990-2050

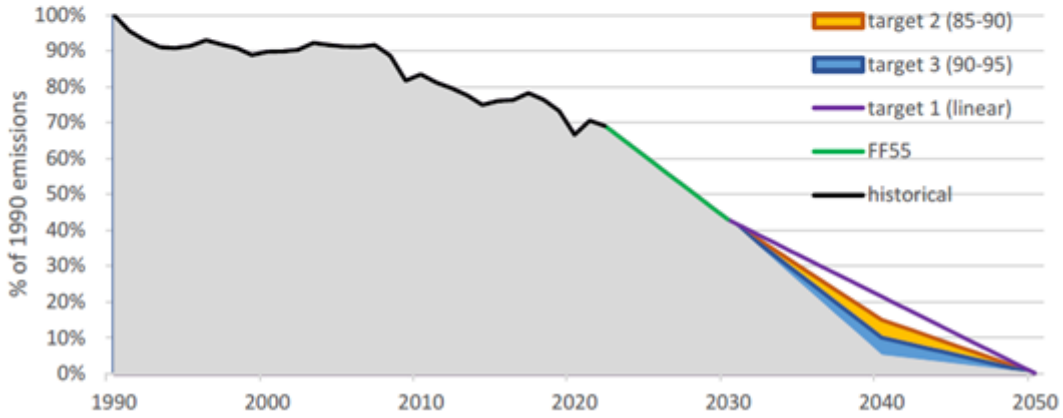


図 3.4.3-3 2040 年目標評価シナリオ（上段：主要指標、下段：排出経路）
（出典）European Commission[7)]

評価シナリオは 2030 年までは Fit for 55 に沿って 1990 年比 55%削減し、2050 年に気候中立を達成することを前提に 2030 年から 2050 年にかけての経路について 3 つのシナリオを想定して分析している。

シナリオ 1 は、2030 年から 2050 年にかけての直線的な経路をたどり 2040 年に最大 1990 年比 80%削減するもの。

シナリオ 2 は、現在の政策枠組みを 2040 年まで延長した場合に達成されるであろう GHG 排出削減レベルに相当し、2040 年に 85～90%削減するもの。

シナリオ 3 は、欧州科学諮問委員会の提言に相当し、取り組みをさらに加速することで 2040 年に 90～95%の削減するもの。2030-2050 年の GHG 排出バジェットは最も小さく、16GtCO2-eq となる。

影響評価の分析にあたっては複数のモデルを組み合わせて評価している（図 3.4.3-4）。エネルギーシステムの評価には主に PRIMES モデルが用いられ、POTEnCIA、POLES、METIS-AMADEUS、TIMES といった他のモデルによる結果とも比較検証しながら結果の頑強性を確保している。土地利用については主に GLOBIOM/G4M、経済構造については主に GEM-E3、農業部門は CAPRI、非 CO_2 GHG 排出については GAINS といったモデルが用いられている。

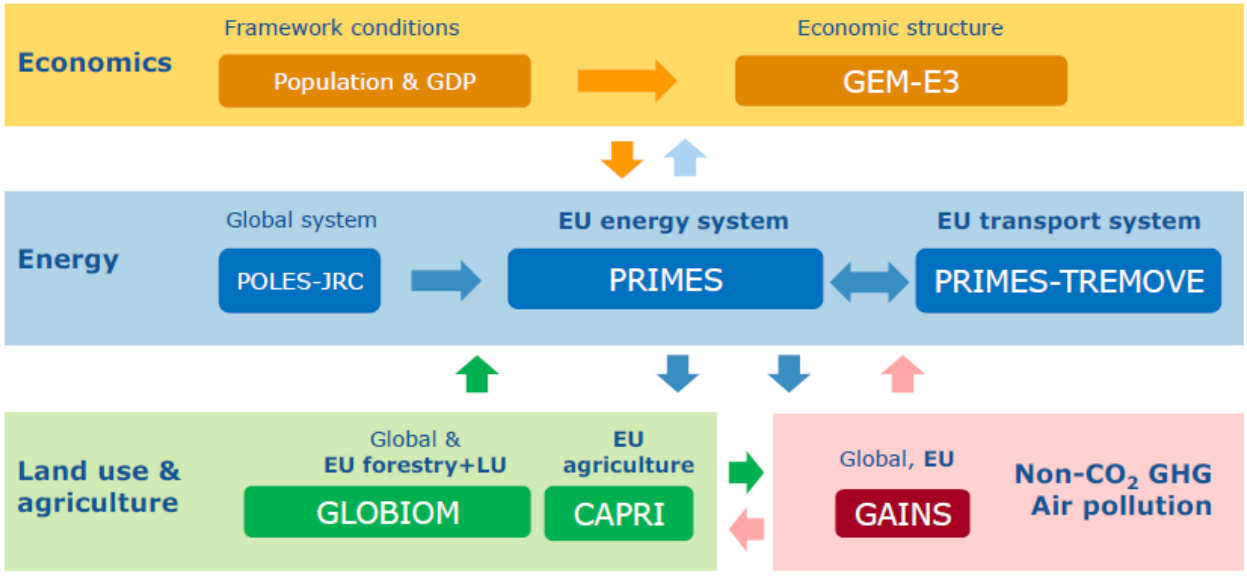


図 3.4.3-4 影響評価に用いたモデル評価枠組み

（出典）European Commission[7)]

図 3.4.3-5 は、シナリオ別の GHG 排出経路を各セクターによる排出内訳とともに示したものである。どのシナリオも 2030 年までは同じ経路をたどり、2050 年までにネットゼロに到達しているが、2030 年以降の排出削減のペースや炭素除去の量に違いがある。なお、LIFE シナリオは、特定の目標水準に関連付けられたものではなく、需要側主導の行動が、コアシナリオで分析された供給側の技術展開をどのように補完できるかを説明するための参照シナリオとして使われている。

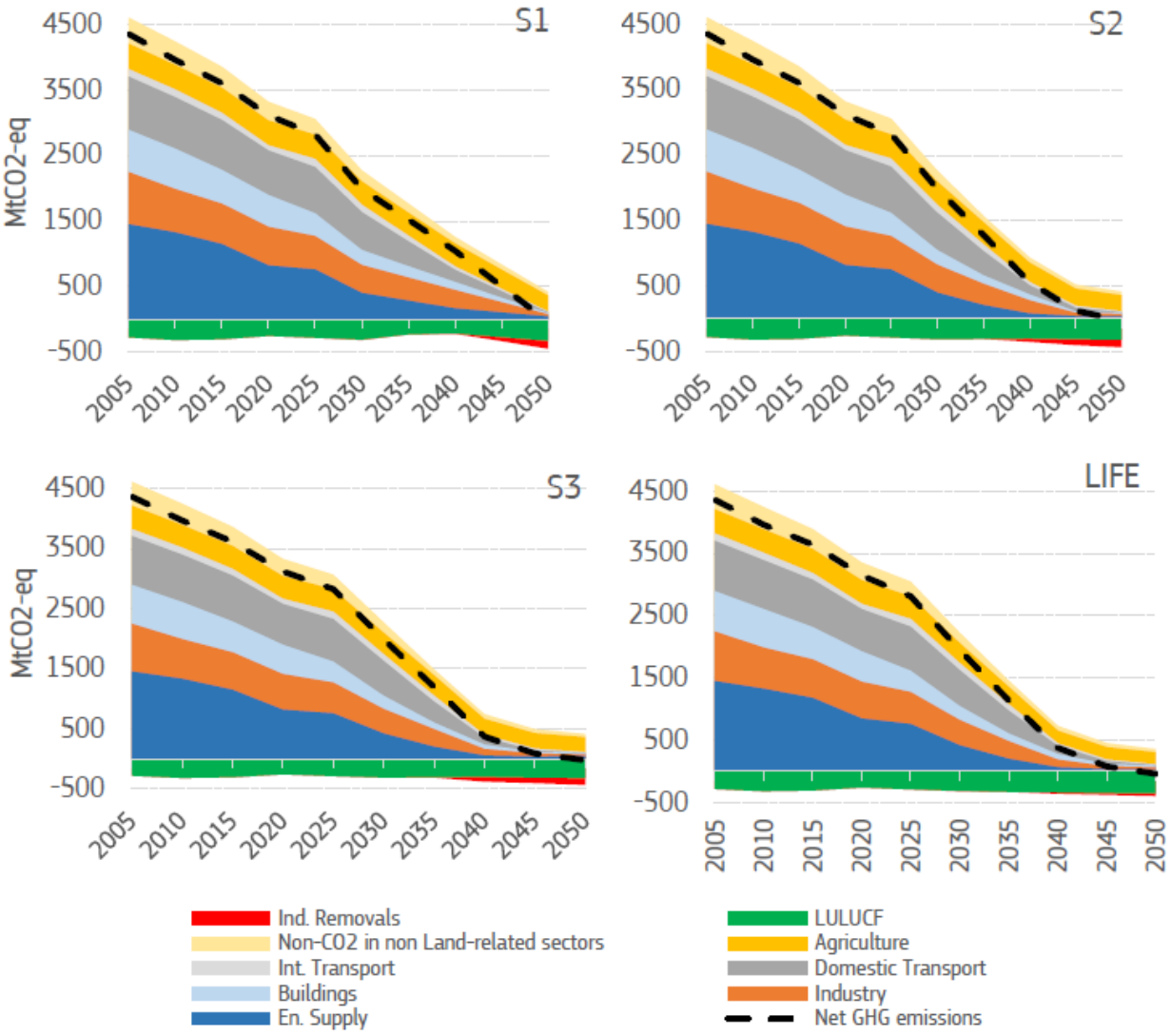


図 3.4.3-5 シナリオ別排出経路

（出典）European Commission[7)]

GDP に占めるエネルギーシステムコストの総額（表 3.4.3-4）は、エネルギー購入量が相対的に減少し続けるため、2040 年以降、3 つのシナリオのいずれにおいても徐々に減少すると予測される。エネルギーシステムの総コストは、3 つのシナリオすべてにおいて、2041～2050 年には GDP の 11.3%程度となり、2011～2020 年の水準（11.9%）よりも低くなる。化石燃料の純輸入コストは 2010-2021 年には GDP の約 2.2%、2022 年のエネルギー危機時には 4.1%を占めていたが、エネルギーシステムの脱炭素化に伴い、化石燃料の輸入は減少し、シナリオ 3 では 2031-2040 年には GDP の 1.4%弱、2041-2050 年には 0.6%程度まで減少する。

表 3.4.3-4 エネルギーシステムコスト（billion EUR）

	2011-2020	2021-2030	2031-2040			2041-2050		
			S1	S2	S3	S1	S2	S3
Total energy system costs								
Billion EUR	1766	2130	2419	2472	2508	2508	2527	2530
% GDP	11.9%	12.5%	12.4%	12.7%	12.9%	11.2%	11.3%	11.3%
Fossil fuel imports								
Billion EUR	336	427	293	277	265	150	142	133
% GDP	2.3%	2.5%	1.51%	1.42%	1.36%	0.67%	0.63%	0.59%

Source: PRIMES.

（出典）European Commission[7)]

図 3.4.3-6 はエネルギー・産業部門からの CO_2 排出のセクター別内訳を示している。2050 年にネットゼロを達成するためには、2040 年の CO_2 純排出量は 330-800 $MtCO_2$ となり、これは 1990 年比で 80%から 92%削減に相当する。2040 年時点でシナリオ 3 ではシナリオ 1 よりも約 500 $MtCO_2$ 排出が小さく、大きく脱炭素化が進むことが示唆される。

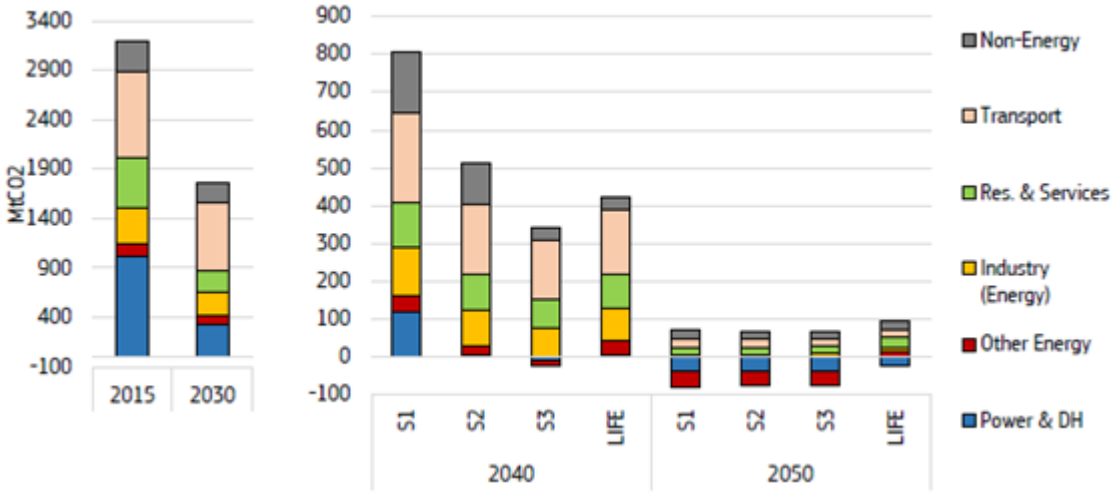


図 3.4.3-6 エネルギー・産業部門 CO_2 排出

（出典）European Commission[7)]

新技術の重要性という点で、シナリオ間に明確な違いがある（図 3.4.3-7）。シナリオ 3 では、2031 年から 2040 年にかけて、電解水素製造、炭素回収・利用、炭素除去など新技術の利用が他のシナリオよりも大きくなっている。シナリオ 3 では、2050 年までに気候中立を達成し、それ以降もネットでマイナス排出になるのに対し、シナリオ 1 ではこれらの新技術が 2041 年から 2050 年にかけて大きく拡大させる必要があり、2050 年までに気候中立に達しないリスクがあることが指摘されている。

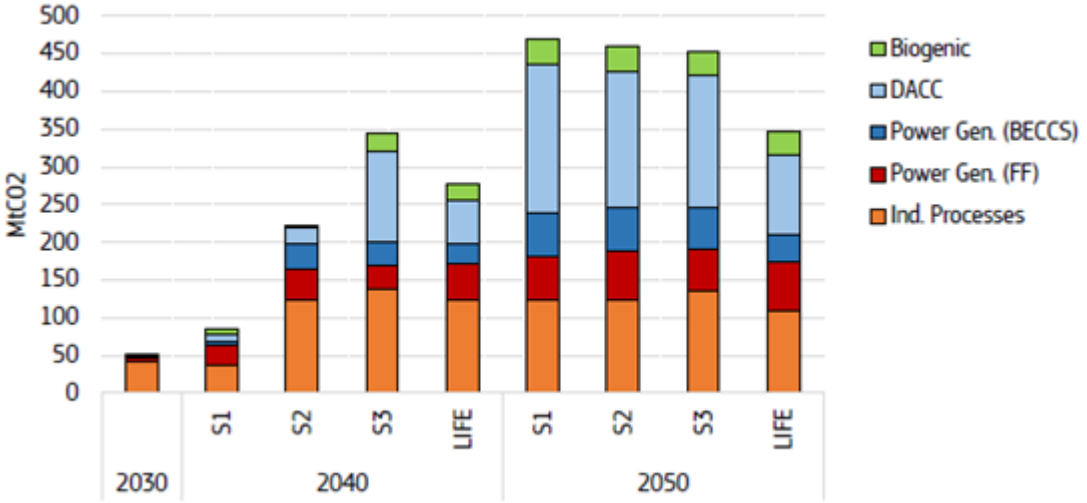


図 3.4.3-7 発生源別炭素回収量

（出典）European Commission[7)]

図 3.4.3-8 は電源別の発電電力量の推移を表している。電力需要の増加により発電電力量は 2021 年の 2905TWh から 2030 年には 3360 TWh に増加し、その後も増え続け 2040 年には 4565～5210TWh に達する（2021 年比で 57～80%増）。なお、原子力による発電電力量はシナリオ 1、2、3 とも同じであり、原子力の導入量は固定してモデル分析したものと考えられる。

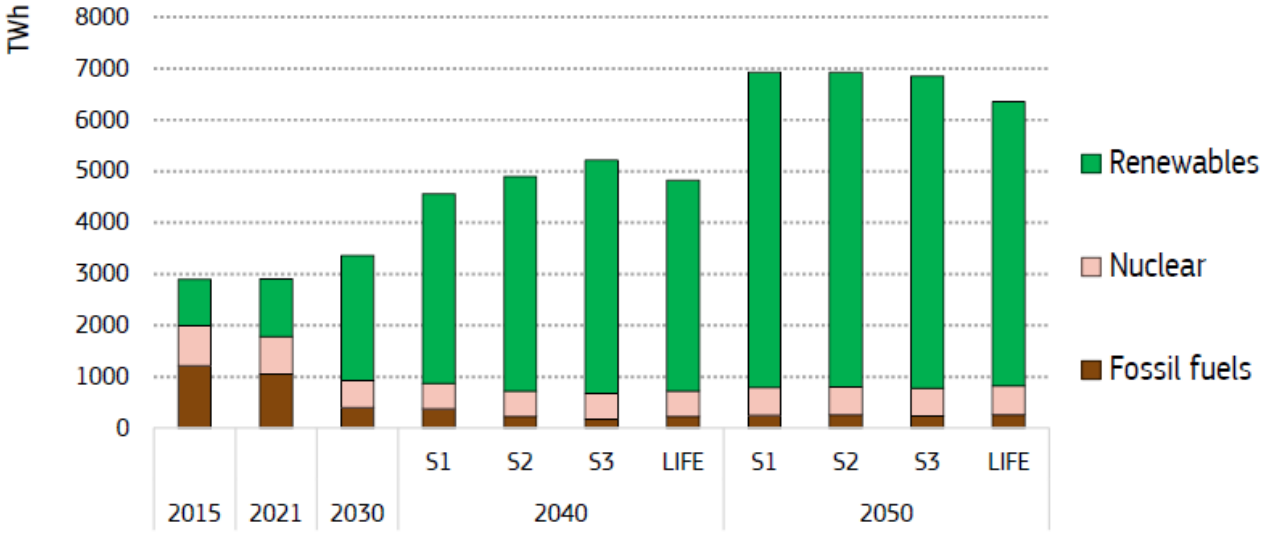


図 3.4.3-8 発電電力量（2015-2050）

（出典）European Commission[7)]

電力需要は増加傾向にあるのに対し、最終エネルギー消費自体は減少傾向が見込まれる。図 3.4.3-9 は 2050 年までの最終エネルギー消費量とその内訳を示している。2030 年には 763Mtoe となり（エネルギー効率指令相当）、2040 年には 606-624Mtoe、2050 年には約 560Mtoe になると見込まれている。原油がガスなどの化石燃料が大きく減る

のに対し、再生可能エネルギーが拡大し、2040 年以降は合成燃料も増えていくと想定されている。

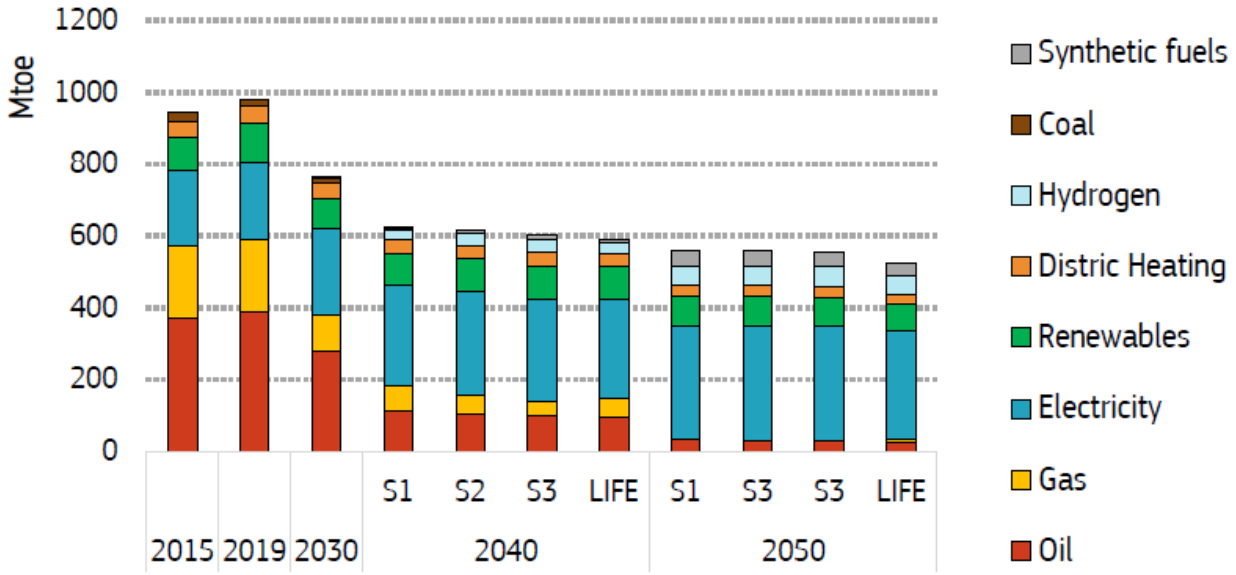


図 3.4.3-9 最終エネルギー消費

（出典）European Commission[7)]

影響評価では、これらの多面的な分析結果を踏まえ、シナリオ 3 の 2040 年 90～95%削減が最も望ましいオプションであると結論付けており、欧州委員会が発表した 2040 年目標もこのシナリオ 3 に沿ったものになっている。ただし、この EU の 2040 年目標をめぐっては、まだ実証されていない炭素除去技術への依存が高すぎることを理由に懸念を示す議論[8)]も出てきている。

参考文献（第 3.4.3 節に関するもの）

1) European Commission, COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE EUROPEAN COUNCIL, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS; The European Green Deal (2019). COM(2019) 640 final

2) European Commission, Proposal for a REGULATION OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL establishing the framework for achieving climate neutrality and amending Regulation (EU) 2018/1999 (European Climate Law) (2020). COM(2020) 80 final

3) European Commission, COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS EMPTY: Fit for 55’ delivering the EU’s 2030 Climate Target on the way to climate neutrality. COM(2021) 550 final

4) European Parliament and European Commission, REGULATION (EU) 2023/857 OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL: amending Regulation (EU) 2018/842 on binding annual greenhouse gas emission reductions by Member States from 2021 to 2030 contributing to climate action to meet commitments under the Paris Agreement, and Regulation (EU) 2018/1999. REGULATION (EU) 2023/857
5) European Scientific Advisory Board on Climate Change, Towards EU climate neutrality Progress, policy gaps and opportunities Assessment Report 2024 (2024)
6) European Commission, COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS Securing our future Europe's 2040 climate target and path to climate neutrality by 2050 building a sustainable, just and prosperous society (2024) COM(2024) 63 final
7) European Commission, COMMISSION STAFF WORKING DOCUMENT IMPACT ASSESSMENT REPORT Part 1 Accompanying the document COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS (2024) SWD(2024) 63 final
8) Katharine Sanderson and Carissa Wong, EU unveils controversial climate target: what scientists think, Nature 626, 467 (2024)

3.5 国内外の再生可能エネルギーの動向

3.5.1 世界における再生可能エネルギーの導入状況

パリ協定において、産業革命前からの世界全体の気温上昇を 2℃さらには 1.5℃に抑えるという長期目標が掲げられたのを受け、多数の国・地域が 2050 年や今世紀後半に温室効果ガス排出量のネットゼロを目指すことを表明している。また、2023 年に開催された COP28 の合意文書では、2030 年までに世界全体の再エネ容量を現状の 3 倍にする目標が明記された（文献 1)）。これらの目標実現に向けた有効な手段としての再生可能エネルギーへの期待が高まっている。本報告では、主に 2022 年までの実績データを基に、国内外における長期的な再エネ導入の状況を報告する。

(1) 世界全体の再生可能エネルギー導入の概観

図 3.5.1-1 に、2015～2022 年における世界全体の発電設備容量（ストック）の推移を示す。世界の再生可能エネルギー発電容量は、2015 年に約 2,000GW 程度まで増加し、石炭火力の発電容量を超えて以来、順調に増加し、2021 年には 3,000GW を越えるまでに成長した。図 3.5.1-2 は、2010 年および 2022 年における世界の発電電力量に占める主な燃料源の割合を示す。再エネの世界全体の発電電力量に占める割合は、2010 年には 20%だったが、2022 年には 30%となった。

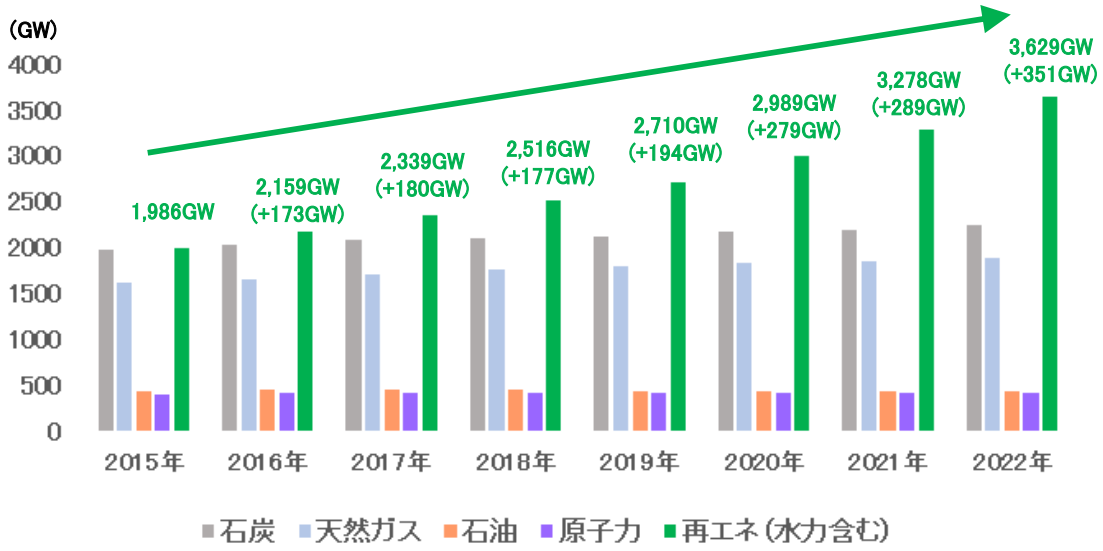


図 3.5.1-1 2015～2022 年における世界全体の発電設備容量（ストック）
（IEA, World Energy Outlook 2017～2023[2)～8)]より作成）

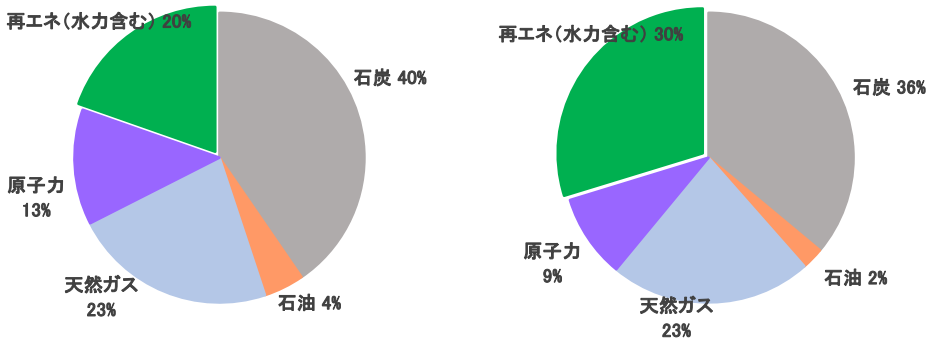


図 3.5.1-2 世界の発電電力量に占める燃料源の割合（左: 2010 年、右: 2022 年）
（IEA, World Energy Outlook 2023[8)]より作成）

また、図 3.5.1-3 と図 3.5.1-4 はそれぞれ、IRENA[9)]による 2022 年の世界の再生可能エネルギー発電容量における燃料源の割合と、2017-2022 年の世界の再生可能エネルギー発電容量の推移および 2022 年導入容量を示す。この統計によると、2022 年の世界の再生可能エネルギー容量は 3, 372GW に達した。水力が依然として最大のシェアを占めるが、残りの殆どの部分を風力と太陽光が占めた。2022 年に追加された再生可能エネルギー全体の設備容量は、295GW（前年比+9.6%）であった。太陽光が容量拡大をリードし続けており、2022 年には 192GW（同+22%）、風力が 75GW（同+9%）と続き、太陽光と風力が 2022 年の増加の 90%を占めた。

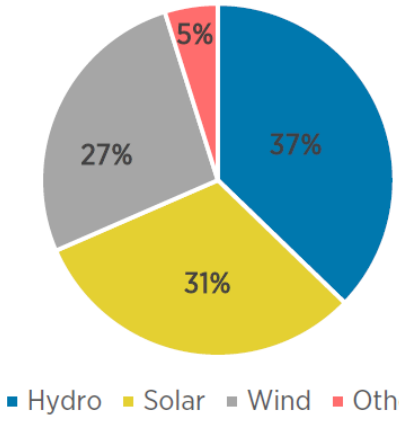


図 3.5.1-3　2022 年の世界の再生可能エネルギー発電容量における燃料源の割合

（出典）IRENA[9)]

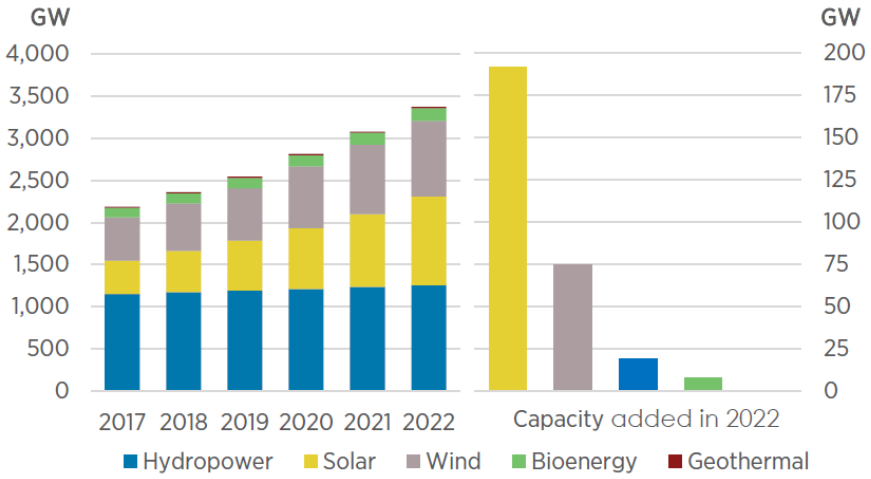


図 3.5.1-4　2017～2022 年の世界の再生可能エネルギー容量の推移および 2022 年導入容量

（出典）IRENA[9)]

(2) 世界の国別導入量

次に、特に成長の著しい太陽光発電（PV）と風力発電について、世界の動向を整理する。

① 太陽光発電

図 3.5.1-5、図 3.5.1-6 はそれぞれ、IEA の統計による、2012～2022 年における世界の太陽光発電（PV）の年間導入容量の推移と、2022 年の世界の PV 年間導入容量について導入量の多い国別の割合を示している。また、図 3.5.1-7 は、世界の太陽光発電（PV）の 2022 年までの累積導入容量の国別割合を示す。太陽光発電（PV）の年間導入容量は少なくとも 235.8GW と推計され、3 年連続で大幅な増加が続いている。COVID-19 の継続した影響やモジュール価格の高騰等にかかわらず、これまでで最高の年間導入容量を記録した。中国がこれまでと同じく PV 年間導入容量の首位で、中国国家エネルギー

局（NEA）によると、2022 年には 2021 年の導入量の倍近くとなる 105.5GW を導入した。2022 年に世界全体の 45%を占め、同国の累積 PV 導入量は 414GW となった。国としては米国が 2 位で 2021 年よりはやや減少の 21.1GW を導入し、累積導入量は 141.6GW となった。公共サービス部門では減少し、住宅市場では 2021 年のレベルよりも増加した。その次はインドで、前年を上回る 18.1GW を導入し、累積では 79.1GW となった。ブラジル、スペインと続き、特にブラジルの市場は非常に活発であった。2022 年までの世界の累積 PV 導入量は 1183.4GW となり、過去 5 年間でその約 65%が導入された。PV の新たな市場も増加しており、2022 年は重要な PV を導入した国の数の記録に迫るほどの年となった。一方、同統計では、世界の PV 導入容量における上位国が占める割合について上位 10 か国が全体の 81%を占めており、依然として世界 PV 市場が限られた国により牽引されていることが示されている。これには中国の動きが大きい。また、導入量トップ 10 に入るために必要な導入量は、2014 年から継続して増加しており、2018 年には 1.6GW、2020 年は 3.5GW、2022 年には 4GW となった。これは世界の PV 市場が年々成長していることを反映している。

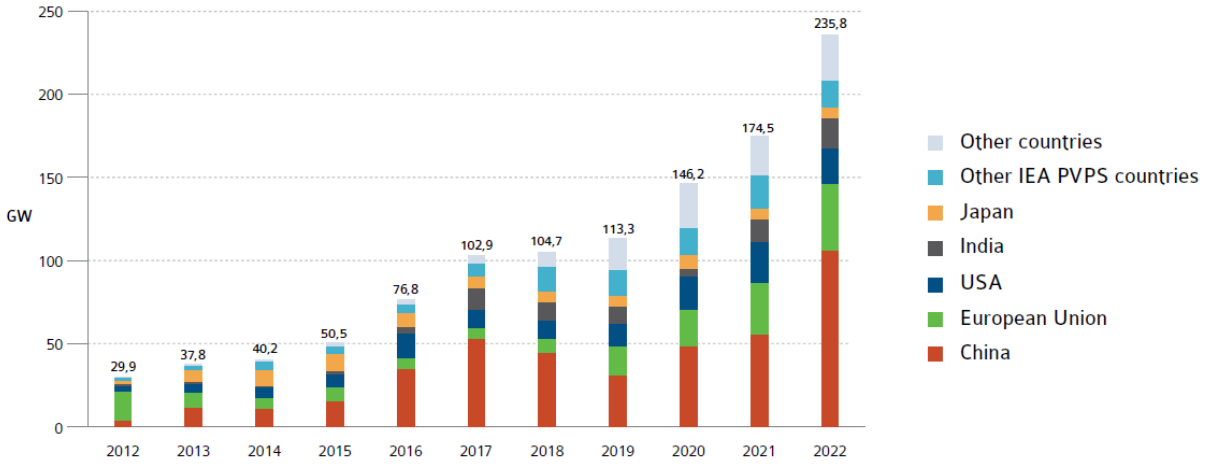


図 3.5.1-5　2012～2022 年の世界の太陽光発電（PV）の年間導入容量の推移

（出典）IEA[10)]

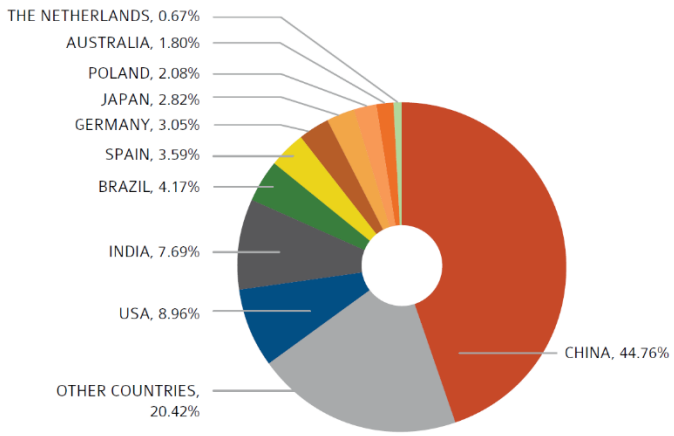


図 3.5.1-6　世界の太陽光発電（PV）の 2022 年における年間導入容量の国別割合
（出典）IEA[10)]

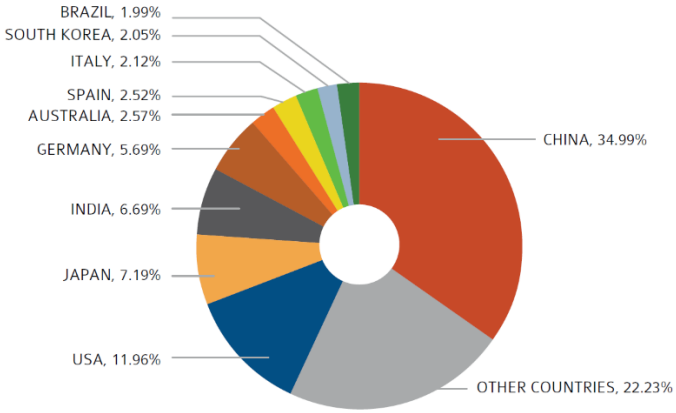


図 3.5.1-7　世界の太陽光発電（PV）の 2022 年までの累積導入容量の国別割合
（出典）IEA[10)]

② 風力発電

Global Wind Energy Council のレポート[11)]によると、2022 年、世界では 77.6GW の風力発電容量が追加された。これは、過去 3 年においては最も低い数字ではあるが、史上 3 番目に多い導入量であり、累積の導入容量は 906GW となった。図 3.5.1-8 に、世界の風力発電（陸上、洋上）の 2018～2022 年における年間導入容量を示す。陸上風力発電の導入容量は 2021 年より 5%減少したが、それでも史上 3 番目に多く、また洋上風力については史上最高の導入容量となった 2021 年に比べると減少したが、これまでで 2 番目に多い導入量であった。図 3.5.1-9 には世界の風力発電の 2022 年の年間導入容量の地域別および上位 10 か国の割合を示す。アジア太平洋地域は前年に比べ若干シェアが減少したものの、以前として中国に牽引される形で世界の最大市場である。2 番目の市場である欧州では、2022 年に陸上風力導入の記録を更新し、地域別でのシェアを前年の 19%から 25%に押し上げた。国別では、2022 年の風力発電導入容量の上位 5 か国は中国、米国、ブラジル、ドイツ、スウェーデンで、これらの 5 か国で全体の 71%を占めた。上位 5 か国が占める割合は、2020 年に 80.6%、2021 年に 75.1%と減少して

いきているが、それは主には世界二大市場の中国と米国を合わせたシェアの低下に因る。

図 3.5.1-10 は、世界の風力発電（陸上、洋上）の 2022 年までの累積導入容量の推移を示す。2021 年に風力発電の累積導入容量は世界全体で 906GW となった（前年比+9%）。上位 5 か国は、変わらず中国、米国、ドイツ、インド、スペインで、これら 5 か国で 2022 年時点の世界の風力発電累積導入容量の 72%を占めた。

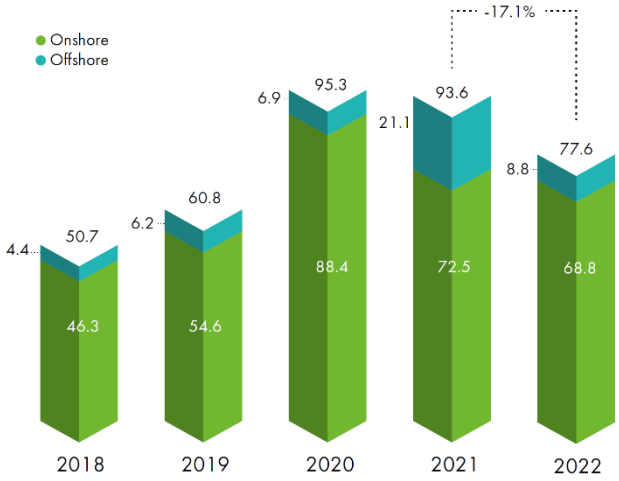


図 3.5.1-8　世界の風力発電（陸上・洋上）の 2018～2022 年の年間導入容量（GW）

（出典）GWEC[11)]

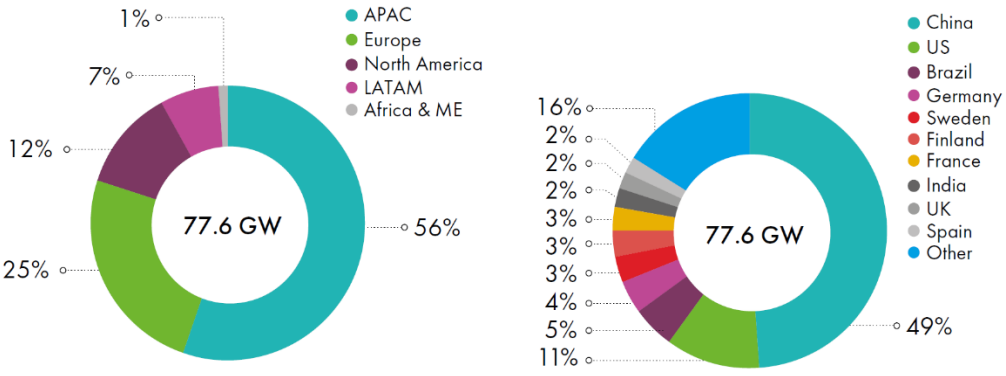


図 3.5.1-9　世界風力発電の 2022 年の導入容量の地域別（左）および上位 10 か国（右）の割合

（出典）GWEC[11)]

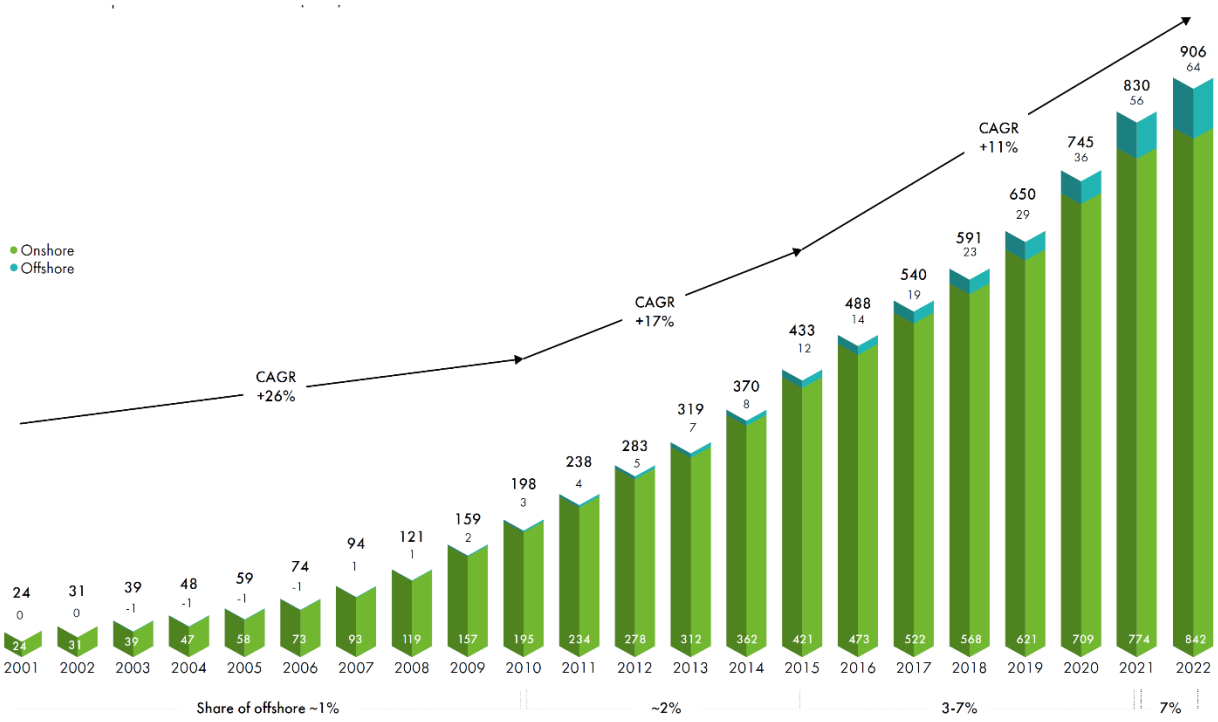


図 3.5.1-10 世界の風力発電の 2022 年までの累積導入容量の推移（GW）

（出典）GWEC[11)]

(3) 再生可能エネルギーのコスト動向

IRENA[12)]は約 21,500 件のプロジェクトから収集した Renewable Cost Database と、約 13,500 件のプロジェクトに関する Auctions and Power Purchase Agreement (PPA) database に基づき、再エネ発電技術のコストやパフォーマンスに関する分析を行っている。図 3.5.1-11 は、世界の各種再生可能エネルギーの 2010 年と 2022 年における LCOE（Levelized Cost of Electricity）を示す。太陽光は 2010 年以来、最も急速な価格低下をしている。事業用 PV の LCOE は 2010 年の 0.445 USD(2022USD)/kWh から 2022 年の 0.049 USD(2022USD)/kWh と 89%低下した。このコスト低下が起こった期間に、世界の PV 累積容量（事業用および住宅用）が飛躍的に増加した。LCOE の低下はモジュール価格の低下に因るところが大きく、その背景にはシステムコストとのバランスや製造の最適化によるモジュール効率の向上等の理由がある。また、2010～2022 年の陸上風力発電の LCOE は 68%低下（2010 年に 0.107 USD(2022USD)/kWh から 2022 年に 0.033 USD(2022USD)/kWh）した。その理由として、風力タービンコストの低下とタービン技術向上による設備利用率の上昇が挙げられる。洋上風力発電の LCOE については、2010～2022 年に 59%低下（2010 年に 0.197 USD(2022USD)/kWh から 2022 年に 0.081 USD(2022USD)/kWh）した。

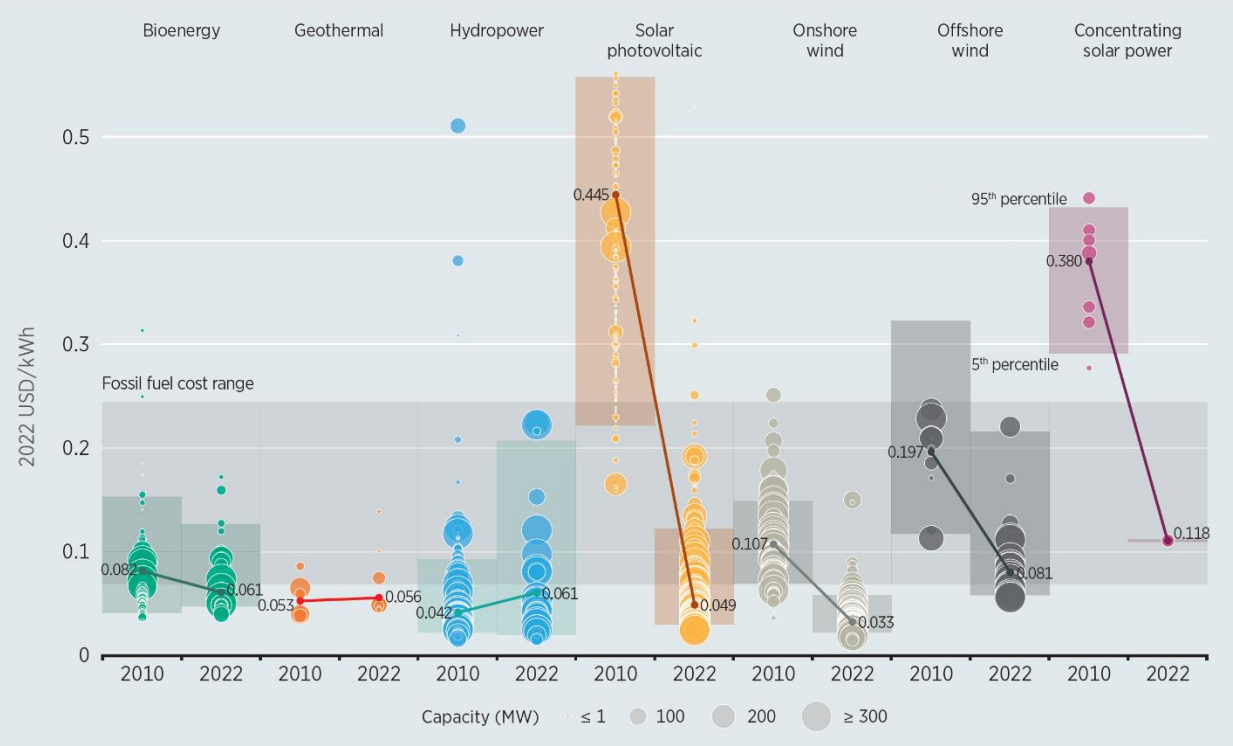


図 3.5.1-11　世界の各種再生可能エネルギーの LCOE コスト

（出典）IRENA[12)]

(4) 再生可能エネルギーの課題

太陽光、風力発電のコスト低減が進展しているものの、世界的にも課題が見え始めている。近い時点では、材料費の上昇に伴って、コスト低減が鈍化もしくは緩やかな上昇を見せ始めている点が挙げられる。また、太陽光パネル製造は、中国への依存度が極めて高くなってきている。更に、ロシアによるウクライナ侵略を受けたエネルギー不足、エネルギー価格の高騰により、欧州等で太陽光発電導入が一層進んだことで、中国の太陽光パネル輸出の一層の増加も見られる。一方、米国は、2022 年にウイグル強制労働防止法を制定し、これに基づいて、米国国内への中国製太陽光パネルの輸入が制限されてきている。一方、国内での太陽光パネル製造の増強がなされてきている。これによって、今後、太陽光パネル製造コストの上昇となる可能性もある。

例えば、英国では洋上風力発電の導入量が大きくなっているが、2021 年は風があまり吹かず、風力発電の発電電力量が落ち、天然ガス需要が増大して、これにロシア・ウクライナ情勢が加わって、2021 年秋からの世界的な天然ガス高騰につながった。導入量が増えてくると、自然変動に伴って様々なリスクを誘発する可能性もある。

3.5.2　日本における再生可能エネルギーの導入状況

(1) 再生可能エネルギーに関する政策

2012 年 7 月の FIT 制度（固定価格買取制度）開始により、日本における再エネの導入は大幅に増加し、発電電力量に占める再エネ発電の割合は、2011 年度 10.4%から 2021

年度 20.3%に拡大した。2020 年 6 月に、FIT 制度の抜本見直し等を内容とした再エネ特措法の改正を含む「エネルギー供給強靭化法」が成立し、以降、再生可能エネルギーの大量導入や主力電源化を検討する資源エネルギー庁小委員会等において、再エネ型経済社会の創造や、再エネ大量導入に向けた諸制度の検討、エネルギー供給強靭化法の詳細設計についての検討が重ねられ、さらに第 6 次エネルギー基本計画の改定やエネルギーミックスの見直しに向けた再エネに係る議論が行われてきた。

2021 年 10 月に閣議決定された第 6 次エネルギー基本計画では、2030 年度の温室効果ガス 46%削減に向けて、施策強化等の効果が実現した場合の野心的目標として、電源構成 36～38%（合計 3,360～3,530 億 kWh 程度）の導入を目指すことが掲げられている（文献 13)）。この実現に向けて、取り組みの加速を図っていくことが重要であり、S+3E を大前提に、再エネの主力電源化を徹底し、再エネに最優先の原則で取り組み、国民負担の抑制と地域との共生を図りながら最大限の導入を促す、としている。表 3.5.2-1 は、第 6 次エネルギー基本計画で策定されたエネルギーミックスおよび再生可能エネルギーの導入と発電比率の推移を示す。

表 3.5.2-1　再エネの導入推移と 2030 年の導入目標

<再エネ導入推移>

	2011年度	2021年度	2030年度ミックス
再エネの 電源構成比 発電電力量:億kWh 設備容量:GW	**10.4%** (1,131億kWh)	**20.3%** (2,093億kWh)	**36-38%** (3,360-3,530億kWh)
太陽光	**0.4%**	**8.3%**	**14-16%程度**
	48億kWh	**861億kWh**	**1,290~1,460億kWh**
風力	0.4%	0.9%	5%程度
	47億kWh	94億kWh	510億kWh
水力	7.8%	7.5%	11%程度
	849億kWh	776億kWh	980億kWh
地熱	0.2%	0.3%	1%程度
	27億kWh	30億kWh	110億kWh
バイオマス	1.5%	3.2%	5%程度
	159億kWh	332億kWh	470億kWh

※21年度数値は2021年度エネルギー需給実績(確報)より引用

（出典）再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会 [14)]

2023 年に 2 月に「GX 実現に向けた基本方針」[15)]が閣議決定された。この中で、再生可能エネルギーについては、国民負担の抑制と地域との共生を図りながら S+3E を大前提に、主力電源として最優先の原則で最大限に取り組み、再エネ比率 36～38%の確実な達成を目指すことが掲げられ、図 3.5.2-1 に示すような政策が示された。さらに、同年 4 月に開催された「再生可能エネルギー・水素等関係閣僚会議」では、再生可能エネルギーの導入促進に向けた取り組みを具体化して強力に進めるため、「再生可能エネルギーの導入拡大に向けた関係府省庁連携アクションプラン」[16)]がとりまとめられた。また 5 月には、革新的技術開発への「GX 経済移行債」を活用した先行投資支援等の措

置を盛り込んだ「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）」、ならびに「事業規律の強化や系統整備のための環境整備等の措置を盛り込んだ「脱炭素社会の実現に向けた電気供給体制の確立を図るための電気事業法等の一部を改正する法律（GX 脱炭素電源法）」が成立した（文献 14)）。

図 3.5.2-1 「GX 実現に向けた基本方針」を踏まえた再エネ政策の主な方向性
（出典）再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会 [14)]

(2) 日本における再生可能エネルギー導入量

① 太陽光発電

図 3.5.2-2、図 3.5.2-3 にそれぞれ、太陽光発電の FIT・FIP 認定量・導入量および太陽光発電（2,000kW）の各国の買取価格を示す。第 6 次エネルギー基本計画で策定されたエネルギーミックス（10,350～11,760 万 kW）の水準に対して、2023 年 3 月における FIT 制度開始前導入量+FIT・FIP 認定量は 7,970 万 kW、導入量は 7,070 万 kW となり、2030 年のミックスに対する導入進捗率は約 64%である。2023 年度の買取価格は、住宅用（10kW 未満）が 16 円/kWh、事業用（50kW 以上 250kW 未満）が 9.5 円/kWh 等だが、海外の買取価格と比べて高い。事業用（250kW 以上）は入札対象になっており、2023 年度第 2 四半期における入札（FIT・FIP）の加重平均落札価格は 9.3 円/kWh である。

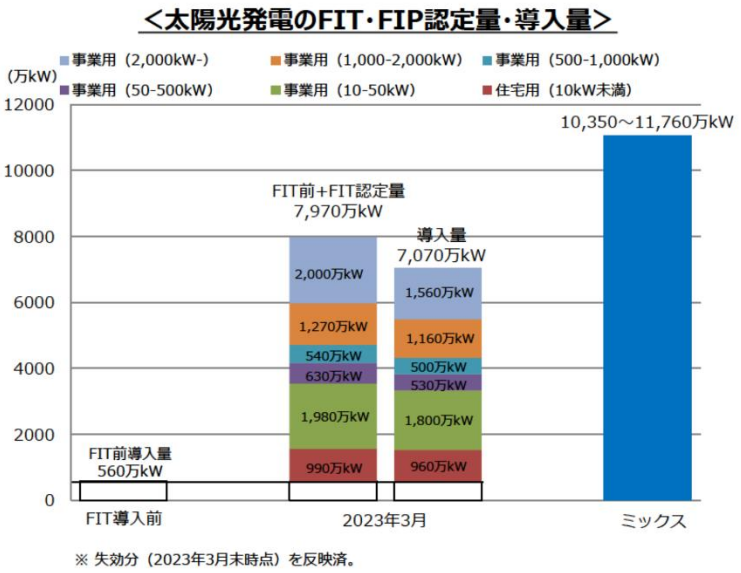


図 3.5.2-2 太陽光発電の FIT・FIP 認定量と導入量

（出典）調達価格等算定委員会 [17]

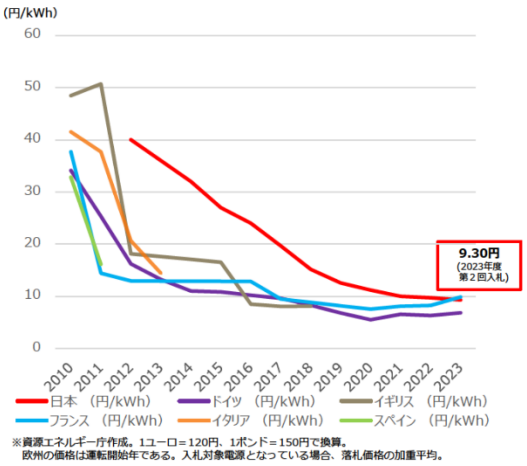


図 3.5.2-3 太陽光発電（2,000kW）の各国の買取価格

（出典）調達価格等算定委員会 [17]

② 風力発電

図 3.5.2-4、図 3.5.2-5 にそれぞれ、風力発電の FIT・FIP 認定量・導入量および風力発電（20,000kW）の各国の買取価格を示す。エネルギーミックス（2,360 万 kW）の水準に対して、2023 年 3 月における FIT 制度開始前導入量+FIT・FIP 認定量は 1,590 万 kW、導入量は 520 万 kW となり、2030 年のミックスに対する導入進捗率は約 22%である。洋上風力（着床式・浮体式）発電については、現時点では導入案件は少ないものの、今後の導入拡大が見込まれる。買取価格については、陸上風力発電が 15 円/kWh（2023 年度入札における上限価格）等であるが、海外の買取価格と比べて高い。

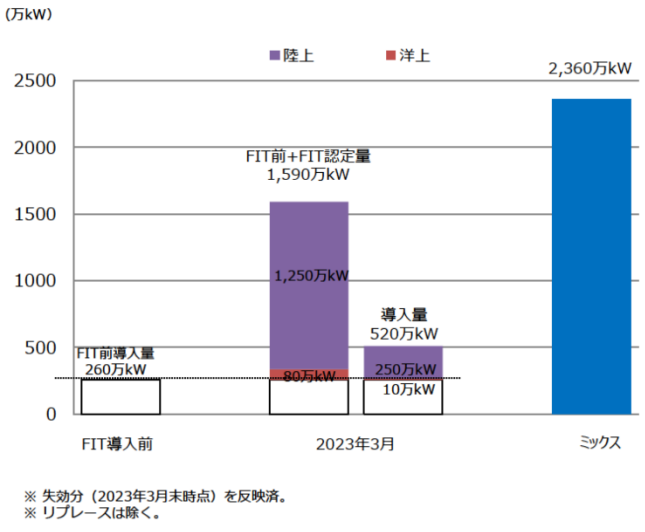


図 3.5.2-4 風力発電の FIT・FIP 認定量と導入量

（出典）調達価格等算定委員会 [17)]

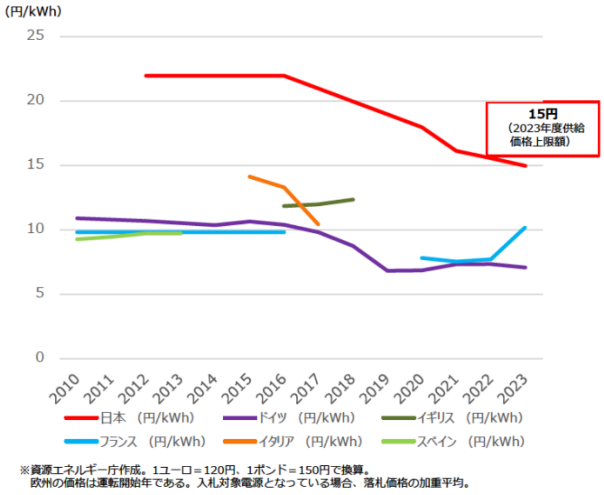


図 3.5.2-5 陸上風力発電（20,000kW）の各国の買取価格

（出典）調達価格等算定委員会 [17)]

(3) 再生可能エネルギー導入における課題

① 再エネの負担の増大

FIT 制度により再エネ導入量は大きく拡大したが、第 1 章の第 1.1.4 節でも記載したように、高い再生可能エネルギーの賦課金による国民負担の増大が問題である。調達価格等算定委員会 [17)]によると、2023 年度（予測）の買取総額は 4.7 兆円、賦課金（国民負担）総額は 1.1 兆円になっており、買取総額の内訳によると事業用太陽光発電に係る買取費用が大半を占めている。また電気料金に占める賦課金割合は、2022 年度実績では、産業用・業務用が 12%、家庭用が 10%となっている（図 3.5.2-6）。

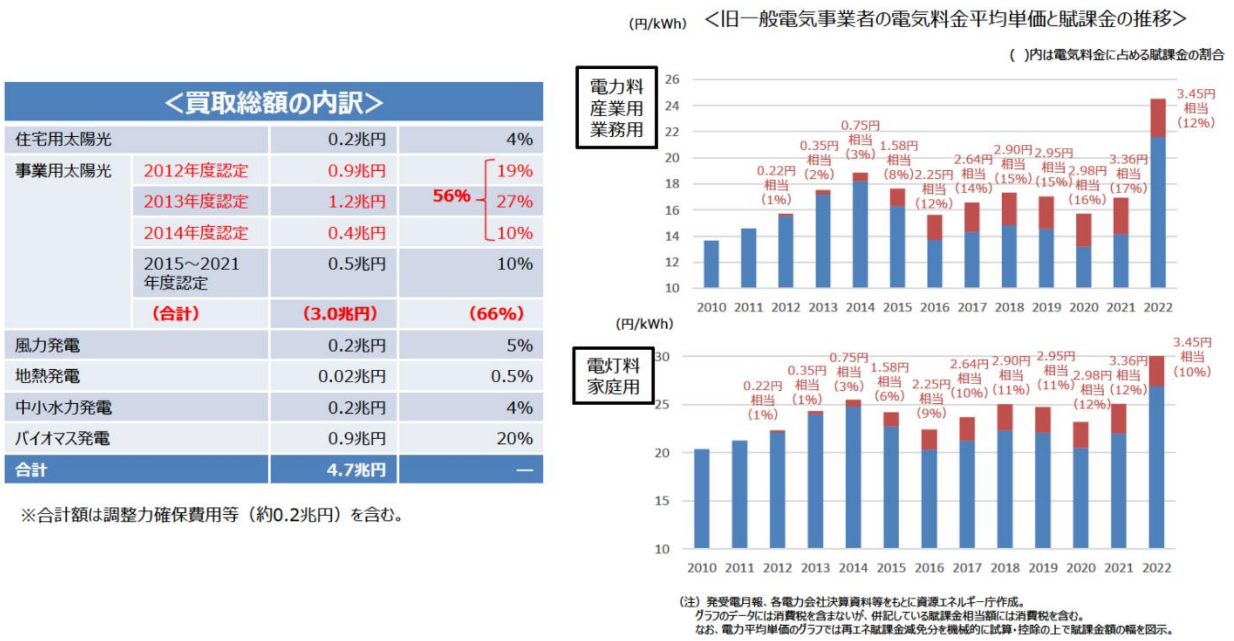


図 3.5.2-6 FIT・FIP 制度に伴う国民負担の状況

（出典）調達価格等算定委員会 [17]

② 再エネ立地の制約の顕在化等

また、太陽光発電の導入拡大に向けた主な論点として、適地の確保、地域との共生・事業規律の確保、発電設備の適切な廃棄・リサイクルへの懸念、長期安定的な事業継続、次世代太陽電池の技術開発・社会実装、新たなビジネスモデルの創出・拡大等が挙げられている。陸上風力発電については、地域共生・社会受容性の確保、環境アセスメントやウインドファーム認証等のプロセスの円滑化、立地制約の克服・設備輸送の円滑化といった課題、洋上風力については、地域共生や社会受容性の確保、排他的経済水域（EEZ）活用も含めた立地制約の克服、洋上風力発電産業のサプライチェーン形成、浮体式洋上風力発電の技術開発等の課題が挙げられている（文献 14)）。

③ 再エネ拡大に伴う系統増強の必要性とその費用便益性

IPCC 報告書 [18]でも整理がされ、IEA 報告書 [8]でも指摘がなされているが、CO_2排出削減対策を進めるにあたっては、大きな系統増強費用（投資）が必要である。日本の電力系統はくし形であり、他方、再エネポテンシャルが大きいのは、日本の両端である一方、電力需要は関東、中部、関西といった地域に大きく存在している。このため、再エネ拡大のためには、系統増強が欠かせない。電力広域的運営推進機関（OCCTO）は、2023 年 3 月に広域系統長期方針（広域連系系統のマスタープラン）をとりまとめ、公表した [19]。ここで、おおよそ再エネ 50%実現時の費用便益分析を基に、系統増強の方針を示した。50%程度の再エネに拡大する際には、6～7 兆円程度の系統対策も必要になる。変動性再エネを主として送電する場合、変動性再エネの設備利用率の低さが、送電線等の設備利用率の低さにもつながってしまうので注意が必要である。2023 年度には、更に詳細検討が進められてきたが、物価の上昇も加わって、更にこれを上回る

ようなコスト推計となってきている[20]。系統対策費を含め、費用対効果をよく見極めながら適切な再エネ拡大を図っていくことが必要である。

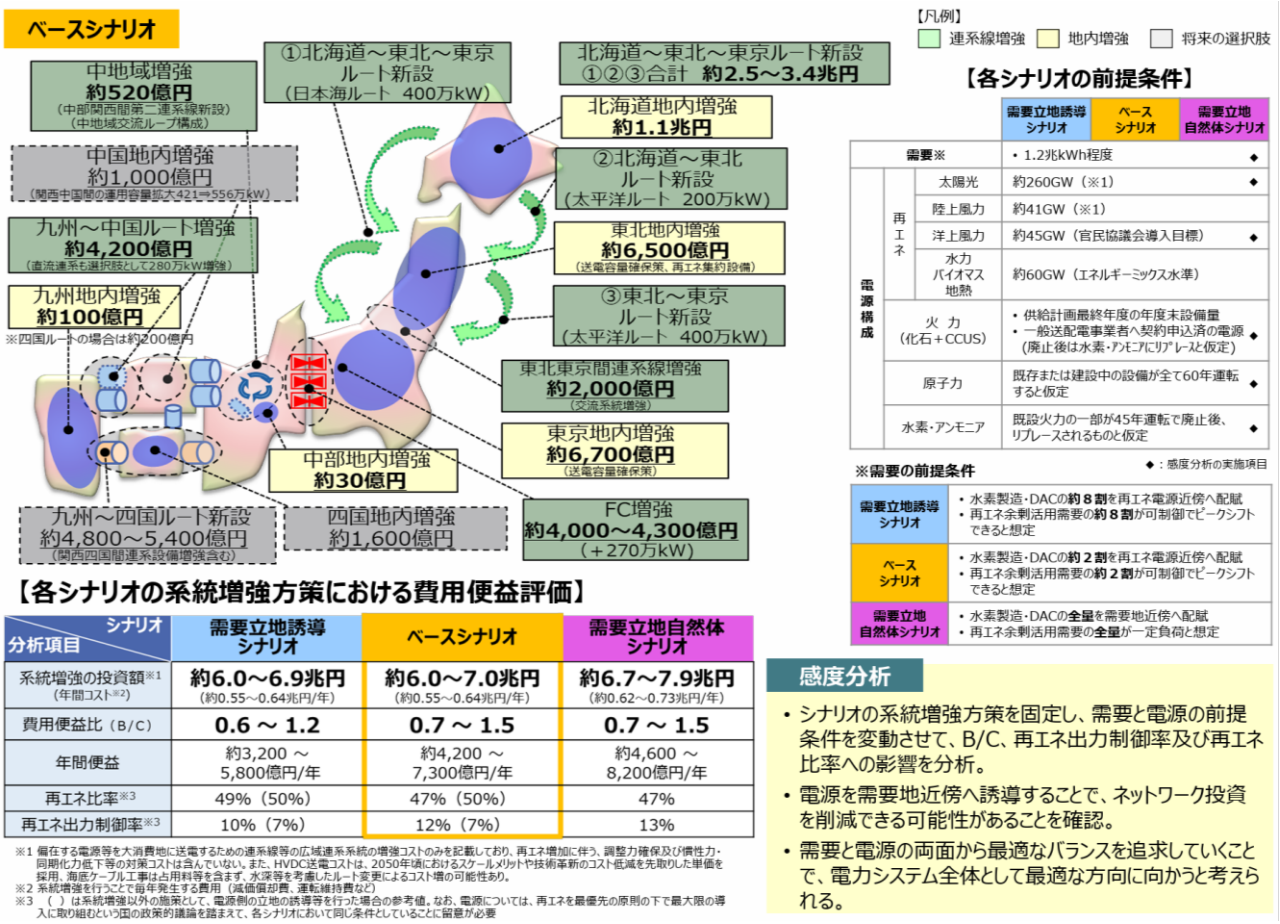


図 3.5.2-7 広域連系系統のマスタープランの概要

（出典）電力広域的運営推進機関[19]

参考文献（第 3.5 節に関するもの）

1) UNFCCC: Outcome of the first global stocktake (2023)
2) IEA: World Energy Outlook 2017 (2017)
3) IEA: World Energy Outlook 2018 (2018)
4) IEA: World Energy Outlook 2019 (2019)
5) IEA: World Energy Outlook 2020 (2020)
6) IEA: World Energy Outlook 2021 (2021)
7) IEA: World Energy Outlook 2022 (2022)
8) IEA: World Energy Outlook 2023 (2023)
9) IRENA: Renewable Capacity Highlights (2023)
10) IEA: Trends in Photovoltaic Applications 2023 (2023)
11) GWEC: Global Wind Report 2023 (2023)
12) IRENA: Renewable Power Generation Costs in 2022 (2023)

13) 第 6 次エネルギー基本計画
https://www.enecho.meti.go.jp/category/others/basic_plan/pdf/20211022_01.pdf
14) 総合資源エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会／電力・ガス事業分科会 再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会 (2023)
https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/saisei_kano/pdf/052_01_00.pdf
15) GX 実行会議: GX 実現に向けた基本方針および参考資料 (2023)
https://www.cas.go.jp/jp/seisaku/gx_jikkou_kaigi/pdf/kihon.pdf
https://www.cas.go.jp/jp/seisaku/gx_jikkou_kaigi/pdf/kihon_sankou.pdf
16) 再生可能エネルギー・水素等関係閣僚会議 (2023)
https://www.cas.go.jp/jp/seisaku/saisei_energy/pdf/action_plan.pdf
17) 調達価格等算定委員会 (2023) https://www.meti.go.jp/shingikai/santeii/pdf/087_01_00.pdf
18) IPCC WG3 AR6: Climate Change 2022: Mitigation of Climate Change (2022)
19) 電力広域的運営推進機関、広域系統長期方針（広域連系系統のマスタープラン）の策定について (2023) https://www.occto.or.jp/kouikikeitou/chokihoushin/files/chokihoushin_23_01_03.pdf
20) 総合エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会／電力・ガス事業分科会 再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会 (2024)
https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/saisei_kano/pdf/060_02_00.pdf

3.6 エネルギーシステム改革と温暖化対策

3.6.1 電力自由化の市場と温暖化対策

日本では、コスト効率化や電力以外の事業との融合による新たなサービスの創出等を狙って、電力システム改革が行われてきた。また、ガス事業についても同様にガスシステム改革が行われてきた。全面自由化後は、発電事業、送配電事業、小売電気事業の 3 事業に分割され、送配電事業については、中立性を担保するために 2020 年 4 月に法的分離が行われた。送配電部門は、引き続き、総括原価方式による地域独占・料金規制が維持されるが、発電事業、小売事業は全面自由化され、一部、小売りの規制料金（経過措置料金）は継続されているものの、一連の電力システム改革は一旦終了した。電気事業法において、法的分離後、5 年以内に検証を行うことが規定されており、2024 年に入って、電力システム改革の検証がスタートしたところである。

(1) 電力の競争環境

小売における新電力の比率は大きく上昇した（図 3.6.1-1）。ただし、2022 年度は、化石燃料高騰の中、特別高圧、高圧では、新電力の比率の低減が見られた。2023 年度は化石燃料価格低減があり、新電力率の低下に歯止めかかったような状況であった。

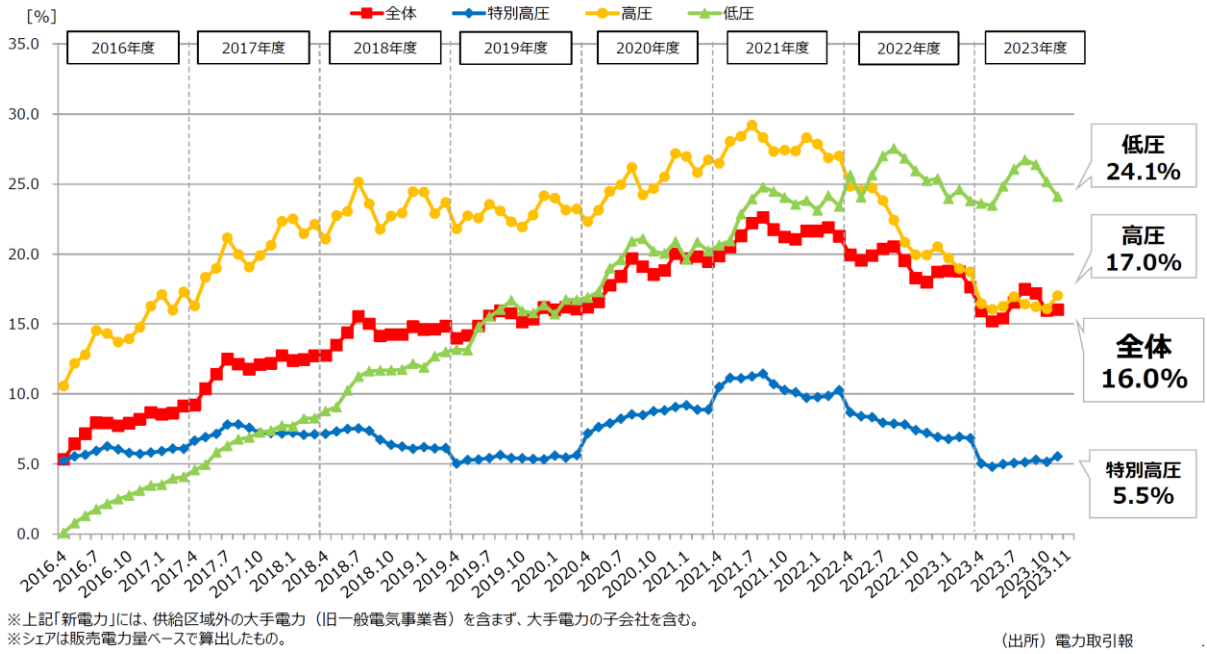


図 3.6.1-1 新電力のシェアの推移

（出典：電力・ガス基本政策小委員会資料 [1]）

電力卸取引市場（スポット市場）の取引量は、グロスビディングと呼ばれる、旧一般電気事業者に半強制的に一定の発電電力量を市場に拠出するよう求める制度もあり、取引量は 2018 年頃から劇的に増大し、全電力需要の 40%程度となった（図 3.6.1-2）。他方、旧一般電気事業者で内外無差別よる卸電力取引が進展してきたこともあり、その分、グロスビィングが緩和されてきたこともあって、直近では、若干低下してきている。ただしいずれにしても、卸取引市場の活用へと移行しており、卸取引市場の価格が電力需給価格全体により大きな影響を及ぼすようになってきている。これは競争的な点では望ましいが、他方、とりわけ気候変動対策や電力の安定供給の視点からは課題も多い。小売事業としては、電力需要の奪い合いになるため、需要が読みにくい。発電事業者も、市場取引が中心となると、価格ボラティリティが高いこともあって投資予見性が立ちにくく、投資がしにくい状況でもある。とりわけ、脱炭素電源は、一般的に資本費が大きくなるため、一層投資しにくい状況となる。

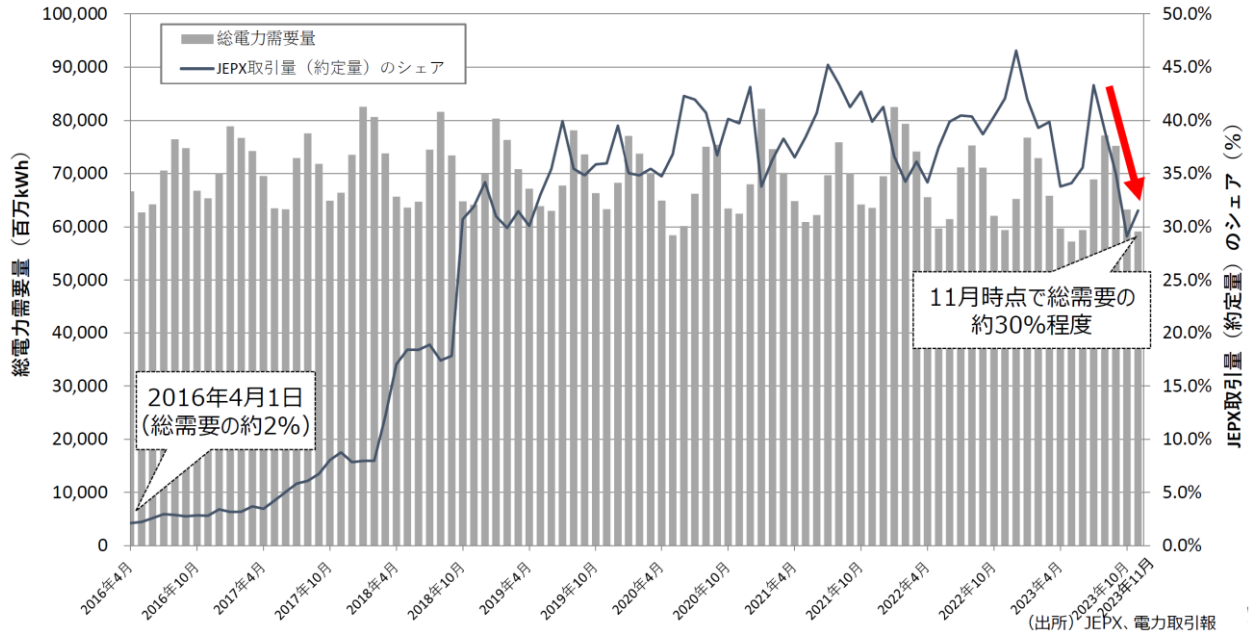


図 3.6.1-2 JEPX のスポット市場取引量（約定量）の推移

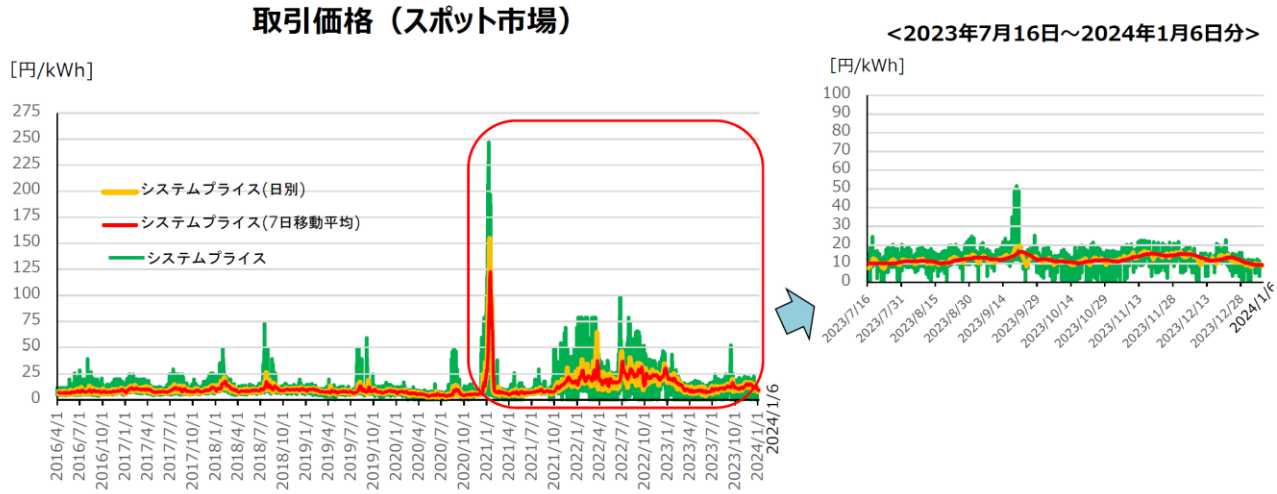
（出典：電力・ガス基本政策小委員会資料 [1]）

(2) 電力の価格動向

図 3.6.1-3 は、取引価格の推移である。需給がひっ迫すれば、市場により価格調整が働き、価格が上昇している。その面では短期的な需給調整という点で、価格がシグナルになって、調整が機能していると見ることができる。しかしながら、2021 年 1 月には kWh あたり 250 円といった極めて高い価格となった。2021 年 1 月には比較的長期間にわたって kWh の不足に陥ったため、電力市場は大きく混乱した。また、2021～2022 年の冬季においても高い価格推移となり、2022 年 3 月 22 日は東京、東北電力管内での季節外れの寒さの影響もあり、電力需要は増大し、一方、変動性再エネ（VRE）の供給力は低位となって需給逼迫となった。また、ロシア・ウクライナ情勢による化石燃料価格の高騰の影響が重なり、2022 年は年間通じて高い価格となった。需給がひっ迫すれば、ディマンドレスポンス（DR）のような対応を促すために、ある程度高い価格付けは必要である。一方、VRE の供給が順調な時間帯で下限値である 0.01 円/kWh の価格となるコマも増えてきている。2023 年は、化石燃料価格が 2022 年に比べ低減したことで、電力の卸取引価格も抑制傾向となった。

しかし、安定的な電力需給と電力事業運営という点から、このようにボラティリティの極めて高い市場は必ずしも望ましくない。そして、規制料金においては、事前に認められている燃料費調整額の上限幅を超え、小売電力事業者の経営を圧迫した。規制料金（経過措置料金）は、みなし小売事業者（旧一般電気事業者）に適用されるが、規制料金が適正にコスト転嫁できなければ、新電力も、顧客が流出する恐れがあるため、料金転嫁が事実上難しく、新電力の経営を大きく圧迫する事態となっている。2023 年には多くの事業者で経過措置料金の改定審査がなされ、料金が上昇したが、それでも適正にコストが料金に転嫁できる状況に至っていないと見られる。コストが料金に適正に転嫁されなければ、省エネやディマンドレスポンスなど、適正な電力需要の抑

制・制御ができず、社会厚生を歪めてしまう。なお、再エネ調達比率が高い小売事業者でも、需給不一致時の調整コストとなっているインバランス料金が高騰する。また、一般的に脱炭素に資するような電源は、資本費が高いため、価格ボラティリティの高さは、投資リスクの高さをもたらす可能性がある。



（出所）JEPXホームページ

	2013年度	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度	2022年度	2023年度
平均価格（円/kWh）	16.5	14.7	9.8	8.5	9.7	9.8	7.9	11.2	13.5	20.41	10.93
最高価格（円/kWh）	55	44.6	44.9	40.0	50.0	75.0	60.0	251.0	80.0	100.0	52.94
200円/kWh超えの時間帯	0	0	0	0	0	0	0	0.3%	0	0	0
100~200円/kWhの時間帯	0	0	0	0	0	0	0	1.7%	0	0.05%	0
(参考)0.01円/kWhの時間帯	0	0	0	0	0	0	0.1%	1.5%	1.6%	3.3%	4.3%

※2023年度の各データは2024年1月6日時点のもの。

図 3.6.1-3 日本における電力卸取引市場（スポット市場）の取引価格の推移
（出典：電力・ガス基本政策小委員会資料 [2)]）

小売価格の変化として、図 3.6.1-4 に日本における電気料金平均単価（大手電力）の推移を、図 3.6.1-5 に国際的な電力価格の推移の比較を示す。燃料以外の要素については低減傾向があるものの、FIT 賦課金が上昇しており、また燃料費が急上昇し、結果として電気料金は上昇してきている。他方、燃料以外の要素が低減している点も、実質価格との関係も踏まえて評価が必要であるし、全体の価格についても、他国との相対価格との関係性についても詳細に見ていく必要はある。いずれにしても、電力自由化によって、価格が低減しているという状況ではない。国際的な価格上昇は、イタリアの上昇が大きい。自由化の下では、短期で入手しやすく、その時点で安価なエネルギーに集中してしまうことは多い。エネルギー安全保障、安定供給等、短期の価格に内生化されない価値をいかに政策的に補うのかも重要な視点である。

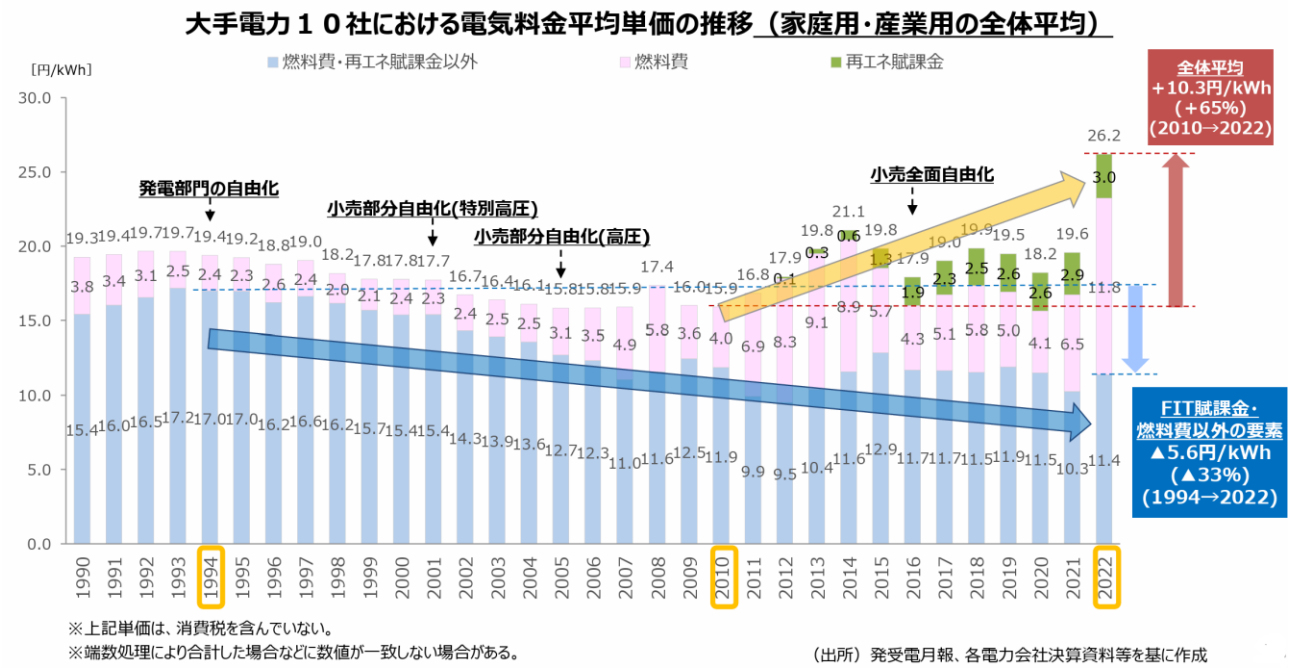


図 3.6.1-4 日本における電気料金平均単価（大手電力）の推移

（出典：電力・ガス基本政策小委員会資料 3)）

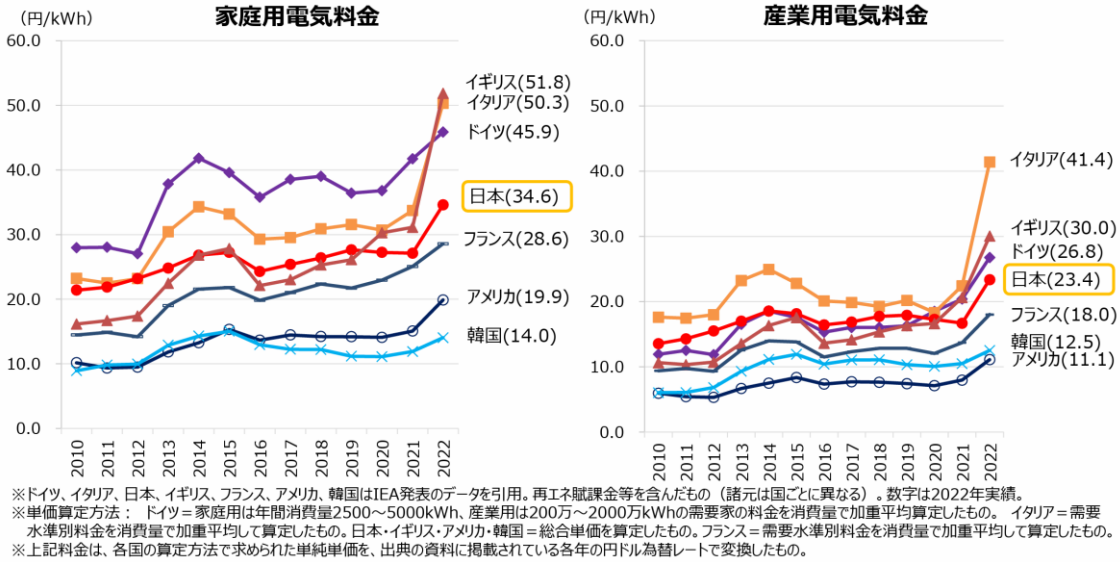


図 3.6.1-5 電気料金の国際比較

注）毎年の為替レートで円換算されたもの

（出典：電力・ガス基本政策小委員会資料 3)）

(3) 制度設計、市場設計

政府は、卸取引市場（kWh 価値の取引）だけでなく、容量市場（kW の取引）、需給調整市場（ΔkW の取引）、非化石価値取引市場（非化石電源比率実現のための価値や、ゼロエミッション価値などの環境価値の取引）の制度設計を行い、容量市場と非化石価値取引市場は 2020 年度に開始された。また、需給調整市場は 2021 年 4 月に開設さ

れ、調整力についても、これまでのエリア毎の公募から広域調達となった。これらの市場は、温暖化対策の視点からも極めて重要であり、引き続き、制度の詳細を詰め、また、必要に応じて見直しながら、導入を進めていくことが求められる。なお、非化石価値取引市場は、2021 年度からは、再エネの非化石証書の取引を目的とした再エネ価値取引市場と、2030 年に向けた非化石電源比率（現状では前エネルギーミックスの 44%が目標値）達成に向けた高度化法義務達成市場の 2 つに分離された。再エネ価値取引市場における FIT 非化石証書の最低価格が 0.3 円/kWh で、高度化法義務達成市場の非 FIT 非化石の最低価格は 0.6 円/kWh となっている。本来であれば、高度化法義務達成市場は正に非化石電源の拡大のために需要家の負担を求めなければならないコストであるものの、需要家に十分に価値を理解してもらえるような状況になっておらず、料金転嫁が難しい状況が続いている。このような中、再エネ価値取引市場における FIT 非化石証書の最低価格を引き上げ、高度化法義務達成市場との価格差を縮め、需要家への料金転嫁を少しでもしやすいような制度変更の方向性が示されているところである。

ただ、いずれにしても、引き続き多くの課題が残っている。「2050 年カーボンニュートラル」や「2030 年 46%排出削減」といった厳しい排出削減は、初期投資額の大きな設備導入が求められる場面が多い一方で、エネルギーシステム改革は市場の活用に主眼があるが、どうしても市場は短期の価格を主たるターゲットとしてしまう傾向があり、その市場価格は変動性が大きい傾向がある。これが、長期の大規模投資が必要となりがちな CO_2 排出削減対策と矛盾する部分がある。政府は、2023 年 2 月に「GX 実現に向けた基本方針」[4)]を閣議決定したが、改めて、エネルギー安定供給・安全保障、経済効率性、環境をどう両立するか、どうバランスさせるか、エネルギーシステム改革の下でより高度な制度設計が求められる状況となっている。図 3.6.1-6 でも見られるように、エネルギー安定供給・安全保障、そして、電気料金の安定性のため、官の関与を強めるような政策の方向性が提示されてきている。また、「GX 実現に向けた基本方針」においては、排出量取引制度の GX-ETS の導入方針も決めたが、排出量取引制度も同様に、短期的な市場価格で排出量の調整を図るため、長期の大規模投資を促しにくい傾向があるとされてきた。なお、GX-ETS や炭素に対する賦課金は、高度化法義務達成市場との重複性が相当に強い。特に、高度化法義務達成市場は、電力に対する初期割り当てグランドファザリング式の排出量取引制度の亜種とも言える（排出量取引制度とは異なり、化石燃料の燃料種間の差異はない）。GX-ETS 等への統合、そして高度化法義務達成市場の廃止の道筋をつけていくことが、効率的な排出削減のためには必要である。

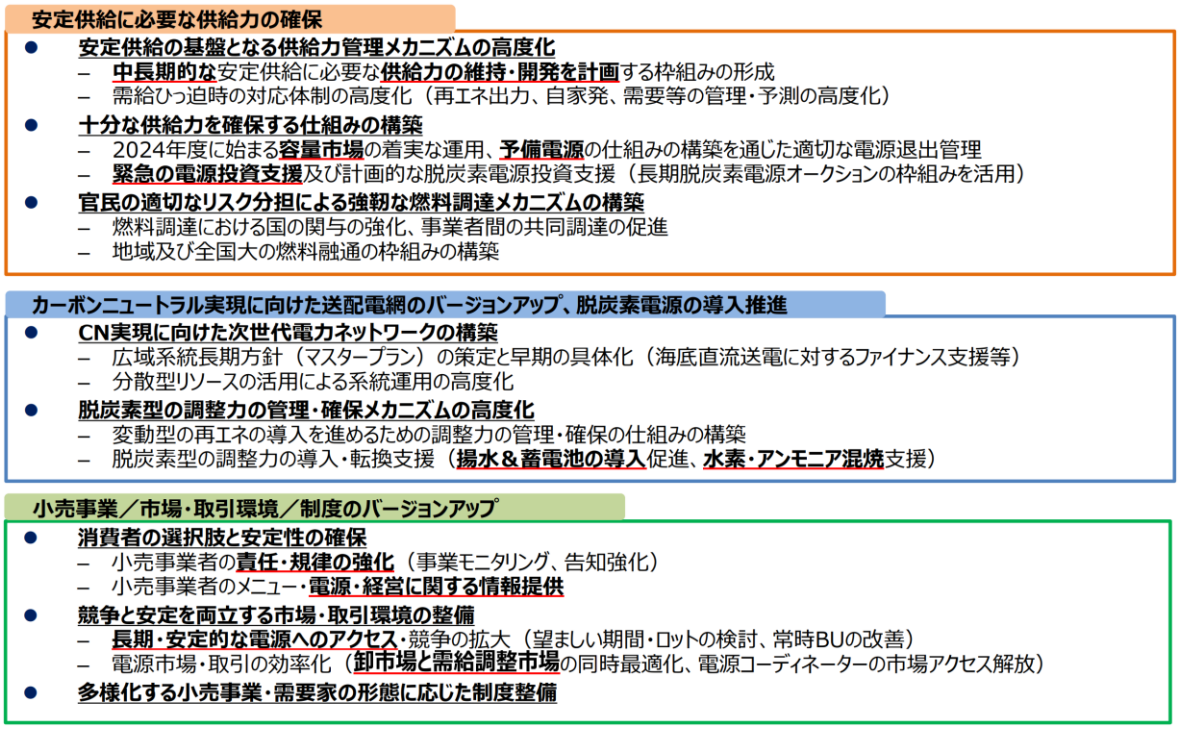


図 3.6.1-6 今後の電力政策の方向性

（出典：電力・ガス基本政策小委員会資料 [5]）

卸取引市場は、理論的に限界費用で価格が決まる。限界電源はピーク時間帯では LNG になりやすく、原子力や石炭火力は、可変費が安価で固定費が高価なため、固定費分を LNG 可変費と原子力や石炭の可変費との差額分で補って、収支をバランスさせ、その中で利潤も得ていくこととなる（図 3.6.1-7）。固定費は回収しにくいが、図 3.6.1-3 で見られるように、価格がスパイクする時間帯もあるため、そのスパイクした際に得られる収入で固定費分と利潤を確保してくこととなる。しかし、先にも記載したように、安定的な電力需給と事業環境の整備という点からは、あまりに価格スパイクすることも問題である。また、再生可能エネルギーが固定価格買取制度（FIT）のような政策措置で、優先給電ルールで市場に出てくると、卸取引市場価格が下がってしまう（図 3.6.1-8）。そうすると、例えばガス複合発電のような限界電源となりやすい電源も、設備利用率が低下して、投資回収が難しくなってしまう。また、限界電源になりにくい電源（石炭火力など）でも、市場価格が低下して、売電収入が低下し、利益を得にくい構造になってしまう。結果として、火力発電を中心とした、電力の安定供給のために必要な電源が過小となってしまう。これは「ミッシングマネー」問題と言われる。

そこで、政府は、容量市場を創設し、稼働していない電源でも、kW 価値に応じて収入が得られる仕組みを創設し、2020 年に開始した。これにより、固定費の一部は、容量市場で実際の運用の 4 年前というタイミングで、予見性を高めることで、電源の維持をして、持続的な電力システムを構築しようとしてきている。過去 3 回、2020～22 年度に実施された容量市場オークション結果は表 3.6.1-1 のようになっている。初年度の 2020 年度は設定した上限価格にほぼ張り付くという結果であった。しかしながら、2020 年度オークションの上限価格に張り付く結果を受けて、容量市場の制度について

各種変更を施した。これも反映され、2021 年度オークション価格は 2020 年度よりも大きく低下し、また、NetCONE と呼ばれる参照価格よりも大幅に低い価格での約定となった。そして、2022、2023 年度とオークション価格および約定総額は 2021 年度よりは上昇傾向となっている。いずれにしても、価格ボラティリティが高いので、長期におよぶ投資回収の予見性が立ちにくく、投資がしづらい状態である。ただし、現在の需給逼迫状態にも照らして、稀頻度リスクを十分に織り込んだ電源容量の募集になっていないのではないか、との見方もあり、検討が進められ、H3 需要の 12～13%の予備率を見込むことが適切ではないかとの提示がなされ（図 3.6.1-9）、今後、これに基づいて容量市場の調達量が決定される見込みとなっている。

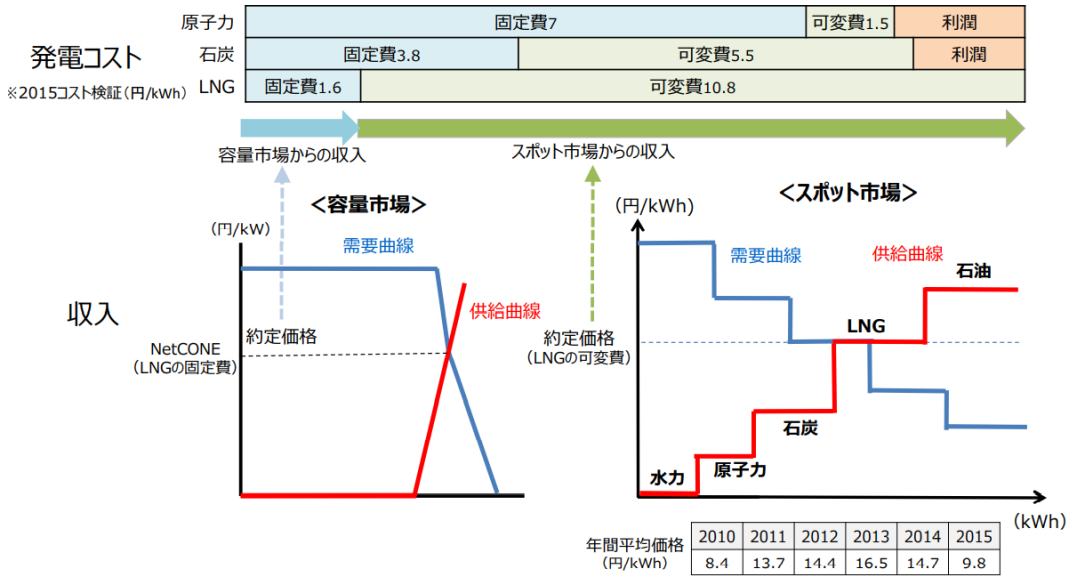


図 3.6.1-7 発電投資回収のイメージ

（出典：電力広域的運営推進機関 6)）

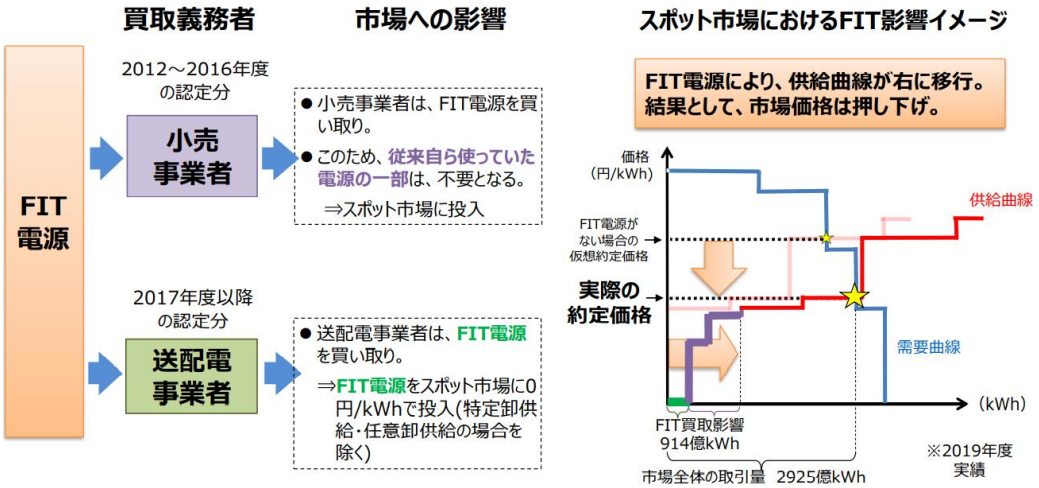


図 3.6.1-8 スポット市場における FIT の影響

（出典：電力広域的運営推進機関 6)）

表 3.6.1-1　2020～23 年度（対象年：2024～27 年度）容量市場オークション約定総額の結果

実需給年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度
容量拠出金算定の基となる約定総額（億円）	15,987	5,140	8,504	13,140

（出典：電力・ガス基本政策小委員会資料 [2]）

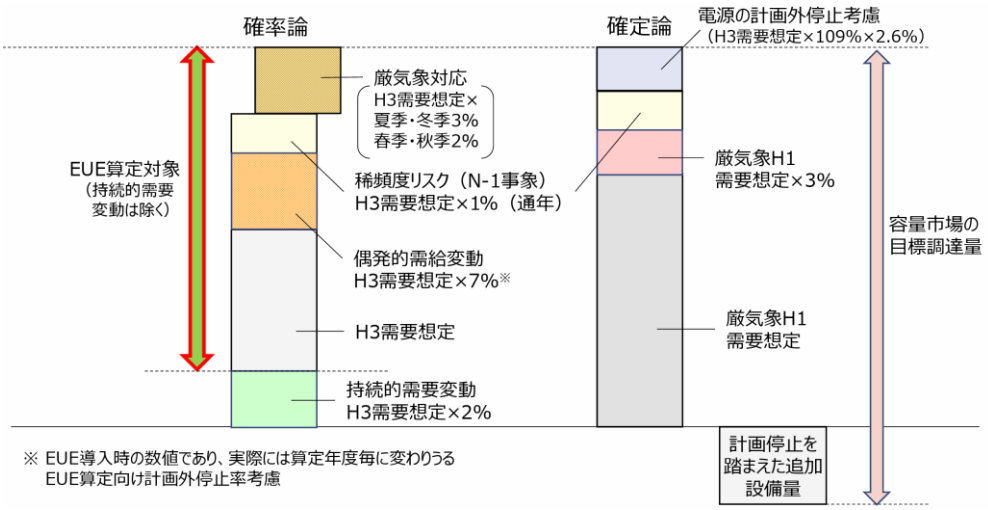


図 3.6.1-9 容量市場の目的調達量における設備容量の予備率の想定

（出典：電力広域的運営推進機関 [7]）

市場開設からまだ 3 年しか経過していないため、長期的な運用によって、価格の安定性を得ていくことは重要と考えられるが、それでも毎年のオークションであり、4 年後の 1 年間の供給力の提供に対して対価が支払われる仕組みである。そして、価格の変動性がどうしても大きくなる可能性があることは、長期的な電源投資を難しくする可能性がある。特に、脱炭素化に向けた、新設電源の投資のインセンティブとしては小さいと考えられる。

一般的には既存電源の方が、新設電源よりも安価であり、既存電源ベースの価格で、容量市場の価格形成が行われると考えられる。そうすると、新設電源にとっては、投資リスクをとって建設するだけの十分な対価を得られない可能性があり、新設電源への投資を安定的に促すことができるのか、慎重に検討する必要がある。また、4 年後の 1 年間であるが、通常の電源は、建設計画から運開まで 3～10 年程度要するため、4 年前にならないと対価がわからないと投資とその回収の計画を立てにくく、金融機関からの融資も受けにくい可能性がある。先行して容量市場を導入した欧州では、容量市場の価格が上昇すると、ディーゼル発電のように短期で導入可能な規模が小さく、発電効率が悪い電源の導入が促進されたという報告もなされている。更に火力の場合、通常、30～40 年運転されるが、1 年毎に対価が変わるため、投資回収の予見性が低く、それも投資を躊躇させる方向に働く。

特にカーボンニュートラルということになると、CCS 付き火力発電なども重要になると考えられるが、設備単価は上昇し、また CCS 無しよりも投資リスクは高いと考え

られる。先に指摘したように、市場は価格スパイクが起こることもあるが、いつか起こると考えられる価格スパイクを期待して金融機関が融資する可能性は必ずしも高くない。図 3.6.1-10 で指摘があるように、通常、リスク回避的に投資が行われてきており、ダウンサイドリスクをより大きく評価される傾向が見られる。そうすると、卸取引市場での価格スパイクに期待したり、容量市場で一定の投資回収はできるとしても、新設電源の建設は過小となる可能性も高い。具体的な制度設計が進められ、容量市場の付帯的な市場として、長期脱炭素電源オークションとして 2024 年 1 月に応札の受付が行われたところである。

容量市場は 4 年後の 1 年間の容量のみの募集を毎年繰り返すが、この長期脱炭素電源オークションは、容量募集期間は原則 20 年とすることとされた。また、供給力提供開始期限は電源によって長期間の開発による投資リスクの高さとそれに応じたリターンの違いがあるという特徴の違いに応じて、表 3.6.1-2 のように、差異を設けることとなった。これによって、脱炭素電源の新設を促すインセンティブとして一定の役割が果たされると考えられる。ただし、長期脱炭素電源オークションを活用した場合、原則、市場収益の 9 割は還付しなければならない。長期での費用回収の予見性を高めて投資リスクは小さい形にはなっているものの、投資リスクとリターンのバランスがとれていて、民間投資が進むのか等、引き続き、注視していく必要がある。

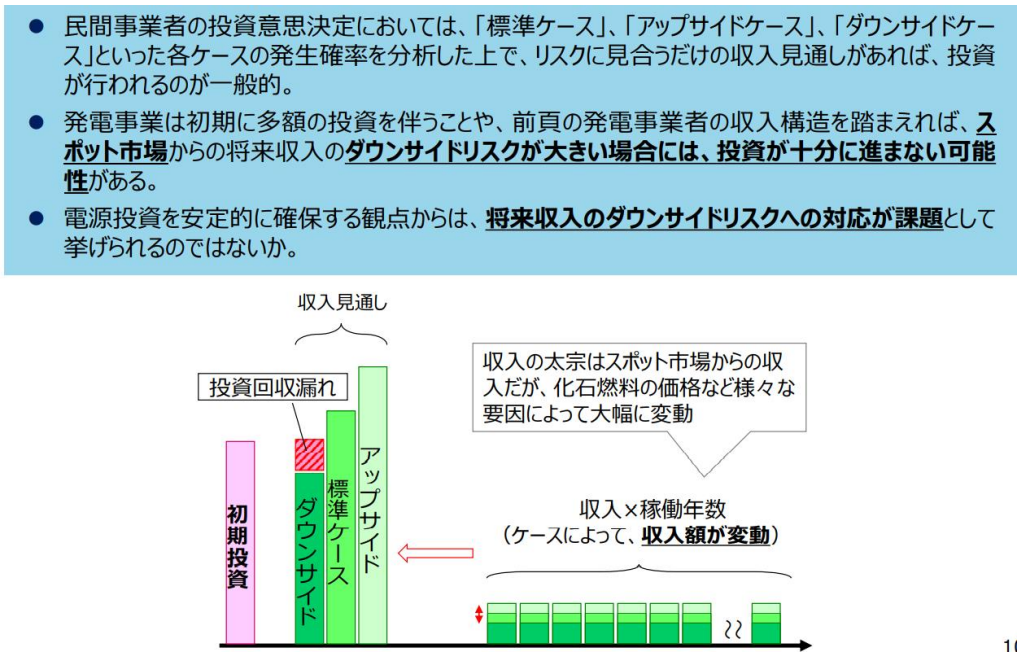


図 3.6.1-10 投資リスクの課題

（出典：制度検討作業部会資料 [8]）

表 3.6.1-2 脱炭素長期電源容量市場の設計：供給力提供開始期限

電源種	供給力提供開始期限（案）
太陽光	5年（法・条例アセス済の場合：3年）
風力、地熱	8年（法・条例アセス済の場合：4年）
水力	12年（法・条例アセス済の場合：8年） （多目的ダム併設型についてはダム建設の遅れを考慮）
水素・アンモニア（専焼）、バイオマス 水素・アンモニア混焼のLNG、CCS火力 既設火力の改修（水素・アンモニア混焼、バイオマス専焼）	11年（法・条例アセス済・不要の場合：7年）
原子力	17年（法・条例アセス済の場合：12年）
蓄電池	4年
LNG（時限的に対象）	6年 ※21頁のとおり、早期に供給力を提供開始できる新設・リプレース案件のみを対象とするため、供給力提供開始期限を短く設定

（出典：制度検討作業部会資料 [9]）

参考文献（第 3.6 節に関するもの）

1) 総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会 資料 (2024) https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/pdf/071_03_00.pdf
2) 総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会 資料 (2024) https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/pdf/071_04_00.pdf
3) 総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会 資料 (2024) https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/pdf/069_03_00.pdf
4) 日本政府、GX 実現に向けた基本方針、2023 年 2 月、https://www.meti.go.jp/press/2022/02/20230210002/20230210002.html
5) 総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会 (2022) https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/pdf/057_04_01.pdf
6) 電力広域的運営推進機関 容量市場の在り方等に関する検討会 (2023) https://www.occto.or.jp/iinkai/youryou/kentoukai/2022/files/youryou_kentoukai_43_03.pdf
7) 電力広域的運営推進機関 調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 (2024) https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2023/files/chousei_94_01.pdf
8) 総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会 制度検討作業部会 (2023) https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/seido_kento/pdf/076_04_03.pdf
9) 総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会 制度検討作業部会 (2022) https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/seido_kento/pdf/070_05_00.pdf

3.7 ESG 投資、グリーンボンド等の動向

3.7.1 背景

脱炭素化社会に向けて金融部門の役割に関する議論が高まり世界的な取り組みが加速している。2006 年に国連は機関投資家による投資判断プロセスに ESG 基準：環境

（Environment）、社会（Social）、企業統治（Governance）を組み込む「責任投資原則(Principles of Responsible Investment：PRI)」を提唱した。PRI[1)]によると、2023 年 12 月 31 日時点で、PRI への署名機関は、5,372 機関（内 740 はアセットオーナー）となり、年々拡大している。ESG 投資は、サステナブル投資あるいは社会的責任投資とも呼ばれる。

一方、環境関連に対するファイナンスの選定基準に関しても近年議論が進展している。2014 年に国際資本市場協会(ICMA)がグリーンプロジェクトに該当する資金を調達するために発行される債券に関するガイドライン（グリーンボンド原則：GBP）を策定し、近年グリーンボンド（GB）市場が拡大している。

本節は、現在の ESG 投資及びグリーンボンド、そして日本のクライメート・トランジション移行債の動向を考察し、今後の課題についてまとめることを目的とする。

3.7.2 ESG 投資の現況

現在のサステナブル・ファイナンスの投資動向を概観する。国際団体である Global Sustainable Investment Alliance(GSIA)は、世界のサステナブル投資額を集計した報告書を隔年で発行している。2023 年 11 月に、GSIA は第 6 版となる 2022 年版報告書[2)]を公表した。2021 年以降、GSIA と責任投資原則（PRI）による定義の調和により、サステナブル投資のアプローチとスクリーニングアプローチの定義は表 3.7.2-1 及び表 3.7.2-2 のように定められた。

表 3.7.2-1 投資アプローチの定義

アプローチ	定義
適正審査	投資が許容されるかどうかを判断する、定義された基準に基づく規則を適用
ESG 統合	リスク調整後リターンの向上を目指し、投資分析と意思決定プロセスにおいて ESG 要素を考慮
テーマ投資	特定のトレンドにアクセスするための資産の選択
スチュワードシップ（受託責任）	投資家の権利と影響力を活用し、顧客と受益者のための長期的価値全体の保護及び向上
インパクト投資	財務的リターンとともに、測定可能な社会的・環境的インパクトを生み出すことを意図した投資

（出典）GSIA[2)]より著者翻訳

表 3.7.2-2　スクリーニングアプローチの定義

スクリーニング アプローチ	投資が許容されるかどうかを判断する、定義された基準に基づく規則を適用
規範に基づく スクリーニング	国連等の国際機関が発行する国際的規範に基づく事業または発行体の実践に関する最低基準に照らした投資の審査
ネガティブ／除外 スクリーニング	投資対象外とみなされる活動、特定のセクター、企業、国あるいはその他の発行体をファンドやポートフォリオから除外すること（例：武器及びタバコ製品、動物実験及び人権侵害活動等）。
ポジティブ／ベストインクラス スクリーニング	同業他社と比して良い ESG パフォーマンスを示し、ある定義された閾値以上の評価を得た部門、企業及びプロジェクトに投資をすること

（出典）GSIA[2)]より著者翻訳

データ対象国は欧州、米国、カナダ、日本、オーストラリア、ニュージーランド、そしてサステナブル・ファイナンス動向調査に関しては新たに英国、中国及びその他アジア諸国が加えられた。表 3.7.2-3 は世界のサステナブル投資資産の国別内訳を表している。世界のサステナブル投資資産は 2022 年時点で 30.3 兆米ドルに達したが、前年の 35.3 兆米ドルと比べて減少した。その理由の一つとして、米国の手法変更によるところが大きい。具体的には、改訂された米国の方法論の下では、投資において使用した ESG 基準に関する情報を提供していない投資家の運用資産は含まれていない。米国市場を除くサステナブル投資資産は 21.9 兆米ドルに達し、2020 年から約 20%増加した。

図 3.7.2-1 は、2022 年時点の地域別サステナブル投資戦略の割合を示している。2018 年は、「ネガティブ／除外的スクリーニング」が最も多く、2020 年は ESG 統合が最も人気がある戦略であったが、現在最も多い投資戦略は、「コーポレートエンゲージメントと株主行動」であり、次に多いのは ESG 統合戦略である。

ネガティブスクリーニングは、機関投資家及び金融機関による化石燃料企業といった環境負荷が高い財・企業に対する投資からの撤退、さらには環境に優しい財・企業への再投資であり、環境の分野では例えば石炭に対する投資撤退をさす。2010 年に米国の学生や環境保護運動家がダイベストメント運動を立ち上げ、その後、世界では政府年金基金、保険会社、教育機関、銀行、財団等においてダイベストメント方針が発表された。その後、脱炭素化を進める上で、温室効果ガス多排出企業における脱炭素化に向けた移行（トランジション）の重要性が世界的に認識された。そのため、2017 年以降、様々な機関において、例えば石炭火力発電からガス火力発電への転換を促進する等、GHGs 多排出企業の移行を支援する動きがみられることから投資戦略も時代と共に変遷していることが示唆される。

表 3.7.2-3　国別のサステナブル投資資産
（2016 年から 2022 年、USD billions）

Snapshot of global sustainable investing assets, 2016– 2022 (USD billions)

REGION	2016	2018	2020	2022
Europe	12,040	14,075	12,017	14,054
Canada	1,086	1,699	2,423	2,358
Australia & New Zealand	516	734	906	1,220
Japan	474	2,180	2,874	4,289
Sub-total (USD Billions)	14,115	18,688	18,220	21,921
% change		*32%*	*-3%*	*20%*
United States	8,723	11,995	17,081	8,400
Total (USD Billions)	22,838	30,683	35,301	30,321
% change		*34%*	*15%*	n/a

Note: 2022 not applicable due to a change in methodology

（出典）GSIA[2)]

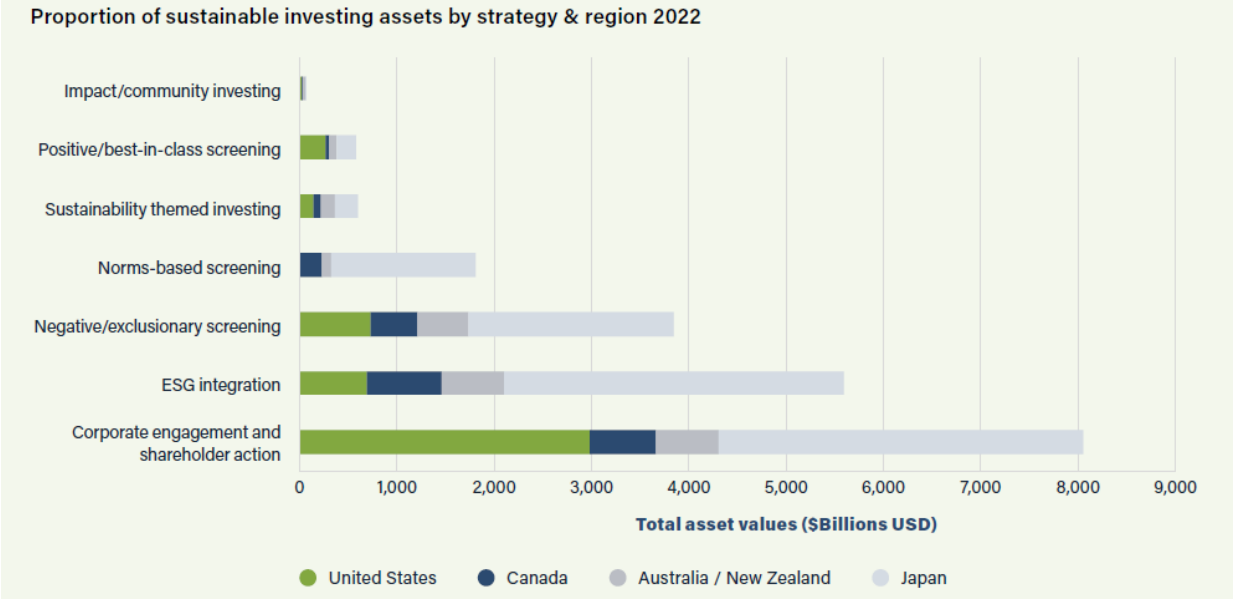


図 3.7.2-1　地域別サステナブル投資戦略の割合（2022 年）

（出典）GSIA[2)]

3.7.3　債券市場

欧州の証券業界団体である国際資本市場協会（ICMA）は、持続可能な社会に貢献すべく各種テーマ別ボンド原則（グリーンボンド原則、ソーシャルボンド原則、サステ

ナビリティボンドガイドライン、サステナビリティ・リンク・ボンド原則、クライメート・トランジション・ファイナンス・ハンドブック）を策定している。

例えば、グリーンボンド原則の中で定められた、エネルギー関連分野の適格性のあるグリーンプロジェクトは主に以下が挙げられている[3]。

- 再生可能エネルギー（発電、送電、装置、商品を含む）
- エネルギー効率（エネルギー貯蔵、地域暖房、スマートグリッド、装置など）
- 汚染防止及び抑制（大気排出の削減、温室効果ガス抑制、省エネ・省排出型の廃棄物発電など）
- クリーン輸送（電気自動車、ハイブリッド自動車、公共交通、鉄道など）
- 環境性能の高い建物

非営利団体である気候債券イニシアチブ（CBI）は世界のグリーンボンドの概況を公表している[4]。グリーンボンド発行額は、昨年 2021 年においては 5,825 億米ドルに達し、前年比で約 90%増と飛躍的に増加したが、2022 年は 2021 年比で発行額が減少している。CBI[4]によると、2022 年のグリーンボンドを含むテーマ別ラベルの付いた資本市場活動は、ロシアのウクライナ侵攻を契機としたエネルギー価格の高騰やインフレの影響により、前年比で約 24%減少した。図 3.7.3-1 は発行体別の世界のグリーンボンド発行実績を表している。

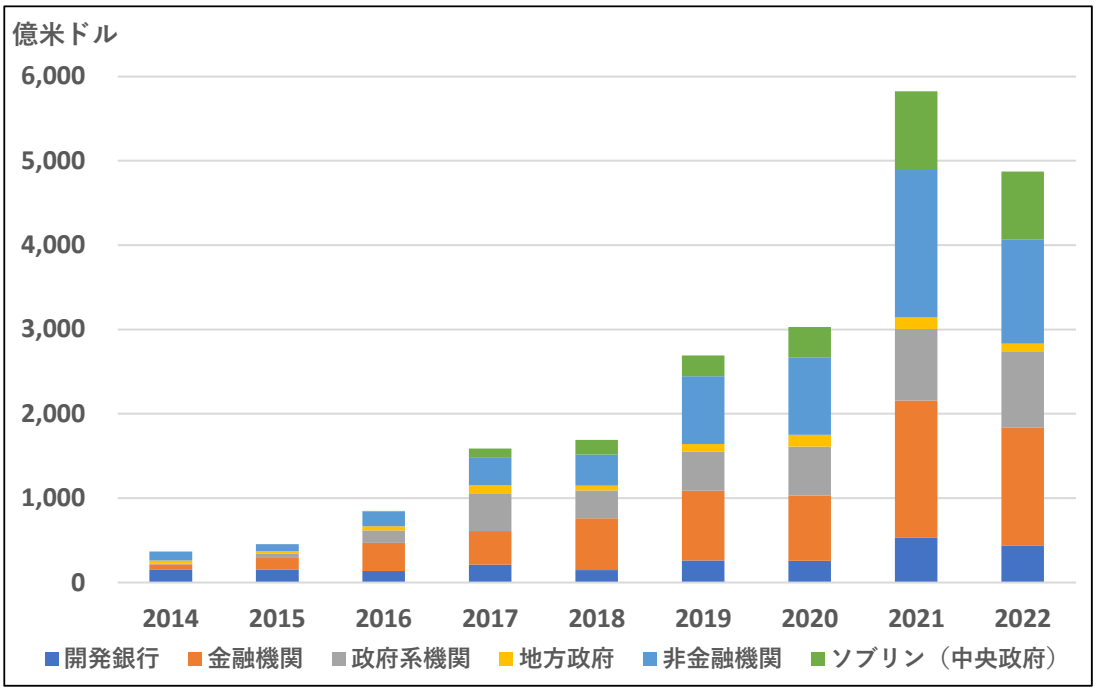


図 3.7.3-1 世界のグリーンボンド発行実績：発行体別

（出典）CBI[4]より著者作成

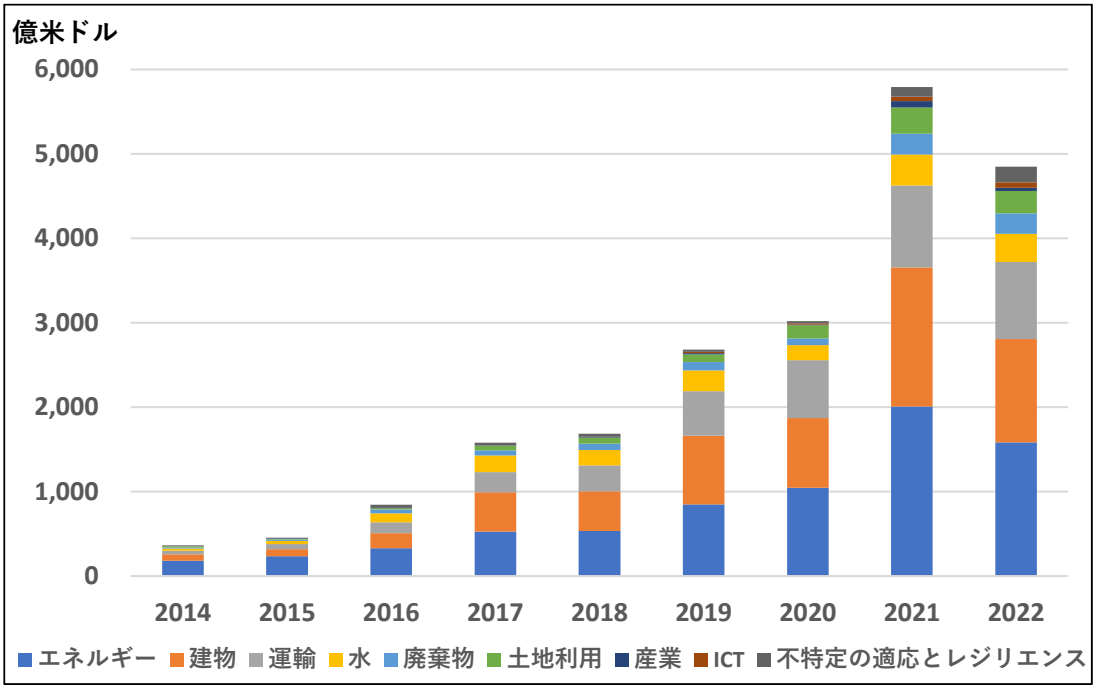


図 3.7.3-2 世界のグリーンボンド発行実績：使途別

（出典）CBI[4]より著者作成

発行体別でみると、民間部門（金融機関 と非金融機関の合計）が約 54%を占め、2021 年と同様にグリーンボンド市場を牽引している。一方、2022 年時点で国が発行するソブリン債は全体の約 17%を占め、この 5 年の間に発行額が急成長している。

図 3.7.3-2 は、世界のグリーンボンドの使途別の発行額である。エネルギー、建物、運輸が大きな割合を占め、全体の 77%に及ぶ。

グリーンボンドの発行額が拡大することで注目すべきことは、グリーニアムという現象の存在である。CBI の定義によると、グリーニアムやグリーンボンドのプレミアムとは、「債券発行市場で販売されるグリーンボンドが流通市場で取引される同じ発行体の既存の債券と比して、低い利回り（高い価格）となる現象」である[5]。この場合、国や企業等の発行体にとっては、資金調達コストが抑制されるため、グリーニアムが継続すれば将来の安定的な資金獲得手段となるが、一方で投資家にとっては環境改善といった社会的な意義はあるものの、利回りが低いため資産運用上、どこまで許容できるかが課題となる。

2023 年 10 月に、欧州証券市場監督機構（ESMA）はサステナブル・ボンドにおけるグリーニアムに関する報告書を発表した[6]。いくつかの債券及び発行体固有の特徴をコントロールしながら、欧州経済領域における異なる種類の ESG ボンドが普通債と比較して、構造的に異なる利回りを示すかどうかについて重回帰分析を行った。分析の対象は、普通債、グリーンボンドや関連するサステナビリティ・ボンド、ソーシャルボンド及びサステナビリティ・リンク・ボンドであり、異なるタイプの発行体（ソブリン、地方、企業、金融機関等）も考慮した。

その結果、統計的に有意な体系的なグリーニアム効果は、いずれのボンドタイプにおいても確認できなかった。しかし、サステナブル・ボンドのサンプル数が限定され

ていることや、サステナブル・ボンド市場が発展段階にあることから、この結果を一般化すべきではないとも合わせて強調している。

3.7.4　GX 経済移行債と今後の課題

日本政府は、2050 年までに温室効果ガスの排出を実質ゼロにするために必要な投資を支援するため、令和 5 年度から 10 年間で国として 20 兆円規模の「グリーン・トランスフォーメーション（GX）経済移行債」を発行する。GX 経済移行債のうち、個別銘柄として発行するものを「クライメート・トランジション・ボンド」と称している[7)]。調達資金は、今後実施されるカーボンプライシング（化石燃料賦課金及び電力分野における特定事業者負担金）を財源として償還される。表 3.7.4-1 は、調達資金の使途であり、エネルギー効率改善、再エネ推進をはじめ、原子力の活用及び水素・アンモニアの導入促進が含まれている。

表 3.7.4-1　クライメート・トランジション・ボンド資金使途

大分類(グリーンカテゴリー)		中分類　適格クライテリア	代表的な資金使途(適格事業)
1	エネルギー効率	徹底した省エネルギーの推進	• 省エネ機器の普及
		住宅・建築物	• 省エネ住宅・建築物の新築や省エネ改修に対する支援
		脱炭素目的のデジタル投資	• 省エネ性能の高い半導体光電融合技術等の開発・投資促進
		蓄電池産業	• 蓄電池・部素材の製造工場への投資
2	再生可能エネルギー	再生可能エネルギーの主力電源化	• 浮体式洋上風力 • 次世代型太陽電池(ペロブスカイト)
		インフラ	• 脱炭素に資する都市・地域づくり
3	低炭素・脱炭素エネルギー	原子力の活用	• 新たな安全メカニズムを組み込んだ次世代革新炉
		カーボンニュートラルの実現に向けた電力・ガス市場の整備	• ゼロエミッション火力への推進 • 海底直流送電等の整備
4	クリーンな運輸	運輸部門のGX	• 次世代自動車の車両導入の支援 • 2030年代までの次世代航空機の実証機開発、ゼロエミッション船等の普及
		インフラ(再掲)	• 脱炭素に資する都市・まちづくり
5	環境適応商品、環境に配慮した生産技術及びプロセス	製造業の構造転換(燃料・原料転換)	• 水素還元製鉄等の革新的技術の開発・導入 • 炭素循環型生産体制への転換
		水素・アンモニアの導入促進	• サプライチェーンの国内外での構築 • 余剰再生可能エネルギーからの水素製造・利用双方への研究開発・導入支援
		カーボンリサイクル/CCS	• カーボンリサイクル燃料に関する研究開発支援
6	生物自然資源及び土地利用に係る持続可能な管理、サーキュラーエコノミー	食料・農林水産業	• 農林漁業における脱炭素化
		資源循環	• プラスチック、金属、持続可能な航空燃料(SAF)等の資源循環加速のための投資

（出典）内閣官房ほか [7)]

また、日本銀行は 2023 年 12 月 7 日にクライメート・トランジション・ボンドを金融政策の対象とすることを公表した[8]。具体的には、既存の利付国債及び普通国債と同様に、国債買い入れオペ（公開市場操作）の対象とする他、気候変動対応オペ（金融機関による気候変動対応の投融資を支援するため日銀が金融機関に対して利率 0%で資金供給をすること）の対象にも含めることにより、同ボンドの流動性が確保されうるとの見方もある。

2024 年 2 月 15 日に、ソブリン債で世界最初のトランジション・ボンドとなる第一回目の 10 年クライメート・トランジション・ボンドを発行した。また、同年 2 月 27 日には、5 年クライメート・トランジション・ボンドの入札が実施された。使途は、グリーンプロジェクト関連に加え、グリーン・トランスフォーメーションで必要とされる技術開発も含む。同ボンドは、クライメートボンド基準（CBS v.4.1）に適合しており、CBI の認証機関である（株）日本格付研究所（JCR）及び DNV ビジネス・アシュアランス・ジャパン（株）から第三者認証を取得した[9]。

表 3.7.4-2　クライメート・トランジション・ボンド（第 1 回）の入札結果

名称	10 年クライメート・トランジション・ボンド	5 年クライメート・トランジション・ボンド
表面利率	年 0.7%	年 0.3%
発行日	2024 年 2 月 15 日	2024 年 2 月 28 日
応募額	2 兆 3,212 億円	2 兆 7,145 億円
募入決定額	7,995 億円	7,998 億円
応募者利回り	0.740%	0.339%

（出典）財務省[10),11)]

初回債の充当予定事業は、①市場獲得を目指す革新的技術の研究開発（水素還元製鉄、燃料電池、半導体等）、②成長・削減の両面に資する設備投資（省エネ設備促進のための補助金等）、③成長に資する全国規模の需要対策（クリーンエネルギー自動車導入促進補助金、住宅の断熱性能向上のための先進的設備導入促進事業等）となっている[12)]。

10 年クライメート・トランジション利付国庫債券の落札利回りは 0.740%であり、新規発行された 10 年国債は、0.745%で取引されていたことから、グリーニアムは 0.5bp（1bp=0.01%）となった[1)]。一方、5 年クライメート・トランジション利付国債の落札利回りは、0.339%で、グリーニアムは 1.5bp となり、10 年クライメート・トランジション利付国庫債券よりも需要が高かったため、高いグリーニアムとなった[13),14)]。

今回のクライメート・トランジション・ボンド発行に関しては、厳しい見方もある。例えば、木内（2024）[15)]によると、今回は主な金融機関が政府の GX 政策に協力し一種の忖度があったためグリーニアムが生じたが、今後流通市場で取引されていく中でグリーニアムは消滅する可能性がある。また、グリーンウォッシュとの批判があり、今後は海外を中心とした投資家からの需要が高まるよう働きかけていく必要がある。

現在、諸外国におけるグリーンボンドに対する投資家の需要が高まり、また近年、GFANZ による、多排出企業の脱炭素化への移行に資金を投じる傾向から、GX 経済移行債に対する需要が期待される。しかし、一方で、グリーニアムが生じた場合、どの程度投資家が低い利回りを受け入れるのか、その持続性については課題である。

参考文献（第 3.7 節に関するもの）

1) PRI: Signatory update: October to December (2023)
2) GSIA: Global Sustainable Investment Review 2022 (2023)
3) ICMA: Green bond principles, June 2021 (with June 2022 Appendix 1) (2021)
4) CBI: Market data, https://www.climatebonds.net/market/data/ (2024 年 2 月 28 日アクセス)
5) Harrison, Caroline: Green bond pricing in the primary market H1 2022, Climate Bonds Initiative, September (2022)
6) ESMA: The European sustainable debt market – do issuers benefit from an ESG pricing effect?, ESMA50-524821-2938, October 6, 2023
7) 内閣官房ほか：クライメート・トランジション・ボンド・フレームワーク、https://www.mof.go.jp/jgbs/climate_transition_bond_framework_jpn.pdf（2024 年 2 月 28 日アクセス）
8) 日本銀行：クライメート・トランジション利付国庫債券の国債売買等のオペ等や 担保受入れにおける取扱いについて、https://www.boj.or.jp/mopo/mpmdeci/mpr_2023/mpr231207b.pdf（2024 年 2 月 28 日アクセス）
9) 財務省：クライメート・トランジション利付国債、https://www.mof.go.jp/jgbs/topics/JapanClimateTransitionBonds/index.html（2024 年 2 月 28 日アクセス）
10) 財務省：10 年クライメート・トランジション利付国債（第 1 回）の入札結果、https://www.mof.go.jp/jgbs/auction/calendar/nyusatsu/resul20240214.htm（2024 年 2 月 28 日アクセス）
11) 財務省：5 年クライメート・トランジション利付国債（第 1 回）の入札結果、https://www.mof.go.jp/jgbs/auction/calendar/nyusatsu/resul20240227.htm（2024 年 2 月 28 日アクセス）
12) 内閣官房ほか：初回債充当予定事業、https://www.mof.go.jp/jgbs/topics/JapanClimateTransitionBonds/UoP_FY2023.pdf（2024 年 2 月 28 日アクセス）
13) ブルームバーグ：「世界初の移行債入札は弱め、金利先高観ーグリーニアム 0.5bp」、https://www.bloomberg.co.jp/news/articles/2024-02-13/S8QS0UT1UM0W00（2024 年 2 月 28 日アクセス）
14) ブルームバーグ：「5 年移行国債に予想外の強い需要、日銀オペ支えかーグリーニアム拡大」、https://www.bloomberg.co.jp/news/articles/2024-02-27/S9HOVXT1UM0W00（2024 年 2 月 28 日アクセス）
15) 木内登英：「世界初の移行国債（クライメート・トランジション利付国債）の初入札」、https://www.nri.com/jp/knowledge/blog/lst/2024/fis/kiuchi/0214_2（2024 年 2 月 28 日アクセス）

3.8 気候変動政策に伴う費用負担の格差拡大の課題

3.8.1 はじめに

2015年のCOP21で採択されたパリ協定では、全球平均気温上昇を産業革命前に比べ２℃未満に十分に低く（“well below”）抑制し、また1.5℃に抑制する努力を追求するとの目標が掲げられ、この目標達成に向けた世界全体の進捗状況を評価するグローバル・ストックテイクを5年ごとに行うこととされている。2023年に開催されたCOP28では初めてのグローバル・ストックテイクが実施され、ここでの合意内容において「GHG排出のピーク時期は各国の国情に沿った形で持続可能な開発や貧困撲滅、公平性を考慮して形成されるべきであること」、「公正で秩序ある、衡平な方法で、エネルギーシステムにおける化石燃料からの移行を図る(“Transitioning away from fossil fuels in energy systems, ...)」、あるいは「エネルギー貧困や公正な移行(just transition)に貢献しない非効率な化石燃料補助金の廃止」といった、衡平性や公正といった文言が数回にわたって書き込まれた[1)]。

遡って2021年のCOP26において採択されたグラスゴー気候合意では、1.5℃目標の追求が明記され、この達成に向け多くの国が21世紀半ば頃のカーボンニュートラル目標を宣言している。パリ協定における当初の目標よりも野心が高まる中、より厳しい目標や政策が衡平性や公正の点で与える影響の評価がより求められている。

本節では、近年の排出削減野心目標に基づく衡平性の分析例について記載する。

3.8.2 EU

(1) 欧州グリーンディール目標による衡平性への影響分析

EUは2019年12月に、EUの2050年CN達成に向けた行程表として欧州グリーンディール[2)]を発表した。ここでは、2030年のGHG排出を1990年比50～55%削減する目標を明記するとともに、just transition（公正な移行）の担保についても明記している。欧州グリーンディールによる影響評価を行った例として、欧州委員会が公表した分析[3)]を昨年度報告書において紹介した。これは、クリーンエネルギートランジションが所得分布、不衡平性、エネルギー貧困に与える影響を定量評価したものである。所得の不衡平性、エネルギー支出とも、グリーンディール政策のベースラインでは負の影響を与える可能性があるが、より早期の行動開始やレベニューリサイクルなどを追加考慮するにより世帯間の格差拡大は抑制できるとしている[4)]。この分析を行ったE3Modelingは、同内容の分析による論文[5)]において、不衡平性のモデル分析手法と分析結果について詳述している。シナリオはリファレンスシナリオと2℃シナリオ（2DEG）で、リファレンスシナリオは2030年NDC達成のみ考慮、2℃シナリオでは世界が2℃達成に向けた気候政策と単一カーボンプライスをとりEUはグリーンディール政策下の目標を達成するものとしている。2℃目標は世帯収入及びエネルギー支出を通して世帯間の不衡平性を増大させる（図 3.8.2-1）が、“just and equitable transition”を考慮した政策シナリオ（2DEG_REC）では収入の点では世帯間の不衡平性は緩和され（図3.8.2-2）、不衡平性の指標であるジニ係数は改善する（図 3.8.2-3）。

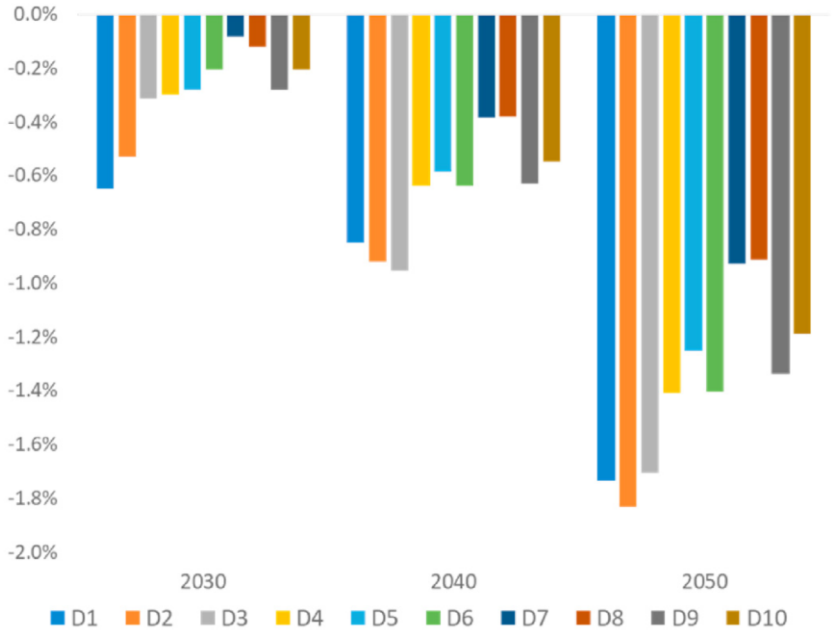


図 3.8.2-1　2DEG シナリオにおける EU の十分位別世帯総収入変化（リファレンス比）

（出典）文献 5)

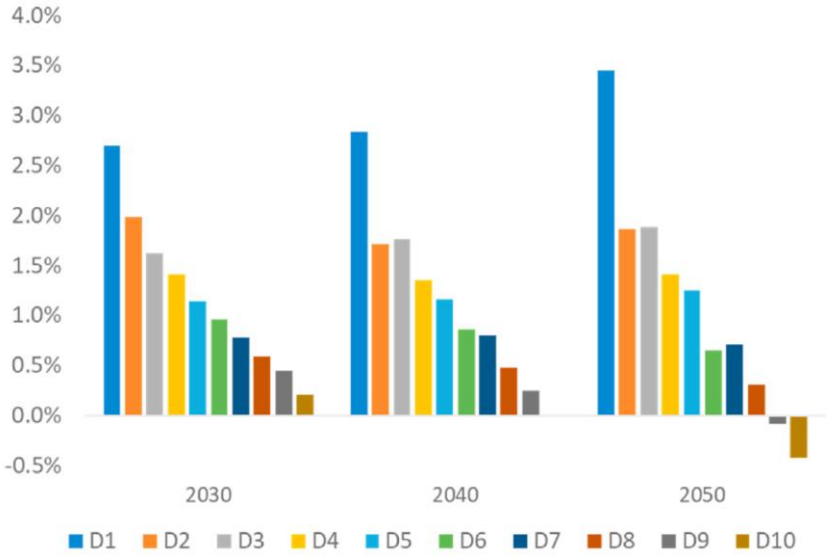


図 3.8.2-2　2DEG_REC シナリオにおける EU の十分位別世帯総収入変化（リファレンス比）

（出典）文献 5)

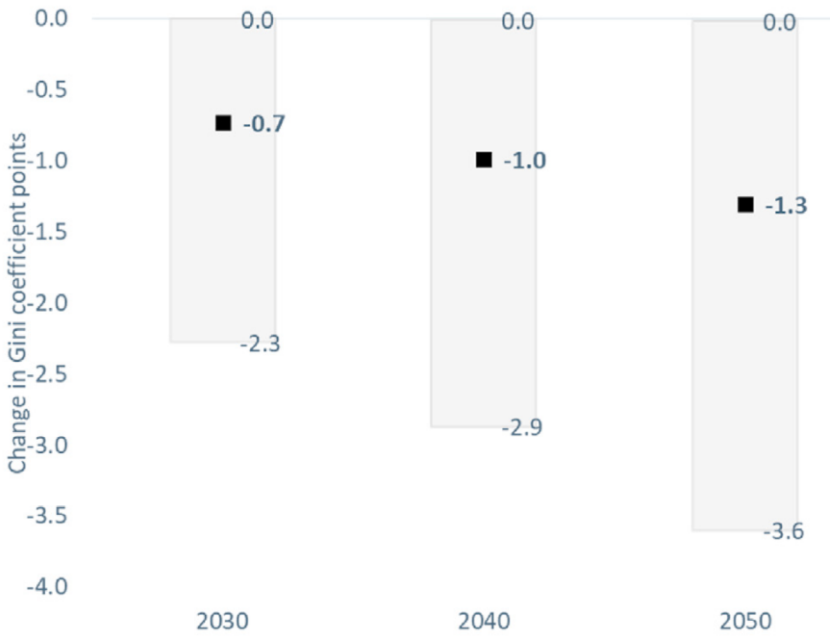


図 3.8.2-3　2DEG_REC シナリオにおけるジニ係数の変化（リファレンス比）
（出典）文献 5)

世帯のエネルギー支出に関しては、リファレンスシナリオでは低所得層の負担が 2015 年時点で大きく（図 3.8.2-4）、2050 年に向けて負担はさらに拡大し、（図 3.8.2-5）2℃シナリオでは低所得層でさらに不衡平性は拡大する（図 3.8.2-6）が、リファレンスシナリオにおいてより支出が高かった国（ブルガリア、ラトビアなど）や十分位ではそれほど大きく増大しておらず、不衡平性はやや緩和していると評価されている。結論として、カーボンニュートラル目標達成においては、衡平性に配慮した政策を伴うことにより just transition も担保しうるとしている。

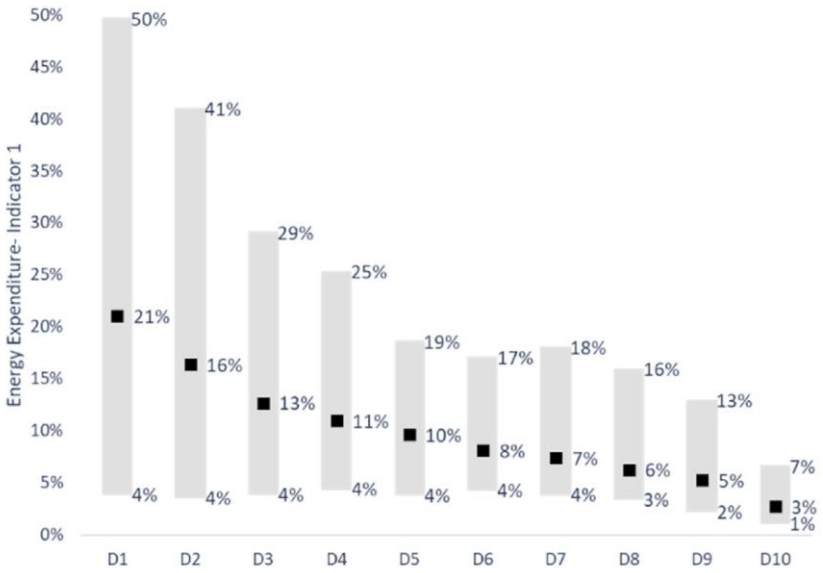


図 3.8.2-4　EU 全体の収入十分位別の世帯エネルギー支出（リファレンスシナリオ、2015 年）

（出典）文献 5)

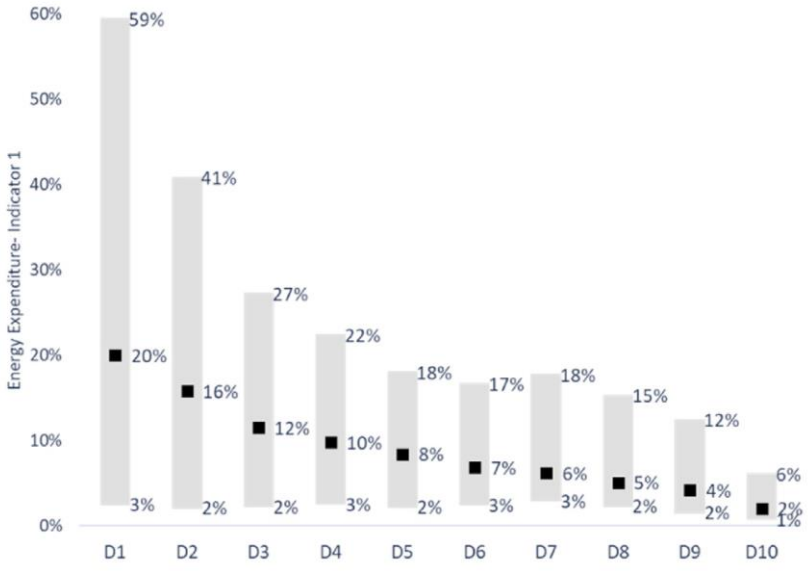


図 3.8.2-5　EU 全体の収入十分位別の世帯エネルギー支出（リファレンスシナリオ、2050 年）

（出典）文献 5)

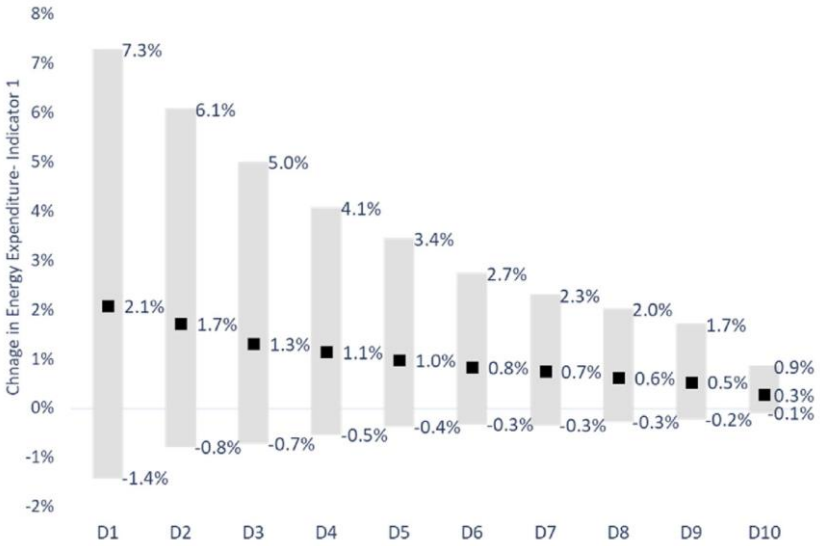


図 3.8.2-6　2DEG シナリオにおける収入十分位別の世帯エネルギー支出の変化（リファレンス比、2050 年）

（出典）文献 5)

この分析には GEM-E3-FIT モデルの拡張版が用いられている。所得階層別の影響分析には複数の世帯を表現する必要があるが、CGE モデルに多数の代表世帯を統合することはモデル計算上難しいため、単一代表世帯を持つ CGE モデルと複数世帯を持つサテライトのボトムアップモデルをソフトリンクして、均衡するまで価格や収入、需要をシーケンシャルで計算する。ボトムアップモデルでは、5 つの職業やスキルの労働市場、低炭素技術の内生的変化、財とサービスの二国間貿易、直接税や間接税、補助金などが詳細に表現されている。

(2) EU の 2040 年気候目標による衡平性への影響分析

EU の 2050 年カーボンニュートラル目標達成は、2021 年の欧州気候法で法定化されている。ここでは、2030 年の GHG 排出量を 1990 年比 55%削減、2050 年 GHG 排出ゼロを定めるとともに、2040 年目標についてはパリ協定下の初回グローバル・ストックテイクから 6 か月以内に立法提案を作成することが定められている。

2040 年目標について、欧州科学諮問委員会は、GHG 排出を 1990 年比 90-95%削減とするよう提言していた。これを受け欧州委員会は 2024 年 2 月 6 日、2040 年の GHG 排出量を 1990 年比 90%削減する目標を示す [6]とともに、その影響評価結果について公表した [7]。

影響評価レポートにおいて、2040 年気候目標の実現においては European Green Deal で掲げている 2 つの目的、すなわち公正な移行(just transition)と競争力のある持続可能性（competitive sustainability）も実現されねばならないとしている [6]。また、公正な移行の担保について、達成すべき目標の一つとしてシナリオ別影響評価で考慮するよう定めている [7]。本節では、影響評価レポートにおける公平性の影響分析について述べる。

影響評価レポートにおけるシナリオは、S1、S2、S3 の 3 シナリオに加え、参照シナリオとして LIFE シナリオの 4 シナリオを評価している。S1、S2、S3 はいずれも 2050

年 GHG ニュートラルを達成するシナリオだが 2040 年の GHG 排出量が異なる。S1 は 1990 年比 78.5%削減、S2 は同 85%削減、S3 は同 90%削減するシナリオである（図 3.8.2-7）。

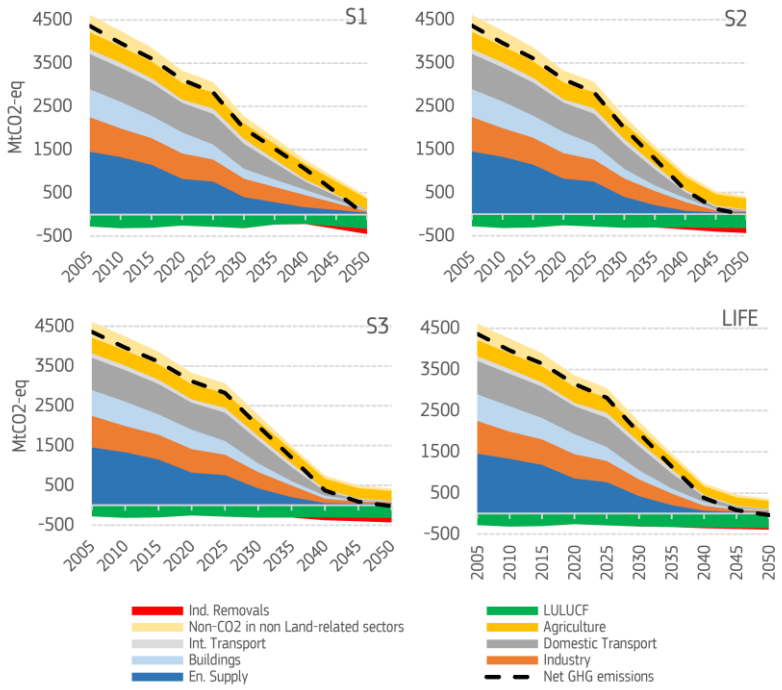


図 3.8.2-7　EU 全体の GHG 排出経路

（出典）文献 7)

公正な移行の評価結果を表 3.8.2-1 に示す。公正な移行については、世帯支出のうち住居と道路交通に係る費用で評価されており、S3 に相当する Option3 は 3 シナリオの中で最もコストが高い結果である。

表 3.8.2-1　公正な移行に関するシナリオ評価結果（2040 年）

Specific objective		Assessment criteria			Option 1 vs 2	Option 3 vs 2
SO3	Just transition	Cost for households (2031-2040)	Residential	Average	-1.4%	+1.0%
				Low income	-1.5%	+1.0%
			Road transport	Average	-1.5%	+1.9%
SO4	Competitiveness	Total system cost (annual average 2031-2040)			-2.1%	+1.5%
		Economic output* (2040)	GDP		+0.5%	-0.2%
			EIIs		+1.4%	-0.2%
		EU shares in global exports (% of world trade, 2040)			+0.2 pp	-0.1 pp

*Note: *Considering fragmented climate action in the rest of the world.*

（出典）文献 7)

社会への影響と公正な移行の評価は、エネルギー支出により評価されている。世帯支出に占める電力コストのシェアを見ると、低所得カテゴリー世帯はいずれのシナリ

オにおいても全体平均よりも高い（表 3.8.2-2）。低所得層の年間燃料支出の年次推移をみると、S1、S2 は 2050 年までの期間前半は比較的低位だが期間後半の大幅な増大がみられる一方、S3 では期間を通して一定した水準の負担となっている（図 3.8.2-8）。

表 3.8.2-2　世帯消費に占める電力支出のシェア

Average across all income categories	**2031-2040**				**2041-2050**			
	S1	**S2**	**S3**	**LIFE**	**S1**	**S2**	**S3**	**LIFE**
Total (% of private consumption)	8.0%	8.1%	8.2%	8.1%	7.1%	7.1%	7.1%	7.0%
Capital related costs*	4.5%	4.6%	4.7%	4.6%	4.1%	4.1%	4.1%	4.1%
Energy purchases**	3.4%	3.5%	3.5%	3.4%	3.0%	3.0%	3.0%	2.8%
Low Income Categories	**S1**	**S2**	**S3**	**LIFE**	**S1**	**S2**	**S3**	**LIFE**
Total (% of private consumption)	14.0%	14.3%	14.4%	14.2%	12.0%	12.0%	12.1%	11.8%
Capital related costs	*7.8%*	*7.9%*	*8.1%*	*7.9%*	*6.5%*	*6.5%*	*6.6%*	*6.6%*
Energy purchases	*6.3%*	*6.3%*	*6.3%*	*6.3%*	*5.5%*	*5.5%*	*5.4%*	*5.2%*
*Electricity price (EUR/MWh)****								
Residential	*288*	*288*	*288*	*288*	*289*	*290*	*290*	*290*

（出典）文献 7)

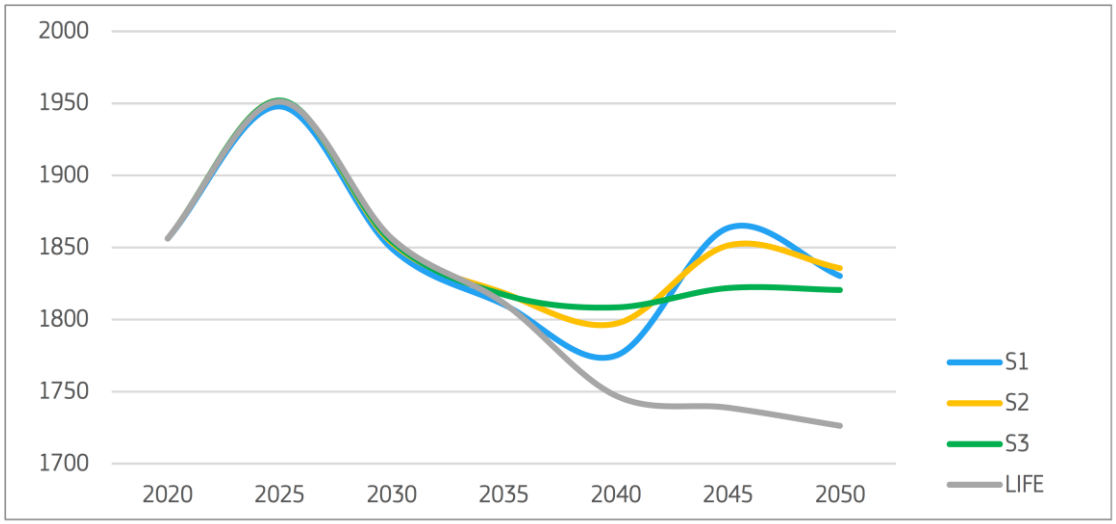


図 3.8.2-8　低所得世帯における年燃料支出額

（出典）文献 7)

図 3.8.2-9 は S2 シナリオにおける世帯の年燃料支出である。主として建物の断熱改修により支出削減が 2050 年に向け低減していく。低所得世帯の居住住宅は十分な断熱が行われていないため中位所得世帯よりも支出は多い。

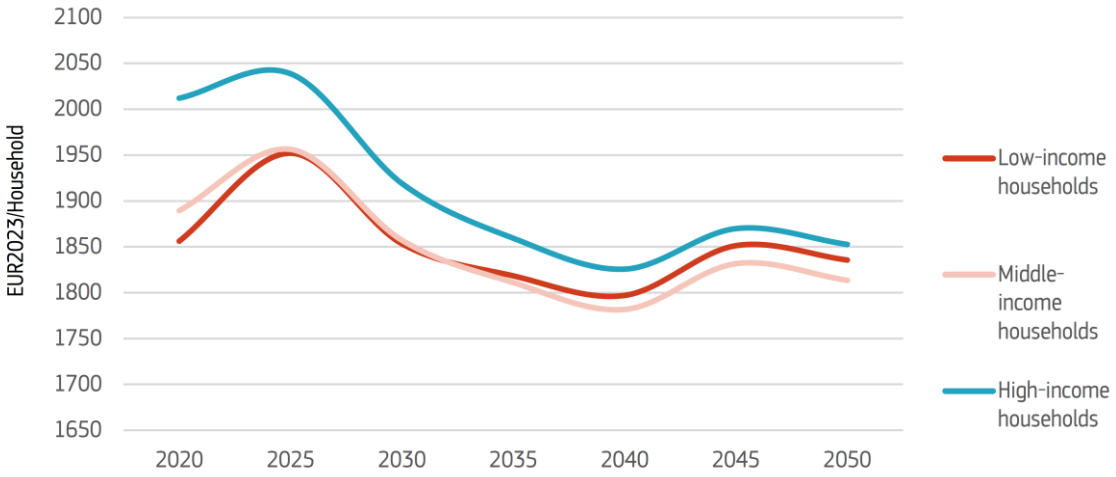


図 3.8.2-9　S2 シナリオにおける年燃料消費額

（出典）文献 7)

支出階層別で見た、世帯の福利への影響は、S2 シナリオ、S3 シナリオとも低支出階層のほうが大きく、炭素収入の適切なリサイクルが必要である（図 3.8.2-10、図 3.8.2-11）。

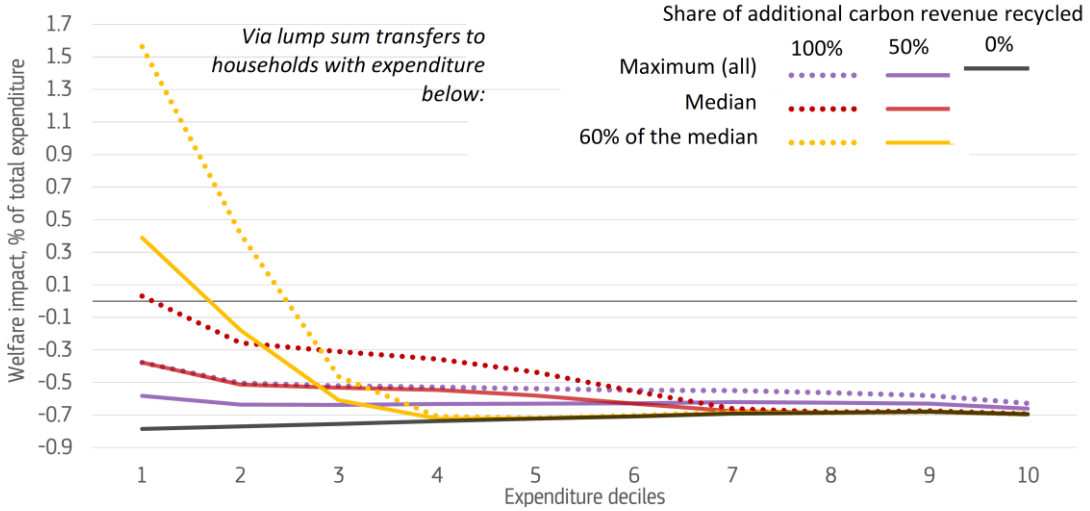


図 3.8.2-10　S2 シナリオにおける支出十分位別の世帯福利の相対的変化

（出典）文献 7)

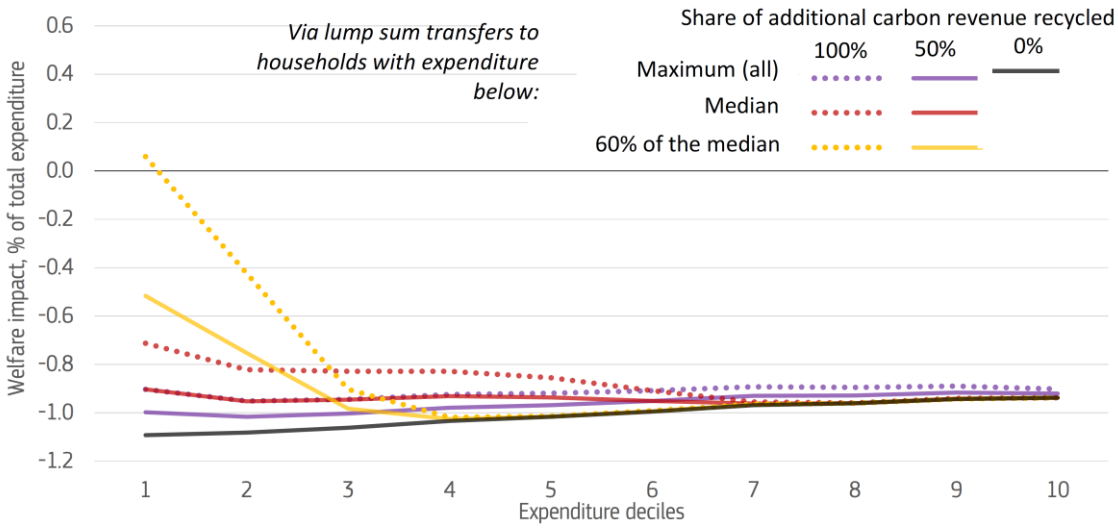


図 3.8.2-11　S3 シナリオにおける支出十分位別の世帯福利の相対的変化

（出典）文献 7)

全体を通して、EU の 2040 年目標に選択された経路は、公正な移行の観点においては他のシナリオに劣後しており、レベニューリサイクルを含め低所得世帯への補助政策の導入が不可欠であることが示されている。

3.8.3　NETs への投資による衡平性への影響

衡平性の影響評価に関して、NETs を対象とした分析もみられる。文献 8)は、NETs 技術への投資や、民間事業者による NETs の普及は、1.5℃シナリオにおいて収入の不衡平性を拡大させることを、IAM モデル分析により示している。炭素価格は NETs の事業者にとって収入源であり、技術進展に伴い炭素除去コストが低減し炭素価格以下になれば、NETs 事業者は莫大な利益を得ることになり不衡平性が拡大することが要因であるとしている。図 3.8.3-1 は、炭素の除去量（削減＋除去）とジニ係数の変化（well below 2℃における、ベースラインからの変化）の関係を示している。各国を累積負排出力でグループ化し、除去量が多いグループほどジニ係数が高位になり当該国内の不衡平性が拡大していることが示されている。

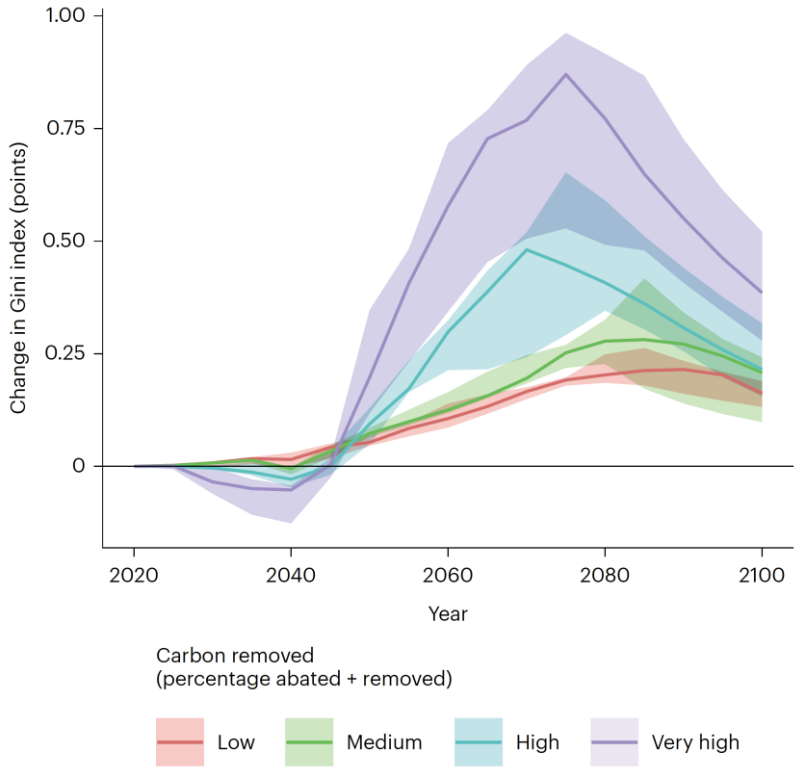


図 3.8.3-1　累積負排出量とジニ係数変化の関係

（出典）文献 8)

カーボンニュートラルに向けた技術導入や事業化は必要であるし、技術開発や事業者に対するインセンティブ供与も重要である。カーボンニュートラル時においても残余の排出が相当量あると見込まれる中、費用効率的な NETs の導入は不可欠と考えられる。一方、その原資が炭素レベニューであって、前節で述べたようにカーボンニュートラル政策によって生じうる不衡平性の緩和策の原資として必要とされているものであれば、いずれかの政策導入を阻害する可能性もある。温暖化対策における不衡平性の軽減においては、その原資の見込みと配分に関して破綻が起きないよう、包括的な分析と対策検討が必要である。

参考文献（第 3.8 節に関するもの）

1) UNFCCC: Outcome of the first global stocktake (2023)
2) European Commission: The European Green Deal (2019)
3) European Commission: The impact of energy & climate policies on income inequality and energy poverty (2022)
4) R4 年度 ALPS 報告書 (2023)
5) Fragkos et al.: Equity implications of climate policy: Assessing the social and distributional impacts of emission reduction targets in the European Union (2021)
6) European Commission, Europe’s 2040 climate target and path to climate neutrality by 2050 building a sustainable, just and prosperous society (2024)

7) European Commission, Securing our future Europe’s 2040 climate target and path to climate neutrality by 2050 building a sustainable, just and prosperous society (2024)
8) Andreoni et al.: Financing negative emissions leads to windfall profits and inequality at net zero (2024)

第4章　中期緩和対策（パリ協定国別貢献 NDCs）分析

パリ協定は、多くの国の参加を促すため、いわゆるプレッジ・アンド・レビューの仕組みを採用した。実際にそれは有効に働くと期待でき、ほぼすべての国が排出削減に取り組む枠組みができた。パリ協定では、すべての国が自主的に目標と達成方法を決め、それを国別貢献（NDCs）として 5 年ごとに提出する（第 4 条 2 項、第 4 条 9 項）。目標見直しにあたっては、従前の目標に比べて前進させるよう求めている（第 4 条 3 項）。また、効果的な実施を促すために、透明性を高めた形で、すべての国が共通かつ柔軟な方法でその実施状況を報告しレビューを受けるものとされた（第 13 条）。パリ協定が実効ある形で排出削減を行っていくためには、レビューをいかに適切に実施できるかが重要になると考えられる。ただし、COP24 で決定されたレビューの実施方法においては、各国 NDCs の適切さ、不適切さについてはレビュー対象とはならないため、UNFCCC の外での評価が重要と考えられる。

2021 年 4 月の気候変動サミットに前後して、先進国を中心に、NDCs の排出削減目標を引き上げがなされた。一方で、2021 年 COP26 では、グラスゴー気候合意において、「気温の上昇を摂氏 1.5 度に制限するための努力を継続することを決意する」とされ、そして「異なる国情を考慮しつつ、2022 年末までに、パリ協定の温度目標に整合するよう、必要に応じて各国の国が決定する貢献における 2030 年目標を再検討し、強化することを締約国に要請する」とされた。しかしながら、2022 年末までに NDCs の 2030 年排出削減目標を引き上げた国はわずかに留まった。2023 年には 5 年毎に実施することとされている、グローバル・ストックテイク（GST）が初めて実施された。GST では、「最新の NDCs が完全に実施された場合には 2.1～2.8℃の範囲の上昇」の見通しとされた。パリ協定長期目標の 2℃を十分に下回る、もしくは 1.5℃目標とは大きなギャップが残っている。

昨年度の本事業[1)]での NDCs の評価から、NDCs の大きな深堀はなされていないため、本章では、昨年度の NDCs の排出削減目標の分析・評価を、関連する分析・評価とあわせて議論を行った。まず、第 4.1 節で NDCs の排出削減目標の概要と CO_2 限界削減費用の推計を昨年度の分析・評価の要点を再整理した。第 4.2 節では今後 2035 年頃の次期 NDCs の議論が国内外で進むと考えられることから、技術積み上げ型の世界エネルギー・温暖化対策モデル DNE21+のモデル最適化の代表時点に 2035 年を加えるモデル拡張を行ったのでその内容について記載した。第 4.3 節においては、NDCs の経済影響の分析を行うとともに、国際競争力への影響、また炭素国境調整税の効果についても分析した。第 4.4 節では、今後、評価の重要性が増してくるアジア諸国のエネルギー・経済の総合分析を強化するため、エネルギー経済モデル DEARS の地域解像度を向上させたので、その内容について記載した。第 4.5 節においては、関連する既往研究の調査・整理を行った。

4.1　2030 年の排出削減目標（NDCs）に関する分析・評価

4.1.1　世界各国の NDCs の排出削減目標の状況

2015 年の第 21 回国連気候変動枠組み条約締約国会議（COP21） で合意されたパリ協定で、2020 年以降の排出削減目標について、すべての国が国別貢献（NDCs: Nationally Determined Contributions）を策定し国連に提出して、それをレビューする、プレッジ・アンド・レビュー形式をとることとなった。2021 年 4 月の気候変動サミットに前後して、先進国を中心に、NDCs の排出削減目標を引き上げた。日本については 2030 年に 2013 年比▲26%としていた排出削減目標を 2013 年比▲46%に引き上げ、更に 50%減の高みを目指して挑戦するとした。この目標に対応した日本のエネルギーミックスを含む、「第 6 次エネルギー基本計画」が策定され、地球温暖化対策計画も改定された（2021 年 10 月に閣議決定）。さらに、2021 年 10 月末より英国グラスゴーで開催された COP26 に合わせ、多数の国が従来の目標を更新した NDCs を提出、あるいは目標の更新を表明した。一方、中国、インド、ロシアなどは原則従来通りの排出削減目標である。

表 4.1.1-1 に、今回の分析・評価の対象とした国・地域について、2021 年 12 月 31 日までに国連に提出された NDCs の 2030 年目標 [2)]、および公表されている NDCs やカーボンニュートラル（CN）宣言の状況を示す。

表 4.1.1-1　主要国の NDCs の排出削減目標

国・地域名	提出済み NDCs の 2030 年目標	公表されている NDCs、CN 宣言*
日本	2013 年比▲46%	2050 年 CN
米国	2005 年比▲50%～▲52%	2050 年 CN
EU **	1990 年比▲55%	2050 年 CN
英国	1990 年比▲68%	2035 年に 1990 年比▲78% 2050 年 CN
スイス	1990 年比▲50%	2050 年 CN
豪州	2005 年比▲26%～▲28%	2050 年 CN
カナダ	2005 年比▲40%～▲45%	2050 年 CN
韓国	2017 年比▲24.4%	2030 年に 2018 年比▲40% 2050 年 CN
メキシコ	BAU 比▲22% （BAU2030: 991MtCO_2eq/yr）	
トルコ	2021.10.11 NDC(conditional)提出	2053 年 CN
南アフリカ	2026～2030 年に 350～420MtCO_2eq/yr	2050 年 CN
ロシア	1990 年比▲30%	2060 年 CN
ウクライナ	1990 年比▲65%	2060 年 CN
カザフスタン	1990 年比▲15%	2060 年 CN
中国	GDP あたり CO_2 排出量を 2005 年比▲65%	2030 年に GDP あたり CO_2 排出量を 2005 年比▲65% 以上。2030 年より前に CO_2 排出量のピークを達成する。2060 年 CN
インド	GDP あたり GHG 排出量を 2005 年比▲33%～▲35%	2070 年 CN
サウジアラビア	2019 年比▲278MtCO_2eq/yr	2060 年 CN
パキスタン	BAU 比▲15% （BAU2030: 1603MtCO_2eq/yr）	
タイ	BAU 比▲20% （BAU2030: 約 555MtCO_2eq/yr）	2050 年 CN
マレーシア	GDP あたり GHG 排出量を 2005 年比▲45%	2050 年 CN
シンガポール	2030 年頃に GHG 排出量のピーク（65Mt CO_2eq/yr）達成。GDP あたり GHG 排出量を 2005 年比▲36%	
ブラジル	▲43%（2005 年比）	2060 年 CN
インドネシア	BAU 比▲29% （BAU2030：2.869GtCO_2eq/yr）	2060 年 CN

注) * 2020 年の気候野心サミット、2021 年の気候変動サミットで公表された、またはそれ以降に公表されたもの

** 2020 年 12 月 31 日以降は英国に適用されない

4.1.2 NDCsの排出削減努力の評価

本研究調査は、世界全体に占めるエネルギー起源 CO_2 排出量および GDP（MER）の比率の高い国、23 カ国・地域について評価した。表 4.1.2-1 に 1990 年比、2015 年比、2019 年比の排出量についても加えて示す。

表 4.1.2-1 各国の 2030 年の GHG 排出量（各基準年比）

	基準年比排出削減率				
	1990年比	2005年比	2013年比	2015年比	2019年比
日本：2013年比▲46%	▲39.8%	▲43.8%	▲46.0%	▲42.5%	▲37.5%
米国：2005年比▲50%～▲52%	▲40～▲43%	▲50～▲52%	▲45～▲47%	▲44～▲46%	▲43～▲45%
EU：1990年比▲55%	▲55%	▲51%	▲42%	▲41%	▲38%
英国：1990年比▲68% ［公表値：1990年比▲78%（2035年）］	▲68% ［▲78%］	▲63% ［▲74%］	▲55% ［▲69%］	▲50% ［▲65%］	▲43% ［▲61%］
スイス：1990年比▲50%	▲50%	▲51%	▲49%	▲44%	▲42%
豪州：2005年比▲26%～▲28%	▲26～▲28%	▲26～▲28%	▲17～▲20%	▲15～▲17%	▲13～▲15%
カナダ：2005年比▲40%～▲45%	▲18～▲25%	▲40～▲45%	▲38～▲43%	▲38～▲44%	▲39～▲45%
韓国：2017年比▲24.4% ［公表値：2018年比▲40%］	+62% ［+29%］	▲9% ［▲28%］	▲24% ［▲39%］	▲24.4% ［▲40%］	—
メキシコ：BAU比▲22% （BAU2030：991$MtCO_2eq/yr$）	+67%	+13%	0%	+4%	—
トルコ：Conditional目標のみ	—				
南アフリカ：2026～2030年に350～420$MtCO_2eq/yr$	▲2.4～+17%	▲33～▲19%	▲39～▲27%	▲38～▲26%	—
ロシア：1990年比▲30%	▲30%	+51%	+52%	+49%	+36%
ウクライナ：1990年比▲65%	▲65%	▲24%	▲23%	▲1%	▲7%
カザフスタン：1990年比▲15%	▲15%	+12%	+9%	▲6%	▲13%
中国： CO_2排出原単位2005年比▲65% ［公表値：2005年比▲65%以上］	+274%	+76%	+14%	+12%	—
インド：GHG排出原単位2005年比▲33%～35%	+353～+340%	+191～+183%	+102～+96%	+91～+85%	—
サウジアラビア：2019年比▲278$MtCO_2eq/yr$	+56%	▲9%	▲43%	▲45%	▲42%
パキスタン：BAU比▲15% （BAU2030：1603$MtCO_2eq/yr$）	+631%	+329%	+235%	+230%	—
タイ：BAU比▲20% （BAU2030：約555$MtCO_2eq/yr$）	+112%	+27%	+7%	+10%	—
マレーシア：GHG排出原単位2005年比▲45%	+287%	+55%	+23%	+18%	—
シンガポール：2030年頃にピークを65$MtCO_2eq/yr$ GHG排出原単位2005年比▲36%	+90%	+33%	+6%	+9%	—
ブラジル：2005年比▲43%	▲19%	▲43%	▲49%	▲47%	—
インドネシア：BAU比▲29% （BAU2030：2.869$GtCO_2eq/yr$）	+338%	+200%	+131%	+113%	—

注）

・各基準年比欄の[]内の数字は公表値の場合

・2013 年比は、IEA データにない一部の国については EDGAR データを使用（中国、南ア等）

・韓国の公表値の 2030 年排出量は 2015 年に基づく（2018 年実績値が得られないため）

・シンガポールは排出量目標に対する評価のみ

図 4.1.2-1 には、DNE21+モデルで評価した、各国の限界削減費用を示す。日本、英国、EU27 では 400 $/tCO$_2$ を超える限界削減費用が推計される一方、発展途上国の限界削減費用は安く、インド等は限界削減費用が 0 $/tCO$_2$ でも達成可能（ベースラインで排出削減目標が達成可能）と推計された。なお、各国の NDCs の積み上げで期待される排出量を世界全体で最も費用効率的に達成する（限界削減費用均等化）とすれば、47 $/tCO$_2$ の限界削減費用になると推計されている。また、世界の主要国の排出削減状況は順調には行っておらず、多くの国で目標未達成となる可能性もないわけではない（例えば文献 3)）。

各国の CO_2 限界削減費用の評価は、国によって排出削減目標達成のための限界削減費用に大きな差異があるという結果であり、炭素リーケージも懸念される。排出削減努力が小さいと見られる国への目標引き上げの要請を強めていくことは重要であると言える。一方で、先進国と発展途上国のギャップが埋まる可能性は低いとの認識も必要である。

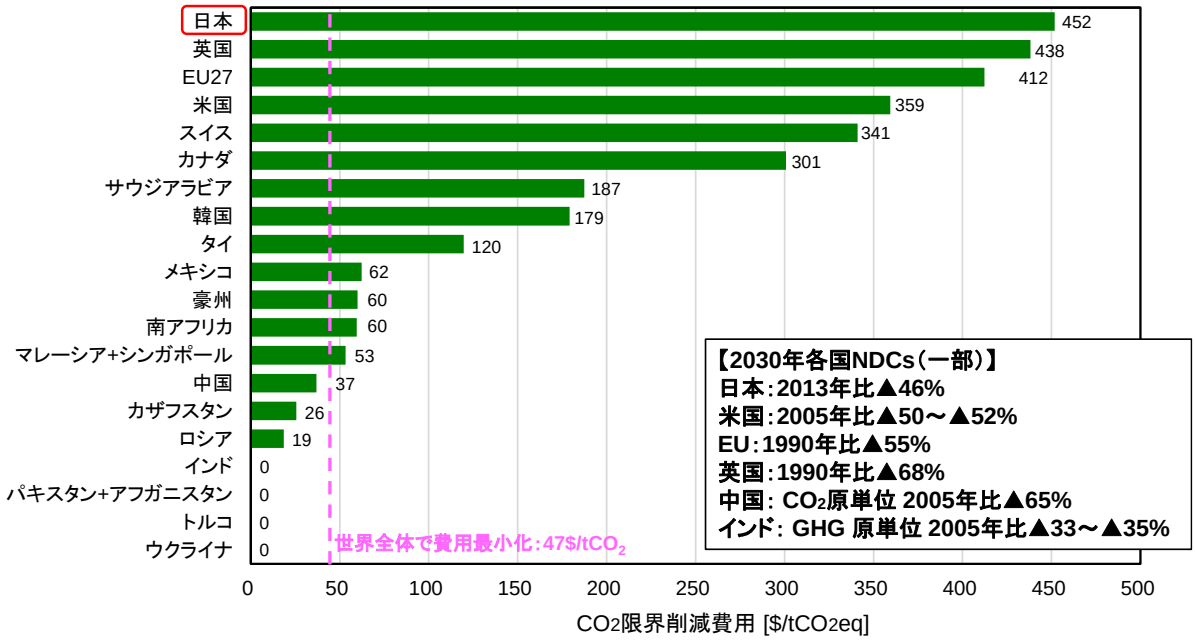


図 4.1.2-1 各国の CO_2 限界削減費用（2030 年）

注）ブラジル、インドネシアについては、土地利用変化による排出削減の寄与度が大きいと見られる一方、その不確実性が極めて大きいため、限界削減費用の推計をしていない。イランは、BAU の定義の不明確性が大きいため、費用推計していない。

参考文献（第 4 章導入部および第 4.1 節に関するもの）

1) RITE/METI、令和 4 年度地球温暖化対策技術の分析・評価に関する国際連携事業報告書、2023 年 3 月

2) UNFCCC; All NDCs, https://www4.unfccc.int/sites/NDCStaging/Pages/All.aspx （最終アクセス日：2021 年 12 月 31 日）

3) 中央環境審議会 地球環境部会 (2023) https://www.env.go.jp/content/000142594.pdf

4.2　2035 年に関する分析・評価

従来の DNE21+モデルのモデル最適化の代表時点は、2005、2010、2015、2020、2025、2030、2040、2050、2070、2100 年であり（起点は 2000 年）、代表時点間は線形補間されたエネルギーシステム総コストを時間割引した上で最小化している。しかしながら、次期の NDCs が 2035 年時点になると見られるため、時点の解像度を向上し、2035 年についても直接評価できるように改良を行った。

本節では、世界全体の排出経路として Disorderly 1.5C（第 5.2 節参照）を想定し、表 4.2-1 に示す国・地域別の排出削減目標の下で、モデル改良の検証を行った。なお、今年度はあくまで、2035 年の代表時点の追加の検証であり、推計された具体的な数値の妥当性については引き続き、モデル動作の確認が必要であることに注意されたい。

表 4.2-1 想定した国・地域別排出削減目標

	2030 年	2035 年	2040 年	2050 年
日本、G7 各国、EU27	NDCs	2050 年と 2030 年の CO_2 排出量を線形補間		CN
その他国	NDCs	2050 年と 2030 年の CO_2 排出量を線形補間	世界全体で Disorderly 1.5C シナリオを満たすよう削減（MAC 均等化）	

表 4.2-2 は、主要国の CO_2 限界削減費用を整理している。2030 年の CO_2 限界削減費用は日本が最も高く、2040 年も英国に次いで高いと評価されているが、2035 年については、イタリア、フランス、サウジアラビアの方が日本よりも高い費用が推計された。なお、2030 年の日本の NDCs 評価には、エネルギー基本計画における電源構成の制約が加味されている一方（文献 1)参照）、2035 年以降は、エネルギー基本計画における電源構成の制約は考慮していないことも影響して、2030 年よりも 2035 年以降の CO_2 限界削減費用が小さくなっている。

図 4.2-1 に、世界全体の部門別 GHG 排出量を示す。Disorderly 1.5C シナリオにおける GHG 排出量の総量は、外生的な想定となっているが、2030 年：50.7 $GtCO_2eq/yr$、2035 年：40.2 $GtCO_2eq/yr$、2040 年：22.5$GtCO_2eq/yr$ であり、2035 年の排出量は、2030 年と 2040 年との線形補間（36.6$GtCO_2eq/yr$）より緩やかな制約を想定している。現状の排出量が多い発電部門からの CO_2 排出に着目すると、モデル分析結果からは、世界全体での発電部門からの CO_2 排出は 2040 年時点で正味負とすることが経済合理的と評価されているが、2035 年における当該 CO_2 排出量は 7.4 $GtCO_2/yr$ であり、2030 年（10.8 $GtCO_2/yr$）と 2040 年とを線形補間した値（4.7$GtCO_2/yr$）に比べると多く、全部門の排出総量として緩やかな制約を想定したことが反映された結果ではあるが、発電部門でも 2035 年は線形的な排出削減ではなく、緩やかな排出削減経路をとることが経済合理的な対策と評価されている。

図 4.2-2 は、世界全体の CO_2 バランスを示している。2030 年と 2040 年との線形補間に比べると 2035 年の CO_2 回収量は少ないが、特に DAC においてその傾向が強く出ている。

図 4.2-3、図 4.2-4 は、世界全体の一次エネルギー供給量、発電電力量をそれぞれ示している。共に将来に向けて CO_2 回収の増加が確認できるが、図 4.2-2 の CO_2 バランスでも確認できるように、2030 年から 2035 年までの増加は、2035 年から 2040 年までの増加と比べると小さい。

表 4.2-2 CO_2 限界削減費用

	2030 年	2035 年	2040 年	2050 年
日本	592	339	314	658
（日本 2013 年比削減率）	▲46%	▲60%	▲73%	▲100%
米国	207	186	258	279
カナダ	350	54	258	272
英国	485	311	324	384
フランス	293	341	258	333
ドイツ	293	310	258	324
イタリア	293	386	285	400
その他 EU27	293	310	258	324
スイス	387	142	258	272
豪州	36	62	258	272
韓国	128	193	258	272
タイ	92	73	258	272
中国	16	47	258	272
サウジアラビア	146	340	258	272
南アフリカ	47	63	258	272
メキシコ	6	20	258	272

図 4.2-5～図 4.2-7 に、産業部門、民生部門、運輸部門の最終エネルギー消費を示す。費用の高い対策技術である水素については、2035 年まではほぼ利用されず、2040 年時点では導入されている結果である（民生部門、運輸部門においては 2040 年時点でも導入量は小さい）。

以上のように、代表時点として 2035 年を追加することで、これまで線形補間でしか評価できなかった 2035 年について、より詳細に分析を行うことが可能となった。

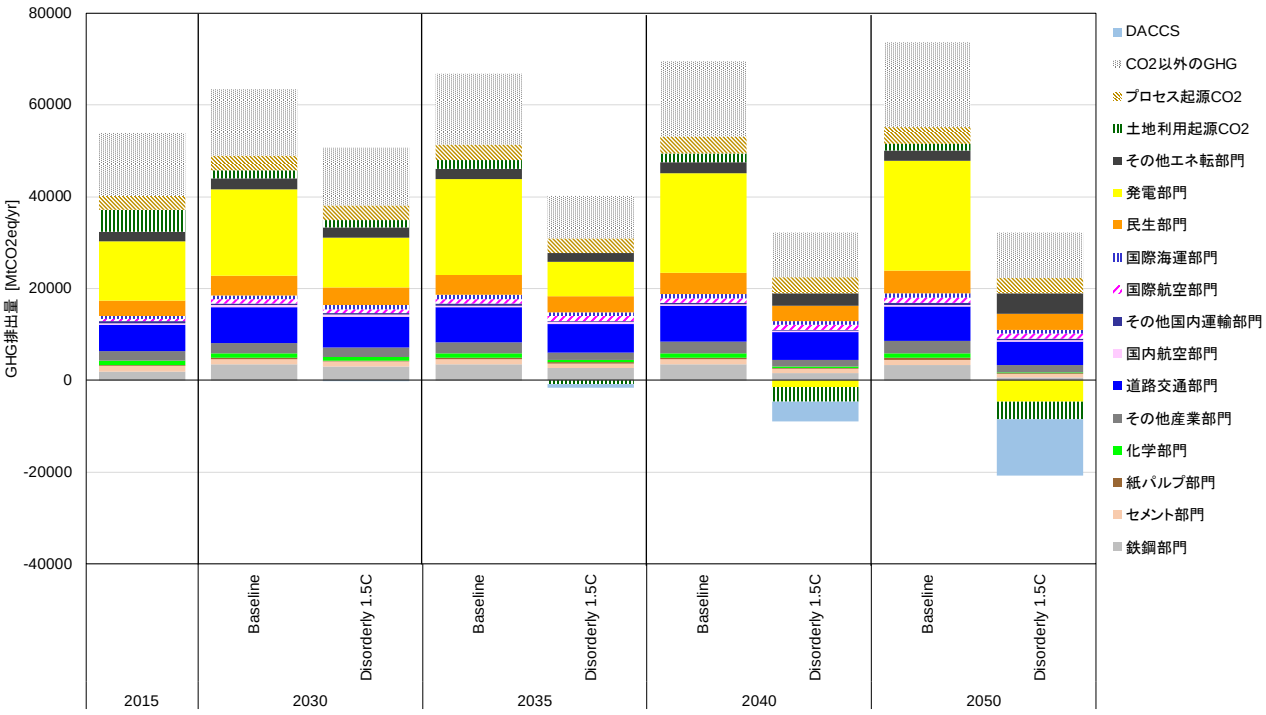


図 4.2-1 部門別 GHG 排出量（世界全体）

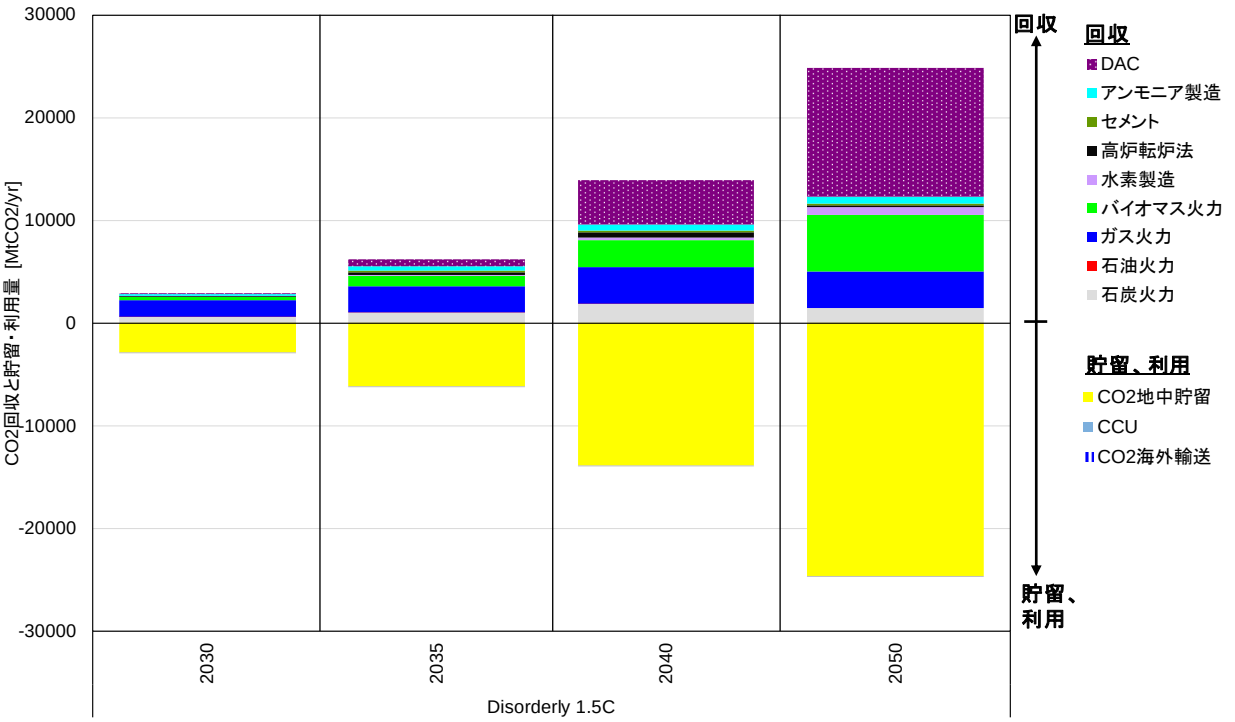


図 4.2-2 CO_2 バランス（世界全体）

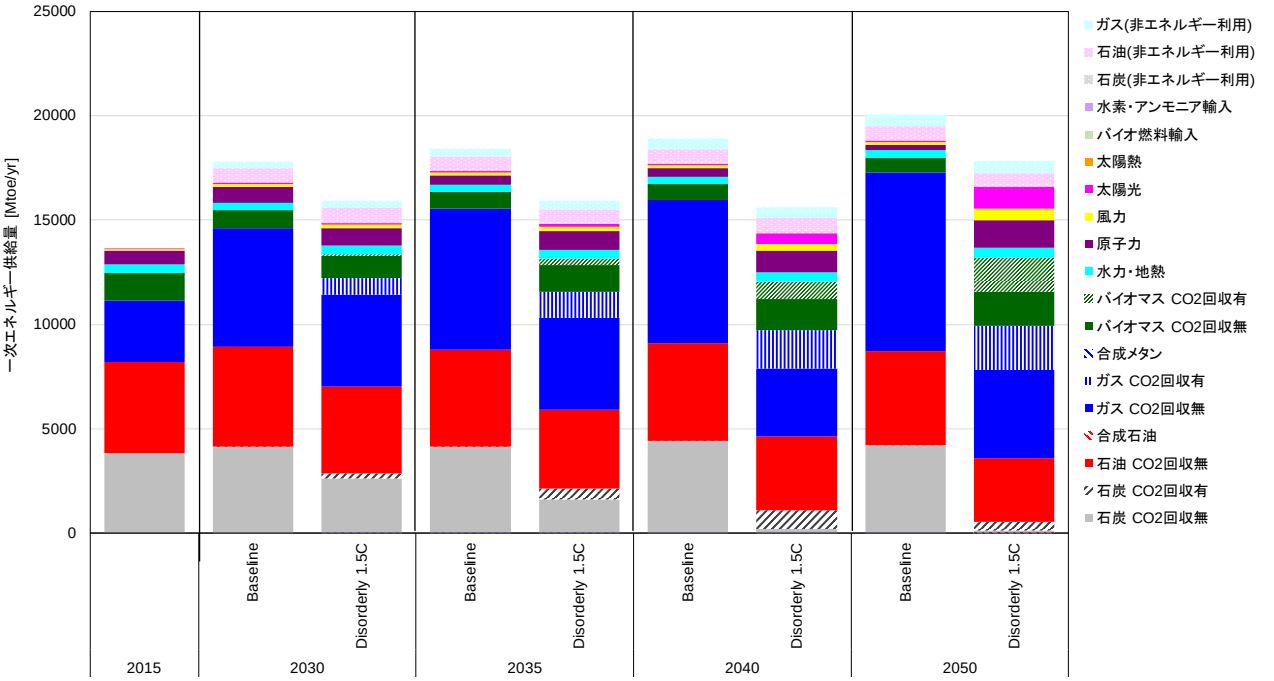


図 4.2-3 一次エネルギー供給量（世界全体）

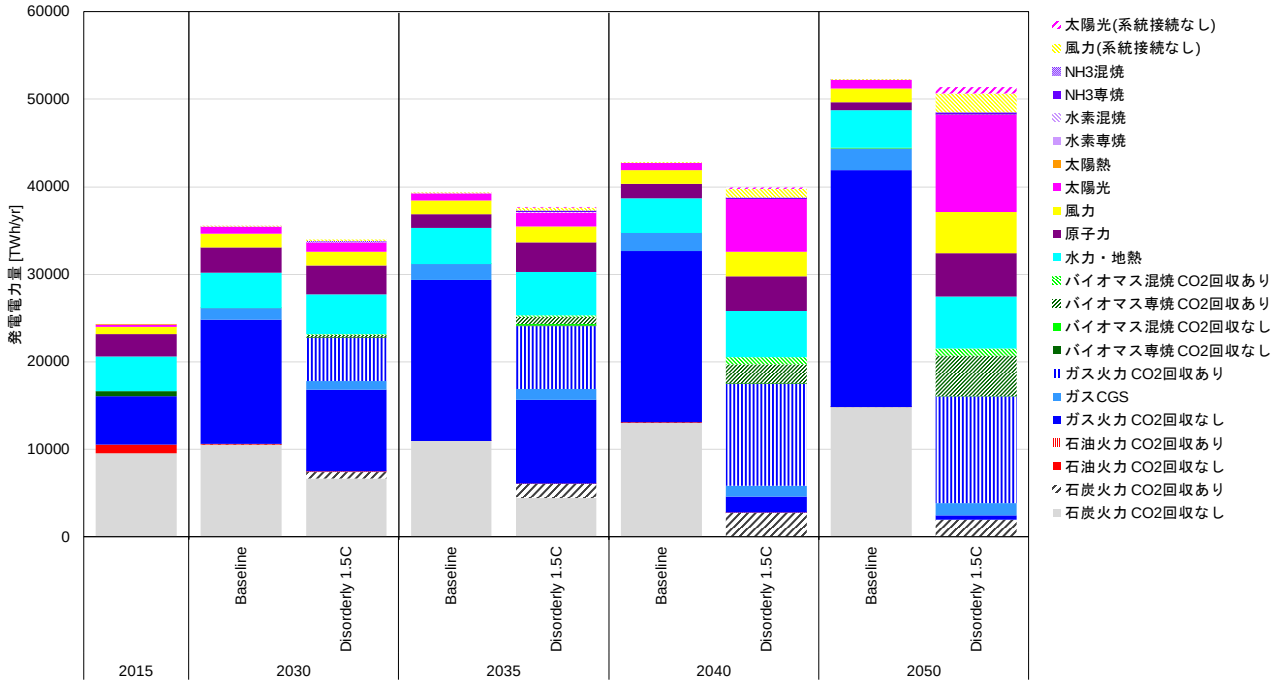


図 4.2-4 発電電力量（世界全体）

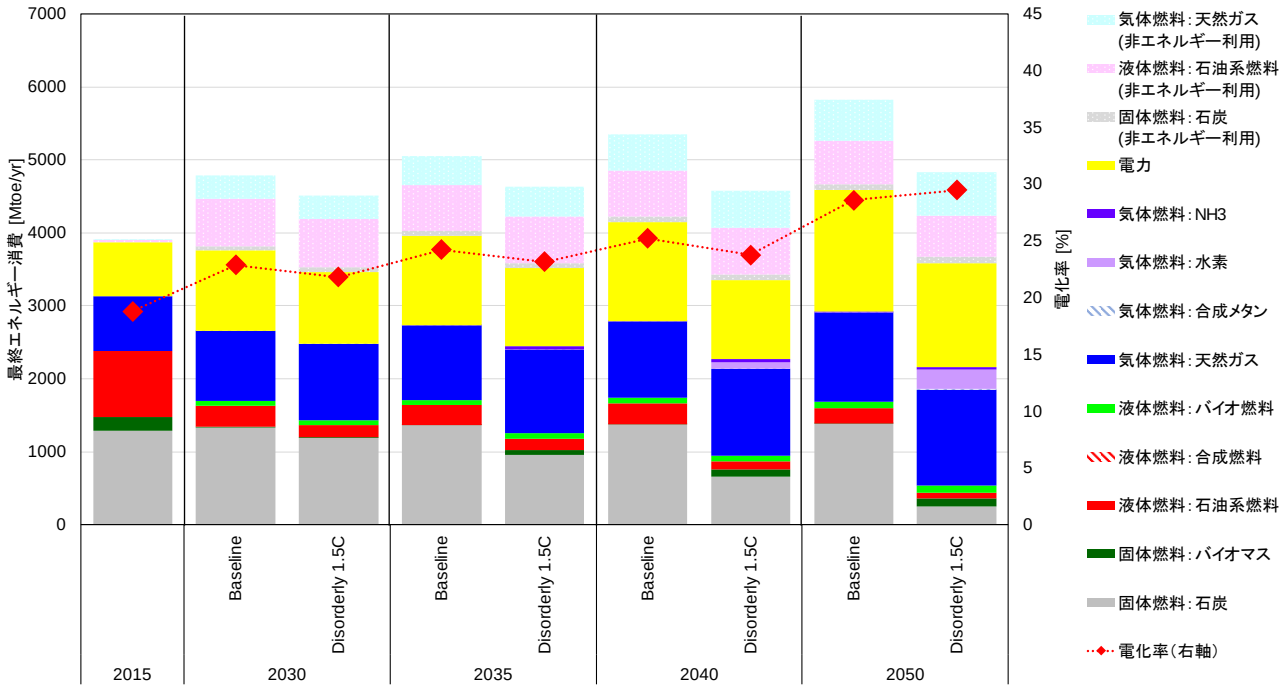


図 4.2-5 産業部門最終エネルギー消費量（世界全体）

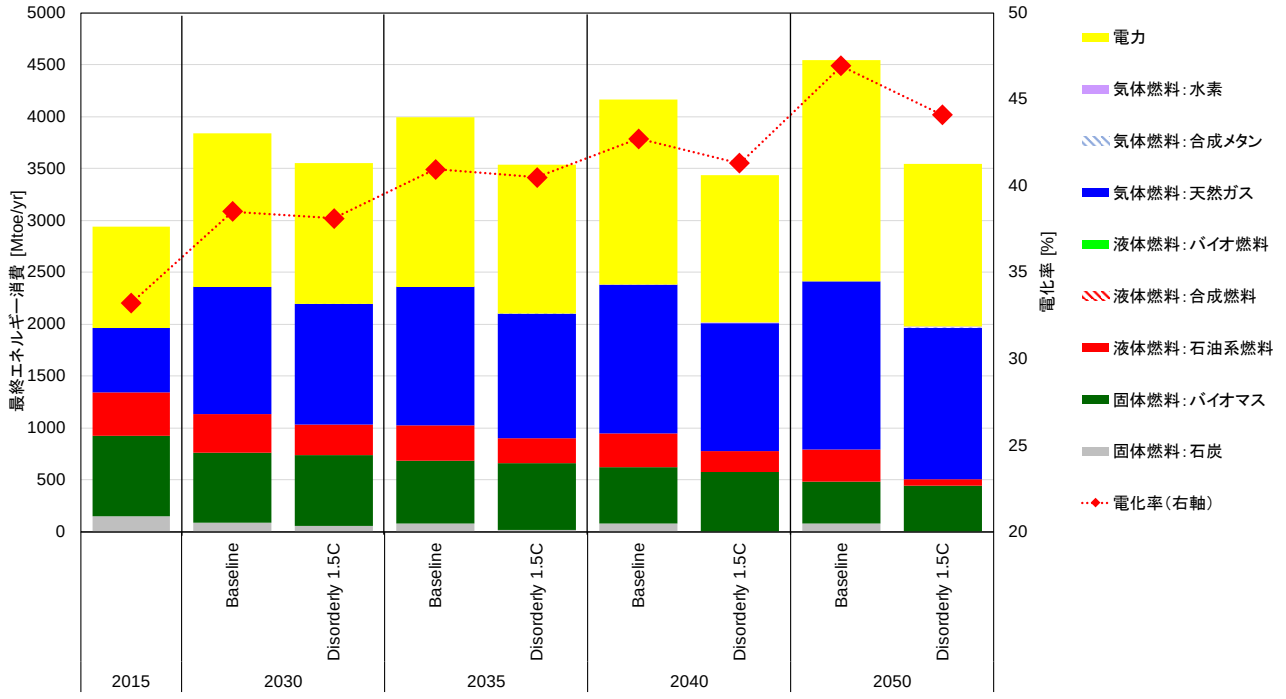


図 4.2-6 民生部門最終エネルギー消費量（世界全体）

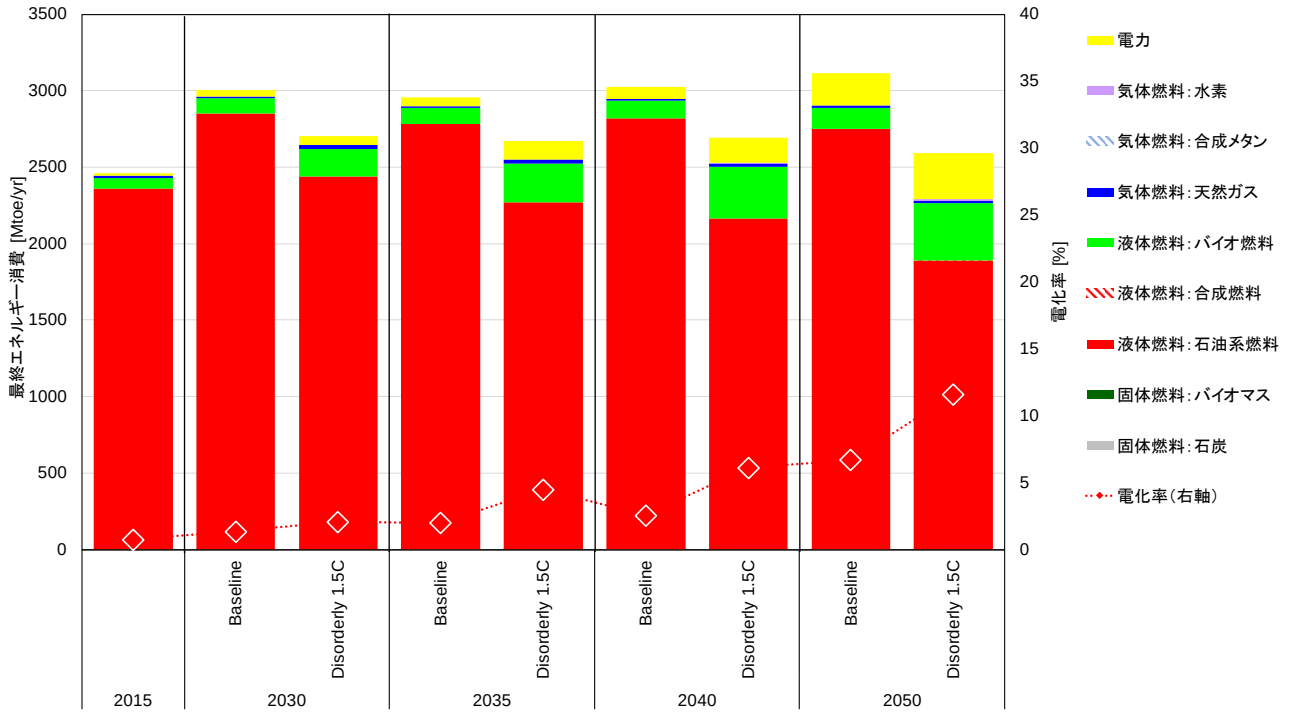


図 4.2-7 運輸部門最終エネルギー消費量（世界全体）

繰り返しであるが、今年度はあくまで、2035 年の代表時点の追加の検証であり、推計された具体的な数値の妥当性については引き続き、モデル動作の確認が必要である。推計結果の数字はおおよその傾向を知る程度のものであり、現時点では、数字の引用は控えて頂きたい。

参考文献（第 4.2 節に関するもの）

1) RITE/METI、令和 3 年度地球温暖化対策技術の分析・評価に関する国際連携事業報告書、2022 年 3 月

4.3 世界エネルギー経済モデル DEARS の拡張とその試算

本節では、世界エネルギー経済モデル DEARS の拡張について説明する。新興国および発展途上国を含むアジア地域では、人口や GDP 成長が急速に増加している国が多く、温暖化対策を実施した際の潜在的な経済的影響をより詳細に調査する必要がある。しかし、現在の DEARS モデル（世界 18 地域、基準年経済データは GTAP9 ベース）では日本・中国・インドはそれぞれ 1 地域として分類されているが、その他のアジアは集約された地域として分類されているため、アジア地域を詳細に分析することが難しい。そこで、本年度は、世界 26 地域（基準年経済データは GTAP11）へと拡張した DEARS モデルの開発を試み、経済及びエネルギーに関連するモデル入力用データベースについて述べる。また、アジア地域の温暖化対策の影響分析として、現在の DEARS モデル（世界 18 地域（ただし、本分析のために、韓国を 1 地域として分類するように修正）、GTAP9 ベース）を用いて、日本・中国・韓国の 2030 年 NDC 影響分析について述べる。

Abstract

The Paris Agreement aims to limit global warming to below 2°C, ideally to 1.5°C above pre-industrial levels. However, Asia has had limited involvement in climate mitigation efforts due to concerns about economic and industrial impacts. To study these impacts, the global energy-economic model is crucial as it provides insights into the relationship between the energy system, economy, and environment. This report presents an extension of the Extended DEARS model, an enhanced version of Dynamic Energy-economic Analysis model with multi-Region and multi-Sectors (DEARS). It focuses on examining Nationally Determined Contributions (NDCs) achievements in Japan, South Korea, and China. Our analysis, based on updated economic and energy data, suggests that increased cooperation among these countries could lower the marginal costs of CO_2 abatement, potentially balancing GDP losses. However, the benefits of cooperation vary among countries and sectors, highlighting the need for clear incentives, particularly for China, to maintain a coalition and achieve emissions reductions economically.

4.3.1 Background

The Paris Agreement, a landmark global climate change agreement, aims to limit global warming to below 2°C, ideally to 1.5°C above pre-industrial levels. It focuses on combined global action and individual national commitments, known as Nationally Determined Contributions (NDCs). However, Asia's engagement has been lacking, despite ambitious targets in the first round of NDCs. Asia, with its emerging and developing economies and rapidly expanding populations, often finds it challenging to commit to robust emissions reduction targets due to potential economic and industrial impacts. The global energy-economic model is crucial in studying these impacts. This model provides a comprehensive framework for exploring the intricate relationship between the energy system, economy, and environment. By covering multiple sectors and accounting for feedback loops, it provides valuable insight into the long-term implications of mitigation targets. For instance, it can illustrate how fulfilling the NDCs will impact global economies and industries in the long run. This report has two primary goals. The first is to share information on the extension work of Extended DEARS, an enhanced version of DEARS, a global energy-economic model developed by RITE. The second goal is to examine the NDC achievements of three significant Asian economies - Japan, South Korea, and China - using the updated Extended DEARS.

4.3.2 Extended DEARS Model

(1) Highlights of Model Extension

Extended DEARS, an enhanced version of the previous DEARS model, is specifically designed to analyze the Asian region, vital in emission research. The primary features of this

extension are summarized in Table 4.3.2-1. The main enhancements include a more detailed regional classification and data updates for operating the DEARS model.

Table 4.3.2-1 Highlights of Changes from DEARS to Extended DEARS

		DEARS	Extended DEARS
Regional Classification		18 regions	26 regions
Data	Economic Module	GTAP 9	GTAP 11 a
	Energy Module	IEA (Reference year: 2011)	IEA (Reference year: 2017)

① Regional Classification

In the original DEARS model, 18 regions represented global countries. Japan, China, and India were treated as individual regions, while other areas were categorized into East and South-Eastern Asia and South Asia. However, in the Extended DEARS model, we've refined our regional classification to a total of 26 regions, particularly in Asia, as detailed in Table 4.3.2-2. Now, South Korea, Indonesia, Thailand, Taiwan, Viet Nam, and Malaysia & Singapore each stand as unique regions. In addition, the United Kingdom and Mexico are now separated from the categories of the Western European Union and Latin America.

Table 4.3.2-2 Regional Classification of Extended DEARS

Number	Region	Number	Region
1	US (USA)	14	Indonesia (IDN)
2	Canada (CAN)	15	Thailand (THA)
3	UK (GBR)	16	Taiwan (TWN)
4	European Union – West (WEU)	17	Viet Nam (VNM)
5	European Union – East (EEU)	18	Other East/Southern-East Asia (ESA)
6	Other Western Europe (OWE)	19	India (IND)
7	Japan (JPN)	20	Other South Asia (SAS)
8	Australia and New Zealand (ANZ)	21	Middle East and North Africa (MNA)
9	Russia (RUS)	22	South Africa (SAF)
10	Other Former Soviet Union and Eastern Europe (OFS)	23	Other Africa (SSA)
11	China (CHN)	24	Brazil (BRA)
12	South Korea (KOR)	25	Mexico (MEX)
13	Malaysia & Singapore (MAS)	26	Other Latin America (LAM)

② Data

The data composing the model has been updated. For the economic module in Extended DEARS, it is essential to have a global input-output table describing global economic transactions, including bilateral trade flows, production, consumption, tariffs, and others, which can be obtained from the Global Trade Analysis Project (GTAP). In previous DEARS, GTAP version 9 was used for the analysis, but now in Extended DEARS, the newest version 11 is employed. As GTAP has upgraded to the newest version, it has added a new reference year of 2017. To align with the reference year of GTAP, energy flow and related data for the energy module, which is obtained from the International Energy Agency (IEA), have also been updated to 2017.

a. GTAP 11a

GTAP 11a uses country-specific input-output tables to show inter-sectoral linkages within each country. This new version includes 20 new countries, mainly from the Middle East and Central Africa, made possible by collaborating with African researchers and receiving support from the United Nations Economic Commission for Africa (UNECA). GTAP 11a also introduces several new features such as targeting agricultural production in all countries, utilizing new sources for services trade data, updating energy data and CO_2 emissions accounting, explicitly including energy subsidies, and offering additional data extensions and satellites for energy volumes, bilateral time-series trade data, non- CO_2 greenhouse gases, air pollution emissions, and food balance sheets. These improvements aim to provide a better representation of global economic activity and enable more thorough policy simulations.

We have reclassified 141 countries into 26 regions of Extended DEARS using the updated GTAP 11a data, and extracted relevant data. Figure 4.3.2-1 through Figure 4.3.2-4 present essential data for our analysis, including CO_2 emissions, GDP, Imports and Exports for the reference year, all of which are retrieved from GTAP 11a and additionally IEA for CO_2 emissions. They form the basis for Extended DEARS. For CO_2 emissions, we have utilized data from the IEA, instead of GTAP 11a. Figure 4.3.2-1 compares CO_2 emission data by region from two sources, GTAP 11a and IEA, demonstrating a relatively small discrepancy between them. As per Figure 4.3.2-1 and Figure 4.3.2-2, regional CO_2 emissions generally correlate with the region's economic scale, except for China. Despite being the second-largest economy after the United States, China is the world's largest emitter. Figure 4.3.2-3 and Figure 4.3.2-4 illustrate the total volume of imports and exports by the 26 regions, detailing the proportion of each industry. We reclassified the 65 sectors in GTAP 11a into our 18 non-energy industries, the specifics of which are in Table 4.3.2-3. The Western European Union has the world's largest import and export volumes, followed by the United States and China. A closer look at Japan, South Korea, and China reveals that their economies heavily rely on manufacturing industries. For instance, Machinery and Chemical

industries constitute a significant portion of the volume. This indicates that emission reductions could pose a challenge for their economies.

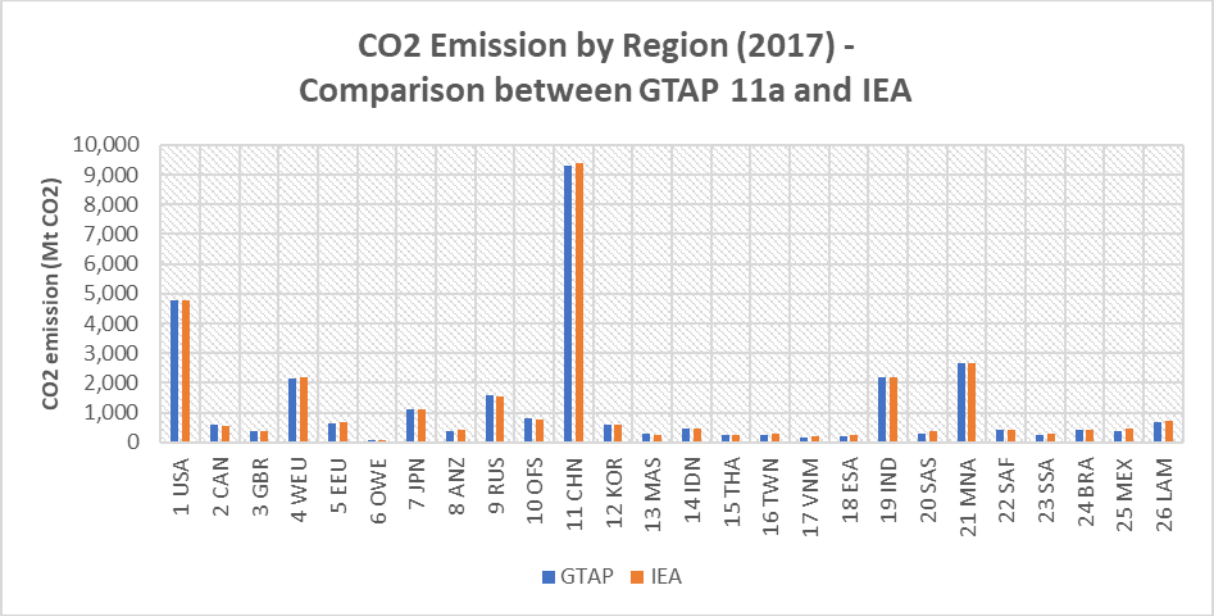


Figure 4.3.2-1 CO_2 Emissions by Region – Comparison between GTAP 11a and IEA (Source) GTAP 11a[1)] and IEA(2023)[2)]

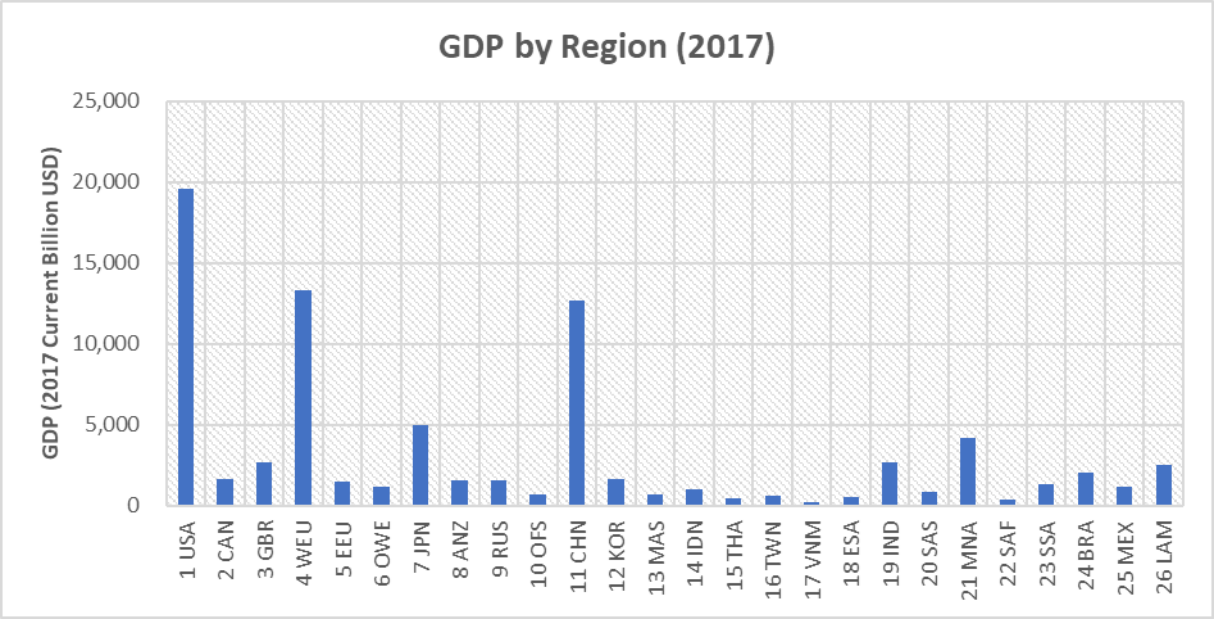


Figure 4.3.2-2 GDP by Region

(Source) GTAP 11a[1)]

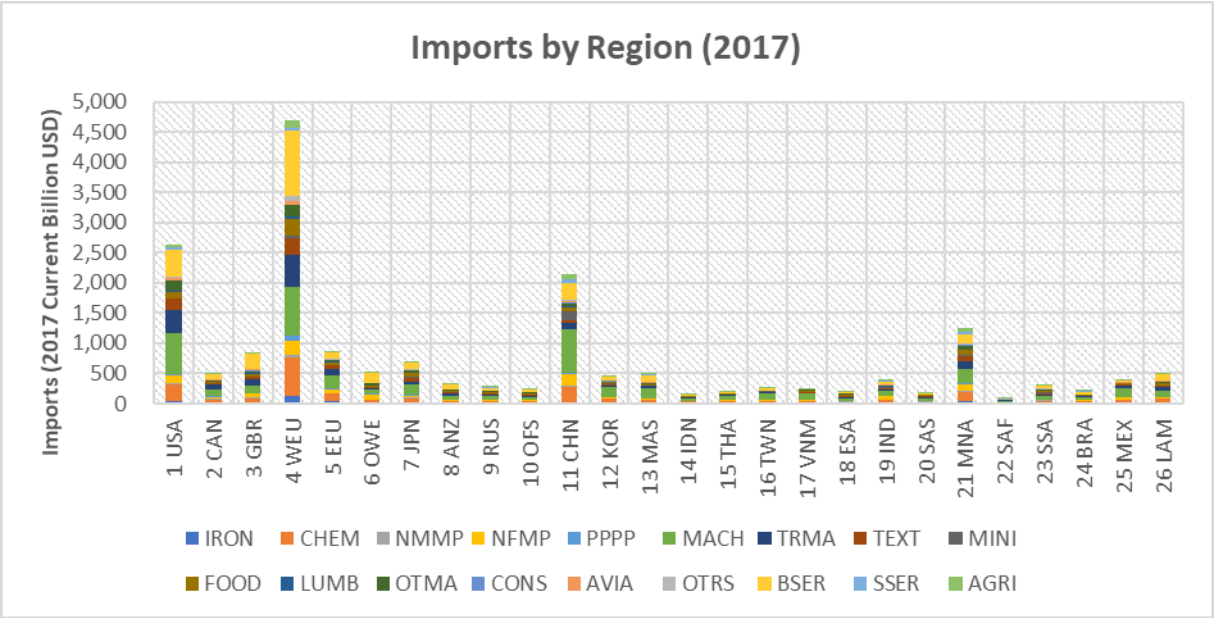


Figure 4.3.2-3 Imports by Region

(Source) GTAP 11a[1)]

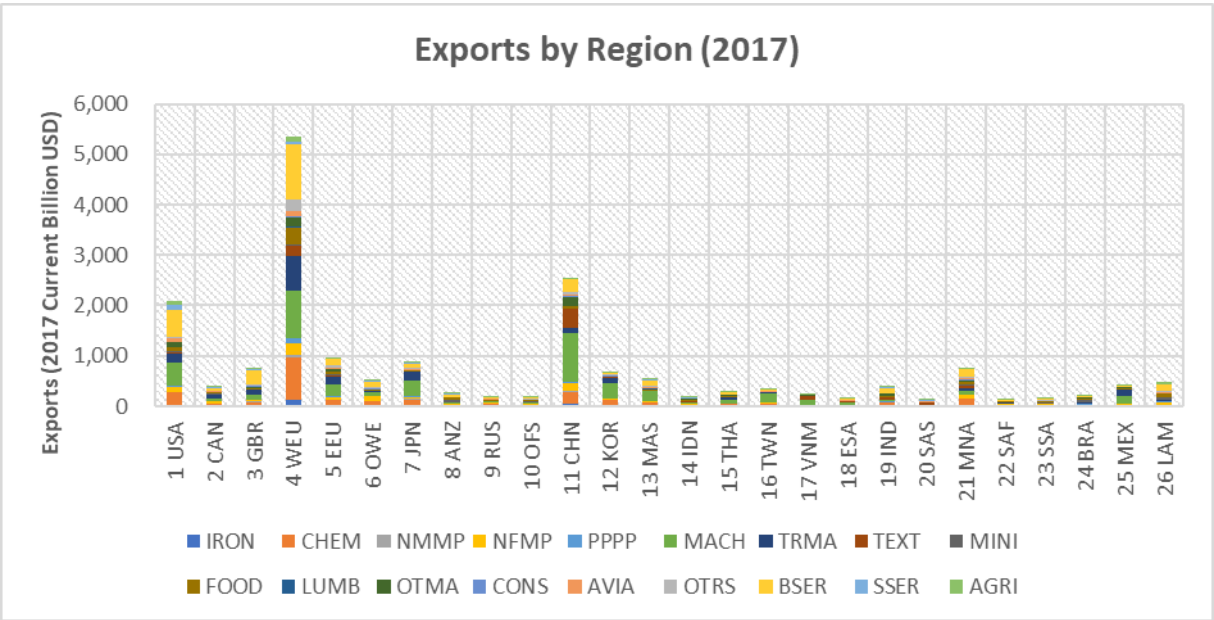


Figure 4.3.2-4 Exports by Region

(Source) GTAP 11a[1)]

b. IEA

The energy balance data from IEA is a crucial component of the energy module in Extended DEARS. This data provides a detailed overview of energy production, transformation, trade, and consumption in various countries and regions. It covers a wide range of energy sectors, including the production of different energy sources, their transformation into usable forms, trade flows, and consumption patterns across sectors like

residential, commercial, industrial, and transportation. Additionally, it offers insights into trends in energy efficiency, carbon emissions, and energy prices.

For alignment with GTAP 11a data, we've extracted the 2017 energy balance data and rearranged it according to our 26 regions. Figure 4.3.2-5 illustrates the final energy consumption of these 26 regions, broken down by six secondary energy types. These consumption patterns directly relate to the CO_2 emissions depicted in Figure 4.3.2-1, with China and the United States being the largest emitters. A more detailed look at Japan, South Korea, and China reveals a significant difference: China heavily relies on solid fuel, primarily coal, while Japan and South Korea mostly depend on liquid fuels, which represents crude oil.

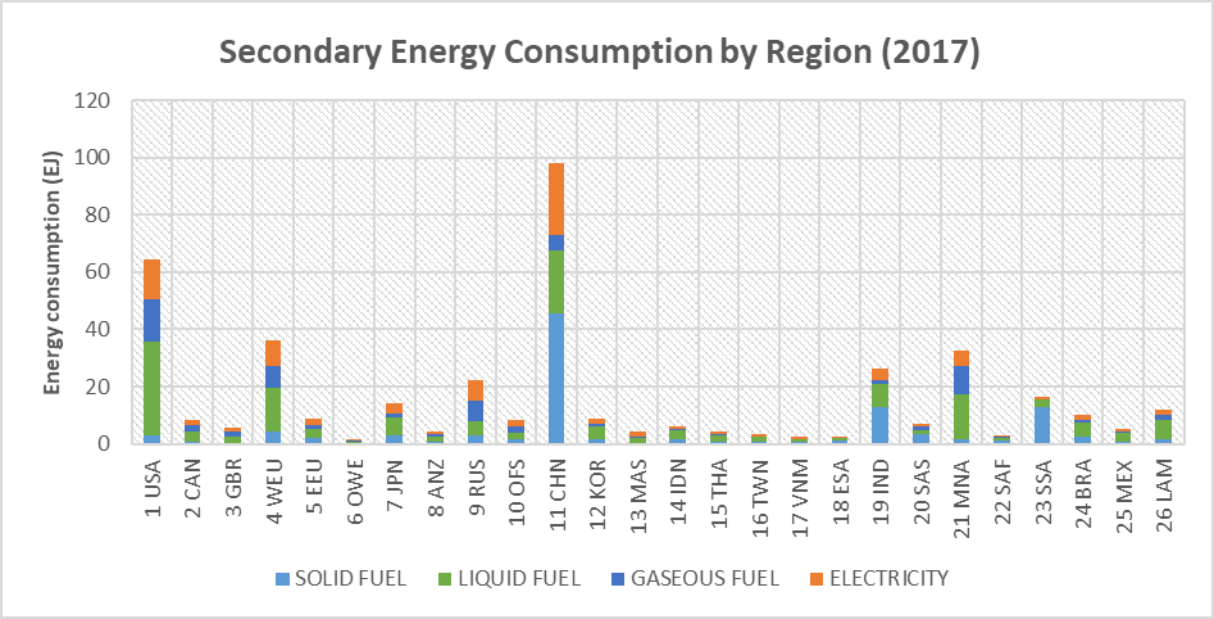


Figure 4.3.2-5 Secondary Energy Consumption by Region

(Source) IEA[2)]

③ Other Features of Extended DEARS

All other features, besides the changes in regional classification and the updates, have remained same as previous DEARS model. Like DEARS, Extended DEARS model is a hybrid type of CGE model that is integrated with top-down economic module and bottom-up energy system module. It is an inter-temporal model that maximizes global consumption utilities up to the middle of the century using a 10-year time step (Homma & Akimoto, 2013)[3)]. Extended DEARS has 26 regions as previously described in Table 4.3.2-2 and the industries are classified into 18 non-energy sectors and 4 energy sectors, which is presented in Table 4.3.2-3.

Table 4.3.2-3 Sectoral Classification of Extended DEARS

Non-energy Sectors		12	Other Manufacturing (OTMA)
1	Iron and Steel (IRON)	13	Construction (CONS)
2	Chemical (CHEM)	14	Aviation (AVIA)
3	Non-metallic Mineral (NMMP)	15	Other Transport (OTRS)
4	Non-ferrous Metal (NFMP)	16	Business Service (BSER)
5	Paper and Pulp (PPPP)	17	Social Service (SSER)
6	Machinery (MACH)	18	Agriculture (AGRI)
7	Transport Equipment (TRMA)	Energy Sectors	
8	Textile (TEXT)	21	Solid Fuel
9	Mining (MINI)	22	Liquid Fuel
10	Food Manufacturing (FOOD)	23	Gaseous Fuel
11	Lumber (LUMB)	24	Electricity

Aside from other features, Figure 4.3.2-8 illustrates the overall nesting structure of Extended DEARS. As shown in Equation (4.3.2-1), a Cobb-Douglas function is assumed for the objective function, which represents consumption utility maximization. In this context, ‘i’ refers to the sector, ‘t’ represents time, ‘r’ signifies the region, ‘C’ stands for the consumption amount, ‘L’ denotes the population, ‘d’ describes the discount factor, and ‘θ’ is the consumption-utility weight.

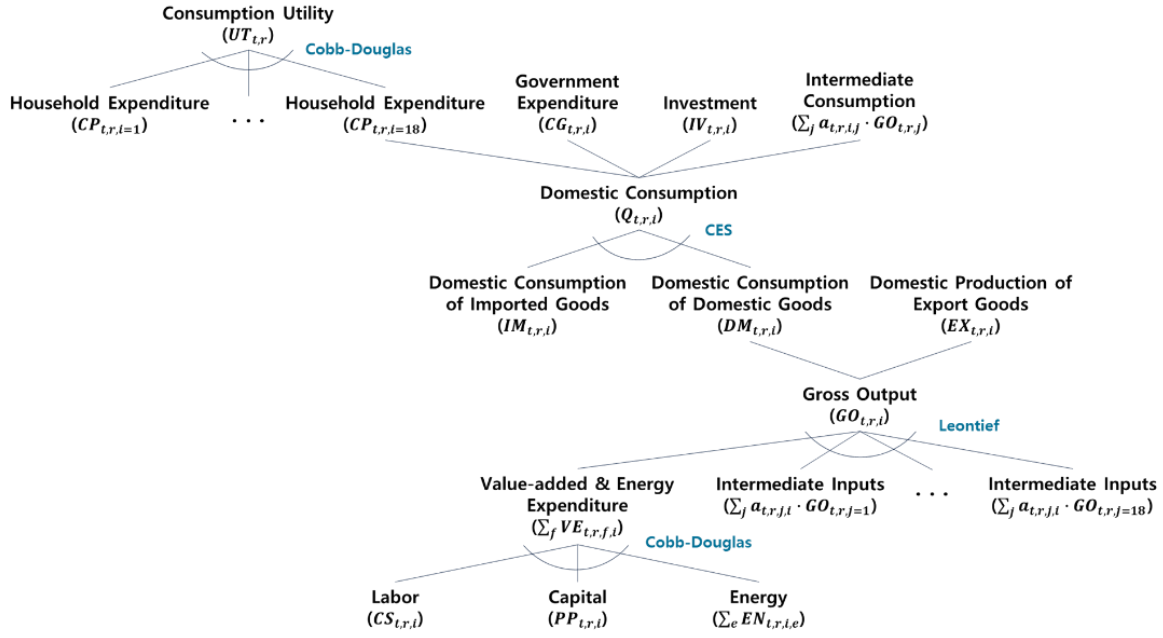


Figure 4.3.2-6 Nesting Structure of Economic Module

$$\sum_t \sum_r L_r \cdot d_t \cdot \sum_i \theta_{i,r,t} \cdot \log \frac{C_{i,r,t}}{L_{r,t}} \rightarrow Maximization \tag{4.3.2-1}$$

Nominal gross output is based on a Leontief-type function and is calculated as shown in Equation (4.3.2-2). Here, 'GO' stands for real gross output, 'PGO' for the price of gross output, 'VK' for real value added, and 'PV' for the price of value added. 'EN' represents energy quantity, 'PE' the energy price, and 'PQ' the real intermediate input price. The coefficient 'a' represents the intermediate input, while 'f' stands for factor.

$$GO_{t,r,i} \cdot PGO_{t,r,i} = \sum_f VK_{t,r,i,f} \cdot PV_{t,r,i,f} + EN_{t,r,i,e} \cdot PE_{t,r,e} + \sum_j a_{t,r,i,j} \cdot GO_{t,r,i} \cdot PQ_{t,r,j} \tag{4.3.2-2}$$

The Cobb-Douglas function is used to estimate real value-added and energy consumption, as shown in Equation (4.3.2-3). In this equation, 'VE' represents value added and energy consumption, 'A' is the scale parameter, 'T' denotes growth rates of total factor productivity, 'CS' stands for sectoral capital stock, and 'PP' refers to sectoral labor.

$$VE_{t,r,i} = A_{r,i} \cdot T_{t,r,i} \cdot CS_{t,r,i}^{\alpha_{r,i}} \cdot PP_{t,r,i}^{\beta_{r,i}} \cdot \left(\sum_e EN_{t,r,i,e} \right)^{\gamma_{r,i}} \tag{4.3.2-3}$$

Lastly, an Armington structure of the CES-type is assumed for domestic consumption. It distinguishes between the consumption of imported goods and domestic goods, as shown in Equation (4.3.2-4). In this equation, 'IV' stands for investment, 'CP' for private consumption, 'CG' for government consumption, 'IM' for import, 'EX' for export, 'PGO' for domestic price, 'PE' for import price, and 'TRF' for tariff.

$$\begin{aligned} Q_{t,r,i} &= \sum_j GO_{t,r,i} \cdot a_{t,r,i,j} + GO_{t,r,i} + CP_{t,r,i} + CG_{t,r,i} + IV_{t,r,i} \cdot IM_{t,r,s,i} \\ &= Q_{t,r,i} \left(\frac{\pi_{t,r,i}^{\mu_{r,i}} \cdot d_{t,r,i} \cdot PGO_{t,r,i}}{PE_{t,s,i} \cdot (1 + TRF_{t,r,s,i})} \right)^{1/(1-\mu_{r,i})} = EX_{t,r,s,i}, \end{aligned} \tag{4.3.2-4}$$

Figure 4.3.2-7 outlines the assumptions for energy conversion in the energy module of Extended DEARS. Primary energy is classified into eight sources which are then converted into four types of secondary energy. These are subsequently linked to non-energy sectors. All primary energy sources participate in electricity conversion, and the module reflects the trade of natural gas, crude oil, and coal between countries.

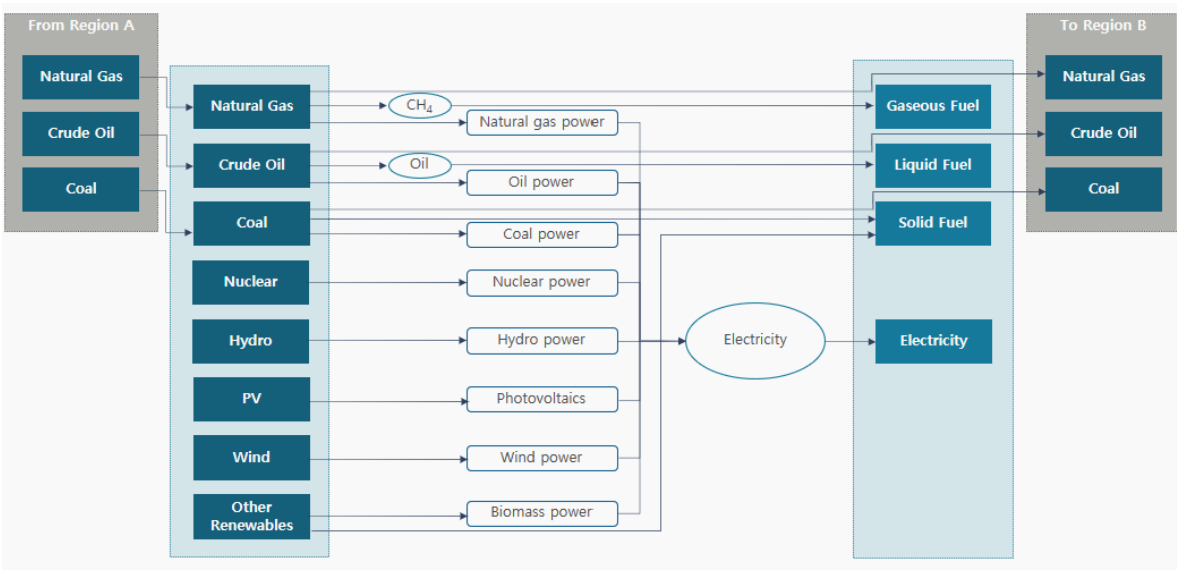


Figure 4.3.2-7 Assumptions for Energy Conversion in Energy Module

Figure 4.3.2-8 illustrates the integration of the economic and energy modules in the Extended DEARS model. The energy flow data, originally presented in physical units, is converted to monetary values to establish a firm link with the non-energy sectors of the economic module, also expressed in monetary values.

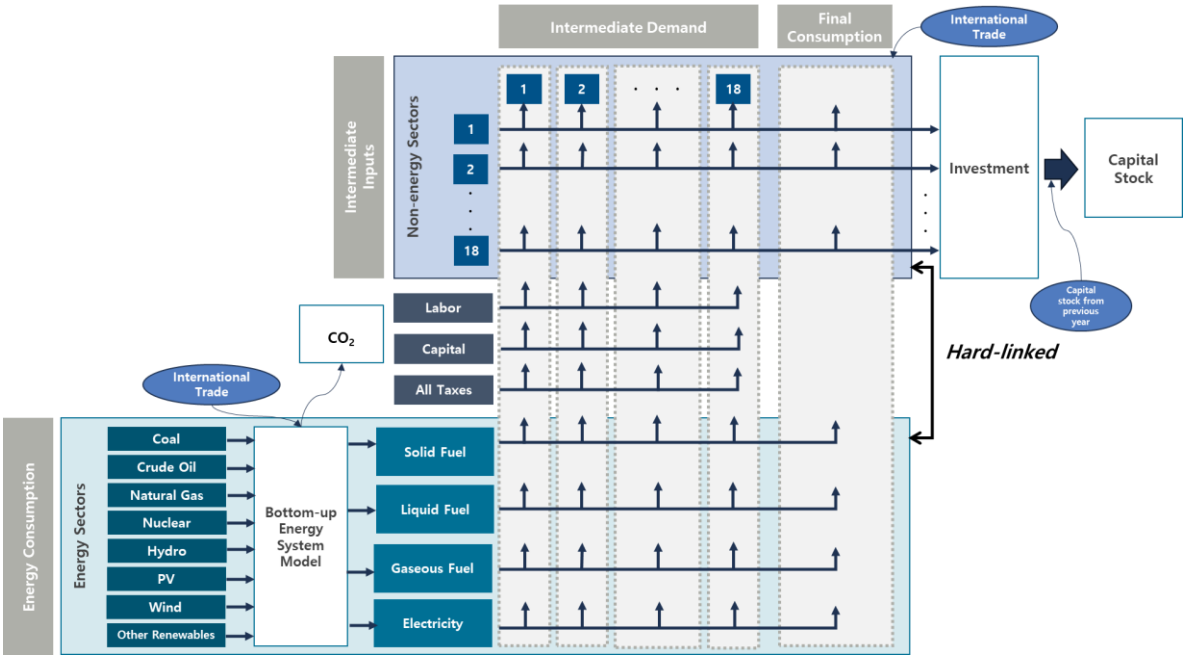


Figure 4.3.2-8 The Integration of Non-energy and Energy Sectors in Extended DEARS

4.3.3 Analysis on Japan, South Korea and China

This analysis aims to evaluate the impact of a coalition among Japan, South Korea, and China on their NDC achievements. It further examines the effect on their domestic economies

and industries, with a particular emphasis on the chemical industry. The report investigates whether the coalition's effort to achieve their NDCs could be beneficial for their domestic economies and industries. While we have completed the structuring of updated data for Extended DEARS, further revisions are necessary for model optimization to calibrate and conduct scenario analysis. As a result, we have used the original DEARS model with GTAP 9 and divided it into 18 regions where only Japan and China disaggregated as individual regions. In the original DEARS, Asian countries are divided into five regions: Japan, China, India, East and South-Eastern Asia, and South Asia. To analyze the impact on South Korea, we have modified the regional classification by separating South Korea from the East and South-Eastern Asia category and merging the remaining East and South-Eastern Asia with South Asia.

① CO_2 Emissions in Asia and Climate Coalition

Global CO_2 emissions have grown rapidly, even after the Paris Agreement. However, a noticeable change in trends has emerged. Figure 4.3.3-1 shows that Asia's contribution to global CO_2 emissions has significantly increased over the past decades, making it the region most accountable for emissions. Among Asian countries, Japan, South Korea, and China contribute approximately two-thirds of Asia's emissions. As these countries have highly manufacturing-driven economies, their emission reduction efforts will become increasingly crucial, not only for Asia but also for the global community, to achieve the Paris Agreement's goals.

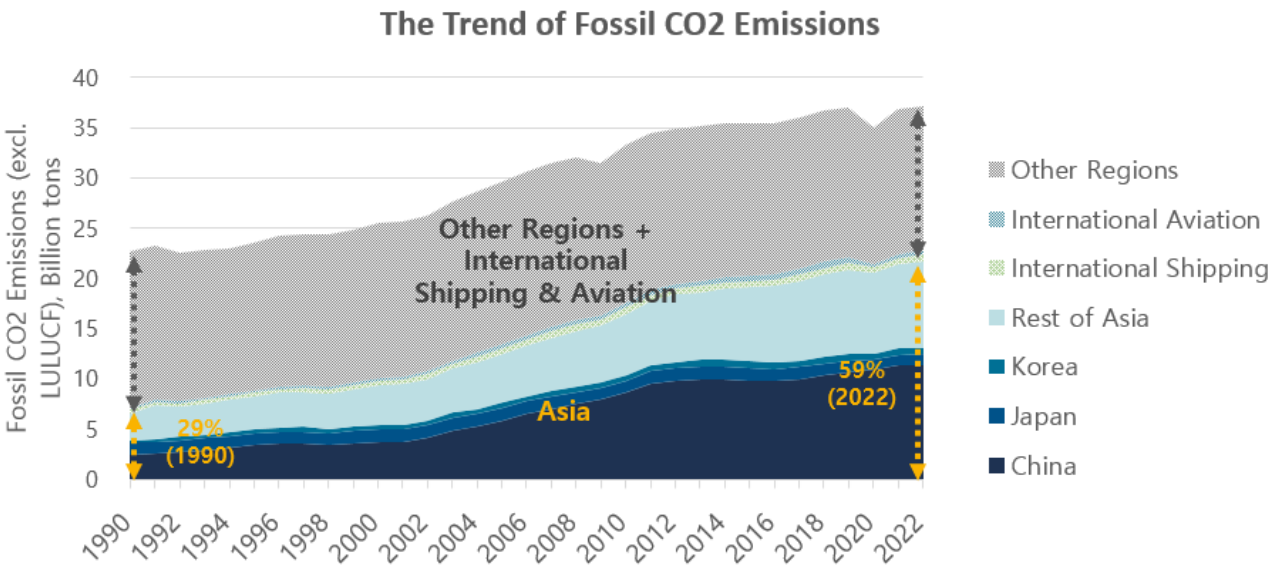


Figure 4.3.3-1 The Trend of Fossil CO_2 Emissions

(Source) European Commissions[4)]

Numerous studies have examined the economic and industrial impacts of climate initiatives, including the effect of international cooperation on achieving climate goals. Hof

et al. (2009)[5] suggest that a universal system is generally less costly than a fragmented one, although it's challenging to establish in practice. This view is supported by research related to Article 6 of the Paris Agreement, including studies by Edmonds et al. (2019)[6], Khabbazan & Hirschhausen (2021)[7], and Thube et al. (2022)[8]. For example, Khabbazan & Hirschhausen (2021)[7] demonstrate in a regional study that global cooperation can benefit the Middle East, based on a Computable General Equilibrium (CGE) model analysis. At the global level, Edmonds et al. (2019)[6] quantify the potential benefits of collective cooperation on Nationally Determined Contributions (NDCs) using the GCAM model. They reveal a potential reduction of over half the total cost, equating to $250 billion per year in 2030. Moreover, studies by Nagashima et al. (2009)[9], Bosetti et al. (2013)[10], and Thube et al. (2022)[8] suggest that a harmonized carbon pricing system can significantly lower mitigation costs, with the benefits increasing as cooperation expands. In summary, these studies highlight the potential mutual benefits of a coalition among three Asian countries.

② Scenario Setting and Analysis

To evaluate the impact of coalitions, we use two scenarios in our analysis. These scenarios are based on the recently updated NDCs of three countries, summarized in Table 4.3.3-1. These updated NDCs were submitted by the respective governments in 2022, each pledging stronger emission reduction targets for this round.

Table 4.3.3-1 Sectoral Classification

	Japan	South Korea	China
Target in NDC	Reduction of 46% below compared to 2013 emissions (including LULUCF credits)	Reduction of 40% compared to 2018 emissions	Reaching CO_2 emission peak and lower carbon intensity by over 65% compared to 2005 emissions
Absolute Emission (excluding LULUCF)	813MtCO_2e	501MtCO_2e	13.9GtCO_2e
Emissions Compared to 2010	38% below 2010 emissions	24% below 2010 emissions	26% above 2010 emissions
Gas Coverage	All GHG (CO_2, CH_4, N_2O, HFCs, PFCs, SF_6)		CO_2

(Source) Climate Action Tracker[11]

Based on the updated NDCs, two scenarios are formulated, as outlined in Table 4.3.3-2. In Scenario 1, it's assumed that there will be no cooperation among the three countries, implying they will independently strive to achieve their NDCs. Conversely, Scenario 2

assumes a full coalition where the three countries would cooperate fully and maintain the same carbon price.

Table 4.3.3-2 Sectoral Classification

Scenarios	Detail
Scenario 1	No Cooperation among 3 countries for NDC achievement
Scenario 2	Full Cooperation among 3 countries for NDC achievement

③ Result

a. Marginal Abatment Cost

Consistent with findings from previous studies, the analysis suggests that broader cooperation could reduce the marginal cost of CO_2 abatement. As shown in Figure 4.3.3-2, the marginal CO_2 abatement cost in cooperative scenario would be \$39/tCO_2. Japan and South Korea could significantly reduce the cost needed to meet their NDCs from the coalition. However, China might be worse off in coopearative scenario, as its marginal abatement cost could be lower in scenario 1 of no cooperation. This is because China, as the world's largest emitter and among the three countries, would need to contribute and sacrifice a great deal in the cooperative scenario.

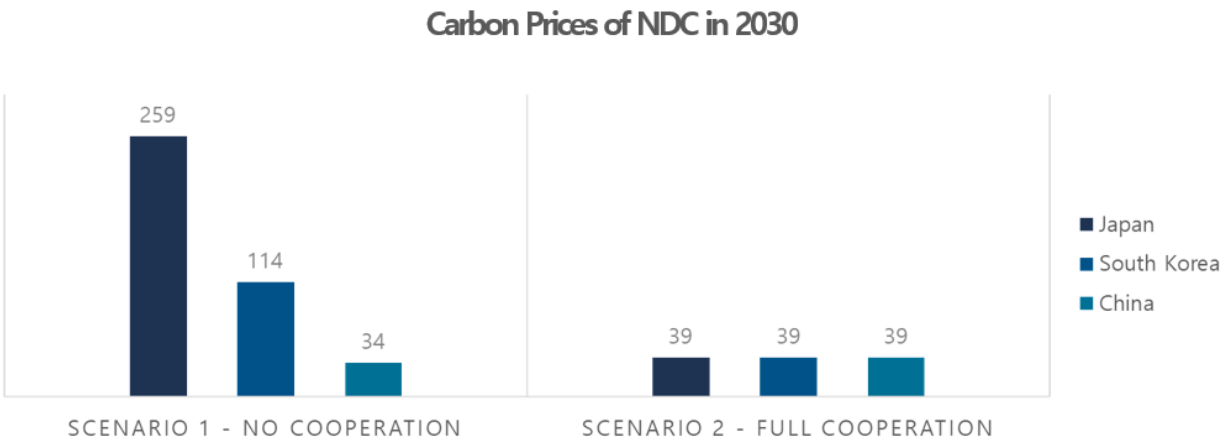


Figure 4.3.3-2 CO_2 Marginal Abatement Cost

b. Macroeconomic Impact

The impact on GDP in three countries varies from the results of CO_2 marginal abatement cost as shown in Figure 4.3.3-3. For Japan, cooperation is undoubtedly a better option, as the GDP loss would be \$0.06 trillion in a cooperation scenario, compared to \$0.25 trillion in a non-cooperation scenario. Similarly, for China, even though the GDP loss in both scenarios is significant, cooperation offers a slightly more favorable situation. However, the situation for South Korea differs. In a cooperation scenario, the GDP loss would be \$0.35 trillion, which is greater than in a non-cooperation scenario, even though the difference is marginal. This outcome may be related to South Korea's high dependency on China, its top

exporter and importer. A worsening macroeconomic situation in China could adversely affect South Korea's economic conditions.

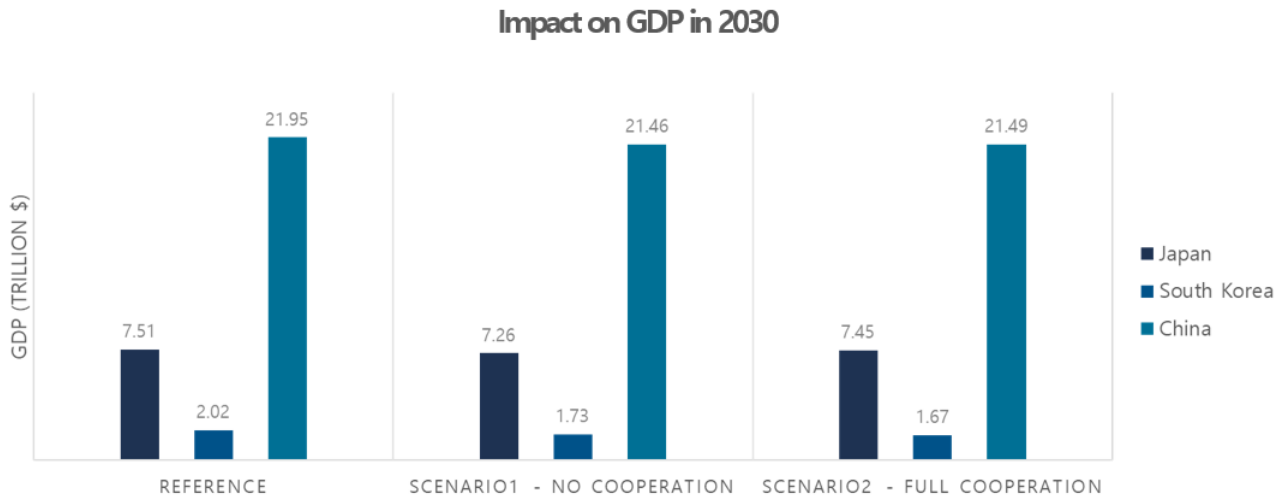


Figure 4.3.3-3 The Impact on GDP

c. The Impact on Chemical Industry

In Figure 4.3.3-4, the impact on the countries' domestic chemical sector is same as the result of CO_2 marginal abatement cost that the chemical sector of both Japan and South Korea would have more optimistic situation under cooperation scenario. Under a cooperation scenario, Japan and South Korea's chemical sectors would experience a more positive outcome. Without cooperation, the adverse impact could be significant. For example, the Japanese chemical sector could see a decrease in production of approximately 10%, and the Korean chemical sector around 13%, compared to the reference scenario. However, this decrease could be substantially reduced under a cooperation scenario, with production decreasing by only -1.5% and 9% for Japan and South Korea, respectively. In contrast, China may face more challenges in a cooperation scenario, with the chemical sector's production potentially decreasing by an additional 0.6% compared to a non-cooperation scenario.

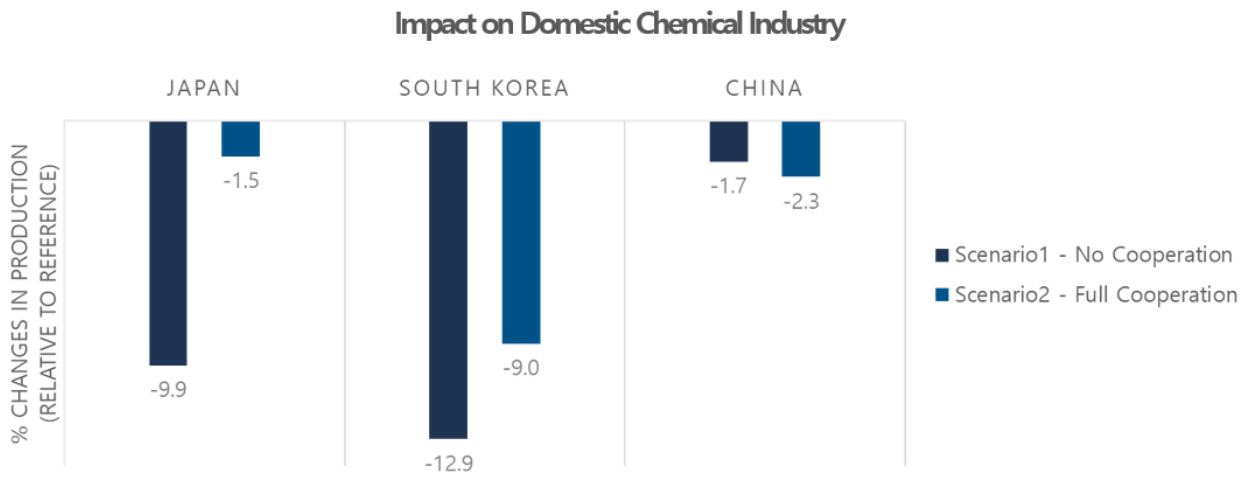


Figure 4.3.3-4 The Impacts on Domestic Chemical Sector

4.3.4 Conclusion

This report provides a detailed description on model exension work of DEARS model to Extended DEARS, and presents an preliminary analysis results of three Asian economies' NDC achievements using modified original DEARS. The primary aim of this model extension is to offer a more comprehensive representation of the Asian region, a crucial area for future mitigation research. Therefore, we have further divided regions in the model and used the latest versions of GTAP and IEA to establish the economic and energy modules of Extended DEARS, respectively.

Our results suggest that increased cooperation could lessen the marginal costs of CO2 abatement for these countries, potentially compensating for GDP losses. However, the advantages of cooperation differ among countries. For instance, China could face higher expenses if it opts for a cooperative approach. Moreover, the impact on the Chemical industry varies among domestic sectors, even though all countries would gain from cooperation. These findings imply that China needs clear incentives to maintain a coalition and economically reduce emissions.

Based on the preliminary results obtained from the moditifed original DEARS this year, we plan to continue refining our model in the coming year. This includes revising trade-related equations and updating data to the most recent version, such as population projection, to ensure precise calibration. With the improved model, we aim to diversify scenarios by expanding the coalition scope and analyzing its effects on economies and industries, with a particular focus on Asia.

参考文献（第 4.3 節に関するもの）

1) GTAP 11a: GTAP Data Base 11a (2023)
2) IEA: World Energy Balances 2023 (2023)

3) Homma, T., Akimoto, K.: Analysis of Japan’s energy and environment strategy after the Fukushima nuclear plant accident, Energy Policy, 62(2013), 1216-1225 (2013)
4) European Commissions: CO2 emissions of all world countries, JRC Science for Policy Report, 12 (2022).
5) Hof, A. F., den Elzen M. G. J., Vuuren, D. P. v.: Environmental effectiveness and economic consequences of fragmented versus universal regimes: what can we learn from model studies?, International Environmental Agreements: Politics, Law and Economics, 9, 39-62, (2009)
6) Edmonds, J., Forrister, D., Clarke, L., Clara, S. d., Munnings, C.: The Economic Potential of Article 6 of the Paris Agreement and Implementation Challenges, Carbon Pricing Leadership Coalition,1-19 (2019)
7) Khabbazan, M. M., Hirschhausen, C. v.: The implication of the Paris targets for the Middle East through different cooperation options, Energy Economics, 104(2021), 105629 (2021)
8) Thube, S. D., Delzeit, R., Henning, C. H. C. A.: Economic gains from global cooperation in fulfilling climate pledges, 160(2022), 112673 (2022)
9) Nagashima, M., Dellink, R., Ierland, E. v., Weikard, H.: Stability of international climate coalitions — A comparison of transfer schemes, Ecological Economics, 68-5(2009), 1476-1487 (2009)
10) Bosetti V., Carraro, C., Cian, E. D., Massetti, E., Tavoni, M.: Incentives and stability of international climate coalitions: An integrated assessment, Energy Policy, 55(2013), 44-56 (2013)
11) Climate Action Tracker: Climate Target Update Tracker, https://climateactiontracker.org/climate-target-update-tracker-2022/, (Accessed 2023. 10.30.)

4.4 国際競争力への影響・国境調整税の評価

近年、先進国を中心により野心的な目標として NDC 削減目標が大きく引き下げられている一方、削減努力に差異があり、経済や環境、政治的な観点から、課題を提起している。炭素価格（明示的な価格だけではなく暗黙的な価格も含む）が地域によって大きく異なる場合、国際競争力や排出量リーケージに悪影響を及ぼす可能性がある。欧州連合（EU）は、産業国際競争力の維持と炭素リーケージの防止を目的に、炭素国境調整措置（CBAM(Carbon Border Adjustment Mechanism)）の制度設計を行い、報告が開始された。なお、EU の制度では CBAM と呼ばれるが、既往文献の中には BCA (Border Carbon Adjustment)や BA(Border Adjustment)が使われることもある。本節は、CBAM の動向を調査し、また、温暖化対策を実施した際の国際競争力に与える影響分析や、国境炭素調整に関する影響分析を実施した。

4.4.1 CBAM 動向

欧州連合（EU）は、産業競争力の維持と炭素リーケージの防止を目的に、炭素国境調整措置 CBAM の制度設計を行い、その導入を予定している。EU-CBAM は、2021 年 7 月に欧州委員会が提案した気候変動政策パッケージ「Fit for 55」に含まれる施策の一つである。対象は、炭素集約的で輸出依存度が高い鉄鋼、アルミニウム、セメント、肥料、電力、水素に関する EU 域内への輸入品である。また、鉄鋼製のねじやボトルなどの対象製品を原料とした製品の一部も含まれている。有機化学品やポリマーなどは 2025 年までに含めるかどうか決定される予定である。製品単位当たりの炭素排出量に

基づく CBAM 証書の購入を輸入者に課し、それに基づき輸入時の課金を行う仕組みとなっている。排出量の報告義務のみ（輸入業者に対する四半期ごとの報告義務、50€/t 罰金あり）で炭素価格は課されない移行期間が、2023 年 10 月から開始されている（2025 年末まで）。実際の支払い義務の開始年は、2026 年 1 月の予定である（対象品目について、EU-ETS 価格との差分に相当する CBAM 証書の取得義務）。また、CBAM 導入に伴い、EU-ETS 無償枠は 2025 年までは現行通りであるが、2026 年から 2034 年にかけて段階的に廃止する予定である（無償割当：2026 年 2.5%削減、2030 年 48.5%削減、2034 年 100%削減[1]）。輸出リベート措置は含まれない。

EU 以外でも CBAM の検討が進められている。英国も 2027 年までに CBAM を導入する検討を開始している[2]。また、米国においても、製造業の国境炭素調整の素案が検討されている [2]。Whitehouse 議員（米・民主党）らの法案[3]は、米国の産業部門を対象とした国内排出削減政策と国境調整関税を組み合わせた枠組みである（対象製品の製造時 CO_2 排出量原単位の米国平均値を上回る製品に対して税を課す）。Cassidy 議員（米・共和党）らの法案[4]では、カーボンプライシングを設定せずに国境調整を行う枠組みとなっている（生産時の CO_2 排出が米国平均値よりも 10%以上高い輸入品に課金）。

4.4.2 DEARS モデルを用いた国境炭素調整に関する分析 [1)]

本分析で用いた世界エネルギー経済モデル DEARS は、世界を 18 地域に分割した、トップダウン型経済モジュールとボトムアップ型エネルギーシステムモジュールの統合モデルである。世界全体の消費効用最大化を目的関数とした、動的非線形最適化モデルである。経済モジュール（一般均衡モデル構造型）では、非エネルギー18 産業を想定し、国際産業連関表 GTAP (Global Trade Analysis Project) Ver.9 データベースに基づく産業連関構造を明示し、産業構造や貿易構造を明示化したモデル化をしている。モデルでは、2 地域間の産業別の輸出入構造を明示的に扱っているため、国境炭素調整などのような特定の地域に対する関税の影響などを分析することが可能である。エネルギーモジュールでは、一次エネルギー8 種類を想定した、ボトムアップによる簡略化したエネルギーシステムを明示化し、エネルギーバランスや発電構成などを扱うことが可能である。IEA のエネルギーバランス表を 2010 年基準年値として利用し、それに合致するように国際産業連関表を調整した。

表 4.4.2-1 には、シナリオ分析のシミュレーションケースの想定を示した。ここでは、2030 年の各国の NDC 排出削減目標をもとに、国境調整措置による影響を評価した。国境調整措置としての炭素関税は、クラブと非クラブの炭素価格差に基づいて決定されると想定した。炭素価格・炭素関税による税収は、その他の税と同様に、政府収入として政府消費に用いられると想定した。この点に関しては、税制中立を維持することなどが考えられるため、今後検討が必要である。クラブの構成は、欧州・米国・日本

[1] https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32023L0959 を基に計算。
[2] https://www.gov.uk/government/consultations/addressing-carbon-leakage-risk-to-support-decarbonisation/outcome/factsheet-uk-carbon-border-adjustment-mechanism
[3] https://www.congress.gov/bill/117th-congress/senate-bill/4355/cosponsors
[4] https://www.congress.gov/bill/118th-congress/senate-bill/3198

を想定した。欧州は 、EU と非 EU 欧州諸国（英国、ノルウェイ、スイス、アイスランド）を表す。クラブ内では同一炭素価格を想定し、国境調整措置を実施する際にはクラブ外の輸入品に対して実施し、クラブ内では追加の関税が生じないと想定した。ベースラインの GDP と CO_2 排出は、IEA の current policy scenario（COVID-19 影響は含まれていない）に合うように各種パラメータを調整した。

エネルギー多消費産業 EITE(Emissions-Intensive Trade-Exposed)は、鉄鋼、化学、非鉄金属、窯業土石、紙パルプ産業を対象とした。輸出リベートは、EITE の輸出品に対する 100%減免を想定した。本分析の CBAM に関する CO_2 排出量の対象範囲は、スコープ 1（直接排出）とスコープ 2（電力に関する間接排出）である。炭素関税を避けるために生じうる、非クラブにおける削減対策強化などは想定していない

表 4.4.2-1　シミュレーションケースの想定

<table>
<tr><th rowspan="2">ケース名</th><th colspan="4">クラブ</th><th colspan="2">非クラブ</th></tr>
<tr><th>メンバー</th><th>削減目標</th><th>CBAM
(輸入限定)</th><th>輸出
リベート</th><th>メンバー</th><th>削減目標</th></tr>
<tr><td>NDC</td><td rowspan="4">欧州、
米国、
日本</td><td rowspan="4">NDC削減目標を
共同で達成。
（クラブ内は同
一炭素価格）</td><td>無</td><td rowspan="2">無</td><td rowspan="4">中国、
その他</td><td>各地域NDC削減目
標を達成</td></tr>
<tr><td>Club+CTAX0</td><td rowspan="3">無
（炭素価格ゼロ）</td></tr>
<tr><td>Club+CTAX0
+BCA</td><td rowspan="2">有
（非クラブか
らのEITE輸入
品に対して）</td></tr>
<tr><td>Club+CTAX0
+BCA
+ExRebate</td><td>有</td></tr>
</table>

NDC 達成するための推計炭素価格は、国によって大きく異なり、30 年のクラブ内の限界削減費用（炭素価格）は 161[$/t$CO_2$]と推計され、一方、中国とインドでは、それぞれ 49、3[$/t$CO_2$]と相対的に低い炭素価格が推計された。

図 4.4.2-1 には、代表的なエネルギー多消費産業である鉄鋼産業の生産と純輸入へのケース別影響を示した。炭素価格が高いクラブの鉄鋼産業などのエネルギー多消費産業では大きな悪影響を受け、生産減少や純輸入増加が推計された（NDC ケース）。クラブの野心的な NDC 削減目標のもとでは、 クラブ全体の鉄鋼産業の生産量の減少、純輸入の増加となり、国際競争力は大きく悪化する（NDC、Club-CTAX0 ケース）。CBAM の導入（Club-CTAX0+CBAM ケース）により、リーケージの一部を軽減し得るものの、CBAM 効果は NDC 達成のために生じる悪影響に比べかなり小さいと推計される。さらに、輸出リベートを実施することで、生産と輸出の損失を大きく軽減できる可能性が大きい。鉄鋼業における輸出リベートの影響は、輸入限定の CBAM よりも非常に高い可能性がある（Club-CTAX0+CBAM+ExRebate ケース）。ただし、輸出リベートは WTO ルールを満たさない可能性が高い点に留意が必要である。

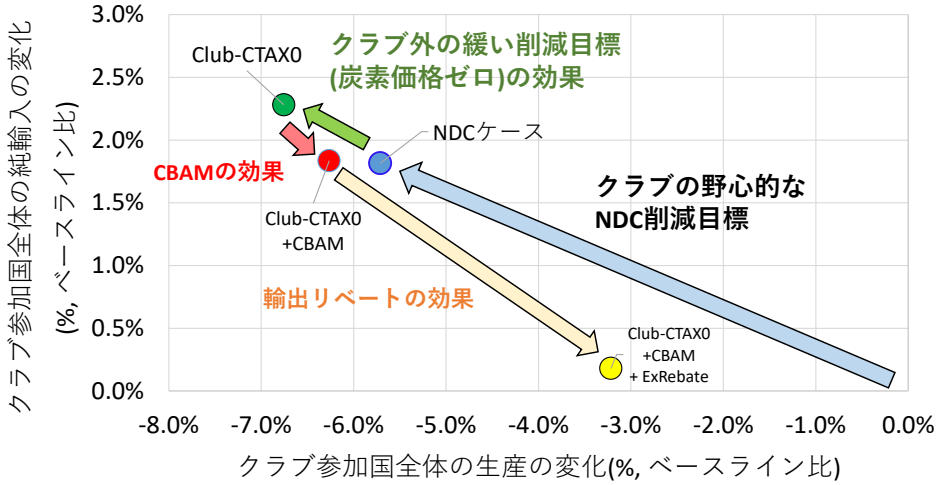


図 4.4.2-1 欧州・米国・日本の鉄鋼産業の生産・純輸入への影響（2030 年）

注記：両軸の変化%は、ベースライン生産量を用いて規格化

クラブ内の地域別影響を比較するために、図 4.4.2-2 には、日本の鉄鋼産業への影響をそれぞれ示した。日本の鉄鋼は輸出超過の産業であり、2030 年のベースラインの純輸出はそれぞれ+13%（生産比）である。日本の CBAM 効果は、欧州に比べ非常に小さい一方、日本の輸出リベート効果は大きいと推計された。欧州と日本では産業構造や輸出構造が異なるため、輸入に限定された CBAM の効果の大きさはクラブ内でも大きく異なる可能性があり、慎重に検討する必要がある。

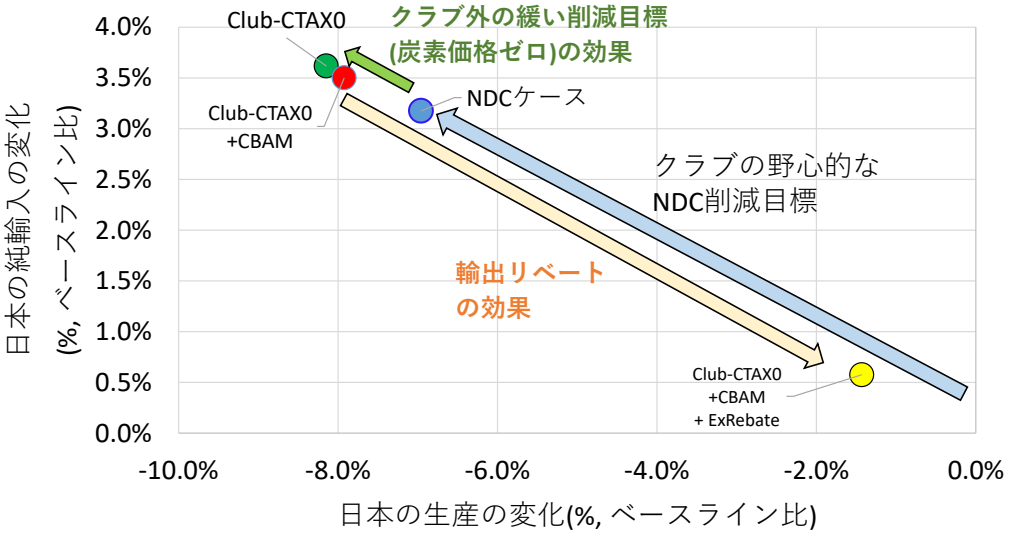


図 4.4.2-2 日本の鉄鋼産業の生産・純輸入への影響（2030 年）

注記：両軸の変化%は、ベースライン生産量を用いて規格化

図 4.4.2-3 と図 4.4.2-4 には、エネルギー多消費産業の CBAM（輸入限定）をクラブ参加国が実施した際の、クラブ参加国全体（欧州、米国、日本）と非参加国全体の産業への影響をそれぞれ示した。すなわち、図 4.4.2-3 は、CBAM 導入によって軽減され

た、クラブ参加国の生産ロスを表している。クラブが CBAM を実施した際には、CBAM の対象範囲ではない産業の一部に悪影響を及ぼす可能性があることが示された。CBAM の正の効果として、クラブでは、CBAM 課税の対象である鉄鋼や化学などのエネルギー多消費産業の輸入価格が上昇し、国際競争力が改善するために、クラブ全体のエネルギー多消費産業の輸入が減少し、代わりに国内生産や輸出が増加すると推計された。一方、クラブでは NDC 排出目標を達成するために、CBAM 実施によるエネルギー多消費産業の生産量増加に伴う CO_2 排出増加の影響を相殺する必要があり、CBAM 対象範囲外の産業の生産量などを、NDC ケースよりも減少させる必要が生じる負の効果が推計された。そのため、CBAM の直接対象範囲ではない、サービス産業などの一部の産業に悪影響を及ぼす可能性が大きく、マクロ経済全体では悪影響が及ぶ（負の効果の方が大きい）可能性が推計された。一方、非参加国では、CBAM によりエネルギー多消費産業の生産はかなり減少するものの、機械産業などの生産が増える可能性が推計された。CBAM の制度を設計する際には、直接対象とする産業だけではなく、対象外の産業やマクロ経済全体への影響など、波及効果も考慮する必要があり、包括的な産業政策を考慮しつつ、より望ましい制度設計を構築する必要がある。

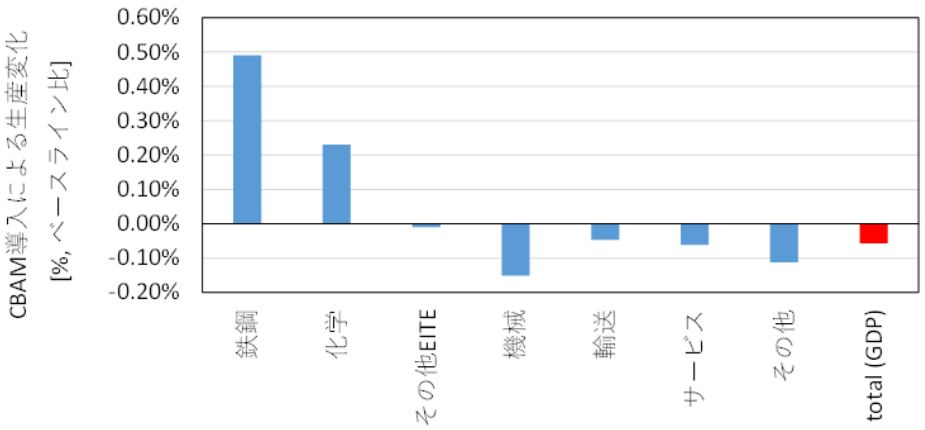


図 4.4.2-3 エネルギー多消費産業 EITE への CBAM をクラブ参加国が導入した際の、各産業への影響（クラブ参加国全体（欧州・米国・日本の合計）、2030 年）

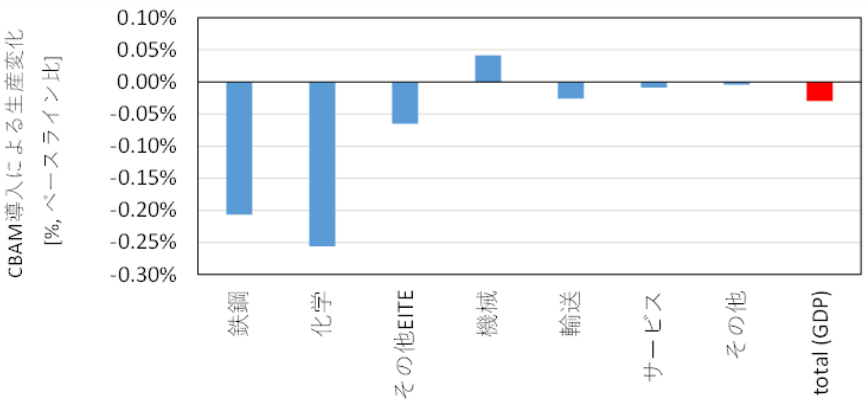


図 4.4.2-4 エネルギー多消費産業 EITE への CBAM をクラブ参加国が導入した際の、各産業への影響（クラブ非参加国全体、2030 年）

図 4.4.2-5 と図 4.4.2-6 には、全部門と EITE 産業の排出量に対する炭素リーケージをそれぞれ示した。CO_2 リーケージ率はクラブ参加国の CO_2 削減量（ベースライン比）に対する、クラブ非参加国の CO_2 増加量として定義した。CBAM や CBAM+輸出リベートの導入によって、CO_2 リーケージ（全部門計）は、それぞれ 0.6%、1.0%ポイント縮小するものの、それらの効果は限定的である。この傾向は、後述する ICES モデルの結果と同じ傾向である。CBAM・リベート対象のエネルギー多消費産業 EITE の排出量に限定して CO_2 リーケージ率を評価すると、リーケージの縮小の効果はより大きくなる。その代わり、クラブ参加国では、非 EITE 部門での削減量が増加し、生産量も縮小する。

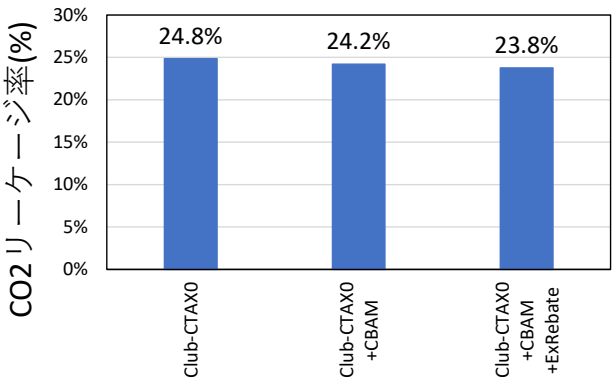


図 4.4.2-5 炭素リーケージ率（全部門）

注：CO_2 リーケージ(%)はクラブ参加国の CO_2 削減量（ベースライン比）に対する、クラブ非参加国の CO_2 増加量として定義される。

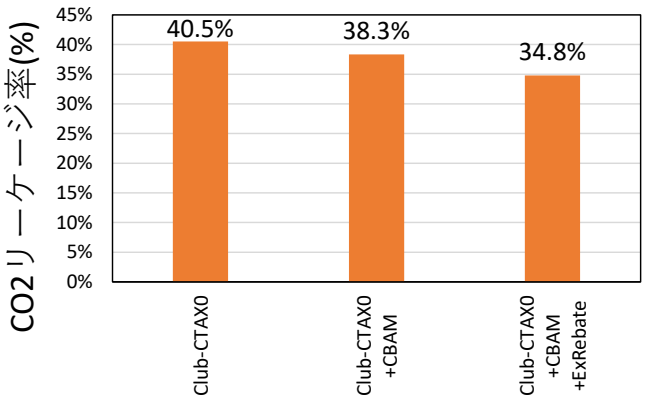


図 4.4.2-6 炭素リーケージ率（EITE 産業合計）

注：CO_2 リーケージ(%)はクラブ参加国の CO_2 削減量（ベースライン比）に対する、クラブ非参加国の CO_2 増加量として定義される。

国境炭素調整に関する調査・分析によって得られた知見や懸念は以下の通りである。

- NDC 達成のための炭素価格は国によって大きく異なっている（排出削減に必要な努力は異なる）。
- NDC の下のクラブ（日米 EU）では、エネルギー多消費産業（EITE）を中心に、リーケージが見込まれる。
- EITE 産業に CBAM の導入は、国際競争力の低下をやや軽減しうるが、その効果は、野心的な NDC 目標達成のために生じる生産ロスに比べると小さい。
- 輸出リベートも追加可能ならば、大きくリーケージは削減され、国際競争力の低下も軽減されうる（ただし、ETS 制度のもとでの輸出リベートは WTO ルールを満たさない可能性高）。
- CBAM の効果は国によって異なる。 EITE 製品を大規模に輸入する国は、小規模な国よりも、CBAM の効果が大きくなる。
- CBAM の導入によって、CBAM 課税対象の産業の競争力は改善するものの、直接的な CBAM 対象ではない産業やマクロ経済全体に悪影響を及ぼす可能性がある。
- クラブ参加国の CBAM 導入によって、非参加国による報復や貿易戦争、反連合の形成などが引き起こされるリスクがあり、気候政策に関する国際協力を混乱させ、かえって効果的な地球規模の気候変動の緩和を弱める可能性がある。
- CBAM は一定の効果はあるものの、リーケージを防ぐのに万能ではない。世界的に協調された炭素価格（暗示的価格を含む）は重要であり、日本の炭素価格を高く設定し過ぎないことも含め、NDCs の排出削減努力の協調化を図っていくことは重要である。

4.4.3 国際競争力に関する分析・評価

(1) ICES モデルを用いた国境炭素調整に関する分析 [3)]

イタリア CMCC が開発している一般均衡型経済モデル ICES を用いた、国境炭素調整に関する分析結果を述べる。ベースラインのシナリオは第 4.4.2 節と同じである。ここでは、クラブ参加国の違いによる国境炭素調整の効果や、炭素価格に与える影響について評価した。表 4.4.3-1 は、クラブ参加国を変化させた各シナリオを示す。クラブ参加国が、Club1 では欧州のみ、Club2 では Club1 参加国に米国と日本が追加参加、Club3 ではカナダが追加参加、Club4 では韓国が追加参加、Club5 では Club4 参加国に中国が追加参加、Club6 では Club4 参加国にインドが追加参加、Club7 では Club4 参加国に中国とインドがともに追加参加、と想定した。クラブのみ削減目標（クラブ内 ETS を想定）を達成し、クラブ非参加国は炭素価格ゼロ（排出削減目標が課されない）と想定した。また、Club ケースは、国境炭素調整やリベートを実施しない場合を表す。BCA_E ケース(border carbon adjustment)は、クラブ参加国が、クラブ外からの EITE 輸入品に対して、国境炭素調整（炭素輸入関税（炭素価格の差分））を実施するケースを表す。TRS_E ケース(tradable performance standard)は、クラブ参加国が、国内の EITE に対してリベート（炭素税の払戻し）を実施するケースを表す。また、内生的技術習熟を考慮した場合と考慮しない場合（以降の図中では no spillovers と記載）についても検討した。

表 4.4.3-1 クラブ参加国を変化させた分析シナリオ

Country	GHG reduction (%)	Target type	Baseline	Target year	Club stage						
					1	2	3	4	5	6	7
Europe					✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
EU27	55	ER	1990	2030	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
United Kingdom	68	ER	1990	2030	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Iceland	55	ER	1990	2030	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Norway	50	ER	1990	2030	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Switzerland	50	ER	1990	2030	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
United States of America	50	ER	2005	2030		✓	✓	✓	✓	✓	✓
Japan	46	ER	2013	2030		✓	✓	✓	✓	✓	✓
Canada	40	ER	2005	2030			✓	✓	✓	✓	✓
Republic of Korea	37	ER	BAU	2030				✓	✓	✓	✓
China	65	EI	2005	2030					✓		✓
India	33-35	EI	2005	2030						✓	✓

Note: ***ER*** refers to *Emission Reduction* target and ***EI*** refers to an *Emission Intensity* target both relative to a historic base year. For countries with EI targets, we converted the intensity target to an emissions level based on baseline scenario GDP projection for 2030.

図 4.4.3-1 には、各シナリオの GDP 変化（ベースライン比）と炭素価格を示す。GDP 変化に関して、CBAM（BCA_E）とリベート（TRS_E）の導入（＋内生的技術習熟考慮）は、クラブ参加国の GDP ロス（負の GDP 変化）をわずかに軽減するものの（あるいはほとんど変化なし）、それらの効果は小さく、両ケースの間で同程度である。

中国とインドがクラブに参加した場合、日米欧の GDP ロスと炭素価格は最も低くなる（Club7）。特に中国参加の影響は大きい（Club5、7）。GDP ロスの軽減は、当初のク

ラブ参加国と比べ）限界削減コストの低い地域（単独 NDC 実施時）が新たに参加することによって生じる。CBAM やリベートの導入効果よりも、中国・インドの参加の影響の方が大きい。CBAM が、国際競争力を向上させる効果は限定的であると推計された。これは前節の結果と同様の傾向である。

また、内生的技術習熟の効果は限定的であると推計された。内生的技術習熟を考慮した場合には、考慮しない場合に比べ、GDP ロスと炭素価格が若干大きい。ICES モデルで想定された内生的技術習熟は、エネルギー生産性と資本生産性を向上させ、生産量と排出量の両方を増加させるため、より高い炭素価格が必要となり、より大きな GDP ロスとなる傾向がみられる。

炭素リーケージに関して、GDP ロスや炭素価格と同様に、CBAM とリベートの導入が炭素リーケージに与える影響は限定的である。CBAM やリベートの導入よりも、中国参加の影響が非常に大きいことが確認された。

図 4.4.3-1 GDP 変化と炭素価格

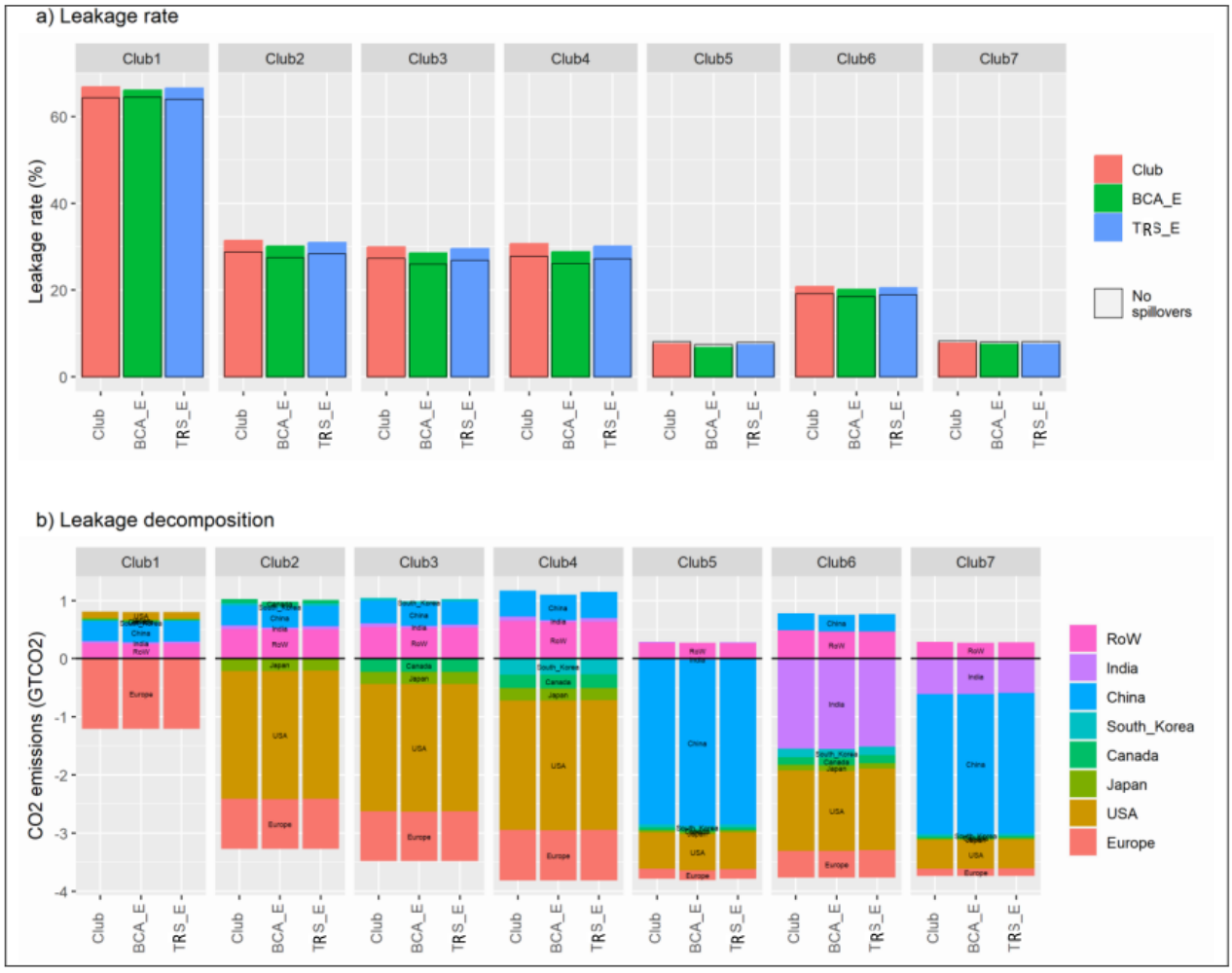


図 4.4.3-2 炭素リーケージ率と地域別内訳

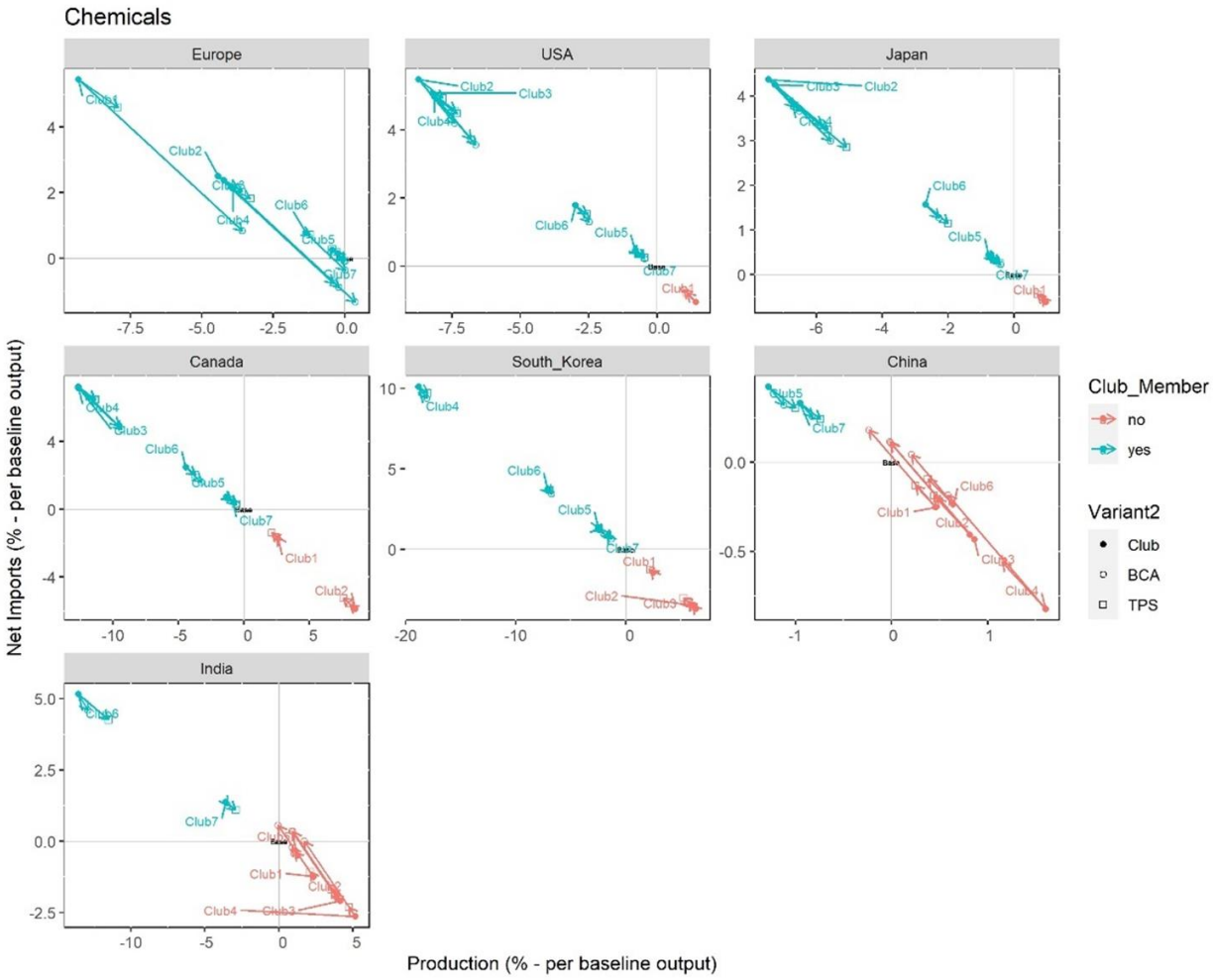


図 4.4.3-3 化学産業の生産・純輸出の変化（ベースライン比）

EITE への CBAM(BCA_E)とリベート(TRS_E)の導入は、クラブ参加国の EITE 産業の生産ロスを軽減する効果がみられる。しかし、総コスト（GDP ロス）の変化は小さく（わずかに改善あるいはほとんど変化なし)、その他の産業の負担が増加していることを示している。リベートと CBAM の効果は地域・産業によって異なるが、多くの先進国の EITE では、リベートよりも CBAM による改善効果が大きい傾向（例えば、欧州では全ケース・全 EITE で CBAM が優位である)。ただし、例外的に、日本の鉄鋼・化学はリベートの方が改善効果が大きいと推計された。

中国やインドがクラブに参加した場合は、先進国の EITE の生産ロスはほぼゼロ近くになり、先進国クラブで CBAM や TRS を実施するよりも改善効果がかなり大きい。また、内生的技術習熟の効果については産業や地域によって異なるものの、それらの影響は総じて小さい。

(2) 重力モデルを用いた、価格上昇によるエネルギー多消費産業への影響分析 [4)]

エネルギー多消費産業 EITE について､エネルギー原単位と貿易集約度を考慮した G20 諸国間の貿易の重力モデルを用いて、エネルギー価格上昇による影響分析を行った。その結果、エネルギー原単位が高く、貿易集約度が低い産業と国のペアでは、エネルギー

価格が上昇すると輸入が増加することが示された。前者は、エネルギー原単位の高い企業ほど、エネルギー価格の上昇によって生産コストが上昇することを反映している。後者は、エネルギー価格の低い産業と国との二国間貿易関係において、輸入機会が大きくなることを反映している。同様に、エネルギー原単位の高い産業や貿易集約度の高い産業では、エネルギー価格の上昇に対して輸出が減少することが示された。この場合、後者は、輸入国が国内生産を増やすか、第三国から輸入を調達することで、消費を代替する機会が増えることを反映している。

分析方法は、京都議定書の下での貿易と排出リーケージの分析で採用した、国際貿易の重力モデル（Aichele and Felbermayr[5)]）を用いた（数式(4.4.3-1)）。カーボンプライシングが貿易に与える影響を理解するために、エネルギー価格と産業レベルの二国間貿易の流れに注目した。これは、生産が、規制コストの高い国から規制コストの低い国へと経済活動を移転させるという基本的な考え方に基づく。すなわち、各国の国内気候変動政策がエネルギー価格に与える相対的な影響の関数として、生産活動（および関連する貿易）のシフトに置き換えた。しかし、各国のカーボンプライシング政策の実績は限られているため、ここでは、相対的なエネルギー価格が貿易に与える影響を推定した。

$$M_{ijst} = \exp\left[(\beta_0 + \beta_1 \ln I_{is}) \ln P_{ist} + (\gamma_0 + \gamma_1 \ln I_{js}) \ln P_{jst} + \mathrm{FEs}\right] + \varepsilon_{ijst}. \qquad (4.4.3\text{-}1)$$

従属変数M_{ijst}は、t 年における j 国から i 国への s 産業の輸入を表す。エネルギー価格の係数は、産業のエネルギー原単位（I_{is}とI_{js}で示され、年度を通した平均エネルギー原単位として定義）に基づいて変化する。この平均値を用いることで、エネルギー消費量が大きく異なる産業間で輸入弾力性がどのように変化するかを認識することができる。このモデルでは、貿易フローにおいて観察不能な決定要因をコントロールするための固定効果を用いている。ある産業における二国間貿易において、観察不能な時系列の政策決定要因を説明するために、国-産業ペア固定効果を使用する。これらの固定効果は、輸送距離、二国間関税、ある産業に対する関連貿易政策を、対象期間中に変化しない限り、捕捉することができる。また、国別の固定効果も含めることで、時系列で変化する国特有の経済ショックや政策イノベーションを説明することができる。

指数型条件付き期待関数を想定し、エネルギー原単位の関数として、国内外のエネルギー価格に対する輸入の弾力性を次式で推計する。

$$\frac{\partial \ln \mathbb{E}[M_{ijst} | \mathbf{X}_{ijst}]}{\partial P_{ist}} = \beta_0 + \beta_1 \ln I_{is} \qquad (4.4.3\text{-}2)$$

$$\frac{\partial \ln \mathbb{E}[M_{ijst} | \mathbf{X}_{ijst}]}{\partial P_{jst}} = \gamma_0 + \gamma_1 \ln I_{js} \qquad (4.4.3\text{-}3)$$

一般的に、国内価格の上昇は国内生産の競争力を低下させるため、総貿易フローは輸入国のエネルギー価格に対して正の弾力性を持つと予想される（$\beta_0 > 0$）。対照的に、総貿易フローは輸出国のエネルギー価格に対して負の弾力性を持つと予想される（$\gamma_0 > 0$）。輸入の観点からは、輸出国のエネルギー価格の上昇は、国外生産者のコスト上昇を意味し、国外生産の競争力を低下させる。さらに、エネルギー価格の上昇は、エネルギー原単位の高い企業ほど単位生産コストを上昇させるため（すなわち、$\beta_1 > 0$および$\gamma_1 < 0$）、エネルギー集約度の高い産業ほど影響の大きさが大きくなると予想される。

分析に用いたデータは、2004 年、2007 年、2011 年、2014 年の 20 カ国・地域（G20）の国別、4 桁 ISIC 産業別、年別であり、製造業に限定している（表 4.4.3-2）。必要な主要項目は、貿易フロー（United Nations Comtrade online database）、エネルギー価格・エネルギー原単位（GTAP データベース）、貿易集約度（UNIDO the revision 3 and revision 4 INDSTAT database）である。

表 4.4.3-2 要約統計量

VARIABLES	Obs.	Mean	S.D.			Min.	Max.
			Overall	Between	Within		
Trade Flow (2014$ Million)							
Imports	150,844	133.84	938.00	892.37	240.34	0.00	73540.17
Energy Price (2014$/MMBTU)							
Price	150,844	24.14	12.03	10.51	5.85	3.42	81.99
ln(Price)	150,844	3.07	0.48	0.42	0.24	1.23	4.41
Energy Intensity (%)							
Intensity	150,844	5.02	7.33	7.35	0.00	0.03	65.91
ln(Intensity)	150,844	0.94	1.16	1.16	0.00	-3.58	4.19
Trade Ratio (%)							
Import Ratio	144,154	29.63	283.01	296.64	0.00	0.00	12,076.06
ln(Import Ratio)	144,154	1.02	2.70	2.69	0.00	-11.51	9.40
Export Ratio	144,437	16.01	346.75	341.51	0.00	0.00	15,486.61
ln(Export Ratio)	144,437	0.54	2.67	2.65	0.00	-13.51	9.65

Notes: Annual bilateral trade data comes from the United Nations Comtrade online database. Energy price and intensity are constructed using energy usage and industrial output from the GTAP database. Trade ratio is constructed using industrial output from the United Nations Industiral Development Organization (UNIDO). The final dataset covers the 19 countries of the G20 (European Union is excluded) in years 2004, 2007, 2011, and 2014. Price, output, and trade flows are measured in 2014 US dollars. Columns 4-6 report the overall standard deviations and the standard deviations between and within each country-pair-by-industry unit.

エネルギー価格と輸入総額の関係を推定するためにベースライン回帰分析を行った。エネルギー原単位の異なる産業間の違いを考慮しつつ、二国間総輸入額を輸入国および輸出国のエネルギー価格の回帰分析である。すべてのモデルで国・産業・国産業ペアの固定効果をコントロールしている。

輸入国エネルギー価格の係数は一貫して正で統計的に有意であり、国内エネルギー価格の上昇に対応して輸入総額が増加することを示唆している（表 4.4.3-3）。また、輸入国エネルギー価格とエネルギー原単位の交互作用項の係数も正である。これは、

エネルギー価格上昇の影響はエネルギー原単位の高い産業ほど大きいを示している。国内エネルギー価格に対する輸入の弾力性が、エネルギー原単位 1%の産業で約 0.13 であり、エネルギー多消費産業ほど高くなることを示唆している。一方、輸入国エネルギー価格とは対照的に、輸出国エネルギー価格や輸出国エネルギー原単位との交互作用項については、統計的に有意な影響は推定されなかった。

図 4.4.3-4 は、製造業の平均エネルギー集約度の 1%～99%パーセンタイルにおける弾力性推計値と、それに関連する 95%信頼区間を示している（表 4.4.3-3 の列(3)に対応)。エネルギー原単位分布の 1%～99%パーセンタイルの範囲内の全製造業で正であり、エネルギー原単位が 0.8%を超えると 5%水準で統計的に有意である。エネルギー原単位が中央値の産業では 0.2 の弾力性が推定された。対照的に、輸出国のエネルギー価格に対する弾力性の点推定値は非常に小さく、統計的にゼロと区別できない結果が推計された。二国間輸入は輸入国のエネルギー価格の上昇に対して増加するが、輸出国のエネルギー価格には反応しない結果が得られた。その理由として、第一に、輸出市場に重点を置く企業の生産効率とエネルギー集約度は、主に国内市場を対象とする企業とは有意に異なる可能性がある[6]。エネルギー原単位の低い輸出企業は、エネルギー価格上昇の影響を受けにくい可能性がある。第二に、割当や関税などの貿易制度上の制約や輸送上の制約も、輸出企業の反応性に 影響を与える可能性がある。第三に、貿易関係の現状が、輸出企業がエネルギー価格の変化にどの程度対応できるかに影響を与える可能性が高い。

表 4.4.3-3　エネルギー価格が輸入に与える影響

VARIABLES	Imports ($i \leftarrow j$)		
	(1)	(2)	(3)
$\ln P_i$	0.160***	0.122**	0.133**
	(0.046)	(0.053)	(0.054)
$\ln P_i \times \ln I_i$	0.088***	0.089***	0.093***
	(0.018)	(0.017)	(0.018)
$\ln P_j$	-0.049	0.005	0.017
	(0.038)	(0.047)	(0.053)
$\ln P_j \times \ln I_j$	-0.005	0.013	-0.004
	(0.017)	(0.018)	(0.019)
Observations	147,117	147,117	147,117
Pair-Industry FE	✓	✓	✓
Importer-Year FE			✓
Exporter-Year FE			✓
Pair-Year FE		✓	
Group-Year FE	✓		

Notes: The outcome variables are annual industry-specific bilateral imports from Country j to Country i. P represents energy price measured in \$/MMBTU and I represents energy intensity measured in percentage. Subscripts i and j represents the importer and the exporter. Country pair accounts for the direction of trade flows while country group does not (i.e., $i \leftarrow j$ and $j \leftarrow i$ are defined as two pairs but one group). The standard errors in parenthesis are clustered at the country-pair-by-industry level. *** $p < 0.01$, ** $p < 0.05$, * $p < 0.1$.

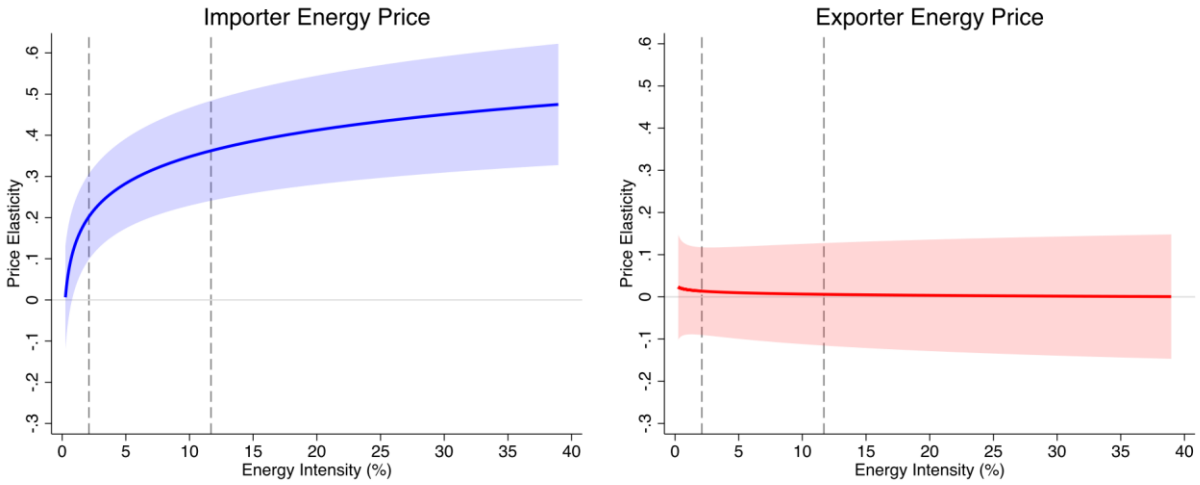


図 4.4.3-4　エネルギー原単位とエネルギー価格弾力性の関係

注記：表 4.4.3-3 の列(3)に対応。

次に、次の回帰式で、エネルギー価格の影響が貿易集約度の異なる産業間でどのように異なるかを調べた。

$$M_{ijst} = \exp\Big[(\beta_0 + \beta_1 \ln I_{is} + \beta_2 \ln R_{is} + \beta_3 \ln I_{is} \cdot \ln R_{is}) \ln P_{ist} + (\gamma_0 + \gamma_1 \ln I_{js} + \gamma_2 \ln R_{js} + \gamma_3 \ln I_{js} \cdot \ln R_{js}) \ln P_{jst} + \mathrm{FEs}\Big] + \varepsilon_{ijst} \tag{4.4.3-4}$$

R_{is}は輸入国 i の s 産業の貿易集約度であり、工業生産高に対する輸入の比率と定義される。これに対して、R_{js}は輸出国 j の s 産業の貿易集約度であり、工業生産高に対する輸出の比率として定義される。R_{is}とR_{js}はともに年度を通した平均的な指標である。対応する弾性値は次式で定義される。相互作用項が追加されたことで、モデルはエネルギー原単位と貿易集約度の両方で弾力性を変化させることが可能な枠組みである。

$$\frac{\partial \ln \mathbb{E}[M_{ijst}|\mathbf{X}_{ijst}]}{\partial P_{ist}} = \beta_0 + \beta_1 \ln I_{is} + \beta_2 \ln R_{is} + \beta_3 \ln I_{is} \cdot \ln R_{is}$$
$$\frac{\partial \ln \mathbb{E}[M_{ijst}|\mathbf{X}_{ijst}]}{\partial P_{jst}} = \gamma_0 + \gamma_1 \ln I_{js} + \gamma_2 \ln R_{js} + \gamma_3 \ln I_{js} \cdot \ln R_{js} \tag{4.4.3-5}$$

表 4.4.3-4　貿易集約度の違いを考慮したエネルギー価格が輸入に与える影響

VARIABLES	Imports ($i \leftarrow j$)		
	(1)	(2)	(3)
$\ln P_i$	0.164***	0.103*	0.117**
	(0.048)	(0.053)	(0.054)
$\ln P_i \times \ln I_i$	0.082***	0.089***	0.092***
	(0.019)	(0.019)	(0.019)
$\ln P_i \times \ln R_i$	-0.035***	-0.020**	-0.023***
	(0.009)	(0.009)	(0.009)
$\ln P_i \times \ln I_i \times \ln R_i$	0.000	-0.003	-0.003
	(0.005)	(0.005)	(0.005)
$\ln P_j$	-0.069*	-0.019	-0.012
	(0.040)	(0.047)	(0.052)
$\ln P_j \times \ln I_j$	-0.009	0.012	-0.004
	(0.018)	(0.019)	(0.020)
$\ln P_j \times \ln R_j$	-0.005	-0.017**	-0.020**
	(0.007)	(0.008)	(0.008)
$\ln P_j \times \ln I_j \times \ln R_j$	-0.011***	-0.010**	-0.008*
	(0.004)	(0.004)	(0.005)
Observations	134,587	134,587	134,587
Pair-Industry FE	✓	✓	✓
Importer-Year FE			✓
Exporter-Year FE			✓
Pair-Year FE		✓	
Group-Year FE	✓		

Notes: The outcome variables are annual industry-specific bilateral imports from Country j to Country i. P represents energy price measured in \$/MMBTU and I represents energy intensity measured in percentage. Subscripts i and j represents the importer and the exporter. R_i denotes importer import ratio and R_j denotes exporter export ratio, which are defined as the ratio between trade flows and industrial output, and are measured in percentage. Country pair accounts for the direction of trade flows while country group does not (i.e., $i \leftarrow j$ and $j \leftarrow i$ are defined as two pairs but one group). The standard errors in parenthesis are clustered at the country-pair-by-industry level. *** $p < 0.01$, ** $p < 0.05$, * $p < 0.1$.

これまでの結果同じく、輸入国エネルギー価格と輸入国エネルギー原単位との相互作用項については、正で統計的に有意な推定値を示している（

表 4.4.3-4）。輸出国エネルギー価格と輸出国エネルギー原単位との交互作用項の係数は負と推計された。これは、二国間輸入が輸出国のエネルギー価格の上昇に反応して減少するということを示している。さらに重要な点として、エネルギー価格と貿易集約度の交互作用項は、輸入国、輸出国ともに負で統計的に有意な推計値となっており、貿易集約度の異なる産業間でエネルギー価格の効果が異なることを示している。

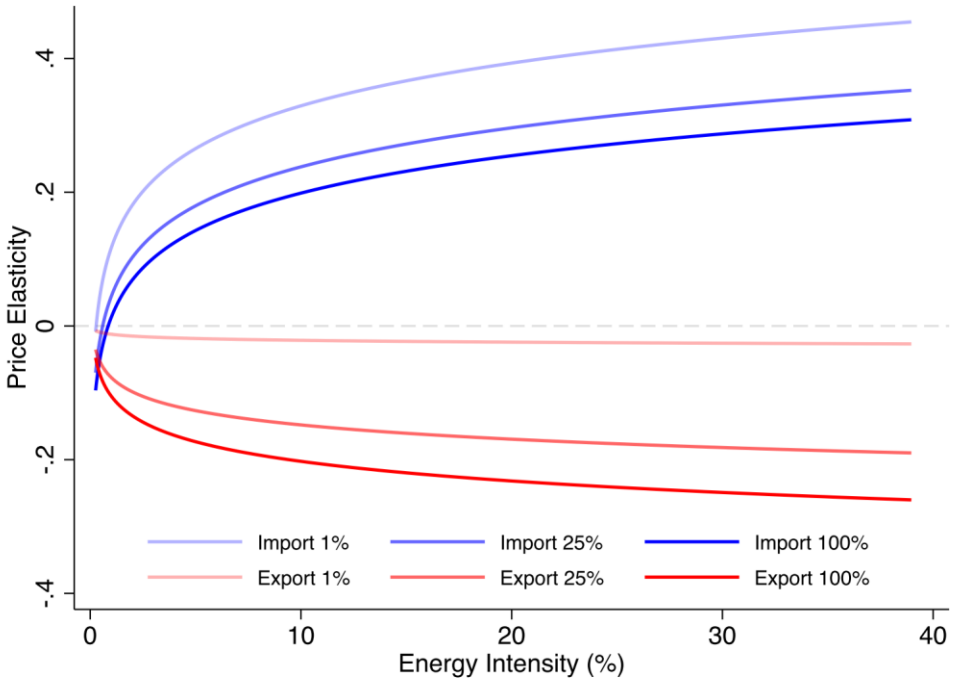


図 4.4.3-5　貿易集約度の違いを考慮したエネルギー価格弾力性

エネルギー価格の弾力性は貿易集約度の違いによって異なる（図 4.4.3-5）。二国間輸入は、輸出国の貿易集約度が高い（すなわち、輸出入比率が高い）ほど輸出国のエネルギー価格への依存度が高く、輸入国の貿易集約度が高い（すなわち、輸入比率が高い）ほど輸入側のエネルギー価格への依存度が低い。輸入国側では、輸出入比率が高い場合、産業はすでに多くの生産活動を海外に移転している可能性がある。

表 4.4.3-5 は、数式(3.4.2-1)のデータとモデルに関する頑健性チェックの結果を示した。すべての列で、国・産業別ペア、輸入年、輸出年の固定効果をコントロールしている。分析に用いたエネルギー価格を直近のエネルギー価格に置き換えてその違いを調べた。ラグ付きエネルギー価格を用いた場合、質的な変化はないが、サンプルサイズが小さいため、統計的検出力が低くなる傾向となる。

表 4.4.3-5 エネルギー価格が輸入に与える影響に関する頑健性テスト

VARIABLES	Lagged Energy Price	Alternative Intensities		Alternative Country Groups		
		2004 Intensity	Lagged Intensity	Importer G20	Importer OECD	Both OECD
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
$\ln P_i$	0.057	0.175***	0.216***	0.143***	0.020	-0.026
	(0.065)	(0.054)	(0.061)	(0.048)	(0.038)	(0.040)
$\ln P_i \times \ln I_i$	0.042***	0.078***	0.034*	0.093***	0.121***	0.112***
	(0.016)	(0.017)	(0.018)	(0.016)	(0.018)	(0.023)
$\ln P_j$	-0.105*	0.016	-0.045	-0.026	-0.014	-0.038
	(0.062)	(0.050)	(0.060)	(0.045)	(0.039)	(0.045)
$\ln P_j \times \ln I_j$	0.008	0.002	-0.020	0.019	0.050***	0.073***
	(0.022)	(0.018)	(0.018)	(0.018)	(0.016)	(0.021)
Observations	108,568	147,117	147,117	316,443	569,808	465,093

Notes: The outcome variables are annual industry-specific bilateral imports from Country j to Country i. P represents energy price measured in \$/MMBTU and I represents energy intensity measured in percentage. Subscripts i and j represents the importer and the exporter. Country pair accounts for the direction of trade flows while country group does not (i.e., $i \leftarrow j$ and $j \leftarrow i$ are defined as two pairs but one group). All the columns include pair-industry, importer-year, and exporter-year fixed effects. The standard errors in parenthesis are clustered at the country-pair-by-industry level. Column (1) uses energy price in the last available period. Columns (2) and (3) use energy intensity in 2004 and in the last available period, respectively. Columns (4)–(6) considers alternative country groups. *** $p < 0.01$, ** $p < 0.05$, * $p < 0.1$.

(3) WITCH モデルによるグリーン投資に関する分析 [7)]

統合評価モデル WITCH を用いて、グリーン技術への投資に関する分析を実施した。分析シナリオを表 4.4.3-6 示す。輸入化石燃料に炭素関税を課すシナリオと、国内のグリーン技術が助成され、国際的な技術スピルオーバーが減少するシナリオを検討した。主要な結果は、輸入に炭素関税を課すと、CO_2 排出量は削減されるが、1.5℃目標とは整合性がとれないことが明らかになった（図 4.4.3-6）。しかし、エネルギー安全保障政策とグラスゴー目標の両方が、2℃以下の目標には適合している。また、エネルギー自給政策が 0.1℃の温暖化を緩和することに相当すると推計された。さらに、国際的な技術スピルオーバーを制限することは、脱炭素化のために支払うべき価格を引き上げ、大きな経済的コストを生む。他方、グリーン投資への的を絞った補助金は、消費の減少を犠牲にして経済成長にプラスの影響を与える可能性が示された。

LTS シナリオでは、石炭の使用はほぼ全廃され、化石燃料削減の焦点は石油とガスである（図 4.4.3-8）。一方、NDC シナリオでは、石炭が最も大幅に削減される。エネルギー需要は 5～6%と大幅に削減される。これは、緩和策コストが 0.4%（NDC）から 0.8%（LTS）に増加することで実現する（図 4.4.3-7）。

表 4.4.3-6　分析シナリオ

Gravitas of Geopolitical Shifts	Naive World		Baseline, no Import tax
	National Protectionism	National	Imported emissions are taxed extra, at the same rate as the National carbon price
	Total Retaliation	Average	Imported emissions are taxed extra, at the maximum between the world average carbon price and the national carbon price
Variants	Green Race Boost	Recycle	Collected Import tax is used recycled as extra investment in green and low carbon energy technologies
	Technological Autarky	No Spillovers	Technical learning spillovers is switch off, regions learn only by their own.

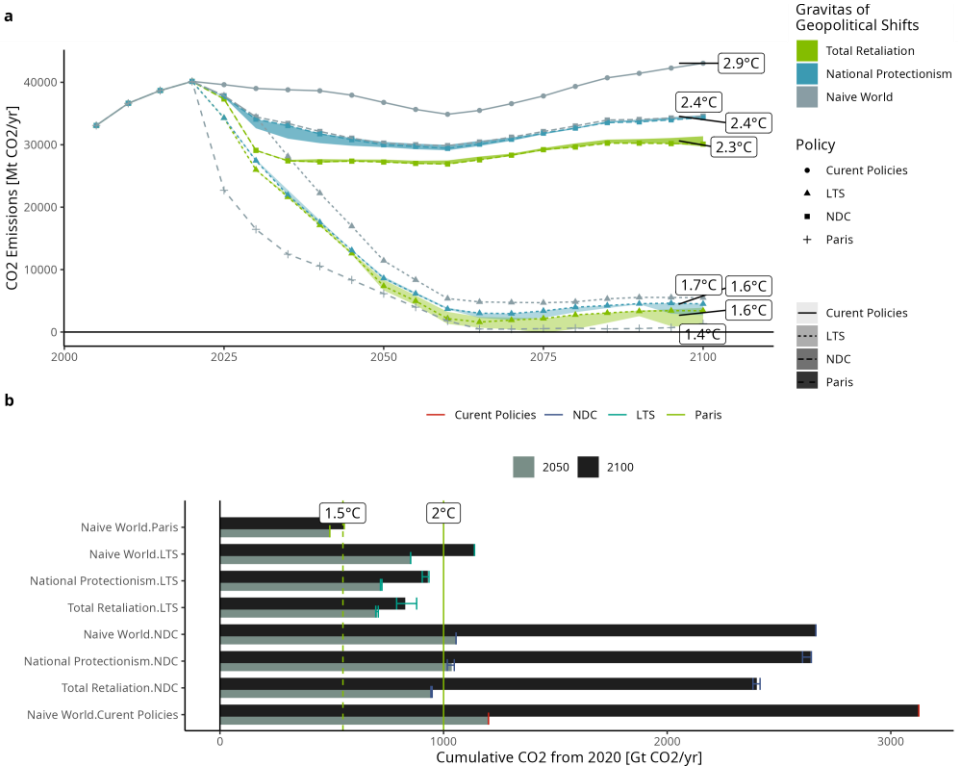


図 4.4.3-6　各シナリオの世界排出量 a) CO_2 排出経路と 2100 年全球気温（網掛け部分はシナリオ幅を表す）b)カーボンバジェット(2021-2100)

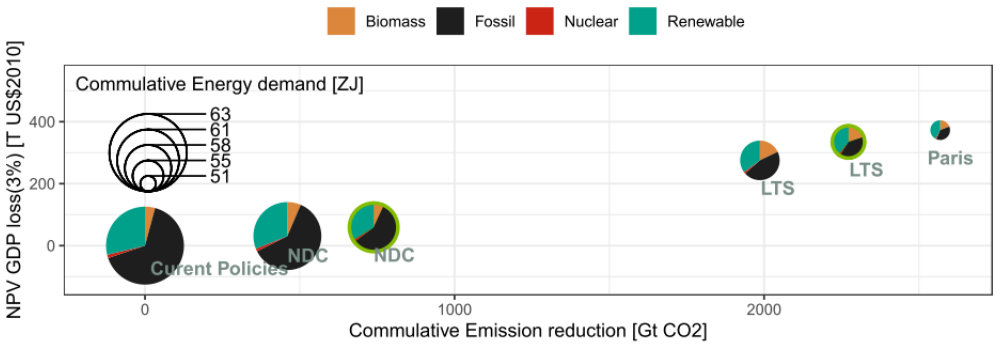


図 4.4.3-7　マクロ経済影響

注記：円面積の大きさは累積エネルギー需要を示す。緑枠線プロットは Total Retaliation scenarios を表す。

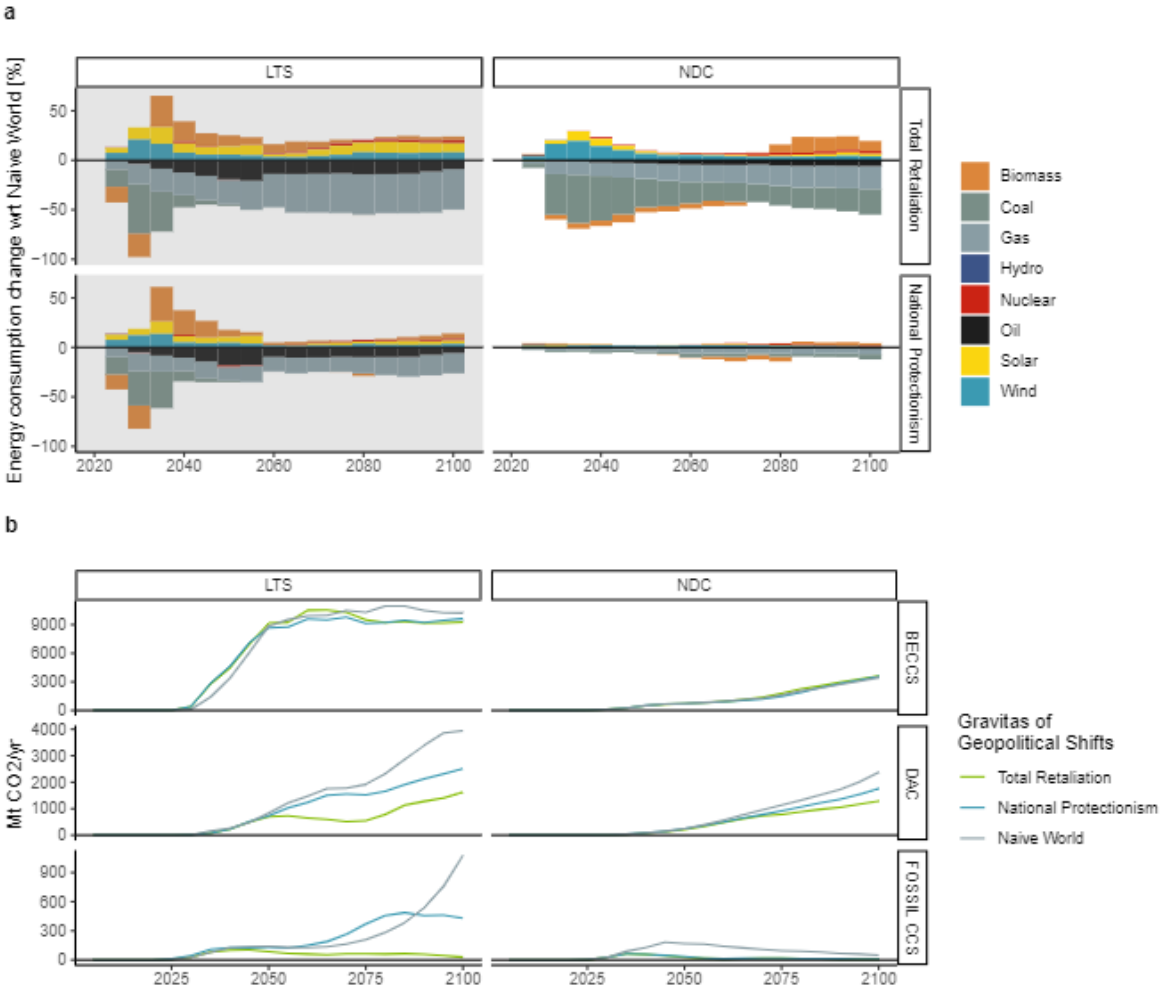


図 4.4.3-8　緩和策への影響 a) エネルギー消費ミックスの変化（Naive World ベースライン比）b) CDR 技術への影響

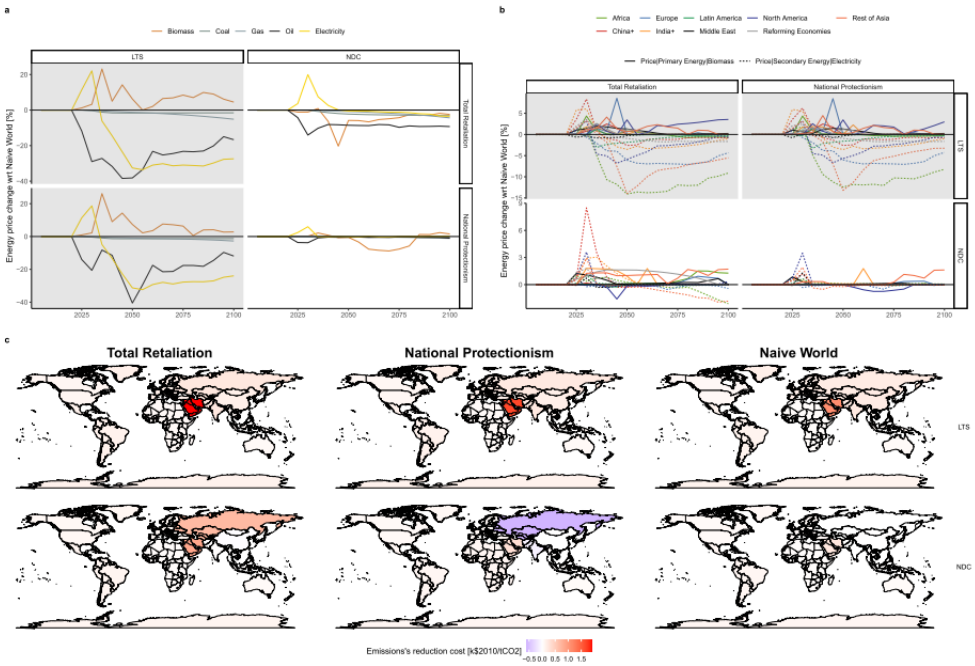


図 4.4.3-9　地域別影響 a) 国際エネルギー価格の変化 b) エネルギー価格の地域別変化 c) 排出削減費用（現在価値換算）

輸入炭素税を導入した場合でも、長期戦略（LTS）シナリオでも、排出削減が不足しているために、1.5℃シナリオとは整合的ではない。また、地域別にみると、電力料金が最も大幅に上昇するのは、中低所得地域と伝統的な化石燃料輸出地域である。化石燃料を輸出している地域は、排出削減により輸出による収入が抑制されるため、最も高いコストが発生する（図 4.4.3-9）。

参考文献（第 4.4 節に関するもの）

1) RITE：地球温暖化対策技術の分析・評価に関する国際連携事業、（公財）地球環境産業技術研究機構 令和 4 年度報告書 (2023)
2) M. Elkerbout et al. Comparing the European Union Carbon Border Adjustment Mechanism, the Clean Competition Act, and the Foreign Pollution Fee Act, RFF report, 2023
3) P. Ramiro and F. Bosello, Climate clubs, competitiveness concerns and alternative correction measures, CMCC report, 2024
4) J. Aldy et al. Evaluating the Competitiveness Effects of Global Climate Change Policy, RFF report, 2024
5) R. Aichele, and G. Felbermayr. 2015. “Kyoto and Carbon Leakage: An Empirical Analysis of the Carbon Content of Bilateral Trade.” The Review of Economics and Statistics, 97(1): 104–115.
6) M.J.Melitz 2003. “The impact of trade on intra-industry reallocations and aggregate industry productivity.” Econometrica, 71(6): 1695–1725.
7) A.L. Reis et al. Energy Autarchy in the Age of Green Technology: A Boon for the Climate? CMCC report, 2024

4.5　排出削減努力等の研究事例の調査

本節は、他機関による NDCs の下での排出削減努力の研究事例として、UNFCCC(United Nations Framework Convention on Climate Change)及び UNEP(United Nations Environment Programme)の分析を以下に紹介する。

4.5.1　UNFCCC 事務局による Synthesis レポート

(1) パリ協定下における国別 GHG 削減目標の評価

UNFCCC 事務局は 2023 年 11 月 14 日に、パリ協定の 195 の締約国を代表する、168 件の NDC に関する情報（2023 年 9 月 25 日時点）をまとめた報告書を公表した [1)]。対象となるこれらの国の GHG 排出量は、2019 年における世界 GHG 排出量の 94.9%を占め、排出量絶対値は 52.6GtCO₂eq（LULUCF 除く）となる。

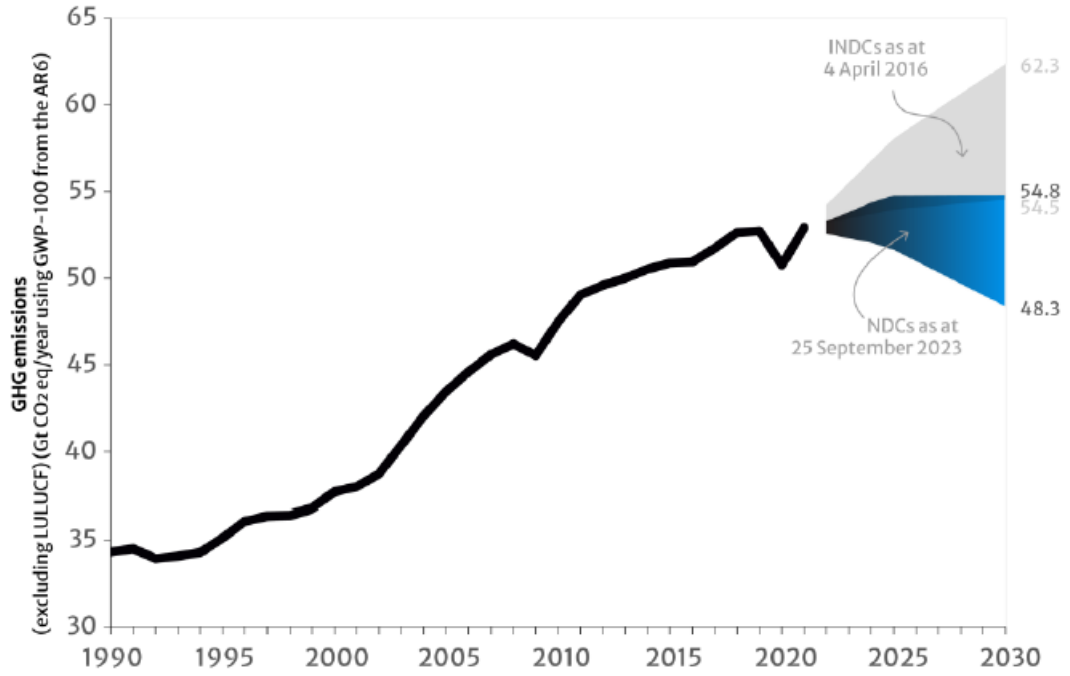


図 4.5.1-1　NDCs 下の GHG 排出量パス（LULUCF を除く）

（出典）UNFCCC[1)]

図 4.5.1-1 は、GHG 排出量実績値及び NDCs 下の GHG 排出量パスを表している。推計幅で高い排出量は条件が無い場合、低い排出量は条件付きの場合を示している。また、国際航空からの排出量は 2030 年まで 2019 年レベルで一定とする(～619MtCO₂)。国際海運からの排出量は 2018 年時点で 755MtCO₂eq であり、2030 年までに 2008 年比で 20～30%減少すると仮定し、2050 年頃までにネット・ゼロを達成する。これは、国際海事機関（IMO）の 2023 年度版 GHG 削減戦略に沿って、2050 年までに 2008 年比で 90～100%削減を実施するものと整合的である。現在の NDCs が完全達成された場合（条件無しと条件付きの両方を含む）、2030 年の世界 GHG 排出量は、2019 年比で約 5.3 (2.3–

8.2)%減少し、一方、現在の条件無しの NDC が達成された場合（条件付きの目標は除く）、2030 年の世界 GHG 排出量は 2019 年比で約 2.0%減少、2010 年比で 8.8 (1.9–15.7)%増加する。前年の報告書では、NDCs が達成された場合、2010 年比で 10.6%の GHG 排出量増加であったため、今回の推計値は、若干低い増加率となる。

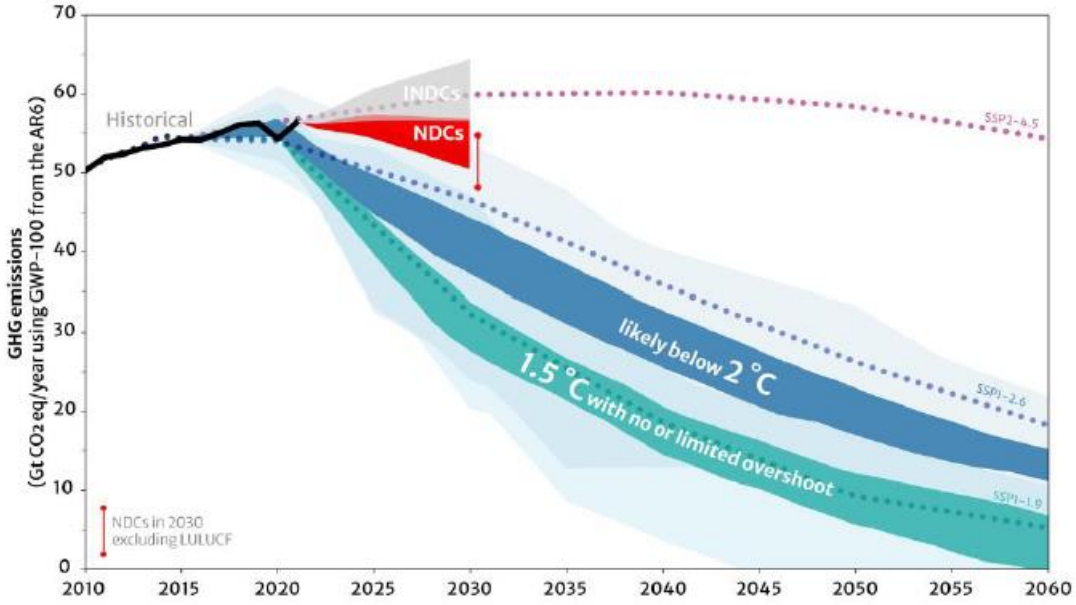
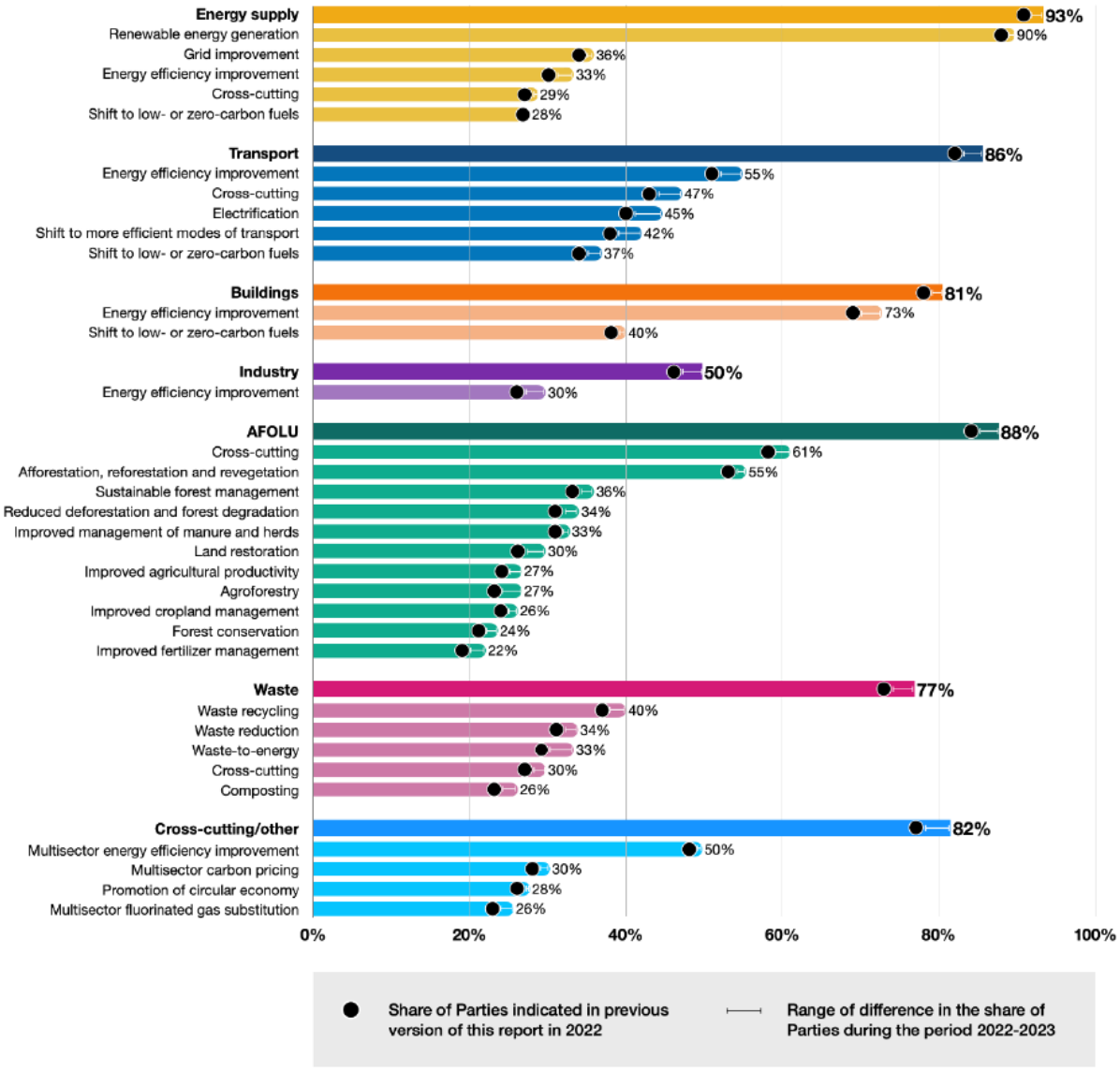


図 4.5.1-2 IPCC 第 6 次評価報告書で評価されたシナリオにおける世界 GHG 排出量と NDCs 下における世界排出量との比較

（出典）UNFCCC[1)]

図 4.5.1-2 は IPCC 第 6 次評価報告書（AR6）で評価された 3 つのシナリオ（1.5℃ with no overshoot、1.5℃ with limited overshoot、likely below 2℃）における世界 GHG 排出量と NDCs 下における世界排出量を比較したものである。1.5℃（50%以上の可能性）シナリオでは、2019 年比で GHG 排出量が 2030 年までに 43 (34–60)%減少する。一方、2℃シナリオ（67%以上の可能性）では、GHG 排出量が 2019 年レベル比で 2030 年までに 27 (13–45)%減少する。今回の報告書の結果が示唆することは、前回報告書と同様であり、費用対効果の高い排出量レベルを達成するためには、現在から 2030 年までに NDCs の野心レベルを大幅に引き上げるか、最新の NDCs を大幅に超過達成するか、あるいは、両方を達成することが早急に必要であることが指摘されている。



Note: If a Party communicated more than one measure for a specific priority area or one of the frequently indicated mitigation options, it was counted as one Party communicating measures for that area or option respectively.

図 4.5.1-3 NDCs の緩和オプションにおいて表明された
優先分野に言及する締約国の割合

（出典）UNFCCC[1)]

エネルギー供給において緩和オプションとして多く言及された優先分野は、再生可能エネルギー発電、系統改善及び低・ゼロカーボン燃料（バイオ燃料及び水素を含む）への移行である（図 4.5.1-3）。電化に関しては、最終エネルギーに占める電気の割合の増加や運輸部門及び建物といった最終需要部門における燃料使用を、化石燃料から電気に移行することに関連して言及されている。

図 4.5.1-4 は、NDCs において 2030 年のコストが 20US$/tCO$_2$eq を下回る緩和ポテンシャルの高い緩和オプションに言及する締約国の割合を示している。低排出エネルギーの増加は、2030 年に 20US$/tCO$_2$eq 以下のコストで、太陽光エネルギーで

3.3Gt-CO_2eq/yr、風力エネルギーで 3.08Gt-CO_2 eq/yr、地熱エネルギーで 0.25Gt-CO_2eq/yr、原子力エネルギーで 0.35Gt-CO_2eq/yr の正味緩和ポテンシャルがあると推定される。

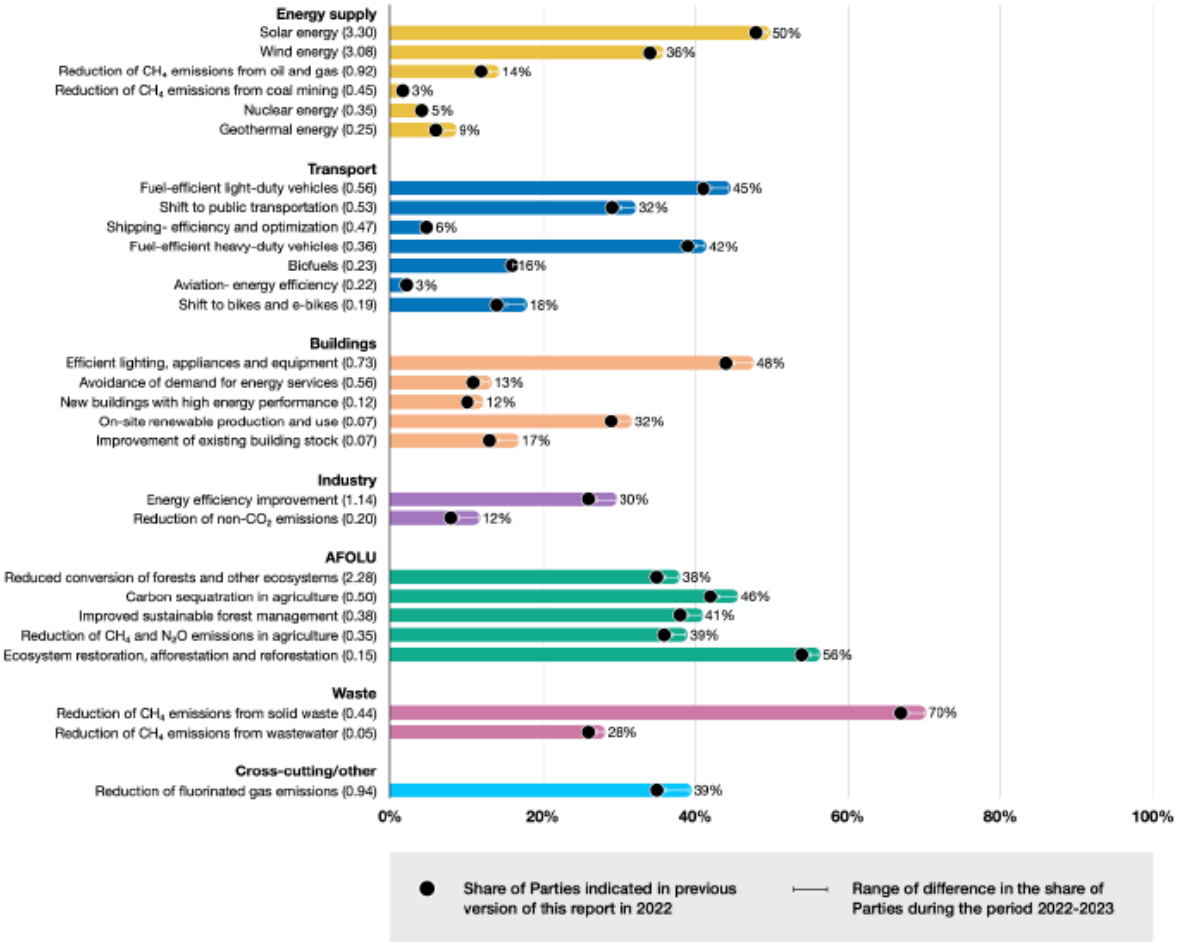


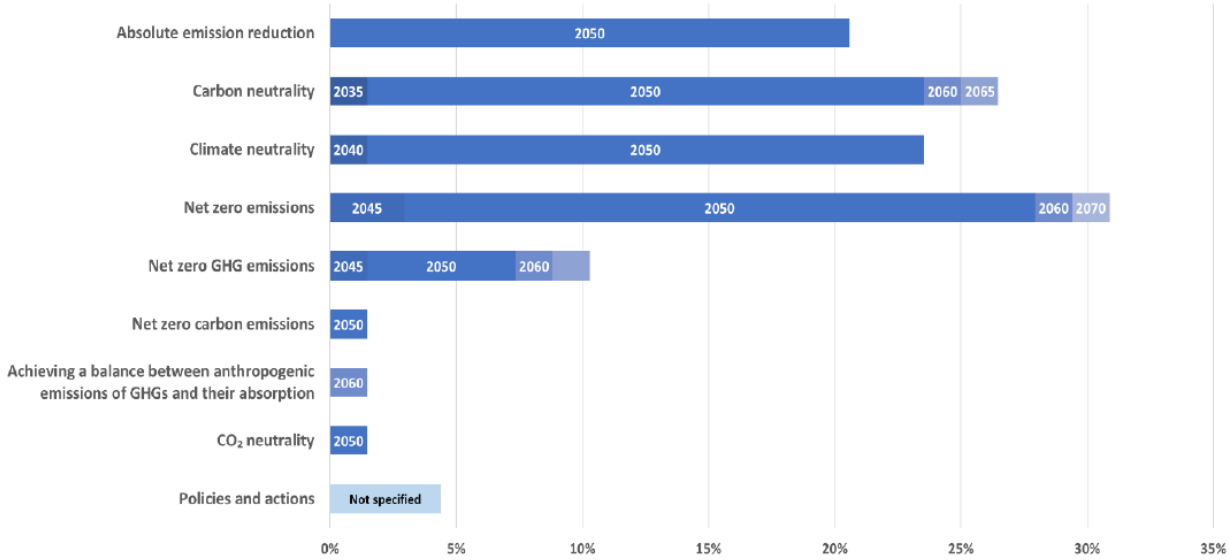
図 4.5.1-4　NDCs において 2030 年のコストが 20US$/t$CO_2$eq を下回る緩和ポテンシャルの高い緩和オプションに言及する締約国の割合

（注）括弧内の数値は 20US$/t$CO_2$eq の緩和ポテンシャル（Gt$CO_2$eq/yr）を示す。

（出典）UNFCCC[1)]

(2) 長期的な低排出開発戦略

UNFCCC は(1)の報告書と同日に、長期的な低排出開発戦略に関する報告書を公表した。この報告書は、68 件の長期低排出開発戦略の情報（2023 年 9 月 25 日時点）を統合したものである。これは、2019 年における世界の排出量の 76%を占める。



Note: The number of long-term mitigation goals exceeds the number of LT-LEDS, resulting in an overall percentage of more than 100 per cent. For the purpose of analysis, multiple long-term mitigation goals in one LT-LEDS were counted separately. For example, when a Party included an absolute emission reduction target by 2050 and net zero emissions at a later date, both are counted in the figure.

図 4.5.1-5 長期低排出開発戦略において言及された長期緩和目標の種類と期間

（出典）UNFCCC[2)]

図 4.5.1-5 は、長期低排出開発戦略において各提出国が言及した長期緩和目標の種類と期間を表している。同戦略の合計 93%が定量化可能な長期的緩和目標を示し、7%が定量化可能な長期目標を示さずに政策及び行動を示している。期間に関しては、最も広く言及されているのは 2050 年であり（82%）、7%は長期的な目標に対する複数の時間枠を示している。例えば、2050 年の排出削減目標とそれ以降のネット・ゼロ排出の達成、あるいは、ネット・ゼロ CO_2 排出目標と CO_2 以外のガスの排出削減目標の組み合わせなどが挙げられる。

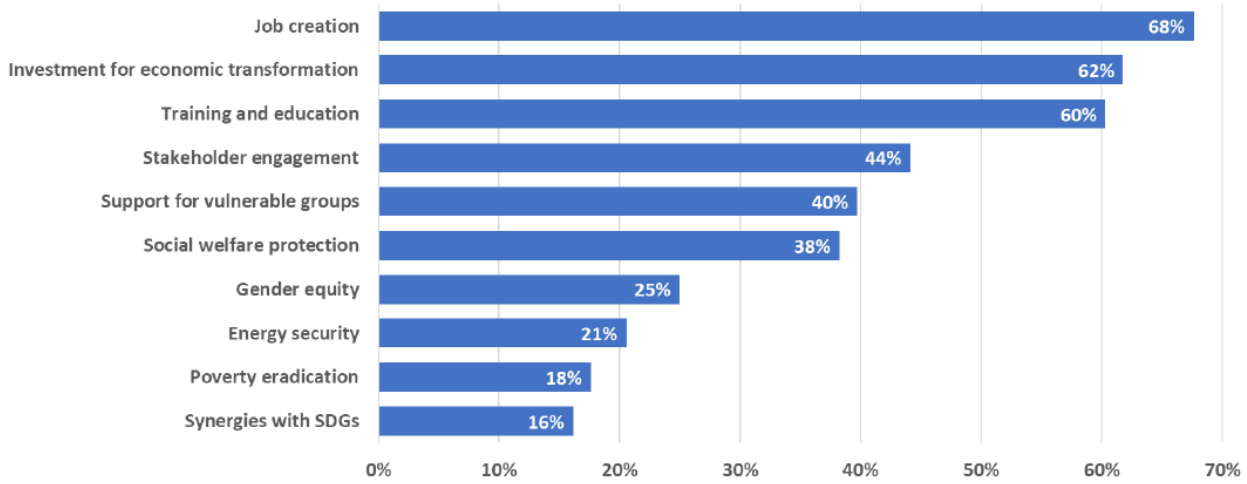


図 4.5.1-6 長期低排出開発戦略において言及された「公正な移行」の要素
（出典）UNFCCC[2)]

UNFCCC のパリ協定締約国会合（CMA）では、長期低排出開発戦略の文脈で「公正な移行（Just transition)」の重要性が強調された。脱炭素への移行は、経済及び社会発展において様々な影響を及ぼす可能性がある。図 4.5.1-6 は、長期低排出開発戦略において言及された「公正な移行」の要素を表す。最も多いのは、雇用に関する言及であり、脱炭素化社会構築に向けて、雇用への影響を考慮しながら対策を実施することの重要性が強調されている。続いて、雇用創造に向けた投資の促進並びに教育や職業訓練への取組も言及されている。

4.5.2 UNEP による Emission Gap Report 2023 （EGR2023）

2023 年 11 月 20 日に、UNEP は Emission Gap Report (EGR) 2023 を公表した。EGR は UNEP が毎年公表しているものであり、各国の NDCs（2023 年度版は 2023 年 9 月 25 日までに提出されたものを対象）やその進捗状況についてまとめ、パリ協定の目標との排出量のギャップを評価することが目的である。本報告書は第 14 版となる。

図 4.5.2-1 は、異なるシナリオ下の世界の GHG 排出量と 2030 年時点の排出量ギャップを表している。2030 年の排出量のギャップの定義は、「現行政策及び NDCs を完全に実施した場合の世界 GHG 排出量」と「各気温上昇シナリオを費用最小化の下で達成する場合に得られる世界の GHG 排出量」との差である。また、表 4.5.2-1 の数値は、図 4.5.2-1 の数値を詳細にしたものである。

新規及び更新された条件無しの NDCs が実施された場合、最初に提出された NDCs(INDCs)と比較して 2030 年までに年間 5.0$GtCO_2eq$(1.8-8.2$GtCO_2eq$)の追加削減が達成される。現行政策による 2030 年の世界の GHG 排出量（中央値）は 56$GtCO_2eq$ と推計される。条件無しの NDCs に関し、2030 年の排出ギャップ（中央値）は、2℃目標の経路で 14$GtCO_2eq$、1.5℃目標の経路で 22$GtCO_2eq$ である。一方、条件付きの場合、排出ギャップは、2℃目標の経路で、11 $GtCO_2eq$、1.5℃目標の経路で 19$GtCO_2eq$ である。

2℃目標を達成するためには、2030 年までに 28%の削減が必要であり、1.5℃に抑制するためには、42%の削減が必要であると指摘している。昨年の報告書による評価と比べて排出量のギャップが 2 パーセンテージポイント低いものの、依然として早急で加速した緩和対策が必要であることが強調されている。

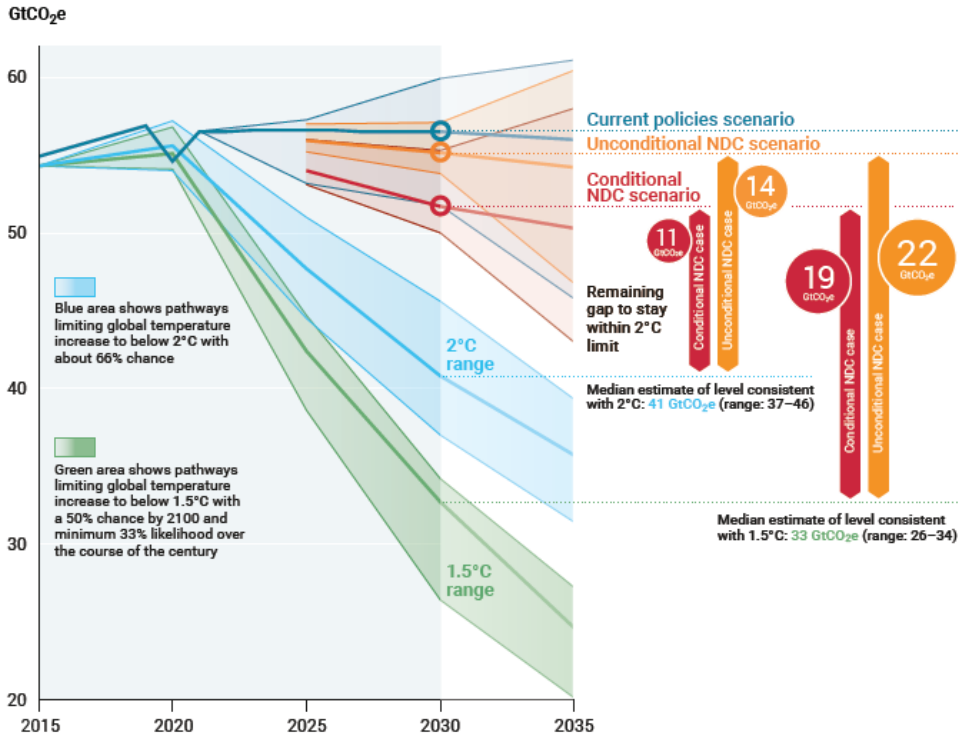


図 4.5.2-1　異なるシナリオ下の世界の GHG 排出量と 2030 年時点の排出量ギャップ（中央値及び 10～90 パーセンタイルの範囲）

（出典）UNEP[3)]

表 4.5.2-1　各シナリオにおける各年の世界の GHG 排出量と推計排出量のギャップ

Scenario	GHG emissions ($GtCO_2e$)	Estimated gap to least-cost pathways consistent with limiting global warming to specific levels ($GtCO_2e$)		
	Median and range	Below 2°C	Below 1.8°C	Below 1.5°C
2030				
Current policies	56 (52–60)	16 (11–19)	22 (17–25)	24 (19–27)
Unconditional NDCs	55 (54–57)	14 (13–16)	20 (19–22)	22 (21–24)
Conditional NDCs	52 (50–55)	11 (9–15)	17 (15–20)	19 (17–23)
2035				
Current policies continued	56 (45–64)	20 (9–28)	29 (18–37)	31 (20–39)
Unconditional NDCs continued	54 (47–60)	18 (11–25)	27 (20–34)	29 (22–36)
Conditional NDCs continued	51 (43–58)	15 (8–22)	24 (17–31)	26 (19–33)
2050				
Current policies continued	55 (24–72)	35 (4–52)	43 (12–60)	46 (16–63)
Unconditional NDCs and net-zero pledges using strict criteria	44 (26–58)	24 (6–38)	32 (14–46)	36 (18–49)
Conditional NDCs and all net-zero pledges	21 (6–33)	1 (-14–13)	9 (-6–21)	12 (-2–25)

Notes: The GHG emission ranges for 2035 and 2050 show the minimum–maximum range across different projection-model assumptions, including 2030 current policy/NDC assessment uncertainty (see appendix C). The gap figures and ranges are calculated based on the original figures (without rounding), which may differ from the rounded figures in the table. Figures are rounded to full $GtCO_2e$. GHG emissions have been aggregated using IPCC AR6 global warming potentials over 100 years.

（出典）UNEP[3)]

次に、各国の NDCs 達成可能性についての言及がある。各国の NDCs 達成可能性評価は、独立した研究機関が行った先行研究に基づく（表 4.5.2-2）。基本的には、世界モデル及び国内モデルの分析結果の両方を参照し評価をしている。

表 4.5.2-2　G20 加盟国の評価に用いた NDCs 及び現行政策の下で得られた 2030 年時点の排出量データの参考文献リスト

Member	Updated or new NDC and other announced 2030 target: Official data sources (cut-off date: 25 September 2023)[1]	Current policies scenario: Official data sources[2]	Current policies scenario and NDC scenario: Independent sources: 1. Global models 2. National models
Argentina	UNFCCC (undated b)	N/A	1. Joint Research Centre (JRC) (Keramidas *et al.* 2022). Meinshausen *et al.* (2022; 2023) (NDC only). NewClimate Institute and International Institute for Applied Systems Analysis (IIASA) (Nascimento *et al.* 2022). 2. Blanco and Keesler (2022).
Australia	NC8/BR5 (UNFCCC undated a)	NC8/BR5 (UNFCCC undated a)	1. CAT (2023). JRC (Keramidas *et al.* 2022). Meinshausen *et al.* (2022; 2023) (NDC only). PBL Netherlands Environmental Assessment Agency (PBL) (den Elzen *et al.* 2022; Nascimento *et al.* 2022; den Elzen *et al.* 2023). 2. TIMES (Fragkos *et al.* 2022).[3]
Brazil	UNFCCC	N/A	1. CAT (2023). JRC (Keramidas *et al.* 2022). Meinshausen *et al.* (2022; 2023) (NDC only). PBL (den Elzen *et al.* 2022; Nascimento *et al.* 2022; den Elzen *et al.* 2023). 2. Baptista *et al.* (2022).[3]
Canada	NC8/BR5	NC8/BR5	1. CAT (2023). JRC (Keramidas *et al.* 2022). Meinshausen *et al.* (2022; 2023) (NDC only). PBL (den Elzen *et al.* 2022; Nascimento *et al.* 2022; den Elzen *et al.* 2023). 2. Canadian Climate Institute (Sawyer *et al.* 2022) (legislated/developing policies scenario).
China	N/A	N/A	1. CAT (2023). ENGAGE scenarios (three: Fujimori *et al.* 2021; Schmidt Tagomori *et al.* 2023; Schmidt Tagomori, Hooijschuur and Muyasyaroh 2023) JRC (Keramidas *et al.* 2022).

			Meinshausen *et al.* (2022; 2023) (NDC only). PBL (den Elzen *et al.* 2022; Nascimento *et al.* 2022; den Elzen *et al.* 2023). 2. National Center for Climate Change Strategy and International Cooperation (NCSC), Energy Research Institute (ERI) – Integrated Policy Assessment Model for China. NCSC and ERI scenarios are published in the COMMIT scenario database (IIASA 2021; van Soest *et al.* 2021). PECE (Fragkos *et al.* 2021).[4]
EU27	N/A[5]	NC8/BR5, EEA (2023)	1. CAT (2023). JRC (Keramidas *et al.* 2022). Meinshausen *et al.* (2022; 2023) (NDC only).[6] PBL (den Elzen *et al.* 2022; Nascimento *et al.* 2022; den Elzen *et al.* 2023).
India	N/A	N/A	1. CAT (2023). ENGAGE scenarios (three: Fujimori *et al.* 2021; Schmidt Tagomori *et al.* 2023; Schmidt Tagomori, Hooijschuur and Muyasyaroh 2023). JRC (Keramidas *et al.* 2022). Meinshausen *et al.* (2022; 2023) (NDC only). PBL (den Elzen *et al.* 2022; Nascimento *et al.* 2022; den Elzen *et al.* 2023). 2. Asian-Pacific Integrated Model (AIM)/Hub (Fujimori *et al.* 2021). Indian Institute of Management (IIM) – AIM India (Vishwanathanan and Garg 2020). WRI and Energy Innovation (Swamy *et al.* 2021).
Indonesia	UNFCCC	N/A	1. CAT (2023). JRC (Keramidas *et al.* 2022). Meinshausen *et al.* (2022; 2023) (NDC only). PBL (den Elzen *et al.* 2022; Nascimento *et al.* 2022; den Elzen *et al.* 2023).
Japan	UNFCCC	N/A[2]	1. CAT (2023). JRC (Keramidas *et al.* 2022). Meinshausen *et al.* (2022; 2023) (NDC only). PBL (den Elzen *et al.* 2022; Nascimento *et al.* 2022). 2.[6]
Mexico	UNFCCC	N/A	1. CAT (2023). JRC (Keramidas *et al.* 2022). PBL (den Elzen *et al.* 2022; Nascimento *et al.* 2022; den Elzen *et al.* 2023).
Republic of Korea	UNFCCC	N/A	1. CAT (2023). JRC (Keramidas *et al.* 2022). Meinshausen *et al.* (2022; 2023) (NDC only). PBL (den Elzen *et al.* 2022; Nascimento *et al.* 2022).[6]
Russian Federation	UNFCCC	NC8/BR4	1. CAT (2023). ENGAGE scenarios (two: Schmidt Tagomori *et al.* 2023; Schmidt Tagomori, Hooijschuur and Muyasyaroh 2023)[7] JRC (Keramidas *et al.* 2022).

			Meinshausen *et al.* (2022; 2023) (NDC only). PBL (den Elzen *et al.* 2022; Nascimento *et al.* 2022; den Elzen *et al.* 2023). 2. HSE – TIMES model (Roelfsama *et al.* 2020).
Saudi Arabia	N/A	N/A	1. CAT (2023). JRC (Keramidas *et al.* 2022).
South Africa	UNFCCC	N/A	1. CAT (2023). JRC (Keramidas *et al.* 2022). Meinshausen *et al.* (2022; 2023) (NDC only). PBL (den Elzen *et al.* 2022; Nascimento *et al.* 2022; den Elzen *et al.* 2023).
Türkiye	UNFCCC	N/A[2]	1. CAT (2023). JRC (Keramidas *et al.* 2022) (current policies scenario only). PBL (den Elzen *et al.* 2022; Nascimento *et al.* 2022; den Elzen *et al.* 2023) (current policies scenario only).
United Kingdom	UNFCCC	United Kingdom, Department for Energy Security and Net Zero (2023)	1. CAT (2023). Meinshausen *et al.* (2022; 2023) (NDC only).
United States of America	UNFCCC	N/A[2]	1. CAT (2023). JRC (Keramidas *et al.* 2022). PBL (den Elzen *et al.* 2022; Nascimento *et al.* 2022; den Elzen *et al.* 2023). 2. Four scenarios from Bistline *et al.* (2023).[8]

Notes: N/A: not available.

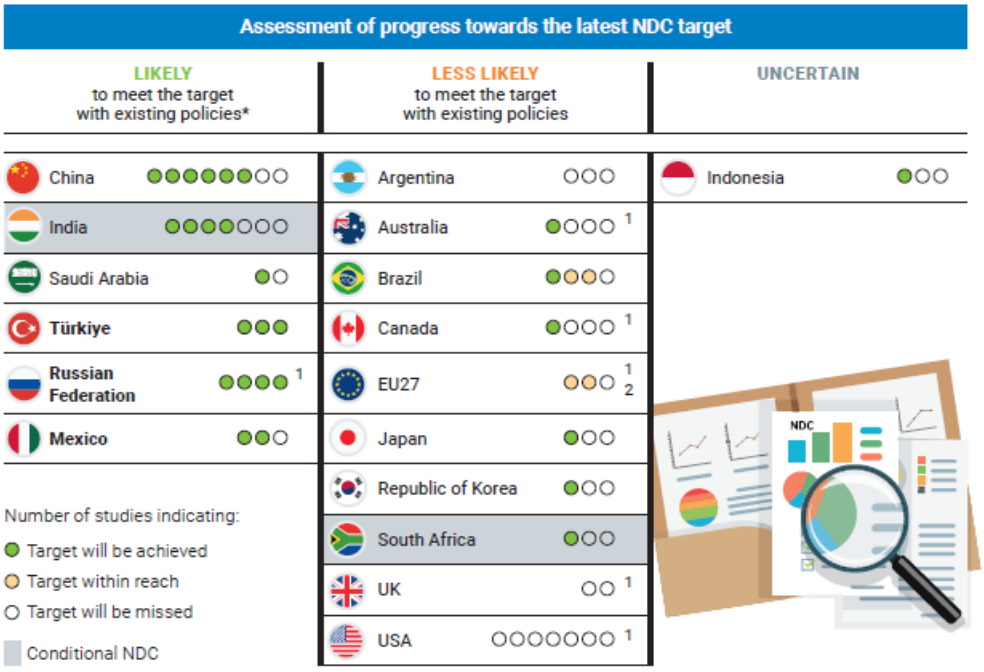
（出典）UNEP[4)]

表 4.5.2-3 は、主要国の NDCs（インド及び南アフリカ以外は、条件無しの NDCs）の進展状況について先行研究を参照し、評価したものである。表中の丸の数は、先行研究の数を示す。先行研究は、2021 年から 2023 年にかけて出版した研究を対象としている。評価のカテゴリーは、①現行政策で達成する可能性がある（Likely）、②現行政策で達成する可能性は低い（Less Likely）、③不確実（Uncertain）に分けられる。現行政策で 2030 年の目標を達成することが可能であるかどうかについての全体的な評価は、昨年の評価と比較して大きな変更はない。評価全体としては、10 の G20 加盟国が現行政策で NDC 目標を達成するには不十分であることが指摘されている。

一方、インドネシアが「不確実」に分類される理由は、主に LULUCF 排出量の変動と泥炭火災による LULUCF 排出量予測の不確実性によるものである。このことから、2030 年の NDCs 目標の達成可能性は、国によって大きく異なることがわかる。

ただし、これらの国々の多くは 2020 年またはそれ以降に、さらに強い NDCs 目標を提出しており、新たな目標を達成するための途中段階であることに留意が必要であると言及している。

表 4.5.2-3　主要国の NDCs の達成可能性評価



*** Indicated by bold font, if overachieved by more than 15%.**

Note: All NDCs considered in this assessment are unconditional NDCs, unless otherwise mentioned. The assessment is based on independent studies mainly published in 2021 or later. See appendix B.3 for the list of studies reviewed. The number of independent studies that project a country to meet its current NDC targets are compared with the total number of studies. The assessment is based on the middle of the projection range for each independent study. "Within reach" is applied when the lower bound estimate of a current policies scenario projection is within the NDC target range, even though the assessment based on the middle of the projection range suggests that the country will not achieve its target. In the case of Indonesia, "uncertain" is mainly due to the variations in LULUCF emissions and uncertainty of LULUCF emissions projections as a result of peat fires.

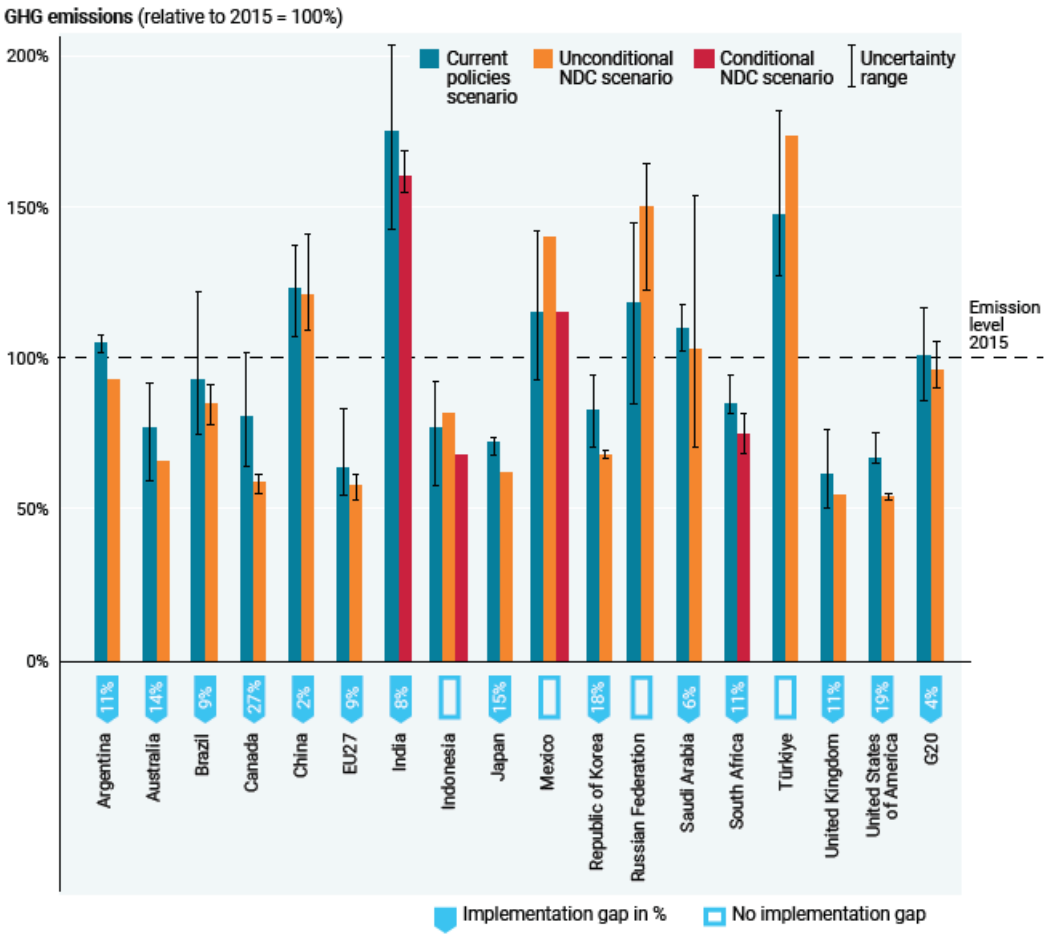
1 Current policies scenario projections from official publications were also examined. The official publications for five G20 members (Australia, Canada, the European Union, the United Kingdom and the United States of America) show that they do not yet project to meet their "point in time" NDC target under their current policies scenarios (European Environment Agency 2023; European Commission, Directorate-General for Energy, Directorate-General for Climate Action, Directorate-Generate for Mobility and Transport 2021; UNFCCC 2023a). For the Russian Federation, official projections of the fourth biennial report indicate that the country would achieve its NDC with existing policies.

2 Both independent studies and official projections do not account for the impact of some recently adopted policies, most notably the REPowerEU plan.

（出典）UNEP[3)]

（注 1）公式文書による現行政策シナリオ予測も検討されている。G20 加盟国 5 カ国（オーストラリア、カナダ、EU、英国、米国）の公式発表によると、現行政策シナリオでは「時点」の NDC 目標を達成する見込みはない。ロシアは、隔年の第 4 回報告書の公式予測では、現行政策で NDC を達成できるとされている。

（注 2）独立機関による調査も公式の予測も、最近採択された政策、特に EU の REPower plan の影響を考慮していない。



Note: The 2015 emissions are based on national inventory data and provided in table B.2 of appendix B.2. For the G20 total, the bar for unconditional NDCs also includes the conditional NDCs of India and South Africa. The error bars show the uncertainty range across studies, which reflects model variations as well as interpretation of policies and targets.

図 4.5.2-2　2030 年までの現行政策と NDCs 目標との実施ギャップ（2015 年比）
（出典）UNEP[3)]

図 4.5.2-2 は、2030 年までの現行政策と NDCs 目標との実施ギャップ（2015 年比）を各国及び全体で示したものである。現行政策下における G20 加盟国全体の 2030 年時点の排出量は 2015 年レベルよりも若干多く（図 4.5.2-2 の一番右の棒グラフ）、新たに実施される政策による効果が排出量減少の主な要因である。その他、最近の排出量の傾向や社会経済状況を反映していることも、排出量減少の要因である。

4.5.3　まとめ

先行研究の結果より、条件付きの NDCs を完全達成した場合においても、IPCC が提示する 1.5℃シナリオからは依然として大きな乖離があり、さらに、NDCs 自体も現行政策では達成が難しい国も数多く存在することが指摘されている。このような状況から、今後、各国の対策の強化及び削減に向けた国際協調の重要性が強調されると思われる。

参考文献（第 4.5 節に関するもの）

1) UNFCCC: Nationally determined contributions under the Paris Agreement – Synthesis report by the secretariat, November 14 (2023).
2) UNFCCC: Long-term low-emission development strategies – Synthesis report byt the secretariat, November 14 (2023)
3) UNEP: Emissions Gap Report 2023 (2023)
4) UNEP: Emissions Gap Report 2023, Appendices (2023)

第5章　長期緩和シナリオ分析

本章では、長期の気候変動緩和技術の調査およびシナリオ分析について記載する。

5.1　長期気候変動緩和技術（カーボンニュートラルに向けた技術等）の調査

本節では、まず、水素系燃料についての技術・政策動向を記載し、続いて CO_2 除去（CDR）技術の技術・政策動向について記載した。

5.1.1　水素系燃料の技術・政策動向

2023 年 2 月に閣議決定した「GX 実現に向けた基本方針（GX 基本方針）」[1)]において、GX に向けた脱炭素の取組の 1 つとして、水素・アンモニアの導入促進が位置付けられた。この GX 基本方針に基づいて、2023 年 5 月に成立した「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）」[2)]において、今後 10 年間で 150 兆円を超える官民の GX 投資実現に向けて必要な事項が法定化され、2023 年 12 月には GX 実行会議において、GX 実現に向けた「分野別投資戦略」[3)]が取りまとめられた。なお、投資戦略では、水素については「水素等」とされ、「アンモニア、合成メタン、合成燃料を含む」と明記された。幅広く、水素系エネルギーの活用を図っていく方針となった。

そして、2024 年 2 月には、二酸化炭素（CO_2）貯留事業法案（CCS 事業法案）とともに、水素社会推進法案が閣議決定[4)]され、3 月に国会審議が始まったところである。

表 5.1.1-1 GX 経済移行債による投資促進策（案）[3)]

		官民投資額	GX経済移行債による主な投資促進策	措置済み（R4補正～R5補正）【約3兆円】	R6FY以降の支援額（国庫債務負担行為込）※R6FY予算額：緑下線	備考 ※設備投資（製造設備導入）支援の補助率は、原則中小企業は1/2、大企業は1/3
製造業	鉄鋼 化学 紙パルプ セメント	3兆円～ 3兆円～ 1兆円～ 1兆円～	・製造ﾌﾟﾛｾｽ転換に向けた設備投資支援（革新電炉、分解炉熱源のｱﾝﾓﾆｱ化、ｹﾐｶﾙﾘｻｲｸﾙ、ﾊﾞｲｵｹﾐｶﾙ、CCUS、ﾊﾞｲｵﾘﾌｧｲﾅﾘｰ等への転換）		5年:4,844億円（327億円）	・4分野（鉄、化学、紙、セメント）の設備投資への支援総額は10年間で1.3兆円規模 ・別途、GI基金での水素還元等のR&D支援、ｸﾞﾘｰﾝｽﾁｰﾙ/ｸﾞﾘｰﾝｹﾐｶﾙの生産量等に応じた税額控除を措置
運輸	自動車	34兆円～	・電動車（乗用車）の導入支援 ・電動車（商用車）の導入支援	2,191億円 545億円		・別途、GI基金での次世代蓄電池・ﾓｰﾀｰ、合成燃料等のR&D支援、EV等の生産量等に応じた税額控除を措置
	蓄電池	7兆円～	・生産設備導入支援	5,974億円	2,300億円（2,300億円）	・2,300億円は経済安保基金への措置 ・別途、GI基金での全固体電池等へのR&D支援を措置
			・定置用蓄電池導入支援		3年:400億円（85億円）	
	航空機	4兆円～	・次世代航空機のコア技術開発			・年度内に策定する「次世代航空機戦略」を踏まえ検討 ・別途、GI基金でのSAF、次世代航空機のR&D支援、SAFの生産量等に応じた税額控除を措置
	SAF	1兆円～	・SAF製造・ｻﾌﾟﾗｲﾁｪｰﾝ整備支援		5年:3,368億円（276億円）	
	船舶	3兆円～	・ｾﾞﾛｴﾐｯｼｮﾝ船等の生産設備導入支援		5年:600億円（94億円）	・別途、GI基金でのアンモニア船等へのR&D支援を措置
くらし等	くらし	14兆円～	・家庭の断熱窓への改修 ・高効率給湯器の導入 ・商業・教育施設等の建築物の改修支援	2,350億円 580億円 339億円		・自動車等も含め、3年間で2兆円規模の支援を措置（GX経済移行債以外も含む）
	資源循環	2兆円～	・循環型ﾋﾞｼﾞﾈｽﾓﾃﾞﾙ構築支援		3年:300億円（85億円）	・別途、GI基金での熱分解技術等へのR&D支援を措置
	半導体	12兆円～	・ﾊﾟﾜｰ半導体等の生産設備導入支援 ・AI半導体、光電融合等の技術開発支援	4,329億円 1,031億円		・別途、GI基金でのパワー半導体等へのR&D支援を措置
エネルギー	水素等	7兆円～	・既存原燃料との価格差に着目した支援		5年:4,570億円（89億円）	・価格差に着目した支援策の総額は供給開始から15年間で3兆円規模 ・別途、GI基金でのｻﾌﾟﾗｲﾁｪｰﾝのR&D支援を措置 ・拠点整備は別途実施するFSを踏まえて検討
			・水素等の供給拠点の整備			
	次世代再エネ	31兆円～	・ﾍﾟﾛﾌﾞｽｶｲﾄ太陽電池、浮体式洋上風力、水電解装置のｻﾌﾟﾗｲﾁｪｰﾝ構築支援と、ﾍﾟﾛﾌﾞｽｶｲﾄの導入支援		5年:4,212億円（548億円）	・設備投資等への支援総額は10年間で１兆円規模 ・別途、GI基金でのﾍﾟﾛﾌﾞｽｶｲﾄ等のR&D支援を措置
	原子力	1兆円～	・次世代革新炉の開発・建設	891億円	3年:1,641億円（563億円）	
	CCS	4兆円～	・CCSﾊﾞﾘｭｰﾁｪｰﾝ構築のための支援（適地の開発等）			・先進的なCCS事業の事業性調査等の結果を踏まえ検討
	分野横断的措置		・中小企業を含め省エネ補助金による投資促進等	3,400億円		・3年間で7000億円規模の支援
			・ﾃﾞｨｰﾌﾟﾃｯｸ・ｽﾀｰﾄｱｯﾌﾟ育成支援		410億円	・5年間で2000億円規模の支援（GX機構のファイナンス支援を含む）
			・GI基金等によるR&D	8,060億円		・令和2年度第3次補正で2兆円（一般会計）措置
			・GX実装に向けたGX機構による金融支援		1,200億円	・債務保証によるファイナンス支援等を想定
			・地域脱炭素交付金（自営線ﾏｲｸﾛｸﾞﾘｯﾄﾞ等）	30億円	60億円	
	税制措置		・ｸﾞﾘｰﾝｽﾁｰﾙ、ｸﾞﾘｰﾝｹﾐｶﾙ、SAF、EV等の生産量等に応じた税額控除を新たに創設			※上記の他、事務費（GX経済移行債の利払費等）が596億円
R6FY以降の支援額：2兆3,905億円（赤の合計）（R6FY予算額：6,036億円（緑下線））【措置済み額と青字を含めると約13兆円を想定】						

これに先立つ 2023 年 6 月に、再生可能エネルギー・水素等関係閣僚会議において「水素基本戦略」[5)]が改定された。これを踏まえ、水素・アンモニア政策小委員会、脱炭素燃料政策小委員会、水素保安小委員会の合同小委員会において、低炭素水素等の利活用の拡大に向けた措置の議論を重ね、中間とりまとめ[6)]を行った（2024 年 1 月 29 日公開）。価格差に着目した支援及び拠点整備支援は、2024 年内での案件採択開始を目指し、水素保安の技術基準や新たな市場創出・利用拡大につながる適切な制度について、関連審議会等において議論を進めるとしている。

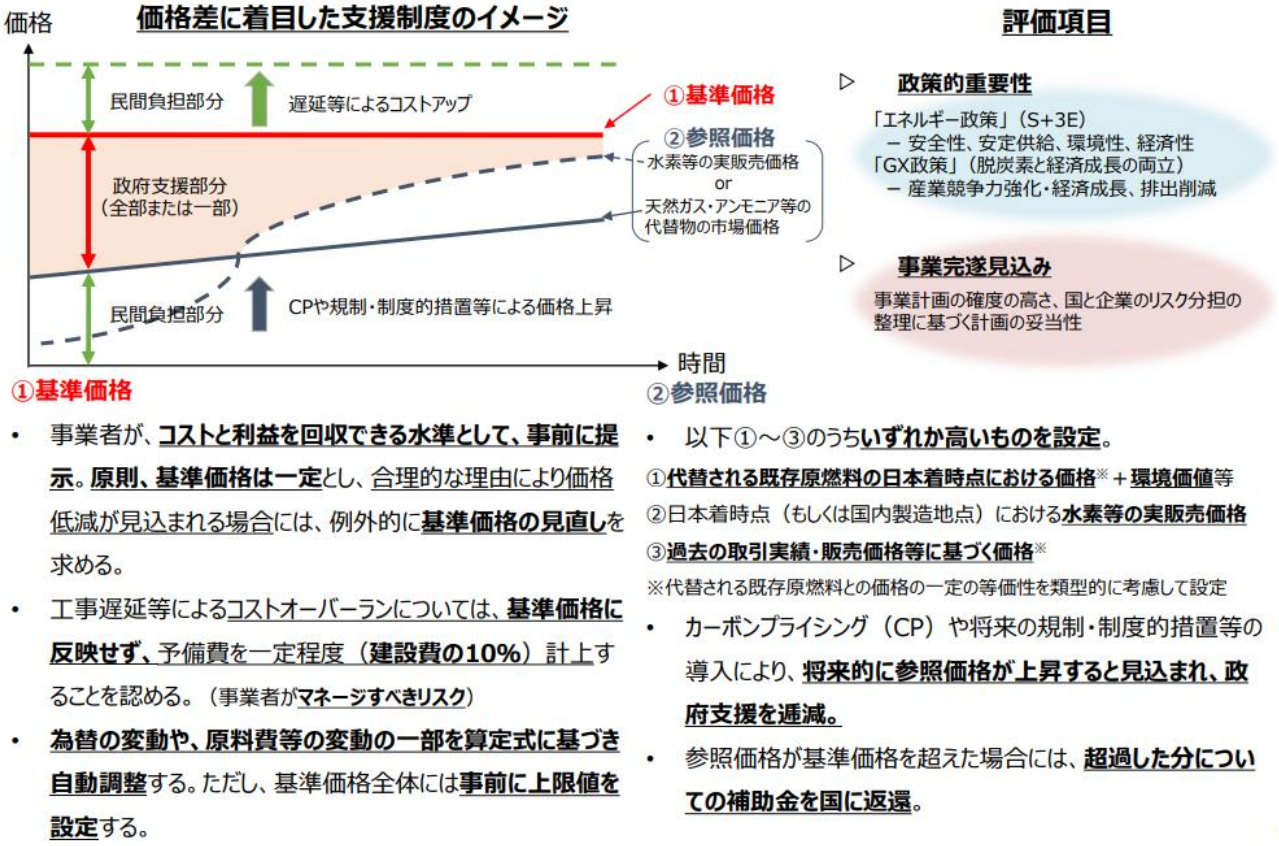


図 5.1.1-1 価格差に着目した支援制度概要 [7)]

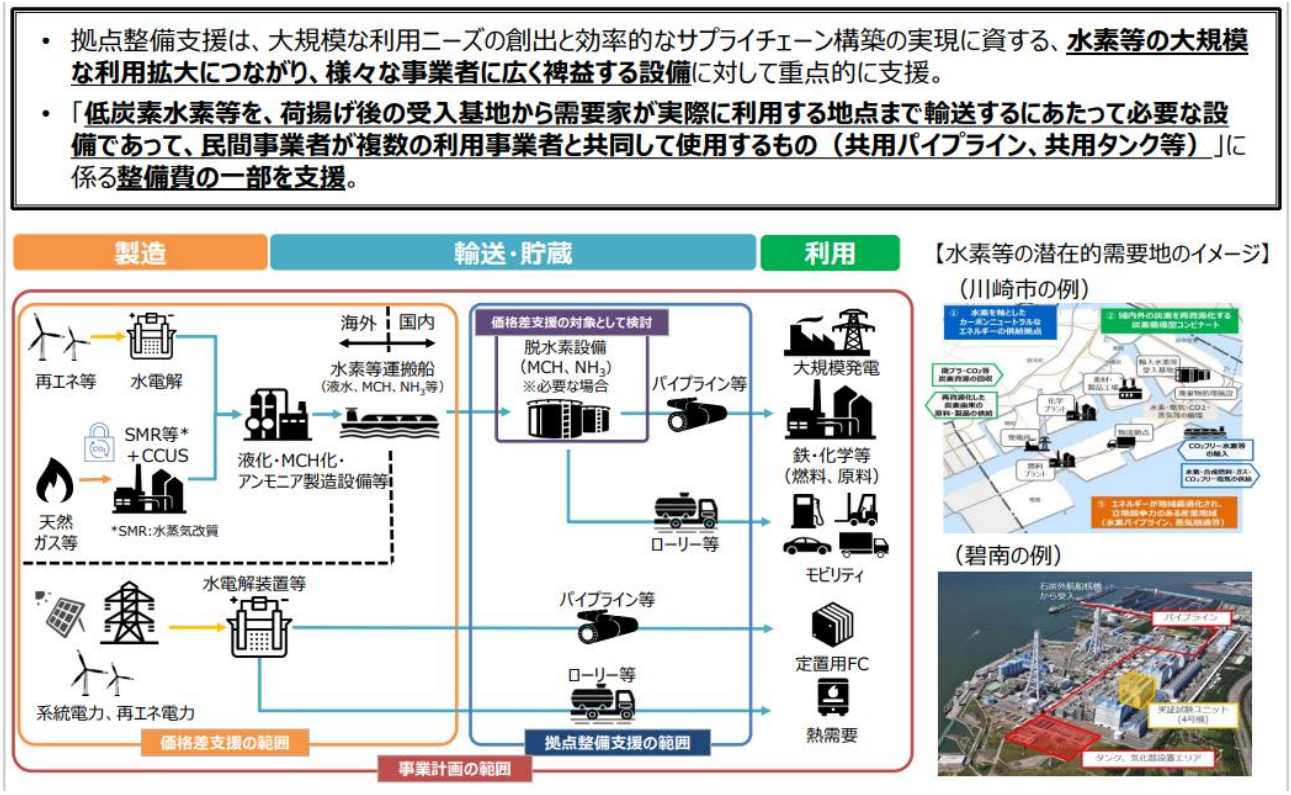


図 5.1.1-2 拠点整備支援制度概要 [7)]

参考文献（第 5.1.1 節に関するもの）

1) 内閣官房：「GX 実現に向けた基本方針」が閣議決定されました、https://www.meti.go.jp/press/2022/02/20230210002/20230210002.html（アクセス日 2024.2.15）
2) 経済産業省：「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案」が閣議決定されました、https://www.meti.go.jp/press/2022/02/20230210004/20230210004.html（アクセス日 2024.2.15）
3) GX 実行会議：分野別投資戦略、https://www.cas.go.jp/jp/seisaku/gx_jikkou_kaigi/pdf/kihon1222.pdf（アクセス日 2024.2.15）
4) 経済産業省：「脱炭素成長型経済構造への円滑な移行のための低炭素水素等の供給及び利用の促進に関する法律案」及び「二酸化炭素の貯留事業に関する法律案」が閣議決定されました、https://www.meti.go.jp/press/2023/02/20240213002/20240213002.html（アクセス日 2024.3.19）
5) 内閣官房：水素基本戦略、https://www.cas.go.jp/jp/seisaku/saisei_energy/pdf/hydrogen_basic_strategy_kaitei.pdf（アクセス日 2024.2.15）
6) 経済産業省：総合資源エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会 水素・アンモニア政策小委員会／資源・燃料分科会 脱炭素燃料政策小委員会／産業構造審議会 保安・消費生活用製品安全分科会 水素保安小委員会 合同会議 中間とりまとめ、https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/shoene_shinene/suiso_seisaku/20240129_report.html（アクセス日 2024.2.15）
7) 経済産業省：低炭素水素等の供給・利用の促進に向けて　中間とりまとめ（案） 概要資料、https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/2023/054/054_006.pdf（アクセス日 2024.2.15）

5.1.2 CDR の動向、ネガティブエミッション市場創出に向けた方針

本節では、最近のCDRの動向とネガティブエミッション市場創出に向けた方針について述べる。なお、記載にあたっては、ネガティブエミッション市場創出に向けた検討会の『ネガティブエミッション市場創出に向けた検討会とりまとめ（2023年6月）』[1)]他を参考とした。

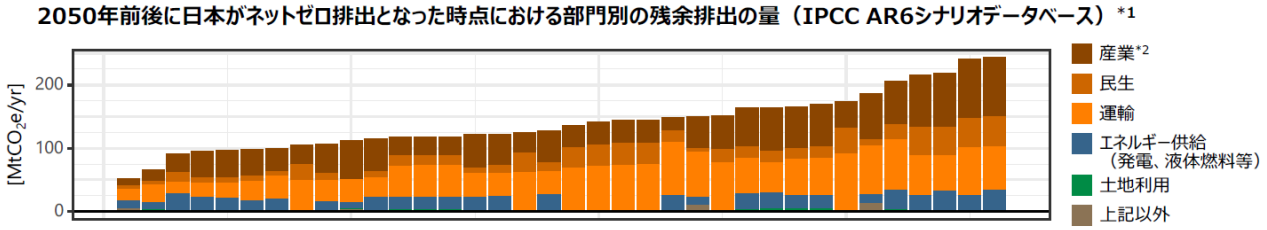
(1) CDR の位置づけ

CN 達成には、最大限排出削減をしたとしても最終的に CO_2 の排出が避けられない分野からの排出（残余排出）を相殺する手段として、大気中の CO_2 除去(CDR, Carbon Dioxide Removal）が必須であり、各機関によると世界で、年間約 20～100 億 t の除去が必要と試算されている。

IPCC AR6 のシナリオ（図 5.1.2-1）によると、日本で 2050 年頃に正味ゼロになるシナリオにおける残余排出量は、年間約 0.5～2.4 億トンと推定されており、その分の CDR 量が必要となる。

主な残余排出は、産業や運輸部門において見られ、産業部門では、電化が難しい分野など、いわゆる Hard-to-abate な分野において、運輸部門では、大型トラックや航空機、海運など、電化が困難な分野において、CO_2 排出が残ると考えられている。言い換

えれば、これら部門の残余排出の削減対策は、CDR よりも高い排出削減費用が必要と評価されていることになる。



*1 IPCC AR6シナリオデータベースに収録された1202本のシナリオのうち、(1)世界全体の温度上昇が2°C未満（カテゴリC1～C4）及び(2)2050年前後（2045～2054年）に日本がCO_2排出量ネットゼロを達成という2条件を満たし（具体的な方法は坂本・堀尾(2020)電中研報告Y20001を参照）、産業部門における除去の想定が極端と判断したモデルによる結果を除外した36本のシナリオについて、部門別のCO_2排出量の分布を図示。各シナリオについて、この排出量と同量の除去量が存在。
*2 産業部門は、エネルギー起源の排出と産業プロセスによる排出の両方を含む。

図 5.1.2-1 日本国内ネットゼロ達成時の各シナリオにおける残余排出量

（出典）ネガティブエミッション市場創出に向けた検討会とりまとめ（2023年6月）[1)]

(2) CDR の定義・分類

文献 1)では、NETs とは大気中の CO_2 を回収・吸収し、貯留・固定化することで大気中の CO_2 除去（CDR）に資する技術（表 5.1.2-1）とされているが、直接的な技術特性は「CDR」であり、NETs の用語は曖昧であることから、IPCC AR6 では、NETs の用語は用いられておらず、CDR に統一されている。そのため、本節でも、参考文献で NETs の用語が利用されている場合を除き、CDR の用語を用いることとする。

文献 2)では以下のように CDR を定義している。

「大気中から CO_2 を回収し、10～1000 年の期間、大気から隔離し貯蔵すること」

そして、CDR は何らかの人為的な活動が伴ったもので、直接的な人為的な活動なく自然での吸収効果は CDR には含まれないとしている。CDR には以下の 3 つの原則があるとしている。

【原則 1】CO_2 は化石燃料源からではなく、大気中から回収されなければならない。除去行動は、大気中 CO_2 を直接的もしくは間接的（たとえばバイオマスや海水を介して）に回収される。

【原則 2】CO_2 回収後の貯蔵は継続性が必要であり、CO_2 が大気中に早期に再度戻されてはならない。

【原則 3】CO_2 除去は、人為的な介入の結果でなければならず、地球の自然システムに追加的でなければならない。

CDR を「大気中から CO_2 を回収し、10～1000 年の期間、大気から隔離し貯蔵すること」と定義したが、CDR 手法によって隔離可能な期間には差異は存在する。

表 5.1.2-1　ネガティブエミッション技術の一覧

植林・再生林		植林は新規エリアの森林化、再生林は自然や人の活動によって減少した森林への植林
土壌炭素貯留		バイオマスを土壌に貯蔵・管理する技術（自然分解によるCO_2発生を防ぐ）
バイオ炭		バイオマスを炭化し炭素を固定する技術
BECCS		バイオマスの燃焼により発生したCO_2を回収・貯留する技術
DACCS		大気中のCO_2を直接回収し貯留する技術
風化促進		玄武岩などの岩石を粉砕・散布し、風化を人工的に促進する技術。風化の過程(炭酸塩化)でCO_2を吸収
ブルーカーボン	海洋肥沃・生育促進	海洋への養分散布や優良生物品種等を利用することにより生物学的生産を促してCO2吸収・固定化を人工的に加速する技術。大気中からのCO2の吸収量の増加を見込む。
ブルーカーボン	植物残差海洋隔離	海洋中で植物残差に含まれる炭素を半永久的に隔離する方法（自然分解によるCO_2発生を防ぐ）ブルーカーボンのみならず外部からの投入を含む
海洋アルカリ化		海水にアルカリ性の物質を添加し、海洋の自然な炭素吸収を促進する炭素除去の方法

（出典）ネガティブエミッション市場創出に向けた検討会とりまとめ（2023年6月）[1)]

文献 1)では、NETs は自然プロセスの人為的加速（以下、自然系 NETs という）と工学的プロセスの 2 つのプロセスに分類される（図 5.1.2-2）。また、IPCC AR6[2)]では、海に関する CDR を、海洋 CDR（Ocean-based CDR）と総称している（図 5.1.2-3）。

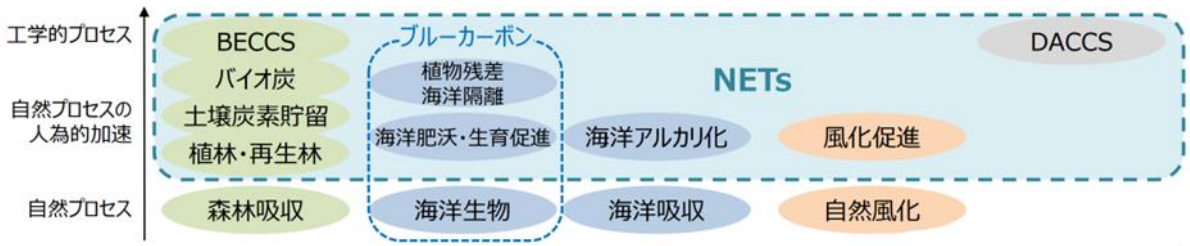


図 5.1.2-2　ネガティブエミッション技術の分類

（出典）ネガティブエミッション市場創出に向けた検討会とりまとめ（2023年6月）[1)]

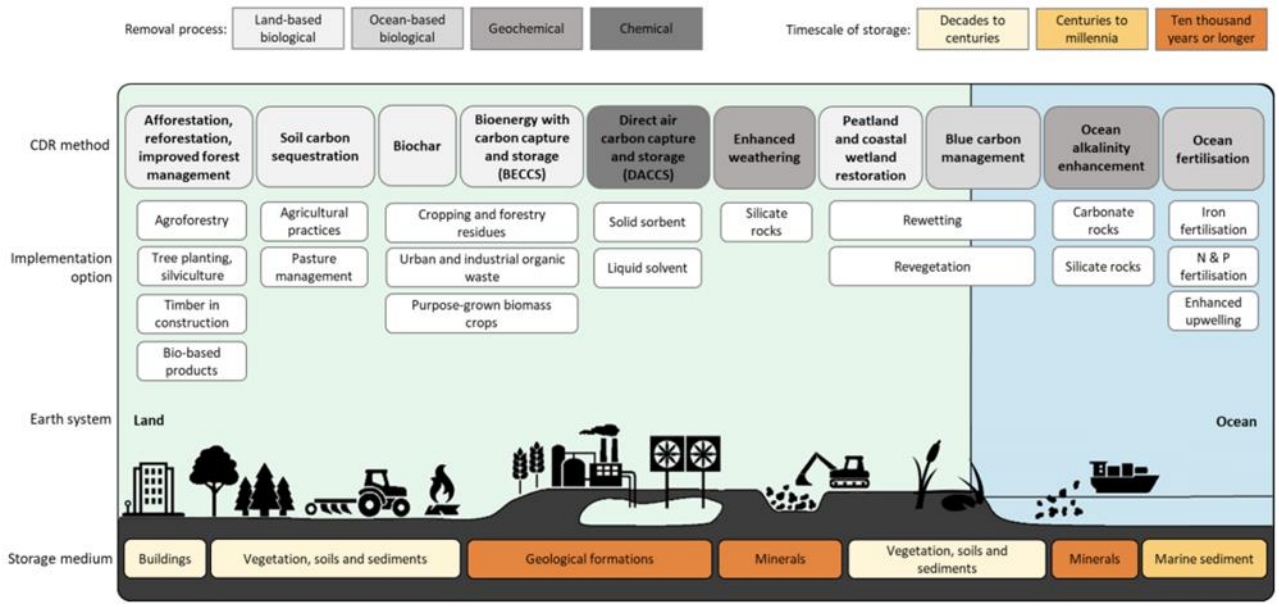


図 5.1.2-3 CDR の分類（ IPCC ）

（出典）ネガティブエミッション市場創出に向けた検討会とりまとめ（2023年6月）[1)]

(3) CDR の現状分析

表 5.1.2-2 は CDR の技術開発レベル（TRL）、除去コスト、除去ポテンシャル、研究開発力に関する現状分析である。IPCC AR6[2)]によると、TRL は植林・再生林、土壌炭素貯留等で高く、海洋アルカリ化、海洋肥沃化等の海洋 CDR が低い傾向にある。ただし、ブルーカーボン管理で示されるように、詳細技術や前提条件により TRL は大きく異なることに留意が必要である。

世界における 2050 年時点での除去コストは、各 CDR 間で比較的大きな差はなく、いずれも更なる低コスト化が望まれる。また、土壌炭素貯留のようにコベネフィットの有機肥料効果を定量化しコストに反映することで、除去コストがマイナスとなるケースもある。ブルーカーボン管理については、マングローブ、塩性湿地、海草など様々な技術が含まれており、除去コストの範囲が広い。

世界における 2050 年時点での除去ポテンシャルは海洋アルカリ化が高い。また、DACCS は近年、欧米の複数のベンチャー企業が大型化・事業化をアナウンスしていることもあり、除去ポテンシャルは高くなる傾向にある。

論文数による近年の研究開発力の国際比較では、欧米や中国が先行している。日本においては、海洋 CDR ではマングローブ、海草養殖、大型海藻養殖、炭素隔離の評価などが、DACCS や BECCS ではシナリオ分析、BECCS での燃焼技術などについての研究論文が見られる。

表 5.1.2-2　現状分析（①TRL、②除去コスト、③除去ポテンシャル、④研究開発力の国際比較）

表 4-1-2 現状分析（①TRL、②除去コスト、③除去ポテンシャル、④研究開発力の国際比較）

分類	TRL[1]	除去コスト[1] $/tCO2[4]		除去ポテンシャル[1] GtCO2/年[5]		研究開発力の国際比較[3]
	共通	世界		世界		共通
海洋アルカリ化	1-2	150	40~260	50.0	1~100	独が先行。豪、英、伊、米が続く。日本はなし。
海洋肥沃化	1-2	225	50~500	1.5	1~3	独、米が先行。英、豪が続く。日本は10位。
ブルーカーボン管理	2-3 (8-9)[2]	12680	240~30000[6]	＜1	0.02~0.08	米が先行。豪、中、印が続く。日本は9位。
大型海藻養殖	-	-	-	-	-	中、米、豪が先行。日本は10位
植物残渣海洋隔離	-	-	-	-	-	-
風化促進	3-4	125	50~200	3.0	2~4	英がリード、米国が続く。日本は18位。
DACCS	6	200	100~300	22.5	5~40	英、独、米が先行。日本は10位。
BECCS	5-6	208	15~400	5.8	0.5~11	英、米が先行。日本は10位。
植林・再生林	8-9	120	0~240	5.3	0.5~10	英、米、独が先行。日本は14位。
土壌炭素貯留	8-9	28	-45~100	5.0	0.6~9.3	米、独が先行。日本は12位。
バイオ炭	6-7	178	10~345	3.5	0.3~6.6	米、英、独が先行。日本は21位。

1) IPCC Sixth Assessment Report "Climate Change 2022 Mitigation of Climate Change" Table 12.6 and p1271, https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg3/
2) ICEF "Blue Cabon Roadmap-Carbon Captured by the World's Coastal and Ocean Ecosystem" 2023
※文献（分類における詳細技術等）によってTRLは異なりうる
3) Web of Scienceでの検索結果（論文数）（2000年~2022年）
4) 2050年想定のCO2除去コストの中央値　5) 2050年の除去ポテンシャルの中央値、陸上バイオ系は重複あり
6) マングローブ：240USD、塩性湿地：30,000USD、海草：7,800USD

（出典）ネガティブエミッション市場創出に向けた検討会とりまとめ（2023年6月）[1)]

日本での地理的・気候的優劣において、ブルーカーボン管理や大型海藻養殖は世界第 6 位の排他的経済水域と海岸線の長さを有することから、風化促進は鉱物資源（玄武岩等）と実施場所（耕作地、森林、川、海岸等）が揃うことから、導入しやすさが考えられる。一方、DACCS、BECCS の国内実施を考えると、CCS 貯留地の確保が課題として挙げられる。なお、BECCS、植林・再生林、バイオ炭は、国内での木質資源のポテンシャルはあるが所要陸面積が必要となる。ここで、各 CDR の所要陸面積について、必ずしも試算の基準や前提条件が揃っている訳ではないことに留意が必要である。例えば、DACCS、BECCS は、再生可能エネルギー設備由来の面積を考慮しておらず、BECCS、植林・再生林、バイオ炭は、バイオマス由来の面積を考慮して試算されている。

海洋 CDR、風化促進といった自然系 CDR は、社会・環境影響のリスクが考えられ、社会実装のために、社会・環境影響の評価・検証が必要となる。また、風化促進、土壌炭素貯留、海洋 CDR の多くは、CO_2 除去効果の確認（根拠となる科学的データの収集・蓄積、測定手法確立等）が必要である。

(4) 主要な NETs の今後の方向性

① DACCS/BECCS

DACCS と BECCS は、CDR のためには CO_2 を分離・回収した後、CCS により貯留する必要があるため、CCS 適地が豊富な米国等の諸外国において、DACCS や BECCS は高いポテンシャルを有すると考えられる。また、これらの技術の商用化に向けた実証支援やビジネスモデルの構築が進められており、市場の拡大が見込まれることから、こうした海外市場にも積極的に参入していくことが重要である。

国内では 160 億トンの CO_2 貯留可能量が推定されており、2030 年までの事業開始に向けて民間事業者における CCS 事業の検討が開始されているところであり、こうした制度環境が整備されていくことも踏まえ、国内での実証化も進めていく必要がある。一方、CO_2 貯留地の確保は依然として課題である。

さらに、DACCS については、大気中からの CO_2 回収プロセスにおいて多量のエネルギーを要することから、省エネルギー・低コスト化に向けた研究開発を引き続き推進することが重要である。また、国内でのクレジット化に向けて、既に CCS の算定方法論は確立されつつあるところ、CO_2 回収プロセスにおける算定方法論の早期確立を図ることも必要である。

米 DOE は、大気から回収した CO_2 の処理、輸送、安全な地中貯蔵、変換の商業化を加速し、実証するために、国内の 4 つの地域直接大気回収ハブ（DAC ハブ）の開発に 35 億ドルを投資している。英国は、バイオマス発電（Power BECCS）に対する支援として、炭素クレジットと発電の双方に対して値差補填を導入する支援策を優先モデルとして検討中である。

出典：Climeworks

図 5.1.2-4 DAC 商業施設例

（出典）ネガティブエミッション市場創出に向けた検討会とりまとめ（概要）（2023 年 6 月）[3)]

DAC 産業化に向けては、海外では直接大気回収の分野において既に大規模実証、商用化が進む一方、国内では現状ベンチスケール実証に留まる。大規模化に強みを持つ

技術については、国際競争において今後劣後することのないよう、早期に国内での大規模実証、商用段階への移行が必要である（図 5.1.2-5）。

一方で、技術の難易度・革新性ともに高く、コストの削減余地が大きい技術や、小型化に強みを持ち、敷地に余裕のない場所での実装にも適合するなど、既に実証が進む大型 DAC との差別化を図ることが可能な技術については、今後の社会実装を見据えた技術開発も引き続き重要と考えられる。

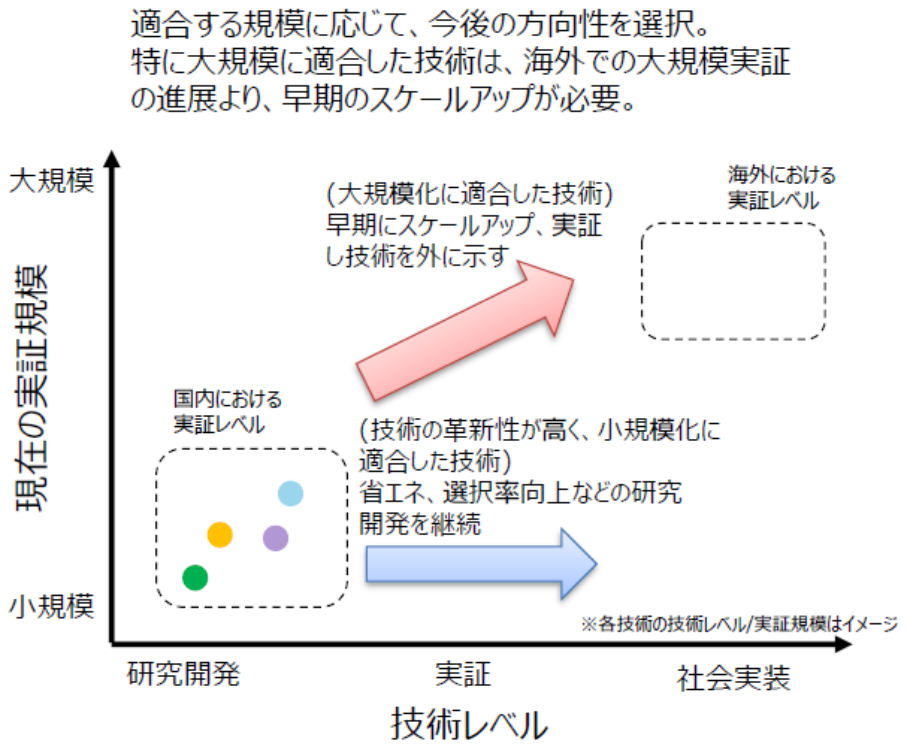


図 5.1.2-5　今後の方向性

（出典）ネガティブエミッション市場創出に向けた今後の方針について（令和 5 年 11 月）[4)]

② 風化促進

鉱物資源（玄武岩等）と実施場所（耕作地・森林・海岸等）が揃うことから、国内での導入しやすさが考えられる。

埋立地への貯留も考えられるが、事業性を考慮すると、農業的効用、鉱山廃水等の中和や浄化、建設資材への利用等のコベネフィットが期待される。

実際の CO_2 除去量や環境影響については未知数であるため、除去の測定手法の確立や根拠となる科学的データの収集・蓄積を行うことが必要で、データ取得が困難な領域も存在するため、シミュレーションによる評価手法の確立も重要である。

岩石の風化により溶出する栄養塩が植物の成長を促進するため、農業的効用や森林再生等や、玄武岩を含む苦鉄質岩が溶解した水はアルカリ性を示す傾向があり、鉱山廃水等の酸性水の中和あるいは中和のための補助としての役割等が期待される

また、玄武岩を含む苦鉄質岩は栄養塩である鉄を含むため、沿岸部の生態系の活性化、漁業収穫量の増加が期待される。

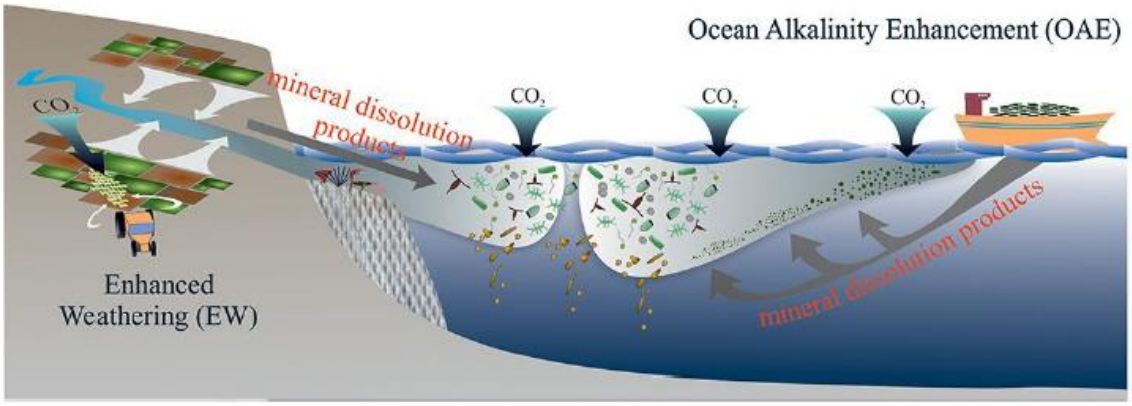


図 5.1.2-6 風化促進のイメージ

（出典）ネガティブエミッション市場創出に向けた検討会とりまとめ（概要）（2023 年 6 月）[3)]

③ バイオ炭

バイオ炭の農地施用については温室効果ガスインベントリにおいて算定方法が確立されており、除去量の算定が可能である。長期貯留効果が認められ、海外においてもクレジットの創出例がよく見られる。コベネフィットによりビジネスが成立している例も存在しており、こうした取組の更なる拡大を図ることが重要である（図 5.1.2-7）。

バイオ炭の普及拡大を図るため、引き続き、バイオ炭の低コスト化や、収量性向上などの付加価値を持たせた資材の開発等、農家の導入インセンティブを図るための取組を進めるべきである。

コベネフィットによるビジネスの成立例（TOWING 社）

- バイオ炭に培養微生物を付加した高機能バイオ炭（宙炭）を製造・販売
- 農業現場で利用されるたい肥や苗をそのまま製品代替するのみで利用可能
- 高機能バイオ炭を農地に施用した場合、施用しない場合と比較して農作物の収量が増大、農家の収益性が向上する。

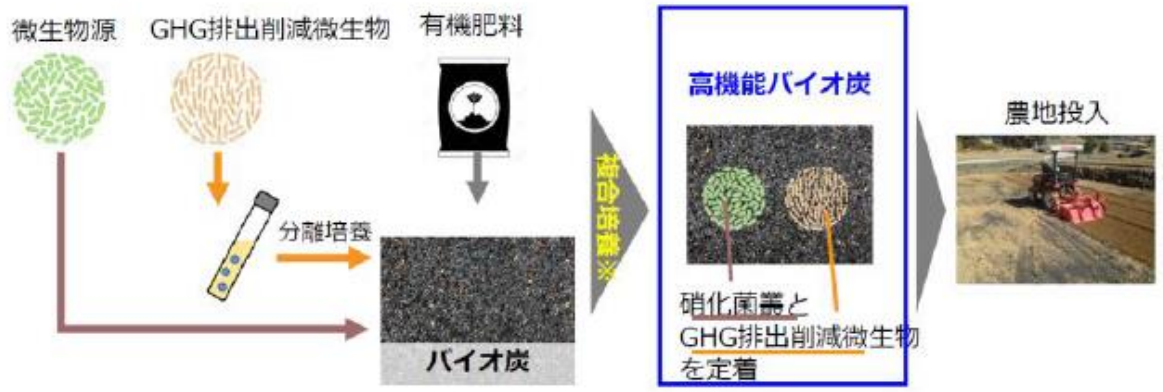


図 5.1.2-7　バイオ炭の農地施用のイメージ

（出典）ネガティブエミッション市場創出に向けた検討会とりまとめ（概要）（2023 年 6 月）[3)]

④　ブルーカーボン管理/大型海藻養殖

世界第 6 位の排他的経済水域、海岸線の長さを有し、海藻養殖等の関連技術を有するなど国内での導入しやすさが考えられる。

欧米では、海洋 CDR や大型海藻養殖（沖合養殖含む）に関して総合的な研究開発がプロジェクト体制で進められており、国内でも、沖合養殖なども含めた多面的な研究開発を進めていくことが必要となる。また、ブルーカーボン生態系の面積と活動量を正確に把握するため、海域に合わせた海洋観測技術やモニタリング等も重要となる。

「沿岸の海藻養殖」が貢献する吸収量を我が国のインベントリに登録を目指すことや、ブルーカーボン生態系による CO_2 吸収量の算定方法の明確化、国内ボランタリークレジット制度の拡大等、現在の取組を引き続き進めていくことも必要である。

(5) ネガティブエミッション市場創出に向けた方針

CDR の導入や市場拡大に向け、相対的なコストの高さや技術の競争力強化の観点から、相対的に価格の高い炭素除去市場を早期に創出することが必要と考えられる。そのためには、市場の初期段階において高コストな除去に対する政府支援策の導入や、CDR の価値を取引するためのカーボン・クレジット（除去クレジット）の活用環境の整備が重要となる。また、主産業としての CDR の収益性の見通しの提示や CDR に関するルールの合意形成に向けた検討も重要となる。本節では、こうしたネガティブエミッション市場の創出に向けて必要な取り組みについて整理する。

①　市場形成の初期段階における政府支援策の検討

市場の初期段階における支援策として、現在、欧米を中心に様々な政策手法が検討・導入されており、以下の 8 つのオプションに整理される。

a.　値差補填

値差補填とは、市場価格に連動する参照価格が、契約に基づいて決定される権利価格を下回る場合、その差額を政府が補填するものである。逆に、参照価格が権利価格

を上回る場合は、事業者から政府へ差額が支払われる。一方、CDR は運転コスト（エネルギーコスト、CO_2 輸送・貯蔵コスト）が比較的高く変動が大きいため制度のスキームが複雑化しうること、参照価格として確立された市場価格の存在が必要となることが課題として存在する。

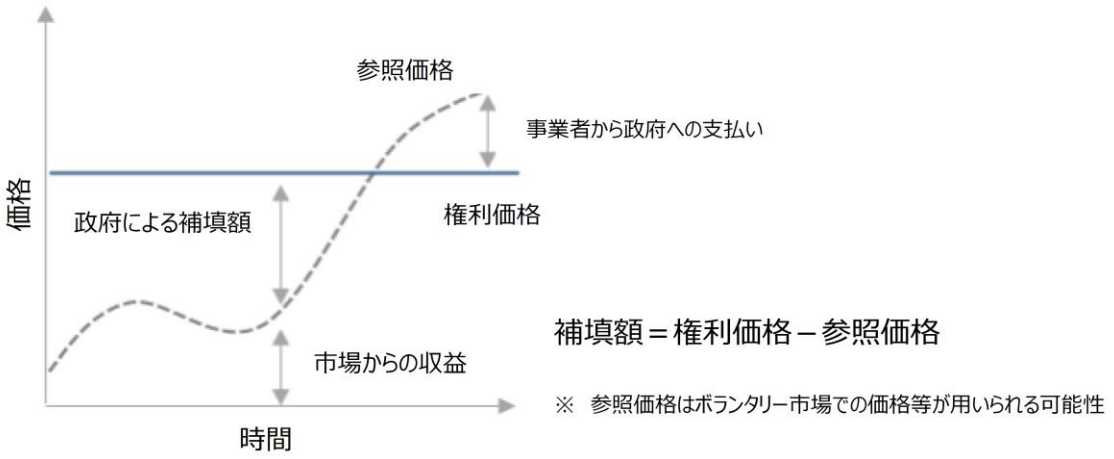


図 5.1.2-8 値差補填制度のイメージ

（出典）ネガティブエミッション市場創出に向けた検討会とりまとめ（2023年6月）[1)]

b. 政府調達

政府調達は、事業者が実施した炭素除去プロジェクトに対して、政府が一定の価格絵買取りを行うものである。その際、政府は買取り分をクレジット化して市場に売却する。この場合、政府が確実に買い手となるため民間事業者にとっての予見可能性が高く、市場の発展を促進しやすいという利点がある一方、政府が負担するコストが高くなりうること、また取引プラットフォームやレジストリの整備など、透明性確保のための行政コストも大きくなることが課題として考えられる。

c. 余剰クレジットの買取り

事業者はまず市場へクレジットを売却することを前提とした上で、余剰クレジットが生じた場合は、政府が一定期間ごとに固定価格での買取りを保証する仕組みである。市場機能を最大限活用できるため、市場の需要に応じて政府が負担するコストが減少するが、市場価格が低い場合には市場でクレジットを売るインセンティブが事業者に働かず、逆に市場の発達を阻害する恐れもある。

d. 税額控除

米国では投資促進策として様々な税額控除を実施しており、IRA においては CCS に対する既存の 45Q タックスクレジットを拡大し、DAC に対するインセンティブを追加している。米国ではもともと税額控除による投資促進策が活用される傾向にあるが、英国は検討の対象としていないなど、各国により採用する手法は異なっている。

e. 設備投資・実証支援

米国は、DAC により回収した CO_2 の処理・輸送・貯留・変換の商業化を実証するため、国内 4 地域での DAC Hub の設置に対し、2026 年までの間に 35 億ドルを投じることを表明している。今後、プロジェクト実施のための調達・建設等に対する支援も行う予定である。

このように DACCS 等の設備投資規模が比較的大きい技術に対しては、設備投資や実証支援が初期投資のハードルを下げ、事業者への収益の予見可能性を高めるにあたって有効な手法となりうる。

f. 研究開発補助

米国は、100$/$tCO_2$ のコスト目標を達成するため、DACCS/DACCU や、海洋由来 CDR、風化促進など幅広い技術の R&D を支援している。欧州も Horizon プログラムなどの各種資金策において様々な NETs の技術開発を進めている。

日本国内においても、ムーンショット型研究開発事業において DAC の高効率化・省エネ化、風化促進の評価基盤開発等を行っている。また、グリーンイノベーション基金事業においても食料・農林水産業の CO_2 等削減・吸収技術の開発において、NETs に関連する技術開発を行っている。技術の初期段階においては、こうした研究開発補助がネガティブエミッション技術のコスト低下に大きく貢献しうる一方、研究開発投資のみでは長期的な収入の確実性をもたらすものではなく、従って市場拡大を直接的に支援するものではないことには留意が必要である。

g. 排出量取引への除去の組み込み

EU においては排出量取引への CDR 組み込みに向けた議論が始まっており、英国においても UK-ETS への除去の組み込みについて検討を開始している。

排出量取引の対象に除去クレジットを含めることは、需要の長期的な予見可能性を生み出し、投資の促進に寄与すると考えられる。また、将来的に CN の達成に近づく際には、政府が発行する排出枠の量もゼロに近づき、排出量取引制度が排出者間の枠の取引から、残余排出者が自らの排出量に相当する除去クレジットを除去者から調達する仕組みへと変わっていく可能性がある。

h. 義務量割り当て

多排出セクターに対して、排出量のうち一定の NETs プロジェクトもしくはクレジットを購入する義務を発生させるといった手法も存在する。中長期的には、こうした規制的アプローチの導入も、確実に民間需要を拡大するための有効な手段となりうる。一方、導入初期においては、義務量を満たすだけの供給が確保されるかは不明瞭であるほか、ペナルティ価格の水準によっては、高価な技術由来のクレジットは買い取られず市場が発展しない恐れもある。さらに、対象とすべき産業や義務量の水準等、詳細設計において公平性の確保にも課題が存在する。

以上の 8 つのオプションに加え、すでに形成されつつある海外市場への展開の後押しも進めていく必要がある。例えば、一般的な海外展開に向けた支援の例として、NEXI の環境イノベーション保険や、JBIC GREEN 等が存在する。こうした海外展開支援の活用可能性も検討しつつ、CO_2 回収・除去技術についても積極的な海外展開を推進していくことが必要である。

② クレジット活用環境の整備と初期需要の拡大

CDR の社会実装を促進するためには、プロジェクト実施者に対するインセンティブ付与としてカーボン・クレジットの活用環境を整えることが重要である。また、特に 2050 年以降の CN 達成期には、残余排出者が自らの排出を相殺する手段として、吸収・除去系のクレジット活用が不可欠となる（図 5.1.2-9）。

現状、吸収・除去系のクレジットの供給量は限られており、今後は、技術ベースでの除去（DACCS,BECCS）やブルーカーボン等の新たなクレジットの活用・拡大が必要である。なお、2022 年 6 月に公表されたカーボン・クレジット・レポートでは、炭素吸収・除去系クレジットの創出拡大等を取組の方向性の一つとして提示している。

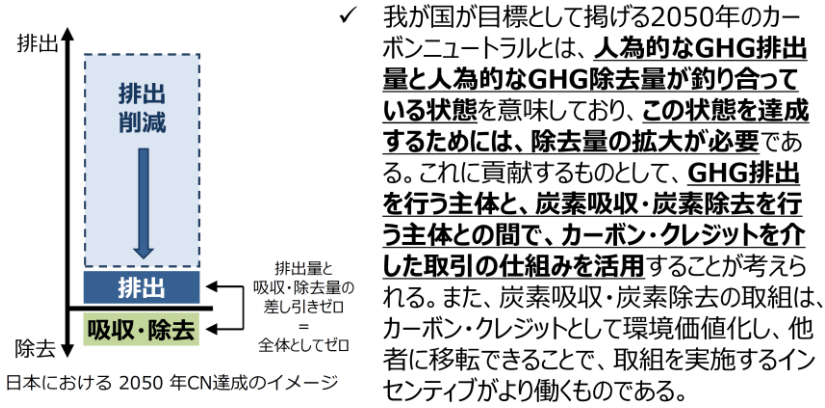


図 5.1.2-9 カーボンニュートラル達成時における炭素吸収・炭素除去系カーボン・クレジットの重要性

（出典）ネガティブエミッション市場創出に向けた検討会とりまとめ（概要）（2023 年 6 月）[3)]

国内において活用可能な政府主導型のクレジット制度として、J－クレジット、JCM が存在する。まずは、これらのクレジット制度における除去クレジットの創出拡大を図ることが重要であるが、新たな除去系技術を J クレジットの方法論として追加するには、方法論の適用条件やベースラインの設定、算定方法等が課題となる。

また、海外での排出削減・吸収を対象とする二国間クレジット制度（JCM）においては、排出源から回収された CO_2 の CCS（削減系 CCS）を対象とした実現可能性調査や、JCM の枠組みにおいて CCS 関連のプロジェクトを実施のためのルール・制度の見直し作業を実施中である。将来的には、海外で実施される除去系プロジェクトについての JCM クレジット化のニーズの高まりも考えられ、この時、現在行っている削減系 CCS

についての検討の成果や知見も踏まえつつ、除去効果の定量化や MRV 手法の構築が必要となる。

排出量取引制度における除去クレジットの活用拡大という需要面の取組も進めることが必要である。GX リーグにおける排出量取引制度の第 1 フェーズにおいて参画企業は実排出量が自主目標排出量を超過した場合、適格カーボン・クレジット等を調達、使用することで自主目標を達成することが可能となっている。現在、適格カーボン・クレジットの対象は J-クレジット及び JCM クレジットであり、今後追加すべき適格カーボン・クレジットの要件については、CN 達成後に利用できるのは基本的に除去クレジットのみとなることを念頭に検討を進めていくことが望ましい。

③ CDR のルール形成に向けた方針と検討のあり方

CDR の産業化に向けては、除去効果を正確に測定することで品質・信頼性を担保するための MRV（測定・報告・検証）方法論の確立が重要である。現在、国際的に統一された手法はないものの、一部の国・地域においては考え方のフレームワークが提唱されている。例えば、英国は MRV に関する専門家会合を実施し、その提言を踏まえて、CDR の MRV に関する一連のフレームワークを開発している（表 5.1.2-3）。欧州委員会は、昨年 11 月に炭素除去認証枠組に関する規則案を提案している（図 5.1.2-10）。

表 5.1.2-3 MRV フレームワークの概要（英国）

原則	概要
正確性 (Accurate)	科学的に正確で検証可能な確実な方法論を確立すること
一貫性 (Consistent)	国際的なベストプラクティスや、既存の基準に沿ったものであること
継続的改善 (Continuous Improvement)	技術革新や新たな科学的見地に柔軟に対応し、改善可能なものであること
環境セーフガード (Environmental Safeguards)	政府の環境セーフガードを遵守し、環境への影響とリスクを最小限に抑えること
簡潔性 (Simplicity)	関係者の過度な管理コストを最小限に抑えること
衡平性 (Parity)	技術の多様なニーズと特性を考慮し、技術全体にわたって一貫した枠組みを提供すること
透明性 (Transparent)	定量可能で、正確かつ明確に報告され、第三者によって検証されるものであること

（出典）ネガティブエミッション市場創出に向けた今後の方針について [4)]

図 5.1.2-10 炭素除去認証枠組に関する規則案の概要（EU）

（出典）ネガティブエミッション市場創出に向けた今後の方針について [4)]

また、民間レベルでは、炭素除去クレジットの創出を目的とした MRV 方法論が整備されつつある。

炭素除去特化型のボランタリークレジット市場 Puro.Earth は、独自に CDR（DACCS,BECCS,バイオ炭、風化促進など）の方法論を整備しており、Climeworks も、ISO に準拠した独自の DAC 方法論を開発。第三者評価機関による認証を取得したうえで、 Microsoft などに認証済の高品質 DAC クレジットを提供している。さらに、Puro.Earth からの認証も取得している。

CCS による CO_2 削減量算定方法の国際的な確立を目的とした CCS プラス・イニシアティブは、DAC を含む CCS バリューチェーン一連の方法論をモジュール毎に開発している（図 5.1.2-11）。ボランタリークレジット市場（VCS）での方法論化に向けて、コンサルテーション等のプロセスが進行中である。

EU は、CDR の MRV 方法論開発に向けた専門家グループを構成し、議論を開始している。カナダも DACCS 等の除去技術の方法論開発に着手するなど、国レベルでも徐々に動きが見られ始めている（図 5.1.2-12）。

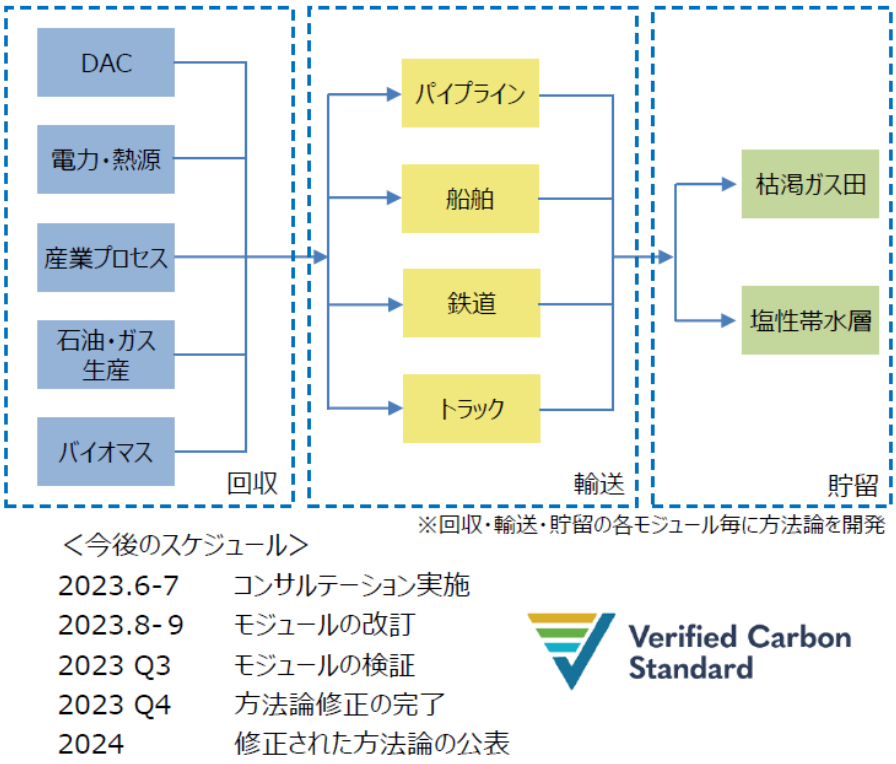


図 5.1.2-11 CCS プラス・イニシアティブ：DAC 方法論の作成

（出典）ネガティブエミッション市場創出に向けた今後の方針について [4)]

2023年3月、CDRに関する専門家会合の開始
→ 各々の炭素除去活動に合わせた認証方法の開発に向けた協議の開始

2022年6月、温室効果ガス・オフセット・クレジット制度を開始。「森林管理」や「DACCS」、「土壌有機炭素」の制度方法論を現在作成中（森林管理についてはパブリックコメントを9月に終了）、さらにBECCSについても制度化を検討。

CDRセクターにおいて現在適用されているMRVのレビュー、評価を実施中。今秋に完了、公表予定。

MRV手法を開発する研究機関等に対し、資金を提供。また、政府が提供するDAC補助金プログラムにおいても、2022年にDOEが作成した"Best Practices for LCA of DACS"に沿ってLCA評価を行うことを採択基準として要求。

図 5.1.2-12 各国政府の CDR 方法論開発に向けた動向

（出典）ネガティブエミッション市場創出に向けた今後の方針について [4)]

技術ごとの開発状況や、クレジット創出かNDC貢献かといった目的を踏まえながら、技術ごとに必要なルールの合意形成や知見の共有を適切な場で実施していくことが重要であり、関係者間でルール形成を戦略的に検討するための仕組みが必要である。

CDRに係る様々なルール形成の取組方針（表 5.1.2-4）等、分野横断的な検討を行う場だけではなく、風化促進・ブルーカーボン・DACCS・CDR定義や必要な技術基準等の具体的なルールの内容を検討する場（図 5.1.2-13）が必要とされている。

表 5.1.2-4 CDRに係るルール形成の分類ごとの方針

分類	方針
①気候変動対策におけるCDRの位置づけ	IPCCやIEAなどの国際機関や、G7等マルチ交渉の成果文書、多国間のイニシアティブ等の活動を通じて、CDRの必要性について合意形成を図る。
②CDR（範囲と技術）の定義	CDRに求められる要件（永続性、除去に要する期間等）、CDRに含める技術分類を、国内外で明確にする。
③CDRの除去効果算定手法を中心としたMRV手法等	除去の効果の測定方法に関する研究の推進等を行い、クレジット化等に向けて必要なMRV手法等の構築をすすめる。
④各技術特有のルール形成	関係者が集まってルール形成の方針を議論するための場を設けるなど、標準戦略を検討するため『仕組み』を検討する。

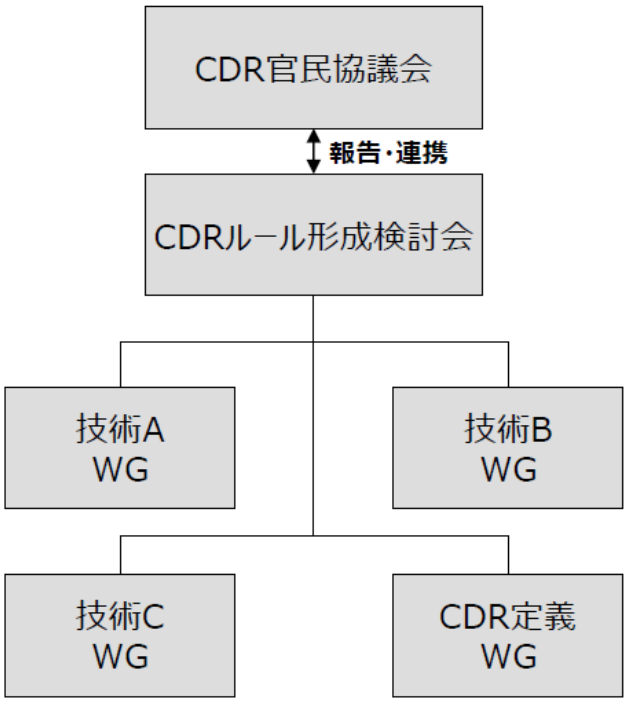


図 5.1.2-13 協議体イメージ

参考文献（第 5.1.2 節に関するもの）

1) 経済産業省：第 6 回 ネガティブエミッション市場創出に向けた検討会とりまとめ（2023 年 6 月）https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/negative_emission/20230628_report.html（アクセス日 2024.3.15）
2) IPCC WG3 AR6: Climate Change 2022: Mitigation of Climate Change (2022)
3) ネガティブエミッション市場創出に向けた検討会とりまとめ（概要）（2023 年 6 月）https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/negative_emission/20230628_report.html（アクセス日 2024.3.15）
4) 経済産業省 GX 投資促進室：ネガティブエミッション市場創出に向けた今後の方針について、https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/negative_emission/pdf/007_02_00.pdf（アクセス日 2024.3.15）

5.2 トランジションを含む長期緩和策分析（2023 年度の改定）

昨年度、パリ協定長期目標の 2℃、1.5℃未満と整合的な複数のシナリオを想定し、2030 年や 2040 年といったトランジション期も含め、世界および日本のカーボンニュートラル実現に向けたシナリオ分析を世界エネルギー・温暖化対策評価モデル DNE21+によって行った。今年度はその改定を行ったので、その結果について、政府 RM との比較を含めて述べる。

5.2.1 CN に向けた長期シナリオ策定の背景とシナリオ想定

(1) トランジションを含む CN に向けた長期シナリオ策定の背景

パリ協定長期目標の 2℃や 1.5℃目標や 21 世紀後半早期のカーボンニュートラル実現に向けて各部門の対策を強化していく必要があるが、IPCC AR6[1)]においても、CDR によって負の排出への依拠が大きいシナリオや、低エネルギー需要社会の実現によって負の排出への依拠が小さいシナリオなど、様々な可能性が提示されている。更には、CN 実現に至るトランジションは、より一層の幅がある。例えば、産業部門毎の排出削減経路は、部門によって、既存インフラの寿命や、排出削減対策の難易度等は異なっている。一律の削減は、対策費用の増大を招き、却って排出削減を困難にしかねない。

しかし、各国、各産業・各企業の排出削減対策が、他の主体と比べて緩やかな率での進める場合、「グリーン・ウォッシュ」とみなされ、批判されるリスクも存在している。他方、金融機関そして評価機関であっても、必ずしも技術を含めた、全体整合的な排出削減への経路を十分理解できるわけでもないため、投資の適切性に関する判断できる定量的な材料が必要な状況にある。そのため、気候変動リスク等に係る金融当局ネットワーク（NGFS）などでも、定量的な分析が可能な統合評価モデルを用いた排出削減シナリオの策定が行われている[2)]。一方、これらは、部門毎の排出削減経路に対しては十分な情報を与えていない（図 5.2.1-1）。また、国際エネルギー機関（IEA）も提示しているものの、とりわけ 1.5℃シナリオについて、国別の十分な情報提示がなされているわけではない。国際資本市場協会（ICMA）のレポートにおいても、地域性や

産業特性の考慮に関して課題があるとされている。日本政府は、トランジション・ファイナンスでの活用も念頭に、カーボンニュートラル実現に向けた具体的な移行の方向性を示すため、2021 年度にトランジションロードマップを策定した。これについても有用な情報を提供するものであるが、一方、これらは、部門毎に策定されたものであり、全体としての 2℃、1.5℃排出削減経路との整合性、部門間での整合性について、説明性を更に向上させる必要性もある。

そこで、部門別の積み上げ評価をし、2100 年までの期間について動的にコスト最小化の記述で最適化を行っている世界エネルギー・温暖化対策評価モデル DNE21+を用いて、世界全体で 2℃や 1.5℃目標と整合性を有し、また、国間、部門間で差異を踏まえつつ、経済合理性の点で整合性を有する、排出削減対策シナリオを、部門別のトランジションロードマップを含めて策定した。

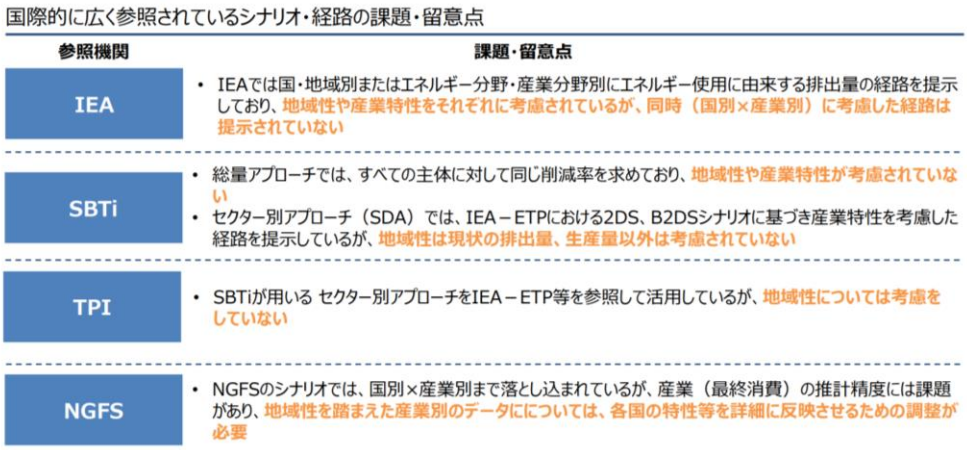


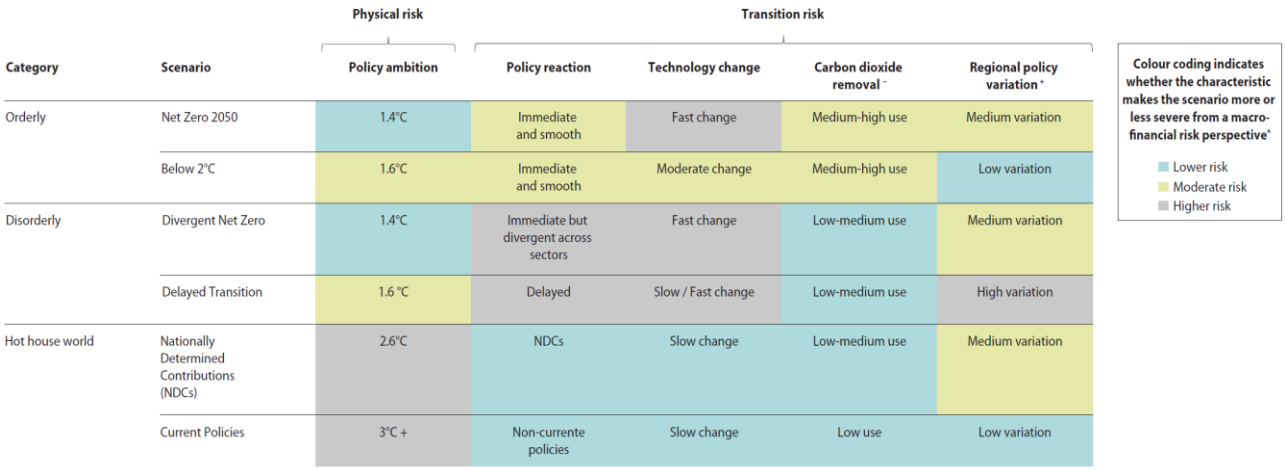
図 5.2.1-1 既存の国際的に広く参照されるシナリオ・経路の課題

（出典：経済産業省資料 [3]）

(2) シナリオの想定

DNE21+モデルでの定量的な分析のシナリオ想定にあたっては、基本的に NGFS シナリオを参考にした。図 5.2.1-2 が NGFS のシナリオであり、6 つのシナリオが用意されている。この内、Current Policies、NDCs シナリオは、気候変動影響被害リスクと 2℃や 1.5℃目標に向けた排出削減対策コストとの比較のための参照ケースの位置づけでもある。本分析では、気候変動影響被害リスク推計は分析対象としない。NGFS は、2℃、1.5℃シナリオ相当としては、Orderly シナリオ（規律がとれたシナリオ）と Disorderly シナリオ（不規律なシナリオ）が用意されている。今年度の事業でも、これに準拠する形で、Orderly シナリオと Disorderly シナリオを用意した。

DNE21+モデル分析用に想定したシナリオの概略を表 5.2.1-1 に示す。気温上昇については、2℃目標と整合するシナリオを 2 種類、1.5℃目標と整合するシナリオを 3 種類想定した（比較参照として、特段の気候変動政策を考慮しないベースラインも提示）。



		Physical risk	Transition risk				
Category	Scenario	Policy ambition	Policy reaction	Technology change	Carbon dioxide removal	Regional policy variation	
Orderly	Net Zero 2050	1.4°C	Immediate and smooth	Fast change	Medium-high use	Medium variation	
	Below 2°C	1.6°C	Immediate and smooth	Moderate change	Medium-high use	Low variation	
Disorderly	Divergent Net Zero	1.4°C	Immediate but divergent across sectors	Fast change	Low-medium use	Medium variation	
	Delayed Transition	1.6 °C	Delayed	Slow / Fast change	Low-medium use	High variation	
Hot house world	Nationally Determined Contributions (NDCs)	2.6°C	NDCs	Slow change	Low-medium use	Medium variation	
	Current Policies	3°C +	Non-currente policies	Slow change	Low use	Low variation	

図 5.2.1-2 NGFS で想定されているシナリオとその特徴

（出典：NGFS[2)]）

表 5.2.1-1 シナリオ想定（概略）

シナリオ名	気温上昇	政策のスピード#	CDR	再ｴﾈ, EV	政策の地域差	他シナリオとの類似性		
						IPCC AR6	NGFS(2022)	IEA
Disorderly Below 2 °C	1.7～1.8℃（ﾋﾟｰｸ:1.8℃、2100年1.7℃）	遅（2030年NDC）	中	中位進展	大（主要先進国2050年CN）	Likely below 2 C, NDC [C3b]	Disorderly: Delayed Transition	APS (WEO 2022)
Orderly Below 2 °C	1.7℃程度	早（2030年NDC：全世界MAC均等化）	小	高位進展	小（MAC均等化）	Likely below 2 C with immediate action [C3a]	Orderly: Below 2C	SDS (WEO 2021)
Disorderly 1.5 °C	1.4℃（ﾋﾟｰｸ:1.7℃、2100年1.4℃）	遅（2030年NDC）	大	中位進展	大（主要先進国2050年CN）	1.5 C with high overshoot (IMP-Neg) [C2]	(Disorderly : Divergent Net Zero)*	
Orderly1.5 °C	1.4℃（ﾋﾟｰｸ:1.6℃、2100年1.4℃）	早（2030年NDC：全世界MAC均等化）	中	高位進展	中（主要先進国2050年CN）	1.5 C with no or limited overshoot [C1]	Orderly: Net Zero2050	
1.5C-CO2_CN	1.5℃程度（CO2パスからの概略値）	早（2030年NDC：全世界MAC均等化）	小（部門別Near-zero of CO_2）	高位進展	中（主要先進国2050年CN）	1.5 C with no or limited overshoot [C1]		NZE

具体的には以下のようなシナリオ想定を行った。

政策のスピードについては、Disorderly シナリオでは、政策スピードが遅いとして 2030 年の排出削減については各国が個別に NDCs の排出削減を達成すると想定した。一方、Orderly シナリオでは、政策スピードが早いとして世界全体が CO_2 限界削減費用均等化の下、2℃目標、1.5℃目標を達成すべく NDCs 以上に排出削減を進めると想定した。

また、技術の進展については、CDR（Carbon Dioxide Removal）の利用可能性と、再エネ（太陽光発電および風力発電）と EV 技術のコスト低減について、複数のシナリオを想定した。前者については、Disorderly シナリオでは、掘削リグの台数に制約がある等、CO_2 貯留の急拡大には困難が伴うことを鑑みて想定している CO_2 貯留の拡大率を、CCS は 2026 年以降利用可能とした上で、国内/地域内の総貯留ポテンシャルに対し、2030 年までは年間 0.01%、それ以降は 0.02%ずつ貯留量を拡大可能と想定した。つまり、2050 年時点および 2100 年時点では、モデル分割の地域別に想定の CO_2 貯留ポテンシャルの内のそれぞれ約 0.5%、約 1.5%に相当する分を年間貯留可能と想定した。Orderly シナリオは、CCS・CDR への依存が少ないシナリオとして、Disorderly シナリオと同様に CCS は 2026 年以降利用可能とするが、その拡大率は年間 0.004%ずつと低く想定すると共に、世界全体の商用バイオマス供給量の上限を 50EJ/yr と想定している。

NGFS の 4 種類の 2℃、1.5℃シナリオと準拠したシナリオ以外に、IEA の Net Zero by 2050: A roadmap for the global energy sector （NZE）に近いシナリオも用意した。1.5C-CO_2_CN シナリオは、CO_2 貯留の拡大率は Disorderly シナリオと同じとしつつも、部門別の CO_2 排出量が実質ゼロに近くなるように CDR の利用を制約している（DACCS および BECCS の利用をゼロとすると同時に、発電部門における e-メタン+CCS の利用も不可としている）。非 CO_2 GHG の残余排出は比較的大きいと見られる。そのため、GHG 全体としてモデルで費用最小化となるシナリオを導こうとすれば、ある程度の量の CDR が必要であり（IPCC AR6（SPM C.11）でも、「CO_2 又は GHG の正味ゼロを達成しようとするならば、削減が困難な残余排出量を相殺する CDR の導入は避けられない。」としている）、そのとき、費用効率的な対策として非 CO_2 GHG のオフセットだけではなく、例えばセメント部門からの CO_2 排出をオフセットする結果となりやすい。しかし IEA の NZE シナリオは、CDR への依存が大変小さく、逆に言えば、全部門の残余排出量が大変小さく、NZE に近いシナリオを経済合理的なシナリオを導出するモデルで導くのはナローな解となる。そこで、1.5C-CO_2_CN シナリオでは、他のシナリオと異なり、GHG ではなく、CO_2 のみを対象にモデル最適化計算を行い、NZE に近い、各部門で CO_2 が実質ゼロに近くなる、定量的なシナリオを導出した。ただし、CDR のオプションも存在する中で、各部門で実質ゼロを目指すのは、本来、対策費用増になりやすいことに留意をもってシナリオを理解する必要がある。

再エネ（太陽光発電および風力発電）については、中位進展として文献 4)の低位シナリオを想定し、高位進展では更にコスト低減が進み、2050 年時点では同時点の中位進展でのコスト比で半減となると想定した。EV の技術進展については、表 5.2.1-2 に示すように、高位進展では中位進展に比べ、BEV や FCEV 等のコスト低減が更に進むと想定している。

政策の地域差としては、主要先進国である日米英と EU は、それぞれ個別に GHG 排出実質ゼロを 2050 年に達成すると想定するケースと、CO_2 限界削減費用均等化の下で 2℃目標を世界全体で費用効率的に達成するケースの 2 種類を想定した。

分析シナリオの世界全体排出経路を図 5.2.1-3、図 5.2.1-4 に示す。2℃シナリオでは、2065～2080 年頃に CO_2 排出を実質ゼロ、2090～2100 年頃に GHG 排出を実質ゼロとしている。1.5℃シナリオでは、更に早期から排出削減を進めることが必要であり、2050

～2060 年頃に CO_2 排出を実質ゼロ、2075～2080 年頃に GHG 排出を実質ゼロとしている。なお、対応する全球平均気温上昇は、図 5.2.1-5 に示すとおりである（簡易気候変動モデル MAGICC を用いて推計）。

表 5.2.1-2 自動車車両コストの想定：小型乗用車（万円/台）

(a) 中位進展

	2015	2020	2030	2050
在来型内燃自動車	170	170	180	185
ハイブリッド車（ガソリン）	210	209	202	201
プラグインハイブリッド車（ガソリン）	270	248	219	210
純電気自動車（BEV）	311	305	265	225
燃料電池自動車（FCEV）	598	514	388	244

(b) 高位進展

	2015	2020	2030	2050
在来型内燃自動車	170	170	180	185
ハイブリッド車（ガソリン）	210	208	201	201
プラグインハイブリッド車（ガソリン）	270	244	210	205
純電気自動車（BEV）	311	285	210	205
燃料電池自動車（FCEV）	598	412	244	205

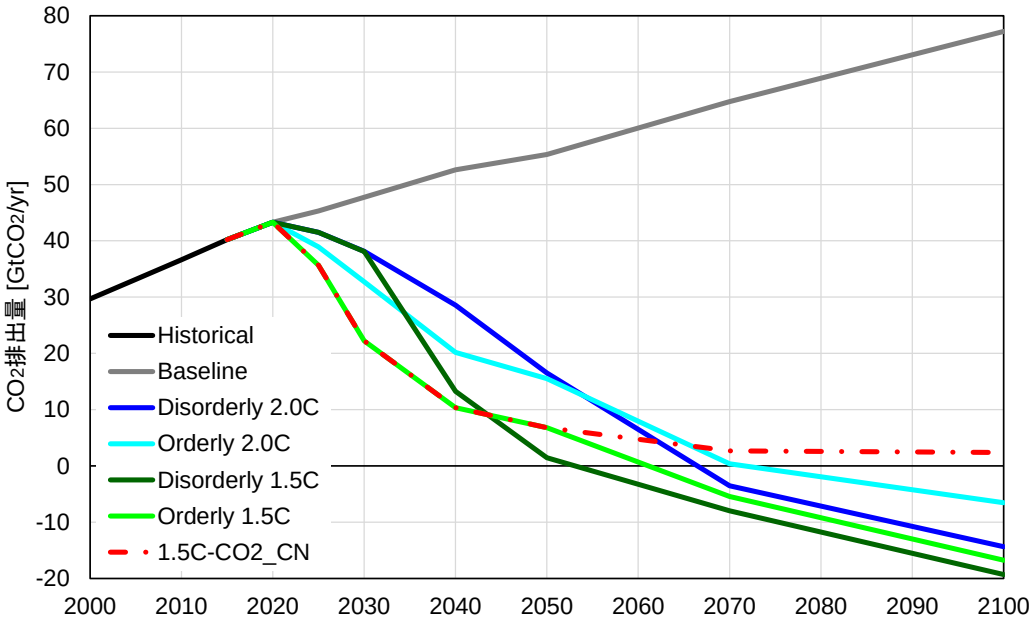


図 5.2.1-3 分析シナリオの世界全体 CO_2 排出経路

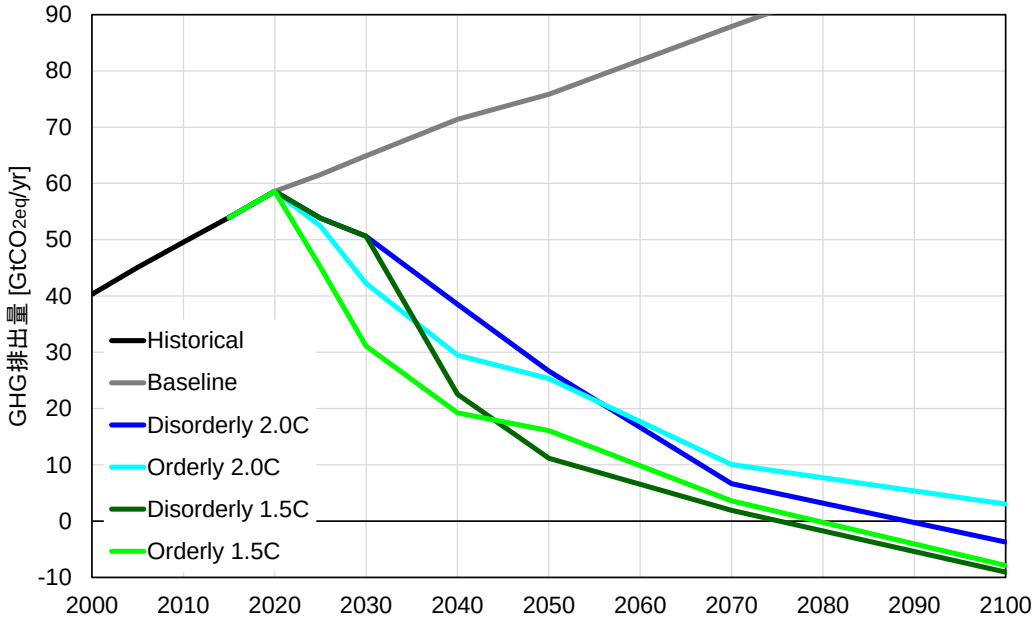


図 5.2.1-4 分析シナリオの世界全体 GHG 排出経路

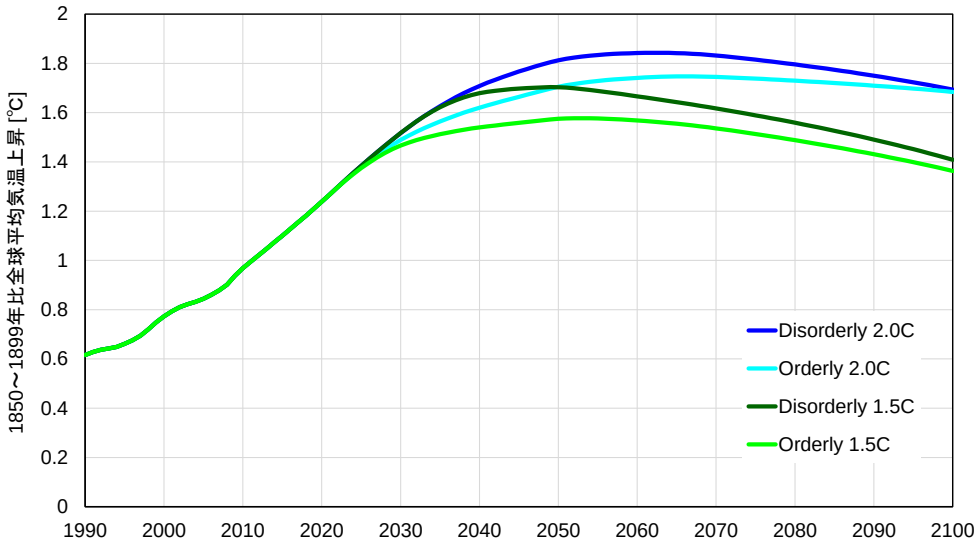


図 5.2.1-5 分析シナリオの全球平均気温上昇

5.2.2 世界

まず、本節では世界のシナリオを示す。表 5.2.2-1～表 5.2.2-5 に、各シナリオの下での CO_2 限界削減費用を示す。各国が個別に NDCs を達成するとした Disorderly 2.0C や Disorderly1.5C では、先進国の CO_2 限界削減費用は tCO_2 当たり数百ドルと非常に高い水準となっている。一方、2030 年は CO_2 限界削減費用均等化の下で NDCs の深堀を達成するとした Orderly 2.0C や Orderly 1.5C では、前者では 81\$/tCO_2、後者では 234\$/tCO_2 であり、より費用効率的に排出削減が進められている。また、主要先進国は 2050 年に GHG 排出を実質ゼロにすると想定しているシナリオでの 2050 年 CO_2 限界削減費用は、例えば Disorderly 1.5C の日本では 686\$/tCO_2 等と推計されており、非常に高

い排出削減対策まで導入しなければ達成できないとされている。一方、世界全体の CO_2 限界削減費用均等化の下（Orderly 2.0C）では、158$/tCO$_2$と推計されており、後に示すように日本の国内での排出削減は少ない。

表 5.2.2-1 Disorderly 2.0C における CO_2 限界削減費用（$/tCO$_2$）

	2030 年	2040 年	2050 年
日本	470	298	500
米国	199	241	229
EU27	282	208	284
韓国	147	80	118
中国	35		
その他	国によって差異		

表 5.2.2-2 Orderly 2.0C における CO_2 限界削減費用（$/tCO$_2$）

	2030 年	2040 年	2050 年
日本	81	251	158
米国			
EU27			
韓国			
中国			
その他			

表 5.2.2-3 Disorderly1.5C における CO_2 限界削減費用（$/tCO$_2$）

	2030 年	2040 年	2050 年
日本	423	456	686
米国	211	291	276
EU27	283		324
韓国	141		269
中国	39		
その他	国によって差異		

表 5.2.2-4 Orderly1.5C における CO_2 限界削減費用（$/t$CO_2$）

	2030 年	2040 年	2050 年
日本	234	518	466
米国		492	301
EU27			323
韓国			267
中国			
その他			

表 5.2.2-5 1.5C-CO_2_CN における CO_2 限界削減費用（$/t$CO_2$）

	2030 年	2040 年	2050 年
日本	281	706	345
米国			310
EU27			350
韓国			293
中国			
その他			

図 5.2.2-1 に NGFS の各シナリオ（REMIND モデルによる推計）の炭素価格（CO_2 限界削減費用）との比較を示す。1.5℃シナリオでは、DNE21+では DACCS を考慮していることから、限界値が抑制される傾向があり、若干低めの CO_2 限界削減費用となる傾向があるものの、概ね NGFS シナリオと整合的な炭素価格水準を示している。

IPCC の各シナリオの CO_2 限界削減費用との比較は、図 5.2.2-2 に示している。IPCC 報告の多くのモデルは、CO_2 限界削減費用均等化の条件下で計算している。DNE21+シナリオは、IPCC 報告値と整合的な水準と言えるが、IPCC シナリオでは DACCS の想定がほとんどなされていない一方、DNE21+シナリオでは DACCS を想定しているため、2050 年の CO_2 限界削減費用は IPCC シナリオの C1 と比較すると若干安価な推計になっていると言える。

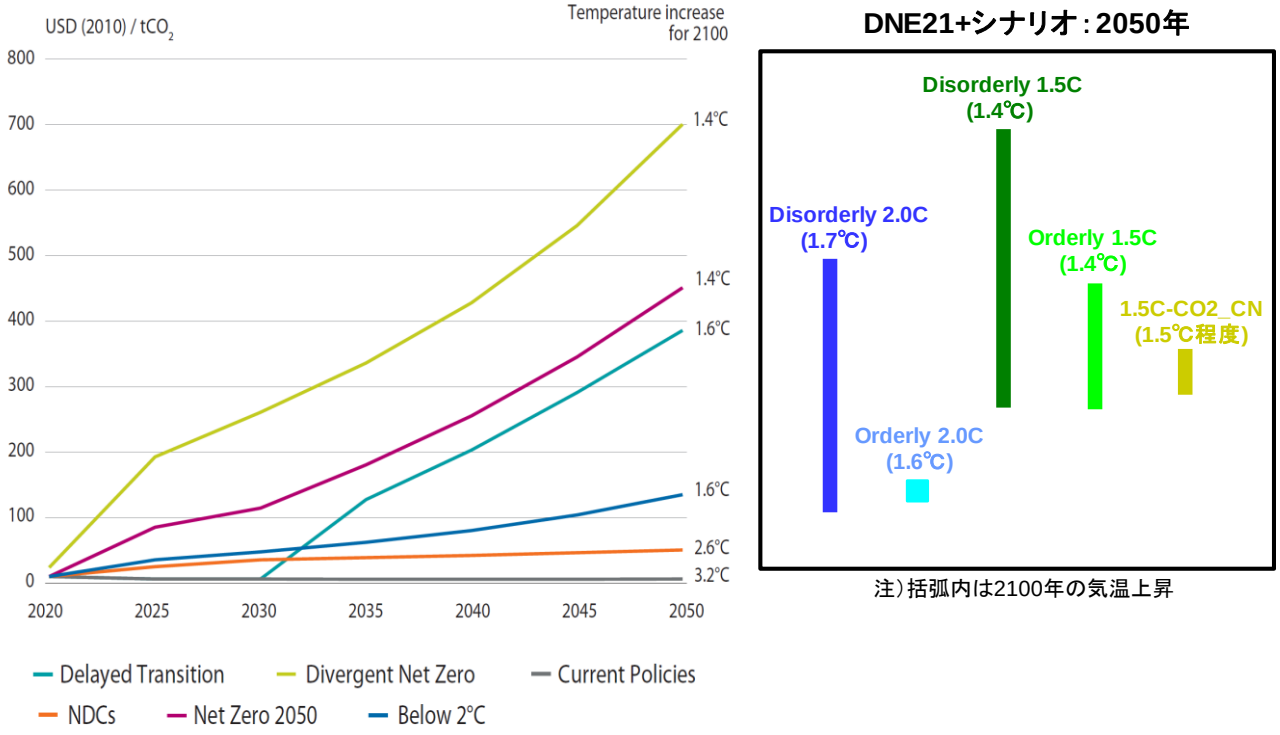
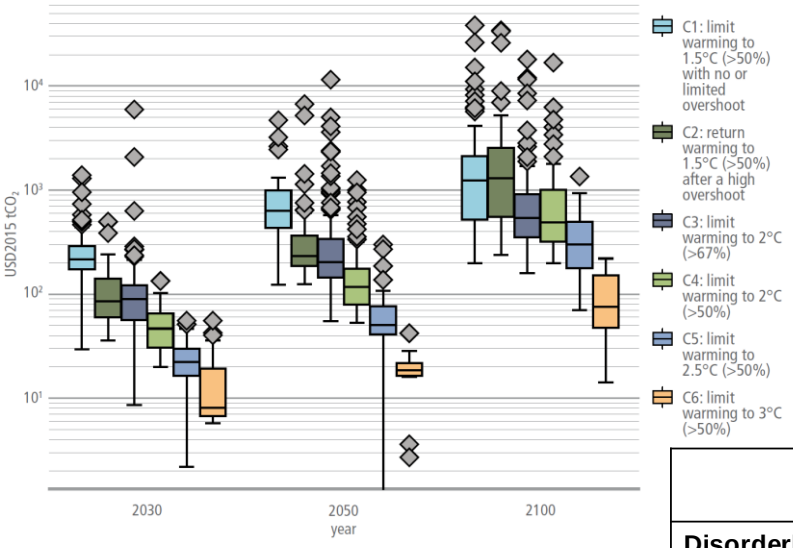


図 5.2.2-1 NGFS の各シナリオと本シナリオの炭素価格の比較



AR6, Fig. 3.33

IPCC AR6（2050年）【25-75%タイル】
C3：150～350 USD/tCO2程度
C2：200～350 USD/tCO2程度
C1：450～1000 USD/tCO2程度

IEA WEO2022 NZE【IPCC C1相当】
2050年炭素価格：180～250 $/tCO2
（IPCC報告、DNE21+シナリオと比較すると、かなり安価な推計。なお、WEO2021 NZEでは炭素価格：55～250 $/tCO2）

DNE21+シナリオ（2050年）

	CO2限界削減費用（炭素価格）$/tCO2eq.	IPCC
Disorderly 2.0C	118～500	C3
Orderly 2.0C	158	C3
Disorderly 1.5C	269～686	C2
Orderly 1.5C	267～466	C1
1.5C-CO2_CN	293～345	C1

図 5.2.2-2 IPCC の各シナリオと本シナリオの CO_2 限界削減費用の比較

図 5.2.2-3 に、世界全体の部門別 GHG 排出量を示す。現状の排出量が多い発電部門からの CO_2 排出は、後に示すように各種の対策を導入することにより、他部門に比べ

て早い時期から大幅な削減が進められていることが確認できる。IPCC の世界全体の部門別 CO_2 排出量との比較は、図 5.2.2-4 に示している。DNE21+シナリオの部門別 CO_2 排出量は、運輸、民生では、IPCC シナリオのレンジを若干超える部分もあるが、概ね IPCC と整合的かつ上下限をカバーしていると言える。これら部門の残余排出量が若干 IPCC シナリオのレンジを超えているのは、以下に説明の CDR とりわけ DACCS のモデルでの考慮の有無によるところが大きいと考えられる。

図 5.2.2-3 において、CDR による CO_2 固定は 2030 年以降大きく拡大されており、最も多い Disorderly 1.5C では 2050 年に 20 $GtCO_2eq/yr$ 程度利用されている。Disorderly 2.0C および Orderly 1.5C のシナリオにおいては、当該量は 10 $GtCO_2eq/yr$ 弱程度の利用である。一方、Orderly 2.0C、1.5C-CO_2_CN シナリオでは、5 $GtCO_2eq/yr$ を下回る量に留まり、その多くは植林等による土地利用変化である。NGFS で利用されている 3 つの IAMs の Orderly-Net Zero 2050 シナリオでは、最も大きな見込み量の IAM で、BECCS 8 $GtCO_2eq/yr$ 程度、土地利用変化で最大 6 $GtCO_2eq/yr$ 程度が見込まれている。DACCS についてはまだモデル評価の考慮対象外であり、具体的な推計はなされていない。IPCC シナリオにおける世界の CDR 利用量は図 5.2.2-5 に示している。DNE21+シナリオの Disorderly 1.5C の DACCS 利用量は IPCC シナリオの最上位値程度であるが、他のシナリオの DACCS、および、BECCS、土地利用変化は中位的な水準である（DACCS が若干高位である代わりに、BECCS は若干低位と言える）。なお、DACCS は IPCC AR6 ではモデル内で明示的に評価していないモデルが多いことを踏まえると、DNE21+シナリオは十分適正な評価と言える。

図 5.2.2-6 は、世界全体の一次エネルギー供給量を示している。2030 年時点でも石炭の供給は大きく抑制され CCS も導入されている一方、ガスや石油の供給は相対的に多い。CCS が導入されていない石炭の供給は 2050 年に向けて大きく抑制される一方、CDR による負排出のオフセットがあること、また世界全体では 2050 年までに GHG 排出を正味ゼロとするわけではないことから、1.5℃目標であっても 2050 年の化石燃料利用（ガスおよび石油）は相当量残っている。

図 5.2.2-7 には、世界全体の発電電力量を示す。一次エネルギー供給と同様に、石炭火力発電は 2030 年でも大きく抑制されている一方、ガス火力発電は CCS も導入しつつ、ベースラインより増加しているシナリオもあり、ガスへの転換が進んでいる。後に示す日本の結果では、水素・アンモニア発電が導入され、ガス火力+CCS は相対的に少なくなっているが、世界では CO_2 貯留ポテンシャルが大きい国もあることから、このような結果となっている。CO_2 貯留の拡大率を相対的に低く想定している Orderly シナリオにおいては、Disorderly シナリオに比べてガス火力+CCS の利用は少なく、代わりに更なるコスト低減を見込んでいる太陽光発電や風力発電の導入が増加している。

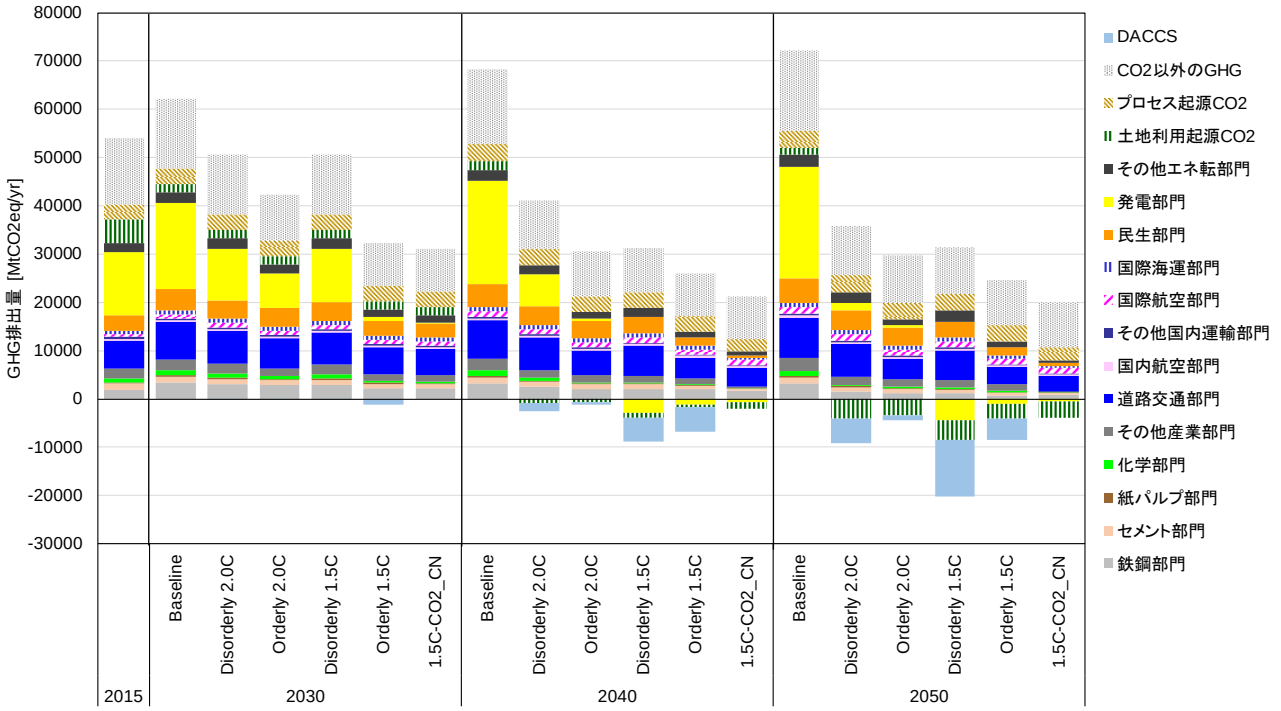


図 5.2.2-3 部門別 GHG 排出量（世界全体）

注：1.5C-CO_2_CN は CO_2 のみの分析をしており、グラフ中の CO_2 以外の GHG 排出量は便宜上、Orderly 1.5C の数値を掲載している。

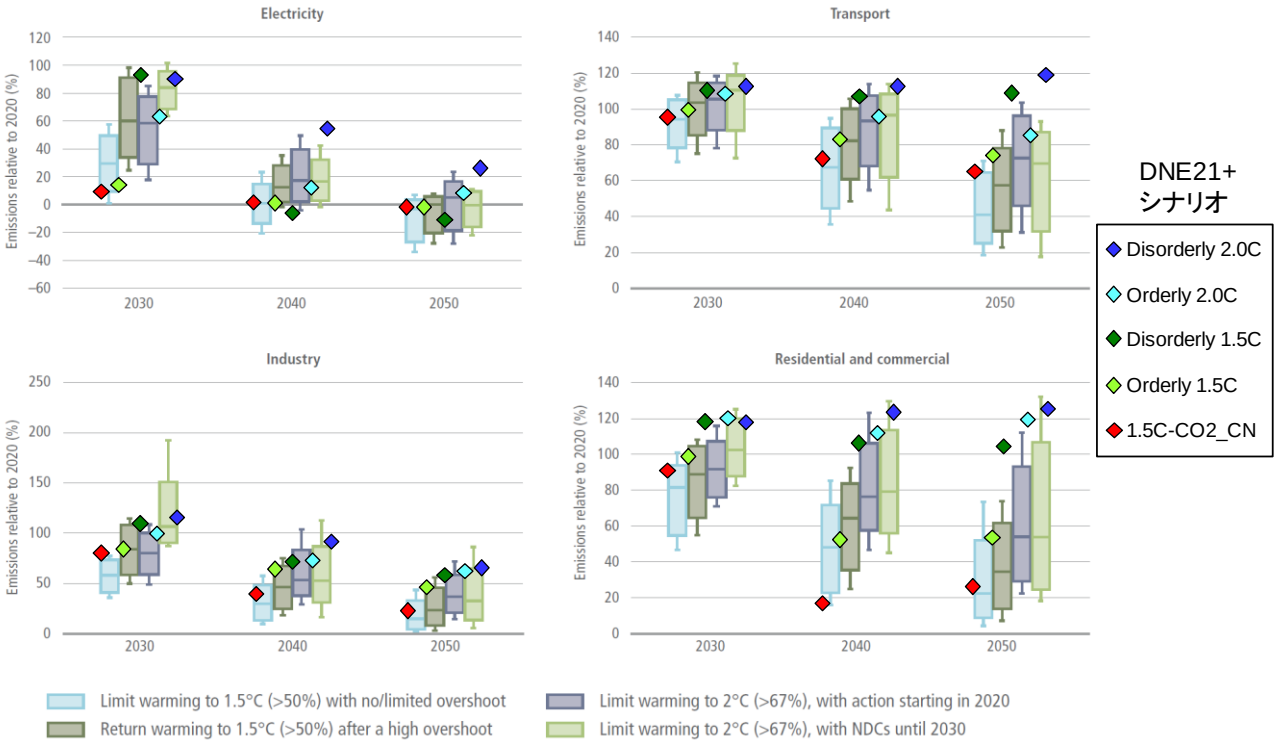


図 5.2.2-4 IPCC シナリオの世界の部門別 CO_2 排出量との比較

注：IPCC シナリオの棒の幅は 25～75%タイル、ひげの幅は 5～95%タイル（出典：IPCC 報告書 [1]掲載のグラフに加工）

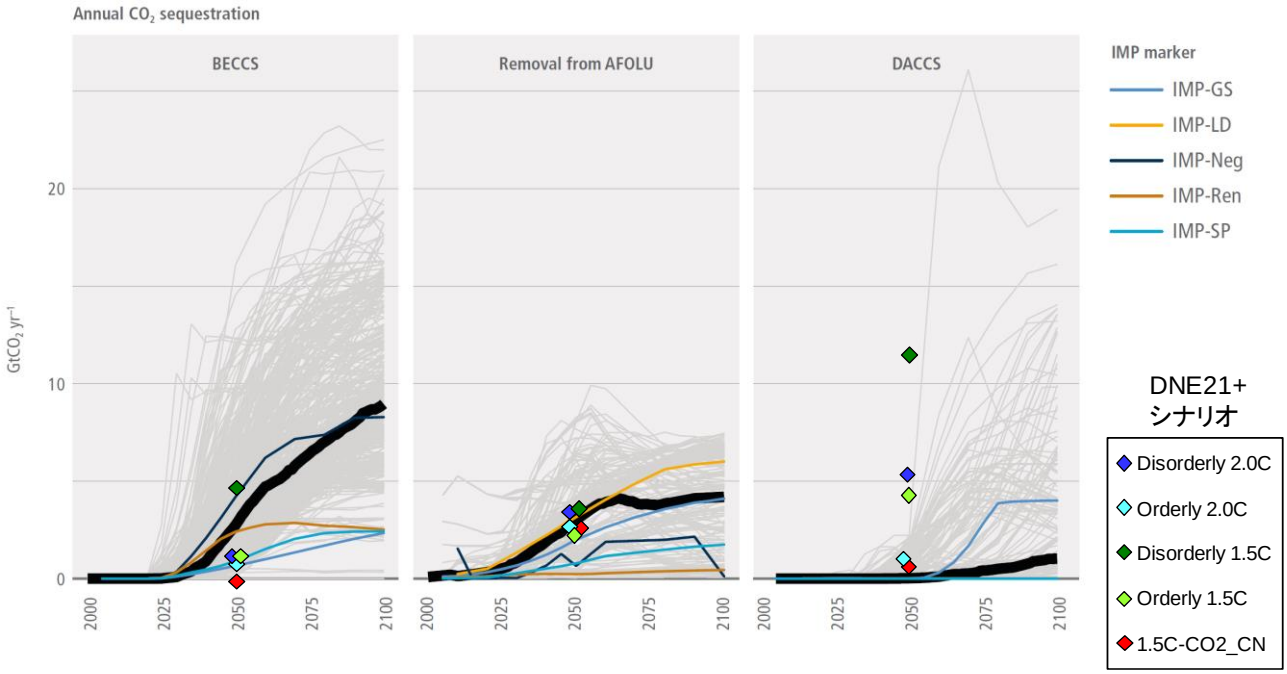


図 5.2.2-5 IPCC シナリオの世界の CDR 利用量との比較

注：IPCC のシナリオは、C1～C3 カテゴリーのシナリオが表示されている。

（出典：IPCC 報告書 [1]掲載のグラフに加工）

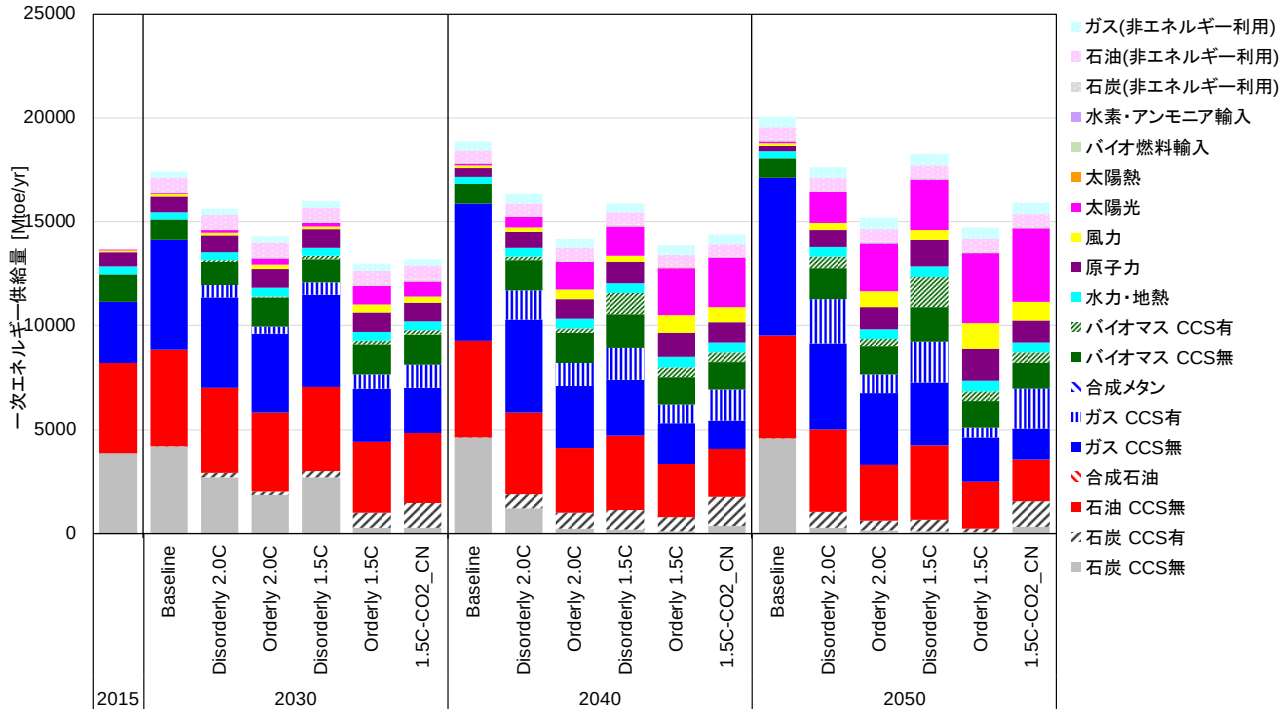


図 5.2.2-6 一次エネルギー供給量（世界全体）

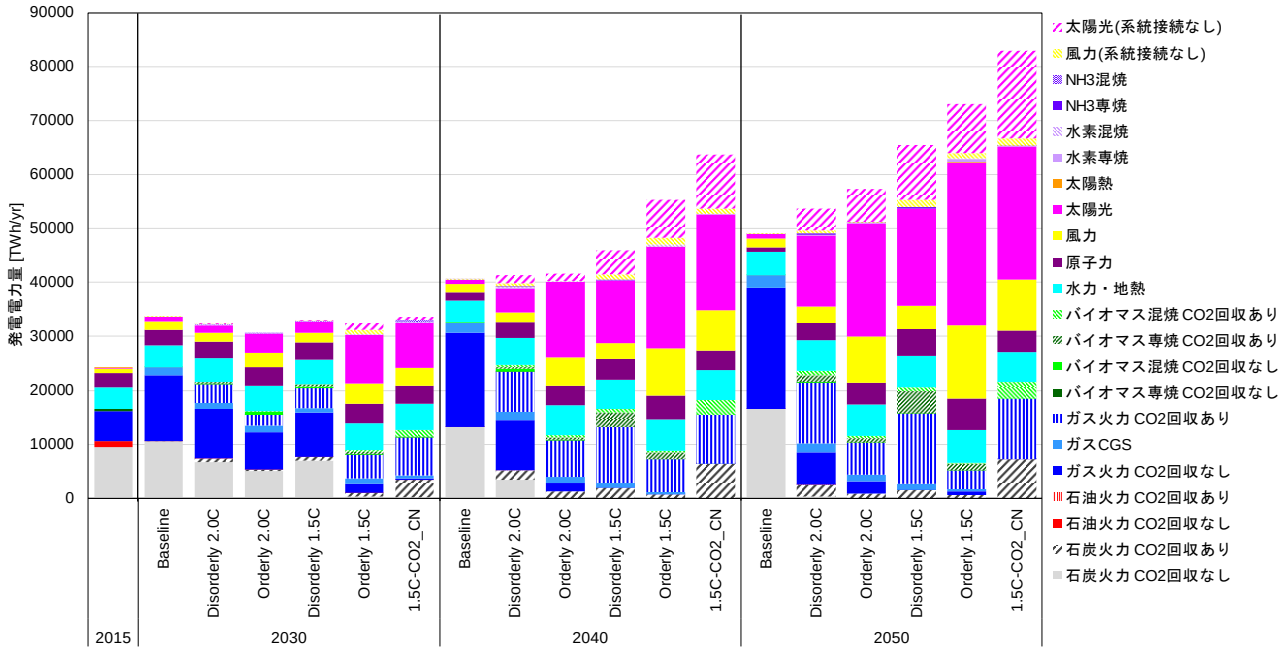


図 5.2.2-7 発電電力量（世界全体）

図 5.2.2-8 に世界全体の産業部門最終エネルギー消費量を示す。発電部門と同様に、石炭利用は減少し、その一方でガスと電力の利用が増大する。しかしながら、図 5.2.2-9 に示すように鉄鋼部門での高炉による粗鋼生産のための石炭利用は必要となるため、発電部門に比べると石炭利用の減少は少ないと言える。後に示す日本の結果と比べると、日本と比べ国内再エネ・国際連系線利用再エネや国内 CO_2 貯留量が大きい国が多いことから、水素・アンモニアや e-メタンの利用は相対的に少なくなっている。但し、CDR の利用を制約している 1.5C-CO_2_CN においては、それらの利用は相当量となっている。

鉄鋼部門の最終エネルギー消費量（図 5.2.2-9）は、2℃目標、1.5℃目標の下では、2040 年頃までは省エネの進展と電炉比率増大により漸減している。但し、先に述べたように、高炉での石炭利用は継続することから、石炭の利用が主となっている。2040 年では 1.5C-CO_2_CN の下で Super COURCE50 のような外部水素も活用した高炉・転炉法製鉄、2050 年では全ての排出削減シナリオで水素直接還元製鉄が導入される結果であり、相当量の水素利用が必要となっている。

図 5.2.2-10 はセメント部門の最終エネルギー消費量を示している。セメント部門も鉄鋼部門同様に現状は石炭の利用が多いが、排出削減が厳しいシナリオ程、早期からガスへの転換が費用効率的であるとして進められている。生産技術の高効率化は進められる一方で、CO_2 回収を行うために寧ろ増エネルギーとなる側面もあり、同一時点のベースラインにおけるエネルギー消費と比べ増加しているケースもある。特に、CDR の利用を限定的に想定した 1.5C-CO_2_CN ではその影響が顕著である。

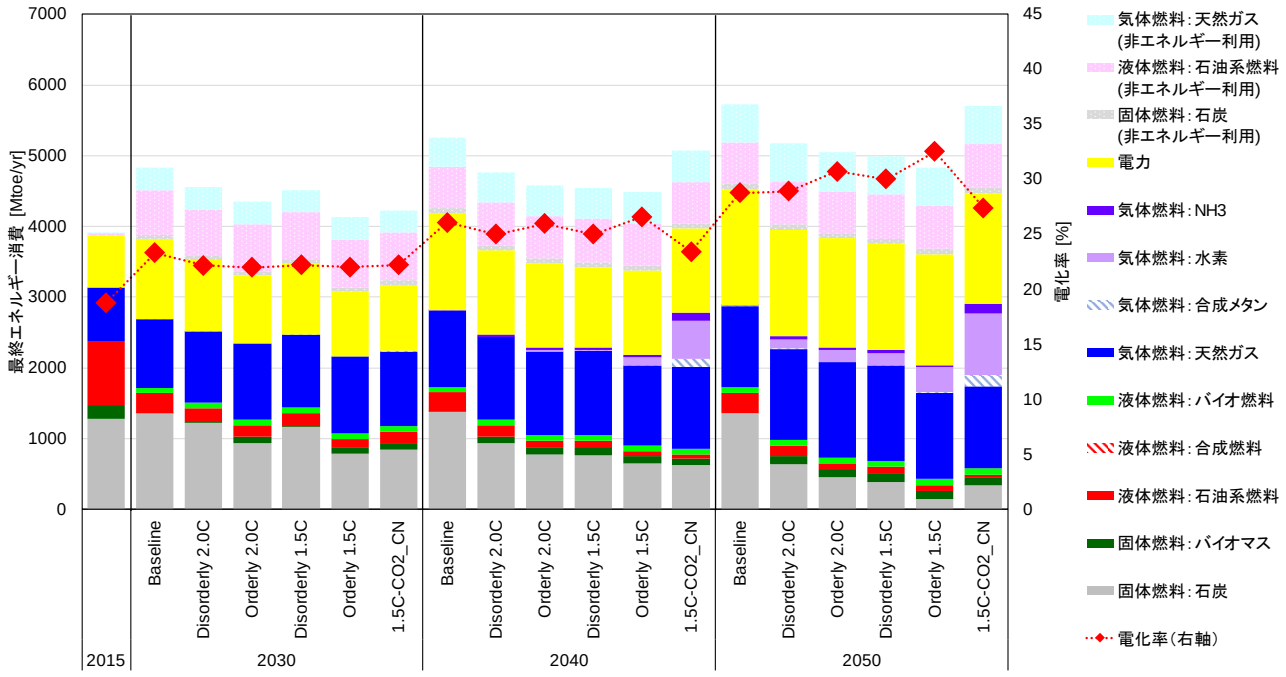


図 5.2.2-8 産業部門最終エネルギー消費量（世界全体）

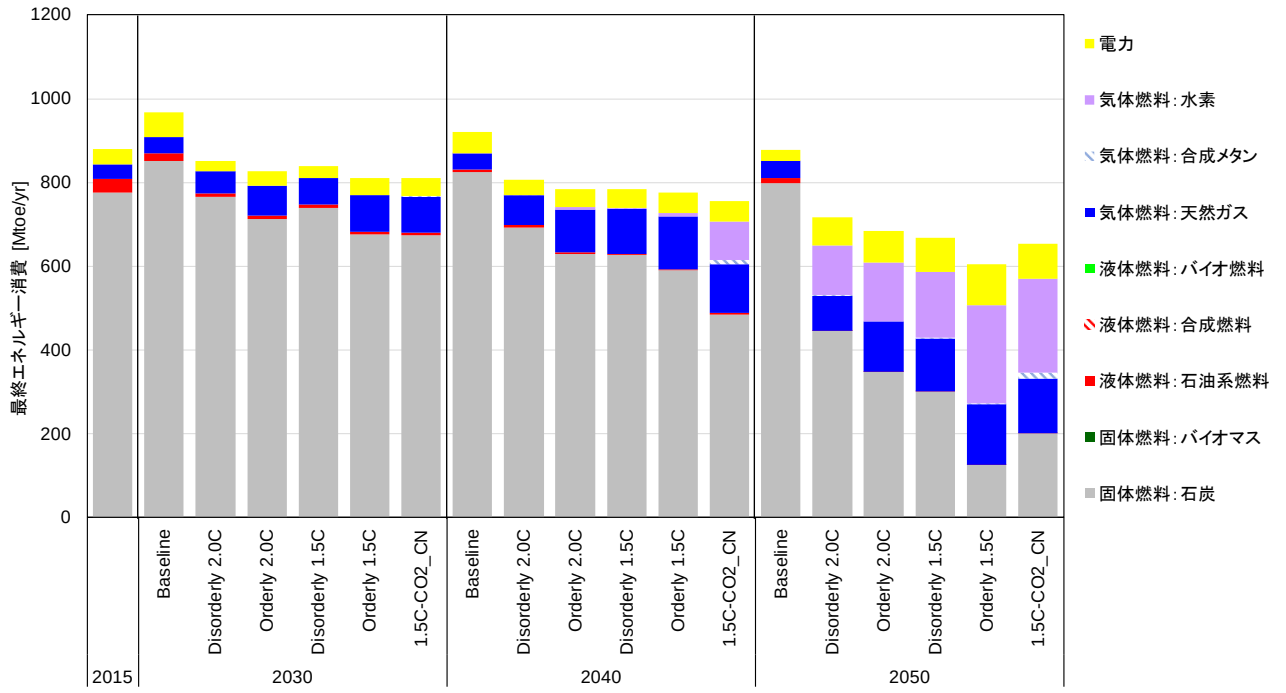


図 5.2.2-9 鉄鋼部門最終エネルギー消費量（世界全体）

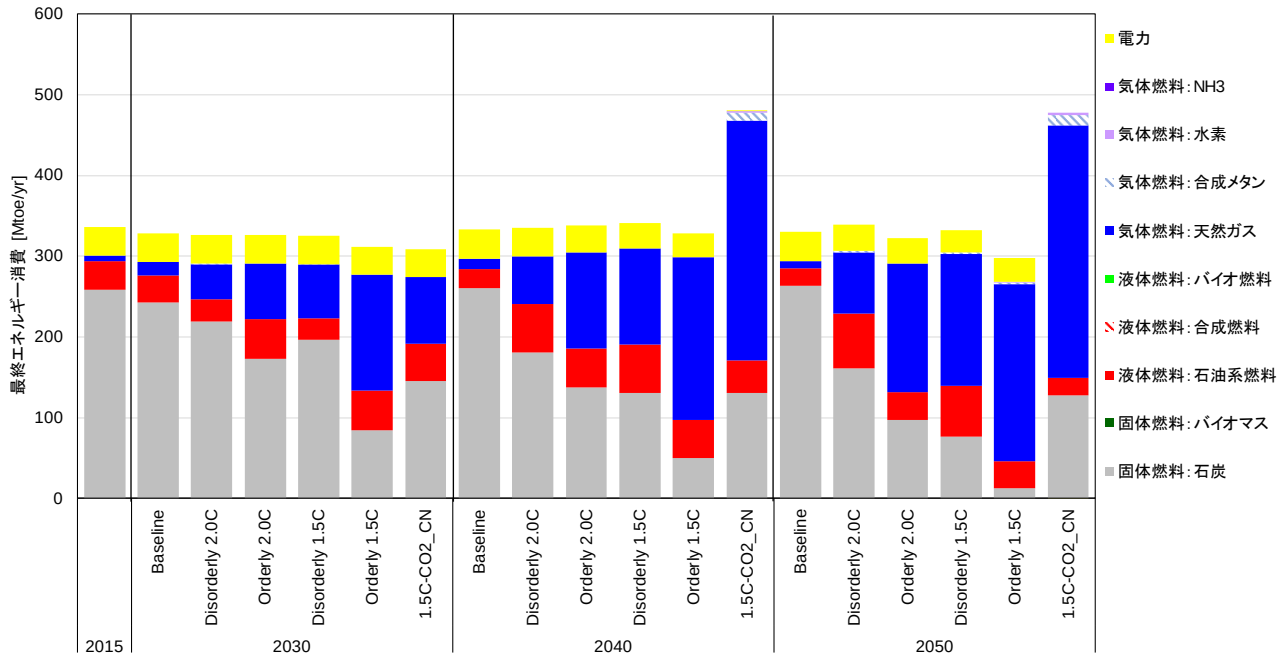


図 5.2.2-10 セメント部門最終エネルギー消費量（世界全体）

図 5.2.2-11 は、紙パルプ部門の最終エネルギー消費量を示している。セメント部門と同様に、石炭からガスへの転換を進めることが費用効率的な対策となっている。なお、世界全体で見ると若干ではあるが、アンモニアや e-メタンの利用も見られる（CDR の利用を制約している 1.5C-CO_2_CN における利用は相当量となっている）。

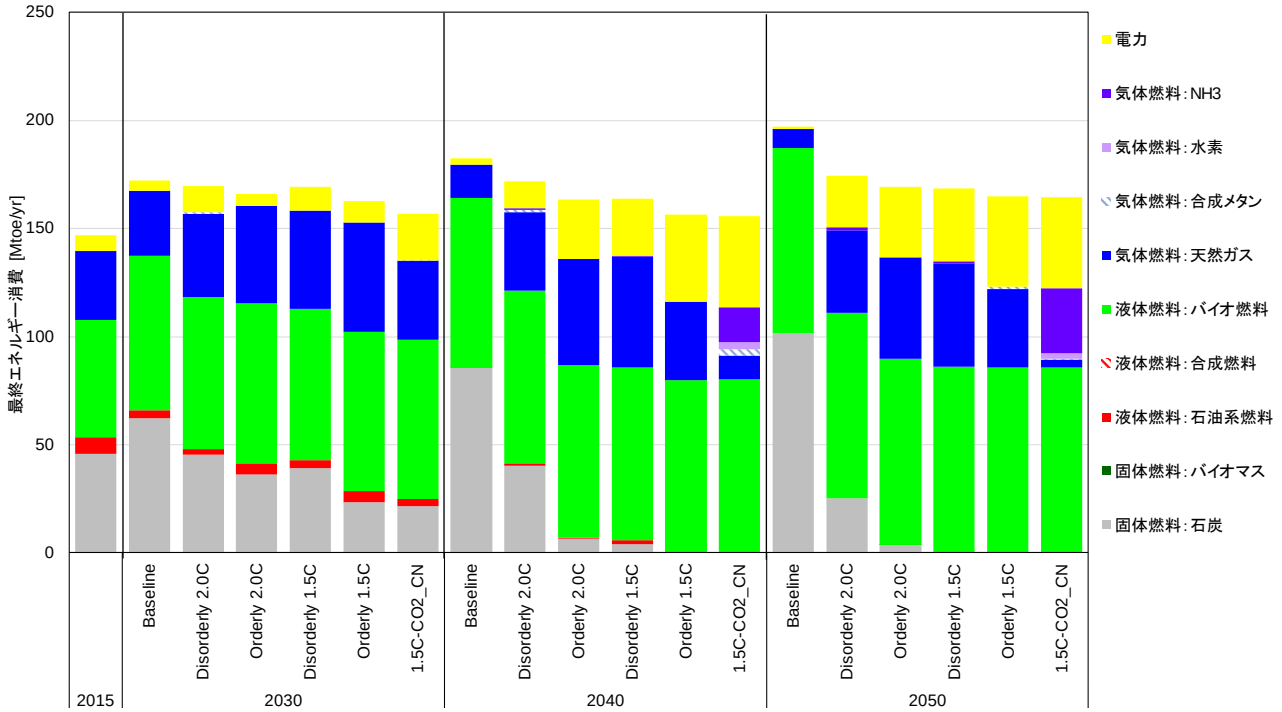


図 5.2.2-11 紙パルプ部門最終エネルギー消費量（世界全体）

注：黒液の利用はバイオ燃料消費に含まれる。

図 5.2.2-12 に石油化学部門の最終エネルギー消費量を示す。2040 年～2050 年においては、排出削減のために、アンモニアや水素の利用が費用効率的であると評価されている。特に、CDR の利用を制約している 1.5C-CO_2_CN における利用は非常に大きくなっている。

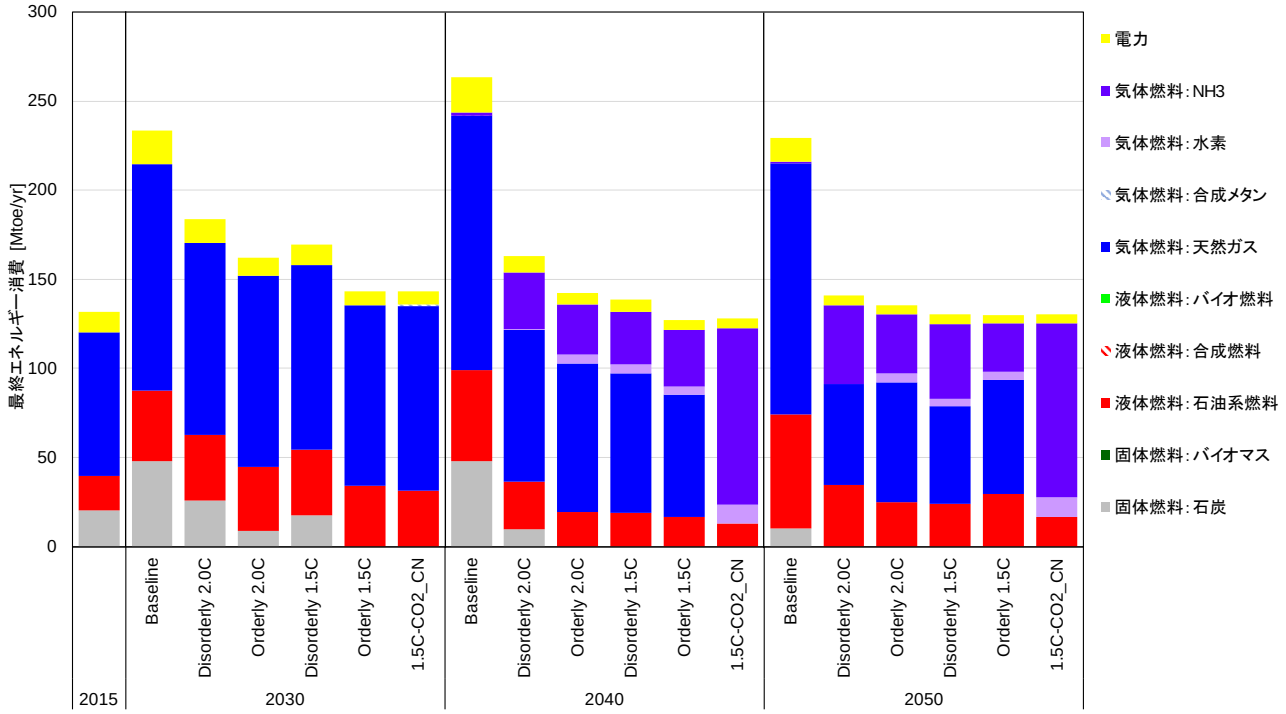


図 5.2.2-12 石油化学部門（エチレン、プロピレン、BTX 製造）最終エネルギー消費量（世界全体）

注：グラフのエネルギー消費量はエネルギー利用分のみで、原料分は含んでいない。

図 5.2.2-13 は世界全体の民生部門最終エネルギー消費量を示している。民生部門では、時点が進むに従って、ベースラインでも電化が促進されている。更に、排出削減が厳しい程、電化を進めることが経済合理的な対策となっている。一方で、排出削減が非常に厳しい Orderly 1.5C や 1.5C-CO_2_CN を除けば、ガス利用の現状からの拡大は少なくとも 2050 年頃までは経済合理的であると評価されている。

図 5.2.2-14 に世界全体の運輸部門最終エネルギー消費量を示す。2℃、1.5℃目標下では、石油消費量は燃費の改善等を通して漸減している。但し、Orderly 1.5C や 1.5C-CO_2_CN の 2050 年でも現状の半分程度までの削減に留まり、石油消費量は相当量残っている。なお、バイオ燃料の他、電力、水素、e-fuels といった石油系燃料の代替エネルギーは、時点が進むに従ってその利用を拡大する結果である。

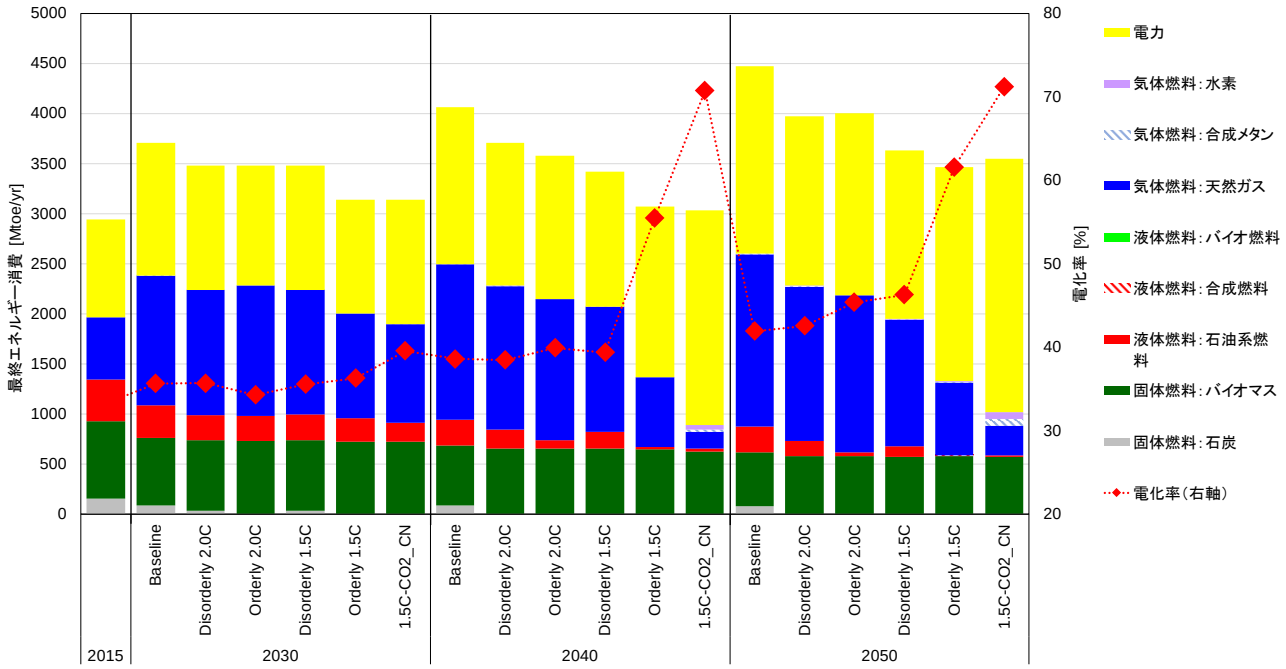


図 5.2.2-13 民生部門最終エネルギー消費量（世界全体）

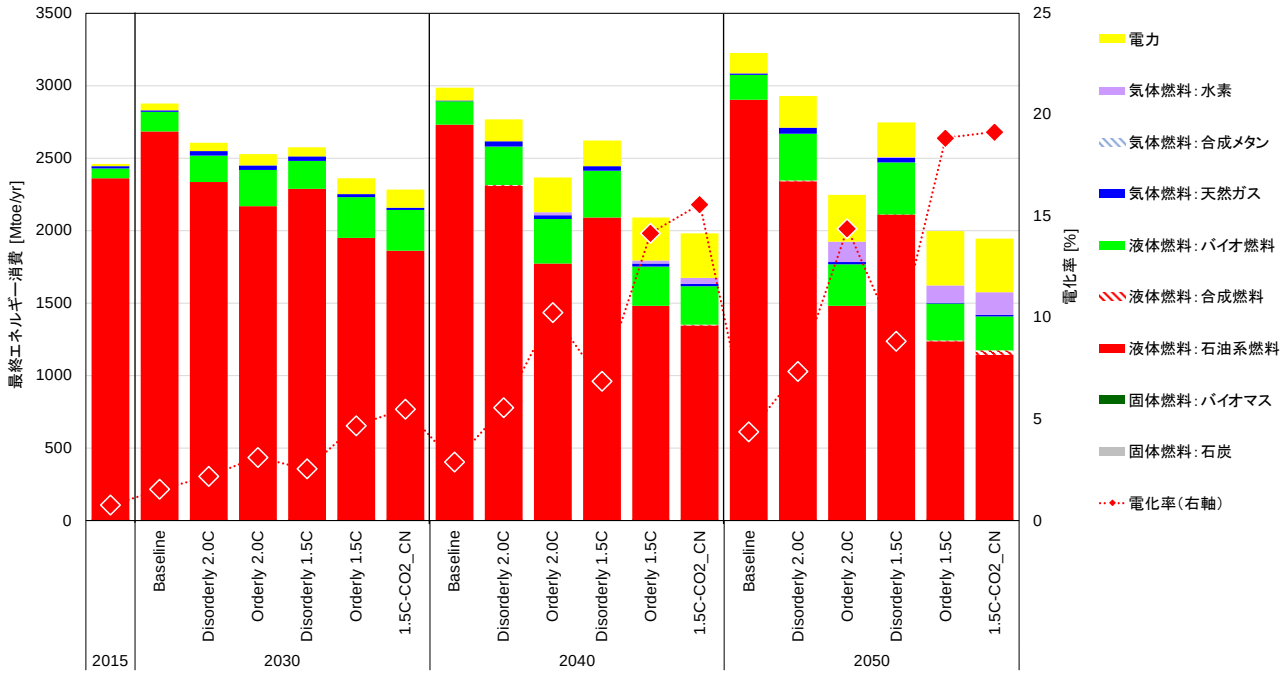


図 5.2.2-14 運輸部門最終エネルギー消費量（世界全体）

5.2.3 日本

本節では、日本の分析結果について詳細に示す。

(1) 排出削減費用と排出量

表 5.2.2-1～表 5.2.2-5 に示したように、分析したシナリオにおける日本の CO_2 限界削減費用は、ほとんどのシナリオで 2030～2050 年において tCO_2 当たり数百ドルと評

価されており、非常に高い対策まで導入することが必要と評価されている。表 5.2.3-1 には、日本の CO_2 削減費用を整理している。各時点における最大の CO_2 削減費用は 2030 年：48 billion US$/yr、2040 年：158 billion US$/yr、2050 年：202 billion US$/yr と評価されており、莫大な CO_2 削減費用が必要になると示唆されている。なお、潜在的な GDP に対する CO_2 削減費用（GDP 比削減費用）は、それぞれ 0.7%、2.3%、2.9%に達している。

表 5.2.3-1 日本の CO_2 削減費用（billion US$/yr）

	2030 年	2040 年	2050 年
Disorderly 2.0C	48	92	161
Orderly 2.0C	0	8	20
Disorderly 1.5C	44	116	202
Orderly 1.5C	12	80	145
1.5C-CO_2_CN	22	158	95

注：ベースライン比の年間エネルギーシステムコストの増分

図 5.2.3-1 に、日本の部門別 GHG 排出量を示す。2050 年に GHG 排出を実質ゼロとする 3 シナリオ（Disorderly 2.0C と Disorderly/Orderly 1.5C）においては、DACCS や土地利用起源 CO_2（植林による CO_2 固定）の活用の他、発電部門からの CO_2 排出を実質負とする（BECCS、e-メタン+CCS によって達成）といった対策が取られている。2050 年に GHG 排出を実質ゼロと想定しておらず、世界全体で費用最小化（世界のすべての国の CO_2 限界削減費用が均等化）を想定した Orderly 2.0C においては、2013 年比▲70%程度とするのが費用効率的であるとの評価である。この際には、発電部門や鉄鋼部門からの CO_2 排出も残っている。

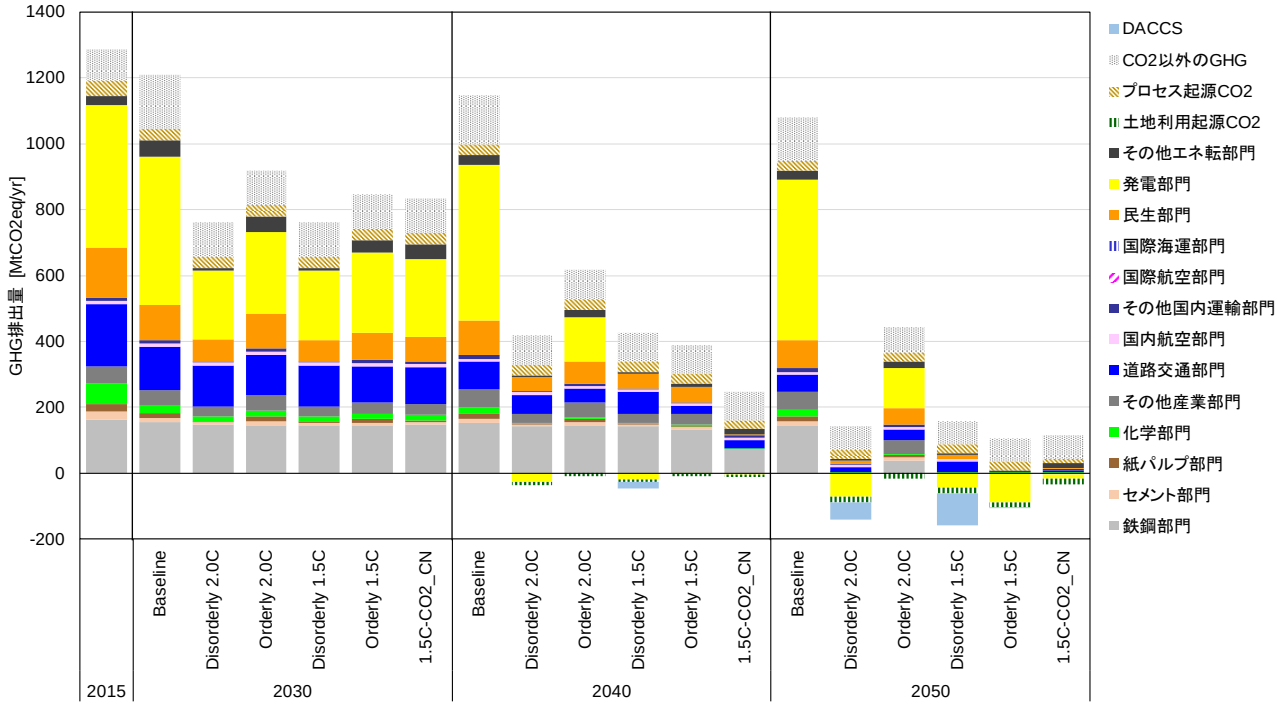


図 5.2.3-1 部門別 GHG 排出量（日本）

注：1.5C-CO_2_CN は CO_2 のみの分析をしており、グラフ中の CO_2 以外の GHG 排出量は便宜上、Orderly 1.5C の数値を掲載している。

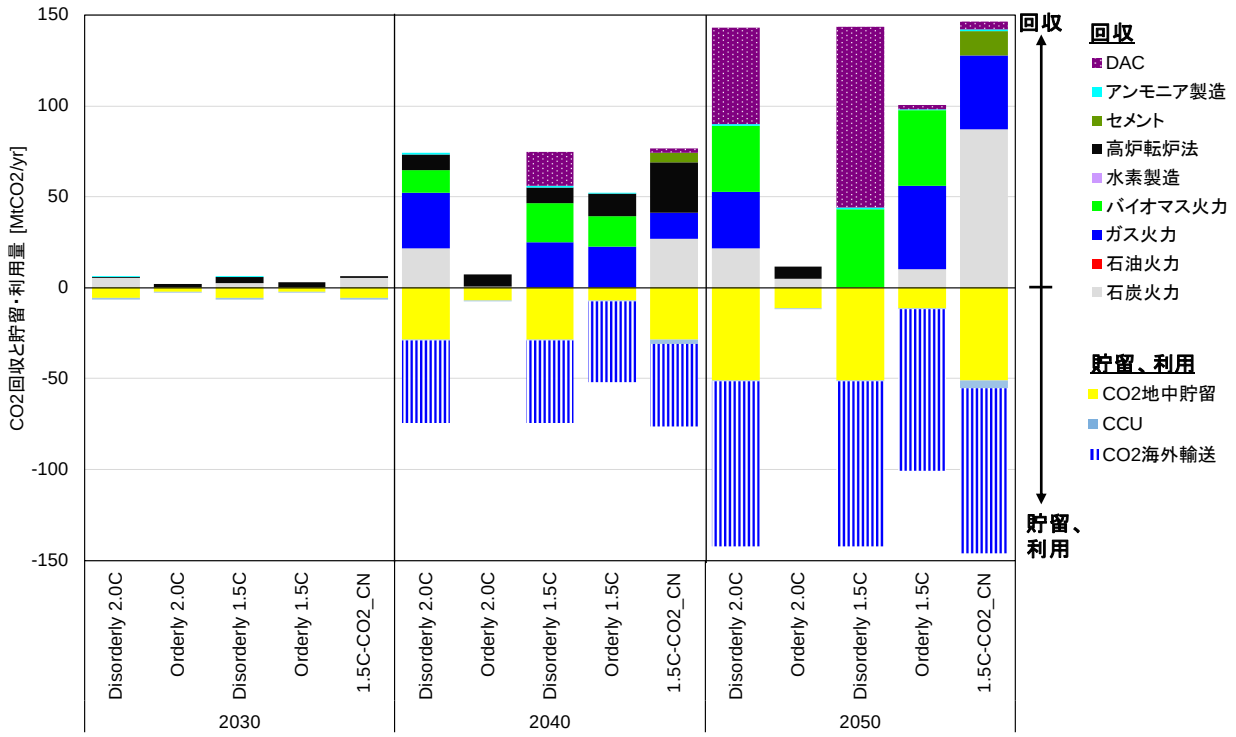


図 5.2.3-2 CO_2 バランス（日本）

図 5.2.3-2 は、日本の CO_2 の回収と貯留、利用のバランスを示している。2030 年や 2040 年においては、石炭火力やガス火力、高炉から CO_2 回収が行われている。バイオ

マス発電やDACについては、シナリオによっては2040年時点でも導入が見られるが、2050年における回収が多くなっている。1.5-CO_2_CNでは、発電部門でのBECCS、e-メタン+CCSは不可としている他、DACCSも不可としている（DACで回収したCO_2を利用するCCUは可としている）ため、2050年においても石炭火力（バイオマス混焼分からの回収も含む）、ガス火力、セメント部門でのCO_2回収が見られる。

(2) 一次エネルギー供給量、発電、その他エネルギー転換

図 5.2.3-3 に、日本の一次エネルギー供給量を示す。日本は再生可能エネルギーやCO_2貯留のポテンシャルがエネルギー需要に比べて大きくないため、水素・アンモニアの他、e-メタンや e-fuels、バイオ燃料といったカーボンニュートラル燃料を輸入して利用することが費用効率的であると評価されている。2050年に2013年比▲70%程度の排出削減を行うOrderly 2.0Cにおいては、それらの量は相対的に少なく、世界全体での2℃目標達成のためには他国で排出削減を深堀することが全体として費用効率的であるとの評価であり、CCSなしの石炭やガスの供給が残っている。

図 5.2.3-4 には、日本の発電電力量を示している。2030年については、第6次エネルギー基本計画[5]における電源構成の比率を制約として想定している。電化を促進するため、とりわけ厳しい排出削減シナリオの下では総発電電力量が増加する傾向が見られる。太陽光発電等の再エネの普及拡大やCCSの利用の他、輸入した水素・アンモニアによる発電を行うことにより、CO_2排出削減を進めている。なお、2050年におけるガス火力発電+CCSは、Orderly 2.0Cと1.5C-CO_2_CN以外のシナリオではe-メタンが利用されている。Disorderlyシナリオ では VREが相対的に高いと想定していることから、海外から輸入した水素やアンモニア（CO_2貯留の拡大率を高く想定しているため、海外でブルー水素やブルーアンモニアを生産しやすい）を用いた発電が多い傾向にある。一方、Orderlyシナリオでは、日本でも更に安価になると見込んだVREの利用が相対的に拡大し、CO_2貯留の拡大率を低く見込んでいることから海外での生産が困難になる水素やアンモニアを用いた発電はほとんど見られない。なお、1.5C-CO_2_CNでは、BECCSおよびe-メタン+CCSは利用できないと制約していることから、CCS付き石炭火力が導入される結果である。

図 5.2.3-5 には各シナリオのCO_2排出係数を整理しているが、2050年にGHG排出を実質ゼロとするDisorderly 2.0C/1.5C、Orderly 1.5Cでは、上述したように電源構成は異なるものの、CO_2排出係数の推移に大きな差異は無く、2040年頃に実質ゼロとすることが全体として費用効率的であると評価されている。

図 5.2.3-6 は発電部門のCO_2排出量について、日本政府ロードマップとの比較を示している。2020～2030年の累積では、5種類のDNE21+シナリオに比べて日本政府ロードマップは若干下回っており、全体としての 2℃、1.5℃排出削減経路と整合的であると言える。また、2031～2050 年の累積についても、日本政府ロードマップは 5 種類のDNE21+シナリオの範囲内に位置しており、整合的である。

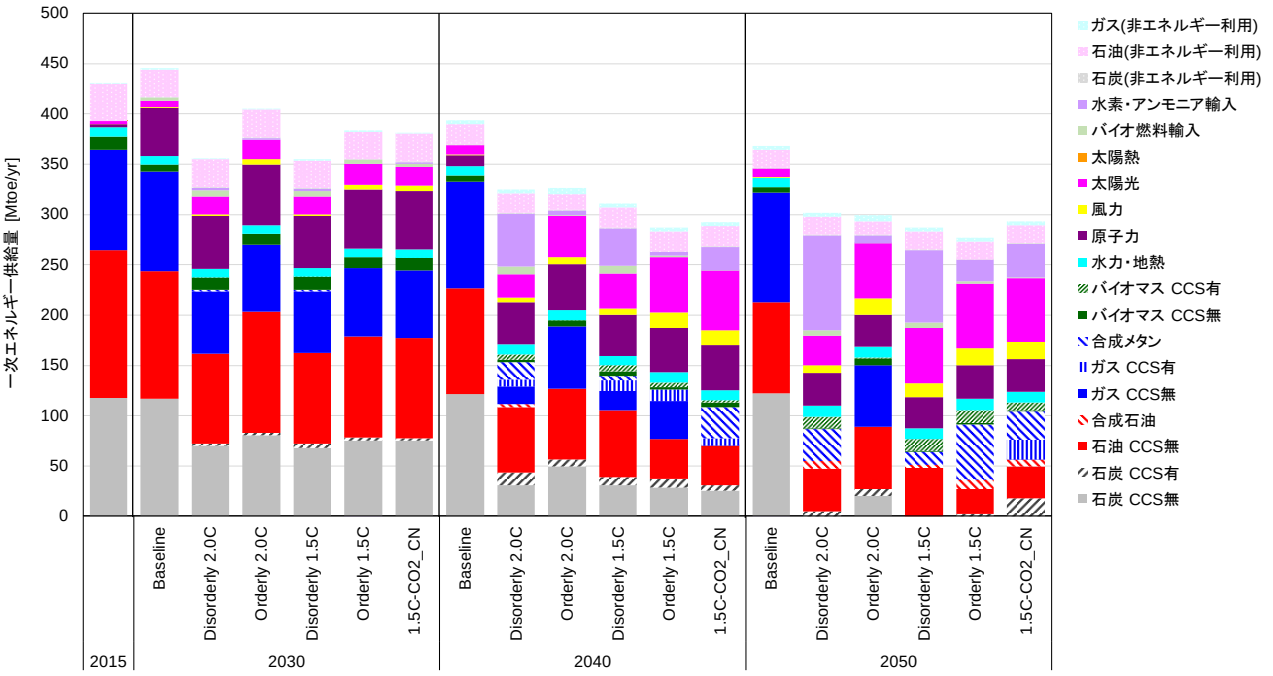


図 5.2.3-3 一次エネルギー供給量（日本）

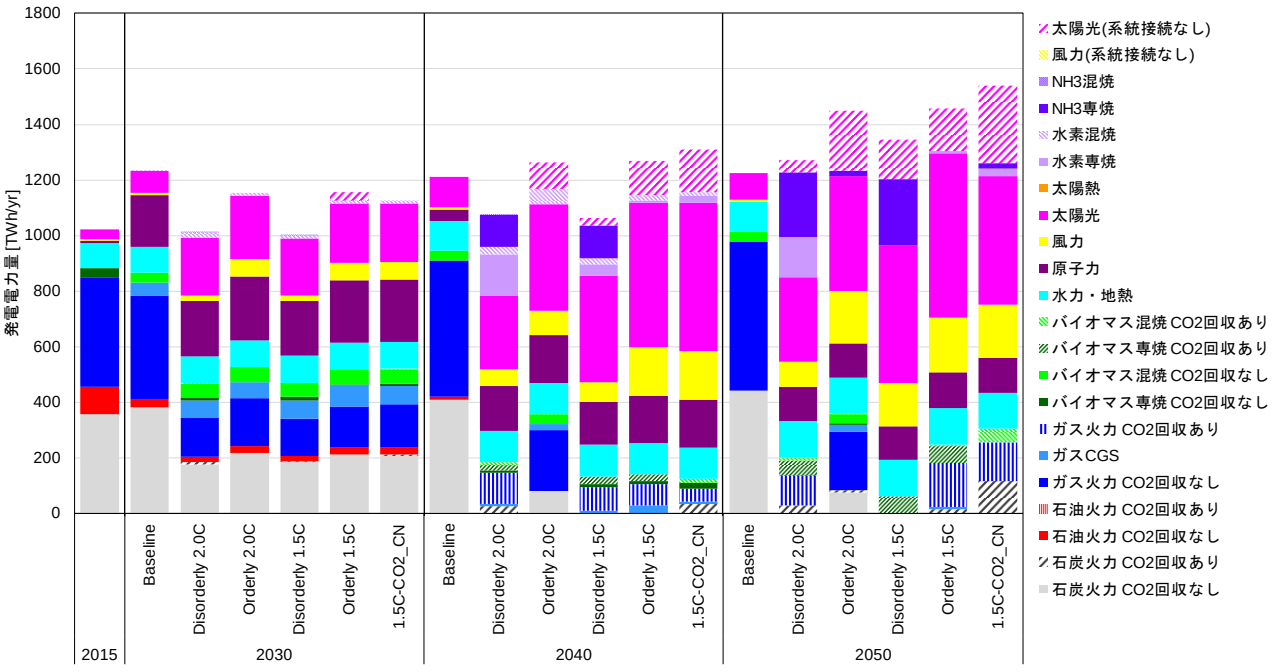


図 5.2.3-4 発電電力量（日本）

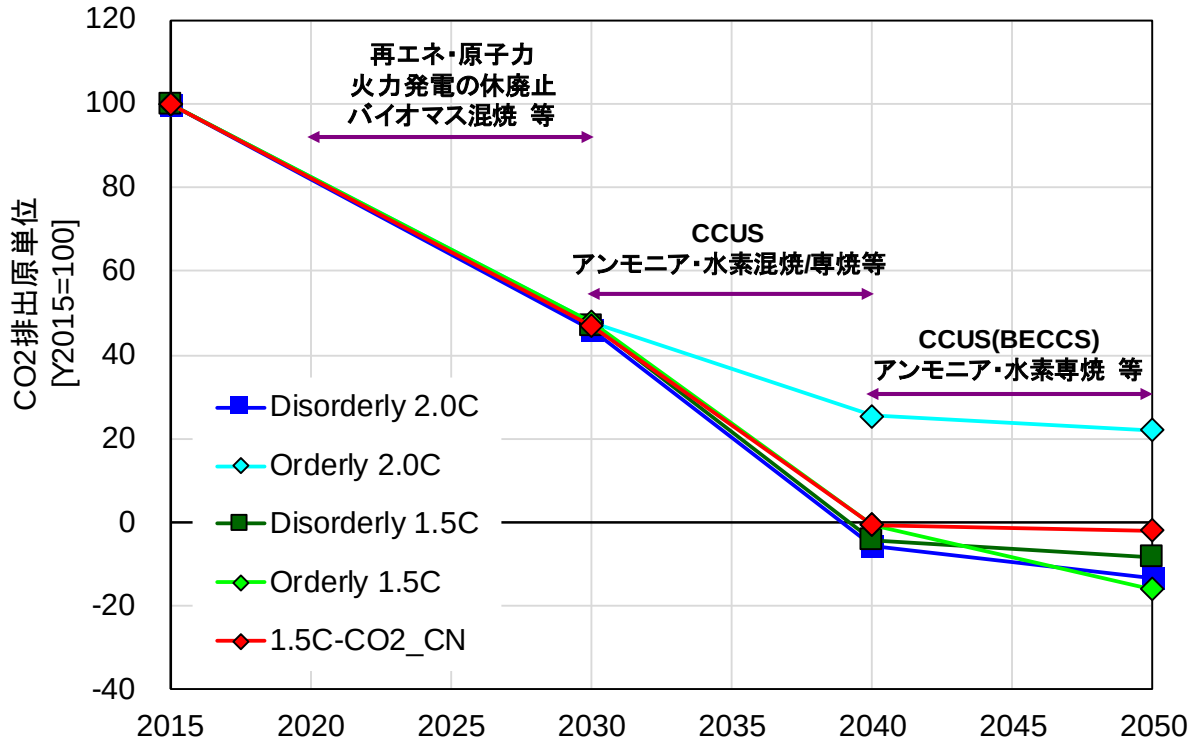


図 5.2.3-5 発電部門 CO_2 排出係数（日本）

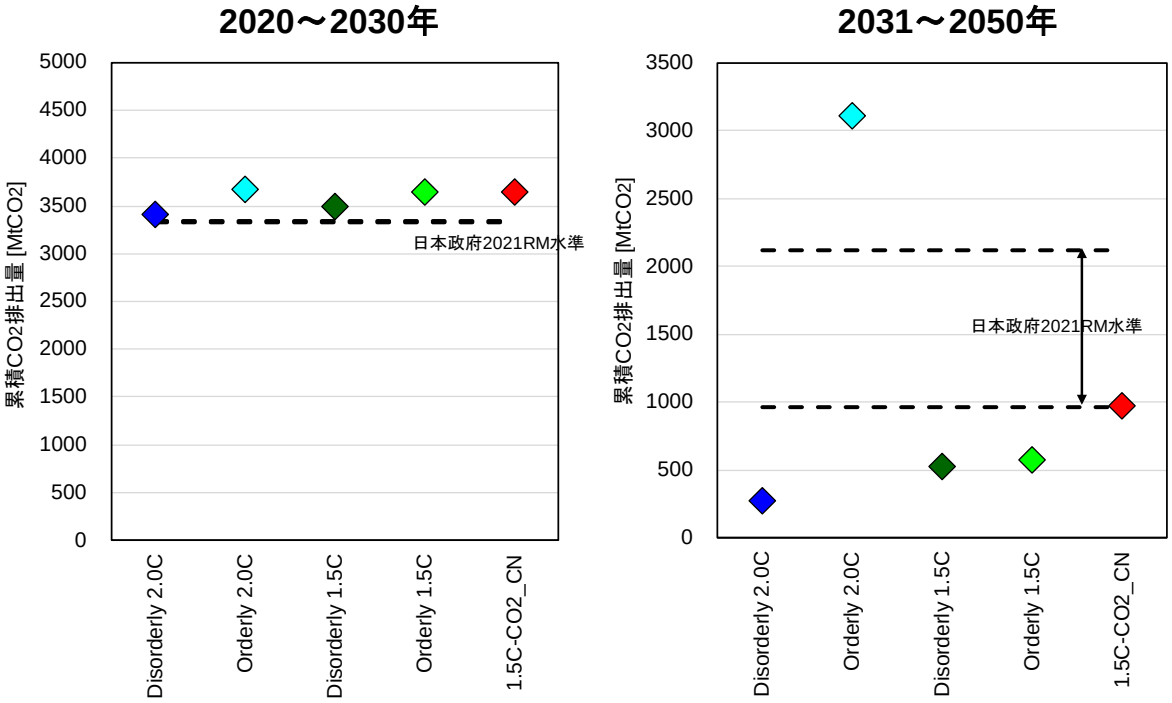


図 5.2.3-6 発電部門 CO_2 排出量（日本）の政府ロードマップとの比較

図 5.2.3-7～図 5.2.3-9 は、日本における水素、アンモニア、e-メタンの供給と利用のバランスを示している。

水素については、VRE の更なるコスト低減を見込んでいる Orderly 2.0C/1.5C や 1.5C-CO_2_CN では国内での水電気分解による製造も見られるが、その他のシナリオでは専ら海外からの輸入となっている。利用用途については、2030 年や 2040 年においては発電での利用が多いが、2050 年になると鉄鋼部門での利用が最も多くなっている（水素直接還元製鉄での利用）。

アンモニアについては、Disorderly 2.0C/1.5C では、VRE のコスト低減が相対的に緩やかであることもあり、海外で製造したブルーアンモニアが発電部門で利用されている。その他、石油化学部門等、産業部門でのカーボンニュートラル燃料として利用されている。

合成メタンは、民生部門やその他産業部門で利用される他、発電部門でも利用されている（CCS を導入することで、BECCS と同様に実質負の排出としている）。なお、e-メタンの製造は再エネコストが安価な海外が主で輸入して利用しているが、1.5C-CO_2_CN の下では革新的メタネーション技術による国内生産も見られる。

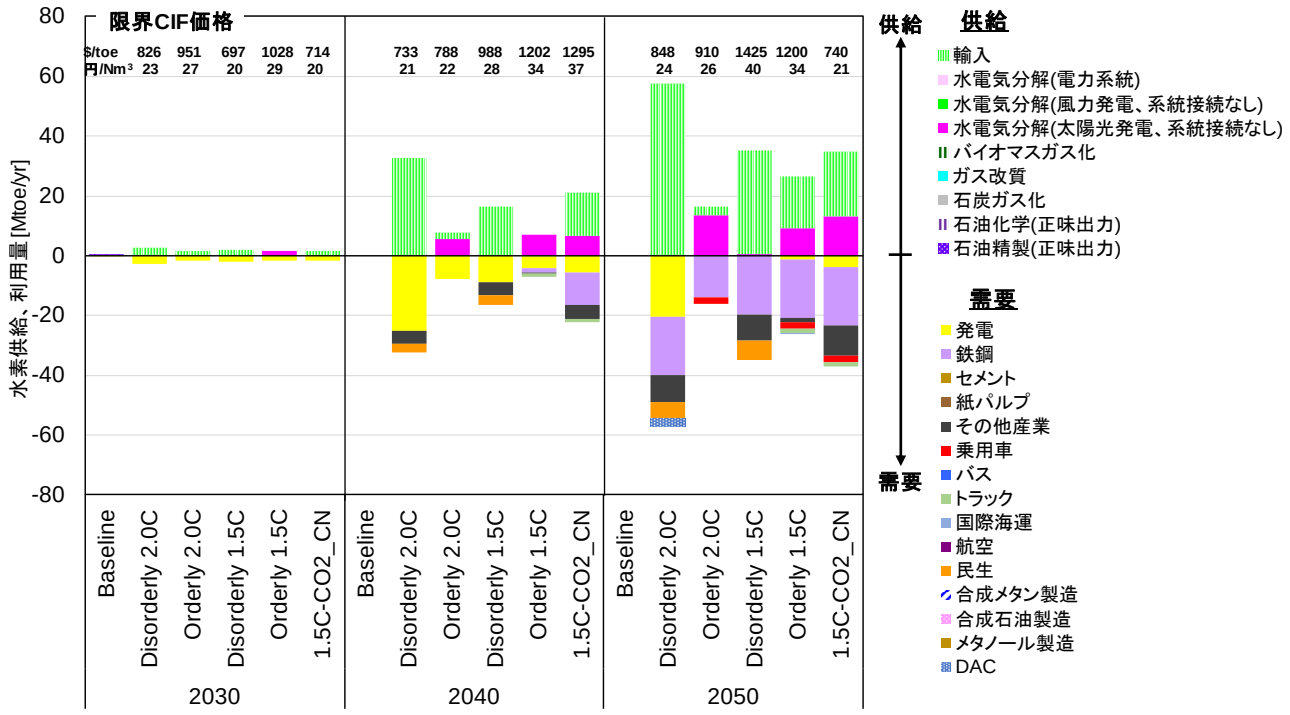


図 5.2.3-7 水素バランス（日本）

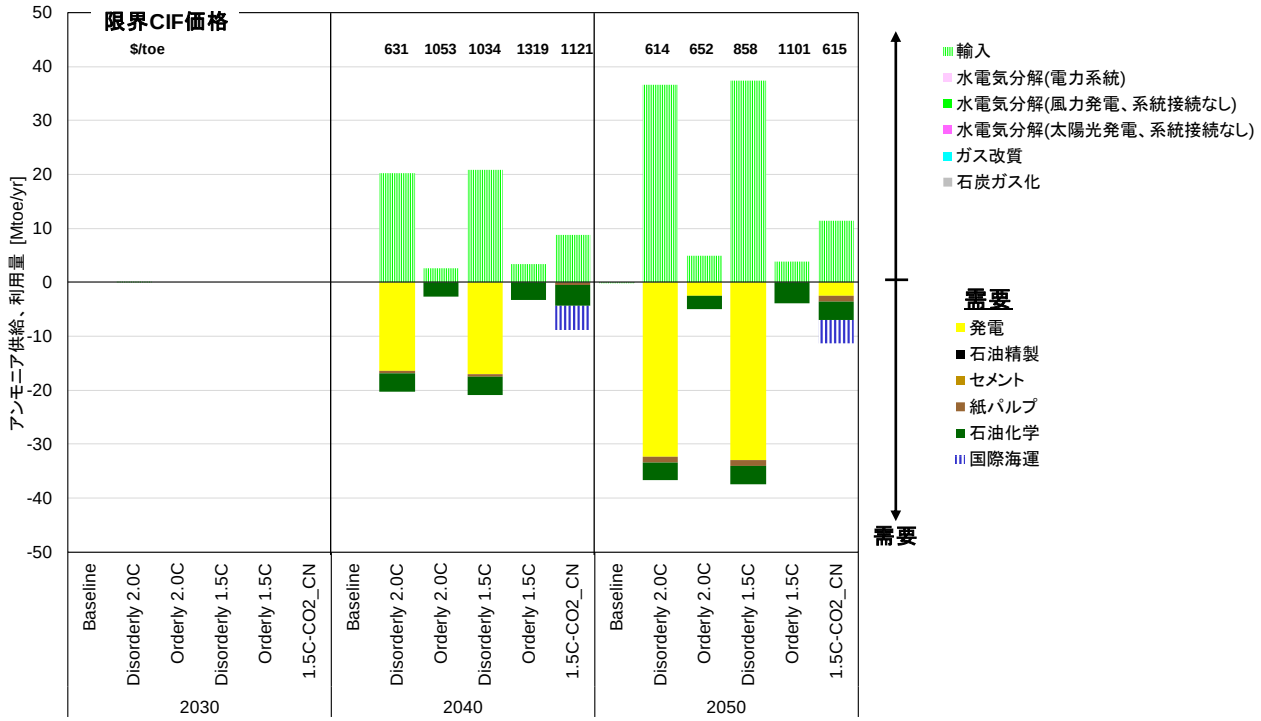


図 5.2.3-8 アンモニアバランス（日本）

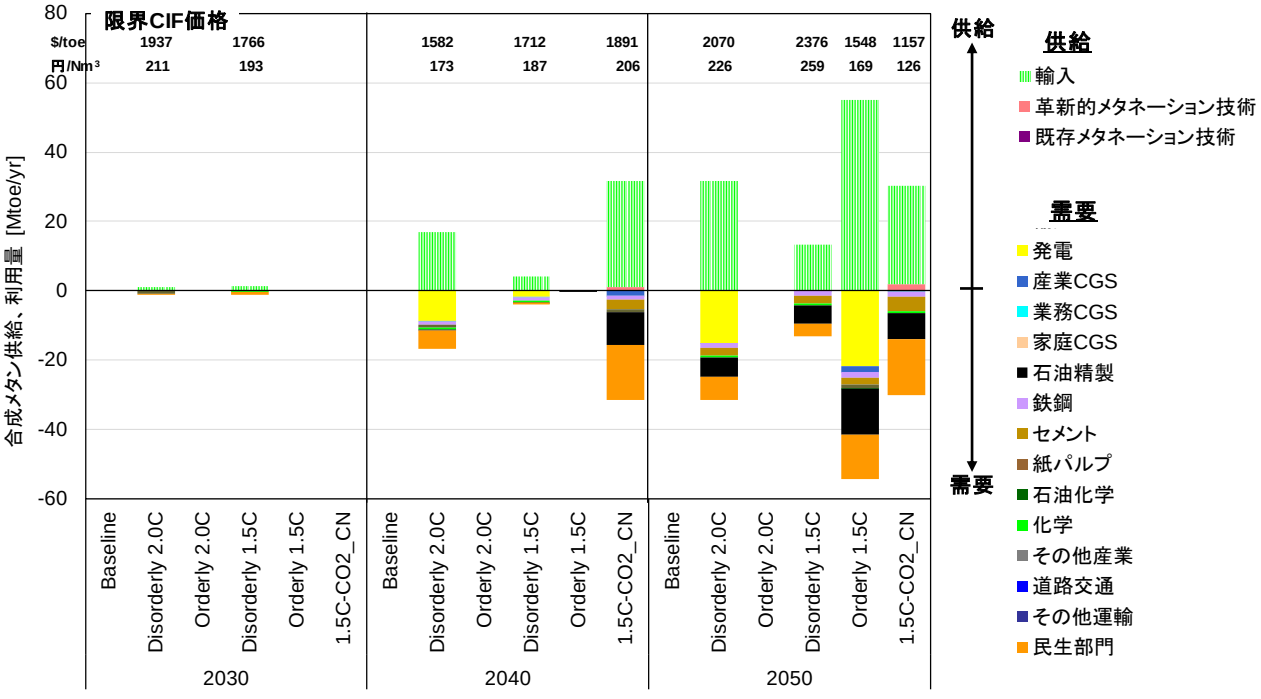


図 5.2.3-9 e-メタンバランス（日本）

(3) ガス・石油供給

図 5.2.3-10 には、ガス供給量を示している。Orderly 2.0C では、2050 年までは天然ガスはほぼ現状～微減程度の供給量である。その他のシナリオでは、2040 年、2050 年にかけて水素、もしくは e-メタンによる供給が多い。なお、水素か e-メタンかは、コスト低減のタイミングの想定等、前提条件によってセンシティブである。

図 5.2.3-11はガス部門のCO_2排出量であるが、発電部門のCO_2排出係数（図 5.2.3-5）に比べ、2030年や2040年での排出削減は進んでいないと言える。なお、Orderly 1.5CでのCO_2排出量が2040年において多くなっているが、Orderly 1.5CではCO_2限界削減費用が他国と近くなっており（表 5.2.2-4）、合成メタンや水素の輸入において他国との競合が生じ（限界CIF価格も高くなっている）、輸入が困難となった影響と解釈される。

図 5.2.3-12には、ガス部門のCO_2排出量について、DNE21+シナリオと日本政府ロードマップとの比較を示している。2020～2030年、2031～2050年共に、日本政府ロードマップはDNE21+シナリオの5種類の範囲内の水準となっており、全体としての2℃、1.5℃排出削減経路と整合したものとなっている。

図 5.2.3-13に石油（液体燃料）の供給量を示す。供給量は、輸送サービス需要の減少や、自動車の燃費向上やEV化等により、いずれのシナリオでも大きく低減している。特に、再エネとEVの技術進展を高位と見込んでいるOrderly 1.5Cや1.5C-CO_2_CNではその傾向が強い。2050年にはe-fuelsの利用も見られ、特にCO_2貯留の拡大率を低く想定しているOrderly 1.5Cでは、排出のオフセットが小さくなること、再エネコストの更なる低減でe-fuels価格も低下すること、により石油系燃料からe-fuelsへの代替がより進んでいる。

図 5.2.3-14、図 5.2.3-15には、日本の石油部門CO_2排出量と石油精製部門CO_2排出量（Scope 1） をそれぞれ示している。石油部門のCO_2排出については、CO_2貯留の成長率を低く想定しているOrderly 1.5Cや、CDRの利用を小と想定している1.5C-CO_2_CNにおいては、DACCS等による排出のオフセットの余地が限定されることから、2050年のCO_2排出量はほぼゼロにまで削減される。なお、石油精製量の減少に伴い、石油精製部門のCO_2排出量（Scope 1）も減少する。特に、個別にNDCsを達成するために他国とのCO_2限界削減費用の差が大きいDisorderlyシナリオでは、その傾向が強く見られる。

図 5.2.3-16に、日本の石油部門CO_2排出量について、DNE21+シナリオと、日本政府ロードマップとの比較を示す。日本政府ロードマップは、2020～2030年では5種類のDNE21+シナリオを若干下回り、2031～2050年では5種類のシナリオの範囲内に収まる水準となっていることから、全体としての 2℃、1.5℃排出削減経路と整合的であると言える。

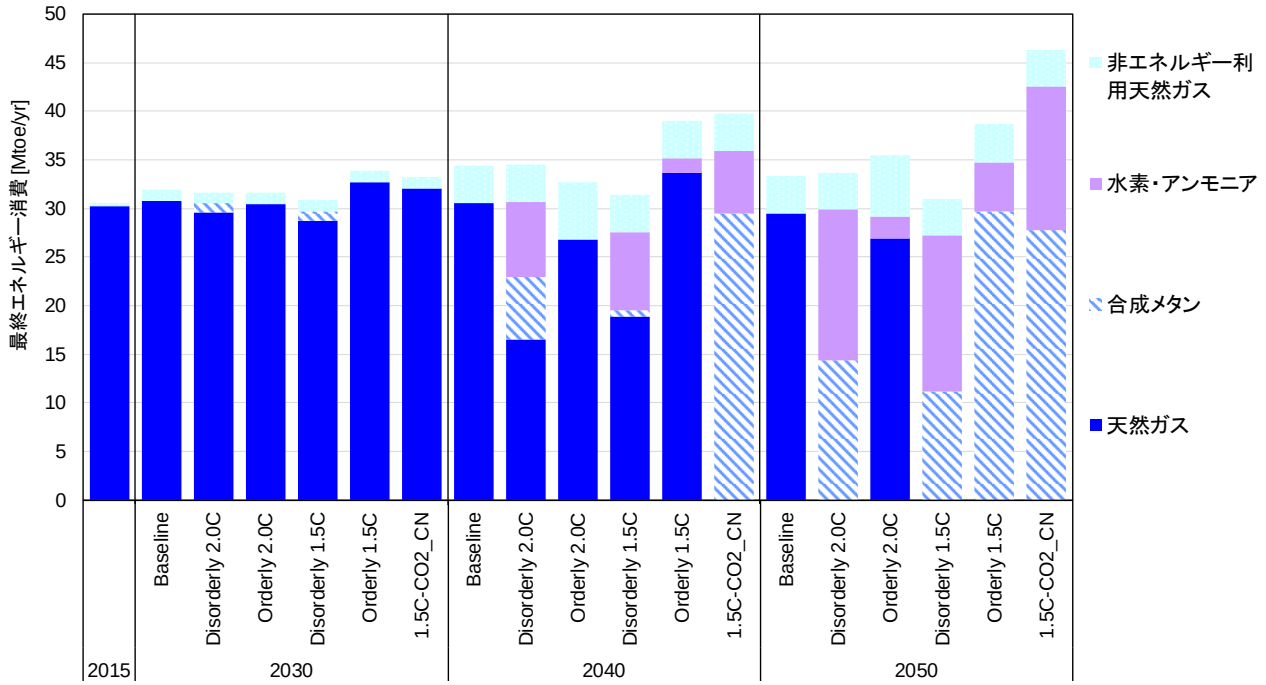


図 5.2.3-10 ガス供給量（日本）

注：グラフの水素・アンモニア供給量には発電部門、鉄鋼部門、石油化学部門での利用は含めていない。

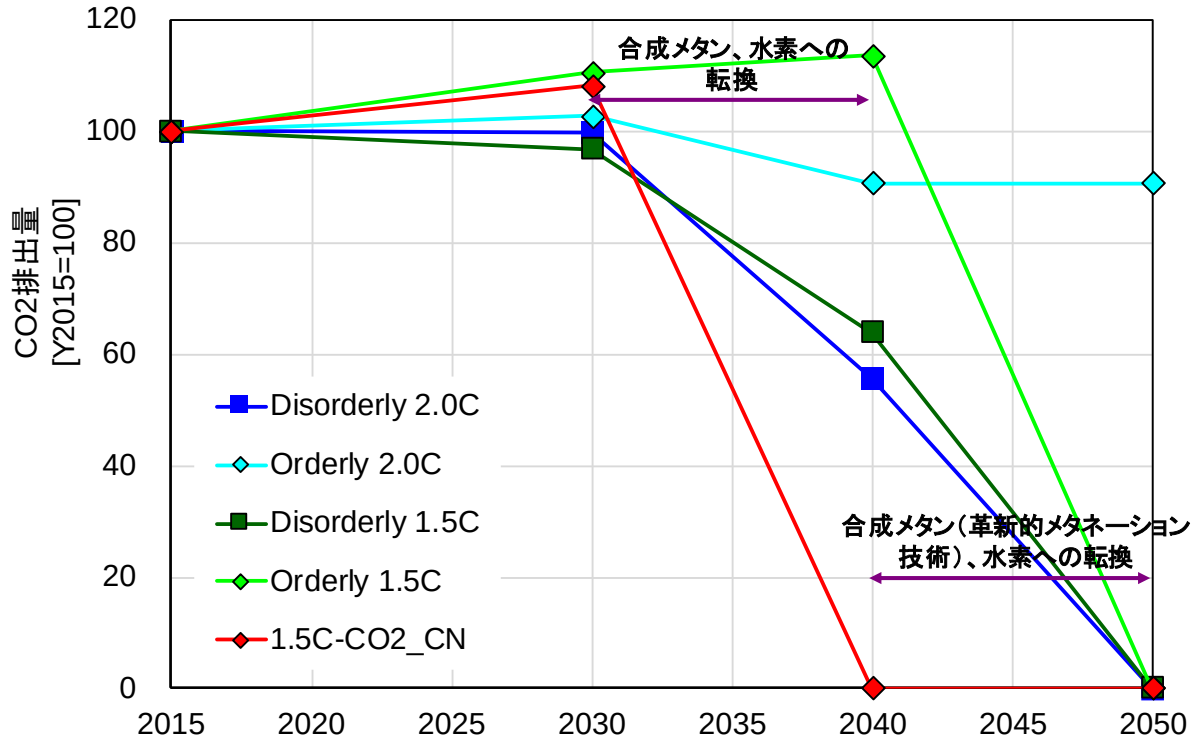


図 5.2.3-11 ガス部門 CO_2 排出（日本）

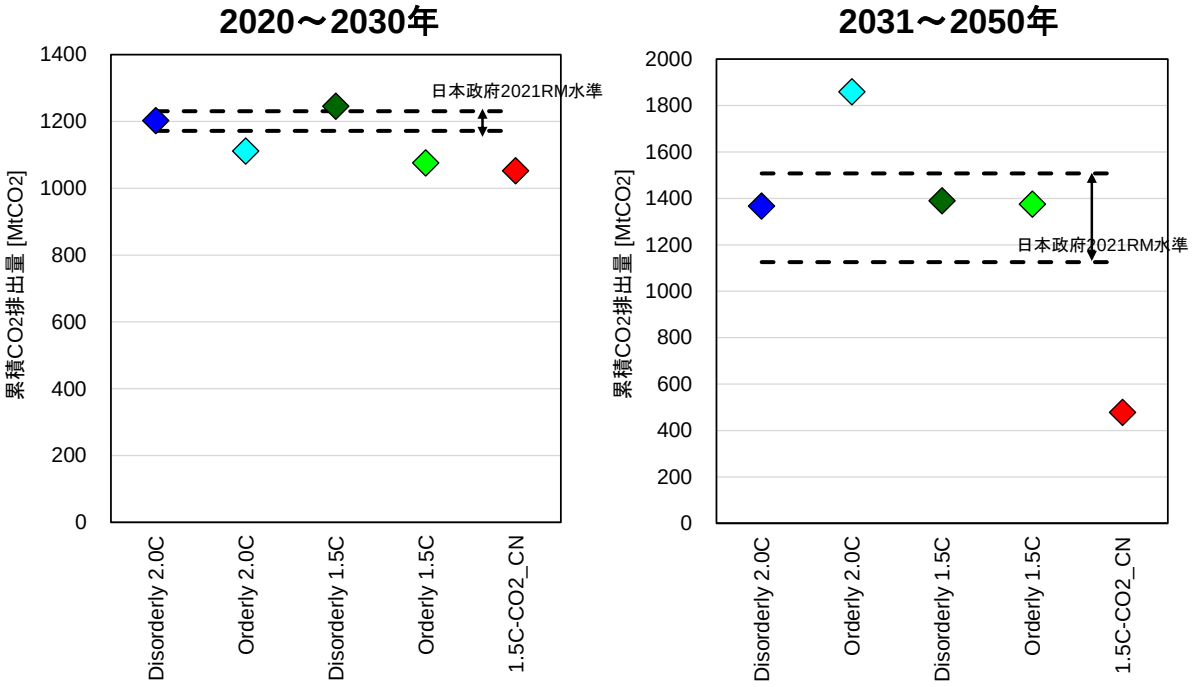


図 5.2.3-12 ガス部門 CO_2 排出（日本）の政府ロードマップとの比較

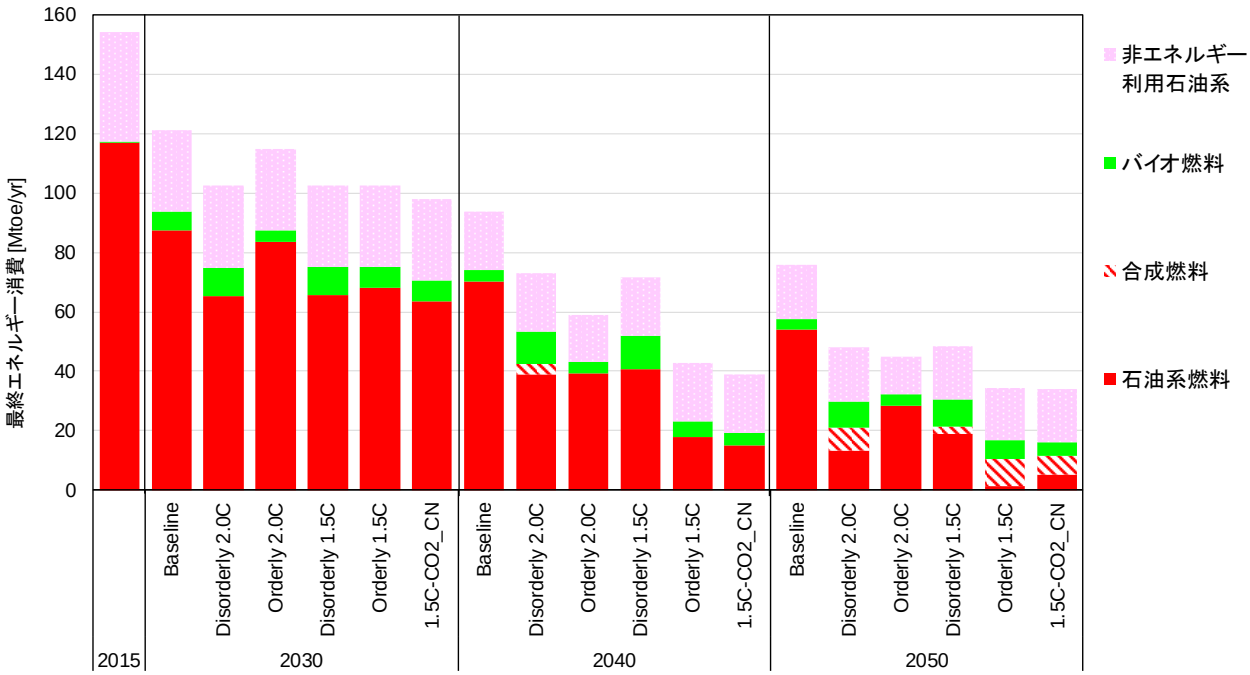


図 5.2.3-13 石油（液体燃料）供給量（日本）

注：グラフには発電部門での利用は含めていない。

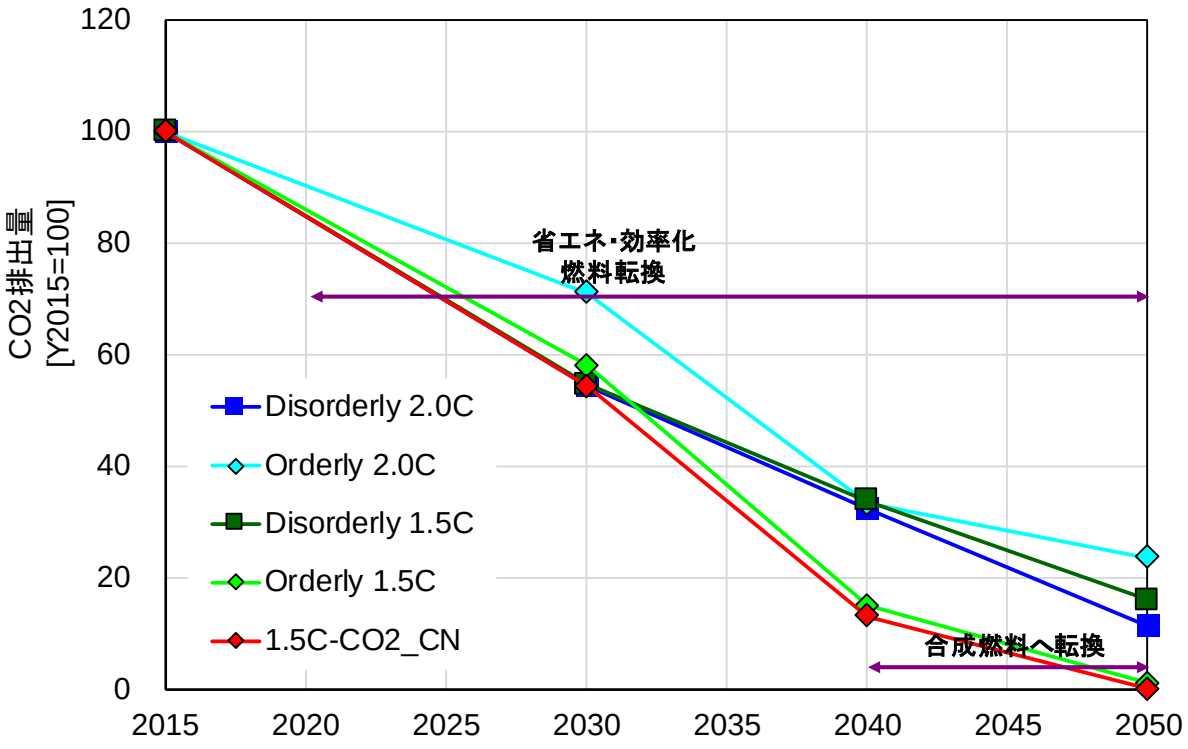


図 5.2.3-14 石油部門 CO_2 排出量（日本）

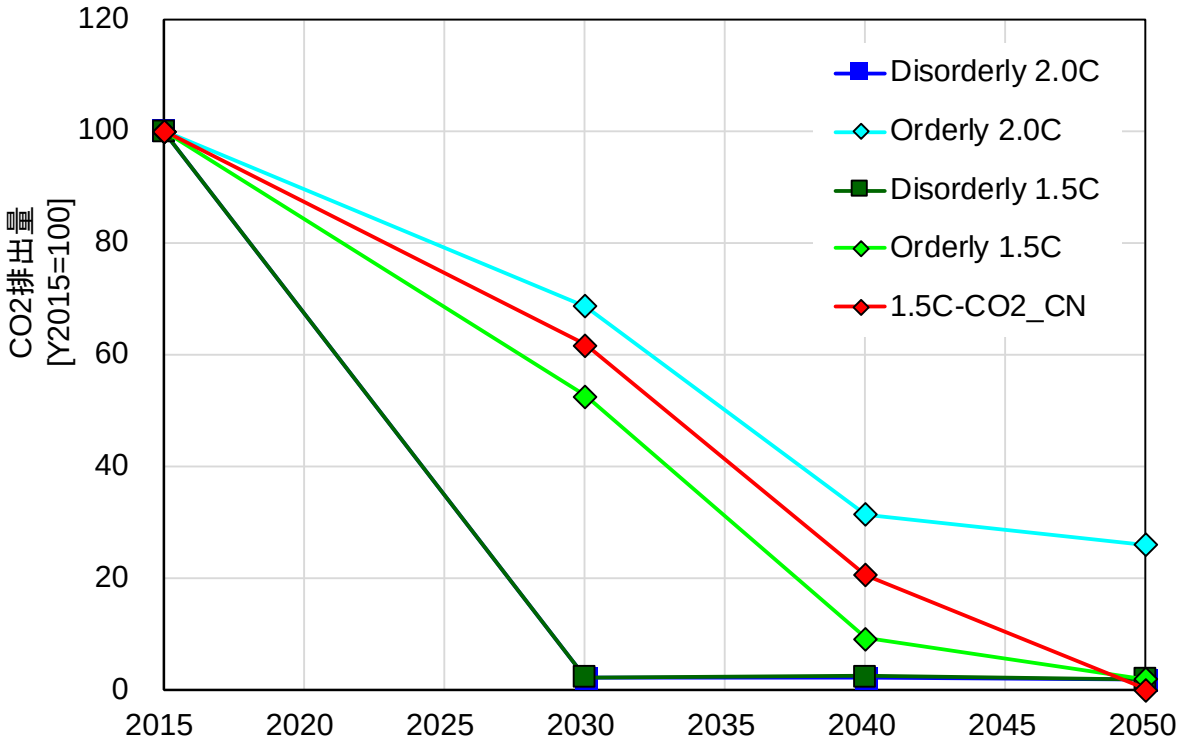


図 5.2.3-15 石油精製部門 Scope 1 CO_2 排出量（日本）

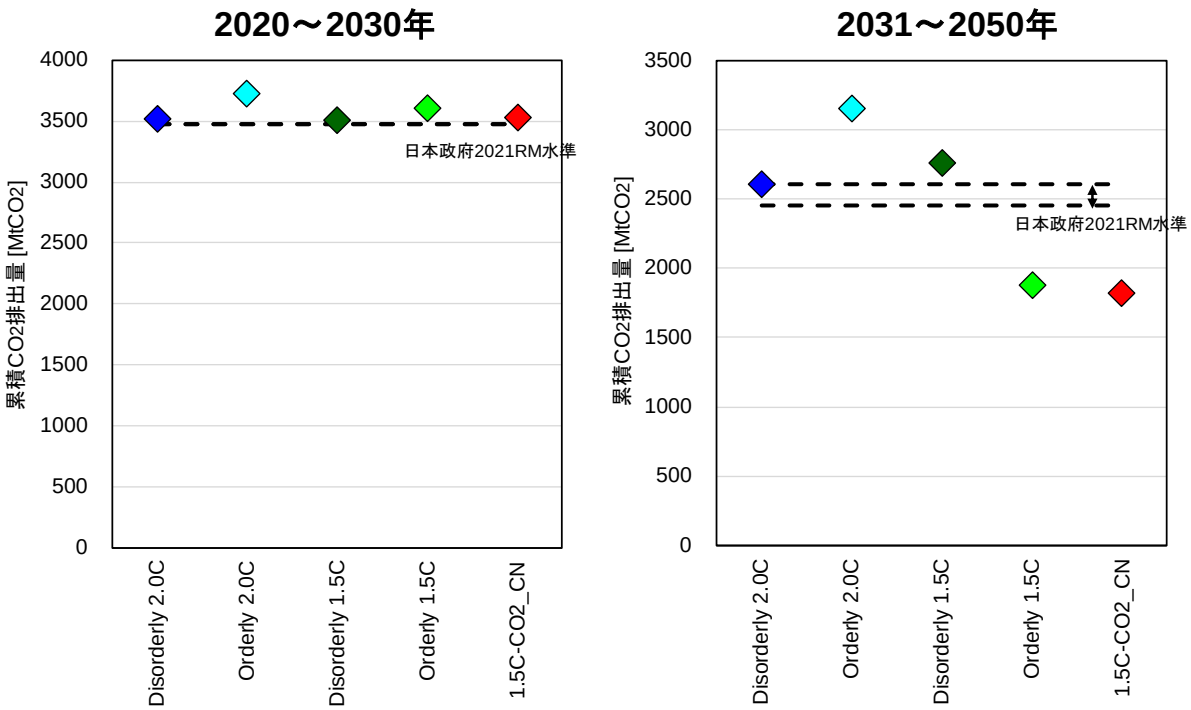


図 5.2.3-16 石油部門 CO_2 排出量（日本）の政府ロードマップとの比較

(4) 産業部門

図 5.2.3-17 は産業部門の最終エネルギー消費量を示している。2040 年においても 2030 年に近い水準の石炭利用が残っているが、これは鉄鋼部門の高炉・転炉法での利用である（図 5.2.3-18）。2050 年においては、Orderly 2.0C 以外では石炭の利用は無く、水素やアンモニア、e-メタンの利用が多く見られる。

図 5.2.3-18、図 5.2.3-19 は、鉄鋼部門の最終エネルギー消費量、技術別粗鋼生産量をそれぞれ示している。先に述べたように、2040 年は石炭の利用が相当残っている。図 5.2.3-19 に示しているように、Super COURCE50 のような外部水素も活用した高炉・転炉法製鉄が導入されているシナリオでは、水素の利用も見られる。2050 年においては、総排出量が 2013 年比▲70%と評価された Orderly 2.0C 以外では石炭の利用は無く、高炉転炉法は水素利用 DRI 電炉によって完全に代替されている。なお、e-メタンは、スクラップ電炉法で利用されている。

図 5.2.3-20 に鉄鋼部門の CO_2 排出原単位を示す。いずれのシナリオも、2030 年以降高炉に CCS を導入し、シナリオによっては外部水素利用を進め、2040 年以降は水素利用 DRI 電炉へと転換することで 2050 年にほぼ排出をゼロとしている。但し、日本国内での CO_2 排出削減をそれほど進めない Orderly 2.0C では、2050 年でも CCS を行わない高炉転炉法を継続する等、一部排出が残るシナリオとなっている。

図 5.2.3-21 は鉄鋼部門の CO_2 排出量について、DNE21+シナリオと政府ロードマップとの比較を示している。政府ロードマップは、2020～2030 年の上限値は若干排出量が多いが、その他は 5 種類の DNE21+シナリオの範囲内の水準となっており、全体としての 2℃、1.5℃排出削減経路と整合が取れている。

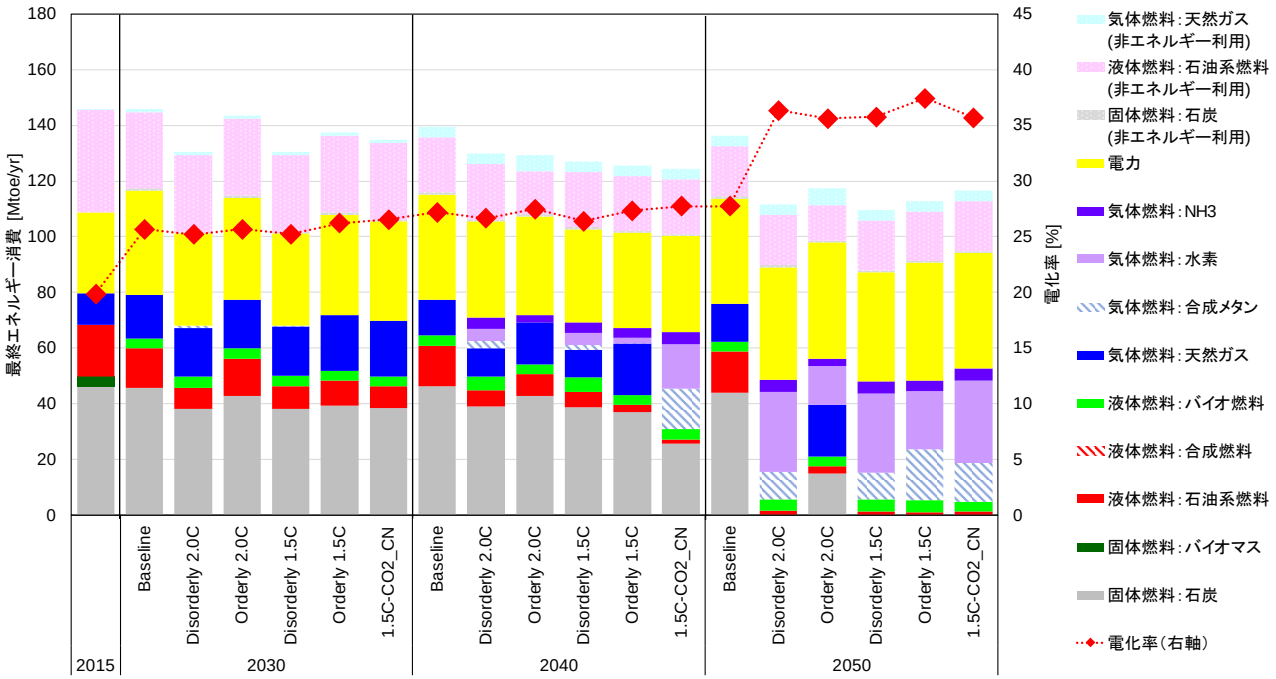


図 5.2.3-17 産業部門最終エネルギー消費量（日本）

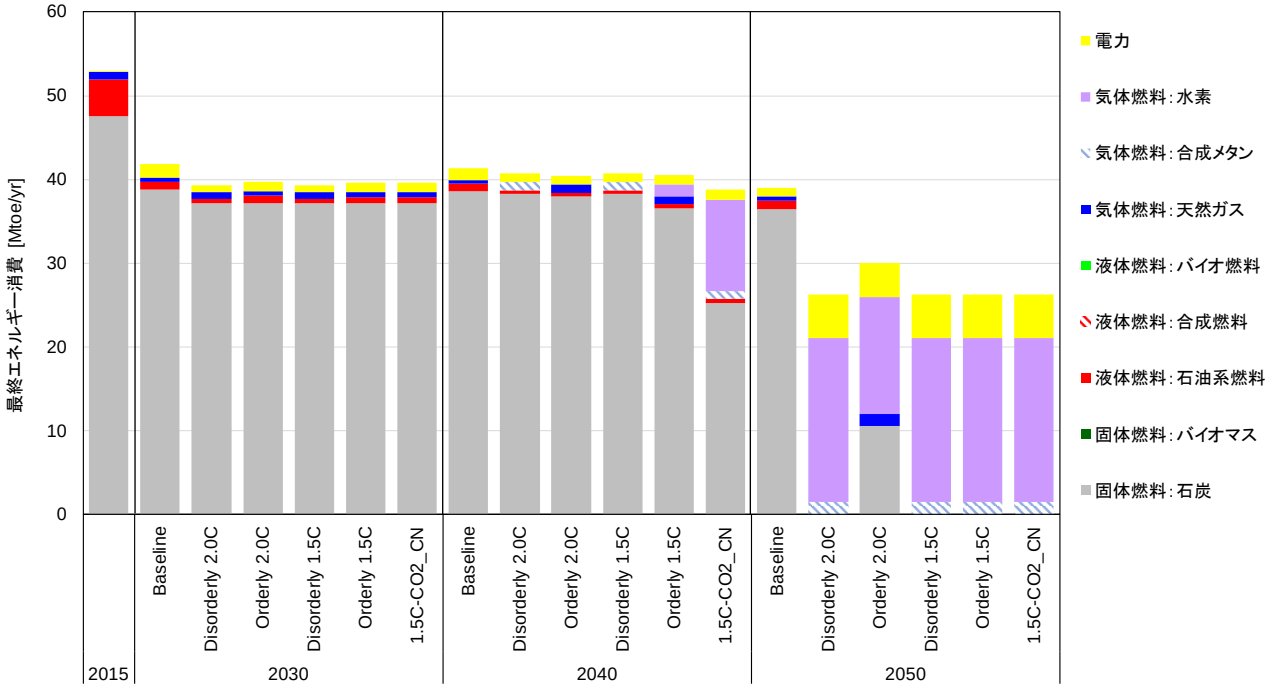


図 5.2.3-18 鉄鋼部門最終エネルギー消費量（日本）

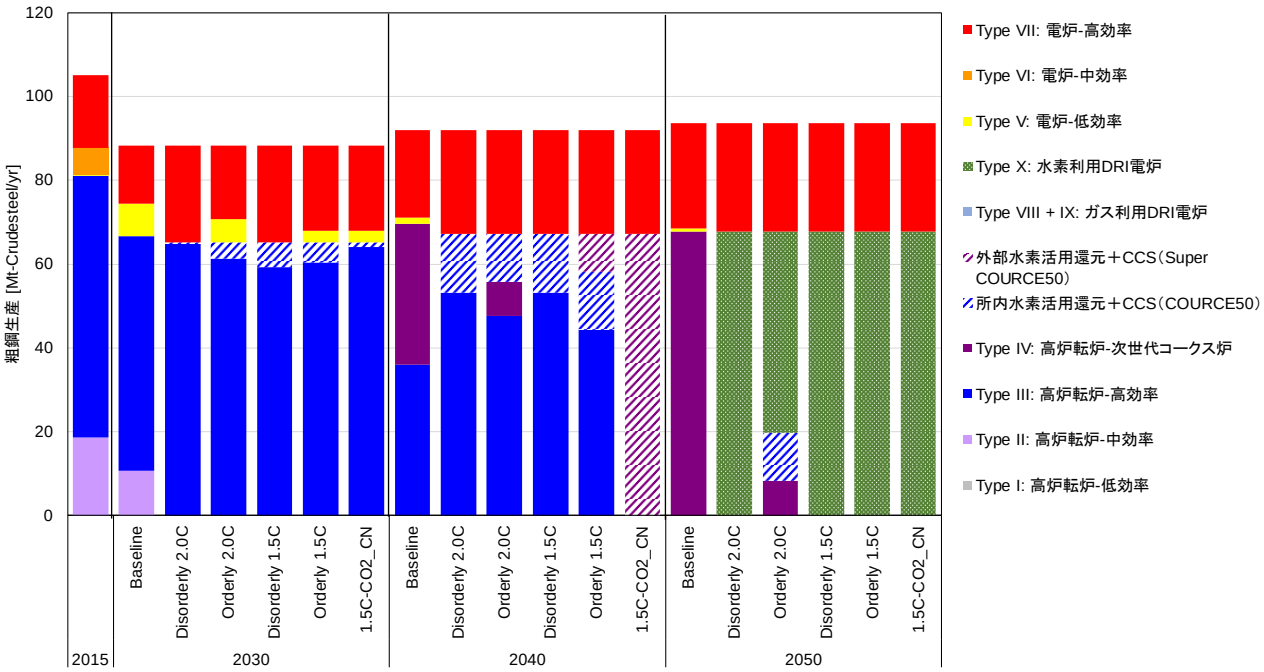


図 5.2.3-19 鉄鋼部門技術別粗鋼生産量（日本）

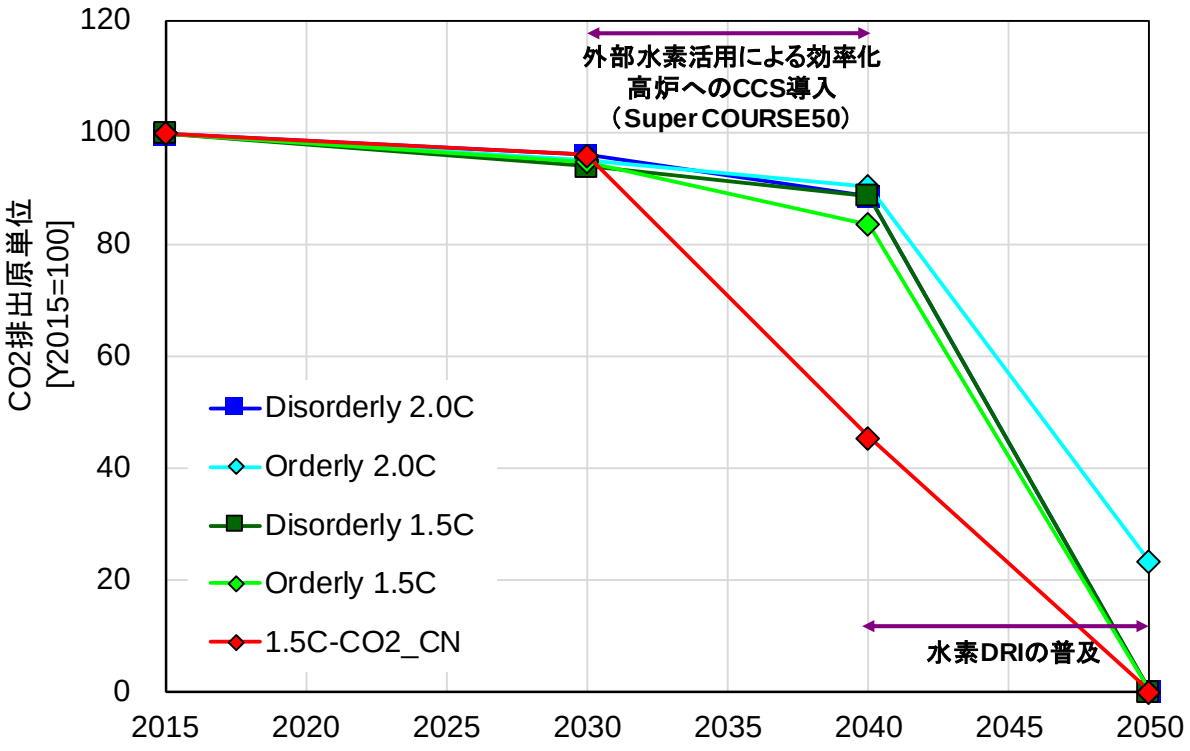


図 5.2.3-20 鉄鋼部門 CO_2 排出原単位（日本）

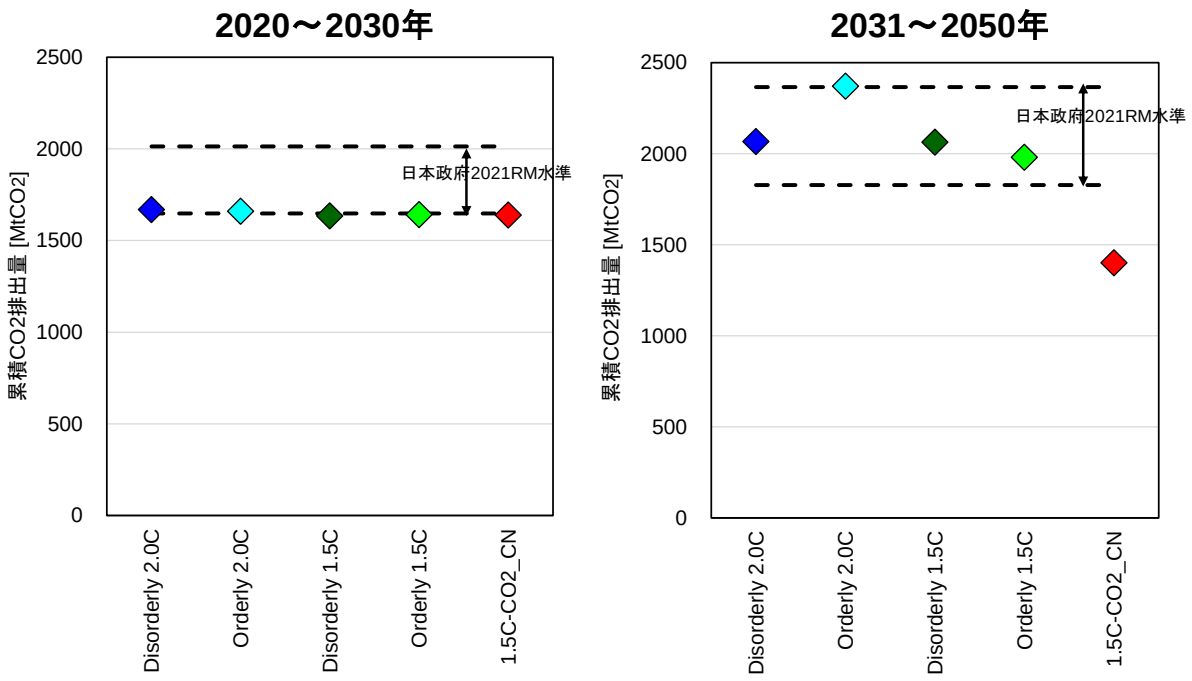


図 5.2.3-21 鉄鋼部門 CO_2 排出量（日本）の政府ロードマップとの比較

図 5.2.3-22、図 5.2.3-23 は、セメント部門の最終エネルギー消費量、技術別クリンカ生産量をそれぞれ示している。Orderly 2.0C を除けば、2030 年においては石炭からガスへの転換が経済合理的な対策と評価されている。2040 年に向けては更にガスへの転換を進め、2050 年においては e-メタンの利用が主となっている（シナリオによってはより早期から e-メタンの利用が見られる）。なお、CDR の利用を制約している 1.5C-CO_2_CN においては CCS の導入が進むため、他シナリオに比べエネルギー消費が多くなっている。

図 5.2.3-24 にはセメント部門の CO_2 排出原単位を示す。1.5C-CO_2_CN 以外のシナリオでは、CCS の導入が無いため、プロセス起源 CO_2 を含む排出は 2050 年になっても残る結果である。1.5C-CO_2_CN においては、e-メタン+CCS（正味負の排出）を導入することで、排出を実質ゼロとする結果である。

図 5.2.3-25 は、セメント部門の CO_2 排出量について、日本政府ロードマップとの比較を整理している。2020～2030 年の累積においては、日本政府ロードマップは 5 種類の DNE21+シナリオに比べ、上限値は若干上回り、下限値は若干下回っており、2031～2050 年の累積においては、DNE21+シナリオの範囲内に収まっている。これより、全体としての 2℃、1.5℃排出削減経路との整合が取れた水準になっていると言える。

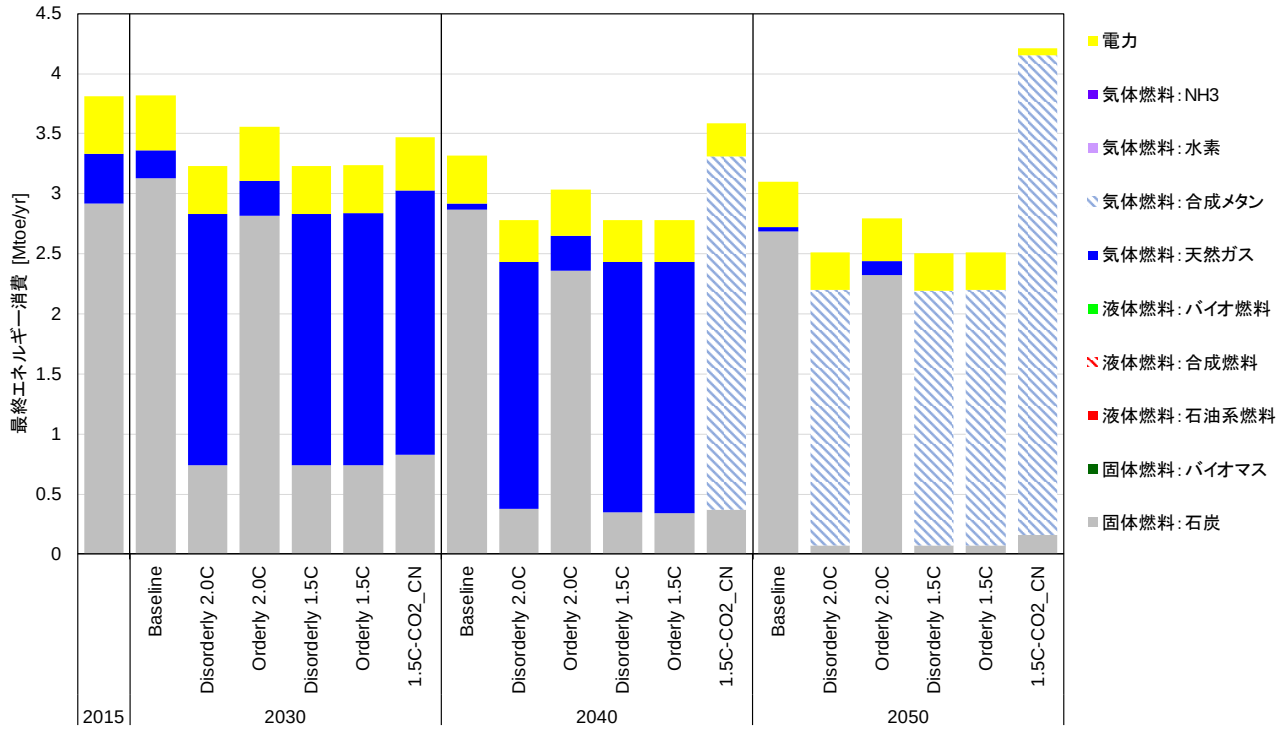


図 5.2.3-22 セメント部門最終エネルギー消費量（日本）

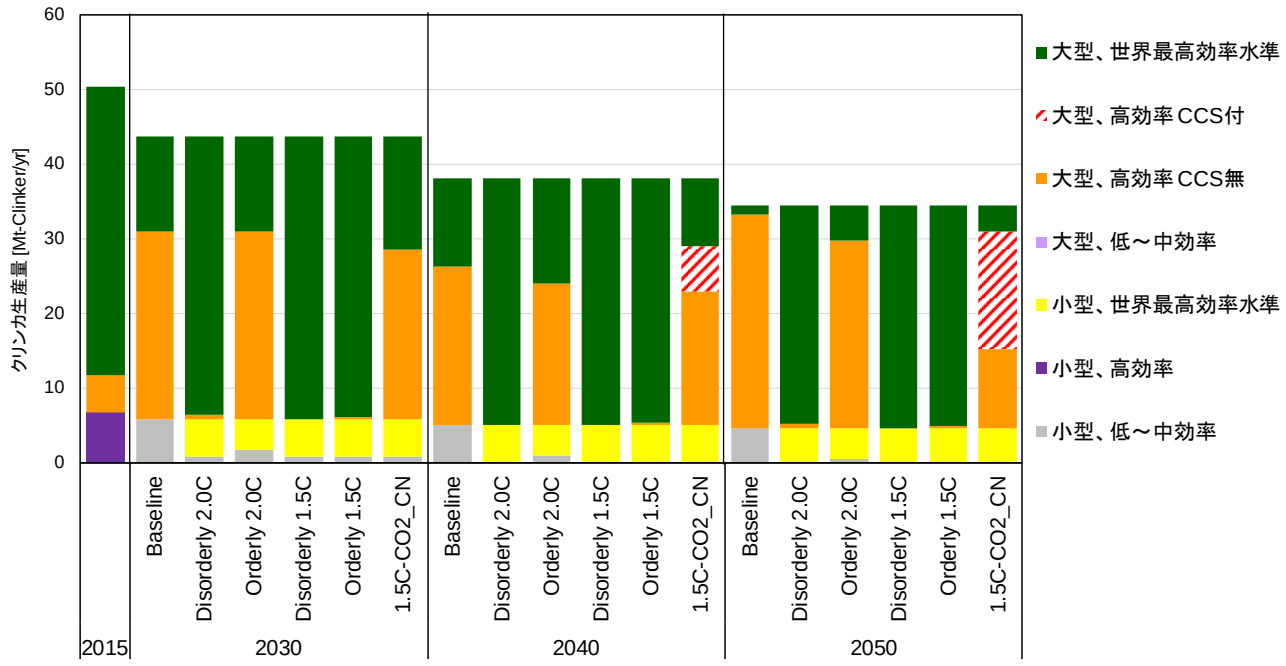
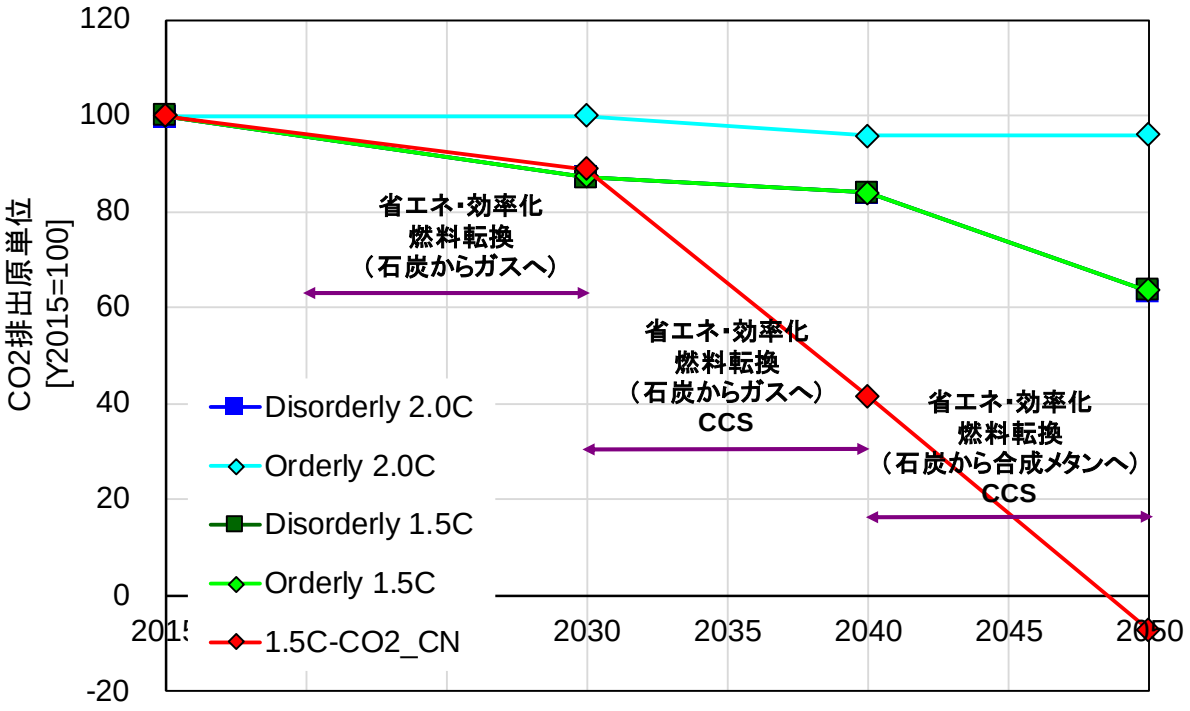
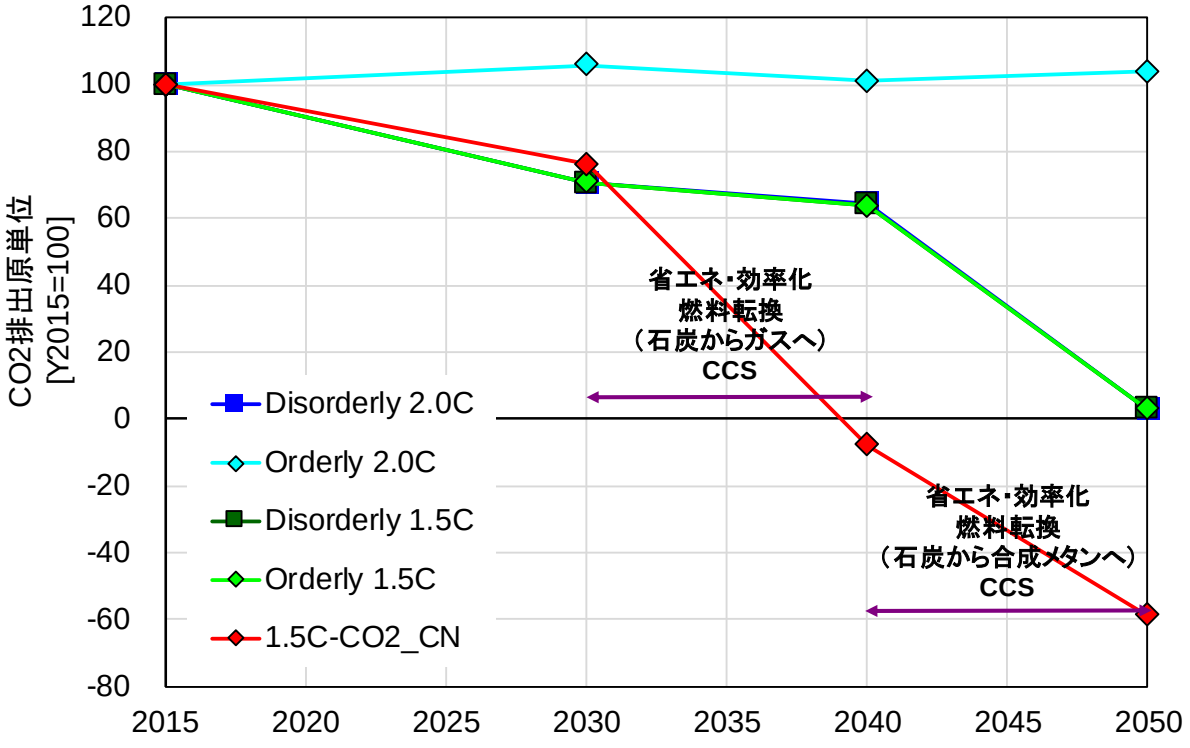


図 5.2.3-23 セメント部門技術別クリンカ生産量（日本）



（a）エネルギー起源+プロセス CO_2



（b）エネルギー起源 CO_2

図 5.2.3-24 セメント部門 CO_2 排出原単位（日本）

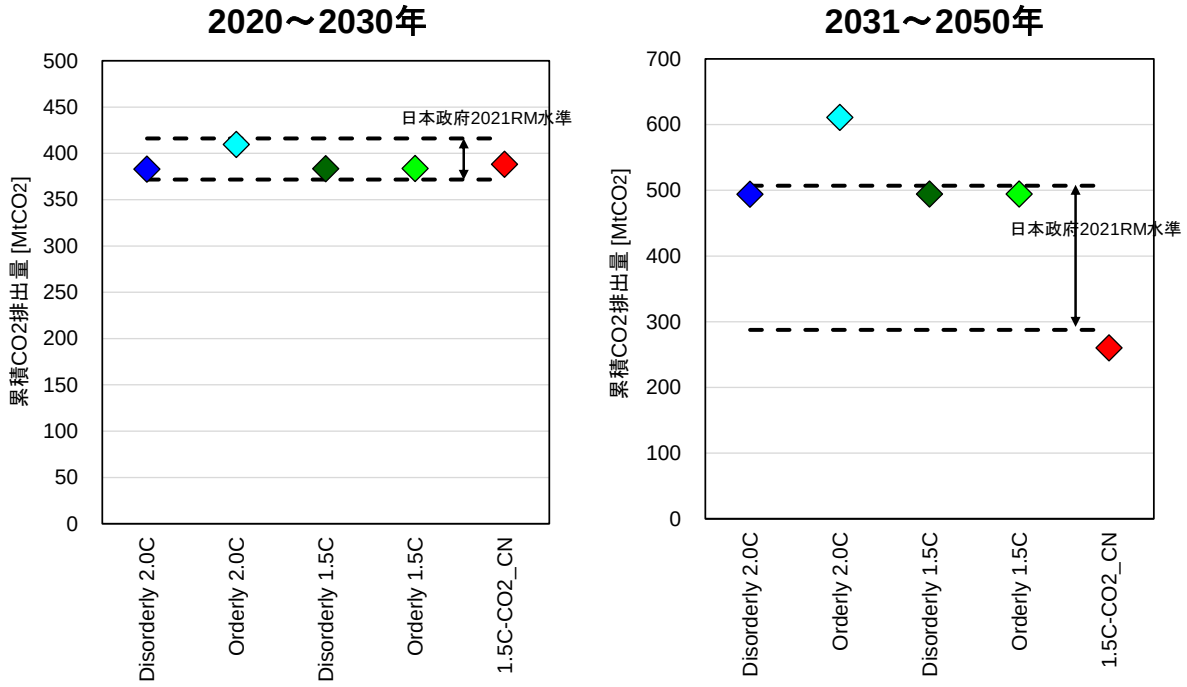


図 5.2.3-25 セメント部門 CO_2 排出量（日本）の政府ロードマップとの比較

図 5.2.3-26、図 5.2.3-27 には、日本の紙パルプ部門の最終エネルギー消費量、CO_2 排出原単位をそれぞれ示す。2030 年においては、石炭からガス、バイオ燃料、電力（購入電力の増加）への転換が見られる。2040 年、2050 年においては、CO_2 貯留の拡大率を相対的に高く想定している Disorderly シナリオでは、海外で生産したブルーアンモニアを輸入して利用する結果となっている。一方、CO_2 貯留の拡大率を相対的に低く想定している Orderly1.5C では、ブルーアンモニアの製造が相対的に困難であることから、e-メタンの利用も見られる。CO_2 原単位については、アンモニアや e-メタンの導入により、2050 年には排出を実質ゼロとする経路となっている。

図 5.2.3-28 は日本の紙パルプ部門 CO_2 排出量について、DNE21+シナリオと日本政府ロードマップとの比較を示している。日本政府ロードマップは、2020～2030 年の累積では、上限値は 5 種類の DNE21+シナリオの範囲内であり、下限値はそれらを下回る水準となっている。2031～2050 年の累積については、5 種類の DNE21+シナリオの範囲内となっている。このように、日本政府ロードマップは、全体としての 2℃、1.5℃排出削減経路と整合が取れた排出量となっている。

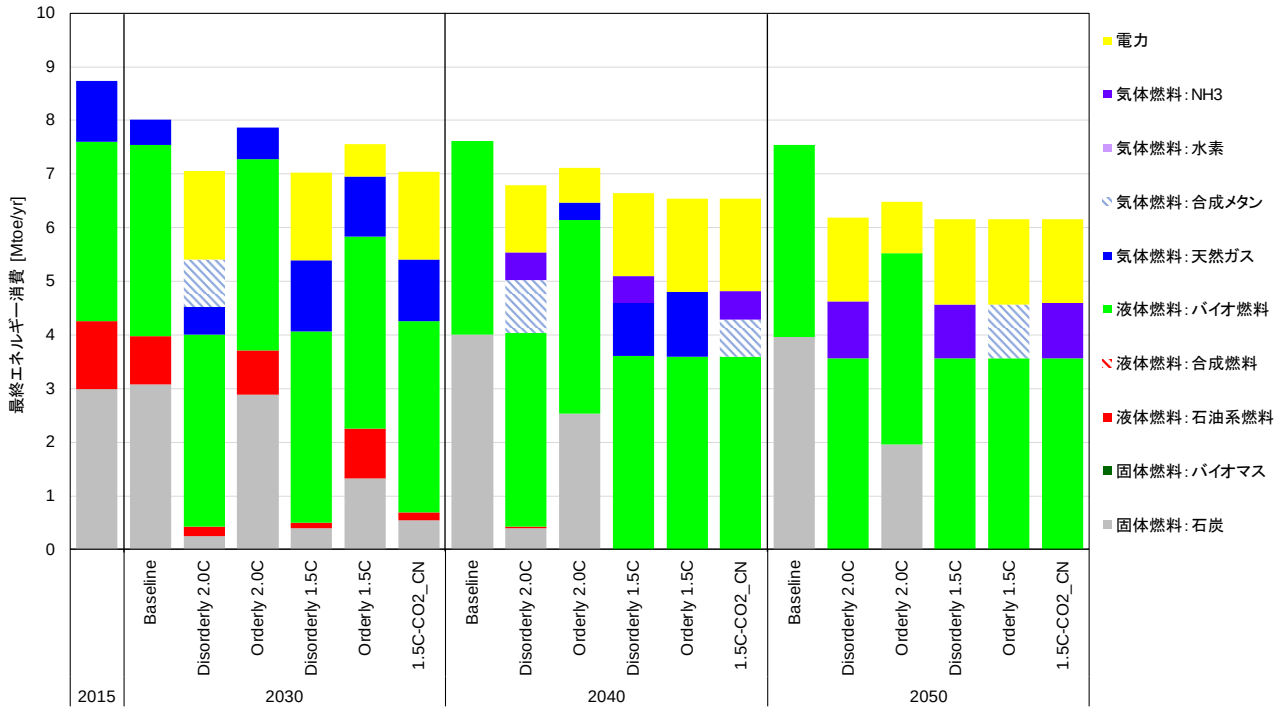


図 5.2.3-26 紙パルプ部門最終エネルギー消費量（日本）

注：黒液の利用はバイオ燃料消費に含まれる。

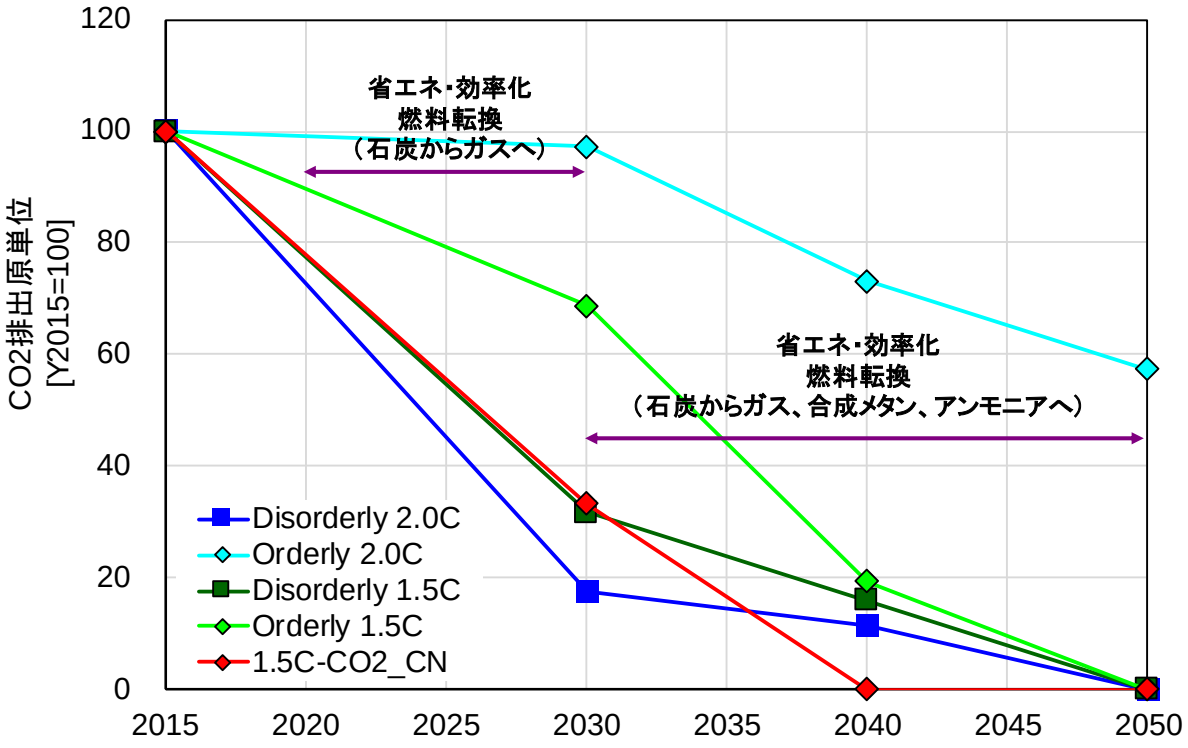


図 5.2.3-27 紙パルプ部門 CO_2 排出原単位（日本）

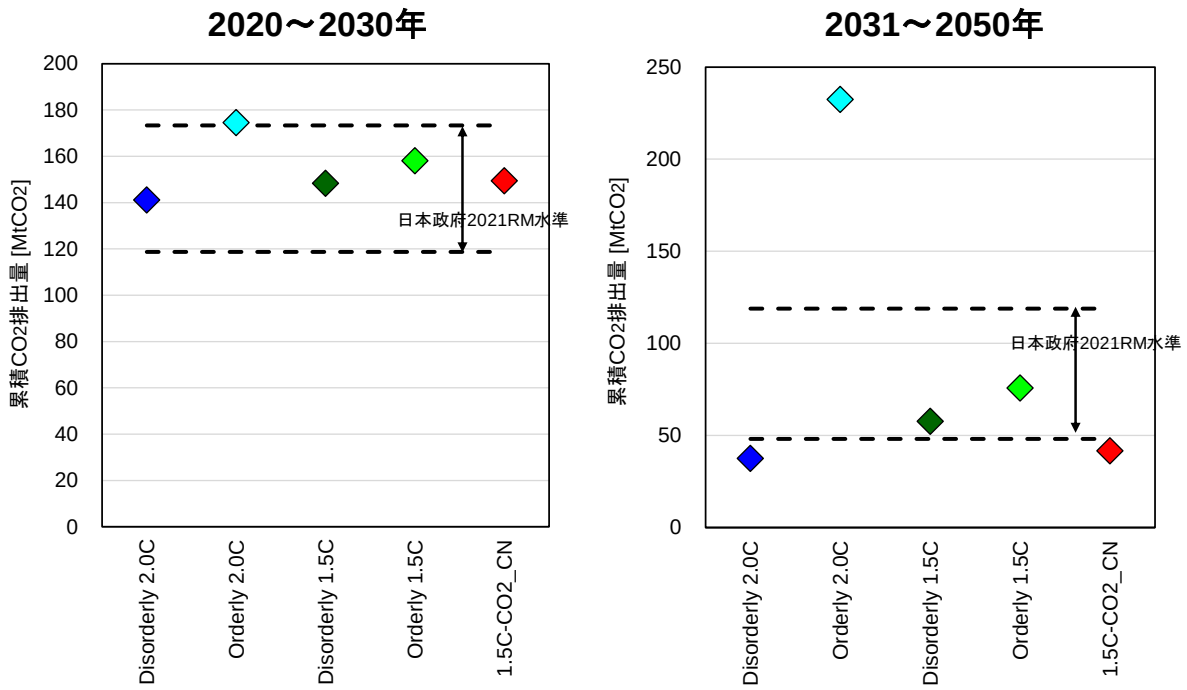


図 5.2.3-28 紙パルプ部門 CO_2 排出量（日本）の政府ロードマップとの比較

図 5.2.3-29、図 5.2.3-30 には、化学部門の最終エネルギー消費量を示す。アンモニア製造においては、合成メタンの利用の他、一部では電解アンモニアも導入される結果である。なお、日本では化成品向けのアンモニア製造が行われる結果であり、他部門でエネルギー利用されているアンモニアは全て海外からの輸入アンモニアである。エチレン、プロピレン、BTX 製造（いわゆる石油化学）については、海外から輸入したブルーアンモニアを利用した生産となっている。

図 5.2.3-31 は化学部門の CO_2 排出量の推移を示しているが、上述の合成メタンやアンモニアの利用および電化によって排出量を大幅に削減する経路となっている。

図 5.2.3-32 に化学部門の CO_2 排出量について、DNE21+シナリオと日本政府ロードマップとの比較を示す。日本政府ロードマップの上限値の排出量は若干多いが、下限値については、5 種類の DNE21+シナリオを下回る、もしくは範囲内となる水準になっており、日本政府ロードマップは全体としての 2℃、1.5℃排出削減経路と整合したものとなっている。

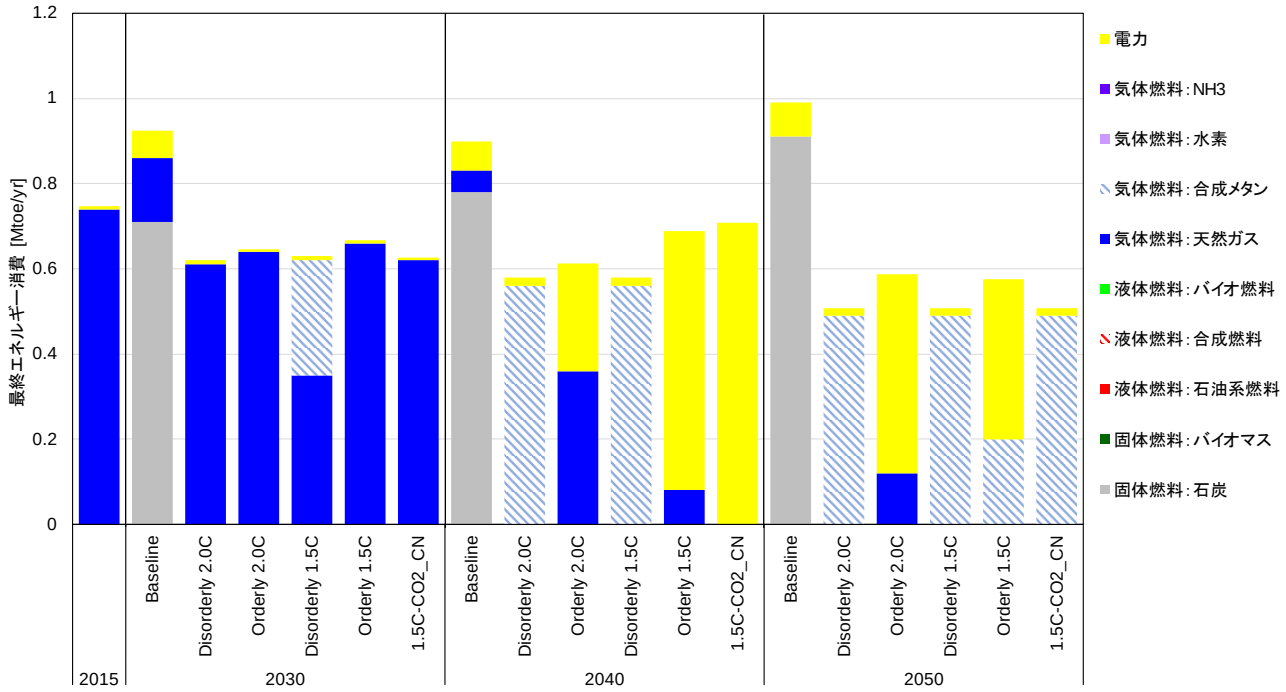


図 5.2.3-29 化学部門（アンモニア製造）最終エネルギー消費量（日本）

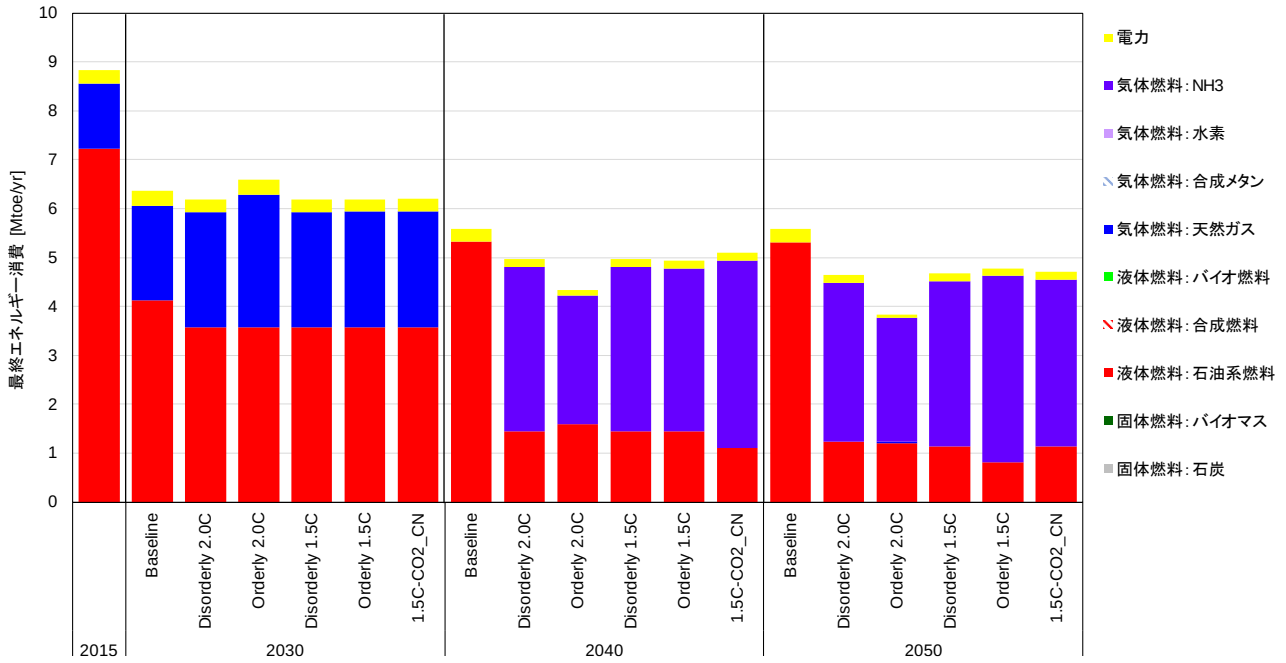


図 5.2.3-30 化学部門（エチレン、プロピレン、BTX 製造）最終エネルギー消費量（日本）

注：グラフのエネルギー消費量はエネルギー利用分のみで、原料分は含んでいない。

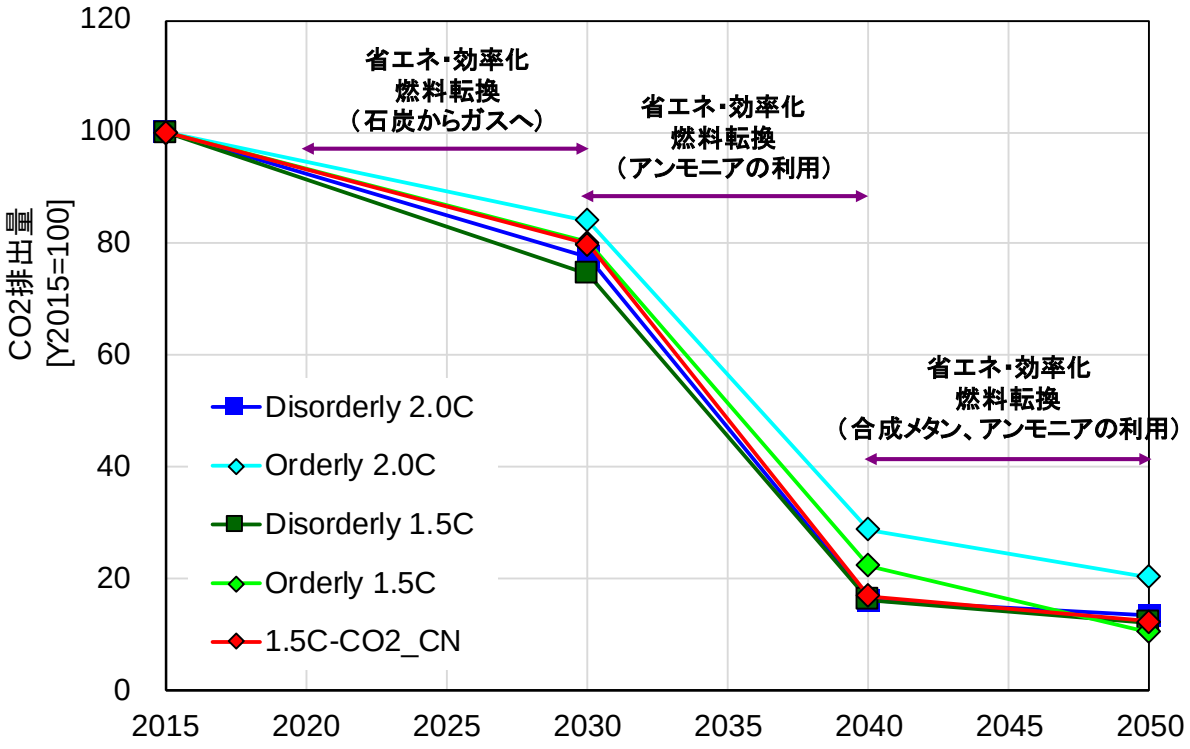


図 5.2.3-31 化学部門 CO_2 排出量（日本）

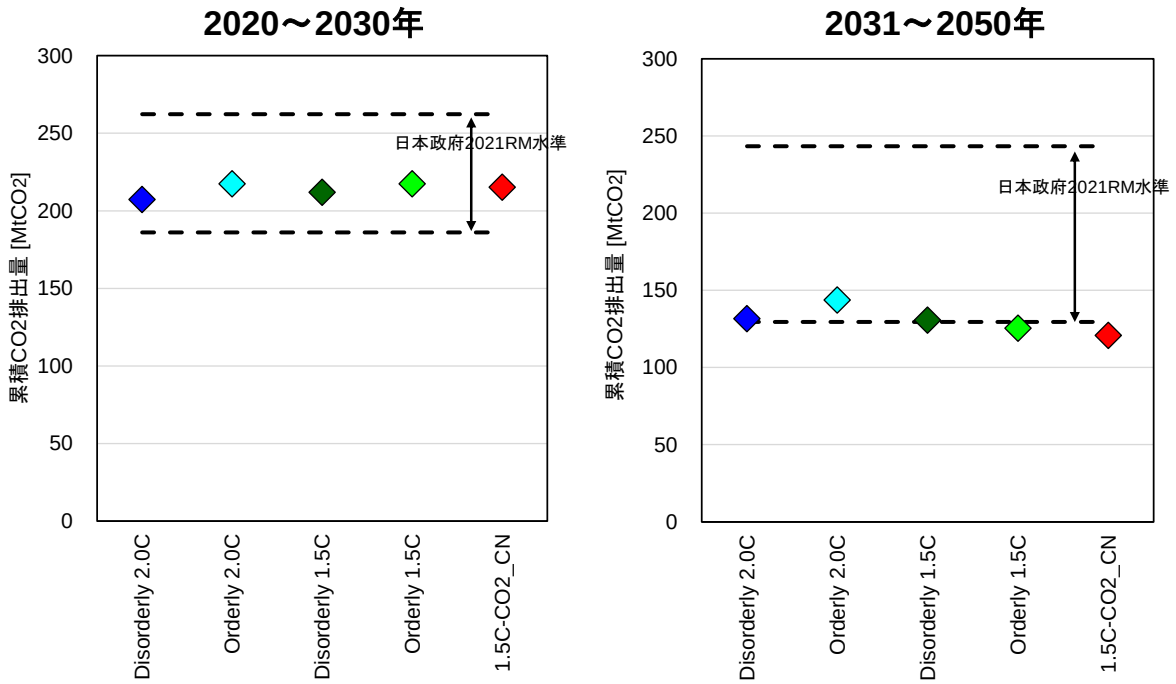


図 5.2.3-32 化学部門 CO_2 排出量（日本）の政府ロードマップとの比較

(5) 民生部門

図 5.2.3-33 に民生部門の最終エネルギー消費量を示す。排出削減が厳しい程、電化率を向上させることが経済合理的と評価されるのは世界全体の結果と同じである。な

お、日本全体で 2050 年に 2013 年比▲70%とする Orderly 2.0C においては、従来と同様に都市ガスが利用されている。なお、その他のシナリオでは、気体燃料は合成メタン、もしくは水素となっている。

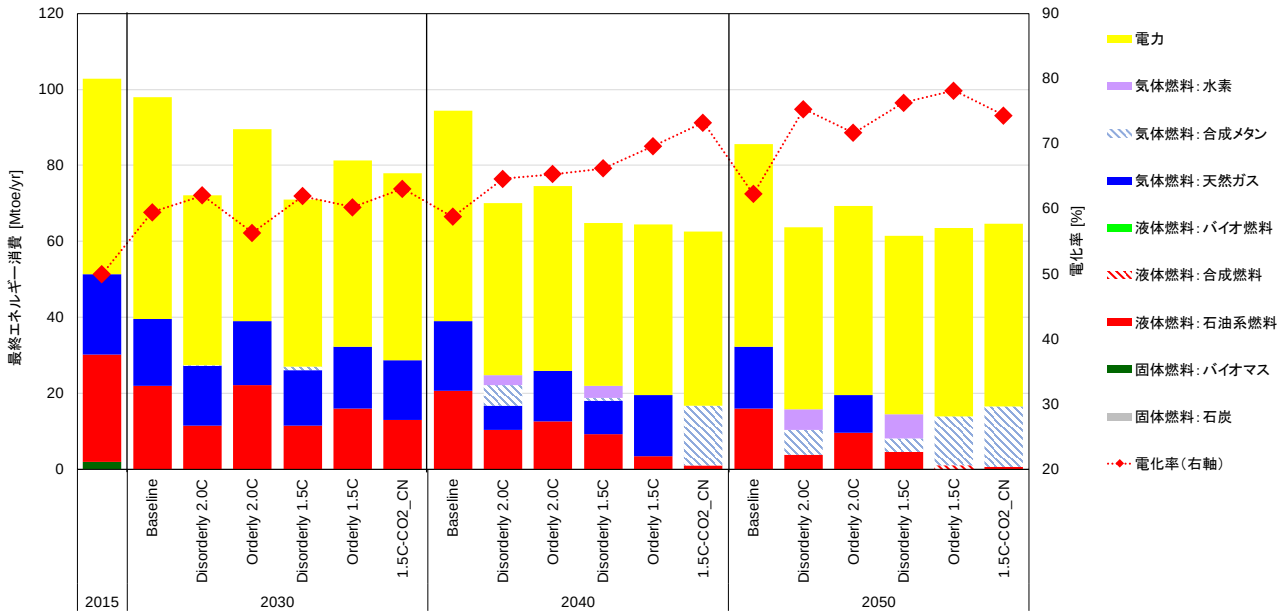


図 5.2.3-33 民生部門最終エネルギー消費量（日本）

図 5.2.3-34、図 5.2.3-35 は日本の運輸部門、道路交通部門の最終エネルギー消費量をそれぞれ示している。再エネ及び EV の大幅なコスト低減を見込んでいる Orderly シナリオ、1.5C-CO_2_CN シナリオにおいては、2040 年頃から特に電力が増大していると同時に、e-fuels の利用も見られる。Orderly 1.5C や 1.5C-CO_2_CN においては、乗用車は BEV もしくは FCEV となっており（図 5.2.3-36）、道路交通部門における e-fuels 利用はトラックが主となっている。

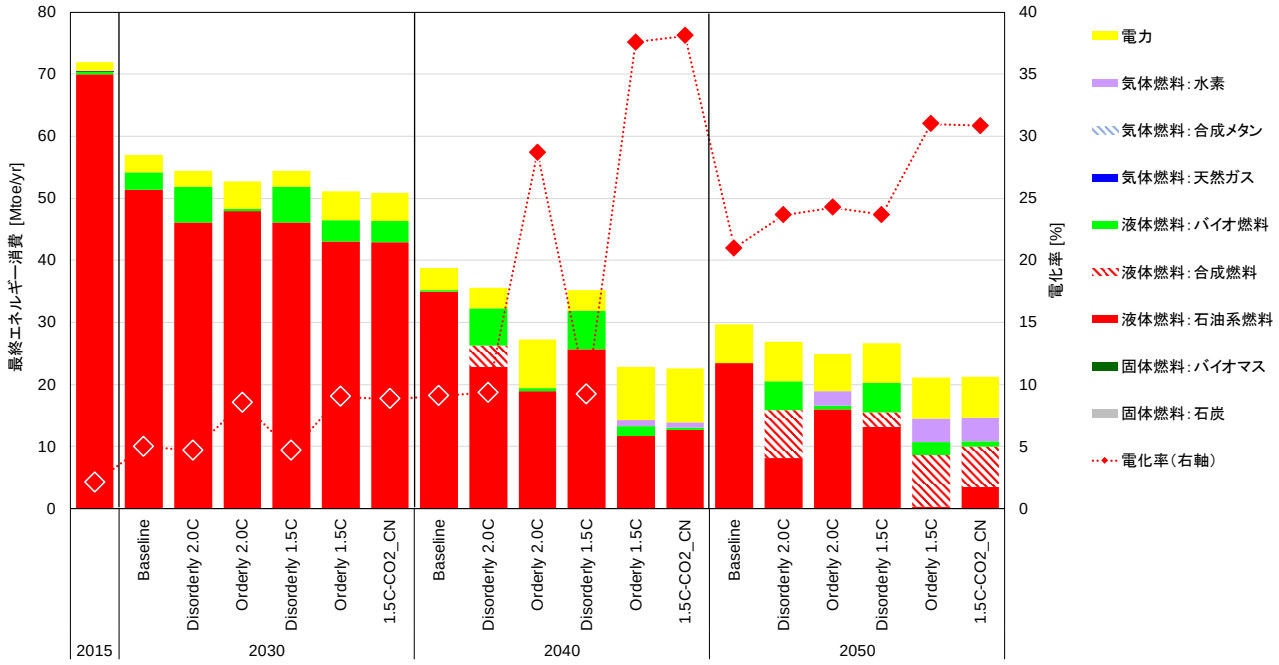


図 5.2.3-34 運輸部門最終エネルギー消費量（日本）

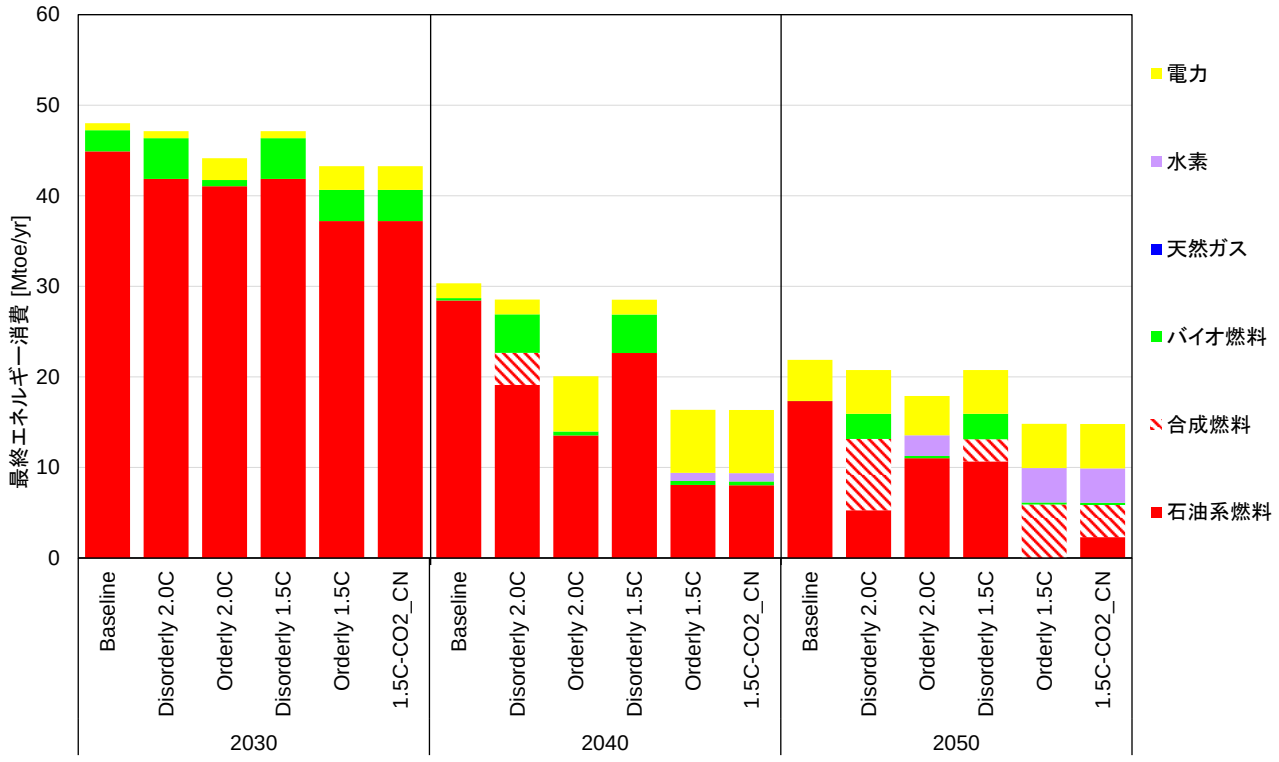


図 5.2.3-35 道路交通部門最終エネルギー消費量（日本）

(6) 運輸部門

図 5.2.3-36、図 5.2.3-37 に、日本における技術別の乗用車、トラック保有台数を示す。EV の技術進展を中位としている Disorderly シナリオでは、乗用車については、2030 年頃の排出削減対策は HEV が中心で、以降は PHEV についても拡大し、2050 年には

PHEV が主となる結果である。一方、EV の技術進展を高位としているその他のシナリオにおいては、BEV の普及がより早期から進み、2040 年時点で BEV が主となり、2050 年には FCEV の普及も見込まれている。トラックに関しては、乗用車に比べ BEV や FCEV の導入は限定的であり、大半は内燃機関を有する HEV や PHEV となっている。

図 5.2.3-38 は、日本の道路交通部門の CO_2 排出量を示している。輸送サービス需要の低減に加え、HEV、PHEV、BEV、更には FCEV の導入により、継続的に CO_2 排出削減を進めるシナリオとなっている。なお、電力や水素のみではなく、図 5.2.3-35 に示したように、e-fuels も排出削減に寄与している。

図 5.2.3-39 の道路交通部門 CO_2 排出量についての DNE21+シナリオと政府ロードマップとの比較においては、政府ロードマップは 5 種類の DNE21+シナリオを下回る、もしくは範囲内に収まる水準となっており、全体として 2℃、1.5℃排出削減経路と整合的であると言える。

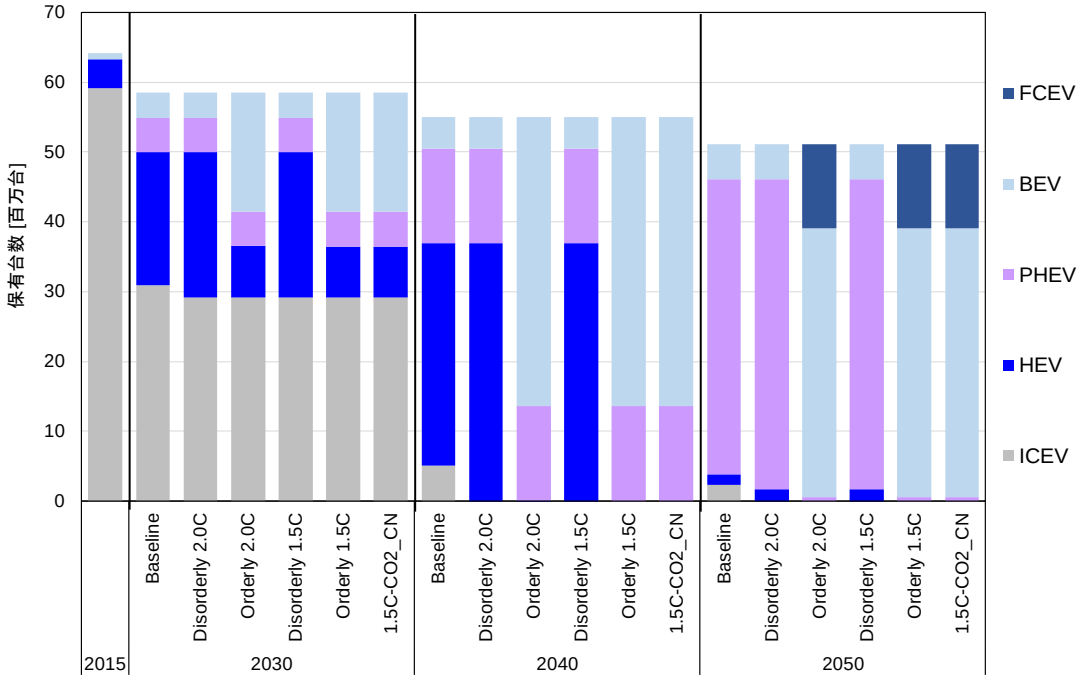


図 5.2.3-36 技術別乗用車保有台数（日本）

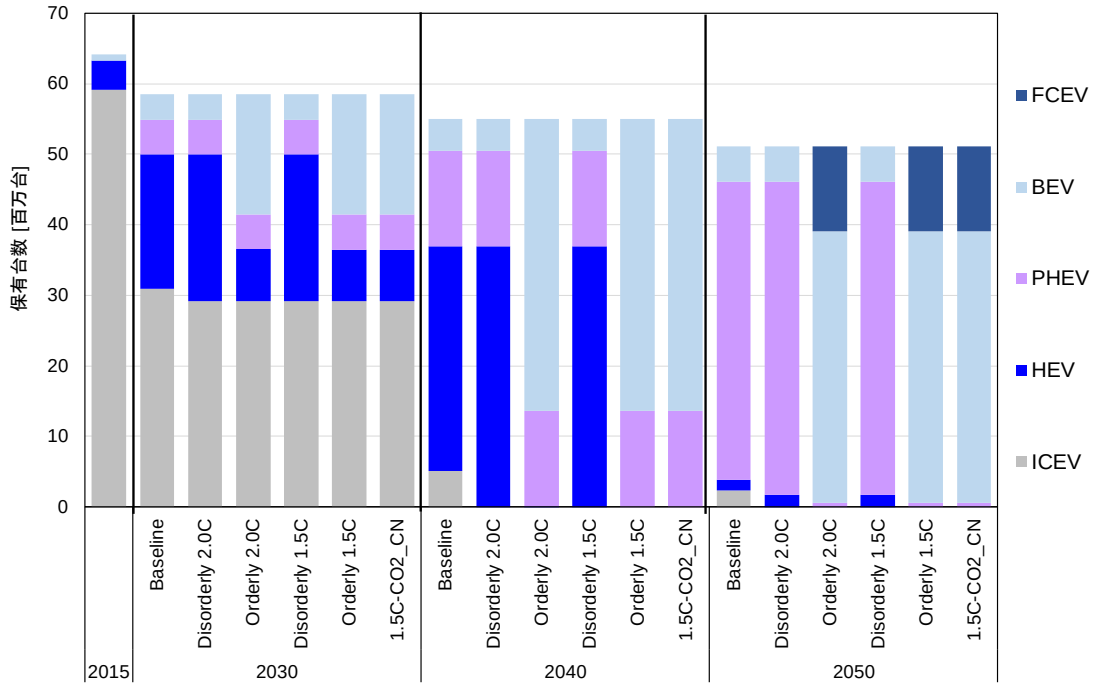


図 5.2.3-37 技術別トラック保有台数（日本）

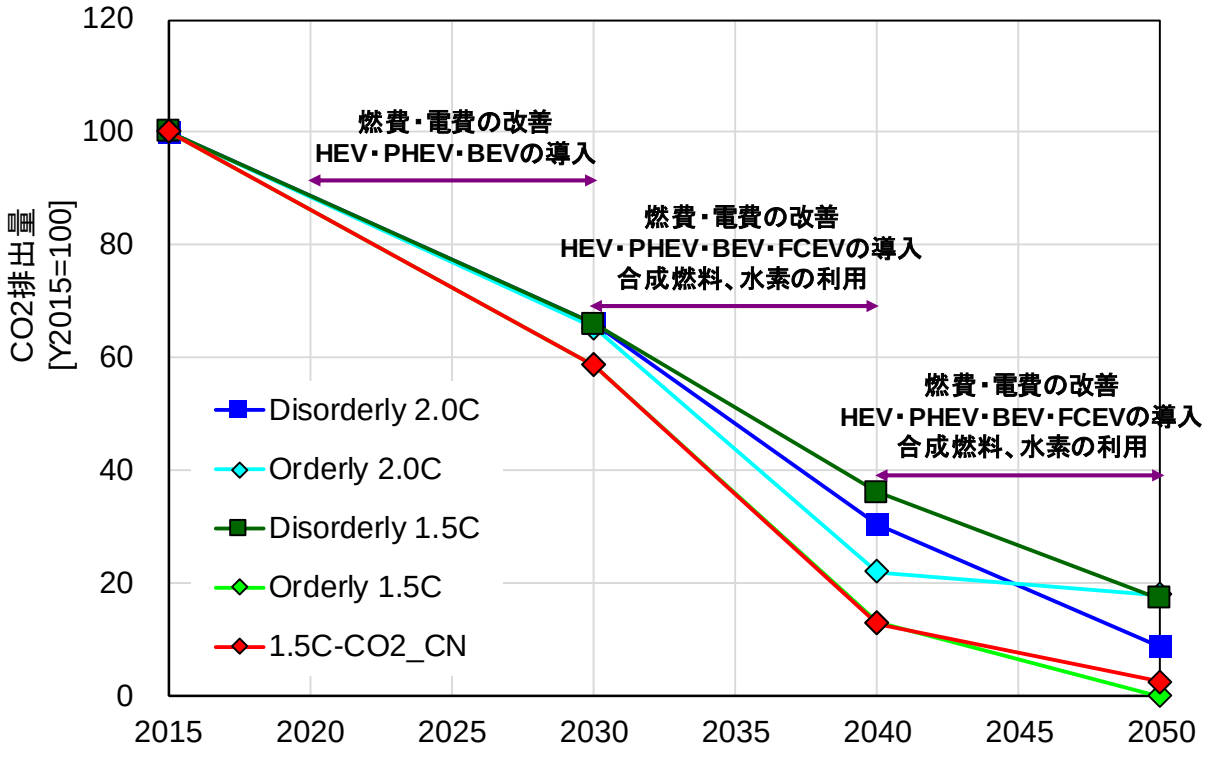


図 5.2.3-38 道路交通部門 CO_2 排出量（日本）

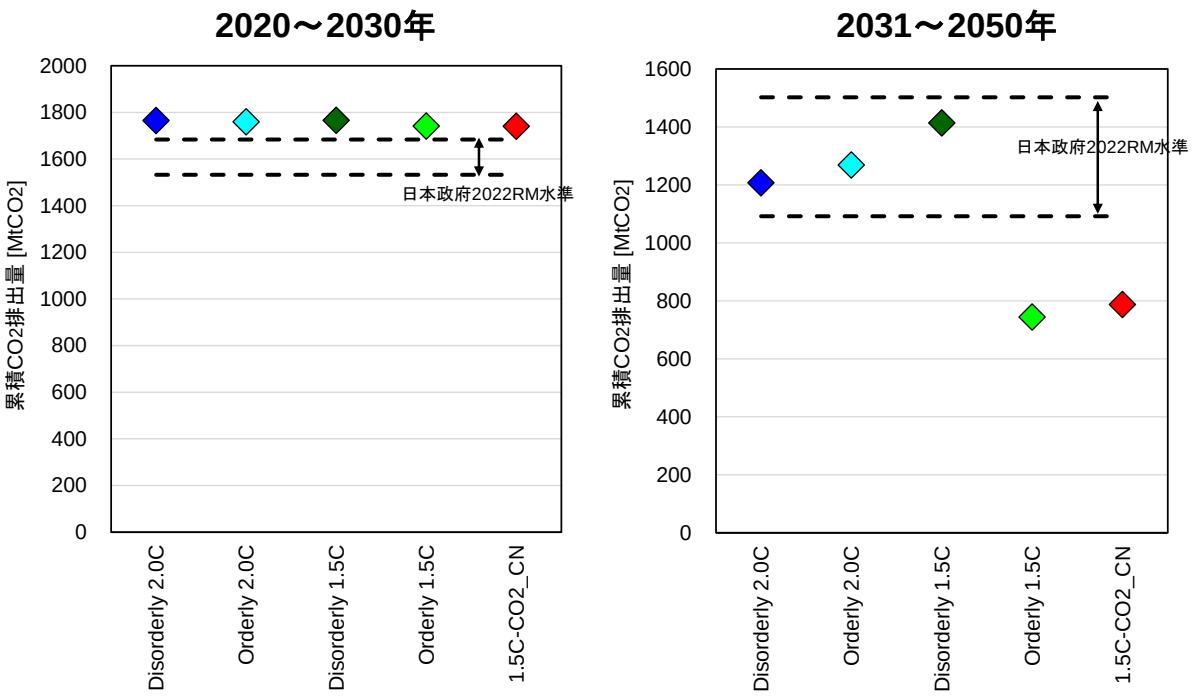


図 5.2.3-39 道路交通部門 CO_2 排出量（日本）の政府ロードマップとの比較

(7) まとめと課題

2℃目標、1.5℃目標に整合的で、NGFS や IEA シナリオと整合性を有する 5 種類のシナリオを想定し、定量的かつ整合的な分析が可能な DNE21+モデルを活用して、カーボンニュートラルへのトランジションを含めた分析を行った。排出経路は、部門によって差異が大きくなっており、技術等の想定シナリオによっても幅が大きいものとなっている。特に CDR の見通しによって大きな差異が生じ得ることが示された。なお、部門毎の排出経路を比較すると、排出削減オプションが豊富な発電部門における CO_2 排出原単位の改善は、比較的早期からの進展が求められる結果となっている。これは、IPCC や IEA シナリオ等とも整合的な結果である。一方、CO_2 排出原単位の小さな天然ガスは、2℃や 1.5℃シナリオにおいても、日本では 2030 年に向けては増大する方が経済効率的な対策と評価され、また、鉄鋼部門は、CO_2 削減対策が困難で 2040 年頃までは最大 1 割程度の排出減に留まるシナリオが示された。

日本の部門別ロードマップについては、シナリオによって差異はあるものの、2021～2022 年に日本政府において作成された部門別ロードマップとも概ね整合的であり、政府ロードマップは 2℃のみならず 1.5℃の排出削減経路と整合的な水準になっていると言える。

今回の分析では、多くのシナリオを提示し過ぎればどのシナリオを参照すれば良いか混乱してしまいかねないことも考慮して、5 種類のシナリオに絞って提示した。それでも大きな幅があるが、実際には 5 種類のシナリオで考慮しきれない不確実性が存在しているため、シナリオの解釈には留意が必要である。また、DNE21+モデルは相対的には詳細なモデルではあるが、それでもモデルは、現実の事象を高度に簡素化して表現している。現実は多様な主体があるし、退出、新設ともに地元との調整に時間を要

するなど、より複雑な移行過程が必要であるが、モデルはこれらについてはほとんど考慮できていない。モデル分析の透明性を確保するために、不透明な制約は意図的に考慮しないようにもしている。よって、これらの点もよく理解しつつ、出来る限り幅広い対策オプションの中から費用効率的な対策を採っていくことが、より早期のカーボンニュートラル実現の近道になると考えられ、本シナリオ分析、ロードマップはその戦略策定に有用と考えられる。

なお、引き続き、技術動向等を注視し、適宜更新作業を実施する他、日本以外の個別国・地域のロードマップについても策定し、幅広い国での利用の促進に資することは、今後の課題である。

参考文献（第 5.2 節に関するもの）

1) IPCC, 2022: Climate Change 2022 Mitigation of Climate Change. Cambridge University Press, Cambridge, IPCC
2) NGFS: NGFS Scenarios for central banks and supervisors (2022)
3) 経済産業省：分野別ロードマップの策定にあたって、経済産業分野におけるトランジション・ファイナンス推進のためのロードマップ策定検討会（2021）
4) 秋元、佐野、2050 年カーボンニュートラルのシナリオ分析（中間報告）、総合資源エネルギー調査会基本政策分科会
https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/2021/043/043_005.pdf（最終アクセス日 2024 年 2 月 15 日）
5) 第 6 次エネルギー基本計画 https://www.enecho.meti.go.jp/category/others/basic_plan/（最終アクセス日 2024 年 1 月 10 日）

5.3 DNE21+の拡張

本節では、DNE21＋の精度・機能拡張のために、検討・実施した内容について示す。DNE21＋では、電力需要について、電力負荷変動に合わせた供給となるように、年負荷持続曲線を基に、電力負荷の大きさによって 4 時間帯に区分し、それぞれ需給バランスがとれるようにモデル化している。第 5.3.1 節では、従来の 4 時間帯から、より精度を高めるために、54 地域別に電力部門の需要パターンの推計を行い、17 時間帯としてモデル化した。第 5.3.2 節では、第 5.3.1 節と対応する様に、太陽光発電、陸上風力発電、洋上風力発電といった再生可能エネルギーの 54 地域別の毎時出力値を 17 時間帯に整理した。第 5.3.3 節では、電力需給の時間的不一致を解消するための技術として、蓄熱発電技術に注目し、その普及条件について感度分析を行った。

5.3.1 年間時間ステップの拡張検討

概要

気候変動対策に向けたネットゼロ排出政策への移行に伴い、変動性再生可能エネルギー資源の大規模な導入により、セクターごとの需要と供給パターンに著しい変化が

生じると予想される。本節では、電力部門に焦点を当てた将来の需要パターンの推計について記載する。まず、特定の社会経済シナリオ下で予測される GDP と人口の推移に沿って、スペクトル分析と重回帰分析を用いて、2050 年までの年次電力需要を国・地域別に 5 年ごとに推計した。次に、過去の消費パターン、天候、地理的要因、予想される経済活動の変化などに基づき、年次電力需要を一連の正弦関数に分解して毎時の需要を推計した。2020 年の毎時電力需要の補正と将来の毎時電力需要予測には、基準年の実負荷プロファイルを活用した。本分析の結果は、国および地域の発電セクターの脱炭素化分析に加えて、DNE21+モデルを用いた世界のネットゼロ分析のための統合評価にも活用される予定である。

Abstract

As we move towards net zero emission policy for climate change mitigation, significant changes in sectoral demand and supply patterns are expected due to large scale introduction of variable renewable energy sources. In this study, we focus on the electricity sector. Based on expected GDP and population projections for particular socio-economic scenario, first we construct annual electricity demand at country and regional levels using multiple linear regression in terms of spectral analysis for the years up to 2050 at 5 years interval. Then the annual electricity demand is decomposed into a set of sine functions to construct hourly demand based on historical consumption pattern, weather, geographical factors, expected changes in economic activity etc. Real load profiles for the base year data are also used to calibrate and project hourly electricity demand for the reference year 2020 and future analysis years. The results obtained from this analysis is planned to be further utilized for national and regional power-sector decarbonization analysis and as input for integrated assessment of the total energy system for net-zero analysis from a global perspective using DNE21+ model.

(1) Introduction

Large scale electrification of the energy system is considered as one of the measures for reducing CO_2 emissions in coming days. Future electricity systems and its expansion could be studied using Integrated Assessment Models (IAM), which provide us long-term development pathways of global energy demand and supply under varied climate change mitigation strategies with the interaction of socioeconomic scenarios. Electricity demand modelling is essential for the electricity system development as power system stability requires constant balance between production and consumption. And, load forecasting provides important information for electricity network planning. Our main objective of this study is to generate a common approach to long-term electrical load forecasting with hourly resolution that could be easily applicable for all countries and regional groups of the world and the resultant load curves would be used in the DNE21+ model for climate change mitigation analysis. Our main objective is to change the current format of four time-frames

tradional load duration curves into four seasons with four time-frames for each season and one additional time-frame for instantaneous peak as shown in Figure 5.3.1-1.

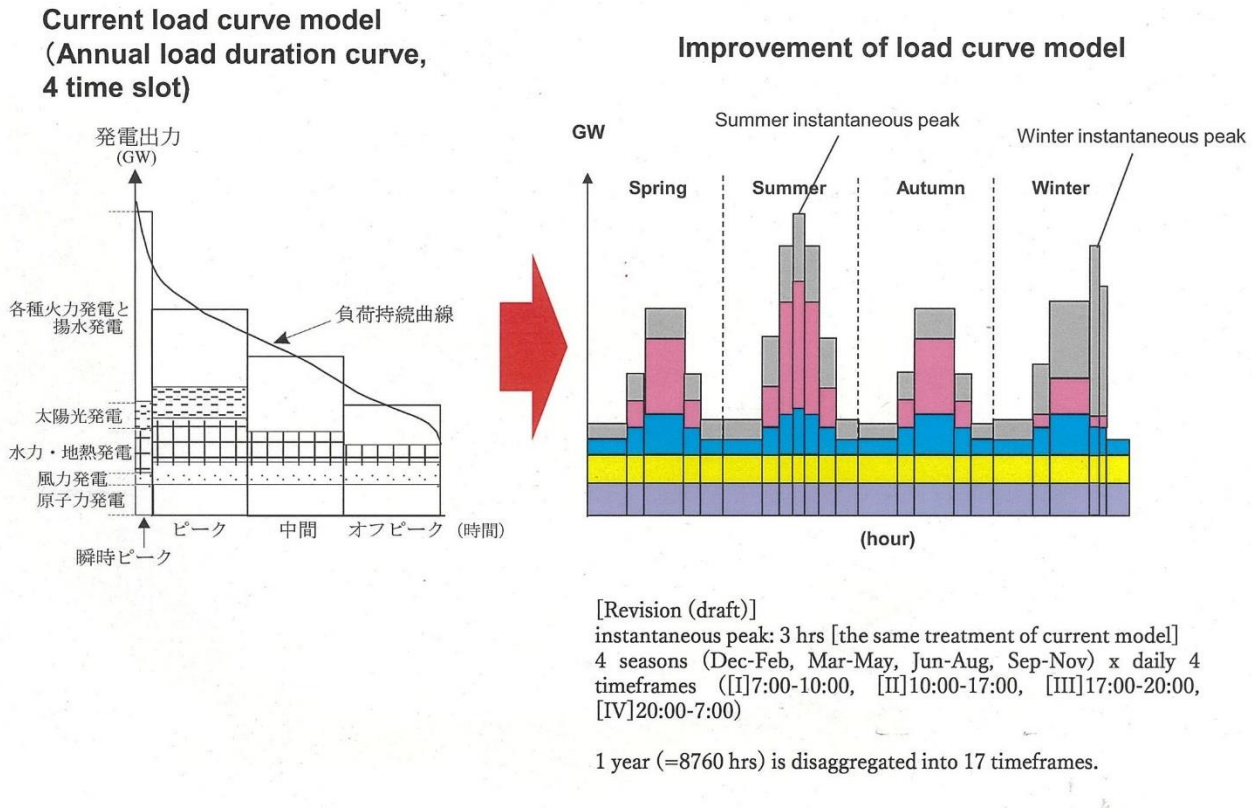


Figure 5.3.1-1 Traditional Load Duration curve & Proposed Load Duration Curve for DNE21+

(2) Methodology

There have been several studies on short-term and long-term electrical load forecasting, a review of which reveals that regression models are widely used for long term prediction[1)]. These methods try to relate consumption of electricity directly with GDP and economic growth. Some methods widely used in IAMs also focus on typical demand pattern per end-use function which requires large amount of end-use historical data[2)] that is not available for most of the developing regions of the world. In this analysis, we mostly adopt the methodology proposed by Toktarova et al.[3)] for long term hourly load forecasting for countries of the world. However, we are extending the analysis by considering electricity trade, diffusion of new electricity driven technologies through introduction of additional sine functions.

Our methodology for modelling of electricity demand is based on historical demand profiles and the relationship of the demand with a few easily accessible parameters. Although this methodology could be applied for any country or region of the world, we initially modelled 54 countries and regions as per DNE21+ model defination.

(3) Electricity Demand Modelling for Reference Year

Economic growth and electricity consumption are closely related. The world global electricity demand trend was found as a function of GDP per capita by a two-term exponential function[3]. In this paper, we consider GDP per-capita in purchasing power parity (PPP) as the economic indicator. There has been several discussions and debate on the choice of GDP by ppp and MER (market-exchange rate) for long-term scenario analysis[4]. However, we adopted GDP-ppp as it reflected better statistical coherence for the historically available data. Long term GDP and population projections were adopted from the existing DNE21+ model for the Shared Socio-economic Pathway 2 (SSP2)[5] in which the world follows a path in which social, economic, and technological trends do not shift markedly from historical patterns. Development and income growth proceed unevenly, with some countries making relatively good progress while others fall short of expectations.

Correlation between electricity demand per capita (E_cap^tj) and GDP per capita (E_{cap}^{tj}) for the year 2012 was analyzed to represents the dependence between those for a certain country *j* and year *t* as given in Eq. (5.3.1-1).

$$E_{cap}^{tj} = a.(e^{\left(b.GDP_{cap}^{tj}\right)} - e^{\left(c.GDP_{cap}^{tj}\right)}) \quad (5.3.1\text{-}1)$$

Coefficients are: a=7.721×10^4 kWh, b=-1.95×10^{-6} 1/(€/capita), c=-5.655×10^{-6} 1/(€/capita).

Future projection of peak demand per capita is calculated based on Eq. (5.3.1-2).

$$Peak^{tj} = a.GDP_{cap}^{tj} + b \quad (5.3.1\text{-}2)$$

Coefficients are: a = 0.0456 W/ €, b = 14.48 W/capita.

Annual electricity demand and peak projection for the reference year (2020) and other analysis years were calculated using the above equations. It is to be noted that actual values for the year 2020 was excluded due to Covid effect.

(4) Key Factors for Load Forecasting

The sum of 18 sine functions describes various relationships between demand and underlying influencing parameters as shown in Eq. (5.3.1-3).

$$load(x) = \sum_i y_i(x) = \sum_i a_i sin^{n_i}(b_i x + c_i) + d_i \quad (5.3.1\text{-}3)$$

Where, x is the time in hours since the beginning of the year, running from 1 to 8760. Additional parameters are ai the amplitude, b_i the frequency, c_i the phase shift, d_i the additional ordinate offset, ni the power of sine (only values 1 and 2 are used), and *i* denotes the number of sine functions used to describe the full load curve. The 18 sine functions

present trends and seasons at different levels as listed below, as per A. Toktarova et al.'s paper[3)].

- Annual consumption trend (y_1): Average demand in MW
- Annual oscillation:
  - Basic annual oscillation (y_2)
  - Annual oscillation driven by electric heating (y_3)
- Diurnal oscillation
  - Basic diurnal oscillation (y_4)
  - Diurnal oscillation driven by low electricity prices (y_5)
  - Double frequency of diurnal oscillation (y_6)
- Optimal summer day oscillation (y_7)
- Week oscillation
  - Basic week oscillation (y_8)
  - Double frequency of week oscillation (y_9)
- Weekend oscillation
  - Basic weekend oscillation (y_{10})
  - Double frequency of weekend oscillation (y_{11})
  - Decreased weekend (y_{12})
- Afternoon and evening peak (y_{13})
- Air conditioning
  - Day peak (y_{14})
  - Summer night peak (y_{15})
  - Winter Peak (y_{16})
- Travel and tourism contribution (y_{17})
- Maximum Demand Consumption (y_{18})

A sample calculation for different sine functions and corresponding graphs are shown in Figure 5.3.1-2. It is to be noted that not all sine functions may not be required or significant for a country.

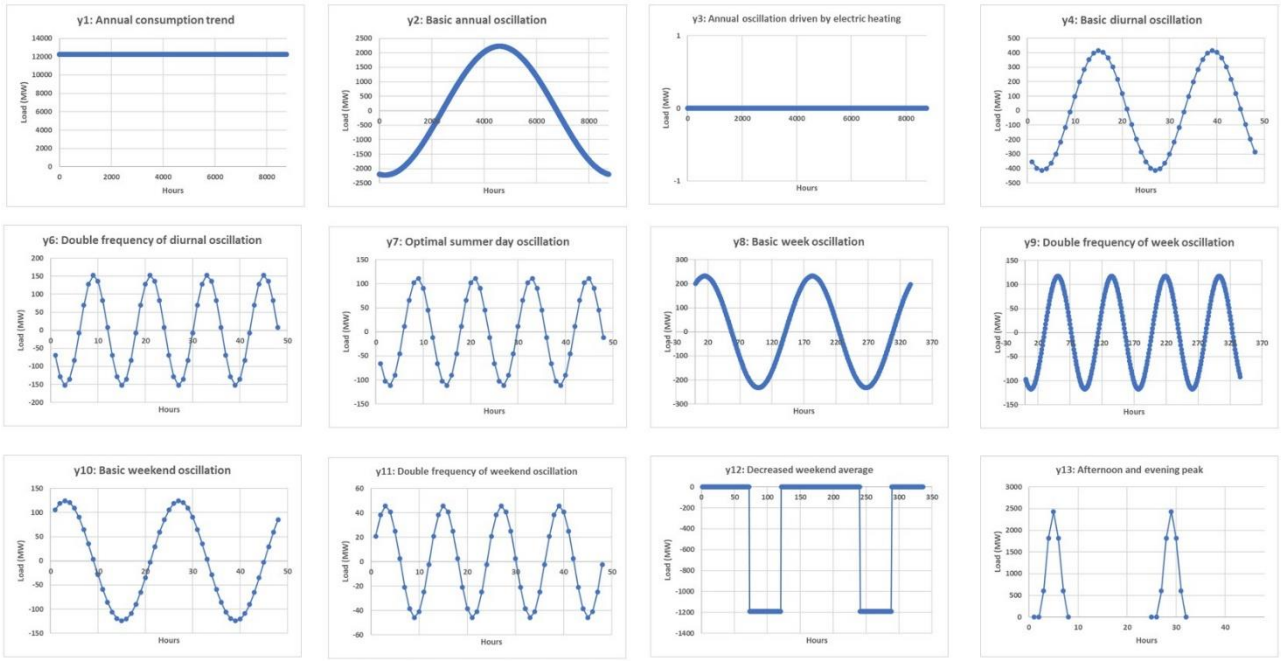


Figure 5.3.1-2 Sample Calculation of Different Sine Functions to Obtain Load-Curve

(5) Results Analysis

The analysis was performed for the whole world in addition to the 14 representative countries. Global population and per-capita GDP assumptions along with annual electricity demand are presented in Figure 5.3.1-3 and Figure 5.3.1-4 respectively. We also compared global electricity demand projections with International Energy Agency (IEA) Stated Policy Scenario (STEPS), Announced Pledges Scenario (APS) and Net Zero Emission by 2050 Scenario as published in World Energy Outlook 2023[6]. Country wise electricity demand along with comparison with IEA scenarios are presented in Figure 5.3.1-5.

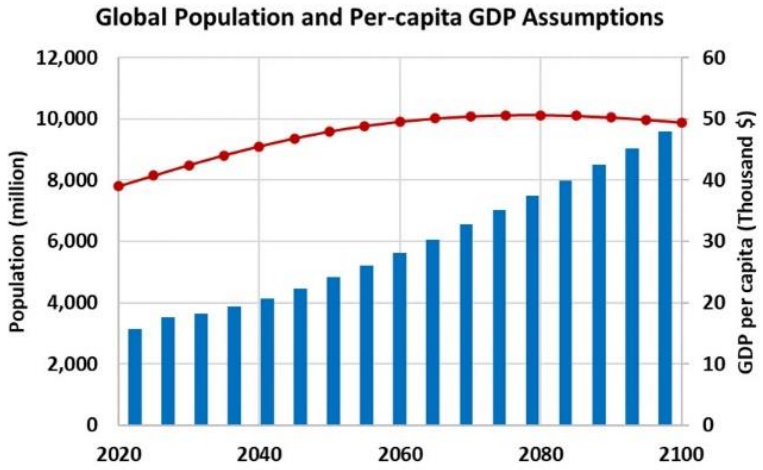


Figure 5.3.1-3 Global population and per-capita GDP projection

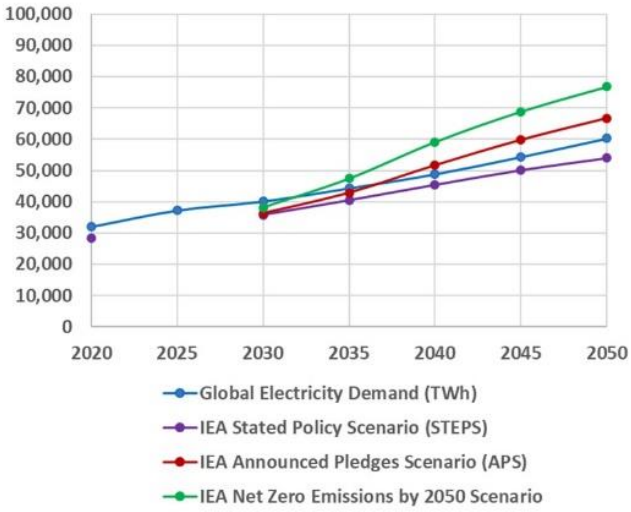


Figure 5.3.1-4 Global electricity demand projection and comparison

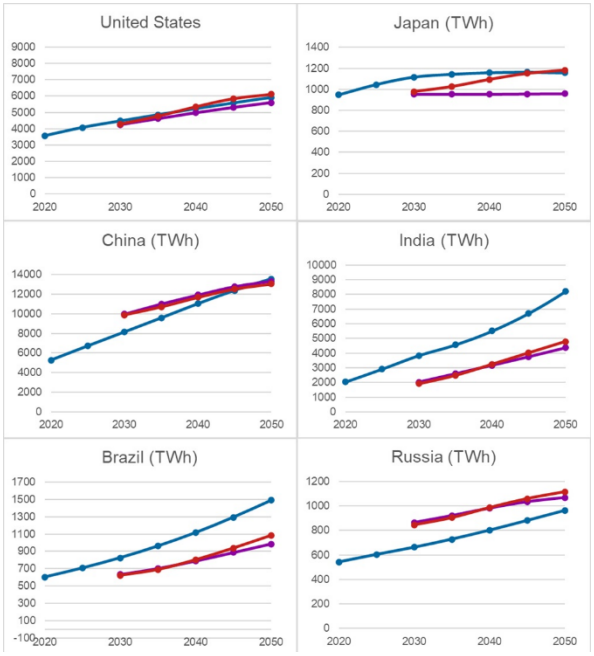


Figure 5.3.1-5 Electricity demand projection (TWh) for some countries

It is observed that for large economies like USA and China, the projected electricity demand matches closely with different IEA scenarios. However, countries with significant electricity trading opportunities like Brazil and Russia there is a difference; the reason of which might be not considering electricity import and export options in this analysis. For developed regions like UK, Germany, France, Australia etc. the growth in electricity sector is almost stable whereas it is much steeper in developing regions like India, Indonesia, South Africa etc. Countries with steady growth but decreasing population has almost stable need for electricity over the years due to large scale electrification as a measure for reducing CO_2 emissions and energy sector decarbonization.

We also analyzed future hourly load patterns for representative years for the countries and observed different dimensions as shown in Figure 5.3.1-6 (a, b, c, d). Countries with large geographical coverage like USA shows wide seasonal variation and consistent peak-load all through the year. Whereas a country with unevenly distributed population like China shows larger peak demand during Summer. In case of Japan, the peak load remains consistent during the summer. Whereas, developing regions like India shows dual peaks initially which diminishes over time as normally observable for such countries.

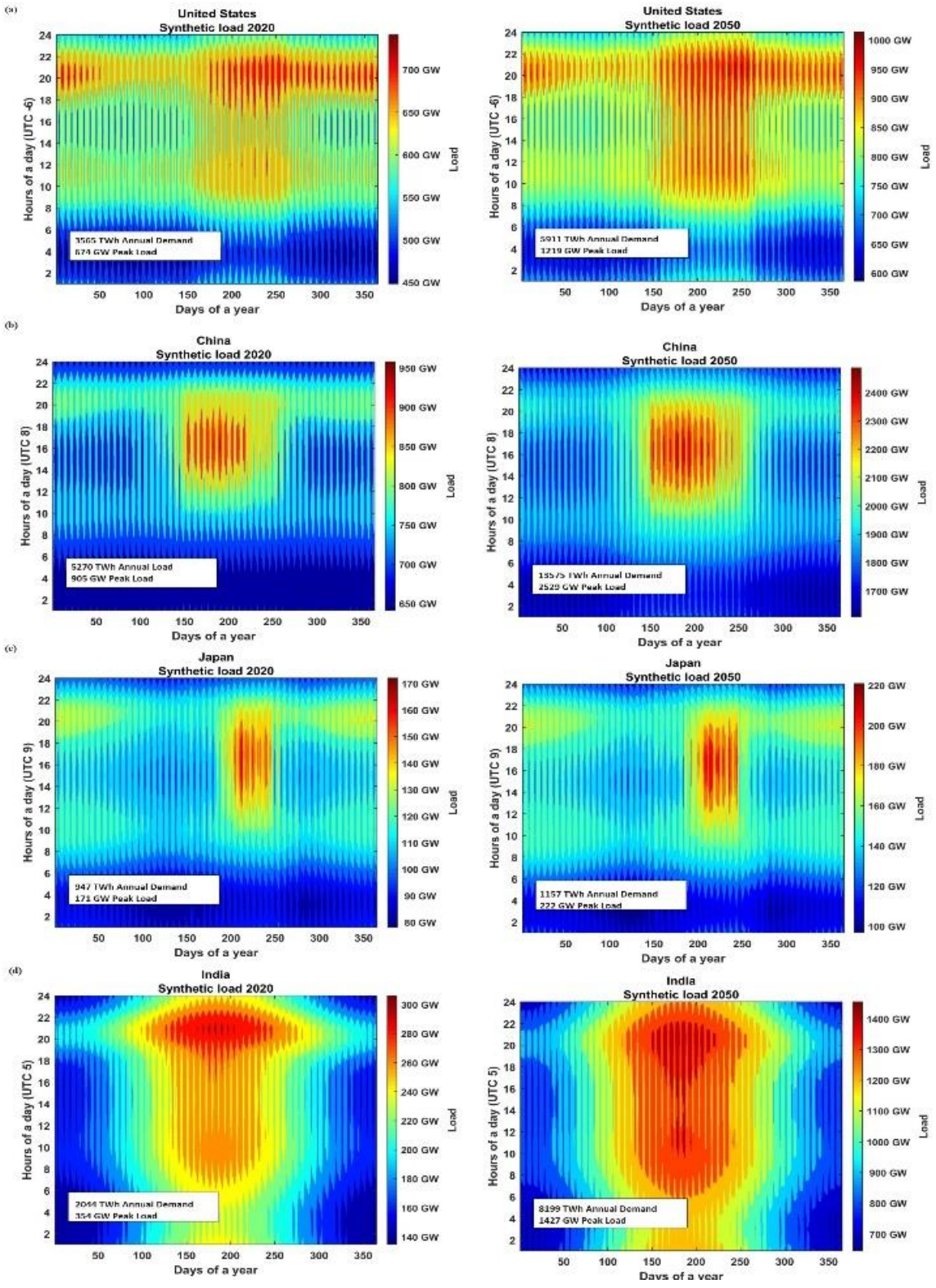
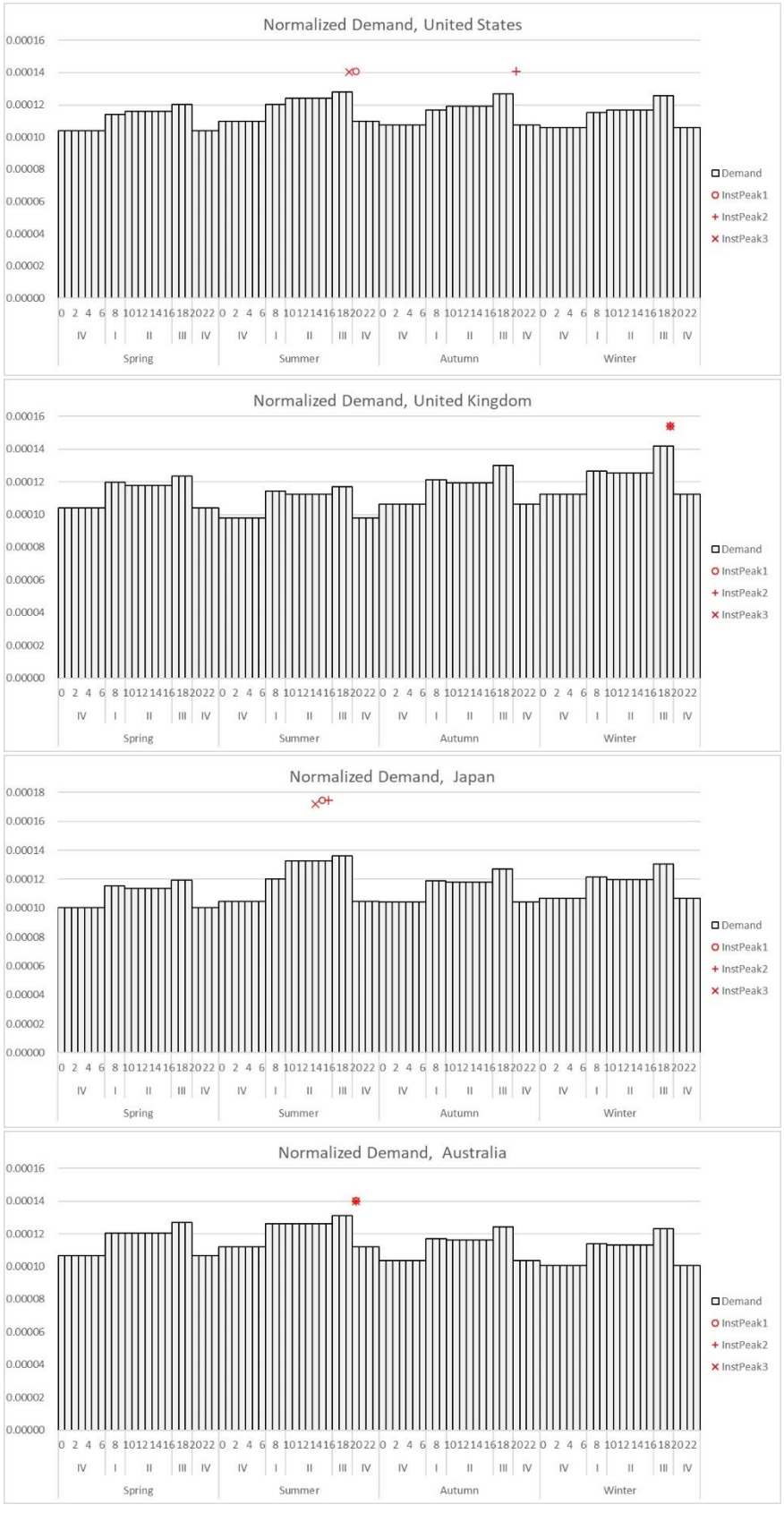
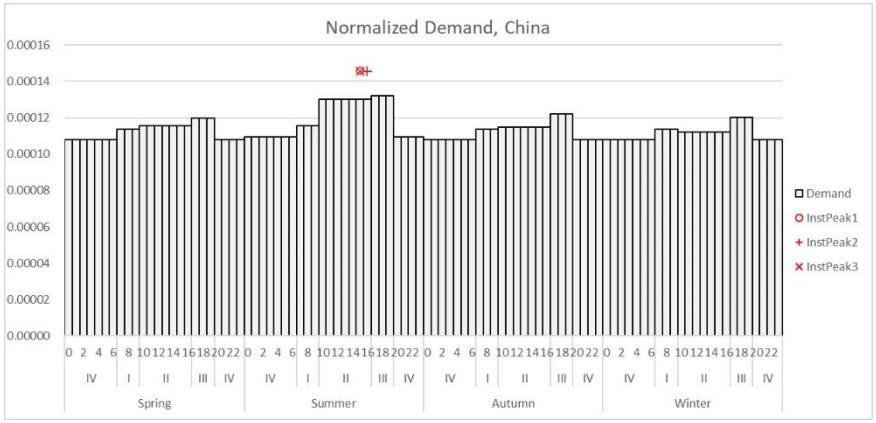
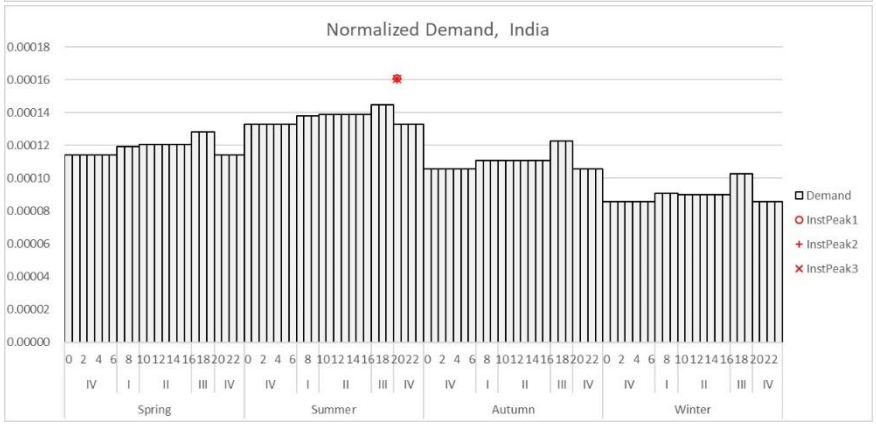


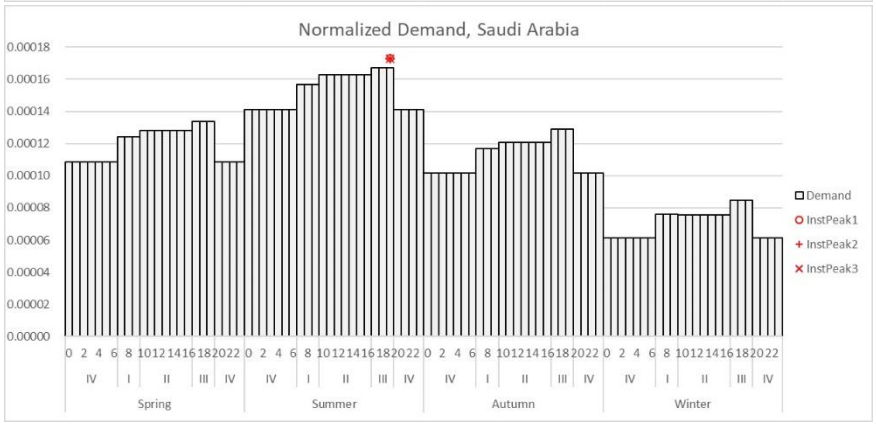
Figure 5.3.1-6 Hourly Electricity load patterns of (a) USA, (b) China, (c) Japan and (d) India for representative years.

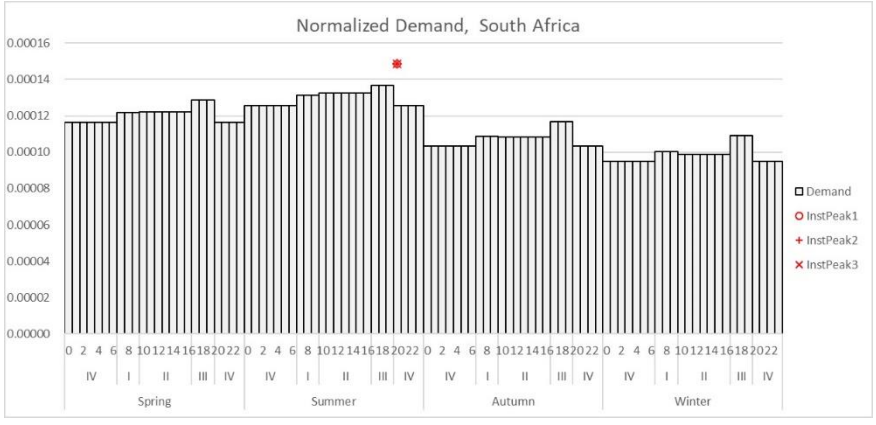
Finally, we present samples of the newly adopted normalized load curves of 54 country / regional groups in Figure 5.3.1-7 which would be used in the updated DNE21+ model with newly adopted VRE potential and capacity factors.


Normalized Demand, United States
Normalized Demand, United Kingdom
Normalized Demand, Japan
Normalized Demand, Australia
Demand
InstPeak1
InstPeak2
InstPeak3
Spring
Summer
Autumn
Winter


Normalized Demand, China
0.00016
0.00014
0.00012
0.00010
0.00008
0.00006
0.00004
0.00002
0.00000
Demand
InstPeak1
InstPeak2
InstPeak3
Spring
Summer
Autumn
Winter


Normalized Demand, India
0.00018
0.00016
0.00014
0.00012
0.00010
0.00008
0.00006
0.00004
0.00002
0.00000
Demand
InstPeak1
InstPeak2
InstPeak3
Spring
Summer
Autumn
Winter


Normalized Demand, Saudi Arabia
0.00018
0.00016
0.00014
0.00012
0.00010
0.00008
0.00006
0.00004
0.00002
0.00000
Demand
InstPeak1
InstPeak2
InstPeak3
Spring
Summer
Autumn
Winter


Normalized Demand, South Africa
0.00016
0.00014
0.00012
0.00010
0.00008
0.00006
0.00004
0.00002
0.00000
Demand
InstPeak1
InstPeak2
InstPeak3
Spring
Summer
Autumn
Winter

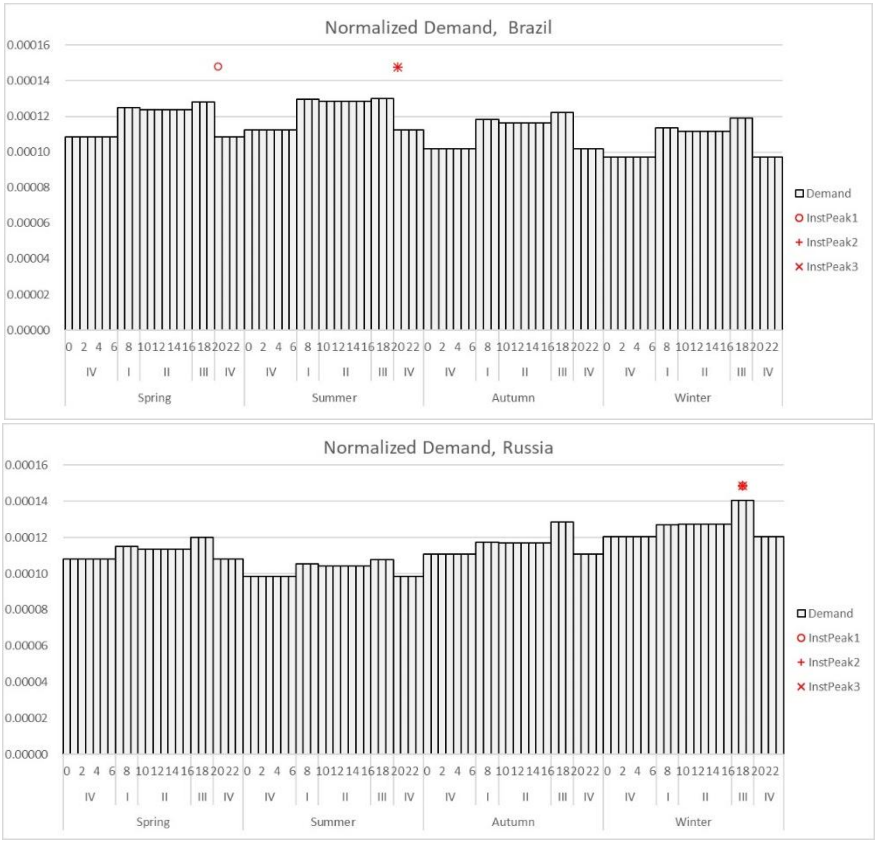


Figure 5.3.1-7 Normalized Demand Load Curves for some DNE21+ country / regions.

(6) Conclusion

Despite the high availability of the real load profiles for European countries and less for emerging and developing countries, the model shows appropriate results for diverse regions of the world. High shares of conventional marginal cost generation (e.g. hydro and nuclear), air conditioning, impact of tourism and industrial consumption, local temperature and seasonal effects have significant influence on the quality of results and are introduced to the model. The proposed electricity demand model, based on only a few easily accessible parameters, is applicable to all countries globally. Electricity demand forecasts in hourly resolution for entire years make the model in particularly relevant for energy scenario research for climate change mitigation. We plan to extend the model considering Electricity trade among countries through inter-connected grids and different emission reduction scenarios. Incorporation of new technologies like large diffusion of electricity driven vehicles both for passenger and freight transportation, continuing growth of data centers with huge consumption of electricity power and similar situations could be incorporated in this analysis through appropriate selection of sine functions which makes this analysis useful for adopting continuous changes of the current world.

参考文献（第 5.3.1 節に関するもの）

1) C. Kuster, Y. Rezgui, M Mourshed; Electrical load forecasting models: A critical systematic review, Sustainable Cities and Society, 35(2017), pp.257-270.
2) V. Z. Castillo, H. Boer, R. Mu˜noz, D. Gernaat, R. Benders, D. P. V. Vuuren; Future global electricity demand load curves, Energy, 258(2022), pp.124741-124751.
3) A. Toktarova, L. Gruber, M. Hlusiak, D. Bogdanov, C. Breyer; Long term load projection in high resolution for all countries globally, International Journal of Electrical Power and Energy Systems, 111(2019), pp.160–181.
4) D. P. V. Vuuren, K. H. Alfsen; PPP Versus Mer: Searching for Answers in a Multi-Dimensional Debate, Climatic Change 75(2006), pp.47–57.
5) K. Riahi et al.; The Shared Socioeconomic Pathways and their energy, land use, and greenhouse gas emissions implications: An overview, Global Environmental Change, 42(2017), pp.153-168.
6) International Energy Agency; World Energy Outlook 2023 Extended Dataset (2023).

5.3.2 再生可能エネルギー出力の時間解像度向上検討

(1) はじめに

時間解像度を高めた電力需給分析に向けては、再生可能エネルギーの出力プロファイルについても時間解像度を高めることでより地域の状況を踏まえた分析が可能になる。本節では、太陽光発電、陸上風力発電、洋上風力発電といった再生可能エネルギーの 54 地域別の毎時出力値を、高時間解像度区分に整理した手順と結果について述べる。

モデル拡張後の時間解像度は、前節で述べた通り 17 時間帯としている。モデル化のイメージを図 5.3.2-1 に示す。再エネ供給側についても需要と同様、1 年間の毎時データを瞬時ピーク（1 通り扱い）とそれ以外の時間帯（16 通り）の合計 17 時間帯としてモデル化する。瞬時ピークは電力需要が年間で最も高い時間を上から 3 時間特定し、この時間帯を再エネ出力においても考慮することとした。瞬時ピーク以外の時間帯は、季節別に 1 日を 4 つの時間帯に区分し、1 年間で計 16 時間帯に区分している。季節は、春季は 3～5 月、夏季は 6～8 月、秋季は 9～11 月、冬季は 12～2 月とし、南半球は季節を反転させて取り扱う。時間帯は、[I]7~9 時、[II]10~16 時、[III]17~19 時、[IV]20~6 時である。この 16 時間帯について、瞬時ピークの 3 時間以外の毎時データを振り分けて、それぞれの時間帯内で毎時設備利用率を平均化する。

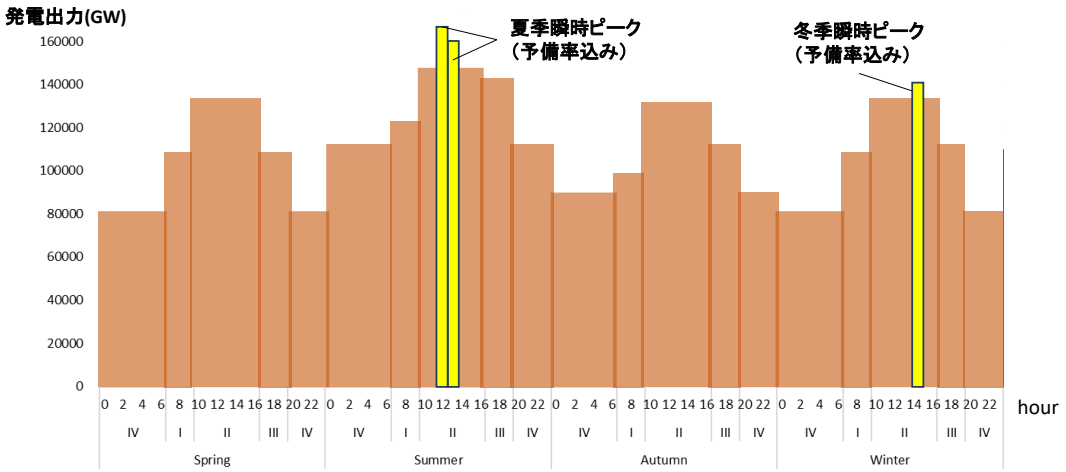


図 5.3.2-1　17 時間帯のイメージ

(2) データの取得

再生可能エネルギーの毎時出力のグローバルデータ取得に関して、既往文献および統計等を検討し、Renewables Ninja[1)]を利用することとした。Renewables Ninja は世界各地における太陽光及び風力発電の毎時出力を Web 上でシミュレーションすることが可能なツールである。地球上の地理座標、再エネの設備容量、設備仕様、年を指定して計算リクエストを実行すると、太陽光及び風力それぞれのモデルを用いて、当該地点の過去の気象データや衛星観測データ（欧州のみ）に基づき、毎時発電量及び設備利用率(Capacity Factor, CF)の計算が行われ、結果は CSV 形式で提供される。欧州については、国単位での毎時発電量及び設備利用率も提供されている。過去の気象データは NASA による過去の気象観測データの再解析データが、衛星観測データは EUMESTAT CM SAF の SARAH データセットが用いられている。本検討では、全地域のデータが取得できる NASA のデータに基づき Renewables Ninja で計算された 2020 年時点の毎時の設備利用率を利用することとした。

Renewables Ninja からのデータ取得において指定した設備仕様は以下のとおりである。太陽光についてはサイトの初期設定値に沿って、システム損失率 0.1、トラッキングなし、仰角 35°、方位角 100°とした。風力については、米国エネルギー省のレポート[2),3)]及び研究員の見解を参考に、陸上風力はハブ高 80m、タービンモデルは Vestas V90 2000、洋上風力はハブ高 100m、タービンモデルは Vestas V164 7000 を選択した。

空間解像度に関して、DNE21+では、54 地域のうち国土面積の広い国に関してはさらに地域を分割し 77 地域に分割している。より広い地域の状況を反映させるため 77 地域でデータを取得し整理して 54 地域別の平均 CF 値を算定することとした。平均値算定における適切な空間解像度に関して、前述の Renewables Ninja で提供している欧州の国平均 CF データ算定手法を確認したところ、国全体の年間毎時発電量と設備容量を積算して算定したものであった。同様の手順でグローバルの値を算定することはデータの入手可能性の点から困難であるため、77 地域毎に共通の地点数の座標を設定して Renewables Ninja から CF データを取得し平均化することとした。平均値算定に適切な地点数の検討のため、ドイツを対象に、選択地点数を 1 地点、2 地点、3 地点以上の 3

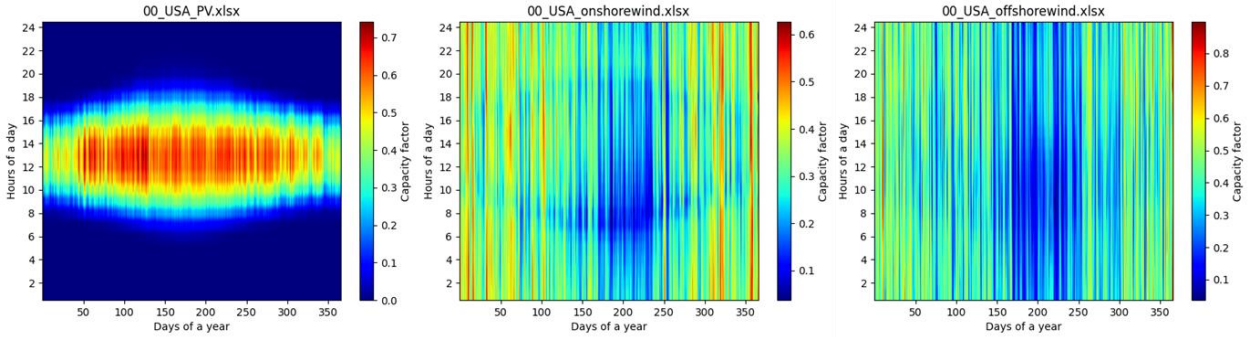
通り設定してそれぞれの毎時 CF 値を取得し年平均値を比較したところ、PV、風力とも、2 地点以上であれば同水準の値であった。これらから、1 地域当たり少なくとも 2 地点で CF 値を取得することとし、座標を検討した。座標の設定においては、世界地図上に 1~20° 刻みのグリッドを用意し、太陽光、陸上風力は各地域の陸地範囲内でグリッドの交点が 3 点含まれるものを採用した。洋上風力は IEA[4]の洋上風力ポテンシャルのうちの Near shore に相当する海域を考慮し、各地域の陸地から 60km の範囲内でグリッドの交点が 3 点含まれるものを採用した。なお洋上風力については、グリッドの交点の近くに複数地域がある場合、最も近い海岸の地域に含まれるとした。3 点含まれるものが見つからない場合、2 点ないし 4 点が含まれるグリッドサイズを採用した。この方法で見つからない場合、適宜 0.5° 刻みのグリッドを追加し、3 点→2 点→4 点含まれるグリッドサイズを採用した。それでもさらに見つからない場合は 5 点含まれるものを採用した。なお、Renewables.ninja では緯度 80° 以上はデータ取得不可なので、緯度 80° 未満の範囲でこれらを行った。また、経度 180° はデータ取得不可なので、180° を取りたい場合は 179.6° などで代替した。

(3) データ整理結果

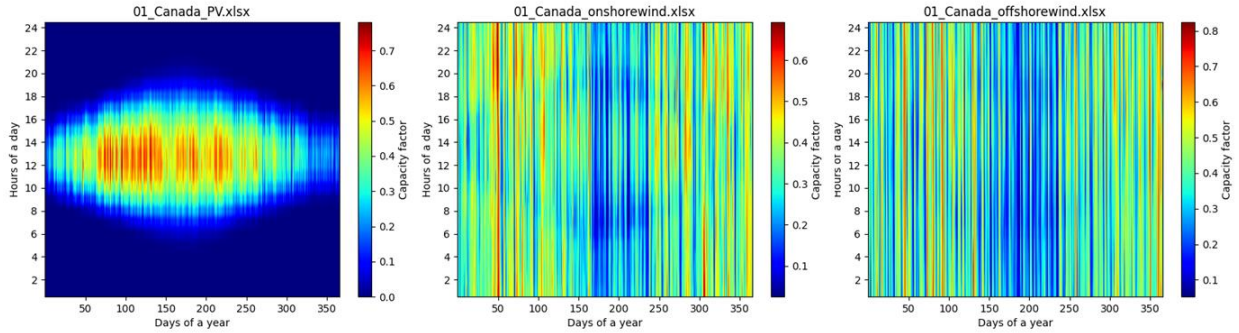
前節の手順により取得したデータの整理結果の例を以下に示す。図 5.3.2-2 は代表国の毎時設備利用率である。各国それぞれ、左列が PV、中央列が陸上風力、右列が洋上風力である。x 軸は 366 日、y 軸は 24 時間を示し、色は CF 値（スケールはグラフによって異なる）を示す。

米国は、PV は春～秋は安定して出力が見込める。風力のポテンシャルはそれほど大きくない。ドイツは、冬季は PV 出力は期待できないが洋上風力のポテンシャルが高い。イタリアは PV のポテンシャルは高く風力は低い。日本は、PV、風力ともそれほどポテンシャルは高くない。オーストラリアは PV は年間を通して安定した高出力が見込め、陸上風力は夜間を中心に出力が高い。中国とインドは風況はそれ程よくなく、インドにおける PV は夏季は雨季のため CF は低いがそれ以外の季節では出力は高い。メキシコ、ブラジルの中南米地域は PV 出力は年間を通して安定しているが、風力はそれ程見込めない。ロシアでは、冬季の PV 出力は見込めないが風力はやや強い。カザフスタンでは洋上風力で高出力と低出力の日が混在している。

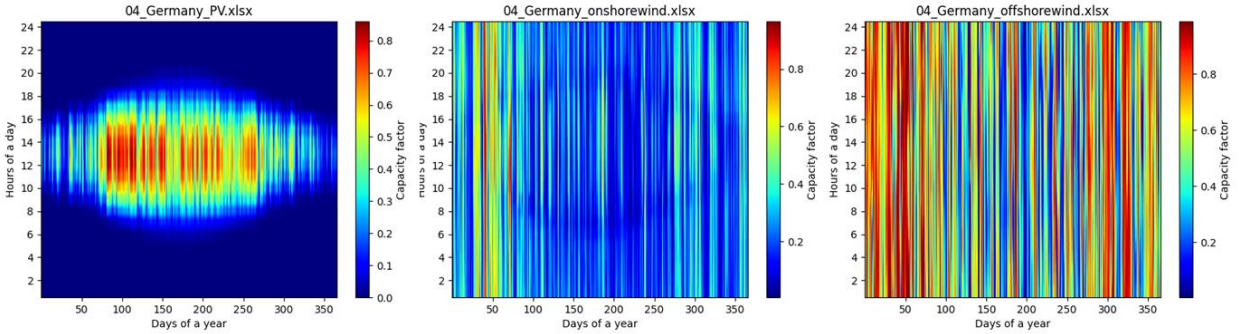
(a)米国



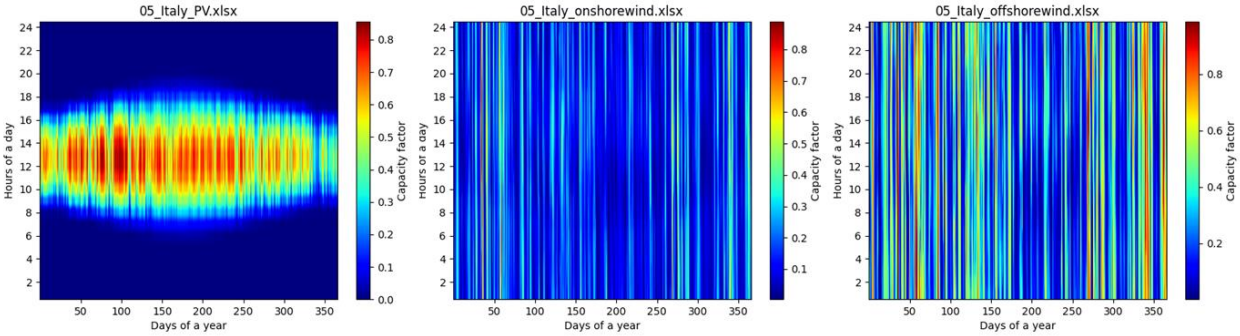
(b)カナダ



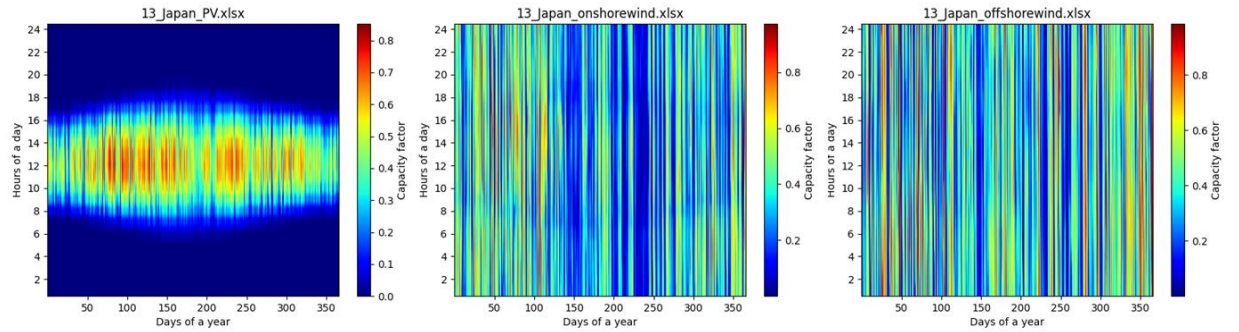
(c)ドイツ



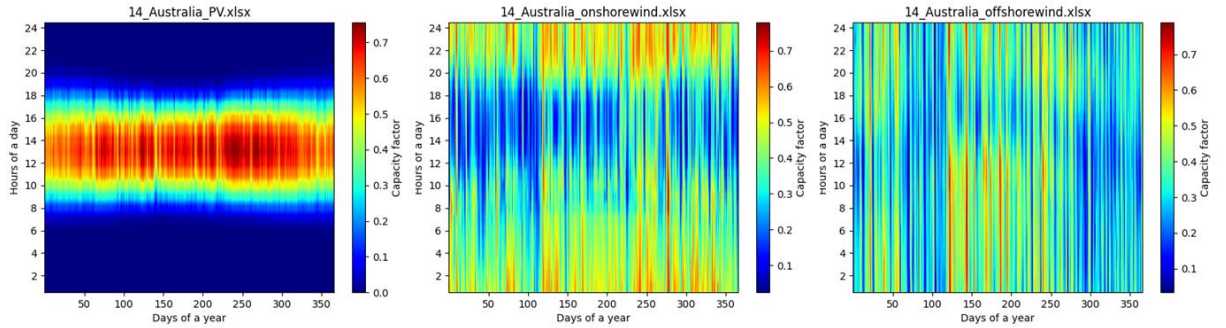
(d)イタリア



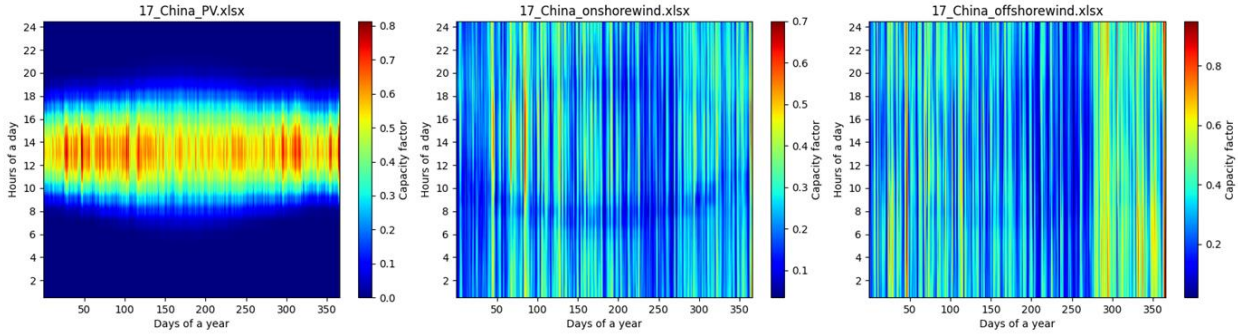
(e)日本



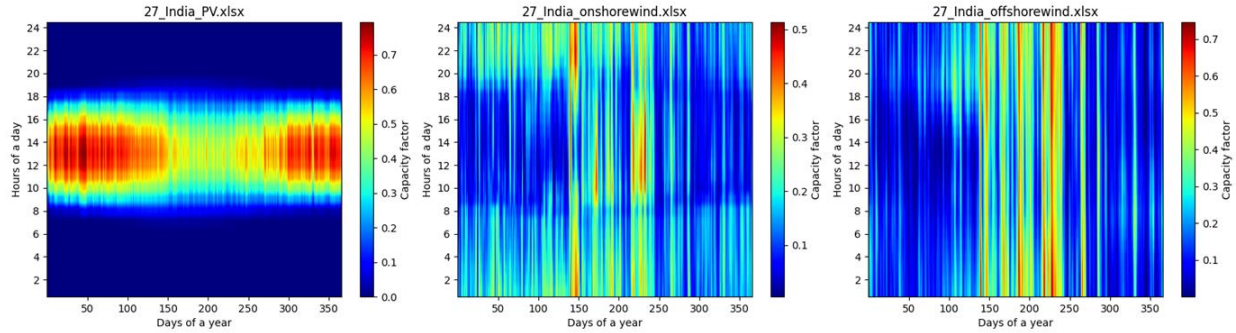
(f)オーストラリア



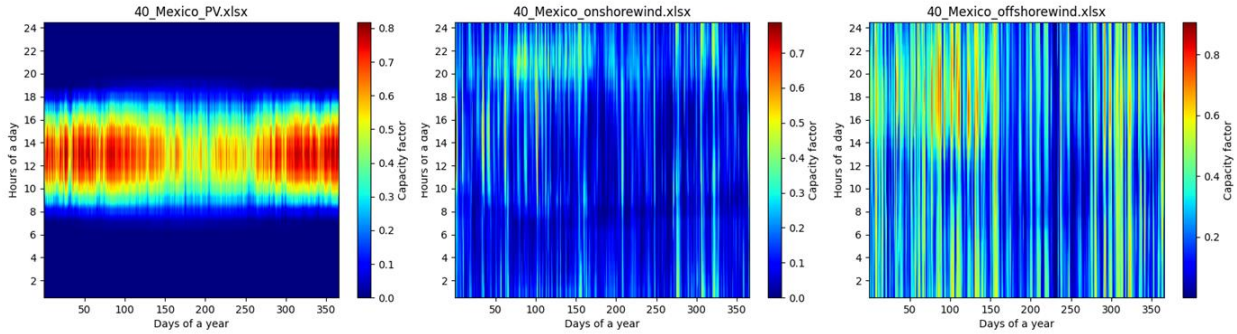
(g)中国



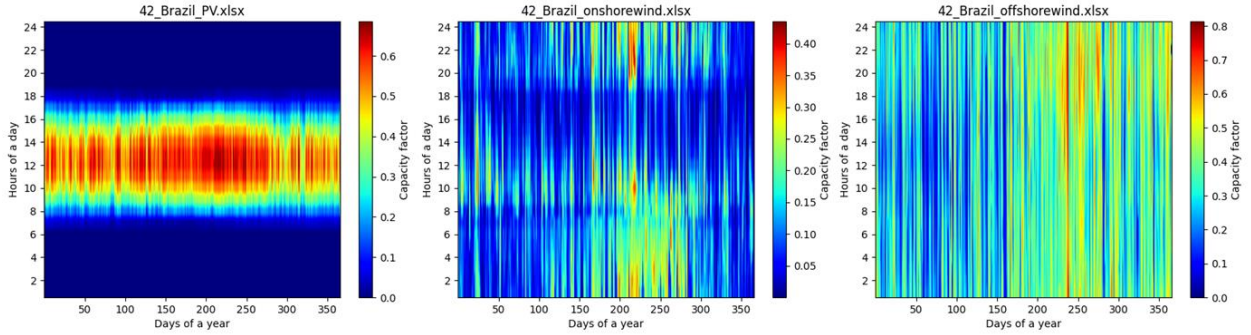
(h)インド



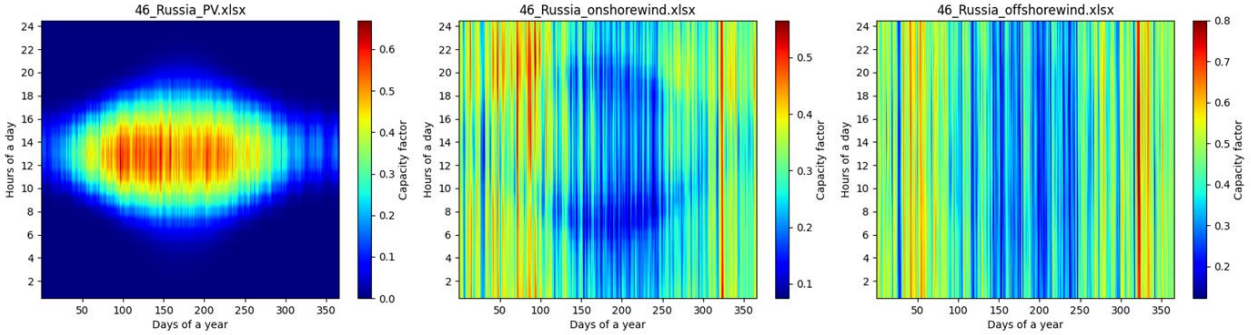
(i)メキシコ



(j)ブラジル



(k)ロシア



(l)カザフスタン

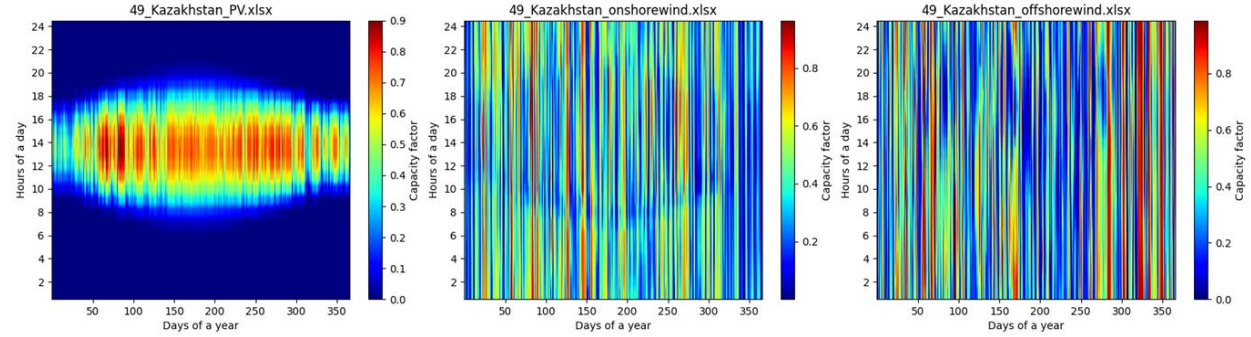
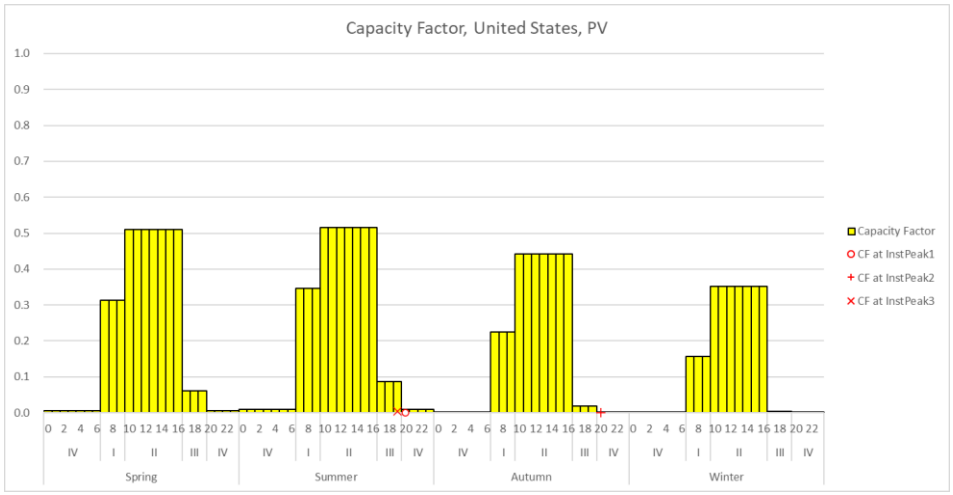
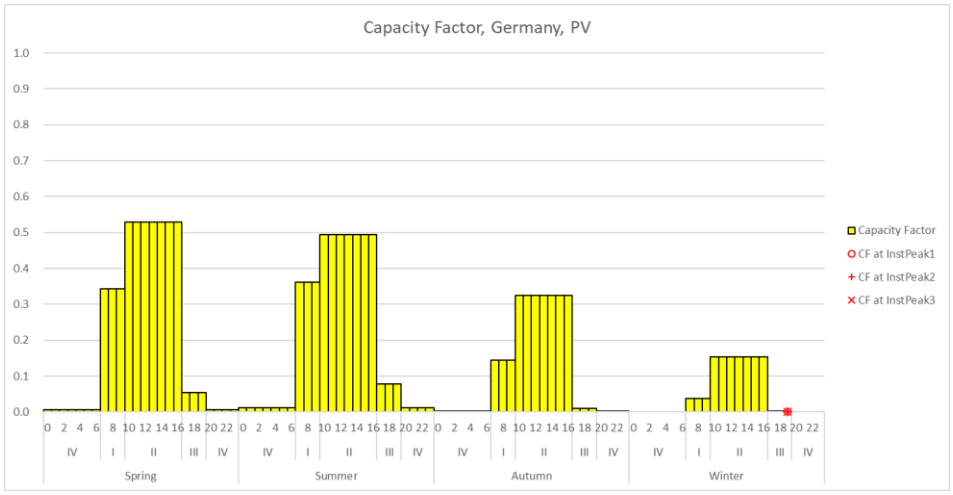
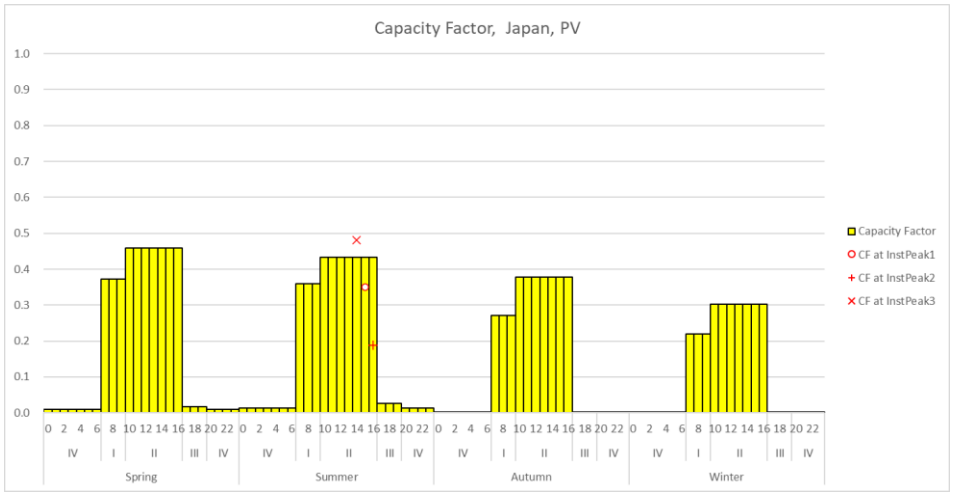


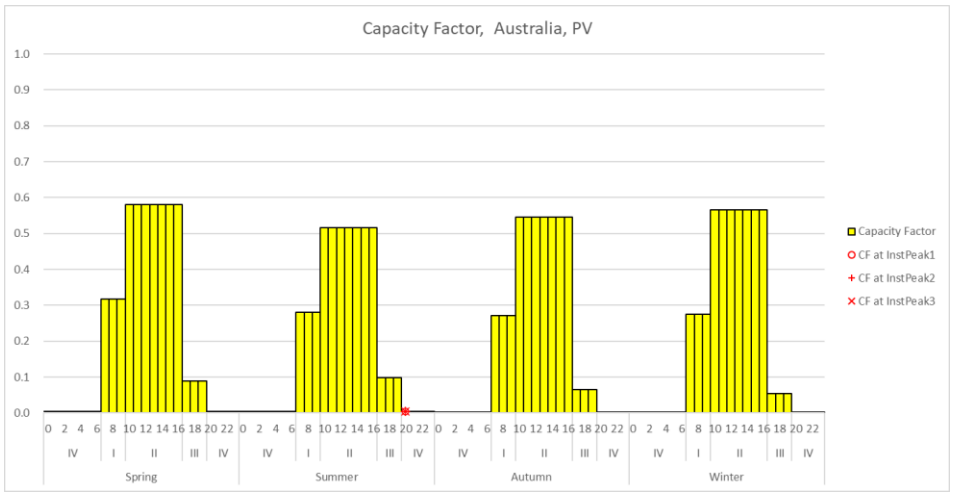
図 5.3.2-2 代表国の VRE 毎時設備利用率（左列：PV、中央列：陸上風力、右列：洋上風力）

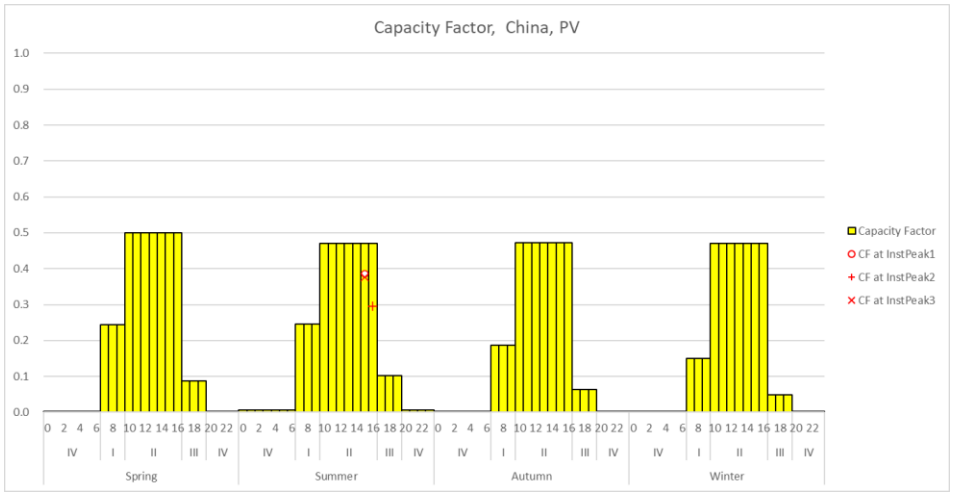
図 5.3.2-3 は代表国における PV の 17 時間帯別出力である。x 軸はピーク以外の 16 時間帯、y 軸は CF 値を示す。赤色マーカー3 種は、前節で整理した毎時電力需要の瞬時ピーク時間帯における、PV の CF 値を示している。中東、アフリカ、南米、及びアジアの一部で高い CF がみられるが、高 CF 時間帯と瞬時ピーク時間帯が近い地域はここで紹介した中では日本と中国のみであり、それ以外の地域は夏季や冬季の夕方や夜間が瞬時ピーク時間帯であり、特に欧州では瞬時ピークは概ね冬季の夕方であるため、PV の高出力時間帯とは一致しない。

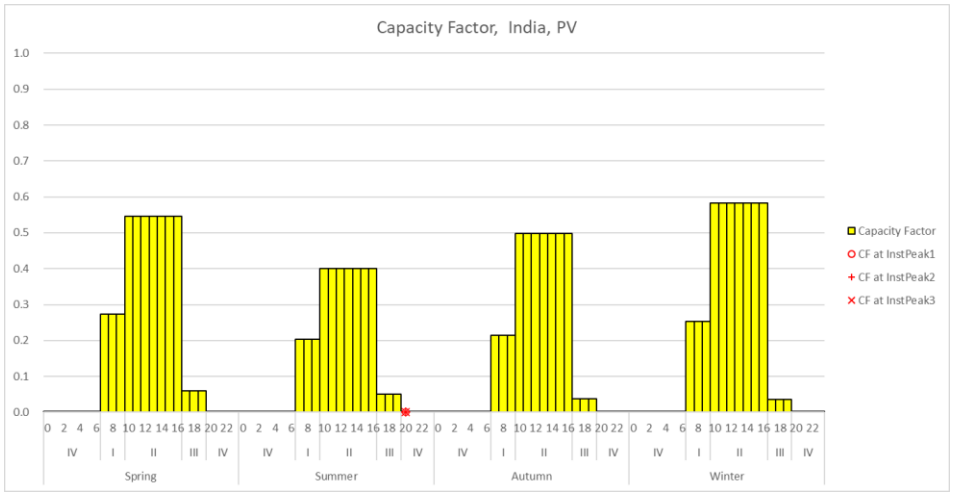

Capacity Factor, United States, PV
1.0
0.9
0.8
0.7
0.6
0.5
0.4
0.3
0.2
0.1
0.0
0 2 4 6 8 10 12 14 16 18 20 22
IV I II III IV
Spring
Summer
Autumn
Winter
Capacity Factor
CF at InstPeak1
CF at InstPeak2
CF at InstPeak3

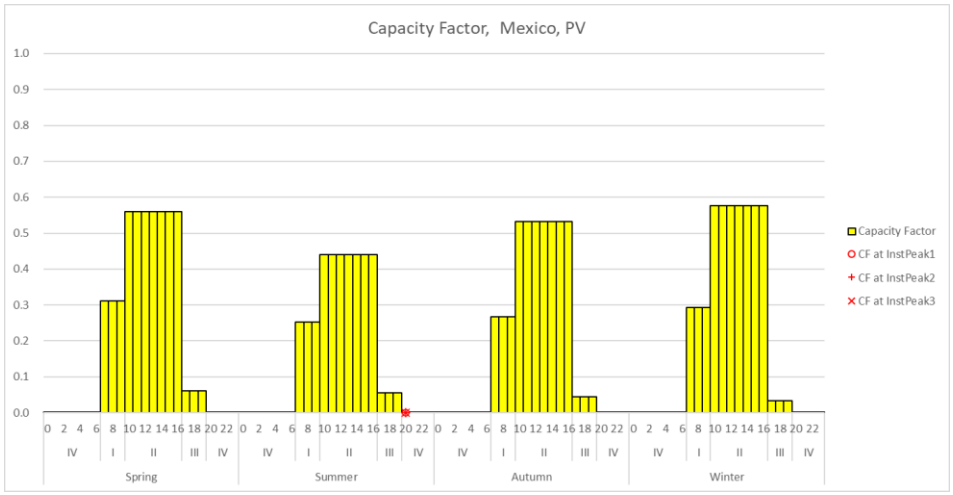

Capacity Factor, Germany, PV
1.0
0.9
0.8
0.7
0.6
0.5
0.4
0.3
0.2
0.1
0.0
0 2 4 6 8 10 12 14 16 18 20 22
IV I II III IV
Spring
Summer
Autumn
Winter
Capacity Factor
CF at InstPeak1
CF at InstPeak2
CF at InstPeak3

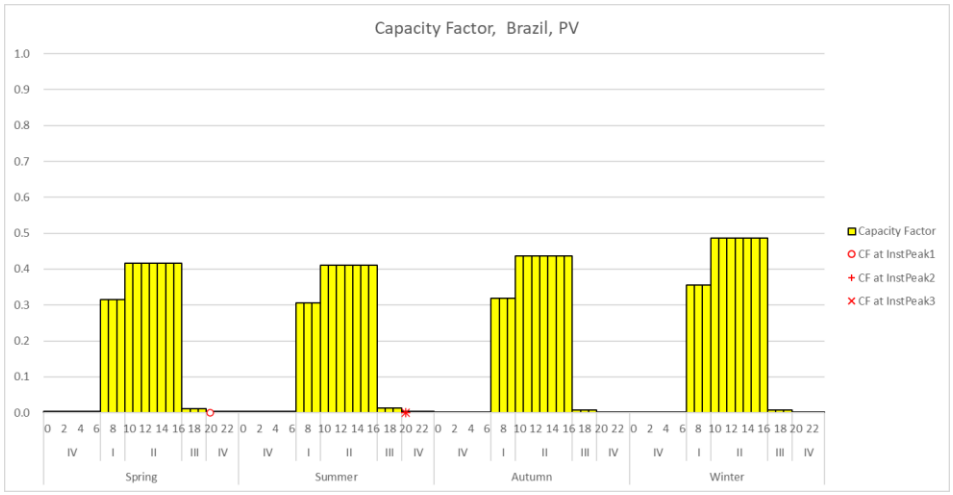

Capacity Factor, Japan, PV
1.0
0.9
0.8
0.7
0.6
0.5
0.4
0.3
0.2
0.1
0.0
0 2 4 6 8 10 12 14 16 18 20 22
IV I II III IV
Spring
Summer
Autumn
Winter
Capacity Factor
CF at InstPeak1
CF at InstPeak2
CF at InstPeak3

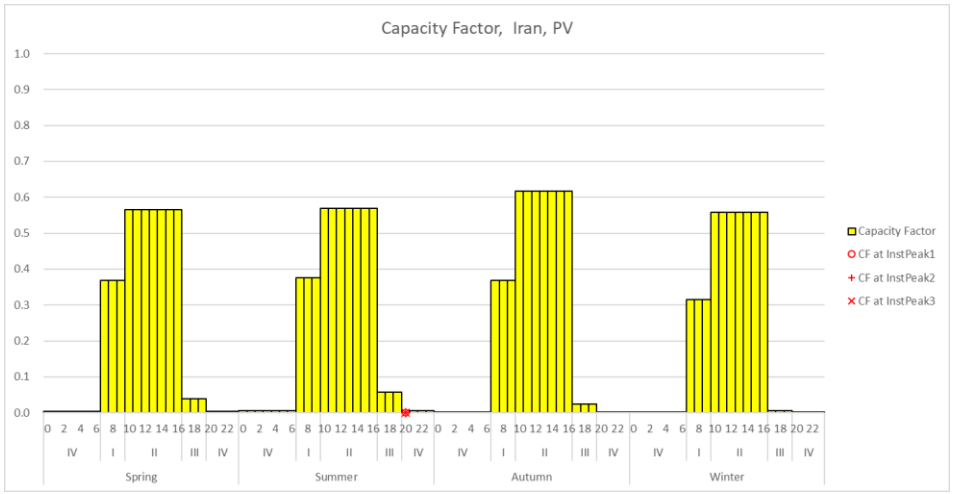

Capacity Factor, Australia, PV
1.0
0.9
0.8
0.7
0.6
0.5
0.4
0.3
0.2
0.1
0.0
0 2 4 6 8 10 12 14 16 18 20 22
IV I II III IV
Spring
Summer
Autumn
Winter
Capacity Factor
CF at InstPeak1
CF at InstPeak2
CF at InstPeak3


Capacity Factor, China, PV
1.0
0.9
0.8
0.7
0.6
0.5
0.4
0.3
0.2
0.1
0.0
0 2 4 6 8 10 12 14 16 18 20 22
IV I II III IV
Spring
Summer
Autumn
Winter
Capacity Factor
CF at InstPeak1
CF at InstPeak2
CF at InstPeak3


Capacity Factor, India, PV
1.0
0.9
0.8
0.7
0.6
0.5
0.4
0.3
0.2
0.1
0.0
0 2 4 6 8 10 12 14 16 18 20 22
IV I II III IV
Spring
Summer
Autumn
Winter
Capacity Factor
CF at InstPeak1
CF at InstPeak2
CF at InstPeak3


Capacity Factor, Mexico, PV
1.0
0.9
0.8
0.7
0.6
0.5
0.4
0.3
0.2
0.1
0.0
0 2 4 6 8 10 12 14 16 18 20 22
IV I II III IV
Spring
Summer
Autumn
Winter
Capacity Factor
CF at InstPeak1
CF at InstPeak2
CF at InstPeak3


Capacity Factor, Brazil, PV
1.0
0.9
0.8
0.7
0.6
0.5
0.4
0.3
0.2
0.1
0.0
0 2 4 6 8 10 12 14 16 18 20 22
IV I II III IV
Spring
Summer
Autumn
Winter
Capacity Factor
CF at InstPeak1
CF at InstPeak2
CF at InstPeak3


Capacity Factor, Iran, PV
1.0
0.9
0.8
0.7
0.6
0.5
0.4
0.3
0.2
0.1
0.0
0 2 4 6 8 10 12 14 16 18 20 22
IV I II III IV
Spring
Summer
Autumn
Winter
Capacity Factor
CF at InstPeak1
CF at InstPeak2
CF at InstPeak3

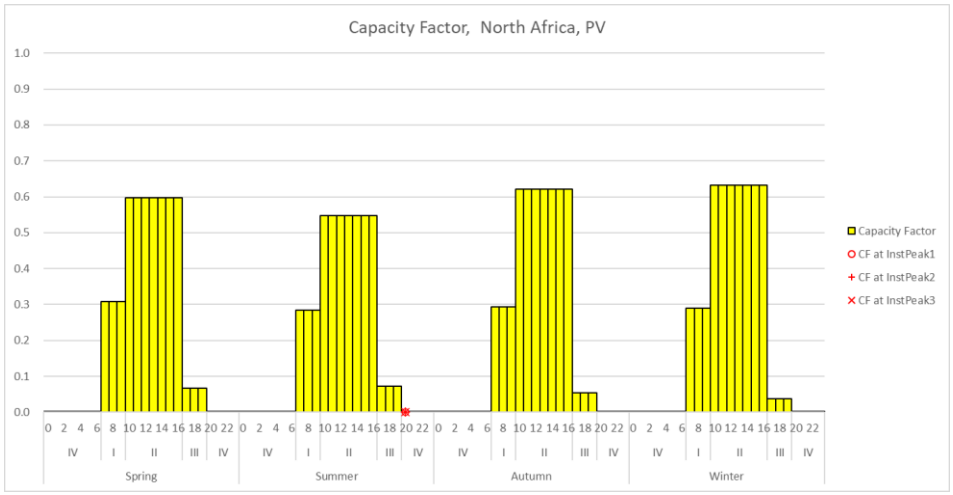
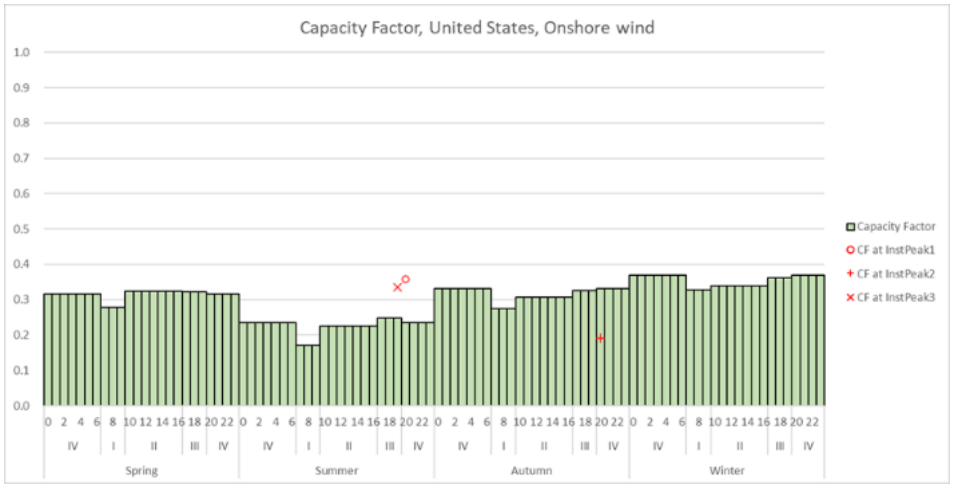
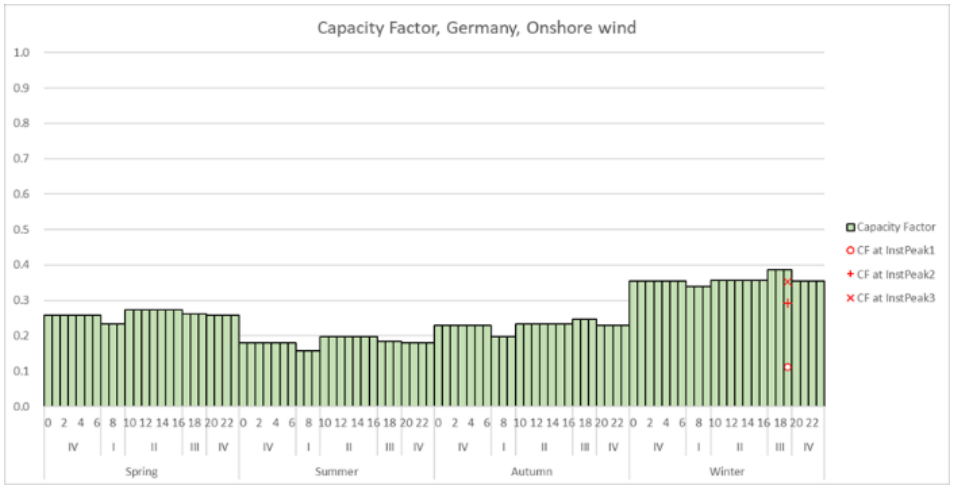
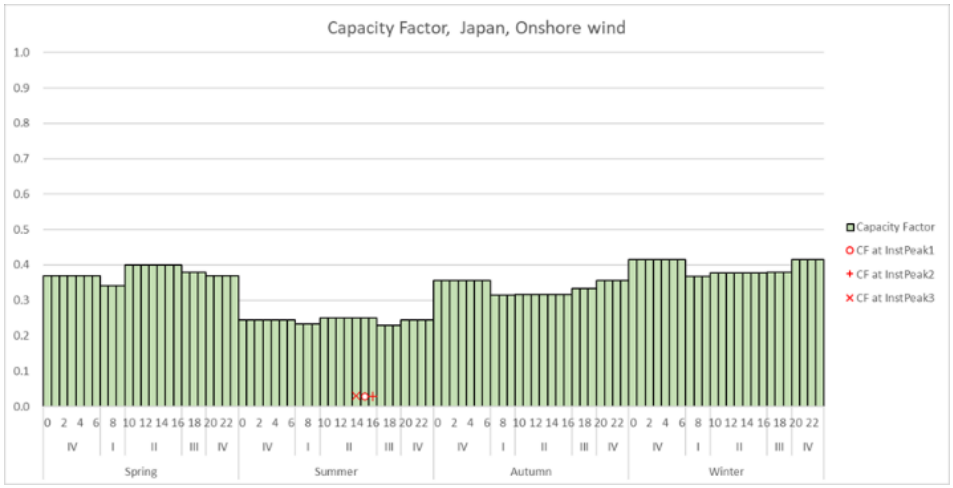


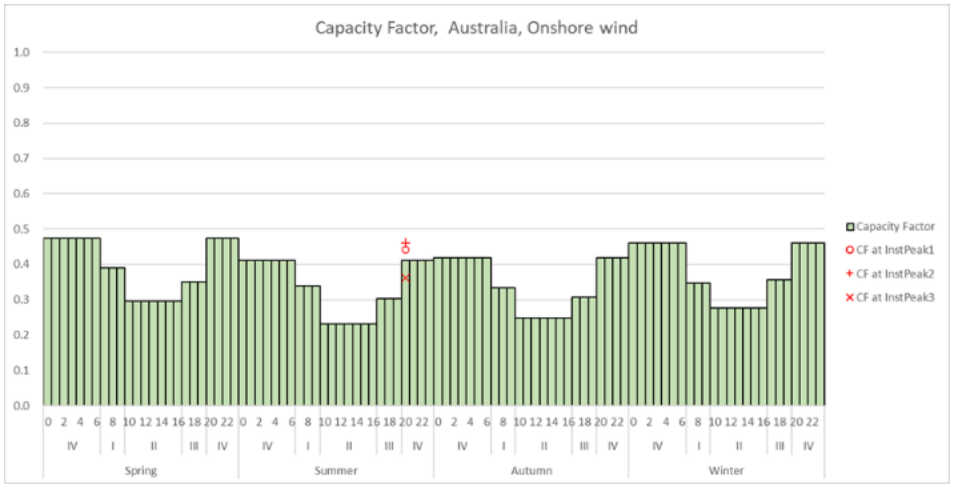
図 5.3.2-3 代表国における PV の 17 時間帯別出力（上段より米国、ドイツ、日本、オーストラリア、中国、インド、メキシコ、ブラジル、イラン、北アフリカ）

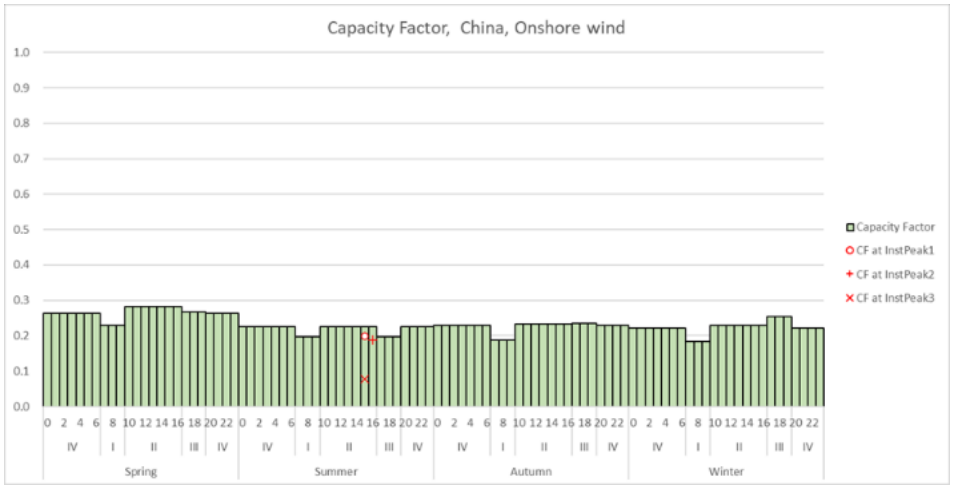
図 5.3.2-4 は代表国における陸上風力の 17 時間帯別出力である。英国や北アフリカ地域では比較的出力が高く、東南アジアや南アジア、中南米では風況はよくない。細かい変動はあまり見られないが、オーストラリアや北アフリカでは概日周期がみられ、かつ瞬時ピーク時間帯とも概ね一致する。

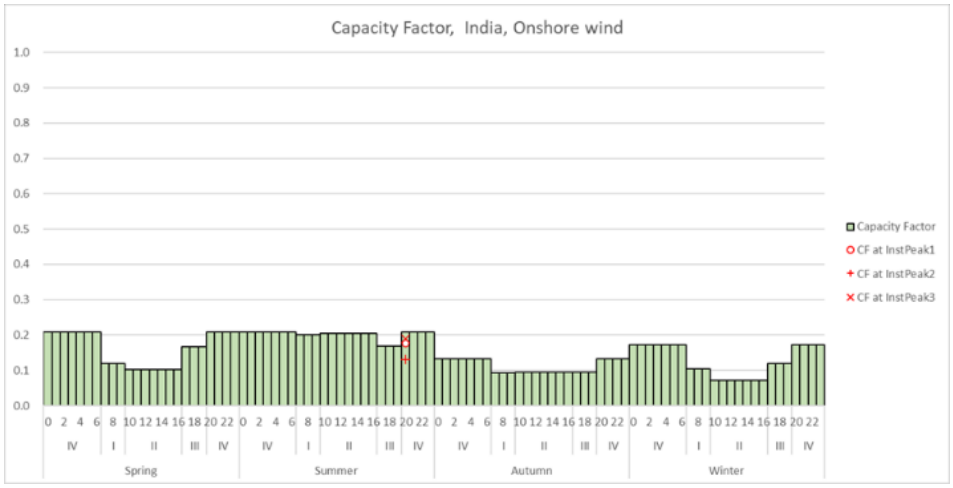

Capacity Factor, United States, Onshore wind
1.0
0.9
0.8
0.7
0.6
0.5
0.4
0.3
0.2
0.1
0.0
0 2 4 6 8 10 12 14 16 18 20 22
IV I II III IV
Spring
Summer
Autumn
Winter
Capacity Factor
CF at InstPeak1
CF at InstPeak2
CF at InstPeak3

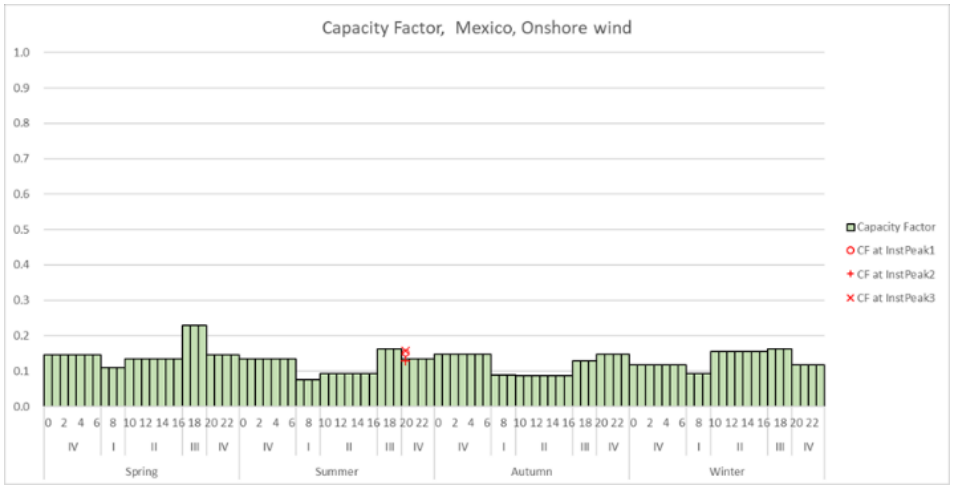

Capacity Factor, Germany, Onshore wind
1.0
0.9
0.8
0.7
0.6
0.5
0.4
0.3
0.2
0.1
0.0
0 2 4 6 8 10 12 14 16 18 20 22
IV I II III IV
Spring
Summer
Autumn
Winter
Capacity Factor
CF at InstPeak1
CF at InstPeak2
CF at InstPeak3

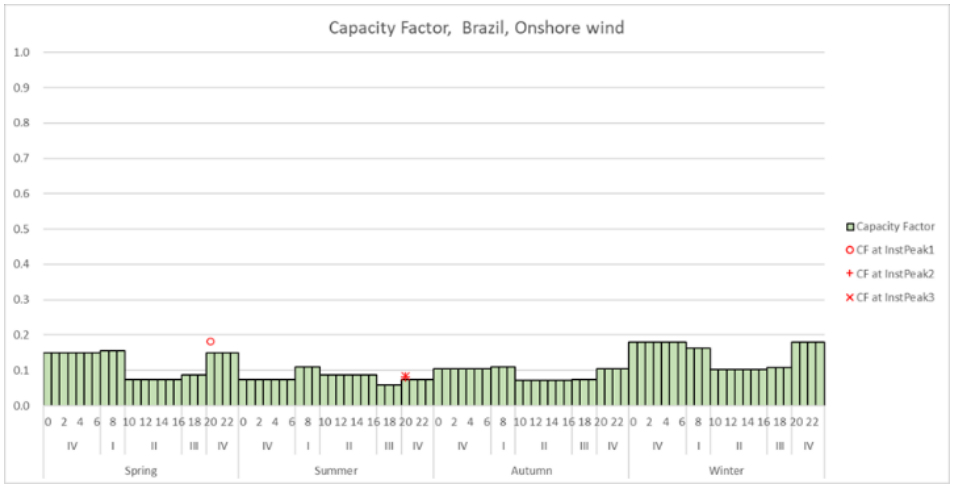

Capacity Factor, Japan, Onshore wind
1.0
0.9
0.8
0.7
0.6
0.5
0.4
0.3
0.2
0.1
0.0
0 2 4 6 8 10 12 14 16 18 20 22
IV I II III IV
Spring
Summer
Autumn
Winter
Capacity Factor
CF at InstPeak1
CF at InstPeak2
CF at InstPeak3

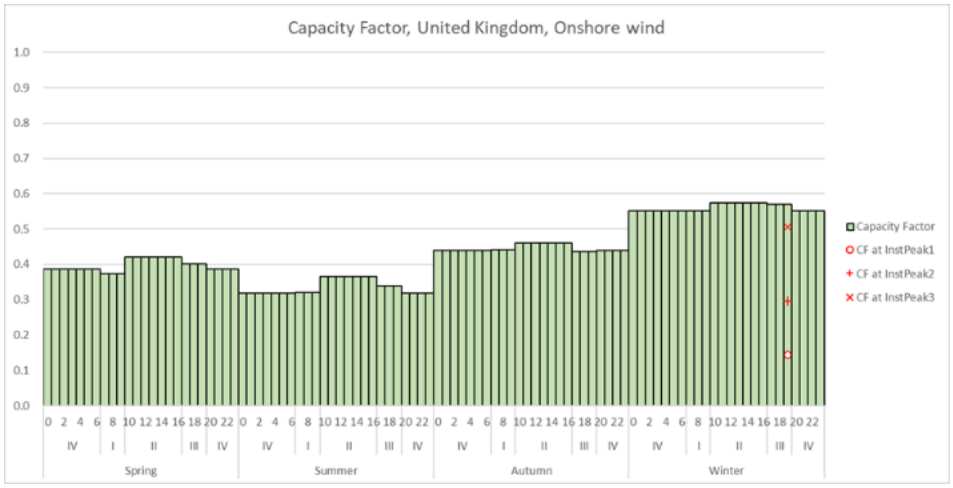

Capacity Factor, Australia, Onshore wind
1.0
0.9
0.8
0.7
0.6
0.5
0.4
0.3
0.2
0.1
0.0
0 2 4 6 8 10 12 14 16 18 20 22
IV I II III IV
Spring
Summer
Autumn
Winter
Capacity Factor
CF at InstPeak1
CF at InstPeak2
CF at InstPeak3


Capacity Factor, China, Onshore wind
1.0
0.9
0.8
0.7
0.6
0.5
0.4
0.3
0.2
0.1
0.0
0 2 4 6 8 10 12 14 16 18 20 22
IV I II III IV
Spring
Summer
Autumn
Winter
Capacity Factor
CF at InstPeak1
CF at InstPeak2
CF at InstPeak3


Capacity Factor, India, Onshore wind
1.0
0.9
0.8
0.7
0.6
0.5
0.4
0.3
0.2
0.1
0.0
0 2 4 6 8 10 12 14 16 18 20 22
IV I II III IV
Spring
Summer
Autumn
Winter
Capacity Factor
CF at InstPeak1
CF at InstPeak2
CF at InstPeak3


Capacity Factor, Mexico, Onshore wind
1.0
0.9
0.8
0.7
0.6
0.5
0.4
0.3
0.2
0.1
0.0
0 2 4 6 8 10 12 14 16 18 20 22
IV I II III IV
Spring
Summer
Autumn
Winter
Capacity Factor
CF at InstPeak1
CF at InstPeak2
CF at InstPeak3


Capacity Factor, Brazil, Onshore wind
1.0
0.9
0.8
0.7
0.6
0.5
0.4
0.3
0.2
0.1
0.0
0 2 4 6 8 10 12 14 16 18 20 22
IV I II III IV
Spring
Summer
Autumn
Winter
Capacity Factor
CF at InstPeak1
CF at InstPeak2
CF at InstPeak3


Capacity Factor, United Kingdom, Onshore wind
1.0
0.9
0.8
0.7
0.6
0.5
0.4
0.3
0.2
0.1
0.0
0 2 4 6 8 10 12 14 16 18 20 22
IV I II III IV
Spring
Summer
Autumn
Winter
Capacity Factor
CF at InstPeak1
CF at InstPeak2
CF at InstPeak3

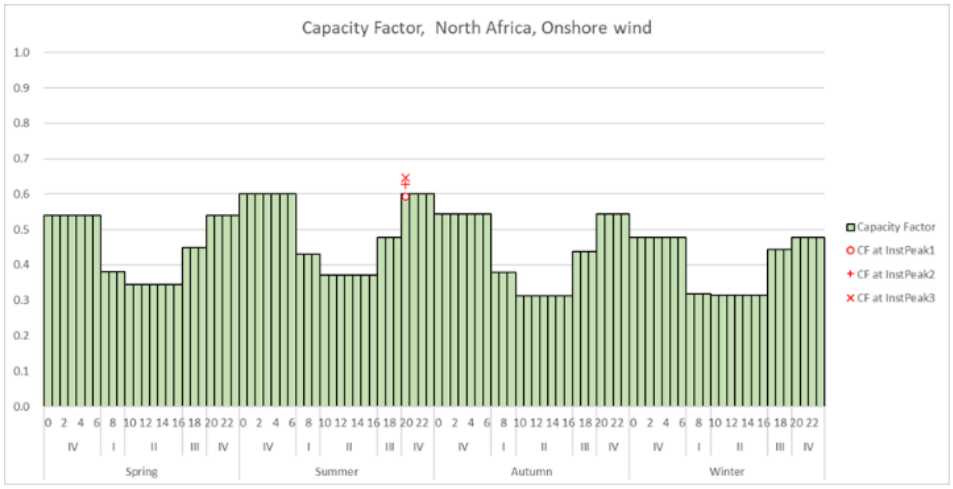
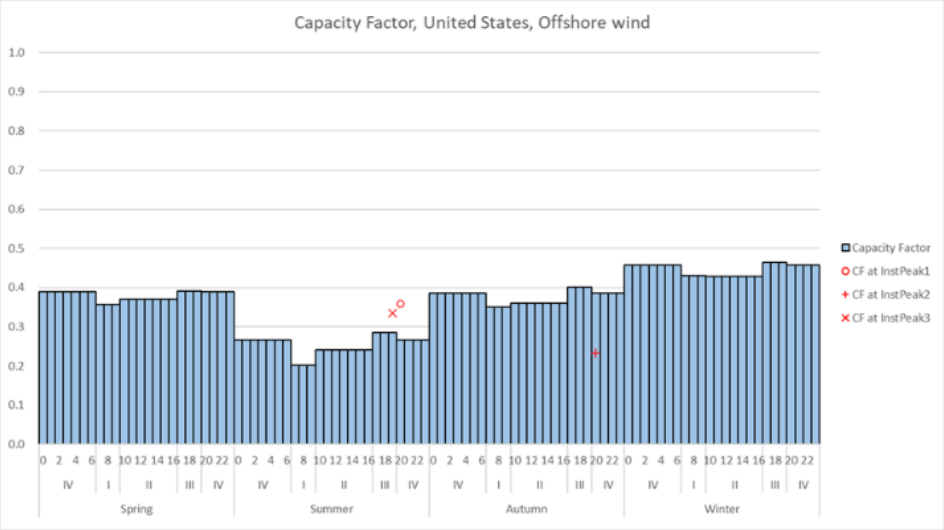
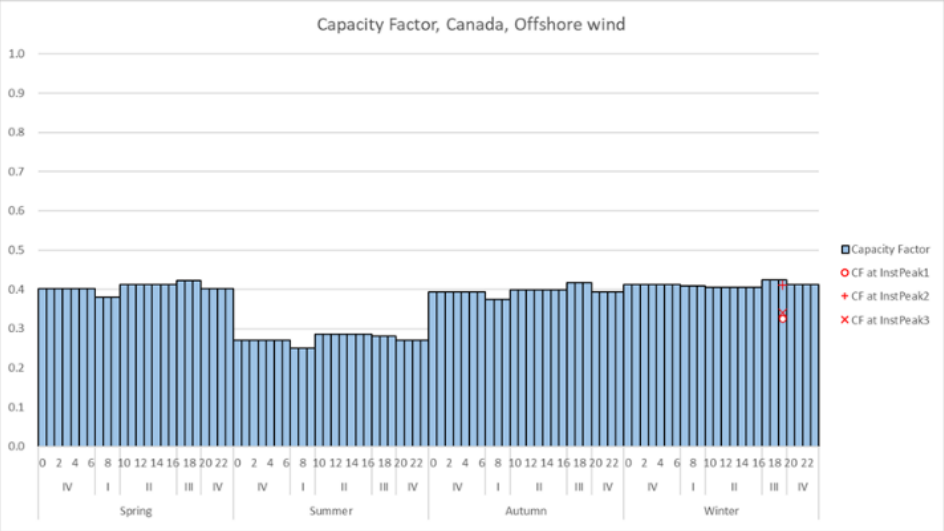
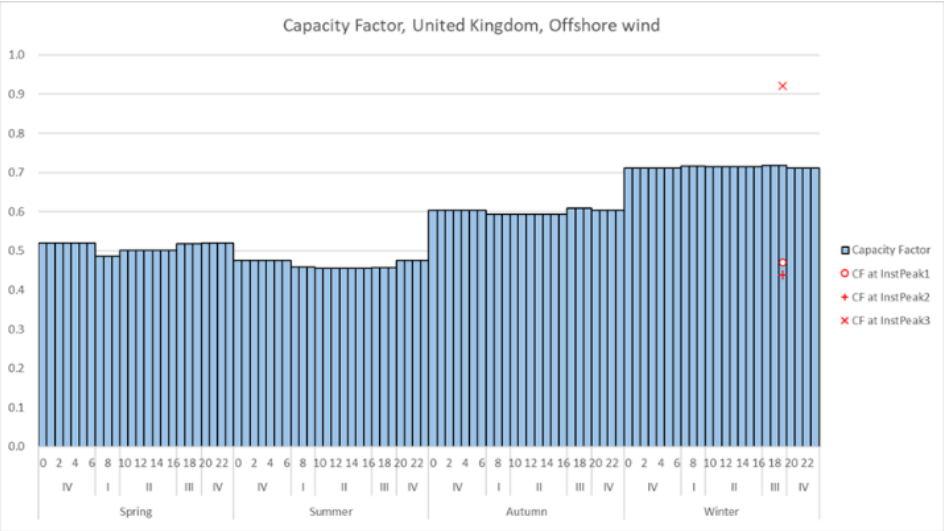


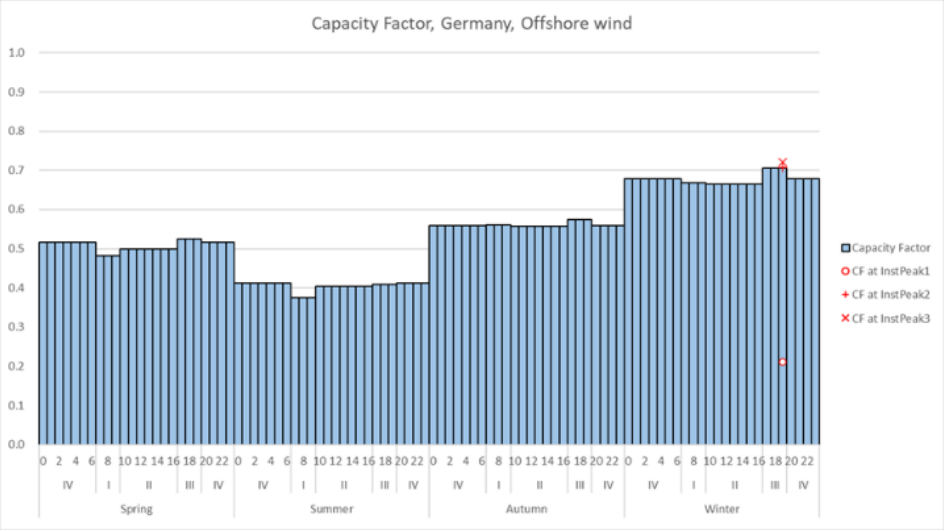
図 5.3.2-4 代表国における陸上風力の 17 時間帯別出力（上段より米国、ドイツ、日本、オーストラリア、中国、インド、メキシコ、ブラジル、英国、北アフリカ）

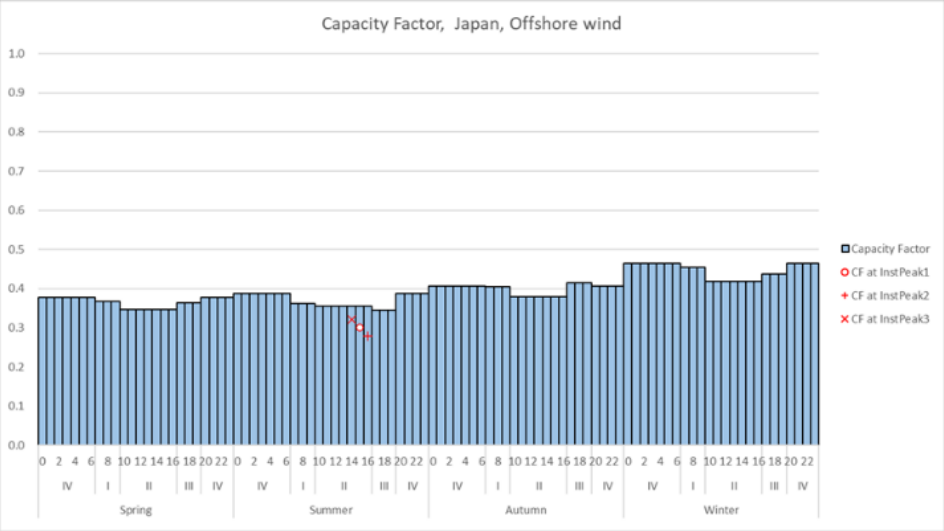
図 5.3.2-5 は代表国における洋上風力の 17 時間帯別出力である。欧州や中南米で CF は高い。また、多くの地域で季節性がみられ、北米や欧州では夏季における CF の低下、インドやイランなどにおける春～夏と秋～冬の風況の違い、南米における小規模の概日周期といった特徴が観測される。多くの地域で瞬時ピーク時間帯と高出力時間帯が整合している。

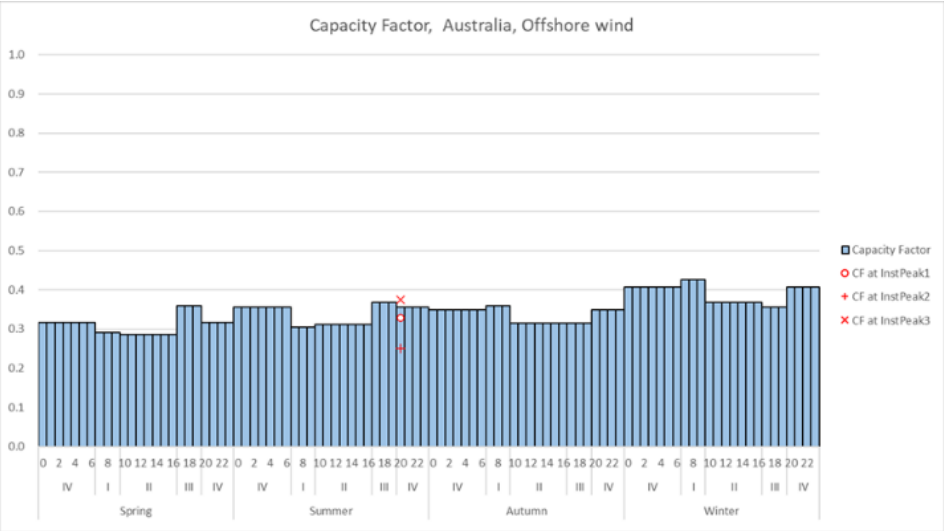

Capacity Factor, United States, Offshore wind
1.0
0.9
0.8
0.7
0.6
0.5
0.4
0.3
0.2
0.1
0.0
0 2 4 6 8 10 12 14 16 18 20 22 0 2 4 6 8 10 12 14 16 18 20 22 0 2 4 6 8 10 12 14 16 18 20 22 0 2 4 6 8 10 12 14 16 18 20 22
IV I II III IV IV I II III IV IV I II III IV IV I II III IV
Spring
Summer
Autumn
Winter
Capacity Factor
CF at InstPeak1
CF at InstPeak2
CF at InstPeak3

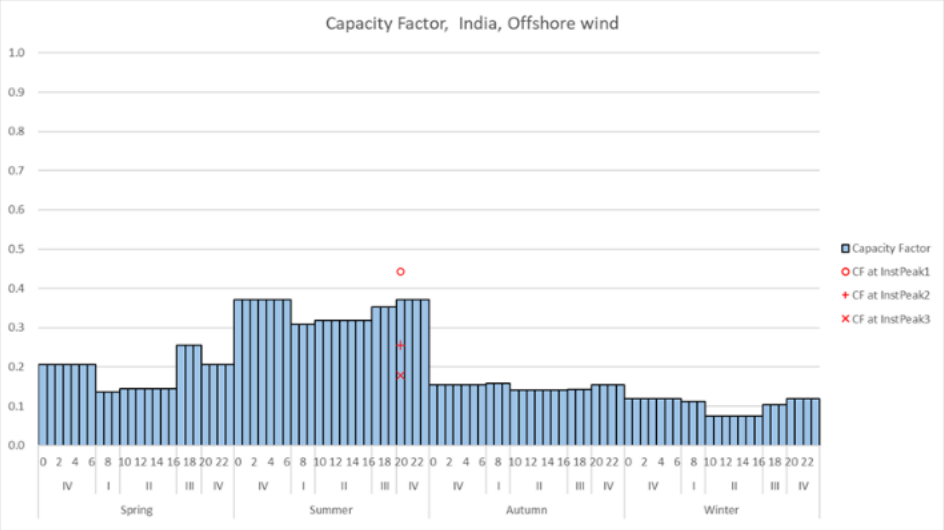

Capacity Factor, Canada, Offshore wind
1.0
0.9
0.8
0.7
0.6
0.5
0.4
0.3
0.2
0.1
0.0
0 2 4 6 8 10 12 14 16 18 20 22 0 2 4 6 8 10 12 14 16 18 20 22 0 2 4 6 8 10 12 14 16 18 20 22 0 2 4 6 8 10 12 14 16 18 20 22
IV I II III IV IV I II III IV IV I II III IV IV I II III IV
Spring
Summer
Autumn
Winter
Capacity Factor
CF at InstPeak1
CF at InstPeak2
CF at InstPeak3

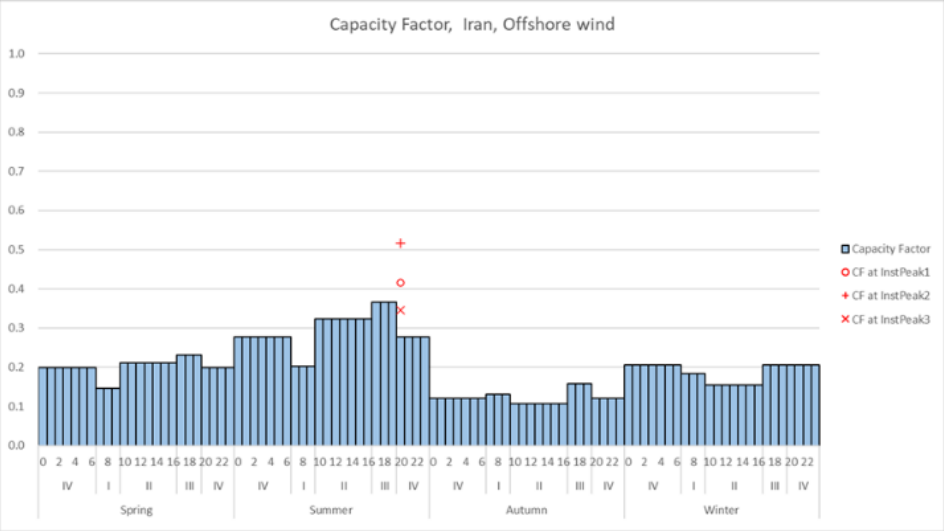

Capacity Factor, United Kingdom, Offshore wind
1.0
0.9
0.8
0.7
0.6
0.5
0.4
0.3
0.2
0.1
0.0
0 2 4 6 8 10 12 14 16 18 20 22 0 2 4 6 8 10 12 14 16 18 20 22 0 2 4 6 8 10 12 14 16 18 20 22 0 2 4 6 8 10 12 14 16 18 20 22
IV I II III IV IV I II III IV IV I II III IV IV I II III IV
Spring
Summer
Autumn
Winter
Capacity Factor
CF at InstPeak1
CF at InstPeak2
CF at InstPeak3

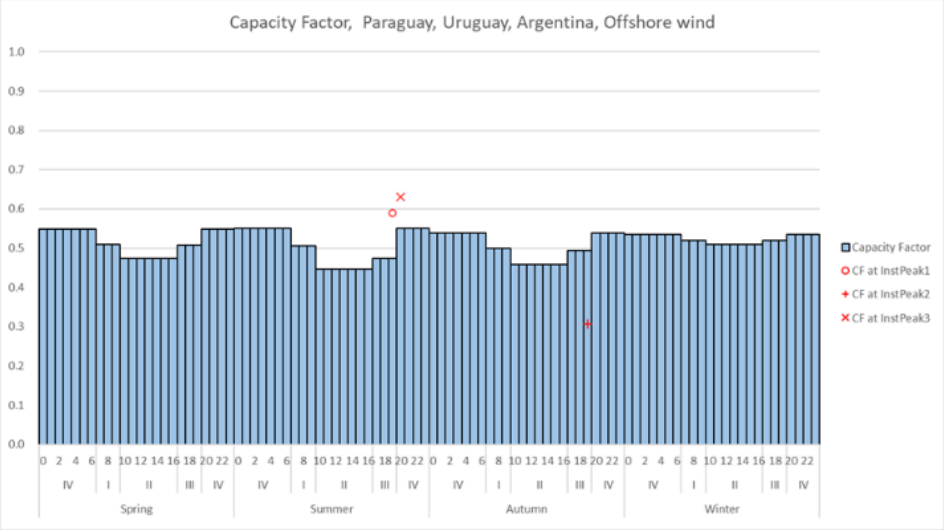

Capacity Factor, Germany, Offshore wind
1.0
0.9
0.8
0.7
0.6
0.5
0.4
0.3
0.2
0.1
0.0
0 2 4 6 8 10 12 14 16 18 20 22 0 2 4 6 8 10 12 14 16 18 20 22 0 2 4 6 8 10 12 14 16 18 20 22 0 2 4 6 8 10 12 14 16 18 20 22
IV I II III IV IV I II III IV IV I II III IV IV I II III IV
Spring
Summer
Autumn
Winter
Capacity Factor
CF at InstPeak1
CF at InstPeak2
CF at InstPeak3


Capacity Factor, Japan, Offshore wind
1.0
0.9
0.8
0.7
0.6
0.5
0.4
0.3
0.2
0.1
0.0
0 2 4 6 8 10 12 14 16 18 20 22 0 2 4 6 8 10 12 14 16 18 20 22 0 2 4 6 8 10 12 14 16 18 20 22 0 2 4 6 8 10 12 14 16 18 20 22
IV I II III IV IV I II III IV IV I II III IV IV I II III IV
Spring
Summer
Autumn
Winter
Capacity Factor
CF at InstPeak1
CF at InstPeak2
CF at InstPeak3


Capacity Factor, Australia, Offshore wind
1.0
0.9
0.8
0.7
0.6
0.5
0.4
0.3
0.2
0.1
0.0
0 2 4 6 8 10 12 14 16 18 20 22 0 2 4 6 8 10 12 14 16 18 20 22 0 2 4 6 8 10 12 14 16 18 20 22 0 2 4 6 8 10 12 14 16 18 20 22
IV I II III IV IV I II III IV IV I II III IV IV I II III IV
Spring
Summer
Autumn
Winter
Capacity Factor
CF at InstPeak1
CF at InstPeak2
CF at InstPeak3


Capacity Factor, India, Offshore wind
1.0
0.9
0.8
0.7
0.6
0.5
0.4
0.3
0.2
0.1
0.0
0 2 4 6 8 10 12 14 16 18 20 22 0 2 4 6 8 10 12 14 16 18 20 22 0 2 4 6 8 10 12 14 16 18 20 22 0 2 4 6 8 10 12 14 16 18 20 22
IV I II III IV IV I II III IV IV I II III IV IV I II III IV
Spring
Summer
Autumn
Winter
Capacity Factor
CF at InstPeak1
CF at InstPeak2
CF at InstPeak3


Capacity Factor, Iran, Offshore wind
1.0
0.9
0.8
0.7
0.6
0.5
0.4
0.3
0.2
0.1
0.0
0 2 4 6 8 10 12 14 16 18 20 22 0 2 4 6 8 10 12 14 16 18 20 22 0 2 4 6 8 10 12 14 16 18 20 22 0 2 4 6 8 10 12 14 16 18 20 22
IV I II III IV IV I II III IV IV I II III IV IV I II III IV
Spring
Summer
Autumn
Winter
Capacity Factor
CF at InstPeak1
CF at InstPeak2
CF at InstPeak3


Capacity Factor, Paraguay, Uruguay, Argentina, Offshore wind
1.0
0.9
0.8
0.7
0.6
0.5
0.4
0.3
0.2
0.1
0.0
0 2 4 6 8 10 12 14 16 18 20 22 0 2 4 6 8 10 12 14 16 18 20 22 0 2 4 6 8 10 12 14 16 18 20 22 0 2 4 6 8 10 12 14 16 18 20 22
IV I II III IV IV I II III IV IV I II III IV IV I II III IV
Spring
Summer
Autumn
Winter
Capacity Factor
CF at InstPeak1
CF at InstPeak2
CF at InstPeak3

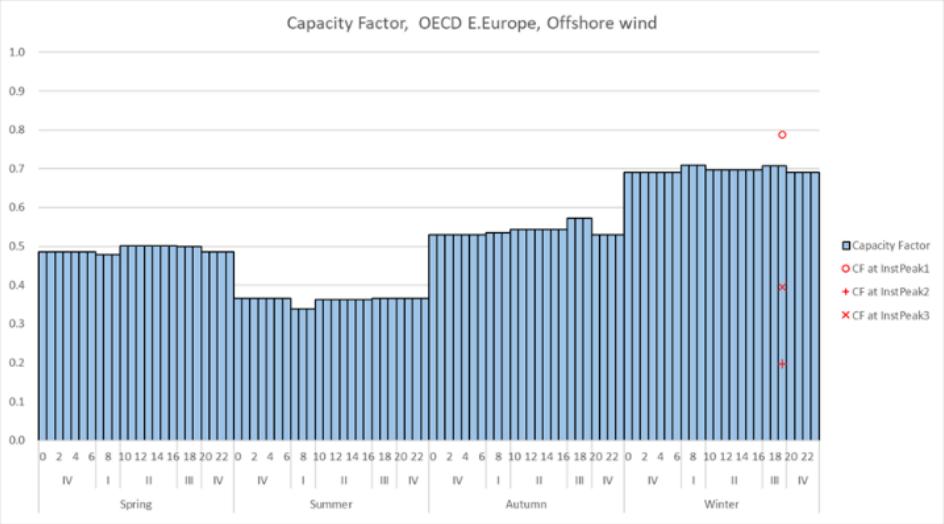


図 5.3.2-5　代表国における洋上風力の 17 時間帯別出力（上段より米国、カナダ、英国、ドイツ、日本、オーストラリア、インド、イラン、パラグアイ・ウルグアイ・アルゼンチン、OECD 東ヨーロッパ）

(4) まとめ

本節では、太陽光発電、陸上風力発電、洋上風力発電といった再生可能エネルギーの毎時の CF 値を、電力負荷と整合するように 17 時間帯区分に整理した手順と結果についてまとめた。地域電力需要の瞬時ピークを含めた電力負荷曲線に対応する形で再エネ別に CF 値を整理しており、これらをモデルに反映させることにより高時間解像度での電力需要と再生可能エネルギーの需給検討に貢献しうる。

データの精査に関していくつか検討を要する事項があり、引き続き検討していく。地点数については今回は簡易的な検討に基づき 3 点程度、また時点は 2020 年のみで検討しており、対象を拡大して妥当性を確認する。また、風力発電のデータ取得時に想定したハブ高はレポートに基づき現在主流とされる仕様を選択しているが、この差異による風力発電の CF 値への影響も詳細に検討する必要がある。さらに、洋上風力に関しては、排他的経済水域（～370km）までの拡大や、設置不可地域を考慮した上で、ポテンシャル推計の深掘りを行うことが望ましい。これらの検討に基づくデータの改善は今後の課題である。

参考文献（第 5.3.2 節に関するもの）

1) Renewables Ninja, https://www.renewables.ninja/、（アクセス日 2023 年 7 月 20 日）
2) U.S. Department of Energy: Land-Based Wind Market Report:2023 Edition (2023)
3) U.S. Department of Energy: Offshore Wind Market Report:2023 Edition (2023)
4) IEA: Offshore Wind Outlook 2019 (2019)

5.3.3 蓄熱発電技術の検討・試評価

(1) はじめに

地球温暖化への懸念が高まり、世界各国がカーボンニュートラル（以下、CN と記載）に向けて動き始めている中で、日本政府も 2050 年の CN 実現を目指すと宣言している。CN 達成のために、今後様々な地球温暖化対策技術が社会に導入され、CO_2 排出量が削減される必要がある。地球温暖化対策技術として注目されるのが、再生可能エネルギー（以下、再エネと記載）を中心としたゼロエミッション発電技術である。再エネの主な手段である太陽光発電や風力発電は発電量が自然環境に強く影響され、不安定である。また、同じくゼロエミッション発電技術である原子力発電も技術的には出力調整は可能であるものの、日本では一定出力で発電することを原則として運用されており、合理性の面からも設備利用率を高く維持することが望まれる。一方で、発電においては供給量と需要量が時間的に一致する同時同量が必要であるため、発電技術は自由に出力を調整できることが当然望ましい。比較的自由に出力調整できるゼロエミッション発電技術としては、CCS（Carbon dioxide Capture and Storage）機能を備えた、化石燃料を用いての火力発電や水素やアンモニアなどのゼロエミッション燃料を用いた火力発電が挙げられる。ただし、日本においては化石燃料の多くを海外からの輸入に頼っており、近年の世界情勢からもエネルギーセキュリティ上のリスクが懸念される。また、ゼロエミッション燃料は自国で製造する場合、CN を達成するためには原則として再エネで生み出した水素から製造する必要があり、結果的に再エネに帰結する。そこで、純国産エネルギーである再エネの発電量の不安定さを補うためや準国産エネルギーである原子力を一定出力で運用し続けるために、余剰電力を蓄電し、必要な時に改めて電力として供給することが重要になると考えられる。一般的に蓄電技術といえば、鉛蓄電池やリチウムイオン電池に代表される蓄電池や以前から利用されている揚水発電などが実用化されている。ここで、蓄電技術の 1 つである蓄熱発電に注目する。蓄熱技術を電力利用する場合は複数回のエネルギー転換工程が必要となり、エネルギーの保存方法としては効率が悪いとされる。一方で、安価であることを強みと捉え、システム全体としては、経済効率的な技術であり、高価な蓄電池などの代替手段として評価される[1]こともある。蓄熱発電が既に実用化されている例としては、集光型太陽熱発電[2]があるが、近年では原子力発電と組み合わせ、出力調整を可能とした新型炉の開発も行われている[3]。

そこで、第 5.3.3 節では、世界エネルギー・温暖化対策評価モデル DNE21+（Dynamic New Earth 21+）[4][5]を用いて、どのような条件下で蓄熱発電技術が普及するのかを分析する。ただし、将来的に導入される蓄熱発電以外の対策技術も今後の技術進展に伴うコスト低下などにより、様々に異なってくると考えられる。そのため、将来の技術進展シナリオは複数想定する。また、本分析は第 5.3.1、5.3.2 節で言及した 17 時間帯では無く、従来の 4 時間帯を用いた試評価となっている。

(2) 分析条件

DNE21+では、電力需要について年負荷持続曲線を基に、電力負荷の大きさによって1）瞬時ピーク、2）ピーク、3）中間、4）オフピークの4時間帯に区分し、それぞれ需給バランスがとれるようにモデル化している[6]。蓄電技術を用いるとオフピークから瞬時ピークのように、他の時間帯へ電力を供給できるが、蓄電設備のコスト及び効率に応じた電力ロスが発生することとなる。次に、将来的には様々な不確定要素があり、また、どのようなイノベーションが起きるかを予測することは難しい。第5.3.3節では、CDRについて相対的に楽観的な展望を持った場合（シナリオA）と、再エネについて相対的に楽観的な展望を持った場合（シナリオB）について、蓄熱発電技術をモデル化して、追加する。今回分析を行う蓄熱発電技術について、多様な技術が平行して開発が進められている状況であり、将来の展望は見通し辛い。そのため、特定の蓄熱発電技術に限定せず、大まかに蓄熱発電技術全体を対象として、モデル計算に必要な蓄熱発電効率、コストの想定を行う。

まず、蓄熱発電効率について想定する。余剰電力を利用して蓄熱発電を行う場合、その手順は、ヒーターによる電力から熱への転換、転換された熱の蓄熱設備での貯蔵、貯蔵熱を利用した発電、の大きく3つに分けられる。まず、ヒーター効率について、ヒートポンプを使用した場合は投入電力に対し、100%以上の効率を出せることになるが、今回は単純なヒーターを想定し、100%とする。次に、蓄熱効率及び発電効率は蓄熱媒体の種類・温度、熱交換の方法、発電機の性能などにより、大きく変動すると考えられる。今回は既に実用化されている集光型太陽熱発電[7]を参考に、蓄熱媒体を熱媒油、硝酸ナトリウム・カリウム混合物とした場合の推定値から、2025年までの蓄熱効率と発電効率を合わせたものを37.4%と設定した。上述の通り、ヒーター効率は100%としたので、このときの総合的な蓄熱発電の効率は37.4%となる。蓄熱発電のように、システムの外部から仕事を加えて、低温熱源から高温熱源に熱エネルギーを移動させ、必要に応じて、逆向きに動作させることで仕事を取り出すような仕組みを揚水熱エネルギー貯蔵（Pumped Thermal Electricity Storage、以下PTESと記載）と呼ぶ。PTESでは原理上は限りなく効率100%[8]に近づくとされており、効率向上のため、ヒートポンプを利用した冷温熱双方の利用[9]、化学蓄熱による半永久蓄熱[10]、熱電変換素子の利用[11]、など様々な手法が構想されている。ただし、現実的には50~70%程度[8]までの効率向上が期待されているため、2050年時点の蓄熱発電の効率を標準ケースとして50・70%、大幅な効率向上を見込んだケースとしてリチウムイオン電池と同程度の90%を最大として設定した。以上から、2025年と2050年の間を線形補間し、蓄熱発電の効率を表5.3.3-1のように設定した。

次に、蓄熱発電コストについて想定する。コストに影響するパラメータとして、寿命、建設費、設備利用率、年経費率を設定する。寿命について、文献7)、12)から25年と設定した。因みに、文献13)では、蓄電池の寿命を10年、揚水発電施設の寿命を40年と見込んでおり、25年は丁度両者の中間程度の見込みとなっている。建設費は蓄熱発電効率と同様に、ヒーター設備、蓄熱設備、発電設備の大きく3つに分けて設定する。ヒーター設備は文献1)を、蓄熱設備・発電設備は文献7)を参考に、合計コストとして2015年を1113.9$/kW、2025年を936.9$/kWと設定した。第5.3.3節内での$は

2000 年$換算の表記としている。また、蓄熱設備のコスト設定においては文献 13)を参考に、1 日に連続 5 時間発電し、稼働日が 300 日、年間 1500 時間稼働すると想定して、算出を行った。2015 年と 2025 年の設定から 2020 年を線形補間、2050 年までを外挿し、更に、大幅なコスト低減を見込んだケースとして 2050 年のコストを 1/5 としたものを設定した。今回のコスト推定において、凡そ 8 割程度が発電設備のコストとなったため、コスト 1/5 というのは発電設備の建設費がほぼ無くなったようなイメージとなる。以上をまとめると、表 5.3.3-2 となる。次に、設備利用率は最大 85%と設定した。年経費率は主観的割引率（投資の割引率）と運転維持費の設備費割合の合計とし、主観的割引率は一人当たり GDP に応じ、地域別・時点別に 8～20%[13]で設定した。運転維持費は集光型太陽熱発電[7]を参考に 2%で設定した。以上のコスト想定について、蓄熱設備に関しては設備利用率≒稼働日を二重に計上する、運転維持費を太陽熱発電のもので代替する、など厳密で無い部分もあるが、大幅なコスト低減を見込んだケースを用意することで、それらをカバーすることとしている。

以上より、技術進展シナリオ、蓄熱発電効率、蓄熱発電コストについて、世界エネルギー・温暖化対策評価モデル DNE21+を用いて感度分析を行った結果について考察する。

表 5.3.3-1 蓄熱発電効率の設定

ケース名	年	~2025	2030	2040	2050~
効率 50%	%	37.4	39.9	45.0	50.0
効率 70%	%	37.4	43.9	57.0	70.0
効率 80%	%	37.4	45.9	63.0	80.0
効率 90%	%	37.4	47.9	69.0	90.0

表 5.3.3-2 蓄熱発電コストの設定

ケース名	年	~2015	2020	2025	2030	2040	2050~
コスト標準	$/kW	1113.9	1025.4	936.9	848.4	671.4	494.4
コスト低減	$/kW	1113.9	968.9	823.9	678.9	388.9	98.9

(3) 蓄熱発電の普及条件の分析

炭素価格（CO_2限界削減費用）の違いによる、蓄熱発電量の変化を分析した。DNE21+は動学的な最適化を行うモデルであるため、限界削減費用は年率 3%で上昇を想定した。世界全体で限界削減費用は均一とし、2030 年時点において 0～200$/t$CO_2$間を 20$/tCO_2刻みで、200～300$/t$CO_2$間を 50$/tCO_2刻みで設定した。以下に、シナリオ、蓄熱発電効率、蓄熱発電コストを変化させた分析結果を示す。

コスト標準・効率 50%ケースを適用したシナリオ A において分析を行った結果を図 5.3.3-1、図 5.3.3-2 に示す。なお、プロットデータの間隔は 200$/t$CO_2$以下と以上で異なるので、注意すること。図 5.3.3-1 の 2030 年断面では、炭素価格の変化に伴い、蓄熱発電の導入は見られるが、世界全体の発電電力量が 2 万 5 千～3 万 TWh/yr に対して、

最大で 5.8TWh/yr と極少量である。図 5.3.3-2 の 2050 年断面では、炭素価格が変化しても蓄熱発電の導入は見られない。2030 年から 2050 年へ、0 から 300$/tCO₂（2030 年時点）への発電方法の変化を見ると、発電可能な時間帯が制約される太陽光発電が大幅に増加しているが、蓄熱発電と組み合わせて利用されるという結果にはなっていない。

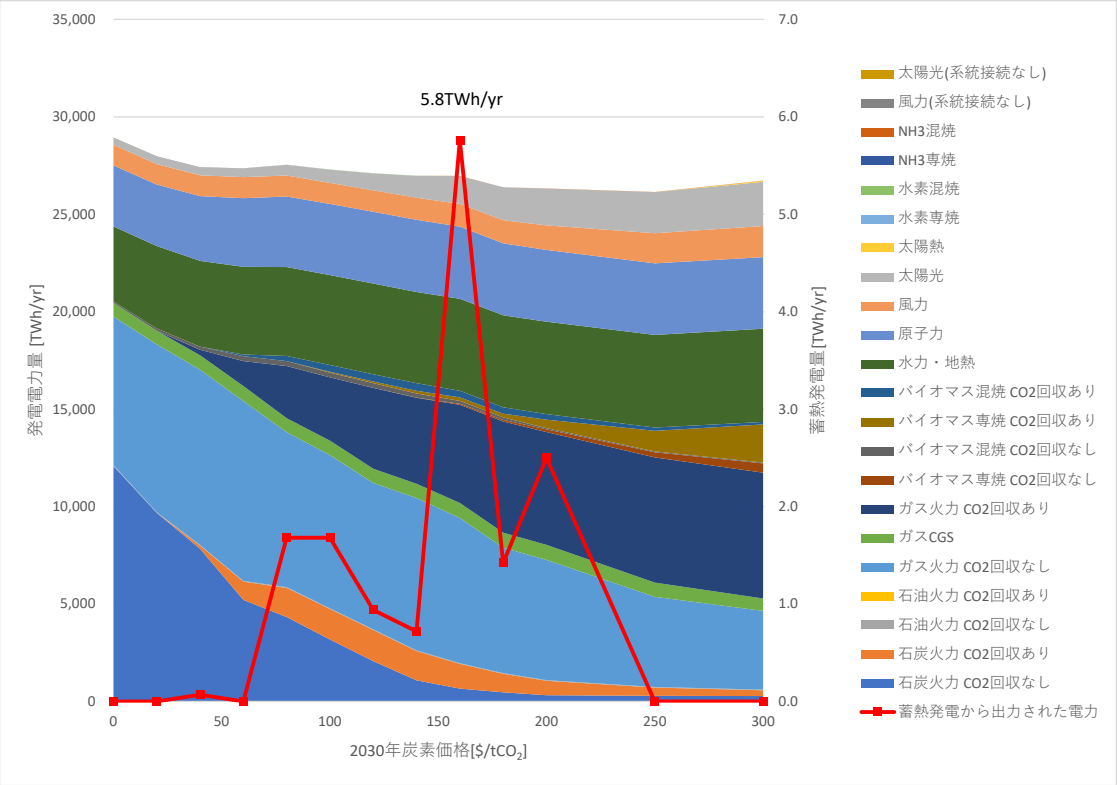


図 5.3.3-1　電源構成及び蓄熱発電量の推移（2030 年、シナリオ A、コスト標準、効率 50%、世界全体）

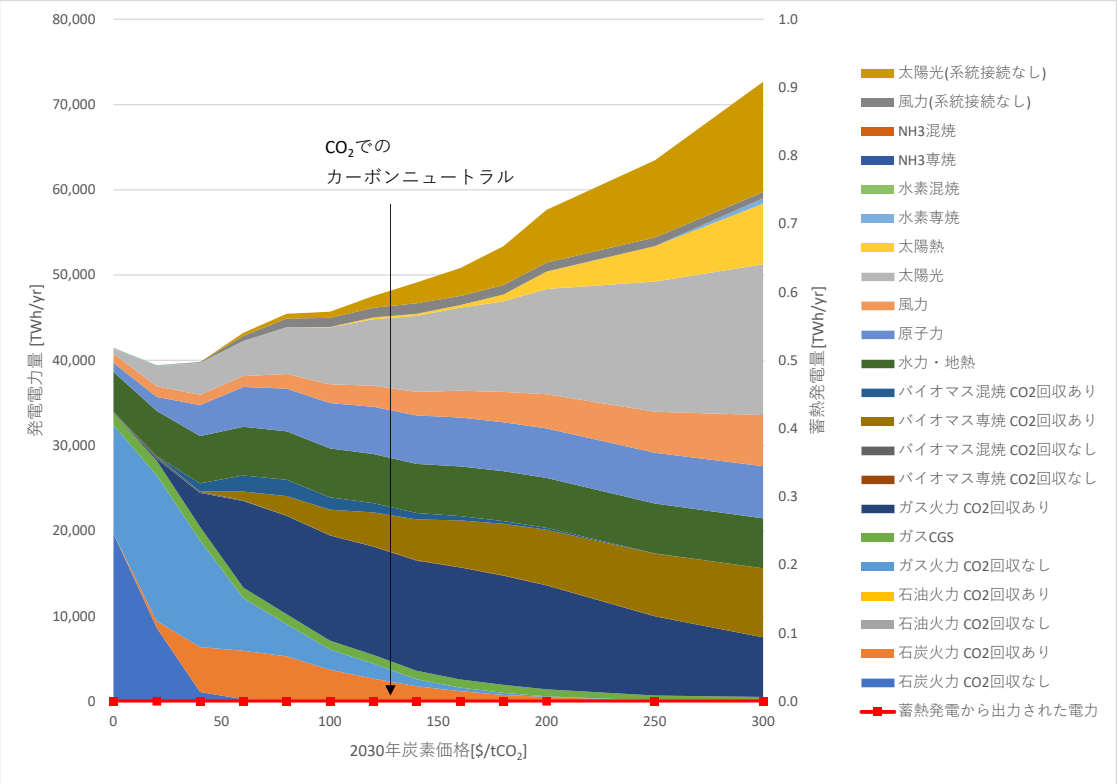


図 5.3.3-2 電源構成及び蓄熱発電量の推移（2050 年、シナリオ A、コスト標準、効率 50%、世界全体）

次に、コスト標準・効率 50%ケースを適用したシナリオ B において分析を行った結果を図 5.3.3-3、図 5.3.3-4 に示す。ここでも、シナリオ A の場合と同じく、2030 年断面では極少量の導入が見られ、2050 年断面では導入は見られない。因みに、今回示す炭素価格帯においては 2050 年時点で CO_2 での CN には達しておらず、300\$/tCO_2（2030 年価格、2050 年時点では 542\$/tCO_2 に相当）のケースにおいて、0\$/tCO_2 ケースと比較し、CO_2 排出量 93%減となっている。

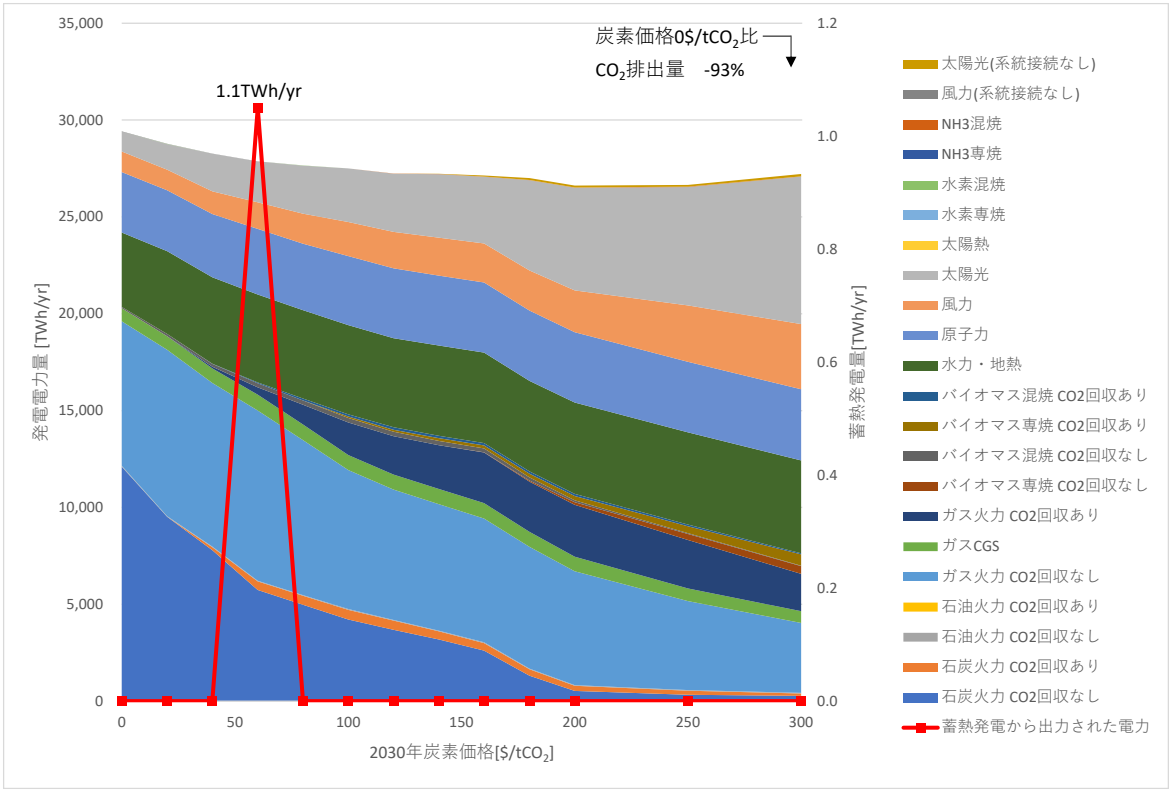


図 5.3.3-3 電源構成及び蓄熱発電量の推移（2030 年、シナリオ B、コスト標準、効率 50%、世界全体）

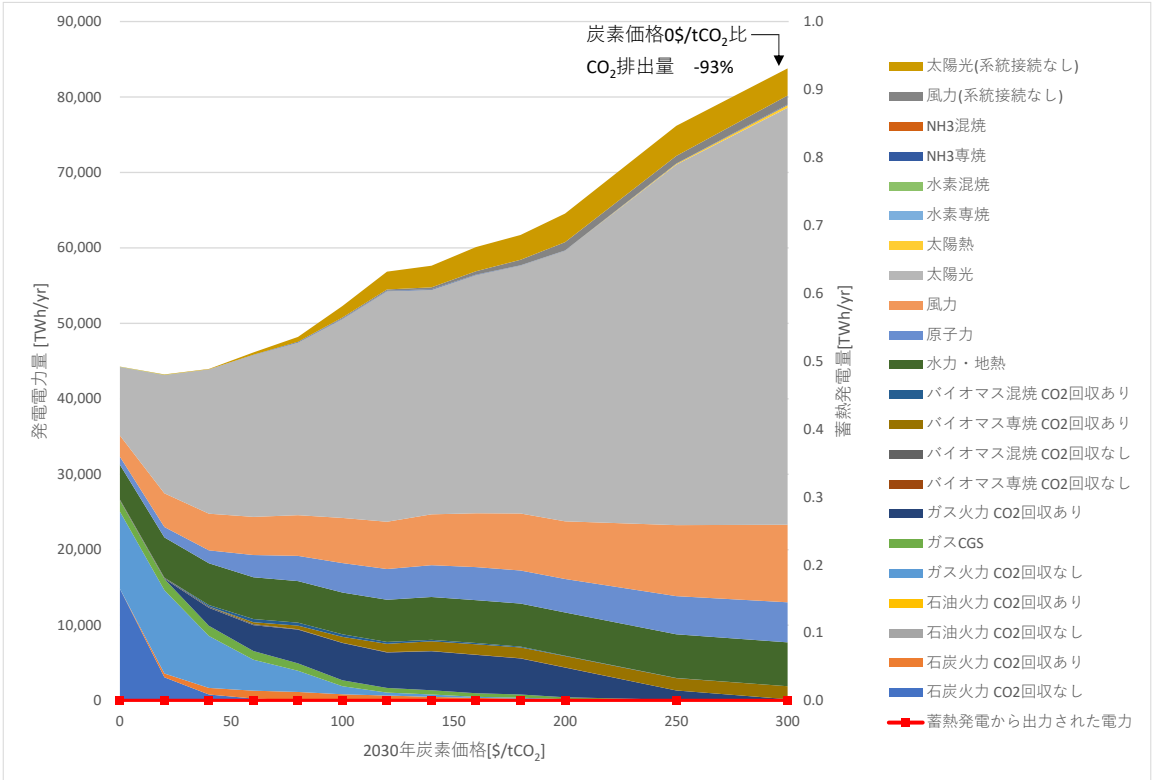


図 5.3.3-4 電源構成及び蓄熱発電量の推移（2050 年、シナリオ B、コスト標準、効率 50%、世界全体）

次に、標準的な効率想定の中でも高い方である 70%を採用し、コスト標準・効率 70%ケースを適用したシナリオ A・B において分析を行った結果を図 5.3.3-5、図 5.3.3-6 に示す。これまでの効率 50%では 2050 年断面にて蓄熱発電の導入は全く見られなかったが、図 5.3.3-5 では、極少量ではあるが、2050 年断面にて 0$/tCO₂ などの低炭素価格帯にて導入が見られた。その後、炭素価格が上昇すると導入量は減少し、CO_2 での CN となる価格帯では、導入が見られなくなっている。図 5.3.3-6 でも類似の傾向を示し、極少量の蓄熱発電の導入は炭素価格の上昇に伴い見られなくなる。

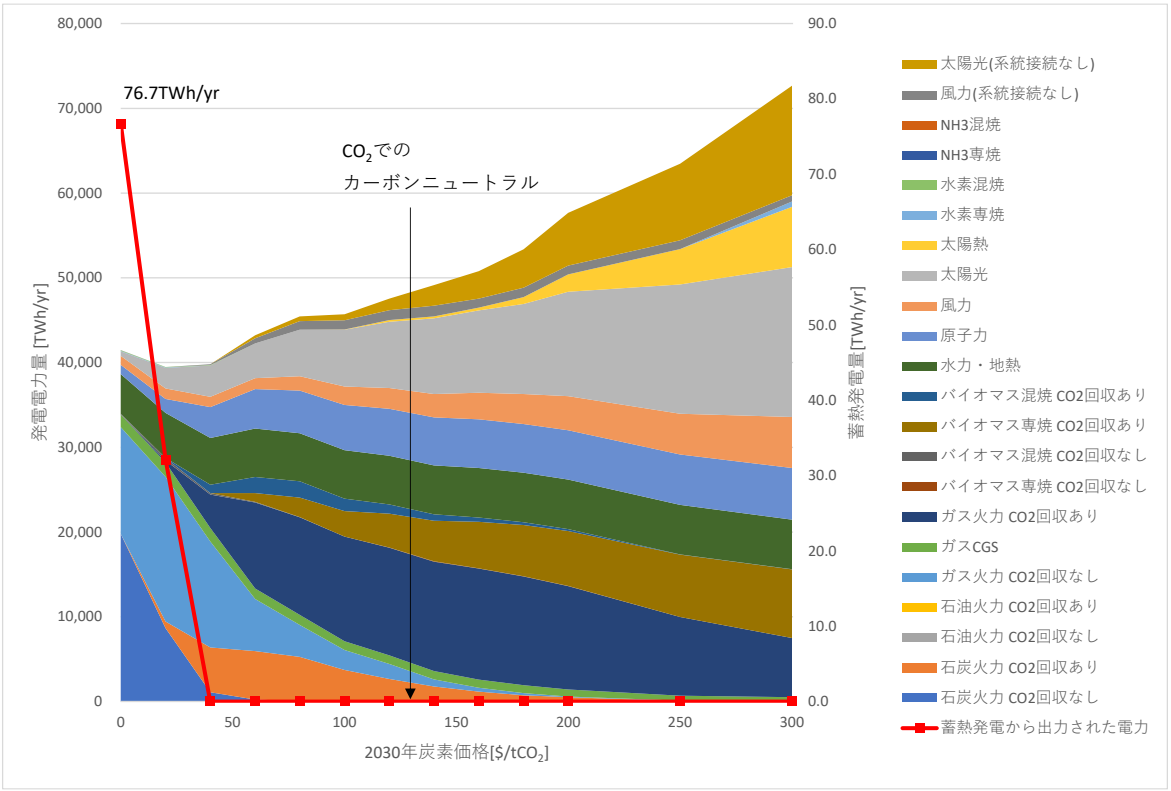


図 5.3.3-5 電源構成及び蓄熱発電量の推移（2050 年、シナリオ A、コスト標準、効率 70%、世界全体）

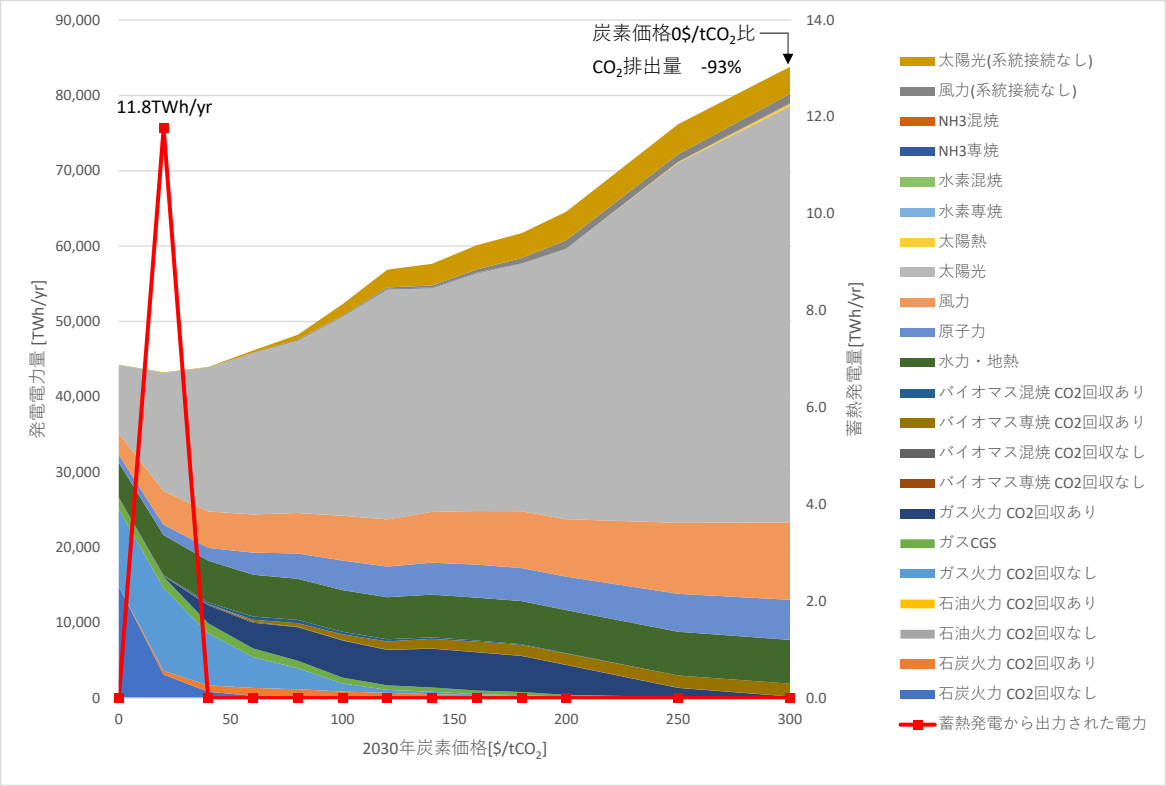


図 5.3.3-6 電源構成及び蓄熱発電量の推移（2050 年、シナリオ B、コスト標準、効率 70%、世界全体）

ここまでの結果をまとめると表 5.3.3-3 のようになり、これをグラフ化したものが図 5.3.3-7 である。これらから、コスト標準ケース且つ、標準的に想定される効率 50%、効率 70%ケースの組合せでは、蓄熱発電の十分な普及は見込めない。シナリオ A において 2050 年に CO_2 での CN が達成するのはグラフ内での 120～140$/t$CO_2$（2030 年価格、2050 年時点では 217~253$/t$CO_2$ に相当）の間であり、シナリオ B では 300$/t$CO_2$ よりも上であるため、これらの条件では蓄熱発電技術は CN に貢献しないと考えられる。

表 5.3.3-3 2050 年、世界全体の蓄熱発電量[TWh/yr]

			2030 年炭素価格[$/t$CO_2$]												
シナリオ	コスト	効率	0	20	40	60	80	100	120	140	160	180	200	250	300
A	標準	50%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
		70%	76.7	32.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
B		50%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
		70%	0.0	11.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

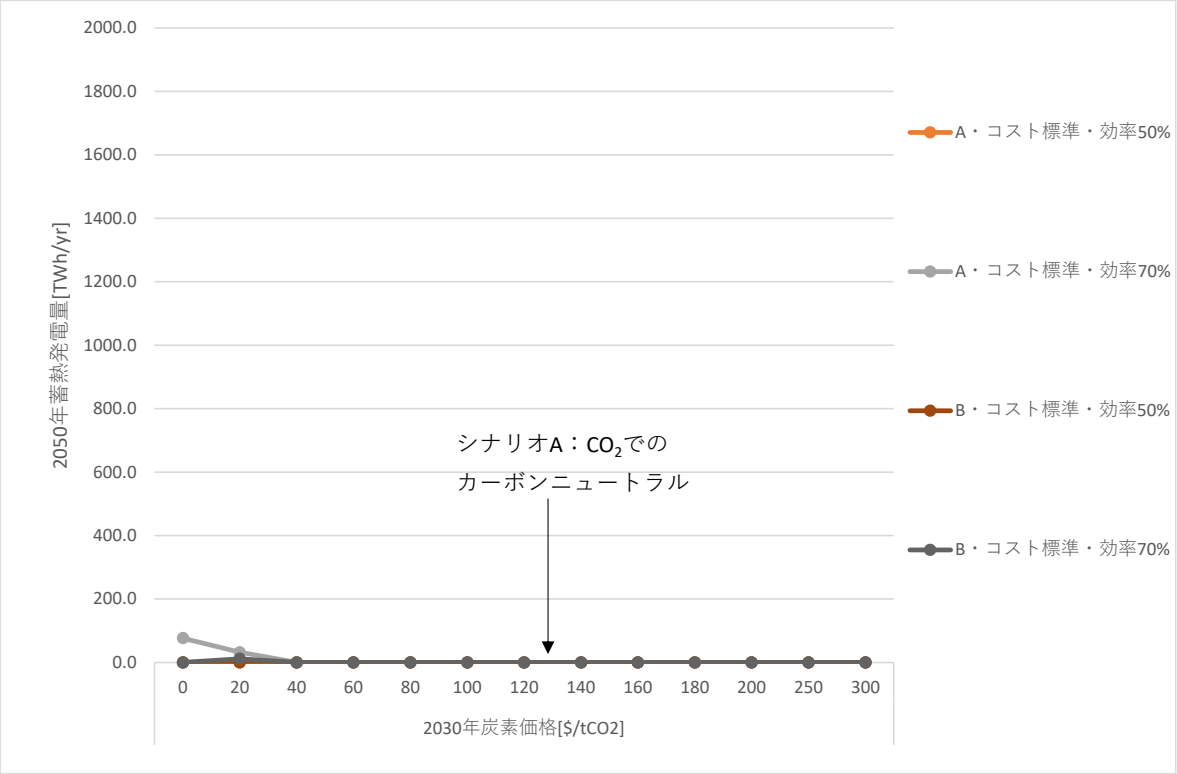


図 5.3.3-7 2050 年、世界全体の蓄熱発電量[TWh/yr]

次に、相当に野心的な効率である 90%を採用し、コスト標準・効率 90%ケースを適用したシナリオ A・B において分析を行った結果を図 5.3.3-8、図 5.3.3-9 に示す。両シナリオの低炭素価格帯にて、世界全体で 100TWh/yr を超える蓄熱発電の導入が確認できる。これまでの傾向と同様に、炭素価格の上昇に伴い、導入量は減少していくが、図 5.3.3-8 のシナリオ A では高炭素価格帯にて再び蓄熱発電の導入が確認され、これまでの分析とは異なる結果を示している。

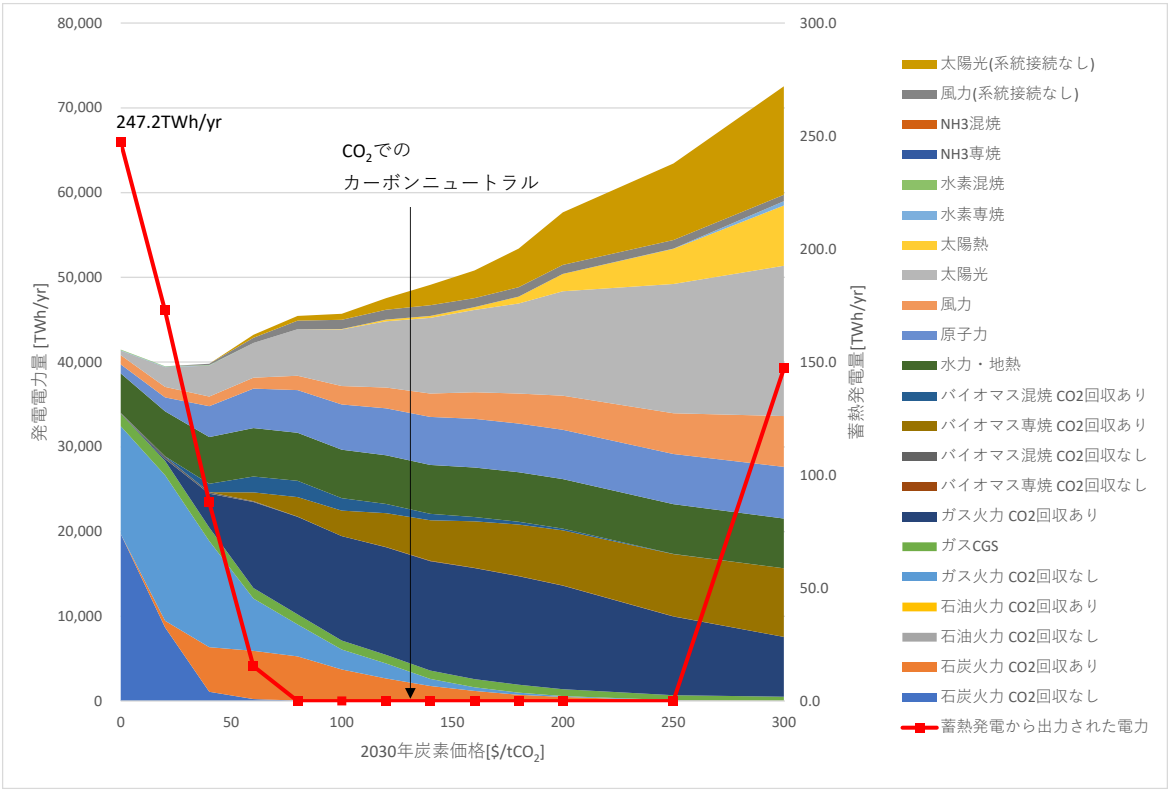


図 5.3.3-8 電源構成及び蓄熱発電量の推移（2050 年、シナリオ A、コスト標準、効率 90%、世界全体）

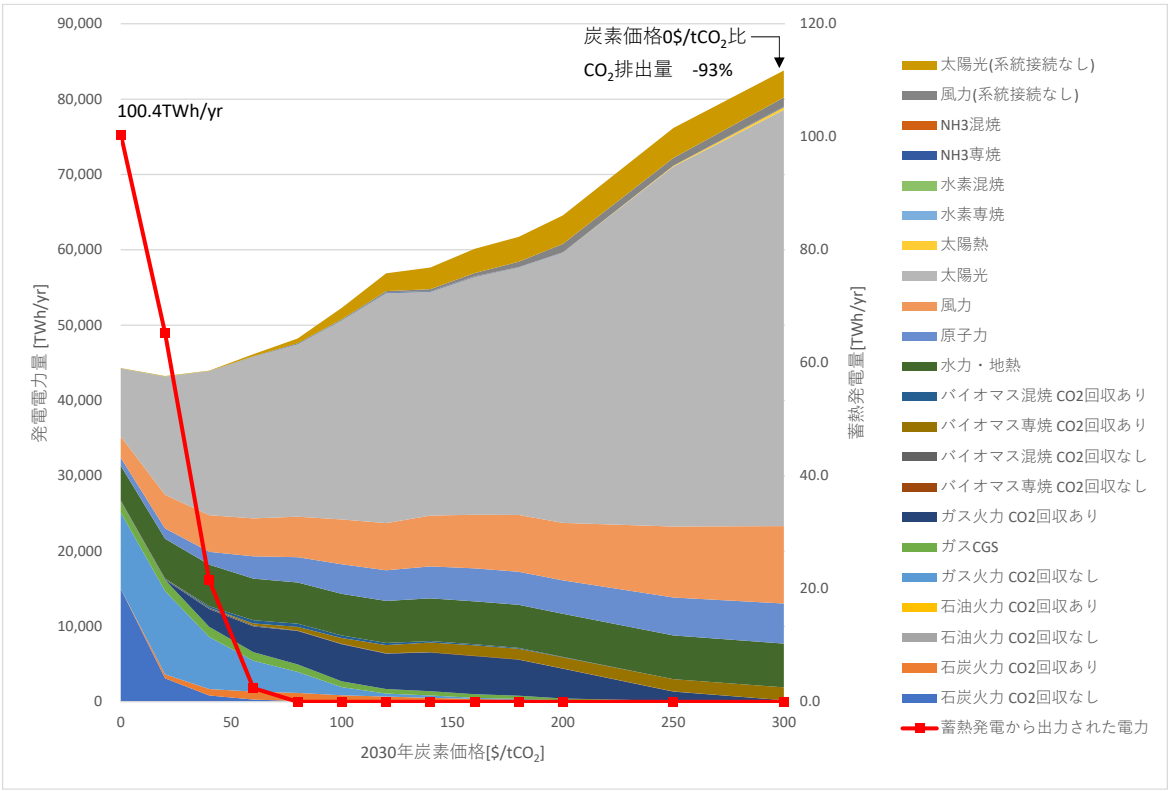


図 5.3.3-9 電源構成及び蓄熱発電量の推移（2050 年、シナリオ B、コスト標準、効率 90%、世界全体）

更に、大幅なコスト低減を見込んだコスト低減ケースを採用し、コスト低減・効率90%ケースを適用したシナリオ A・B において分析を行った結果を図 5.3.3-10、図 5.3.3-11 に示す。コスト標準ケースと比較し、両シナリオにおいて、蓄熱発電の導入の拡大が見られる。特に、図 5.3.3-10 のシナリオ A では、高炭素価格帯にて 1,900TWh/yr を超えるほどの導入が見られ、CO_2 での CN 時点でも少量ではあるが、蓄熱発電の導入が見られる。

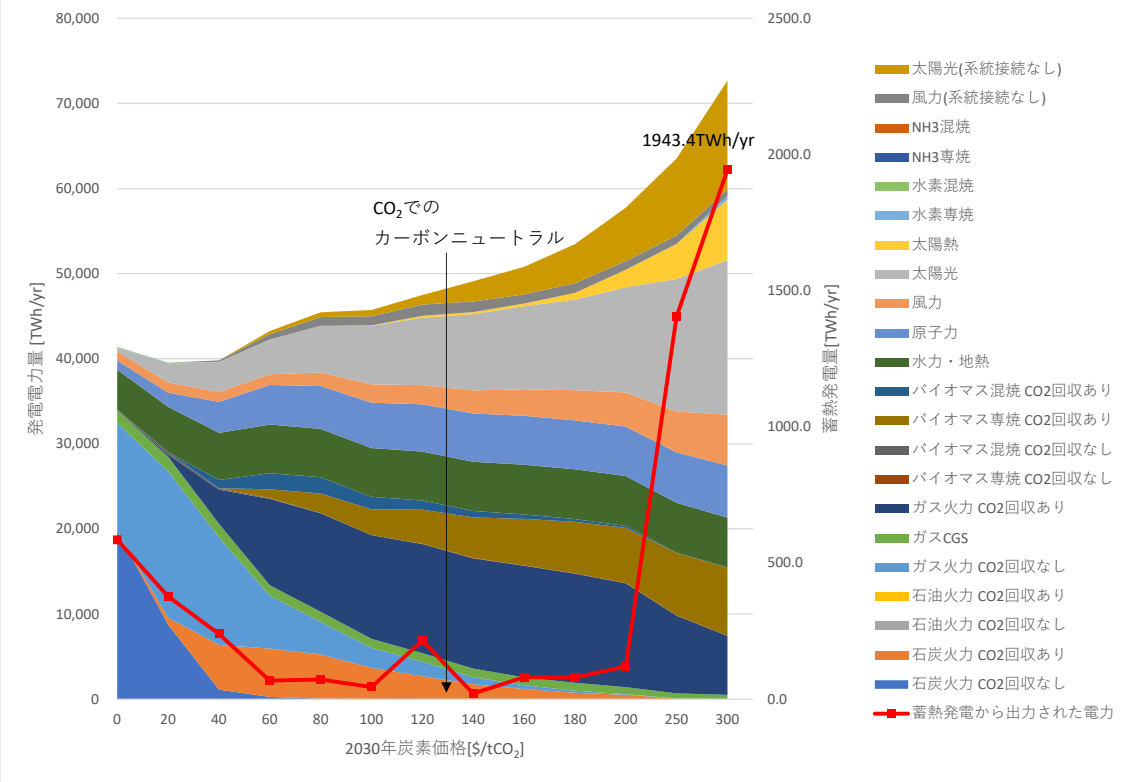


図 5.3.3-10 電源構成及び蓄熱発電量の推移（2050 年、シナリオ A、コスト低減、効率 90%、世界全体）

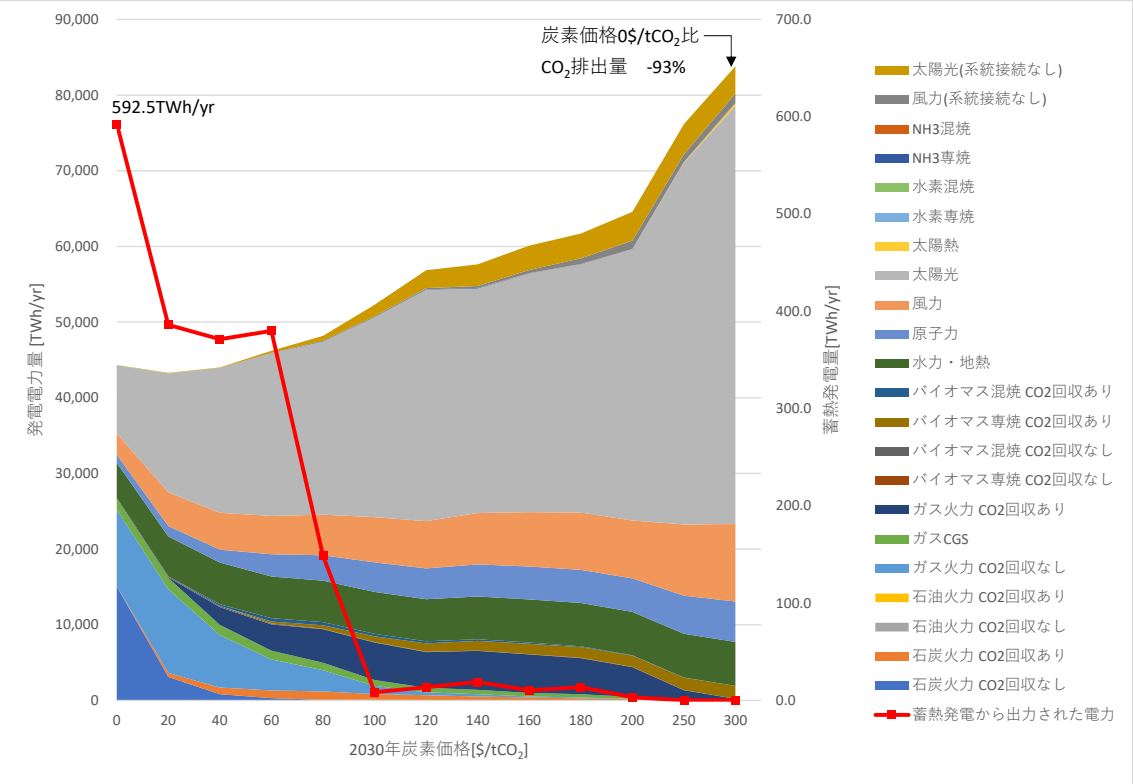


図 5.3.3-11 電源構成及び蓄熱発電量の推移（2050 年、シナリオ B、コスト低減、効率 90%、世界全体）

以上から、更に効率 80%ケース等を適宜追加した結果を表 5.3.3-4 に示し、それらをグラフ化したものを図 5.3.3-12、図 5.3.3-13 に示す。全体的な傾向として、炭素価格の上昇に伴い、蓄熱発電の導入量は減少傾向を示している。また、図 5.3.3-12 より CO_2 での CN 達成条件付近の炭素価格帯では、蓄熱発電の導入量は限定的である。更に、大幅なコスト低減及び効率の向上を見込むと、低炭素価格帯と高炭素価格帯の双方で蓄熱発電の導入が見られ、特に高炭素価格帯での導入量は大幅に増加する。

表 5.3.3-4　2050 年、世界全体の蓄熱発電量[TWh/yr]（ケース追加版）

			2030 年炭素価格[$/tCO2]												
シナリオ	コスト	効率	0	20	40	60	80	100	120	140	160	180	200	250	300
A	標準	50%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
		70%	76.7	32.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
		90%	247.2	172.9	88.1	15.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	147.2
	低減	50%	65.4	2.9	0.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
		70%	270.6	122.6	81.0	0.3	0.0	12.8	12.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
		80%	420.7	177.9	111.9	44.8	0.0	32.4	32.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
		90%	584.9	376.9	239.7	68.2	71.8	44.8	214.7	21.2	80.9	78.8	120.4	1405.1	1943.4
B	標準	50%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
		70%	0.0	11.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
		90%	100.4	65.3	21.5	2.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	低減	50%	0.0	13.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
		70%	79.7	45.2	20.8	1.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
		80%	154.7	58.9	53.6	11.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.7	0.0	0.0	0.0
		90%	592.5	386.0	371.2	379.9	148.8	8.4	13.6	18.8	10.5	13.5	3.4	0.0	0.0

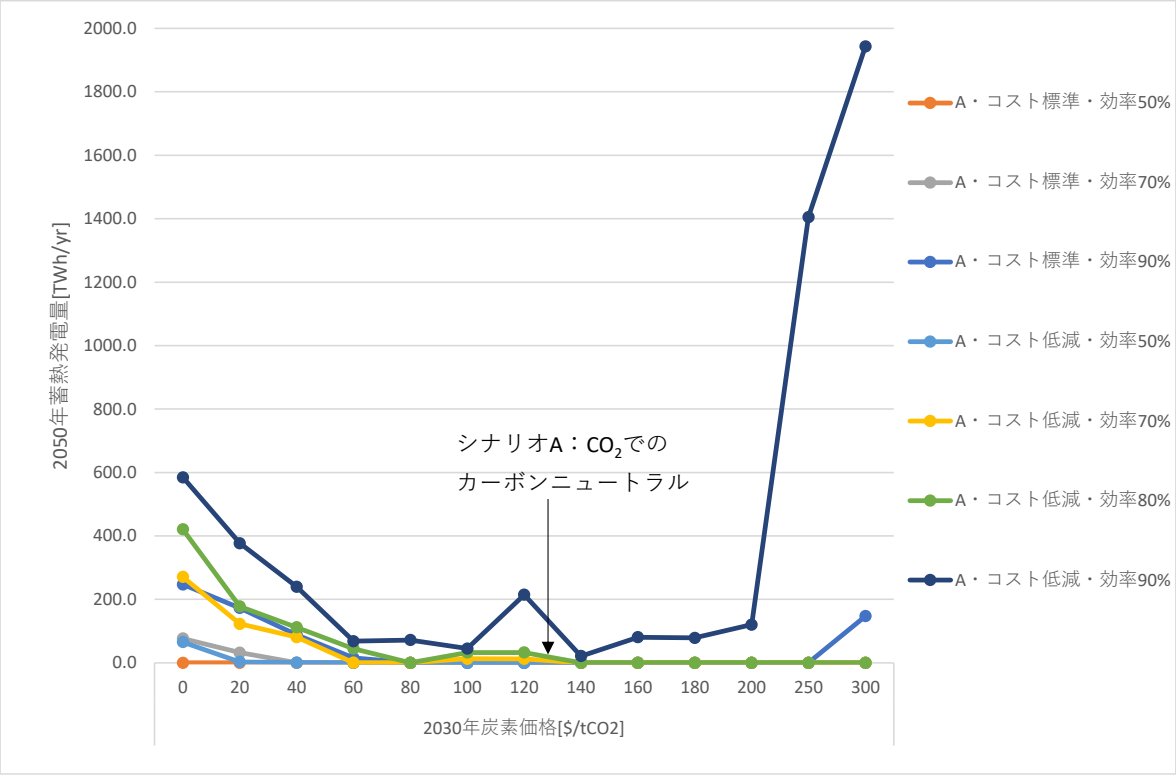


図 5.3.3-12　2050 年、世界全体の蓄熱発電量[TWh/yr]（ケース追加版、シナリオ A）

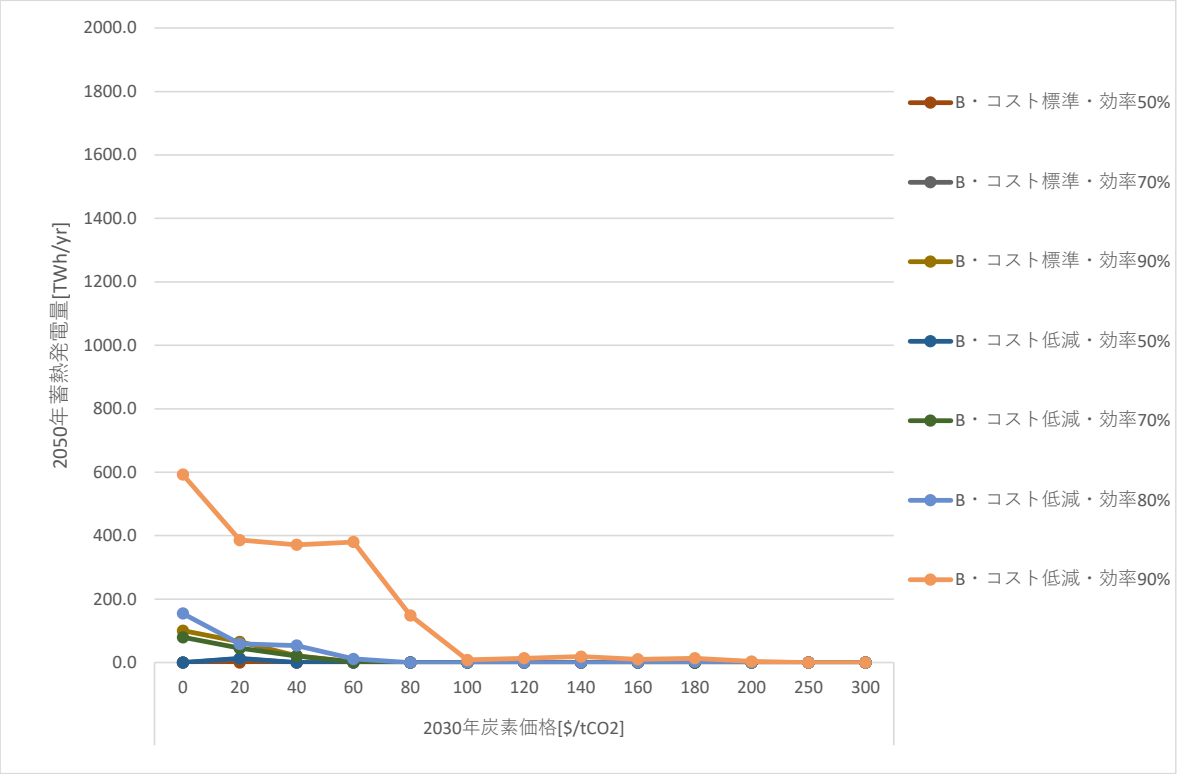


図 5.3.3-13 2050 年、世界全体の蓄熱発電量[TWh/yr]（ケース追加版、シナリオ B）

以上の分析の中で特に蓄熱発電の導入が多く見られた、コスト低減・効率 90%ケースを適用したシナリオ A について、一例として、蓄熱発電の導入量が特に多かった 2050 年のインドの結果について、図 5.3.3-14 に示す。蓄熱発電量は 0$/tCO$_2$ において 195.3TWh/yr、300$/tCO$_2$ において 1769.9TWh/yr となる。電源構成における太陽光発電の占める割合に注目すると、0$/tCO$_2$ において 0.1%、300$/tCO$_2$ において 57.3%と炭素価格の上昇に伴い上昇している。0$/tCO$_2$ 時点での蓄熱発電の利用のされ方を確認すると、オフピークにて蓄熱を行い、ピークにて発電を行っていた。これは電力需要の少ない夜の電力が余り、それを電力需要の多い昼の電力として提供する挙動と同様である。一方、300$/tCO$_2$ 時点での蓄熱発電の利用のされ方を確認すると、瞬時ピークにて蓄熱を行い、それ以外の時間帯にて発電を行っていた。これは太陽光発電が多く設置されることで昼の瞬時ピークに電力が余るようになったため、それらを蓄熱し、その他の時間帯に供給する様になったものと考えられる。これらの事例から、発電技術が特定の時間帯に発電できる技術か平均的に発電できる技術かに偏った状態において、蓄熱発電によるピークシフト等の機能が有効に活用されることが示されている。

今回の結果では、世界全体が CO$_2$ での CN を達成する炭素価格帯では蓄熱発電の導入量は極少量であるため、CN のための手段という視点においては、蓄熱発電を評価しづらい。それでも重要なのは、正確には予見できない将来の発電構成において、どのように蓄熱発電を組み合わせて利用するかという視点であり、それが今回の結果から示されたと考えられる。

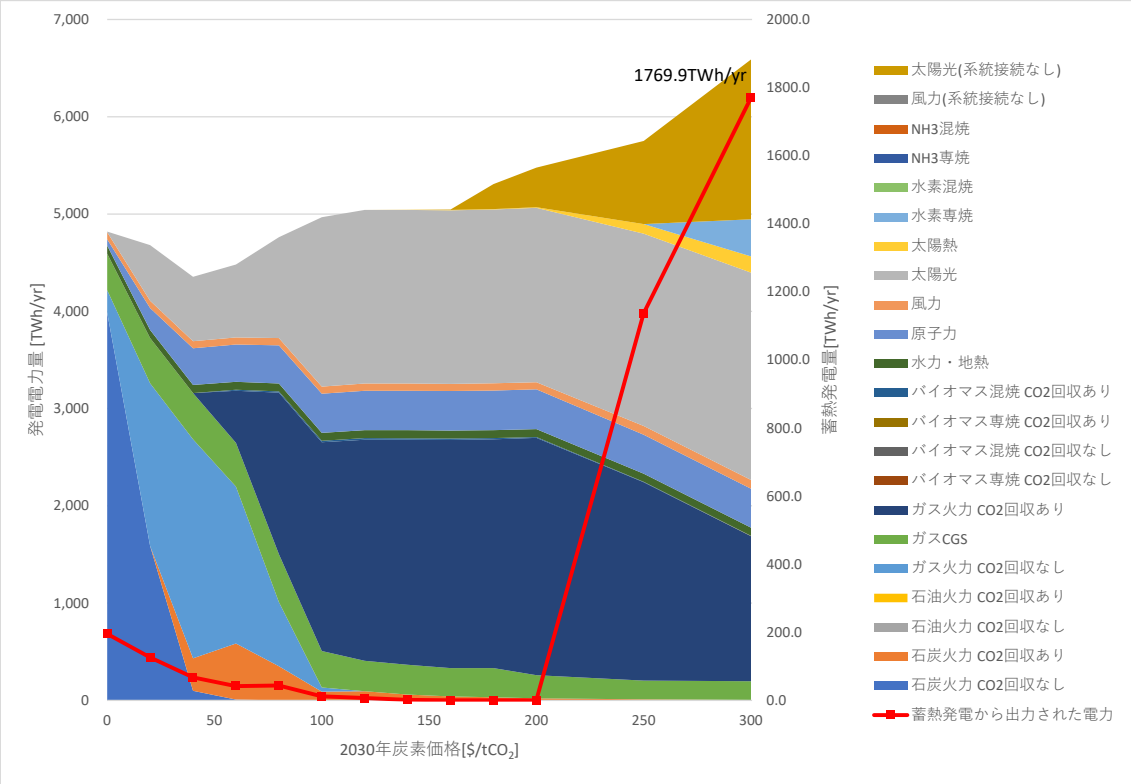


図 5.3.3-14 電源構成及び蓄熱発電量の推移（2050 年、シナリオ A、コスト低減、効率 90%、インド）

(4) おわりに

第 5.3.3 節では、世界エネルギー・温暖化対策評価モデル DNE21+を用いて、蓄熱発電技術のモデル化を行い、どのような条件下で蓄熱発電が普及するのかを分析した。更に、普及時にはどのような技術と組み合わせて、利用されるのかを確認した。

蓄熱発電の標準的なコスト、効率を見込んだケースでは、両シナリオにおいて、2050 年に 0$/tCO$_2$ などの低炭素価格帯にて極少量の蓄熱発電の導入が見られた。これらは炭素価格の上昇と共に導入量が減少し、CO$_2$ での CN となる価格帯では、導入が見られなくなった。

蓄熱発電の大幅なコスト低減・大幅な効率向上の両方を見込んだケースでは、両シナリオにおいて、2050 年にかなりの蓄熱発電の導入が見られた。特にシナリオ A では、低炭素価格帯と高炭素価格帯の両方で導入量が増加した。これは低炭素価格帯ではピークでの電力供給不足を補うため、高炭素価格帯では瞬時ピークでの電力余りを吸収するために蓄熱発電が利用された結果である。炭素価格の変化が蓄熱発電の普及に対して、一律に増加や減少の影響を与えるのではなく、炭素価格の変化によって、どのような技術が導入され、その導入された技術と蓄熱発電が組み合わさって利用されるかどうかが重要であるということを示している。

蓄熱発電が今後普及するかについては、蓄熱発電技術単体でのコスト低減、効率向上も相当に必要であるが、それに加え、どの技術と組み合わせて利用するのかを具体的に想定しながら技術開発を行うことが必要と思われる。コスト低減について、今回の建設費想定の内、発電設備が占める割合は高い。そのため、発電設備に既存の火力

発電所のものを流用・改修する事で大幅なコスト低減が期待でき、実際に検討も行われている[14]。また、現在世界で進められている、原子力発電の新型炉との組み合わせで運用する手法の開発[15]などは蓄熱発電技術の今後の発展に強く影響するものと思われる。

参考文献（第 5.3.3 節に関するもの）

1) 岡崎徹；蓄熱発電所とその日本での適用検討、日本エネルギー学会機関誌　えねるみくす、98（2019）、pp.131-138.
2) NEDO 再生可能エネルギー技術白書； https://www.nedo.go.jp/content/100544820.pdf（アクセス日 2023.12.7）
3) 大野修司、山野秀将；社会動向を踏まえた新型炉開発の価値　再生可能エネルギーと共存できる新型炉によるカーボンニュートラルへの貢献析、日本原子力学会誌 ATOMOΣ、65-7 （2023）、pp.438-442.
4) K. Akimoto, et al.; Estimates of GHG emission reduction potential by country, sector, and cost, Energy Policy, 38（7）, 3384-3393 （2010）
5) K. Akimoto, et al.; Assessment of the emission reduction target of halving CO_2 emissions by 2050: macro-factors analysis and model analysis under newly developed socio-economic scenarios, Energy Strategy Reviews, 2, 3-4, （2014）, 246-256.
6) DNE21+モデルの概要―発電部門―； https://www.rite.or.jp/system/global-warming-ouyou/download-data/DNE21plus_Electricity.pdf（アクセス日 2024.2.20）
7) Simon Dieckmann, et al.; LCOE reduction potential of parabolic trough and solar tower CSP technology until 2025, AIP Conference Proceedings, 1850-1, （2017）
8) Wolf-Dieter Steinmann; Thermo-mechanical concepts for bulk energy storage, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 75, （2017）, pp.205-219.
9) Malta Inc.; https://www.maltainc.com/（アクセス日 2024.2.20）
10) 西村宗樹、平田一弘、中條晃伸；酸化カルシウムを用いた化学蓄熱技術の開発、住友重機械技報、No.206、(2022)、pp.17-22.
11) 堂面貴大、田中耕太郎、藤井孝博、Min-Soo Suh；可逆アルカリ金属熱電変換(RAMTEC)によるカルノーバッテリーの可能性、第 30 回日本エネルギー学会大会、(2021)、pp.208-209.
12) 川村太郎、岡崎徹、堀田善治、蓮池宏；熱を利用した蓄エネルギー発電 その 2 - 事業実現可能性に関する検討 - 、第 28 回日本エネルギー学会大会、(2019)、pp.150-151.
13) 日本における蓄電池システムとしての揚水発電のポテンシャルとコスト； https://www.jst.go.jp/lcs/pdf/fy2018-pp-08.pdf（アクセス日 2023.12.8）
14) 日本経済新聞；再エネ電力を熱で貯蔵　シーメンス系、コスト 5 分の 1、https://www.nikkei.com/article/DGXZQOUF029JQ0S1A201C2000000/（アクセス日 2024.2.20）
15) 資源エネルギー庁；エネルギーを巡る社会動向と原子力の技術開発、https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/genshiryoku/pdf/025_03_00.pdf（アクセス日 2024.2.20）

5.4　需要側技術の動向と社会変化

5.4.1　生活行動に基づく需要発生メカニズムの調査・検討

(1) はじめに

デジタル化の進展、シェアリングエコノミーの普及、環境意識の高まり等により、消費行動を含む生活行動が変化し、需要構造が大きく変化する可能性が高まっている。気候変動対策の評価に当たっては、リバウンド効果を含めて包括的に変化をとらえる必要があり、エネルギー需要を規定する生活行動に遡って、需要の発生メカニズムを把握する必要がある。その一環として、住環境計画研究所の協力により、表 5.4.1-1 に示す調査・検討を実施してきた。今年度は、主として日本と米国の公的統計を用い、在宅勤務実施世帯のエネルギー需要の特徴を分析した。また、在宅勤務が家庭用電力需要（ロードカーブ）に及ぼす影響について検討した。本節では、その結果を抜粋し記載する。

表 5.4.1-1　生活行動に基づく需要発生メカニズムの調査・検討事項（2020-2023 年度）

年度	2020	2021	2022	2023
既往研究等の文献調査	・ 生活行動とエネルギー（テレワーク、COVID-19影響等） ・ 「隠れた費用」	・ 在宅勤務等	・ 在宅勤務等（特に移動需要に着目）	・ 在宅勤務等の電力ロードカーブへの影響、オフィス需要の変化
公的統計等の活用	・ 生活行動とエネルギーに関する統計の情報収集	–	・ 既往研究におけるデータソース等の情報収集	・ 在宅勤務実施世帯のエネルギー需要分析（家庭CO2統計データ分析、米国RECSデータ分析）
オリジナル調査	–	・ 生活行動・消費行動のアンケート調査（在宅勤務、ネットショッピング実施状況で層化）	–	–
定量的検討（モデル化）	・ 分析フレームワークの改造 ・ パス図の構築（在宅勤務、ネットショッピング）	・ 重回帰分析、因子分析 ・ SEMによるモデル化（在宅勤務、ネットショッピング）	・ COVID-19後の生活行動に関する国交省調査データの分析	–

(2) 国内外の統計調査による在宅勤務実施世帯のエネルギー需要等の分析

① 分析対象

日本における在宅勤務の動向について、国土交通省のテレワーク人口実態調査[1)]では、毎年、インターネット調査モニターを対象にテレワークの実施状況や実施意向などが調査されている。2022 年 10 月～11 月に実施された令和 4（2022）年度調査によると、雇用型テレワーカーの割合は 26.1%で前年度より 0.9 ポイント低下したが、COVID-19 パンデミック前の 2019 年度（14.8%）より高い水準が続いている（図 5.4.1-1）。地域別には首都圏で前年度より 2.5 ポイント低い 39.6%となるなど、三大都市圏で低下した一方で、地方都市圏では 0.4 ポイント上昇し 18.1%となった。

なお、テレワーク人口実態調査は、現在の主な仕事におけるテレワーク経験者をテレワーカーと定義しており、調査時点から直近 1 年間に 1 度もテレワークを実施していない者が、2022 年度には 28.1%を占めている。ここにはパンデミック初期にテレワ

ークを実施したが、現在は実施していない者が多く含まれると考えられる。このため、出社への揺り戻しの実態が正確に把握しづらい。

直近 1 年間の実施に限定すると、雇用型テレワーカーの割合は 2021 年度に 21.4%、2022 年度に 18.8%であった。令和 4 年就業構造基本調査（総務省）[2]によると、有業者（自営業者を含む）における「1 年間のうちにテレワークを実施した者」の割合は 19.1 %であり、概ね整合的である。

2020 年度以前は同じ定義の数値を得ることができないが、2020 年度は新たにテレワーカーになった者が多く、2019 年度以前は比較的割合が安定していたことを踏まえると、2020 年度における直近 1 年間の実施者の割合は 23.0%に近い水準だったと予想される。ここで 2019 年度の雇用型テレワーカーの割合（14.8%）を基準（0）とし、2020 年度値（23.0%）を当面のピーク（100）と想定すると、2021 年度値（直近 1 年限定で 21.4%）は 80 に、2022 年度値（同 18.8%）は 48 に相当する。パンデミックを契機に増加したテレワーカーの約半数が現在は出社に回帰している可能性がある。

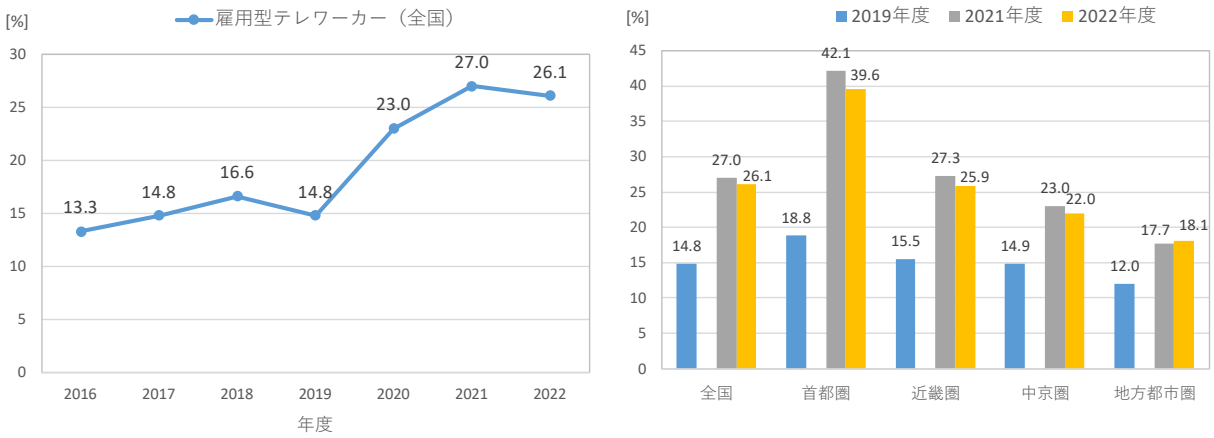


図 5.4.1-1　日本における雇用型テレワーカーの割合の推移

（出典）国土交通省：令和 4 年度テレワーク人口実態調査 [1]

米国では COVID-19 パンデミック後、2020 年 5 月に研究グループ WFH research が設立され、the Survey of Working Arrangements and Attitudes（SWAA）が毎月実施されている。WFH research はシカゴ大学、メキシコ工科大学（ITAM）、MIT、スタンフォード大学の研究者で構成されている。

SWAA（代表文献は Barrero et al.(2021)[3]）はインターネット調査モニターを対象とする調査であり、米国に住む 20 歳から 64 歳の就業者 20 万人以上を対象としている。サンプルの偏りをできるだけ是正するため、回答時間や回答精度によるスクリーニングを行った後、人口動態調査に基づく重み付け集計を実施している。

SWAA の 2024 年 2 月更新版 [4]によると、2024 年 1 月に米国の在宅勤務実施率は 29%であった。2020 年のパンデミック初期には 60%を超える水準であったが、2021 年には 30%台前半に落ち着き、2022 年以降は 30%前後で安定的に推移している（図 5.4.1-2）。

日本のトレンドからは出社への回帰が継続中と見られるが、米国のトレンドからは在宅勤務がパンデミック前より高い水準で安定している様子が見られる。

在宅勤務可能な就業者について、回答者の勤務先（雇用者）が今後 1 年間に計画している（回答者に許容する）在宅勤務の実施頻度の平均値は、2023 年以降、週当たり 2.2 日前後で安定的に推移している。これは就業者本人の希望を約 0.5 日下回っている。

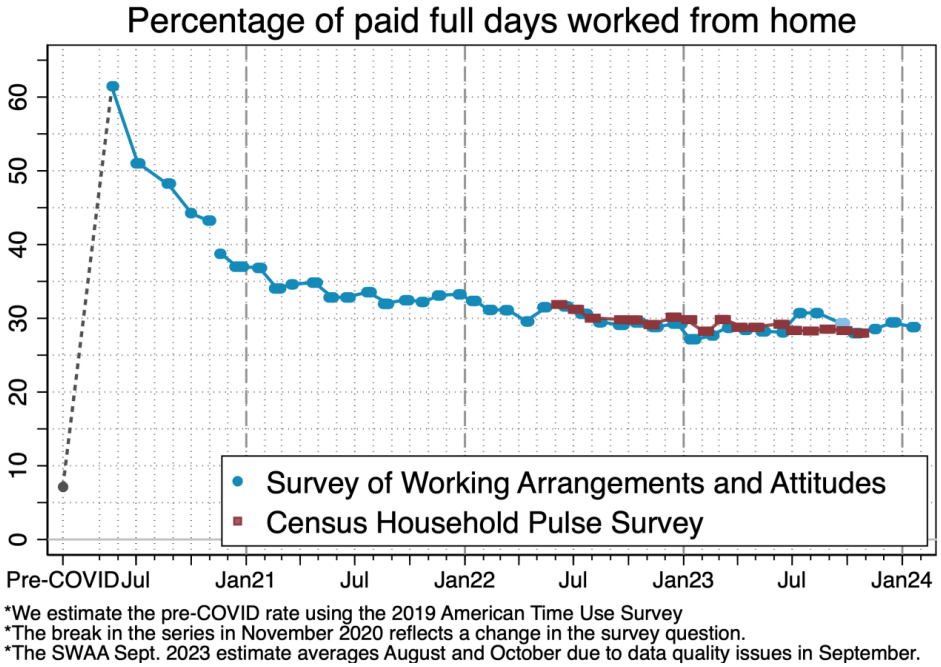


図 5.4.1-2 米国における在宅勤務実施率の推移

（出典）Barrero et al.(2021)[3], Barrero et al.(2024)[4]

（注）SWAA では 2020 年 11 月以降、直近 1 週間の 6 時間以上の勤務日について勤務地を尋ねている。比較対象の Census Household Pulse Survey（N=約 62.5 万人）では直近 1 週間におけるテレワークまたは在宅勤務の実施頻度を尋ねている。従って、本図は就業者に占める在宅勤務実施者の割合ではなく、勤務日数に占める在宅勤務日の割合を表している。

本調査では、家庭用エネルギー消費実態に関する統計調査において、在宅勤務の実施状況が把握されており、かつ、ミクロデータ（調査票情報）が利用できる日本と米国を対象とする。

分析に先立ち、世帯当たりの家庭用エネルギー消費量について欧州 2 か国を含めて比較すると、日本は欧州 2 カ国より消費量が少なく、米国と比べると約 6 割少ない（図 5.4.1-3）。日本は欧米 3 カ国と比べ、暖房用消費量が大幅に少なく、欧州との差は概ね暖房用の差である。米国は全般的にエネルギー消費量が他国より多い。

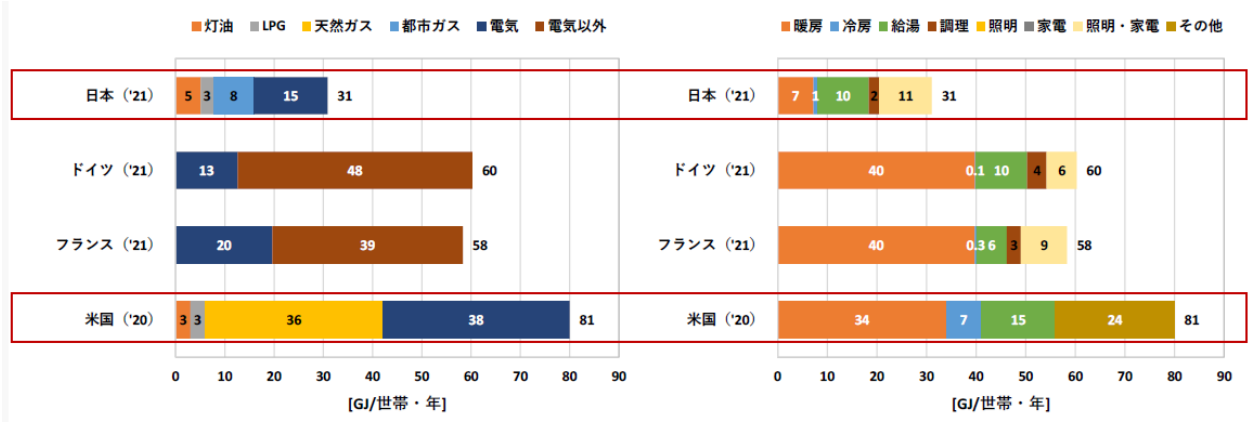


図 5.4.1-3　世帯当たり年間エネルギー消費量（4 カ国）

（出典）日本：環境省；令和 3（2021）年度家庭部門の CO_2 排出実態統計調査
米国：エネルギー情報局；Residential Energy Consumption Survey 2020
ドイツ・フランス：ODYSSEE Database（2021）

② 統計データの概要

分析に使用する日本及び米国の統計データの概要は表 5.4.1-2 の通りである。在宅勤務の実施有無によるエネルギー需要の比較を行うため、就業者の居る世帯を分析対象とする。なお、両国で在宅勤務等の定義に差があることには留意が必要である。

家庭部門の CO_2 排出実態統計調査（以下、「家庭 CO_2 統計」という）は、環境省が平成 29（2017）年度に開始した家庭部門のエネルギー消費実態に基づく CO_2 排出量等に関する統計調査（一般統計調査）であり、毎年度実施され、令和 3（2021）年度まで 5 年分の調査結果が公表されている。なお、令和 4（2022）年度の結果（確報値）は令和 6（2024）年 3 月に公表予定である。従来、家庭部門のエネルギー消費実態及び CO_2 排出実態については、家計調査（総務省）における光熱費支出・使用量やエネルギー供給側の統計データ（電力調査統計、ガス事業生産動態統計等）が使用されてきたが、属性項目（説明要因）の把握が乏しく分析には限界があった。家庭 CO_2 統計では 1 年間の毎月のエネルギー使用量とともに世帯、住宅、設備・機器、行動に関する多様な項目が調査されており、詳細な構造把握が可能となっている。また、自動車による燃料消費量（ガソリン・軽油）や自動車使用状況も併せて調査されている。調査世帯は地方（10 区分）と都市階級（3 区分）で層化され、調査開始時点のサンプルサイズは全国計 13,000 世帯、有効サンプルサイズ（集計世帯数）は 9,500～10,000 世帯程度である。

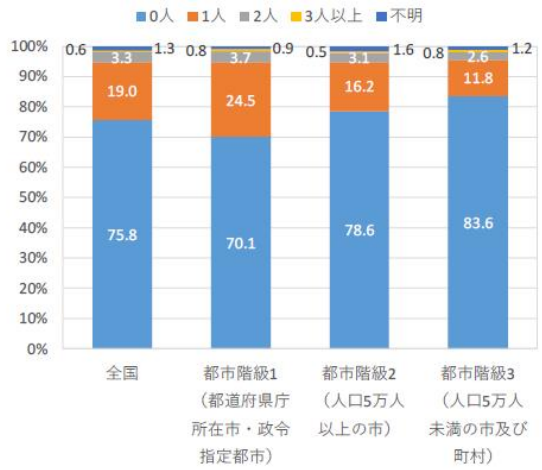
Residential Energy Consumption Survey（以下、「RECS」という）は、米国エネルギー情報局（U.S. Energy Information Administration, EIA）が 1978 年から実施している米国唯一の全国規模の家庭エネルギー調査に関する公的統計である。最新調査の RECS2020（第 15 回目）における調査規模は約 1.85 万世帯（全米 1.235 億世帯の約 0.015%）であり、世帯や住宅属性、機器の使用状況、エネルギー消費状況などの調査項目が含まれている。RECS2020 の調査票には、「テレワークや在宅勤務」の実施状況に関する設問が含まれているものの、「テレワーク」と「在宅勤務」の実施状況が個別に把握でき

ないため、ここでは「テレワーク」を「在宅勤務」を含む概念として定義することとする。なお、家庭 CO_2 統計と違って RECS2020 では「テレワーク」実施有無別の集計結果が公表されていない。したがって、本節では、RECS2020 の調査対象世帯ごとの個票データを活用して、RECS2020 から見える「テレワーク」実施世帯の特徴や家庭用エネルギー消費に与える影響を分析する。

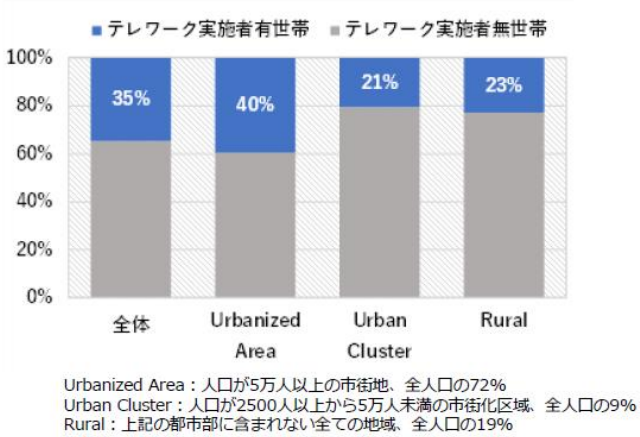
表 5.4.1-2　分析に使用する統計データの概要

項目	日本	米国
統計名称	家庭部門のCO_2排出実態統計調査（家庭CO_2統計）	Residential Energy Consumption Survey（RECS）
実施主体	環境省	エネルギー情報局
調査対象年	2021年度（毎年度実施）	2020年（約4年ごとに実施）
有効サンプルサイズ	9,804世帯	18,496世帯
家庭用エネルギー消費	有	有
自動車用燃料消費	有	無
在宅勤務の実施に関する設問	• 世帯員別の在宅勤務有無 • 世帯主の在宅勤務実施日数 • 世帯主の1日当たりの在宅勤務時間	• あなたの家庭で、テレワークや在宅勤務（work from home）をしている世帯員がいるか（有償労働者のみ） • 過去1週間で、あなたの家庭で少なくとも1人がテレワークや在宅勤務をした日は何日あったか • あなたの家庭で、テレワークや在宅勤務のために使われるパソコン及び周辺機器の使用有無

日本について、家庭 CO_2 統計 2021 によると、在宅勤務者 1 人の世帯が 19.0%、2 人の世帯が 3.3%、3 人以上の世帯が 0.6%（以上の合計で「有り」が 22.9%）、在宅勤務者無し（0 人）の世帯が 75.8%、不明が 1.3%となっている。都市階級別にみると、都市階級 1（都道府県庁所在市・政令指定都市）において、在宅勤務者有りの世帯の割合が 29.0%と比較的高い（図 5.4.1-4 左図）。一方、RECS2020 によると、全米では、「テレワーク実施者あり」世帯は 35%である。地域区分別（地域区分定義は後述の通り）にみると、「都市化地域（Urbanized Area）」では、テレワーク実施者あり世帯が 40%と最も高く、「都市クラスター（Urban Cluster）」や「農村部（Rural）」の「テレワーク実施者あり」の割合を大きく上回っている（図 5.4.1-4 右図）。



世帯当たり在宅勤務者数別世帯構成（日本）



テレワークの実施者有無別世帯構成（米国）

図 5.4.1-4 在宅勤務者・テレワーク実施者のいる割合

（出典）家庭 CO_2 統計 2021、RECS2020

（注）米国ではテレワークまたは在宅勤務（work from home）のことを指すため、在宅勤務を含めて「テレワーク」という

③ 在宅勤務の実施状況

日本について、家庭 CO_2 統計 2021 における平均世帯人数は 2.21 人、世帯当たりの就業者数は 1.11 人、そのうち在宅勤務者数は 0.28 人である。世帯員に占める在宅勤務者の割合は 13%、就業者に占める割合は 25%となっている。全国の世帯数を 5574.5 万世帯（2020 年国勢調査の一般世帯数）とすると就業者数は 6,190 万人、在宅勤務者数は 1,560 万人である。

総務省の令和 4（2022）年就業構造基本調査によると、自宅でテレワークを実施した人は 1,185 万人であり、有業者数 6,528 万人（通学が主な者を除く）に対する割合は 18.2%である。同調査によると、有業者に占めるテレワーク実施者の割合は職業によって大きく異なり、専門的・技術的職業従事者、事務従事者、管理的職業従事者では約 3 割、販売従事者で約 2 割となる一方で、生産工程従事者やサービス職業従事者などでは 1 割に満たない。家庭 CO_2 統計の方が在宅勤務者の割合が高いのは、職業の構成の違いによる可能性があるが、家庭 CO_2 統計では職業が調査されていない。

在宅勤務者の 51%は都市階級 1 に居住している。在宅勤務者は大都市圏に多いが都市階級 3 の地域（人口 5 万人未満の市及び町村）も 10%を占めており、無視できない水準である。都市階級 3 の地域では通勤に自家用車を使う割合が高いと考えられ、在宅勤務の CO_2 排出量への影響は大都市圏とは異なると見込まれる（図 5.4.1-5）。

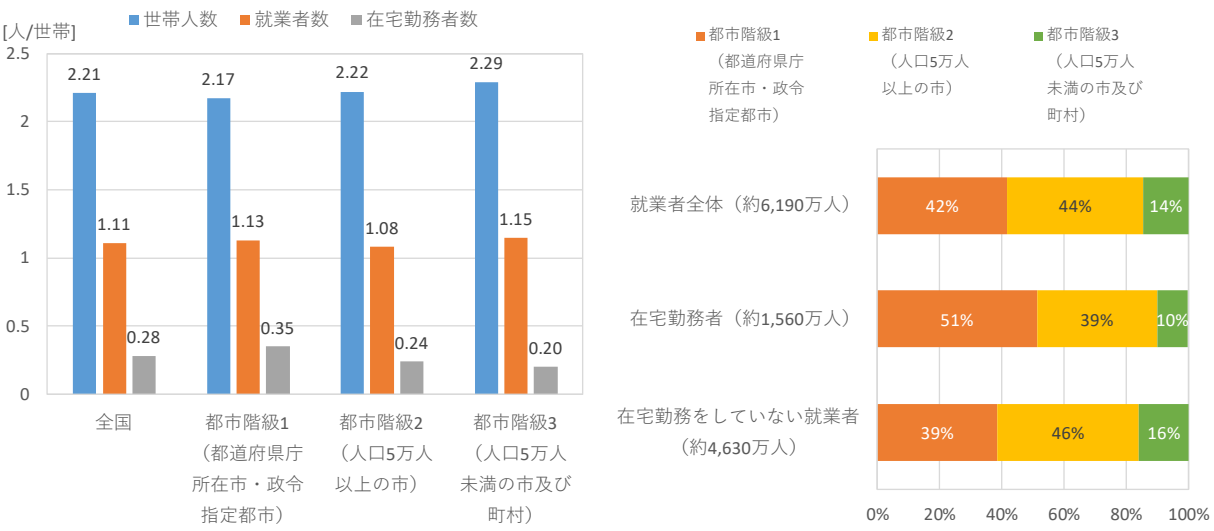


図 5.4.1-5 日本における都市階級別世帯当たり在宅勤務者数（左図）／就業者の居住地（右図）

（出典）環境省：令和 3（2021）年度家庭部門の CO_2 排出実態統計調査

在宅勤務の実施頻度について家庭 CO_2 統計 2021 では、在宅勤務を実施している世帯主の 1 週間当たりの在宅勤務日数が調査されている。平均在宅勤務日数は週に 3.17 日であり、週に 5 日以上が 34.7%で最も多く、1 日が 18.3%、その他（1 日未満、2 日、3 日、4 日）は約 1 割であり、実施頻度にばらつきがある。都市階級別にみると、都市階級 3（人口 5 万人未満の市・町村）において 5 日以上の割合が 50.2%と他の都市階級に比べ高い。この地域の在宅勤務者は、在宅主体の働き方をしていると考えられるが、同一勤務日に在宅での就業と勤務先での就業を組み合わせている可能性もある（図 5.4.1-6）。

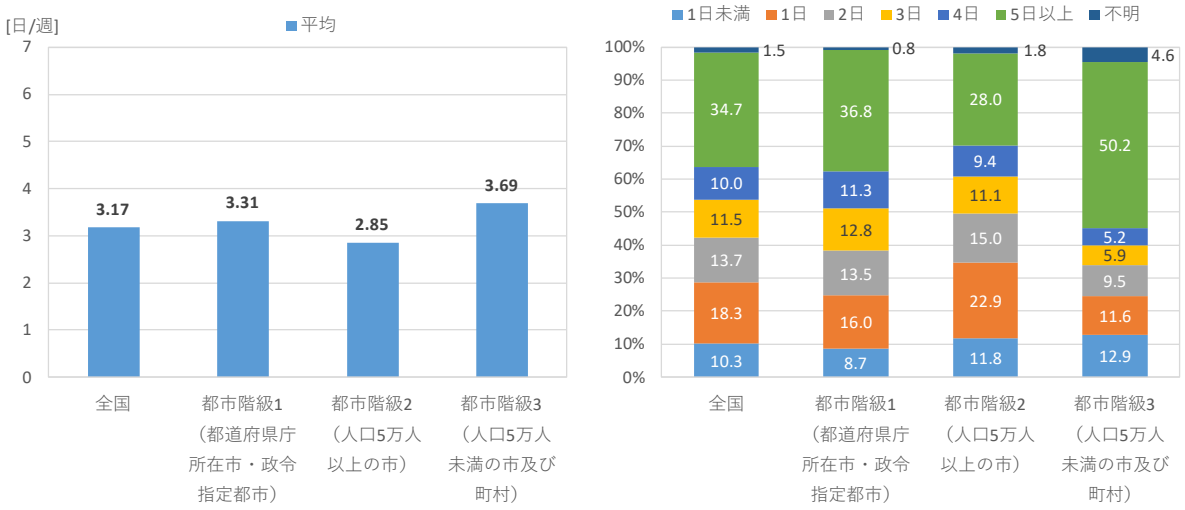


図 5.4.1-6 都市階級別在宅勤務を実施している世帯主の 1 週間当たりの在宅勤務日数（日本）

（出典）環境省：令和 3（2021）年度家庭部門の CO_2 排出実態統計調査

米国において、RECS2020 のテレワークの実施頻度については、テレワークを実施している世帯員の過去 1 週間のテレワーク日数が調査されている。都市化地域（Urbanized Area）の週平均テレワーク日数は 4.65 日であり、週に 5 日間テレワークする割合が 62%で最も多く、7 日間テレワークを実施する割合も 10%ある。

また、都市クラスター（Urban Cluster）と農村部（Rural）いずれの地域でも、テレワーク実施世帯のうち、約半分を超える世帯では週に 5 日以上テレワークを実施していることから、米国では、2020 年の新型コロナウィルスの拡大に伴う緊急事態下で、週 5 日以上のテレワークは広く受け入れられたと考えられる（図 5.4.1-7）。

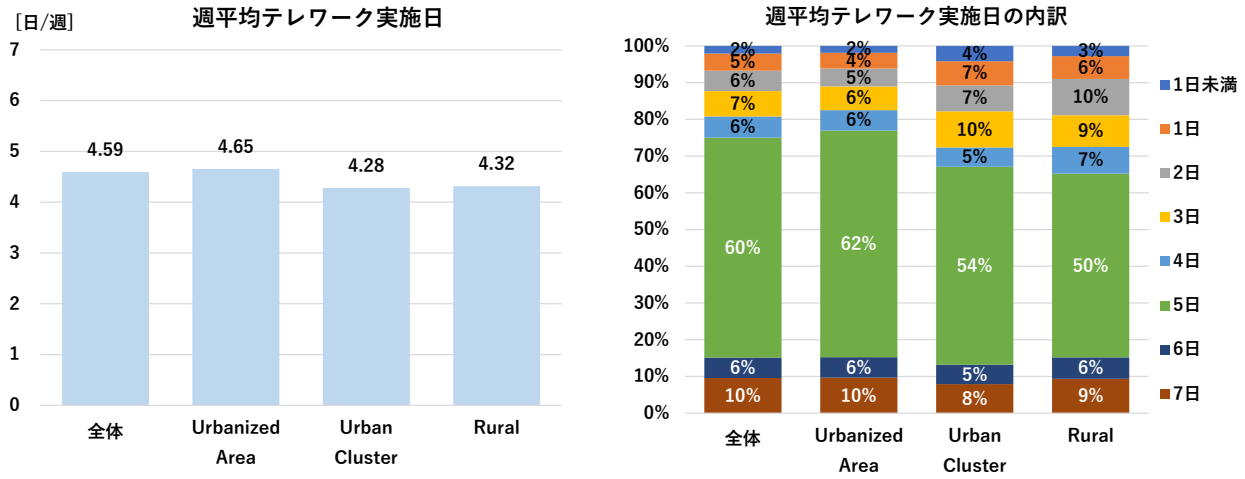


図 5.4.1-7 米国における地域別のテレワーク実施日数（左図）／地域別のテレワーク実施日数の内訳（右図）

（出典）RECS 2020 の個票データを用いたウェイトバック集計結果

④ 在宅勤務実施世帯の特徴

在宅勤務実施世帯の基本属性について、家庭 CO_2 統計 2021 より、「就業者の有無別」の結果を参照する。「世帯主の就業状態別」の結果も参考に示すが、実施頻度（週 4 日以上、週 4 日未満）別の区分が得られる利点があるものの、世帯主以外の在宅勤務が他の区分（在宅勤務無、非就業者）に含まれることに留意が必要である。RECS2020 を参照したテレワーク世帯の基本属性や設備・機器の使用状況については、「テレワーク実施者の有無別」にウェイトバックした集計結果を示す。

a. 世帯属性

日本の在宅勤務実施世帯の世帯属性（表 5.4.1-3）の特徴として、非実施世帯に比べ、①世帯人数が多いこと、②若い世代の割合が高いこと、③世帯年収が高いこと、が挙げられる。世帯人数に占める就業者の割合もやや高い。

米国については、テレワーク実施世帯の世帯属性（表 5.4.1-4）の特徴として、非実施世帯に比べ、①世帯人数が多いこと、②若年層・中年層の割合が高い、または 65 歳以上の世帯人数が少ないこと、③世帯年収が高いこと、が挙げられる。

表 5.4.1-3 在宅勤務実施世帯の世帯属性（日本）

		全体（全国）	就業者の有無別			世帯主の就業状態別			
			就業者有（**在宅勤務有**）	就業者有（**在宅勤務無**）	就業者無	就業者（在宅勤務週4日以上）	就業者（在宅勤務週4日未満）	就業者（在宅勤務無）	就業者でない
世帯数分布（抽出率調整）		100000	**23078**	**47881**	27915	8324	10029	42840	35626
集計世帯数		9804	**2011**	**5364**	2356	651	871	4649	3307
世帯人数	平均[人]	2.21	**2.53**	**2.46**	1.50	2.18	2.49	2.40	1.89
世帯類型[%]									
	単身・高齢	15.5	**4.4**	**4.9**	42.9	6.6	3.9	5.5	33.3
	単身・若中年	21.7	**24.2**	**25.1**	14.1	34.9	25.4	27.9	10.4
	夫婦・高齢	14.1	**6.6**	**7.8**	31.1	8.4	5.8	7.1	27.1
	夫婦・若中年	9.2	**13.1**	**11.8**	1.8	12.1	15.6	13.4	2.4
	夫婦と子・高齢	7.0	**8.0**	**8.8**	3.0	5.6	3.0	4.2	12.2
	夫婦と子・若中年	17.7	**28.8**	**22.7**	0.4	21.6	34.7	27.5	1.5
	三世代	4.4	**5.1**	**6.4**	0.5	3.7	4.0	5.1	3.7
	その他	9.7	**9.1**	**12.2**	5.9	6.4	7.1	9.0	9.1
	不明	0.7	**0.6**	**0.3**	0.2	0.7	0.5	0.4	0.1
世帯主年齢[%]									
	29歳以下	1.5	**1.4**	**2.0**	0.9	1.1	1.5	2.4	0.7
	30歳～39歳	6.2	**8.5**	**8.4**	0.6	6.3	11.9	9.8	0.5
	40歳～49歳	15.1	**20.4**	**20.5**	1.9	16.8	26.6	24.2	1.7
	50歳～59歳	21.8	**31.0**	**27.3**	5.3	36.7	34.0	31.2	5.3
	60歳～64歳	11.5	**13.5**	**12.5**	8.1	16.2	11.1	13.6	8.6
	65歳以上	41.5	**23.3**	**27.2**	80.8	22.7	14.8	18.7	83.1
	不明	2.4	**1.8**	**2.1**	2.5	0.2	0.1	0.2	0.1
高齢者数	平均[人]	0.68	**0.43**	**0.51**	1.16	0.41	0.29	0.36	1.24
就業者数	平均[人]	1.11	**1.63**	**1.50**	0.00	1.53	1.55	1.59	0.31
在宅勤務者数	平均[人]	0.28	**1.20**	**0.00**	0.00	1.24	1.21	0.06	0.05
年間世帯収入[%]									
	250万円未満	25.9	**10.3**	**16.2**	55.1	10.3	10.9	15.5	46.0
	250～500万円未満	33.9	**25.6**	**36.1**	36.9	32.4	20.1	34.2	38.5
	500～750万円未満	17.9	**22.7**	**23.6**	4.6	22.9	22.1	24.6	7.9
	750～1000万円未満	11.7	**19.3**	**14.0**	1.5	15.5	22.0	14.9	3.8
	1000～1500万円未満	7.7	**16.4**	**7.7**	0.6	12.9	19.5	8.1	2.2
	1500～2000万円未満	1.5	**3.3**	**1.4**	0.1	3.7	2.9	1.7	0.2
	2000万円以上	0.8	**2.0**	**0.7**	0.2	1.9	2.2	0.7	0.3
	不明	0.6	**0.5**	**0.4**	1.1	0.3	0.2	0.4	1.1

（出典）環境省: 令和 3（2021）年度家庭部門の CO_2 排出実態統計調査

表 5.4.1-4　テレワーク実施世帯の世帯属性（米国）

		全体	テレワーク者有	テレワーク者無
世帯数分布		104,964,706	**36,502,815**	**68,461,891**
集計世帯数		15,841	**5,593**	**10,248**
世帯人数	平均[人]	2.69	**2.78**	**2.65**
	1人	14%	**16%**	**13%**
	2人	43%	**34%**	**48%**
	3人	17%	**20%**	**16%**
	4人	15%	**19%**	**13%**
	5人	6%	**6%**	**6%**
	6人以上	4%	**4%**	**4%**
回答者年齢				
	29歳以下	11%	**11%**	**10%**
	30歳～39歳	18%	**23%**	**15%**
	40歳～49歳	17%	**22%**	**14%**
	50歳～59歳	20%	**22%**	**18%**
	60歳～64歳	10%	**10%**	**11%**
	65歳以上	25%	**11%**	**32%**
65歳以上の世帯人数	平均[人]	0.49	**0.26**	**0.62**
	0人	68%	**81%**	**61%**
	1人	16%	**13%**	**18%**
	2人	16%	**6%**	**21%**
	3人	0%	**0%**	**0%**
年間世帯収入				
	4万ドル未満	29%	**11%**	**38%**
	4万ドル～5万ドル未満	8%	**5%**	**9%**
	5万ドル～6万ドル未満	9%	**7%**	**10%**
	6万ドル～7.5万ドル未満	11%	**10%**	**12%**
	7.5万ドル～10万ドル未満	13%	**15%**	**12%**
	10万ドル～15万ドル未満	15%	**22%**	**11%**
	15万ドル以上	16%	**30%**	**8%**

（出典）RECS 2020 の個票データを用いたウェイトバック集計結果

b.　住宅属性

日本の在宅勤務実施世帯の住宅属性（表 5.4.1-5）の特徴として、非実施世帯と比べ、①建築時期が 1996 年以降の割合が高く、1995 年以前の割合が低いこと（全体として築浅であること）、②持ち家・分譲住宅の割合が高いことが挙げられる。住宅の延床面積、居室数、高断熱窓及び HEMS の普及率に大きな差は見られない。

米国におけるテレワーク実施世帯の住宅属性（表 5.4.1-6）の特徴として、非実施世帯と比べ、①戸建・タウンハウスや 5 戸以上の集合住宅に住んでいる場合が多いこと、②建築時期が 2000 年以降と 1950 年以前（欧米諸国では、歴史的な価値や伝統的な建

築を好まれる傾向があると言われている）の割合が高いこと、③持ち家の割合が高いこと、④延床面積が大きいこと、⑤住宅の断熱性能水準が高いこと、が挙げられる。

表 5.4.1-5 在宅勤務実施世帯の住宅属性（日本）

		全体（全国）	就業者の有無別			世帯主の就業状態別			
			就業者有（**在宅勤務有**）	就業者有（**在宅勤務無**）	就業者無	就業者（在宅勤務週4日以上）	就業者（在宅勤務週4日未満）	就業者（在宅勤務無）	就業者でない
世帯数分布（抽出率調整）		100000	**23078**	**47881**	27915	8324	10029	42840	35626
集計世帯数		9804	**2011**	**5364**	2356	651	871	4649	3307
住宅の建て方[%]									
	戸建	53.9	**52.5**	**54.2**	54.5	46.7	49.0	50.6	60.3
	集合	46.1	**47.5**	**45.8**	45.5	53.3	51.0	49.4	39.7
住宅の建築時期[%]									
	1970年以前	7.5	**5.2**	**6.0**	11.5	5.5	4.4	5.0	11.4
	1971～1980年	11.6	**7.7**	**9.6**	17.8	9.3	5.7	8.4	17.6
	1981～1990年	18.7	**15.5**	**17.2**	24.4	14.3	13.1	16.0	24.9
	1991～1995年	9.5	**9.9**	**10.2**	8.2	8.0	9.7	10.4	9.0
	1996～2000年	11.6	**13.1**	**11.6**	10.3	13.3	13.7	12.0	10.1
	2001～2005年	10.1	**11.6**	**10.5**	8.2	11.8	11.7	11.1	8.1
	2006～2010年	10.0	**14.9**	**10.3**	5.5	15.5	16.5	11.2	5.4
	2011～2015年	6.7	**8.2**	**8.0**	3.3	8.0	9.7	8.2	3.5
	2016年以降	6.2	**8.0**	**7.6**	2.5	8.1	9.0	8.2	2.5
	不明	8.2	**6.0**	**9.0**	8.3	6.2	6.5	9.5	7.4
住宅の所有関係[%]									
	持ち家・分譲	67.6	**69.5**	**64.5**	71.1	67.9	64.0	61.2	75.2
	民営の賃貸住宅	26.0	**26.3**	**30.2**	19.2	27.5	31.8	33.2	16.6
	公営/公社/UR賃貸住宅	5.1	**2.3**	**3.7**	9.5	2.1	2.5	3.8	8.1
	給与住宅	1.2	**1.9**	**1.5**	0.1	2.4	1.6	1.8	0.0
	不明	0.1	**0.0**	**0.0**	0.2	0.0	0.0	0.0	0.2
住宅の延床面積	平均[㎡]	95.2	**96.4**	**94.4**	95.1	96.1	88.5	90.2	102.2
	50㎡未満	20.1	**19.1**	**21.1**	19.7	22.1	22.8	23.0	16.3
	50～75㎡未満	20.5	**19.9**	**21.3**	19.8	19.2	20.5	22.6	18.2
	75～100㎡未満	17.5	**20.0**	**15.5**	18.7	20.7	19.7	15.6	18.1
	100～125㎡未満	14.9	**15.7**	**14.9**	14.5	13.7	15.9	14.2	15.4
	125～150㎡未満	10.4	**9.1**	**10.4**	11.7	7.6	8.9	9.5	12.8
	150～200㎡未満	8.9	**9.4**	**8.9**	8.6	7.6	7.2	8.0	11.1
	200～300㎡未満	3.7	**3.4**	**3.9**	3.3	4.5	2.4	3.3	4.1
	300㎡以上	0.8	**1.1**	**0.7**	0.7	1.7	0.6	0.6	0.9
	不明	3.1	**2.2**	**3.3**	2.9	2.7	2.0	3.3	3.0
住宅の居室数	平均[室]	4.43	**4.38**	**4.39**	4.52	4.29	4.10	4.20	4.80
二重サッシまたは複層ガラスの有無[%]									
	すべての窓にある	24.6	**26.8**	**26.0**	20.1	26.7	28.5	26.3	20.7
	一部の窓にある	15.7	**16.8**	**15.6**	15.2	16.9	15.0	15.1	16.2
	ない	55.0	**51.9**	**53.0**	60.7	52.0	51.2	52.8	59.5
	不明	4.8	**4.4**	**5.5**	4.0	4.4	5.4	5.8	3.6
家庭用エネルギー管理システム（HEMS）導入の有無[%]									
	導入している	2.5	**2.9**	**2.5**	2.3	3.4	2.7	2.5	2.3

（出典）環境省: 令和 3（2021）年度家庭部門の CO_2 排出実態統計調査

表 5.4.1-6　テレワーク実施世帯の住宅属性（米国）

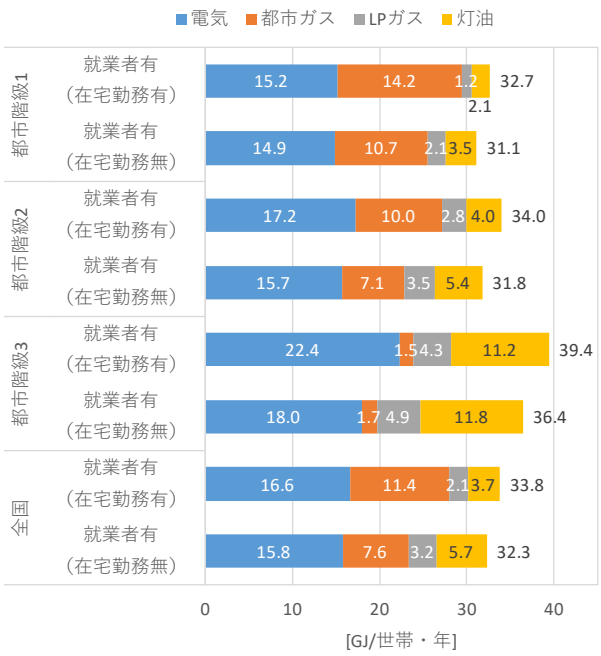
		全体	テレワーク者有	テレワーク者無
世帯数分布		104,964,706	**36,502,815**	**68,461,891**
集計世帯数		15,841	**5,593**	**10,248**
住宅の建て方				
	戸建	65%	**66%**	**64%**
	タウンハウス	6%	**7%**	**6%**
	集合（2-4戸）	7%	**6%**	**8%**
	集合（5戸以上）	17%	**19%**	**15%**
	モバイルホーム	5%	**2%**	**7%**
住宅の建築時時期				
	1950年以前	16%	**17%**	**15%**
	1950年-1959年	10%	**9%**	**10%**
	1960年-1969年	10%	**9%**	**10%**
	1970年-1979年	14%	**12%**	**16%**
	1980年-1989年	13%	**12%**	**14%**
	1990年-1999年	14%	**14%**	**14%**
	2000年-2009年	14%	**16%**	**13%**
	2010年-2015年	5%	**5%**	**4%**
	2016年-2020年	4%	**5%**	**3%**
住宅の所有関係				
	持ち家	68%	**70%**	**67%**
	賃貸	31%	**29%**	**32%**
	その他	1%	**0%**	**1%**
住宅の延床面積	平均[㎡]	174	**189**	**167**
	50㎡未満	2%	**2%**	**3%**
	50～75㎡未満	11%	**10%**	**12%**
	75～100㎡未満	13%	**12%**	**14%**
	100～125㎡未満	13%	**11%**	**13%**
	125～150㎡未満	12%	**11%**	**13%**
	150～200㎡未満	17%	**17%**	**17%**
	200～300㎡未満	21%	**23%**	**19%**
	300㎡以上	11%	**15%**	**9%**
断熱性能水準				
	全く断熱されていない	3%	**2%**	**3%**
	あまり断熱されていない	17%	**16%**	**18%**
	適切に断熱されている	52%	**55%**	**50%**
	しっかり断熱されている	28%	**28%**	**28%**

（出典）RECS 2020 の個票データを用いたウェイトバック集計結果

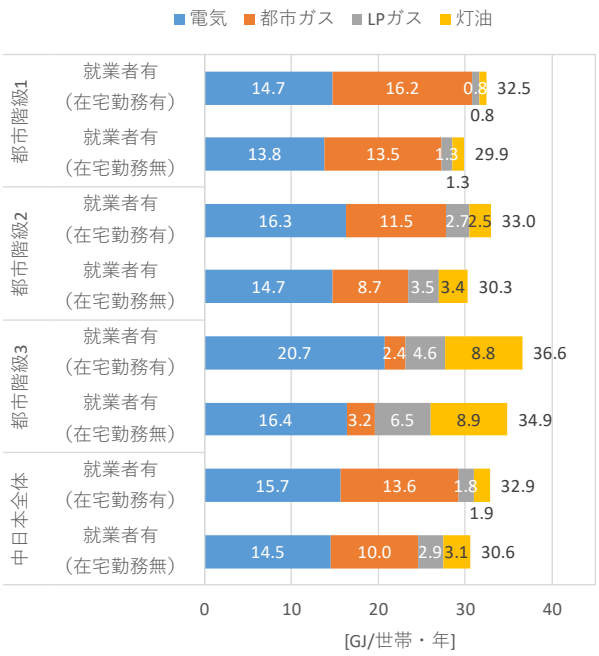
c.　エネルギー消費量

日本について、家庭 CO_2 統計の調査票情報（個票データ）を用いて地方別・都市階級別に在宅勤務実施有無別の集計を行った。全国の都市階級別及び中日本（関東甲信・東海・近畿）の都市階級別の在宅勤務実施世帯（及び非実施世帯）の世帯当たり年間エネルギー消費量を図 5.4.1-8～図 5.4.1-10、表 5.4.1-7 に示す。中日本の都市階級 1 では在宅勤務実施世帯の電気・ガス・灯油の合計消費量が 32.5GJ/世帯・年で非実施世帯より 9%多く、ガソリン・軽油消費量が 7.2GJ/世帯・年で非実施世帯より 30%少な

い。世帯人数は 2.38 人（非実施世帯＋0.05 人）、高齢者数は 0.36 人（同－0.16 人）、就業者数は 1.59 人（同＋0.18 人）である。



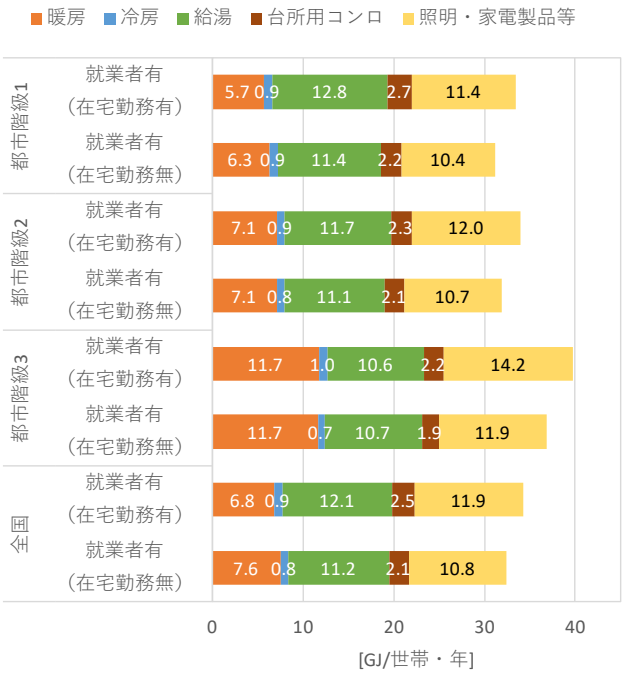
＜全国＞



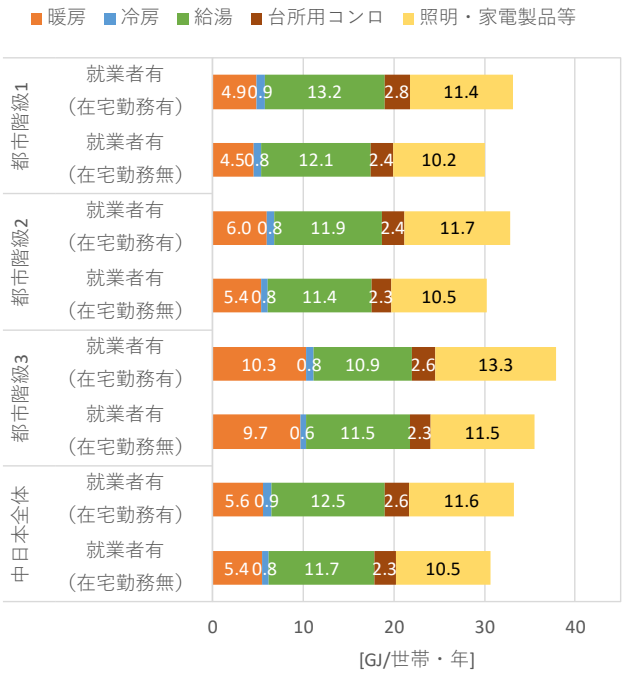
＜中日本（関東甲信・東海・近畿）＞

図 5.4.1-8 都市階級別 在宅勤務実施世帯の年間エネルギー種別消費量（日本）

（出典）環境省: 令和 3（2021）年度家庭部門の CO_2 排出実態統計調査、調査票情報より作成



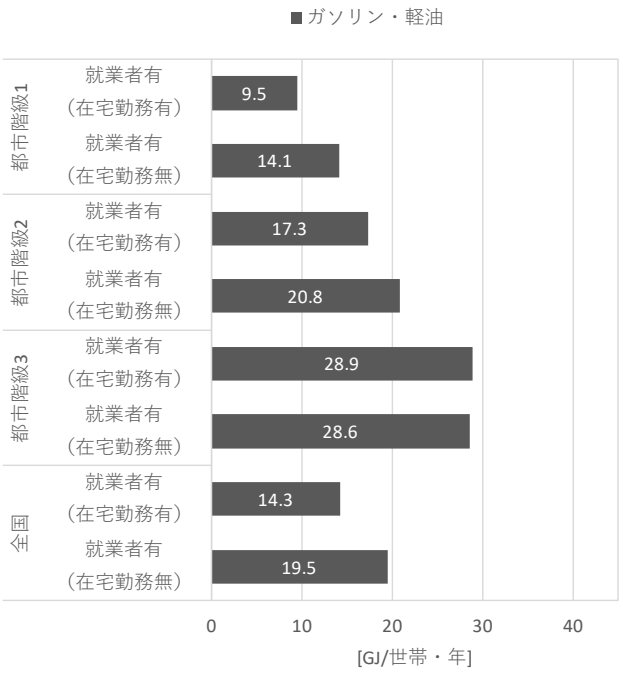
＜全国＞



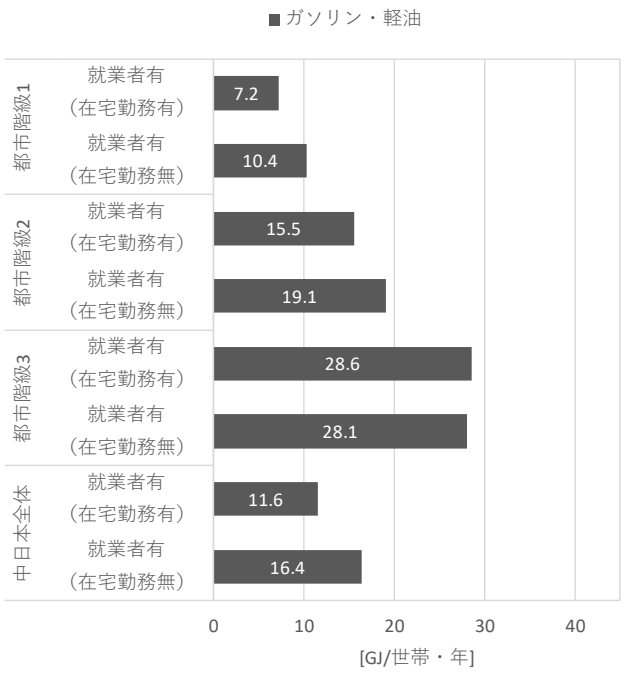
＜中日本（関東甲信・東海・近畿）＞

図 5.4.1-9 都市階級別 在宅勤務実施世帯の年間用途別エネルギー消費量（日本）

（出典）環境省：令和 3（2021）年度家庭部門の CO_2 排出実態統計調査、調査票情報より作成



＜全国＞



＜中日本（関東甲信・東海・近畿）＞

図 5.4.1-10 都市階級別 在宅勤務実施世帯の年間自動車用燃料消費量（日本）

（出典）環境省：令和 3（2021）年度家庭部門の CO_2 排出実態統計調査、調査票情報より作成

電気・ガス・灯油とガソリン・軽油の合計消費量を比較すると、在宅勤務実施世帯は 39.7GJ/世帯・年、非実施世帯比－1%であり、自動車用燃料を含めても在宅勤務実施世帯のエネルギー消費量が少ないとは言えない。

表 5.4.1-7 都市階級別 在宅勤務実施世帯の世帯当たり年間エネルギー消費量（日本）

	就業者のいる世帯（全国）								うち、中日本（関東甲信・東海・近畿）							
	都市階級1		都市階級2		都市階級3		全体		都市階級1		都市階級2		都市階級3		全体	
在宅勤務→	有	無	有	無	有	無	有	無	有	無	有	無	有	無	有	無
＜電気・ガス・灯油＞																
世帯数分布（10万分比）	**11961**	18380	**8990**	21692	**2128**	7809	**23078**	47881	**9616**	11248	**7206**	14830	**919**	2820	**17740**	28898
集計世帯数	**908**	1955	**806**	2287	**297**	1122	**2011**	5364	**496**	672	**463**	948	**60**	182	**1019**	1802
世帯人数[人]	**2.39**	2.39	**2.66**	2.50	**2.71**	2.55	**2.53**	2.46	**2.38**	2.33	**2.65**	2.49	**2.72**	2.61	**2.50**	2.44
高齢者数[人]	**0.38**	0.51	**0.43**	0.48	**0.71**	0.62	**0.43**	0.51	**0.36**	0.52	**0.38**	0.48	**0.71**	0.66	**0.39**	0.51
就業者数[人]	**1.60**	1.46	**1.64**	1.53	**1.77**	1.55	**1.63**	1.50	**1.59**	1.41	**1.63**	1.52	**1.83**	1.56	**1.62**	1.48
消費量[GJ/世帯・年]	**32.66**	31.13	**33.99**	31.79	**39.42**	36.43	**33.80**	32.29	**32.47**	29.88	**32.99**	30.35	**36.58**	34.90	**32.90**	30.61
	+5%		**+7%**		**+8%**		**+5%**		**+9%**		**+9%**		**+5%**		**+7%**	
＜用途別＞																
世帯数分布（10万分比）	**10459**	16116	**8184**	18968	**1864**	6761	**20507**	41845	**8487**	10005	**6616**	13026	**813**	2331	**15916**	25362
集計世帯数	**791**	1713	**722**	1985	**262**	985	**1775**	4683	**439**	601	**419**	819	**52**	152	**910**	1572
世帯人数[人]	**2.44**	2.39	**2.63**	2.47	**2.64**	2.51	**2.53**	2.44	**2.43**	2.34	**2.60**	2.45	**2.67**	2.56	**2.51**	2.42
高齢者数[人]	**0.39**	0.50	**0.43**	0.48	**0.68**	0.62	**0.43**	0.51	**0.37**	0.52	**0.38**	0.49	**0.70**	0.71	**0.39**	0.52
就業者数[人]	**1.61**	1.45	**1.64**	1.52	**1.77**	1.54	**1.63**	1.50	**1.61**	1.40	**1.62**	1.51	**1.84**	1.54	**1.63**	1.47
消費量[GJ/世帯・年]																
暖房	**5.69**	6.32	**7.11**	7.13	**11.73**	11.65	**6.81**	7.55	**4.89**	4.54	**5.98**	5.36	**10.31**	9.67	**5.62**	5.43
	-10%		**-0%**		**+1%**		**-10%**		**+8%**		**+11%**		**+7%**		**+3%**	
冷房	**0.89**	0.86	**0.85**	0.79	**0.96**	0.69	**0.88**	0.80	**0.90**	0.85	**0.83**	0.77	**0.84**	0.63	**0.87**	0.79
	+3%		**+7%**		**+40%**		**+10%**		**+6%**		**+8%**		**+33%**		**+10%**	
給湯	**12.77**	11.40	**11.70**	11.10	**10.63**	10.75	**12.15**	11.16	**13.18**	12.10	**11.93**	11.38	**10.85**	11.48	**12.54**	11.67
	+12%		**+5%**		**-1%**		**+9%**		**+9%**		**+5%**		**-6%**		**+7%**	
台所用コンロ	**2.65**	2.23	**2.33**	2.12	**2.22**	1.89	**2.48**	2.12	**2.78**	2.42	**2.42**	2.25	**2.62**	2.26	**2.62**	2.32
	+19%		**+10%**		**+17%**		**+17%**		**+15%**		**+7%**		**+16%**		**+13%**	
照明・家電製品等	**11.42**	10.42	**12.01**	10.74	**14.24**	11.87	**11.91**	10.80	**11.37**	10.18	**11.73**	10.50	**13.26**	11.49	**11.61**	10.46
	+10%		**+12%**		**+20%**		**+10%**		**+12%**		**+12%**		**+15%**		**+11%**	
＜ガソリン・軽油＞																
世帯数分布（10万分比）	**10656**	16042	**7758**	18727	**1846**	6679	**20260**	41448	**8615**	9838	**6242**	12640	**761**	2243	**15617**	24721
集計世帯数	**799**	1691	**691**	1977	**261**	972	**1751**	4640	**439**	578	**401**	809	**51**	146	**891**	1533
世帯人数[人]	**2.36**	2.32	**2.66**	2.47	**2.71**	2.51	**2.51**	2.42	**2.35**	2.25	**2.64**	2.46	**2.74**	2.57	**2.48**	2.39
高齢者数[人]	**0.39**	0.51	**0.43**	0.46	**0.71**	0.61	**0.43**	0.50	**0.37**	0.53	**0.37**	0.45	**0.79**	0.67	**0.39**	0.50
就業者数[人]	**1.59**	1.44	**1.63**	1.52	**1.75**	1.52	**1.62**	1.49	**1.58**	1.38	**1.61**	1.52	**1.84**	1.50	**1.61**	1.46
消費量[GJ/世帯・年]	**9.49**	14.08	**17.35**	20.83	**28.91**	28.59	**14.27**	19.47	**7.20**	10.35	**15.54**	19.06	**28.58**	28.06	**11.58**	16.41
	-33%		**-17%**		**+1%**		**-27%**		**-30%**		**-18%**		**+2%**		**-29%**	
＜電気・ガス・灯油＋ガソリン・軽油＞																
消費量[GJ/世帯・年]	**42.15**	45.21	**51.34**	52.62	**68.33**	65.02	**48.07**	51.76	**39.67**	40.24	**48.53**	49.41	**65.17**	62.96	**44.47**	47.02
	-7%		**-2%**		**+5%**		**-7%**		**-1%**		**-2%**		**+4%**		**-5%**	

（出典）環境省: 令和 3（2021）年度家庭部門の CO_2 排出実態統計調査、調査票情報より作成

中日本・都市階級 1 の世帯について、用途別エネルギー消費量を在宅勤務実施有無で比較すると、暖房用が＋8%であり、全国・都市階級 1 での比較（－10%）と大きく異なり、地方を限定することで気候要因は概ね統制されている。冷房用についても＋

6%（全国・都市階級 1 では＋3%）で気候差の影響が緩和されている。給湯用は＋9%（同＋12%）、台所用コンロ用は＋15%（同＋19%）、照明・家電製品等用は＋12%（同＋10%）となり、すべての用途で在宅勤務実施世帯のエネルギー消費量が多い。

都市階級 2（人口 5 万人以上の市）については都市階級 1 と概ね類似の傾向が見られるが、都市階級 3（人口 5 万人未満の市及び町村）では、全国と中日本のいずれにおいても、ガソリン・軽油消費量に在宅勤務実施有無による差がほとんど見られない。都市階級 3 では自動車通勤の割合が高く、通勤時間が長い就業者ほど在宅勤務を選択しやすいと考えると、非在宅勤務日の通勤移動距離（自動車走行距離）が長い可能性がある。また、通勤日は通勤以外の用事（買い物、送迎等）を兼ねることが可能であるが、在宅勤務日は別途移動が必要となり、在宅勤務による走行距離削減効果が相殺されている可能性もある。米国では、在宅勤務による移動需要の変化について、大都市圏と非・大都市圏で異なる影響が生じることを示す研究がある [5)]。

米国について、テレワーク実施有無別の世帯当たりの年間エネルギー消費量を、図 5.4.1-11～図 5.4.1-12 に示す。テレワーク実施世帯の年間エネルギー消費量（電気・ガス・燃料油の合計）の平均は 89GJ/世帯・年であり、非実施世帯に比べ約 9%多い。地域区分別には、いずれの地域でも、テレワーク実施世帯が非実施世帯に比べ年間エネルギー消費量が多い傾向を示している。用途別にみると、暖房用が+7%、冷房用が＋8%、給湯用が＋6%、コンロ用が＋21%、照明用が＋24%、家電・他用が+12%と、いずれも非実施世帯より多くなっている。

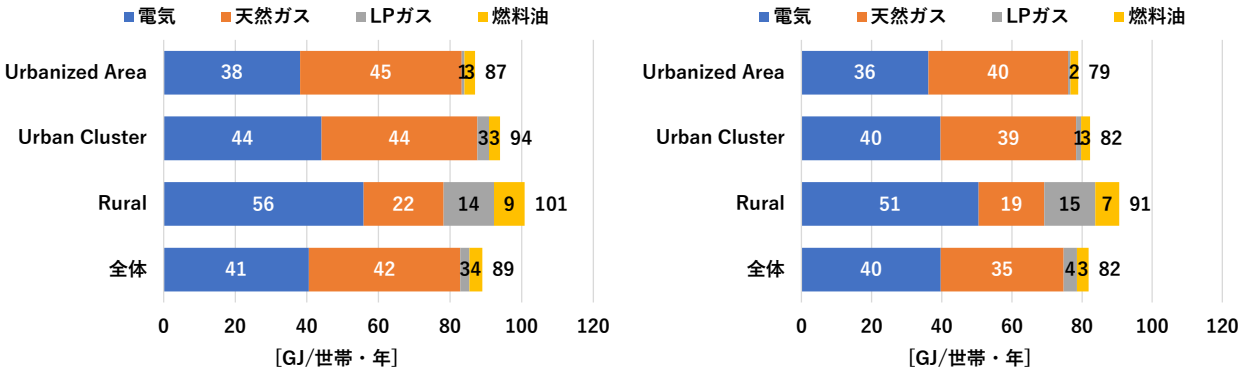


図 5.4.1-11 米国の地域別・テレワーク実施有無別の世帯あたり年間エネルギー種別消費量〔テレワーク実施世帯（左図）／テレワーク非実施世帯（右図）〕

（出典）RECS 2020 の個票データを用いたウェイトバック集計結果

（注）薪消費量を除いて集計

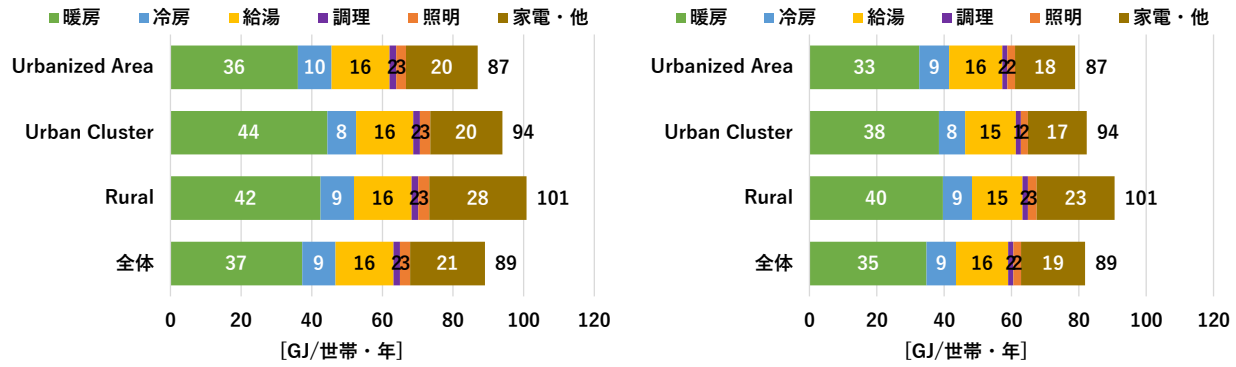


図 5.4.1-12　米国の地域別・テレワーク実施有無別の世帯あたり年間用途別エネルギー消費量〔テレワーク実施世帯（左図）／テレワーク非実施世帯（右図）〕

（出典）RECS 2020 の個票データを用いたウェイトバック集計結果

（注）薪消費量を除いて集計

居住地や属性等の差異を考慮せず、在宅勤務・テレワーク実施世帯・非実施世帯のエネルギー消費量を単純比較した結果として、日本と米国における比較のまとめをそれぞれ表 5.4.1-8 と表 5.4.1-9 に示す。

表 5.4.1-8　在宅勤務実施世帯・非実施世帯のエネルギー消費量の比較（日本）

	就業者の有無別		世帯主の就業状態別		
	就業者有 **（在宅勤務有）**	就業者有 **（在宅勤務無）**	就業者（在宅勤務 週4日以上）	就業者（在宅勤務 週4日未満）	就業者 （在宅勤務無）
電気・ガス・灯油	**33.80** **+5%**	**32.29**	32.23 +4%	31.29 +1%	31.03
暖房	**6.81** **-10%**	**7.55**	6.55 -6%	5.99 -14%	7.00
冷房	**0.88** **+10%**	**0.80**	0.83 +2%	0.82 +1%	0.81
給湯	**12.15** **+9%**	**11.16**	10.87 +0%	11.83 +9%	10.85
台所用コンロ	**2.48** **+17%**	**2.12**	2.47 +17%	2.29 +8%	2.12
照明・家電製品等	**11.91** **+10%**	**10.80**	11.37 +8%	11.18 +6%	10.51
ガソリン・軽油	**14.27** **-27%**	**19.46**	11.89 -41%	14.40 -28%	20.03

（出典）環境省：令和 3（2021）年度家庭部門の CO_2 排出実態統計調査

（注 1）上段はエネルギー消費量[GJ/世帯・年]、下段は在宅勤務無との比較

（注 2）家庭 CO_2 統計では用途別エネルギー消費量の推計対象外があること（CGS 使用世帯等）、用途別には太陽光発電自家消費分を含むことから、電気・ガス・灯油は用途別の合計と一致しない。

表 5.4.1-9　テレワーク実施世帯・非実施世帯のエネルギー消費量の比較（米国）

	テレワークの実施状況別（全体）			
	テレワーク者無	**テレワーク者有**	テレワーク週4日以上	テレワーク週4日未満
電気・ガス・燃料油 [GJ/世帯・年]	81.8	**89.0**	89.5	82.3
		+9%	+9%	+1%
暖房 [GJ/世帯・年]	34.7	**37.3**	37.5	34.9
		+7%	+8%	+0%
冷房 [GJ/世帯・年]	8.7	**9.4**	9.5	8.8
		+8%	+9%	+0%
給湯 [GJ/世帯・年]	15.5	**16.4**	16.5	15.6
		+6%	+6%	+0%
調理 [GJ/世帯・年]	1.5	**1.9**	1.9	1.6
		+21%	+22%	+1%
照明 [GJ/世帯・年]	2.3	**2.8**	2.9	2.3
		+24%	+27%	+1%
家電製品等 [GJ/世帯・年]	19.0	**21.2**	21.3	19.2
		+12%	+12%	+1%

（出典）RECS 2020 の個票データを用いたウェイトバック集計結果
（注）上段はエネルギー消費量、下段はテレワーク実施無との比較

⑤　エネルギー消費量に関する重回帰分析

a.　日本

都市階級別の集計では条件の統制に限界があるため、調査票情報（個票データ）を用いた重回帰分析によって、就業者のいる世帯における在宅勤務実施有無による家庭用エネルギー消費量及び自動車用燃料消費量の差異を検討する。分析の概要を表 5.4.1-10 に示す。

表 5.4.1-10　重回帰分析の概要（家庭 CO_2 統計 2021）

項目	内容
目的変数	・　エネルギー消費量（電気・ガス・灯油の合計）[GJ/世帯・年] ※電気は 2 次換算で自家発自家消費を含まない ・　暖房用エネルギー消費量 [GJ/世帯・年] ・　冷房用エネルギー消費量 [GJ/世帯・年] ・　給湯用エネルギー消費量 [GJ/世帯・年] ・　台所コンロ用エネルギー消費量 [GJ/世帯・年] ・　照明・家電製品等用エネルギー消費量 [GJ/世帯・年] ※用途別消費量には太陽光自家消費を含む（なお、コージェネレーション使用世帯は用途別値が不明） ※用途別の分析は中日本・都市階級 1 のみで実施 ・　自動車用燃料消費量 [GJ/世帯・年]
説明変数（候補）	・　在宅勤務：[有=1,無=0] ・　都市階級：　都市階級 2[該当=1, 非該当=0]、都市階級 3（同） ・　※全域での分析時に設定 ・　世帯：　世帯人数[人]、世帯主年齢[歳]、世帯年収[百万円] ・　住宅：　建て方（戸建=1,集合=0）、建築時期[年]、居室数[室] ・　設備：　太陽光発電、ヒートポンプ式給湯器[有=1,無=0] ・　自動車：電気自動車・PHV[有=1,無=0] ※自動車用燃料の分析時に設定 ・　行動：　省エネルギー行動実施率[-] ・　気象：　暖房度日（HDD14-14）、冷房度日（CDD22-24） ※居住都道府県庁所在地の気象庁観測データによる
分析区分	・　全国：都市階級 1・2・3、全域 ・　中日本（関東甲信・東海・近畿）：都市階級 1・2・3、全域
分析除外対象	・　就業者無しの世帯 ・　目的変数／説明変数に不明を含む世帯

（注 1）カテゴリ変数には以下の通り、実数を与えた。

・建築時期：「1970 年以前」「1971～1980 年」「1981～1990 年」「1991～1995 年」「1996～2000 年」「2001～2005 年」「2006～2010 年」「2011～2015 年」「2016 年以降」「わからない」に 1960.5，1975.5，1985.5，1993，1998，2003，2008，2013，2018 を与えた（「わからない」はサンプルから除外）。

・世帯年収：「250 万円未満」「250～500 万円未満」「500～750 万円未満」「750～1000 万円未満」「1000～1500 万円未満」「1500～2000 万円未満」「2000 万円以上」に対して，順に 1.25，3.75，6.25，8.75，12.5，17.5，22.5 を与えた（不明は除外）。

・世帯主年齢：「0～9 歳」「10～19 歳」「20～29 歳」「30～39 歳」「40～49 歳」「50～59 歳」「60～64 歳」「65～74 歳」「75 歳以上」に対して，順に 4.5, 14.5, 24.5, 34.5, 44.5, 54.5, 62, 69.5, 82.5 を与えた（不明は除外）。

（注 2）暖房（冷房）度日は、2021 年度に日平均気温が 14（24）℃を下（上）回る日の日平均気温と 14（22）℃との差を累積した値とした。

エネルギー消費量（電気・ガス・灯油の合計）の分析結果を表 5.4.1-11 に示す。全国・都市階級 1 では「在宅勤務」の偏回帰係数は＋2.34GJ/世帯・年となった（有意水準 0.1%で有意）。これは表 5.4.1-7 に示した集計による消費量（在宅勤務有 32.66GJ, 無 31.13GJ）の差異（＋1.53GJ）を上回る。また、在宅勤務無しの世帯の消費量の 8%に相当する。中日本・都市階級 1 では偏回帰係数は＋2.49GJ（1%で有意）であり、集計値の差異（＋2.59GJ）と同程度であり、在宅勤務無しの世帯の消費量（29.88GJ）の 8%に相当する。一方、都市階級 2 では集計値の差異が全国で＋2.20GJ、中日本で＋2.64GJ であったが、重回帰分析ではそれぞれ＋0.72GJ、＋0.77GJ であり、いずれも有意差はない。都市階級 3 では集計値の差異が全国で＋2.99GJ、中日本で＋1.68GJ であるのに対して、偏回帰係数はそれぞれ＋1.52GJ（有意差無し）、＋0.23GJ（有意差無し）となった。全域モデルでは係数・有意性が変化するが、概ね同様の結果が得られた。

在宅勤務実施世帯について、都市階級 1 が他の都市階級に比べ在宅勤務実施頻度が高い傾向は見られないため（図 5.4.1-6）、このような違いが生じている理由は他に求める必要がある。本分析は 2021 年度時点の在宅勤務実施世帯と非実施世帯の比較であり、同一世帯における在宅勤務実施日と非実施日の比較や、非実施時期と実施時期（例えば COVID-19 パンデミックを契機に在宅勤務を開始した場合、開始の前と後）の比較ではないため、在宅勤務それ自体の影響のほかにも、在宅勤務実施世帯と非実施世帯の特徴の違いの影響が含まれる。都市階級 1 と 2 で特性の傾向に差異があると考えられる。また、重回帰分析により世帯・住宅等の諸条件をある程度統制して比較しているものの、両群の差異の統制が不十分である可能性がある。

用途別エネルギー消費量の分析結果を表 5.4.1-12 に示す。有意差が見られた用途は暖房と照明・家電製品等であり、「在宅勤務」の偏回帰係数はそれぞれ＋0.69GJ/世帯・年（有意水準 5%で有意）、＋1.00GJ（1%で有意）となった。在宅勤務非実施世帯のエネルギー消費量に対する比は暖房で 15%、照明・家電製品等で 10%である。在宅勤務の影響としてパソコンや照明等の機器需要の増大、空調需要の増大が見込まれるため、この結果は妥当と考えられる。また、両用途の差異の合計は＋1.69GJ で、電気・ガス・灯油の合計での分析結果（＋2.05GJ）の 8 割強に相当する（太陽光発電自家消費量の取り扱いや不明世帯の影響で、厳密な比較はできない）。

給湯については集計値の差異は＋1.08GJ と目立ったが、偏回帰係数は＋0.25GJ（有意差無し）となった。在宅勤務による給湯需要の増大は台所用等で考えられるが、給湯需要の中心である入浴行動への影響は小さいと考えられ、重回帰分析結果の方が妥当と考えられる。台所用コンロについては在宅勤務による調理需要の増大の影響を受けたと考えられるが、家庭 CO_2 統計の用途推計方法（結果の概要資料とともに環境省ウェブサイトで公表されている）によると、一部の世帯では世帯人数等による想定又は推計が行われているため、本分析結果は参考に留める。冷房の偏回帰係数は＋0.05GJ で有意差は無いが、表 5.4.1-7 に示した集計値の差異（＋0.05GJ）に近い。

表 5.4.1-11　重回帰分析結果（電気・ガス・灯油の合計）

	全国・都市階級1			全国・都市階級2			全国・都市階級3			全国・全域		
変数	偏回帰係数	標準誤差	p値	偏回帰係数	標準誤差	p値	偏回帰係数	標準誤差	p値	偏回帰係数	標準誤差	p値
在宅勤務	2.335	0.588	0.000 ***	0.719	0.564	0.203	1.523	1.079	0.158	2.515	0.548	0.000 ***
世帯人数	7.041	0.262	0.000 ***	6.688	0.223	0.000 ***	7.426	0.362	0.000 ***	6.917	0.154	0.000 ***
世帯主年齢	0.1537	0.0243	0.000 ***	0.1968	0.0219	0.000 ***	0.1957	0.0377	0.000 ***	0.1753	0.0149	0.000 ***
世帯年収	0.5485	0.0717	0.000 ***	0.4387	0.0730	0.000 ***	0.4314	0.1324	0.001 **	0.4945	0.0473	0.000 ***
戸建	7.008	0.756	0.000 ***	6.027	0.712	0.000 ***	6.610	1.279	0.000 ***	6.397	0.474	0.000 ***
建築時期	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
居室数	1.700	0.229	0.000 ***	1.644	0.197	0.000 ***	1.980	0.242	0.000 ***	1.768	0.128	0.000 ***
太陽光発電	-10.038	1.383	0.000 ***	-4.720	0.997	0.000 ***	-8.131	1.416	0.000 ***	-7.119	0.709	0.000 ***
ヒートポンプ式給湯器	-8.585	0.916	0.000 ***	-9.632	0.711	0.000 ***	-9.517	1.127	0.000 ***	-9.309	0.505	0.000 ***
省エネ行動実施率	-12.546	1.651	0.000 ***	-13.306	1.420	0.000 ***	-11.720	2.414	0.000 ***	-12.825	0.985	0.000 ***
暖房度日	0.01245	0.00079	0.000 ***	0.01310	0.00067	0.000 ***	0.01344	0.00083	0.000 ***	0.01299	0.00044	0.000 ***
冷房度日	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
都市階級2	–	–	–	–	–	–	–	–	–	-0.825	0.463	0.075 ・
都市階級3	–	–	–	–	–	–	–	–	–	0.534	0.630	0.396
都市階級2×在宅勤務	–	–	–	–	–	–	–	–	–	-1.969	0.783	0.012 *
都市階級3×在宅勤務	–	–	–	–	–	–	–	–	–	-0.743	1.255	0.554
（定数項）	-9.880	1.979	0.000 ***	-11.176	1.700	0.000 ***	-14.798	2.942	0.000 ***	-10.890	1.212	0.000 ***
サンプルサイズ	2539			2782			1286			6607		
修正R2	0.498			0.487			0.530			0.503		

	中日本・都市階級1			中日本・都市階級2			中日本・都市階級3			中日本・全域		
変数	偏回帰係数	標準誤差	p値	偏回帰係数	標準誤差	p値	偏回帰係数	標準誤差	p値	偏回帰係数	標準誤差	p値
在宅勤務	2.494	0.897	0.005 **	0.771	0.755	0.307	0.234	2.489	0.925	2.558	0.811	0.002 **
世帯人数	7.535	0.419	0.000 ***	6.564	0.318	0.000 ***	7.208	0.836	0.000 ***	6.997	0.244	0.000 ***
世帯主年齢	0.1435	0.0382	0.000 ***	0.1809	0.0303	0.000 ***	0.2943	0.0896	0.001 **	0.1724	0.0231	0.000 ***
世帯年収	0.4879	0.1072	0.000 ***	0.4545	0.0998	0.000 ***	0.7537	0.3080	0.014 *	0.5072	0.0709	0.000 ***
戸建	6.111	1.169	0.000 ***	5.612	0.964	0.000 ***	8.287	3.121	0.008 **	6.021	0.723	0.000 ***
建築時期	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
居室数	1.540	0.368	0.000 ***	1.540	0.292	0.000 ***	0.749	0.572	0.190	1.481	0.213	0.000 ***
太陽光発電	-11.148	2.465	0.000 ***	-3.925	1.390	0.005 **	-9.717	3.085	0.002 **	-6.999	1.154	0.000 ***
ヒートポンプ式給湯器	-6.279	1.649	0.000 ***	-9.468	1.003	0.000 ***	-10.634	2.646	0.000 ***	-8.770	0.835	0.000 ***
省エネ行動実施率	-12.901	2.565	0.000 ***	-13.569	1.947	0.000 ***	-21.306	5.945	0.000 ***	-13.760	1.523	0.000 ***
暖房度日	0.01212	0.00372	0.001 **	0.00650	0.00186	0.000 ***	0.01189	0.00424	0.005 **	0.00860	0.00161	0.000 ***
冷房度日	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
都市階級2	–	–	–	–	–	–	–	–	–	-0.926	0.729	0.204
都市階級3	–	–	–	–	–	–	–	–	–	0.956	1.245	0.443
都市階級2×在宅勤務	–	–	–	–	–	–	–	–	–	-1.929	1.137	0.090 ・
都市階級3×在宅勤務	–	–	–	–	–	–	–	–	–	-2.063	2.385	0.387
（定数項）	-8.473	4.268	0.047 *	-3.349	2.740	0.222	-7.996	7.676	0.298	-4.988	2.236	0.026 *
サンプルサイズ	1047			1286			220			2553		
修正R2	0.448			0.410			0.431			0.428		

（出典）環境省: 令和 3（2021）年度家庭部門の CO_2 排出実態統計調査、調査票情報を分析

（注）単位: GJ/世帯・年, 有意性: *** P<0.001, **p<0.01, *p<0.05, ・p<0.1

表 5.4.1-12 重回帰分析結果（用途別）＜中日本・都市階級 1＞

	暖房			冷房			給湯		
変数	偏回帰係数	標準誤差	p値	偏回帰係数	標準誤差	p値	偏回帰係数	標準誤差	p値
在宅勤務	0.694	0.331	0.036 *	0.045	0.048	0.342	0.249	0.608	0.682
世帯人数	0.448	0.157	0.004 **	0.235	0.022	0.000 ***	4.350	0.282	0.000 ***
世帯主年齢	0.0494	0.0145	0.001 ***	–	–	–	–	–	–
世帯年収	0.0605	0.0406	0.136	0.0077	0.0056	0.167	0.2586	0.0722	0.000 ***
戸建	3.119	0.414	0.000 ***	0.079	0.060	0.188	–	–	–
建築時期	-0.029	0.012	0.012 *	–	–	–	–	–	–
居室数	0.419	0.138	0.002 **	0.032	0.018	0.084 ・	0.559	0.205	0.006 **
太陽光発電	–	–	–	–	–	–	–	–	–
ヒートポンプ式給湯器	–	–	–	–	–	–	-6.080	1.104	0.000 ***
省エネ行動実施率	-3.442	0.943	0.000 ***	-0.435	0.134	0.001 **	-3.631	1.750	0.038 *
暖房度日	0.00822	0.00139	0.000 ***	–	–	–	–	–	–
冷房度日	–	–	–	0.00082	0.00029	0.005 **	–	–	–
（定数項）	51.334	23.745	0.031 *	0.062	0.164	0.706	0.914	1.453	0.529
サンプルサイズ	936			1017			1017		
修正R2	0.248			0.152			0.311		

	台所用コンロ（参考）			照明・家電製品等		
変数	偏回帰係数	標準誤差	p値	偏回帰係数	標準誤差	p値
在宅勤務	0.341	0.211	0.105	1.002	0.305	0.001 **
世帯人数	0.466	0.095	0.000 ***	1.974	0.144	0.000 ***
世帯主年齢	–	–	–	0.0438	0.0130	0.001 ***
世帯年収	–	–	–	0.1632	0.0367	0.000 ***
戸建	–	–	–	1.446	0.388	0.000 ***
建築時期	–	–	–	–	–	–
居室数	0.095	0.073	0.189	0.618	0.128	0.000 ***
太陽光発電	–	–	–	–	–	–
ヒートポンプ式給湯器	–	–	–	–	–	–
省エネ行動実施率	-2.303	0.621	0.000 ***	-4.399	0.868	0.000 ***
暖房度日	–	–	–	–	–	–
冷房度日	–	–	–	–	–	–
（定数項）	2.521	0.508	0.000 ***	1.979	0.956	0.038 *
サンプルサイズ	1017			993		
修正R2	0.030			0.368		

（出典）環境省: 令和 3（2021）年度家庭部門の CO_2 排出実態統計調査、調査票情報を分析

（注）単位: GJ/世帯・年, 有意性: *** P<0.001, **p<0.01, *p<0.05, ・p<0.1

自動車用燃料消費量の分析結果を表 5.4.1-13 に示す。全国・都市階級 1 では「在宅勤務」の偏回帰係数は－5.23GJ/世帯・年（有意水準 0.1%で有意）であり、表 5.4.1-7 に示した集計値の差異（－4.59GJ）を上回っている。中日本・都市階級 1 でも－4.44GJ

（0.1%で有意）となり、集計値の差異（－3.15GJ）を上回っている。これらの差異は、在宅勤務非実施世帯の消費量に対して、全国で 37%、中日本で 43%に相当する。また、電気・ガス・灯油の合計に関する偏回帰係数（全国＋2.34GJ、中日本＋2.49GJ）を絶対値で上回っており、総合すると全国で－2.89GJ（非実施世帯のエネルギー消費量の 6%に相当）、中日本で－1.95GJ（同 5%に相当）となる（表 5.4.1-14）。

都市階級 2 においても、「在宅勤務」の偏回帰係数は全国で－5.73GJ、中日本で－5.84GJ（いずれも 0.1%で有意）であり、集計値の差異（全国－3.48GJ、中日本－3.52GJ）を上回っている。都市階級 2 では電気・ガス・灯油の合計について有意差がなかった（全国＋0.72GJ、中日本＋0.77GJ）ことから、自動車用燃料が少ない分、在宅勤務実施世帯のエネルギー消費量は少ないと言える。有意差の有無にかかわらず、電気・ガス・灯油の合計と自動車用燃料の偏回帰係数を総合すると、全国で－5.01GJ（非実施世帯のエネルギー消費量の 10%に相当）、中日本で－5.07GJ（同 10%に相当）となる（表 5.4.1-14）。

都市階級 3 では「在宅勤務」の偏回帰係数は全国で－0.52GJ（有意差無し）、中日本で－0.48GJ（有意差無し）という結果となった。電気・ガス・灯油の合計の結果と同様に、在宅勤務実施世帯・非実施世帯のエネルギー消費量の差異を見出すことはできなかった。

なお、全域モデルでは都市階級別のモデルと概ね同様の結果が得られている。

以上のように、都市階級 1（都道府県庁所在市・政令指定都市）と都市階級 2（人口 5 万人以上の市）では在宅勤務実施世帯のエネルギー消費量は家庭（電気・ガス・灯油の合計）では非実施世帯を上回る一方で、自動車用燃料消費量は下回っており、総合すると非実施世帯より 5～10%少ない結果となった。都市階級 3（人口 5 万人未満の市及び町村）については差異があるとは言えない結果となった。

ただし、電気・ガス・灯油の合計の分析では、都市階級 1 と都市階級 2 で異なる傾向がみられ、その要因ははっきりしていない。また、本分析では同じ時期の在宅勤務実施世帯と非実施世帯のエネルギー消費量の差異を示したが、在宅勤務がエネルギー消費量に及ぼす影響を特定した訳ではない。これを明らかにするには、新たに在宅勤務を開始した世帯群とそうではない世帯群の間で、在宅勤務開始前後のエネルギー消費量の変化量を比較する必要がある。

表 5.4.1-13　重回帰分析結果（自動車用燃料）

	全国・都市階級1			全国・都市階級2			全国・都市階級3			全国・全域		
変数	偏回帰係数	標準誤差	p値	偏回帰係数	標準誤差	p値	偏回帰係数	標準誤差	p値	偏回帰係数	標準誤差	p値
在宅勤務	-5.230	0.697	0.000 ***	-5.732	0.859	0.000 ***	-0.518	1.530	0.735	-5.593	0.741	0.000 ***
世帯人数	3.211	0.303	0.000 ***	3.636	0.329	0.000 ***	5.831	0.514	0.000 ***	3.834	0.206	0.000 ***
世帯主年齢	-0.1435	0.0266	0.000 ***	-0.0935	0.0309	0.002 **	-0.1626	0.0504	0.001 **	-0.1288	0.0189	0.000 ***
世帯年収	0.3843	0.0879	0.000 ***	0.7627	0.1108	0.000 ***	0.4271	0.1935	0.027 *	0.5256	0.0658	0.000 ***
戸建	8.321	0.763	0.000 ***	5.946	0.901	0.000 ***	3.709	1.574	0.018 *	6.662	0.551	0.000 ***
省エネ行動実施率	-4.898	1.875	0.009 **	-3.591	2.183	0.100	-9.228	3.360	0.006 **	-4.944	1.326	0.000 ***
電気自動車・PHV	-7.211	3.554	0.042 *	-5.431	3.567	0.128	-11.248	5.052	0.026 *	-7.314	2.262	0.001 **
都市階級2	–	–	–	–	–	–	–	–	–	5.211	0.633	0.000 ***
都市階級3	–	–	–	–	–	–	–	–	–	12.476	0.858	0.000 ***
都市階級2×在宅勤務	–	–	–	–	–	–	–	–	–	0.215	1.072	0.841
都市階級3×在宅勤務	–	–	–	–	–	–	–	–	–	4.860	1.717	0.005 **
（定数項）	12.383	2.073	0.000 ***	11.961	2.309	0.000 ***	24.925	3.844	0.000 ***	10.055	1.505	0.000 ***
サンプルサイズ	2355			2539			1178			6072		
修正R2	0.140			0.134			0.172			0.184		

	中日本・都市階級1			中日本・都市階級2			中日本・都市階級3			中日本・全域		
変数	偏回帰係数	標準誤差	p値	偏回帰係数	標準誤差	p値	偏回帰係数	標準誤差	p値	偏回帰係数	標準誤差	p値
在宅勤務	-4.438	0.950	0.000 ***	-5.839	1.221	0.000 ***	-0.476	3.834	0.901	-4.828	1.107	0.000 ***
世帯人数	2.380	0.426	0.000 ***	2.846	0.489	0.000 ***	5.770	1.194	0.000 ***	2.868	0.328	0.000 ***
世帯主年齢	-0.1065	0.0370	0.004 **	-0.0807	0.0450	0.073 ・	–	–	–	-0.1034	0.0295	0.000 ***
世帯年収	0.4386	0.1181	0.000 ***	0.8681	0.1599	0.000 ***	–	–	–	0.5794	0.1001	0.000 ***
戸建	7.029	1.066	0.000 ***	5.075	1.310	0.000 ***	–	–	–	5.901	0.859	0.000 ***
省エネ行動実施率	-3.855	2.571	0.134	–	–	–	–	–	–	-2.979	2.078	0.152
電気自動車・PHV	–	–	–	–	–	–	–	–	–	-6.069	3.595	0.091 ・
都市階級2	–	–	–	–	–	–	–	–	–	7.011	1.003	0.000 ***
都市階級3	–	–	–	–	–	–	–	–	–	15.563	1.716	0.000 ***
都市階級2×在宅勤務	–	–	–	–	–	–	–	–	–	-0.513	1.570	0.744
都市階級3×在宅勤務	–	–	–	–	–	–	–	–	–	5.519	3.364	0.101
（定数項）	8.543	2.884	0.003 **	8.886	2.733	0.001 **	13.254	3.619	0.000 ***	6.353	2.365	0.007 **
サンプルサイズ	970			1184			197			2315		
修正R2	0.130			0.116			0.082			0.180		

（出典）環境省: 令和 3（2021）年度家庭部門の CO_2 排出実態統計調査、調査票情報を分析

（注）単位: GJ/世帯・年, 有意性: *** P<0.001, **p<0.01, *p<0.05, ・p<0.1

表 5.4.1-14　在宅勤務実施世帯と非実施世帯のエネルギー消費量の差異

		全国		
		都市階級1 都道府県庁所在市・政令指定都市	**都市階級2** 人口5万人以上の市	**都市階級3** 人口5万人未満の市及び町村
在宅勤務実施世帯・非実施世帯の	電気・ガス・灯油	2.34 ***	0.72 NS	1.52 NS
エネルギー消費量の差異（A）	自動車用燃料	-5.23 ***	-5.73 ***	-0.52 NS
[GJ/世帯・年]　※重回帰分析結果	合計	-2.89	-5.01	1.00
在宅勤務非実施世帯の	電気・ガス・灯油	31.13	31.79	36.43
エネルギー消費量（B）	自動車用燃料	14.08	20.83	28.59
[GJ/世帯・年]	合計	45.21	52.62	65.02
比（A/B）	電気・ガス・灯油	8%	2%	4%
	自動車用燃料	-37%	-28%	-2%
	合計	-6%	-10%	2%

		中日本（関東甲信・東海・近畿）		
		都市階級1 都道府県庁所在市・政令指定都市	**都市階級2** 人口5万人以上の市	**都市階級3** 人口5万人未満の市及び町村
在宅勤務実施世帯・非実施世帯の	電気・ガス・灯油	2.49 **	0.77 NS	0.23 NS
エネルギー消費量の差異（A）	自動車用燃料	-4.44 ***	-5.84 ***	-0.48 NS
[GJ/世帯・年]　※重回帰分析結果	合計	-1.95	-5.07	-0.25
在宅勤務非実施世帯の	電気・ガス・灯油	29.88	30.35	34.90
エネルギー消費量（B）	自動車用燃料	10.35	19.06	28.06
[GJ/世帯・年]	合計	40.23	49.41	62.96
比（A/B）	電気・ガス・灯油	8%	3%	1%
	自動車用燃料	-43%	-31%	-2%
	合計	-5%	-10%	0%

（出典）環境省: 令和 3（2021）年度家庭部門の CO_2 排出実態統計調査、調査票情報を分析

（注）有意性: *** P<0.001, **p<0.01, *p<0.05, ・p<0.1, NS p>=0.1

b.　米国

本項では、テレワーク実施有無以外の複数の要因を同時に考慮し、これらの要因が家庭用エネルギー消費に与える影響を独立して評価するために、調査票情報（個票データ）を用いた重回帰分析を実施する。分析の概要は表 5.4.1-15 の通りである。

表 5.4.1-15　重回帰分析の概要（RECS 2020）

項目	内容
目的変数	・　エネルギー消費量（電気・ガス・燃料油の合計）[GJ/世帯・年] ・　暖房用エネルギー消費量 [GJ/世帯・年] ・　冷房用エネルギー消費量 [GJ/世帯・年] ・　給湯用エネルギー消費量 [GJ/世帯・年] ・　台所コンロ用エネルギー消費量 [GJ/世帯・年] ・　照明用エネルギー消費量 [GJ/世帯・年] ・　家電製品等用エネルギー消費量 [GJ/世帯・年] ※エネルギー消費量には薪消費量を含まない
説明変数（候補）	・　在宅勤務：[有=1,無=0] ・　地域区分：[該当=1, 非該当=0] ・　世帯　　：世帯人数[人]、世帯年収（順序変数：1～7 の尺度） ・　住宅　　：建て方（戸建=1,集合=0)、建築時期（順序変数：1～9 の尺度)、延床面積[㎡]、断熱水準（順序変数：1～4 の尺度） ・　気象　　：暖房度日（HDD)、冷房度日（CDD） ※世帯収入の尺度水準：1 が最も低収入、9 が最も高収入 ※建築時期の尺度水準：1 が最も築古、9 が最も築浅 ※断熱水準尺度水準：1 が最も低い、4 が最も高い
分析区分	・　全域、Rural 地域以外
分析除外対象	・　RECS2020 の 18,496 世帯の個票データのうち、1 人世帯における回答者が「退職」もしくは「非雇用」である世帯を除いた 15,841 世帯ごとのウェイトバック集計データを用いる

（注 1）カテゴリ変数は以下の通り。
・建築時期：「1950 年以前」「1950～1959 年」「1960～1969 年」「1970～1979 年」「1980～1989 年」「1990～1999 年」「2000～2009 年」「2010～2015 年」「2016 年～2020 年」
・世帯年収：「4 万ドル未満」「4 万ドル～5 万ドル未満」「5 万ドル～6 万ドル未満」「6 万ドル～7.5 万ドル未満」「7.5 万ドル～10 万ドル未満」「10 万ドル～15 万ドル未満」「15 万ドル以上」
・断熱水準：「全く断熱されていない」「あまり断熱されていない」「適切に断熱されている」「しっかり断熱されている」
（注 2）暖房（冷房）度日は、2020 年に近隣の気象観測所で観測した気温が基準温度（華氏 65F、摂氏 18.3℃に相当）との差を累積した 2020 年値である。

エネルギー消費量（電気・ガス・燃料油の合計）の分析結果を表 5.4.1-16 に示す。重回帰分析による結果では、米国全域において「テレワーク」の偏回帰係数は＋0.42GJ/世帯・年（有意差無し）となっている。

このように、重回帰分析ではテレワーク実施の影響が軽微であると示唆された一方で、図 5.4.1-11 に示す単純集計では、テレワーク実施有無別のエネルギー消費量の差

異が約 7.18GJ/世帯・年であり、両者の分析結果は大きく異なっている。これには、いくつかの可能性が考えられる。

- 重回帰分析では、テレワーク以外にも世帯や住宅属性など複数の変数を同時に考慮しているため、単純な比較結果と乖離することがある。表 5.4.1-16 をみると、世帯や住宅属性などの変数がエネルギー消費量に対してより強い影響を持っている。
- RECS2020 の調査は COVID-19 パンデミック下で実施されている。この時期は、新型コロナウィルスに関する国家のロックダウンや外出制限など行動規制措置が行われていたことから、在宅勤務者以外の世帯員も家で滞在し、エネルギーを使用する時間が増えた可能性がある。したがって、このような特殊な状況下でのデータを分析する際には、通常の生活状況とは異なる影響があることを考慮する必要がある。
- RECS2020 では、エネルギー消費量は年間を対象として調査している一方で、テレワークの実施状況は「過去 1 週間」に焦点を当てた調査データであるため、テレワークの実施状況とエネルギー消費の関連性を正確に評価することが難しい。特にパンデミック期間においては、働き方は週単位で変動することもありうるため、テレワークによるエネルギー消費の変化を正確に評価するには、エネルギー消費量のデータをテレワークの実施状況と同じ期間に対応付けるか、テレワークの実施頻度やパターンをより詳細に捉える必要がある。
- 分析対象に異質性がある場合や一部の特定の条件に偏っている可能性がある。例えば、テレワーク実施者がいる世帯には、都市部の高学歴で高所得層に集中する等、また特定の地域や気候条件では、在宅勤務によるエネルギーの利用が異なる可能性がある。

表 5.4.1-16　重回帰分析結果（電気・ガス・燃料油の合計）

目的変数：エネルギー消費総量

	全域			Rural地域以外		
変数	偏回帰係数	標準誤差	p値	偏回帰係数	標準誤差	p値
Telework	0.420	2.620	0.873	0.297	0.745	0.690
世帯人数	6.267	0.238	0.000 ***	6.130	0.252	0.000 ***
世帯年収	0.489	0.094	0.000 ***	0.448	0.100	0.000 ***
戸建	15.309	0.882	0.000 ***	18.587	0.951	0.000 ***
建築年	-2.899	0.149	0.000 ***	-2.688	0.159	0.000 ***
延床面積	0.221	0.004	0.000 ***	0.219	0.004	0.000 ***
断熱水準	-1.830	0.455	0.000 ***	-1.861	0.483	0.000 ***
暖房度日	0.00814	0.00024	0.000 ***	0.00850	0.00026	0.000 ***
冷房度日	0.00458	0.00044	0.000 ***	0.00439	0.00045	0.000 ***
Urbanized Area	5.785	1.288	0.000 ***	6.640	1.112	0.000 ***
Rural	0.470	1.453	0.746	–	–	–
Urbanized Area×Telework	-0.070	2.714	0.979	–	–	–
Rural×Telework	-3.965	3.124	0.204	–	–	–
（定数項）	-17.025	2.517	0.000 ***	-20.162	2.577	0.000 ***
サンプルサイズ	15,841			12,351		
修正R2	0.479			0.515		

（出典）RECS 2020 の個票データを用いた分析結果（ウェイト値利用）

（注）単位: GJ/世帯・年, 有意性: *** P<0.001, **p<0.01, *p<0.05, ・p<0.1

用途別エネルギー消費量の分析結果を表 5.4.1-17～表 5.4.1-19 に示す。有意差が見られた用途は調理と照明であり、「テレワーク」の偏回帰係数はそれぞれ＋0.23GJ/世帯・年（有意水準 5%で有意）、＋0.53GJ/世帯・年（1%で有意）となった。これは、図 5.4.1-12 に示すテレワーク実施有無別の調理用と照明用エネ消費量の単純比較と概ね近い結果である。

それ以外の用途の中、冷房や給湯においては、テレワーク実施有無別の集計値（図 5.4.1-12）と大きな差異が見られない。一方、全体のエネルギー消費量に占める割合が最も大きい暖房の場合は、図 5.4.1-12 に示した集計値の差異（+2.5GJ/世帯・年）に対し、重回帰分析ではテレワーク実施世帯の方が非実施世帯より－0.5GJ/世帯・年となり逆傾向を示している。また、暖房に次いでエネルギー消費量が多い家電・他についても、テレワーク実施有無別の集計ではテレワーク実施世帯の方が非実施世帯より+2.2GJ/世帯・年（図 5.4.1-12）、重回帰分析ではテレワーク実施世帯の方が非実施世帯より+0.2/世帯・年と、両者には乖離が見られる。

表 5.4.1-17　重回帰分析結果（暖冷房消費量）

全域	目的変数：暖房消費量			目的変数：冷房消費量		
変数	偏回帰係数	標準誤差	p値	偏回帰係数	標準誤差	p値
Telework	-0.510	1.751	0.771	0.036	0.487	0.941
世帯人数	0.618	0.159	0.000 ***	0.608	0.044	0.000 ***
世帯年収	–	–	–	0.134	0.017	0.000 ***
戸建	9.398	0.589	0.000 ***	1.823	0.164	0.000 ***
建築年	-2.913	0.099	0.000 ***	-0.282	0.026	0.000 ***
延床面積	0.122	0.002	0.000 ***	0.027	0.001	0.000 ***
断熱水準	-1.832	0.304	0.000 ***	–	–	–
暖房度日	0.00809	0.00010	0.000 ***	–	–	–
冷房度日	–	–	–	0.00482	0.00005	0.000 ***
Urbanized Area	4.727	0.862	0.000 ***	-0.513	0.239	0.031 *
Rural	-1.691	0.974	0.082 ・	-0.240	0.270	0.373
Urban×Telework	-0.033	1.820	0.985	0.326	0.504	0.518
Rural×Telework	-2.616	2.095	0.212	-0.438	0.580	0.451
（定数項）	-12.084	1.345	0.000 ***	-7.022	0.314	0.000 ***
サンプルサイズ	15,841			15,841		
修正R2	0.512			0.448		

（出典）RECS 2020 の個票データを用いた分析結果（ウェイト値利用）

（注）単位: GJ/世帯・年，有意性: *** P<0.001, **p<0.01, *p<0.05, ・p<0.1

表 5.4.1-18　重回帰分析結果（給湯消費量と調理消費量）

全域	目的変数：給湯消費量			目的変数：調理消費量		
変数	偏回帰係数	標準誤差	p値	偏回帰係数	標準誤差	p値
Telework	0.070	0.621	0.911	0.227	0.099	0.022 *
世帯人数	2.901	0.056	0.000 ***	0.155	0.009	0.000 ***
世帯年収	0.062	0.022	0.006 **	0.025	0.004	0.000 ***
戸建	0.647	0.208	0.002 **	0.060	0.033	0.069 ・
建築年	-0.185	0.033	0.000 ***	-0.051	0.005	0.000 ***
延床面積	0.013	0.001	0.000 ***	0.002	0.000	0.000 ***
断熱水準	–	–	–	–	–	–
暖房度日	–	–	–	–	–	–
冷房度日	–	–	–	–	–	–
Urbanized Area	0.582	0.303	0.055 ・	0.040	0.048	0.412
Rural	-0.463	0.344	0.179	0.102	0.055	0.063 ・
Urban×Telework	-0.102	0.644	0.874	-0.012	0.102	0.910
Rural×Telework	-0.587	0.741	0.429	-0.140	0.118	0.234
（定数項）	4.590	0.394	0.000 ***	0.676	0.063	0.000 ***
サンプルサイズ	15,841			15,841		
修正R2	0.194			0.064		

（出典）RECS 2020 の個票データを用いた分析結果（ウェイト値利用）

（注）単位: GJ/世帯・年, 有意性: *** P<0.001, **p<0.01, *p<0.05, ・p<0.1

表 5.4.1-19　重回帰分析結果（照明消費量と家電・他消費量）

全域	目的変数：照明消費量			目的変数：家電・他消費量		
変数	偏回帰係数	標準誤差	p値	偏回帰係数	標準誤差	p値
Telework	0.534	0.201	0.008 **	0.231	1.249	0.853
世帯人数	0.265	0.018	0.000 ***	1.705	0.113	0.000 ***
世帯年収	0.027	0.007	0.000 ***	0.196	0.045	0.000 ***
戸建	0.307	0.060	0.000 ***	3.055	0.419	0.000 ***
建築年	0.060	0.011	0.000 ***	0.440	0.066	0.000 ***
延床面積	0.006	0.000	0.000 ***	0.053	0.002	0.000 ***
断熱水準	–	–	–	–	–	–
暖房度日	–	–	–	–	–	–
冷房度日	–	–	–	–	–	–
Urbanized Area	0.119	0.098	0.227	0.719	0.610	0.238
Rural	0.179	0.111	0.108	2.600	0.692	0.000 ***
Urban×Telework	-0.213	0.208	0.307	-0.041	1.293	0.975
Rural×Telework	-0.450	0.240	0.060 ・	0.233	1.489	0.876
（定数項）	-0.196	0.127	0.124	-2.635	0.792	0.001 ***
サンプルサイズ	15,841			15,841		
修正R2	0.084			0.166		

（出典）RECS 2020 の個票データを用いた分析結果（ウェイト値利用）
（注）単位: GJ/世帯・年, 有意性: *** P<0.001, **p<0.01, *p<0.05, ・p<0.1

(3) 在宅勤務が家庭用電力需要（ロードカーブ）に及ぼす影響に関する検討

① 国内の電力政策における議論

在宅勤務は家庭部門のエネルギー需要の総量に影響を及ぼすだけでなく、生活スケジュールや住宅での機器使用パターンの変化により、家庭用電力需要（ロードカーブ）にも変化を生じさせている可能性がある。

総合資源エネルギー調査会の第 50 回電力・ガス基本政策小委員会（2022 年 5 月 27 日）では、2020 年度から 2 年連続で多くのエリアで冬季の想定最大需要を上回ったことに関して、「地震の影響や悪天候と厳しい寒さといった一時的な要因のみならず、構造的な要因も影響しているとも考えられる」という見方が示された。構造的な要因の例として、「テレワークによる働く場所の分散化」などの COVID-19 の影響による国民生活の在り方の変化が挙げられている [6)]。

同委員会の第 65 回の会合（2023 年 9 月 27 日）では 2023 年度夏季の東京電力パワーグリッドエリアにおける最大需要の分析結果が報告されており、「テレワーク率の減少」が家庭用最大需要の減少（対前年度）に寄与したと推定されている [7)]。

電力広域的運営推進機関（OCCTO）では、2022 年度に「テレワークによる空調需要や太陽光自家消費など、構造的変化による需要変動の可能性」を背景に需要想定の在り方に係る検討が行われ、在宅率の高まりを反映したロードカーブ形状の変化を踏まえて、最大電力需要の想定に日負荷率を用いた方法を採用する必要性が確認された [8)]。

OCCTO の調整力及び需給バランス評価等に関する委員会[9]には部門（用途）別の電力ロードカーブの変化が供給エリア別に提示された。COVID-19 を境に業務用と産業用では需要量に変化はあるもののロードカーブの形状には大きな変化は見られない。一方、家庭用では昼間から夜間にかけて需要が増加し、ロードカーブ形状に変化が生じている。

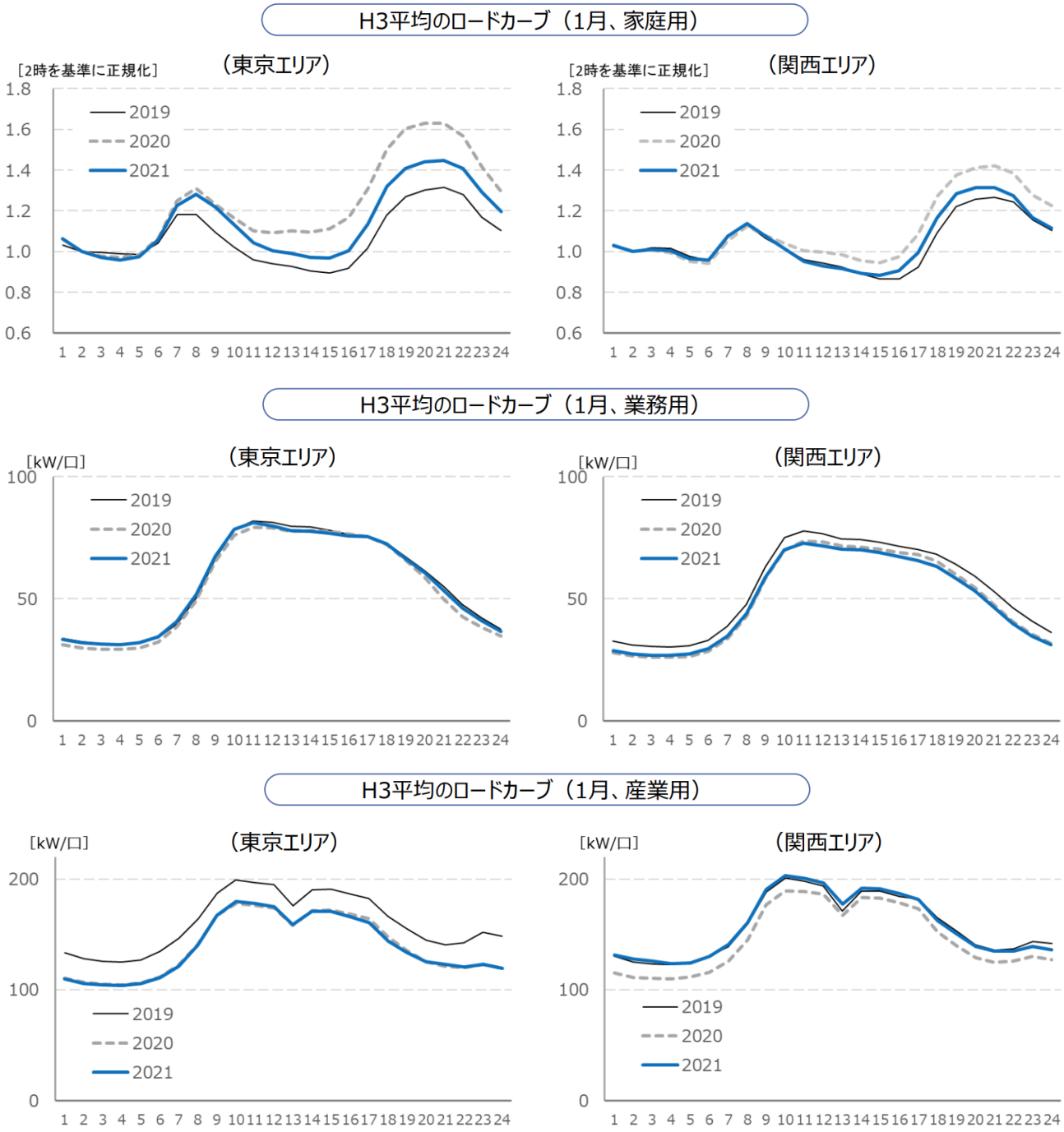


図 5.4.1-13　用途別電力ロードカーブ（1 月、最大 3 日平均）

（出典）電力広域的運営推進機関，電力需要想定の在り方に係る検討について（第 78 回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料 1），2022 年 10 月 19 日

② 国内外の研究報告

COVID-19 が電力ロードカーブに及ぼす影響は諸外国でも報告されている。Berezvai et al.(2022)[10]は、COVID-19 政策の厳格度（Stringency）の違いが欧州 23 カ国の電力ロードカーブに与えた影響を検証した。厳格度の影響は EU 加盟の 23 カ国において類似しており、朝と夕方のピークが大きな影響を受け、負荷曲線が平坦化したと報告されている。

この研究では 2019 年から 2020 年の 24 か月間における 23 カ国の時刻別電力需要データ（1 時間単位）と日平均気温、オクスフォード大学による COVID-19 政策の厳格度指数（Stringency Index: 0～100、数値が大きいほど厳しい）を用いて、電力需要の推定モデルを構築し、厳格度の影響を測定している。欧州 23 カ国全体として厳格度指数 100 の政策が実施された場合、無制限の場合（厳格度指数 0）との推定電力需要の差は日中に大きくなり、最大 8.2%と測定されている。1 日の総消費電力量では厳格度指数が 25、50、75、100 の場合、それぞれ無制限の場合に比べて 1%、3%、5%、7%減少するとされている。

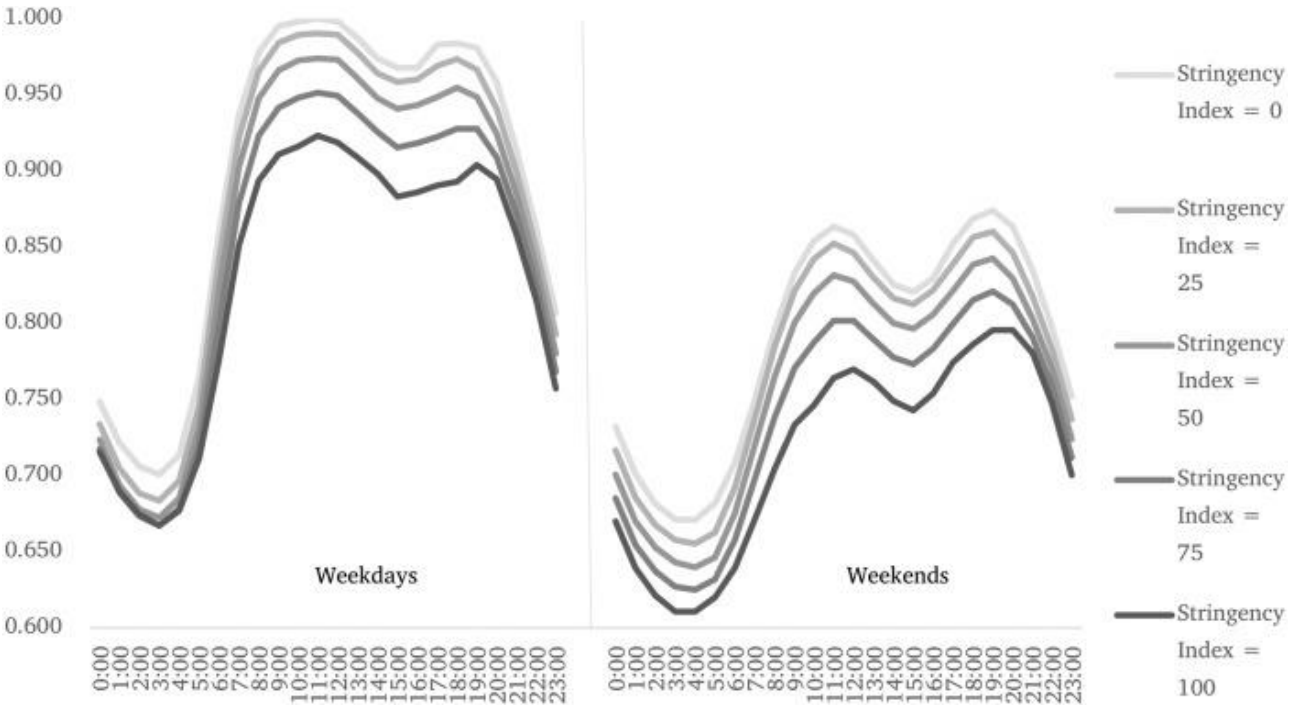


図 5.4.1-14 欧州における COVID-19 政策の厳格度指数と推定電力ロードカーブ

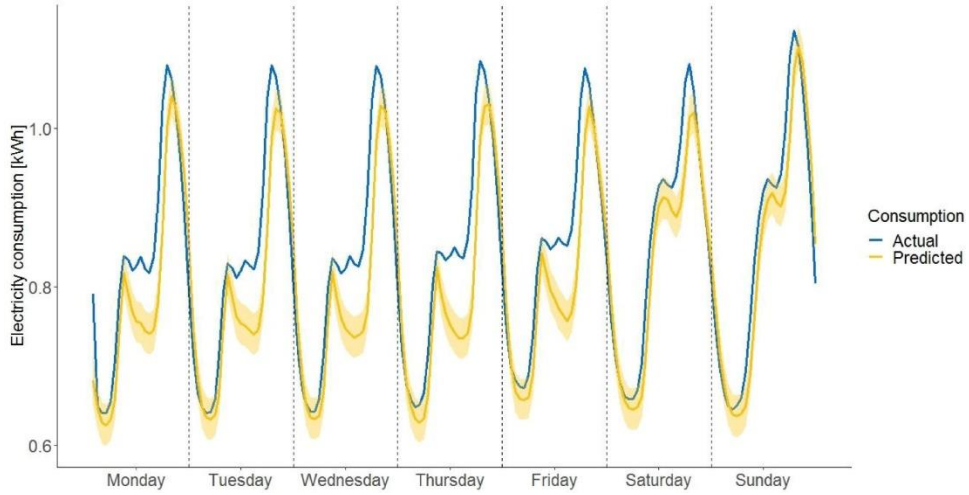
（出典）Berezvai et al.(2022)[10]

（注）欧州 23 カ国平均の時刻別推定電力需要の最大値を 1 として再スケール化

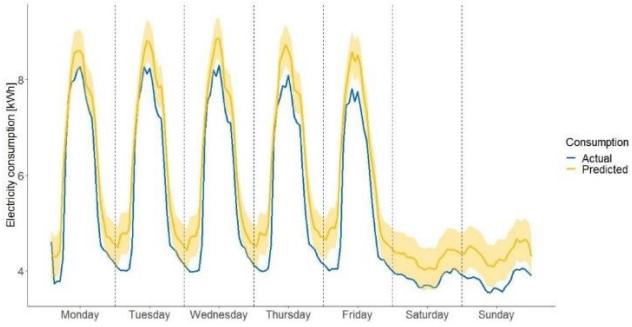
Berezvai et al.(2022)では系統全体の需要が分析されたが用途別の評価はなされていない。van Zoest et al. (2023)[11]は、スウェーデンの首都ストックホルム近郊地区を対象に、住宅から産業施設まで様々な用途の需要家で構成されている電力メーターデータ 9,811 件（期間：2019 年 7 月～2021 年 12 月、粒度：1 時間値）を用いて、COVID-19 パンデミックが需要量とロードカーブに及ぼした影響を測定している。

スウェーデンでは COVID-19 パンデミック中に完全なロックダウンは実施されなかったが、在宅勤務は推奨されていたため、家庭用のロードカーブには平日の昼間を中心に大きな変化が生じている。また、夕方のピーク需要はより早くなっており、在宅勤務によって調理の開始時間が早まったと考察されている。産業用では一部の産業で閉鎖があったことから全的に減少しているが、ロードカーブ形状に大きな変化は見られない。商業用は店舗の閉鎖がほとんど無かったため、変化が見られない。公共用は一部のスポーツ施設や娯楽施設の閉鎖により週末の需要が減少している。

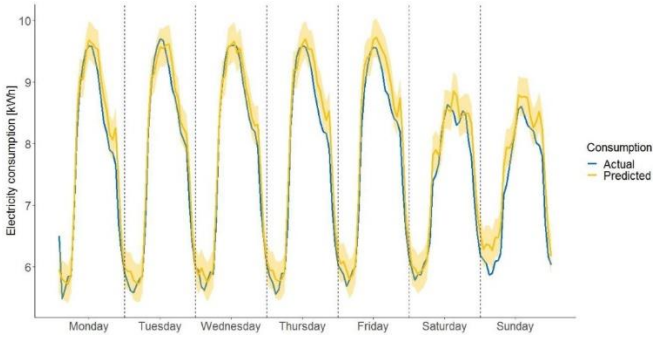
この研究結果はスウェーデンの特定の地域を対象とした限定的なものではあるが、家庭用においてロードカーブの形状が変化し、他の用途では比較的変化が乏しいことは、日本の状況と同様である。他方で、Berezvai et al.(2022)が報告したような需要の平坦化は確認されていない。この点について、著者らは「洗濯を夕方ではなく日中に行うことで、電力消費をシフトできる可能性がある」と指摘しており、スウェーデンの生活習慣が影響していることを示唆している。



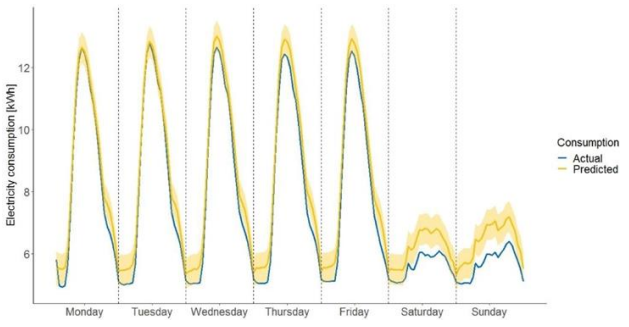
【家庭用平均】



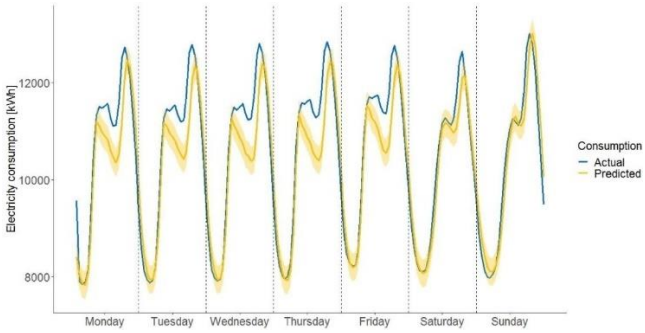
【産業用平均】



【商業用平均】



【公共用平均】



【地区の総需要】

図 5.4.1-15 ストックホルム近郊地区の電力ロードカーブの推定値と実績値（2020 年 7 月 11 日～2021 年 2 月 28 日の平均）

（出典）van Zoest et al. (2023)[11)]

国内の COVID-19 パンデミックの家庭用電力ロードカーブへの影響に関する研究報告としては、西尾・向井(2021)[12)]がある。関東地方の 1 都 8 県における電力スマートメーターデータ（約 1.2 万世帯分）を用いて電力需要の推定モデルを作成し、2020 年 3 月からの 1 年間の時刻別電力需要（粒度：1 時間値）の実績値と推定値の差から影響を測定している。影響は季節（月）、平日・休日、時間帯によって異なり、パンデミック初期の 2020 年 4 月や冷房・暖房需要の大きい季節に増加し、休日より平日に増加量が

大きく、日中から夜間にかけて増加量が大きい結果となっている。他方で、朝の 6 時台は特に平日に減少がみられ、在宅勤務に伴い起床時間が遅くなったためと考えられる影響が見られる。なお、年間電力需要への影響は 150kWh（約 4%）の増加と推定されている。

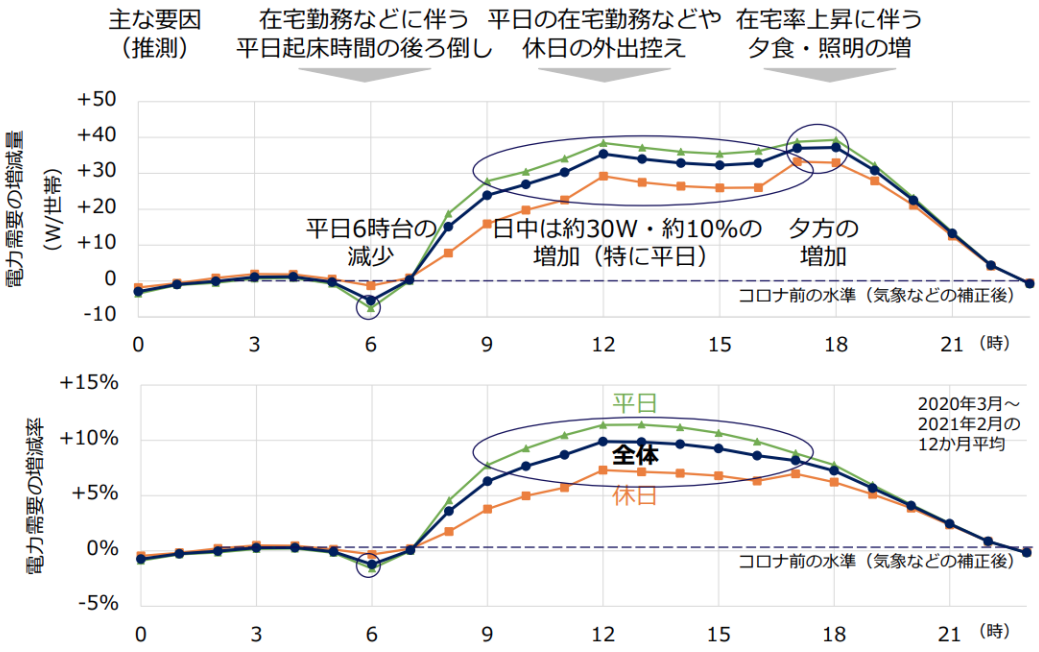


図 5.4.1-16 関東地方における家庭用電力ロードカーブへの影響
（2020 年 3 月～2021 年 2 月）

（出典）西尾・向井 (2021)[12)]

Kojima and Saito (2023)[13)]は、日本の戸建住宅 1,339 戸（55%が名古屋圏）の 4 年間（2017～2020 年度）の HEMS データをもとに COVID-19 パンデミックが家庭の電力需要に及ぼした影響を検討している。評価対象の住宅は建築時期が 2013 年～2015 年の軽量鉄骨造であり、省エネ基準を上回る断熱性能を備え、6 割はヒートポンプ式給湯機を、4 割はダクト式セントラル空調システムを採用するなどグレードの高い住宅である。

この研究で用いられた HEMS データの電力消費量は分電盤で回路別に測定されたものであり、冷暖房とそれ以外を区別して分析されている。ここで冷暖房以外の電力消費量に関する結果のうち、在宅勤務の実施有無（アンケート調査で把握。週 1～2 日実施の 149 世帯、非実施の 267 世帯）による差異を分析した結果をみると、2020 年 10 月から 2021 年 3 月の期間では在宅勤務実施世帯群の消費量が平均 60kWh/月（＋11%）多い。2021 年 3 月について時間帯別にみると、日中から夜間にかけて在宅勤務実施世帯群の消費量が多い。また、両群全体の 2017 年度・2018 年度（2018 年 3 月・19 年 3 月）の平均との差も確認されている。

この結果から、年間電力消費量（冷暖房を除く）への影響は＋720kWh（＋2.6GJ）となる。本節(2)項での家庭 CO_2 統計 2021 の分析で示した、中日本・都市階級 1（Kojima and Saito(2023)の評価対象に近い）の照明・家電製品等用エネルギー消費量の差異は＋1.0GJ であったのに比べ、大きな影響を示している。Kojima and Saito(2023)のアンケー

ト調査回答世帯の平均世帯人数は 3.6 人とやや世帯規模が大きいことや戸建住宅のみであることも影響していると考えられるが、在宅勤務の実施頻度は週 1～2 日であり、家庭 CO_2 統計 2021（全国・都市階級 1 で 3.31 日/週）より少ない。

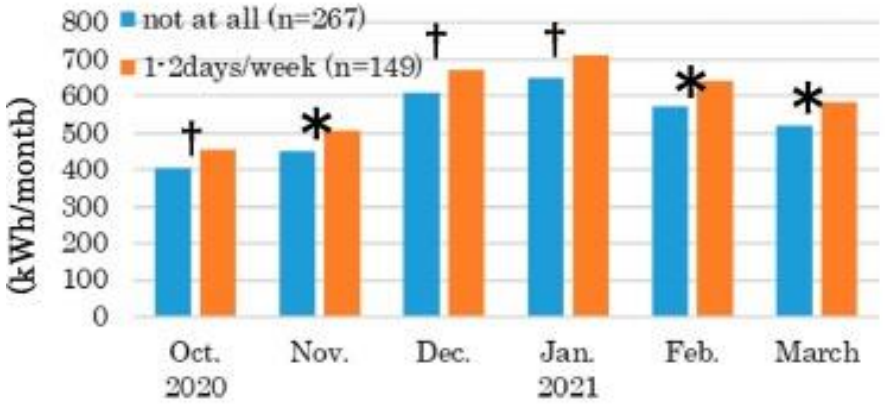


図 5.4.1-17 在宅勤務実施有無別月別電力消費量（冷暖房を除く）

（出典）Kojima and Saito (2023)[13)]

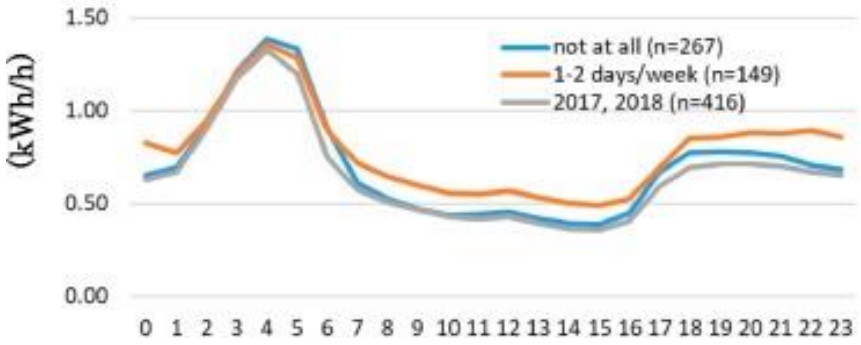


図 5.4.1-18 在宅勤務実施有無別電力ロードカーブ（冷暖房を除く）＜2021 年 3 月＞

（出典）Kojima and Saito (2023)[13)]

以上のように国内外の複数の研究から、COVID-19 パンデミック以降、在宅勤務を含む在宅率の上昇により家庭用の電力需要は増加したが、電力ロードカーブには時間帯によって異なる影響が現れていることが確認された。

③ 在宅率の変化

ここまで COVID-19 パンデミック以降の家庭用電力ロードカーブの変化を見てきたが、その背景には在宅率や生活パターンの変化がある。世界の主要国では生活時間調査が定期的に実施されており、このような変化は統計にも現れ始めていると考えられる。

国内では NHK 放送文化研究所の国民生活時間調査（5 年に 1 度）が有名であるが、総務省の基幹統計として「社会生活基本調査」がある。これも 5 年ごとの統計調査であり、最新は令和 3（2021）年調査である。社会生活基本調査は調査票 A（約 18 万人）

と調査票 B（約 1 万人）の結果があり、調査票 B ではより詳細な行動分類別の結果が収録され、欧州の生活時間調査データベース Harmonized European Time Use Survey (HETUS)と比較可能である。なお、HETUS は 10 年ごとに実施されるものであり、パンデミック後のデータは本調査時点では得られない。

社会生活基本調査 2021 による在宅率を 5 年前の結果と比較すると、平日の日中から夜間にかけて有業者の在宅率が上昇していることが確認できる（図 5.4.1-19）。最も変化の大きかった時間帯は 18 時から 20 時頃であり、在宅勤務だけでなく、帰宅時間の早まりの影響がうかがえる。この変化に連動して、有業者が職場にいた割合は 5 年前に比べ低下しているが、退勤・残業時間帯の割合が大きく低下している（図 5.4.1-20）。帰宅時間が早まった原因としては、退勤時間が早まったこと（持ち帰り残業の可能性がある）と退勤後の外食が減少したことが考えられる。

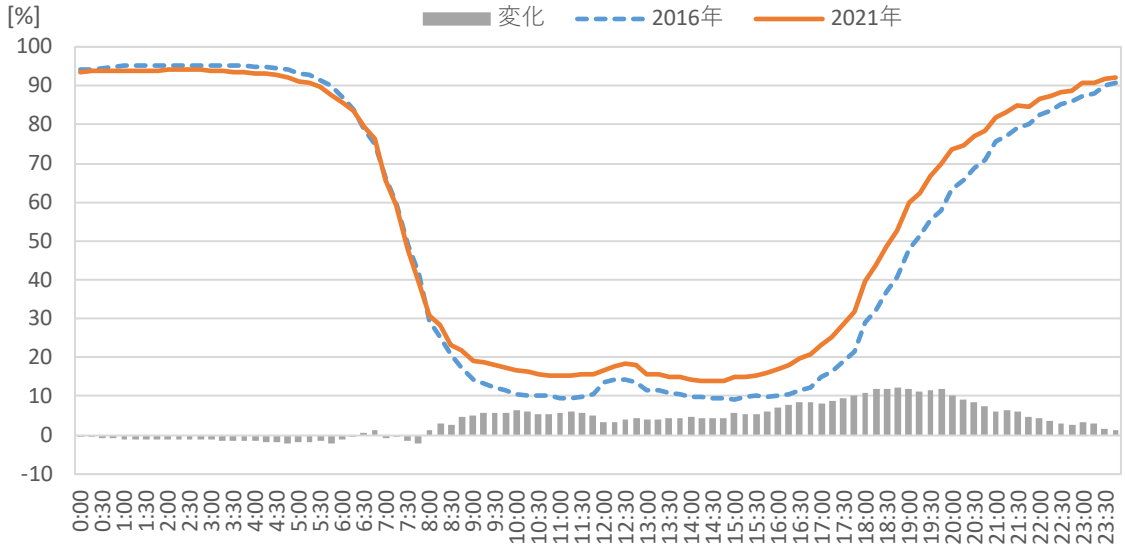


図 5.4.1-19 時間帯別「自宅」にいた行動者率（有業者・平日）

（出典）総務省「平成 28 年社会生活基本調査」、「令和 3 年社会生活基本調査」より調査票 B に基づく結果、時間帯に関する結果、第 7-1 表

（注）有業者のうち「主に仕事」（「家事などのかたわらで仕事」、「通学のかたわらで仕事」以外）の者に限定し、平日のうち「ふだんの日」（「休みの日」以外）に限定した。

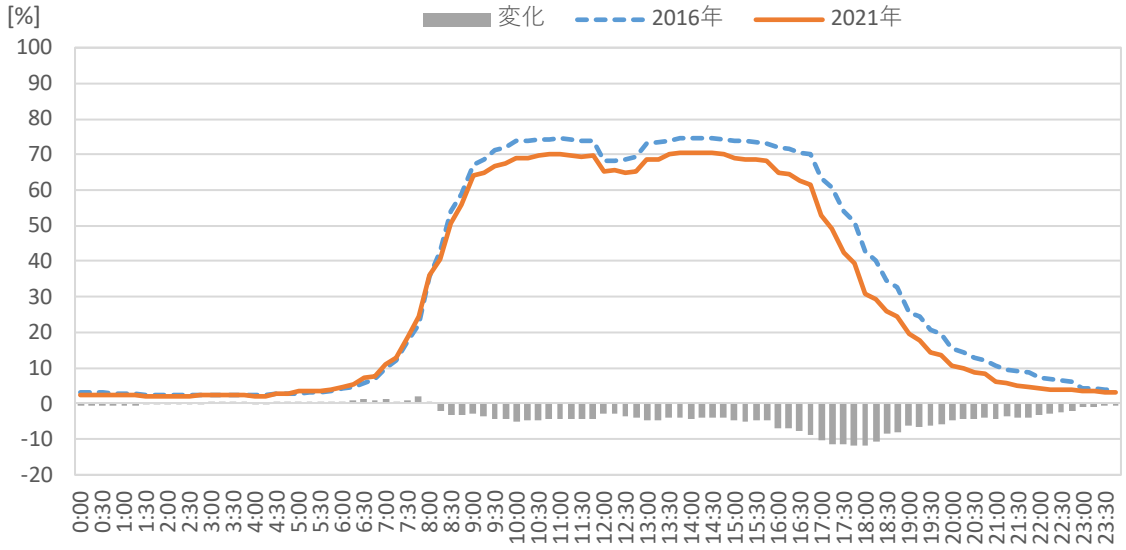


図 5.4.1-20 時間帯別「学校・職場」にいた行動者率（有業者・平日）

（出典）総務省「平成 28 年社会生活基本調査」、「令和 3 年社会生活基本調査」より調査票 B に基づく結果、時間帯に関する結果、第 7-1 表

（注）前図に同じ

④ 生活パターンの変化

米国では労働省労働統計局による American Time Use Survey (ATUS)が毎年実施されている。Shi and Goulias (2024)[14]は、ATUS の 2019 年～2022 年の結果から、2022 年の時点でも屋外で過ごす時間はパンデミック以前の水準に戻っていないことや徒歩・自転車等のアクティブな交通手段や公共交通機関の選択が増えていることを示している。この研究では、2019 年以降の年ごとにミクロデータのクラスター分析を行い、クラスターごとの生活パターンを示している。ここで 2019 年と 2022 年の結果を図 5.4.1-21、図 5.4.1-22 に引用する。

通勤を伴う「典型的な勤務日」（Typical Work Day）の割合は 2019 年に 33.2%であったが、2022 年には 26.9%に減少している。2020 年は 22.8%、2021 年は 24.6%であったので、2022 年は回復しているが、パンデミック前の水準には戻っていない。一方で、2019 年には現れなかった「在宅勤務日」（Home Work Day）のクラスターは、2022 年には 8.1%となっている。2020 年は 9.0%、2021 年は 10.1%であり、減少しているが定着しつつある。

2022 年の在宅勤務日の仕事時間帯（図中の“H_Work”）は典型的な勤務日のそれ（同、“NH_Work”）に近いが、夕方付近の実施率は低く、勤務時間はやや短いとみられる。米国においても在宅勤務の拡大と一定程度の定着が、生活時間の変化をもたらし、電力ロードカーブに一定の影響を及ぼしていると予想される。

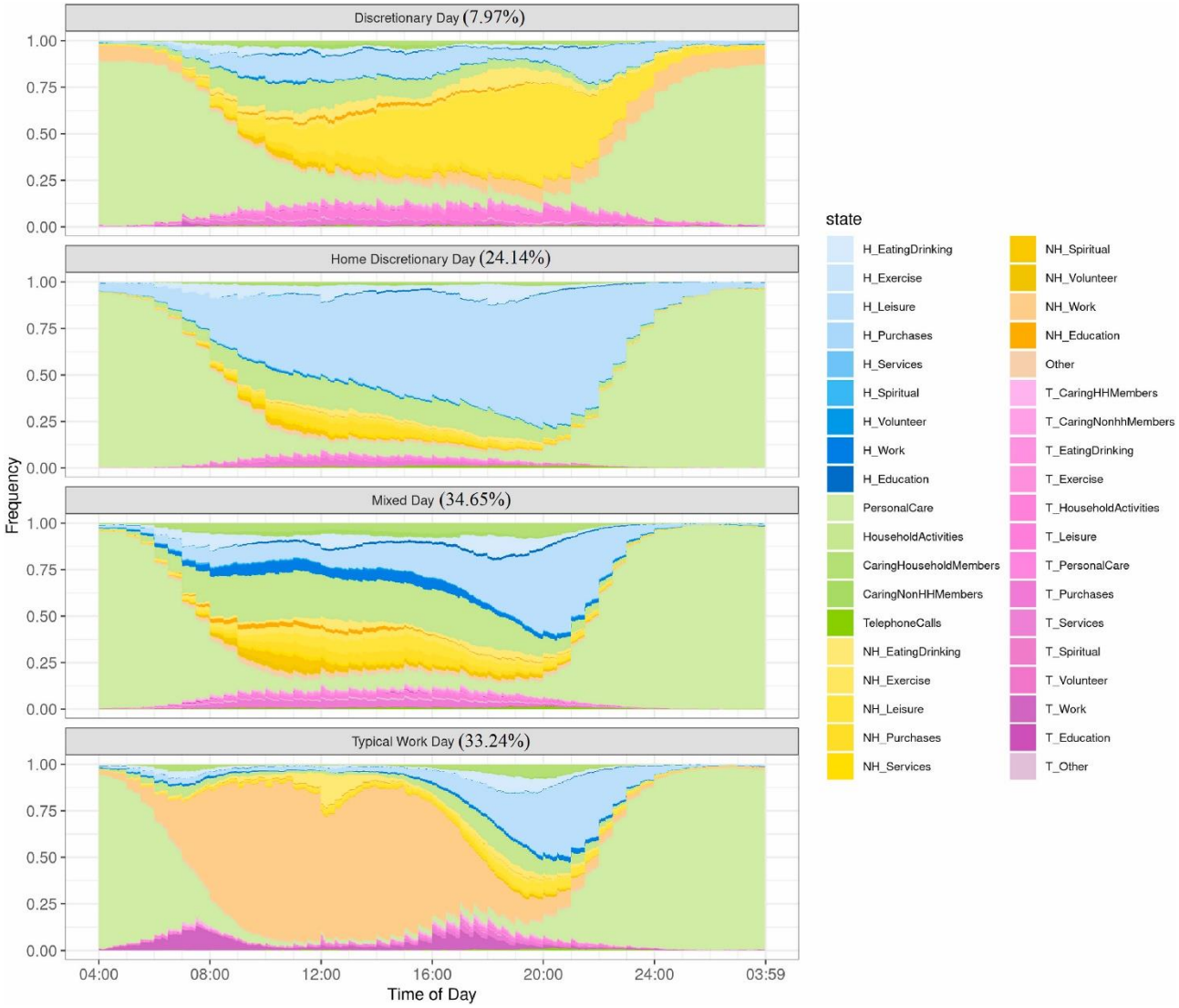


図 5.4.1-21　米国・生活時間調査（ATUS）による生活パターンの類型（2019 年）

（出典）Shi and Goulias (2024)[14)]

（注）H_は自宅での行動、NH_は自宅外での行動、T_は移動行動を表す。また、Discretionary Day（裁量日）は概ね仕事のない日を表している。

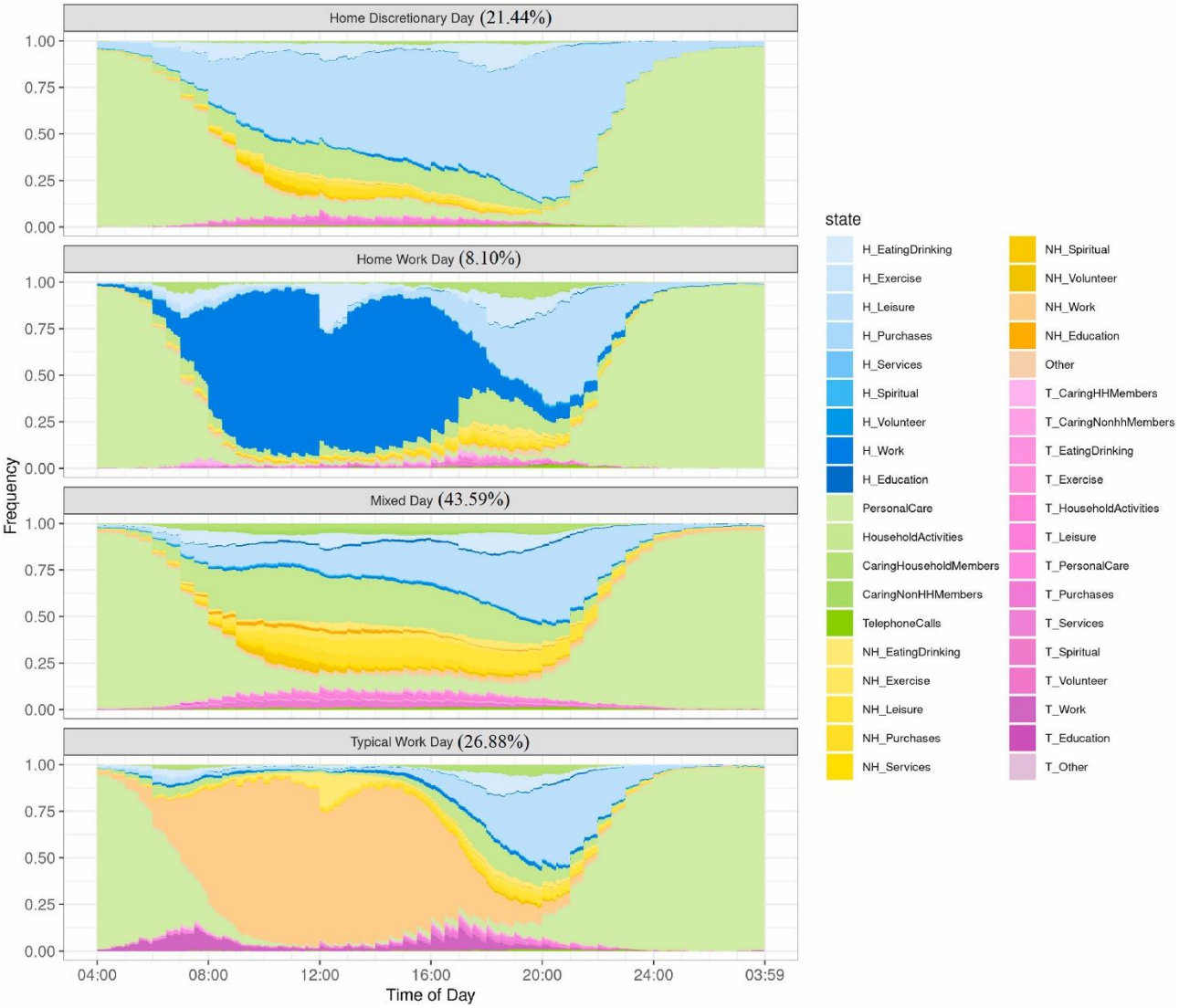


図 5.4.1-22 米国・生活時間調査（ATUS）による生活パターンの類型（2022 年）

（出典）Shi and Goulias (2024)[14)]

（注）H_は自宅での行動、NH_は自宅外での行動、T_は移動行動を表す。また、Discretionary Day（裁量日）は概ね休日を表している。

(4) まとめ

日本と米国の家庭用エネルギー消費実態に関する統計調査（家庭 CO_2 統計 2021、RECS2020）のデータを用いて、在宅勤務又はテレワーク実施世帯のエネルギー需要に関する特徴を分析するとともに、家庭用電力ロードカーブに及ぼす影響について検討した。その結果は、以下のようにまとめられる。

① 家庭用エネルギー消費への影響

世帯当たりの家庭用エネルギー消費量に関する単純比較では、日本（2021 年度）の在宅勤務実施世帯は非実施世帯比＋5%、米国（2020 年）のテレワーク実施世帯は非実施世帯比＋9%であった。なお、就業者のいない世帯は分析から除外している。

実施・非実施の両群間で、居住地（気候）と一部の世帯・住宅属性の差異が見られた。特に米国では世帯年収に大きな差が見られた。テレワーク実施世帯の世帯年収の中央値は 10 万ドル超であるのに対して、非実施世帯の中央値は 5 万ドル台である。

重回帰分析によって、居住地、世帯・住宅属性や気候差等を統制した上で、在宅勤務・テレワークの実施有無が家庭用エネルギー消費量に及ぼす影響を測定した。

- 日本では都市階級 1（都道府県庁所在市・政令指定都市）で＋2.3GJ/世帯・年（非実施世帯比＋8%）となったが、他の都市階級では有意差が見られなかった。
- 三大都市圏を含む地方・都市階級 1 では全体で＋2.5GJ、暖房が＋0.7GJ、照明・家電製品等が＋1.0GJ となった。
- 米国では、全体としてテレワーク実施有無による有意差は見られなかった（調理+0.2GJ、照明+0.5GJ のみ有意差）。消費割合の大きい（約 4 割を占める）暖房がマイナス側に寄与したことが影響した可能性がある。

このように日本と米国で、また、日本でも都市階級によって異なる結果となった。米国の分析対象世帯では全館連続暖房の割合が高く、在宅勤務を実施し、部屋を追加的に利用したとしても、暖房需要が増えるとは限らない。対照的に日本では必要に応じて暖房を行うのが一般的であり、両国の差は暖房の仕方に起因している可能性がある。日本の都市階級 1 で見られた有意差が、都市階級 2（都市階級 1 以外で人口 5 万人以上の市）では見られなかったことについては、原因の特定には至らなかった。

本分析では同じ時期の在宅勤務・テレワーク実施世帯と非実施世帯のエネルギー消費量の差異を示したが、在宅勤務がエネルギー消費量に及ぼす影響を特定した訳ではない。これを明らかにするには、新たに在宅勤務を開始した世帯群とそうではない世帯群の間で、在宅勤務開始前後のエネルギー消費量の変化量を比較する必要がある。統計調査による観測データでは、こうしたデータセットを取得することは難しく、特別な調査が必要となる。

② 自動車用燃料消費への影響

日本については自動車用燃料消費量の重回帰分析も実施した。

- 在宅勤務実施群・非実施群の差は、都市階級 1・2 では▲5.2～5.7GJ（ガソリン換算▲160～170L）、三大都市圏を含む地方の都市階級 1・2 では▲4.4～5.8GJ（同▲130～180L）と測定された。
- 都市階級 3 では有意差は見られなかった。
- 日本の分析結果について、家庭用エネルギー消費量と自動車用燃料消費量に関する測定結果を総合すると、都市階級 1・2 では、在宅勤務非実施世帯比▲5～▲10%となった。

自動車用燃料消費量には比較的大きな差異が見られたが、これについても、純粋に在宅勤務（通勤削減）のみの効果ととらえることはできない。今回の分析結果は、都市階級 1・2 の就業者の通勤手段がほとんど自動車である場合には妥当な水準であるが、令和 2 年国勢調査によれば、通勤・通学者の交通手段に関して「自家用車のみ」と回

答したのは、都市階級 1 で 32%、都市階級 2 で 50%に留まる。従って、測定された差異の少なくとも半分以上は、通勤以外の移動行動の差による可能性が高い。令和 3(2021)年度の本業務で実施したアンケート調査に基づく検討では、在宅勤務実施頻度が高いほど、自宅での余暇活動時間が長い傾向が観察された。こうしたライフスタイルの差が反映されている可能性がある。

本業務では統計調査のみに基づく差異の評価を行ったが、在宅勤務の影響の検討精度を向上させるには、機器の使用実態に基づくエネルギー消費量の積み上げ推計と比較するなど、複数のアプローチを組み合わせた検討が必要と考えられる。

③ 電力ロードカーブへの影響

在宅勤務などによる在宅率の上昇は、エネルギー消費の総量だけでなく、消費の時間的パターンにも影響を及ぼしている。本業務では、COVID-19 パンデミックを契機に電力ロードカーブに生じた影響に関する国内外の研究事例を紹介した。また、日本と米国の生活時間調査から在宅率の上昇や在宅勤務の増加を確認した。

家庭用の電力ロードカーブについては産業用、業務用その他のロードカーブより大きな影響を受けており、ロードカーブ形状の変化が生じたことが確認されており、需要の平坦化、あるいは反対にピーク需要の先鋭化の可能性が焦点となっている。

在宅勤務の増加は夕方以降の点灯ピークを押し上げると考えられ、太陽光発電等の変動性電源が主力化していく過程で需給ひっ迫要因になり、需給調整対策の観点からも動向を把握することが重要と考えられる。

参考文献（第 5.4.1 に関するもの）

1) 国土交通省, 令和 4 年度テレワーク人口実態調査－調査結果－, 2023 年 3 月, https://www.mlit.go.jp/toshi/daisei/content/001598926.pdf (accessed 2024-02-18)
2) 総務省, 令和 4 年就業構造基本調査 結果の要約, p.3, 2023 年 7 月 21 日, https://www.stat.go.jp/data/shugyou/2022/pdf/kall.pdf (accessed 2024-02-16)
3) Jose Maria Barrero, Nicholas Bloom and Steven J. Davis, Why Working from Home Will Stick, WORKING PAPER 28731, April 2021, https://www.nber.org/papers/w28731 (accessed 2024-02-16)
4) Jose Maria Barrero, Nicholas Bloom, Shelby Buckman and Steven J. Davi, SWAA February 2024 updates, 6 February 2024 (accessed 2024-02-16)
5) Rezwana Rafiq, Michael G. McNally, Yusuf Sarwar Uddin, Tanjeeb Ahmed, Impact of working from home on activity-travel behavior during the COVID-19 Pandemic: An aggregate structural analysis, Transportation Research Part A: Policy and Practice, Volume 159, May 2022, Pages 35-54
6) 経済産業省資源エネルギー庁, 2022 年 3 月の東日本における電力需給ひっ迫に係る検証について（総合資源エネルギー調査会電力・ガス事業分科会第 50 回電力・ガス基本政策小委員会 資料 4-1）, 2022 年 5 月 27 日
7) 経済産業省資源エネルギー庁, 今夏の電力需給及び冬季の見通しについて（総合資源エネルギー調査会電力・ガス事業分科会第 65 回電力・ガス基本政策小委員会 資料 3）, 2023 年 9 月 27 日

8) 電力広域的運営推進機関, 需要想定の在り方検討を踏まえた 2023 年度の需要想定結果について（報告）（第 81 回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料 4）, 2023 年 1 月 24 日
9) 電力広域的運営推進機関, 電力需要想定の在り方に係る検討について（第 78 回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料 1）, 2022 年 10 月 19 日
10) Zombor Berezvai, Olivér Hortay, Tamás Szőke, The impact of COVID-19 measures on intraday electricity load curves in the European Union: A panel approach, Sustainable Energy, Grids and Networks, Volume 32, December 2022, 100930
11) Vera van Zoest, Karl Lindberg, Fouad El Gohary, Cajsa Bartusch, Evaluating the effects of the COVID-19 pandemic on electricity consumption patterns in the residential, public, commercial and industrial sectors in Sweden, Energy and AI, Volume 14, October 2023, 100298
12) 西尾健一郎, 向井登志広, コロナ禍における家庭用電力需要の変化ー時期・平休日・時刻により、どのような違いが生じているのか？ー, （一財）電力中央研究所社会経済研究所ディスカッションペーパー SERC21002, 2021 年 7 月 9 日
13) Masayuki Kojima, Teruyuki Saito, COVID-19 triggered residential behavioral changes and electricity consumption of detached houses in Japan, Energy and Buildings, Volume 290, 1 July 2023, 113082
14) Hui Shi, Konstadinos G. Goulias, Long-term effects of COVID-19 on time allocation, travel behavior, and shopping habits in the United States, Journal of Transport & Health, Volume 34, January 2024, 101730

5.4.2 世界貨物運輸部門における緩和策と低エネルギー需要社会の実現機会

(1) はじめに

2021 年の COP26 において採択されたグラスゴー気候合意では 1.5℃目標の追求が明記され、この達成に向け多くの国が 21 世紀半ば頃のカーボンニュートラル目標を宣言している。脱炭素目標の達成に向け、エネルギー供給側の対策に加えエネルギー需要部門における排出削減対策の重要性についても議論がなされてきている。

貨物運輸部門は世界の脱炭素目標達成において重要な部門の一つである。貨物運輸部門からの 2021 年 CO_2 排出量は、International Transport Forum(ITF)のモデル推計によると 3.7GtCO_2 であり [1]、IEA 統計 [2]による世界直接排出量の 11%に相当する。世界貨物運輸需要は途上国の経済発展や e コマースの普及を要因として今後も増大する見通しであり [1]、排出削減技術の更なる導入がなければ継続的な排出量増大は避けられないが、道路貨物や海運、航空などにおいて大幅排出削減は技術的に困難かつ高コストであり（hard-to-abate）、2050 年世界ネットゼロ排出達成に向けては BECCS や DACCS などの負排出技術の必要性が指摘される [3]とともに、貨物輸送需要を抑制しうる対策の排出削減効果についても議論されている [4]。一方で、貨物運輸需要は各国の経済発展に密接に関連し、また個人の well-being 充足に付随して発生するものである。貨物輸送需要を単純に抑制する対策をとることはこれらを阻害する可能性があるため、貨物運輸部門の緩和策検討においては、各国経済の発展や個人の well-being の維持も重要な視点の一つとなる。

昨年度の報告では，貨物運輸における様々な排出削減対策とその影響について、文献や報告書の調査に基づき定量的な整理を試みた。具体的には、ICT 技術の導入による

物流の効率化やエネルギー原単位の改善、需要側の対策及び行動変容などの対策に加え、電子書籍や音楽配信などのデジタルコンテンツやサービスのデジタル化の更なる普及による排出削減ポテンシャルを整理し、これらの技術がサービス需要を満たしつつ輸送需要あるいは車両走行距離の削減に貢献する可能性があることを示した。本年度は、貨物運輸に関連する需要側の行動変容や技術進展などの緩和策がエネルギーシステムに与える影響を、世界エネルギーシステムモデル DNE21＋により評価し、well-being 充足を考慮した低エネルギー需要社会の実現機会について考察した。

(2) 貨物運輸における緩和策とその影響

① 各種緩和策による影響の整理

分析シナリオ及び考慮する緩和策は、昨年度の報告内容に基づいて検討し表 5.4.2-1 の通り設定した。行動変容シナリオは、需要側の行動変容により車両走行距離（v-km）が減少するシナリオである。物流への ICT 技術導入促進シナリオは、ICT 技術等を活用した物流の効率化による車両走行距離の低減が、車両技術進展シナリオは道路貨物車両技術の進展により燃費効率改善やコスト低減が促進されるシナリオである。

表 5.4.2-1 分析シナリオと緩和策

シナリオ	緩和策
行動変容	宅配輸送における消費者側の再配達抑制対策 オンラインショッピングにおける返品回避対策 オンラインショッピングにおける即時配達回避対策
物流への ICT 技術導入促進	物流側の再配達抑制対策 Physical internet 等による物流効率化
車両技術進展	自動運転トラック、貨物車両の隊列走行

上記の緩和策による貨物運輸への影響とコストを、先行研究や統計データ、実証実験例などを参照し、緩和策の普及率も考慮して想定した。

表 5.4.2-2 に行動変容シナリオで考慮した具体的な緩和策と影響、効果の想定を示す。需要側の行動変容は宅配輸送の v-km、もしくはオンラインショッピングにおける宅配輸送の v-km に影響する。

表 5.4.2-2　行動変容シナリオにおける緩和策と影響

対策	影響	効果の想定
宅配輸送における消費者側の再配達抑制対策	宅配ロッカー、在宅時指定配達アプリ導入等により再配達率が低減し、宅配輸送の車両走行距離(v-km)が低減する 機器及びソフトウェアのコストが発生する	宅配輸送 v-km の低減 2030 年 14.3% 2050 年 21.4%
	宅配ロッカーの利用が物流の効率化にも貢献し、宅配輸送の車両走行距離(v-km)が低減する 機器のコストが発生する	宅配輸送 v-km の低減 2030 年 15.0% 2050 年 40.0%
オンラインショッピングにおける返品回避対策	顧客の行動変容により回避可能な返品に関して、アプリの導入、行動変容を促進する nudge の導入により返品率が低減し、宅配輸送の車両走行距離(v-km)が低減する ソフトウェアのコストが発生する	E-commerce 宅配輸送 v-km の低減 日本 4.5% その他国 7.7%
オンラインショッピングにおける即時配達回避対策	即時配達を選択している消費者が通常配送の選択に切り替えることにより、効率的な配送が促進され、宅配輸送の車両走行距離(v-km)が低減する。 隠れたコスト（待ち時間の発生による disutility cost）が発生する	E-commerce 宅配輸送 v-km の低減 8.6%

表 5.4.2-3 に物流への ICT 技術導入促進シナリオ、車両技術進展シナリオで考慮した具体的な緩和策と影響、効果の想定を示す。物流の効率化は v-km に、車両技術の進展は燃費に影響する。大型トラック輸送需要に対する車両技術の普及率については、地域別の想定が ITF[1)]に記載されており、これを参考に表 5.4.2-4 の通り地域別に想定を行った。

表 5.4.2-3 物流への ICT 技術導入促進、車両技術進展シナリオにおける緩和策と影響

対策	影響	効果の想定
物流側の再配達抑制対策	最適配送ルートの自動生成（スマートメーターデータ＋AI）などにより再配達率が低減し宅配輸送の車両走行距離(v-km)が低減する	宅配輸送 v-km の低減 2030 年 7.1% 2050 年 14.3%
ICT 技術の更なる導入による物流効率化	ICT 技術導入促進や Physical internet 普及による物流資産の共有により物流の効率化が実現し、道路貨物輸送の車両走行距離(v-km)が低減する	道路貨物輸送 v-km の低減 2030 年 15.0% 2050 年 30.0%
道路貨物車両の隊列走行	技術導入により大型トラックの燃費効率が改善する	大型トラックの燃費改善 10%
自動運転トラックの導入	技術導入により大型トラックの燃費効率が改善する 大型トラックによる輸送コストが低減する	大型トラックの燃費改善 14% 大型トラック輸送の年コスト低減 43%

表 5.4.2-4 大型トラック輸送需要に対する車両技術の普及率

車両技術普及率	2030	2040	2050
隊列走行(Global North, Global South)	0～10%, 0%	2～15%, 0～2%	5～20%, 2～5%
自動運転トラック(Global North, Global South)	0%, 0%	2～25%, 0%	5～20%, 2～5%

上記の対策は機器やソフトウェア等の導入コストのほか、隠れたコストを伴うため、これらを算定してエネルギーシステムコストに別途計上した。なお、スマートフォンやタブレット、PC などの汎用機器は、本分析における緩和策にかかわらず導入されるものと考え、追加コストとしては計上していない。

行動変容シナリオでは、宅配ロッカー、各種ソフトウェア、即時配達回避インセンティブがコストとして発生する。宅配ロッカーは、大型宅配ロッカーの一区画当たりコスト、また個人宅向け宅配ボックスのコスト情報を基に、利用者一人当たりのコスト（2023 年）を$200/yr とし、1.0%/yr のコスト低減、普及率を考慮して全体のコストを推計した。各種ソフトウェアは、様々な情報を参照し 1 本当たりの導入費用を$100,000（2023 年）と想定した上で、国ごとに 2 本／年導入されると仮定して全体のコストを推計した。即時配達回避インセンティブは、e-commerce 事業者が提供するインセンティブもしくは消費者側の隠れたコスト（待ち時間の増大）として発生するものである。 Heuser and Ashraf[5)]は、no-rush delivery に対するインセンティブの効果を、顧客行動モデルと物流コストモデルに基づきシミュレーションを行い、追加的リードタイムに対する顧客へのインセンティブ必要額を$1.14-1.18/day と算定している。これ

を参考に、即時配達から通常配送に変更した 1 件につき$10 程度の disutility cost が発生するものとして全体のコストを推計した。

運輸技術進展シナリオでは、自動運転トラック導入によるコスト変化はモデルにおける運転・メンテナンス費の変化により反映した。その他のコスト（配達ルート最適化ソフト、物流 ICT 技術）は十分な情報が得られず計上していない。

以上の想定に基づき算定された、緩和策による総追加コストは、2030 年で 207.7 billion USD/yr、2050 年で 279.2 billion USD/yr である。

② 各種緩和策による道路貨物輸送距離への影響評価

前項で述べたように、行動変容シナリオの対策は宅配輸送の走行距離(v-km)、あるいはオンラインショッピングによる宅配輸送のラストマイル v-km に対して影響を及ぼす。これら対策の影響分析にあたっては、モデルにおける v-km 想定値のうち宅配輸送及びオンラインショッピング相当分を明示的に想定する必要があるが、各種統計データにおいて輸送需要や車両走行距離の用途別の区分は行われていない。そのため、各種データやレポートに基づき、道路貨物輸送における宅配輸送及びオンラインショッピングによる宅配輸送の v-km シェアを推計した。宅配輸送については、ITF[6]の、Urban における parcel（小包、宅配）、non-parcel 別の輸送需要(t-km)見通しに基づき、都市道路貨物輸送における宅配輸送の t-km ベースのシェアを算定し、さらに文献 7)を参照して都市道路貨物輸送における宅配輸送の v-km ベースのシェアを算定した。宅配輸送の v-km は、地域、時点により都市道路貨物の 3～22%程度を占める結果である。

オンラインショッピングによる宅配輸送については、文献 7),8)を参照して宅配輸送の輸送距離に対するオンラインショッピングの比率を 50%程度と想定し、都市道路貨物輸送に占めるオンラインショッピング宅配輸送の v-km のシェアを算定した。地域、時点により都市道路貨物の 1～11%程度との結果である。

本分析に利用する DNE21+モデルでは、部門としては道路貨物輸送より下位のサブセクターを区分していない。そのため、都市道路貨物輸送には小型トラックが利用されるものとして、小型トラックの v-km 想定値にこれらのシェアを適用し、道路貨物輸送の v-km 低減効果を算定した。結果を表 5.4.2-5 に示す。宅配輸送やオンラインショッピングなど影響の対象が限定される対策の効果は小規模にとどまる。

表 5.4.2-5　各種緩和策による道路貨物輸送 v-km の低減効果

対策		道路貨物輸送 v-km の低減率
消費者側の再配達抑制対策	宅配ロッカー利用、在宅時指定配達アプリ導入等による再配達率低減	2030 年　0.5-3.0% 2050 年　0.6-4.6%
	宅配ロッカー利用による物流の効率化の効果	2030 年　0.5-3.2% 2050 年　1.1-8.6%
返品回避対策	返品回避対策によるオンラインショッピングの返品率の低減	日本　0.5% その他国　0.1-0.8%
即時配達回避対策	インセンティブ等による、no-rush 配送選択率の増加	0.1-0.9%
物流側の再配達抑制対策	再配達低減技術による不在配達率低減	2030 年　0.2-1.5% 2050 年　0.4-3.1%
ICT 技術導入、資産共有普及による物流効率化	物流の効率化による道路貨物輸送の車両走行距離の低減	2030 年　15% 2050 年　30%

各種緩和策による、DNE21+の道路貨物輸送 v-km 値への影響を図 5.4.2-1 に示す。行動変容の緩和策の影響は小規模であり、小型トラックの 2050 年輸送距離の低減率は標準比 4.6%である。一方、物流技術の緩和策の影響は大きく、2050 年の道路貨物輸送距離は標準比 30%程度減少すると推計された。

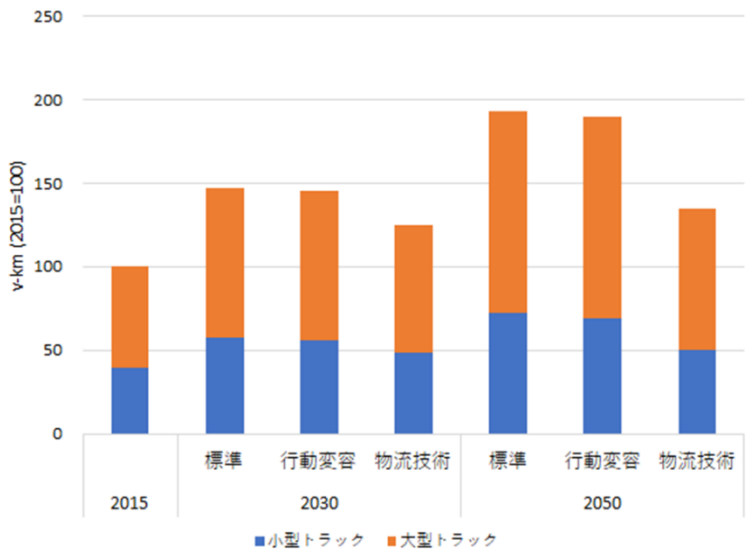


図 5.4.2-1　各種緩和策による道路貨物輸送距離への影響(2015=100)

(3) モデル分析結果

本項では、前節で整理した貨物運輸部門の各種緩和策が、想定した効果や普及率に沿って導入される場合の世界エネルギーシステムへの影響を、世界エネルギーシステムモデル DNE21＋により評価した結果を示す。

DNE21+モデルに関して、本分析に関連する事項を中心に記載しておく。DNE21+モデルは各種エネルギー・CO_2削減技術のシステム的なコスト評価が可能な線形計画モデルである。世界を 54 地域に分割し、エネルギー供給・需要部門別に合計 500 程度の技術を具体的にモデル化しており、エネルギーコスト最小化の下での世界地域別、部門別の技術の詳細な評価が整合的に可能である。運輸部門関連では、道路交通、鉄道、国内海運、国際海運、国内航空、国際航空がモデル化されており、道路交通における貨物運輸として小型トラック、大型トラックがモデル化されている。貨物運輸需要見通しは外生的に想定しており、道路貨物輸送は輸送サービス需要(t-km)と車両走行距離(v-km)の双方を想定している。

分析シナリオを表 5.4.2-6 に示す。貨物運輸シナリオは行動変容(BhChg)、運輸部門の技術進展(TrTech、物流への ICT 技術導入促進と車両技術進展の双方を考慮)とした。

表 5.4.2-6　分析シナリオ

	行動変容	物流技術	車両技術
BL_Std	－	－	－
BL_BhChg	○	－	－
BL_TrTech	－	○	○
DO15_Std	－	－	－
DO15_BhChg	○	－	－
DO15_TrTech	－	○	○

全体のシナリオ想定としては、ベースライン（BL、特段の排出削減政策の考慮なし）、Disorderly 1.5 ℃ (DO15、2050 年頃に CN、1.5℃を達成。政策の地域差大）を用いた。DO15 シナリオ想定の概要は表 5.4.2-7 に記載の通りである。

表 5.4.2-7　DO15 シナリオの想定（概略）

シナリオ名	気温上昇	政策のスピード#	CDR	再ｴﾈ, EV	政策の地域差	他シナリオとの類似性		
						IPCC AR6	NGFS(2022)	IEA
Disorderly Below 2 °C	1.7～1.8℃（ﾋﾟｰｸ:1.8℃、2100年1.7℃）	遅（2030年NDC）	中	中位進展	大（主要先進国2050年CN）	Likely below 2 C, NDC [C3b]	Disorderly: Delayed Transition	APS (WEO 2022)
Orderly Below 2 °C	1.7℃程度	早（2030年NDC：全世界MAC均等化）	小	高位進展	小（MAC均等化）	Likely below 2 C with immediate action [C3a]	Orderly: Below 2C	SDS (WEO 2021)
Disorderly 1.5 °C	1.4℃（ﾋﾟｰｸ:1.7℃、2100年1.4℃）	遅（2030年NDC）	大	中位進展	大（主要先進国2050年CN）	1.5 C with high overshoot (IMP-Neg) [C2]	(Disorderly : Divergent Net Zero)*	
Orderly 1.5 °C	1.4℃（ﾋﾟｰｸ:1.6℃、2100年1.4℃）	早（2030年NDC：全世界MAC均等化）	中	高位進展	中（主要先進国2050年CN）	1.5 C with no or limited overshoot [C1]	Orderly: Net Zero2050	
1.5C-CO2_CN	1.5℃程度（CO2パスからの概略値）	早（2030年NDC：全世界MAC均等化）	小（部門別Near-zero of CO2）	高位進展	中（主要先進国2050年CN）	1.5 C with no or limited overshoot [C1]		NZE

分析の前提として、全てのシナリオで、貨物輸送サービス需要はモデルにおける標準の想定を維持するものとしている。また、モーダルシフトは考慮しない。前節で述べた、対策普及に伴う追加コストは、モデル計算結果のエネルギーシステムコストに加算している。

以降にモデル分析結果を示す。図 5.4.2-2 は世界の 1 次エネルギー供給量である。BhChg、TrTech とも石油系燃料消費が標準比で減少しており、貨物運輸における需要側緩和策による石油消費削減効果がみられる。とりわけ TrTech では 2050 年の石油系燃料消費は標準比で 520-660Mtoe/yr 程度抑制され、CCS 無し化石燃料消費の小規模な増大が許容される。

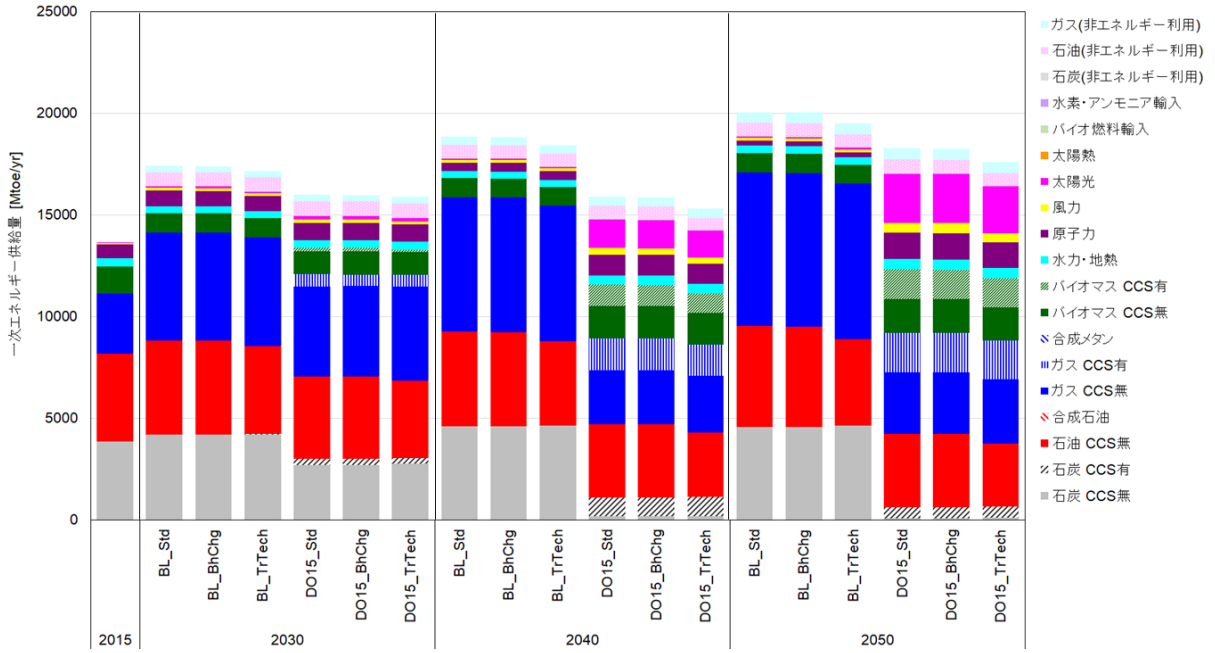


図 5.4.2-2 世界の一次エネルギー供給量

図 5.4.2-3 は道路交通部門の最終エネルギー消費である。運輸部門の技術進展は石油系燃料とバイオ燃料の消費を低減し、全体のエネルギー消費量も抑制する。また、DO15 では、合成燃料がベースラインでは 2050 年にわずかに利用されているが、対策導入により減少する。行動変容の影響は小さく、石油系燃料消費のわずかな低減がみられる。

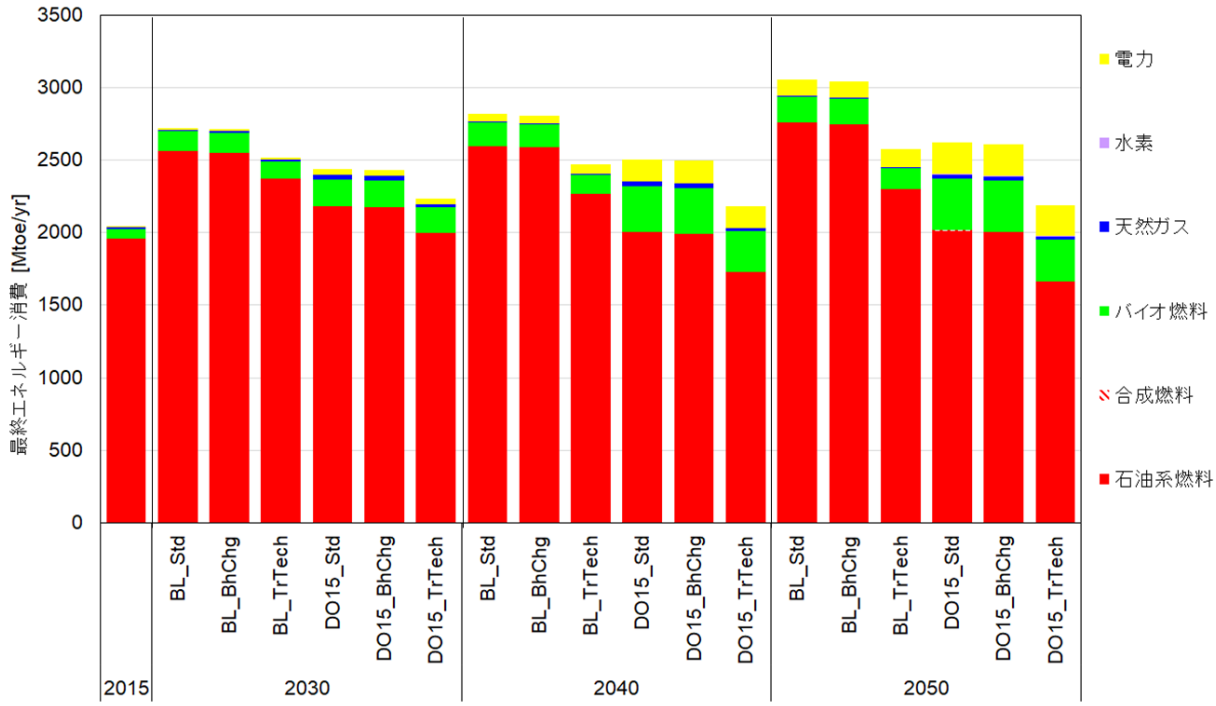


図 5.4.2-3 最終エネルギー消費：道路交通部門

図 5.4.2-4 は道路貨物輸送（トラック）における最終エネルギー消費である。1.5℃目標において運輸部門の技術進展が進むことにより、2050 年のエネルギー消費量を 2015 年水準に抑制しうる。特に石油系燃料の消費量は大きく低減し、標準と比較すると 350Mtoe 程度低減する。行動変容の影響は小さく、石油系燃料消費のわずかな低減がみられる。

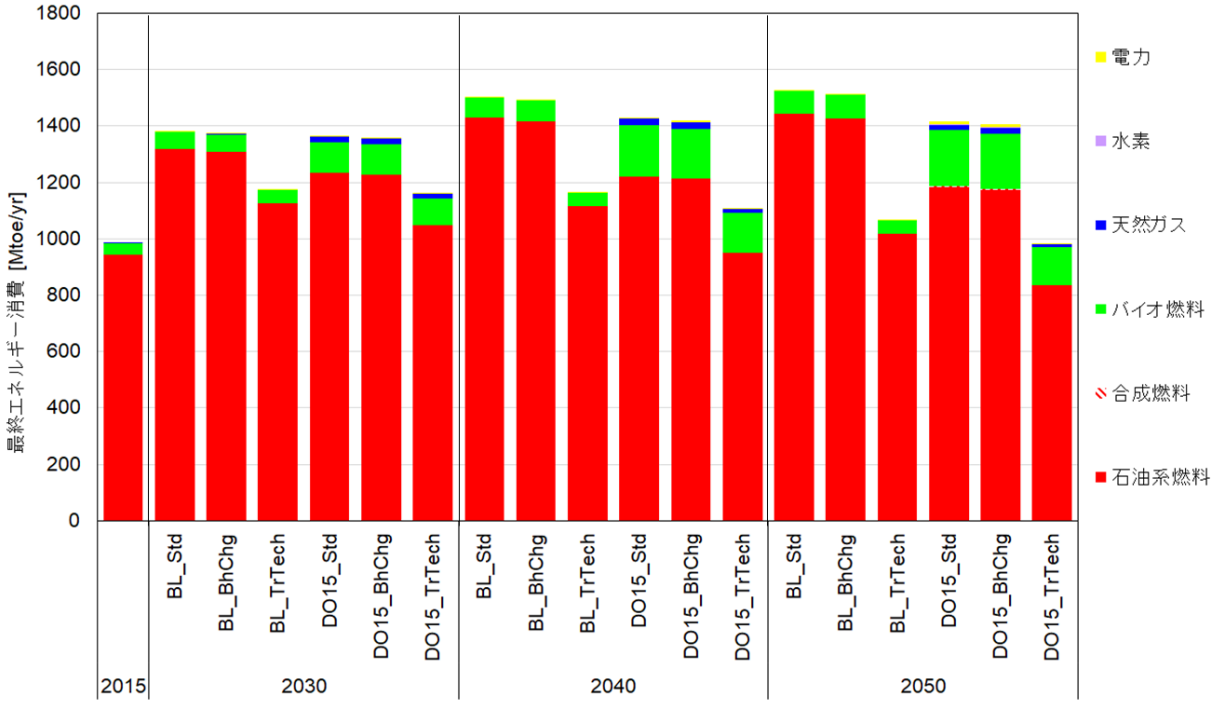


図 5.4.2-4 最終エネルギー消費：道路貨物輸送（トラック）

図 5.4.2-5 は運輸部門からの CO_2 排出量である。本分析シナリオにおける 2050 年の運輸部門排出削減効果は、行動変容では 15～45MtCO_2/yr、運輸部門技術進展では 1.2～1.4GtCO_2/yr 程度と評価された。1.5℃目標において今回想定した貨物運輸関連の対策が普及することにより、2050 年においても 2015 年水準の排出量に抑制しうることがわかる。しかし残余の排出量は 8GtCO_2 程度あり、負排出技術導入によるオフセットは依然として必要である。

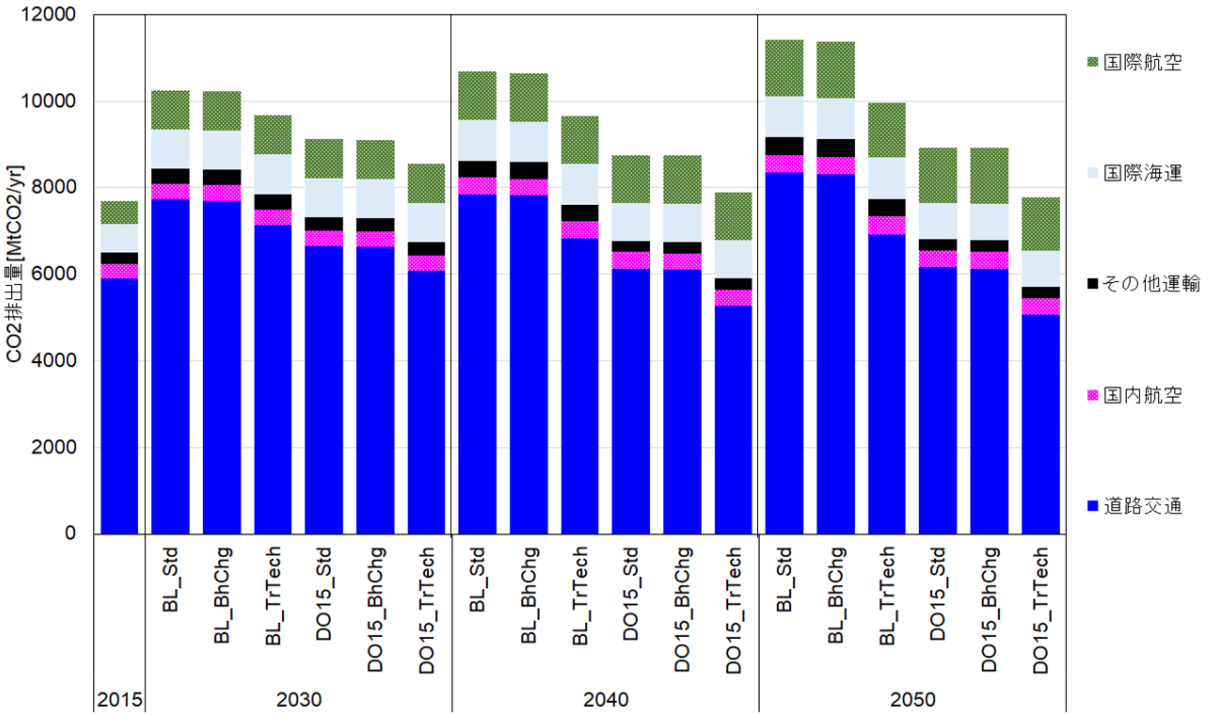


図 5.4.2-5 運輸部門の CO_2 排出量

表 5.4.2-8 にエネルギーシステムコストを示す。行動変容シナリオでは、前節で算定したコストを加算するとコスト全体としては微増する結果である。運輸の技術進展はエネルギーシステムコストの低減に貢献し、1.5℃目標下では低減の度合いはより大きい。

表 5.4.2-8 エネルギーシステムコスト [Trillion US$/yr]

	2030	2040	2050
BL_Std	30.94	39.15	48.03
BL_BhChg	31.08 (+0.14)	39.29 (+0.14)	48.16 (+0.13)
BL_TrTech	29.61 (-1.33)	36.68 (-2.47)	44.35 (-3.68)
DO15_Std	31.63	42.93	53.20
DO15_BhChg	31.77 (+0.13)	43.06 (+0.13)	53.32 (+0.12)
DO15_TrTech	30.25 (-2.75)	40.17 (-2.75)	49.12 (-4.08)

注：（ ）内は各シナリオの標準（std）からの変化

表 5.4.2-9 に主要国の CO_2 限界削減費用を示す。行動変容シナリオではわずかに低減する程度である。運輸技術進展シナリオではやや大きめに低減する。日本は他と比較すると 2050 年の MAC 押し下げ効果は大きい。

表 5.4.2-9 主要国の CO_2 限界削減費用 [US$/tCO$_2$]

		2030	2040	2050
標準	日本	423	456	686
	米国	211	292	276
	EU27	283	292	324
	中国	39	292	269
行動変容シナリオ	日本	417	454	686
	米国	212	290	276
	EU27	281	290	324
	中国	39	290	268
運輸部門技術進展シナリオ	日本	370	445	645
	米国	181	277	271
	EU27	256	277	311
	中国	39	277	256

(4) まとめ

本節では、貨物運輸に関連する需要側緩和策がエネルギーシステムに与える影響を評価し、低エネルギー需要社会の実現可能性について考察を行った。貨物運輸部門に関連する消費者の行動変容や運輸技術進展により、貨物運輸需要(t-km)を低減することなく、車両走行距離(v-km)の低減や燃費改善が図られ、エネルギー消費量、CO_2 排出量の抑制に貢献することが定量的に示された。一方で今回想定したシナリオでは 1.5℃目標下でも 2050 年の運輸部門 CO_2 排出量は 8GtCO_2 程度あり、ネットゼロ達成に向けては負排出技術の導入によるオフセットが必要であることが示唆された。

運輸技術進展シナリオではエネルギー消費、CO_2 排出の削減効果が大きい。2050 年の道路貨物エネルギー消費、及び運輸部門排出量を 2015 年水準に抑制する。一方、行動変容シナリオでは小規模な削減にとどまる。今回考慮した対策の影響は、道路貨物輸送のうち宅配輸送もしくはオンラインショッピングの宅配輸送を対象とした対策による影響の定量化にとどまったことによる。今後、様々な輸送モードに対する影響の把握と定量化を行い、これら対策の包括的な影響評価を行うことが求められる。

オンラインショッピングに関連して、e-commerce 市場は今後継続拡大する見通しであり、これを考慮した貨物輸送需要見通しと緩和策評価の重要性は一層高まると考えられる。一方、宅配輸送や e-commerce 需要による貨物輸送需要への影響は定量的に示されておらず、統計が存在しないため対策評価のバリアとなっている。データが未整備である状況に関しては政策立案側も課題として認識し始めており、例えば米国運輸省は、ラストマイル貨物配送の計測と、貨物輸送における e-commerce の役割の分析に向けたデータ収集方針を検討中であると表明しており [9]、今後データが充実していくことが期待される。本分析では宅配輸送需要に関して様々な想定を行った上で評価しているが、様々な統計データが整備されることにより、行動変容を含む需要側対策による排出削減のポテンシャルをより包括的に評価しうると考えられる。

参考文献（第 5.4.2 節に関するもの）

1) ITF: International Transport Outlook 2023 (2023)
2) IEA: World Energy Outlook 2023 (2023)
3) IEA: Energy Technology Perspectives 2023 (2023)
4) Muratori, Smith, Kyle, Link, Mignone and Kheshgi, Role of the Freight Sector in Future Climate Change Mitigation scenarios, Environ. Sci. Technol. 2017, 51, 6, 3526–3533 (2017)
5) A. M. Heuser and T. Ashraf: Incentivizing No-Rush Delivery in Omnichannel Retail (2019)
6) ITF: Transport Statistics (2021)
7) RAC Foundation: The Implications of Internet Shopping Growth on the Van Fleet and Traffic Activity (2017)
8) WEF: The Future of the Last-Mile Ecosystem (2020)
9) 米国運輸省：Transportation Statistics Annual Report 2022 (2022)

5.5 最終需要の変化に伴う統合的な分析

建物部門からの GHG 排出は、世界排出量の約 21%を占める。化石燃料燃焼による直接排出、及び電気・熱生成や素材生産による間接排出に由来することより、本部門の緩和戦略には、気候変動によるエネルギー消費への影響と同時に、省エネルギー・省物質のオプションを考慮する必要がある。本節は、このような認識のもと、国際応用システム研究所（IIASA）で実施された(1)電製品の電力・素材需要と CO_2 排出量に関するモデル構築と分析、(2)統合評価モデルにおける住宅冷房需要に対する不確実な気候影響と社会経済変化のエミュレーションの拡張について記載する。

5.5.1 家電製品の電力・素材需要と CO_2 排出量に関するモデル構築と分析

(1) 背景・目的

家電製品は、基本的なエネルギーサービスを提供し人々の well-being を高め、現代の生活で重要な役割を果たす。但し、家電製品はエネルギーや素材の強度は高く、CO_2 排出に寄与すると共に、持続可能な資源利用のプレッシャーを高める。家電製品によるエネルギー消費量は建物部門のそれの約 1/3 を占め（IEA, 2017[12]）、急速に増大している。人口と豊かさの増大に伴い家電製品利用が増える中、このまま放置すれば、気候目標の達成にリスクをもたらし、重要資源の安全保障を脅かす可能性がある（Junne et al., 2020[17]）。この部門の需要・供給システムの早急な移行が、基本的なエネルギーサービスを改善しつつ、持続可能な目標を達成するために重要である。

世界のエネルギーシステムの脱炭素化は、CO_2 排出量を削減し、気候変動目標を達成するための鍵である。しかし、より深い緩和には、効率改善を通じてエネルギーと素材の需要を低下させる行動も必要である（Gerke et al., 2017[6]）。これらの対策は、同時に、世界や国々の物質安全保障に極めて重要な鉱物の需要削減に寄与する。既存の文献は、主に家電製品のエネルギー効率改善戦略に焦点を当てており（Gerke et al., 2017[6];

McNeil et al., 2013[23]; Radpour et al., 2017[25]; Tetri et al., 2014[27]; Zhong, Hu, Deetman, Rodrigues, et al., 2021[33])、素材戦略とエネルギー効率改善との相互作用に関する研究は少ない（Bento, 2023[2]; Deetman et al., 2018[3]; Hischier et al., 2020[10])。エネルギー転換が進むにつれて、エネルギー使用と影響は上流下流にシフトするため、家電製品のライフサイクル全体を考慮することが極めて重要になる（Mastrucci, Niamir, et al.,2023[21])。

家電製品の展開とその環境影響は、社会経済発展と政策介入との複雑な相互作用によって形成される（Poblete-Cazenave et al., 2021[24])。これらの要因が世界的・地域的にどのように変化・相互作用するのか、また、それら要因が持続可能性目標に向けた政策立案に及ぼす影響についても、十分に理解する必要がある。

本研究では、これらの重要な側面を考慮し、家電製品の様々な将来シナリオをシミュレートするため、詳細かつ包括的なモデリングフレームワークを開発する。モデリングは、世界を 12 地域（表 5.5.1-1）とし、4 つの主要家電製品（冷蔵庫、洗濯機、テレビ、パソコン）に関し、電力使用、生産に必要な 9 種の重要素材量、CO_2 排出量を考慮する。また、異なる気候緩和シナリオと、エネルギー・素材の需要低減戦略を組み合わせた複数のシナリオを検討する。

開発したモデルは、今後さらに IIASA の建物部門モデル MESSAGEix-Buildings（Mastrucci et al., 2021[22]）や統合評価モデル（IAM）MESSAGEix- GLOBIOM（Huppmann et al. , 2019[11])とリンクさせ、気候と持続可能性の目標を達成するためのシナリオにおいて、家電製品のエネルギーと素材の需要を削減するためのより広範な戦略検討に利用できる。

表 5.5.1-1 MESSAGEix-GLOBIOM の世界 12 地域区分とグローバル・ノース/サウスの関係

Region	Abbreviation	Category
Sub-Saharan Africa	AFR	Global south
China	CHN	Global south
Central and Eastern Europe	EEU	Global north
Former Soviet Union	FSU	Global south
Latin America and the Caribbean	LAM	Global south
Middle East and North Africa	MEA	Global south
North America	NAM	Global north
Pacific OECD	PAO	Global north
Other Pacific Asia	PAS	Global south
Res of Centrally Planned Asia	RCPA	Global south
South Asia	SAS	Global south
Western Europe	WEU	Global north

(2) モデル化と分析の方法

① ボトムアップモデリング

a. 家電製品の在庫回転率モデル

モデルの中心は、家電製品のストック、新規生産、廃棄を推定するボトムアップの家電製品在庫回転モデルである。このモデルではまず、人口や世帯数などの社会経済的トレンドを、家電へのアクセスや所有レベルを考慮しながら、家電ストックに変換する。次に、耐用年数関数を用いて、家電製品の耐用年数満了による廃棄と、需要を満たすために必要な新規生産を推定する。在庫回転率モデルの主なステップは以下の通り。

ある地域の t 年における家電製品の在庫台数 N(t)は、式(5.5.1-1)で表される。

$$N(t) = H(t) * A(t) * O(t) \tag{5.5.1-1}$$

ここで、H(t)は t 年における世帯数で、人口と世帯数の比率から計算される。A(t)はアクセス変数で、t 年において家電製品を利用できる世帯の割合を示す。O(t)は所有変数で、アクセスできる世帯の平均家電製品所有数を示す。

式(5.5.1-2)に示すように、t 年における家電の流出（引退）台数$N_{out}(t)$は、コホート別の流入（生産）台数$N_{in}(t)$と、家電の寿命分布によって決定される。ここで、$t'(t' < t)$は家電製品が生産された年、$L(t,t')$はt'年に生産された家電製品がt年に引退する確率である。本研究では、家電製品の寿命は、その平均耐用年数によって決定される一様分布に従うと仮定する。

$$N_{out}(t) = \int_{t0}^{t} N_{in}(t') * L(t,t')dt' \tag{5.5.1-2}$$

初年の流出（引退）台数$N_{out}(t_0)$は、流入量があらかじめ決定されている過去について式(5.5.1-2)を実行し計算される。$t>=t_0$ の場合、流入は式(5.5.1-3)のようにストックとフローのバランスの下で計算する。ここで、t 年における流入$N_{in}(t)$はストックの変化$(N(t) - N(t-1))$と流出$N_{out}(t)$の合計に等しい。

$$N_{in}(t) = N(t) - N(t-1) + N_{out}(t) \tag{5.5.1-3}$$

b. エネルギー利用

電力使用量$E(t)$を式(5.5.1-4)のように、家電需要量と電力原単位（電力消費原単位）$EI(t)$から推計する。電力原単位$EI(t)$は、Harvey(2014)[9]の方法論に基づき、式(5.5.1-5)のように、地域の傾向を考慮する。このアプローチの中心はロジスティックモデルで、豊になるにつれ、エネルギー原単位は飽和値に向かって移動する、と同時に、エネルギー効率は向上すると仮定している。EI_tは t 年(Y_t)のエネルギー原単位、E_{sat}とE_{eff}はそれぞれエネルギー原単位の飽和値と目標値を表す。E_{init}とGDP_{init}は初年（Y_{init}）のエネルギー原単位と一人当たり GDP である。成長定数 G は、一人当たり GDP の変化に対す

るエネルギー原単位の感応度を測るパラメータである。T は時定数で、エネルギー原単位が効率目標にどれだけ早く近づくかを定義する。

$$E(t) = N(t) * EI(t) \tag{5.5.1-4}$$

$$EI_t = \frac{E_{sat}}{1 + \frac{E_{sat} - E_{init}}{E_{init}} * e^{(-G*max(0,GDP_{curr} - GDP_{init}))}} * \frac{E_{eff}/E_{sat}}{1 + \frac{E_{eff} - E_{sat}}{E_{sat}} * e^{(-\frac{max(0,Y_{curr} - Y_{init})}{T})}} \tag{5.5.1-5}$$

c. 素材のストックとフロー

考慮する素材は、鋼鉄、プラスチック、ガラス、アルミニウム、銅、リチウム、ネオジム、コバルト、タンタルの 9 種類である。素材のストックとフローを式(5.5.1-6)、(5.5.1-7)のように家電製品のストック、フローと素材強度に基づき算出する。ここで、$M(t)$、$M_{in}(t)$、$MI(t)$は t 年のそれぞれ素材ストック、流入、強度を示す。

$$M(t) = N(t) * MI(t) \tag{5.5.1-6}$$

$$M_{in}(t) = N_{in}(t) * MI(t) \tag{5.5.1-7}$$

d. CO_2 排出量

家電製品の運用に使用される電力の生産と、家電製品素材の生産に伴う CO_2 排出量（それぞれ、$C_e(t)$と$C_m(t)$）を式(5.5.1-8)、(5.5.1-9)のように算出する。$CI_e(t)$と$CI_m(t)$はそれぞれ電力生産と素材生産の排出係数である。このように、家電製品の運用、及び製品に体化された CO_2 排出量を推定する。

$$C_e(t) = E(t) * CI_e(t) \tag{5.5.1-8}$$

$$C_m(t) = M(t) * CI_m(t) \tag{5.5.1-9}$$

② シナリオ設定

異なる気候政策と需要サイドの介入を組み合わせたシナリオ（表 5.5.1-2）を設定した。ここで、気候政策は、現行政策が継続する（NPi）と、1.5℃目標に整合的で厳格な気候政策（1p5C）の 2 つである。需要側対策のシナリオは、共有社会経済経路、SSP2 に沿って現在の傾向が継続するベースライン（baseline）シナリオと、低需要（low demand）シナリオの 2 である。低需要シナリオにおける介入は、エネルギー需要戦略（エネルギー効率の改善）と素材需要戦略（耐用年数の延長と軽量化）から成る。エネルギー効率化戦略は、より厳しいエネルギー効率化政策の下で、エネルギー効率化された家

電製品の迅速な普及を想定している。素材需要戦略は、期待寿命の延長と軽量化につながる家電製品の設計改善から成る。これらの対策は、持続可能な製品規制や素材効率基準等の政策や規制を通じて実施されるとした。なお、2 つの気候政策シナリオでは、エネルギーシステムの脱炭素化レベルが異なることより、気候政策シナリオ間で電力と素材生産の排出係数の違いを考慮した。

この他、追加の不確実性分析として、表 5.5.1-2 の各シナリオに対し、家電製品へのアクセスが改善するケースを想定した。この追ケースでは、特にグローバル・サウスにおける家電製品へのアクセスが改善するとし、SSP1 シナリオ相当のアクセスレベルを設定した。

表 5.5.1-2　シナリオと想定

Scenarios	Climate policy	Energy demand strategies	Materials demand strategies	
			Service life	Material intensity
NPi - baseline	NPi	Moderate efficiency increase	Constant	Constant
NPi - low demand	NPi	Faster efficiency increase	10% extension new appliances	10% lightweighting new appliances
1p5C - baseline	1p5C	Moderate efficiency increase	Constant	Constant
1p5C – low demand	1p5C	Faster efficiency increase	10% extension new appliances	10% lightweighting new appliances

③　入力データ

a.　社会経済

社会経済は SSP2 シナリオに沿うとし、世帯数は、SSP データベース(Riahi et al., 2017[26])の人口予測値と世帯サイズ(Mastrucci et al., 2021[22])から推計する。

b.　家電製品へのアクセス、所有、寿命

各地域の家電製品へのアクセスは、MESSAGE-Access-E-USE (end-use services of energy)モデルで開発されたシナリオに基づいた。MESSAGE-Access-E-USE モデルは、構造計量学を用いて、家電製品の所有とエネルギー消費に関する家計の意思決定を表現する。全国を代表する世帯調査のミクロデータを入力とし、行動選好パラメータを推定するため都市化、所得、及び様々な世帯特性を考慮する。推定された選好パラメータ、及び追加的外部要因やエネルギー価格に基づき、SSPs における将来の家電製品普及をシミュレーションする。

家電製品の所有率は IEA のエネルギー効率データベース（IEA, 2023a[14]）に基づいて推計した。家電製品の寿命は文献（Habib, 2015[8]; Hischier et al.2020[10]）に基づいた。特に断りがない限り、所有権、耐用年数は一定としている。

c. エネルギー利用

エネルギー原単位のモデリングには、2020 年からのベースラインのエネルギー原単位、エネルギー原単位の推定飽和レベル（効率改善を伴わないシナリオにおける所得主導による増大を示す)、エネルギー効率目標（効率改善を示す)、一人当たり GDP の推移、成長定数、時定数など、幾つかのデータが必要である。

まず、IEA のデータベース（IEA, 2023a[14]）から 2020 年のエネルギー原単位データを入手し、他の研究(Government of Canada, 2023[7]; United for Efficiency, 2022[29])によって補完する。次に、地域別の動向を分析し、将来のエネルギー原単位の飽和レベルを推定する。ほとんどの地域では、過去 10 年間にエネルギー原単位が低下している。これらの地域では、さらなる効率改善がない限り、飽和点は現在のエネルギー原単位に一致すると仮定する。エネルギー原単位が依然として増加している地域については、飽和レベルは過去数十年間にグローバル・ノースで見られた最高値に達すると想定している。エネルギー効率目標として、全ての地域の家電製品は、現在入手可能な最も効率的なタイプが徐々に採用される（IEA, 2023b[15]）と仮定し、欧州のエネルギーラベル（Directorate-General for Energy, 2020[4]）の最高効率等級を用いた。パーソナルコンピュータ（PC）のエネルギーラベルは現在入手できないため、先進地域の中でエネルギー原単が最も低い英国の最新値を用いた。最後に、文献に基づき、エネルギー効率目標達成に要する時間を想定した。

d. 素材のストック・フロー

素材強度は文献(Deetman et al., 2018[3]; Hischier et al., 2020[10]; Tickner et al., 2016[28]; Van Eygen et al., 2016[31])を基に設定、断りが無い限り全期間一定とした。電力と素材生産の排出係数はそれぞれ MESSAGEix-GLOBIOM IAM (Huppmann et al., 2019[11])と文献(Zheng & Suh, 2019[32]; Zhong, Hu, Deetman, Steubing, et al., 2021[34])に基づいた。

(3) 分析結果

① 家電製品のストック

図 5.5.1-1 に示すように、2020 年のストックは、冷蔵庫（12 億台)、洗濯機（9 億台)、テレビ（15 億台)、パソコン（5 億台)、合計で約 41 億台と推定される。ベースラインシナリオでは、このストックはほぼ倍増し、2100 年には 81 億台に達すると予想される。冷蔵庫、洗濯機、テレビ、パソコンは、それぞれ約 95%、66%、83%、303%増大する。この成長の主な要因は、世帯数の増加、都市化、そしてこれらの家電製品へのアクセスを容易にする豊かさである。相対的な伸びが最も大きいのは PC で、世界の総計はほぼ 3 倍に膨れ上がる。例えば、南アジア（SAS）の都市部世帯の 52%近くが今世紀末までにパソコンを利用できるようになると予想され、2020 年には 5%未満であったのが、驚異的な伸びを示している。この大幅な増加は、遠隔地での仕事、教育、その他

のオンライン・サービスを目的とした、日常生活におけるデジタル化の急速な拡大を浮き彫りにしている。

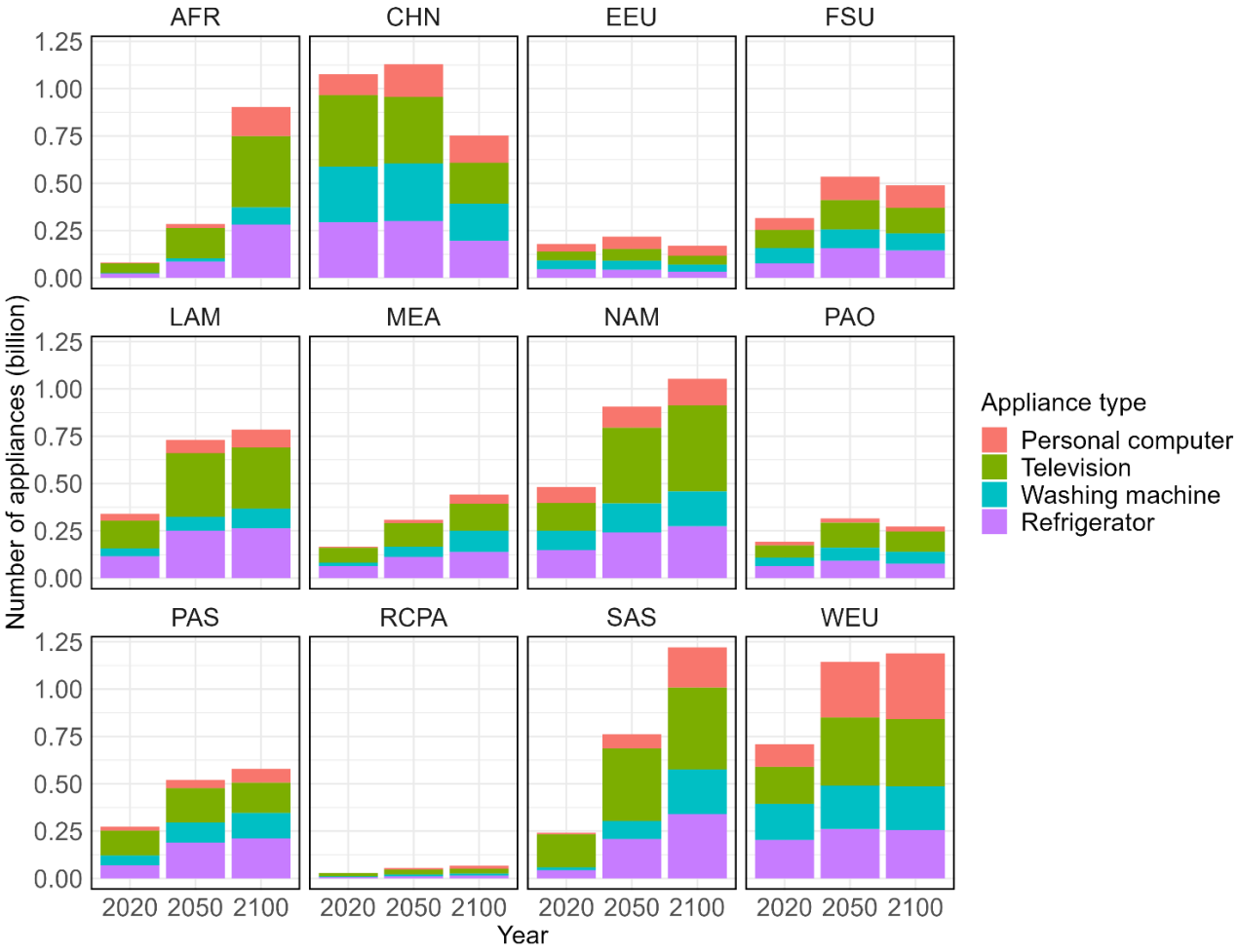


図 5.5.1-1 世界各地域の家電製品台数（ベースラインシナリオ）

地域別には、グローバル・サウスの低所得地域で、一般に家電製品需要が大幅に伸びる。特に、サハラ以南のアフリカ（AFR）と南アジア（SAS）では、家電製品ストックがそれぞれ 10 倍以上、5 倍以上に拡大すると予想される。こうした傾向の背景には、低所得地域で近代的なエネルギーサービスや技術を利用できるようになった世帯が急増していることがある。グローバル・ノースの高所得地域では、家電製品ストックの増加はより緩やかで、今世紀後半にピークを迎える可能性が高い。この傾向は主に、人口が飽和レベルに近づき、既に家電製品へアクセスできていることによる。

家電製品の総ストック数では、現在最大のシェアを占めている中国（CHN）、西欧（WEU）、北米（NAM）が今世紀を通じて支配的な地域であることに変わりはない。しかし、南アジア（SAS）、中南米（LAM）、サハラ以南のアフリカ（AFR）といった低所得地域が急速に追い上げており、今世紀末には南アジア（SAS）が最大の家電製品保有国になる。このダイナミズムは、世界の人口分布と経済分布のシフトによるところが大きく、今後数十年で新興経済圏の影響力が高まるとみられる。

なお、家電製品へのアクセスは世界的にほぼ改善されるものの、グローバル・サウスの特に農村部では、依然としてアクセスが著しく低いことに留意が必要である。平等と幸福をより重視するアクセス改善シナリオでは、ベースラインシナリオに比べ、図 5.5.1-2 に示すように特にグローバル・サウスでより大きな家電需要が見られる。

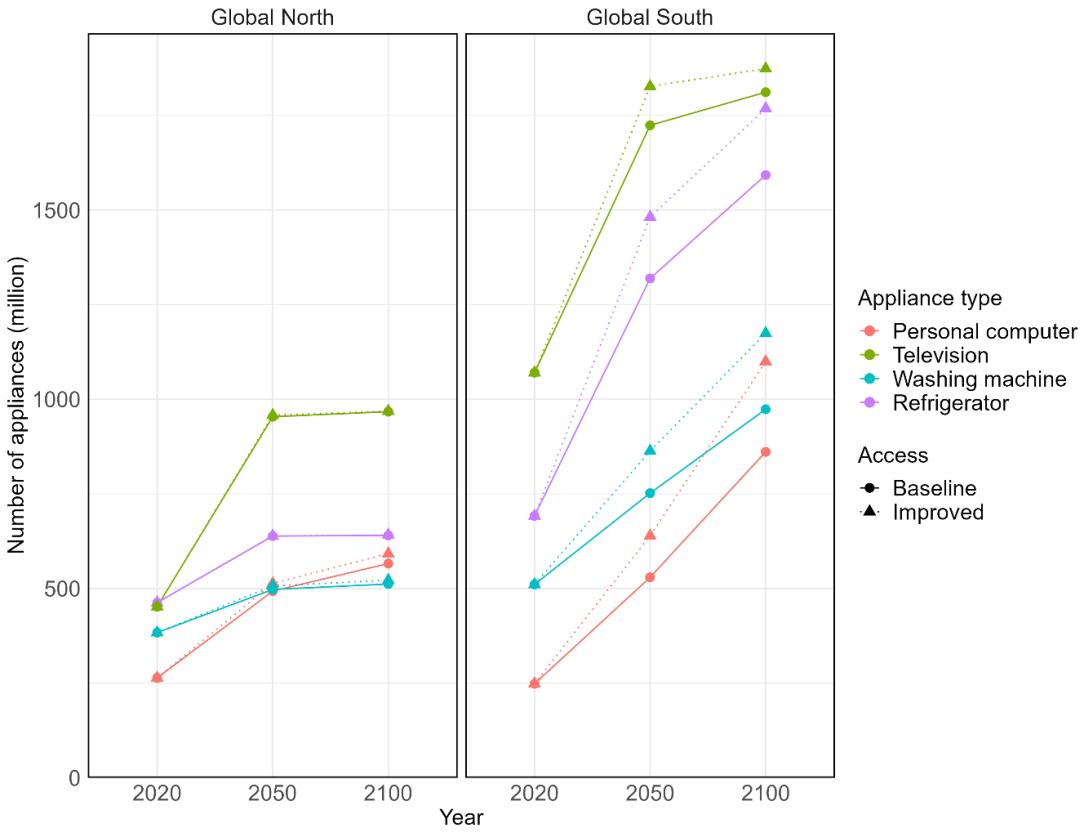


図 5.5.1-2 グローバル・ノースとグローバル・サウスにおける家電製品の台数（ベースラインシナリオ、アクセス改善シナリオ）

② 家電製品の電力利用

これら 4 つの家電製品を動かすための世界の電力使用量は、2020 年には約 2.89EJ であり、世界の総家庭用電力使用量のほぼ 13%であった(IEA, 2021[16])。ベースラインシナリオでは、この電力使用量は 2050 年には 2.57EJ にわずかに減少し、さらに 2100 年には 2.27EJ に達する。この減少は主に、効率改善による節電が、家電ストックの拡大による電力増加を上回ることによる。図 5.5.1-3 に示すように、中国（CHN）は、2020 年（0.74EJ）から 2100 年（0.22EJ）にかけて電力使用量の 70%を削減し、世界の電力使用量減少に最も貢献する。電力原単位の低下と、家電製品が飽和しつつあることによる。同様に、グローバル・ノースも、今後数十年間で、家電製品稼働のための電力消費を減少させると予想される。

一方、グローバル・サウスは多様である。サハラ以南のアフリカ（AFR）と南アジア（SAS）では、電力消費量の大幅な増加が予想されるが、主として家電製品ストックの急速に拡大による。特に洗濯機やパソコンは、豊かさの増大が効率向上の効果を上回

る。ラテンアメリカ（LAM）、その他の太平洋アジア（PAO）、旧ソビエト連邦（FSU）など、ストックの拡大がより緩やかな地域では、電力消費量は当初上昇するが、その後、効率向上が徐々に効果を発揮するにつれて減少すると予想される。

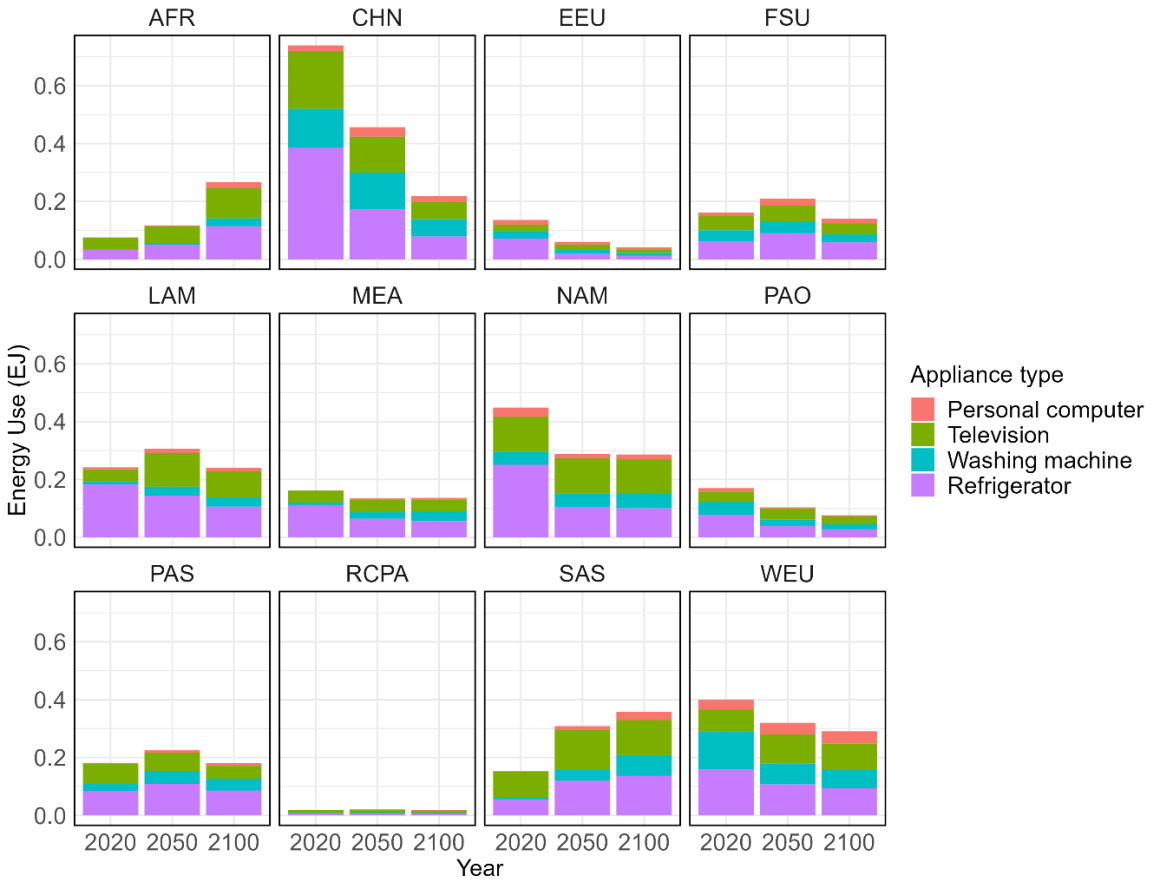


図 5.5.1-3 世界各地域の家電製品の電力使用量（ベースラインシナリオ）

エネルギー効率改善がより速いシナリオでは、この電力使用の世界合計は、2100 年で 1.85EJ に減少する（図 5.5.1-4）。より迅速な効率改善による 2020～2100 年の累積削減量は約 28EJ であり、これは現在の年間削減量の約 10 倍に相当する。この削減は、主にグローバル・サウスでエネルギー強度の飽和レベルに達する時間が短縮され、大幅な効率改善がもたらされることによる。家電製品の種類別では、冷蔵庫と洗濯機は一般に、効率向上の加速によるエネルギー削減効果が大きい。これらのエネルギー集約度の高い家電製品は、より厳しい効率規制や技術の進歩により、エネルギーを削減できる可能性が示唆される。

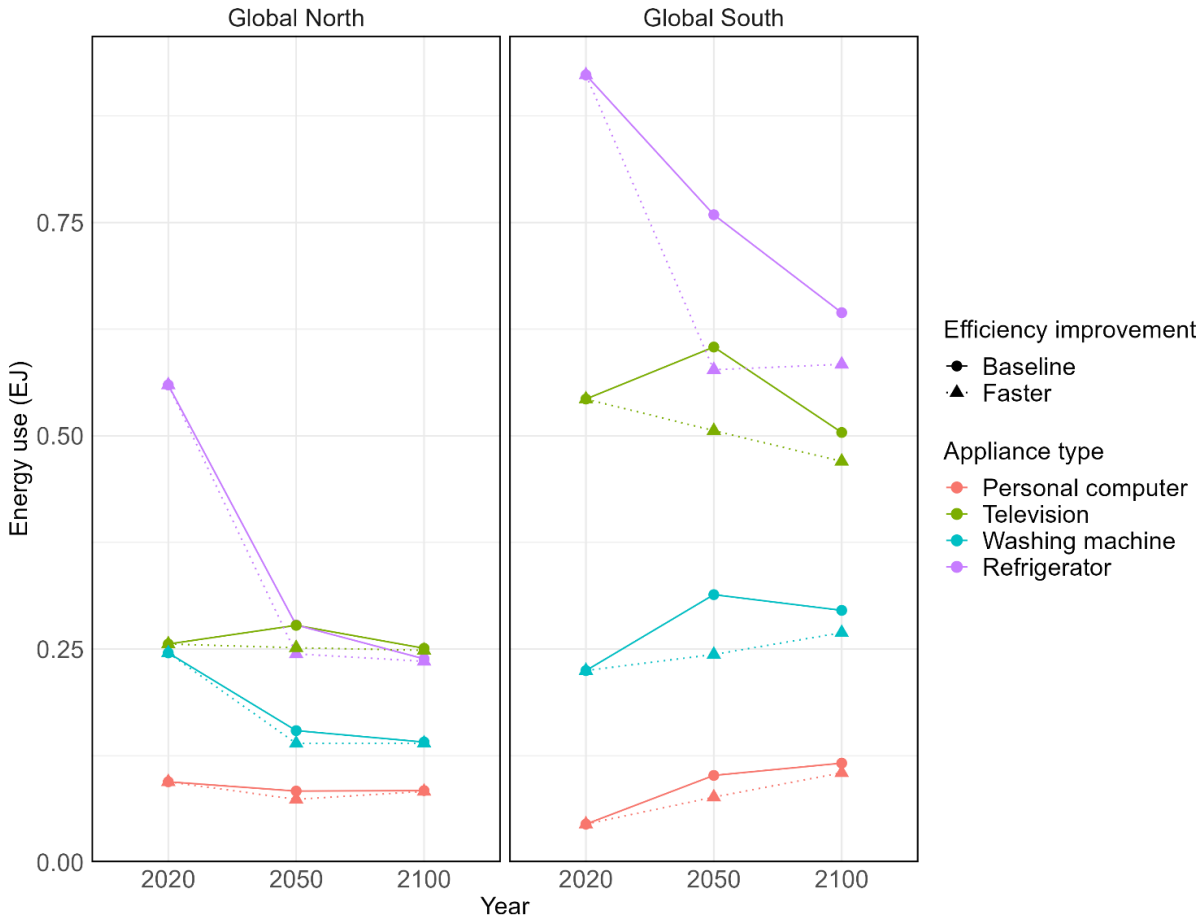


図 5.5.1-4 グローバル・ノースとグローバル・サウスの家電製品の電力使用量（ベースラインシナリオ、効率改善シナリオ）

③ 素材のストックとフロー

2020年に、4つの電化製品の世界総素材ストックは約1億3,950Mt、内訳は鉄鋼（73.1）、プラスチック（46.7）、ガラス（9.2）、アルミニウム（5.8）、銅（4.4）、その他の重要金属（0.3）Mtである。この合計は、世界平均で1人当たり約17.88kgに相当する。電化製品の種類別では、冷蔵庫が75.8Mtと最も多く、次いで洗濯機が45.5Mtであった。テレビとパソコンの素材ストックは少ないが、特にパソコンでは、タンタルやコバルトなどの重要金属が大量に使用されていることが注目される。

家電製品ストックと同様に、ベースラインシナリオでは、素材ストックは2100年にはほぼ2倍の259.5Mtに増大する（図 5.5.1-5）。この増大は、素材ストックのシフト、すなわち中国（CHN）、西欧（WEU）、北米（NAM）等から、サハラ以南アフリカ（AFR）や南アジア（SAS）といった低所得地域への拡大によって特徴付けられる。これらの地域の家電製品ストックは、将来、二次金属のリサイクルと再利用のための大きな機会を提供する。

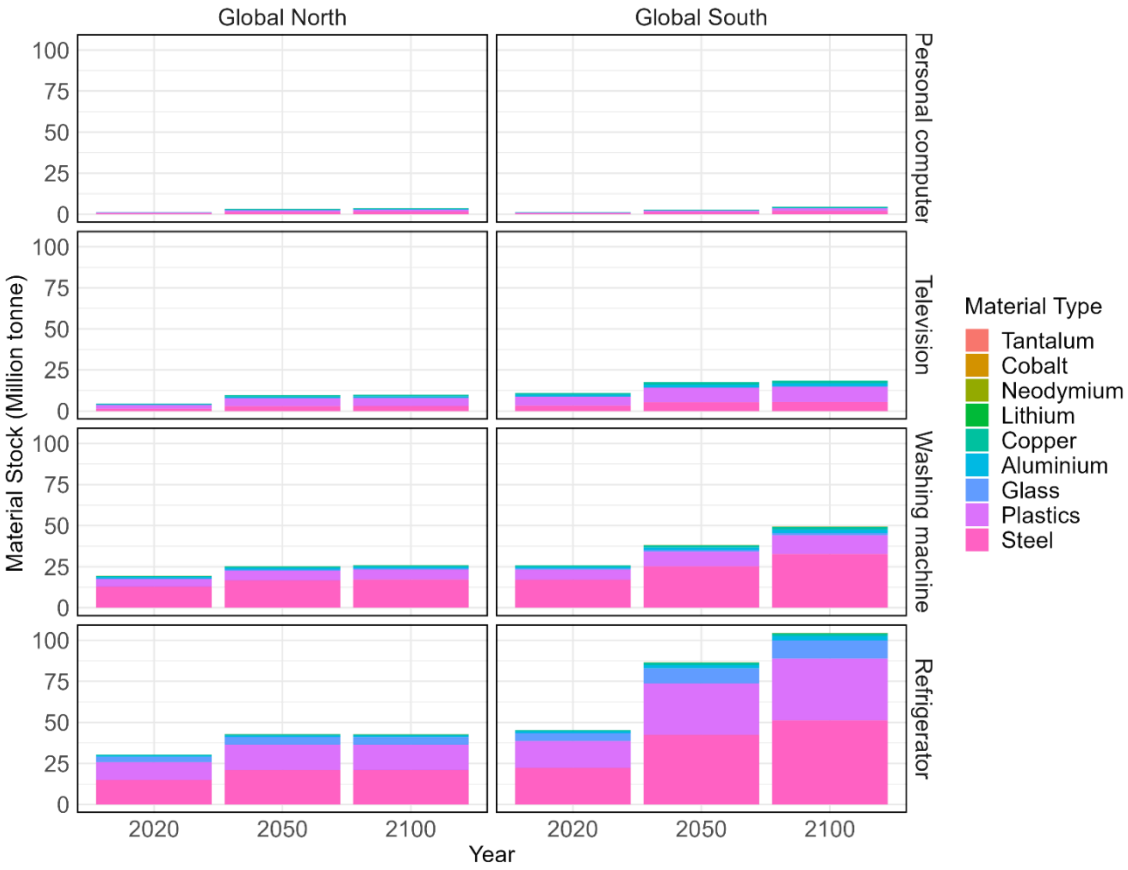


図 5.5.1-5　家電製品の素材ストック（ベースラインシナリオ）

ベースラインシナリオで、新しい家電製品を生産するための素材需要は、2020 年の 7.0Mt から 2100 年には 5.1Mt へと、わずかに減少すると予測される（図 5.5.1-6）。この減少は主に、グローバル・ノースにおける冷蔵庫と洗濯機の生産減少によるものである。しかし、コバルト、リチウム、タンタルのような重要金属の年間需要は、2100 年までに現在の 2 倍以上になると予想される。また、サハラ以南アフリカは 0.11Mt から 0.89Mt へと 7 倍に増加する等、グローバル・サウスは素材需要の大幅な増加が予想される。このような急増は、現地の素材供給圧力を強め、輸入への依存を高める可能性がある。

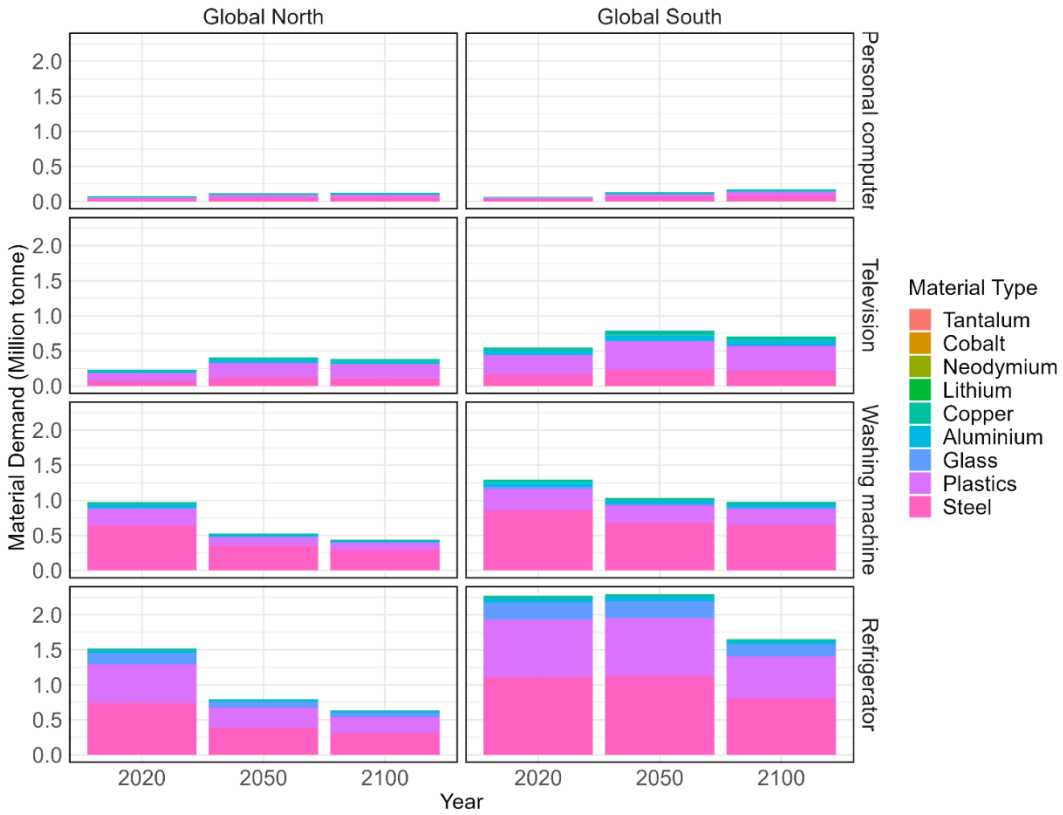


図 5.5.1-6　新規家電製品生産のための素材需要（ベースラインシナリオ）

素材需要を緩和するために、素材効率化戦略を実施することができる（図 5.5.1-7）。新しい電化製品を軽量化して素材の使用量を 10%削減するシナリオでは、年間素材削減量は 2050 年に 0.6Mt、2100 年に 0.5Mt に達すると予測され、2020 年から 2100 年の期間に累積すると 48.9Mt の削減となる。新規家電製品の寿命が 10%長くなるシナリオでは、年間総素材需要は 2050 年と 2100 年にそれぞれ 5%（0.3Mt）と 8%（0.4Mt）減少すると予想される。軽量化による直接的な影響とは異なり、家電製品の長寿命化の効果は、在庫回転の動態と一致し、より緩やかである。両戦略を組み合わせると、重要鉱物の需要が 69.9 百万トン（13.4%）減少するとみられる。

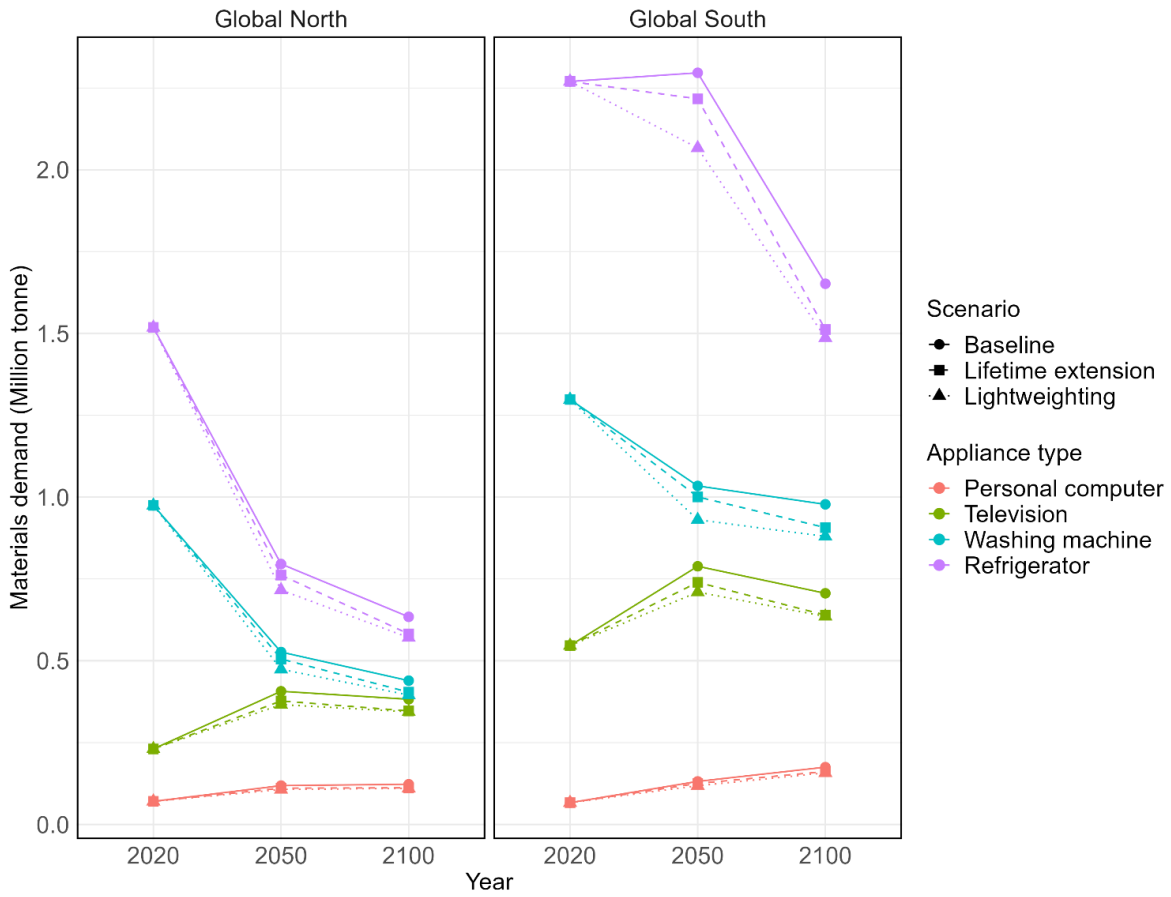


図 5.5.1-7 新規家電製品生産のための素材需要（各種シナリオ）

④ CO_2 排出量

2020 年に、これら 4 種類の家電製品の電力使用と素材生産による世界の CO_2 排出量は 0.39Gt に達する（図 5.5.1-8）。その 95%は電力使用によるもので、残りの 5%は素材生産に体化された排出量である。参考まで、建築物からの総排出量の約 30%は建設資材の生産に由来する排出である（IEA, 2019[13]; Zhong, Hu, Deetman, Steubing, et al., 2021[34]）。これとの違いは、家電製品が本質的にエネルギーサービスを提供するように設計されていることを考えれば、予想されることである。なお、排出量が最も多い地域は、家電製品ストックを反映し、中国（CHN）（134.4PJ）と北米（NAM）（49.7PJ）である。グローバル・サウス全体では、家電製品のストック割合（61.8%）よりも排出量割合（70.6%）が大きい。南アジア（SAS）（34.4PJ）の排出量が、西ヨーロッパ（WEU）（26.8PJ）よりも著しく多い。

ベースラインシナリオでは、排出量は 2050 年に 41%減の 0.23Gt、2100 年にはさらに 0.15Gt まで減少すると予測される（図 5.5.1-8）。グローバル・ノースでは、2020 年から 2050 年に排出量は 52.2%削減され、2050 年から 2100 年には 14.75%しか削減されない。初期のインパクトのある対策は、大幅な削減をもたらすと示唆される、また後期のさらなる削減には、より積極的で革新的な対策が必要となるといえる。グローバル・サウスでは、2020～2050 年の削減率（36.3%）に比べて 2050～2100 年の削減率（39.0%）

が相対的に大きいことから、排出削減努力は、当初は急速な人口増加と経済成長によって幾分抑制されるが、後期にはより効果的になることが示唆される。

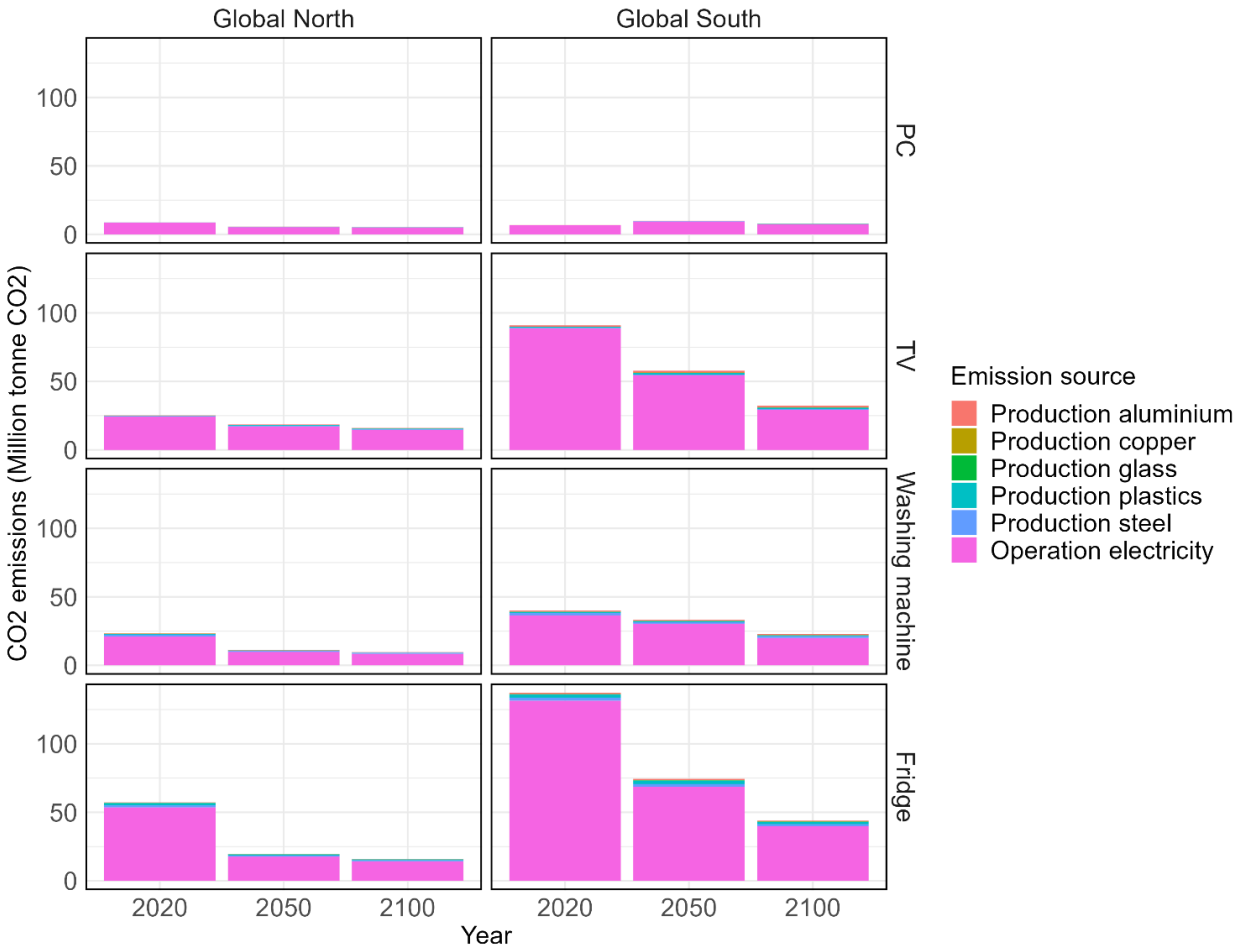


図 5.5.1-8 家電製品の運転と生産に伴う CO_2 排出量（ベースラインシナリオ）

但し、2050 年までにネット・ゼロ・エミッションという気候目標に沿うよう、残りの排出量を削減するためには、さらに強固な対策が不可欠である。図 5.5.1-9 は、家電製品のエネルギーと素材に関する需要側と供給側の双方への介入によって、大幅な排出削減が達成可能であることを示している。低需要シナリオ（NPi-low demand）では、効率改善の加速化、長寿命化、軽量化により、2050 年の排出量を 188.0Mt まで低減（NPi-baseline シナリオ比 18%削減）できる。供給側対策について、1p5C-baseline シナリオの下、エネルギーと素材システムの積極的な脱炭素化により、2050 年の排出量を 15.8Mt まで低減（NPi-baseline シナリオ比 93.1%削減）できる。これらの予測は、新しい家電製品の寿命を 10%延ばす等、需要削減戦略についてやや保守的な仮定に基づいており、より野心的なアプローチではさらに大きな削減の可能性がある。

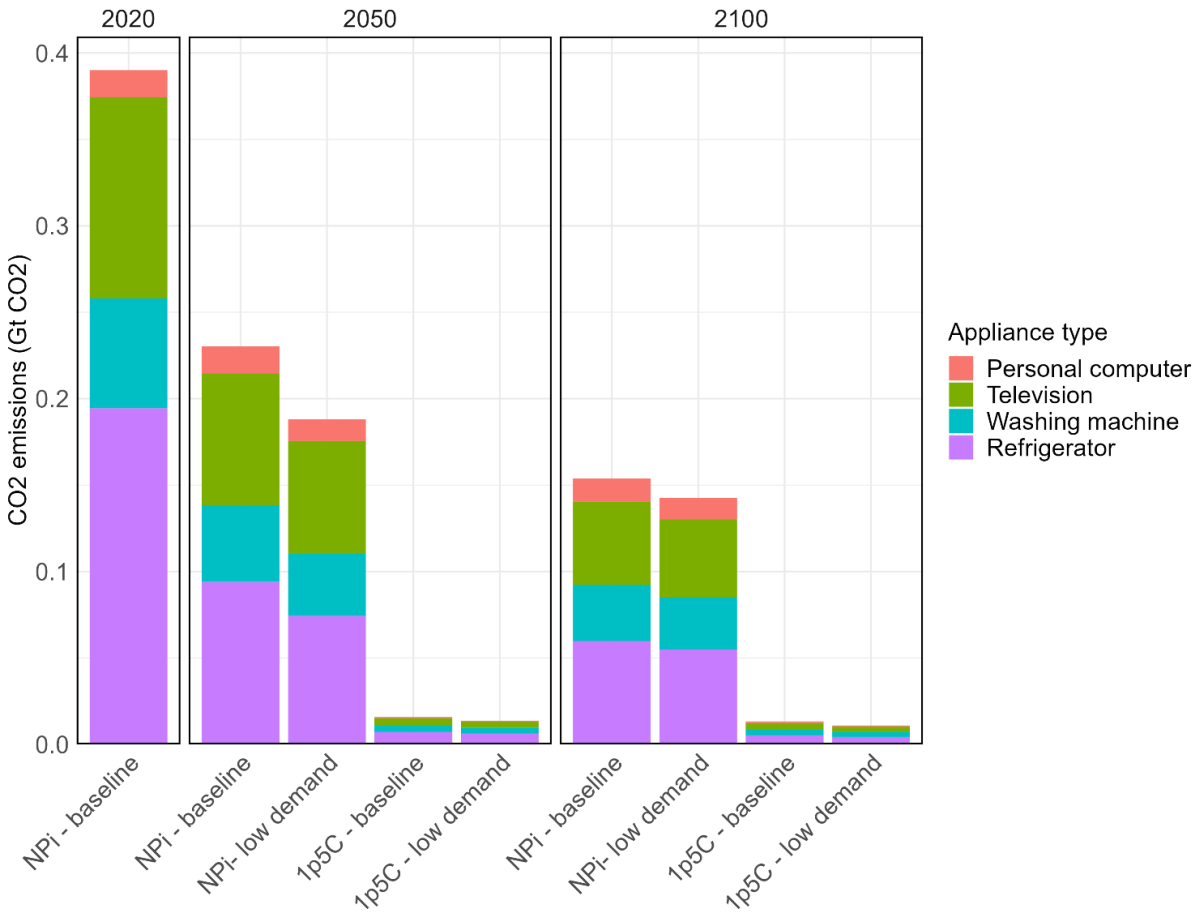


図 5.5.1-9　家電製品の運転と生産に伴う CO_2 排出量（各種シナリオ）

さらに、これらのシナリオの下で、家電製品へのアクセス改善が CO_2 排出量に与える影響を推定するための分析を行った（図 5.5.1-10）。このステップは、シナリオの不確実性を検証し、公平性とウェルの向上という文脈における政策効果をよりよく理解するために極めて重要である。その結果、アクセスが改善すると、一般的に CO_2 排出量が増加する。但し、その影響はシナリオによって異なる。排出量が顕著に増加するのは、厳しい気候政策がない NPi シナリオである。特に、グローバル・サウスではアクセス改善による排出量増加が大きい。

低需要対策による排出削減量として、2050 年の NPi-baseline シナリオと NPi-low demand シナリオの差を見ると、アクセス改善ケースでは 18.6%減と、アクセス成り行きである Bseseline ケースの 18.4%減をわずかに上回る。

需要側と供給側の戦略を組み合わせによる排出削減量として、NPi-baseline シナリオと 1p5C-low demand シナリオを比較すると、この削減率はアクセス改善ケースで 93.8%に達し、アクセス成り行き（Baseline）ケースにおける削減率（94.1%）をわずかに下回る。これは、地域によってさまざまな要因が複雑に絡み合っているためと思われる。例えば、脱炭素化のスピードが速い地域では、この 2 つのケースのアクセス格差がそれほど大きくない可能性がある。

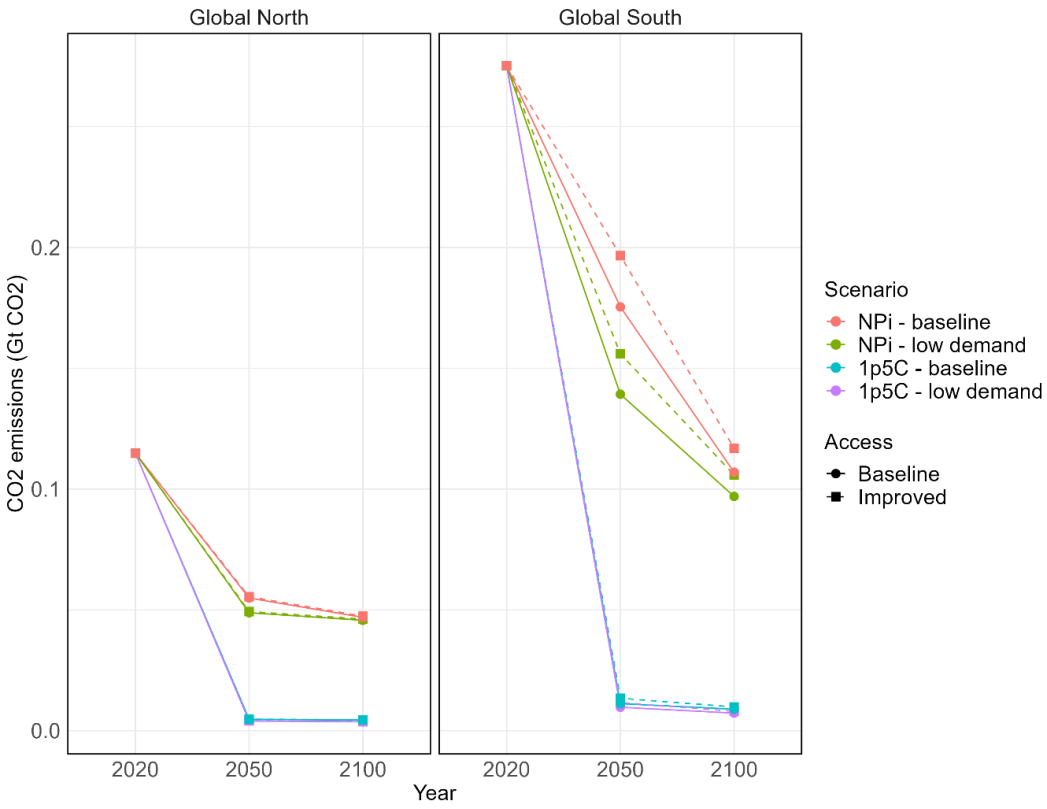


図 5.5.1-10　各種シナリオにおける、アクセス改善が排出量に及ぼす影響

(4) まとめ

家電製品は、エネルギーサービスを提供し、well-being を高めるために不可欠であるが、エネルギーと素材を大量に消費するため、気候緩和への課題を提起し、重要な鉱物供給問題を悪化させている。本研究では、冷蔵庫、洗濯機、テレビ、パソコンの 4 つの主要家電製品の現状と今後について、包括的なグローバル分析を行った。世界 12 地域別に家電製品ストックの動態、エネルギー・素材需要、関連する CO_2 排出量を掘り下げて調査した。我々の分析は、気候変動対策と資源安全保障に関する政策決定に役立つ重要な洞察をもたらした。主な結果は以下のように要約される。

2020 年には、4 つの主要家電製品の世界総ストックは約 41 億台で、約 2.89EJ の電力を消費（世界の家庭用電力使用の約 13%相当）した。これらの電化製品に含まれる素材ストックは約 139.5Mt で、世界平均で一人当たり約 18kg であった。

2100 年までに、これらの家電製品の世界的なストックは、その素材ストックとともにほぼ倍増し、中国、西ヨーロッパ、北米などの地域から、サハラ以南のアフリカや南アジアなどの低所得地域へとシフトする。なお、エネルギー効率改善がストック増大を上回るため、電力使用量は減少すると予想される。2020 年から 2100 年にかけて、新しい家電製品の素材需要総量はわずかに減少するとみられるが、コバルト、リチウム、タンタルのような重要金属の需要は、パソコンやテレビの世界的なニーズの高まりにより、2 倍以上に増加する可能性がある。

家電製品の電力使用と素材生産による CO_2 排出量は、2050 年までに 2020 年比 41%減少と予測されるが、2050 年までに排出量を正味ゼロにするといった野心的な気候目標を達成するには、さらなる介入が必要となる。

需要側の戦略として、エネルギー効率の加速的改善、寿命の延長、軽量化を組み合わせることで、家電製品の電力使用と素材生産による 2050 年の排出量をベースラインシナリオから 18%削減することができる。供給側におけるエネルギーと素材システムの集中的な脱炭素化によって、2050 年までに排出量を 93%削減できる。需要側と供給側の両方から複合戦略を実施することで、94%削減できると分析される。

5.5.2 統合評価モデルにおける住宅冷房需要に対する不確実な気候影響と社会経済変化のエミュレーションの拡張

(1) 背景・目的

統合評価モデル（IAMs）は、エネルギー、社会経済、環境といった異なるセクター間の複雑な相互作用を分析・評価するために設計された計算フレームワークであり、地球温暖化を抑制するための潜在的な排出緩和経路を理解するための重要なツールである。しかし、地球規模の地球システム・気候モデル（GCM）でシミュレートされた気候データを、IAM の排出量や気温上昇と整合性を保ちながら IAM に組み込むことは、容易でなく、最近の研究課題となっている。

例えば、費用便益用に IAMs は、これまで気候の影響やダメージを集約して取り込んできた。コスト最小の緩和経路推計（van der Wijst et al., 2023[30]）や炭素の社会的費用推計（Kikstra et al., 2021[18]）等があるが、これらはセクター区分が粗く、システムやセクターの移行戦略検討には不十分である。より適しているのはプロセスベースの IAMs であり、土地システム、水資源、作物生産、エネルギー需給への気候影響を考慮する取り組みがなされている（Awais et al, 2023[1]; Drouet et al, 2021[5]）。しかし、気候影響を IAMs に統合するには、GCMs でシミュレートされた気候データに頼らざるを得ず、すなわち排出量や強制力は CMIP（Coupled Modelling Intercomparison Project）のシナリオに限定された。

そこで、昨年度は、多様な排出シナリオに対し気候変動による冷房需要への影響を推計するエミュレータを開発し、IIASA の IAM である MESSAGEix-GLOBIOM とリンクさせエネルギーシステムへの影響を分析した（Mastrucci, Byers, et al., 2023[20]）。但しエミュレータ開発に一種の GCM のデータのみを用いた。今年度は、5 つの GCMs（GFDL-ESM4、IPSL-CM6ALR、MPI-ESM1-2-HR、MRI-ESM2-0、UKESM1-0-LL）のデータを用い、GCMs による気候予測の不確実性を考慮した。また、社会経済シナリオの不確実性として冷房アクセス、冷房設定温度が異なるシナリオにも対応できるようエミュレータを拡張した。

(2) モデル化と分析の方法

① モデルの枠組み

図 5.5.2-1 に示すように、2 つの主要なステップが含まれる。最初のステップ（Panel A）では、MESSAGEix-Buildings を使用し、冷房需要を世界の平均気温および累積炭素排出量と関連付ける関数を構築する（冷房需要エミュレータ）。2 番目のステップ（Panel B）では、冷却需要エミュレータを MESSAGEix-GLOBIOM に結合し、様々な気候シナリオの下で追加の冷房エネルギー需要を MESSAGEix-GLOBIOM に引き渡し、発電、GHG 排出、炭素価格などエネルギーシステムへの影響を評価する。

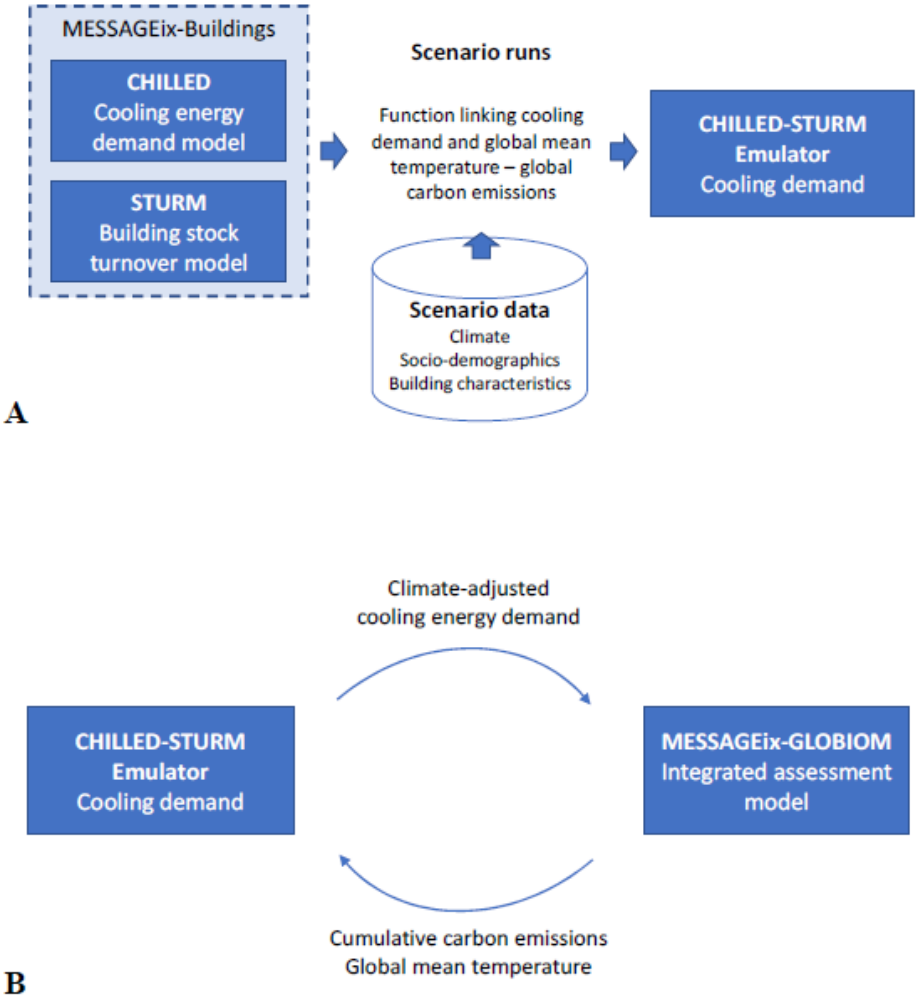


図 5.5.2-1 モデルの枠組み

② エミュレータの単位床面積当たりエネルギー強度

冷房需要エミュレータ開発に使用する MESSAGEix-Buildings (Mastrucci et al., 2021[22])はボトムアップモデルで、不均質な世帯や住宅特性を考慮しながら、設定温度に対し必要なエネルギー需要を推計する。本研究では、住宅・商用ビルの床面積当たり冷房エネルギー強度を、既存（2015 年以前に建築）と新規（2015 年以降に建築）別に計算し、国別の出力値を MESSAGEix-GLOBIOM の地域毎に集約する。

図 5.5.2-2 は、冷房設定温度を 23℃とした場合に、各地域の既存もしくは新規の建物における、単位床面積当たりエネルギー強度と CO_2 の累積排出量との関係を示したものである。ここで CO_2 の累積排出量は、世界平均気温と強い線形関係があることからその代理指標として用いている。図中、赤色の実線はデータの単純平均値を、破線は線形分位点回帰により算出した 5、25、50、75、95 パーセンタイル値を示す。

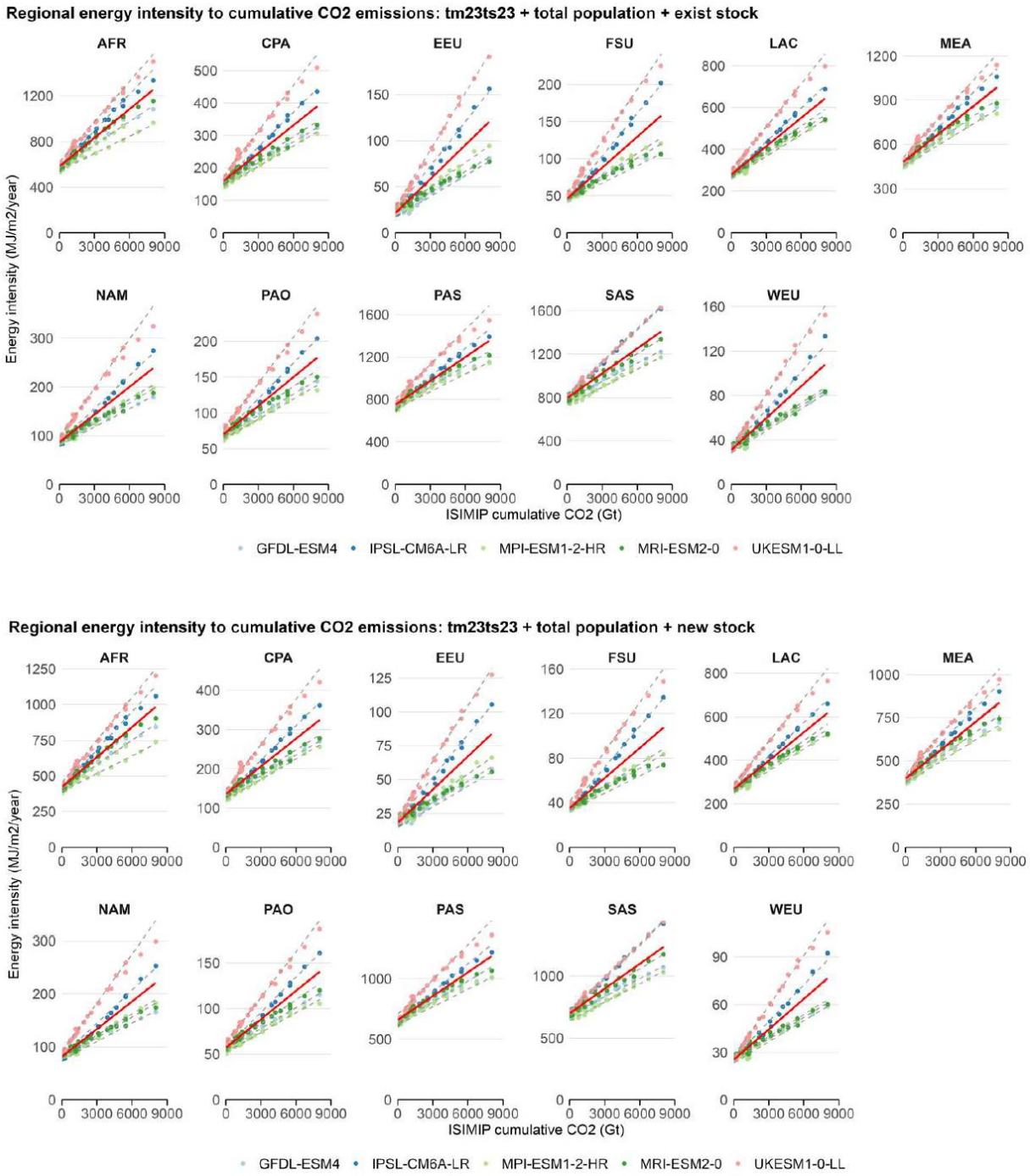


図 5.5.2-2　CO_2 累積排出量に対する地域別の単位床面積当たりエネルギー強度
（上段：既存建物、下段：新規建物。設定温度は上下段とも 23℃）

③ エミュレータの最終エネルギー需要量計算と MESSAGEix-GLOBIOM への引き渡し

気候シナリオ(s)に対し、地域(r)、時点(t)の冷房用(c)最終エネルギー需要($E_{c,s,r,t}$)は、エアコンにアクセスできる割合(A)、一日のうちエアコンを使用する時間の割合(f)を考慮し、式(5.5.2-1)より計算される。なお、i は建物のコホート、η は冷房システムの効率変換係数である。

$$E_{c,s,r,t} = \sum_i \frac{A_{i,r,t} \cdot F_{i,r,t} \cdot e_{c,s,i,r} \cdot f_{op,c,i,r}}{\eta_{i,r,t}} \quad (5.5.2\text{-}1)$$

$A_{i,r}$: the access to air-conditioning (share on total stock)
$F_{i,r}$: the total floorspace
$e_{c,s,i,r}$: the useful energy demand intensity per unit of floorspace
$f_{op,c,,i,r}$: the share of daily hours of air-conditioning operation
$\eta_{i,r,t}$:the efficiency conversion coefficient of the cooling system

気候変動による冷房用最終エネルギー需要の増大(ΔE)は、式(5.5.2-2)の通り、気候変動がないシナリオの最終エネルギー（$E_{c,ref,r,t}$）との差分として算出される。

$$\Delta E_{c,s,r,t} = E_{c,s,r,t} - E_{c,ref,r,t} \quad (5.5.2\text{-}2)$$

このΔE を、スケーリング後、MESSAGEix-GLOBIOM の建物部門の電力需要に追加する。

④ シナリオ設定

排出削減レベルは、現行政策、2°C、1.5°C の 3 つを設定した。現行政策シナリオは、2020 年までの気候政策とエネルギー政策が盛り込まれ、2030 年以降の GHG 排出価格が控えめに推移し、今世紀末には約 110USD2010/tCO_2eq になるものである。2°C、1.5°C シナリオは、2020 年まで現行政策シナリオを踏襲し、その後、パリ協定の 2℃と 1.5℃目標を遵守する、2018～2100 年の CO_2 排出バジェットはそれぞれ 1400、300$GtCO_2$ というものである（Riahi et al. 2017[26]）。

- **Current p**olicies: EN_NPi2100、2100 年の世界のピーク気温の中央値は 3.31°C。
- **2°C**: EN_NPi2020_1400f、世界のピーク気温の中央値は 1.95°C に達し、2100 年には 1.83°C に戻る。
- **1.5°C**: EN_NPi2020_300f、世界のピーク気温の中央値は 1.64°C に達し、2100 年には 1.25°C に戻る。

気候の不確実性については、CO_2 の累積排出量に対し、単位床面積当たりエネルギー強度が 50 パーセンタイル値の他、気候モデル予測幅の上下限値として 5、95 パーセンタイル値のシナリオを設定した。なお、非現実的であるが、気候変動無のシナリオも比較のため設定した（表 5.5.2-1）。

行動や適応に関する不確実性として、設定温度とエアコンへのアクセスレベルの違いを考慮した。ここで、エアコンへのアクセスの Projected レベルとは経済発展に伴って予想されるレベル、Universal レベルは経済発展に依らずアクセスが改善し Projected レベルを上回るものである（図 5.5.2-3）。

表 5.5.2-1　設定シナリオの一覧

Dimension	Scenario	Climate policies	Climate percentile[1]	Set-point temp.[1] (°C)	Level of AC access[2]
Impacts of climate change	Default	NPi, 2 °C, 1.5 °C	50th	23	Projected
	No climate change	NPi, 2 °C, 1.5 °C	N/A	N/A	N/A
	Climate model uncertainty	NPi, 2 °C, 1.5 °C	5th, 95th	23	Projected
Behaviour and Adaptation	High set-point	NPi, 2 °C, 1.5 °C	50th	26	Projected
	Decent living	NPi, 2 °C, 1.5 °C	50th	23	Universal by 2050
	Decent living - High set-point	NPi, 2 °C, 1.5 °C	50th	26	Universal by 2050

Notes:
[1] Parameter in the CHILLED model
[2] Parameter in the STURM model

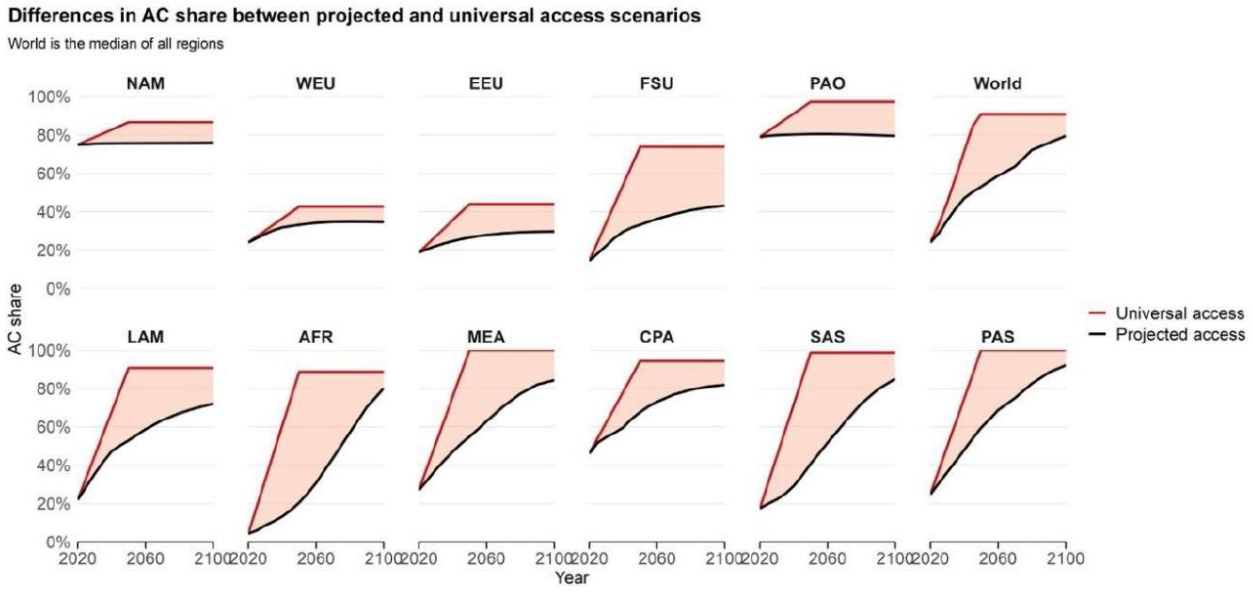


図 5.5.2-3　エアコンへのアクセスレベルの違い

(3) 分析結果

① Default シナリオの結果

Default シナリオは、前述の通り、単位床面積当たりエネルギー強度が 50 パーセンタイル値、冷房設定温度が 23℃、エアコンへのアクセスが Projected レベルとしたものである。住宅・商業部門の最終エネルギー需要量を図 5.5.2-4 に、電力需要量を図 5.5.2-5 に示す。最終エネルギー消費量（図 5.5.2-4）は、どの地域も現行政策、2℃、1.5℃シ

ナリオの順に小さくなるが、電力需要量（図 5.5.2-5）は逆の順となる。緩和シナリオでは、エネルギー効率向上と共に、化石燃料ボイラーからヒートポンプへといった電化が進むことによる。

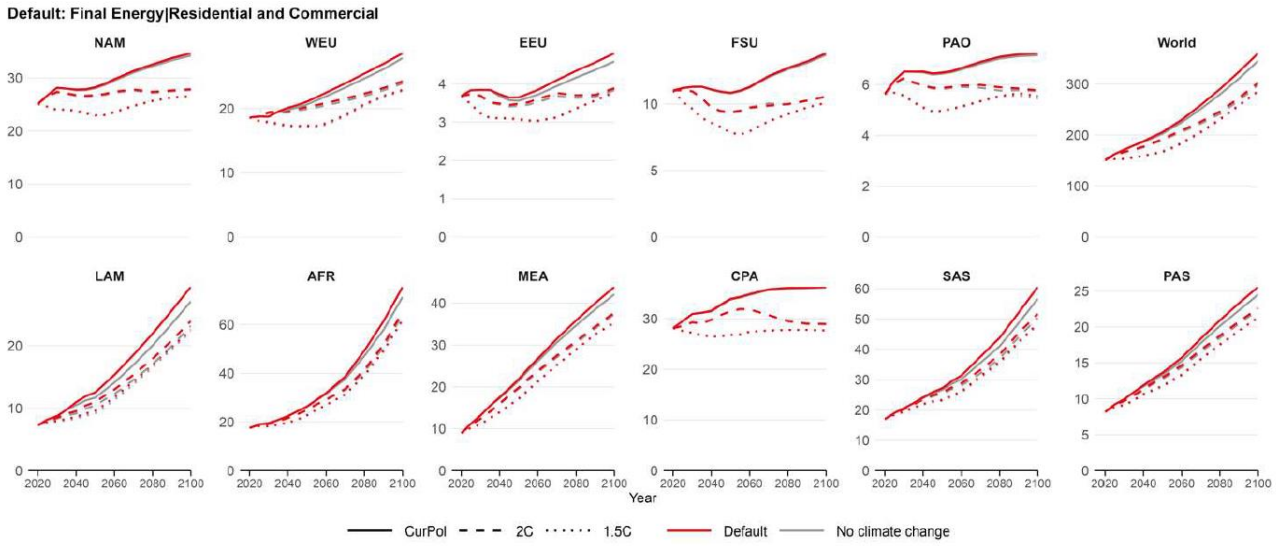


図 5.5.2-4 住宅・商業部門の最終エネルギー需要量[単位：EJ/yr]

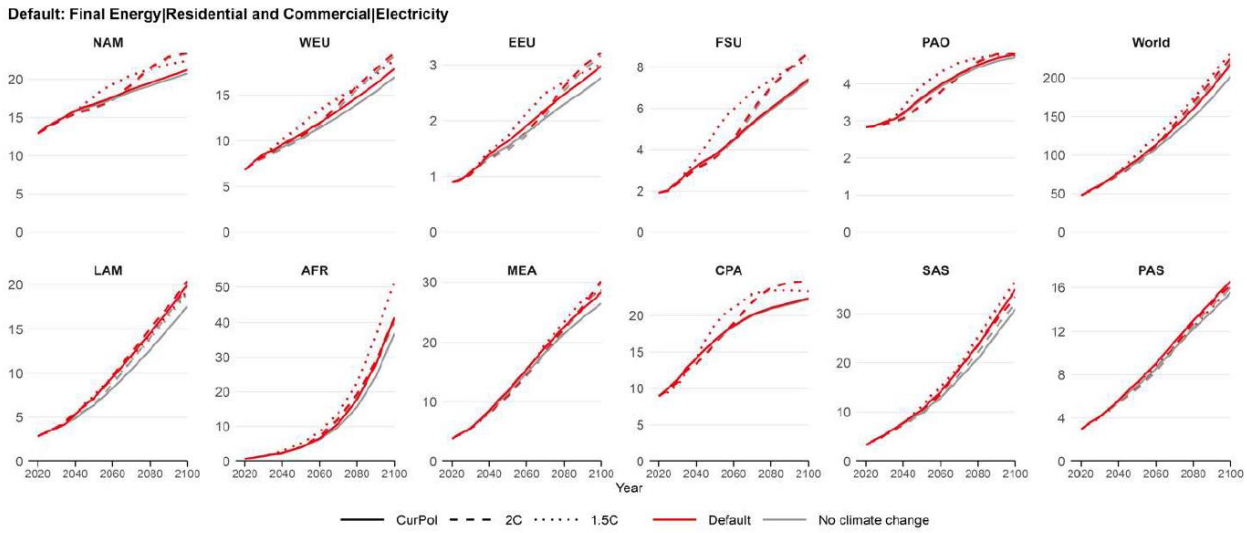


図 5.5.2-5 住宅・商業部門の電力需要量[単位：EJ/yr]

図 5.5.2-6 に各地域の CO_2 総排出量（Full economy CO_2 emissions）を、図 5.5.2-7 には炭素価格を示す。

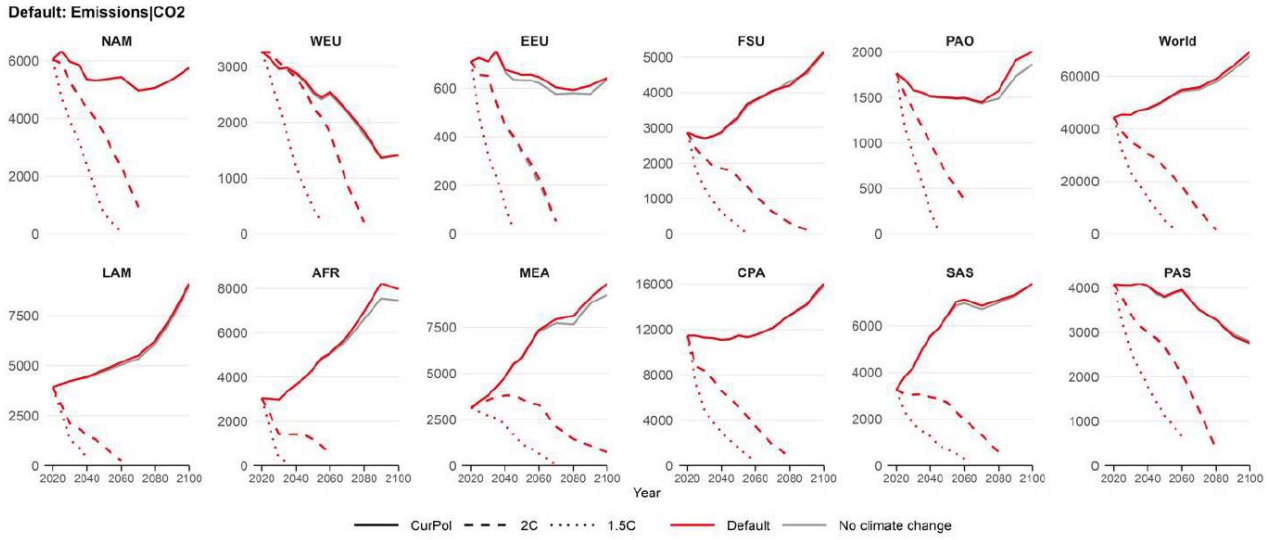


図 5.5.2-6 CO_2 排出量[単位：$MtCO_2/yr$]

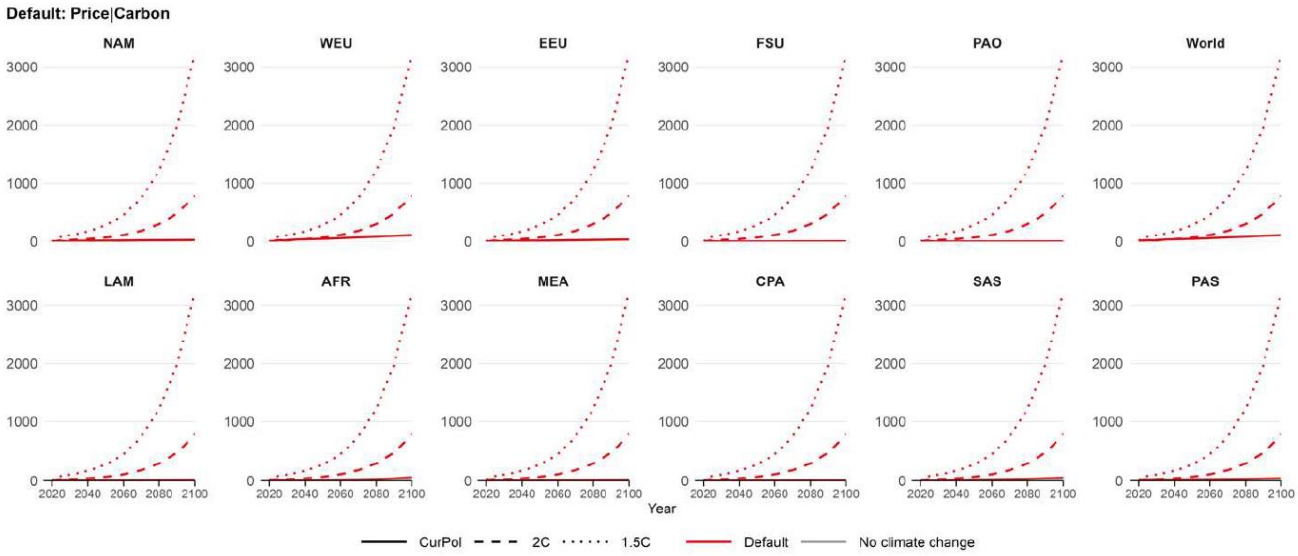


図 5.5.2-7 炭素価格[単位：USD/tCO_2]

② 気候の不確実性、設定温度とエアコンへのアクセスの違いによる感度分析

気候の不確実性による住宅・商業部門電力需要への影響を図 5.5.2-8 に示す。図中の数値は気候変動無しシナリオからの変化分[%]である。当然ながら、電力需要量は 95、50、5 パーセンタイル値の順となる。気候の不確実性による電力需要への影響は大きく、95 パーセンタイル値シナリオでは電力需要量が 50 パーセンタイル値シナリオの 2 倍以上となる。

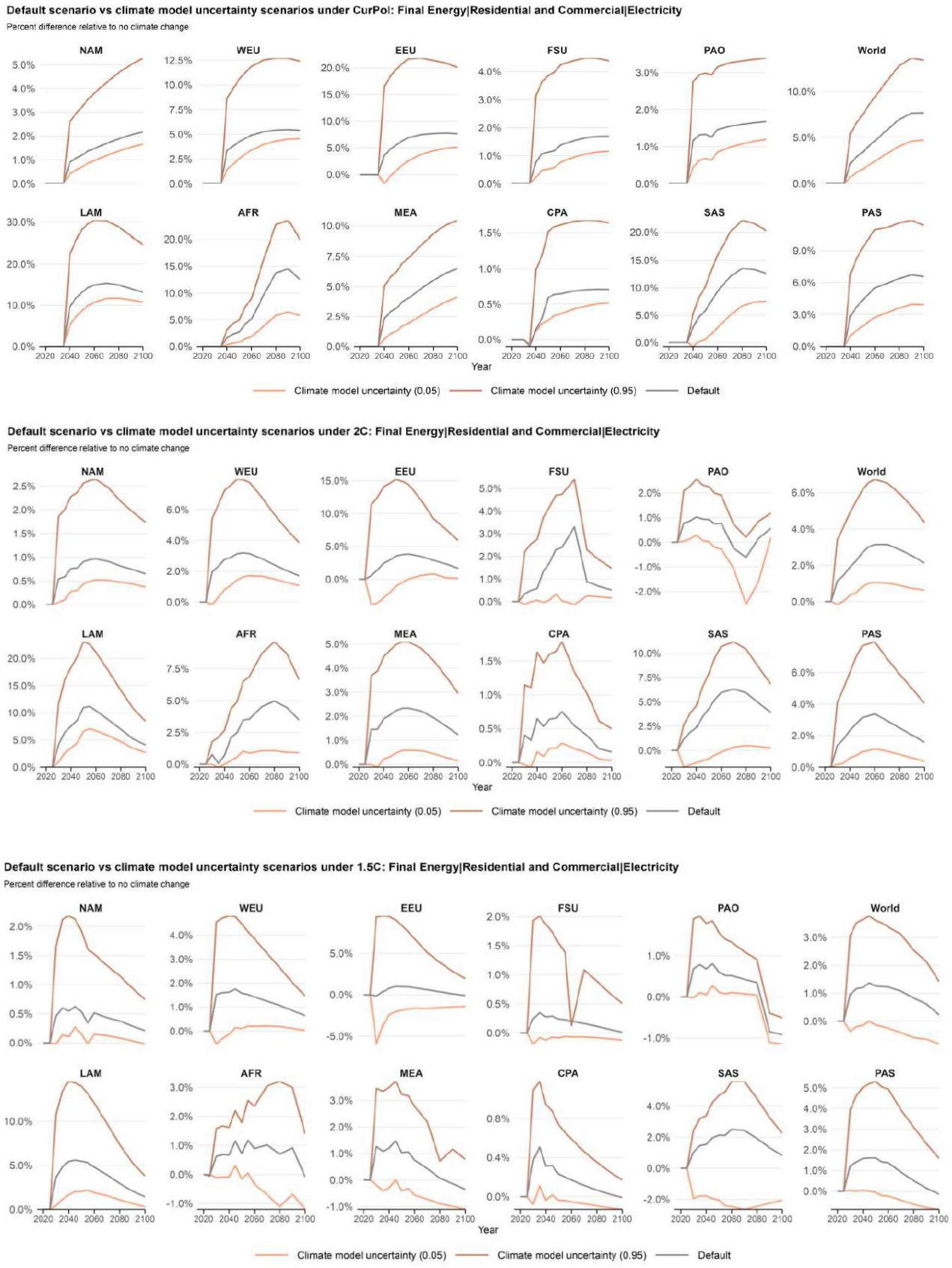


図 5.5.2-8　気候の不確実性による住宅・商業部門電力需要量への影響
（上段：現行政策シナリオ、中段：2℃シナリオ、下段：1.5℃シナリオ）

図 5.5.2-9 は、エアコン設定温度による住宅・商業部門電力需要への影響を示す。26℃と高い温度設定の場合、Default の 23℃設定より電力需要は縮減される。なお、1.5℃シナリオは Default でも冷房需要が少ないため、設定温度による影響は小さく、図を省略した。

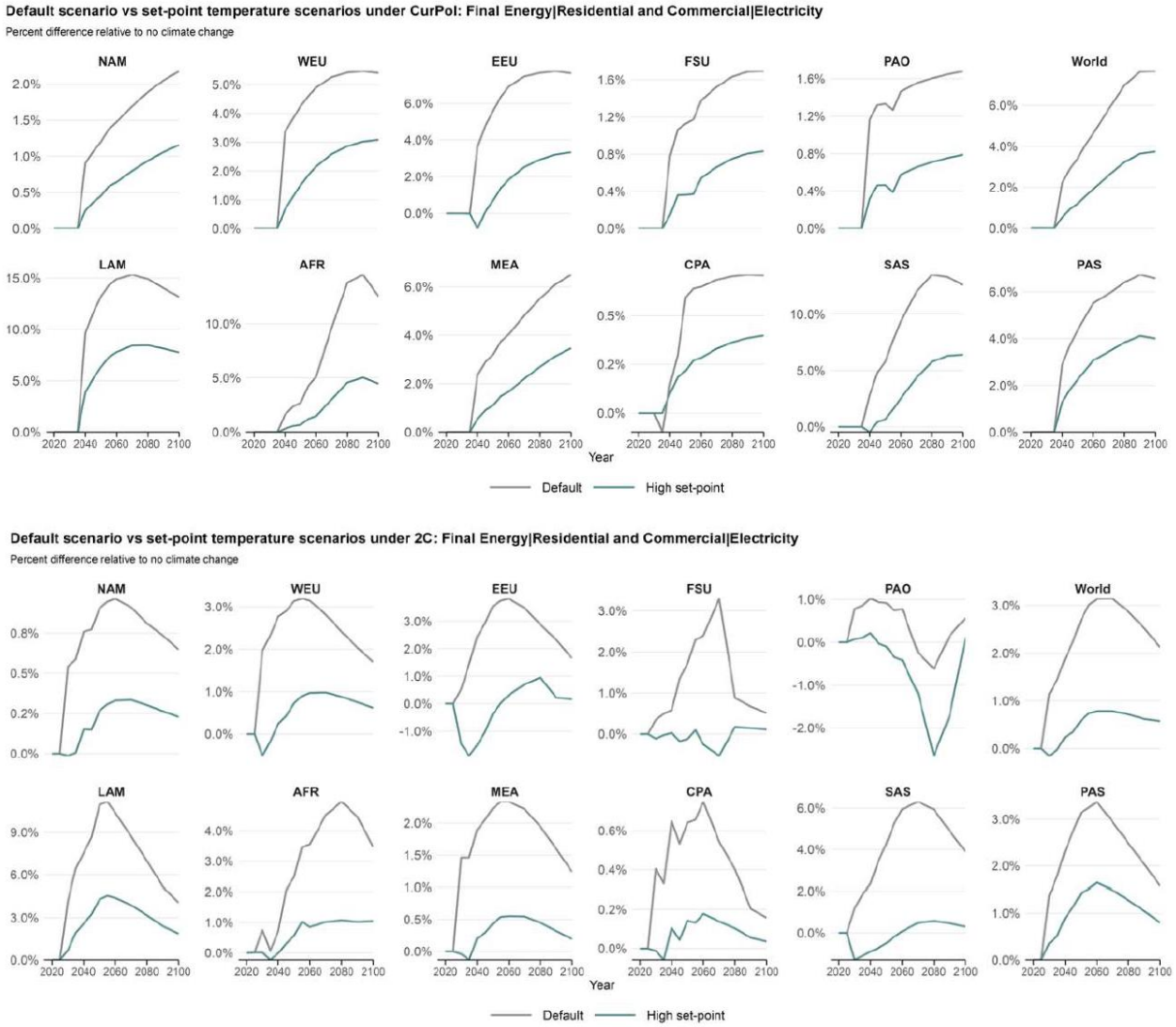


図 5.5.2-9　エアコン設定温度による住宅・商業部門電力需要量への影響
（上段：現行政策シナリオ、下段：2℃シナリオ）

図 5.5.2-10 にエアコンのアクセスレベルと設定温度による住宅・商業部門電力需要量への影響を示す。エアコンへのアクセスが Universal に向上するシナリオでは、Default シナリオに比べ電力需要量は、特にグローバル・サウス（AFR：サブサハラアフリカ、LAM：中南米、CPA：中央計画アジア等）で増大する。但し、冷房設定温度を 26℃に高めると、エアコンアクセス向上による電力需要増大を相殺、さらに低減に寄与する、と分析された。

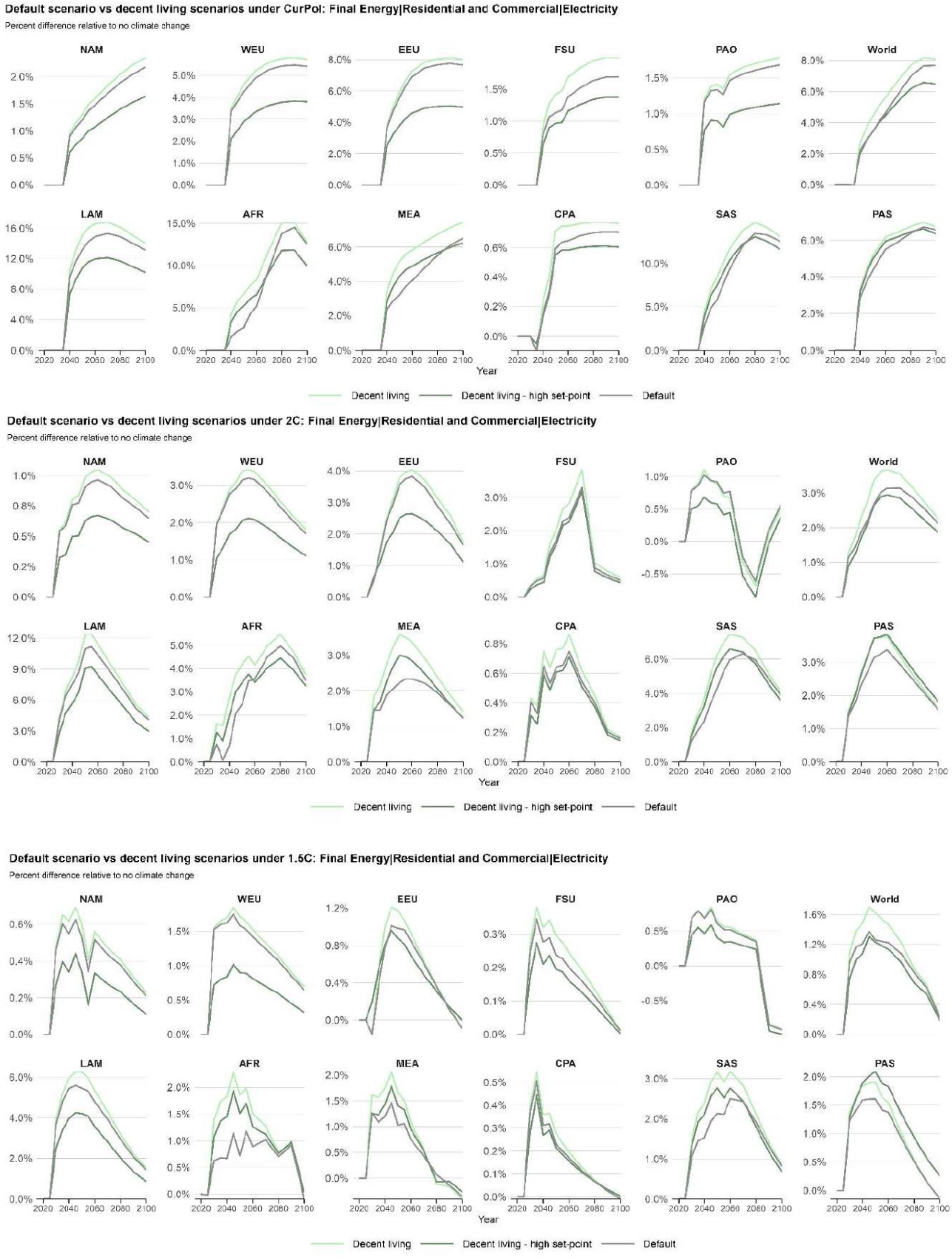


図 5.5.2-10　エアコンのアクセスレベルと設定温度による住宅・商業部門電力需要量への影響

（上段：現行政策シナリオ、中段：2℃シナリオ、下段：1.5℃シナリオ）

(4) 本研究の限界

本研究では、既存のプロトタイプ・エミュレーション・フレームワークを発展させ、特に気候モデルの感度に関して、新たな洞察を明らかにした。気候予測の不確実性はかなり大きく、地域によって異なる可能性があるため重要である。但し、気候に関連するいくつかの側面は未解決のままであり、さらなる研究が必要である。都市のヒートアイランド（UHI）効果は GCMs では捉えられておらず、都市の気温が著しく上昇する可能性もある（最も暑い日で 2～6℃程度）。地域気候モデルを用いた都市レベルの研究（Le Roy et al., 2021[19]）で、高解像度の補正が試みられているが、植生被覆、都市形態、風速、時間単位のデータなど、影響を及ぼす要因が多く、CHILLED では今のところ扱えない。

その他に技術的な要素としては、次のようなものがある。エアコン性能係数の、地域や年代による多様性、最高気温（UHI を含む）による悪化の度合い。エアコンが増える世界での冷媒 F ガスの影響と安全管理。

社会経済に関し、本研究では、冷房の運転時間が一定と仮定した。また、設定温度も世界で一定としたが、地域や所得レベルに応じた設定温度を検討する余地がある。なお、本研究では SSP2 を対象としたが、このフレームワークとエミュレーションは他の SSPs にも応用できる。

(5) まとめ

本研究のエミュレータ拡張により、幅広い排出経路に対し気候影響を考慮した住宅用冷房エネルギー原単位を柔軟に提供できるようになった。

また、分析により次のことが示された。

- 気候変動による住宅・商業部門冷房需要の増大は、特に気候変動の影響が比較的小さい 1.5℃等の緩和シナリオでは、全体的に IAMs の実行結果に大きな変化をもたらさない。但し、地域によっては、住宅・商業部門の電力需要が 10～20%程度増加する可能性がある。
- 気候の不確実性は、気候変動による電力需要の増大に大きく影響する。95 パーセンタイル値シナリオの電力需要量増大量は 50 パーセンタイル値シナリオの増大量よりも大幅に高い。地球温暖化が予想以上に加速する、あるいは猛暑になった場合に、エアコンの電力需要が急激に増大する可能性があることを示唆している。
- エアコンの設定温度は、電力需要を調整する上で重要な役割を持つ。設定温度を 23℃から 26℃に上げると、大半のシナリオと地域において、気候変動による電力需要増大を半分以下に抑制できる。また、設定温度を 23℃から 26℃に上げることにより、エアコンのアクセス向上による電力需要の伸びを相殺する効果がある。

本研究のエミュレーション手法は、統合評価モデリングに気候の影響を含める方法を提示した。このような手法は、気候変動による暖房需要の変化についても同様に適

用が可能である。但し、暖房供給には複数のキャリア（ガス、石油、電気など）が使用されているため、より複雑になることを認識した上で実施する必要がある。

参考文献（第 5.5 節に関するもの）

1) Awais, M., Vinca, A., Byers, E., Frank, S., Fricko, O., Boere, E., Burek, P., Poblete Cazenave, M., Kishimoto, P. N., Mastrucci, A., Satoh, Y., Palazzo, A., McPherson, M., Riahi, K., & Krey, V. (2023). MESSAGEix-GLOBIOM Nexus Module: Integrating water sector and climate impacts. EGUsphere, 1–22. https://doi.org/10.5194/egusphere-2023-258
2) Bento, N. (2023). The potential of digital convergence and sharing of consumer goods to improve living conditions and reduce emissions. Environmental Research Letters, 18(12), 124014. https://doi.org/10.1088/1748-9326/ad067e
3) Deetman, S., Pauliuk, S., Van Vuuren, D. P., Van Der Voet, E., & Tukker, A. (2018). Scenarios for Demand Growth of Metals in Electricity Generation Technologies, Cars, and Electronic Appliances. Environmental Science & Technology, 52(8), 4950–4959. https://doi.org/10.1021/acs.est.7b05549
4) Directorate-General for Energy. (2020). A new generation of EU energy labels—European Commission. https://commission.europa.eu/news/focus-new-generation-eu-energy-labels-2020-08-13_en
5) Drouet, L., Bosetti, V., Padoan, S. A., Aleluia Reis, L., Bertram, C., Dalla Longa, F., Després, J., Emmerling, J., Fosse, F., Fragkiadakis, K., Frank, S., Fricko, O., Fujimori, S., Harmsen, M., Krey, V., Oshiro, K., Nogueira, L. P., Paroussos, L., Piontek, F., … Tavoni, M. (2021). Net zero-emission pathways reduce the physical and economic risks of climate change. Nature Climate Change, 11(12), Article 12. https://doi.org/10.1038/s41558-021-01218-z
6) Gerke, B. F., McNeil, M. A., & Tu, T. (2017). The International Database of Efficient Appliances (IDEA): A new tool to support appliance energy-efficiency deployment. Applied Energy, 205, 453–464. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.07.093
7) Government of Canada, N. R. C. (2023). Energy Consumption of Major Household Appliances Shipped in Canada, 2000-2021 Data Tables. Government of Canada, Natural Resources Canada. https://oee.nrcan.gc.ca/corporate/statistics/neud/dpa/menus/aham/2021/tables.cfm
8) Habib, K. (2015). Critical Resources in Clean Energy Technologies and Waste Flows.
9) Harvey, L. D. D. (2014). Global climate-oriented building energy use scenarios. Energy Policy, 67, 473–487. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.12.026
10) Hischier, R., Reale, F., Castellani, V., & Sala, S. (2020). Environmental impacts of household appliances in Europe and scenarios for their impact reduction. Journal of Cleaner Production, 267, 121952. https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.121952
11) Huppmann, D., Gidden, M., Fricko, O., Kolp, P., Orthofer, C., Pimmer, M., Kushin, N., Vinca, A., Mastrucci, A., Riahi, K., & Krey, V. (2019). The MESSAGE Integrated Assessment Model and the ix modeling platform (ixmp): An open framework for integrated and cross-cutting analysis of energy, climate, the environment, and sustainable development. Environmental Modelling & Software, 112, 143–156. https://doi.org/10.1016/j.envsoft.2018.11.012

12) IEA. (2017). Energy Technology Perspectives 2017—Catalysing Energy Technology Transformations. OECD/IEA.
13) IEA. (2019). 2019 Global Status Report for Buildings and Construction.
14) IEA. (2023a). Energy End-uses and Efficiency Indicators—Data product. IEA. https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/energy-efficiency-indicators
15) IEA. (2023b). Tracking Clean Energy Progress 2023 – Analysis. IEA. https://www.iea.org/reports/tracking-clean-energy-progress-2023
16) IEA. (2021). Electricity Information: Overview, IEA, Paris https://www.iea.org/reports/electricity-information-overview, License: CC BY 4.0. IEA. https://www.iea.org/reports/electricity-information-overview/electricity-consumption
17) Junne, T., Wulff, N., Breyer, C., & Naegler, T. (2020). Critical materials in global low-carbon energy scenarios: The case for neodymium, dysprosium, lithium, and cobalt. Energy, 211, 118532. https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.118532
18) Kikstra, J. S., Waidelich, P., Rising, J., Yumashev, D., Hope, C., & Brierley, C. M. (2021). The social cost of carbon dioxide under climate-economy feedbacks and temperature variability. Environmental Research Letters, 16(9), 094037. https://doi.org/10.1088/1748-9326/ac1d0b
19) Le Roy, B., Lemonsu, A., & Schoetter, R. (2021). A statistical–dynamical downscaling methodology for the urban heat island applied to the EURO-CORDEX ensemble. Climate Dynamics, 56(7–8), 2487–2508. https://doi.org/10.1007/s00382-020-05600-z
20) Mastrucci, A., Byers, E. A., Niamir, L., van Ruijven, B., & Krey, V. (2023). ALPS report 2022-23: Challenges for energy demand reductions in the buildings sector. International Institute for Applied Systems Analysis (IIASA).
21) Mastrucci, A., Niamir, L., Boza-Kiss, B., Bento, N., Wiedenhofer, D., Streeck, J., Pachauri, S., Wilson, C., Chatterjee, S., Creutzig, F., Dukkipati, S., Feng, W., Grubler, A., Jupesta, J., Kumar, P., Marangoni, G., Saheb, Y., Shimoda, Y., Shoai-Tehrani, B., … Van Ruijven, B. (2023). Modeling Low Energy Demand Futures for Buildings: Current State and Research Needs. Annual Review of Environment and Resources, 48(1), 761–792. https://doi.org/10.1146/annurev-environ-112321-102921
22) Mastrucci, A., van Ruijven, B., Byers, E., Poblete-Cazenave, M., & Pachauri, S. (2021). Global scenarios of residential heating and cooling energy demand and CO_2 emissions. Climatic Change, 168(3–4), 14. https://doi.org/10.1007/s10584-021-03229-3
23) McNeil, M. A., Letschert, V. E., De La Rue Du Can, S., & Ke, J. (2013). Bottom–Up Energy Analysis System (BUENAS)—An international appliance efficiency policy tool. Energy Efficiency, 6(2), 191–217. https://doi.org/10.1007/s12053-012-9182-6
24) Poblete-Cazenave, M., Pachauri, S., Byers, E., Mastrucci, A., & van Ruijven, B. (2021). Global scenarios of household access to modern energy services under climate mitigation policy. Nature Energy, 6(8), Article 8. https://doi.org/10.1038/s41560-021-00871-0
25) Radpour, S., Hossain Mondal, M. A., & Kumar, A. (2017). Market penetration modeling of high energy efficiency appliances in the residential sector. Energy, 134, 951–961. https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.06.039

26) Riahi, K., van Vuuren, D. P., Kriegler, E., Edmonds, J., O'Neill, B. C., Fujimori, S., Bauer, N., Calvin, K., Dellink, R., Fricko, O., Lutz, W., Popp, A., Cuaresma, J. C., Kc, S., Leimbach, M., Jiang, L., Kram, T., Rao, S., Emmerling, J., … Tavoni, M. (2017). The Shared Socioeconomic Pathways and their energy, land use, and greenhouse gas emissions implications: An overview. Global Environmental Change, 42, 153–168. https://doi.org/10.1016/j.gloenvcha.2016.05.009

27) Tetri, E., Sarvaranta, A., & Syri, S. (2014). Potential of new lighting technologies in reducing household lighting energy use and CO_2 emissions in Finland. Energy Efficiency, 7(4), 559–570. https://doi.org/10.1007/s12053-013-9240-8

28) Tickner, J., Rajarao, R., Lovric, B., Ganly, B., & Sahajwalla, V. (2016). Measurement of Gold and Other Metals in Electronic and Automotive Waste Using Gamma Activation Analysis. Journal of Sustainable Metallurgy, 2(4), 296–303. https://doi.org/10.1007/s40831-016-0051-y

29) United for Efficiency. (2022). U4E Country Savings Assessments Methodology and Assumptions. United for Efficiency. https://united4efficiency.org/resources/u4e-country-savings-assessments-methodology-and-assumptions/

30) van der Wijst, K.-I., Bosello, F., Dasgupta, S., Drouet, L., Emmerling, J., Hof, A., Leimbach, M., Parrado, R., Piontek, F., Standardi, G., & van Vuuren, D. (2023). New damage curves and multimodel analysis suggest lower optimal temperature. Nature Climate Change, 13(5), Article 5. https://doi.org/10.1038/s41558-023-01636-1

31) Van Eygen, E., De Meester, S., Tran, H. P., & Dewulf, J. (2016). Resource savings by urban mining: The case of desktop and laptop computers in Belgium. Resources, Conservation and Recycling, 107, 53–64. https://doi.org/10.1016/j.resconrec.2015.10.032

32) Zheng, J., & Suh, S. (2019). Strategies to reduce the global carbon footprint of plastics. Nature Climate Change, 9(5), Article 5. https://doi.org/10.1038/s41558-019-0459-z

33) Zhong, X., Hu, M., Deetman, S., Rodrigues, J. F. D., Lin, H.-X., Tukker, A., & Behrens, P. (2021). The evolution and future perspectives of energy intensity in the global building sector 1971–2060. Journal of Cleaner Production, 305, 127098. https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2021.127098

34) Zhong, X., Hu, M., Deetman, S., Steubing, B., Lin, H. X., Hernandez, G. A., Harpprecht, C., Zhang, C., Tukker, A., & Behrens, P. (2021). Global greenhouse gas emissions from residential and commercial building materials and mitigation strategies to 2060. Nature Communications, 12(1), Article 1. https://doi.org/10.1038/s41467-021-26212-z

5.6 需要サイドの定量的なモデル分析

5.6.1 シナリオ分析の背景と削減貢献量推計

デジタルトランスフォーメーション（DX）およびその他、技術・社会のイノベーションによって、暗黙的なコストも低減しつつ、比較的安価なコストによって、低エネルギー需要社会を誘発できる余地が生まれてきている。IPCC 第 6 次評価報告書（AR6）[1)]でも、各種文献からの各対策におけるエネルギー需要や CO_2 排出量の低減効果に関する報告結果として、図 5.6.1-1、図 5.6.1-2 のような整理もなされた。推計の幅が大きいものの、エネルギー需要や CO_2 排出量のかなり大きな低減も期待されることが示さ

れている。一方、これらの分析は、各対策の低減率に関する評価であり、部門横断的に整合的かつ定量的なエネルギー低減量や、CO_2排出低減量が示されているわけではない。同じく、IPCC AR6は、需要部門の対策によって世界全体のGHG排出量の低減効果も提示し、「需要側の対策とエンドユースサービスの新しい提供方法によって、エンドユース部門における世界全体のGHG排出量をベースラインシナリオに比べて2050年までに40～70%削減しうる。」とした。ただし、各対策をそれぞれ積み上げて評価したものであり、対策コストを含めて、必ずしも整合的かつ定量的なモデルを使って部門横断的に推計したものではない。

全体整合的なシナリオとしては、IPCC 1.5℃特別報告書（SR15）[2)]で引用され、注目を集めた、IIASAのMESSAGEモデルを用いたLow Energy Demand（LED）シナリオ[3)]が著名であり、これを期に、世界でも定量的なシナリオ作成が進行中である。ただし、需要部門の全体整合的なモデル推計は容易ではなく、分析は緒に就いたばかりと言える。

他方、企業の排出量のカウントとして、WRIとWBCSDによるGHGプロトコルが広く利用されてきている。Scope 1, 2, 3が規定されているが、とりわけScope 3は重要であるが、厄介でもある。排出削減に貢献する製品・サービスを提供しても、それが世界で大きく受け入れられれば、自社のScope 3排出量は増大してしまう。このような課題意識の下、WBCSDを中心に、“avoided emissions（削減貢献量）”を定義、検討する動きも広がってきている[4)]。“Avoided emissions”をより良く定義できれば、グローバルで大きな排出削減を実現する製品・サービスの提供を、より強く企業等の活動にインセンティブとして与えることができる。しかし、多くの課題もある。そもそも、Scope 3排出量をカウントするのも、バウンダリーの定義の難しさが存在しているが、“avoided emissions”は排出量の差分に注目するため、Scope 3排出量のカウントよりも、バウンダリーの課題は幾分か容易であるとも言える。他方、最大の課題は、ベースライン排出量の定義である。ベースライン排出量を過大に想定すると、“avoided emissions”量も過大となり、グリーンウォッシュの懸念が生じてしまう。

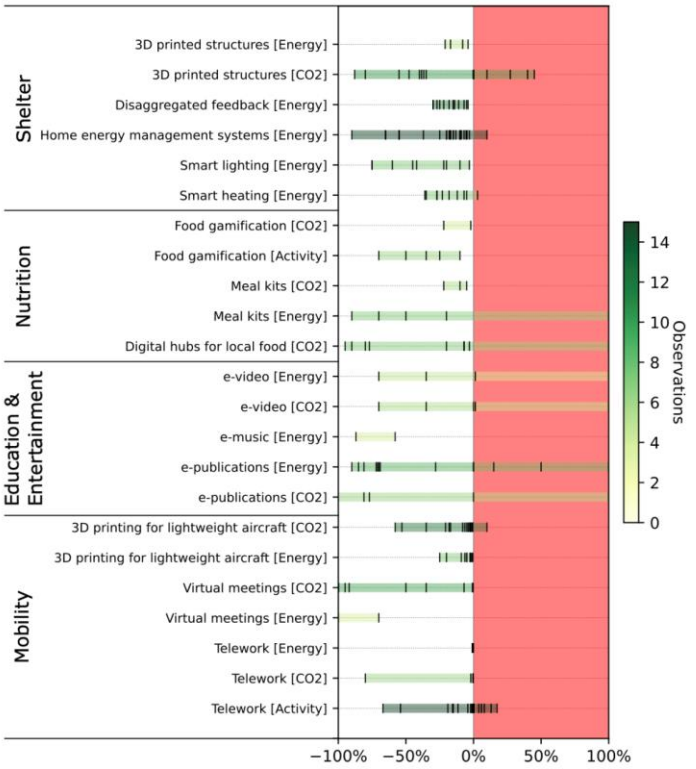


図 5.6.1-1　デジタル化によるエネルギー消費・CO_2 排出への影響

（出典：IPCC WG3 AR6[1)]）

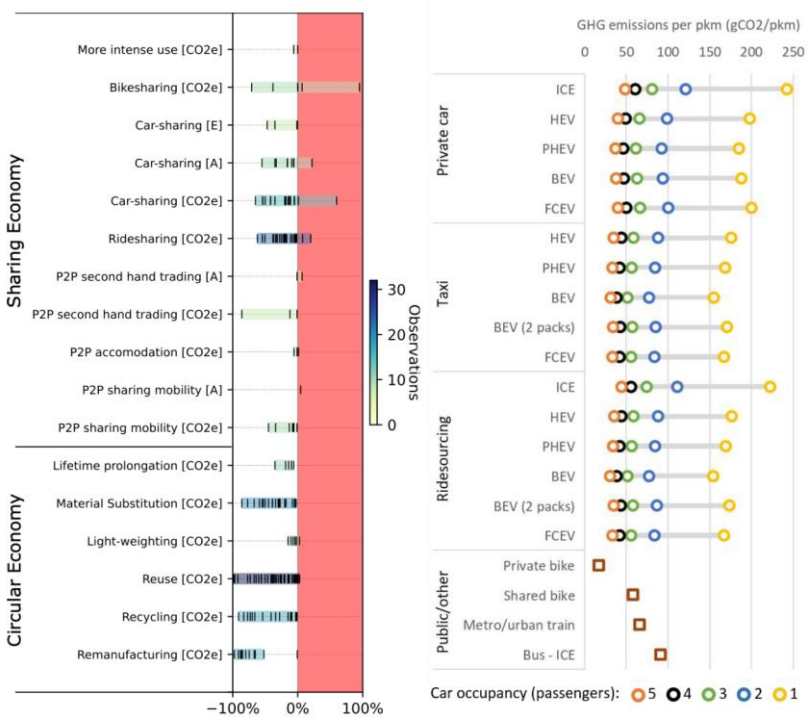


図 5.6.1-2　シェアリング・サーキュラーエコノミーによるエネルギー消費・CO_2 排出への影響

（出典：IPCC WG3 AR6[1)]）

需要側対策は、製品・サービスを通じて、大きな“avoided emissions”を生み出す可能性がある。本節では、DNE21+モデルを用いた需要部門の対策に関するシナリオ分析を介して、パリ協定長期目標と整合的な“avoided emissions”の将来展望を示す。企業の実績値としてのベースライン排出量の定義には難しさが伴うものであるが、エネルギーシステムモデルを用いた分析では、CO_2排出削減努力なかりせば、のケースとして、ベースライン排出量は明確に定義できるので、ベースライン排出量の定義の課題は生じない。需要側対策の将来貢献を定量的に示すことによって、需要側対策の“avoided emissions”としての排出削減貢献を見える化し、企業、社会の対応へのインセンティブを働かせることにつながると考えられる。

5.6.2 需要側変化に関する定量的な分析のための各種想定シナリオ

(1) 定性的なシナリオ

図 5.6.2-1 のようなドライバーを考慮した定性的なシナリオ[4)]を基に、定量的なシナリオ策定を行った。本シナリオは、EDITS（Energy Demand changes Induced by Technological and Social innovations）事業における WG で検討されているものであり、本 ALPS 事業のモデル分析作業において参考にした。デジタル化の進展と新結合によるイノベーション、そして適切な生活水準（DLS）が融合した世界観であり、well-being を高めながら、低需要（エネルギーおよび各種物質や製品等）を実現し得るとするシナリオである。要素間の関係性については、図 5.6.2-2 に示す。

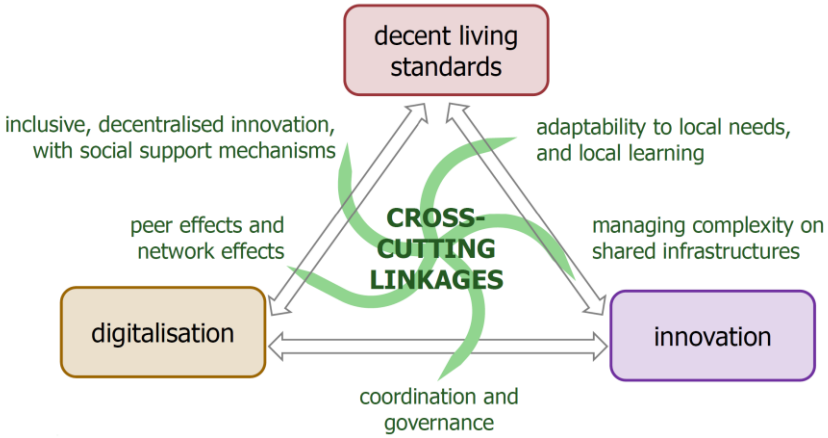


図 5.6.2-1 定性的シナリオ‘High-with-Low’の想定ドライバー

（出典：EDITS WG3 Narratives group シナリオ[5)]）

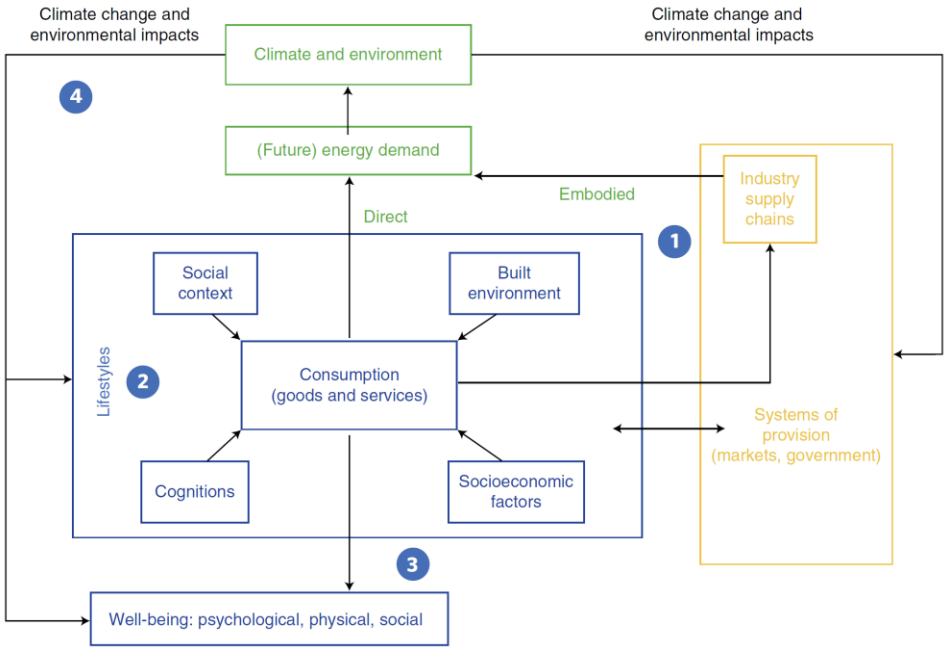


図 5.6.2-2 定性的シナリオ‘High-with-Low’の要素間の関係

（出典：EDITS WG3 Narratives group シナリオ [5]）

(2) 定量的な分析のためのシナリオ想定

世界エネルギー・温暖化対策評価モデル DNE21+を用いて、DX を中心にして誘発されるサーキュラーエコノミー、シェアリングエコノミーによる、低エネルギー需要社会の実現、そして、GHG 排出量の低減効果を定量的に推計した。推計には現時点では定量的なデータ入手の困難性もあり、波及効果について一部しか考慮できていないことに注意が必要である。また、モデル前提条件の想定についても、不確実性が大きく、より良いデータの入手、反映の課題が残っている。DNE21+モデルは、鉄鋼、セメント、化学製品など、CO_2 排出原単位の高い製品を積み上げ評価しているため、サーキュラーエコノミー、シェアリングエコノミー等による基礎素材製品の低下、それに伴うエネルギー消費の低下等を整合的に分析可能である。

前項の図 5.6.2-1 のような定性的なシナリオドライバーを基に、定量的なシナリオ想定を行った。表 5.6.2-1 に昨年度想定した、DX によるサーキュラーエコノミー（CE）誘発のシナリオ想定を示す（以降、本報告書では、シェアリングエコノミーもサーキュラーエコノミーに内包されるものとして、CE と記載する）。また、表 5.6.2-2 には、分析を行ったシナリオ名と、各シナリオの想定内容を示す。需要側のデジタル化の進展、イノベーションとして、CE 関連だけではなく、変動性再生可能エネルギーの利用増大に資する、電力需要側の柔軟性の提供の可能性についても考慮した。具体的には、DNE21+の電力需要曲線において、BEV や PHEV、ヒートポンプ給湯器、コジェネレーションシステムが、特に太陽光の日中の供給力の需要調整を、標準のシナリオよりも、柔軟に提供できると想定した（“FL”シナリオ）。また、需要側技術は、granular technologies と呼ばれるような規模の小さい技術が多い。これら技術は、サイクルが早いことがあって、一般に技術習熟率が高い傾向が観測される。DNE21+では、太陽光発

電や風力発電、EV 用バッテリーなど、標準シナリオでも大きなコスト低減を見込んでいる。しかし、これら比較的規模の小さい技術の技術習熟率が一層高くなるシナリオ（“GR”シナリオ）も想定した。ただし、このシナリオはあくまで外生的な想定であり、参考として他シナリオの結果と比較するべきものという位置づけであることに注意されたい。

表 5.6.2-2 には、分析を行ったシナリオ名と、各シナリオの想定内容を示す。排出シナリオとしては、特段の排出シナリオを想定しないベースライン、2℃（>66%確率）の B2DS シナリオ、および 1.5℃の 15DS シナリオを想定した。B2DS では、別途、日本を含む主要先進国それぞれについては 2050 年 GHG のカーボンニュートラルを想定した。他方、15DS シナリオでは、世界全体で CO_2 限界削減費用の均等化を想定した。

表 5.6.2-1 DX によるサーキュラーエコノミー（CE）誘発のシナリオ想定

DX による CE 誘発等	エネルギー消費への直接的な影響	エネルギー消費への間接的な影響	DNE21+モデル分析における想定（暫定試算）
1) 完全自動運転車実現により誘発されるライドシェア、カーシェアリング（2030 年時点までは想定せず）	- ライドシェアによる乗用車用エネルギー消費量の低減	- カーシェアリングに伴う乗用車台数の低下に伴う、鉄鋼、プラスティック、ゴム、ガラス、コンクリート等の低減 - 製品、素材の国際貨物輸送の低減⇒項目 8)	- 鉄鋼製品生産量：▲4%（車両＋立体駐車場。道路建設含まず） - プラスティック製品： ▲1% - タイヤ製品：▲28%（乗用車向け比）（エネルギー消費量低減換算値をモデルで想定） - ガラス製品：▲28%（乗用車向け比）（エネルギー消費量低減換算値をモデルで想定） - セメント製品：▲1%（立体駐車場のみ。道路建設含まず）
2) バーチャルミーティング、テレワーク	- 移動の低減に伴う運輸部門のエネルギー消費量の低減	- *長期的に建築物の稼働率上昇、必要な空間面積の低減により、鉄鋼、コンクリート等の低減の可能性有* 【今回のモデル分析では未考慮】	- 旅客需要：▲10%
3) E-publication 等による紙の代替	- 紙の生産のためのエネルギー消費量の低減	- *紙媒体の配送等の貨物需要低減の可能性有* 【今回のモデル分析では未考慮】	- 紙パ生産量：▲20%
4) E-コマースや他の DX によるアパレルのリサイクル・シェア化の促進	- アパレル製造のエネルギー消費の低減	- *ショッピングセンター等、小売店舗の低減と、それに伴うエネルギー消費、また建築物建設の低減により、鉄鋼、コンクリート等の低減の可能性有* 【今回のモデル分析では未考慮】	- アパレル生産量：▲20%（エネルギー消費量低減換算値をモデルで想定）
5) 都市開発、設計等の進展による建築物の高寿命化	- 建築物の高寿命化による、セメント、鉄鋼製品の低減に伴うエネルギー消費量の低減		- 建築物の高寿命化：+40%、それに伴うセメント：▲3%、鉄鋼製品需要の低減：▲3%
6) 需要予測の向上等による食品廃棄の低減	- 必要食品生産量の低減等に伴う、窒素肥料、プラスティック製品等の生産に伴うエネルギー消費量の低減 - 小売店舗等のエネルギー消費量の低減 - 必要食品生産量の低減等に伴う、メタン、一酸化窒素排出量の低減	- 農畜産物、食品等の低減に伴う国際貨物輸送の低減 ⇒ 項目 8) - *食品販売量の低減に伴う、小売店舗の低減に伴う鉄鋼、コンクリート製品等の低減の可能性* 【今回のモデル分析では未考慮】 - *他用途への利用可能な土地面積の増大に伴う植林等による CO2 固定可能性* 【今回のモデル分析では未考慮】	- 石油化学製品（窒素肥料含む）の低減：▲1% - プラスティック製品：▲1% - 紙パ製品：▲0.5% - 輸送サービス需要：▲1% 他 (以上、産業連関表より算定) - メタン、一酸化窒素排出低減：▲493 MtCO2eq/yr in 2050
7) 3D プリンティングの適用による素材の低減	- アルミニウム、鉄鋼製品等の低減 - 製造段階による電力消費量の低減	- 航空機の軽量化に伴う運航時のエネルギー消費量の低減 - *自動車等の軽量化に伴うエネルギー消費量の低減* 【今回のモデル分析では未考慮】	- アルミニウム製品：▲1% - 鉄鋼製品：▲0.02% - 直接的電力消費量：▲1% - 航空機の運航時のエネルギー消費量：▲10%
8) 基礎素材やその他製品需要の低減に伴う国際海運需要の低減	- 国際海運需要の低減によるエネルギー消費量の低減		- 国際海運需要：▲1%

赤字： 家庭部門関連、 緑字： 業務部門関連、 青字: 輸送部門関連、 紫字： 産業部門関連、茶字：非 CO_2 GHG 等

表 5.6.2-2　モデル分析のためのシナリオ想定

	排出削減経路	主にデジタル化によるエネルギー需要低減						電力需要のフレキシビリティ(EV, HP, CGS)	小規模技術(PV、風力、EV等)のより急速なコスト低減
		運輸 1)	家庭 2, 3, 4)	建築物 5)	農業・食品 6)	産業 7)	派生効果 8)		
BL-Std	Baseline（特段の気候変動緩和政策を想定せず。炭素価格0）	—	—	—	—	—	—	—	—
BL-Mobil		○							
BL-Resid			○						
BL-Build				○					
BL-Food					○				
BL-Ind						○			
BL-All_CE		○	○	○	○	○	○		
BL-All_CE+FL		○	○	○	○	○	○	○	
BL-All_CE+FL+GR		○	○	○	○	○	○	○	○
B2DS-Std	B2DS 2 °Cを十分に下回る排出に抑制（かつ2030年の各国NDCsを想定、主要先進国：2050年GHGでのCN）	—	—	—	—	—	—	—	—
B2DS-Mobil		○							
B2DS-Resid			○						
B2DS-Build				○					
B2DS-Food					○				
B2DS-Ind						○			
B2DS-All_CE		○	○	○	○	○	○		
B2DS-All_CE+FL		○	○	○	○	○	○	○	
B2DS-All_CE+FL+GR		○	○	○	○	○	○	○	○
15DS-Std	15DS 1.5℃未満（MAC均等）	—	—	—	—	—	—	—	—
15DS-All_CE+FL+GR		○	○	○	○	○	○	○	○

注1）IPCC等で用いられている共有社会経済パス（SSP）は、中位的なSSP2ベースで分析
注2）本来、DXによる電力消費量の増大等のリバウンド効果も考えられるが、CO2限界削減費用低下に伴うリバウンド効果以外のリバウンド効果は今回考慮していない

5.6.3　需要側変化に関するシナリオ分析結果

(1) DX 等の需要対策に関するシナリオ分析結果

まず、CO_2 排出削減を考慮しない、Baseline シナリオの結果を示す。図 5.6.3-1 に CE 進展を想定しない標準シナリオ（Std）からの世界の最終エネルギー消費量の低減を示す。かなり限定された波及効果のみを考慮した分析段階ではあるものの、想定したサーキュラーエコノミー・シェアリングエコノミー実現によって部門横断的に大きな省エネ効果が期待できることが示されている。また、GHG の排出低減効果も大きいことが推計される。

同じく、B2DS シナリオについて、図 5.6.3-2 に CE 進展を想定しない標準シナリオ（Std）からの世界の最終エネルギー消費量の低減を示す。また、B2DS シナリオ、15DS シナリオについて、標準シナリオ（Std）からの世界の GHG 排出量の低減を図 5.6.3-3 に示す。かなり限定された CE の事例および波及効果のみを考慮しただけでも、2050 年では、現在の世界の最終エネルギー消費量全体の 6%程度、また、2℃目標下で経済合理的と推計される省エネ量の半分程度もの省エネが、サーキュラーエコノミー・シェアリングエコノミーによって更に追加できる可能性が示唆される。排出削減目標が決まっている条件では、想定したサーキュラーエコノミー・シェアリングエコノミー

対策は相対的に費用が安価なため、限界的な費用の対策と評価される、CCS 付きバイオエネルギー（BECCS）や大気中 CO_2 直接回収貯留（DACCS）といった二酸化炭素除去（CDR）技術への寄与を低減し得る。なお、最終エネルギー消費量の低減効果は大きいが、CO_2 削減効果は、エネルギー供給側の CO_2 原単位低減も伴っているため、エネルギー消費量ほど、大きくは算定されない。ただし、後述のように、費用低減効果は大きい。

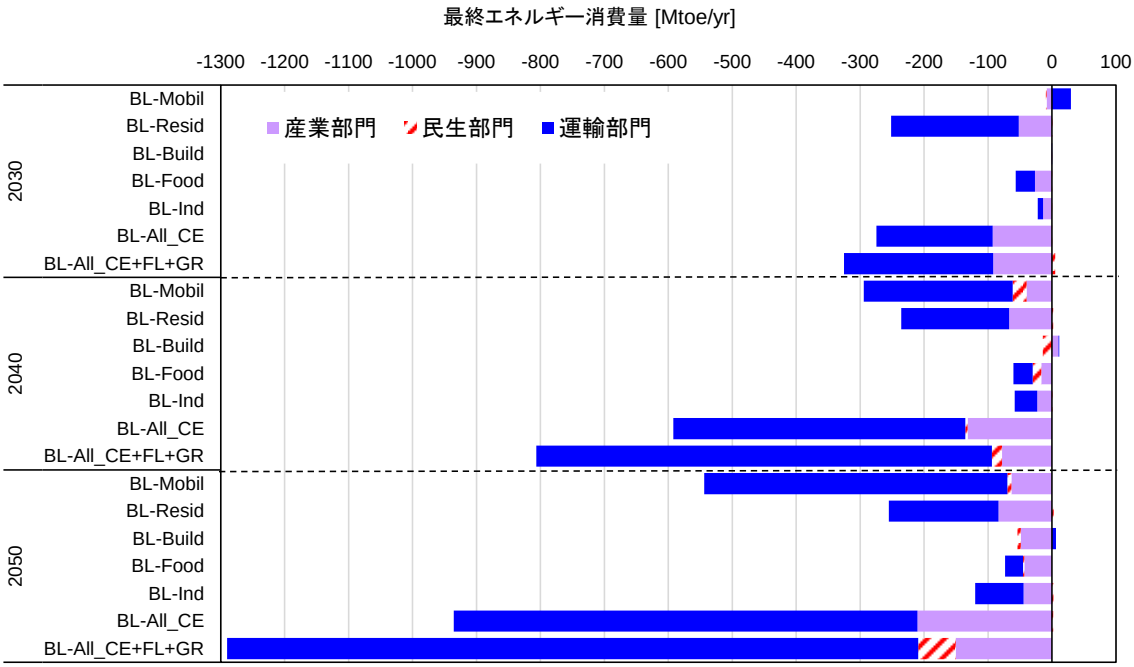
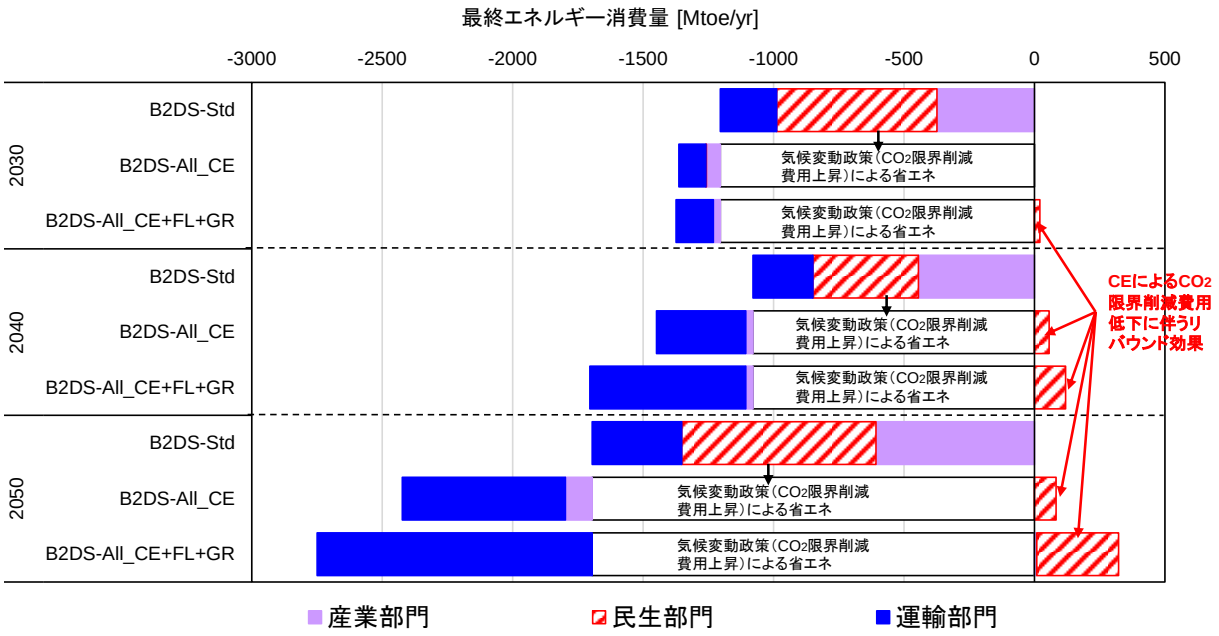
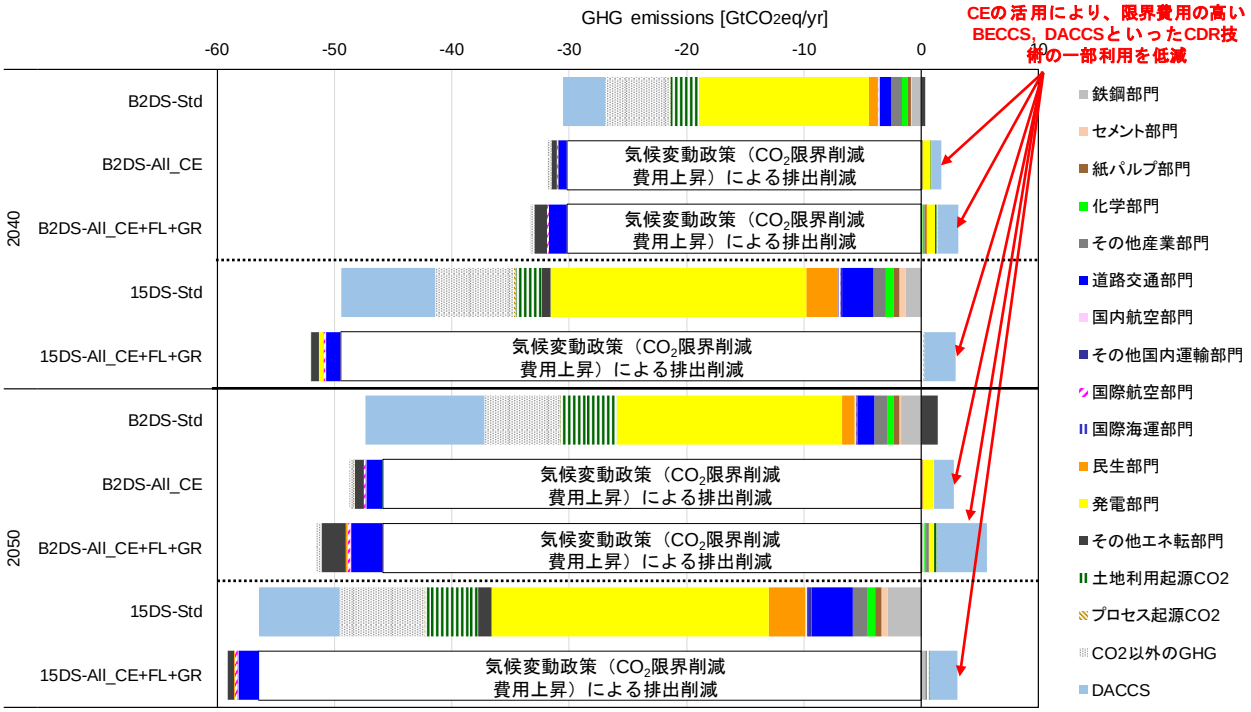


図 5.6.3-1　世界エネルギー消費量（ベースラインシナリオ、CE 想定時の変化）



参考）2019年の世界の最終エネルギー消費量実績値：10 Gtoe/yr、2050年のベースラインの最終エネルギー消費量推計値：14 Gtoe/yr

図 5.6.3-2 世界エネルギー消費量（B2DS（2℃制約シナリオ）下、CE 想定時の変化）



参考）2019年の世界のGHG排出量実績値：59 GtCO2eq./yr、2050年のベースラインの排出量推計値：73 GtCO2eq/yr

図 5.6.3-3 世界の GHG 削減効果（B2DS（2℃制約シナリオ）および 15DS（1.5℃制約シナリオ）下、CE 想定時の変化）

表 5.6.3-1 には、CE シナリオ下におけるエネルギーシステム総コストの Std シナリオ比での低減を、また、表 5.6.3-2 には、B2DS および 15DS 時の CO_2 限界削減費用を示す。DX によって誘因され得る CE の推進により、エネルギーシステムコストの大き

な低下が推計される。特に完全自動運転車等によるライドシェア、カーシェアによって社会全体としての大きなコスト低減効果が期待できるが、テレワークなどの家庭部門の変化、食品ロス低減なども、エネルギーシステムコストの低減に比較的大きな効果が期待できる。

また、表 5.6.3-2 で確認できるように、2℃目標、1.5℃目標といった長期目標の実現においては、CO_2限界削減費用の低下が期待できる。

表 5.6.3-1　ベースラインおよび B2DS 時のエネルギーシステム総コストの低減：CE 想定時（単位：Billion USD/yr）

	Scenarios	Mobil	Resid	Build	Food	Ind	All_CE	All_CE +FL	All_CE +FL+GR
2030-2040 年の間の年平均値	Baseline	▲547	▲339	▲1	▲57	▲4	▲894	▲894	▲963
	B2DS	▲556	▲352	▲0	▲64	▲5	▲926	▲928	▲1038
2040-2050 年の間の年平均値	Baseline	▲1601	▲459	▲1	▲74	▲7	▲1971	▲1971	▲2085
	B2DS	▲1635	▲477	▲6	▲90	▲14	▲2037	▲2038	▲2266

※ Baseline、B2DS のそれぞれの排出シナリオの標準ケースからの CE ケースによるコスト低減分

表 5.6.3-2　B2DS および 15DS 時の CO_2 限界削減費用（単位：USD/tCO_2eq）

	2℃（>66%）：B2DS				1.5℃：15DS	
	B2DS-Std	B2DS_All-CE	B2DS_All-CE+FL	B2DS_All-CE +FL+GR	15DS-Std	15DS_All-CE+ FL+GR
2040 年	68–310	57–238	57–240	50–195	550	344
2050 年	146–739	123–524	122–522	60–364	513	225

※ 限界削減費用の幅は国による差異

(2) 需要側対策を中心とした削減貢献量の試算

本項では、“avoided emissions”として、需要側対策の排出削減効果を明示的に分離して推計した試算結果を示す。図 5.6.3-4 は、BL-Std シナリオの排出量から、B2DS-All_CE への排出削減効果を、特に DX によって誘発され得るサーキュラー経済等を通しての貢献量や、その他（家庭用ヒートポンプ等）の貢献量を明示したものである。発電や DACCS の排出削減効果は大きいものの、一定の効果がある。また、これら対策は DACCS 等に比べ比較的費用が安価な対策となっている。いずれにしても、このような“avoided emissions”を見える化していくことは大変重要と考えられる。なお、今回の分析では、限定的な対策およびその波及効果の考慮に留まっているため、今後、より広範に評価範囲を広げることが重要であり、その際には、今回試算した削減貢献量よりも、大きな貢献が推計される可能性は高い。

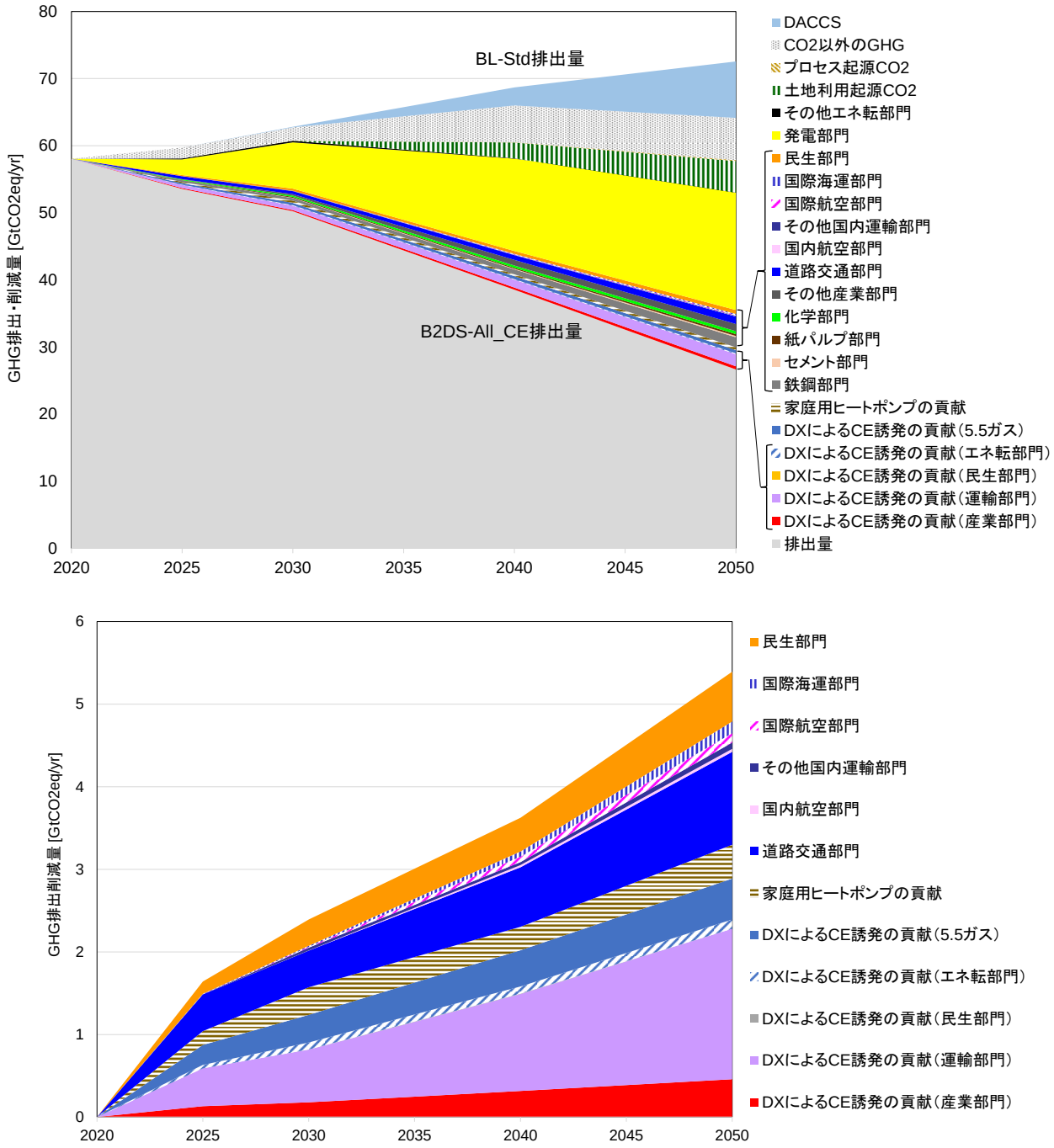


図 5.6.3-4 世界の GHG 排出削減への貢献量（上図：全体、下図：最終需要部門対策の削減効果（avoided emissions）の抜粋）

参考文献（第 5.6 節に関するもの）

1) IPCC WG3、第 6 次評価報告書 (2022) https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg3/

2) IPCC SR15 (2018)

3) A. Grubler et al. LED (2018)

4) WBCSD (2023). https://www.wbcsd.org/Imperatives/Climate-Action/Resources/Guidance-on-Avoided-Emissions
5) EDITS WG3 Narratives group (Arnulf Grubler, Greg Nemet, Shonali Pachauri, Charlie Wilson), The 'High-with-Low' Scenario Narrative (2022)

5.7 非 CO_2 GHG モデルの更新と試算

本節は、非 CO_2 GHG モデルに関する調査やモデル試算について述べる。第 5.7.1 節では、途上国の非 CO_2 GHG 排出量関連の文献調査を行った。途上国における非 CO_2 GHG 排出量に関する詳細な統計データが少ないものの、今後急速に増加すると予測されている HFCs に関して、主要な途上国の HFC 関連情報について調査した。第 5.7.2 節では、非 CO_2 GHG モデルの試算を行い、IPCC-AR6 データベースとの比較を行った。

5.7.1 非 CO_2 GHG 排出に関する文献調査

本節では、非 CO_2 GHG モデルの改良に向けた文献調査として、統計データが不足している家庭用エアコンの HFC 冷媒消費量について、途上国を中心に調査した結果について記載する。

家庭用エアコンに充填されている冷媒の排出は、大別して機器設置時、稼働時、廃棄時に発生する。冷媒はエアコン設置時や稼働時に一定の率が漏洩しているものとみられ、その状況は国によって異なると推察される。また、廃棄時の HFC 回収については、法律で義務付けられている国もあるが、途上国の多くでは法律が未制定で、回収されずそのまま大気に放出されるケースが未だ多いとみられる。途上国における非 CO_2 GHG 排出量については正式な統計がなく冷媒排出状況の把握が難しいことから、途上国のエアコン使用実態に関する様々な報告書に基づき、エアコンからの冷媒排出量の推計を試みた。

冷媒排出の推計に関連する項目として、エアコン 1 台当たり（もしくは容量当たり）の冷媒充填量、エアコンの生産・販売・保有・廃棄台数、冷媒種別のシェア、設置時・稼働時・廃棄時の排出係数などのデータが記載されている統計や各種調査機関報告書を調査し、家庭からの排出分を推計した。また、冷媒充填量や冷媒種はエアコンの種類によって異なるため、エアコン種別のシェアも調査し整理した。

(1) 調査の概要

調査の結果、データが得られた国はケニア、モーリシャス、ガーナ、ナミビア、コスタリカ、グレナダ、フィリピン、ベトナム、中国、インドである。多くの国は GIZ（ドイツ国際協力公社）による調査レポートの情報を整理している。GIZ はドイツ連邦政府が設立、所有する、技術協力プログラムや人材育成等を行う公社である。GIZ は途上国を対象とした RAC(refrigeration and cooling) GHG インベントリレポートを多数作成しており、これは GIZ 自身が現地調査やデータ収集を行い分析を行ったものである。

多くのレポートは、業務や車載も含めたエアコン全体の状況を報告している（表 5.7.1-1）ため、レポートにおいて記載されているエアコン種のうち、家庭に設置され

る種類の特定を行った。エアコン種別の平均的な技術仕様や価格例（表 5.7.1-2）において、表題の unitary AC（一体型エアコン）は家庭用と業務用の両方に導入可能とされていること、またそれぞれの仕様や価格などから、self-contained air conditioners と split air conditioners(non-ducted)（ルームエアコン）、ducted air conditioners（セントラルエアコン）の 3 種が家庭に導入可能な種類とした。Rooftop ducted については、平均的な価格を別途調査したところ 4 万ユーロ程度との情報が得られたことから、家庭用エアコンから除外した。

表 5.7.1-1　RAC のサブセクター及び代表的な設備

Subsector	Typical equipment
Unitary air conditioning	Self-contained air conditioners Split air conditioners Split commercial air conditioners Duct split residential air conditioners Commercial ducted splits Rooftop ducted Multi-splits
Chillers	Air conditioning chillers Process chillers
Mobile air conditioning	Car air conditioning Large vehicle air conditioning
Domestic refrigeration	Domestic refrigeration
Commercial refrigeration	Stand-alone equipment Condensing units Centralised systems for supermarkets
Industrial refrigeration	Stand-alone equipment

（出典：文献 3)）

表 5.7.1-2　ケニアにおける一体型エアコン設備の平均技術仕様とコスト（2020 年）

	INITIAL CHARGE [KG]	MAIN REFRIGERANT	COOLING CAPACITY [KW]	ENERGY EFFI-CIENCY RATIO [W/W]	UNIT COST [USD]
SELF-CONTAINED AIR CONDITIONERS	1.80	R410A	4.57	2.63	360
SPLIT AIR CONDITIONERS (NON-DUCTED)	1.76	R410A	5.59	3.33	400
DUCTED AIR CONDITIONERS	2.06	R410A	7.62	3.18	No data
ROOFTOP DUCTED	3.51	R410A	10.40	3.53	No data
MULTI-SPLITS AND VRF (OUTDOOR UNITS)	5.75	R410A	21.31	3.25	5200
AIR CONDITIONING CHILLERS	12.68	R22	92.72	2.26	1200

4万ユーロ程度

（出典：文献 1)）

調査結果の概要を以下に示す。表 5.7.1-3 は一台当たり冷媒充填量、表 5.7.1-4 は機器生産時の冷媒排出係数、表 5.7.1-5 は稼働時の冷媒排出係数、表 5.7.1-6 は廃棄時の冷媒排出係数である。機器生産時の冷媒排出係数については、調査対象国でエアコンの生産実績がある国はほとんどないことから、数値の記載がある国は、輸送時もしくは設置時の排出を指すと考えられる。また、機器廃棄時の法律に基づく HFC 回収は、中国以外では行われていない。中国は機器廃棄時の排出量総計のデータのみが得られており以下の項目のデータは得られていない。インドはレポートにおけるエアコン種の区分が異なっており、unducted エアコンについて、平均的な冷房容量が 4.92kW、kW あたり冷房充填量が 210g、稼働時冷房排出係数が 10%とのデータを参考に排出量を推計した。

表 5.7.1-3　一台当たり冷媒充填量(g)

	Self-contained	Split non-ducted	Ducted
ケニア	1810	1760	2060
モーリシャス	800	850	3000
ガーナ	800	1680	3140
ナミビア	1000	1260	1880
コスタリカ	680	1290	2010
グレナダ	-	1250	5800
フィリピン	800	650	-
ベトナム	800	1090	1830

表 5.7.1-4　生産時冷媒排出係数(%)

	Self-contained	Split non-ducted	Ducted
ケニア	1	2	5
モーリシャス	-	-	-
ガーナ	1	2	2
ナミビア	1	2	5
コスタリカ	-	-	-
グレナダ	-	-	-
フィリピン	-	-	-
ベトナム	-	-	-

表 5.7.1-5　稼働時冷媒排出係数(%)

	Self-contained	Split non-ducted	Ducted
ケニア	10	10	8
モーリシャス	10	10	8
ガーナ	25	23	20
ナミビア	10	10	8
コスタリカ	10	10	8
グレナダ	-	20	20
フィリピン	10	10	-
ベトナム	1	1	2

表 5.7.1-6　機器廃棄時冷媒排出係数(%)

	Self-contained	Split non-ducted	Ducted
ケニア	95	95	90
モーリシャス	95	95	90
ガーナ	95	95	80
ナミビア	95	95	90
コスタリカ	95	95	90
グレナダ	-	95	90
フィリピン	95	95	-
ベトナム	95	95	95

調査したレポートには、エアコンの販売台数における冷媒種別シェアのデータも記載されている。表 5.7.1-7 にケニアの例を示す。これらのデータを参考に、エアコンの販売台数、保有台数、廃棄台数それぞれにおける冷媒種別シェアを想定した。

表 5.7.1-7　ケニアの家庭用エアコン販売台数における冷媒種の分布想定

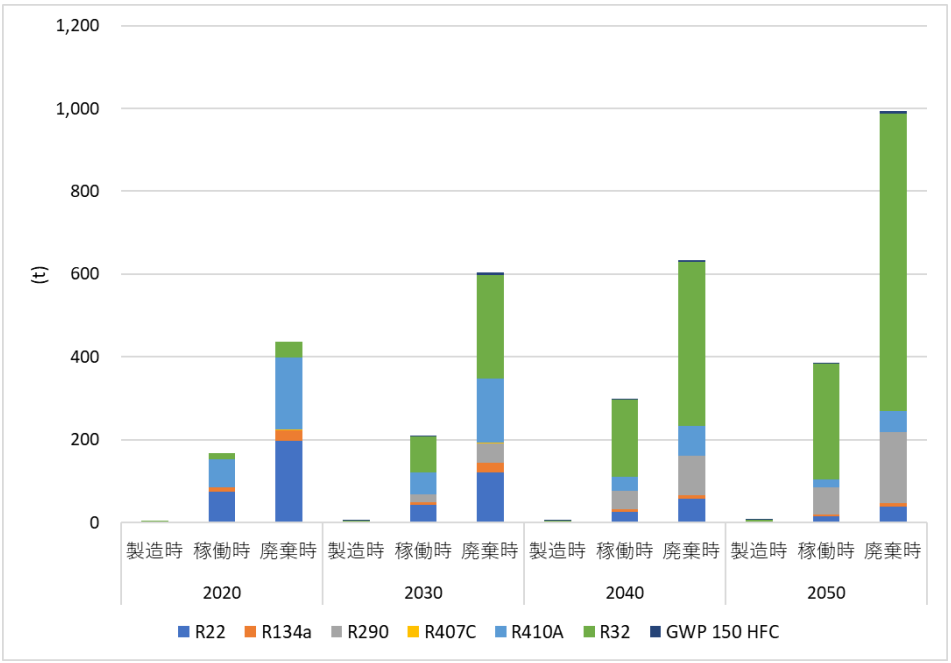
EQUIPMENT TYPE	REFRIGERANT	2000	2010	2020	2030	2040	2050
SELF-CONTAINED AIR CONDITIONERS	R22	100.00%	75.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
	R134a	0.00%	5.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
	R290	0.00%	0.00%	0.00%	50.00%	50.00%	50.00%
	R410A	0.00%	20.00%	90.00%	0.00%	0.00%	0.00%
	R32	0.00%	0.00%	10.00%	50.00%	50.00%	50.00%
SPLIT RESIDENTIAL AIR CONDITIONERS	R22	100.00%	74.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
	R134a	0.00%	3.50%	10.00%	0.00%	0.00%	0.00%
	R290	0.00%	0.00%	0.00%	20.00%	20.00%	20.00%
	R407C	0.00%	1.50%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
	R410A	0.00%	21.00%	70.00%	0.00%	0.00%	0.00%
	R32	0.00%	0.00%	20.00%	80.00%	80.00%	80.00%
DUCT SPLIT RESIDENTIAL AIR CONDITIONERS	R22	100.00%	75.50%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
	R134a	0.00%	4.00%	10.00%	0.00%	0.00%	0.00%
	R407C	0.00%	1.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
	R410A	0.00%	19.50%	70.00%	0.00%	0.00%	0.00%
	R32	0.00%	0.00%	20.00%	80.00%	80.00%	80.00%
	GWP 150 HFC	0.00%	0.00%	0.00%	20.00%	20.00%	20.00%

（出典：文献 1)）

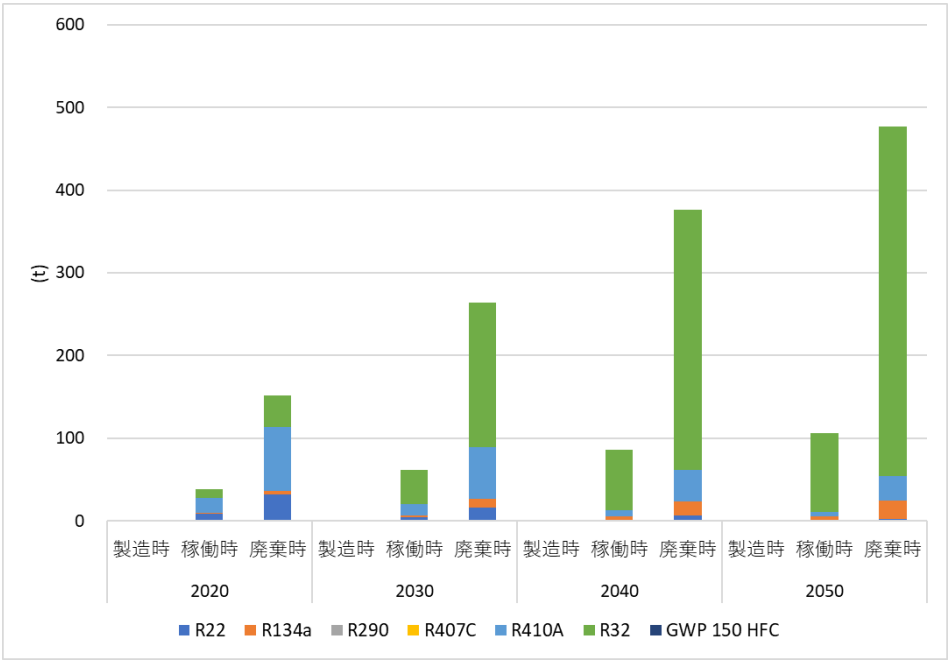
(2) 冷媒排出量の推計結果

本節では、前節の調査結果と、各国のエアコン販売台数及び保有台数の調査結果に基づき家庭用エアコンからの冷媒排出量を推計した結果を示す。製造時排出量は販売台数に、稼働時排出量は保有台数に基づき、廃棄時排出量は販売台数と保有台数から推計した廃棄台数に基づき推計した。ベトナムとインドについてはエアコンの保有台数のみ得られたため、稼働時の排出量のみ推計した。結果を図 5.7.1-1 に示す。

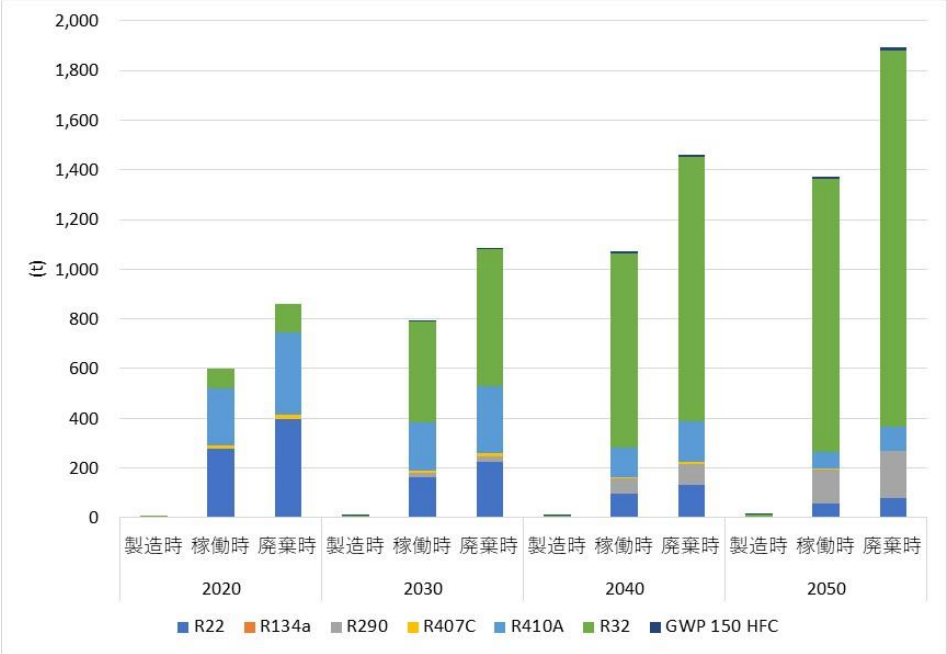
a. ケニア



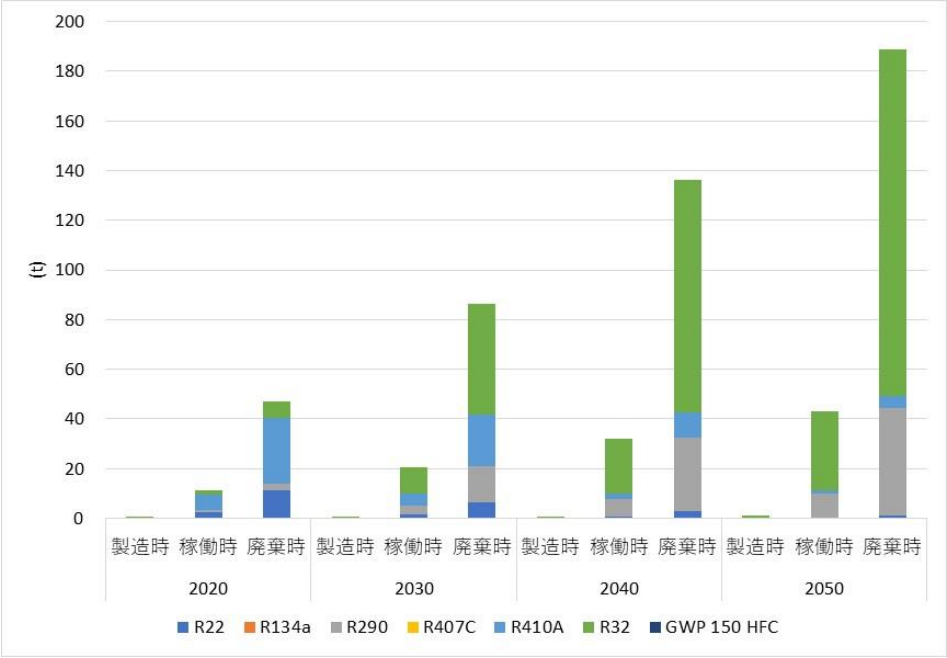
b. モーリシャス



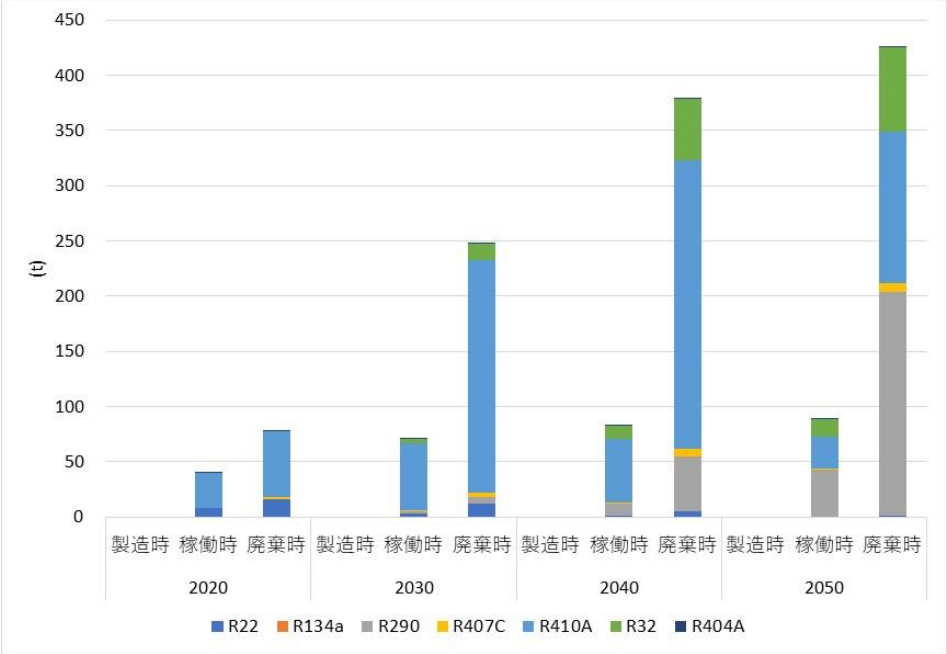
c. ガーナ


2,000
1,800
1,600
1,400
1,200
1,000
800
600
400
200
0
製造時 稼働時 廃棄時 製造時 稼働時 廃棄時 製造時 稼働時 廃棄時 製造時 稼働時 廃棄時
2020
2030
2040
2050
R22 R134a R290 R407C R410A R32 GWP 150 HFC

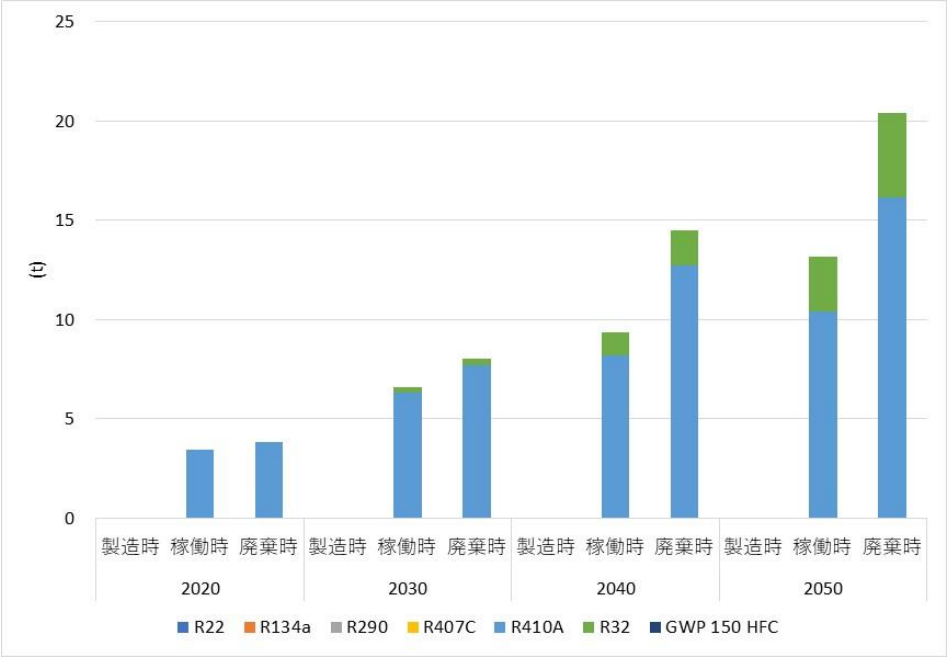
d. ナミビア


200
180
160
140
120
100
80
60
40
20
0
製造時 稼働時 廃棄時 製造時 稼働時 廃棄時 製造時 稼働時 廃棄時 製造時 稼働時 廃棄時
2020
2030
2040
2050
R22 R134a R290 R407C R410A R32 GWP 150 HFC

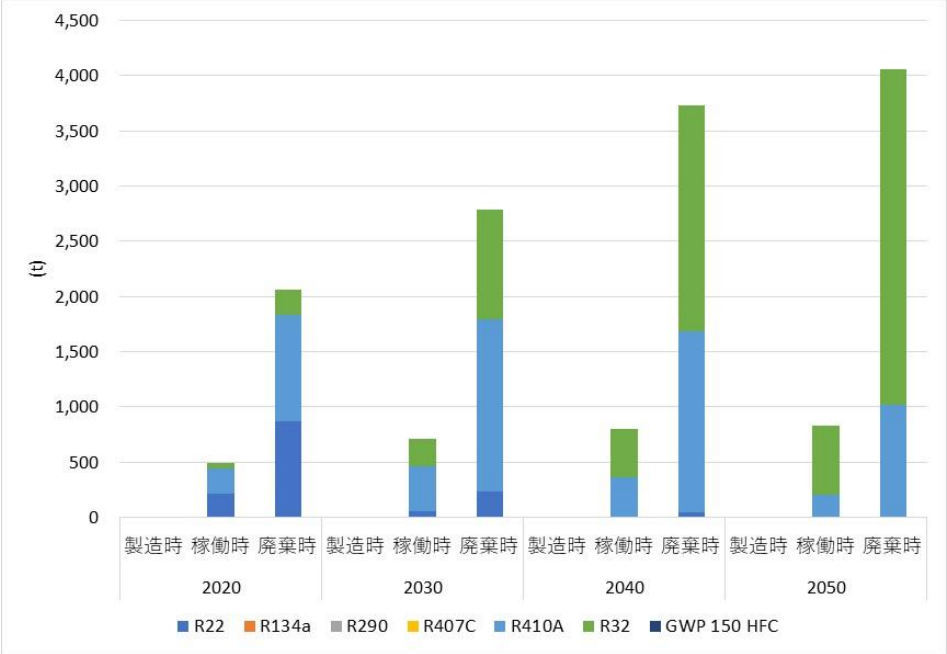
e. コスタリカ



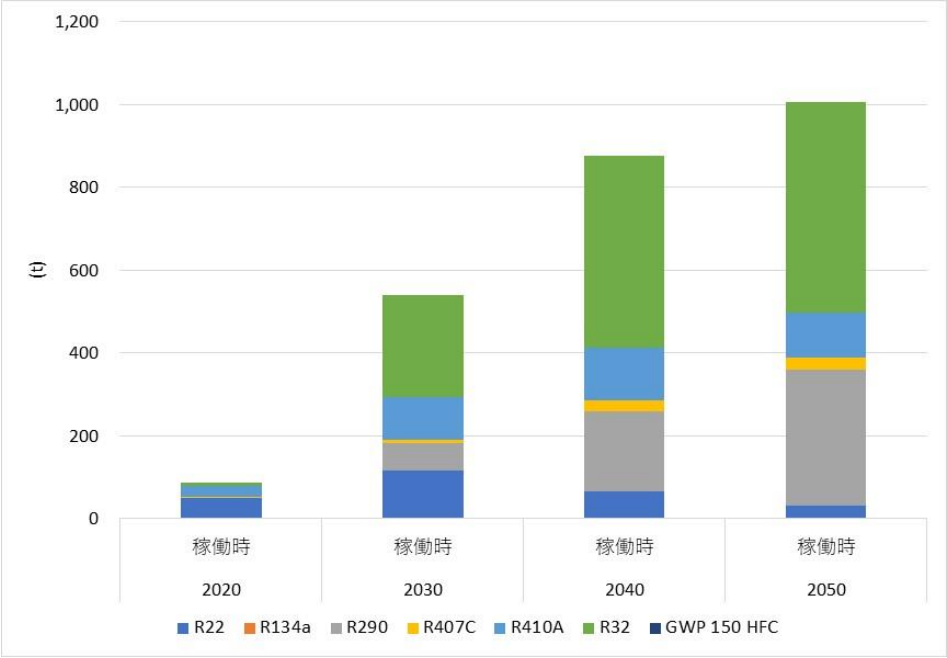
f. グレナダ



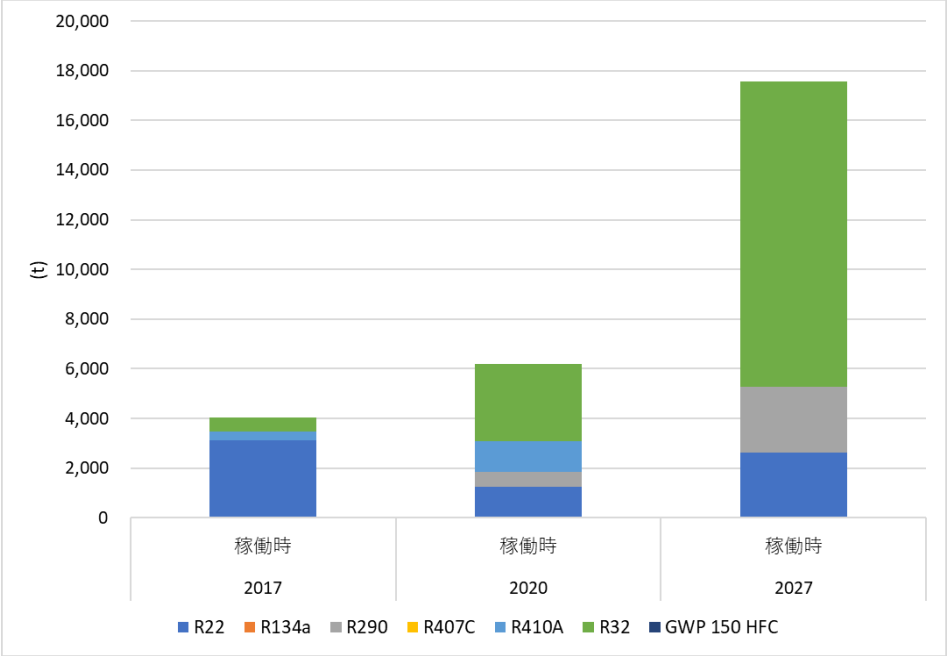
g. フィリピン



h. ベトナム



i. インド



j. 中国（出典：文献 13)）

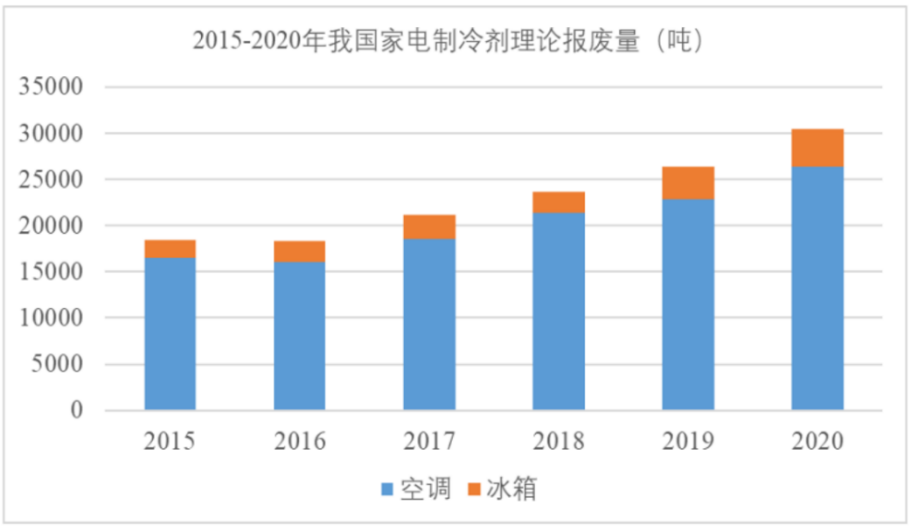


图 1-14 2015-2020 年我国家电制冷剂理论报废量

図 5.7.1-1　家庭用エアコンからの冷媒排出量

現バージョンの非 CO_2 GHG 排出量評価モデル [15]は、CH_4 と N_2O に関しては複数の主要部門に分類して評価しているものの、F ガスに関しては HFCs,PFCs,SF6 の各 1 部門でモデル化されている。今後、本文献調査などの技術動向などを反映できるように、モデル化を改良することが今後の課題である。

5.7.2　非 CO_2 GHG 排出量評価モデルによる試算

図 5.7.2-1 には、2050 年の世界全体の非 CO_2 GHG 排出量を示した。非 CO_2 GHG 排出量評価モデル[15]の結果は、第 5.2 節の DNE21+モデルから得られた炭素価格相当まで非 CO_2 GHG を削減すると想定した結果である。また、IPCC-AR6 データベース（AR6 Scenario Explorer and Database）[16]との比較を行った。

非 CO_2 GHG 排出量評価モデルのベースラインは、中位シナリオ SSP2 のベースラインに概ね相当する IPCC-AR6 データベースの C7 の平均値とほぼ整合的である。1.5℃目標や 2℃目標の場合、非 CO_2 GHG 排出量評価モデルの結果は、IPCC-AR6 データベースのやや高位に位置するものの、範囲内におさまっている。1.5℃目標の C1、C2 の最上位値は、米 GCAM による評価である。2℃目標の C3、C4 の上位値は、米国の研究機関による GCAM や MIT-EPPA のモデル結果である。一方、C1,C2,C3 の最下位値は、EC-POLES モデルに基づいている。現バージョンの非 CO_2 GHG 排出量評価モデルの結果は、米 GCAM などの結果に近い傾向を示している。2.5℃に関しては、モデル結果は IPCC-AR6 データベースの中位に位置していることが確認された。

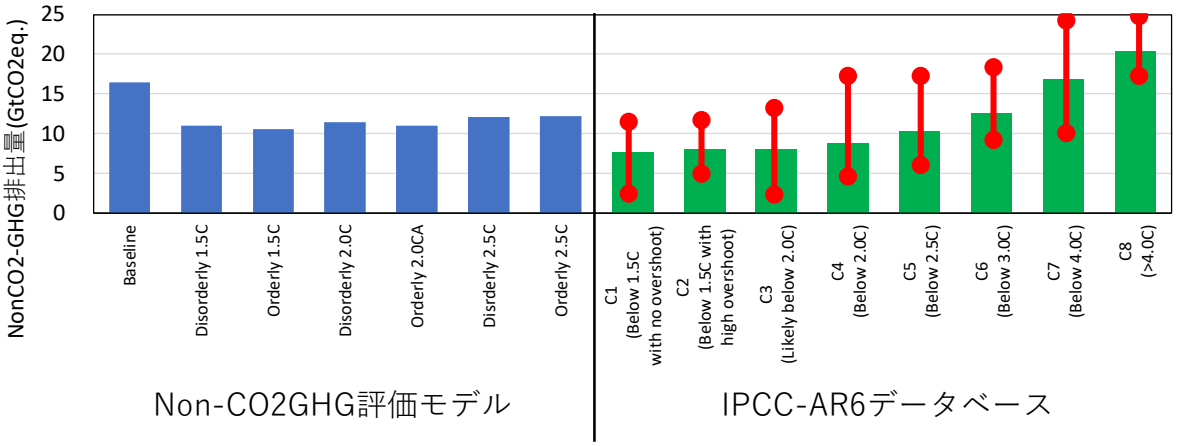


図 5.7.2-1 世界の非 CO_2 GHG 排出量(2050)の試算：IPCC データベースとの比較

注記：AR6 Scenario Explorer and Database より作成。棒グラフ（緑）は、データベースの平均値を表す。エラーバーの上限・下限は、最大値・最小値を表す。

参考文献（第 5.7 節に関するもの）

1) GIZ: Greenhouse Gas Inventory for the Refrigeration & Air Conditioning Sector in Kenya (2022)
2) GIZ: Greenhouse Gas Inventory & Mitigation Strategies for the Refrigeration and Air Conditioning Sector in the Seychelles (2020)
3) GIZ: Greenhouse Gas Inventory and Roadmap for the Refrigeration and Air Conditioning Sector of Mauritius (2017)
4) GIZ: Ghana's Greenhouse Gas Inventory and Technology Gap Analysis for the Refrigeration and Air Conditioning Sector (2018)
5) CTCN/GIZ: GHG Inventory and National Cooling Strategy for the Refrigeration and Air Conditioning Sector in Namibia (2017)

6) GIZ: Inventario de Gases de Efecto Invernadero de Refrigeración y Aire Acondicionado para Costa Rica (2012-2016) (2019)
7) GIZ: Estudio de fugas en equipos de Aire Acondicionado tipo split en Costa Rica (2020)
8) GIZ: National Cooling Action Plan for Grenada (2021)
9) GIZ: Greenhouse Gas Inventory for the Refrigeration and Air Conditioning Sector in Grenada (2020)
10) GIZ: Refrigeration and Air Conditioning Sector GHG inventory for the Philippines (2019)
11) GIZ: Greenhouse Gas Inventory of the Refrigeration and Air Conditioning Sector in Vietnam (2019)
12) LBNL, UNEP: Harmonizing Energy-Efficiency Standards for Room Air Conditioners in Southeast Asia (2021)
13) 生态环境部固体废物与化学品管理技术中心：受控物质制冷剂回收再用管理模式研究报告（2022）
14) AEEE: Demand Analysis for Cooling by Sector in India in 2027 (2018)
15) RITE：地球温暖化対策技術の分析・評価に関する国際連携事業、（公財）地球環境産業技術研究機構 令和 4 年度報告書 (2023)
16) IIASA, AR6 Scenario Explorer and Database hosted by IIASA, https://data.ece.iiasa.ac.at/ar6/

第6章　国際枠組み、海外対策動向および国際モデル比較プロジェクト動向

6.1　IPCC WG3 排出削減コストとポテンシャルの検証

昨年度 2022 年度の報告書[1)]でも、気候変動に関する政府間パネル（IPCC）WG3 で報告されている、部門・技術積み上げ評価と、統合評価モデル IAMs によるコスト・ポテンシャル推計との間に、大きなギャップが存在していることを指摘した。本年度は、更にその要因を特定すべく、IAMs の一つであり、かつ、部門・技術積み上げ評価を行っている、DNE21+モデルを用いて、モデルの想定を変えつつ分析することで、両者の推計が異なってくる要因の特定を行った。そしてそれによって、今後の対策・政策の示唆を得る。

6.1.1　IPCC WG3 排出削減コストとポテンシャルと DNE21+分析等との比較

IPCC による第 6 次評価報告書（AR6）[2)]では、技術積み上げ評価の結果として、「100 $/tCO$_2$eq 以下のコストの緩和オプションで、世界全体 GHG 排出量を 2030 年までに少なくとも 2019 年レベルの半分に削減しうる。その削減ポテンシャルの半分以上は、20 $/tCO$_2$eq 以下」とした。他方、同じ AR6 では、統合評価モデル（IAMs）による、多数のモデルのシナリオ分析からは、これよりも相当小さな削減ポテンシャルが提示された。また、2018 年に公表された、IPCC 1.5℃特別報告書（SR15）[3)]での IAMs シナリオの結果も同様である。

技術積み上げ評価と現実で観測される投資行動、機器選択とのギャップや、技術積み上げ評価と IAMs の分析・評価におけるギャップについては、従来から、主観的割引率（Implicit Discount Rate: IDR）を中心とした論点で、多くの論考が存在する（文献 4),5),6)など）。しかし、IPCC AR6 では第 12 章 Cross-sectoral perspectives においては、技術積み上げ評価と IAMs の分析の差異についての検討はなされているものの、IDR の視点での論考はほとんど見られない。

他方、経済学では「資本のユーザーコスト」という概念が提示されており、資本を利用する際に、経済合理的に、年間支払うべきコストが算定され、経済指標からの具体的な算定も多くなされてきている（例えば、文献 7),8)）。しかし、エネルギー、気候変動対策評価の分野では、IDR は比較的議論されるものの、資本のユーザーコストと関連づけた議論はあまり見受けられない。

このような状況において、AR6 のコスト・ポテンシャル推計を中心にしつつ検証・考察した。

図 6.1.1-1 に、技術積み上げ評価と、各種 IAMs の種類と、それぞれの評価手法における差異について整理を行った。IAMs にも様々存在するが、計量経済モデルや一般均衡モデル（CGE）では、弾性値等の実際の経済活動の指標に基づいてモデル化されるため、観測されるマクロ経済との整合性が重視されることとなる（図中 d)。他方、技

術積み上げ型の IAMs も多く存在している（図中 b、 c)。他方、AR6 で整理された部門・技術積み上げ評価は図中 a に位置すると考えられる。また、表 6.1.1-1 は、技術積み上げ評価と IAMs の特徴、長所・短所について、Kesicki[9]を参考に整理した。表には、本研究で活用した、技術積み上げ型の IAMs の一つである、DNE21+の特徴についても併せて記載した。

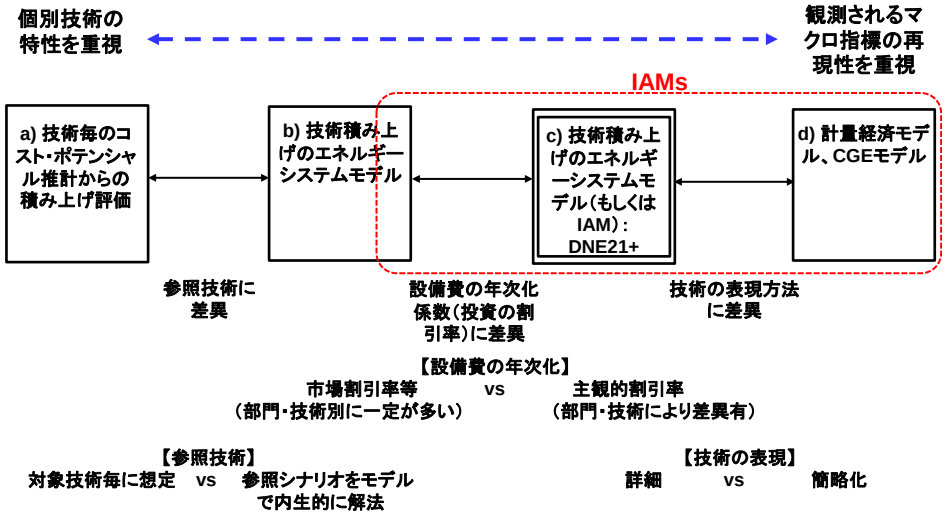


図 6.1.1-1 コスト・ポテンシャル推計手法とその間の差異

（出典： F. Kesicki[9]を参考に整理）

表 6.1.1-1 コスト・ポテンシャル推計の課題：技術積み上げ vs IAMs

	技術積み上げ	IAMs	
			DNE21+
経路依存性の考慮、異時点間の相互依存性の考慮	×	○	○
エネルギーシステム全体・緩和対策間の整合性、部門間での２重計上の回避	×	○	○
ベースラインとの整合性	×	○	○
技術的詳細さ	○	×～○ モデルによる	○
合理的なエージェントの想定ではなく、現実の歪みを考慮	×	×～○ モデルによる	○
マクロ経済のフィードバック、リバウンド効果等	×	△～○ モデルによる	△
副次便益の考慮	△ 基本的には未考慮だが、考慮は可能	△ 基本的には未考慮だが、考慮は可能	△

部門別・技術別に積み上げ評価した場合、参照技術や部門間の相互関係によって、排出削減ポテンシャルの 2 重計上が生じる可能性が高い一方、IAMs では原則、2 重計上は生じない。IAMs は技術が簡略に表現されることが多いが、近年では技術をかなり詳細に表現しているモデルも増えてきており、DNE21+も技術を比較的詳細に考慮し評価できる。

6.1.2 IPCC 第 6 次評価報告書におけるコスト・ポテンシャル推計

本節では、IPCC AR6[2)]における世界の排出削減コストとポテンシャル推計について紹介する。

(1) 部門・技術積み上げ評価によるコスト・ポテンシャル推計

図 6.1.2-1 に、IPCC AR6 において整理された、部門別・技術別の積み上げ評価による世界の 2030 年の技術別の CO_2 削減費用とポテンシャル推計を示す。これは様々な文献による、部門別の排出削減ポテンシャル推計を集約する形でまとめられており、多くの負の費用の排出削減ポテンシャルも推計されている。様々な文献による推計を集約化しているため、それぞれの文献の推計は様々であり、すべてを確認することはできないが、多くの文献では、設備や機器の費用を年換算する際に用いられている、投資の割引率は 5%/yr が想定されていることが多いようである。これは通常、技術のコスト評価で用いられる割引率ではあるものの、理想的なケースに近いものであり、次節で述べるような現実世界の投資や機器購入で観測される割引率と比較して相当低い割引率想定である。

そして、前節で述べたように、これらを部門で集計した結果、「100 \$/tCO_2eq 以下のコストの緩和オプションで、世界全体 GHG 排出量を 2030 年までに少なくとも 2019 年レベルの半分に削減しうる。その削減ポテンシャルの半分以上は、20 \$/tCO_2eq 以下」のポテンシャルが存在するとしている。なお、マッキンゼーによっても、同じような手法で計算がなされており、同じようなレベル感の排出削減ポテンシャルが推計されている [10)]。

IPCC の報告書 [2)]では、図 6.1.2-1（IPCC 報告書の Fig. SPM.7）について多くの注釈が付記されている。例えば、以下のような注釈がある。

- 技術進展の想定、地域的な差異、設備規模などによって、コスト・ポテンシャルの不確実性は大きい。
- 代替元の技術（参照技術）の想定次第では、コスト・ポテンシャルは変化する。
- VRE の系統統合費用は 2030 年までは大きくはないと想定し、統合費用は加えていない。

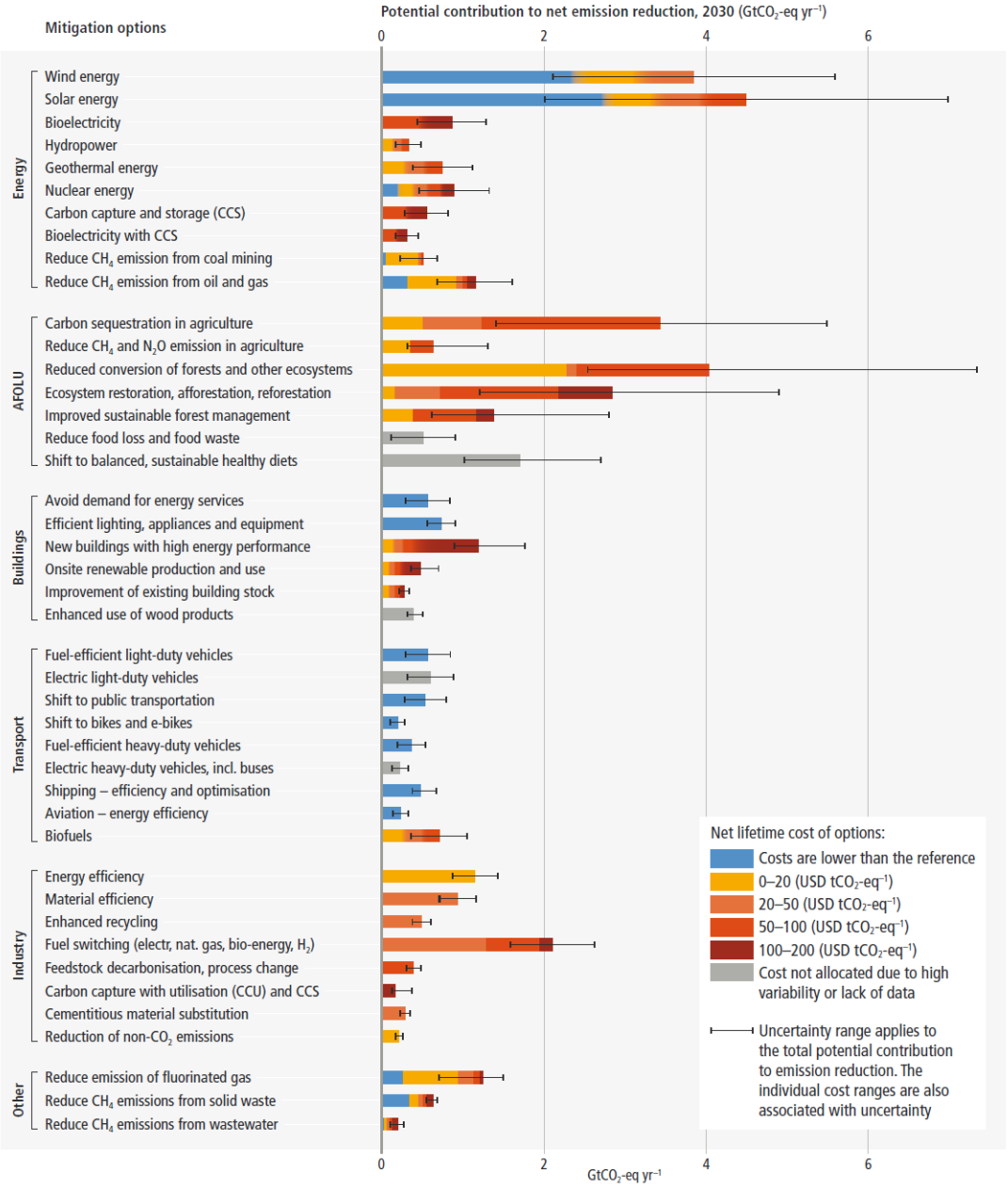


図 6.1.2-1　IPCC AR6 における世界の 2030 年の技術別の CO_2 削減費用とポテンシャル推計

（出典：文献 2)）

(2) 統合評価モデル IAMs によるコスト・ポテンシャル推計

図 6.1.2-2 は、IPCC AR6 において整理された、IAMs による世界の 2030 年の CO_2 削減費用とポテンシャル推計である。推計の不確実性幅は大きいが、総じて、部門・技術積み上げ評価による推計よりも、小さな排出削減ポテンシャルを推計している。

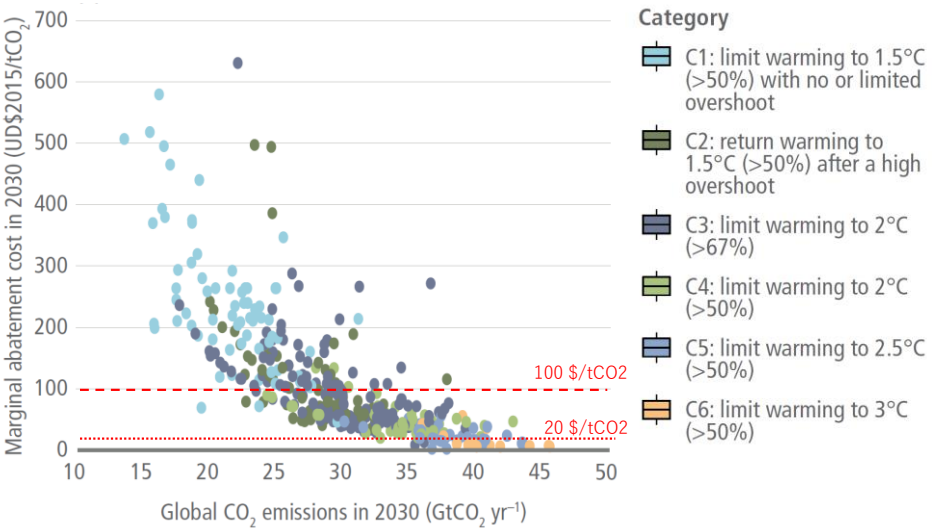


図 6.1.2-2 IAMs による 2030 年の排出削減コスト・ポテンシャル推計

（出典：文献 2)を基に加工）

(3) IPCC 報告書において言及されたコスト・ポテンシャル推計の差異

表 6.1.2-1 に、IPCC における、部門・技術積み上げと統合評価モデル IAM の 2030 年世界排出削減コスト・ポテンシャルの評価の差異を整理した。

表 6.1.2-1 IPCC における部門積み上げと統合評価モデル IAM の 2030 年世界排出削減コスト・ポテンシャルの評価の差異

		技術積み上げ評価 （IPCC Fig.SPM7）	IAMs の評価 （IPCC Fig.3.33）
20 $/tCO$_2$eq 以下	CO_2	(30.3 GtCO$_2$/yr)	35～45 GtCO$_2$/yr
	GHGs	44.3 GtCO$_2$eq/yr	(49～59 GtCO$_2$eq/yr)
100 $/tCO$_2$eq 以下	CO_2	(15.5 GtCO$_2$/yr)	22～33 GtCO$_2$/yr
	GHGs	29.5 GtCO$_2$eq/yr	(36～47 GtCO$_2$eq/yr)

IPCC AR6 の第 12 章では技術積み上げ評価と IAMs 推計の差異として以下の理由が挙げられている。

【エネルギー供給部門】

- IAMs のシナリオ登録は 2015 年からなされており、最新の太陽光や風力のコスト低減の状況が十分反映されていないため

【民生部門・運輸部門】

- IAMs では負のコストの排出削減ポテンシャルはベースラインに含まれているため
- IAMs ではエネルギーサービス需要の低下やモーダルシフトはあまり想定されていないため

【産業部門】

- 技術積み上げ評価では、資源循環を想定しているケースが多い一方、IAMs の多くでは未考慮なため

【全般】

- 全体として，IAMs では一部の技術について考慮されていないため

しかし、従来からよく議論がなされてきた、主観的割引率など、投資の割引率の問題などについては触れられておらず、十分な理由の説明になっていないと考えられる。

6.1.3 主観的割引率と資本のユーザーコスト

(1) 主観的割引率

実際の投資行動、機器選択行動においては、市場の割引率（たとえば 5%/yr）とは大きなギャップが見られることが知られており、一般的には主観的割引率（Implicit Discount Rate: IDR）として議論がなされてきた（例えば、文献 4),5),6),11)）。表 6.1.3-1 に IDR に影響し得る因子の整理を示す。

表 6.1.3-1　投資の割引率の影響因子例

【技術固有によるもの】
- 技術が必ずしも成熟していない場合（CCS 等）や社会的受容面で課題がある場合（原子力等）は、技術のリスクが高いことから、高い投資リターンが求められる
- 製品価値の減耗：新たな製品・サービスへの変化が早ければ、当該製品の価値の減耗は早くなり、割引率は高くなる。逆の場合は低くなる。（電力等エネルギー供給＜鉄、セメント等の素材供給（主にエネルギー多消費産業）＜給湯、空調など（素材供給との大小関係は必ずしも明確ではない）＜ 照明、冷蔵庫など＜テレビ、自動車など）
- 将来価格低減が期待できれば、投資を待つことが合理的となり、割引率は高くなる

【投資者、消費者の選好等】
- 資金制約、別の投資先のリターンが高ければ、その期待利益率が参照される
- 隠れた費用（投資検討にあたっての機会費用等）
- 消費者の選好：環境配慮型製品の購入（アーリーアダプター等）、（住宅等において）コベネフィットの強い認識など
- 住宅などで耐用年数よりも居住者の寿命の方が短いと考える場合、割引率は高くなる
- オーナー・テナント問題など（民生部門）
- 限定合理性（人々の情報処理・判断能力の限界など）

【取引市場、投資環境等、周辺制度によるもの】
- エネルギー・気候変動政策等の不確実性が大きい場合、気候変動対策投資に対して、より大きなリターンが求められる
- 炭素価格市場のボラティリティが高ければ、低炭素・脱炭素投資により大きなリターンが求められる
- 電力自由化の下、価格指標のボラティリティが大きければ、設備費の大きな電源（低炭素・脱炭素電源）への投資には、より大きなリターンが求められる
- 四半期決算などの下では短期の投資回収が志向されやすい

(2) 資本のユーザーコスト

他方、経済学では、資本のユーザーコストという概念での実証研究も行われてきている。Jorgenson の新古典派投資理論において企業の最適化行動を考慮して定式化された資本のユーザーコスト[7),8)]は、資本財からのサービスを得るために投資家が支払わなければならない費用として定義され、(6.1.3-1)式で表される（一部、簡略化して表示）。機器のレンタル価格にも相当する。資本取得価格（P_t^A）に対する係数（$r_{kjt}+\delta_{kj}-\pi_{kt}$）は通常、年次化要素（annualization factor）と呼ばれる。

$$P_{kjt}^K = (r_{kjt} + \delta_{kj} - \pi_{kt})P_{kt}^A \qquad (6.1.3\text{-}1)$$

資本のユーザーコスト（P_t^K）、資本取得価格（P_t^A）、t 時点における実質利子率等（r_t）、減価償却率（δ）、資本財価格の変化に伴うコスト（π）、資産の種類（k）、国あるいは経済主体（j）

重要な点は、年次化要素すなわち資本を得るために毎年支払うコストは、利子率（r）だけで構成されず、資本の減耗率（減価償却率）（δ）と資本財価格の変化に伴うコスト（π、価格低下が期待されるときコストとなる）を含む点であり、利子率だけではなく、これら 3 つの要素を含めた投資判断が経済合理的と考えられるものである。つまり、利子率（r）が 5%/yr だったとしても、減耗率（δ）が 20%/yr であれば（πは 0 とした場合）、投資の割引率に相当する年次化要素は 25%/yr となる。

6.1.4 DNE21+モデルによる排出削減ポテンシャル・コストの分析と IPCC との比較

本節では、IPCC AR6 で示された、技術積み上げ評価と IAMs 評価とのギャップの理由を検証するため、技術積み上げ評価モデルであり、IAMs の一つである、世界エネルギー・温暖化対策評価モデル Dynamic New Earth 21+ (DNE21+)[12),13),14)]を用いて、分析・検証を行った。

(1) モデル概要

各種エネルギー・CO_2 削減技術のシステム的なコスト評価が可能な線形計画モデルである DNE21+を使用した。DNE21+は世界を 54 地域に分割し、500 程度に及ぶ技術をモデル化し、2100 年までの期間について動学的な最適化を行うモデルである。エネルギー供給（発電部門等）、CO_2 回収貯留技術、並びにエネルギー需要部門のうち、鉄鋼、セメント、紙パ、化学、アルミ、運輸、民生の一部については、個別技術を積み上げてボトムアップ的にモデル化している。

(2) モデルにおける投資の割引率の想定

DNE21+モデルでは、各技術の設備費、運転維持費、燃料費の年次化されたコストは、以下の(6.1.4-1)式で表現されている。

$$C = CI + Com + Cf = \gamma PA + Com + Cf = (\gamma + \alpha)\, pI\, XK + pf\, Xf \div \varepsilon \qquad (6.1.4\text{-}1)$$

C：あるエネルギー・温暖化対策技術の年間費用（単位：\$/yr）、C_I：設備費（単位：\$/kW など）、γ：投資の割引率（単位：%/yr）、X^K：設備容量（単位：kW など。モデルの内生変数）、C_{om}：運転維持費（C_{om}=C_I×α×K とし、設備費に対する比率αを想定し設定。γ+ α：年経費率（単位：%/yr））、C_f：燃料単価（単位：\$/toe など）、X^f：年間の二次エネルギー供給量など（単位：kWh/yr など。モデルの内生変数）、ε：転換効率

具体的には、DNE21+では投資の割引率について、標準的なシナリオでは、地域・国、部門・技術による差異を踏まえ、表 6.1.4-1 のように想定して分析を行っている。

表 6.1.4-1　DNE21+における投資の割引率の想定

		モデル標準想定の割引率
発電		**8%** ～ 20%
その他エネルギー転換		**15%** ～ 25%
エネルギー集約産業		**15%** ～ 25%
運輸	自動車	**30%** ～ 45%
	(環境購買層)	**10%**
	トラック、バス等	**20%** ～ 35%
民生（業務・家庭）	コジェネ	**15%** ～ 25%
	給湯、冷暖房等	**20%** ～ 35%
	冷蔵庫、照明等	**25%** ～ 40%

注）一人当たり GDP に応じ、地域別・時点別に記載の範囲内で想定。日本は時点に依らず、下限値（赤字）

6.1.5　DNE21+によるコスト・ポテンシャル試算結果

本節では、特に投資の割引率に注目して、DNE21+モデルを用いて、世界のコスト・ポテンシャル推計を行い、それを、IPCC AR6 の IAMs 評価と比較し、その上で、同じく AR6 の部門別・技術別の積み上げ評価結果と比較する。

図 6.1.5-1 および図 6.1.5-2 に、それぞれ、標準想定の投資の割引率（表 6.1.4-1）とした場合と、投資の割引率を地域・国、部門・技術を横断的に一律 5%/yr と想定した場合の DNE21+による 2030 年の世界の部門別・技術別の排出削減コスト・ポテンシャル推計を示す。投資の割引率を地域・国、部門・技術を横断的に一律 5%/yr と想定した場合は、IPCC AR6 の積み上げ評価における割引率想定と近い想定と考えられる。なお、DNE21+における 2050 年の部門別・技術別の排出削減コスト・ポテンシャル推計およびその方法については、文献 15)等を参照されたい。

標準の DNE21+による 2030 年の排出削減ポテンシャルとコスト推計（図 6.1.5-1）は、概ね、IPCC AR6 の IAMs 評価と整合的な水準であるが、AR6 の積み上げ評価の推計とは大きなギャップがあることがわかる。他方、投資の割引率を地域・国、部門・技術を横断的に一律 5%/yr と想定した場合の推計（図 6.1.5-2）では、ベースライン排出量が低下し、ハイブリッド自動車やヒートポンプ技術等の電化技術がより広範にベースラインでの費用効率的となるとともに、同じ期待排出量に対するコストが低下し、AR6 の積み上げ評価の推計との差異が縮まっている。ただし、まだ一定の大きな差異は存在している。

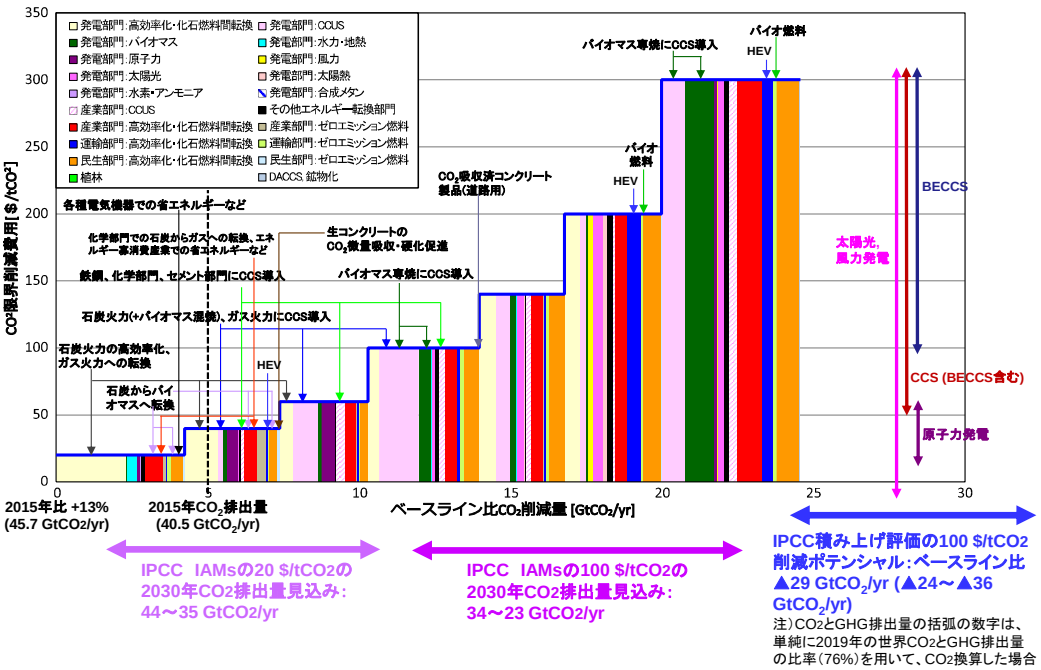


図 6.1.5-1 世界の 2030 年の部門別・技術別の排出削減ポテンシャル・コスト
―標準技術シナリオ・標準割引率―

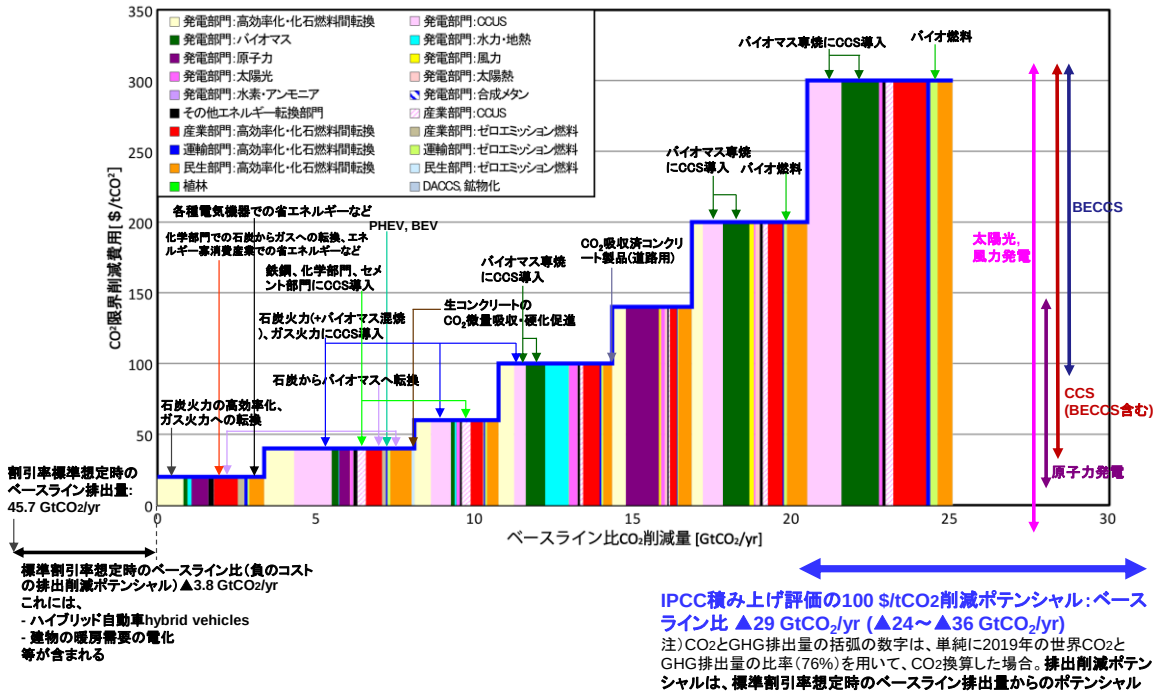


図 6.1.5-2 世界の 2030 年の部門別・技術別の排出削減ポテンシャル・コスト
―標準技術シナリオ・低割引率（5%/yr 一律）―

図 6.1.5-3 に、IPCC の技術積み上げ評価と IAMs の推計、そして、DNE21+における標準の投資の割引率想定時の 5%/yr で地域・部門一律に想定した場合との比較（エネルギー供給、産業、運輸、建物別）結果を示す。5%/yr の割引率想定時には、運輸、建

物部門での差異が縮まる一方、エネルギー供給部門、産業部門では大きな差異が残っていることが確認できる。

エネルギー供給部門の差異については、更に、DNE21+モデルにおける、系統統合費用をゼロと想定した場合について、感度解析を実施した。このとき、図 6.1.5-4 に示すように、AR6 における技術積み上げ評価での太陽光、風力発電のコスト・ポテンシャル推計を超える経済的ポテンシャルが推計される。すなわち、エネルギー供給部門は他の部門と比べ相対的には割引率が小さいため、IPCC の技術積み上げ評価で主に用いられている 5%/yr との差は小さく、割引率の差による部分はそれほど大きくはない。ポテンシャルが大きく推計されているのは、AR6 における技術積み上げ評価で系統統合費用が想定されていないことが大きな理由と考えられる。

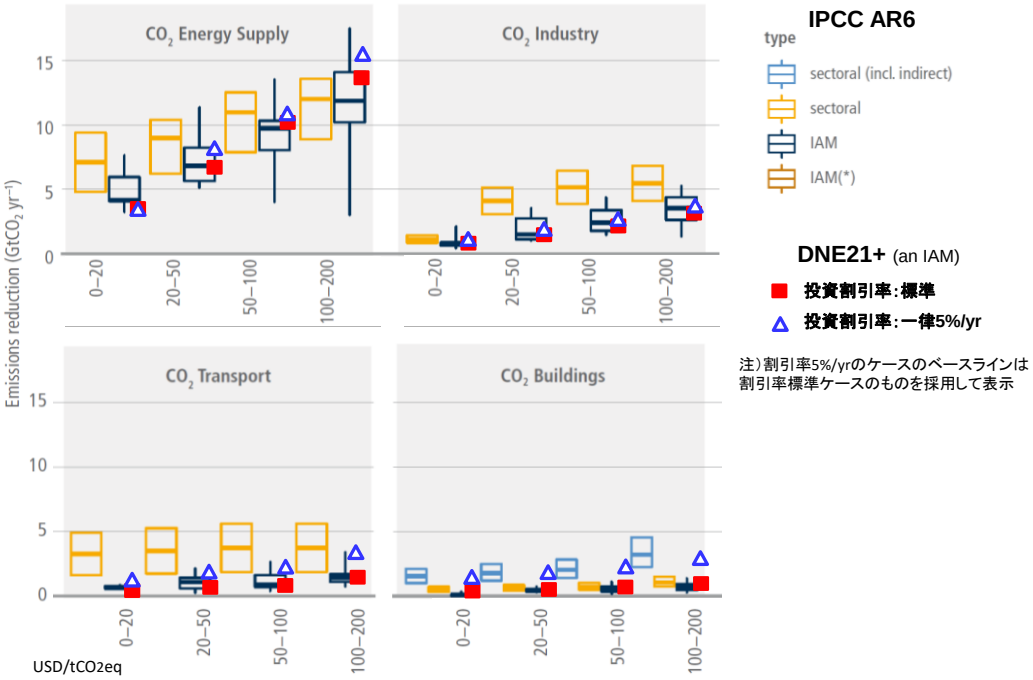


図 6.1.5-3 技術積み上げ評価と IAMs 評価の差異

（出典：文献 2)を基に加工）

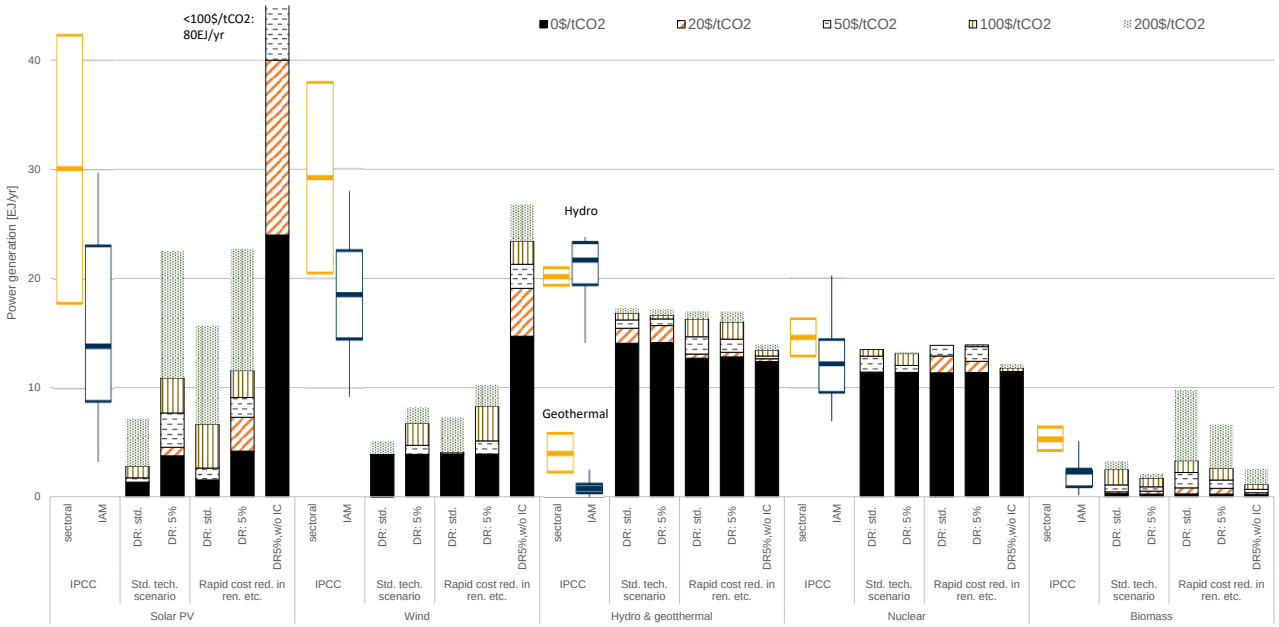


図 6.1.5-4 技術積み上げ評価と IAMs 評価の差異：脱炭素エネルギーの導入見込み量
（出典：文献 2)を基に加工）

IPCC 報告書が提示した部門･技術積み上げの排出削減ポテンシャル･コスト推計は、低コストでかなり大きな排出削減ポテンシャルを提示している。しかし、世界排出量は増大しているほか、実態とかけ離れた推計と見られる。また、同じ IPCC 報告書でも、統合評価モデル IAMs は、保守的な排出削減ポテンシャルを推計しており、大きな乖離が見られる。

従来から、部門・技術積み上げの排出削減ポテンシャル・コスト推計は過大な排出削減ポテンシャルを示すことは指摘されてきていて、とりわけ「主観的割引率（IDR)」によって説明がなされてきた。他方、気候変動対策の研究コミュニティーでは、あまり議論がなされないものの、「資本のユーザーコスト」として、より経済全般にわたる整合性との関係から投資の割引率が以前から議論がなされ、各種計測もなされている。

本研究では、技術積み上げ評価モデルである DNE21+の推計が、IPCC 報告書の IAMs 推計の中位的な推計結果を示していることを確認した上で、投資の割引率の想定を、国・部門・技術・利用者によって差異のある割引率から、部門・技術積み上げ評価でよく利用される、5%/yr で一律に設定した場合の試算を実施した。このとき、とりわけ、運輸部門の推計は、 IPCC 報告書が提示した部門・技術積み上げの排出削減ポテンシャル･コスト推計に近づくことを確認した。そして、本分析等を踏まえると、(IPCC AR6 などで示されている) 技術積み上げ評価と IAMs 推計の差異の主要な理由として以下が考えられ、これは、IPCC AR6 記載の理由とは必ずしも合致しないものである。

【全般】

- 全体として、技術積み上げ評価では、現実の社会に存在している、様々な技術普及障壁が考慮されていないため

【エネルギー供給部門】

- 技術積み上げ評価では、太陽光や風力発電の系統統合費用が考慮されていないため

【民生部門・運輸部門】

- IAMs では負のコストの排出削減ポテンシャルはベースラインに含まれているにも関わらず､技術積み上げ評価では IAM のベースライン排出を利用しており、技術積み上げ評価ではダブルカウントしているため
- IAM で低割引率想定をすると、電化の対策（EV、HP 暖房・給湯、CGS など）がより進展する結果とはなるが、現実には初期費用が高い技術は導入されにくい。

【産業部門】

- 技術積み上げ評価では、資源循環を想定しているケースが多い一方、IAMs の多くでは未考慮なため、IAMs では削減ポテンシャルを過小評価しているかもしれない。他方、技術積み上げ評価では、世界全体での鉄スクラップ量の制約などが未考慮であって、技術積み上げ評価の方が、現実よりも過大な削減ポテンシャル推計となっている可能性も十分に高い。

排出削減ポテンシャル・コスト推計は、技術選択、政策検討の基礎となるもの。誤った理解に基づく推計は、コスト効率的な対策、そしてそのための政策を歪めかねない。「隠れたコスト」が生じている要因は何なのかを正しく理解することが、効率的な政策、対策をとるための一助となる。

少なくとも、例えば 5%/yr で一律に設定した投資割引率を用いた、部門・技術積み上げの排出削減ポテンシャル・コスト推計を、部門横断的に集計することは大きな誤解を生むので、行うべきではないだろう。

参考文献（第 6.1 節に関するもの）

1) RITE/METI、令和 4 年度地球温暖化対策技術の分析・評価に関する国際連携事業報告書、2023 年 3 月
2) IPCC WG3、第 6 次評価報告書 (2022) https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg3/
3) IPCC, Special Report on Global Warming of 1.5 °C. (2018) https://www.ipcc.ch/srocc/
4) Huntington, H.G.: The Policy Implications of Energy-Efficient Cost Curves, Energy Journal, 32, Special Issue 1 (2011) 7–21
5) K. Wada, K. Akimoto, F. Sano, J. Oda, T. Homma, Energy-efficiency opportunities in the residential sector and their feasibility, Energy 48-1 (2012) 5–10.
6) J. Schleich, X. Gassmann, C. Faure, T. Meissner, Making the implicit explicit: A look inside the implicit discount rate, Energy Policy, 97 (2016) 321–331
7) Jorgenson, D. W., and K.-Y. Yun. Tax Reform and the Cost of Capital. Oxford: Oxford University Press (1991)
8) 内閣府経済社会総合研究所、資本サービスに係る推計の概要 (2021)

9) F. Kesicki, Marginal abatement cost curves for policy making – expert-based vs. model-derived curves (2011).
10) McKinsey & Company, Greenhouse gas abatement cost curves (2013).
11) 秋元圭吾、長島美由紀、佐野史典、投資の主観的割引率とそのモデル分析への反映、エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス (2019)
12) K. Akimoto, et al.; Energy Policy. 38(7). 3384-3393 (2010)
13) K. Akimoto, et al.; Energy Strategy Reviews. 2(3-4). 246-256 (2014)
14) K. Akimoto, et al.; Energy and Climate Change. 2. 100057 (2021)
15) 安藤輝尚、佐野史典、秋元圭吾、カーボンニュートラル達成に向けた世界主要国別、コスト別、技術別排出削減ポテンシャル推計、エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス (2022)

6.2 IEA WEO の分析

6.2.1 IEA の World Energy Outlook のシナリオ

国際エネルギー機関（IEA）が毎年発刊している World Energy Outlook（WEO）は、エネルギーの需給の最新動向と将来展望を示したもので、長らく世界のエネルギー関係者にとってバイブル的な存在であった。この WEO の将来展望は複数のシナリオによって示されており、これまでも何度かシナリオの名称や位置づけが変わったこともあったが、近年特に大きく変化してきている。昨年 10 月に発刊された最新の WEO2023 の概要を、有料のデータベースのエネルギー指標の比較分析により示す。また、NZE が登場した WEO2021 以降の変化を比較分析により示す。

(1) WEO2023 のシナリオ

WEO2006 から WEO2023 までのシナリオを以下の図に示す。WEO2010 から中心シナリオ、BAU シナリオ、2℃シナリオという 3 つのシナリオの組み合わせが 10 年間続いたが、WEO2020 で 1.5℃シナリオが BAU シナリオに取って代わり、WEO2021 で APS（カーボンニュートラル宣言している国は全て達成すると想定したシナリオ）が加わり、WEO2022 で 2℃シナリオが消え、シナリオは STEPS、APS、NZE の 3 つになり、WEO2023 はその 3 シナリオを維持している。

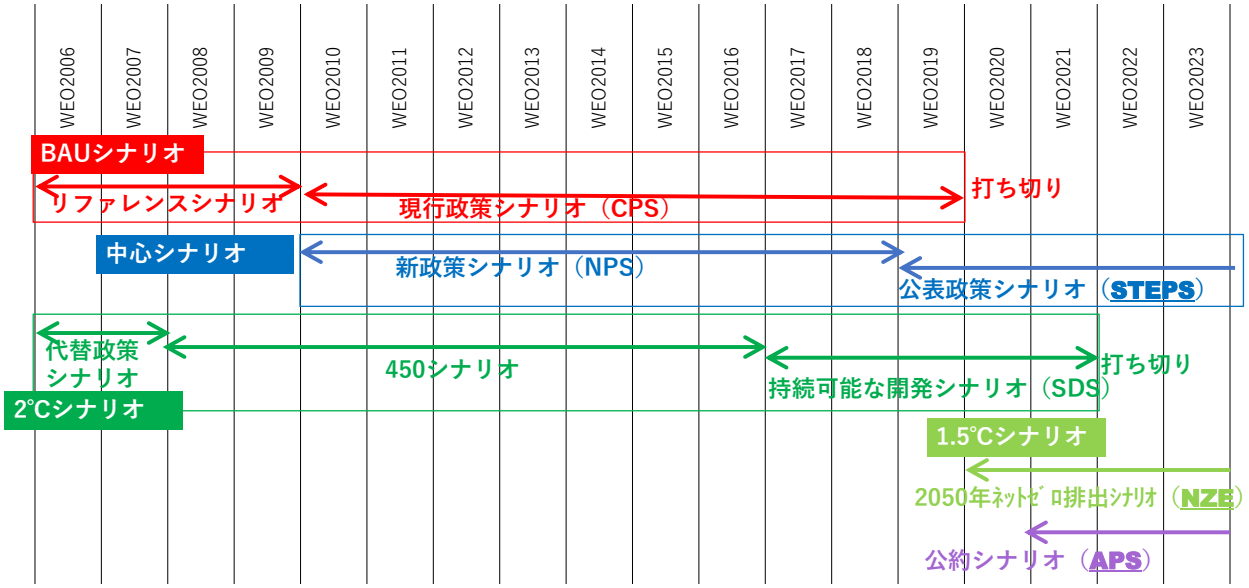


図 6.2.1-1 WEO のシナリオの変遷

シナリオのアプローチとして、現在は STEPS に継承されている中心シナリオは forecast 型の将来予測シミュレーションであるが、2℃シナリオ、1.5℃シナリオは将来の CO_2 排出量を固定して目標達成の手段を見出す backcast 型である。APS はカーボンニュートラル宣言している国は backcast 型、その他の国は forecast 型でアプローチしたハイブリッド型のシナリオであると言える。上図に示す通り、WEO2019 までは forecast 型シナリオが 2 つ、backcast 型シナリオが 1 つという組み合わせであり、予測重視であったと言える。しかし、WEO2020 以降は forecast 型シナリオ 1 つ、backcas 型シナリオ 1 つ、ハイブリッド 1 つという組も合わせに変わり、目標重視にシフトしていることがわかる。

WEO2023 のシナリオ別の CO_2 排出量(エネルギー起源と産業プロセスの合計排出量)は以下の通りである。

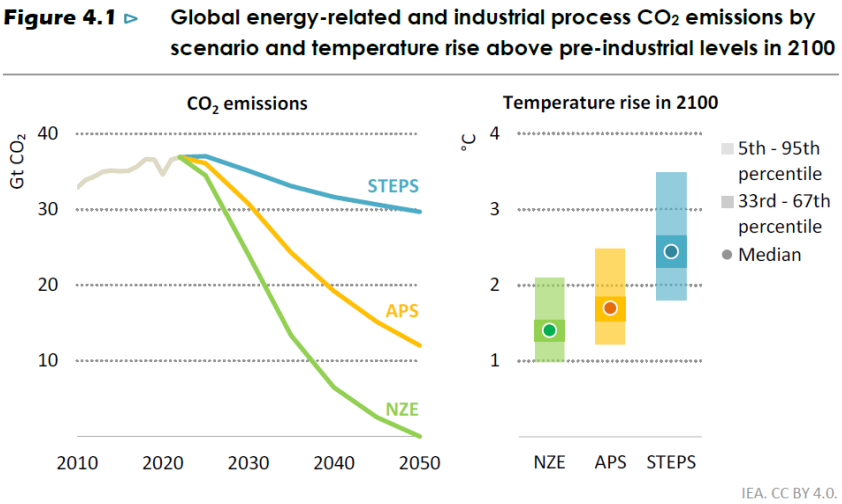


図 6.2.1-2 WEO2023 の３つのシナリオの CO_2 排出

３つのシナリオは以下のように定義されている。

- NZE：2100 年における世界の平均気温が産業革命前の水準からの温度上昇が 1.5℃で安定するように、2050 年に世界のエネルギー起源 CO_2 および産業プロセス CO_2 がネットゼロを達成する規範的なシナリオ
- APS：各国政府が長期のネットゼロ目標や NDC での誓約を含め、発表した気候関連の約束を全て達成するシナリオ、2100 年における同温度上昇は 1.7℃
- STEPS：米国 IRA など、政府が設定した目標と目的を達成するために実際に行っていることと整合したシナリオ、2100 年における同温度上昇は 2.4℃

無料でダウンロード可能な WEO2023 の AnnexA データと有料データベース（5 ユーザー用で 1220€）のシナリオ別のデータ availability を以下に示す。WEO2020 で NZE が登場して以来、地域別の内訳は示されず世界合計値のみというのは変わらない。WEO2023 で新しい点は、AnnexA に 2035 年断面が追加されていることであり、これは、IPCC 第 6 次評価報告書の統合報告書に 2035 年断面の数値が追加されたように、次の NDC の参照可能なように 2035 年断面を追加したと推察される。

表 6.2.1-1　WEO2023 のシナリオ別データ availability

シナリオ	WEO2023 記載回数	WEO2023Annex 記載データ 地域区分×対象年	有料データ 地域区分×対象年
NZE 2050年エネルギー起CO_2ネットゼロ	456	世界 × 2010/2021/2022/2030/2035/2040/2050年	世界 × 2010/2021/2022/2030/2035/2040/2045/2050年
APS CN宣言やNDC目標は全て達成	583		世界、北米、米国、中南米、ブラジル、欧州、EU、アフリカ、中東、ユーラシア、ロシア、アジア太平洋、中国、インド、日本、東南アジア(=ASEAN)、OECD、非OECD、新興国および途上国、先進国 × 2030/2035/2040/2045/2050年
STEPS IRAなど現状の政策と整合	688		

人口と GDP 成長率の想定は、3 シナリオ共通である。人口は従来と同様に国連人口予測を参照して 2050 年に 97 億人に増加すると想定している。GDP 成長率は WEO2023 では 2022～2050 年の年平均成長率を 2.6%としている。WEO2021 では 2020～2050 年の年平均成長率を 3.0%、WEO2022 では 2021～2050 年の年平均成長率を 2.8%としており、2 年連続で 0.2 ポイント下方修正している。

WEO2023 の燃料価格については表 6.2.1-2 の通りである。比較のため、赤かっこ内に WEO2022 の数値を示す。全体的に WEO2022 に比べて NZE では上方修正、STEPS では下方修正されている。燃料価格の想定は、いずれも NZE＜APS＜STEPS であり、需要が大きいほど高くなっている。

表 6.2.1-2　燃料価格の想定

Table 2.2 ▷　Fossil fuel prices by scenario

			STEPS		APS		NZE	
Real terms (USD 2022)	2010	2022	2030	2050	2030	2050	2030	2050
IEA crude oil (USD/barrel)	103	98	85 (82)	83 (95)	74 (64)	60 (60)	42 (35)	25 (24)
Natural gas (USD/MBtu)								
United States	5.8	5.1	4.0 (4.0)	4.3 (4.7)	3.2 (3.7)	2.2 (2.6)	2.4 (1.9)	2.0 (1.8)
European Union	9.9	32.3	6.9 (8.5)	7.1 (9.2)	6.5 (7.9)	5.4 (6.3)	4.3 (4.6)	4.1 (3.8)
China	8.8	13.7	8.4 (9.8)	7.7 (10.2)	7.8 (8.8)	6.3 (7.4)	5.9 (6.1)	5.3 (5.1)
Japan	14.6	15.9	9.4 (10.9)	7.8 (10.6)	8.3 (9.1)	6.3 (7.4)	5.5 (6.0)	5.3 (5.1)
Steam coal (USD/tonne)								
United States	67	53	46 (46)	41 (44)	43 (42)	26 (24)	27 (22)	23 (17)
European Union	122	290	67 (60)	69 (64)	68 (62)	53 (53)	57 (52)	43 (42)
Japan	142	336	98 (91)	77 (72)	80 (74)	59 (59)	65 (59)	47 (46)
Coastal China	153	205	96 (89)	80 (74)	79 (73)	62 (62)	64 (58)	49 (48)

WEO2023 の炭素価格の想定は表 6.2.1-3 の通りとなっている。

表 6.2.1-3　炭素価格の想定

シナリオ	地域	2030	2040	2050
STEPS	カナダ	130	150	155
	チリ、コロンビア	13	21	29
	中国	28	43	53
	EU	120	129	135
	韓国	42	67	89
APS	CN 宣言している先進国	135	175	200
	CN 宣言している新興国・途上国	30	110	160
	その他途上国	-	17	47
NZE	CN 宣言している先進国	140	205	250
	CN 宣言している新興国・途上国	90	160	200
	一部の振興国・途上国	25	85	180
	その他の途上国	15	35	55

(2) WEO2023 の一次エネルギー需要

WEO2023 の有料データベースに記載された各種エネルギー関連指標の世界合計値について、３つのシナリオを比較分析した結果を示す。

一次エネルギー需要の比較を図 6.2.1-3 に示す。STEPS では再エネの増加が顕著ながら、化石燃料（石炭、石油、ガス）の合計は 2050 年までほぼ維持される。NZE では再エネが激増する一方で、化石燃料が激減する。

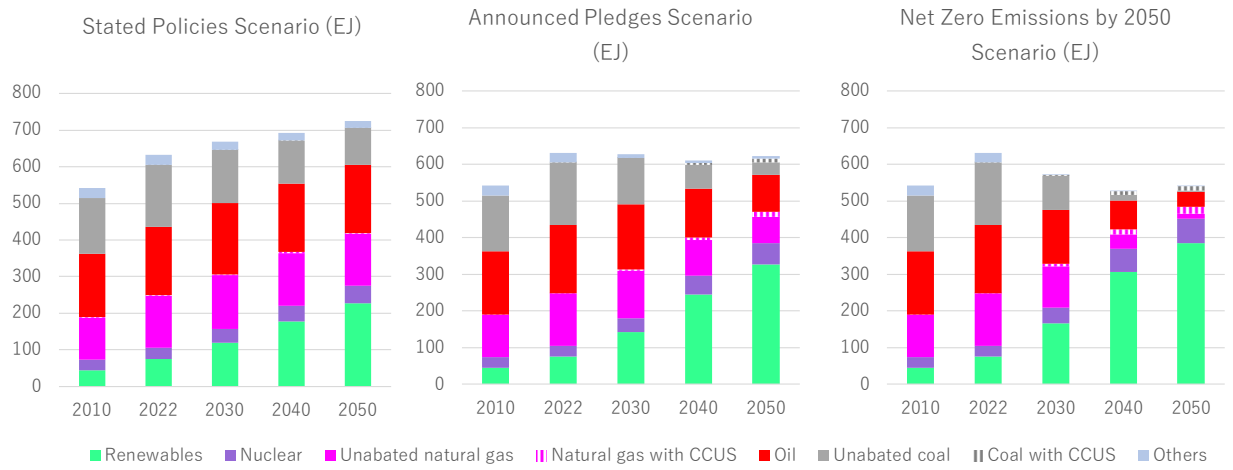


図 6.2.1-3　シナリオ別一次エネルギー需要

2050 年断面の燃料別一次エネルギー需要とその燃料構成をシナリオ間で比較すると図 6.2.1-4 の通りである。2050 年の NZE の一次エネルギー需要は STEPS の 75%(左図)であり、大きな差がある。2050 年の再エネの比率は STEPS では 31%、NZE では 71%と

倍以上である。化石燃料の比率は STEPS では 61%、NZE では 16%（うち CCUS つき 6%）と再エネと逆の傾向になっている。（右図）

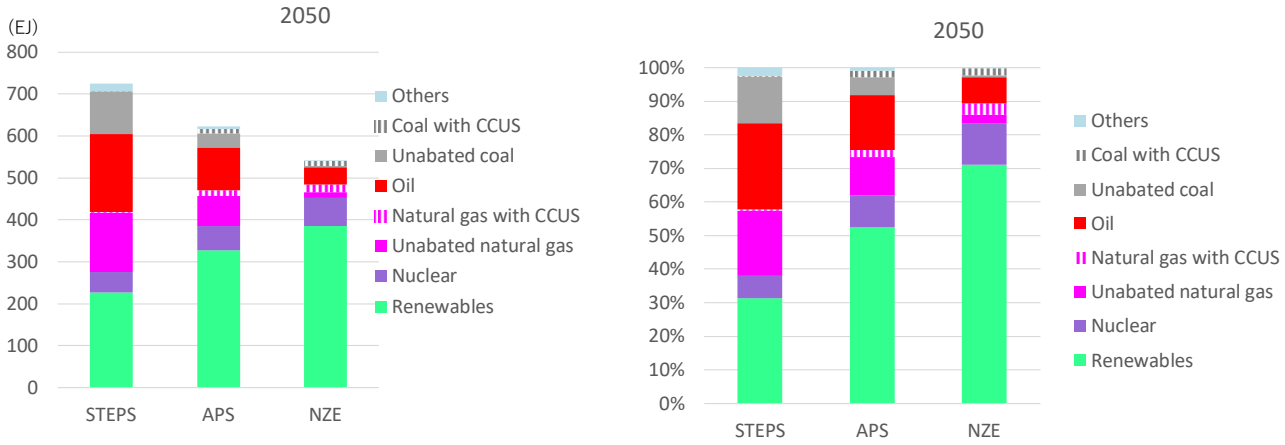


図 6.2.1-4　2050 年におけるシナリオ別一次エネルギー供給（左）と燃料構成（右）

主な非化石燃料と削減対策なし化石燃料についてのシナリオ別の供給量を図 6.2.1-5 に示す。

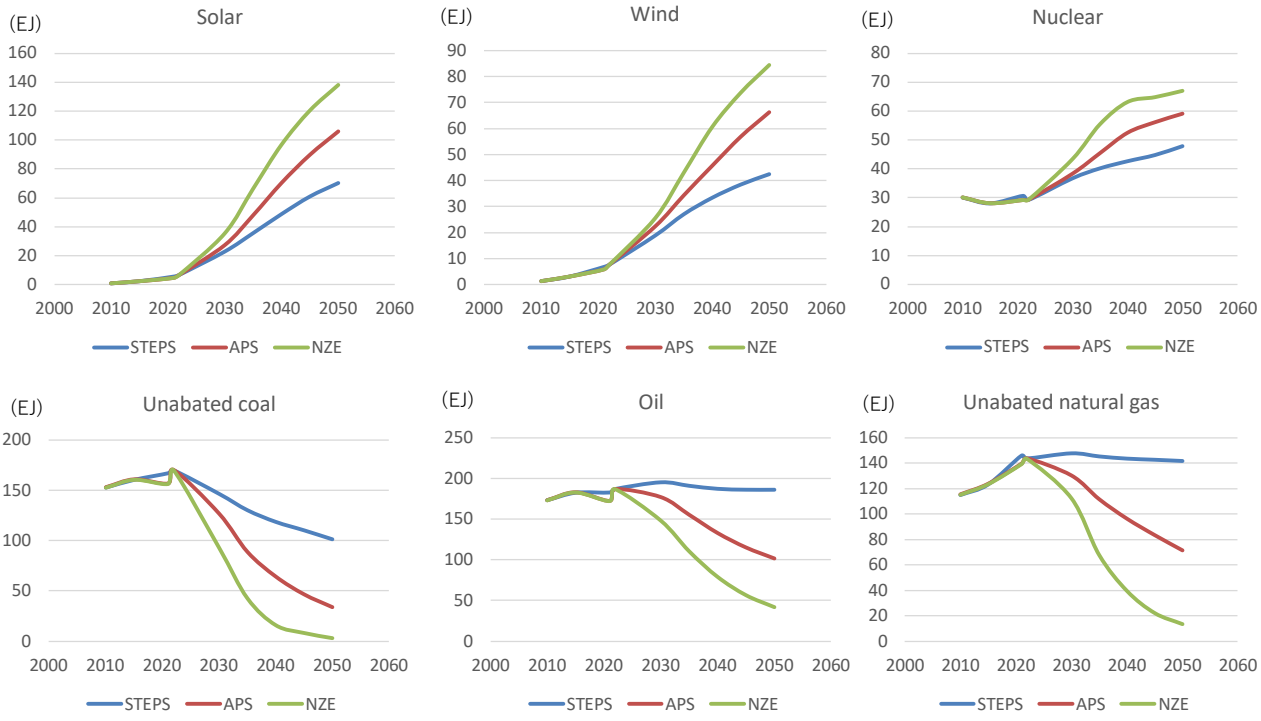


図 6.2.1-5　燃料別のシナリオ別供給量変化：上段非化石、下段化石燃料

上段の太陽光、風力、原子力については、全てのシナリオで増加しているがその増加率は原子力＜＜風力＜太陽光となっている。下段の削減対策なしの石炭、石油、ガスの比較では、石炭はいずれのシナリオでも減少していく一方で、石油とガスは STEPS

では増加、その他のシナリオでは減少していく。また、NZE では削減対策なし石炭は 2040 年代にゼロになる一方で、ガスと石油は 2050 年にも残ることが示されている。

CCUS 付きの石炭およびガスについて見ると、下図の通りであり、CCUS つき石炭は NZE では早期に導入が始まるが 2040 年で頭打ちとなり、2050 年には遅く導入されるが増加ペースが速い APS とほぼ等量となる。一方 CCUS つきガスは増加ペースは STEPS<<APS<NZE と異なるが、一定のペースで増加し続ける。

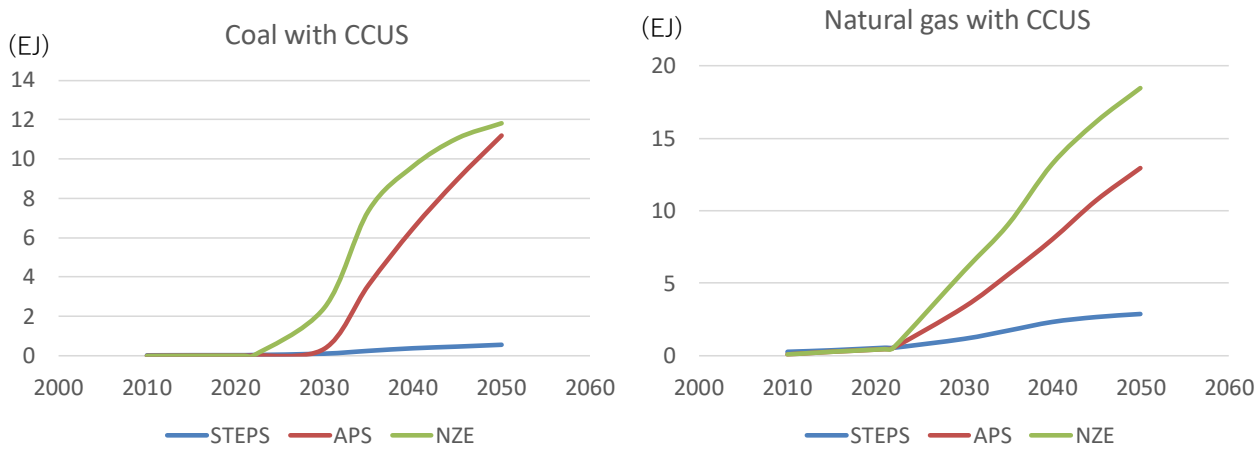


図 6.2.1-6 CCUS 付き石炭（左）とガス（右）のシナリオ別供給量変化

(3) WEO2023 の最終エネルギー消費と発電電力量

次に、WEO2023 の最終エネルギー消費を利用エネルギー別、部門別の順に、最後に主要な利用エネルギーである電気の発電電力量について見ていく。

① 利用エネルギー別最終エネルギー消費

2010 年から 2050 年までのシナリオ別の利用エネルギー別 TFC の図 6.2.1-7 に示す。STEPS では需要が増加して行くのと同じペースで電気が増加し、それ以外の燃料構成はほぼ変わらないように見えるのに比較して、NZE では 2022 年以降エネルギー需要は低下し、化石燃料が大幅に減少していく一方で電気が大きく増加する。また、NZE では水素が目に見えるレベルで増加している。

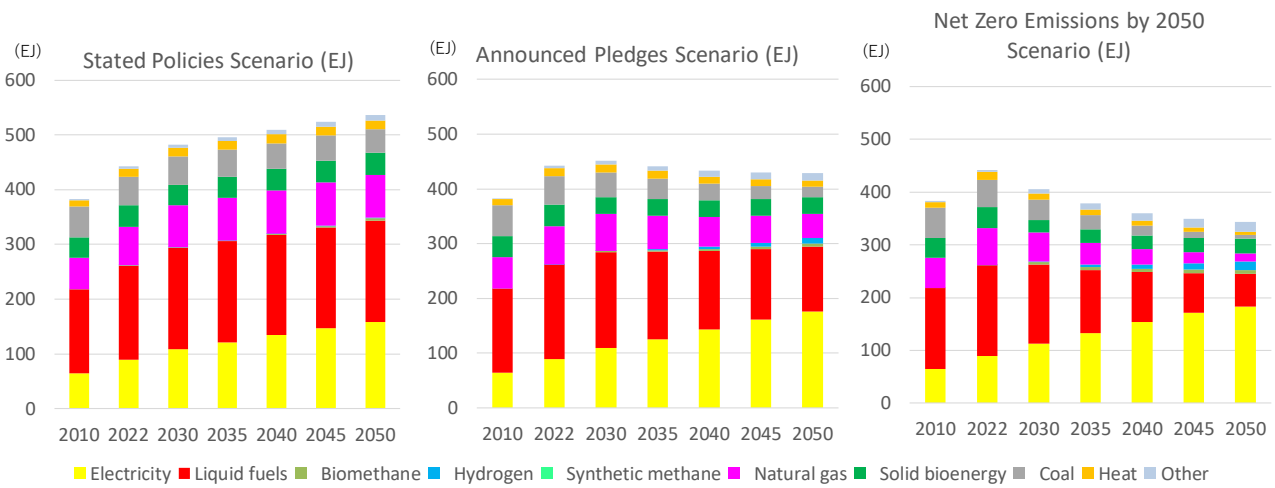


図 6.2.1-7 シナリオ別の利用エネルギー別 TFC

図 6.2.1-8 に 2050 年断面のシナリオ別 TFC の比較（左）と TFC 構成比較（右）を示す。2050 年において NZE の最終エネルギー消費量は STEPS の 64%であり、一次エネルギーの同比が 75%であったのに比べて更に小さい。これは、二次エネルギー、三次エネルギーの利用量と共にエネルギー損失が増加していることに起因すると考えられる。右図の構成割合から、電気の比率は STEPS では 30%、NZE では 53%であり、NZE では電化が進んでいる。一方で、化石燃料の比率は STEPS では 55%、NZE では 18%と大きな差がある。

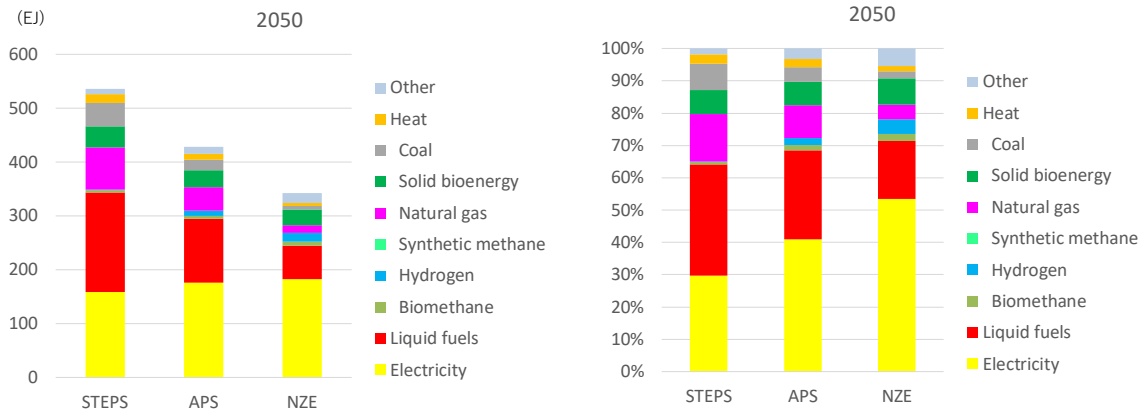


図 6.2.1-8 2050 年のシナリオ別 TFC（利用エネルギー別）とその構成

② 部門別最終エネルギー消費

2010 年から 2050 年までのシナリオ別の部門別 TFC を図 6.2.1-9 に示す。STEPS では全ての部門でエネルギー消費が増加するが、NZE では産業は漸減、運輸と民生は目に見えて減少している。

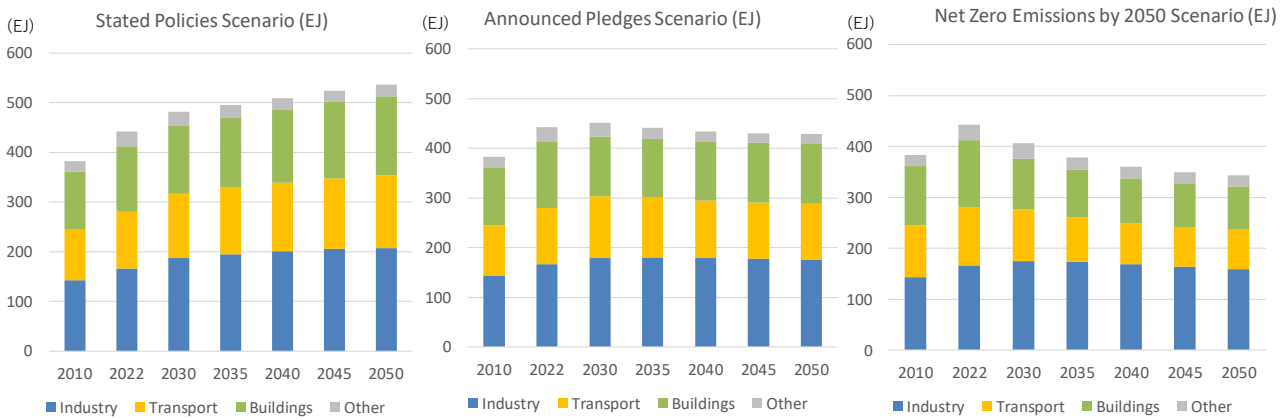


図 6.2.1-9 シナリオ別の部門別最終エネルギー消費

部門別のシナリオ別 TFC の変化を図 6.2.1-10 に示す。産業のシナリオ間ギャップが最も狭く、NZE においても連続的な変化をしている

運輸はシナリオ間ギャップが大きく、NZE は 2022～2030 年で 2010～2020 年の低下（コロナ禍の影響を含む）と同様のペースで低下している。民生はシナリオ間ギャップが大きく、コロナ禍でも減少しなかったエネルギー消費が 2022～2030 年で大きく低下しており、部門中では最も厳しい急激な変化が想定されている。

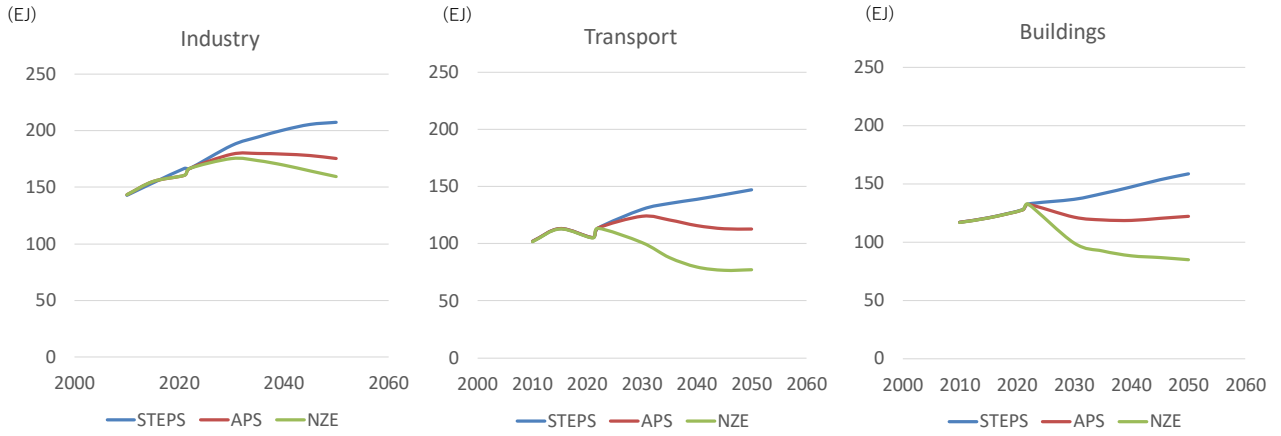


図 6.2.1-10 部門別のシナリオ別 TFC の変化

民生の NZE における TFC は 2022 年の合計 132EJ から 2030 年には合計 99EJ に大きく低下している。その要因を探るために、利用エネルギー別の 2022 年から 2030 年の変化を見ると、traditional biomass が 24EJ からゼロ、化石燃料合計が 48EJ から 27EJ に低下していること、一方で電気、バイオメタン、モダンバイオマスの利用が合計で 12EJ 増加していることが確認された。即ち、NZE の民生部門の想定は、traditional biomass を利用している貧困層が電気、バイオメタン、モダンバイオマスなど高価なエネルギーを利用できるようになることを前提としており、更に、非常に急激な省エネ技術の進化、行動変容によるエネルギー節減、を前提としていることが確認された。いずれも 2030 年までという限られた期間での実現は容易ではない。

③　発電電力量

2010～2050 年のシナリオ別の電源別発電電力量を図 6.2.1-11 に示す。WEO2023 の電源区分は凡例の通りで、火力発電については燃料別ではなく「削減対策なしの化石燃料」、「CCUS 付きの化石燃料」の 2 つに区分されている。

発電電力量は全てのシナリオで増加するが、その増加ペースは STEPS＜APS＜NZE である。STEPS では太陽光、風力が増加し、削減対策なしの化石燃料は漸減する。NZE では太陽光と風力は激増する一方で、削減対策なしの化石燃料は 2040 年にはゼロになっている。

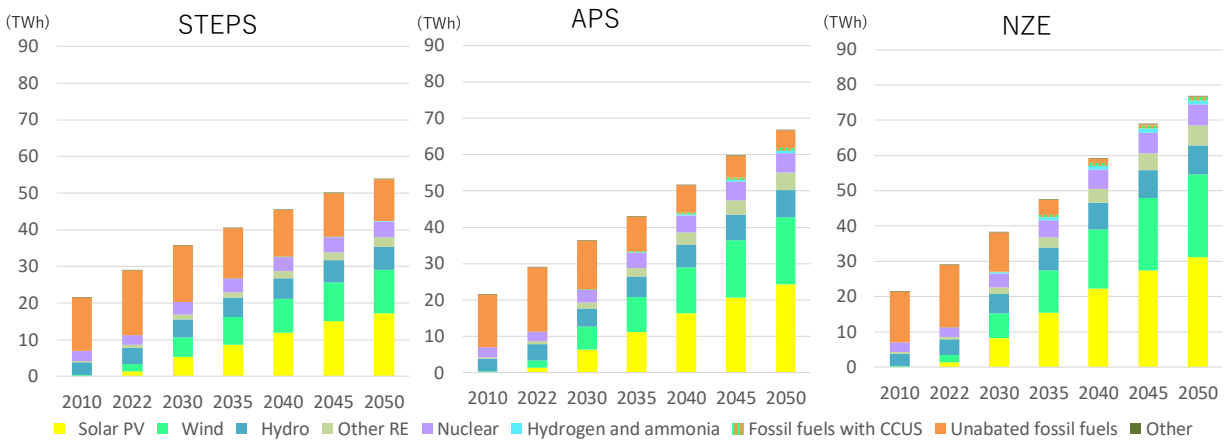


図 6.2.1-11　シナリオ別の電源別発電電力量

図 6.2.1-12 に 2050 年のシナリオ別電源別発電電力量（左）とその構成（右）を示す。発電電力量は STEPS で 2050 年に 54,000TWh、NZE では 77,000TWh と STEPS 比で約 140%である。2050 年の太陽光＋風力比率は STEPS で 54%、NZE では 71%、再エネ比率は STEPS で 70%、NZE で 89%である。一方で、2050 年の対策なし化石燃料（火力発電）の比率は STEPS で 21%、NZE で 0.2%となっている。

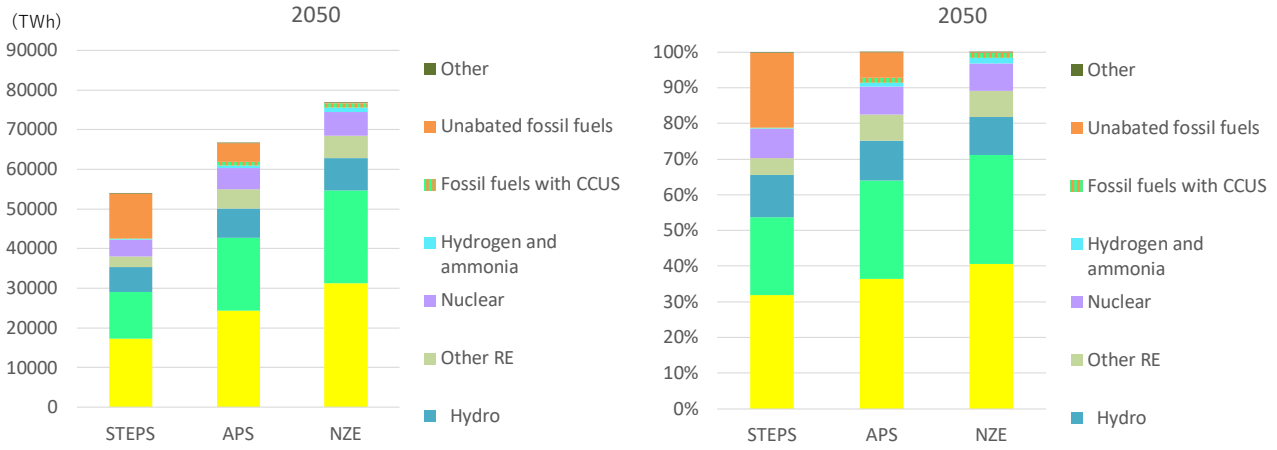


図 6.2.1-12　2050 年のシナリオ別の電源別発電電力量とその構成

(4) WEO2023 の CO_2 排出と CO_2 回収・除去

2010～2050 年のシナリオ別の部門別 CO_2 排出量、回収量、除去量を図 6.2.1-13 に示す。STEPS ではエネルギー供給部門からの排出量は低下するが、最終消費部門からの排出量は変わらない。NZE ではエネルギー供給部門からの排出量が急減して 2040 年にはゼロになり、民生部門からの排出量は同じ変化を辿るが、産業、運輸部門からの排出量の低下は遅く、2040 年以降に大きく低下する。

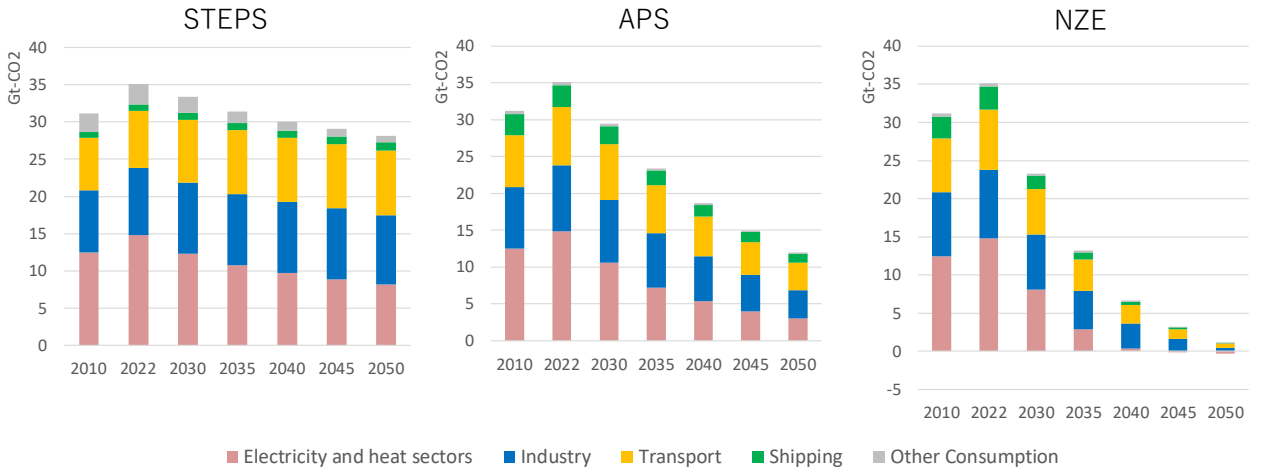


図 6.2.1-13　シナリオ別部門別 CO_2 排出量

2050 年のシナリオ別燃料別 CO_2 排出量を図 6.2.1-14 に示す。2050 年のネット CO_2 排出量は STEPS で 32Gt、APS で 12.7Gt、NZE でゼロである。STEPS、APS とも石油からの排出が最大である。2050 年の除去量は STEPS で 0.07Gt、APS で 0.9Gt、NZE で 1.4Gt となっている。2050 年の回収量は STEPS で 0.9Gt、APS で 3.7Gt、NZE で 6.0Gt である。

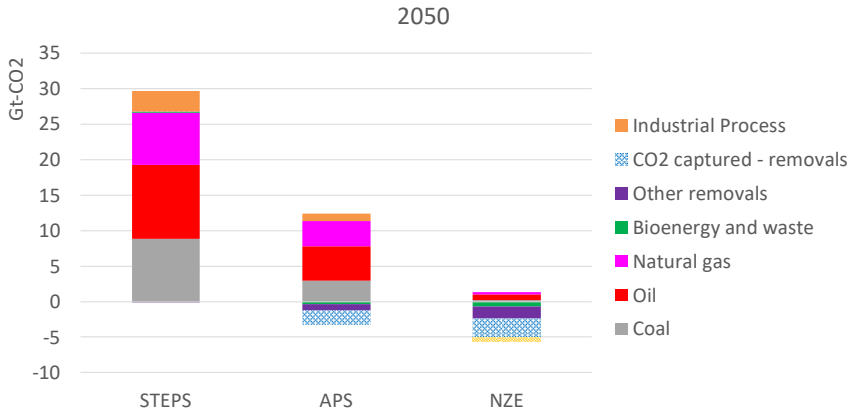


図 6.2.1-14　2050 年のシナリオ別燃料別 CO_2 排出量

以下に AnnexA に示されている CO_2 排出、回収、吸収を示す。①Total CO_2、②Combustion activities、③Other removals、④Total CO_2 removals、⑤Total CO_2 captured が示されているが、①と②、および燃料別の排出量は④（除去）と⑤（回収）が反映されたネットの排出量であると推定される。図 6.2.1-14 は、①－②=Industrial process ネット排出量、 ③は④の内数、④は⑤の内数、②及びその燃料内訳は③を反映したネット排出量、と仮定してグラフ化している。

表 6.2.1-4　AnnexA の NZE の CO_2 emissions（Table A.4c より抜粋）

					Net Zero Emissions by 2050 Scenario (Mt CO_2)			
		2010	2021	2022	2030	2035	2040	2050
①	Total CO_2*	32 877	36 589	36 930	24 030	13 375	6 471	-
②	Combustion activities (+)	30 624	33 634	34 042	21 958	12 017	5 820	655
	Coal	13 846	15 104	15 330	8 173	3 541	1 200	171
	Oil	10 545	10 683	10 963	7 910	5 325	3 219	824
	Natural gas	6 052	7 577	7 499	5 795	3 327	1 780	358
	Bioenergy and waste	181	269	251	80	- 176	- 379	- 698
③	Other removals** (-)	-	1	2	167	348	523	933
	Biofuels production	-	1	2	98	186	227	312
	Direct air capture	-	-	-	69	162	295	621
④	Total CO_2 removals**	-	2	2	234	632	995	1 710
⑤	Total CO_2 captured**	15	41	42	1 024	2 421	3 724	6 040

*Includes industrial process and flaring emissions.

**Includes industrial process emissions.

(5) WEO2021～WEP2023 の比較分析

WEO2021 で TPES および TFC の内訳の項目が従来の WEO から大幅に変更されたことにより、WEO2020 以前との比較はできなくなっているが、WEO2021 以降は内訳の項目が共通で比較可能であることから、この 3 つの比較を行った。まず、IEA が今回の

WEO2023 で強調している「初めて 2030 年以前に化石燃料がピークアウト」するとしている STEPS に着目した。

① WEO2021～WEO2023 の STEPS 世界合計値の比較分析

WEO2021～WEO2023 の STEPS の一次エネルギー需要、発電電力量、CO_2 排出量の比較を図 6.2.1-15 に示す。一次エネルギー需要は WEO2021＞WEO2022＞WEO2023 であり、2050 年断面での変化率は前年度から WEO2022 で-0.5%、WEO2023 で-2%である。発電電力量は、WEO2021＜WEO2022＜WEO2023 であり、2050 年断面での変化率は前年度から WEO2022 で+7%、WEO2023 で+8%である。ネット CO_2 排出は、WEO2021＞WEO2022＞WEO2023 であり、2050 年断面での変化率は前年度から WEO2022 で-6%、WEO2023 で-7%である。即ち、WEO2021 から WEO2023 にかけて年々、エネルギー需要を漸減しつつ発電電力量を増加させ、CO_2 排出量を低下させている、ということがわかる。

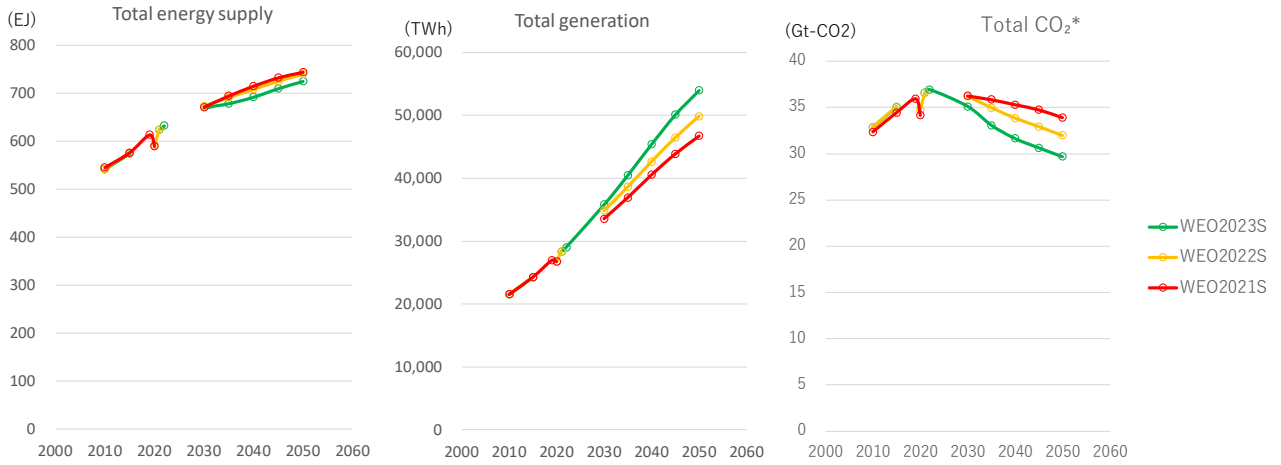


図 6.2.1-15 WEO2021～WEO2023 STEPS の比較（右：一次エネルギー需要,中：発電電力量,左：CO_2 排出量）

ここで注意が必要なのは、WEO2021 では STEPS は NDC と整合するシナリオと定義されていたのが、WEO2022 では（APS が NDC 整合となって）STEPS は IRA など現状導入されている政策と整合するシナリオと定義が変更されたことである。単純に考えれば、WEO2021 では STEPS の緩和政策の強度が下がり、それによって CO_2 排出量が WEO2020 から増加するように思われるが、前述の通り CO_2 排出量の WEO2021 から WEO2022 の低下率と、WEO2022 から WEO2023 への低下率は同様である。つまり、STEPS の定義の変更とは無関係に、STEPS の CO_2 排出量は一定のペースで下方修正された結果、2050 年の排出量は合計で約 2Gt 低下している。

また、CO_2 排出量に着目すると、WEO2021 では 2020 年実績値から 2030 年までの 10 年間で 2.1Gt の増加、WEO2022 では 2021 年実績値から 2030 年までの 9 年間で 0.4Gt の減少、WEO2023 では 2022 年実績値から 2030 までの 8 年間で 1.8Gt の減少を想定し

ている。2030 年までの猶予は年々短くなってきているにも関わらず、2030 年までの削減量は大きくなっており、難度が上がってきている。

次に、WEO2021～WEO2023 の STEPS の化石燃料についての比較を図 6.2.1-16 に示す。石油、天然ガス、石炭で WEO2021＞WO2022＞WEO2023 という傾向は共通している。WEO2023 で最も変化が顕著なのは石油であり、WEO2021、WEO2022 では 2035 年がピークであったのが、WEO2023 ではピークが 2030 年に早まっている。（有料データにおいても 2022 年と 2030 年の数値しかないため、IEA が強調する「2030 年以前にピークアウト」のピークが何年にどれだけなのかは確認できない。）ガスは、WEO2021 では 2050 年まで需要増加→WEO2022 では 2030 年ピークで漸減→WEO2023 では 2030 年以降の減少が加速する。石炭は、単調減少であることは共通、その減少ペースが年々大きくなっている。

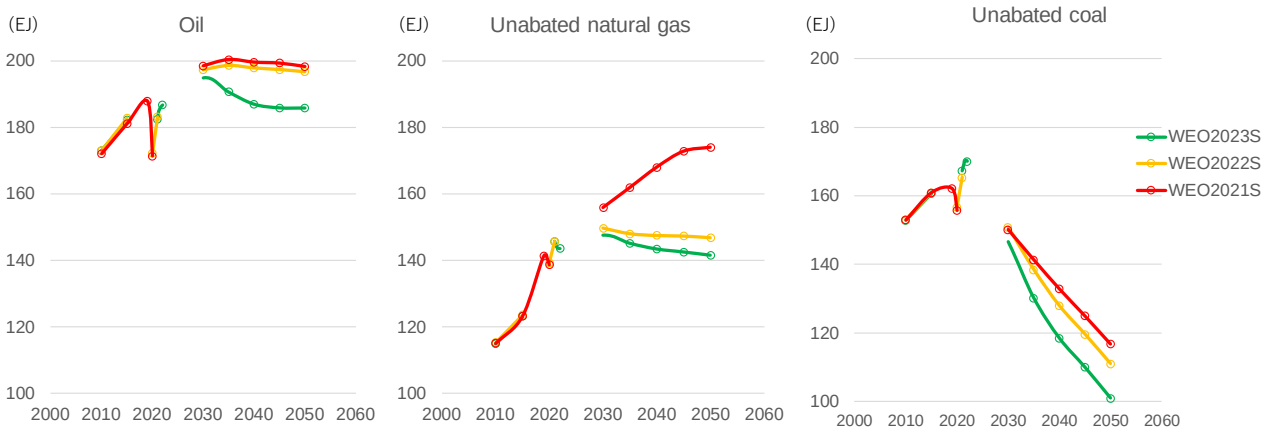


図 6.2.1-16 WEO2021～WEO2023 STEPS 一次エネルギー供給量の比較（右：石油，中：天然ガス，左：石炭）

発電電力量の比較は図 6.2.1-17 に示した通りであるが、太陽光、風力、削減対策なし火力活電の発電電力量の比較を以下に示す。太陽光発電と風力発電は WEO2021 から WEO2023 にかけて毎年増加している一方で、対策なし火力発電は毎年減少している。特に、太陽光発電の WEO2023 における増加量が大きいのが特徴的である。

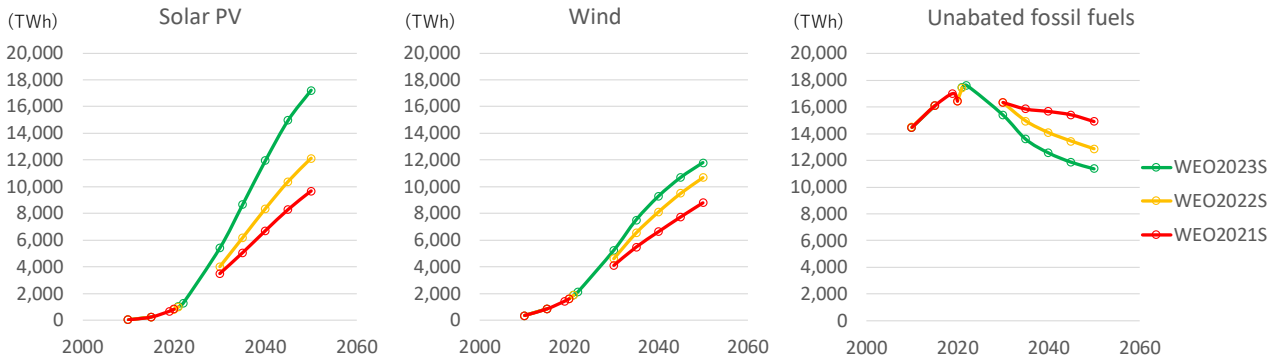


図 6.2.1-17　WEO2021～WEO2023 STEPS の比較（左：太陽光、中：風力、右：対策なし火力発電）

図 6.2.1-18 に WEO2021～WEO2023 STEPS の電力 CO_2 排出係数の比較を示す。排出係数は WEO2021 から WEO2022 にかけて年々低下しており、2050 年断面での変化率は前年度から WEO2022 で-12%、WEO2023 で-18%と、大きく減少している。これは、図 6.2.1-17 で示したように太陽光および風力が増加して、対策なし火力発電が減少したことによる。このような電力の CO_2 排出係数の大幅な低下と、図 6.2.1-15 で示した発電電力量の増加、即ち電化率の上昇が、同図のような CO_2 排出低下をもたらす要因となっていることが確認できる。

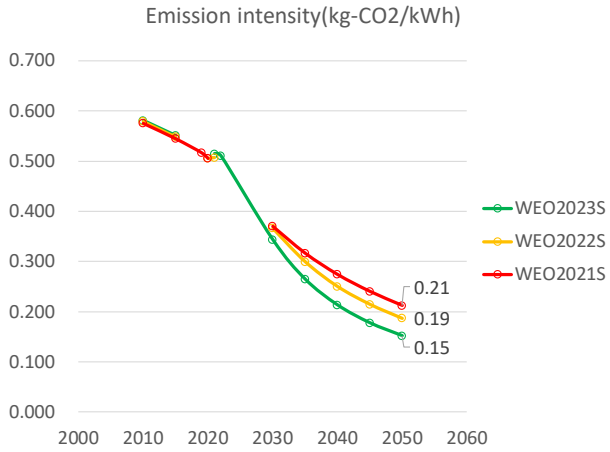


図 6.2.1-18　WEO2021～WEO2023 STEPS の電力 CO_2 排出係数の比較

② 「2030 年以前に化石燃料ピークアウト」の根拠の確認

WEO2023 発刊に先立つ 2023 年 9 月 12 日、フィナンシャルタイムズが IEA 事務局長の「IEA は全ての化石燃料は 2030 年までにピークアウトすると予測」という論説を掲載した。これを OPEC は、データに基づいた予測ではなく「理想論に基づくお話」と批判、World Oil Outlook 2023（10 月 9 日発刊）で石油需要は 2045 年まで増加と予測した。また、日本エネルギー経済研究所は、IEEJ Outlook 2024（10 月 20 日発刊）で、リファレンスシナリオの石油需要は 2050 年まで増加と見込んでいる。これらの予測と比べて、IEA の予測は異色と言えるが、IEA はその根拠として以下の 3 点を挙げている。

- EV の急速な普及により、2020 年代の終わりまでに道路輸送はもはや石油需要増加の要因ではなくなる
- 中国の経済減速により、そのエネルギー需要は 2020 年代半ば頃にピークに達する
- 太陽光発電設備の製造能力は過去 10 年間に世界的に 10 倍に増加しており、この傾向は今後もさらに加速する

これらのうち、太陽光発電に関しては前項で確認できているので、残る 2 点に関して確認を行った。

a. STEPS における中国の一次エネルギー供給の変化

STEPS における中国の燃料別一次エネルギー供給の WEO2021～WEO2023 の比較を図 6.2.1-19 に示す。2030 年断面では太陽光は WEO2023 は前年より増加、その分だけ一次エネルギー需要量も増加しているが、化石燃料の供給量は WEO2021 から WEO2023 にかけて目に見える変化はない。2050 年断面では WEO2023 は石炭の減少、太陽光と風力の増加が顕著である。グラフの下に石油需要を示しているが、2030 年断面では WEO2021 から WEO2022 で 2%増加、WEO2021 から WEO2022 で 2%減少とほぼ変わらない一方で、2050 年断面では、WEO2021 から毎年 7%ずつ低下している。これらのデータ分析から、WEO2023 の中国の GDP 成長率下方修正による石油需要への影響（需要低下）は、2030 年断面では不明ながら、2050 年では明らかであると言える。

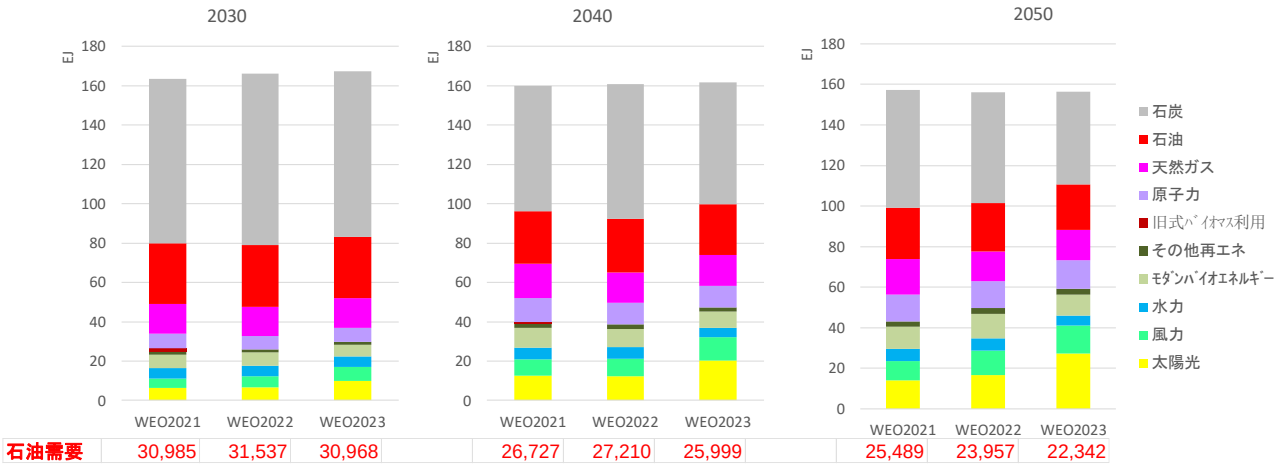


図 6.2.1-19 WEO2021～WEO2023 の中国の燃料別 TPES の比較

b. 運輸

STEPS における運輸部門の利用エネルギー別最終エネルギー消費の WEO2021～WEO2023 の比較を図 6.2.1-20 に示す。2030、2040、2050 年断面のいずれにおいても、WEO2021 から WEO2022 にかけて最終エネルギー消費が減少、WEO2022 と WEO2023 では変化が見られない。グラフの下に示した電化率に関しても同様である。これらの

データ分析から、EV の普及による運輸部門における石油需要の低下は WEO2022 で既に織り込み済みである（WEO2023 で新たに見込まれたものではない）ことが示唆される。

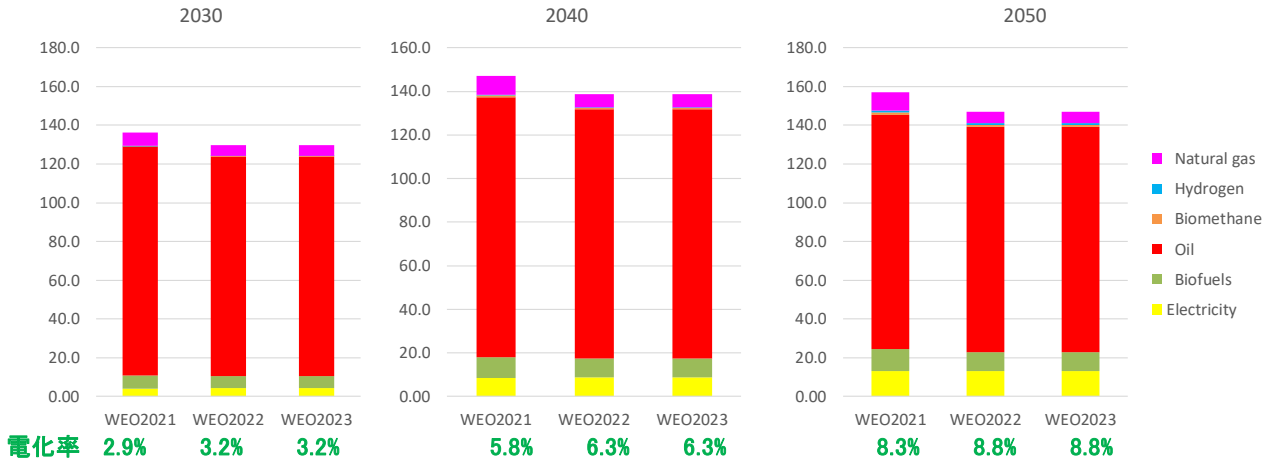


図 6.2.1-20 WEO2021～WEO2023 の運輸部門の利用エネルギー別 TFC の比較

③ WEO2021～WEO2023 の NZE の比較分析

WEO2021～WEO2023 の NZE の一次エネルギー需要、発電電力量、CO_2 排出量の比較を図 6.2.1-21 に示す。WEO2021～WEO2023 にかけて、一次エネルギー需要と CO_2 排出はほぼ変化がない。発電電力量は WEO2021＜WEO2022＜WEO2023 という傾向であるが、STEPS と比較するとその差はごく小さい。

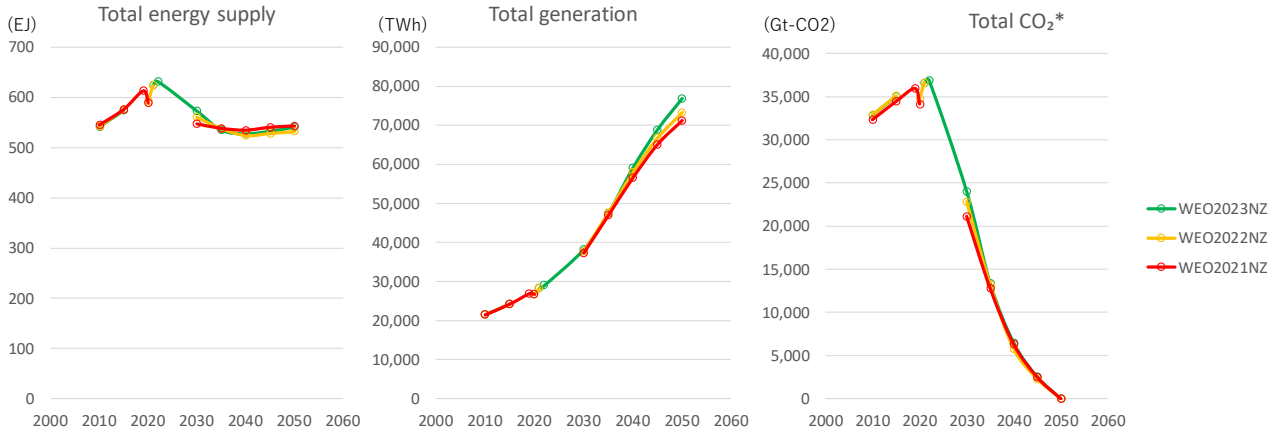


図 6.2.1-21 WEO2021～WEO2023 NZE の比較（右：一次エネルギー需要,中：発電電力量,左：CO_2 排出量）

NZE の電力需要が増加している要因を探るため、部門別の電力消費を分析した。WEO2021～WEO2023 の NZE の部門ごと TFC における電力消費量の比較を図 6.2.1-22 に示す。全ての部門において WEO2021＜WEO2022＜WEO2023 であることが確認され

た。特に民生部門での電力消費が増加しており、民生部門の電化率は WEO2021 の 66% から WEO2023 では 70%に増加している。

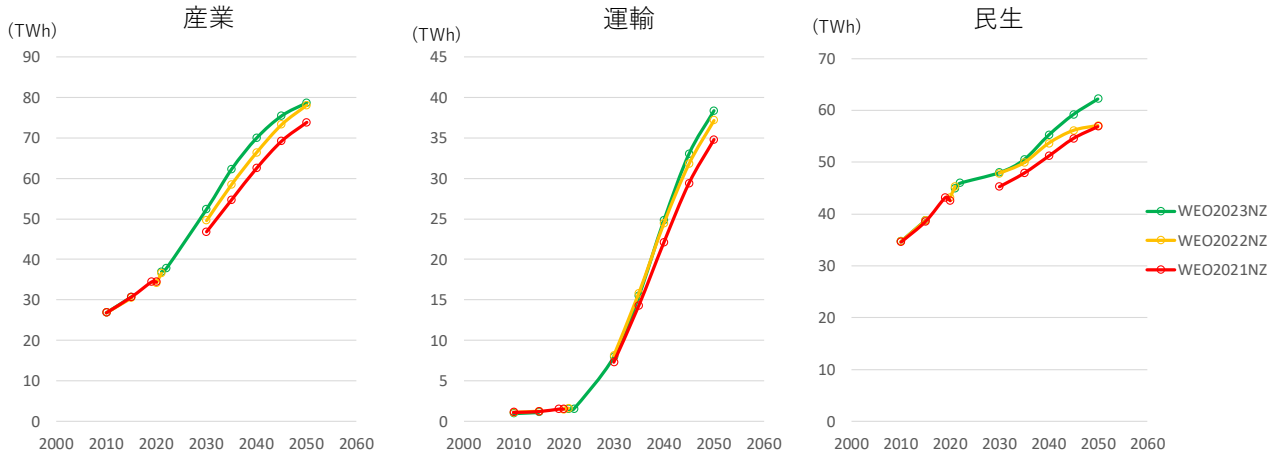


図 6.2.1-22 WEO2021～WEO2023 NZE の TFC 比較（左：産業、中：運輸、右：民生）

WEO2021～WEO2023 の NZE の CO_2 回収量と CO_2 除去量を図 6.2.1-23 に示す。2050 年の CO_2 回収量は WEO2021（7.6Gt）→WEO2022（6.2Gt）→WEO2023（6.0Gt）と変化している。2050 年の CO_2 除去量は WEO2021（1.9Gt）→WEO2022（1.4Gt）→WEO2023（1.7Gt）と変化している。ネットの排出量は前頁の通りほぼ変わらないので、回収量の低下はグロスの排出量の低下によると考えられる（前述の通り、グロス排出量＝ネット排出量＋回収量で算出されると考えられる）

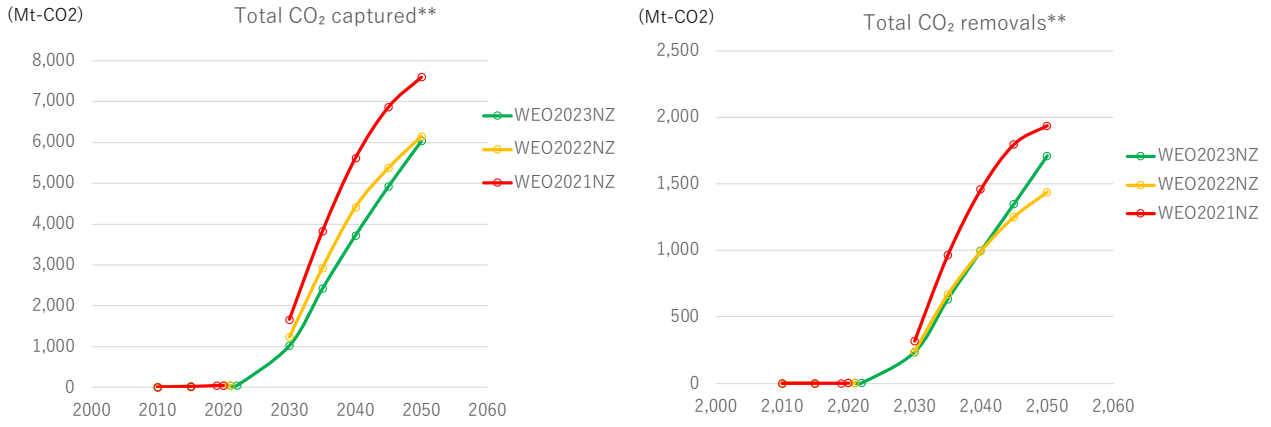


図 6.2.1-23 WEO2021～WEO2023 NZE の比較（左：CO_2 回収量、右：CO_2 除去量）

WEO2021～WEO2023 APS の主要国・地域別の世界 CO_2 排出量を図 6.2.1-24 に示す。WEO2021→WEO2022 の変化としては、新たに CN 宣言したインド、ASEAN の排出量が減少している。WEO2022→WEO2023 の変化としては、中国の排出量が減少している。

2050 年の合計排出量は、WEO2021 では 21Gt、WEO2022 では 12.4Gt、WEO2023 では 12.0Gt に低下している。

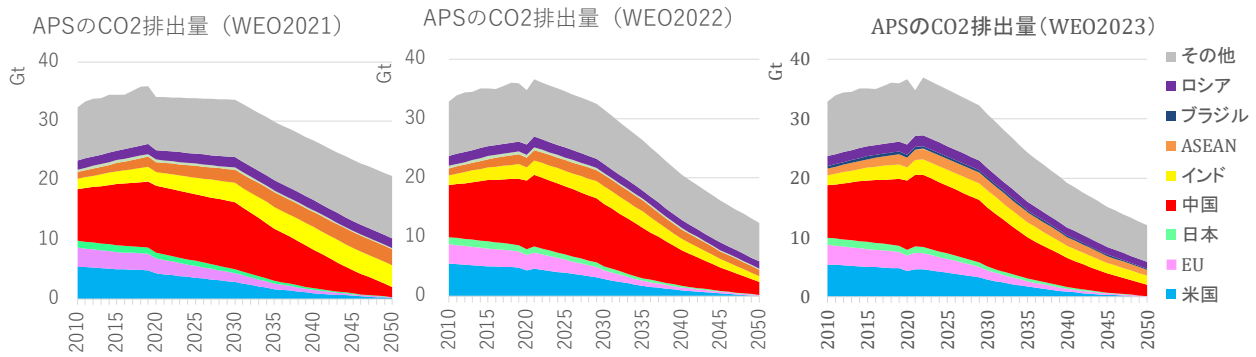


図 6.2.1-24　WEO2021～WEO2023 APS の地域別 CO_2 排出量

(6) WEO2023 の描く日本と WEO2021 からの変化

有料データベースに掲載されている日本の STEPS と APS のデータから、WEO2023 が描く日本の 2050 年までのエネルギー需給の姿と、WEO2021～WEO2023 の日本に関する比較分析の結果を以下に示す。

① WEO2023 の日本の STEPS と APS の姿

WEO2023 有料データベースに基づいて描いた STEPS と APS の日本の燃料別一次エネルギー供給を図 6.2.1-25 に示す。いずれのシナリオでも日本の一次エネルギー需要は 2050 年に向けて低下していくが、APS の方が低下幅が大きい。いずれのシナリオでも化石燃料が減少していき、再エネが増加していくという傾向は共通であるが、APS の方が化石燃料の減少ペースも再エネの増加ペースも早い。

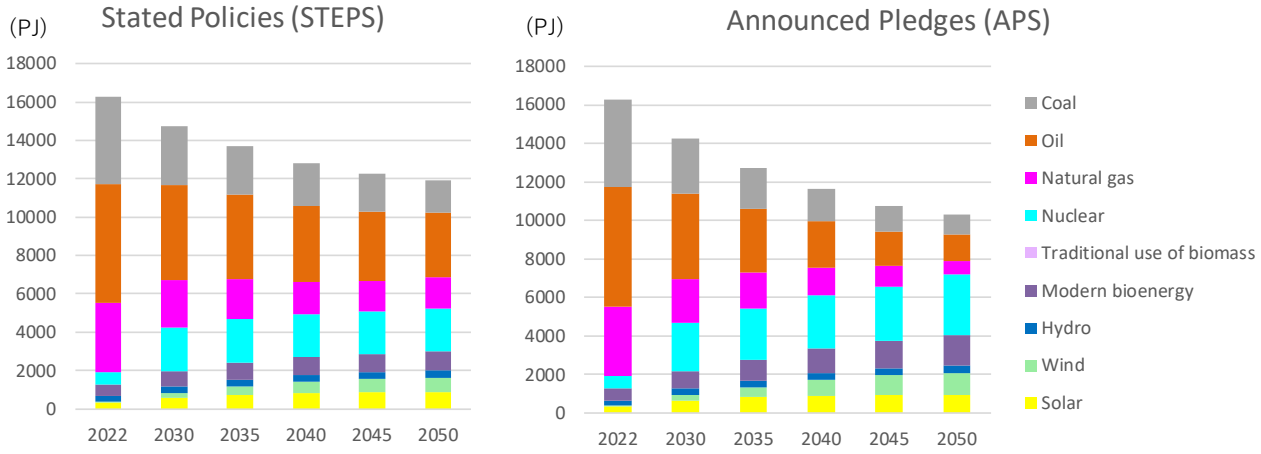


図 6.2.1-25　日本の燃料別 TPES（左：STEPS、右：APS）

次に、日本の STEPS および APS の部門別の最終エネルギー消費を図 6.2.1-26 に示す。双方のシナリオでエネルギー消費量は低下しているが、APS ではより低下量が大きい。

全ての部門で STEPS より APS のエネルギー消費量がより大きく低下しているが、産業部門では 2050 年の APS／STEPS は 88%であるのに対して、運輸では同 67%。民生では 78%と、APS におけるエネルギー消費の圧縮割合が大きい。産業部門の省エネルギーの難しさを示しているとも考えられる。

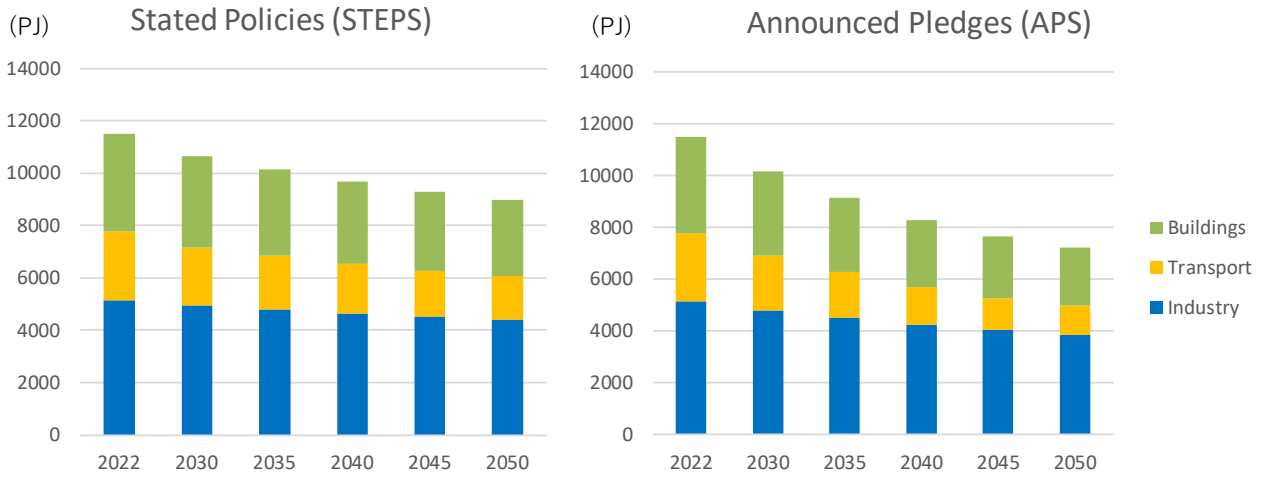


図 6.2.1-26 日本の部門別 TFC（左：STEPS、右：APS）

日本の STEPS と APS における電源構成の変化を図 6.2.1-27 に示す。対策なし化石燃料（Oil+Unabated natural gas+Unabated coal）に着目すると、STEPS では減少しつつも 2050 年に 15%残るのに対して、APS では 2050 年にはゼロになっている。APS では火力発電を置き換える形で Fossil fuel with CCUS と水素・アンモニアが増加している。STEPS と APS で 2050 年における太陽光＋風力は共に 41%であるが、その構成が STEPS では太陽光と風力が同量なのに対して APS では風力が多い。

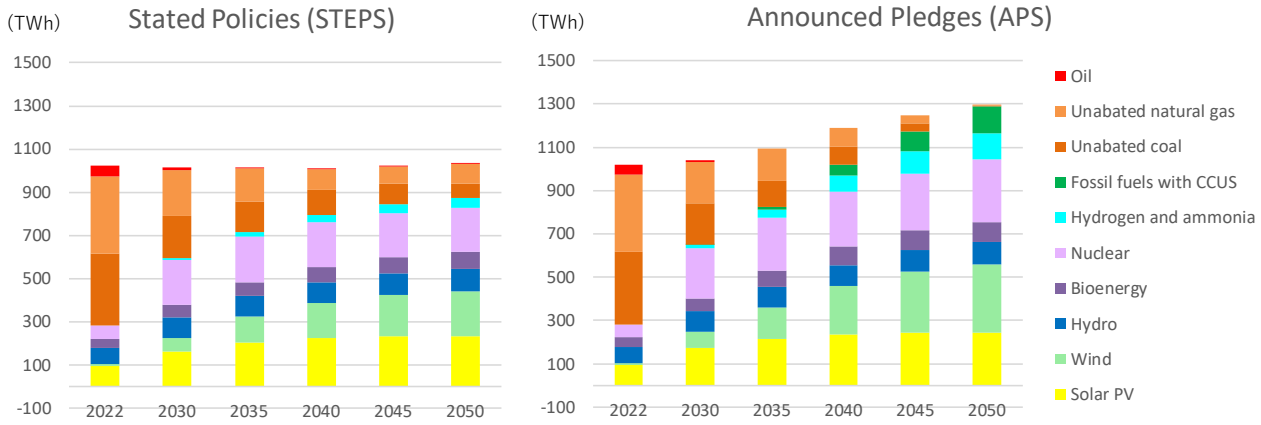


図 6.2.1-27 日本の STEPS と APS の電源構成

図 6.2.1-28 に APS の 2050 年における日本、EU、米国の電源構成を示す。APS では、図 6.2.1-24 に示したように日本、EU、米国は 2050 年にカーボンニュートラルを達成しており、この 3 つの国・地域の 2050 年の電力 CO_2 排出係数（右軸）はいずれもマイ

ナスになっている。電力部門がカーボンマイナスを達成している 3 つの国・地域の発電電力量の電源構成比較からは、日本には以下のような特徴があることが読み取れる。

- 太陽光＋風力の割合が 41%で、EU72%、米国 76%と比べて少ない
- 原子力の割合が 21%で、EU13%、米国 11%に比べて大きい
- 水素・アンモニアの割合が 9%、CCUS つき火力が 9%と合計で 18%を超えており、EU（合計で 0.3%）、米国（合計で 3.0%）と比べて大きい

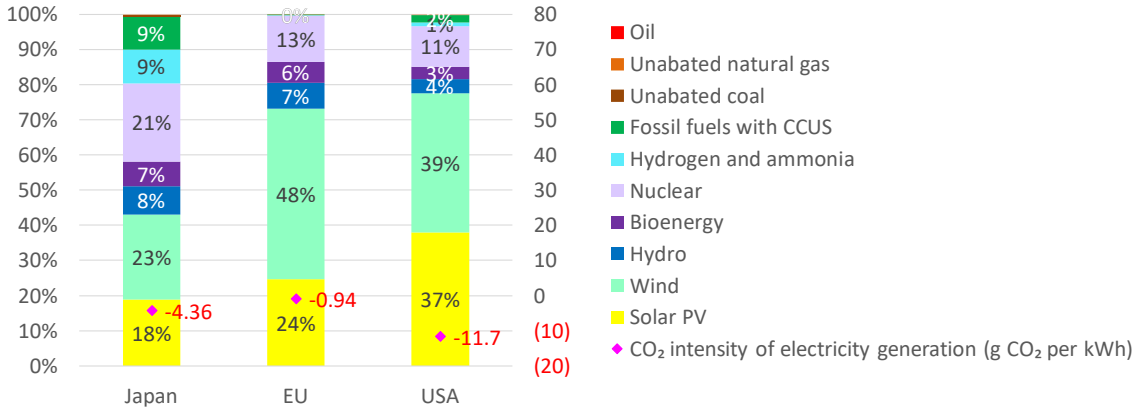


図　6.2.1-28　2050 年 APS の日本、EU、米国の電源構成

② 日本に関する WEO2021～WEO2023 の比較分析

有料のデータベースに掲載されている主要な国･地域別のデータで、日本の WEO2021 から WEO2023 にかけての一次エネルギー需要の変化を STEPS と APS の双方について確認した。（図 6.2.1-29）

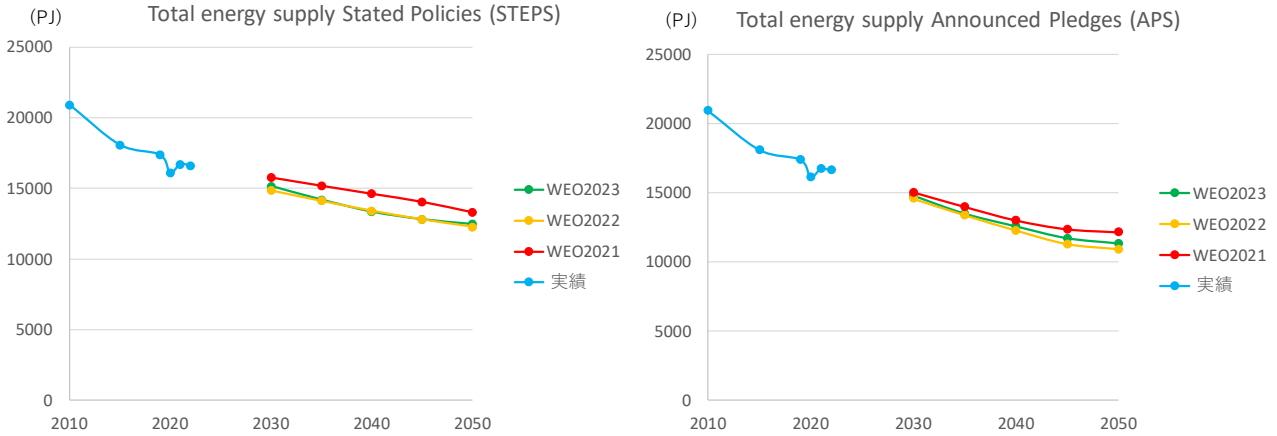


図　6.2.1-29　WEO2021～WEO2023 の日本の一次エネルギー需要比較（左：STEPS、右：APS）

日本のエネルギー指標のうち、WEO2021～WEO2023 の間で大きな変化が見られたのは、太陽光、風力、CO_2 回収、CO_2 除去量であった。

以下に日本の STEPS と APS の太陽光、風力の WEO2021～WEO2023 比較を示す。太陽光は STEPS と APS の双方で、WEO2023 が WO2021、WEO2022 に比較して早いペースで増加する。風力も変化しているが、太陽光のように定性的な変化ではない。

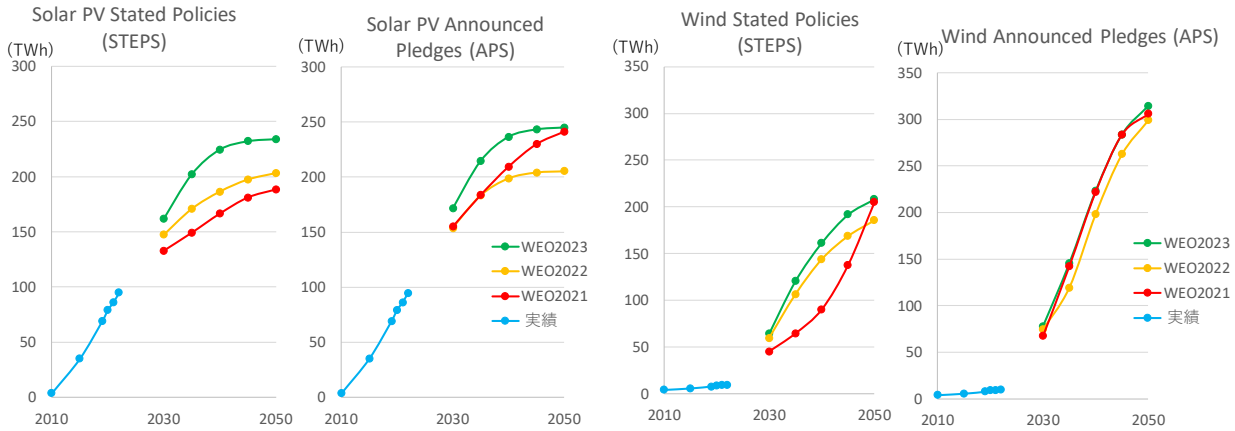


図 6.2.1-30 WEO2021～WEO2023 の日本の太陽光と風力の発電電力量比較（左：STEPS、右：APS）

以下に日本の STEPS と APS の CO_2 回収量、CO_2 除去量の WEO2021～WEO2023 比較を示す。CO_2 回収量は STEPS では WEO2021 では 2050 年までゼロであったのが、WEO2021 では 2050 年には 2 千万 t 回収するようになり、WEO2023 では前年から変化がない。APS においては、WEO2021 で 2050 年には約 2.3 億 t としていたが WEO2022 で 1.7 億 t に低下、WEO2023 でもほぼ同様である。

除去に関しても、STEPS では WEO2021 では 2050 年までゼロであったのが、WEO2022 で 2050 年には 2 千万 t 除去するようになり、WEO2023 でも変わらない。APS においては、WEO2021 で 2050 年には約 9 千万 t 除去としていたが WEO2022 で 4 千万 t に低下、WEO2023 では前年から変化がない。

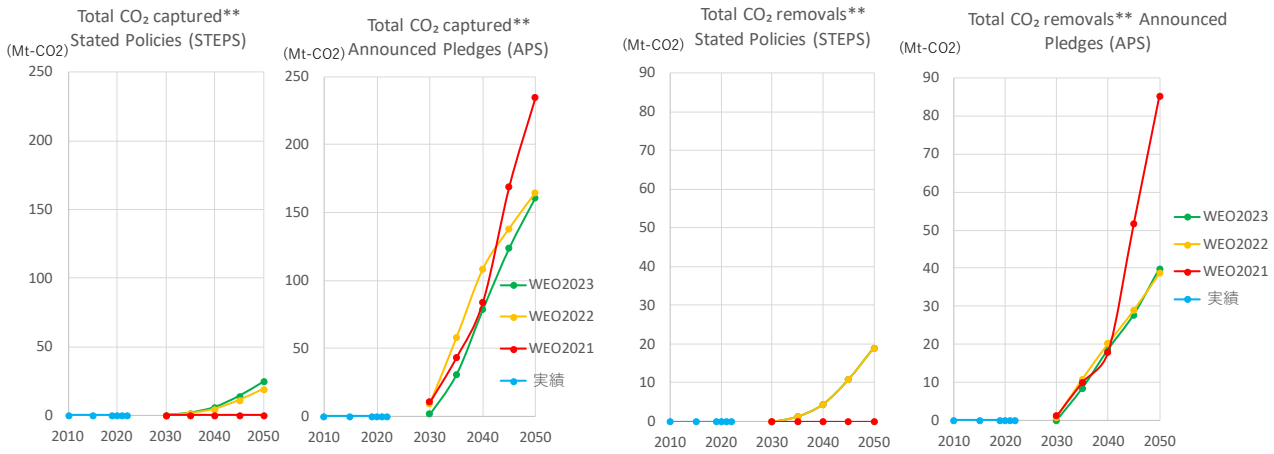


図 6.2.1-31 WEO2021～WEO2023 日本の CO_2 回収量（左）と CO_2 除去量（右）

WEO2021～WEO2023 APSにおける日本の2050年の電源別発電電力量を表 6.2.1-5に示す。前述の通り、APS では日本の電力部門はネットマイナスを達成しているが、その電源構成には小さな変化が見られる。継続的に増加しているのは原子力のみであり、継続的に低下しているのは水力、水素・アンモニアであることがわかる。また、WEO2022で大きく低下した太陽光、CCUS付き化石燃料に関しては、太陽光はWEO2023で再びWEO2021 レベルに回復しているが、CCUS付き化石燃料はWEO023でもWEO2022からほぼ変化がない。

表 6.2.1-5　WEO2021～WEO2023 APS の日本の発電電力量構成

	WEO2021 APS	WEO2022 APS	WEO2023 APS
再生可能エネルギー	796	768	797
太陽光	241	205	245
風力	306	299	314
水力	125	123	104
バイオエネルギー	80	97	90
その他再エネ	44	43	43
原子力	258	271	289
水素・アンモニア	137	127	124
CCUS付き化石燃料	152	118	121
削減対策なし石炭	0	0	7
削減対策なし天然ガス	0	0	2
石油	0	0	0
その他	19	19	18
総発電電力量	1,362	1,303	1,358

(7) WEO2023に対する疑問

WEO2020 の NZE 登場以来、NZE は目指すべき姿のように扱われながら、STEPS と APS と同じレベルでは描かれていない。具体的には以下の通りである。

- 本文中にも Annex A にも、有料データベースにも NZE のデータは世界合計値のみで国・地域別のデータが掲載されていない。
- NZE は VRE 導入量が最も大きく、電力の調整力（WEO では“flexibility”と表現）のニーズも最大のはずであるが、調整力に関する分析を記載した 4.3.2 Secure energy transition では、APS が主な対象となっていて、NZE に関する記載はほとんどない。
- Table B.4a-c に示された電源別のコストに、STEPS と APS には LCOE に加えて VALCOE（調整力や供給力を評価）が示されているが、NZE には LCOE のみで VALCOE は示されていない。

- 電力以外に関しても、以下のように STEPS と APS、または APS のみの分析を示した図が多く見受けられる。

  - Figure 1.27 Demand for critical minerals for selected clean electricity supply and electrification technologies in the APS, 2022 and 2030
  - Figure 1.30 Fossil fuel and CO_2 emissions intensity of GDP by region and scenario, 2022-2050（STEPS と APS のみ示す）
  - Figure 1.32 Value of domestic production and import bills for fossil fuels in emerging market and developing economies in Asia excluding China by scenario, 2010-2050（STEPS と APS のみ示す）
  - Figure 3.3 Energy intensity and energy per capita in selected regions in the Stated Policies and Announced Pledges scenarios, 2022 and 2030
  - Figure 3.8 New passenger car registrations by type and passenger car oil demand in the Stated Policies and Announced Pledges scenarios, 2010-2050
  - Figure 3.11 Residential floor area by envelope type and energy intensity of heated and cooled floor area by scenario, 2022-2050（STEPS と APS のみ示す）

調整力評価や VALCOE が示されていない理由としては、VRE が多過ぎてモデル計算が不可能という可能性も考えられるが、NZE の GDP、エネルギー輸入額、エネルギー強度、乗用車の石油需要、住宅床面積までが開示されていない理由は推定も難しい。

IEA は、WEO において NZE こそが世界の目指すべきシナリオとして描くのであれば、STEPS、APS と同様に主要な地域別・国別の内訳も示し、全てのシナリオに対する分析結果を示すべきである。

6.2.2 IEA NZE2023・WEO2023 と DNE21+シナリオとの比較

本節では、RITE DNE21+シナリオと IEA WEO シナリオ他の比較を行った。比較の視点は、1)排出削減コスト、2)二酸化炭素除去（CDR）技術の展望、3)最終エネルギー需要、4)日本の電化量とする。

まず、CO_2 限界削減費用（炭素価格）について、表 6.2.2-1 と表 6.2.2-2 に、本研究調査における DNE21+モデルによる分析シナリオの結果（第 5.2 節）を IPCC シナリオの報告 [1)]とともに、IEA WEO2023[2)]シナリオの比較で示す。基本的に、DNE21+の分析結果は、IPCC の IAMs のシナリオの限界削減費用と整合的で中位的な結果である。ただし、IPCC シナリオでは、DACCS の想定が少ない一方、DNE21+では DACCS も想定しており、シナリオには依るが、DACCS の費用が CO_2 限界削減費用を決めているところが大きく、特に 1.5℃シナリオにおいては、IPCC シナリオレンジよりも、DNE21+の分析結果の方が、安価に推計される傾向が見られる。WEO2023 の NZE の 2050 年の炭素価格は 55～250USD/tCO_2 とされており、DNE21+や IPCC の IAMs 推計と比べるとかなり安価な推計となっている。なお、WEO の炭素価格は、electricity, industry, energy

production の炭素価格と記載されているため、これ以外の部門ではもっと炭素価格が高く、その炭素価格で排出経路が調整されている可能性もある。いずれにしても、IEA NZE は、相当省エネルギーの費用を安価に推計していて、また、再エネ、蓄電池の費用も相当安価に推計していて、故に電化が相当促進して、併せて最終エネルギー消費量が大きく低下する推計になっていて、結果、炭素価格も相当安価な推計になっていると見受けられる。しかし、第 1、3 章などでも指摘したように、足下では大きな対策をとってきたものの、世界全体の排出削減にあまり成功しているとは言えない状況であって、実績と IEA による将来の見通し・推計とには大きな乖離があると言わざるを得ないものとなっている。

表 6.2.2-1 2030 年の CO_2 限界削減費用（炭素価格）の比較

RITE DNE21+（本報告書第 5.2 節）		**IPCC AR6**		**IEA WEO 2023**	
シナリオ	CO_2 限界削減費用#	カテゴリー	CO_2 限界削減費用（25-75%タイル）†	シナリオ	CO_2 限界削減費用#
Disorderly 2.0C	0～470	C3	－	APS	0～135
Orderly 2.0C	81		55～110 程度	－	－
Disorderly 1.5C	0～423	C2	60～130 程度	－	－
Orderly 1.5C	234	C1	180～300 程度	－	－
1.5C-CO_2_CN	281*			NZE	15～140*

単位：USD/tCO_2eq; * USD/tCO_2
地域・国による幅
† モデル・シナリオによる幅

表 6.2.2-2 2050 年の CO_2 限界削減費用（炭素価格）の比較

RITE DNE21+（本報告書第 5.2 節）		**IPCC AR6**		**IEA WEO 2023**	
シナリオ	CO_2 限界削減費用#	カテゴリー	CO_2 限界削減費用（25-75%タイル）†	シナリオ	CO_2 限界削減費用#
Disorderly 2.0C	118～500	C3	－	APS	47～200*
Orderly 2.0C	158		150～350 程度	－	－
Disorderly 1.5C	269～686	C2	200～350 程度	－	－
Orderly 1.5C	267～466	C1	450～1000 程度	－	－
1.5C-CO_2_CN	293～345*			NZE	55～250*

単位：USD/tCO_2eq; * USD/tCO_2
地域・国による幅
† モデル・シナリオによる幅

WEO2023 の NZE では、2021 年の NZE[3)]や WEO2022[4)]に掲載の NZE に比べて若干は CDR の貢献量が大きく見込まれるようになったが、大きな差異はない。昨年度の報告書でも記載しているが、改めて CDR の見通しについて記載する。図 6.2.2-1 に IEA WEO2022[4)]に示されている、IEA NZE と IPCC AR6[1)]のシナリオとの比較を示す。比較されているのは、AR6 のシナリオデータベースの内、2050 年までに CO_2 で正味ゼロ排出となっているシナリオ 16 との比較である。因みに IPCC の 1.5℃シナリオ（C1, C2）は 230 シナリオが登録されているが、ここでの比較はその内のごく一部である。IPCC AR6 シナリオと比べると、1)最終エネルギー消費量はかなり小さく、2)風力、太陽光発電は大きく、3)バイオマスはかなり小さく、4)水素は大きく、5)CCS/CDR はかなり小さく、見込んだシナリオとなっており、標準的なシナリオというわけではなく、むしろ極端なシナリオになっている。第 5.2 節では、RITE DNE21+モデルによって、シナリオ分析を行い、その中で、CDR の利用可能性を相当絞り、IEA NZE に相対的に近くなる排出パスのシナリオを作成した。

IPCC シナリオでは BECCS と土地利用変化だけで 2100 年までの累積の CDR は 450 $GtCO_2$ 程度となっている（図 6.2.2-2）。WEO2022 の NZE シナリオの 2050 年 1.5$GtCO_2$/yr はかなり小さいことがわかる。DNE21+推計の Disorderly 1.5 °C は、IPCC シナリオレンジと比べても、CDR 利用量はレンジの上限付近となっているが、Orderly 1.5 °C は中位的な推計である。

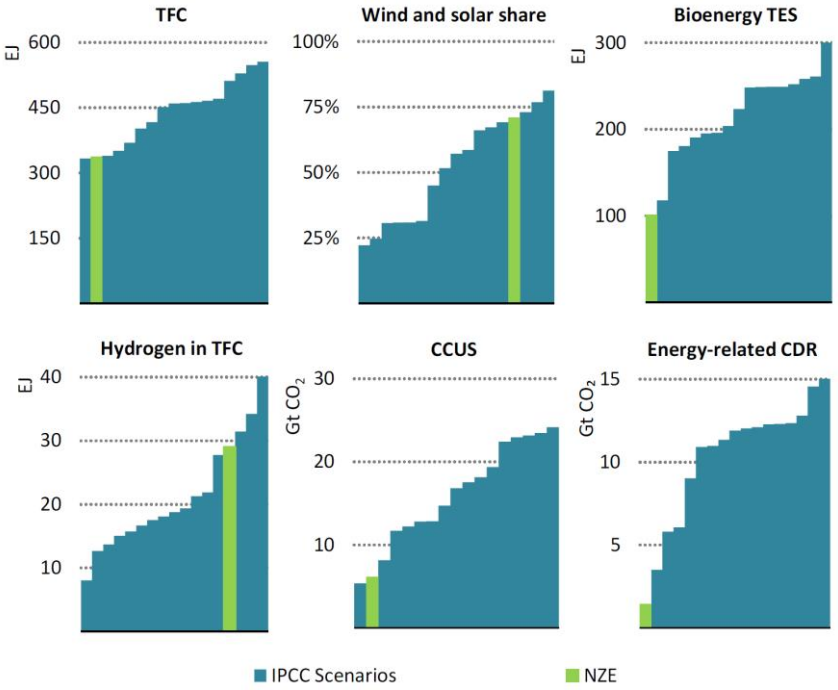


図 6.2.2-1　IEA NZE と IPCC AR6 の 2050 年 CO_2 CN シナリオとの比較
（出典：文献 4)）

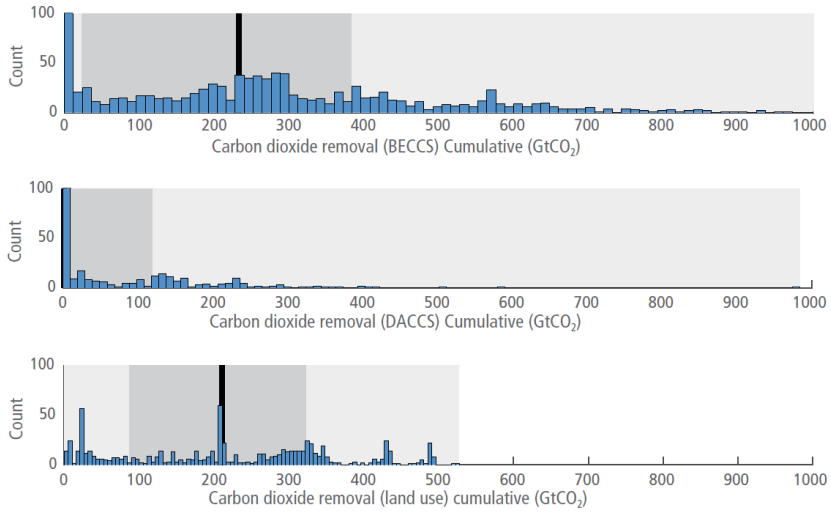


図 6.2.2-2 IPCC シナリオにおける CDR の累積利用量

（出典：文献 1)）

次に最終エネルギー消費量について比較する。図 6.2.2-3 に本研究（需要部門に焦点を当てた分析を行った第 5.6 節参照）と IEA シナリオの最終エネルギー消費量の比較を示す。Current policies シナリオは、DNE21+の分析結果と近いものの、2℃目標相当の SDS、そして 1.5℃相当の NZE では、大きなギャップがある。図 6.2.2-4 に IPCC AR6 で収集された全シナリオ（2℃、1.5℃シナリオ以外も含む）における 2100 年における世界全体の最終エネルギー消費量と一次エネルギー供給量を示す。2100 年ではあるし、全排出シナリオであるが、最終エネルギー消費量の中央値は 750EJ/yr 程度であり、300 EJ/yr 付近のシナリオの報告はわずかであることが確認できる。

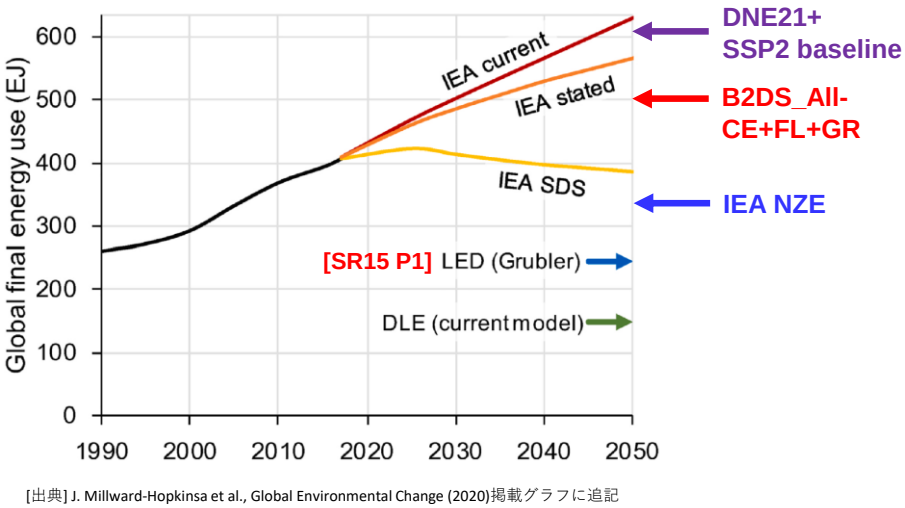


図 6.2.2-3 本研究と IEA シナリオの最終エネルギー消費量の比較

（出典：文献 5)より加工。IEA current, stated, SDS の各シナリオは WEO2019 の数値）

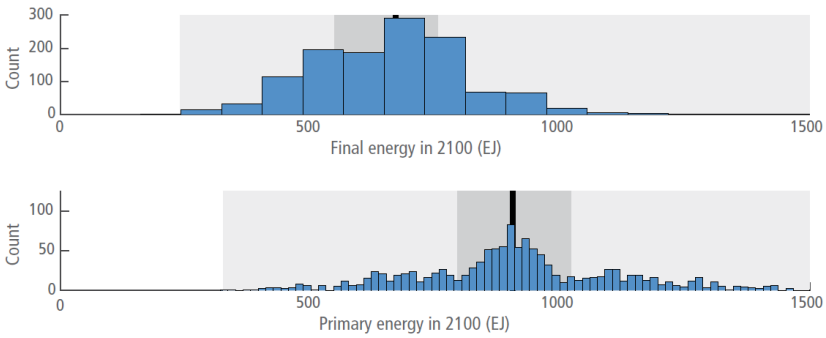


図 6.2.2-4　IPCC シナリオにおけるエネルギー消費量（2100 年）
（出典：文献 1)）

最後に日本の電力消費量推計との比較を行う。前節で記載しているように、IEA シナリオでは、STEPS、APS シナリオについて国別まで定量的なシナリオ提示を行っているものの、NZE シナリオについては、国別の定量的なシナリオを提供していない。そこで、まず、図 6.2.2-5 に WEO2023 における主要先進国（日本ではない）の電力消費量の見通しを示す。STEPS でも電力消費量の増大が見込まれているが、排出削減が強化される、APS、NZE では相当な電化促進効果が推計されていることがわかる。NZE と APS との差異では、主要先進国は 2050 年 CN をプレッジしている国が大部分であるため、APS で考慮されるため、2050 年断面で見ると、NZE と APS に大きな差異は見られない。ただし、NZE では排出削減をより早く進める想定となっているため、たとえば、2040 年断面で見ると、より一層電化が促進することが見込まれていることがわかる。

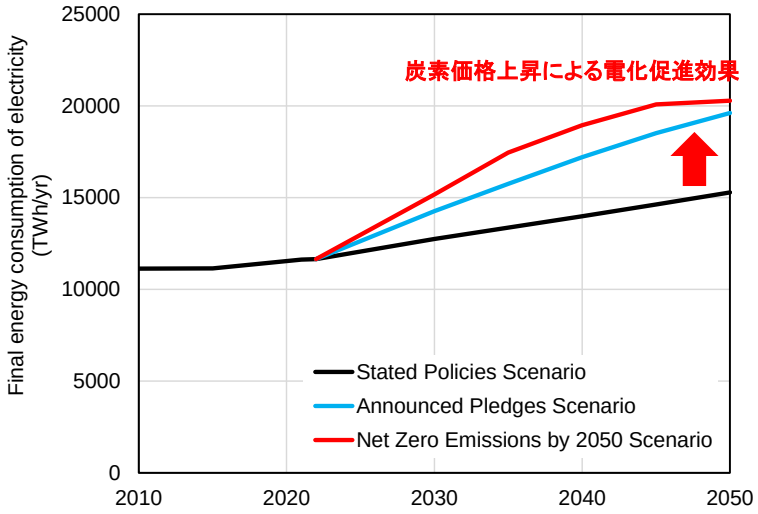


図 6.2.2-5　IEA WEO2023 における主要先進国の電力消費量の見通し
（出典：文献 2) Extended data）

この理解の下で、図 6.2.2-6 に WEO2023 における日本の電力消費量の見通しを示す。繰り返すが、NZE は国別シナリオが提供されていないため、STEPS と APS のみを表示している。WEO2023 では、2050 年の日本の CO_2 排出量は STEPS で 64%減、APS で 97%

減相当となっている。その上で、最終電力消費量は STEPS では 2022 年比で 2050 年にかけてほぼ横ばいと想定している一方、APS では 2050 年では STEPS 比で 226TWh/yr の増加が見込まれている。CO_2 排出削減に伴って、相当な電化促進が必要との見通しとなっている。部門別にみると、産業部門が 204TWh/yr の増大と推計されており、大部分を占めている。続いて、運輸部門が 83TWh/yr の増大と推計されている。他方、民生（建物）部門では電化よりも省電力の方が大きいと見込まれており、むしろ、APS の方が電力消費量が低下するシナリオとなっている。

次に比較としての DNE21+モデルによる分析事例として、電力広域的運営推進機関（OCCTO）に提示したシナリオを示す [6]。まず、表 6.2.2-3 に、分析のシナリオと、CO_2 限界削減費用、電力限界費用を示す（文献から一部シナリオを抜粋）。A1、B2 のシナリオでは 2050 年 90%減～100%減を想定しており、WEO2023 の APS、NZE と近い排出削減シナリオとなっている。他方、A3 のシナリオは、モデル最適化計算結果として、日本では 2050 年に 60%減程度となっており、STEPS での日本の排出削減量と比較的近くなっている。なお、表 6.2.2-3 で見られるように、DNE21+での日本の CO_2 限界削減費用推計は 2050 年には 580～990USD/tCO_2 程度と、相当高くなっており、このように高い炭素価格の対策が実現可能なのかという点は注意が必要である。その上でではあるが、A1, B2, A3 の各シナリオの最終電力消費量について、産業、民生、運輸部門それぞれを、図 6.2.2-7、図 6.2.2-8、図 6.2.2-9 に示す。産業部門では、電化が相当促進する推計となっている。省電力も進むが、結果、2050 年では 2019 年比で 150～180TWh/yr 程度の最終電力消費量の増大となっている。WEO2023 よりも少し小さい推計ではあるが、概ね整合的である。民生については、電化効果は大きいものの、省電力効果も大きく、微増である。WEO2023 ではむしろ低下と推計していて少し差異はあるが、大きな傾向としては合致している。運輸部門は、WEO2023 では BEV 化を強く見込んでいる一方、DNE21+ではハイブリッド車やプラグインハイブリッド車の方が、費用対効果が高いと見込んでおり、電力消費量の増大は、WEO2023 が DNE21+よりも大きめに見込んでいる。

全体としては、2050 年カーボンニュートラル達成のようなシナリオでは、産業部門で相当電化を進めることが必要という点では、IEA も DNE21+の分析でも共通となっている。ただ、RITE の分析からは、相当高い費用が見込まれており、それが現実世界で実現できるかどうかについては大きな論点が残っていると考えられる。

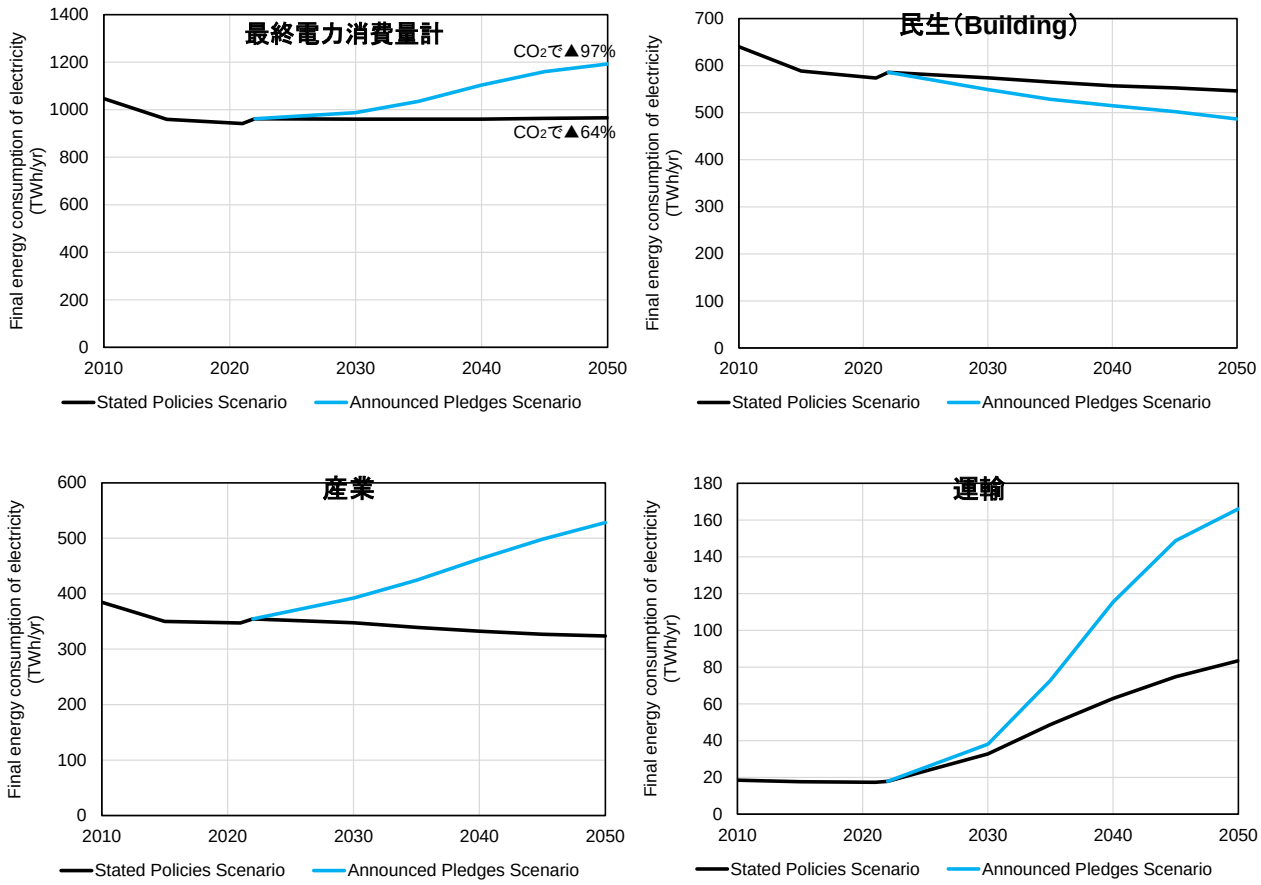


図 6.2.2-6 IEA WEO2023 における日本の電力消費量の見通し

（出典：文献 2) Extended data）

表 6.2.2-3 DNE21+による日本の電力需要分析例：シナリオ想定、CO_2 限界削減費用、電力限界費用

シナリオ名	社会経済シナリオ（所得効果等）	排出削減シナリオ（炭素価格によって誘発される電化、省エネ効果等）	CO_2限界削減費用 [US$/t$CO_2$]		電力限界費用 [US$/MWh][*2]	
			2040年	2050年	2040年	2050年
A0-Mm		【0.特段の排出削減無】	—	—	123	104
A1-Mm	[A] GDP中位（ベースラインケース）	【1. 中庸排出削減シナリオ】世界全体で2℃目標、日本はNDC+2050年▲90%、各種想定は標準	270	579	199	205
B2-Mm	[B] GDP高位（成長実現ケース）	【2. 公式排出削減シナリオ】 世界全体で1.5℃目標、日本はNDC+2050年CN	512	992	255	235
A3-Mm	[A] GDP中位（ベースラインケース）	【3. 世界調和シナリオ】 2℃目標、世界のｴﾈｺｽﾄ最小化（＝世界CO2限界削減費用均等）	77	188	161	171

（出典：文献 6)）

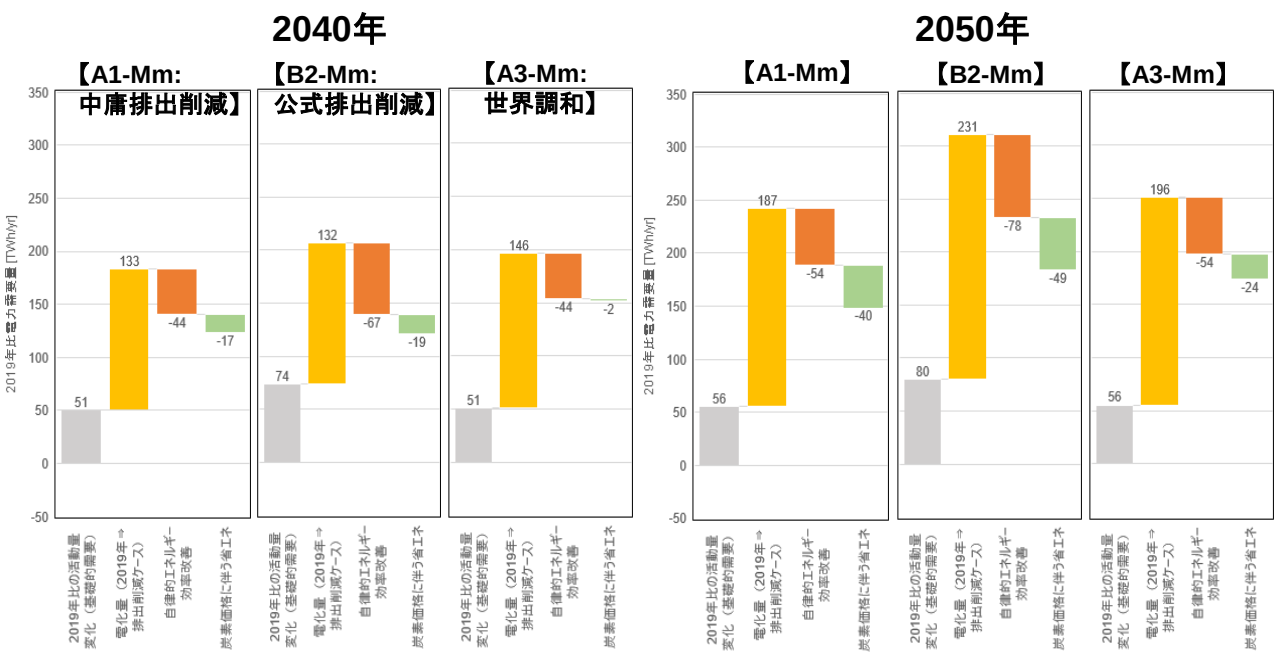


図 6.2.2-7 RITE DNE21+による日本の産業部門の電力消費量の見通し
（出典：文献 6)）

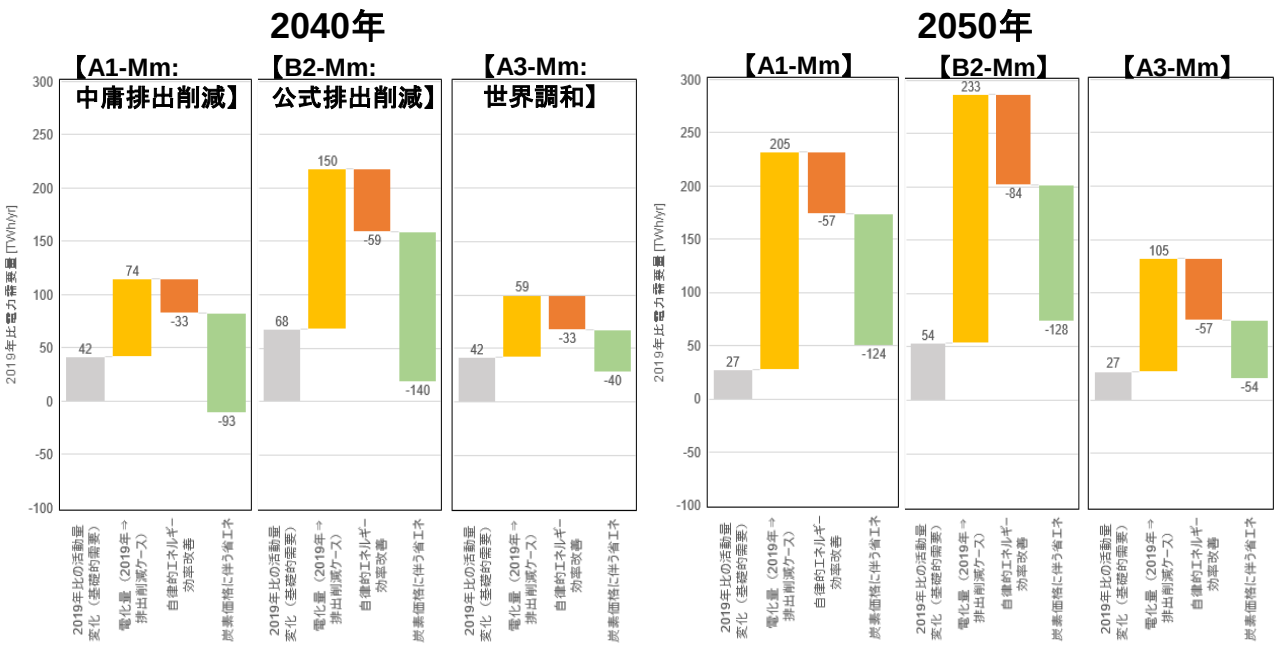


図 6.2.2-8 RITE DNE21+による日本の民生（建物）部門の電力消費量の見通し
（出典：文献 6)）

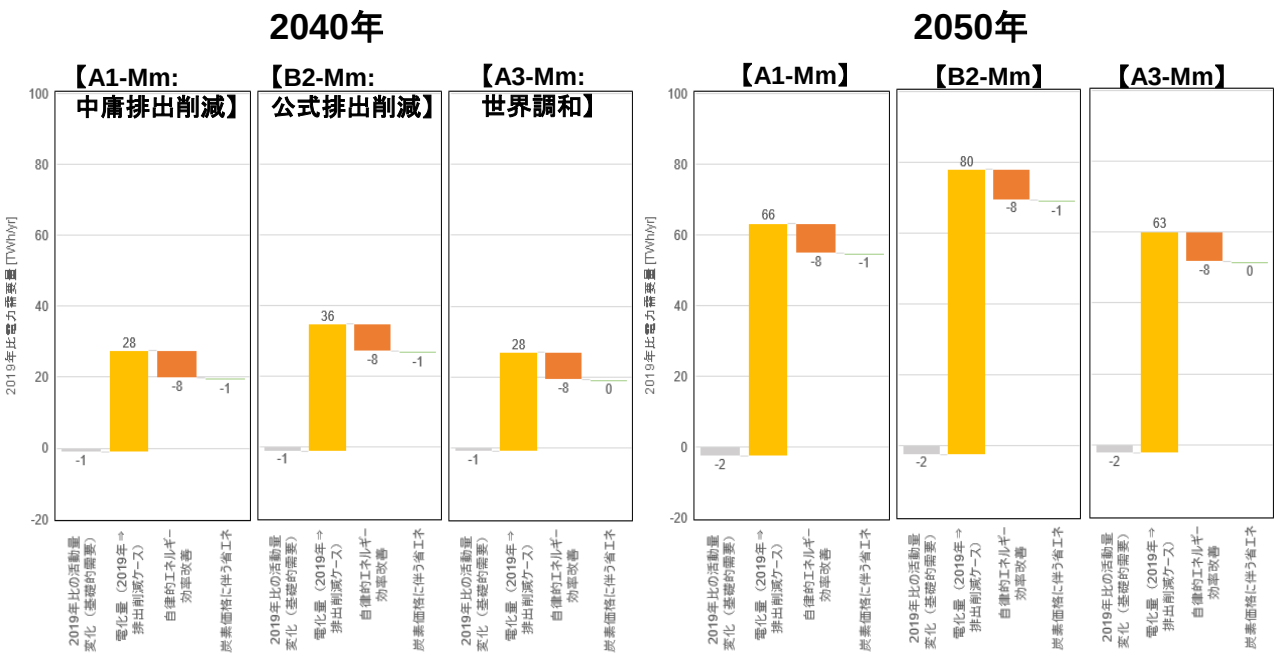


図 6.2.2-9 RITE DNE21+による日本の運輸部門の電力消費量の見通し
（出典：文献 6)）

参考文献（第 6.2.2 節に関するもの）

1) IPCC WG3、第 6 次評価報告書 (2022) https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg3/
2) IEA, World Energy Outlook 2023
3) Net Zero by 2050: A Roadmap for the Global Energy Sector (2021)
4) IEA, World Energy Outlook 2022
5) J. Millward-Hopkinsa et al., Global Environmental Change (2020)
6) RITE、「2050 年に向けた日本の電力需要の見通し（データセンター、半導体、自動車、鉄・化学等、自家発を中心に）」、電力広域的運営推進機関 第 4 回 将来の電力需給シナリオに関する検討会 (2024)

第7章　まとめ

地球温暖化は、地球全体の環境に深刻な影響を及ぼすものであり、その解決が強く求められる。しかし、地球温暖化は、世界のあらゆる国、様々な部門に影響を与え、一方でその影響は均一ではない。また、各国において取り得る緩和策、緩和費用にも差異が大きい。そのため、真に有効な対策を実現するためには、総合的なパッケージを作り上げることが重要と考えられる。

本事業では、最新の科学的知見や国際交渉の動向も踏まえながら、海外研究機関とも連携・協力しつつ、温暖化対策（緩和策及び適応策等)、ファイナンス、政策の総合的かつ整合的な分析・評価を行い、我が国の気候変動政策の立案や、IPCC、COP といった国際的な議論に貢献することを目的とした。これらにより、積極的に温暖化対策を行うことが、産業構造や経済社会の変革をもたらし、大きな成長につなげる、「経済と環境の好循環」を目指す将来枠組み・我が国の国際戦略立案を進めていくべく、事業を実施した。

本報告書では、まず、第 1 章において背景と目的を記述した。

第 2 章では、気候変動に関連した各種不確実性を指摘した上で、本事業で実施した定量的な分析も踏まえながら、気候変動リスクマネージメント戦略のあり方について議論を行い、とりまとめた。また、気候変動対策とエネルギー安全保障や希少鉱物資源供給制約とのシナジー・トレードオフ等についても記述した。各種対策は、SDGs に対してシナジーも多く存在する一方、トレードオフも存在しており、トレードオフの影響を小さくしながら、対策を進める必要がある。そして、気候変動対策におけるイノベーションの可能性についてまとめ、気候変動リスクマネージメントにおけるイノベーションの役割について論じた。

第 3 章ではグリーン成長の限界を正しく認識しつつ、その機会を見出すために、CO_2 排出量変化の要因分析を行った。そして、更なる深堀として、日本経済の長期エネルギー生産性変化における構造要因の分析を行うと共に、日本産業のエネルギー生産性変化の測定も実施した。また、日米欧における気候変動政策の動向やその国内外の評価について調査をし、整理を行った。更には、グリーンボンド、サステイナブルリンクローン等、サステイナブルファイナンスの動向とこれまでのモデル分析例についてその内容と課題について整理を行った。

第 4 章では、中期的な緩和策の分析として、パリ協定 NDCs（Nationally Determined Contributions）の排出削減目標（2030 年頃）に関する分析・評価を行った結果をまとめた。本研究では最新の NDCs に基づき、複数の指標で各国 NDCs の排出削減努力の国際比較を実施した。国際的な NDCs 評価の文献についても整理を行った。また、世界エネルギー経済モデル DEARS の地域分割の拡張を行い、排出削減とその国際的な協力において重要性が増すアジア諸国での経済影響について試算を行った。更に、炭素国境調整税に関する国際的な議論の動向を整理するとともに、2030 年 NDCs を踏まえ、炭素国境調整税に関するモデル分析による試算も行った。

第 5 章は長期の緩和シナリオ分析についてまとめた。カーボンニュートラル実現のための各種技術の開発動向や国際的な最新の分析・評価について整理した。また、温暖化対策モデルにおいて、エネルギー供給側および需要側双方について、2050 年カーボンニュートラル実現の様々なシナリオを想定した分析を行った。2021 年度の本事業において 2050 年カーボンニュートラルの分析を行い、2022 年度にはカーボンニュートラル実現までのトランジションを含めた部門別のロードマップとして、DNE21+モデルによるシナリオ分析を行ったが、2023 年度はその更新を行うとともに、政府のロードマップとの比較を行った。

また、カーボンニュートラル実現の限界的な費用の対策と評価されやすい、水素系エネルギー（水素、アンモニア、e-methane、e-fuels）の感度解析も実施した。一方、需要側対策についても各種調査をするとともに、DX を中心とした技術変化や社会変化が、エネルギー需要にどのような変化をもたらし得るのかについて、DNE21+モデルを用いて定量的な推計、分析を行った。

国内外で変動性再生可能エネルギー（VRE）のコスト低減が進んでおり重要性が増している。他方、大量の VRE 導入は需要とのマッチングが難しくなるが、世界エネルギー・温暖化対策モデル DNE21+の年間の時間解像度では、評価が難しい。これまでは、系統統合費用を別途推定して、DNE21+モデルに統合して評価することで、簡略ながらも適切な評価となるようにしてきている。しかし、蓄電池や蓄熱、水素等、需要側対策等を含め、より精緻で整合的な評価を今後、実施する準備として、世界各国の電力負荷曲線の推計および太陽光、風力発電（陸上および洋上）の時間帯別の設備利用率やポテンシャルの推計を行った。

エネルギー需要サイドについては、デジタルトランスフォーメーション（DX）を中心に誘発され得るサーキュラーエコノミー、シェアリングエコノミー等、低エネルギー需要実現の可能性について、調査、分析を実施した。DX による貨物部門の技術・社会変化、食料廃棄低減に伴う土地利用変化とそれによる非 CO_2 温室効果ガス排出量低減等について調査した。また、消費行動を包括的に評価するため、COVID-19 の影響を含む生活行動の変化について調査した。そして、DX を中心とした技術変化や社会変化が、エネルギー需要にどのような変化をもたらし得るのかについて、定量的な推計を行い、DNE21+モデルを用いてエネルギー需給双方を整合的に分析した。これらによって、リバウンド効果を含む、行動変化を総合的に捉えて、将来のエネルギー需要の見通しを得る分析手法の今後の発展に資するものと考えられる。

また、非 CO_2 温室効果ガス排出および削減費用の推計モデルの更新を行い、その試算も行った。

第 6 章では、カーボンニュートラルに関する国際的なシナリオ分析の動向を記述するとともに、国際モデル比較プロジェクトの動向を整理した。まず、IPCC WG3 第 6 次評価報告書にまとめられた、排出シナリオ、および、排出削減費用とポテンシャルについて整理を行った。また、国際エネルギー機関（IEA）が 2023 年 9 月に発表した Net Zero Roadmap の 2023 年版および 2023 年 10 月に発表した世界エネルギー展望 WEO2023 について解説を行った。本報告書では、これらシナリオについても概要をとりまとめ

るとともに、DNE21+によるシナリオ、排出削減費用とポテンシャル推計（第 4 章、5 章に記載）との比較評価についてもとりまとめた。

本第 7 章においてまとめを記載した。また、付録には本事業の一環として実施した国際シンポジウムの内容について掲載した。

以下に本報告書の内容の全体像についての簡単なまとめを記載する。

2015 年にパリ協定が合意され、すべての国が排出削減に取り組む枠組みが合意され、各国が自主的に排出削減目標を掲げ、レビューする仕組みとなった。また、長期目標が定められ、2℃目標や 1.5℃目標が掲げられた。2021 年に開催された COP26 では世界の平均気温の上昇を 1.5℃に抑える努力を追求することを決意すると合意され、COP26 までに、多くの国が 2050 年頃までのカーボンニュートラルを目指すと宣言した他、先進国を中心に世界の多くの国が自国の 2030 年の排出削減目標を引き上げた。世界は、気候変動対策の強化を進めている。その後も 2030 年目標の野心度の更なる引き上げが目指されたものの、大きな変化はなく 1.5℃目標だけでなく、2℃目標とも引き続き大きな排出ギャップが存在していると考えられる。また、世界は多様であり、見かけ上、言葉上の強化と、真の排出削減努力とは一定のギャップが存在する可能性がある。足下の世界排出量も過去最高を記録しており、排出削減が成功しているような状況にはない。主要先進国で排出は低減しても、途上国に CO_2 原単位の高い産業、製造工程が移転しているに過ぎない状況と言える。

グローバルに排出削減努力の協調が必要である。しかしながら、最新の NDCs や社会経済状況を反映した、2030 年 NDC の排出削減努力の分析からは、国間の排出削減目標を実現するために必要な努力、実現の難易度が一層開いていると推計された。根本的には、国間で限界削減費用の均等化が望まれる。一方、この実現は極めて難しいという点にも多くの理解がある。そのため、欧州は、国境炭素調整措置の導入に向けた手続きを終了した。また、米国議会でも国境炭素調整措置導入の法案が提出されている。しかしながら、本研究調査の分析でも示されたように、これは効果がないわけではないものの、日本のように、欧米よりも製造業が相対的に強く、輸出超過のような国における効果は大きくないと見られる。まして、報復措置がとられ、貿易戦争のような様相になるリスクを考えると、日本にとって望ましい戦略とは考えにくい。炭素国境調整措置のオプションは残しておくべきではあるが、あくまで、グローバルに排出削減努力の協調を目指していくことが世界および日本のグリーン成長にとって望ましいと考えられる。冷戦終結以降の国際的に協調の時代から、米中の対立、世界とロシアの対立など、世界は分断の方向にも進みつつある。協調の時代でさえ難しかった気候変動対策の協調が、より一層難しくなってきている。このように、国際的な気候変動対策は一層複雑化してきている。気候変動対策を着実に進めながら、一方で、これらを踏まえた柔軟でしたたかな対応戦略が必要と考えられる。

近年、再生可能エネルギーのコスト低減が著しく、再エネによるグリーン成長の可能性の光明も見え始めている。しかし、世界を見渡しても、完全にグリッドパリティを達成しているものはわずかと見られる。また、導入規模を拡大すれば、条件の悪い再エネを活用することとなり、再エネ単価は上昇するし、系統対策費用が増大してい

くと考えられる。全体システムの中で、再エネも正しく評価していくことが重要である。つまり適正な水準の再エネ導入は、グリーン成長に資すると考えられるが、それを超える導入はグリーンには資するが、成長には逆行する。本年度の分析でも、IPCC報告書の評価を検証しつつ、系統対策費用が、再エネ拡大における課題であり、機会でもあることを示した。今後より一層、変動性再生可能エネルギーが拡大する中で、他方、変動性再生可能エネルギーは、世界地域・国による時間帯別の供給ポテンシャルに差異が大きく、電力需要のパターンとの関係にも、より一層詳細な分析を実施していくことが重要である。そして、系統対策の課題と機会を、より明確化していくことが求められる。そこで、本年度は、DNE21+モデルにおいて、時間帯の需給パターンをより詳細にモデル化する改良も実施したところである。

広範で非連続なイノベーションが不可欠である。本研究におけるモデルを用いたシステム的な分析では、カーボンニュートラルのような厳しい排出削減のためには、様々な対策の組み合わせが重要であることを示した。そして、それぞれの技術についてもコスト低減の見通しは確実なわけではない。直接的な気候変動対策だけではなく、それを構成する要素技術、基礎技術、そして、それらを誘発する組織、制度のイノベーションなど併せて求められる。第6次エネルギー基本計画では、「あらゆる選択肢を追求する」とされた。

一方、日本国内では、エネルギーシステム改革が進められる中で、電力需給のひっ迫の課題が顕在化してきている。脱炭素電源は、長期の視点で大きな投資リスクを負って投資しなければならない場合も多く、それと短期の効率性を追求する市場とがミスマッチする部分もある。市場の失敗を是正する、政策が必要である。更に、ロシアによるウクライナ侵略によって、天然ガスをはじめとした化石燃料価格の急騰も加わってきている。「2050年カーボンニュートラル」の環境面が強くなっていたところで、改めて、3E（エネルギー安全保障・安定供給、経済性、環境性）のバランスの重要性を社会は再認識した状況である。全体のシステムとして理解をし、分析を深めておくことの重要性も再認識されたところである。

このような中、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。そこでは、カーボンニュートラル実現に向け、一層の対策をとることとしつつも、エネルギー安定供給の対策方針も含まれている。また、GX-ETSや炭素に対する賦課金といったカーボンプライシング政策についても方向性が明示された。また、2023年12月にはGX分野別投資戦略もとりまとめられた。

IPCC 1.5℃特別報告書（SR15）においては、典型的な4種類のシナリオが提示された。そのうちの極端な2種類について言及する。1つは、徹底的な省エネシナリオであり、Low Energy Demand (LED)シナリオとして知られるものである。エネルギー需要サイドには本来必要な水準を大きく超えるエネルギーが利用されている。それはデジタル化技術の進展等により大きく低減できる可能性がある。それに社会変化が伴って低エネルギー需要、低CO_2排出社会を実現する可能性が示されたシナリオである。SR15で引用されたLEDシナリオでは、CDR（Carbon Dioxide Removal）技術の利用は想定されていない。もう一つの典型的なシナリオは、化石燃料が引き続き安価な中、カーボンニュートラルを実現するシナリオであり、化石燃料を利用しながら、大量のCDR技

術を利用するものである。CDR には CCUS に加え、負の排出を実現する CCS 付バイオマス（BECCS）、大気中 CO_2 直接回収貯留（DACCS）等が含まれる。IPCC 第 6 次評価報告書でも、「CO_2 又は GHG の正味ゼロを達成しようとするならば、削減が困難な残余排出量を相殺する CDR の導入は避けられない。」とされる一方、需要サイドについては、新たに需要サイドの章が設けられ、「需要側の対策とエンドユースサービスの新しい提供方法によって、エンドユース部門における世界全体の GHG 排出量をベースラインシナリオに比べて 2050 年までに 40–70% 削減しうる。」、「需要側の緩和対応策は、全ての人々の基本的幸福の向上と整合的である。」と記載された。

本事業においては、主に DX によって誘発され得る需要の低減と、低エネルギー需要社会の実現について、その可能性についての調査を行うとともに、定量的なシナリオ分析を実施した。需要側の対策は広範であり、引き続き、分析の課題は多いが、定量的かつ包括的なモデル分析の一つの方向性を示した。このような定量的な分析によって、DX による需要低減が、カーボンニュートラル実現の一つの手段として、そして SDGs の同時達成の方向性を示すことを幅広く世界の人々が認識できて、その方向での対応をとるよう促すきっかけになることを期待したい。

また、カーボンニュートラル実現に向けてのトランジションも重要である。ファイナンス部門は、投資先、貸付先とのダイベストメントやエンゲージメントにおいて、カーボンニュートラルとの整合性を求めるようになってきている。しかし、カーボンニュートラルの実現の姿も CDR の活用の手段もある中、複数あり、ましてや、2℃や 1.5℃目標と整合的な排出経路といっても、そのトランジションにはかなりの幅がある。その幅を、国別、部門別に定量的かつ全体整合的にシナリオとして提示することは、ファイナンス部門の行動において、重要なサポートになると考えられる。本事業で提示した部門別ロードマップはその一助となることを期待したい。

今後の課題としては、特にエネルギー需要サイドの技術イノベーションの波及的な可能性の定量的かつ整合的な分析は、広範なる省エネの可能性とともに、リバウンド効果の推計など、まだまだ取り組むべき課題は多く、今後、国際的な研究コミュニティーを幅広く巻き込みながら進展させていく必要がある。また、広範なイノベーションをどう誘発させ、気候変動緩和に結び付けていくことが期待できる政策パッケージのあり方を更に詰める必要がある。

以上述べた他にも多くの課題が存在しており、今年度の研究成果をベースに一層の研究展開を進め、国際的な研究コミュニティーへの貢献と、気候変動政策の立案における情報提供の強化を図っていくことが求められる。

持続的かつ効果的な温暖化対策のためには、これまで言われてきた以上に、地球温暖化対策と経済成長の両立が重要となってきている。さもなければ、言葉だけは踊っても、実際の国際社会、及びグローバルサプライチェーンの下では CO_2 排出削減に寄与しておらず有効な温暖化の抑制につながらない。規範的な単なる希望を語るのではなく、「経済と環境の好循環」を着実に実現し得る適切な対策・方策を明確にすることが求められている。

本調査研究では、このような真の「経済と環境の好循環」を実現していく道筋のフレームワークとその具体的対策・方策の検討を包括的に行った。この問題は、広範で、深い分析と洞察が必要なため、今後、更なる調査・分析・評価を行っていく必要があるが、本研究調査でまとめた知見は、今後の気候変動対策・政策において重要な情報・示唆となると考えられる。

付　　録

付録　ALPS 国際シンポジウム

(1) はじめに

本研究事業では、地球温暖化対策技術の分析・評価に関する国際連携事業を進めるにあたり、地球温暖化問題研究で世界的に著名なオーストリアの国際応用システム分析研究所（IIASA: International Institute for Applied Systems Analysis）、米国の未来資源研究所（RFF: Resources for the Future）、国際エネルギー機関（IEA）をはじめ、世界の研究機関とも協力しながら研究を進めている。

2024 年 3 月、本共同研究の成果報告会として、また、本研究について幅広い関係者の理解を得るとともに今後に向けての指導・助言も得るため、「ALPS 国際シンポジウム ―グリーン経済政策への主要先進国での取り組み動向と気候変動対策の展望―」を開催した。当日は、一般財団法人電力中央研究所、国際応用システム分析研究所、国際エネルギー機関における、この分野に造詣の深い著名な専門家より講演いただくとともに、先進的に温暖化対策に取り組んでいる国際応用システム分析研究所、ハーバード大学、カリフォルニア大学サンディエゴ校、European Institute on Economics and the Environment(EIEE)、東京大学公共政策大学院といった大学や研究機関の方から、カーボンニュートラルへの取り組みや経済成長との両立に向けた米国、欧州、日本における政策の状況や産業界における課題などをご紹介いただいた。企業、官公庁、大学、研究機関、その他団体等から約 200 名超が参加（会場ならびに Web 配信にて）した。

グリーントランスフォーメーション（GX）への取り組みについては、日米欧ともに長期戦略が策定され、そのもとで投資促進に向けた具体的な法律や計画が立てられるなど、今後の成長に向けて重要な局面にあると考えられる。本シンポジウムでは、これら政策サイドの動向を紹介しながら、GX 実現に向けた取り組みの現状、実現への課題について、幅広い方々にとって最新の研究成果をもとに深く考える有意義な機会になった。

以下に、本シンポジウムの概要を掲載する。当日の講演者の詳細な略歴や講演スライドは RITE ホームページのシンポジウム紹介欄に掲載されているので参照されたい。(https://www.rite.or.jp/system/events/2024/03/fy2023alpsresult.html)

開催年月日　2024 年 3 月 8 日（金）10:00-17:00
開催場所　虎ノ門ヒルズフォーラムおよび WEB 配信
（東京都港区虎ノ門 1-23-3）
主催　公益財団法人地球環境産業技術研究機構（RITE）
共催　経済産業省

パネル討論	**主要国における環境・エネルギー政策** **（米：IRA、日：GX、EU：グリーンディールや CBAM）の動向について** （モデレーター） Dr. Nebojsa Nakicenovic Distinguished Emeritus Scholar and Former Deputy Director General, IIASA （パネリスト） Dr. Robert Stavins A.J. Meyer Professor of Energy and Economic Development, Harvard University Dr. David Victor Professor, UC San Diego Dr. Massimo Tavoni Director, EIEE 有馬 純 東京大学公共政策大学院　特任教授
講演	**米国と中国の次期 NDC** 上野 貴弘 一般財団法人電力中央研究所　社会経済研究所 研究推進マネージャー（サステナビリティ）上席研究員
	EU policies to be the first carbon-neutral continent in the transforming world Dr. Nebojsa Nakicenovic Distinguished Emeritus Scholar and Former Deputy Director General, IIASA
	Energy security in clean energy transitions: **Insights from the World Energy Outlook 2023** Dr. Stéphanie Bouckaert Head of Demand Sectors Unit, World Energy Outlook, IEA
	気候変動対策・政策のギャップの理解と今後の対策の展望 秋元 圭吾 地球環境産業技術研究機構 システム研究グループ グループリーダー

“主要国における環境・エネルギー政策（米：IRA、日：GX、EU：グリーンディールや CBAM）の動向について”

（モデレーター）

Dr. Nebojsa Nakicenovic
Distinguished Emeritus Scholar and Former Deputy Director General
International Institute for Applied Systems Analysis (IIASA)

（パネリスト）

Dr. Robert Stavins
A.J. Meyer Professor of Energy and Economic Development
Harvard University

Dr. David Victor
Professor
UC San Diego

Dr. Massimo Tavoni
Director
EIEE

有馬 純
特任教授
東京大学公共政策大学院

米国、欧州、日本から著名な専門家を招聘し、「主要国における環境・エネルギー政策の動向について」とのテーマのもと、昨年の COP28 のとらえ方・認識への考察や、米国の IRA、EU のグリーンディール政策、日本の GX 戦略についての現状や認識をご紹介いただき、今後の GX 実現に向けた取り組みの現状や実現への課題など、政策面からの経済への影響など、幅広い分野にわたり意見交換を実施した。

“米国と中国の次期 NDC”

上野 貴弘
一般財団法人電力中央研究所
社会経済研究所 研究推進マネージャー（サステナビリティ）上席研究員

欧州委員会は次期 NDC として、「2040 年に 1990 年比 90%減」を提案したが、二大排出国である米国と中国の次期 NDC については、情報が乏しい。米中の次期 NDC は日本を含む他国に与える影響が大きいことから、その提出時期と目標値について、手がかりとなる事実関係を整理して考察する。

不確定な事項が多く、様々な可能性が考えられるが、注意すべき点として、次期 NDC 提出の山場が 2025 年 2 月の提出期限ではなく、2024 年の夏から秋（※米国の大統領選挙前）となりうること、米国はその場合、2035 年に 2005 年比で 67～70%となりうること、中国は 2035 年の総量削減目標（2020 年比 25%減など）を提示しうることを論じる。

“EU policies to be the first carbon-neutral continent in the transforming world”

Dr. Nebojsa Nakicenovic
Vice Chair, Group of Chief Scientific Advisors, European Commission
Distinguished Emeritus Scholar and Former Deputy Director General, IIASA
Former tenured Professor of Energy Economics, Vienna University of Technology

Transformational change will be required to overcome polycrises from conflict and war to achieving a decent life for all while avoiding anthropogenic climate change. EU has set ambitious and aspirational goal of becoming the first climate-neutral continent that reflects diversity and heterogeneity of rich differences across Europe from local to national levels and that can be seen as a challenge and strength. Becoming climate neutral involves a broader social change and requires a systemic approach to encompass new regulatory frameworks, policy coherence, norms, behavior, and legal, economic, technological, and financial innovations. It calls for Herculean efforts and an inclusive approach.

「紛争や戦争からの多重危機を克服し、人類起源の気候変動を避けながら、すべての人々が適切な生活を送るためには、変革的な変化が必要となります。EU は、地方から国家レベルまでのヨーロッパ全体の多様性と違いの富を反映し、挑戦と強さと見なすことができる、最初の気候中立の大陸となるという野心的で理想的な目標を設定している。気候中立を達成することは、より広範な社会的変化を伴い、新たな規制枠組み、政策の一貫性、規範、行動、法的、経済的、技術的、金融的な革新を包括するシステム的なアプローチが必要となる。これには非常に困難な努力と包括的なアプローチが求められている。」

（RITE　抄訳）

“Energy security in clean energy transitions:
Insights from the World Energy Outlook 2023”

Dr. Stéphanie Bouckaert
Head of Demand Sectors Unit, World Energy Outlook, IEA

The World Energy Outlook 2023 provides in-depth analysis and strategic insights into every aspect of the global energy system. Against a backdrop of geopolitical tensions and fragile energy markets, this year’s report explores how structural shifts in economies and in energy use are shifting the way that the world meets rising demand for energy. This Outlook assesses the evolving nature of energy security fifty years after the foundation of the IEA, looking at the implications of today’s energy trends.

In this presentation, we also present the latest assessment of global energy-related CO_2 emissions in 2023 and how expansion of technologies such as solar, wind and EVs have tempered this growth.

「World Energy Outlook 2023」は世界のエネルギーシステムのあらゆる側面についての詳細な分析と戦略的洞察を提供している。地政学的な緊張と脆弱なエネルギー市場を背景に、今年の報告書は経済やエネルギー利用の構造的な変化が、エネルギー需要の増加に対応する世界の方法をどのように変えているかを探求しています。この報告書では、IEA の設立から 50 年後のエネルギーセキュリティの進化する性質を評価し、今日のエネルギーのトレンドがもたらす影響を見ています。

この講演においては、2023 年の世界のエネルギー起源 CO_2 排出量の最新の評価と、太陽光、風力、EV などの技術の拡大がこの排出量増加をどのように抑制しているかについても紹介している。

(RITE　抄訳)

“気候変動対策・政策のギャップの理解と今後の対策の展望”

秋元 圭吾
公益財団法人地球環境産業技術研究機構(RITE)
システム研究グループ　グループリーダー

主要先進国の温室効果ガス排出量は低減傾向にあるものの、世界排出量は引き続き上昇傾向が見られる。その中で早期のカーボンニュートラル実現を目指しており、その難しさを直視した上で、これまでと異なったアプローチも必要である。COP28 のグローバル・ストック・テイク（GST）の決定文書においては、「パリ協定の内容を踏まえ、各国それぞれ異なる国情、経路、アプローチを考慮し、各国ごとに自ら決定した方法で、以下の世界的努力への貢献を要請する。」とされた。政治的な意志としての意欲的な 1.5℃目標や 2050 年カーボンニュートラル目標と、現実としての大きなギャップを理解した上で、トランジションを含め、より柔軟で実効ある気候変動対策を展望する。

本報告書の内容を利用する際は、
公益財団法人 地球環境産業技術研究機構（RITE）
システム研究グループにご一報願います。

電　話　０７７４（７５）２３０４
ＦＡＸ　０７７４（７５）２３１７