令和４年度燃料安定供給対策に関する調査事業
（エネルギー移行期の国際競争力強化、
低炭素化コンビナート構築調査）
報告書

令和５年３月

石油コンビナート高度統合運営技術研究組合
Research Association of Refinery Integration for Group-Operation (RING)

はじめに

本報告書は、経済産業省資源エネルギー庁より委託を受けた「令和４年度燃料安定供給対策に関する調査事業（エネルギー移行期の国際競争力強化、低炭素化コンビナート構築調査)」について、石油コンビナート高度統合運営技術研究組合（RING）が調査を行い、取りまとめたものである。

近年、世界的な環境保全活動は高まりを見せており、2020 年 10 月には日本政府より「2050 年カーボンニュートラル宣言」がなされ、また同年 12 月には「2050 年カーボンニュートラルに伴うグリーン成長戦略」が策定された。更に 2021 年 4 月には、2030 年度の温室効果ガス排出量を 13 年度比で 46%削減する目標も掲げられ、温暖化対応を経済成長の制約やコストとする考えから、国際的にも成長の機会と捉える流れに向かって動き始めている。

こうした脱炭素の流れは、再生可能エネルギーへの転換や省エネルギーの進展を加速させ、人口減少という社会構造の変化と相まって、日本の化石燃料需要を今後益々減少させていくものと見込まれる。これに加え、中国を始めとする新興国等による、最新の技術を採用した大型で高効率な設備から生産される競争力のある石油・化学製品の輸出により、アジア市場はかつてない競争に晒されつつある。

このように世界のエネルギー需給環境が大きく変化する中、製造業の集結する日本のコンビナートには、新たな経済成長とエネルギー・素材の継続的な確保に向けて産官学総動員で「グリーン成長戦略」を具体的な形で推進することが期待されている。

本調査では、石油精製、石油化学、化学、鉄鋼、その他製造業が集積する日本の石油コンビナートが、カーボンリサイクル技術やグリーン化技術などの最新技術を取入れることによって、脱炭素時代にふさわしいコンビナートへ持続的に変革して国際競争に対応していくための連携事業を創出・促進する政策立案に役立てることを目的として実施するものである。

調査の実施にあたっては、当組合が長年行ってきた石油コンビナートの企業間連携の実施推進、及び内外の石油産業・石化産業の直面する課題や展開等に関する専門情報に加え、種々の解析ツールを活用するとともに、業界関係者や専門家等による知見等を効果的に組込んだ。

また、海外の環境変化や産業動向の調査にあたっては、関係者による海外現地調査をリモート環境にて実施し、インタビュー結果等を解析して実態を明らかにした。このような活動にご尽力、ご協力をいただいた多くの方々に深く感謝の意を表する次第である。

本報告書が、日本の石油コンビナートにおける競争力強化に係る政策立案に役立つことになれば幸いである。

令和５年３月

石油コンビナート高度統合運営技術研究組合
（ＲＩＮＧ）

目　次

Ⅰ　本調査の目的 1

Ⅱ　調査内容 3
1.　調査の体系と概要..... 3
１．１　調査体系..... 3
１．２　調査の視点..... 4
１．２．１　エネルギー移行期の海外石油コンビナートの国際競争力・環境調査... 4
１．２．２　国内外石油コンビナートの国際競争力評価・分析..... 5
１．２．３　石油・石化製品の需給バランス、CO2 排出量試算と分析調査 5
１．２．４　エネルギー移行期における低炭素化コンビナート構築検討..... 5

２．　国内石油コンビナートの国際競争力評価・分析..... 8
２．１　競争力評価の目的..... 8
２．２　競争力評価の考え方..... 8
２．２．１　想定について..... 8
２．２．２　評価手法..... 9
２．３　評価結果..... 15
２．３．１　2022 年石油コンビナート国際競争力評価 15
２．３．２　2026 年石油コンビナート国際競争力評価 15
２．４　アジアとの競争力比較分析..... 18
２．４．１　アジアトップレベルとの比較..... 18
２．４．２　競争力強化の方向性と具体策..... 18
２．４．３　競争力強化のための具体策..... 20

３．　海外石油コンビナートの国際競争・環境調査１－アジア圏の調査と分析..... 23
３．１　実態調査の目的と調査対象の選定..... 23
３．１．１　調査の背景と目的、調査方法..... 23
３．１．２　アジア圏コンビナートの調査先選定..... 23
３．２　エネルギー、経済指標、CO2 排出状況調査 24
３．２．１　経済指標、エネルギー事情比較..... 24
３．２．１　一次エネルギー構成比率及び消費量、GDP 当たりのエネルギー消費量 25
３．２．２　一次エネルギー燃料別消費量の推移（2010 年～2021 年）..... 28
３．２．３　世界各国の CO2 排出量内訳、CO2 排出量トレンド分析 31
３．２．４　日本、アメリカ、ドイツ及びアジア主要国の CO2 排出内訳と分析.... 34
３．３　アジア諸国への化石資源の最新の需給構造の変化..... 44
３．３．１　石油・石油化学コンビナートの拡大、業績実績と見通し..... 44
３．３．２　欧米の脱ロシアエネルギー政策に対するエネルギー安全保障対応.... 48
３．４　中国のエネルギー事情及び国際競争力強化と CN への取り組み変化..... 71
３．４．１　中国のエネルギー事情と国際エネルギー市場混乱の影響..... 72

３．４．２　第 14 次 5 カ年計画(2021-2025)のエネルギー政策、具体的な目標.... 80
３．４．３　中国のカーボンニュートラル政策の現状と今後及び考察..... 82
３．４．４　中国国営石油・石油化学産業の業績見通し..... 90
３．４．５　7 大コンビナートの建設稼働状況とその詳細ピックアップ 95
３．４．６　中国石炭化学の選択と集中、グリーン水素導入などによる変容..... 99
３．５　インドのエネルギー事情、「自立したインド政策」の進捗..... 111
３．５．１　インドの特徴、エネルギー事情、ロシアエネルギー資源輸入の背景. 111
３．５．２　インド、再生及び新エネルギー、Oil to Chemicals への取り組み .. 115
３．５．３　石精石化インテグレーションと Reliance 社の進化..... 124
３．５．４　インドの「人口ボーナス他」と将来の発展性..... 139
３．５．５　インドの国家政策（政治、経済、税制：法人税優遇策など） 142
３．６　ベトナムのエネルギー事情と第 3 製油所建設計画..... 143
３．６．１　ベトナムの経済エネルギー及び石油事情..... 143
３．６．２　ベトナムにおけるグリーン事業政策..... 151
３．６．３　ベトナムの原油・石炭輸入と天然ガス輸出状況と今後..... 154
３．７　中東諸国の脱石油資源化の流れと新エネルギー事業展開..... 155
３．７．１　中東 GCC 諸国他の将来性、MENA 各国の基礎情報 156
３．７．２　中東の石油化学産業の進展、新エネルギー事業方針..... 157
３．７．３　将来的にも発展性のある MENA 地域..... 158
３．７．４　エネルギースーパーベイスンの存在と実情..... 167
３．７．５　グリーン水素投資、再生可能由来電力による脱炭素化と欧州輸出... 171
３．７．６　サウジアラビア政府の脱石油依存・多角化政策..... 184

４．　海外石油コンビナートの国際競争力・環境調査 2－米国の調査と分析 198
４．１　米国のエネルギーを取り巻く環境変化とバイデン政権の関連政策..... 198
４．２　米国の経済状況及び一次エネルギーの生産・消費動向..... 213
４．３　エンタープライズ社のウクライナ侵攻前後の躍進モデル..... 254
４．４　ExxonMobil と Chevron の事業戦略 274
４．５　米国の脱炭素・循環型社会の構築と水素社会実現に向けた取り組み... 284
４．６　第２次シェール革命、カーボンニュートラル調査結果の考察..... 312

５．　海外石油コンビナート国際競争力・環境調査 3－欧州の調査と分析 316
５．１　ロシアエネルギー危機による欧州エネルギー政策の転換..... 317
５．１．１　欧州のエネルギー安全保障の実態..... 317
５．１．２　脱ロシアとカーボンニュートラルを両立掲げる EU 取組の骨格..... 324
５．１．３　脱ロシアエネルギーに向けた EU 加盟国の直近のエネルギー政策.... 330
５．１．４　エネルギー危機に直面した欧州における BEV 化潮流..... 339
５．１．５　欧州諸国のエネルギー事情、GHG 排出量トレンドと見通し 346
５．２　加速する欧州のカーボンニュートラル、社会循環プロジェクト..... 349
５．２．１　バイオ燃料、液体合成燃料技術開発の進捗と今後の展開..... 349
５．２．２　SAF の実用化に向けた生産者と航空会社の取り組みと課題 360

５．２．３　クリーンメタノール、エタノールの事業化プロジェクトと課題..... 373
５．２．４　バイオエネルギー、バイオマス発電、廃棄物処理の事業化と課題... 377
５．２．５　クリーン水素の新エネルギーとしての重要度、展開と課題..... 388
５．２．６　クリーンアンモニアの新エネルギーとしての重要度、展開と課題... 407
５．２．７　CCS プロジェクトの進捗と政府の助成 419
５．２．８　欧州各国における廃プラスチック再生利用の進展..... 428
５．２．９　エチレンプラントの燃料・原料転換、原料高騰に対する対応動向... 430
５．３　ロシアエネルギー危機前後の欧州メジャーの両立対応戦略の最新動向. 435
５．３．１　資源エネルギーメジャー企業他の業績見通し、CN 事業戦略 435
５．３．２　既存製油所などへの次世代型導入、産業間連携による事業戦略例... 458
５．４　カーボンクレジットに係る諸制度国際標準化への変化..... 463
５．５　欧州化学業界のマスバランス認証の取得状況と今後の展開..... 466
５．６　RING 組合と欧州現地サイトとのリモートインタビュー 469
５．７　欧州調査総括と CNK構築に向けた絵姿・ロードマップ策定への考察 ... 469

６．　石精石化製品の短中期需給バランス試算、精製余力、課題..... 476
６．１　2026 年度全国及び地域別石精 LP モデル及び石化モデルの設定 476
６．１．１　全国石精 LP モデルと石化モデル作成における基本的考え方..... 476
６．１．２　全国石油精製 LP モデルの設計と作成..... 477
６．１．３　全国石化バランスモデルの設計と作成..... 482
６．２　需給試算の手順、要生産量設定と試算結果..... 486
６．２．１　全国石精 LP モデルと石化バランスモデルの試算手順..... 486
６．２．２　要生産量と生産量の定義、石油製品の要生産量の設定方法..... 486
６．２．３　2026 年度の全国石油製品の需要想定と要生産量の算出 487
６．２．４　2026 年度全国精製 LP モデルによる試算結果と考察 493
６．２．５　2026 年度全国石化バランスモデルによる試算結果 504
６．３　地域別石油精製 LP 及び石化モデルの構成と需給試算結果..... 510
６．３．１　2026 年度 3 地域別石精 LP 及び 3 地域別石化モデルの設定 511
６．３．２　2026 年度関東地域石精 LP モデルによる試算結果、輸出量と考察 ... 515
６．３．３　2026 年度中部地域石精 LP モデルによる試算結果、輸出量と考察 ... 521
６．３．４　2026 年度瀬戸内地域石精 LP モデルによる試算結果、輸出量と考察 . 526
６．３．５　石化 3 地域モデルの構築、同定及び 2026 年度試算結果と考察..... 532

７．　炭素循環型コンビナート構築へ向けた近年の開発及び社会実装の状況..... 539
７．１　再生可能エネルギー導入の国内外の進展と政府の助成状況..... 539
７．２　国内外のクリーン水素・アンモニアの開発導入状況と各国政府の支援. 541
７．２．１　グリーン水素開発と導入計画、各国政府・団体の支援状況..... 541
７．２．２　水素やアンモニアをエネルギー源とする内外の取組み..... 545
７．３　バイオ燃料動向と各国政府の支援状況..... 554
７．４　国内外の CCUS の取組み状況と課題..... 560
７．５　廃プラリサイクルの状況、バイオプラスチック開発導入実績と課題... 574

７．６　国内外の CN 具体策の Scope1,2 及び Scope3 分類例..... 582

８．　低炭素化（カーボンニュートラル）コンビナート構築検討..... 587
８．１　世界の分断を踏まえた次世代 CN コンビナート構築..... 587
８．２　CN ロードマップ策定手順、WG 編成と検討項目..... 588
８．３　コンビナートの 2030 年 CO2 削減目標値の試算結果と省エネ率設定.... 594
８．４　2022 年度版コンビナートの目指す姿と CN 具体策検討結果 606
８．５　石精とエチレンセンターの 2030 年度 CO2 排出削減予測、課題、展開.. 633
８．６　アジア圏における CN コンビナートロードマップ策定の提案例..... 639
８．７　アジアへの進出と技術移転によるビジネスチャンス..... 652

Ⅲ　本調査のまとめ 659
９．　令和４年度委託調査の要旨..... 659
９．１　エネルギー移行期の海外石油コンビナートの国際競争力・環境調査... 659
９．１．１　欧州調査結果の総括と考察..... 659
９．１．２　米国調査結果の総括と考察..... 661
９．１．３　アジア圏調査結果の総括と考察..... 663
９．２　コンビナート国際競争力総合評価..... 664
９．３　石精・石化製品の短中期需給バランス試算、精製余力、課題..... 665
９．４　エネルギー移行期の低炭素化コンビナート構築検討..... 667
９．５　全調査研究の総括..... 668

Ⅰ　本調査の目的

世界的な脱炭素への意識の高まりを踏まえ、日本は、２０５０年までに温室効果ガスの排出を全体としてゼロにする、カーボンニュートラルを目指すことを宣言した（２０２０年１０月）。これを受け、石油業界においては「石油業界のカーボンニュートラルに向けたビジョン（目指す姿）」を策定するなど、業界単位でチャレンジングな目標や取組が示されている。

他方、こうした取組を効率的かつ効果的に進めていく上では、上記のような業種単位の取組のみならず、業種間の連携によるヨコの取組も重要となる。とりわけ、各地に立地するコンビナートは、地域特性やニーズに応じて石油精製業（製油所）のみならず鉄鋼や化学など、複数の産業が集積する。こうしたコンビナート単位で、カーボンニュートラル等の動きを踏まえ、成長に向けたビジョンを検討・策定することは有意義である。

本調査では、製油所を中心として、カーボンリサイクル技術やグリーン化技術などの最新技術を取り入れながら、国内 9 地区のコンビナートの目指すべき姿を達成するまでの道のりを示したロードマップ案を策定する。それらを基に各コンビナートで集積する産業全体の競争力強化に向けた対話を促進させ、連携事業を創出・促進する政策立案に一助となる目的として実施する。

本調査の具体的な内容については、以下のとおりである。

（１）　エネルギー移行期の海外石油コンビナートの国際競争力・環境調査

短中期的な観点から、ロシア経済制裁下の輸出競合相手となる中国、中東等のアジア圏の大規模新興工業団地や、米国第２次シェール革命の進展（設備の投資動向及び戦略等）がアジア圏の国際競争に及ぼす影響調査、及び脱ロシアエネルギー政策に腐心する欧州の足元政策、中長期的な観点から脱炭素および資源循環型社会構築を進める欧州産業界の実態や事業戦略等を調査する。特に、欧州の足元のエネルギー安定供給確保とクリーンエネルギーの早期導入に向けた政策と、これに連動して CN ソリューションの社会実装が先行する欧州諸国の主力工業団地の動向、戦略等の調査をもとに、今後、日本の CN 及び新たな国際競争力強化の具体的な方向を分析するとともに、石油コンビナート９地区の取るべき、ダブルトランジション（脱ロシア資源エネルギー＋脱炭素化）における両立対応策（国際競争力強化＋脱炭素化）を具体的に検討する。

調査に当たっては、必要に応じて国内外の石油精製事業者及び石油化学事業者等へのリモートまたは面談ヒアリングを実施し、現実性のある調査に努める。

（２）　国内石油コンビナートの国際競争力評価・分析、環境保全策を含む新指標更新

石油・石化製品市場における他国企業との今後の競合を見据え、資源エネルギー庁資源・燃料部石油精製備蓄課（以下、「石油精製備蓄課」という。）が指定する国内の石油コンビナートと海外の主要石油コンビナート（２０ヶ所以上）を対象に、製品の製造能力や収益性などの指標（石油精製備蓄課より提示）を用いた競争力の比較分析・総合評価を行い、国内石油コンビナートの立ち位置と国際競争力強化に向けた課題を抽出・整理、また、カ

ーボンニュートラルによる環境項目の評価を加味することで、次世代に向けた新たな国際競争力として相対評価する。

（３） 石油・石化製品の需給バランス、ＣＯ2 排出量試算と分析調査

国内石油コンビナート間の連携事案創出に向けた基礎資料として、日本地域別の石油・石化製品等の需給バランス、装置別稼働量の変化、CO2 排出量箇所を調査する。

具体的には、石油製品需要想定検討会から令和 4 年 3 月 30 日に提示されている「2022～2026 石油製品需給見通し（案)」等に基づき、全国及び地域別（関東・中部・瀬戸内）の石油・石化製品の需給バランス、装置稼働量等の試算を行う。これにより、今後国内で余剰、又は不足が見込まれる製品および各地区の個々の設備を特定し、各地域での需給インバランスを定量的に把握するとともに、専門的な解析によって、コンビナートの連携競争力強化事案の創出に役立てる。また、炭素税導入を想定し、石精・石化需給試算 LP モデルの各装置に、二酸化炭素排出量算出式を加えて、CN の視点に基づく改善点も抽出する。

（４） エネルギー移行期の低炭素化コンビナート構築検討

（１）～（３）の調査結果をもとに、石油コンビナート 9 地区の目指す姿の精度アップと第一政府目標（2013 年度対比 2030 年度 46%CO2 削減）を 9 地区目標として設定する。

LP モデルを改良し、各地区の CO2 排出量を算出する。これらの CO2 削減目標に達するために、各地区固有の CN ソリューションの導入優先順位を付けた「ロードマップのひな型」を策定する。これに基づき、CN 連携・統合促進計画の PDCA を行い、9 地区石油コンビナートの自律的な継続検討を促す。

調査に当たっては、必要に応じコンビナート地区に立地する石油精製事業者及び石油化学事業者等へのヒアリング等を実施する。

RING 組合では、これまで日本のコンビナートの目指す姿として、日本のエネルギー安定供給と国際競争力強化の観点から「地域コンビナートの最適化」を検討、提案し、組合員で構成する調査専門委員会とともに調査を行ってきた。

本調査結果は、昨今のエネルギー環境の変化の中において、国内コンビナートの CN 化に向けて具体化するための内容として、大いに役立つものである。今後日本のエネルギー保障、安定供給の確保と CN への変革を進めながら、コンビナートの持続的発展に向けた政策立案の一助となるよう調査・分析を実施していく。

Ⅱ　調査内容

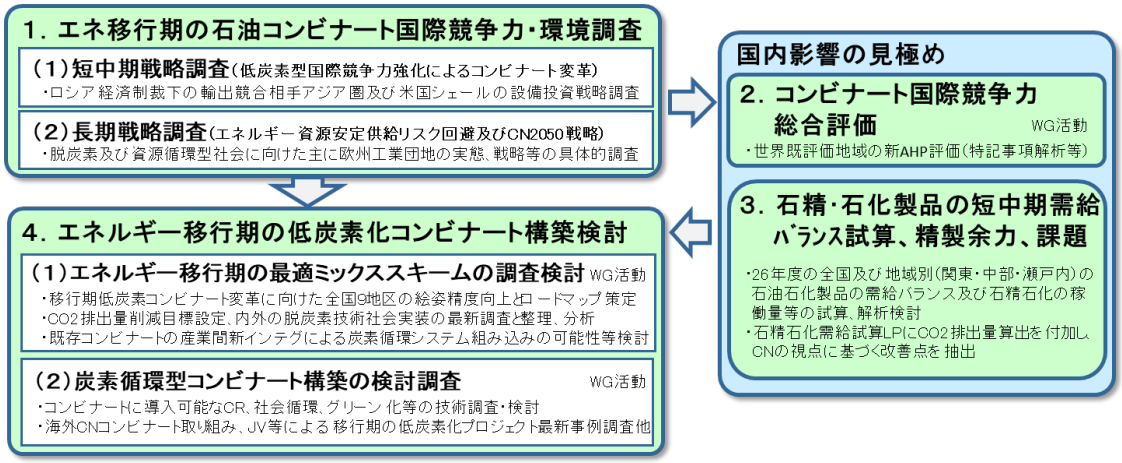
1.　調査の体系と概要

１．１　調査体系

最近の国際情勢及び、調査の視点を踏まえ、今年度調査体系（図表 1.1.1 今年度調査の体系図表 1.1.1 参照）とワーキング及び各調査の要点・進め方（図表 1.1.2 参照）を整理した。

RING 組合が設定した各検討グループと基本的考えを共有化して、効率的な遂行に取り組むこととする。以下に、取り組み課題の要旨を掲げる。

図表 1.1.1 今年度調査の体系



図表 1.1.2　今年度調査の内容と進め方

項　目	内　容	進め方
１．エネルギー移行期のコンビナートの国際競争環境調査	・　ロシアのウクライナ侵攻後のエネルギー動向とカーボンニュートラルに向けた取り組みを中心にアジア・米国のコンビナートの設備投資、今後の戦略等の調査 ・　循環型社会、CO2 削減に向けた各国コンビナートの長期的な取り組み、技術開発状況の調査	事務局＋調査研究Gメンバー情報＋現地調査
２．コンビナート国際競争力総合評価	・　世界の対象地域のアップデート	WG 活動
３．　地域別石精・石化製品の短中期需給バランス試算	・　インバランスモデル（全国、３地域）による需給バランス試算 ・ 設備の改廃・新設、中長期想定、原油選択等の課題検討	事務局＋調査研究Gメンバー情報
４．エネルギー移行期の低炭素コンビナートへの変革検討		
(1) エネルギー移行期の最適ミックスキームの調査検討	・　全国９地区の絵姿精度向上とロードマップ策定 ・CO2 削減量目標の設定と内外の脱炭素技術社会実装と開発の最新調査と整理、分析ならびに取組状況の調査	事務局＋WG 活動メンバー情報
(2) 炭素循環型コンビナート構築の調査	・各地区コンビナートに導入可能な CR、CC、グリーン化等の技術調査・検討	事務局

１．２ 調査の視点

１．２．１　エネルギー移行期の海外石油コンビナートの国際競争力・環境調査

国際競争環境調査（短中期＆長期戦略）においては、調査先への直接の訪問が困難な状況下においても、よりリアルな実態を把握するために、可能な限りリモート環境等を活用して現地関係者との直接の情報交換による調査を行う。一連の調査を通して、日本のコンビナートが目指すべき方向性を確認する。また、CN の進展と国境炭素税導入の可能性等、それらが引起こす様々な課題を考慮して、日本のコンビナートが備えるべき課題を検討する。

（1） 輸出入において競合相手となる各国のコンビナート設備投資動向及び戦略

米国では第２次シェール革命が確立し、欧州へのシェールガス・オイルの輸出が急増している。また、新興国の工業団地では、石油精製の石油化学シフトが顕著に進んでいる。

このような足元での急変を踏まえて、中東を含むアジア各国及び米国のコンビナート設備投資動向及び戦略等の調査に加え、長期的な観点から脱炭素社会に向けた各国コンビナートの取組や技術開発の状況を調査する。

これらの調査に基づき、今後、日本市場に与える影響を分析するとともに、日本の石油コンビナートが取るべき対応策について検討する。

（2） 脱炭素社会に向けた各国コンビナートの取組や技術開発

化石燃料から再生可能エネルギーへの転換に加えて、水素・アンモニア等の新エネルギーへの転換による脱炭素に向けた世界の主要国、産業、企業、コンソーシアム等の取り組みを調査する。これらの調査をもとに、今後の日本の市場に与える影響を分析するとともに、日本が 2050 年カーボンニュートラルを達成するために、石油コンビナートの取るべき対応策について検討する。

１．２．２　国内外石油コンビナートの国際競争力評価・分析

地球温暖化に対する「地球環境保全への対応」及び、燃料油から石化への大規模シフトスキームによる国際競争力強化等の国内外のコンビナートを取巻く環境変化に力点を置いて、階層化意思決定法に基づいた評価分析を行う。

１．２．３　石油・石化製品の需給バランス、CO2 排出量試算と分析調査

LP 構築及び試算結果分析と解析の実務経験を踏まえて、全国及び 3 地域別石精石化インテグ LP モデルによる石精･石化製品の中長期需給バランス試算結果を解析するとともに、今年度からは、試算結果をもとに、装置別 CO2 排出量を算出し、大量排出装置を特定する。

「需要想定委員会による 2026 年度の石油製品需要想定」と素材産業課より提示される「石化製品需要想定」に基づき、2026 年度の全国と地域別の需給バランスを算出し、インバランス、CO2 排出箇所の特定等を定量的に解析することにより、競争力強化と CN に向けた課題及び方策を抽出する。

１．２．４　エネルギー移行期における低炭素化コンビナート構築検討

（1） ９地区コンビナートの目指す姿の精度アップと CO2 削減目標設定、ロードマップ作成

・現状調査（９地区の実態、内外 CN ソリューション調査他）

これまでの RING 調査結果、公表資料を元に「コンビナートの現状」を更新する。

各地区コンビナートで実施されている各種検討会、自治体からの情報、企業情報やマスコミ、情報・専門誌、関連の学会等の情報、RING 事業、コンビナート連携事業関連資料（事業実施、成果普及他）等、昨年度までの RING 研究調査結果の整理と解析、現状の設備、主要企業の設備戦略及び企業間の連携・統合の状況

→強み・弱み分析、CN ソリューションの選定、CO2 削減量試算（概略投資額、課題抽出）

（２） 各地区コンビナートのロードマップ策定

９地区調査メンバーの情報を基に、「コンビナートの特徴と課題」、「コンビナートの将来像精査」、「CN ロードマップのひな型策定」、課題を抽出整理する。

（３） 低炭素コンビナート構築効果（CO2 削減試算）

カーボンニュートラルソリューションに係る技術は、社会実装において、採算性他に多くの不確定な課題を有しており、商業化に至っていないものが多いため、技術開発状況を研究開発、実証、実機導入の３段階に区分して、先端及び最新技術を調査する。

調査は、文献調査、各分野エンジニアリング会社関係者との情報交換、「調査専門委員会」における組合員の知見を活用する。（組合シンクタンク機能を最大限活用）

２．国内石油コンビナートの国際競争力評価・分析

２．１ 競争力評価の目的

近年、世界的に地球温暖化対策としてカーボンニュートラルに向けて、多くの国や企業が2050年の目標と対策を公表し、コストを負担しながら、その推進に積極的に取組んでいる。また、日本の石油・石油化学産業は、海外における大規模かつ最新鋭の製油所の新増設、新興国を中心とした世界的な石油需要の増加に伴う資源獲得競争等のグローバル競争に直面している。一方、日本の石油製品の需要は、近年の地球環境問題、省エネ・燃料転換の進展等により、急激なスピードで減少している。今後も構造的な需要減少が続いていく見込みであり、C重油の減少に加え、ガソリン、灯油の需要も減少している。このような環境下において、日本のエネルギーセキュリティ確保の観点からも、国際的にもアジア各国に対抗できる製造拠点となり得る石油コンビナートの果たす役割と重要性は益々大きくなっている。

このような状況下、製油所や企業の枠組みを越えた、石油精製同士や石油精製と石油化学、更には異業種との連携や一体運営による全体最適の推進が益々重要な課題になってきた。特に、地球環境問題への対応を行いつつ、高付加価値生産構造と生産効率の更なる向上により、日本のコンビナートがアジアトップレベルに向けた競争力を確保し、製造業の中枢としての役割を最大限発揮していく事が必要と考える。

本調査では、日本の各石油コンビナートにおける競争力強化に向けた取組みの現状と将来構想について把握するとともに、海外のコンビナートの動向を調査し、日本との競争力比較等を踏まえ、地球温暖化対策、新たな統合運営・連携による供給構造改善・高効率化、高付加価値設備の増強・集約化等に係る課題と対応策を探索する。

２．２ 競争力評価の考え方

２．２．１　想定について

（１） 評価時点の考え方

本調査では、評価時点を2022年、2026年の2時点とする。2026年について、公表された将来の設備増強計画及び現在の社会経済環境を基に予測し得る最も現実的な将来を想定して評価を行った。

各評価時点の考え方（状況）はおおむね以下のとおりである。

① 2022年（現在）

世界的な地球温暖化対策が推進されている状態。RINGⅠⅡⅢ事業、コンビナート連携石油安定供給対策事業、石油産業構造改善事業、立地基盤整備支援事業等による連携、高度統合、設備最適化、構造改善等が行われた状態。

② 2026年

世界的な地球温暖化対策が更に進んだ状態。コンビナートの企業間連携が着実にかつ強力に進められ、更にコンビナート機能融合研究会等の統合運営・広域連携が着手された状態。現在公表されているエネルギー環境、地球温暖化対策、設備増強計画等に鑑み、現時点で予測し得る現実的な将来。

（２） 評価時点の環境想定

現在の 2022 年から 2026 年にわたり、石油産業と石化産業が、国内市場のみならずアジア等への海外市場展開が積極的にできる強靭な攻めの産業体質に転換する方向での環境を想定している。具体的には、今後も拡大が見込まれる中国を始めとしたアジア等のマーケットをターゲットとした競争環境を指している。本調査における 2026 年の具体的な主要環境想定を、図表 2.2.1 に整理する。

図表 2.2.1　2026 年の主要環境想定

No	区分	内容
1.	アジア成長率	
	・中国成長率	大きな潜在市場に伴う経済成長が鈍化
	・国内成長率	低位の成長が継続
2.	アジア石油・石化製品需要	
	・原油・ナフサ需給バランス	中国の原油･ナフサの消費量は経済の成長とともに増加し、アジア地域における原油･ナフサの調達は現在より厳しくなる
3.	国内石油・石化製品需要	
	・ガソリン、灯油、軽油等の燃料油需要	低燃費車、EV、人口の減少、省エネ等からガソリン・灯油・軽油は減少傾向。重油は大幅な減少傾向。
	・石化製品の需要	汎用品は減少傾向、高付加価値誘導品は増加傾向
4.	環境対応	
	・地球温暖化対策	主要国と一部の企業が 2030 年、2050 年の脱炭素レベルの目標を表明している

２．２．２　評価手法の要件

前述の目的を達成するためには、評価手法として、以下の要件を満たす必要がある。

・競争力評価の評価軸は極めて多岐にわたるため、それらを総合的に評価できること
・各評価軸の重みは、将来の環境変化によって変わることからその変化を考慮できること
・最終的なアウトプットは分かりやすいものであること
・各コンビナートの特性を考慮できるものであること
・海外を含めた国際的な評価ができるものであること　等

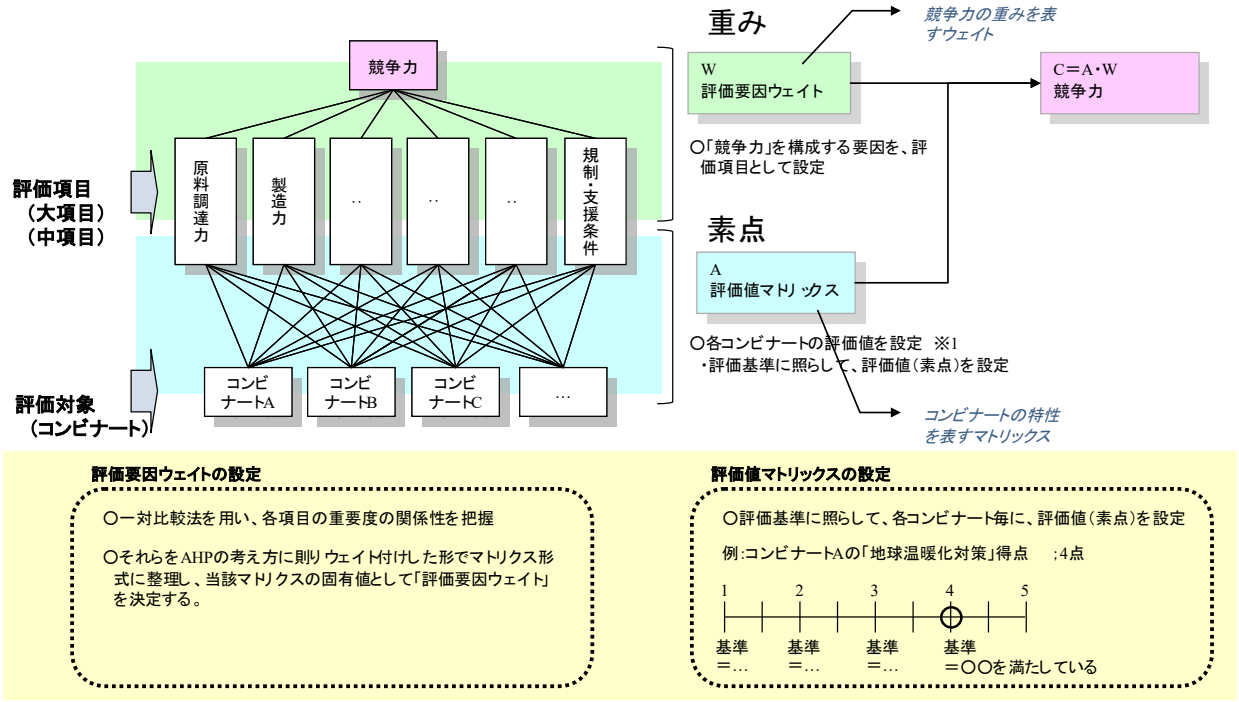
（２） 評価手法の適用

① AHP の概要

前述の要件を満たす評価手法として、AHP（Analytic Hierarchy Process；階層化意志決定

法）があり、本調査では同手法を用いて競争力評価を行うこととする。
階層化意志決定法（AHP）は、1970 年代に米 Thomas L. Saaty 教授（ピッツバーグ大学）によって開発された手法である。複雑に絡合った多様な要素のバランスを考慮しながら、簡便に意志決定を行うことが可能な手法として知られている。首都機能移転候補地選定などの国レベルの政策決定から、人事評価・商品開発などの企業経営上の意思決定まで、幅広く利用されており、手法自体の妥当性は既に認知されている。
AHP の概念図及び基本式を、図表 2.2.2、図表 2.2.3 に示す。

図表 2.2.2　AHP の概念



図表 2.2.3　AHP の基本式

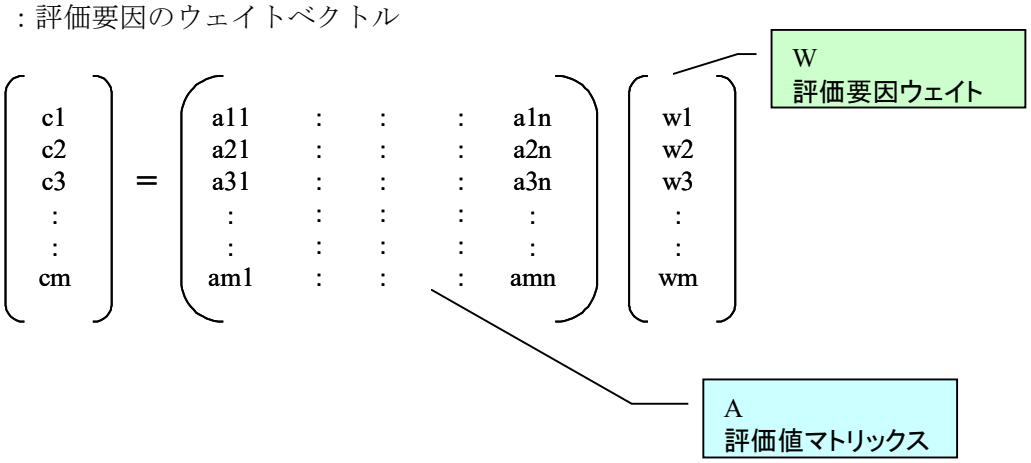
C＝A・W

C ：AHP により算出された選択候補の選考ベクトル（今回のケースでは競争力に相当）

A ：選択候補の評価要因に関する評価値マトリックス

（構成要素 aij は、選択候補 i の評価要因 j に関する評価値）

W ：評価要因のウェイトベクトル



② 評価要因ウェイト

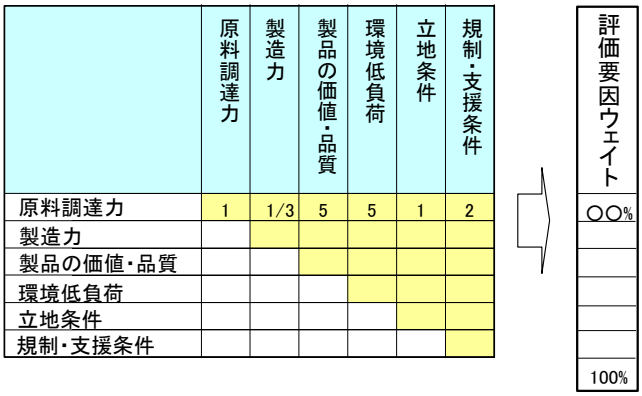
図表 2.2.3 における評価要因ウェイト（「競争力」を構成する各評価項目の重み）の計算方法イメージを図表 2.2.4、図表 2.2.5 に示す。

評価要因ウェイトは、まず、図表 2.2.4 に示す一対比較法にて各項目間の重要度の関係性を把握し、それらを図表 2.2.5 に示すマトリックス形式に整理する。それらから当該マトリックスの固有値として「評価要因ウェイト」を決定する。

図表 2.2.4　一対比較（イメージ）

ウェイト	9	8	7	6	5	4	3	2	1	1/2	1/3	1/4	1/5	1/6	1/7	1/8	1/9	
	左の項目が絶対的によい	（中間）	左の項目が非常によい	（中間）	左の項目がよい	（中間）	左の項目が若干よい	（中間）	左右同じくらいよい	（中間）	右の項目が若干よい	（中間）	右の項目がよい	（中間）	右の項目が非常によい	（中間）	右の項目が絶対的によい	
原料調達力											1							製造力
原料調達力					1													製品の価値・品質
原料調達力					1													環境低負荷
原料調達力									1									立地条件
原料調達力								1										規制・支援条件

図表 2.2.5　評価要因ウェイトの計算方法（イメージ）



なお、後述するとおり本調査では、評価項目を「大項目」と「中項目」によって階層化する。この時、評価要因ウェイトは図表 2.2.6 に示すとおり、「大項目」「中項目」毎に全体が 100%となるように規格化し、競争力を大項目、中項目のいずれでも表現できるようにする。

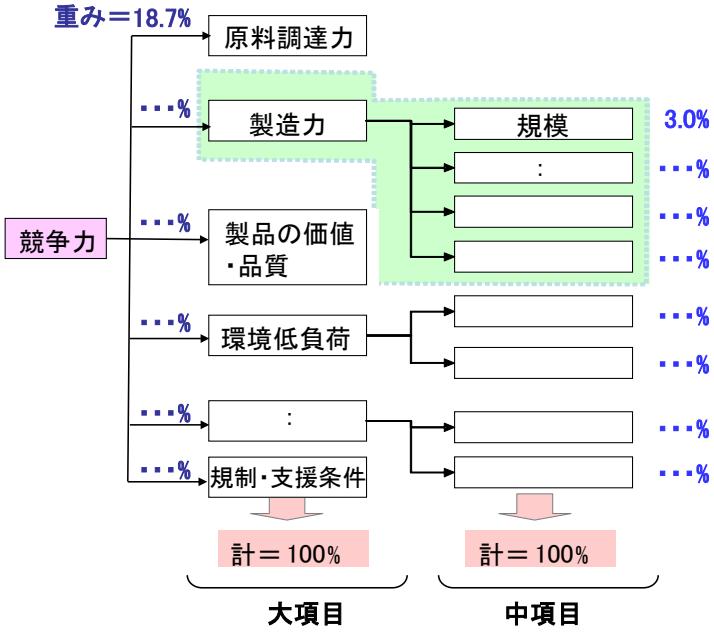
ウェイトの決め方（手順）は、おおむね以下のとおりとなる。

１．前述の一対比較法を用いて、「大項目」のウェイトを決定する。

２．各「大項目」毎に、一対比較法を用いて「中項目」のウェイトを決定する。

「大項目」のウェイトを決定する際には、各大項目に含まれる中項目の数が異なることから、それら項目数の違いに配慮した上で、大項目のウェイトを決定する必要がある。

図表 2.2.6　評価要因ウェイトの全体構成（イメージ）



③　評価値マトリックス

評価値マトリックスについては、中項目毎に「評価の視点」と「標準」を明確化した上で、評価値（素点）の設定を行っている。評価値マトリックスの設定のイメージは表 2.2.2 に示

したとおりである。

（3） 評価対象

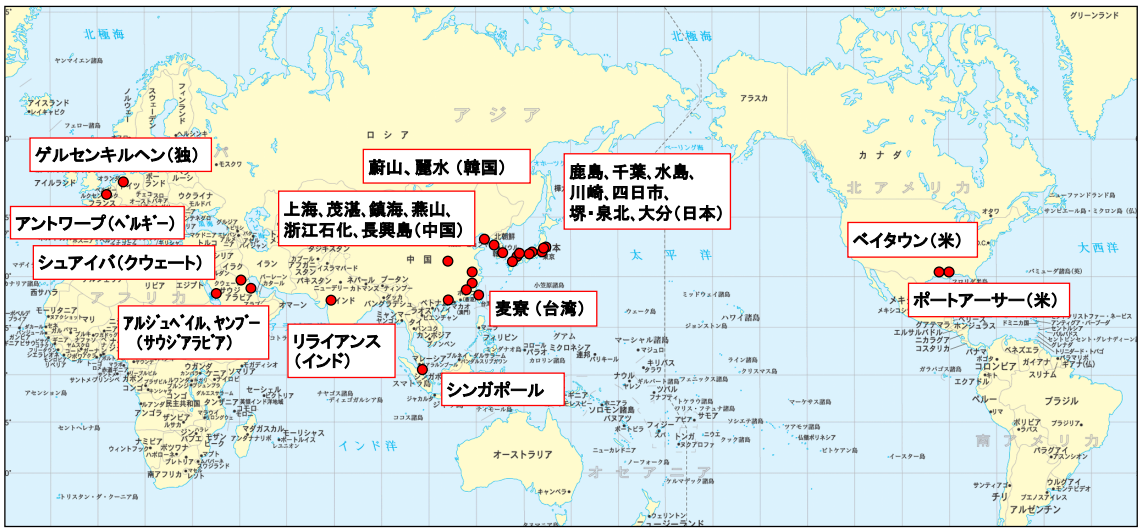
日本については、鹿島、千葉、水島、川崎、四日市、堺泉北、大分の 7 地区を対象とした。図表 2.2.7 に評価対象コンビナートを示す。海外は 18 地区を対象とした。中国泉港の代わりに中国浙江石化を評価対象とした。同地区では浙江石化がパラキシレン製造（800 万ｔ/年）を目的とした製油所を 2019 年から稼働させている。また、同年にナフサ分解炉（280 万ｔ/年）を稼働させた。

海外のコンビナートについては、いずれも種々の情報入手とともに RING 組合が web 会議を行って調査・解析したものである。

図表 2.2.7　評価対象コンビナート

国名	地区
日本	7 地区（A～G）
韓国	韓国蔚山
	韓国麗水
台湾	台湾麦寮
中国	中国上海
	中国茂湛
	中国鎮海
	中国燕山
	中国浙江石化
	中国長興島
シンガポール	シンガポール
インド	リライアンス
欧州	ベルギー（アントワープ）
	ドイツ（ゲルセンキルヘン）
米国	ベイタウン
	ポートアーサー
中東	サウジアラビア（アルジュベイル）
	サウジアラビア（ヤンブー）
	クウェート（シュアイバ）

図表 2.2.8　評価対象コンビナート



本調査では、中国を始めとしたアジア等のマーケットをターゲットとした競争環境を想定している。そのため、欧州（ベルギー・アントワープ、ドイツ・ゲルセンキルヘン）や米国（ベイタウン、ポートアーサー）、中東（サウジアラビア、クウェート）等については、日本とは直接的な競争関係とはならないと考えることもできるが、競争力評価の源泉を分析する上で有効な視点を提供し得るものとして評価対象としている。

（4）　評価項目

本調査では、全体の競争力を以下の 6 区分の大項目で構築する。大項目の下に合計 32 区分の中項目がある。本年度は、脱炭素による事業環境の変化を受けて評価ウェイトを見直した。

		中項目
○原料調達力	；Input 部分の競争力	原料多様化等
○製造力	；Process 部分の競争力	規模等 15 項目
○製品の価値・品質	；Output 部分の競争力	脱硫能力等
○環境低負荷	；環境低負荷面での競争力	地球温暖化対策等 4 項目
○立地条件	；環境、立地等の競争力	インフラ等 8 項目
○規制・支援条件	；規制緩和等の面での競争力	規制等

（5）　手法の特徴と留意点等の再整理

①　手法の特徴

本競争力評価に当たっては、コンビナートの国際競争力を、総合的な観点から評価することに主眼をおいている。現実には定性的にしか評価できない項目が存在したり、収集可能な情報レベルが各コンビナートで異なっていたりする中で、コンビナート全体としての評価を可能な限り定量的観点から試みようとしている。

② 留意点等

今回用いた手法は、現時点では最善のものであるものの、以下の「留意点・限界点」が存在することに留意する必要がある。

中項目について、必ずしも全てが定量化できる項目ではない。

海外コンビナートをはじめ、収集できる情報に限界がある（各コンビナートで情報収集レベルが異なる）。

特に海外における将来計画については、その実現可能性等の信頼性等に幅がある。

国内コンビナートについても、将来における素点設定については、基本的に将来計画に基づいて設定を行っている。

２．３ 評価結果

２．３．１ 2022 年石油コンビナート国際競争力評価

図表 2.3.1 に 2022 年の評価結果を示す。「ベイタウン（米）」がトップである。シェールによって国産原油比率が 60%を超え、エタンを原料とするエチレン分解炉新増設によって「原料調達力」が高い。また、規模、重油分解能力、石化原料供給力などの「製造力」にも競争力を持つ。

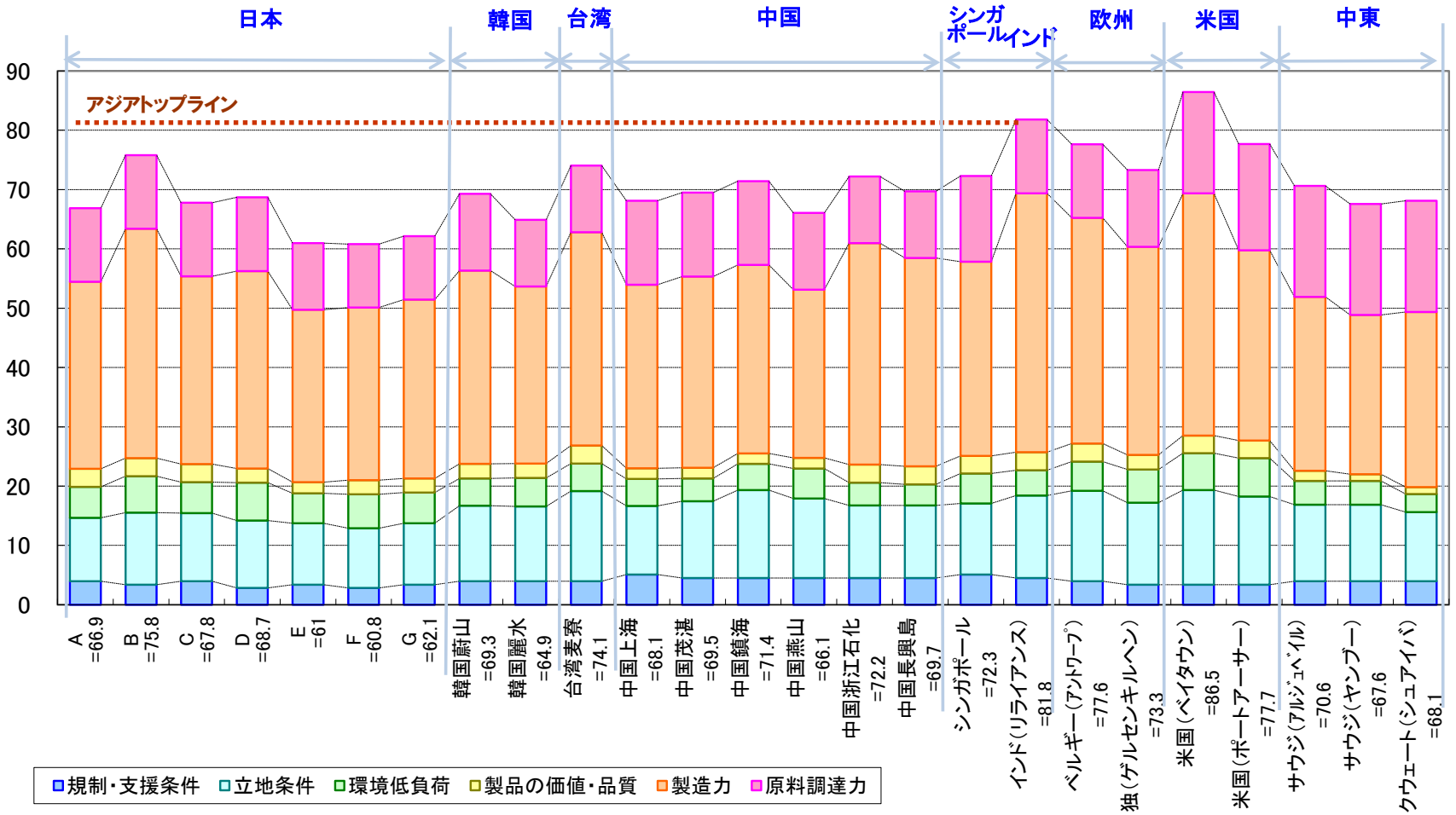
アジア地域で高評価となっているのは、「インド（リライアンス）」、「日本 B」、「台湾麦寮」、である。概して、ウェイトの高い「製造力」「立地条件」での素点が高く、高評価となっている。中項目で見ると、いずれも「重油分解能力」が高く、「石化原料供給力」に強みを有している。

２．３．２ 2026 年石油コンビナート国際競争力評価

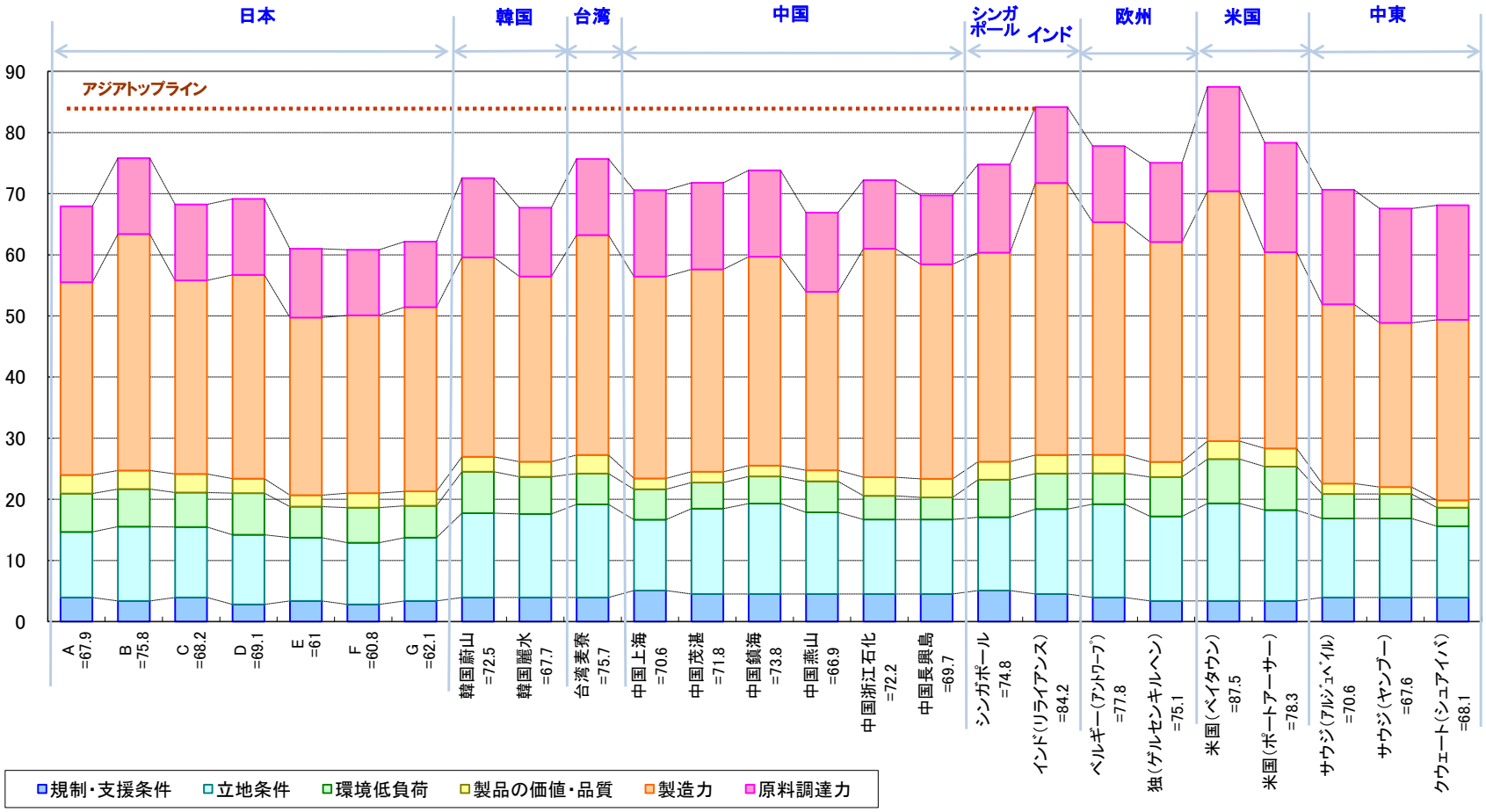
図表 2.3.2 に 2026 年の評価結果を示す。「ベイタウン（米）」がトップである。「原料調達力」が高いことに加えて、安価なシェール由来の天然ガスによって CO2 とエネルギーコストを低減している点及び先進的な廃プラリサイクルプラントの稼働によって「地球温暖化対策」の評価が高い。2 位は「インド（リライアンス）」であり、「規模」「重油分解能力」等により「製造力」を高めている。

アジアでは「インド（リライアンス）」、「台湾麦寮」、「日本 B」、「シンガポール」が高評価となった。2 位の「台湾麦寮」は「製造力」が高く、中でもウェイトが高い中項目「規模」、「重油分解能力」、「石化原料供給力」の評価が高い。

図表 2.3.1　2022 年石油コンビナート国際競争力評価



図表 2.3.2　2026 年石油コンビナート国際競争力評価



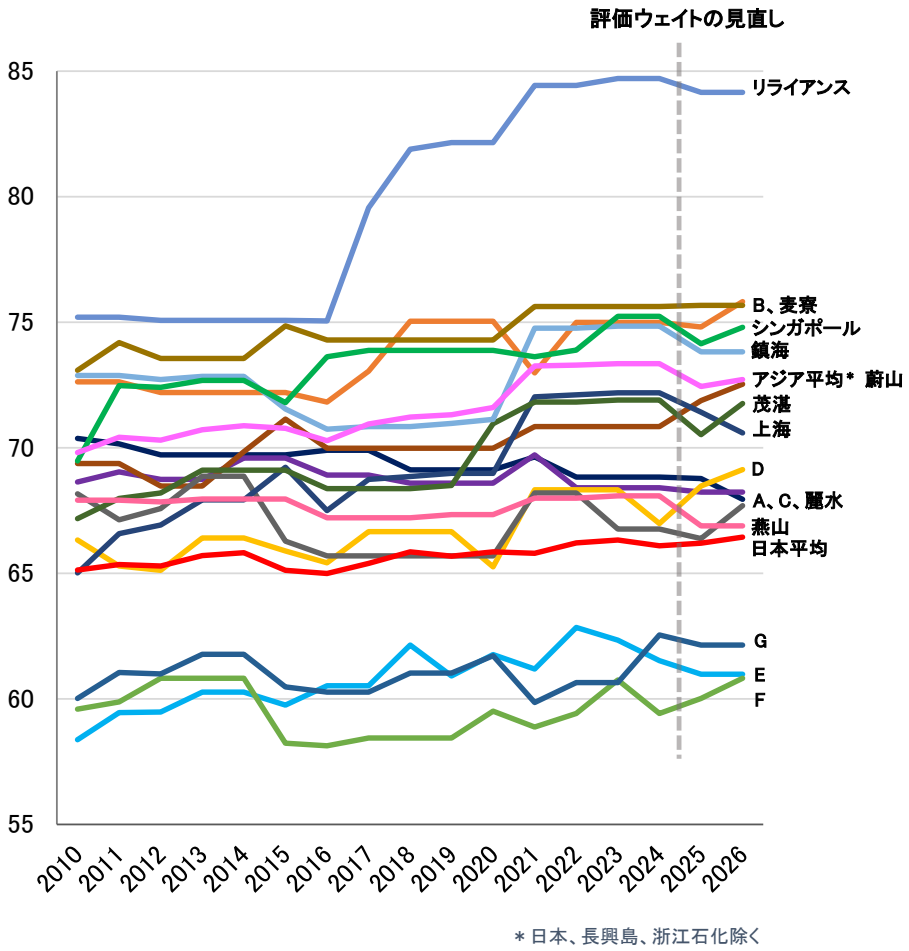
２．４ アジアとの競争力比較分析

２．４．１　アジアトップレベルとの比較

日本のコンビナートとアジアトップレベルとを比較分析し、日本のコンビナートの競争力を強化する上での課題を抽出し、具体的な方策を検討する。

アジアのコンビナートの 2010 年から 2026 年までの競争力の推移を図表 2.4.1 に示す。インド（リライアンス）は、旺盛な設備投資によりトップレベルから更に競争力を伸ばしている。日本平均でみると徐々に向上しているが、アジア平均の伸びを下回っている。

図表 2.4.1　2010 年から 2026 年までの競争力推移



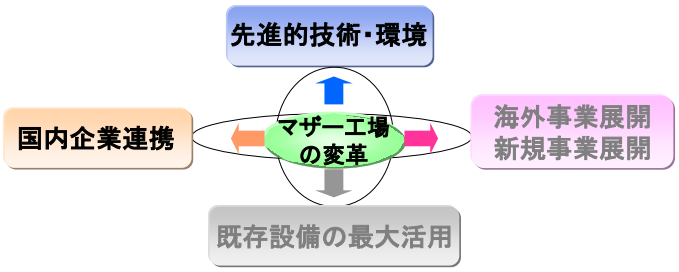
＊日本、長興島、浙江石化除く

２．４．２　競争力強化の方向性と具体策

（１）　競争力強化の方向性

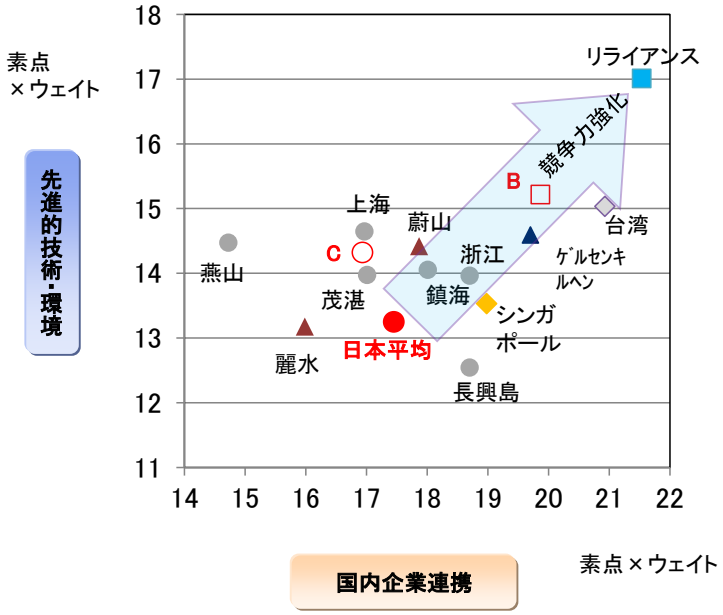
日本の石油石化業界における国際競争力強化の方向性を図表 2.4.2 に示す。本調査においては、「国内企業連携」及び「先進的技術開発」に関連する中項目にウェイトが置かれていることから、この２つを評価軸として国際競争力の評価を行う。「国内企業連携」に関連する中項目は、原料多様化（NGL、灯軽油活用等）、石化留分の活用、石化原料供給力、コンビナート共同用役化、コンビナート配管整備等である。「先進的技術開発」に関連する中項目は、重油分解能力、エチレン分解炉のエネルギー原単位、再生可能燃料の活用、地球温暖化対策、グリーン・ブルー水素、研究設備充実等である。

図表 2.4.2　国際競争力強化の方向性



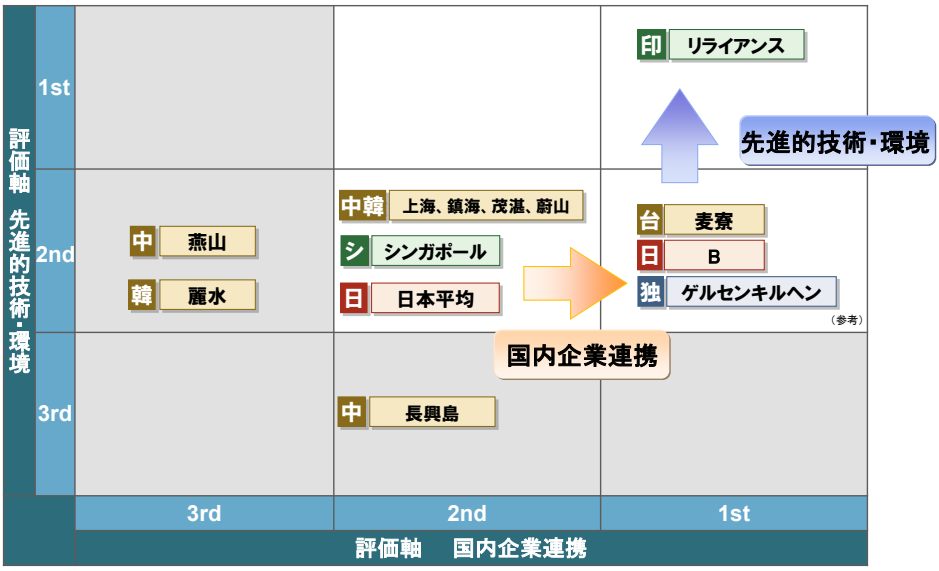
「国内企業連携」と「先進的技術開発」係る中項目の素点×ウェイトを各々合計する。2 つの合計値を評価軸として各コンビナートをマッピングしたものが図表 2.4.3 である。2026 年を対象とした。日本のトップクラスである B は、リライアンスと台湾に続いて「国内企業連携」と「先進的技術開発」の評価が高いが、日本平均は両指標においてやや低いレベルにある。

図表 2.4.3　日本とアジアの競争力マップ（2026 年）



この競争力マップを分かり易くするために、評価軸毎に 1 位群(1st)、2 位群(2nd)、3 位群(3rd)に分けて整理したものが図表 2.4.4 である。日本は中央のマスに位置し、その右の国内企業連携に優れたグループには台湾麦寮やゲルセンキルヘンが位置する。両評価軸の最高位にはリライアンスが位置する。日本トップの B は、国内企業連携の評価を向上させ、競争力強化の方向性に沿って投資を行っていることが分かる。
日本は、比較的即効性のある「国内企業連携」の強化を推進し、更に中長期的に「先進的技術開発」を進めることで競争力強化を図ることが必要である。

図表 2.4.4　競争力強化の方向性（2026 年）



２．４．３　競争力強化のための具体策

日本のコンビナートは、アジアの競争力向上に対して、マザー工場として更なる競争力強化を早急に実行する必要がある。統合運営・広域連携による供給構造を改善する必要があり、高効率、高付加価値設備の有効活用や増強等による設備最適化によって競争力強化を実現していくことが肝要である。競争力強化のための具体策を図表 2.4.5 に示す。

図表 2.4.5　競争力強化のための具体策

中項目	競争力強化の主な具体策
原料多様化（NGL・灯軽油活用）	・エチレン分解炉のエタン、LPGの原料化
重油分解能力	・TOP集約・統合運営・JVによる分解装置の相対的能力向上 ・重油分解装置の高効率化・デボトルネッキング
石化原料供給力（プロピレン、BTX供給）	・高温分解型FCCによるオレフィン生産、BTX回収 ・オンパーパスプロセスによる統合生産
コンビナート共同用役化	・IOT/DXを活用した用役共同運営による集約化・高効率化
再生可能燃料の活用	・バイオジェット・ディーゼルの製造
地球温暖化対策	・燃料低炭素化、廃プラリサイクル、CO2回収、メタノール化共同運営、CCS
グリーン・ブルー水素	・グリーン・ブルー水素の生産・輸入
インフラ整備	・大型共同輸出基地による輸出効率化、物流改革

３．海外石油コンビナートの国際競争・環境調査１－アジア圏の調査と分析

３．１ 実態調査の目的と調査対象の選定

３．１．１　調査の背景と目的、調査方法

（１） 調査の背景と目的

突然のウクライナ侵略戦争は、世界エネルギー事情を一変させたばかりか、欧米日の経済制裁が長引くにつれ、世界経済デカップリングを引き起こしている。一方、欧米の脱ロシアエネルギー政策に対して、アジア圏では全く正反対の動きが躍動し始めている。世界最大のエネルギー・素材の消費国である中国やインドは、足元の割安なロシアの化石資源獲得に動き、石炭火力増強への兆しを見せ始めた。同じアジア圏でも中東は、足元の石油・ガス資源輸出、汎用化学品製造拡大だけでなく、豊富な再生可能エネルギー資源を背景に次世代事業創出を狙い、欧米の脱炭素化政策を見ながらエネルギーダブルトランジション（脱ロシアエネルギーと脱炭素化）における巧みな舵とりを行っている。特に、ウクライナ戦争後の原油市場の casting vote を握ったサウジアラビアは真の勝者といわれている。

欧米のハイドカーボン事業の成熟に対し、中東を含むアジア圏では、大規模化による完全内製化が今もって先決課題で、国家政策・企業の事業戦略においてカーボンニュートラルが優先することはなく、地球温暖化防止への積極性は見られない。欧米に比べてアジア圏のカーボンニュートラル国家政策は混迷しているといわざるを得ない。コロナ禍及びロシア危機により、電力価格は高騰し、インフレも加速しており、世界最大の CO2 排出国であり続ける中国、インドなどのカーボンニュートラル政策は、事実上逆の方向に流れ始めている。

日本の石油コンビナートは、2030 年度の CO2 排出量 46%削減（2013 年度比）の国家目標を目指しつつ、アジア圏コンビナートとの厳しい国際競争にサバイバルし、「国家エネルギー・素材安定供給」を全うしなければならない。ダブルトランジションの時代において、次世代型の国際競争力を有すカーボンニュートラルコンビナートを一歩先に構築し、アジア圏への普及を目指す。そのために、アジア諸国の政策、新興コンビナートを追跡調査し、その結果を国内コンビナートの国際競争力強化とカーボンニュートラルコンビナート構築に向けて、目指すべき姿とロードマップの策定に役立てる。

（２） コロナ禍における調査方法

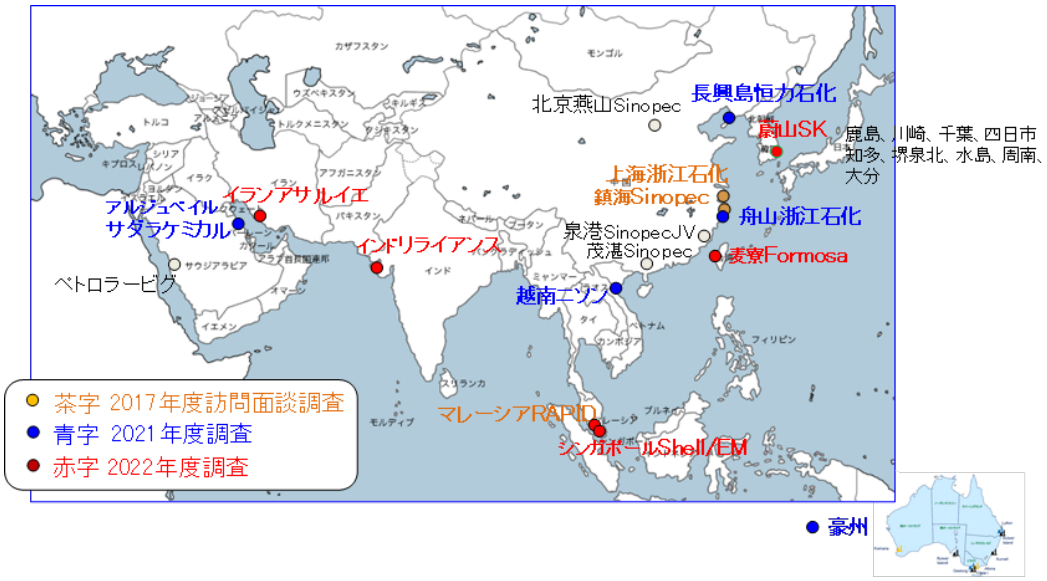
新型コロナウイルス感染症は収束に至らず、2022 年度の RING アジア圏調査において、現地面談調査は難しい状況にある。そこで、最大限リアルな情報収集と実態把握を目指して、固有人脈筋及び、ベンダー支援などを得て、調査対象先との Q&A、先方からの提供資料などにより、本調査の目的を達成する。

３．１．２　アジア圏コンビナートの調査先選定

図表 3.1.1 に、日本の輸出に影響力のあるアジア圏各国の代表的な大規模新興石精石化コンビナートを示す。アジア圏の競争相手となる大規模新興コンビナートを選択し、輸出競合及び環境対応の視点から実態調査し、日本のコンビナートの強みを確認し、次世代型

コンビナート構築に資する。アジア圏諸国としては、韓国、中国、インド、マレーシア、ベトナム、シンガポール、タイ、インドネシア、オーストラリアを選定し、これらの国々と比較するためにサウジアラビア、UAE、イラン、アメリカ、ロシア、欧州代表としてドイツを選定した。

図表 3.1.1　アジア圏各国の代表的な新興石精石化コンビナート



３．２ エネルギー、経済指標、CO2 排出状況調査

３．２．１　経済指標、エネルギー事情比較

エネルギー、経済指標調査においては、GDP、一人当たりの GDP、一次エネルギー消費量、一次エネルギー消費の構成比、一人当たりのエネルギー消費量、一次エネルギーの石油依存度、石油製品（ガソリン、ディーゼル／ガスオイル、ジェット燃料／灯油、重油など）の消費量・生産量、原油処理能力、及びエチレン生産能力などを調査する。なお、各国の生産量の公開データがない場合は、各国の輸出入量を調査し、これと消費量から算出した（図表 3.2.1 参照）。

（1）　中国の人口(世界 1 位)は、2021 年で、日本の 11 倍（2020 年：11 倍)。GDP(世界 2 位)は 2021 年で日本の 3.6 倍である（2020 年：2.9 倍)。

（2）　インドの人口(世界 2 位)が中国に近づいている。近い将来に中国を追い越して世界 1 位になると考えられる。

（3）　アメリカの GDP(世界 1 位)は、2021 年で、中国の 1.3 倍（2020 年：1.4 倍)、日本の 4.7 倍（2020 年：4.1 倍）である。

（4）　一人当たりの GDP は、2021 年で、日本は中国の 3.1 倍（2020 年：3.7 倍)、インドの 15.7 倍（2020 年：22.0 倍)、ベトナムの 11.8 倍（2020 年：14.7 倍）である。日本の一人当たりの GDP の伸び方は、他国に比べて小さい。

（5）　ベトナムの人口は、2021 年で、日本の 0.78 倍（2021 年：0.77 倍）である。一人当たりの GDP はインドと同程度だが、今後発展すると考えられる。

図表 3.2.1　アジア諸国と日本の経済、エネルギー事情比較(2021 年ベース)

		日本		中国		インド		インドネシア		ベトナム	
人口(百万人)2021 年[1]		126		1,412		1,393		276		98	
GDP(兆円)2021 年[1]		592		2128		381		142		44	
一人当たりGDP(百万円/人)[1]		4.7		1.5		0.3		0.5		0.4	
一次エネルギー消費量 石油換算(百万トン)2021 年[2]		422		3,754		844		198		103	
一人当たり一次エネルギー消費量(トン/人)		3.4		2.7		0.6		0.7		1.0	
一次エネルギー石油依存度(2021 年)[2]		37		19		27		34		22	
		消費[3]	生産[3]	消費[3]	生産[3]	消費[3]	生産[3]	消費[3]	生産[3]	消費[4]	生産[5]
石油製品 消費・生産量 (百万トン/年)[3] (2021 年)	ガソリン	33.3	33.0	140.2	154.4	30.7	39.3	25.4	10.9	5.6	5.1
	ジェット・灯油	17.3	15.9	32.3	39.4	6.5	11.7	2.1	2.1	0.8	0.8
	ディーゼル・ガスオイル	35.7	38.4	146.9	163.4	77.7	106.9	26.0	18.8	8.6	4.9
	重油(C 重油)	13.1	13.9	37.6	43.4	6.3	8.3	1.0	1.8	0.2	0.2
	ガソリン/ディーゼル 消費量ベース	48/52		49/51		28/72		49/51		39/61	
原油処理能力(百万BD)2021 年[2]		3.3		17.0		5.0		1.1		0.4	
エチレン装置能力(百万トン)2021 年		6.16[6]		40.1[7]		8.4[7]		0.9[7]		0.0[7]	

		マレーシア		シンガポール		韓国		タイ		オーストラリア	
人口(百万人)2021 年[1]		33		5		52		66		26	
GDP(兆円)2021 年[1]		45		48		216		61		185	
一人当たりGDP(百万円/人)[1]		1.4		8.8		4.2		0.9		7.1	
一次エネルギー消費量 石油換算(百万トン)2021 年[2]		100		82		300		122		136	
一人当たり一次エネルギー消費量(トン/人)		3.0		15.3		5.8		1.8		5.2	
一次エネルギー石油依存度(2021 年)[2]		35		85		43		44		34	
		消費[4]	生産[3]	消費[4]	生産	消費[3]	生産[3]	消費[3]	生産[3]	消費[3]	生産[3]
石油製品 消費・生産量 (百万トン/年)[3] (2021 年)	ガソリン	12.4	6.4	0.8	-	10.0	19.5	7.9	9.2	11.5	5.4
	ジェット・灯油	0.2	4.2	-	-	6.7	19.2	1.4	3.1	2.9	0.7
	ディーゼル・ガスオイル	9.8	12.9	1.3	-	23.6	45.3	19.9	24.2	26.0	5.8
	重油(C 重油)	0.4	2.1	0.3	-	10.4	11.3	1.9	5.0	0.6	0.3
	ガソリン/ディーゼル 消費量ベース	56/44		38/62		30/70		28/72		31/69	
原油処理能力(百万BD)2021 年[2]		1.0		1.5		3.6		1.2		0.2	
エチレン装置能力(百万トン)2021 年		3.1[7]		4.0[7]		11.9[7]		5.1[7]		0.5[7]	

（６）　一次エネルギー消費量は、2021 年で、日本は中国の 0.11 倍（2020 年：0.12 倍)、インドの 0.50 倍（2020 年：0.53 倍)、ベトナムの 4.1 倍（2020 年：4.2 倍）である。

（７）　一人当たりの一次エネルギー消費量は、2021 年で、日本は中国の 1.3 倍（2020 年：1.3 倍)、インドの 5.7 倍（2020 年：5.3 倍)、ベトナムの 4.1 倍（2020 年：3.2 倍）である。

（８）　原油処理能力は、2021 年で、日本は中国の 0.19 倍（2020 年：0.20 倍)、インドの 0.66 倍（2020 年：0.66 倍)、ベトナムの 8.3 倍（2020 年：8.3 倍）で、ここ 2 年の変化は少ない。アメリカが世界 1 位、中国が世界 2 位である。

（９）　中国のエチレン生産能力(世界 2 位)は、日本の 6.5 倍（2020 年：6.4 倍)、インドの 4.8 倍（2020 年：4.7 倍）である。ベトナムには、エチレン製造装置はない。エチレン生産能力の世界 1 位はアメリカであるが、中国と差は少ない。

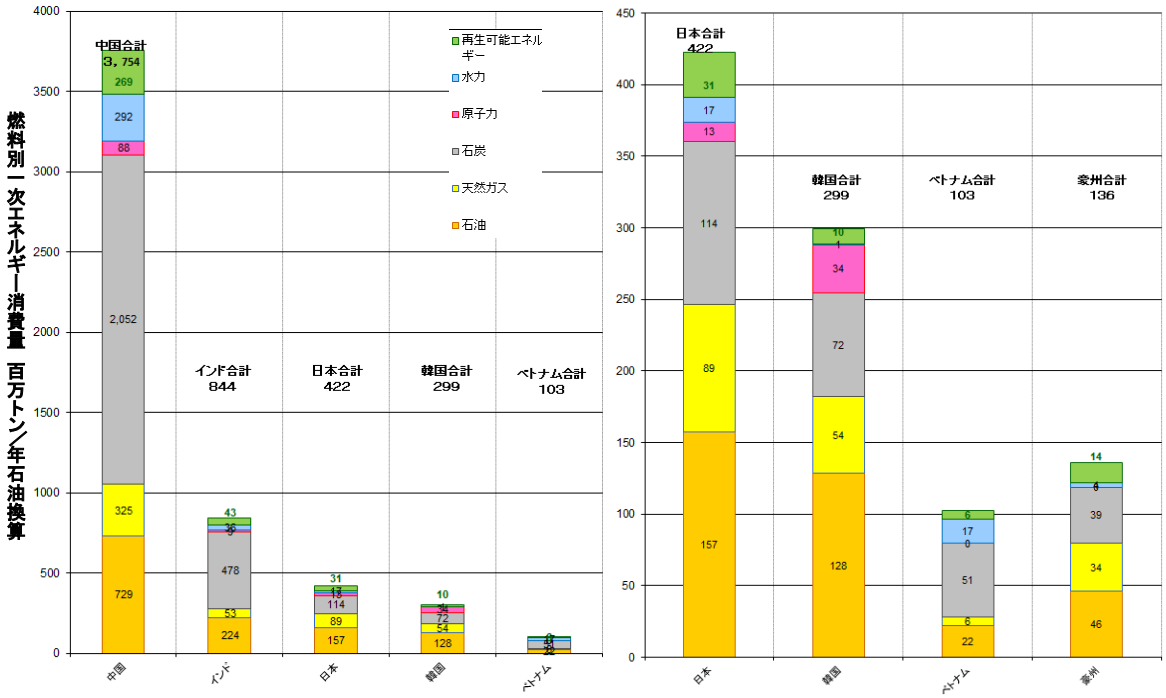
（１０）日本の石油製品の消費量と生産量は、概ね同一である。中国、インド、韓国は生産量のほうが多く、ベトナム及びオーストラリアは逆に少ない。中国、韓国は石油製品を海外に輸出し、ベトナム、オーストラリアは輸入している。

（１１）石油製品のガソリン/ディーゼル消費量比率は、日本と中国は 50/50 に近い。アメリカはガソリンの比率が高く、インド、ベトナム、オーストラリア及びドイツはディーゼルの比率が高い。

３．２．１　　一次エネルギー構成比率及び消費量、GDP 当たりのエネルギー消費量

アジア諸国のなかでは、中国の一次エネルギーの消費量が非常に多い。インドは中国の1/5であり、日本、韓国、ベトナムと続く。オーストラリアは日本の1/3である（図表3.2.2参照）。

図表3.2.2　各国の一次エネルギー消費比較

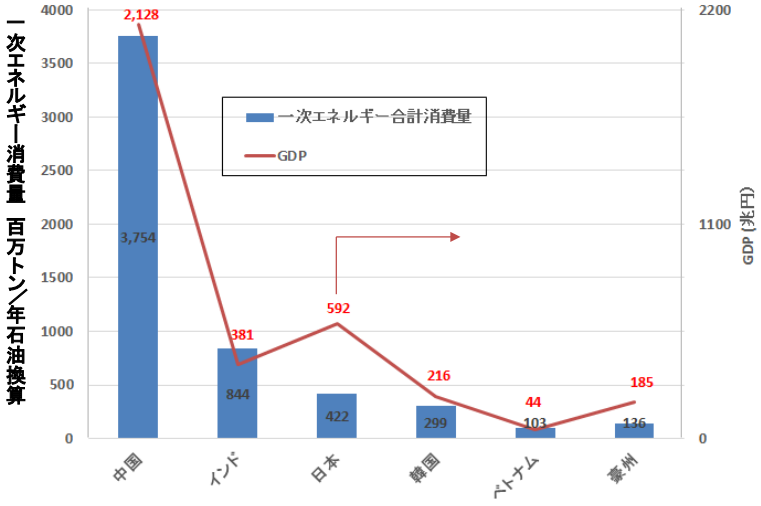


（出所）BP Statistical Review of World Energy 2022

（1）　GDP当たりのエネルギー消費量比較

GDP当たりの一次エネルギー消費量は、省エネが進んでいる日本はかなり低い。中国、インド、ベトナムは高いが、2020年に比べて2021年の下がり方が日本、韓国、オーストラリアに比べて大きい。中国、インド、ベトナムは、省エネを進めていると考えられる（図表3.2.3参照）。

図表 3.2.3　各国の一次エネルギー合計消費量と GDP



一次エネルギー/GDP(百万トン石油換算/兆円)

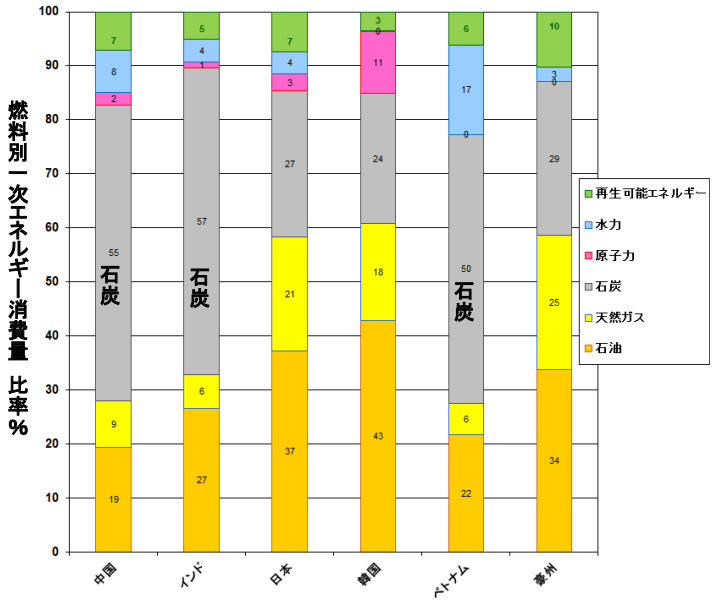
年	中国	インド	日本	韓国	ベトナム	豪州
2020	2.14	2.64	0.73	1.57	3.25	0.91
2021	1.76	2.21	0.71	1.39	2.34	0.74

（出所）BP Statistical Review of World Energy 2022

（2）　一次エネルギーの燃料別消費量の比較

一次エネルギーの燃料別消費量は、中国、インド、ベトナムは石炭の比率が高い。日本、韓国、オーストラリアは石油、天然ガスの比率が高い（図表 3.2.4 参照）。

図表 3.2.4　各国の一次エネルギーの燃料別消費量の比率(2021 年)



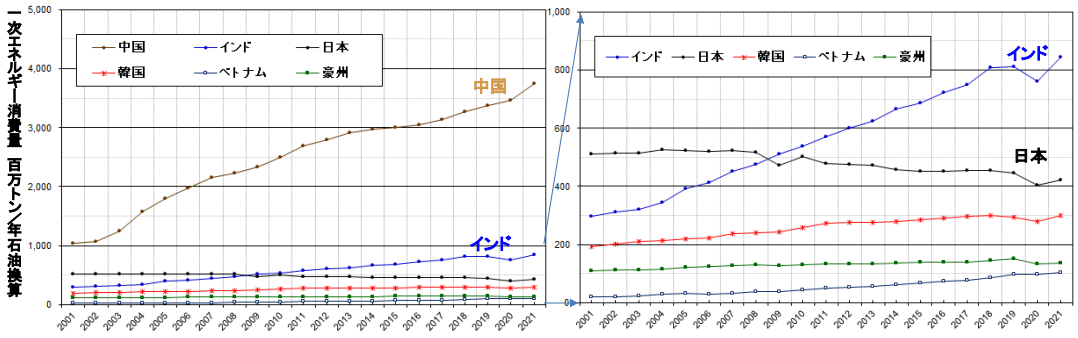
（出所）BP Statistical Review of World Energy 2022

（3）　アジア各国の一次エネルギー合計消費量の推移（2001 年～2021 年）

一次エネルギー合計消費量の推移を図表 3.2.5 に示す。中国は堅調に上昇している。インドも堅調に上昇している。2020 年は新型コロナの影響による経済活動の落ち込みにより

エネルギー消費の下降基調が見られたが、2021 年は上昇基調に戻った。ベトナムは上昇傾向にあるが、2020 年は若干下がった。韓国、オーストラリアは、2010 年以降、あまり変化はないが、2020 年は下がった。日本は、2010 年ごろから下降しており、2020 年はさらに下がったが 2021 年は若干回復した。

図表 3.2.5　各国の一次エネルギー合計消費量の推移（2001 年～2021 年）



（出所）BP Statistical Review of World Energy 2022

３．２．２　一次エネルギー燃料別消費量の推移（2010 年～2021 年）

世界各国の一次エネルギー燃料別消費量の推移を図表 3.2.6 に示す。

（１）　日本

日本は、石油の減少が大きい。天然ガスは若干下降気味で、石炭及び水力はあまり変化がない。原子力は、2011 年の東日本大震災以降下がっている。再生可能エネルギーが若干ながら増えている。

（２）　中国

中国は、石油、天然ガスは増加傾向である。石炭の増加は止まった感じがあったが、2020 年以降、上昇傾向にある。原子力、水力は、大きくはないが増加傾向にある。再生可能エネルギーは増えてきている。しかし、石炭の増加量が大きいので、後述する CO2 排出の相殺にはならず、中国の CO2 総排出量は、むしろ増加している。石炭の消費量を削減しなければ、CO2 排出量の抑制は期待できない。

（３）　ドイツ

ドイツは、石油は減少傾向である。天然ガスの変化は少ない。石炭は 2014 年以降減少している。原子力は減少してきており、2023 年 4 月には全廃の見込みである。水力の変化はほとんどない。再生可能エネルギーは確実に増えてきており、2021 年に石炭を追い越した。

（４）　アメリカ

アメリカは、石油はやや増加傾向であったが 2018 年以降は下げ基調にある。天然ガスは増加していたが、2018 年以降は落ち着きが見られる。石炭は、石炭火力の老朽化に伴い着実に減少している。原子力の変化は少ない。水力の変化は少ない。再生可能エネルギーは着実に増えてきており、2021 年は原子力並みになった。

（５）　インド

インドは、石油の上昇は最近落ち着いているように見える。天然ガスはあまり変化がない。石炭は 2020 年に一時的に下がったが増加が続いている。原子力、水力は、あまり変化な

い。再生可能エネルギーは増えてきている。

（6） ロシア

ロシアは、石油はほぼ安定しているが、天然ガスは上昇傾向にある。石炭はやや減少傾向である。原子力はやや増加傾向である。水力はやや増加傾向である。再生可能エネルギーはかなり少ない。

（7） オーストラリア

オーストラリアは、石油及び天然ガスは増加傾向であったが、2020 年以降は落ち着いているか若干下降気味である。石炭は減少傾向である。原子力の利用はない。水力の変化はほとんどない。再生可能エネルギーは堅調に増えてきている。

（8） 韓国

韓国は､石油消費の増加は 2016 年以降止まっているように見える｡天然ガスは増加傾向。石炭は増加傾向であったが、2018 年以降は下降傾向。天然ガス、石炭、水力はあまり変化がない。原子力、水力は、あまり変化はない。再生可能エネルギーは増えてきている。

（9） ベトナム

ベトナムは、石油は増加していたが 2018 年以降は下降気味である。天然ガスの変化はあまりなかったが、2018 年以降は下降気味である。石炭はかなり増加している。原子力の利用はない。水力は増加傾向であったが、2020 年以降落ち着いている。再生可能エネルギーは 2016 年から利用されてきているが、量は多くはない。

（１０）インドネシア

インドネシアは、石油及び天然ガスは減少傾向である。石炭は増加している。石油と天然ガスから安い石炭に転換している。世界の動きと逆の動きをしている。原子力の利用はない。水力の変化はほとんどない。再生可能エネルギーは 2020 年には増えたがその後変化は少ない。

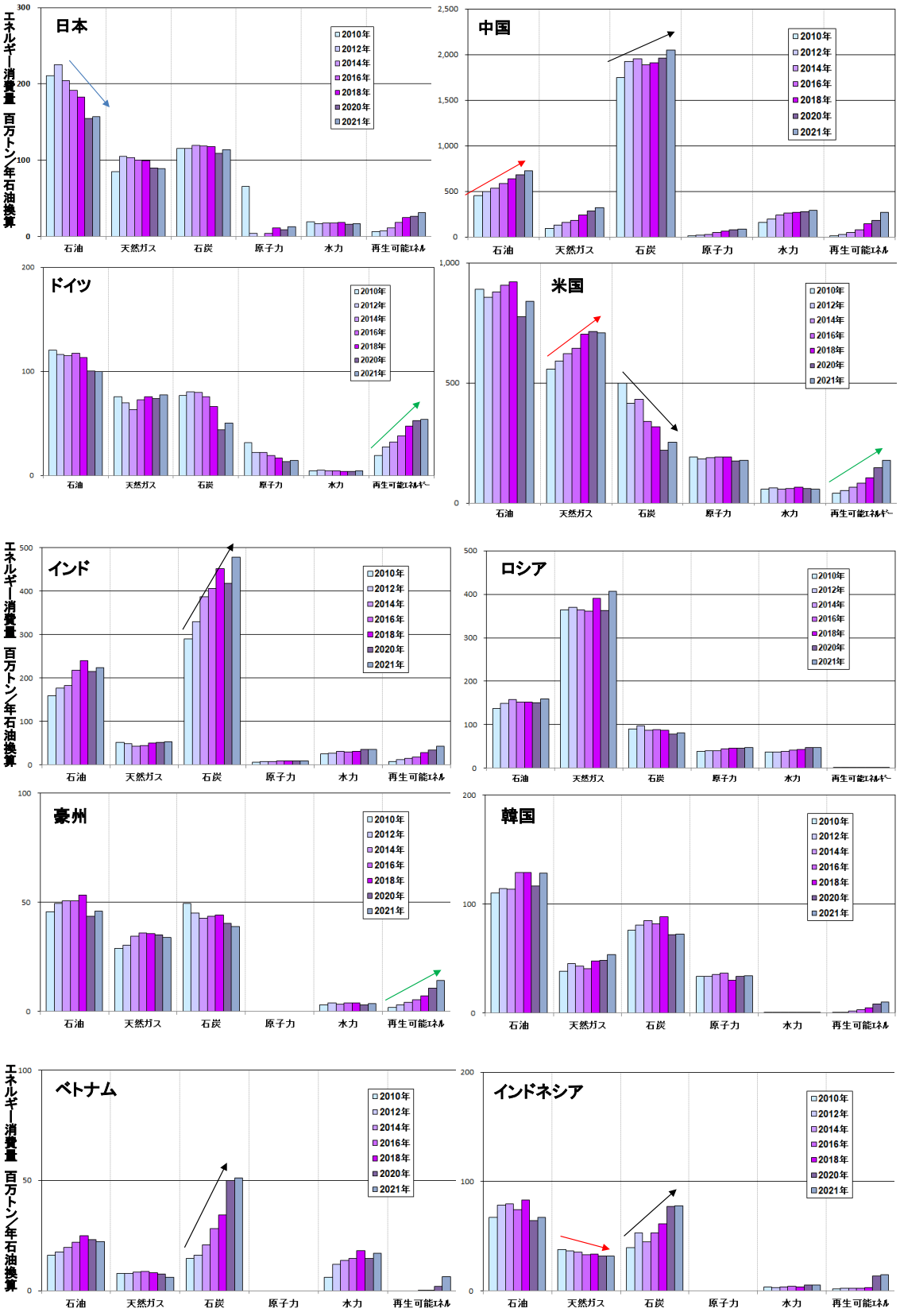
（１１）タイ

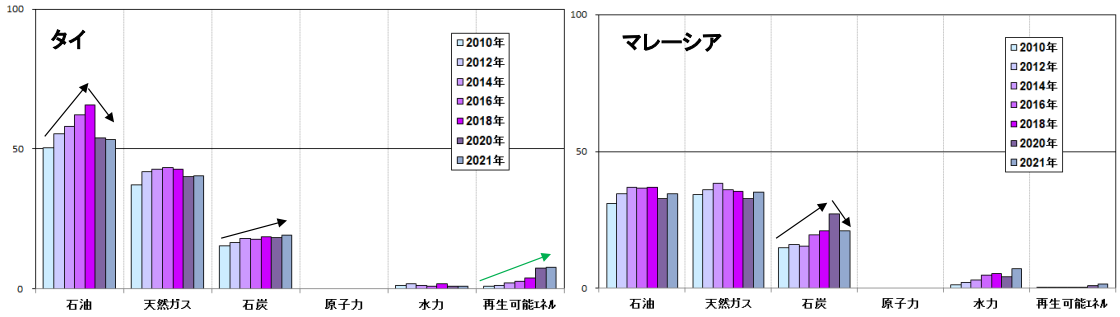
タイは、石油は 2018 年以降減少傾向である。天然ガスは落ち着いているか減少傾向である。石炭は落ち着いているか若干増加傾向である。原子力の利用はない。水力の変化はほとんどない。再生可能エネルギーは増加している。

（１２）マレーシア

マレーシアは、石油及び天然ガス消費は変化なく、落ち着いている。石炭は 2020 年まで増加し、2021 年に 2019 年レベルにまで減少したが、どちらかといえば上昇傾向である。原子力の利用はない。水力は、若干上昇傾向である。再生可能エネルギーの利用は始まったばかりで少ない。

図表 3.2.6　各国の一次エネルギー燃料別消費量の推移（2010 年～2021 年）





（出所）BP Statistical Review of World Energy 2022

（１３）中東湾岸諸国

中東湾岸諸国の一次エネルギー燃料別消費量の推移を図表 3.2.7 に示す。一次エネルギー消費構成及び、その推移もパターンは全く同じである。代表的にサウジアラビアとイランの一次エネルギー別推移を示す。

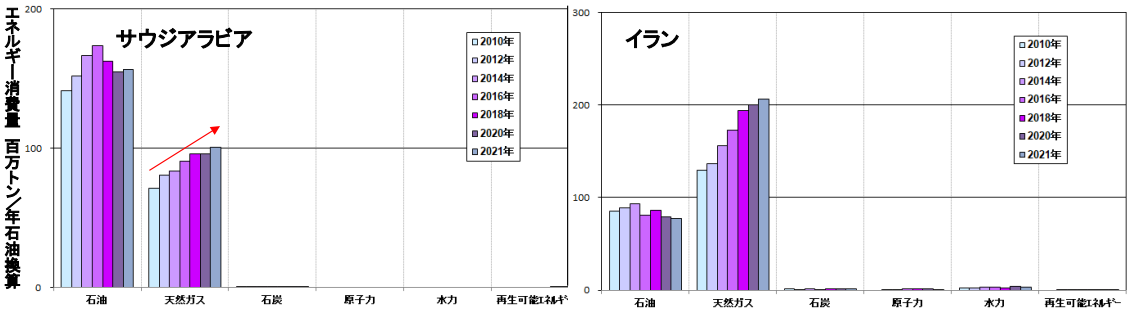
① サウジアラビア

サウジアラビアは、石油は増加していたが、2016 年以降は減少傾向である。天然ガスは上昇傾向である。石炭、原子力及び水力の利用はない。再生可能エネルギーの利用が最近始まったが、上昇は見られない。

② イラン

イランは、石油は減少傾向である。天然ガスの増加は大きい。石炭、原子力及び水力の利用は低く、変化もほとんどない。再生可能エネルギーの利用はほとんど無く、増加傾向も見られない。

図表 3.2.7　中東湾岸諸国の一次エネルギー燃料別消費量の推移（2010 年～2021 年）



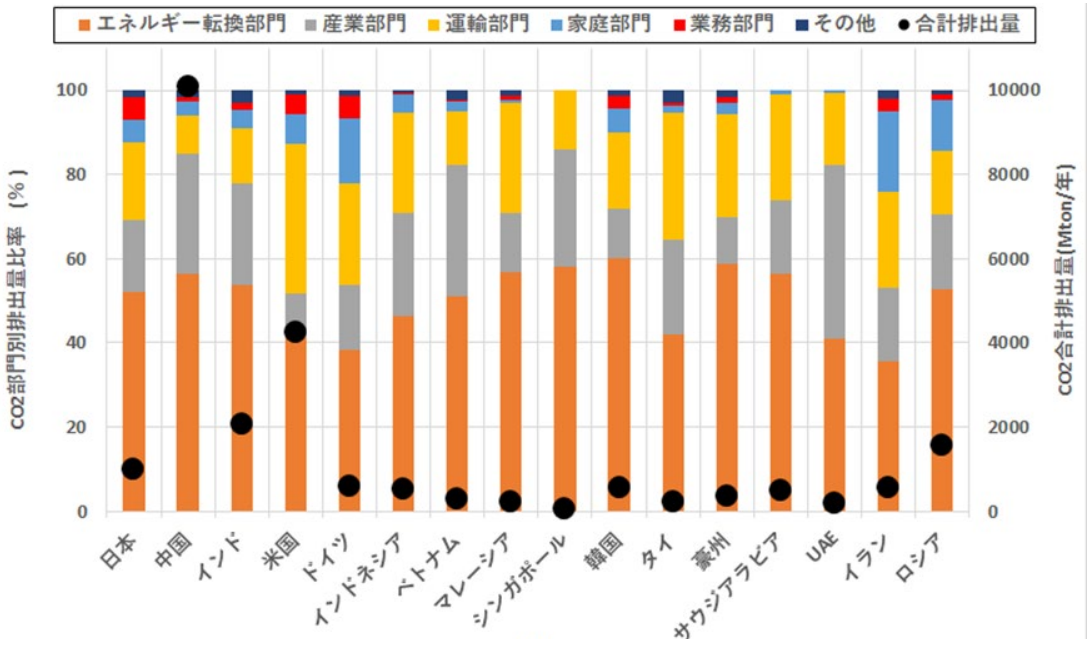
（出所）BP Statistical Review of World Energy 2022

３．２．３　世界各国の CO2 排出量内訳、CO2 排出量トレンド分析

（１）　世界各国の CO2 部門別排出量比率及び合計排出量の比較

アジア圏諸国（中東諸国及びオセアニアを含む）として、日本、中国、インド、サウジアラビア、UAE、韓国、マレーシア、ベトナム、シンガポール、イラン、タイ、インドネシア、オーストラリアを選び、アメリカ、ドイツ、ロシアの CO2 部門別排出量との比較を図表 3.2.8 に示す。

図表 3.2.8　世界各国の CO2 部門別排出量及び合計排出量の比較(2020 年)



（出所）IEA　OIL　Market Report　2022 に基づく

各国ともに、発電などのエネルギー転換部門からの CO2 排出量比率が一番高いが、特に中国、インド、韓国、日本などのアジア諸国が高い。アメリカ、ドイツは、運輸部門の比率が高い。中国、インドなどはエネルギー転換部門での CO2 削減を優先的に行う必要がある。

各国間で部門別排出量比率に違いが出る主な要因は、発電で使用される石炭消費量の違いである。アメリカ、ドイツは、相対的に石炭の消費が少なく、原子力、再生可能エネルギーの利用が多い。更に、石炭に比べ CO2 発生量の少ない天然ガスの消費も多い。一方、中国、インドなどは石炭の消費がかなり多い。エネルギー転換部門での CO2 排出量を下げるには石炭の消費を下げることが必要である。一方、2 番目若しくは 3 番目に CO2 排出量比率の多い運輸部門における CO2 排出量を下げる方法として、自動車の電動化（EV 化)、燃料電池車、再生可能燃料などが考えられる。EV 化の場合は電力需要を増加させるため、CO2 を発生しない電力構成に移行しなければ意味はない。EV 化して、石炭由来電力を増やしては本末転倒である。CO2 の合計排出量は、中国が圧倒的に多い。2 位のアメリカは中国の半分、3 位のインドは中国の 1/4 である。中国の CO2 排出量が減少しない限り、地球温暖化を食い止めることは難しい。

（２）　主要各国の温室効果ガス削減目標（2022 年 1 月時点）

図表 3.2.9 は、主要各国の温室ガス削減目標である。ドイツは 2045 年、日本、アメリカは、2050 年に CO2 排出実質ゼロ（ネットゼロ）を目標とするが、中国のネットゼロは 2060 年、インドは 2070 年である。

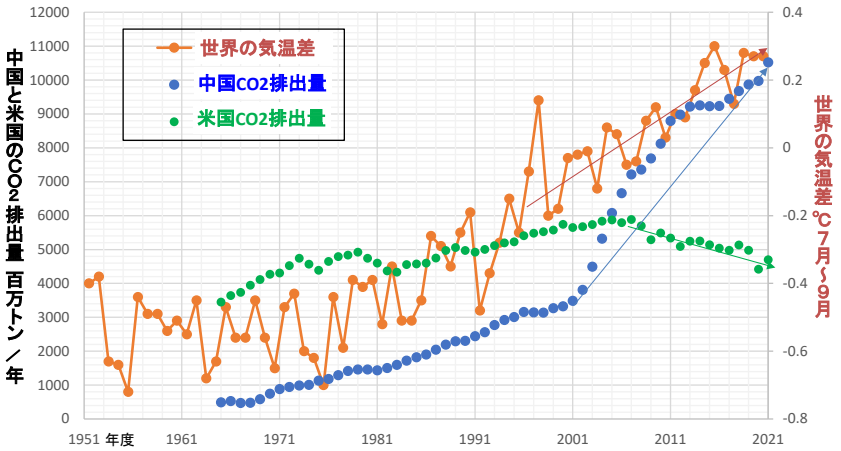
図表 3.2.9　主要各国の温室効果ガス削減目標（2022 年 1 月時点）

国・地域	2030年目標	温室ガス排出ネットゼロ
日本	-46%（2013年度比） （さらに、50%の高みに向け、挑戦を続けていく）	2050年ネットゼロ
中国	（1）CO2排出量のピークを2030年より前にすることを目指す （2）GDP当たりCO2排出量を-65%以上（2005年比）	CO2排出を2060年までにネットゼロ
インド	GDP当たり排出量を-33～-35%（2005年比）	ネットゼロ
豪州	-26 ～-28%（2005年比） -35%見通し	2050年ネットゼロ
韓国	-40%（2018年比）	2050年ネットゼロ
インドネシア	-29%（BAU比）（無条件） -41%（BAU比）（条件付）	2060年ネットゼロ
サウジアラビア	2.78億t削減（2019年比）	2060年ネットゼロ
米国	-50 ～ -52%（2005年比）	2050年ネットゼロ
フランス・ドイツ・イタリア・EU	-55%以上（1990年比） ドイツは-65%以上（1990年比）	2050年ネットゼロ ドイツは2045年ネットゼロ
ロシア	1990年排出量の70%（-30%）	2060年ネットゼロ

（3）　中国とアメリカからの CO2 排出による温暖化への影響の違い

中国の一次エネルギー消費量推移と CO2 排出量推移及び GDP の伸びは明らかに相関性があり、アメリカとは明らかな違いがある。図表 3.2.10 の右軸に示した世界の夏場の気温は、1980 年代後半頃から著しく上昇している。アメリカの CO2 排出量は 2005 年頃ピークアウトしているが、それまでの CO2 排出量の増加は顕著ではない。一方、中国は 1970 年代以降、明らかな排出量の増加が見られ、2000 年以降の増加は著しい。このような中で、気温は 1985 年以降上昇傾向が見られ 1990 年以降はその上昇は急激である。

図表 3.2.10　中国とアメリカの CO2 排出量トレンドと気温推移の相関性



（出所）BP Statical Review of World Energy 2022, 気象庁

大気中における CO2 の濃度が気温に与える影響は、2021 年ノーベル物理学賞を受賞され

た真鍋淑郎プリンストン大学上席研究員によって 50 年以上前に、温暖化影響予測モデルが作られ、研究されている。1967 年の有力紙での発表によれば、大気中の CO2 濃度が 300 から 600ppm に上昇すると気温が 2.36℃上昇することが示されている。ちなみに、気象庁のデータによれば、2021 年度の世界の CO2 濃度の平均は、約 415ppm と報じられている。

３．２．４　日本、アメリカ、ドイツ及びアジア主要国の CO2 排出内訳と分析

CO2 排出内訳については、電力関連のエネルギー転換部門と非電力関連の産業部門、運輸部門、家庭部門、業務部門に分ける。各国の排出量トレンド調査では、日本、中国、インド、アメリカ及び、ドイツについてはピークアウト時と、カーボンニュートラルに向けての温室ガス（CO2）排出低減量を推測して、予測推移（2020 年以降）を示す。そして、2050 年でのカーボンニュートラル化の難易度について考察する。

（１）　日本の CO2 排出内訳と分析

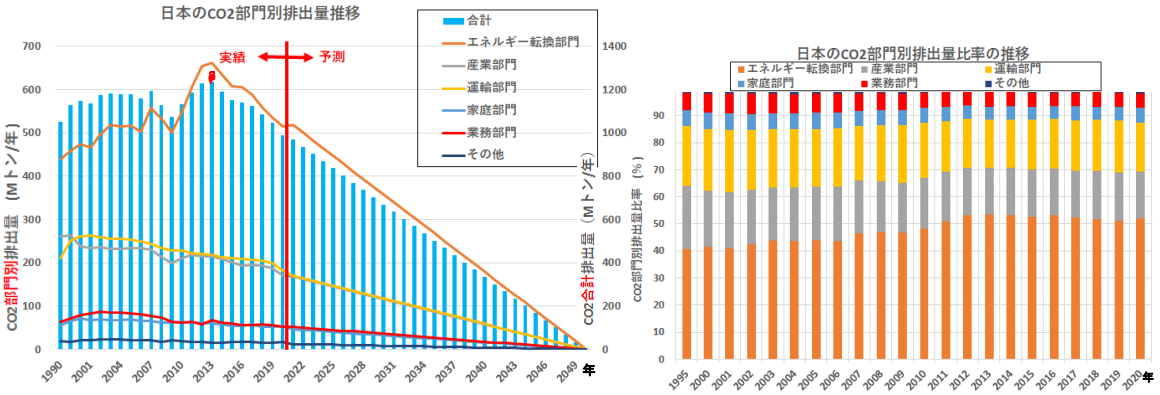
図表 3.2.11 に、日本の CO2 部門別排出量推移(1990 年～2050 年)と CO2 部門別排出量比率の推移（1990 年～2020 年）を示す。エネルギー転換部門の CO2 排出量は 2013 年でピークアウトしている。再生可能エネルギーの利用が順調に伸びていることが貢献している。エネルギー転換部門の排出比率が高く、2011 年以降 50%を超えている。火力発電用の天然ガスの利用が若干下降傾向であるのに対し、石炭の利用が安定していることが原因と思われる。

①　2021 年以降の予測値（推定削減係数-2.7%/年）に基づく予測トレンド

日本の地球温暖化ガス(CO2)の削減量の 2030 年目標は、-46%（2013 年度比）である。したがって、-46/(2030 年-2013 年)＝-2.7%/年が各部門共通の削減率。日本の地球温暖化ガス(CO2)の削減量の 2050 年目標は、ネットゼロで-100%（2013 年度比）だから、-54/(2050 年-2030 年)＝-2.7%/年が各部門共通の削減率であるとして、2019 年以降の CO2 削減予測を行った。

日本のエネルギー転換部門の CO2 排出量は、2013 年にピークアウトしている。他の部門の CO2 排出量も減少傾向である。すべての部門の 2019 年までの実績の減少係数は、上記の推定削減係数-2.7%に近いものであり、今後とも同様の CO2 削減傾向を続けるなら、2050 年でのカーボンニュートラルネットゼロは可能と考えられる。

図表 3.2.11　日本の CO2 部門別排出量推移と CO2 部門別排出量比率の推移

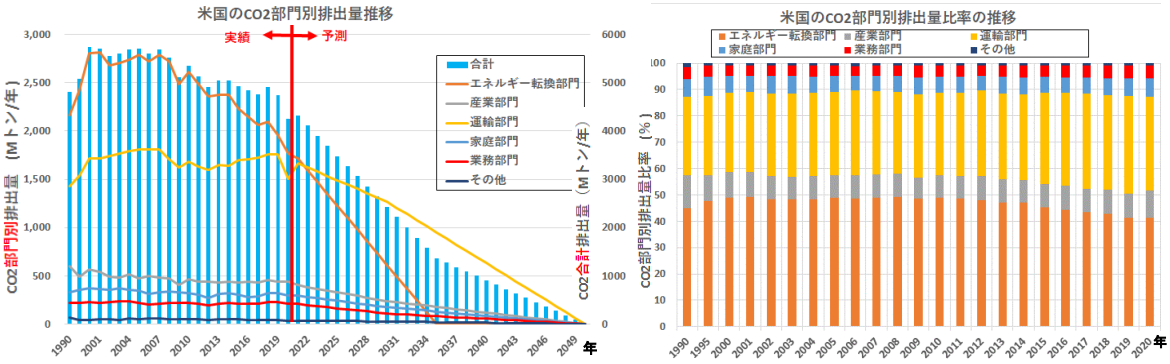


（出所）IEA　Oil market report 2022

（2）　アメリカの CO2 排出内訳と分析

図表 3.2.12 に、アメリカの CO2 部門別排出量推移(1990 年～2050 年)と CO2 部門別排出量比率の推移（1990 年～2020 年）を示す。エネルギー転換部門の CO2 排出量が 2007 年以降減少している。石炭の利用を減らし天然ガス及び再生可能エネルギーの利用が増加している効果と考える。他の部門の変化はあまりない。

図表 3.1.12　アメリカの CO2 部門別排出量推移と CO2 部門別排出量比率の推移



（出所）IEA　Oil market report 2022

図表 3.2.13 に、アメリカの部門ごとの CO2 排出削減方針を示す。この方針を踏まえて、2050 年でのネットゼロに向けての各部門の排出量低減推移を予測した。石炭の利用は削減方向であるが、天然ガスを利用する限り CO2 は排出される。エネルギー多消費国において再生可能エネルギーですべて対応するのは難しく、達成は容易ではないと思われる。

図表 3.2.13　アメリカの部門毎の CO2 排出削減方針

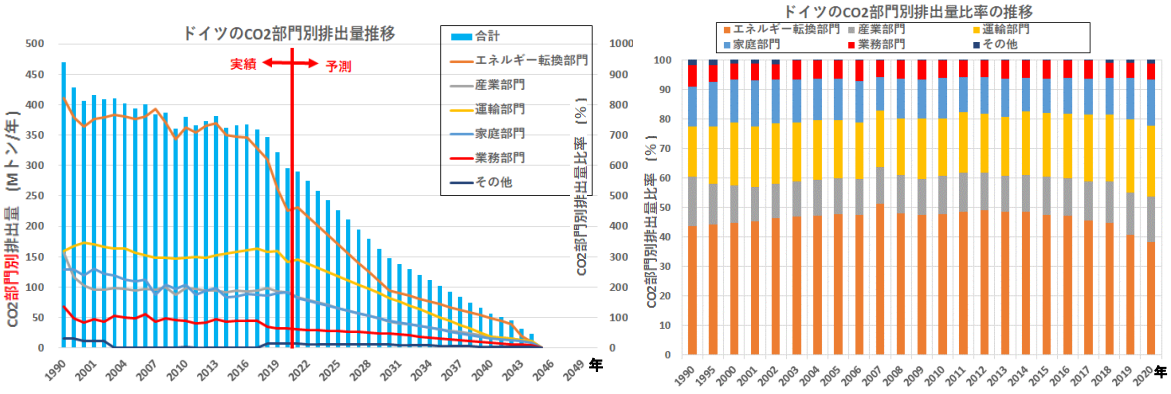
部門	新NDC等のCO2削減方針	具体的対応
電力部門	CO2排出を2035年までにゼロ（新NDC）	・エネルギー高効率とクリーン電力増加の基準作成（雇用計画） ・カーボンネットゼロへの投資税額控除（雇用計画） ・エネルギー省の新送電網開発機関設立（雇用計画） ・洋上風力発電拡大：2030年に30GW（大統領令）
輸送部門	・中型車の100%EV化（公約） ・50万カ所のEV充電施設設置計画（公約） ・再生可能燃料へのシフト加速（新NDC）	・EV普及化に1,740億ドルの補助金（雇用計画） ・港湾、水路、空港施設の電化に170億ドルの補助金（雇用計画）
住宅・商業部門	商業施設400万棟の省エネ化、住宅200万戸の耐候性向上（公約）	持続可能な住宅の建築促進・改装用への2,130億ドル補助金（雇用計画）
産業部門	・炭素除去技術及び新水素エネルギーの開発支援（新NDC） ・低炭素製品の連邦レベルでの調達（新NDC）	・大規模炭素除去プロジェクトの取組支援（雇用計画） ・脱炭素水素実証プロジェクトの税額控除（雇用計画）

（出所）アメリカ政府発表

（３）　ドイツの CO2 排出内訳と分析

図表 3.2.14 に、ドイツの CO2 部門別排出量推移(1990 年～2050 年)と CO2 部門別排出量比率の推移（1990 年～2020 年）を示す。エネルギー転換部門の排出量が、2013 年以降顕著に減少している。石炭の利用を減らし再生可能エネルギーの利用が増加していることによる。他の部門の変化はあまりない。

図表 3.2.14　ドイツの CO2 部門別排出量推移と CO2 部門別排出量比率の推移



（出所）IEA　Oil market report 2022

図表 3.2.15 は、ドイツの部門毎の CO2 排出削減方針である。当初、ドイツのネットゼロ達成年は他の EU 諸国と同じ 2050 年であったが、ドイツ政府は気候保護法を 2021 年 6 月に改正してネットゼロを 2045 年に前倒しした。背景には、連邦憲法裁判所が同年 4 月に気候保護法の 2031 年以降の GHG 排出削減措置は不十分で、同法の削減目標は基本法（憲法）が保障する将来の世代の自由権を侵害するとして、違憲とした経緯がある。一方、経済界からは「9 月連邦議会選挙に向けた選挙対策」「戦略や現実的な計画が欠如している」などの批判の声が出ている。

図表 3.2.15　ドイツの温室ガスガス削減目標(気候保護法 2021 年 6 月改正)

	1990年比の温室効果ガス排出量の削減率目標		
	2030年	2040年	2045年
全体	少なくとも -65%	少なくとも -88%	ニュートラル
エネルギー転換部門	-77%		
産業部門	-72%		
運輸部門	-48%		

ドイツの温室ガス削減目標の方針を踏まえて、2045 年でのネットゼロに向けての各部門の排出量低減推移を予測した。石炭の利用は削減方向であるが、天然ガスを利用する限り CO2 は排出される。原子力発電は 2022 年中に全停止する予定で、2 基の原発は稼働延長すると 2022 年 9 月 27 日にドイツ政府が発表したが、連立政権内の“緑の党”に原子力全廃を押し切られて、ついに 2023 年初頭に全廃と転覆した。ロシアからの天然ガス途絶のリスクがある中、再生可能エネルギーですべて対応するのは難しい。2045 年ネットゼロの前倒し達成は難しいと考えざるを得ない。

（4）　中国の CO2 排出内訳と分析

図表 3.2.16 に、中国の CO2 部門別排出量推移(1990 年～2060 年)と CO2 部門別排出量比率の推移（1990 年～2020 年）を示す。エネルギー転換部門の排出量の増加が堅調に続いており、排出量比率も 2019 年で 55%と高い。発電用の石炭の消費が多く、しかも、石炭の増加傾向が原因である。一方、他の部門の排出量は安定しているか下降気味である。

2020 年 9 月の国際連合総会一般討論演説で、習近平国家主席は中国が 2060 年カーボンニュートラルを達成すると表明した。中国の地球温暖化ガス(CO2)の削減の目標は、CO2 排出量を 2030 年より前にピークアウトすること、そして 2060 年までに CO2 排出量をネットゼロにすることである。

2021 年 3 月、全国人民代表大会が初めてカーボンピークアウト及びカーボンニュートラルの目標を中国経済/社会発展の第 14 次 5 カ年計画に入れた。2021 年 10 月に中央政府レベル（中央共産党中央委員会及び国務院）でカーボンニュートラル計画などの具体的な施策が決められた。2021 年 7 月に新たに中国炭素排出権取引市場が開設され、全国炭素排出権取引システムが上海と武漢の二つの地域センターにおいて稼働している。取引に参入する企業は現在のところ 2162 社であり、発電業界の重点排出企業をカバーしている。

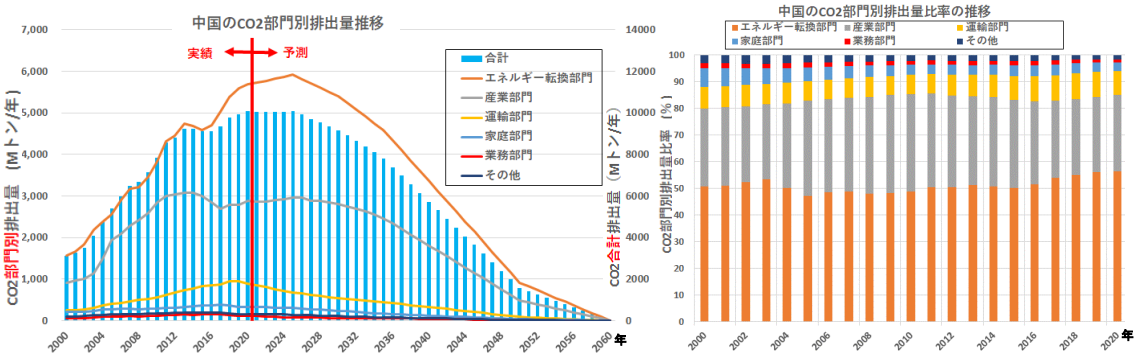
①　2060 年までの中国の CO2 排出量の予測

IEA が提示した CO2 削減シナリオでは、CO2 排出量は 2020 年:4,465Mton、2030 年:4,241Mton、2035 年：3,539Mton である。自動車の EV 化率は、2030 年に 40%、2035 年に 50%である。2060 年にカーボンニュートラルを達成するには、2060 年までに 2035 年 CO2 排出量の 80%削減が必要である。以上を踏まえて、2060 年までの中国の CO2 排出量を予測した。

2021 年で一次エネルギーに占める石炭消費が 50%を超える状況にあり、電力部門では石

炭から天然ガス発電への積極的な転換と、原子力及び再生可能エネルギーへの大幅な移行が必要であり、2060 年カーボンニュートラル達成は容易でない。世界第 2 位の GDP で世界第 1 位の人口そして世界の工場と呼ばれて久しい中国において、欧米諸国並みにカーボンニュートラルを実践することは非常に困難と思われる。

図表 3.2.16　中国の CO2 部門別排出量推移と CO2 部門別排出量比率の推移



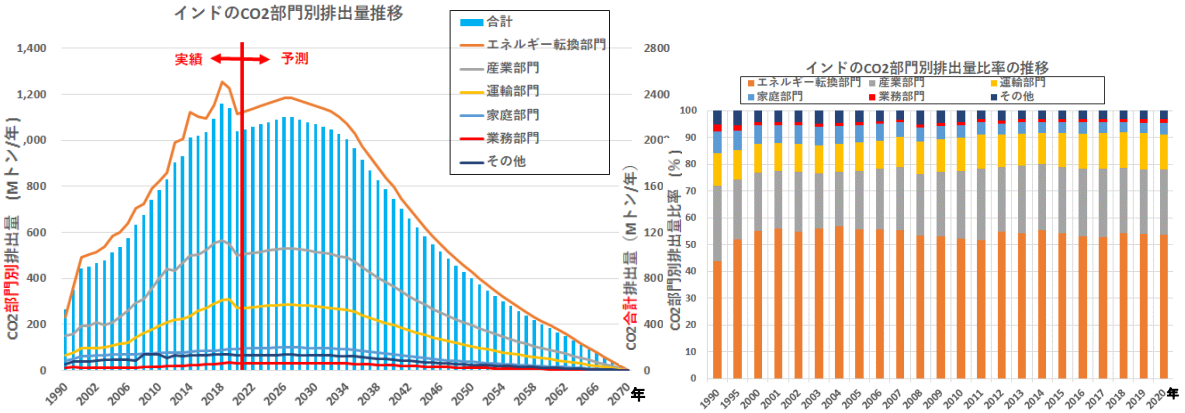
（出所）IEA　Oil market report 2022

（５）　インドの CO2 排出内訳と分析

図表 3.2.17 に、インドの CO2 部門別排出量推移(1990 年～2070 年)と CO2 部門別排出量比率の推移（1990 年～2020 年）を示す。2020 年はコロナの影響で一時的に下がったが、エネルギー部門、産業部門、運輸部門での CO2 排出量の増加が大きい。エネルギー転換部門の排出比率は 55%前後を維持している。石炭の利用が多いのが原因である。インドの地球温暖化ガス(CO2)の削減量の 2030 年目標は､GDP 当たりの排出量を 2005 年比で 33～35%削減し、CO2 排出量を 2070 年までにネットゼロにすることである。IEA は、インドが石炭、石油を主体とするエネルギーを現状どおりに使い続けると CO2 排出量は増加する一方と予測している。一方、再生可能エネルギー、持続可能なバイオ燃料に転換及びエネルギー効率の向上を図った政策を実行した場合は、2026 年頃に CO2 排出量がピークアウトして 2070 年までにカーボンニュートラルを達成できるとしている。

以上を踏まえて、2070 年でのネットゼロに向けた各部門の排出量低減推移を予測した。経済成長とエネルギー効率といった二つの因子からインドの CO2 排出量の推移を予測すると、経済成長率がエネルギー効率増加率を上回り続ける結果、今後も排出量の増加は続くと見込まれ、カーボンニュートラルを実現できる可能性は低い。現在インドの一人当たり名目 GDP は 30 万円に過ぎず、経済成長により貧困、飢え、失業などの社会問題を解決することが必須であり、環境改善を最優先にして経済成長率を鈍化させるような政策の可能性は考えにくい。経済の成熟化に伴い 2030 年代以降、緩やかに成長率が鈍化するケースでも、現在のエネルギー消費構造が続く限り、排出量の増加は続く。インドは、積極的な火力発電所の発電効率改善、EV の普及促進、CCUS（二酸化炭素の回収・有効利用・貯留）技術の大規模な導入、太陽光及び風力発電などの再生エネルギーの大規模導入が必要であり、カーボンニュートラルへの道程は遠い。

図表 3.2.17　インドの CO2 部門別排出量推移と CO2 部門別排出量比率の推移

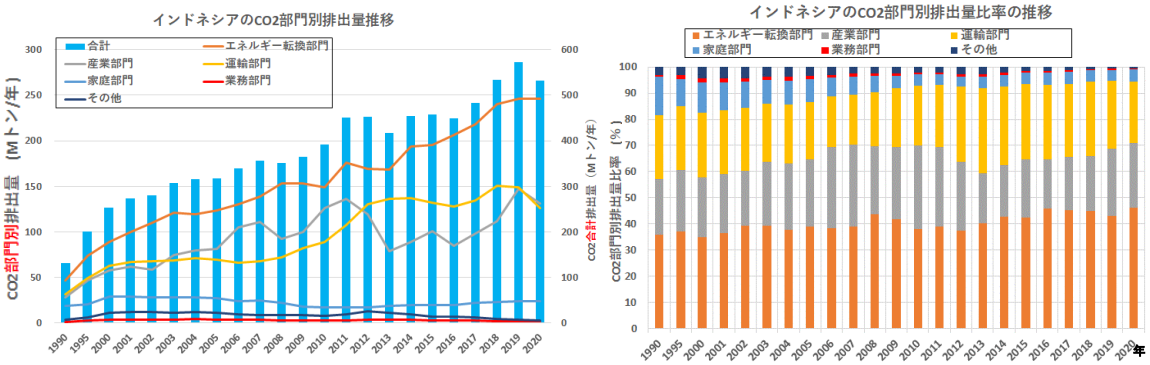


（出所）IEA　Oil market report 2022

（6）　インドネシアの CO2 排出内訳と分析

石炭利用の増加に伴いエネルギー転換部門の CO2 排出量の増加が止まらない。2020 年はコロナの影響で下がった。振れ幅が大きいが産業部門及び運輸部門の CO2 排出量の増加も見られる。排出量比率では、エネルギー転換部門が 40%台である（図表 3.1.18 参照）。

図表 3.2.18　インドネシアの CO2 部門別排出量推移と CO2 部門別排出量比率の推移

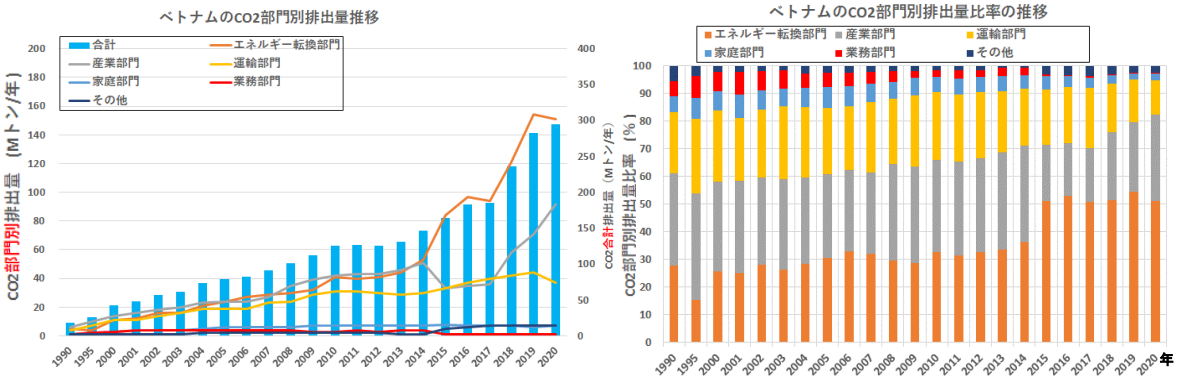


（出所）IEA　Oil market report 2022

（7）　ベトナムの CO2 排出内訳と分析

経済発展の続くベトナムでは、エネルギー転換部門、産業部門及び運輸部門の CO2 排出量の増加が見られる。特に、石炭利用の増加に伴い、エネルギー転換部門における CO2 排出量の増加が顕著である。排出量比率でも 2016 年以降 50%を超えている（図表 3.2.19 参照）ベトナムは、再生可能エネルギー資源に恵まれて、各国からの投資も増加している。今後、石炭利用を減らすために、COP27 において後進国支援金も決まり CO2 排出削減に向かうだろう。一方で、再生可能エネルギーの急拡大により送電線が足りず、再生可能エネルギー発電をとりやめる出力制御も起きている。

図表 3.2.19　ベトナムの CO2 部門別排出量推移と CO2 部門別排出量比率の推移

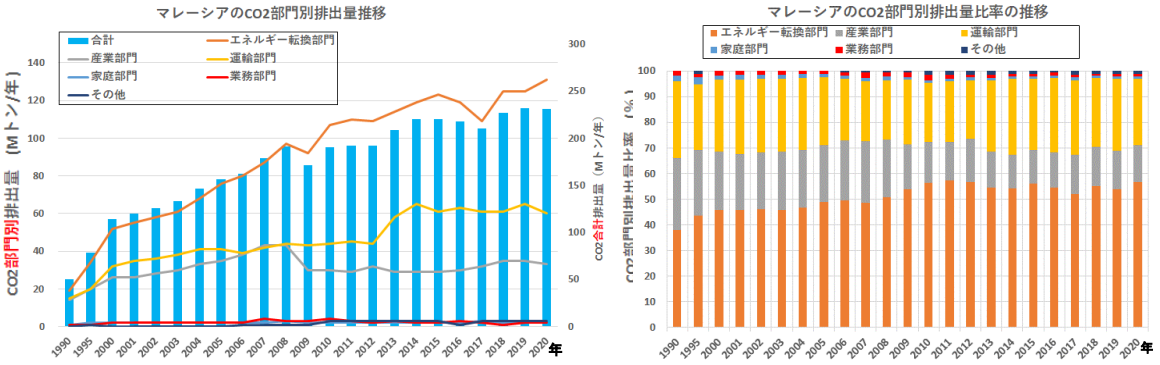


（出所）IEA　Oil market report 2022

（８）　マレーシアの CO2 排出内訳と分析

石炭利用の増加に伴いエネルギー転換部門の CO2 排出量の増加が見られる。産業部門及び運輸部門の CO2 排出量は最近あまり変化がない。排出量比率では、エネルギー転換部門が 50%を超えている（図表 3.2.20 参照）。

図表 3.2.20　マレーシアの CO2 部門別排出量推移と CO2 部門別排出量比率の推移

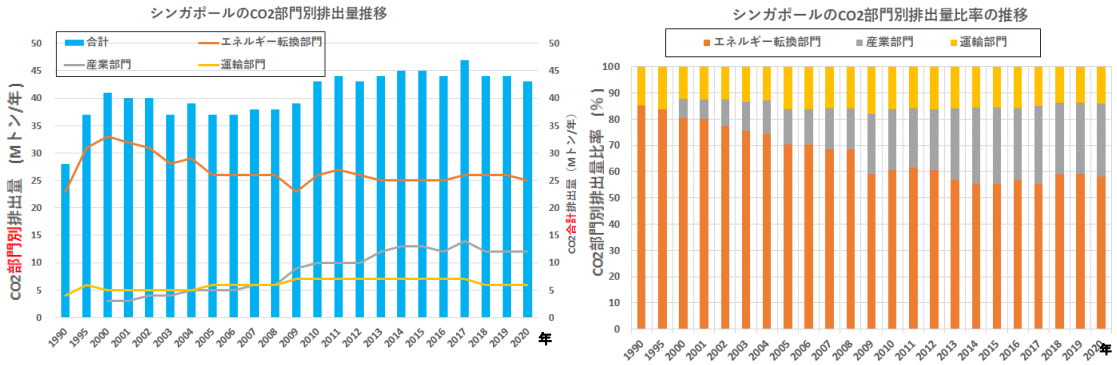


（出所）IEA　Oil market report 2022

（９）　シンガポールの CO2 排出内訳と分析

エネルギー転換部門での CO2 排出量の変化は少ない。一方、産業部門の排出量は増加している。排出量比率では、1900 年代のエネルギー転換部門は 80%を超えていたが、最近は 50%まで下がってきた（図表 3.2.21 参照）。

図表 3.2.21　シンガポールの CO2 部門別排出量推移と CO2 部門別排出量比率の推移

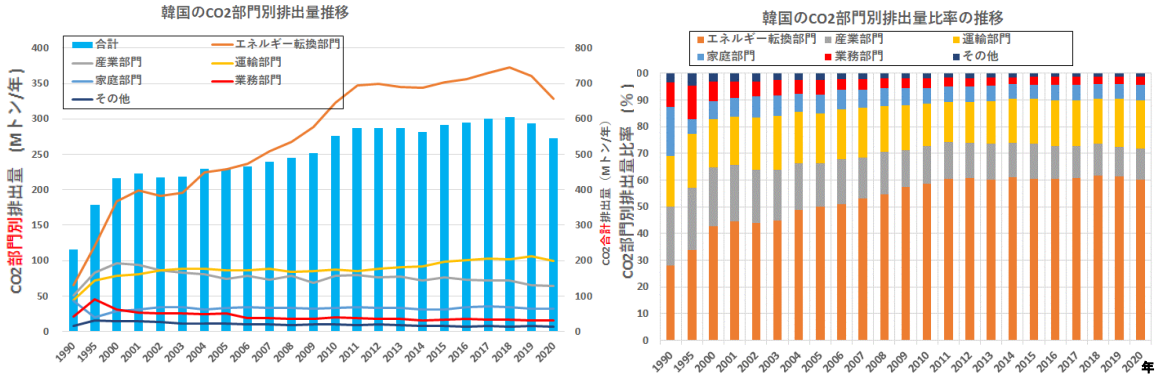


（出所）IEA　Oil market report 2022

（１０）韓国の CO2 排出内訳と分析

天然ガスに比べて石炭の利用が多く、エネルギー転換部門での CO2 排出量の比率が高くて 60%を超えているが、最近の排出量は少ない。石炭の利用を減らす動きがあり、エネルギー転換部門の CO2 排出量も今後減少すると考えられる（図表 3.1.22 参照）。

図表 3.1.22　韓国の CO2 部門別排出量推移と CO2 部門別排出量比率の推移

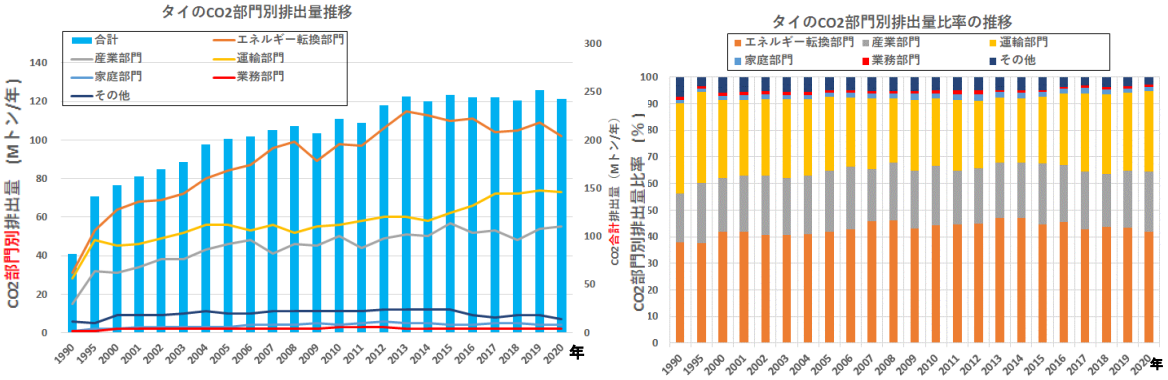


（出所）IEA　Oil market report 2022

（１１）タイの CO2 排出内訳と分析

2013 年以降、エネルギー転換部門及び産業部門の排出量の変化はあまりない。運輸部門は上昇傾向である。石炭に比べて天然ガスの利用が多く、エネルギー転換部門での CO2 排出量の比率は高くなく、40%台を維持している（図表 3.2.23 参照）。

図表 3.1.23　タイの CO2 部門別排出量推移と CO2 部門別排出量比率の推移

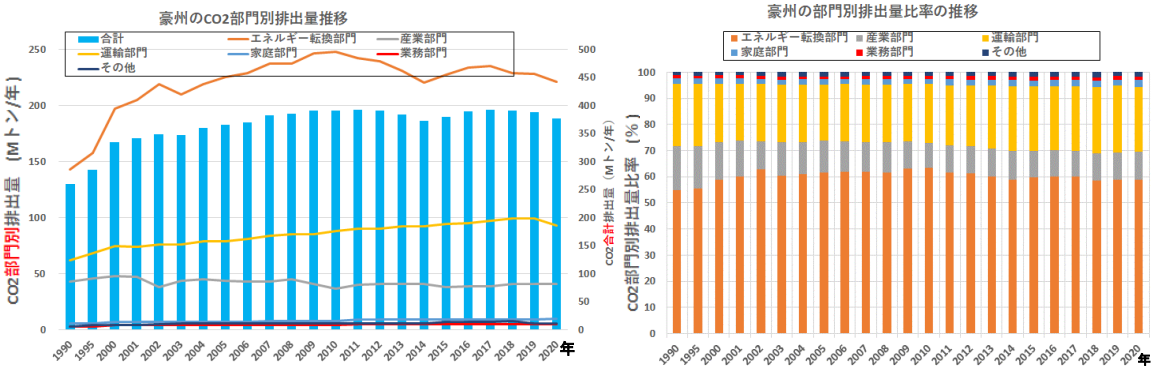


（出所）IEA　Oil market report 2022

（１２）オーストラリアの CO2 排出内訳と分析

2009 年以降、エネルギー転換部門の排出量が減少している。天然ガスの利用を増やし石炭を減らしていることによる。しかし、消費量は天然ガスより石炭の方が多いので、エネルギー転換部門での CO2 排出量比率は、60%前後と高い。運輸部門から排出量の増加が続いており、自動車電動化などの対策が必要と考えられる（図表 3.2.24 参照）。

図表 3.2.24　オーストラリアの CO2 部門別排出量推移と CO2 部門別排出量比率の推移

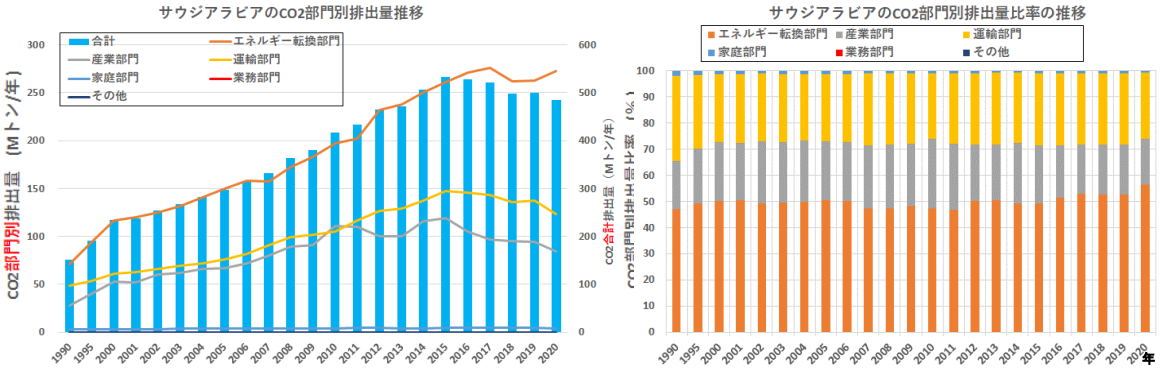


（出所）IEA　Oil market report 2022

（１３）サウジアラビアの CO2 排出内訳と分析

2016 年前後から、エネルギー転換部門、運輸部門そして産業部門での排出量が減少している。原油の利用を下げて天然ガスの利用を上げていることによる。3 部門の排出量比率の変化は少ない（図表 3.2.25 参照）。

図表 3.2.25　サウジアラビアの CO2 部門別排出量推移と CO2 部門別排出量比率の推移

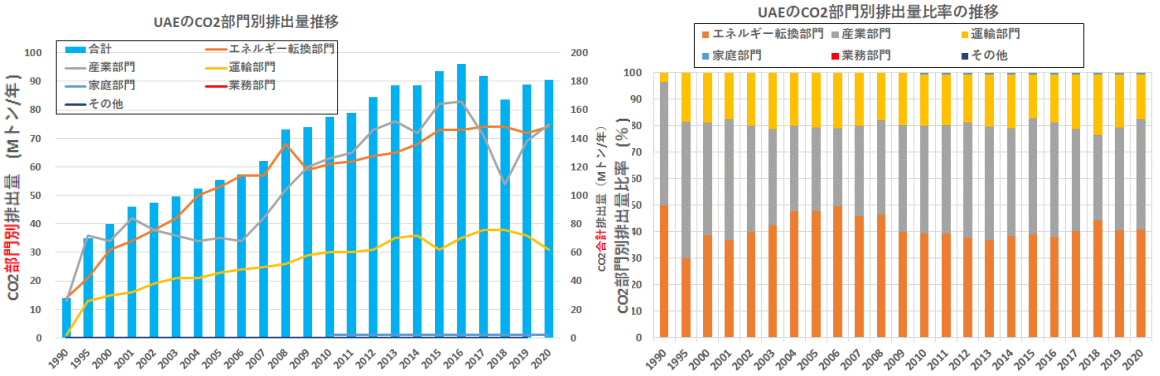


（出所）IEA　Oil market report 2022

（１４）UAE の CO2 排出内訳と分析

エネルギー転換部門、運輸部門での排出量は緩やかに上昇傾向である。産業部門は振れ幅が大きいところもあるが、上昇基調にある。石炭の利用がほとんど無く、天然ガス主体のエネルギー転換部門の排出量比率が低くて 40%前後である（図表 3.2.26 参照）。

図表 3.2.26　　UAE の CO2 部門別排出量推移と CO2 部門別排出量比率の推移

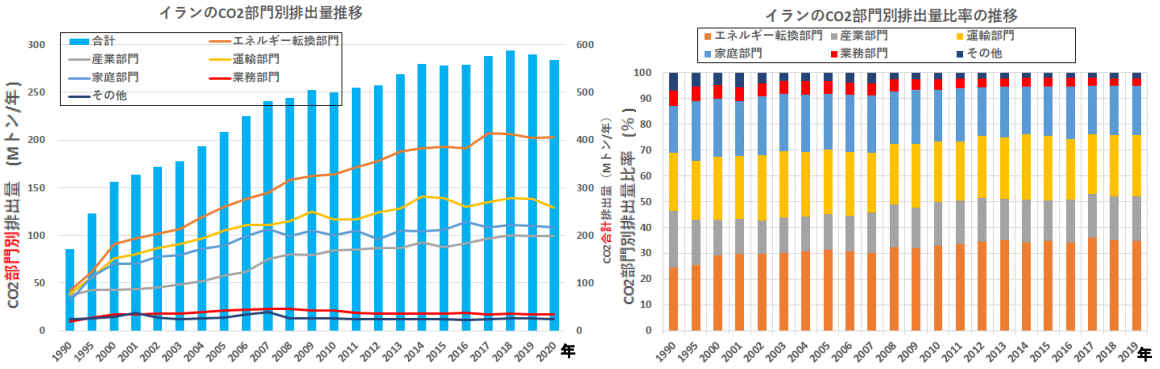


（出所）IEA　Oil market report 2022

（１５）イランの CO2 排出内訳と分析

2017 年以降、どの部門も排出量の変化はあまりない。石炭の利用が殆どなく、天然ガスの利用を拡大しており、エネルギー転換部門の排出量比率がかなり低く、30%台である（図表 3.2.27 参照）。

図表 3.2.27　イランの CO2 部門別排出量推移と CO2 部門別排出量比率の推移

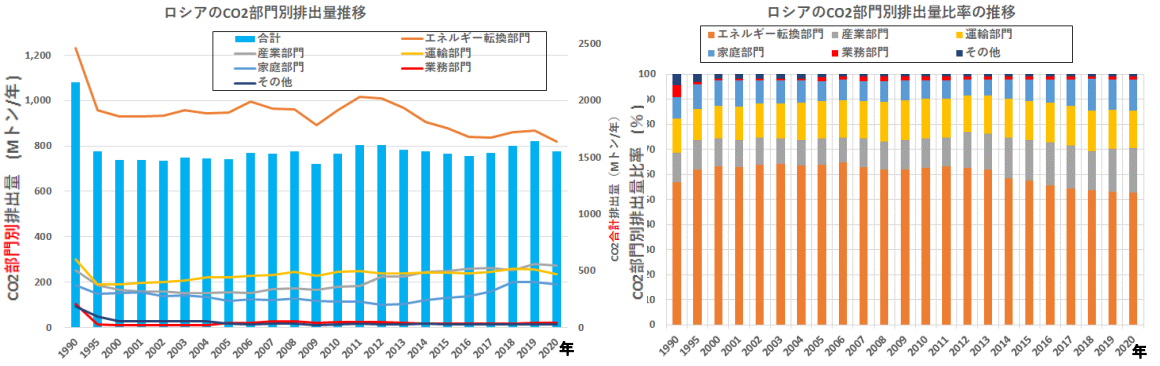


（出所）IEA　Oil market report 2022

（１６）ロシアの CO2 排出内訳と分析

2011 年以降、エネルギー転換部門の排出量の低減が見られる。天然ガスの利用が増加傾向にあるのに対し石炭は減少傾向にあることによるものと考えられる。石炭に比べ天然ガスの利用が多いにもかかわらず、エネルギー転換部門の排出量比率が低くなく 50%台である。暖房用の使用電力が多いことによる（図表 3.1.28 参照）。

図表 3.2.28　　ロシアの CO2 部門別排出量推移と CO2 部門別排出量比率の推移



（出所）IEA　Oil market report 2022

３．３ アジア諸国への化石資源の最新の需給構造の変化

３．３．１　石油・石油化学コンビナートの拡大、業績実績と見通し

Global Data によれば、アジア圏では 2030 年までに新設及び増設プロジェクトにより世界のエチレン産業の生産能力の成長を 60%以上のシェアでリードすると言われている。今回、これまで拡大を続けてきたアジア圏における石油・石油化学コンビナートの業績実績と今後のアジアの新築及び拡張プロジェクトにおけるエチレン容量の実態を精査する。また、EIA の報告によると、アジア圏では 2023 年までに製油所新設プロジェクトが 9 件、合計 2,900 千 BPD が稼働予定と報じられている。アジア圏として、中国、インド、中東（サウジアラビア）を中心として、その他、東南アジア、MENA 地区（Middle East and North Africa）や旧ソビエト連邦なども調査した。

（1） アジア圏のエチレンの業績実績と新築及び拡張プロジェクト

アジアの新築及び拡張プロジェクトの総エチレン量は 2030 年までに 6,340 万トンになり、アジアは世界のエチレン産業の生産能力の成長をリードすることが予想されている。その中でも中国の石油化学業界には 2020～2024 年の間にエチレン製造プラントの増設を計画している企業が少なくとも 43 社ある。その結果、中国のエチレン生産能力は 2025 年末までに現在の 2 倍を超える年産 7,000 万トン以上に達する可能性があるという。

図表 3.3.1 には世界及びアジア圏として中国、インド、サウジアラビア、イランを選定し、各国の 2020 年におけるエチレン製造能力及び 2025 年頃にかけて予定されている増産計画（新設及び能増を含む）をまとめた。また、図表 3.3.2 に、アジア圏の各国のエチレン増産計画の内容を詳細にとり纏めた。

アジア圏の中でも中国は、向こう 5 年間に年産約 2,200 万トンもの増強が計画されている。2020 年時点での中国の既存設備は年産約 5,100 万であり、このままでいけばトータル年産約 7,300 万トンとなる。世界の約 33%強を占めることになる。なお、中国のエチレンは石油ナフサベース以外に、石炭ベースの CTO や MTO が多数あるのでこのプロセスで得られたエチレンも含まれている。

図表 3.3.1 世界及びアジア圏のエチレン現有能力（2020 年）と増産計画まとめ

世界	2020年	197,011	（予測）
（千トン）	2023年	219,550	予測

（千トン）	2020年	増産計画(～2025年)	計
中国	50,932	21,920	72,852
インド	7,527	2,880	10,407
サウジ	19,271	2,650	21,921
イラン	7,303	2,000	9,303
小計	85,033	29,450	114,483

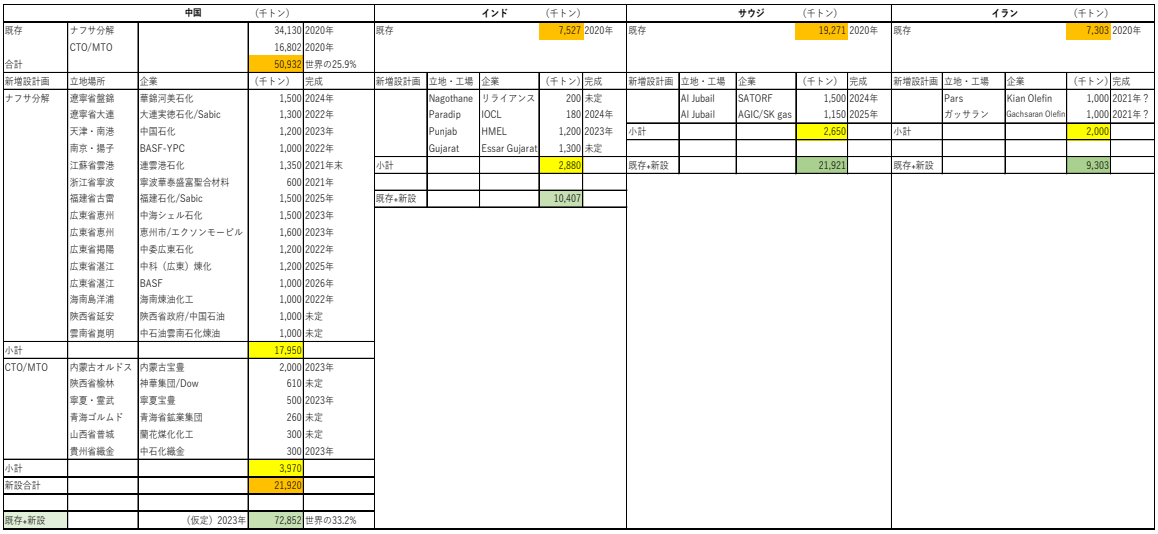
（出所）重化学工業通信社 アジアの石化 2022、その他から MCR 推定

サウジアラビアは、中東の中でも最も大きなエチレン能増計画をもっている。石油から石化へのシフトと並行して今後の需要の旺盛な中国やインドへ向かって行くものと思われる。インドは旺盛な内需に支えられ、また、新しい技術（O2C）を導入しつつ、競争力のあるエチレンプラントの増産を計画している模様である。イランは、石油、ガスとも豊富な埋蔵量を誇り、ガスを中心とする石化計画を多数発表してきているが、相次ぐ経済制裁、国内問題や地政学的な問題が次々と起こり、殆ど進行していないようである。その中にあって、図表 3.3.1 に示す計画は、比較的可能性があると判断したものを掲げた。

以上のように、アジア圏 4 か国だけでも 2020 年におけるエチレン製造能力は世界の約 43%を占める。2025 年までの間に 2020 年ベースで約 35%の能力増強計画があり、これらが達成されれば 2025 年までには、この 4 か国で世界の 52%以上の野力を持つ巨大製造地域となり得る。特に新興国では、付加価値の高いエチレン増設計画は、実行される可能

性は高い。なお、旧ソ連ではロシアを含む CIS では、2030 年までに約 1,950 万トンの新設及び増強があるという。

図表 3.3.2　アジア圏の各国のエチレン増産計画の内容の詳細



中国			(千トン)		インド			(千トン)		サウジ			(千トン)		イラン			(千トン)	
既存	ナフサ分解		34,130	2020年	既存			7,527	2020年	既存			19,271	2020年	既存			7,303	2020年
	CTO/MTO		16,802	2020年															
合計			50,932	世界の25.9%															
新増設計画	立地場所	企業	(千トン)	完成	新増設計画	立地・工場	企業	(千トン)	完成	新増設計画	立地・工場	企業	(千トン)	完成	新増設計画	立地・工場	企業	(千トン)	完成
ナフサ分解	遼寧省盤錦	華錦河美石化	1,500	2024年		Nagothane	リライアンス	200	未定		Al Jubail	SATORF	1,500	2024年		Pars	Kian Olefin	1,000	2021年？
	遼寧省大連	大連実徳石化/Sabic	1,300	2022年		Paradip	IOCL	180	2024年		Al Jubail	AGIC/SK gas	1,150	2025年		ガッサラン	Gachsaran Olefin	1,000	2021年？
	天津・南港	中国石化	1,200	2023年		Punjab	HMEL	1,200	2023年	小計			2,650		小計			2,000	
	南京・揚子	BASF-YPC	1,000	2022年		Gujarat	Essar Gujarat	1,300	未定										
	江蘇省雲港	連雲港石化	1,350	2021年末	小計			2,880		既存+新設			21,921		既存+新設			9,303	
	浙江省寧波	寧波華泰盛富聚合材料	600	2021年															
	福建省古雲	福建石化/Sabic	1,500	2025年	既存+新設			10,407											
	広東省恵州	中海シェル石化	1,500	2023年															
	広東省恵州	恵州市/エクソンモービル	1,600	2023年															
	広東省揭陽	中委広東石化	1,200	2022年															
	広東省湛江	中科（広東）煉化	1,200	2025年															
	広東省湛江	BASF	1,000	2026年															
	海南島洋浦	海南煉油化工	1,000	2022年															
	陝西省延安	陝西省政府/中国石油	1,000	未定															
	雲南省嵩明	中石油雲南石化煉油	1,000	未定															
小計			17,950																
CTO/MTO	内蒙古オルドス	内蒙古宝豊	2,000	2023年															
	陝西省榆林	神華集団/Dow	610	未定															
	寧夏・霊武	寧夏宝豊	500	2023年															
	青海ゴルムド	青海省鉱業集団	260	未定															
	山西省晋城	蘭花煤化化工	300	未定															
	貴州省織金	中石化織金	300	2023年															
小計			3,970																
新設合計			21,920																
既存+新設		（仮定）2023年	72,852	世界の33.2%															

（２）　アジア圏の製油所の業績実績と新築及び拡張プロジェクト

図表 3.3.3 に、世界及びアジア圏として中国、インド、サウジアラビア、イランを選定し、各国における 2020 年の製油所の製造能力及び 2025 年頃にかけて予定されている増産計画（新設及び能増を含む）をまとめた。

図表 3.3.3　世界及びアジア圏の石油精製能力（2020 年）と増産計画

世界	2020年	102,331	1)
（千BPD）	2021年	101,912	1)
	2025年	104,766	2)予測

（千BPD）	2020年	増産計画(～2025年)	計
中国	13,474	4,370	17,844
インド	4,886	1,702	6,588
サウジ	3,066	1,325	4,391
イラン	1,704	729	2,433
小計	23,130	8,126	31,256

（出所）重化学工業通信社　アジアの石化 2022、その他から MCR 推定

また、図表 3.3.4 に、アジア圏の各国の製油所増産計画の内容を詳細にまとめた。4 か国の 2020 年能力は、23,130 千 BPD で世界の約 23%となり、2025 年では、4 か国での製油所能力が 31,256 千 BPD で世界の約 30%を占めることになる。BP のデータによれば、製油所能力は過去 10 年間で平均年率 0.7%増加している。今後もこの割合で増加すると仮定して 2025 年を予測した結果、2021 年からの 4 年間で 2,435 千 BPD の増加となる。一方、詳細な調査の結果、中国だけでも約 4,400 千 BPD の増加、中国、インド、サウジアラビ

ア、及びイランの 4 カ国で約 8,100 千 BPD の増加となった。中でも中国は、4 年間に 4,370 千 BPD（約 2.19 億トン）の製油所能増が計画され、実際はこれ以外にも 240 社で 22 の計画があると報じられている。但し、これらの情報の中には能増計画の精度がどこまで正しいか、特にロシアのウクライナ侵攻によるエネルギー市場が混沌とする中では、計画したいという机上のベースもあれば、計画は確実という確度の高い FS 案件まで幅広く存在し予測も難しい。したがって、これらの調査結果には計画の精度における不確かさがある。

2022 年 10 月 31 日、OPEC は 2022 年版の世界石油見通しを公表している。この公表で、2045 年の世界全体の石油需要は 2021 年比 13%増え、109,800 千 BPD になるとの見通しを示した。新興国の経済成長を要因に挙げ、脱炭素化の流れから停滞していた石油産業への投資を増やすことが需要を満たすため必要だと訴えた。これから 2045 年度の製油所能力を推定すると 1,372,500 千 BPD と推算される。これを用いて BP の 2021 年のデータから算出した 2045 年度の増加分は 35,338 千 BPD となる。世界的な脱炭素化の流れの中で、経済成長を最優先する新興国と先進国との間で大きな需要予測の差が生じてきている。

石油化学産業も同様である。今後の予測については、たとえ現地ヒアリングを行ったとしても情報ソースの違いによってどうしても異なる結果となる可能性が生じてくるものと思われる。したがって予測の精度を上げるためには、年単位ではなく月単位での追跡調査が必要と思われる。

製油所の増設は、エチレン設備の増設と全く同じで、中国とサウジアラビアが中心である。EIA の報道によれば、アジアと中東で少なくとも 9 件の製油所が 2023 年末までに稼働を開始するという。それらがフルに稼働した場合、精製能力は 2,900 千 BPD 増加するという。また IEA の 2022 年 6 月の Oil Market Report によると、世界の純精製能力（能力削減との相殺後）は、2022 年に 1,000 千 BPD、2023 年にさらに 1,600 千 BPD 増加する見通しという。世界の石油精製能力は、2021 年に過去 30 年で初めて減少したが、2022 年～2023 年の 9 件の製油所プロジェクトによってガソリン・ディーゼルなどの石油製品が増産され、足元の高価格の抑制や低下につながる可能性もあるという。

アジア及び中東での製油所の能力増強は、今回、選定した 4 か国以外にも、中東においては、クウェートの Al Zour（615 千 BPD）、イラクの Karbala（140 千 BPD）、マレーシアの RAPID ベンゲラン（300 千 PDBPD）などの計画があるという。今後の見通しは混沌としており、産油国や新興国などの脱炭素化実装の行く末を注視すべきである。

図表 3.3.4　アジア圏の各国の製油所増産計画

中国　（千BPD）

既存設備能力　13,474　2020年

新増設計画	立地場所	企業名	（千BPD）能力	完成
1	黒竜江省	ハルビン煉油	40	未定
2	遼寧省・錦州	錦州石油化工	10	未定
3	遼寧省・遼西	錦西煉化化工	60	未定
4	遼寧省・盤錦	華錦阿美石油化工	300	2024年
5	大連	大連石油化工	200	未定
6	山東省・済南	済南煉油	80	未定
7	山東省・東営	中国海洋石油	200	未定
8	山東省・煙台	山東裕竜化工	400	2023年
9	江蘇省・揚子	揚子石油化工	240	2021年？
10	江蘇省・連雲港	盛虹石油精製化工	320	2022年
11	上海・漕渓	上海石油化工	190	2022年
12	浙江省・寧波	鎮海煉油化工	220	2024年
13	浙江省・舟山	浙江石化	400	2022年？
14	浙江省・台州	中国石油/QPI/Shell	400	未定
15	湖北省・荊門	荊門石油化工	60	未定
16	湖北省・武漢	武漢分公司	30	未定
17	福建省・泉州	福建連合石化	200	2024年
18	福建省・章州	古雲聯合石油化工	320	2025年
19	広東省・珠海	珠海宝塔海港石化	100	2020年？
20	広東省・揭陽	中委広東石化	400	2022年
21	新疆ウイグル	ウルムチ石化	100	未定
22	甘肃省・蘭州	蘭州煉油化工	100	不明
	小計		4,370	
		他に240社22計画あり		
既存+新設			17,844	

インド　（千BPD）

既存設備能力　4,886　2020年

新増設計画	立地場所	企業名	（千BPD）能力	完成
	Koyali	IOCL	86	2022年
	Panipat	IOCL	200	2027年
	Haldia	IOCL	100	未定
	Narimanam	CPCL	160	2021年？
	Maharashtra	IOCL/HPCL/BPCL	800	2022年
	Bina	Bharat Oman Rifinery	120	2021年？
	Numarigarh	Numarigarh Rifinery	120	未定
	Jamnagar	Riliance	116	未定
	小計		1,702	
既存+新設			6,588	

サウジ　（千BPD）

既存設備能力　3,066　2020年

新増設計画	立地場所	企業名	（千BPD）能力	完成
	Ras Tamura	Saudi Arabian Oil	525	不明
	Yanbu	Aramco/Sabic	400	2025年
	Jizan	Jizan Oil Refinery	400	2022年
	小計		1,325	
既存+新設			4,391	

イラン　（千BPD）

既存設備能力　1,704　2020年

新増設計画	立地場所	企業名	（千BPD）能力	完成
	10工場6計画		729	未定
既存+新設			2,433	

３．３．２　欧米の脱ロシアエネルギー政策に対するエネルギー安全保障対応

コロナ禍で 3 大エネルギー資源（石油・ガス・石炭）の需給は余剰化していたが、2 月 24 日の突然のロシアによるウクライナ侵攻で、欧米のロシア制裁、脱ロシア資源が加速し、世界の資源需給は一気に余剰から不足となり、3 大エネルギー資源価格は同時急上昇した。今世紀において、初めての現象である。また、これほどに、世界の全消費国が、国家エネルギーの安全保障を深刻に受け止めたのも初めてで、ついに、世界エネルギーデカップリングが起きつつある。そこで、アジア諸国の 3 大エネルギー資源輸出入量と価格推移を追跡、整理し、欧米諸国や日本の現状と比較しつつ考察を行った。資源に関わる一連のサプライチェーンに基づく、アジア各国のエネルギー安全保障政策については、ロシアエネルギー危機によるアジア諸国（とくに中国・インド）と日欧米諸国のカーボンニュートラル政策の違いを浮き彫りにする。

（1）　本項調査結果の要旨

ロシアエネルギー危機は、資源不足・超インフレ誘発でも、クリーンエネルギー資源を安全保障に組み込み、CN2050 を加速する欧米諸国群と、中国・インドのように、ロシア化石資源を輸入し、経済成長を優先するアジア諸国群とに明確にわかれた。

エネルギー大消費国の中国、インドは、国家エネルギー安全保障のために自国石炭資源開発と消費の循環をむしろ強め、かつ、ロシアの資源を安定的に輸入して、経済を更に成長させることが最優先である。したがって、化石資源を原料とする大規模コンビナートの建設、新増設は止まらない。

サウジアラビアは、中国とは異なり、脱石油のためのカーボンニュートラルであり、将来の糧とするために欧米のカーボンニュートラル政策に応じていることが調査で明らかになった。カーボンニュートラルは、温暖化防止と経済成長のため、並行して推進している。

① 主要国の化石資源の輸出入量及び輸出入価格推移の調査項目

主要国の 3 大化石資源の輸出入量及び輸出入価格推移の調査結果を、各国別、石油・天然ガス（LNG とパイプラインガス）、石炭別にまとめて提示する。中国、インド、日本及びドイツは輸入国別の輸入量及び輸入価格を示す。

対象期間：

年毎として 2016 年～2021 年、月毎としてロシアのウクライナ侵攻(2022 年 2 月 24 日）前後の 2021 年 12 月～2022 年 7 月

化石資源：

原油、液化天然ガス（LNG）、パイプラインで移送するガス状天然ガス及び石炭（無煙炭＋瀝青炭及＋褐炭の合計）

代表的な化石資源の市場価格推移：

代表的な原油としては、ブレント、ドバイ、WTI

代表的な天然ガスとしては、欧州天然ガス、アメリカ天然ガス、日本 LNG

代表的な石炭としては、オーストラリア炭及び南アフリカ炭

（2） 中国の化石資源の輸入量及び輸入価格推移

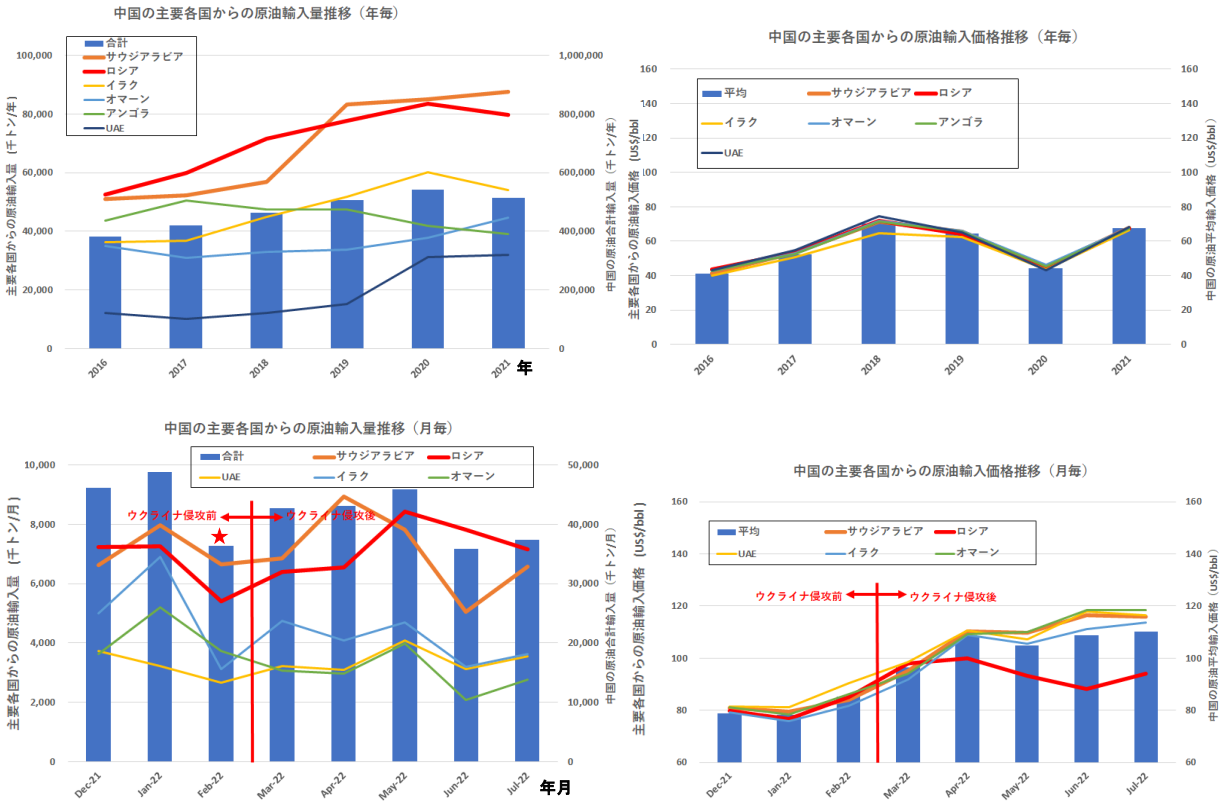
① 中国の原油輸入量及び輸入価格推移

近年の合計輸入量は年々増加している。2019 年以降、中国のロシア原油の輸入量はサウジアラビア原油に次いで第 2 位であった。ロシアのウクライナ侵攻後、原油の合計輸入量の増減変化が大きいが、中国はロシアから原油の輸入量を増やし始め、2022 年 5 月以降ではサウジアラビアを追い越して第 1 位になった。一方、ウクライナ侵攻後の原油平均輸入価格は上昇して、7 月は 2 月より 3 割高だが、ロシア原油輸入価格は下がり始め、2022 年 7 月では他の主な原油価格に比べて 2～3 割安い。中国は、ロシアの経済制裁に加わっておらず、ロシアの安い原油を大量に輸入して大きな利益を得ており、今後ともロシア原油を輸入する可能性はある（図表 3.3.5 参照）。

② 中国の液化天然ガス（LNG）輸入量及び輸入価格推移

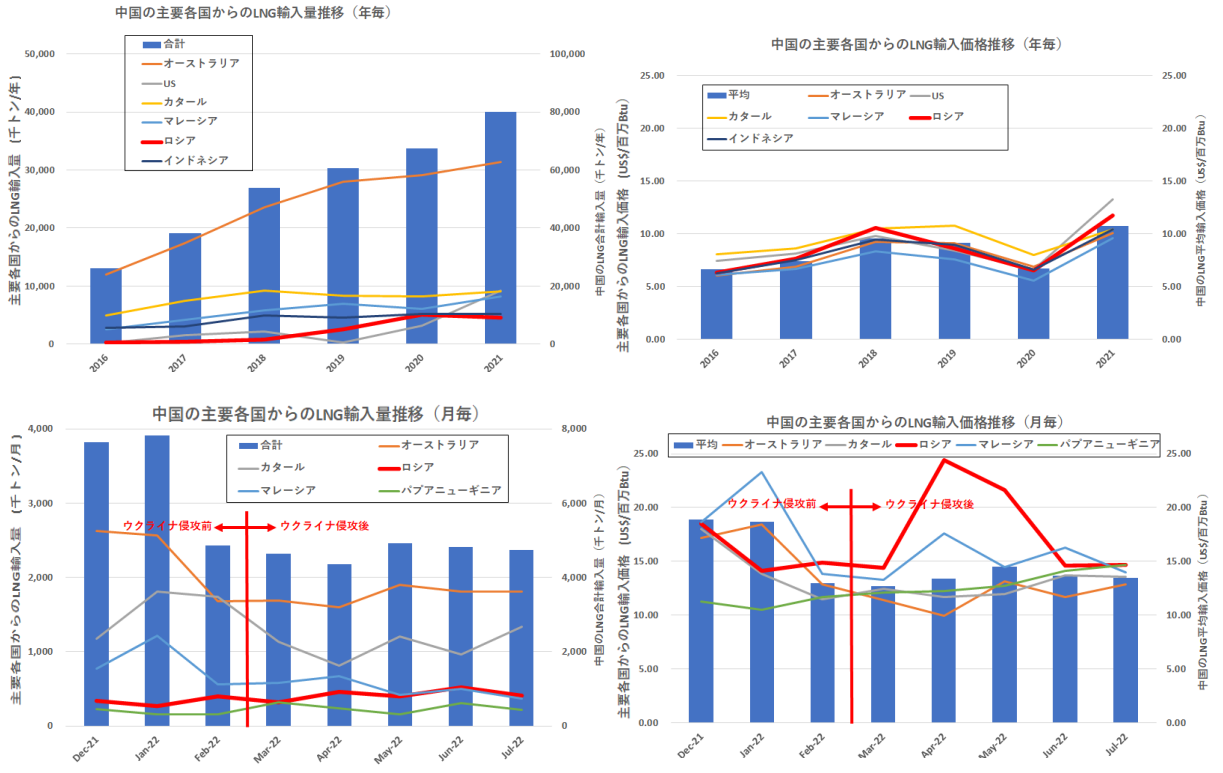
近年の合計 LNG 輸入量は年々大きく増加するトレンドである。中国は、第 1 位のオーストラリア産 LNG 輸入を近年増加しており、2021 年は輸入全体の約 50%を占める。2020 年に発生した中国とオーストラリアの関係悪化に伴い、中国は 2021 年にオーストラリア産石炭の輸入を急減させたが、LNG に対してはそのような対応を取っていない。脱炭素政策を推進しなければいけない中国としては、CO2 発生量が石炭の半分である LNG の輸入を安定化させるために、オーストラリア産 LNG 輸入は継続的に続ける政策と考えられる。一方、ロシア産の LNG 輸入を 2019 年以降増やしており 2021 年は輸入量第 5 位である。輸入価格は平均値並みか少し高いが、価格増減の動きは平均値と同じである。ロシアのウクライナ侵攻後、合計輸入量の変化は少ないがロシア産 LNG の輸入は若干増えたとも見られる。平均輸入価格の変化は少ない。ロシア産輸入価格は 2022 年 4 月及び 5 月に一時的に上昇したが、6 月以降は下がり他の LNG と同等である（図表 3.3.6 参照）。中国は、今後ともオーストラリアからの輸入が主で、ロシア産 LNG を輸入する可能性はある。

図表 3.3.5　中国の主要各国からの原油輸入量と価格の推移(年毎・月毎)



（出所）各国統計機関および国連統計局データより MCR 作成

図表 3.3.6　中国の主要各国からの LNG 輸入量と価格の推移(年毎・月毎)

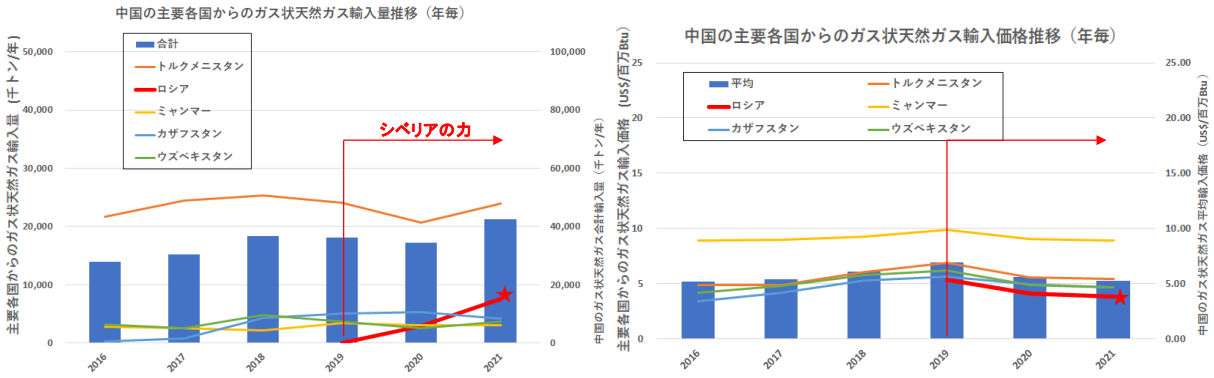


（出所）各国統計機関および国連統計局データより MCR 作成

③　中国のガス状天然ガス輸入量及び輸入価格推移

パイプラインにて送気されるガス状天然ガスの合計輸入量は年々増加している。中国はロシア産天然ガスの輸入を 2020 年以降増やしている。中国とロシアが 2019 年 12 月 2 日に両国を結ぶ初の天然ガスパイプライン（シベリアの力）を開通させたことによる。シベリアの力のガスは、国際価格より安めである（図表 3.3.7 参照）。ロシアのウクライナ侵攻後の動きは、データが無く分からないが、今後とも他の化石資源と同様にロシア産ガス状天然ガス輸入を増加する可能性はある。

図表 3.3.7　中国の主要各国からの LNG 輸入量と価格の推移(年毎)



（出所）各国統計機関および国連統計局データより MCR 作成

④　中国の石炭輸入量及び輸入価格推移

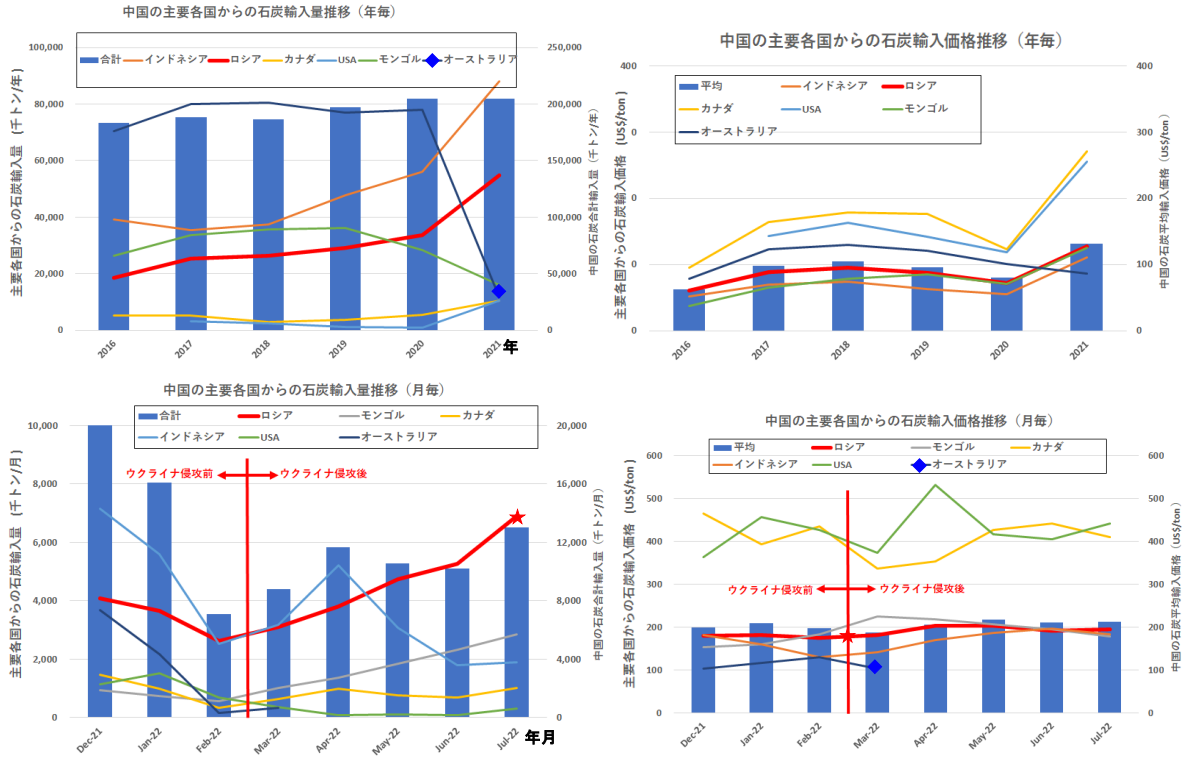
近年の石炭の合計輸入量は、安定している。中国は、ロシア産石炭の輸入量を増やして、2020 年は第 1 位のオーストラリア、第 2 位のインドネシアに次いでロシアは第 3 位であった。2020 年にオーストラリアが新型コロナウイルス感染起源の国際調査を公式に求めたことでオーストラリアと中国の関係が悪化した。中国が貿易面で対抗措置を取り、2021 年 10 月以降中国はオーストラリアの石炭の輸入を禁止しており、2021 年のオーストラリアからの輸入量は大幅に減った。その代替として、インドネシアとロシアの石炭輸入を大幅に増やした。アメリカからの石炭輸入も 2021 年から増やしている。なお、オーストラリア産石炭の一部がインドやパキスタンなどの第三国を経由して中国に輸入されているという情報がある。

2022 年 7 月に中国当局は、ロシアに対する西側諸国の制裁で、西欧が逆にオーストラリア・インドネシアからの石炭輸入量を増やし、石炭供給逼迫の懸念が生じていることから、オーストラリア産石炭輸入禁止措置の打ち切りを提案している。オーストラリアも当提案を当然受け入れることが予想され、近い将来、オーストラリア産石炭の中国への輸入が再開されると考えられる。

石炭価格は、輸入する国によって差がある。この要因は、無煙炭及び瀝青炭の高品位炭は高く、亜歴青炭及び褐炭の低品位炭は安いことによる。その差は 50US$/t 以上と大きい。ロシア産石炭価格は平均的で、動きも各国の輸入石炭価格とほぼ同じである。ロシアのウ

クライナ侵攻後は、合計輸入量が増加傾向で 7 月は 2 月より 8 割増である。エネルギーの安定確保と思われる。特に、ロシア産は輸入量を増やして第 1 位となっている。オーストラリア炭の輸入は見られない。一方、ロシアのウクライナ侵攻後の平均輸入価格の変化は小さい。ロシア産石炭の価格は、平均的で増減はあまり見られない（図表 3.3.8 参照）。中国は今後ともロシア産石炭の輸入を続けるだろうが、カーボンニュートラル化を踏まえながら LNG 及びガス状天然ガスに移行する中で、ロシア産天然ガスの輸入も増やしていくだろう。

図表 3.3.8　中国の主要各国からの石炭輸入量、価格の推移(年毎、月毎)



（出所）各国統計機関および国連統計局データより MCR 作成

（3）　インドの化石資源の輸入量及び輸入価格推移

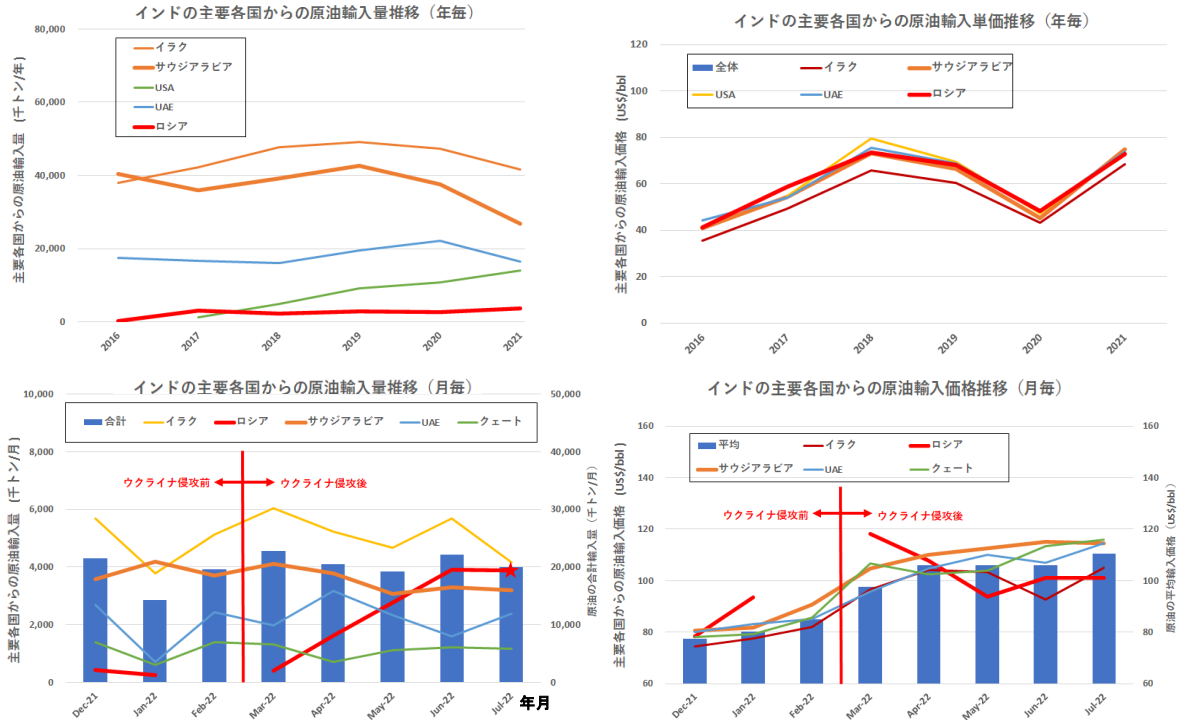
①　インドの原油輸入量及び輸入価格推移

近年の 2016 年から 2021 年において、原油輸入量は安定している。インドは原油の多くを中東のイラク、サウジアラビア及び UAE から輸入している。輸入価格はほぼ同じである。ロシアのウクライナ侵攻後、インドの原油合計輸入量の変化は少ないが、ロシア原油の輸入を増やし始め、2022 年 7 月では輸入量第 1 位のイラクに迫っている。一方、ウクライナ侵攻後の輸入価格は上昇しているが、ロシア原油輸入価格は、下がり始め、2022 年 7 月では他の主な原油価格に比べて 2 割ほど安い（図表 3.3.9 参照）。インドは、ロシアの経済制裁に加わっておらず、ロシアの安い原油を大量に輸入して大きな利益を得ている。インドは、今後とも安価なロシア産原油の輸入を続けるだろう。

②　インドの LNG 輸入量及び輸入価格推移

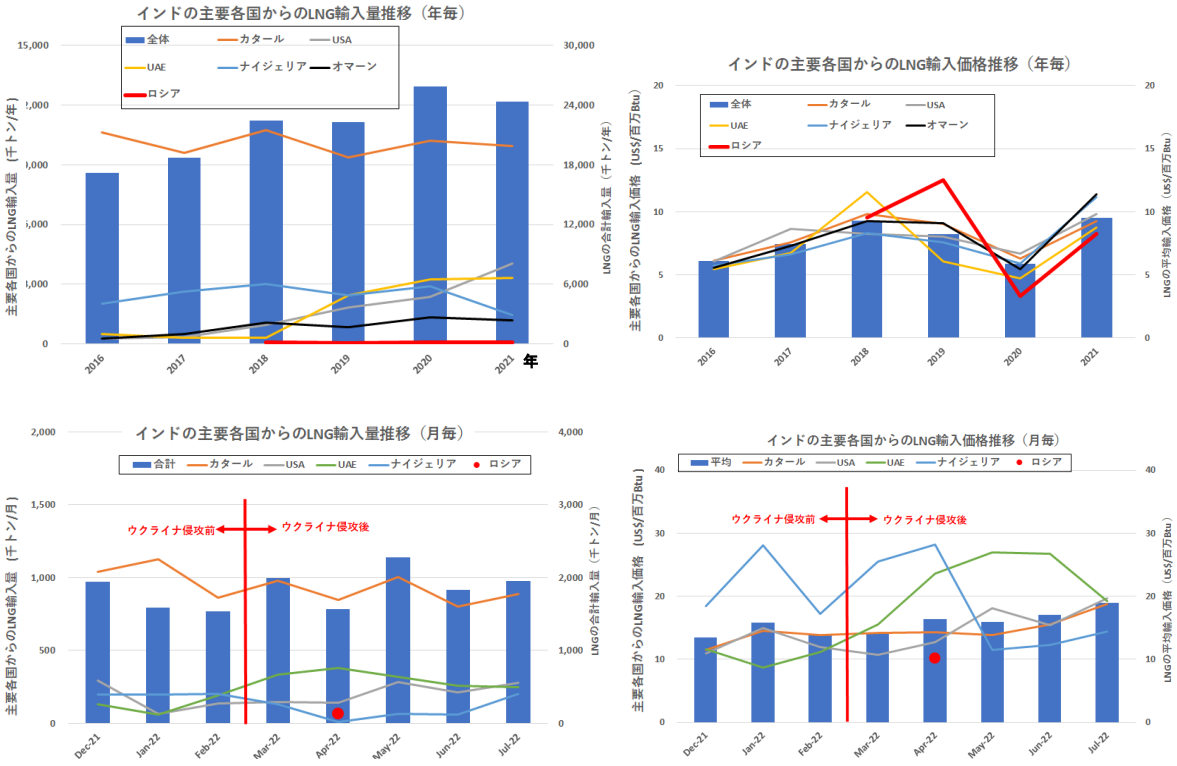
近年の合計輸入量は増加傾向である。インドは LNG の約半分をカタールから輸入している。LNG 輸入価格の各国間の差はあまりない。ロシアからの LNG の輸入は少ない（2021 年：71 千 ton）。ロシア LNG 輸入価格は幅があるが、概ね平均的である。ウクライナ侵攻後は、合計輸入量は若干増加傾向で、4 月にロシア LNG を 2021 年合計量近くの 66 千 ton を 1 ヶ月で輸入した。ウクライナ侵攻後の LNG 平均輸入価格は上昇傾向だが、ロシア産 LNG 輸入価格は、平均価格の 6 割とかなり安価である（図表 3.3.10 参照）。今後、インドは安価なロシア産 LNG の輸入を増やす可能性がある。

図表 3.3.9　インドの主要各国からの原油輸入量と価格の推移(年毎・月毎)



（出所）各国統計機関および国連統計局データより MCR 作成

図表 3.3.10　インドの主要各国からの LNG 輸入量と価格の推移(年毎・月毎)

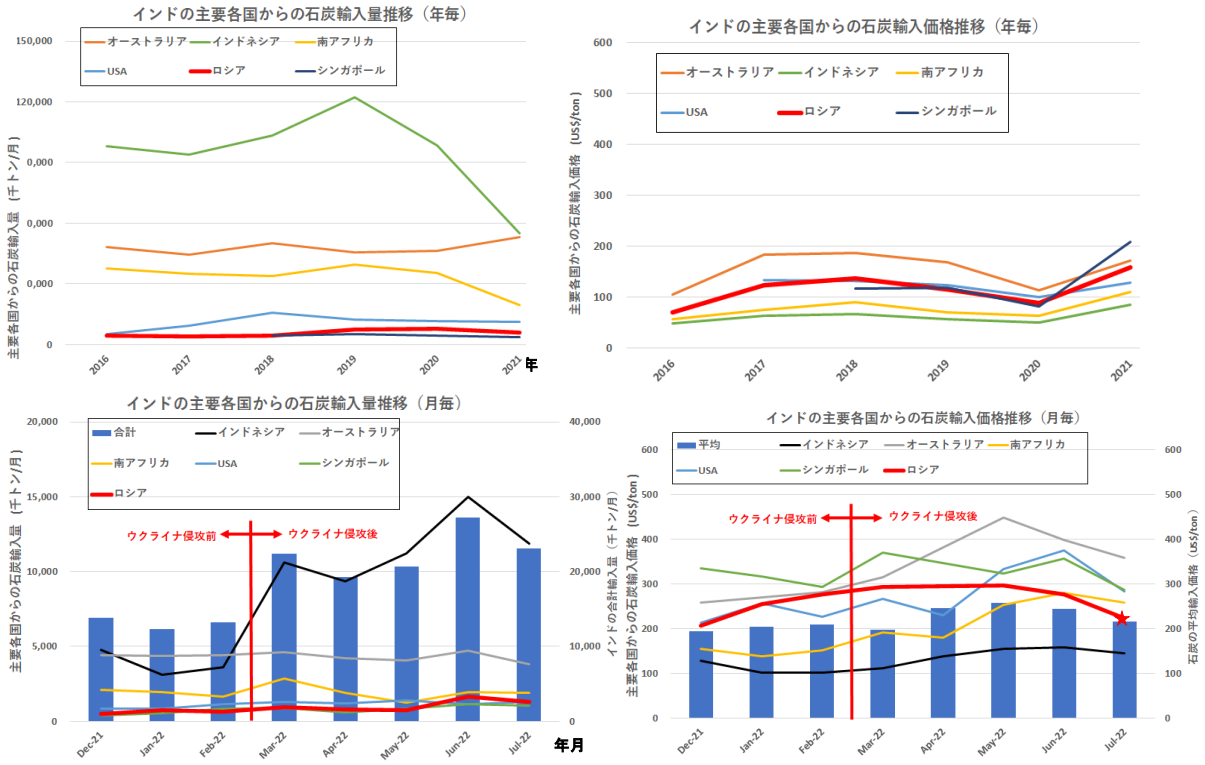


（出所）各国統計機関および国連統計局データより MCR 作成

③　インドの石炭輸入量及び輸入価格推移

近年の石炭の輸入量は減少傾向である。近年の輸入先第 1 位はインドネシアであるが、2020 年及び 2021 年は輸入量が急激に減少した。インドネシア及び南アフリカ産の輸入石炭は低品位炭のため価格が低い。ロシア産石炭は高品位炭である。ロシアのウクライナ侵攻後、石炭の合計輸入量は大きく増加して 6 月は 2 月より約 2 倍増である。エネルギーの安定確保の動きが具現化している。石炭輸入価格は約 2 割上がったが、ロシア産石炭は他の輸入石炭に比べて低下傾向が見られ、低品炭のレベル(約 2 割減)に下がっている（図表 3.3.11 参照)。インドは今後ともロシア産石炭の価格が割安な限り、輸入を続けるだろう。

図表 3.3.11　インドの主要各国からの石炭輸入量と価格の推移(年毎・月毎)



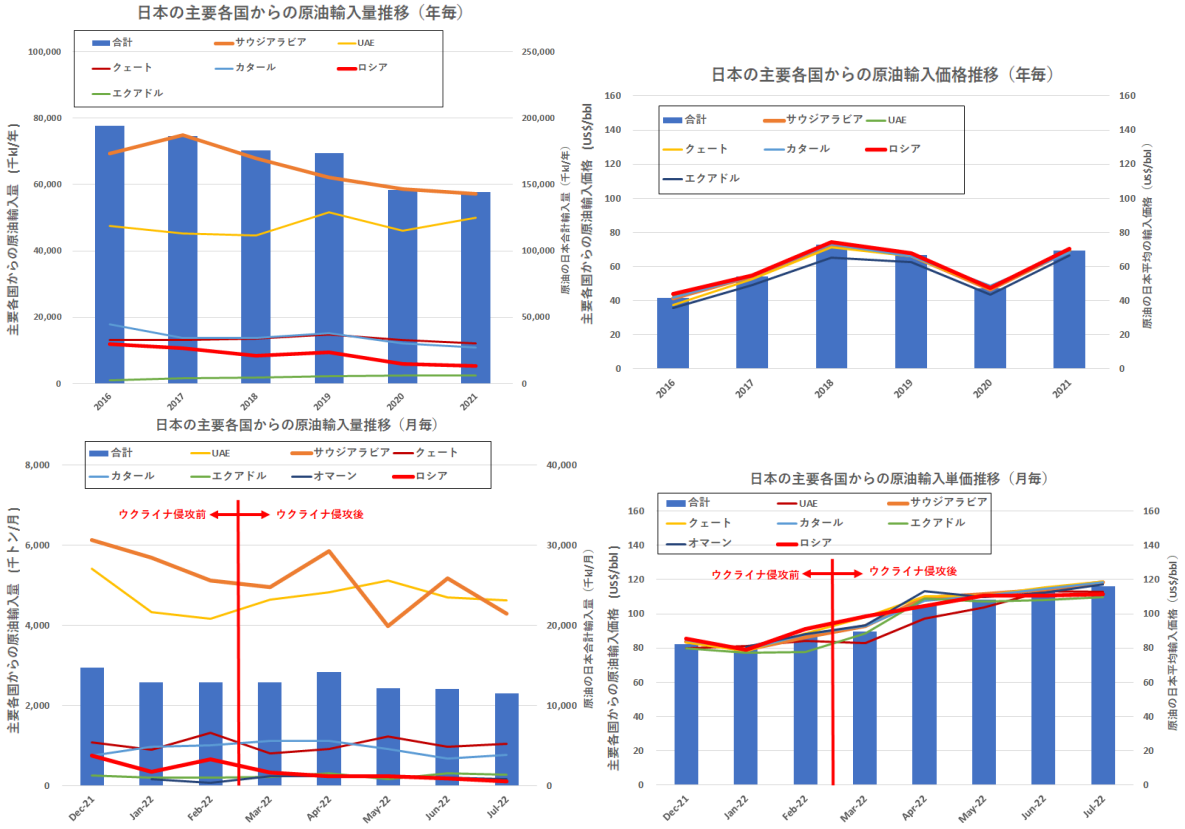
（出所）各国統計機関および国連統計局データより MCR 作成

（4）　日本の化石資源の輸入量及び輸入価格推移

①　日本の原油輸入量及び輸入価格推移

近年（2016 年～2021 年）の原油輸入は中東がメインで、ロシア原油輸入は毎年第 5 位であった。これは全体量の 4～6%である。日本の原油輸入量は漸減傾向で、ロシア原油も同様の動きである。ロシア原油の輸入価格は、他国原油とほぼ同等で動きも似ている。ロシアのウクライナ侵攻後、合計輸入量の変化は少ないが、ロシア原油の輸入は半分になった。一方、ロシアのウクライナ侵攻後の原油平均輸出価格は約 3 割上昇した。ロシア原油輸入価格も、他の原油と同様の動きであるが、比較すると安価になった（図表 3.3.12 参照）。しかし、今後も、ロシア産の輸入を増やす可能性は低く、中東原油の輸入にますます偏重していく。安全保障の観点から、調達先の多様化が必要である。

図表 3.3.12　日本の主要各国からの原油輸入量と価格の推移(年毎・月毎)



（出所）各国統計機関および国連統計局データより MCR 作成

②　日本の LNG 輸入量及び輸入価格推移

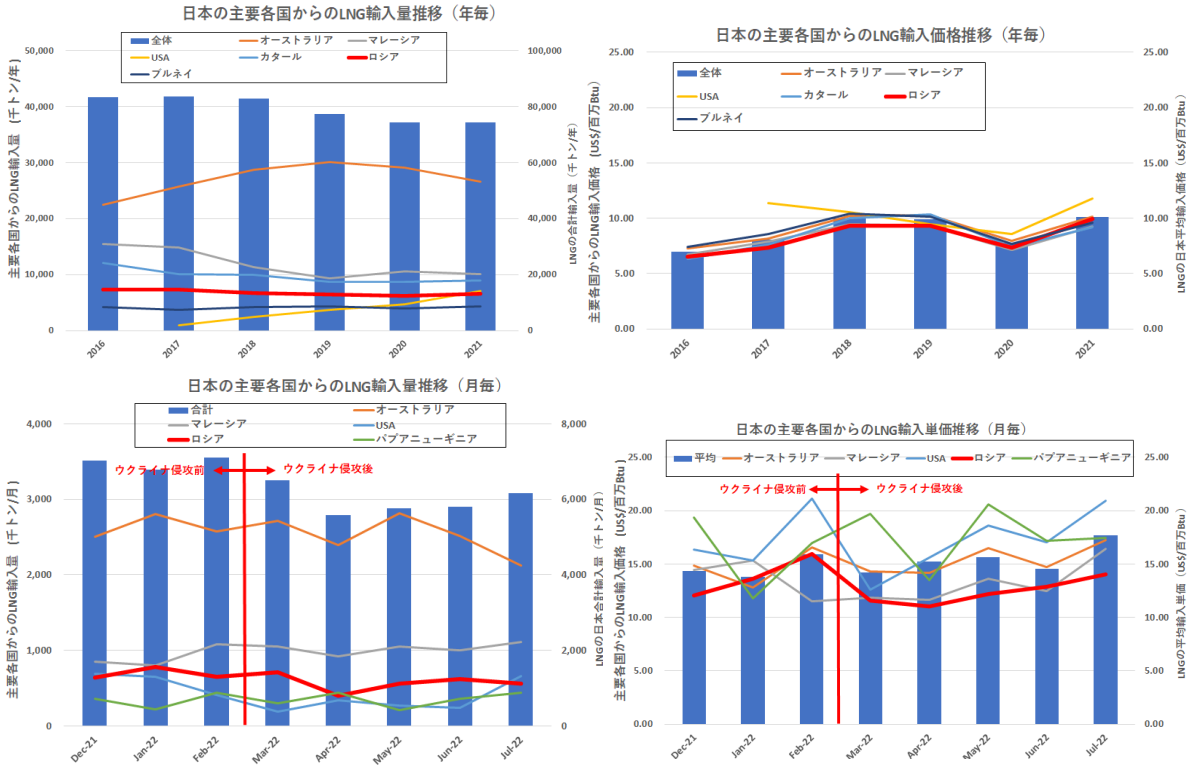
近年の合計輸入量は減少傾向である。日本は、圧倒的にオーストラリア産 LNG の輸入量が多い（約半分）。2017 年からアメリカからの輸入が始まり毎年増えてきて、2021 年は第 4 位である。ロシアからの LNG 輸入量は 2016 年以降第 4 位であったが、2021 年は第 5 位であった。毎年、全体の約 8%でここ数年の増減は少ない。ロシアの LNG 輸入価格は、他国の LNG と同等か少し安価である。値動きは他と同じである。一方、ウクライナ侵攻後の合計輸入量は少し下がり、ロシア産 LNG の輸入量も少し下がったが変化は少ない。ウクライナ侵攻後の平均輸入価格の変化は少なかったが 7 月に約 1 割上がった。ロシア産価格は他国 LNG に比べて少し低くなった（図表 3.3.13 参照）。

ロシア・サハリン州サハリン島北部東岸にて油田、天然ガス田及び関連施設の開発が進められているサハリン 1 及びサハリン 2 のプロジェクトがある。サハリン 1 については、ロシアのウクライナ軍事侵攻で事業環境が変わったことを受け、プーチン大統領が 10 月 7 日に事業を新会社に移管する大統領令に署名して、海外企業に対して事業への出資を継続するかどうか 1 カ月以内に判断するよう 10 月 14 日に求めていた。11 月 4 日には、経済産業省及び日本の商社などが出資し、サハリン 1 に参画していたサハリン石油ガス開発（SODECO）が新会社への参画を申請すると正式に決めた。日本政府として「サハリン 1 はエネルギー安全保障上、極めて重要なプロジェクト」と判断した結果である。その後、ロシアのミシュスチン首相が日本とインドの出資を承認する指令に署名した(11 月 14 日)。

日本はサハリン 1 の 30%の権益を維持することが決まった。

ロシアで初めて LNG 基地が建設されたサハリン 2 については、ロシア政府は三井物産（出資比率 12.5%）と三菱商事（出資比率 10.0%）の商社 2 社に対し、事業を引き継いだ新会社への参画を承認した。政府は「わが国のエネルギー安定供給の観点から重要な意義がある」（西村康稔経済産業相）と歓迎するが、液化天然ガス（LNG）の安定調達に向け、全面的に安心できる状況ではない。新会社の運営ルールを定める株主間協定の交渉は越年が予想され、ロシア側から不利な条件を突き付けられる恐れがある。日本はサハリン 2 から LNG の年間輸入量の約 8%に当たる 600 万トンを調達する予定である。

図表 3.3.13　日本の主要各国からの LNG 輸入量と価格の推移(年毎・月毎)

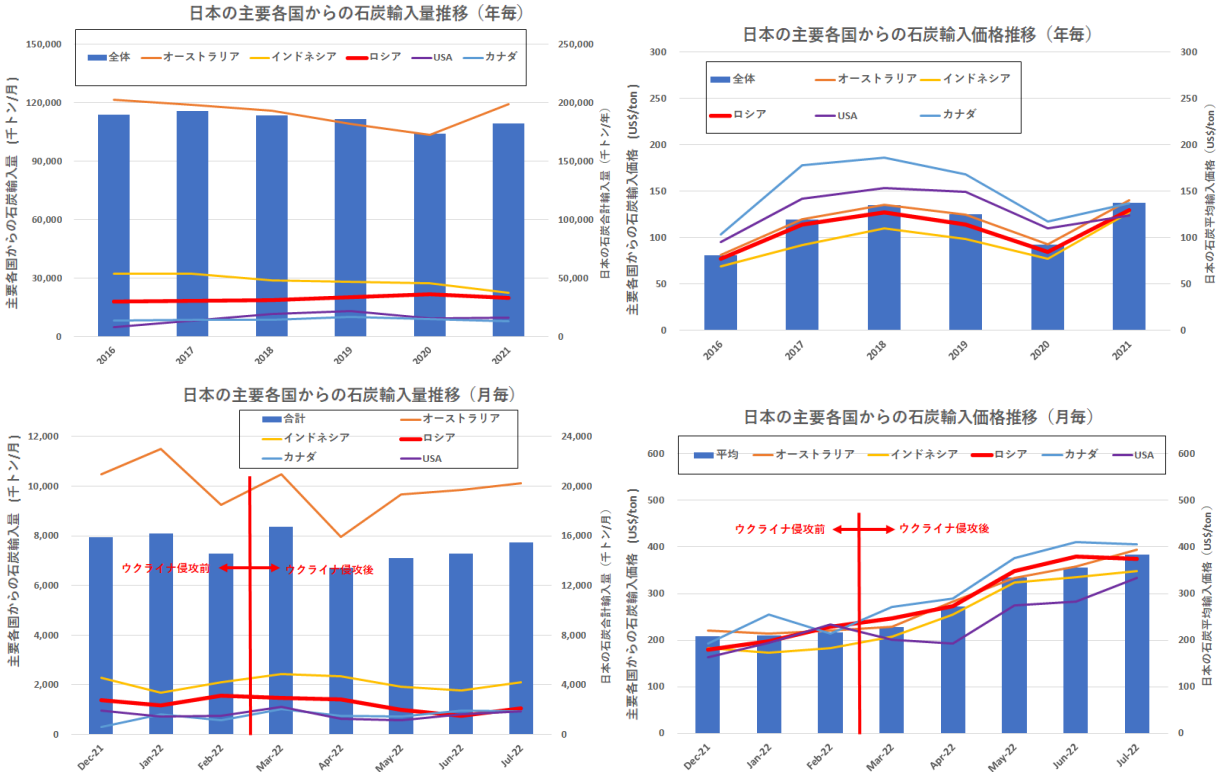


（出所）各国統計機関および国連統計局データより MCR 作成

③　日本の石炭輸入量及び輸入価格推移

近年の日本の石炭の合計輸入量は減少傾向にある。輸入先でロシア産は第 3 位（約 10%）である。圧倒的にオーストラリア炭輸入が多い（約 60%）。インドネシアが第 2 位（約 15%）。ロシア産の石炭輸入価格は、日本平均価格とほぼ同等で動きも同じである。ロシアのウクライナ侵攻後は、合計輸入量及びロシア産の輸入量の変化は大きくはない。ロシアのウクライナ侵攻後の日本の石炭平均輸入価格は大きく上昇して、7 月では 2 月に比べて 8 割近く上がっている。ロシア産石炭の輸入価格は、平均輸入価格と大体同じである（図表 3.3.14 参照）。今後、石炭の輸入状況の変化は少ない。ロシア産の輸入は減ることはあっても増えることはない。

図表 3.3.14　日本の主要各国からの石炭輸入量と価格の推移(年毎・月毎)



（出所）各国統計機関および国連統計局データより MCR 作成

（５）　ドイツの化石資源の輸入量及び輸入価格推移

①　ドイツの原油輸入量及び輸入価格推移

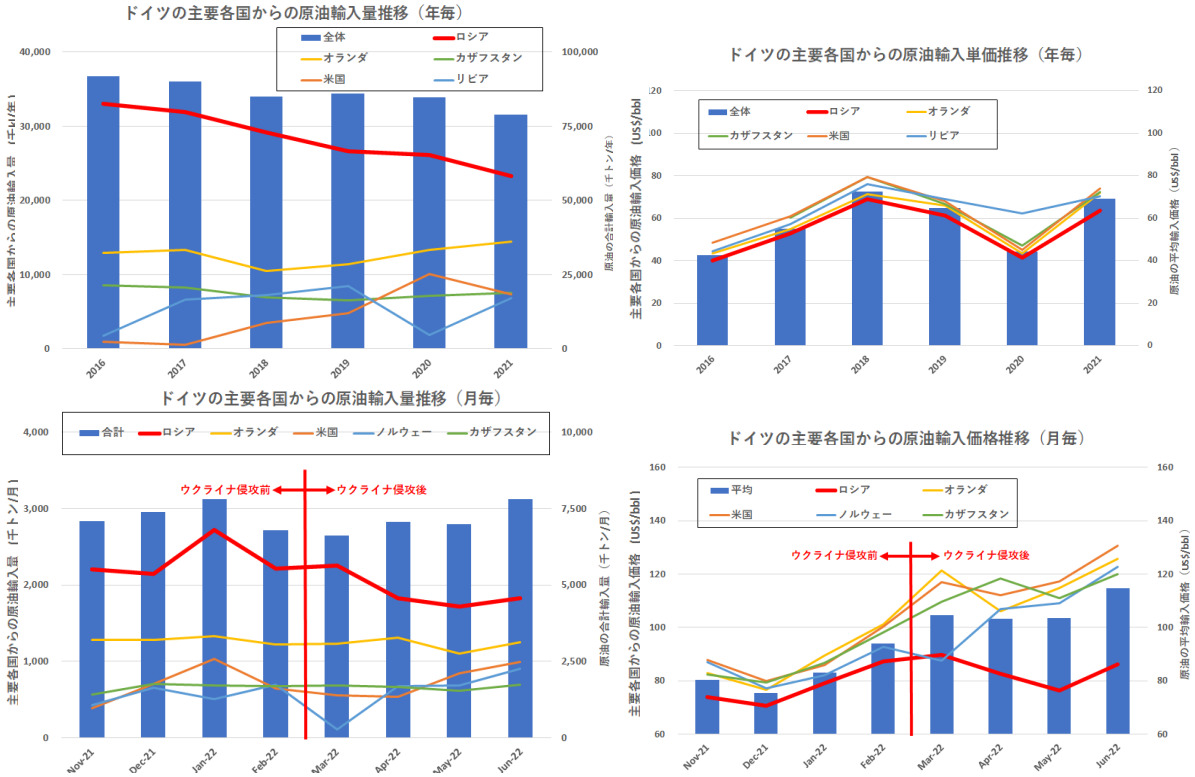
2016 年から 2021 年において、ドイツの原油合計輸入量は漸減している。特に、輸入量第 1 位のロシア原油の減少が大きい。輸入価格の幅は 10US$/bbl ほどであるが、ロシア原油価格は平均より 5US$/bbl 安い。ロシアのウクライナ侵攻後、ドイツの原油合計輸入量の変化は小さいが、ロシア原油の輸入が 2 割ほど減少した。ウクライナ侵攻後の原油の輸入価格は上昇しているが、ロシア原油輸入価格は上昇が見られず、平均価格より 20～30US$/bbl 下がった。経済制裁として、ロシア原油の輸入量を下げて安くしか買わない意向が透けて見える（図表 3.3.15 参照）。今後とも、ドイツは原油輸入量を下げていくが、ロシア原油は他原油よりも輸入をさらに減らしていく方向にある。

②　ドイツの天然ガス輸入量及び輸入価格推移

ドイツの天然ガスの輸入量は漸減方向である。ドイツは再生可能エネルギーの利用が急速に伸びており、その結果、天然ガスの輸入が中国、インドのようには増加していない（図表 3.3.16 参照）。一方、ウクライナ侵攻後の天然ガスの輸入推移はデータ未取得で分からないが、2022 年 10 月時点において、EU 加盟国でロシアのガス状天然ガスの供給を受けているのは、ハンガリーのみで、これを除く EU 加盟国は、ロシア産天然ガスを輸入していない。今後は、オランダなどを経由して天然ガスを輸入するルートを急ピッチで建設中である。ドイツは、当面はロシア以外の他国からパイプラインを通じて天然ガスの供給を受けるが、ロシア天然ガス依存から脱却するために LNG の輸入を急いでいる。今までドイ

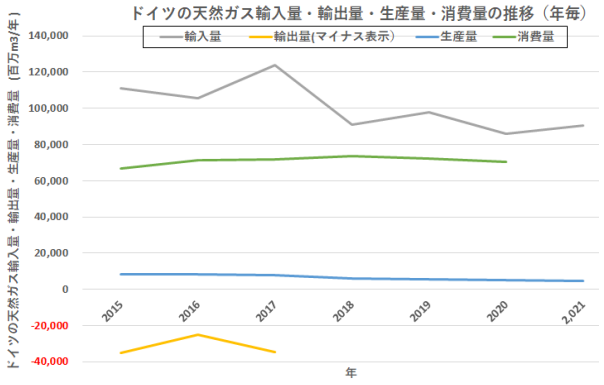
ツは LNG 基地を持たなかったが、LNG ターミナルの建設を急ぐ考えである。2022 年 11 月に北海に臨むニーダーザクセン州ウィルヘルムスハーフェン港で建設していた浮体式のドイツ最初の LNG ターミナルが完工して、翌月 12 月 17 日から稼働開始した。新たな LNG ターミナルの建設はブルンスビュッテルなど 3 カ所でも進められる。将来は再生可能エネルギーの利用を、更に増やして天然ガスの輸入を減らす方向である。

図表 3.3.15　ドイツの主要各国からの原油輸入量と価格の推移(年毎・月毎)



（出所）各国統計機関および国連統計局データより MCR 作成

図表 3.3.16　ドイツの主要各国からの天然ガス輸入量と価格の推移(年毎・月毎)



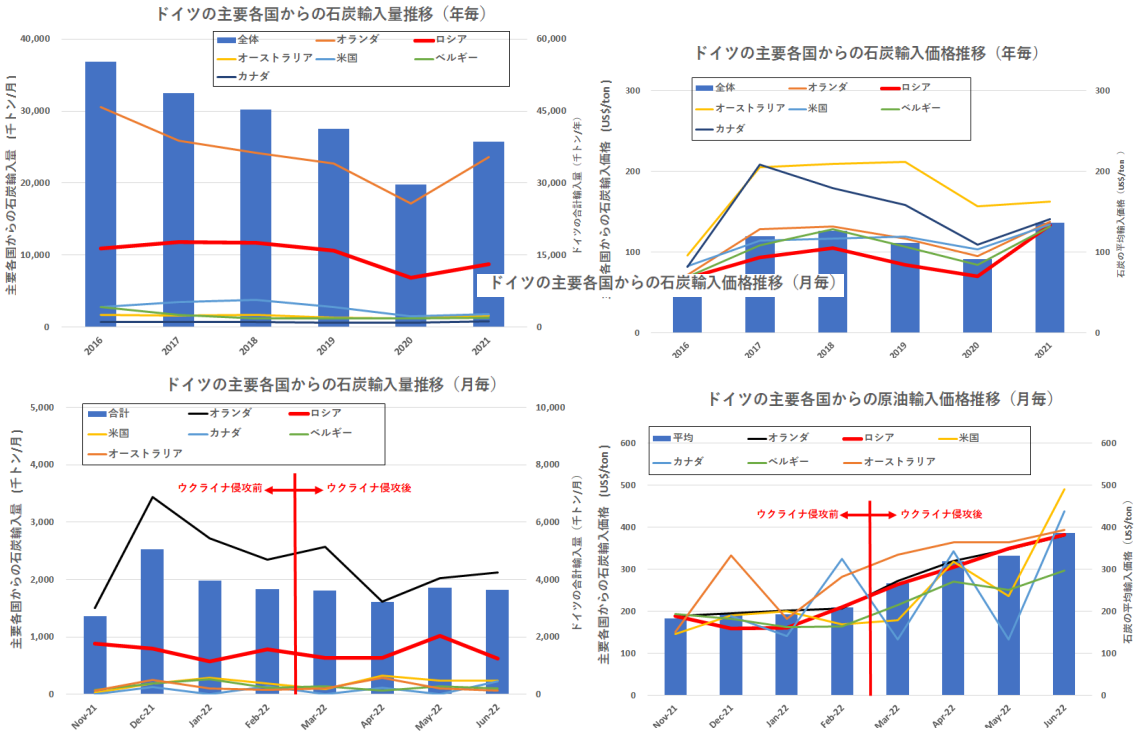
（出所）　IEA2022 データより MCR 作成

③　ドイツの石炭輸入量及び輸入価格推移

石炭の合計輸入量は漸減している。オランダは中継貿易の模様で実質第 1 位はロシアで

あるが、ロシア炭輸入も減少傾向である。ロシア炭の価格は平均値より 10～20US$/ton 安価である。ロシアのウクライナ侵攻後、石炭の合計輸入量及びロシア炭輸入量の変化は少ない。ロシアのウクライナ侵攻後の石炭の平均輸入価格は漸増しているが、ロシア炭も平均値とほぼ同じ価格である（図表 3.3.17 参照）。今後、石炭の輸入は減少方向で、ロシア炭も同じく減少していくだろう。

図表 3.3.17　ドイツの主要各国からの石炭輸入量と価格の推移(年毎・月毎)



（出所）各国統計機関および国連統計局データより MCR 作成

（6）　サウジアラビアの化石資源の輸出推移

①　サウジアラビア原油の生産量及び輸出量の推移

サウジアラビア原油の生産はここ 10 年価格維持のため協調減産、自主減産で 11～12 百万 BPD の範囲内であり、輸出量も 8 百万 BPD 前後で落ち着いている。2019 年以降のサウジアラビアの原油輸出量は、アメリカ及びロシアの輸出量とほぼ同等である。輸出先国は、中国、日本及びインドの 3 国で 50%以上を占める。ウクライナ侵攻後のサウジアラビアの輸出データは未取得で分からないが、輸出先国のデータによれば、中国はウクライナ侵攻後にサウジアラビア産原油の輸入を減らしてロシア産原油輸入を増やし、サウジアラビア産が第 2 位、ロシア産が第 1 位の輸入先と順位が逆転した。日本においては、ウクライナ侵攻後のサウジアラビア原油の輸入の大きな変化はない。

サウジアラビアの原油の確認埋蔵量は 2,975 億 bbl で世界全体の 17.2%の第 2 位（2020 年）であり、第 1 位のベネズエラ（3,038 億 bbl，17.5%）との差は少ない。世界最大の原油生産能力を有す。今後、当面のウクライナ侵攻の影響による原油需要供給バランス、各国のカーボンニュートラル対応による原油需要変化を踏まえながら、サウジアラビア

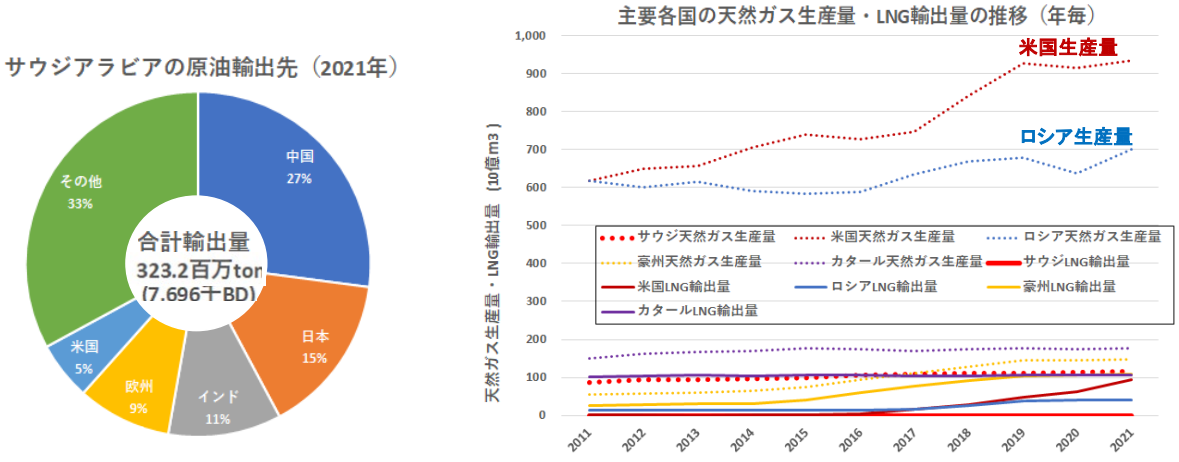
にとって利益マックスすなわち原油を高価格で多く輸出する対応を図る。具体的には今まで実施してきた協調減産基調を継続し、原油価格が過度に高騰したときは増産して売上高を上げるなどの対応で国の財政基盤の強化を続ける。

② サウジアラビア天然ガスの生産量及び輸出量の推移

サウジアラビアの天然ガス生産量は、オーストラリア並みであるが、現在は LNG 基地がなく国内消費のみで輸出はしていない。サウジアラビアはビジョン 2030 で提示した石油中心経済から脱却するひとつの施策として、天然ガスの開発を進め 2030 年には世界最大の LNG 輸出国を目指すとしている。そのために天然ガス関連の投資を行っている。

2021 年のサウジアラビアの天然ガス生産量は、1,173 億 m3 で、アメリカの 13%、ロシアの 17%に比べると劣る（図表 3.3.17 参照）。但し、サウジアラビアの天然ガス確認埋蔵量（2020 年）は、6.02 兆 m3 で世界第 8 位と少なくはなく、今後開発が進めば LNG の輸出国として台頭してくる。なお、カタールなどの中東産 LNG 生産コストはアメリカの 1/4 程度で、サウジアラビアの LNG も国際的に十分に競争力を持つ。アメリカ、ロシア、オーストラリアなどの LNG 輸出国にとって強力な競争相手になる可能性がある。

図表 3.3.17　サウジアラビアの原油輸出先、主要国の天然ガス生産量、輸出量推移



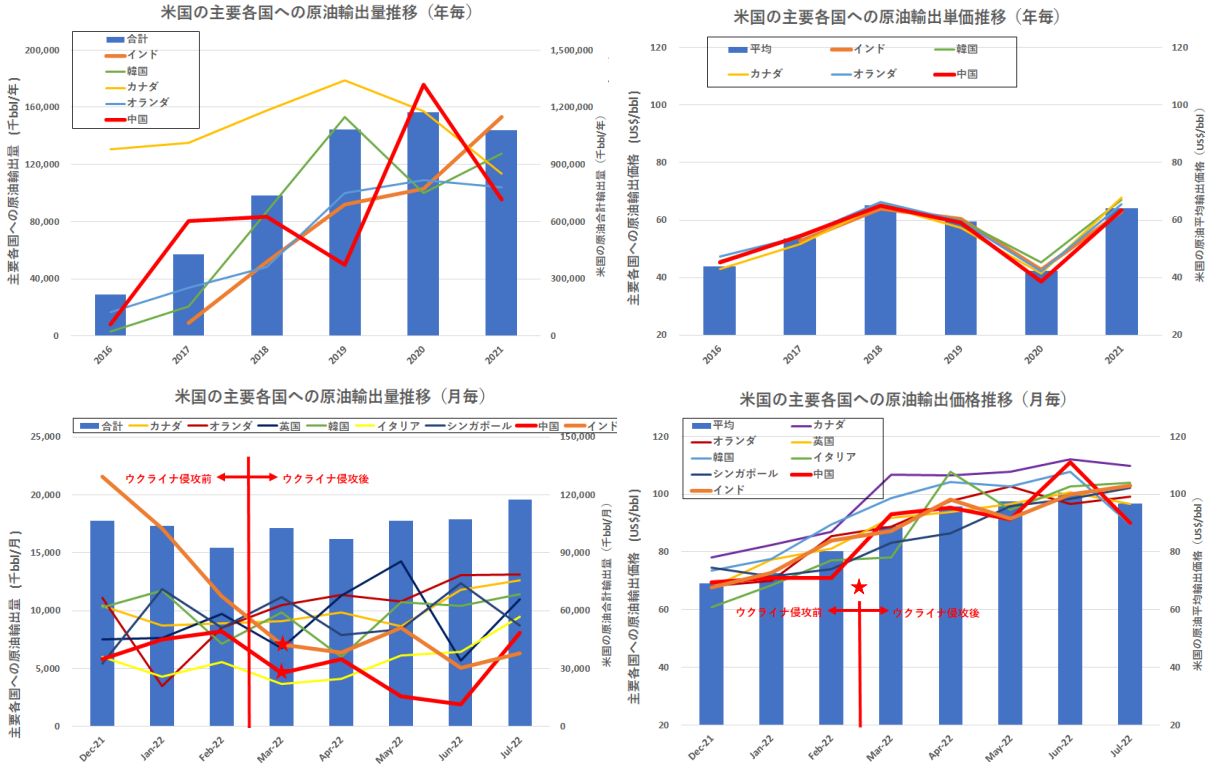
（出所）BP2022 データより MCR 作成

（7） アメリカの化石資源の輸出量及び輸出価格推移

① アメリカ原油の輸出量及び輸出価格推移

ここ数年、アメリカの原油合計輸出量が大きく増大してきた。その中でも中国及びインドへの原油輸出の増加が大きい。アメリカからの原油輸出価格は、輸出先による差は小さい。ロシアのウクライナ侵攻後は、アメリカからの原油合計輸出量は増加傾向である。一方、中国及びインドへの輸出量は下がっている。他の主要国へは変化がないか少し上昇している（図表 3.3.18 参照）。ロシアのウクライナ侵攻以前から、アメリカの原油輸出価格は、各国ともに上昇している。アメリカは、ウクライナ侵攻後に、ロシアが原油輸出量を下げた国に対して、アメリカ原油の輸出を増加していく。

図表 3.3.18　アメリカの主要各国への原油輸出量と輸出価格の推移(年毎・月毎)

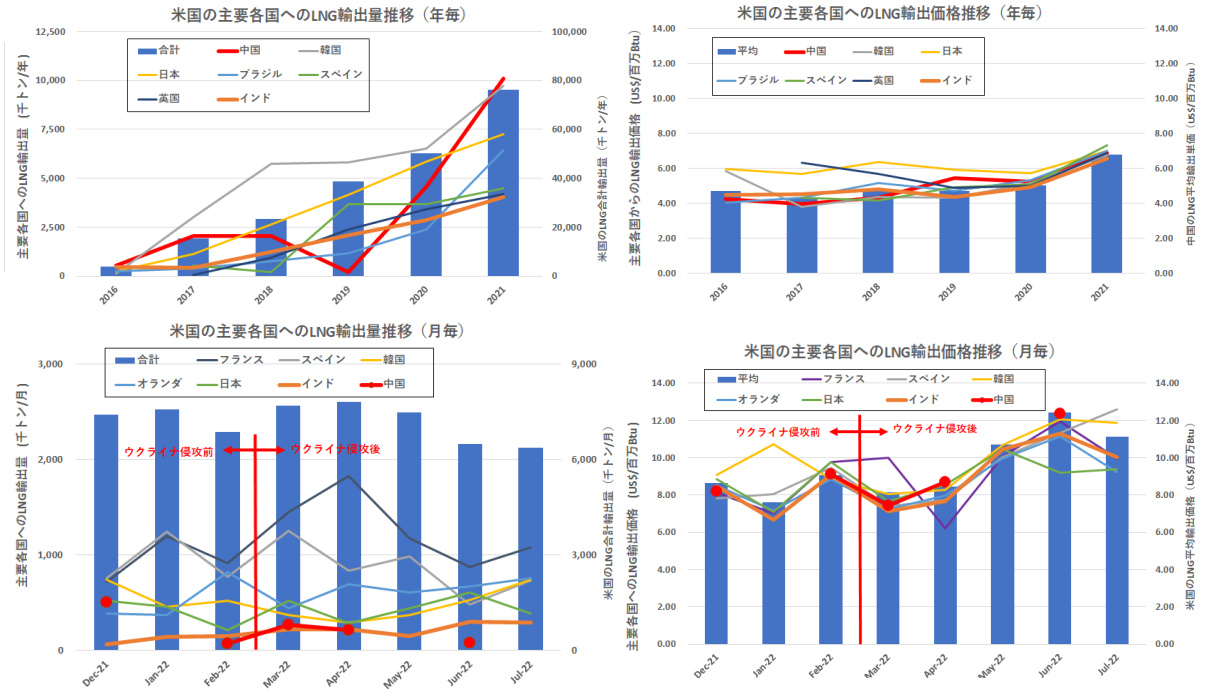


（出所）各国統計機関および国連統計局データより MCR 作成

② アメリカ LNG の輸出量及び輸出価格推移

アメリカ LNG の合計輸出量は年々増加している。アメリカから中国への LNG 輸出量は 2020 年及び 2021 年と急増して第 1 位となった。インドへの輸出も増加している。中国及びインドへの輸出価格は平均値並みで価格増減の動きは平均値と同じである。ウクライナ侵攻後も、アメリカ産 LNG の合計輸出量は増加しているが、アメリカ産 LNG の中国及びインドへの輸出は他の主要国に比べて明らかに減少した。ロシアのウクライナ侵攻後の平均輸出価格は概ね上昇した。中国及びインドへの輸出価格は平均値並みで価格増減の動きは平均値と同じである（図表 3.3.19 参照)。今後、アメリカは、ウクライナ侵攻後にロシア産 LNG 又はロシア産エネルギーの輸入を下げた国に対して、アメリカ産 LNG を輸出増加していく。例として、英政府は 11 月 7 日にエネルギーの安全保障と安定供給でアメリカと協力する枠組みを設けたと発表した。これによりアメリカからの LNG の輸入を 2021 年に比べて 2 倍以上に増やして、ロシア産エネルギーからの完全な脱却を目指すとともに、高騰する英国内の光熱費の抑制につなげる。

図表 3.3.19　アメリカの主要各国への LNG 輸出量と輸出価格の推移(年毎・月毎)



（出所）各国統計機関および国連統計局データより MCR 作成

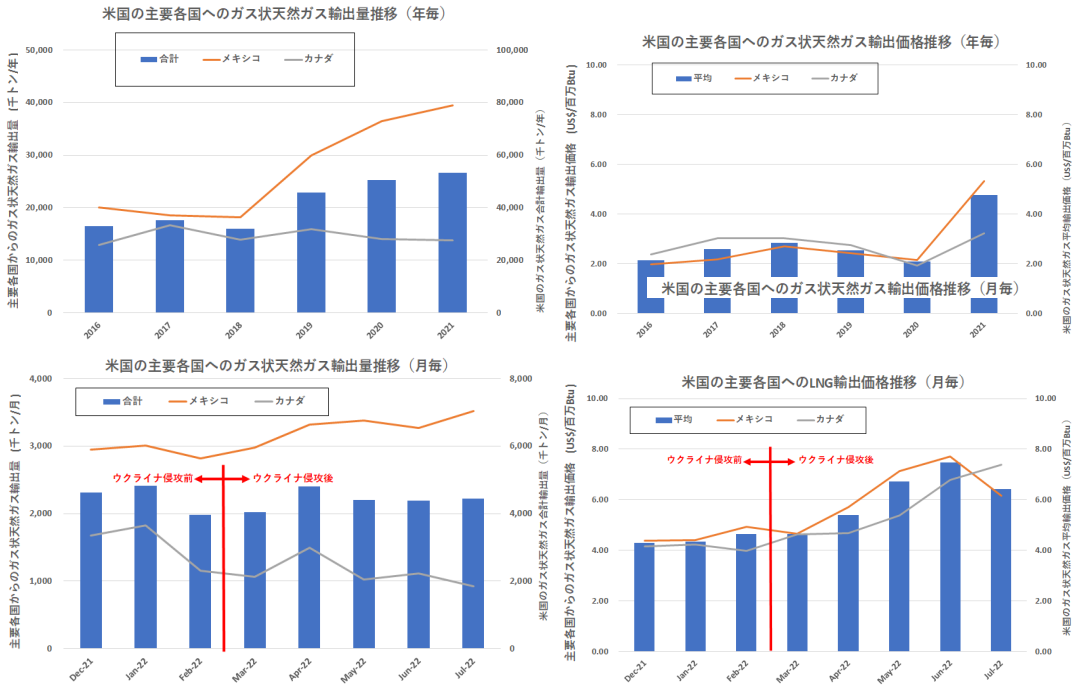
③　アメリカのガス状天然ガスの輸出量及び輸出価格推移

アメリカはガス状天然ガスを、メキシコとカナダに輸出している。メキシコへの輸出量が増加している。近年落ち着いていた輸出価格は 2021 年に上がった。ウクライナ侵攻後の輸出量の変化は少ないが、輸出価格は上がった（図表 3.3.20 参照)。今後はカーボンニュートラル対応で CO2 排出量の少ないガス状天然ガスの輸出は増加するだろう。

④　アメリカ石炭の輸出量及び輸出価格推移

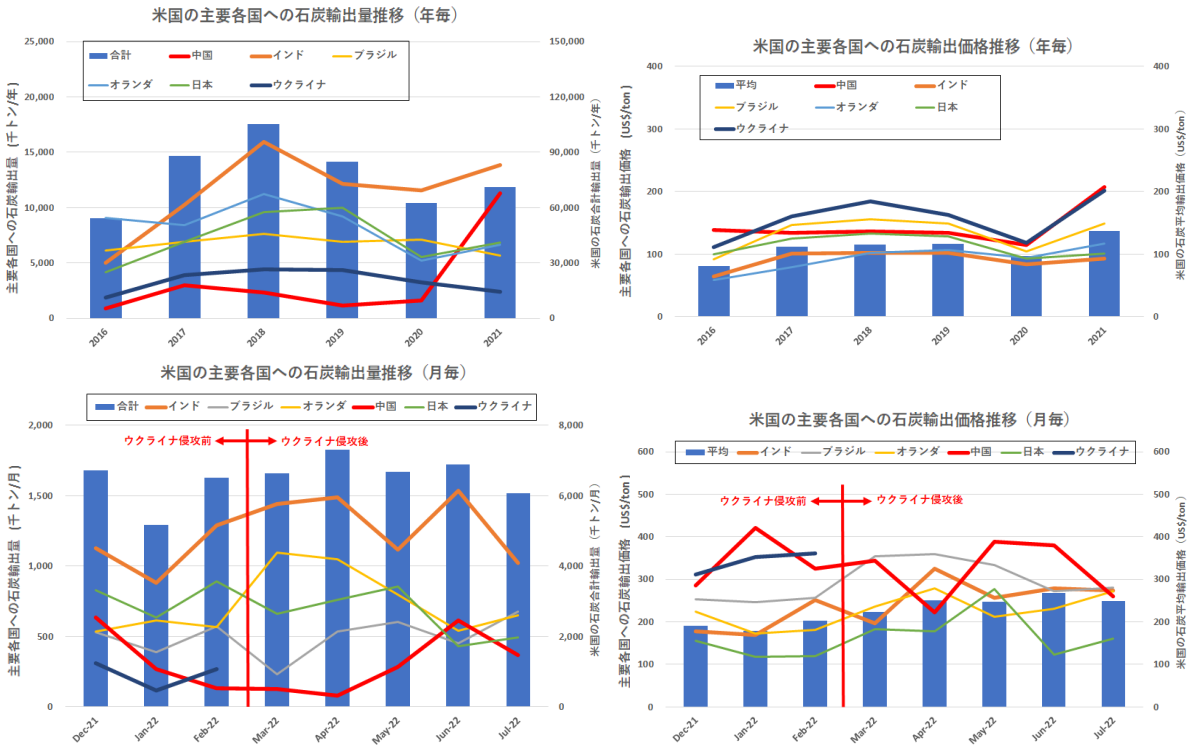
アメリカの石炭輸出先第 1 位はインドであるが、中国は 2021 年に急増して 2 位となった（図表 3.3.21 参照)。石炭輸出価格は、各国間で差があるが平均値の動きは比較的安定している。ウクライナ侵攻後の中国への輸出量が一時下がったが、他の主要国への輸出量は、ばらつきがあるが下がってはいない。合計輸出量の変化は少ない。石炭輸出価格は、漸増して 6 月は 2 月より 3 割高い。ウクライナへは安定的に輸出されていたが、2022 年 2 月 24 日のロシアのウクライナ侵攻後はウクライナへの輸出は途絶えた。今後、アメリカは、ウクライナ侵攻後に、ロシア炭の輸出を下げた国に対して、アメリカ産石炭を輸出していくだろう。

図表 3.3.20　アメリカの主要各国へのガス状天然ガス輸出量と輸出価格推移(年毎・月毎)



（出所）各国統計機関および国連統計局データより MCR 作成

図表 3.3.21　アメリカの石炭の輸出量及び輸出価格の推移(年毎・月毎)



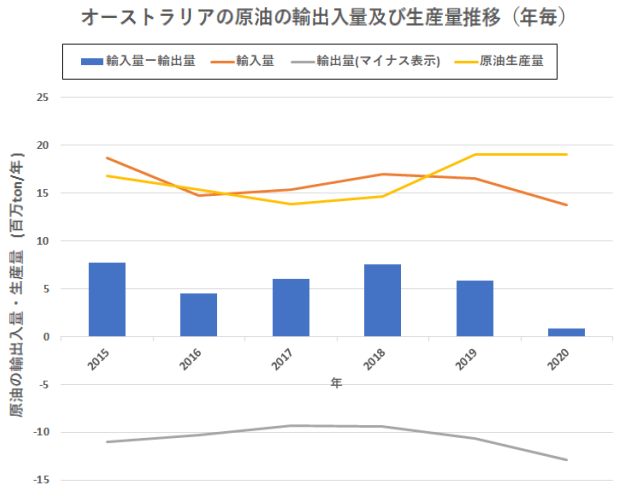
（出所）各国統計機関および国連統計局データより MCR 作成

（8） オーストラリアの化石資源の輸出量及び輸出価格推移

① オーストラリア原油の輸出入量及び生産量の推移

オーストラリアは、原油を輸入もするが輸出もしている。輸入量のほうが多い。オーストラリアの原油生産はサウジアラビアの約 4%で少ない。ここ数年、原油生産量が増えて輸入量が減ってきている。製油所は廃止の方向であり、今後は原油輸入量が減って、原油輸出量が増え、石油製品輸入が増える傾向にある（図表 3.3.22 参照）。

図表 3.3.22 オーストラリアの主要各国への原油輸出入量と生産量の推移(年毎・月毎)

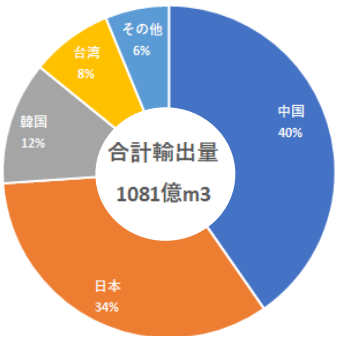


（出所）各国統計機関および国連統計局データより MCR 作成

② オーストラリア LNG の輸出量及び輸出価格推移

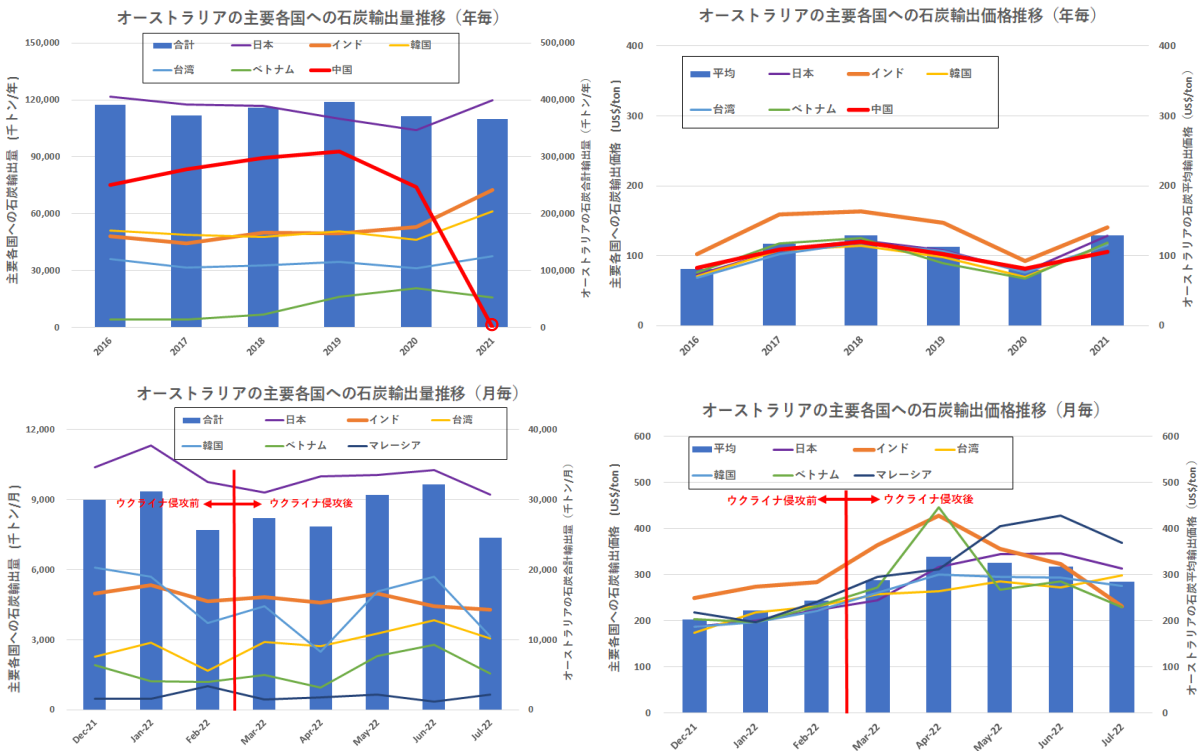
オーストラリアの LNG 輸出量及び生産量は増加している。ウクライナ侵攻後も、LNG の輸出量は増加の方向にある。最近(2021 年）のオーストラリアの LNG の輸出先は、ほとんどがアジアで第 1 位の中国と第 2 位の日本で輸出量の 3/4 を占める（図表 3.3.23 参照)。ウクライナ侵攻後のデータが未取得で分からないが、輸出先国のデータでは、オーストラリア産 LNG の中国及び日本への輸出量、輸出価格の変化は少ない。今後とも、中国及び日本への輸出がメインと考えられる。

図表 3.3.23 オーストラリアからの LNG 輸出先（2021 年）



（出所）各国統計機関および国連統計局データより MCR 作成

図表 3.3.24　オーストラリアの主要各国への LNG 輸出量と輸出価格の推移(年毎・月毎)



（出所）各国統計機関および国連統計局データより MCR 作成

③　オーストラリア炭の輸出量及び輸出価格推移

オーストラリア炭の輸出量の第 1 位は日本であったが、オーストラリアと中国の関係悪化で、2 位だった中国は 2021 年に激減した。中国は 2021 年 10 月から、オーストラリア炭の輸入を禁止している。近年の石炭輸出価格は、比較的安定している。ウクライナ侵攻後には、輸出量のばらつきがある国もあるが、インドも含め増減は大きくない。石炭輸出価格は、若干上昇気味であったが、最近下がり傾向である。今後、オーストラリアは、ウクライナ侵攻後にロシア石炭を減らす国に対して、石炭輸出量を増やすだろう。

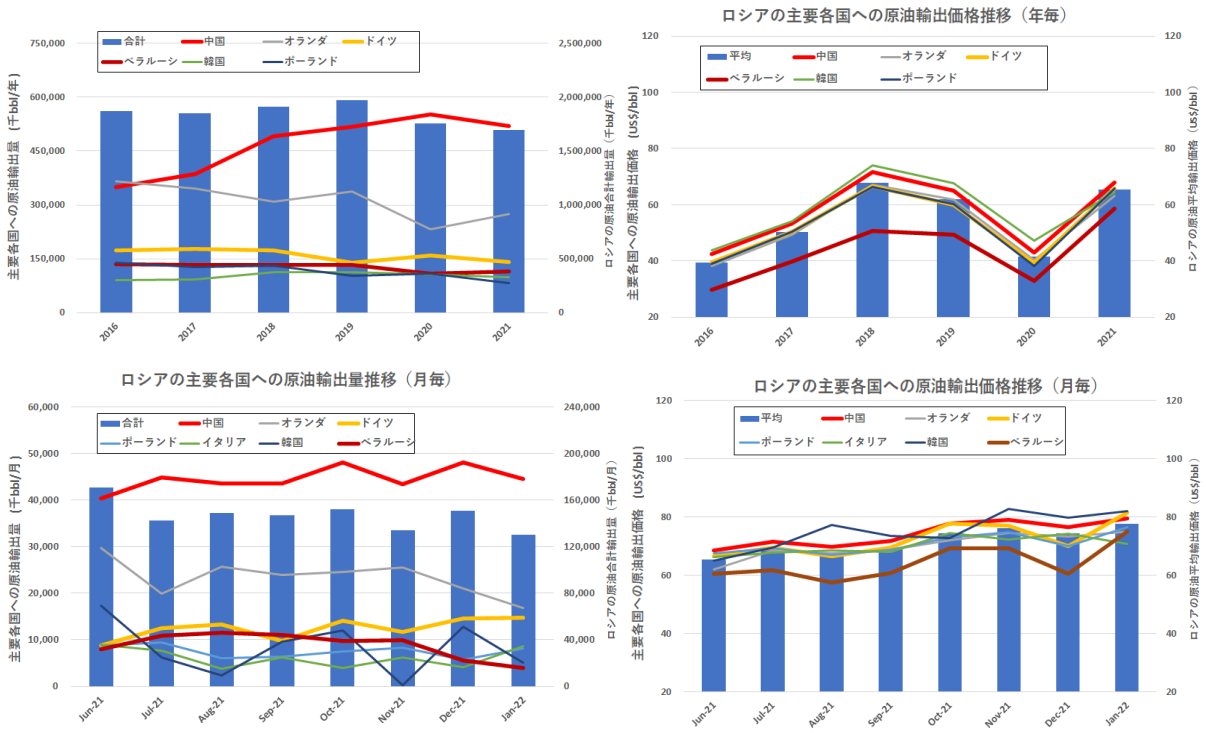
（9）　ロシアの化石資源の輸出量及び輸出価格推移

①　原油の輸出量及び輸出価格推移

2019 年以降、ロシア原油の合計輸出量は減少傾向であるが、輸出先第 1 位の中国が伸びてきた。輸出価格は各国とも概ね差がないが、ベラルーシは例外で平均値より 10US$/bbl 前後安い。ベラルーシとロシアは、共に独立した 2 つの国家であるが、政治的主張が高度に一致しており安定した連盟関係を形成している。ロシアのウクライナ侵攻後のロシアの輸出データが未取得で分からないが、侵攻前の 8 ヶ月間の月毎の輸出量は比較的落ち着いている（図表 3.3.25 参照）。ロシア原油輸出価格は上昇傾向にある。ウクライナ侵攻後の輸出先国のデータによれば、中国及びインドへは、輸出量が増加して他原油よりも 2～3 割安く輸出している。日本への輸出量は半分に減少、輸出価格は平均値、ドイツへの輸出量は 2 割減少、輸出価格は他原油より 20～30US$/bbl 安価である。今後、ロシア原油の輸出量は、中国とインド以外の国は概ね減少方向だろう。輸出価格も他原油より割安で

ある。

図表 3.3.25　ロシアの主要各国への原油輸出量と輸出価格の推移(年毎・月毎)

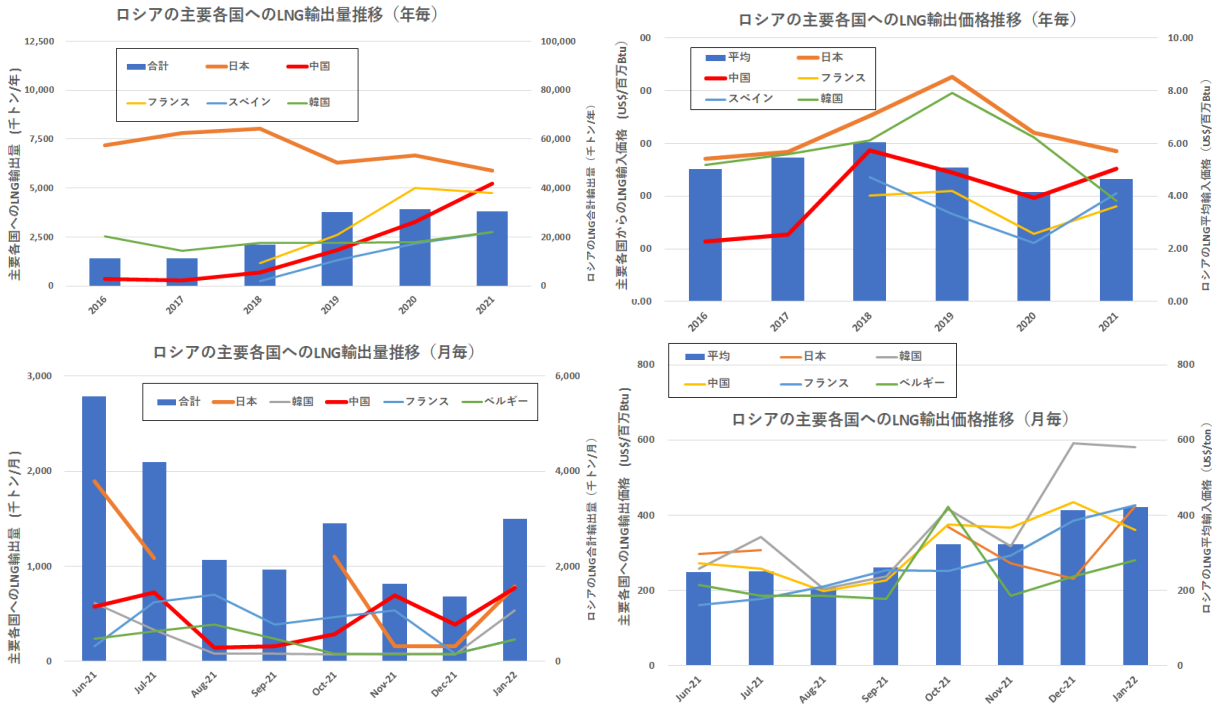


（出所）各国統計機関および国連統計局データより MCR 作成

②　ロシア LNG の輸出量及び輸出価格推移

近年、合計輸出量は増加傾向にあったが、2019 年以降変化は少ない。ロシアからの LNG 輸出量は、日本が第 1 位である。しかし、中国への輸出量が 2019 年以降増加して、2021 年は日本に迫っている。日本への LNG 輸出価格が高いが、最近は他国への輸出価格との差はない。輸出先国のデータでは、中国はロシア産 LNG の輸入を増やし、日本は減ったが変化は少ない（図表 3.3.26 参照）。今後、ロシア産 LNG の輸出は、中国、インドへは増加するか現状維持で、日本への輸出量は現状維持と思われる。

図表 3.3.26　ロシア産 LNG の輸出量（年毎、月毎）

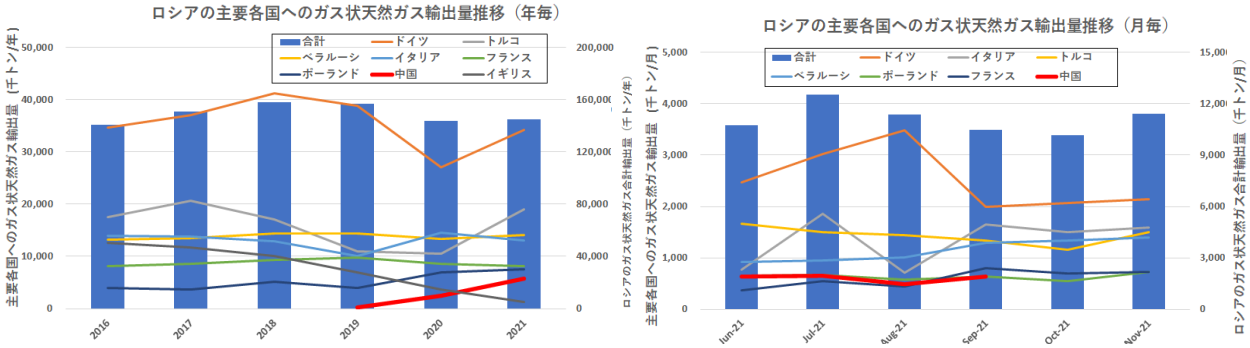


（出所）各国統計機関および国連統計局データより MCR 作成

③　ロシア産ガス状天然ガスの輸出量

ロシアからのガス状天然ガスの輸出先は、ドイツが第 1 位、中国への輸出は 2019 年に始まり、年々増加している。これは、中国とロシアが 2019 年 12 月 2 日に両国を結ぶ初の天然ガスパイプライン「シベリアの力」を開通させたことによる。ロシアのウクライナ侵攻後は、情報によると 2022 年 10 月時点において EU 加盟国でロシアのガス状天然ガスの供給を受けているのは、ハンガリーのみである。中国への輸出は続いている（図表 3.3.27 参照）。今後は、中国への輸出量は増加又は現状維持で、NATO 加盟国であるハンガリーへの輸出量がどうなるかは、未知数である。

図表 3.3.27　ロシア産ガス状天然ガスの輸出量（年毎、月毎）

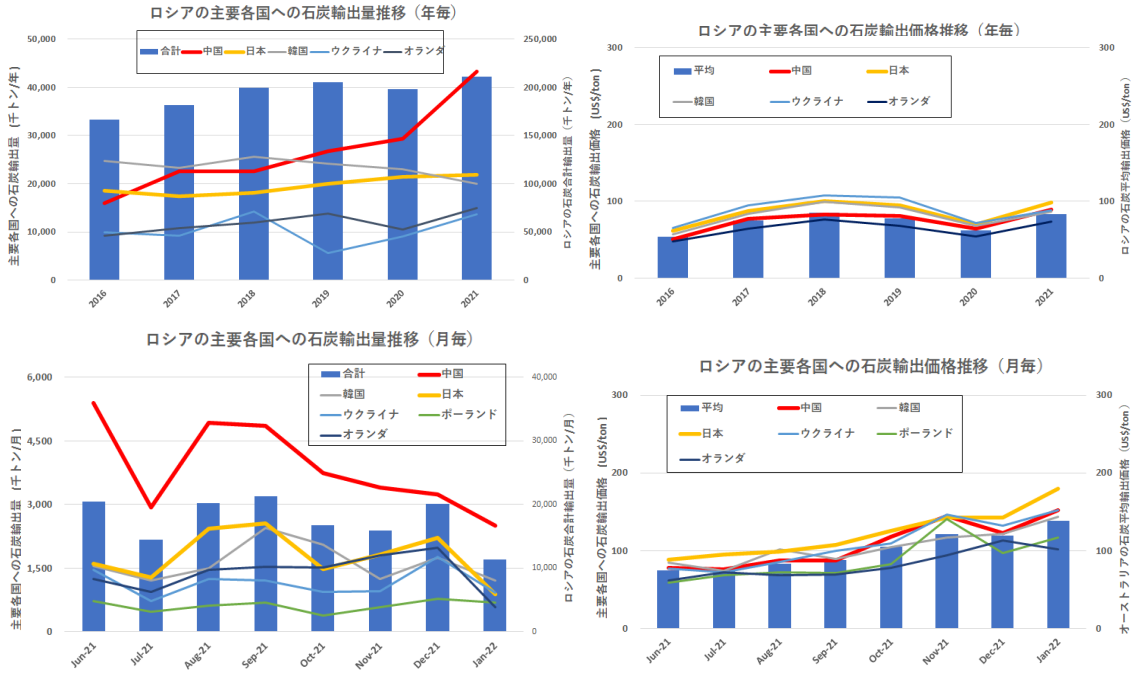


（出所）各国統計機関および国連統計局データより MCR 作成

④　ロシア炭の輸出量及び輸出価格推移

近年のロシア炭の輸出合計量は漸増している。特に第 1 位の中国への輸出量の増加が大きい。一方、第 2 位、第 3 位の日本、韓国その他の国への輸出量の変化は少ない。輸出価格の変動は大きくなく、輸出先国間の差も小さい。ウクライナ侵攻前の 8 ヶ月間の月毎の輸出量は増減が大きく、ロシア炭輸出価格は上昇傾向にあった。ウクライナ侵攻後の輸出先国のデータによれば、中国及びインドへの輸出量は増加、日本への輸出は減少、ドイツへは変化が少なかった（図表 3.3.28 参照）。今後、ロシア炭の輸出量は、中国とインドは増加傾向、それ以外の国は概ね減少方向で、輸出価格も割安と思われる。

図表 3.3.28　ロシア炭の輸出量及び輸出価格推移（年毎、月毎）



（出所）各国統計機関および国連統計局データより MCR 作成

（１０）主要国の化石資源の輸出入量及び輸出入価格推移の調査のまとめ

①　原油の輸出入

近年（2016 年～2021 年）の原油輸入量は、日本及びドイツでは減少傾向だが、中国では増加している。原油輸出量は、アメリカは増加で、特に中国、インドへの輸出増加が大きい。サウジアラビアは協調減産により 8,000 千 BPD 前後で変化はなく、2019 年以降はアメリカ、ロシアとおおよそ同等の輸出量である。ロシアの原油輸出は減少傾向だが中国への輸出が伸びている。

市場の代表的な原油（ブレント、ドバイ及び WTI）の価格は、2018 年以降、カーボンニュートラル対応と、2020 年のコロナ渦による経済沈滞により市場の原油価格は下がったが、2021 年は落ち着きを取り戻し原油価格は上昇した。ロシアのウクライナ侵攻後、日本及びドイツはロシア産原油輸入を減らしたが、中国及びインドは安価なロシア産輸入を増やした。平均価格は 2～3 割上がったが、ロシア産原油価格は平均より 2～3 割安価であ

る。代表的な原油の市場価格は、それ以前からの上昇傾向もあり上昇したが、7 月以降は下降傾向である。今後、日本・ドイツはロシア産原油の輸入を増やすことはないが、中国及びインドは増加の方向にある。輸出側として、サウジアラビアは協調減産を続けて価格維持、ロシアは中国、インドへの輸出を増加又は維持し、アメリカはロシア産原油の輸入が減った国に、輸出量を増やす方向である。

ギリシャ沖の海上でロシア原油を積んだタンカーが他のタンカーに原油を移し替え（瀬取り）しているケースが多くなってきている。瀬取りはそれ自体悪いことでは無く、今までも行われている。原油の長距離輸送で輸送効率を上げるために小型船から大型船に移し替えることがある。但し、原油の移し替えで多種類の原油が混合され最初の出荷地が判明しづらくなる。瀬取りで産地を曖昧にする方法は、EU 及び英国などがロシア原油を禁輸する制裁の抜け道として今後も続く可能性がある。

以上をまとめると、ロシア原油の輸出量は 8,230 千 BPD（2021 年）で世界の 11.8%と大きく、それが世界に供給されないとエネルギー危機に陥る。エネルギーがなくなると国が立ちいかなるので、各国はエネルギー確保、原油確保が必須である。その結果、欧米はロシア原油を買わなくても中国、インドは買う。欧米にもロシア原油が回り回って入るということで、原油需給バランスは保たれるだろう。価格については、2023 年に 90US$/bbl 前後と推定するが、現在の水準に近い。

② 天然ガスの輸出入

近年（2016 年～2021 年）の天然ガス輸入量では、中国、インドはカーボンニュートラル対応のために、増加傾向である。日本、ドイツは減少している。天然ガス輸出量では、アメリカ及びオーストラリアは増加、ロシアの変化は少ない。市場の代表的な天然ガス（欧州天然ガス、アメリカ天然ガス及び日本 LNG）の価格については、日本の LNG 価格は、液化に要するコストが加わるためにアメリカ天然ガス及び欧州天然ガス価格よりも 3～7US$/百万 Btu 高い。2021 年に欧州天然ガス価格が高くなったのは、カーボンニュートラル対応で欧州内の発電所の一部が石炭火力から天然ガス火力に転換して天然ガスの需要が増加したことと、LNG 輸入が増えたことによる。ロシアのウクライナ侵攻後は、ロシアから中国及びインドへの天然ガス輸出が増加。日本の輸入変化は少なかったが、ドイツはロシアからの天然ガス輸入を停止した。アメリカ及びオーストラリアの輸出は増加した。

ロシアからの天然ガスの供給が少なくなった欧州において LNG を多く輸入することで供給量を確保した結果、2022 年 8 月に欧州天然ガス価格は史上最高値の 70US$/百万 Btu までに達した。また、日本 LNG 価格及びアメリカ天然ガス価格も上昇した。その後、価格上昇と例年よりも暖かい天候により消費が減って在庫が満杯となり、欧州天然ガス価格は下落した。今後は、中国及びインドはロシア産天然ガスの輸入を増加又は現状維持、日本は現状維持、ドイツは、当面はロシア以外の他国からパイプラインを通じて天然ガスの供給を受ける。輸出側として、アメリカ及び中東はロシア産天然ガスの輸入が少なくなった国へ輸出する構図になる。なお、現在、LNG 基地を持たないサウジアラビアは、基地を建設して 2030 年に世界一の LNG 輸出量を目指す。天然ガス価格は、需要の低迷で、2023 年

に下がると予想されている。しかし、予測は欧州の冬の寒さによって異なり、予想よりも寒い冬は、冬の終わりまでに天然ガスの在庫レベルがかなり下がることになり、価格の高騰を招く可能性がある。

③　石炭の輸出入

近年（2016 年～2021 年）の石炭輸入量では、中国及びインドの変化は小さく、日本及びドイツは減少傾向である。アメリカの輸出量は減っているが、ロシアの輸出量は増えている。市場の代表的な石炭（オーストラリア炭及び南アフリカ炭）の価格は、カーボンニュートラル対応で石炭の需要が下がり 2018 年以降は価格が下がっているが、2021 年はコロナ禍が落ち着いて上昇した。ロシアのウクライナ侵攻後、中国及びインドのロシアからの輸入は増加している。ドイツの輸入変化は少ない。アメリカ及びオーストラリア炭の輸出量の変化は少ない。全般的に石炭価格は上昇したが、ロシア炭価格は下がった。市場の代表的な石炭価格は、天然ガス価格高騰によって、欧州諸国が天然ガスから石炭火力発電に切り替え、かつ、EU は 8 月にロシア炭の輸入を禁止した結果、欧州は南アフリカ、アメリカ、オーストラリアなどから石炭を輸入して、良質なオーストラリア炭及び南アフリカ炭の価格の上昇が続いている。今後、冬の暖房用のエネルギー源として天然ガスより安価な石炭の消費が増えることが予想される。中国及びインドもロシア炭を輸入するだろう。将来的にはカーボンニュートラル対応で石炭の輸出入量が増加することはないが、ウクライナ侵攻が長引けば石炭の消費が増える可能性は否定できない。石炭価格は、2022 年に急激な上昇が見られた後、2023 年に緩やかに下降すると予想される。しかし、ESG 投資家圧力で、新規開発投資は急減し、既存鉱山の産炭量は漸減していく一方で、良質な石炭需要のタイト感は続き、過去 5 年間の平均よりも石炭価格は、はるかに高値が継続すると予想される。

３．４　中国のエネルギー事情及び国際競争力強化と CN への取り組み変化

中国は世界最大のエネルギー消費国で、そのシェアは全世界の 26%にも及ぶ。現在の主要エネルギー源は石炭で、確認埋蔵量は世界第 3 位、自給率は 93%（2021 年）と高い。しかし、2017 年頃から中国は世界第一の輸入国となっている。2021 年は、原油（5.1 億トン）、天然ガス（1.2 億トン）と、いずれも世界最大の輸入国となっており、対外依存度 72%と高い。

今回のウクライナ危機では、アメリカやカナダはいち早くロシアからの原油輸入禁止措置をとり、欧州も 6 月から原油輸入禁止措置をとった。ロシアは、これらのエネルギー経済制裁への対抗措置として、欧州向けガス供給を停止することとなった。ロシアは世界でも有数の化石資源保有国である（石油埋蔵量は世界第 5 位、ガス埋蔵量は世界第 2 位：2020 年末）。

このような資源国へのエネルギー経済制裁は、エネルギー供給面のみならずエネルギーコストの上昇に繋がり国際エネルギー市場への影響は大きい。一方の中国は欧米のようなエネルギー制裁には加担せず、ロシアからの化石資源を安価なコストで輸入し、増大させている。したがって、欧州に比べればウクライナ情勢に伴うエネルギー国際価格高騰の影響は、

相対的に低いといえる。しかしながら、世界最大のエネルギー消費国である中国が国際協調を無視していくならば、価格のみならず供給チェーンなどの市場混乱を引き起こしかねない。また、ロシアからの欧州への天然ガス供給が滞ることによって、欧州での石炭火力が増えてきた裏で、世界最大の CO2 排出国の中国は、石炭火力への認識を、双碳目標を掲げる中で少しずつ変えてきている。石炭中心のエネルギー構造からの脱却という基本方針を掲げながらも、慢性的な電力不足で、エネルギー自給率を高める必要性が唱えられ、危機感を抱いている。

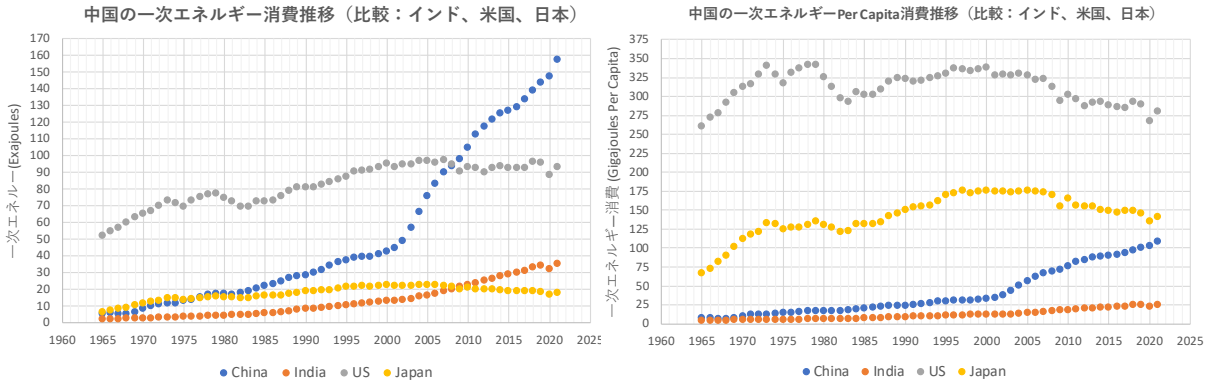
このようなエネルギー事情の中、中国国家エネルギー（能源）局は 2022 年 3 月にエネルギー5 カ年計画を発表した。エネルギー5 カ年計画は、ロシアのウクライナ侵攻前に書かれたものと思われるが、現状を勘案し、エネルギー5 カ年計画の変化、国際エネルギー市場への影響について調査、考察する。

３．４．１　中国のエネルギー事情と国際エネルギー市場混乱の影響

（１）　中国のエネルギー事情

中国の一次エネルギー消費量は、2000 年あたりから急激な上昇を続けている。一次エネ消費量は圧倒的に他国より多い。Per Capita 当たりの一次エネルギー消費量は、日本の Per Capita 当たりのエネルギー消費に近づいている（図表 3.4.1 参照）。エネルギー効率が極めて悪いことが考えられる。

図表 3.4.1　中国の一次エネルギー消費量、Per Capita 消費推移の推移（比較：日米印）

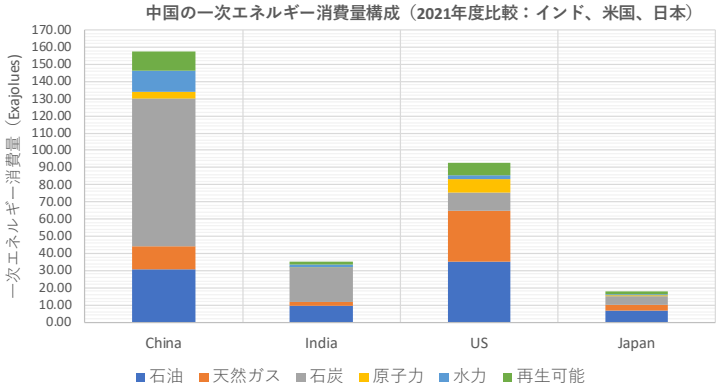


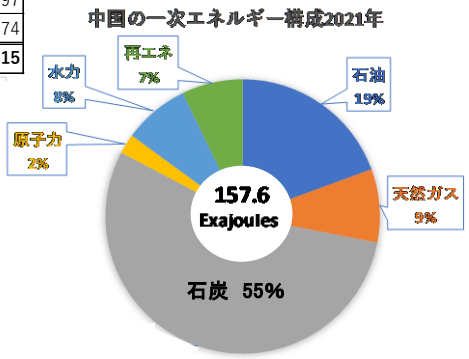
（出所）BP Static Review 2022

図表 3.4.2 に、日本、アメリカ、インドと比較して、中国の 2021 年における一次エネルギー構成と構成比率を示す。中国は豊富な石炭を主体としたエネルギー構成で、アメリカの全消費（90Exajoules）に近いエネルギー量（86Exajoules）が、石炭で消費（29.4 億トン/年の石炭消費に相当）されている。14 次 5 カ年計画の見通しでは、2025 年の石炭火力による石炭消費量を標準炭換算 13.1 億トンに抑制し、2035 年には 10 億トン以下に抑制するという。このための石炭消費削減量は 2025 年には 16.3 億トン、2035 年には 19.4 億トンという膨大な量になり、その代替となる低炭素エネルギーを調達しなければならない。現状の原子力、水力、及び再生可能合計量を石炭換算しても、約 2.77 億トンに満たない。以上の概算から、石炭を予定どおり削減することは殆ど不可能に近い。

図表 3.4.2　中国の一次エネルギー構成と構成比率（2021 年）

2021年(Exajoules)	石油	天然ガス	石炭	原子力	水力	再生可能	合計
China	**30.60**	**13.63**	**86.17**	**3.68**	**12.25**	**11.32**	**157.65**
India	9.41	2.24	20.09	0.40	1.51	1.79	35.43
US	35.33	29.76	10.57	7.40	2.43	7.48	92.97
Japan	6.61	3.73	4.80	0.55	0.73	1.32	17.74
Total World	**184.21**	**145.35**	**160.10**	**25.31**	**40.26**	**39.91**	**595.15**

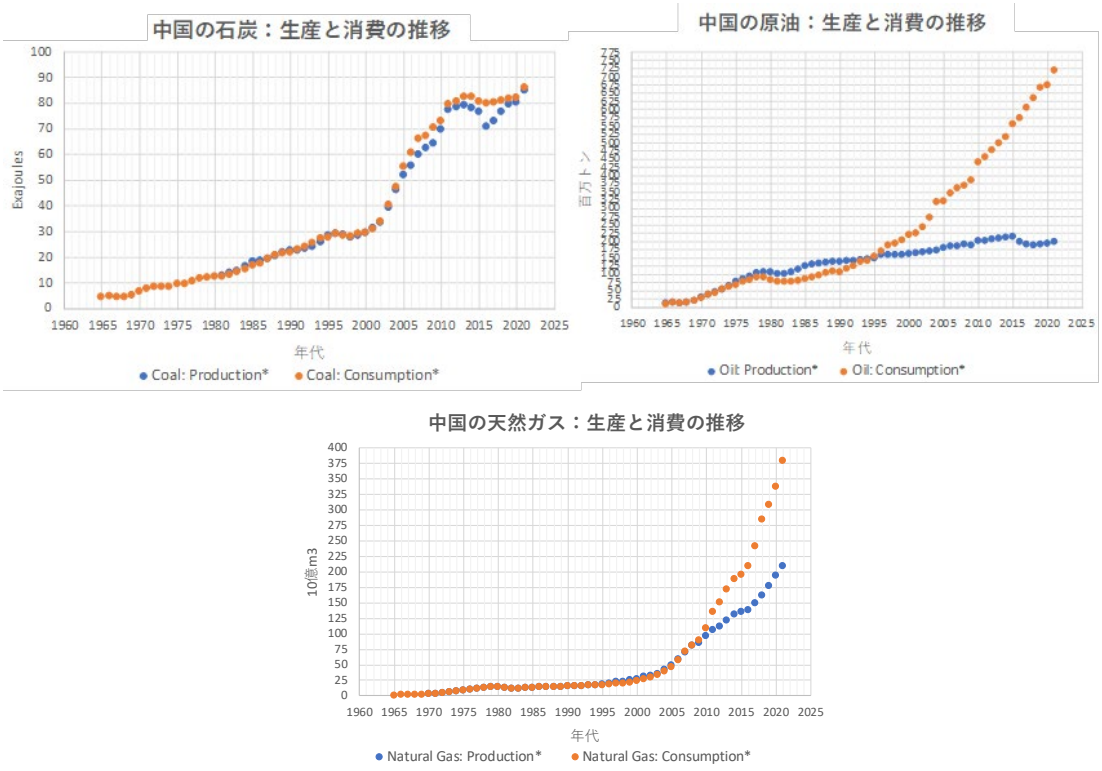




（出所）BP Static Review 2022

図表 3.4.3 に、中国における石炭、石油、天然ガスの生産と消費の推移を示した。近年、石炭は、やや消費が生産を上回ってきたが、石油（原油）、天然ガスは、消費が生産を遥かに上回ってきている。

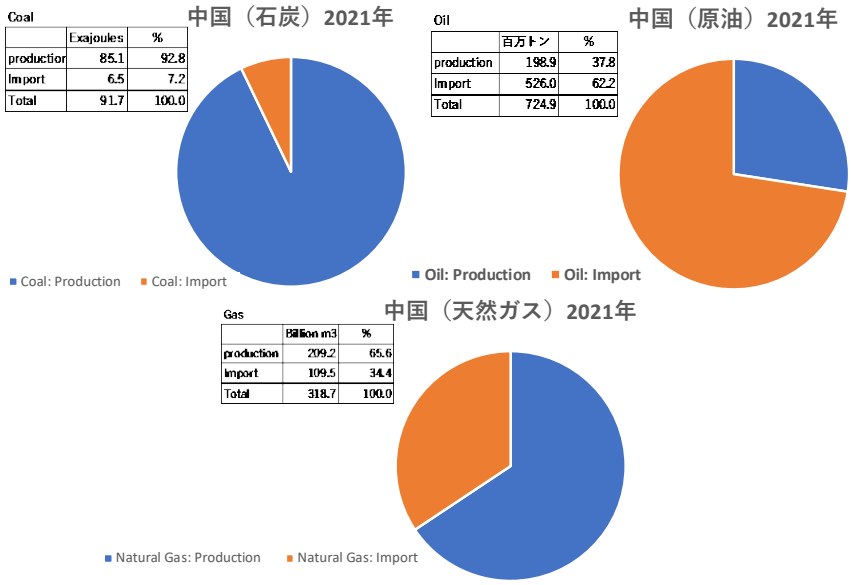
図表 3.4.3　中国の石炭、石油、天然ガスの生産と消費の推移



（出所）BP Static Review 2022

図表 3.4.4 に、2021 年における中国の石炭、石油、天然ガスの生産と輸入の量と割合を示す。中国における石炭の 93%は国内にて調達可能であるが、旺盛な需要により 7%は輸入に依存している。石油は約 40%弱、天然ガスは約 35%弱それぞれ輸入に依存している。石炭の輸入比率は小さいが、消費量そのものが桁外れに多いために、輸入量の絶対値としては、2021 年では世界一であり、世界の輸入量の 20%を占めている。

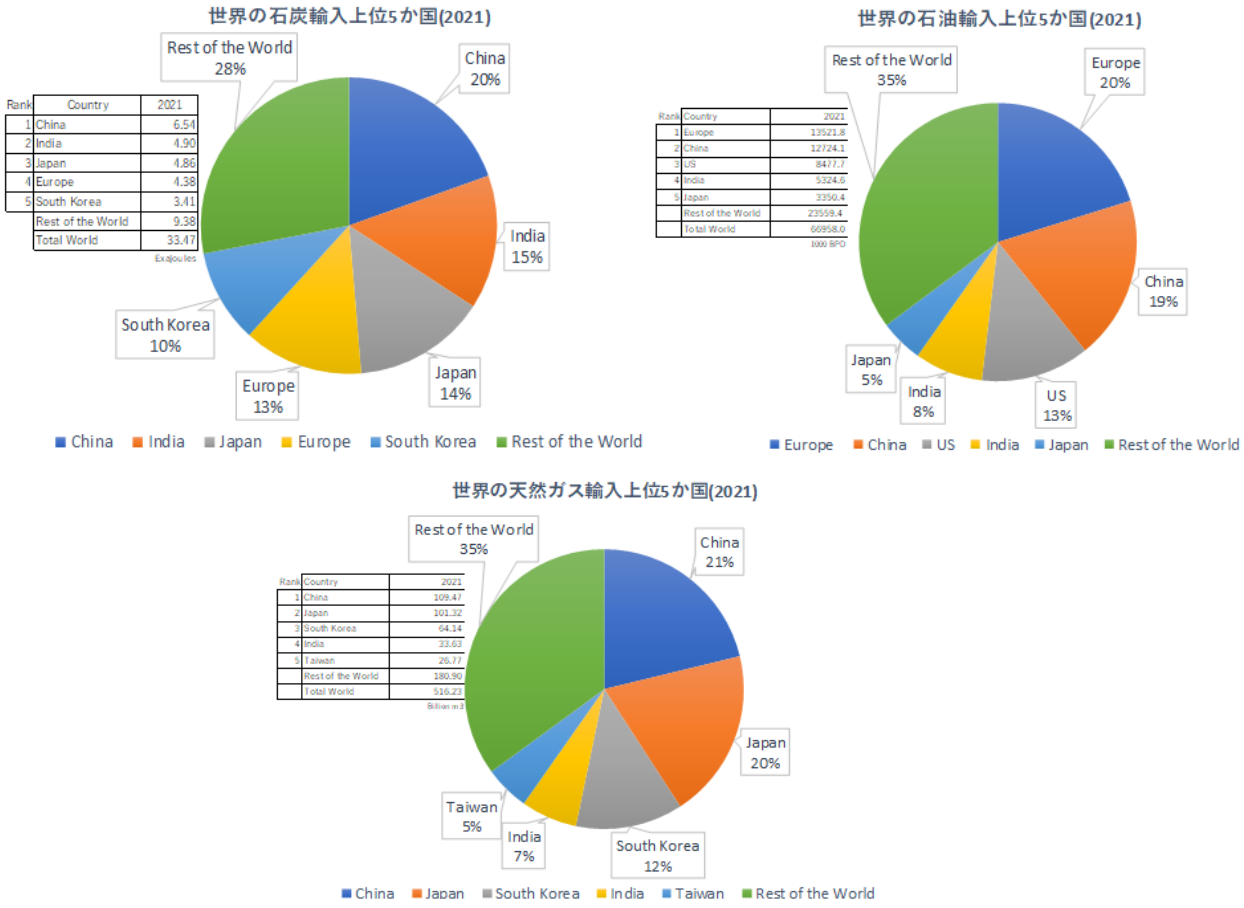
図表 3.4.4　中国の石炭、石油、天然ガスの生産と輸入（2021）



（出所）BP Static Review 2022

図表 3.4.5 に、2021 年における石炭、石油、及び天然ガスそれぞれの世界の輸入量上位 5 か国の比率を示した。中国の石油輸入は世界第二位、天然ガス輸入は 2021 年に日本を抜き石炭輸入とともに世界第一位となった。中国は、石油、天然ガス、石炭などの化石資源の世界第一位の輸入国となっている。

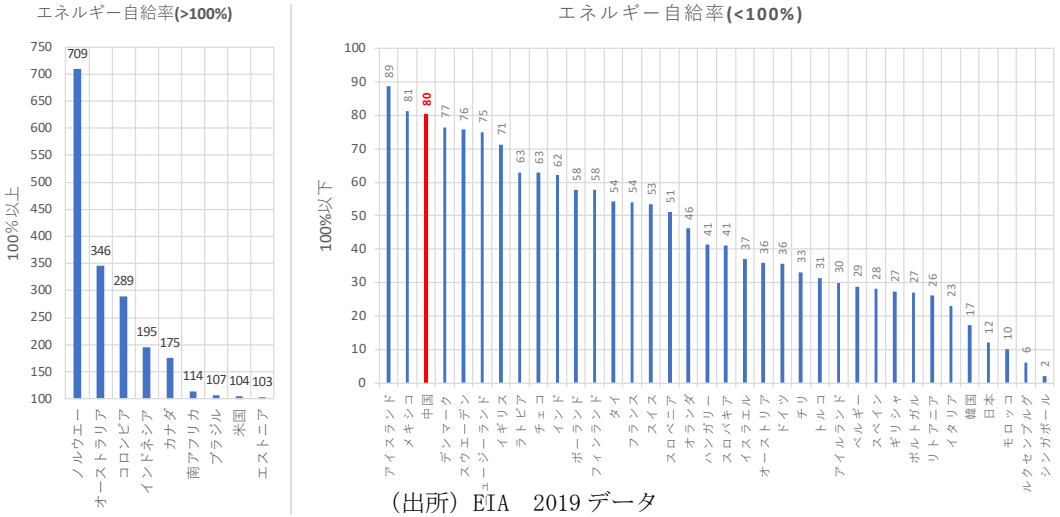
図表 3.4.5　世界の石炭、石油、天然ガス輸入上位 5 か国（2021 年）



（出所）BP Static Review 2022

図表 3.4.6 に、2021 年における世界のエネルギー自給率を示した。中国のエネルギー自給率は 80%と比較的高い（世界第 12 位）。残りが 20%とはいえ絶対量は世界一であり、今後の需要増を満たすためにも多量の輸入を続けながら重点政策である自国での生産強化を図らなければならない。

図表 3.4.6　世界のエネルギー自給率（2021 年）

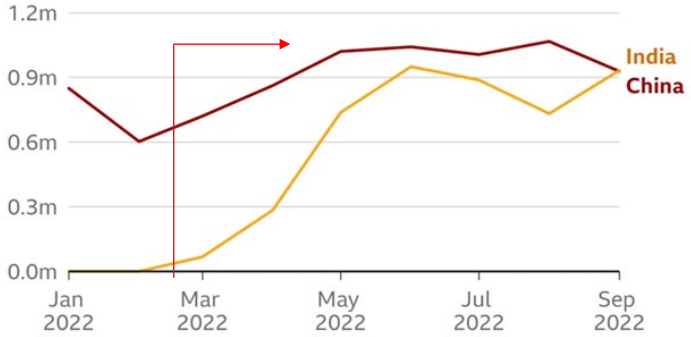


（出所）EIA　2019 データ

（2） 国際エネルギー市場混乱による中国の石炭生産消費回帰

図表 3.4.7 に、中国及びインドのロシアからの石油輸入量の推移を示す。ロシアのウクライナ侵攻後、ロシアへの日米欧の経済制裁が強化され、G7 各国により石油や石炭の輸入禁止措置がとられた。但し、天然ガスのロシア依存性が大きい欧州では、段階的な禁輸政策を取ろうとしていたが、ロシアは対抗措置としてパイプラインによる輸送量を減らしている。ロシアは世界有数の石油、天然ガス、及び石炭などの化石資源輸出国であり、輸出の停止により世界のエネルギーの供給バランスが大きく変わりつつあり、同時に価格の高騰を招いている。特に、ロシア依存性の大きな欧州で天然ガス価格が高騰し、アジアへの影響も大きい。中国はインドと共に対ロシア制裁には加わらないという姿勢を保ち、かつ、ウクライナ侵攻に対しても軍事的及び政治的介入はせずロシアからの化石資源輸入は継続している。一方、ロシアはロシア原油の買い手が少なくなり、一部の外国政府や企業はエネルギー輸出を控えることを決定し、その価格は下落し始めた。ある時点で、ロシア原油はブレント原油よりも 1 バレルあたり 30 ドル以上安く、9 月末までに 1 バレルあたり約 20 ドル安くなっているといわれている。

図表 3.4.7　中国及びインドのロシアからの石油輸入量の推移（百万 BPD）



（出所）Kpler

ロシア侵攻後のロシア原油の輸出量や価格は、資料によっていろいろな情報がある。例えば、JOGMEC（掲載日：2022 年 7 月 11 日）の報告によれば、単月のピンポイントデータではあるが、2022 年 5 月の輸出量は 198 万 bbl で史上最水準となり、2021 年の同月は 128 万 bbl で 55%の増加であり、輸出価格は同月の比較では 1 バレル当たり 15 ドル安くなっていると報じている。

中国とインドは、世界のエネルギー価格が高止まりし、西側諸国がロシアのエネルギーへの依存度を下げようとしているため、割引価格でロシアの石油を購入している。その量はロシアの全海上石油輸出の半分以上を占めている。2022 年 3 月には中国とインドのロシアからの石油輸入を合わせた量は、EU 加盟 27 か国からの輸入量を上回った。2022 年 9 月末現在、中国は、サウジアラビアに代わって、ロシアが最大の石油供給国となっている。中国はサウジアラビアなど中東とのターム契約に加え、ロシアとも日量 80 万バレルの長期契約に基づき主に陸路のパイプラインから輸入している。中国にとって、ロシア原油は中東依存度を抑制する上で有効かつ地理的優位性の高い供給源である。海上輸送による輸入も増えている。山東省に主に位置する独立系製油所がブラジルなどのスポット原油

の輸入を減らし、割安なロシア原油の輸入を増やした他、国有石油企業もロシア原油の輸入を増やしている模様である。

カーボンニュートラル達成のために欧州は、石炭火力を廃止し再生エネルギーへの切り替えの先手を打ってきたが、今回のロシアのウクライナ侵攻で、ロシアに依存していた天然ガス供給が滞る状態になり、当面は欧州においても石炭を活用せざるを得ない状況となりつつある。このような情勢の中で、世界最大の CO2 排出国の中国は、石炭火力の活用に方向転換し、石炭の今後を「クリーンで高効率利用を強化しつつ、再生エネルギーなどの新エネルギーの発展に力を入れる」という表現（2020 年 12 月の中央経済工作会議）から、「活用する方向」へと、一歩踏み込んだとも思われる動きをとっている。実際、中国は国内の石炭生産量を前年比で約 1 割増やす方針に転換するという。

（３） 中国エネルギー5 カ年計画と国際エネルギー市場への影響

① 『第 14 次 5 カ年（2021～2025 年）規画』期間の現代エネルギーシステム規画

中国の国家発展改革委員会と国家エネルギー局は 2022 年 3 月 22 日、「『第 14 次 5 カ年（2021～2025 年）規画』期間の現代エネルギーシステム規画」（発改能源〔2022〕210 号）を外部サイトへ発表した（文書は 1 月 29 日付）。同規画は第 14 次五カ年規画（2021 年 3 月 10 日記事参照）期間中のエネルギー関連政策の方針を示したものである。

基本原則として、

（1）エネルギーの安全を保障、グリーン・低炭素排出

（2）イノベーションに基づき、スマート化、高効率化を推進

（3）改革を深化し、開放を拡大

（4）民生を優先し、発展を共有

の 4 つを掲げつつ以下の数値目標を定めた。

（1）2025 年までに年間のエネルギー総合生産能力を 46 億トン標準炭換算以上、原油生産量を約 2 億トン、天然ガス生産量を 2,300 億立方メートル以上、発電設備の総容量を 30 億 KW に達するようにする。

（2）単位 GDP 当たりの二酸化炭素排出量を 5 年で 18%削減する。2025 年までに非化石燃料エネルギーの比率をエネルギー消費量ベースで 20%前後、発電量で 39%前後とする。末端のエネルギー使用量に占める電力使用比率を 30%前後とする。

（3）単位 GDP 当たりのエネルギー消費量を 5 年で 13.5%削減する。2025 年までに、調整可能な電力の比率を 24%前後、デマンドレスポンス能力（注）を最大需要電力の 3～5%とする。

（注）需給逼迫時などに家庭や企業が発電量に合わせ消費電力量を変動させることで需給を調整する仕組み。アグリゲーターと呼ばれる仲介サービス事業者が電力会社とユーザーをつなぐ。

（4）エネルギー研究開発費を 2025 年までに年間 7%以上増加させる。50 前後の分野で基幹技術のブレークスルーを達成する。

（5）年間の 1 人当たり平均生活電力使用量を 1,000 キロワット時（kWh）前後とする。2030 年までに電力消費における非化石燃料エネルギーの比率を 25%とした上で、2035 年

には非化石燃料エネルギー比率をさらに引き上げる。

規画では、風力や太陽光、水力、原子力発電といった非化石燃料エネルギーの推進だけでなく、石炭のクリーン・高効率な利用についても盛り込んでいる。国家エネルギー局の担当者は、世界的にエネルギー需給が緊迫する中でのエネルギー供給保証に向け、非化石燃料エネルギーと化石燃料のクリーン利用を統一的に計画・推進し、エネルギー供給能力の拡大を第一とするとしている（JETRO 2022 年 03 月 31 日）。

中国は現在、世界最大のエネルギー消費国で 2021 年では 26.5%となっている。今後もエネルギー需要は増え続ける。グリーン化による低炭素化は重要課題として挙げられているが、最大の課題は今後消費が伸びるエネルギー供給の安全保障である。これを犠牲にしてグリーン化による低炭素化に向かうことはまず考えられない。（3 月 22 日、「『第 14 次 5 カ年規画』期間 の現代エネルギーシステム規画」において、エネルギー安全保障と自主供給能力を強化する方針を唱えている）このためにも規画書において、エネルギーサプライチェーンの安定化とセキュリティーの強化を唱え、具体的なエネルギー安全保障の主要プロジェクトまで整備している。主要プロジェクト項目は、1)石油とガスの探査、2)ガス貯蔵及び LNG ターミナル、3)石炭埋蔵量、4)ネットワークセキュリテイーコントロール、5)リスクと緊急事態宣言となっている。

このような中で、2021 年度における中国のロシアエネルギー依存性は石油が 16.6%、天然ガスが 6%、石炭が 26%となっている。ロシアへの依存度はいずれも決して小さいものではない。中国のエネルギー市場のロシアを含む国際市場への依存度は高く、このために国際エネルギー市場の混乱は、中国の経済・社会に一定の影響を及ぼすことは間違いない。中国の原油購入コストは大幅に上昇している。2021 年の中国の原油輸入例では、国際原油価格が 1＄/bbl 上昇するごとに中国の原油輸入額は 35 億ドル増え、10＄/bbl 上昇すれば 350 億ドル（約 5 兆円）の追加支出になる。

天然ガスでは、欧州が最大の消費地域であることから欧州は徐々にロシアから他の地域への輸入を切り替えることとなり、これに応じて世界のガス価格は上昇する。2021 年におけるパイプライン輸入価格は比較的安定していたが輸入 LNG は大幅に増加した。ロシアのウクライナ侵攻後、欧州がロシアからのエネルギーの輸入を減らせば、必然的に中国はその最適な輸出先の一つとなる。2008 年以降、中国がロシアから輸入する原油と石炭の比率は一貫して増加傾向にある。中ロの戦略的協力の進化と欧米によるロシアのエネルギー輸出に対する制裁を背景に、中ロエネルギー協力はさらに深化し、中ロエネルギー貿易は大幅に増加して、中国のエネルギー供給と価格の安定に非常に有益なものとなる。ウクライナ侵攻後のロシアの姿がどうなるのか予測が難しいが、ロシアの経済を支えるものは化石資源であることは間違いない。ロシアのウクライナ侵攻が収まったとしてもロシアの化石資源の出口は、当面中国やインドが中心となると考える。

中国としては、当然エネルギー供給をロシアのみに依存することは、エネルギー安全保障の面から出来ない。供給の多元化をはかり、原油ではサウジアラビア、天然ガスは中央ア

ジアやカタール、石炭はインドネシアなどの輸出国とのバランスで調整をとる必要がある。BP Statistical Review of World Energy 2022 によれば、2021 年におけるロシアから中国への輸出割合は、原油で 30.2%、LNG で 5.7%、パイプラインによる天然ガスで 14.2%、石炭は 24.4%であった。中国は今後も量と価格のバランスの中で対ロシア、更には最近アメリカとの関係が怪しくなっている中東産油国、特に、サウジアラビアへの揺さぶりをかけながら、中国のエネルギー確保と価格の安定性を有益なものとし、国際市場でも優位な立場でエネルギーの確保を目指すものとなる。

３．４．２　第 14 次 5 カ年計画(2021-2025)のエネルギー政策、具体的な目標

中国国家発展改革委員会と国家エネルギー局（National Development and Reform Commission/National Energy Administration of China）は、第 14 次 5 か年計画(2021-2025)で、エネルギー供給の確保とエネルギー効率の向上に向けて具体的な目標を提示した。本調査では、そのエネルギー政策と具体的な目標値の背景や根拠をカーボンニュートラル政策との関係で更に詳細に分析し、現状の進捗状況と今後の見通しについて考察する。

（１）　中国の第 14 次 5 か年計画（2021－2025）のエネルギー政策と具体的な目標

中国国家発展改革委員会と国家エネルギー局（National Development and Reform Commission/National Energy Administration of China）は、第 14 次 5 カ年計画(2021-2025)に関連して、エネルギー供給の確保とエネルギー効率の向上に向けたエネルギー政策として具体的な目標を提示した。その中で、2016 年～2020 年度の 13 次 5 カ年計画の 5 年間の成果を発表している（図表 3.4.8 参照)。

図表 3.4.8　中国 13 次５か年計画におけるエネルギー開発の主な成果

		2015年	2020年	年平均/累計
総エネルギー消費量（億トン標準石炭）		43.4	49.8	2.80%
エネルギー消費構造の割合				
内訳	石炭（%）	63.8	56.8	(-7.0)
	石油（%）	18.3	18.9	(0.6)
	天然ガス（%）	5.9	8.4	(2.5)
	非化石エネルギー（%）	12.0	15.9	(3.9)
一次エネルギー生産量（標準炭10億トン）		36.1	40.8	2.5%
設置された発電容量（億Kw）		15.3	22	7.5%
内訳	水力	3.2	3.7	2.9%
	石炭	9	10.8	3.7%
	ガス	0.7	1	8.2%
	原子力	0.3	0.5	13.0%
	風力	1.3	2.8	16.6%
	太陽光	0.4	2.5	44.3%
	バイオマス	0.1	0.3	23.4%
西から東への送電能力（億Kw）		1.4	2.7	13.2%
石油とガスのパイプライン網のTotal距離（万Km）		11.2	17.5	9.3%

注：①カッコ内は5年間の累計数、②水力発電には、従来の水力発電所と揚水発電所が含まれる

（出所）中国国家発展改革委員会と国家エネルギー局発表資料より MCR 作成

（２）　14 次 5 カ年計画のエネルギー政策

上記 13 次 5 カ年計画の結果を総括して、14 次 5 カ年計画では、下記のようにエネルギー

基本政策を示した。
エネルギー基本政策の骨子：
（1）エネルギーの安全を保障。グリーン・低炭素排出
（2）イノベーションに基づき、スマート化、高効率化を推進
（3）改革を深化し、開放を拡大
（4）民生を優先し、発展を共有

そして、2025 年までの目標を示した。
エネルギー年間生産能力とエネルギー安全保障の主要プロジェクト：
（1）標準的な石炭は 46 億トン超（石炭火力は 2025 年までに非効率な 30GW 分をフェーズアウト）、原油生産量は 2 億トン（4,000 千 BPD）への回復と安定化、ガス生産量は 2,300（2021 年は 2,050）億 m3、原子力は設置発電能力 70GW、水力は 380GW、風力及び太陽光は大規模開発を目指すとしている。また、発電能力全体では、2020 年末の 2,200GW から 2025 年には 3,000GW を目指すとしている。このような状態が達成されれば、エネルギーの貯蔵が完全になり、独立したエネルギー供給能力がさらに向上するという。主要都市、コアエリア、重要ユーザー向けの電力緊急安全保障機能などが大幅に改善される。図表 3.4.9 に、エネルギー安全保障の主要プロジェクトを示す。

図表 3.4.9　エネルギー安全保障の主要プロジェクト

・石油とガスの探査と開発

四川盆地、タリム盆地、オルドス盆地、ジュンガル盆地、松遼盆地、渤海湾盆地、カイダム盆地などの主要な盆地を基盤として、中西部地域及び、海洋地域におけるリスク探査を強化し、東部の過去の石油とガス産出地域で精密探査を強化する。

ジュンガル盆地の瑪湖およびジムサルのシェールオイル、オルドス盆地のシェールオイルおよびタイトガス、松遼盆地の大慶古龍シェール・オイル四川盆地の四川中央古隆起および南部のシェールガス、タリム盆地の順北、福満、博孜ー大北、湖北西部、陝西南部、雲南と貴州の北部のシェールガス、海洋地域の渤中、墾利、恩平の石油・ガス生産プロジェクトを推進する。

四川盆地の「ガス大慶（注：大慶油田の様な重要度を強調する表現。以下同様）」、タリム盆地の「深層オイル・ガス大慶」、オルドスの1億トン級規模の「オイル・ガスのスーパー盆地」などのシンボル的なプロジェクトの推進を加速する。

沁水盆地とオルドス盆地の東側の炭層メタンの探査と開発を強化する。
南シナ海など地区での天然ガスハイドレートの試験生産を行う。

・ガス貯蔵タンクおよびLNG受入ターミナル

中国の華北、東北、南西、北西など地域に複数の百億㎥級の地下ガス貯蔵タンク群を建設する。重要な港湾サイトで建設済、建設中、計画中のLNG受入基地プロジェクトを優先的に推進する。

・石炭貯蔵

所要条件に適した企業において、社会的責任を果たし、石炭産地、消費地、鉄道輸送中枢と、主要な輸送中継港での石炭貯蔵事業を支援する。

・ネットワークセキュリティ制御

電力監視システムのセキュリティー保護体系の改善プロジェクトや、電力情報システムの暗号化インフラ構築プロジェクトと、北斗（中国版GPS）時間・空間インフラのアプリケーションと、知能化運営体系プロジェクトの構築の改善を加速する。北斗時間周波数メッシュ（time-frequency mesh）の構築を実施し、重点企業向けの電力と北斗の総合サービスプラットフォームの構築と、端末応用のパイロット試行事業を推進する。電力業界のネットワークセキュリティ状況感知プラットフォームと、全体業務の分散型高度シミュレーション力を持つ電力業界ネットワークセキュリティシミュレーション検証環境を構築する。

・リスクと緊急管理

河川流域の水力発電の安全性と緊急事態管理のための情報プラットフォーム、水力発電所（ダム）の安全性と緊急事態管理のプラットフォームが初歩的に確立し、電力安全の緊急指揮プラットフォームを構築する。

（2）単位 GDP 当たりのエネルギー消費量を 5 年で 13.5%削減する。これにより、エネルギー資源配分はより合理的になり、効率的な開発や利用規模がさらに拡大し、送配電効率を大幅に向上させる。そして、2025 年までに、調整可能な電力の比率を 24%前後、デマンド応答能力を最大需要電力の 3～5%とする。エネルギーシステム効率の大幅な向上を目指す。（デマンド応答能力とは、需給逼迫時などに家庭や企業が発電量に合わせ消費電力量を変動させることで需給を調整する仕組み。アグリゲーターと呼ばれる仲介サービ

ス事業者が電力会社とユーザーをつなぐ。）

（3）エネルギー研究開発費を 2025 年まで年間 7%以上増加させる。50 前後の分野で基幹技術のブレークスルーを達成する。新エネルギー技術のレベル向上を目指す。新しい大規模電力システムの構築、安全で効率的なエネルギー貯蔵、水素エネルギー技術の技術革新を段階的に進める。汚染削減と炭素削減技術の促進と適応、デジタル化スマートエネルギーシステムの構築を行う。

（4）年間の 1 人当たり平均生活電力使用量を 1,000 キロワット時（kWh）前後とする。2030 年までに電力消費における非化石燃料エネルギーの比率を 25%とした上で、2035 年には非化石燃料エネルギー比率をさらに引き上げる。一般的なサービスレベルの継続的な改善を目指す。人々の生産と生活のためのエネルギー消費の利便性と保護。バリア機能のさらなる強化。電気、ガス、冷暖房など多様なクリーンエネルギー利用の促進を行う。

３．４．３　中国のカーボンニュートラル政策の現状と今後及び考察

（１）　中国国務院の「2030 年までのカーボンピークアウトに向けた行動方案（以下、方案）」

中国国務院は 2021 年 10 月 26 日、「2030 年までのカーボンピークアウトに向けた行動方案（以下、方案）」を発表した。10 月 24 日に中国共産党中央委員会と国務院が発表した「カーボンピークアウトとカーボンニュートラルの完全、正確かつ全面的な実施に関する意見」（以下、意見）では全体的な方向性を示したが、方案では、2030 年のカーボンピークアウトに向けて、10 項目について具体的な取り組みや目標などが示されている。方案では、2030 年のカーボンピークアウト目標達成に向け、産業サプライチェーンや生産活動の安全を保障した上で、秩序を保ちながらピークアウトを実現すべきとしている。2030 年のカーボンピークアウトに向けた主要目標は以下のとおりである。

①　2025 年までの目標

単位 GDP 当たりの二酸化炭素排出量を 5 年で 18%削減する。2025 年までに非化石燃料エネルギーの比率をエネルギー消費量ベースで 20%前後、発電量で 39%前後とする。末端のエネルギー使用量に占める電力使用比率を 30%前後とする。図表 3.4.10 に、エネルギーのグリーン化と低炭素化プロジェクトをまとめた。

②　2030 年までの目標

単位 GDP 当たりの二酸化炭素排出量を 2005 年比で 65%以上削減する。非化石エネルギー消費の割合を 25%程度に引き上げ、カーボンピークアウトを着実に実現する。更に、方案では、カーボンピークアウトは経済社会発展に向けた全てのプロセスや分野を貫くものとしており、実際の取り組みに当たり、以下の 10 項目について具体的な取り組み内容や数値目標を定めている。

1）エネルギーのグリーン低炭素転換
2）省エネ、低炭素に向けた効率化向上
3）工業分野のカーボンピークアウト
4）都市と農村建設におけるカーボンピークアウト

5）交通輸送のグリーン低炭素化
6）循環経済を通じた低炭素への取り組み
7）グリーン低炭素科学技術のイノベーション
8）カーボンシンク能力の強化
9）グリーン低炭素に向けた全国民的取り組み
10）各地域における秩序だったカーボンピークアウト

なお、それぞれの具体的な取り組み内容については、＜参考＞として本章の最後に添付した。

図表 3.4.10　エネルギーのグリーン化と低炭素化プロジェクト

水力発電 金沙江の烏東徳（既に完成・稼働中）、白鶴灘（一部完成・稼働中）、亜碧江の両河口（一部完成・稼働中）など水力発電所を完成・稼働させる。 金沙江の拉哇、大都河の双江口など水力発電所の建設を推進する。 金沙江の崗托、旭龍、雅碧江牙根二級と孟底溝（既に着工許可済）、大渡河の丹巴、黄河の羊曲（既に着工許可済）等水力発電所の建設開始を極力に推進する。 奔子欄、龍盤、古学など水力発電所の、およびその他の水力発電所の早期なデモンストレーションを実施。 チベットの雅魯藏布江（ヤルンザンボ）の川下流域での水力発電開発などの重要な大型プロジェクトを実施。
原子力発電 遼寧省の紅沿河 5 号機と 6 号機（5 号機は完成・稼働中）、山東関島湾高温ガス炉（High temperature gas-cooled reactor(HTGR)）、「国河 1 号」実証プロジェクト、江蘇田湾 6 号機（完成・稼働中）、福建省福清 5 号機と 6 号機（5 号機は完成し稼働中）、漳州 1 期 1 号機と 2 号機、広東省太平嶺 1 期 1 号機と 2 号機、広西自治区防城港の 3 号機と 4 号機などを完成・稼働させる。
風力・太陽光発電 東部および中部地域における分散型風力発電および分散型太陽光発電の建設を積極的に推進し、新疆、青海、甘粛、内モンゴル、寧夏、陝西北部、山西北部、河北北部、遼寧省、吉林省、黒竜江省などの地域における陸上風力発電および太陽光発電の推進を最適化する。広東省、福建省、浙江省、江蘇省、山東省などの洋上風力発電基地の建設を重点的に実施する。
バイオマスと地熱エネルギーの発電。 都市生活ごみ焼却発電を着実な発展し、農林バイオマス発電とメタンガス発電を順序的に発展、**千万㎥級のバイオ天然ガスプロジェクトを建設**する。北京-天津-河北、山西、陝西、河南、湖北などの地域では、中層・深層地熱エネルギーによる熱供給と冷房供給を積極的に推進し、チベット、四川西部、青海など高温地熱資源が豊富な地域で、地熱発電の実証事業を多数建設する。
柔軟な電力調整。 同城、盤安、泰安二期、渾源などの揚水エネルギー貯蔵発電所の建設を推進する。大雅河、尚志、濼平、徐水、靈寿、美岱、烏海、泰順（既に着工認可）、天台（既に着工認可）、建徳、桐廬、寧國、岳西、石台、霍山、連雲港、洪屏二期、大幕山、平坦原（既に着工認可）、紫雲山、安化、栗子湾（既に着工認可）、哇譲、牛首山（既に着工認可）、貴陽石廠壩、南寧（既に着工認可）、黔南（黄糸）、羊林などの**揚水エネルギー貯蔵発電所の建設**を着工させる。黄河上流の階段式大規模エネルギー貯蔵プロジェクトに関する研究を実施する。青海、新疆、甘粛、内モンゴルなどの地域で太陽熱発電、風力発電と、太陽光発電の開発を推進する。30 万 kw とそれ以下の石炭火力発電所に対する柔軟な改造事業を重点的に実施し、ピークカットが困難な地域に対して 60 万 kw の亜臨界圧（Sub-Critical）石炭火力発電所設備の柔軟な改造を研究・推進する。

（1）のベースは、CO2 排出量を 2030 年ピーク（碳達峰）、60 年までにカーボンニュートラル（碳中和）を達成するという「双碳」目標が習近平国家主席の一大政治スローガンとなったことにより設定されたもので、特に、石炭産地の地方政府への締め付け強化が行われている。

中国政府は、石炭中心のエネルギー構造からの脱却を基本方針に掲げており、目指す重要な課題はカーボンニュートラルを図りつつエネルギー自給率の向上である。この両立を図るための課題として、中国政府は「エネルギー統制効率と能力の強化」を掲げている。具体的には、電力と石油・ガスのシステムとメカニズムの改革をさらに進め、エネルギー分野における「管理の合理化と分権化、分権化と集中管理の調合、及びサービスの最適化」の改革を推進させる。中間監督管理及び事後の監督管理を強化し、近代的なエネルギー市場の建設を加速し、エネルギー法律・規制・政策を改善する。市場メカニズムに依存して、省エネ・排出削減・炭素削減を促進し、エネルギーサービスのレベルを向上させる。図表 3.4.11 に、電力分野と油・ガス分野における主要な改革課題を示す。

中国は、化学産業の規模拡大と同時に質の向上及び省エネ・CO2 の排出削減を狙う。原料競争力の鍵を握る国内での原油・ガスなどの増産や、製油所・化学工場の一体化は継続していく。中国石油、中国石油化工、中国海洋石油の国有石油 3 社は、中央政府が 2019 年に策定した 7 カ年行動計画に基づき、原油・ガスの国内生産拡大に取り組んでいる。中国政府は、安全保障戦略上、石炭・再生可能エネルギーを含めたエネルギーの自給率の向上を急いでおり、各社は、深海・超深海油田・ガス田やシェールガスの開発技術の高度化を進めている。2021 年の原油対外依存度は 72%と前年に比し 1.6 ポイント下がったという。このような背景の中、国家発展改革委員会と国家エネルギー局が共同にて、2021 年から 2025 年に自給率の向上を図るべく近代的なエネルギーシステムを開発する計画を策定し、具体的なエネルギー供給確保とエネルギー効率の目標を設定した。

省エネ・CO2 排出削減に対しては、中国のカーボンニュートラルに関する双炭目標に沿って、高機能化学品の増産とともにより付加価値の高い機能化学品へのシフト、デジタル化などを通じた対応を急いでいる。

このような狙いを達成するためにも、中国政府は国有企業を一層強く、一層良く、一層大きくするという国家方針を掲げている。2021 年 5 月 6 日、中央政府直属の国有企業である中国中化集団有限公司（Sinochem）と中国化工集団有限公司（ChemChina）が合併し、中国中化が誕生した。経営資源の合理化と業務の効率化を求めた総合化学企業の創設及び中国化学産業の質の高い発展を促す狙いという。また、中国は最近（2022 年 6 月 1 日）2025 年までに再生可能エネルギー電力比率を 33%（石炭換算 10 億トン/年）にするという戦略を打ち出した。なお、2020 年の再生可能エネルギーの発電比率は 28.8%、一次エネルギーに占める割合は 15.4%であった。

図表 3.4.11　電力分野と油・ガス分野における主要な改革課題

電力の中長期的な取引メカニズムの構築を引き続き深める。

電力の中長期的な取引ルールの策定と見直しを各地域で推進する。要件を満たした各種類の市場関係者の参加を促進する。取引の種類を豊富にし、取引組織プロセスを最適化し、取引サイクルを短縮し、取引頻度を高め、時間帯ベースの契約取引メカニズムを確立し、偏差評価メカニズムを改善する。

電力スポット市場の構築を安定に推進する。

適格なパイロット試行エリアの長期運営への移行を推進し、スポット取引のパイロット試行プロジェクトの範囲を段階的に拡大する。配電網のつながりが密接である隣接する省（自治区と直轄市）でのスポット取引市場の統合発展を推奨する。

電気補助サービスの市場メカニズムを改善する。

補助サービスの取引内容の種類を充実させる。エネルギー貯蔵施設や、バーチャル発電所、ユーザーが中断可能な負荷（Interruptible Load Management（ILM））などの柔軟なリソースをもって補助サービスに参加し、Flexible Ramping Product（FRP）またはRamp Capability Product（RCP）などの取引種類を研究する。発電・送配電ネットワーク・負荷・エネルギー貯蓄の一体化と多様なエネルギーの相互補完プロジェクトの協調運営と、利益共有メカニズムを確立する。省や地域を跨ぐ補助サービス市場メカニズムを確立・改善し、送電・受電の双方での補助サービスの資源共有を促進する。

全国統一された電力市場体系の構築を加速する。

電力市場の全体設計を最適化し、多段階の統一電力市場体系を改善して、中国の南部や、長江デルタ、北京・天津・河北、東北など地域で地域電力市場建設のパイロット試行プロジェクトを模索する。省および地域を跨ぐ発電と電力消費の計画管理を段階的に緩和し、非化石エネルギー発電企業は電力販売会社或いは大口ユーザーとの地域を跨るポイントツーポイント取引の実施を模索する。分散型発電の市場志向型取引を積極的に推進する。同一配電ネットワークエリア内の分散型発電と電力ユーザーとの近所ローカル取引をサポートし、分散型発電の市場志向取引の価格政策と市場ルールを改善し、サポートする。

配電・売電改革をさらに推進する。

増分配電企業が配電エリア内で電力グリッド企業と同じ権利と義務を持つことを着実に推進する。増分配電ネットワークの配電価格を形成するメカニズムを研究し、改善する。電力販売業者の参入と撤退メカニズムを改善し、電力販売業者がさまざまな市場取引に参加することを促進し、電力の購入と販売の決済関係を整理する。

中国の太陽光発電能力は、2021 年には対 2020 年比 13.9%増の 54.88GW で世界一となっ

た。中国製太陽光発電製品への長引く関税措置にもかかわらず、2021 年の輸出額は 280 億ドルで過去最大となった。また中国の国家発展改革委員会と国家エネルギー局は、「水素エネルギー産業発展中長期計画（2021-2035）」を発表した。中国はグリーン水素の利用促進も行っている。2035 年までの水素の利用促進目標として下記 3 ステップが発表された。

第 1 ステップ
2025 年までに燃料電池自動車を約 5 万台、水素充填所を多数配備・建設する。また、再生エネによる水素製造量を年間 10 万～20 万トンまで高める。これにより CO2 排出量削減目標は 100 万～200 万トンに定める。

第 2 ステップ
2030 年の段階では水素の生産・供給システムを形成し、カーボンピークアウトの達成に貢献する。

第 3 ステップ
2035 年には水素エネルギー利用範囲を拡大し、最終エネルギー消費に占める水素の割合を大幅に高めると同時に、再生可能エネルギーによるグリーン水素の割合も増やしていく。

中国の水素生産量は年間 3,300 万トンで世界最大規模となる。このうち約 1,200 万トンが工業用水素の規格に適しているという。グリーン水素は中国で本格的な利用が行われ、政府のカーボンニュートラル目標達成に必須となっている。中国資本や外資が、風力や太陽光由来の再生可能エネルギーで運用する大型の水電解装置を相次いで稼働し始めている。工場の原料や水素自動車の燃料として水素の利用を開始した。また CO2 排出や水使用量の多い石炭化学企業が、中央政府の省エネ規制運用厳格化に対応するために、世界最大規模のグリーン水素製造に乗り出すケースも考えられる。地方政府も投資を後押ししており、スマートグリッド整備や運用コスト削減が進めば、導入に弾みがつきそうである。石炭の大産地であり石炭火力が盛んな内モンゴル自治区では 2025 年までには設置される発電能力で新エネ発電量が石炭火力を上回り、2030 年には新エネによる発電量が火力による発電量を超えることを目指している。

カーボンニュートラルを目指す対応として中国国営の SINOPEC が中国最大の CCUS プロジェクトの建設を完了した。また、CNPC は中国のクリーンエネルギー需要増を満たすべく、新エネ部門を拡大する事業構造を最適化・多様化をしている。

（2） 現状の中国カーボンニュートラル進捗状況と今後の見通し
BNEF（Bloomberg NEF）によれば、2021 年度の世界の低炭素トランジション投資額は 7,550 億ドルに増大し、その中で中国は 2,660 億ドルの投資（世界の 35.2%）を実施し、再生可能エネルギー転換投資の最大の単一国となった。一方、Wood Mackenzie によれば、中国で 2060 年までにネットゼロを達成するには約 5 兆ドルの投資が必要と分析している。

2060 年に必要な電力量は、現在の 2.5 倍の 18,835TWH で、風力・太陽光発電能力は、11 倍の 5,040GW に引き上げることが必要になるとみている。「中国は大規模な重工業と機械部門を有しており、残る排出量を相殺するには CCS と森林吸収源の利用を拡大することが重要である。それなしでは中国のカーボンニュートラル化の公約はほぼ不可能である。」と唱えている。三井物産戦略研究所（2021 年 8 月）によれば、少子高齢化や債務増などの逆風のなかで長期安定成長を目指す中国共産党にとって、膨大な潜在需要を持つグリーン投資への期待は大きい。清華大研究チームは「(炭素中立に向けた) 2020～2050 年のエネルギー分野での新規投資規模は 138 兆元（18 兆ドル、約 2,350 兆円）で、毎年の GDP を 2.5%以上押し上げる」と試算している。一方、ゴールドマンサックスは「2021～2060 年に 16 兆ドル（約 1,660 兆円)」との数字を弾き出している。また同社は、これらの投資に伴う、石炭産業などでの雇用減を差し引いた純雇用創出数を 4,000 万人と試算している。中国の国家エネルギー局は、2022 年 3 月 17 日に 2022 年のエネルギー関連目標を発表している。図表 3.4.12 に、2022 年のエネルギー関連目標及び 2021 年実績比較を示した。

図表 3.4.12　2022 年のエネルギー関連目標及び 2021 年実績比較

	2021年実績	2022年目標	備考
石炭の消費割合	56.0%	徐々に引き下げ	・非化石割合17%前後 ・代替発電量1800億kWh ・風力・太陽光へ発電量割合12.2%前後
エネルギー生産量	43.3億トン（SCE）	44.1億トン（SCE）	
原油生産	1.99億トン	2億トン前後	
天然ガス生産量	2075億M3	2140億M3前後	
電力設備容量	23.8億kW	26億kW前後	
発電量	8.53兆kWh	9.07兆kWh	・新規ピーク電源8000kW以上 ・「西電東送」送電能力2.9kW前後

2021年度：「2021年国民経済社会・発展統計公報」2022年2月28日、国家統計局

2022年度：「2022年エネルギー活動に関する指導意見」2022年3月17日、国家エネルギー局

（出所）中国国家エネルギー局

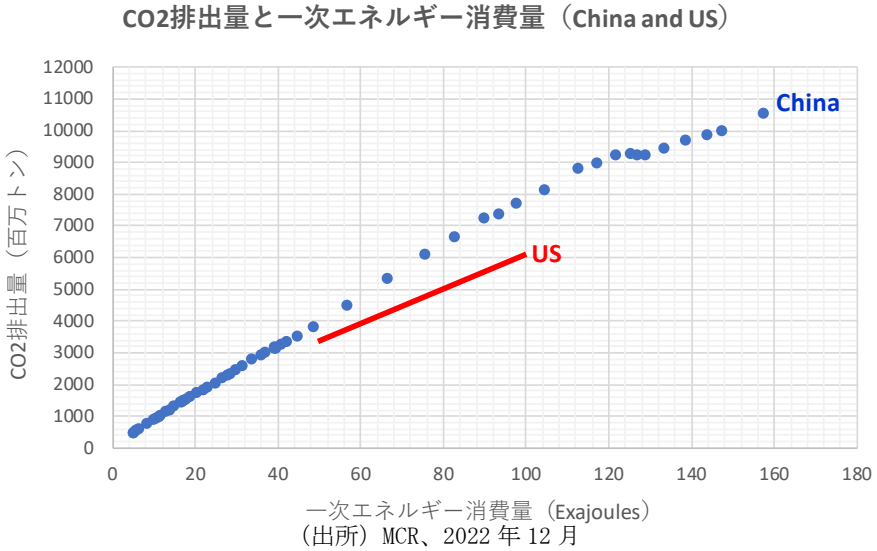
中国の現状は、14 次 5 か年計画や 2030 までのカーボンピークアウトに向けた行動方針案の作成により、エネルギー面での安全保障やカーボンニュートラルに関する双炭目標などの方針や施策及び具体的数値目標の提示など基盤整備がやっと出来上がり、目標に向けての入り口に立ったという段階である。

中国の GDP は 2010 年日本を抜き世界第二位になった。今もその伸びは著しく、一説には 2033 年頃にはアメリカを追い抜くともいわれている。しかしながら一人当たりの GDP は毎年の伸びは確認されているが、アメリカのような伸びはない。更に、2021 年ではアメリカの 1/7 程度、日本の 1/4 弱程度である。中国は per Capita がやっと世界平均を超えたが、その伸びはかなり鈍い。中国の第 14 次 5 カ年計画におけるエネルギー政策の肝（本音）は、今後伸びる需要に対するエネルギー供給安全保障である。これを犠牲にしてグリーン化による低炭素化に向かうことはまず考えられない。

中国のエネルギー消費は 2000 年頃から急激に上昇している。しかしながら per Capita の伸びはそれほど大きくない。

中国での CO2 排出量は一次エネルギー消費量の推移と殆ど同じような増加を示している。CO2 per Capita は、堅調な伸びを示しており、日本とほぼ同じ水準に達しようとしている。中国と比べて CO2 排出量は圧倒的に少ないが、per Capita ベースでほぼ同じということは、中国におけるエネルギー消費構造の違いはあるにせよ、かなりの非効率的なエネルギーの使い方をしている。図表 3.4.13 に、中国における一次エネルギー消費量と CO2 排出量の関係をアメリカと比較して示した。

図表 3.4.13　中国における一次エネルギー消費量と CO2 排出量の関係（対アメリカ）



（出所）MCR、2022 年 12 月

中国とアメリカいずれも一次エネルギー消費量と CO2 排出量には良い相関性がある。しかしながら中国の CO2 排出量はアメリカに比べ多い。アメリカとのエネルギー消費構造の違いによることも考えられるが、エネルギー使用の効率が良くないことが要因である。

（3）　中国のエネルギー及びカーボンニュートラル政策の分析

中国のエネルギー使用の現状をみると、エネルギー効率の改善を強力に推進して過剰な CO2 排出量への負荷を少なくすることが 3060 カーボンニュートラル達成にも非常に重要になってくると考えられる。3060 カーボンニュートラル達成へのグリーン投資は、前述したように莫大なものとなる。膨大な潜在需要を持つグリーン投資への期待は大きい。また、投資による GDP の押上げや今後特に削減が見込まれる石炭産業での新たな雇用を創出する可能性はある。

10 月 23 日に終了した第 20 回中国共産党大会で習近平氏が、毛沢東以来の第 3 期目の国家主席に就任した。エネルギー安全保障は中国経済に大きな影響を与える。この意味で中国における発展に必要なエネルギー安全保障は必ずや達成すると考えられる。2021 年 10 月に発表された「2030 年までのカーボンピークアウトに向けた行動方案」では、2030 年

までのカーボンピークアウトの具体的目標が掲げられた。その目標は、「単位 GDP 当たりのエネルギー消費量と二酸化炭素排出量」をどれだけ削減するかという観点で、以下のように示されている。

2025 年まで

単位 GDP 当たりのエネルギー消費量と二酸化炭素排出量を 2020 年比で、それぞれ 13.5%、18%削減

2030 年まで

単位 GDP 当たりの二酸化炭素排出量を 2005 年比で 65%以上削減し、カーボンピークアウトを達成

3．4．4　中国国営石油・石油化学産業の業績見通し

中国の石油・化学産業の 2021 年における利益総額（営業利益ベース）は、史上最高を記録し、前年比 126.8%増の 1 兆 1600 億元（約 21 兆 872 億円）となった。業績と今後の見通しについて追跡調査し、中国の各種経済指標との関連性や寄与などを分析考察する。

（1） 2021 年度の中国国営石油、石油化学の業績

① 石油・化学部門及び化学工業セグメント

図表 3.4.14 に、石油・化学部門及び化学工業セグメントの売り上げと利益を示す。

図表 3.4.14　石油・化学部門及び化学工業セグメントの売り上げと利益

部門	売上	利益	備考
石油・化学産業*	14兆4500億元（262.7兆円、前年比＋31.1%）	1兆1600億元（21.09兆円、＋126.8%）	史上最高
化学工業セグメント[1)]	8兆6637億元（157.5兆円、＋31.1%）	7932億元（14.42兆円、＋85.4%）	過去最高
基礎化学原料			総生産量が6.7%増。うち、エチレン生産量が2825.7万トン（30.8%増）[4)]
肥料[2)]	5543.6万トン		0.9%増
苛性ソーダ[3)]	3891万トン		5.2%増
無機化学原料			
合成材料	合成繊維6152万トン、合成ゴム812万トン		合繊9.1%増、合成ゴム2.6%増

中国の石油・化学は「石油・天然ガス」「石油精製」「化学工業」「設備製造」で構成されており、化学工業セグメントは、基礎化学原料、肥料、苛性ソーダ、無機化学原料、合成材料などが含まれる。石油・化学産業の 2021 年度の売上総額は、14 兆 4500 億元（262.7 兆円、前年比＋31.1%）、総営業利益は 1 兆 1,600 億元（21.09 兆円、＋126.8%）で史上最高であった。化学工業セグメントの売上高は 8 兆 6637 億元（157.5 兆円、＋31.1%）、利益は 7932 億元（14.42 兆円、＋85.4%）で過去最高であった。

② 中国国営石油精製企業

図表 3.4.15 に、中国国営石油精製企業の業績を示す。

図表 3.4.15　中国国営石油精製企業の業績

国営石油精製企業	売上	利益	備考
中国石油化工（Sinopec）	2兆7409億元（約52兆5500億円、＋30.2%）	712億元(約1兆3650億円, x2.14)	過去10年で最高
中国海洋石油総公司（CNOOC)[1)]	2461.11億元（約4兆9200億円、＋58.4%）	703.2億元(約1兆4000億円,1月～12月)	過去7年で最高
中国石油天然気集団公司(CNPC)	2兆6000億元（約50兆円、＋35.2%）	921億7000万元(約1兆7827億円, x 4.9)	過去7年で最高

（出所）MCR、2022 年 12 月

・中国石油化工集団公司（Sinopec）
売上高は前年比 30.2%増の 2 兆 7,409 億元（約 52 兆 5,500 億円）。純利益は前年の 2.14 倍に急増し、過去 10 年間で最高の 712 億元（約 1 兆 3,650 億円）を計上した。業績拡大の原動力は、国際石油相場の大幅な上昇である。Sinopec の主力商品である石油製品、化学製品、天然ガスの需給が引き締まり、販売価格の引き上げにつながった。国際相場のデータを見ると、欧州の石油価格の指標である北海ブレントの 2021 年の平均スポット価格は 1 バレル当たり 70.7 ドル（約 8,630 円）と、前年の 1.7 倍に上昇した。同じく北東アジアの液化天然ガスのスポット価格指標は 100 万 BTU（英国熱量単位）当たり 18.6 ドル（約 2271 円）と、同 4.24 倍に急騰した。このような追い風を受け、Sinopec の事業採算は大きく改善した。決算報告書によれば、同社が 2021 年に取引した原油の平均価格は 1 バレル当たり 64 ドル（約 7,812 円）と前年比 65%上昇、天然ガスは 1,000 立方フィート当たり 7.1 ドル（約 867 円）と同 27%上昇した。

事業セグメント別業績を見ると、2021 年の最大の稼ぎ頭は石油精製部門だった。同部門の営業利益は前年の 12 倍の 654 億元（約 1 兆 2,538 億円）に達し、過去最高の水準を記録した。次は石油製品の販売・流通部門で、営業利益は前年比 18%増の 231 億元（約 4,429 億円）に上った。その他の主力事業もそろって好調だった、化学製品部門の営業利益は前年比 18%増の 114 億元（約 2,186 億円）、油田・ガス田の探鉱及び開発部門は前年の 2 倍以上の 6 億元（約 115 億円）を計上した。しかし、今後の業績見通しに関しては、Sinopec 董事長（会長に相当）の馬永生氏は次のような慎重な見方を示した。「国際石油相場が高値圏で揺れ動くなか、わが社の石油精製部門は中国国内の価格管理制度のもとで難しい対応を迫られている。」この発言の背景には、中国政府が定めた石油製品の価格管理のルールがある。国際石油相場が基準値の上限の 130 ドル（約 1 万 5,870 円）を突破すると、価格管理が発動されて中国国内の石油製品の値上げが凍結されるのだ。仮にそうなれば、Sinopec は原油の仕入れ価格の上昇を石油製品の販売価格に転嫁できなくなる。逆ザヤによる赤字の発生や、（損失拡大を抑えるための）プラントの稼働率低下が避けられない。

・中国石油海洋総公司（CNOOC）
中国の石油業界第 3 位、CNOOC は、売上高 2461.11 億元（約 4 兆 9,200 億円）、純利益は 703.2 億元(約 1 兆 4,000 億円)に達し、過去 7 年間で最高であった。上期の生産量の伸びと強力な新規プロジェクトの貢献で、2021 年通期では生産目標を上回った。2021 年には 22 件の商業規模の石油・天然ガスの埋蔵発見があり、14 件の新規プロジェクトが稼働した。確認埋蔵量は、過去最高だった 2020 年の 53.73 億 BOE(原油換算)に対して 57.3 億 BOE、可採年数は 5 年連続で 10 年超となった。2020 年の原油・天然ガスの生産量は、前

年の 5.282 億 BOE に対して 5.73 億 BOE であった。

・中国石油天然気集団公司（中国 CNPC：PetroChina）
売上高は前年比 35.2%増の 2 兆 6000 億元（約 50 兆円）と過去最高を更新した。純利益は前年の 4.9 倍の 921 億 7,000 万元（約 1 兆 7,827 億円）と、過去 7 年間で最高を記録した。好業績の背景は、国際的な石油・天然ガス相場の高騰による。2021 年は（新型コロナウイルスの世界的流行の影響で低迷していた）エネルギー需要の回復や世界的なカネ余りなどを受け、石油・天然ガス相場がほぼ一貫して上がり続けた。その結果、PetroChina の 2021 年の原油取引価格は 1 バレルあたり平均 65.58 ドル（約 8,078 円）と、前年比 62.6%上昇した。天然ガスの販売価格は 1 立方メートル当たり平均 1.729 元（約 33 円）と、同 47.8%上昇した。

事業セグメント別業績でみると、「石油・天然ガスの探鉱及び生産」、「石油の精製及び化学工業製品の生産」、「石油製品の販売」、「天然ガスの販売及びパイプライン運営」の 4 つに分け、それぞれの業績を開示している。2021 年はこれら 4 部門がすべて営業黒字を計上した。低炭素経営への転換を急ぐ全社利益への貢献度が最も大きかったのは石油・天然ガスの探鉱及び生産部門で、2021 年の営業利益は前年の 2.96 倍の 684 億 5,000 万元（約 1 兆 3,239 億円）に達した。なお、石油・天然ガスの生産量は（石油換算で）16 億 2,480 万バレルと、前年とほぼ同水準だった。石油の精製及び化学工業製品の生産部門は 2021 年に 497 億 4,000 万元（約 9,620 億円）の営業利益を上げ、前年の赤字から大幅な黒字に転換した。同部門が精製した原油は前年比 4%増の 12 億 2,500 万バレル、石油製品の生産量は同 1.6%増の 1 億 870 万トン。

足元の業績は絶好調だが、PetroChina は（中国の国策に基づいて）環境にやさしく CO2 の排出量が少ない「低炭素経営」への転換を迫られている。「わが社は（低炭素化を進めるため）再生可能エネルギー、新素材、新規事業に 2021 年は 30 億元（約 580 億円）を投資した。2022 年は投資額を 100 億元（約 1,934 億円）に積み増す」。PetroChina の財務総監（財務担当責任者）を務める柴守平氏は、業績説明会でそう述べた。

③　中国国営石油化学企業
図表 3.4.16 に、中国国営石油化学企業の業績を示す。

図表 3.4.16　中国国営石油化学企業の業績

国営石油化学企業	売上	利益	備考
連雲港盛虹煉化(東方盛虹)[1)]	517.2億元（10,344億円）	60.59億元（1,211.6億円）	Sinopec中石化連雲港3,200万トン/年煉化一体化プロジェクト
高橋石化漕涇煉化[2)]	2317億元（2017年から2021年5年間合計） 463,3億元/年（9,268億円）	140億元（2017年から2021年5年間合計） (2,800億円)	Sinopec高橋石化漕涇2,000万トン/年煉化一体化プロジェクト
鎮海煉化[3)]	1178億元（2兆3560億円）	111億元（2,220億円）	Sinopec鎮海1,500万トン/年煉化一体化プロジェクト（第Ⅱ期）
古雷煉化（古雷石化）[4)]	フル稼働後、4276.5億元／年になる見込 （8兆5530億円）		Sinopec古雷煉化一体化プロジェト。2021年8月稼働開始
中科(広東)煉化[5)]	806億元（1.612億円）	52億元（1,040憶円）	Sinopec、広東省湛江、（中科煉化二期？？）

いずれも石油精製最大手の Sinopec 傘下での石油精製との一体化プロジェトとして石油化学部門を運営している。2021 年度の業績は、コロナの回復も相まって石化製品需要が好調であり、また積極的な投資もあり堅調であった。全体的な石油・化学産業の対外貿易は高い成長を続け、輸出入総額は過去最高額を記録した。石油化学産業の輸出総額は 38.7%増の 8,600 億ドルとなった。基礎化学品全体の生産数量は 6.7%増、特に、基礎化学品基礎原料となるエチレンの成長が中国全体として著しく、製造能力として対前年比 30.8%増の 2,825 万トンとなった。

②2021 年度の中国の GDP と石油及び化学産業の GDP への寄与率
図表 3.4.17 に、2021 年度の中国の GDP 及び GDP per Capita を示す。

図表 3.4.17　2021 年度の中国の GDP 及び GDP per Capita

項目	
GDP	114兆4千億元（約2080兆円、18.18円/元、＋8.1%対2020年）
GDP per capita	80,976元（約147.2万円）

中国の GDP はアメリカに次ぐ世界第二位である。2021 年度はコロナのせいもあって対前年比は＋8.1%の高い成長率を示した。また per Capita も世界平均を超えた。上記の GDP に対して、国営の石油及び石油化学産業の寄与率（売上×100/GDP）は、約 5.7%となり、全体の石油・化学産業に対しては、約 12.6%と計算される。中国の産業の中で GDP への売上高比率が高いのは、鉄鋼産業と推察されるが、石油・化学産業の寄与率もかなり高い。中国国家統計局発表数値によれば、2021 年度の製造業全体で第三次産業全体の 39.4%であった。民営を含むとどうなるかは不明だが、石油も入れた国営企業の化学産業の寄与率は 12.64%と計算され、順当なレベルである。

（2）　中国の石油・石油化学産業の今後の見通しと考察

中国の石油精製業界は、設備過剰が続き、競争力のない小規模設備の段階的廃止を続けてきた。ガソリンを代表とする製油製品需要は、自動車分野での EV 化が進み、需要の減少が見込まれてきた。しかし、2021 年度はロシアのウクライナ侵攻を中心とした要因による国際的な原油高に押されて、過去最高の売り上げと利益を得た。2022 年も同じ基調で推移している様相である。図表 3.4.18 に、2022 年 8 月 31 日に人民日報（日本版）が発表した 2022 年度の中国 3 大国営石油精製企業の上半期の業績を示す。

図表 3.4.18　2022 年度の中国 3 大国営石油精製企業の上半期の業績

国営石油精製企業	売上	利益
中国石油化工（Sinopec）	1兆6100億元（1元は約20.0円、同期比＋27.9%）	435億3千万元（同期比+10.4%）
中国海洋石油総公司（CNOOC）	2023億5500万元（同期比＋84%）	718億8700万元(同期比+116%)
中国石油天然気集団公司(CNPC)	1兆6100億元(+34.9%)	823億9100万元(同期比+55.3%)

出所）「人民網日本語版」2022年8月31日

「中国の 3 大石油精製会社は、2022 年上半期は 1 日 10 億元超の純利益達成した」という見出しである。同期に国際市場で原油価格が大幅に値上がりしたことを受け、3 大石油メジャーの売上高などの指標もプラス成長になった。

中国石油化工(Sinopec)は上半期の利益が同期の過去最高を更新した。売上高は前年同期比 27.9%増の 1 兆 6,100 億元（1 元は約 20.0 円)、親会社株主に帰属する当期純利益は同 10.4%増の 435 億 3 千万元だった。中国石油天然気（PetroChina）は同期に国際原油価格の大幅上昇に後押しされて、グループの経営業績が上昇を続け、フリーキャッシュフローも前年同期に比べて大幅に改善し、財務状況は健全かつ好調だった。同期の売上高は同 34.9%増の 1 兆 6,100 億元、親会社株主に帰属する当期純利益は同 55.3%増の 823 億 9,100 万元だった。

中国海洋石油(CNOOC)は同期の売上高が同 84%増の 2,023 億 5,500 万元に達し、親会社株主に帰属する当期純利益は同 116%増の 718 億 8,700 万元だった。2022 年上半期の 3 社の純利益を合わせると 1,978 億元になり、1 日当たり約 10 億 9,300 万元の純利益を出したことになる。ウクライナ侵攻などを受けて原油や天然ガスの価格が上昇した要因が大きい。

一方、PetroChina の原油と天然ガスの生産量は 4%増にとどまり、Sinopec の原油加工量は国内経済の不振から 4%減となった。ウクライナ侵攻や台湾問題でアメリカなどとの対立が先鋭化し習指導部はエネルギーの海外依存率の抑制を指導している。PetroChina は投資額を 25%、Sinopec は 12%、CNOOC は 15%それぞれ増やした。

中国の石油化学産業は、付加価値向上と旺盛な国内需要により今後益々増強される。特に、エチレン及びエチレン系誘導体は EDC や VCM 及び PVC を除き、今後益々増強される。中国の石油化学産業は石油精製との大規模一体化(COTC)プロジェクトが進み、この分野では、今後増々世界の脅威となる。2020 年には、エチレン製造において既に世界一となり、

製造大国となった。中国のコンサルティング会社の卓創資訊のデータによれば、中国の石油化学業界には 2020～2024 年の間にエチレン製造プラントの増設を計画している企業が少なくとも 43 社あり、その結果、中国のエチレン生産能力は 2025 年末までに現在の 2 倍を超える年産 7,000 万トン以上に達する可能性があるという。数値の真偽は定かではないが、COTC プロジェクトが進む中、その可能性は十分にあると言える。

３．４．５　7 大コンビナートの建設稼働状況とその詳細ピックアップ

中国 7 大コンビナートとして、7 か所における石油化学工業基地を想定し、各基地における建設稼働開始と稼働状況の詳細、民営・国営、石精・石化一体化、石精規模（CDU）、主要製品と製造能力、特徴、及び今後の計画と課題、などにつき調査分析する。

（1）　7 大コンビナートの設置の経緯と現在の状況とその詳細

2014 年、中国の石油化学産業の科学的レイアウトと安全と環境保護の集中的な開発を促進するために、国家発展改革委員会は「石油化学産業レイアウト計画」を策定した。この計画は同年 9 月に国務院で承認され、2015 年に正式に発表された（図表 3.4.19）。「計画」は、7 つの主要な石油化学産業基地の建設に焦点を当て、産業集積の開発を促進することを提案している。大連長興島（西中島）、河北曹妃甸、江蘇連雲港、上海漕涇、浙江寧波、広東惠州、福建古雷の 7 大基地である（図表 3.4.20 参照）。

図表 3.4.19　7 大基地のプラン及び目標（2015 年）

石化基地	Capacity（1,000t/y）				
	Refinery	Ethylene	Propylene	p-Xylene	オレフィン
大連長興島	40,000	1,500		11,500	4,500
河北・曹妃甸	40,000	4,000			5,500
江蘇省連雲港	40,000	6,000			7,000
上海・漕涇	20,000？	1,000？			
浙江寧波舟山	40,000	4,200			8,800
福建省古雷	50,000	5,000			5,800
広東省恵州	42,000	7,600			3,100
合計	252,000	28,300	—	11,500	34,700

（出所）http://news.sohu.com/a/564358176_120739920 を基に作成

図表 3.4.20　現在(2022.8.18 現在)の 7 大基地の状況まとめ

- **大連長興島の恒力石化（大連）煉化**
- **河北・曹妃甸の旭陽石化**
- **江蘇省連雲港の盛虹煉化（連雲港）公司**
- **浙江省舟山の浙江石油化学**
- **福建省古雷の福建古雷石化公司、中化泉州石化**
- **広東省恵州の中海石油煉化、中海ーシェル石油化工**

	社名	Capacity（1,000t/y）			
石化基地	Campany	Refinery	Ethylene	Propylene	p-Xylene
大連長興島	恒力石化（大連）煉化	20,000	1,500	850	4,500
河北・曹妃甸	旭陽石化				
江蘇省連雲港	盛虹煉化（連雲港）公司	16,000	1,250		0
上海・漕涇	上海賽科		1,200		
浙江寧波舟山	中金石化				1,600
	鎮海煉化	27,000	2,200		600
	浙江石油化工	40,000	2,800		8,800
福建省古雷	福海創				1600
	福建古雷石化公司		800		
広東省恵州	中海油惠州石化	22,000			
	中海石油開氏石化				1,000
	中海ーシェル石油化工		2,200		
	合計	125,000	11,950	850	18,100

（出所）大連長興島 https://cxyinfo.com/cms/show-10069.html　他

（2）　7 大コンビナートの今後の重点プロジェクト

中国の石油化学製品でも、特にエチレン及び PX は今後の需給がタイトであり、7 大石化基地においても重点プロジェクトとして今後の能増や新設計画が発表されている。以下には 7 大基地のそれぞれのコンビナートにおける石油精製、エチレン、PX の現状生産能

力に対して、今後の重点プロジェクトについて述べる。

図表 3.4.21 に、それぞれの基地における今後の重点プロジェクトをまとめた。今後の重点プロジェクトの建設開始時期や稼働時期は、既に決定している案件もあるが、あくまで計画であり、取り巻く環境によって変動する可能性は大きい。

図表 3.4.21　7 大基地の今後の重点プロジェクト

	社名	Capacity（1,000t/y）				
石化基地	Campany及び建設又は稼働時期	Refinery	Ethylene	Propylene	p-Xylene	AND*
大連長興島	中国石油大連石化 2024年に建設完了・稼働する計画[1)]	10,000	1,200		2,000	
河北・曹妃甸	旭陽石化 2020年6月に着工、建設周期は36ヶ月間。 推定2023年に建設完了[2)]	15,000	1,500		3,500	
江蘇省連雲港	盛虹煉化（連雲港）公司 2022年8月6日の報道では、同社の「110万トン/年エチレン」が中間検収した。稼働まで遠くない[3)] 2022年8月4日の報道では、同社の「280万トン/年PX」が中間検収した。稼働日は不明[4)]		1,100		2,800	
上海・漕涇	英威達(INVISTA) 2022年の遅い時間（年末？）に稼働開始[5)]					400
浙江寧波舟山	鎮海煉化 不明				200	
福建省古雷	中沙古雷 建設期間は3年間。2025年の完成になる[6)]		1,500			
	福建古雷石化公司 建設期間は3年間。2025年の完成になる[7)]	16,000				
広東省恵州	中海油恵州石化（二期拡張PJT） 建設期間は42ヶ月間。2025年の完成になる[8)]	1,600			1,500	
	Exxon Mobil恵州エチレンPJT（一期＋二期） 1期は2024年建設完了・稼働開始 1期が稼働する時に、2期建設開始する予定[9)]		3,200			
	中海ーシェル石油化工（三期） エチレンとその川下の18種の装置の建設 期間は42ヶ月間。推定2026年の稼働になる[10)]		1,600	800		
	合計	42,600	10,100	800	10,000	400

（出所）MCR、2022 年 12 月

① 大連長神嶋（西中島）関嘉吉

・現状

石油精製：恒力石化 2,000 万トン/年

エチレン：恒力石化 150 万トン/年

PX：恒力石化 450 万トン/年

・今後の重点プロジェクト

西中島エリアにある中石油大連石化の石油精製:1000 万トン、エチレン：120 万トン、PX：200 万トン。

中国石油大連石化は、これから大連長興島に移転する。その 1 期として、1,000 万ト

ン/年の石精と 120 万トン/年のエチレンプロジェクトがあり、2022 年に審査許可され、2024 年に建設完了・稼働する計画とのことである。

② 江蘇連雲港石化基地

・現状

石油精製：盛虹石化 1600 万トン/年

エチレン：衛星化学 125 万トン/年

PX：当面なし

・今後の重点プロジェクト

盛虹煉化一体化プロジェクトで、エチレン 110 万トン/年、PX280 万トン/年

③ 上海漕涇石化基地

・現状

石油精製：当面なし

エチレン：上海賽科 120 万トン/年

PX：当面なし

・今後の重点プロジェクト

英威達(INVISTA) アジポニトリル（AND）40 万トン/年

（注：アジポニトリルはナイロン 66 の中間原料）

④ 浙江寧波石化基地および舟山地区

・現状

石油精製：鎮海煉化 2700 万トン/年、浙石化 4000 万トン/年

エチレン：鎮海煉化 220 万トン/年、浙石化 280 万トン/年

PX：中金石化 160 万トン/年、鎮海煉化 60 万トン/年、浙石化 880 万トン/年

・今後の重点プロジェクト

鎮海煉化：PX 生産能力を 80 万トン/年まで拡大

浙石化：煉化一体化二期プロジェクト

（石油精製：2000 万トン/年、エチレン：140 万トン/年、PX：400 万トン/年）

⑤ 福建古雷石化基地

・現状

石油精製：当面なし

エチレン：古雷石化 80 万トン/年

PX：福建省福海創石油化工有限公司 160 万トン/年

・今後の重点プロジェクト

古雷石化煉化一体化二期プロジェクト（石油精製：1600 万トン/年）

中沙古雷（福建石化 SABIC 合資）エチレン：150 万トン/年

⑥ 広東惠州大亜湾石化基地

・現状

石油精製：中海油惠州石化 2200 万トン/年
エチレン：中海－シェル石油化工（CSPC)220 万トン/年
PX：中海石油開氏石化 100 万トン/年

・今後の重点プロジェクト
Exxon Mobil（独資）エチレンプロジェクト
（一期：160 万トン/年、二期：160 万トン/年）
ExxonMobil（独資）三期プロジェクト
（エチレン：160 万トン/年、プロピレン：80 万トン/年など）、
中海油惠州石化二期プロジェクト拡張建設
（水素化分解：160 万トン/年、オレフィン：150 万トン/年など）

⑦ 河北曹妃甸石化基地

・現状
石油精製：当面なし
エチレン：当面なし
PX：当面なし

・今後の重点プロジェクト
旭陽石化煉化一体化プロジェクト

今後の重点プロジェクトがすべて実行された場合、現状能力を合わせた総能力は、石油精製生産能力：667,600 千トン/年、エチレン： 22,050 千トン/年、プロピレン：1,650 千トン/年、PX： 28,100 千トン/年となる。現状の石油精製能力の 8 割以上、及びエチレンと PX の中国生産能力のほぼ 9 割以上を中国 7 大コンビナートが占めることとなる。

３．４．６　中国石炭化学の選択と集中、グリーン水素導入などによる変容

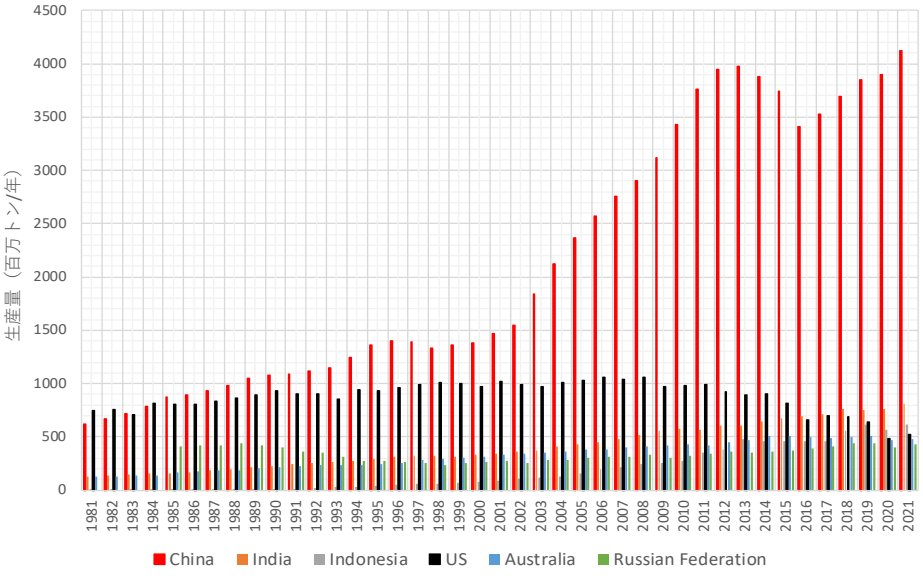
カーボンニュートラルを目指す「双碳目標」の下、中国の石炭化学産業が変容しつつある。中国政府は 2021 年秋、事業存続条件となるエネルギー効率基準を発表した。続いて 2022 年 2 月には、事業者が取り組むべき省エネや排出削減のガイドラインを示した。石炭は中国にとって貴重な自国産のエネルギー原料のみならず化学品原料として重要である。しかしながら、石炭化学産業は、設備や投資案件の選別が進むことは必至で、生き残りをかけ、企業はグリーン水素や CO2 の原料利用、生分解性樹脂を含む環境型誘導品の増産といった新機軸を競って打ち出している。この背景には、生態環境部によると、石炭化学産業の 2019 年 CO2 排出量は産業別で電力、鉄鋼、セメントに次ぐ第 4 位で、中国全体の 5%（約 5 億 4000 万トン）を占めたことがある。政府は、同産業の石炭消費量がピークを迎えるのは 2024 年と予測している。2025 年までの現行 5 カ年計画で、生産設備の統廃合を含む合理化や省エネによる排出削減を業界に強く要請している。

中国にとって石炭化学産業は、石油化学産業の一部を補完しており、原料として唯一国内でほぼ 100%調達可能であるが、CO2 の削減を目指すべく、生き残りをかけた新機軸として CO2 の原料化や生分解性樹脂などの環境対応誘導品、グリーン水素事業などを始めているという。このような生き残りをかけた石炭化学新機軸の状況を調査し、今後の展望を考察する。

（1） 中国の石炭生産量と消費量の推移

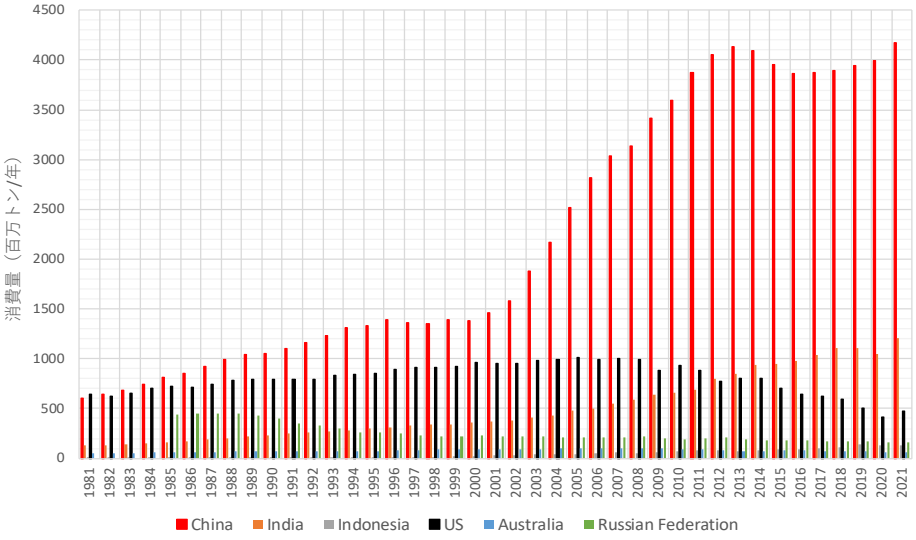
図表 3.4.22、及び図表 3.4.23 に、世界における上位 5 か国の石炭生産量と消費量の推移を示す。また、図表 3.4.24 及び、図表 3.4.25 に、中国における石炭生産量と消費量及び中国における石炭需給バランスの推移を示す。中国は量的に世界でも圧倒的な石炭生産国であり消費国でもある。石炭を今もなお大量に生産・消費し CO2 を大量に排出し続ける中国が、本当に 3060 カーボンニュートラル双炭を目指せるのかまた目指す本気度があるのかこれらの推移を見ても理解することは難しい。

図表 3.4.22　世界における上位 5 か国の石炭生産量推移



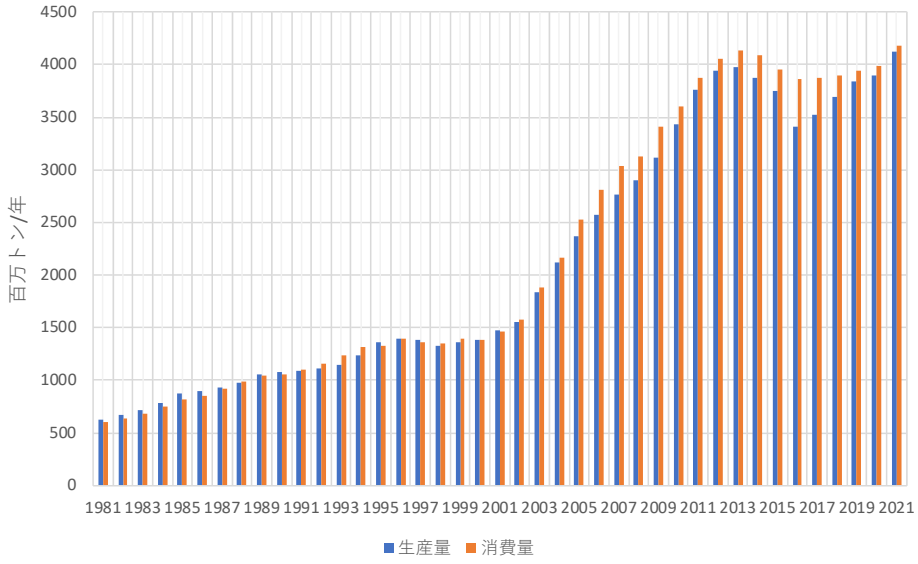
（出所）MCR、2022 年 12 月

図表 3.4.23　世界における上位 5 か国の石炭消費量推移



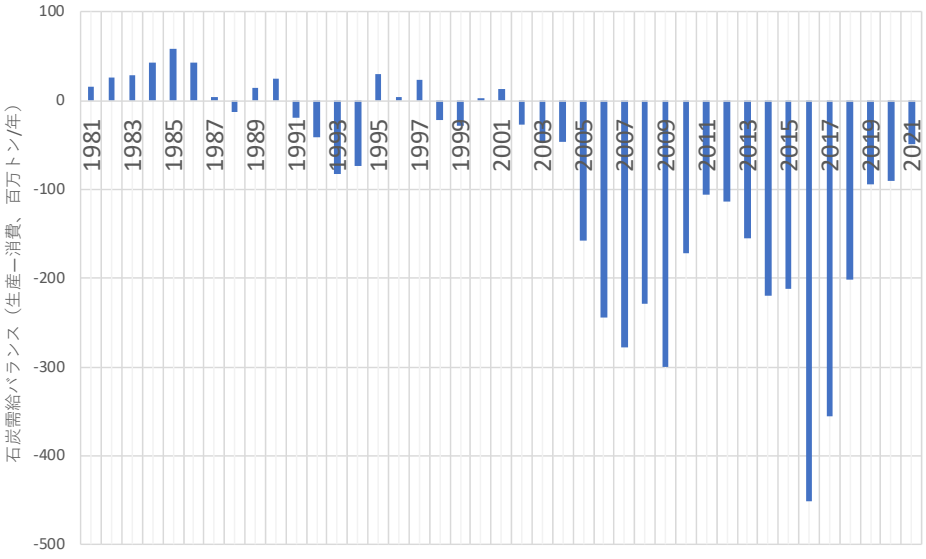
（出所）MCR、2022 年 12 月

図表 3.4.24　中国における石炭生産量と消費量の推移



（出所）MCR、2022 年 12 月

図表 3.4.25　中国における石炭需給バランス(生産－消費)の推移



（出所）MCR、2022 年 12 月

（２）　石炭化学の概要と石炭産業の現状（CTO,MTO など）

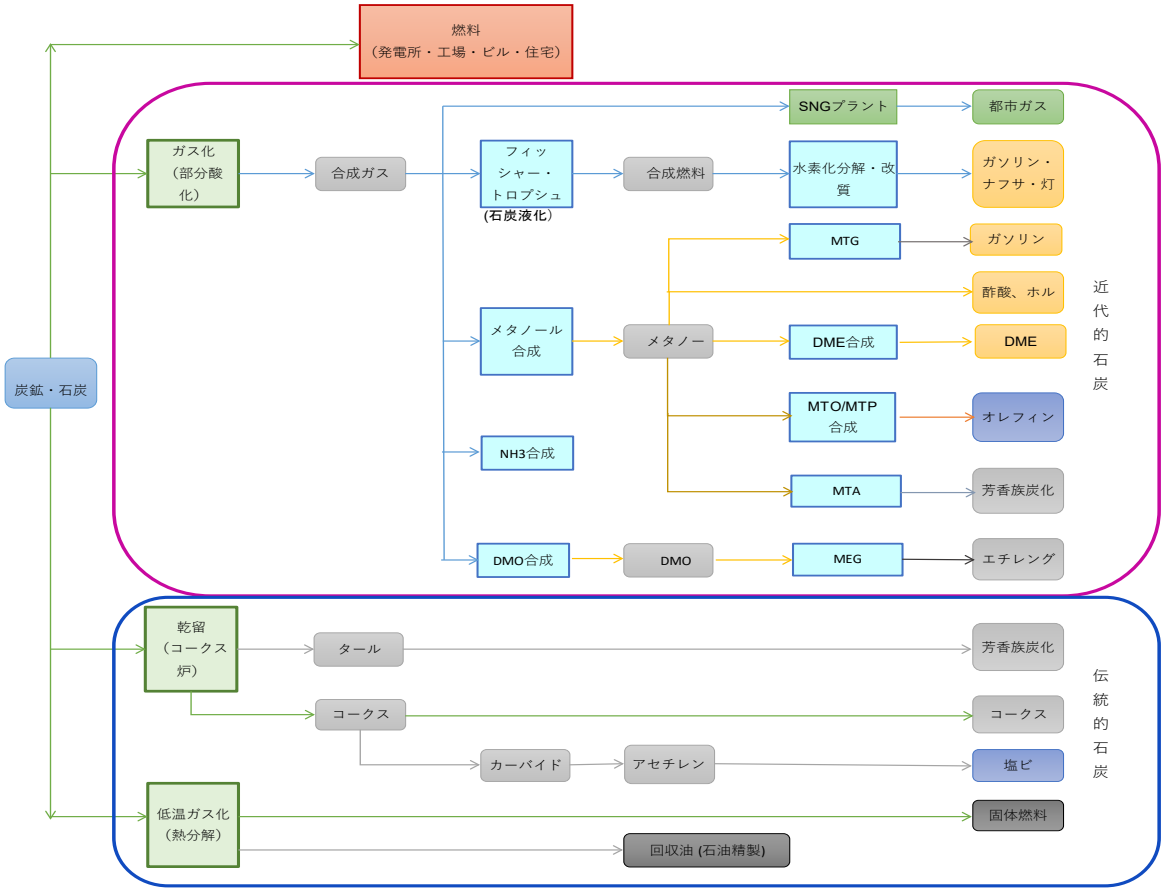
図表 3.4.26 に、中国の石炭化学産業の全体像を示す。

①　「伝統的石炭化学」と「近代的石炭化学」

中国は、石炭乾留や低温ガス化（熱分解）の方法で、石炭からコークスやカーバイド・アセチレンなどを生産する石炭化学を「伝統的石炭化学」と呼称し、これに対して近代的な石炭ガス化法、石炭液化の方法で代替天然ガス、DME、石炭由来オレフィン製造などを「近代的石炭化学」と呼称して区別している。石炭ガス化で合成ガスを生産し、アンモニア合

成、さらに窒素肥料にする産業も中国では伝統的石炭化学と分類される。石炭化学は、環境負荷や水不足といった課題が指摘されているものの、中国が長年技術開発を積み重ねてきた分野でもある。原油の使用量を抑えエネルギー市場における価格交渉力を高める意味でも、今後も一定の投資を推進するとみられている。基礎原料であるオレフィン（エチレン、プロピレン）の生産の 3 割程度を石炭由来とするとの見方もある。2021 年における中国のナフサやエタンを原料とするエチレン製造の能力は、3,413 万トン/年に対して、CTO 及び MTO によるエチレン製造能力は 1,680 万トン/年との報告がある（アジアの石油化学工業 2022,重化学工業通信社)。

図表 3.4.26　中国の石炭化学産業の全体像



（出所）MCR、2022 年 12 月

② 石炭化学の集約大型化と小規模石炭化学の淘汰

中国の石炭化学(CTO,MTO)の競争力については、さまざまな見方がある。原油、ナフサを原料とする場合に比べればコスト優位とされており、日本、韓国、台湾などの極東のナフサベースの石化産業にとって新たな脅威となり得る。その一方で、アメリカのシェールオイルと中国の石炭化学が同時に進めば、在来型の原油消費の拡大に一定の歯止めをかけることになり、結果として、ナフサの国際市況を押し下げる要因ともなる。図表 3.4.27 に、中国の石炭化学産業のオレフィン製造プロジェクト（CTO:Coal to olefin）とその立地を示す。

図表 3.4.27　中国の石炭化学産業 CTO とその立地場所

CTOプロジェクト	生産能力（万トン/年）
神華包頭	60
大唐多倫	46
神華寧煤	50
中原石化	20
寧波禾元	60
惠生南京	30
中煤榆林	60
靖辺能源化工	60
神華寧煤	50
寧夏宝豊	60
山東神達	100
陝西蒲城清潔能化	70
中煤蒙大新能源	50
神華榆林	68
神華ウルムチ	68
青海塩湖	100
中天合創オルドス	130
山東陽煤恒通	30
中安総合煤化	70
久泰内蒙古	60

（出所）中国煤炭加工利用協会

（出所）JOGMEC　2020 年 8 月

③　カーボンニュートラル政策に基づく「三西一新」集約大型化と小規模石炭化学の淘汰

今後のカーボンニュートラル政策から中国における小さな探鉱は段階的に廃止され、新規探鉱は大型炭鉱に集約化を図り、石炭の生産拠点は中国政府が決める「三西一新」（内蒙古西部、山西、陝西、新疆）地域の 4 拠点に集約するとしている。図表 3.4.27 に、中国の石炭化学の 4 大基地の特徴を示す。4 大基地における石炭生産量は 29.6 億トン、全国の生産量の 77%である。

図表 3.4.27　中国の石炭化学 4 大基地の特徴

基地名	特徴	主な石炭化学プロジェクト（計画含む）
内蒙古自治区オルドス	原料は褐炭が多く石炭品質としては劣る。オルドスに立地する企業には大手企業が少なく、オルドス市政府の行政力も弱い。	神華100万トン直接液化 伊泰16万トン間接液化 匯能16億Nm³合成天然ガス（SNG） 中天合創130万トンMTO 兗鉱栄信化工40万トンエチレングリコール
寧夏回族自治区寧東	主要企業は神華寧煤のみであり、神華寧煤によるプラントは生産プロセスが単一的で生産できる製品の種類が少ない。	神華寧煤400万トン間接液化 神華寧煤50万トンMTP 寧夏宝豊COGから60万トンMTO 寧夏宝利能源40万トンエチレングリコール
新疆ウイグル自治区准東	遠隔地に立地しているため物流コストが高い。夏季は鉄道の輸送枠が農産品優先となるため、生産した石炭化学製品の物流に支障となる課題がある。	伝統型石炭化学産業のアンモニア、カーバイドによるPVC製造 大型の現代型石炭化学産業ではSNG生産プラントが計画されている。
陝西省榆林	石炭品質が良好であり、石炭埋蔵量も豊富。石炭化学に重要な水資源の確保も可能。陝煤化工集団を始めとする大手企業が進出。市政府の積極的な支援もある。	神華400万トンメタノール 陝煤180万トンエチレングリコール 延長石油360万トンメタノール、180万トンMTO

- ４大石炭化学基地では石炭資源が豊富であり、採炭条件が良好なため石炭の生産コストが安く、化学原料としての石炭を低コストで利用できる利点がある。
- その他、黒竜江省、貴州省、山西省、河南省などにおいて、地域経済の再活性化のため現代型石炭化学プロジェクトの建設を進めている。

（出所）JOGMEC　2020 年 8 月

中国における今後の石炭化学産業における位置付けは使用する石炭の量及び炭鉱の規模

によっても影響される。今後、石炭化学産業で使用される石炭の量は数千トン～1 億トン程度と見込まれる。2019 年度で、石炭化学産業から排出される CO2 量は、5.4 億トンとのことである。現状 40 億トンの石炭が消費され、100 億トン以上の CO2 が排出されていることを勘案するとこれを付加価値との関連でどう評価すべきか容易に判断される。課題は、石炭化学産業ではなく、需要が益々ひっ迫するエネルギーとしての電力への対応である。

④　石炭化学産業の新機軸、CO2 から化学品及び生分解性樹脂の製造

・典型的なエネルギー多消費石炭産業

中国は双碳目標で、2030 年の CO2 排出ピークアウトと 60 年の排出ネットゼロを目指している。その達成のカギを握る産業の一つが石炭化学である。石炭化学産業のプロセスをみると高温高圧条件下での反応が多く、例えば石炭のガス化は 1,000～1,500℃、メタノールからオレフィンをつくる MTO 反応は 400～500℃の条件がそれぞれ必要で、典型的なエネルギー多消費型産業である（図表 3.4.28 参照）。

図表 3.4.28　化学品生産 1 トン当たりの原料炭消費基準単位

化学品	原料炭	先進水準	基本水準
メタノール	褐炭	1.55	2
	一般炭	1.4	1.8
	無煙炭	1.25	1.6
オレフィン	ー	2.8	3.3
EG	ー	1	1.35

（出所）中国発展委員会、2022 年 8 月

（3）　変容する中国石炭化学産業

カーボンニュートラルを目指す「双碳目標」の下、中国の石炭化学産業が変容しつつある。同国政府は 2021 年秋、事業存続条件となるエネルギー効率基準を発表した。続いて 2022 年 2 月には、事業者が取り組むべき省エネや排出削減のガイドラインを示した。石炭は中国にとって貴重な自国産の化学品原料だが、設備や投資案件の選別が進むことは必至である。生き残りをかけ、企業はグリーン水素や二酸化炭素（CO2）の原料利用、生分解性樹脂を含む環境型誘導品の増産といった新機軸を競って打ち出している。

中国生態環境部によると、石炭化学産業の 2019 年 CO2 排出量は産業別で電力、鉄鋼、セメントに次ぐ第 4 位、中国全体の 5%（約 5 億 4,000 万トン）を占めた。中国政府は、同産業の石炭消費量がピークを迎えるのは 2024 年と予測している。2025 年までの現行 5 カ年計画で、生産設備の統廃合を含む合理化や省エネによる排出削減を業界に強く要請している。その姿勢は、国家発展改革委員会などが 2021 年 11 月に発表した「高エネルギー消費産業の重点分野におけるエネルギー効率の先進水準と基本水準（21 年版）」に明確に示された。このうち「基本水準」は、事業継続のため最低限必要な生産性で、これを満たせない企業や設備は原則として市場からの退出を迫られる。更に、2022 年 2 月、発改委

と関連部門が「現代石炭化学産業の省エネ、CO2 削減、高度化のための実施指南（ガイドライン)」を発表した（図表 3.4.29 参照)。

図表 3.4.29　現代石炭化学産業の省エネ、CO2 削減、高度化のためのガイドライン

（1）最先端技術の開発と応用
①石炭ガス化炉の生産性を高める高性能複合触媒の開発
②空気分離装置や石炭ガス化装置など中核装置の省エネ・高度化
③合成ガスから軽質オレフィンを得る一段プロセスン実用化
④グリーン水素の活用
（2）成熟技術の普及加速
①グリーンテクノロジー　　・省エネ機器
②エネルギー系統の最適化　　・廃熱・排圧の利用
③用役・付帯施設の改造　　・廃棄物の総合利用
（3）老朽・非効率設備の淘汰と産業全体の水準向上

（出所）中国発展委員会、2022 年 8 月

(1) 最先端技術の開発と応用、(2) 成熟技術の普及加速、(3) 老朽・非効率設備の淘汰の 3 つを柱に、環境負荷低減と生産性向上の具体的な道筋を示した。ガイドラインによると、10 年以降発展した MTO は全体的にエネルギー効率に優れていて、すべての設備が基本水準を満たしている。つまりオレフィン生産 1 トン当たりの石炭消費量は 3.3 トンを下回る。これに対し、石炭を原料にメタノールを合成する CTM 設備は普及から約 20 年が経過したにもかかわらず、今なお全体の 25%（能力ベース）が基本水準に達していない。石炭から合繊原料エチレングリコール（EG）を得る CTEG 設備に至っては、実に 4 割が同水準を満たせていないという。

政府は基本水準を下回る非効率な CTM 及び CTEG 設備を統廃合の対象とする方針である。また、25 年までに「先進水準」を満たす設備の比率を、CTM と CTEG で各 30%、MTO では 50%に引き上げたい考えである。

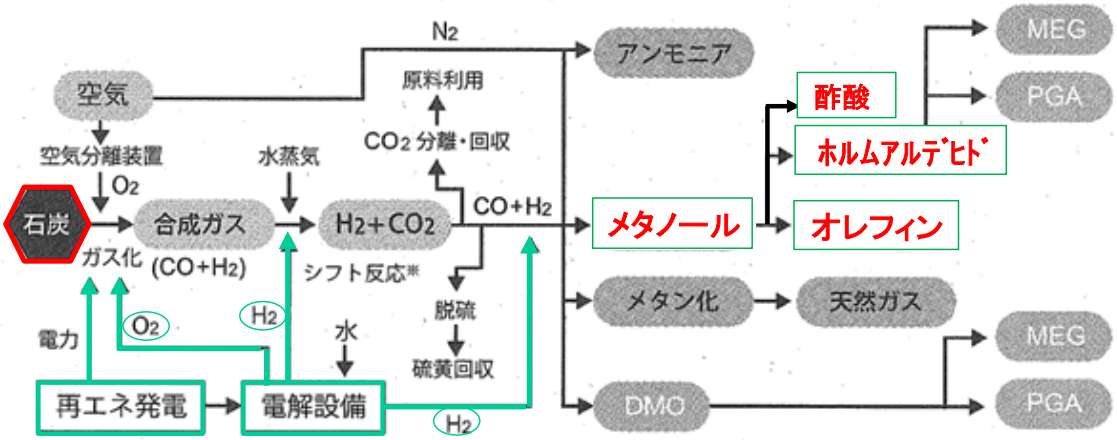
① グリーン水素の利用

ガイドラインは「開発・応用が急がれる最先端技術」の一つに、グリーン水素の利用を挙げている。

事例 1：民営の石炭化学大手宝豊能源

これに先鞭をつけたのが、民営の石炭化学大手・宝豊能源である。同社は 21 年 4 月、本社を置く銀川市（寧夏回族自治区）で出力 30 メガワットの電解装置を稼働した（1 基当たりでは世界最大規模、約 4,281 トン/年)。風力と太陽光の再生可能エネルギーで同装置を運営し、グリーン水素はメタノールやポリオレフィンなど各種化学品の製造に、同酸素は石炭ガス化炉に投入してそれぞれ生産性を高める（図表 3.4.30 参照)。

図表 3.4.30　宝豊能源のグリーン水素を導入した石炭化学の生産プロセス



（注）シフト反応：石炭をガス化して生成する合成ガスは、水素＋CO が主成分である。この CO を水蒸気と反応させて、水素＋CO2 にする。反応ガス中の水素比率を高め、オレフィンなどの化学品の合成をしやすくする。精製された CO2 は分離回収する。

グリーン水素の製造にともない、空気分離装置による酸素生産を縮小できるほか、石炭使用量を年間約 25 万トン、CO2 排出量を同 45 万トンそれぞれ減らせる。同社は 2022 年以降、毎年同規模の電解装置を新設して水素の生産を増やし、2040 年のカーボンニュートラル達成を目指す野心的な目標も発表した。

②　CO2 から芳香族、PPC などの製造、石炭からの生分解性樹脂の製造

2022 年 11 月に中国の発展改革委員会などが発表した石炭化学産業の高度化・環境負荷低減の方向性を示すガイドラインでは、普及が急がれる成熟技術としてエネルギー系統の最適化や廃熱利用とともに、CO2 を含む廃棄物の総合利用を挙げた。具体的には、CCUS（CO2 の回収、貯留、利用）の活用や、CO2 を原料とする化学基礎原料や生分解性樹脂の事業化を促す。既に、石炭化学企業は具体化に向け動き出している。

（事例１）山東省の民間企業・久泰能源集団

清華大学と共同で CO2 を原料に芳香族を合成する技術の開発に成功したという。2022 年 6 月、内モンゴル自治区で年産 1 万トン規模の試験設備に着工した。

（事例 2）民営の順成集団

本社を置く河南省で子会社を通じ、コークス炉ガス由来の CO2 と水素を原料に、メタノールを合成する設備を新設する。年産能力は 11 万トン、副生する液化天然ガス（LNG）が同 7 万トン。同社の発表によると完成後、CO2 排出を年 10 万トン削減できるという。

③　生分解性樹脂の製造

中国が石炭化学産業の新機軸として、特に、CTEG メーカーが生分解性樹脂の製造に投資が増えている。生分解性樹脂（以下生分解性プラスチックと称す）は、総称としてバイオプラスチックと呼ばれ、微生物によって生分解される「生分解性プラスチック」と、バイ

オマス（デンプンやセルロースなどの生物有機資源）を原料として製造される「バイオマスプラスチック」に分類される。近年は生分解性プラスチックのことを「グリーンプラスチック」「グリーンプラ」と呼称し、識別表示制度も設けられている。その種類は実用品含めて近年の脱プラスチックの動きの中で増えてきているが、分類方法として「原料」（自然のバイオマス由来の原料か）で区分するか、「機能」（生分解性か、非生分解性か）で区分する（図表 3.4.31 参照）。

図表 3.4.30　バイオマスプラスチック、生分解性プラスチックの分類表

	石油化学由来のプラスチック	**バイオマスプラスチック**	
		石油化学由来の原料＋ バイオマス由来の原料	バイオマス由来の原料
非分解性 プラスチック	PE（ポリエチレン） PP（ポリプロピレン） PVC（ポリ塩化ビニル） PS（ポリスチレン） PC（ポリカーボネート） PMMA（メタクリル樹脂） PA6（ポリアミド） PA66（ポリアミド）	バイオPET バイオPTT バイオPP バイオPU バイオPA610 バイオエポキシ樹脂 バイオフェノール樹脂 バイオ芳香族ポリエステル バイオ不飽和ポリエステル	バイオPE バイオPA11 バイオPA1010
生分解性 プラスチック	PVA（ポリビニルアルコール） **PGA（ポリグリコール酸）** PCL（ポリカプロラクトン） **PBAT（ポリブチレンアジペート/テレフタレート）** PES（ポリエチレンサクシネート） **PBS（ポリブチレンサクシネート）**	バイオPBS バイオPBST	PLA（ポリ乳酸）

（出所）MCR

④　ポリグリコール酸（PGA）

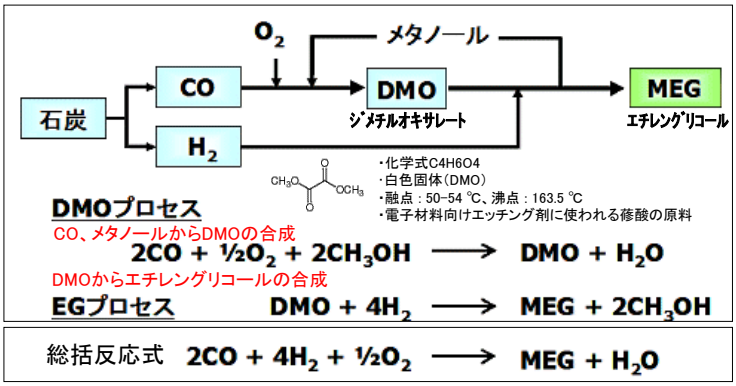
生分解性プラスチックの内、炭化学企業による投資が増えているのが、脂肪族ポリエステルの 1 種で機械的強度に優れるポリグリコール酸（PGA）である。石炭ガス化で得られる合成ガスからシュウ酸ジメチル（DMO）をつくり、DMO をグリコール酸メチル（MG）に誘導、MG から PGA を生産する。この他、石炭ベースのメタノールを原料とするホルムアルデヒドからグリコール酸を得て、PGA に誘導する場合もある。PGA には、完全生分解性、高い生体適合性、高い機械的特性、高いバリア特性などの多くの利点があり、自然環境で完全無害に分解されるため、使い捨てプラスチック製品の理想的な代替品であり、プラスチックバッグや食品用のほか、石油やガスの開発に必要なブリッジプラグ、フラクチャリングボールから医療用縫合糸、骨再生足場材料などの分野で需要が拡大するとみられる。

（事例 3）国有企業・国家能源投資集団傘下の楡林化工

2021 年、陝西省楡林市で年 5 万トン能力の PGA 設備に着工、2022 年世界初の石炭系 PGA の商業生産が実現した。
（注）2006 年、宇部ケミカル工場内にて、炭酸ジメチル（DMC）の増産に伴い、DMO 製造設備（1 万 t/年）を建設。2008 年、DMO 外販開始。DMO は電子材料向けエッチング剤原料。当時、生産は世界で唯一同社のみで、これまでシュウ酸やオキサミド向けに自消してきたが、新たなシュウ酸製法の提案のほか、ポリカーボネート（PC）樹脂原料のジフェニルカーボネート（DPC）としての需要に期待、外販にも力を入れる。

楡林化工は、180 万トン/年の石炭メタノール生産の前段で使用する石炭合成ガスプラントからの余剰合成ガスを利用して 40 万トン/年エチレングリコール（EG）プロジェクトを実施、EG プラントから排出されるテールガスをメタノールの原料として再利用することで石炭の循環型クリーン利用を実現するとともに、EG の中間製品であるシュウ酸ジメチル（DMO）を原料として PGA を生産しており、従来のポリオレフィン系に比べ、石炭消費量は約 50%削減でき、CO2 排出量も 65%減少するという。工業付加価値額を 2-3 倍に増やせる一方で、生産コストはほぼ変わらないため、高い市場競争力と環境保護効果を備えている（図表 3.4.32 参照）。

図表 3.4.32　DMO（シュウ酸ジメチル）法 EG の製造プロセス反応



（出所）各種資料から MCR 作成

PGA は、反応中間体として生成する DMO からグリコール酸を経てこれを縮重合して得られる。反応式を下記に示す。

nC（石炭）$+ mH_2O \rightarrow xCO + yH_2$（石炭ガス化）
$2CO + 1/2O_2 + 2CH_3OH \rightarrow (COOCH_3)_2$（DMO）$+H_2O$
$(COOHCH3)_2 + 4H_2 \rightarrow HOCH_2CH_2OH$（MEG）$+ 2CH_3OH$

Total $2CO + 4H_2 + 1/2O_2 \rightarrow$ HOCH2CH2OH $+ H_2O$
DMO→PGA、グリコール酸の縮重合
$(CH3COO)_2 \rightarrow$HOCOCOH $\rightarrow$ H-[-O-C-CO-]n-OH

PGA の製造は、このほか、石炭ベースのメタノールを原料とするホルムアルデヒドからグリコール酸を得て、PGA に誘導する場合もある。

（事例 4）国家能源傘下の蒙西煤化工
2025 年には年 10 万トンの PGA 設備を立ち上げる計画を発表した。

（注）今回のプロジェクトで生産された石炭ベースの PGA は、国家能源集団の独自のプロセスを採用しており、中核設備は全て国産化されている。

⑤ PBAT（ポリブタジエンアジペートテレフタレート）、PBS（ポリブチレンサクシネート）
生分解性プラスチックでは PBAT（ポリブタジエンアジペートテレフタレート）と PBS（ポリブチレンサクシネート）のプロジェクトも多い。石炭ベースのアセチレンとホルムアルデヒドからつくる 1,4-ブタンジオールを原料利用できるためである。

⑥ 中国石炭化学企業の主な生分解性プラスチックの生産・計画
図表 3.4.33 は、中国石炭化学企業の主な生分解性プラスチックの生産・計画について取りまとめた。

図表 3.4.33 中国石炭化学企業の主な生分解性プラスチックの生産・計画

企業	製品	立地	年産能力（万トン）	着工・稼働	備考
榆林能源化工	PGA	陝西省榆林市	50,000	稼働	
蒙西煤化工股份	PGA	内モンゴル自治区オルドス市	100,000	2025年稼働計画	
山西華陽新材料	PBAT	山西省太原市	70,000	稼働	・2021年に13万トンに能増 ・24万トンの新設計画あり
美瑞科技（河南）	PBS	河南省鶴壁市	70,000	稼働	

PGA:ポリグリーコール酸　　PBS：ポリブチレンサクシネート　　PBAT:ポリブタジエンアジペートテレフタレート

（出所）MCR

⑦ CO2 を原料とする生分解性樹脂のポリプロピレンカーボネート（PPC）
政府系シンクタンクの石油・化学工業計画院は、CO2 を原料に生分解性樹脂のポリプロピレンカーボネート（PPC）を増産することを提言している。今後、食品や医薬品の包装をターゲットとする PPC の生産拡大が予想される。計画院は、PPC とメタノールと反応させ、ポリカーボネートやリチウムイオン 2 次電池（LiB）用電解液の原料に使う炭酸ジメチルを増産することも有望と指摘する。

⑧ CO2 を含む廃棄物の総合利用
中国政府は欧州エネルギー危機を目の当たりにし、国産資源・石炭の重要性を再認識したと思われる。但し、石炭化学を巡っては「三廃」、すなわち廃水、廃渣（固形廃棄物）、廃気（温室効果ガス）の削減が積年の課題であり、双碳目標下での持続的成長にはあらゆる面で環境負荷低減が欠かせない。国際的なコミットメントである同目標の達成に向け、より洗練された石炭化学産業の実現が望まれている。2021 年 11 月に中国の発展改革委員会などが発表した、石炭化学産業の高度化・環境負荷低減の方向性を示すガイドラインでは、

普及が急がれる成熟技術として、エネルギー系統の最適化や廃熱利用とともに、CO2 を含む廃棄物の総合利用が挙げられた。具体的には、CCUS（CO2 の回収、貯留、利用）の活用や、CO2 を原料とする化学基礎原料や生分解性樹脂の事業化を促す。すでに石炭化学企業は具体化に向け動き出している。

（事例 5）久泰能源集団の CO2 を原料に芳香族を合成する技術の開発
山東省の民間企業・久泰能源集団はこのほど、清華大学と共同で、CO2 を原料に芳香族を合成する技術の開発に成功した。2022 年 6 月、内モンゴル自治区で年産 1 万トン規模の試験設備に着工した。

（事例 6）コークス炉ガス由来の CO2 と水素を原料にメタノールを合成
同じく民営の順成集団は本社を置く河南省で子会社を通じ、コークス炉ガス由来の CO2 と水素を原料に、メタノールを合成する設備を新設する。年産能力は 11 万トン、副生する液化天然ガス（LNG）が同 7 万トン。同社の発表によると完成後、CO2 排出を年 10 万トン削減できるという。

（４） 生き残りをかけた中国石炭化学の新機軸と今後の展望に対する考察
中国での石炭化学産業の生分解性プラスチックの開発は、カーボンニュートラル化に対する新機軸という側面もあると思われるが、問題の本質は中国におけるプラスチック廃棄物による環境汚染である。年間 4 億トン以上で世界の約 30％を占めると思われる。従来中国では、廃プラスチックは埋め立てで処理されてきたが、今や中国内では海洋プラスチックゴミと共に廃プラスチック問題の解決は喫緊の課題である。中国の廃プラスチックは、環境汚染問題の重要な課題に取り上げられている。

中国では、石炭化学産業のみならず、石油化学産業も“生分解性”機能を有したポリマーの開発が活発となっている。既に、PBAT や PBS は日本にも輸入されている。

CO2 から芳香族（PX）の製造開発は、PX の需要が大きい中国でこの研究が成功すれば魅力的である。しかしながら問題は、触媒開発（ZSM-5 系）のレベルである。中国はかつてメタノールから芳香族製造の FMTA という技術を清華大学が開発し、2013 年にパイロト研究で成功した。陝西省の華電集団が 100 万トン/年級の FMTA プラント建設を計画していたが、中断されたようである。その技術的原因は触媒の寿命であった模様である。CO2 からの芳香族製造は FMTA より、更にハードルが高い。CO2 から芳香族（PX）の製造は、日本においても NEDO の実行プロジェクトとして採用されている。日本での技術が成功し、PX の需要が大きな中国やインドにて採用されれば日本の国益にも繋がり、世界におけるカーボンニュートラル化に貢献することになる。

なお、石炭化学のトピックスとして、中国の陝煤集団榆林化学有限責任公司は、陝西省榆林で世界最大級の石炭化学プロジェクトを進めており、DMO 法による 180 万トン/年の石炭由来エチレングリコール（EG）プラントの操業を開始し、ポリエステルグレードの EG 生産に成功したことが報じられている（E&W No.12043 2022 年 10 月 31 日）。同プロジェ

クトは 3 年間の建設期間を経て、2022 年 4 月 28 日に完成、試運転に入った。その後、6 カ月近くの準備を終えて生産に移行している。総投資額は約 265 億元（約 5,000 億円）で、年間 180 万トンの EG のほか、7 万 9,000 トンのジメチルカーボネート（DMC）、1 万 2,100 トンの石炭系エタノールなどを生産する。中国の EG はポリエステル用原料として需要が旺盛であり、今回石炭法による MEG 製造において世界最大の製造能力を有するプラントとなった。ちなみに日本で最大の EG 製造規模は、エチレン法であるが 30 万トンである。

３．５ インドのエネルギー事情、「自立したインド政策」の進捗

2020 年度におけるインドの一次エネルギー消費量はアメリカに次いで世界で第 3 位である。一方、エネルギー自給率は 62%程度で世界でも 19 位にある。エネルギーの自給率として石炭が唯一 75%程度と高いが石油やガス、特に石油の大部分は輸入に依存せざるを得ない状況である。人口も中国と並んでほぼ 14 億人となっており、2023 年には中国を凌ぎ世界一になると言われている。このような中で、国内の経済成長はコロナ禍の影響で 2020 年度は実質マイナス（-6.6%）に落ち込んだが、2021 年度の実質 GDP 成長率（2011 年基準）推計値は 8.7%という。この経済成長を後押しするものは旺盛な内需拡大が進む国内市場であり、2021 年 5 月にモディ首相が発表した「自立したインド」政策である。

ロシアのウクライナ侵攻によってロシア産化石資源（特に石油）は、欧米では経済制裁により輸入禁止措置をとったが、インドはこれまで軍事用武器などの輸入などで関係の深かったロシア制裁には踏み込まず、割安となったロシア産原油輸入量を増やしている。そこで、インドにおける現状のエネルギー事情、ロシアからのエネルギー資源輸入の状況、特に人口がほぼ同じで欧米の対ロシア経済制裁に加わらない中国と比較しつつ、その実態について調査分析し、アジア圏における日本との輸出競争相手の可能性、カーボンニュートラル取り組みの本音、日本のカーボンニュートラル技術の輸出、日本から新たな進出先としての是非を考察する。

３．５．１　インドの特徴、エネルギー事情、ロシアエネルギー資源輸入の背景

（１）　インドという複雑な多民族国家の一般概要

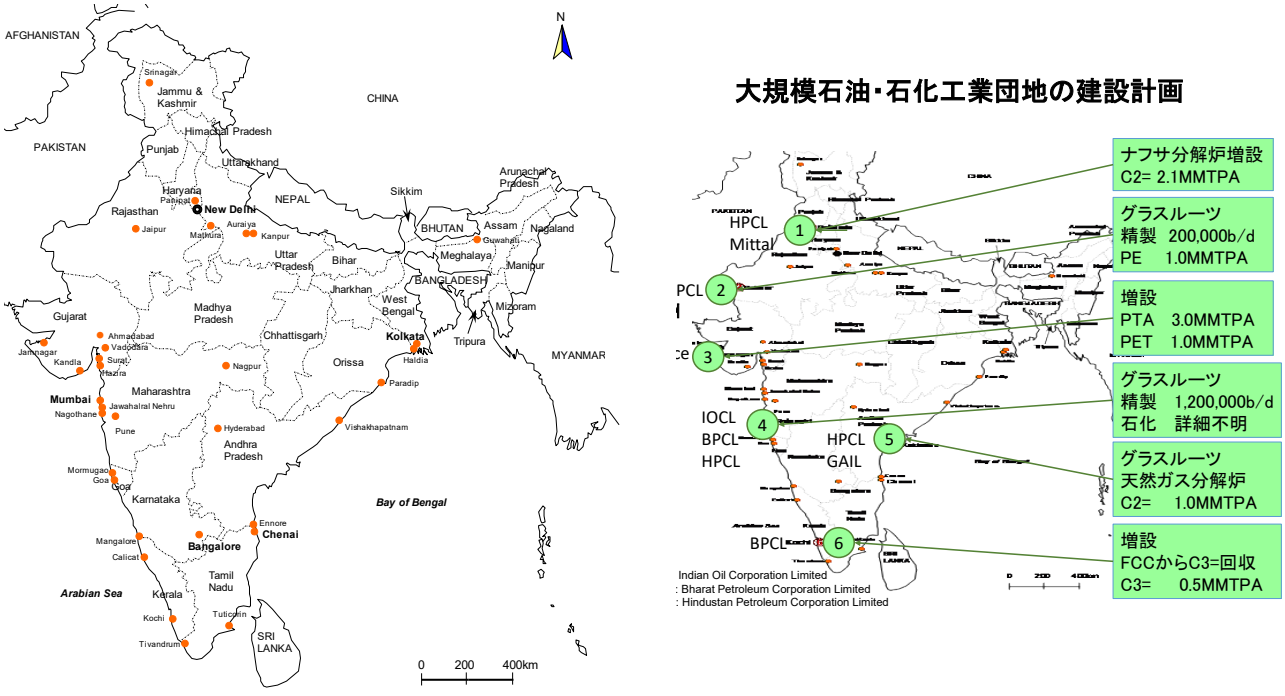
経済成長は 2020 年度を除き、ほぼ毎年 8%程度の高成長率であり、GDP はやがては日本を追い抜く勢いである。28 州と 8 つの連邦直轄領からなり、民族はインド・アーリア族が中心の多民族国家で、言語は 22 の指定言語が定められているが、ヒンディー語と英語が共通言語と定められている。宗教はヒンドゥー教徒が 8 割を占めている。インドは 1947 年イギリスの植民地から独立し、幾多の困難を乗り越えて成長してきた。伝統的に「非同盟、全方位外交」を志向している（図表 3.5.1、図表 3.5.2 参照）。

図表 3.5.1　インドの一般概要

面積	328万7,469　Km2	日本の約9倍、（ロシアを除く）欧州とほぼ同じ
人口	13億9,341万人	2021年、世界銀行
人口増加率	0.80%	2020年/2019年
首都	ニューデリー	デリーという表現もある
州と県	28の州と、8つの連邦直轄領 その下に県がある	
言語	連邦政府の公的共通語として、 ヒンディー語と英語	22の指定言語を定めている (約800種あると言われている)
民族	インド・アーリヤ族、ドラビダ族、モンゴロイド族等	多民族
宗教	ヒンドゥー教徒80%、イスラム教徒14%、キリスト教等他6%	
GDP	3兆1,734億ドル（名目）	2021年：世銀資料
GDPper capita.	2,277ドル	2021年：世銀資料
経済成長率	8.90%	2021年：世銀資料
外交基本方針	伝統的に非同盟、全方位外交を志向。	

（出所）MCR

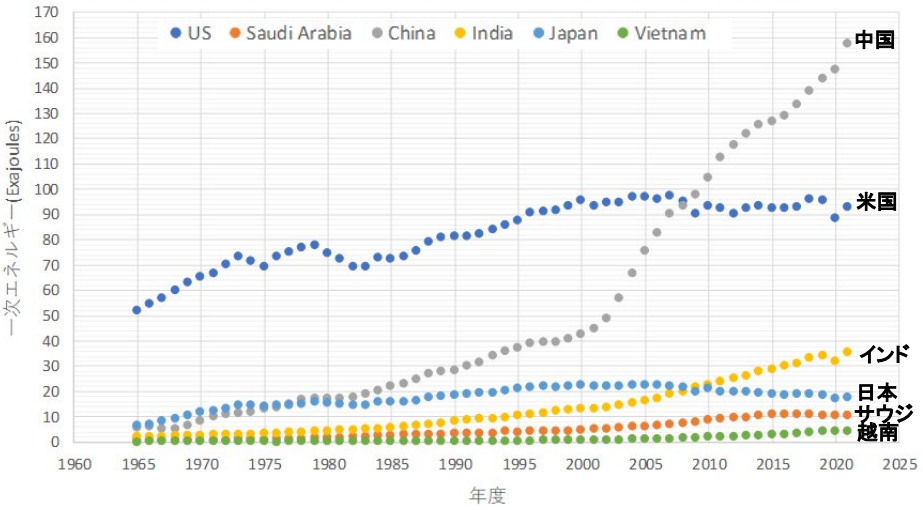
図表 3.5.2　インドの地図と大規模石油・石化コンビナート建設計画



（2） インドの一次エネルギー消費と構成、輸入

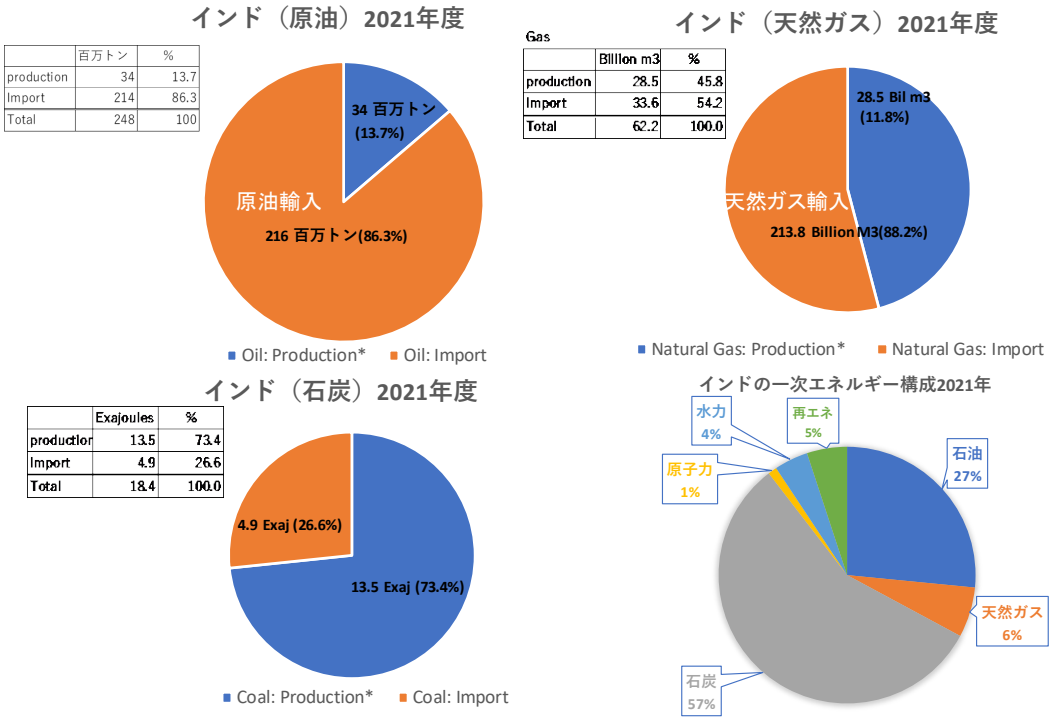
インドは、2021 年時点で中国、アメリカに次ぐ世界第三位のエネルギー消費国で、その消費量は中国と共に 2000 年以降堅調な伸びを示している（図表 3.5.3 参照）。図表 3.5.4 に、2021 年度のインドにおける原油、天然ガス、石炭の生産量と輸入量、一次エネルギーの消費構造を示す。

図表 3.5.3　中国、インド、日本、ベトナム、サウジアラビア、アメリカの一次エネルギー消費推移



（出所）BP Statistical Review of World Energy 2022

図表 3.5.4　インドにおける原油、天然ガス、石炭の生産量と輸入量および一次エネルギー消費構造



（出所）BP Statistical Review of World Energy 2022

インドは、2021 年時点で中国、アメリカに次ぐ世界第三位のエネルギー消費国となっている。その消費量は中国と共に 2000 年以降堅調な伸びを示している。エネルギー源としての原油及び天然ガスの 5 割以上は輸入に依存しているのに対して、石炭生産率は 73%程度と比較的高い。

① インドの一次エネルギー供給構造

インドでは57%程度が石炭、33%程度が石油及び天然ガスとなって90%が化石資源に依存している。中国では 83%が化石資源に依存しており、エネルギー構成のパターンはよく似ている。中国が2013年頃から始まったPM2.5は2019年頃には劇的に改善されたが、インドでは現在、ニューデリーなどの主要都市では大気汚染が深刻な問題となっている。化石燃料によるCO2排出問題を含め、大気汚染問題は、喫緊の問題となっている。

② インドのエネルギー自給率

インドのエネルギー自給率は62%と中国の80%に比し低い。内需拡大が進み、経済発展が著しい一方、大気汚染問題が深刻化し、CO2排出量も顕著に増加している。エネルギー安全保障の問題からも今後のエネルギー確保は重要であり、同時に再生可能エネへの転換が急務となっている。

（3） ロシアからのエネルギー資源輸入の状況

以上のような背景下、ロシアのウクライナ侵攻が2022年2月24日に開始された。石油、天然ガス、石炭などの化石燃料の大輸出国であるロシアからのエネルギー資源輸入の状況について述べる。

① ウクライナ侵攻前(2021年)のロシアエネルギー資源輸入の状況

インドの原油輸入は、イラクやサウジアラビアからが多く、ロシアからの輸入は少ない。一方、中国はサウジアラビア及びロシアからの輸入が多いことが特徴である。ロシアからアジア圏への輸出は中国を除いてかなり少なく、中国を除くアジア圏はサウジアラビアなど中東からの輸入が主体となっている。インドは地理的に中東に近く、輸送距離からみて中東からの輸入が経済的である。他方、中国はサウジアラビアなど中東とのターム契約に加え、ロシアとも日量80万バレルの長期契約に基づき主に陸路のパイプラインから輸入している。中国にとってロシア原油は中東依存度を抑制する上で有効かつ地理的優位性の高い供給源である。インドの天然ガス輸入は、カタールやアメリカからが多く、ロシアからの輸入は少ない。インドの石炭輸入は、オーストラリアやインドネシアからが多く、ロシアからの輸入は少ない。

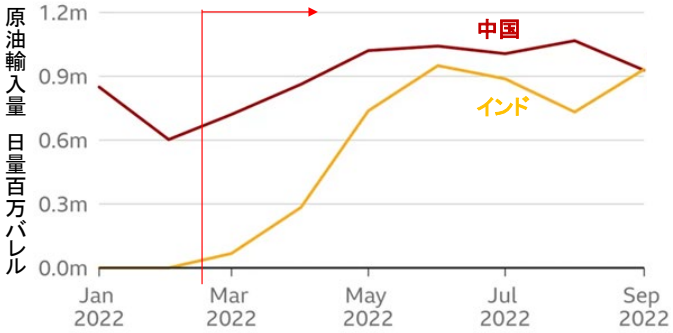
② ウクライナ侵攻後のロシアエネルギー資源輸入の状況

ウクライナ侵攻後、西側諸国は経済政策の一角としてロシアのエネルギーへの依存を縮小しようとしていることにより、世界のエネルギー価格は高止まりしている。

・ロシア産原油輸入

このような中でアジアの国々は割引価格の石油を求めてロシアに目を向けている。その中でもインドと中国が大量の原油をロシアから購入している（図表3.5.5参照)。

図表 3.5.5 ウクライナ侵攻後のインド、中国によるロシア原油輸入推移



（出所）Kpler

ウクライナ侵攻以来、欧州連合(EU)への輸出は減少しているが、EU は依然として大量の石油を購入しており、日量 100 万バレル以上の石油を購入しているという（JETRO によれば、ウクライナ侵攻後のロシアから EU への原油輸出量推移は非公開とのこと。データは未確認)。EU 加盟国は、12 月からすべての海上輸入を禁止すると述べている （殆どのロシアの石油は、パイプラインではなく海上で輸入されている)。このような中でインドと中国は最近、大きな買い手となり、2022 年 9 月現在ではロシアの海上石油輸出全体の半分以上を占めている。アーガス・メディアの石油分析責任者であるショーン・クローニンによれば、「インドはアジアに向きを変えたロシアの原油の流れの大部分を占めている」という。2022 年 3 月には、インドと中国のロシアからの原油輸入を合わせた量は、EU 加盟 27 か国からの輸入量を上回ったという。インドのロシア産原油輸入は、2022 年初頭の非常に低いベースから急上昇し、6 月と 7 月にピークに達し、9 月までこの水準をほぼ維持している。G7 はロシアの歳入を制限する手段として、ロシアから購入する石油の価格に上限を設ける計画を打ち出している。また、ロシアの原油価格は魅力的であるが、ロシアへの経済制裁によりロシアの銀行に対する制裁が支払い取引に影響を与えているため、インドの製油所はこれらの購入の資金調達に苦労しているという。これに対してインドが検討しているオプションの 1 つは、ロシアへのインドの輸出業者がドルやユーロの代わりにルーブルで支払い、輸入品がルピーで支払われる、現地通貨に基づくシステムという。中国の国営石油企業は、外国からの石油購入の資金調達に、米ドルではなく中国人民元をますます使用するようになっている。

・ロシア産天然ガス輸入

インドの総ガス需要のほぼ 50%海外からのものであるが、その殆どが中東諸国（特にカタール）及びアメリカからのもので、ロシアからのものは殆どない。アーガス・メディアのコモディティ業界の専門家である Antonio Peciccia 氏によれば「ロシアの LNG のインドへの配送はまれで、2022 年はこれまでに 5 貨物で、前年の 7 貨物から減少したと考えています。」とのことである。

３．５．２　インド、再生及び新エネルギー、Oil to Chemicals への取り組み

モディ首相が発表した「自立したインド」政策は、内需拡大に対応したサプライチェーンの強化、経済の効率性・強靭さ向上、機会平等などを目指すものである。その重要な取り組

みが Oil to Chemicals であり、製油所と石油化学工場の統合（石精石化インテグレーション）である。他方では、2019 年において世界第 3 位の CO2 排出国となって、経済成長と共にその排出量は毎年急激に増加しつつある。インドは 2021 年 11 月に、2070 年ネットゼロ達成を表明し、再生可能エネルギー普及政策や原油輸入削減も見直しがされている。インドが世界人口の 17%を占める一方で排出量は 5%であることを指摘しつつ、気候変動の枠組みにおいて同時平行して進められているいくつかの再生エネや新エネの普及政策についてその目標や具体的事例を調査する。また、内需拡大に対応したサプライチェーン強化のための Oil to Chemicals の取り組み状況について調査して実態を取りまとめ、日本のコンビナート変革へ資する。

（1） 自立下インド政策とその目標

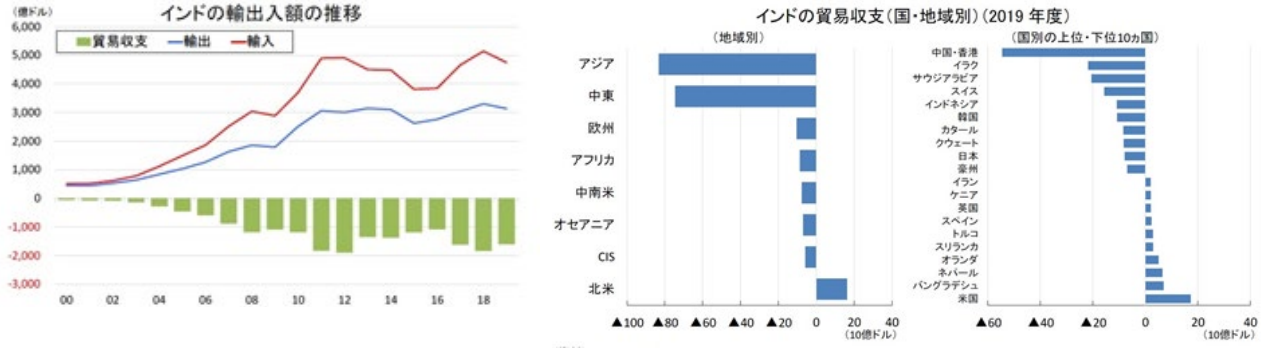
インドの総貿易額（輸出額＋輸入額）は、2000 年度の 951 億ドルから 2019 年度の 7,871 億ドルまで増加した。2000 年度以降の年平均成長率（CAGR）は 11.8%である。輸出と輸入はそれぞれ拡大傾向にあるが、輸入額が輸出額を上回って推移しており、一貫して貿易赤字を計上している。赤字幅は 2000 年代に拡大し、その後は一進一退の推移が続いている。

① 主な貿易相手国・地域

インドは中国・香港と産油国に対して大幅な貿易赤字となっている。中国からは携帯電話などの電気機器や一般機械の輸入が大半を占めており、貿易赤字は拡大の一途を辿っている。また産油国からは原油の輸入が大半を占めている。原油価格変動の影響を受けながらも、貿易赤字は概ね拡大傾向にある。このような背景の中、2021 年 5 月、モディ首相が「自立したインド」という新しいスローガンを打ち出した。グローバルサプライチェーンに参画し、輸入に頼らない産業構造に転換することによってインド経済を自立させ、コロナ禍の苦境を乗り越える考えである。また、インドは 2021 年、印中国境紛争をきっかけとした中国依存からの脱却や、東アジア地域包括的経済連携（RCEP）協定の交渉離脱など、貿易面において保護主義的な措置をとる動きを見せている。

インドが貿易黒字を計上する相手はアメリカが最大で、次いでバングラデシュやネパールなどの南アジア諸国が続く。アメリカ向けには医薬品や宝飾品、石油製品、自動車・同部品、また南アジア諸国向けには石油製品や繊維・衣類製品、電気エネルギー、バイクといった品目の輸出額が大きい。しかし、対アメリカと対南アジア諸国の貿易黒字はモディ政権開始以来、横ばいで推移しており、拡大傾向にある対中国と対産油国の貿易赤字を補うものとはなっていない（図表 3.5.6 参照）。

図表 3.5.6　インドの輸出入額推移と貿易収支



（出所）ニッセイ基礎研究所　2021 年 03 月 31 日

②　自立したインド

産業の効率化と品質向上を図ることによってインドがグローバルサプライチェーンに参画すると共に、輸入に依存しない産業構造に転換して世界から自立することを目指している。モディ首相は 2014 年の政権発足以来、製造業振興策「メイク・イン・インディア（Make in India）」を経済政策の柱としてきた。メイク・イン・インディアはビジネス環境を改善することによって国内外の投資を呼び込み、製造業を強化する取り組みである。こうしてみると国産品の輸出拡大と他国からの輸入抑制を図る「自立したインド」とメイク・イン・インディアは親和性が非常に高いようにみえる。「自立したインド」が輸入代替を強調している点には、保護主義的な印象が残るが、モディ首相は「世界からの孤立を意味するものではなく、世界のために作る」と言及している。「自立したインド」とは、「Make in India」を実現するだけでなく、「Make for World」を目指すものであり、鎖国を進めようとしている訳ではない。自立したインドを目標とするには、保護主義的な貿易政策を継続する必要がある。

今後インドは再生エネや新エネルギーの普及に向けて、太陽光発電設備の基本関税率に、21 年度予算案公表の際に段階的製造プログラム（PMP）を導入することが示された。今後は 2022 年 4 月から太陽光モジュールと太陽電池セルの基本関税がそれぞれ 40%、25%に引き上げられる予定となっている。太陽光発電モジュールは PLI スキームの対象にもなっており、輸入関税の引き上げと合わせて国内生産に弾みをつけたいところである。インド政府は、2030 年までに電力の 4 割を再生可能エネで賄うという政府目標を立てており、2029 年度までに必要となる太陽光の発電能力は 280GW（再生可能エネ全体では 450GW）と推計されている。この目標を達成するには太陽光発電能力を毎年 25GW 拡大させる必要があるが、現在インドの太陽光発電セクターは輸入に依存（太陽電池及びモジュールの約 8 割が中国から輸入）しており、また将来的に海外からの設備供給が停滞する事態を避けるためにも、国内の製造拠点の創設は重要な課題となっている。

また、製油所と石油化学工業では内需拡大に対応したサプライチェーンの強化のためにも製油所と石油化学工場における統合や大規模石化計画が発表されている。計画には一部野心的な案件もあり、その実現性が危ぶまれているものもあるが、拡大を続ける内需を満たすためには、大型投資が続くと見られる。

（2） インドにおける再生エネルギーや新エネルギーの普及政策

モディ首相は 2021 年 11 月 1 日、国連気候変動枠組み条約第 26 回締約国会議（COP26、2021 年 11 月 1 日記事参照）で、2070 年までにネットゼロ〔温室効果ガス GHG 純排出ゼロ〕を達成すると表明した。インドがネットゼロを目指す具体的な時期に触れたのは初めてである。モディ首相は COP26 での演説で、インド国内では非化石燃料による発電容量が過去 7 年間で 25%以上増え、全発電容量に占める割合が 4 割に達したことを紹介し、2015 年のパリ協定の目標達成に向けた計画を着実に進めてきたと強調した。また、インドが世界人口の 17%を占める一方で排出量は 5%であることを指摘しつつ、気候変動の枠組みにおける新たな目標として以下の 5 つを具体的に掲げた。

(1)非化石燃料による発電容量を 2030 年までに 500GW に引き上げる。
(2)総電力の 50%を 2030 年までに再生可能エネルギー源とする。
(3)現在から 2030 年までの期間に予測されている GHG 排出量を 10 億トン削減する。
(4)2030 年までにインド経済の（GDP 当たりの排出量）炭素強度を 45%以上削減する。
(5)2070 年までにネットゼロを達成する。

モディ首相はこれらの目標達成のために先進国からの資金と技術の支援が必要不可欠ともクギを刺した。まずは 1 兆ドルの資金支援を先進国に求めるとともに、気候変動の目標だけでなく、資金面での支援に関しても進捗を管理すべきだと述べている。産業界からは今回のモディ首相の宣言は野心的でありつつ実務的な内容だとする一方、実際の達成には先進国からの協力を含めて大規模な投資が必要になるとの声が挙がっている。現在、インドの総発電量の半分以上は石炭を中心とする火力発電に依存しており、大型水力発電を含む再生可能エネルギーによる発電の比率は 37.9%である。BP-Statistical Rreview of World Energy 2022 によると、インドにおける燃料燃焼からの CO2 排出量は 25 億 5280 万トン（2021 年値）と、全世界では中国、アメリカに次いで多い。他方、この排出量を人口 1 人当たりに換算すると 1.83 トンとなり、世界平均（4.30 トン）の半分以下である。

① 深刻な大気汚染

インドにおいて自然エネルギーに対する注目がかつてないほど高まっている。主な理由として、脱炭素化と経済性が挙げられる。この 2 つの要因が強力に結びつき、自然エネルギーの大規模な導入を後押ししている。一方で深刻な大気汚染に悩まされている。世界で最も大気汚染のレベルが高い上位 30 都市のうち、インドの都市が 70%を占めているという。その主たる原因が石炭火力発電と自動車の排気ガスにあると指摘されている。そうした中で、太陽光発電や陸上風力発電が石炭火力発電に対して価格競争力を発揮するようになった。

② 原子力発電計画の縮小

当初インドは脱炭素政策として原子力発電も重視していたが、開発に極めて時間がかかることから、もはや現実的ではなくなったと判断している。実際のところ、原子力発電については 2032 年までに 63GW という目標を設定していたが、2018 年の時点で 3 分の 1 に引き下げた。しかし現在でも既設の原子炉と建設中の原子炉を合わせた設備容量は 12GW

にとどまり、引き下げ後の新たな目標の達成すら難しい状況にある。

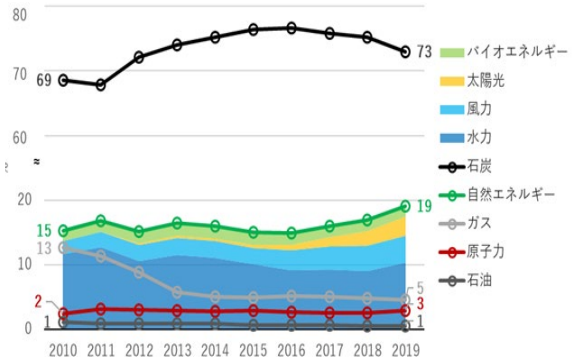
③　石炭火力発電単価の上昇と自然エネルギー単価との拮抗

1MWh（メガワット時）あたりの発電コストを比較すると、太陽光や陸上風力が約 30～50 ドルに対して、これまで最も低コストだが最も汚染度が高い選択肢だった石炭火力は既設の発電所で約 45 ドル/MWh、新設の発電所では通常 60 ドル/MWh になっている。その結果、2020 年 6 月の時点で太陽光発電と陸上風力発電の設備容量は 35GW と 38GW に拡大した。

④　石炭火力発電所の削減とクリーンエネルギーへの切り替え

図表 3.5.6 に、インドの電源構成の推移を発電量ベースで示した。なお、自然エネルギーは、水力・風力・太陽光・バイオエネルギーを含めた合計である。

図表 3.5.7　インドの電源構成の推移（発電量ベース、2010～2019 年）



（出所）BP Statistical Review of World Energy

2010 年時点では太陽光発電はゼロに近く、風力発電は 13GW に過ぎなかった。この 10 年間に自然エネルギーが大幅に浸透して、石炭火力発電所の新設計画は実現が難しくなった。インド連邦電力省は、クリーンエネルギー源への切り替えと CO2 削減にむけた取り組みの一環として、今後 4 年間で現在 173 か所ある石炭発電所から 81 の一般炭火力発電所を削減する計画としている。より高い料金を課す石炭火力の中から選定するという。石炭火力発電では、石炭価格の高騰と供給不足にも悩まされている。このような背景からも少なくとも 3 つの州（グジャラート州、マハーラーシュトラ州、チャッティースガル州）では、電力の消費量が比較的少なく、自然エネルギーが比較的安価であることから、今後は、石炭火力発電所を新たに建設しない方針を打ち出している。このような流れがインド政府を動かし、国全体でも石炭火力発電所を新設しない政策へ進む可能性があるが、実現に向かってはいない模様である。2019 年の時点でインドの総発電量（約 1,600 テラワット時＝1 兆 6,000 億キロワット時）に占める自然エネルギー（大型水力発電を含む）の割合は 19%に達し、2010 年から 4 ポイント増加した。

（3）　太陽光発電と風力発電の拡大

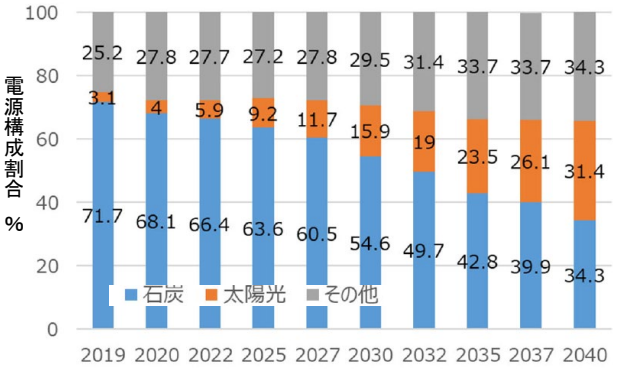
この増加は、主に太陽光発電と風力発電の拡大によるもので、両方を合わせると 2%から

7%に増加している。水力発電の割合はわずかに減少しているが、総発電量の伸びのほうが大きかったからである。ガス火力発電の割合も同様に減少した。国内のガス生産量が予想を下回り、輸入するガスの競争力も弱い。原子力の割合は自然エネルギーの 6 分の 1 以下である。自然エネを拡大するうえで大きな課題は原子力ではなく、2019 年時点であるが、いまだに 73%と圧倒的なシェアを維持している石炭である。

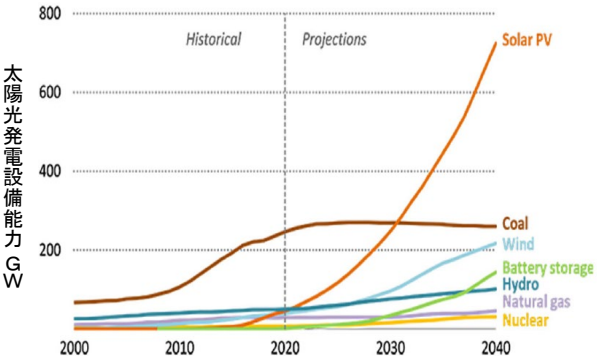
① インドの電源構成予測

図表 3.5.7 に、総発電量に対する石炭、太陽光、及びその他の電源構成の予測を示した。太陽光は 2030 年には約 16%、2040 年には約 31%と予測されている。また、同図の右には太陽光発電設置予測を示した。設置容量では、2040 年には石炭火力の約 220GW に対し、太陽光は 740GW 超と、2020 年比約 3.4 倍に拡大が見込まれている。

図表 3.5.8　インドの電源構成及び太陽光発電設置予測



（出所）三井物産戦略研究所



（出所）India Enegy Outlook 2021

② 超安価な太陽光発電設備と入札制度の導入、国産化推進

インドの太陽光発電関連産業を推し進めてきた重要な方策は、入札制度の導入と国産化を推進したことである。インドは太陽光発電と風力発電の資源量は豊富にあって、クリーンだが、以前はコストが高く、天候に左右される。そこで低コストで安定した電力を国民に供給するために、グローバルな産業の進歩をうまく生かしながら、入札を中心とした積極的で巧妙な自然エネルギーの政策を進めた。入札制度を開始した当初の目標は、コスト効率に優れた方法で大型の自然エネルギープロジェクトに多額の投資を促すことだった。逆入札と固定価格による長期の電力購入契約が成功要因になり、非常に低い価格が提示された。

直近の例では、2020 年 7 月に実施した 2GW の太陽光発電の入札において、31 ドル/MWh（日本円で約 3 円/kw 時）という記録的な入札価格を実現した。これは、中国からの安い太陽光発電関連製品の導入が前提とされたもので、太陽光発電の設置費用は、世界主要国に比べ最も安く（日本の 3 分の 1）、発電原価は中国に比較しても安い。これまでインドの太陽光発電導入目標も、中国からの安価な輸入品利用が前提となってきた。

③ 太陽光発電（PV）産業の国産化

しかし、2020 年以降、国境問題に端を発する中国との関係悪化を機に、モディ政権が中国依存からの脱却にシフトしたことで、発電モジュールから関連機器まで含めた太陽光発電（PV）産業の国産化に向けた政策を進めている。2020 年 8 月から、太陽電池のセル、モジュール、インバーターへの関税を導入し、同年末には、入札段階から国内製品を使うことを前提に割り増しした料金（2.92 ルピー/kWh）を適用した案件の入札も始まった。また、太陽光発電公社（SECI）及び Indian Renewable Energy Development Agency Limited（IREDA）向けに 250 億ルピー（約 3 億ドル）の補助金拠出を発表、太陽光発電導入に向けた環境整備を急ピッチで進めている。

（4） インドのグリーンエネルギー化推進

インドのグリーンエネルギー化に対しては、Reliance 会長は、今後 20－30 年は石炭と輸入原油依存が続くものの、エネルギー自給だけではなく、エネルギー転換で 20 年後には 57 兆円相当のグリーン水素などのグリーンエネルギーの輸出国となると発言している。

① CNG と LNG ベースの Clean Mobility 化

インドの石油・天然ガス大臣は現在約 900 か所ある CNG(Compressed Natural Gas)給油所数を 2024 年までの 2 年間で 8000 か所まで増加させると発表した。CNG 給油所は国営 GAIL の 9 つの CGD(City Gas Distribution)会社が 14 州の 41 地区で運営している。インドは、CNG と LNG ベースの Clean Mobility に力を入れている。

② グリーン水素/グリーンアンモニア/再生アンモニア/再生エネルギー)

インド国営 ONGC(Oil and Natural Gas Corporation)は、Clean-tech 企業 Greenko ZeroC とグリーン水素/グリーンアンモニア/再生アンモニア/再生エネルギーの投資機会を共同で追及することに合意し、インド政府の「インドを世界の水素ハブにする National Hydrogen Mission：2030 年までにグリーン水素を年産 500 万トン」に沿って、2 年間の提携の MOU を締結した。また、本件とは別の政府支援の案件として、2022 年 4 月に国営石油会社 IOC/L&T/ReNew は、インドでのグリーン水素事業で JV を設立している。設置予定のアルカリ型電解槽は、Greenko 及び John CockeReliance 社 l が建設を計画している工場で製造される予定という。

（5） Oil to Chemicals への取組み

国営 Bahrat 石油（BPCL）は年初に、南部 Kochi（Kerala 州）の製油所内でプロピレン誘導品設備の試運転を開始した。同じく国営の Hindustan 石油（HPCL）は 2022 年秋をめどに、北部パンジャブ州でナフサ分解炉を立ち上げ、既存製油所と統合する。インドのエチレン公称能力は 2020 年末現在で年 730 万トンに高まったが、拡大を続ける内需を満たすには至らず、今後も大型の製油所－石化統合（C to C）投資が続く。以下、インド北部からの計画について概観する。

① Punjub 州 Bathinda：HPCL/Mittal Energy、ナフサ分解炉を既存製油所に併設。エチレン 120 万トンなど

HPCL は現地 Mittal Energy との合弁会社を通じ、2022 年 9 月をめどに Punjab 州 Bathinda

でエチレン年産 120 万トンの分解炉を立ち上げる。同合弁は現地で製油所を運営しており、垂直統合のメリットを最大化するため、エチレン能力を将来 170 万トンに増強する計画である。

② Rajasthan 州 Balmer：HPCL/州政府、製油所・石化統合計画。製油所は 22 年、石化プラントは 24 年以降稼働予定、PE 年産 100 万トン、PP80 万トンなど

HPCL は Rajasthan 州 Balmer でも、州政府との合弁会社を通じ C to C 拠点の建設中。同社によると製油所の原油処理能力は 200 千 BPD で、2022 年末の完成予定である。合弁相手の州政府は化学品について、Reliance 社など国内勢に加え外資を誘致したい考えで、日系化学企業も候補に挙がっている模様である。年産 100 万トン規模のポリエチレンや 80 万トンの PP を含む化学品は 2024～2025 年ごろの完成を見込んでいたが、コロナ禍もあり、ずれ込む公算が大きい。

③ Gjalat 州 Jamnagar/Dahej：HPCL/州政府、製油所・石化統合計画。製油所は 2022 年、石化プラントは 2024 年以降稼働予定、PE 年産 100 万トン、PP80 万トンなど

④ Andrha Pradesh 州 Kakinada：HPCL/GAIL、製油所・石化統合拠点計画。17 年に州政府と MOU を交わすも進展見られず。

⑤ Maharashtra 州 Ratnagiri：IOCL など国営 3 社が共同で、Saudi Aramco、ADNOC 世界最大規模の製油所・石化統合拠点計画、25 年稼働予定としているも立地先確定せず。

Indian Oil（IOCL）、BPCL、HPCL の国営 3 社が共同で 420 億ドル投資し 120 万 BBL の製油所と年産 1,800 万トン規模の統合石化コンプレックス計画で、Saudi Aramco（25％出資）、アブダビ国営石油（ADNOC）が Maharashtra 州 Ratnagiri で計画する世界最大規模の C to C 計画は、プレ FEED を終えたものの、地元住民の反対でいまだ着工できていない。2019 年になってムンバイ南方 100 kmに位置する Raigad へ立地場所を変更することなった模様である。

⑥ Kerala 州/Kochi：BPCL,C3 誘導品、既存製油所内で 21 年 4 月目途商業運転開始、アクリル酸 16 万トンなど

BPCL は約 600 億ルピー（900 億円）を投じ、アクリル酸（年産 16 万トン）やオキソアルコールとアクリル酸エステル（合計同 21 万トン）などの誘導品設備を新設。製油所内の流動接触分解装置から得るプロピレン（年産 50 万トン）を自消する体制を敷いた。エステル設備には三菱ケミカルの技術を採用している。当初は 2019 年の稼働を想定していたが、このほどようやく完成し、2022 年 4 月以降に商業生産を始める予定である。詳細は発表されていないが、エステルはアクリル酸ブチルが中心となる見通し。2022 年 2 月末時点で試運転が始まっており、今夏にかけてディーラーが選定される。アクリル酸の自製化により、塗料や接着剤の増産に加え、紙おむつに使う高吸水性樹脂（SAP）の国内生産化も見込まれる。BPCL は、ムンバイ製油所（マハラシュトラ州）でポリプロピレン年 40 万トン設備の新設を計画しており、原料プロピレンはコチ製油所から供給するとみられる。但し、政府が BPCL の民営化を検討しているため、今後の投資計画が流動的になる可

能性がある。モディ首相は2022年2月半ば、BPCLのプロピレン系誘導品設備の完成式典に出席し、「化学品自給率の向上や『自立したインド（Atma Nirbhar Bharat)』政策に寄与する重要なプロジェクトだ」とたたえた。

⑦ その他、インド東部のOrissa州政府によって2019年に承認されたHaldia石油化学によるPX160万トンとPTA250万トンの芳香族コンプレックス及び合弁製油所の建設計画がある。投資額は40.5億ドルで、立地先はパラソア地区で建設が始まったSubarnarekha港の近隣で、用地割り当てから5年以内に操業する予定とのことである。その川下では、30万トンのポリエステル製品を製造する織物工場団地が2.6億ドルで建設される予定である。（以上、重化学工業アジアの石油化学産業2022年引用）

（6） 再生及び新エネルギー、Oil to Chemicals への取組に対する現状と今後への考察

インドの再生可能エネルギーの導入目標達成に向けての最大の課題は、インド電力業界において、州政府傘下の小売や配電を担う州政府傘下の企業の問題がある。また、送配電ロスや系統安定化の問題もある。再生可能エネルギーの導入円滑化のためには、主に下記3つの課題を克服する必要がある。

① 小売・配電企業の問題とその解決策

インドにおける小売・配電分野の殆どは、州政府傘下特定企業によって独占運営されてきた。そのため事業効率が低く、売電価格が意図的に設定され、実際の発電会社からの売電が実際より低く行われている。したがって、当該企業の多くは多額の赤字を抱え、政府による赤字の補填がなければ破産を免れない状況にある。この赤字体制は、インド電力事業が抱える最大の課題という。また、この問題の解決がなければ、すぐには新規の発電を増やせない。インド政府は州政府に対して資金調達を含め種々の改革案を提示している。その中で配電事業を自由化し民営化も検討されている。

② 送配電効率の脆弱性と関連インフラが未整備

インドにおける送配電ロスは日本の4.7%、中国の5.6%に対し、インドは20%を超えている。非常に悪く大きな課題となっている。したがって、特に太陽光発電の設置が集中する西部グジャラート州、マハーラーシュトラ州、南部タミルナドゥ州のメガソーラーパークなどでは、電力消費の多い地域・産業地帯への送電は容易ではない。政府はこの問題を解決すべく、送電網の整備にも注力している。

③ その他、出力変動に対する系統安定化が問題

インドでは、太陽光発電と風力発電は出力変動が大きく、周波数の調整が必要である上、自然条件に左右される。一方で、電力貯蔵インフラが整っていないことも相まって、夕方のピーク時の電力不足が度々問題となっている。電力需給のインバランス・系統不安定化が今後、継続的に発生する可能性が高い。太陽光や風力などの再生エネルギー資源に恵まれるインドであるが、供給能力はあっても需要の伸びに追いつかない状態にある。根本的には技術的、さらに重要な事はインドで長期に内在してきた商習慣的問題（州政府の独占状態）を克服することが重要である。特に、売電や送配電を扱う州政府の民営化を含めた

構造改革は必須のように思われる。

（7） Oil to Chemicals への取組に対する課題

インドの O2C は下記に述べる Reliance 社が中心になって先進的な技術開発を行っているが、大部分は石油精製の国営会社が主力で、製油所中心にエチレンクラッカーなどを設置して一体化した O2C となっており、後述するような Reliance 社の MCC 技術のような形にはなっていない。インドの化学産業は合成繊維と共に発展してきており、特に PX→テレフタル酸→ポリエステル繊維が主流となっている。しかし、近年、需要旺盛な内需の経済成長に伴い、石油化学産業への本格的な進出を開始したばかりといえる。したがって、技術的には導入技術を中心に展開されているが、課題として、次の項目が指摘できる。

① 脱炭素化を推し進めなければならない環境にあって、従来型の石油精製・石油化学産業を展開するには、脱炭素を目指した再生可能エネルギーへの転換も同時に行う必要がある。インド政府も国内外には、脱炭素政策を強く発信しているが、ロシアのウクライナ侵攻によるダブルトランジションが進む中、現実的には化石資源中心に当面経済発展を中心に推し進めていくものと思われる。化学産業の発展を推し進めることは豊かな国に変えていくことに大変重要であるが、豊富な太陽光や風力を中心とした安価な再生可能エネルギーへの同時転換を、政府の公表どおりに強力に実装して、カーボンニュートラル O2C に変えていくべきである。

② 化学産業を推し進めるにあたっては必ず、大気汚染や土壌汚染、さらには排水汚染が大きな社会問題として発生する。産業が発展すればその周りには必ず人が住み、人口が集中する。インドの環境規制が世界の中でどの程度制度設計され、運用がなされているかは調査が必要だが、必ずと言ってよい程一般住民との間で、水質汚染、大気汚染、そして土壌汚染が重篤な問題として提起されよう。現在インドの主要都市で起こっている PM2.5 などによる大気汚染はかなり重篤である。中国では、東部海岸での石油コンビナートが発展した結果、大気汚染や水質汚染問題が重篤な問題となった。また内陸部では、これらの問題に加えて土壌汚染問題が大問題となった。中国の化学産業の発展は、日本も同じような経緯を経ているが、このような環境対策や住民対策を建設当初から“設備投資”として考えて対処すべきである。

3．5．3 石精石化インテグレーションと Reliance 社の進化

「Reliance 社の MCC (Multi-zone Catalytic Cracking)」の詳解を調査して、他サイトのインテグレーションとの違いを特記する。

（1） Reliance 社の概要

図表 3.5.9 に、Reliance 社の概要を示す。Reliance 社は、インド西部 Gujarat 州 Jamnagar 製油所でオフガスを原料とするエチレン 150 万トン/年を含む大型石化コンプレックスを 2017 年末に完成させた。Reliance 社によると、エチレン 150 万トン/年は世界最初の、かつ、最大の Refinery Off-Gas Cracker (“ROGC”と略す) complex であり、Integrated Refinery-Petrochemicals Complex at Jamnagar の核心をなすものであるという。

これに先立ち2008年、世界最大の原油処理能力1,240千BPDの製油所を稼働させていた。平行してFCC装置2基425千BPDを導入してプロピレンも増産、川下で100万トン、(50万トン×2基)のPPプラントを新設した。これによりPPの総能力は290万トンに拡大した。投資額は約60億ドルである。芳香族では2017年に220万トンのPX設備を建設してGujarat州Dahejiへ輸送、川下誘導品であるPTAのうち1系列110万トンは2014年10月に完成し、もう1系列110万トンは2015年9月に完成した。この結果、Reliance社の総能力はPX480万トン/PTA490万トン(マレーシア分も含む)、ポリエチレン230万トン、PVC70万トン、MEG150万トン他となった。(重化学工業2022年引用)

図表 3.5.9　Reliance 社の概要

会社名称	Reliance Industries Limited
事業内容	石油・天然ガス開発・生産販売 石油精製 石油化学製品の製造販売 繊維・繊維製品の製造販売
沿革及び将来計画	Relianceは創業者のDhirubhai Ambaniが1958年貿易会社から出発して、1966年合成繊維織物、1982年ﾎﾟﾘｴｽﾃﾙﾌｨﾗﾒﾝﾄ、1988年p-キシレン及びテレフタル酸、1997年にナフサ・クラッカーをそれぞれスタートさせた。2008年の天然ガス生産、石油精製設備（2,900万トン／年）の2008年完成。 2007年、IPCL吸収合併でインドのエチレン生産の中心Western Regionのエチレンプラントは総てReliance傘下となった。 Jamnagarの2,900万トン石油精製設備は子会社のReliance Petroleum Limited（RPL）が進めた。 2017年150万t/yエチレンプラントを稼働させた。 2027年までに7500億ルピー（約1兆3500億円）を投資して、ポリエステル及びビニル製造を増強する。また、インド初の炭素繊維製造も始める予定。 将来的に化石燃料を再生可能な代替燃料に置き換えて、持続可能な化学産業の拠点としての発展を目指す。

2022年9月30日時点の主要株主データ

主要株主	株主	人数	議決権数比率
	a) Shareholding of promoter & promoter group	47	49.1 (%)
	b) Public shareholding	3.5百万	48.0
	c) Shareholding of Non Promoter-Non Public	1	2.9
			100.0

業績	年	単位	2015-2016	2016-17	2017-18	2018-19	2019-20
	売上高	US$million	45,746	49,195	66,060	91,719	93,627
	純利益	US$million	3,926	4,455	5,367	5,844	6,295
	売上高利益率	(%)	8.6	9.1	8.1	6.4	6.7

部門別業績	2019-20	売上高 US$million	比率	EBIT US$million	比率
	Refining & marketing	55,040	72%	3,474	44%
	Petrochemicals	20,632	27%	4,393	55%
	Oil & gas	456	1%	50	1%
	total	76,128	100%	7,918	100%

（出所）MCR、2022 年 12 月

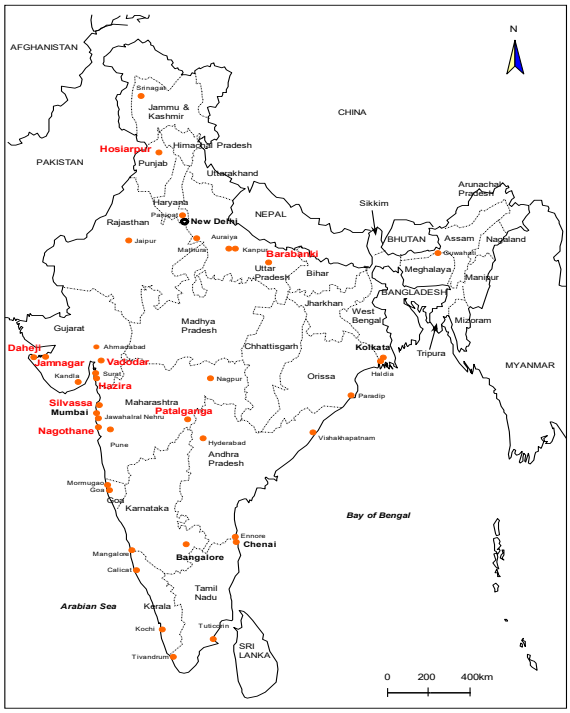
（2）　Reliance 社の石精石化事業及びインテグレーションの展開と進化

Reliance 社の 2021 年度の O2C 事業の売上高は 5 兆ルピー以上。EBITDA（金利・税・減価償却費計上前利益）は 5000 億ルピー以上（9,000 億円以上）となった。2022 年度１Q(4-6 月)の業績は、前年同期の純利益 1,227.3 億ルピーに対して 46.3%増の 1799.5 億ルピー(22.5 億ドル)となった。売上高（事業部門）は 2231 億ルピーのうち O2C 部門は前年同期比 56.7%増の 1617 億ルピーで、O2C の EBITDA は前年同期比 62.6%増で、過去最高の 198.8 億ルピーであった。2017 年末に稼働した大型石化コンビナート「Jamnagar3（J3)」

の安定高稼働とポリエステルチェーンが収益力を高めている。このような中、Reliance 社が石油化学事業へ大規模投資を決めた。今後 5 年間で 7,500 億ルピー（約 1 兆 3,500 億円）を投じ、ポリエステルチェーン、ビニルチェーンを増強する。同国初となる炭素繊維の生産にも乗り出す。将来的に化石燃料を再生可能な代替燃料に置き換える構想である。持続可能な化学産業の拠点としての発展を目指す同社の取り組みに、目を凝らす必要がある。

Reliance 社は 2019 年 8 月、製油所と石油化学が垂直統合した Oil to Chemical(O2C) 事業へ 20%出資を受け入れることで、サウジアラビア国営石油会社の Saudi Aramco と法的拘束力のない基本合意書（LOI）を締結した。原油の調達安定性を高め、原油処理から化学品生産までの垂直統合体制を強化するのが狙いだったが、本計画は、2021 年 11 月に O2C の評価額で折り合いが合わないことが原因で撤回された。図表 3.5.10 に、O2C 事業を行っている場所を示す。

図表 3.5.10　インドにおいて Reliance 社が O2C 事業を行っている場所
（赤字で示した所）



（出所）化学工業日報　2021 年 3 月 25 日

Reliance 社は 2020 年 3 月実施に向けて、O2C 事業の分社を発表した。同社の石油精製から化学製品までを統括する事業部門（O2C 事業）を、スピンアウトする計画を明らかにした。Reliance 社は、このスキームに従って石油精製から化学製品製造までの事業を、新会社として独立させる意向である。対象は、石油精製・石油化学製品・燃料小売、卸売・マーケティング事業などで、これらの事業に伴う資産や負債も含まれている。新会社が引き継ぐのは、Gujarat 州の Jamnagar、Daheji、Hazira、Vadodara、 Maharashta 州の

Nagothane、Patalganga、Silvassa、Utter Paradesh 州の Barabanki、Punjab 州の Hosiarpur に Reliance 社が保有する精製・石油化学プラントや製造工場などである。現在試運転中の関連生産設備や完工間近の工場も対象となる。

この理由として計画書の中で、「O2C 事業は他事業とは異なるリスク・リターンであり、投資家や戦略的パートナーにとっては魅力的に映るであろう。Reliance 社は上場企業であるため、O2C 事業の譲渡先は、投資家が資本投下を行うことができるよう、Reliance 社の完全子会社とする必要がある」と述べている。

しかし、2020 年 11 月になって「前提が変わった」として、これを撤回し、O2C 事業の分離申請を取り下げた。前提を変えたのは再生可能エネルギーの拡大だ。Reliance 社のムケシュ・アンバニ会長は先月開催した株主総会で「この１年で、Reliance 社の再生可能エネルギーの消費量は 352％も増加した。このような取り組みと、O2C 資産の再生可能エネルギーへの移行が相まって、当社の『ネット・カーボン・ゼロ』への道のりが加速されると確信している」と述べた。再生可能エネルギー拡大への自信が O2C 事業への積極投資につながっている。

ポリエステルチェーンでは年産 300 万トンと、単一系列で世界最大級となる高純度テレフタル酸（PTA）プラントをインド西部の Daheji に建設する。併せて年産 100 万トンのポリエチレンテレフタレート（PET）プラントも設置する予定である。いずれも 26 年の完成を目指している。ポリエステルにも投資し、26 年までにポリエステル長繊維、ポリエステル短繊維にも投資する。ポリエステルの拡張は段階的に行い、年産 100 万トン以上の能力を追加する。Reliance 社は現在、PTA の世界大手で年 500 万トンの生産能力を持っている。440 万トンをインドで、残りをマレーシアで生産している。Daheji の既存能力は年 230 万トンである。

ビニルチェーンでは Daheji と Gujarat 州 Jamnagar、更に、アラブ首長国連邦（UAE）に世界規模の塩化ビニル樹脂(PVC)生産設備を追加し、既存能力を 3 倍以上に増やす。Daheji と Jamnagar では 2026 年までに原料からの一貫生産により年 150 万トンの能力増強を完了する。

UAE では、Ruwais にアブダビ国営石油（ADNOC）と政府系持ち株会社の ADQ が共同で設立したタジズ（TAZIZ）プロジェクトの一環として、EDC と PVA を生産する。これらの拡張により、Reliance 社は世界の塩ビメーカー上位 5 社の一角を占めることになるとしている。

Reliance 社は 2021 年 7 月に、アブダビに PVC 工場を建設する方針を示していた。クロールアルカリ年 94 万トン、EDC 同 110 万トン、PVC 同 36 万トンからなる統合プラントを建設する構想である。アラブ首長国連邦（UAE）でクロールアルカリ製品、PVC の自給を目指すとともに、EDC はインドでの PVC 生産の原料としても活用する。

Gujarat 州の Hazira では、世界最大級の炭素繊維工場を段階的に建設する。アクリロニトリルを原料に年 2 万トンと世界最大級の生産能力を配備する。アクリロニトリルの生産は、2022 年から開始し、25 年までに炭素繊維プラントの第１フェーズを完成させる。炭素繊維事業は既存の複合材料事業と統合し、炭素繊維複合材料を生産する予定である。炭素繊維事業はモビリティーや再生可能エネルギーの分野で求められる軽量部材の材料として需要の急増が見込まれ、O2C 事業の数十年にわたる成長エンジンになると期待される。今回の投資計画には、すでに公表している PET ボトルのリサイクル能力を 50 億本と現状の 2 倍以上とすることも組み込まれている。

Reliance 社は New Energy & Materials ビジネス計画を発表した。インドの Jamnagar に Dhirubhai Ambani Green Energy Giga Complex（ソーラー・バッテリー・水電解でグリーン水素を製造し、燃料電池動力発電を行う）を開発するものである。同社の取り組みは、70 年のカーボンニュートラル達成に向けたインド政府の施策と重なる。太陽光発電や風力発電に適した広大な土地を持つインドは、再生可能エネルギーのポテンシャルが高く、すでに設置容量は世界第 4 位となっている。豊富な再生可能エネルギーを背景に、CO2 排出をともなわないグリーン水素を 30 年には、年間 500 万トン製造することを目指している。

Reliance 社は、元々製油所及び石油化学工場操業前から繊維を含む石油化学事業を行っており、製油所は国際競争力のある低コストで繊維原料を安定的に生産する装置として位置づけられて、二つの製油所が建設された。最初の製油所は Jamnagar A 製油所でインド最大の原油処理能力 660 千 BPD、世界最大レベルの FCC180 千 BPD 及びコーカー160 千 BPD、ナフサリフォーマー90 千 BPD、石油化学ではインド最大の BTX 製造装置 265 万トン/年を有しており、1999 年に操業開始された。

2 番目の製油所は Jamnagar B 製油所で A 製油所に隣接して建設された。B 製油所は原油処理能力 580 千 BPD、世界最大レベルの FCC200 千 BPD 及びコーカー160 千 BPD、ナフサリフォーマー85 千 BPD、水素化分解 50 千 BPD で、石油化学では BTX 製造装置 265 万トン/年を有しており、2009 年に操業開始された。

A 製油所と B 製油所は一体化運転/管理をされており、原油処理能力合計 1,240 千 BPD、BTX 製造合計 530 万トン/年と巨大な世界最大レベルの製油所及び石油化学工場である。Reliance 社は製油所と石油化学工場の統合を進め、Oil to Chemicals による供給チェーンの強化を狙ってきた。その中核技術が MCC 装置であり、Jamnagar 製油所では、更に石化製品得率をあげるために MCC 装置の導入検討を行っていた。Reliance 社は、この装置を「MCC＝FCC of future」と唱っている。

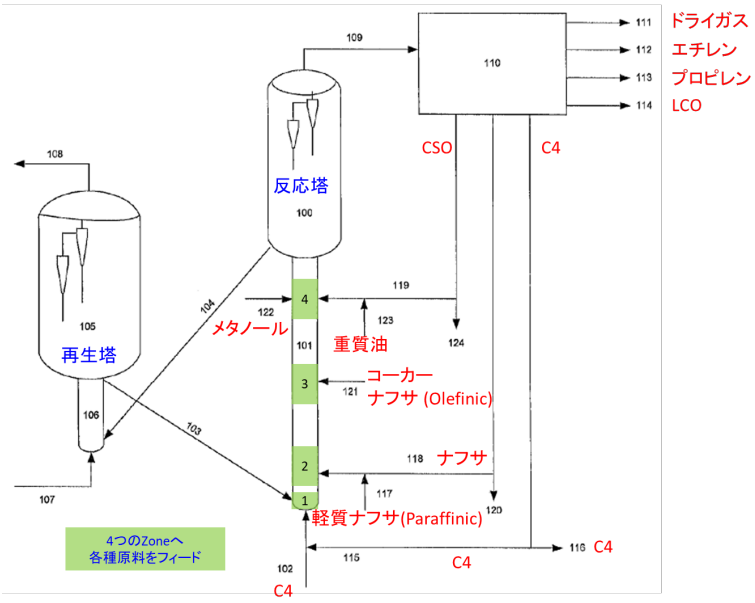
（３） MCC 装置の導入検討

Reliance 社の MCC（Multi-zone Catalytic Cracking）技術の内容についてその特徴及び進捗状況を述べ、OTC と呼称されている他の代表例、例えば、ExxonMobil Singapore、中国浙江石化、恒力石化、Aramco の Phase Ⅰ及びⅡ、などとの違いを比較する。

① Multi-zone Catalytic Cracking (MCC) の技術開発内容と期待効果、適用推定

図表 3.5.12 に、MCC 反応塔と再生塔周りのプロセスフローを示す。

図表 3.5.12　MCC 反応塔と再生塔周りのプロセスフロー



（出所）2019 年度 RING 報告書 5 章 2.2 項

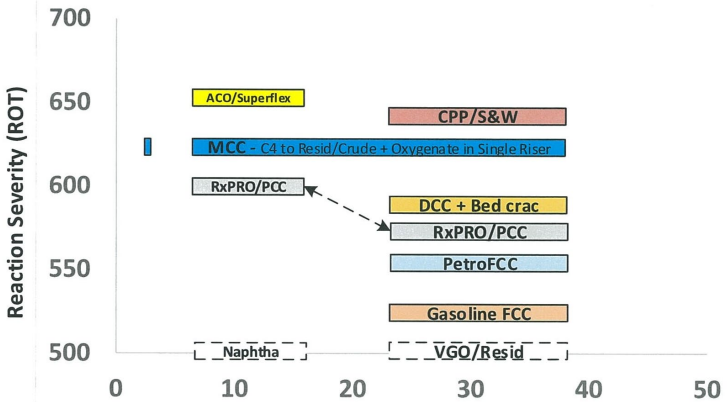
・1 ライザーでの多段反応ゾーン

基本的なプロセス構成は流動床接触分解装置(FCC)と同様であるが、原料を触媒と接触させて反応させるライザーを 4 つの Zone に分けて、各種原料油を反応に適した Zone にフィードするのが大きな特徴である。MCC で使用される触媒は、FCC 触媒と同様 Y 型ゼオライトと Reliance 社が独自に開発した ZSM-5 を組み合わせたものとなっている。図表 3.5.12 に、各 Zone の温度レベル、各 Zone に適した原料を示す。ー最も分解し難い C4 は、ライザーボトム付近の Zone-1 に、次に分解しにくいパラフィン分に富む直留ナフサは Zone-2 にフィードし、高苛酷度条件下で接触分解させる。比較的分解しやすい VGO や、オレフィン分に富むコーカーナフサなどは、より低温の Zone-3 にフィードする。更に、メタノールや、スラリー油(CSO)、Crude などの重質油は Zone-4 にフィードし、ヒートバランス調整に使用される。各 Zone 温度を厳密に管理するため、各種原料油は加熱炉などで適切な温度まで予熱される。

図表 3.5.12　MCC の各 Zone の温度レベル及び各 Zone にフィードされる原料油

Zone	Temp ^{0}C	WHSV, /hr	Severity
4	570 – 600	150 – 200	Low
3	600 – 640	100 – 150	Moderate
2	630 – 650	50 – 100	High
1	640 – 680	1 – 10	Super high

Zone	Feed	Rationale	Severity	Feed Crackability
4	Methanol, DME	Light Olefins+ heat balance	L	H
	CSO, Crude, DAO, LR & VR	Light Olefins + heat balance		
3	VGO, Olefinic naphtha	Easy to crack		
2	Recycle naphtha, Lt SRN, Lt & Hv Condensate/Tight oil	Paraffinic naphtha		
1	C_4	Difficult to crack	H	L



（出所）Reliance Industries, 20th International Conference Indian Petrochem 2018

各種原料油を各 Zone にフィードし生成した反応生成物は、下流蒸留系に送られる。製品の中で C4 LPG、軽質ナフサ留分は、製品として需要がない場合は、Zone-1、2 にリサイクルすることで、エチレン、プロピレンに転化される。ナフサ留分は芳香族分に富むと考えられるので、溶剤抽出装置にて付加価値の高い芳香族成分(BTX)を分離した後にライザーにリサイクルした方が反応上望ましい。C4 やナフサなどの軽質原料の接触分解では、反応によりコークの生成が少なく、反応塔と再生塔間の熱バランスを維持できない場合がある。このため、スラリー油(Clarified Slurry Oil:CSO)リサイクル、原油などの重質原料を Zone-4 にフィードして、コークを生成させる。あるいは、発熱反応で容易に分解する。メタノールなどの含酸素化合物が利用可能であれば、原料として組み合わせることで反応塔と再生塔間の熱バランスを取ることもできる。

・触媒

超安定型 Y 型ゼオライト USY などの大細孔ゼオライトと ZSM-5 などの中細孔ゼオライトの添加物の組み合わせである。組み合わせ比率は、大細孔ゼオライト：中細孔ゼオライト＝5～60wt%：0～35wt%。通常の FCC 触媒の添加物と比較して、Reliance の ZSM5 添加剤は、軽質オレフィン（プロピレン＋エチレン）のより高い収率を得ることができる。さらに、金属を担持された ZSM-5 添加剤は、プロピレン収率は同等でさらにエチレン及び乾燥ガスの収率を低下させる。

・MCC の製品収率

図表 3.5.13 に、従来型高分解 RFCC、MCC、エチレン装置の製品収率比較を示す。MCC では、原料油として、軽質コーカーナフサ(LCN)、原油、脱硫常圧残渣油を使用したケースを示した。 MCC プロセスでは、従来型 RFCC と比べて、エチレン、プロピレン収率共に極めて高い。また、エチレン装置と比べると、特にプロピレンの収率が高いことが特徴となっている。MCC で DS AR を処理した場合の収率は、以下の考えで推定した。原料油が常圧残渣油相当の場合、軽質留分を多く含む原油と比べて重質となるため、オレフィン収率は Reliance 文献値程高くはならないと考える。MCC では、C4 をリサイクルしてエチレン、プロピレンを最大化する。したがって、C3、C4 LPG 製品収率は若干低くなると考える。LCO, CSO は難分解性であるが反応塔にリサイクルされるため、RFCC と比べてやや少なくした。コーク収率は高くなると考えた。

図表 3.5.13　MCC の製品収率(Wt%)

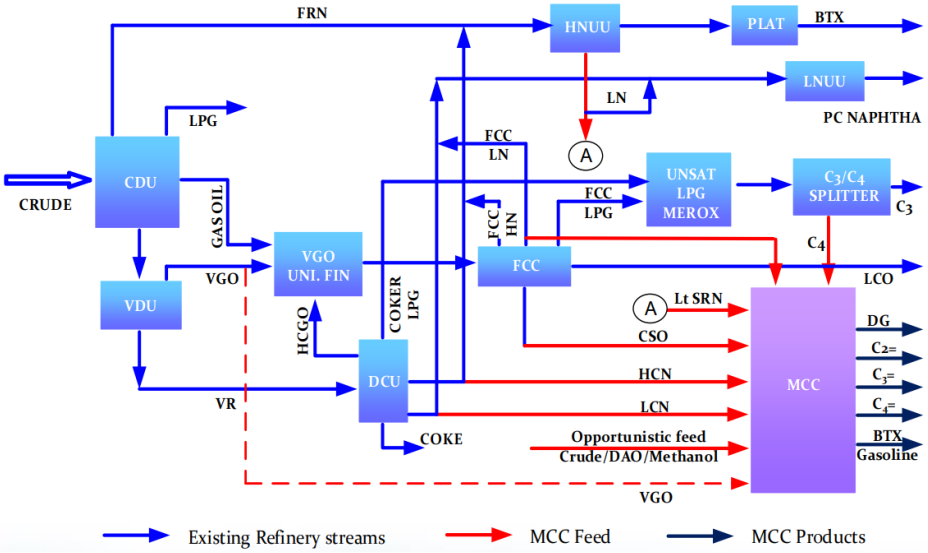
	従来型 RFCC	MCC			エチレン装置(Steam Cracker)
		推定値	Reliance 文献値		
Feed Type	DS AR	DS AR	原油	LCN	直留ナフサ
Fuel Gas (H2, C1, C2)	4.0	6.5			
C3, C4 LPG	16.0	13.0			
C2=	1.5	11.0	20.5	24.8	34.0
C3=	9.5	21.8	33.0	40.5	18.0
Gasoline	21.3	-			
BTX	14.2	18.0	11.5	18.5	12.7
LCO	17.0	12.3			
CLO (Slurry)	8.5	7.6			
Coke	8.0	9.8			

(出所) 2019 年度 RING 報告書 5 章 2.2 項は補正推定値、MCR 試算では Reliance 文献値採用

・製油所への MCC 導入の可能性

図表 3.5.14 に、Reliance 社が提案している既存製油所への MCC 導入した場合のフロースキームを示す。

図表 3.5.14　MCC と製油所統合スキーム例



（出所） Reliance 「Multi-zone Catalytic Cracking」20th International Conference Indian Petrochem-2018

MCC では、製油所で余剰となるあらゆる原料油を処理可能とされている。プロセス、使用触媒は FCC と本質的に変わらないので、重質油を原料とする場合、重金属、残留炭素などの不純物を適切に除去しないと、経済的ではない。したがって、Reliance 社が報告しているような原油を直接 MCC にフィードするケースは、限られた原油種のみで成り立つものと考えられる。製油所で C4、軽質ナフサなどが余剰となる場合は、MCC でより付加価値の高いエチレン、プロピレン、BTX に転化できる。これら軽質原料油は不純物を多く含まないが、一方で、コーク生成が制限され装置の熱バランスをとることが困難となる。その熱バランスを補うために、重質原料油をフィードすることで、最適な運転条件、製品得率を実現できる。

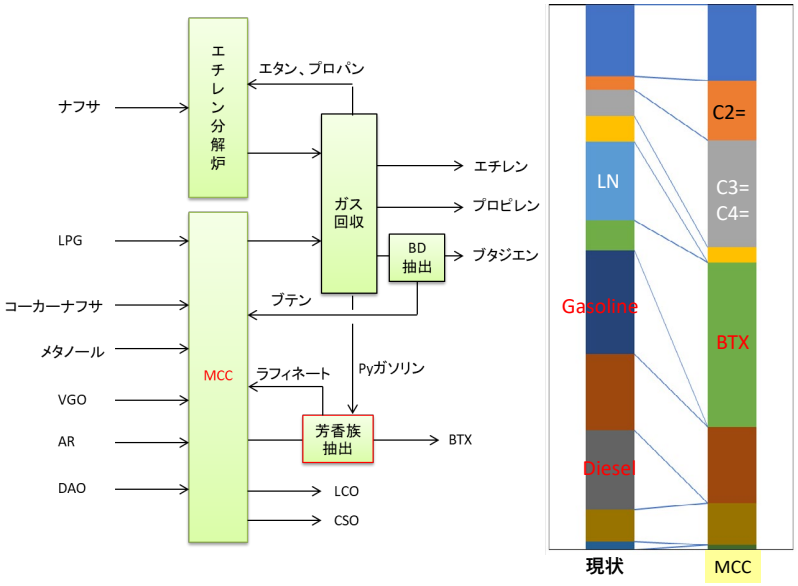
このように、MCC プロセスは、C4、ナフサなどの軽質原料と重質原料を適切な比率で組み合わせて処理することで、その利点を最大限発揮できるプロセスであると言える。特に、低硫黄 DSAR、VGO は、IMO 規制後のバンカー燃料希釈剤として当分活用されても、ガソリンの需要低下で余剰になる可能性が高いので、(R) FCC は、フル稼働しない場合もある。いろいろな原料をチャージして、例えば、輸入メタノール、シェール由来 LPG など、この装置で、インバランスを解消させていく方向にこの装置の使い道がある。

・エチレン装置と MCC の併設でシナジー効果

エチレン装置への MCC 装置導入は、図表 3.5.15 に示すように、エチレン装置との併用により、以下の利点を最大化できると考えられる。MCC プロセスでは、エチレン、プロピレン共に増産できるが、エチレン装置と比べると、プロピレンをより高収率で得ることができる。エチレン装置では、パラフィンに富む直留ナフサが原料として適しているが、MCC では、オレフィンに富むコーカーナフサ、ブテンなどの方が容易に分解しやすいことが特

徴となっている。したがって、エチレン装置と併設することで、エチレンとプロピレンバランスを調整し、副生物のリサイクルスキームを最適化できる可能性がある。

図表 3.5.15　MCC とエチレン装置の併設例



（出所）2019 年度 RING 報告書 5 章 2.2 項

② MCC の開発段階状況

図表 3.5.16 に、Reliance のスクリーニングテスト用 ACE (Advanced Cracking Evaluation テスト機と MCC 用パイロットプラントを示す。

図表 3.5.16　Evaluation テスト機

MCC 用パイロットプラント

(出所)Reliance Industries, 20th International Conference Indian Petrochem 2018

・原料油及び触媒のスクリーニングテスト

ACE（Advanced Cracking Evaluation）のスクリーニングテスト機を使用して、原油および触媒を評価した。評価数は 350 を超える。

・Jamnagar でのパイロットプラントテスト

Jamnagar の研究開発棟内に建設された 2BPD 通油量のパイロットテストが建設され、テストが 100 回以上実施された。Jamnagar 製油所の実機 FCC のパフォーマンスを高精度で再現する結果が得られ、当該パイロットテスト機の正当性、妥当性は高いことが確認された。複数の原料（最大 3 種類の同時投入）でテストされた。また、各 MCC ゾーンの動作変数を最適化した。

③　触媒開発

触媒は原料油、運転条件そして目標とする製品によりカスタマイズされた。

④　MCC の応用例

Reliance Industries、20th International Conference Indian Petrochem 2018 の発表資料に MCC の応用例が紹介されている。石油精製及び石油化学プラントいずれへの応用が可能である。

⑤　今後の予定

デモプラントでの MCC の商用化検討を行う。FCC でのコーカーナフサ処理による実証テスト実施し、MCC によって予測された結果を反映して、制約条件を修正する。

（4）　Jamnagar 製油所への MCC 商用装置を導入できた場合の石油製品量変化試算例

Jamnagar 製油所に、MCC の商用装置が導入された場合の石油製品・石油化学製品生産量を試算した。本試算では、MCC の各原料の製品収率(Wt%) は Reliance 文献値を適用している。実際の分解率は低下する可能性が高いので、RING 試算（2019 年度 RING 報告書 5 章 2.2 項）では、Reliance 文献値を補正した推定得率で、瀬戸内地区及び千葉地区導入のシミュレーションを RING の瀬戸内及び千葉地域 LP モデルで実施した。結果の詳細は、2019 年度 RING 報告書 5 章 2.2 を参照されたい。各装置の構成を、図表 3.5.17 に示す(Jamnagar 製油所導入をベース)

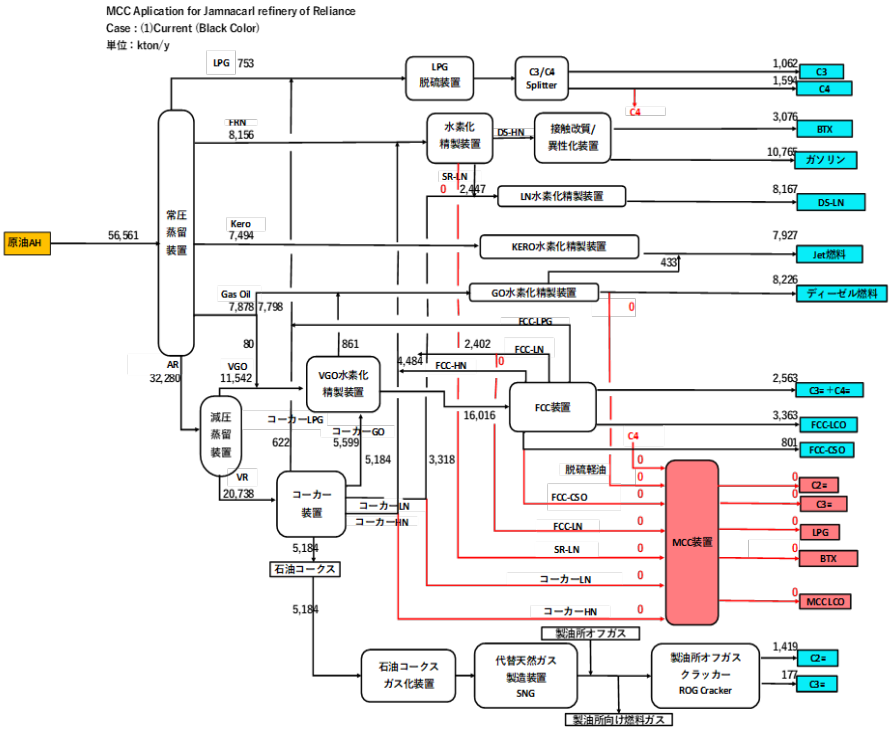
①　現状ケース

現状ケースでは、最近稼働した石油コークスガス化装置からの Syngas の ROG Cracker での処理も含む。

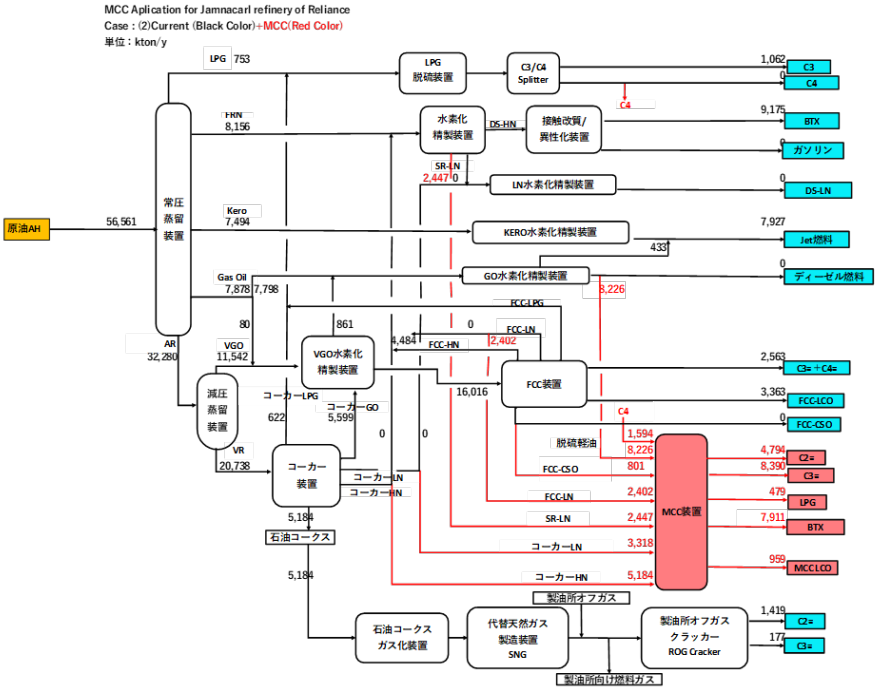
②　現状＋MCC 付与ケース

Reliance 社の Jamnagar 製油所の現状ケースに MCC 装置を付与したケースのプロダクト量の試算値を示す（図表 3.5.16 参照)。コーカー装置、FCC 装置などの 7 種プロダクト（コーカーLN、コーカーHN、FCC サイクルスラリーオイル CSO、FCC 軽質ナフサ LFG、直留軽質ナフサ SR－LN、C4、脱硫軽油 DSGO）の全量が、MCC 装置に通油された場合を示す。また、Jamnagar 製油所では、石化関連品を最大限製造するという方針のもと、重質ナフサ留分はすべて BTX に転換するとして試算した。

図表 3.5.17　Reliance 社 Jamnagar 製油所の生産バランス（現状ケース）



図表 3.5.18　Reliance 社 Jamnagar 製油所の現状＋MCC 付与の生産バランス



（出所）MCR、2022 年 12 月

・Jamnagar 製油所に MCC を導入した場合の試算結果

図表 3.5.19 に、Reliance 社の Jamnagar 製油所の（1）現状ケースと、（2）現状＋MCC 付与ケース試算の生産量変化（重量比較及び容量比較）を示す。

図表 3.5.19　Reliance 社 Jamnagar 製油所の 2 ケースの比較(AH 原油 1,100 千 BPD 通油)

Comparison with MCC　　Prod量(千ton/y)

Prod名	(1)Current	(2)Current +MCC	(2)－(1)
水素,燃料ガス	7,421	7,861	
C2=　①	1,419	6,214	4,794
C3=+C4=　①	2,740	11,130	8,390
LPG(C3+C4)	2,656	1,542	-1,114
DS-LN　②	8,167	0	-8,167
BTX　①	3,076	17,086	14,010
ガソリン	10,765	0	-10,765
Jet燃料	7,927	7,927	0
ｼﾞｰｾﾞﾙ燃料(DSGO)	8,226	0	-8,226
LCO	3,363	4,322	959
FCC CSO	801	0	-801
石油ｺｰｸｽ(ｺｰｸｽ含)	0	479	479
Total	56,561	56,561	0
対ﾁｬｰｼﾞ 得率wt%	100.0	100.0	0
石化品 千ton/y[1)]	7,235	34,430	27,195
石化品得率wt%[2)]	13	61	48
石化関連 千ton/y[3)]	15,402	34,430	19,027
石化関連得率wt%[4)]	27	61	34

1)石化品 千ton/y＝①合計量
2)石化品得率wt%=①合計量/常圧蒸留装置原油通油量×100
3)石化関連 千ton/y=①合計量＋②
4)石化関連得率wt%=(①合計量＋②)/常圧蒸留装置原油通油量×100

Comparison with MCC　　Prod量(千BPSD)

Prod名	(1)Current	(2)Current +MCC	(2)－(1)
水素,燃料ガス	-	-	-
C2=　①	43	188	145
C3=+C4=　①	77	312	235
LPG(C3+C4)	78	45	-33
DS-LN　②	208	0	-208
BTX　①	61	342	280
ガソリン	251	0	-251
Jet燃料	175	175	0
ジーゼル燃料	173	0	-173
FCC LCO	69	89	20
FCC CSO	15	0	-15
石油ｺｰｸｽ(ｺｰｸｽ含)	0	6	6
Total	1,150	1,157	7
対ﾁｬｰｼﾞ 液収率vol%	104.6	105.2	0.6
石化品 千BPD[1)]	181	842	661
石化品得率vol%[2)]	16	77	60
石化関連 千BPD[3)]	390	842	452
石化関連得率vol%[4)]	35	77	41

1)石化品 千BPD＝①合計量
2)石化品得率%=①合計量/常圧蒸留装置原油通油量×100
3)石化関連 千BPD=①合計量＋②
4)石化関連得率%=(①合計量＋②)/常圧蒸留装置原油通油量×100

（出所）MRC、2022 年 12 月

現状ケースに MCC 装置が付与される(2)ケースでは、エチレン、プロピレン、ブタジエン、BTX 量が増えて軽質ナフサ、ディーゼル燃料、CSO が減少する。(2) のケースは、現状に比べて石化原料のプロダクトが増えて高付加価値を生み出す。石化品（エチレン C2=、プロピレン C3=、ブタジエン=、BTX）及び石化関連（石化品＋DS-LN）のプロダクトに関して比較した。なお、DS-LN 脱硫軽質ナフサは、クラッカーの原料油として位置づけて石化関連プロダクトとした。

現状ケースの石化品量 7,235 千 ton/y(181 千 BPD)及び対原油通油量の石化品得率 13wt%（16vol%）に対して、(2) 現状＋MCC 付与では、石化品 34,430 千 t/y（842 千 BPD）の 27,195 千 ton/y（661 千 BPD）増で、対原油通油量の得率が 48wt%（60vol%）増加して、61wt%（77vol%）と非常に高いレベルとなる。実際は、ガソリン、DS-LN 及びディーゼル燃料の需要があるので、重質ナフサがすべて BTX に変換され、またはすべての MCC 装置向けの 7 種類の原料全量が MCC に通油されるとは限らないが、全量 BTX 変換及び全量 MCC 通油された場合は、61wt%（77vol%）となる。

石化関連得率で比較した場合は、(1) 現状ケースのプロダクトの DS-LN は石化関連品としてカウントされるので、石化関連品 15,402 千 ton/y（390 千 BPD）及び対原油通油量の石化品得率 27wt%（35vol%）となる。これは、日本の製油所平均の 24vol%に比べて高い。(2)現状＋MCC 付与の石化関連品では、DS-LN が 0 千 BPD であるので、石化品量と同量で、

(1)現状ケースに比べて石化関連品 34,430 千 t/y（842 千 BPD）の 19,027 千 t/y（452 千 BPD）増で対原油通油量の得率 61wt%（77vol%）で 34wt%（41vol%）増加する。

図表 3.5.20 に、世界の現時点の石油精製における石化シフト率を示す。本試算は、RING による補正とほぼ一致する。

図表 3.5.20　石油精製における化学品製品得率の比較

調査対象製油所	TOP能力(万BD)	石化率(wt%)	出所
2016年平均製油所	–	8	IHS Markit
日本製油所平均	351	試算 13	2022年度RING石精LPモデル試算(LN、L/O、S含む)
(日本代表製油所)	20	15	2018年度実績(LN、L/O、S含む)
ラービグ製油所	40	17	IHS Markit
ニソン製油所(RFCC高分解)	20 LGO水素化分解なし	最大 22/17 *3	RING試算 *3 LN除き
大連恒力集団製油所	40 RFCCなし PDHあり	最大 42*1、43～*2	IHS Markit*1、RING試算*2
浙江石化(RFCC+LGOHYC)	40 RFCC+HYC (LGO/VGO)	最大 41～47	RING試算
ジャムナガール製油所(MCC後)	124	開発中 63*2(現16*1)	Reliance社発表*1、試算*2
サウジアラムコ(COCT後)	–	開発中 72	IHS Markit

（出所）2019 年度 RING 報告書

（５） COTC プロジェクト事例まとめ

図表 3.5.21 に、COTC プロジェクト事例を一覧表で示す。Crude Oil to Chemical（COTC）には原油を直接分解する Direct COTC と、石精・石化インテグレーションの発展形で原油から燃料油ではなく化学品製造を目的とした Integrated COTC がある。Direct COTC は ExxonMobil シンガポール及び Aramco phaseⅡ(TC2C™ 及び CC2C™)があり、Integrated COTC は中国（恒力石化、浙江石化 phaseⅠ、盛虹石化）とブルネイ（恒逸石化(Brunei)phaseⅠ）のパラキシレンの製造を目的とした Crude Oil to PX（para-Xylene）及び Aramco phaseⅠと Reliance Jamnagar がある。稼働中のプラントは ExxonMobil シンガポールと中国の恒力石化、浙江石化 phaseⅠ、phaseⅡ、ブルネイの恒逸石化(Brunei)phaseⅠである。ExxonMobil シンガポールの COTC は Steam Cracker を工夫することにより原油を直接分解するシステムを構成している。

中国及びブルネイの Crude Oil to PX（para-Xylene)では石油精製における常圧（減圧）蒸留塔より留出される Kerosene、Gasoil など（及び残油）の燃料油原料を水素化分解することで芳香族原料の重質ナフサに転換することでパラキシレンの生産増を図っている。

Aramco PhaseⅠは既存の技術を用いた Integrated COTC であり、残油を RFCC で水素化分解することで CCR 及び Steam Cracker の原料を製造し Steam Cracker は多様な原料(LPG、ナフサ、Gasoil）に対応する Mixed Feed Cracking を用いることで原油からのオレフィン及び芳香族の製造を志向している。Aramco PhaseⅡ(TC2C™ 及び CC2C™)は開発段階であり、原油を直接水素化分解することで Steam Cracker の原料を製造し Steam Cracker は多様な原料（LPG、ナフサ、Gasoil）に対応することで主に原油からのオレフィン製造を志向

している。CC2C™では残油水素化分解に HSFCC 技術を織り込むことでプロピレンの収率向上を目指している。

Reliance 社 Jamnagar 製油所の COTC は開発段階であり、Multi-zone Catalytic Cracking（MCC）技術により接触分解でオレフィン及び芳香族の製造を図っている。特に通常接触分解では製造比率の低いエチレンの比率が高いことが大きな特徴である。原油処理量が他のプロセスに比し多いが、得られる石化製品のエチレン以外のプロピレン、ブテン、及び BTX などの得率も他の COTC に比べて高い。なお、一覧表の各石油化学製品の製造能力は Reliance のアナウンス情報に基づく、推算値を示す。

図表 3.5.21　世界の COTC プロジェクト事例

Plant	Crude Oil 万BD	Technology	石化製品製造	原油処理量 (MMTPA)	Refinery Capacity (MMTPA)	P-Xylene Capacity (MMTPA)	Benzene Capacity (MMTPA)	Ethylene Capacity (MMTPA)	Propylene Capacity (MMTPA)	Butadiene Capacity (MMTPA)	Est. Chemical conversion/ bbl of oil (%)	Investment ($bn)	Start Trial Operation
ExxonMobil Singapore		Direct COTC Crude Oil to Chemicals	Direct Steam Cracker	4.4	無	-	na	1	0.6	na	ca.60	na	Jan.2014
恒力石化	40	Integrated COTC Crude Oil to PX	石油精製 (燃料油減：HT→HC) ＋Steam Cracker	20	20	4.3	0.97	1.5	0.7	0.15	ca.39	11.4	Dec.2018
恒逸石化 (Brunei) phase Ⅰ	16	Integrated COTC Crude Oil to PX	石油精製 (燃料油減：HT→HC) ＋Steam Cracker	8	8	1.5	0.48	-	-	-	>40	3.45	Est. 2019
浙江石化 phase Ⅰ	40	Integrated COTC Crude Oil to PX	石油精製 (燃料油減：HT→HC) ＋Steam Cracker	20	20	4	1.5	1.4*	1.3	0.2	ca.45	12	2019/Q2
浙江石化 phase Ⅱ	40	Integrated COTC Crude Oil to PX	石油精製 (燃料油減：HT→HC) ＋Steam Cracker	20	20	4.8	1.5	1.4*	1.3	0.2	ca.50	12	Est.2021
盛虹石化	32	Integrated COTC Crude Oil to PX	石油精製 (燃料油減：HT→HC) ＋Steam Cracker	16	16	2.8	0.2	1.1	0.55	0.15	ca.60	11	H2.2021
Aramco phase Ⅰ	40	Integrated COTC Crude Oil to Chemicals	石油精製 ＋Steam Cracker (Mixed feed Craker)	20	20	na	na	3	na	na	60-70	20	Est.2025 (中断)
Aramco phase Ⅱ	(40)	Direct COTC Crude Oil to Chemicals (TC2C™)	Hydrocracker ＋Steam Cracker (Mixed feed Craker)	20	無	na	na	na	na	na	<70	na	(2025)
	(40)	Direct COTC Crude Oil to Chemicals (CC2C™)	Hydrocracker +HS-FCC ＋Steam Cracker (Mixed feed Craker)	20	無	na	na	na	na	na	<70	na	(2025)
Reliance Jamnagar	110	Integrated COTC Crude Oil to Chemicals (MCC)	石油精製 +MCC ＋Steam Cracker (ROG Craker)	56	62	BTX 17.1		6.2	$C_3^=/C_4^=$ 11.1		<60	na	na

（出所）https://cdn.ihs.com/www/pdf/0519/COTCBrochurePEP.pdf およびその他資料より MCR が作成

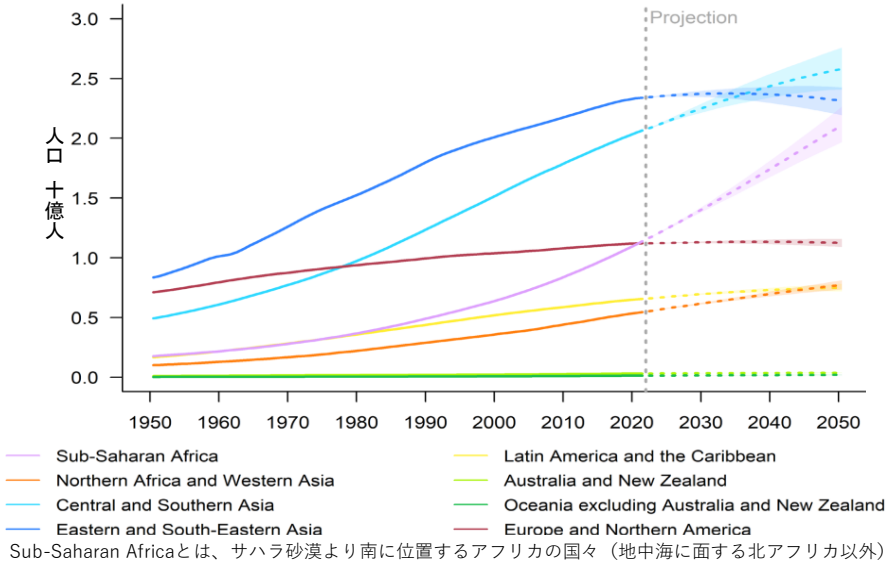
３．５．４　インドの「人口ボーナス他」と将来の発展性

人口増だけでなく、労働人口が多い「人口ボーナス他」の観点から、アジア圏における中国にとって代わるインドの将来性について示す。インドの将来性には「人口ボーナス」以外のいろいろな地政学的な要素を加味する必要もあり、従来からロシアとの関係はあるもの、米中（ロ）の覇権争いの中でのインドの市場は魅力的であるとの意見もある。このようなインドの労働人口、GDP、GDP per Capita、経済成長率の推移、個人消費の推移、国家政策（政治及び経済政策など）、宗教、国民の教育と民度、など多面的な要素を可能な限りの範囲で中国との比較において調査を行い、近い将来中国にとって代わりうるものになるかを含めて考察する。

（１）　インドの人口と労働人口の構成（中国及び世界との比較）

図表 3.5.21 に、世界における地域別人口の推移及び今後の予測を示す。

図表 3.5.21　世界における地域別人口の推移及び今後の予測

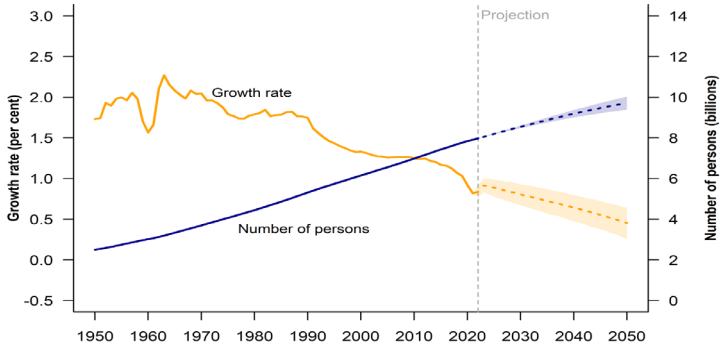


Sub-Saharan Africaとは、サハラ砂漠より南に位置するアフリカの国々（地中海に面する北アフリカ以外）

（出所）U.N.World population prospects 2022 Summary of Results

世界の人口及び人口増を牽引してきたのは、東南アジア及び中央及び南アジアのアジア圏である。しかしながら中国を主とすると東南アジア人口は 2022 年以降鈍化し、これに変わってインドを中心とする南アジア及びナイジェリアを中心とするサブサハラでの増加が顕在化してくると予想されている。但し、図表 3.5.23 に示すとおり、国連統計の予測では、世界の人口増加率は 2022 年以降 1%以下となり人口増加は鈍化するとの見方をしている。

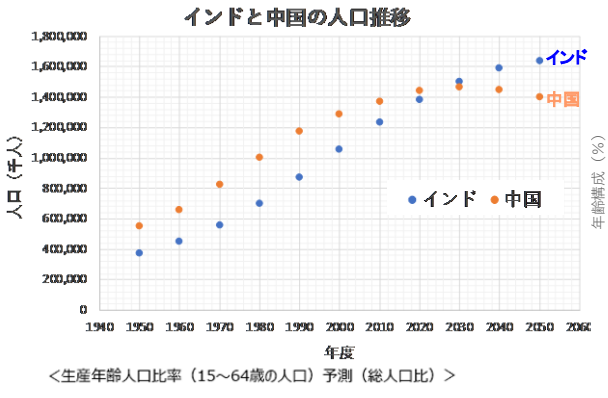
図表 3.5.23　世界の人口増加と増加率の推移及び予測

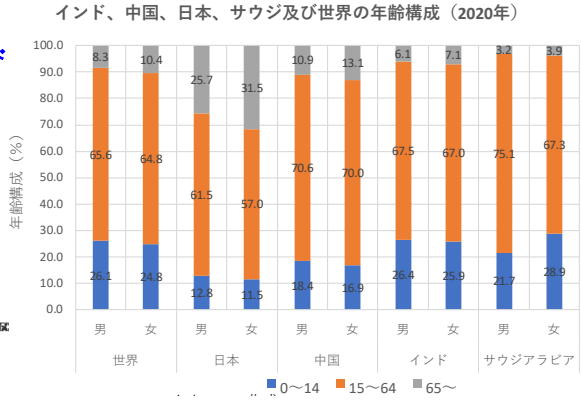


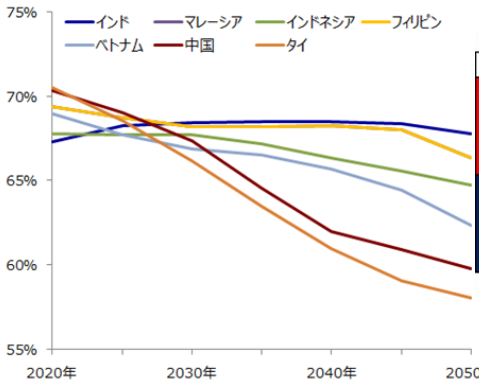
2022 年の総務省統計局によればインドの人口は約 13.80 億人、中国の人口約 14.39 億人であるが、今後中国は人口減少傾向になり、2023 年にはインドが中国を追い越し世界一になると言われている。これまでの中国の人口増加と急速な都市化は 2001 年の WTO への加盟もあって世界の経済成長を押し上げてきた。今後は、都市に移り住む人も高齢化し、経済を押し上げる力は弱まる。しかし、インドの人口も 2023 年頃には中国の人口を抜くとされているが、2063 年頃には 17 億人弱でピークを迎えるとされている。2063 年以降も人口増加が見込まれるのはアフリカくらいである。しかし、インドやアフリカは産業育成や雇用拡大が人口増加に追い付かない可能性もあり、人口増加だけから中国のような

世界経済の牽引役となるのは期待しにくい。

図表 3.5.23　インドの人口統計諸表







インドのGDP産業別構成比の推移

（%）

		1960	1970	1980	1990	2000	2010	2018
インド	農業	41.3	39.9	33.1	26.9	21.6	17.0	14.5
	鉱工業	20.9	21.8	25.4	27.4	27.3	30.7	27.0
	うち製造業	**14.8**	**14.5**	**16.8**	**16.6**	**15.9**	**17.0**	**15.0**
	サービス業	32.3	30.9	32.5	35.9	42.5	45.0	49.0
中国	農業	23.2	34.8	29.6	26.6	14.7	9.5	7.2
	鉱工業	44.4	40.3	48.1	41.0	45.5	46.4	40.7
	うち製造業		**33.3**	**39.9**	**32.3**	**31.8**	**31.5**	**29.4**
	サービス業	32.4	24.9	22.3	32.4	39.8	44.1	52.2

（注）1960年中国・うち製造業のデータなし。農業・鉱工業・サービス業を足して必ずしも100%とはならない。

（出所）世界の統計 2022 総務省、国際連合「World Population Prospects: The 2019 Revision」

経済成長を担う労働者人口（15～64 歳）の占める割合は、インドは 67.5%、中国が 70.6%となってインドは中国より低い値を示しているが 14 歳以下の若年層がインドは多く、これを入れると、インドは約 94%、中国は約 89%と今後働き盛りの労働構成は人口増加もさることながら、今後の労働者人口構成からみると、「人口ボーナス」が経済成長の重要な源泉であった。しかし、中国では、1979 年（～2016 年撤廃）から始まった一人っ子政策などにより、急速な少子高齢化が進んだことが労働者人口を減らし、好循環は幕を下ろそうとしている。このような意味ではインドは有望視される。（ちなみに 0～14 歳を含む 64 歳以下の世界平均の労働者人口は 81.7%、日本は 74.3%）インドでは労働者人口比率が高い「人口ボーナス」　の恩恵を受ける時期は 2040 年±10 年くらいがピークと推定される。「人口ボーナス」という観点からはこの間に飛躍的な経済成長を遂げ、グローバル経済の需要を生み出すことが、可能かどうかが鍵となる。

インドの GDP は 2000 年を過ぎたころから堅調な伸びを示している。日本の経済成長が現在のままであれば、早ければ 2025 年頃にはインドと同じレベルになり、それ以降は日本を追い抜きインドが世界第 3 位の経済大国となる可能性は大きい。他方、インドの一人当たりの GDP は 2000 年以降明らかな伸びは認められるが、そのレベルはアジアで成長の著しいといわれているベトナムとほぼ同じであり、2019 年度では中国の約 1/4 と低い。GDP の伸びが人口増加に対して凌駕するかどうかが鍵となる。インドの個人消費は 2000 年以

降飛躍的に伸び、経済成長と共に経済発展への好循環をもたらす可能性は十分にあるとみられる。

３．５．５　インドの国家政策（政治、経済、税制：法人税優遇策など）

（１）　インドの政治体制と外交の基本姿勢

1950 年 1 月にインド憲法が施行され、連邦共和制を採用した。憲法では、正義・自由・平等・友愛の 4 つの理念が掲げられ、カースト制度が禁止された。（カースト制：憲法上では禁止されているが、長い歴史があり実装社会では今も厳然として生きている。）三権分立制度を採用し、立法権は国会、行政権は内閣、司法権は裁判所に属している。中央と州の管轄事項は憲法に定められている。中央は、国防、外交、通信、通貨、関税、州は法と秩序、公衆衛生、教育、農林漁業などを専管事項としている。中央と州との共管事項としては、経済計画、社会保障、貿易、産業などがあり、中央と州で対立が生じる場合には中央の法律が優先される。

外交の基本姿勢は、インドは独立後の 1947 年より、非同盟・自主独立を外交政策の柱としてきた。冷戦期においても東西いずれの陣営にも加わらず、非同盟同士のパートナーシップ外交を展開してきた。しかし、高まる米ソ対立と中国及びパキスタンからの脅威を背景に、非同盟方針の転換を余儀なくされた。1970 年代以降は、1971 年 8 月の印ソ平和友好協力条約の締結を皮切りに、印ソ同盟を主軸とする外交政策へと変容していった。その後、1991 年の旧ソ連崩壊と同国の経済自由化政策を受け、アメリカやアジアを主眼に置く全方位外交を展開した。1992 年から「ルック・イースト政策」を積極的に推進し、東南アジアから東アジアへのプレゼンスの向上を目指すようになった。モディ政権成立後は経済成長重視の姿勢のもとで各国を訪問している一方、中国やパキスタンとの領土問題に対しては断固とした姿勢で臨んでいる。

（２）　インドの経済政策

2000 年度以降の直接投資流入の累計額（2000～2018 年度）を投資国別にみると、モーリシャス：32.0%、②シンガポール 19.8%、③日本 7.2%、④オランダ（6.5%）、⑤英国 6.4%、⑥アメリカ 6.1%、の順となっている。2017 年 3 月末まではモーリシャスからの投資に税制面で優遇を付与してきたこともあり、全体の約 3 割を占めている。

（注）モーリシャス：マダガスカル島東部に位置する島国、面積：2040km2、人口：126.5 万人、(2018 年)

内需を拡大への対応（Make in India）のためにも外資導入は積極的であり、このために法人税に関して、2019 年以前は、25%又は 30%となっていたが 2019 年以降は 22%まで引き下げることを決定している。(但し、サーチャージ、目的税（セス）を含めた実効税率は 25.17%となる。この法人税の低減を受ける企業に対しては、会計上の利益の 18.5%が法人税額を上回る場合に課される最低代替税（MAT）も免除するとした。また、インド国内における特にインフラ整備には力を入れている。主要インフラ整備計画の内容は、(1) 2024 年までにインフラ整備に 100 兆ルピーを投入する。(2) 物流網の整備を促進する。(3) 高速鉄道計画（ダイヤモンド四角形プロプロジェクト)。(4) 2022 年までにすべて

の家庭に住宅を供給する。(5) 2022 年までにインド初の新幹線を開通させる（ムンバイ～アメダバード）などである。

（3） モディ政権による改革の進展

2014 年に就任したモディ首相は、「モディノミクス」と呼ばれる経済改革を進めており、これまで高額紙幣の廃止（汚職の防止）や、GST（物品・サービス税）の導入（複雑な税制度の一本化)、土地収用法の改正（土地開発にかかる手続きをスムーズにしインフラ投資の加速を促す）などの政策を実行し、インド経済をサポートしてきた。2019 年 5 月に行われた総選挙では、こうした取り組みが評価された結果、モディ首相が再選・政権が継続する結果となり、今後の改革の継続が期待される。

３．６ ベトナムのエネルギー事情と第 3 製油所建設計画

アジア圏の中でも経済成長の著しいベトナムは、2020 年及び 2021 年にはコロナの影響も受けて鈍化したが、経済成長率は 2000 年以降ほぼ 6%から 8%の高い成長率を保ち、2022 年度も 6%台をキープしそうである。ベトナムの一次エネルギー源は石炭が主流で約 51%、石油が続き 24%、そして天然ガスが 8%であり、化石原料が主体である。経済成長の伸びに比例して CO2 排出量も毎年増え続けており、カーボンニュートラルへの動きで、EV シフトによるガソリンなどの石油製品需要の低下が予想され、製油所・石化投資計画の見直しも出てきている。その一方で、長らく原油を輸出して石油製品を輸入していたベトナムは、2009 年にベトナム中部で Dung Quat 製油所（148 千 BPD）が稼働した。2017 年には日本の元売り出光興産が唯一「海外進出」を果たしたベトナム北部に、Nghi Son コンプレックス（200 千 BPD）を稼働させた。このような背景の中で、ベトナムの Le Van Thanh 副首相は、石油製品の自給率を向上する目的で、同国で 3 番目の製油所を新設すると表明した。新設する製油所の予定地は、ベトナム南部バリア＝ブンタウ省の沿岸都市 Vung Tau と報じられている。ウクライナ侵攻で欧米から禁輸制裁を受けているロシアは、従来からベトナムとのエネルギー面での関係も深い。カーボンニュートラル計画を進める中でのベトナムの今後の石油精製及び石油化学産業への展開について、隣接する巨大なシンガポール市場や中国余剰石油製品との競争、さらには今後のロシアとの関連性を勘案して、日本からの進出の是非を分析評価する。

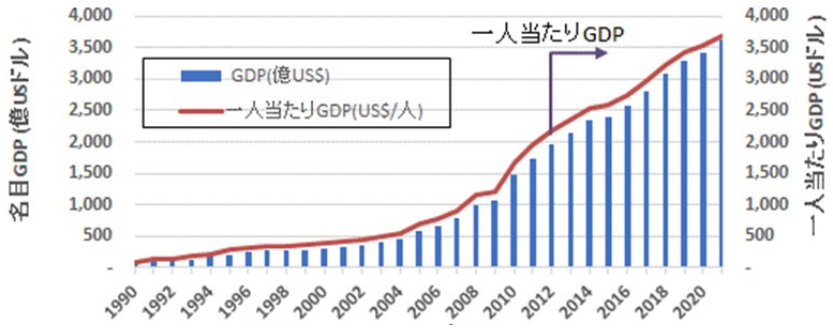
３．６．１ ベトナムの経済エネルギー及び石油事情

（1） 経済成長著しいベトナムのエネルギー事情

① GDP と一次エネルギーの推移

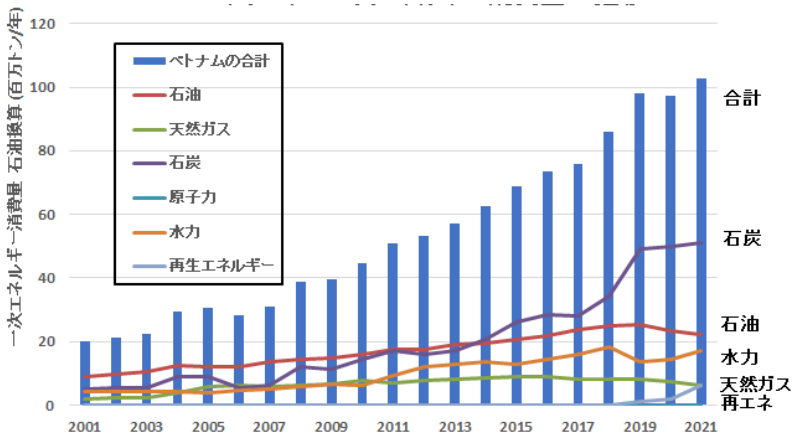
ベトナムの GDP 及び一人当たりの GDP は、堅調に上昇している。GDP は、2011 年の 1,726 億 US$/年から 2021 年の 3,626 億 US$/年と年に 11%の成長率であり、正に経済成長の国である（図表 3.6.1 参照)。2020 年はコロナ禍の影響で GDP の伸びが鈍化したが、2021 年は盛り返した。GDP の上昇につれ、一次エネルギーの消費量も増加している。石炭の伸びが大きく、石油、水力も漸増していたが、2021 年は化石燃料の上昇が穏やかになっている。再生可能エネルギーが増加している。2020 年の一次エネルギーの合計消費量は、コロナ禍の影響で前年に比べ下がったが、2021 年は上昇した（図表 3.6.2 参照)。

図表 3.6.1 ベトナムの名目 GDP と一人当たり GDP の推移（1990 年～2021 年）



（出所） 世界銀行データを基に MCR 作成

図表 3.6.2 ベトナムの一次エネルギー消費推移

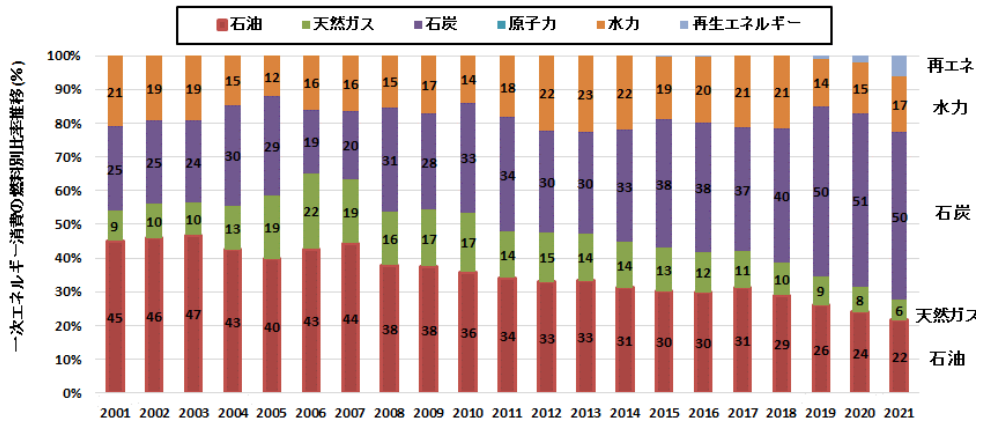


（出所）BP Statistical Review of World Energy 2022 を基に MCR 作成

② ベトナムの一次エネルギーの燃料別比率推移（2001 年～2021 年）

ベトナムの一次エネルギー消費では、石炭の比率が上がっていたが 2019 年から高止まりして、最近は、更に増加している。天然ガス及び石油の比率が下がっている一方、再生可能エネルギーは上昇しつつある（図表 3.6.3 参照）。

図表 3.6.3 ベトナムの一次エネルギー消費の燃料別比率推移（2001 年～2021 年）



（出所）BP Statistical Review of World Energy 2022 を基に MCR 作成

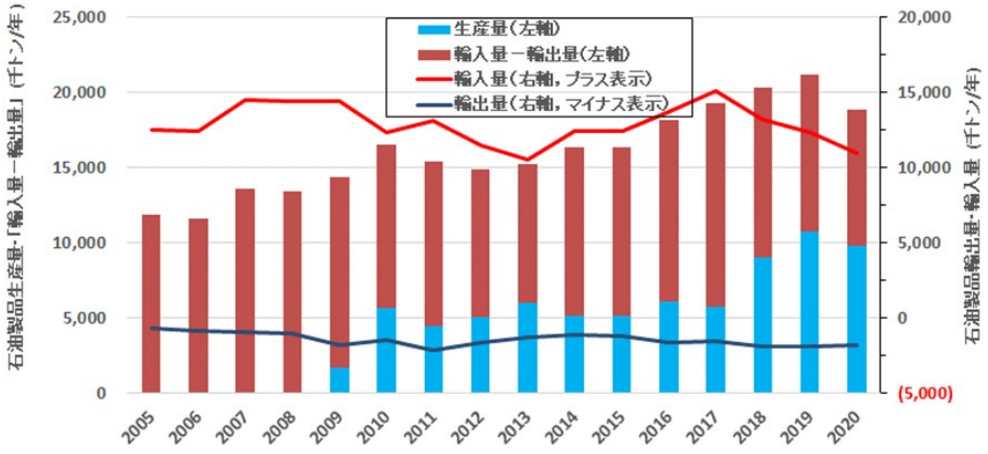
③　石油製品消費量推移

ベトナムの石油製品の合計消費量は堅調に増加している。ガソリンと軽油の伸びが大きい。ガソリンの比率が増え、重油の比率が下がっている。2021 年以降の合計消費量は、IEA の全世界石油需要予測（1%/年増加）を参考にして MCR の予測による。2030 年には、合計消費量は 2,300 万トン/年近くまで増加するが、ベトナムの経済発展からは、それ以上に伸びることが予想される。

④　石油製品の生産量と輸入量推移

石油製品の生産量と「輸入量－輸出量」の合計は、石油製品の消費量に相当する。ベトナムの石油製品の合計消費量は増加しているが、2010 年以降は国内生産量が増加したことから、「輸入量－輸出量」の増加は少ない（図表 3.6.4 参照）。

図表 3.6.4　ベトナムの石油製品の輸入量・輸出量・生産量推移（2005 年～2020 年）

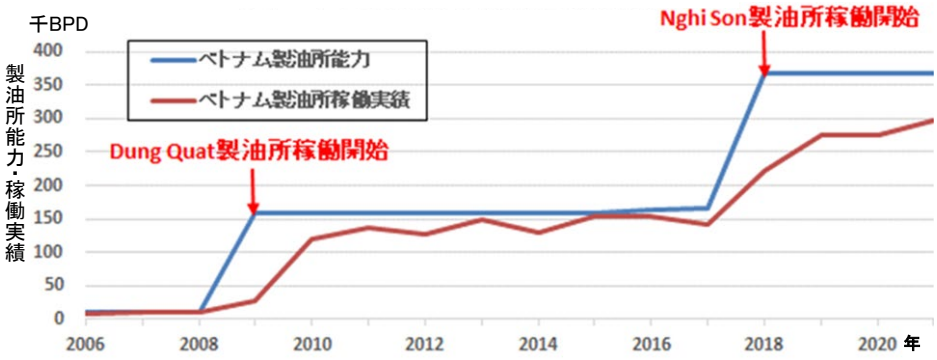


（出所）MCR、2022 年 12 月

⑤　ベトナムの製油所能力と稼働実績推移

ベトナム国内に 2009 年に 150 千 BPD の Dung Quat 製油所が稼働開始、2017 年に 200 千 BPD の Nghi Son 製油所が稼働開始して、生産量が増えてきている。2021 年のベトナム製油所の全体の稼働率は 81%で低くはない（図表 3.6.5 参照）。

図表 3.6.5　製油所能力と稼働実績推移

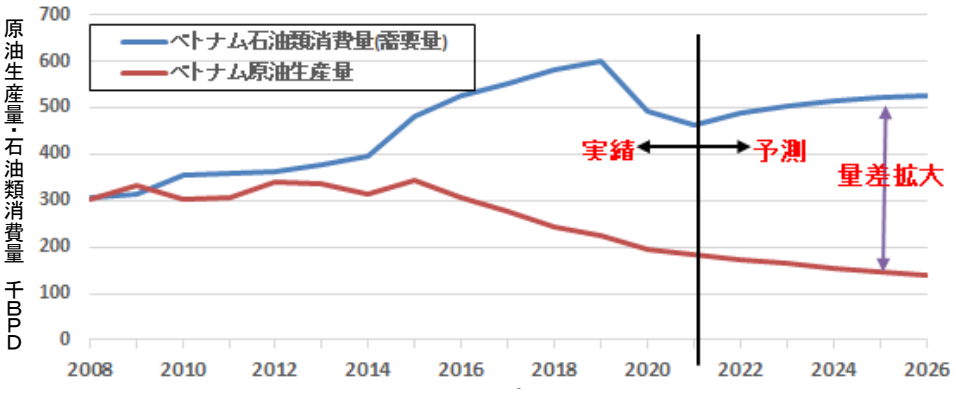


（出所）MCR、2022 年 12 月

⑥　今後の石油製品の製造と消費量の差

2015 年以降、原油生産量が縮小し一方石油類需要量が上昇して、量差が拡大している。今後、ベトナムは原油の輸入量を増やして国内で処理して石油製品を生産するか、石油製品の輸入量を増加するかの選択が迫られる（図表 3.6.6 参照）。2020 年のベトナムの原油確認埋蔵量は、44 億バレルで 2010 年以来変化がない。第 3 製油所の計画に合わせて、2022 年 3 月、Le Van Thanh 副首相は国産原油の増産目的で、石油資源探査を拡大する方針を表明した。なお、2022 年以降の需要量と原油生産量は、IEA の全世界石油需要予測を参考にして MCR にて予測した。

図表 3.6.6　ベトナムの原油生産・石油類消費の推移と予測



（出所）MCR、2022 年 12 月

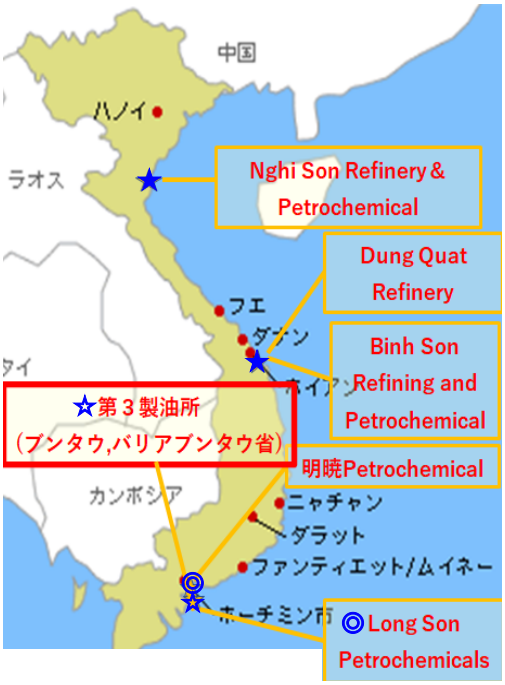
（２）　第 3 製油所の新設計画と既存 2 製油所の現状

ベトナム国内に、Dung Quat 製油所（150 千 BPD）と Nghi Son 製油所（200 千 BPD）が稼働中で、生産量が増えてきているとは言え、2 製油所で供給できるのは石油製品消費量の 60%ほどで 40%の石油製品を輸入している。今後の経済発展によりさらに石油製品の需要の高まりが予想され、石油製品の自給率が下がることが推定される。このことから、2022 年 3 月にベトナムの Le Van Thanh 副首相は、ベトナム南部のバリアブンタウ省の港湾都市ブンタウに、精製能力 1,000 万 m3/年(170 千 BPD)の製油所を建設する計画を発表した。そして、副首相は、国営石油会社ペトロベトナムに対し、製油所建設の投資計画

策定を指示した。

2022 年 8 月にペトロベトナムは、バリアブンタウ省の港湾都市ブンタウの Long Son Petroleum Industrial Park（図表 3.6.7）における新規製油所と石油化学プラントと、原油及び製品備蓄タンクのコンプレックスの建設(170-185 億ドル)をベトナム政府に提案した。原油処理能力は 2400 万～2600 万トン/年（48～520 千 BPD）で、工事は 2 期に分かれており、1 期工事の投資額は最大 135 億ドル、2 期工事は 50 億ドルを見込む。2023 年 1 月に基本方針の承認を取得、6-12 月に FS 実施、2024 年第 1 四半期に正式な承認を取得、EPC コントラクター選定後、2027 年 12 月までに完工する計画である。ガソリンの国内需要は 2020 年の 1,800 万トン/年が、2025 年には 2,500 万トン/年、2030 年には 3,300 万トン/年に増加するとペトロベトナムは予測しており、今後の国内の石油製品製造の自給率低下に第 3 製油所建設で対応する。ペトロベトナムは、石油製品や石油化学製品で国内需要全体の約 45%を占めるベトナム最大都市ホーチミンがある南部には今まで製油所がなく、北部、中部からの石油製品の輸送はコストがかかるので、製油所を南部で建設することは合理的と説明している。

図表 3.6.7　ベトナムの製油所及び石油化学の立地場所



（出所）MCR

① Dung Quat 製油所の増強計画

ベトナム中部クアンガイ省でズンクアット Dung Quat 製油所を運営するペトロベトナム傘下のビンソン製油・石油化学社（BSR）は、以前から能力の増強などが計画されている Dung Quat 製油所において、2022 年内を目途に、同 760 万トン/年(152 千 BPD)規模への増強計画に着手して 2025 年までの完成を目指し、投資金額は約 12 億ドルと見積り 60%をローンで賄う方針であることを 2022 年 4 月に報告した。また、BSR は、2022 年 6 月にロシアの国営石油企業ザルベジネフチ（Zarubezhneft）と国営ガスプロム傘下のガスプロ

ムネフチ（Gazpromneft）の幹部が同製油所を訪問して製油所の生産能力増強計画をめぐる協力の可能性を話し合ったことを報告した。一方、2022 年の Dung Quat 製油所の稼働率は 103%にしていたが、さらに燃料需要が上がることが予想され、Cao Tuan Si 副所長は、今後は稼働率を 109%に上げて可能なら 110%以上も考えていることを 2022 年 10 月に明らかにした。BSR は、中期経営戦略(2030 年)策定に当たり、Boston Consulting Group(BCG)をコンサルタントに起用することを決定した。BCG は、2022 年 4 月のキックオフミーティングにて、経営戦略策定のための計画書を BSR に報告した。BCG の主な認識と提案は、①Dung Quat 製油所は、ベトナムのエネルギー供給保障の強化の目的で、石油精製･石油化学事業の先駆者の役割を果たしてきた。②2050 年までに CO2 排出量をネットゼロの政府目標達成には、エネルギー変革が必要で BSR が今後も主導的な役割を担う。③Dung Quat 製油所をベトナム中部の製油所･石油化学センターに発展させる。④BCG は目的達成に「石油化学部門の拡充」、「再生可能エネルギーの生産」、「ハイテク技術」が重要と見ている。

BCG の報告を受けたペトロベトナムの Le Xuan Huyen 副社長は、①石油化学原料として、新規開発の Ca Voi Xanh(Blue Whale)天然ガス田で生産される天然ガスを原料対象に加えること、②Dung Quat 製油所の拡張･近代化プロジェクトでは、残渣油流動接触分解プラント(RFCC)で生産する石油化学製品の収率を引き上げる設備改造が必要などを BCG に伝えた。

② Nghi Son 製油所の現況

Nghi Son 製油所は、出光興産とクウェート国際石油が各 35.1%、ベトナム国営石油会社ペトロベトナムが 25.1%、三井化学が 4.7%を出資して 2008 年に事業会社が設立され、総事業費 90 億ドルを投資して 2013 年から製油所や付随する石油化学プラントの建設に着手して、2018 年末に商業生産を開始した。巨額の資金を賄ったのは邦銀を中心とした銀行グループによる融資で、政府系の国際協力銀行や 3 メガバンクなどが総額 50 億ドルのプロジェクトファイナンスをまとめ、日本関係がプロジェクトファイナンスの約 6 割を供与したとされている。しかし、2020 年初めから始まったコロナ禍で事業は急速に悪影響を受ける。行動制限や現地工場の停止・閉鎖などが相次ぎ、石油製品需要が低迷した結果、資金難に直面した。Nghi Son では原油の仕入れ代金などの運転資金を借入金返済に回さざるを得なくなった。そして、運転資金が不足して原油の調達ができず稼働率が低下するという悪循環に陥った。稼働率は 2022 年 1 月から徐々に低下して 2 月には 50%台にまで低下した。ベトナム政府が仲介する形で出資 4 社が短期資金支援を実施したことで、最近では稼働率が回復しつつある。

（3） ベトナム製油所増設/建設による石油製品生産と石油製品自給率の推移予測

図表 3.6.8 に調査結果を一覧にまとめた。

図表 3.6.8　ベトナムの製油所の増設・新設計画まとめ

製油所名	ズンクアット製油所	ニソン製油所	第3製油所	
場所	ベトナム中部 (クアンガイ省)	ベトナム北部 (タインホア省)	ベトナム南部 (バリアブンタウ省)	
計画概要	能力増強	当面の増設工事等なし	新設	
			Le Van Thanh副首相発表 (2022年3月)	ペトロベトナム発表 (2022年8月)
原油処理能力	650万トン/年(13万BD) ⇒760万トン/年(15.2万BD)	1,000万トン/年(20万BD)	1,000万m3/年(17万BD)	2,400万トン/年(48万BD) ～2,600トン/年(52万BD)
投資金額	12億US$	100億US$		1期:135億US$ 2期:50億US$ 1期+2期:185億US$
工事完工	2025年	2017年		2027年
備考		2022年財政問題で 稼働率低下(50～80%)		

（出所）ベトナム政府及びペトロベトナムより MCR 作成

①　第 3 製油所能力ケーススタディ

これに基づき、以下の前提条件及び 4 ケースで、ベトナム国内の製油所合計能力、石油製品生産量、石油製品消費量及び自給率（石油製品生産量／石油製品消費量）の 2020 年～2030 年の推移を予測した。

（試算前提条件）

・第 3 製油所の原油処理能力設定：

「ベトナム政府が発表した 170 千 BPD」と「ペトロベトナムが発表した 520 千 BPD」の 2 ケース

・石油製品の消費量の推移予測：

「ペトロベトナムが報告した増加が大きい」条件と、「IEA が発表した世界石油製品需要予測を基にした増加が小さい」条件の 2 ケース

・製油所の稼働率は 90%を適正稼働とする

・製油所の増設/建設完了の 1 年後に商業生産開始とする

・TOP 能力増強ケース設定：

以下の 4 ケースでケーススタディ（図表 3.6.9 参照）

・ケース 1：第 3 製油所能力 520 千 BPD，石油製品消費量の増加大
・ケース 2：第 3 製油所能力 170 千 BPD，石油製品消費量の増加大
・ケース 3：第 3 製油所能力 520 千 BPD，石油製品消費量の増加小
・ケース 4：第 3 製油所能力 170 千 BPD，石油製品消費量の増加小

・試算結果と考察

今後、ベトナムで経済成長が伸びて、ペトロベトナムが予測する石油製品消費量の増加が

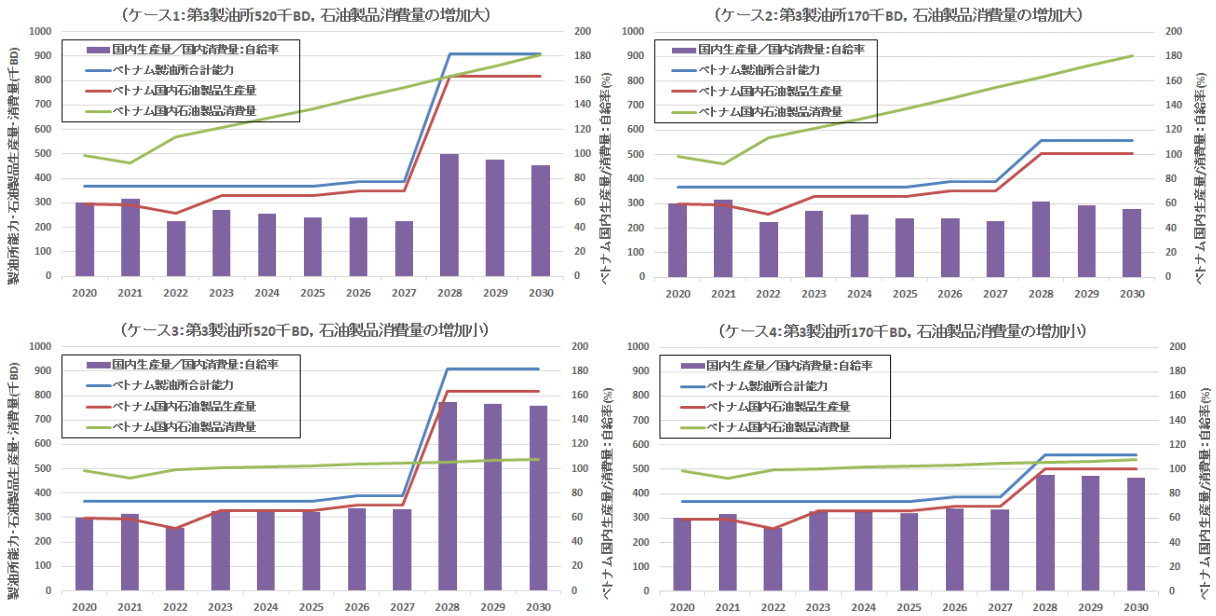
大きい場合は、ケース 1 の第 3 製油所の原油処理能力を 520 千 BPD に大きくしないと、自給率が 100%近くにならない。ケース 2 の第 3 製油所能力が 170 千 BPD では 2030 年に 60%以下になる。一方、石油製品消費量の伸びが世界平均で増加が小さい場合は、第 3 製油所の 520 千 BPD では 2030 年の自給率は 150%であり明らかに過剰設備である。消費量の伸びが小さい場合は、第 3 製油所能力が 170 千 BPD であると 2030 年の自給率は 90%でバランスが取れている。

ベトナムは発展する国であり、経済成長が世界平均並みに低いことはないと思うが、ペトロベトナムが考える 2020 年から 2030 年で消費量が約 2 倍、言い換えれば GDP が約 2 倍で GDP の成長率が年に 10%近くということも今の世界情勢からは容易ではない。また、環境規制、CO2 排出量削減が強まるなか、電気自動車（EV）の普及などでガソリン需要は今後伸び悩む可能性を否定できず、供給過剰への懸念は十分にある。多額の資金調達も課題である。

よって、ケース 3 の第 3 製油所の原油処理量を 520 千 BPD と計画した場合は、供給過剰となる可能性がある。その場合、ベトナム国内で消費できない石油製品を海外に輸出することもあり得る。最新鋭の製油所であれば運転効率に優れ、シンガポールなどの周囲の製油所よりも安価な生産コストが期待できるので、製品輸出の競争力はある。

ケース 2 では、経済成長で石油製品消費量の増加が大きくなった場合に対応できないが、EV 普及によりガソリン消費の伸びが少ないこともあり、第 3 製油所は一気に 520 千 BPD を建設するのではなく、段階的に増設をするのも良いかと思われる。

図表 3.6.9　ベトナムの製油所能力・石油製品生産量・消費量・自給率の推移予測



（出所）ベトナム政府，ペトロベトナム発表、BP 及び IEA データより MCR 作成

３．６．２　ベトナムにおけるグリーン事業政策

（１）　ベトナムにおけるグリーン政策の進展

ベトナム政府は 2012 年にグリーン成長戦略を定め、今後の行動計画を提示した。更に、国際的な枠組みへの参加に向けて、2015 年 9 月には気候変動へのベトナムの努力目標をまとめた約束草案（INDC：Intended Nationally Determined Contribution）を作り、同年 12 月の気候変動枠組み条約第 21 回締約国会議（COP21）でのパリ協定の採択、及びベトナムの 2016 年の協定署名を経て、INDC はベトナムの「国が決定する貢献」（NDC：Nationally Determined Contribution）として制定された。

NDC(図表 3.6.10)では、気候変動対策の不実施と比べて、2030 年までの温室効果ガスを国内の自助努力で 8%削減するとの目標を設定した。併せて、2 国間クレジット制度（JCM）を含む国際支援を加えた削減目標を 25%に定めた。NDC は 5 年ごとの見直しが必要で、ベトナムは 2020 年 7 月に NDC を改定した。改定 NDC(図表(6)-①.15)では、温室効果ガスの削減目標を上方修正して、2030 年までに国内の自助努力で 9%削減する目標を定めた。これは、8,390 万トンの温室効果ガス削減に相当する。国際援助を加えると、削減率は 27%で、2 億 5,080 万トンの削減を目標とする。

図表 3.6.10　ベトナムの NDC 改訂前後の温室効果ガス削減目標比較

項目	国内努力		国際支援を含む	
	削減率 %	削減量 100万トンCO2相当	削減率 %	削減量 100万トンCO2相当
NDC(2015年9月決定)	8.0	62.7	25.0	198.2
改定NDC(2020年7月決定)	9.0	83.9	27.0	250.8
改定での削減増加(上方修正)	1.0	21.2	2.0	52.6

NDC:Nationally Determined Contribution(国の決定した貢献事項)

（出所）ベトナムの改訂 NDC に基づき MCR 作成

① ベトナムにおけるグリーン政策の進展－ベトナム共産党の政治局決議 55 号の発出

温室効果ガス削減のためにベトナムで開発が増大しているのが、再生可能エネルギーである。ベトナム政府は 2017 年から固定価格買い取り制度（FIT）を適用することで、国内外の投資家の関心を集めてきた。2020 年 2 月には、ベトナム共産党が政治局決議 55 号（55-NQ/TW）「2030 年までの国家エネルギー発展戦略と 2045 年までのビジョン」を発出し、再生可能エネルギーや温室効果ガス削減の目標値を定めた（図表 3.6.11 参照）。

図表 3.6.11　ベトナム共産党の政治局決議 55 号の環境関連目標

項目	2030年	2045年
一次エネルギー総供給量に対する 再生可能エネルギーの比率	約15～20%	約25～30%
エネルギー分野で排出される温室効果ガスの削減率 (通常の発展シナリオとの比較)	15%	20%

（出所）MCR

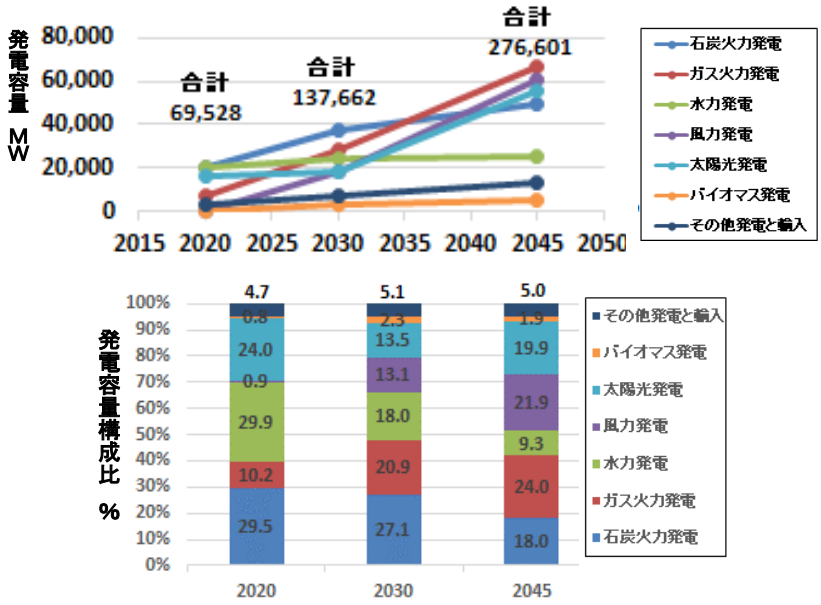
② ベトナムにおけるグリーン政策の進展－第 8 次国家電力マスタープラン(PDP8)第 8 草案

の作成（図表 3.6.12 参照）

温室効果ガスの削減に向けてベトナムで開発の勢いが増しているのが、再生可能エネルギーである。政治局決議 55 号を踏まえ、ベトナム商工省は現在、第 8 次国家電力マスタープラン（PDP8）の公布に向けて準備を進めている。2021 年 2 月に公表した PDP8 第 3 草案では、2030 年までに太陽光発電容量の増加を増やさず、その結果、構成比を 13.5%（2020 年は 24.0%）に減らす一方、風力発電容量を増やして構成比を 13.1%（同 0.9%）に上げ、バイオマス発電の構成比を 2.3%（同 0.8%）に増やし、総じて再生可能エネルギーを 30%近くまで高める計画を示している。更に、2045 年には再生可能エネルギーの割合を 40%以上まで高める計画である。PDP8 第 3 草案における 2030 年の発電容量は、直近の 2016 年に改定された第 7 次国家電力マスタープラン（改定 PDP7）と比べて、風力発電が約 3 倍、太陽光発電が 2 倍弱の値に設定されており、再生可能エネルギー増大の方針が強まっている。

一方、化石燃料の火力発電は、増大する電力需要のベース電力として位置づけられるが、石炭火力発電量の上昇をなるべく抑えて温室効果ガス排出の少ない天然ガス火力発電に移行する。なお、原子力発電は、ニントゥアン原子力発電所(2021 年完成目標)の PJ(パートナー：日本)が進んでいたが、ベトナム政府は財政難と住民の反対を理由に、ニントゥアン原子力発電所の建設計画の中止を 2016 年 11 月に決めた。当面の原子力発電はない模様であるが、PDP8 第 8 草案の原子力発電関連のシナリオによると、2035 年以降に建設し 2040 年に出力 1000MW、2045 年までに出力 5000MW に引き上げるとしている。

図表 3.6.12　ベトナムの PDP8 第 3 草案での電源別発電容量の基本シナリオ



（出所）ベトナム商工省の PDP 第 3 草案に基づき、MCR 作成

③　ベトナムのネットゼロエミッション

ベトナム政府は 2021 年 11 月開催の COP26 にて、2050 年までにネットゼロエミッションを表明した。今後、強力な再生化エネルギーの導入が必要である。

④　ベトナムにおける部門別の GHG 排出量削減目標（2022 年 1 月）

ベトナム政府は 2022 年 1 月 7 日付で政令 No.06/2022/ND-CP を発行し、GHG 排出削減及びオゾン層保護に関する方針を規定した。当該政令は 2020 年に改定された「国が決定する貢献（NDC:Nationally Determined Contribution)」に基づき、2030 年までの部門別の目標を定めている。エネルギー転換部門の削減目標が全体目標の 48%を占めて大きい。それに対して運輸部門は 7%と小さい。

ベトナム政府はエネルギー転換部門の GHG 排出量を削減するために再生可能エネルギーの太陽光と風力発電を増加する（図表 3.6.13 参照)。特に、風力発電の開発に注力する。一方、運輸部門は、電気自動車及び電気バイクなどで対応するが、具体的な対応の提示は少ない。対応例として、ハノイでは 2030 年までに電気バイクをバイク総数の 5%まで増やすとかニャチャンで 2025 年までに 200 台の電気バスを導入するかである。この程度では、ガソリン、軽油などの石油製品の需要は今後とも増加することが予想される。

図表 3.6.13　ベトナムの 2030 年までの各部門の GHG 排出削減量の目標(2022 年 1 月)

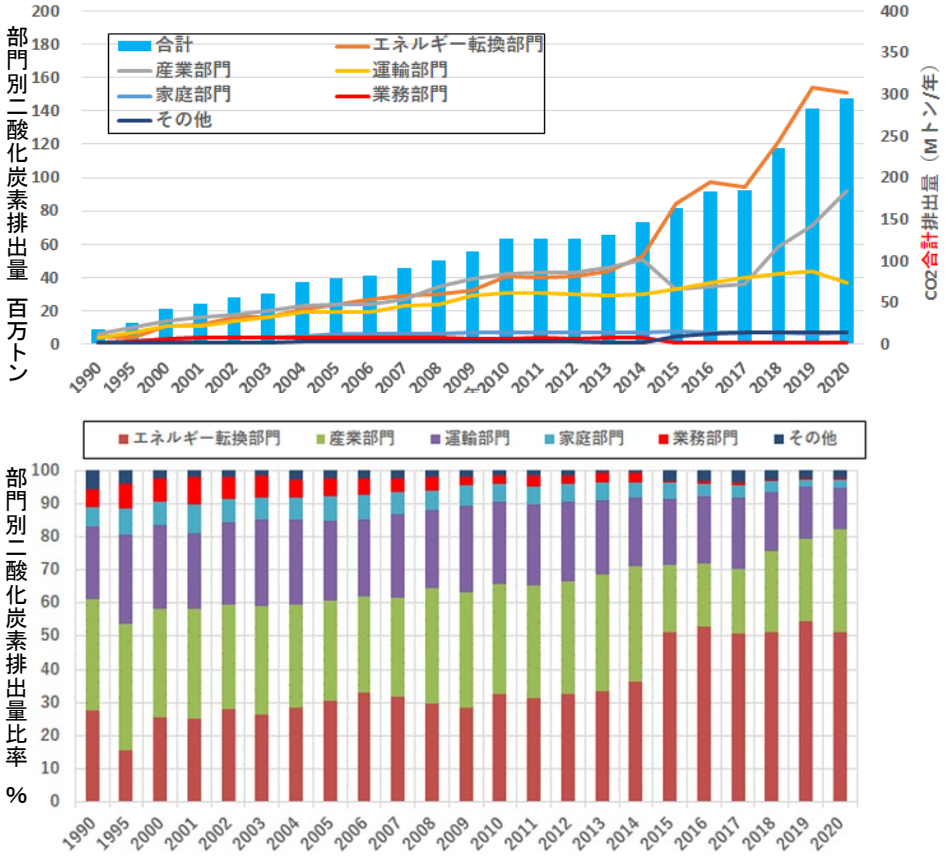
部門	管轄機関	2021年～2030年におけるGHG最低排出削減量の累積目標（百万ton:CO2換算）	全体削減量目標に対する各部門の比率(%)
エネルギー転換部門	商工省	268.5	48
運輸部門	交通運輸省	37.5	7
農林業部門	農業農村開発省	129.8	23
産業部門	建設省	74.3	13
環境部門	天然資源環境省	53.7	10
全体		563.8	100

（出所）MCR、2022 年 12 月

（2）　ベトナムの CO2 部門別排出量及び排出比率の推移

図表 3.6.14 に、ベトナムの CO2 部門別排出量推移(1990 年～2020 年)、と CO2 部門別排出量比率の推移（1990 年～2020 年）を示す。経済発展の続くベトナムでは、エネルギー転換部門、産業部門及び運輸部門の CO2 排出量の増加が見られる。特に、石炭利用の増加に伴いエネルギー転換部門での排出量の増加が顕著であるし、排出量比率でも 2016 年以降 50%を超えている。これらを踏まえると、ベトナム政府がエネルギー転換部門での CO2 排出量削減に重点を置くのが分かる。具体的には、太陽光発電、風力発電、天然ガス火力発電を増やし、石炭火力発電の増加を抑える政策である。一方、運輸部門の CO2 排出量の増加はエネルギー部門に比べれば大きくなく、また比率も年々下がってきており 2019 年は 15%と高くない。ベトナム政府は電気自動車を増やす方向の考えではあるが、当分はエンジン車が主流でありガソリン、軽油の需要量は増加すると思われる。

図表 3.6.14　ベトナムの CO2 部門別排出量と比率の推移(1990 年～2020 年)



（出所）MCR、2022 年 12 月

（3）　ペトロベトナムと JOGMEC の連携

エネルギー・金属鉱物資源機構 JOGMEC は、ベトナム国営石油会社のペトロベトナムとの間で締結中の協力覚書を 5 年間延長し、従来の石油・天然ガスに係る上流開発分野のみならず、2022 年 11 月 14 日に施行された改正 JOGMEC 法により支援が可能となる水素・アンモニア製造、CCS／CCUS 事業を対象とした共同事業機会を追究することに合意した。JOGMEC は、日本政府が主導するアジアゼロエミッション共同体構想やアジア・エネルギー・トランジション・イニシアティブ（AETI）などを踏まえ、日本のエネルギーセキュリティの向上と、ベトナムをはじめとするアジア地域における持続的な経済発展とカーボンニュートラルの実現に貢献している。

3．6．3　ベトナムの原油・石炭輸入と天然ガス輸出状況と今後

（1）　原油の輸入状況

ベトナムは、2018 年以前は国内に製油所がなかったので国内で生産した原油を輸出して石油製品を輸入した。2009 年に Dung Quat 製油所が稼働してからはベトナム原油を Dung Quat 製油所で処理し石油製品を生産して、需要に足りない石油製品を輸入した。2018 年に Nigh Son 製油所が稼働してからは、当該製油所にクウェート国際石油が 35.1%出資していることから、クェート原油を輸入して当該製油所で処理して石油製品を生産している。2019 年では、国内で生産される石油製品は国内消費量の約 60%で 40%を輸入してい

る。

定常的に輸入されているのは、Nigh Son 製油所で処理されるクウェート原油である。スポットでブルネイ、アメリカ、アゼルバイジャンなどからの原油が輸入されるが、量は少ない。原油価格のばらつきがあるが、クウェート原油及び平均価格は世界の相場である。ウクライナ侵攻後の輸入量はあまり変化がなく、定常的に輸入されているのはクウェート原油であるが、2022 年 2 月には同原油の輸入が無かった。Nghi Son 製油所の財政問題が関係している。当期間ではスポットでリビア、ガボン、アゼルバイジャンからの原油が輸入された。ウクライナ侵攻攻後に原油価格は上昇している。

当初の Dung Quat 製油所は、軽質のベトナム原油対応で建設されたが、現在は中質重質の原油も処理できるように改造された。更に、第 3 製油所が建設されて稼働すれば、中東系原油を初めとしてアメリカ原油の輸入が考えられる。そして、2022 年 6 月にロシアの国営石油会社ザルベジネフチ（Zarubezhneft）と国営ガスプロム傘下のガスプロムネフチ（Gazpromneft）の幹部が Dung Quat 製油所を訪問して製油所の生産能力増強計画の協力を話し合ったことから、今後ロシア原油が輸入される可能性がある。

（2） 石炭の輸入状況

ベトナムは、年々の石炭火力の増大により 2015 年に石炭の輸出がほとんど無くなり、石炭の輸入国となり、輸入量が年ごとに増加している。輸入量に関し、コロナ禍の影響で 2020 年は上昇が止まった。2021 年は 2020 年の半分に落ちているが、データ取りのタイミングによるものと思われ実際は 2020 年を超えると考える。

輸入先国の第 1 位はオーストラリア、第 2 位はインドネシア、第 3 位はロシアである。これら 3 国で輸入合計の 90%前後を占める。価格は世界の相場である。ウクライナ侵攻後の輸入量は増加しているが、ロシア炭の輸入は半分に減少した。ウクライナ侵攻後の石炭価格は 200 から 250US$/ton に上昇している。今後ベトナムにおいて石炭の消費は、カーボンニュートラル対応で石炭火力の利用が抑えられるので石炭輸入量の増加は少ないと思われる。但し、中印と同じく、安価であればロシア炭の輸入を増やす可能性はある。

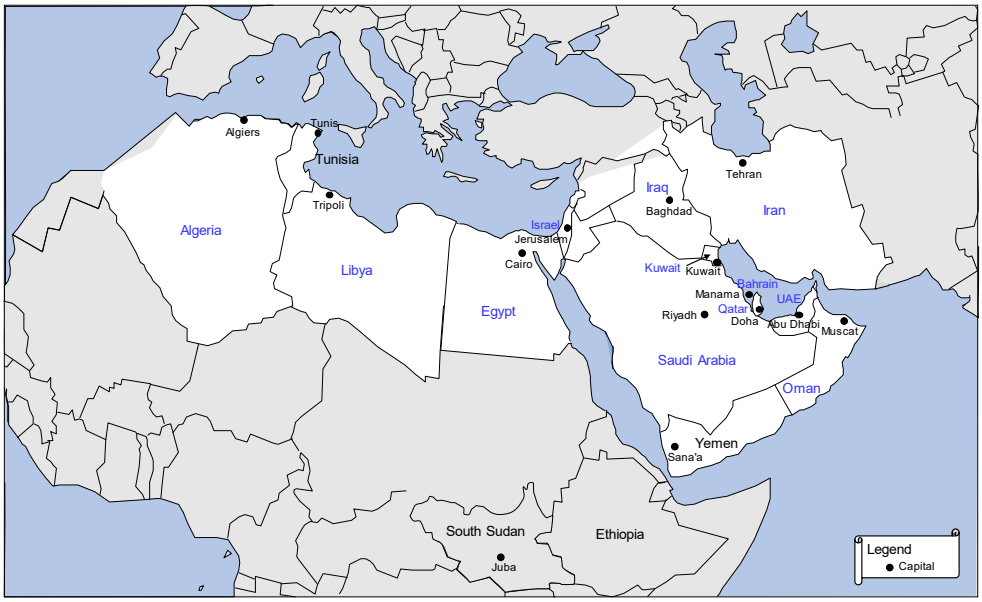
（3） ベトナムからの天然ガスの輸出状況

2016 年から 2019 年の生産量及び消費量の変化は少なく、その結果、輸出量も落ち着いていた。生産量（110 億 m3/年）の約 9 割の 100 億 m3/年が輸出された。今後、カーボンニュートラル対応で天然ガス火力発電が増えるので、天然ガスの消費量が増えることが考えられる。すぐには、輸出量が減ってベトナムは天然ガスの輸入国になることはないと考える。ベトナムの天然ガスの確認埋蔵量は 2021 年時点で約 6,000 億 m3 であるので可採年数は現時点では 55 年と短くはないが、今後、消費量が増えていくと天然ガス資源探査を増加することが必要かと思われる。

３．７ 中東諸国の脱石油資源化の流れと新エネルギー事業展開

GCC 以外の湾岸諸国として、イランに加え、MENA(Middle East & North Africa)地域を調査対象に含む（図表 3.7.1 参照)。

図表 3.7.1　調査対象の MENA 諸国



（出所）MCR

３．７．１　中東 GCC 諸国他の将来性、MENA 各国の基礎情報

中東諸国で、GCC（Cooperation Council for the Arab States of the Gulf、日本政府での呼称は湾岸協力理事会）とは、サウジアラビア、アラブ首長国連邦（UAE)、バーレン、オマーン、カタール、クウェートの 6 か国をさす。湾岸諸国とは、ペルシャ湾岸諸国で、GCC 諸国にイラク、イランを加えた国々からなるものを指す。MENA（Middle East and North Africa）とは、明確な定義はないが、ここでは湾岸諸国に加えて北アフリカ諸国として、特に地中海に面したエジプト、リビア、アルジェリア、及びイスラエルを指すこととする。

GCC は 6 か国で構成され、いずれもがアラブ人、アラビア語、イスラム教であり、主力産業は石油、天然ガスである。この中でもサウジアラビアは OPEC の盟主であり、産油国として最も影響力をもっている。湾岸諸国は GCC にイラク及びイランを加えたものである。イラクはアラビア人が主体であるがクルド人が 20%強占めている。イランはペルシャ人が主体であり、イスラム教シーア派が大多数を占める。いずれも主力産業は石油、天然ガスである。イランの天然ガスの確認埋蔵量はカタールを凌ぎ、MENA の中では最大である。

MENA では、北アフリカの 3 カ国とイスラエルを調査対象にした。これらの国々で共通した重要な点は、人口構成として若年層の比率が高く労働力が豊富なこと、また広大な砂漠があり、豊かな日照エネルギーによるグリーン水素の潜在生産能力の高い国があること、またロシアのウクライナ侵攻により欧州が大きな影響を受けたロシア産天然ガスの一部をパイプライン網で供給しうる能力を既に持っていることである。これにより、今後益々重要な位置づけになると想定される（図表 3.7.2)。

図表 3.7.2　MENA 各国の基礎情報

MENA	MENA											
湾岸諸国	湾岸諸国											
GCC	GCC											
国	サウジアラビア	UAE	カタール	クウェート	バーレン	オマーン	イラク	イラン	イスラエル	エジプト	リビア	アルジェリア
面積(Km2)	約215万	約8.36万	約1.14万	約1.78万	769.8	約31万	約44万	約165万	約2.2万	約100万	176万	238万
人口(万人)	3,427(2019年)	989（2020年）	280(2020年)	467(2020年)	148.4(2019年)	459(2022年)	約3,965(2021年)	8,399(2020年)	約950(2022年)	約1億233(2020年)	687(2020年)	4,390(2020)
首都	リヤド	アブダビ	ドーハ	クウェート	マナーマ市	マスカット	バグダッド	テヘラン	エルサレム	カイロ	トリポリ	アルジェ
政体	君主制	連邦制（7首長国）	首長制	首長制	立憲君主制	君主制	共和制	イスラム共和制	共和制	共和制	民主制	共和制
行政区画												
言語	アラビア語	アラビア語	アラビア語	アラビア語	アラビア語	アラビア語	アラビア語 クルド語	ペルシャ語、 トルコ語等	ヘブライ語	アラビア語	アラビア語	アラビア語、他
民族	アラブ人	アラブ人	アラブ人	アラブ人	アラブ人	アラブ人	アラブ人(70%)、 クルド人（20%）	ペルシャ人、他	ユダヤ人(約74%) アラブ人(約21%)	主にアラブ人	アラブ人	アラブ人(74%) 他ベルベル人
宗教	イスラム教	イスラム教	イスラム教	イスラム教	イスラム教	イスラム教	イスラム教、他	イスラム教 (主にシーア派)	ユダヤ教(約74%) イスラム教(約21%)	イスラム教、 キリスト教	イスラム教 （スンニ派）	イスラム教 （スンニ派）
GDP(US$)	7,015億	4,211億	1,692億(2021)	約1,060億	約345億('19年)	780億(2022年)	2,341億(2019年)	約1,872億(2021年)	約4,816億(2021年)	3,631億(2020年)	254.18億(2020年)	1,430億(2020年)
GDPper capita.(US$)	20,180	43,103	62,000(2021)	約24,812	約23,236('19年)	16,993(2022年)	5,955(2019年)	約2,203(2021年)	約51,430(2021年)	3,549(2020年)	4,850(2020年)	3,550(2020年)
経済成長率（%）	-4.1(2020年)	-0.25%(2019年)	1.9(2021)	-8.1%(2020年)	1.8%(2019年)	2.5%(2022年)		2.46(2021年)	8.1%(2021年)	3.6%(2020年)	-31.3%（2020年）	-5.5%(2020年)
失業率（%）	'8.2(2020年)	2.23%(2019年)		約1.3%(2020年)	4.0%(2019年)			10.04%(2021年)	3.5%(2022年)	7.9%(2020年)	19.4%（2020年）	15.3%(2020年)
石油確認埋蔵量(万bbl)	2,975億(2020/E)	978億(2020/E)	約252億	1,015億(2020/E)			1,450億(2020/E)	1,578億(2020/E)		31億(2020/E)	484億(2020/E)	122億(2020/E)
天然ガス確認埋蔵量(兆m3)	6.03	5.95	24.7	1.7	0.1	0.7	3.5	32.1	0.6兆m3	2.1兆m3	1.4兆m3	2.3兆m3
石炭確認埋蔵量												
輸出額（US$）	1,801億	3,064億	726億	約399億	82.3億	304.91億	約891億(2019年)	約152億(2020年)	約490億(2020年)	289.9億(2019年)	約183.8億(2017年)	238億(2020年)
輸入額(US$)	1,326億	2,264億	313億	約278億	132.6億	211.0億	約920億(2019年)	約214億(2020年)	約702億(2020年)	709.2億(2019年)	約113.6億(2017年)	344億(2020年)
貿易相手国（輸出）	中国、インド	インド、日本	日本、インド	中国、韓国	サウジ、UAE	UAE、サウジ、	中国、インド		欧州、北米	EU,アラブ諸国	イタリア、中国	イタリア、フランス
貿易相手国（輸入）	中国、UAE	中国、インド	米国、中国	中国、UAE	中国、豪州	UAE、中国	UAE、トルコ		欧州、アジア	EU,アラブ諸国	中国、トルコ	中国、フランス

３．７．２　中東の石油化学産業の進展、新エネルギー事業方針

国連は 2020 年に、「新型コロナウイルス（COVID-19）後の経済を活性化し、雇用を守るためのロードマップ（CRR)」を発表した。これによれば、ロードマップに不可欠な研究の優先順位は、国連の枠組みで特定された下記の 5 つの柱に沿ったものになる。

(1) 医療サービスとシステムの保護
(2) 社会的保護と基本サービスの確保
(3) 雇用、中小企業、非公式部門の労働者の保護
(4) マクロ経済への対応と多国間協力の支援
(5) 社会的結束とコミュニティのレジリエンスの強化

原油価格の上昇と需要増により、GCC 加盟諸国では石油化学産業の COVID-19 感染拡大からの回復が急速に進むと分析している。また低炭素化、再生可能資源の活用、R&D などの役割、重要性にも触れている。

石油価格の高騰と化学及び石油化学製品に対する世界的な需要により、GCC の石油化学産業は迅速かつ強力な回復に向けて順調に進んでいる。CRR に対する知識経済への移行と競争力強化への幅広い取り組みとして、研究開発を呼び込む動きは、化学及び石油化学分野における研究と付加価値のイノベーションを生む。また、持続可能な成長を推進するために、地域の石油化学製品の利害関係者が直面する課題、有害な温室効果ガスの排出を最小限に抑えるための広範な推進力の一部として再生可能エネルギー源が重要な役割を担い、緑の革命を生起する。また、イノベーションをビジネス戦略の中核に置くことにより、世界的な回復で、地域の化学及び石油化学企業に経済の多様化が進み、業界の回復力がさらに強化される。なお、下流の炭化水素産業が GCC の経済的多様化に重要な役割を担う。困難な環境下での持続的生産は、地域の利害関係者に将来の拡大のための確固たる基盤を提供している。

３．７．３　将来的にも発展性のあるMENA地域

これらの国々は、世界の石油・天然ガスの生産の中心地であり、北アフリカ諸国は湾岸諸国と共に、石油化学産業を今後の重要な産業の柱としている。また、ロシアのウクライナ侵攻による欧州の経済制裁への対抗措置として、ロシア産ガスの欧州への供給停止措置が続いている中、欧州への天然ガスパイプライン網が発達している。これらの地域では「アラブの春」と呼ばれる一連の民主化運動が2011年初頭から本格化し、この大変動によって、チュニジアやエジプト、リビアでは政権が交代し、その他の国でも政府が民主化デモ側の要求を受け入れることになった。「アラブの春」で民主化への大きな舵切りをしたことによって、MENA地域への国際支援も強化されてきた。

このような背景の中、MENA 地域では、一部の国々ではいまだにテロ組織による紛争が続いているものの、GCC加盟国を中心に原油やガス収入を基にして、着実に化学産業が成長している。また、将来の低炭素時代におけるグリーン水素の供給基地となりうるとも言われている。

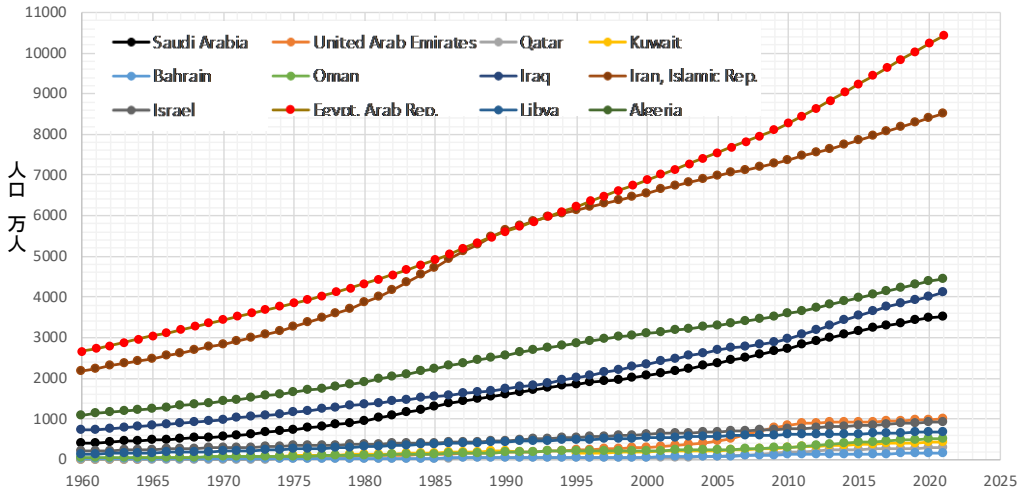
（１）　著しいMENAの人口増加推移

MENA地域は、全体として人口増加が著しい。2021年時点で約3億5千万人から、2000年時では約2億3千万人であり、ここ約10年間で1.52倍となった。国別では、エジプト＞イラン＞アルジェリア＞イラク＞サウジアラビアの順に多く、その増加は顕著である。エジプトの人口は1億人を超え、その増加率も際立っている。MENA諸国のうち、サウジアラビアなどのGCC諸国は、海外からの出稼ぎ労働者も人口統計に入っている。例えばサウジアラビアの2021年の人口は約3,200万人程度となっているが、純サウジアラビア人は約2,000万人程である（図表3.7.3参照）。

①　急激なGDP、GDP per Capita上昇

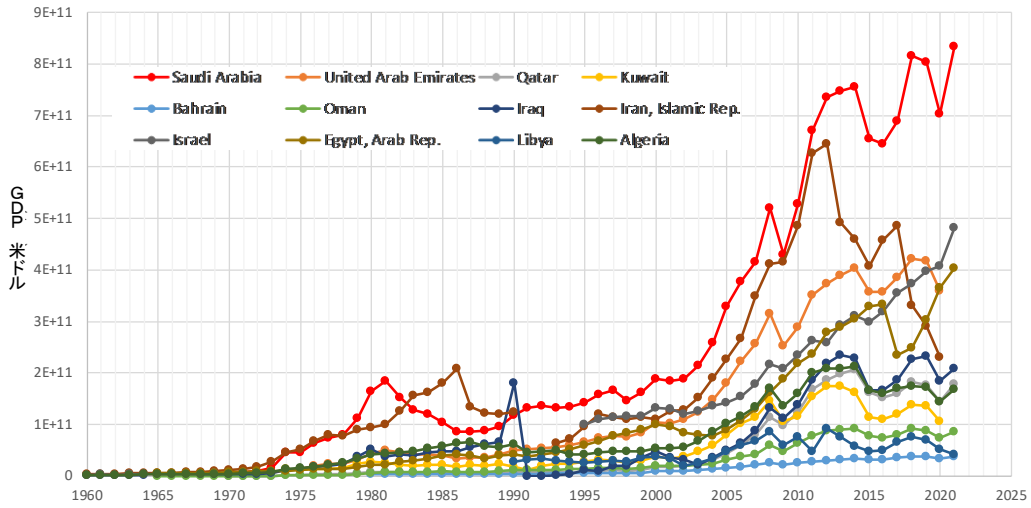
MENA諸国では、2000年頃より急激にGDP及びGDP per Capitaが上昇している。主たる原因は、2000年代に入り、湾岸諸国を中心に、2005年ごろから、大規模な石油化学プラントの第一次建設ラッシュが始まったことよる（図表3.7.4参照）。MENA諸国ではサウジアラビアの石油収入が圧倒的に多く、GCC 諸国の盟主でもあり、MENA 諸国の盟主でもある。しかしながら、一人当たりでみると、天然ガス資源を持つカタール、UAEの存在が目立つ。

図表 3.7.3　MENA 諸国の国別人口の推移



（出所）World Bank 2022,9 より MCR 作成

図表 3.7.4　MENA 諸国の GDP の推移

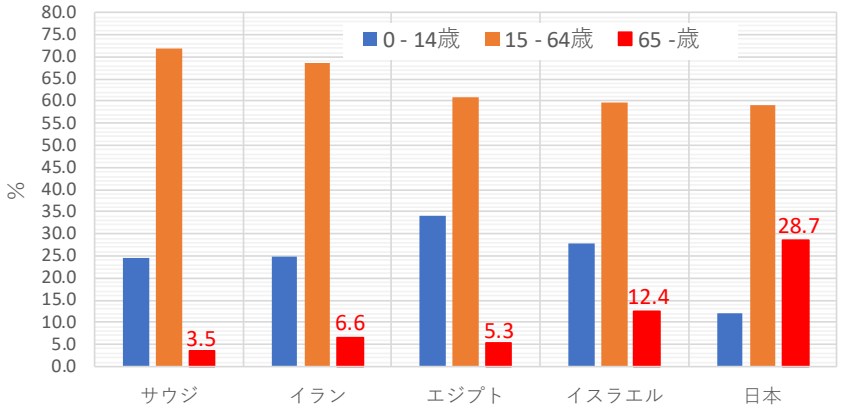


（出所）World Bank 2022,7 より MCR 作成

（２）　世界平均より高く推移する実質成長率と恵まれた生産年齢人口比（%）

MENA 諸国では、国により実質成長率の変化は年度によって乱高下するが、総じて世界平均より高く推移している国々が多い。今後のさらなる経済成長が見込まれる。今後の経済成長を担う重要な要素の一つに労働人口がある。MENA を代表してサウジアラビア、イラン、エジプト、イスラエルを選定し、比較対照として日本との 2020 年における人口構成比を示した（図表 3.7.5 参照）。

図表 3.7.5　MENA の代表国の労働人口構成（2020 年）



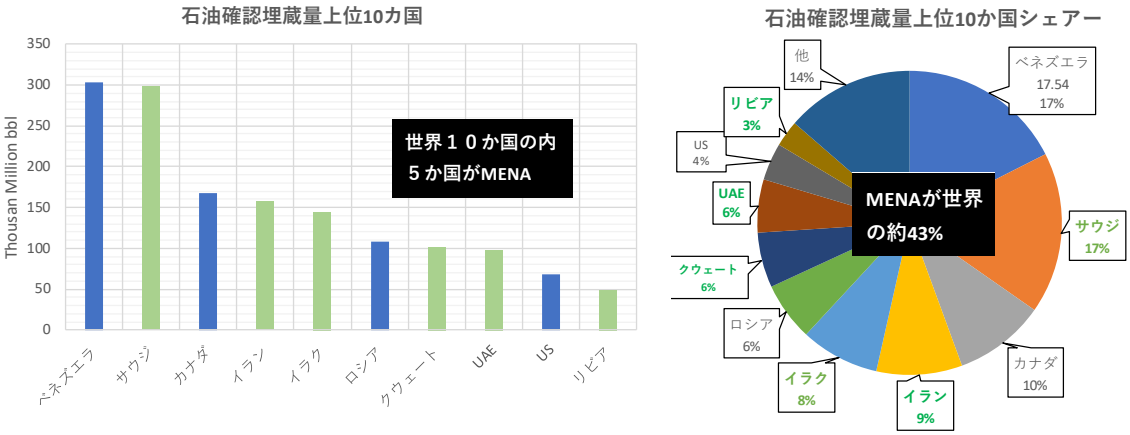
（出所）MCR

労働人口として重要な年齢は 15 歳から 64 歳とされている。0 歳から 14 歳は将来を担う労働人口構成として重要である。サウジアラビア、イラン、エジプトなどは、64 歳以下人口の比率が高く、生産年齢人口に恵まれた環境にある。日本では 65 歳以上人口は約 30%であり、MENA の人口労働構成とは顕著な差がある。今後、MENA 諸国は生産年齢人口としても有望である。

（3）　石油確認埋蔵量

サウジアラビアの石油埋蔵量は、ベネズエラに次いで世界第二位である。上位 10 か国中 5 か国までを MENA 諸国が占めている。またそのシェアは世界の約 43%を占め、世界屈指の石油資源保有国となっている（図表 3.7.6 参照）。

図表 3.7.6　MENA 諸国の石油埋蔵量とシェア

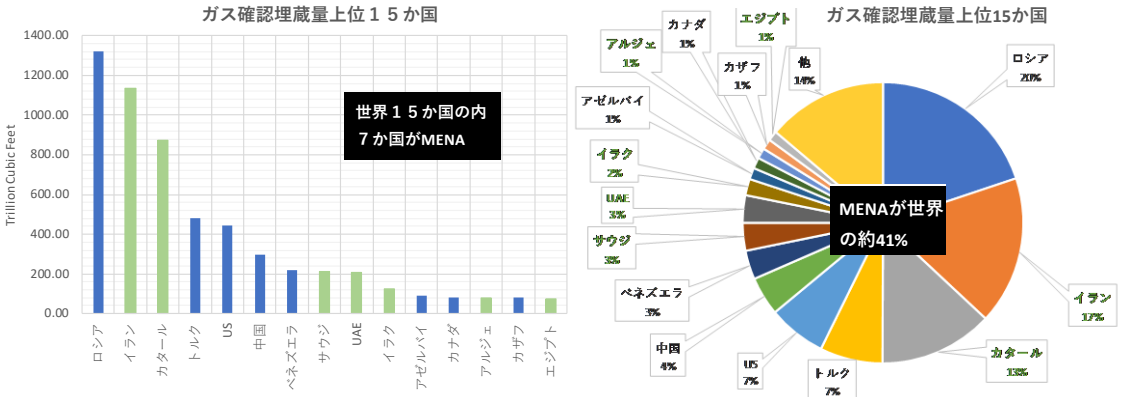


（出所）bp Statistical Review of World Energy June 2022 より MCR 作成

（4）　世界の天然ガス確認埋蔵量

世界の天然ガス確認埋蔵量上位 15 か国中の 7 か国が MENA 諸国に存在し、そのシェアも約 41%と高い（図表 3.7.7 参照）。

図表 3.7.7　MENA 諸国の天然ガス埋蔵量とシェア



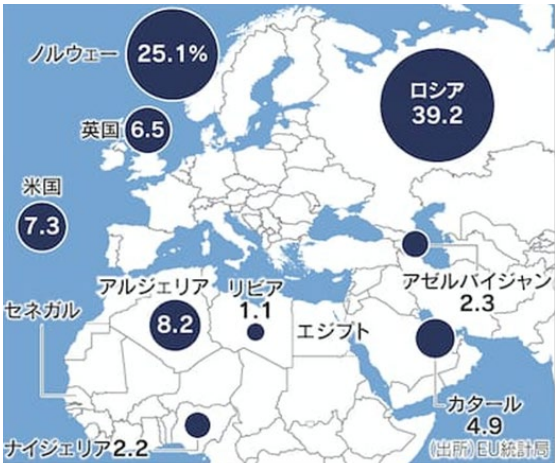
（出所）bp Statistical Review of World Energy June 2022 より MCR 作成

以上のように MENA 諸国には世界の石油・天然ガス資源の約半分が集約され、世界の化石エネルギー資源の宝庫となっている。

（５）　MENA 諸国から欧州への天然ガス供給ルートの拡大

EU 諸国は 2021 年時点で、天然ガス供給の約 40%をロシアに依存していたが、ロシアは日米欧の対ロシア経済制裁への対抗措置として、パイプラインによる EU 諸国への供給を大幅に削減している。図表 3.7.8 に、2021 年における EU 諸国への天然ガスの供給元を示す。

図表 3.7.8　2021 年に EU 諸国への天然ガスの供給元



（出所）EU 統計局

EU 諸国の中でも、特にドイツや中・東欧諸国は、これまで輸入天然ガスの 60%以上をロシアに依存していた。ロシアの天然ガス供給削減にあたって、急遽代替供給源として注目をされてきたのが、MENA 諸国、特に北アフリカ諸国であり、その中でもアルジェリアが、

アフリカ最大の天然ガス供給国である。

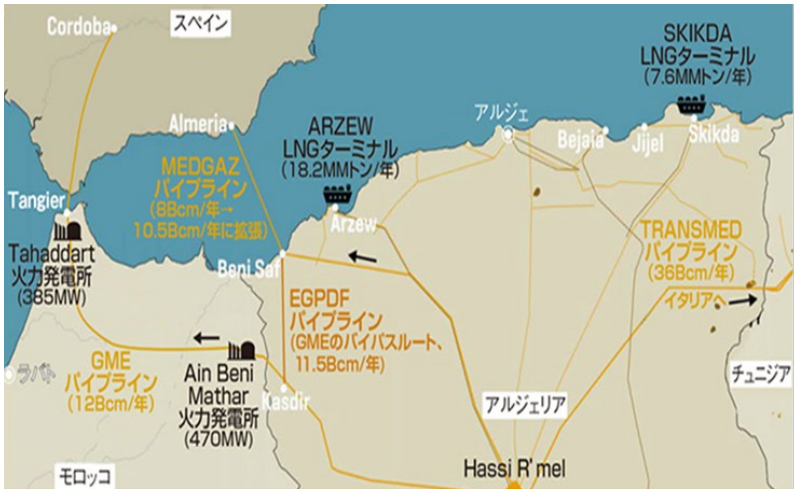
EU 諸国がアフリカの天然ガス生産国からの供給を増やそうとしているのは、アメリカなどと比べて地理的に EU 諸国に近く、輸送費を抑えられる利点があるからである。アフリカのエネルギー大手は、EU 主要国と相次いで接近している。EU 諸国からみると、アフリカは政情不安のリスクも高く、中長期で安定してガスを開発・供給するための課題は少なくない。それでも、矢継ぎ早にアフリカからの調達拡大に動くのは、EU 諸国がロシア産ガスからの脱却にカジを切ったためである。EU 諸国はロシアに頼るリスクを減らし、ロシアへの経済圧力を強めたいと考えている。欧州委員会は 3 月、ロシアが供給削減したとしても、カタールやアメリカ、エジプト、西アフリカから LNG の輸入を増やせるとし、アルジェリア産のパイプラインでの輸入にも期待を示した。

ノルウェーのエネルギー調査会社ライスタッド・エナジーのシバ・プラサド氏は、「ロシア産天然ガスの禁輸後、欧州市場にとってアフリカは強力な代替供給源になる。」と指摘し、既存のパイプラインや LNG 供給で築いた関係が強みになるとした。アフリカ大陸の天然ガス生産量が 2030 年代後半までに 4,700 億立方メートルと、2022 年見込みより 8 割増になるとの見方も示した。

北アフリカの、欧州向け主要な既存の天然ガス基地、或いは開発の天然ガス基地としては、次の二つがある。(図表 3.7.9 参照)

(1) アルジェリアの内陸地から運ばれるパイプラインガス及び LNG
(2) エジプト、イスラエル、キプロスを中心とした東地中海に埋蔵している天然ガス田及び LNG 基地

図表 3.7.9　アルジェリアの天然ガスパイプライン・LNG 輸出基地



（出所）JOGMEC、2022 年 6 月 16 日

アルジェリアの主要な LNG 基地は地中海沿岸の ARZEW と SKIKUDA にあり、ARZEW の LNG ターミナルが最大である。また、欧州と地中海を経て接続された海底パイプラインには、①

Beni Saf（アルジェリア）と Almeria（スペイン）を繋ぐ EGPDF パイプライン、②Kasdir（アルジェリア）と Tanglar（モロッコ）を経て Cordoba（スペイン）を繋ぐ GME パイプライン（Gasoduc Maghreb Europe Pipeline）、③Hassi R'mel（アルジェリア）から出発し、とチュニジアのチュニスを通過し、地中海を渡り、シシリー島、メッシナ海峡、バグナラ、ローマを経由し、イタリア北西部のラ・スペチア（フィレンツェの西北西約 120km）までの全長 2,800km にも及ぶ Transmed Pipeline パイプライン（図表 7.1.9 には図示せず）の 3 本がある。この 3 本の中で②の GME パイプラインは、2021 年 11 月操業を停止し、供給再開の見通しはいまだに立っていないということである。

アルジェリアの炭化水素公社（Sonatrach）のハッカール総裁は、アルジェリア・イタリア間の Transmed Pipeline の年間輸送量を現在の 220 億立法メートルから 320 億立法メートルまで拡大できると説明した。またアッタール元エネルギー相は、アルジェリアの液化天然ガス（LNG）施設の稼働率は 50～60%であるため、今後、LNG による輸出増も可能であると述べた。図表 3.7.10 に、(2) のエジプト、イスラエル、及びキプロスが中心とした東地中海に埋蔵しているガス田及び LNG 基地の所在地及びガス田の開発状況と EastMed パイプライン構想を示す。

図表 3.7.10　東地中海の天然ガス開発状況と LNG 基地と EastMed ライン構想

東地中海に埋蔵しているガス田開発状況とLNG基地

EastMedパイプライン構想

国名	ガス田	埋蔵量	開発状況
イスラエル	Leviathan	6200 億 m^3	2010 年発見、2019 年生産開始
	Tamar	800 億 m^3	2009 年発見、2013 年生産開始
	Karish, Tanin	760 億 m^3	2012 年発見、2021 年生産予定
エジプト	Zohr	8500 億 m^3	2015 年発見、2017 年生産開始
	Noor	1 兆 m^3	生産時期未定
キプロス	Aphrodite	1400 億 m^3	2011 年発見、2025 年までに生産予定
	Calypso	未推計	生産時期未定

（出所）日本エネルギー経済研究所

2010 年、米地質調査所（U.S. Geological Survey）はトルコ、キプロス、シリア、レバノン、イスラエル、エジプトを含む東地中海地域に、3 兆 4,500 億 m^3 の天然ガスと 170 億バレルの原油が埋蔵されていると推定した。世界的にみると、天然ガスは埋蔵量 13 位の

イラク（3 兆 5,000 億 m^3）と同規模、原油は埋蔵量 14 位のカタール（257 億バレル）に次ぐ規模となる（BP Stastical Review of Wrold Energy 2018）。

エジプトは東地中海における天然ガス開発の活発化において重要な役割を果たしている。地中海最大規模となるゾフル（Zohr）ガス田の権益を持ち、ナイル川下流の港には Damietta と Idku に液化天然ガスプラントを持ち、東地中海の LNG 基地となっている。イスラエルやキプロスも天然ガス田を持ち、天然ガスをエネルギー源として使用している。

現在、エジプトとイスラエルは協定を結び、イスラエルからエジプトへの天然ガス供給が進んでいる。需要の旺盛なエジプトでは、国内に潜在する天然ガス資源の開発に力をいれようとしている。欧州へのパイプラインによる天然ガス供給については、2020 年 1 月 2 日、イスラエル、キプロス、ギリシャは東地中海ガス・パイプライン（EastMed）を 2025 年までに完成させることで合意した。2,000km におよぶ同パイプラインは、イスラエル・キプロス沖のガス田から、キプロス、ギリシャのクレタ島と本土を通過し、イタリアに至る構想である。

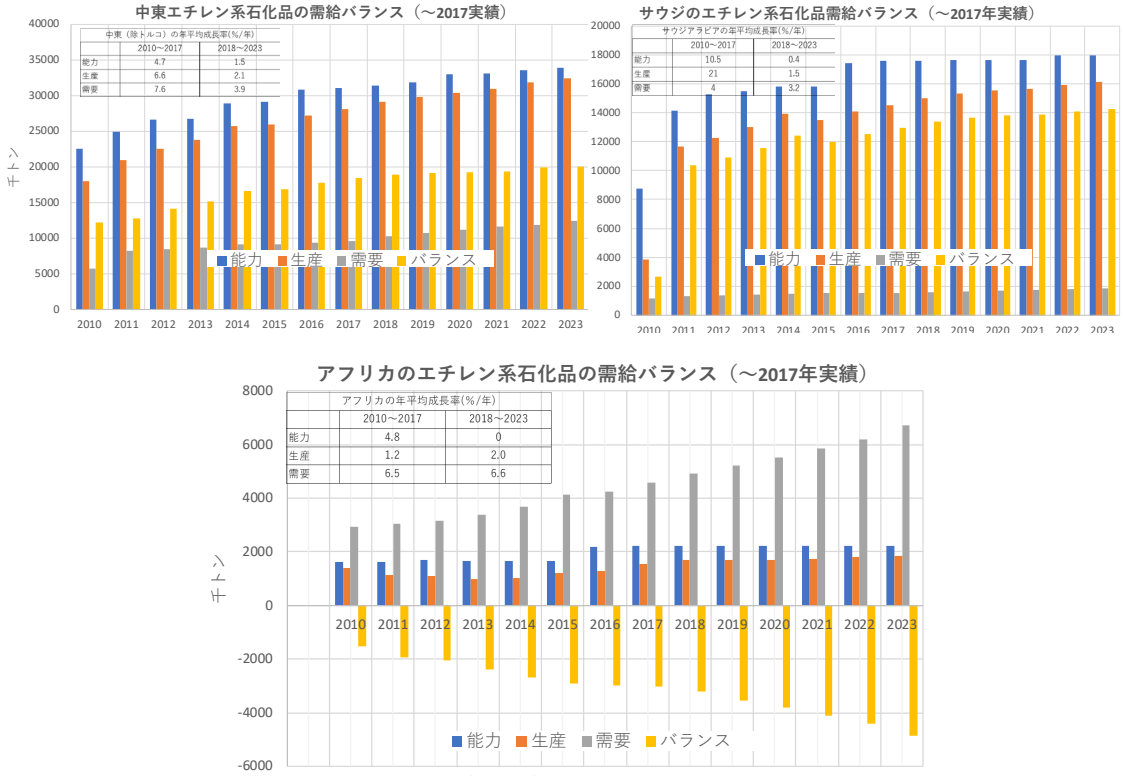
（6） GCC を中心に脱石油資源化、石油化学産業へのシフトと新エネルギー事業への展開

北アフリカの MENA 諸国には、既に欧州間パイプラインや LNG 基地が存在し、アルジェリアや東地中海を中心とした豊富な天然ガス資源は、さまざまな地政学的問題やリスクが存在するにしても、今後の EU 諸国のロシア依存性を解消する大きな手立てとなる可能性が高い。

他方、GCC 諸国を中心に脱石油資源化の方針を立てている。その一つが石油から付加価値の高い石油化学産業へのシフトであり、他の一つがカーボンニュートラル化を目指した新エネルギー事業への展開である。

図表 3.7.11 に、中東と中東盟主サウジアラビア、アフリカのエチレン系石油化学製品の需給バランスの推移を示した。代表的な石油化学製品であるエチレン系誘導品の推移に明らかなように、中東及びアフリカ諸国においては、高い生産能力と需要の伸びが認められている。

図表 3.7.11　中東とサウジアラビア、アフリカのエチレン系石油化学製品の需給バランス

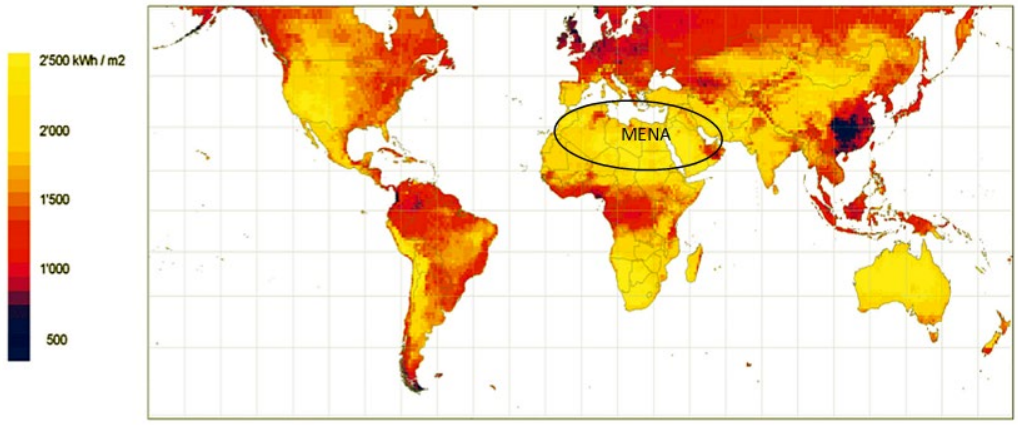


（出所）出所）METI 世界の石油化学製品の今後の需給動向（20 19 年 10 月）より MCR 作成

MENA では労働人口にも恵まれ、経済成長率が高い水準で推移している。その背景には世界でも有数の石油・天然ガスを保有し、これらの付加価値を高めた石油化学産業の進展がある。今後、化石燃料需要が減少する 2050 年ネットゼロのシナリオでも、石油・天然ガスは重要なエネルギー資源であり続ける。世界のメジャーが化石燃料から再生可能エネルギーへと投資の組み換えを進める中で、石油・天然ガスの「少数の低コスト生産者」である中東産油国の重要性は増す。また、短期的には、欧州及び日本は、ロシア産原油・天然ガスの代替として中東の原油・天然ガスに注目しており、中東産油・産ガス国に増産を求めている。湾岸の産油国は長期視点で化石燃料資源への投資も拡大している。

他方、カーボンニュートラル化の世界的な推進の下、MENA 諸国においても化石資源から再生可能資源への移行へと、大きく流れが変わっている。MENA 諸国では GCC 諸国を中心に、カーボンニュートラルに対する活発な展開を進めている。その理由は、クリーン水素生産潜在能力の高い国が多いことにある。CCS との組み合わせでブルー水素を生産することができる石油や天然ガスが豊富なうえに、太陽光や風力などの自然に恵まれたエネルギースーパーベイスンを擁する国も多い（図表 3.7.12 参照）。

図表 3.7.12　世界の年間直達日射量マップ



（出所）meteono

MENA 諸国は世界でも最も年間直達日射量の多いところである。その一例として今秋の国連気候変動枠組み条約第 27 回締約国会議（COP27）の開催国のエジプトでは、平均日照時間が 1 日当たり 9～11 時間、年間の直達日射量（太陽光線に垂直な面で受けるエネルギー量）は 1 平方メートル当たり 2,000～3,200kw 時と「世界で最も太陽光資源に恵まれた国の一つ」とされている。風力の面でも、紅海沿岸が平均風速毎秒 8～10 メートルとなっており、世界的に見ても風況に恵まれている。

エジプトは国土の 95%が砂漠であり、太陽光・風力発電に利用できる土地が潤沢にある。現実に、エジプトでは、広大な砂漠を利用した太陽光発電及び風力発電の建設や、ナイル川上流のアスワンの大規模水力発電設備の建設が進んでおり、今や隣国のリビア、スーダン、ヨルダンなどに売電網で電力を供給し、今後サウジアラビア、キプロス、ギリシャなどにそのネットワークを広げる計画までに進んでいる。

なお、アフリカでは、再生可能エネルギーを用いて水素を製造する「グリーン水素」の事業化を目指す動きが顕在化しており、モロッコ、ケニア、南ア、ナミビア、エジプト、モーリタニアの 6 カ国は 5 月 18 日、「グリーン水素アライアンス」を発足させた。脱炭素に熱心な欧州に地理的に近く、欧州のエネルギー事情がひっ迫していることから、事業化へ向けた動きが注目されている。

同様に、大規模化石燃料資源でエネルギースーパーベイスンを有する湾岸諸国、特に GCC 諸国のサウジアラビア、UAE などは、多くの大規模グリーン水素基地プロジェクトを立ち上げている。同時に、太陽光、風力などを活用した再生可能エネルギー発電プロジェクトも数多く立上あげている。近い将来、世界のエネルギーハブとしての役割を担うべく野心的な目標を掲げている。

グリーン水素（含アンモニア）の世界の需要が想定どおりに高まり、中東産油国にとって石油・LNG などの化石資源と並ぶ新たな輸出商品となる可能性はあるが、石油・LNG と同じように高い利潤を中東産油国にもたらすかについては、なお疑問がある。

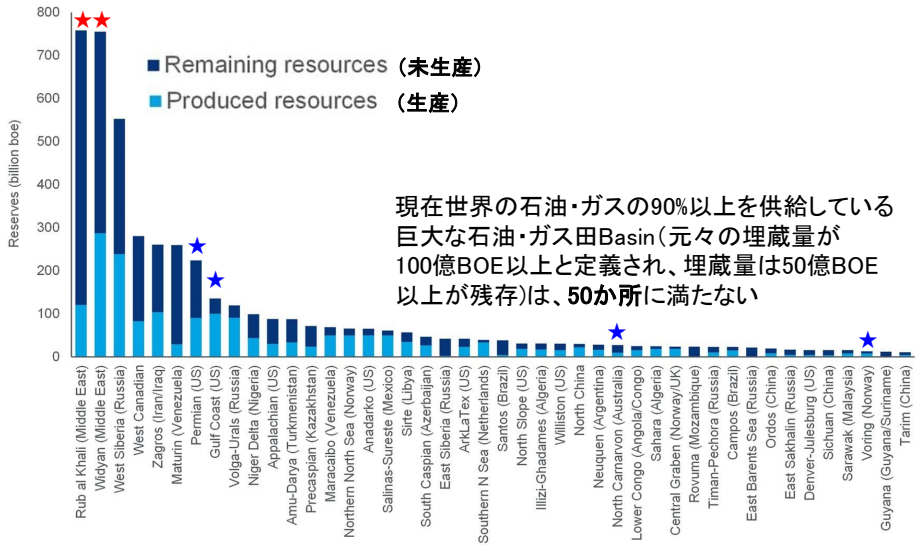
３．７．４　エネルギースーパーベイスンの存在と実情

Wood Mackenzie によれば、「将来のエネルギースーパーベイスン」は、(1)豊富な資源埋蔵量、(2)低コストの再生可能エネルギーへのアクセス、(3)ハブ規模の CCS の 3 つの重要な基準を満たす必要があるとしている。これらを満たす地域は、中東のルブアルハリ砂漠、メキシコ湾岸、北海、及びオーストラリアの North Carnavon などとみられている。2030 年代の上流産業は、新エネルギーのスーパー・ベイスンに投資が移行するにつれて、最上位のベイスンに更に集中するようになると報じられている。ここでは、日本が進出すべき相手国として、世界における主要な油田とガス田を俯瞰的に調査し、3 つの重要な基準を満たしているかどうか整理して評価する。

（1） Wood Mackenzie によるエネルギースーパーベイスンの提唱

2022 年 7 月、英国の調査及びコンサルタント会社である Wood Mackenzie が、「Energy Super Basins: Where the renewable, CCS and upstream stars align （エネルギースーパーベイスン：世界のどこに再生可能技術、CCS、そして石油開発探査の“スター”が存在しているのか)」という特別調査報告を公開しエネルギー業界で話題となった。「ベイスン（Basin)」とは、石油やガスが存在する堆積盆地のことであり、スーパー・ベイスンとは、50 億バレル相当以上の埋蔵量を持ち、地質学的にも優れており、インフラ整備がしやすく、市場へのアクセスが良い油田・ガス田となる堆積盆地のことである。図表 3.7.13 に、現在の主要な石油及びガス田と生産状況を示す。

図表 3.7.13 世界の主要な石油及びガス田と生産状況



（出所）Wood Mackenzie Lens、2022 年 7 月 22 日

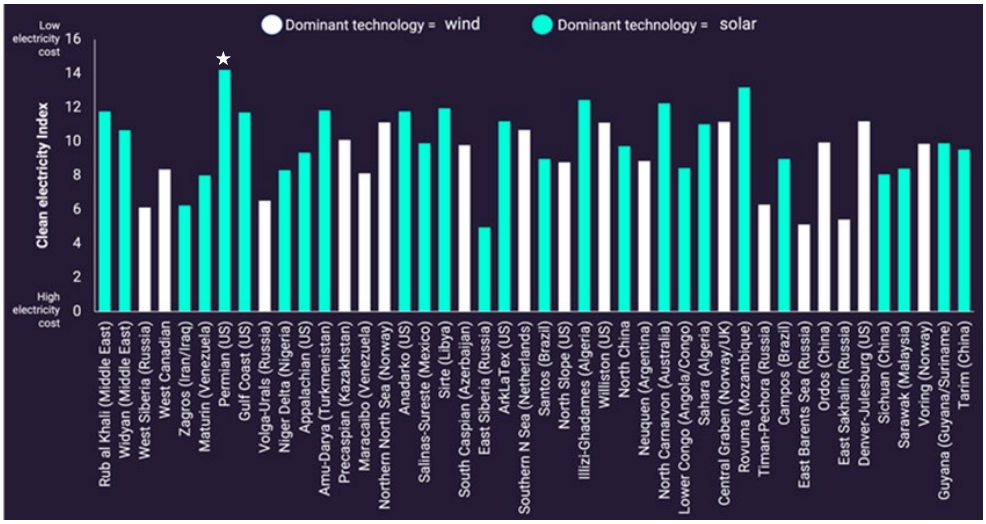
元々の埋蔵量が 100 億 BOE 以上と定義され、50 億 BOE 以上の埋蔵量が残存する巨大な石油・天然ガス田は世界でも 50 か所に満たない。典型的なスーパー・ベイスンとして知られているのは、アメリカのテキサス州西部とニューメキシコ州に位置するパーミアン盆地で、多くの点で典型的な陸上スーパー・ベイスンと認識されている。

Wood Mackenzie の調査報告が話題になっている主な理由としては、次の二点のような内容が挙げられる。

① 現在、世界の約 90%の石油とガスの生産は、わずか 40 のスーパー・ベイスンによって行われており、99%は 50 のベイスンで行われている。原油やガスは、採掘にもエネルギーを使うために炭素を発生するうえ、製油所や海上輸送を行うための港までのパイプラインでの輸送時、さらに、天然ガスは海上輸送時に液化処理をする際にもエネルギーを使う。そして、これらに必要とするエネルギーを作り出す時にも化石燃料を使うため、炭素が発生する。
② 石油やガスの生産の上流工程において炭素排出を減らすためには、再生可能エネルギーや CCS を、それらのベイスン又はベイスンに電力エネルギーを供給する施設に設置する必要がある。しかし、現存する 50 のスーパー・ベイスンを調査した結果、約半分では、再生可能エネルギーの入手が困難で、さらに CCS の設置にも適していない、と報告している。

図表 3.7.14 に、主要な石油・ガス田に再生エネルギーの技術（太陽光と風力）を有するベイスンを示す。縦軸の Clean electricity Index は技術の高さを示す。

図表 3.7.14　石油・ガス田に再生エネルギーの技術を有するベイスン



（出所）Wood Mackenzie Lens

再生可能エネルギーの入手が困難で、さらに CCS の設置にも適していないベイスンでは、再生可能エネルギーが不足し、CCS の可能性が限られているため、低炭素要求に応じることができず、今後、投資が減少し企業活動が縮小する、と報告している。不利な地域としては、西シベリアとほぼ全てのロシアのベイスン、ベネズエラ、アラスカ、及び中央アジアの一部のベイスンが含まれている。特にそれらの地域では、再生可能エネルギーが高コストであり、かつ技術開発が行われていないために、技術にアクセスすることすらできない、と報告している。

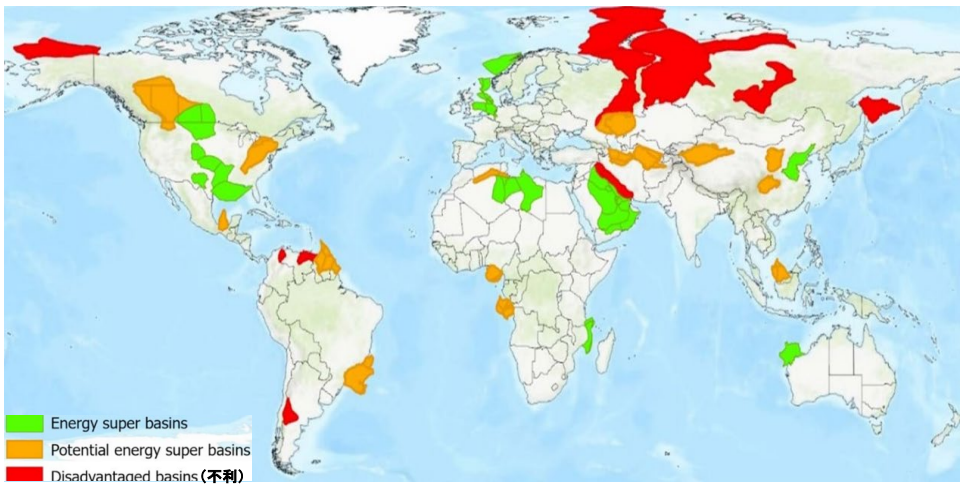
東南アジアの多くの小規模なベイスンも、同様の課題に直面すると考えられている。それらの地域では、炭素負荷が高い製品の販売が難しくなり、主要な国際石油資本が撤退する可能性が増加する。報告では、CCS と再生可能エネルギーの統合という根本的な問題に政府が対処しない限り、この問題は解決しない、と結論づけられている。

報告ではさらに、石油・ガスの上流産業にとって、投資を引き入れ生き残る鍵となるのが「マルチエネルギー戦力」であり、今がその端境期にあると分析している。マルチエネルギー戦略とは、石油やガスエネルギーの生産と再生可能エネや CCS・CCUS（炭素の回収、利用、貯蔵）を組み合わせた投資戦略である。既に、一部で実現している例としては、2021 年後半にフランスの石油大手である Total Energies が発表した、イラクとリビアにおける、太陽光発電プロジェクトと石油とガス生産の両方にまたがる新しい事業計画が挙げられる。

報告では、今後、石油・ガス産業は上流（採掘、原油化、液化 $_2$）における低炭素ビジネスとの融合がなければ、投資を引き込めず成功はないということを、強く訴えている。

分析ではスーパー・ベイスンを世界地図上に色分けしており、今後もスーパー・ベイスンであり続けると考えられる所を緑、維持できる可能性のある所を黄色、脱炭素化でスーパー・ベイスンを維持できない所を赤で図示している（図表 3.7.15 参照）。

図表 3.7.15　世界のエネルギースーパーベイスン



（出所）Wood Mackenzie Ltd、exploration service, Esri

今後も確実に必要とされる石油・天然ガス産業が低炭素化を実現するためには、再生可能エネルギー、CCS と CCUS 技術、そして水素製造の革新的な技術が必要とされる。そして、低炭素化されたスーパー・ベイスンは、今以上の競争力を持つことになる。具体的に、将来のエネルギースーパーベイスンはメキシコ湾岸のパーミアン、中東のルブアリハリ砂漠、北海、及びオーストラリアの北カーナボンなどとみられる。

これに対して、アラスカのノーススロープ、ロシアのヤマル半島、ベネズエラのオリノコ

ベルトまで、今日のエネルギーを支配しているいくつかの油田とガス田が不利になり、将来的に資本逃避に直面することを意味する。

（2） スーパー・ベイスン提唱への課題

この場合、石油・天然ガス資源を水素（アンモニア）に変えてしまうので、コスト的に見合うかどうかが課題である。石油・天然ガス田、再生エネルギーの調達、CCUS の 3 つの具備が将来の投資の鍵を握るとは言い切れない。すなわち、石油・天然ガス田においては脱炭素の鍵を握る「スーパー・ベイスンの低炭素化」が重要であり、このためには安価な石油やガスからスチームリフォーミングによるブルー水素を製造することも重要である。「水素」は、脱炭素のために重要なエネルギー源又は化石燃料の代替燃料・原料として、欧米で戦略が発表されているものの一つである。

大量かつ比較的入手可能な価格帯で水素を製造するためには、スーパー・ベイスンから採掘される「天然ガス」が今後も変わらず不可欠となる。天然ガスを水蒸気改質（SRM: Steam Methane Reforming）し、CCS と組み合わせることで、水素エネルギーの一形態である「ブルー水素」を製造することができる。現状、ブルー水素の活用は、水素戦略において最も現実的な選択肢とされている。ブルー水素の製造は、水を電気分解して得られる「グリーン水素」よりは炭素発生量が多いものの、CCS や CCUS との組み合わせにより、低炭素化することが可能である。

アメリカの石油大手 Exxon Mobil は、テキサス州ベイタウンの石油化学複合施設に、ブルー水素プラントを建設することを計画している。この施設は、典型的なスーパー・ベイスンの一つであるパーミアン盆地の近隣に位置している。

2022 年 5 月、欧州の水素推進機関である Hydrogen Europe （水素ヨーロッパ） が発行した、「Steel From Solar Energy（太陽エネルギーを利用した鉄鋼生産）」というレポートでは、欧州の鉄鋼業（溶銑生産能力年間約 1 億 300 万トン）を脱炭素化するために必要な「グリーン水素」を生産するためには、370TWh という膨大な再生可能エネルギー源が必要で、そのための投資を含め、現実的にはほぼ実現不可能なことを示している。鉄鋼業界だけでもこの再生可能エネルギー量が必要なため、他業界を含めた需要に対し「グリーン水素」で全てを対応することは現実的でない。更に、燃料だけでなく、肥料の原料としてアンモニアを合成するためにも、水素が必要となる。現在、この水素は主に天然ガスを中心とした化石燃料由来のものが使われているが、ここでも低炭素下での天然ガス生産や水素への改質が必要とされている。

また、水素と CO2 から都市ガス原料の主成分であるメタンを合成する炭素サイクルである「メタネーション」にも、低炭素水素は欠かすことができない。欧州の水素の専門家の多くが、このように、グリーン水素だけでは欧州全体の産業で必要とされる水素需要を満たすことはほぼ不可能であることを認めている。

2022 年 4 月、欧州委員会の副委員長で欧州の気候変動の責任者である Frans Timmermans

氏が、欧州議会において、「ヨーロッパが十分な量のグリーン水素を生産することは不可能であり、EU はグリーン水素の輸入に頼る必要がある」と発言し、多くの政治家と業界関係者を非常に驚かせた。欧州の水素戦略を立案したのは、欧州委員会そのものである。一方、ドイツの水素評議会の議長である Katherina Reiche 氏は、もっと早い段階（2020 年 7 月）で「今後数年間は、グリーン水素かブルー水素かではなく、ブルー水素か石炭の選択にするべきだ」と明確に発信している。

このように、産業の低炭素・脱炭素の鍵を握る水素については、当面ブルー水素に頼らざるを得ないという現実的な問題が露呈してきている。そのような背景から、低炭素化されたスーパー・ベイスンの価値は、今後増すことが予測されている。

３．７．５　グリーン水素投資、再生可能由来電力による脱炭素化と欧州輸出

（１）　グリーン水素の輸出産業創出、化石燃料資源温存、残存者利益総取りの思惑

中東産油国は、石油化学産業の育成と同時に再生可能エネルギー電気で水の分解によるグリーン水素投資を本格化している。グリーン水素を脱炭素時代の「輸出産業」に育てるとともに、豊富な化石燃料資源を温存して残存者利益を総取りする思惑がある。

潜在量も含めて豊富な風力や太陽光エネルギーで膨大な発電を行い、このエネルギーを使用して水を電気分解して得られるグリーン水素を生産する。中東の「グリーン水素」は、中東諸国のみならず欧米諸国も興味を持ち、いろいろな技術支援を行っており、中東に比較的近い欧州に巨大な需要が見込まれる。

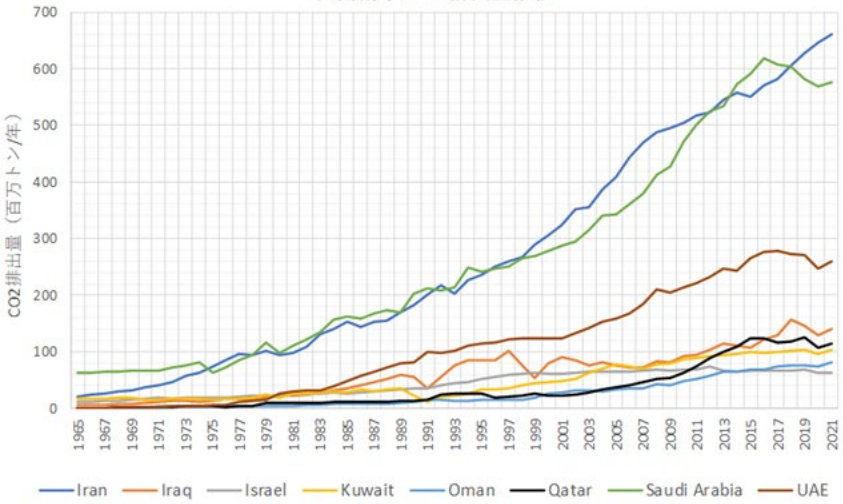
また、中東では、石油や天然ガスを産出するのでブルー水素の製造にも取り組んでいる。ブルー水素は、天然ガスなどの炭化水素を水蒸気改質して得られる水素をアンモニアに変換してエネルギー源として使用するものである。水素の製造時発生する CO2 は CCS あるいは EOR として処理する。ブルー水素の開発は、日本が先行してサウジアラビアや UAE と共同研究をしており、水素をアンモニアに変換して船での海上輸送により日本などを含めたアジア圏に市場を求めている。

（２）　中東エネルギー政策の変遷、「レンティア国家」からの脱却と新エネルギー投資背景

①　GDP の伸びに伴う中東諸国の CO2 排出量の増加

中東諸国の CO2 排出量は、いずれの国も年々増加の傾向があり、イラン及びサウジアラビアの増加が著しい。一人当たりの排出量推移は、人口の増減の影響のせいか推移が乱高下していているが、全体的に増加傾向を示している（図表 3.7.16 参照）。排出量世界一の中国に比べても多くの中東諸国の一人当たり CO2 排出量は相当大きくなっている。中東諸国は、空調や海水淡水化施設に大量の電力を消費するエネルギー多消費社会となっているためと考えられる。

図表 3.7.16　中東諸国の CO2 排出量推移



（出所）bp Statistical Review of World Energy June 2022 より MCR 作成

② 中東エネルギー政策の変遷と「レンティア国家」からの脱却、新エネ投資の背景

中東産油国の気候変動問題は、欧米が主導してきた化石燃料削減・再生エネルギー重視とは異なる経緯である。2000 年以前から産油国の国家財政は原油や天然ガスなどの化石資源の輸出に頼ってきた。化石資源がなくなれば、あるいは売れなくなれば基本的にそのシステムが立ち行かなくなるという意味で持続的なものではない。したがって持続的で安定した財政基盤とするためには経済の化石資源依存度を下げ、経済構造を多角化しなければならないことは既に認識されている。例えば、2016 年に発表された「サウジアラビアビジョン 2030」は、基本的には経済の多角化、石油依存の低減と石油以外の歳入源の拡大を目指すとしているが、石油依存からの脱却という目標は、必ずしも地球温暖化と連動していたわけでもない。

むしろ、人口増加に伴うエネルギー消費量の増大や石油に依存する財政の不安定性への対応という側面から、国内での消費をできるだけ抑え、省エネを進め、化石資源をできる限り輸出に回すという発想が強かった。

しかし、近年、自国での CO2 排出量が多くなり、1992 年の国連総会で「国連気候変動枠組み条約（UNFCCC）」が採択されて今につながっているが、この 30 年間の間に、中東産油国の対応は大きく変わってきた。UNFCCC が開始された 1990 年代は、気候変動対策は石油需要の減少につながるとの認識から、この潮流に抗してどう影響力を及ぼすことができるか、と言うことが中東産油国の優先課題であった。

2000 年から 2010 年代に各国は「ビジョン」を発表し、脱石油依存・経済多角化、新しい社会建設を求め、エネルギー安全保障を考えるようになった。その対応策が、エネルギースーパーベイスンと言われる「地の利」を生かし、従来の化石資源に加えて太陽光エネルギーや風力エネルギーによるグリーン水素やグリーンアンモニア、ブルー水素やブルーアンモニアなどの新たなエネルギー事業を開発し、かつての「レンティア国家」からの脱

却を図ろうとするものである。
（注）レンティア国家：renteier satte:レント収入、即ち土地による天然資源収入などの非稼得性～見出される国家の直接流入する利益に依存する国

他方、エネルギー転換の先行きは不透明だとは言え、多くの石油企業や産油国は、「化石燃料需要は減少する」ことを前提にして、事業と投資の優先順位の再構築を迫られている。低コスト・低 GHG 排出原単位の炭化水素資源と低コストの再生可能エネルギー資源を有する中東産油国は、再生可能エネルギー事業、水素・アンモニア製造事業、化石燃料事業、と多面的な展開が可能な位置にあり、それぞれの戦略に沿って多様な投資を行って、エネルギー転換の時代に、豊富な化石資源を温存しつつ、引き続きエネルギー供給の中心地であろうとしている。これに加えてロシアのウクライナ侵攻によるエネルギー市場の分断化が拍車をかけ、とりわけ欧州市場への再生可能エネルギーとしての水素供給は今後の欧州カーボンニュートラルを進める絶好の好機となっている。

（３） 中東産油国の新エネルギー事業投資の活発化
このような背景の中で、中東産油国のサウジアラビア、UAE、及びオマーンはグリーン水素、グリーンアンモニア事業及びへの投資活動を活発化させている。

サウジアラビア政府は 2060 年カーボンニュートラル目標を設定した。Saudi Aramco と Sabic は 2050 年カーボンニュートラル目標を設定している。2030 年までに電源構成の再生可能エネルギー比率・ガス比率をそれぞれ 50%に引きあげる予定である。但し、かなり野心的であり、2019 年時点では１％未満であった。

サウジアラビアのグリーン水素/グリーンアンモニア事業に関し、2022 年 9 月 19 日、ムハンマド皇太子はサウジアラビアビジョン 2030 の一環で進めている紅海沿岸の産業都市計画 NEOM（同皇太子が取締役会会長を兼務）の The Line の開発計画を発表した。現在、具体化されているサウジアラビアでのグリーン水素プロジェクトはこの NEOM のみである。

① 「ゼロカーボンシティ」NEOM
NEOM はサウジアラビアの北西紅海沿いに面した、スエズ運河に近いエジプトのシナイ半島とヨルダンの国境付近に存する。THE LINE の無重力都市設計とも呼ばれるデザインは、外観が鏡面で、幅 200m、全長 170km、高さ（海抜）500m の三次元構造であり、動力の全てを再生可能エネルギーで賄う「ゼロカーボンシティ」を趣旨とする。2030 年までに事業の第一フェーズを終え、2045 年には人口 900 万人超を擁するメガシティとする計画である。具体的には、サウジアラビアの ACWA パワー社とそのパートナー企業（Air Products(アメリカ)、Halder Topsoe(デンマーク、ThyssenKrupp(独)）が、NEOM で世界最大のグリーン水素プロジェクトの建設工事を 2022 年 4 月開始した。9 億ドルの EPC 契約を行ったという。これより先、2020 年 7 月 Air Products 社は、ACWA パワー社及び NEOM と共に再生可能エネルギーで稼働する世界規模のグリーン水素ベースのアンモニア生産施設に関し、総額約 50 億ドルの契約を発表した。またパートナー企業はサウジアラビアの電力会社で 9 億ドルの EPC 契約を行ったと発表した。図表 3.7.17 に、NEOM の位置と、

NEOM オクサゴン地区に建設されるグリーン水素プロジェクトの写真を示す。

図表 3.7.17　NEOM オクサゴン地区に建設されるグリーン水素プロジェクト

（出所）ARAB NEWS JAPAN、2022 年 4 月 4 日

NEOM では太陽光・風力発電 4,000MW を利用し、グリーン水素を 650 トン/日（年間 24 万トン）を製造する。また 2026 年１Q に建設を完了し 120 万トン/年のグリーンアンモニアを製造するという。課題は、5,000 億ドル規模（65 兆円）の資金調達及び事業スケジュールが極めて野心的であることにある。

（4） UAE の 2050 年カーボンニュートラル目標とグリーン水素/グリーンアンモニアプロジェクト

UAE は 2050 年カーボンニュートラル目標を設定し、2050 年までに電源構成のクリーンエネルギー比率を 50%まで、引き上げるとしている。また、Mubadala Investent、ADNOC、ADQ らによる水素同盟を含む水素エコシステム構築を目指している。UAE では、再生エネ企業の Masdar を中心に 2000 年代後半から MBR Solar Park(5,000MW)、Al Dhafra 太陽光発電所(2,400MW)など、太陽光発電事業を開発してきた。UAE では欧州・企業と提携し、複数のパイロット事業や商業事業を計画し推進している。

ドバイで DEWA、Expo2020Dubai、Siemens Energy の 3 社によるグリーン水素製造のパイロットプラントが、2021 年 5 月から稼働を始めた。1.3MW の太陽光発電を利用し、Dubai Expo2020 に利用される水素自動車に水素を供給した。KIZAD、Helios Industry、Thyssenkrupp が参画して、800MW の太陽光発電を利用して 20 万トンのグリーンアンモニアを供給する予定である。また、KIZAD、TAQA-Abu Dhabi Port が参画し、2,000MW の太陽発電光を利用し、KIZAD から欧州・東南アジア向けに、グリーンアンモニアを輸出する計画である。その他、Masdar と Engie が水素ハブを共同開発する事業を立ち上げるなどの計画がある。

UAE は 2030 年までに世界の水素市場の 25%の目指すとしているが、この目標を達成するための課題は、まずは多くの投資が必要となることである。図表 3.7.18 に、UAE のグリーン水素/グリーンアンモニアプロジェクトを示す。

図表 3.7.18　UAE のグリーン水素/グリーンアンモニアプロジェクト

プロジェクト	ロケーション	企業体	水素	アンモニア	電力	電解槽	現状/備考
Dubai EXPO	Dubai	DEWE, Dubai Expo2020, Siemens Energy	20.5kg/時		MBR Solar Park の再エネ電力1.25MW		実証実験 万博で使用する水素自動車への供給
	Abu Dhabi KIZAD	TAQA, KIZAD, Thyssenkrupp	4万トン/年	20万トン/年	800MW 太陽光		事業費10億ドル 2026年稼働予定
	Abu Dhabi KIZAD	TAQA, Abu Dhabi Port (KIZAD)			2GW 太陽光		グリーンアンモニアを製造し輸出（欧州・東アジア）
		Masdar, Engie				2GW	投資額50億ドル グリーン水素ハブ共同開発 当初は既存施設を利用し現地供給，能力拡大で輸出
	Ruwais	Masdar, Fertiglobe, Engie				200MW	グリーン水素及びグリーンアンモニア製造 2025年稼働予定

（出所）中東協力センターニュース、2022 年 8 月

（５）　オマーンのグリーン水素/グリーンアンモニアプロジェクト

オマーンは、2027 年までに電源構成の再生可能エネルギー比率を 20%に引き上げる計画である（現在はゼロ%）。オマーンは 2018 年頃から水素技術開発での産学官連携を開始し、2020 年 1 月にオマーン水素センターを設立した。オマーンは比較的古くから新たな輸出品としてのグリーン水素／グリーンアンモニア事業の調査研究を開始してきた。この中で、ドイツやベルギーなどの欧州企業と提携し、国際的にアクセスのよい港湾（Duqm、salala など）を中心に大規模事業を計画している。オマーンは世界的なグリーン水素生産と輸出のハブとなろうとしている。その理由は、良好な太陽熱、風力、そして港湾に恵まれていることである。図表 3.7.19 に、オマーンのアクセス良好な Duqm 港の位置を示す。

図表 3.7.19　オマーン Duqm 港

（出所）SEZAD

①　HYPORT Duqm 事業

オマーンの国営石油会社 OQ、ベルギーの DEME Concession、ドイツの Uniper が参画し、250～500MW 規模の太陽光・風力発電を利用して、2026 年までにグリーン水素を供給する

「HYPORT Duqm 事業」では、OQ、中国の InterContinental Energy、クウェートの Enertech が参画し、2500MW 規模の太陽光・風力発電を利用して 2032 年から最大で年間 180 万トンのグリーン水素、1,000 万トンのグリーンアンモニアを供給する予定という。

課題は、計画の実行性（スケジュールがタイト）及び野心的な事業展開と見える。かつてのオマーンの問題点は、悪化する財政状況の中で十分な資金調達ができるかどうかにあったが、現在の原油高により財政状況は改善を見せており、オマーンにとっては今が水素プロジェクトやアンモニアプロジェクトを進める機会とも言える。しかし、莫大な資金が必要であり、具体化にはかなりの問題ともなりそうである。図表 3.7.20 に、オマーンのグリーン水素/グリーンアンモニアプロジェクトを示す。

図表 3.7.20　オマーンのグリーン水素/グリーンアンモニアプロジェクト

プロジェクト	ロケーション	企業体	水素	アンモニア	電力	電解槽	現状/備考
Green Fuel Mega Project	Al Wusta	OQ, InterContinental Energy, EnerTech	180万トン/年	1,000万トン/年	25GW 風力・太陽光		FS, 2025年 FID, 投資額300億ドル 3段階開発, 2038年完成予定
	Duqm	Scatec, Acme Group		10万トン/年	500MW 太陽光	300MW	建設中 投資額20億ドル 3.5GW（風力･太陽光), グリーンアンモニア120万トン/年への拡張計画
Hyport Duqm Project	Duqm	OQ, Deme Concessions		33万トン/年	1.3GW 風力，太陽光	250～500MW	2023年 FID 2027年稼働予定 3GW（風力，太陽光), 1.5GW 電解槽，グリーンアンモニア100万トン/年への拡張計画
SalalahH2 Project	Salalah	OQ，丸紅, Linde plc, Dutco Group		1000トン/日	1 GW 風力，太陽光	400MW	2021年9月 FS JDA調印 既存アンモニア生産プラント利用
Oman Hydrogen Project	Salalah	OIA, ACWA Power, Air Products		100万トン/年			2021年12月 FS MoU 調印 2022年5月 共同開発契約調印
	Sohar	Hydrogen Rise, Jundel Shadeed Iron and Steel, SOHAR Port and Freezone	未定		太陽光	35MW	Jundel Shadeed の鉄鋼生産プロセスの脱炭素化，評価契約調印 2024年稼働予定 350MW への拡大の可能性
	オマーン国内空港	Oman Shell, Oman Airports	未定		太陽光		合意の一部としてOman Airports へ15台の水素エンジン車寄贈
	オマーン全土	BP, エネルギー鉱物省	未定		数 GW 風力・太陽光		オマーン国内に再生可能エネルギー・ハブを作るにあたっての，BP による風力・太陽光資源調査及び分析の実施

（出所）中東協力センターニュース、2022 年 8 月

（6）　ブルー水素/ブルーアンモニア投資に関するサウジアラビア及び UAE と日韓の動向

①　サウジアラビアにおけるブルー水素/アンモニア投資

サウジアラビアでは 2030 年までに年産 400 万トンのブルー水素製造及び輸出を計画している。このためには、Saudi Aramco が 200 兆 cf の埋蔵量を持つとされる Jafrah シェールガス田の開発を開始し、2030 年には日量 20 億 cf を生産しブルー水素製造に使おうとしている。NEOM のグリーン水素生産量が 24 万トン/年程度であることから目標の年産 400 万トンの残りの多くはブルー水素が担うことになるのであろう（布施哲史氏、中東協力センターニュース 2022.8)。原油取引の関係が強く、ブルー水素/ブルーアンモニアの当面の主要マーケットされる日本、韓国とさらなる関係が強化される見通しである。

ブルーアンモニアに関しては、Saudi Aramco と IEEJ（日本エネルギー経済研究所）が提携し、2020 年 9 月にサウジアラビアでブルーアンモニア 40 トンを製造し日本へ輸送し、実証実験をおこなっている。また、Saudi Aramco と韓国オイルバンク間で 2021 年 MOU を締結し、サウジアラビアから LPG、韓国から CO2 を輸出する枠組みを開発した。

② UAE におけるブルー水素/アンモニア投資

UAE では、原油取引で関係を有しブルー水素/ブルーアンモニアの当面の主要マーケットと想定される日本、韓国とさらなる関係強化が図られている。具体的には、2021 年 7 月には日本企業 3 社に、ブルーアンモニアを販売した。また、2021 年 3 月には韓国 GS Energy と ADNOC 間で MOU を締結し、ADNOC と仏 TotalEnergies が非在来ガス開発・CCUS 分野で協力している。

③ Taziz コンビナートのブルーアンモニア事業

UAE 西部の Ruwais 石化コンビナートのブルーアンモニア事業には、ADNOC、ADQ、Fertiglobe（ADNOC とエジプト OCI の JV）、三井物産、GS Energy(韓国)が参画している。2022 年に FID、2025 年に稼働開始し、年間 100 万トンのブルーアンモニアを供給する予定である。CO2 は Al Reyadah 施設で回収し、EOR に利用するという。

④ ブルー水素/ブルーアンモニア輸入における日本の課題

日本のカーボンニュートラル化を目指すエネルギー源として、ブルー水素/ブルーアンモニアは極めて重要な資源となりうる。このために日本はブルーアンモニアに関しては先駆的に実証テストを行ってきた。但し、本格的導入には、水素取引や供給網に関して諸課題が山積している。

第一の課題は、供給先との契約の締結である。契約は、民間企業に任せることとなるが、政府間交渉が重要である。今後の安定供給のためにも供給可能なサウジアラビアや特に UAE などとの長期契約を結ぶことが重要である。第二の課題は、日本で発生した CO2 を EOR や CCS への実用可能性を探ることである。いずれも国家戦略的なマターであるが、第一及び第二の課題のいずれも日本は欧米や中国、韓国などに比べ対応が常に後手に回り、不利な条件で交渉せざるを得ないことが過去にも多い。第三の課題は、日本側での具体的な受け入れ可能なターミナルの配置計画の設定と実行である。

（7） クリーン水素/クリーンアンモニア投資に関するサウジアラビア及び UAE との協定・覚書

クリーン水素/クリーンアンモニアに関しては、上記のようなプロジェクト以外にも、いろいろな国の政府や企業などと検討が進んでおり、協定や覚書が交わされている。図表 3.7.21、図表 3.7.22、図表 3.7.23 に、サウジアラビア、UAE、オマーンのクリーン水素/アンモニア事業に関する協定・覚書などの一覧を示す。

図表 3.7.21　サウジアラビアのクリーン水素/アンモニア事業に関する協定・覚書など

サウジアラビア	2020年9月	アラムコ，ACWA，IEEJ によるブルーアンモニアの日本への輸送実証実験
	2021年3月	韓国の現代オイルバンクとブルー水素事業で提携合意
	2021年3月	ドイツ経済・エネルギー省と水素関連で提携合意
	2021年3月	サウジアラムコと ENEOS がグリーン水素/アンモニアのサプライチェーン構築に向けた協業検討覚書
	2021年7月	米Air Products，サウジACWA，サウジNEOMが，グリーン水素/アンモニア施設建設に関する契約調印 デンマーク Topsoe，独 Thyssenkrup が参画
	2022年4月	ACWA Power とパートナーは NEOM のグリーン水素プロジェクトの建設作業を開始。
	2022年7月	ACWA Power と韓国 POSCO はグリーン水素とグリーンアンモニア生産の共同検討覚書を締結。

（出所）中東協力センターニュース、2022 年 8 月

図表 3.7.22　UAE のクリーン水素/アンモニア事業に関する協定・覚書など

UAE	2020年1月	アブダビエネルギー庁と丸紅が水素社会実現に係わる覚書締結
	2021年1月	ADNOC と日本の経済産業省は，燃料アンモニア分野での協力に関する覚書締結
	2021年1月	TAQA，ADNOC，ADQ によるアブダビ水素同盟設立
	2021年3月	ADNOC，韓国 GS Energy が MOU
	2021年5月	MBR ソーラーパークでグリーン水素生産施設の試験運転開始 DEWA，Dubai Expo 2020，独 Siemens Energy　1.3MW 太陽光発電による水素製造，Dubai Expo に供給
	2021年5月	ADNOC がルワイスにブルーアンモニア生産施設建設を発表
	2021年5月	ハリーファ工業地区（KIZAD），グリーンアンモニア生産施設の建設発表 Helios Industry，KIZAD，独 Thyssenkrupp がグリーン水素事業
	2021年5月	TAQA，Abu Dhabi Port グリーンアンモニア事業
	2021年6月	オランダと UAE の合弁 Fertiglobe がルワイスのブルーアンモニアに参画
	2021年7月	TAQA と ADP が，グリーンアンモニアの生産・貯蔵・輸出で提携合意
	2021年7月	ADNOC と日本の INPEX，JERA，JOGMEC の間でアンモニア生産事業可能性に関する共同調査契約締結
	2021年8月	ADNOC が伊藤忠商事にブルーアンモニアを輸出
	2021年8月	TAQA と Emirate Steel が，グリーンスチールの生産で提携合意
	2021年8月	ADNOC が出光にブルーアンモニアの出荷計画発表
	2021年8月	Hellos Indestries が，グリーン水素/アンモニア事業の技術調査を独 Thyssenkrupp に
	2021年8月	ADNOC，INPE との間でアンモニア売買契約締結
	2021年9月	ADNOC，BP と水素事業に関する協力協定締結
	2021年10月	FAM Holding が，韓国 Nexon Star と水素の共同開発覚書締結
	2021年11月	三井物産と韓国 GS Energy が，ルワイスのブルーアンモニアに参画
	2021年11月	ADNOC と TAQA が，再エネ及びグリーン水素を手掛ける合弁会社設立
	2021年11月	産業・先端技術省とロシアの産業貿易省が，水素分野での協業覚書締結
	2021年12月	Mubadala，TAQA，ADNOC による Masdar の新ブランド　Abu Dhabi Future Energy Company
	2021年12月	Masdar，仏 Engie と戦略的提携。2030年までに50億ドルを投資して 2 GW のプロジェクトを開発
	2022年1月	Masdar，仏 Engie とルワイスに200MW のグリーン水素施設共同開発契約
	2022年3月	UAE とオーストリアが UAE での水素生産の能力向上に関する MoU を締結
	2022年3月	Abu Dhabi Port，ADNOC，独HHLAが，ハリファ港～ハンブルグ港間のクリーン水素サプライチェーン共同開発協力協定締結。
	2022年3月	UAE 企業とドイツ企業間の包括的水素バリューチェーン構築に関する協定締結。独 Hydrogenious，Uniper，ADNOC，JERA が水素運搬実証実験へ。
	2022年4月	Masdar と Hassan Allam Utilities はエジプトの政府系機関とスエズ運河経済特区及び地中海沿岸でのグリーン水素製造に関する合意締結。
	2022年5月	BP，ADNOC，Masdar によるクリーン水素と技術ハブ開発のためのパートナーシップを形成。
	2022年5月	韓国KEPCO並びにSamsong C&T，Western Powerはアブダビのハリファ工業団地にグリーン水素ベースのアンモニア生産施設（年間20万トン生産）建設のための共同開発契約を締結。
	2022年6月	三井物産と ENEOSADNOC と ADNOC は，UAE-日本間の20万トン商業用クリーン水素サプライチェーンを評価する共同研究を開始。

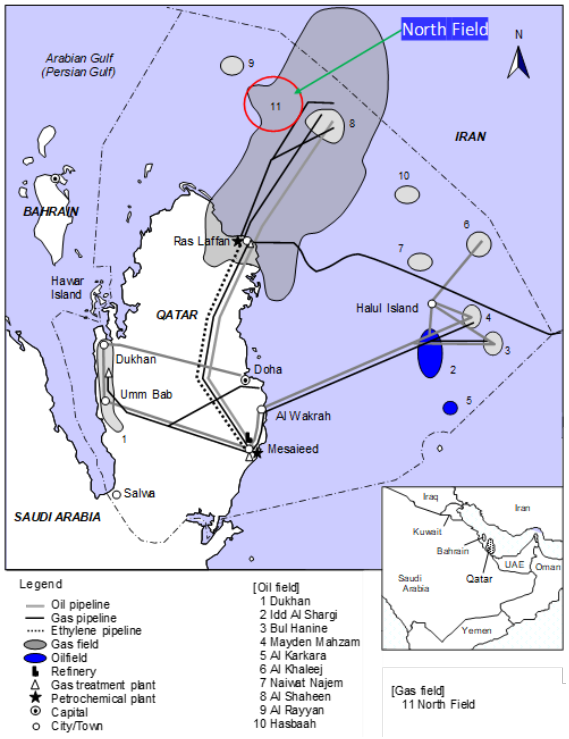
図表 3.7.23　オマーンのクリーン水素/アンモニア事業に関する協定・覚書など

オマーン	2020年1月	オマーン水素センター設立
	2020年12月	OQとベルギーDEME International が，Duqmでグリーン水素・アンモニア事業の共同開発合意
	2021年1月	住友商事と ARA Petroleum による地産地消型水素ハイブリッドプロジェクトの F/S を開始
	2021年5月	OQ，香港 InterContinental Energy，クウェート投資庁傘下 Enertech が，太陽光・風力発電によるグリーン水素製造計画発表。
	2021年7月	Duqm のグリーン水素/アンモニア事業に独 Uniper が提携
	2021年8月	エネルギー・鉱物資源省が主導する官民の国内水素連合設立
	2021年11月	OQ，韓国 KOGAS-Tech が，水素機会探求の覚書締結
	2022年3月	ノルウェーの Scatec とインドの Acme Group が Duqm 経済特区でのグリーン・アンモニア製造施設建設の合弁会社設立
	2022年3月	オマーンの Start-up である44.01が，CO2鉱物化プロセスを用いて CO2を捕捉したブルーアンモニアのパイロット・プロジェクトを実行。
	2022年3月	BP とエネルギー・鉱物資源省は，2030年までにマルチ GW クラスの再生可能エネルギー発電とグリーン水素開発を支援する基本合意を締結。
	2022年3月	オマーンの Start-up である44.01が，CO2鉱物化プロセスを用いて CO2を捕捉したブルーアンモニアのパイロット・プロジェクトを実行。
	2022年4月	独 Hydrogen Rise，Jindal Shadeed Iron and Steel，Sohar Port Freezone は，Sohar でグリーン水素を使用した鋼製造試験について合意。
	2022年5月	グリーン水素プロジェクトに特化した国営の "Hydrogen Development Oman" の設立計画。
	2022年5月	OQ と ACWA Power，Air Products は Salara Free zone でのグリーン水素ベースのアンモニア生産施設建設への数十億ドルの投資の基本開発契約を締結。
	2022年7月	ノルウェーの Scatec とインドの Acme Group が Duqm 経済特区で生産されるグリーン・アンモニアの販売契約に調印。

（8） カタールの LNG プロジェクト

BP Statistical Review of World Energy June 2022 によれば、カタールの天然ガス確認埋蔵量は、2020 年末で 24.7 兆 m3 である。世界シェアの 13.1%であり、ロシアに次ぎ世界第二位のガス保有国である。図表 3.7.24 に、カタールの油田・ガス田の位置を示す。ガス田の中心は、カタール北部の North Field でありその拠点は Las Laffan である。

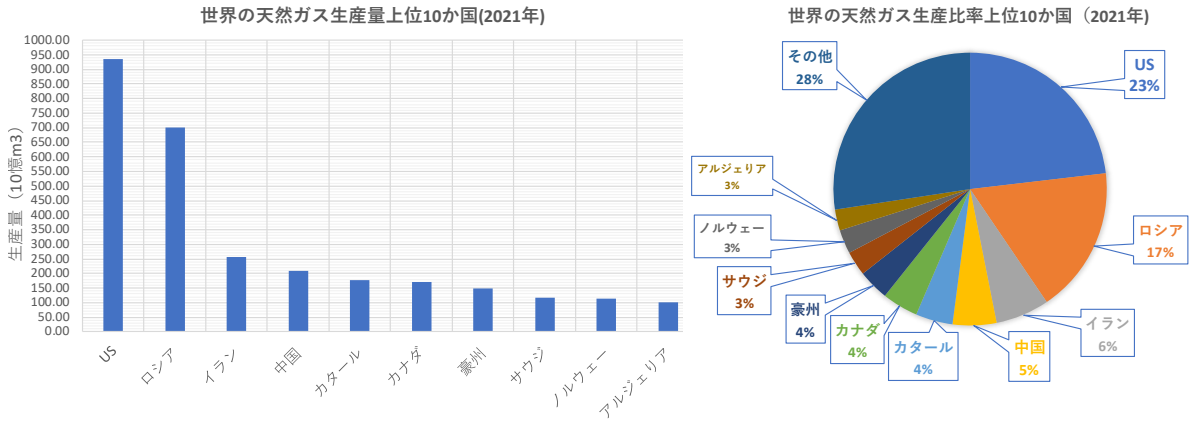
図表 3.7.24　カタールの油田・ガス田の位置



（出所）QatarEnergy 及び現地調査より MCR 作成

図表 3.7.25 に、2021 年における世界の天然ガス生産量の上位 10 か国の生産量及び生産割合をそれぞれ示す。

図表 3.7.25　世界の天然ガス生産量上位 10 カ国と生産割合



（出所）MCR、2022 年 12 月

カタールは、2021 年度には約 1770 億 m3 の天然ガスを生産し、世界シェアで第 5 位となって、中東ではイランに次ぐ産ガス国となっている。

ロシアは、欧米を中心とする経済制裁の対抗措置として、ロシア産パイプ天然ガスの供給を、激減させている。BP Statistical Review of World Energy June 2022 によれば、欧

州の天然ガスの 2021 年の消費量は 571.1 億 m3 であり、ロシア産天然ガスの輸入量は欧州の全消費量の 32.2%に当たる 184.41 億 m3 であった。中でもドイツは自消分の約 30%弱をロシアからパイプラインで輸入している。この分が激減する中で、欧州は当面の低炭素燃料としての LNG 確保を余儀なくされている。欧州各国は、ロシアからのエネルギー依存脱却を目指し、代替供給先の確保を目指している。

2022 年 3 月 8 日及び 5 月 18 日に示された Repower EU RepowerEU によると、欧州は 2030 年までにロシア産化石燃料への依存を脱却することを見込んでいる。特に天然ガスにおいては供給源の多様化や化石燃料の使用量を減少させることで 2022 年中にロシアからの天然ガス輸入量の約 3 分の 2（年間約 123bcm）を削減できるとしている。図表 3.7.26 に、2021 年のカタール及びロシアの天然ガス生産量と輸出量データを示す。

図表 3.7.26　カタール及びロシアの天然ガス生産量と輸出量

	単位（10億m3）	ガス（欧州向け）	LNG（欧州向け）
カタール生産量	176.98		
カタールの輸出合計	127.83	21.07(0)	106.76(22.54)
ロシアの生産量	701.67		
ロシアの輸出合計	241.32	201.71(167.03)	39.61(17.38)

参考：2021年における欧州の天然ガス消費量は571.1（10億m3)であった。

（出所）2022 年 12 月

カタールは既に欧州には、天然ガスは全輸出 LNG として 21%もの輸出を行っている。ロシアの欧州向け天然ガス量を見ても明らかなように、これまでロシアが供給してきた量は膨大で、現状カタールがこれを補填することは不可能である。このために、欧州各国は中東やアフリカを中心にガス供給先の多様化を図っている。既に欧州（EU）はアメリカを中心に、全世界でガス輸入を増やす長期契約を結び始めているが、アメリカの輸出インフラはロシア産のガス損失を補うには不十分である。その中でカタールは天然ガスの生産とインフラを強化するために大規模な投資を行い、天然ガス・LNG の需要増加分を取り込む態勢を整えている。

2022 年 5 月 20 日には、ドイツがカタールとの間で、ガス輸入を含めたエネルギー協力の関係強化に合意した。LNG の新規供給に関する具体的な合意は発表されなかったが、2 国間の LNG 貿易関係を発展させる。カタールのアル・サーニ外相は、5 月 19 日に、2024 年までにカタールが主導するアメリカでの Golden Pass LNG プロジェクト（年産 1,810 万トン）を完成させ、ドイツに LNG を供給できるようにしたい、と述べた。当該 LNG プロジェクト並びに将来的には North Field 拡張プロジェクトにより LNG 貿易関係を発展させると考えられる。

このように、低炭素燃料としての当面の主要エネルギー源となる LNG を確保する動きが脱ロシアを背景に加速している。カタールでは、「カタール国家ビジョン 2030」において、国内と世界にクリーンなエネルギーを供給するに足る発達したガス産業の確立や、国家

安全保障と持続可能な開発のニーズを満たす戦略的な石油・ガス埋蔵量の長期的な維持などを掲げている。また、脱炭素関連事業についても自国のガス資産にも十分な余裕があり、LNG 事業で GHG 排出削減に注力する方針を掲げている。

市場でも、アメリカやカタールなどの LNG プロジェクトで最終投資決定（FID）や 20 年間程度の長期調達契約に向けた動きが活発化している。図表 3.7.27 に、カタールの LNG プロジェクトをまとめた。

図表 3.7.27　カタールの LNG プロジェクト(於カタール、アメリカ)

国名	プラント名	液化設備			貯蔵設備			生産開始年	会社および参加者（所有割合）	コントラクター	供給ガス田	投資額
		液化能力（万トン／年）	トレイン数	液化方式	タンク数	貯蔵容量内訳(kL)	貯蔵容量合計（万kL）					
カタール	Qatargas 1（Train 1-3）	960	3	C3MR(APCI)	4	N.A.	34	1996年	Qatargas（QatarEnergy 65%, ExxonMobil 10%, TotalEnergies 10%, 三井物産 7.5%, 丸紅 7.5%）※2022年1月以降はQE 100%	千代田化工建設	North Field	N.A.
	Qatargas 2（Train 4）	780	1	AP-X(APCI)	8	N.A.	116	2009年	QatarEnergy 70%, ExxonMobil 30%	千代田化工建設, Technip	North Field	128億米ドル
	（Train 5）	780	1			N.A.		2009年	QatarEnergy 65%, ExxonMobil 18.3%, TotalEnergies 16.7%	千代田化工建設, Technip	North Field	
	Qatargas 3（Train 6）	780	1	AP-X(APCI)	8	N.A.	116	2010年	QatarEnergy 68.5%, ConocoPhillips 30%, 三井物産 1.5%	千代田化工建設, Technip	North Field	50億米ドル
	Qatargas 4（Train 7）	780	1	AP-X(APCI)	N.A.	N.A.	N.A.	2011年	QatarEnergy 70%, Shell 30%	千代田化工建設, Technip	North Field	60-70億米ドル
	RasGas（Train 1, 2）	660	2	C3MR(APCI)	3	3×140,000	42	1999年	RasGas（QatarEnergy 63%, ExxonMobil 25%, KORAS 5%, 伊藤忠商事 4%, エルエヌジージャパン 3%）	KBR, 日揮	North Field	60億米ドル
	RasGas Ⅱ（Train 3）	470	1	C3MR(APCI)	N.A.	(use existing tanks)	N.A.	2004年	QatarEnergy 70%, ExxonMobil 30%	千代田化工建設, 三井物産, Snamprogetti, Al Mara Trading	North Field	
	（Train 4）	470	1	C3MR(APCI)	N.A.	N.A.	N.A.	2005年	QatarEnergy 70%, ExxonMobil 30%	千代田化工建設, 三井物産, Snamprogetti, Al Mana Trading	North Field	
	（Train 5）	470	1	C3MR(APCI)	N.A.	N.A.	14	2007年	QatarEnergy 65%, ExxonMobil 30%, CPC 5%	千代田化工建設, Snamprogetti	North Field	140億米ドル
	RasGas 3（Train 6）	780	1	AP-X(APCI)	N.A.	N.A.	N.A.	2009年	QatarEnergy 70%, ExxonMobil 30%	千代田化工建設, Technip	North Field	
	（Train 7）	780	1	AP-X(APCI)	N.A.	N.A.	N.A.	2010年	QatarEnergy 70%, ExxonMobil 30%	千代田化工建設, Technip	North Field	
	Expansion NFE（North Field East）	3,200	4	N.A.	3	N.A.	N.A.	2026年（建設中）	QatarEnergy 75%, ExxonMobil 6.25%, TotalEnergies 6.25%, Shell 6.25%, Eni 3.125%, ConocoPhilips 3.125%	千代田化工建設, Technip (EPC)	North Field	287.5億米ドル
	Expansion NFS（North Field South）	1,600	2	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	2027年（計画中）	QatarEnergy 100%	McDermott (FEED)	North Field	140億ドル
米国	Golden Pass LNG，TX（Train 1）（既存受入基地に併設予定）	520	1	C3MR(APCI)	5	5×155,000	77.5	2024年（建設中）	Golden Pass Products（QatarEnergy 70%, ExxonMobil 30%）	千代田化工建設、CB&I(FEED) 千代田化工建設、Zachry、McDermott(EPC)	N.A.	100億米ドル
	（Train 2）	520	1	C3MR(APCI)				2026年（建設中）	Golden Pass Products（QatarEnergy 70%, ExxonMobil 30%）	千代田化工建設、CB&I(FEED) 千代田化工建設、Zachry、McDermott(EPC)	N.A.	
	（Train 3）	520	1	C3MR(APCI)				2026年（建設中）	Golden Pass Products（QatarEnergy 70%, ExxonMobil 30%）	千代田化工建設、CB&I(FEED) 千代田化工建設、Zachry、McDermott(EPC)	N.A.	

（出所）JOGMEC, 2022.8.16

カタールでは、North Field ガス田 LNG 拡張の FID を 2021 年に行い、2026 年～2027 年までに LNG 生産能力を、現状の年産約 7,700 万トンから 1 億 2600 万トンに拡大する。拡張計画の内、3,260 万トンを担う North Field East については、6 月から 7 月にかけて海外パートナー企業 5 社（TotalEnergies、 ExxonMobile、Shell、Eni、ConocoPhillips）との選定・契約が行われた。残りの 1,600 万トンの North Field South の海外パートナー企業選定はこれから行われるという。

カタールは自国産 LNG に、低コストに加えて、低炭素を付加価値として加えるために、CCS 設備の拡充、フレアリングの廃止を行い。LNG 生産に 5GW の再生可能エネルギー電源を導入して、炭素原単位を 35%下げるとしている。このように、カタールは優位性のある LNG にさらに磨きをかけて市場シェアを確保する（中東協力センターニュース 2022 年 8 月）。

（参考）カタールの新規天然ガス開発投資をめぐる動向

Qatar Energy は 2022 年 6 月以降、North Field East（以下、NFE）につき、メジャーズ 5 社（Total Energies、Eni、ConocoPhillips、ExxonMobil、Shell）とのパートナーシップ合意を発表した。

Total Energies、ExxonMobil、Shell 各社と Qatar Energy との JV は、NFE プロジェクトの 25%、すなわち年産 800 万トンのプラント 1 基分を所有し、持ち分に応じた各パートナーの推定引取量は年 200 万トンとなる。Eni、ConocoPhillips 各社と Qatar Energy との JV は、NFE プロジェクトの 12.5%、すなわち、年産 800 万トンのプラントの 0.5 基分を所有し、持ち分に応じた各パートナーの推定引取量は年 100 万トンとなる。

アル・カービー・エネルギー相は、パートナーの選定方法は、「実力と我々にとってマーケティングの出口を増やすことができるかどうか」と述べた。マーケティングの内、特に販売義務を分担することが重要な要素として位置づけされ、その他の要素（国際的パートナーシップ、商業的条件、コンピテンシー）により総合的に判断し、パートナーを選定したと思われる。

5%の権益をアジア系の企業に提供する可能性があり、その選定は販売義務の分担を念頭に置いた付加価値を提供できるかどうかが着目点になる。報道によると中国の国営企業が揃って NFE プロジェクトへの参加を検討している。また、同様に日本企業も交渉しているが厳しい商談が続いている。

カタールの LNG の殆どは、アジア向けの長期契約であり、輸出先が明確に決められており、即時に欧州へ供給を振り向けるのには限界がある。アル・カービー・カタール国エネルギー担当国務大臣は、カタールのガス生産量の内 80%は長期契約で固定されており、欧州に転売できるのは 10～15%（≒10.7～16.1Bcm）に過ぎないと述べている。

需要の変化に対して、安定した供給を行うには、バッファーとなる余剰生産能力が重要であるが、度重なる原油価格下落により投資は抑えられてきたままであり、余剰生産能力幅は小さくなっている。このような中で、中東産油国の中でもカタールは唯一 LNG の拡張が期待できる構想と現実性をもっている。

（9） カーボンニュートラルに対する、サウジアラビアと UAE 他の根本的な考え、取り組み相違

同じスーパー・ベイスンである GCC 諸国の中でも、カーボンニュートラルに対す捉え方とその取り組み方は異なる。湾岸産油国は脱炭素潮流が本格化する以前から、自国のエネルギー需要への対応として、再生可能エネルギーに目を向けてきた。但し、COP26 に至る経緯の中で、湾岸産油国でも気候変動への関心は高まったとは言え、エネルギー転換に対応するロジックは IEA のネットゼロが示すストーリーとは異なる。

エネルギー転換の先行きは不透明だとは言え、多くの石油企業や産油国は、「化石燃料需要は減少する」ことを前提にして、事業と投資の優先順位の再構築を迫られている。低コスト・低 GHG 排出原単位の炭化水素資源と低コストの再生可能エネルギー資源を有する中東産油国は、再生可能エネルギー事業、水素・アンモニア製造事業、化石燃料事業と多面的な展開が可能な位置にあり、エネルギー転換の時代に、引き続きエネルギー供給の中

心地であろうとしている。以下に、GCC 諸国の違いを要約する。

① Circular Carbon Economy を提唱するサウジアラビア

CO2 排出削減のため Circular Carbon Economy を提唱するサウジアラビアだが、IEA2050 ネットゼロを「La La Land の続編」と評したアブドゥルアジーズ・エネルギー相は、「石油消費は今後も増加する。化石燃料使用の必然的減少を予測する人々は、ファンタジーの土地に住んでいる」と 2022 年の雑誌インタビューで発言した。

再生可能エネルギー発電・環境対策イニシアチブ・水素事業で存在感を示すサウジアラビアだが、根幹はやはり石油・天然ガス事業であり、「石油の最後の生産者」となるべく投資を行っている。

② 再生可能エネルギー導入」でトップを走る UAE

UAE は、産業・先端技術相でもある ADNOC のジャーベル CEO が、「世界は石油・ガスを断ち切ることなく温室効果ガス（GHG）排出を削減できる」と述べて、「(特にブルー) 水素・アンモニア事業着手」、「既存石油・天然ガス事業拡大」も同時に進めている。石油・天然ガス事業で得られる利益を最大化し、それを先端技術分野に投資して、経済多角化を展開しようとしており、再生可能エネルギー事業も水素・アンモニア事業も多角化の一部門となる。

③ アラビア海に面した地の利を生かしたオマーン

石油・天然ガスの埋蔵量が他の湾岸産油国と比べて小さいオマーンは、アラビア海に面した地の利を生かして、グリーン水素・アンモニアの生産・輸出ハブとなることで、エネルギー転換の時代に適応しようとしている。

④ 巨大な天然ガス埋蔵量を有すカタール

カタールは、巨大な天然ガス埋蔵量を背景に、低コスト・低炭素 LNG による差別化で市場シェアの獲得を狙っている。Qatar Energy のカービ CEO は、天然ガス・LNG を生産し消費することが気候変動の影響を減らすと述べ、LNG の重要性を示した。

３．７．６ サウジアラビア政府の脱石油依存・多角化政策

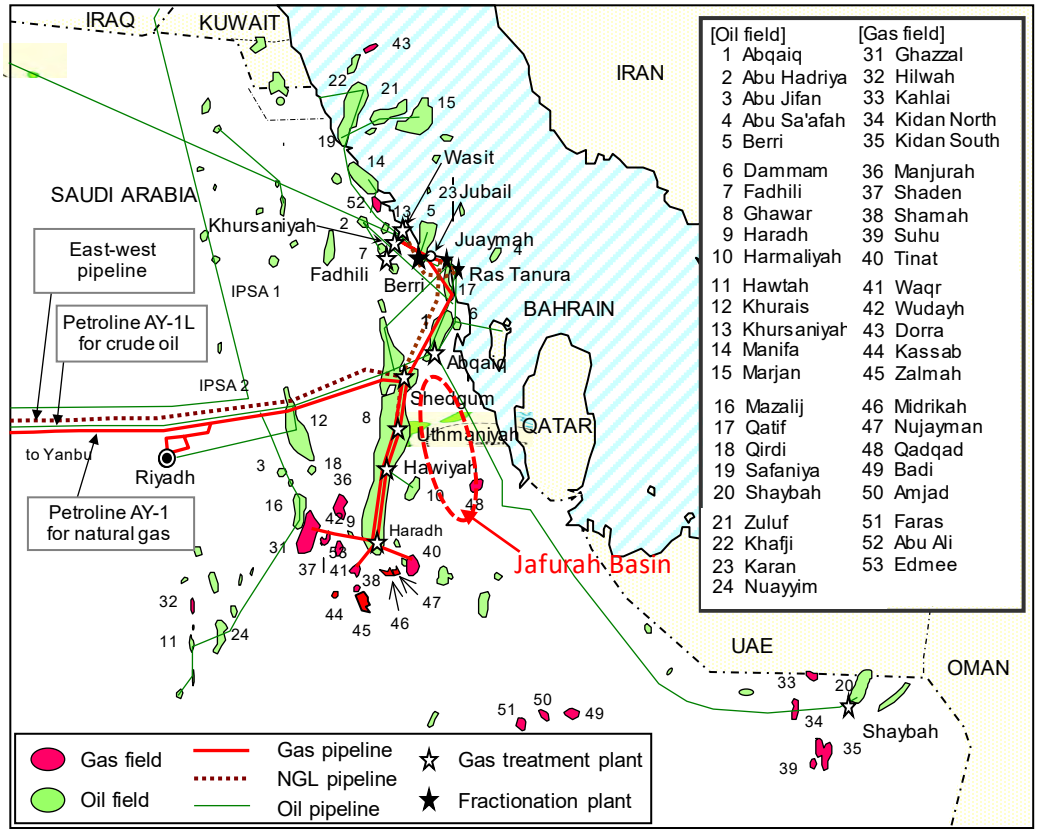
（１） 最近の気候変動対策と原油・ガス資源開発の同時対応

サウジアラビアのムハンマド皇太子は、2022 年 3 月に環境保全のための包括的な計画「グリーン・イニシアチブ」を公表し低炭素に向けた取り組みの加速を周辺国に呼びかけるなど、域内の気候変動対策を主導しようとしている。このような中で、Saudi Aramco は 2021 年 11 月 29 日、サウジアラビア王国で最大の非随伴ガス田である、ジャフーラ(Jafurah) の巨大非在来型ガス田の開発を発表した（図表 3.7.28 参照)。

100 億ドル相当の地下開発及び EPC（設計・調達・建設）契約を締結し、ジャフーラにおける資本支出は、開発の最初の 10 年間で 680 億ドルに達する見込みという。このような原油・ガス資源開発の状況とムハンマド皇太子が公表した「グリーン・イニシアチブ」の

具体的内容及び原油・ガス資源開発の同時対応状況、政策につき調査分析する。

図表 3.7.28　Jafrah のガス田の位置



（出所）MCR、2022 年 12 月

① サウジアラビアにおける最近の気候変動対策と原油・ガス資源開発の状況

サウジアラビアのサルマン皇太子は、2021 年 3 月 27 日に同国の気候変動対策として、2030 年までに電力の 50%を再生可能エネルギーに切り替え（電源構成の再生可能エネルギー比率・ガス比率をそれぞれ 50%に引き上げる）、100 億万本の植林も展開して、CO2 排出削減と吸収の両方に力を入れると発表した。同皇太子はこの取り組みを「Saudi Green Initiative:SGI」「Middle East Green Initiative:MGI」と名付け、サウジアラビアだけではなく中東全体の温暖化取り組みとして推進したい考えという。但し、サウジアラビアは世界第二位の石油生産国であるためか、皇太子は、温暖化促進の主因である化石燃料資源の石油・ガスの生産削減・輸出減には言及しなかった。また、サルマン皇太子は 2021 年 10 月 23 日に 2060 年までにカーボンニュートラルの達成を目指すとする計画を発表した。再生可能エネルギーへの転換や、循環炭素経済（注 1）を通じたカーボンニュートラルの実現に向けたもので、投資規模は 7,000 億リアル（約 21 兆円、1 リアル＝約 30 円）超が見込まれるとした。

（注 1）CO2 の排出量自体を削減することと、排出された CO2 を回収すること、回収した CO2 を再利用すること、CO2 を除去することを表す 4 つの R（Reduce、Reuse、Recycle、Remove）を指す。

サルマン皇太子は、サウジアラビアが「石油・ガスの時代」を支えてきたように、今後は「(サウジアラビアは) よりグリーンな世界を築くグローバルリーダーになるだろう」とも語った。サウジアラビアが国を挙げて温暖化対策に取り組む理由として、同国自体、すでに深刻な気候変動の影響を受けていると指摘している。砂漠化の広がりをはじめ、砂嵐などでサウジアラビアと中東諸国では年間 130 億ドルの経済的損失を計上しているという。また温暖化による大気汚染で、サウジアラビア国民の平均寿命が 1.5 年縮小する現象も起きているとした。

CO2 削減では 2030 年までに国内の電力消費量の 50%を再生可能エネルギー電源に切り替えるとともに、クリーン水素技術開発などで CO2 排出量を 1.3 億トン以上減少させる。また、廃棄物についても埋め立てから廃棄物発電化を 94%にまで高める。再生可能エネルギー事業についてはすでに砂漠地帯での大規模な集光型太陽光発電事業を展開しているほか、風力発電にも力を入れている。

更に、サウジアラビア一国の「SGI」ではなく、「MGI」とすることも強調した。中東湾岸協力理事会 (GCC) 諸国と協調し、植林ではサウジアラビア国内分とは別に 400 億本の植林を展開する。サウジアラビア分を合わせた 500 億本の植林で、世界の CO2 排出削減目標の 10%以上の達成に向けて、中東地域を後押しすることを目指している。そして 2 億 ha の荒れ地が「緑の森」に転じることになる。世界最大規模の植林活動といえる。皇太子は「われわれは、経済を守るか、環境を守るかという選択は『虚偽の選択肢』として拒否する。気候活動は経済の競争力を高め、イノベーションを刺激し、高品質の数百万に上る雇用を創り出すのだ」と強調したという。肝いりの壮大な近代化計画と同様に派手な目標をぶち上げたと言える。

サウジアラビアは UAE と共に、既存資産 (化石燃料) への投資を継続しつつ新資産へ投資し、エネルギートランジッション下でも自国の「クリーンな原油」生産を、自信を持って両立させるとしている。Saudi Aramco の原油は他の原油よりもクリーンでメタン排出も厳格に管理されているという。事実 Saudi Aramco の上流事業部門の炭素強度 (石油換算 1 バレルあたり (BOE) の温室効果ガス二酸化炭素 (CO2) 換算排出量) は、前年並みの 10.5KgCO2/BOE で世界最小水準であり、フレアリング強度 (石油換算 1 バレル生産あたりのフレアされたガス量) は 5.95 (scf/boe)、上流事業メタン強度 (天然ガス販売量あたりの上流事業推計メタン排出量) は 0.06 (%) であった。低炭素に向けて CCS、水素、アンモニウムプロジェクトなどを手掛けて低炭素化技術の開発に力を入れている (一部は JPEC 世界製油所関連最新情報 2021 年 4 月号引用)

ムハンマド皇太子は、広大な土地と豊富な太陽光熱・風力を生かし、欧米日中韓との間で、再生可能エネルギー発電プラント建設や水素・アンモニア事業の提携合意を相次いで締結している。CO2 回収貯留技術の導入も進む。但し、特に、水素は生産コストや市場確保の面で難点を抱えるため、サウジアラビアが十分な投資を誘致できるかが今後の課題となろう (2021 年 6 月 10 日三井物産戦略研究所)。

Saudi Aramcoは水素自動車の開発などでフランスの大手企業4社と5件の案件で合意した。低炭素車両Gaussinとは、水素自動車製造施設の建設に向けて合意した。両社は、中東市場向けの水素バス製造事業のFSにとり組む。またSaudi Aramcoの Advanced Innovation Centerは、Gaussanと水素配送事業の共同技術開発に合意した。更に、Air Lindeとは「低炭素・アンモニア関連」、「CCSプロジェクトの調査」、AlteiaとはAIを活用した「地理空間画像技術関連」、Axensとは「燃焼炉・加熱炉の国内製造、メンテナンス」などでMOUに調印した。また、Sabicは、水素製造、CCUS、プラスチックリサイクルなどに取り組むことを表明し、更に、100%再生可能発電による石化プラント、スチームクラッカーの電化（BASF及び英リンデの3社で大規模実証プラントの建設を開始した）、ブルーアンモニア、CO2捕集/精製などのプロジェクトに取り組んでいる。併せてSabicは世界経済フォーラムとともに、低炭素Initiative: Low Carbon Emitting Technologies(LCET)の設立メンバーになることを表明している。

② サウジアラビアによるシェールガス田開発

2020年2月24日サウジアラビアは、アメリカ外で世界最大規模となるシェールガス田開発に乗り出した。国内へのガス供給を増やすとともに、発電所で使用する石油を減らす。同社のナセル最高経営責任者（CEO）が、24日明らかにした。

サウジアラビアは長年にわたって、アメリカのシェール石油会社とシェア争いや価格競争を繰り広げてきたが、アメリカ勢を打ち負かすことはできなかった。そのサウジアラビアが今度はアメリカのシェールガス田で培われたフラッキング技術を用いて、サウジアラビア東部にあるJafurahのガス田で1100億ドル規模のプロジェクトをスタートさせる。

プロジェクトが目標どおりに進めば、サウジアラビアは2030年までにアメリカ、ロシアに次いで世界第3位のガス生産国になる。Saudi Aramcoは2013年以降、Jafurahのシェールガス田で150のガス井を掘削し、開発プロジェクトの準備を進めてきた。ナセルCEOは、このシェールガス開発プロジェクトにより、発電に使用される原油などの燃料を平均日量80万バレル減らせるとの見方を示し、必要であればその分を輸出に回せると述べた。2021年11月29日に非在来型ガス田の開発を開始し、生産開始は2024年初頭と予想される。

・Jafurahのガス田の膨大な潜在利益

Jafurahのガス田は巨大なGawar油田の（南）東にあり、170km×100kmに及ぶサウジアラビア最大の天然ガス田には、200兆立方フィート（約5兆6,600億㎥、約45億トン）の豊富な生ガスが眠ると推定される。Jafurahガス田からの生産を2024年初頭に開始し、2036年には一日ごとに約22億立方ft（約6,230万標準㎥、約1,800万トン/年）のガス生産を見込んでいる。また同ガス田では、一日約4億2,500万立方フィート（約1,200万標準㎥、約640万トン）のエタンと約55万バレルのガス液及びコンデンセートを生産できる。

Saudi AramcoはJafrah開発を最高の環境基準に従って計画している。このガス田の開発

は戦略的な投資機会であり、数年後にはその成果が現れ、国の経済成長を後押しするだろう。また、石油やその派生物をガスに置き換えて発電することで、CO2 排出量削減というサウジアラビアの目標達成にも貢献するとしている。

Jafurah は、22 年間にわたり年間 86 億ドル（約 1.1 兆円/年）の歳入を生み出し、年間 200 億ドル(約 2.6 兆円)の国内総生産に貢献する見込みだとしている。皇太子は、Jafurah で生産されるガスを国内産業向けに優先して振り向けるよう命じた。

なお、2018 年末の時点で Saudi Aramco が保有する推定 233.8 兆立方フィート（約 6 兆 6,200 億㎥）のガスに加えて、サウジアラビアは 2021 年、紅海で大量のガスを発見したことを発表した。このガス田の規模と重要性はまだ分かっていない。また、Jafurah 以外のシェールガス田は既に、Ghawar の Tuwaiq、紅海側に近い内陸で Qusaibia Hot Shale が発見されているが、その開発状況については不明である。

・サウジアラビア天然ガス生産増による世界 LNG 市場バランスへのインパクト
サウジアラビアによる輸出の開始は、同国の従来型及び非従来型のガス資源の規模を考えれば、2020 年代の後半に世界の液化天然ガス（LNG）の市場バランスに大きな変化をもたらす可能性がある。今回の発見は、サウジアラビアとそのよりクリーンなエネルギーミックスへの道筋だけでなく、世界のガス市場 にも大きな影響を与えるものであること、及びサウジアラビアのガス資源への投資は、2014 年以降急激に低下した石油産業の収益への依存から脱却しようとする幅広い動きの一部だが、石油からの収益の低下は湾岸諸国の政府収入に大きく影響しており、製造コストの問題を含んだエネルギー部門の改革が、再び緊急の要件となる。

サウジアラビアにおける油田については小規模な油田に関する新しい鉱区の開発は別として、大規模なものの報告はない。但し、サウジアラビアは 2020 年に現行の 12,000 千 BPD から 13,000 千 BPD に増強することを決めたが、この 1,000 千 BPD の増強は、2027 年までに行われるとしている。

・サウジアラビアの石油生産コストは世界最小レベル
原油生産コストが 1 バレル当たり 5 ドル程度と S&P グローバル・プラッツのシナリオプランニング分析の責任者であるダン・クライン氏は指摘する。「世界的な石油需要と価格が急激に低下するシナリオの下でも、サウジアラビア石油産業は極めて高い収益性を保つ」とのことである。

（2） GCC の盟主、サウジアラビアのエネルギー政策、脱炭素化への思惑
1970 年代以降、中東は「石油を持つ国と持たざる国」の二元論で語られることが多かった。しかし、脱炭素燃料への移行に伴い「ガスを持つ国と持たざる国」や「再生可能エネルギーを持つ国と持たざる国」といった要素が加わり、中東のエネルギー情勢は単なる二元論から脱却し、各国のエネルギー戦略は複雑化していく様相を呈している。このような中で GCC の盟主であるサウジアラビアは、世界的な脱炭素の中で、ロシア産の石油及び天

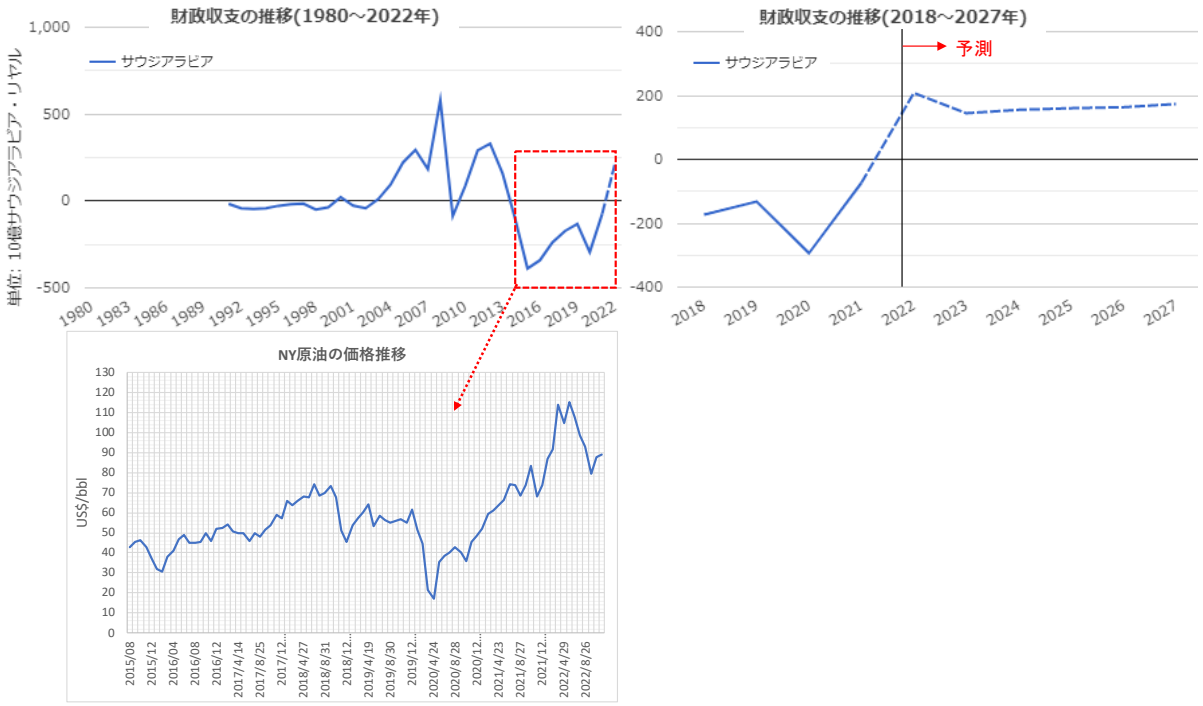
然ガス資源の供給量は当面は減ること、かつ足元の石油及び天然ガス国際価格高騰を見越して、今後共、より強く世界石油市場の生産調整役の中心となり、価格影響力の立場を強めるものと思われる。他方、強力に推し進めている再生可能エネルギー（水素）の安定供給と商業ベースに乗る低価格化にはなおも時間を要するものと思われる。

サウジアラビアのような産油国としては、石油価格の過度の高騰は、石油消費を急減させ、原子力を含めた他のエネルギーへの移行を加速させることとなるために、必ずしも得策とは考えていない。サウジアラビアはムハンマド皇太子の号令で化石燃料による収入に頼らない国造りを推進し、グリーン水素やブルー水素などの再生可能エネルギーも持つ国を目指しているが、当面は、キャスティングボードを持つ石油・ガスを持つ国の両輪をめざすべく、石油・ガス資源開発、燃料増産にも投資を拡大している。そこで、特に、石油・ガス資源開発、燃料増産への投資拡大状況の具体的な状況を調査しエネルギー政策の中での脱炭素化への思惑について、調査分析する。

① サウジアラビアのエネルギー政策、脱炭素化への思惑

図表 3.7.29 に、2022 年 10 月時点までのサウジアラビアの財政収支と原油価格の推移、及びそれ以降の財政収支の予測を示す。

図表 3.7.29　サウジアラビア財政収支と原油価格の推移、財政収支の予測



（出所）IMF データより MCR 作成、2022 年 12 月

ロシアからの石油・ガスの供給が減少し、当面は石油・ガス価格が高騰を続けるとみられる中、中東産油国の盟主であるサウジアラビアは、サルマン皇太子のサウジアラビアビジョン 2030 により脱石油を掲げ、種々の改革が進み、その成果は実りつつある。しかし、

ウクライナ侵攻前の原油価格が 2015 年 8 月頃から 2021 年 2 月にかけて NY 原油先物価格(WTI)は 20～70$/BPD 未満と低価格状態が続き、これとリンクするように財政赤字が続いてきた。依然として、石油など化石燃料依存への脱却は図れていないようである。

但し、当面は、サウジアラビアビジョン 2030 の改革の更なる推進とロシアからの化石資源の供給量も減り、足元では石油・ガス価格が高騰したまま進むであろうとの予測の下で、サウジアラビアの財政赤字は改善されていくものとの予測と分析される。石油とガスを保有するサウジアラビア（および UAE）は、世界的な脱炭素潮流の中で、再生可能エネルギー（太陽光・風力発電事業、クリーン水素・アンモニア事業）の安定供給と商業ベースにのるコストの実現にはなお時間がかかるとみており、足元の石油・ガス国際価格高騰を見越してキャスティングボードを握ろうとする思惑が見える。世界石油・天然ガス市場の“生産調整役”を担い同時に価格調整役としての立場を強めるものと思われる。

サウジアラビアは 2020 年に原油の持続可能な生産能力を 13,000 千 BPD とし、現行の 12,000 千 BPD から 1,000 千 BPD を 2027 年までに増強することを決めている。また 2030 年までにガス生産を 50%超拡大する計画を明らかにしている。Jafurah シェールガス田の開発では、2024 年の生産開始を目指し、2036 年には日産 22 億 cf まで生産を拡大する計画となっている。

Saudi Aramco は、新型コロナウイルスのパンデミック（世界的大流行）からの需要回復や原油価格が高騰する中、西側諸国から増産を求める圧力を受けている。他方、Saudi Aramco の純利益は 490 億ドルで 2021 年は 1,100 億ドルと 2 倍以上となり、市場予想を上回った（2022 年 3 月 21 日 Reuter)。2022 年の 1～3 月期の純利益は 395 億ドル（約 5 兆円)、4～6 月期の純利益は、前年同期比 90%増の 484 億ドル（約 6 兆 4000 億円）となり、22 年 1～6 月期の純利益は 879 億ドル（約 12 兆円）に達した。原油高の追い風が続き、四半期として 19 年の上場以降で最高を更新した。足元では景気後退への懸念があるなか、同社は強気の見通しを示した。

このような背景の中、Saudi Aramco は石油・ガス資源開発や燃料増産に投資を拡大している。2020 年の設備投資は 270 億ドルに対して 2021 年は 319 億ドルで 2022 年は 400～500 億ドルを計画している。生産が拡大し、価格も上昇するとみられることから、アナリストは同社の純利益が 2022 年に 1400 億ドルに達すると予想している。

下流部門の Liquids to Chemicals の生産能力を最大 4,000 千 BPD に拡張する。水素輸出能力を開発し、CCUS のグローバルリーダーを目指し、再生可能エネルギー及び Nature-Based solution へ（自然を活用した解決策）の投資などにより 100%稼働資産の Scope1 and Scope2 の 2050 年ネットゼロ排出を目指すとしている(Reuters, 2022 年 3 月 21 日)。

また、海外では、国営タイ石油公社とエネルギー協力の強化で合意が発表され、タイに対する原油や LNG 供給を増やすという。中国北東部での石油化学コンプレックス開発への参加も決定した（2022 年 3 月)。更に、にポーランドの製油所の株式の 3 割を取得した上

に、英国 BP とジェット燃料を販売する合弁会社の設立を 2022 年 1 月に公表した。

再生可能エネルギー分野でサウジアラビアの政府系企業 ACWA パワーは、ウズベキスタン西部カラカルパクスタン共和国に世界最大級の設備容量 1.5 ギガワット（GW）の風力発電所を建設する基本契約をウズベキスタンのエネルギー省と投資貿易省との間で署名した。総事業費は 24 億ドルで、2023 年末までに資金調達を完了し、2026 年初頭に商業運転を開始する。

同じく、ACWA パワーとアメリカの産業ガス大手エアープロダクツ・アンド・ケミカルズは、ウズベキスタンでのグリーン水素生産を念頭に研究開発に取り組む。サウジアラビア側がウズベキスタンで天然ガス発電と風力発電事業を継続するため、今後 5 年間で 100 億ドルを投資することなどが発表されている（JETRO2022 年 08 月 29 日）。

サウジアラビアの原油生産量は 2021 年度でアメリカ、ロシアに次ぐ世界第 3 位でシェアは 12.2%であるが、2 位の産油国であるロシア（12.7%）の供給量は今後も欧米の制裁で低迷が続くとみられる。長引けば制裁に参加する国が増え、減少幅が増える可能性もある。このような中で脱炭素化に向かっては、当面国内外にて需要が見込まれるガス・LNG の供給を進め、再生可能エネルギー（クリーンエネルギー）として水素・アンモニア事業などの準備を巧妙に整えていく「二正面作戦」をとり、他国との連携により再生エネルギー事業を先導するだけでなく、「クリーンな原油」というアピールを掲げて原油市場のシェアを確保するというバランスをとった戦略を展開している。上記の戦略は、言い換えれば「主要産油国として余力を残す」ことで価格形成への影響力を高めることになる。ムハンマド皇太子の号令で「化石燃料による収入に頼らない国作り」を推進しているが、脱炭素が遅れれば皇太子改革原資が増加する。脱炭素が早まり、需給緩和で石油価格が下落した場合でも、サウジアラビアの原油生産コストは、世界でも最低水準の 5$/BPD 以下であるから、中東の中でも競争力がある。

ガス生産に余裕のない「持たざる国」は、エネルギー分野での脱炭素対応を性急に進める方針であり、余裕のある「持つ国」は他国の動向を注視しつつ慎重に行動している。

（3） 石化シフト、天然ガス、グリーン事業進出の国家政策と進捗状況

CN2060 の原資としての原油価格が財政収支に与える影響が大きく、石油やガス資源の高付加化価値化を目指すためにサウジアラビア国内外での石油化学分野でのシェア拡大を狙い、中国をはじめとしたアジア圏での石精・石化への参画を積極的に行っている。このためにも Saudi Aramco は、2020 年 6 月に Sabic の保有する持ち株の 70%を PIF から取得し、石油・ガス原料で優位な Saudi Aramco と石油化学分野でダウンストリームに進出している Sabic が一体化した石精・石化の強化を図った。技術面でも独自の COTC の技術開発を推し進め、効率的な原料多様化を図り、付加価値の高い石化原料を優位に製造する技術開発を、日本を含む諸外国の支援を受けて積極的に行っている。一方、「グリーン・イニシアチブ」に従って、環境保全、特に気候変動対応として低炭素化に向けた種々の技術開発（水素製造、CCUS、プラスチックリサイクルなど）に取り組むことも表明している。

また100%再生可能エネルギー発電電力による石化プラント、スチームクラッカー加熱炉の電化、ブルーアンモニア、CO2捕集などのプロジェクトに取り組んでいる。

Saudi AramcoとSabicが取り組んでいる石化シフトの概要やCOTCなどの先端技術開発状況及び低炭素化に向けて行っている種々のプロジェクトの進捗状況などを調査し、政府の脱石油依存・多角化政策を分析する。

① 石化シフトの概要とCOTCなどの先端技術開発状況

サウジアラビアの脱石油依存・多角化経営は下記の「サウジアラビアビジョン 2030」の目標を持ち、その骨子は、(1)～(4)である。

(1) 現在(2016年)の世界第19位から世界第15位の経済規模の国家になる
(2) 石油・ガス部門における国内化の割合を40%から75%に引き上げる
(3) 公的投資資金の資産を6,000億リアルから7兆リアルに増やす
(4) 非石油政府収入を1,630億リアルから1兆リアルに増やす

サウジアラビアにおける脱石油・多角化経営の中で石化シフトに関する政策及びこの中のサウジアラビア国外でのSaudi Aramco・Sabicの石化分野のシェア拡大については、「アジア圏新興コンビナートの国際競争力強化、環境対応の実態と見通しに関する調査」(2021年度RING報告書アジア調査)を参考されたい。

Reliance社は2019年8月、製油所と石油化学が垂直統合したOil to Chemical(O2C)事業へSaudi Aramcoから20%を150億ドルで出資を受け入れることで、Saudi Aramcoと法的拘束力のない基本合意書(LOI)を締結した。その後、2021年3月にはSaudi Aramco側がこの契約を見直すとの意思を表明した。計画が撤回された背景には、石油・ガス会社が化石燃料から再生可能エネルギー
へ移行を進める中、特にCOP26後に製油・石油化学資産の評価額が低下していることがあったという。

また最近の化学工業日報(2022年11月15日)によれば、サウジアラビアで中国石化がSaudi Aramcoと組み、グリーンエネルギー開発や化学投資を実施する予定である。中国は世界最大の化学品市場を抱える。最大規模の産油・産ガス国であるサウジアラビアと産業分野における補完関係を強化し、事業機会探索や排出削減に取り組むとしている。サウジアラビアで両国は化学品投資や温暖化対策、新エネルギー開発といった幅広い範囲での連携を模索する。中国石化とSabicの親会社であるSaudi Aramcoは2022年8月、戦略的協業に向けた覚書(MoU)を交わした。協業範囲には石油・化学品事業、CCS(CO2の回収・貯留)、水素製造などが含まれる。まずは、Saudi Aramcoが運営するサウジアラビア東部の大規模コンビナートで、何らかの製造工場を共同建設する検討を進めていく。

② サウジアラビアのCOTCの開発

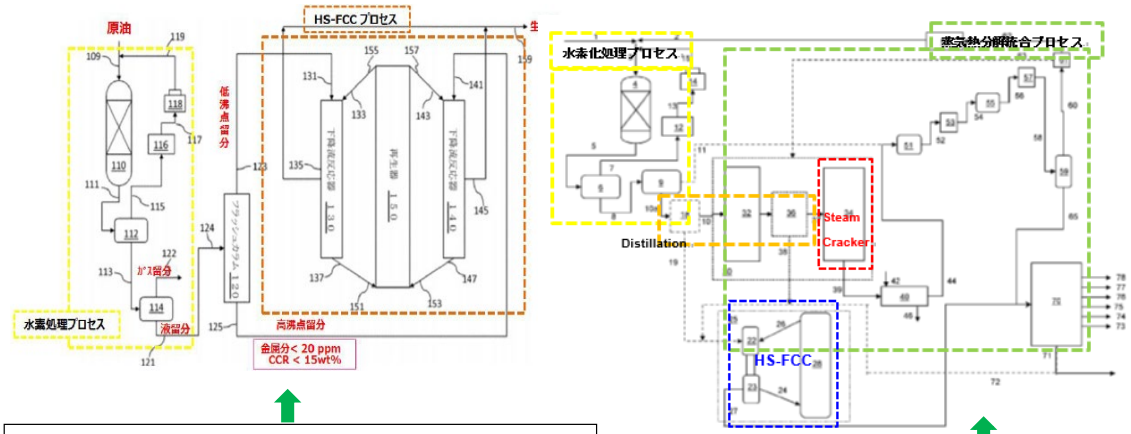
ムハンマド皇太子が作成した2030年までの経済改革計画「ビジョン2030」を国王主宰の閣議で承認した石油依存型経済から脱却し、投資を増やし、経済を多角化し、サウジアラ

ビア人の雇用を増やそうというものである。本件は以下の点でそれに沿ったものである。
(1) 石油化学製品の製造と統合し、原油生産からの価値を最大化する。
(2) 半製品、最終製品に産業転換し、経済の多角化を行う。
(3) 先端技術、イノベーションの開発。
(4) National Transformation Program に合わせ持続可能な発展を可能にする。

サウジアラビアの COTC の開発は、Phase 1 と PhaseⅡが平行して行われてきた。Phase 1 は、石油精製系を残し、燃料油ではなく石化原料をより多く製造し、熱分解により化学品製造を狙うものであり、その熱分解技術は SCORETM と称されている。このプロセスでは年産 2,000 万トンの CDU からエチレン年産 300 万トンを狙うもので、当初 2020 年 10 月にサウジアラビア西部の紅海沿岸の Yanbu で総投資額 200 億ドルをかけて稼働を計画していたが、コロナの Pandemic により一旦中止と決断されその後の変化はない。

PhaseⅡでは、原油を直接熱分解する TC2CTM と原油を用いて流動床による接触分解する CC2TCTM の 2 つのプロセス開発を推し進め、前者は 2020 年に後者は、2021 年までの商業化を目指している。コロナ禍の影響やロシアのウクライナ侵攻などにより、現在これらのプロセスを中止したという情報は現時点ではないが、全体計画は遅れている模様である。なお、CC2TCTM は、日本の国際石油交流センター（JCCP）主導のもとに、ENEOS（株）とサウジアラビア King Fad University of Petroleum & Minerals の協力で開発された HS-FCCTM（高過酷度流動接触分解）をベースにする技術である（図表 3.7.30 参照）。

図表 3.7.30　PhaseⅡプロジェクト（CC2C™）のプロセスフロー



・JPECレポート2018年度第5回（原油から直接化学品を製造する最近の技術）ではCC2C™を上図（特表2015-510969）に示すプロセス構成を基幹としたものと推測されている。
・しかし、HS-FCC™ではエチレンの製造の面で不十分と考えられ、右上図（特表2015-511653)に示すSteam Crackerを織り込んだプロセス構成を採用するのではないかと推測する。

（出所）JPECレポート 2018年度第5回(プロセス構成例 特表2015-510969)

上図（特表2015-511653）のプロセス構成では原油はまず一括で水素化処理されてメタル、硫黄、窒素などを除去した後、軽質分（Gas Oil Lighter）は分解炉に導入されるとともに、重質分(VGO Heavier)はオレフィン増産型の流動接触分解装置であるHS-FCCに導入される。

（出所）特表2015-511653を基にMCR作成

③　低炭素化に向けて行っている上記種々のプロジェクトの進捗状況

サウジアラビアは、クリーン水素やクリーンアンモニア事業の他、太陽光発電による再生可能エネルギー事業、石化プラントスチームクラッカー加熱炉の電化、CCUS と炭素循環経済（サーキュラー・カーボン・エコノミー）、原油の炭素強度の引き下げ、全事業領域の GHG 排出量の削減、エネルギー効率の改善、メタン放出の削減などの検討に取り組み、CO2 排出量オフセットなどに目標値を設定している。

サウジアラビアにおける太陽光発電プロジェクトを図表 3.7.31 に示す。サウジアラビアビジョン 2030 が作られた計画では、再生エネルギーによる発電計画を「当初 9.5GW、2023 年目標 27.3GW、2030 年目標 58.7GW」とし、Round1～3 の再生可能エネルギー発電施設入札が行われた。現在サウジアラビアで稼働している再生可能エネルギー発電施設は、Round-1 の Sakaka 太陽光発電所（300MW）であり、Al Jandal 風力発電所（400MW）は、一部発電を開始し、2022 年中に完全稼働が計画されている。また、Round-2 と Round-3 入札に付されたプロジェクトは現在次々と契約に至っている。4.67GW 相当のプロジェクトが成立しているが、「2030 年目標 58.7GW」へは遠い。

サウジアラビアとしては天然ガスと再生エネルギーにシフトすることで発電用の石油を減らし、2030 年までに 1,000 千 BPD を輸出に向けたい意向である。

図表 3.7.31　サウジアラビアにおける太陽光発電プロジェクト

国	現況	再生可能エネルギー発電プロジェクト	発電設備容量	稼働開始	企業体
サウジアラビア	稼働中	Sakaka 太陽光	300MW	2021	ACWA Power, AlGihaz Renewable Energy Company
	計画/建設中	Al-Jandal 風力	400MW	2022	EDF Renewables, Masdar
		Sudair 太陽光	1500MW	2024 4Q	ACWA Power, Saudi Aramco Power
		Al-Faisaliah (Al-Shuaiba) 太陽光	600MW		ACWA Power, Al-Babtain Holding Investment Company, Gulf Investment Corporation
		Rabigh 太陽光	300MW	2023 2Q	丸紅, Al Jomaih Energy & Water Company Limited
		Jeddah 太陽光	300MW	2022	Masdar, EDF Renewables, Nesma Company
		Ar Rass 太陽光	700MW	2023 2H	ACWA Power, SPIC, Badeel
		Saad 太陽光	300MW	2023 3Q	Jinko Power
		Qurrayat 太陽光	200MW	2024	ACWA Power, Al-Babtain Holding Investment Company, Gulf Investment Corporation
		Wadi Al-Dawsir 太陽光	120MW		
		Layla 太陽光	80MW	2024 1Q	ACWA Power
		Madina 太陽光	50MW	2023	Desert Technologies Industries CJSC
		Rafha 太陽光	45MW		Desert Technologies Industries CJSC
		Mahd Al-Dahab 太陽光	20MW		

（出所）中東協力センターニュース　　2022・8

④　石化プラントスチームクラッカー加熱炉の電化

BASF と Sabic、リンデの 3 社は、独ルートヴィヒスハーフェンの BASF 統合生産拠点（フェアブント）で、エチレン生産設備に使う電気加熱式分解炉の実証設備建設に着手したと発表した。再生可能エネルギー由来の電力を使って炉を加熱しナフサやエタンなどの原料炭化水素を分解、エチレンなど化学基礎原料を得る。既存分解炉につなぎ込み、2023 年に稼働させる。ガス加熱式の従来型炉に比べ、CO2 排出を 9 割削減できる可能性があるという。実証炉は、電力による「直接加熱」と「間接加熱」の２種類の方式をテストできるよう設計された。直接加熱は、反応器内のプロセスチューブに直接電流を流して分解に必要な熱を発生させる。間接加熱は、同チューブの周囲に設置した発熱体の放射熱を利用して加熱する。異なる加熱方式を選択できるようにし、顧客ニーズへの柔軟な対応を可能にする。炭化水素の熱分解によるオレフィンや芳香族など基礎化学原料の生産は、化学産業の中核プロセスの一つである。同時に、最もエネルギー使用量や温室効果ガス排出が多いプロセスでもある。現状では熱源に天然ガスを用い、850℃前後の温度条件下で分解反応を生じさせている。熱源を再生可能エネルギー由来電力に変更し、CO2 排出量の削減を目指す。3 社は技術確立後、電熱炉のラインセンス供与を行う予定である。BASF と Sabic が共同出資し、実証プラントは BASF が運営、リンデは EPC（設計、調達、建設）業務を担う。

⑤　CCUS と炭素循環経済（サーキュラー・カーボン・エコノミー）

Saudi Aramco は、サステナブルなエネルギー社会の実現に向けネットゼロエミッション（実質排出ゼロ）を両立するために、CO2 の回収・利用・貯留（Carbon dioxide Capture, Utilization and Storage: CCUS）を柱として取り組んでいる。CO2 を発生源で回収して大気中に放出させない技術や、空気中から直接回収する技術などがある。回収された CO2

は輸送され、地中に貯留されるか、有用な製品に転換される。CO2 回収は、天然ガスの品質を向上させる方法の一つとして数十年にわたり行われてきたが、様々な新技術により、今では CO2 を無期限に除去・貯留できるようになった。更に、CO2 を市場取引可能な工業・商業製品に転換することで、これまで廃棄物とされていたものに価値が与えられた。ハウィヤガスプラントは、CO2 回収技術を用い、日量 4,000 万標準立方フィートの CO2 回収を行っている。回収されたガスは、パイプラインで 85km 先の「ウスマニヤ油田」まで送られ、油層に注入される。CO2 は貯留されるだけでなく、油層内圧力の維持や、EOR にも役立つ。(CCUS)

Saudi Aramco は、輸送機器（車両）の CO2 回収（MCC）技術を用いて、多くのパートナー企業とともに、自動車・トラックに適用する CO2 回収・貯留技術の開発を進めている。この技術により、ガスの固定や、素材・エネルギーでの再利用を目的としたサービスステーションでの CO2 取り出しが可能となる。この技術の最新型では、車の排気ガス中の CO2 のうち最大 25%を回収でき、回収 CO2 は車両内に保管され、車両から降ろした後 CO2 は様々な工業・商業用途に転換・利用される。Saudi Aramco では CO2 を積極的に再利用し、年間 50 万トンの CO2 を製品に転換しているという。2016 年、Saudi Aramco は Novomer 社の Converge®ポリプロピレン・カーボネート・ポリオール技術を取得した。これにより、今まで利用されていなかった CO2 は、よりクリーンで高付加価値の素材（性能、コスト、CO2 排出量が大幅に改善されたもの）に転換されている。CCUS は、炭素循環経済を実現する手段となる。炭素循環経済は、削減（Reduce）、再利用（Reuse）、リサイクル（Recycle）、除去（Remove）という 4 つの「R」を通じて CO2 や他の温室効果ガスに対処する枠組みである。この循環サイクルは、地球が数十億年にわたって持続しているもので、これを模倣することで炭素バランスを回復させ、地球全体のエミッション削減に最大のインパクトをもたらすことが期待される。

（4） サウジアラビア政府の脱石油依存・多角化政策への考察

サウジアラビアの多角政策の中で、アブドラ国王石油調査研究センター(KAPSAR)所長ファハド・アルアジュラン氏は、「エネルギーは暮らしや経済成長に不可欠だ。カーボンニュートラルを実現する長期政策と同時に、向こう 15 年から 20 年のエネルギーをどう確保するのか。政策当局は明確な仕組みとガイドラインを作らなければならない。多くの長期シナリオが化石燃料は 50 年の先、70 年、80 年でも必要だと指摘する。気候変動対策で重要なのは温暖化ガスをどう減らすかだ。再生可能エネルギーや石油・天然ガスなどどんなエネルギーを使おうと、問題は大気中に排出される温暖化ガスであって、エネルギー源が何であるかではない。これに沿った考え方が「炭素循環経済」だ。4 つの R、すなわち Remove（除去）、Reuse（再利用）、Recycle（再生利用）、Reduce（削減）に焦点をあてる。温暖化ガスの排出を減らし、排出されたガスは他用途へ再生・再利用する、地中に埋めるなどの手段で取り除く。炭素循環経済はネットゼロ実現に向けたサウジアラビアの国家戦略だ」と述べている。

化石燃料は、脱石油と言っても今後もエネルギーとしてまた種々のプラスチック材料として残っていくと思われる。サウジアラビアのような産油・産ガス国が CO2 を分離・回収

して EOR や地中に埋めて貯留し（CCS）循環使用する考え方は、国家戦略として実行可能な環境であり、環境に即した重要な戦略である。表明だけではなく今後も必要であろう化石燃料の生き残りのためにもやるべきである。現在、サウジアラビアでは Sarada が立ち上がり、本格的な石油化学産業が軌道に乗り始めている。上水を製造する時に排出される CO2 と同じように石油化学産業から排出される CO2 も無視できない。

サウジアラビアでは、国民の生活環境がここ 20 年間くらいで大きく、生活が良くなった。サルマン国王の諸改革は目を見張るものがあるが、同時に目につくのは石化シフトで作ったプラスチック廃棄物の投棄である。20 年前には、自動車などの廃棄物が砂漠のあちこちに捨てられていが、今は、都市からすぐ外れた幹線道路沿いには多量のペットボトルなどの廃棄物が捨てられているのが目につく。

炭素循環経済を国家戦力とすることは重要だが、プラスチックリサイクルやバイオプラスチックなど、今後国際社会では炭素のみならず「サーキュラーエコノミー（循環経済）」構築のための循環型社会をつくることが重要である。

４． 海外石油コンビナートの国際競争力・環境調査 2－米国の調査と分析

４．1 米国のエネルギーを取り巻く環境変化とバイデン政権の関連政策

（1） 政策経緯

2022 年 2 月 24 日のロシアのウクライナ侵攻を受けて、バイデン政権はロシアへの経済制裁に踏み切った。最恵国待遇の撤回や金融機関や企業や個人に対する個別制裁も発動しているが、大きなものでは 3 月 8 日のロシアからの石油、LNG、石炭等の輸入を禁じる大統領令がある。このようなロシアへの禁輸措置もあって原油価格は高騰し、一時、WTI 価格は 1 バレル 120 ドルを突破した。原油や石油製品価格の高騰に対して、バイデン政権は、3 月 31 日には戦略備蓄放出などの油価高騰対策、4 月 12 日には国産バイオ燃料の増産方針、15 日には内務省による連邦公有地での石油・ガス開発のリース再開方針、を立て続けに発表している。

また、米国の石油企業に対して化石燃料増産の呼びかけを行った。しかし、バイデン大統領の増産の呼びかけに対して、米国の石油企業は増産対応しているものの、既に、フル稼働の状況であり、更なる増産の余力はない。また、目先の対応策による石油増産のための製油所の増設投資には到底応じることはできない。Chevron のマイケル・ワース会長兼 CEO によると、化石燃料が将来において不要となる ESG の動きの高まりの中で、米国内での製油所の増設は株主に長期に渡って配当をもたらすとは考えにくいとしている。

2021 年に 2 本の大型経済対策を成立させたバイデン政権は、その後、気候変動対策に焦点を絞った経済対策の実現に向けて取り組み 2022 年 8 月 16 日に対策規模 2 兆ドルを縮小した「インフレ抑制法（Inflation Reduction Act of 2022 ：IRA)」（米国史上最大の気候変動対策）を法制化、総額 3,690 億ドルのエネルギー安全保障・気候変動対策に着手した。具体的には、エネルギーコストの削減とエネルギー安全保障と関連産業の国内製造の推進、そして脱炭素化を挙げている。

一方、原油価格上昇によりガソリン価格が高騰している。2022 年 1 月初めには 1 ガロン 3.38 ドルであったが、その後上昇して 4 月には同 4 ドル台、6 月には 5 ドル台まで乗せた。このようなガソリン価格上昇への対応にバイデン政権は苦慮し、国内石油会社にガソリン供給増を促したり、サウジアラビア等に原油増産を呼びかけたりしたものの、目立った成果を上げることができず、気候変動対策と逆行する動きだとの批判をうけることにもなった。

（2） バイデン政権の環境エネルギー政策

① インフレ抑制法（Inflation Reduction Act：IRA）

2022 年 8 月、米国初の本格的な気候変動立法とされる「インフレ抑制法」が成立した。同法は、気候変動対策や人的投資を盛り込んだビルド・バック・ベター（BBB）法案の縮小版ともいうべきもので、10 年間（2022～2031 年度）で財政赤字を約 3000 億ドル削減することで、インフレの減速を狙う。

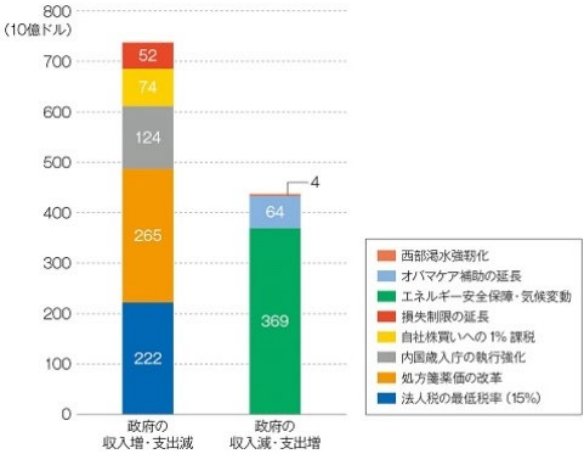
インフレ抑制法は、2021 年から成立へ向けて民主党の中で断続的に折衝が行われていた。米議会上院では与野党勢力が拮抗しているため、法案可決には民主党の全議員の賛成が必要であったがマンチン上院議員が賛同せず、一時は成立が危ぶまれた。しかし、上院のシューマー院内総務がマンチン議員と法案の修正に合意し、同法の成立にこぎつけた。

インフレ抑制法成立の背景にはロシアのウクライナ侵攻がある。エネルギー価格は高止

まりしているが、脱炭素の流れの中、石油・天然ガス上流開発産業の投資は容易に回復していない。インフレ抑制法は、再エネだけを税控除の対象とするのではなく、脱炭素エネルギー移行と脱ロシアというエネルギー安全保障の課題への現実的な対応として、化石燃料の脱炭素化投資に対しても税制優遇措置を適用することで成立した。
インフレ抑制法は、「インフレ抑制」と銘打っているが、支出増項目を見ると、エネルギー安全保障・気候変動対策への支出が 3,690 億ドルと圧倒的に大きく、目玉は気候変動対策である。政府の支出減・収入増の原資となるのが、法人税の最低税率の設定と処方箋薬価の引き下げ等である（図表 4.1.1 参照）。

図表 4.1.1　「インフレ抑制法（Inflation Reduction Act)」の全体構造

歳出・歳入詳細		金額
歳出額合計		4,370
	エネルギー安全保障・気候変動対策	3,690
	オバマケア医療保険の延長	640
	西部地域の干ばつ対策	40
歳入額合計		7,370
	15%の最低法人税率	2,220
	処方箋薬価対策	2,650
	歳入庁の税務執行強化	1,240
	自社株買いのへの１％手数料	740
	超過事業損失制限の延長	520
差し引き合計	（金額単位：億ドル）	3,000



（出所）米上院民主党の資料、日経 ESG に基づき作成

米国の気候変動関連立法としては、2021 年 11 月に共和党との妥協を重ねて超党派の「インフラ投資法」が成立している。ただし、共和党が気候変動対策にあまり前向きでないこともあり、5 年間で総額 1 兆ドル規模を投資するなかで、エネルギー・気候変動対策予算は 890 億ドル規模にとどまっていた（図表 4.1.2 参照）。
同法の気候変動対策の中心は、75 億ドルをかけて EV の充電設備を全国に 50 万ヵ所設ける EV 普及策である。

図表 4.1.2 インフラ投資法のエネルギー・気候変動対策予算

分野	金額（５年間）	政府目標
電力網	148億ドル	・2050年までに経済全体でネットゼロエミッション
水素	95億ドル	
炭素マネジメント	115億ドル	・2030 年に温室効果ガスの純排出量を 2005 年比で 50-52%削減
EV・電池	212億ドル	・2035年までに電力セクターでネットゼロエミッション
原子力	92億ドル	・2030年までに電気自動車販売シェア50%
水力	8億ドル	・水素コストを１０年で１kg当たり1ドル
クリティカルミネラル	12億ドル	・グリッド向けのエネルギー貯蔵コストを90%削減
その他	208億ドル	・大気中のCO2を除去・永続貯蔵のコストをCO2換算トン当たり100ドル未満
インフラ投資・雇用法のエネルギー・気候変動対策予算合計		890.2　億ドル（5年間）

（出所）国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構

IRA 法は、インフラ投資法に比べて気候変動対策費用がはるかに大きいことから、米国初の本格的な気候変動立法と捉えられている。カーボンプライシングによって排出を抑え込むのではなく、クリーン電力など、各分野への支援によって新技術の導入加速を狙っている点が特徴である。

民主党はインフレ抑制法で 2030 年の温室効果ガス排出量が 2005 年比で約 40%減ると見ている。同法が成立しなかった場合、同 25～30%減だったと見られることから、米国の気候変動対策は一歩前進したと言える。ただし、パリ協定の下での削減目標（50～52%減）には届かず、残りの 10%分をどう埋めるかは今後の課題として残る。

② 最大の支出先はクリーン電力

インフレ抑制法の主要支援対象を、図表 4.1.3 に示す。

図表 4.1.3　インフレ抑制法の支援の概要

項目	内容	10年間の予算規模
クリーン電力に対する税控除	・再エネ、CCS、原子力等の税控除の延長・拡大・改革により脱炭素電源を促進 ・税控除の上乗せを通じて、労働条件の改善と国産化拡大を誘導	1,603
クリーン燃料に対する税控除	・バイオ燃料等の既存税控除の延長 ・クリーン水素への税控除、等	234
クリーン自動車に対する税控除・米国郵政公社の調達	・消費者税控除、商用車への控除 ・米国郵政公社のクリーン車両調達	155
クリーン製造業に対する税控除・融資・補助金	・再エネ、CCUS等のクリーン技術製造施設の投資税控除 ・太陽光パネル・風力タービン・蓄電池・重要鉱物処理の生産税控除 ・自動車工場に対する融資・補助金	403
多排出製造業に対する補助金・政府調達	・鉄鋼、アルミ、セメント、化学等の多排出産業の先進産業施設導入プログラム ・製造時排出量が小さい素材の政府調達	95
建物に対する税控除・還付	・ヒートポンプ等の省エネ設備や住宅における再エネ導入等が対象	453
その他の主な補助金・融資等	・農村における再エネ電力導入への支援（126億ドル） ・気候対応型（climate-smart）の農業（153億ドル） ・温室効果ガス削減基金（200億ドル）、他	572

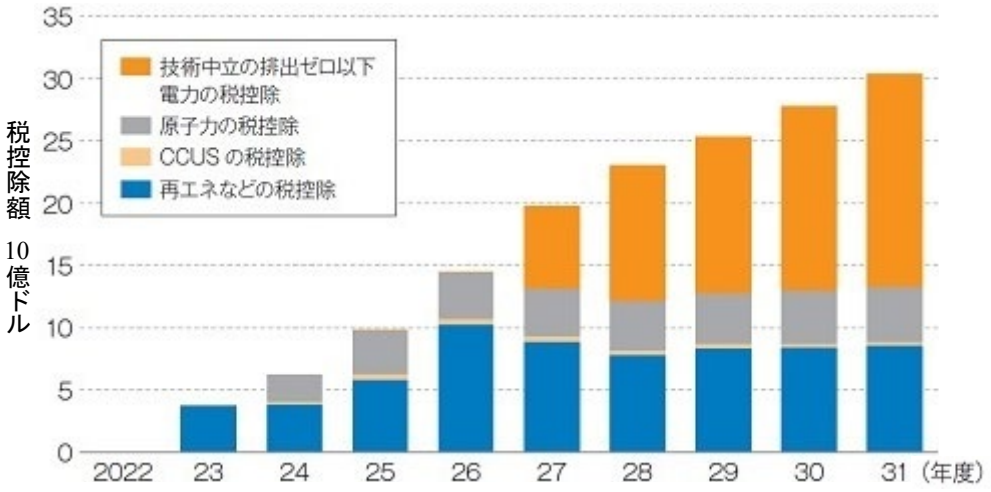
（注）単位は億ドル

（出所）電力中央研究所資料、東レ経営研究所（2022 年 12 月）

支援総額の 4 割強（1,603 億ドル）と最大比率を占めているのが、クリーン電力である。クリーン電力に対する税控除で当面、最も大きいのが、再エネ発電事業者への税金控除である（図表 4.1.4 参照）。既設の原子力発電に対しても、2024 年から 2032 年まで生産税控除が適用される。炭素回収・貯留（CCS）については、2032 年までに建設開始した施設を対象に、既存の税控除を拡大する。

今回のインフレ抑制法がこれまでの環境関連法と一線を画しているのは、従来の環境関連法が再エネ分野への税控除が中心であったのに対して、再エネ以外の発電方式でも、CCS などの技術を利用してネットゼロを達成できれば投資税・生産税を控除するとしている点である。火力発電所に加えて素材産業の工場での CCS 導入や、炭素の「直接空気回収（DAC）」を行う場合も税控除が適用される。2024 年末以降に運転開始する排出ゼロ以下の施設に対しては、技術中立的な生産税控除と投資税控除が適用される（表 4.2.5 参照）。

図表 4.1.4　インフレ抑制法のクリーン電力分野の税控除



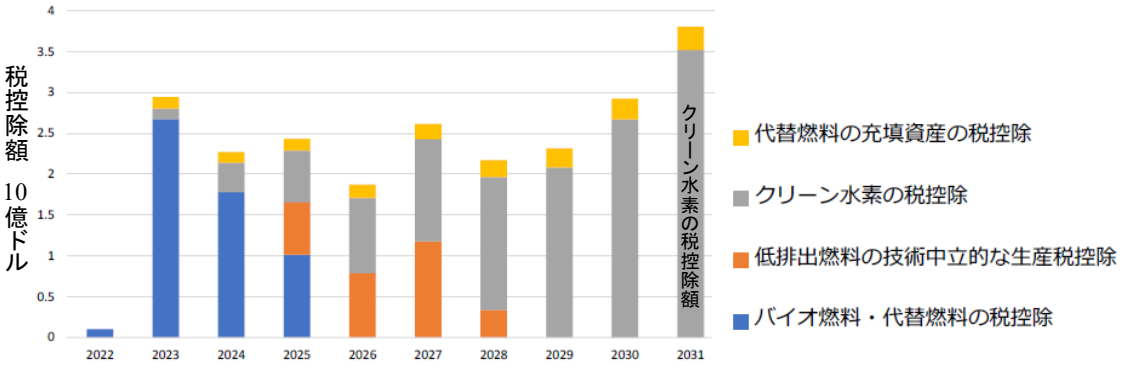
（出所）米議会調査局資料、日経 ESG 資料

③　クリーン燃料、クリーン自動車、クリーン製造業への支援

インフレ抑制法にはクリーン燃料（バイオ燃料・水素等）、クリーン自動車（電気自動車（EV）、燃料電池車（FCV）等）、クリーン製造業（工場における再エネ活用等）への支援も盛り込まれている。

クリーン燃料に対する税控除は総額 234 億ドルである。2022 年度のスタート時はバイオ燃料・代替燃料への税控除が中心だが、徐々にクリーン水素への税控除に移行する（図表 4.1.5 参照）。

図表 4.1.5　インフレ抑制法のクリーン燃料分野の税控除



（出所）電力中央研究所

水素は、燃焼させても GHG を排出しないクリーン燃料であり、石炭から再エネに至る多様なエネルギーから製造できる。石炭や天然ガス由来の水素でも、発生する炭素を回収して GHG 排出量を減少することが可能である。FCV のエネルギー源としてだけでなく、製鉄や化学産業における還元剤等の原料などとして、電化が困難なセクターを中心に幅広く活用が期待されている。カーボンニュートラルを実現するためには欠かせない存在だが、コストが高いのが課題であった。現在使われている水素の 95%程度は、比較的低コストの

「ブラウン水素（石炭由来）」と「グレー水素（天然ガス由来）」である（図表 4.1.6 参照）。

図表 4.1.6　様々な水素が製造時に排出する CO2 排出相当量

種類	製造方法	CO_2排出相当量（単位：CO_2eq/kg）
ブラウン	石炭（褐炭）由来	18～40
グレー	天然ガス由来（蒸気メタン改質（SMR））	9～11
	天然ガス由来（ガス化水素）	18～20
ブルー	グレー＋CCUS	0.18～6.1
ターコイズ	メタン直接分解	0
ピンク	原子力発電による電力+水電解由来	0
グリーン	再エネ＋水電解由来	0

（注）単位の CO2eq＝地球温暖化係数(GWP：Global Warming Potential)を用いて、CO2 相当量に換算した値。GWP とは、CO2 を基準にして、他の GHG がどれだけ温暖化する効果があるか表した数字

（出所）IRENA（2022）「Geopolitics of the Energy Transformation The Hydrogen factor」他

今回のインフレ抑制法は、水素の GHG ライフサイクル排出量に応じてクリーン水素の控除率を調整しており、水素 1 kgあたり GHG 排出量が CO2 換算で 0.45 kg未満の場合に最大の控除率を得られる。この税額控除によって、グリーン水素やブルー水素が、グレー水素に比べて、コスト競争力で上回るようになる可能性もある。インフレ抑制法によって、クリーン水素時代への道筋をつけようとしている。

クリーン自動車に対する税控除も 155 億ドルに上っている。乗用車の税控除、商用車への税控除が中心だが、物議をかもしているのが EV や FCV を購入する際の税控除である。10 年間で 89 億ドルを見込んでいるが、控除を受けるための要件が非常に厳しい。2023 年 1 月時点では、EV の最終組み立てを北米で行えばよいが、2024 年 1 月以降はバッテリー部品やその鉱物を「懸念のある外国企業」から調達している EV は対象外になる。2024 年までに電池の原材料の 40%以上を北米または米国の貿易相手国から調達することが税控除の条件とされており、2029 年までには電池の構成部品を 100%北米で製造するという長期的なルールもある。かなり厳しいことから、実際にどの程度適用されるかは不透明である（図表 4.1.7 参照）。

図表 4.1.7　クリーン自動車の税控除の要件

原産国の要件	経済安全保障の要件
● 最終組み立てが北米で行われることが必須 ● バッテリーに使用される重要鉱物の一定割合(※1)が米国または米国と自由貿易協定を締結している国で抽出・処理されるか、北米で再利用されたものである場合に1台当たり3750ドルの税控除 ● 加えて、バッテリーの部品の一定割合(※2)が北米で生産される場合に1台当たり3750ドルの税控除	● 2024年以降、懸念される海外の事業体(中国政府・ロシア政府などの管轄・指導下にある企業など)がバッテリーの部品を製造した場合、控除不可 ● 25年以降、懸念される海外の事業体がバッテリーに使用される重要鉱物を抽出・処理・再利用した場合、控除不可

（出所）電力中央研究所

クリーン製造業に対する税控除・融資・補助金は 403 億ドルにのぼる。太陽光パネルや風力タービンなどの国内製造投資への税額控除に 300 億ドルを充てることなどが柱となっている。

④　インフレ抑制法への反応

インフレ抑制法に対する産業界からの評価は、賛否両論である。クリーン電力関連の投資に対する税額控除に対しては、太陽光発電や風力発電などの業界団体が歓迎の意を表明している。

石油・天然ガス上流開発企業も同法を評価し、投資に前向きの姿勢を見せている。従来の環境関連法が再エネ優遇の姿勢を見せることが多かったのに対して、インフレ抑制法は、CCS や水素・アンモニア技術を活用した持続可能な化石燃料開発に対しても税控除適用としているためである。背景には、インフレ抑制法成立のカギを握っていたマンチン議員が「GHG 削減目標を最大限かつ最短で達成するためには、再エネだけでなく CCS を導入した化石燃料開発にも税控除を適用すべき」との主張を展開し、それが盛り込まれたという経緯がある。石油・ガス開発関連では、外縁大陸棚鉱区入札の再開、連邦管理鉱区リース料改定などエネルギー安全保障に関連して探鉱開発投資を後押しする規定も盛り込まれている。

一方、同法は自動車メーカーの負担を増やすとの見方も出ている。クリーン自動車の税控除要件は非常に厳しい。米エネルギー省は、税額控除の対象となるモデル名を具体的に発表しているが、多くは米国メーカーのモデルであり、2022 年 9 月時点で米国市場に投入されている 72 モデルのうち、7 割は対象外になると見られている。本田技研工業や現代自動車など外資系メーカーが加盟する AAI（Association of Global Automotive Innovation）は同法に遺憾の意を表した。「最終組み立てが北米で行われることが必須」とされていることに対して、EU や韓国は WTO 協定に違反すると主張している。2022 年 12 月、米国と EU は閣僚級会合を開き、北米での生産を優遇するインフレ抑制法について「建設的に対処する」との共同声明をまとめた。税控除にあたって「最終組み立ては北米で行うことが必須」との要件があることから、EU は生産拠点が北米に流出するとの懸念を示していた。具体的な修正案はまだ示されていない。

（３） 環境エネルギー政策との矛盾点

① 原油増産要請に走るバイデン政権の矛盾

インフレ抑制法で、環境重視の公約実現へ向けて曲がりなりにも面目を施した感のあるバイデン政権だが、米国内のガソリン価格が高止まりするなか、環境重視とは矛盾する姿勢も見せている。

米国では 2022 年 11 月 8 日に中間選挙が行われた。選挙での勝利へ向けて、バイデン政権はエネルギー価格抑制に躍起となった。クルマ社会の米国ではガソリン価格と大統領支持率は密接な関係にある。足元のガソリン価格は世界的な景気減速懸念による原油価格下落を背景に下げているものの、依然として高値圏にある（図表 4.1.8 参照）。

図表 4.1.8 米国のガソリン価格推移

（注）単位はドル/ℓ

（出所）Trading Economics

支持率低迷で危機感を強めたバイデン政権は、エネルギー価格高騰抑制のために 2022 年 6 月に米国主要石油企業 7 社のトップを緊急招集するよう指示を出した。エネルギー省においてグランホルム長官が、安価な石油製品の供給確保を行うよう各社幹部に圧力をかけ、同年 7 月には、バイデン大統領自身が中東を訪問して、人権問題で敵視していたサウジのムハンマド・ビン・サルマン皇太子と個別に面談するなど、各方面に対してなりふり構わぬ原油増産要請を行っている。しかし、2022 年 10 月、「OPEC プラス」が、同年 11 月・12 月の原油生産目標を日量 200 万バレル引き下げることを決定するなど、事態は米国の思惑とおりには進んでいない。大幅減産を決めたのは、産油国にとって財政収支の悪化を招く原油価格の下落に歯止めをかけるためである。

近年、エネルギー業界は、環境重視の旗印のもと脱炭素を求められてきた。ところが、ロシアのウクライナ侵攻でエネルギー価格が高騰すると、一転して原油増産を求められている。エネルギー関係者は現下の状況をどのように見ているのだろうか。

2022 年 3 月に開催されたエネルギー業界のダボス会議と言われる CERAWeek（セラウィーク）でのエネルギー業界の重鎮の発言を紹介したい。

② 「CERAWeek」で露呈したエネルギー関係者の思惑の違い

CERAWeek は、コンサルタント会社、Cambridge Energy Research Associates（通称 CERA、現在は世界有数の情報サービス会社 S&P グローバル社の傘下）が、エネルギー分野で活躍する産官学界の第一人者を招き、同分野における最新動向に関して情報交換を行う国際会議である。今回の CERAWeek にはケリー米国大統領特使、サウジアラムコのナセル CEO、米国エネルギー省長官、OPEC 事務局長、欧米石油メジャー首脳、エネルギー関係有識者が顔をそろえた。

米国政府は、エネルギー産業に対して化石燃料からクリーンエネルギーへのエネルギーの移行を推進すると同時に原油増産を求めるなど、やや虫のいい姿勢を見せている。

これに対して、石油業界からは、「石油や天然ガスへの投資抑制を示す一方、石油増産を求める政策は混迷を深めるだけ。先行き縮小すると見られる市場（石油・ガス市場）に、リードタイムが 6～7 年かかる石油開発事業へ投資するのは困難(アラムコ:ナセル CEO)」アラムコのナセル CEO は、「エネルギー移行のための理想と現実を埋めるために、包括的なエネルギー移行計画の必要性とそのためのフォーラム設置すること」を提案している。また、「石油はエネルギー源として重要な位置を占めており、少なくとも 2045 年までは、世界のエネルギー源の 50%以上は石油と天然ガスで賄われるだろう。投資家、特に金融業界が、新エネルギーへの投資を選好して、化石燃料への投資を抑制する姿勢を変えていかなければならない（OPEC：バーキンド事務局長)」との率直な意見が聞かれた。

欧米石油各社の首脳も、脱炭素への取り組みに理解を示しつつも「地球温暖化対策で取り組むべきは石油や天然ガスを燃焼した際に発生する CO2 の削減であって、低廉で豊富なエネルギー源である石油や天然ガス自体を否定すべきではない（米 ExxonMobil：ウッズ CEO)」と述べた。

ただし、エネルギー安全保障と脱炭素化の両立のため、各国政府と石油業界の協力が必要という点では意見が一致した。エネルギー価格高騰による世界経済の減速を緩和するためにも、石油・天然ガス生産のための投資が当面必要であるということ、中長期的には気候変動対策のための脱炭素化の動きは変わらないという点でも一致した。

以下にエネルギー関連の産官学界の有識者の見解を整理する（図表 4.1.9 参照)。

図表 4.1.9　CERAWeek における有識者の発言概要

	発言要旨
米国：ケリー気候変動担当大統領特使 **＜環境重視の姿勢崩さず＞**	・2050年ネットゼロのためには2030年までにGHG排出量を45％削減することが重要
	・クリーンエネルギーには開発中の小型モジュール炉など原子力も含まれる
	・カーボンプライシングへの言及はなし
アラムコ：ナセルCEO **＜理念先行の風潮に苦言を呈し、包括的なエネルギー移行計画の必要性とそのためのフォーラム設置を提案＞**	・石油や天然ガスへの投資抑制を掲げる一方、石油増産を求める政策は混迷を深めるだけ
	・IEAは世界の原油市場が現在の日量1億バレルから2050年には同7000万バレルに縮小すると見ている
	・先行き縮小する市場に、リードタイムが6～7年かかる石油開発事業へ投資するのは困難
	・ネットゼロ社会実現のために世界は275兆ドルのコストが必要との試算（マッキンゼー試算）もあるが、誰が負担するかは不明
	・代替エネルギーが増大するエネルギー需要を賄える見込みは立っていない。石油産業を悪魔扱いしても意味がない
	・エネルギー移行のための理想と現実を埋める必要がある。包括的なエネルギー移行計画の必要性とそのためのフォーラム設置を提案する
米国エネルギー省：グランホルム長官 **＜増産を要請しつつクリーンエネルギーへの移行求める＞**	・米国内における石油の供給を確保しつつ、脱炭素化を進めていくことが必要である
	・石油業界もクリーンエネルギーを含めた事業ポートフォリオの多様化を進めるべきである。
OPEC：バーキンド事務局長 **＜石油の重要性を訴えるとともに、石油への投資継続を呼びかける＞**	・産油国の生産能力には制約があり、ロシア産石油の不足を埋め合わせる余剰能力はない
	・将来のエネルギー需要増加に対処するためには全てのエネルギー源を総動員する必要があり、エネルギー確保のための投資を止める余地はない。石油はエネルギー源として重要な位置を占めており、少なくとも2045 年までは、世界のエネルギー源の 50%以上は石油と天然ガスで賄われるだろう
	・投資家、特に金融業界が、新エネルギーへの投資を選好して、化石燃料への投資を抑制する姿勢を変えていかなければならない

	発言要旨
米エクソンモービル：ウッズCEO **＜温暖化対策はCO₂削減であり、石油や天然ガスを否定すべきでないと主張＞**	・政策や事業環境は国によって異なるため、脱炭素化のペースも地域によって異なるだろう
	・地球温暖化対策で取り組むべきは石油や天然ガスを燃焼した際に発生するCO₂の削減であって、低廉で豊富なエネルギー源である石油や天然ガス自体を否定すべきではない
米シェブロン：ワースCEO **＜技術中立的な競争を主張＞**	・2050 年炭素 中立目標の達成のためには、より巨額な民間投資が必要。技術の対象領域を絞らずに、幅 広く競争させるべき
	・脱炭素化はエネルギー価格の上昇を伴うという現実を理解することが必要
仏トタルエナジーズ：プヤンネCEO **＜石油・ガスへの投資を強調＞**	・欧州は、ロシアをはじめとする輸入天然ガスに依存しているのに関わらず、脱炭素化圧力で政府も金融機関もLNG 輸入基地への投資には消極的だった。LNG の貯蔵能力も貧弱。ウクライナ危機以前に欧州におけるガス供給危機は顕在化していた。将来の脱炭素化のための投資と同様に、現在のエネルギー需要に応えるための石油・ガスへの投資の継続が必要。ウクライナ危機は、欧州の政策決定者に対する警鐘となったのではないか
	・石油、ガス（特にLNG事業）といった中核事業のほか、再エネ、バイオ燃料、水素に注力していく
米ハーバード大学：オサリバン教授 **＜天然ガスの重要性＞**	・発展途上国にとって、化石燃料から再生可能エネルギーへの移行は正義であると言い切れるのだろうか
	・エネルギー移行には天然ガスの役割が不可欠
	・天然ガスインフラ投資に向けて、事業環境の確実性を高める必要
米ゴールドマンサックス：キュリー市況商品投資調査グローバルヘッド **＜石油・ガスへの投資の困難さに言及＞**	・市況価格の上昇にも関わらず、石油、天然ガス、鉄といったオールド・エコノミーに属する業界への投資不足を解消するのは難しい課題。ESG 投資圧力による石油などへの投資減少は、その業界への投資の流動性を低め、価格変動リスクを大きくして、投資先としての魅力を減少させるという負の循環を起こしている

（4） 米国のカーボンプライシング導入の議論内容と実行可能性

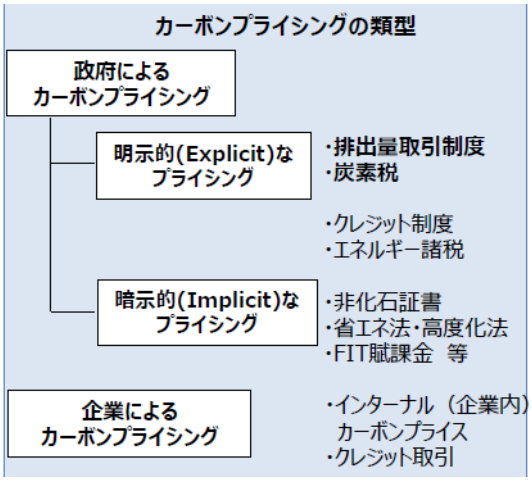
① カーボンプライシング

脱炭素の一手段として、カーボンプライシングが注目を集めている。特に導入に熱心なのが欧州である。カーボンプライシングとは、目に見えないカーボン（ここでは CO2 換算した GHG 全体を指す）に価格をつけることで、CO2 排出量削減を促す仕組みである。

CO2 を排出するとお金がかかるという状況になれば、何とか排出量を減らそうというインセンティブが働く。カーボンプライシングの狙いはそれだけではない。現時点で CO2 削減手段は社会インフラの電化、運輸部門のゼロエミッション化、発電の非化石化など限られているが、カーボンプライシングは排出量取引制度、カーボンクレジット制度（森林保護等）など、多様な手法で CO2 排出量削減を促す。有効活用すれば、市場メカニズムを通じて CO2 排出量を削減できる。

カーボンプライシングには、様々な種類がある（図表 4.1.10 参照）。

図表 4.1.10　カーボンプライシングの類型



（出所）日本証券業協会「カーボンプライシングと市場機能の可能性探求」（2022 年 1 月）

カーボンプライシングには政府によるカーボンプライシングと、企業によるカーボンプライシングがある。

政府によるカーボンプライシングは、さらに「明示的なカーボンプライシング」と「暗示的なカーボンプライシング」に分けられる。明示的なカーボンプライシングとは CO2 排出量に直接価格をつけて費用負担を課すもので、排出量取引制度、炭素税等がある。暗示的なカーボンプライシングとは省エネ法のように再エネ利用を促すことなどによって、間接的に CO2 削減を図る手法である。

明示的なカーボンプライシングは、政府などが価格付けを行う「価格アプローチ」と、排出枠の需給バランスにより市場で価格が決まる「数量アプローチ」の 2 パターンに大別される。価格アプローチの代表例に炭素税、数量アプローチの代表例に排出量取引制度（ETS, Emission Trading Scheme）がある（図表 4.1.11 参照）。

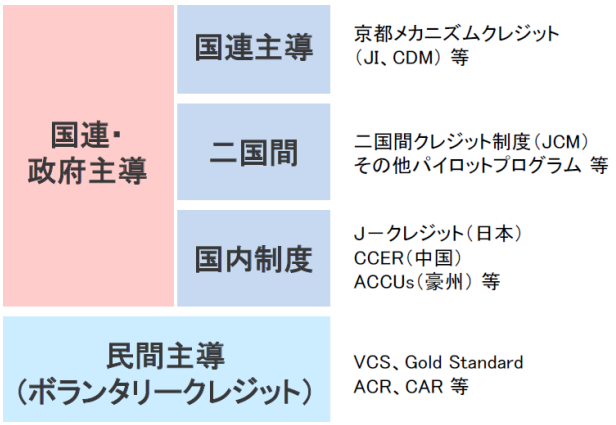
図表 4.1.11　炭素税と排出量取引制度

	炭素税	排出量取引制度
アプローチ	価格アプローチ（政府等が価格決定）	数量アプローチ（需給で価格決定）
価格付け	政府等が決定	排出枠の需給で価格が決まり、排出枠は各主体に分配される
排出量の決まり方	政府等が決めた税額水準を踏まえて各排出主体が主体的に行動し、排出量が決まる	政府等が全排出量を設定。各排出主体は、市場価格を見ながら排出量と排出枠売買量を決める
特徴	価格は固定され、排出量も不確実	排出総量は固定され、排出枠価格は変動
主な導入国・地域	スウェーデン、フランス、カナダ、イギリス、日本	EU、カナダ、韓国、中国、東京都、カリフォルニア州、ワシントン州

（出所）東レ経営研究所、2022 年 9 月時点

政府が主導する炭素税、ETS ほど規模が大きくないが、近年、脱炭素の一手法として市場が拡大しているのがカーボンクレジット取引制度である。国連・政府が主導して運営される制度と、民間セクターが主導し運営する制度がある（図表 4.1.12 参照）。

図表 4.1.12　カーボンクレジットの大まかな分類



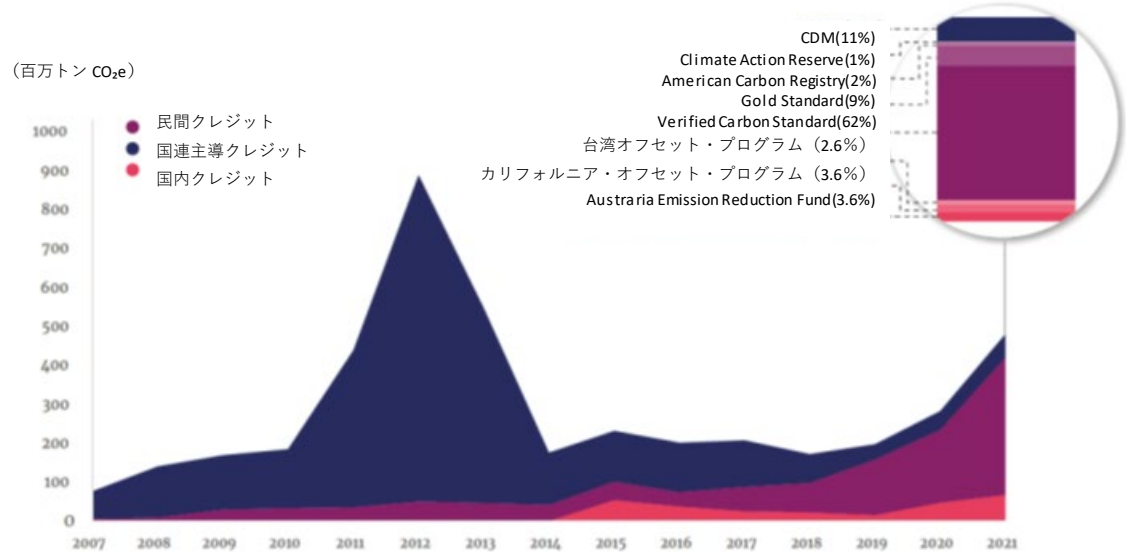
（出所）経済産業省「カーボン・クレジット・レポートの概要」（2022 年 6 月）

カーボンクレジットは、CO2 排出量見通しに対して、実際の排出量が下回った場合、差分をクレジットとして認証するものを指す。民間主導は規制や政策とは関係なくクレジット発行・活用が行われることから、「ボランタリークレジット」とも呼ばれる。世銀の「State and Trends of Carbon Pricing 2022」によると、2021 年の炭素税と ETS による導入国・地域政府の収入は前年比 6 割増の約 840 億ドルだった（内訳は炭素税 280 億ドル、ETS560 億ドル）。2021 年のカーボンクレジット発行残高は 16 億ドルである。

カーボンクレジット市場は拡大基調にある。図表 4.1.13 は、発行主体別カーボンクレジット発行高である。2012 年前後に「クリーン開発メカニズム（CDM）」というカーボンクレジットが大量に発行されているが、これは京都議定書で提唱された国連主導のカーボンクレジットである。取引が低調だったので発行高は減少している。

現在、カーボンクレジット市場を牽引しているのは Verified Carbon Standard、Gold Standard 等の民間 NGO が認証する民間クレジットである。

図表 4.1.13　発行主体別のカーボンクレジット発行高推移

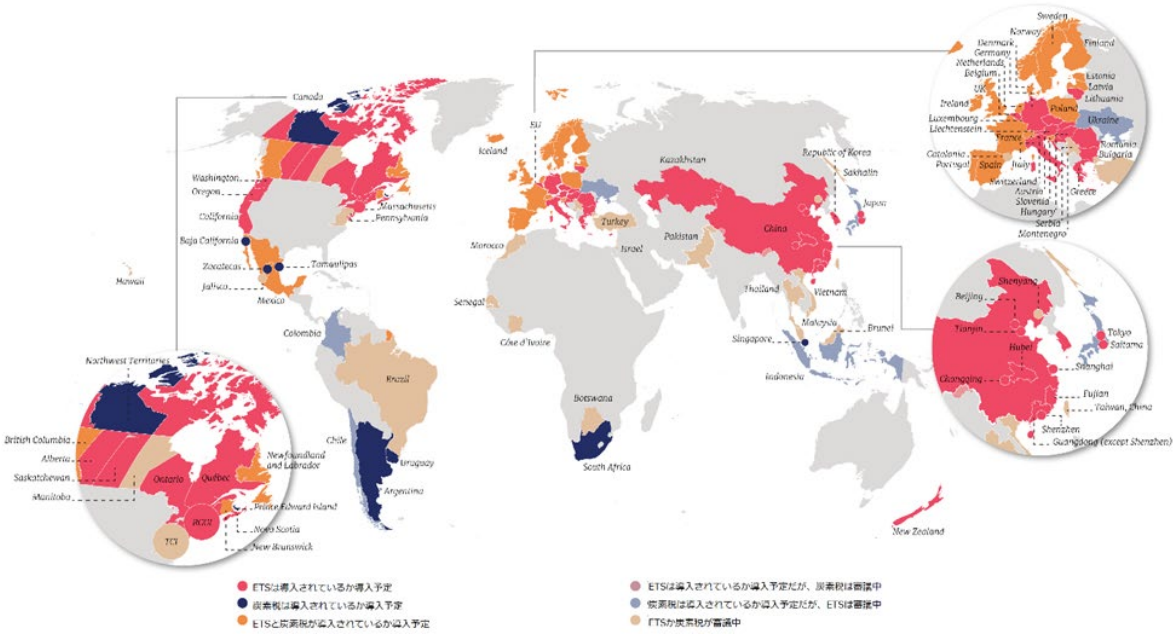


（出所）世銀「State and Trends of Carbon Pricing 2022」（2022 年 4 月）

② 米国のカーボンプライシング導入の議論内容と実行可能性

米国のカーボンプライシング導入状況だが、米国では連邦政府によるカーボンプライシングは導入されていない。州レベルではカリフォルニア州、ワシントン州のように ETS を導入しているところもあるが、連邦レベルのカーボンプライシングはまだ検討段階である（図表 4.1.14 参照）。

図表 4.1.14　世界の炭素税と ETS の導入状況

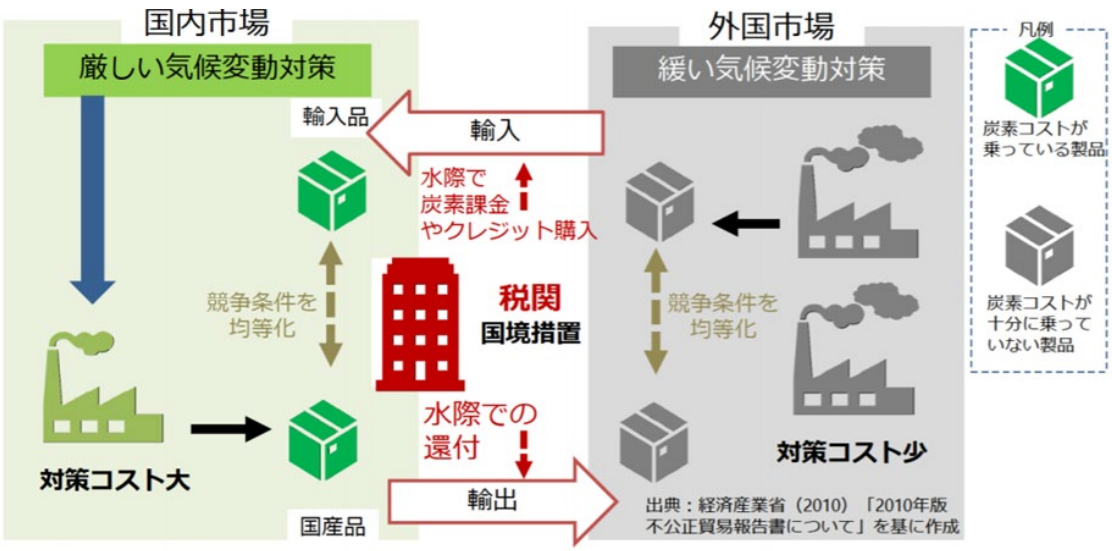


（出所）世銀「State and Trends of Carbon Pricing 2022」（2022 年 4 月）

2022 年 8 月に成立したインフレ抑制法でも税控除や補助金を中心に脱炭素を後押しして

おり、カーボンプライシングで排出を抑制するという視点はない。前述の CERAWeek でも、米国要人からカーボンプライシング絡みの発言はなかった。
このように、米国では政府によるカーボンプライシングはあまり進んでいないが、企業による民間カーボンクレジットを利用した脱炭素の動きは盛んである。アップルが「2030 年までに製造サプライチェーンを含むカーボンニュートラル達成」を公約に示すほか、グーグル、Microsoft 等も民間カーボンクレジットを活用した脱炭素を標榜している。
世界的に今後のカーボンプライシングが政府主体（EU 型）でいくのか民間カーボンクレジット主体（米国型）でいくのか判然としないが、少なくとも米国では、当面、民間カーボンクレジット取引がカーボンプライシングの主体となりそうである。
また、EU では炭素国境調整措置（CBAM）の議論が進められている（図表 4.1.15 参照）。カーボンプライシングを導入するとコストが上昇するため、導入した国・地域の製品のコスト競争力が低下するという構造上の欠陥がある。こうした状況を避けるために構想されているのが CBAM（国境炭素税とも呼ばれることがある）である。気候変動対策をとる国が、対策の不十分な国からの輸入品に対して課税などの追加負担を課す場合もあれば、自国からの輸出に対して水際で炭素コスト分の還付を行う場合もある
米国は CBAM を一種の保護貿易策と見て警戒を強めている。かつては米国にも CBAM のような制度を作ろうという動きがあったが、議論は遅々として進んでいない。2009 年に米下院で可決された米国クリーンエネルギー安全保障法案は、CBAM と同様の制度構築を目指していた。米国内で炭素税を導入するのと同時に CBAM と同様の制度を導入するという法案だったが、上院で審議されず廃案になった。

図表 4.1.15　CBAM のスキーム



（出所）日本エネ研「国境炭素調整措置の最新動向の整理」（2021 年 2 月）

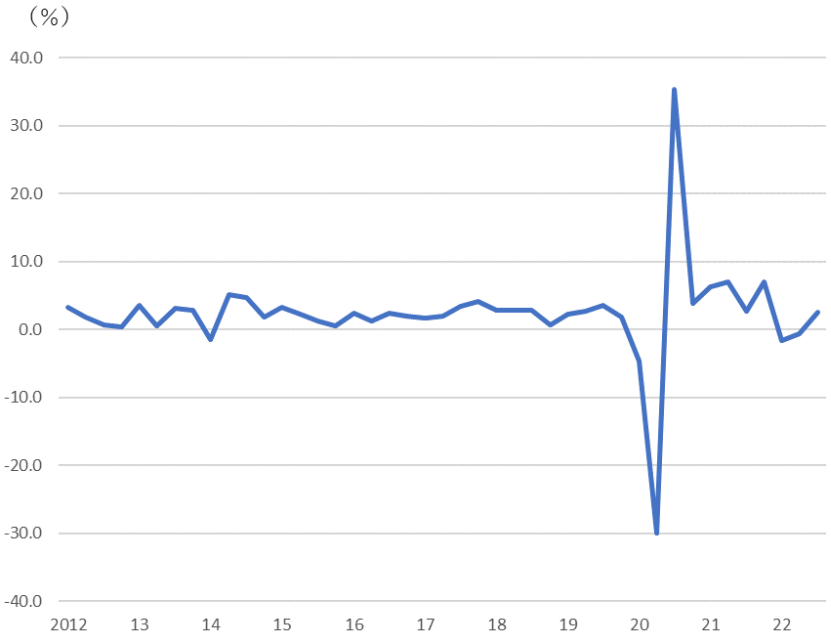
４．２ 米国の経済状況及び一次エネルギーの生産・消費動向

（１） 米国の景気回復と一次エネルギー消費状況

① 米国の景気回復

米国の直近の 2022 年 7-9 月期 GDP 成長率は前期比年率 2.6％と３四半期ぶりにプラス成長に回帰した。引き続きコロナ禍からの回復は続いている（図表 4.2.1 参照）。

図表 4.2.1　米国の景気回復ペース



（出所）米国商務省「GDP 統計」

内需については、底堅い雇用環境や堅調な企業収益、積み上がった貯蓄の切り崩しが個人消費を中心に内需を下支えしていくと見ている。今後の懸念材料は、米国経済のインフレ圧力の高まりと急ピッチで進む利上げの影響が挙げられる。そのため、2023 年には米国経済は景気後退に陥る恐れも指摘されている。IMF による米国経済の見通し（2022 年 10 月時点）は、2022 年 1.6％、2023 年 1.0％としている。

② 生産と雇用

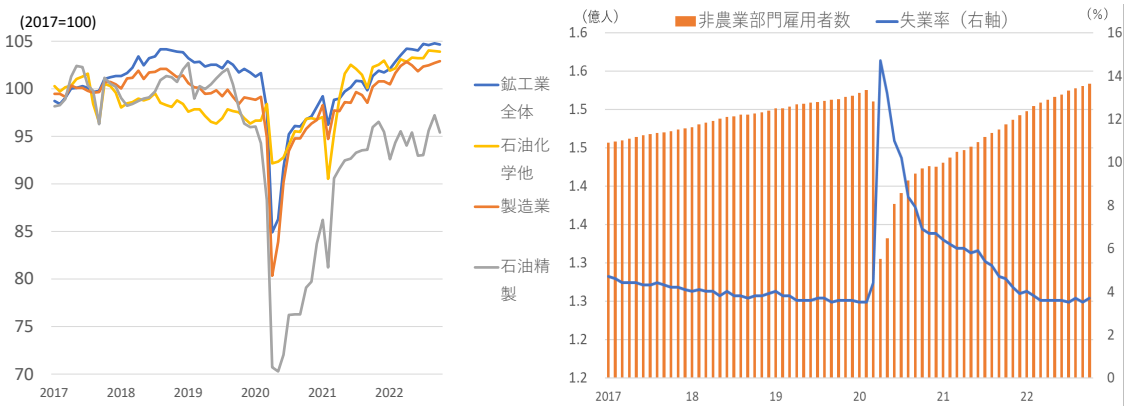
図表 4.2.2 に、コロナ禍後の米国鉱工業生産指数と雇用状況を示す。

鉱工業生産はコロナ禍の 2020 年 4 月に 20 年初から 16％、製造業は同 19％下落したが、その後は回復に転じている。なお、21 年 2 月に生産の落ち込みがあったが、これは南部での大寒波襲来による生産活動の停止が影響している。生産回復が続いたことで、2021 年秋にはコロナ禍前の生産水準に達している。2022 年 10 月には 2020 年初の生産水準から 3.3％、製造業では同 4.0％上回っている。

雇用状況については 2020 年 4 月の雇用環境の悪化（失業率 14.7％、非農業部門雇用者数前月差 2,049 万人減）から回復を続けている。直近 22 年 10 月時点では失業率は 3.7％まで低下し、非農業部門雇用者数は１億 5,331 万人とコロナ禍前の水準を超えた。

ただし、失業率は 2022 年 7 月から反転上昇している。

図表 4.2.2　コロナ禍以降の米国の鉱工業生産と雇用状況の推移



（出所）米国連邦準備理事会「鉱工業生産」、米国労働省「雇用統計」

石油精製についてはコロナ禍の 20 年 4 月、大寒波の 2021 年 2 月において生産の落ち込みが鉱工業生産全体と比べても顕著に見られた。21 年秋にはコロナ禍前の生産水準まで戻ったが、その後はおおむね横ばい圏で推移しており、鉱工業全体の右肩上がりの推移とは異なっている。石油精製が横ばい推移した理由は、生産制約が関係している。稼働率が既に 8 割を超えており、大規模な設備投資が望めない中では生産を高めていく余地が少ないためである。

石油化学等についてはコロナ禍での落ち込みは鉱工業全体よりも限定的であったが、2021 年 2 月の大寒波の時はかなり低下した。コロナ禍についていえば、巣ごもり需要に伴う電子商取引(EC)の活発化で包装材料需要が高まり、関連石油化学の生産活動が旺盛となり、コロナ禍の影響を一部相殺したことがある。石油化学等の生産回復傾向は 2022 年 10 月時点まで続いている。

③　米国の景気回復に伴う一次エネルギー消費の上昇

米国エネルギー情報局（EIA）の Monthly Energy Review によると、2020 年の米国のエネルギー消費量は 2019 年の 100.5 千兆英国熱量単位（クワッド）から 93.0 クワッドに 7%減少したが、2021 年にはコロナ禍から経済活動の段階的な再開を受けて 5%増加の 97.9 クワッドまで回復した。

なお、2020 年は 1949 年以来、米国のエネルギー消費量及び割合の両方で最大の年間減少を記録していた。2020 年のエネルギー使用量の減少の多くは、ひとえに、2020 年の春に始まったコロナ禍による経済ショックに起因する。2020 年以前、米国のエネルギー消費量に記録された最大の年間減少は、2008 年から 2009 年の間に発生し、景気後退の間に消費量が 5%減少した。米国のエネルギー消費のその他の大幅な年間減少は、1980 年代初頭と 2001 年の景気後退の間に発生した。

④　2021 年のエネルギー消費実態

図表 4.2.3 に、1950～2020 年における米国の分野別エネルギー消費量推移を示す。

米国の一次エネルギー消費は 2021 年には、2020 年に生じた過去最大の下落から回復を記

録したが、2021 年における各分野別のエネルギー消費実態を以下に述べる。

（ア）産業

2021 年の米国の産業部門のエネルギー消費量は 3%増加して 32.1 クワッドになった。2020 年のコロナ禍によるエネルギー消費の大幅減少から、21 年に入ると経済活動が段階的に再開されたことを受けて、エネルギー集約型の産業部門も、石油や天然ガス関連の製品の生産、精製、及び処理に消費するエネルギーが増加した。

米国産業による全ての主要なエネルギー源の消費は回復した。石炭の使用量は 10%増加し、石油の使用量は 4%増加し、天然ガスの使用量は 2%増加した。産業への電力の小売売上高は 4%増加した。

（イ）運輸

2021 年の米国の運輸部門のエネルギー消費量は 10%増加して 27 クワッドになった。

経済活動の再開に伴い、2020 年のコロナ禍からの落ち込みから回復に転じた。

内訳を見ると、米国の運輸部門によるジェット燃料の消費量は 27%増加し、モーターガソリンは 10%増加、ディーゼルは 5%増加した。

（ウ）住宅

2021 年、米国の住宅のエネルギー消費量は 2%増加し、21 クワッドになった。2 月のテキサス州など南部での大寒波襲来などへの暖房対応としてエネルギー消費量が増大した。

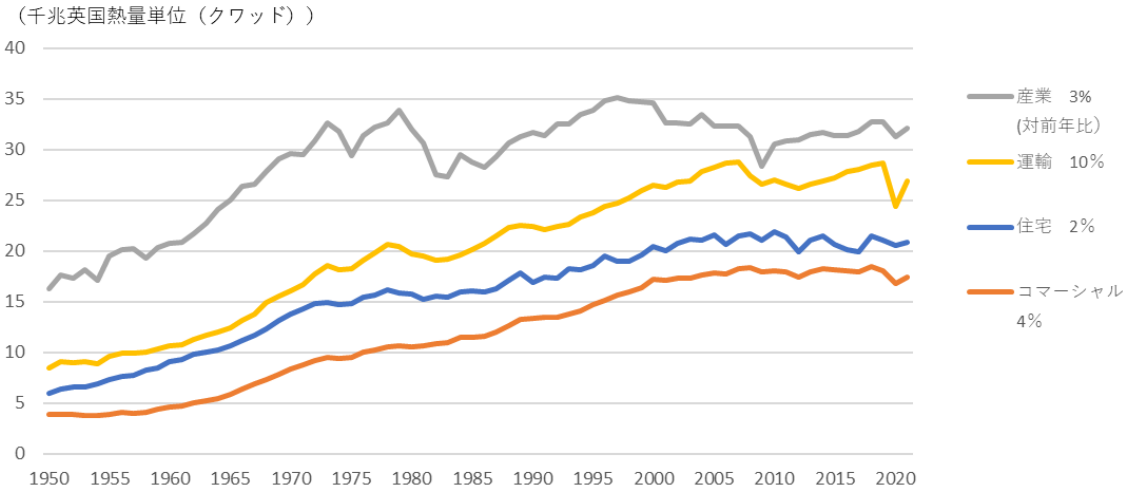
米国のバイオマス（主に木材）の住宅消費量は 5%増加し、石油は 2%増加し、天然ガスは 1%増加した。

（エ）商業

2021 年、米国経済の商業部門によるエネルギー消費量は 4%増加して、17 クワッドに、なった。経済活動の再開や大寒波襲来は、商業エネルギー消費の増大につながった。

米国の商業用天然ガス消費量は 4%増加し、商業部門への電力小売売上高は 3%増加した。

図表 4.2.3　米国の分野別エネルギー消費量推移（1950 - 2021 年）



（出所）EIA, “Monthly Energy Review” 2022 年 8 月 22 日

⑤　各エネルギー生産実態（2020 年対比）

2021 年における各エネルギー生産実績（2020 年対比）を以下に述べる。

米国の石炭生産量は、2020 年から 2021 年の間に 8%増加して 12 クワッドと回復したが、コロナ禍前の 2019 年（14 クワッド）には戻っていない。2021 年の米国の石炭生産量でも、1998 年のピーク時の半分以下で、天然ガスと再生可能エネルギーが長年にわたって発電構成のシェアを増やし、石炭に取って代わったためである。

米国の原油生産は、2019 年に過去最高を記録した後、2020 年に 8%減少、2021 年には 1%減少した。2020 年は、コロナ禍への世界的な対応の結果として 2020 年 3 月に石油需要が急減したこと、2021 年は 2 月の南部への大寒波襲来、等で原油事業者は生産を減少させた。

米国の天然ガス生産は、過去 9 年間のうち 8 年間で増加、2019 年に過去最高を記録した後、2020 年には 0.5 クワッド減少したが、2021 年には 36 クワッドと増加して再び過去最高を記録した。その背景には、LNG の生産量の増大がある。

米国の再生可能エネルギー生産は、主に風力と太陽光からの発電量の増加により、2020 年から 2021 年の間に 6%増加し、2021 年には過去最高の 12.3 クワッドになった。

なお、2019 年、米国の再生可能エネルギー生産は初めて米国の石炭生産を上回った。2021 年の米国の風力エネルギー生産は 12%増加して 3 クワッドになり、米国の太陽エネ生産は 24%増加して 1.5 クワッドになった。米国の地熱エネルギーの生産は横ばいだったが、水力発電は 8%減少する一方、バイオ燃料と木材を含むバイオマス生産は 4%増加した。

⑥　米国のエネルギー関連からの CO2 排出量推移

世界のエネルギー関連 CO2 排出量推移について、2021 年の CO2 排出量は、2020 年から 20 億トン以上増加し、366 億トンと過去最高水準に達している。

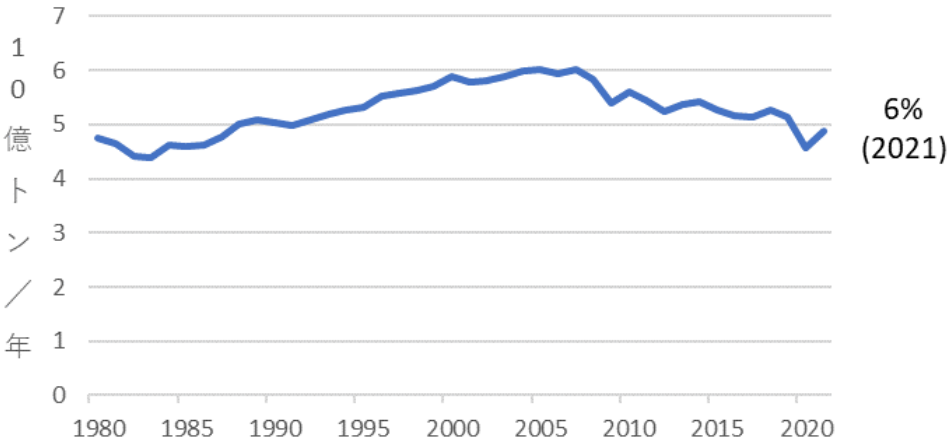
コロナ禍からの経済回復と天然ガス価高騰による石炭依存を高めたことで新興国を中心に CO2 排出量が増えたことが大きい。

2021 年の米国のエネルギー由来 CO2 排出量について、米国エネルギー情報局（EIA）の Monthly Energy Review によると、コロナ禍からの経済活動の再開で、2021 年の米国のエネルギー由来の CO2 排出量は前年比で 6%増加した（図表 4.2.4 参照）。

発電部門では、石炭火力発電からの CO2 排出量は前年比 15%、天然ガス火力発電は-3%となった。米国でもガス価高騰と石炭シフトの影響が出ている。化石エネルギー発電量の増加（3%）以上に、風力・太陽光発電量は増加した（対前年比 16%）。

ただし、2021 年の発電量当たりの炭素排出量（炭素強度）は、化石エネルギー発電による CO2 排出量が増えたことで前年に比べて増加した。

図表 4.2.4　米国のエネルギー関連 CO2 排出量の推移（1980 - 2021 年）

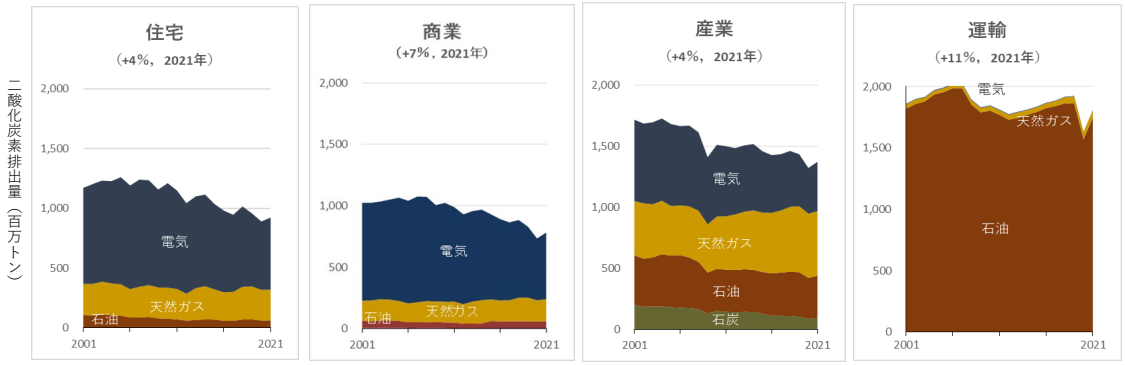


（出所）EIA, “Monthly Energy Review” 2022 年 8 月 22 日

⑦　米国消費部門における各エネルギー由来別の CO2 排出量推移

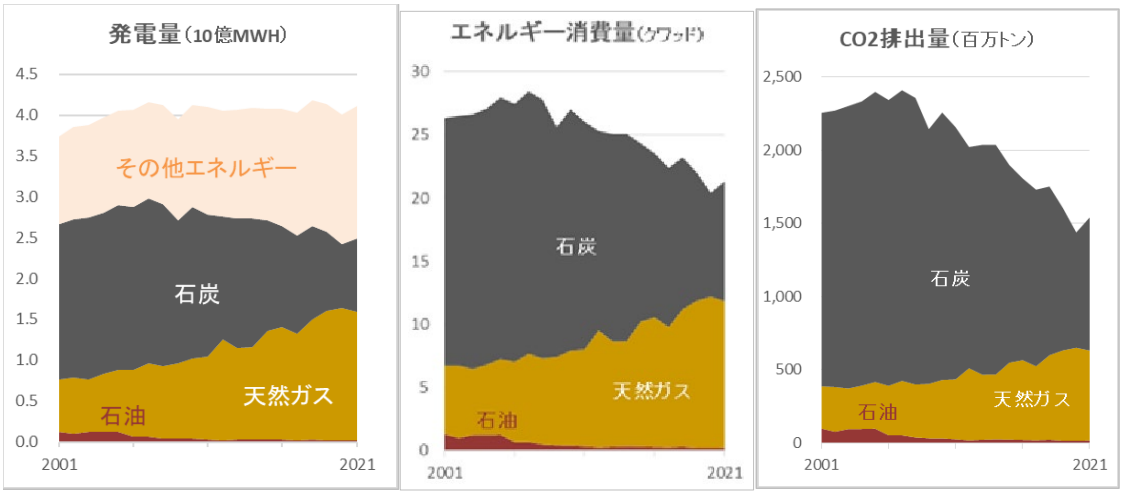
図表 4.2.5 と図表 4.2.6 に、米国のエネルギー消費部門別の燃料由来別の CO2 排出量推移と、発電量に対する各燃料消費量内訳と各燃料それぞれからの CO2 排出量を示す。

図表 4.2.5　米国消費部門における各エネルギー由来別の CO2 排出量（2000 - 2021 年）



（出所）EIA, “Monthly Energy Review” 2022 年 9 月 27 日

図表 4.2.6　各燃料由来の発電量、エネ消費、CO2 排出量の推移（2000 - 2021 年）



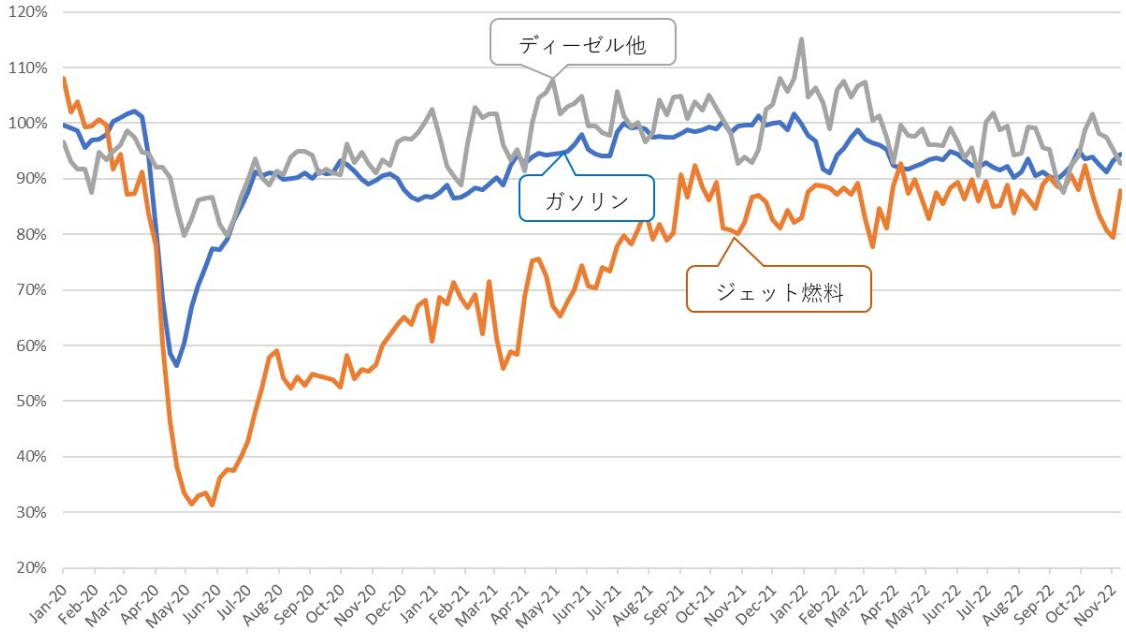
（出所）EIA, “Monthly Energy Review” 2022 年 10 月 26 日

住宅部門のエネルギー使用に関連する CO2 排出量は 2021 年に 4%増加した。
住宅のエネルギー消費は 2%増加しているが、さらに電力部門の炭素強度の上昇も住宅からの CO2 排出量の増加に寄与した。内訳を見ると、住宅用の石油の CO2 排出量は 2%、天然ガスは 1%、電気は 6%増加した。
商業部門については、エネルギー使用に関連する CO2 排出量は、2021 年に 7%増加した。コロナ禍から経済活動が段階的に再開されたことが影響している。商用電力使用に起因する CO2 排出量は 8%増加した。商業用石油と天然ガスの排出量は、それぞれ 5%と 4%増加した。
産業部門のエネルギー関連 CO2 排出量は、2021 年に 4%増加した。コロナ禍から経済活動が段階的に再開されたことが同増加に効いている。石炭からの排出量は 10%、電気からの排出量は 8%、石油からの排出量は 2%、天然ガスからの排出量は 2%、それぞれ増加した。
運輸部門からのエネルギー関連 CO2 排出量は、2021 年に経済活動の再開による移動の活発化で 11%増加した。石油は通常、運輸部門の CO2 排出量の大部分を占めており、2020 年と比較して 11%の排出量の増加が見られた。輸送に使用される天然ガスからの排出量も 11%増加した。

⑧　米国経済回復による燃料油消費量の増加トレンド

図表 4.2.7 のコロナ禍前後の燃料油消費推移に示すように、ガソリンとジェット燃料の消費が 2020 年春に急落したが、その後、これらの消費は回復に転じた。
ガソリン需要は経済活動の再開と同時に移動も活発となったことで 21 年夏にほぼ 2019 年の消費水準まで戻った。

図表 4.2.7 米国の燃料油消費の推移



（注）凡例の%は、2020 年、21 年の当該週（4 週間移動平均）と 2019 年の当該週（同）との割合を指す。

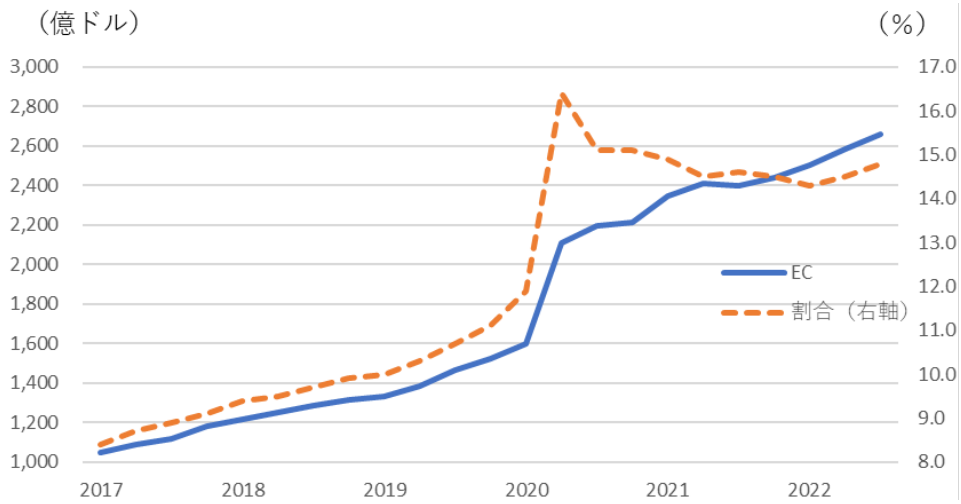
（出所）EIA, “Weekly Petroleum Status Report”各週号

ジェット燃料について国内線は 2019 年のコロナ禍前の水準、国際線は 2019 年のコロナ禍前の 9 割程度まで戻ってきている（IATA、2022 年 12 月）。燃料費の高騰や労働力不足のため、航空会社が、便の統合や共同運航によって満席でのフライトを増やしている（EIA, Today in Energy、2022 年 12 月 5 日）。これによって、ジェット燃料需要は直近 2022 年 11 月時点で 2019 年の 8 割～9 割程度となっている。

ディーゼル燃料はガソリンやジェット燃料に比べるとコロナ禍による落ち込みは限定的であり、同需要の回復も早かった。図表 4.2.8 のとおり、巣ごもり需要の増大とそれに伴う電子商取引（EC）需要の発生・増加によるところが大きい。2020 年 4-6 月期には EC は前期の 1,546 億ドルから急上昇して 2,000 億ドルを突破し、その後も高水準で推移した。そのため、これらの商品を運ぶためのトラック等による輸送が活発となり、関連燃料需要が生じた。

ただし、2022 年に入って、ガソリンもディーゼルも燃料価格上昇による需要減の影響を受けて、同燃料消費もじりじりと低下基調で推移している。

図表 4.2.8　米国の電子商取引（EC）と個人消費全体に占める割合の推移



（出所）米国商務省センサス局,“Latest Quarterly E-Commerce Report”各号

⑨　米国一次エネルギー生産と消費量の推移と長期予測

米国の一次エネルギー生産量と産業別エネルギー消費の推移と、EIA による 2050 年までの予測を示す。ここではレファレンスケース(経済成長率 2.2%)を取り上げる。

図表 4.2.9 に、米国のエネルギーの生産と消費の推移と長期見通しを示す。2021 年の米国一次エネルギー生産量は、98 クワッドとなり、2020 年から 3%増加した。エネルギー別に見ると最大の生産量を誇る天然ガスが前年から 3%増加の 36 クワッドとなった。石炭も前年比 8%増加の 12 クワッドとなったが、石油は 2 月の大寒波襲来による生産停止等もあって前年比 1%減となった（23 クワッド)。

米国の一次エネルギー長期生産量予測について米国エネルギー見通し 2022 年版（Annual Energy Outlook 2022:AEO2022）によると、一次エネルギー生産量は年率 0.6%で増加して 2050 年には 119 クワッドに達する。昨年の米国エネルギー見通し 2021 年版と比較しても大きく変わっていない（117 クワッド)。2050 年の内訳を見ると、天然ガスと再生可能エネルギーがそれぞれ年率 0.9%、3.8%で増加してそれぞれ 44 クワッド、14 クワッドまで増加する。

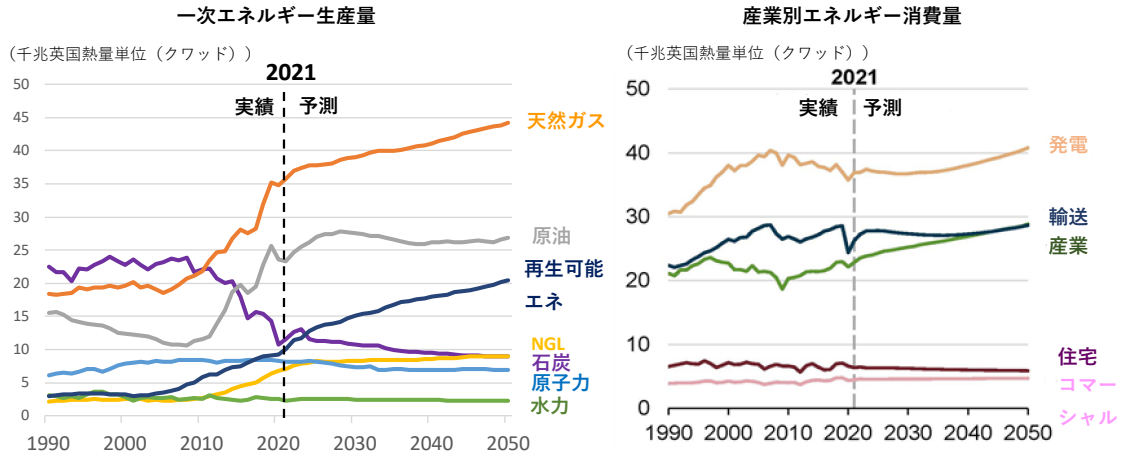
米国の 2021 年エネルギー消費量は、98 クワッドと前年から 5%増加した。

産業別では、発電によるエネルギー消費が前年比 3%増の 37 クワッドと多かったが、前年から大きく伸びたのは輸送である（前年比 11%増の 27 クワッド)。なお、ここでのエネルギー消費量は一次エネルギー消費であり、発電以外の 4 部門のエネルギー消費量には電力が含まれない。

米国のエネルギーの長期消費予測について AEO2022 によると、エネルギー消費量は年率 0.4%で増加して 2050 年には 109 クワッドに達する。こちらも昨年の米国エネルギー見通し 2021 年版と比較して大きく変わっていない（109 クワッド)。

2050 年の内訳を見ると、発電によるものが相変わらず多いが、次に輸送による消費と産業による消費が 28～29 クワッド程度まで増加する見通しとなっている。

図表 4.2.9　米国の一次エネルギー生産と消費量の推移と長期予測



（出所）EIA, “Annual Energy Outlook 2022” March 2022

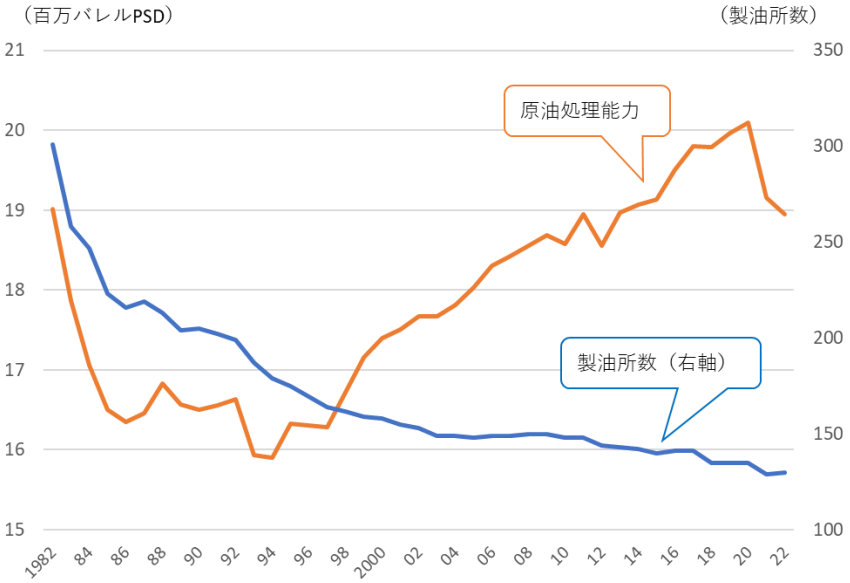
⑩　米国の製油所数と処理能力推移（1982-2021 年）

米国の製油所数は 1982 年の 250 から 2020 年末までに 129 ヵ所に減少したが、直近 2021 年中に 1 ヵ所増加して 130 ヵ所となっている。ただし、今後、製油所を新規建設する計画は存在しない。

一方、原油処理能力は 2019 年に過去最大の 20 百万 BPSD まで増加し、その後低下した（2022 年 19 百万 BPSD）（図表 4.2.10 参照）。

ちなみに、製油所における平均処理能力は 1982 年から 2.3 倍（63 千→146 千 BPSD）に上昇し、日本の 1 製油所当たりの平均処理能力（165 千 BPSD、2022 年 3 月末時点）とほぼ同じとなっている。

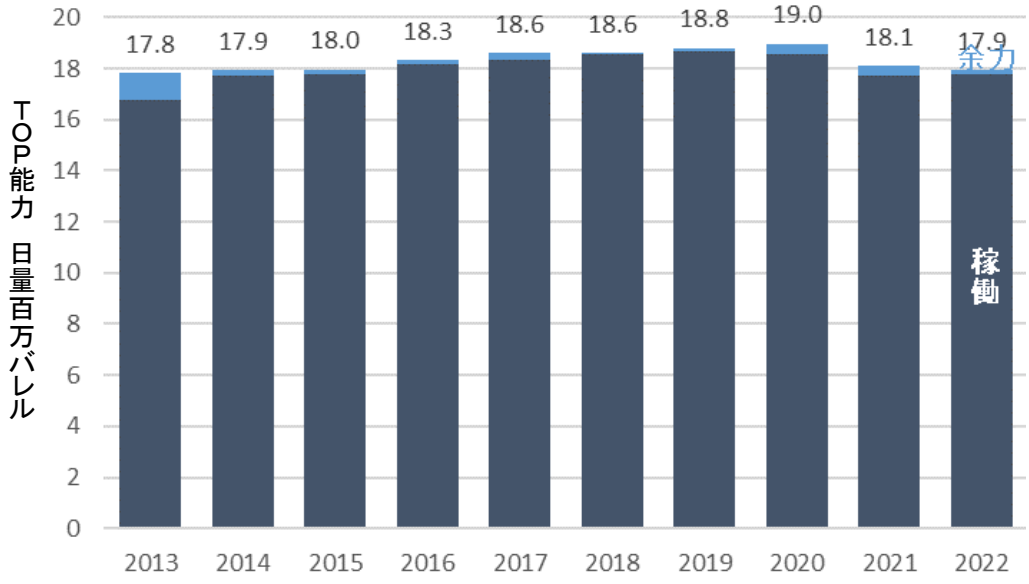
図表 4.2.10　米国の製油所数と原油処理能力の推移



（出所）EIA

2021 年中に稼働した製油所は、テキサス州 Galveston の Texas International Terminals 施設（日量 45,000 万バレル）とカリフォルニア州 Kern の Talley Asphalt Products 施設（日量 1,700 バレル）の 2 ヵ所である。
一方、製油所の稼働を停止したのはルイジアナ州 Belle Chasse の Phillips 66 製油所（日量 255,600 バレル）の 1 ヵ所である。同製油所は 2021 年後半のハリケーン Ida の洪水被害を受け、そのまま操業停止となっており、その結果、2021 年の米国全体の原油の処理能力を減少させている。
この結果、21 年中において製油所が 1 件純増となったが、処理能力については稼働停止した製油所の規模が大きかったために低下することとなった。
米国の 2022 年初の TOP 能力を見ても、21 年初から 1%減少し、1,790 万 BPCD になった。これで 2 年連続の同能力減少である（図表 4.2.11 参照）。
今後については、上述したように既存の石油系燃料の将来需要の不透明感の高まりや再生可能燃料の需要増の見込みに基づく再生可能ディーゼルプラントへの転換の動きから、製油所の閉鎖縮小または既存の計画再構築が検討されている。
なお、ロシアのウクライナ侵攻前後から原油価格が高騰して燃料価格が上昇し、精製マージンが拡大していることから製油所の稼働率が高水準で推移している。このような環境は石油会社にとって製油所を増設する誘因となるはずだが、石油系燃料の需要の不透明感や再生可能燃料の需要見込みを考慮すると、実際には増設に動くことは困難であり、バイデン大統領の説得があっても、応ずる石油会社は存在しない。実際、2022 年の年次製油所能力レポートの最新データで報告された情報に基づくと、米国の精製能力は 2022 年中に拡大することはない。

図表 4.2.11　米国 TOP 能力推移（2013-2022 年）

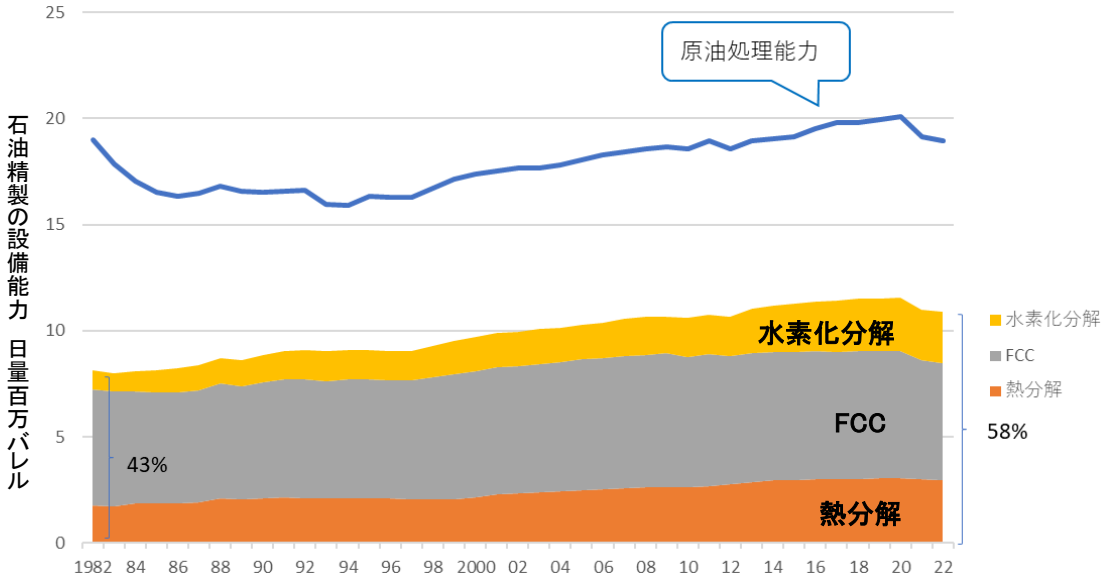


（注）TOP 能力には余力も含む
（出所）EIA, “Today in Energy” 2022 年 6 月 29 日

分解装置能力について、原油処理能力全体に対するシェアは 1982 年の 43%から 2019 年の 58%へと、大幅に増加した。2021 年においては熱分解、流動接触分解（FCC）、水素化分解あわせて処理能力の 58%を占めており、そのシェアは 2020 年と変わらない水準である（図表 4.2.12 参照）。内訳の推移を見ると、熱分解と水素化分解はシェアを高めてきたが、ガソリン精製を目的とする FCC は 1994 年をピークに低下してきた。

今後、石油系燃料の需要が不透明なことに加えて、再生可能燃料の需要増を見込んで、製油所の閉鎖や再生可能ディーゼルプラントへの設備転換が進んでいく。2022 年春、LyondellBasell はヒューストンの製油所を 2023 年末までに閉鎖することを発表しており、また Phillips66 はカリフォルニア州の Rodeo 製油所の原油処理を停止し、バイオ燃料施設に転換することを発表している。そのため、米国では今後も原油処理能力の減少が見込まれており、原油処理能力が回復していく可能性は低い。

図表 4.2.12　米国における分解装置能力の増加

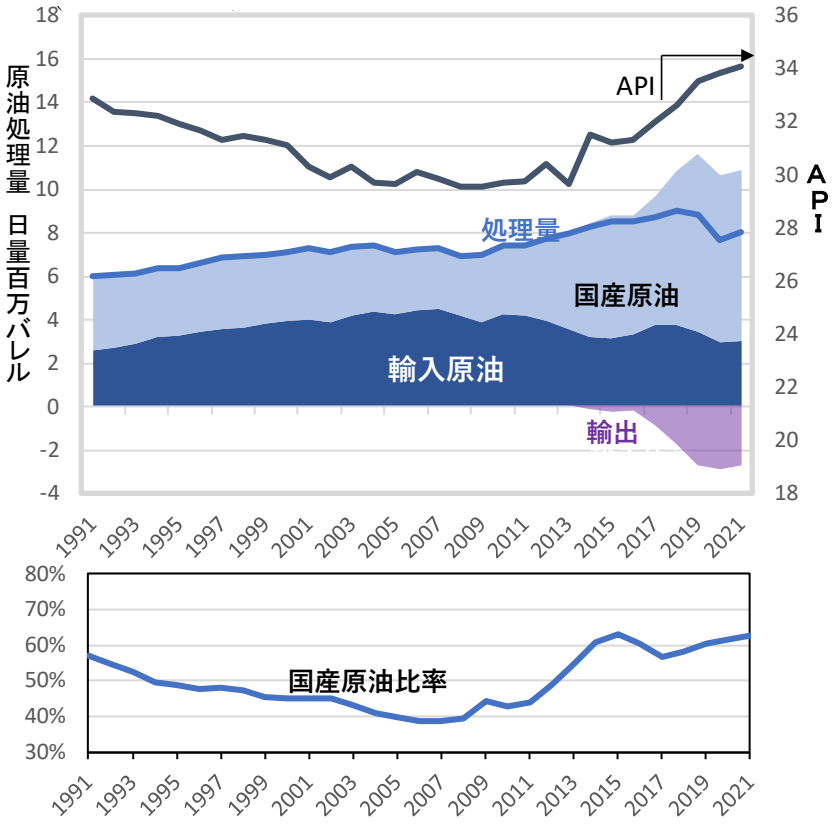


（出所）EIA

⑪　PADD3 湾岸地域製油所における国産原油量増加による軽質化

シェールオイルの増産に伴って、国産原油処理比率がアップすることで、処理原油が軽質化に向かった。米国精製能力の 60%以上を占める PADD3 では、大幅に軽質化のトレンドをたどっている（図表 4.2.13 参照）。

図表 4.2.13　PADD3（湾岸地域）の製油所における原油処理内訳



（出所）EIA データに基づき作成

PADD3（湾岸地域）における国産原油の生産量はシェールオイルの増産によって 2009 年頃から増加している。原油輸出禁止措置が 2015 年 12 月に解除された後、さらに国産原油が増産され、輸出量は 2020 年に 297 万 BD、2021 年 283 万 BD に達した。中国、オランダ、インド、韓国などを中心に輸出されている。

PADD3 の製油所における国産原油の処理比率も 2008 年の 39.5%から上昇し、2014 年以降は、60%程度で推移している。

PADD3 における処理原油の API は、軽質のシェールオイルの増産もあって 2008 年の 29.5 から上昇を続け、2021 年には 34.1 まで軽質化した。

⑫　米国の原油生産及び輸出入の推移

図表 4.2.14 に米国の原油生産・輸出入推移と原油国別輸出量推移を示す。

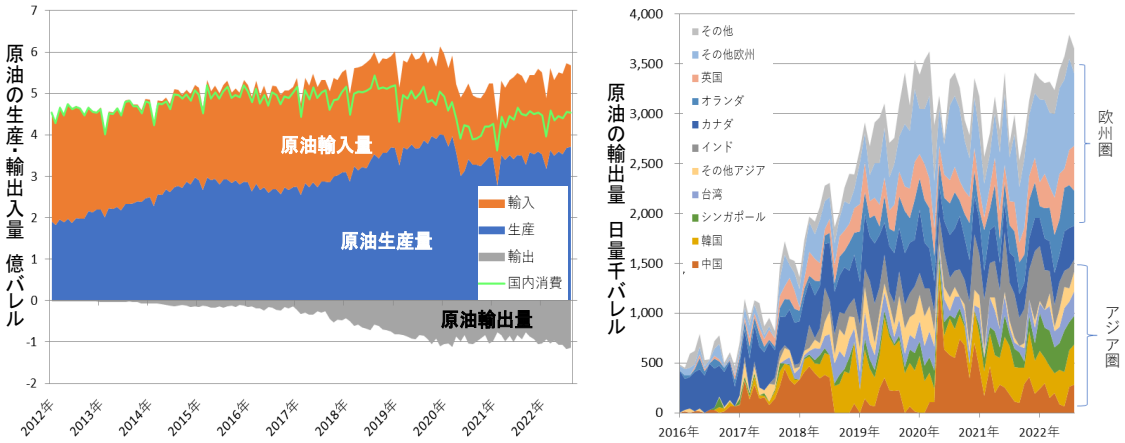
米国の原油生産について、2021 年後半以降、回復基調で推移しているが、そのペースは緩やかである。その間、油価は上昇して 1 バレル 100 ドル台となったものの、その割には生産ペースが加速することはなかった。原油輸入についても生産と同様、そのペースは緩やかなものとなっている。米国原油の輸出は、2020 年 3 月の日量 363 万バレルをピークに減少して、ロシアのウクライナ侵攻後に増加し、2020 年のピークを若干超えた。

輸出先別では、中国や韓国やインドなどのアジア地域向けに加えてウクライナ侵攻で代替輸入先を探すオランダや英国などの欧州向けが主となっている。

今後の原油生産については、EIA の短期エネルギー見通し 2022 年 11 月号によると、22 年

11 月時点の日量 1,213 万バレルから、2023 年末にかけて同 1,258 万バレルと 45 万バレル増えるにすぎないとしている。緩慢な生産増加ペースの背景には、金融機関など投資家の資本規律を求める動き、人員や資機材不足及びサプライチェーンの混乱が関係する。

図表 4.2.14 米国の原油生産・輸出入推移と原油国別輸出量推移

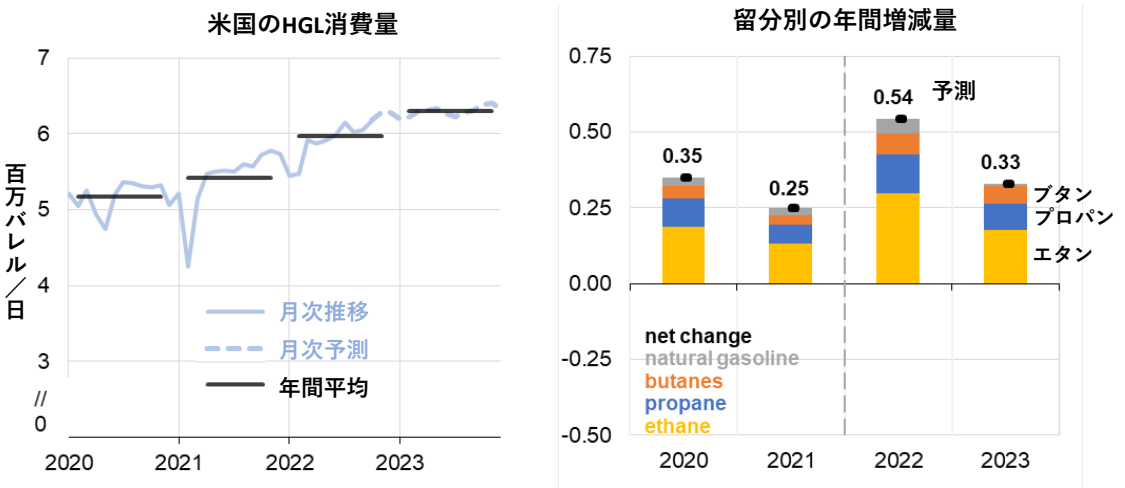


（出所）EIA 資料

⑬　炭化水素ガス液（HGL）の供給

HGL(Hydrocarbon Gas Liquid)の生産は 2022 年に 54 万バレル/日 増加し、2023 年には 33 万バレル/日 増加すると予測している。HGL 生産の増加は、主にエタンやプロパンなどの生産増加によるものである（図表 4.2.15 参照）。

図表 4.2.15　米国のコロナ禍前後の HGL 生産量



（出所）EIA エネルギー短期見通し、2022 年 11 月号

2022 年から 2023 年にかけて米国及び海外の石油化学原料としてのエタンの需要の高まりに加えて、海外での燃料としてのプロパン等の需要増に対応するため、天然ガス処理プラント等でのエタンやプロパン等の回収率が高くなると予測される。

⑭　米国石油化学産業のコロナ禍からの復帰

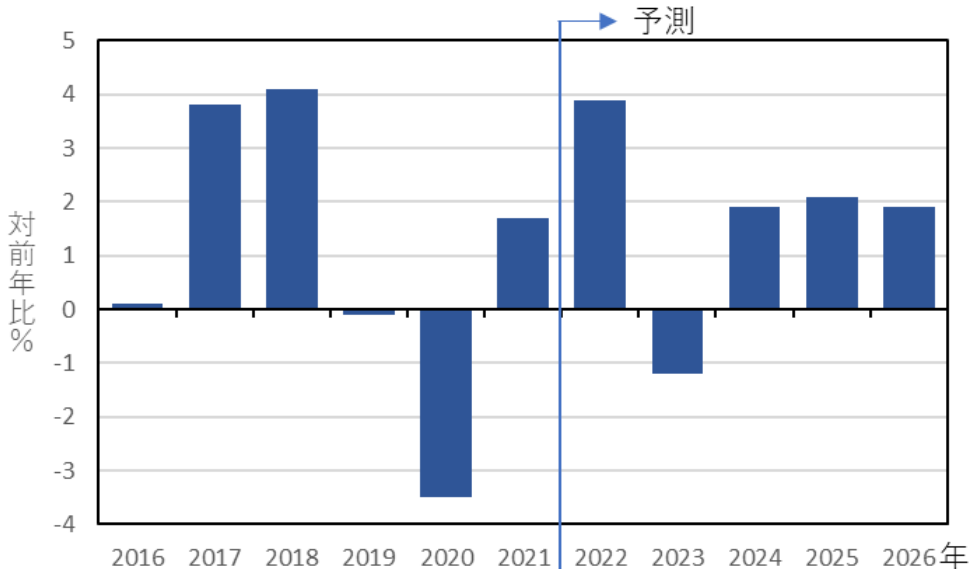
米国化学工業会（ACC）の 2022 年末時点の経済・産業予測によると、世界経済 GDP を 2022 年に前年比 2.9%増、2023 年に同 2.1%増と鈍化・低迷を見込んでいる。また、資源高を起因としたインフレ圧力の高まりや主要国の利上げによる世界経済への影響を考慮して工業生産は 2022 年に同 2.9%増加するが、23 年には同 0.2%まで鈍化すると予想している。

また、図表 4.2.16 に示すとおり、2022 年の米国の医薬品を除く化学品生産は前年比 3.9%増と盛り上がるものの、2023 年には世界経済の低迷の影響から、前年比 1.2%と減少に転じるとしている。出荷額については 2022 年に同 4.3%増の 5,425 億ドル、2023 年に同 3.8%減の 5,220 億ドルを見込む。

米国は天然ガスをベースとすることで、世界的な競争力を維持しており、近年稼働した新しい生産能力によって米国の化学品の輸出は増加傾向にある。化学製品に対する世界的な需要は底堅く、米国化学産業は継続的な投資により、増大する世界的需要に対応するだけでなく、CO2 削減プロジェクトや高度なリサイクル・回収を通じて、持続可能性の点でも貢献できるとみられる。

輸出は 2022 年に前年比 20.5%増加した後、23 年に同-9.3%減となり、調整局面に入る。一方、輸入は 2022 年に前年比 23.9%増加した後、23 年には同-10.6%減少し、こちらも調整局面入りとなる。収支面では純輸出国の地位を維持し、26 年には純輸出額は 252 億ドルを記録する見通し。

図表 4.2.16　米国化学製品生産の推移（対前年比%）



（出所）米国化学工業会（ACC）

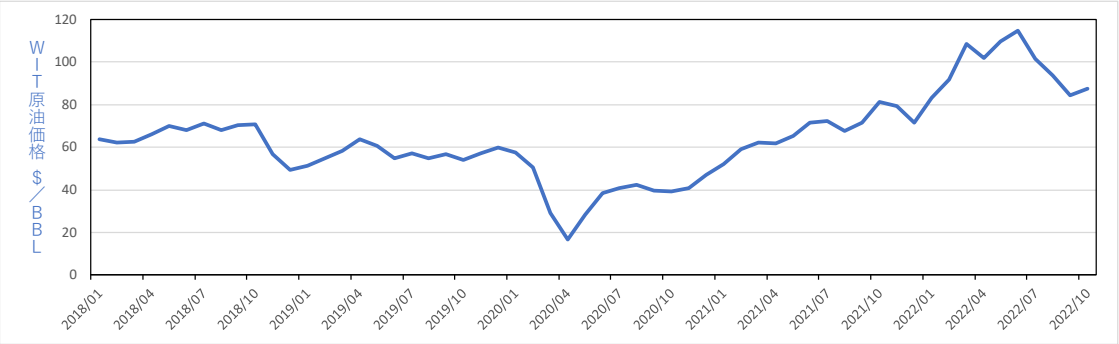
（２）　シェールオイル・ガスサプライチェーンの中長期見通し

①　コロナ禍以降の WTI 価格推移

図表 4.2.17 に、2020 年コロナ禍以降の WTI 原油価格トレンドを示す。2022 年 10 月の WTI

原油価格は、平均 87.55 ドル/バレル(円換算: 80.98 円/リットル)で、12 月 5 日には 76.93 ドル/バレルと低下している。

図表 4.2.17　WTI 原油価格の月次推移 2018 年 1 月 - 2022 年 10 月



単位：月間平均価格　$/BBL

年月	2018/01	2018/02	2018/03	2018/04	2018/05	2018/06	2018/07	2018/08	2018/09	2018/10	2018/11	2018/12
WTI	63.7	62.23	62.73	66.25	69.98	67.87	70.98	68.06	70.23	70.75	56.96	49.52
年月	2019/01	2019/02	2019/03	2019/04	2019/05	2019/06	2019/07	2019/08	2019/09	2019/10	2019/11	2019/12
WTI	51.38	54.95	58.15	63.86	60.83	54.66	57.35	54.81	56.95	53.96	57.03	59.88
年月	2020/01	2020/02	2020/03	2020/04	2020/05	2020/06	2020/07	2020/08	2020/09	2020/10	2020/11	2020/12
WTI	57.52	50.54	29.21	16.55	28.56	38.31	40.71	42.34	39.63	39.4	40.94	47.02
年月	2021/01	2021/02	2021/03	2021/04	2021/05	2021/06	2021/07	2021/08	2021/09	2021/10	2021/11	2021/12
WTI	52.0	59.04	62.33	61.72	65.17	71.38	72.49	67.73	71.65	81.48	79.15	71.71
年月	2022/01	2022/02	2022/03	2022/04	2022/05	2022/06	2022/07	2022/08	2022/09	2022/10		
WTI	83.22	91.64	108.5	101.78	109.55	114.84	101.62	93.67	84.26	87.55		

（出所）EIA

2021 年 8 月以降に OPEC が段階的な減産緩和を実施したにもかかわらず、コロナ禍からの回復で原油需要が高まっていたため、原油価格は堅調に推移した。秋から冬にかけて新型コロナウイルスの感染拡大で原油価格が一時弱含む局面も見られたが、2022 年に入り再び上昇局面となり、2022 年 2 月のロシアのウクライナ侵攻を契機に原油価格はさらに上昇した。欧米のロシア産原油の輸入禁止発動や発表を受けて WTI 原油価格は 2022 年 6 月平均価格 114.84 ドル/バレルを付けた。

その後は世界経済の減速・後退懸念が台頭し、原油需要が縮小するとの思惑から原油価格は軟調に転じており、2022 年 8 月平均価格は 100 ドル/バレルを割り、9 月から 10 月にかけて 80 ドル台で推移した。2022 年 11 月から OPEC 及び産油国は日量 200 万バレルの減産拡大を実施しているが、依然として軟調なままで推移している。

② 米国の主要なエネルギー関連企業

米国のエネルギー企業には、ExxonMobil や Chevron のように探鉱・開発・生産の上流部門から、精製・輸送・販売の中下流部門まで、一貫して世界的な規模で事業展開するスーパーメジャーも存在するが、上流部門や中下流部門に特化して事業展開を行う企業、そして、これらの企業に調査・評価・開発支援や掘削機器・サービスなどの提供を行う企業が存在し、米国で厚みの持ったエネルギー産業を形成している。

これらのエネルギー企業の売上推移を図表 4.2.18 にまとめた。2020 年はコロナ禍による経済活動の制限で多数のエネルギー企業で売上の減少が見られたが、2021 年にはコロナ

禍からの回復もあってスーパーメジャーから上流、中流、下流の企業に至るまで売上が急速に改善した。

図表 4.2.18　米国の主要なエネルギー関連企業の売上推移

企業	業態	売上高（百万ドル）		
		2019年	20年	21年
エクソンモービル	スーパーメジャー	264,938	181,502	285,640
シェブロン	スーパーメジャー	146,516	94,692	162,465
EOGリソーシズ	上流	17,380	11,032	18,642
APA	上流	6,354	4,308	7,928
パイオニア・ナチュラル・リソーシズ	上流	9,325	6,685	14,643
コノコフィリップス	上流・中流	36,670	19,256	48,349
デボン・エナジー	上流・中流	6,220	4,828	12,206
オキシデンタル石油	上流・中流	21,750	16,261	26,314
チェサピーク・エナジー	上流・中流	8,532	5,240	5,809
キンダー・モルガン	中流	13,209	11,700	16,610
オネオク	中流	10,164	8,542	16,540
エンタープライズ・プロダクツ・パートナーズ	中流	32,789	27,200	40,807
フィリップス66	中流・下流	109,559	65,494	114,852
バレロ・エナジー	中流・下流	108,324	64,912	113,977
マラソン石油	中流・下流	111,865	69,032	120,930
ホーリーフロンティア	下流	17,486	11,183	18,389
シュルンベルジェ	調査・評価・支援	32,917	23,601	22,929
ハリバートン	調査・評価・支援	22,408	14,445	15,295
ベーカーヒューズ	機器・サービス	23,838	20,705	20,502
テクニップエフエムシー	機器・サービス、海洋掘削	6,950	6,531	6,404
ナショナル・オイルウェル・バーコ	掘削機器	8,479	6,090	5,524
ヘルマリック・アンド・ペイン	海洋掘削	2,798	1,774	1,219
ダイヤモンド・オフショア・ドリリング	海洋掘削	935	693	465

（出所）各社 IR 資料他

③　米国シェールオイル・ガスサプライチェーン主要企業の変化

（ア）米国シェール開発企業の動き（上流）

現在の主な米国のシェール開発企業を図表 4.2.19 に示す。米国でのシェール開発は主として中堅企業が担ってきた。

図表 4.2.19　上流部門の米国企業の 2021 年の収益状況

（百万ドル、日量千バレル）

企業	2021年資本金	米国内原油生産	売上	営業利益	2020年売上	営業利益	主なシェール権益
ExxonMobil	168,577	721	285,640	31,234	181,502	(28,883)	Permian、Bakken
Chevron	139,067	858	162,465	21,639	94,692	(7,453)	Permian、Niobrara、Eagleford
ConocoPhillips	45,406	447	48,349	12,712	19,256	(3,140)	Eagleford、Bakken、Permian
EOG Resources	22,180	443	18,642	6,102	11,032	(544)	Eagleford、Permian、Niobrara
Occidental Petroleum	20,323	933	26,314	2,952	16,261	(15,652)	Permian、Niobrara
Pioneer Natural Resources	22,837	357	14,643	2,746	6,685	(261)	Permian
Devon Energy	9,262	290	12,206	2,898	4,828	(3,090)	Permian、Anadarko、Eagleford、Niobrara
Continental Resources	7,475	167	5,719	2,186	2,586	(775)	Bakken、Anadarko
Hess	6,300	109	7,583	1,490	4,804	(2,850)	Bakken

（注）2019 年 8 月に Occidental Petroleum は Anadarko を買収、2020 年 10 月には Chevron は Noble Energy を買収した。また 21 年 1 月には ConocoPhillips は Concho Resource を買収した。2020 年の営業利益（括弧内赤字）は損失を示す。

（出所）各社 IR 資料

2020 年において軒並み大幅の営業赤字を記録した図表中の 10 社は、2021 年には大幅な増収増益を達成した。コロナ禍からの回復で経済活動が活発になったほか、原油価格が上昇したことが大きい。またこれらの企業の中で米国内での原油生産を増やしたところも多い。

パーミアンなどシェール権益の売買も引き続き盛んであり、シェール権益の集約が進んでいる。パーミアンの有望性は 2021 年現在に至るまで関係者の間で共有されており、パーミアンに関連する石油開発企業の買収や権益の購入はコロナ禍からの回復期間においても依然として活発である。2017 年以降のパーミアンをめぐる主な企業買収や権益購入を図表 4.2.20 に、まとめる。中堅の開発企業だけでなく、石油メジャーも参戦している。

図表 4.2.20　パーミアンをめぐる企業買収・権益購入の動き

（億ドル）

取引完了月	買収企業	取引相手	買収金額
2017年2月	ExxonMobil	Bass	66.0
2018年7月	Concho Resources	RSP Permian	95.0
2018年10月	BP	BHP Billiton	105.0
2018年11月	Diamondback Energy	Energen	92.0
2019年12月	Callon Petroleum	Carrizo Oil & Gas	32.0
2020年3月	WPX Energy	Felix Energy	25.0
2020年8月	Occidental Petroleum	Anadarko	380.0
2020年10月	Chevron	Noble Energy	50.0
2021年1月	ConocoPhillips	Concho Resources	97.0
2021年1月	Pioneer Natural Resources	Parsley Energy	45.0
2021年1月	Devon Energy	WPX Energy	25.6
2021年3月	Diamondback Energy	QEP Resources、	14.2
2021年5月	Pioneer Natural Resources	DoublePoint Energy	64.0
2021年6月	Vitol Group	Hunt Oil	10.0
2021年12月	ConocoPhillips	Shell	95.0
2021年12月	Continental Resources	Pioneer Natural Resources	32.5
2022年1月	Desert Peak Minerals	Falcon Minerals	19.0
2022年2月	Enterprise Products Partners LP	Navitas Midstream Partners LLC	33.0
2022年5月	Granite Ridge Resources	Grey Rock Investment Partners	13.0
2022年5月	Centennial Resource Development Inc	Colgate Energy Partners III LLC	70.0
2022年7月	Targa Resources Corp	Lucid Energy Delaware, LLC	35.5
2022年10月	Diamondback Energy Inc.	FireBird Energy LLC	16.0
2023年1月予定	Diamondback Energy Inc.	the Lario Oil & Gas Co. subsidiary	15.5

（注）企業買収や権益購入には、パーミアン以外の権益も含む。

（出所）東レ経営研究所

世界の温暖化防止の潮流において長期的な石油開発投資が不透明な環境では、石油開発企業にとって、ショートサイクルのシェール開発は魅力的な状況が続いている。2022 年においても Centennial Resource Development Inc と Colgate Energy を保有するプライベートエクイティ社は 5 月に対等合併で合意した。新会社は石油換算で日量約 13.5 万バレルと、パーミアン盆地の一部であるデラウェア盆地で最大の掘削・生産会社になる。

（イ）シェール中流企業の動き（中流）

採掘されたシェールオイルやシェールガス、NGL はパイプラインなどで輸送されて、分留、保管されたのち、製油所コンプレックス等に運ばれる。米国ではこのような機能を担う中流企業が存在感を増している。図表 4.2.21 に示すとおり、2021 年の中流部門の企業業績は黒字転換、もしくは増収増益となっており、好調さを維持している。

中流部門企業のビジネスモデルは、主に原油・ガス・石油製品のパイプライン・貯蔵・製造設備の処理・通過料金を取るだけのフィー・ビジネスであり、コロナ禍からの回復を受けて輸送等の需要が高まったことが収益の改善持続に影響した。

図表 4.2.21　中流部門の米国企業の 2021 年の収益状況

（百万ドル）

企業	資本金	売上	営業利益	ガス精製能力（日量百万立方フィート）	NGL分留能力（日量百万バレル）	NGLパイプライン（マイル）	原油パイプライン（マイル）	天然ガスパイプライン（マイル）
Enterprise Products	25,329	40,807	6,104	8,924	1,327	19,803	5,737	19,079
DCP Midstream	5,851	10,707	165	4,196	398	4,530	–	51,170
Oneok	6,015	16,540	2,596	2,750	1,100	13,470	–	24,100
Targa Resources	2,012	16,950	865	4,470	550	–	–	24,100
Kinder Morgan	30,823	16,610	2,916	–	–	340	9,473	71,375
Energy Transfer	31,300	67,417	8,792	11,195	1,133	9,095	11,315	38,525
Williams	11,423	10,627	2,631	–	565	–	382	13,642
Plains All American Pipeline	9,972	42,078	851	5,500	–	1,620	18,300	–
Spectra Energy (Enbridge(加))	60,826	47,071	7,805	–	–	–	3,810	71,760

（注）天然ガスパイプラインは gathering system や processing system でのパイプラインも含む。

2018 年 12 月に Spectra Energy はカナダの Enbridge に買収された。

（出所）各社 IR 資料

2022 年 1-9 月期の中流部門の企業収益については、2020 年、2021 年の同期と比較すると、改善した 2021 年 1-9 月期からさらに改善していることがわかる（図表 4.2.22 参照）。

図表 4.2.22　中流部門の米国企業の収益比較（2020, 2021, 2022 年の 1-9 月期）

（百万ドル）

企業	22年1－9月期		21年1－9月期		20年1－9月期	
	売上	営業利益	売上	営業利益	売上	営業利益
Enterprise Products	44,536	5,142	29,437	4,700	20,156	4,327
DCP Midstream	11,963	545	7,230	(87)	4,517	(492)
Oneok	17,355	2,050	11,120	1,944	5,972	823
Targa Resources	16,375	1,178	11,508	956	5,688	(1,569)
Kinder Morgan	14,621	2,961	12,185	1,966	8,585	580
Energy Transfer	69,375	5,932	48,760	7,103	28,920	1,641
Williams	8,035	1,946	7,370	1,694	5,627	1,684
Plains All American Pipeline	44,390	1,330	29,089	252	17,327	(2,310)
Spectra Energy (Enbridge（加）)	39,885	5,718	34,551	5,702	29,079	5,706

（出所）各社 IR 資料

中流部門の企業は化石燃料だけでなく、低炭素燃料の輸送等に関する新規事業にも着手している。2021 年 2 月には EnergyTransferLP は、Alternative EnergyGroup を設立し、米国本土 38 州に張り巡らされている同社の 9 万マイル(約 14.5 万 km)のパイプラインを利用した再生可能ディーゼルの輸送を中心とした事業展開を図っている。また、Kinder Morgan Inc.は 2021 年 9 月にフィンランドの Neste と提携してルイジアナ州の Harvey ターミナルで、再生可能ディーゼル、SA)、ポリマーや化学薬品の再生可能な原料を製造するハブを建設することを発表している。

（ウ）米国石油・ガスメジャーの動き（下流）

図表 4.2.23 に､石油メジャー企業の 2021 年のコロナ禍からの回復期の収益結果を示す。ExxonMobil が発表した 2021 年 12 月期決算は最終損益が 230 億ドル（約 2 兆 5300 億円）の黒字に転じた。コロナ禍からの回復による経済活動の活発化と原油価格上昇が収益好転に影響した。

Chevron も 2021 年 12 月期決算で最終損益が 156 億ドル（約 1 兆 7100 億ドル）の黒字に転じた。

図表 4.2.23　2021 年の石油メジャーの動向

	生産量		石油精製能力（日量千バレル）	エチレン生産能力（トン）	売上高（百万ドル）	当期純利益（百万ドル）	純資産（百万ドル）	時価総額（百万ドル）	従業員（人）
	石油（日量千バレル）	天然ガス（日量百万立方フィート）							
エクソンモービル	2,289	8,537	4,567	1,009	285,640	23,040	168,577	259,054	63,000
シェブロン	1,814	7,709	1,804	654	155,606	15,625	139,067	226,463	42,595
シェル	1,738	8,687	2,149	659	261,504	20,101	157,168	168,051	82,000
BP	1,951	7,915	1,751	—	137,361	7,565	88,504	87,583	65,900
トタルエナジーズ	1,500	7,203	1,793	244*	205,863	16,032	111,736	131,754	101,309

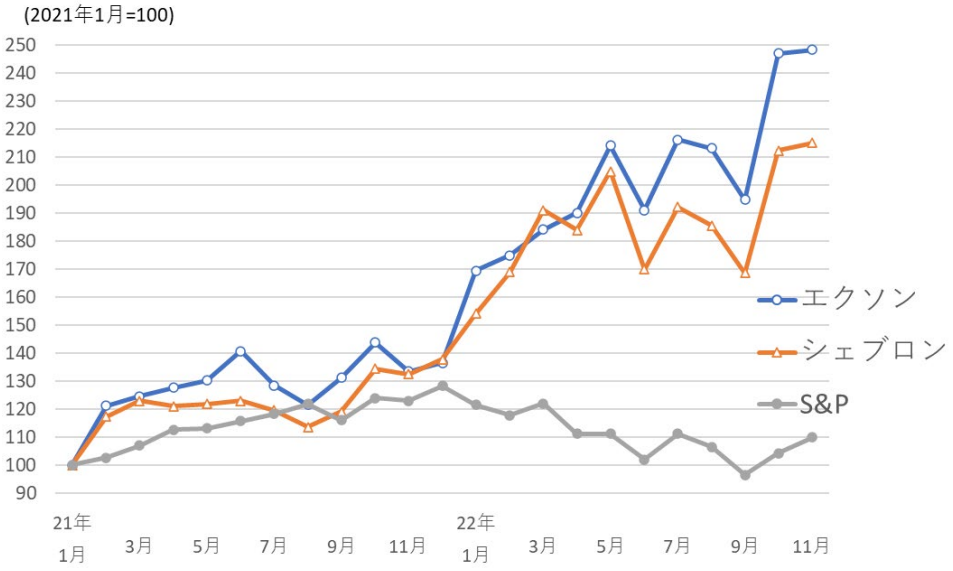
（注）TotalEnergies はポリエチレン生産量。エチレン生産量は明らかにしていないが、オレフィンモノマーとして、578 万トン生産している。

（出所）各社 IR 資料

2022 年に入っても原油価格の高騰が石油メジャーの業績回復を後押ししている。ExxonMobil、Chevron 両社の株価の推移も好調であり、2022 年 11 月末時点で同株価は、S&P500 の二倍程度の水準まで上昇している（図表 4.2.24 参照)。

好調な業績を受けて ExxonMobil は 12 月 8 日、今後 2024 年までの 3 年間で 500 億ドルの自社株買いを実施して株主還元を拡充するとした。

図表 4.2.24　ExxonMobil、Chevron、S&P500 の株価推移



（出所）報道資料

（エ）ExxonMobil、Chevron の環境政策への対応

これまでカーボンニュートラル目標を掲げてこなかった ExxonMobil、Chevron の両社も、ついに 2050 年目標として温室効果ガス（GHG）排出ネットゼロを明示した。

ExxonMobil は、2022 年 1 月に自社が操業する施設における事業活動からの GHG 排出量（Scope１，2）について 2050 年ネットゼロを目標とすることを表明しており、Chevron は、2021 年 10 月に自社上流部門からの GHG 排出量について 2050 年ネットゼロを目標とすることを表明した。

ただし、両社ともに化石燃料事業を縮小させるわけではなく、シェール資源開発を進めていく。

ExxonMobil は投資計画である「Growing the Gulf イニシアチブ」を発表してシェール開発に取り組んできた。「Growing the Gulf イニシアチブ」とは、米国内のシェール資源を利用するために、テキサスやルイジアナの湾岸において 2013 年から 22 年にかけて 200 億ドルの巨額な投資によって、14 もの石油化学、石油精製、潤滑油、液化天然ガスのプロジェクトを進める活動であり、現在、遂行中である。Chevron も潤沢な資金を背景に、コロナ禍にありながら、2020 年 11 月にパーミアンの優良シェール権益を買収したばかりである。

ExxonMobil のダレン・ウッズ会長兼 CEO は、2022 年 5 月の CERAWeeK で「地球温暖化対策で取り組むべきは石油や天然ガスを燃焼した際に発生する CO2 の削減であって、低廉で豊富なエネルギー源である石油や天然ガス自体を否定すべきではない」としている。

同じく、Chevron のマイケル・ワース会長兼 CEO も、成長のための低廉なエネルギーの供給、エネルギー安全保障のための信頼度の高いエネルギーの供給、汚染の少ない環境のためのクリーンなエネルギーの供給という三つの社会的要請のためには当事者を含めた現実的な議論が必要とした。

今後の ExxonMobil と Chevron 両社の脱炭素化への取り組みとして、低炭素燃料、水素、

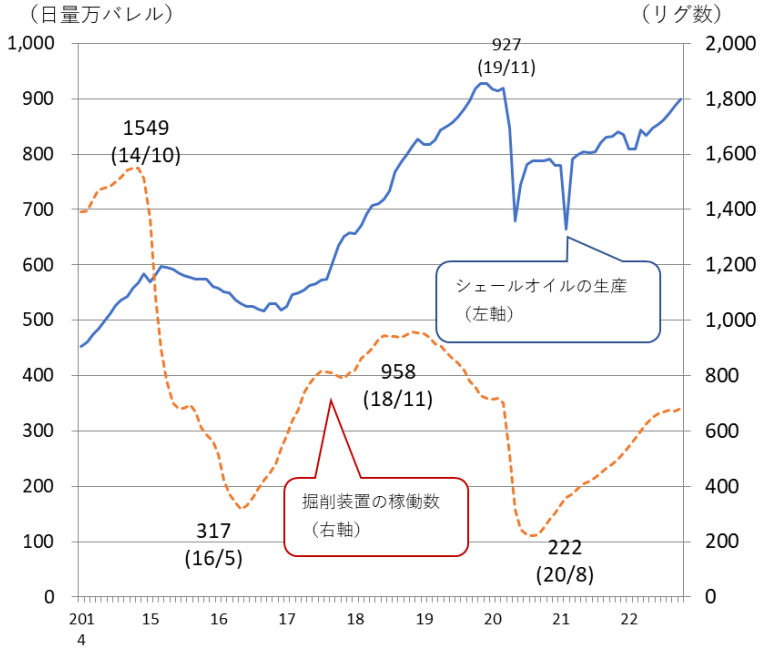
CCUS に注力していくとしており、太陽光や風力などの再生可能エネルギーについては欧州系石油メジャーと異なって力点を置いていない。

④　米国シェールオイルの産地別生産量推移と長期生産量予測

（ア）米国シェールオイルの生産動向

米国原油生産の一翼を担うシェールオイルの生産は、2021 年 2 月の米国南部での大寒波襲来で急落して以来、緩やかながら回復しており、2022 年 10 月時点で日量 900 万バレルを突破した。しかし、コロナ禍前の生産ピーク（日量 927 万バレル、2019 年 11 月）には達していない。また、掘削装置の稼働数も回復してきたが、最近になってその増加ペースは鈍化している（図表 4.2.25 参照）。

図表 4.2.25　シェールオイルの生産とリグ（掘削装置）の稼働数



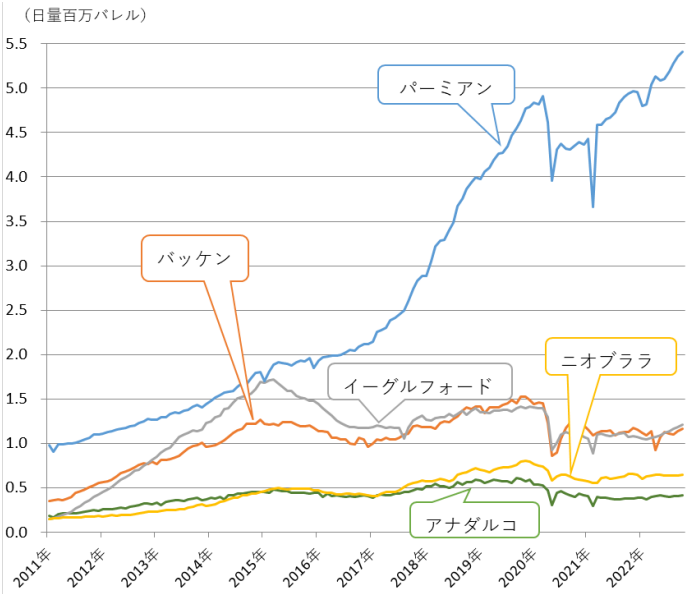
（出所）EIA, “Drilling Productivity Report” 各月号

（イ）産地別シェールオイル生産動向

産地別では、パーミアンとそれ以外によって生産の様相が異なる（図表 4.2.26 参照）。パーミアンでは 2021 年 2 月の大寒波襲来時の急落以降、回復を続けており、コロナ禍前の生産ピーク（日量 491 万バレル（2020 年 3 月））を超えている。2021 年 10 月時点で、日量 550 万バレル直前まで到達した。

一方、パーミアン以外の 4 産地では生産の伸びは横ばい、または、非常に緩慢である。これは、シェールオイル事業者が、比較的高収益を上げやすく、埋蔵量も多いという理由で他の産地からパーミアンに開発の重心をシフトさせていることが大きい。

図表 4.2.26　産地別シェールオイルの生産量の推移



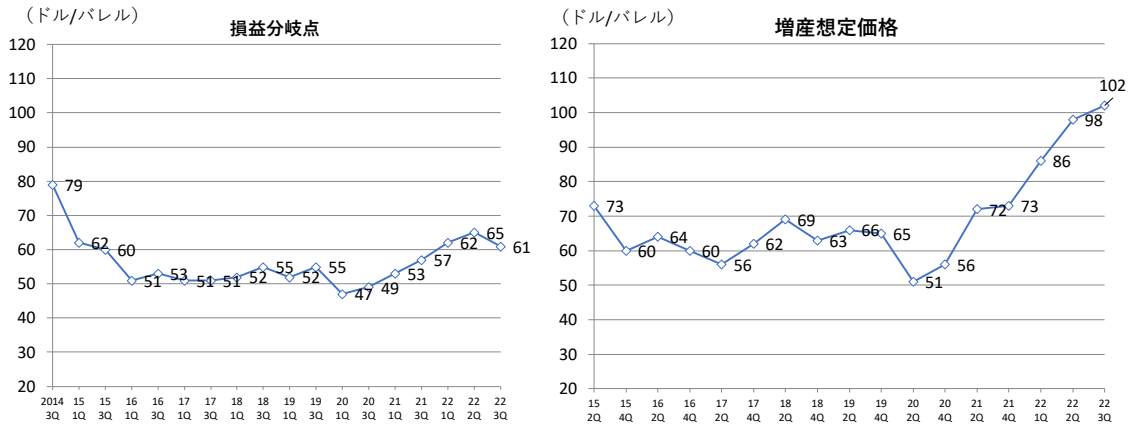
（出所）EIA, “Drilling Productivity Report”各月号

（ウ）シェールオイル開発の損益分岐点推移

掘削装置の稼働数は 2020 年 8 月の 222 基を底にして上昇しているもののシェールオイルの生産全体は大きく伸びていない。その理由として、シェールオイル事業の生産性の改善は今も続いているが、損益分岐点や増産に必要な想定価格が上昇基調で推移していることがある。

最近のカンザスシティ連銀の事業者アンケート調査によると、直近の損益分岐点は、1 バレル 61 ドルと前期より低下したものの水準は高く、また増産に必要な想定価格は、1 バレル 102 ドルとさらに上昇していて、現在の高油価でも増産コストが高く、原油生産の本格増加に踏み切れないことがある（図表 4.2.27 参照）。

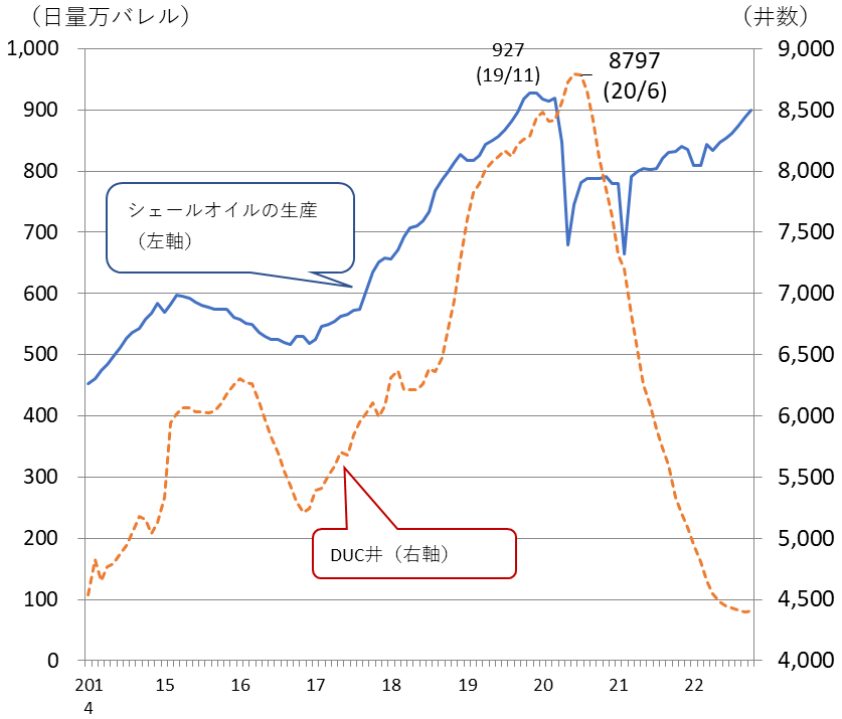
図表 4.2.27 シェールオイル事業の損益分岐点と増産想定価格の推移



（出所）カンザスシティ連銀「Energy Survey」各号

また、掘削済み未完了（Drilling but Uncomplete:DUC）井の推移を見ると直近 2022 年 10 月でようやく増加に転じたが、これまで減少基調で推移してきた（図表 4.2.28 参照）。

図表 4.2.28　シェールオイルの生産と DUC 井の推移



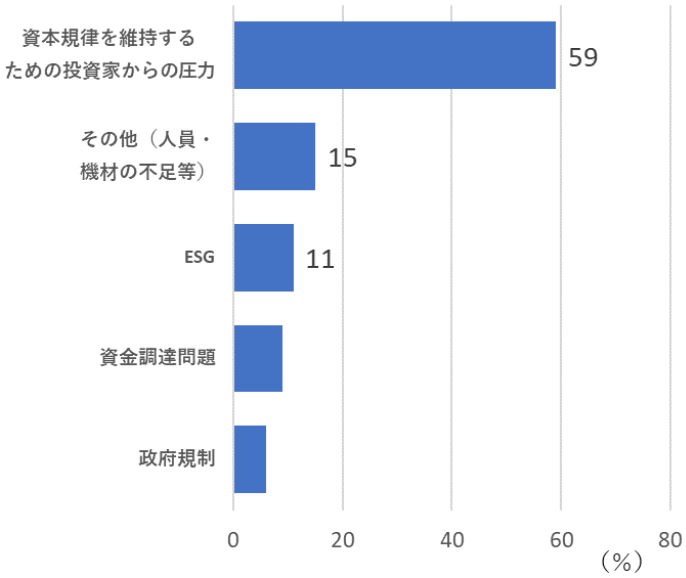
（出所）EIA,“Drilling Productivity Report”各月号

油井掘削から行う本格的な増産においては DUC 井も増えていくことから、コストがかかる油井掘削からの本格開発に事業者は慎重であったことがわかる。

高油価にもかかわらず事業者が想定増産価格を高く見積もり、増産に慎重であった理由として、事業効率性や環境配慮を求める動きやサプライチェーンの混乱がある。脱炭素化の流れを背景として金融機関はシェールオイル事業者に対して事業の効率性だけでなく、環境配慮を求めている。そのため、事業者は高油価にもかかわらずシェール開発を最優先できていない。

ダラス連銀が実施した事業者向けアンケート調査（2022 年 3 月）によると、開発投資を抑制している理由について、資本規律維持に関する投資家からの圧力に加えて ESG を理由として挙げている（図表 4.2.29 参照）。

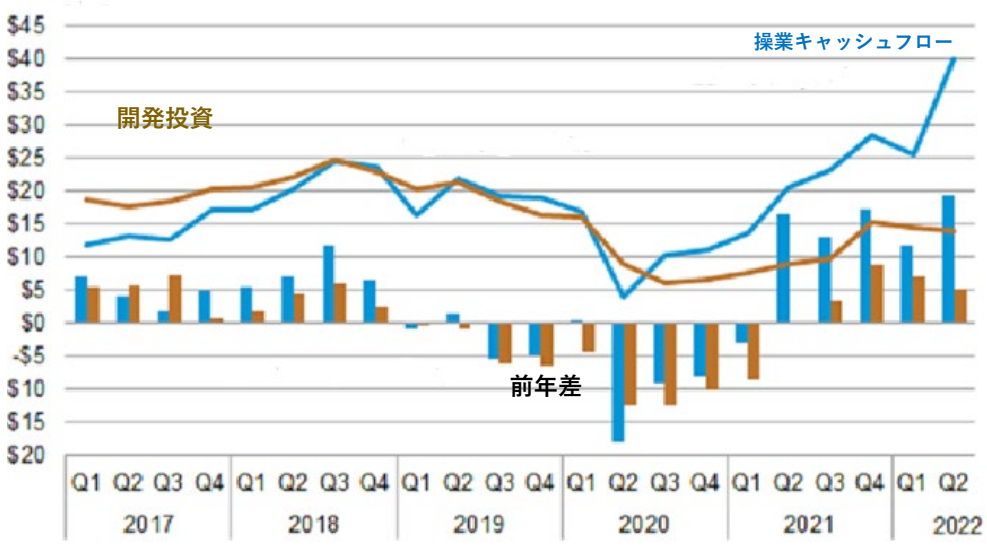
図表 4.2.29　開発投資抑制理由について



（出所）ダラス連銀「Energy Survey」2022 年 3 月 23 日

実際、シェールオイル事業者のキャッシュフローと開発投資の推移を見ても、最近の高油価で事業者のキャッシュフローは増えているものの、開発投資は抑えられた状況が続いている（図表 4.2.30 参照）。事業者は余資を債務返済、利払いや環境対策に充てている。

図表 4.2.30　シェールオイル企業の操業キャッシュフローと開発投資の推移

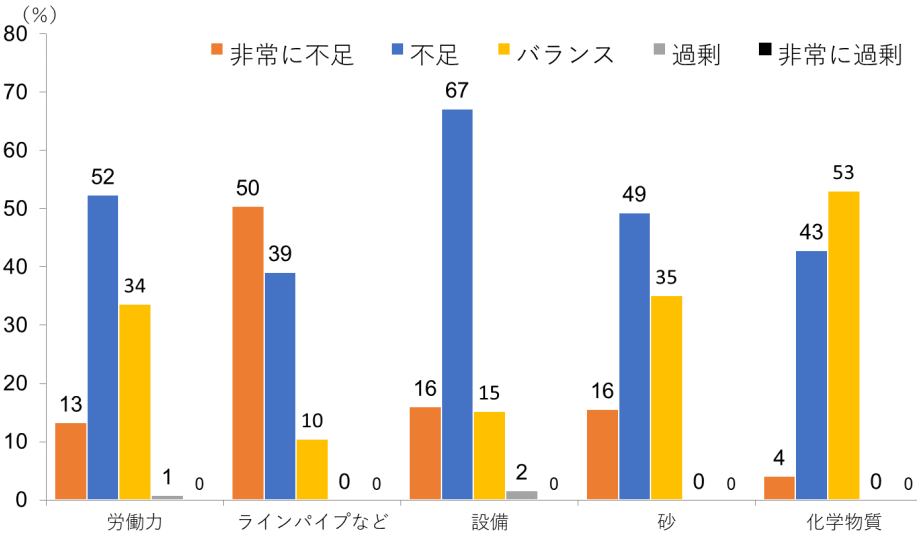


（出所）EIA, “The Week in Petroleum” October 5 2022

さらに、シェールオイル生産を抑制している要因として、人員や機材の不足などサプライチェーンの混乱が挙げられる。ダラス連銀の事業者向けアンケート調査（2022 年 6 月）によると、労働力については 65%の事業者が、設備については 83%が、砂については 65%が「不足」「非常に不足」していると回答しており、「ラインパイプ」にいたっては 89%が

「不足」「非常に不足」しているとした（図表 4.2.31 参照）。
こうした要因は一朝一夕には収拾されるとは考えられないため、今後も原油生産が本格化して増産が急ピッチで進むとは想定できないだろう。

図表 4.2.31　シェール開発に必要な労働力・資機材の過不足について



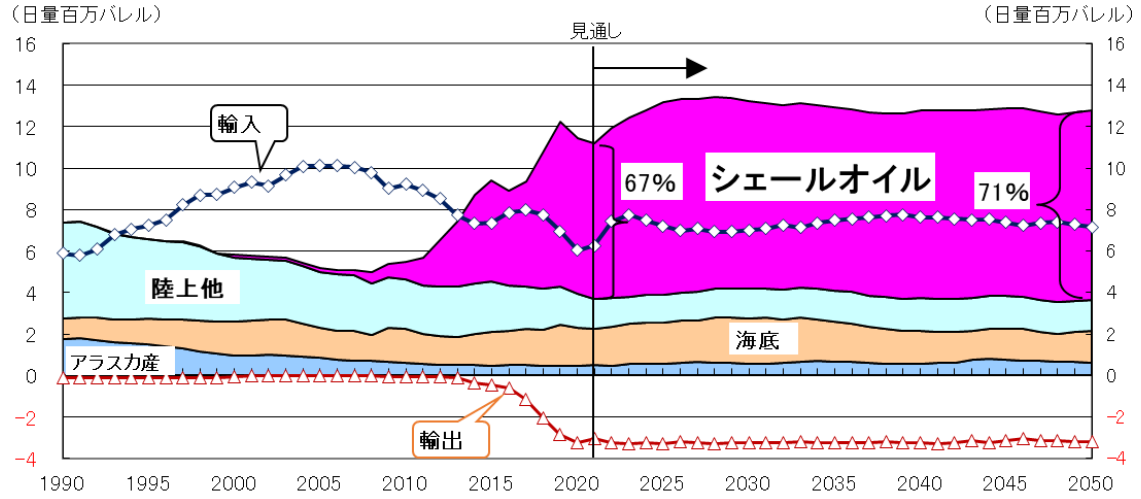
注: 石油・天然ガス132社からのアンケート回答（2022年6月8-16日回収）

（出所）ダラス連銀「Energy Survey」2022 年 6 月 23 日

（エ）米国の原油生産の長期見通し

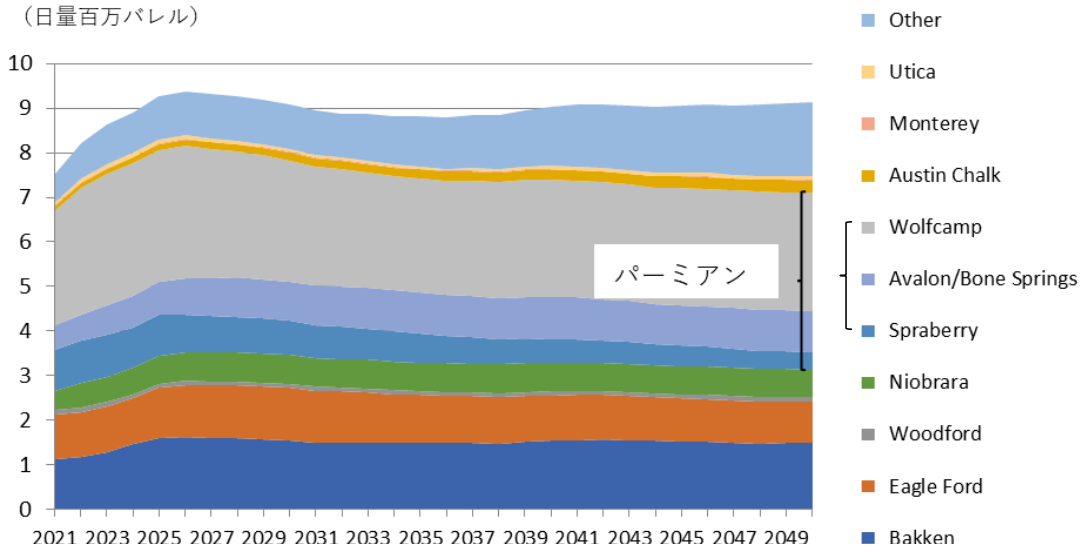
米国エネルギー情報局（EIA）の 2022 年年間エネルギー見通し（AEO2022）によれば、コロナ禍の影響を脱して原油生産は増加を続け、2028 年に日量 1,345 万バレルに達するとしている。その後は緩やかに低下して 2050 年時点では同 1,279 万バレルの生産となる見込みである。1 年前の 2021 年見通しと比較すると、ピーク時が 6 年前倒しとなり、生産（2034 年同 1,388 万バレル）は日量 40 万バレル程度低下する。2050 年時点では 2021 年見通しよりも 8 万バレル低下するが、大きく変わったわけではない（図表 4.2.32 参照）。
長期原油生産と輸出入見通しの内訳をみると、生産の 6 割から 7 割をシェールオイルが担う構造であり、これについては 2021 年見通しとも変わらない。他にもメキシコ湾などの海底油田からの生産が 2030 年前半にかけて日量数十万バレル程度増えることを見込んでいる。なお、原油輸入は 2050 年まで日量 700 万バレル台の前半で推移し、原油輸出は 2020 年代後半以降、日量 300～320 万バレル台で推移するとしている。
シェールオイルの産地別長期生産見通しは、パーミアンからの原油生産がシェールオイル全体の 4～5 割を占めて推移する見通しで、他の産地のシェアも大きく変わるとは考えられていない。パーミアンの中では、Spraberry のシェアが低下し、より深いところに位置する Wolfcamp のシェアが高まるとしており、パーミアンからの原油生産は増えていく予想である（図表 4.2.33 参照）。
なお、AEO2022 は 2022 年 3 月に発表されたものであり、同年 2 月に起こったウクライナ侵攻とそれに伴う経済制裁について考慮されておらず、原油輸出がさらに増えていく可能性に注意する必要がある。

図表 4.2.32　米国原油の生産及び輸出入の見通し



（出所）EIA, “Annual Energy Outlook 2022” March 2022

図表 4.2.33　産地別シェールオイルの長期生産見通し



（出所）EIA, “Annual Energy Outlook 2022” March 2022

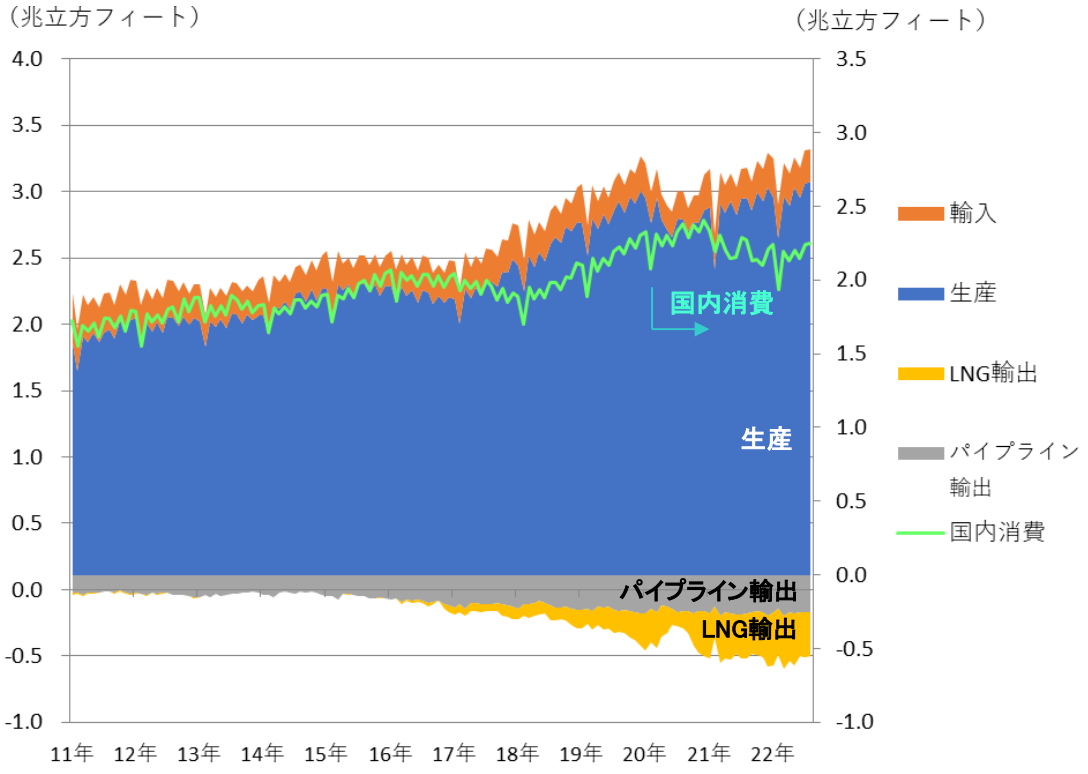
⑤　米国シェールガスの産地別生産量推移と長期予測

（ア）米国の天然ガス生産量と輸出入量の推移

国内の天然ガスは 2021 年 2 月の大寒波襲来での生産急落以降は増加基調となっており、2022 年 10 月時点では、月間 3.1 兆立方フィートとコロナ禍前の生産水準を超えて推移している（図表 4.2.34 参照）。

輸入についても生産と同様の動きを示している。輸出については堅調なパイプライン輸出に加えて、LNG 輸出が 2020 年後半以降増加しており、さらに 2022 年 2 月のウクライナ侵攻が LNG 輸出に拍車をかけた。ただし、2022 年 6 月の南部 Freeport　LNG 施設の事故で同輸出が低下している。天然ガスの消費は、2021 年以降、コロナ禍からの回復もあって増えているもののガス価格の上昇もあって、概ね横ばいで推移している。

図表 4.2.34　天然ガス生産・輸出・輸入の推移



（出所）EIA

（イ）産地別シェールガス生産量推移

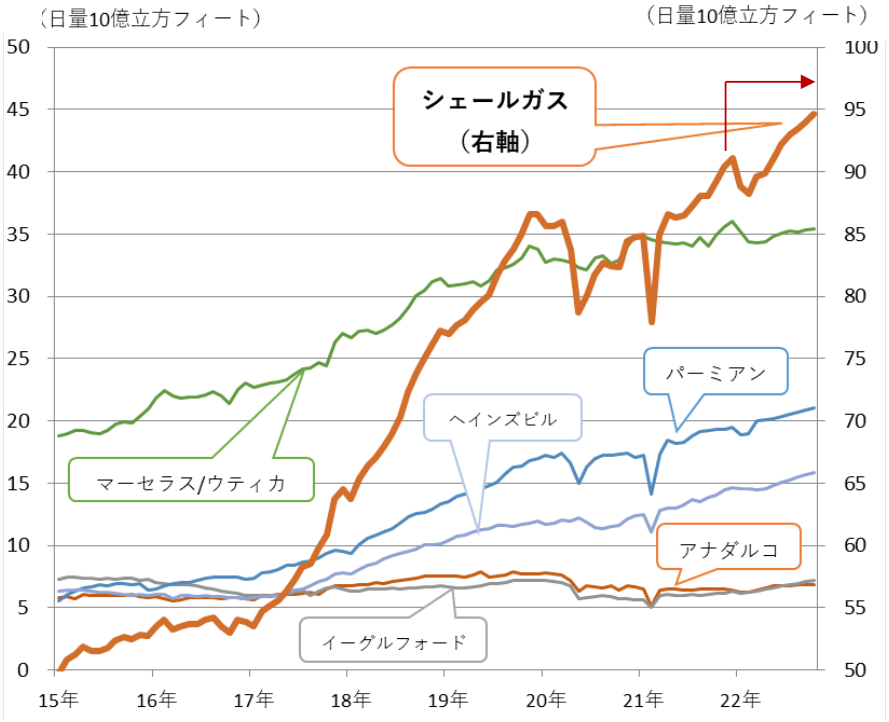
米国天然ガス生産の 7 割超を担うシェールガスの開発の動きを見ても、米国の天然ガス生産全体と同様の推移を示している（図表 4.2.35 参照）。

産地別では、マーセラス/ウティカ、パーミアン、ヘインズビルの 3 産地がガス生産の主力となっている。いずれの産地の生産もコロナ禍前の水準を超えており、2019 年末から 2022 年 10 月にかけてそれぞれ日量 1.億兆立方ﾌｨｰﾄ、4.1 億立方ﾌｨｰﾄ、3.9 億立方ﾌｨｰﾄ分、生産を増加させている。

マーセラス/ウティカは生産性の向上やパイプラインの建設で増産を実現したが、最近になって輸送能力限界からシェールガス生産が制約されている。

パーミアンは原油増産に随伴してガス生産が増えてきている。ヘインズビルは他の産地と異なり、ガスが採掘される深度が深いため掘削が高コストにつくものの、ガス価格が上昇して採算がとれていることに加えて、LNG 液化等の施設がある湾岸に近いという利点が注目されシェールガス開発が盛んとなっている。

図表 4.2.35　天然ガス生産・輸出・輸入の推移



（出所）EIA, “Drilling Productivity Report”各月号

⑥　米国産 LNG の輸出先別推移

天然ガス輸出はパイプライン輸出と LNG 輸出に分かれるが、カナダとメキシコ向けのパイプライン輸出は月間 2,300～2,700 億立方ﾌｨｰﾄ台で堅調に推移している。

LNG 輸出は増加している。ロシアのウクライナ侵攻に基づく制裁発動で欧州のロシア産天然ガスの代替需要が発生したことが大きい。2022 年 3 月には LNG 輸出は月間 3,600 億立方ﾌｨｰﾄ台（約 9,000 万トン/年相当）を記録したが、6 月の南部 FreeportLNG 施設の火災事故で LNG 生産を低下させている。9 月時点では同 3,000 億立方ﾌｨｰﾄを割った。Freeport の LNG 生産シェアは米国全体の 2 割近いレベルである。事故からの原状回復について、FreeportLNG 社は、2022 年 12 月中旬に一部操業再開、2023 年 3 月に完全稼働を目指すと発表している。

LNG 輸出先の内訳をみると、2022 年現在では日本、韓国、中国などアジア地域向けよりも英国やスペインなど欧州向けのシェアが大きい（図表 4.2.36 参照）。

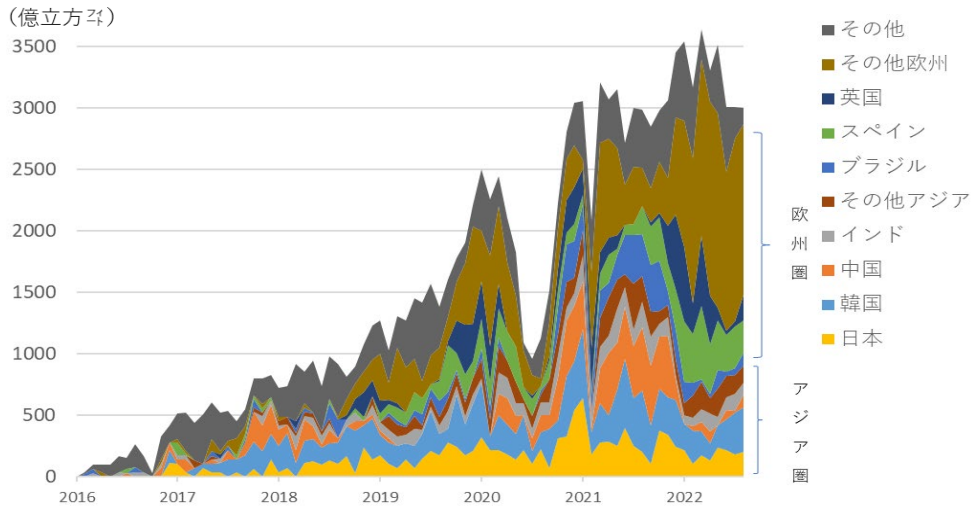
ロシア産天然ガスの代替需要により、2022 年 1-4 月の欧州向け LNG 輸出は日量 80 億立方ﾌｨｰﾄ（約 6,000 万トン/年相当）を超え、2021 年の 1-4 月に比べて 3 倍となった。その一方でこれまで輸出の過半を占めてきた日本、韓国、中国などのアジア向けは 2022 年 1-4 月において同 20 億立方ﾌｨｰﾄと 2021 年 1-4 月の半分程度まで低下している（図表 4.2.37 参照）。中国のゼロコロナ政策による需要減少に加えて、LNG 価格の高騰でアジア諸国が LNG 購入を敬遠していることがある。

LNG 開発で有名な企業として Venture Global と Cheniere Energy がある。

Venture Global はルイジアナ州に最終的に 7,000 万トン/年の LNG 施設を建設する計画を持っており、既に Calcasieu Pass（年産 1,000 万トン）において LNG 生産を開始してい

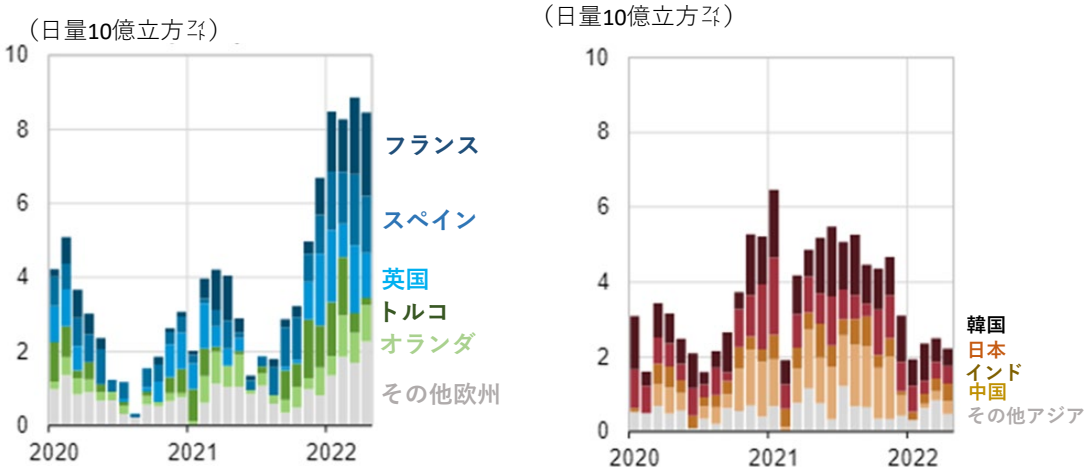
る。Venture Global は最近、2022 年 5 月、ルイジアナ州の Plaquemines LNG プラント(年産 2,000 万トン)の最終投資決定を行った。2,000 万トンのうち 80%分の 20 年間の売買契約も締結済みであり、既に PGNiG、Sinopec、CNOOC、Shell、EDF、ExxonMobil、PETRONAS、New Fortress Energy、EnBW、Chevron と LNG 売買契約を締結している。
Cheniere Energy は米国で最大の LNG 企業である。ルイジアナ州の Sabine Pass とテキサス州の Corpus Christi に LNG 施設から年間 4,500 万トンの LNG を生産する。6 月に、年産 1,000 万トン以上の Corpus Christi ステージ 3 の LNG プラントの最終投資決定を行った。また、PetroChina、PTT 等と長期 LNG 売買契約を締結しているが、生産能力を超えた LNG 売買契約を結んでいることから同社は米国内でさらなる LNG 開発を行う可能性がある。

図表 4.2.36　米国産 LNG 輸出の国別推移



(出所) EIA

図表 4.2.37　米国の仕向け地別 LNG 輸出の推移 (2020 年 1 月～2022 年 4 月)

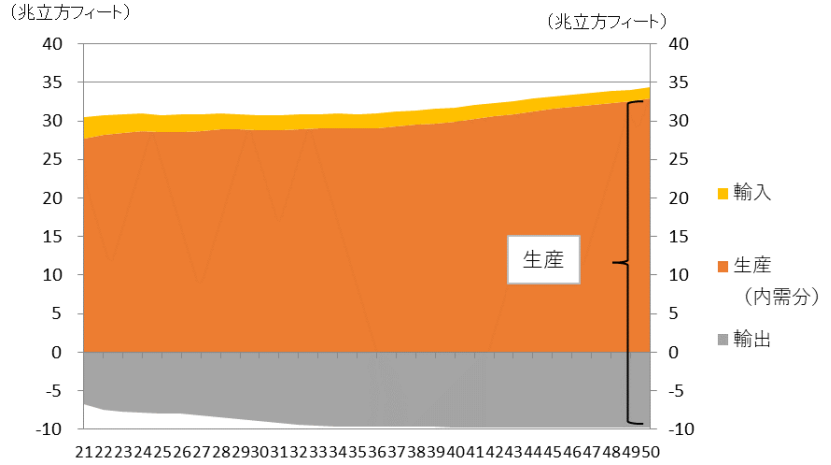


(出所) EIA, “Today in Energy” June 7 2022

（エ）米国産天然ガス生産・輸出入の長期見通し

図表 4.2.38 に、米国天然ガスの生産と輸入見通しを示す。世界の気候変動対策による LNG 需要の増加と米国内の石炭火力発電からの切り替えを背景に、米国の天然ガス生産量は伸び続ける。

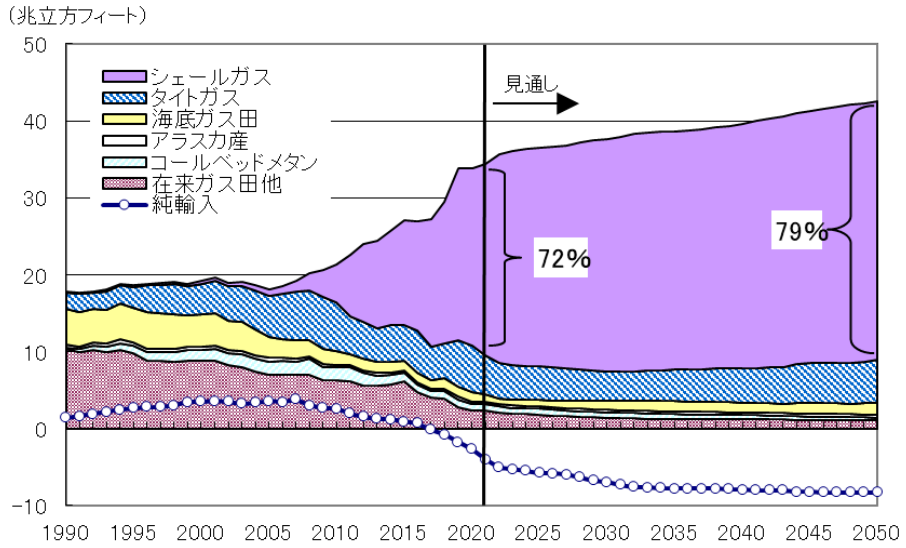
図表 4.2.38　米国天然ガス生産・輸出入の長期見通し



（出所）EIA, "Annual Energy Outlook 2022" March 2022

2050 年には米国の天然ガス生産は年間 42.6 兆立方ﾌｨｰﾄに達し、その内、同輸出は同 9.8 兆立方ﾌｨｰﾄである。ただし、この見通しはロシアのウクライナ侵攻前時点のものであり、輸出はさらに増加する可能性がある。また米国の天然ガス生産の主役はシェールガスで、2021 年時点では 72%であったが、2050 年には 79%になる予測である（図表 4.2.39 参照）。

図表 4.2.39　種類別に見た米国天然ガスの生産と純輸入（輸出）の見通し



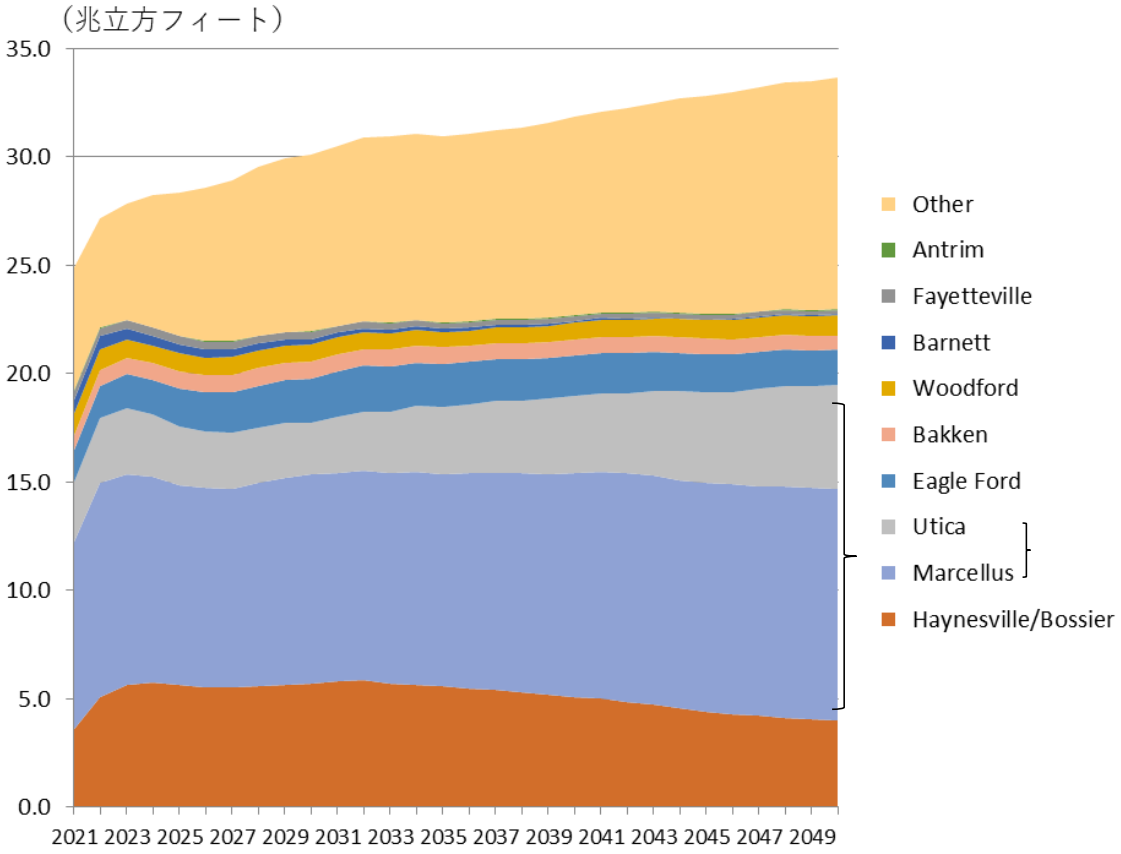
（注）タイトガスは、砂岩層に貯留した非在来型天然ガス、コールベッドメタンは石炭層貯留の非在来型天然ガス

（出所）EIA, "Annual Energy Outlook 2022" March 2022

（オ）産地別シェールガスの長期生産見通し

米国シェールガスの生産量は2050年には年間34兆立方ﾌｨﾄと2021年から35%増加する予測である。特に、マーセラス/ウティカのシェールガス生産量のシェアは、2021年時点では46%を占めている。2030年にかけて同シェアが低下するものの、その後深度がより深いウティカの天然ガス生産が増加することで2050年時点では46%に再び達する（図表4.2.40参照）。また、ヘインズビルは2033年以降減少する見通しに対して、パーミアンが含まれるその他産地はじわじわと生産を増やして2050年には同シェアが3割超となる見通しである。

図表4.2.40　米国産地別シェールガス生産の長期見通し



（出所）EIA, “Annual Energy Outlook 2022” March 2022

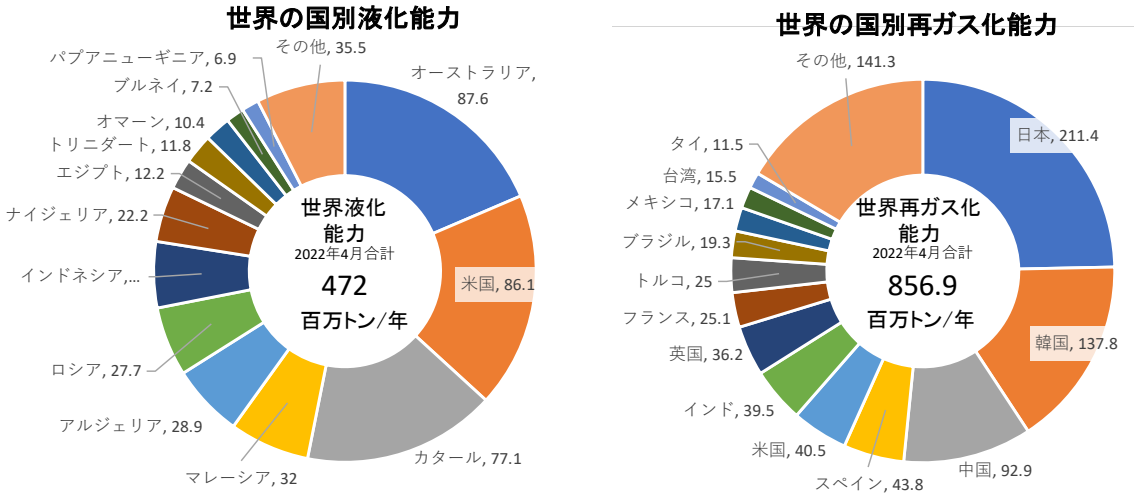
⑦　世界のLNG開発と米国LNG増強

（ア）世界のLNG液化能力と再ガス化能力

世界におけるLNG液化能力は2022年4月時点で年間4.7億トンに達する。2021年2月時点（4.5億トン）から4.2%増加した（図表4.2.41参照）。

国別では、オーストラリアが0.88億トン、米国が0.83億トン、カタールが0.77億トン、の液化能力を持つ。2021年2月から22年4月にかけて米国が1,700万トンの液化能力の増強を行ったことが世界の増能力につながった。

図表 4.2.41　世界の国別液化能力と再ガス化能力（百万トン/年）



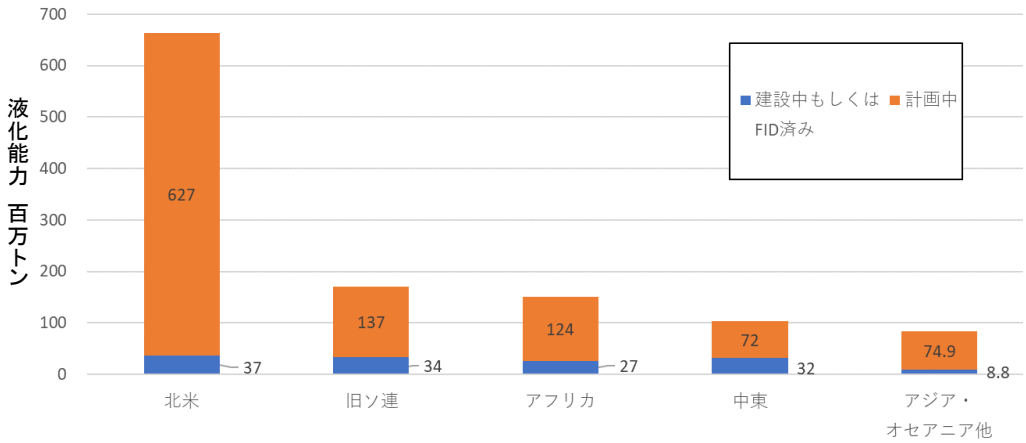
（出所）IGU, “World LNG Report 2022” June 2022

LNG の再ガス化能力については、2022 年 4 月時点で 8.6 億トンである。2021 年 2 月時点（8.4 億トン）から 2.3%の増加となった（図表 4.2.25 参照）。
国別では、日本が 2.1 億トン、韓国が 1.4 億トン、中国が 0.9 億トンの年間再ガス化能力を有す。この間、中国が 1,300 万トンの能力増強を行ったのが目立つ。
再ガス化は需要地に近いところで行われるため、天然ガス需要が旺盛で、天然ガス資源に乏しいアジア地域で再ガス化能力の増強が行われていくものとみられるが、欧州においても、ロシア産ガスから LNG への切り替えが進むにつれて再ガス化需要は高まっている。ドイツでは、連邦政府が FSRU（浮体式 LNG 貯蔵・再ガス化設備）船を 5 隻チャーターし、民間コンソーシアムも別途 1 隻チャーターする計画で、24 年末までに併せて 300 億㎥（約 2,300 万トン/年）の LNG 再ガス化が可能となる。これはドイツの天然ガス需要の 3 分の 1 程度に当たる。GlobalData では、2026 年までに欧州で 5.8 兆立方フィート（1.3 億トン）、中でもドイツが 2.1 兆立方フィート（5,000 万トン）、再ガス化能力を持つと予測している。

（イ）今後の液化能力増強

2022 年 4 月時点で建設中、もしくは最終投資決定（FID）済みのものは世界合計 1.4 億トンである。地域別には北米が 3,700 万トン、次いで中東が 3,200 万トンとなっている。旧ソ連は 3,400 万トンとなっているが、対ロシア制裁が行われているため、実現可能性に疑問符が付く。FID されていない計画中のものを含めると、世界合計で 11 億トンを超え、そのうち、6.6 億トン超が北米で組成されている（図表 4.2.42 参照）。
今後、シェールガスの増産が見込まれる中で、北米を中心に LNG 開発が進んでいく見通しである。

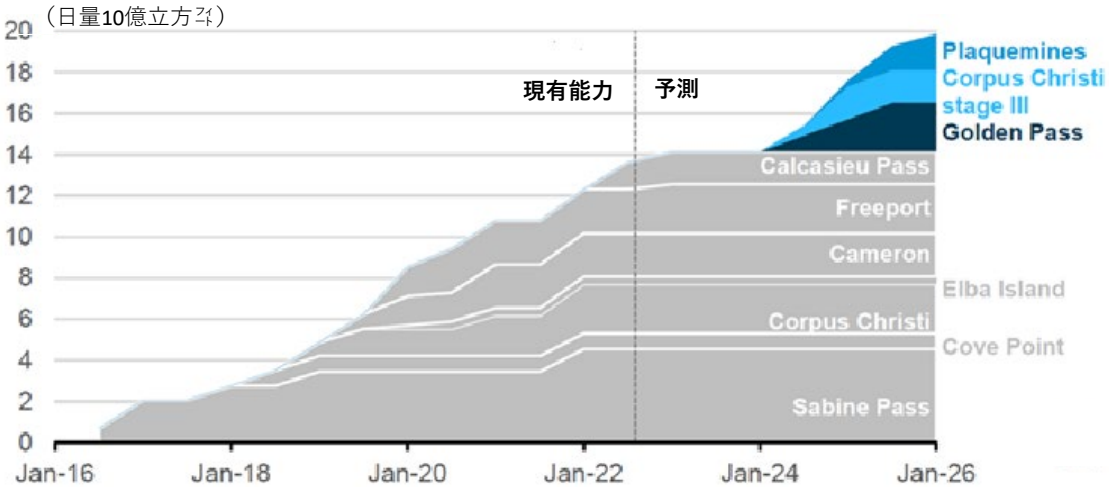
図表 4.2.42　地域別 LNG 液化能力増強分（百万トン/年）



（出所）IGU, “World LNG Report 2022” June 2022

米国の 2022 年上期 LNG 輸出は日量 111 億立方ﾌｨｰﾄ（約 8,300 万トン/年）に達した。米国の LNG 輸出能力は 2022 年 10 月時点で同 139 億立方ﾌｨｰﾄとなっているが、Plaquemines、Corpus Christi ステージ 3、Golden Pass の 3 点の LNG プロジェクトが最終投資決定（FID）されたため、25 年末にかけて同 57 億立方ﾌｨｰﾄ増能力される予定である。その結果、米国の LNG 輸出能力は 2026 年初には同 196 億立方ﾌｨｰﾄ（約 1 億 4,700 万トン/年）に達する（図表 4.2.43 参照）。

図表 4.2.43　米国の LNG 輸出能力の推移と見通し



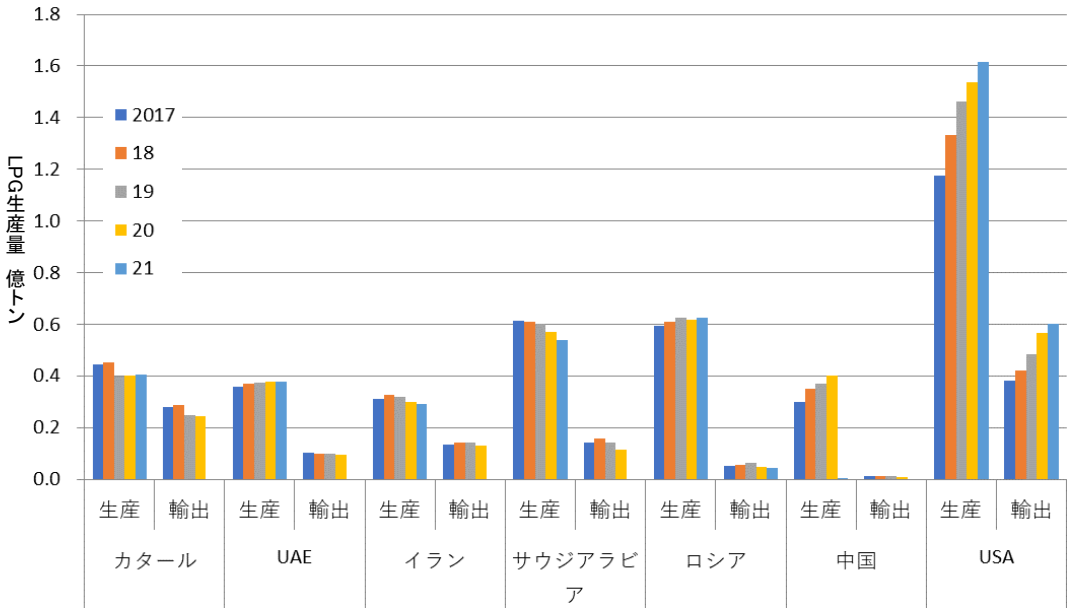
（出所）EIA, “Today in Energy” September 6 2022

⑧　米国天然ガス液（NGL）の生産と輸出、長期生産予測

（ア）世界各国の液化石油ガス（LPG）の生産と輸出

プロパン等の生産主要国においては、米国が圧倒的な地位を占めている。2010 年代から右肩上がりで生産量を伸ばし、2021 年時点で 1.6 億トンに達する。シェールオイルやシェールガスの随伴で LPG 等の生産が増えてきていることによる（図表 4.2.44 参照）。

図表 4.2.44　産油ガス主要国の LPG 等の生産と輸出量の推移（億トン/年）

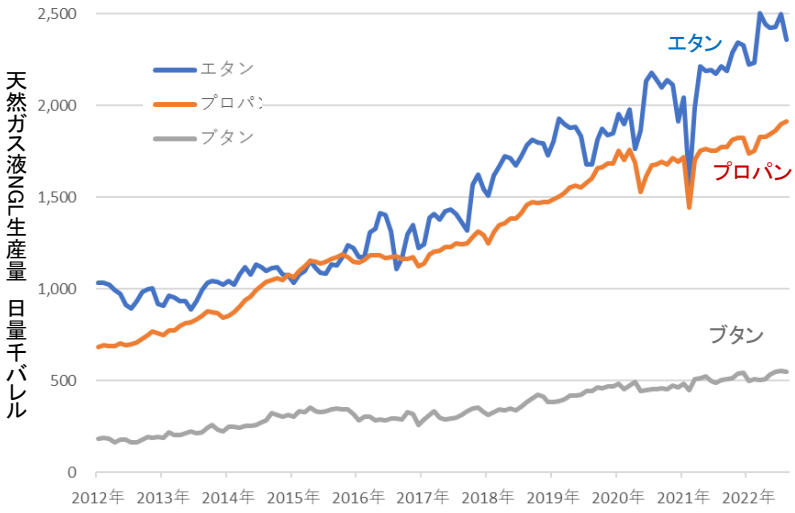


（注）NGL と LPG の両カテゴリーを合算して算出、国によってはダブルカウントしている可能性に留意

（出所）IEA, “World Energy Statistics”各年版

米国は、プロパンの生産の伸びが顕著である。既に、世界最大の輸出国となっており、2021 年時点では 6,000 万トン超の輸出を記録している。また、石油化学原料として使用されるエタンの生産も伸びている。2022 年 8 月にはプロパンが日量 192 万バレル、エタンが同 236 万バレルとなっている（図表 4.2.45 参照）。エタンについては米国内で 2022 年内においてエタンクラッカーの稼働が 3 ヵ所予定されていることもあって増産基調で推移している。

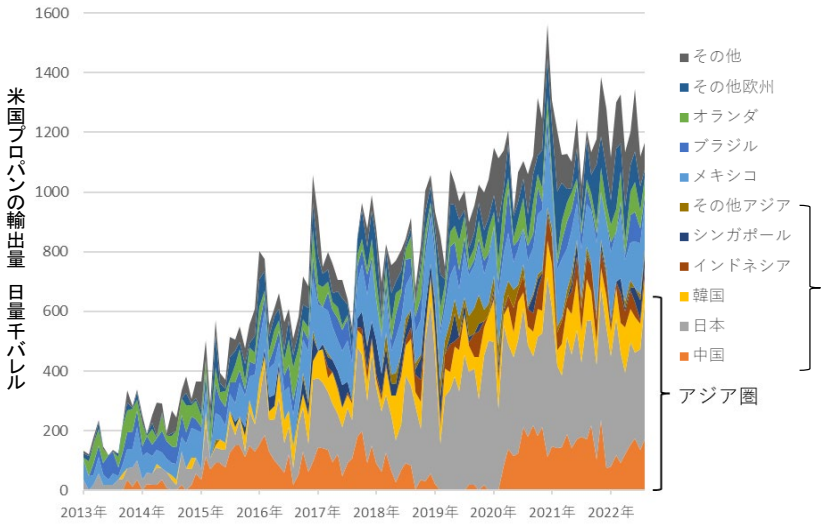
図表 4.2.45　米国における天然ガス液プラントからの生産量の推移



（出所）EIA、2022 年

2021 年のプロパン輸出は前年比 5%増の日量 135 万バレルとなっており、日本、韓国、中国などアジア向けが全体の 5 割程度を占めている（図表 4.2.46 参照）。
LNG 輸出と異なって、プロパンの欧州向けの輸出シェアは 2022 年においても 10%台に、とどまっており、プロパンのロシア産天然ガス代替の役割は限定的であった

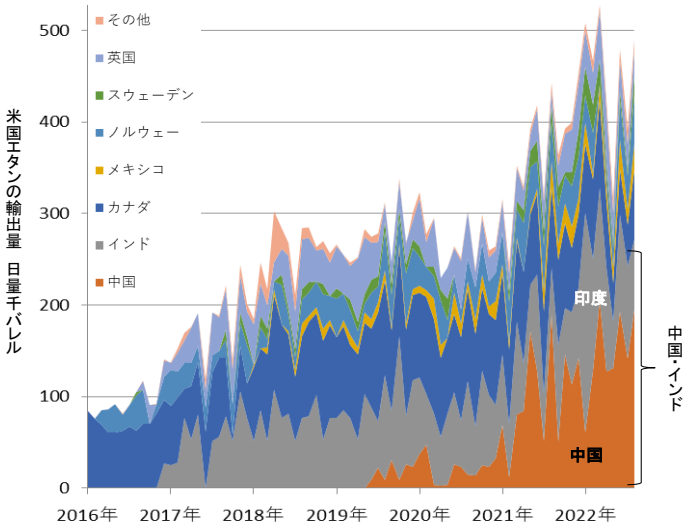
図表 4.2.46　米国プロパンの国別輸出量の推移



（出所）EIA、2022 年

2021 年のエタン輸出は、日量 37 万バレルと前年比 37%の増加となった。エタンの場合は、テキサス州の 2 ヵ所、ペンシルベニア州の 1 ヵ所の輸出基地から、米国産エタンを受け入れ可能な数ヵ国向けに輸出している。その中で、中国やインド向けが全体の 4～6 割を占めており、2022 年に入っても変わらない（図表 4.2.47 参照）。

図表 4.2.47　米国エタンの国別輸出の推移

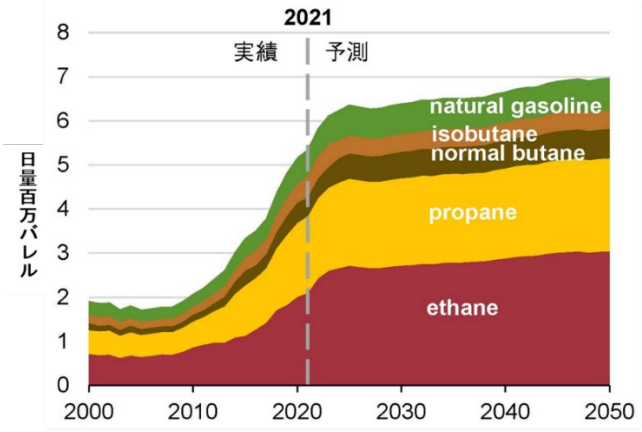


（出所）EIA、2022 年

（イ）米国 NGL 生産量の長期見通し

AEO2022 によると、NGL の生産量は、2020 年代後半において一時的に低下する時期があるが、2050 年にかけて緩やかに増えていき、2050 年時点では、日量約 700 万バレル生産される見通しである。昨年の AEO2021 から同 70 万バレル上方修正された（図表 4.2.48 参照）。

図表 4.2.48　米国 NGL の長期生産量の見通し



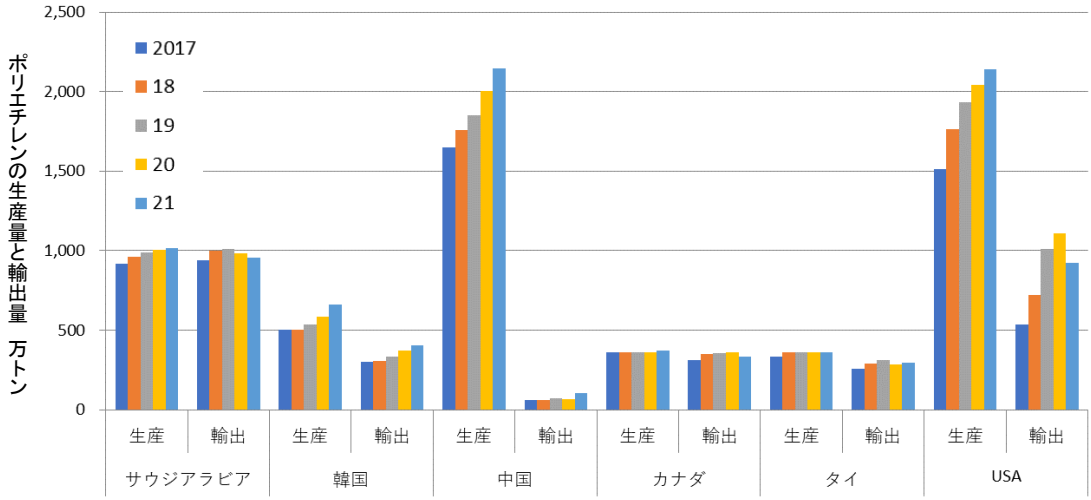
（出所）EIA, “Annual Energy Outlook 2022” March 2022

⑨　米国石油化学製品の生産と輸出

（ア）世界各国のポリエチレン生産と輸出量の推移

世界のポリエチレン生産は、米中が 2 大生産大国である。それぞれ、2021 年時点では 2,000 万トン/年を超える。輸出についてはサウジアラビアと米国が 2021 年時点で、900 万トン/年を超える輸出大国である（図表 4.2.49 参照）。

図表 4.2.49　産油ガス主要国のポリエチレンの生産と輸出量の推移（万トン/年）



（注）高密度ポリエチレン、低密度ポリエチレンの合計。2018 年、19 年、20 年、21 年の生産は予測。
生産統計は経済産業省が 2019 年 10 月に発表したものが最新で、その後はコロナ禍もあって中断。

（出所）経済産業省「世界の石油化学製品の需給動向」2019 年 10 月、UN COMTRADE Database

中国は高い経済成長によって、石油化学製品の需要が急増し、生産は急拡大した。最近では第 2 次シェール革命で、米国のエチレン及び関連誘導品を中心とした石油化学製品の生産と輸出が急増している点が世界の石油化学製品の生産と輸出の特徴である。

（イ）米国の石油化学競争力

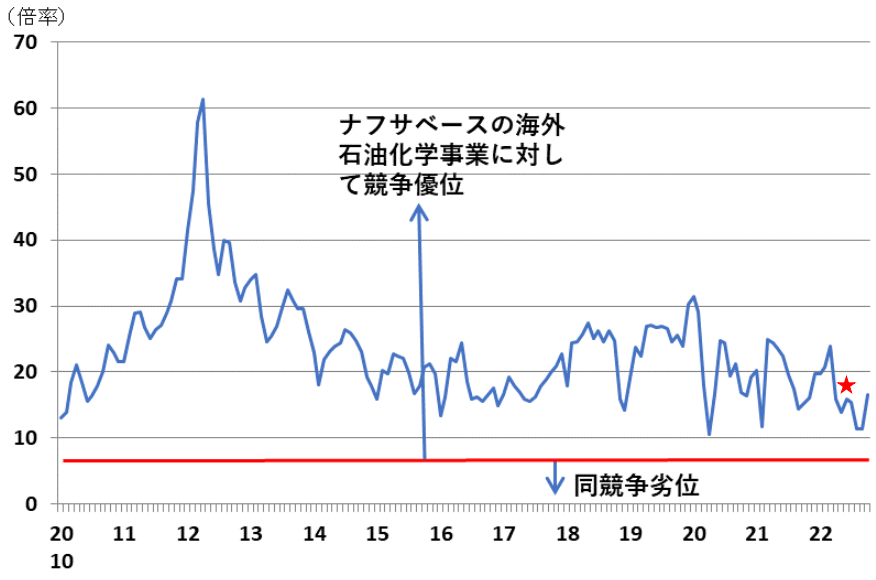
米国の石油化学製品、とりわけエチレン及び関連誘導品の生産と輸出が拡大する背景には、安価な原料をベースとする高い価格競争力がある。米国のエチレン関連の石油化学製品の原料はエタンであり、天然ガス随伴で生産されている。そのため、天然ガス価格に連動することが多く、原油価格連動のナフサを原料とする石油化学製品と生産コスト構造が異なる。

熱量換算して北海ブレント価格を米国天然ガス価格（ヘンリーハブ）で除して算出した倍率の推移を表したものを、図表 4.2.50 に示す。

経験則では、原油価格が米国天然ガス価格の 7～8 倍を超えると、天然ガス由来のエタンが割安となって米国エチレン関連製品の価格競争力が高くなるとされる。

近年、コロナ禍からの回復に加えてロシア制裁によるロシア産天然ガスの代替需要もあって米国の天然ガス価格は上昇している。とはいえ、原油価格も同様に上昇しているため、図中、同倍率は最近に至るまで 10～20 倍で推移しており、米国エチレン関連の石油化学製品の価格競争力が高いことがうかがえる。

図表 4.2.50　米国石油化学事業のコスト競争力の推移
（北海ブレント価格を米国天然ガス価格で除した倍率）



（出所）EIA、2022 年

（ウ）米国における石油化学プラント建設計画

2021 年以降の米国のエチレンと関連誘導品などの石油化学プラントの建設・建設計画を、図表 4.2.51 に示す。

図表 4.2.51　2022 年以降の米国エチレン等のプラント建設及び建設計画の一覧

企業	立地先	立地州	生産能力（万トン）	生産開始年	FID	備考
Total/Borealis ★	Port Arthur	テキサス	100	稼働済み	済	Borstar PE(62.5万トン、2022年7月)
ExxonMobil & SABIC ★	San Patricio	テキサス	180	稼働済み（22年初）	済	ポリエチレン（二基、130万トン）、MEG（110万トン）など
Shell ★	Monaca	ペンシルベニア	160	22年末	完成	高密度ポリエチレン（50万トン、2020年代初頭）、直鎖状低密度ポリエチレン（55万トン×2、2020年代初頭）
Formosa Petrochemical	St. James Parish	ルイジアナ	120	未定	未	HDPE（40万トン、2022年）、LLDPE（40万トン、2022年）、EG（90万トン、2022年）。22年9月、ルイジアナ州裁、着工許可取り消し。
PTT GC	Belmont County	オハイオ	100	未定	手続再開	高密度ポリエチレン（35万トン×2）、EG(80万トン)
CP Chem & Qatar Petroleum	Orange County	テキサス	208	2026	済	高密度ポリエチレン（100×2万トン、2024年）
Enterprise Products Partners	Vaumont	テキサス	200	2027-28	未	
Formosa Plastics	Point Comfort	テキサス	60	未定	済	PDH、建設中（遅延）
Enterprise Products Partners	Mont Belvieu	テキサス	75	23年H2	済	PDH
ペトロロジスティクスⅡ	湾岸		50		計画中	PDH
BASF	Freeport	テキサス	48		保留	PDH

（注）PDH についてはカナダで 2 件建設計画が存在しているが、Pembina のプロジェクトは無期限延期となっているが、Interpipeline のプロジェクトは 22 年 7-9 月期に完工予定（52.5 万トン）。石精からのプロピレンでは ExxonMobil が増設予定。また LyondellBasell もエチレンからのプロピレン転換による生産設備設置を検討中。

（出所）報道資料

2022 年以降のエチレンプラント（エタンクラッカー）建設計画については、2028 年までの FID 未済分を含めれば、1,000 万トン超が新設・増設される予定である。

エタンクラッカー建設計画の進捗については、ようやく建設が再開され、2022 年中に 3 件のプロジェクトが稼働・完成となった。また CP Chem と Qatar Petroleum のプロジェクトは FID されており、新たに、Enterprise Product Partners のエタンクラッカー建設（年産 200 万トン）のプロジェクトが発表された。

プロパン脱水素（PDH）プロジェクトについては米国内では動いていないが、カナダの Interpipeline のプロジェクト（年産 52.5 万トン）が 2022 年 7 月に完成した。

2023 年以降のプロジェクトの進捗は、内需用途はともかく、外需用途については、いくつか懸念材料がある。短期的には、中国や中東等の地域で石油化学製品が増産されて競争が激化して石化価格が低下すると予想されている。中長期的には、脱炭素化の進展で化石原料への忌避感が高まっており、サーキュラーエコノミーの進展が世界的に進めば、従来の石油化学製品への需要に影響を与える。

今後、世界各国で炭素税や排出権取引など環境関連政策の導入が進むことにも注意が必要である。

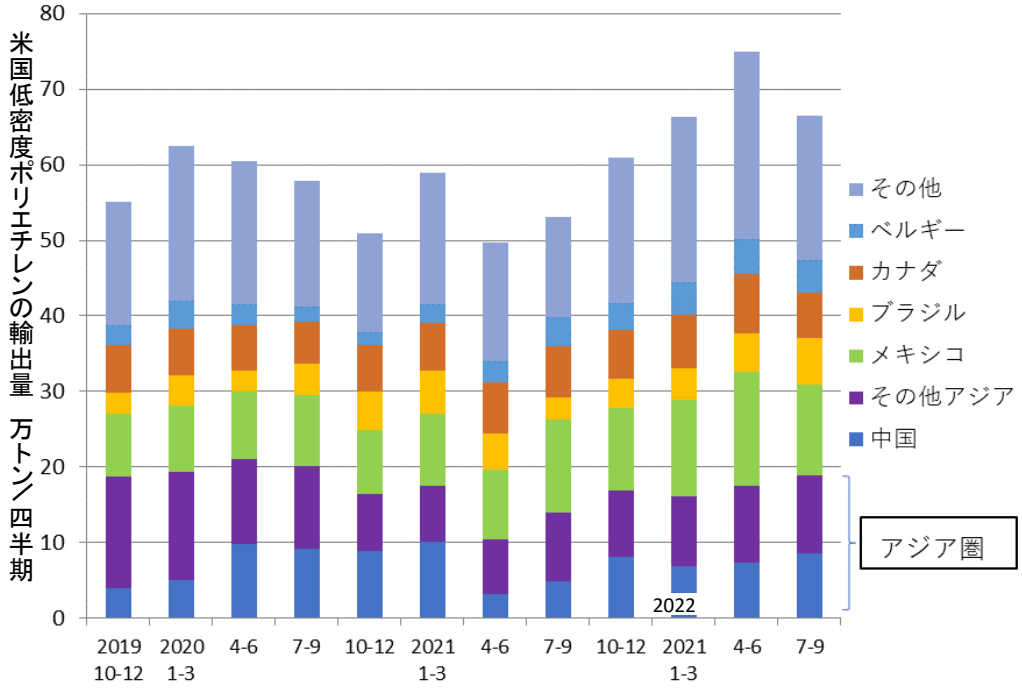
（エ）米国の石油化学製品の輸出の推移

米国内で生産されたポリエチレンなどエチレン誘導品は、国内用だけでなく、アジアなど海外に輸出されている。2021 年はコロナ禍と自然災害等によるサプライチェーンの混乱に加えて中国ゼロコロナ政策が同輸出にマイナスに影響した。

低密度ポリエチレンの輸出については、2021 年は 223 万トンを記録したが、前年から 9 万トン減少した。輸出国別では、中国（26 万トンと前年差 7 万トン減）を中心にアジア向けで低下したことが大きく響いた。

2022 年の輸出は回復に向かっている（図表 4.2.52 参照）。

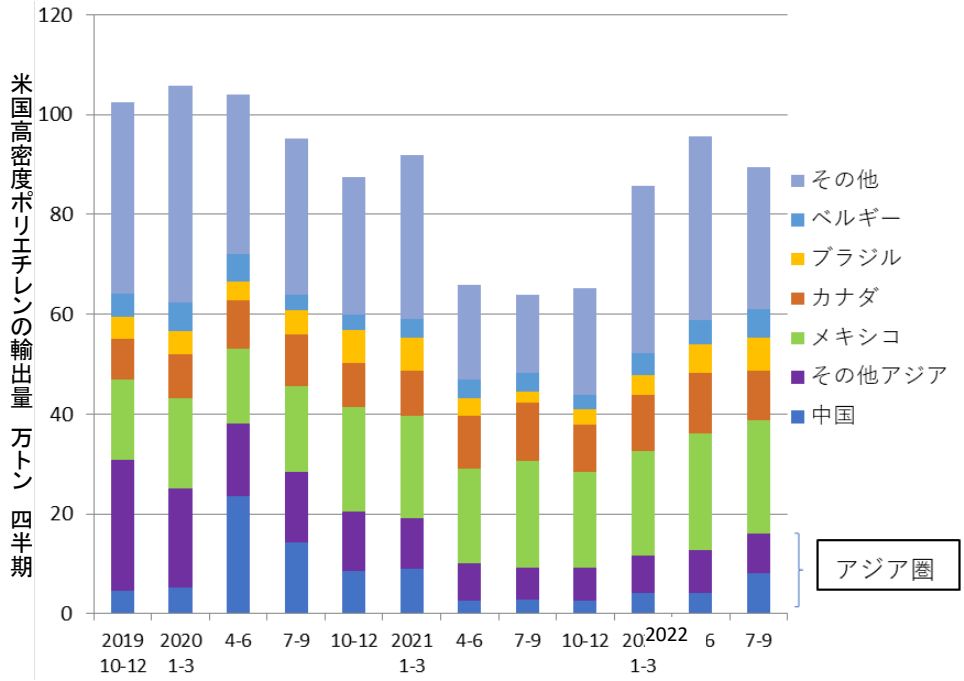
図表 4.2.52　米国からの低密度ポリエチレンの輸出量推移（万トン/四半期）



（出所）IHS Markit, “Global Trade Atlas Database”

高密度ポリエチレン輸出については、2020 年は 287 万トンと前年から 105 万トンの減少となった。中国などアジア向けが半減、ないし半減よりも下回ったことが影響した。アジア向け輸出は 47 万トンと前年差は 64 万トン減。2022 年の輸出については回復に向かっている（図表 4.2.53 参照）。

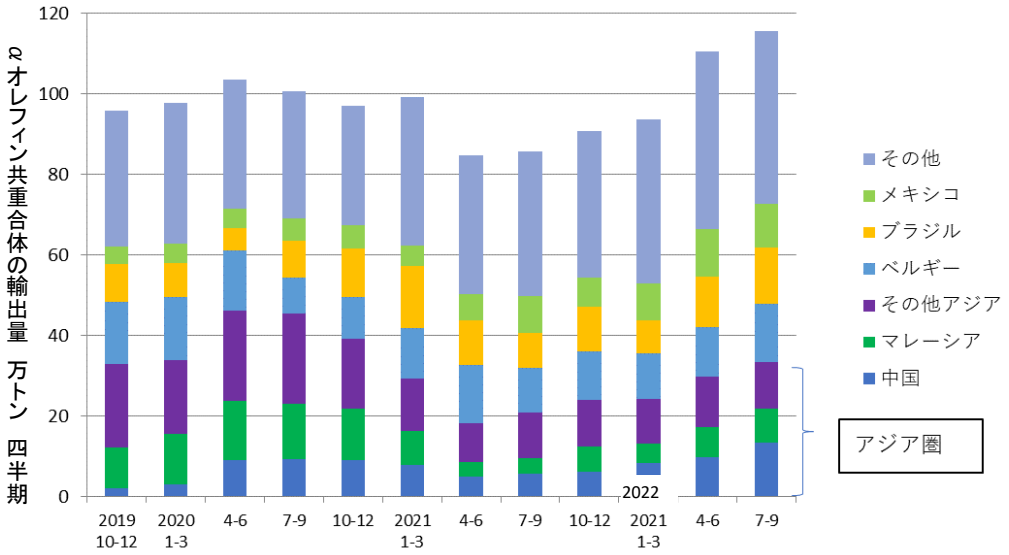
図表 4.2.53　米国からの高密度ポリエチレンの輸出量推移（万トン/四半期）



（出所）IHS Markit, “Global Trade Atlas Database”

直鎖状低密度ポリエチレンを含むエチレン-α オレフィン共重合体の輸出については、2021 年は 362 万トンと前年から 58 万トン減少した。マレーシアなどアジア向け（92 万トンと前年差 72 万トン減）が大きく低下したことで輸出全体が縮小した。2022 年の輸出は回復に向かっている（図表 4.2.54 参照）。

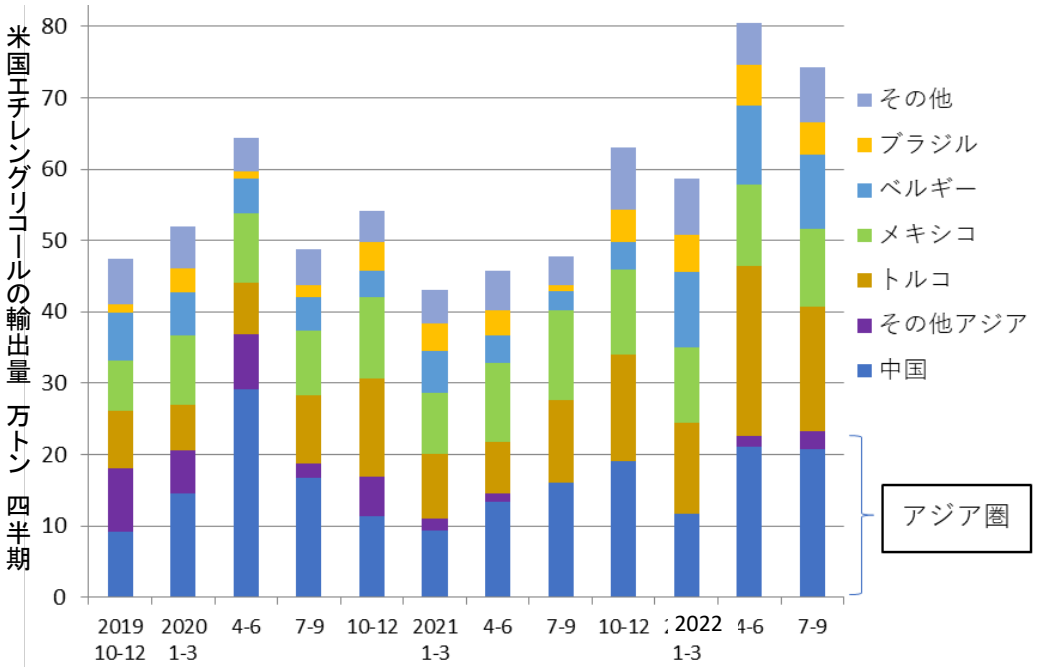
図表 4.2.54　米国からのエチレン-α オレフィン共重合体の輸出量推移（万トン/四半期）



（出所）IHS Markit, “Global Trade Atlas Database”

エチレングリコールの輸は、2021 年は 200 万トンと前年から 20 万トン減少した。中国向けが 58 万トンと前年から 14 万トン減少したことが大きい。2022 年の輸出は回復している（図表 4.2.55 参照）。

図表 4.2.55　米国からのエチレングリコールの輸出量推移（万トン/四半期）



（出所）IHS Markit, “Global Trade Atlas Database”

なお、2022 年の輸出はどの製品においても回復しているが、これはサプライチェーンの混乱が収まったことが寄与している。

４．３ エンタープライズ社のウクライナ侵攻前後の躍進モデル

米国で事業展開する日本の事業者によれば、コロナ禍にあっても米国中流企業の元気の良さには、米国のフロンティアスピリットを感じるといわれている。中でも、中流の雄であるエンタープライズ社（ENTERPRISE PRODUCTS PARTNERS（EPD 社））の第 2 次シェール革命における寄与度は著しい。その設備投資戦略は、ウクライナ侵攻による世界エネルギー危機が勃発したからではなく、以前からの事業戦略の延長上であるとして拡張を続けている。

ユーザーの要望に準じた堅実なインフラ投資拡大、「中流の化学事業進出モデル」のみならず、“スーパー・ベイスン”と呼ばれて将来においても有望なシェール田（パーミアン、イーグルフォード等）と直結するチェーンの中核を担い、脱炭素化に向けた新たな事業戦略も始動しており、ますます、その役割と存在感を増している。

特に、ウクライナ侵攻におけるエネルギー供給と圧倒的なコスト競争力を有すシェール由来エタン化学の拡大は、アジア圏への輸出競争においても多大な影響力がある。

米国からのアジア圏への主な輸出元である EPD 社の事業戦略を中心に、EPD 社の株主向け最新情報他に基づき、調査・分析した結果を示す。

（１） EDP 社の戦略に関する質疑応答（主要 Q&A）

Q1：中流がウクライナ侵攻で、どのような、“増産努力”をしているのか、それとも、急な増産はユーザーによる MLP（Master Limited Partnership）ビジネスモデルに基づくものなのか？

A1：米国の原油、天然ガス、NGL は以前から増産を続けており、EPD 社は通油量に合わせて設備投資を行っている。ウクライナ侵攻があったから増産、設備投資するということではない。量的にも短期的には、22 年 3～5 月の米国の原油、NGL 輸出は増えていない。

米国の天然ガス価格はほとんど変動してないが（4 月時点）、欧州・アジアは侵攻後 70 ドルへ上昇し、その後も米国と 17 ドル程度の差額が続いている。米国としては、ロシアの欧州、アジアに対する覇権に対抗しうる天然ガスは豊富にあるが液化設備が足りない。

米国連邦エネルギー規制委員会は迅速な LNG プロジェクトが必要とし、米国と EU は資金調達を急いでいる。

Q2：EDP 社は投資家たちに対し、低炭素化にどのような努力をしているか。例えば、バッケンを有する中流企業では州が進めるバイオ燃料のパイプライン輸送事業を新規に起業したり、水素事業をはじめたりしている。メキシコ湾岸沿いに、Air Products の長距離水素パイプラインが存在し、EDP 社は水素インフラにも恵まれている。

A2：EPD の投資家への低炭素化アピールは以下のとおりである。

- PDH II の設計変更で CO2 排出量を 90%削減
- 2011 年と比較して CO2 排出量を 29%削減（2021 年）
- メキシコ湾岸で CO2 の移送、貯蔵をオキシデンタルと共同実施。EPD の既存パイプラインは湾岸に沿って 20 マイルあり、3 億トン/年の CO2 貯蔵見込
- 革新技術チームは、自社と顧客の環境目標を達成するためのソリューションを提供。分野は、炭素回収・貯留、水素、低炭素燃料、リサイクル製品
- ESG 格付けの向上

（２） EPD 社の 2022 年保有設備と接続性、安定した収益

① エンタープライズ社の概要

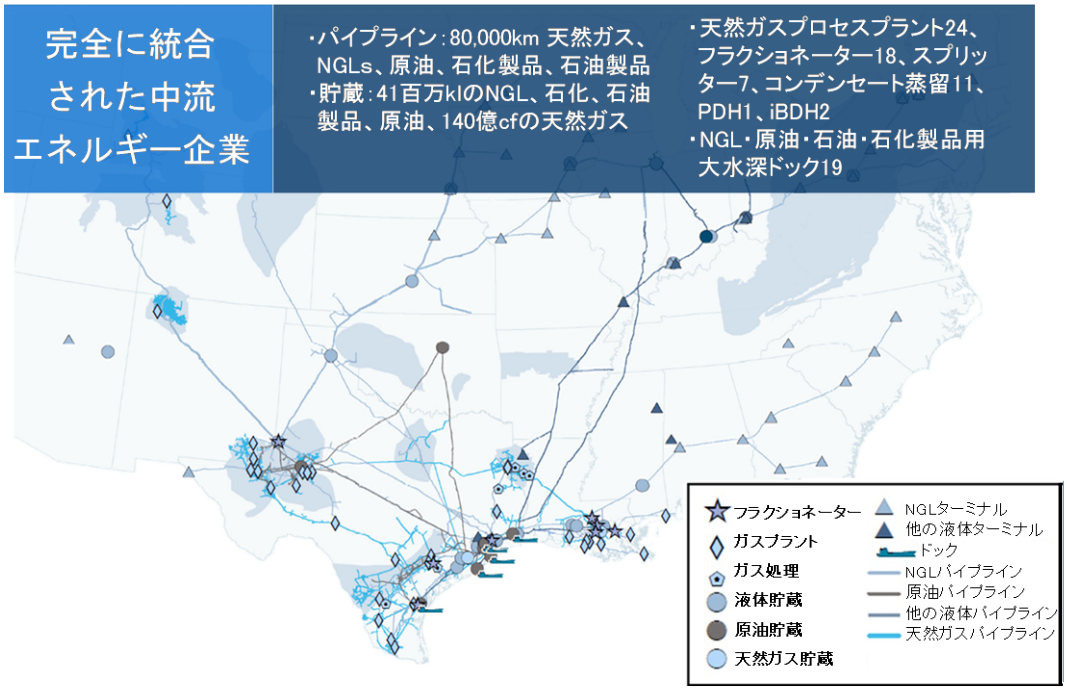
ヒューストンで 1999 年に設立された投資会社であり、創始者は、MR.ダンカン。トラック１台からシェール・ミッドストリーム（中流企業）の中では、飛びぬけて大きい企業に成長する礎を築いた。

モントベルビューでの岩塩層の発見は偶然であった。もとは原油を発掘していたところに、たまたま岩塩層に当たった。原油採掘を断念し、巨大岩塩層を持ち続けたお蔭で、モンテベルビューが現在、GULF での重要なハブとなりえた。MR.ダンカン氏の先見の明である。そもそも、モントベルビューはパーミアン、イーグルフォードの優良鉱区、米国最大石精石化工業団地群（PADD3）に近接している。パイプライン、貯蔵設備、需要家が集積していたことで、エンタープライズ社は、シェール革命を推し進める原動力となりえた。

② エンタープライズ社の 2022 年保有設備、接続性、棲み分け

EPD 社は、P/L、プラント、貯蔵、港湾出荷を運営する米国ミッドストリームリーディングカンパニーで、米国内の上流から下流までの広大なシェールチェーンを担う。2022 年 5 月現在の保有設備とその接続性を図表 4.3.1 に示す。

図表 4.3.1　ENTERPRISE PRODUCTS PARTNERS L.P の保有資産と接続性



（出所）ENTERPRISE PRODUCTS PARTNERS L.P.　june, 2022, INVESTOR DECK 資料を編集

・接続性と大量貯蔵能力及び大型輸出設備保有

EPD 所有の設備を介して、国内の主要シェール田（上流）と国内の殆どのエチレン装置及び多数の製油所（下流）を連結し、米国内の広大なシェールチェーンを形成する重要な役割を果たしている。また、原油、各種製品を大量に貯蔵することができ、国内外へ大型出荷及び輸出できる入出荷設備を備えている。EPD 社は多くの上流、下流との接続点を有していることからシェール・バリューチェーンにおいて、5～7 回も接続することは当たり前になっている。

・ミッドストリーム・バリューチェーンと上～中～下流の役割の棲み分け

シェール・ミッドストリームは、ユーザーの要望にあわせて、上流と下流がとりたくない緩衝を行い、そのコスト料を取る。ExxonMobil、Shell、BP 等の上下流企業もミッドストリーム事業を手掛けたことがあるが、単独事業でのスケールメリットの限界と MLP の範囲をこえて税制免除のメリットを享受できないので撤退した。一方、自らがガス田、油田を所有するには、膨大な資金が必要である。これにはスーパーメジャーが優位に手を付ける。中流はこのようなプレーヤーと互角に戦うだけの技術も資金もない。このようなことから、シェールの一連の流れには上～中～下流の役割の棲み分けができている。

③　エンタープライズ社のウクライナ侵攻前後の安定した売り上げ総利益

フィーサービス（通油量に課金する業態）が主であるため原油・天然ガス価格にかかわらず取り扱量が変わらなければ安定した収益を得ることができる。2020 年通年のグロス・オペレーティング・マージン（売上総利益）は、2020 年春の新型コロナ禍にかかわらず、2019 年とほぼ同じである。

・コロナ禍前（2019 年）の売上総利益：82.9 億ドル（≒8,800 億円）
セグメント毎では、NGL49%、原油 25%、石化・石油製品 13%、天然ガス 13%である。

・コロナ禍後（2020 年）の売上総利益：84 億ドル（≒9,000 億円）
セグメント毎では、NGL50%、原油 23%、石化・石油製品 13%、天然ガス 14%である。
コロナ禍直後（2021 年 4 月）の原油処理急落後の挽回はあったものの 2020 年通年での取り扱量（＝原油オペレーティング・マージン）は、若干下回った。反面、NGL と天然ガスが微増した。

EPD は ESG も重視している。CO2 排出量あたりのマージンは 71%改善した。MLP（Master Limited Partnership）ビジネスモデルにより、安定した収益を確保できている。売り上げの利益は、全て株主に還元されるため、納税義務は、株主に発生するが EPD 社には発生しない。ユーザーとの契約は、「Take - or - Pay Contract」(注1) になっている。

（注 1）買い手が商品、あるいは、サービスを引き取らない場合でも一定金額の支払義務が生じる。

EPD 社が取り扱う製品は、天然ガス、原油のみならず、エチレン・プロピレン・イソブチレンも生産しており下流の化成品につながっている。日用品に不可欠な原材料の輸送で収入を得ているから、ここでも安定した収益が期待できる。

・EPD のサステナビリティ・ハイライト
米国で最も信頼できる企業：Newsweek Magazine in 2022
BBB へ上昇：MSCI in 2022 情報開示後(Based on 2021 data)
ベスト・コーポレートガバナンス受賞：
ESG/SRI（注 1）in 2020 Institutional Investor magazine

（注 1）Socially Responsible Investment；社会的責任投資市場メカニズムを通じ、株主がその立場・権利を行使して、経営陣に対して企業の社会的責任に配慮した持続可能な経営を求めていく投資

ESG 持続性 26%増加 MSCI 格付け BBB+へ向上(Based on 2021 vs. 2020 rating assessment)
Moodys,S&P,Fitch による格付け：Baa1,BBB+,BBB+
多様性があり、協力的な従業員マイノリティ 29%
2011 年からの石油換算 CO2 排出量削減 29%（Based on 2021 data）
ESG 達成度を役員報酬に反映
PDH II の設計変更で、CO2 排出量を 90%削減
革新的技術チーム（CO2 回収、水素他）の結成

（3） ウクライナ侵攻に対するエネルギー安保と米国の最優先課題と需給見通しへの見解

① 世界的エネルギーセキュリティと米国の石油・天然ガスの供給力

エネルギー安全保障がエネルギー転換に変わって最優先課題となる。ウクライナ侵攻によるエネルギー危機にかかわらず、世界の人口増加で、エネルギー源が最も求められることになる。したがって、エネルギー転換とはエネルギーの追加であるともいえる。特にウクライナ侵攻によって、世界はエネルギー源を何よりも求めている。

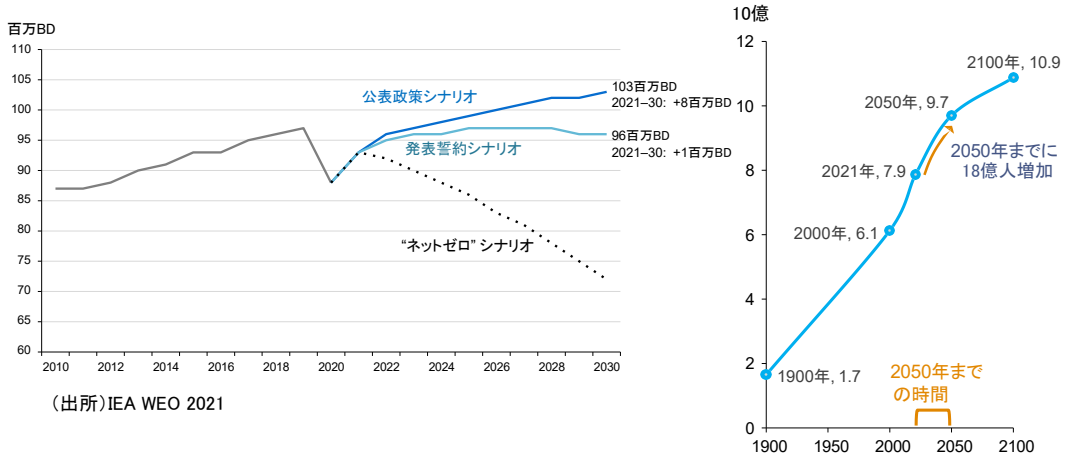
IEA によると石油・天然ガス需要は 2040 年までに 18%増加する。断続的な風力、太陽光、水力のしわ取りが必要になる。コモディティのスーパーサイクルが始まった。一方、グリーンメタル（脱炭素社会の実現に不可欠な金属）と言われるコバルト、リチウム、ニッケル、銅、レアアースの精錬は急増しコストも上昇する。

② IEA の石油需要想定に対する EPD の見解と供給予測

石油需要の大幅な減衰は、IEA のネットゼロ・エミッションシナリオ（図表 4.3.2 参照）においてのみ成り立ち（バックキャスティング）、実行は根本的に不可能である。理由は、人口増加によるエネルギー増加分を、再生可能エネルギー及び新エネルギーで全て補うことは現実的でないことによる。

図表 4.3.2　世界の人口トレンドと NZE 石油需要

IEA によるシナリオ別石油需要　　世界の人口トレンドと予測

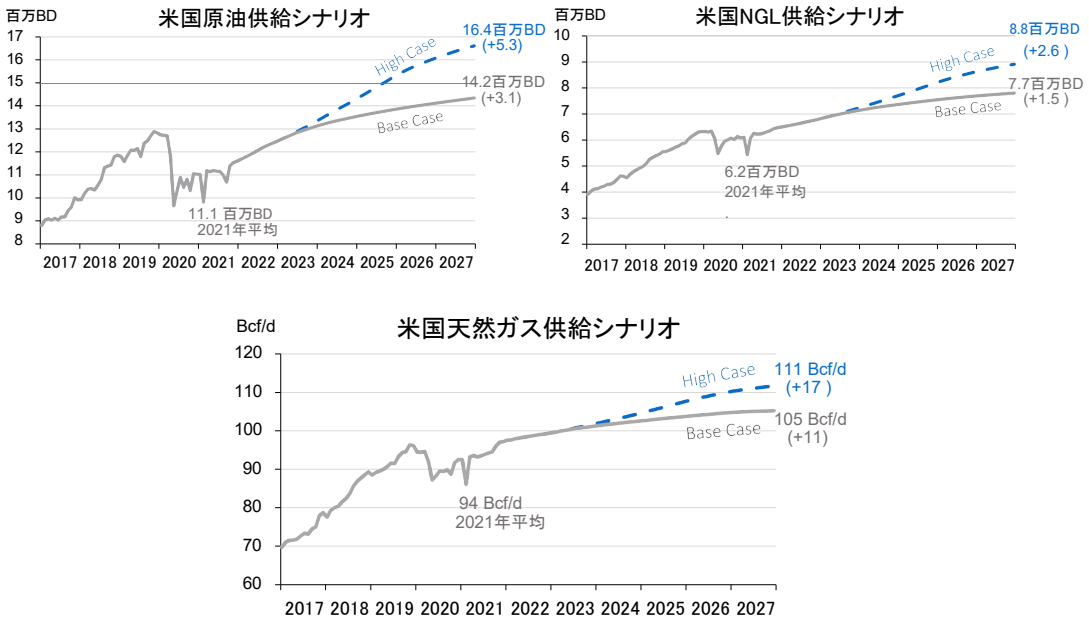


（出所）IEA WEO 2021

③ EPD による米国の原油、NGL、天然ガス供給予測

EPD は、ウクライナ侵攻にかかわらず、コロナ禍後の需要回復によりエネルギー需要の増大が続くため、コモディティ供給が大きく増加すると予測している（図表 4.3.3 参照）。

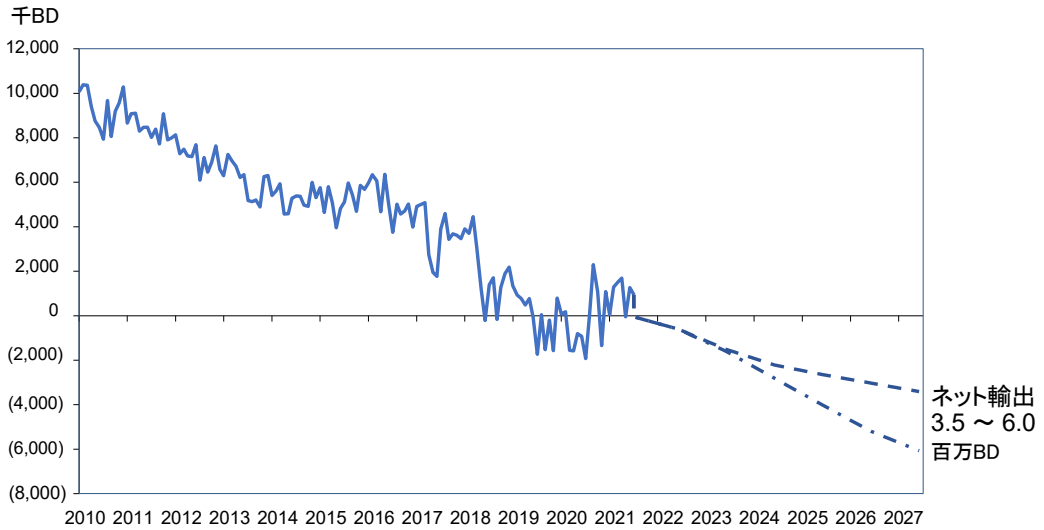
図表 4.3.3　米国原油・ガス供給シナリオーEPD 社予測



（出所）EPD Fundamentals, last updated March 2022

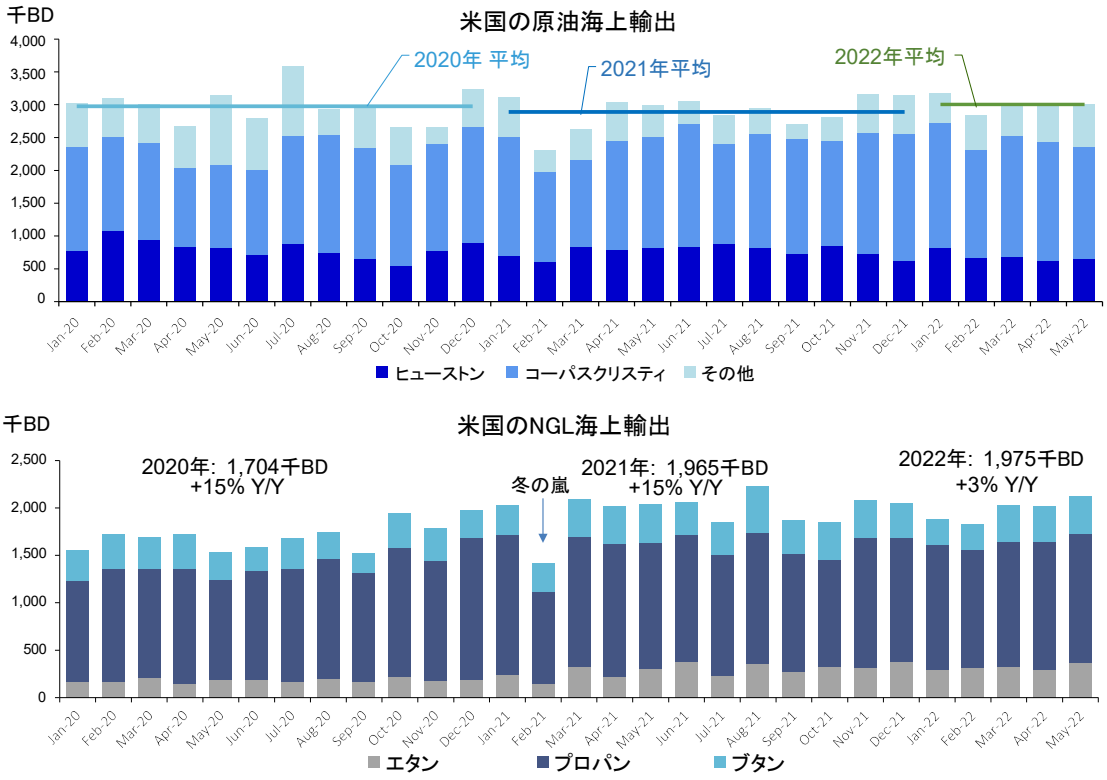
米国のシェール革命以降の原油・石油製品のネット輸入量の推移を見てもわかるように、エネルギーの自立は低価格をもたらす。さらに、ロシアのウクライナ侵攻によって、エネルギーの自立は地政学的に強いことも実証された（図表 4.3.4、図表 4.3.5 参照）。

図表 4.3.4　米国の原油・石油製品のネット輸入トレンドと予測



（出所）EPD Fundamentals, last updated March 2022

図表 4.3.5　米国の原油及び NGL の海上輸出トレンド

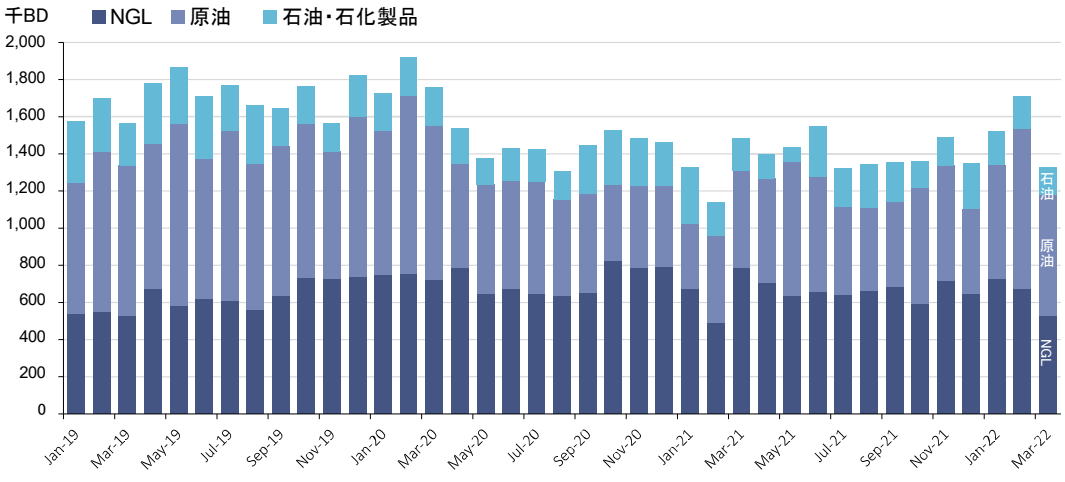


（出所）：EPD, Waterborne and RBN Energy, last updated March 2022

④　EPD 設備からの原油、NGL 輸出とパーミアンからのガスパイプライン能力

EPD 設備からの 2021 年の原油輸出量は平均 528 千 BD（米国輸出の約 18%）である。また、EPD 設備からの 2021 年の NGL 輸出量は平均 658 千 BD で、米国輸出の約 33%を占めている（図表 4.3.6 参照）。

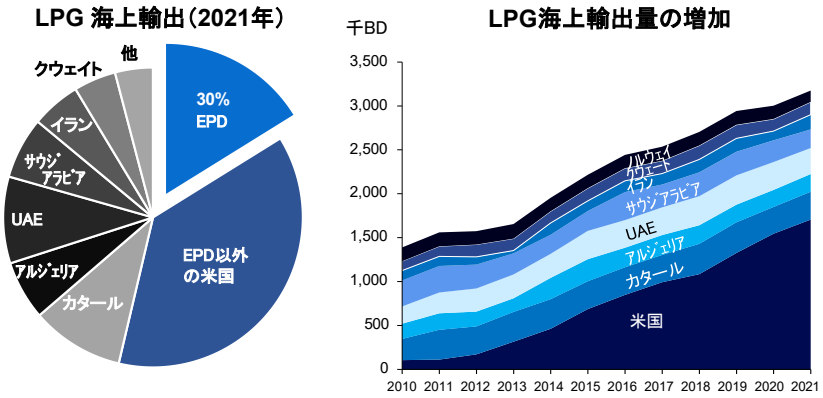
図表 4.3.6　EPD からの原油、NGL、石油製品輸出量



（出所）EPD and EIA

LPG の輸出増加に対する米国と EPD 社の海上輸出力大きい。米国は、世界中で石炭やバイオマスに代替されている LPG の最大の輸出国であり、世界で 47%（2021 年）のシェアを持つ。LPG の成長は、世界需要の 70%以上を占める「住宅部門」にある。世界的な LPG 輸出の増加分は実質的には米国が担っている。中でも、EPD は世界最大の LPG 輸出会社である（図表 4.3.7 参照）。

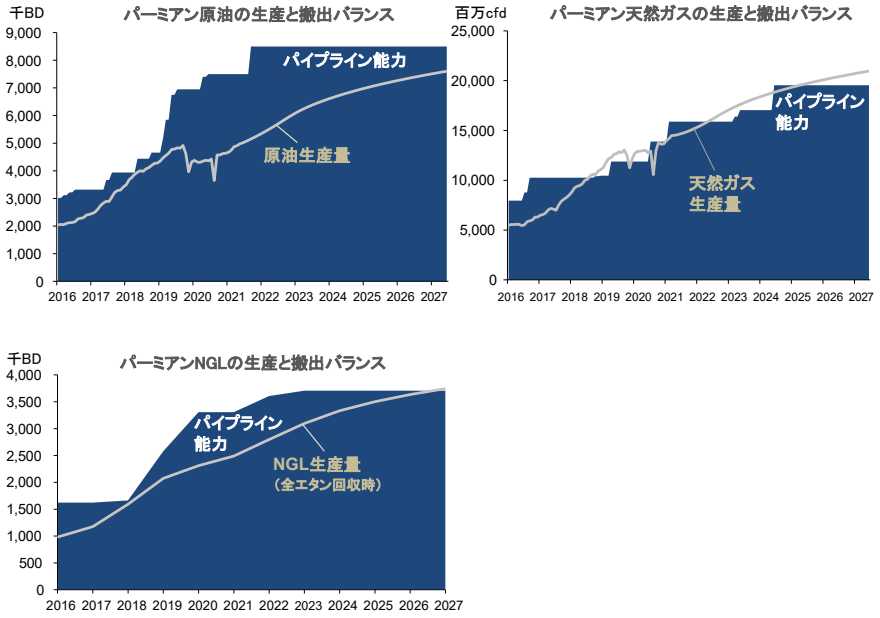
図表 4.3.7　世界 LPG の海上輸出量推移と EPD からの輸出割合



（出所）Waterborne LPG

現在のパーミアンからの天然ガス搬出能力は不十分であり、計画されている LNG プロジェクトを満たすためには、パイプライン新設が必須である。また、原油と NGL 増産の妨げにもなっている（図表 4.3.8 参照）。

図表 4.3.8　パーミアン田の原油、天然ガス、NGL 生産量と搬出バランス



（出所）EPD Fundamentals, last updated March 2022

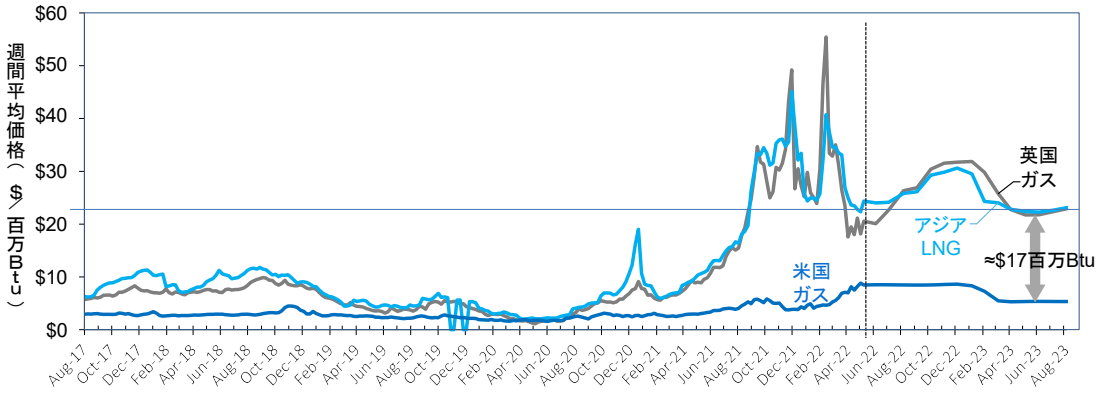
（４） 欧州とアジアにおける天然ガス危機への米国の対応について

① 米国の LNG は欧州の安全保障に重要で、液化/再ガス化プラント新設が喫緊に必要

欧州とアジアの天然ガス価格は、ここ数年安定していたが、2021 年 12 月に$60/百万 Btu、そして、ロシアのウクライナ侵攻後、短期間に$70/百万 Btu に上昇した。

産ガス国の米国とは、約$17 百万 Btu（原油換算 102$/BBL）もの価格差がついている（図表 4.3.9 参照）。

図表 4.3.9 世界天然ガスの価格推移



（出所）Bloomberg; Ec.europa.eu

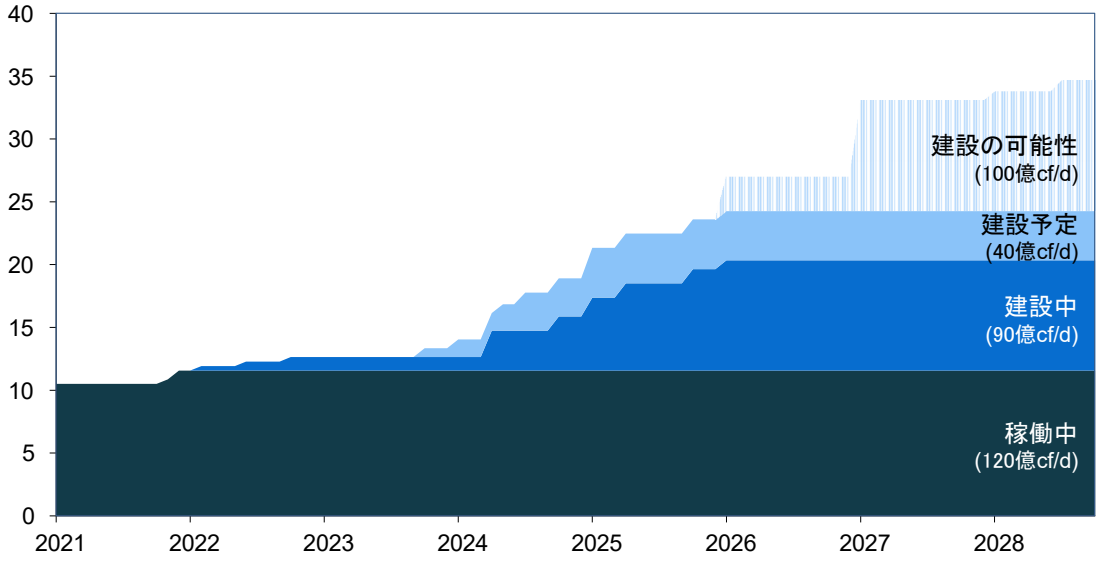
英国は、「暖房か食事かのレベルの事態」になり、フランスと英国は電気料金に上限を設けることになった。特に、英国は、石炭火力を天然ガスや原子力で代替する場合、その投資をグリーンと見なすダブルトランジション（脱ロシアエネルギー＋脱炭素化）対応のために、過渡期のエネルギータクソノミーみなし特例を決議した。

一方、米国は、ロシアの欧州、アジアに対する覇権に対抗することができる天然ガス量を豊富に有するが、パイプラインや液化設備能力が不足の状態である。米国では LNG 輸出プロジェクトを開始または FID を決めた。

② 米国の天然ガスのポテンシャルは巨大だが、LNG 輸出基地が不十分

稼働している能力の 90%以上はメキシコ湾岸にある。全ての「建設中」と「建設の可能性」も全てメキシコ湾岸にある。米国連邦エネルギー規制委員会（FERC）は、迅速なプロジェクトが必要であり、米国と EU は資金調達の促進を急いでいる（図表 4.3.10 参照）。

図表 4.3.10　米国の LNG 輸出能力（稼働中、建設中、予定他）10 億 cf/日



（出所）FERC, EPD and corporate presentations

（５）　シェール革命による米国工業団地の国際競争力優位と発展性

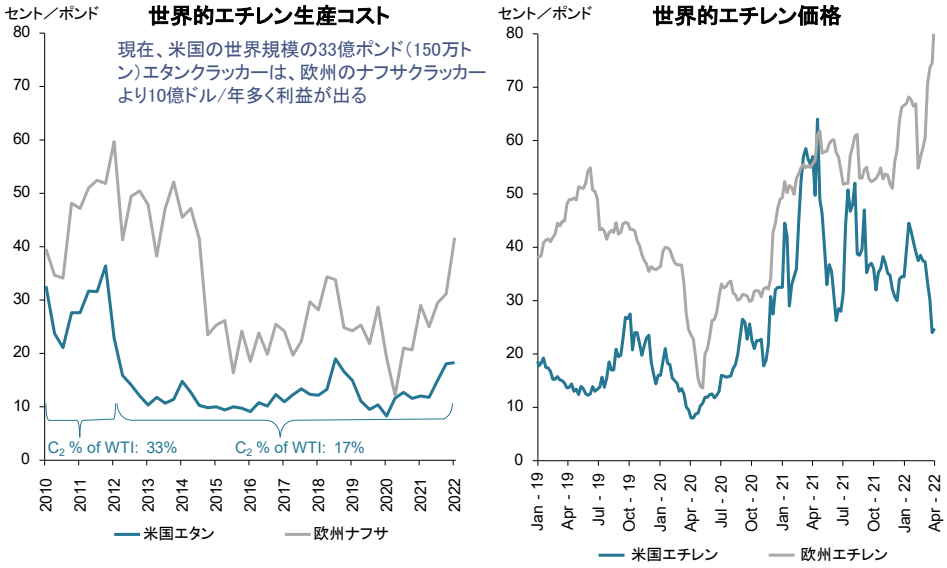
①　米国エチレンの欧州及びアジア圏とのコスト競争力の差

シェール革命に由来する、安定供給かつ、低廉なシェールオイル及びエタンを原料とする米国の石油化学工業は、主にナフサを原料とする欧州及びアジア圏とは雲泥のコスト競争力を有することになった。

現在、米国の世界規模の 150 万トン/年のエタンクラッカーは、欧州のナフサクラッカーよりも、10 億ドル/年（約 1350 億円/年）多く利益が出る（エチレンの連産品も評価に含む）。この価格差は、下流の基礎化学品のコストにも反映される（図表 4.3.11 参照）。

エネルギーも安価であり、シェール田を起点とするパイプラインによる広域チェーンが確立されており、大型輸出においても、シェール中流による良好な接続性が機能し、移送における CO2 負荷はほとんどフリーである。

図表 4.3.11　米国エチレンの経済性

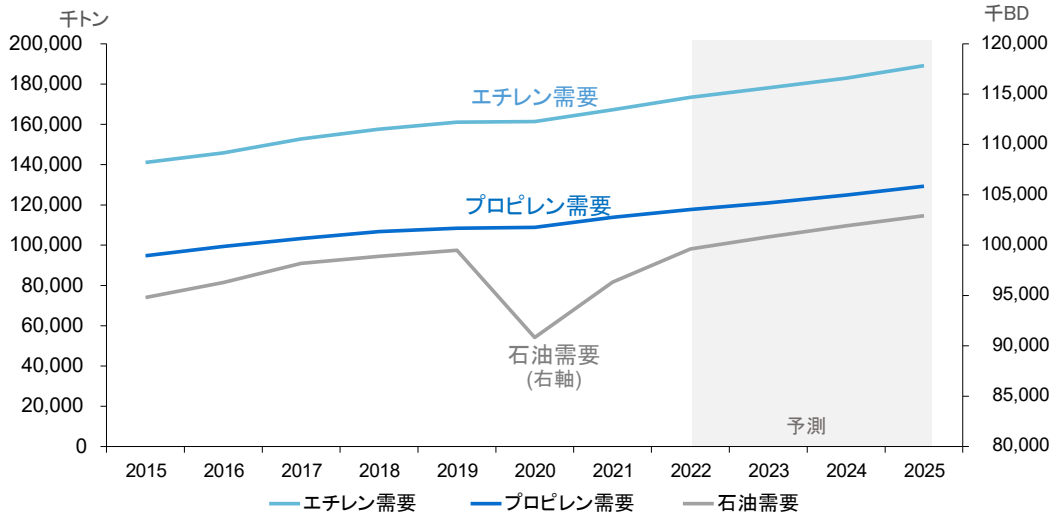


（出所）EPD Fundamentals

② 基礎化学品の需要推移と予測

2020 年ケーススタディ（Bloomberg, IEA and EPD Fundamentals）では、前提条件を、世界の GDP 減少を年率 3.5%前後とし、石油需要減少を年 9%前後、エチレン、プロピレンの需要一定とした（図表 4.3.12 参照）。このような、基礎化学品の成長を見越して、EPD は化学プラントの増強を目指している。

図表 4.3.12　世界のエチレン、プロピレン需要



③ 米国基礎化学品生産の成長拡大

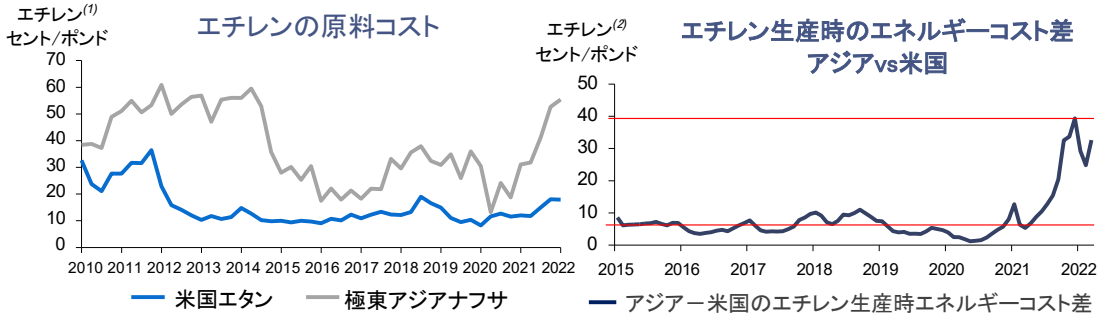
基礎化学品は、世界の中間所得層の増加と生活の質の向上によって成長する。

世界の平均成長率(2010～2020 年)は、GDP：2.4%、石油：0.3%、エチレン：2.8%、プロ

ピレン：3.5%である。EPD の資産は、資本効率の良いプロジェクトによって業界の成長を支える。

欧州、アジア圏のナフサ分解に対し、米国のシェール由来エタン分解は、大きな原料コストの優位差を有している。さらに、米国のエネルギー（天然ガス・電気）コスト優位性によって、エチレン生産コストは差が広がる（図表 4.3.13 参照）。これらは、約 50 億ドル（約 6,800 億円）を投資してテキサス州で年産 200 万トンのスチームクラッカーなどを建設するという EPD 社初めてエタンクラッカー計画を進める根拠になった。

図表 4.3.13　アジア圏エチレンプラント vs.米国とのコスト優位性



(1) Estimated U.S. Ethane & Asia Naphtha ethylene production cost

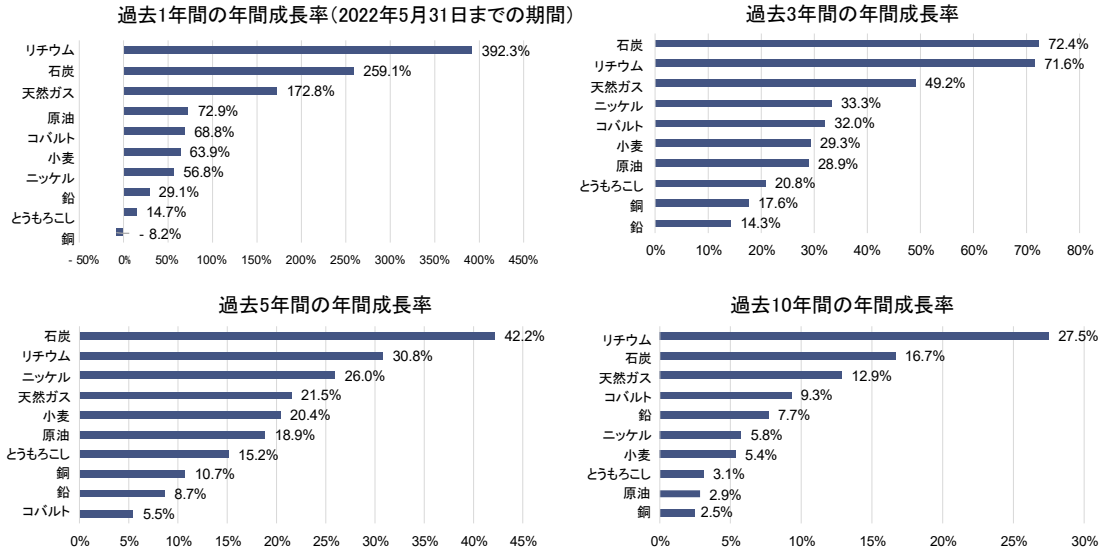
(2) Estimated energy cost for cracking U.S. ethane and Asian Naphtha based on regional gas / power pricing

（出所）Bloomberg and EPD Fundamentals

④　コモディティ・スーパーサイクル（図表 4.3.14）

ロシアのウクライナ侵攻は、投資不足、グリーンメタル（脱炭素社会の実現に不可欠な金属）の戦略的利用の欠如、コロナ禍後のサプライチェーン問題により、既に悪影響を受けていた金属、食品、エネルギーのインフレをさらに悪化させた。

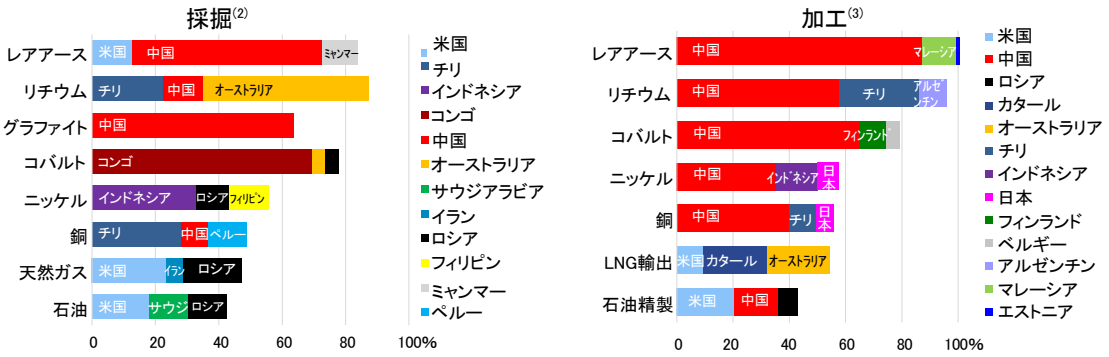
図表 4.3.14　コモディティ・スーパーサイクル



・主要金属の抽出と加工

クリーンエネルギーのための金属需要は、持続的開発シナリオ（SDS）及びネットゼロ天候ゴール(注 1)を満たすために、2040 年までに 4～6 倍に増える必要がある。　ただし、エネルギー転換に必要な多くの金属は、石油や天然ガスより地理的に集中しており、しかも、成長の可能性がある金属は政治的、社会的に不安定な地域（信頼できない国）に偏在している（図表 4.3.15 参照）。

図表 4.3.15　金属と化石燃料の採掘と加工における上位 3 か国のシェア



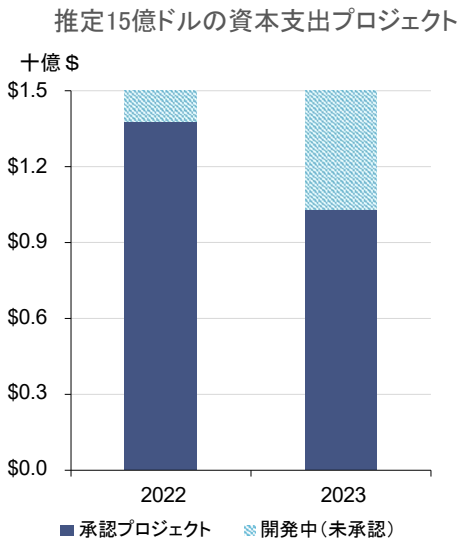
（６）　EPD 社の石油化学中流モデル、化成品のオープンアクセスハブ

①　成長のための資本支出

46 億ドル（約 6,400 億円）の建設中の主なプロジェクトを図表 4.3.16 に示す。特に、エタンの伸長著しい世界需要予測を満たすための拡張投資、石油・石化製品拡大関連投資、それに付随する形の ESG 投資が内在する。専ら評判になっているエタンクラッカーの大型投資（後述）は未計上である。

図表 4.3.16　EPD 社の設備投資内容

	資本支出プロジェクト	稼働予定
NGL	ミッドランドベイスン Plant 6	2Q 2023
	Mentone II	2H 2023
	Frac 12	3Q 2023
	新エタン輸出ターミナル	2025
天然ガス	パーミアン拡張	2022/2023
	アカディアン拡張	2Q 2023
石油石化製品	PDH 2	2Q 2023
	テキサスウェスタン製品システム	2H 2023
	エチレン輸出増強	2023/2025
	その他の石化プロジェクト	2022



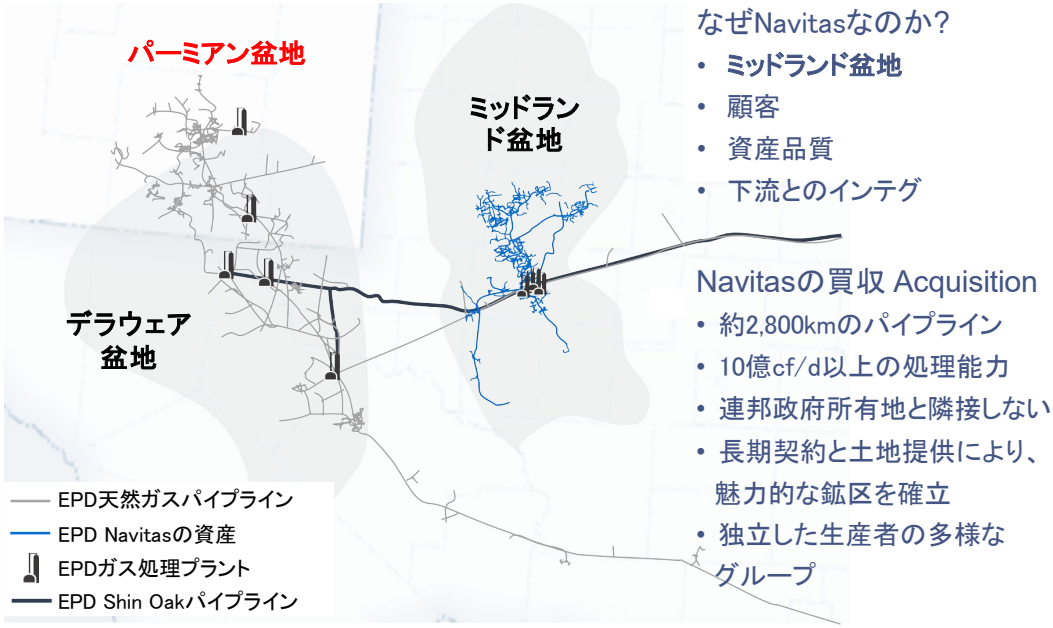
② EPD による Navitas 買収とミッドランドの成長

・買収の意義

Navitas は、ミッドランド田を 4 つ地層からモデル化された経済的資源評価に基づき、数十年にわたり経済的な採掘面積 45 万エーカー（1,821 ㎢ 2）以上を自社専用に構築してきた（図表 4.3.17 参照）。

EDP 社という大型資本による買収で、パーミアンを中心に大規模で効率的に資本投資された開発を行う生産者とミッドランドの民間の生産者による多様化したポートフォリオを形成することが可能になり、結果として、ミッドランドの生産者も成長を続けることができる。Navitas の資産には、約 1,750 マイル（訳 2,800 ㎞）のパイプラインと、2022 年の第 1 四半期に稼働が予定されている Leiker プラント（極低温天然ガス処理能力 10 億 cf/日）、NGL ジネス、探鉱資産が含まれる。

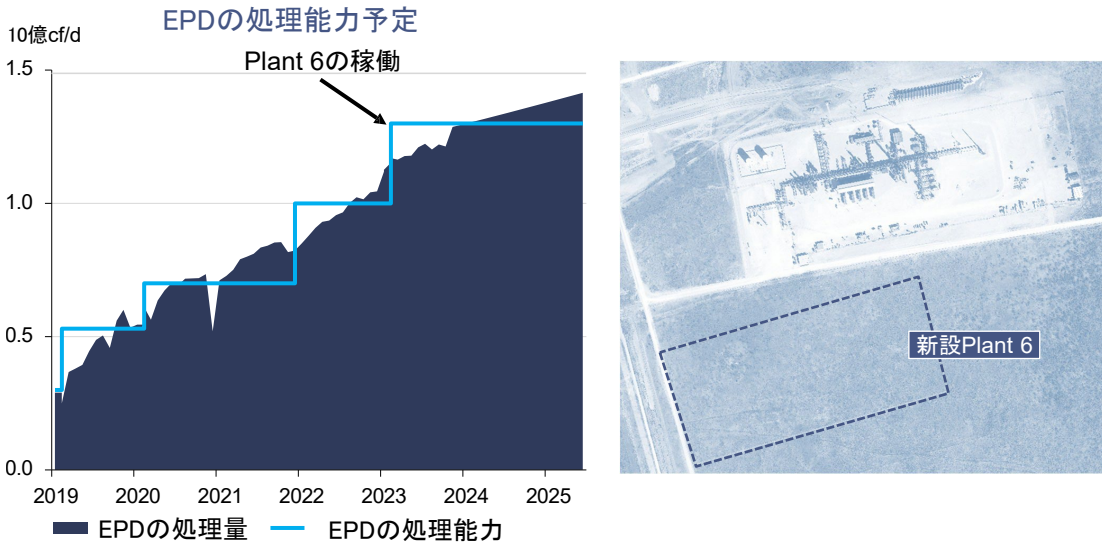
図表 4.3.17　Navitas を買収してミッドランドに拡大



③ ミッドランドの収集と処理

ミッドランド盆地は、多様な顧客があり、明確に解析されて採取量を確実に見込める優良な油田が集まることから、ミッドランドの収集と処理を進めるため Plant6 を建設中である。Plant6 は、2023 年の第 2 四半期に稼働予定である（図表 4.3.18 参照）。

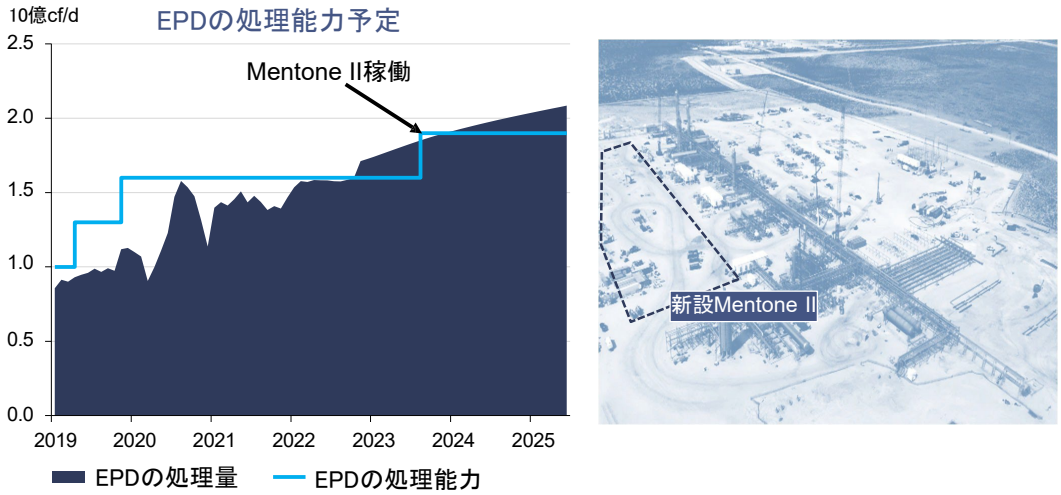
図表 4.3.18 ミッドランドの収集と処理



④　デラウェアの油・ガス収集と処理

デラウェア盆地は、米国で最も産出量の多い、バーミアン盆地の西側の一部に位置する。デラウェアに広大にアクセスする生産増によって、デラウェアの生産量は 2023 年に処理能力を超える。そこで、EPD の地域収集システムと Mentone コンプレックスの拡張（図表 4.3.19 参照）によって、デラウェアで増加する生産量の中において、さらに EDP のシェアを増やす。

図表 4.3.19　デラウェアの収集と処理



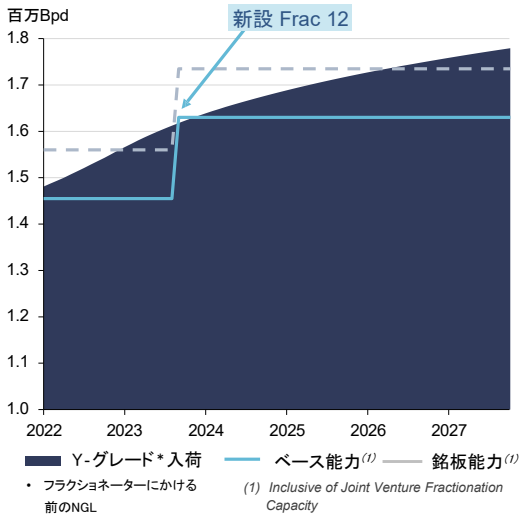
⑤　生産の急増に素早く対応するために蒸留能力を増強し成長を持続

現在の非ベース能力を利用しながら、将来の成長するニーズに合うように建設する。Frac12 の新設によって、2023 年 3 四半期までに費用対効果の良い 15 万 BPD が追加される（図表 4.3.20 参照）。

岩塩ドーム貯蔵庫、NGL の成分分離、装置群とのインテグ等の資本集約的インフラは既に

あるモントベルビュー以外の蒸留設備を活用することで、Frac12 稼働前と 2023 年以降の空白を埋める（ブリッジソリューション）。

図表 4.3.20　Frac12 の新設とブリッジソリューション、エタン供給拡張

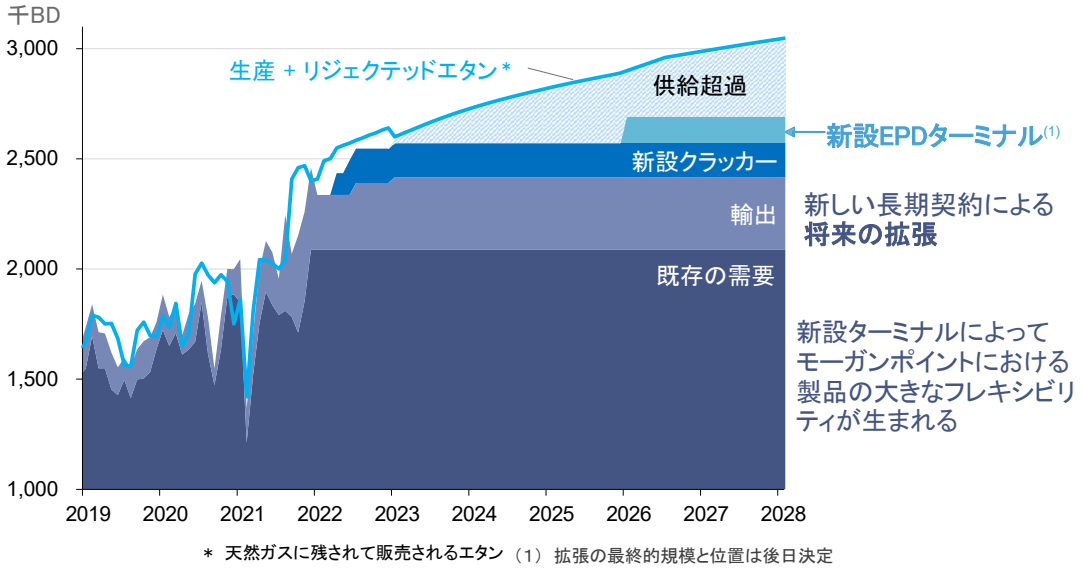


⑥　エタンの世界需要伸長を満たすためにターミナルの拡張が必要

上流を含む設備拡張によって、タイトながらエタンの安定供給に応じているが、伸長著しいエタンの需要を満たすためには、供給に対する出荷能力がミートしていないので、出荷設備の拡張が必要である（図表 4.3.21 参照）。

エタン輸出ターミナルの新設によって、モーガンポイントからの各種製品出荷に、大きなフレキシビリティが生まれる。輸出を主とする新設ターミナルの規模及び場所は未定であるが、後日決定することになっている。

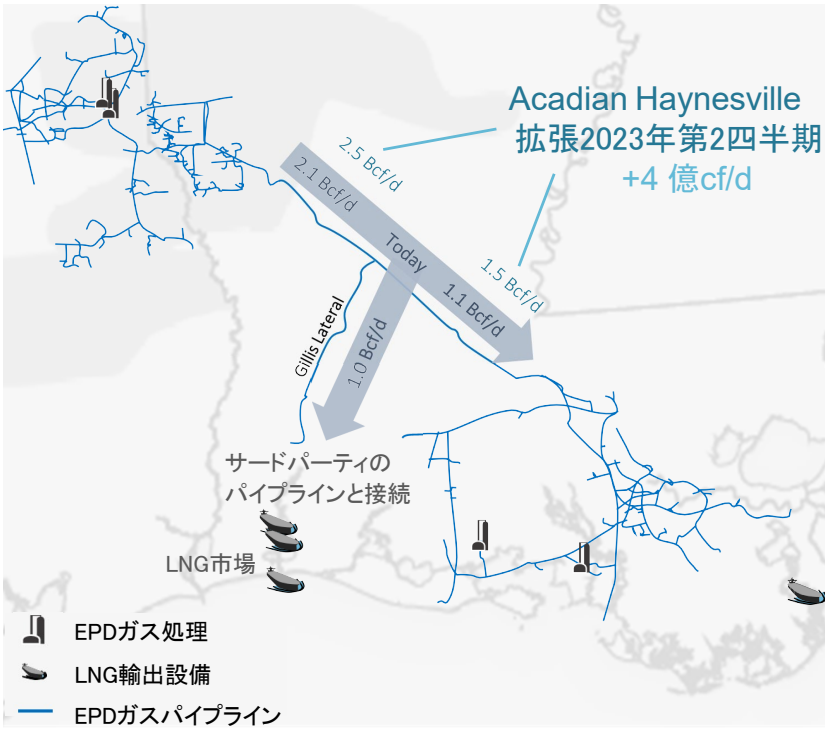
図表 4.3.21　供給能力拡張に対する出荷能力不足



⑦　利益の厚い湾岸市場に届くように拡大（設備投資戦略）

EDP の所有する設備資産は、米国主力の湾岸工業団地、世界への輸出基地に近く、地理的に最も優位である。米国の他の盆地に比べ運賃が最も安い（輸送 CO2 負荷低い）ので、生産者の利益が最大になることから段階的に、シェール資源の採掘を増やしていき、かつ、喫緊の課題である LNG 設備の拡張、及び石油化学、メタノール、クリーン水素等の将来需要増に応じていく（図表 4.3.22 参照）。

図表 4.3.22　　湾岸市場に向けた設備拡大



・段階的生産の増加

Haynesville （テキサス州東部）の生産は今後 180 億 cf/日を超えると予想

・LNG の拡張

40 億 cf/日の契約済み液化能力を 2025 年までに追加

・工業の新需要

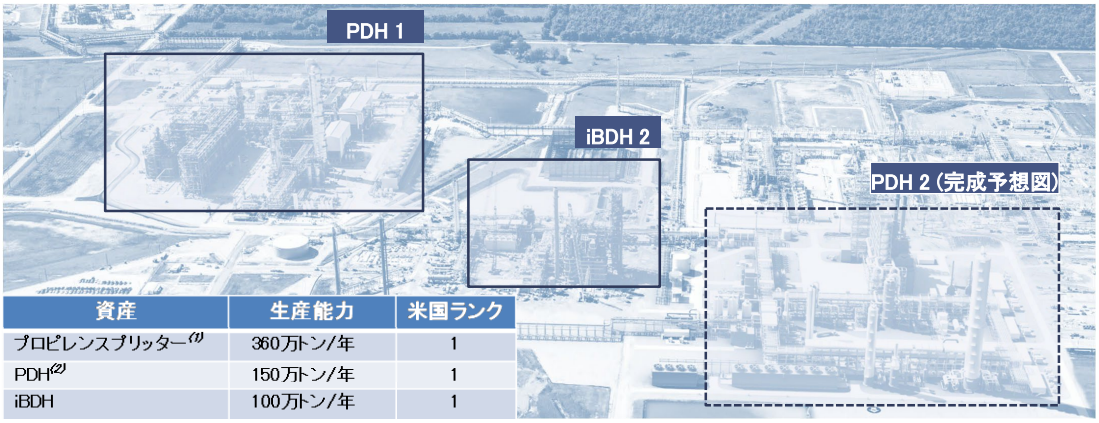
石油化学、メタノール能力増強、ブルー水素によって水素は将来に亘って成長

⑧　プロピレンの世界的需要を満たすために PDH2 新設

プロピレン誘導品の世界的需要増によって、オンパーパス生産が必要になっていることから、EPD のプロパン脱水素の実績と広範囲のプロピレン系統により PDH2 の新設が必須となった（2023 年第 2 四半期に稼働予定、図表 4.3.23 参照）。

PDH の能力は、10～15 年固定フィーで且つ、テイクオアペイの長期契約で、優良の投資適格顧客に販売される。

図表 4.3.23　PDH2 新設場所



資産	生産能力	米国ランク
プロピレンスプリッター(1)	360万トン/年	1
PDH(2)	150万トン/年	1
iBDH	100万トン/年	1

(1) Includes operational capacity　(2) Includes PDH 2

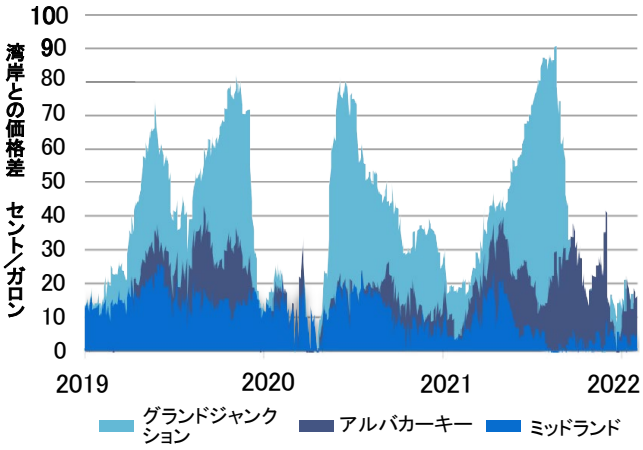
⑨　TW 製品（テキサス州西部製品システム）

この統合プロジェクトは、新設・既設設備を使ってテキサス州西部、ニューメキシコ州、コロラド州、ユタ州の製品市場にもサービスを提供することができる(図表 4.3.24 参照)。

図表 4.3.24　テキサス州西部製品システム

既存と将来の事業のために十分な能力を保持しながら、6 万 BD までの湾岸のガソリン、軽油を供給 (Y-グレードの事業の選択は維持)、湾岸との加重平均価格差は過去 12 か月で 25 セント/ガロンを超えており、一次 80 セント/ガロンを超えた（図表 4.3.25 参照)。

図表 4.3.25　湾岸との価格差



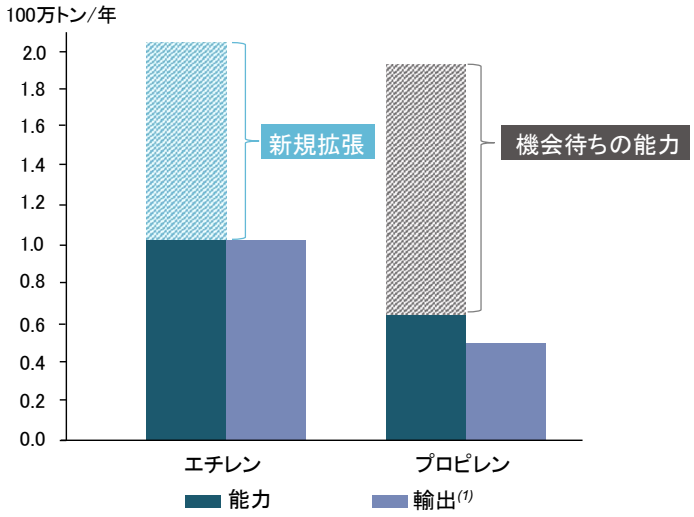
ターゲット市場は湾岸に対してプレミアム価格を付けている。TW 製品はテキサス州西部の製品と同じようにバッチで運用する予定である（図表 4.3.26 参照）。

図表 4.3.26　TW 製品バッチ貨車

⑩　EPD のコスト優位なオレフィン大規模輸出ターミナル

EDP は、他に比較して低コストで石化製品を輸出できる。需要増に応じて輸出能力を拡張する（図表 4.3.27 参照）。

図表 4.3.27　資本効率の高いエチレン輸出能力拡張



(1) Annualized based on 4Q21–1Q22

EPD は、モーガンポイントに 100 万トン/年以上のエチレンを輸出できる世界最大規模のエチレン輸出ターミナルを操業中である。900 トン/時以上の出荷が可能な桟橋、3 万トン（60 万バレル）の冷凍タンクを有し、EPD の市場ハブを利用して、湾岸のエチレン供給の大半にアクセスできる。また、エタンとエチレンを同時に船積みできる。

さらに、EPD は、ヒューストンシップチャネルにおいて、世界最大の 180 万トン/年以上の能力を持つプロピレン輸出ターミナルを操業中であり、2022 年第 2 四半期に稼働する PGP（ポリマーグレードプロピレン）輸入能力を強化するプロジェクトを進行中である。また、プロパンとプロピレンを同時に船積みできる。

（7） EDP 社の脱炭素事業進出

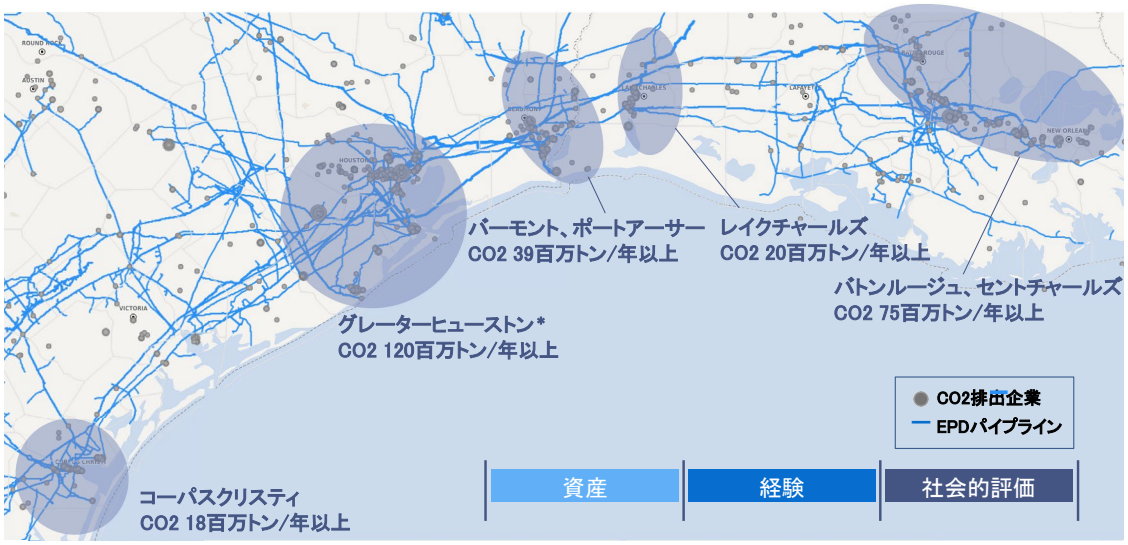
エネルギー進化に伴って EPD の役割も進化するために、革新技術チームを結成した。革新技術チームは、EPD の CO2 排出量削減手段を特定・評価し、同時に、顧客の環境目標を達成するためのソリューションを提供する。

チームの主要なフォーカスエリアは、炭素回収・貯留、水素、低炭素燃料、リサイクル製品である。各分野において、新技術を活用しながら、EPD の広範な資産を活用し、循環型・低炭素経済を推進しながら、既存のビジネスモデルを補完する収益性の高いサービスを提供する。

・CO2 回収と輸送に理想的な位置

メキシコ湾岸で CO2 の移送､貯蔵を共同で行う基本合意書をオキシデンタル社と結んだ。プロジェクトの中で EPD はグレーターヒューストン、バーモント、ポートアーサーにおいて、CO2 の回収と輸送ネットワークの開発に注力する。EPD の既存パイプラインは湾岸に沿って 20 マイルあり、3 億トン/年の CO2 取り扱いを見込む（図表 4.3.28 参照）。

図表 4.3.28　CO2 回収に理想的な位置



＊グレーターヒューストンは、米国行政管理予算局によってヒューストン-ウッドランズ-シュガーランドとして指定されており、テキサス州南東部のガルフコースト沿いの9つの郡を含む、米国で5番目に人口の多い大都市統計地域

４．４ ExxonMobil と Chevron の事業戦略

2021 年 12 月期決算は、ExxonMobil は、最終損益が 230 億ドル（約 2 兆 5300 億円）の黒字、Chevron も最終損益が 156 億ドル（約 1 兆 7100 億ドル）の黒字に転じた。

（１） 既存生産設備と投資計画

① ExxonMobil の米国内における原油処理能力、エチレン能力、事業戦略の進捗

2021 年末の ExxonMobil の米国内における原油処理能力は、日量 177 万バレルである。全米の原油処理能力（日量 1,794 万バレル）の 9.9%を占める。米国内の製油所は、テキサス州の Baytown 製油所が同 56 万バレル、同じく Beaumont 製油所が同 37 万バレル、ルイジアナ州の Baton Rouge 製油所が同 52 万バレル、イリノイ州の Joliet 製油所が同 25 万バレル、モンタナ州の Billings 製油所が同 6 万バレルである。なお、Billing 製油所は 2022 年 10 月、独立系下流企業の Par Pacific に 2023 年 4-6 月期には売却することを発表している。

2021 年末の ExxonMobil の米国内でのエチレン生産能力は 690 万トンである。経済産業省の米国の 2021 年推計（4,069 万トン）からおよそ 17%程度を占める。

ExxonMobil の長期投資計画「Growing the gulf イニシアチブ」が現在遂行中で、同投資計画最終年である 2021 年においての動きとして、2022 年 1 月、テキサス州の San Patricio の年産 180 万トンのエタンクラッカーを完成させた。同プロジェクトは SABIC と Gulf Coast Growth Ventures を立ち上げて進めていた。このエタンクラッカーから生産されるエチレンを原料としてポリエチレン（年産 130 万トン）やモノエチレングリコール（年産 110 万トン）などの誘導品生産も本格化する。

また、12 月にはルイジアナ州の Baton Rouge のポリプロピレンプラントの増設（年産 45 万トン）が完了した。高機能分野のほか、自動車を中心とする軽量性、高耐久性の要求が高い分野向けの需要増加に答える（図表 4.4.1 参照）。

図表 4.4.1　「Growing the Gulf イニシアチブ」の進捗状況

州	立地	プロジェクト	製品	生産規模（千トン）	事業開始年	資金規模（百万ドル）
テキサス	Beaumont	Refining	原油精製	日量25万バレル	2023	1,500
		Refining	超低硫黄燃料	日量4万バレル	2018	640
		Refining	原油精製	日量2万バレル	2017	125
		Chemicals	ポリエチレン	1700	2019	1,800
	Baytown	Chemicals	ポリアルファオレフィン	350	2014	393
		Refining	潤滑油	-	2016	270
		Chemicals	エチレン	1,500	2017	11,000
		Chemicals	高性能ポリマー	400	2022	2,000
		Chemicals	線形アルファオレフィン	350	2023	
	San Patricio	Chemicals	エチレン	1,800	2022	10,000
			PE	1,300	2021	
			MEG	1,100	2021	
	Sabine Pass	Golden Pass Products	LNG輸出	15,600	2024	10,000
ルイジアナ	Baton Rouge	Refining	航空燃料	-	2016	330
		Refining	原油精製	-	2016	426
		Refining	原油精製	-	2022～	210
		Chemicals	ポリプロピレン	450	2022	500

米国外での同社の動向として、2022 年 2 月下旬、パプアニューギニア西部州の天然ガス開発プロジェクト P’nyang Project に、同政府とオーストラリアの Amplox と共同開発することで合意した。また、2022 年に入ってガイアナ沖合の Stabroek 鉱区における複数の油井で原油の埋蔵発見を発表した。ExxonMobil は、2030 年までにガイアナ沖で 100 万 BPD の原油生産を目標に置いており、2022 年第 3 四半期には 36 万 BPD を生産したと明らかにしている。6 月には QatarEnergy と LNG の North field east プロジェクトの拡張に合意し、他社と QatarEnergy とのプロジェクトを含めカタール全体で、2026 年迄に現在の 7,700 万トンから 1.1 億トンまで能力増強されるとした。なお、ロシアのウクライナ侵攻を受けてロシアにおける新規投資を停止する意向を明らかにしており、サハリン島北東沖海上における石油・天然ガス開発事業「サハリン１」について撤退する方針を固めている。

また、2019 年に公表したシンガポール製油所の拡張計画 Resit Upgrade Project について 2022 年 6 月、EHCTM 50、EHCTM 120、新製品の EHC 340 MAXTM の潤滑油ベースオイルの増産を計画していることを発表した。アジア･太平洋地域で高性能潤滑の需要が増加していることが背景にある。ベースオイルの生産増能力は日量 2 万バレルとしている。他にも硫黄濃度 0.5%以下の高品質舶用燃料や超低硫黄ディーゼルを含めたクリーン燃料の増産も計画されており、同プロジェクト完了時期は 2025 年としている。

② Chevron の米国内における原油処理能力、エチレン能力、事業戦略の進捗

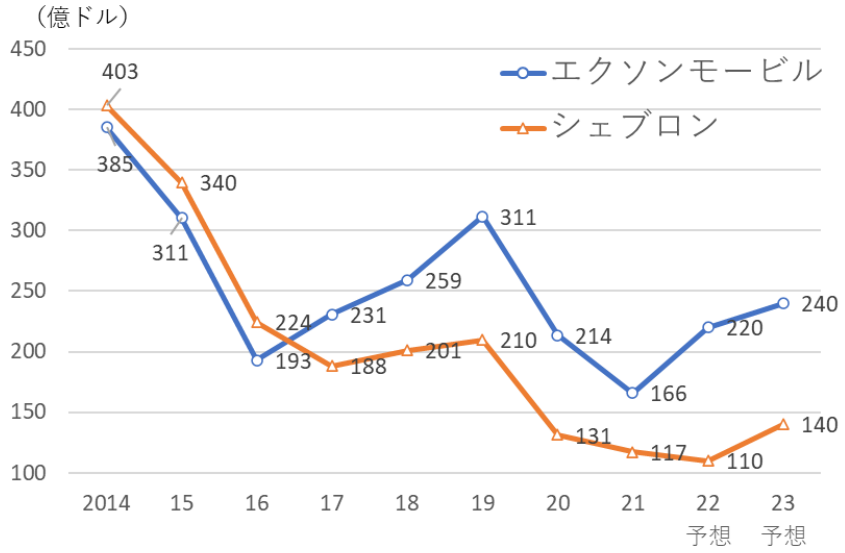
2021 年末の Chevron の米国内における原油処理能力は、日量 104 万バレルで、全米の原油処理能力の 5.8%を占める。米国内の製油所は、カリフォルニア州の El Segundo 製油所が日量 27 万バレル、Richmond 製油所が日量 25 万バレル、テキサス州の Pasadena 製油所が日量 11 万バレル、ミシシッピ州の Pascagoula 製油所が日量 36 万バレル、ユタ州の Salt Lake City 製油所が日量 5 万バレルである。

2021 年末の Chevron の米国内でのエチレン生産能力は 541 万トンである。2022 年の Chevron の大規模投資は石油化学関連が目立つ。特に ChevronPhilips Chemical がカタールの国営企業である QatarEnergy と組んで推進している米国テキサス州でのエタンクラッカー建設計画がある。年産 208 万トンのエチレンを生産できる能力を持ち、2026 年からの生産開始を目指している。総投資額は 85 億ドルで 2022 年 11 月に FID されている。また、テキサス州ベイタウンでは、高純度プロピレンに転換する年産 45 万トンの C3 スプリッターの増設を決定しており、2022 年中に建設、2023 年の稼働を目指している。
国外ではカタール国内で同社と組んで年産 208 万トンのエタンクラッカーの建設を検討中である。ベルギーではポリアルファオレフィンの 12 万トンの増設を行うこととしており、2024 年には 24 万トンの生産能力を持つとしている。

（２） 設備投資及び開発投資戦略

ExxonMobil と Chevron 両社の設備、開発投資額は 2010 年代半ばから低下、一度盛り返した時期があったものの、コロナ禍で再び低下した（図表 4.4.2 参照）。

図表 4.4.2　ExxonMobil、Chevron の設備・開発投資の推移



（注）ExxonMobil の 2023 年予想設備・開発投資額は 230-250 億ドルであり、中間値の 240 億ドルとしてプロット

（出所）東レ経営研究所、2022 年 12 月

2022 年の総投資額は、原油価格の高騰という順風が吹いたこともあって、ExxonMobil は 220 億ドルと 2021 年より 60 億ドル増加させる一方、Chevron は 110 億ドルと前年並みとしている。2023 年予想総投資額については、ExxonMobil は 230-250 億ドル、Chevron は 140 億ドルと両社ともに増やす予定である。その後、ExxonMobil は 2024 年から 27 年にかけて年間 200-250 億ドル、Chevron は 2026 年まで同 150-170 億ドル（関係会社分含む）の設備・開発投資を確保するとしているが、それでも 2010 年代半ばに比べると低水準であり、投資家や金融機関等からの投資規律の高まりが影響している。
また ExxonMobil は低炭素排出投資について 2027 年までに 170 億ドル投入するとしており、昨年見通しより 15%増加させている。Chevron は低炭素投資について 2023 年には 20

億ドル投入するとしているが、これは22年の同投資水準の倍増を上回っている。このような低炭素投資が設備及び開発投資に占める割合が高まっていることを考慮すると、探鉱等に充てられる投資はかなり抑制されたものとなることに注意が必要である。

（３） ExxonMobilの低炭素化目標と具体的な低炭素ソリューション事業

ExxonMobilは、2022年1月、自社が操業する施設における事業活動からのGHG排出量、つまりScope１，2におけるGHG排出量を2050年時点でネットゼロにする目標を明らかにした。その前月の2021年12月には2030年目標としてScope１，2における全社ベースのGDG排出量について原単位ベースで2016年対比20～30%削減するとしており、さらに上流部門については同30～40%削減、パーミアンにおいては自社上流事業のGHG排出量をネットゼロにするとした。一方、Scope3におけるGHG排出量削減目標については明示していない。また、2027年までに150億ドルのGHG排出削減のための投資、具体的には、既存事業のGHG排出量を削減する投資とCCS、バイオ燃料、水素など低炭素ソリューション事業への投資を実施するとしている。

（ア）低炭素燃料事業

2021年2月、カリフォルニア州のGlobal Clean Energyに1.25億ドル出資し、4月、同社のバイオリファイナリーからの再生可能ディーゼルを独占的購入する契約を締結した。年間最大で500万バレル購入でき、また契約を5年延長した。なお、同社のバイオリファイナリーは、2022年初めから生産を開始する予定である。

カナダの子会社Imperial Oilがアルバータ州のStrathcona製油所で2024年から再生可能ディーゼルの生産を行う計画がある。世界最大級の日量2万バレルの規模となっており、同社によると、石油系ディーゼルに比べてCO2排出量を年間300万トン削減する効果を狙う。

さらに、2018年からViridosとCalifornia Advanced Algal Facilityとの間で、微細藻類からのバイオ燃料生産の実証プロジェクトを開始しており、2021年11月にはExxonMobilの関係会社はViridosと共同開発契約を結んだ。2025年までに1日あたり1万バレルの生産能力保有が目標である。

2022年1月には、ノルウェーのバイオ燃料企業であるBiojetの株式を49.9%取得したことを発表した。同社から年間最大300万バレル調達したバイオ燃料について、閉鎖して燃料輸入ターミナルに転換するSlagen製油所を欧州の配送拠点として有効活用する。また、同製油所でノルウェー国内での船舶燃料としてのグリーンアンモニアの生産・流通の研究を行う。

さらに、2022年7月シンガポールのチャンギ(Changi)国際空港向けに認証済SAFを初出荷していることを発表した。SAFは、石油系基材とフィンランドNesteの再生可能燃料基材“Neste MY Sustainable Aviation Fuel”を、 ExxonMobilのSingapore製油所･石油化学コンプレックスで石油系ジェット燃料基材と調合して生産したものである。なお、ExxonMobilは2025年までに、SAFを含む低GHG燃料を全世界で日量4万バレル、2030年までに、同20万バレル供給することを目指している。

（イ）二酸化炭素回収、貯留（CCS）事業、水素事業

CCS について ExxonMobil 社は 30 年以上の CCS 事業経験と世界で 20 を超える CCS プロジェクトに関係し、現在、米国内（テキサス、ワイオミング）だけでなく、豪州、カタールで実施している。さらに、関連プロジェクトをオランダ、ベルギー、英国等でもコミットしている。インドネシアやマレーシアで地場企業と関連調査を開始した。25 年にかけて、30 億ドル以上の投資を予定している。
米国内では、2021 年 4 月にヒューストン運河一帯において総額 1,000 億ドル超の CCS 事業構想「ヒューストン CCS イノベーションゾーン」を発表しており、2040 年には同市近隣の石油化学・発電・製油施設から排出される CO2 年間 1 億トンを回収・輸送・海底貯留するとしている。2021 年 9 月には、ダウ、Chevron、フィリップス 66、カルパインなど 11 社が同構想について議論を開始することに同意している。2022 年 1 月にはエア・リキード、BASF、Shell が加わった。また、2022 年 2 月にはワイオミング州の CCS サイトの能力拡張プロジェクトが FID された。これにより、2025 年には現有能力（600～700 万トン）に 120 万トン増能力されることになる。さらに 2022 年 3 月、テキサス州ベイタウンで日量最大 10 億㎥のブルー水素生成と年間最大 1,000 万トンの CCS を実行するプロジェクトを発表した。1000 万トン規模の CCS は同社の現在保有する CCS 能力の二倍に相当する。生成した 100 万トンのブルー水素を近隣の石油化学工場の燃料として使用することで、Scope１，２の CO2 排出量を最大 30%削減できるとする。ExxonMobil は 130 万トンの水素製造能力を持っており、ベイタウンの増設で 230 万トンの水素製造能力を持つことになる。加えて 2022 年 10 月には、米国の肥料会社 CF Industries と、CCS プロジェクトで合意に達した。CF Industries は、ルイジアナ州のミシシッピ川沿いの Donaldsonville 自社アンモニアプラントから排出された CO2（年間 200 万トン）を回収することを計画しており、ExxonMobil は、CF Industries の CO2 を受け入れ、Vermilion Parish の CO2 貯留施設に輸送・貯留する計画である。
国外では、2022 年 4 月には南東オーストラリアの炭素回収貯留(SEA CCS)ハブの設計を豪州企業と研究するとしており、2022 年 5 月にはインドネシア国営企業の Pertamina と低炭素事業、具体的には CCS（ジャバ沖合の CCS プロジェクトで最大 30 億トン貯留可能性を持つ）と水素の事業の可能性を検討する。また、2022 年 6 月には、中国広東省の CCS プロジェクト(年間 1,000 万トン)について広東省改革発展委員会、中国国有企業の CNOOC、Shell とともに評価することを発表した。さらに同月、オランダにおいて北海の L10 大規模オフショア炭素回収及び貯留プロジェクト推進について Neptune Energy 等と合意している。

（ウ）二酸化炭素回収利用（CCU）技術開発
2019 年から Fuel Cell Energy と CO2 からの炭酸塩燃料電池の共同開発を行っており、2021 年 3 月からは、ポルシェとバイオ燃料及び e-fuel（水素と CO2 から生成される合成燃料）についての共同研究も実施中である。

（エ）CO2 回収、DAC（直接空気回収）技術
2020 年から TDA Research と新しい CO2 吸着プロセスの共同開発を実施し、また、大気から直接 CO2 を回収する DAC(直接空気回収)技術についても 2020 年から Global Thermostat と共同研究を開始した。

（オ）ケミカルリサイクルプラントの建設

ExxonMobil は 2021 年 10 月、テキサス州 Baytown にケミカルリサイクルのプラント建設を発表した。22 年末までに完工して当初は年間 3 万トンの処理能力で稼働する。26 年には世界で 50 万トンの処理能力を持つプラントを稼働させる予定としている。これらのリサイクル製品は ISCC-plus と呼ばれる業界認証を受けている。また、2022 年 10 月、LyondellBasell 及びリサイクル会社 Cyclyx と、テキサス州の廃プラリサイクルプロジェクトに合意した。同プロジェクトは、廃プラの分別及びリサイクル設備を建設し、廃プラサプライチェーンと最新技術のリサイクルプラントを結びつけることを目指すとしている。建設場所はグレーターヒューストンであり、リサイクル原料の生産能力は、年間 15 万トンとしている。

（4） Chevron の低炭素化目標と具体的な低炭素ソリューション事業

2021 年 10 月、Chevron は Scope１，2 での 2050 年カーボンニュートラルを打ち出した。さらに、Scope１，2，3 を 2028 年までに 2016 年のレベルから 5%を超える炭素排出原単位削減目標を設定している。2028 年までに 100 億ドルの低炭素プロジェクトを実行し、2030 年までに再生可能燃料を日量 10 万バレル、水素を年間 15 万トンそれぞれ生産し、CCS 年間 2,500 万トン計画している。

温暖化防止やエネルギー転換に対する方策について ExxonMobil と比べて全方位的である。

（ア）CCUS 事業

2021 年 1 月、サンノゼの CCU スタートアップ Blue Planet に出資した。20213 月には、Microsoft 及び Schlumberger と CCS 付きバイオ燃料発電プロジェクト（BECCS）の合弁事業を発表している。同 9 月には Enterprise Products Partners と CCUS に関する事業提携を行った。2022 年 2 月には、産業用炭素回収技術を持つ Carbon Clean に出資、同 5 月、インドネシアの Pertamina と潜在的な低炭素事業の可能性を探るための共同研究に合意した。新たな地熱発電技術、CCUS、低炭素水素などが候補である。また、2022 年 5 月には、カリフォルニア州の San Joaquin Valley の CCS 事業を開始するとともに、Talos Energy が主導するテキサス州の Bayou Bend CCS プロジェクトに参加することを発表した。同プロジェクトは、工業由来の 2.25～2.75 億トン CO2 を米国で唯一の沖合にある 4 万エーカーの CO2 隔離リース鉱区に貯留することを計画している。さらに 6 月には、子会社の Munaigas とカザフスタンの総合石油･ガス会社である国営 JSC NC KazMunayGas は、低炭素事業で提携することを発表している。この中で CCUS 以外にも、水素、エネルギー効率、メタン排出、CO2 排出権マネジメントなどに関しても協力するとしている。また、9 月には、Air Liquide、Keppel Infrastructure 及び PetroChina との間でシンガポールにおける CCUS のコンソーシアムを組成することで合意し、関連して商船三井と液化 CO2 輸送に関する可能性を研究することで合意した。

（イ）水素事業

2021 年 4 月、トヨタ米国現地法人との水素事業に関する戦略的提携をしており、8 月には Raven SR とグリーン水素生成事業に着手するとした。また 9 月にはグリーン水素生

成・貯蔵・輸送についてMitsubishi PowerとMagnum Developmentの合弁事業Advanced Clean Energy Storage project(ACES)に参画し、同じくCaterpillarと水素を使った輸送燃料と固定電源の実証事業について合意し、12月には、Progress Rail、Caterpillar及びBNSFとの間で水素燃料電池を搭載した機関車の実証事業で合意したことを発表した。さらに2022年2月、岩谷産業と2026年までにカリフォルニア州で、30の水素燃料供給施設する共同開発を、同4月、非営利団体である海事脱炭素グローバルセンター(GCMD)への参加を発表した。船舶燃料としてのアンモニアなど低炭素燃料技術を開発するGCMDの取り組みとそれらの商業化を支援することを目的とする。10月には、Air Liquide、LyondellBasell及びUniperとの間で、米国湾岸での低炭素（ブルー及びグリーン）水素・アンモニアプラントの開発に関する共同研究合意を発表した。また11月には、インドネシアのPertamina及びKeppel Infrastructureとの間でグリーン水素、グリーンアンモニアの共同開発調査で合意した。地熱エネルギーによる年間4万トンの水素生産プラントの開発の可能性を探るものである。さらに同月、JERAと米国で液体有機水素キャリア(LOHC)の共同研究で合意している。

（ウ）低炭素燃料事業（再生可能液体燃料）

Chevronは再生可能ディーゼルとSAF生産を、22年に日量1万バレル、2030年には同10万バレルの生産を目標としている。具体的な動きとして、2021年9月に、アグリビジネスのメガ企業であるBungeの子会社と大豆由来の再生可能燃料の原料事業を行うと発表し、2022年5月には合弁企業を立ち上げた。Chevronは合弁会社に6億ドル出資し、再生可能燃料の原料を2024年には現在の0.7万トンから1.4万トンと倍増させる予定である。さらに、GevoとSAFの合弁事業に行うことにしており、デルタ航空やグーグルと協力してSAF排出量のデータ分析事業に乗り出す。また、2022年2月、再生可能燃料事業を営むRenewable Energy Groupを31.5億ドルで買収することを発表し、6月には買収を完了させた。他にも、カリフォルニア州の製油所のバイオディーゼルプラントへの転換計画がある。

国外では、2022年11月、JERAと豪州でLNGとCCSを活用した低炭素燃料事業の共同開発の可能性を調査することで合意した。

（エ）低炭素燃料事業（再生可能気体燃料）

2021年8月にカリフォルニアのAdopt-a-portプロジェクト（再生可能ガスをトラックに供給）に資金支援することを発表した。2022年10月、California Bioenergyと輸送燃料用バイオメタン事業に関する連携強化と資金支援を実施した。2030年までに日量400億BTUの再生可能ガスの供給を狙う。他にも、BrightmarkやMercuria Energy Tradingとバイオメタン事業を提携している。

（オ）再生可能エネルギー事業

Chevronは、洋上風力事業にもコミットしており、2021年4月、Ocergyの浮体式洋上風力事業に投資している。

（カ）プラスチックのケミカルリサイクル

関係会社の Chevron Phillips Chemical が 2021 年 1 月に Nexus から供給された熱分解油を使って業界認証を受けたリサイクル製品を供給することを発表している。

これら ExxonMobil と Chevron の ESG 取り組みを図表 4.4.3 にまとめた。

図表 4.4.3　ExxonMobil、Chevron の ESG 取り組み

	エクソンモービル	シェブロン
脱炭素目標 2030年（シェブロンは2028年）	・GHG排出量（全社）を原単位で2016年比20-30%削減 ・GHG排出量（上流）を原単位で2016年比40-50%削減	・GHG排出量を原単位で2016年比5%以上削減（スコープ1～3） ・GHG排出量を原単位で2016年比35%削減（石油開発、スコープ1,2） ・GHG排出量を原単位で2016年比2～3%削減（石油精製、スコープ1,2）
脱炭素目標 2050年	GHG排出量ネットゼロ（スコープ1,2）	GHG排出量ネットゼロ（スコープ1,2）
低炭素液体燃料開発	・米グローバル・クリーン・エナジーに出資（2021年2月）。再生可能ディーゼルの独占購入契約を更新（同年4月） ・Viridosと微細藻類からのバイオ燃料を共同開発（21年11月） ・ノルウェーのバイオジェット社への出資（2022年1月） ・加子会社で再生可能ディーゼルプラント新設計画（2024年稼働予定） ・シンガポールチャンギ空港へSAF初出荷（2022年7月）	・カリフォルニアのAdopt-a-portプロジェクト（再生可能ガスをトラックに供給）に資金支援（2021年8月） ・GevoとSAFの合弁事業に行うことを発表（2021年9月）しており、同月、デルタ航空やグーグルと協力してSAF排出量のデータ分析事業に着手 ・米国の再生可能燃料（バイオ燃料）大手のリニューアブル・エナジー・グループを買収（2022年2月） ・穀物メジャーのブンゲ社と大豆由来の再生可能燃料の原料生産で合弁（2022年5月） ・カリフォルニアバイオエナジーと輸送燃料用バイオメタン事業に関する連携強化と資金支援（2022年10月） ・JERAと豪州でLNGとCCSを活用した低炭素燃料事業の共同開発の可能性を調査することで合意（2022年11月） ・他にも、カリフォルニア州製油所の再生可能ディーゼルプラントへの転換計画あり。バイオメタン事業についてはBrightmarkやMercuria Energy Tradingと提携している。
CCUS	・テキサス州でCCSハブ事業構想（21年4月） ・ワイオミング州のガス田でのCCS拡張事業（2022年1月） ・テキサス州ベイタウンで水素生成に伴うCCSプロジェクトを発表。年間最大1,000万トンのCO2を貯留（2022年2月） ・ルイジアナ州CF Industriesのアンモニア生成に伴うCCSプロジェクトを発表。年間最大200万トンのCO2を貯留（2022年10月） ・他にも、豪州、インドネシア、中国、オランダの企業とCCSプロジェクトの共同研究に参加。 ・CCUについてはボルシェとeFuelの共同開発（2021年3月）	・CO2吸収コンクリート原料を生産するBlue Planetに出資（2021年1月）。2022年2月には産業用炭素回収技術を持つCarbon Cleanに出資 ・マイクロソフトとSchlumbergerとCCS付きバイオ燃料発電プロジェクト（BECCS）の合弁事業（2021年3月） ・EPDとCCUSに関する共同評価に関する枠組みを合意（2021年9月） ・Talos Energyが主導するテキサス州のBayou Bend CCSプロジェクトに参加（2022年5月） ・カリフォルニア州のSan Joaquin ValleyのCCS事業を開始（2022年5月） ・他にも、インドネシア、カザフスタン、シンガポールでCCSプロジェクトの共同研究に参加。
水素	・テキサス州ベイタウンでブルー水素プラント建設計画。日量最大10億㎥（2022年2月）	・トヨタ自動車等と水素普及のための共同取り組みについて枠組みを合意（2021年3月） ・Raven SRとグリーン水素生成事業に着手し（2021年8月）、9月にはグリーン水素生成・貯蔵・輸送についてMitsubishi PowerとMagnum Developmentの合弁事業Advanced Clean Energy Storage project(ACES)に参画 ・キャタピラーと水素を使った輸送燃料と固定電源の実証事業について合意し（2021年9月）、12月にはキャタピラーとProgress RailとBNSFの間で水素燃料電池を搭載した機関車の実証事業で合意 ・岩谷産業と2026 年までにカリフォルニア州で 30 の水素燃料供給施設を共同開発（2022年2月） ・非営利団体である海事脱炭素グローバルセンター(GCMD) に参加（2022年4月）。船舶燃料アンモニアの開発と商業化を共同研究 ・Air LiquideとLyondellBasellおよび Uniperの間で、米国湾岸での低炭素（ブルー及びグリーン）水素・アンモニアプラントの開発に関する共同研究で合意（2022年10月） ・インドネシアのPertaminaとKeppel Infrastructureの間でグリーン水素、グリーンアンモニアの共同開発調査で合意（2022年11月） ・JERAと米国で液体有機水素キャリア (LOHC) の共同研究で合意（2022年11月）
リサイクル	・テキサス州ベイタウンでケミカルリサイクルプラント建設計画。年間3万トン（2021年9月） ・LyondellBasellおよびリサイクル企業Cyclyxと、テキサス州の廃プラリサイクルプロジェクトに合意。年産15万トン（2022年10月）	・Chevron Phillips ChemicalがNexusから供給された熱分解油を使って業界認証を受けたリサイクル製品を供給することを発表（2021年1月）
その他		・Ocergyの浮体式洋上風力事業に投資（2021年4月）

（出所）両社ホームページなど

（5）　カーボンニュートラル目標

ExxonMobil も Chevron も 2050 年のカーボンニュートラル目標を掲げているが、Scope 1，2 に限定したものであり、Scope3 について ExxonMobil は何の目標もなく、Chevron は 2028

年という比較的短期の目標として5%減らすという目標を掲げただけである。
欧州の石油メジャーは、Scope１,2,3において、カーボンニュートラル目標を示すとともに、2030年時点の中間目標も明らかにしている。TotalEnergiesがScope3目標を欧州地域に限定したり、BPはScope１,2,3を上流に特化した目標にしていたりはするが、Scope3に大きく踏み込んでいる点が米国石油メジャーと異なる（図表4.4.4参照）。
このような目標設定の違いは欧米の石油メジャーの事業戦略ならびに政策の相違によるところが大きい。欧州の石油メジャーが再生可能エネルギー事業を化石燃料事業代替として位置づけしているのに対し、米国の石油メジャーは依然として化石燃料事業を維持しつつ、CCUSを活用することで低炭素を図るという違いがある。
また脱炭素化の環境整備について欧州に比べて遅れ気味な米国政府のスタンスも影響したといえる。ただし、米国でも史上最大規模の温暖化対策が盛り込まれたインフレ抑制法が制定され、米国でも脱炭素化の環境整備が進む中でこれまでの米国の石油メジャーの事業戦略が変更されるかどうか、日本のカーボンニュートラル政策にも少なからず影響するため、注視する必要がある。

図表4.4.4　石油メジャーのカーボンニュートラル目標比較

	スコープ1と2の目標の有無	スコープ3目標の有無	具体的中間目標
トタルエナジーズ	◎	◎	スコープ１と２について2030年に2015年対比40%削減、スコープ3について欧州地域で同30%削減、石油製品排出量同30%削減
BP	◎	◎	スコープ１と２について2025年に2019年対比20%削減、2030年に同50%削減、スコープ3について2025年に2019年比20%削減、2030年に同35-40%削減
シェル	◎	◎	スコープ１と２について2030年に2016年対比50%削減、スコープ3について原単位で2030年に2016年比20%削減
エクソンモービル	◎	ー	上流部門のスコープ１と２について原単位で2030年に2016年対比30%削減、メタン排出量に関してスコープ１と２について原単位で2030年同70～80%削減
シェブロン	◎	○	上流部門のスコープ１と２について2028年に2016年対比35%削減、スコープ１～3を含めた石油供給網全体について2028年に2016年対比5%以上削減
レプソル	◎	◎	スコープ１と２について2030年に2016年対比30%削減、スコープ3について2030年に2016年比30%削減
エキノール	◎	◎	スコープ１と２について2030年に2015年対比50%削減、スコープ1～3を含めた供給網全体について原単位で2030年に2015年比20%削減

（注）◎はネットゼロ目標、○は削減目標のみ

（出所）Capgemini,“World Energy Markets Observatory 2022” October 2022

４．５ 米国の脱炭素・循環型社会の構築と水素社会実現に向けた取り組み

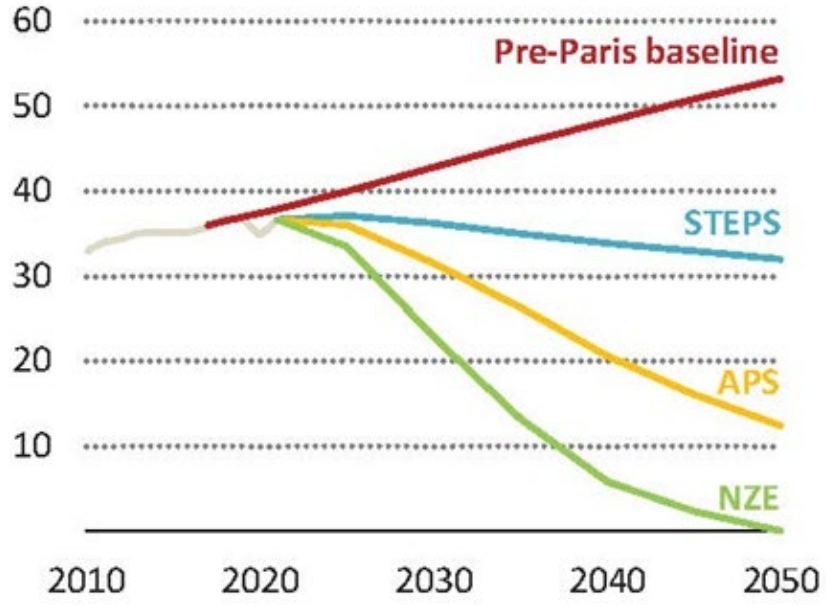
（１） CO2 排出量見通しと再生可能エネルギーの普及

① IEA 長期的 CO2 排出見通し

世界の CO2 排出量の見通しは、IEA の世界エネルギー見通し 2022 ではシナリオによって異なる(図表 4.5.1 参照)。具体的には、2021 年の 366 億トン（産業工程プロセスによる排出を含む）から、2050 年には 500 億トン以上（パリ協定前の増加ペース（Pre-Paris baseline))、320 億トン（公表政策シナリオ(STEPS))、120 億トン（誓約シナリオ(APS))、ゼロ（ネットゼロシナリオ(NZE)）となる。

昨年の世界エネルギー見通し 2021 の STEPS や APS における 2050 年見通し（それぞれ 339 億トン、207 億トン）と比較すると、COP26 以降の世界各国の温暖化防止策の発表を受けて下方修正されている。

図表 4.5.1　IEA による世界の CO2 排出量の見通し（単位 10 億トン）

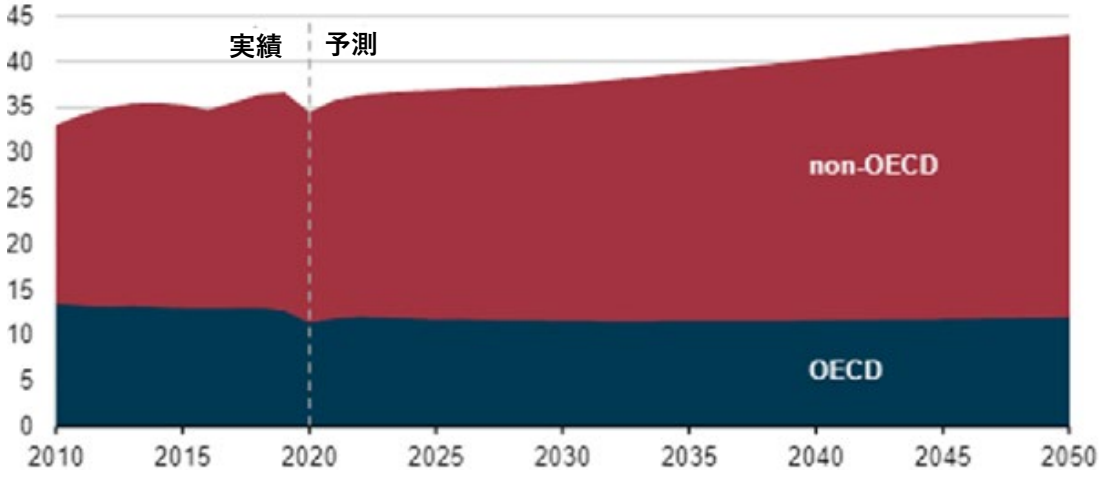


（出所）IEA, “Workd Energy Outlook 2022” October 2022

② EIA の長期的 CO2 排出見通し

EIA も国際エネルギー見通し 2021 で 2050 年予測を発表しており、今後 30 年間 2.1%の成長率で推移し、現行の法律や規制が続く（更なる環境規制がない）とするレファレンスシナリオでは、2020 年の 343 億トンから 2050 年には 428 億トンまで増えていくとしている(図表 4.5.2 参照)。

図表 4.5.2　EIA による世界の CO2 排出量の見通し（単位：10 億トン）

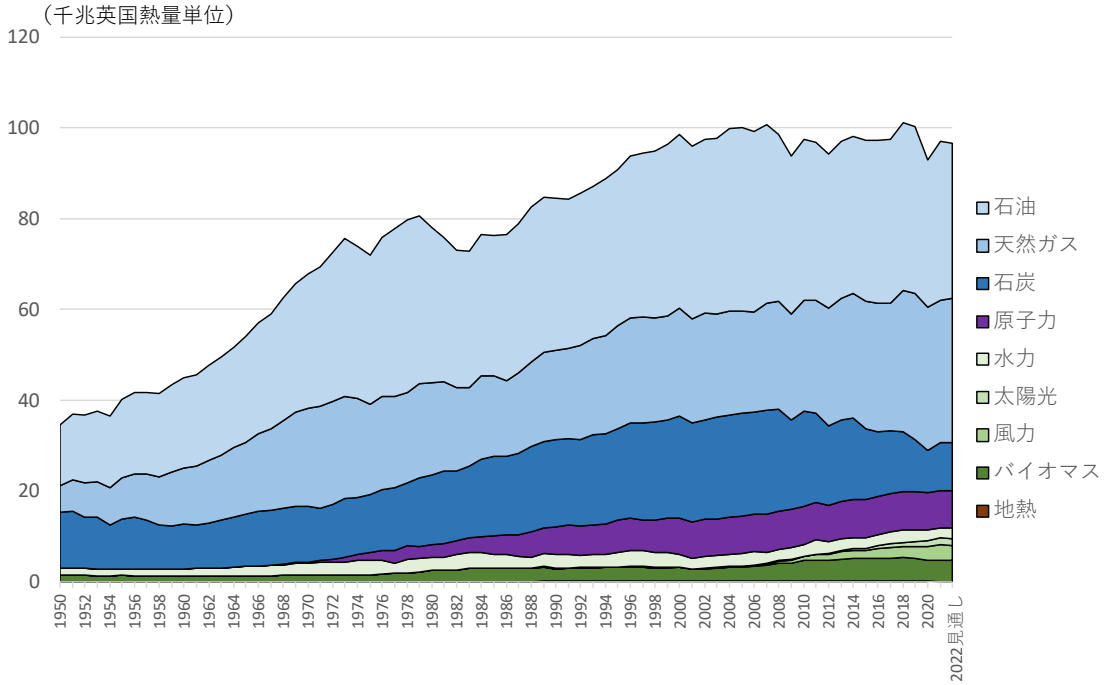


(出所)EIA, “International Energy Outlook 2021” October 2021

③　米国の一次エネルギー消費の推移

米国の CO2 排出をもたらす一次エネルギー消費の推移では、1970 年代の二度のオイルショックの時期を除くと 2000 年代に入るまで右肩上がりで増加してきた(図表 4.5.3 参照)。2000 年代以降は振幅を伴いながらも 10 クワッド（京英国熱量単位）で概ね横ばいで推移した。ピークは 2018 年の 10.1 クワッドであり、その後は経済減速やコロナ禍もあって低下しており、2020 年は前年比 7.5%低下の 9.3 クワッドまで下落、2021 年には経済活動の制限解除で前年比 4.7%上昇して 9.7 クワッドまで戻った。

図表 4.5.3　米国の一次エネルギーの消費の推移



（出所）EIA, “Monthly Energy Review” October 2022

2022 年はコロナ禍からの経済回復が続き、一次エネルギー消費は増加する見込みである。前年から 3.7%増加の 10.1 クワッドに達する見込みであるが、このまま増加することは考えにくい。その理由は、近年において米国の一次エネルギー消費がかつてのように増加していないこととも関係するが、米国内においてエネルギー消費効率の改善が進んでいることによる。

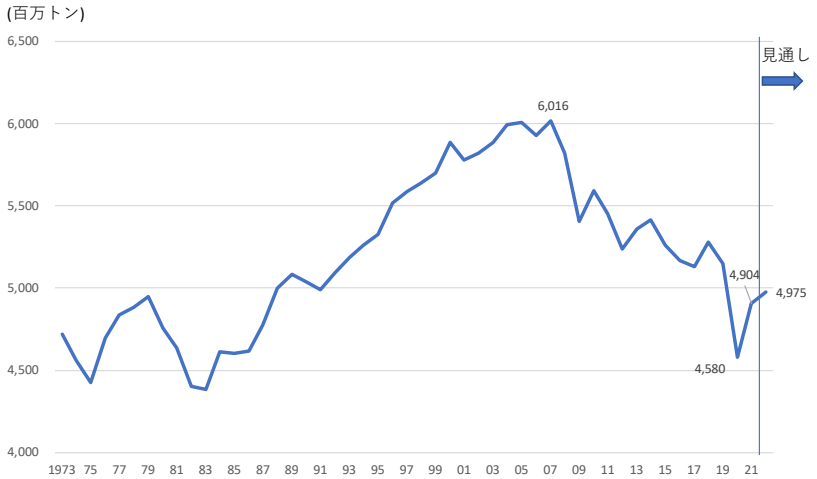
米国の一次エネルギー消費を、燃料別に見ると、1980 年代以降、それまで 9 割あった化石燃料のシェアが低減しており、2021 年現在では 8 割を切った水準となっている。一方、2000 年に入るまで数パーセントにすぎなかった再生可能エネのシェアは緩やかに増加しており、2021 年には 12%台まで上昇している。米国における再生可能エネルギーのシェア増大は、確実に CO2 排出量の低下に貢献している。

④ 米国の CO2 排出量の推移

近年の米国の一次エネルギーの消費は横ばいとなっている。エネルギー消費に伴って生じる CO2 排出量については 2007 年の 60 億トン超をピークに振幅を伴いながら低下してきている(図表 4.5.4 参照)。電力部門と産業部門における石炭から天然ガスへの燃料シフト、再生可能エネの普及、住宅部門における暖房や給湯の熱源の効率的利用、再生可能エネの普及によるところが大きい。

直近 2021 年の CO2 排出量は 49 億トンと前年から 7%増加した。これは 2020 年がコロナ禍による経済活動の制限で 46 億トンまで落ち込んだことの反動による。燃料別に見ると、石炭が 14%増の 10 億トン、石油が 9%増の 22 億トンと大きく伸ばしており、天然ガスが 0.5%増の 17 億トンとなっている。2022 年については IEA の 2022 年 11 月の短期エネルギー見通しによると、コロナ禍からの経済回復を受けて前年比 1.4%増加の 50 億トンに達すると見込まれており、燃料別には天然ガスや石油の消費によるものが大きく、石炭は低下するとみられている。なお、石炭から天然ガスへの燃料シフトや再生可能エネの普及などの動きは構造的なものであり、今後も米国での CO2 排出量増加にブレーキをかける可能性がある。

図表 4.5.4　米国の CO2 排出量の推移



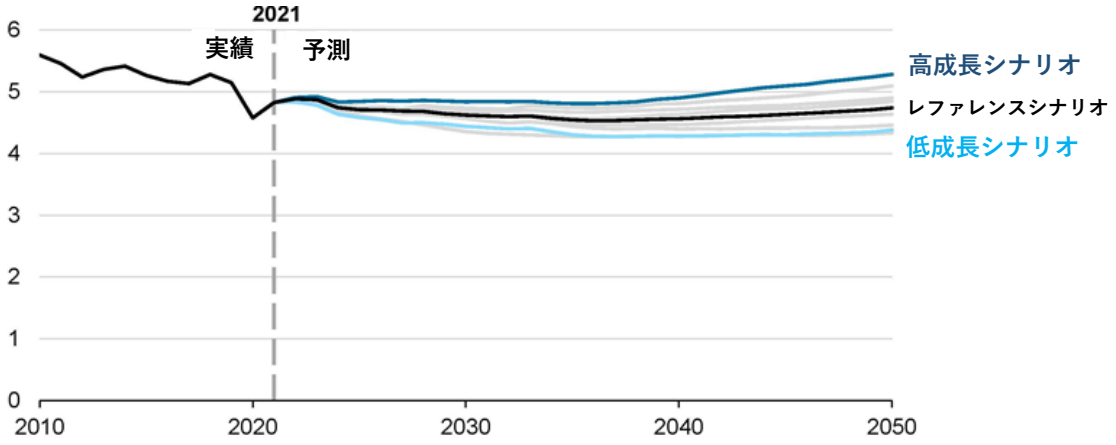
(出所)EIA, “Monthly Energy Review”各月号、東レ経営研究所

⑤　EIA による CO2 排出量の長期見通し

EIA が公表した Annual Energy Outlook 2022（AEO2022）のメインシナリオであるレファレンスシナリオでは、コロナ禍の影響から脱した 2022 年から、2036 年にかけて低下基調で推移するとしている（2036 年時点で 45 億トン、図表 4.5.5）。

この低下は、石炭から天然ガスや再生可能エネへの燃料シフトの影響によるものであり、AEO2021 のレファレンスシナリオに比べると、0.24 億トン分低下している。その後は人口増加と経済成長によりじわじわと増加し、2050 年時点では 47 億トンに達する（AEO2021 同シナリオに比べて 0.69 億トン分が低下）。

図表 4.5.5　米国の CO2 排出量の見通し（単位：10 億トン）



（出所）EIA, “Annual Energy Outlook 2022” March 2022

AEO2022 では経済成長のペースによって CO2 排出量が増加（低下）するケースもある。2021 年から 50 年にかけて年率 2.7%で成長する高成長率シナリオでは、2050 年時点で 52.8 億トン、同期間で年率 1.8%の成長に留まる低成長シナリオでは、同 43.8 億トンとなる。ただし、高成長シナリオでも、2007 年ピーク時水準までいかないとしている。2021 年版と比較すると、高成長シナリオについては 1.3 億トンの下方修正、低成長シナリオでは 0.7 億トンの上方修正となっている。

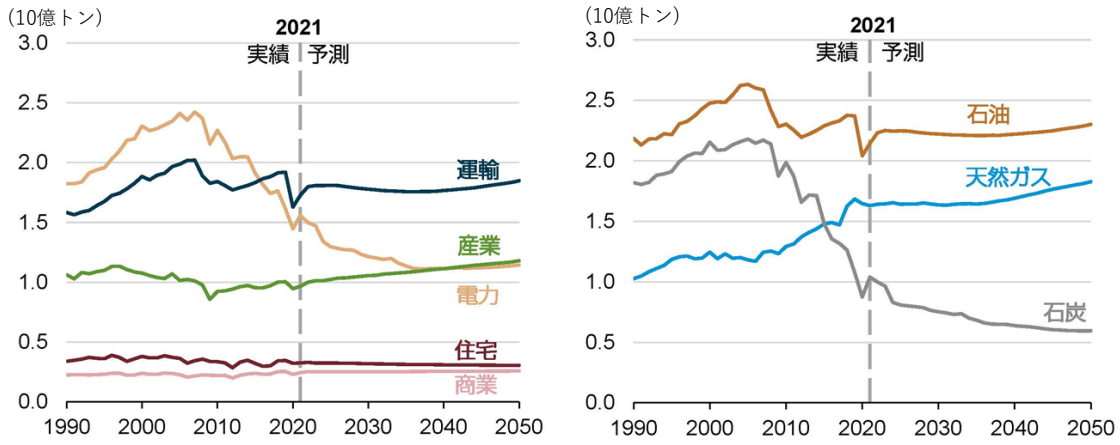
（ア）部門別 CO2 排出量

産業部門が右肩上がりで推移する一方、発電部門は低下ないし、横ばいで推移する。輸送部門も緩やかに低下するものの、燃費改善効果が薄れ、経済成長による輸送拡大もあって 2040 年前後からじわじわと増える。

（イ）燃料別 CO2 排出量

燃料シフトで石炭は低迷し、石油も輸送部門の動きと連動して低下してその後緩やかに増加する一方、天然ガスについては産業熱源、電力燃料、そして石化原料として使われることで同由来による CO2 が増加すると見込んでいる（図表 4.5.6 参照）。

図表 4.5.6　部門別・燃料別 CO2 排出量の見通しと推移

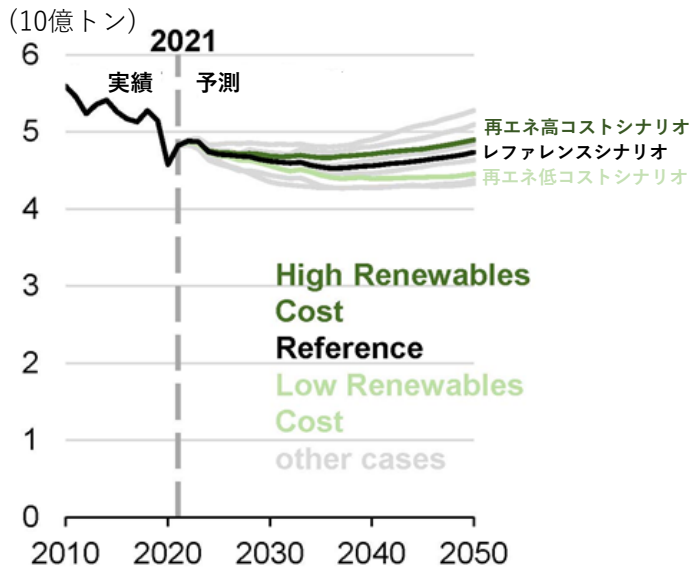


（出所）EIA, “Annual Energy Outlook 2022” March 2022

（ウ）再生可能エネルギーのコスト削減シナリオ

再エネ高コストシナリオ(再エネのコスト削減が進捗しない)では、2050 年の CO2 排出量は、49 億トンとレファレンスシナリオより 1.6 億トン上振れすることとなる(図表 4.5.7 参照)。一方、再エネ低コストシナリオ(2050 年の再エネによる発電コストの低減が進み、レファレンスシナリオ想定よりも 4 割程度コスト削減)では、2050 年の CO2 排出量は、45 億トンとレファレンスシナリオより 2.8 億トン下振れすることとなる。いずれも 2021 年版のシナリオに比べると、それぞれ 0.8 億トン、0.9 億トン下方修正されており、再エネコスト削減による再エネ普及とそれに伴う CO2 排出削減が予想以上に進んでいることを示す。

図表 4.5.7　再エネコストで見た CO2 排出量の見通し



（出所）EIA, “Annual Energy Outlook 2022” March 2022

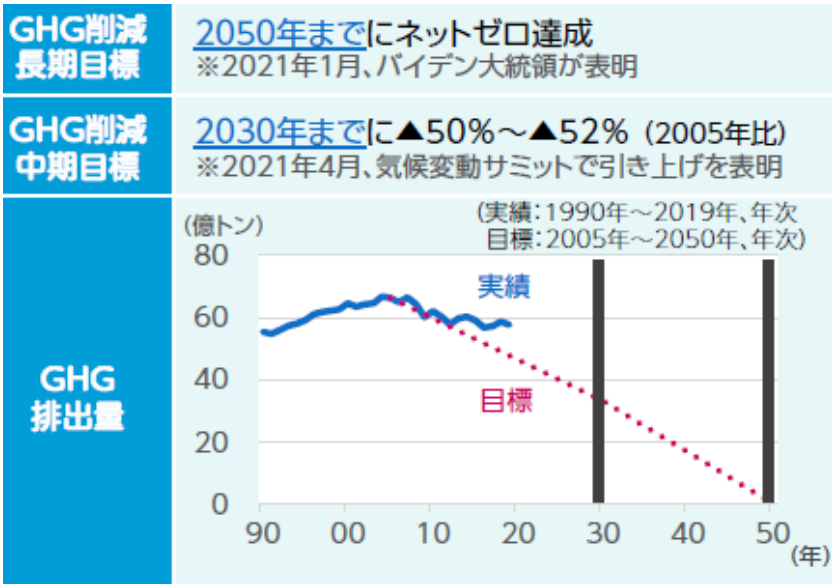
（２） 米国における EV 化動向

① 米国における EV 化の状況

バイデン政権発足以降、米国は環境重視に大きく舵を切った。バイデン大統領は、就任後、2050 年までのカーボンニュートラル達成を宣言し、2021 年 4 月の気候変動サミットでは 2030 年までの GHG 排出削減目標を 2005 年比で▲50%～▲52%に削減すると表明した（図表 4.5.8 参照）。

目標達成のためには、米国で GHG 排出量が最も多い産業である運輸業（分野別 GHG 排出量の割合が 2020 年で 27%）の排出量削減が必須である。運輸業の排出量のうち 57%を乗用車・小型トラックが占めることから、バイデン政権は乗用車・小型トラックを中心に、内燃機関車（ICE）から ZEV（BEV 電池自動車、FCV 燃料電池車、PHEV プラグインハイブリッド車）に置き換えようとしている。

図表 4.5.8　米国の GHG 排出量削減目標

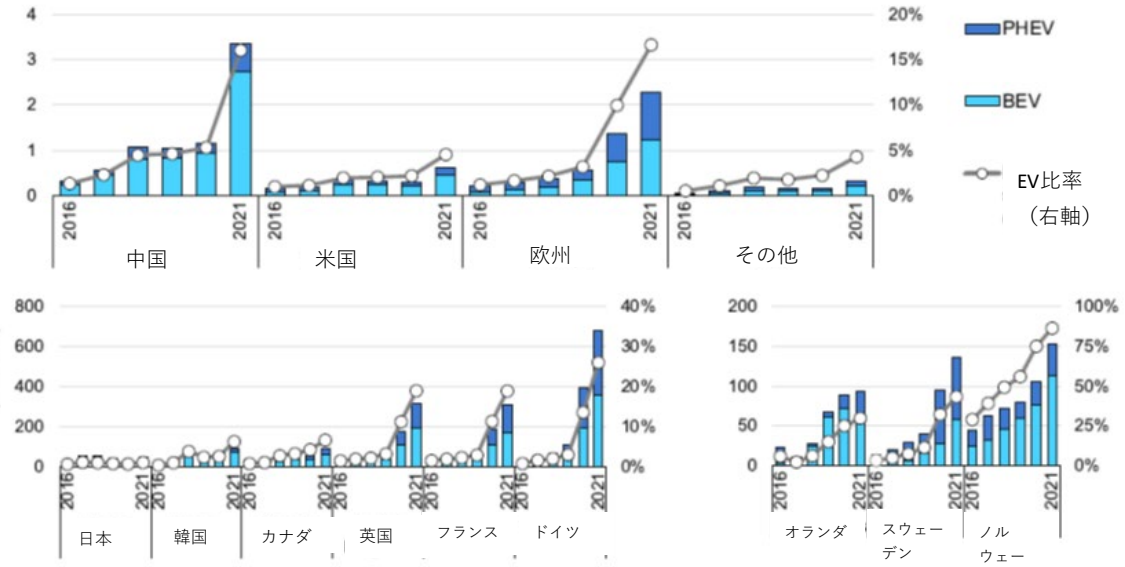


（出所）三井住友トラスト・アセットマネジメント「脱炭素に向けて舵を切る米国」2022 年 1 月

2021 年 8 月の大統領令では「2030 年までに米国の乗用車・小型トラックの販売台数の 50%以上を 2030 年までに ZEV にすること」が求められた。米国内でも厳しい環境規制で知られるカリフォルニア州では、2035 年までに新車販売は全て ZEV にすることを求める知事令が出されている。

世界の主要国・地域の ZEV 販売台数推移は、図表 4.5.9 のとおりである。コロナ禍における自動車産業支援で巨額の ZEV 向けの購入補助金政策が実施された中国、欧州の台数増加が目を引くが、出遅れていた米国も、販売台数は 2020 年の 32.1 万台から 2021 年には 61.6 万台に急増している（図表 4.5.10 参照）。背景には①環境規制の厳格化、②車両価格が徐々に下がっていること、③モデル数が増加して消費者の選択肢が増えていること等がある。

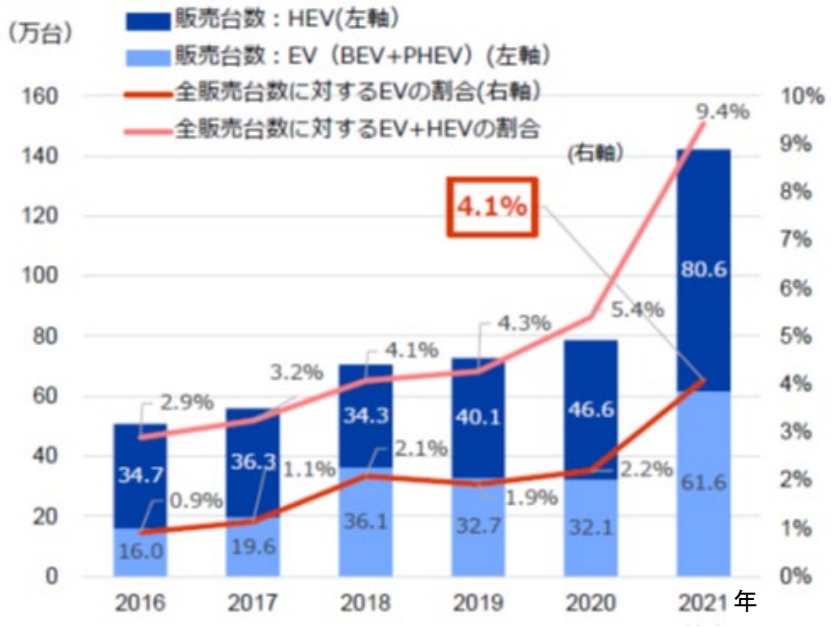
図表 4.5.9　EV（BEV+PHEV）の主要国・地域での登録数



（注）左軸の単位は上段の中国、米国、欧州、その他は百万台、下段の諸国は千台

（出所）IEA「Global EV Outlook 2022」

図表 4.5.10　米国のパワートレイン別販売台数推移



（出所）日本貿易振興機構「中間選挙後の米国ビジネス環境」

2021 年 12 月、米国環境保護庁（EPA）は 2023 年から 2026 年に製造する乗用車・小型トラックの CO2 排出量の改定基準を発表した（図表 4.5.11 参照）。2022 年製自動車の排出量上限は走行距離 1 マイル当たり 216 グラムだが、2023 年製では現行基準が 213 グラムのところ、新基準で 202 グラムとなる。燃費に関しても厳格化が進んでおり、基準を満たせないメーカーは罰金を支払うこととなる。

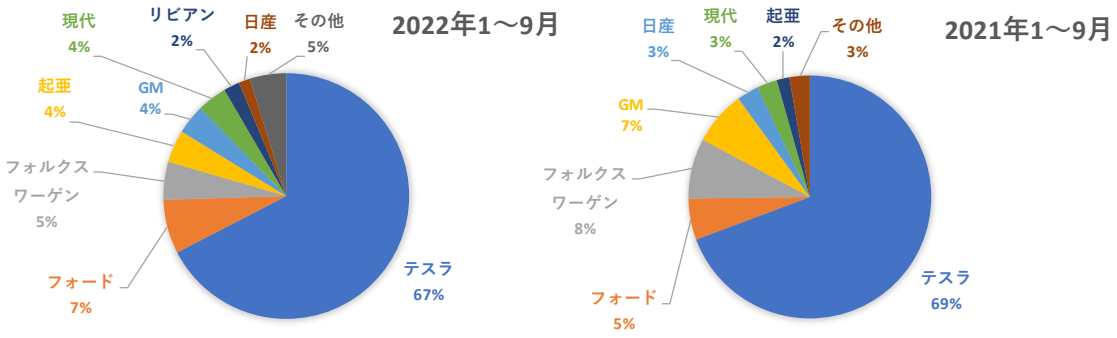
図表 4.5.11　CO2 排出量基準値（上限）

CO_2排出量基準値(上限)		モデルイヤー				
		2022	2023	2024	2025	2026
改訂基準(バイデン政権) 2021年12月発表	CO_2排出量上限 (gram/mile)	–	202	192	179	161
	前年比削減率(%)		9.8	5.1	6.6	10.3
現行基準(トランプ政権) 2020年3月発表	CO_2排出量上限 (gram/mile)	216	213	209	206	202

（出所）燃料油脂新聞（2022 年 10 月 17 日）

2022 年 1～9 月の米国のメーカー別 EV 販売台数シェアを見ると、テスラが 67%を占めており、圧倒的に強い（図表 4.5.12 参照）。ただし、他メーカーが EV に注力していることもあり、テスラのシェアは低下傾向にある。

図表 4.5.12　米国のモデル別 EV 販売台数ランキング



（出所）日本貿易振興機構「中間選挙後の米国ビジネス環境」

米国の ZEV 市場が拡大しているとはいえ、米国の新車販売台数全体に比べると、ZEV 比率は約 4%にすぎない。バイデン政権が示す「2030 年までに米国の新車販売の 50%以上を 2030 年までに ZEV にすること」の達成には程遠い。

インフレ抑制法の「クリーン自動車」に対する税控除は、ZEV 普及へ向けての政策支援の一環だが、北米自動車メーカーと外資系で温度差はあるものの、総じて評判は芳しくない。本田技研工業や現代自動車など外資系メーカーが加盟する AAI（Association of Global Automotive Innovation）は同法に対して遺憾の意を表明している。最大の理由は自動車のバッテリーに使用する重要な原材料の調達に関するルール変更が性急であるため、短期的に殆どの EV が税控除の対象にならない恐れがある点である。北米で車両生産されないと対象とならないことに、外資系は反発を強めている。

北米自動車メーカーも、「同法には困難なものもあり一朝一夕には達成できないが、バッテリーや重要鉱物のサプライチェーン確保のために米国内生産に投資しているため、この課題に立ち向かうことができると確信している」、「EV への乗り換えを考える米国の顧客に対する短期的インセンティブが実質的に排除されることなどで、持続可能なモビリティへの変化のペースが鈍るかもしれない」など、慎重なコメントを出している。

外資であるか否かを問わず、同法に適合するためには、製造拠点、バッテリーなど主要部品の原産地の確認など、抜本的な見直しが必要となる。サプライチェーンの再構築も必要であり、要件適合は容易ではない。

② 米国における EV 関連の主な投資

米国内では、バイデン政権の環境重視の姿勢に加え、インフレ抑制法の税控除要件（最終組み立てが北米で行われることが必須等）をクリアする必要もあり、米国南東部、中西部等で EV の新型モデル生産やバッテリー工場建設など、大型投資が続々と発表された（図表 4.5.13 参照）。2022 年に入り、日系メーカーの投資案件の発表が相次いでいる。ただし、EU の抗議を受けて税控除要件（最終組み立てが北米で行われることが必須）を見直す動きも出ている。

図表 4.5.13　米国における EV 関連の主な投資事例

企業名	本社所在地	発表時期	進出州	投資額	概要
GM	米国	2020年10月	テネシー	20億ドル	電動SUV「リリック」の生産開始
		2022年2月	ミシガン	40億ドル	EVピックアップトラック用工場に改修
フォード・SKオン	米国・韓国	2021年9月	テネシー	56億ドル	合弁工場「ブルーオーバルシティ」の建設発表。大型ピックアップトラック「Fシリーズ」の次世代EV、バッテリーセルの生産等を行う。2025年操業開始予定
リビアン	米国	2021年12月	ジョージア	50億ドル	EV工場の建設を発表。2024年から生産見込み
現代自動車	韓国	2022年5月	ジョージア	55.4億ドル	EV及びバッテリー工場の建設を発表
トヨタ自動車・豊田通商	日本	2021年12月	ノースカロライナ	12.9億ドル（2022年8月に25億ドル追加投資発表）	北米初の合弁バッテリー工場の建設を発表
ホンダ・LG	日本・韓国	2022年10月	オハイオ	44億ドル	EV用バッテリー工場建設発表
パナソニック	日本	2022年7月	カンザス	40億ドル	EV用バッテリーの新工場建設

（出所）ジェトロ「中間選挙後の米国ビジネス環境」から作成

（3） バイオ燃料導入に向けた取り組み

① バイオ燃料の概要と取り組み動向

バイオ燃料は、大きくバイオエタノールとバイオディーゼルに分かれる。

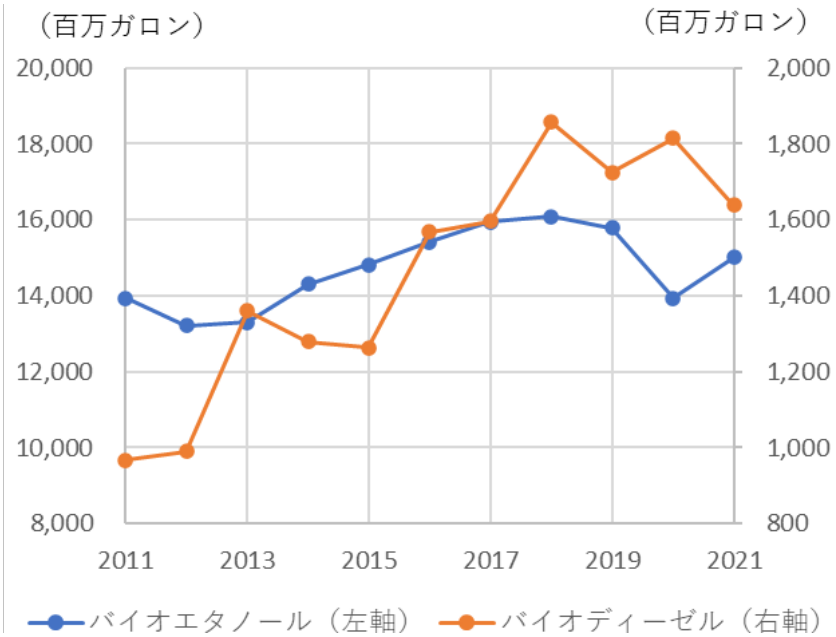
バイオエタノールは、植物性の原料を発酵させて製造するアルコール燃料である。糖質系、でんぷん系、セルロース系があり、ブラジルではサトウキビ、米国ではトウモロコシ、欧州ではビートが一般的に原料として利用されている。糖質系、でんぷん系は食料・飼料用途と競合するため、非可食植物や農林業廃棄物などを原料とするセルロース系のバイオエタノールに注目が集まっているが、製造効率が低く、高コストであることが課題となっている。

バイオディーゼルは従来型のナタネ、ヒマワリ、大豆からの植物油などをメチルエステル化した脂肪酸メチルエステル（FAME）と、パーム油や廃食油などを水素化処理することで、燃料インフラやエンジンの改修無しで既存の燃料の代替や混合が可能な燃料、いわゆるドロップイン燃料である HVO（Hydrotreated Vegetable Oil）に分かれる。また、HVO の技術を応用し、植物油や廃食油に加え、動物性油脂や農林業廃材なども原材料として利用しているのが再生可能ディーゼル（renewable diesel）である。

技術基盤が同じであることや、植物油や廃食油を原料として使うといった共通点がある

ため、HVO も再生可能ディーゼルに含むことが多い。HVO や再生可能ディーゼルは低温特性改善等の処理をすれば、SAF として利用することができる。
米国のバイオエタノール、バイオディーゼルの生産推移は、図表 4.5.14 のとおり。

図表 4.5.14　米国のバイオエタノール、バイオディーゼルの生産推移



（出所）米国農務省

2021 年は、ガソリン価格の高騰を受けて相対的に安価になり、価格引き下げを狙った混合需要が高まったことから、バイオエタノールの生産が伸びた。他方、大豆などの穀物価格が上昇したことから採算性が悪化したバイオディーゼルの生産が低迷した。
主要なバイオ精製プラントは、図表 4.5.15 の通りである。

図表 4.5.15　主要なバイオ精製プラント

プロジェクト段階	企業、精製所名	所在地	年間精製能力（百万ガロン）	稼働年	主な製品	備考
稼働中	Diamond Green Diesel – Norco	Norco, LA	440	2021年（拡張完了）	再生可能ディーゼル	
	Marathon Petroleum – Dickinson Refinery	Dickinson , ND	184		再生可能ディーゼル	
	RBF Port Neches, LLC	Port Neches, TX	180	2008年	バイオディーゼル	
	Montana Renewables (Calumet)	Great Falls , MT	150	2022年	再生可能ディーゼル・ナフサ・LPG、SAF	
	BP – Cherry Point Refinery	Blaine, WA	110	2022年（拡張完了）	再生可能ディーゼル	
	HollyFrontier Corp. – Artesia	Artesia , NM	110	2022年	再生可能ディーゼル	既存の石油リファイナリーを転換
	REG Grays Harbor LLC	Hoquiam, WA	100	2007年	バイオディーゼル、メチルエステル、グリセリン	
	CVR Energy Inc. – Wynnewood	Wynnewood, OK	100	2022年	再生可能ディーゼル・ナフサ	既存の石油リファイナリーを転換
	Cincinnati Renewable Fuels (Marathon)	Cincinnati, OH	91	2014年	バイオディーゼル	
	Sinclair Renewable Diesel	Sinclair, WY	90	2022年		
	HollyFronteir Corp. – Cheyenne	Cheyenne , WY	90	2022年	再生可能ディーゼル	既存の石油リファイナリーを転換
	Seaboard Energy	Hugoton , KS	85	2022年	再生可能ディーゼル	
建設・拡張中	Phillips 66 – RodeoRenewable Diesel	Rodeo , CA	120→800	2024年（拡張完了）	再生可能ディーゼル、SAF	既存の石油リファイナリーを転換
	Marathon Petroleum – Martinez Refinery	Martinez, CA	260→730	2023年（拡張完了）	再生可能ディーゼル、その他再生可能燃料	既存の石油リファイナリーを転換
	Diamond Green Diesel – Port Arthur	Port Arthur, TX	470	2024年	再生可能ディーゼル・ナフサ	
	Bakersfield Renewable Fuels (GCEH)	Bakersfield , CA	230	2022年	再生可能ディーゼル、その他再生可能燃料	エクソンモービルとの間で供給契約を締結済み
	World Energy – ParamountRenewable Diese	Paramount, CA	50→360	2023年（拡張完了）	再生可能ディーゼル・ナフサ、SAFなど	
	REG Geismar, LLCRenewable Diesel	Geismar, LA	90→340	2023年（拡張完了）	再生可能ディーゼル、SAF	
	Heartwell Renewables (Love's/Cargill)	Hastings , NE	80	2023年	再生可能ディーゼル	
計画中	Gron Fuel LLC	Baton Rouge , LA	900	2025年	再生可能ディーゼル、SAF、グリーン水素	
	Next Renewable Fuels Inc.	Clatskanie , OR	500	未定	再生可能ディーゼル	
	PBF Energy Inc. – Chalmette Refinery	Chalmette, LA	300	未定	再生可能ディーゼル	既存の石油リファイナリーを転換
	CVR Energy Inc. – Coffeyville	Coffeyville, KS	175	未定	再生可能ディーゼル、SAF	既存の石油リファイナリーを転換
	Aemetis	Riverbank, CA	45	2023年	再生可能ディーゼル、SAF	果樹・林業廃棄物を原料とするプラント
	ReadiFuels-Iowa LLC	Sioux Center , IA	36	2023年	再生可能ディーゼル・ナフサ、SAF	
	Louisiana Green Fuels (Strategic Biofuels)	Caldwell Parish , LA	32	2025年	再生可能ディーゼル	林業廃棄物を原料とするプラントで、CCSの適用により炭素強度がきわめて低い再生可能ディーゼルの生産を目指す

（出所）東レ経営研究所、2022 年 12 月

再生可能ディーゼルの需要が増加するとみて、既存の石油精製プラントを改修したり、既存のプラントを拡張したりする動きが活発化している。米国の農業協同金融である CoBank は、2022 年 9 月に発表した「Renewable Diesel Projected to Turbo Charge」において、再生可能ディーゼルの予測生産キャパシティは図表 4.5.16 のとおり伸びるとしている。

図表 4.5.16　再生可能ディーゼルの予測生産キャパシティ

（単位：億ガロン）

2021年	2022年	2023年	2024年	2025年	2026年	2027年～2030年
8	15	20	30	45	50	65

（注）2021年はEIAによる実績値、2022年以降はCoBankによる予測値

（出所）CoBank「Renewable Diesel Projected to Turbo Charge」

バイオ精製プラントの運営企業には、食品コングロマリットやバイオ燃料の専業企業だけでなく、Marathon Petroleum（MPC）のような石油精製業者もみられる。MPC では、脱炭素化が加速する環境における次世代事業戦略として、2030 年までに 2014 年比で 30%の温室効果ガス排出量削減目標を掲げ、CCUS（Carbon dioxide Capture, Utilization and Storage）にも取り組むなど事業における気候変動対策を進めている。2022 年 9 月には、Neste と提携してバイオ精製プラントの合弁事業を立ち上げた。これは、MPC がカリフォルニア州マルティネスで進めているバイオ精製プラントのプロジェクトに要する資金が 12 億ドルと巨額であることに加え、プラント拡張後に必要な原料を自社単独では調達しきれないとみて、資本・業務の双方から Neste の協力を仰ぐことにしたものである。
また、農林業廃棄物など他用途と競合しない原料を使用したり、水力発電など再生可能エネルギーで製造した水素を水素化に使用したり、CCUS を適用したりして炭素強度の引き下げに取り組むプロジェクトもみられるようになっている。バイオ燃料の利用はグリーンウォッシュ（エコなイメージを植え付ける、うわべだけの取組み）であるとの批判が根強いため、こうした批判を避けるべく、今後も炭素強度の引き下げに向けた取り組みが進められるとみられる。

② バイオ燃料の利用を後押しする「再生可能燃料基準」（RFS）の概要

米国では、ガソリンや軽油へのバイオ燃料配合が義務化されている。2005 年の包括エネルギー法において、再生可能燃料基準「RFS（Renewable Fuel Standard)」が策定され、燃料供給事業者の輸送用ガソリン、ディーゼル販売量に対して一定比率の再生可能燃料の混合が義務付けられている。
さらに、2007 年に制定したエネルギー自立・安全保障法（EISA）では、2009 年から 2022 年までの導入目標量（RFS2）を定めた。目標は計画立案時の「当初目標」と、普及動向や供給体制などを勘案した「確定目標」の 2 つに分かれ、後者は年ごとに策定される。EISA で当初目標が規定されていない 2023 年以降については、2022 年 12 月に 2023 年～2025 年の RFS 確定目標（に相当する目標）が環境保護庁より提案されている。
RFS2 においては、バイオ燃料の生産量に応じて RIN（Renewable Identification Number）と呼ばれる売買可能なクレジットが発行され、ガソリンまたはディーゼル燃料の燃料供給業者は、目標達成のために必要量の RIN を外部から調達するか、自社でバイオ燃料を混合することが求められる。RFS2 の目標量はバイオ燃料値の合計だけでなく、先進型バイオ燃料、セルロース系、バイオマス由来のディーゼル（再生可能ディーゼルなど）についてもそれぞれ定められている（図表 4.5.17 参照）。

図表 4.5.17　RFS2 の目標（2022 年まで）

（単位：億ガロン）

年次		2013年	2014年	2015年	2016年	2017年	2018年	2019年	2020年	2021年	2022年
再生可能燃料総計	当初目標	165.5	181.5	205	222.5	240	260	280	300	330	360
（バイオ燃料）	確定目標	165.5	162.8	169.3	181.1	192.8	192.9	199.2	171.3	188.4	206.3
先進型	当初目標	27.5	37.5	55	72.5	90	110	130	150	180	210
バイオ燃料総計	確定目標	27.5	26.7	28.8	36.1	42.8	42.9	49.2	46.3	50.5	56.3
うちセルロース系	当初目標	10	17.5	30	42.5	55	70	85	105	135	160
バイオ燃料	確定目標	0.008	0.33	1.23	2.3	3.11	2.88	4.18	5.1	5.6	6.3
うちバイオ	当初目標	≧10（注）									
ディーゼル	確定目標	12.8	16.3	17.3	19	20	21	21	24.3	24.3	27.6

（注）法令では最低１０億ガロンが設定されているが、 EPAが導入量を引き上げることがある。

（出所）米国環境保護庁

2022 年 6 月には、2022 年の確定目標が決定し、2020 年・2021 年についても生産・消費実態に合わせた確定目標の遡及調整が行われた。また、中小の精製業者から要望があった混合義務の免除については従来とおり原則として認められないことになった。

2022 年 12 月に環境保護庁より提案された 2023 年～2025 年の確定目標（に相当する使用量目標）は、図表 4.5.18 のとおりで、2023 年～2025 年にかけてセルロース系バイオ燃料の使用量の大幅な引き上げを図っている。

図表 4.5.18　2023 年～2025 年におけるバイオ燃料の使用量目標

（単位：億ガロン）

年次	2023年	2024年	2025年
再生可能燃料総計	208.2	218.7	226.8
先進型バイオ燃料総計	58.2	66.2	74.3
うちセルロース系バイオ燃料	7.2	14.2	21.3
うちバイオディーゼル	28.2	28.9	29.5

（出所）米国環境保護庁

③　エタノール混合ガソリン燃料「E15」の通年販売に向けた動き

トウモロコシなどに由来するバイオエタノールを 15%混合したガソリン燃料「E15」は、高温下の使用ではスモッグを発生させる危険性があることから、夏季の販売はこれまで禁止されてきた。しかし、ウクライナ侵攻などの影響からガソリン価格が高騰し、一方で E15 が相対的に安価となったことを受け、ガソリン価格の抑制を図るべく、バイデン政権は 2022 年 4 月に E15 の夏季販売を許可した。2022 年 4 月の決定はあくまで 2022 年限りの時限措置であるため、バイオ燃料業界では恒常的に通年販売できるよう働き掛けている。2022 年 11 月において米国連邦議会の上下院で E15 の通年販売を解禁するための法案が超党派で起案されており、審議の行方に注目が集まっている。

④　航空燃料の転換、SAF への取り組み

米国は国土が広大なことから長距離旅客運輸の大半を空運が担っているため、航空燃料の低炭素化は CO2 排出量の削減に欠かせない重要な施策である。

バイデン政権は、2021 年 9 月に航空部門（軍事・非軍事双方を含む）で使用される燃料のライフサイクルで見た CO2 の排出量を最低でも 50%まで削減するとともに、2050 年迄に全て SAF に置き換えるための施策パッケージ「Sustainable Aviation Fuel Grand Challenge」を策定した。所管官庁は米国エネルギー省、運輸省、農務省となっている。

・2022 年 9 月には、Sustainable Aviation Fuel Grand Challenge を具体的な行動に落とし込むためのロードマップ「SAF Grand Challenge Roadmap: Flight Plan for Sustainable Aviation Fuel Report」が公表された。
本ロードマップでは、2050 年の全量 SAF 置換えには年産 350 億ガロン（約 1.3 億 KL）の生産規模を達成する必要があるとしている。
具体的には、400 以上の精製プラントの設置、バイオマスなど 10 億トンの原料供給体制がそれぞれ必要である。また、過渡期にあたる 2030 年までに、生産規模を年産 30 億ガロン（約 1,130 万kℓ）まで引き上げる。これは、2021 年の年産 500 万ガロン（約 1.9 万kℓ）の約 600 倍（年平均成長率にして 122%）に当たる数値で、政府の強力な支援なくしては達成できないとし、こうした目標の達成には、2030 年までの短中期は既存のバイオエタノールベースや再生可能ディーゼルベースの SAF の技術開発・生産規模の拡大を進めつつ、2050 年までの長期は、図表 4.5.19 に挙げる取り組みを進めるとしている。

図表 4.5.19　SAF Grand Challenge Roadmap における長期的な取り組み

取り組み分野	取り組み例
供給と使用量の拡大	・原料、燃料の開発および生産の支援 ・普及活動 ・従事者の育成 ・インフラ構築、商業化の支援 ・軍を含むエンドユーザーへの働き掛け
コストの低減	・サプライチェーン全体での生産コストの削減 ・原料や変換に関する技術開発の促進 ・既存の生産インフラの活用と再利用 ・生産へのインセンティブの付与
持続可能性の向上	・経済性の向上と環境負荷の低減の両立 ・サプライチェーン全体の炭素強度の低減 ・高い環境保全性を保証する強固な基準の確保 ・混合比率が高いSAFの認可

（出所）SAF Grand Challenge Roadmap: Flight Plan for Sustainable Aviation Fuel Report

⑤　非可食作物、廃棄物を原料にする動き

バイオ燃料への需要が高まる中、可食作物の価格高騰、さらには食用との競合といった、持続可能性を削ぐ問題が浮上している。また、原料の需要が増加した分を賄うべく森林などを開拓して農地に変えてしまっては、バイオ燃料が原因で環境が悪化するという本末転倒な事態になる。このような持続可能性を削ぐ問題に対処するべく取り組まれているのが、非可食作物や廃棄物をバイオ燃料の原料として利用する取り組みである。

例えば、国立再生エネルギー研究所（NREL）では、価値の低い農業廃棄物であるコーンストーバー（トウモロコシの茎や葉）を原料に、前処理技術と発酵技術を駆使して、日量10トンのバイオエタノール生産、さらにはエタノールを原料にATJ（Alcohol to Jet）技術でSAFを製造するべく取り組んでいる。2040年までに日量70億ガロン（2,650万ｋL）のSAF製造を目標に据えている。

また、Aemetisは林業廃棄物などを原料にして、再生可能エネルギーやグリーン水素などを組み合わせることで、炭素強度が極めて低く、食用分野の影響もない再生可能燃料の生産に取り組んでいる。同社の取り組みが評価され、ワンワールド航空連合の加盟企業など10社以上（2022年9月時点）の航空会社に対してSAF供給の契約を締結している。

そして、Strategic Biofuelsでは、Aemetisと同様に林業廃棄物などを原料とするとともに、CCUSも適用することによりライフサイクルでみたCO2の排出量がマイナスとなるカーボンネガティブなバイオ燃料の製造に取り組んでいる。

（4） 水素社会実現に向けた取り組み

① バイデン政権による水素社会構築への取り組み

バイデン政権は、水素の導入拡大に向けた取り組みを進めている。インフラ投資法に基づき、グリーン水素やブルー水素など、製造時の二酸化炭素排出量が従来に比べて抑えられた「クリーン水素」の開発・製造・供給、電解技術の開発などに95億ドルを投じる。内訳は以下のとおりである。

- 地域クリーン水素ハブの構築に80億ドルを投じ、産業部門における革新的な用途を含む、クリーンな水素の生産、処理、供給、貯蔵、利用を促進
- 研究、開発、実証から商業化、配備までのイノベーションチェーン全体を支援するクリーン水素電解プログラムに10億ドルを投じ、風力、太陽光、原子力等クリーンな電力から製造される水素のコストを削減
- 装置製造と強力な国内サプライチェーンを支援するクリーン水素製造・リサイクルイニシアチブに5億ドル

また、インフレ抑制法において、クリーン水素の製造に関わる税控除を導入した。製造設備のライフサイクル温室効果ガスの排出量に応じ、生産税及び投資税の控除額に差が設けられており、特にグリーン水素の製造コストを大きく引き下げられるものと期待されている。

2022年9月にはエネルギー省より、クリーン水素戦略のドラフトが発表された。2031年までにクリーン水素の製造コストを1㎏当たり1ドルまで低減、2050年までにクリーン水素の製造量を年産5,000万トン（2030年までに1,000万トン）まで引き上げ、6～10カ所程度のクリーン水素製造ハブの構築を目指して70億ドルのファンドを設定、といった施策を挙げており、水素の覇権を握るべく本格的に動き出している。

② 米国における水素社会への取り組み動向

北米地域における水素社会への取り組み事例について、図表4.5.20に示す。

図表 4.5.20　北米地域における水素社会への取り組み事例（2022 年発表分）

事業者	取り組み内容
ニューヨーク州ほか	ニューヨーク/ニュージャージー/マサチューセッツ州に加えてコネチカット州が、2021年連邦政府の超党派Infrastructure Investment and Jobs Act (IIJA)法に基づく広域クリーン水素ハブ開発提案に取り組むと発表した。水素の研究開発/クリーン水素インフラ開発を目指す
ニュー・フォートレス・エナジー、プラグパワー	テキサス州ボーモント市周辺でグリーン水素の水電解設備の設置を計画。同地域周辺は、脱硫や原料処理に水素を利用する精製・石油化学事業者の大規模産業施設が集積しているほか、供給信頼性の高い電力や、鉄道、海運、既存のパイプラインなどのアクセスに優れており、今後事例を他地域に展開するとしている
エアー・プロダクツ	2021年10月、米ルイジアナでブルー水素生産に向け45億ドルを投じる計画を発表。また、米ニューヨーク州マシーナに5億ドル規模のグリーン水素製造施設を設け、日量35トンのグリーン水素を製造。グリーン水素の製造に必要な電力はニューヨーク電力公社のセントローレンス水力発電所（発電容量94MW）より低価で供給される予定 さらにカナダでもネットゼロの水素プロジェクトに乗り出すなど、国内外で活発な取り組みを見せている。カナダでのプロジェクトは、2024～2026年にサービス開始予定
Monolith（米）	米エネルギー省より10.4億ドルの融資を受け、既存プラントを拡張して年量5万トンのクリーン水素を製造する体制を構築。水素は、年産約27.5万トンのアンモニア製造に利用
エクソンモービル（米）	テキサス州Baytownの製油所・石油化学コンプレックスにおいて、水素プラントとCCUS設備を併設し、ブルー水素を日量10億立方フィート製造
三井物産、CFインダストリーズ（米）	米国メキシコ湾岸においてクリーンアンモニア生産施設を新設し、年量100万トンのクリーンアンモニアを製造。CCUS技術を活用することで一般的なアンモニアの製造方法に比べて60%以上のCO_2排出削減を実現
ニュー・フォートレス・エナジー、プラグパワー	米テキサス州ボーモント市周辺に120MWの水電解装置を設置し、日量50トンのグリーン水素を製造。今後500MWまで規模を拡張する計画
CF Industries	ルイジアナ州Donaldsonvilleに所在するAscension Parishアンモニア製造プラントにCCSを適用し、年量170万トンのクリーンアンモニアを製造する体制を整備
Bakken Energy、 Cummins、 Schneider National Carriers	大型トラック向けに安価なブルー水素を年量38万トン製造・供給する水素ハブをノースダコタ州に構築
Denbury（英）、Hafnia（デンマーク、シンガポール）、Clean Hydrogen Works	75億ドルを投じ、ルイジアナ州 Ascension Parishにブルー水素・アンモニアの複合製造拠点を立ち上げ、ブルーアンモニアを年量720万トン製造
エアー・プロダクツ、AES（いずれも米）	米テキサス州ウィルバーガーに米国内で最大級のグリーン水素製造施設を建設し、日量200トンのグリーン水素を製造。グリーン水素製造用に約1.4GWの風力および太陽光発電設備や、日量200トンのグリーン水素を製造可能な水電解設備を設置予定
オーシー（OCI、オランダ）	米テキサス州バーモントで「ブルーアンモニア」の生産能力を年220万トンに倍増すると発表した。2025年第1四半期の稼働を予定している。将来的に、CO_2排出量ゼロのアンモニア燃料で航行する船で顧客へ届ける予定で、欧州やアジアへも出荷する計画。
リンデ	米ニューヨーク州ナイアガラ・フォールズにグリーン水素を製造する35MWの固体高分子（PEM）型水電解槽を建設。電源には水力発電を利用。2025年までに稼働
岩谷産業	2023年度末までに北米で、製造工程でCO_2を排出しないグリーン水素の製造に参入
三菱商事	コーパス・クリスティ港（テキサス州）の運営を担う港湾当局とアンモニア製造拠点の立ち上げ
Universal Hydrogen	貨物のように扱えるモジュール式の水素カプセルを用い、空港での新たな燃料補給インフラの整備を不要にし、燃料搭載作業の迅速化を可能とする水素物流ネットワークの構築に取り組むベンチャー企業。2022年10月にアメリカン航空より出資を受ける
トヨタ、ケンワース・トラック・カンパニー	2022年9月に共同開発した、車両総重量が15トン超の燃料電池トラックの性能に関する実証実験が完了
Hyzon Motors	2022年6月に同社が展開する既存ディーゼルトラックの燃料電池車化事業がカリフォルニア州当局のゼロ・エミッション認証を取得し、州政府などが展開する補助金を受給することが可能に。新車の燃料電池トラックに比べ、既存トラックの燃料電池車化は短納期、低コストといったメリットがある
カミンズ	2022年10月に米国内において水電解装置の製造ライン（年産500MW）を立ち上げると発表。将来は年産1GWまで生産規模を拡張する見込み

（出所）東レ経営研究所、2022 年 12 月

インフラ投資法及びインフレ抑制法で支援が拡充されたことに加え、クリーン水素戦略のドラフトでもクリーン水素製造ハブの構築に支援が期待できることから、米国における水素社会の構築が活発化している。特に、クリーン水素製造ハブは、新産業の育成、化

石燃料産業の移行、雇用の増加といったことが期待できることから、州政府が水素関連事業者と連携して構築に取り組んでいる。また、クリーン水素製造ハブなど製造量の増加や流通の改善、水素コストの低下といった、水素の使い勝手が向上することが期待されていることから、様々な水素の利用開拓も進められている。

（5） 廃棄プラスチックの再資源化への取り組み

① 連邦及び州政府によるプラスチック関連規制

米国では、州及び地方政府がリサイクルプログラムを主導している。

メイン州が各州におけるリサイクルに関する取り組みをリードしており、使い捨てレジ袋や発泡スチロール製食品容器包装の使用禁止、飲料容器のデポジット制を導入する他、2022 年 7 月には容器包装に関する拡大生産者責任（Extended Producer Responsibility: EPR）を採用する法律を制定した。容器包装に関する EPR 法案については、21 年 8 月にオレゴン州、22 年 5 月にコロラド州、22 年 7 月にカリフォルニア州でそれぞれ成立している。

国レベルの戦略として、米国環境保護庁が 21 年 11 月に「国家リサイクル戦略」を策定した。この戦略は、20 年 11 月に発表した「2030 年までに固形廃棄物のリサイクル率を 50%に高める」とする国家リサイクル目標を達成するためのものであり、再生材市場の確立、原材料の選別によるリサイクル可能な製品の増加、リサイクル過程から生じる環境汚染の減少、循環性向上のための政策強化、データ収集の強化と標準化という 5 つの目標を掲げている。

一方、米国連邦議会では廃棄プラスチックによる環境への影響を背景に、特定の使い捨てプラスチック製品及び容器包装の生産と使用を削減し、設計から廃棄に至る生産者責任を明文化することを目的とした連邦法案「プラスチック汚染からの脱却法（Break Free From Plastic Pollution Act）」が議論されている。2020 年 11 月に提出された法案「Break Free From Plastic Pollution Act2020」には、リサイクルできない使い捨てプラの使用禁止、拡大生産者責任の適用、飲料容器デポジット制度の連邦適用、容器包装のリサイクル原料含有率の設定、リサイクル・堆肥化表示の標準化、リサイクル施設設置への投資、バージンプラスチック生産施設の規制等が盛り込まれた。

法案は第 116 回議会（2019-2020）で審議され、翌 21 年 3 月には新たな「The Break Free From Plastic Pollution act of 2021」としてほぼ同様の内容が提出され、第 117 回議会（2021-2022）の上院で審議されているが、最終的な成立の見通しは不明である。

また、22 年 6 月には米国内務省が 2032 年までに公有地における使い捨てプラスチック製品とパッケージの調達、販売、流通を段階的に廃止する長官命令を発行した。リサイクル市場の支援を目的としており、堆肥化可能または生分解性材料、100%リサイクル材料など材料を特定することを指示している。

② 米国政府によるプラスチック再資源化に関する支援

米国エネルギー省（Department of Energy:DOE）は 2022 年 1 月、プラスチック廃棄物の削減とプラスチック生産における CO2 削減に向けた技術開発を推進するための、企業や大学が主導する 7 つのプロジェクトへ合計 1,340 万ドルの資金援助を発表した。

これらプロジェクトを通じ、プラスチックフィルムを付加価値のある素材へ変換するア

ップサイクルのための安価なソリューション開発や、リサイクル性や生分解性に優れた新たなプラスチック設計開発を推進するとしている（図表 4.5.21 参照）。

図表 4.5.21　米国 DOE によるプラスチック技術開発支援（2022 年 1 月発表）

企業・団体名	内容	助成額
Braskem	繰り返しリサイクル可能なバイオベース単一ポリマーの多層フィルム開発	200万ドル
アイオワ州立科学技術大学	使用済みプラスチックフィルムを生分解性ポリマーにアップサイクルするクローズドループ開発	250万ドル
ミシガン州立大学	リサイクル可能なプラスチックの再設計	171万ドル
ノースカロライナ農工州立大学	プラズマ処理された使い捨てプラスチックを触媒分解により、付加価値の高い化学物質や新規材料に変換	250万ドル
TDA Research	繰り返しリサイクル可能かつ生分解性をもつ食品包装フィルム開発	161万ドル
マサチューセッツ大学ローウェル校	使い捨て多層プラスチックフィルムのアップサイクルに向けた剥離・炭化プロセスの統合	169万ドル
ウェストバージニア大学リサーチ・コーポレーション	マイクロ波触媒によるプラスチックフィルムのモノマー化アップサイクリング開発	150万ドル

（出所）DOE

③　米国企業における廃プラスチック再資源化への取り組み事例

米国の大手石油・化学企業においては、ケミカルリサイクルを中心とした廃プラスチック再資源化の取り組みが加速している（図表 4.5.22 参照）。

大手化学メーカーの Dow は、20 年 6 月に「2030 年までに 100 万トンのプラスチックの回収・再使用・リサイクルを目指す」とする目標を掲げ、他社に先駆けてプラスチック資源循環に向けた廃プラのケミカルリサイクルに取り組んできた。2021 年には超臨界水を使った触媒水熱反応により化学製品や燃料油の原料を製造する独自の技術 Hydro RPS™ を有する英国の Mura Technologies との連携を発表した。Dow と Mura Technologies はパートナーシップを結び、欧米で処理能力年 12 万トン規模のケミカルリサイクル設備を欧米で複数建設し、合計 60 万トンのケミカルリサイクル原料を Dow 社へ供給する計画である。Mura Technologies は英国ティーズサイドにおいて同社技術を用いた初の工場を建設中であり、2023 年には年間 2 万トンのラインが稼働開始し、熱分解油が Dow へ供給される予定となっている。また、両社は 22 年 9 月にドイツ・ベーレンにある Dow の工場敷地内に欧州最大のリサイクル能力（年間 12 万トン）となる廃プラリサイクル設備を建設することを発表した。

Dow はこのほかにも廃プラから熱分解油を生産する技術を持つオランダの Fuenix Ecogy と連携してオランダにケミカルリサイクル工場を設立するほか、22 年 7 月には仏 Valoregen と連携してフランスにケミカルリサイクルとメカニカルリサイクルからなる廃プラ処理工場を建設することを発表している。

さらに同 7 月には米 Nexus Circular と連携して米国テキサス州にケミカルリサイクル工場を建設することを発表したほか、ケミカルリサイクル技術のスタートアップ企業であるスイスの Plastogaz への戦略的投資を行うなど、ケミカルリサイクルの取り組みを一段と加速させている。加えて、ブラジルやアフリカ、インドにおいてはメカニカルリサイ

クルにおける協業を進めている。
廃プラの再資源化に向けた同社の取り組みが想定以上に進展していることを受け、Dowは22年10月、「2030年までに回収・再利用・リサイクルするプラスチックの目標を、年間100万トンから同300万トンに引き上げる」とする新たな目標を打ち出している。
ExxonMobilは、2026年末までに、カナダ、米国湾岸、オランダ、シンガポールを含む複数の拠点でケミカルリサイクル能力を50万トンへと拡大する目標を掲げ、21年以降ケミカルリサイクルの事業拡大を進めている。同社は、テキサス州ベイタウンの自社工場に独自技術Exxtend™を用いたケミカルリサイクル設備を有し、22年9月時点で6,700トン超の廃プラの処理の実施を発表した。22年末には3万トンの大規模設備が稼働予定となっており、完成すれば北米最大のケミカルリサイクル工場の一つとなる。
同社のテキサス州ベイタウンとフランスに建設中のケミカルリサイクル設備は、ISCC認証（国際持続可能性カーボン認証制度）を取得している。ISCC PLUS認証とは、マスバランス方式で製造されたバイオマス原料や再生可能原料由来の製品について、サプライチェーン上で管理・担保するための認証制度であり、欧州を中心に広く普及が進んでいる。
また、22年2月には、米国のプラスチック容器包装メーカーであるBerry Globalへ食品容器包装向けの再生ポリマーの商業販売を開始しており、4月には容器包装大手のAmcorへ再生材の販売を開始、さらに米国の包装メーカーSealed Air、スーパーマーケットのAhold Delhaize USAと連携して、食品サプライチェーンから軟包装を食品用資材へとケミカルリサイクルする、米国初となるイニシアチブに参画した。このプロジェクトでは、ExxonMobilの技術が用いられる。このように、ExxonMobilは既に食品サプライチェーンとの連携や商業販売を進めている。また、22年10月には、Cyclyx International及びLyondellBasellと共同でテキサス州にプラスチック廃棄物選別及び処理施設を建設する計画を発表した。メカニカルリサイクルとケミカルリサイクルの両方の原料を選別処理することが可能で、廃プラの回収から選別処理、再生ポリマーの販売に至る一連のサプライチェーンでの、取り組みを進めている。
Honeywellは、独自技術「UpCycleプロセス技術」によるケミカルリサイクル工場を米国やスペインに建設する。米国で廃棄物の再資源化を手掛けるAvangard Innovative及びスペインのエンジニアリング大手SacyrとJVを設立し、ケミカルリサイクルによる再生原料を仏TotalEnergiesへ提供する。
Chevron Phillips Chemicalや廃棄物再資源化を手掛ける米国のEncina Development Group、Freepoint Eco-Systems、Nexus Circularなどが米国でのケミカルリサイクル工場建設を進めている他、Lummus TechnologyやEastman Chemicalは欧州においてケミカルリサイクル工場を建設する計画である。

図表 4.5.22　近年の米国企業による熱分解油化ケミカルリサイクルへの取り組み状況

発表時期	参画会社	導入時期	規模	要旨
2021年10月	Dow(米）、Fuenix Ecogy（蘭）	2022年	2万トン	オランダ Weert で熱分解油プラントを建設。
2021年10月	Dow（米）、MuraTechnology(英）	2023年	2023年に2万トン 20年代半ばから量産（総能力8万トン）	欧米で廃プラスチックを新品同等の品質に再生する大型プロジェクトを始動。欧米に年12万トン規模の複数のケミカルリサイクル設備を建設。第1ステップとして、英ティーズサイドに同技術を用いた工場を23年に稼働（総能力は年8万トンで、第1期ライン能力は2万トン）。20年代半ば頃から量的な拡大が本格化。MuraTechnology(英）の独自技術「Hydro PRS」は高温高圧の超臨界水の中で樹脂を分解して熱分解油を生成する技術。
2022年3月	Dow(米）、Plastogaz（スイス）	ー	ー	Dowはケミカルリサイクル技術のスタートアップ Plastogaz への戦略的投資。 Plastogaz が特許を有する触媒水素化分解技術は、他のケミカルリサイクルよりも効率的で、エネルギー消費量が少ない。
2022年7月	Dow（米）、Nexus Circular（米）	ー	2.6万トン	米テキサス州 Dallas にケミカルリサイクル施設を新設。Nexus Circular はDow や Reynolds Consumer Products などが立ち上げた「Hefty EnergyBag」プログラムで、収集された廃プラスチックのケミカルリサイクル業者として選定、助成を受ける。 Nexus Circular の熱分解（高温分解）技術で再生原料に変換。
2022年7月	Dow(米）、Valoregen（仏）	2023年1Q末	7万トン	仏プラスチック再生業者Valoregenと連携し、フランスにケミカルリサイクルとメカニカルリサイクルからなるハイブリッドの廃プラ処理工場を建設。
2022年9月	Dow（米）、MuraTechnology(英）、KBR（米）	2025年	12万トン	ドイツ・ベーレンにあるDowの工場敷地内に欧州最大のリサイクル能力となる廃プラリサイクル設備を建設。エンジニアリングの米KBRが参画。KBR は Mura に 1 億ドルを投資し、出資比率を 18.5%に引き上げ。
2021年10月	ExxonMobil（米）	2022年末	3万トン	テキサス州ベイタウンにケミカルリサイクル工場を建設
2022年10月	ExxonMobil（米）、Cyclyx International(米）、LyondellBasell（蘭）	2024年	15万トン	米国テキサス州にプラスチック廃棄物選別および処理施設を共同開発。メカニカルリサイクルとケミカルリサイクルの両方の原料を選別処理。23年初頭に最終投資決定、推定1億ドル。Cyclyx は、2026 年までに年間 65万トン超の廃プラスチックを処理するという目標を掲げる。LyondellBasell は、2030 年までに年間 200 万トンのリサイクル・再生可能ポリマーを生産する目標。 （注）Cyclyx Internationalは、米ケミカルリサイクル技術開発Agilyxとエクソンモービルが2021年に発足したケミカルリサイクル推進コンソーシアム企業
2022年11月	ExxonMobil(米）、Plastic Energy（英）、PT Indomobil Prima Energi	2025年	10万トン	インドネシアにおけるケミカルリサイクル技術の大規模導入の可能性を評価。廃プラの収集・分別も検討。
2021年10月	Total Energies（仏）、Plastic Energy(英）、Freepoint Eco-Systems(米）	2024年半ば	3.3万トン	米国テキサスで廃プラ処理能力プラントを稼働させ、熱分解油をTotalEnergiesの米国拠点に供給。
2022年5月	Total Energies（仏）、New Hope Energy(米）	2025年	31万トン	New Hope Energy がテキサス州にケミカルリサイクルプラントを建設し、 TotalEnergies が食品用パッケージの高品質ポリマーの製造に使用するリサイクル・ポリマー原料10万トンを購入。Lummus Technology と共同開発した熱分解技術。
2022年1月	Honeywell(米）、 Avangard Innovative（米）	2023年	3万トン	Honeywell UOP が持つ固有技術「UpCycle Process Technology」 によるケミカルリサイクルプラントを米テキサス州に共同建設。
2022年2月	Honeywell(米）、 Sacyr（スペイン）、Total Energies（仏）	2023年	3万トン	HoneywellとSacyrはJVを設立しスペイン・アンダルシア州にケミカルリサイクル工場を建設。Honeywell のUpCycle Process 技術で再生した原料を TotalEnergies に供給。
2022年11月	Chevron Phillips Chemical (米）	2022年	2030年に45万トン目標	廃プラスチックリサイクルでMarlex® Anew™ Circular Polyethyleneの商業生産を開始。廃プラの先進リサイクル技術を用いて熱分解油を処理する。米国メキシコ湾岸のPascagoula製油所で試験により生産能力を強化。
2021年11月	Lummus Technology（米）、Phigenesis(英）	ー	15万トン	Phigenesis はケミカルリサイクル技術「Lummus New Hope Plastics　Pyrolys Technology」のライセンスを受けて欧州にケミカルリサイクル施設を建設。
2021年12月	Freepoint Eco-Systems(米）	2023年	9万トン	米国オハイオ州にケミカルリサイクル工場を建設。
2022年1月	Eastman Chemical(米）	2025年	16万トン	フランスのマクロン大統領と共同でフランスに世界最大規模のケミカルリサイクル工場を建設する計画を発表。最大10億ドルを投資。
2022年3月	Encina Development Group（米）	ー	米国、アジア、南米で各約45万トン	IMM GlobalとSW Recycle Fundから計5,500万ドルの出資金を獲得。 米国にペンシルベニア州プラスチック廃棄物から芳香族化合物へのリサイクルプラントを建設。Technip Energiesの流動接触分解プロセス(Plastic Fluid Catalytic Cracking:PFCC)を採用。混合プラスチックを、軽質オレフィンやBTX芳香族化合物な
2022年7月	Braskem（ブラジル）、Nexus Circular（米）	ー	3万トン	シカゴ近郊で建設予定のケミカルリサイクルに関する覚書（MOU）を締結。年間 12万トンへの能力拡大も見込む。

（出所）各種報道資料

（６） CCUS の取り組み

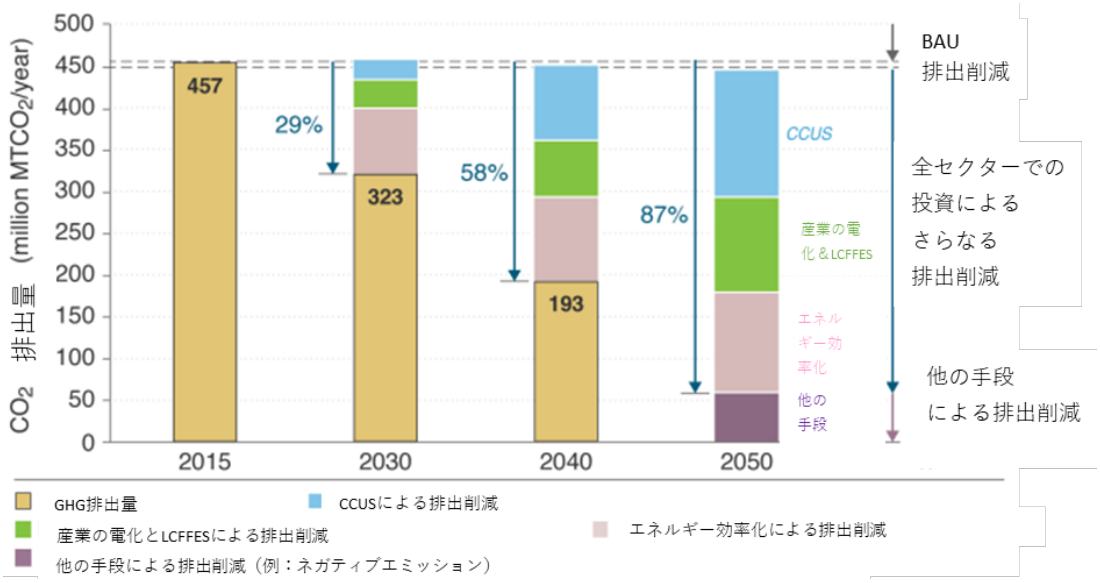
① 米国における CCUS の位置づけ

米国では、枯渇油ガス田など CCUS の適地が多いことに加え、米国内最大の原油、天然ガスの生産地に近い米国南部のメキシコ湾岸地域に、製油所や石化プラントが集中し、火力発電所も含め大規模な CO2 排出源が多いという特徴がある。

米国において CCUS は、バイデン政権が示す 2050 年ゼロエミッション達成に欠かせない技術と位置付けられている。米国エネルギー省（Department of Energy: DOE）では、2050 年までに米国で年間 2.0 ギガトンの CO2 回収・貯留を実現するための検討が進められている。

2022 年 9 月に DOE が発表した「産業セクター脱炭素化ロードマップ」では、CO2 排出量の多い 5 つの炭素集約型産業セクター（石油精製、化学、鉄鋼、セメント、食品・飲料）の脱炭素化に向けたロードマップについて提言している。取り組みを推進する 4 つの柱として、エネルギー効率、産業の電化、低炭素燃料・原料・エネルギー源、CCUS を挙げており、CCUS は、2050 年ネットゼロに向けた重要な技術と位置付けられている（図表 4.5.23 参照）。特に、石油精製セクターのネットゼロシナリオにおいては、米国製油所のエネルギー効率化・燃料転換技術導入後に排出される CO2 の 70%を CCUS 技術で回収することを想定している。

図表 4.5.23 米国の炭素集約型産業セクターの 2050 年に向けた脱炭素化ロードマップ



(注)LCFFES(Industrial Electrification, Low-Carbon Fuels, Feedstocks, and Energy Sources):低炭素な燃料、原料、エネルギー源

（出所）DOE,DOE/EE-2635,September 2022

② 米国における CCUS 事業促進のための政策インセンティブ

米国政府が 2008 年に EOR(Enhanced Oil Recovery)と CCS を対象に創設した連邦税制優遇制度（以下「45Q」）は、CCUS 事業の採算性を向上させるとともに、CO2 分離回収技術の実装と CCUS 促進に向けた大きな駆動力となっている。45Q は 2018 年に大幅に改正され、

CO2 地下貯留による税額控除を CO2 の 1 トンあたり 20 ドルから最大 50 ドルへ引き上げ、EOR 及び CO2 利用に対しては 10 ドルから最大 35 ドルへと引き上げられた。
米国における CCUS 事業を促進するため、インフレ抑制法では同 996 億ドル超の助成金や税控除が付与された。その中で、45Q に関する税額控除を延長・修正することが織り込まれている(図表 4.5.24)。具体的には、CCS 税額控除の適格認定設備の着工日を 2026 年 1 月 1 日以前から 2033 年 1 月 1 日以前まで延長、最低年間回収量を引き下げ、税額控除の単価を引き上げた。また、DAC 設備の閾値を 10 万トンから 1,000 トンに引き下げた。さらに、DAC を対象とした税額控除を新設し、基準単価を CCS では 36 ドル/トンとし給与等一定条件を充足すればボーナス単価 180 ドル/トン、CCUS では基準単価を 26 ドル/トン、ボーナス単価 130 ドル/トンとした。

図表 4.5.24　米国インフレ抑制法における 45Q に関する規定改正

<table>
<tr><th colspan="2"></th><th colspan="2">現行</th><th colspan="2">インフレ削減法成立後</th></tr>
<tr><td colspan="2">控除対象</td><td colspan="2">設備所有者（パートナーシップ）</td><td colspan="2">直接支払いオプション追加
※稼働日から5年間</td></tr>
<tr><td rowspan="4">適格認定設備</td><td>着工</td><td colspan="2">2026年1月1日より前に建設開始</td><td colspan="2">2033年1月1日より前に建設開始</td></tr>
<tr><td>年間CO_2排出量</td><td>50万トン以上</td><td>50万トン未満</td><td>1.875万トン以上</td><td>1.875万トン未満</td></tr>
<tr><td>CO_2回収量</td><td>50万トン以上</td><td>2.5万トン以上</td><td>75%以上</td><td>1.25万トン以上</td></tr>
<tr><td>DAC</td><td colspan="2">10万トン以上排出するDAC</td><td colspan="2">0.1万トン以上排出するDAC</td></tr>
<tr><td rowspan="5">控除額</td><td>CCS</td><td colspan="2">50ドル／トン</td><td colspan="2">17～85ドル／トン</td></tr>
<tr><td>EOR/CCU</td><td colspan="2">35ドル／トン</td><td colspan="2">12～60ドル／トン</td></tr>
<tr><td>DAC+CCS</td><td colspan="2" rowspan="2">※DACに関する特段の規定なし</td><td colspan="2">36～180ドル／トン</td></tr>
<tr><td>DAC+EOR/CCU</td><td colspan="2">26～130ドル／トン</td></tr>
<tr><td>補足</td><td colspan="2">ー</td><td colspan="2">※実勢賃金・実習制度によりベースラインに加算して控除額を優遇</td></tr>
<tr><td colspan="2">期間・その他</td><td colspan="2">操業開始後12年間</td><td colspan="2">操業開始後12年間
クレジットの譲渡</td></tr>
</table>

（出所）東レ経済研究所、2022 年 12 月

CCUS の研究開発は主に米国エネルギー省（DOE）化石エネルギーカーボンマネジメント省（FECM）が支援しており、研究開発の焦点は従来の CCS に加えて CCUS に拡大している。また、国立エネルギー技術研究所（FETL）が FECM の CCUS に関する研究全体を監督し、各研究プログラムをマネジメントしている。
FECM による CCUS 関連プログラムは、①Carbon Capture Program、②Carbon Utilization Program、③Carbon Storage Program に分類される。Carbon Capture Program は、CO2 回収コストを大幅に削減できる革新的なガス分離技術に関する燃焼前・燃焼後回収の初期段階の研究開発に焦点を、Carbon Utilization Program は、化石エネルギー資源の新たな市場を開拓する初期段階の CO2 用技術に焦点をあて、具体的には触媒による化学物質やポリマーへの変換、鉱物からコンクリート・セメントなど建築資材への変換、生物学的プロセスによる高付加価値製品への変換（栄養補助食品、バイオプラスチック、動物飼料など）となっている。Carbon Storage Program は、特に様々なモニタリングツールの開発やリアルタイムの意思決定に繋がる機械学習などの高度な計算プラットフォームの活用に注力している。

2022 年の通常予算は合計 3.29 億ドルと、前年比 0.68 億ドル増（26.2%増）となった(図表 4.5.25 参照)。全ての項目で増額されているが、特に炭素貯留プログラムで 0.2 億ドル増、CO2 除去プログラムで 0.3 億ドル増となっている。
さらに、追加予算として炭素回収、炭素貯留、CO2 除去プログラムを中心に 27 億ドルが計上されている。これは主に 21 年 11 月に成立したインフラ投資法から手当てされる。

図表 4.5.25　米国 DOE における 2022 年 CCUS 関連予算

単位：百万ドル

プログラム	FY2021	FY2022	FY2022追加予算	FY2022合計
炭素回収	86.3	99.0	1344.0	1443.0
炭素利用	23.0	29.0	41.0	70.0
炭素貯留	79.0	97.0	500.0	597.0
CIFIA（※）	N/A	N/A	3.0	3.0
CO_2除去（FECM）	40.0	49.0	815.0	864.0
CO_2除去（他機関）	32.5	55.0	N/A	55.0
合計	260.8	329.0	2703.0	3032.0

（注）CIFIA=Carbon Dioxide Transportation Infrastructure Finance and Innovation program、CO2 輸送インフラストラクチャ金融・イノベーションプログラム。資金調達支援として、適切な CO2 パイプライン開発に低金利融資を行うもの。

（出所）米国議会調査局「DOE’s Carbon Capture and Storage (CCS) and Carbon Removal Programs」

インフラ投資法には、22 年から 26 年にかけての 5 年間で 120 億ドル以上を CCUS の研究、開発、実証、CO2 の輸送と貯留のインフラストラクチャ、炭素利用市場の開発、炭素貯留(DACCS)ハブを備えた 4 つの地域の直接空気回収、及び DAC 技術コンペティションへ資金提供することが織り込まれている（図表 4.5.26 参照)。

図表 4.5.26　インフラ投資法に織り込まれる CCUS 関連プログラム

プログラム	金額
地域的なDACハブ	35億ドル
炭素回収実証プロジェクト・プログラム	25億ドル
炭素貯蔵の検証およびテスト	25億ドル
CO_2輸送インフラの資金調達と技術革新	21億ドル
炭素回収大規模パイロット・プロジェクト	9.37億ドル
CO_2活用プログラム	3.1億ドル
炭素分離回収技術プログラム・フロントエンド・エンジニアリング及び設計	1億ドル
商業用DAC技術コンペティション	1億ドル
プレコマーシャルDAC技術コンペティション	0.15億ドル
合計	120.62億ドル

（出所）東レ経営研究所、2022 年 12 月

このうち、大規模プロジェクトとなるDACハブプログラムについては22年5月に資金提供意向書（NOI）が発表されており、CO2回収実証プロジェクトとCO2貯留の検証と試験については22年5月に資金提供公募（FOA)が発表されている（図表4.5.27参照)。

図表4.5.27　米国DOEによる2022年のCCUS支援政策

時期	プログラム	金額	内容
2022年4月	DAC+CCSプロジェクト5件へ資金提供	0.14億ドル	地熱や原子力から供給されるエネルギーを利用しDACとCO_2貯留を組み合わせた5件のプロジェクトのFEED研究に1,400万ドルを資金提供。
2022年5月	貯留施設フィージビリティ（CarbonSAFE Phase II）への資金提供公募（FOA）	0.45億ドル	商業規模での陸上・海上CO_2貯留サイトを安全、効率的、かつ安価に定義し評価。
2022年5月	炭素管理（Carbon Management）へのFOA	0.46億ドル	公共事業や産業ソース、大気から二酸化炭素を除去、捕捉、変換、貯蔵する技術を開発。商業的な実現可能性と技術的なギャップを検証。
2022年5月	DACハブプログラムに関する資金提供意向書（NOI）	35億ドル	超党派インフラ投資・雇用法に基づく4つの大規模な地域のDACハブプログラムをサポート。少なくとも年間100万トンのCO_2を回収・貯留する計画。
2022年10月	CO_2輸送エンジニアリング・設計のためのFOA	1億ドル	地域規模のCO_2パイプラインネットワークを設計し、CO_2供給源から集約する安全な輸送を支援
2022年10月	CO_2回収実証プロジェクトプログラムのためのFOA	25.4億ドル	化石エネルギー発電所、セメント、パルプ製紙、鉄鋼、特定の化学製造などの主要産業におけるCCS実証プロジェクトの開発を支援
2022年10月	CO_2貯留の検証と試験のためのFOA	22.5億ドル	Carbon Storage Assurance Facility Enterprise (CarbonSAFE)イニシアティブを支援。大規模な商用CO_2貯留プロジェクトの開発をサポート。少なくとも5,000万トンのCO_2を回収し、恒久的に貯留できる地中貯留プロジェクトを推進。
2022年10月	CO_2除去に関する研究開発（R&D）プロジェクトのためのFOA	0.3億ドル	最大3,000万ドルの資金を提供する新たな資金提供公募を発表。

（注）FOA:Funding Opportunity Announcements

（出所）日本エヌ・ユー・エス株式会社「JANUS CCUS News」など

③　米国におけるCCSへの取り組み状況

米国では21件のCCSプロジェクトが操業中で、開発中のCCSプロジェクトについては開発初期が2件、開発後期が47件となっている。

メキシコ湾の石油ガス層には老朽化油井・ガス井が存在しており、大量のCO2が貯蔵できる可能性があるとみられている。近年の米国における企業のCO2分離回収・貯留等への取り組み状況を、図表4.5.28にまとめる。

既に、内陸油田ではEORが行われており、全米で8,000kmのCO2輸送パイプラインが整備されているが、こうした既存のパイプライン網を活用し、メキシコ湾海底や内陸のガス田におけるCCSプロジェクトが計画されている。

Talos Energyは、テキサス州、ルイジアナ州で、4件のCCSプロジェクト(CoastalBend CCS、Freeport LNG、Bayou Bend、River Bend)を手掛けている。ミシシッピ川沿いRiver Bend CCSプロジェクトについては、22年2月にプロジェクト用地を確保した。

Bayou Bend CCSプロジェクトについては、22年5月にChevronが参画した。

図表 4.5.28　近年の米国企業の CO2 分離回収・貯留等への取り組み状況

発表時期	参画会社	導入時期	規模	要旨
2022年1月	Lucid Energy Group(米)			米国環境保護庁（EPA）は、Lucid EnergyにPermian盆地のCCSプロジェクトを認可。
2022年2月	Talos Energy（米）、EnLink Midstream、Storegga（英）			ミシシッピ川沿い"River Bend CCS"プロジェクト用地を確保、EnLink Midstream とCO_2輸送で提携。英国Storeggaと提携し、米国最大級の工業地帯で3か所の貯留地(計5億トン-CO_2貯留)への注入作業を実施。
2022年2月	Chevron(米）、Carbon Clean（米）			Chevron U.S.A.、産業用炭素回収のグローバルリーダーであるCarbon Clean 社に新たに出資。カリフォルニア州サンホアキンバレーのガスタービンで、Carbon Clean 社のCycloneCC 技術で炭素回収のパイロット試験を行う。
2022年3月	ExxonMobil（米）		1,000万トン	米テキサス州ベイタウンにある同社の統合精製および石油化学施設で、水素製造プラントと世界最大級のCCSプロジェクトを計画。水素施設では、1 日あたり最大 10 億立方フィートのブルー水素を生産。
2022年4月	Nutrien（加）、AirCapture（米）、COCchem（米）			カナダ肥料メーカーNutrien は、CO_2 回収技術ベンダ AirCapture と CO_2 転換技術ベンダ OCOchem との提携を通じて、ワシントン州ケネウィックにて稼働する自社工場へ CCUS プラントを統合するための設計・エンジアリング調査を行う。DOE から 293 万ドルの助成金を受領。同工場から排出された廃熱を利用し大気中から CO_2 を回収、ギ酸へと転換。
2022年4月	Oxy Low Carbon Ventures（米）、Weyerhaeuser（米）			ルイジアナ州のCCS事業で提携。オキシ・ローカーボン・ベンチャーは、林業大手ウェアーハウザーが管理する3万エーカー（約121平方キロ）の土地の地下空間を利用して、炭素貯留施設を開発・運営する独占的権利を得る。
2022年4月	Enterprise Products（米）、Oxy Low Carbon Ventures（米）			テキサス湾岸でのCO_2輸送・隔離ソリューションに取り組む旨のLoIに調印。Enterpriseは、湾岸沿いの新設および既設のパイプラインを組み合わせてCO_2収集・輸送ネットワークを構築し、Oxyは湾岸および全米にCO_2隔離ハブを設置。
2022年4月	Nucor(米)			米大手製鉄メーカーNucor は、ケンタッキー大学との提携を通じて、ケンタッキー州に位置する Nuclear Steel Gallatin 製鉄プラントへ CO_2 回収技術を統合する実験を行うと発表。DOE から助成金を受領する予定。
2022年5月	Talos Energy（米）, Carbonvert			Talos Energyが手掛けるBayou Bend CCS プロジェクトにChevronが参画。2.25～2.75 億トンの貯留ポテンシャル。
2022年5月	Chevron（米）			カリフォルニア州サンウォーキンバレーにあるKern River Eastridgeプラントで CCSプロジェクトを開始。炭素集約度の削減を目指す。
2022年5月	Sempra Infrastructure（米）、三井物産、三菱商事、Total Energies(仏)	2020年代後半	200万トン	ルイジアナ州南西Cameron LNG輸出基地での“Hackberry Carbon Sequestration (HCS)”プロジェクト。センプラなどが手掛けるLNGプロジェクト「キャメロン」や、周辺の他社のプラントから排出されたCO_2を回収。パイプラインで約10km輸送し、最大200万トン/年を塩水性帯水層 (Saline aquifer)に貯留。投資額は2億ドル（約260億円）規模。
2022年5月	ExxonMobil（米）、Technip Energies（仏）、Saulsbury Industries（米）	2025年	120万トン増強	2月にExxonMobilが捕集能力拡張を発表。Technip Energies/Saulsbury Industriesは、ExxonMobilが米ワイオミング州ラ・バージに保有するCCS施設の拡張に向けた設計・調達・建設（EPC）契約を受注。ラ・バージの施設は現在、年間600-700万トンのCO_2を回収する能力を保有。拡張により回収能力を120万トン/年増加。
2022年5月	BP(英)、Linde（アイルランド）	2026年	1500万トン	Linde がテキサス州ヒューストンにて稼働する既存水素製造プラントへ CCS 技術を統合。CO_2 を回収、地下貯蔵するとともに、低炭素水素を製造する。BP は貯留サイトの開発、許認可手続きを担当。
2022年5月	Tallgrass（米）	2024年		ワイオミング州東部でのCCS hub構想。ネブラスカ州のトウモロコシ処理プラントから400マイル長の1,000万トン-CO_2/年超の輸送を行うパイプラインが接続。
2022年5月	ADM（米）、Tallgrass(米)			米大手食品メーカーADM は、CO2 回収ベンダ Tallgrass との提携を通じて、ネブラスカ州コロンバスに位置するトウモロコシ加工施設へ Tallgrass の CCSシステムを統合。同施設から CO_2 を回収し、Tallgrass が所有するパイプライン網を用いて貯留サイトへ輸送、地下貯留する。
2022年5月	Sterling Ethanol（米）、Yuma Ethanol(米)、Carbon America（米）			米エタノール製造業者 Sterling Ethanol 及び Yuma Ethanol は、CCS 技術デベロッパーCarbon America と提携し、コロラド州にて稼働する 2 か所のエタノール製造工場へ CCS システムを統合。エタノール製造工場の発酵プロセスから発生する CO_2 を 95%回収、地下貯留する。
2022年6月	1PointFive（米）、 Carbon Engineering（加）	2035年	最大100万トン／基	2035年までに世界で70基のDACプラントを建設する計画、需要があれば最大135基建設。水酸化カリウムの溶液でCO_2を回収。CO_2の回収コストは当初は1トンあたり300ドル以上だが、量産が進めば150ドル以下を見込む。
2022年7月	Denbury（米）	2025年		ルイジアナ州でCO_2貯留用地を追加取得、貯留量8,000万トン以上拡大。
2022年8月	Occidental（米）、1PointFive（米）	2024年後半	50万トン	米パーミアン盆地で世界最大規模のCO_2直接大気分離回収（DAC）プラントの建設を開始すると発表。今後、年間最大100万トンまで機能拡張が可能。同10月に10万6,000エーカーの土地リース契約を締結し、最大30基のDACプラントを設置する計画。11月にテキサス州Ector郡でサイト準備を開始。
2022年8月	Lehigh Hanson（米）、三菱重工業			独コンクリート・アスファルトメーカーHeidelberg Materials の米子会社 LehighHanson は、インディアナ州ミッシェルにある新規セメント工場に MHIが開発する CO_2 回収技術を設置するための FEEDスタディを実施すると発表。DOE より約 370 万ドルの助成金を受領。
2022年9月	CarbonCapture（米）、Frontier Carbon Solutions（米）	2023年後半		Carbon CaptureのDACモジュールを、ワイオミング州にある FrontierのCO_2輸送・貯留インフラストラクチャに展開する計画。
2022年9月	Air Liquide（仏）, Chevron（米）, Keppel Infrastructure（シンガポール）, PetroChina（中）			シンガポールにおけるCCUSソリューションおよび統合インフラの開発を評価・推進するためのコンソーシアム結成。
2022年9月	Competitive Power Ventures（米）	2020年代後半		ウエストバージニア州チャールストンに、1800MW 規模の CCS 付随の天然ガスコンバインドサイクルを建設。投資規模は数十億ドル。
2022年10月	ExxonMobil(米)、CF Industries（米）、EnLink Midstream（米）	2025年初頭	200万トン	ルイジアナ州のCCSプロジェクトで提携。CFインダストリーズは同州の製造拠点から排出される年間最大200万トンのCO_2の回収を担う。エクソンはエンリンクのパイプライン輸送ネットワークを利用して、同州パーミリオン郡で12万5,000エーカー（約506平方キロ）のCO_2貯留地を開発。投資額は 2 億ドル。
2022年10月	Denbury（米）、Lake Charles Methanol（米）		100万トン	ルイジアナ州レイクチャールズ近郊に建設するLCMのブルーメタノール製造施設にDenburyが20年間CCSサービスを提供する契約を締結。
2022年10月	Denbury（米）、 Clean Hydrogen Works（米）	2027年	1200万トン	CHWが米ルイジアナ州に建設予定の水素・アンモニア製造施設から回収したCO_2を輸送・貯留することで合意。
2022年10月	Bridgeport Ethanol(米)、Carbon America(米)	2024年	17.5万トン	米エタノール製造業者 Bridgeport Ethanol は、Carbon America と提携し、ネブラスカ州に位置するエタノール製造工場の発酵プロセスから発生する CO_2を 95%回収、地下へ貯留する CCS プロジェクトを発表。

（出所）東レ経営研究所、2022 年 12 月

Chevron は 22 年 5 月にカリフォルニア工場で CCS を開始することを発表している。

ExxonMobil は 21 年にヒューストン地域の石油化学工場や発電所、重工業などから排出される CO2 を回収し、メキシコ湾の海底に貯蔵する官民共同事業である大型の「Houston Ship Channel CCS hub」プロジェクトを提案している。同プロジェクトでは、2030 年までに CO2 回収量を 5,000 万トン、2040 年までに 1 億トンを目標としており、2～3 年内の投資決定を計画している。
また、ExxonMobil は 22 年 3 月、テキサス州ベイタウンにある同社石油精製施設で、水素製造プラントと CO2 回収能力 1,000 万トンとなる大型 CCS プロジェクトの計画を発表したほか、22 年 10 月には CF Industries らとルイジアナ州における CCS プロジェクトで提携することを発表している。
さらに、ExxonMobil はワイオミング州ラ・バージに保有する CCS 施設について、CO2 回収能力を現行の年間 600-700 万トン／年から 120 万トン/年増強させることを決めている。
その他の大型案件として、英 BP とアイルランドの Linde がテキサス州において年間最大 1,500 万トンの CO2 を複数の地下貯留サイトで貯留する新規 CCS プロジェクトを発表している。
CCS に加えて、DAC の取り組みも進展している。米国企業の Occidental と 1PointFive は、米パーミアン盆地で 50 万トンの CO2 回収能力をもつ大型 DAC プラントの建設を開始する。1PointFive とカナダの Carbon Engineering は、2035 年までに世界各地で 70 基の DAC プラントを建設するとした事業戦略を発表しており、この大型 DAC プラント建設はその一環に当たるとされる。

④　米国におけるカーボンリサイクルへの取り組み状況

米国におけるカーボンリサイクル技術開発への取り組みはベンチャー企業が中心となっているが、連邦政府による補助金制度や税額控除制度が CCU(Carbon dioxide Capture and Utilization)へも適用されることから、事業化検討が進められている。
特に、CO2 を用いて油分などを生産する微細藻類の栽培や、エタノールなど燃料の製造、無機物に CO2 を反応させて建築や土木分野などで使用される製品の開発の他、化学品ではポリマーや飼料用タンパク質への変換に関する技術開発が進められている（図表 4.5.29 参照)。

図表 4.5.29　カーボンリサイクルに取り組む米国企業

用途	企業・組織名	設立	製品	開発段階
燃料	Twelve	2015	メタン、エタン、エタノール	実証
	Lanza Tech	2005	エタノール	商用化
	Prometheus Fuels	2019	燃料	研究
	Infinium	2020	燃料	実証
	Cellana	2004	藻類油	実証
	Phytonix	2009	藻類油（バイオブタノール）	実証
	Global Algae Innovations	2013	藻類油	実証
	University of Kentucky Center for Applied Energy Research & Duke Energy	2013	バイオメタン（藻類）	実証
鉱物	Solidia Technologies	2009	CO_2吸収コンクリート	商用化
	Fortera	2019	CO_2吸収コンクリート	商用化
	Carbonfree Chemicals	2016	炭酸水素ナトリウム	商用化
	Calera	2007	炭酸塩	実証
	Blue Planet	2012	炭酸塩	実証
化学品	Newlight Technologies	2003	ポリマー（生体触媒を活用）	商用化
	Empower Materials	2001	脂肪族ポリカーボネート	商用化
	Nuvo Nutrients	2010	タンパク質（飼料）	実証
	Cemvita Factory	2017	エチレン	実証
	Renew CO2	2018	MEG	研究
	OCO Chem	2017	ギ酸	研究
	Skynano Technologies	2017	CNT	開発

（出所）東レ経営研究所、2022 年 12 月

特に、米国における近年のカーボンリサイクルの動向について図表 4.5.30 に示す。
LanzaTech は、CO2 や CO を含む産業排ガスを有用な燃料などに転換するガス発酵技術を有しており、中国で製鉄所の排ガスからエタノールを製造している。同社は、ブリヂストンや仏 Danone などの大手企業と提携し、炭素の回収・変換技術の応用を進めている。2022 年 5 月には Danone の支援のもと、CO2 や CO などの排ガスから PET の主原料となる MEG へ直接変換する概念実証に成功した。また、10 月には連続プロセスで CO2 からエチレンを生産できる触媒の設計に成功した。
2015 年設立のスタートアップ企業 Twelve は、CO2 を電気化学的に分解して化学品、材料、燃料を製造し、自動車、家庭用品、アパレル産業、輸送用燃料への利用を進めている。同社は、Microsoft、 Alaska Airlines、 Virgin Voyages らと連携し、ジェット燃料や船舶燃料などの e-fuel を開発する他、Mercedes-Benz と提携して自動車部品の開発を進めている。同社は 22 年 6 月に 1 億 3,000 万ドルの資金調達を実施し、製造技術開発を加速させる計画である。
メタノールを含む e-fuel の商業生産の検討も進んでいる。
22 年 1 月、デンマークの Orsted が米国湾岸に 675MW の Power-to-X 施設を開発し、年間 30 万トンの e-メタノールを生産する計画を発表した。
また、e-fuel を開発・製造するチリの HIF グローバルは、22 年 5 月に北米初となる e-fuel の産業向け生産拠点の立地先として、米国テキサス州のマタゴルダ郡を選定したこ

とを発表した。約 60 億ドルを投資して、年間最大約 76 万 KLe-fuel 生産を計画しており、年間 200 万トンの CO2 削減に貢献するとしている。この計画には米国の Topsoe がメタノール合成技術や、天然ガスやシェールガスから高品質のガソリン合成を行う TIGAS（Topsoe Improved Gasoline Synthesis）基本合成技術とライセンスを提供し、プロジェクト後半ではメタノール反応器や触媒供給を行う予定である。

CO2 鉱物化技術は、大量の CO2 を地中へ鉱物化できるため GHG 削減に向けた潜在的技術として注目されている。

CO2 鉱物化技術はアイスランドの Carbfix が大規模スケールに展開しているものの、米国では鉱物化技術の開発・実証は限定的である。

こうした中、22 年 2 月に DOE はミネソタ州中央地域にてニッケルなどの地下資源を採掘する Rio Tinto 等の研究チームに対して、同地域にて DAC を用いて回収した CO2 を地下へ貯留、地中で鉱物化する CO2 鉱物化技術の潜在性を検証するために、220 万ドルを資金供与することを発表している。

図表 4.5.30　米国における近年のカーボンリサイクルの動向

発表時期	参画会社	導入時期	規模	要旨
2022年1月	Orsted(デンマーク)	2025年後半	30万トン	米国湾岸に 675MW の Power-to-X 施設を開発し、e-メタノールを生産する計画。Maerskへのe-メタノールの供給に関して戦略提携。
2022年2月	Rio Tinto（英、豪）			DOEから220万ドルの資金供与。DOE は Rio Tinto と共同で、DAC）を用いて回収した CO_2 を地下へ貯留、地中で鉱物化する CO_2 鉱物化技術を検証
2022年4月	Infinium(米）、三菱重工業			e-fuelの日本企業への展開を検討するため覚書を締結。三菱重工は21年1月にInfiniumへ出資。
2022年5月	HIF Global（チリ）	2026年	75.7万kl	北米初となるe-fuel産業向け生産拠点の立地先として、米国テキサス州のマタゴルダ郡を選定。約60億ドルを投資、2023年から設備を建設。米Topsoeがメタノールおよび TIGAS合成に関する技術提供。
2022年5月	LanzaTech（米）、Danone（仏）			製鉄所やガス化廃棄物バイオマスからの炭素排出を直接 モノエチレングリコールに変換する実験室規模での概念実証に成功。Danoneの支援。
2022年6月	Twelve(米)			1億3,000万ドル（約176億円）の資金調達。Microsoft、Alaska Airlines、 Virgin Voyages らと連携しジェット燃料や船舶燃料などのe-fuelを開発。メルセデス・ベンツと提携して自動車部品を製造。
2022年8月	Infinium(米）、Amazon（米）	2023年		2023年からアマゾンの中距離型輸送車両に超低炭素型e-fuelを提供する契約を締結。Infiniumはテキサス州にe-fuel製造施設を建設する計画。2023年生産開始予定。
2022年5月	LanzaTech（米）、Danone（仏）			製鉄所やガス化廃棄物バイオマスからの炭素排出を直接 モノエチレングリコールに変換する実験室規模での概念実証に成功。Danoneの支援。
2022年10月	LanzaTech（米）			連続プロセスでCO_2からエチレンを生産できる触媒の設計に成功。

（出所）各種報道資料

４．６ 第２次シェール革命、カーボンニュートラル調査結果の考察

日本のコンビナートについて短期的な国際競争力向上の観点と中長期的なカーボンニュートラルコンビナート構築の観点に分けて考察する。

（１） 国際競争力向上とカーボンニュートラルコンビナート構築の両立対応

米国の大手石油企業の収益が好調な背景には、油価高騰という順風もあるが、収益基盤を支える圧倒的な国際競争力を有する石油精製・石油化学コンプレックスを構築している。

米国の石油メジャーは石油化学への巨額の投資等を続けており、例えば ExxonMobil は 2022 年にテキサス州で年産 180 万トンのエタンクラッカーを稼働させており、Chevron は関係会社の Chevron Phillips Chemical が Qatar Petroleum と組んで年産 208 万トンものエタンクラッカープラント建設（2026 年稼働）について FID を行っている。

このような石油精製・石油化学の事業統合と一体運営が米国大手の石油企業の収益向上に寄与してきたし、今後もますますその流れを強くする事業戦略である。

日本のコンビナートも石油精製と石油化学の一体運営から事業統合をすすめて一定の成果を上げてきたが、これまでの米国企業の取り組みを踏まえると、この動きを止めてはならない。

米国でエタン等の随伴石油化学原料が増産されることでエタンクラッカーの増強が続き、石油化学原料のライトフィード化（軽質化）の進行が予測される。その場合、重めの原料をベースとする芳香族やプロピレンの供給が十分に行われない可能性がある。とりわけ、プロピレンの供給源の一つである米国の製油所の FCC（流動接触分解）が稼働低下することでプロピレンの供給に影響を与える可能性がある。このような米国での芳香族系誘導品やプロピレン系誘導品の不足及び輸入超過の状況を、日本の石油精製・石油化学は事業機会ととらえて、日系企業単独とまではいかなくても同プラントを持つアジア系企業と連携して米国向け輸出など事業展開することが有効である。

（２） 既存設備を活用し、地域に適合した多様なカーボンニュートラルコンビナート構築

日本のコンビナートは、「日本の基幹産業が高度に融合している生産拠点であるだけでなく、主要需要地の周辺に立地し、さらには地域経済との密接な関係を有している。このような、日本のコンビナートの特徴に着目しながら、カーボンニュートラル社会の実現を目指すためには、米国の現実路線の様に、アジア圏において、次世代投資のための収益源確保（国際競争力強化）することと、脱炭素化を進める両立対応を図る必要がある。

例えば米国でも、燃料油需要の低下に伴い、非効率である小規模製油所の精製設備を閉鎖する方向にある。ただし、精製設備を廃棄するのではなく、少量生産のバイオ製油所等への転換を行うなどカーボンニュートラルを見据えた対応を実施している。

Chevron はカリフォルニア州の製油所の一部の施設を再生可能ディーゼル生産プラントに切り替えるとしており、独立系精製大手のマラソン石油もカリフォルニア州の製油所の一部を再生可能ディーゼルの生産に切り替える。

日本も、人口減少等で需要の減少が続くと見込まれる中で、これまでのように原油精製設備を需要縮小に応じて段階的に廃棄するのではなく、むしろ米国のように、既設の特に、能力が大きな石油精製桟橋、タンク群の余力を活用したカーボンニュートラルを見込んだ対応を行うことで初期投資を下げることができる。

ExxonMobil は、官民共同でメキシコ湾海底に CO2 貯留を行う。この「ヒューストン CCS イノベーションゾーン」は、2030 年に年間 5,000 万トン、2040 年に同 1 億トンの貯留を計画するプロジェクトであり、現在 14 社が加わっている。もともと石油精製各社が同地において CCS に取り組んでいたが、今後、同地で大規模な貯蔵やパイプライン敷設を考慮した場合、2050 年カーボンニュートラルを目指すテキサス州政府の支援を含めた官民連携で取り組んだ方が現実的であるとの判断が背景にある。
IEA も 2050NZE を実現するためには、CCS が不可欠であるという位置づけであり、米国でも政府の大型予算支援のもと着々と進展中である。
日本でも、2030 年の CO2 排出量 46%削減、2050 年のネットゼロに向けて、CCS は切り札であり、脱炭素化を推進するにあたり現実的な見地から官民連携を推進すべきである。2030 年に CCS を実現するには残された時間は少ない。政府と民間企業の協力推進が重要である。

日本のコンビナートは、国家エネルギー・素材の安定供給の安全保障を全うする責務を負う。クリーンエネルギー・素材の輸入においても変わりはない。先ずは、国内で必要とされる汎用品についてはコスト競争力を高めて安定供給を行うと同時に、これまでのように差別化した高付加価値品の開発と供給を続けていくことである。
その上で、水素やアンモニア輸入のための海外との結節点や、廃棄物受け入れやリサイクル品供給のための大都市との結節点としての役割を活かしつつ、脱炭素の流れに沿った低炭素品・カーボンニュートラル品を提供していかなければならない。そうすることで、日本の 2050 年カーボンニュートラルの実現に貢献することとなり、脱炭素という次元を加えることで韓国や中国等からの従来の石油製品や石油化学製品との競争に勝ち抜くことにつながる。

またカーボンニュートラルコンビナートはその地域の地理的特性や産業集積に合致した多種多様なものになっていくと予想される。
「ヒューストン CCS イノベーションソーン」プロジェクトも、CCS 適地の存在と湾岸の産業集積を生かしたプロジェクトである。日本でも、コンビナートを中心に技術等のロードマップを作成して企業、自治体、金融機関、アカデミアなどの関係者と関連知識の蓄積と将来の方向性を共有することが必要である。
その上で、政府等の資金支援を受けながら、それぞれのコンビナートが利害関係者と調整を図りながら連携を進めて独自で多様なカーボンニュートラルコンビナートを目指すべきである。

低炭素製品やカーボンニュートラル製品の原燃料は現時点ではコストが高く、さらに製造設備やインフラへの投資が不可欠であることから、出来上がった製品はかなり高価になることは否定できない。また、このままカーボンニュートラル対応が内需依存の社会実装となって進むと、内需減少で、国内生産能力が余剰となる。現時点からカーボンニュートラル製品の供給基地として規模の経済を追求して効率性を高めておく必要がある。米国では、「選択と集中」によって、1 製油所における処理能力を向上させてきており、日本の平均製油所能力レベルになった。

日本がカーボンニュートラルを達成するためには水素や燃料アンモニアの社会実装を進める必要があり、コンビナートで輸入を増やしていくことになる。
そのためには、オペレーションのノウハウや事故対応や予防に関する知見を共有することが重要である。本件についてもコンビナート内で連携を進めていかなければならない。

2030 年代に本格導入されるカーボンプライシングも今後前倒しされていく可能性があり、その前倒しに備えておくことがコンビナート及び、構成企業に必要である。カーボンプライシングの導入は研究開発や社会実装のための財源確保につながると同時に、欧州が 2023 年に導入する炭素国境調整措置（CBAM）を使うことが可能となって、新興国からの従来品の国内攻勢を防ぐと同時に、彼らに対してカーボンニュートラルへの取り組みを促すことができる。米国でもいずれ連邦レベルでカーボンプライシングや炭素国境調整措置の導入の議論がされる可能性もある。そうした事態に備えてコンビナート各社は前倒し対応を進めておく必要がある。

５．海外石油コンビナート国際競争力・環境調査 3－欧州の調査と分析

ロシアによるウクライナ侵略（2 月 24 日）は、世界エネルギー情勢を一変させたばかりか、ロシアに対する経済制裁が長引くにつれ、世界のエネルギー・経済・製造業において”デカップリング“が拡大しつつある。そして、脱ロシアエネルギー政策の影響を最も大きく受けた欧州では、EU のエネルギータクソノミーに天然ガスと原子力を加えるなど、エネルギー危機脱却に苦戦している。

特に、欧州における CN2050 を牽引してきたドイツでは、ロシアからの天然ガス供給の急激な縮小による電力価格高騰に耐え切れず、石炭火力の復活ばかりか、原子炉廃棄中断の検討が言及されている。原子力発電の稼働継続を求める世論は、短期と中長期含めて 8 割を超える。

しかし、この逆境下にありながら、EU および ESG 投資家などは、地球温暖化関連政策を逆に加速する方針を打ち出し、再生可能エネルギーの開発促進、水素などの新エネルギー開発、カーボンニュートラル策の社会実装を加速するために、予算を拡大するなどの「両立対応」を電光石火の速さで世界に表明した。また、EV 化一辺倒の世論も現実的な方向へと変化が現れ、内燃機関 ICE へのバイオ・合成燃料の混合規約も加速し始めた。SAF の欧州航空業界への導入も着々と進んでおり、欧州の規格が世界標準になる可能性が濃厚になりつつある。更に、CN2050 に向けた炭素税、国境炭素税を進めるためのカーボンフットプリント(CFP)ツールの開発も水面下で進行している。

一方、３大化石エネルギー資源の同時価格高騰及び、燃料価格スプレッド拡大で、米国資源エネルギーメジャーの“儲けすぎ”までとはいかなくとも欧州エネルギー資源メジャーは今年度、空前の利益をあげている。

EM とともに、Shell、BP、TotalEnergies、各国メジャーの「両立対応」事業戦略はこのような資金をもとに大きく前進し始めた。各社工場が立地するコンビナートでは、ロシア禍の中でも計画とおり、次世代に向けて準備が進められている。

このような欧州の対ロシアエネルギー安全保障対応、クリーンエネルギー開発加速、石精石化産業におけるクリーン燃料及び素材の開発など、欧州がエネルギー苦境から抜けだした後に形成される新たな国際競争環境は、今後の世界標準になる可能性がある。

ダブルトランジション（脱ロシアエネルギー＋脱炭素化）において、収益追求型の国際競争を競うバラバラな国家政策下のアジア圏コンビナートと、新たな国際競争環境形成を目指す欧州コンビナートの両方を考慮すると、日本の石油コンビナートは国家エネルギー・素材の安定供給 SDGs を全うするために、なおさら重要な局面にあることが鮮明になっている。

このような最新の EU・諸国の国家政策から新エネ・素材開発、環境投融資、コンビナートへの社会実装プロジェクトを、段階的に調査する。そして、一連の欧州調査の流れから、

EU・各国政府及び、欧州企業が優先的に社会実装を加速する CN2050 ロードマップを調査し、本音と化粧をリアルに分析することで、９地区コンビナートの目指す姿と、その固有なロードマップ（PDCA）の策定に役立てる。

５．１　ロシアエネルギー危機による欧州エネルギー政策の転換

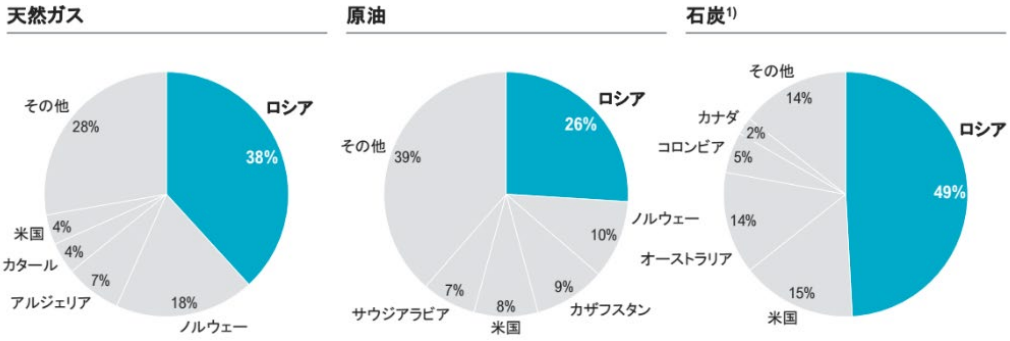
５．１．１欧州のエネルギー安全保障の実態

（１）　欧州のロシアへの化石資源エネルギー依存度と自給率

2022 年 2 月 24 日に勃発したロシアによるウクライナ侵攻は、欧州のエネルギー安全保障に大きな影響を及ぼした。2020 年時点で、EU は天然ガス消費量の約 8～9 割を輸入しており、そのうち、約 4 割をロシアから調達していた。また、天然ガスだけではなく、原油においても輸入の約 3 割、石炭も輸入の約 5 割がロシア産という状況にあり、ロシア産化石燃料に強く依存する中、ウクライナ侵攻は勃発した（図表 5.1.1 参照）。

足許、EU は脱ロシアを掲げ、ロシア産化石燃料依存の解消を推進している。結果として、ロシア産天然ガスの欧州への供給減と、それに伴う天然ガス価格及び原油価格の高騰などによって、世界のエネルギー情勢は大きく変化した。各国はエネルギーの安全保障をどのように担保するか腐心している。

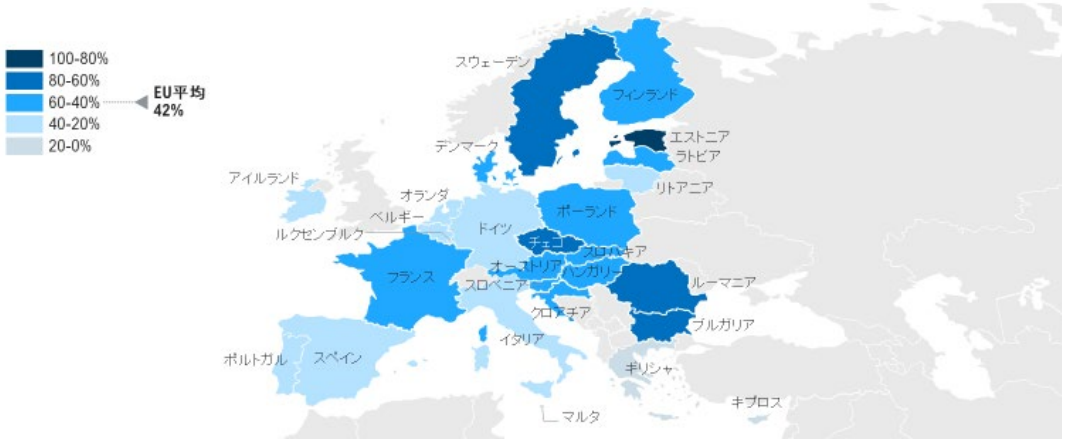
図表 5.1.1　EU 域外からの化石燃料輸入（2020 年）



（出所）Eurostat　　1)hard coal

更に、ロシア産化石燃料に依存していた EU のエネルギー自給率は約 4 割と高くない。国別では、自国資源や原発を有する東欧と再生可能エネルギーの普及が進む北欧では、EU 平均を上回るところが多い一方で、EU 経済を牽引する西欧・南欧加盟国の低さが目立つ。ロシアエネルギー危機がもたらした影響の大きさが窺える（図表 5.1.2 参照）。

図表 5.1.2　EU 加盟国のエネルギー自給率（2020 年）



（出所）Eurostat

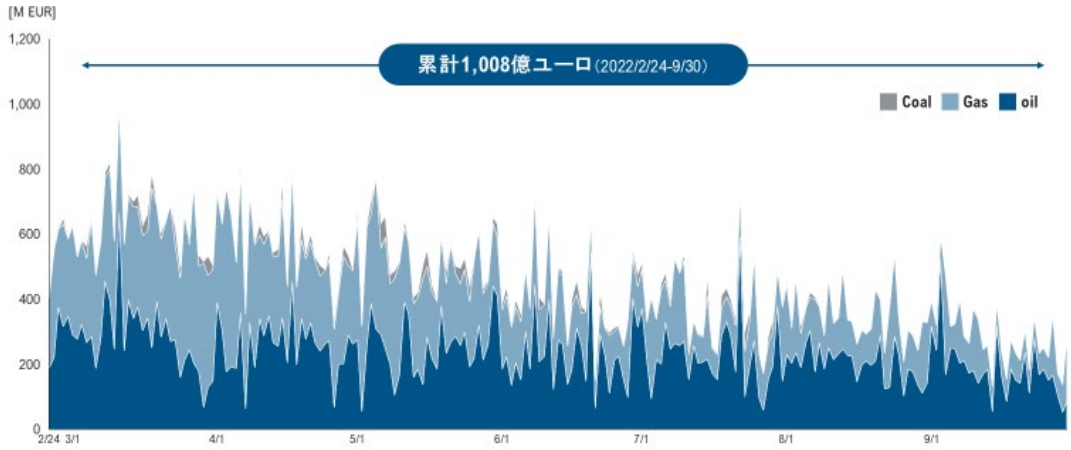
ウクライナ侵攻後、ロシアへの制裁を含む EU レベルでの対策の打ち出し、加盟国レベルでの緊急対応を進めるのと同時にロシア側も EU への供給を絞り込み、駆け引きを行っている。

この双方向からの取組、圧力により、EU におけるロシア産化石燃料の輸入比率は確かに下がっているが、決して EU の足並みが揃っているとも言い切れない実態にもある。フィンランドの調査機関 CREA の試算によれば、ウクライナ侵攻後に、ロシアに対する EU の化石燃料支払額は、2022 年 9 月末時点で 1,000 億ユーロを超える（図表 5.1.3 参照）。更に、年内のロシア産石油の禁輸おいては、ハンガリーが「経済の破壊につながる」とし、調整が長引く局面もあった。最終的には、パイプライン輸送の原油を対象外とするなど、ハンガリーを含む一部の国への配慮を織り込む条件付きの禁輸措置として合意に至った。

EU を締め出す側のロシアも 8 月に財政赤字に陥っている。年初来黒字だったものの石油・ガス収入の減少により、目下、急激に収支が悪化しているものとみられており、欧州マーケットを失うことがロシアにとっても難しいことを示している。

また、ギリシャのエネルギー省はコメントを避けているが、ギリシャ沖の海上でロシア産石油を受け取った船の多くが欧州へ向かっているとされる瀬取り問題は、これを阻止し切れない欧州とロシア双方の実情を表している。

図表 5.1.3　EU のロシアへの化石燃料代金支払額試算（2022 年 2 月 24 日－9 月 30 日）



（出所）Centre for Research on Energy and Clean Air

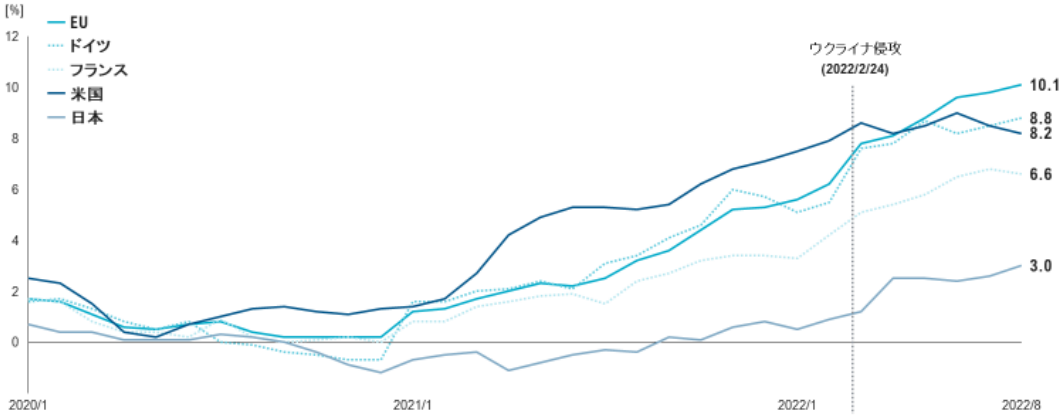
ロシア産化石燃料に依存することのリスクは長年指摘されてきた。一説によれば、特定国からの供給量が 25%を超えると国家の安全保障に関わるとする見方もある。輸入国の切り替え柔軟性や、天然ガス需要を石炭に置き換えるなど、需要側のエネルギーミックスの柔軟性が重要である一方、できるだけ安価なエネルギーを自国向けに確保しようというインセンティブと、他方それが特定の国に集中することで生まれるリスクの難しいバランスが求められる中、脱炭素という要素の重要性も飛躍的に高まり、複雑性は増している。

（２）　欧米のロシア経済制裁とサプライチェーンへの影響

ロシアによるウクライナ侵攻前、世界はコロナ禍からの需要の急回復に供給が追い付かないというサプライチェーンの混乱によって、既に、コロナ前の水準を上回る、急激な物価上昇に直面していた（図表 5.1.4 参照）。

米国では、2021 年 12 月に開催した連邦公開準備委員会（FOMC）で、それまで維持していたインフレは「一時的」という認識を撤回している。さらに、翌月 2022 年 1 月の FOMC で、3 月の利上げを強く示唆し、ウクライナ侵攻前からインフレ退治に向けた金融市場との対話を始めていた。そのような中で始まったロシアに対する経済制裁は、SWIFT からの締め出しやロシア中銀資産の凍結などの金融制裁から、一部品目の輸出入規制や最恵国待遇の取り消しなどの貿易制裁と多岐に渡る。特に EU の脱ロシア産化石燃料を中心とする制裁参加国による輸出入規制は、エネルギーを中心に、主要な非鉄金属、小麦や肥料などのコモディティ価格の急騰を引き起こし、世界のインフレに追い打ちをかけた。

図表 5.1.4　主要国・地域の消費者物価指数推移（2020－2022 年）



（出所）Eurostat、U.S. Bureau of Labor Statistics、e-Stat

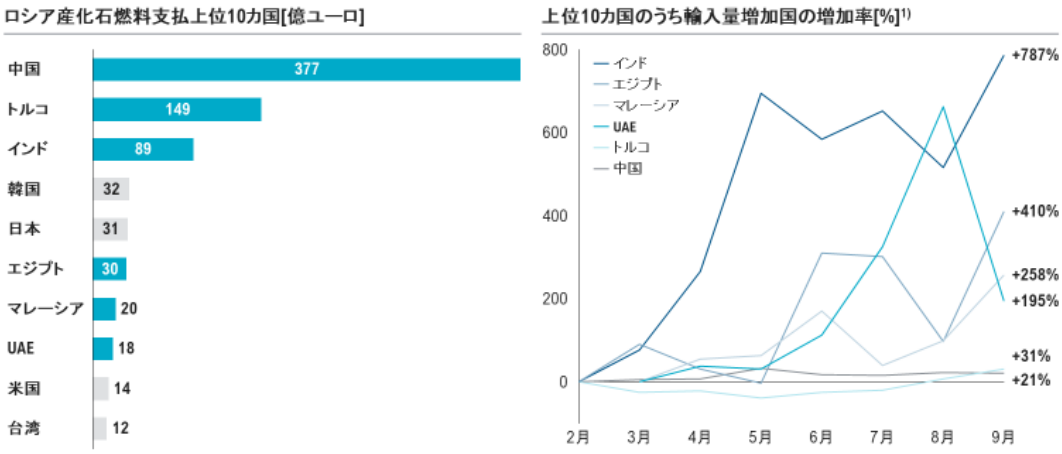
・エネルギー価格の高騰、脱ロシア足並み乱れによるロシア財政の大幅な黒字

ウクライナ侵攻に起因するエネルギー価格の高騰は、インフレに拍車をかけただけではない。足許、財政赤字に転落したとされているロシアだが、2022 年 1 月～7 月の財政収支は、前年同期比 3 倍以上の 1,666 億ドルの黒字であり、エネルギー価格の高騰がロシアの懐も潤してしまっていた。

また、この中には経済制裁に参加していない国への安価なエネルギー供給も含まれる。インド、中国、中東などへの輸出額は、侵攻前と比較すると、大幅に伸びている。中でも、UAE のフジャイラ港はロシア産を混合した石油製品が輸出される一大拠点とされており、ロシア産化石燃料が第三国を経由し、世界に輸出されている実態もある。NATO 加盟国（EU 未加盟）のトルコでさえ、ウクライナ侵攻を批判するも、経済制裁には慎重な立場を示しており、ウクライナ侵攻後にロシアからのエネルギー供給を増やした国の一つである（図表 5.1.5 参照）。EU が掲げる脱ロシアに必ずしも世界が同調しているわけではなく、その実態は非常に複雑である。

詳細は後述するが、このような状況下で、EU は脱ロシア産化石燃料とカーボンニュートラルの両立を企図しており、足許の移行期間において難局を迎えている。

図表 5.1.5　EU を除く各国の化石燃料代金支払い額試算（2022 年 2 月 24－9 月 30 日）



（出所）Centre for Research on Energy and Clean Air

（３）　デカップリングの拡大によるグローバル製造業への影響と進むべき道
（詳細は２．５項参照）

ウクライナ侵攻は、米中対立によって顕在化しつつあったサプライチェーンの分断を加速させた。ウクライナ戦争は長期化の方向に向かい、引き続く欧米の経済制裁は、ロシア・中国を基軸とする覇権国と欧米を中心とする自由圏経済への分断を加速している。

世界銀行によると、グローバル経済は過去 50 年で 10 回の大きな分断を経験している。しかし、1970 年から 2000 年の間には 2 回しか起きていない。2001 年の同時多発テロから数える残りの 8 回は、過去 20 年間のうちに起きたものであり、分断は大幅に増加している。直近で生じたコロナによるサプライチェーンの混乱とウクライナ侵攻によるロシアの締め出しという連続するこの二つの事象は、インフレを引き起こし、経済を分断させただけではなく、サプライチェーンの地政学的リスクを剥き出しにし、その見直しを企業に迫るものである。以前のような高度なグローバル化状態に戻れない可能性が高い。

・次世代製造業のアプローチ再評価と分断に対する製造業操業の再設計

従来の製造業を動かし、再考し、再構築する余地は、かつてないほど大きくなっている。それは新しい形の協働、自動化、デジタルサービス、データ、サプライチェーンにおける透明性の向上が必要である。過去のように単にコストに焦点を当てるのではなく、明日競争するために優先順位を広げなければならない。先進的企業は最新の製造トレンドをテコに、新たなサプライチェーンを描くことができる。

① パートナーとのリスクシェアとリスク移転
② 代替/切替え：製品の再設計による代替と入手可能性に適応、グローバルから地域へサプライチェーンを再調整
③ 緩和：バリューチェーン・セキュリティを得るために在庫レベルと操業哲学を再調整して、ジャストインタイムを止める。自社またはサプライヤーネットワーク内での生産再配置または供給転換、最も収益性の高い製品にリソースを配分する。

日本の産業基盤であるコンビナートは、後戻りのできない分断がもたらすサプライチェーンの再編により、石炭火力を動力源とするアジアの新興大型コンビナートを主な競合として戦っていくことになる。

・デカップリング下における日本コンビナートの目指す姿

アジア各国が、依然として、スケールメリットを追及するコンビナートの強化を目指している中、コンビナートの低炭素化は、分断後の新たな国際競争において、優位性を築くために、必須の取り組みである。

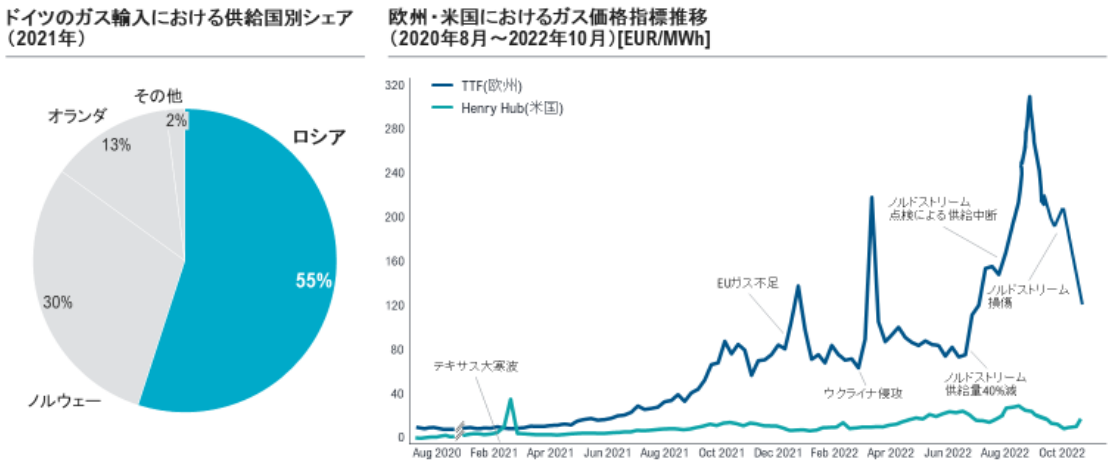
日本のすべてのコンビナートは沿岸部に立地し、石油、石油化学、化学、電力、ガス、鉄鋼ほかの全産業が近距離内に隣接する。カーボンニュートラルへの変容に向けて、産業間連携によるメリットを享受できる世界に唯一のコンビナートである。これまで地区の特徴を生かしたコンビナート連携活動（統合、最適化、構造改革、地域連携ほか）を更に進展し、ユーザーが欲する高付加価値、多品種のオーダーメイド製品を迅速に提供できる次世代環境低負荷型のコンビナートに変革することで、アジア圏においてもオンリーワンの製品を輸出することが可能になる。

このような目指す姿を念頭に、ウクライナ侵攻による難局を迎えながらも先進国の責務として、地球温暖化防止に邁進する欧州の動向を正しく抑え、欧州とは異なる事業環境においてアジアを牽引するカーボンニュートラルコンビナートモデルの構築を目指す。

（4） ドイツにおける脱ロシア産ガスに伴う難局"Gas-challenge"

2021 年時点で、ドイツは天然ガス輸入のうち 55%をロシアから調達しており、ロシアは重要な天然ガス供給国であった。足許は EU 側が進める脱ロシアに加え、EU 制裁への報復措置としてロシアが化石燃料供給を絞っており、ドイツへの天然ガス供給は大幅に減らされている。9 月時点では、ドイツのロシア産天然ガス輸入率はゼロに近い水準にまで達し、エネルギー価格、特に天然ガス取引価格の暴騰とともにドイツ産業界に大きな影響を及ぼしている（図表 5.1.6 参照）。

図表 5.1.6　ドイツのロシア産ガスへの依存とガス価格指標推移（欧州・米国）



（出所）Eurostat、Intercontinental Exchange、EIA

・ドイツ企業の倒産リスク、危機的状態
ドイツ政府は家計に対する値上がりに関しては対策を講じるものの、産業界は保護されていない（上限設定を検討中)。

エネルギー価格の高騰、天然ガスの供給削減は、エネルギー集約型企業が減産をせざる得ない状況につながっており、化学製品、アルミニウム、鉄鋼などの一次産品にその傾向が現れている。

さらに、エネルギー価格の高騰に加え、拡大するインフレ、景気後退への恐れ、冬に迎えるエネルギー不足などの厳しい経済環境は、減産に留まらず、倒産リスクにもつながっている。今夏にはドイツ中小企業で老舗のトイレットペーパーメーカーHakleが倒産し、ドイツ経済を支える中小企業の倒産不安が一段と高まった。ドイツ産業連盟が 8-9 月に実施した調査によれば、エネルギー高により存続を脅かされていると答えた割合が 593 社中の 1/3 を超え、2 月から 23%増えており、確実に企業の倒産リスクが高まりつつある危機的状況と言える。

「システム全体に影響を与える巨大企業を見守り、解決策を探すことはもちろん重要だが、ドイツの雇用の大部分をミッテルシュタント（中小企業）が担っているのも事実であり、その我々が真に解決策を必要としている。ミッテルシュタントが未来もこのドイツで生き残れるように（Hakle Head of Marketing)」　（出所）Reuter

ドイツのロベルト・ハーベック経済大臣は国内のガスリスクレベルを 2 番目に高い「警戒」段階に引き上げたことを説明する 6 月の会見において、ドイツの切迫した状況を説明している。
「エネルギー供給会社が高値かつ量をカバーすることを強いられ、損失を重ねており、この影響は地域の電力会社と顧客（消費者や企業）に波及しかねない。この損失が拡大した時、市場全体が崩壊する危険性があり、エネルギーシステムにおけるリーマン・エフェクトに相当しうる（Robert Habeck, Economy Minister of Germany)」
（出所）Time

・前政権への批判
ロシアへ依存するリスクを許容し、破壊工作と疑われる被害を被ったノルドストリーム 2 を推進した前政権への批判の声は当然ながら少なくない。米国は、オバマ元大統領時代からロシアへの依存度を高める危険性からノルドストリーム 2 には長く反対してきた。国内に目を向けても、農業大臣を務めるジェム・オズデミル氏（緑の党）はメルケル前政権下で拡大したロシア産化石燃料への依存度に触れながら、公然と前政権のエネルギー政策を批判している。「現政権は破滅的な状況を受け継いだ。プーチンという犯罪者から天然ガスを 6 割近くも調達することがいいアイデアだとは思っていなかった。」　（出所）DW

メルケル氏が首相に就任したのは、2005 年である。ドイツではメルケル氏が政権を手にする前から、脱原子力の動きが進んでいたが、2010 年の長期エネルギー戦略の中で原子

力を再生可能エネルギーが普及するまでの過渡期における必要なエネルギー源であると位置づけ、稼働年数の延長を決めた。
しかし、翌年の 2011 年 3 月に日本が経験した福島第一原子力発電所の事故をトリガーに、原子力に対するスタンスを 180 度転換させ、2022 年末までに原子力発電所を廃止することを決定する。
その後、2020 年には 2038 年までに石炭火力を廃止する脱石炭法を可決した。その結果、安価かつ石炭に対して CO2 排出量の少ない天然ガスの重要性が高まり、ロシア産天然ガスへの依存を許容する絵姿となっていく。2021 年当時のインタビューでは、脱原子力を進めたことについての後悔はあるか、と記者に問われ、メルケル氏はこう応えている。“一部の人が要求する「脱原子力・脱石炭を推進しながら、天然ガスからもできるだけ早く撤退すること」は起こり得ない”（出所） Politico

５．１．２　脱ロシアとカーボンニュートラルを両立掲げる EU 取組の骨格

ロシアによるウクライナ侵攻直後の 3 月 8 日、欧州委員会は、ロシア産化石燃料への依存からの脱却を目指すエネルギー政策「REPowerEU」の概要を発表した。その全体像は以下のとおり。

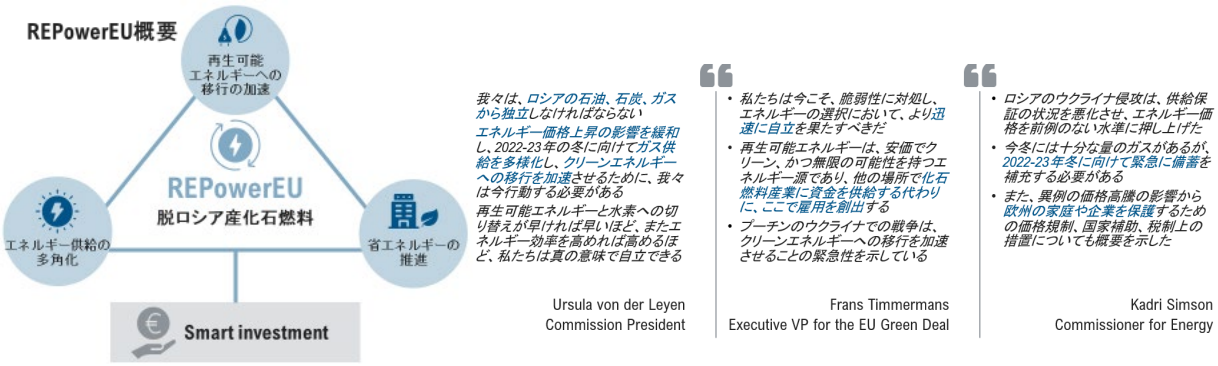
2019 年、2050 年のカーボンニュートラル実現を中核に掲げた持続的な EU 経済の実現に向けた成長戦略「欧州グリーンディール」が欧州委員会によって発表された。この具体的な政策パッケージであり、2030 年に温室効果ガス排出を 1990 年比で少なくとも 55%削減を前提としているのが“Fit for 55”である。これは 2021 年に欧州委員会により提案され、12 の主要項目から構成されている。

ウクライナ侵攻後に発表された「REPowerEU」は、これ単独で示された対策ではなく、この“Fit for 55”を土台とする追加施策という位置づけとなっている。したがって、脱ロシアを推進しながら、カーボンニュートラルに向けた取組をさらに加速させる、両立策を打ち出した内容になっている。そして、これらの活動に投資を呼び込んでいくべく、「持続可能かどうか」を判断するための指標を示した分類システムとして“EU タクソノミー規則”が整えられている。ウクライナ侵攻を踏まえ、EU のこれらの中核取組における動向を以下に示す。

（１） REPowerEU

EU は、ロシア産化石燃料への依存を 2022 年末までに大幅に低下させ、2030 年よりも早い段階で脱却を目指す目的で REPowerEU を策定している。これは Fit for 55 で掲げる 2030 年に温室効果ガス排出を 1990 年比で少なくとも 55%削減するとした目標実現の前倒しにも寄与する内容となっており、ロシア産化石燃料依存からの脱却を中核に次の 3 つの柱で構成されている（図表 5.1.7 参照）
①省エネルギーの推進、②再生可能エネルギーへの移行の加速、③エネルギー供給の多角化

図表 5.1.7　REPowerEU を構成する 3 つの柱と主要関係者の想い



（出所）欧州委員会、欧州議会

REPowerEU では、各種短期目標も示されており、ロシア産天然ガスに関しては、2022 年末までに輸入量の 2/3（約 1,000 億㎥）を削減する。この目標達成にむけては、代替調達先の確保と EU 加盟国間の連帯が大きな課題となるが、特に前者に関しては厳しい LNG の市場環境から専門家からもその困難さが指摘されている。LNG の新規ガス田開発は最終投資判断から 2-3 年を要するほか、既存ガス田の契約は 60～80%が長期契約で埋まっている上、価格体系や契約期間で合意しづらい（図表 5.1.8 参照）。

図表 5.1.8　REPoerEU の定量目標

主な目標項目	Fit for 55の2030年目標	REPowerEUの目標	天然ガス換算の削減インパクト[億m³]	投資予算[EUR b]
エネルギー供給の多角化（ロシア以外からのガス調達）	-	2022年末までにロシア産ガス2/3削減	-（代替調達：600）1)	10
再生可能エネルギーへの移行の加速	再エネ比率40%	再エネ比率45%	430 - 680	150
太陽光	420GW	600GW	前倒し	86
風力	480GW	480GW		
バイオガス	170億m³	350億m³	180	37
グリーン水素	1,000万t	2,000万t	250 - 500	27
省エネルギーの推進	9%削減（2020年比）	13%削減（2020年比）	110	97
2030年のロシア産天然ガス輸入解消を目指す				

1) LNG：500 億 m3 以上、パイプライン経由：100 億 m3 以上

（出所）欧州委員会、JETRO

・ドイツ-カタール間の交渉難航

中長期で化石燃料からの脱却を進めたいドイツがカタールと 10 年の契約期間を希望するのに対し、安定取引を望むカタールは 20 年を希望した。加えて価格体系についても、ドイツは、欧州ガス価格指標の TTF（Title Transfer Facility）連動方式を望む一方で、カタールは主要顧客のアジアで主流の原油価格連動方式を主張した。仮にドイツが原油価格連動型を受け入れた場合、ドイツの電力会社は TTF との差により生じる大きな財務リスクを抱えることになる。

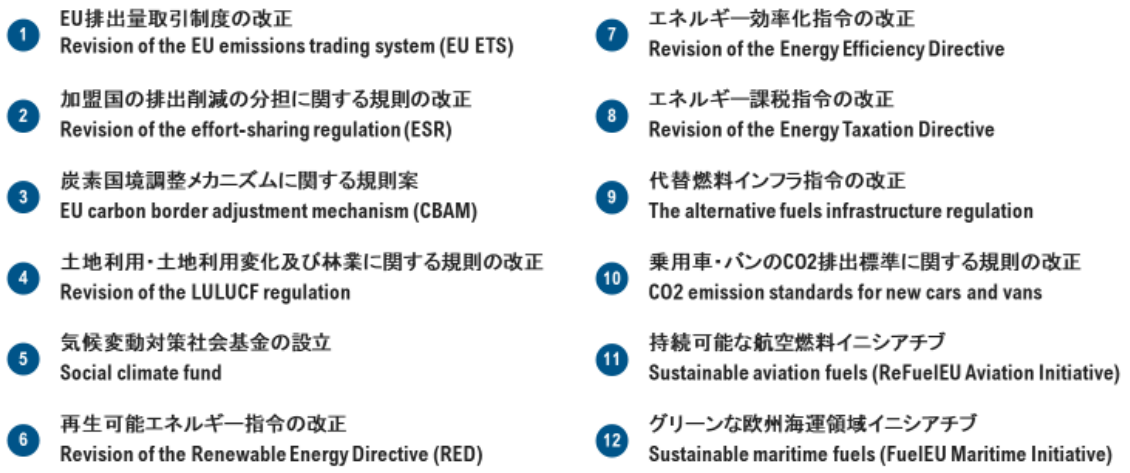
残り 20～40%程度のスポット市場からの調達についても、REPowerEU で他国からの LNG 調達を目指す「500 億㎥」は、全世界の LNG スポット取引の約 25%に当たり、ウクライナ侵攻前からアジア勢との競争が激化している同市場においては非常に高いハードルとなる。もう一つの課題である EU 加盟国間の連帯においては、国によって異なるロシア産天然ガス脱却の難易度を調整する必要がある。具体的には、パイプラインガスの代替となる LNG の輸入に適さない内陸国や、中東欧をはじめとするロシア依存度の高い国、高コストに耐えられない国にとって、脱ロシア産ガスは容易でない。こうした各国間の事情の違いを乗り越えるため、ハード・ソフトでの共通システムの構築が不可欠になるだろう。

（2） Fit for 55 と再生炭素燃料方針に対する産業界の反応

①Fit for 55

REPowerEU が土台とする Fit for 55 は、前述のとおり 2021 年 7 月に欧州委員会が提案した 2030 年に温室効果ガス排出を 1990 年比で少なくとも 55%削減することを目標とする政策パッケージであり、12 の主要項目で構成されている。Pricing（炭素税など）、Targets（導入目標）、Rules（排出量規制）、Support measures（気候変動対策社会基金）に大別され、多面的な取組により EU の脱炭素化を推進する施策となっている（図表 5.1.9 参照）。

図表 5.1.9 Fit for 55 における主要 12 項目



（出所）：欧州委員会、欧州議会、JETRO

欧州議会は 2022 年に開催した本会議において各項目についての協議を順次進めており、エネルギー課税指令の改正案を除くすべての項目を採択している。協議結果としては、欧州委員会が各項目で提案する内容に対し、修正案を示し、その修正案を採択しているケースが多い（図表 5.1.10 参照）。

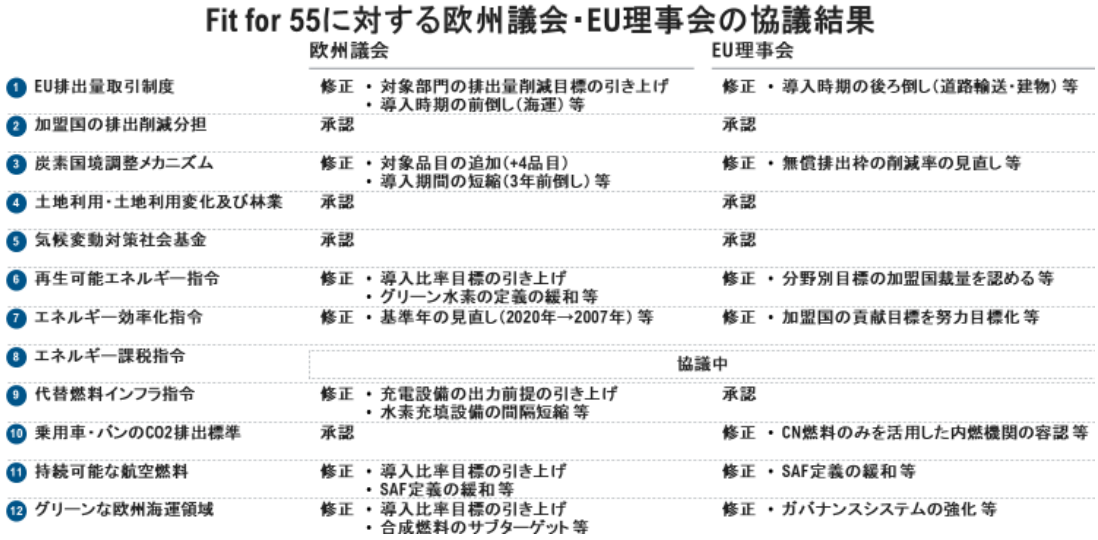
具体的には、第二章で詳述する持続可能な航空燃料の導入目標の引き上げや、炭素国境調整メカニズムの導入年の前倒しなど、より野心的な見直しが施されている。1 年前の欧州委員会提案時から、ウクライナ侵攻などにより社会の大きな変化点を迎えながらも、REPowerEU 同様に、カーボンニュートラル実現に向け、より一段と実行フェーズに移って

いることが窺える。

EU 加盟国の閣僚で構成され、欧州議会と共に立法権を有する EU 理事会も同様に主要項目を採択している。基本的には欧州委員会提案を支持しながらも、欧州議会に対してはより実行を意識した現実的な見直し案を提示している。具体的には、後述する自動車 CO2 排出量に関する規制（2035 年に内燃機関の生産・販売を実質禁止する規制）において、可決内容にカーボンニュートラル燃料を活用した内燃機関存続の道筋を織り込むなどの見直しを加えている。欧州委員会の提案に対して、立法権を有する欧州議会、EU 理事会の立場が出揃うと、三者による最終合意形成プロセス（トリローグ）に移る。

2022 年 10 月末の COP27 の開催直前には、自動車 CO2 排出量に関する規制について三者間の合意形成が行われ、2035 年にゼロエミッション車以外の新車の乗用車及び小型バンの登録を禁止するとし、12 項目の中で唯一基本合意に至っている。

図表 5.1.10　Fit for 55 に対する欧州議会・EU 理事会の協議結果



（出所）European Parliament、European Commission、JETRO

②再生炭素燃料方針に対する産業界の反応

2022 年 5 月、欧州委員会は Fit for 55 において改正を検討している再生可能エネルギー指令（2018 年）の下で再生可能水素に適用される EU 規則を明確化する委任法に関する協議を開始した。

このうち、GHG 削減の方法論に関する提案として、再生可能エネルギー指令で定められた温室効果ガス排出削減の閾値を満たすために再生可能水素および再生炭素燃料のライフサイクル排出量を計算する詳細なスキームが提示された。

当該スキームにおいては、短中期的には、再生炭素燃料（RFNBO：Renewable Fuels of Non-Biological Origin）として認められる炭素の出自は問わないとしつつも、2035 年以降の長期スパンでは、再生炭素燃料（RCF：Recycled Carbon Fuels）として認められるのは「持続可能な炭素を出自とするものに限るとの方針案が示されている。

この委任法案に対するパブリックコメントなどを参照すると、CCS/CCUS を推し進めるノルウェーを中心に、不可避または脱炭素に時間を要する産業由来の CO2 を活用できなくなることに対し、欧州産業界から懸念が示されている（図表 5.1.11 参照）。

図表 5.1.11　再生炭素燃料方針に対する産業界の反応

国	企業・団体	主なコメント
ノルウェー	equinor	• 再生可能燃料等の生産に使用される炭素の起源が、2035年以降、持続可能なものに限定されることに強い懸念を示し、当該方針の削除または期限延長を要求 • 再生可能燃料等、長期の投資回収期間を見込むGHG削減プロジェクトへの投資意欲を抑制しかねない
ドイツ	e·on	• 期限（2035年）が脱炭素化が困難な鉄鋼・セメント・石炭産業等の期待タイムラインとしては現実的でない（2040～2050年、例えば2045年が現実的） • 当該方針は産業由来のCO2を再利用するCCUSプロジェクトを抑制しかねない
フランス	VEOLIA	• 産業プロセスの過程で不可避的に生じるCO2の再利用に関して期限を設けるべきではない • 期限を設ける場合においては、減価償却期間を踏まえ、2035年以前に稼働を開始するプロジェクトを対象外とするべき
欧州	cefic 欧州化学工業団体協議会	• 期限（2035年）の根拠が不明確だとし、当該記述の削除を推奨 • 期限を設ける場合においては、コストベネフィット分析や必要となる炭素の供給インフラ活用可能性の観点から根拠を示すべき
ベルギー	FEBELCEM Partenaire d'infobeton.be ベルギーセメント産業連盟	• 2035年というタイムラインに対する懸念を表明 – 同期限では生物起源の二酸化炭素の十分な確保やDAC技術確立・コスト効率化は困難 – 同期限によるCCUSプロジェクトに対する影響

（出所）欧州委員会

（3）　EU タクソノミー

2019 年に欧州グリーンディール戦略が公表された翌年、向こう 10 年間で官民から総額 1 兆ユーロの持続可能な投資の誘導を目指す欧州グリーンディール投資計画が発表された。民間金融機関や投資家の資金を確実に呼び込む必要性が高まる中、対象となる経済活動が「環境的に持続可能かどうか」を決定するための統一した基準を示すことを目的とし、Fit for 55 提案の前年、2020 年に EU タクソノミー規則は施行されている。

ウクライナ侵攻後、「持続可能」とされる対象に変化が起きている。欧州議会は 2022 年 7 月、一定の条件で天然ガスおよび原子力による発電を持続可能な経済活動に含めるとする委任規則案を承認しており、2023 年から適用される。タクソノミーにおける天然ガス・原子力の扱いはエネルギーミックスの違いもあり国ごとに見解が分かれていた。例えば、原子力への依存度が高いフランスは原子力を、脱原子力を掲げるドイツや石炭利用の削減が課題となっているポーランドなどの東欧諸国は天然ガスを、それぞれ移行期のエネルギーとしてタクソノミーに含めることを主張していた。

他方で、2022 年 1 月に欧州委員会が同委任規則の方針を発表した際、諮問機関は「天然ガスはグリーンとは程遠く、原子力も持続可能とは言えない」とする見解を出していた。さらには、ウクライナ侵攻後、天然ガスを含む脱ロシア産化石燃料の動きが加速する中、天然ガスをグリーンな経済活動に位置付けることは中長期的な依存に繋がりうるといった反対の声が強くなっていた。

欧州議会の否決（承認）を受け、各国から批判の声も挙がる。オーストリアの気候行動・環境・エネルギー・モビリティ・イノベーション・技術相は、委任規則案をグリーンウォ

ッシング（実質を伴わない環境訴求）だと批判した上で、委任規則案が施行されれば、EU 司法裁判所に対して取消訴訟を提起する方針を表明している。また、デンマークは二酸化炭素を排出するガスを「グリーン」と見なせば EU の気候変動対策への信頼を損ねると警告している。国際環境 NGO のグリーンピースも当然強く反発する。当初から委任規則案を「過去最大のグリーンウォッシング」と評し、EU のサステナビリティ目標と整合しないとして批判している。

天然ガス・原子力を委任規則案に含めるとした欧州委員会は、実現可能性を重視する主張を展開する。具体的には、低炭素技術への移行を妨げず、GHG 排出量の多い施設への依存を招かないことを条件に、技術的・経済的に代替可能な低炭素技術がない場合、GHG 排出量が最も少ない技術を用いるべきだとし、移行期の活動として、天然ガス・原子力はタクソノミー規則に合致すると説明している（図表 5.1.12 参照）。

図表 5.1.12　EU タクソノミー規則における天然ガス及び原子力の位置づけ

EUタクソノミー規則における天然ガス及び原子力に対する基準

	天然ガス発電施設の建設・稼働	原子力発電施設の建設・稼働
経済活動分類	移行期における活動（Transition Activities）	
対象	• 発電 • コジェネレーション • 熱製造	• 先進的技術の開発・導入 • 新設（2045年末までに建設許可を取得） • 既設の改修（2040年末までに各国当局が承認）
スクリーニング基準	以下の1、2のいずれかの基準を満たすこと 1. ライフサイクルのGHG排出量が100g/kWh以下 2. 2030年末までに建設認可を取得し、以下の基準全てを満たすこと a. GHG直接排出量が270g/kWh未満、または年間GHG直接排出量が20年間平均550kg/kWh未満（発電のみ・設備容量1kWhあたり） b. 既存の多排出な設備の置換を前提とし、再エネによる代替ができないもの c. 再生可能・低炭素ガスへの完全切替（2035年末まで） d. 石炭フェーズアウトの約束（石炭をエネルギー源とする加盟国の場合）	以下の基準を全て満たすこと • ライフサイクルのGHG排出量が100g/kWh以下 • EU域内の原子力安全規制の順守 • 2025年以降の事故体制燃料の使用（新設・既設） • 放射性廃棄物の管理・廃炉に関する基金の創設 – 経済活動が実施される加盟国による創設 – 運転終了時までの金額確保に関する計画の提示 • 放射性廃棄物処分場 – 2050年時点での処分場の運転に関する詳計画（高レベル） – 運転可能な最終処分場の保有（高レベル以外）

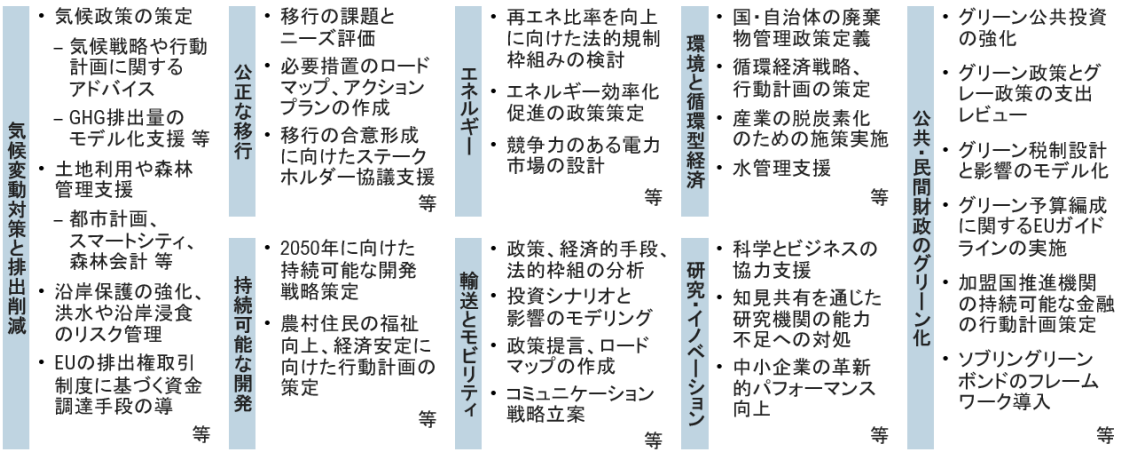
（出所）各種二次情報、Roland Berger

（4）　その他の EU における政策的取組（DG REFORM によるグリーンディール支援）

Fit for 55、REPowerEU、EU タクソノミー規則を基本骨格とし政策面からカーボンニュートラルを推進しながら、加盟国の支援にも力を入れている。

具体的には、欧州委員会により設置された“DG REFORM（構造改革支援総局）”が、気候変動対策や欧州グリーンディールの実行において、EU 加盟国の実務支援を手掛ける。DG REFORM は、加盟国の支援要請を受けて専門家を派遣し、気候変動と排出削減、公正な移行、持続可能な開発、エネルギーなどの多様なテーマに関する支援メニューを提供する。これまで EU 加盟国の全てで、累計 1,000 以上のプロジェクトを実施してきた（図表 5.1.13 参照）。

図表 5.1.13　DG REFORM 支援メニューの例



（出所）欧州委員会

５．１．３　脱ロシアエネルギーに向けた EU 加盟国の直近のエネルギー政策

（１）　ドイツの直近のエネルギー政策対応と課題

①ドイツのエネルギー政策“Easter Package”

足許難局を迎えるドイツは、エネルギーの緊急確保と、再生可能エネルギー導入の加速の両面から対応を進めている。エネルギーの緊急確保については、欧州委員会提案の REPowerEU に加え、自国の対策も打ち出す。

ウクライナ侵攻後の 2022 年 3 月には、ガス緊急計画（Notfallplan Gas）を発表し、ガス供給の中断・制限に備え、市場動向を注視している。ロシアがドイツのガスインフラを運営するガスプロム・ゲルマニアの清算を試みた際には、一時的にドイツ連邦ネットワーク庁をガスプロム・ゲルマニアの受託者に任命するなどして防衛した。

具体的なエネルギー確保に向けては、2022 年 3 月中旬に、ロベルト・ハーベック経済大臣が LNG の代替調達を求め、カタールとノルウェーを緊急訪問している。その後 8 月には、ノルウェーと「ドイツにできる限りの天然ガス輸出を継続」することで合意した。カタールとも 5 月に LNG 供給に向けたエネルギーパートナーシップ協定に調印しており、2022 年 11 月には、国営石油会社 Qatar Energy が、米エネルギー企業 ConocoPhillips と共同でドイツ向けに LNG を輸出することを発表している。2026 年から少なくとも 15 年間の長期契約で、最大年間 200 万トンの供給の見込みとなっている。

また、天然ガスの調達に奔走すると同時に、ロシアがガス供給を停止すると脅した段階で、ガス緊急計画を発動させ、石炭火力発電所の再稼働も予定する。

これは緊急事態令として、議会の承認無しに最長 6 ヶ月の稼働を可能とするものである。連立与党の緑の党においては、2030 年までの脱石炭前倒し目標と矛盾するが、短期的には石炭火力発電所をより長く保有しておかねばならないとの判断である。

実際に、2022 年 8 月、リザーブ電源となっていたチェコ大手 EPH のグループ会社が保有する石炭火力発電所の再稼働が発表され、9 月に発表された発電量統計では、国内で発電し、電力網に供給した電力量において、褐炭・石炭火力による発電量が前年同期比 17.2%増で、全体の 31.4%を占め、最も重要な電源となっていることが分かる。

ドイツは 10GW 分の石油、石炭による火力発電所の予備力を準備しており、このうち、18.8GW が石炭火力発電所となっている（図表 5.1.14 参照）。

図表 5.1.14　ドイツ供給予備力の内訳

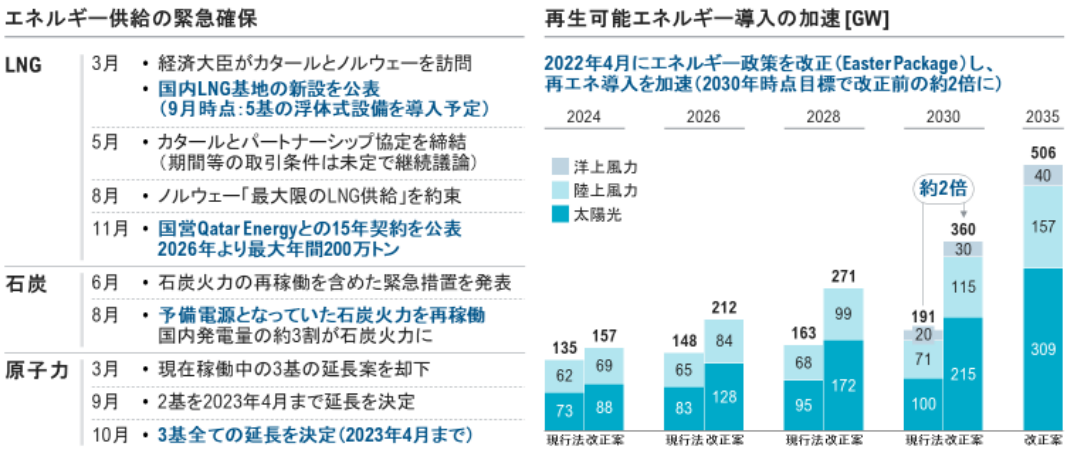
発電所タイプ	容量 [GW]	対応概要	オペレーター
石炭火力（閉鎖入札）	2.6	2022-23年の閉鎖義務を免除	STEAG, Onyx, EnBW, GKM 他
無煙炭火力予備力	4.3	2024年2Qの市場復帰オプション	Uniper, SWB, STEAG, EnBW
石油火力予備力	1.6	2024年2Qの市場復帰オプション	Marbach
褐炭火力（保安予備力）	1.9	政府が市場復帰を要請可（新たなスキーム）	RWE, LEAG
合計	10.4		

（出所）S&P Global, BMWK, BNetzA

褐炭火力の 0.9GW 分（3 基）を担う RWE は、ロシアの石油・ガスへの依存度を減らそうとするドイツ政府の取り組みを支持し、要請があれば 3.5GW の石炭火力を復活させることができるとしている。また、2022 年 8 月の決算報告では、ドイツの脱石炭計画に基づき 2022 年 4 月に停止したノイラート A 発電所を復活させる選択肢を残している。

再生可能エネルギー導入加速に向けては、2022 年 4 月に複数のエネルギー政策関連法の改正法案である Easter Package を閣議決定した。2030 年時点の再生可能エネルギー導入量をほぼ倍増させる非常に野心的な計画で、過去数十年で最大規模の改正となる。
2021 年 11 月の連立政権合意時に既に自然エネルギーに関するいくつかの施策は約束されていたものの、Easter Package はそれよりもはるかに野心的とされている。
図表 5.1.15 にドイツの直近のエネルギー政策をまとめる。

図表 5.1.15　ドイツのエネルギー政策（直近）



（出所）White & Case, Middle East Eye, Clean Energy Wire, S&P, JETRO, 各種二次情報

②ドイツの Easter Package に対する意見

ロベルト・ハーベック経済大臣（緑の党）は、「Easter Package は、我々のアジェンダの一部であり、ロシアによるウクライナ侵攻を受け二重の緊急性を帯びてきた」と述べており、エネルギーの安全保障と自然エネルギー拡大を結び付けて語り出している。Easter Package は、「再生可能エネルギーの利用が最優先の公益であり、公共の安全に資する」との原則をおいている。

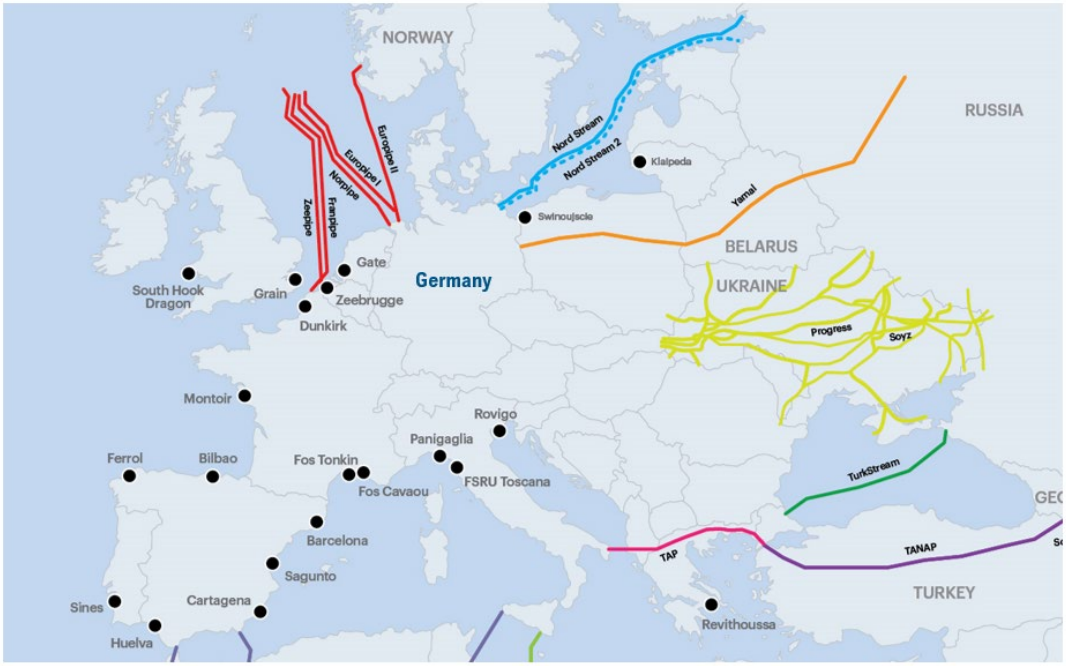
エネルギー業界、例えば風力発電のコンバーターを製造する Enercon のようなプレイヤーからは、「ドイツのエネルギー政策の新たな始まりと方向性を示すもの」として歓迎の声がある一方、目標の実現性に懐疑的な声も存在する。

実際の法案の中身には、送電網も含めた計画や認可の合理化に関する改正案が含まれるものの、今後連邦州との交渉が必要であったり、財源・財政状況やインセンティブが不明瞭であったりと、目標の実現性は不確実な部分も多い。Easter Package は、2022 年 7 月に連邦参議院で承認され、2023 年 1 月に施行の見込みである。

③ドイツのガスエネルギーインフラの脆弱性と「LNG 促進法」

ドイツは LNG 調達に奔走しているが、これまでロシア産天然ガスをパイプラインで調達してきたこともあり、EU が 26 の LNG 基地を有するのに対しドイツは全く LNG 輸入基地を有していない。これが、ガス危機の最大の課題となっている（図表 5.1.16 参照）。

図表 5.1.16　欧州の主要ガスパイプラインと LNG ターミナル



（出所）ICIS

現在は、主にベルギー（ゼーブルージュ）、フランス（ダンケルク）、オランダの基地を経由して LNG を調達しているものの、ドイツ政府はエネルギー安全保障とコスト削減の観点から、自国で LNG 基地を保有することを検討し、特に浮体式設備の建設を有望視している。

2022 年 6 月には、LNG の輸入インフラを拡大することを目的とした「LNG 促進法」を施行し、緊急時措置として新規 LNG 基地の承認・発注・審査手続きを迅速化（環境影響評価の免除、パブリックコメント期間の短縮など）し、建設に至るプロセス期間を従来の 10 分の 1 に短縮することで、陸上・海上の LNG 基地の早期構築を狙う。

建設計画中の浮体式設備は合計で最大 270 億㎥のガス供給能力を持ち、ロシアからの供給量の約半分を代替する予定である。こうした取組みにより 2024 年までにロシア産ガスからの脱却を目指すほか、中長期的にはこうした拠点を再生可能なガスや水素エネルギー用のインフラに転換する可能性も模索している。

現時点では、浮体式 LNG 貯蔵・再ガス化設備（FSRU）5 基を導入する計画となっており、2022 年 11 月には、北海の Wilhelmshaven 港に建設していた輸入ターミナルを僅か 200 日で完成させ、同国初の LNG 受け入れ基地となった。最初のタンカーは 2023 年初めを予定しており、冬のガス不足に備える。

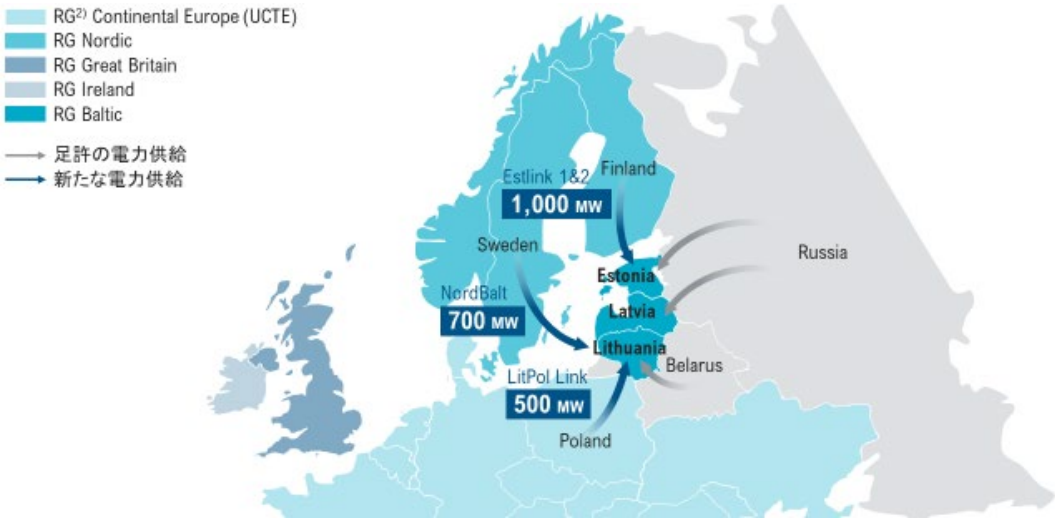
（2）　バルト三国の脱ロシア電力に向けた EU 電力系統組み入れ計画

バルト三国（エストニア、ラトビア、リトアニア）における電力系統の脱ロシアに向けた準備も進められている。

バルト三国は、旧ソ連から分離して 30 年、EU への同時加盟から 17 年になるものの、こ

れまで電力供給をロシアに依存してきた経緯がある。ウクライナ侵攻前から 2025 年を目途に汎欧州電力系統「ENTSO-E（欧州電力系統運用者ネットワーク）」に入る計画を進めていた。
ロシアからの送電停止に備え、EU の電力系統に組み入れる計画を前倒ししようとしている。今後 ENTOS-E と統合でき、欧州側から電力を供給（一部融通）できるようになればロシアからの電力供給が途絶するリスクにも対応可能になる（図表 5.1.17 参照）。

図表 5.1.17　バルト三国の ENTSO-E への組み入れイメージ



1) European Network of Transmission System Operators for Electricity（欧州送電系統運用者ネットワーク　2) Regional Group

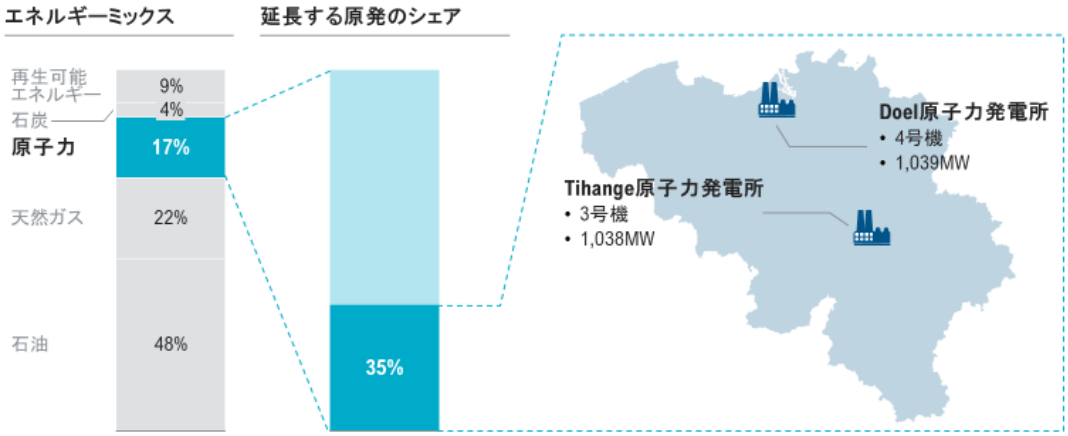
（出所）energies

（３）　ベルギーの原子炉廃止計画延期

エネルギー危機下、エネルギーミックスを切り替える検討も進む（図表 5.1.18 参照）。

ベルギーは、2003 年時点で脱原子力の方向性を定め、2021 年末には 2025 年までに国内 7 基全ての原子力発電所の段階的閉鎖を発表していた。
しかしながら、ウクライナ侵攻を受け、3 月に方針を見直し、2025 年までに廃止予定であった 2 原発を 10 年延期することを決定した。
ベルギーはフランスの ENGIE が 1985 年に運転を開始したアントワープ港近郊のドエル原子力発電所に 4 基、ベルギー東部のティアンジュ原子力発電所に 3 基、計 7 基の原発を有している。このうち、ドエル 4 号機（1,039MW）と、ティハンジュ 3 号機（1,038MW）を今回の延長対象としており、これら 2 基はベルギーにおける原子力発電能力の 35%を占めている。
これは 2003 年に提案された原子炉廃止計画を覆すものだが、同国のアレクサンダー・デ・クロー首相は、「(ロシアのウクライナ侵攻を受けて) 我々は不確実な時代には確実なものを選ぶ」と述べた。

図表 5.1.18　運転延長が決まったベルギーの原子力発電所



（出所）Reuter

（4）　デンマークにおける政府の石炭火力発電再稼働要請

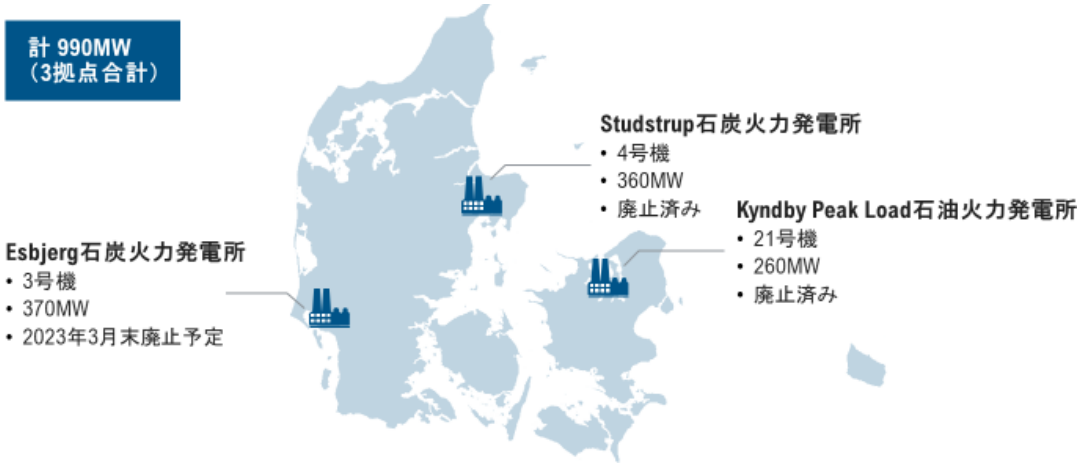
電源構成の約半分を風力が占めるデンマークにおいても緊急対策が取られている。2022 年 10 月、デンマーク政府は、洋上風力発電における世界最大手の Orsted に対し、廃止済みを含む石炭・石油火力発電所の再稼働を命じた。

Orsted の前身は 2006 年に国内エネルギー企業 6 社が統合し生まれた、上流開発から売電までを手掛ける垂直統合型エネルギー企業 DONG Energy である。一方で、早くから脱炭素を掲げ、洋上風力発電への事業シフトを打ち出し、2017 年には看板事業であった上流部門を INEOS に売却するなどして、変革を遂げてきた。さらには、2025 年のカーボンニュートラル実現も掲げており、2023 年までの石炭火力廃止を推進してきた経緯がある。

今回、同社の Esbjerg 石炭火力発電所 3 号機（37 万 kW）、Studstrup 石炭火力発電所 4 号機（36 万 kW）、Kyndby Peak Load 石油火力発電所 21 号機（26 万 kW）が再稼働の政府要請を受けた。上記の経緯もあり、Studstrup 石炭火力発電所は 2023 年 3 月末の廃止を予定しており、残り 2 カ所に関しては既に廃止済みの発電所の再稼働となる（図表 5.1.19 参照）。

デンマーク政府は、国内電力供給の安定化のために、2024 年 6 月末までの稼働を命じている。Orsted の Mads Nipper CEO は脱炭素の重要性を今一度強調しながら、社会全体として化石燃料の使用を一刻も早く廃止しなければならないが、エネルギー危機の中、電力供給安定化にできる限り貢献する、と述べている。

図表 5.1.19　政府要請を受けた Orsted の石炭・石油火力発電所

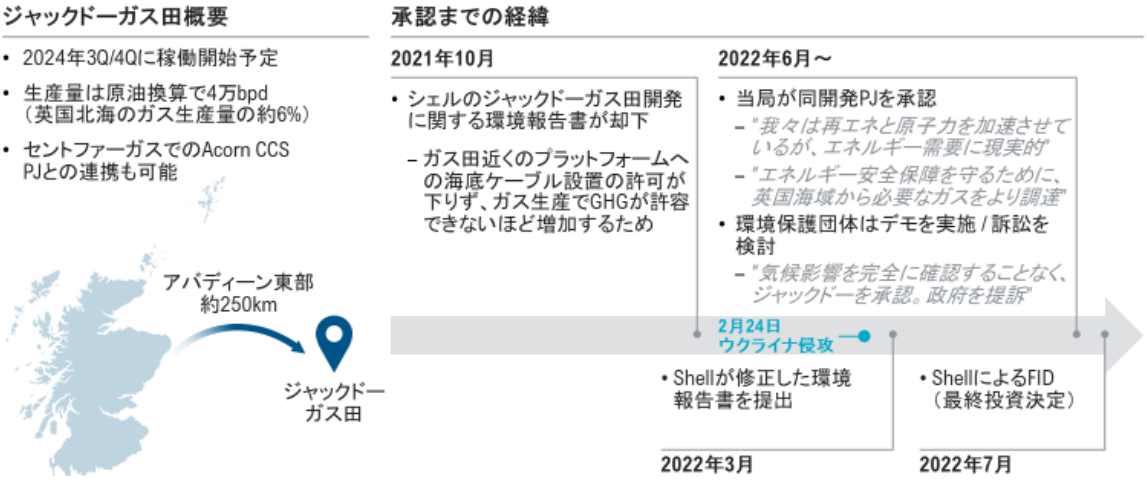


（出所）Orsted

（5）　ロシアエネルギー危機による英国政府のジャックドーガス田開発承認

エネルギー危機は、脱炭素に向けて縮小傾向にあった上流開発においても変化をもたらしている。2022 年 7 月、Shell は英領北海のジャックドーに位置するガス田の最終投資決定（FID）を下した。ジャックドーガス田は、スコットランド・アバディーンの東部約 250km に位置しており、2024 年後半の稼働を予定する（図表 5.1.20 参照）。ピーク時の生産量は日当たり 4 万バレルを見込む。将来的には、セントファーガスで検討され、Shell も参画する Acorn CCS プロジェクトとの連携により、ガス田の炭素排出を最終的に回収する構想を示している。

図表 5.1.20　Shell のジャックドーガス田開発プロジェクト



（出所）Gov.UK, Shell, Offshore Energy, BBC

ジャックドーガス田は、過去に英国政府からの承認が下りなかった経緯があるが、ウクライナ侵攻によるエネルギー危機が後押しし、承認を得ることができたものである。

事実、2021 年 10 月に Shell が提出したジャックドーガス田開発に関する環境報告書が却下されている。

ガス生産に伴い許容できない量の GHG 排出が想定されるため、ガス田近くのプラットフォームへの海底ケーブル設置の許可が下りなかった。
ウクライナ侵攻後、3 月に Shell は修正した環境報告書を再提出し、6 月にガス田開発が承認されている。

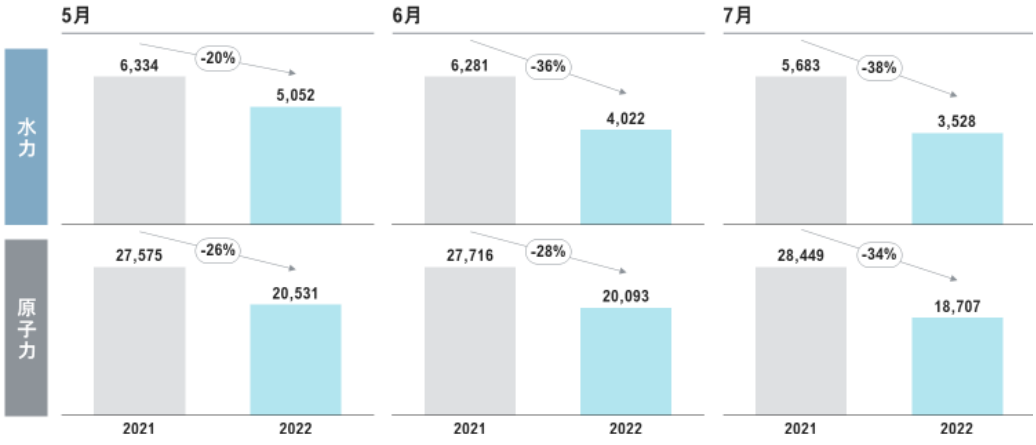
当時、ビジネス・エネルギー・産業戦略相を務めたクワシ・タワーテング氏は「我々は自然エネルギーと原子力を加速させているが、エネルギー需要についても現実的である。エネルギー安全保障を守るため、英国海域から必要なガスをもっと調達する」と述べ、ロシアからガスが調達できなくなる中、代替調達を進める必要があるが、海外から輸入するよりも GHG 排出量が少ないと主張していた。

この承認には、環境団体から強い反発があり、デモが発生したほか、英国政府に対する訴訟も検討されている。Greenpeace は「ジャックドーの承認は、ジョンソン政権が下した絶望的で破壊的な決定」であり、「英国政府は、気候への影響を完全に確認することなく、ジャックドーガス田の開発を承認した。英国政府を提訴する」と述べている。

（6） 原子力大国フランスのロシアエネルギー危機対応

原子力を主力電源とするフランスにおいてもエネルギー危機の影響が波及している。フランスは、全土に 56 基の原子力発電所を有しているが、一時期そのうち 18 基が定期検査、12 基が不具合による運転停止となっており、半分以上の原発が稼働しておらず電力供給力が大きく落ち込んでいた。今夏は酷暑による河川の水温上昇と水不足が重なり、原発のさらなる出力減少に加え、水力発電の出力減少も引き起こした。
河川の水温が基準を上回ると原発を止める原則になっている。水温の上限超えが相次いだが、原発を止めるわけにいかず、政府許可の下、出力を大幅に下げての稼働という異常事態となっている（図表 5.1.21 参照）。水力発電に関しては、冬の電力需要に向けてダムの水を温存しなければならないこともあり、水力発電の出力を落とすことで対応した。

図表 5.1.21　フランスの電力供給力の変化[GWh]



（出所）IEA

電力供給力の問題を受け、政府は冬の電力不足について警鐘を鳴らし、夜間の広告照明の

禁止などの省エネ策をまとめたエネルギー節減計画を打ち出している。
主力電源、再生可能エネルギー出力に大きな課題を抱える中、6 月からはノルドストリーム経由のロシア産天然ガスが大幅に削減され、9 月には ENGIE に対する Gazprom の天然ガス供給が代金未払いを理由に打ち切られた。

フランス一次エネルギーの構成比率は 2021 年時点で 16%を天然ガスが占める。そのうち 17%をロシアから調達しており、影響は小さくない。ENGIE 子会社の GRTgaz はノルウェー産液化天然ガスの調達強化に加え、スペイン経由の天然ガス輸入量の拡大も進める。現在、保有する液化天然ガスターミナルをフル稼働させており、さらなる輸入量の拡大のため、設備強化も予定している。

政府は今冬の電力需要に対応するべく、ガス供給・貯蔵事業者に対して備蓄率を 100%近くにまで引き上げるよう方針を出したほか、緊急家計支援法案に、閉鎖した石炭火力発電所を期限付きで再稼働させる措置を盛り込み、冬に備える。

調達先の切替を行いながらも、脱ロシア、再生可能エネルギー普及を推進するべく、政府はバイオメタン生産の拡大を打ち出している。具体的には、バイオメタン固定価格買取制度を導入し、2023 年末まで 3 つの期間に分けてバイオメタン製造業者を公募する。落札した事業者から、バイオメタンを 15 年間にわたり固定価格で買い取り、年間 1.6TWh の生産量を確保する。

さらに、7 月にはフランス電力（EDF）の 100%国有化も発表した。再生可能エネルギーの普及を加速させると同時に、次世代原子炉建設を進め、再生可能エネルギーと原子力の均衡した電源ミックスの達成を目指す。

（7） 欧州各国の緊急対応を含むエネルギー政策に対する環境団体などの声
ウクライナ侵攻によるエネルギー危機は、欧州がこれまで強力に推進してきた石炭火力発電の再稼働など、揺り戻しを引き起こしている。ロシア産ガスへの依存度が高いオーストリアは、2020 年に稼働停止した南東部メルラッハにある同国最後の石炭火力発電所の再稼働を決定している。オランダは石炭火力に課していた発電量上限を 2024 年まで撤廃し、英国も一部石炭火力の稼働期間を延長するなど、前述のドイツ、デンマーク、フランス以外の欧州諸国においても石炭火力の再稼働・稼働延長の動きが相次ぐ。
しかしながら、短期的な緊急対応だとしても石炭使用量が急増しうる事態に関して、環境関連団体からの批判は根強い。例えば、欧州の環境関連 NGO である CAN Europe は、一時的な対策だとしても石炭の使用量増加を認める余裕はなく、短期的な対策として検討すべきは、エネルギー需要を抑えることである、と主張する。
また、グリーンピース・ドイツも同様に、現在の有事においてエネルギー消費を抑えることを提唱しており、例えば日曜日の運転禁止や暖房の設定温度の 1～2 度の低下、制限速度を高速道路では時速 100km、郊外の道では時速 80km、都市部では時速 30km にすることなどを具体策として挙げる。「高速道路での制限速度を時速 100km にするだけで、燃料の消費量を年間 200 万トンも削減できる」としている。

５．１．４　エネルギー危機に直面した欧州における BEV 化潮流

EU 及び加盟国が脱ロシアとカーボンニュートラルの実現に向けて加速する中、自動車セクターにおける BEV 化潮流の風向きに変化が起きていた。

2021 年 7 月、Fit for 55 の主要項目として 2035 年までに内燃機関を有する新車乗用車の生産・販売を実質禁止する案が欧州委員会によって提案された。

提案から約 1 年を経て、2022 年 6 月に欧州議会、EU 理事会による協議を迎えるものの、協議に向けては、エネルギー価格の高騰、サプライチェーンの混乱、インフレなど、厳しい市場環境に立たされる自動車 OEM、業界団体、さらには加盟国による BEV 一本化への懸念が表面化した。

自動車セクターのカーボンニュートラル実現において、先行すると思われていた欧州でさえも一筋縄ではいかず、規制先行が抱える難しさも垣間見えた。

結果的には、欧州議会、EU 理事会どちらにおいても改正案は採択され、施行に向けた歩みを進めるも、EU 理事会では内燃機関を活用した脱炭素策の有効性も考慮することが織り込まれ、これまでの BEV 一本化とは一線を画す内容となっている。

2022 年 10 月末の COP27 の開催直前には、自動車 CO2 排出量に関する規制について三者間の合意形成が行われ、2035 年にゼロエミッション車以外の新車の乗用車及び小型バンの登録を禁止するとし、12 項目の中で唯一基本合意に至った。BEV が中心となることは間違いないが、詳細はまだ決まっておらず、今後の動向に注視する必要がある。欧州自動車セクターの最新動向を抑え、産業部門の脱炭素化における示唆とする。

（１） EU、欧州自動車業界における内燃機関許容の動き

2021 年 7 月、欧州委員会は Fit for 55 の主要項目として、新車の乗用車と小型商用車（バン）の CO2 排出量規制を改正する規則案を提示した（図表 5.1.22 参照）。

具体的には、現行規則に対し 2025 年、2030 年における CO2 排出量の削減比率を引き上げ、2035 年には削減比率を 100%とするものである。これは、2035 年に内燃機関を有する車両の生産・販売が実質禁止となることを意味しており、2022 年 6 月の欧州議会、EU 理事会の協議の前後で、自動車 OEM、業界団体、加盟国からさまざまな懸念が示された。

図表 5.1.22　新車の乗用車と小型商用車（バン）の CO2 排出量規則の改正案

主な目標項目		現行規則	改正案
乗用車	2025年	15%	15%
	2030年	37.5%	**55%**
	2035年	—	**100%**
小型商用車（バン）	2025年	15%	15%
	2030年	31%	**50%**
	2035年	—	**100%**

（出所）欧州委員会、経済産業省

欧州系 OEM からは、さまざまな角度から BEV 一本化シナリオのリスク、2035 年の内燃機関廃止が時期尚早であることについて懸念が示されている（図表 5.1.23 参照）。

具体的には、Porsche の Oliver Blume CEO（現 VW CEO）は、同ブランドがチリの合成燃料プロジェクトに出資することを背景に、e-fuel が既存の内燃機関というアセットを有効活用し、かつ新車のみならず保有車の脱炭素においても貢献できることを強調する。そのほか、BEV の経済性を背景に、内燃機関を有する HEV が車両価格を抑えながら脱炭素に貢献できるソリューションであること、レアアースの産出が特定国に集中していることを背景に BEV 傾倒はレアアース産出国への依存に繋がりかねずサプライヤーリスクがあることなど、各 OEM の CEO からさまざまなコメントが発信されている（図表 5.1.23 参照）。

中でも BMW の Oliver Zipse CEO は、ACEA（欧州自動車工業会）の会長も務めており、内燃機関を廃止することに長く懸念を示してきた。17 億ドルを投じ米国で BEV 生産及び電池パック組立を始めることを公表した記者発表の場においても、政策主導による内燃機関廃止には賛成できないと明言した。「内燃エンジン車の廃止に向かうと自動車市場から“値頃な車”をなくすことになりかねず、多くの人にとって手が出なくなる恐れがある。BMW はあえて内燃エンジン車生産終了の日程は設けていない。野心的な自動車規制は支持しているものの、政治主導で内燃車が無理やり禁止される流れには賛成しかねる。」（出所）Reuter

図表 5.1.23　欧州系 OEM の CEO によるコメント

1)コメント時点での役職。現在は元 Porsche CEO の Oliver Blume 氏が VW Group CEO を務める

（出所）各種二次情報

欧州 OEM のみならず、サプライヤーなどを含む自動車関連団体も内燃機関実質廃止に対し、反対姿勢を見せている。雇用、経済の担い手で構成される業界団体として、2035 年の内燃機関廃止が時期尚早としながら、国際競争力への影響などを懸念している（図表 5.1.24 参照）。

図表 5.1.24　欧州産業界によるコメント

欧州自動車工業会（ACEA）	• 自動車業界が世界的なサプライチェーンの混乱等の不安定・不確実な状況に晒されている中、長期的な目標を定めることは現段階では時期尚早 • 2030年以降の目標は、充電インフラの整備やバッテリー生産等に関する中間評価を行い、策定すべき
欧州自動車部品工業会（CLEPA）	• 電動化一択は、モビリティ部門の移行を不必要に困難にし、一部の中小企業や特殊な部品を扱う企業は対応不可能であり、雇用や経済への影響を強く懸念 • EUのみが内燃機関技術を禁止する地域となれば、業界の開発力や国際競争力が低下する
ドイツ自動車産業連合会（VDA）	• 合成燃料を利用する内燃機関搭載車を認めないことは、新市場での機会を逸す • 全新車ZEV化目標年を2035年に固定することは時期尚早。2028年に包括的な検証を実施すべき • 充電・水素インフラ拡充のための枠組み条件の整備が必要
ドイツ産業連盟（BDI）	• 2035年にどの技術が最適解か、誰にも判らない。合成燃料の可能性を最初から排除すべきではない • BEV普及に必要なのは、欧州全域での充電設備の整備
ドイツ機械工業連盟（VDMA）	• EU理事会の合意は合成燃料の扱いが不明確。中堅・中小企業が多い機械業界には、将来予測が困難 • 内燃機関技術に関するEUの優位性を下げ、大きな可能性を持つ代替技術の選択肢を手放す
ドイツ自動車連盟（ADAC）	• 欧州議会は、カーボンニュートラルなe燃料を使用する内燃機関搭載車の承認に関する法案を、早急に提出する必要
バイエルン経済連盟（vbw）	• 内燃機関搭載車の2035年実質禁止は批判 • 合成燃料に一定の配慮がされたことは「正しい方向への第一歩」

（出所）JETRO、各種二次情報

ACEA（欧州自動車工業会）は、ゼロエミッションを推進する方向性そのものには賛同しつつも、自動車業界が世界的なサプライチェーンの混乱などの不安定・不確実な状況に晒されている中、現時点で長期的な目標を定めることは時期尚早であるとしている。また、2030 年以降の目標は、充電インフラの整備やバッテリー生産などに関する中間評価を行い、策定すべきであるとし、脱炭素の実現に向け、より柔軟性のある進め方を求めている。

同様に、CLEPA（欧州自動車部品工業会）も、サプライヤーの雇用や EU の国際競争力の観点で懸念を示し、電動化一択とすることは、モビリティ部門の脱炭素化に向けた移行を不必要に困難にするとし、過度な政策先行を牽制している。

EU 加盟国も決して一枚岩ではない。欧州議会、EU 理事会の協議に先立ち、ドイツを中心とする各国の政府からも慎重な意見が挙がっていた。特にドイツにおいては、連立政権内で意見が分かれている。産業界寄りの自由民主党は改正案に強く反対しており、クリスティアン・リントナー党首は「2035 年までに内燃機関搭載車の新車販売を禁止する EU の新ルールは支持できない」と述べる一方で、緑の党は BEV 推進派であり、改正案を全面的に支持することを表明している。
また、イタリア、ポルトガル、スロバキア、ブルガリア、ルーマニアが、内燃機関搭載車の販売禁止開始を 2035 年から 2040 年に延長するよう欧州委員会に要請する動きも出てきていた。

以上、BEV 化へ順調に進んでいると思われた EU においても、自動車 OEM、業界団体、加盟国からさまざまな懸念を示す状況の中、6 月上旬の本会議にて欧州議会は改正案を採択（賛成 339 票、反対 249 票、棄権 24 票）し、同月末に予定されていた EU 理事会の動向に注目が集まった。

EU 理事会においては、欧州委員会の改正案の環境目標に合意しつつも、内燃機関搭載車

の扱いについて譲歩が盛り込まれた立場が採択された。
2035 年の CO2 排出量 100%削減に向けた進捗を 2026 年に欧州委員会が評価し、その際、PHEV や合成燃料を含む代替燃料技術の発展などを考慮した上で、必要な見直しを行うことが確認されている。
その上で、前書きには「ステークホルダーとの協議を経て、欧州委員会は、EU 法規に準拠したカーボンニュートラル燃料（e-fuel など）のみで走行する車両を CO2 フリート基準の枠外で 2035 年以降も登録できるようにするための提案を行う」と記載されている。これによって、水素、バイオ燃料、合成燃料などのカーボンニュートラル燃料を 100%用いることを前提に、内燃機関搭載車の生産・販売が 2035 年以降においても認められる可能性が残された。

2022 年 10 月末の COP27 の開催直前には、自動車 CO2 排出量に関する規制について三者間の合意形成が行われ、2035 年にゼロエミッション車以外の新車の乗用車及び小型バンの登録を禁止するとし、12 項目の中で唯一基本合意に至った。BEV が中心となることは間違いないが、詳細はまだ決まっておらず、今後の動向に注視する必要がある。

（2） 欧州自動車業界のカーボンニュートラル燃料に関する具体的な取り組み
4 月に開催された国際的なパワートレイン会議のウィーンモーターシンポジウムにおいても、脱炭素に向けては多様な選択肢を持つことの重要性が強調され、再生可能燃料や水素への期待が寄せられている。2035 年以降の内燃機関搭載車の命運を左右するカーボンニュートラル燃料に関する、欧州自動車業界の取組を整理する。

①Porsche（Volkswagen グループ）は、チリで合成燃料のパイロット生産に着手
Porsche は、Siemens Energy、ExxonMobil などと共同で、風力に恵まれたチリ南部のプンタ・アレーナスで合成燃料を製造する「Haru Oni プロジェクト」を進める。同プロジェクトの親会社となる HIF に対しては、7,500 万ドルの出資も行い、12.5%の株式も取得している。
同プロジェクトの合成燃料の製造プロセスとしては、まず電解装置により風力由来のグリーン水素を製造する。このグリーン水素と DAC（Direct Air Capture）技術により大気中から直接回収した CO2 を原料に、合成メタノール経由で合成燃料を製造する。
2021 年に着工をしており、2022 年には試運転を通じて約 13 万リットル（130KL）の合成燃料製造を予定する。段階的に生産能力の強化を行うことを計画しており、2024 年までに約 5550 万リットル（5,500KL）、2026 年までに約 5 億 5000 万リットル（55 万 KL）の生産を目指す（図表 5.1.25 参照）。

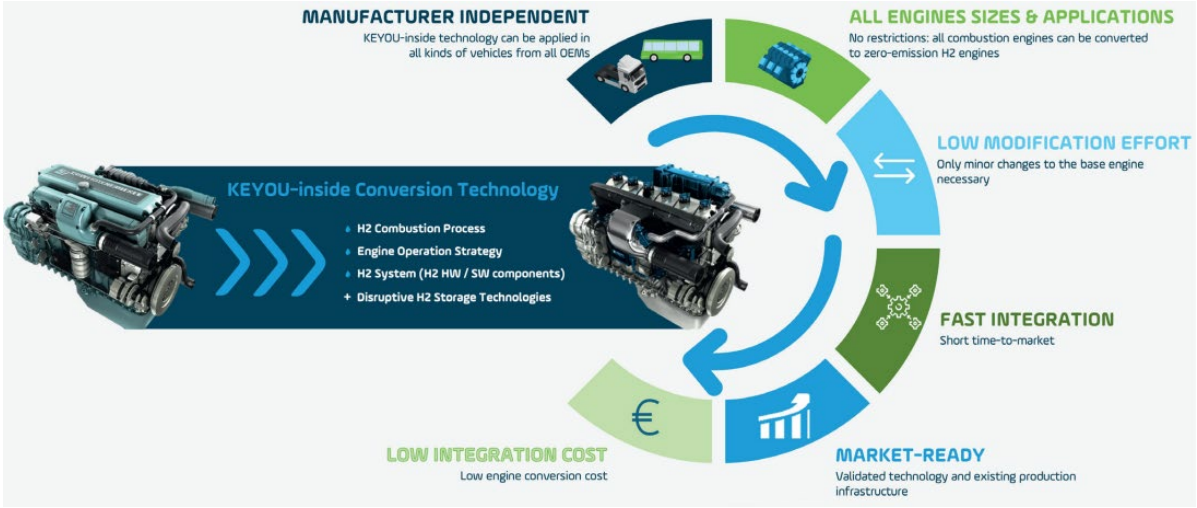
図表 5.1.25　「Haru Oni プロジェクト」

（出所）Siemens Energy

②ドイツの新興企業 KEYOU は、既存の ICE を改造した水素駆動トラックを開発

2015 年創業のスタートアップ企業 KEYOU は、水素エンジンを既存の大型商用車（トラック・バスなど）に搭載することで脱炭素化を試みている（図表 5.1.26 参照）。

図表 5.1.26　KEYOU 社の水素エンジン技術



（出所）KEYOU

これは燃料電池車（FCEV）ではなく、内燃機関においてガソリンなどの液体燃料の代わりに気体の水素を直接燃焼して動力を得る仕組みである。水素燃焼に適合した内燃機関部品（燃焼室/圧縮機、インジェクター、点火システムを備えたシリンダーヘッドなど）、ターボチャージャー、燃料供給系系統、排ガス系統、制御システムを置き換えることで水素エンジン車へと生まれ変わらせる。

既存車の流用、高価な燃料電池システムを搭載しないことから安価に脱炭素ソリューションを提供する。水素エンジンは、BEV が課題とする充電時間（水素充填時間）と航続距離において強みを持ち、大型商用車においても脱炭素ソリューションとして期待が集まる。同社は、現在水素エンジンを搭載した 18t トラックと 12m シティバスを開発しており、18t トラックに関しては 2022 年内認証取得を予定しており、取得次第デモ走行を予定している。

③水素燃料電池車（FCEV）に対する期待

政策主導の BEV 一本化への懸念、多様なソリューションを有することの需要性がさまざまなプレイヤー・関係者から主張される中、上述の 2035 年の改正案においても当初からゼロエミッション車として分類され、かつ水素を燃料とする燃料電池車（FCEV）に関する取組も加速している（図表 5.1.27 参照）。

図表 5.1.27　欧州 OEM の燃料電池に関する主な取組

（出所）各社 HP

カーボンニュートラル燃料の製造において自動車 OEM が関与できる部分が限定的である一方で、FCEV は、パワートレイン開発が必要であり、欧州 OEM も BEV への投資を加速させながら FCEV 開発を進めている。特に航続距離・充電時間の面から電動化の難しい大型・長距離輸送用のトラックなどの商用車における脱炭素ソリューションとしての期待が高い。

欧州商用車大手の Daimler Truck と Volvo Group は、2021 年に燃料電池システムの開発・生産を手掛ける合弁会社 cellcentric を設立した。2025 年に燃料電池システムの生産を始めることを予定しており、Daimler、Volvo ともに 20 年代後半に cellcentric 製の燃料電池システムを搭載したトラックの量産開始を目指している。

燃料電池においても課題はある。Daimler、Volvo と同様に欧州商用車大手の Traton（VW Group）は、再生可能エネルギーを水素に変換する際のエネルギー損失が大きいことを理由に、商用車においても電動化を進めることを戦略に据えている。
また、商用車はランニングコストを抑えることが重要であるが、足許では依然、水素価格

が高いこと、さらに水素インフラの普及にまだ時間を要することも燃料電池車の課題に挙がる。
しかしながら、BMW は FCEV が BEV を補完する技術であるとし、これまでトヨタとの共同開発など、燃料電池車両の開発に力を入れてきた。8 月には 2022 年内に限定生産を始める BMW iX5 Hydrogen 向けの燃料電池システムの自社生産を開始したことを発表した。

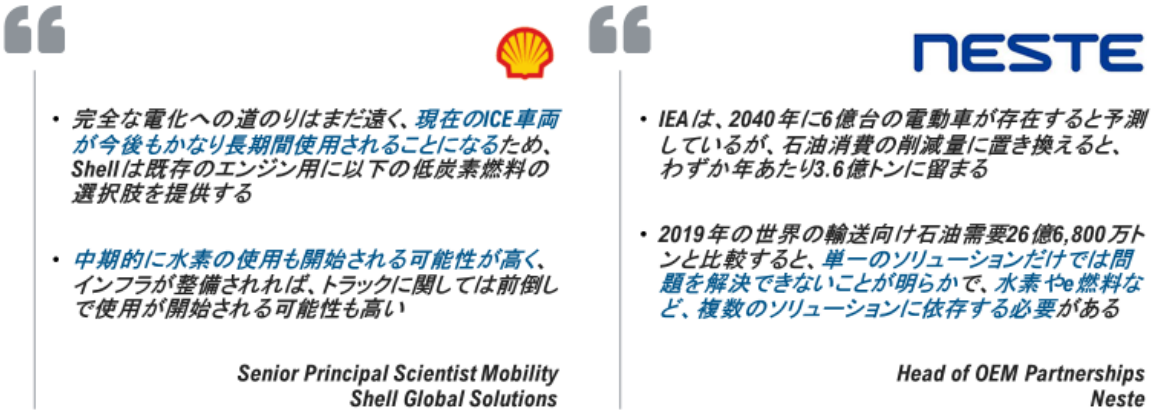
（3） 欧州石油業界の自動車産業に対する見立て

欧州メジャーおいても、BEV 一本化については懐疑的な声が多い。グローバルで見れば完全な BEV 化にはかなりの時間を要することから、BEV という単一ソリューションだけに絞り込むのではなく、BEV と BEV を補完する脱炭素ソリューションを組み合わせることの重要性を説く声が目立つ（図表 5.1.28 参照）。

Shell は、完全な電化への道のりは遠く、内燃機関が今後も長期間使用されることになることから、燃料の脱炭素化の重要性を強調する。さらに、中期的には水素も有用であるとの考えから、課題となる水素インフラの整備が進めば、トラックなどの商用車において、想定よりも早く実装されていく可能性もありうるという見解を示している。

Neste は、BEV 普及の将来予測に触れながら、2040 年時点においても相当な車が内燃機関であることに言及しながら、単一のソリューションだけでは問題を解決できず、水素や e 燃料など、複数のソリューションを組み合わせることの重要性を主張する。

図表 5.1.28　欧州メジャーの自動車産業の脱炭素に関するコメント



（出所）MarkLines

（4） EU、2035 年までの CO2 を排出する新車の販売終了への暫定合意を発表

これまで、欧州委員会は、欧州議会と理事会の交渉官が、欧州で登録される全ての新車とバンについて 2035 年までにゼロエミッションにすることに、暫定合意したと発表した（2022 年 10 月 27 日）。この合意は、2021 年 7 月に欧州委員会が提出した「Fit for 55」立法提案の採択に向けた第一歩である。
COP27 に先立ち、EU が気候変動に関して域内でのコミットメントを実行していることを国際的に示す。今回の暫定合意は、議会および理事会による正式な採択を必要としており、

このプロセスが完了すると、新しい法律として発効することになる。Volkswagen の CEO は、2033 年以降は欧州では EV のみの生産になるであろうとコメントしている。

EU の合意では、ガソリン車だけでなく、ハイブリッド車（HV）やプラグインハイブリッド車（PHV）も 35 年に販売できなくなる。EV や水素を燃料とする燃料電池車（FCV）のゼロエミッション車のみの販売を認めるという徹底ぶりである。

但し、もし充電インフラの整備が追い付かなければ、ユーザーは EV 購入をためらわざるを得ない。そこで、メーカー各社は EU に対して、PHV の販売容認などを求めてロビー活動をしており、26 年に規制を見直す条項も盛り込まれた。しかし、今回は各国でつくる欧州理事会（各国の閣僚経験者クラス）と欧州議会の政治合意であることから、現段階では大幅な修正は考えづらい。

・日本における内燃機関の強みを生かした、国内合成燃料商用化支援の設立
日本では、欧州の EV 化一辺倒の潮流を牽制し、世界の大半を占めるのは内燃機関を搭載した中古車という現実を踏まえ、燃料の脱炭素化実現に向け国産バイオ燃料・合成燃料の早期実用化を訴えた形で、国産バイオ燃料や合成燃料の商用化に向けた政策を支援する自民党の「カーボンニュートラルのための国産バイオ燃料・合成燃料を推進する議員連盟」の設立総会が国会内で開かれた（2022 年 10 月 24 日）。

・EU 合意に対する日本の対応
ユーザー指向に立ち返れば、世界市場では EV を求める地域と、そうでない地域が存在する。また、今後とも、中古車が大半を占める。欧州の EV 一辺倒に追随するリスクは少なくない。日本の内燃機関の技術は世界最高峰にあることを踏まえると、このような技術を温存しつつ、したたかに EV の潮流に対処すべきではなかろうか。

５．１．５　欧州諸国のエネルギー事情、GHG 排出量トレンドと見通し

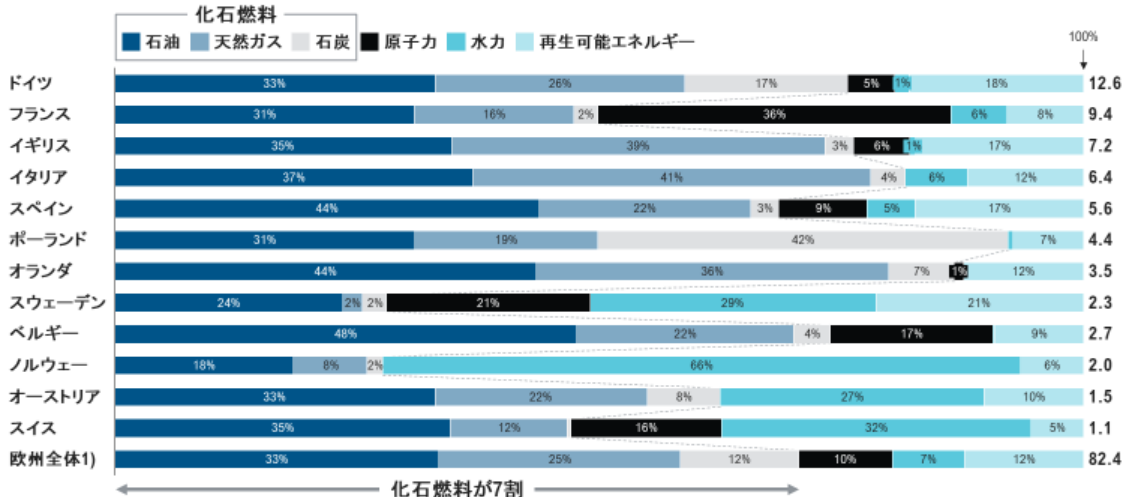
ウクライナ侵攻後、欧州各国は難局を迎えながらも、脱ロシア・脱炭素を掲げて前進している。足許の緊急対応としては、CO2 排出量の多い石炭火力発電所の再稼働や、持続可能な投資先の指標となる EU タクソノミー規則への天然ガスの追加など、脱炭素のペースを落としうるものもある。但し、中長期のカーボンニュートラル戦略が掲げられている中での短期的な時限措置であり、脱炭素の実現に向けた歩みを緩めているわけではない。欧州のエネルギー構成及び CO2 排出量に対し、ウクライナ侵攻の影響を踏まえ、最新状況を整理する。

（１）　欧州諸国の最近のエネルギー事情

2021 年時点、欧州一次エネルギーの構成比率は化石燃料が約 7 割を占めていた。石油資源国でありながら水力に恵まれるノルウェーや、風力発電に適した土地を多く有するスウェーデン、原子力を主力電源とするフランスなどの一部の国を除けば、多くの国で化石燃料比率は半分を超えており、2050 年のカーボンニュートラルに向けて大きくエネルギー転換を進めなければならない。
しかし、ウクライナ侵攻後、EU 側の脱ロシア産化石燃料、そしてロシア側の報復措置と

しての供給縮小、さらにはエネルギー価格の高騰を背景に、化石燃料以外への電源の切り替えや省エネ策の推進などにより、化石燃料の比率が下がっている可能性が考えられる。但し、化石燃料においては、2021 年時点で、石油 33%、天然ガス 25%、石炭 12%という構成比率となっていたが、石炭火力を再稼働させる緊急措置など、この内訳にも変化をもたらしている可能性があり、石炭比率が上昇していれば、CO2 排出量の観点においてはネガティブインパクトになっている恐れもある。

図表 5.1.29　欧州各国の一次エネルギー構成（2021 年）［EJ］



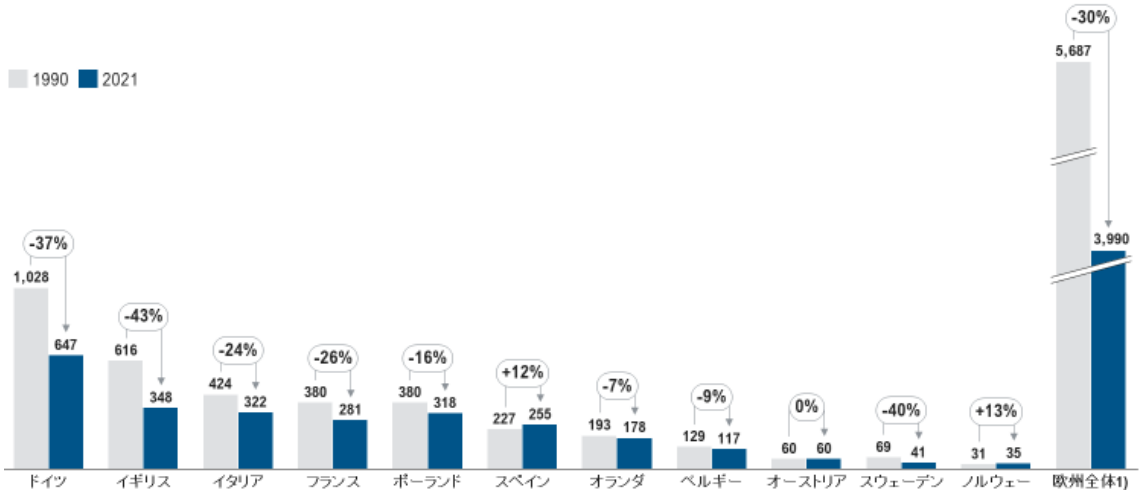
1) OECD 加盟国、アルバニア、ボスニア・ヘルツェゴビナ、ブルガリア、クロアチア、キプロス、北マケドニア、ジョージア、ラトビア、リトアニア、マルタ、モンテネグロ、ルーマニア、セルビア

（出所）BP

（２）　欧州各国の CO2 排出量と今後の施策を加味した欧州全体の 2050 年の削減量概算

これまで欧州は世界の脱炭素を牽引するべく、着実に排出量削減を進めてきた。EU が目線とする 1990 年を基準に、欧州全体及び主要国の排出量削減率を比較すると、2021 年時点で 30%（約 17 億トン）削減している（図表 5.1.30 参照）。

図表 5.1.30　欧州各国の CO2 排出量の変化［百万トン］



1) OECD 加盟国、アルバニア、ボスニア・ヘルツェゴビナ、ブルガリア、クロアチア、キプロス、北マケドニア、ジョージア、ラトビア、リトアニア、マルタ、モンテネグロ、ルーマニア、セルビア

（出所）BP 統計

現在の総排出量は約 40 億トンであり、EU の 55%削減目標に照らせば、2030 年までにさらに約 14 億トンを削減する計画となる。前述の一次エネルギー構成比率の変化による短期的な排出量の変化は測りかねるが、化石燃料比率が減少していれば 55%削減目標に向けてプラスに作用する。

改めて、排出量削減において鍵となるのは、化石燃料比率の削減である。EU は Fit for 55 において、エネルギー効率化指令、再生可能エネルギー指令の改正を進めており、2030 年の 55%削減目標に向けて追い込みをかける。まず、エネルギー効率化指令の改正では、以下のとおり、加盟国の年間の最終消費エネルギー削減比率を段階的に引き上げる。また、この比率以上に排出量を削減した場合、その最大 10%は、次の期間に繰り越すことができる。

2024～2025 年：　1.1%
2026～2027 年：　1.3%
2028～2030 年：　1.5%

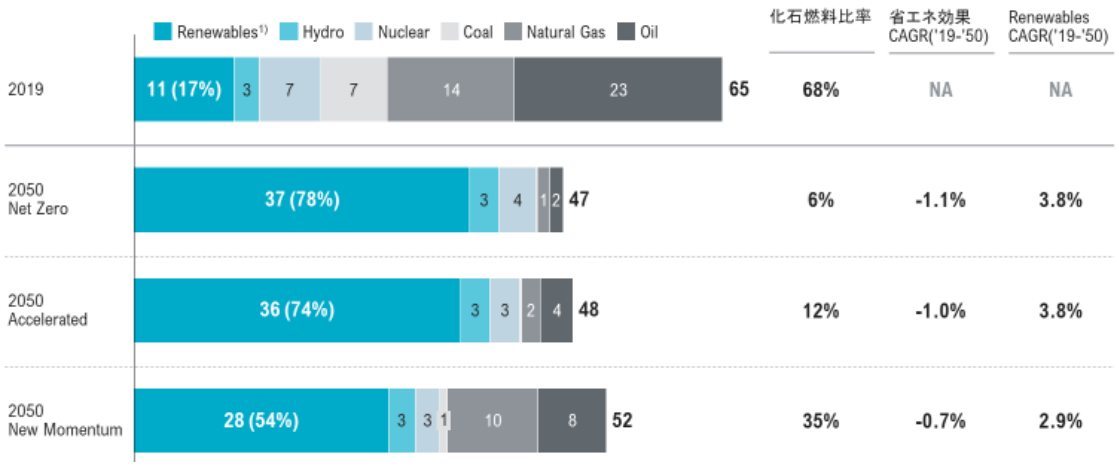
再生可能エネルギー指令の改正では、エネルギー消費全体における再生可能エネルギーの比率を 2030 年までに 40%とする目標が掲げられている。さらに、ウクライナ侵攻後には、REPowerEU において 45%に見直され、2020 年の実績 22.1%の約 2 倍という野心的な目標になっている。

2020 年実績：　22.1%　　2030 年目標（現行）：　32%
2030 年目標（Fit for 55）：40%　　2030 年目標（REPowerEU）：45%

これらの EU の取り組みを踏まえ、BP は 2050 年時点の EU の一次エネルギー消費について 3 つのシナリオを示している。いずれも、消費エネルギーを減らしていくこと、そして再

生可能エネルギーを増やしていくことにより、化石燃料比率の大幅な低減を描いている。省エネ効果は年率 0.7～1.1%、Renewables（含 バイオ燃料）は年率 2.9～3.8%で成長すると予測している。

図表 5.1.31　EU の一次エネルギー消費の変化（2019・2050 年比較）［EJ］



1)バイオ燃料を含む

（出所）BP

５．２ 加速する欧州のカーボンニュートラル、社会循環プロジェクト

政策面や足許の実情を踏まえ、産業側の最新動向について、カーボンニュートラル燃料を中心に、産業プロセスにおける脱炭素化、再生可能な化学品の最新動向を把握する。脱ロシアエネルギー政策による各国メジャー戦略の変化点及び、最新のカーボンニュートラル技術の社会実装状況を捉えることで、日本のクリーン高付加価値コンビナートチェーン構築のロードマップ策定、新たな国際競争力の向上に資する。

５．２．１バイオ燃料、液体合成燃料技術開発の進捗と今後の展開

（１）　バイオ燃料・合成燃料に関するトレンドと今後の見通し

欧州及び EU は前述のとおり 1990 年比の目標で GHG 排出量を削減してきた。この削減努力はその他主要国と比較しても顕著であり、グローバルの脱炭素動向を EU が牽引しているのは間違いない。

但し、セクター別に排出源を分析すると、唯一輸送部門のみが僅かに排出量を増やしている。このことから、輸送部門におけるカーボンニュートラル燃料が担うべき役割は大きい。

輸送部門の内訳では、輸送部門から排出される 8 億トンのうち、7 割が自動車、残りの 3 割が航空と海運による排出となっており、それぞれ Fit for 55 の中で排出量削減に向けた規制が検討されている（図表 5.2.1 参照）。

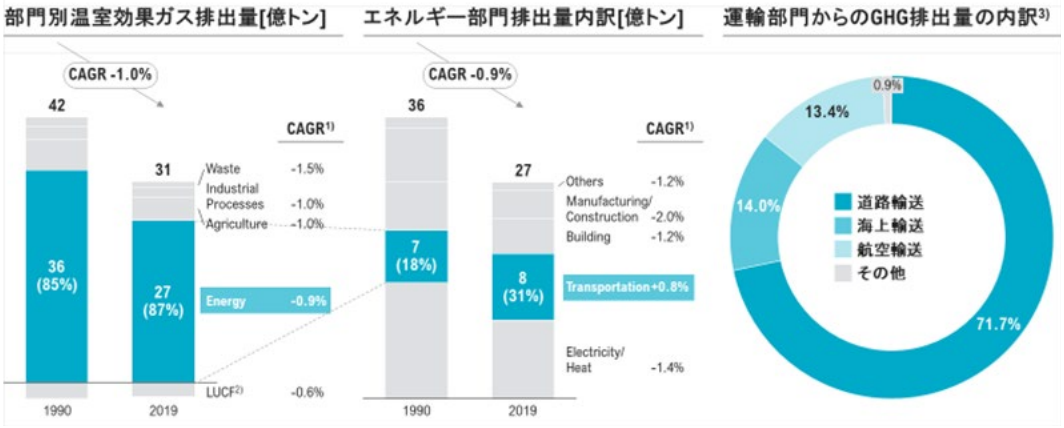
主要 12 項目で構成される Fit for 55 のうち 3 項目がこの輸送部門の脱炭素を実現するための規制に充てられていることからも、EU の注力度が分かる。

自動車に関しては前述のとおり、紆余曲折ありながらも 2035 年に内燃機関搭載車の新たな販売を禁止し、電動化による脱炭素に向けて動き出すことになる。

航空に関しては SAF の導入比率規制を 2050 年に向けて段階的に引き上げていく（詳細は

後述)。海運も同様に 2050 年に向けて段階的に持続可能な燃料の導入比率の規制が引き上げられていく。

図表 5.2.1　EU 温室効果ガス排出量の詳細（1990-2019 年）



1) CAGR：1990-2019 年

2) Land-use Change and Forestry の略称。土地利用変化及び林業分野の意味

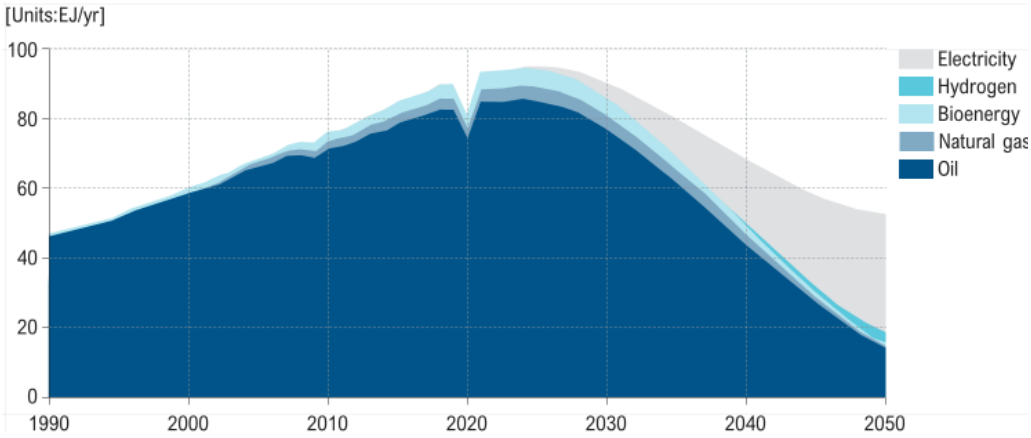
3) 海上輸送・航空輸送については国際線も含む

（出所）World Resources Institute、European Environment Agency、Roland Berger

①道路輸送部門における欧州の動向と見立て

世界における道路輸送部門のエネルギー推移と予測を図表 5.2.2 に示す。欧州自動車市場は、エネルギー危機に始まり、サプライチェーンの混乱による供給不足、ウクライナ侵攻後に加速したインフレなど、さまざまな要因により足許の落ち込みが著しい。欧州自動車工業会（ACEA）によれば、2022 年上半期（1～6 月）の欧州市場は前年比約 1 割減となっている。

図表 5.2.2　世界の道路輸送部門におけるエネルギー消費量と内訳（注 1）



（注 1）DNV 試算を基に、Roland Berger が作成

一方で、EV 販売は、2022 年上半期、過去最高の 64 万 7479 台（前年同期比 31.6%増）を記録しており好調である。エネルギー危機による欧州の難局、電力不足などを考えると EV

へのダメージが想像されるが、市場全体が影響を受けており、その中においては、EV はシェアを伸長させている。
このようなことから、中長期的な EV 需要への影響は限定的であると想像される。但し、電気代の高騰によりメリットであったランニングコストが高価になり、供給不足により車両価格が全体的に上昇し EV を忌避する声が高まりつつあり、改めて価格面での課題が顕在化している。

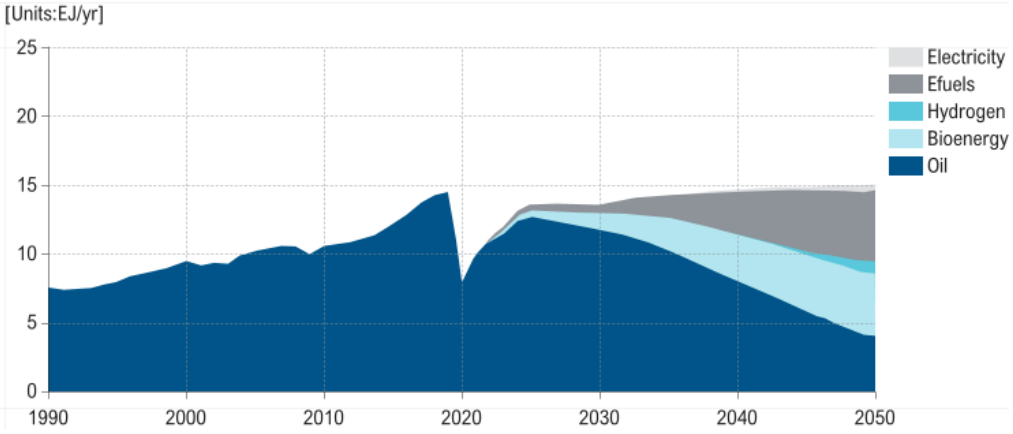
EU は、自動車 CO2 排出量に関する規制について、欧州委員会、欧州議会、欧州理事会の三者による合意形成を行い、2035 年にゼロエミッション車以外の新車の乗用車及び小型バンの登録を禁止する基本合意に至っている。このゼロエミッション車の定義はまだ明らかにされていないが、道路輸送部門における脱炭素シナリオが BEV を中心としている。

Tank-to-wheel の排出を BEV を中心に削減していく道へと舵を切った EU の次なる論点は、発電時の CO2 排出（Well-to-tank）や、生産工程における CO2 排出（ライフサイクルアセスメント）などに移っていくことが想定され、いずれにしても再生可能エネルギー発電力の更なる強化が必要となる。
また、BEV シナリオに軸足を置いたことで、充電インフラも急速に拡充され、インフラが BEV 普及の課題ではなくなった時、商用車も可能な限り BEV 化させる可能性もある。

②航空部門における欧州動向と見立て
欧州エネルギーメジャーの SAF 製造が加速している。その背景には、Fit for 55 における持続可能な航空燃料に関する目標の引き上げ（ReFuelEU Aviation）や、各種規制の整備が進み、航空会社側の需要が一段と高まっていることがある。

一方、民間の航空会社から構成される国際航空運送協会（IATA）と政府系の国際民間航空機関（ICAO）がそれぞれ 2021 年と 2022 年に 2050 年ネットゼロ目標を採択しており、EU のみならずグローバルにおいても航空業界の脱炭素化が進んでいる（図表 5.2.3 参照）。

図表 5.2.3　世界の航空部門におけるエネルギー消費量と内訳（注 1）



1)DNV による 2050 年ネットゼロケースを前提とした試算を基に、Roland Berger が作成 DNV 試算を基に、

導入は既に活用が進むSAFから進んでいき、合成燃料（e-fuel）の社会実装も期待されている。SAFに関しては、各社が生産能力強化を加速させており、プラント新設のほか、既存製油所の転換や既存設備の活用など、量産化に向けた動きが進む。

ReFuelEU Aviationにおいては、SAF導入目標と併せて合成燃料のサブターゲットも設定されている。これは、既存の化石燃料に対してだけではなく、SAFに対してもコストが高い合成燃料を取り込む目標設定となっている。この点を考慮すると、合成燃料がSAF以上のシェアになることはしばらく想定しにくい。

但し、量産化フェーズにあるSAFは、残渣や廃食油などの再生可能原料を集められるかどうかが課題であり、原料獲得競争の激化が指摘されている。この点、合成燃料はグリーン水素とCO2から製造でき、後述のバイオ燃料最大手のNesteが合成燃料の製造に乗り出すなどの動きも見られる。電動化や水素に関しては、重量、航続距離、ストレージの観点などの課題を考慮すると、短距離輸送用途に限定される。

③海運部門における欧州動向と見立て

海運においても航空と同様にFit for 55において、船舶のCO2排出量削減に関する規制が引き上げられるなど、動きが加速している（FuelEU Maritime）。中でも、大型船舶の脱炭素にも寄与しうるソリューションとして、グリーンメタノール、グリーンアンモニアに期待が集まっている。

導入においては、既に商業生産が進むグリーンメタノールから先行していく。更に、グリーンメタノールを燃料とする場合、船舶側の対応コスト（新規造船コスト、既存船舶のグリーンメタノール燃料利用に伴う改造コスト）が安価に抑えられることから、新規の造船、グリーンメタノール調達契約などの取り組みが進んでいる。
2040年のカーボンニュートラル実現を目標とする海運大手のデンマークMaerskは、既にグリーンメタノールを燃料とする大型コンテナ船を発注しているほか、グリーンメタノール調達の大型契約も締結し、その取り組みの先頭を走る。また、同燃料は燃料利用に加えて、SAF製造、その他化学品の原料にもなる汎用性の高さを利点としている。

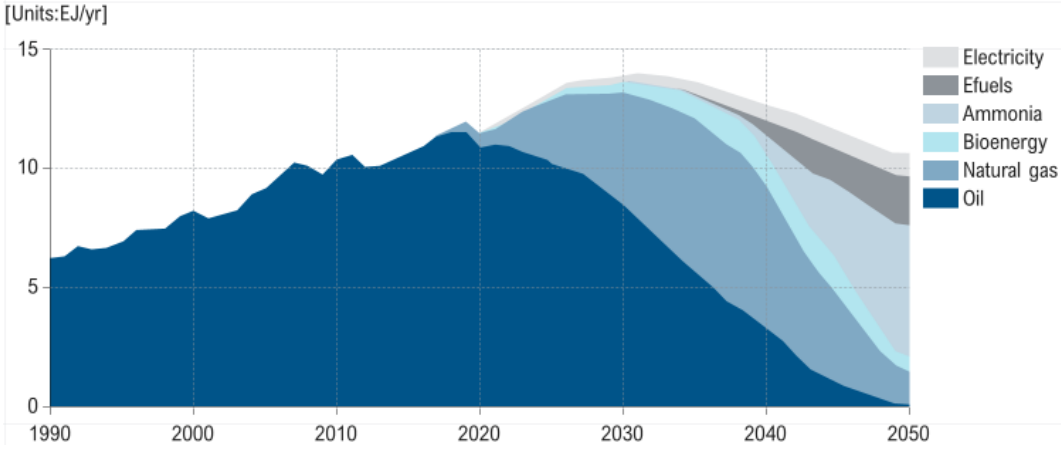
グリーンアンモニアに関しては、毒性が強い故、燃焼、貯蔵に関する安全面の課題や、船舶側のコストがグリーンメタノールを上回ることが想定されており、足許、造船などに関する国際規格の整備を進めている状況であり、導入はグリーンメタノールを追いかける構図となる見込みである。

一方で、グリーンメタノールがグリーン水素とCO2、もしくはバイオ由来でガス化を経て製造するのに対し、グリーンアンモニアはグリーン水素を原料とする共通点があるものの、CO2回収やガス化などのプロセス新設の必要性がないことから、製造コスト面でのメリットがあると見られる。さらに、グリーンメタノールがカーボンニュートラル（サイク

ルの中で CO2 ネットゼロ）であるのに対し、アンモニアは燃焼時の CO2 排出がないカーボンフリー燃料であること、また水素と並ぶ脱炭素ソリューションであり、中国企業がアンモニア燃料船の造船を進めるなど、動きが加速している。

石油業界においてはグリーンメタノール、グリーンアンモニアの実装に加え、天然ガスの拡大スピードも重要になってくる。天然ガスの拡大は、原油の残渣油であり、処分に手間のかかる重油の用途としての海運市場への販路が縮小することを意味する。
この動向は 2030 年にかけて顕在化することが想定され、精製業者にとって、重油の処理などへの早期の検討が必要になる（図表 5.2.4 参照）。

図表 5.2.4　世界の海運部門におけるエネルギー消費量と内訳（注 1）



1)DNV による 2050 年ネットゼロケースを前提とした試算を基に、Roland Berger が作成 DNV 試算を基に、Roland Berger 作成

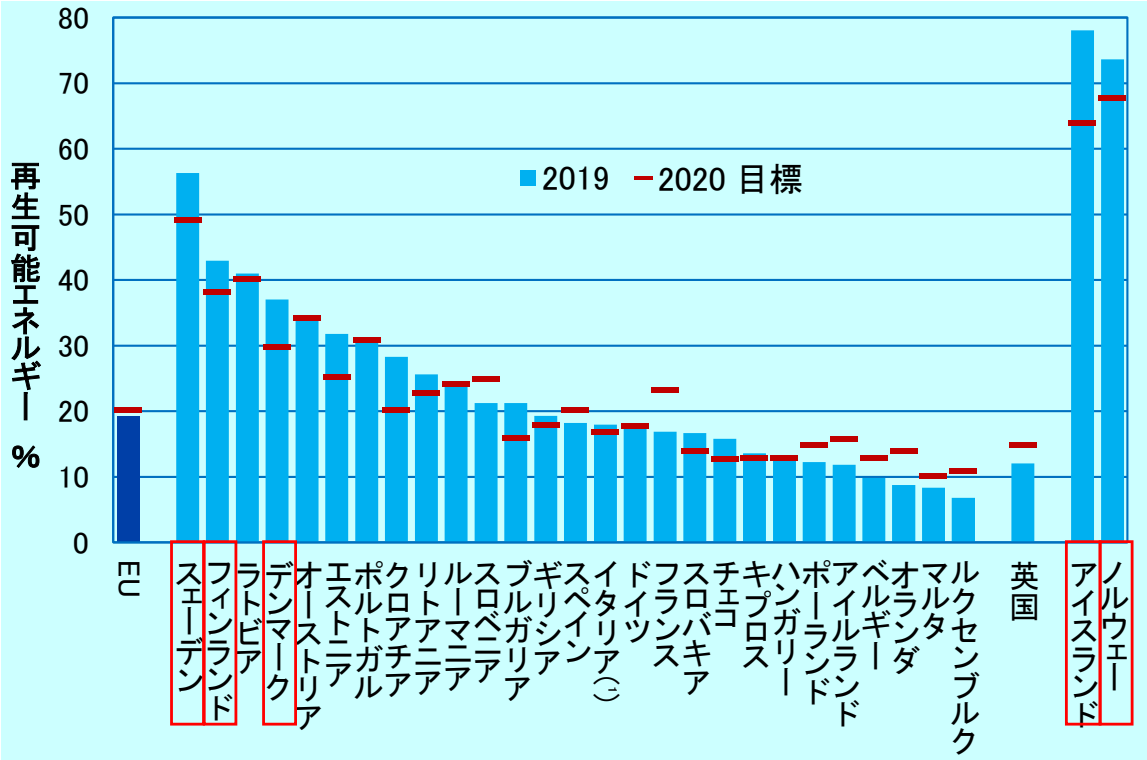
（２）　北欧 5 カ国の水素および e-fuel 推進政策と稼働中および計画中のプロジェクト
①ノルウェー、スウェーデン、フィンランド、デンマーク、アイスランドの CN2050 政策
北欧 5 カ国人口は合計で約 2,800 万人、名目 GDP の合計は 1.8 兆ドル強（≒260 兆円）であり、欧州地域ではドイツ、英国、フランス、イタリアに続く経済圏を構成している。

北欧各国とも地球温暖化レベルを 2℃未満に抑えるパリ協定に参加しており、自国の豊富な再生可能エネルギーを利用して、2050 年ネット・ゼロの目標達成に向けた技術開発に取組んでいる。
ノルウェーは、2050 年までに 1990 年比で 90～95%の CO2 排出量の削減、スウェーデンは、2045 年までに他の欧州諸国より 5 年早く CO2 排出量ゼロを達成する計画、フィンランドは、先進的なエネルギー転換の経験が豊富で、2035 年までにカーボンニュートラルを達成する計画、デンマークは、2030 年までに温室効果ガス排出量を 1990 年比で 70%削減することを約束、アイスランドでは、既に総エネルギー消費量の約 80%が自然エネルギーで賄われており、政府は 2030 年までに 2005 年比で 9%の削減目標を掲げた。

各国の目標の達成には、e-fuel（合成燃料）の導入が盛り込まれており、政府による開発

支援が相次いで立ち上がっている。北欧は世界的に見ても再生可能エネルギーの導入比率が高く、2050 年のネット・ゼロに向け水素や e-fuel 製造に関する積極的な取組み政策を打ち出している。北欧 5 カ国の再生エネルギーの比率は環境政策を強化しているドイツ、英国よりも高く、特に、ノルウェーは水力発電、アイスランドは地熱発電の利用で、北欧の中でも突出している（図表 5.2.5 参照）。

図表 5.2.5　最終エネルギー消費量に占める再生可能エネルギー比率（2019 年）



（出所）　Eurostat

北欧各国にとっては、国際的 2050 年ネット・ゼロの動きに対して、自国の環境対策と合わせ、エネルギー産業の育成の観点も踏まえ、自然エネルギーを最大限活用して製造するグリーン水素や、それを使って製造する e-fuel を運輸部門での気候変動対策につなげていく政策を鮮明に打ち出している。

特に、2022 年 2 月に始まったウクライナ危機によりエネルギーセキュリティ議論が高まる中、北欧では自国での再生可能エネルギー導入に加え、新たなエネルギー輸出産業の構築を目指し始めている。e-fuel 製造には、大量の水素と炭素源となる CO2 の確保が重要であり、北欧各国は連携して技術開発を進めている。北欧の中でも、デンマークは e-fuel に関する具体的国家戦略を打ち出しており、隣接ドイツ市場も念頭に、相次いでプロジェクトを立ち上げている。

②北欧の注目のグリーン水素、e-fuel プロジェクト

現在、スカンジナビア地域全体で 36 カ所グリーン水素施設が稼動しており、2022 年か

ら 2030 年にかけて、さらに 64 件のプロジェクトが立ち上がる予定である（図表 5.2.6 参照)。
この地域における現在のグリーン水素の生産能力は年間 1 万 3,000 トンで、進行中のプロジェクトに基づくと、2030 年までに総生産能力は年間 210 万トン超に達することとなり、e-fuel 向けに供給の拡大が期待できる。
一方、e-fuel 製造には、グリーン水素に加え、炭素源となる大量の CO2 の確保が課題となる。直接空気回収（DAC）は実用化までに時間がかかるため、中期的には、工場から排出される CO2 の回収が実用化で先行する。そのため、北欧各国は e-fuel 製造拠点ともなり得る CO2 の排出源となる工場 232 カ所を調査し、産業分類別に整理を行っている。

このうち、輸送用燃料を製造している石油会社は、フィンランドに 1 カ所（Equinor)、スウェーデンに 3 カ所（Preem, St1)、フィンランドに 1 カ所（Neste)、デンマークに 2 カ所（Klesch, Crossbridge Energy）あり、気候変動対策として、バイオ燃料やグリーン水素、e-fuel 製造への取組みを公表している。

e-fuel 製造に対しては、（３）項に示すとおり、フィンランドとスウェーデン、デンマークの石油会社 3 社がプロジェクトに参画している。

図表 5.2.6　北欧の e-fuel プロジェクト事例

実施企業／研究機関	製造場所	開発スケジュール／規模	製造
Norsk e-Fuel パートナー:Climeworks, Sunfire, Paul Wurth, Valinor	ノルウェー南部 Herøyaから北部Mosjoen(モーシェーン)に変更 (2022年2月発表)	2023年　建設開始 2024年(Phase 1)　年間1.25万KL 2026年(Phase 2)　年間2.5万KL	固体酸化物型電解セル(SOEC)共電解槽、FT合成 Gen2 Energyからグリーン水素調達 Oyfjellet(オイフェレ)からグリーン電力調達
Nordic Electrofuel パートナー:Marquard & Bahls, ARVOS, Aker Solutions, Emerging Fuels, Norwegian Technological University(NTNU)	ノルウェー Herøya (ヘロヤ)	2021年5年 Aker SolutionsとFEED契約 2022年1月　建設開始 2025年 1万KL/年 設備投資 €120MM年間20万KL規模のFS中、設備投資 €262MM	NTNU開発POX-RWGS反応器 アルカリ電解槽 FT合成 2022/8/25 プロセスシミュレーターサービス会社BPTと提携
Finnfjord AS パートナー:Statkraft AS　Carbon Recycling International (CRI)	ノルウェー Finnfjord (フィンフィヨルド)	2023年末 最終投資決定建設に2年 eメタノール年間10万トン	Finnfjord精錬所からの排出CO2利用水力発電を利用した電気分解水素 Emissions-to-Liquids (ETL) 技術
Liquid Wind FlagshipONE パートナー:Alfa Laval, Carbon Clean, Falkor, Topsoe, Siemens Energy, Uniper	スウェーデン Örnsköldsvik (エルンシェルツビク)	2021年5月 豪州エンジ会社Worleyと FEED契約 2022年 最終投資決定 2024年 商業運転開始	Siemens製70MW PEM 年間7万トンのCO2から船舶用eメタノール 年間5万トン製造
Liquid Wind FlagshipTWO パートナー:Sundsvall Energi	スウェーデン Korstaverket (コルスタベルケット)	2023年後半 最終投資決定 2025～2026年 製造開始	船舶用eメタノール　年間10万トン製造
Neste、VTTフィンランド技術研究センター パートナー:AW-Energy、Helen、Carbon ReUse Finland、Kleener Power Solutions、Agco Power、ESL Shipping、Meriaura Group、ABB、Ineratec	フィンランド Bioruukki (ビオルーキ)	2021/2/8　プロジェクト立ち上げ 2022年5月 デモプラント建設開始(VTT研究所内) 2023年後半 デモプラント完工	固体酸化物型電解槽セル(SOEC) INERATEC FTモジュール e-fuel製造効率改善10～15%を目指す。
St1 パートナー:LUT University	フィンランド Lappeenranta (ラッペーンランタ)	2022/10/4 欧州復興ファンドを活用、€35.4 MM承認待ち 今後、事業申請と影響評価の後、最終投資決定 2026年 稼働開始	風力発電によるグリーン水素と隣接セメント工場のCO2利用によるeメタノール 年間2.5万トン製造
REintegrate ApS (2020年、Aalborg大学からスピンオフ)	デンマーク Aalborg (オールボー)	2030年 年間50万KLのe-メタノール製造計画	バイオ由来CO2とグリーン水素からeメタノール製造
Everfuel パートナー：Crossbridge Energy Aarborg大学	デンマーク Fredericia (フレゼリシア)	HySynergy PtXプロジェクト 2022年後半 20MW電解槽稼働 2025年(Phase 2)　300MWへ拡張 2030年(Phase 3)　1GWへ拡張 2022/6/11 Fredericia製油所でのPhase 2 のe-fuel スタディー発表	Topsoe SOEC電解槽の水素と製油所 CO2からe-fuelを製造
Arcadia eFuels	デンマーク Vorgingborg (ボアディングボー)	2022/2/16 第1号プラント建設計画発表 生産規模 年間10万KL(eJET, eナフサ) 2022年末 最終投資決定 2023年 建設開始 2024年末 商業運転開始	FEED及びEPC：Technip Energies (フランス) FT技術: G2L(Topsoe+Sasol)
Green Power Denmark (2022/3/23 Dansk Energiら3社が合併) パートナー: Orsted、Copenhagen Airports, A. P. Moller-Maersk, DSV Panalpina, DFDS, SAS, Everfuel, NEL, Molslinjen, Topsoe他	デンマーク Copenhagen	PtXプロジェクトGreen Fuels for Denmark (GFDK) Phase 1 (2021-2023): 電解槽 10MW Phase 2 (2023-2027): 電解槽 250MW Phase 3 (2027-2030+): 電解槽 1.3 GW	洋上風力発電による水素製造、CO2回収によるeメタノールとeSAF製造
Carbon Recycling International (CRI)	アイスランド Svartsengi(スヴァルツェンギ)	2012年　George Olah Renewable Methanol Plant稼働開始 eメタノール 年 間4千トン製造	地熱発電所煙道及び工場煙道からの回収CO2と工場及び電解槽由来水素を使ったeメタノール製造 独自技術Emissions-To-Liquid™ (ETL)

（出所）JPEC、2022 年 10 月

（3） 北欧5カ国で加速する合成燃料生産の取り組み

欧州では、運輸部門のカーボンニュートラル燃料として、バイオ燃料の生産拡大が進められていることに加えて、合成燃料に関する取り組みも加速している。

特に、前述の北欧五カ国（ノルウェー、スウェーデン、フィンランド、デンマーク、アイスランド）での動きが活発になっている。再生可能エネルギーに恵まれていることから原料となるグリーン水素の量産において優位である。カーボンニュートラル達成目標時期も、フィンランドが2035年、アイスランドが2040年、スウェーデンが2045年を目標としていたりと、2050年を待たずに野心的に設定されている。また、これらの北欧各国は、グリーンエネルギーへの移行を実現するために、水素戦略を示している。フィンランド、デンマークにおいては、この水素戦略の中で合成燃料に関しても触れており、政府による合成燃料への意気込みが垣間見れる。具体的には、フィンランド政府は、運輸部門において2030年までに合成燃料比率を3%とすることを目標として掲げている。

このように、地の利のある北欧では、コンソーシアムによる合成燃料製造プロジェクトが立ち上がっている。

また、北欧で進む合成燃料製造の取り組みを俯瞰すると、CO2調達手法はCCUを土台として検討が進められているほか、e-fuel製造においては、フィッシャー・トロプシュ法（FT法）が合成方法として採用されており、技術的成熟度が高い。

以下に、北欧諸国で進む合成燃料プロジェクトを示す。

①フィンランドのVTT(技術研究センター)とNesteはCO2回収/グリーン水素/e-fuels生産(FT合成)の統合プロセスの実証施設を建設

2022年6月には、バイオ燃料最大手Nesteがフィンランドの国立技術研究センターVTTとe-fuelのパイロットプラントの建設を発表し、ついに合成燃料製造に乗り出す。

Nesteは生産能力の拡大と燃料のグリーン化を推進していることから、多様な経路でのカーボンニュートラル燃料製造を基本にしている。Nesteは既存のバイオ燃料、バイオ製品について大規模な生産能力拡張をグローバルで進めており、この合成燃料により再生可能燃料の選択肢がより広がる。

e-fuel に関しては、バイオマス由来の再生可能燃料を超えるカーボンニュートラルな輸送用燃料である、と大きな期待を寄せており、2019年から取り組みに着手し、2021年からはVTTのe-fuelプロジェクトに参画してきたほか、e-fuelの商業生産に取り組むe-fuelアライアンスにも加入してきた。

今回の実証においては、高効率な高温電解によって製造された水素と、排ガスから回収されたCO2をフィッシャー・トロプシュ法によって合成する。CO2回収と電気分解のソリューションは、フィンランドのプロジェクトパートナーであるKleener Power SolutionsとCarbonreuse Finland、Convion、Elcogenがそれぞれ提供する予定である。VTTが燃料合成装置と技術を提供し、製造された合成原油から規格に合わせた燃料製品への変換をNesteが担う。現行の技術よりも高い生産効率でのe-fuel製造を目指しており（10～15ポイント向上）、2023年中の試運転を予定している。

②ノルウェーNorsk e-fuel とのコンソーシアムによる e-fuel の商業生産プロジェクト

ノルウェーでは、Norsk e-fuel が Sunfire、Climeworks、Paul Wurth、Valino、lux-Airport をパートナーにコンソーシアムを組成し、e-fuel の商業生産に向けた準備を進めている。CO2 を直接 CO に還元する固体酸化物形電解セルをコア技術に先進的 e-fuel 製造に挑戦し SAF 需要に応える。将来的には技術をライセンス化し販売する事も見据える。

2023 年から Mosjøen にてプラント建設を始め、2024 年末までに 1.25 万 kL の e-fuel 製造を目指す。その後、段階的に生産能力を拡張し、2026 年には年間 2.5 万 kL、2029 年には 10 万 kL の e-fuel を製造する。

Norsk e-fuel の e-fuel は、DAC（Direct Air Capture）及び製鉄などの産業プロセスから回収した CO2 とノルウェーの安価な再生可能エネルギーで製造したグリーン水素を原料とし、FT 法により合成する。

③スウェーデン e メタノール製造プロジェクト FlagshipON

スウェーデンにおいて、スタートアップ企業の Liquid Wind は、洋上風力発電最大手の Orsted のほか、Siemens Energy、Alfa Laval、Carbon Clean、Haldor Topsoe、Siemens Energy、Uniper、Worley らが参画する e メタノール製造プロジェクト FlagshipONE を進めている。2022 年に建設予定地の環境許可を取得し、最終投資決定を間近に控えており、2024 年の稼働を目指す。

FlagshipONE は Övik Energy の有するバイオ燃料を用いたコジェネレーションプラントに併設され、ここから生じる生物起源の CO2 を回収し原料とする。風力発電などの再生可能エネルギーを用いて製造される水素と組み合わせ年間 5 万トンの生産能力となる予定である。製造された e メタノールの主な供給先は、海運業界を想定しており、スカンジナビア最大の港であるヨーテボリ港に e メタノールのバンカリング拠点の建設も発表し、需要側の取り組みも進めている（詳細は５．２．３の（３）参照)。

（４） 欧州大手エネルギー事業者が進める合成燃料プロジェクト

北欧以外の地域においても欧州の合成燃料製造に関する動きは加速しており、欧州の大手エネルギー事業者がグリーン水素戦略の延長で、そして CO2 循環経済を目指して取り組みを進める。

①Repsol は、カルタヘナで先進的バイオ燃料プラントを建設中

石油ガス大手のスペイン Repsol は、2050 年のカーボンニュートラル実現を目標に掲げており、脱炭素に向けた取り組みを全方位で加速させている。2020 年には合成燃料の製造に乗り出し、Saudi Aramco と共同で合成燃料プラントを Bilbao に建設することを発表した。2,100 トンの生産能力を予定する同プラントは、2024 年の稼働を目標としており、2022 年には、Johnson Matthey と BP が開発した生産技術を利用する。

具体的には、両社が共同開発した FT CANS（Fischer Tropsch CANS）という、産業排出物、

空気の直接回収、都市ごみ、その他の再生可能なバイオマスなどから発生する合成ガス（シンガス）を、ディーゼル燃料やジェット燃料の製造に適した長鎖炭化水素に転換する技術を用いる。更に、Johnson Matthey の触媒を用いて CO2 とグリーン水素を一酸化炭素に変換し、水素と結合して合成ガスを形成する HyCOgen という技術を組み合わせることで高い変換効率の実現を狙う。

原料となるグリーン水素に関しても Repsol は力を入れる。この合成燃料は、Bilbao に新たに設置される 10MW の電解槽からグリーン水素を調達する予定で、Enagas、バスク自治政府のエネルギー庁との協業により、2024 年の稼働を目指している。

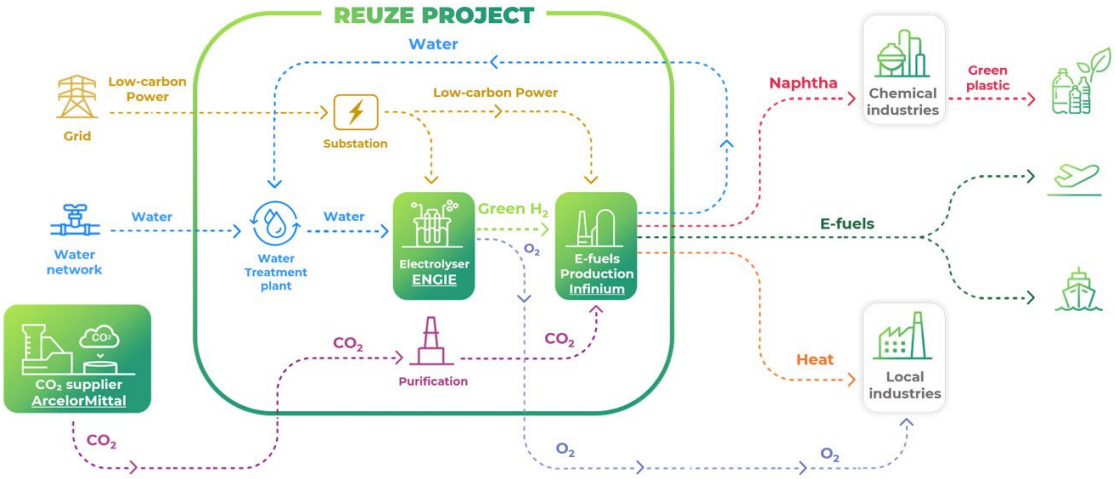
Repsol はグリーン水素を 2050 年に向けた脱炭素戦略における柱の一つに位置づけており、Bilbao でのグリーン水素製造に留まらず、2025 年に 552MW 相当、2030 年までに 1.9GW 相当のグリーン水素生産能力を有することを目標としている。
電気分解、バイオガス生産、Enagas と共同開発する光触媒技術など、さまざまな技術を駆使して、この目標を達成に向けて取り組んでいく。
これらのロードマップを実現するために、グリーン水素の普及に向けてバリューチェーン全体に対し総額 25 億ユーロ以上（約 3,600 億円）を 2030 年までに投じるほか、スペイン最大のグリーン水素コンソーシアム SHYNE も立ち上げ、グリーン水素のスケールアップ、社会実装に向けた連携も加速させている。

Repsol が打ち出す既存製油所のバイオ燃料プラントへと転換する取り組みも進む。2022 年 3 月には既に公表している Cartagena 製油所でのバイオ燃料プラントの建設が始まった。廃棄物や残渣を原料に、年間 25 万トンのバイオディーゼル、バイオジェット、バイオナフサ、バイオプロパンを生産する同プラントは、2023 年前半の稼働を予定しており、Repsol の脱炭素に向けた全方位戦略を前進させていく。

②Dunkirk における産業間連携による合成燃料 Reuze プロジェクト
脱炭素戦略を掲げ、再生可能エネルギー発電の強化を進めてきたフランス電力・ガス大手の ENGIE が産業間連携による CO2 調達を梃子に合成燃料の商業生産を始める。2022 年 2 月、ENGIE は 2020 年創業で合成燃料スタートアップ企業の Infinium とパートナーシップを組み、フランス北部の Dunkirk にて合成燃料を生産する Reuze プロジェクトを発表した。

Reuze プロジェクトでは、ArcelorMittal の製鉄工程で排出される 30 万トンの CO2 と、ENGIE が設置する 400MW の電解槽で製造されるグリーン水素を原料に、Infinium の製造技術を活用し、合成燃料を生産する。
フランス環境エネルギー管理庁（ADEME）から 5 億ユーロ（約 725 兆円）以上の開発資金援助を受ける見込みに加え、地元自治体も支援を提供。産業界のリーディングカンパニーと政府・自治体が一体となり、Dunkirk の CO2 循環経済ハブ化を目指す。最終投資決定 FID は 2023 年末の予定である（図表 5.2.8 参照）。

図表 5.2.8　ENGIE と Infinium による合成燃料プロジェクト“Reuze”



（出所）“Reuze”プロジェクト

2026 年の商業稼働を目指しており、供給先には航空、海運部門を見込む。また、ENGIE は 2030 年に向けて水素製造能力強化を 4GW まで引き上げることを目標とし、この計画にも寄与するプロジェクトであるとしている。

ENGIE は、水素と合成燃料が、脱炭素化が困難な産業分野の CO2 排出量削減や、主要な輸送部門の持続可能性を確保する上で重要な役割を果たすと見ている。

５．２．２　SAF の実用化に向けた生産者と航空会社の取り組みと課題

2022 年 7 月、欧州議会は Fit for 55 において、持続可能な航空燃料(ReFuelEU Aviation)に関する欧州委員会の規則案について協議し、提案された SAF 導入目標を引き上げる修正案を採択した。導入目標に加え、関連事業者に対する規制の整備の検討も進められている。供給側は SAF 生産能力の強化を推進し、需要側は将来の SAF 調達を安定化させるべく獲得競争に奔走する。

航空・石油業界における SAF の実装スピードをカーボンニュートラルコンビナート構築のロードマップに組み込むべく、欧州の SAF 最新動向を整理する。

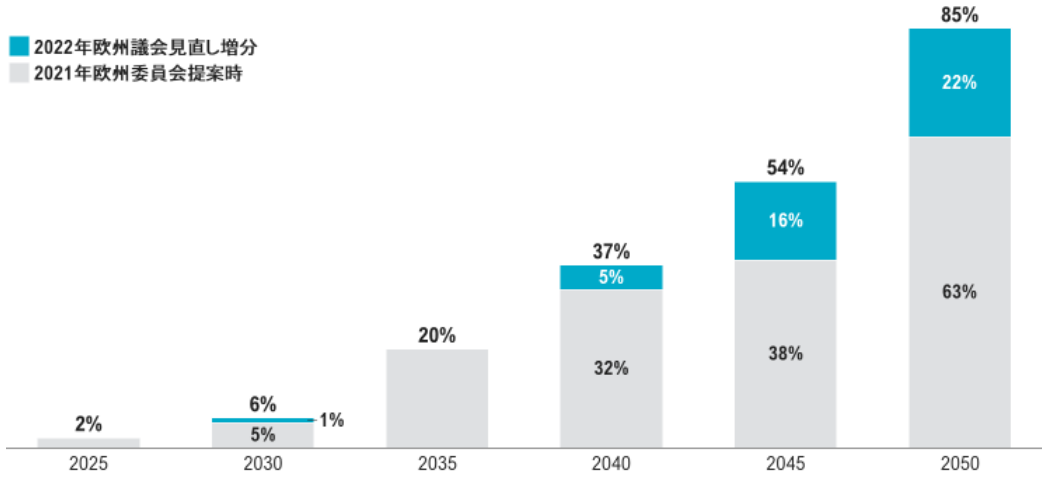
（１）　EU における SAF 導入の義務化方針（RefuelEU aviation）

2022 年 7 月、欧州議会は Fit for 55 において、持続可能な航空燃料(ReFuelEU Aviation)に関する欧州委員会の規則案について協議し、提案された SAF 導入目標を引き上げる修正案を採択した。同案は 2050 年までの SAF 導入目標を規定するものであり、今回、欧州議会は当初目標「2050 年までに 63%」を大幅に上回る目標に修正している。

具体的には、2025 年に 2%（うち合成燃料は 0.04%）、2030 年に 6%（同 2%）、2035 年に 20%（同 5%）、2040 年に 37%（同 13%）、2045 年に 54%（同 27%）、2050 年に 85%（同 50%）に修正され、特に 2040 年以降の導入目標を加速させ、バックキャスト的に 2050 年カーボンニュートラル実現への道筋を描いている（図表 5.2.9 参照）。

カッコ内でサブターゲットを示した合成燃料とは、英文では Synthetic aviation fuels (e-fuels)と表記されており、非生物起源の再生可能な液体燃料または気体燃料という定義になっている。具体的には、再生可能な電力を用いた水を電気分解により製造されたグリーン水素と、空気中・生物起源・工業プロセスから直接回収した CO2 を原料に、液体炭化水素を製造することによって精製される合成液体燃料としている。加えて、欧州委員会提案時の SAF の定義は、合成燃料及び EU が規定する原料を使用したバイオ燃料のみとされていたが、欧州議会案では再生可能エネルギーや水素が追加された。

図表 5.2.9　ReFuelEU Aviation における SAF 導入比率規制案（2025-2050）



（出所）European Parliament

2034 年までは EU の規定外の原料を使用したバイオ燃料も認められるよう、SAF 導入加速のために間口を広げている。同法案は今後、EU 加盟各国の承認プロセスを経る必要があるが、強制力のある統一的な目標設定を行ったという点で、SAF の社会実装を急速に進めるドライバーになり得る。

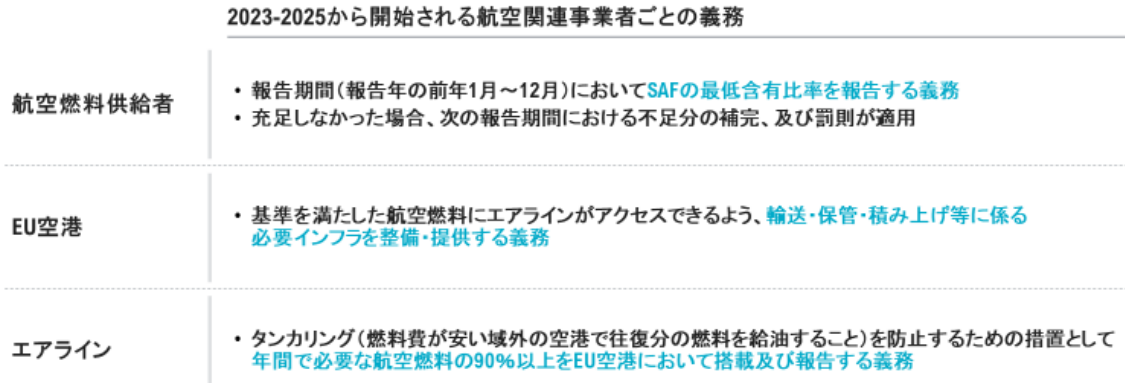
RefuelEU Aviation を詳細に見ていくと、燃料供給者・EU 空港・エアラインといった事業主体ごとに義務が規定されている（図表 5.2.10 参照）。
まず、航空燃料供給者は、SAF 含有率などの報告義務があるほか、報告期間において SAF 最低含有率を満たさなかった場合、次の報告期間における不足分の補完、及び罰則が適用される。
EU 空港に対しては、上記基準を満たした持続可能な航空燃料にエアラインがアクセスできるよう、輸送・保管・積み上げなどに係る必要インフラを整備・提供する義務が課せられている。仮に、エアラインから EASA（欧州航空安全機関）に対してインフラ欠如の訴えが出された場合、EASA による適合性調査に際して EU 空港は遅滞なく情報提供を行う必要があり、不適合とされた場合はその是正措置を取る必要がある。

エアラインは、年間で必要な航空燃料の 90%以上を EU 空港において搭載するよう規定されており、報告義務も有する。これはタンカリング（燃料費が安い域外の空港で往復分の燃料を給油すること）を防止するための措置となっている。各事業主体はこれらの義務に

違反した場合は同規則 11 条に基づき罰金の対象となる。

本規則は、2023 年からの段階的な適用を予定している。航空燃料供給者・エアラインの報告義務は 2024 年から、SAF 導入比率・エアラインによる EU 空港での給油義務は 2025 年からの適用となる。したがって SAF の社会実装は 2023 年頃から徐々に準備が始まり、2025 年頃から実装が開始される。この時間軸に乗り遅れれば EU 域内での運航が立ち行かなくなる可能性が高く、欧州の航空会社による SAF 調達の安定化に向けたエネルギー会社とのアライアンスが直近で加速しているものと考えられる。

図表 5.2.10　航空関連事業者における各種義務（2023-2025）



（出所）RefuelEU aviation

（２）　環境団体 Transport & Environment の合成燃料（e-kelosene）生産能力の将来予測

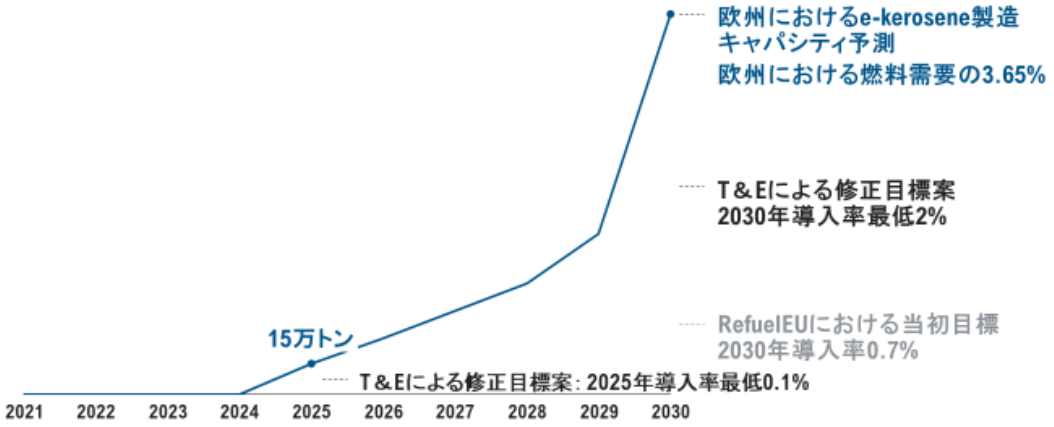
2022 年 6 月、欧州議会によって SAF 目標が修正される前、環境団体の Transport & Environment（T&E）はグリーン水素と CO2 から生成される SAF である e-kelosene（合成燃料）に関して、2030 年時点で年間約 500 万トンの排出量を削減するポテンシャルがあると報告した。

T&E が欧州 18 箇所の合成燃料製造業者の生産計画を分析した結果、2025 年までに年間約 16 万トン、2030 年までに年間約 183 万トンを超える生産能力となることが見込めるという。この 2030 年の生産能力は、欧州における燃料需要の約 3.65%に相当する。
更には、約 500 万トンの排出量削減ポテンシャルは、大西洋横断のフライト数に換算すると約 30,000 回分の CO2 排出量に相当する、としている（図表 5.2.11 参照）。

また、生産能力分析に基づくと、RefuelEU Aviation においてサブターゲットとして設定されていた当初の合成燃料比率の導入目標（2025 年：目標値なし、2030 年：0.7%）は、将来見込まれる生産能力に対し、低すぎるとして改訂を求める見解を示していた。
最低限 2025 年：0.1%、2030 年：2.0%の比率は達成できると見通している。但し、あくまで事業者の生産能力の積み上げであるため、事業の進捗次第では、2030 年時点で 183 万トン規模にならない可能性もある。さらに、合成燃料は排出量削減において高い効果を見込める一方で、その他の SAF に対してコストのかかる再生可能燃料とされていることから、サブターゲットで定められている比率も限定的に設定されている。

各事業者が生産能力のスケールと共にどのようなコストシナリオを描いていくのかにも注視する必要がある。

図表 5.2.11　T&E による欧州での e-kerosene 製造キャパシティ予測



（出所）Transport & Environment

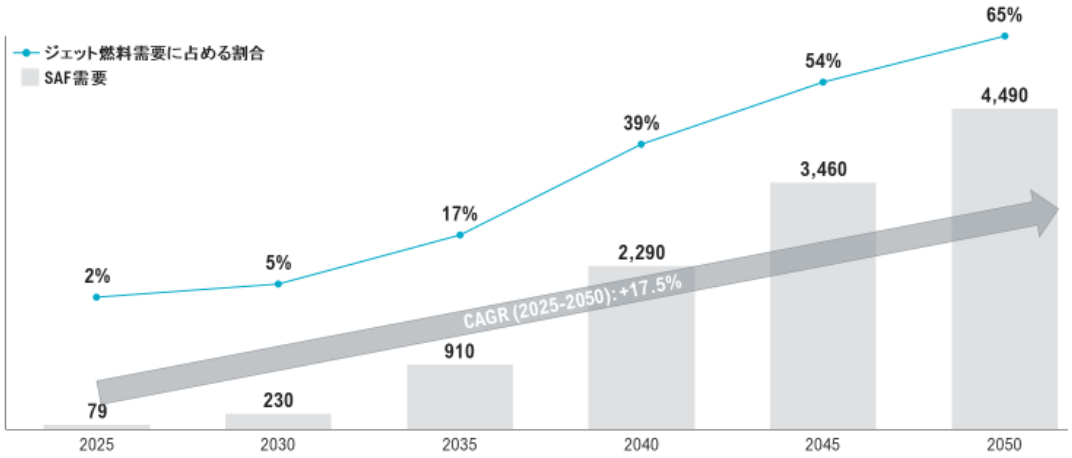
（３） SAF の社会実装へのマイルストーン、世界の SAF 導入の動き

欧州が SAF 実装においても世界をリードする中、国際航空運送協会（IATA）も 2021 年 10 月、航空運送業界の温室効果ガス排出量を 2050 年にゼロとする決議を承認し、主要な削減施策の一つとして SAF の活用を挙げている。

同協会の予測によると、SAF の需要は 2025 年頃から顕現化し、2030 年から 2050 年にかけて年平均成長率+17.5%での大幅な増加が見込まれる。2050 年時点での需要量は 4,490 億 L（4 億 4900 万 KL）（注 1）と推定され、ジェット燃料需要に占める割合は 65%超に達する見込みとなっている（図表 5.2.12 参照）。

特に需要成長が加速するのは 2030 年代とされており、その背景として政策的な支援が各国に広がることや、SAF の価格が化石燃料と比較して競争的になることを見込んでいる。

図表 5.2.12　SAF の世界需要予測（2025-2050 年 億 L）

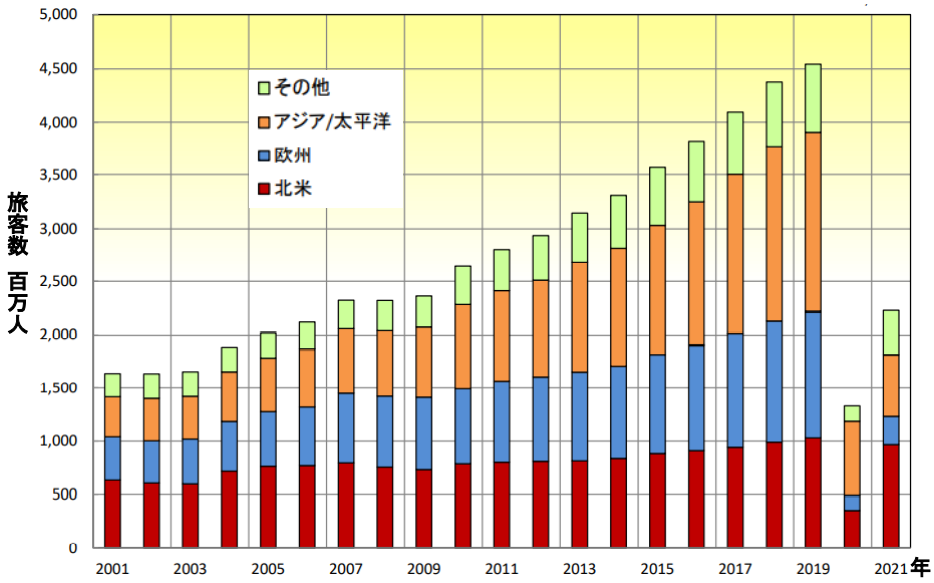


（出所）IATA

なお、国際民間航空機関（ICAO）が各国政府によって構成される国際機関であるのに対し、IATA は、民間航空会社からなる業界団体であり、環境問題にも積極的に関与し、ICAO および各国政府に対して活発にロビー活動を実施している。

（参考 1）IATA の 2050 年までに炭素排出量をネットゼロにする目標設定とシナリオ
IATA のシナリオでは、炭素排出の 65%は SAF により、13%は水素などの新しい推進技術の導入により削減されると予想されている。効率化、特に航空交通のナビゲーションがさらに 3 パーセントを占めることになる。残りは、炭素の回収と貯留（11%）とオフセット（8%）で対処することができる。
IATA の環境・持続可能性担当上級副社長セバスチャン・ミコシュによると、世界の航空業界の二酸化炭素排出量を SAF により 65%削減するには、現在の 1 億リットル（10 万 KL から 2050 年には少なくとも 4 億 4,900 万 KL まで生産規模を拡大する必要がある。
IATA は、2050 年には約 100 億人が飛行機を利用すると予測している（図表 5.2.13 参照）。2019 年の世界航空旅客数は 45 億 4500 万人で、倍増するという予測である。一方、航空機の省エネは進んでいる。

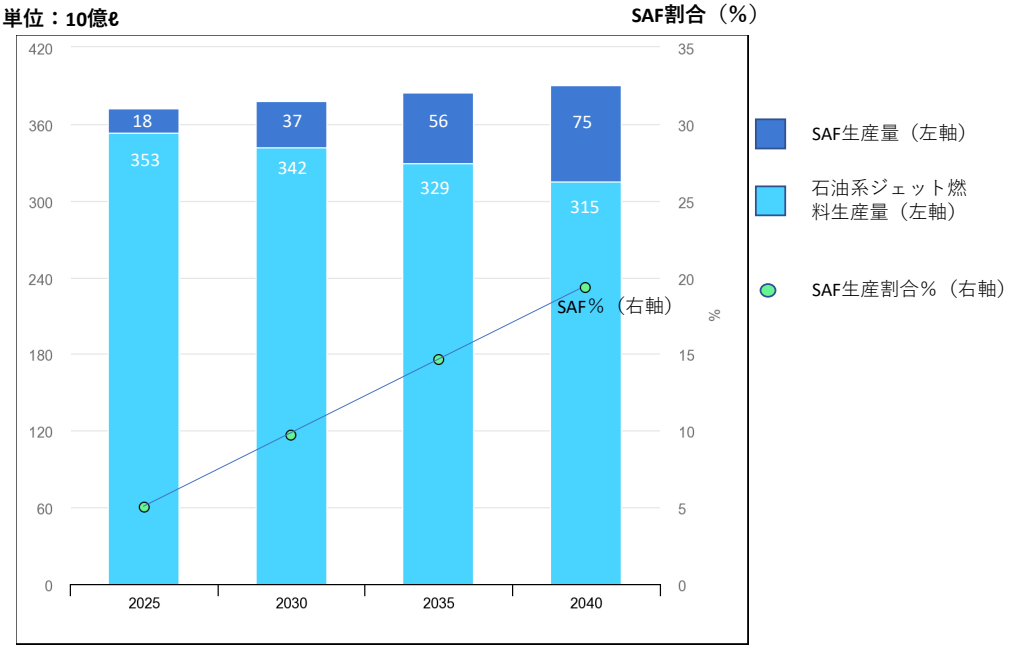
図表 5.2.13　世界の航空旅客輸送（旅客数）の推移



（出所）ICAO、IATA

参考に、IEA の予測を図表 5.2.14 に示す。IEA の予測では、2025 年で 5%、2030 年で 10%と日本の目標と同じである。一方、IATA の予測では、2030 年は 5%と、立ち上がりに時間がかかるとしているが、2030 年以降は、急速に普及に弾みがかかっている。IEA が 2035 年 15%に対して、IATA の予測は 17%、2040 年 IEA20%に対して、39%と急速に混合比が上がっている。

図表 5.2.14　IEA のジェット燃料予測（需要/SAF）



（出所）IEA、2022 年 10 月 26 日更新

グローバルで SAF 導入が加速する中、自国で SAF 目標を設定する動きも進む。EU 加盟国を含む欧州諸国、米国、さらには日本においても 2030 年や 2050 年時点の目標が設定されている（図表 5.2.15 参照）。目標の実効性の観点では、SAF 導入を義務化する動きが目立つ欧州、野心的な目標設定や充実した政策パッケージでの支援を掲げて追随する米国が実装に向けアクセルを踏んでいる。特に、欧州の義務化の流れは、エアライン各社が石油関連企業と相次いでアライアンスを組み、調達先の確保を急ぐ要因になっている。

具体的には、EU 規則の導入を待たずに SAF 導入義務を設定している国として、フランス、ノルウェー、スウェーデンなどが挙げられる。特にノルウェーやスウェーデンは 2030 年に SAF 導入率 30%と野心的な目標を掲げている。両国は 2014 年、フィンランドなどと共に、持続可能な航空のための北欧イニシアティブ（NISA）を立ち上げている。航空当局、航空業界団体、民間企業など、関係者を巻き込みながら、バイオジェット燃料の開発、インフラ整備、エアラインへの資金支援などを進めてきた経緯があり、独自の義務によりさらなる加速を見込んでいる。

英国やドイツなどでは政府目標に留まるものの、これまでもインセンティブなどにより SAF 導入を支援してきたほか、今後の導入義務化について検討を進めている。

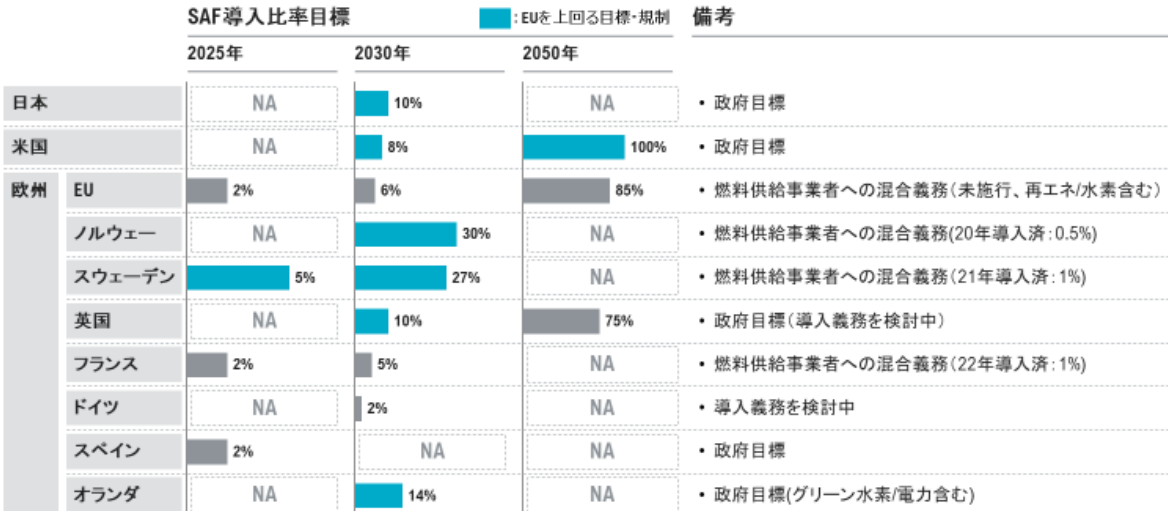
米国では欧州のように義務化には至っていないが、野心的な目標設定・政策推進を行っている。FAA は 2021 年 11 月、2050 年までに航空業界の排出量をネットゼロとすることを掲げた。排出量削減の主な施策として、2050 年までに米国内の燃料需要の 100%を SAF で充足するとしており、SAF 導入の加速のため補助金プログラム及び税制優遇策を整備した。補助金は SAF の製造・輸送・混合・貯蔵に係る米国内のプロジェクトを実施する事業体に付与される。2022 年から 2026 年にかけて毎年 2 億ドルを割り当てる。税額控除は、SAF 製造時に用いるニート SAF（純度 100%のバイオジェット燃料。このうちライフサイクルでの GHG 排出量を 50%以上削減するものに適用）の使用量に応じて適用される。

日本では 2021 年 12 月に国土交通省が「航空の脱炭素化推進に係る工程表」を公表し、2030 年までに SAF 導入率 10%を目標化したが、事業者への導入義務は課していない。
具体的な導入推進策としてはグリーンイノベーション基金などの活用による国産 SAF の研究開発やサプライチェーンの構築支援（施設整備、品質管理ルール検討など）を想定しており、現在「持続可能な航空燃料（SAF）の導入促進に向けた官民協議会」にて具体的な検討を進めている。

EU は SAF 導入目標を定めるだけではなく、事業者への規制と同様に、エネルギー課税指令の改正案により、需要家のインセンティブ面の整備を進める。
具体的には SAF の税率を 2033 年までゼロとする一方で、既存ジェット燃料（ケロシン）の税率を 2023 年から 2033 年にかけて線形的に引き上げる予定となっている。加えて、SAF への投資も強化していく。これまで EU は研究・イノベーション支援ファンドである Horizon Europe（実施期間：2021 年～2027 年、予算：955 億ユーロ）の中で、SAF に関連するプロジェクトを多数支援してきた。今後の SAF 及び次世代航空機の研究開発支とし

て、2023 年から 2050 年まで「持続可能な航空基金」を設定することも検討している。

図表 5.2.15　世界各国における SAF 関連目標・規制



（出所）Roland Berger

（4）　航空燃料への SAF 混合の実勢、石油精製産業と欧州航空会社との連携

足許では、欧州を中心に石油関連企業と航空会社がアライアンスを組む事例が目立ってきている。その内容は、SAF フライト実証と調達契約の 2 パターンに大別できる。前者では、Neste が SAF100%での飛行を目指し、リージョナルジェットメーカーの ATR、スウェーデンの航空会社 Braathens Regional Airlines とアライアンスを締結し、商用リージョナルジェット機として初となる 100% SAF でのフライトに成功している。

また、Repsol もイベリア航空と低炭素燃料の開発に関するパートナーシップを締結した。同社製造の SAF として初のフライトを成功させたほか、今後 2 年間に渡り、最大で 50%超に達するバイオ燃料/SAF を活用したフライトに向けて協業していく。

特筆すべきは後者の調達契約である。直近、石油関連企業・航空会社の双方が具体的な SAF の量と期間を定めた調達契約を結ぶ動きが加速している。具体的には Shell とルフトハンザ航空、OMV とルフトハンザ航空、BP と物流大手 DHL の提携などが挙げられる。

ReFuelEU Aviation 目標が引き上げられ、各国の規制整備も進む中、SAF の社会実装に向け、調達・製造に目途を付けたい双方の意図が推察される（図表 5.2.16 参照）。

図表 5.2.16　石油関連企業による欧州航空会社との主な提携事例

提携主体		提携時期	概要
石油関連企業	航空会社等		
NESTE	easyJet	2021年10月	• Neste（フィンランド）は、easyJet・ロンドン・ガトウィック空港と提携 • 同港初となるSAFを使用したフライトを実現（30%混合）
NESTE	BRA	2021年9月	• Nesteは、リージョナルジェット（RJ）メーカーのATR、スウェーデンの航空会社Braathens Regional Airlinesとアライアンスを締結 • 2022年6月には商用RJ機として初となる100% SAFでのフライトに成功
Shell	Lufthansa	2022年8月	• Shellは、2024年から2030年にかけて世界各国の空港にてルフトハンザグループへのSAF供給を担う契約 • Shellによる他社へのSAF供給契約の中では最大規模となる180万トンにコミット
Shell	SAS	2021年11月	• Shellはスカンディナビア航空、Vattenfall、Lanza TechとSAF生産に向けて提携 • 電力会社Vattenfallがクリーン電力・水素製造等に係る調査を、バイオ系のLanza Techがエタノール製造を、Shellが燃料生産・物流を担う
OMV	Lufthansa	2022年9月	• 石油大手OMV（オーストリア）はルフトハンザ航空と提携。2023年から2030年にかけて、80万トン以上のSAF供給を予定 • 提携済みのRyanair・オーストリア航空分を踏まえ、生産設備の増強も発表
OMV	RYANAIR	2022年9月	• OMVは、RyanairとSAF供給に係るMOUを締結 • Ryanairは今後8年間、最大16万トンに及ぶSAFの供給を受ける予定
bp	DHL	2022年3月	• BPは物流大手DHLと提携し、2026年まで400百万リットルのSAF供給契約を締結 • 提携に先立ち、BPは2022年2月にLingen精製所（ドイツ）にて廃棄食用油由来のSAF生産を開始済み
REPSOL	IBERIA	2021年7月	• Repsol（スペイン）はイベリア航空と低炭素燃料の開発に関するパートナーシップを締結し、2022年1月には同社製造のSAFを燃料とした初フライトに成功 • 両社は今後2年間に渡り、SAFを活用したフライトの実現に向けて協業予定
TOTAL	AIRFRANCE KLM	2021年5月	• TotalはSAFを活用したロングフライト実現に向けて、AF-KLM、空港運営大手ADPグループ、エアバスと提携し、SAFを16%用いたロングフライトに成功 • 欧州/フランスでのSAF導入義務に対応すべく、2024年以降はパリ近郊での生産設備を稼働し増産を予定

（出所）Roland Berger

（５）　ENEOS/TotalEnergies は、ENEOS 根岸製油所で SAF の製造に関する事業化調査を共同で実施

2022 年 4 月、ENEOS は TotalEnergies と共に、ENEOS 根岸製油所における SAF 製造に関する事業化調査を共同で実施する旨を発表した。発表当初は、2022 年 10 月を目途に第 1 常圧蒸留装置（12 万 BD）と、その系列の二次装置が廃止予定となっていた ENEOS 根岸製油所を活用する計画であったが、2022 年 11 月に見直され、2023 年 10 月を目途に閉鎖が決まっている和歌山製油所の跡地を活用する計画に変更している。和歌山製油所は 40km 圏内に関西国際空港を有しており、近隣空港での今後の需要を見込んでいる。

廃止に伴い遊休化する製造装置、入出荷設備を SAF 製造に活用し事業化することを目的としたもので、既存のエネルギー事業者が、所有するアセットを活用しながらカーボンニュートラル燃料を製造していく上での取組例である。

TotalEnergies もこれまで同社の既存製油設備の転換を推進してきた。La mede 製油所では、既存の水素化分解装置や改質装置、貯蔵設備を転用しながら、2 億ユーロを投資し、50 万トンの生産能力を有するバイオ燃料製油所へと変革させている。その他、Grandpuits 製油所は、ゼロ・クルード・プラットフォーム構想を掲げ転換を進めている。この Grandpuits 製油所は 2019 年にパイプラインからの漏出問題で約半年の稼働停止を余儀

なくされた上、修理費が 6 億ユーロかかることから、5 億ユーロの大規模投資による同構想へと繋がった経緯を有する。いずれにしてもフランス国内の製油所において総額 7 億ユーロを投じ、既存製油所の転換を推進してきており、十分な実績を有している。

原料は、廃食油、獣脂といった廃棄物や余剰物などを活用する予定で、日本各地からの原料調達を計画している。将来的には 30 万トンの SAF を製造する。TotalEnergies の SAF における原料調達・製造技術に関するノウハウと ENEOS の国内販売網とのシナジーによって、2026 年を目途に日本における競争力の高い SAF の量産供給体制の確立を目指す。

（6） カーボンフリーSAF の生産方法と従来 JET 燃料との混合率

既述のとおり、国際航空運送協会（IATA）の「2050 年までに CO2 排出量を正味ゼロ」目標承認後、民間航空会社の CO2 削減の取り組みが次々と発表（図表 5.2.17 参照）され、SAF 導入が重要なテーマとなった。

SAF100％である持続可能な航空燃料に関する国際規格は、ASTM の D7566 Specification for Aviation Turbine Fuel Containing Synthesized Hydrocarbons）で製造方法や従来のジェット燃料との混合比率が定められている（図表 5.2.18 参照）。
従来のジェット燃料は ASTM D1655 (Specification for Aviation Turbine Fuels)で規定されており、ASTMD7566 に準拠して製造された燃料は ASTM D1655 の要件を満たすものと規定される。そのため、SAF は従来のジェット燃料と同様の性状を有するドロップイン燃料として、定められた混合比率の範囲でジェット燃料への混合が可能である。そのため、既存の燃料供給設備が利用できるとともに、航空機の燃料系統やエンジンの改良およびインフラの変更が不要である。

ニートの SAF 以外にも、製油所において流動接触分解装置などに脂質（Lipid）または Annex1 で副生した FT 油の重質留分を既存石油系燃料と同時処理（Co Processing）する場合については、ASTM D1655 で 5%までの混合が認められている。

図表 5.2.17　航空会社の CO2 排出削減の取り組み

航空会社	2025年	2030年	2035年	2040年	2045年	2050年
デルタ航空		SAF10%				正味ゼロ排出量
ユナイテッド航空						正味ゼロ排出量
アメリカン航空			科学ベースの中間目標を設定			正味ゼロ排出量
Jetblue		SAF10%		正味ゼロ排出量		
アラスカ航空				正味ゼロ排出量		
IAG（ブリティッシュ・エアウェイズ、イベリア航空）		SAF10%				正味ゼロ排出量
ルフトハンザカーゴ						正味ゼロ排出量
エールフランス－KLM		SAF5%				正味ゼロ排出量
スカンジナビア航空	2005年比で25%削減	スカンジナビア内は全てSAF				
フィンエアー	2019年比で50%削減				正味ゼロ排出量	
日本航空		SAF10% 2019年比で10%削減				正味ゼロ排出量
ANA		SAF10%				正味ゼロ排出量
キャセイパシフィック航空		2018年比で地上排出量を32%削減				正味ゼロ排出量
マレーシア航空						正味ゼロ排出量
シンガポール航空						正味ゼロ排出量
カンタスグループ						正味ゼロ排出量
カタール航空						正味ゼロ排出量

（出所）JPEC、2022 年 4 月

図表 5.2.18　ニートの SAF の製造技術、従来燃料との混合上限

ASTM D7566	製造技術	従来の燃料との混合上限	原料
Annex1	Fischer-Tropsch 法により精製される合成パラフィンケロシン（FT-SPK）	50%	有機物全般
Annex2	植物油等の水素処理により精製される合成パラフィンケロシン（Bio-SPK 又は HEFA）	50%	生物系油脂
Annex3	発酵水素化処理糖類由来のイソ・パラフィン(SIP)	10%	バイオマス糖
Annex4	非化石資源由来の芳香族をアルキル化した合成ケロシン(SPK/A)	50%	有機物全般
Annex5	アルコール・ジェット由来の合成パラフィンケロシン(ATJ-SPK)	50%	バイオマス糖 紙ごみ
Annex 6	Catalytic Hydrothermolysis Jet (CHJ)	50%	生物系油脂
Annex 7	Hydrocarbon-HEFA (HC-HEFA)	10%	微細藻類

（出所）国土交通省 航空機運航分野における CO2 削減に関する検討会資料

・Annex1 FT:Fischer Tropsch

都市ごみや廃木材などをガス化して得られる合成ガス（CO＋H2）をフィッシャー・トロプシュ合成でパラフィン燃料に転換する技術である。再生可能電力などで製造された水素と空気中や工場排煙などから回収された CO2 を原料として製造できるため、原料がバイオ由来でないものでも含まれる。

・Annex2 HEFA: Hydroprocessed Esters and Fatty Acids
廃食油や植物油などの脂肪酸エステルの水素化により燃料を製造する技術で、Neste や World Energy などが実際に SAF の航空会社への供給を行っている。

・Annex3 SIP:Sugars to Synthetic Isoparaffins
サトウキビなどの糖を発酵して得られるファルネセンの水素化によるファルネセンベースのバイオジェット燃料製造技術である。Amyris が現在の TotalEnergies と共同で本技術を開発し、Annex3 の認証を取得した。Amyris は現在より付加価値の高い化粧品などの分野に注力しており、本技術による SAF の製造は行っていない。

・Annex4 FT/A:Fisher Tropsch with Aromatics
Annex1 の FT 合成油に非石油系の芳香族を添加する技術である。認証を取得したが、現時点で実際の製造に向けた動きはない。

・Annex5 ATJ:Alcohol to Jet
2016 年 4 月に米国の Gevo がイソブタノールの脱水、オリゴメリゼーション（低重合）によりバイオジェット燃料を製造する技術として認証を取得した。その後、2018 年 6 月にはアルコールとしてエタノールが使えることになったため、LanzaTech などのエタノールを原料とした ATJ の開発が積極的に進められるようになった。現在、ドイツでは再生可能エネルギーで製造したメタノールから ATJ の製造を検討しており、Annex5 に含めるか、新たな Annex として申請するかを検討している。

・Annex6 CHJ:Catalytic Hydroth ermolysis Jet
ARA（Applied Research Associates）が開発した動植物油などの脂肪酸エステルの水熱反応により SAF を製造する技術で、2019 年 12 月、新たに ASTM D7566 の認証を取得した。ARA と Chevron Lummus Global LLC(CLG)は、この技術を使用して製造した燃料を ReadiJet ™と呼んでいる。 Read iJet ™ は、芳香族、シクロパラフィン、イソパラフィン、およびノルマルパラフィンを含み、従来のジェット燃料にみられる全ての炭化水素分布とほぼ同じ組成となっている。

・Annex7 HC-HEFA:Hydroprocessed Hydrocarbons, Esters and Fatty Acids
Annex2（HEFA）の水素化プロセスの原料を、動植物油などの脂肪酸エステルから炭化水素も含めた形に拡張したものである。実質的には IHI のボツリオコッカスからの藻油が対象で、藻油が酸素を含まない炭化水素であり、Annex2 の名称にあてはまらないため、2020 年に新規 Annex として認証された。なお、IHI の Annex7 は通常とは異なる Fast Track の手続きを経て認証を得たため、従来の燃料へ混合の上限は 10%となっている。

SAF 製造方法は多数あるが、現時点で商業的に稼働しているうちの大部分は、ASTMD7566 の Annex2 認証された、動植物油（廃食油、獣脂）を原料とした HEFA である（図表 5.2.19 参照）。SAF 燃料性状を開示している会社は少ない。開示しているのは Neste、Gevo と

Honeywell UOP の 3 社のみであった。3 社の性状では、析出点などに違いがみられる。殆どのプロジェクトがバイオ由来であるのに対して、ドイツの atmosfair による風力発電を利用した SAF の合成は、現時点では生産能力が非常に小さい。
バイオ由来の SAF は原料の確保に限界があるので、このような再生可能エネルギーを使った SAF の製造が早期に商業化レベルになることが期待される 。

図表 5.2.19　稼働中および稼働予定の主な SAF 製造プロジェクト

製造技術	原料	製造事業者	事業所等	生産能力（kT/年）	国	ライセンサー	プロセス名	状況
HEFA (Annex2)	動植物油 (廃食油、獣脂)	Neste	Porvoo	3か所計で100以下	フィンランド	Neste	NexBTL	稼働中
			Rotterdam	→ 500	オランダ			2023年増強
			Singapore	→ 1000	シンガポール			2023年増強
		World Energy	Paramount	120 → 900	米国	UOP Honewell	Ecofining	増強時期不明
		Eni	Venice	10	イタリア			2022年増強
			Gela	150				2024年増強
		Total	La Mede	100	フランス	Axens	Vegan	稼働中
			Grandpuits	170	フランス	UOP Honewell	Ecofining	2024年稼働
		UPM	Lappeenranta	100	フィンランド	UPM	-	稼働中
		SkyNRG	Delfzijl	10	オランダ	Haldor Topsoe	HydroFlex	2022年稼働
		Phillips 66	San Francisco	360	米国	不明	不明	2021年稼働が遅延
			Humber	150	英国	不明	不明	稼働中
		Aemetis	Riverbank	270	米国	Axens	Vegan	2024年稼働
		SGP BioEnergy	Colon, Balboa	1,900	パナマ	Haldor Topsoe	HydroFlex	2026年稼働
ガス化・FT (Annex1)	都市ごみ(MSW)	Fulcrum	Sierra	30	米国	Fulcrum	-	稼働中
			Stanlow	10	英国			2025年稼働
	木質	RedRock	Lakeview	50	米国	Velocys	-	2022年稼働が遅延
	都市ごみ(MSW)	Velocys	Altalto	60	英国			2025年稼働
	木質		Bayou	100	米国			未定
	風力発電	atmosfair	Werlte	0.02	ドイツ	-	-	稼働中
ATJ (Annex5)	イソブタノール	Gevo	Silsbee	30	米国	South Hampton Resources	-	稼働中
			Lake Preston (Net-Zero1)	135	米国	Axens(低重合)	-	2024年稼働
	エタノール	LanzaTech	Freedom Pines	30	米国	PNNL(低重合)	-	2022年稼働
			(FLITE)	30	(欧州)			2024年稼働

（出所）JPEC、2022 年 4 月

・SAF の燃料性状

図表 5.2.20 に、各社 SAF の燃料性状を示す。Jet A1 の代表的な規格項目とともに示す。各社とも Jet A1 の規格には適合している。但し、Neste の密度が Jet A1 規格の上限ギリギリで、析出点が下限に近い。密度では、Neste は炭素数が大きいパラフィン分を多く含んでいることが推測できる。
更に、析出点が他社と比較して高いことは、イソパラフィンの側鎖の数も、他社よりは少ないものと考えられる。一方で、 Honeywell の析出点は Neste より 7 ℃も低く、Jet A1 規格に対して余裕がある。
Gevo は、イソブタノールをオリゴメリゼーションで炭素数を増やすため、炭素数の制御やイソパラフィンの側鎖の制御などもしやすいと考えられる。そのため、ここに示した Jet A1 規格の項目すべてにおいて、余裕を持ってクリアしている。このように、同じ Annex2 でも性状に差がみられ、Annex が異なると、更に、性状に違いがみられることが推測される。

図表 5.2.20　3 社 SAF の燃料性状

	Jet A1規格	Annex2（廃食油・植物油を原料とした炭化水素製造）		Annex5（糖化発酵アルコール経由）
		Honeywell Green Jet Fuel	Neste MY Renewable Jet Fuel	Gevo ATJ-SPK
引火点（℃）	38以上	45	47	45-50
析出点（℃）	−47以下	−57	−50	＜−78
密度（15℃）kg/m^3	730−772		771.5	760
真発熱量（MJ/kg）	42.8以上	43.9		44.0
芳香族（vol%）	25以下	<0.3	0.1	0
硫黄（mass%）	0.3以下	<0.001	<0.001	<0.01
熱安定性　圧力差（mmHg）	25以下	0.0	1	pass
熱安定性　堆積物の評価	3以下	1	<1	pass

（出所）JPEC、2022 年 4 月

５．２．３　クリーンメタノール、エタノールの事業化プロジェクトと課題

メタノールやエタノールといったアルコールもまた、水素と並ぶ代表的な二次エネルギーであり、将来の有力なエネルギー媒体候補である。特に e メタノールは、合成燃料と同様に、水素と CO2 から製造でき、さまざまな化学品への転換が可能な基幹物質であることから注目を集めている。船舶などのグリーン燃料としての用途に加え、水素キャリアとしての用途も期待されている。

但し、その他のカーボンニュートラル燃料と同様に、グリーン水素と CO2 を原料とするので、コスト面の課題を抱える。実際、欧州が e メタノール製造に取り組む一方で UAE では大規模な化石原料由来のメタノールを製造する計画を進めている。欧州の最新動向を整理し、社会実装スピードを調査する。

（１）　デンマーク Maersk、グリーンメタノールの世界生産量増大計画、調達で 6 社と提携

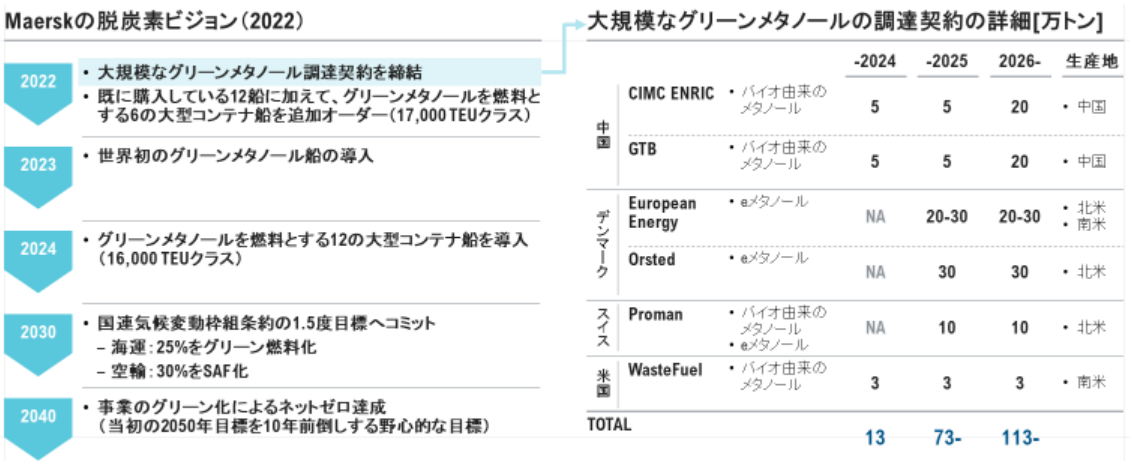
グリーンメタノールを脱炭素ソリューションとして期待する海運業界に大きな動きがあった。2022 年 3 月、海運大手のデンマーク Maersk は、6 社のグリーンメタノール製造事業者と調達契約を結び同燃料を確保する大型のパートナーシップを発表した。

同社は 2040 年までにカーボンニュートラルを実現することを脱炭素ビジョンとして掲げており、既にグリーンメタノールを動力とする大型コンテナ船の購入を進めてきた。当初計画から 7 年前倒しの 2023 年からグリーンメタノール船の運航を始めるほか、2024 年・2025 年にはそれぞれ 12 隻と 6 隻のグリーンメタノール大型コンテナ船を導入する。

今回の大型調達契約により、同社はこれらのグリーンメタノール船が本格的に導入されていく 2025 年までに少なくとも年間 73 万トンのグリーンメタノールの確保を予定する。2026 年には 100 万トン以上の供給となる見込み。

調達先には、米欧中の企業が並び、生産地には南米も加わり、グリーンメタノールの供給網をグローバルに展開する。具体的には中国コングロマリット子会社の CIMC ENRIC から農業残渣を原料とするバイオ由来のグリーンメタノールを全量引取で調達するほか、デンマーク電力 European Energy、中国政府系機関の Green Technology Bank、洋上風力発電最大手のデンマーク Orsted、メタノール製造大手のスイス Proman、廃棄物由来のバイオ燃料を手掛ける米スタートアップ企業 WasteFuel と今回調達契約を結んでいる（図表 5.2.21 参照）。
Maersk の Henriette Hallberg Thygesen CEO は、グリーンメタノールが既に船舶燃料用に市場導入されていて、かつ将来的にも量産が見込める唯一のソリューションであるとし、同社のグリーンメタノールを主軸にしたカーボンニュートラル戦略に自信を見せる。

図表 5.2.21　海運大手 Maersk の脱炭素に向けた最新動向



（出所）Maersk

（２） Vertimassn の CO2 を効率原料化、デンマーク社とメタノール、エタノール技術統合
グリーンメタノールの燃料利用に加え、グリーンメタノールをさらに別の再生可能な燃料・化学製品に変換するための技術提携の動きもあり、その汎用性の高さを伺わせる。

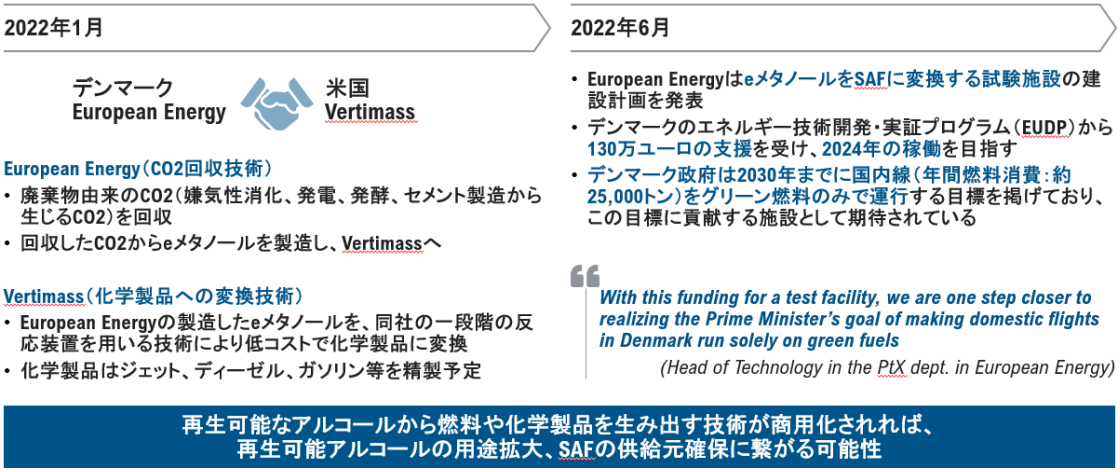
2022 年 1 月、米 Vertimass とデンマーク European Energy が技術提携を発表した。両社の狙いは、それぞれが持つ技術の組み合わせ、グリーンメタノールを経由し、SAF などの燃料や再生可能なプラスチックを製造することにある（図表 5.2.22 参照）。
具体的には、European Energy の技術により廃棄物由来の二酸化炭素（嫌気性消化、発電、発酵、セメント製造などによる排出）を回収し、まず e メタノールを製造する。
この e メタノールを Vertimass の技術により安価に再生可能なジェット、ディーゼル、ガソリン燃料や化学製品へと変換することを目指す。

Vertimass は Oak Ridge 国立研究所が開発した触媒技術を用いて、メタノールを一段反応でジェット燃料などへと変換できる技術の独占ライセンスを有しており、これより安価な製造プロセスができるとしている。既に実証を終えており、これらの取組が商用化され

れば、再生可能アルコールの用途拡大及び SAF などの供給確保にも繋がる。実際に European Energy は 6 月、e メタノールを SAF に変換する試験施設の建設計画を発表しており、Vertimass もこれに参画している。

デンマークのエネルギー技術開発・実証プログラム（EUDP）から 130 万ユーロの支援を受ける同プロジェクトは、2024 年までの建設を目指す。デンマーク政府が掲げる、2030 年までに国内線で使用される航空燃料（年間約 2.5 万トン）をグリーン燃料化する目標に貢献するプロジェクトであるとしている。

図表 5.2.22　Vertimass と European Energy 技術統合で CO2 からの SAF・化学製品製造



（出所）Roland Berger

（３）　e-メタノールを生産する Liquid Wind のプロジェクト”FlagshipONE”の進捗状況

スウェーデンの e メタノール製造スタートアップ企業 Liquid Wind は、建設予定地の環境許可を取得し、いよいよ最終投資決定を間近に控える（図表 5.2.23 参照）。

同社初の商業 e メタノール製造プロジェクト「FlagshipONE」には、Maersk への e メタノール大規模供給を予定する洋上風力発電最大手の Orsted のほか、Siemens Energy、Alfa Laval、Carbon Clean、Haldor Topsoe、Siemens Energy、Uniper、Worley らが参画している。

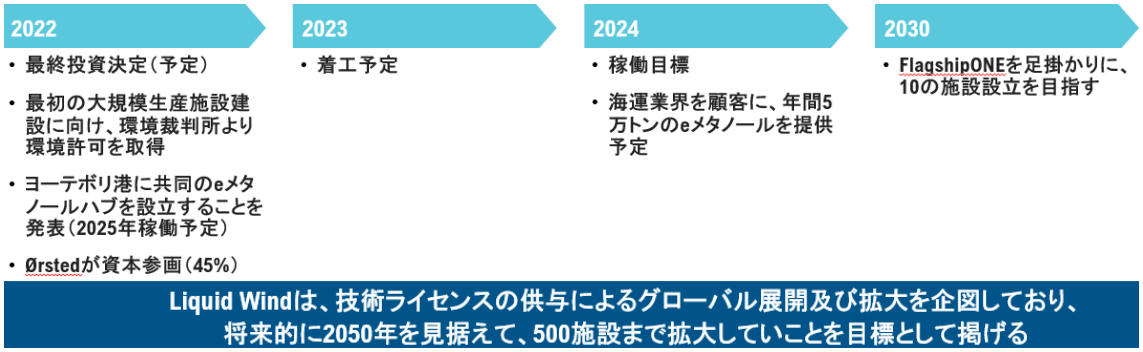
更に、本プロジェクトの実現に向け、スウェーデン環境保護庁による 1,500 万ユーロの資金支援を受けるほか、400 万ユーロのエクイティ調達も実施してきた。FlagshipONE は、Övik Energy の有するバイオ燃料を用いたコジェネレーションプラントに併設され、ここから生じる生物起源の CO2 を回収し、原料とする。風力発電などの再生可能エネルギーを用いて製造される水素と組み合わせ、e メタノールを製造する。2024 年の稼働を目指しており、年間約 5 万トンの生産を計画している。

主な供給先を海運業界としており、9 月にはスウェーデンのフェリー会社 Stena Line、海運・物流大手の DFDS、Orsted と協業し、スカンジナビア最大の港であるヨーテボリ港に e メタノールのバンカリング拠点となるハブを設立し、FlagshipONE と連携する。

2025 年の稼働を目指しており、スウェーデンの Khashayar Farmanbar エネルギー・デジタル開発担当大臣も、同取組が海運業界のカーボンニュートラル実現にとって重要なマ

イルストーンとなる、と期待を寄せている。
同社は FlagshipONE を足掛かりに 2030 年までに 10 拠点にまで拡大することを企図しており、既に FlagshipTWO の計画も公表しており、2023 年の投資決定、2025 年末から 2026 年初めの稼働を目指す。
「FlagshipTWO」は、Sundsvall Energi と提携し、二酸化炭素を回収するスキームによって、年間約 10 万トン規模のプラントとなる予定である。将来的には、技術ライセンスの供与により、グローバル展開を進め、2050 年までに 500 施設まで拡大する野心的な目標を掲げている。

図表 5.2.23 Liquid Wind と Ørsted の共同出資 PJ「FlagshipONE」の最新動向



（出所）Roland Berger

（4） アブダビ ADNOC と Proman、Ruwais に大規模なメタノールプラントの建設を計画
アブダビ（UAE）では官民が連携し、三地域（工業化学地域・軽工業地域・工業サービス地域）からなる TA’ZIZ コンビナートの構築を計画している。工業化学地域では、世界規模のメタノールプラントを含む、7 つの大規模プロジェクトが設計段階に入っており、国内外の投資家から注目を集めている。

2022 年 3 月、ANDOC（アブダビ国営石油会社）とメタノール大手のスイス Proman が提携し、Ruwais の Ta’ziz コンビナートにて UAE 初となる世界規模のメタノールプラントを導入するプロジェクトを発表した。
汎用性の高い化学品であるメタノールの今後の需要の高まりを見込み、最大で年間 180 万トンの生産能力を有する大規模プロジェクトとなる。特に低炭素燃料として、船舶領域の需要が今後 10 年間で大幅に伸びることを見込んでいる。さらには、基幹物質であるメタノールを国産化し、燃料に加えて、接着剤、溶剤、医薬品、建設資材など、幅広い産業分野で活用していくことで、国内サプライチェーンの強化「Make it In the Emirates」の実現につながるとしている（図表 5.2.24 参照）。

このメタノールは天然ガスから生産され、CCUS、CO2 連携などの付帯プロジェクトが発表されていないことから、現時点ではグレーメタノールに分類されるとみられる。
しかし、2021 年にはメタノールと脱硫や水蒸気改質などの製造工程を共有化できるアンモニアの製造も同コンビナートで進めることが発表されており、CCUS による年間 100 万トンの生産能力を有する世界規模のブルーアンモニアプロジェクトになるとされている。

更に、ADNOC は、鉄鋼業向けの商業用 CO2 施設としては世界初であり、商業規模の炭素分離回収・利用・貯留施設として中東初でもある Al Reyadah を運営しており、CO2 回収における実績を十分に有している。
したがって、メタノールにおいても今後プロジェクトが拡張され CCUS や CO2 連携が実現すれば、大規模なブルーメタノールプラントに転じる可能性を秘めている。

図表 5.2.24　複数の大規模プロジェクトが計画される TA’ZIZ コンビナート

（出所）TA’ZIZ

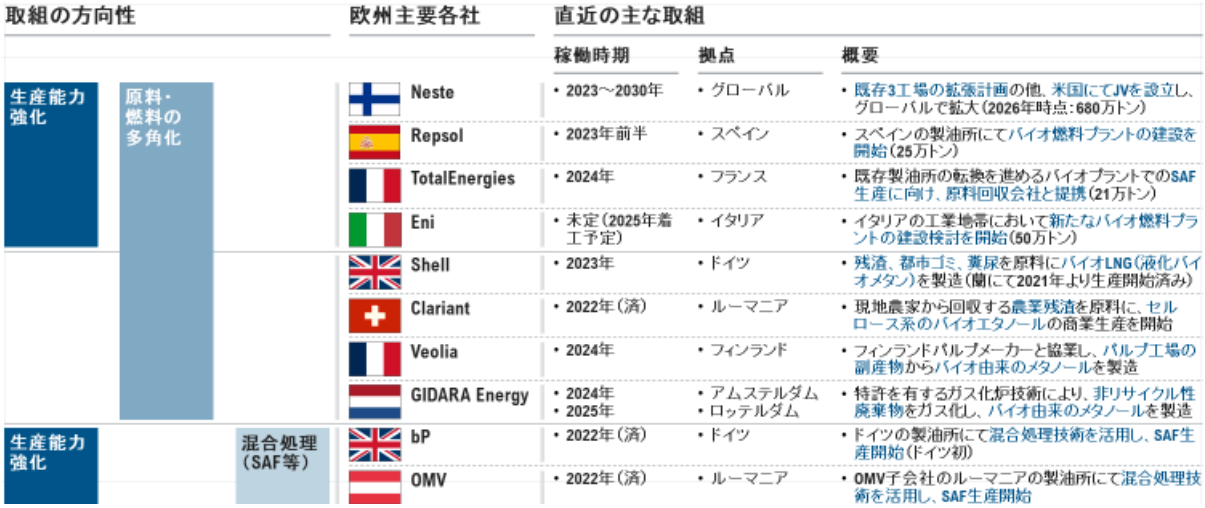
５．２．４　バイオエネルギー、バイオマス発電、廃棄物処理の事業化と課題

バイオ燃料は、更なる社会実装に向けて、各社が取り組みを加速させているが、原料調達や既存アセットの活用など、課題は多い。特に、原料調達に関して、獲得競争が激化している。一方、既存のエネルギーメジャーにおいては、既存アセットをいかに有効活用し、バイオ燃料を生産するかが、社会実装のスピードを上げる上でも鍵となる。加速する欧州主要エネルギー事業者のバイオ燃料事業の最新動向を整理し、課題に対する取り組みからカーボンニュートラルコンビナートへの導入の在り方を検討する。

（１）　欧州各社のバイオ製油所新増設の進展

バイオ燃料製造において欧州エネルギーメジャーはもちろんのこと、化学大手やスタートアップ企業の取組も軌道に乗りつつある（図表 5.2.25 参照）。多様なプレイヤーの方向性は 3 種類（1. 生産能力強化、2. 原料・バイオ燃料の多角化、3. 混合処理 SAF）に大別できる。

図表 5.2.25　欧州主要各社のバイオ燃料生産能力強化（再掲）



取組の方向性			欧州主要各社	直近の主な取組		
				稼働時期	拠点	概要
生産能力強化	原料・燃料の多角化		Neste	• 2023～2030年	• グローバル	• 既存3工場の拡張計画の他、米国にてJVを設立し、グローバルで拡大（2026年時点：680万トン）
			Repsol	• 2023年前半	• スペイン	• スペインの製油所にてバイオ燃料プラントの建設を開始（25万トン）
			TotalEnergies	• 2024年	• フランス	• 既存製油所の転換を進めるバイオプラントでのSAF生産に向け、原料回収会社と提携（21万トン）
			Eni	• 未定（2025年着工予定）	• イタリア	• イタリアの工業地帯において新たなバイオ燃料プラントの建設検討を開始（50万トン）
			Shell	• 2023年	• ドイツ	• 残渣、都市ゴミ、糞尿を原料にバイオLNG（液化バイオメタン）を製造（蘭にて2021年より生産開始済み）
			Clariant	• 2022年（済）	• ルーマニア	• 現地農家から回収する農業残渣を原料に、セルロース系のバイオエタノールの商業生産を開始
			Veolia	• 2024年	• フィンランド	• フィンランドパルプメーカーと協業し、パルプ工場の副産物からバイオ由来のメタノールを製造
			GIDARA Energy	• 2024年 • 2025年	• アムステルダム • ロッテルダム	• 特許を有するガス化炉技術により、非リサイクル性廃棄物をガス化し、バイオ由来のメタノールを製造
生産能力強化		混合処理（SAF等）	bP	• 2022年（済）	• ドイツ	• ドイツの製油所にて混合処理技術を活用し、SAF生産開始（ドイツ初）
			OMV	• 2022年（済）	• ルーマニア	• OMV子会社のルーマニアの製油所にて混合処理技術を活用し、SAF生産開始

（出所）Roland Berger

・生産能力強化

エネルギーメジャーにおいては、既存製油所のバイオ燃料プラントへの転換やバイオ燃料プラントの新設など、生産能力の強化が進むほか、課題となる原料回収網の強化についても提携や買収などによる拡大が企図されている。Neste はグローバルでの供給力を強化させながら、積極的な買収戦略によって 2022 年においても 2 社の原料回収業者を買収した。その他、Repsol、TotalEnergies、Eni なども生産能力の増強及び回収網の拡大を進めている。

・原料・バイオ燃料の多角化

バイオ燃料の原料獲得競争が激化していることもあり、新たな原料に活路を見出す取り組みのほか、製造されるバイオ燃料の種類も広がりを見せる。Shell は大型車両向けのバイオ LNG プラントをオランダに加え、ドイツで建設し、供給網の構築にも力を入れる。その他、Clariant はセルロース系のバイオエタノールの商業生産を開始、Veolia はパルプ工場の副産物を活用したバイオ由来メタノール、GIDARA Energy はガス化技術を梃子に非リサイクル性の廃棄物を原料とするバイオ由来のメタノール製造に取り組んでいる。

・混合処理 SAF：混合処理技術を活用した SAF などの生産

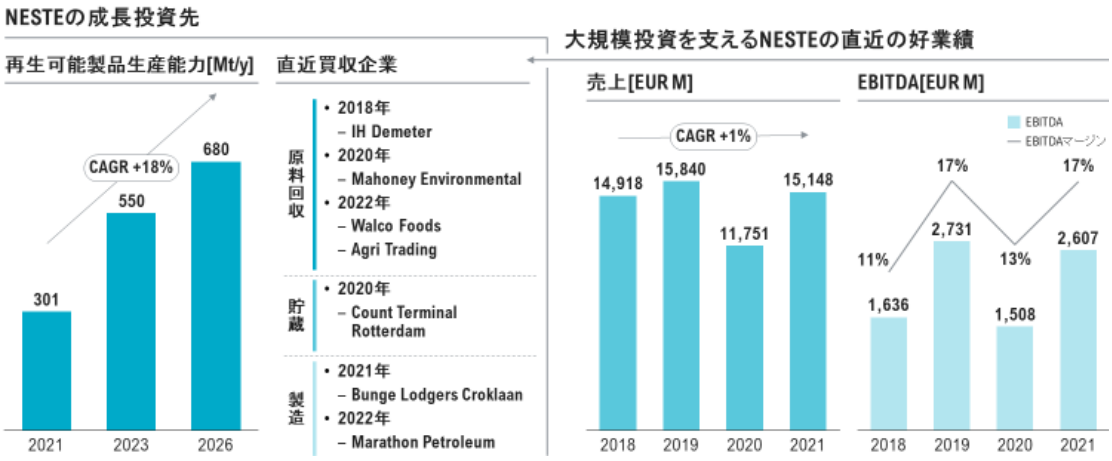
既存製油所を有するエネルギーメジャーにおいては、既存アセットを活用しながら、足許のエネルギートランジションに対応していく必要があることから、原油とバイオ燃料の原料を混合で処理し、SAF などを生み出す混合処理は非常に重要になってくる。BP、OMV が両社の既存製油所で混合処理の SAF 生産を進めている。TotalEnergies や Eni なども混合処理を進めている。

（2）　世界のバイオ燃料を牽引する Neste のバイオ拡大戦略

バイオ燃料最大手のフィンランド Neste は、前述のとおり合成燃料に取り組み、カーボンニュートラル燃料の多角化を進めるほか、原料回収ネットワークと生産能力の強化を加速させている。

大規模投資を伴うこれらの背景には Neste の強い事業基盤がある（図表 5.2.26 参照）。製造コストの高いバイオ燃料を事業の主軸としながらも、高い収益率を誇っている。

図表 5.2.26　Neste の成長投資と直近業績



（出所）Neste

これまで、積極的な買収で事業のグローバル展開を進めてきた（図表 5.2.27 参照）。バイオ燃料製造のサプライチェーンにおいて、原料回収から貯蔵、製造工程を横断で強化してきている。

中でも力を入れているのがバイオ燃料最大の課題となる原料調達である。2018 年のオランダ獣脂業者の IH Demeter に始まり、2020 年の米国廃食油回収業者 Mahoney Environmental の買収に加えて、2022 年にはさらに北米、メキシコ、欧州でバイオ燃料原料を広く回収する米 Agri Trading、アイルランド獣脂業者の Walco Foods を買収し、原料回収網をさらに強化させている。

図表 5.2.27　Neste の直近の買収・提携企業

（出所）Neste

原料回収を推進すると同時に、生産能力の強化を進めており、既存工場への大規模な投資に加え、合弁会社の設立により生産量の拡大を企図する。同社は、フィンランドのポルヴ

ォー、オランダのロッテルダム、シンガポールにバイオ製油所を有しているが、このうち、シンガポールとロッテルダムの生産能力強化を進めている。
シンガポールに関しては、2018年に製油所の拡張を発表し、約14億ユーロの投資を行い、現在有する130万トンの生産能力を2倍にする。新たな製造ラインは2023年の稼働を予定しており、現在は再生可能ディーゼルを主に製造しているが、拡張後、SAFや化学品用の再生可能原料の生産も予定している。
2022年にはロッテルダム製油所の拡張を発表し、約19億ユーロを投じ、現在の140万トンの生産能力をほぼ2倍の270万トンまで引き上げる。新たな製造ラインは、2026年の稼働を予定しており、SAFの生産能力が120万トンになるとしている。
更に、同社は米Marathon Petroleumの既存製油所を転換するプロジェクトも進めており、同プロジェクトに伴い再生可能ディーゼルを生産する合弁会社の設立を決めた。これで、同社は米国にもバイオ製油所を有することになる。2023 年の稼働を予定しており、生産能力を均等に配分することで、Neste においては 100 万トンの生産能力強化となる予定。

Neste 社は、2021 年、再生可能ディーゼルと SAF 合計で過去最高の 301 万トンを生産した。一連の生産能力強化により、2023年末までに550万トン、2026年末までに680万トンの生産能力を有することになる。また、現在年間10万トンを生産しているSAF関しては、2023年末までに、同社全体で150万トンの生産能力となる予定としている。

更に、9月にはポルヴォー製油所を再生可能エネルギー・循環型ソリューション拠点へと変革させるための戦略検討を開始した。これは同拠点での石油精製を2030年代半ばに終了させ、既存設備を活用しながら年間200～400万トンの再生可能製品の生産能力を得ることを狙う。

（3） Repsol、Cartagena製油所で先進バイオ燃料プラントの建設を開始
Repsolは、2030年までに年間300万トンの廃棄物を利用して、年間200万トンのバイオ燃料の生産するという同社のロードマップ実現に向けて、生産能力強化している（図表5.2.28参照）。この背景には、スペイン政府の野心的な脱炭素政策があり、国別エネルギー・気候計画（PNIEC）という 2030 年に向けた脱炭素目標が 2021 年に採択されている。

具体的には、排出量の削減や、再生可能エネルギー比率の拡大、省エネルギーの推進が、2030 年に向けた拘束力のある最低目標として規制化されている。この中で運輸部門における再生可能エネルギー比率についても示されており、2030 年までに 28%比率を達成することが目標として掲げられている。Repsol は、同社のバイオ燃料の生産能力拡大は、政府が目標として掲げる運輸部門の脱炭素化に貢献するとしている。

図表 5.2.28　Repsol の生産能力強化と原料の多様化を実現するガス化技術

（出所）Roland Berger

2022 年 7 月、スペインのエネルギー会社 Repsol は、2020 年に発表した先進バイオ燃料プラントの建設をスペイン Cartagena 製油所にて開始した。これは同社が掲げる既存製油所の転換に向けた重要な取り組みに位置付けられている。
約 2 億ユーロ（≒290 億円）を投資する同プラントは、残渣を原料に、航空機、トラック、自動車に使用されるバイオディーゼル、バイオジェット、バイオナフサ、バイオプロパンなどの先進バイオ燃料及びバイオ化学品を年間で 25 万トン製造する能力を有する。2023 年前半の稼働を予定しており、年間で 90 万トンの CO2 削減になると見込んでいる。

更には、2022 年 4 月には、カナダ Enerkem へのマイナー出資も発表した。Repsol は、Enerkem と共に同社が特許を有するガス化技術を活用し、有機廃棄物、非リサイクル性廃棄物から年間 24 万トンのバイオ由来のメタノールを製造する Ecoplanta プロジェクトで提携している。Repsol にとって、Enerkem の有するガス化技術は、原料の多様化に対応し得る技術であり、今後の生産能力拡大に向けた重要な位置づけになる。

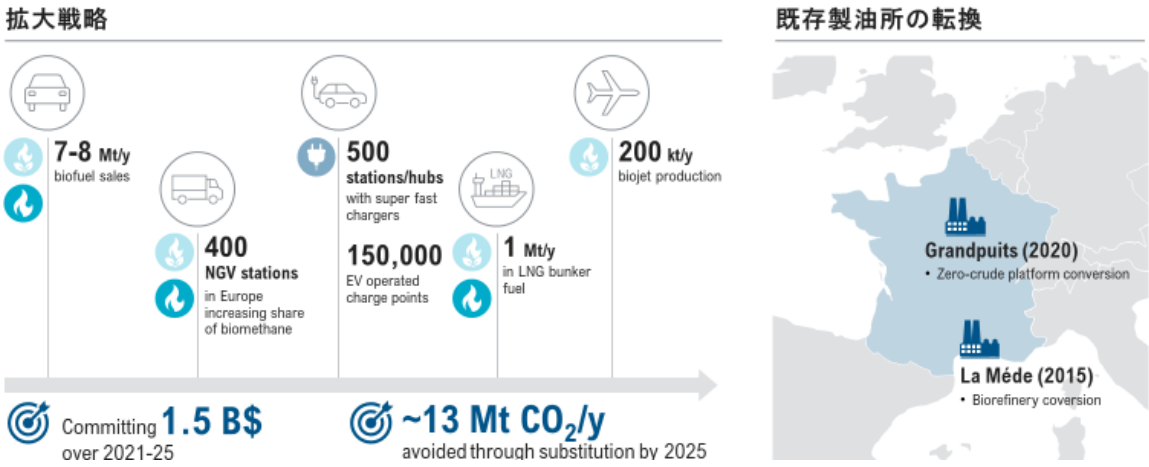
（4） TotalEnergies、SARIA と SAF 生産契約

ENEOS 和歌山製油所の SAF プラント化プロジェクトにも参画し、既存製油所の転換を進めてきた TotalEnergies も同社拠点での SAF 生産を加速させる（図表 5.2.29 参照）。

TotalEnergies は、前述のとおりパイプラインの漏出問題をきっかけにゼロ・クルード・プラットフォーム構想を掲げ、5 億ユーロもの大規模な投資を通じて転換を企図する Grandpuits 製油所で SAF 生産を予定している。
2022 年 9 月、同工場での SAF 生産に向けて、原料回収網を強化するためのパートナーシップが発表された。バイオ燃料原料供給における欧州大手の SARIA と提携し、廃食油と動物性油脂を調達する。これにより当初の想定よりも 25%増の年間約 21 万トンの SAF 生産が可能となる。

La Mede 製油所においてもバイオ燃料プラントへの転換を進め、既に 2021 年から SAF 生産を開始している。フランス政府の掲げる 2025 年までに 1%、2030 年までに 5%の SAF 含有率目標に貢献すべく、国内の空港に SAF を供給する。同社の製油・化学部門の Bernard Pinatel プレジデントは今回の原料調達に関する提携について、「Grandpuits 製油所の転換を強化するものであり、持続可能な航空燃料のリーディングカンパニーになるという同社ビジョンにおける重要なマイルストーンである。」として、期待を寄せている。

図表 5.2.29　TotalEnergies の脱炭素ロードマップ



（出所）TotalEnegies

2022 年 12 月には、10 年以上も前から実証などを通じてパートナーシップを組んできた Air France-KLM との長期供給契約を締結した。2023 年からの 10 年間で 80 万トンの SAF を供給する。

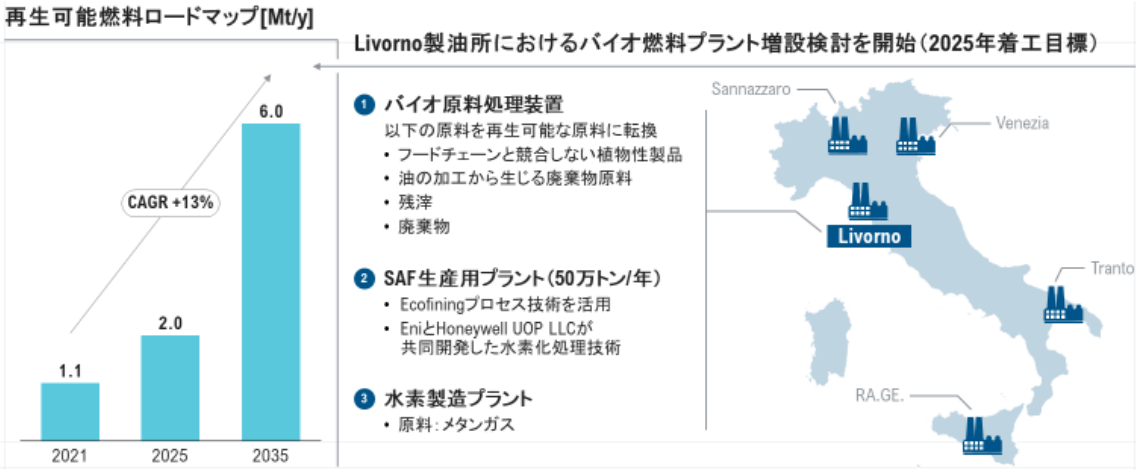
（5） Eni イタリア Livorno コンビナートにて新たなバイオ燃料の建設検討を開始

Neste に次ぐバイオ燃料大手の Eni は、2022 年 10 月、更なる生産能力の拡大に向けて、新たなバイオ燃料プラントの建設の検討を開始した（図表 5.2.30 参照）。

Eni の新たなバイオ燃料プラントはイタリア Livorno コンビナートに位置し、年間 50 万トンのバイオ燃料生産能力を有するプラントのほか、メタンガスから水素を製造するプラント、原料処理のプラントの 3 つで構成される。2025 年までの着工を目指す。コンビナートに建設することで既存インフラとのシナジーを見込んでいる。

Eni は、現在年間 110 万トンのバイオ燃料を生産しており、2025 年までに 200 万トン、今後 10 年間で 600 万トンまで生産量を拡大させていく。SAF 生産にも力を入れており、2021 年には Taranto 製油所での初の SAF 生産を開始した。2030 年までには年間 50 万トンの SAF 生産能力を有するとしている。

図表 5.2.30　ENI の生産能力強化



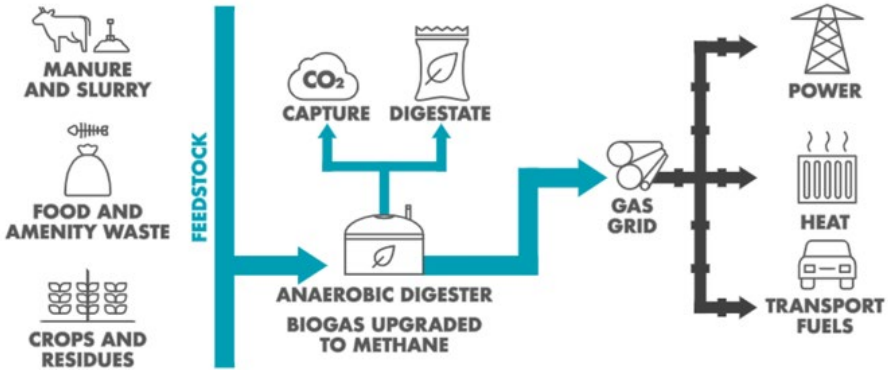
（出所）Roland Berger

（６） Shell、ラインランド製油所内で bio-LNG 生産・供給を開始、有機廃棄物

Shell はバイオ LNG（液化バイオメタン）が大型商用車などの脱炭素化には欠かせないとして、2020 年にオランダ Nordsol、英 renewi と共にバイオ LNG プラントの建設を発表して以来、その取り組みを加速させている。

2022 年 2 月、Shell は、ドイツの Rheinland 製油所内でのバイオ LNG プラント建設に着工した（図表 5.2.31 参照）。同社はオランダにおいてもバイオ LNG プラントを有しており、2021 年からバイオ LNG 生産を始めている。同社において二拠点目となるバイオ LNG プラントは、農業残渣、都市ごみ、糞尿などの有機廃棄物を原料に、年間約 10 万トンの生産能力を有する予定で、2023 年後半の稼働を目指している。

図表 5.2.31　Shell のバイオ LNG（液化バイオメタン）製造プロセス



（出所）Shell

Shell は現在、欧州 7 カ国（ドイツ、オランダ、ベルギー、ポーランド、フランス、スペイン、トルコ）に 50 の LNG ステーションを有しており、2022 年内に 80 拠点まで拡大することを計画。このバイオ LNG は既存の LNG エンジンや、LNG ステーションなどのインフラに適合しているため、改修などせずにそのまま活用できる。ドイツプラントが立ち上が

り次第、ドイツとオランダの供給網においては、バイオ LNG100%の供給ができると見込んでおり、今後のさらなる拡大を目指している。

（7） スイスの Clariant、セルロース系エタノールの初めての商業生産を開始

スイスの特殊化学大手 Clariant は、セルロース系バイオエタノール Sunliquid の商業生産を新設したルーマニア工場で開始し、同社の技術が商業的に展開できるものであることを証明した（図表 5.2.32 参照）。

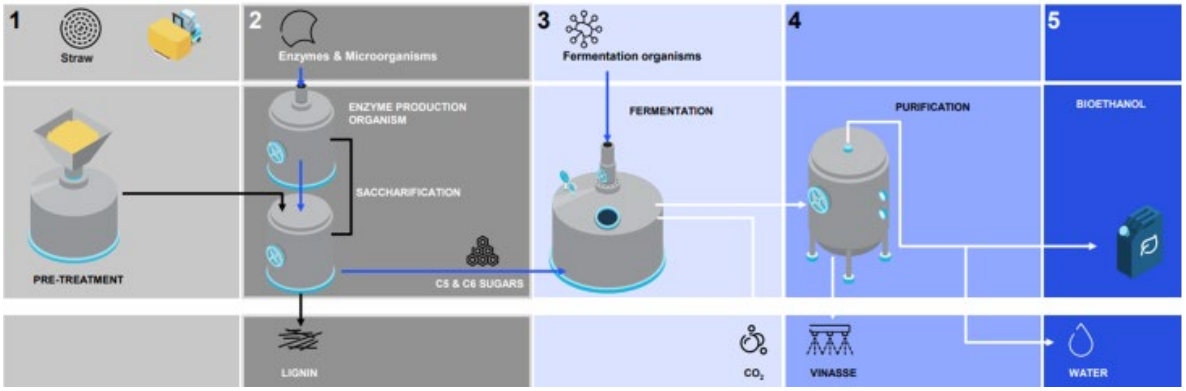
300 以上の現地農家から調達する 25 万トンの農業残渣を原料とし、年間約 5 万トンのセルロース系バイオエタノールの生産をする。同社はこのセルロース系バイオエタノールの製造技術のライセンス供与を進めており、これまで 5 社の企業と契約を結んできた。2021 年開始した試運転を経て、今回商業生産を実現したことで、今後のさらなるライセンス契約にも繋がり得る。

＜Sunliquid ライセンス契約企業＞

・中国グリーンエネルギーHarbin Hulan Sino-Dan Jianye Bio-Energy（2021 年）
・ブルガリア大手農家 Eta Bio（2020 年）
・中国グリーンエネルギーAnhui Guozhen Group/Chemtex Chemical Engineering（2020 年）
・ポーランドエネルギー大手 ORLEN Poludnie（2019 年）
・スロバキアエタノール大手 ENVIRAL（2017 年）

また、供給先としては Shell と複数年に及ぶ全量引取契約を結んでおり、混合利用に加え、SAF や化学品原料にも活用できるバイオエタノールの需要の強さが窺える。

図表 5.2.32　Clariant のセルロース系エタノール製造プロセス



（出所）Clariant

（8） Metsa Fibre /Veolia、フィンランドパルプ工場廃棄物でバイオメタノール製造

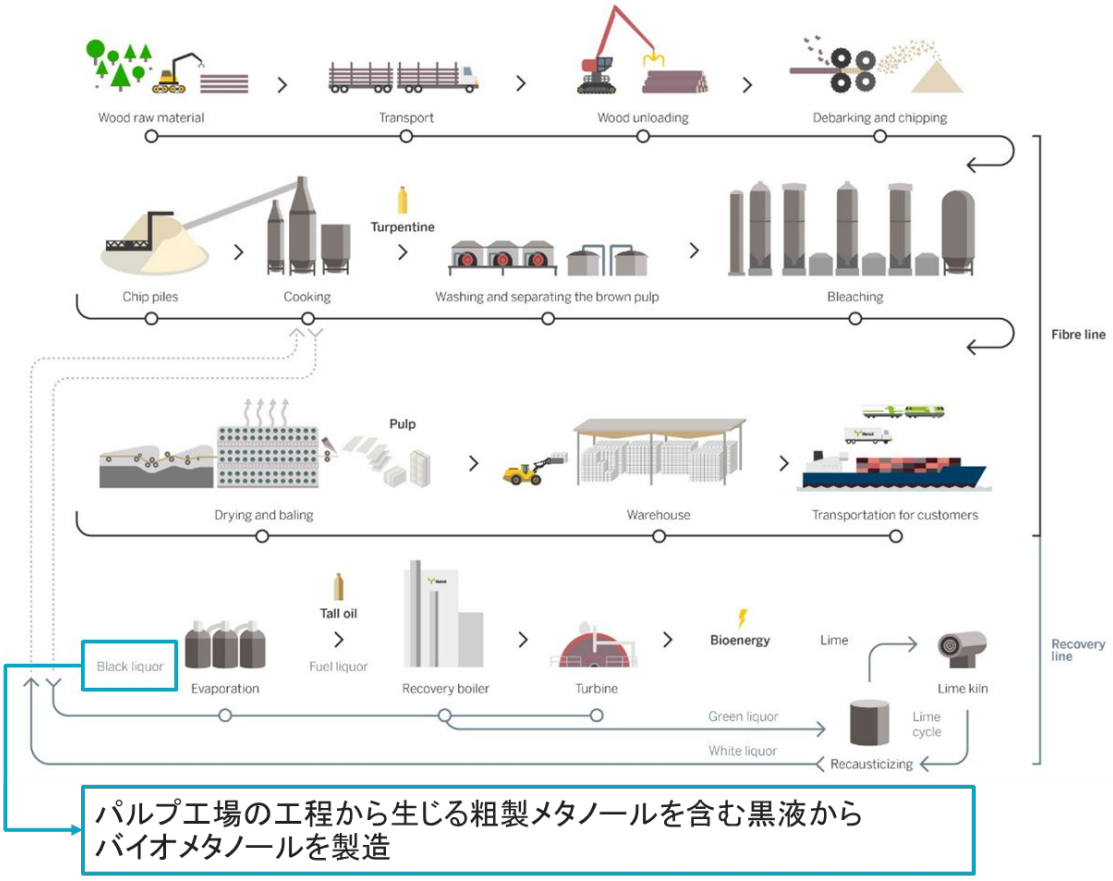
フランスの総合環境サービス Veolia は、パルプ工場の副産物として生じる粗製メタノールを活用し、バイオ由来のメタノールを製造する。

2022 年 4 月、Veolia は、フィンランドのパルプメーカー大手 Metsa Fibre との協業により、Metsä Fibre がフィンランドに有するパルプ工場を活用した世界最大のカーボンニュ

ートラル型バイオメタノール製油所プロジェクトを発表した（図表 5.2.33 参照）。

フィンランド政府からの助成金も得て、5,000 万ユーロ（≒73 億円）を投資し、Metsa Fibre のパルプ工場に Veolia のバイオメタノール精製設備を併設する。
年間の生産能力は 1.2 万トンを見込み、2024 年の稼働を目指す。Veolia は、パルプ工場と連携したバイオメタノール精製のコンセプトは、世界中の約 8 割のパルプ工場で再現が可能であると見ている。世界で 200 万トンレベルのバイオメタノールを生み出すポテンシャルにつながるとし、バイオ燃料おける代替原料の可能性を拡げるものと期待を寄せる。

図表 5.2.33　Metsa Fibre のパルプ工場の副産物を活用したバイオメタノール製造



（出所）Metsa Fibre 、Roland Berger

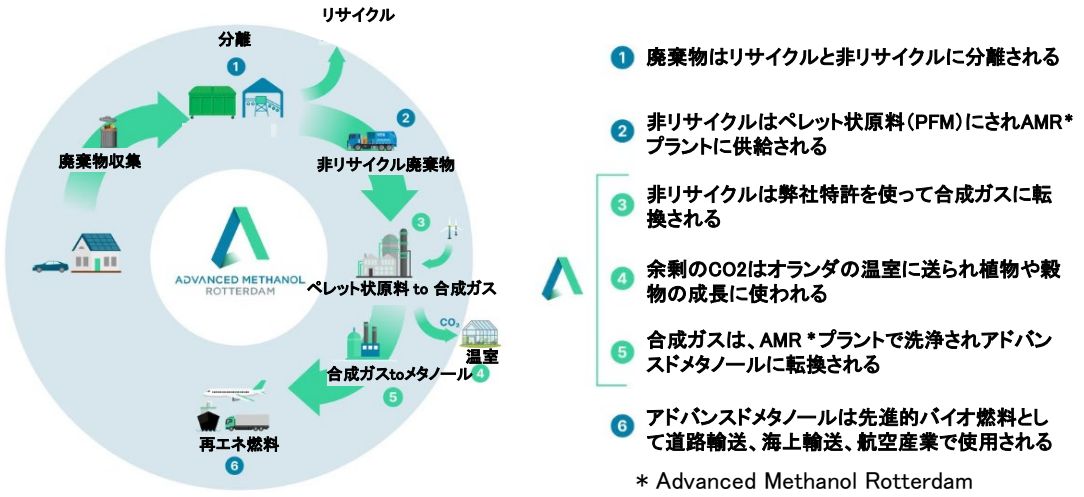
（9） GIDARA Energy、ロッテルダム港でバイオメタノール製造プラント建設
2019 年創業のオランダのスタートアップ企業 GIDARA Energy は焼却や埋め立て以外の出口のなかった非リサイクル性廃棄物を合成ガス化する技術を梃子にバイオ由来のメタノールを製造する（図表 5.2.34 参照）。

GIDARA Energy は、2021 年、2022 年と立て続けにバイオ由来のメタノール製造拠点の立ち上げを発表している。まず、2021 年には同社初の生産施設となる Advanced Methanol

Amsterdam を公表した。2024 年の稼働を目指し、29 万世帯の年間排出量に相当する非リサイクル性廃棄物を原料に、年間約 9 万トンのバイオ由来のメタノールを製造する。2022 年には Advanced Methanol Rotterdam を公表し、2025 年の稼働を目指し、こちらも年間約 9 万トンの生産能力になるとしている。Rotterdam で製造されるバイオ由来のメタノールに関しては、低炭素燃料のリテールに強みを持ち、幅広い販売網を持つ FinCo Fuel Group への供給が決まっている。

同社が立ち上げる製造拠点で用いるのが高温ウィンクラー（ガス化炉）を活用したガス化技術である。手法自体は 1920 年代に実用化され、幅広い原料に扱えるよう進化してきた。2019 年に GIDARA Energy が ThyssenKrupp からこの特許技術を取得し、同社が原料とする非リサイクル性廃棄物向けにさらなる技術開発を進めている。

図表 5.2.34　GIDARA Energy のバイオ由来メタノール製造プロセス

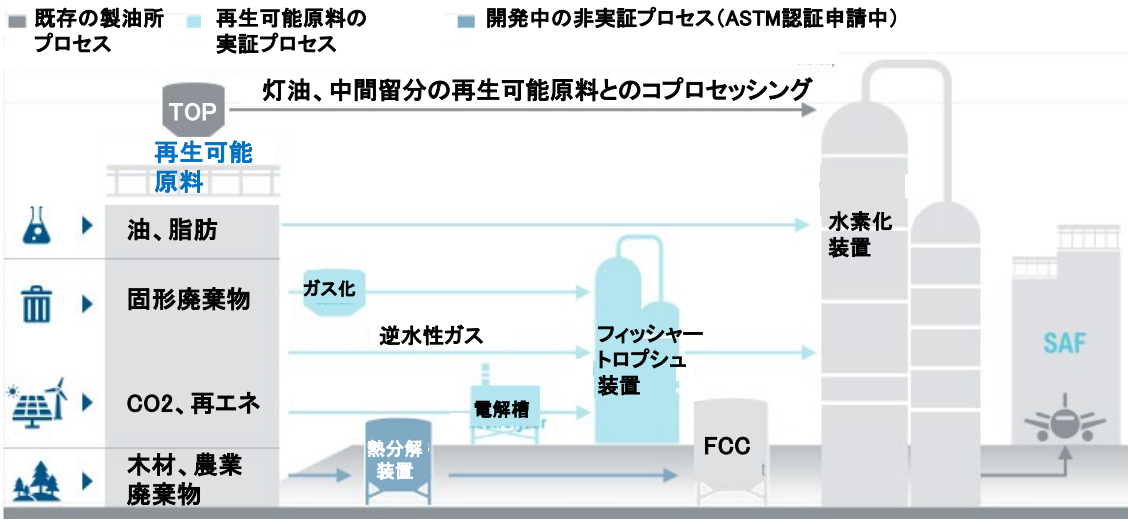


（出所）GIDARA Energy

（１０）BP、ドイツの Lingen 製油所で廃食油の混合処理で SAF の生産を開始

BP は混合処理技術を活用し、既存製油所での SAF 製造を加速させている（図表 5.2.35 参照）。

図表 5.2.35　BP の SAF 混合処理プロセス



（出所）BP、Roland Berger

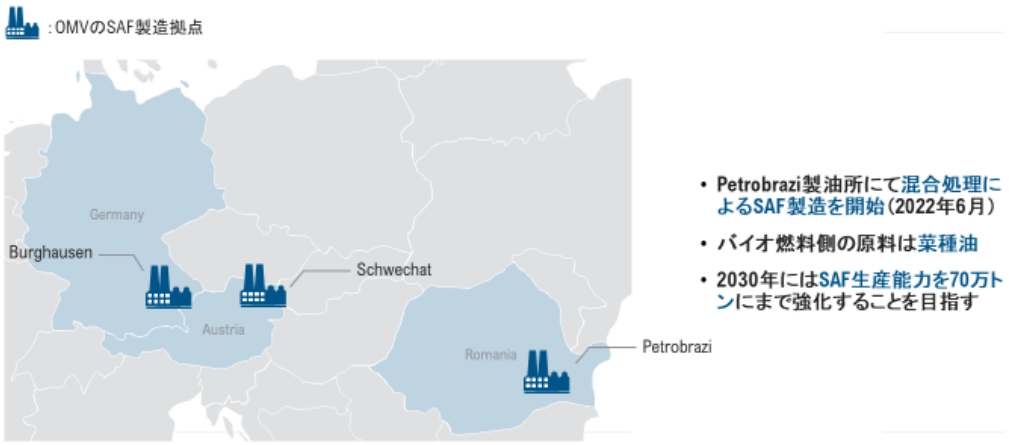
2022 年 2 月、SAF の世界シェア 20%を目標に掲げる BP は、SAF 生産力を強化するべく、ドイツの Lingen 製油所での SAF 生産を開始した。特筆すべきは、既存の原油処理設備を活用し、原油と廃食油を混合で処理し、SAF を製造するプロセスであり、ドイツ初の混合処理による SAF プラントとして注目を集めている。

BP はこの混合処理を活用することで、新たな独立した施設の建設に伴う多額の資金投資が不要なほか、需要に合わせて、原油処理と混合処理を切り替えることができ、エネルギー転換期に貢献する技術であるとしている。
現状の混合処理の比率は、ASTM 規格により 5%が上限となり、100%再生可能な SAF をつくることは現状できないが、BP は混合比率を引き上げる取組も進めており、まずは 30%、将来的には最大 100%にまで対応することを目標としている。

また、既存の製油所を活用し、SAF を生産することの意義は、輸送効率にもあるとしている。欧米の場合、既存の製油所は、空港へのパイプライン接続や、効率的に輸送網と接続しているケースが多く、この点に関しても新設プラントではなく、既存設備を使うことの利点がある。
BP はこの混合処理による SAF 生産をスペインの Castellon 製油所においても 2021 年から取り入れており、NetJets への供給を行っているほか、同製油所は再生可能原料比率を認証する ISCC Plus のマスバランス認証も取得している。

（１１）OMV、ルーマニアで混合処理による SAF 生産を開始
欧州における SAF のリーディングプロデューサーを企図する OMV も BP 同様に混合処理による SAF 生産を開始した（図表 5.2.36 参照）。

図表 5.2.36　OMV の混合処理による SAF 生産拠点



（出所）OMV、Roland Berger

2022 年 6 月、オーストリアのエネルギーメジャーの OMV の子会社である OMV Petrom は、同社のルーマニアにある Petrobrazi 製油所において混合処理による SAF 生産を開始した。同社は 2020 年にはこの混合処理プロセスの試験実施しており、ついに軌道に乗せた。EU においても生産量の多いルーマニア現地の菜種油を原料とする。同社は 2030 年までに 70 万トンの SAF 生産能力を有することを目指しており、オーストリア航空への SAF 提供契約など、取り組みを加速している。

OMV グループの航空部門責任者である Fabian Wedam 氏は、「大規模な SAF 専用製造装置の建設にはかなりのリードタイムが必要だが、混合処理技術は、既存の資産を利用でき、限られた投資しか必要としないため、大規模量産に向けた足がかりになる。」とし、期待を寄せる。

５．２．５　クリーン水素の新エネルギーとしての重要度、展開と課題

（１）　エネルギー危機後の欧州水素動向の変化点

①EU はウクライナ侵攻以前においても、水素が電化の難しい領域における次世代エネルギー源であると位置づけ、矢継ぎ早に戦略を打ち出してきた。

2020 年 7 月には欧州グリーンディールの一環として「欧州の気候中立に向けた水素戦略」を発表し、EU 域内における水素生産を大規模に拡大させていく方針を示している。2021 年 7 月には Fit for 55 における「再生可能エネルギー指令の改正案」において、水素を含むカーボンニュートラルエネルギーの産業側の導入目標及び規制を整備し、さらには強化することで需要が供給拡大に呼応して伸びていくよう仕向けてきた。

②ウクライナ侵攻後、エネルギー危機に起因してその重要性はさらに高まっているが、欧州の水素動向においては大きく 2 つの変化点があった。

一つ目は、前述のウクライナ侵攻直後に概要が公表された REPowerEU である。

REPowerEU では、化石燃料利用の縮小と代替は、温室効果ガスの排出削減だけではなくエネルギー安全保障と国際競争力を強化に繋がるとしており、この化石燃料利用の代替に

おいて産業界の再生可能な水素の導入拡大が触れられている。
これまでも水素は脱炭素ソリューションとして注目されてきたが、エネルギー安全保障、そして国際競争力の強化の観点からも重要な位置づけになっている。

このことから、EU はこの REPowerEU の中で、水素の供給拡大を大々的に打ち出した。
2020 年の水素戦略では、2030 年までに EU 域内で 40GW 相当の電解槽の導入し、1,000 万トンの水素を生産することを目標としていたが、これに加えてさらに EU 域外から 1,000 万トンの水素を調達する追加目標を掲げ、水素供給の規模を倍増させる。

REPowerEU 前は、EU 域内の生産だけに焦点が当たっており、域内での地産地消が前提になっていた。しかし、輸入による 1,000 万トンの追加調達が目標に掲げられたことで、EU においても水素の大規模海上輸送が論点となっているほか、共同購入の仕組みなども、今後、整備されることが予定されている。

二つ目は、水素の製造コストである。水素は、前述のとおり次世代エネルギー源として期待されながらも、再生可能な水素、いわゆるグリーン水素は、天然ガスなどを改質して製造するグレー水素、グレー水素製造時の副生物である CO2 を回収するブルー水素に対し、製造コストが高く、コスト低減にもかなりの時間を要するとされ、社会実装に向けた最大の課題となっていた。
しかし、コロナからの回復局面におけるエネルギー需要の増加に伴うエネルギー価格の上昇、ウクライナ侵攻後のエネルギー危機に起因する更なるエネルギー価格の高騰により、この水素の種類別の製造コストの状況に変化が起きている。

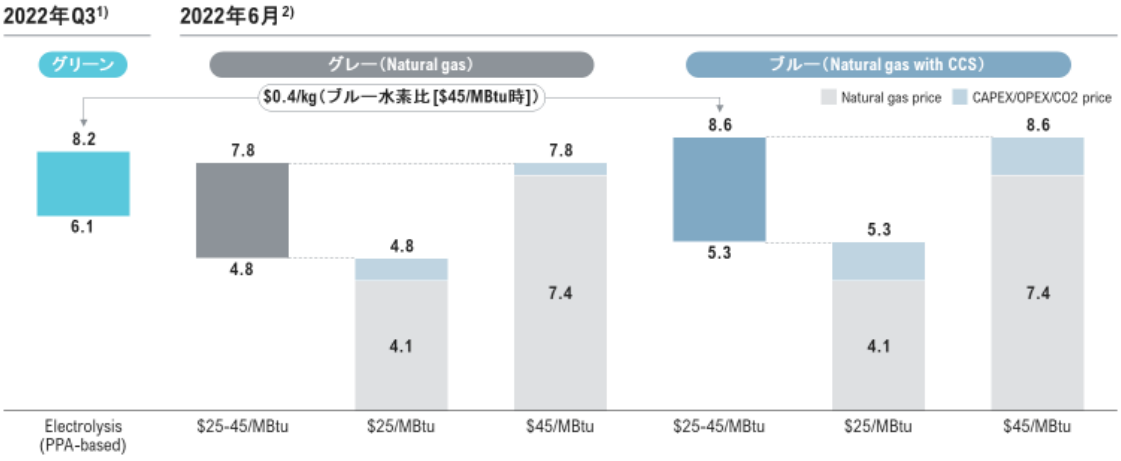
欧州の天然ガス価格は、前述のとおり 2021 年から上昇傾向にあったものの、エネルギー危機に起因して記録的な水準に急騰した。これは、グレーやブルー水素の製造コストに大きな影響を与えている。2021 年時点、グローバルにおける種類別の水素製造コスト試算は以下のとおりであり、天然ガス価格が上昇傾向にあった中においてもグリーン水素の製造コストが相対的に高いことには変わりなかった。

グレー水素　　：1.0-2.5 USD/kg
ブルー水素　　：1.5-3.0 USD/kg
グリーン水素　：4.0-9.0 USD/kg
（出所）　2021 年の水素種類別製造コスト試算、グローバル、IEA

しかしながら、天然ガスの更なる急騰はこの状況を一変させている。2022 年 6 月の欧州の天然ガスのおおよその価格レンジ（$25-45/MBtu）を前提に、2022 年のグレーとブルー水素の製造コストを試算すると以下のとおりとなる（図表 5.2.37 参照）。

グレー水素　　：4.8-7.8 USD/kg
ブルー水素　　：5.3-8.6 USD/kg
（出所）　2022 年の水素種類別製造コスト試算（欧州）、ICIS、IEA、Roland Berger

図表 5.2.37　欧州における水素製造コストの一時的な逆転（試算）
（2022 年の水素種類別製造コスト試算－欧州：＄/kg）



1）2022 年第三四半期時点、欧州において再生エネ電力購入契約による電力で、水素製造した場合の試算（1€＝1$）、2）2022 年 6 月時点、欧州天然ガス価格目安$25－$45MBtu をもとに試算

（出所）IEA、Roland Berger

https://iea.blob.core.windows.net/assets/c5bc75b1-9e4d-460d-9056-6e8e626a11c4/GlobalHydrogenReview2022.pdf

このような現象は、2021 年のグリーン水素の製造コストと並ぶ水準で、水素製造コストのシナリオにおいてはこれまでは考えられなかった。上記の試算は欧州における 2022 年 6 月の天然ガス価格を前提としているが、その後、冬に向けた備蓄などを背景に、8 月にピークを迎えるまで欧州の天然ガス価格は上昇し続けており、グリーン水素の製造コストが一時的ではあるものの最も安価になった瞬間があることが推察される。

足許の製造コストの逆転現象が持つ意味は、政策がグリーン水素の拡大・強化を牽引する中、グリーン水素の導入にさらなる追い風を吹かせたが、2 点を留意するべきである。

一点目は、天然ガス価格の高騰は長く続くものではなく、2021 年時の製造コスト試算の水準にいずれは戻ることが想定されることである。欧州の天然ガス価格も夏場の記録的なピークを過ぎてからは、落ち着きを取り戻しつつある。但し、欧州が今年の冬に寒波に見舞われれば再度需給が逼迫することが想定されるため、油断できる状況ではないが、中期かつグローバルでは天然ガスの供給過剰も予測されている。

二点目は、グリーン水素の製造コストも実はこのエネルギー危機の影響を受けていることである。グレーやブルー水素とは異なり、グリーン水素は電力料金高騰の余波を受けている。グリーン水素はその製造方法として、系統に接続せず、オフグリッド環境で風力や太陽光発電を設置し、電力を賄う方法に加え、系統から再生可能エネルギーを調達する方法もある。この系統接続の場合、PPA（Power Purchase Agreement）により、長期かつ固定価格で再生可能エネルギーを調達し、発電源証明の GoO（Guarantee of Origin）により再生可能エネルギーであることを担保する。
風力や太陽光発電の設備投資を省略できるメリットがあるが、この PPA 価格は、市場の価

格変動の影響を受けるため、今回、グリーン水素においても製造コストが上がるケースが発生している。

2021 年の年初時点では、北西ヨーロッパにおける系統接続式のグリーン水素製造の場合、4.0-4.5 EUR/kg という製造コスト試算となっていたが、2022 年第三四半期時点の試算では、およそ 1.5-2.0 倍の 6.1-8.15 EUR/kg まで上昇していることが考えられている。この試算は ICIS（Independent Commodity Intelligence Services）による系統接続式のグリーン水素製造コストの評価で、長期型 PPA 契約（10 年間）における契約価格の変動を織り込み計算している（2025 年を供給年として固定）。10 年間に及ぶ契約のため、欧州が実際に経験した電力料金の高騰よりも変動幅は限定的だが、PPA 契約においても電力卸売市場の価格変動の影響を受けることがこの試算から分かる。

（２） 水素供給拡大に向けて加速する EU 政策と支援

①欧州委員会と電解槽製造事業者の共同宣言

EU はウクライナ侵攻後の新たな政策 REPowerEU において、水素を社会実装させるべく、供給量の倍増を打ち出したが、供給拡大政策はこれだけではない。

2022 年 5 月、欧州委員会は、電解槽の製造業などを行う 20 社（図表 5.2.38 参照）の CEO と共に今後の水素製造強化に向けて、共同宣言を出した。

これは、2022 年時点の EU における電解槽の年間製造能力が 1.75 GW であるのに対し、2025 年までの 3 年間で 10 倍の 17.5GW に引き上げ、2030 年に向けてさらに電解槽の製造能力を高めることを宣言したものである。

図表 5.2.38 欧州委員会と共に電解槽の製造能力拡大を共同宣言した企業群

（出所）EU 委員会、Roland Berger

更に、この宣言では、EU が目標とする 1,000 万トンの EU 域内水素生産を実現するには、当初の 40GW では足りず、90～100GW 相当の電解槽が必要との試算を示している。100 万kW 級の原子力発電 90～100 基分に相当する。また、大規模な再生可能な水素製造に向けて、規制の整備、大規模な投資の支援、サプライチェーンの構築の 3 つの観点から課題を提示している。

１）再生可能及び低炭素水素の大規模展開を支える規制の枠組みが十分に整備されていないこと
２）将来の電解槽市場の動向が不確定な中で大規模な投資が必要であること
３）十分な規模で部品や原材料調達が可能な統合型のサプライチェーンを構築する必要があること

共同宣言では、課題の提示だけではなく、欧州委員会、製造業による今後の取り組み方針も整理をしている。

欧州委員会としては、主にルール面での整備を進めるべく、再生可能な水素の生産と水素市場の拡大に向けた規制枠組みの整備のほか、水素事業の迅速な認可を可能にする法案や勧告の検討、加盟国から水素事業に関する国家補助の申請があった場合の優先的な審査、電解槽の製造事業などへの融資に向けた欧州投資銀行（EIB）との協議を進める。加えて、製造事業者は、気候変動目標やREPowerEUの目標に完全に沿った事業計画のみを進めるという事業方針を示し、欧州委員会・製造事業者で協力し、需要鉱物などの原材料に関するサプライチェーン上の課題に対応していくとしている。

共同宣言に参画し、合成技術や触媒技術を有するTopsoeのCEOであるRoeland Baan氏は、電解槽導入の強化に向けてEUと産業界が連携し、コミットメントを明らかにしたことの重要性を強調しながら「電解槽の拡大により、水素供給が拡大することはTopsoeにとって大きな挑戦であると同時に、チャンスでもある」とし、グリーン水素を原料とする合成燃料などの市場拡大に期待を寄せる。

③EUにおける水素プロジェクト支援の枠組み（IPCEI Hy2Tech・Hy2Use）

欧州委員会は、将来戦略や目標を定め、企業の巻き込みを強化するだけではなく、水素の社会実装に向けた投資支援も充実させている。2022年7月には、IPCEI（欧州共通利益に適合する重要プロジェクト）という補助の枠組みにおいて、15のEU加盟国が共同申請した水素分野の研究開発および実用化のためのプロジェクト群IPCEI Hy2Techの承認を決めた。このIPCEIとは、イノベーションを必要とする重点産業において複数の加盟国が共同で支援できるEU国家補助ルールの特例措置である。

EUは原則として公平性確保のため、基礎研究や環境保全分野以外において加盟国が自国企業のプロジェクトに補助金を提供することを禁止している。しかし、国際競争力の強化の必要性が高まる中、例外的に特定分野での国家支援を認める仕組みとして2014年にIPCEIは制度化された。

具体的な特徴としては、高い補助率と、欧州全体で完結するサプライチェーン構築を目的とする点が挙げられる。

前者については、公開データは無いものの蓄電池関連のプロジェクトで50～70%、水素関連のプロジェクトで70～80%が補助されるとの見立てもある程、十分な水準で支援が受けられると考えられている。

後者のサプライチェーン構築に関しては、申請するプロジェクトは最低でも欧州2か国

の企業が参画することが条件となっているほか、テーマの中で川上から川下までが包括されるよう設計されている。

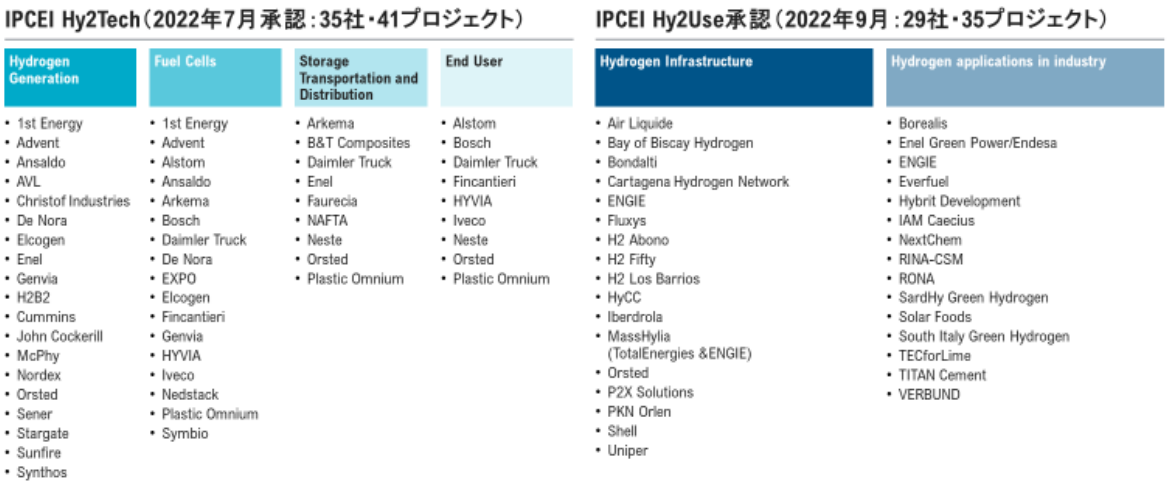
この IPCEI 制度の下で水素分野のプロジェクトが承認されることは今回が初となる。水素製造、燃料電池、貯蔵・輸送、水素活用の 4 つの分類において 35 社が参画し、41 あるプロジェクトが対象となる。最大で 54 億ユーロの公的助成が可能で、88 億ユーロの民間投資に繋がり得るとしている。

発表されているものでは、エストニアの Elcogen によるグリーン水素製造のための電解槽に用いられる重要な原材料の使用量を減らす研究開発なども含まれており、電解槽の量産に向けた技術開発にも重きが置かれているほか、水素社会を見据え、サプライチェーンの中で必要となる技術の開発に力を入れている。

更に、9 月には IPCEI における水素プロジェクトの第二弾となる IPCEI Hy2Use の承認も決まった。13 の加盟国から 29 社による 35 のプロジェクが対象となっている。第一弾が水素に係る技術研究・開発であったのに対し、第二弾は、水素の実用化に向けて、クリーン水素の供給と需要の双方を支援するものとして設計されている。
具体的には、クリーン水素の製造、貯蔵、輸送のための大規模なインフラを構築するプロジェクト、鉄鋼、セメント、ガラスなどの脱炭素化の難易度が高い産業部門におけるクリーン水素活用に向けた技術開発と導入を行うプロジェクトで構成されている。
発表されているものでは、ENGIE と TotalEnergies が共同で進める電解槽プロジェクト Masshylia も、IPCEI Hy2Use の補助対象となっている。これは、バイオリファイナリー化を進める TotalEnergies の La Mède 製油所に、120MW の電解槽を導入し、日当たり平均 50 トンのグリーン水素を製造するプロジェクトであり、2026 年の稼働を目指す。

このほか、最大 52 億ユーロの公的助成において、約 3.5GW 分の電解槽の導入が現在検討されている。この第二弾の IPCEI Hy2Use（図表 5.2.39 参照）が EU の電解槽導入をさらに加速させると共に、今後十分な補助の下で高い競争力を獲得していくことが考えられる。

図表 5.2.39 IPCEI で水素関連プロジェクトとして支援される Hy2Tech と Hy2Use



（出所）EU 委員会、Roland Berger

④ グリーン水素製造コストの将来予測

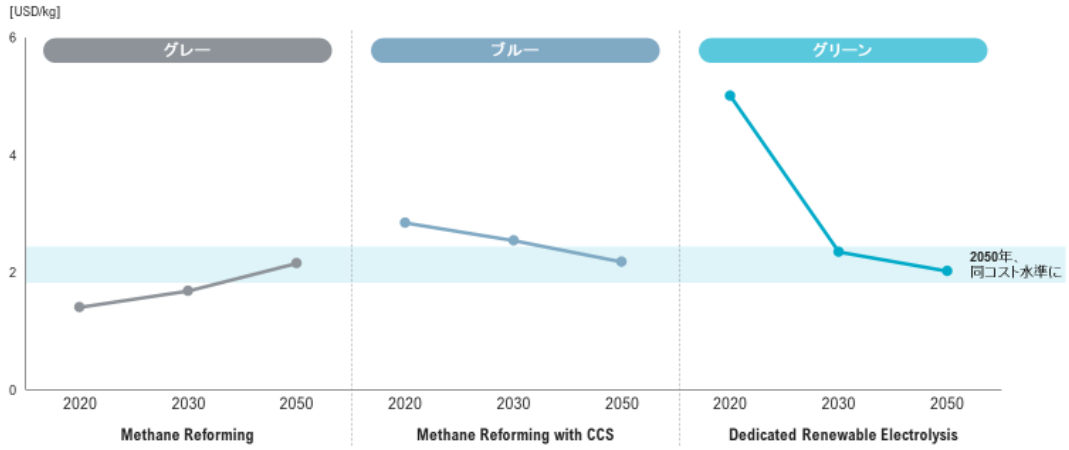
グリーン水素最大の課題は製造コストである。中でも、電解槽は、製造コストの 2～3 割を占めるとされており、電解槽のコストダウンが、グリーン水素の普及に向けた鍵となる。具体的には、電解槽の容量の拡大と大量生産によるコスト低減がドライバーになる。

電解槽の容量拡大においては、現在主に導入されている 1MW から 20MW に大型化することで、1/3 以上のコストを低減できると見られている。量産化によるコストダウンにおいては、年間 1,000 基を製造するレベルまで量産化を進められれば、電解槽の総コストの中でも約 45%を占め最も高価なコンポーネントであるスタックの製造コストを半減させられる（固体高分子型の試算）。

更に、グリーン水素の製造コストを競争力のある水準にするためには、電解槽以外の要素ももちろん重要になる。オフグリッド型の場合は太陽光や風力発電における設備投資に係る費用の低減や、性能の向上、稼働時間の増加による生産性の向上などがドライバーとなる。系統接続式のグリーン水素の場合も同様に、製造コストの大半を占める再生可能エネルギー価格がさらに安価になることが期待される。

グローバルにおける水素製造コストの加重平均値を取った試算では、現在、約 5 USD/kg のグリーン水素が 2030・2050 年に向けて前述のコストダウンの努力により、約 2 USD/kg まで低減されると見られている。
ブルー水素の製造コストも改質に用いられる製造装置や CCS コストの低減により微減していく一方で、グレー水素は将来的に炭素コストを負担することで上昇する見立てとなっている。2050 年には、グレー・ブルー・グリーン共に 2 USD/kg 前後の同価格水準で横並びになると考えられている（図表 5.2.40 参照）。

図表 5.2.40　水素種類別の製造コスト推移予測（2020・2030・2050 年）1)



1）グローバルにおける水素製造コストの加重平均

（出所）DNV、Roland Berger

（３）　水素需要拡大に向けて加速する EU 政策と支援

（ア）　再生可能エネルギー指令の改正案（Fit for 55）と欧州水素銀行の設立

EU は前述の水素供給を企図する強力な取り組みだけではなく、同時に需要側の立ち上げを促すことで、水素の社会実装を加速させている。2021 年 7 月に欧州委員会により Fit for 55 内で提案された再生可能エネルギー指令の改正案においては、2030 年時点のエネルギー消費における再生可能エネルギー比率目標を現行の 32%から 40%に引き上げている。更に、ウクライナ侵攻後の REPowerEU では、脱ロシア産化石燃料を実現するために 40%からさらに 45%に引き上げた。これは 2020 年実績の 22.1%の倍のシェアにあたり、残り 10 年を切っている中、非常に野心的な目標を設定している。

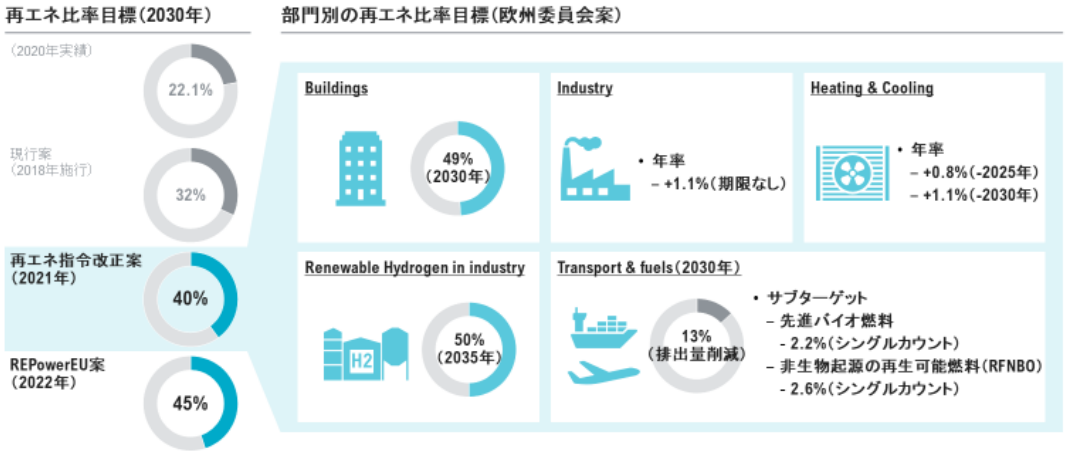
改正案においては、部門別においても再生可能エネルギー導入の目標が設定されており、野心的な全体目標だけではなく、産業部門が具体的なアクションを取るよう設計されている。

具体的には、水素活用が期待される産業部門においては、年率 1.1%で再生可能エネルギー導入を推し進めていく。更には、産業部門の水素消費（非エネルギー用途も含む）において、2035 年時点のグリーン水素比率を 50%とする目標も設定されている。

そのほか、グリーン水素と CO2 などから製造される RFNBO（非生物起源の再生可能燃料）に関しては、輸送部門におけるサブターゲットとして、2030 年時点で 2.6%の実装を目指すことも定められており、グリーン水素を原料とした持続可能な燃料の需要立ち上がりも政策面から支える（図表 5.2.41 参照）。

2022 年の欧州議会による修正採択後、Hydrogen Europe の CEO である Jorgo Chatzimarkakis 氏は、欧州及び世界の水素セクターにとって非常に重要な日になったとし、「再生可能な水素に関する拘束力のある目標と、よりシンプルな枠組みの構築は、水素経済の規模拡大を確保し、化石燃料への依存度を下げるための EU からの強いシグナルになる」とし、水素の社会実装に向けた政策面の進展を歓迎している。

図表 5.2.41　再生可能エネルギー指令の改正案（Fit for 55）



（出所）EU 委員会、Roland Berger

更に、2022 年 9 月には、フォン・デア・ライエン欧州委員会委員長の一般教書演説内にて、水素市場の構築のために需要側を中心に支援する欧州水素銀行の設置案が発表された。EU イノベーションファンドの資金を流用し、30 億ユーロ（約 4,350 億円）の投資規模を持つとされており、水素購入に係る保証に充てられる。この発表にあたっては、水素経済拡大のためには、需要と供給を結び付けることが重要であると強調されており需給双方への支援策が欠かせない。

（イ）　グローバルにおける用途別の水素市場の動向

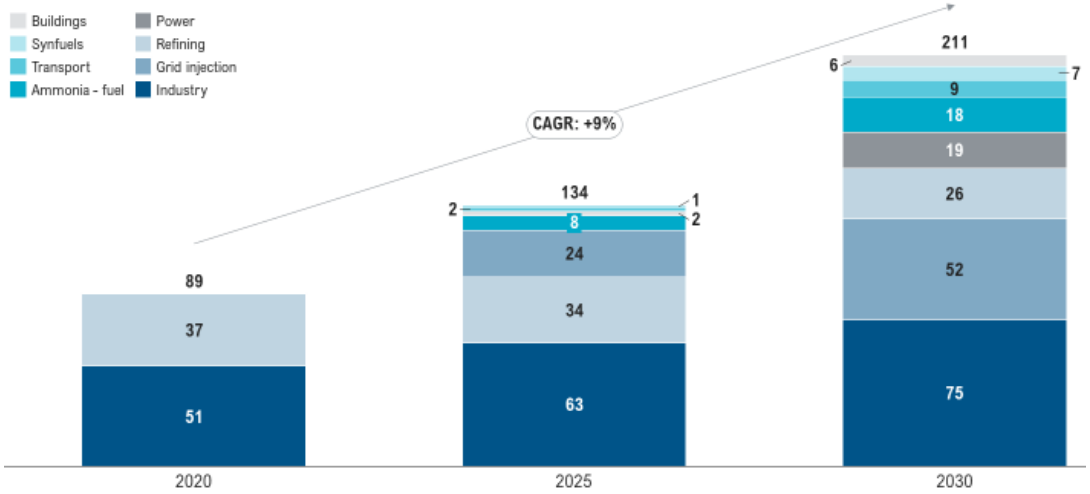
グローバルにおける水素需要は 2030 年に向けて年率＋9%の成長を遂げると考えられている（図表 5.2.42 参照）。足許の約 90 万トンの水素需要は、そのほとんどがグレー水素で賄われており、肥料用を中心とするアンモニアやメタノール製造などの産業需要と、水素化脱硫や水素化分解などにおける石油精製需要に二分されている。

2030 年に向けては、非エネルギー利用を中心とする足許の需要に加えて、次世代エネルギー源として期待されているとおり、エネルギーとしての利用が加速していくと考えられ、燃料としてのアンモニア、e メタノールや e-Fuel などの合成燃料、さらには輸送部門における直接消費の需要が立ち上がる。更には、後述の INEOS の Antwerp における将来の水素利用を見据えたエチレンクラッカーなど、高熱を必要とし、さらには電化が困難な産業プロセスにおいて化石燃料を代替する動きも益々進んでいくと見られている。

非エネルギー利用においても、製鉄における水素還元の更なる拡大が期待されるほか、世界の食糧需要の増加に連動して肥料用のアンモニア需要も引き続き伸びる見込みである。
このように、グローバルの水素需要が急速に伸びる見立てであり、これらの需要に対し、グリーンやブルー水素を供給する取り組みが各地で展開されている。
また、水素需給の拡大を政策で牽引する欧州においては、2050 年時点の最終エネルギー需要における水素及び派生製品の比率が 1 割を上回ると試算されている。

他の地域が 5%未満に留まるところが多い中、欧州は最も高い比率であり、水素の社会実装においても欧州がグローバルをリードしていくことになる。

図表 5.2.42　用途別の水素需要の推移予測（グローバル）百万トン



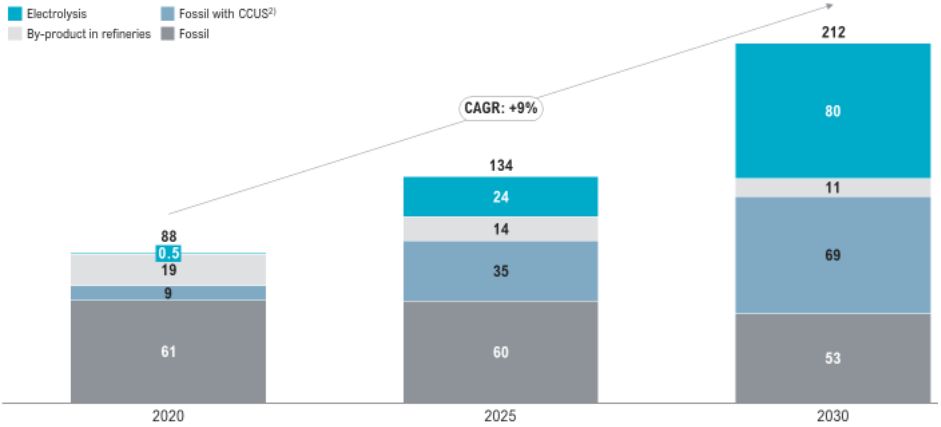
1) IEA によるネットゼロシナリオベースの試算、2) 水素をガスパイプライン注入、混合ガスとして利用

（出所）IEA、Roland Berger

（4） 欧州メジャーにおける水素戦略

社会実装に向けて水素需給の拡大を企図する EU の下、欧州メジャー各社も水素供給を拡大させる戦略を取っている。中でも重要な点が、欧州メジャーがグリーンとブルー水素をその水素戦略の中でどのように位置づけているかである。前述の世界における水素需要に対する種類別の水素供給規模の試算によれば、2030 年に向けて、グレー水素は微減で推移し、現状以上の供給量にはならないことが想定される中、グリーンとブルー水素はどちらも大幅に拡大していくことが見込まれている（図表 5.2.43 参照）。

図表 5.2.43　種類別の水素供給の推移予測（グローバル）1）百万トン



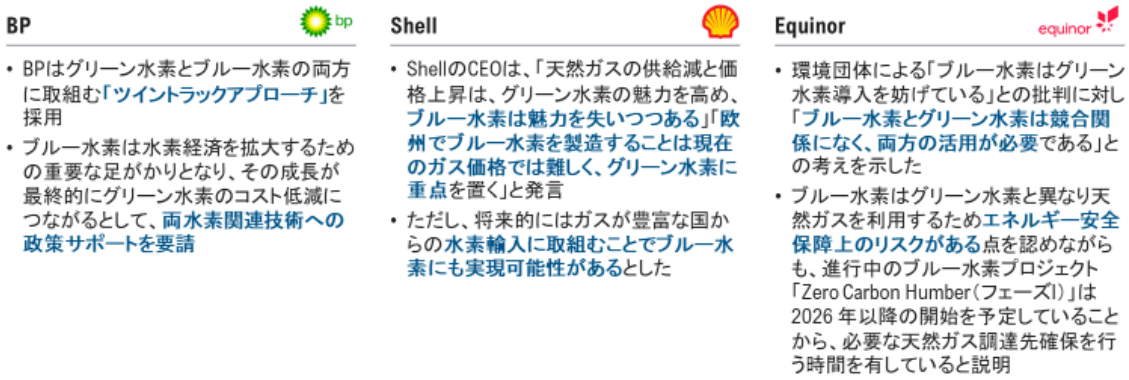
1) IEA によるネットゼロシナリオにおける水素需要に基づく試算、2) アンモニア製造で排出される CO2

尿素製造利用を含む

（出所）IEA、Roland Berger

EU 政策の中においても、グリーン水素の需要拡大を支援するが、ブルー水素を否定する政策は現時点では無く、水素の社会実装に向けてアクセルを踏む今の断面では、炭素排出が抑えられる限り、化石燃料を代替手段に置き換えることが優先されている。したがって、欧州メジャーにおける企業レベルでも、グリーンとブルー水素の両立対応の水素戦略が基本となっている（図表 5.2.44 参照）。

図表 5.2.44　欧州メジャーのグリーン水素およびブルー水素に対するスタンス



①Shell のクリーン水素戦略推進動向

Shell はグリーンとブルー水素を合わせてクリーン水素と定義しており、クリーン水素市場は、まだ初期段階にあるものの、特に経済的成長が見込まれる分野においては大きな伸展の可能性があると見ており、2030 年までにクリーン水素の世界販売で 2 桁の市場シェアを目標としている。

目標達成に向けたロードマップとして、水素分野での主導的ポジションを確立し、まずは産業部門と輸送部門（特に大型商用車）における水素利用を対象とした統合水素ハブを構築することを公表している（図表 5.2.45 参照）。
また、足許では Shell CEO の Ben van Beurden 氏が、天然ガス供給の逼迫と価格の高騰は、欧州におけるグリーン水素の計画と利用を促進する一方で、ブルー水素の魅力を低下させているとしながらも、「将来的に水素の輸入が確立されれば、天然ガスを豊富に有する国からのブルー水素も利用されていく」とし、ブルー水素を排除していない。

グリーン水素に関して、Shell は電解槽の容量ベースで世界の約 1 割の電解槽を保有していると公表しており、グリーン水素プレイヤーとしての基盤が最も整っている。
2022 年 7 月には、ロッテルダム港に建設予定の欧州最大のグリーン水素プラント「Holland Hydrogen I」への最終投資決定を行った。同社の Emerging Energy Solutions 部門の EVP である Anna Mascolo 氏は、この Holland Hydrogen I が、同社のカーボンニュートラル戦略においても重要な位置づけにあるとした。Holland Hydrogen I は、2025 年の操業開始を予定しており、HyTransPort pipeline1 を通じて、ロッテルダムに有する同社の Shell

Energy and Chemicals Park へと供給され、製油所で使用されているグレー水素の一部を代替する。
水素化処理に用いられる水素をグリーン水素へと代替することで、ガソリンやディーゼル、ジェット燃料などの製造プロセスの一部を脱炭素化する。将来的には再生可能な水素を大型トラックに供給することで、商用車の脱炭素化にも貢献し得ると見ている。

2022 年初めには、ThyssenKrupp Uhde Chlorine Engineers と Holland Hydrogen I で導入する 200MW の電解槽を建設することで合意している。Shell が一部を保有する洋上風力発電の Hollandse Kust (noord)から電力を調達し、日当たり最大 60 トンの生産能力となる予定。

2022 年 4 月には英国で Uniper とブルー水素製造プロジェクト Humber Hub Blue Project を立ち上げることが発表された。Uniper が有する Killingholme 発電所において CCS を活用した最大 720MW の容量を持つ水素製造プラントを建設し、ブルー水素を製造する。
同プロジェクトは、英政府が設ける基準を満たしており、助成対象となる見込みが高い。2023 年までに検討フェーズを FEED まで進め、2024 年の最終投資決定、2027 年の操業開始を目指している。

CCS 効果については、年間で 160 万トンの炭素回収が可能であると見ており、英政府が掲げる 2030 年までに年間 1,000 万トンの炭素回収の目標であることを強調する。

製造されるブルー水素は、Zero Carbon Humber 陸上パイプラインに供給され、ハンバー一帯の産業、輸送、電力の脱炭素化に利用される見込みである。
Shell UK の Country Chair を務める David Bunch 氏は、Shell が英国のエネルギー安全保障の強化とネットゼロへの秩序ある移行に貢献できるとした上で、「今後 10 年間で、英国のエネルギーシステムに対し最大 250 億ポンドを投資する計画であり、このうち 75%以上は低炭素・ゼロ炭素技術に充てる予定。水素と CCS は、これらの計画の鍵である上に、経済成長と雇用の促進にも貢献できる。」と、水素、CCS 双方がカーボンニュートラル実現に向けて欠かすことのできないソリューションであることを強調している。

図表 5.2.45　Shell のクリーン水素に関する取り組み

（出所）Shell、Uniper

② BP のクリーン水素戦略推進動向

BP も Shell と同様にグリーンとブルーの両立対応を企図するツイントラックアプローチを打ち出している（図表 5.2.46 参照）。このアプローチは、英国政府が 2021 年に公表した水素戦略の中でも示されており、官民の足並みを揃えて、水素の社会実装に向けた取り組みを加速させる。特に、ブルー水素が水素市場を拡大するための重要な足掛かりであるとしており、ブルー水素が先行して水素需要を築くことで、将来的なグリーン水素のコストダウンにも繋がり得ることを主張する。

また、BP は、2030 年までに主要市場において少なくとも 50 万トン/年のクリーン水素の製造を実現し、水素シェアの 10%獲得を目標に掲示する。このうち、50%までをグリーン水素とし、同社製油所での活用を見込む。

この目標達成のために、電化が困難な産業部門、特に重工業における需要をターゲットにしている。鉄鋼、セメント、精錬、石油化学などの高温を必要とするプロセスの脱炭素化や、工業用原料（鉄鋼生産、肥料用アンモニア、メタノール、精製など）においてクリーン水素が重要な役割を果たすと見ている。

BP は、運輸部門における需要にも期待を寄せており、水素や水素から派生する燃料（アンモニア、メタノール、合成ジェット燃料など）は、航空、船舶、大型商用車などの脱炭素化に貢献し得るとし、道路輸送においては、ドイツ・英国を中心に 50 カ所以上の水素充填ステーションを構築する。

2021 年 3 月には、2030 年までに 1GW の水素製造を目標とする英国最大のブルー水素製造プラントの建設計画 H2　Teesside を発表した。これは、2030 年までに 5GW の水素製造を開発するという英国政府の目標にも大きく貢献するほか、クリーン水素を大規模かつ安価に提供することで、英国における産業部門からの排出量の 5%を占めるティーサイドに集積する周辺産業の脱炭素化にも繋がり得るとしている。

回収される CO2 は、同地域で既に計画され、さらに BP も事業者として参画する Net Zero

Teesside（NZT）及びNorthern Endurance Partnership（NEP）の炭素回収・利用・貯蔵（CCUS）プロジェクトと統合される。BPのGas & low carbon energy部門のEVPであるDev Sanya氏は「これらの計画がティーサイドを英国初のカーボンニュートラル型の産業クラスターへと変革させる」とし、期待を寄せる。

H2 Teessideは段階的な稼働を予定しており、まずは2027年に500MWのブルー水素製造を開始する予定で、産業クラスターの脱炭素化の進捗と水素需要の増加を踏まえて、2030年までに最大1GWまで生産能力を引き上げる計画となっている。

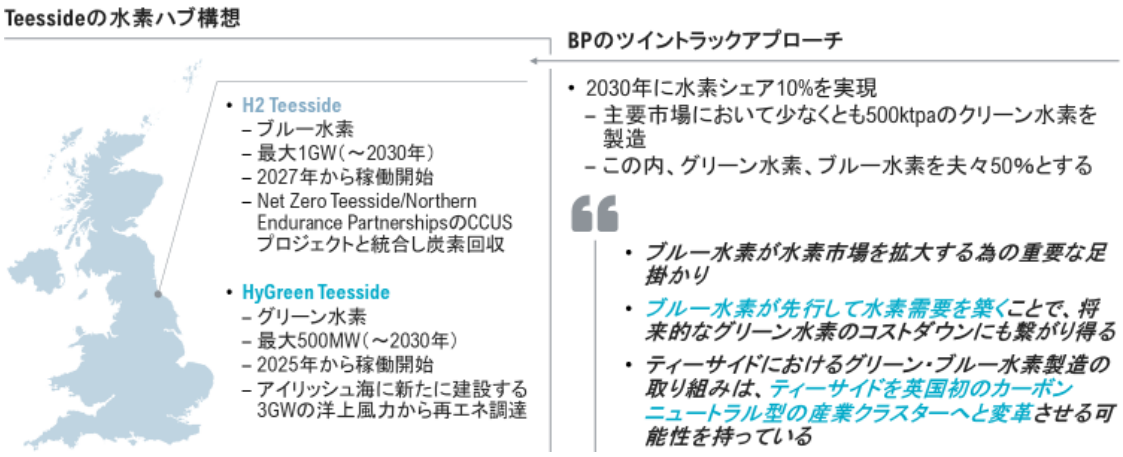
また、BPは同プロジェクトにおいて水素利用の開拓にも力を入れており、世界最大級の酸化チタンサプライヤーであるVenator、イングランド北部のガス配給会社Northern Gas Networksへのクリーン水素供給に関する契約を締結している。

更に、2021年11月には、ブルー水素プロジェクトであるH2 Teessideに加えて、グリーン水素プロジェクトであるHyGreen Teessideに取り組むことを発表した。アイリッシュ海でEnBWと共に新たに建設する3GWの洋上風力より再生可能エネルギーを調達し、2025年以降60MWの水素製造から段階的に稼働を開始する予定で、最終投資決定は2023年の見込み。2030年に向けては、最大で500MWの水素製造能力になるとし、両プロジェクトを合算すると2030年時点で最大1.5GWの能力となる。これは英国の2030年の水素製造目標である5GWの3割に相当する規模で、BPはこのTeessideを英国有数の水素ハブへと発展させる。

2022年においては、欧州以外におけるグリーン水素製造も加速させている。具体的には、6月に豪州Pilbaraにおけるグリーンプロジェクト AREHに40.5%を出資し、運営権を取得した。AREHは、最大26GWの太陽光発電と風力発電の複合発電開発を進めており、年間160万トンのグリーン水素、もしくは年間900万トンのグリーンアンモニアを生産する世界最大級のグリーンプロジェクトとなっており、豪州及びアジア太平洋地域のエネルギー転換に大きく貢献する。

また、11月にCOP27において、アフリカのモーリタニア政府とグリーン水素の大規模製造に向けた技術的・商業的実現性の検証に向けた契約も締結し、再生可能エネルギーに恵まれた欧州域外地域におけるグリーン水素製造を加速させている。

図表 5.2.46　BP のクリーン水素に関する取り組み



（出所）BP

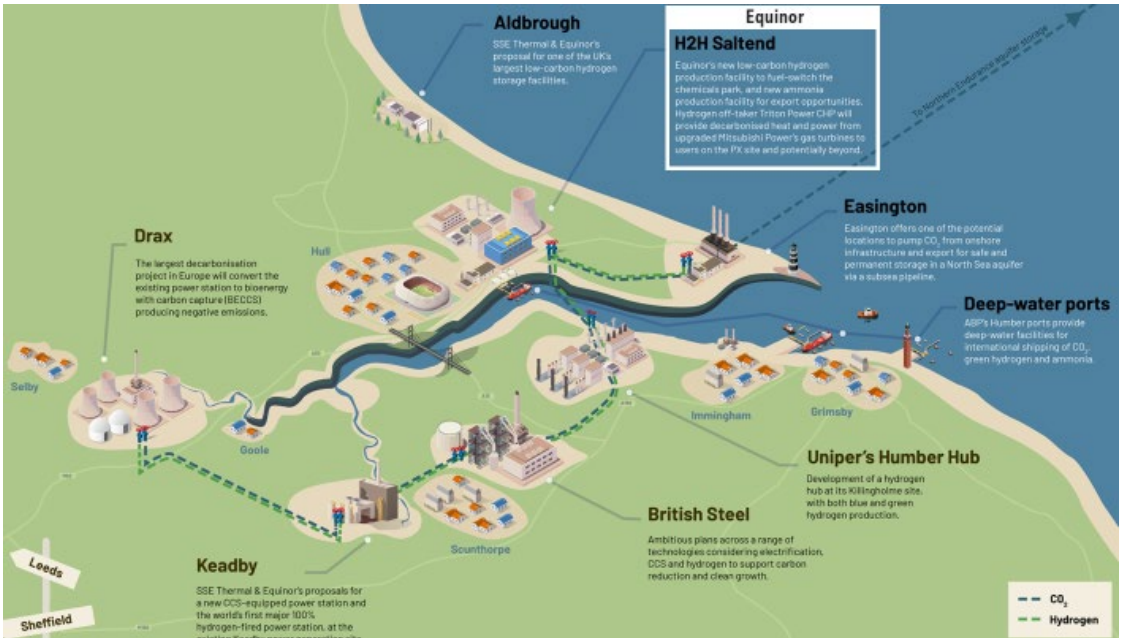
③ Equinor のクリーン水素戦略推進動向

Equinor は、環境団体による「ブルー水素はグリーン水素導入を妨げている」との批判に対しても、「ブルー水素とグリーン水素は競合関係になく、両方の活用が必要である」との考えを示した。

また、ブルー水素はグリーン水素と異なり天然ガスを利用するためエネルギー安全保障上のリスクがある点を認めながらも、「Zero Carbon Humber（フェーズ I）」は 2026 年以降の開始を予定していることから、必要な天然ガス調達先確保を行う時間があると説明した。そして、2020 年に公表され、オランダで検討が進むグリーン水素プロジェクト NortH2 に参画するなど、グリーン水素に取り組みながらも、どちらかと言えば、ブルー水素を同社の水素戦略の軸足とし、英国で大規模なブルー水素の実装による産業クラスターの排出量削減に貢献しようとしている。

具体的には、英国のハンバー川沿いの産業クラスターが 2040 年までにネットゼロを目指すプロジェクト Zero Carbon Humber に参画し、世界最大規模の CCS を伴うブルー水素プロジェクト H2H Saltend（Hydrogen to Humber Saltend）プロジェクトを進めており、同産業クラスターに集積する企業への水素提供を企図している（図表 5.2.47 参照）。

図表 5.2.47　Equinor が参画する Zero Carbon Humber プロジェクト



（出所）Zero Carbon Humber

2020 年に公表された同プロジェクトは、Saltend ケミカルパーク内に 600MW のオートサーマルリフォーマー（ATR）を建設し、天然ガス由来のブルー水素を提供する。これによりパーク内の発電施設は、水素と天然ガスの混合ガス（水素 30%）を用いることができるとし、年間 90 万トンの排出量削減を見込んでいる。

最終投資決定は 2023 年を予定しており 2026 年の稼働開始を目指す。回収される炭素は Equinor も参画する Northern Endurance Partnership（NEP）が進める CCUS プロジェクトにより Endurance 帯水層に貯留される予定となっている。

また、Equinor は、このハンバーで 2030 年までに 1.8GW の水素提供を実現するという野心的なビジョンを掲げ、2022 年 6 月には H2H Production 2 プロジェクトを公表した。H2H Saltend で製造する 600MW のブルー水素に加え、さらに 1.2GW のブルー水素の製造を目標としており、2028 年の稼働開始を目指す。

国連気候変動に関する政府間パネル（IPCC）は CCUS について、ネットゼロ達成に向けて不可欠な技術であるとする一方で、農業、航空、船舶、製造業などの脱炭素化が困難な産業に限定し、全産業における即時かつ大幅な排出削減とともに実現すべきものであるとしている。

また 2022 年 8 月には、Equinor、Shell、TotalEnergies が出資する JV である Northern Lights が、Yara と世界初の国境を越えた CO2 輸送・貯蔵に関する商業協定を締結した。2025 年初頭から 80 万トンの CO2 をオランダで回収・圧縮・液化し、船でノルウェー大陸棚の海底下 2600 メートルにある貯蔵施設に輸送する予定となっている。

Yara からの供給により、フェーズ 1 はフル稼働となり、Northern Lights は現在、CO2 の総取扱量が年間 500～600 万トンとなるフェーズ 2 の最終投資決定に備えている。

（５） 水素供給拡大に向けた欧州域外調達と輸送形態

①欧州域外からのクリーン水素調達（グリーン水素・ブルー水素）

欧州は REPowerEU において、水素供給量を 1,000 万トンから 2,000 万トンに倍増させ、この追加の 1,000 万トンは、EU 域外から調達することを目標に掲げている。

足許、欧州勢は欧州域内での取り組みに加え、グローバルにおける水素サプライチェーンの構築を進めており、特に、太陽光、風力などの再生可能エネルギーに恵まれる中東、北アフリカ、豪州でのグリーン水素製造は、再生エネコストが比較的安価に抑えられるとして、有力な輸入先候補に位置づけられている（図表 5.2.48 参照）。

具体的には、前述の BP による豪州 AREH プロジェクトへの資本参画・運営権取得に加え、中東では、2021 年 12 月には、ENGIE と UAE のエネルギー企業マスダールが提携を発表した。50 億ドルを投じ 2030 年までに 2GW 級の製造能力となる電解槽の建設を計画している。2021 年 12 月にエネルギー企業マスダール（UAE）が ENGIE（フランス）と提携、50 億ドルを投じ 2030 年までに 2GW 級の製造能力を誇る電解槽を建設する計画である。

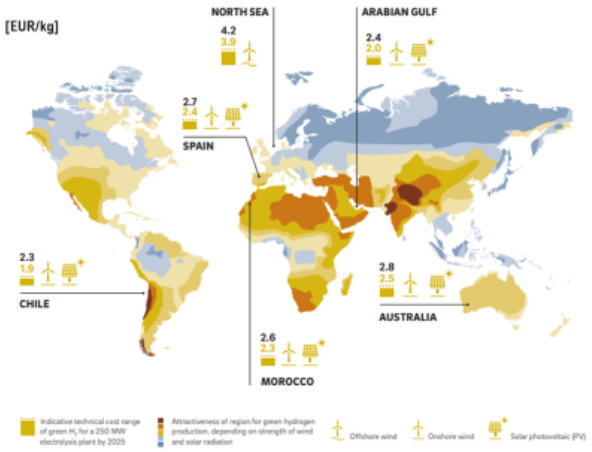
またアフリカでは、Siemens がエジプト電力公社と提携しグリーン水素の開発を行うほか、Total Eren（TotalEnergies 傘下）は、モロッコでの 2027 年のグリーン水素生産開始を目標に、107 億ドル（約 1.6 兆円）を投じる。

このような水素取引のパートナーシップと欧州を超えた水素サプライチェーンの構築は今後も進行すると想定される。その際、パートナー国は欧州の水素基準（低炭素水素認証制度 など）をそのまま採用すると考えられるため、クリーン水素のグローバルスタンダードに対し欧州の影響力が増す。

さらに、前述の Shell CEO のコメントにもあるとおり、天然ガス産出国から安価なブルー水素調達も検討されており、具体的にはウクライナ侵攻後の 2022 年 3 月には、脱ロシア産化石燃料依存を企図するドイツが UAE と水素サプライチェーンの構築に関する契約を結んでいる。

実際に、10 月には本契約における最初の水素供給が実施され、天然ガス由来で CCS を活用したブルーアンモニアとして 13 トンが輸入されている。現在、ドイツの副首相兼経済・気候変動対策大臣を務める Robert Habeck 氏は、ハンブルクで行われた同水素の引き渡しの場にて「ドイツ国内でも水素製造の取り組みを進めているが、何よりも輸入水素が必要である」とし、グリーン水素製造が軌道に乗るまで、大規模かつ安価に供給が可能な輸入のブルー水素を活用し、水素の社会実装を加速させる。

図表 5.2.48　中東・北アフリカで進む欧州企業の水素製造



欧州企業による域外進出事例

欧州企業	進出内容
Linde	米テキサスに続き、ナイアガラに35MWの電解槽建設を発表
Siemens	エジプト電力公社と提携しグリーン水素を開発
ENGIE	UAEのマスダールと提携し、2030年までに2GW級の電解槽を建設
Total Eren[1)]	モロッコで107億ドルを投資し、2027年にグリーン水素の生産開始を計画

海外からの投資を求めるアフリカや脱石油依存を目指す中東と思惑が一致

（出所）IEA、Roland Berger

②欧州におけるクリーン水素の輸送形態

EU が企図する大規模な水素の社会実装において、液化の難しい水素の輸送形態をどのように確立するかも製造コストと並んで重要な課題となっている。

さらに、REPowerEU 以降は、これまでの EU 域内生産・消費を前提とした取組に加え、大規模な水素の域外輸入の輸送形態も論点になっている。REPowerEU においては、地中海経由、北海経由、ウクライナ経由の水素回廊の構築を支援していくとしているが、欧州のエネルギーインフラ事業者からなる団体の欧州水素バックボーンは、水素を活用し脱炭素を実現するためには、供給安定性のある輸送インフラを開発し、国境を超えて協力体制を築くことが重要であるとし、REPowerEU での提案に加えて、計 5 つの水素回廊を構築することを提唱している。（図表 5.2.49 参照）

欧州水素バックボーンは、大量の水素を低コストで需要地まで輸送できる手段が重要であるとし、EU 域内の輸送形態としてはパイプラインを活用していく。水素パイプラインは今後さらに拡張され、2030 年に約 2.8 万 km、2040 年に約 5.3 万 km になると見込んでいる。天然ガスパイプラインを転用する場合には、新設コストの 10～35%で対応できるという試算もあり、新設・転用を含めてパイプライン網を構築・拡大していく。

図表 5.2.49　欧州水素バックボーンが提唱する 5 つの水素回廊

Corridor A	北アフリカ・南ヨーロッパ
Corridor B	北アフリカ・南西ヨーロッパ
Corridor C	北海
Corridor D	北欧・バルト地域
Corridor E	東ヨーロッパ・南東ヨーロッパ

（出所）European Hydrogen Backbone

また、水素輸入の拡大を実現する上で重要となる海上輸送に関する取り組みも進められている（図表 5.2.50 参照）。

図表 5.2.50　欧州における水素海上輸送の取り組み

水素輸送手段	取り組み企業	取り組み概要
液化水素	Shell、ENGIE、Vopak、Anthony Veder	• ポルトガルのシネス港からロッテルダム港へ液化水素を海上輸送するプロジェクトH2Sinesに取り組む • 2027年までに液化輸送を実現することを目指す • 輸送部門を需要家として想定したサプライチェーンの構築も見据えている
グリーンアンモニア	uniper、VESTA	• オランダVlissingenでグリーンアンモニアハブ構想Greenpoint Valleyに取り組む • 既存のアンモニアターミナル（6万m³）を改修・拡張し、年間最大192万トンの処理能力の実現を目指す • 2026年に試運転を開始予定
液体有機水素キャリアLOHC（Liquid Organic Hydrogen Carrier）	Hydrogenious LOHC	• スウェーデンで製造したグリーン水素をドイツ、オランダに年間最大8,000トン輸送するプロジェクトNorthern Green Craneに取り組む • ベンジントルエンを水素キャリアとして活用 • 2026年の稼働開始を目指す

（出所）各社 HP、RB

2022 年 7 月には、Shell、ENGIE、貯蔵施設大手の Vopak、液化ガスの海上輸送を手掛ける Anthony Veder は、ポルトガルのシネス港からロッテルダム港へ液化水素を海上輸送するためのフィージビリティスタディに関する契約を締結し、コンソーシアムを組んでいる。

実際に、8 月から検討を開始させており、H2Sines プロジェクトとして同スタディを進め、2027 年までに液化輸送を実現することを目指す。この取り組みの特徴は、エンドユーザーを巻き込んでいる点であり、実際に Airbus と Daimler も参画し、輸送部門を需要家として想定したサプライチェーンの構築も見据えている。

ドイツは、アンモニアでの水素輸入の取り組みを始めており、2022 年 11 月には国内初のグリーンアンモニア輸入ターミナルをハンブルク港に建設する。サウジアラビアからグリーンアンモニアを受け入れる予定で、水素に転換し、需要家へ供給する。

また、オランダ Vlissingen でのグリーンアンモニアハブ構想 Greenpoint Valley も 2022 年 9 月に発表されている。Uniper と Vesta が協業し、Vesta が有する既存のアンモニアターミナルの改修・拡張のフィージビリティスタディから始める。このアンモニアターミナルは 6 万 m3 の貯蔵施設となっており、年間最大 192 万トンの処理能力に拡張し、オランダの水素パイプラインネットワークに接続させることを目指す。試運転は 2026 年を予定している。

REPowerEU 発表時の検討資料においても輸入で調達する水素 1,000 万トンは、そのうち 400 万トンがアンモニアでの輸入と見積もられ、欧州においての現時点の主要な水素キャリアはアンモニアであると見る向きも多い。但し、全く課題が無い訳ではない。現時点のアンモニアは地産地消が主となっており、流通量は約 2 億トンの製造量のうち、10%程と限定的であり、大規模なアンモニア輸送を実現するためには、インフラや積み下ろしのオペレーションに係る安全基準が必要であるとされ、世界各地で検討が進められている。

更には、液体有機水素キャリア LOHC（Liquid Organic Hydrogen Carrier）を活用した水素輸送も進められている。JERA が子会社を通じて出資するドイツの水素貯蔵・輸送技術を開発するスタートアップ企業 Hydrogenious LOHC Technologies は、スウェーデンで製造したグリーン水素をドイツ、オランダに年間最大 8,000 トン輸送するプロジェクト Northern Green Crane を展開している。

同社は、LOHC として、常温・常圧で液体での輸送・貯蔵が可能で、燃えにくいという特性を有するジベンジルトルエンを水素キャリアとして活用する。2026 年の稼働を目指しているこのプロジェクトは、日当たり 24 トン製造される水素を、LOHC としてロッテルダム港へ輸送する。ロッテルダム港にて同社の脱水素プラントで水素転換した後、半分をロッテルダムの需要家へ供給し、残りの半分はバージ船を活用しエムス川を経由してドイツのリンゲンへと供給される。

５．２．６　クリーンアンモニアの新エネルギーとしての重要度、展開と課題

世界で約 2 億トン生産されているアンモニアは、その約 8 割が尿素や硝酸アンモニウムなどの肥料に用いられ、世界の食糧安全保障を支えている。現在、この肥料用途に留まらず、水素と並ぶ次世代エネルギー源としてアンモニアへの期待が高まっている。燃焼時に CO2 を排出しないことから船舶燃料や、発電用燃料としての需要が今後拡大していくと想定されるほか、輸送の難しい水素のキャリアとしても期待が集まっている。

そして、2050 年のアンモニア需要は 2020 年の約 3 倍になると予測されており、新たな市場を実現するためには、アンモニア生産能力を強化する必要が出てきている。

アンモニアそのものはカーボンフリーである一方で、足許のほとんどのアンモニアが天然ガスなどの改質により原料となる水素を製造していることから、大量の CO2 を製造工程で排出している産業でもある。その量は、化学部門の排出量の 15～20%に相当するとも言われ、炭素集約的な側面もあり、製造工程においても炭素排出のないグリーンアンモニアに期待が寄せられている。

欧州における最新動向を整理し、アンモニアの位置づけ、社会実装に向けた課題など、今後の展望を抑える。

（1） クリーンアンモニアの定義・欧州における位置づけ

次世代クリーンエネルギーとして期待されるアンモニアは、水素と同様に色分けされている。アンモニアは、水素と窒素を原料に、触媒を用いて合成する。100 年前に開発されたハーバーボッシュ法による製造が一般的で、現時点では明確な定義はないものの水素の色によりアンモニアの色が判定されていることが多い。

また、ノルウェーの肥料大手の Yara は、クリーンアンモニアを事業戦略の中核に据えており、このクリーンアンモニアは、グリーンとブルーアンモニアを総称して用いられている。

現在はグリーン水素から製造したアンモニアがグリーンアンモニアとされているが、今後、グリーンアンモニアを製造する手法が増える可能性がある。EMSA（欧州海上安全庁）によれば､グリーンアンモニアを製造するプロセスは実証段階にあるものも含めると 5 種類に細分化できるとしており、中でも水素を製造するプロセスを踏まずに、水と空気から直接アンモニアを合成する手法の研究開発も進められている。
ハーバーボッシュ法が製造時に多くのエネルギーを消費する合成方法であることから、新たな合成方法への注目度は高いが、実用化と量産化には非常に時間がかかる。当面、ハーバーボッシュ法が主要な合成方法であり、これを改良しながらエネルギー効率を高めていくことになる。

また、アンモニア産業においても、水素と同様に化石燃料を原料としながらも炭素排出を抑えるブルーアンモニアの位置づけが重要になってくる。
水素と状況が異なるのは、世界では既に 2 億トン近いアンモニアが製造されており、この殆どがグレーアンモニア（天然ガス及び石炭改質によるグレー水素由来）として製造されている。

したがって、グリーンアンモニア製造に向けた動きは加速しているものの、既存のアンモニア製造事業者においては、この大量のグレーアンモニアを CCS や CCUS によりブルー化させる動きも同様に重要な課題となっている。
Yara はクリーンアンモニアを事業戦略の中核とし、グリーンアンモニアの取り組みを加速させながらも、2030 年断面では同社のポートフォリオの多くはブルーアンモニアになるとの見立てを示しており、その後、2040～2050 年という時間軸の中でグリーンアンモニアにシフトしていく（図表 5.2.51 参照）。

図表 5.2.51　種類別アンモニアと Yara 社の注力領域

（出所）Yara Clean Ammonia, Roland Berger

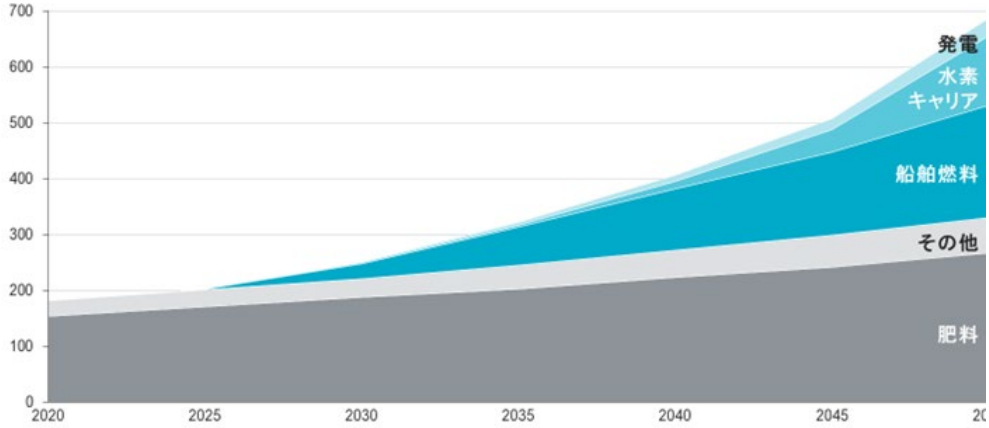
（２）　新たな用途市場を得て拡大するアンモニア需要

今後の人口増加により、食糧需要が拡大することから、肥料用途におけるアンモニア需要は引き続き伸びていくと見られているが、カーボンニュートラル燃料として、そして水素キャリアとして新たな用途市場を得ることにより、アンモニア市場は急拡大していくと見られている（図表 5.2.52 参照）。

1.5℃シナリオをベースとした試算では、2050 年時点のこれらの新しいアンモニアの需要（船舶燃料、水素キャリア、発電）は、足許の生産量（2020 年：1 億 8,300 万トン）のおよそ倍の規模になると見られている。

この新たなアンモニア需要の拡大を牽引するのは、船舶燃料であると考えられており、足許ではアンモニア燃料船の開発・実証が世界で進められている。持続可能な船舶燃料としては、既に実用化の目途が立っているメタノールが先に立ち上がると見られているが、燃焼時の CO2 排出のないアンモニアへの期待値も高く、将来的にはアンモニアがメインになるとする予測も多い。

図表 5.2.52　世界における用途別アンモニア生産量推移：百万トン（20～50 年）



1）IRENA による 1.5℃シナリオベースの試算

（出所）IRENA

また、液化のハードルの高い水素キャリアとしての需要も今後拡大していくことが見込まれており、REPowerEU 発表時に公開された検討資料においても、2030 年に域外調達で確保する水素 1,000 万トンのうち、400 万トンはアンモニアでの輸入となると見積もられていた（アンモニア換算では、約 2,000 万トンの規模）。

発電用燃料用途に関しては、現時点では日本における需要のみを反映した試算となっている。しかし、今後、日本が発電におけるアンモニア燃焼技術を確立した時、日本だけでも、この規模のアンモニア需要に留まらない可能性に加え、世界、特にアジアに技術を展開する場合には、さらなる需要が見込まれる可能性もある。したがって、発電用燃料需要は、今後の伸長が見込まれるアンモニア需要をさらに拡大させる可能性を秘めている。

今後、アンモニア需要が拡大するが、現時点では以上述べた新たな用途市場が立ち上がってはいないことから、不確実性も高いのが現状である。

例えば、1.5℃シナリオではなく、政策シナリオベースでは、2050 年時点の総需要が 1.5℃シナリオと比較して約 1 億 3,000 トン少ない試算となっている。したがって、不確実性のリスクを負う供給サイドへの支援に加えて、EU の水素需要を立ち上げる取り組みのような需要側への働きかけ・支援策の検討も重要になってくる。

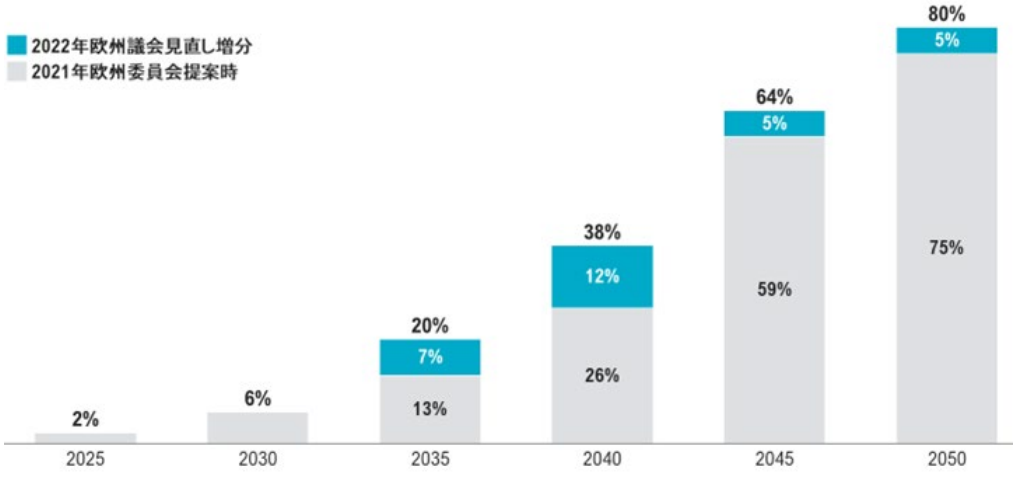
（3）　EU における持続可能な船舶燃料導入の義務化方針（FuelEU Maritime）

EU は、Fit for 55 において海運部門の脱炭素を推進する規則案「FuelEU Maritime」の導入を現在議論している。中でも重要なのは、SAF 同様に持続可能な船舶燃料の導入比率について検討が進められている点である。

2021 年の欧州委員会提案時には、導入比率を段階的に引き上げ、2050 年に 75%とする規制案が示された（図表 5.2.53 参照）。2022 年には、欧州議会によって修正案が採択されており、この修正案においては、2035 年以降の比率が大きく引き上げられている。

具体的には、2025 年以降に導入比率が設けられており、欧州議会の修正案ベースで 2025 年に 2%、2030 年に 6%、2035 年に 20%、2040 年に 38%、2045 年に 64%、2050 年に 80%となっており、海運部門においても脱炭素化を推し進めようとしている。

図表 5.2.53　FuelEU Maritime における持続可能な船舶燃料の導入比率規則案



（出所）　欧州議会

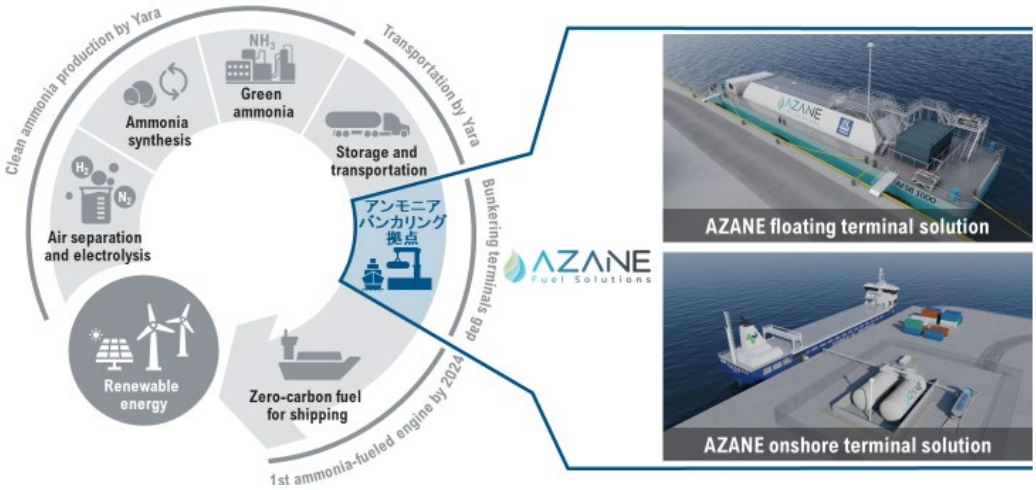
但し、グローバルにおける海運部門の脱炭素動向は航空部門とは少し異なっている。
航空部門においては、ICAO（国際民間航空機関）や IATA（国際航空運送協会）が 2050 年のネットゼロ目標を示しているのに対し、IMO（国際海事機関）は、海運部門のネットゼロ目標として 2050 年というタイムラインは示していない。現時点では、2018 年に採択された GHG 削減戦略において、2008 年比で 2030 年までに CO2 排出量 40%以上削減、2050 年までに 50%以上削減、21 世紀中のなるべく早い時期にネットゼロ達成という目標が定められているのみとなっている。

日本は、欧米と協調し、2050 年のネットゼロ達成を目標に掲げるよう働きかけており、現時点の脱炭素戦略は 2023 年春に見直すことが合意されている。2021 年時点においても決議にかけられてはいるが、中国などの反対により採択は見送られた。
したがって、EU の「FuelEU Maritime」が三者合意を経て、施行されれば、世界に先行する可能性が高く、海運部門の脱炭素も先導する EU の動向を注視する必要がある。

（4）　アンモニアの船舶用燃料需要を見据えて準備を進める Yara の取り組み
肥料大手の Yara は、クリーンアンモニアを船舶燃料として実装していくべく、「クリーンアンモニアの供給インフラ構築」に向けた取り組みも加速させている。

2022 年 4 月、Yara は、Azane Fuel Solutions と共にグリーンアンモニア燃料を提供するカーボンフリー・バンカーネットワークを立ち上げることを発表した。この構想実現のために、Yara は Azane Fuel Solutions が設計・製造する 15 の洋上バンカリング基地を購入し、スカンジナビア地域で導入していく（2024 年までにグリーンアンモニアの提供を開始する予定）。このバンカリング拠点は、アンモニアの安全な貯蔵・輸送インフラを備えるとしており、アンモニア燃料船の導入に向けて、供給インフラの整備は非常に重要である（図表 5.2.54 参照）。

図表 5.2.54　アンモニアの船舶燃料利用を見据えたバンカリングに関する取り組み
（Yara・AZANE Fuel Solutions）



（出所）　ECONNECT Energy

同社のアンモニアの船舶燃料利用を見据えた取り組みはこれだけではない。グリーン水素製造プロジェクトを進める豪州の Pilbara では、2022 年 7 月に豪州港湾局 Pilbara Ports Authority と共に船舶燃料としてクリーンアンモニアを活用していくためのパートナーシップを締結している。この協業は、Yara が Pilbara に有する世界規模のアンモニア製造プラントと、同地域におけるクリーンアンモニアの可能性を踏まえて、将来的なアンモニア需要の可能性とアンモニアを船舶燃料とする際に必要なインフラについて、約 1 年をかけて共同で調査・評価する。

更には、安全に係る調査に加え、透明性の高いアンモニアバンカーのガイドラインの作成も行い、世界最大のバルク輸出港でクリーンアンモニアの船舶燃料実装を加速させる。

（5）　拡大するクリーンアンモニア供給

将来のアンモニア需要は新たな用途市場を得て、急速に拡大していくため、アンモニアの生産能力の強化が必要となる。従来の肥料需要も人口増加と共に拡大していくために、食糧安全保障の観点からも肥料需要とエネルギーとしての新たな需要はコンフリクトしてはならない。

足許は、年間約 4,000 万～6,000 万トンの生産余力があると考えられており、すぐにアンモニアの供給が追い付かないという事態には陥らないが、将来的なアンモニア需要に応えるために、グリーンアンモニアの生産能力を拡大させていく必要がある。

既にさまざまなプロジェクトがグローバルで立ち上がっており、公表済みのグリーンアンモニアプロジェクトの合計生産量は、2030 年までに年間約 1,500 万トン、2040 年までに年間約 7,100 万トンとなる見込みで、その勢いは加速している（図表 5.2.55 参照）。

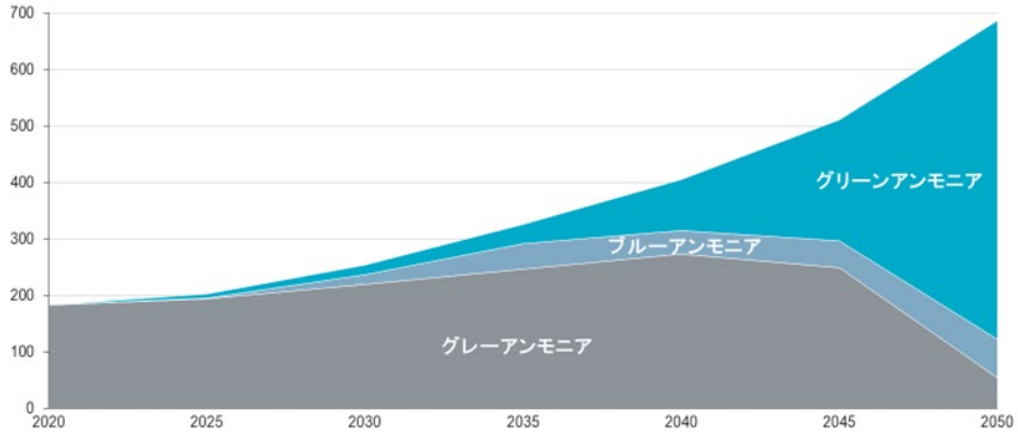
具体的には、肥料大手の Yara は、ノルウェー政府系企業の Enova から約 2,800 万ユーロの資金を得て取り組む、世界最大級のグリーンアンモニア製造プロジェクトを公表した。これは、年間 80 万トンの CO2 を排出し、石油・ガス産業以外ではノルウェー最大の CO2 排出源の一つとされているノルウェーHerøya の肥料工場における脱炭素化を企図したものである。

現在、この肥料工場は、化石燃料由来のグレー水素からアンモニアを製造しているが、Linde Engineering とのパートナーシップの下、グリーン水素実証プラント（Project Skrei）の建設を進め、24MW の電解槽を導入する。2023 年半ばの稼働を目指しており、年間約 2 万トンのグリーンアンモニアの生産能力となる予定である。

また、現在のアンモニア生産の殆どがグレーアンモニアであることから、グリーンアンモニア生産能力の拡大だけではなく、既存のグレーアンモニアプラントに CCS・CCUS を導入し、ブルーアンモニアに置き換え、脱炭素を加速させる取り組みも同時に必要となる。したがって、グリーンアンモニアと同様に、ブルーアンモニアの取り組みも世界で進行している。
バックキャスト的に将来の種類別のミックスを試算する 1.5℃シナリオにおいては、グリーンアンモニアが、従来の化石燃料由来のアンモニアの生産量までカバーし、2050 年時点で全体の約 8 割がグリーンアンモニアになると見られている（図表 5.2.55 参照）。

一方で、政策シナリオベースの試算では、2050 年においてもグレーアンモニアが供給の大部分を占めると見られており、1.5℃シナリオとの開きが大きい。この差は、気候変動に対する野心と、それを達成するために必要な政策のギャップを如実に示しており、クリーンアンモニアの展開においてもクリーン水素と同様に、政策による目標の提示と、需給双方を支援する枠組みが重要になる。

図表 5.2.55　グローバルにおける種類別アンモニア生産量推移：百万トン（20～50 年）



1)IRENA による 1.5℃シナリオベースの試算

（出所）IRENA

（６）　グリーンアンモニアにおける製造コストの将来予測

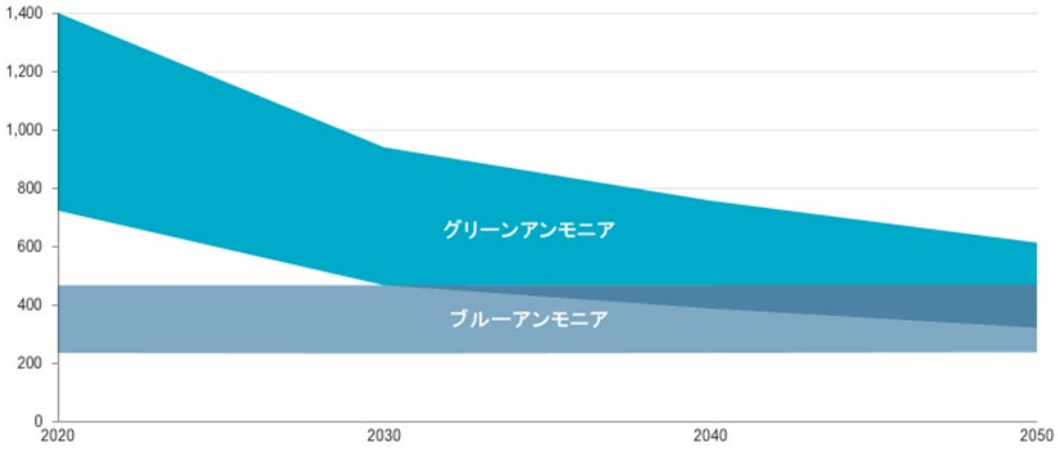
グリーンアンモニアの製造コスト（図表 5.2.56 参照）はグリーン水素と同様に、2050 年に向けて減少することが見込まれている。これは原料にグリーン水素を有しているからであり、グリーン水素のコストダウンペースとおおよそ一致している。

具体的には、2020 年時点では 720～1,400 USD/トンとなっている製造コストは、再生可能エネルギーに恵まれる地域でグリーンアンモニアを製造する最も安価なケースにおいて、2030 年時点で 475 USD/トン、2050 年時点で 310 USD/トンにまでコストダウンされると見られ、ブルーアンモニアに近いコスト水準に入ってくると予想されている。

原料の天然ガス急騰前の 2020 年実績に基づく試算であるので、グラフではブルーアンモニアが変動のない横ばいのレンジで示されているが、ブルーアンモニアの製造コストは天然ガス価格の変動を受ける（グレーアンモニアも同様）。
事実、ウクライナ侵攻後に欧州が経験した天然ガス価格の高騰は、グレーアンモニアの製造コストを急騰させ、Yara や BASF がアンモニア生産を縮小させる事態にまで至った。長期で見ればある程度安定していると予測されるものの、足許のエネルギー危機のような事態では製造コストが安定しない。

ブルーアンモニアにおける CCS コストに関しては、SMR ベースのアンモニアプラントの場合、CCS コストは 100～150 USD/トンと推計されており、最終的なブルーアンモニアの製造コストは 253～465 USD/トンになると試算されている。

図表 5.2.56　グリーンとブルーアンモニアの製造コスト推移予想：USD/トン



（出所）IRENA

船舶燃料としての利用を考えた時、燃料コストは海運業者における重要な課題となる。足許、クリーンメタノール（e メタノール・バイオ由来のメタノール）とクリーンアンモニア（ブルー・グリーン）の製造コストを比較すると最も安価なのはブルーアンモニアであると見られている。

e メタノールとグリーンアンモニアはグリーン水素を原料とする点で共通するが、e メタ

ノールは CO2 を原料とするために、DAC や CCUS プロセスが必要であり、この分が差になってくる。
バイオ由来のメタノールは、現時点でブルーアンモニアに次ぐ安価な製造コストとして見積もられているが、2030 年時点ではグリーンアンモニアが並ぶと見られているほか、バイオ燃料全般において、原料調達の競争も起きており、スケール面に課題がある。

したがって、グローバルにおける海運部門におけるエネルギー消費の内訳では、実用化で先行するクリーンメタノールから立ち上がり、2050 年に向けてアンモニアがメタノールを上回りながら拡大していくと見られている。

（7） アンモニア輸入の拡大を企図するドイツ

① ハンブルク港に建設されるドイツ初のグリーンアンモニア輸入ターミナル

2022 年 11 月、ドイツは同国初のグリーンアンモニア輸入ターミナルをドイツの海運拠点であるハンブルクに建設することを明らかにした（図表 5.2.57 参照）。

図表 5.2.57 ドイツ初のグリーンアンモニアターミナルを建設

（出所） ドイツ連邦経済・気候保護省、Air Products、offshore-energy.biz、2022 年 3 月 18 日、

この初のグリーンアンモニア輸入ターミナルは、米ガス大手の Air Products と独エネルギー企業の Mabanaft によって、ハンブルク港に建設され、Mabanaft の子会社 Oiltanking Deutschland が運営を担う。2026 年より米ガス大手の Air Products がサウジアラビアで製造するグリーンアンモニアを受け入れる。その後、Air Products が有する分解装置により、そのほとんどを水素に転換し、Air Products が需要家に供給する。

Air Products は、2020 年にサウジアラビアの発電事業者 ACWA Power、スマートシティ NEOM と共にグリーン水素・アンモニア製造に総額 50 億ドルを共同出資することを発表している。2025 年の稼働を目指しており、グリーン水素は日当たり 650 トン、グリーンアンモニアは年間 120 万トンの生産能力となる予定としている。

経済気候保護相である Robert Habeck 氏は、国内での水素製造の拡大に加えて、輸入による水素調達も重要であることを強調しながら、「再生可能エネルギーや、グリーン水素の拡大に取り組み、エネルギーの転換を加速させることは、ウクライナ侵攻に対する正しい答えであり、エネルギー安全保障、レジリエンス、競争力を強化するための正しい選択である」と述べ、ドイツが推進するグリーンアンモニアの輸入は水素戦略、そしてエネルギー転換において重要な位置づけであることを強調している。

② グリーン水素とその派生品の調達拡大を企図するドイツの H2Global

ドイツはこれまでも、2020 年に示した国家水素戦略の下、グリーン水素の供給拡大を進めてきた。2021 年には、国内でのグリーン水素製造だけではなく、国外の再生可能エネルギーに恵まれた地域でグリーン水素及びその派生品（アンモニア、メタノール、ジェット燃料など）を製造し、ドイツへ輸入することを推進する枠組み H2Global を公表している。

具体的には、H2Global 財団が産業界を担う企業群 16 社（足許 51 社）により立ち上げられ、この財団が HINTCO（Hydrogen Intermediary Network Company）という仲介機関を通じて、ドイツ国外で製造されたグリーン水素及びその派生品を 10 年間の長期契約で購入し、国内で 1 年間の短期契約で再販する仕組みとなっており、差金決済方式（CFD）に類似したメカニズムを採用する（図表 5.2.58 参照）。

この H2Global が採用する仕組みの最大のメリットは、需要家が長期契約を結ぶことは不確実性の観点からハードルが高いが、仲介機関が長期の買取契約を供給側と結ぶことで、国外における水素製造の関連投資を促進できる点にある。

また、二重入札と呼ばれるモデルとなっており、購入においては最も安価な価格を提示した者と契約し、販売においては最も高い価格を示したものに販売する。この仕組みにより、買取価格と再販価格の差額（損失）の低減に寄与すると見られているが、約 9 億ユーロの予算が政府から拠出される予定で、この予算は、差額の補填に活用することができる。但し関係者からは、予想される差額を考えると 9 億ユーロでは、到底足りないと見る向きも多く、政府は 2023 年度予算において H2Global が将来的に使用できる 36 億ユーロを予算計上しているとされている。

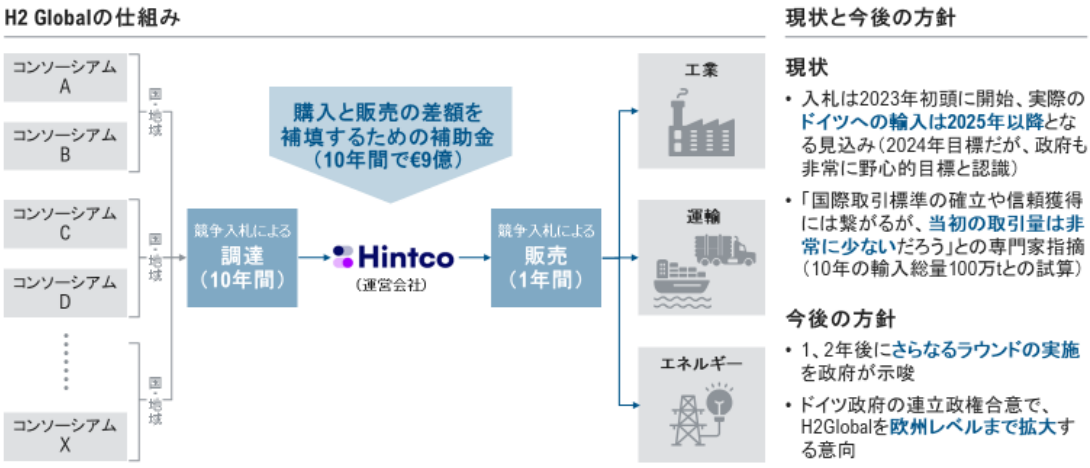
2021 年のプロジェクト公表時は、2021 年内から入札が開始され、実際の輸入は 2024 年からとする野心的なタイムラインを設定していたが、2021 年の立ち上げは叶わず、2022 年内にグリーン水素は製品のグリーンアンモニア、e メタノールの入札が予定されている。2023 年の第一四半期には最初の引取契約が合意される見込みとなっており、今後 1～2 年

で更なるラウンドを設ける予定とされている。H2Global が期待する海外で確保される水素製造能力計 500MW を踏まえた S&P の試算によると、10 年間で最大 100 万トン程度の水素の製造になると見られており、専門家は国際取引標準の確立や信頼獲得には繋がることを期待しつつも、当初の取引量は限定的であり、規模の拡大に向けた課題を指摘する声もある。

H2Global 財団のエグゼクティブディレクターを務める Kirsten Westphal 氏によれば、ドイツ政府は、H2Global を欧州レベルまで拡大する意向を示しているとしており、「EU の資金援助が得られればグリーン水素の上流開発に必要なエネルギー外交と、信頼性の高い相互接続性を備えた大規模なオークションを促進することができる」と期待する。

業界関係者からは、H2Global が他の多くの取引のゴールドスタンダードになるのではないかとの声もある上に、海外からの注目度も非常に高い。実際に、近くオランダもこの H2Global への資金拠出を予定している。

図表 5.2.58　ドイツにおける「H2Global」の仕組み



（出所）　H2Global

（８）　輸送における安全性に関する議論

現在製造される 2 億トン近いアンモニアの殆どは地産地消されており、約 1 割のアンモニア（2,000 万トン）のみが海上輸送などを伴って流通している。しかし、今後アンモニア市場が急速に拡大する時、2050 年には約半分のアンモニアが流通すると考えられる。アンモニアはその毒性から安全性に関する懸念もあることから、今後の大規模な流通に向けては安全基準づくりを進めていく必要がある。安全基準づくりはグローバルで各種取り組み・検討が進められている。船舶に関する安全基準と、港湾におけるインフラ・オペレーションに関する安全基準に大別することができる。

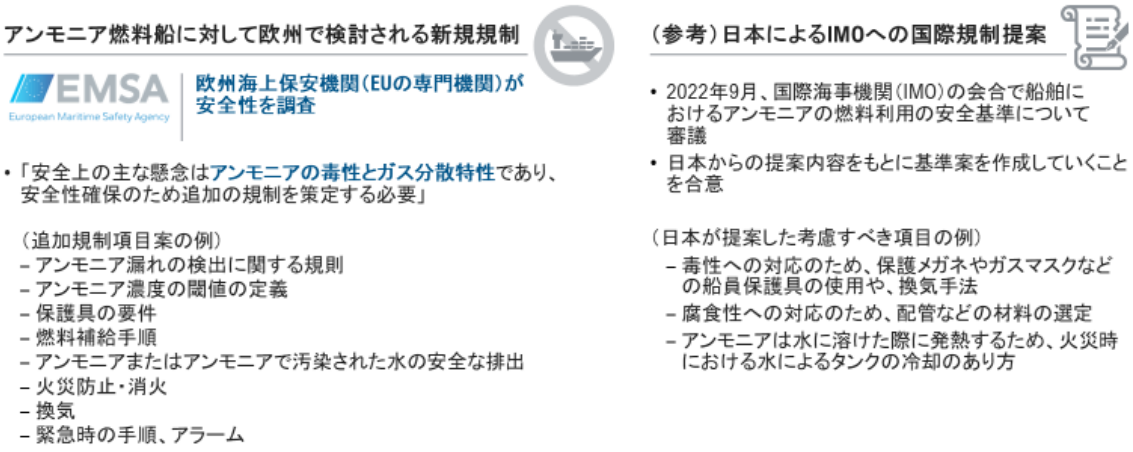
船舶に関する安全基準は、アンモニア運搬船とアンモニア燃料船に分けられる。
前者に関しては IMO により、液化ガスのばら積み運送のための船舶の構造及び設備に関する国際規則 IGC code が定められており、この中にアンモニアも含まれている。アンモ

ニア固有に定められている項目においては、液体アンモニアは、発火の原因となる静電気を発生させる恐れがあるため、空気を含むタンクに決して噴霧してはならない、応力腐食割れ防止のため、圧力容器とパイプライン内の蒸気空間の酸素含有量を実用的な最小値にしなければならないなどがあるが、これらの見直しは今のところ議論されていない。

一方で、アンモニア燃料船に関しては、現状国際的な規制や基準は整備されておらず、安全確保のためには新たな規制が必要であると考えられている。EMSA（欧州海上保安機関）は、アンモニア燃料船の安全性に関する調査を進めており、漏出や濃度、取り扱いに関する新たな規制を設けようとしている。

アンモニア燃料船の安全基準に関しては日本においても検討が進められており、日本の提案が IMO においても認められ、今後日本主導で安全基準の策定を進めることになっている（図表 5.2.59 参照）。中でも、毒性、腐食性、水溶性に関して検討する必要があるとし、毒性においては、保護メガネやガスマスクなどの船員保護具の使用や換気手法、腐食性においては、配管などの材料選定の基準、水溶性においては、アンモニアが水に溶けた際に発熱するため、火災時の水によるタンク冷却のあり方などに関して安全基準を提案していく予定である。

図表 5.2.59　アンモニアの長距離大量輸送における安全性確保：アンモニア燃料船



（出所）　European Maritime Safety Agency、国土交通省

港湾におけるインフラやオペレーションに関しても安全基準の策定に向けた調査が立ち上げられた。シンガポール海事港湾庁が 2021 年に設立した海上脱炭素化グローバルセンターGCMD（Global Centre for Maritime Decarbonisation）は 2022 年 2 月より、DNV、Surbana Jurong、Singapore Maritime Academy、そして 22 社ものパートナー企業と共にアンモニアバンカリング安全性調査を開始した。

この調査では前提として、グリーン水素の量産が実現した時、次世代エネルギーとしてアンモニアが大規模に生産・流通する可能性があるが、海運業界がアンモニアを安全に利用するためには、サプライチェーンの課題解決が必要であるとしている。

具体的には、グローバルにおけるグリーンアンモニアの供給力のほか、安全・運航・環境に関するバンカリング標準と手順、バンカリングインフラ、アンモニア燃料船の利用可能性、海洋環境に対する全体的な影響などに取り組むべきであるとし、以下の 6 つのスコープで検証を進めている（図表 5.2.60 参照）。

(1) アンモニア移送とバンカリング技術、手順、規制に関するガイドラインの提言

(2) シンガポール港にて最大 2 カ所のアンモニアバンカリング施設を推奨

トラックから船へ

船からアンモニアバンカリングへ

(3) 船舶及び装備のための技術・手順に関するガイドラインの起草

(4) アンモニア燃料補給インフラへの投資規模算定のための CAPEX モデルの作成

(5) バンカリング業務に必要な人員と関連証明書のための能力基準作成

(6) サプライチェーン全体におけるステークホルダーと共に調査結果を検証、最終化

GCMD の CEO である Lynn Loo 氏は、GCMD が最初のプロジェクトとしてアンモニアバンカーを選んだのは、アンモニアが最もエネルギー効率の良いグリーン燃料の一つであるからだとし、「バンカリングの主要港であるシンガポールが進める、アンモニアバンカリングの安全性とオペレーションを明確にするこの調査とガイドラインは、最終的にはシンガポール以外の国においても採用され得るため、非常に重要である」とし、シンガポール港の基準が、世界基準の礎になる可能性が高いとみている。

図表 5.2.60　シンガポールにおけるアンモニアバンカリング安全性調査参画企業 22 社

（出所）GCMD

５．２．７　CCS プロジェクトの進捗と政府の助成

（１）　欧州における CCS プロジェクトの直近事例

欧州で進行する、最新技術を用いた大規模 CO2 排出源（製油所、製鉄所 など）からの CCS

やコンビナートにおけるクロスセクターの CCS といった最先端の取組みを整理する（図表 5.2.61 参照）。

図表 5.2.61　先進的 CCS プロジェクトの進捗

	ハンバー製油所「Humber Zero」	ダンケルク製鉄所「"3D"プロジェクト」	アントワープ工業団地「Antwerp@Cプロジェクト」
主な関係者	• Humber製油所、Shell Catalysts & Technologies	• ArcelorMittal、TotalEnergies等12社	• BASF、Borealis、ExxonMobil、INEOS、TotalEnergies、アントワープ港等
プロジェクトの概要	• **流動接触分解（FCC）プロセスで発生する炭素を回収**するため、Shell Catalysts & Technologiesが開発したCO2回収技術Cansolvを導入 • FCC排気ガス中のCO2を95%以上回収し、ガスを圧縮してから北海海底にある地質構造物に貯蔵 • 世界に**300基以上あるFCC装置の脱炭素化につながる可能性**	• **北海の回収・貯留クラスターの開発**を目的に"3D"プロジェクトを開始 • 独自技術で**製鉄ガス**から**年間4,000トン**のCO2回収を目指す • 精製プロセス等、CO2排出の多い**他産業の脱炭素化にも適用**できる見込み	• 共通のCO2インフラ構築による**アントワープ港の脱炭素化**を目指す • アントワープ港は欧州最大のエネルギー・化学品集積地であり、**最終的にはCO2を化学産業の原料として再利用**する（CCU）方針
タイムライン	• **運用開始は2027年**を予定 • **2030年までに年間最大800万トン**の二酸化炭素を回収を目標とする「Humber Zero」をサポート	• **2022年3月からパイロット版**が稼働 • **2035年までに運用開始**し、**年間1,000万トン**のCO2を回収、梱包、輸送、貯蔵する計画	• 2021年にフィージビリティスタディ、2022年にエンジニアリングスタディ、**同年末に第一フェーズのFID予定** • **2030年までにアントワープ港におけるCO2排出量の50%削減**を目指す

（出所）RB

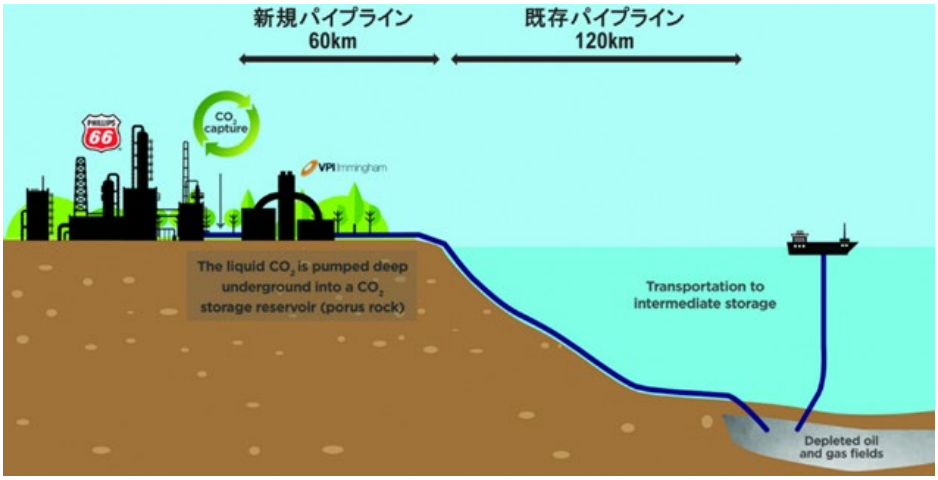
① 英国 Phillips 66 の Humber 製油所は FCC からの炭素回収プロジェクトを推進

英国の Phillips 66 Humber 製油所は、Shell Catalysts & Technologies が開発した技術「Cansolv® CO2」を使用することで、製油所内で実施する史上初の産業規模 CCS を進めている。

具体的には、石油精製のうち流動接触分解（FCC）プロセスから出る排ガス中の CO2 を 95%以上回収する予定で、世界に 300 基以上ある FCC 装置の脱炭素化の先駆けとして大きな期待を集めている。

回収されたガス状 CO2 は、新設のオンショアパイプライン（60km）、既設オフショアパイプライン（120km）に接続輸送し、北海の海底下 3.2km の空ガス田に永久貯留する予定である（図表 5.2.62 参照）。本プロジェクトは 2030 年までに年間最大 800 万トンの CO2 回収を目標とするプロジェクト「Humber Zero」をサポートする位置づけとなっている。運用開始は 2027 年を予定する。

図表 5.2.62　ハンバー製油所からの CO2 輸送イメージ



（出所）Humber Zero

英国政府からの資金支援については現在最終選考段階にあり、仮に支援対象となれば CCS の運用コストに加え、CCS インフラ基金（総額 10 億ポンド）から設備投資についても資金提供を受けられる。
英国は豊富な CO2 貯留能力（EU27 カ国全体に匹敵）を背景に、CCS バリューチェーン市場の獲得方針を明確に打ち出し、CCS 投資の促進による国際競争力向上を図っている。
将来的な CCS 市場規模は 2,000 億ポンド、うち英国のシェアが 1,500 億ポンドに達するとの現地試算もあり、英国政府は本腰を入れて CCS に取組んでいる。

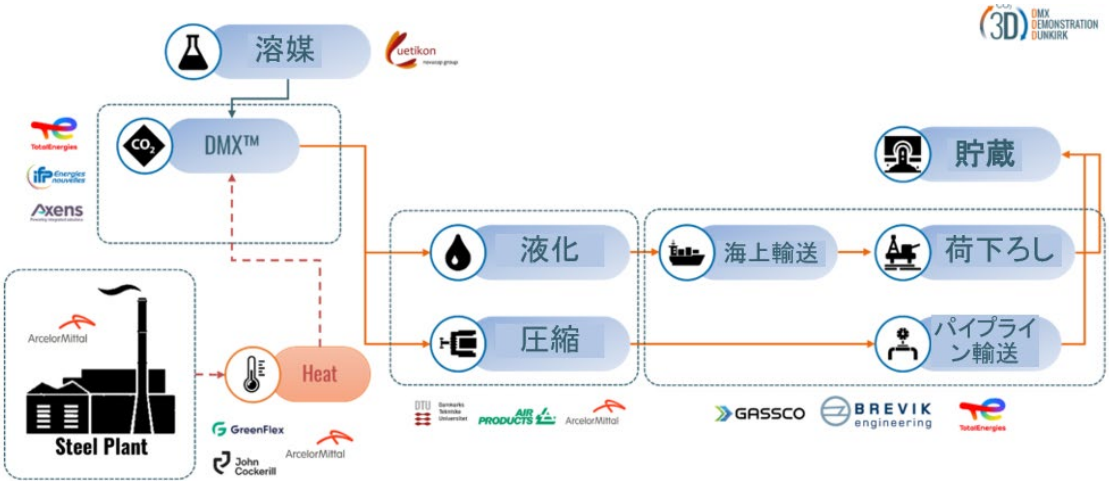
③ TotalEnergies、ArcelorMittal の仏 Dunkirk 製鉄所で CO2 捕集実証プロジェクト開始

TotalEnergies は ArcelorMittal（ルクセンブルク）の仏 Dunkirk の製鉄所において、溶媒を利用する独自技術 DMXTM により高炉ガスから年間 4,400 トンの CO2 回収を目指している（図表 5.2.63 参照）。

技術的な特徴として、工場で回収した熱を利用して CO2 を他のガスから分離することで、他の技術に比べて CO2 回収コストを 30%削減（現在の CCS コスト 50 ユーロ/トンから、10～20 ユーロ/トン削減）できるとしている。

具体的には、工場全体で利用可能な低温の熱を利用して CO2 を他のガスから分離することで、他の技術に比べて CO2 回収コストを 30%削減（現在の CCS コスト 50 ユーロ/トンから、10～20 ユーロ/トン削減）できるとしている。
更に、同プロセスで抽出された CO2 の純度 99.7%と非常に高く、最大 7 気圧まで加圧できるため、その後の船やパイプラインでの輸送が容易になるというメリットもある（輸送方法は船-液化とパイプライン 2 つの方法を検討中）。

図表 5.2.63　"3D"プロジェクト概要



（出所）DMX™ Demonstration in Dunkirk

本件は、北海の CO2 回収・貯留クラスターの開発を目的に開始した「3D プロジェクト正式名称（DMX™ Demonstration in Dunkirk)」で、精製プロセスをはじめ CO2 排出の多い他産業の脱炭素化にも適用できる見込みである。
2022 年 3 月からパイロット版が稼働しており、2035 年までに運用開始、将来的には年間 1,000 万トンの CO2 を回収、輸送、貯蔵する計画となっている。予算は 4 年間で 1,930 万ユーロ、うち EU からの補助金は 1,480 万ユーロと非常に高い補助率の支援を受けている。また、TotalEnergies 自身も研究開発予算の 10%を CCS/CCUS 技術に費やしており、同技術へのコミットメントの強さを窺うことができる。

④ アントワープコンビナート“Antwerp@C（CCS)プロジェクト”が基本設計段階
アントワープ港は 2019 年末より、同港に集積する化学及びエネルギー大手企業 7 社（Air Liquide、BASF、Borealis、ExxonMobil、INEOS、TotalEnergies、Fluxys）と共同で大規模産業連携 CCS プロジェクト「Antwerp@C」を手掛けている（図表 5.2.64　参照)。

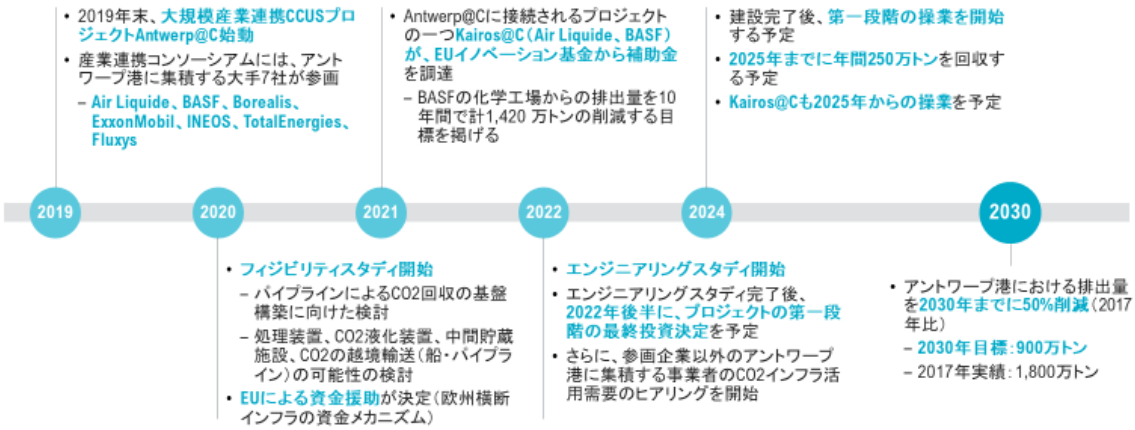
2022 年末～2023 年初に予定している FID に向けて、2020 年より、EU 基金の Connecting Europe Facility（欧州横断インフラの資金メカニズム）からの資金援助も得ながら、初期のフィージビリティスタディを実施し、共同で利用されるパイプラインや CO2 液化装置、中間貯蔵施設、船とパイプラインによる越境輸送の可能性の検証が進められてきた。

2022 年からは、投資決定前の最終スタディとして、エンジニアリングスタディの段階に移行した。2024 年の稼働を予定しており、2025 年には年間 250 万トンの CO2 回収を見込む。2030 年時点の目標には、2017 年の排出量実績である 1,800 万トンを半減させ、900 万トンとする野心的な目標を掲げている。
大手企業だけではなく、同港に集積するすべての企業に対し、この CO2 インフラへの需要のヒアリングが進められており、これらの声は、最終投資決定において活用される。

Antwerp@C は、具体的な事業者がプロジェクトに名を連ねるが、あくまでもアントワープ港にインストールされる巨大かつ開かれた CO2 回収・輸送インフラを構築するプロジェクトであり、このインフラを活用するプロジェクトも並行して検討が進んでいる。（図表 5.2.65 参照）。

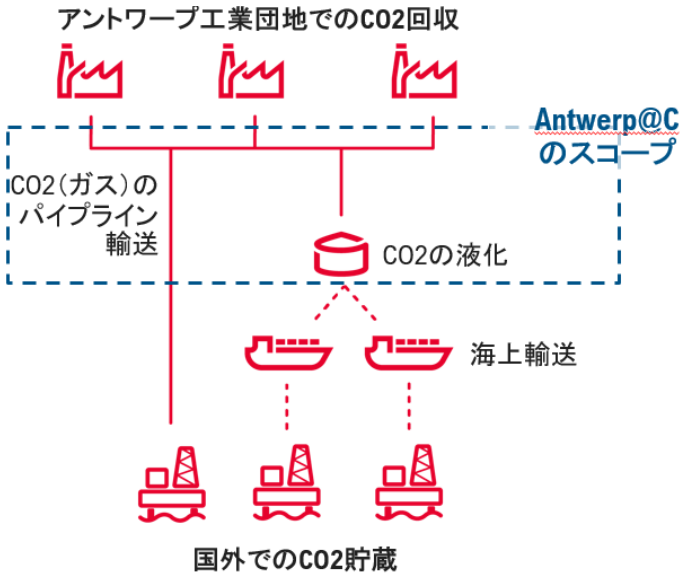
具体的には、Antwerp@C にも参画する BASF と Air Liquide が共同で Kairos@C プロジェクトを進めており、これは Air Liquide の CO2 回収技術を活用して、BASF がアントワープに有する 5 つの工場からの CO2 を回収するものである。
この Kairos@C は、Antwerp@C の稼働を加速させる上でも重要な位置づけにあると考えられており、2025 年の稼働を見込み、10 年間で計 1,420 万トンの CO2 を回収することを目標としている。
2021 年には、300 件を超える厳しい選考を通過し、EU イノベーション基金からの補助金も獲得している。

図表 5.2.64　　大規模産業連携 CCUS プロジェクト Antwerp@C の進捗



（出所）Antwerp@C

図表 5.2.65　CCS バリューチェーンにおける Antwerp@C の位置づけ



（出所）Antwerp@C

ベルギーには、CO2 貯留に適した地層がないことから、この Antwerp@C で回収された CO2 は越境輸送されることが前提となる。将来的に CCUS による回収した炭素の利用も視野に入れるが、越境輸送の第一段階としては、船で北海に液化 CO2 を運び、枯渇ガス田に貯留する方法、第二段階では、オランダのロッテルダムまでパイプラインで CO2 を輸送することを想定している。
前者においては、ノルウェーで CO2 貯留をサービスとして提供する先進的なプロジェクト Northern Lights が貯留先の一つに検討されている。

Antwerp@C コンソーシアムの会長を務める Wouter De Geest 氏は、CO2 の回収だけではなく、生産工程からの排出量の削減も検討を進めていくとし、省エネルギーやエネルギー・原料転換に加え、将来的には同工業地域の水素と組み合わせた CCUS も視野に入れる。

（2）　欧州諸国における CCS 推進に向けた支援制度

上述のように欧州で CCS プロジェクトが先行する大きな要因として、政府による支援制度の充実が挙げられる（図表 5.2.66 参照）。大型投資を必要とし、単体では収益化しておらず、そして中長期的なリスクが不透明な CCS 事業に対して民間プレイヤーの参入や金融機関のファイナンスを促すには、法令整備や資金提供といった政府によるサポートが不可欠と考えられているためである。
特に、最初の CO2 輸送・貯蔵事業者には、後続の事業者が負担する必要のないコストや課題に直面したり、全体的に高コストになったりする可能性がある（より高い初期資本コスト、限定的なユーザーなどの要因による）。

したがって欧州各国はいち早く支援制度を検討しており、その方向性は「コスト低減」と「リスク低減」の大きく二つに分類できる。

図表 5.2.66　欧州における CCS への支援制度

（出所）　経済産業省、The Energy Policy Group、Roland Berger

① コスト低減施策

まずコスト低減による CCS 投資促進の観点では、ノルウェー、イギリス、オランダといった CCS 先進国には 100%前後の資金補助制度が存在し、10 年以上に渡ってプロジェクトを支援することとなっている。支援対象には CAPEX・OPEX 両方が想定されており、手法としては基金からの出資や補助金、収益補填、減税などが検討されている。実際、グローバルにおける CCS プロジェクトの計画は 2021 年～2022 年で 44%増加したが、これには特に欧州と北米で減税などの政策支援があったことが寄与している。

② リスク低減施策

リスク低減による CCS 投資促進の観点ではまず、CO2 輸送・貯蔵事業者から国への CO2 貯留サイトの責任移管制度が設けられており、例えば EU では貯留サイトが閉鎖してから最低 20 年経過後に責任移管可能となる予定である。

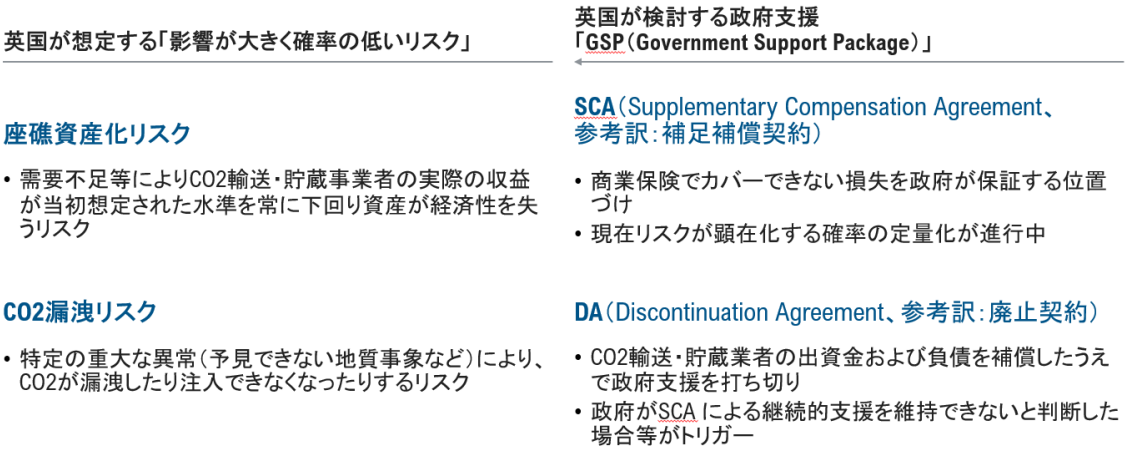
加えて、「影響が大きく確率の低いリスク」から事業者を適切に保護する制度の設計も進んでいる。CCS への取組みで先行する英国では、影響が大きく確率の低いリスクを「座礁資産化」と「CO2 漏洩」に分け、それぞれに「政府支援パッケージ（GSP)」を用意して民間が対応不能なリスクへ政府保証が検討されている（図表 5.2.67 参照)。

具体的には「座礁資産化」とは、需要不足などにより CO2 輸送・貯蔵事業者の実際の収益が当初想定された水準を常に下回り資産が経済性を失うこと、「CO2 漏洩」は特定の重大な異常（予見できない地質事象など）により、CO2 が漏洩したり注入できなくなったりすることを指す。

これらのリスクを低減するべく、政府と CO2 輸送・貯蔵事業者は FID 後に SCA（Supplementary Compensation Agreement、参考訳：補足補償契約）や、DA（Discontinuation Agreement、参考訳：廃止契約）を締結する。

SCA は商業保険でカバーできない損失を政府が保証する位置づけで、リスクが顕在化する確率の定量化は現在進行中である。また DA は、政府が SCA の継続的支援を維持できないと判断した場合に、CO2 輸送・貯蔵業者の出資金および負債を補償したうえで政府支援を打ち切るものである。

図表 5.2.67　英国で検討される CCS 事業者のリスク低減策



（出所）英国ビジネス・エネルギー・産業戦略省、Roland Berger

またノルウェーにおいても、不可抗力の事故が発生した場合には CO2 輸送・貯蔵事業者の責任を適宜軽減することができる旨定められているほか、漁業者に対する補償に関する具体的な規則も設けられている。

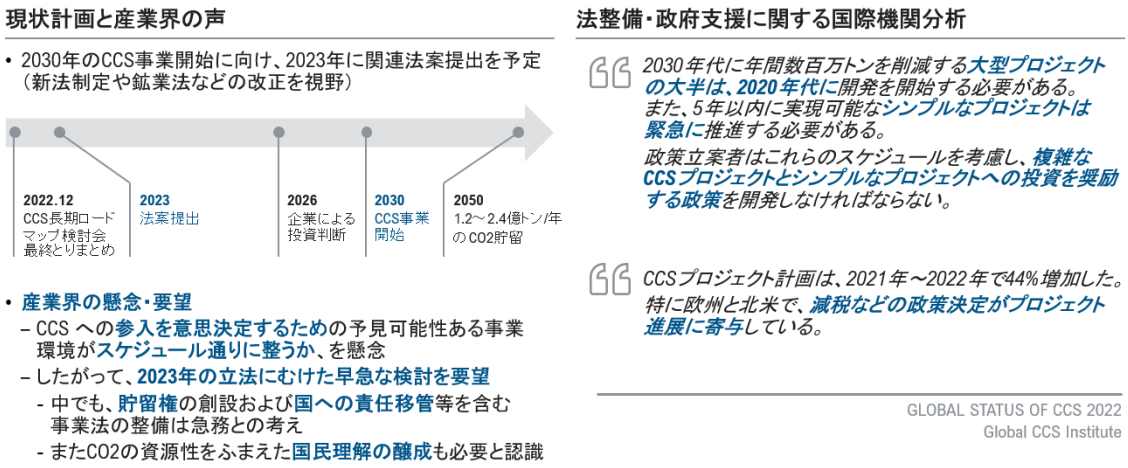
なお、現時点でノルウェーの補償規定が英国ほど細分化して検討されていないのは、同国における主な CO2 輸送・貯蔵業者に国営の Equinor を想定しているためではないかと推察される。

（3）　日本における支援制度導入の進捗状況

翻って日本の場合、現在は事業環境が全く整備されておらず、2023 年内の関連法案提出を目指した取組みが進行中である。これについて 2022 年 10 月、国内エネルギー業界からは「CCUS に関する緊急提言」として、現状計画（2023 年法案提出、2030 年 CCS 事業開始）の進捗を懸念しより早急な検討を要望する意見が出された（図表 5.2.68 参照）。

また CCS の国際機関である Global CCS Institute の見立てでは「2030 年代に年間数百万トンを回収する大型プロジェクトの大半は、2020 年代に開発を開始する必要がある」としており、これ以上の遅れは国際標準に照らしても避けなければならない。

図表 5.2.68　日本における CCS 関連法令整備実現に向けた道のり



（出所）　経済産業省、CCUS に関する緊急提言、Global CCS Institute、Roland Berger

法令や制度の整備に並んでその重要性が「CCUS に関する緊急提言」においても指摘されているのが、CCS に対する国民理解の醸成である。

この点で、成功したノルウェーと失敗したドイツを分析すると、CCS がカーボンニュートラル実現に当たって不可欠な技術であることの理解獲得、政府を含む複数事業者による CCS 事業推進（リスクシェアリング）、オフショアへの CO2 貯留が重要だと考えられる（図表 5.2.69 参照）。

図表 5.2.69　ノルウェーとドイツにおける社会受容度の違いの要因

要因	ノルウェー	ドイツ
政治	「必要な落としどころ」として国民の理解を獲得	ネットゼロ実現に必要との理解を得られず
経済	政府を含む複数の事業者がリスク・費用を負担	単独企業がプロジェクトを主導
社会	石油・ガス産業の重要性が浸透、炭素貯留先はオフショア	石油・ガス産業の重要性は相対的に低く、炭素貯留先はオンショア

結果としてCCSの社会受容度が高く実装も進むノルウェーに対し、ドイツでは社会受容が進まずCCSプロジェクトは難航してきた

（出所）The Energy Policy Group、Roland Berger

日本の場合、再生可能エネルギー導入の限界や原発積極活用の困難さから特に CCS を必須技術として位置づけ、政府と石化コンビナートをはじめとする複数プレイヤーがリスク・費用を分担し、近海の帯水層への CO2 貯留の安全性を説明していくことが必要であ

る。

制度整備と国民理解醸成により、大規模 CO2 排出事業者が沿岸に集中しかつ至近距離に CO2 を貯留可能な帯水層が豊富に存在するという利点を活用することができれば、日本の CCS は非常に高い国際競争力を持つポテンシャルを有す。

５．２．８　欧州各国における廃プラスチック再生利用の進展

（１） EU や欧米大企業のプラスチック製品のリサイクル材料比率目標を設定する動き

2010 年代後半欧州において、海洋に流出するプラスチックごみに関する問題提起が大きな注目を集めるようになった。欧州委員会によると海岸で見つかるごみのうち 80%以上をプラスチックが占める。また、プラスチック生産によって発生する CO2 は世界で年間 3.9 億トンにも上ると推定されている。

一方で、プラスチックごみは「失われた資源」と呼ばれその経済的価値は年間 1,200 億ドルとの試算があり、ビジネス機会としても期待が寄せられている。

このような背景で、循環型社会への機運が高まる中、2021 年 12 月欧州委員会は、Fit for 55 の目標達成を目指す一環で「持続可能なカーボンサイクルに関するコミュニケーション」を発表、合成燃料やプラスチック、ゴム、化学品の生産に必要な炭素を、化石炭素ではなく廃棄物からの再生利用や持続可能なバイオマス、大気中から直接回収など、より持続可能な供給源に置き換える必要があると指摘した。
そして、2030 年までに化学品とプラスチック製品で利用される炭素の 20%以上を化石資源以外の持続可能な資源から調達することなどが提言され、循環型社会移行への初期的なマイルストーンが示された。

民間においても循環型社会を志向する流れの中、多くの欧米国際企業のサステナブル・ロードマップで、製品におけるプラスチックリサイクル材料の使用率を 2025 年には 30%、2030 年には比率を 50%にまで高めるという目標が示されてきた。既に、欧州市場はリサイクル材料の価格がバージン材料よりも高いことを受け入れ始めており、リサイクル材料生産への機運は直近数年で急速に高まっている。

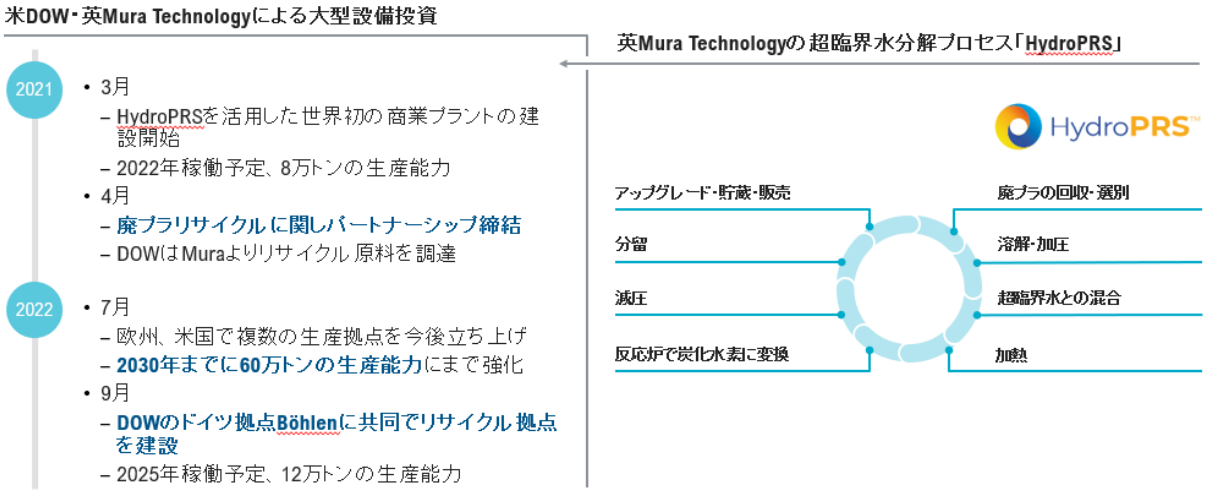
（２） 欧州化学プレイヤーによる廃プラリサイクルの最新動向

上記のような政府による循環型経済目標設定、顧客大企業の循環型志向、リサイクル材料市場の定着を受け、欧米化学プレイヤーも廃プラリサイクルに本腰を入れ始めている。

例えば、Mura Technology（イギリス）は DOW と共に自社の廃プラケミカルリサイクル技術「HydroPRS」（図表 5.2.70 参照）による最初の商業プラントをイギリスのウィルトンに建設する。2023 年前半に 2.4 万トン/年の廃プラ処理を開始し再生原料を DOW に供給、その後最大で 8 万トン/年まで処理能力を伸ばすことを計画している。
このイギリスにおける第 1 工場に続き、ドイツのベーレン（12 万トン/年、欧州最大規模）と米国のシアトル（12 万トン/年）にも大型工場を建設する予定となっている。

Mura の Chief Commercial Officer である Oliver Borek は、欧州における循環型社会の位置づけについて「化学メーカーの誰もがカーボンフットプリント及び、循環型社会について話している」と語り、今後の市場拡大に期待を込める。

図表 5.2.70　DOW・Mura Technology による廃プラリサイクルプラント建設計画



（出所）DOW、Mura Technology、Roland Berge

「HydroPRS」は、超臨界水を用いて廃プラスチックをナフサ、軽油、ワックスに変換する革新的な技術で、PP/LDP/HDPE/PET/PS などを食品や紙などが混在していても分別せずに処理可能である。分別は、従来から廃プラリサイクルにおいてボトルネックになってきた工程である。本技術にかかる期待は大きい。

また、廃プラ質量の 85%以上を製品として回収できる点やプロセス内で得た水素を、熱分解の水素化に利用できる点も特長である。この技術では、従来の直接熱分解技術と比べ高い収率で、既存設備へ前処理なしで投入可能で、石油由来原料と同等の品質を持つリサイクル生成油を得ることができる。

近日中に発表される予定の独自のライフサイクル分析（LCA）に基づき、バージンプラスチック製造よりも CO2 排出量が大幅に少ないことが判明しているうえ、既存の熱分解プロセスと比較してもより少量の CO2 排出で運用可能だとしている。

Mura は積極的なライセンス販売を進めており、日本国内では三菱ケミカルがライセンス契約締結、ENEOS と共同で事業を開始しており、茨城県鹿島地区において 2 万 t/年規模の設備を建設し、2023 年度より廃プラスチックの油化を開始する予定である。
他方、同じく東アジアでは韓国の LG 化学も Mura とライセンス契約するほか、中国の総合廃棄物管理企業である陸海環保もダウと提携し環太平洋地域へのリサイクル製品輸出を狙っており、日本の廃プラリサイクルの国際競争力が試される状況である。

日本は世界に先駆けて廃プラリサイクルに取組んできた経緯を持ち、関連技術において

も長く先行してきた。例えば、昭和電工は、ガス化手法により廃プラを水素と二酸化炭素の合成ガス化し二酸化炭素やアンモニアを出荷することで継続的な廃プラのケミカルリサイクルを行ってきた、世界でも稀有な企業である。
同社は 2003 年から 2022 年までの間に、累計で 100 万トンものプラスチックケミカルリサイクルを行ってきた実績を持つが、Mura は 2025 年に世界で 100 万トン/年のリサイクル能力確保を目指しており、「HydroPRS」の産業化が大規模かつ急速に展開されていることが窺える。

世界のケミカルリサイクル市場は、熱分解油換算で 2020 年の 70 万 t から 2030 年には 330 万 t へと、年平均 17%以上の成長が見込まれる成長市場である。コストの高さから利益確保には未だハードルがあるものの（過去コストが見合わず複数のプロジェクトを断念、昭和電工も廃プラリサイクル単体収益は赤字)、循環型社会への機運が高まる国際社会の潮流や Mura をはじめとした新規プレイヤーの収益動向に注視し、日本も本格的商業展開の時機を窺いたい。その際には、日本が先行してきたアドバンテージに加え、近接する石化チェーンによる生産効率の向上を期待できる。

５．２．９　　エチレンプラントの燃料・原料転換、原料高騰に対する対応動向

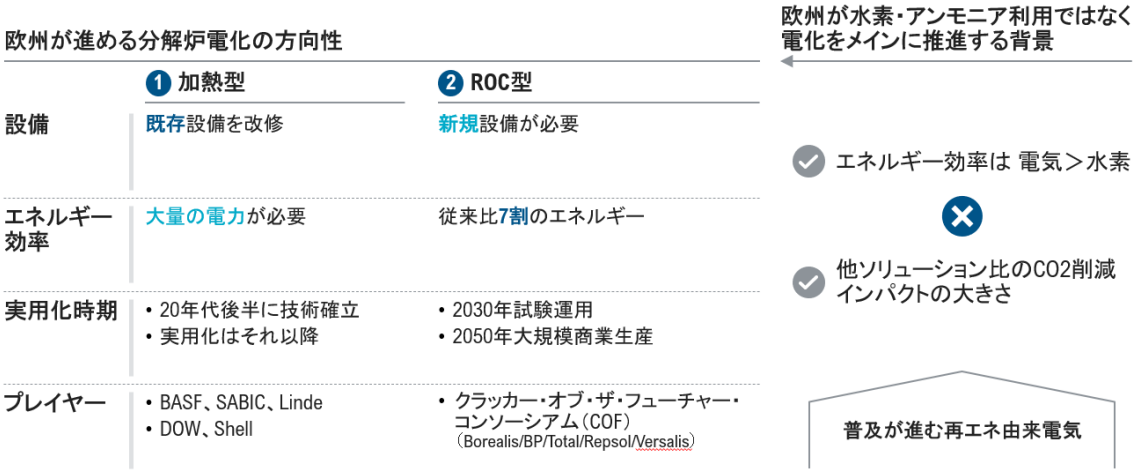
（１） 欧州におけるエチレンプラント低炭素化の動向

基礎原料の一つであるエチレンは､その生産に伴う CO2 排出量が石化セクターの約 1/4 を占めている（欧州では年間 3 千万トン）ことから、低炭素化が喫緊の課題となっている。中でも分解炉（エチレン生産工程の核であると同時に大半の CO2 を排出）の低炭素化が最重要課題であり、燃料や原料のクリーン化が模索されている。

① 欧州における分解炉燃料クリーン化の体系と進捗課題

分解炉燃料クリーン化の手段としては､「電化」あるいは「水素/アンモニアの燃料利用」という大きく二つの方向性が検討されている。
欧州では電化を選択するプレイヤーが多く、電化の中でもさらに「ROC 型」や「輻射加熱型」をはじめ複数種類の電炉開発が行われている（図表 5.2.71 参照)。
また、この分解炉の電化は、大きく 3 つのコンソーシアムが開発を競っている点も大きな特徴である。

図表 5.2.71　欧州における分解炉電化の方向



（出所）各社プレスリリース、Roland Berger

・欧州における電炉開発の具体事例

例えば、1 点目、「クラッカー・オブ・ザ・フューチャー・コンソーシアム（COF）」と呼ばれる BP、TotalEnergies、Repsol、Versalis（Eni 子会社）、Borealis（OMV 子会社）から成るグループは、10 数種類の電気加熱技術から「ROC 型」を選択、開発中である。

ROC とは、回転式オレフィンクラッカーの略で、電気モーターと水素燃焼ガスタービンで駆動し、内部からの加熱と分解炉の超高速回転によって脱炭素だけでなく省エネルギー（従来比-30%）を図る。COF メンバーが持つ分解能力は欧州全体の 1/3 を占めており、脱炭素化のインパクトは大きい。開発費用 3,000 万～5,000 万ユーロについて公的な資金支援があれば 2023 年にデモを行い 2026 年に商業的な活用も可能として、欧州委員会と資金確保について検討中である。

2 点目に、BASF と SABIC は Linde と提携し、「輻射加熱型」の電炉開発に取り組んでいる。「輻射加熱型」は外部から加熱を行うのが特徴で、既存分解炉の改修で対応可能であり、CAPEX を抑えられる点がメリットである。

なお、BASF と SABIC は当初 COF の設立メンバーだったものの、導入技術（ROC 型）の選定段階でコンソーシアムを離脱し当該提携を優先していることから、「輻射加熱型」に活路を見出す経営判断をしたと考えられる。

同提携はドイツ連邦経済エネルギー省からの補助金 1,500 万ユーロを受けて BASF の拠点に 6 千 kWh の再生可能エネルギー電力を使用する実証プラントを建設し 2023 年の始動を予定、2027 年までに技術を確立したい考えだ。

最後の 3 点目の事例として、Shell は Dow と協働し、短期的に既存の熱分解炉の電化を目指すと同時に、長期的には革新的な技術による電炉開発を目標にしている。（具体的な技術は明かしていないが、短期的には「輻射加熱型」、長期的には「ROC 型」などの新規技術を開発していると推察される。）

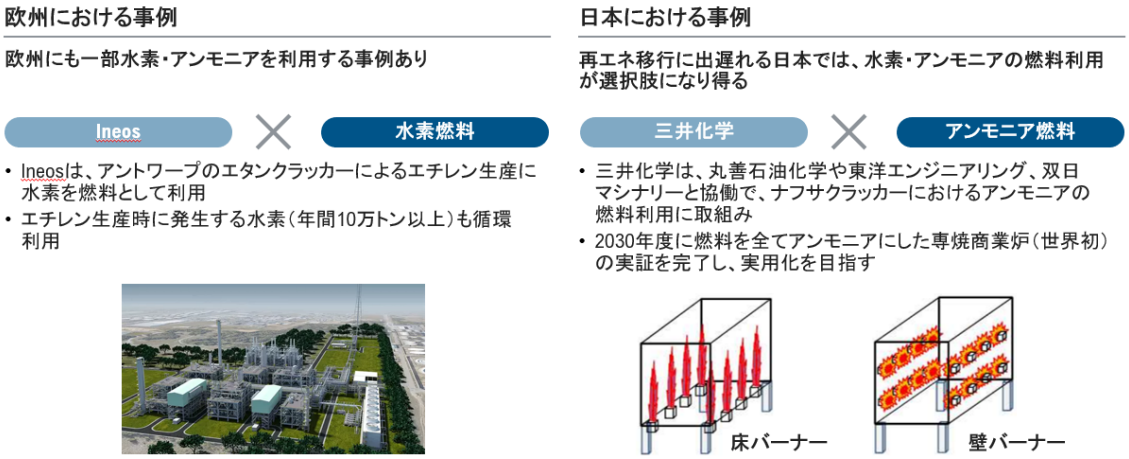
短期的な分解炉の電化にむけてはオランダ政府から 350 万ユーロの補助金交付が決定し

ており、2025 年に実証プラント稼働を予定する。

・欧州における水素/アンモニア燃料利用の具体事例

一方、電化ではなく「水素/アンモニア燃料利用」による低炭素化に取り組んでいるのが INEOS の「Project ONE」である（図表 5.2.72 参照）。

図表 5.2.72　水素・アンモニアの燃料利用事例



（出所）各社プレスリリース、RB

30 億ユーロを投じてアントワープで実施されるこのプロジェクトでは、水素燃料を利用しつつ米国産エタンからエチレン生産（145 万トン/年）を行う。生産過程で排出される水素（10 万トン/年以上）を循環利用する点が大きな特徴となっており、CO2 排出量は従来比 2/3（年間 200 万トン）削減される見込みである。

プラント内では CO2 の回収・再利用も行うほか、エネルギー効率向上のため原料の冷却と分解炉の熱を別の場所で利用するなど設備全体の最適な統合が図られている。

また、同プロジェクトの特徴的な点として運用の柔軟性があり、現在燃料に占める水素の割合はブルー水素 20%だが、段階的にグリーン水素 100%に引き上げていく計画となっている。また低コストで電炉が普及した際には電炉も導入可能な設計となっている。なお、当初より電炉を開発しない理由については「電炉はまだ実現した技術ではなく、今後さらなる改良が必要であるため」と説明している。INEOS は 2022 年後半には分解炉の建設に着手し、2026 年の稼働を目指す。

・欧州プレイヤーが分解炉の電化に取組む理由とその課題

そもそも、欧州において電炉開発は、水素/アンモニア利用に比べ、既存技術で対応できない発展的な試みと認識されている。それにも関わらず欧州において電炉開発が優勢な理由についての Roland Berger の見立ては、常時稼働する分解炉を熱せられる安定的な再生可能エネルギー由来電気が十分に供給可能という条件が整えば、電気を利用した方が水素を燃料とするよりもエネルギー効率が良いためである。

加えて、CO2 削減インパクトの大きさも電化の大きな魅力として挙げられるだろう。

欧州のエチレン生産にかかるCO2排出量が3,000万トン/年と莫大なうえに、電化によるCO2削減率は90%（水素の燃料利用の場合は66%）と他ソリューションに対して明確な優位性を持つ。

しかし、欧州にある40の分解炉を電化するには約2,000万kWの再生可能エネルギー発電能力が必要となる。2019年に世界で導入された量の約半分、欧州で導入された量の2倍に相当する。
実際、BASFは電炉の本格導入には再生可能エネルギー価格の低減と電力供給の拡充が不可欠であり、投資コストは従来クラッカーよりも高くなるとの見方を示している。したがって、技術的に電炉が実現した後も当面は電炉の部分的導入や水素との併用が行われると推察している。

上記を考慮すると、地理的に再生可能エネルギー発電のコスト低下に限界がある日本の場合、集積された石化チェーンや低コストのCCSポテンシャルを活用しCAPEXを最小限に抑えてブルー水素やアンモニアを燃料利用/循環利用することが、エチレンプラントの低炭素化と国際競争力維持を両立させる方法だと考えられる。

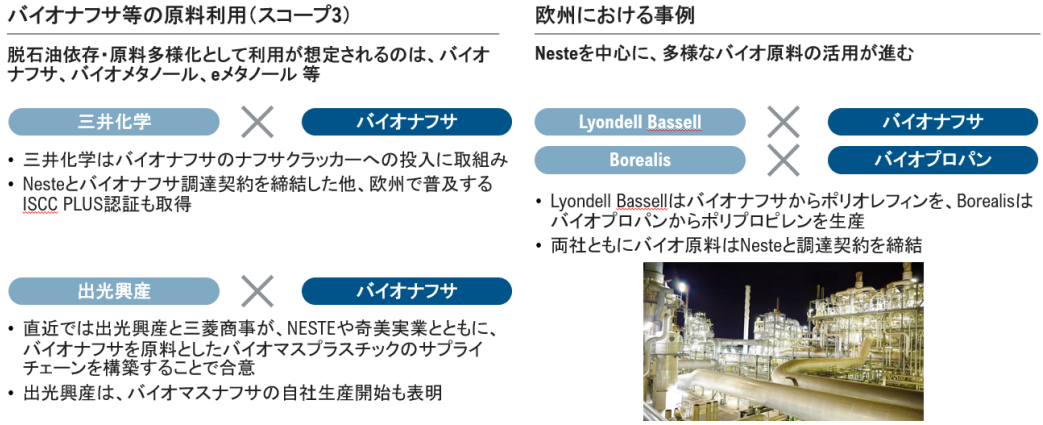
また、電炉開発など中長期的技術に取組む際は、欧州プレイヤーの多くがコンソーシアムを組みまた政府の支援を受けている。例えば、FOCはドイツ・オランダ・ベルギーの官民が連携し「持続可能で競争力ある化学産業クラスター」を標榜したことが起点となっており、他のコンソーシアムも政府補助金を前提にプロジェクトを推進している。

② 分解炉にバイオナフサなどの原料投入によるグリーンケミカル指向
原料のクリーン化としては、バイオナフサや廃プラ再生油などの利用が検討されている。バイオナフサについては特段の設備対応なく分解炉に投入できる利点から、他のバイオ原料に先駆けて導入や検討が進んでおり、世界供給量は、25～50万トン程度（うち、10万トンが欧州）である。

足許の生産規模は大きくないが、バイオナフサは副産物であるため、バイオディーゼルやSAFの急激な生産増加に伴いバイオナフサ市場も拡大が見込まれている。Lyondell BassellはNesteとバイオナフサの長期調達契約を締結し、独ヴェッセリンク工場でポリオレフィンを生産する計画となっているほか、Borealisは同じくNesteと契約しバイオプロパンからバイオプロピレンを生産するとしている（図表5.2.73参照）。

日本においても三井化学や出光興産による取組みは高い水準にあるが、今後のバイオナフサ本格導入にあたってはコストが大きな課題となる。バイオナフサは、現在、石化由来品の3倍程度で取引されており、市場や行政による一部コスト負担などの制度整備が事業化には不可欠となっている。

図表 5.2.73　バイオナフサなどの原料投入によるグリーンケミカル指向



（出所）RB

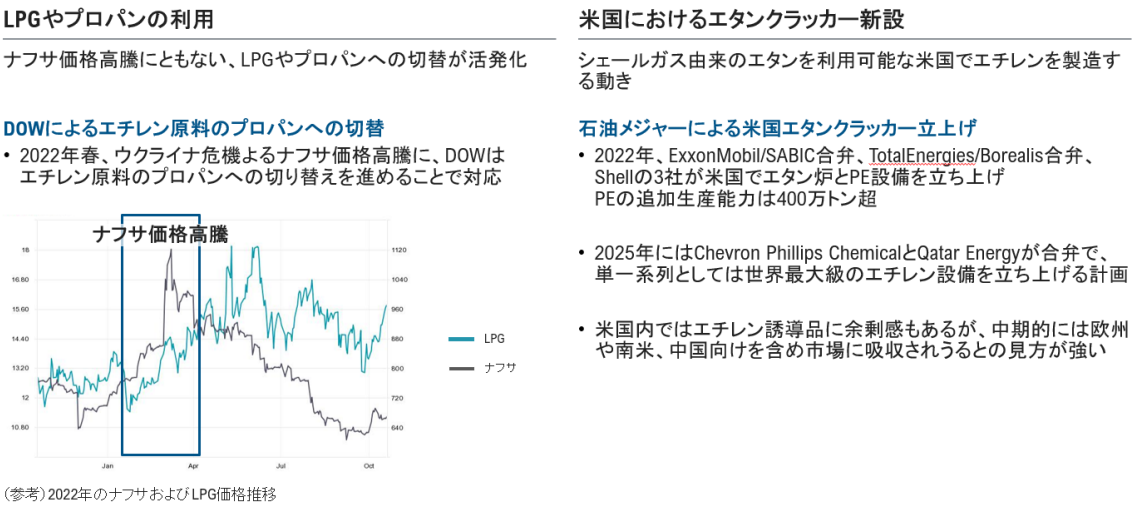
エチレン生産の脱炭素化として、欧州ではサプライチェーン全体を効率化する目的で「ケミカルパーク」と呼ばれる重複機能の共有システムを作り上げている。例えば、ドイツのケミカルパークは多数のパイプラインで接続されており、原油や天然ガスに加えエチレンもケミカルパーク間で共有、効率化されている。

日本におけるケミカルパーク構築は、パーク間パイプラインの構築で、非常に難易度が高い。地形特性や行政規制による用地確保の課題で、欧米に比べてパイプライン敷設費は非常に高額になる。また、欧米も過去の建設時には住民による反対で大幅な遅延や中止を経験しており、国土の狭い日本では国民理解醸成も難しい。したがって、エチレンの共有化ではなく、むしろ、至近距離に集積された石化チェーンを活かした各地区内の効率化・低炭素化アプローチが適している。

（2）　エチレン原料高騰を受けた欧州プレイヤーの対応策

エチレン原料の高騰に対応し、価格競争力を維持・向上するための欧州プレイヤーの動向を整理する（図表 5.2.74 参照）。

図表 5.2.74　エチレン原料の高騰を受けた欧州プレイヤーの対応策



（出所）DOW 決算説明会議事録、TRADING ECONOMICS、各社プレスリリース、Roland Berger

・天然ガス価格高騰下、比較的調達しやすい LPG のエチレン原料化の動向

2022 年 4 月、ウクライナ危機に伴うナフサ価格急騰を受け Dow がエチレンプラントの原料をナフサから LPG やプロパンに切り替えた。原料価格高騰にともないエチレン原料をナフサや LPG、プロパンを相互に切り替えることは一般的な対応だが、Dow のエチレンプラントは他社よりも原料切替えが柔軟である。その後 2022 年後半にかけては再度ナフサ価格と LPG 価格が大きく逆転しており、機動的な原料切り替え能力が重要性である。

・欧州域内のエチレン原料高に伴い米国におけるエタンクラッカー新設への動き

2022 年、ExxonMobil/SABIC 合弁、TotalEnergies/Borealis 合弁、Shell の 3 社が米国にエタン炉と PE 設備を立ち上げ、PE の追加能力は 400 万トンを超える。

更に、2025 年には Chevron Phillips Chemical（CPC）と Qatar Energy が合弁で、単一系列としては世界最大級のエチレン設備立ち上げを計画する。米国内ではエチレン誘導品に余剰感もあるが、中期的には欧州や南米、中国向けを含め市場に吸収されうるとの見方が強い。

脱炭素化の取組みにおいては当然価格競争力の維持・向上の観点も不可欠になる中で、原料を輸入に頼らざるを得ない日本としては、政府支援も活用しながらバイオナフサをはじめとするクリーン原料を本格導入することで脱炭素化と原料安定調達（安全保障・コスト）の両立に繋げ得ると考えられる。

5．3　ロシアエネルギー危機前後の欧州メジャーの両立対応戦略の最新動向

5．3．1　　資源エネルギーメジャー企業他の業績見通し、CN 事業戦略

軒並み好業績をあげる欧州メジャーは、獲得したキャッシュフローの多くを設備投資よりも債務削減や自社株買いに充てることで、財務健全化および株主還元を図っている。

一方、残るキャッシュフローについても石油上流部門への投資は抑制されており、低炭素事業への投資が拡大傾向にある。

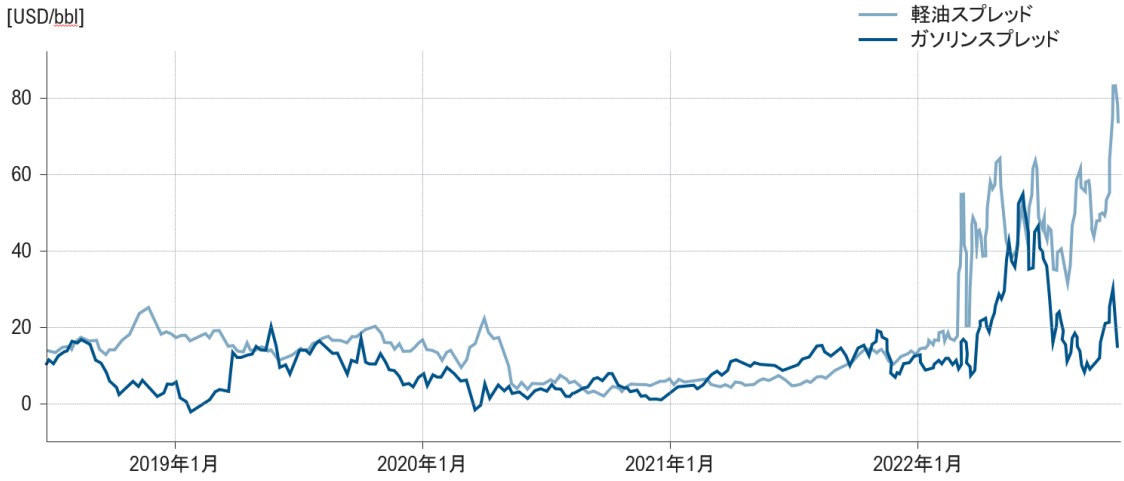
余剰キャッシュを得た各社がどのようなカーボンニュートラル事業戦略を描いているか、特にウクライナ危機による事業戦略の変化点を中心に整理する。

（1） 欧州におけるガソリン及び軽油のスプレッドトレンド

欧州メジャー各社に好況をもたらしたガソリンおよび軽油の記録的スプレッド拡大は、需給の逼迫をきっかけに引き起こされている（図表 5.3.1 参照）。

直接的には、先進国中心に石油精製能力が低下する中で、COVID-19 からの回復局面における需要増加とロシア産燃料回避による供給減少が重なった。

図表 5.3.1 欧州におけるガソリンおよび軽油のスプレッド推移



（出所）Thomson Reuters、NESTE

スプレッドの推移を見ると、ウクライナ危機後に大きく拡大したものの、夏ごろには一度落ち着きを取り戻しかけている。

これは夏シーズンの燃料需要低下、高すぎる燃料価格による需要破壊、安価なロシア産を輸入した中東業者による割安な欧州向け輸出増加が背景にある。しかし、10 月以降は再度急激に上昇に転じ現在に至る。

COVID-19 により滞っていた製油所の定期改修が各地で行われたことやフランスで製油所のストライキが起きたことで精製能力が確保できず、需給が逼迫した。

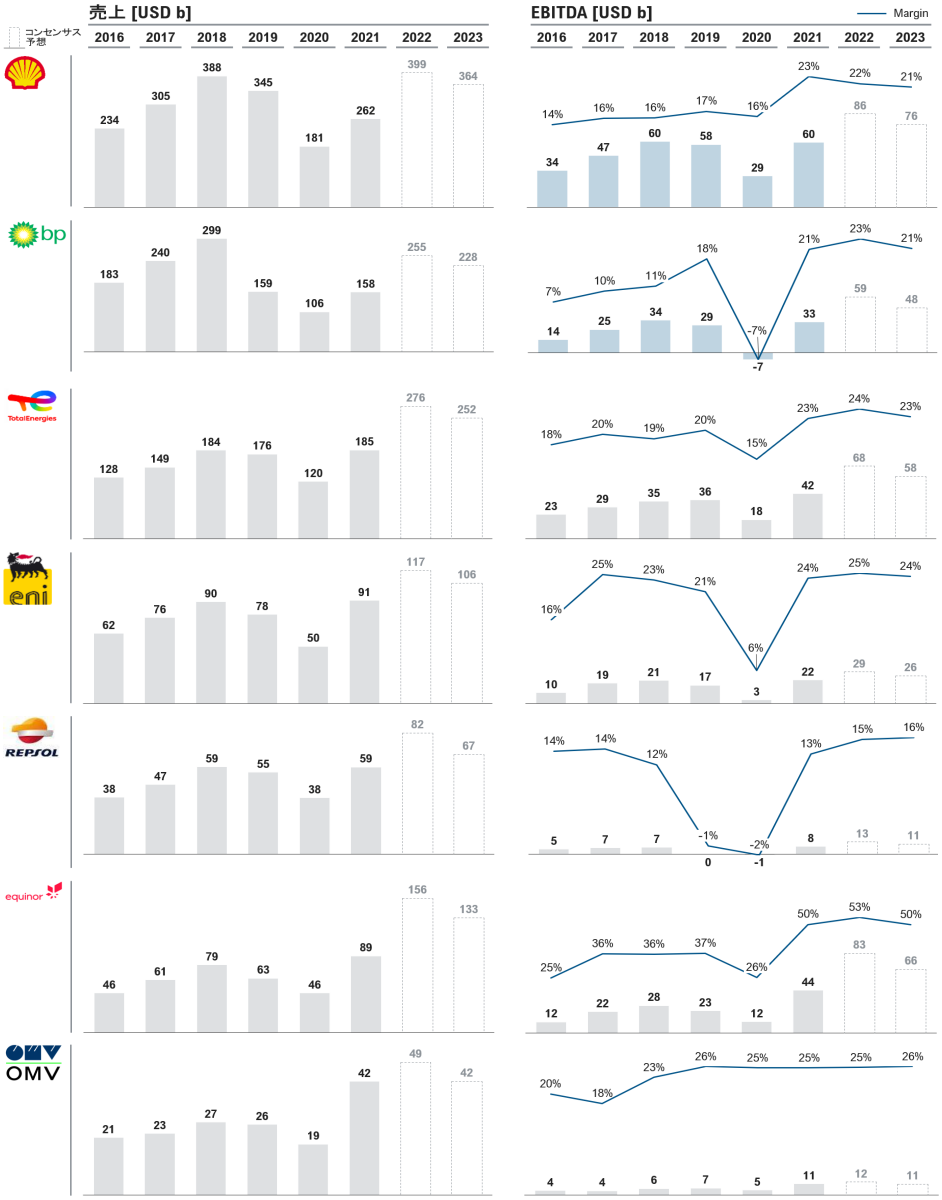
今後は、EU によるロシア産原油や石油製品の禁輸が年末年始に予定されていることや冬シーズンが到来することから、さらなる需給逼迫やそれにともなうスプレッドの高止まりが予想される。

欧州市場の燃料価格高騰に拍車をかけているバイデン政権のエネルギー政策（バイデン政権は石油・ガス生産を抑制し、かつインフレ対策として燃料輸出制限意向あり）が中間選挙後にどう動くかも欧州におけるガソリンおよび軽油スプレッドの鍵を握っていると言えるだろう。また 2022 年 10 月に大幅な減産を決定した OPEC プラスの動向にも注視が必要である。

（2） 資源価格高騰による欧州メジャーの収益拡大と今後の見通し

欧州メジャーの業績は、スプレッド拡大を背景に COVID-19 による打撃から文字とおりの「V 字回復」である（図表 5.3.2 参照）。

図表 5.3.2　欧州メジャーの業績推移



（出所）　SPEEDA、Roland Berger

但し、23 年以降はスプレッドの縮小に伴い業績も 2022 年比では落ち着くと見られ、業界全体が中長期的に置かれる厳しい環境は引き続き不変であることから、各社ともいかに石油会社からの転換を図るかに注力していくと見られる。

（3）　資源エネルギーメジャーのカーボンニュートラル事業戦略における変化点

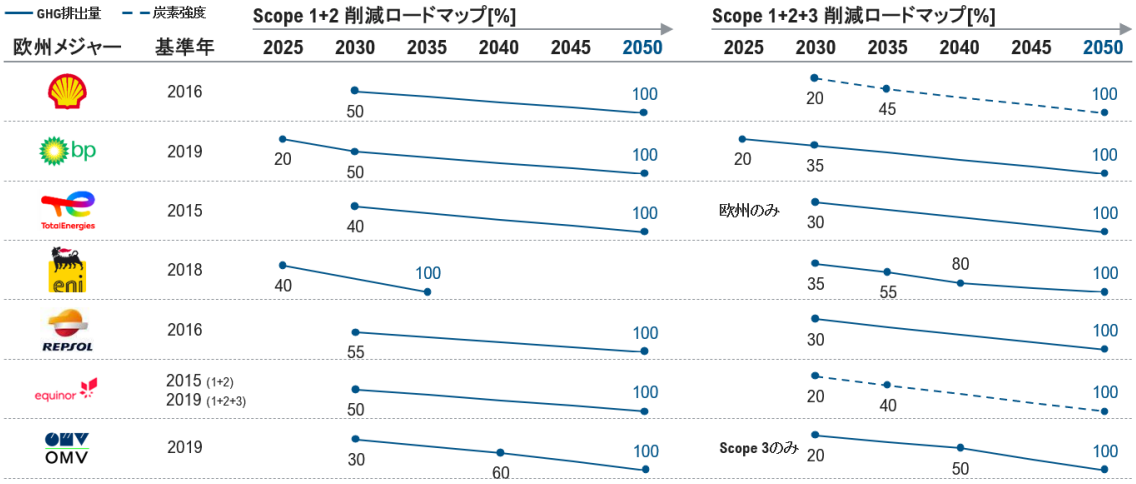
ウクライナ危機を受け、企業レベルでも政府と歩調を合わせた「両立対応」がなされている。

例えば、足許の脱ロシア依存に向け、多くの欧州メジャーは EU タクソノミーや政府の開発承認に支えられる形でガス生産を強化した。一方で中長期的なカーボンニュートラルへの流れはむしろ加速し、各社カーボンニュートラル目標の強化や前倒し、REPowerEU 目標達成に向けた大型低炭素プロジェクトへの投資が相次いだ。2022 年の好業績により手にした余剰キャッシュの再投資方針を含め、ウクライナ危機前後の各欧州メジャーの変化点を整理する。

① 資源エネルギーメジャーの最新カーボンニュートラル目標

脱炭素化の流れがウクライナ危機により加速し、直近 1 年で全ての欧州メジャーが Scope3 を含めた 2050 年ネットゼロ目標を掲げるようになった（図表 5.3.3 参照）。

図表 5.3.3　欧州メジャーのカーボンニュートラル目標



（出所） 各社 IR、Roland Berger

欧州における議論の対象は、いかに Scope3 の短中期目標を設定し実行に移すか、炭素強度（GHG 排出量/エネルギー供給量）を使った Scope3 削減目標は適切と言えるのか、といった点に移っている。

後者の論点について環境団体は排出量によるスコープ 3 の目標設定を求めており、炭素強度を使用する欧州メジャーを非難している。これに対し欧州メジャーは、炭素強度を指標とすることにより、単なる化石燃料事業からの撤退ではなく低炭素事業の拡大や顧客と協働した脱炭素化に取組む動機付けになると主張している

この点、現在のところ米国や日本は、Scope3 の目標策定に対応できておらず、特に米国メジャーは既存事業を維持し CCS により炭素削減を行うことが中心となっている。Scope3 の議論に遅れをとることで、欧州にルールメイキングを含むカーボンニュートラル施策の主導権を握られる格好となっている。戒め

②Shell 両立対応事業戦略の一部変化

・トランジション戦略の継続と天然ガス開発の強化

Shell は 2021 年に発表した 2050 年ネットゼロを目指すトランジション戦略「Powering Progress」について、ウクライナ危機後もその内容は不変であるとし、ベン・ファン・ブールデン CEO は「ウクライナ危機がパリ協定を遅らせることは無く、むしろ早く進む可能性を強めている。」とコメントした。

実際、Shell はエネルギー転換に向けて、年間 1～2%の石油減産方針を継続しているほか、2022 年には、太陽光発電事業の相次ぐ買収や米国の再生可能エネルギー100%家庭用電力市場への参入、欧州最大のグリーン水素プラント建設開始など、脱炭素化にむけた大規模投資を実施している。
一方で、ウクライナ危機後、Shell は代替ガス供給手段としていち早くジャックドーガス田やクルーズガス田開発を決定し、天然ガスは今後最大で 55%の増産を見込んでいる。これについて、同社は、エネルギー安定供給と脱炭素の両立の重要性を訴え、「再生可能エネルギー貯蔵の適切なソリューションが見つかるまでは炭化水素の中で最もクリーンな天然ガスを活用する」と説明している。この天然ガス開発は、エネルギー安全保障およびインフレ抑制を狙う政府と、石油に代わる新たな収益源を模索する Shell の思惑が一致したと考えられる。

・好業績で得たキャッシュによる財務体力強化
ウクライナ危機がきっかけとなった好業績で得たキャッシュの再投資に関する目標として、Shell は 2025 年に新規事業投資額の 1/2（現在は 1/3）を脱炭素分野に振り向ける。これに関連して欧米で注目されているのは、Shell を含む石油メジャーが設備投資を上回る額を自社株買いや債務返済に充て、株主還元およびバランスシート健全化を図っている点である。Shell としては特に後者により信用格付を改善し将来の市場変動に備えることが、継続的な将来への投資に繋がると考えている。

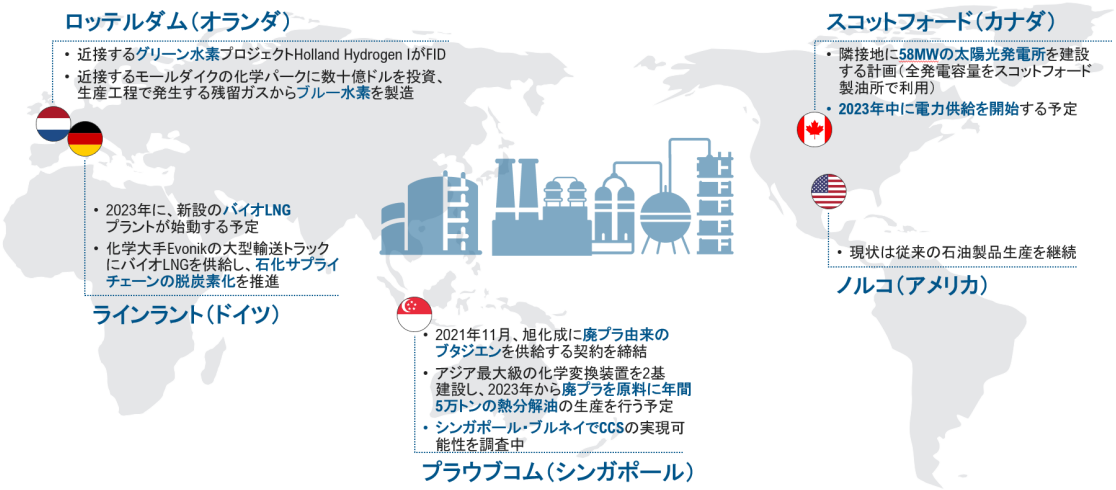
これに対し、「石油メジャーは戦争により得た利益かつ、石油価格を引き下げることなく得た利益を自社あるいは富裕層である投資家のために利用している」として、左派やインフレ対策に苦しむ各国政府は批判を強め、ウィンドフォール課税を検討している。特に、米バイデン大統領は強く追加課税を主張しているほか、独ショルツ首相や仏マクロン大統領もこれに賛成のスタンスを示している。
英国の場合、ジョンソン元首相は「企業の投資意欲を削ぎ長期の国益を失う」として課税に反対だったものの、スナク現首相は財務相時代に自らウィンドフォール課税を導入した経緯があり、今後追加課税が検討される可能性は高い。インフレ環境下かつ戦争に起因する各メジャーの莫大な利益に対する社会の風当たりは強く、脱炭素やエネルギー安定のための再投資方針についての具体的な説明など、国民理解醸成に向けた取組みが重要になっている。

・中長期的な収益性確保にむけた「エネルギーアンドケミカルパーク」構想
前述のバランスシート健全化方針は、記録的好況下においても中長期的な事業環境に対する各社の見立てが厳しいことを示唆している。そうした中で Shell は今後の収益性確

保に向け石化事業強化に取り組んでいる。「Powering Progress」戦略の中で、既存製油所を 2025 年までに 5 ヶ所に絞り、その残る製油所において低炭素事業や化石事業を併せて行う「エネルギーアンドケミカルパーク」構想として具体化されている（図表 5.3.4 参照）。

現在、同社の化学品事業収益はグループ全体の 1 割に満たないものの、化学品の需要は世界で GDP 成長率以上の拡大が見込めることや、製油所など既存資産を活用できるメリットがあるため、今後も投資を継続する計画である。Shell はそれぞれのパークを将来的にバイオ燃料、水素、合成燃料などの低炭素燃料と統合していくが、グローバルで同一のモデルとはせず、各地のアセットやニーズに応じて独自の形態を取ることを予定している。

図表 5.3.4　Shell の エネルギーアンドケミカルパーク進捗



（出所）　Shell

エネルギーアンドケミカルパークに関する直近の進捗でウクライナ危機をふまえて注目すべき点として、ブルー水素とグリーン水素の併用が挙げられる。
過去、Shell は EU にブルー水素の重要性を説く意見書を提出するなど、低コストのブルー水素を重視してきた。しかし、ウクライナ危機が決定的なデカップリングに繋がった場合、以前の想定より高い天然ガス価格が常態化する可能性が出てきている。
そのような不透明な状況の下、Shell としてはブルー水素とグリーン水素を地理特性や目的によって使い分けつつ並行して活用し、両にらみの研究開発を進める方針である。
他のエネルギーアンドケミカルパークを見ると、ウクライナ危機後 LNG 需要の強いドイツではバイオ LNG プラントの稼働を予定、メジャー各社が CCS ポテンシャルに注目する東南アジア（シンガポール・ブルネイ）では CCS の実現可能性を調査、豊富な再生可能エネルギーを有するカナダでは大規模太陽光発電所を併設、と地域特性に合わせた取組みが進んでいる。

日本においても欧州をはじめとする先進事例に各論ごとに追随するのではなく、日本の地理・政治・産業といった個別事情をふまえた取組みを展開したい。

③BP 両立対応事業戦略の最新動向

・戦略的パートナーであるロシアからの撤退

従来、BP はロシアを低コストで豊富な資源を持つ戦略上の重要地域と位置づけており、ロシアに対して同業他社よりも大きなエクスポージャーを有してきた。具体的には、ロシア国有の石油大手 Rosneft に 19.75%を出資し、BP のバーナード・ルーニーCEO ら二人の取締役を派遣、ロシアで複数の大型油田を開発し、同社のアセットの 1 割近くはロシア事業が占めると報じられてきた。

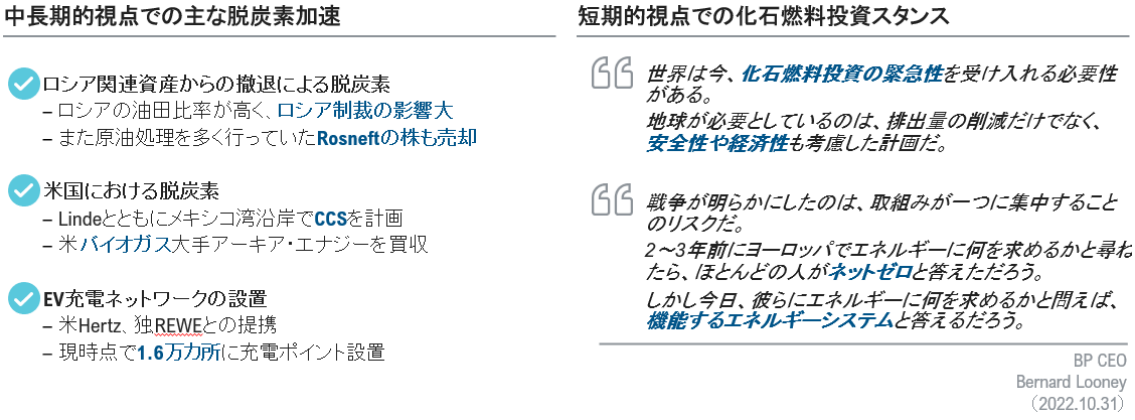
また、Rosneft の原油処理量を BP の削減目標対象外としたうえで、低コストで競争力の高い Rosneft から得られる配当金を享受してきており、批判を受けながらもロシアが BP の戦略上重要なパートナーだったことは間違いない。しかし、ロシアのウクライナ侵攻が現実のものとなると、BP は欧州メジャーの中でもいち早く Rosneft 株の売却と全ロシア事業からの撤退を決定し、30 年におよぶ戦略的関係を終了させた。この決定により、BP は 255 億ドル（約 3.7 兆円）の費用を計上、2022 年 1～3 月期は四半期では過去最大となる 204 億ドル（約 3 兆円）の損失を記録した。ところが、原油など資源価格上昇によって、同四半期売上は前期比 4 割増の 492 億ドル、通期予測では純利益 255 億ドル（前期比 6 割増）であり、ロシア撤退に伴う財務的損失は足許の好業績によって相殺された形となっている。

・短期的な石油・ガス増産と再生可能エネルギーキスパートの幹部登用

BP は 2020 年に「総合エネルギー企業への転換」を決め、「エネルギーのトリレンマ（エネルギー安全保障、低価格、低炭素）の解決」に取組んできた。

同社はこの取組みがウクライナ危機を境に、より一層重要度を増しているとして、十分な量の低価格なエネルギー確保にむけた化石燃料開発をしつつ、低炭素化のためのエネルギー転換も加速させる「両立対応」を行っている（図表 5.3.5 参照）。

図表 5.3.5　BP の短期、中長期の両立対応事業戦略



（出所）　BP

化石燃料投資については「2030 年に石油・ガス生産量 40%削減（2019 年比）」という目標

を掲げているものの、ロシアのウクライナ侵攻に端を発するエネルギー危機に対応すべく、2022 年の石油・ガス投資を 5 億ドル増額し、北海と米シェールの短期的な生産拡大を目指している。
これについて BP のルーニーCEO は、「戦争によって低炭素化だけに集中することのリスクが顕在化した。欧州が求めるのは、低炭素だけではなく、安価かつ安定供給されるエネルギーだ。」とし、GHG 排出量削減に加え経済性やエネルギー安全保障を考慮したエネルギー計画の重要性を主張している。中長期の化石燃料削減目標は据え置きつつ、臨機応変にエネルギー安定供給と利益最大化を目指す。

他方の脱炭素化については 2022 年に入り、2030 年までの Scope 1、2 の GHG 排出量削減目標を 50%に強化（従来の削減目標は 30-35%）、また 2025 年までに 20GW、2030 年までに 50GW の再生可能エネルギー資産開発という野心的な目標を掲げ、以前から注力してきた 5 つの成長事業（再生可能エネルギー、バイオエネルギー、水素、EV 充電、コンビニ）への取組みを進めている。

ウクライナ危機直後の 2022 年 3 月、注目を集めたのはガス・低炭素エネルギー事業トップにドッツェンラス Executive Vice President を外部から招聘した人事である。ドッツェンラスは、RWE Renewables 社の CEO として同社を世界最大級の再生可能エネルギー発電企業、世界第 2 位の洋上風力発電企業に発展させた人物である。再生可能エネルギー分野の実績があり石油・ガスの経験がない人物をガス・低炭素エネルギー事業のリーダーに選んだことで、BP の再生可能エネルギーへの野心が再確認された一方、天然ガス事業は今後小さくなることが予想される。

・政府方針に合わせた水素開発強化
実際、欧州メジャー各社がウクライナ危機後に天然ガスへ注力する中で、ドッツェンラス EVP が最初に行った大きな変革は、水素ビジネスの梃入れ（100 人の新規採用を含む水素部門の再編、豪州のグリーン水素ハブ AREH への出資、リンデとの CCS プロジェクト）だった。
BP の水素に対する投資で特徴的なのは、政府との歩調を合わせる姿勢である。同社の水素部門トップは、水素ビジネス強化の背景について「政府や業界が、今後数十年の間に水素燃料に数十億ドルを投入する計画を受け、水素に焦点を当てることを決定した」「現在水素市場は存在しないが、炭化水素からの脱却、特に天然ガスの代替を目指す政府の野心はウクライナ危機後に加速している」と語っている。

また、BP はウクライナ危機以前から一貫し、ブルー水素とグリーン水素の二つは完全に共存すると見て「ツイントラックアプローチ」を採用しているが、これは英国の国家水素戦略がグリーンとブルー両方を開発の中心に据えていることとも一致している。

BP は低炭素型水素の需要が 2050 年までに年間 3.8 億～4.5 億トンに達し、エネルギーミックス全体の最大 15%を占めると予想している。IEA のネットゼロシナリオ（12%）を超

える強気な予想であり、石化事業を売却したBPが他社よりもドラスティックにエネルギー転換を進める方針であることを示唆していると考えられる。

具体的なBPによる水素普及に向けた戦略は、掌握している既存の需要地域周辺に水素ハブを開発し、グリーンおよびブルー水素を大規模製造して、グローバル市場向けに競争力のある水素供給を行う、という内容である。年間160万トンのグリーン水素、900万トンのグリーンアンモニア製造、世界の水素市場のシェア10%獲得を目標としている。

・獲得したキャッシュの英国や低炭素分野への再投資方針
BPもShellと同じく、好業績により稼いだキャッシュを借入圧縮と株主還元に優先的に使用し、インフレに苦しむ国民やポピュリズムにより支持を得ようとするバイデン政権から批判を受けている。

特に後者については、過去にも選挙を視野に入れた米政権が英国企業を標的にしてきた事例（リーマンショック後に住宅ローン不正販売やマネーロンダリング対策不備で英国金融機関に莫大な罰金、BP自身も原油流出事故で600億ポンド超の罰金）があり、BPは神経を尖らせていると見られる。

この対応としてBPはティースサイドでのCCSプロジェクトや米バイオエネルギー企業Archaeaの買収など、再生可能エネルギー関連投資の実績を強調するほか、2022年には北海の資産に対し22億ポンドの税金を支払う見込みを公表した。更に、「2030年までに英エネルギー分野（化石燃料と低炭素の両方）へ最大180億ポンド投資する」と宣言し世論や政府への配慮をにじませている。

BPは、2019年にわずか3%だった化石燃料以外への投資割合を2025年に40%、2030年までには50%に引き上げる計画である。これに関連しルーニーCEOは、「もはや上流とは油田を意味せず、風力発電プラントを指す」と発言し、脱石油へ強くコミットしている。

また、低炭素分野への投資拡大は英国政府との連携による部分も大きく、ルーニーCEOは「英国政府が電化推進支援政策を展開したおかげで、BPは今後10年間で10億ポンドを電化に投資することをコミットできる」「政府のエネルギー安全保障戦略に沿って、BPがさらなるエネルギー投資を行う」とコメントしている。

④TotalEnergiesのLNG確保と全方位カーボンニュートラル両立対応事業戦略の最新動向
・LNGを将来の成長の中核に据え、ロシア産ガスの代替を企図
ウクライナ危機後、TotalEnergiesは、LNGが「欧州エネルギー安全保障の要」であり「絶対的なゲームチェンジャー」になっていると強調、LNG増産によりロシア産ガスを代替し今後10年間の成長の核としていく方針としている。
足許ではロシアからの完全撤退を引き延ばしつつ、並行してロシアに頼らないLNG生産体制構築を進めている。

以前からTotalEnergiesの基本方針は、「当面のエネルギー需要を炭素強度の低いLNGで満たしつつ再生可能エネルギーや電力を2030年にかけて拡大し、その後水素やバイオ燃料などの先進的な低炭素燃料の普及を進めていく」というものだった。つまり、LNGをエネルギー転換期の主役に位置づけてきたのであり、定量目標として2030年までに2019年対比で2倍のLNG生産量を目指していた。しかし、ウクライナ危機によりLNG生産の中心だったロシアにおける活動の見直しを余儀なくされたことで、LNGに注力しつつも、ロシア抜きで目標設定し、サプライチェーンを再構築することとなった。
具体的には、「ロシアと協業する将来図は無い」として段階的なロシア撤退方針を表明したうえで、カタールと米国でのLNG投資（カタール：ノース・フィールド、米国：キャメロンLNGなど）を進めており、新たな目標としてロシア産LNGを除いたうえで2021年から2030年にかけてLNG生産を40%拡大すると表明した。

なお、ライバルのShellやBPら欧州メジャーがいち早くロシアから撤退する中、TotalEnergiesはロシアからの完全撤退を決定せず、ロシア産天然ガスが西側諸国の制裁対象にならない限り、既存契約にもとづくロシアからの天然ガス輸入を継続する方針である。
この方針について同社は「欧州へのガス供給の確保は今後2〜3年、ロシア産天然ガスなくしては困難である」としてその必要性を主張するが、左派や環境団体を中心に強い非難を集めている。しかし、自国原発が衰退しているためLNG輸入に頼らざるを得ない仏マクロン大統領には、同社に対しロシア撤退を求める動きは見られない。仏政権の本音は、インフレ抑制や産業支援のためのロシア産天然ガス輸入支持であると推察される。
また、TotalEnergiesによる一連のロシアに対する動向は、ミャンマーからの撤退を他メジャーと同時期（2022年1月）に決定したのと対照的である。BPやフランスにとってのロシアの重要性が表れている。

今後の欧州におけるLNG事業について、TotalEnergiesは非常に高く評価している。カタールや米国の新規大型LNGプロジェクトの多くは、2026年以降にしか稼動しないため、LNG市場は2027年まではタイトな状態が続くと確信しているためである。
プヤンヌCEOは「この状況がいつまで続くかはわからないが、何が起ころうとも欧州がロシアからの輸入量を以前の水準に戻すことはあり得ず、LNG需要は必ずある」と、分断の継続を示唆している。

但し、欧州のガス安全保障という点ではプヤンヌCEOは楽観視しており、価格高騰による需要シフトや需要破壊がある程度進むことから、最低限の供給は保たれると考えている。実際、欧州の産業用ガス需要がディーゼルにシフトする動きが見られるなど、既に需要シフトは一部で始まっている。
更に、中長期的な観点では、2026年以降の大型LNGプロジェクト稼働後は、LNG供給過剰になる可能性も想定されるため、短期的な供給量確保のみならず、中長期的なコストコントロールも求められている。
直近は長期契約需要が強く、同社のスポット/長期契約の割合は3:7となっているが、プイヤネCEOは、現在のバランスに納得しているとしたうえで、「2年前にはスポット需要

が圧倒的であり、市場がどう動くかはわからない。リスクを分散させることが重要。」と述べている。

・石油生産は短期的に増加も、中長期での削減含めウクライナ危機前後で方針は不変
TotalEnergies の石油生産は今後 2025 年まで伸びる計画となっているが、これはウクライナ危機前からの決定にもとづくものである。また、2019 年から 2030 年の間に、石油の販売量をマイナス 30%という目標もウクライナ危機前後で一貫しており、中長期での石油需要縮小を前提とした経営方針は揺るがない。同社の石油に対する見立てでは、石油は 2030 年までに特にヨーロッパで EV 増加などにより需要が減少し、今後 10 年間で石油製品の販売量が 30%減少する。したがって、同社の上流開発投資はショートサイクル・高収益のみに限定し、投資額自体も投資方針は、好決算により得たキャッシュは他社同様株主還元と負債圧縮に充てたうえで、エネルギー転換の観点から、設備投資を抑制しつつ LNG と再生可能エネルギー事業に振り向ける。

・再生可能エネルギー事業や次世代技術強化に向け、積極的な外部企業との提携を実施
TotalEnergies は LNG をエネルギー転換期の主役に据えるのと並行して、その先の次世代技術開発に向けて外部企業であるスタートアップ企業や時には競合の欧州メジャー含む大手とも提携を行っている。前者については、どの燃料や技術が最終的に実用化されるか不透明な中で、有望な技術を早期に囲い込み、投資額を抑えながら全方位的に事業機会を模索する。また後者については、必要投資額が大きな技術や既存設備間の連携を伴う技術に効果的に取り組む。

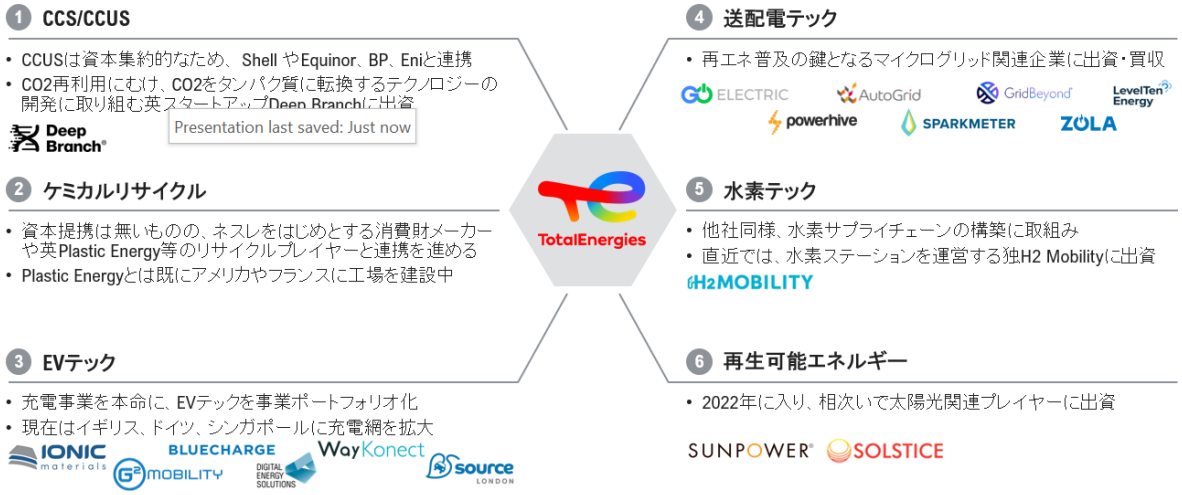
全社的なスタートアップ企業との提携施策としては、2022 年 6 月にスタートアップ企業のアクセラレーター・プログラムを開始している。230 社から選出された 10 社のスタートアップ企業に共通するのは電力バリューチェーン全体にわたり、革新的かつ特にデジタルソリューションを提供する点である（IoT システムによる風力タービンの性能向上、24 時間体制でグリーンエネルギーを供給するためのソリューション提供 など)。

一方、大手との提携では、特に資本集約的な CCS での協働が多く見られる。例えば、ノルウェー沖での Equinor や Shell との協働調査、北海海底 CCUS インフラの調査・建設に向けた Shell、BP、Equinor、Eni らとのパートナーシップ、アントワープ港での CCS に向けた BASF や Air Liquide とのコンソーシアム（Antwerp@C）などが挙げられる。
CCS のような設備投資額が大きいうえに技術・規制の観点で課題が残る分野については、企業単体の参入リスクを軽減するべく政府も含めた複数事業体による連携が鍵であり、TotalEnergies 含む欧州メジャーはそれを実践している。

CCS については大手との協働に加え、テック系スタートアップ企業との提携によるイノベーションにも取り組んでいる。具体的には、GHGSat（カナダ）と共に衛星やドローンを使い CCS におけるコスト削減の肝である洋上石油・ガス施設のメタン排出量観測を行っているほか、CO2 回収スタートアップ企業の Svante（カナダ）とセメント大手の Holcim（ス

イス）らとも提携し CO2 回収能力を持つセメントプラントの採算性や設計を調査中である。
更に、TotalEnergies がこれまで主に取組んできた CO2 回収・貯留に加え、CO2 再利用にも注力を開始しており、CO2 をタンパク質に転換するスタートアップ企業 Deep Branch（英）に出資している（図表 5.3.6 参照）。

図表 5.3.6　TotalEnergies の注力次世代技術におけるスタートアップ企業と資本提携



（出所）TotalEnergies、CB Insights、Roland Berger

⑤Eni のガス集中とバイオおよび電力事業拡大戦略の最新動向

・欧州メジャーで最も野心的なカーボンニュートラル目標設定と、迅速な天然ガス確保
イタリアの半国有企業 Eni は 2022 年にカーボンニュートラル目標を強化し、スコープ 1+2+3 の中間目標設定およびスコープ 1+2 の目標前倒し（2035 年までに排出量ゼロ）という、グローバルのメジャーで最も野心的な内容を示す。低炭素事業への設備投資割合目標も、2030 年に 60%と群を抜いている。

目標達成への主なアプローチとしては、上流における天然ガスへの集中と、下流における製油所のバイオ燃料プラントへの転換が挙げられる。特に、天然ガスについては GHG 排出量削減の観点のみならず、ウクライナ危機後のエネルギー調達の観点からもいち早く強化され、短中期的に 14Tcf（兆立方フィート）超のガス資源を市場に提供予定となっている。
ウクライナ危機後にアフリカ諸国（アルジェリア、エジプト、コンゴ、モザンビーク）と矢継ぎ早に新規調達契約を結んだほか、カタールの LNG プロジェクト「ノース・フィールド」にも参画したことで、2025 年までに 2021 年のロシアからの天然ガス輸入量を 100%代替できる計画だ。

このような迅速な天然ガス確保の背景には、エネルギー資源に乏しいイタリアのエネルギー自給率が 2 割を切り、天然ガスの輸入をロシアに依存（4 割）してきた、というエネ

ルギー安全保障上の課題があった。また、イタリアにおいてはガスが住居でのエネルギー消費の過半を占めており、ガス価格の高騰が家計負担増に直結するため、政権安定運営のために天然ガス確保が重視された可能性が高い。Eni はこうした天然ガス増産の取組みについて「カーボンニュートラル目標とトレードオフの関係にはない」と明言しており、まさに「両立対応」を進めていく方針である。

・バイオ燃料生産目標の引き上げ

Eni が下流における脱炭素戦略の中核にすえるバイオ燃料事業において、現在はジェラとベネツィアにプラントを持ち、年産 100 万トン以上の能力を持つ世界第 2 位のプレイヤーである。

従来の目標は「2050 年までに年産 500 万トン」だったのに対し、2022 年 3 月の発表では「2035 年頃までに最大年産 600 万トン」という大幅な目標の引き上げが行われた。まず中間目標として掲げられた「2025 年に年産 200 万トン」については、ベネツィアプラントの拡張と他の従来型製油所の改造によって達成される見込みであるとし、実際にリヴォルノ製油所にバイオ燃料プラントを建設することが検討されている。

その後 2025 年～2035 年の 10 年間で残る製油所の転換を加速させ、さらに欧州のみならずアフリカへの新たなバイオ燃料プラント建設によりバイオ原料に直接アクセスする。そのアフリカでのプラント建設の前段階として「2025 年までに自社原料の 35%を垂直統合」という目標があり、Eni は既にアフリカのパートナー諸国とアグリハブ（生産された植物を集め、圧搾するセンター）を建設する契約を締結、食料と競合しない垂直サプライチェーン構築に着手している。結果として、既にジェラとベネツィアのプラントで用いられる原料の 85%は食料との競合を回避しており、欧州のトッププレイヤーはバイオ燃料製造で大きな課題となる原料の確保や食料との競合回避への対応もいち早く進めていると言える。

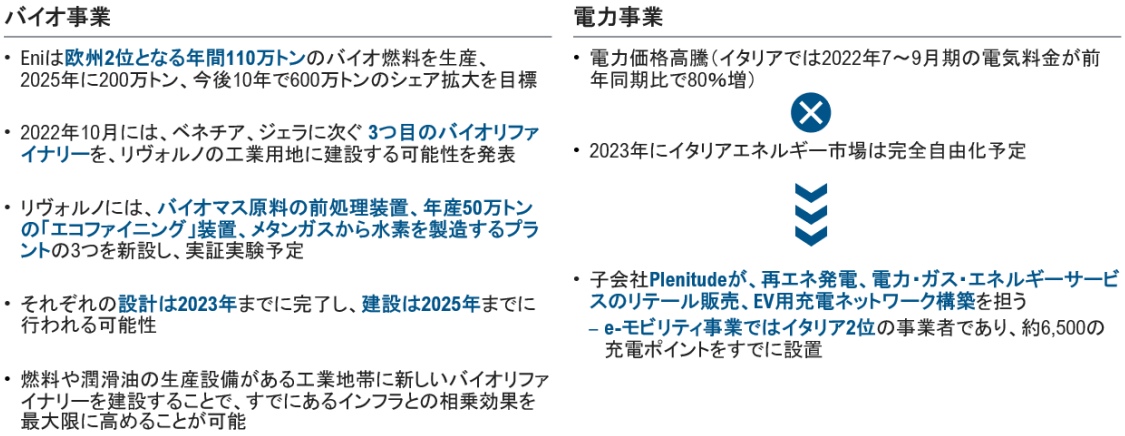
Eni はこれらのバイオ燃料プラントを同社が新たに設立するモビリティ企業（バイオ精製、サービスステーション、カーシェアリングを統合した事業体）の一部とする予定で、2023 年初頭に詳細を発表する。積極的にバイオ燃料車を推進する同社だが、現在検討が進む EU の 2035 年内燃機関車禁止との兼ね合いには注視が必要である。

・電力事業への本格参入

Eni が近年注力する分野としてもう一つ挙げられるのが、電力関連事業である。同社の電力関連事業は子会社 Plenitude が手がけており、具体的には再生可能エネルギー発電・（小売）販売、EV 充電ポイント設置を行っている。Plenitude は市況の悪化により 2022 年の上場こそ見送ったものの、買収も行いながら順調に事業を拡大しており、再生可能エネルギー発電容量は 2022 年の 2GW から 2030 年には 15GW に達する見込み。小売事業では現在の顧客 1,000 万世帯を 2030 年までに 1,500 万世帯まで伸ばし、EV 充電ポイントは同じく 6,500 カ所（イタリア第 2 位）から 3 万カ所へ増やす。

Eni が電力事業を積極展開する理由としては、グリーン水素をはじめとする再生可能燃料生産への布石とする狙いのほか、2023 年にかけて実施予定であるイタリアのエネルギー市場完全自由化に対応する意図が挙げられる。Eni は市場自由化について前向きに捉えており、ガス市場におけるシェアやブランドを踏まえればチャンスであるとしている。
加えて、小売事業はキャッシュフローを生むため再生可能エネルギーの設備投資を拡大するための資金調達に繋げる狙いもある。

図表 5.3.7　Eni のバイオ、電力事業拡大



（出所）Eni、RB

⑥Repsol の全方位マルチエネルギー戦略

・カーボンニュートラルのパイオニアとしてマルチエネルギー戦略を標榜
Repsol は 2019 年に業界に先駆けて 2050 年ネットゼロを掲げたエネルギーメジャーであり、2030 年の炭素強度削減目標も同業他社比最大の 28%を掲示している。

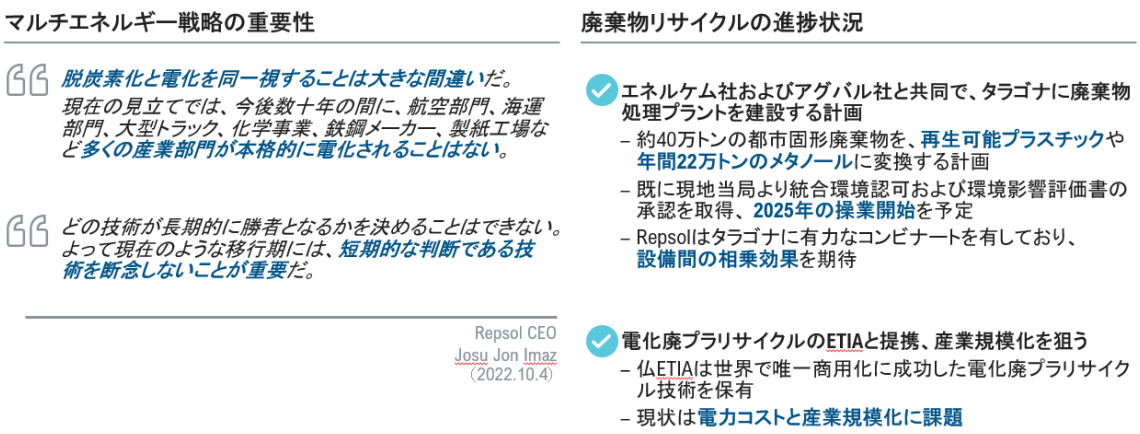
ウクライナ危機のあった 2022 年も、上流部門の株式 25%を約 7,000 億円で売却し低炭素事業への投資に充てるほか、「製油所の概念を変える」ことをうたい製油所における低炭素燃料製造プロジェクトに取組むなど、引き続きカーボンニュートラルに向けた事業転換を積極的に進めている。その際、スペインがロシア産天然ガスに依存していなかったことにより、業界他社比で、エネルギー安全保障確保にリソースを割くことなく低炭素事業拡大に注力できたという同社特有の事情もあった。

カーボンニュートラル実現に向けた Repsol の方針の特徴は、特定の燃料や技術を取捨選択することなく全方位的に脱炭素化に取り組む「マルチエネルギー戦略」にある。この戦略の背景には、「最終的に普及する燃料・技術は現段階で予見できないため、近視眼的な開発断念を行わず全ての可能性を残すべきだ」という考えがある（図表 5.3.8 参照）。
この点について Repsol の Imaz CEO は EU の方針に批判的であり、2022 年には「脱炭素化と電化が同一視されるのは誤りで、多くの産業は今後数十年完全に電化されることはないため別の燃料が必要である」「欧州産シェールガス採掘禁止をはじめ、イデオロギー的

な理由でのエネルギー選択がロシア産ガスへの依存を招いた」「2035 年の内燃機関使用禁止は大きな間違いで、脱炭素化の大きな推進力となる内燃機関改良への取組みが失われる」などのコメントを残している。

一連の発言を行った意図としては、左派や環境団体が主張する極端な脱炭素化施策への反対に加え、スペインが提案する「スペインからフランスを経由して欧州にパイプラインガスを共有する」構想への支持も含まれていると考えられる。

図表 5.3.8　Repsol のマルチエネルギー戦略、廃棄物リサイクル



（出所）Repsol、RB

・合成燃料への長期的な期待と足許の製造方法

Repsol はマルチエネルギー戦略を提示する中で、直近の目標として 2025 年までにバイオ燃料 130 万トンと水素 55 万 kW 相当の生産、2030 年までにそれぞれ 200 万トンと 190 万 kW 相当への到達を掲示している。

また再生可能電力については、2025 年までに 6GW、2030 年までに 20GW の容量目標を設定した。（これらの目標は REPowerEU より前に設定されたため、近く更新される可能性が高いことを Repsol は示唆している。）

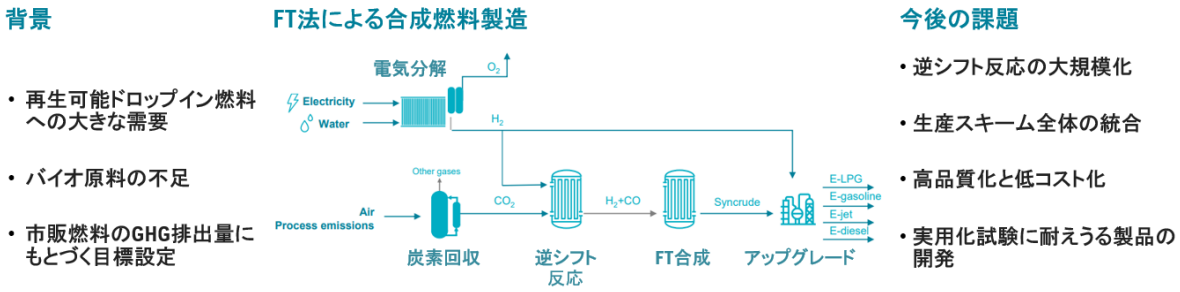
合成燃料についての全社的な目標は設定されておらず、上記の技術進歩を前提に 2030 年以降の本格展開を計画するに留まっている。

但し、中長期的にはバイオ資源の有限性を考慮し合成燃料に注力していく方針が明かされており、「電化できない産業を脱炭素化するための大きなコミットメント」として位置づけられている。

実際、既に実証事業は着々と進められており、ビルバオ製油所における Aramco とのプロジェクトは 2024 年に稼働開始し、年間 2,100 トン超の合成燃料を生産する予定である。同プロジェクトの合成燃料は FT 法の中でも bp と Johnson Matthey が共同開発した FT CANS™ により生産される予定で、従前の一般的な FT 法に比べ製造コストや運用効率が大きく向上している（図表 5.3.9 参照）。

なお、欧州では古くからある FT 法の採用が主流となっているが、逆シフト反応を含め産業規模化には至っていないのが現状であり、既存設備の流用による CAPEX 削減などの観点はそれほど考慮されていない可能性がある。

図表 5.3.9　Repsol の FT 法による合成燃料製造



（出所）Repsol

・ガス化を特徴とした循環型経済へのアプローチ

ウクライナ危機を経て、Repsol の顧客企業に対する持続可能な製品/サービス提供の社会的圧力がますます強まっており、とりわけ包装分野では循環型経済への取組みが必須となっている。

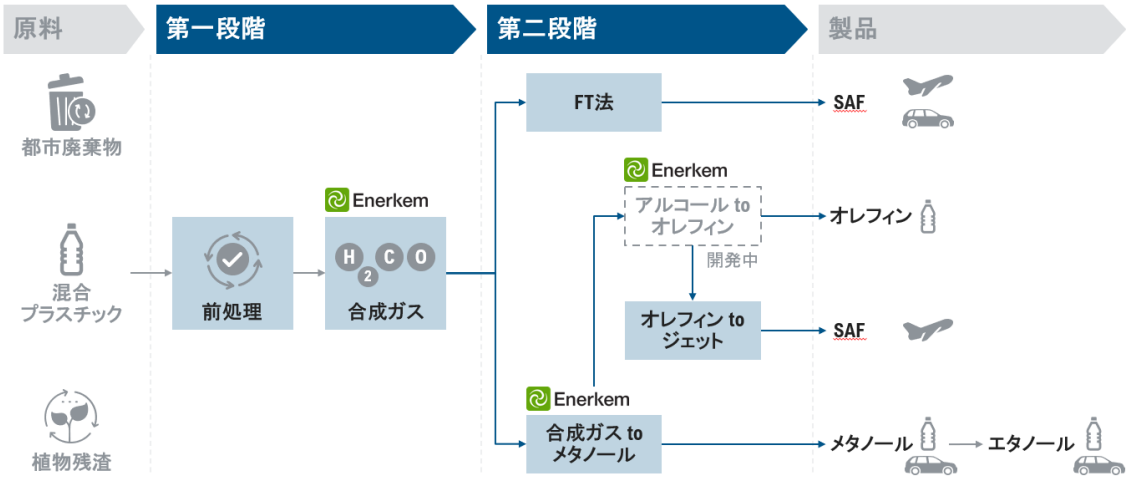
一方、Repsol も循環型経済を今後の炭素源の一つとして重視しており、「廃棄物処理に習熟することが、今後の我々の新たな上流工程」とまで述べており、顧客へのソリューション提供に力を入れる。Repsol の循環型経済への取組みの特徴としては、“ガス化の技術を軸”とする点が挙げられる（図表 5.3.10 参照）。

1 つ目の例として Repsol は 2022 年 4 月、廃棄物のガス化による再生可能燃料と化学製品の生産で世界をリードする Enerkem（カナダ）に出資（約 110 億円）を行った。
この出資は以前より Enerkem と共に進めていた、スペインのタラゴナにある石化コンビナートに廃棄物回収プラントを建設するプロジェクト Ecoplanta を加速させるものである。
同プラントは 2026 年の操業開始を予定、Enerkem のガス化技術を用いて年間 40 万トンのリサイクル不可能な固形廃棄物を処理し、低炭素燃料や化学品に使用できる 22 万トンのメタノールを生産する計画となっている。その結果、廃棄物に含まれる炭素の 70%を回収し操業開始から 10 年間で 340 万トンの CO2 削減効果が見込まれるとして、EU イノベーション基金からの資金提供が決まっている。

このプロジェクトで Repsol がガス化を選択した理由は、他の技術に比べ処理量と柔軟性（原料の幅広さ）で優り、更に、合成ガスからは広範な製品を生産可能なためである。Repsol は、これらの応用は同社が石油化学部門と石油精製部門を統合する欧州で数少ないプレイヤーだからこそ実現可能であると説明している。

石精と石化が近接する日本のコンビナートも同様に、合成ガスを利用した競争力の高い循環型ソリューションを提供しうるポテンシャルがあると言えるだろう。

図表 5.3.10　Repsol と Enerkem の協働による循環型ソリューション



（出所）Repsol

また 2 つ目の例として、電気加熱式の高温熱分解による廃プラリサイクルが挙げられる。通常の小中規模プラントで用いられる（低温）熱分解（約 500℃）が目的のエタン生産までに長い作業工程を要するのに対し、Repsol は高温熱分解（約 900℃）を行うことで発生するガスからエタンを直接生産することを狙う。同時にプロセス全体を電化することで脱炭素化と微細な温度調整が可能になるとしている。

本件においては電気加熱式熱分解を唯一商業プラント化している ETIA（フランス）と提携するが、同技術は産業規模化と電力コストが課題となっている。

産業規模化の課題については、パイロットプラントの大規模化に長けたエンジニアリング企業 Tecnicas Reunidas（スペイン）とも提携することで解決を図っており、2023 年にパイロットプラント設置、2027 年にデモプラント（年間処理量 8,000 トン）稼働を目指している。

Repsol はこのプロセスに今後 5 年間で 3,300 万ユーロを投資するほか、「Horizon Europe」プログラムからの資金援助も決定している。

⑦Equinor の「ノルウェーエネルギーハブ構想」、CCS バリューチェーン構築

・ロシアに替わる EU のエネルギー調達先として存在感を増すノルウェー

ウクライナ危機後、ロシアに替わる EU のエネルギー調達先としての地位を確かにしつつあるのがノルウェーである。

REPowerEU には、化石燃料の脱ロシア依存を目的にノルウェーからのパイプラインによる天然ガス調達を拡大する方針が明示されている。実際、ロシア制裁後ノルウェーは EU におけるガス需要の約 25%をまかなう最大のガス供給国となっており、2022 年 9 月にはノルウェー～デンマーク～ポーランドを結ぶガスパイプライン「バルティック・パイプ」も開通、同年 4 月に停止されていたロシアからの「ヤマルパイプライン」を代替している。

更に、同国の 2023 年の石油生産は 15%増加し、ロシア産ウラル原油の代替として利用される見通しである。

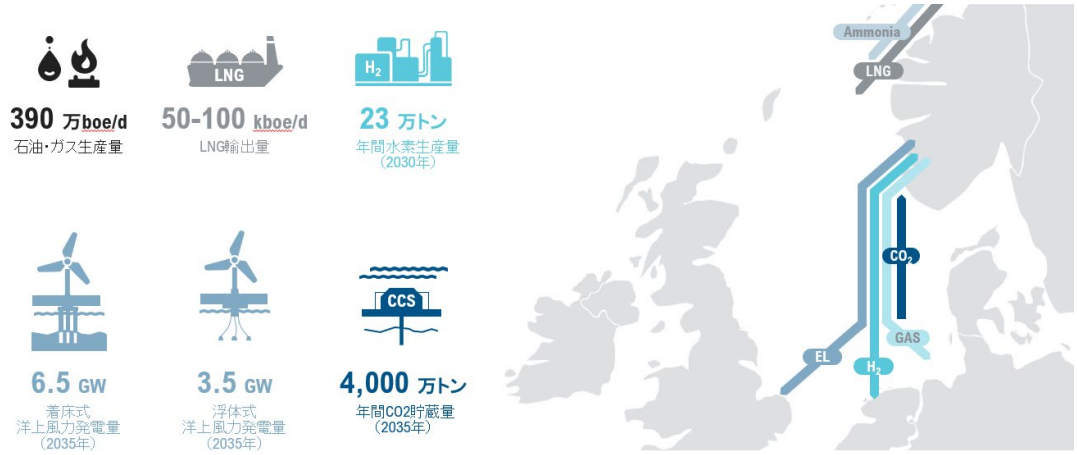
一連の動きが成立する背景には、ロシア制裁によるノルウェー産資源の価格競争力向上と、ノルウェー政府による後押しがある。
具体的には、ウクライナ危機以前にはロシアに比べて収益性が低く敬遠されてきたノルウェーの資源開発が投資対象として魅力を増しており、またノルウェー政府は EU と新たな天然ガス供給契約を締結したことで石油・ガス田の新規開発承認件数を増加させたほか、2022 年末までの税制優遇も導入している。つまり、以前はコスト面や規制面から見送られてきたノルウェーの石油・ガス田の開発が、ウクライナ危機を境に活発化しようとしているのである。

但し、増産を要求する EU に対して、ノルウェーは既に石油・ガスの生産・輸出キャパシティを最大近くまで引き上げており、追加の石油・ガス田開発には将来需要の確定が必要だとして、長期契約を迫っている。長期的には LNG 需給が緩和する可能性を考慮し投資回収の実現性を懸念するノルウェーと、足許のエネルギー確保を優先する EU の間にせめぎ合いが生じていると考えられる。

・Equinor の「ノルウェーエネルギーハブ構想」
ノルウェーの国有企業 Equinor は石油・ガス源からクリーンエネルギー源への転換を含む「ノルウェー大陸棚の価値最大化」を目指し、「ノルウェーエネルギーハブ構想」を策定した。
民間部門から 3,500 億ノルウェークローネ（約 5 兆円）の投資、うち Equinor から 1,000 億ノルウェークローネの投資が見積もられているこの構想は、2021 年に政府が発表した白書「Putting Energy to Work」における「ノルウェーのエネルギー資源から長期的な価値を創造する」という考えにもとづいており、国策としてのエネルギーの基幹産業化を実行に移すものと言える。
実際、Equinor のオペダル CEO は、「他の産業界や当局とともに、現在の機会をとらえなければならない。ノルウェーエネルギーハブは、今日のノルウェーのための計画であり、エネルギー資源を利用して雇用、価値、福祉を創出し、エネルギー国家としてのノルウェーの地位を維持・発展させる手段である」とコメントしている。一方、Equinor は 3,500 億ノルウェークローネの投資を呼び込むには、500～600 億ノルウェークローネの政府によるリスクシェアが必要だと考えている。

具体的な内容としては、石油や LNG の生産目標に加え、洋上風力発電（2030 年～2035 年の間に合計 1,000 万 kW の FID）、CCS（2035 年までに年間 CO2 貯蔵能力 4,000 万トン）、低炭素水素（2040 年までに容量 10GW）といった低炭素技術の目標が強調されている（図表 5.3.11 参照）。

図表 5.3.11　Equinor が掲げるノルウェーエネルギーハブ構想



（出所）Equinor

これまで北海からの化石燃料輸出によって外貨を獲得してきたノルウェー及び、Equinor が、足許の短期的 LNG 需要に対応しつつ、中長期的なエネルギー転換の中でもその地位を維持・向上させようとしている。事実、Equinor は現在の天然ガス価格高騰の中でも天然ガス開発に対する CAPEX の計画を大きく引き上げていないことから、中長期的な天然ガス需給バランスと投資回収可能性に懸念を抱き、将来を見越した低炭素分野への注力を加速させている。

・欧州天然ガス増産を支える CCS の加速

「天然ガス開発の投資回収期間（中長期）と欧州の天然ガス需要ピーク（短中期）のズレ」による新規天然ガス開発停滞を、天然ガスの脱炭素化によって解消する可能性を持つのが CCS である。したがって、ウクライナ危機後に天然ガス増産が喫緊の課題となるのに伴い、CCS に対する取り組みも加速している。

そのようななかで中心的な役割を果たそうとしているのが、欧州最大の CO2 貯留ポテンシャル（800 億トン）を持つノルウェーであり、国有企業 Equinor も先述のノルウェーエネルギーハブ構想に強化した CCS 目標（従前の目標に 1,000 万トン追加し、2035 年までに年間 CO2 貯蔵能力 4,000 万トン）を盛り込んでいる。

Equinor は 2050 年ネットゼロに向けて CCS が不可欠な技術であるとの認識に立っており、特に「ネットゼロを目指す鉄鋼業界やアンモニア肥料業界などの企業には CCS 以外の選択肢はない」との見解を示す。さらに CCS 付き火力発電は、足許の欧州エネルギー危機における「救世主」であると表現している。

ウクライナ危機後の Equinor は数千万トン/年クラスの CCS バリューチェーン構築を着々と進めており、2022 年 4 月に年間 2,000 万トンの CO2 貯留能力を持つプロジェクトであるスメアヘイアをはじめ複数の CO2 貯留ライセンスを取得したほか、6 月にはガスパイプライン企業 Fluxys と提携し、アントワープ・ブルージュ港とノルウェーを結ぶ年間

2,000 万～4,000 万トンの CO2 輸送能力開発を目指すと発表した（2025 年までに FID 予定)。更に、8 月には Wintershall Dea と大規模 CCS バリューチェーン開発で提携し、2032 年までにドイツとノルウェーを結ぶ 900km のオープン・アクセスパイプラインを開通、2037 年までに年間 2,000 万～4,000 万トンの輸送能力開発を目指すほか、年間 1,500 万～2,000 万トンの CO2 貯留も見据える。

これらのプロジェクトは、ノルウェー政府による非常に高い補助率（8 割超）に支えられており、ノルウェーの国策としての CCS に対する本気度が窺える一方で、現状の CCS が単体では事業として成り立たないことの証左でもある。
CCS 事業化に向けては、当初の CAPEX や OPEX を大胆に補助しリスク分担などの支援制度を導入のうえ、CO2 排出コストを適切に賦課することが前提になるだろう。

Equinor はこの点に関し「１トンの炭素価格が 100 ユーロになれば、CCS の収支は合う」（2022 年の炭素価格はおおよそ€70 台～€90 台で推移）としており、事業化も現実味を帯びてきている（但し、この計算には CAPEX を含まず補助金を前提にしている)。
また CCS のコストの大半は、CO2 を隔離する際にかかるもので、パイプラインやその他の付随するインフラは石油やガス開発のための既存設備を再利用可能である。

翻って日本の場合、帯水層に近接しているため欧州のように莫大な投資を伴うパイプライン輸送は不要であり、かつ集積された石油・ガス設備を利用可能であるためコストが抑えられ、100 ユーロよりもかなり低コストの炭素価格であっても CCS 事業が成り立つと考えられる。

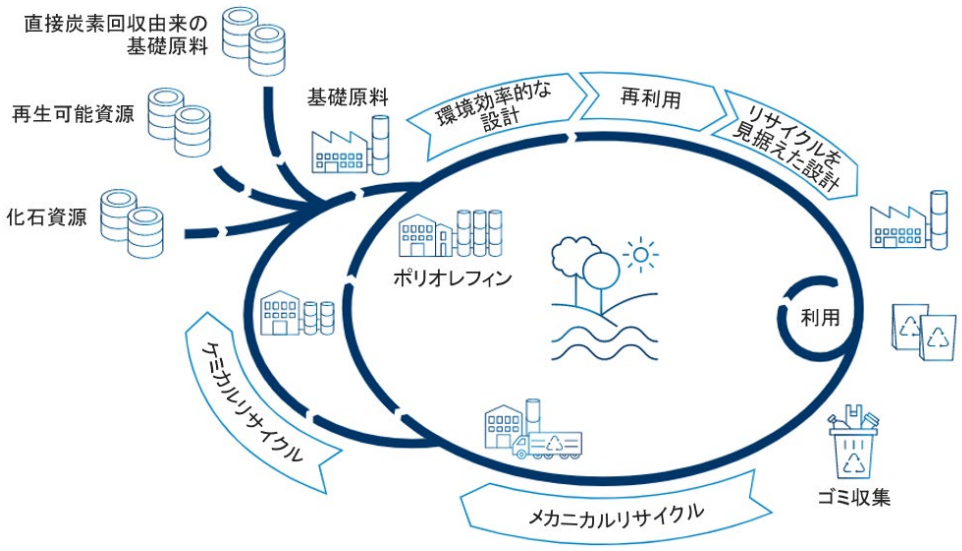
・グリーン水素とブルー水素に対する Equinor のスタンス
2022 年 6 月、Rystad Energy が「欧州全体の天然ガス価格高騰により、グリーン水素の製造価格がブルー水素を下回っている」と説明したとおり、現在そしてデカップリングが継続した場合は中長期に渡り天然ガス価格と同期したブルー水素コストの上昇が懸念されている。

一方で、天然ガスと CCS を自前でまかなえるノルウェーおよび Equinor はウクライナ危機後もあくまでブルー水素優位のスタンスを崩していない。
Equinor はグリーン水素とブルー水素への見立てとして、「将来的にはグリーンが主流になるだろうが、ノルウェーでグリーン水素がブルー水素より安くなるにはあと数十年かかる」「EU はグリーン水素を好んでいるが、エネルギー転換の一環としてブルー水素も必要になってきている。地理的な条件や短長期の観点により（どちらを選ぶべきかは）異なる」と語っている。将来的にブルー水素からグリーン水素へ転換する際の懸念は見られず、共通のインフラ利用を前提に水素導入の拡大を優先している。

⑧OMV の再生可能燃料・循環型ソリューションへの事業シフト
・2050 ネットゼロと再生可能燃料・循環型ソリューションへの事業シフト

2022 年 3 月、OMV は「Strategy 2030」を発表し、2050 年までに Scope 3 を含むネットゼロの達成、及び石油・ガス生産から再生可能燃料や循環型ソリューションへの移行を目指す計画を明らかにした（図表 5.3.12 参照）。

図表 5.3.12　OMV による循環型事業モデル



（出所）OMV

前者のネットゼロ目標について、2030 年に石油・ガス生産量を 20%削減するとしており、その内訳は原油生産量 30%削減だけでなく他社が増産を目指す天然ガスも 15%削減する内容であることから、OMV のカーボンニュートラルに対する本気度が感じられる。但し、より細かい時間軸で見ると、天然ガスプロジェクトへの投資は 2026 年まで継続した後に大幅減少させる計画となっており、同社も足許の天然ガス需要に対応しつつ中長期の脱炭素化を図る「両立対応」を実施している。

後者の事業シフトに向けては積極的なポートフォリオの入れ替えを図っており、カザフスタンの E&P 事業売却、マレーシアの油田売却、ノルウェーのウィスティング海底油田の 25%持分売却など石油・ガス事業の縮小を進める一方で、2030 年までに新たに地熱エネルギー（年間 9TWh）や CCS（年間 500 万トン）の開発に約 50 億ユーロ（約 7,000 億円）を投資するとして業界を驚かせた。

OMV は特に精製事業を転換することで「欧州におけるサステナブル燃料および化学品原料のリーディングカンパニー」のポジションを目指しており、数値目標として 2030 年までにサステナブル燃料および化学品原料の生産量を年間 150 万トンに引き上げることを掲示する（150 万トンのうち、70 万トンが SAF）。
この 150 万トンの目標はシュヴェヒャートとブルクハウゼンにある製油所の転換（原油処理量を 2030 年までに-260 万トン）により達成する方針である。
直近では、ブルクハウゼン製油所に年産 6 万トンのイソブテン製造装置を導入したほか、同製油所のエチレンとプロピレンの生産能力を 5 万トン増強するために 4 千万ユーロが

投資されている。

OMV の製油所転換による化学製品増産の取組みにおいては、国境を越えた 3 つの製油所（石化プラントを備えるシュヴェヒャート(オーストリア)とブルクハウゼン(ドイツ)、および引き続き石油精製がメインのペトロブラジ（ルーマニア)）を再設計し 1 つの統合システムとして運営することで、稼働率の最適化と利幅の最大化が図られる。

日本に照らして考えると、既に各地区に石油精製設備と石油化学設備が集積されている国内の石化コンビナートには、高付加価値製品への需要シフトが進む潮流の中で、より競争力のある化学製品生産体制を構築するポテンシャルがあると言えるだろう。
なお、OMV はさらなる石化事業強化にむけ、2025 年までに 3 製油所に最大 10 億ユーロを投資し、その 50%以上を各拠点の石油化学開発に充てる予定としている。

・循環型ソリューションの具体的な進捗状況
OMV は、自社が化石燃料生産から段階的に撤退し、サステナブル燃料と原材料のリーディングサプライヤーへと事業転換するにあたり、鍵となるのが「循環型経済モデル」であると考えている。
特に、持続可能な化学事業を成立させるためにはバリューチェーンを直線から循環型に変えることが不可欠だとし、同領域におけるグローバルリーダーとしての地位確立を目指している。

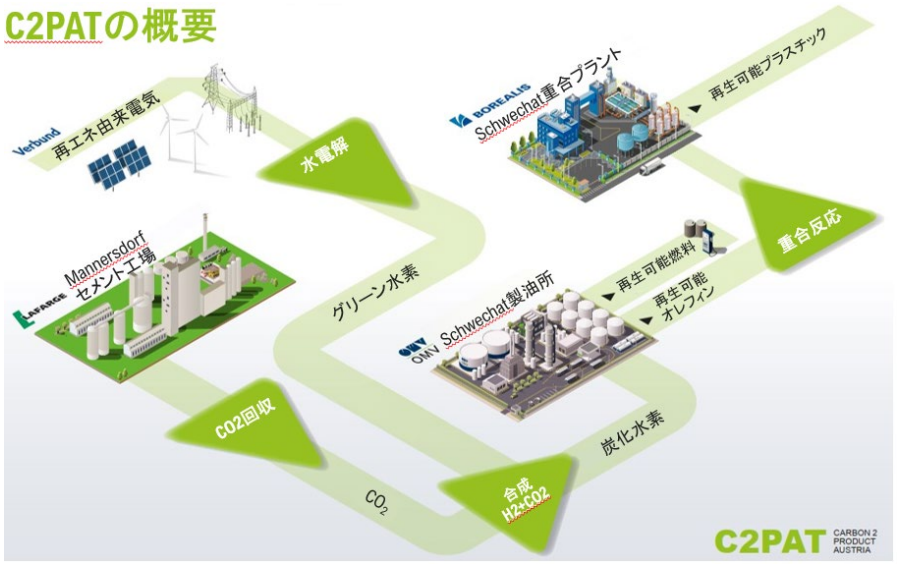
この「循環型経済」へのソリューションについて、OMV は難易度に応じた 4 分類を行っている。
1 つ目は「再利用」で、具体的な取組み例としては傘下の Borealis が Bockatech（英国）とともにポリプロピレンを使った再利用可能パッケージを開発しており、既に実用化されている超軽量カップは紙コップより軽量で断熱性と耐久性を備え、数百回再利用した後に容易にリサイクルできる。

2 つ目は「廃プラスチックのリサイクル」で、OMV は ReOil という技術名で廃プラスチックを熱分解油にするケミカルリサイクルを展開している。直近では先述のヴェヒャート製油所に 2023 年の稼働を計画する年産 1.6 万トンの ReOil のデモプラントを建設し、さらに 2026 年には同プラントを産業規模化し年産 20 万トンとする予定である（2019 年度 RING 欧州調査団訪問)。
但し、順調に見える廃プラリサイクルの取組みだが、ケミカルリサイクルの産業規模化のスピードについて同社 CEO は「いろいろな問題があり前倒しはできない」と課題の多さを示唆するコメントを出している。一例として 2022 年 5 月、OMV への顧客接点の提供を期待される Borealis が、廃プラの選別に強みを有する Reclay Group とともに新会社 Recelerate を立ち上げたことから、一般的に大きな課題とされる廃プラの分別工程において、OMV グループにも技術向上の余地がある可能性が高いと推察される。

3 つ目は、「バイオマスの利用」である。OMV は 2022 年 3 月にヴェヒャート製油所で SAF 生産を開始しオーストリア航空に供給する。現在は年産 2,000 トンとわずかだが、欧州におけるサステナブル燃料のリーディングカンパニーになるというビジョンの一環として、2030 年には年産 70 万トンまで増産する計画を持っている。更に、同製油所では 2023 年半ばからバイオコプロセッシングにより廃油や植物油をディーゼルと並行して水素化し、最大 16 万トンのバイオディーゼルを生産予定である。

4 つ目は、「工業生産の過程で排出される CO2 の直接利用」である。OMV は自社の技術開発が発展途上と認めながら、将来的には CO2 から合成燃料や原料を生産するプラントを開発したい考えだ。
直近の取組みとしては、セメント工場を中心とした CCUS プロジェクト「C2PAT（Carbon2ProductAustria)」が挙げられる。
C2PAT は、OMV、Borealis、セメントメーカーLafarge（フランス)、電力会社 VERBUND（オーストリア）によって設立され、2030 年までに最大 70 万トンの CO2 を回収・利用するための産業間連携バリューチェーンを構築している。
足許では最初のデモプラントプロジェクトを開始し、回収した年間 1 万トンの CO2 をグリーン水素と組み合わせて合成燃料やプラスチックなどの化学物質に変換することを目指している。
利用される主な技術は、炭素回収、水電解によるグリーン水素製造、リバースシフト反応、FT 合成で、セメント工場の敷地内に設置される。中間体は OMV と Borealis の拠点でオレフィンに加工され、最終的には再生可能な付加価値を持つプラスチックに変換される（図表 5.3.13 参照)。

図表 5.3.13　C2PAT（Carbon2ProductAustria）のフロー



（出所）OMV

しかし、本プロジェクトは EU イノベーション基金の対象から落選している。当該年の資

金支援対象 7 件のうち 4 件が CCS だったのとは対照的に CCUS は一件も含まれなかったことから、EU が短期的成果を優先しているという批判もなされている。高い気候変動対策目標を達成するために焦る EU や、欧州においても CCUS が究極的な形態として捉えられている。

OMV はケミカルリサイクル、製油所、石油化学プラントの統合によりバリューチェーンのすべてのステップに関与している強みを活かした循環型ソリューションに取組んでおり、循環型ソリューション技術で先行しかつバリューチェーンが密集している日本にとって適切な参照事例と言える。

５．３．２　　既存製油所などへの次世代型導入、産業間連携による事業戦略例

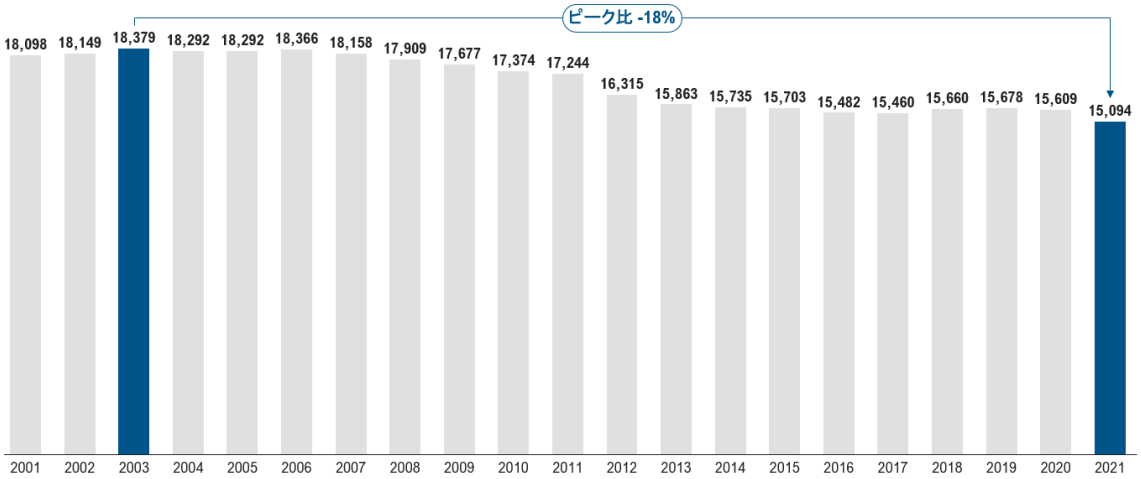
（１）　欧州製油所能力縮小の現状と今後の見通し

欧州の石油精製能力は、2020 年 1,560 万 bpd（前年比-0.4%）、2021 年 1,509 万 bpd（前年比-3.3%）と、2 年連続で低下した（図表 5.3.14 参照）。

グローバルベースでも 2021 年には 30 年ぶりの精製能力低下を記録している(図表 5.3.15 参照)。

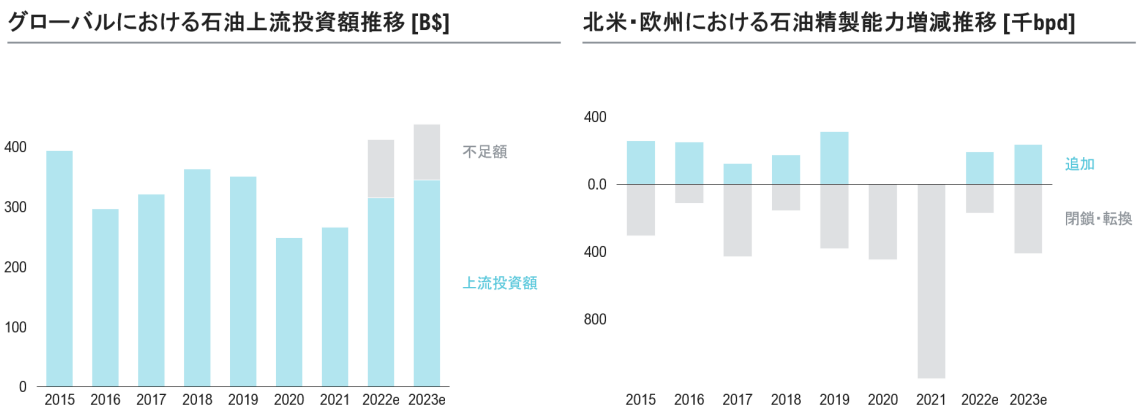
これは、脱炭素化に伴うエネルギー転換に加えて、COVID-19 流行による石油製品需要低下が重なり、製油所の閉鎖や転換が加速したためである。

図表 5.3.14　過去 20 年間の欧州石油精製能力推移［千 bpd］



（出所）　BP

図表 5.3.15　グローバルにおける石油上流投資額推移と北米・欧州の石油精製能力増減



（出所）　Rystad、TotalEnergies

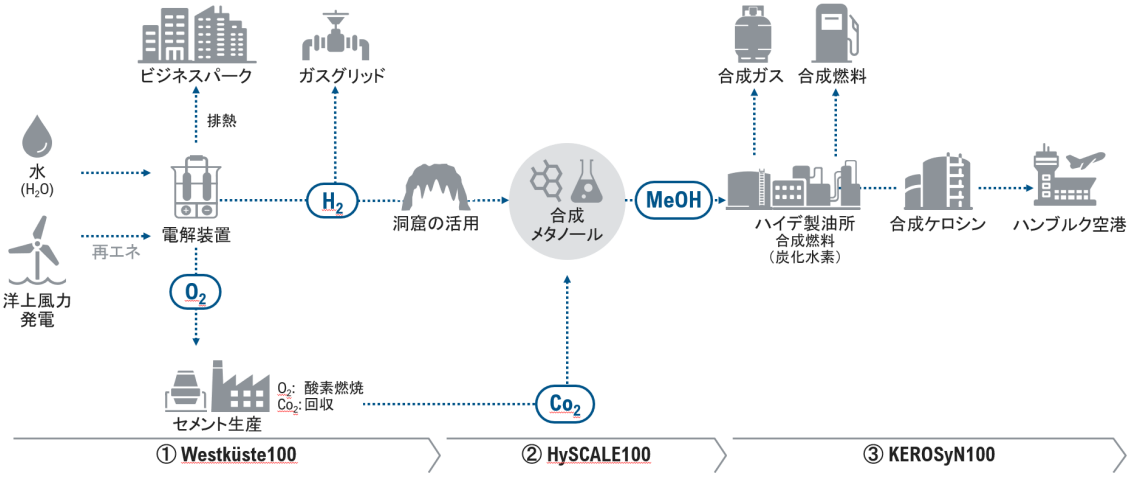
今後の見通しについて、ウクライナ危機に端を発する需給逼迫を受けても中長期的なエネルギー転換の流れは不変であり、特に、欧州はじめ先進国においては引き続き製油所能力縮小トレンドが維持される可能性が高い。

実際、北米・欧州の石油精製能力は 2022 年こそ微増見込みであるものの、2023 年には再び減少に転じると予測されている。また、グローバルベースでは中国と中東を中心とした新規製油所稼働に伴い 2022 年と 2023 年の石油精製能力は拡大に転じるが、同期間の上流投資額は市場需要を満たすために必要な水準より年間 1,000 億ドル程度低くなる見込みである。
具体的な欧州メジャーの動きを見ると、例えば Shell はウクライナ危機後も年 1～2%の石油減産方針を継続し、ラインラント製油所の精製能力の 1/2 を占めるヴェッセリング部分の原油処理を 2025 年までに終了したうえでバイオ燃料や水素の製造に転換することを計画している。また Eni は、停止中のリヴォルノ製油所を水素や HVO プラントに転換することを検討中である。

（２）　欧州既存製油所を活用した産業間連携プロジェクトの進展状況
上述のとおりウクライナ危機後も新エネルギーへの転換が続く欧州においては、既存製油所設備を活用したクリーンエネルギー生産や、産業間連携による排出物のクリーンエネルギー化が進む。カーボンニュートラル化を通し、エネルギー安全保障の確保および今後の国際標準において競争力を有するコンビナートモデルの構築がなされつつある。

①　ハイデ製油所の低炭素化（Westküste100 など）
ドイツのハイデ製油所を含む産業クラスターは、ドイツ最大規模の低炭素燃料製造実証として、連邦政府や州政府助成による公的資金を活用し主に 3 つのプロジェクト（Ⅰ.グリーン水素製造、Ⅱ.e メタノール製造、Ⅲ.サステナブル航空燃料製造）を同時に推進している（図表 5.3.16、図表 5.3.17 参照）。

図表 5.3.16　ハイデ地域における製油所活用・産業間連携による脱炭素化



（出所）　Westküste100、Orsted

それぞれの概要と直近の進捗は以下のとおりで、プロジェクトを支える各技術開発（電解槽、洞窟貯蔵、パイプライン輸送など）は、概ね順調に進捗しており将来的には最大の目標である毎年 100 万トンの CO2 を削減する計画となっている。

Ⅰ.洋上風力発電によるグリーン水素製造（Westküste100）

プロジェクト推進の主体となるコンソーシアムにはハイデ製油所を所有する Klesch Heide に加え、フランスの電力会社 EDF、スイスのセメントメーカーHolcim、ドイツのガスパイプラインオペレーターOpen Grid Europe（OGE）、デンマークの洋上風力会社 Ørsted など、ドイツ国内外から 10 社が参加する。

第一フェーズとして Heide　製油所内に水電解槽 30MW を建設し、2023 年に運転開始したのち、第二フェーズでは 2025 年末までに電解槽を 300MW まで拡大する。洋上風力発電由来の電気で製造されたグリーン水素は、製油所の既存脱硫プロセスや新たに導入するバイオマスおよび廃プラスチックの Co-processing に利用されるほか、周辺の化学会社にも供給される。2022 年には水素の地下岩塩層貯蔵についての実証実験が成功裡に完了した。

Ⅱ.回収 CO2 を利用した e メタノール製造（HySCALE100）

製油所と石化プラントを統合し、回収した CO2 と Westküste100 から調達したグリーン水素をもとに e メタノールを合成する。

直近は産業化に向けた資金調達が進んでおり、IPCEI（Important Projects of Common European Interest）認定を見越し 2022 年 4 月に国庫補助金 6.5 億ユーロの支給が発表されたほか、2022 年 7 月には CO2 回収プロセスを対象に、EU イノベーション基金（17 のプロジェクトに 18 億ユーロ超：約 2,600 億円を提供）からの投資が決定している。

また、欧州共通利益に適合する重要プロジェクト（Important Projects of Common

European Interest, IPCEI）としての資金補助も承認される可能性が高い。

Ⅲ. SAF 製造（KEROSyN100）

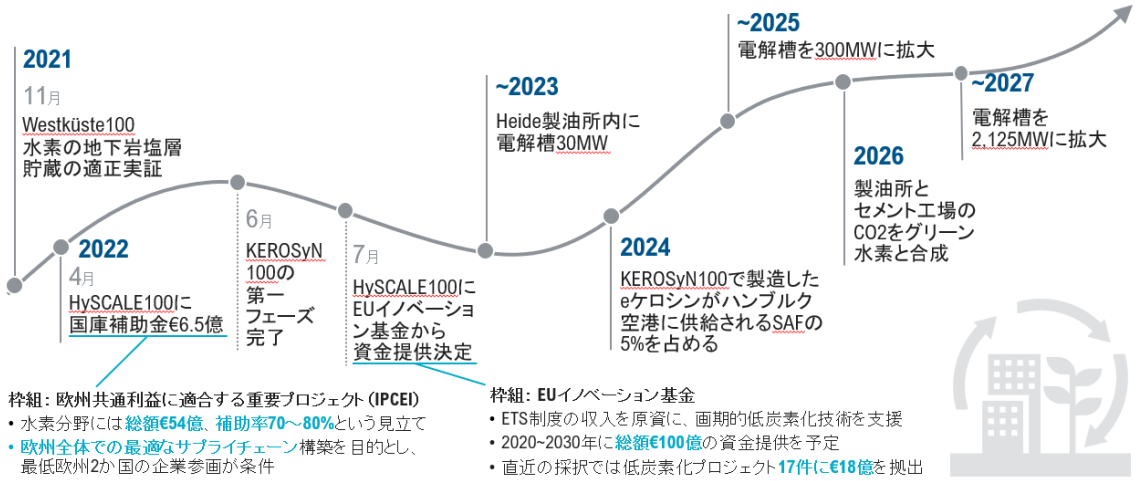
ドイツ連邦運輸・デジタルインフラ省（BMVI）から資金援助を受け、HySCALE100 で製造したｅメタノールを原料にしたｅケロシンの合成を実証する。

2022 年 6 月に 4 年間の第 1 フェーズを完了し、ｅメタノールからｅケロシンを製造する技術の開発成功と、製造したｅケロシンが ASTM の規格への適合が発表された。

今後は、第二フェーズを開始し、大規模実証プラントの建設と生産パスの認証も視野に取り組みを継続することを想定している。

2024 年以降には、本プロジェクトで製造したｅケロシンがハンブルク空港に供給される SAF の 5%を占めると見込まれる。

図表 5.3.17　ハイデ地域の低炭素化プロジェクト進捗とロードマップ



（出所）各プロジェクトプレスリリース、RB

業界内での評価についても、従前は「プロジェクトが掲げる気候保護ビジョンのために嘲笑されてきた」が、ウクライナ危機を境に状況が一変し、化石燃料からの脱却方法について企業からの問い合わせが殺到している。欧州産業界におけるカーボンニュートラルコンビナートという構想へのコミットメントが、2022 年にかけて一気に加速している。

プロジェクトへのネガティブな影響が懸念されていた水素関連規制についても、直近では水素生産者に追い風となる方向で調整が進んでいる。

具体的には、2022 年 5 月の欧州委員会草案ではグリーン水素の要件として「追加性（新たな再生可能エネルギー電源利用）」や「時間的相関（再生可能エネルギー発電の時間と電解槽で電気消費した時間をバランス）」といった厳しい内容が盛り込まれ、欧州におけるグリーン水素プロジェクトの行く末が危ぶまれることになった。しかし、2022 年 10 月にはこれらの要件が大幅に緩和される形で欧州議会を通過し、水素プロジェクトへの大きな後押しとなっている。

この緩和の背景は、同年 8 月の米国インフレ抑制法可決を受け、グリーン水素投資が米国

に流れるのを EU が懸念したためだと考えられている。

③ Carbon2Chem

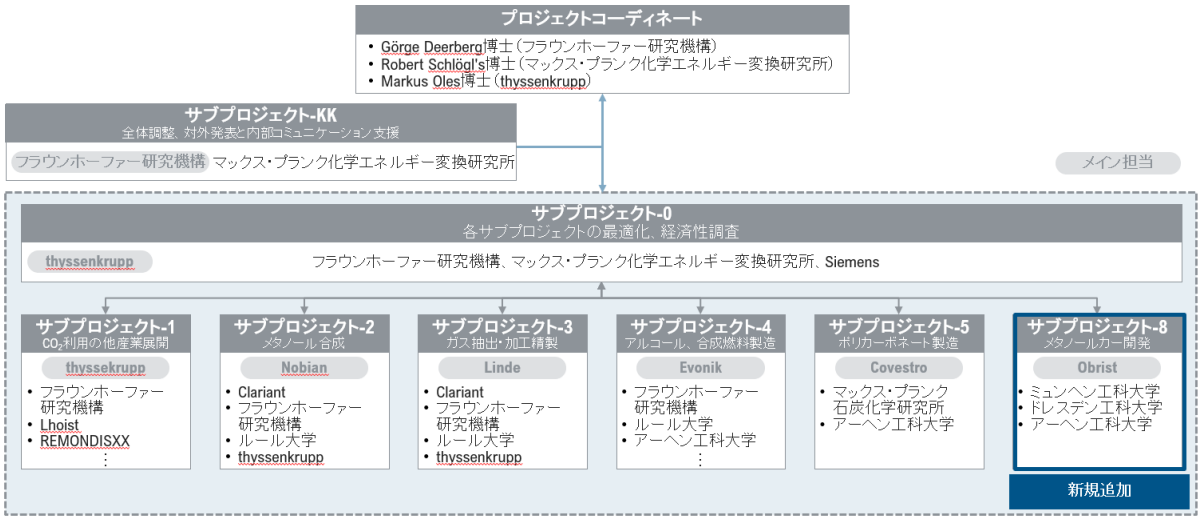
ドイツのプロジェクト Carbon2Chem では、ドイツ連邦教育科学省（BMBF）による 6,000 万ユーロの助成金のもと、鉄鋼メーカーthyssenkrupp をはじめ多数の化学企業やエネルギー企業、研究機関が協働し、鉄鋼生産時の排出ガスを化学製品や合成燃料に変換する。2020 年より第二フェーズにあり産業界への導入準備を進めている（図表 5.3.18 参照）。

直近一年の進捗としては、主にメタノール合成関連の動向が挙げられる。まず、2021 年後半にメタノール車の研究を行うサブプロジェクト L-8 が追加された。このサブプロジェクトは追加で、約 1,000 万ユーロの資金提供を受け、Carbon2Chem のバリューチェーン確立にむけ、主要生産物であるメタノールの有効利用法を検討する。

プロジェクトパートナーには自動車部品メーカーの Obrist DE と 3 つの工科大学が参画し、メタノールおよびメタノールベースの燃料で作動する高効率の無振動エンジンを開発する。既にプロトタイプは発表済みであり、今後は燃費、排出ガス、排ガス後処理の最適化や実証車両の制作、走行試験を予定している。

プロトタイプの発表は本プロジェクトを所管するドイツ連邦教育研究省（BMBF）の Anja Karliczek 大臣（当時）から直接行われたうえ、大臣自ら試乗のパフォーマンスも見せており、当時のドイツ政府のコミットメントや自動車燃料に対するスタンス（Anja Karliczek は中道右派の CDU）を窺うことができる（図表 5.3.19 参照）。

図表 5.3.18　Carbon2Chem 新体制図



（出所）　フラウンホーファー研究機構

図表 5.3.19　Carbon2Chem プロトタイプのメタノール車試乗デモンストレーション

大臣によるプロトタイプ発表

大臣による試乗パフォーマンス

（出所）ドイツ連邦教育研究省

2022 年後半にはミニプラントにおける高炉ガス（冶金用ガスの 85%を占める）からのメタノール合成を長期運転で実証し、5,000 時間の稼働で 1,500 リットルのメタノール生産に成功した。同取組みの難しさはメタノールの原料となる冶金ガスの発生量と組成が一定でない点にあるが、プロジェクトではデータ取集とデジタルシステムの活用により、冶金ガスの性質変化にリアルタイムで反応し常に最適な条件下でメタノール合成を行う設計を実現した。

今後は、2024 年 5 月の第二フェーズ終了まで、デュイスブルクの製鉄所において実際の条件下で運用し、それ以降二年間のプロジェクトの最終第三フェーズにおいて大規模な産業プラントへの導入を図り、将来的には最大年間 2,000 万トンの CO2 削減を目指す。

更に、Carbon2Chem におけるコンセプトを他の CO2 発生源、例えばゴミ焼却場やセメント工場に転用していくことも計画している。この背景には、カーボンニュートラルの実現に向けて、すべての産業プロセスが完全に脱炭素化できるわけではない以上、エネルギー転換やエネルギー効率向上のみならず、産業間連携によって排出物を利活用していくことが不可欠であるという欧州産業界の危機感がある（図表 5.3.20 参照）。

図表 5.3.20　欧州における産業間連携意見

パリ協定を達成するには、回避が難しい排出物をリサイクルする必要がある。

これは産業界を結びつけることによってのみ実現可能だ。

フラウンホーファー研究機構
低炭素技術部門長
Andreas Menne博士

５．４　カーボンクレジットに係る諸制度国際標準化への変化

（１）　エネルギーデカップリングの兆候の現状を踏まえて、欧州委員会の国境炭素税導入の変化と進捗、世界展開の可能性と課題

欧州委員会が Fit for 55 において導入を提案する炭素国境調整メカニズムの CBAM（Carbon Border Adjustment Mechanism）も、その他の主要項目と同様に欧州議会、EU 理事会によって採択された（図表 5.4.1 参照）。

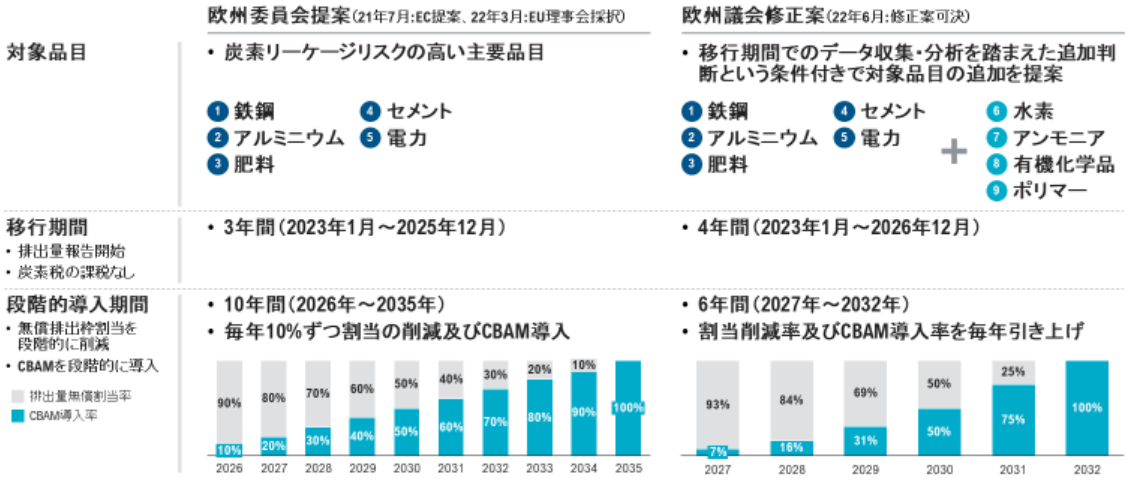
これは、EU 域外から対象となる品目を輸入する際に、その輸入品に対して炭素コストを負担させる仕組みである。背景には、同じく Fit for 55 にて提案される EU 排出量取引制度（EU-ETS）の見直しがある。EU-ETS は、排出量の削減を企図して、2005 年から適用されている排出量のキャップ&トレード制度で、対象国全体の排出量に上限を設け、その上限を基に排出量の売買をする仕組みである。

足許の改正案においては、排出量上限を引き下げること、対象部門を拡大すること、無償排出枠を段階的に縮小することの 3 点が提案されており、より厳しい規制へと見直される。これまでは、この無償排出枠により、脱炭素の難しい産業が EU 域外に転じるカーボンリーケージを抑制してきた。しかしこの無償排出枠を縮小することで、カーボンリーケージに対する新たな対策が必要なこと、そして、厳しくなる域内の脱炭素規制の中、輸入品に対しても炭素コストを負担させる必要性の高まりを受け、検討されているのが炭素国境調整メカニズムの CBAM である。

2021 年 7 月の欧州委員会提案時には、5 品目（鉄鋼、アルミニウム、肥料、セメント、電力）を対象とし、3 年の移行期間（2023～2025 年）を設け、段階的導入期間を 10 年（2026～2035 年）で設定していた。この段階的移行期間というのは、無償排出枠を段階的に縮小しながら、CBAM を徐々に導入する期間になる。

これに対し、欧州議会は、脱炭素に向けてさらに加速すべきであるとし、野心的な修正案を採択した。具体的には 4 品目（水素、アンモニア、有機化学品、ポリマー）を対象に追加した上、1 年間移行期間を延ばすものの、段階的導入期間を 4 年短縮する修正案としている。その結果、2032 年時点で無償排出枠が消滅することになる一方で、CBAM の適用が 100％となる。
追加の 4 品目は、欧州委員会提案時にも炭素リーケージリスクの高い品目として検討されながらも、データ不足の観点から対象品目としては見送られていた。欧州議会は 1 年追加した移行期間において、データを追加・分析し、最終的に判断するという条件付きで追加を提案している。

図表 5.4.1　EU における炭素国境調整メカニズム導入に向けた検討案



（出所）　欧州委員会、欧州議会、各種二次情報、RB

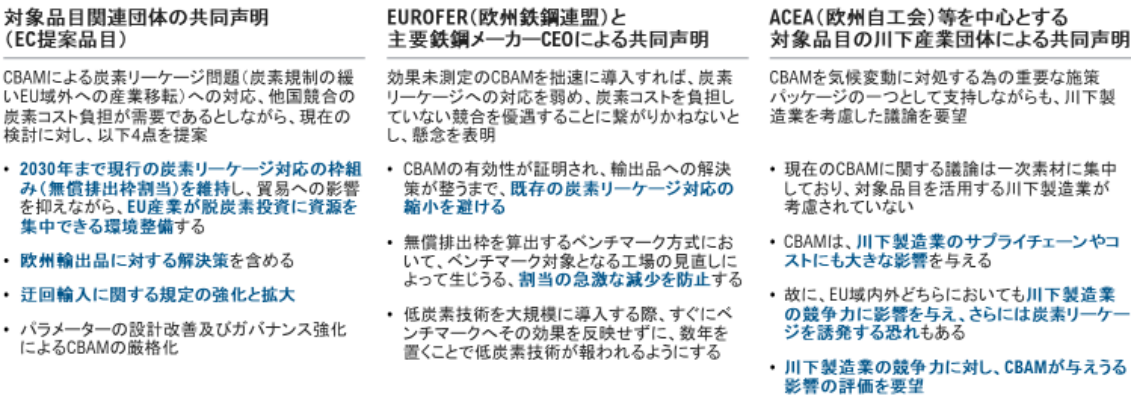
当然のことながら影響を受ける産業界からは慎重に進めるべきとの声が多く、対象品目の関連団体、そして対象品目を利用する川下産業からは、共同声明が出される程の事態になっている（図表 5.4.2 参照）

具体的には、無償排出枠を拙速に無くすと、ただでさえ脱炭素の実現が難しい炭素集約的な産業が脱炭素投資に集中できなくなること、輸入品に対しては炭素コストが課される一方で輸出品のディスアドバンテージは解消されないこと（カーボンリーケージに繋がり得る）を主張する声が多い。

更には、ACEA（欧州自工会）を中心とする川下産業からは、川下製造業への影響分析が正しく行われなければ、国際競争力にも影響を与えかねないとしている。

また、EU への輸出量が多く、排出量のピークアウトを迎えていない中国やインドからは、グローバルで協調して取り組むべき気候変動対策に保護主義を持ち込むべきではないといった指摘や、WTO のルールに反する可能性があるとの懸念などが挙がっている。

図表 5.4.2　CBAM に対する産業界からの声



（出所）　EUROFER、APPLiA、各種二次情報

これに対し EU は、あくまで EU-ETS とのトレードオフであり、EU 域内外の炭素コストの負荷は同じであること、WTO での議論も含め二国間・多国間で十分な議論をしていること、国際通貨基金 IMF や、経済協力開発機構 OECD も国際的な排出削減努力に寄与することなどを挙げ、指摘や懸念は当たらないとしている。

欧州委員会税・関税総局の Vicente Hurtado Roa 氏は、日本に対し、EU の取り組みを理解してもらい、また日本の取り組みについても理解をした上で、国際的な議論の中で EU の当該取り組みを支援して欲しいとの期待を込める。

（２）　EU、国境炭素税で合意 来年 10 月から 企業に報告義務

欧州連合（EU）は 12 月 13 日、環境規制の緩い国からの輸入品に事実上の関税をかける国境炭素調整措置（CBAM、国境炭素税）を導入すること、欧州議会と、EU 加盟国からなる理事会が合意した。

世界初の取り組みで、完全に実施されれば貿易摩擦が強まる可能性がある。鉄鋼とセメント、アルミニウム、肥料、電力、水素を対象とし、今後拡大を検討する。

CBAM は EU 域内の企業が環境規制の緩い他国に工場などの拠点を移して規制を逃れる「カーボンリーケージ」を防ぐのが目的である。課税によって域内外の負担を同水準にそろえ、他国にも環境対策の強化を促す。

2023 年 10 月から、EU に輸出する企業はその製品の排出量を当局に報告する義務を負う。26～27 年には EU の排出量取引制度の炭素価格に基づき、排出量に相当するお金の支払いが始まる見通し。対象となりそうな中国やロシアなどは反発しており、日本や米国にも警戒感がある。EU は導入を緩やかに進めることで他国との対立を避けたい考えだが、貿易摩擦につながるリスクがある。

５．５ 欧州化学業界のマスバランス認証の取得状況と今後の展開

（１）　ISCC などのマスバランス認証内容

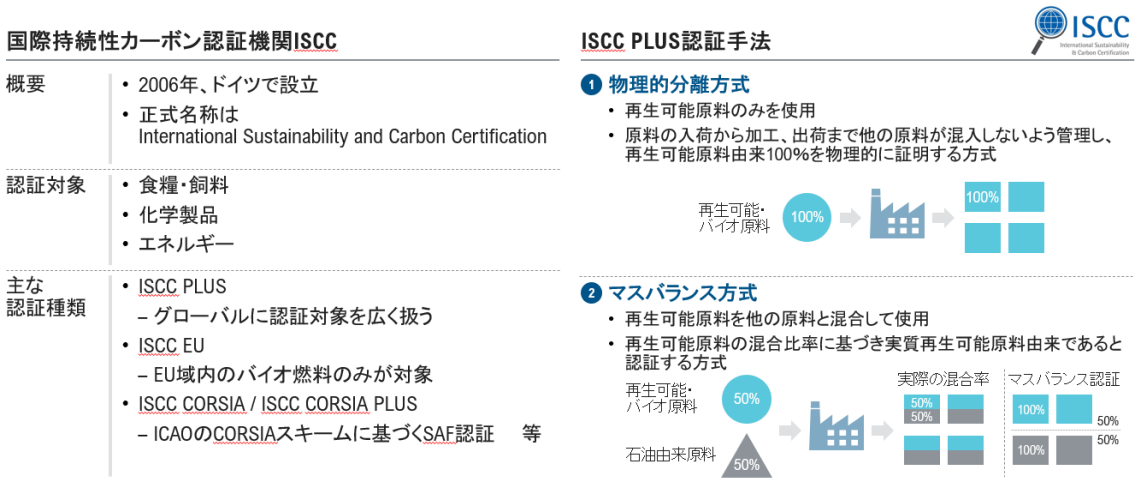
ISCC（International Sustainability & Carbon Certification、国際持続可能性カーボン認証）による「ISCC PLUS」をはじめ、国際機関が行うマスバランス認証は、工場や生

産設備ごとにクリーン原料（再生可能原料やバイオ原料）がどの程度使用されるかを定量化し品質と合わせて保証する（図表 5.5.1 参照）。

マスバランス認証の前提は、クリーン原料と化石燃料由来原料の混合使用である。
その背景として、そもそもクリーン原料の大規模調達は現時点では難しいことや、クリーン原料のみを使用するプラントを併設することは多額の設備投資を必要とするため装置産業である化学業界にとって非現実的であることが挙げられる。混合使用を前提とすることで、生産者は既存設備で段階的にクリーン原料の導入を図ることが可能になる。

マスバランス認証は、サプライチェーン全体を審査対象とする（サプライチェーンのどの段階で混合を行ってもクリーン原料の使用量を定量化する）ため、供給側と顧客側の工場がパイプラインで連結し生産物がやり取りされる化学産業の循環型経済移行に適した手法と言える。

図表 5.5.1　ISCC PLUS のデジタル化プロジェクト



（出所）　ISCC

欧州委員会は、代表的な認証スキームである ISCC だけでなく、RSB、REDcert など合計 16 もの認証スキームを認めており、国によってどの認証取得を要求するかは統一されていない。その結果として、複数の認証取得による運用面・費用面での負担が世界共通の課題となっている。
この観点では、国内企業も続々と ISCC PLUS 認証を取得しているが、将来的な認証スキーム統合やルール変更といった大きな枠組みの議論に日本として取り残されないようにする必要があるだろう。
また、ISCC や Shell、Neste も参加する ISCC PLUS のデジタル化プロジェクトなど、今後の国際標準を作る動きへの積極的関与が求められる。
なお、このブロックチェーンにより偽装を不可能にした認証システム開発を目指すプロジェクトにおいては、パートナー10 社中 3 社が日系企業（旭化成・伊藤忠・丸紅）であり、一定のプレゼンスを発揮できていると考えられる（図表 5.5.2 参照）。

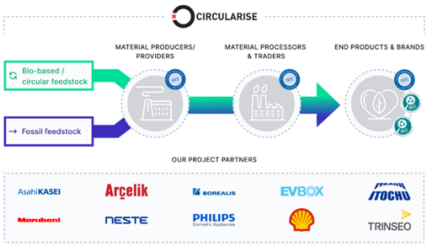
図表 5.5.2　ISCC PLUS のデジタル化プロジェクト

グローバルで進む「ISCC PLUS」の取得

- **再生可能原料のみを用いることは価格等の面からハードルがまだ高く、石油由来原料との混合においても証明が可能なマスバランス認証取得の動きがグローバルで進む**
  - 主な導入事例
    - 独・ポリカーボネート世界最大手Covestro（中国上海工場）
    - 米・大手化学メーカーDow（グローバル5工場）
    - 三井化学（大阪工場）
    - 旭化成（シンガポール工場）
    - ⋮

マスバランス認証を活用した取組

- **マスバランス認証をデジタル化し、ブロックチェーン技術を用いてサプライチェーン上の企業間で管理する実証実験等も進む**
  - 事例：ISCCブロックチェーンシステム実証実験
    - 蘭ITスタートアップCircularise と丸紅が主導
    - ISCC、Neste、旭化成等を含む計10社によるグローバルPJ



（出所）　ISCC

（2）　Neste によるバイオプロパン供給と Borealis によるバイオポリプロピレン生産

マスバランス認証が活用されている具体例として、Borealis はベルギーの工場（Kallo および Beringen）において Neste から調達したバイオプロパン（廃食用油などが原料）を混合利用することでバイオポリプロピレンを製造する。ベルギーの 2 工場は ISCC PLUS のマスバランス認証を受けているため、バイオプロピレンは認証を受けた形で川下企業（Henkel など）に販売される（図表 5.5.3 参照。

他には LyondellBasell も Neste とバイオナフサの長期調達契約を締結し、マスバランス認証を取得した独ヴェッセリンク工場でポリオレフィンを生産する。これらの事例からも、Neste が圧倒的なプレゼンスで化学業界のマスバランスアプローチを支えていることが窺える。同社は本国フィンランドやオランダ、シンガポールの製油所で食品・植物残渣などを原料とするバイオナフサやバイオプロパンを生産し世界中に供給してきた事に加え、バイオ原料の需要増を受けシンガポールで増産投資を実施、アジア地域向けバイオナフサ供給を増やす計画だ。

また、ロッテルダムでも投資を予定しており、Shell や ExxonMobil の増産投資に合わせてバイオナフサ供給を始めるとみられる。世界中でバイオ原料の争奪が起きる中で、Neste との協働といった選択肢も視野に入れた安定的なバイオ原料調達体制構築が重要になっている。

図表 5.5.3　Neste のバイオプロパン供給と Borealis バイオポリプロピレン生産

（出所）　Neste

５．６ RING 組合と欧州現地サイトとのリモートインタビュー

５章５．１節～５．３節までの事前調査を踏まえて、リモートによる現地調査を実施した。

以下に掲げる代表的なカーボンニュートラルプロジェクトサイトの現職エキスパートとのリモート会議によるインタビュー調査結果の詳細は、本報告書添付の「令和４年度欧州調査に関するインタビュー録（速報）石油コンビナート高度統合運営技術研究組合」を参照されたい。

(1) Shell 社(Shell Catalysis & Technologies Pte.Ltd 仲介-Shell Energy Transition)との意見交換

（２）Port of Antwerp（Antwerp@C：インフラ）との意見交換

（３）Port of Antwerp（Kairos@C:BASF)の詳細と意見交換

（４）Yara 社との意見交換：欧州クリーンアンモニア

（５）SkyNRG 社との意見交換：欧州における SAF の実態

（６）Norwegian Air Shuttle（RB 仲介インタビュー、SAF 消費）

（７）Neste 社（シンガポール SAF 製造）との意見交換

（８）North-C-Methanol との意見交換

（９）ローランド・ベルガードイツ本社との意見交換

５．７ 欧州調査総括と CNK構築に向けた絵姿・ロードマップ策定への考察

「５章 ロシアのウクライナ侵攻前後の欧州エネルギー安保・環境保全とコンビナートの投資戦略調査と分析」の結果、外部インタビューを踏まえて、カーボンニュートラルコンビナート構築に向けた絵姿・ロードマップ策定における考察とコメントを以下にまとめる。

（１）　脱ロシア産化石燃料とカーボンニュートラル実現の両立対応

今回は、ロシアによるウクライナ侵攻に起因してエネルギー危機という難局を迎えながらも、脱炭素の取り組みの手を緩めることなく、むしろ加速させる欧州の最新動向を調査した。さまざまな脱炭素に向けた取り組みを俯瞰して見ると、浮かび上がるのは、2030 年に向けて、今ある技術や、既に実用化されている脱炭素策を用いて、とにかく炭素排出量を削減しようとする欧州の執念である。

加えて、次世代エネルギーとして期待されるグリーン水素の取り組みも本格化している。但し、先行する欧州においても十分な再生可能エネルギーを確保し、大規模に電解槽を導入し、グリーン水素の量産するには、時間がかかるとされ、2030 年以降に徐々にシフトしていくものと見られている。しかし、欧州はこの 2030 年以降のシフトを待つことなく脱炭素を推進しており、具体的にはバイオ燃料の生産を拡大させ、置き換えられる化石燃料からカーボンニュートラル燃料へとシフトさせるほか、産業プロセスにおける即効性のある脱炭素策として、CCS/CCUS の実装を始めている。

この背景には、日本が 2013 年度比で 2030 年度までに排出量を 46%削減するとした目標を掲げるように、EU は 1990 年比で 2030 年までに 55%削減するとしており、各部門ごとに具体的な脱炭素策の実行を促す政策 Fit for 55 の議論が進んでいるところが大きい。

Fit for 55 は、2022 年に入り欧州議会、EU 理事会によって採択され、再度、欧州委員会も含めた三者合意のプロセスを経て、規制が施行されていく運びとなる。
COP27 開催の直前には、主要 12 項目の中で唯一、道路輸送部門の 2035 年までにゼロエミッション車以外の新車販売を禁止する規制が、三者によって基本合意された。
提案から基本合意までの過程の中で、BEV 傾倒の脱炭素策に対して産業界からはさまざまな声が挙がり、悪手と見る向きも多いが、一方で、取り得る選択肢の中で、判断し、確実に排出量削減を推し進めている。また、ウクライナ侵攻後には、Fit for 55 を土台とした追加政策案 REPowerEU も提示され、脱ロシア産化石燃料とカーボンニュートラル実現の両立対応が進められている。

（2） CO2 排出 46%削減に向け現時点で取り得る多様な多くの脱炭素策を複合的に実行
これらの欧州の動向を踏まえた時、日本が注力すべき点は 2 点あると考えられる。
まずは、2030 年までに、排出量 46%削減という野心的な国家目標を達成するために、現時点で取り得るさまざまな脱炭素策を複合的に実行することである。

具体的には、対応に時間を要する産業プロセスの脱炭素策として CCS/CCUS、エネルギー安全保障の観点からバイオ燃料、特に今後の需要拡大に対応するべく SAF を早急に取り組まなければならない。
そして、2030 年以降を見据え、グリーンエネルギー（グリーン水素とその派生製品であるグリーンアンモニア、e メタノール、e-fuel など）の安定供給を実現するサプライチェーンを早急に構築することである。

（3） CCS/CCUS への取り組み
2030 年に向けて、日本は実現可能な脱炭素策を最大限に進めるべきだが、特に CCS/CCUS は、切り札として用意しておかなければならない。先行する欧州においても、排出が当面避けられない産業の炭素を回収し、貯留もしくは活用しなければ脱炭素は成し遂げられない。

CCS/CCUS に関しては、脱化石燃料にはつながらないこと、貯留地や安全性に関する懸念など、さまざまな声があるものの、EU もこの即効性のある脱炭素策の必要性を強く認識しており、EU イノベーションファンドを通じて、7 つの CCS/CCUS プロジェクトに対し、総額 18 億ユーロの助成金を出している。この EU イノベーションファンドから 3.6 億ユーロの助成金を得る BASF は、アントワープ港において CCS の共通インフラを構築するコンソーシアム型のプロジェクト Antwerp@C に参画し、同港に有する自社プラントの炭素回収プロジェクト Kairos@C（EU イノベーションファンドの助成金対象）も立ち上げ CCS を進める。

CS/CCUS は、EU が積極支援をするとおり、多額の設備投資を必要とするほか、非常時の責任範囲に関する問題など、政府支援なくして実現し得ない。日本においても CCUS に関する緊急提言が示されたほか、次世代型カーボンニュートラルコンビナートの中でも検討が進められているが、CCS/CCUS が脱炭素実現において必ず必要になることを官民で共有し、協調しながら、現実的に取り組むべきである。また、民間側も一社で取り組めないので、地区ごとにコンソーシアムを組み、CO2 グリッドを敷くことにならざるを得ない。その際、コンソーシアムと個社の役割、投資や費用の負担範囲を明確にすることで事業計画を立てやすくし、参画しやすい環境を整えることも重要となる。

（4） 安定的 SAF サプライチェーンの構築、国内資源廃食油の国外流出抑制、安全保障

今年度の欧州調査を通して、2030 年に向けては、バイオ燃料、特に SAF に関する取り組みも、早急に、拡大・強化しなければならない。足許、欧州ではバイオ燃料の生産能力強化が加速しており、原料調達の奪い合いが指摘される程になっている。特に EU の SAF 規制の本格導入を控え、航空会社からの需要が近年高まっていることから、直近公表されている主要な欧州メジャーの生産能力強化は SAF に充てられているケースが多い。

バイオ燃料最大手の Neste は、現在 10 万トンの SAF 生産を、2023 年末に向けては生産能力ベースで 150 万トンにまで引き上げる。BP、OMV は、航空会社との SAF 調達契約を結ぶほか、既存製油所アセットを活用した混合処理プロセスにより SAF 生産を拡大させる。今後の見通しとしても、2050 年まで規制が引き上げられていくことから、生産能力が強化されても、当面供給過剰にはならず、タイトな需給バランスが継続する見通しである。

日本においても TotalEnergies と協業し、閉鎖する ENEOS 和歌山製油所を活用した SAF 製造の実証を開始するなど、取り組みも進むが、2030 年の 10%目標に向けて、国内生産の積み上げだけでは需要を満たすことはできず、輸入強化が必要になる。
一方で、輸入をするにしても、今後のタイトな需給バランスや原料価格の上昇などを考えると、価格変動リスクもある。
SAF においてもエネルギー安全保障の観点から議論する必要があり、国内生産の最大化と安定的な輸入調達の実現が重要になる。

SAF は現在、民間規格制定機関 ASTM が定めているもので、7 種類が存在し、原料・製造方法は多様である。将来想定される大きな需給ギャップを埋めるためにも、廃食油、エタノ

ール、グリーン水素、さらには輸入原料も含めて多様な SAF 製造戦略を展開し、国内 SAF 生産の拡大を進める必要がある。
また、日本は現在、年間 50 万トン程生じる廃食油のうち、10 万トン以上を輸出している。この輸出量は 6 年連続で前年を上回っているとされ、限られた SAF 原料の流出が拡大している状況にあり、自国資源の最大活用の観点から、SAF の限られた国内資源として、国外流出を防ぐ必要がある。

輸入調達においては、化石燃料と同様に信頼できるパートナーから、安定的な量と価格で SAF を調達することが重要になる。現時点では需要が強いあまりに、SAF プラントの立ち上げ時からオフテイカーが参画しているケースもある。更には、原料価格の変動リスクがあるために固定価格での買取は難しい。足許の市場環境では、輸入調達も一筋縄ではいかないと想定されるが、2030 年に向けて安定的な SAF サプライチェーンの構築を実現する必要がある。

（5） グリーンエネルギーの安定供給を実現するサプライチェーンの構築、エネ安全保障
日本は、再生可能エネルギーに恵まれない以上、グリーンエネルギーにおいても、化石燃料と同様に一定輸入に頼る必要がある。故に、これは脱炭素の問題であるのと同時に、エネルギー安全保障の問題でもあり、安定的にグリーンエネルギーを調達するサプライチェーンの構築が必須となる。

グリーン水素の量産には大量の再生可能エネルギーを必要とするため、欧州においても時間がかかると見られ、ハードルは高かった。しかし、ウクライナ侵攻によりロシア産化石燃料の供給が絞られ、エネルギー危機を迎えた欧州は、否応なしにエネルギーを切り替えざるを得なくなり、グリーン水素とその派生製品へと舵を切る覚悟を決めた。
EU はそれまで 1,000 万トンの水素を 2030 年までに EU 域内で製造する戦略を掲げていたが、ウクライナ侵攻後、さらに 1,000 万トンの水素を EU 域外から調達する目標を示している。ドイツでも、再生可能エネルギーに恵まれた土地でグリーンエネルギー製造し、調達する、輸入に特化した取り組み H2Global を進める。
ハンブルク港にはドイツ初のグリーンアンモニアターミナルを建設することを公表し、サウジアラビアから調達するグリーンアンモニアを水素に戻し供給するとしている。

（6） 日本におけるアンモニアサプライチェーン構築の重要性
日本にとってのグリーンエネルギーを考える時、特に重要となるのはアンモニアである。欧州では、船舶燃料利用を除いて、ドイツの様にアンモニアで輸入し、水素に戻して使うことが想定されている。
しかし、日本においては、グローバルのアンモニアの用途市場試算にも既に織り込まれているとおり、石炭火力発電においてアンモニアを混焼することにより、脱炭素に大きく貢献することが期待されている。日本は、脱石炭火力を推進してきた欧州と異なり、2020 年度時点で、発電量の約 3 割を石炭火力で賄っているほか、このアンモニア混焼技術の実証も進んでおり、実用化も近い。

CCS 実現に時間を要する場合、アンモニア混焼発電の導入の方が早い可能性もあり、日本の脱炭素においてアンモニアの重要性は非常に高い。また、アンモニア混焼技術の実用化は、IHI がインドネシアで取り組むことを公表しているとおり、石炭火力比率の高い東南アジアなどの諸外国の脱炭素にも貢献し得る。

日本がグリーンエネルギーを安定供給するサプライチェーンを構築する時、既に議論や実証が進むとおり、先ずは、海外で「つくる」フェーズを主体として取り組む必要があることに加え、「はこぶ」取り組みも今後重要となってくる。

肥料大手の Yara によれば、足許、世界各地の主要港でイニシアチブが組まれ、港でのアンモニアインフラや積み下ろしに係るオペレーションの安全基準づくりが進められている。日本も大規模なアンモニアの受け入れに向けて、これらのイニシアチブに積極的に参画し、海外基準に沿った受け入れ基地の構築に乗り遅れてはならない。

（7） 需要サイドへのインセンティブの設計、エネルギー安全保障上の政府支援が不可欠

欧州ではグリーエネルギーの供給拡大と同時に、需要の立ち上げを進めるべく、規制による需要創出に加え、高いグリーンエネルギーコストが需要拡大への障壁とならぬよう、需要サイドへのインセンティブも設計している。

日本は海上輸送以外の輸入手段がないことから調達コストが相対的に高くなることが指摘されており、適切な政府支援がなければ、需要が育ちにくい上に、産業の国際競争力にダメージを与える可能性もある。
CCS 同様に官民で協調し、エネルギー安全保障に資するサプライチェーンの構築と国内需要の拡大に取り組む必要がある。

（8） 小規模でも可能性のある多様な具体策の積み上げ、支援とロードマップが不可欠

先行する欧州においても脱炭素の不確実性は高く、決して唯一解を持っているわけではない。しかし、既に述べたとおり、取り得る選択肢を懸命に進めており、不確実な中でも取り組みを加速できるのは、やはり規制と支援に支えられている側面が大きい。欧州は、規制を先行させ、脱炭素のペースの目線をつくり、需給双方を支援しながら脱炭素を加速させている。

一方で、日本は再生可能エネルギーの自給率が限られること、脱炭素を牽引する欧州ですら明確な解を持っていないことを踏まえると、何かに絞り込んだ効率的な戦略よりも、数多く積み上げる多様性のある脱炭素策がより実効性を持つと考える。そして、多様な取り組みを支えるために支援の重要性が増してくる。

そのためにも、官民で、いつまでに、どうなっていたいのか、“ロードマップ”を共有した上で、検討を進めていく必要がある。今後 10 年で官民合わせて 150 兆円の投資が必要になるとの試算も出された中で、日本のカーボンニュートラル実現に向けて、欧州以上に官民の協調が不可欠である。

６．石精石化製品の短中期需給バランス試算、精製余力、課題

脱炭素の流れの中、世界の石油・ガスの探鉱・開発といった上流部分への 2021 年の投資額は 2014 年（直近ピーク時）と比べて半減した。これにロシア禍が重なり、世界の原油は潤沢であるにも関わらず、空前の高止まり状態が続いている。

そして、世界の原油市場は、サウジアラビアがスウィングプロデューサーの役割を担うようになって、世界の石油需給は政治化され、ますます、不安定になっている。

一方、世界最大の原油輸入国である中国は、今年度の内需減少が見込まれるが、インドと同じく割安のロシア原油処理増に伴い山東省独立系精製業者への輸出枠を増やした。

しかも、引続く中国の大型石精石化コンビナートの稼働開始で、化成品原料からあふれた石油留分が市場に出回り始めた。韓国のエチレン稼働率は低迷が続く中、日本から余剰になった石油留分の輸出量が今後とも継続できるか、また、エチレンをはじめとする、石油化学製品も従来通りの輸出を続けられるかも不確実になりつつある。

これまでの地域別石精製 LP モデル試算結果により示してきた瀬戸内地区の精製能力余剰問題は、2026 年度需給試算範囲内に ENEOS 和歌山製油所、出光興産山口製油所が閉鎖することになり、解消化することになった。しかし、2030 年度の脱炭素目標に向けて、運輸部門へのグローバルな脱炭素化がせまっている。石油精製・石油化学を含めた需給変化から課題をいち早く捉え、エネルギー・素材の安定供給の責務を全うし続けなければならない。そこで、今年度は、輸出増加は望めない環境にあり、内需減退が継続することを踏まえて、以下の設定でスタディし、事前対応すべき主要課題を抽出する。

2022 年度の燃料油需要想に基づく「2026 年度燃料油要生産量相応の原油処理」（要生産量相応ケース）

６．１ 2026 年度全国及び地域別石精 LP モデル及び石化モデルの設定

６．１．１　全国石精 LP モデルと石化モデル作成における基本的考え方

ガソリンの内需減退によって、重油留分を原料とする（R）FCC の機能が、専らガソリン留分を生産することから、プロピレンなどのライトオレフィン生産にシフトしている。

また、ナフサを原料とする CCR などの接触改質装置も高オクタン価の PG 留分を生産する機能から BTX、特にキシレンを生産する流れは「石精の石化シフト」として、石精石化コンビナートの世界標準となっている。これらのことを踏まえて、データを精度アップした。

① エチレン収率マックスの運転モード設定の理由

国内プロピレン需要は余剰、中国もプロピレン余剰感、エチレンは需給タイトが続く、とした。したがって、エチレン関連製品の輸出は 2026 年度も現在量が続くとして、エチレンセンターにおけるナフサ分解炉の運転モードはエチレンマックスを選択した。

一般に、石油化学において LP を試算する場合は、分解炉に投入する原料別に、分解温度でモードを最適選択するようなアルゴリズムになっている。一方、RING の石化モデルでは、原料選択の微小な変化で解が迷走しないように、LP 機能を搭載せず、プロピレン余剰バランスを明確に判断して、分解炉演算の運転モードを「エチレン収率マックス」試算とした。従来のモデル構造を変えずに、エチレン収率マックス運転下での精度アップにとどめることとした。

したがって、石化モデルには LP 機能を搭載せず、石精 LP モデルのソリューションを解

読したうえで、石精とインテグする分解炉の運転モードをエチレン分解型の得率で選択して、エクセル上の石化バランスモデルで各石化製品のバランス演算を実施する。
石精と石化モデルのインテグに、人の判断が入っているので、石精 LP モデルによる最適解と石化バランスモデルの留分授受の状況が良くわかる。精度アップのために、石精石化生産計画熟練者の実務経験と知識を投入している。

② 全国石精 LP モデルと石化バランスモデルとのインテグレーション試算方法
石精 LP モデルから石化原料、石精から生産する石化製品及び半製品を算出する。次に、これを石化バランスモデルに投入する。石化バランスモデルからの留分を割出し、これを石精 LP モデルに投入し再計算し、これを数回繰返して最適統合解に近づける。

６．１．２ 全国石油精製 LP モデルの設計と作成

（１） 石精モデル LP マトリックス表の作成

① B、C、D タイプ石精モデルフローの確立
石精モデルは、B タイプ（TOP-VAC-VH-FCC）、C タイプ（TOP-RH-RFCC）、D タイプ（TOP-VAC-COKER-FCC）に分けられる。B タイプ及び C、D タイプの各全国石精モデルを LP マトリックスソルバー化して、各タイプ別に一括ソルバーで最適解を試算した。

② B、C、D タイプ石精モデル別の全体最適解の算出と B、C、D 間留分転送チューニング
B、C、D を全て転送モデルで連結した全国モデルにすると、「見える化」が難しくなる。また、微小な転送量で最適解が大きく変化し、解が得られにくくなり、演算の解析に困難さを伴う。そこで、B、C、D 別の解と実績を照合しつつ、転送表でチェーニングすることとした。

③ 条件式群とマトリックス作成
エクセルソルバーの最適化エンジン解が読取れるように、原油処理から二次装置による半製品生産、最適混合生産、各装置の自家用燃料消費などの全ての留分の流れとガソリン、軽油、重油混合の関連条件式をエクセルソルバー用の LP マトリックス表にまとめている。式名及び変数名の命名規約以外は、ほとんど MPS/X のマトリックス表と同じである。

・目的関数の設定
Σ（各製品単価）×（各製品生産量）－Σ（各種原油価格）×（各種原油処理量）－Σ（燃料代）→MAX　が基本であるが、Σ（各製品単価）×（各製品生産量）－Σ（各種原油価格）×（各種原油処理量）→MAX　に簡略化した。

・自家用燃料代の設定の必要性（今後の検討課題に応じた改善）
今後の詳細検討のために各装置別の自家用燃料コストを、ΣLSC 重油価格×（各装置稼働量）×（各装置用役原単位）と詳細に式化した方が良いが、現時点ではそれほどの最適化精度を要求していない。
各社が使用するモデルでは、各装置で消費するガス＋C 重油などの直接燃料の他に、電力、蒸気などの間接燃料は直接燃料換算して、各装置の稼働量と関連付けて、目的関数に連結

する。精製ガスはカロリー換算で、標準C重油換算（FOE換算）する。
また、ガス発生消費と総燃料消費バランスの関係式も組込まれている。

・条件式の設定
原油輸入、他地区からの製品半製品受入れ、装置能力制約、TOP留分留出式、TOPスウィング、製品混合式、製品混合制約（品質規格式）などを一次式に表現して、これに関連する全ての変数が目的関数と連結している。
市販汎用モデルは、各ベンダーが用意したエクセル表に、前提条件の全てを入力するベンダーのマトリックスジェネレータが、シンプレックス演算できるようにマトリックス表を自動作成することができる。
全国石精モデルは単一モデル（ワンリファイナリーモデル）であり、かつ、条件式も多くないことと、ソリューションの不具合や改善点を「見える化」できる利点もあるので、手入力とした。

（2） 石精LPモデル上の設備、処理原油、石油製品の定義

① 製油所設備のモデル化
実際の精製設備は、それぞれの製油所で特徴を持っているが、ワンリファイナリーモデルとして、本モデル上では同一装置名として分類した装置は全て同一性能を有するものとした。各装置の得率は毎年チェックすることにしている。

② 処理原油の分類とモデル化
日本で処理されている原油は、中東をはじめ東南アジア、中南米、豪州、アフリカなど世界各国から輸入されており、100種以上になる。
実務モデルではないので、また、ランニング速度が著しく遅くなるので、原油選択に対する特徴を比重、硫黄分などの性状に基づき、原油種を16タイプに分類統合してモデル化した。汎用モデルとこの分類は同じである。

③ 石油製品の設定と品質規格
日本の製油所で生産されている石油製品は、LPG、ナフサから重油、アスファルト、潤滑油である。また、同じ石油製品においても、需要家ごとに様々な規格が設定されている。これらの製品及び規格を全て本モデルに組込むことは、現実的でない。特に、C 重油、A 重油のように硫黄分毎の製品種類が多いものは2～3品種に平均硫黄分で分類し、IMOによる C 重油硫黄分規制強化や高品質化などの主要課題を抽出できるように品質規格を式化した。

④ 原油APIの定義化と上下限制約の設定、原油選択フリー
石油製品間の需給不均衡（インバランス）を解消するために最も簡単な方策は、処理原油の種類を変更することである。また、石油業界の最適原油選択は、最大のコスト低減策であることから、多種類原油購入が可能な数量範囲及び原油価格を設定し、需給不均衡（インバランス）が発生しないよう精製装置の留分抜出し制約、触媒寿命などの範囲内でプロフィットマックスとなる原油選択を行うようなLP構造とし、かつ、上下限を設けている。

本モデルはタイプ別の製油所を 1 製油所として取扱っているため、課題検討以外で、自由な原油選択を行うと現実から乖離する。そこで、モデルチューニングデータと同一比率の原油を処理することを制約に入れて試算することとした。ただし、需要構造が大きく変化しているので、ケーススタディの場合は、原油選択を自由に変えられるように改造した。

⑤ 石油製品のプロフィットマックス生産の価格設定

本モデルの製品ブレンドモデルにおいては、エクセルのソルバー機能を使用して、プロフィットマックスを試算するために、各製品の価格差を重要視して価格設定した。

原油価格は中長期的観点では、低価格で持続するとして、原油価格に連動する製品価格のスプレッドを考慮して、価格を改定することとした。

（3） 石精 LP モデルフローの確立、精製装置運転条件と得率、混合基材性状の更新

B･C･D タイプ・ワンリファイナリーモデルを全国モデルと定義づけした。原油種を 16 タイプに分類統合しているのに合せて、常圧残油も 16 種類に、減圧残油を 7 種類に分類統合した。

常圧蒸留装置から留出する軽質ナフサ、重質ナフサ、灯油、軽質軽油、重質軽油の各留分間に「スウィング」と呼ばれるカラムを用意し、LP による自在な得量調整を可能とした。

① 各精製装置の得率、原単位

石油精製プロセス（石油学会編）、JPEC 各種報告書などの文献及び製油所実績データを参考に初期設定し、最新年度の生産実績データでチューニングし、モデルを確定することとした。装置別の得率などの詳細は本項には記載せず、構造などの内容を以下に示す。

・常圧蒸留装置

常圧蒸留装置で処理する原油は、先述のとおり 16 油種にグループ化されている。各原油油種に対する用役消費量は、原油に関わらず一定と想定した。ただし、今後、重軽質格差が縮小した時、及び CO2 排出量の試算の必要性が生じた時は、軽質原油の燃料消費原単位は重質原油より大きいので、その時は加味する。

（例）原油 API25（重質）8.8 L/KL、API25（中質）9.9 L/KL、API40（軽質）10.5 L/KL

（例）TOP の性能（新旧差）原単位差：約 1 L/KL

原単位 1 L/KL の違いは、150 千 BD の原油処理（日本平均製油所能力）で、燃料消費量差約 8 千 KL（CO2 排出量換算約 2 万トン/年）の差となる。

RING の現行 LP 上では、一律 9.6（全国原油処理 API 平均値 32 相当）としている。

・減圧蒸留装置

減圧蒸留装置で処理する原料油は、常圧蒸留装置の残油であり、常圧蒸留装置と同様に、原油種の分類にしたがって 16 油種に区分した。用役消費量は、原料油に関わらず一定と想定した。

・ナフサ及び灯軽油脱硫装置

最新実績を踏まえて、軽油深度脱硫装置へのフィードの硫黄分は、0.7wt%とした。

また、L-H S（LGO と HGO のスウィング）、HGO、DSLGO（直脱間脱 LGO）、LCO、LVGO の各々の硫黄分も同様に、一律 0.9、0.2、0.2、1.0、1.0 wt%とした。そして、各留分の仕上がり LGO の硫黄分は、10ppm とした。

・重質油脱硫装置、水素化分解装置の得率設定
最新実績を踏まえて、留分得率、性状などを設定した。

・接触改質装置（リフォーマー）
リフォーマーは、反応塔の構造により触媒固定床設備と、連続触媒再生式（CCR）の設備に大別される。これらの設備は、それぞれ生成物の得率や用役消費量が異なるため、別の装置として取扱うこととした。
また、運転条件は各製油所で様々に設定されているが、モデル上は固定床リフォーマーのリフォーメート（PG）のオクタン価の目安を 95、連続触媒再生式リフォーマーのリフォーメートのオクタン価の目安を 103 とし、それぞれ条件を設定した。この設定がガソリンの生産量だけでなく、BTX の生産量にも影響するためチューニングの段階で整合性が取れるよう石化モデルも含めた調整を実施した。

・接触分解装置（VGO－FCC）、残油接触分解装置（RFCC）の得率設定
最新実績を踏まえて、留分得率、性状などを設定した。

・アルキレーション装置、ライトナフサ異性化装置の得率設定
最新実績を踏まえて、留分得率、性状などを設定した。

・熱分解装置
熱分解装置には、ディレードコーカー、フレキシコーカーなどがあり、留分得率なども多少異なるが、モデル上は同一装置として設定した。
なお、H-OIL は VGO 脱硫装置運転相当とした。

② 混合基材の性状、各製品の品質規格値
本モデルで使用している各基材の性状については、精製装置の運転条件と同様に、石油精製プロセス（石油学会編）、JPEC 各種報告書などの文献及び製油所実績データを参考に、設定した。

・軽油混合基材の未洗い軽油の硫黄分は、一律、1.2wt％とした。
・重油混合に供する各重油基材の RC（残油）、VR（減圧残油）の硫黄分は、重質、中質、HP（低硫黄原油）の 3 種類に分類し、硫黄分も各々設定した。
・IMO 船舶燃料低硫黄化検討を詳細に行うためには、アフリカ産軽質原油、シェールオイル、コンデンセートなどの軽質および超軽質原油の残油や、減圧残油の硫黄分を追加する必要があるが、本モデルに詳細には盛込まれてないので、軽質原油分類とする。
・最新実績のもとに、FCC、RFCC の LCO、及び CLO の硫黄分を一律、LCO は 0.3、CLO を 1.08 とした。2020 年 1 月 1 日から IMO 船舶燃料の硫黄規制強化が開始されたことや、

LCO 及び CLO の硫黄分は、A・C 重油の硫黄分仕上がり精度に影響する。また、近年は(R)FCC 分解留分の硫黄分は低下しているので、モデルのチューニングで改良した。

・各製品の品質規格値は、JIS 規格以外に、精製各社、及び需要家ごとに多岐にわたり設定されているが、本モデルのチューニング及び将来ケースの試算においては主な品質規格に限って設定した。

（4） 各タイプ製油所間の転送概念と各石精 LP モデル転送式の追加の是非と対応

石油会社の生産計画の LP 目的関数は、「製品生産－原油購入－用役消費－半製品転送費－製品物流費」で利益最大となる最適解に基づいて生産活動を行っている。RING 組合の B、C、D タイプの石精 LP モデルでは、各タイプ製油所の計算シートは個別に独立しており、各タイプ製油所間の転送費は LP の試算（プロフィットマックス）には反映されない。各タイプ製油所モデルの留分モデル間に転送ルートを設けることで、現実の国内石油製品需給バランスをより反映した試算を行うことができる。

しかし、転送を LP エンジンの下に自動化すると、B、C、D タイプの独立したワンリファイナリーモデルを連結することになり、モデルの規模が大きくなることと、解の分析が複雑になる。

① B、C、D 間の半製品転送モデル式を組込むことの懸念

全国も石精モデルを B、C、D 統合 LP モデルとすると、本来の「見える化」の基本的考えから乖離することになる。また、各 B、C、D 製油所の各精製留分相互に半製品の転送モデル式を設定しなければならないが、転送モデルの影響が極めて敏感になり、かつ、現実と最適解が乖離することもある。

② 地域間の B、C、D 各ワンリファイナリーモデル間の実務経験者による転送表の策定

昨年度まで、B、C、D タイプ製油所間の転送表を設定し、転送表を実務担当者と毎年更新し、実務経験値と照合しつつ手入力で解を修正する試行錯誤を行っていた。

しかし、本 LP 試算は、瀬戸内地区の B タイプ製油所を２か所閉鎖したこと、26 年度の製品の需要予測が変化していること等の理由で、製品・半製品の転送は見通せない状況であるため、「転送ゼロ」での計算に変更した。一先ず、所謂３地域間（関東、中部、瀬戸内）の半製品転送はなし（地域間転送によって発生する CO 排出はゼロ）とした。

ちなみに、従前の転送量の設定においては、以下を加味して、定型の地域間留分別の転送量を設定して、LP を解いていた。

日本の製油所は、重油分解能力の低い B タイプ製油所に、パラキシレン製造装置や石化連携が多く、重油分解能力の高い C タイプ、D タイプ製油所は当該連携が少ない。C、D タイプは原油が重質であることから、PL 原料の HN などが不足バランスであることから、B タイプから C、D タイプに一定量を転送する。リフォーメートは C、D タイプ製油所から B タイプ製油所へ流れる。分解原料である重油留分は B タイプ製油所から C、D タイプ製油所へ転送が行われている。

来年度以降、計算時点で確定した地域間転送が堅調になれば、LP 計算に盛込むこととする。

（５） 全国石精モデルの現実解と精度の確認（LP モデルのチューニング）

LP 化のもとになった全国石精モデルは 2014 年度の原油処理、二次装置稼働、石油製品生産実績で、全ての項目に対しほぼ±3%以内で同定できている。実績照合（チューニング）された LP モデルを諸々の検討に活用できる。

ワンリファイナリーモデルでは、原油処理から製品生産までの一連の連産品の流れを利益マックスの目的関数のもとに最適化演算した。最適解（OPTIMAL）、不能解（INFEASIBLE）、発散解（NUMERICAL）の確認と現実離れのスーパーソリューションになってないかを確認する必要がある。

そこで、チューニングしたモデルで確認することとした。各式の条件式値の入力（RHS 値）、各変数の上下限（BOUNDS）を入力して、最適化に係らない変数から上下限を設定して、若干の縛りを入れた。この操作を試行錯誤して、目的関数に基づくソリューションの状態（STATUS）を現実の状態に近いものにした。

石精サイトからも石化留分は生産供給されるが、石化製品の需給バランスを主に、石化モデルから試算する。その試算精度を向上させるため、石精モデル同様に、2022 年度は、2019 年度実績データに基づき、チューニングを完了した全国モデルを使用した。

なお、石油精製からの石化製品生産量は増加しているので、石精モデルのチューニングに合せて石化モデルとの授受量を正確に反映する必要があり、石精モデルの精度アップ手順に合せて、全国石化モデルも試行錯誤で精度を上げた。

６．１．３ 全国石化バランスモデルの設計と作成

（１） 石化バランスモデルの作成

RING 石化モデルは、エチレンセンターを模擬的に表現するもので、中期における石化製品の需給インバランスを評価する。

石化モデルは、国内 8 ヵ所のエチレンセンターを１エチレンセンターと見なしてモデル化しており、全国石化モデルで計算されるエチレン生産量が、日本のエチレン生産量に相当する。

ワンエチレンセンターモデルは、ナフサなどの原料からエチレン、プロピレン、BTX などの製品が生産される物の流れを表現する方法として、原料性状や装置得率に応じて各製品の生産量を計算する。

石精モデルと違い、製品ブレンドがないため、ブレンドモデルは搭載しておらず、エクセル上に原料を入力するだけで物量バランスを詳細に試算できる。

（２） 石化バランスモデル上での装置、原料、石化製品の定義

① 石化モデルで対象とした装置

石油化学の上流に位置するエチレンセンターの装置構成に基づき、基礎化成品の主要装置をモデル化の対象とした。

それぞれの石化工場における実際の装置や装置構成にはそれぞれ特徴があるが、本モデルでは、エチレン製造装置、C4 系、C5 系、BTX 系、OCT 系、脱アルキル系の各装置をモデル化した。

② 石化モデルで対象とした原料分類

エチレン製造装置の主原料であり、世界各地域から調達する輸入ナフサは、それぞれ性状が異なり装置の製品得率に影響する。
また、エチレンセンターによって、原料選択や運転条件などに関する考え方も異なる。
これら全てを本石化モデルに組込むことは現実的でないため、原油の分類と同様に、代表的な製品得率を用いてモデル化を行うこととした。
エチレン製造装置の分解炉原料として、海外からの輸入原料（ナフサ、LPG)、石精からの持込み原料（ナフサ、LPG、灯軽油）及び、装置留出品を再度原料として使用するリサイクル原料を含め、13 種類の原料（C2、C3、3 種類の C4、輸入 LN、輸入 FRN、国産ナフサ、C5、ラフィネート、C9、灯油、軽油）をモデル化の対象として分類した。

③ 石化製品の設定

日本のエチレンセンターで生産される石化製品は、オレフィン類（エチレン、プロピレンなど)、C4、C5 オレフィン類、BTX などであるが、需要家毎に様々な製品規格が設定されている場合が多い。
これらを全て石化モデルに組込むことは現実的でないため、主要製品に分類してモデル化を行った。
なお、石精 LP モデルからも生産されるプロピレンや BTX などは、本調査で課題とする需給不均衡に対し、石精及び石化の連携による対応策を考える上で要となる留分であるから、石精 LP モデルとの連結を明確にして試算を実施している。

（3） 石化バランスモデルのフロー、各装置の運転条件と得率

① エチレン製造装置

エチレンセンターの中核であるエチレン製造装置をエクセルシート上にモデル化しており、各原料の分解得率に応じて各留出量を計算する。
日本のエチレン原料は、ナフサ比率が 9 割以上と高い。その内訳は製油所からの国産ナフサや、世界各地からの輸入ナフサである。
そのため、製品はエチレン、プロピレンだけでなく、C4 オレフィン（ブタジエンを主とするミックス C4)、炭素数 C5 以上の熱分解ガソリン（TCG）が高い得率で含まれる。
エチレン製造装置における 13 種類の原料（C2、C3、C4、C4＝、輸入 C4、国産 LN、輸入 LN、C5、ラフィネート、FRN、C9、灯油、軽油）の得率を設定した。

② C4 処理系

C4 処理系では、エチレン製造装置から留出した C4 類からブタジエンを抽出し、残りの C4 ラフィネートを成分毎に分離し、OCT 装置などの下流の装置群に引渡す役割を持たせた。
C4 処理系での得率について、石精からの持込み FCC ブテン（FCC 装置のブテン類を多く含む留分）も含める。
なお、OCT を有する石化工場では、C4 ラフィネートや FCC ブテン中の n-ブテンとエチレンとを反応させてプロピレンを製造しているので、このプロピレン生産量を反映できるようモデルに OCT を追加している。

③ BTX 系

BTX 系ではエチレン分解炉からの分解ガソリン及び接触改質装置からの改質ガソリンや、石炭系からの粗ベンゼンを原料にして、スルフォラン装置により BTX を抽出･分離回収する装置として定義する。ただし、石炭系のベンゼン生産実績に対しては、従前に引続き信頼できる公表値を使用した。
本モデルでは分解ガソリン及び改質ガソリンの BTX の得率はプールして PG1 として表している。BTX 系での得率も設定した。
その他、脱アルキル反応によるベンゼン製造をモデルに反映し、BTX 生産量を計算するスキームとした。

（4） 2022 年度試算用の全国石化バランスモデルの精度確認（チューニング）

① 全国石化バランスモデルの 2019 年実績による精度確認

石化モデルには、2021 年もコロナ禍で通常の需給状態ではなかったことから、2019 年度実績データを基にした。したがって、一昨年度実施した精度確認を採用した。モデルにはエチレン生産最大化を選択した。
なお、石化バランスモデルは、エチレン最大モード、プロピレン最大モードが調整可能なモデルになっており、例年試算年の需要に応じた使い分けを行う。主要な石化製品生産量を精度よく把握できるかにポイントを置いて整備を進める必要があり、今年度試算も新規装置の導入などはないため、石化バランスモデルの構造は変更していない。

② 目的生産量に対する合せこみ

エチレン、プロピレンの生産量を目的生産量として、2019 年の生産量実績を初期値とし、調整し合せこむ。なお、プロピレンは石精モデルからの生産も加える。

・エチレン原料用ナフサの確認

2019 年のエチレン用原料ナフサ実績及び輸入ナフサ通関実績を基に、国産ナフサ、輸入ナフサ量を算定し、エチレン･プロピレン生産量との合せこみを行った。
その結果、この石化モデルによる原料評価の試算を精度よく実施できることを確認した（図表 6.1.1 参照)。

・エチレンの合せこみ

初期値を入力した状態より、エチレン生産実態に合うように調整を実施した。今回のチューニングでは、微調整で精度よく合せこみできている（図表 6.1.1 参照)。

・プロピレンの合せこみ

エチレンと同様に入力データを調整し、エチレン生産量を維持しつつプロピレン生産量の合せこみを実施した。まず、エチレンセンター（FCC プロピレンのセンターへの持込みは除く）からの 2019 年の生産実績 4,300 千トンに対し、4,121 千トンと良好にプロピレン生産量を合致できた。
石油精製側でのプロピレン生産量については、昨年同様石化品ベースの数量に見合う様に純度補正係数で調整する方式とした。

図表 6.1.1　2019 年度実績による石化バランスモデルの精度確認結果

	2019年			
	実績 千トン	モデル 千トン	対比 %	留出装置
エチレン	6,418	6,418	100.0	クラッカー
プロピレン	4,300 （5,504）	4,121 （5,325）	95.8 （96.7）	クラッカー、OCT （FCC含）
ブタジエン	888	894	100.7	クラッカー
ベンゼン	※1,357 （3,855）	1,357 （3,978）	100.0 （103.2）	クラッカー （リフォーマー、不均化、異性化、石炭含）
キシレン	※208 （6,640）	208 （6,640）	100.0 （100.0）	クラッカー （リフォーマー、不均化含）
原料ナフサ	20,273	20,273	100.0	クラッカー

※ベンゼン、キシレンの実績はエチレン製造装置原料実績データからの推算値

③　主要石化製品の試算精度の確認結果

エチレン、プロピレンの合せこみを終えたモデルにより、その他の主要石化製品についても試算に問題はないか、ベンゼン、キシレン、ブタジエンの検証を実施した。
トルエンについては、石化での留出量が少ないこと及び石精でのガソリンブレンドなどのわずかな誤差によっても精度が大きく変化することから、ここでは検証を割愛した。

・ベンゼン需要と生産量バランスの確認

2019 年度全国ベンゼン生産実績に対して、石化側のベンゼン生産量は全体の 3 分の 1 程度であり、石精からの生産量がはるかに大きくなっている。
2019 年実績では、エチレンセンターからのベンゼン生産量は 1,357 千トンであり、石化バランスモデル試算の 1,357 千トンと同一の結果となった。石精側のベンゼン生産量を加えても生産実績に対し、誤差 3.2%（123 千トン）とほぼ問題ない精度を確認できた。

・キシレンの需要と生産量バランスの確認

ミックスキシレンの需要は、パラキシレン生産用がほとんどである。
エチレン製造装置から留出するキシレンは、スチレンやエチルベンゼン比率が高いためパラキシレン原料には不向きであるからまず使用されない。また、生産量もわずかであるため、石化バランスモデルのキシレン生産への影響は非常に小さい。

・ブタジエンの需要と生産量バランスの確認

ブタジエンはエチレン製造装置からの留出する C4 類から抽出することで製造される。
2016 年度に C4 類中のブタジエン収率の見直しを実施し、過剰生産量の調整を行った。
2019 年の生産実績 888 千トンに対し、石化バランスモデルでは、894 千トンであり、誤差 0.7%と精度良く試算できている。

６．２ 需給試算の手順、要生産量設定と試算結果

６．２．１　全国石精 LP モデルと石化バランスモデルの試算手順

（１） 今年度の試算ケース、石精及び石化モデルの要生産量設定方法

① 今年度の試算ケース

要生産量相応ケース：2022 年度の石油製品需要見通しに基づく「2026 年度燃料油要生産量相応の原油処理量」

② 石精及び石化モデルの要生産量設定

石油製品及び石化製品の 2026 年度における需給バランスは、製油所の B･C･D タイプと石化の計 4 つのシングル LP モデルを使って試算を行う。需要側では、2026 年度の燃料油や石化製品の需要想定に基づき、「それぞれの製品の要生産量」を設定する。

③ 全国石精 LP モデル試算手順

供給側は石精 LP モデルにより、稼働率に応じて C･D タイプ製油所での生産量を優先して算出する（各社生産計画 LP 解と同じ）。全国の要生産量から C･D タイプ製油所の生産量を差引いた残りを、B タイプ製油所の要生産量として設定する。最後に、製油所の稼働量に準じて、石化製品の要生産量などを分配する。

（２） 石油化学バランスモデルの試算と石精－石化間の留分相互授受量の設定方法

① エチレン装置の稼働量設定

石油化学の装置は、石化製品の要生産量に対し、そのまま得率に相応して石化装置の稼働量を決定することで、エチレン製造装置のナフサなどのチャージ量を決定する。

以上により、2026 年度の燃料油、石化製品の要生産量に対する過不足や、二次装置の余力が算出される。

② 石精－石化間の留分相互授受量のモデル設定

石精、石化の 2 つのモデル間では、相互授受する留分量を決定し、その量を石化モデルの入力条件にも反映させ、調整して連携を図る。

例えば、製油所で留出するライトナフサは、ガソリン基材混合後の残りが全てエチレン製造装置原料として使用される。FCC 装置から留出する FCC-C4 の一部は OCT 装置などの原料となる。これら留分の授受によって、石化製品の生産量が変化する。一方で、エチレン製造装置などからの留分の一部もガソリン基材などに使用する。石精側も混合試算調整を繰返して最終解に収束する。

したがって、需要の減少により製油所の稼働が変化すると、石化装置の稼働にもその影響が及ぶことになる。

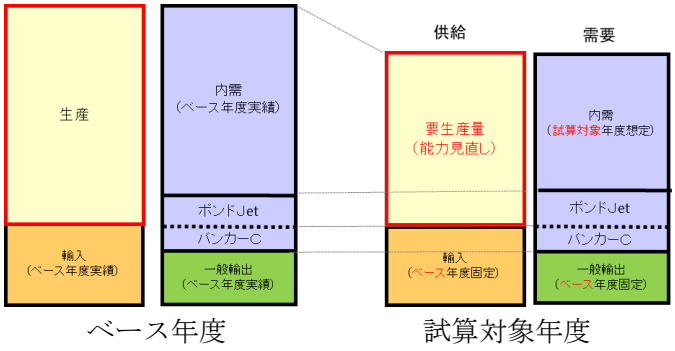
６．２．２　要生産量と生産量の定義、石油製品の要生産量の設定方法

（１） 要生産量と生産量の定義

図表 6.2.1 の模式図のとおり、輸入量及び輸出量を固定する。

・要生産量：需要想定量と供給をバランスさせるために製油所で生産が必要な量
・生産量　：製油所で生産可能な量で、本モデル試算からの解

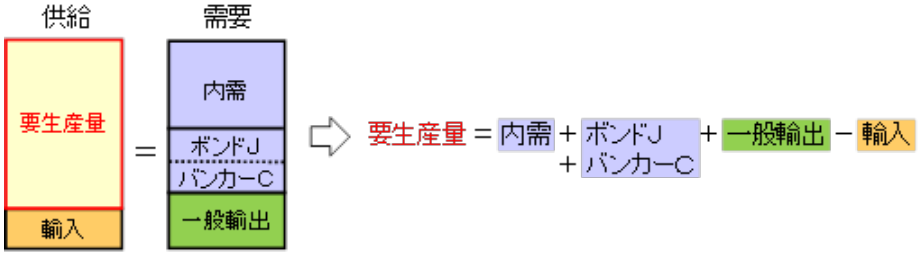
図表 6.2.1　石油製品の需要と供給がバランス状態の模式図



（２）　石油製品の要生産量の設定方法

需要と供給の量について、ベースとなる年度と試算検討対象年度とでは、内需や輸出入などの量が異なるため、それぞれに設定する必要がある。ここで、需要を構成するものは、内需、ボンド JET、バンカーC 重油、一般輸出であり、その需要を満たすための供給手段は、生産と輸入である。需要と供給をバランスさせるために製油所で生産が必要な量を要生産量と定義すると、図 6.2.2 に示す式により各製品の要生産量が導かれる。要生産量の計算式の右辺は、内需の項以外は輸出入の項であり、2 種類の輸出入を定義したジェット燃料と C 重油については、それぞれ以下のように区別して扱う。

図表 6.2.2　石油製品の要生産量の計算式



①　ボンド JET、バンカーC 重油

所定量の確保を前提とする製品で、日本で給油が行われる国際線･航空機用のボンド JET、国際船舶用のバンカーC 重油の 2 製品を対象とした。いずれも、日本国内の基地で給油されるので、確実な内需相当として扱われる。ただし、いずれも国外への給油である。

②　一般輸出、輸入

所定量の確保を前提としない製品で、需給バランスにより余剰又は不足となる場合には、量の減少又は増加といった調整代になり得る。主に 10ppm 軽油及びガソリンを対象とする。

６．２．３　2026 年度の全国石油製品の需要想定と要生産量の算出

（１）　2026 年度の全国石油製品の需要想定

2026 年度想定の前提条件の要旨を以下に示す。石油製品の内需は、「METI 石油製品需要想

定検討会報告」に基づき想定した（図表 6.2.3 参照）。なお、需要想定に記載のない電力向け C 重油は､燃料転換の進展はあるものの一定程度の石油火力は存続するものとして、2026 年度の一般と電力向けを合せた内需を 5.9 百万 kL/年と RING にて想定した。
2021 年度から 2026 年度の各製品の減少量を右端に示す。ガソリンは 4.4 百万 kL、灯油は、2.0 百万 kL と減少するが、コロナ禍の影響を受けて、2020 年度の需要が大きく下がったジェットは反動で一旦持直すことから、増加が認められる。軽油は緩やかな減少となっている。燃料油全体では、11.4 百万 kL の減少（143.7－155.1 百万 kL）で、TOP 適正稼働量：330 日/365 日＝90.4%、TOP の石油製品得率（ナフサ含む）＝93.2%とすると、TOP 適正稼働率換算で、▲23.3 万 BD の減少になる。2022 年度 3 月末 TOP 能力は 346 万 BD であり、概算では 2026 年度の TOP 適性稼働量は 323 万 BD と概算される。
今年度の試算で、詳細バランスと課題を抽出する。

図表 6.2.3　2022～2026 年度石油需要見通し

［単位 百万kL］

	実績(見込)	見通し						
	R3	R4	R5	R6	R7	R8	年率	2021年度
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	(%/年)	2026年度対比
ガソリン	45.2	45.4	44.4	43.2	42.0	40.8	▲ 2.0	(−4.4)
ナフサ	42.6	41.4	41.6	41.4	41.0	40.2	▲ 1.2	(−2.4)
ジェット	3.5	4.1	4.3	4.4	4.4	4.5	5.0	(1.0)
灯油	13.9	13.5	13.1	12.7	12.3	12.0	▲ 3.0	(−2.0)
軽油	32.1	32.7	32.6	32.4	32.3	32.0	▲ 0.1	(−0.1)
A重油	10.0	9.7	9.4	9.0	8.7	8.4	▲ 3.6	(−1.7)
C重油	7.7	6.8	6.5	6.3	6.1	5.9	▲ 4.7	(−1.8)
一般用	5.3	4.9	4.7	4.4	4.2	4.0	▲ 5.1	(−1.2)
電力用	2.5	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	▲ 5.0	(−0.6)
燃料油計	155.1	153.5	151.9	149.3	146.7	143.7	▲ 1.5	(−11.4)

（出所）石油産業を含む民間による需要想定。経済産業省　総合資源エネルギー調査会　資源・燃料分科会　石油・天然ガス小委員会　石油市場動向調査ワーキンググループによる「2022～2026 年度石油製品需要見通し燃料油編」を「METI 石油製品需要想定検討会報告」と略す。電力用Ｃ重油は、RING 想定値。

（２）　各燃料油の内需実績及び想定推移

図表 6.2.4 に、各燃料油の内需実績及び想定推移を示す。

①　ガソリン

乗用車走行距離の減少及び燃費改善などのトレンドが継続し、年率▲2.0%の減少となる。なお、EV・PHV など次世代乗用車については政府のグリーン成長戦略などに基づいた販売台数想定からガソリン需要減少要因として考慮されている。

②　ナフサ

エチレンについては経済成長に伴い内需は増加する一方、中国新規プラントの稼働や米国からアジア市場への流入により、日本からの輸出が減少し、エチレン生産全体として減少する見込みである。

BTX については、海外需要は引続き堅調であるものの、中国の大規模プラント建設などに伴うアジア市場の需給緩和によって、日本からの輸出の伸びは抑制され、生産は微減で推移する見込みである。
これらより、ナフサ需要全体として年率▲1.2%の減少となる見込みである。

③ ジェット
航空需要は新型コロナウイルス影響の反動や経済成長により微増の推移が見込まれる。
民航消費量については、省エネ機材への更新による燃費改善の進展が見込まれるものの、新型コロナウイルス影響の反動による増加要因により年率 5.0%と大きく増加に転じるものの完全回復には至らない見込みである。

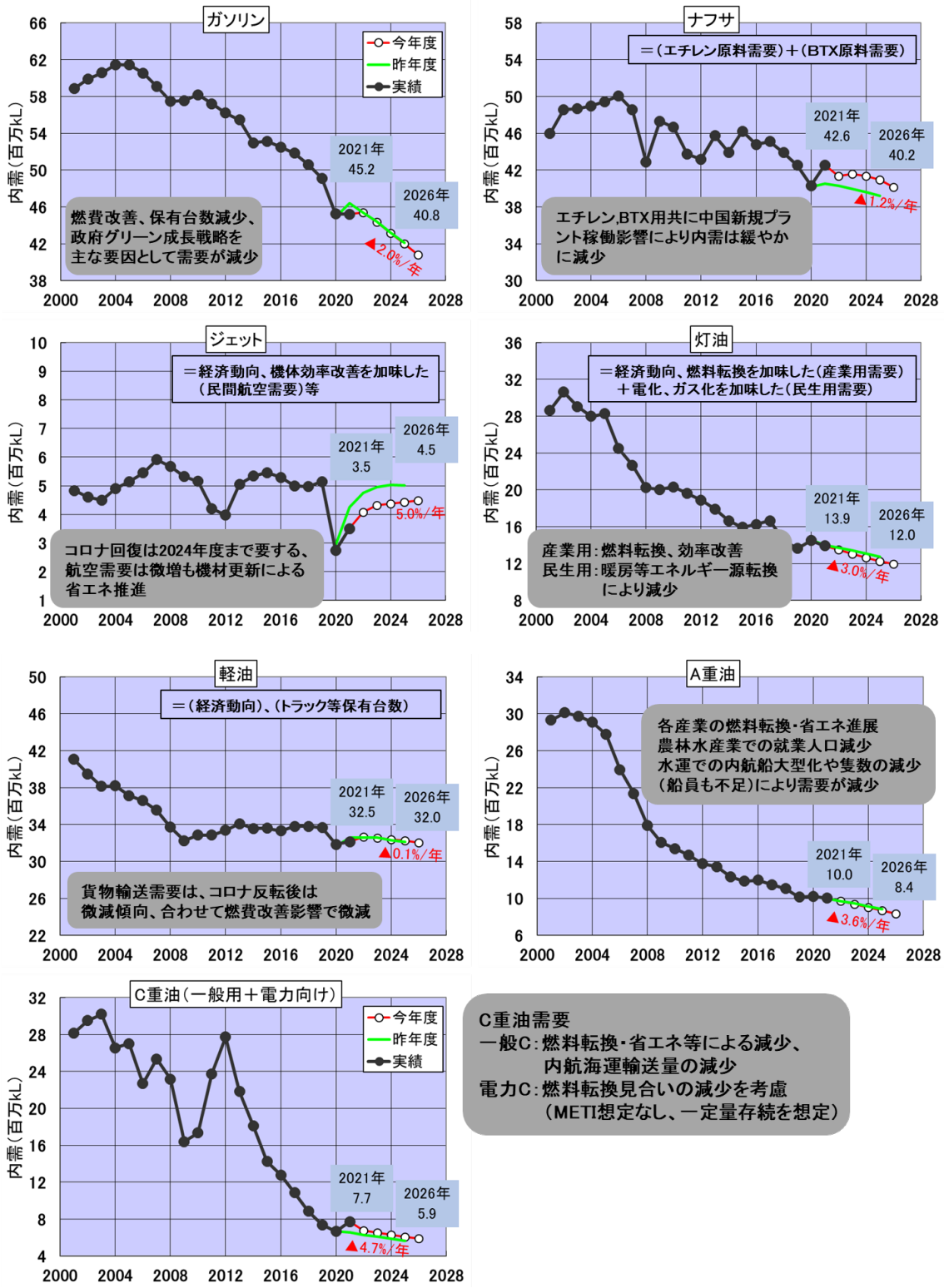
④ 灯油
生産活動に関しては緩やかな回復が見込まれ、各産業における燃料転換や効率改善の進展により産業用需要は減少見通し、民生用については、気温推移は穏やかな上昇傾向が見込まれるが、暖房・給湯エネルギー源の転換が継続することにより減少見通しで、全体で年率▲3.0%の減少となる。

⑤ 軽油
堅調な経済成長に下支えされ、貨物輸送量は微減傾向で推移すると想定される。
トラック燃費の着実な改善等が見込まれ、年率▲0.1%で推移する見通し。

⑥ A 重油
鉱工業における燃料転換や省エネは継続進展し、農林水産業での高齢化の進行や就業人口の減少に伴う生産活動の低下、水運における内航船の大型化や船員の減少などによる隻数の減少の要因により、全体として年率▲3.6%の減少となる。

⑦ C 重油
一般 C 重油においては、鉱工業における燃料転換や省エネ進展、海運では内航海運輸送量・船舶数の減少により、年率▲4.7%の減少となる。
電力 C 重油の需要想定はなされてないので、電力各社の火力発電計画及び第 6 次エネルギー基本計画を元に、RING にて需要想定を行った。石油火力は新設及びリプレースの計画は全くないものの災害時などの最後の砦として必要最小限の存続を期待されていることから 2020 年度実績の横ばいとした。C 重油トータルでは年率▲4.7%の減少となる。

図表 6.2.4　各燃料油の内需実績及び想定推移



（出所）2022 年度 RING 作成

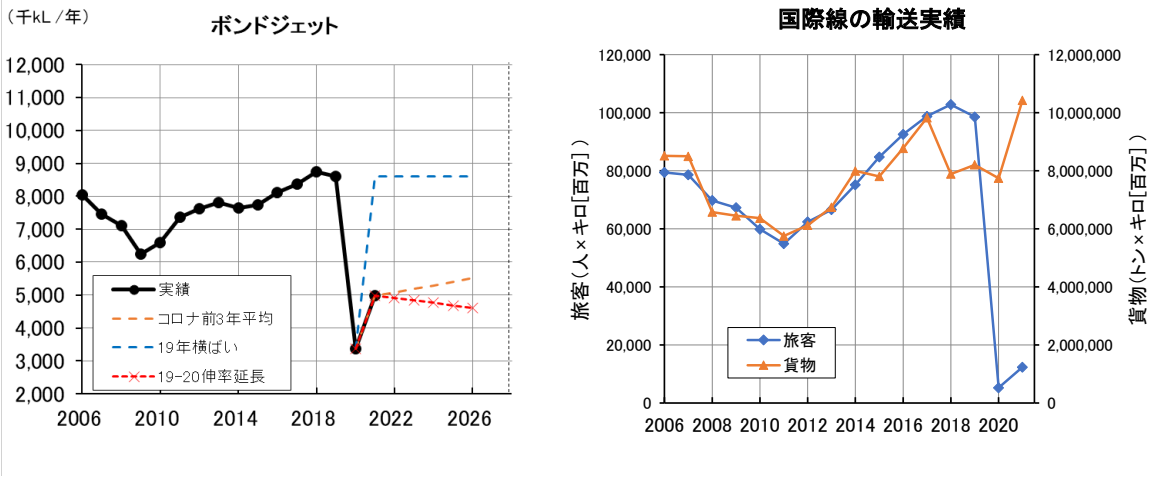
（３） 石油製品の輸出量想定

日本での給油は、国際線（旅客・貨物）と国際船舶に限られる。

① ボンドジェット燃料

国際線輸送実績では、2019 年度終盤からコロナ禍の影響が顕著となった。2021 年度実績も特異な状況が継続しており、いまだに将来予測の目途は立たない。楽観的ではあるものの、2019 年度実績横ばいと想定し、2026 年度は 8,617 千 KL とした（図表 6.2.5 参照）。

図表 6.2.5 ボンドジェット燃料の需要実績及び想定推移

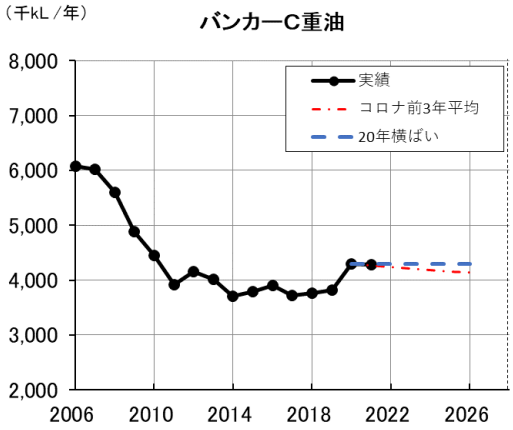


（出所）国土交通省航空輸送統計年報

② ボンドＣ重油

IMO 船舶燃料油の硫黄分規制が 2020 年 1 月 1 日から実施され、バンカーC 重油の硫黄分は、3.5wt%から 0.5wt%に、1.0wt%から 0.5 wt%にそれぞれ低硫黄化した。2020 年度、2021 年度とコロナ禍の影響がありながらも安定的に推移していることから、2020 年度実績が当面継続するものとし、2026 年度は 4,299 千 KL とした（図表 6.2.6 参照）。

図表 6.2.6 バンカーC 重油の需要実績及び想定推移



（出所）2021 年石連統計資料及び資源・エネルギー統計資料

③　一般輸出及び輸入

公表されている需要想定はないこと及び直近 2 年間は特異な状況にあったことから､2019 年度実績で横ばいとした。昨年はガソリンの輸出入の動きが著しく特徴的な動きを示していたのでガソリンのみ別途予測を作成したが、新型コロナ感染症の影響やロシアのウクライナへの侵攻の影響等、今後の予測が困難な状況なので、他油種同様 2019 年度横ばいとした。

（4）　2026 年度の全国石油製品の要生産量設定

図表 6.2.7 に、内需想定かつ 2019 年度輸出入を一定とした場合の要生産量（＝内需－輸入＋輸出）で設定した「従来想定ケース」として示す。

図表 6.2.7　2026 年度の内需想定

2026 年度の全国石油製品の内需想定と要生産量（従来想定ケース）

	2019年度実績（千KL）				2026年度想定（千KL）			
	内需	輸入	輸出	生産量	内需	輸入	輸出	要生産量
揮発油高級 揮発油並級	49,107	2,470	3,117	49,755	40,808	2,470	3,117	41,456
ナフサ	42,525	26,416	3	16,112	40,154	26,416	3	13,741
ジェット （ボンド）	5,146	210	1,991 (8,617)	15,545	4,484	210	1,991 (8,617)	14,882
灯油	13,621	1,561	996	13,057	11,957	1,561	996	11,392
軽油	33,657	797	9,102	41,962	32,043	797	9,102	40,348
LSA重油 MSA重油	10,156	123	1,776	11,809	8,355	123	1,776	10,008
LSC重油 MSC重油 HSC重油 （バンカー）	7,394 一般＋電力	457	4,165 (3,819)	14,921	5,909 一般＋電力	457	4,165 (4,299)	13,916
合計	161,607	32,033	33,586	163,160	143,710	32,033	34,066	145,743
参照	2019年度実績				想定値	2019年度横ばい		計算値

（出所）METI 石油製品需要想定、石連統計などより RING 作成

（5）　エネルギー供給構造高度化法後の TOP 原油処理能力

①　2021 年度末のタイプ別製油所主要装置の能力

エネルギー供給構造高度化法 2 次告示対応後の 2022 年 3 月時点で集計した製油所の各タイプの装置構成、分類した製油所名、主要装置の能力を図表 6.2.8 に示す。

尚、製油所名のカッコは、現在、TOP を停止して、二次装置を稼働させている製油所を示す。ENEOS 根岸製油所は、熱分解は控除し、REF には異性化装置を含めてない。

②　2026 年度試算用のタイプ別製油所主要装置の能力

2026 年度需給試算前提では、2022 年 3 月時点の主要装置能力から、ENEOS 根岸製油所の一部停止、ENEOS 和歌山製油所及び西部石油山口製油所の全停止、更に ENEOS 知多製造所から出光愛知事業所への REF 等の設備譲渡による装置能力の変化を反映した（図表 6.2.9 参照）。

図表 6.2.8　製油所のタイプ別製油所名と主要装置能力（2021 年度末）

タイプ	設備構成	製油所名	TOP（千BD）	FCC（千BD）	REF（千BD）	COKER（千BD）
Bタイプ	VGO-FCC	ENEOS鹿島、(知多)、堺、和歌山 コスモ千葉、四日市 西部山口 出光千葉、(徳山)	1,045	265	212	0
Cタイプ	RFCC	ENEOS仙台、千葉、根岸、大分 昭和四日市 太陽四国 出光北海道、愛知	1,383	361	292	0
Dタイプ	熱分解装置	ENEOS川崎、水島、麻里布 コスモ堺、東亜京浜 富士袖ヶ浦	1,030	325	190	141
合計			3,458	951	694	141

図表 6.2.9　製油所のタイプ別製油所名と主要装置能力（2026 年度試算用）

タイプ	設備構成	製油所名	TOP（千BD）	FCC（千BD）	REF（千BD）	COKER（千BD）
Bタイプ	VGO-FCC	ENEOS鹿島、(知多)、堺、和歌山 コスモ千葉、四日市 西部山口 出光千葉、(徳山)	797	198	183	0
Cタイプ	RFCC	ENEOS仙台、千葉、根岸、大分 昭和四日市 太陽四国 出光北海道、愛知	1,263	323	272	0
Dタイプ	熱分解装置	ENEOS川崎、水島、麻里布 コスモ堺、東亜京浜 富士袖ヶ浦	1,030	325	190	141
合計			3,090	846	644	141

６．２．４　2026 年度全国精製 LP モデルによる試算結果と考察

2026 年度全国石精モデルによる今年度の燃料油需要想に基づく試算結果と解析を、以下に示す。ここで、設備の適正稼働率及び装置余力の単位前提は下記のとおりとする。

・COKER、RDS の年間適正稼働日数：310 日とした。365 日ベースでは、85%となる。
・COKER、RDS を除く全ての装置の年間適正稼働日数：330 日とした。365 日ベースでは、90%となる。
・330 日ベースの稼働率：実稼働量（BBL）を公称能力（BD）×330 日で除した値
・装置能力余力：公称能力（BD）×（１－330 日ベースの稼働率）

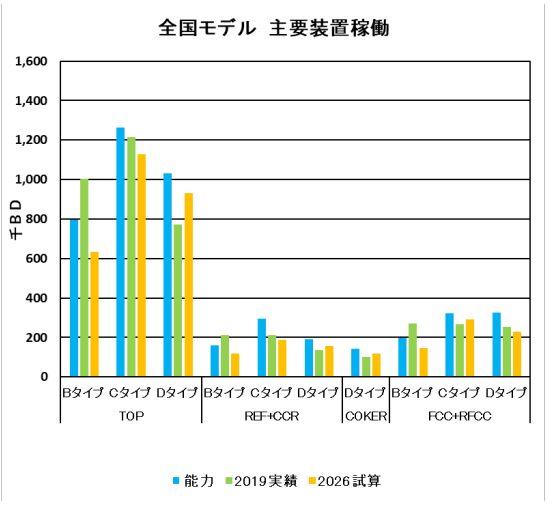
（１） 2026 年度の B、C、D タイプ製油所の主要装置稼働率

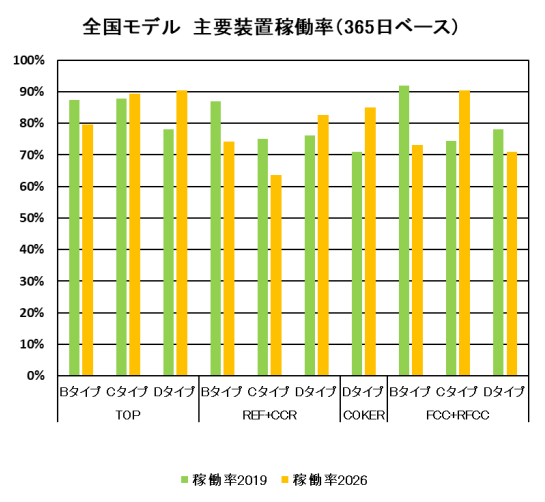
B、C、D 各タイプ製油所における主要装置の稼働量、稼働率を、図表 6.2.10 にまとめる。原油処理量は、2019 年度の得率実績 93.2%に見合う様に、燃料油要生産量合計量から逆算して算定した。原油種については 2019 年度実績割合で維持するものとして試算した。常圧蒸留装置は、D タイプ、C タイプはフル稼働（3 地区モデルとのバランス調整を考慮し C タイプは 89%でフル稼働制約）、B タイプは算定原油処理量になるようにバランスさせた結果 80%となった。

図表 6.2.10　2026 年度全国石精製 LP モデルの試算結果
B, C, D タイプ製油所の主要装置稼働率

（千BD）

	TOP			REF			COKER	FCC		
	Bタイプ	Cタイプ	Dタイプ	Bタイプ	Cタイプ	Dタイプ	Dタイプ	Bタイプ	Cタイプ	Dタイプ
能力	797	1,263	1,030	159	295	190	141	198	323	325
2026試算	634	1,128	931	118	188	157	120	144	292	230
稼働率(365日)	80%	89%	90%	74%	64%	83%	85%	73%	90%	71%





（２） 各タイプ別製油所の石油製品生産量と主要装置稼働率

① B タイプ製油所の製品生産量と装置稼働率

B タイプ及び C タイプ製油所の各製品の生産量と各装置の稼働率を図表 6.2.11 に示す。常圧蒸留装置（TOP）は、2026 年度に想定される 797 万 BPD の原油処理能力に対し、88%稼働（330 日ベース）になる。

330 日ベースで、FCC は 81%、REF は 82%の稼働率となった。揮発油を始め要生産量が減少している訳だが、２製油所を新たに閉止したことで、丁度能力が適合するバランスになった。

図表 6.2.11　2026 年度の全国 LP 石精モデル試算結果

－B,C タイプ製油所の生産量と主要装置稼働率－

B タイプ試算結果

			2019年度実績		2026年度試算結果	
			生産量（千KL）	比率	生産量（千KL）	比率
原油処理量			58,247	100%	36,795	100%
生産量	揮発油		16,342	28%	7,304	20%
	ナフサ		6,181	11%	7,837	21%
	灯油	JET	6,007		4,458	
		灯油	4,249		2,199	
		小計	10,256	18%	6,657	18%
	軽油	軽油	13,329		9,274	
		A重油	3,428		2,618	
		小計	16,757	29%	11,892	32%
	C重油		5,355	9%	2,902	8%
	燃料油計		54,892	94%	36,593	99%
	LPG、副製品		4,528	8%	3,674	10%
	自家燃、損耗、転送等		▲1,173	▲2%	▲3,471	▲9%
	総計		58,247	100%	36,795	100%
稼働率	TOP		97%（330日）	87%（365日）	88%（330日）	80%（365日）
	FCC		102%（330日）	92%（365日）	81%（330日）	73%（365日）
	REF		96%（330日）	87%（365日）	82%（330日）	74%（365日）

C タイプ試算結果

			2019年度実績		2026年度試算結果	
			生産量（千KL）	比率	生産量（千KL）	比率
原油処理量			70,475	100%	65,485	100%
生産量	揮発油		18,758	27%	17,430	27%
	ナフサ		6,084	9%	8,668	13%
	灯油	JET	5,132		4,768	
		灯油	5,962		5,540	
		小計	11,094	16%	10,308	16%
	軽油	軽油	17,458		18,357	
		A重油	4,603		2,216	
		小計	22,062	31%	20,573	31%
	C重油		6,040	9%	5,666	9%
	燃料油計		64,037	91%	62,646	96%
	LPG、副製品		4,864	7%	5,262	8%
	自家燃、損耗、転送等		1,574	2%	▲2,422	▲4%
	総計		70,475	100%	65,485	100%
稼働率	TOP		97%（330日）	88%（365日）	99%（330日）	89%（365日）
	FCC		82%（330日）	74%（365日）	100%（330日）	90%（365日）
	REF		83%（330日）	75%（365日）	70%（330日）	64%（365日）

② C タイプ製油所の製品生産量と装置稼動率

C タイプ製油所の各製品の生産量と各装置の稼働率を、図表 6.2.11 に示す。

常圧蒸留装置（TOP）は、2026 年度に想定される 126 万 BPD の原油処理能力フル（3 地域モデルとのバランス調整を考慮し C タイプは 330 日ベース 89%でフル稼働制約）で試算した。

TOP 以外の C タイプの主要装置は、330 日ベースで、RFCC は 100%ながら、 REF は 70%と余力を残す結果となった。

DSAR（直脱 LSC 重油）は RFCC フィードに 7,221 千 kl、FCC に 0 千 kl、LSC 重油混合基材として 3,653 千 KL 使用されている。

CLO の全量を LSC 重油として製品化している。LSC 重油の硫黄分は上限（0.5wt%）に張り付くが、粘度は 134cst で下限の 20cst には至らない。CLO だけでは硫黄分を調整することができないために、本来 RFCC の原料である DSAR を LSC 重油の混合基材とせざるを得ない結果となっている。

③ D タイプ製油所の製品生産量と装置稼動率

D タイプ製油所の各製品の生産量と各装置の稼働率を、図表 6.2.12 に示した。

常圧蒸留装置（TOP）は、2026 年度に想定される 103 万 BPD の原油処理能力に対し、年間 330 日ベースの稼働率は 100%となる。

熱分解装置（COKER）の稼働率は、310 日ベースで 100%とフル稼働になる。

ただし、ガソリン基材を生産する FCC の稼働率が 330 日ベースで 78%、REF も 91%とフル稼働には至らない。

④ 2026 年度の B＋C＋D の製品生産量と主要装置稼働率

以上の B、C、D タイプ製油所の 2026 年度製品生産量の合計と主要装置稼働率を、図表 6.2.12 に示した。常圧蒸留装置が年間 330 日ベースで 96%と製油所閉鎖によって、適正稼働率に見合う試算結果になった。

図表 6.2.12　2026 年度の試算結果

－D タイプ，B＋C＋D タイプ製油所の生産量と主要装置稼働率－

D タイプ試算結果

			2019年度実績		2026年度試算結果	
			生産量（千KL）	比率	生産量（千KL）	比率
原油処理量			44,804	100%	54,055	100%
生産量	揮発油		13,860	31%	16,722	31%
	ナフサ		4,881	11%	3,632	7%
	灯油	JET	4,480		5,119	
		灯油	3,028		3,653	
		小計	7,508	17%	8,773	16%
	軽油	軽油	10,403		14,512	
		A重油	3,281		2,254	
		小計	13,684	31%	16,766	31%
	C重油		2,788	6%	2,767	5%
	燃料油計		42,721	95%	48,660	90%
	LPG、副製品		3,782	8%	5,867	11%
	自家燃、損耗、転送等		▲1,699	▲4%	▲473	▲1%
	総計		44,804	100%	54,055	100%
稼働率		TOP	86%（330日）	78%（365日）	100%（330日）	90%（365日）
		FCC	86%（330日）	78%（365日）	78%（330日）	71%（365日）
		COKER	84%（310日）	71%（365日）	100%（310日）	85%（365日）
		REF	84%（330日）	76%（365日）	91%（330日）	83%（365日）

B＋C＋D タイプ製油所試算結果

			2019年度実績		2026年度試算結果	
			生産量（千KL）	比率	生産量（千KL）	比率
原油処理量			173,526	100%	156,335	100%
生産量	揮発油		48,960	28%	41,456	27%
	ナフサ		17,146	10%	20,138	13%
	灯油	JET	15,619		14,346	
		灯油	13,240		11,392	
		小計	28,858	17%	25,738	16%
	軽油	軽油	41,190		42,144	
		A重油	11,313		7,088	
		小計	52,503	30%	49,232	31%
	C重油		14,183	8%	11,335	7%
	燃料油計		161,651	93%	147,898	95%
	LPG、副製品		13,173	8%	14,802	9%
	自家燃、損耗、転送等		▲1,297	▲1%	▲6,366	▲4%
	総計		173,526	100%	156,335	100%
稼働率		TOP	94%（330日）	85%（365日）	96%（330日）	87%（365日）
		FCC	89%（330日）	81%（365日）	87%（330日）	79%（365日）
		COKER	84%（310日）	71%（365日）	100%（310日）	85%（365日）
		REF	88%（330日）	79%（365日）	79%（330日）	72%（365日）

（3）　2026 年度全国石精 LP モデル試算による製品混合内訳の分析

図表 6.2.13 に、全国石精 LP モデルの 2026 年度の軽油、A 重油、C 重油の混合内訳と LCO と CLO 留分の行先をまとめる。

①　軽油深度脱硫装置への LCO 混合フィードの比率向上

LCO の軽油深度脱硫装置へのフィード比率の向上は、LCO 余剰解消及び高付加価値化に向けた最重要課題である。

従前は、全国平均で 5%が上限であったが毎年改善されており、比較的堅調な軽油需要に鑑みて今後比率上昇させる必要性も高いことから一昨年度より 15%上限で設定し、軽油増産化を指向していた。しかし、将来的な軽油輸出環境は不透明であるため、今年度は一先ず 15%で試算したうえでインバランスを評価し、インバランスが大きい場合は、解消される最適なフィード比率も検討した。

②　軽油、LSA－03、LSC－05、MSC－20、HSC-35 混合内訳

・軽油：

軽油の全生産量 42,144 千 KL の内、脱硫灯油（DK）の混合比率は、15%、脱硫軽油は 75%である。先に示したとおり、脱硫軽油には軽油深度脱硫装置のフィードに LCO の 4,506 千 Kl、が改善投入されているので、製品軽油対比では、約 11%の LCO が混合され、付加価値アップになっている。

・LSA－03（硫黄分 0.3wt%）：

全生産量 7,088 千 KL の内、製品品質規格を満足するために脱硫軽油（DGO）が 49%、LCO が 45%混合されている。IMO 対応のマリンディーゼル用途への LCO の新規用途が期待される。

・LSC－05（硫黄分 0.5wt%）：

全生産量 12,624 千 KL の内、CLO(硫黄分 1.05 wt%)が、25%混合されている。ただし、硫黄分調整のために、LCO（硫黄分 0.3 wt%）が 6%、DSAR（脱硫重油硫黄分 0.3 wt%）が 63%混合されているが、CLO、LCO ともに軽油相当の低粘度であるから、製品 LSC－05 の粘度はきわめて低くなる。
なお、今回の全国石精製 LP モデルの CLO 硫黄分は、FCC＋RFCC の CLO の平均値である。近年は、FCC、RFCC ともに CLO の硫黄分は、低下傾向である。従って、硫黄分調整のための DSAR 混合比率は少なくなるだろう。今後の C 重油混合の精度を向上するために、FCC の CLO(硫黄分約 0.3 wt%)、RFCC の CLO（硫黄分約 1.5 wt%）を基材別に混合するモデル改良が必要である。

③ LCO、CLO の行先と石精 LP モデルの混合精度アップの必要
全国石精 LP モデル（B、C、D タイプ）では分解軽油（LCO）が A 重油、C 重油に高い割合でブレンドできている。
LCO の全生産量は、8,496 千 KL で、行先は軽油 4,506 千 KL（53.0%）、LSA 3,227 千 KL（38.0%）、LSC 757 千 KL（8.9%）、MSC 0 千 KL、HSC 6 千 KL（0.1%）である。
CLO の全生産量は、3,184 千 KL で、全量 LSC に消費されている。
混合内訳で、一部述べたとおり、LP モデルでは、硫黄分、粘度、セタン指数を連立式化している。しかし、実際は、LSA、LSC の製品品質に適合するための混合基材の CLO 中の灰分（FCC＋RFCC 触媒触媒混入）などの他の実用品質を詳細に検討する必要があるので、今回の試算結果は、傾向参考値として取扱う。

図表 6.2.13　軽油、A 重油、C 重油混合内訳及び LCO と CLO 留分の行先

全国　　軽油、A重油、C重油　混合内訳　　LCOとCLOの留分の行先

千KL

製油所タイプ	B	C	D	合計
軽油　ブレンド				
製品	9,274	18,357	14,512	42,144
DK	1,391	3,155	1,846	6,392
HC_K	0	0	331	331
DGO	7,491	13,851	9,899	31,241
HC_LGO	392	1,352	2,436	4,180
LSA-03　ブレンド				
製品	2,618	2,216	2,254	7,088
K	131	111	113	354
DK	0	0	0	0
DGO	1,289	1,091	1,102	3,483
DSLGO	0	0	0	0
HC_LGO	0	0	0	0
LCO	1,185	1,003	1,039	3,227
Lt AR	13	11	0	24

製油所タイプ	B	C	D	合計
LSC-05 ブレンド				
製品	3,291	6,054	3,279	12,624
DSLGO	0	46	0	46
LCO	0	0	757	757
LS HP	23	665	16	704
DSAR	2,618	3,653	1,662	7,933
CLO	650	1,689	844	3,183
LGO	0	0	0	0
MSC-20　ブレンド				
製品	0	0	0	0
LGO	0	0	0	0
DSLGO	0	0	0	0
LCO	0	0	0	0
Lt AR	0	0	0	0
LS HP	0	0	0	0
DSAR	0	0	0	0
CLO	0	0	0	0
Lt VR	0	0	0	0
ML VR	0	0	0	0
Md VR	0	0	0	0
HSC-35　ブレンド				
製品	0	1	35	36
LGO	0	0	0	0
LCO	0	0	5	6
Lt AR	0	0	0	0
Hy AR	0	1	27	28
DSAR	0	0	0	0
CLO	0	0	0	0
Lt VR	0	0	0	0
ML VR	0	0	0	0
Md VR	0	0	0	0
Hy VR	0	0	0	0
LS HP	0	0	3	3

製油所タイプ	B	C	D	合計
FCC稼働				
FCC	8,383	0	13,371	21,753
RFCC	0	16,948	0	16,948
合計	8,383	16,948	13,371	38,701
軽油深脱稼働				
DDS能力	203	315	349	866
DDS能力最大稼働(90%)	10,636	16,502	18,312	45,450
DDS通油量	7,565	13,052	9,425	30,042
DDS LCO比率	15.0%	15.0%	15.0%	15.0%
LCO⇒軽油深脱				
LCO⇒軽油深脱	1,135	1,958	1,414	4,506
製品生産量				
軽油	9,274	18,357	14,512	42,144
LSA	2,618	2,216	2,254	7,088
HSA	0	0	0	0
LSC	3,291	6,054	3,279	12,624
MSC	0	0	0	0
HSC	0	1	35	36
LCO使用先				
軽油深脱	1,135	1,958	1,414	4,506
LSA	1,185	1,003	1,039	3,227
HSA	0	0	0	0
LSC	0	0	757	757
MSC	0	0	0	0
HSC	0	0	5	6
合計	2,320	2,960	3,216	8,496
CLO使用先				
LSC	650	1,689	844	3,183
MSC	0	0	0	0
HSC	0		0	0
合計	650	1,689	844	3,183

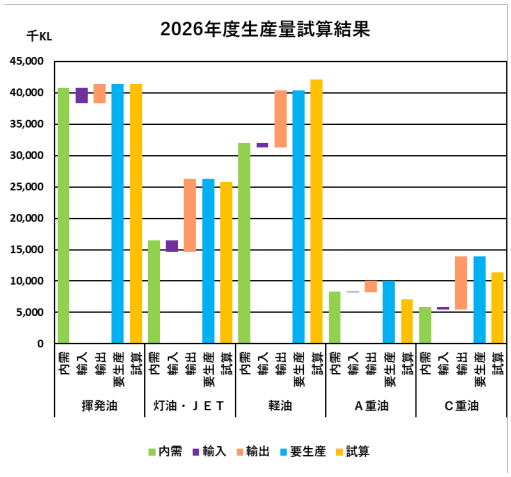
（４） 2026 年度の各石油製品別の需給バランスの考察

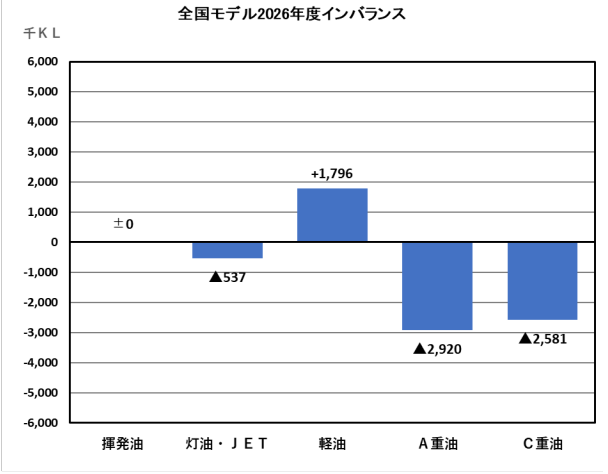
① 2026 年度の石精全国 LP モデル需給試算結果

図表 6.2.14 に、2026 年度の推定要生産量に対する LP 試算結果を示す。

図表 6.2.14　2026 年度試算結果のまとめ
全国石油製品合計（B＋C＋D）の需給バランス
2026 年度の試算結果

		2019年度実績	2026年度要生産				2026年度試算結果	増減（インバランス）	総輸出量
			内需	輸入	輸出	要生産	実績対比			
原油処理	量 千KL	173,526						156,335	▲ 17,191	
製品生産量	揮発油 千KL	48,960	40,808	2,470	3,117	41,456	▲ 7,505	41,456	±0	3,117
	ナフサ 千KL	17,146	40,154	26,416	3	13,741	▲ 3,405	20,138	＋6,397	6,400
	JET、灯油 千KL	28,858	16,441	1,770	11,604	26,275	▲ 2,584	25,738	▲ 537	11,068
	軽油 千KL	41,190	32,043	797	9,102	40,348	▲ 842	42,144	＋1,796	10,897
	A重油 千KL	11,313	8,355	123	1,776	10,008	▲ 1,305	7,088	▲ 2,920	▲ 1,144
	B･C重油 千KL	14,183	5,909	457	8,464	13,916	▲ 267	11,335	▲ 2,581	5,883
	燃料油計 千KL	161,651	143,710	32,033	34,066	145,743	▲ 15,908	147,898	＋2,156	36,222





② 輸出量想定と対応策検討

2019 年度輸出実績（輸出入は、2026 年度も 2019 年度実績と同じ）と、2026 年度試算によるインバランスから輸出増減量を留分別に算出し、図表 6.2.15 に示す。

揮発油の輸出は、2019 年度と同じく、3,117 千 KL（一般輸出）

JET＋灯油は、2019 年度輸出量に対し、▲537 千 KL 不足の 11,068 千 KL

軽油は、2019 年度輸出量に対し、＋1,796 千 KL 増の 10,897 千 KL（一般輸出）

A 重油は、2019 年度輸出量に対し、▲2,920 千 KL 減の▲1,144 千 KL（輸出 0、内需減）

C 重油は、2019 年度輸出量に対し、▲2,581 千 KL 減の 5,403 千 KL

2026 年度の一般輸出量を 2019 年度実績スライドとすると、A 重油、C 重油共に、大幅な不足が生じるように見える。C 重油はもともと余剰で、内需と同等扱いのボンド C 重油の量は、2026 年度 4,299 千 KL の要生産を満たしている。5,403−4,299＝1,104 千 KL の一般輸出が減少したことになるが、余剰扱いの赤字に近い形で輸出する量であるから不足は問題にならない。

一方、灯油留分の不足は、灯油軽油のスウィング調整にて解消できる。また、A 重油の不

足量は、軽油輸出超過分と振替ができるが、1,796-537-2,920＝▲1,661 千 KL となり、軽油留分がショートする。

図表 6.2.15　輸出実績と LP 試算によるインバランス輸出量変化

輸出量 （千KL）	2019年度 輸出実績	2026年度 LP試算追加	計
揮発油	3,117	0	3,117
JET、灯油	11,604	▲537	11,068
軽油	9,102	1,796	10,897
A重油	1,776	▲2,920	▲1,144
B・C重油	7,984	▲2,581	5,403
合計（千KL）	33,583	▲4,241	29,342
〃（千BD）	687	-87	600
TOP公称能力 換算輸出比率	19.5%	-2.8%	19.4%

（注1）TOP能力換算（千BD）＝輸出量合計（千KL）/365日/0.159/90.4%（最大稼働率）/93.2%（燃料油得率）

（注2）TOP公称能力：2019年度末の公称能力　3,519千BD

（注3）TOP公称能力：2026年度末の公称能力　3,090千BD

③　2026 年度試算結果の解析結果（要旨）

・2026 年度 TOP 能力（3,090 千 BPSP）に対する余力：111 千 BD

図表 6.2.9 に示したように、2022 年 4 月の TOP 能力から ENEOS 根岸製油所の一部 TOP、ENEOS 和歌山製油所及び西部石油山口製油所を停止した後の全国 TOP 能力は 3,090 千 BD である。

一方、2026 年度の TOP 適正稼働量は 2,979 千 BD（156,335 千 KL/365×6.29/0.904）であるから、111 千 BD（3,090－2,979）の余力が発生する。1 製油所の平均が 150 千 BD であるから、全国モデル試算結果では、ほぼ適正な余力になったといえる。

2021 年度末の TOP 能力は、3,458 千 BD であるので、高度化法に基づく 368 千 BD の能力削減は、2026 年度需要想定もとでは、適正な判断であったといえる。

・2019 年度実績との比較

TOP 能力 87 千 BD 相当（687-600 千 BD）の輸出が減少する。年間減少量は、4,241 千 KL（TOP 能力 87 千 BD に相当）で、2019 年度の輸出実績 33,583 千 KL（TOP 能力 687 千 BD に相当）と合せると、総輸出量は 29,342 千 KL（TOP 能力 600 千 BD 相当）の輸出となる。対原油処理量では、ほぼ同じ 19.5%であり、中国の精製能力余剰によるアジア圏石油製品輸出市場の厳しさを鑑みれば、韓国のような輸出依存型に比べて、かなり良好なバランスを維持できている。

・石油需要減の加速、脱炭素化ソリューション導入のミックスシステムの導入
温暖化ガス削減目標の上積みが表明された場合は、石油製品の需要減から原油処理量の減速も免れず、製油所の能力削減、休止・転換が不可欠な状況が必至となってくる。
石油留分の石化シフト、軽油留分の増産（軽油深度脱硫装置への LCO フィード最大化など）の対応策を講じながら、石油精製設備の転用によるバイオ燃料生産、脱炭素化ソリューションの導入による脱原油処理を伴うミックスシステムを模索していく方向にある。

・全国 TOP 軽油最大運転モード
軽油タイト是正のために、REF 稼働減に合わせて、TOP の HN～KERO のスウィングを中間留分最大カットとする。本モデルでは、揮発油価格が軽油よりも若干高いので、極解（スーパーソリューション）の傾向が出ている。輸出のし易さを考慮すると、最大限、KERO（灯油中間留分）カットに振り替えることで、揮発油と中間留分の輸出量がバランスしやすくなる。

・LCO の軽油深度脱硫装置チャージの増加
従来に比べ、軽油深度脱硫触媒の開発などで、LCO の混合チャージ率は著しく向上しているが、ここ数年想定してきた最大混合率 15%とすると軽油余剰となる傾向がみられるほどである。軽油輸出環境次第で、チャージ率を柔軟に調整することも必要である。

・揮発油留分の石化シフト
固定床 REF が多いので、コンビナート内で極力 CCR の稼働率を上げる。そして、C8 留分を最大限抽出する他、C7,C9 留分の不均化を促進する余地もある。従前に比し、かなり回収率は上がっているが、全国的には、C8 回収の余地はある。

・ナフサ留分のインバランス対応
原油処理量は減少するものの揮発油生産量に規定されるため、ナフサ留分については余剰バランスとなり＋6,397 千 KL の生産増となった。もともと、26,416 千 KL のナフサを輸入しているので、輸入量減で対応すると想定される。

・中間留分（JET＋灯油＋軽油）バランスと高度化法 3 次告示への対応、IMO 規制の影響
原油処理量は減少しているものの LCO の深脱混合比率向上効果により軽油増産が＋1,796 千 KL あり、2026 年度の JET＋灯油＋軽油の総輸出量は、11,068 千 KL（JET＋灯油）＋10,897 千 KL（軽油）の 21,965 千 KL（2019 年度対比＋1,259 千 KL）となる。

・A 重油生産減少ランスと軽油深度脱硫設備による LCO の軽油化比率アップ
LCO の軽油混合処理増による影響などにより、1,796 千 KL の生産増となった。ただし、A 重油の輸出量減▲1,144 を脱硫 LCO（もともと LCO の混合処理量増による軽油生産増）で補填したとすれば、ほぼミートする（1,259−1,144＝＋115 千 KL）ので、軽油留分は若干増にとどまる。
日本の精製設備フローが、プレトリーティング（前処理）で、FCC、RFCC にフィードされる原料が海外に比べて、非常に硫黄分が低く、したがって分解留分の硫黄分も低い。

IMO 規制対応にも有利である。2020 年以降の IMO 船舶燃料硫黄分規制強化の環境下では、輸出競争力は高い。ただし、極めて低粘度の品質である。また、一部は CLO 中の廃触媒分離が必要な場合がある。

・C 重油インバランス、IMO 規制強化、高度化法 3 次告示への対応

C 重油も、A 重油と同様に、一般向けの内需は減退が加速している。特に石油火力発電所向けの需要は、設備の老朽化などにより減少が目立っている。ただし、災害時などの最後の砦として必要最小限の存続を期待されていることから一定数量は維持されることになる。

一般輸出を 2019 年度実績と同量と設定すると、原油処理量の減少で、C 重油の要生産量に対し、2,581 千 KL の生産ショートとなったが、図表 6.2.15 に示したとおり、C 重油の一般輸出減となるので好ましい結果である。

・VR 留分の分解

潤滑油を生産する過程で VR 留分は副産物として、留出せざるを得ない。また、日本では、原油処理量の減少下、AR は、VAC で VGO をほとんど搾取っているので、余剰重質油は、VR と考えてよい。今後、船舶燃料がメタノール、アンモニア等の CO2 フリー燃料に置き換わることを鑑みると、石油精製にとって、VR 留分の高分解（高度化法 3 次告示）への対応は絶対に進めておかなければならない最重要課題である。

（５） 2026 年度の需給バランスに及ぼす輸出設定量の影響検証

先の（４）②で、2026 年度の A 重油と C 重油の対要生産ショートバランスの解析と考察を行った。A 重油の輸出ショート分は軽油と振り替えて、かつ、C 重油のショート分は一般輸出量を減少することでインバランスは解消されるとした。そこで、これを全国石精 LP モデルで検証することにした。

図表 6.2.7 では、2026 年度の A・C 重油の一般輸出量は、2019 年度実績をスライドさせた（2026 年度も 2019 年度 A・C 重油輸出量が継続できるとした）が、検証では、A・C 重油の一般輸出量を 2019 年度実績の半量になるものとして、2026 年度の全国石精 LP モデルで検証した。試算結果を図表 6.2.16 に示す。

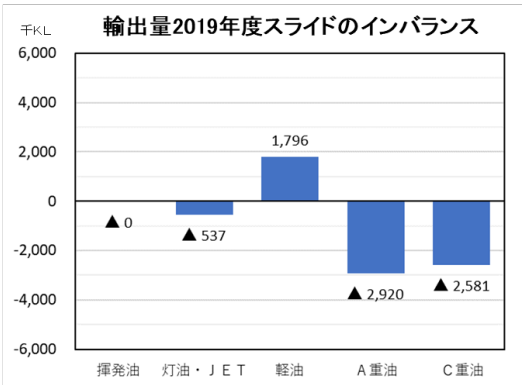
A・C 重油の一般輸出量が半減すると全国インバランス（特に C 重油ショート）は、ほぼ解消される。したがって、2026 年度は、ボンド C 重油の要生産量を充足し、一般 C 重油輸出を半減させることで、TOP 稼働率が最大となっても、C 重油バランスは維持できる（ボトムネックにはならない）。

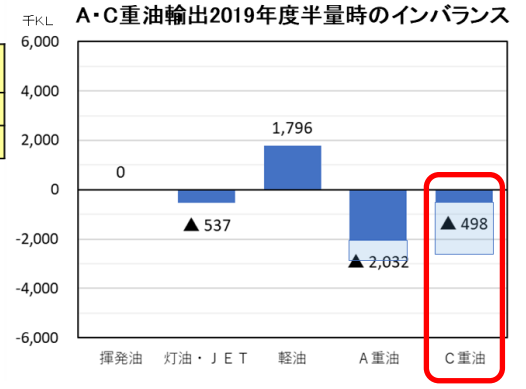
図表 6.2.16　推定輸出量と 2026 年度 LP 試算インバランスの変化

	2019年度実績（千KL）				2026年度想定（千KL）			
	内需	輸入	輸出	生産量	内需	輸入	輸出	要生産量
揮発油高級 揮発油並級	49,107	2,470	3,117	49,755	40,808	2,470	3,117	41,456
ナフサ	42,525	26,416	3	16,112	40,154	26,416	3	13,741
ジェット （ボンド）	5,146	210	1,991 (8,617)	15,545	4,484	210	1,991 (8,617)	14,882
灯油	13,621	1,561	996	13,057	11,957	1,561	996	11,392
軽油	33,657	797	9,102	41,962	32,043	797	9,102	40,348
LSA重油 MSA重油	10,156	123	1,776	11,809	8,355	123	1,776	10,008
LSC重油 MSC重油 HSC重油	7,394	457	4,165	14,921	5,909	457	4,165	13,916
（バンカー）	一般＋電力		(3,819)		一般＋電力		(4,299)	
合計	161,607	32,033	33,586	163,160	143,710	32,033	34,066	145,743
参照	2019年度実績				想定値	2019年度横ばい		計算値

A・C重油一般輸出が半減した場合
その他は2019年度実績値スライド

	想定輸出（千KL）
A重油	888
C重油	2,083





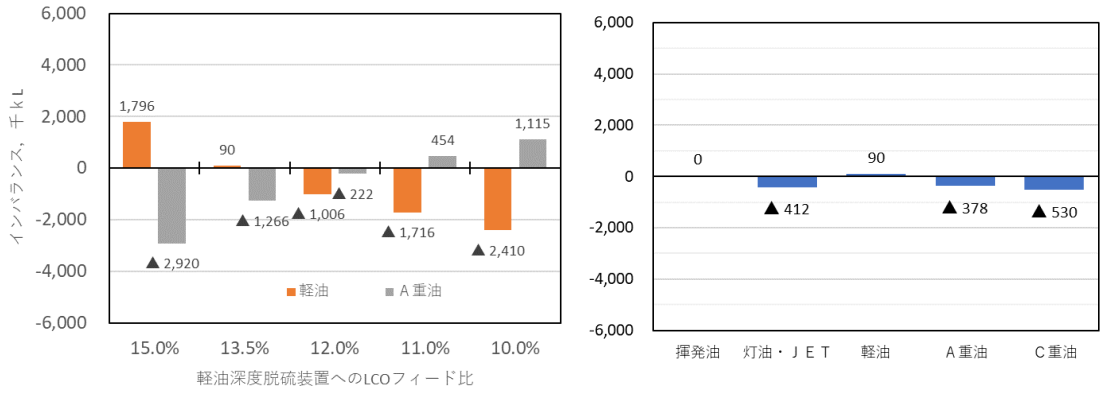
（６）　軽油深度脱硫装置への LCO フィード比（チャージ率）の影響検証

一昨年度来、本 LP 試算では、LCO の余剰解消及び高付加価値化に向けて軽油深度脱硫装置への LCO フィード比を 15%で試算している。LCO フィード比の需給バランスに及ぼす影響を 2026 年度の全国石精 LP モデルで検証（再計算）した。

LCO フィード比を 10～15%の幅で、変化させて 2026 年度全国石精製 LP モデルを試算した。その結果を図表 6.2.17（左図）に示す。一般的に知られているとおり、本 LP 試算でも LCO フィード比を上げるにしたがって軽油が増産され、A 重生産量が減少する。

したがって、図表 6.2.16 に示される軽油及び A 重油のインバランスは、LCO フィード比を適宜調整することにより改善することが可能である。例えば、LCO 比を 13.5%とした場合、図表 6.2.16 と同じ条件であれば、全国インバランスは図表 6.2.17（右図）まで改善される。

図表 6.2.17　LCO フィード比の軽油－A 重油インバランスに及ぼす影響（左図)）と
全国インバランスの改善（右図※1, ※2)



※1：2026 年度の重油輸出量を 2019 年度実績の半量に設定

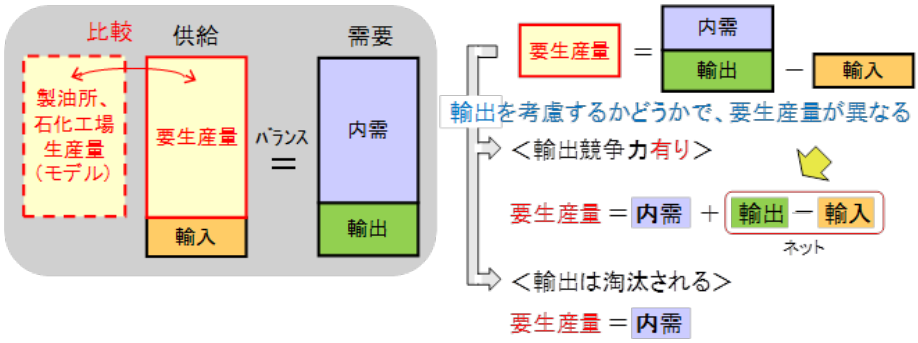
※2：軽油深度脱硫装置への LCO フィード比を 13.5%に設定

６．２．５　2026 年度全国石化バランスモデルによる試算結果

（１）　石化製品の需要想定の前提と要生産量の設定

輸出競争力の有無や輸出の必要性などに応じた要生産量設定の前提を図表 6.2.18 に示す。

図表 6.2.18　輸出の考慮の有無で異なる要生産量



・内需

石化製品の内需は、METI 素材産業課及び芳香族工業会報告に基づき想定した。また、重化学工業通信社のデータなども考慮し、基準となるデータの正当性を確認した。

・輸出入

METI 素材産業課報告及び、芳香族工業会報告に基づき想定した。また、貿易統計データなども考慮し、より詳細な想定を実施した。

・石化製品の要生産量設定

2026 年試算のために、各石化製品の要生産量を需要想定から算出した結果を、図表 6.2.19 にまとめる。日本芳香族工業会は長期需給動向を従来どおり示したものの、従来 METI 素材産業課が公表していた「世界の石油化学製品の今後の需給動向」は本年もなかった。そこで、エチレン、プロピレンにおいては関係情報を元に RING 独自に想定した。

2021 年度実績をみると、コロナ禍以前のレベルまで回復がみられるものの、依然先行き不透明なこともあり、2026 年度内需、輸出入ともに 2021 年度実績をスライドとした。
以下に、各石油化学製品の需要想定を示す（図表 6.2.20、図表 6.2.21 参照）。

図表 6.2.19　石油化学製品要生産量の想定結果

石化製品	'19年実績（千ﾄﾝ）	'21年実績（千ﾄﾝ）	'21年度試算用 '25年想定（千ﾄﾝ）	'22年度試算用 '26年想定（千ﾄﾝ）	誘導品内需	誘導品輸出	モノマー輸出	備考
エチレン	6,418	6,349	6,142	6,349	4,336	1,413	600	*2021年度実績にて横ばい傾向で推移するとして策定*
プロピレン	5,504	5,232	5,469	5,232	4,478	300	454	*2021年度実績にて横ばい傾向で推移するとして策定*
ベンゼン	3,855	3,559	3,737	3,420	3,000		420	芳香族工業会データの想定に基づく
キシレン	6,640	5,074	6,640	5,565	3,975		1,590	芳香族工業会データの想定に基づく

・エチレン

中国のエチレン不足は引続き拡大すると予測される。アジア全体では、エチレン不足はやや縮小するものの需給タイトの継続が見込まれる。グローバルには、シェール関連プラントの新増設が順次稼働を開始する。中国も大型エチレン新設計画があり能力拡大が継続する見込みである。中東における供給超過幅は拡大を続け、アジアと欧州の需要増加分を上回ると見込まれている。これらの影響でエチレンの輸出環境はやや厳しさが増している。この状況は、コロナ禍終息後も継続するとし、日本におけるエチレン系誘導品需要＋輸出は、2026 年度まで 2021 年度実績程度にて横ばいで推移すると想定した。

・プロピレン

プロピレン系誘導品の需要は、エチレンと同様に世界の経済成長に応じて、アジアが需要の伸びを牽引し、こちらも中国のシェアが拡大する見込みである。日本における需要はエチレン同様、2026 年度まで 2021 年度実績程度にて横ばいで推移すると推定した。

・ベンゼン

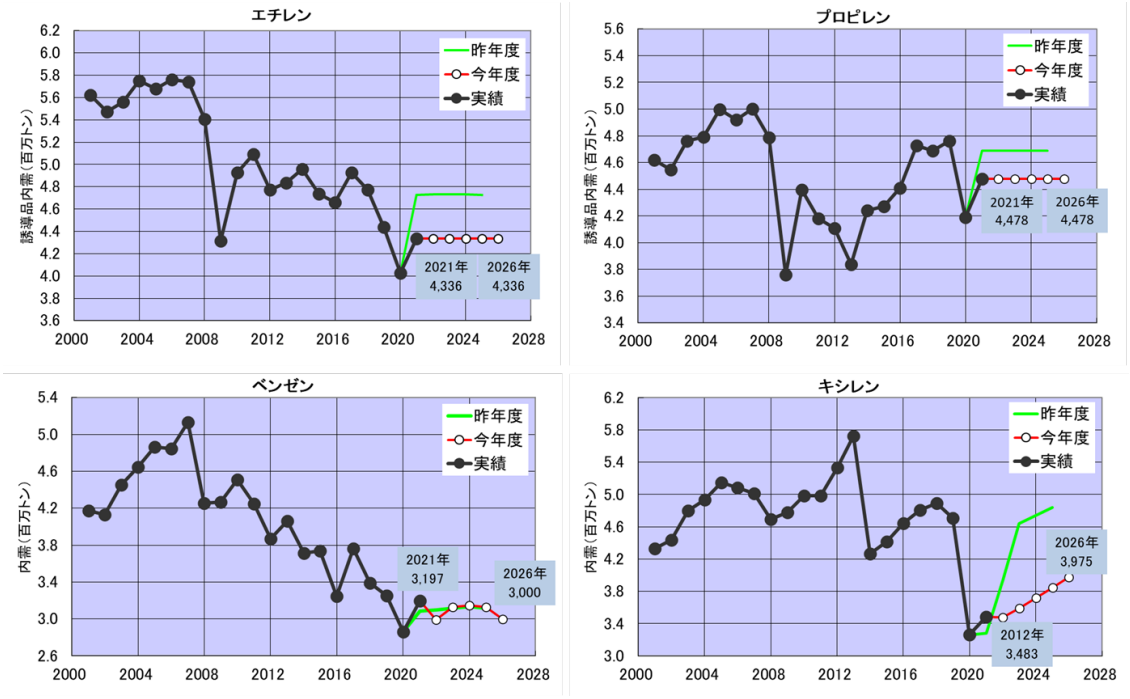
国内生産能力の調整は完了しており、誘導品輸出も大幅に低下している。スチレンモノマーの内需が 2024 年にピークを迎える予測となっており、2026 年は 2021 年実績より減少する見込みとなっている。
世界的に需要は、中国を中心に増加が見込まれるが、シェール開発影響により、原料軽質化が進むと想定され、北米での需要超過傾向が強くなると見込まれる。

・キシレン

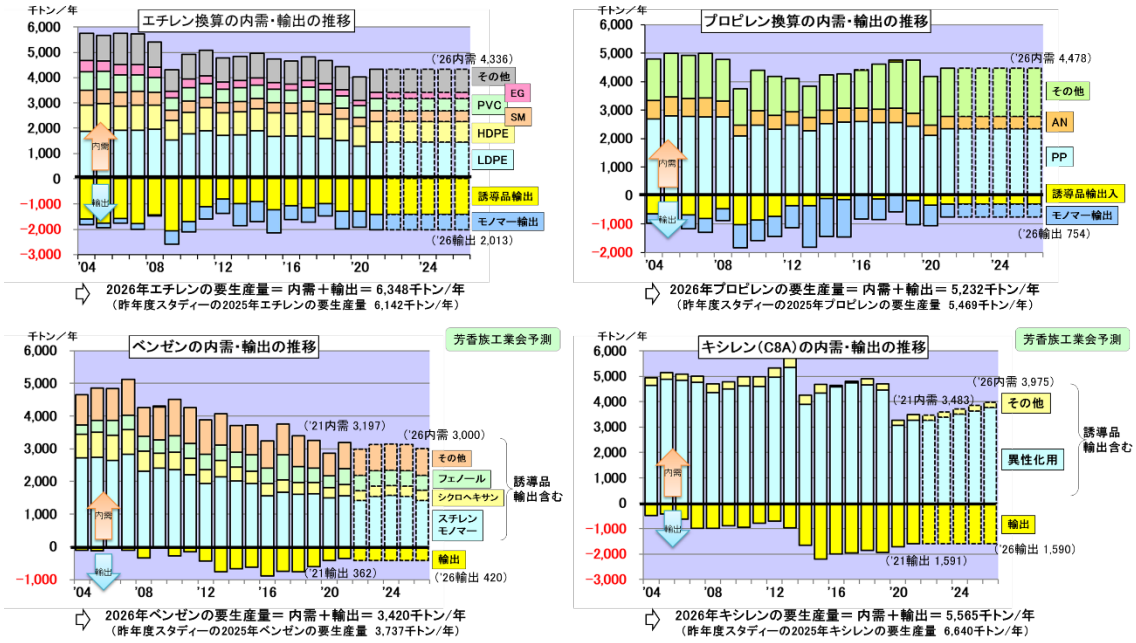
世界の PTA 生産量、需要はその半分以上を中国が占め、年々その割合を拡大させている。

その原料であるパラキシレンは中国での需要が強く、生産能力の増加が相対的に乏しいため、需要増加は今後も継続する見込みではあるが、ゼロコロナ政策の堅持等先行き不透明なこともあり、昨年度の推移予測より大きく下方修正された。
ミックスキシレンの韓国への輸出も、その先は中国のパラキシレンに関連しており、中国のパラキシレンの需要次第である。

図表 6.2.20　石油化学主要製品の内需実績と今後の想定推移



図表 6.2.21　主要化学製品換算の内需、輸出量の推移



（2） 石化製品の試算方法

近年の石化製品においては、石精での生産量が増えてきており、その影響は大きい。

石化バランスモデルでは、エチレンセンターを中心とした石化生産量しか把握できないので、モデルのチューニングにおいては、石精 LP モデルも調整を実施し、石精側と石化側の合計生産量が実績に合うまで試行錯誤の演算を繰返した。

石精（R）FCC から生産されるプロピレンは、石精側としては副生産物であり、（R）FCC の稼働により、生産量が変動する。石油製品の需要減少動向から今後は石化シフト化する傾向が認められるため、石精からのプロピレンは供給側に働く要素が高いと推定される。このことから、石化モデルの生産ターゲットはエチレン優先として試算を実施した。

（3） 2026 年度各石化製品試算結果

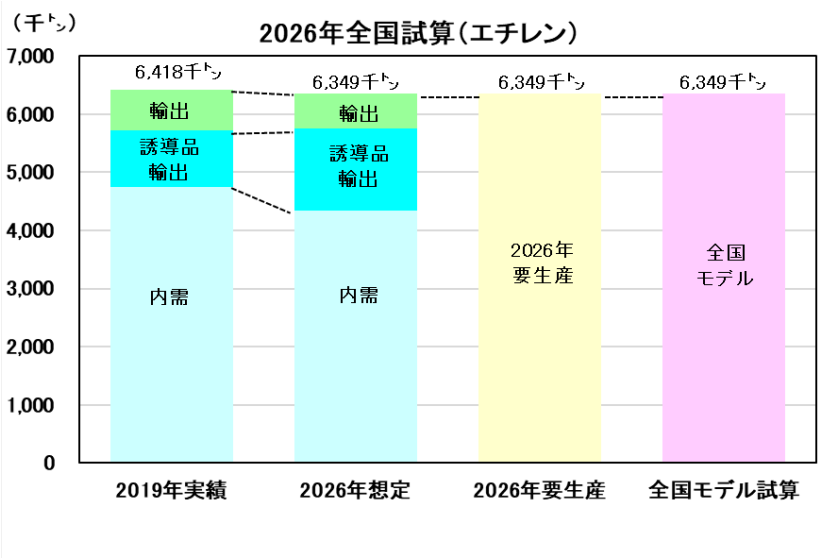
2026 年度想定の全国石化製品バランス試算結果を述べる。

・エチレン

2020 年度までは、エチレンは中東などからの安価な輸出品の影響で、輸出、誘導品輸出とも厳しくなる想定としていたが、昨今の好調なエチレン需要を踏まえ、輸出、誘導品輸出を含めて要生産を設定した。そのため、2026 年要生産は 2019 年実績 6,418 千トンに対し、内需、輸出の減少を考慮した 2021 年度実績量の 6,349 千トンとした。

石化モデルは、このエチレン要生産量を主ターゲットとして試算した。試算結果を図表 6.2.22 に示す。

図表 6.2.22　全国石化バランスモデルによるエチレンの 2026 年度試算

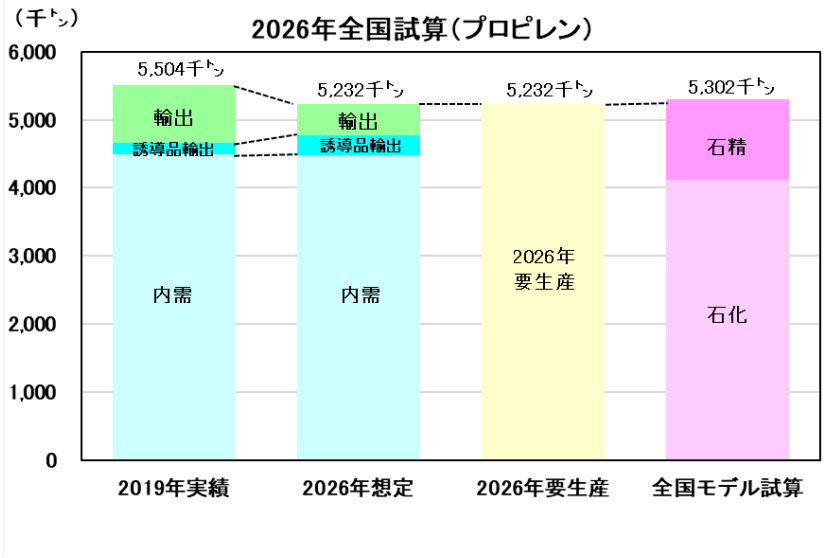


・プロピレン

プロピレンは、中国、サウジアラビア、アセアンで生産能力の増加が続き、供給過剰の状況が見込まれる。日本からのモノマー輸出は、減少するものの 2021 年度実績程度が維持される見込みであるが、誘導品輸出はもともと少ないことから、様々な要素により振れる可能性もある。

試算では、エチレン要生産量が微減にとどまったため、2026 年は要生産量 5,232 千トンに対し 70 千トン程度（5,302−5,232）の微余剰との結果となった。試算結果を図表 6.2.23 に示す。

図表 6.2.23　全国石化バランスモデルによるプロピレンの 2026 年度試算

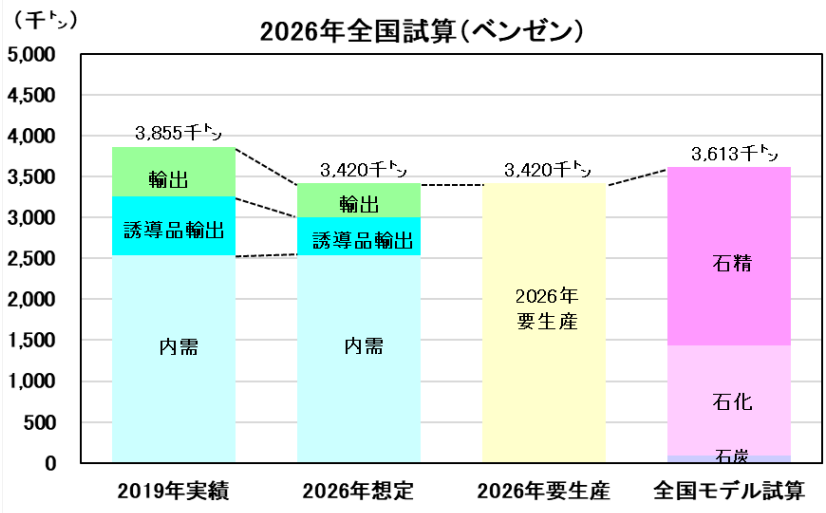


・ベンゼン

2026 年度の想定は、スチレンモノマーの影響を受けて、内需、輸出、誘導品輸出が減少する見込みとなっている。

試算では、石油精製サイドの原油処理量が維持されることから、石精由来のベンゼンが従来量で供給される。よって、2026 年の要生産量 3,402 千トンに対し、年間 193 千トンの余剰となった。試算結果を図表 6.2.24 に示す。

図表 6.2.24　全国石化バランスモデルによるベンゼンの 2026 年度試算

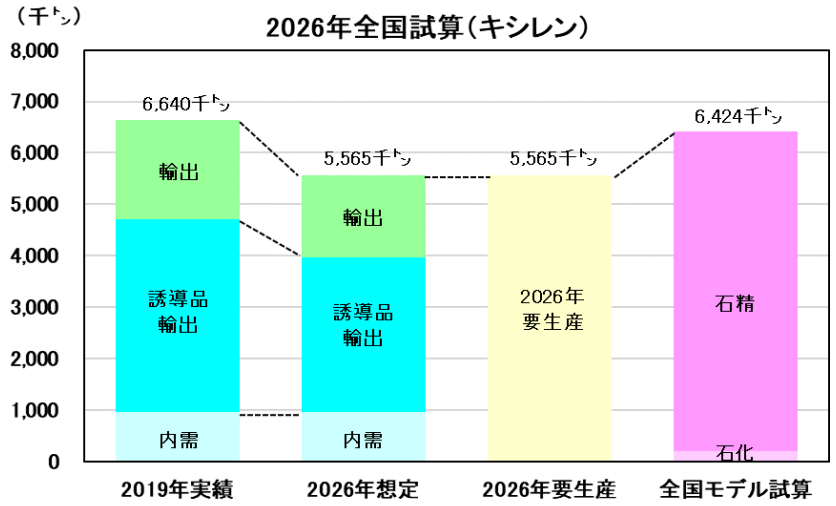


・キシレン

キシレンは、コロナ影響により 2020 年度実績が大きく落ち込み、今年度以降 2026 年度にかけて伸びる想定ではあるものの以前の水準までは届かず、需要伸長は昨年度の想定から大幅に下方修正された。中国需要の不確定要素が大きいものと推察される。

キシレンは概ね石油精製由来であるため、2026 年も原油処理量が維持されると推定されることから、2026 年の要生産量 5,565 千トンに対し、年間 859 千トンの余剰(6,424−5,565)となった。試算結果を図表 6.2.25 に示す。

図表 6.2.25　全国石化バランスモデルによるキシレンの 2026 年度試算



・ブタジエン

ブタジエンもエチレンセンターからの生産のみであるが、エチレン生産量の減少が小さければ影響は小さく、2019 年実績の 888 千トンに対し、2026 年度試算は 877 千トンとなる。ただし、クラッカーフィードをナフサからエタンにシフトすると大きく影響を受け、生産量は激減することになる。

（4）　2026 年度全国石化モデルによる石化製品試算結果のまとめ

2026 年需要想定による試算結果では、主要石化製品の内需が、2019 年から若干減少するため若干の生産余剰となる（図表 6.2.26 参照）。国内の石化製品の需要構造が変化しておらず、新陳代謝がないことが一つの要因である。

・GHG 排出削減影響による需給のインバランスを石精石化連携で対処

今後、石油精製は、EV 普及などによるガソリン内需減及び、諸々の CO2 排出抑制の影響を受ける。特に、プロピレンはエチレン装置の稼働減だけでなく、ガソリン需要減による(R)FCC 稼働減の影響で、生産量の見通しが難しくなりつつある。(R)FCC　の高温運転型（プロピレン増産、ガソリン減少）転換や GHG 排出削減の影響を、石精石化連携によって解決していかなければならない。

・ベンゼン、パラキシレンへの対応

グローバルには、米国の大規模エタンクラッカーの新増設によりベンゼンは減産傾向となるため、世界のベンゼン需給はタイト感が増すことが予想される。

今回の試算では、スチレンモノマーのピークダウンの影響により要生産量が減少したことで、石油精製サイドのベンゼン生産量が余剰バランスとなった。

今後も中国の動向次第で、輸出環境の変化が予想されるため、どちらに振れても、機敏に対応可能な様に、検討する必要がある。

2026年のパラキシレンの需要増加は、ほとんどが中国PTAの原料需要によるものである。中国国内での PTA 需要増によるキシレン需要は堅調であり、新設設備計画が存在するものの、今後とも中国の内需が伸びていくか、順調に建設が進んでいくかどうか、中国の経済動向などを注視しながら、国内のキシレン生産を見極める必要がある。

今回の試算ではベンゼン同様に要生産量の減少が大きく、余剰バランスとなった。

図表 6.2.26　2026 年度想定　石油化学製品バランス試算結果

			2019年	2025年試算（@2021年度）			2026年試算			インバランス（対要生産量）
			実績	需要想定（公表値）	要生産量	モデル値	需要想定（公表値）	要生産量	モデル値	
エチレン生産量（千トン）		C	6,418	6,142	6,142	6,034	6,349	6,349	6,349	
分解原料（千トン）	国産ナフサ		6,719			9,217			8,750	
	輸入ナフサ		13,554			10,218			11,304	
	その他		821			785			812	
	合計		21,094			20,220			20,866	
製品生産量（千トン）	エチレン（要生産対比）	C	6,418	6,142	6,142	6,034	6,349	6,349	6,349	生産目標
	プロピレン（要生産対比）	C	5,504	5,469	5,469	4,005	5,232	5,232	4,118	70千ﾄﾝ余剰
		R				1,153			1,184	
	ブタジエン	C	888			848			877	要生産データなし
	イソプレン	C				119			123	〃
	ベンゼン	C	3,855	3,737	3,737	1,421	3,420	3,420	1,341	99千ﾄﾝ余剰
		R				2,145			2,178	
	キシレン	C	6,640	6,640	6,640	199	5,565	5,565	206	859千ﾄﾝ余剰
		R				5,982			6,218	
運転（千トン）	C2リサイクル		—			389			420	
	ﾌﾟﾛﾋﾟﾚﾝ/ｴﾁﾚﾝ比		—			0.652			0.649	OCT込

6．3　地域別石油精製 LP 及び石化モデルの構成と需給試算結果

国内各社は、各地域に分散する自社系列の地域生産拠点から連産する製品･半製品をバランスさせるために、自社生産拠点同士で相互授受を行う。灯油のような季節商品を冬場需要に備えて夏場に各地域の生産拠点で備蓄することを除いて、日々、需給バランス調整のための転送が発生している。近隣地域内での連携融通ができないためにかかる不必要なコストが発生する。近年は、再編と石油元売り間の地域間バーターによって、各社の転送コストはかなり低減されているが、輸出競争力を高めていくため、また、CO2 の排出を削減するためにも、半製品、製品の転送は最大限削減しなければならない。

一方、全国石精石化統合モデルは、日本全体の各タイプの製油所と石化工場が一箇所に立地し、タイプ別の製油所間の製品･半製品の転送も発生しないという「ムダの徹底排除」

と留分のノーブルユースを目指した理想解である。
地域別需給試算では、全国を関東、中部、瀬戸内に 3 分割し、各地域間で過不足のための融通や転送を行わない条件で試算し、各地域の製品及び半製品の地域別インバランスをピックアップして、地域別の課題を抽出する。

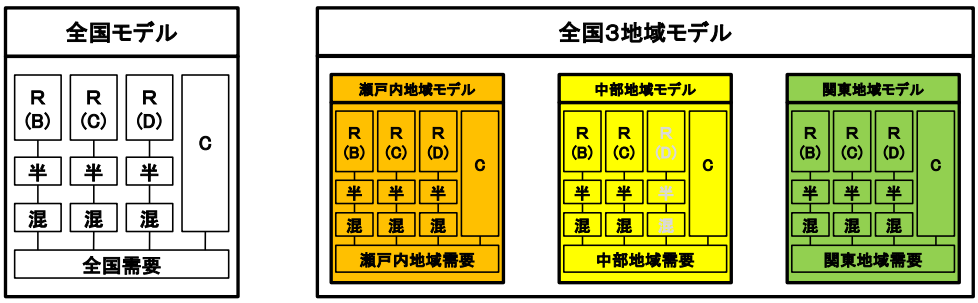
６．３．１　2026 年度 3 地域別石精 LP 及び 3 地域別石化モデルの設定

（１）　3 地域別石精石化統合モデルの構築

①　地域別石精 LP モデルの構築

関東、中部、瀬戸内地域に立地する各社の製油所を B タイプ、C タイプ、D タイプ別に、集約する。図表 6.3.1 の概念図に示すとおり、関東地域モデルは B･C･D タイプの 3 製油所と 1 石油化学を統合したモデルであり、中部地域は B･C タイプの 2 製油所と 1 石油化学を、瀬戸内地域は B･C･D タイプの 3 製油所と 1 石油化学を統合したモデルである。
一方、全国モデルは、B＋C＋D タイプの 3 製油所と 1 石油化学を統合したモデルである。

図表 6.3.1　全国モデル及び地域別モデルの概念図



R(B)：B タイプ製油所、R(C)：C タイプ製油所（RFCC あり）、R(D)：D タイプ製油所（熱分解あり）、C：石油化学工場、半：半製品、混：混合

関東、中部、瀬戸内 3 地域は、各地区別に、B、C、D タイプの石精 LP モデルと石化バランスモデルを内包する。地域内での B、C、D タイプ製油所間の転送は可能としたうえで、地域需要を満たすように稼働を決定する。
前述のモデル構造に基づき、地域別に主要装置能力を図表 6.3.2 にまとめた。地域別石精 LP モデルの B･C･D タイプの製油所の構造と全国モデルの構造は同じである。したがって、VAC、ナフサ･灯油脱硫装置、軽油深度脱硫装置、VGO 脱硫装置、重油直接脱硫装置他のプロセス能力も設備一覧に基づき、また各得率入力も全国モデルを転用した。尚、製油所名のカッコは、現在、TOP を停止して、二次装置を稼働している製油所を示す。

・2026 年度試算で削除した装置：
ENEOS 根岸　：120,000BD（CDU）、38,000BD（FCC）、20,000BD（REF）
ENEO 和歌山：127,500BD(CDU)、39,000BD（FCC）、45,000BD（REF）
ENEOS 知多　：23,500BD（REF）、出光愛知へ設備譲渡
出光山口西部石油：120,000BD（CDU）、28,000BD（FCC）、30,000BD（REF）
・2026 年度試算で能力変更した装置：
出光愛知：43,500BD（REF）、ENEOS 知多 PL 設備譲受

図表 6.3.2　各地域別のタイプ別製油所の主要精製能力

地域	タイプ	製油所名	2021年度末				2026年度想定			
			TOP（千BD）	FCC（千BD）	REF（千BD）	COKER（千BD）	TOP（千BD）	FCC（千BD）	REF（千BD）	COKER（千BD）
関東	B	ENEOS鹿島、出光千葉、コスモ千葉	570	121	82	0	570	121	82	0
	C	ENEOS仙台、千葉、根岸、出光北海道	694	190	132	0	574	152	112	0
	D	ENEOS川崎、東亜京浜、富士袖ケ浦	460	176	100	60	460	176	100	60
	計		1,724	487	313	60	1,604	449	293	60
中部	B	ENEOS（知多）コスモ四日市	86	31	45	0	86	31	22	0
	C	出光愛知、昭和四日市	415	111	91	0	415	111	114	0
	計		501	142	136	0	501	142	136	0
瀬戸内	B	ENEOS堺、和歌山、西部山口、出光（徳山）	389	113	131	0	141	46	56	0
	C	ENEOS大分、太陽四国	274	60	69	0	274	60	69	0
	D	ENEOS水島、麻里布、コスモ堺	570	149	90	81	570	149	90	81
	計		1,233	322	290	81	985	255	215	81
合計			3,458	951	739	141	3,090	846	644	141

② 地域別石化バランスモデルの設計と作成

国内 8 ヵ所のエチレンセンターを 1 つのエチレンセンターと見なしてモデル化した全国モデルに対し、3 地域別石化モデルでは、国内を関東、中部、瀬戸内の 3 地域に分けた。地域モデルのエチレン生産の 3 地域合計は、全国のエチレン生産量に相当する。

地域別石化バランスモデルは、石精モデルと異なり、製品ブレンドをともなわないので、LP 化せず、表計算ソフトのスプレッドシート上にエチレンセンターからの留分の流れを構築しており、ナフサなどの原料別に、エチレン、プロピレン、BTX などの製品の得率をセットして、原料別の得率に応じて各製品の生産量を計算している。そのため、地域別石化バランスモデルの作成も、全国石化モデルに準じて確立した。

（2） 地域別石精モデルと地域別石化モデルの精度確認

① 地域別石精モデルの同定と精度確認

地域別石精 LP モデルも、全国石精 LP モデルと同じく、2014 年度実績で同定した地域別 LP モデルを今回のモデルのベースとした。

② 地域別石化バランスモデルの精度確認

地域別石化（エチレン、プロピレンなど）バランスの調整は、分解炉の各種ナフサ、ブタンなどの原料を変えることによって実施し、各装置の得率変更は避けた。

チューニング（実績値によるモデルの同定）では、全国の製品の集計と地域の集計値が合致することをもって収束したとみなす。エチレン及びプロピレンは代表生産物であるため、全国及び各地域別にも生産量が公表されている。一方、エチレンセンターの生産得率に最も影響を及ぼす各種ナフサ、ブタンなどの原料比率は、RING 調査によって概ね全国比率と各地域の合計比率を合致させた。

エチレン、プロピレン、ブタジエン、イソプレン、ベンゼン、キシレン、CBO の得率は、

各種ナフサ及びブタンなどの原料によって代表値を設定している。そこで、最初に、エチレンとプロピレンの各地域の試算値と実績値を照合し、差分がなくなるように原料を入れ替えていった。エチレンとプロピレンが合ったところで、ブタジエン以下各製品の地域別集計値と全国値が合致するよう調整した。このような一巡の試算トライでは収束しないため、主に原料を調整しながら全ての製品が収束するように試算を繰返した。その結果、全国値と地域別の試算合計値を±3%以内に合わせ込むことができた。

③ 3 地域別石精 LP モデルと 3 地域別石化バランスモデルの統合

おおむね±3%の精度で確立した 3 地域別石精 LP モデル及び石化バランスモデルを統合して、2026 年度の 3 地域別試算を行うこととした。

（3） 3 地域別石精 LP モデルの前提条件

① 石油製品の 3 地域別要生産量

・要生産量設定の考え方は、全国モデルと同様である。

要生産量＝内需想定－輸入量想定＋輸出量想定

・内需、輸入、輸出のそれぞれについて、下記のように 3 地域に按分した。

内需：2019 年度地域別石油製品別販売量比率×2026 年度全国石油製品別需要想定量

輸入：2019 年度地域別石油製品別輸入量比率×2026 年度全国石油製品別輸入想定量

輸出：2019 年度地域別石油製品別輸出量比率×2026 年度全国石油製品別輸出想定量

・ボンドジェット、バンカーC 重油の出荷量は、統計データがないため、下記のように 3 地域に按分した。

ボンドジェット：2019 年度地域別出入国者比率×2026 年度想定量

バンカーC 重油：2019 年度地域別港湾貨物輸出量比率×2026 年度想定量

・それぞれの地域別比率を算出するため、下記の地域区分（図表 6.3.3 参照）に従い、都道府県別などのデータを 3 地域に集約し用いた。

図表 6.3.3 地域区分

地域	都道府県
関東	北海道、青森、岩手、宮城、秋田、山形、福島、茨城、栃木、群馬、埼玉、千葉、東京、神奈川、山梨、新潟、静岡 1/2
中部	静岡 1/2、長野、愛知、三重、岐阜、滋賀、奈良
瀬戸内	富山、石川、福井、京都、大阪、兵庫、和歌山、岡山、広島、山口、鳥取、島根、徳島、香川、愛媛、高知、福岡、佐賀、長崎、熊本、大分、宮崎、鹿児島、沖縄

② 3 地域の B･C･D 各タイプ製油所にフィードする原油の種類

アドバンスト LP は、諸々の前提条件をセットしたうえで、数ある原油種から目的関数の利益最大又はコスト最小になるような最適原油の種類選択と量を決定する。しかし、すべての原油選択及び改善策を包括した最適化を行うと、現実と乖離した解（スーパーソリューション）になったことを確認しにくく、解の解析に多大な労力を費やす。また、全ての

改善策が包含されているため、一つ一つの改善策の効果が見えない。特に、原油を変更した場合は、詳細な効果の解析は更に困難になる。そこで、2026 年度の試算に用いる原油の油種比率は、先ずは、2019 年度の地域別･タイプ別の実績油種比率と同じとした。設備構成は変化していないので、2019 年度の原油処理油種比率の状態でインバランスなどを確認する。

③　装置得率、混合基材の性状、ガソリン、軽油、A 重油、C 重油の品質規格値

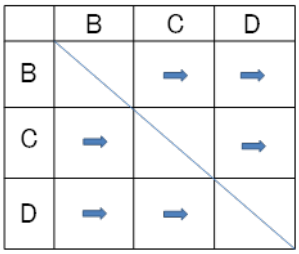
全国石精 LP モデルの前提条件と同一である。

（4）　地域内 B･C･D タイプ製油所間の転送ルート

①　基本的考え方

同一地域の B･C･D タイプ製油所間で、半製品の転送が可能であるとして、転送ルートを図表 6.3.4 のとおり設定した。払出しパスは B⇒C、B⇒D、C⇒B、C⇒D、D⇒B、D⇒C である。

図表 6.3.4　地域内タイプ別製油所間の半製品転送ルート



②　2026 年地域別石精 LP モデルの地域間転送

図表 6.3.5 に、今年度の試算に設定した地域内外の転送量をまとめる。

2021 年度までは、地域別のモデルを解く上で、タイプ別製油所間の半製品の転送量を設定することで最適解を模索してきた。今年度は、脱炭素化にむけては、地産地消化を目指すこととし、先ずは転送ゼロ設定で試算し地域インバランスを検証した。参考として、2025 年度試算時の転送表も添える。

図表 6.3.5　2026 年度地域内の半製品相互転送量の設定（2022 年度試算）

転送量　　＋:持ち込み、 －:持ち出し

		関東 B	関東 C	関東 D	中部 B	中部 C	中部 D	瀬戸内 B	瀬戸内 C	瀬戸内 D	関東 合計	中部 合計	瀬戸内 合計	合計 B	合計 C	合計 D	総合計
		関東B	関東C	関東D	中部B	中部C	中部D	瀬戸内B	瀬戸内C	瀬戸内D				全国B	全国C	全国D	
輸入	LN	76	0	133	0	627	0	2,105	267	0	209	627	2,372	2,181	894	133	3,208
輸入	HN	681	0	267	0	1,414	0	716	533	170	947	1,414	1,420	1,397	1,947	437	3,781
転送	DSVGO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
転送	HGO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
転送	LCO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
転送	HN	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
輸入	DK	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
転送	AR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
転送	DGO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
転送	DSAR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
転送	VR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

2025 年度地域内の半製品相互転送量の設定（2021 年度試算）

転送量　　＋：持ち込み、　－：持ち出し

		関東	関東	関東	中部	中部	中部	瀬戸内	瀬戸内	瀬戸内	関東	中部	瀬戸内	合計	合計	合計	総合計
		B	C	D	B	C	D	B	C	D	合計	合計	合計	B	C	D	
		関東B	関東C	関東D	中部B	中部C	中部D	瀬戸内B	瀬戸内C	瀬戸内D				全国B	全国C	全国D	
輸入	LN	76	0	133	427	200	0	2,105	267	0	209	627	2,372	2,608	467	133	3,208
輸入	HN	681	0	267	1,014	400	0	716	533	170	947	1,414	1,420	2,411	933	437	3,781
転送	DSVGO	210	-600	390	211	-211	0	656	0	-656	0	0	0	1,077	-811	-266	0
転送	HGO	-400	0	400	600	-600	0	-280	0	280	0	0	0	-80	-600	680	0
転送	LCO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
転送	HN	0	0	0	0	0	0	-310	740	-430	0	0	0	-310	740	-430	0
輸入	DK		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
転送	AR	-200	0	200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-200	0	200	0
転送	DGO	200	900	-1,100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	200	900	-1,100	0
転送	DSAR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
転送	VR				-400			-640		1,040	0	-400	400	-1,040	0	1,040	0

③　2026 年度地域別石精 LP モデルの試算方法

従来からの方法で、揮発油の要生産量を設定し、燃料油要生産量合計量に見合う原油処理量で試算する。

C、D タイプはフル稼働、B タイプでバランスとした。揮発油生産は、ほとんどの二次精製装置に関わるために、従来法では揮発油の生産量設定が上限となって、TOP 稼働量も制約を受けるため、それを緩和する目的で燃料油要生産量合計量見合いの原油処理量を逆算して優先設定した。

④　設備の適正稼働率、及び装置余力の単位前提は下記のとおりとする。

COKER、RDS の年間適正稼働日数は 310 日とした。365 日ベースでは、85%となる。

COKER、RDS を除く全ての装置の年間適正稼働日数は 330 日とした。365 日ベースでは、90%となる。

・330 日ベースの稼働率：実稼働量（BBL）を公称能力（BD）×330 日で除した値

・装置能力余力：公称能力（BD）×（１－330 日ベースの稼働率）

６．３．２　2026 年度関東地域石精 LP モデルによる試算結果、輸出量と考察

2026 年度地域別石精モデルによる中部地域の試算結果と解析を以下に述べる。全国モデルと同様に、要生産量相当の原油処理として、揮発油要生産量を設定し燃料油要生産量合計量に見合う原油処理量で試算した。

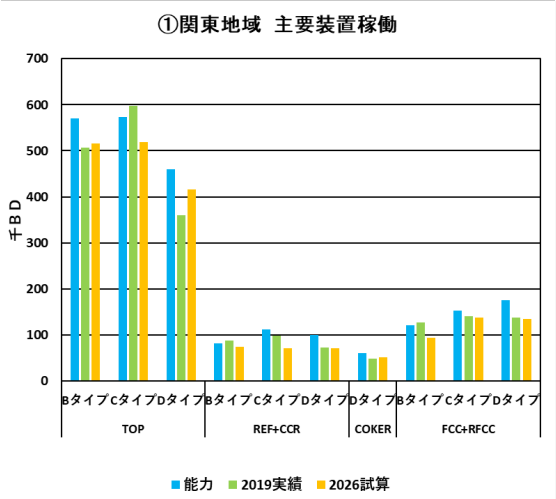
（１）　関東地域の B、C、D タイプ製油所の主要装置稼働率

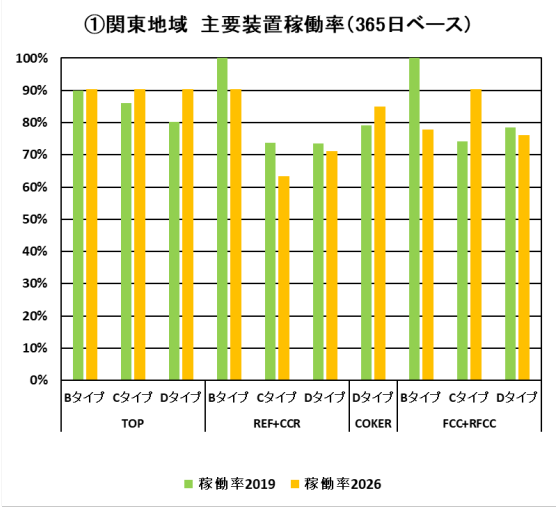
B、C、D 各タイプ製油所における主要装置の稼働量、稼働率を、図表 6.3.6 にまとめる。今年度の試算では、C タイプ、D タイプはフル稼働としたが、C タイプの能力減少（根岸 120 千 BD 減）の影響の結果、B タイプの TOP 稼働もフル稼働となった。B タイプ製油所の FCC は 78%､REF はフル稼働となった｡B タイプにキシレン抽出が偏っていることによる。関東地域は、唯一、不均化装置が一基もなく、アロマ留分のキシレン、ベンゼン転換のルートが小さいので、REF の稼働率が低い。また、低効率の旧式固定床 REF が多い。

図表 6.3.6　2026 年度の関東地地域石精 LP モデルの試算結果
関東地域　B, C, D タイプ製油所の主要装置稼働率

（千BD）

	TOP			REF			COKER	FCC		
	Bタイプ	Cタイプ	Dタイプ	Bタイプ	Cタイプ	Dタイプ	Dタイプ	Bタイプ	Cタイプ	Dタイプ
能力	570	574	460	82	112	100	60	121	152	176
2026試算	515	519	416	74	71	71	51	94	137	134
稼働率（365日）	90%	90%	90%	90%	63%	71%	85%	78%	90%	76%





（２）　関東地域の各タイプ別製油所の石油製品生産量と主要装置稼働率

①　関東地域 B、C タイプ製油所の製品生産量と装置稼働率

B、C タイプ製油所の各製品の生産量と各装置の稼働率を、図表 6.3.7 に示す。

図表 6.3.7　2026 年度の試算結果　B、C タイプ製油所の生産量と主要装置稼働率

関東地域 B タイプ試算結果

			2019年度実績		2026年度試算結果	
			生産量（千KL）	比率	生産量（千KL）	比率
原油処理量			29,433	100%	29,913	100%
生産量	揮発油		6,571	22%	4,485	15%
	ナフサ		3,910	13%	4,991	17%
	灯油	JET	3,548		2,125	
		灯油	2,124		3,149	
		小計	5,672	19%	5,274	18%
	軽油	軽油	6,609		8,097	
		A重油	1,648		1,236	
		小計	8,257	28%	9,333	31%
	C重油		2,513	9%	3,895	13%
	燃料油計		26,922	91%	27,978	94%
	LPG、副製品		1,967	7%	2,556	9%
	自家燃、損耗、転送等		544	2%	▲621	▲2%
	総計		29,433	100%	29,913	100%
稼働率	TOP		99%（330日）	90%（365日）	100%（330日）	90%（365日）
	FCC		117%（330日）	106%（365日）	86%（330日）	78%（365日）
	REF		128%（330日）	116%（365日）	100%（330日）	90%（365日）

関東地域 C タイプ試算結果

			2019年度実績		2026年度試算結果	
			生産量（千KL）	比率	生産量（千KL）	比率
原油処理量			34,674	100%	30,118	100%
生産量	揮発油		8,786	25%	7,631	25%
	ナフサ		1,600	5%	3,086	10%
	灯油	JET	2,615		2,271	
		灯油	2,667		2,316	
		小計	5,281	15%	4,587	15%
	軽油	軽油	8,898		8,379	
		A重油	2,297		1,255	
		小計	11,195	32%	9,635	32%
	C重油		3,813	11%	2,417	8%
	燃料油計		30,675	88%	27,357	91%
	LPG、副製品		2,092	6%	2,548	8%
	自家燃、損耗、転送等		1,908	6%	213	1%
	総計		34,674	100%	30,118	100%
稼働率	TOP		95%（330日）	86%（365日）	100%（330日）	90%（365日）
	FCC		82%（330日）	74%（365日）	100%（330日）	90%（365日）
	REF		82%（330日）	74%（365日）	70%（330日）	63%（365日）

B タイプ製油所の常圧蒸留装置（TOP）では、57.0 万 BPD の原油処理能力に対し、330 日ベースで 100%となった。C タイプ能力減の影響（根岸第 1 系列 TOP 閉鎖）を受けて、2026 年度で関東での TOP がほぼバランスするところにあることを確認した。REF はフル稼働となったが、FCC はフル稼働とならなかった。

C タイプ製油所の常圧蒸留装置（TOP）では、製油所縮小による能力減で、57.4 万 BPD の原油処理能力に対し、年間 330 日ベースの稼働率は 100%稼働に設定した。FCC はフル稼働となったものの、REF は 70%稼働となり B タイプとは異なる動きが認められた。不均化装置がないので、アロマ留分への転換が少ないことによる。

また、LSC－05 の混合内訳に示すように、LSC 重油の粘度及び硫黄分規格を調整するために、DSAR が中心基材となっている。揮発油の価格が LSC 重油に比べて、相対的に高い場合は、利益最大化にむけて FCC の稼働をフルにするが、揮発油内需減の環境では、RFCC の稼働を低下し、LCO＋CLO の生産量も減じる方向に動く。実際の生産計画にもこのような状況が発生している。

② 関東地域 D タイプ製油所と合計の製品生産量と装置稼働率（図表 6.3.8 参照）

D タイプ製油所の常圧蒸留装置（TOP）では、2026 年度に想定される 46.0 万 BPD の原油処理能力に対し、年間 330 日ベースの稼働率は 100%とフル稼働になる。COKER もフル稼働となるが、FCC 及び REF はフル稼働に届かない。

図表 6.3.8　D タイプ、B＋C＋D 製油所の生産量と主要装置稼働率

関東地域 D タイプ試算結果

			2019年度実績		2026年度試算結果	
			生産量（千KL）	比率	生産量（千KL）	比率
原油処理量			20,846	100%	24,136	100%
生産量	揮発油		7,663	37%	8,873	37%
	ナフサ		1,587	8%	1,489	6%
	灯油	JET	1,817		2,104	
		灯油	1,290		1,494	
		小計	3,107	15%	3,598	15%
	軽油	軽油	4,707		4,214	
		A重油	1,054		2,887	
		小計	5,761	28%	7,101	29%
	C重油		1,025	5%	1,036	4%
	燃料油計		19,143	92%	22,097	92%
	LPG、副製品		1,327	6%	2,898	12%
	自家燃、損耗、転送等		375	2%	▲859	▲4%
	総計		20,846	100%	24,136	100%
稼働率		TOP	89%（330日）	80%（365日）	100%（330日）	90%（365日）
		FCC	87%（330日）	78%（365日）	84%（330日）	76%（365日）
		COKER	93%（310日）	79%（365日）	100%（310日）	85%（365日）
		REF	81%（330日）	73%（365日）	79%（330日）	71%（365日）

B＋C＋D タイプ製油所試算結果

			2019年度実績		2026年度試算結果	
			生産量（千KL）	比率	生産量（千KL）	比率
原油処理量			84,953	100%	84,167	100%
生産量	揮発油		23,020	27%	20,989	25%
	ナフサ		7,097	8%	9,567	11%
	灯油	JET	7,980		6,500	
		灯油	6,080		6,959	
		小計	14,060	17%	13,459	16%
	軽油	軽油	20,214		20,690	
		A重油	4,999		5,378	
		小計	25,213	30%	26,069	31%
	C重油		7,350	9%	7,348	9%
	燃料油計		76,740	90%	77,432	92%
	LPG、副製品		5,386	6%	8,002	10%
	自家燃、損耗、転送等		2,827	3%	▲1,267	▲2%
	総計		84,953	100%	84,167	100%
稼働率		TOP	95%（330日）	86%（365日）	100%（330日）	90%（365日）
		FCC	92%（330日）	84%（365日）	90%（330日）	81%（365日）
		COKER	93%（310日）	79%（365日）	100%（310日）	85%（365日）
		REF	93%（330日）	84%（365日）	81%（330日）	73%（365日）

（3） 2026 年度関東地域石精 LP モデル試算による製品混合内訳の分析

図表 6.3.9 に、関東地域石精 LP モデルによる 2026 年度の軽油、A 重油、C 重油の混合内訳と LCO と CLO 留分の行先をまとめる。HSA-05（高硫黄 A 重油）は全く生産せず、HSC-35（高硫黄 C 重油）も低生産にとどまっている。本 LP 解は、利益最大を目指すスーパーソリューションの傾向がある。

図表 6.3.9　軽油、A 重油、C 重油混合内訳及び LCO と CLO 留分の行先

関東　　軽油、A重油、C重油　混合内訳

製油所タイプ	B	C	D	合計
軽油　ブレンド				
製品	8,097	8,379	4,214	20,690
DK	1,215	1,555	1,225	3,994
HC_K	0	0	0	0
DGO	6,618	6,015	2,989	15,622
HC_LGO	264	809	0	1,074
LSA-03　ブレンド				
製品	1,236	1,255	2,887	5,378
K	62	63	144	269
DK	0	0	0	0
DGO	609	618	1,422	2,649
DSLGO	0	0	0	0
HC_LGO	0	0	0	0
LCO	559	568	1,306	2,434
Lt AR	6	6	14	27

製油所タイプ	B	C	D	合計
LSC-05 ブレンド				
製品	4,241	2,564	0	6,804
DSLGO	0	388	0	388
LCO	0	0	0	0
LS HP	33	0	0	33
DSAR	3,788	1,370	0	5,157
CLO	420	806	0	1,226
LGO	0	0	0	0
MSC-20　ブレンド				
製品	0	0	1,114	1,114
LGO	0	0	0	0
DSLGO	0	0	0	0
LCO	0	0	71	71
Lt AR	0	0	0	0
LS HP	0	0	0	0
DSAR	0	0	0	0
CLO	0	0	557	557
Lt VR	0	0	486	★ 486
ML VR	0	0	0	0
Md VR	0	0	0	0
HSC-35　ブレンド				
製品	0	1	56	57
LGO	0	0	0	0
LCO	0	0	2	3
Lt AR	0	0	0	0
Hy AR	0	1	26	26
DSAR	0	0	0	0
CLO	0	0	28	28
Lt VR	0	0	0	0
ML VR	0	0	0	0
Md VR	0	0	0	0
Hy VR	0	0	0	0
LS HP	0	0	0	0

LCOとCLOの留分の行先

千KL

製油所タイプ	B	C	D	合計
FCC稼働				
FCC	5,439	0	7,778	13,217
RFCC	0	7,975	0	7,975
合計	5,439	7,975	7,778	21,193
軽油深脱稼働				
DDS能力	147	173	195	515
DDS能力最大稼働(90%)	7,713	9,051	10,232	26,996
DDS通油量	6,281	5,728	3,735	15,743
DDS LCO比率	15.0%	15.0%	15.0%	15.0%
LCO⇒軽油深脱				
LCO⇒軽油深脱	942	859	560	2,361
製品生産量				
軽油	8,097	8,379	4,214	20,690
LSA	1,236	1,255	2,887	5,378
HSA	0	0	0	0
LSC	4,241	2,564	0	6,804
MSC	0	0	1,114	1,114
HSC	0	1	56	57
LCO使用先				
軽油深脱	942	859	560	2,361
LSA	559	568	1,306	2,434
HSA	0	0	0	0
LSC	0	0	0	0
MSC	0	0	71	71
HSC	0	0	2	3
合計	1,501	1,427	1,939	4,868
CLO使用先				
LSC	420	806	0	1,226
MSC	0	0	557	557
HSC	0	0	28	28
合計	420	806	585	1,811

① 軽油、LSA-03、LSC-05、MSC-20 混合内訳

・軽油：

軽油の全生産量 20,690 千 KL の内、脱硫灯油（DK）の混合比率は、19%、脱硫軽油（HC 分解軽油を含む）は 76%である。軽油需要想定は他製品に比較して安定基調にあるので、実勢に合せて LCO 基材の活用条件を緩和したところ、脱硫軽油には軽油深度脱硫装置のフィードに、2,361 千 KL と上限の 15%の LCO が投入されている。

・LSA-03（硫黄分 0.3wt%）：

全生産量 5,378 千 KL の内、製品品質規格を満足するために脱硫軽油（DGO）が 49%、LCO が 45%、混合されている。IMO 対応において、脱硫軽油は、船舶用低硫黄ディーゼル用途への増加傾向になっている。

・LSC-05（硫黄分 0.5wt%）：

全生産量 6,804 千 KL の内、CLO(硫黄分 1.05 wt%)が、18%混合されている。ただし、硫黄分調整のために、DSLGO（硫黄分 0.001 wt%）が 6%、DSAR（直脱重油硫黄分 0.3 wt%）が 76%も混合されている。CLO、DSLGO ともに軽油相当の低粘度であるから、製品 LSC-05 の粘度は低くなる（規格上限 250cSt に対してモデル結果は 100cSt）。LSC-05 生産量の上限を設定していないので、DSAR が、LSC の混合に優先して利用される。RFCC 原料を奪う解となり、FCC 装置がフル稼働に至らない要因となっている。

石精 LP モデル前提の CLO は、FCC＋RFCC で同一基材とし、平均値の硫黄分 1.05wt%として処理している。近年 CLO の硫黄分は、低下傾向にあるので、今後の C 重油混合の精度を向上するために、FCC の CLO(硫黄分約 0.3 wt%)、RFCC の CLO（硫黄分約 1.5 wt%）を基材別に混合するモデル改良が必要になってくる。

・MSC-20（硫黄分 2.0wt%）：

VR（減圧残渣油）486 千 KL を主に CLO＋LCO で粘度調整して、硫黄分 2.0wt%の MSC が、1,114 千 KL 生産される。MSC の生産量の上限を設定していないので、VR を処理するために、必要以上に MSC を生産することになった。IMO 船舶燃料低硫黄分規制以降も、船舶燃料の脱炭素化に向けて、VR 利用先の確保は喫緊の課題である。

② LCO、CLO の行先と石精 LP モデルの混合精度アップの必要性

関東地域石精 LP モデル（B、C、D タイプ）では、LCO＋CLO が A 重油、C 重油に高い割合でブレンドできている。LCO の全生産量は、4,868 千 KL で、行先は軽油 2,361 千 KL(49%)、LSA に 2,434 千 KL（50%）、LSC 0 千 KL（0%）、MSC 71（1%）である。CLO の全生産量は、1,811 千 KL で、行先は LSC に 1,226 千 KL（68%）、MSC に 557 千 KL（31%）、HSC に 28 千 KL（1%）消費されている。

石精 LP モデルの品質は、硫黄分、粘度、セタン指数を簡略に連立式化している。しかし、実際は、LSA、LSC の製品品質に適合するための混合基材の CLO 中の灰分（FCC＋RFCC 触媒触媒混入）などの他の実用品質を詳細に検討する必要があるので、今回の試算結果は、傾向参考値として取扱う。

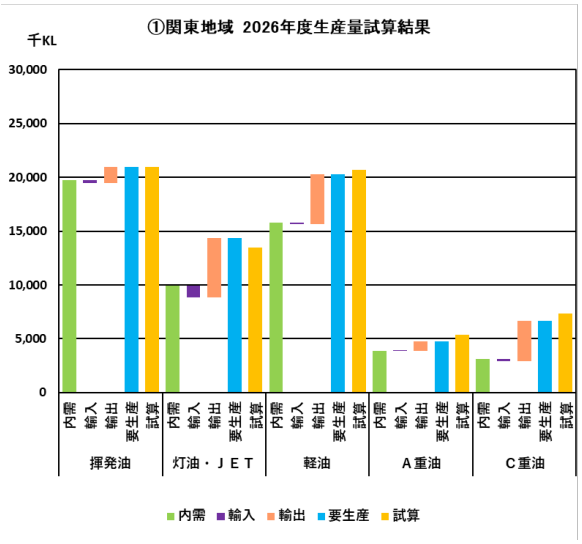
（４） 2026 年度関東地域の各石油製品別の需給バランス、必要輸出量の考察

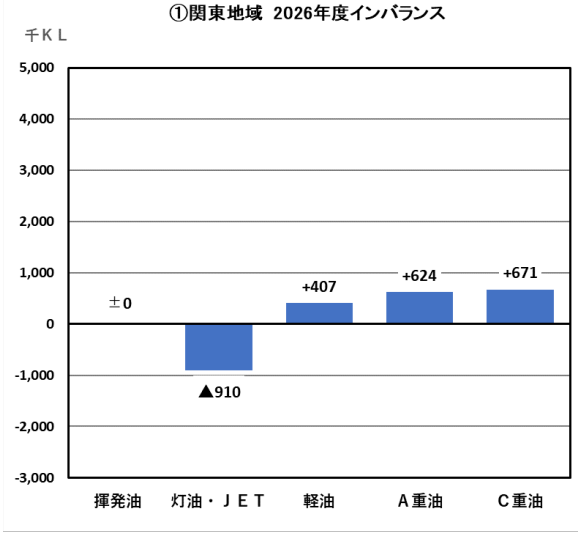
関東地域の石油製品需給バランスの結果を図表 6.3.10 にまとめる。

図表 6.3.10　2026 年度試算結果のまとめ　関東地域（B＋C＋D）の需給バランス

2026 年度の試算結果

		2019年度実績	2026年度要生産					2026年度試算結果	増減（インバランス）	総輸出量
			内需	輸入	輸出	要生産	実績対比			
原油処理	量　千KL	84,953						84,167	▲ 786	
製品生産量	揮発油　千KL	23,020	19,764	276	1,502	20,989	▲ 2,031	20,989	±0	1,502
	ナフサ　千KL	7,097	22,292	12,930	2	9,363	2,266	9,567	＋204	206
	JET、灯油　千KL	14,060	9,914	1,087	5,542	14,369	309	13,459	▲ 910	4,632
	軽油　千KL	20,214	15,804	151	4,631	20,284	70	20,690	＋407	5,037
	A重油　千KL	4,999	3,877	4	881	4,754	▲ 245	5,378	＋624	1,506
	B･C重油　千KL	7,350	3,095	185	3,768	6,677	▲ 672	7,348	＋671	4,439
	燃料油計　千KL	76,740	74,745	14,634	16,326	76,436	▲ 304	77,432	＋996	17,321





① 原油処理量

2026 年度 TOP 能力（1,604 千 BPSD）に対する余力：0 千 BD

2020 年 4 月の TOP 能力から ENEOS 根岸製油所の一部 TOP（120 千 BD）を停止した後の関東地域の TOP 能力は 1,604 千 BD である。

ガソリン要生産量減少に伴い原油処理量も減少したものの適正稼働量を 23 千 BD（1,200 千 KL）オーバーすることになった。そこで、この原油処理量分の割当てを削減して、余力無しとした。従って、2026 年度の TOP 適正稼働量は 1,604 千 BD（84,167 千 KL/365×6.29/0.904）であるから、丁度バランスの状態になる。

② 中間留分（JET＋灯油＋軽油＋A 重油）バランス

JET＋灯油＋軽油＋A 重油は、ガソリン要生産減に伴う原油処理減の影響を受けるが、ほぼバランスとみてよい（＋121 千 KL 増）。

③　重油バランス

C 重油の生産内訳は、LSC 生産量 6,804 千 KL、MSC 生産量 1,114 千 KL で、HSC 生産量は 57 千 KL だった。671 千 KL の C 重油が余剰となった。今後、IMO による船舶燃料の脱炭素化規制を想定すると、MSC－20 生産量を低減させる早急な対応が必須である。潤滑油の生産等で、VR486 千 KL が副生せざるを得ないため、希釈による直脱フィードでの水添分解または脱硫、ユリカ及びコーカーの約 1 万 BD 相当の重油分解能力アップが必須である。

・VR 留分の分解の重要性（エネルギー供給構造高度化法 3 次告示対応）

FCC－VGO フィード確保、潤滑油を生産する過程で VR 留分は副産物として、留出せざるを得ない。特に、原油処理量の減少下、FCC フィード確保のために、AR は、VAC で VGO をほとんどしぼり取っている。したがって、余剰重質油は VR である。VR のカットバックで余儀なく生産される MSC＋HSC の余剰を抑制するために、今後とも、VR 留分の高分解（エネルギー供給構造高度化法 3 次告示）への対応は、脱炭素化と並行して進めなければならない。

④　FCC 余力活用による高分解型運転促進

ガソリンの要生産量が減少したことで、TOP の稼働低下、HN タイトで REF は 73%（365 日ベース）、(R) FCC は 81%（365 日ベース）にダウンする、余力を活用した分解触媒量増加による高温分解運転などによるプロピレン増産が有効になってくる。2026 年度の石化モデル試算では、プロピレンの生産量が減じている。

６．３．３　2026 年度中部地域石精 LP モデルによる試算結果、輸出量と考察

2026 年度地域別石精モデルによる中部地域の試算結果と解析を以下に述べる。全国モデルと同様に、要生産量相当の原油処理として揮発油要生産量を設定し、燃料油要生産量合計量に見合う原油処理量で試算した。2026 年度の試算結果考察では、輸出量などの違いと今後の対応を検討した。

（1）　中部地域の B、C タイプ製油所の主要装置稼働率

C タイプ製油所における主要装置の稼働量、稼働率を、図表 6.3.11 にまとめる。要生産量が少ないので、中部地域では B タイプ製油所の稼働はなしとし、C タイプのみで試算した。

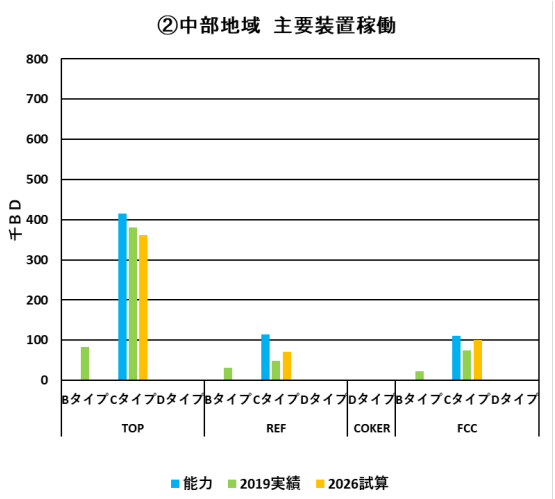
今年度の試算では、C タイプのみであるが、それでも TOP はフル稼働にはならなかった。また、RFCC はフル稼働であるが、REF は低稼動である。

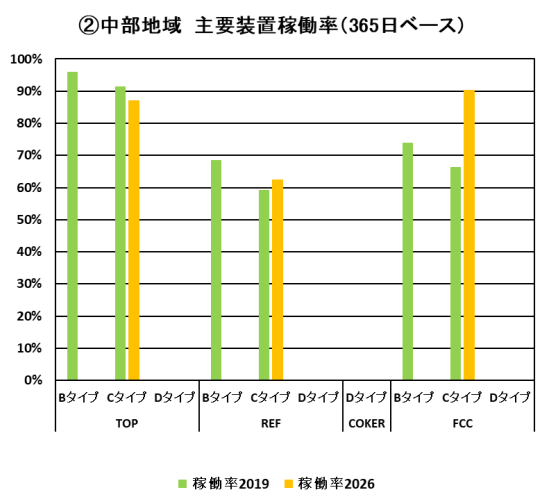
図表 6.3.11　2026 年度の中部地域　C タイプ製油所の主要装置稼働率

中部地域　C タイプ製油所の主要装置稼働率

（千BD）

	TOP			REF			COKER	FCC		
	Bタイプ	Cタイプ	Dタイプ	Bタイプ	Cタイプ	Dタイプ	Dタイプ	Bタイプ	Cタイプ	Dタイプ
能力	0	415	0	0	114	0	0	0	111	0
2026試算	0	362	0	0	71	0	0	0	100	0
稼働率（365日）		87%	0%		62%	0%	0%		90%	0%





（２）　中部地域の各タイプ別製油所の石油製品生産量と主要装置稼働率

①　中部 C タイプ製油所の製品生産量と装置稼動率

C タイプ製油所の各製品の生産量と各装置の稼働率を、図表 6.3.12 に示す。

図表 6.3.12　中部地域 C タイプ試算結果

			2019年度実績		2026年度試算結果	
			生産量（千KL）	比率	生産量（千KL）	比率
原油処理量			22,044	100%	20,990	100%
生産量	揮発油		6,273	28%	6,933	33%
	ナフサ		725	3%	2,638	13%
	灯油	JET	1,796		1,710	
		灯油	1,761		1,253	
		小計	3,557	16%	2,963	14%
	軽油	軽油	5,280		6,059	
		A重油	1,214		670	
		小計	6,494	29%	6,728	32%
	C重油		1,382	6%	1,814	9%
	燃料油計		18,431	84%	21,076	100%
	LPG、副製品		1,485	7%	1,761	8%
	自家燃、損耗、転送等		2,128	10%	▲1,847	▲9%
	総計		22,044	100%	20,990	100%
稼働率		TOP	101%（330日）	92%（365日）	96%（330日）	87%（365日）
		FCC	73%（330日）	66%（365日）	100%（330日）	90%（365日）
		REF	65%（330日）	59%（365日）	69%（330日）	62%（365日）

（３） 2026 年度中部地域石精 LP モデル試算による製品混合内訳の分析

図表 6.3.13 に、中部地域石精 LP モデルによる 2026 年度の軽油、A 重油、C 重油の混合内訳と LCO と CLO 留分の行先をまとめる。

① 軽油、LSA-03、LSC-05 内訳、（MSC-20、HSC-35 は生産ゼロ）

・軽油：

軽油の全生産量 6,059 千 KL の内、脱硫灯油（DK）の混合比率は、21%、脱硫軽油＋未洗い LGO が 79%である。

軽油深度脱硫装置への LCO 混合チャージ上限 15%に設定

軽油需要想定は他製品に比較して安定基調にあるので、実勢に合わせて LCO 基材の活用条件を緩和したところ、脱硫軽油には軽油深度脱硫装置のフィード 4,857 千 KL に対し、729 千 KL と上限の 15%の LCO が投入されている。

・LSA-03（硫黄分 0.3wt%）：

全生産量 670 千 KL の内、製品品質規格硫黄分を満足するために脱硫軽油（DGO）が 47%、LCO が 45%、混合されている。したがって、粘度は下限規格に張り付く。

・LSC-05（硫黄分 0.5wt%）：

硫黄分調整のために粘度ロス（脱硫軽油不足の要因）

全生産量 1,981 千 KL の内、CLO(硫黄分 1.05 wt%)が、29%混合されている。ただし、硫黄分調整のために、DSLGO（硫黄分 0.001 wt%）が 6%、DSAR（直脱重油硫黄分 0.3 wt%）が 62%も混合されている。CLO、DSLGO ともに軽油相当の低粘度であるから、製品 LSC-05 の粘度は低くなる。CLO 余剰によるものである。

LCO＋CLO の行先を確保するために LP 試算では、DSAR を微妙にバランス調整している。

LSC-05 生産量の上限を設定していなので、DSAR は、優先的に RFCC フィード量を確保した後、LSC 混合基材となる。また、RFCC をほぼフル稼働するために、LCO＋CLO を LSC 基材とし、硫黄分、粘度の品質調整のために DSAR がバランス混合される。

② LCO、CLO の行先と石精 LP モデルの混合精度アップの必要性

LCO の全生産量は、1,033 千 KL で、軽油 729 千 KL（71%）、LSA 304 千 KL（29%）、に混合されている。CLO 全生産量は 569 千 KL で、すべてが LSC 生産 569 千 KL（100%）に投入される。石精 LP モデルの品質は、硫黄分、粘度、セタン指数を簡略に連立式化している。しかし、実際は、LSA、LSC の製品品質に適合するための混合基材の CLO 中の灰分（FCC＋RFCC 触媒触媒混入）などの他の実用品質を詳細に検討する必要があるので、今回の試算結果は、傾向参考値として取扱う。

図表 6.3.13　軽油、A 重油、C 重油混合内訳及び LCO と CLO 留分の行先

中部　　軽油、A重油、C重油　混合内訳

千KL

製油所タイプ	C	合計
軽油　ブレンド		
製品	6,059	6,059
DK	1,286	1,286
HC_K	0	0
DGO	4,605	4,605
HC_LGO	168	168
LSA-03　ブレンド		
製品	670	670
K	33	33
DK	0	0
DGO	314	314
DSLGO	18	18
HC_LGO	0	0
LCO	304	304
Lt AR	0	0

製油所タイプ	C	合計
LSC-05 ブレンド		
製品	1,981	1,981
DSLGO	129	129
LCO	0	0
LS HP	64	64
DSAR	1,220	1,220
CLO	569	569
LGO	0	0

製油所タイプ	C	合計
FCC稼働		
FCC	0	0
RFCC	5,824	5,824
合計	5,824	5,824
軽油深脱稼働		
DDS能力	82	82
DDS能力最大稼働(90%)	4,303	4,303
DDS通油量	4,857	4,857
DDS LCO比率	15.0%	15.0%
LCO⇒軽油深脱		
LCO⇒軽油深脱	729	729
製品生産量		
軽油	6,059	6,059
LSA	670	670
HSA	0	0
LSC	1,981	1,981
MSC	0	0
HSC	0	0
LCO使用先		
軽油深脱	729	729
LSA	304	304
HSA	0	0
LSC	0	0
MSC	0	0
HSC	0	0
合計	1,033	1,033
CLO使用先		
LSC	569	569
MSC	0	0
HSC	0	0
合計	569	569

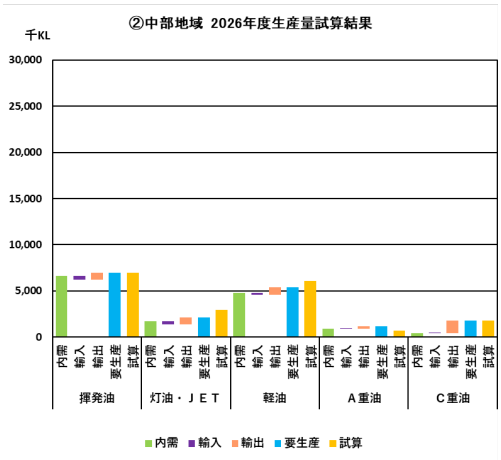
（４） 2026 年度中部地域の各石油製品別の需給バランス、必要輸出量の考察

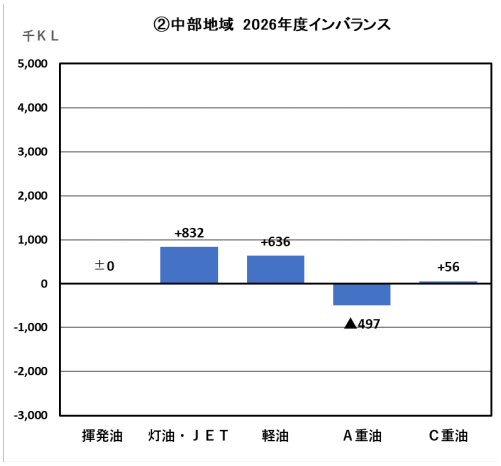
中部地域の石油製品需給バランスの結果を図表 6.3.14 にまとめる。

図表 6.3.14　2026 年度試算結果のまとめ　中部地域（C）の需給バランス

2026 年度の試算結果

		2019年度実績	2026年度要生産					2026年度試算結果	増減（インバランス）	総輸出量
			内需	輸入	輸出	要生産	実績対比			
原油処理	量　千KL	26,838						20,990	▲ 5,847	
製品生産量	揮発油　千KL	8,025	6,623	387	697	6,933	▲ 1,092	6,933	±0	697
	ナフサ　千KL	1,014	3,274	2,627	0	647	▲ 367	2,638	+1,991	1,991
	JET、灯油　千KL	4,292	1,723	326	734	2,131	▲ 2,161	2,963	+832	1,566
	軽油　千KL	6,458	4,813	240	850	5,422	▲ 1,036	6,059	+636	1,486
	A重油　千KL	1,530	907	13	272	1,167	▲ 363	670	▲ 497	▲ 225
	B･C重油　千KL	1,770	432	17	1,343	1,758	▲ 12	1,814	+56	1,399
	燃料油計　千KL	23,088	17,772	3,611	3,896	18,058	▲ 5,030	21,076	+3,018	6,915





① 原油処理量

2026 年度 TOP 能力（501 千 BPSD）に対する余力：101～15 千 BD

中部地域の TOP 能力は 501 千 BD、2026 年度の TOP 適正稼働量は 400 千 BD（20,990 千 KL/365×6.29/0.904）であるから、101 千 BD の余力が発生する。B タイプ 86 千 BD を休止しても若干（15 千 BD）の余力が生じる（2026 年度時点ではほぼバランス）。中部地域のガソリン内需は比較的小さいので減退の影響はそれほど大きくない。

② 中間留分（JET＋灯油＋軽油＋A 重油）バランス

原油処理量が減るものの JET＋灯油＋軽油＋A 重油は、輸出を含む要生産量に対して、971 千 KL （832＋636－497）の余剰となる。

③ 重油バランス

56 千 KL の C 重油が余剰である。C 重油の生産内訳は、専ら LSC 生産量 1,981 千 KL で、MSC、HSC の生産は無い。

６．３．４　2026 年度瀬戸内地域石精 LP モデルによる試算結果、輸出量と考察

2026 年度地域別石精モデルによる中部地域の試算結果と解析を以下に述べる。全国モデルと同様に、要生産量相当の原油処理として、揮発油要生産量を設定して、燃料油要生産量合計量に見合う原油処理量で試算した。2026 年度の試算結果考察では、輸出量などの違いと今後の対応を検討した。

（１）　瀬戸内地域の B、C、D タイプ製油所の主要装置稼働率

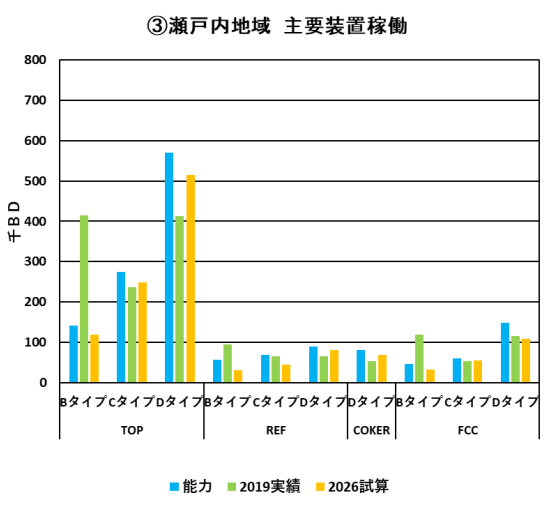
B、C、D 各タイプ製油所における主要装置の稼働量、稼働率を、図表 6.3.15 にまとめる。今年度の試算では、ENEOS 和歌山、西部石油山口の 2 製油所（共に B タイプ）の停止を加味したので、非常に改善されたことを確認した。昨年度の試算では B タイプの稼働が著しい低稼働となっていた。C タイプ、D タイプのフル稼働は昨年同様であるが、2026 年度時点で B タイプの TOP 稼働は 84%とバランスの良い稼働となった。C タイプ製油所の FCC はフル稼働であったが、REF は 64%に留まった。B タイプの REF, FCC は TOP の稼働見合いで余裕のある稼働となった

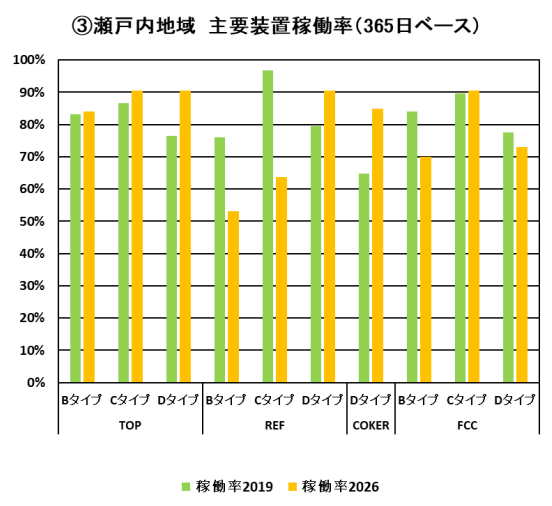
図表 6.3.15　2026 年度の瀬戸内地域　B, C, D タイプ製油所の主要装置稼働率

瀬戸内地域　B, C, D タイプ製油所の主要装置稼働率

（千BD）

	TOP			REF			COKER	FCC		
	Bタイプ	Cタイプ	Dタイプ	Bタイプ	Cタイプ	Dタイプ	Dタイプ	Bタイプ	Cタイプ	Dタイプ
能力	141	274	570	56	69	90	81	46	60	149
2026試算	119	248	516	30	44	81	69	32	54	109
稼働率(365日)	84%	90%	90%	53%	64%	90%	85%	70%	90%	73%





（２）　瀬戸内地域の各タイプ別製油所の石油製品生産量と主要装置稼働率

①　瀬戸内地域 B、C タイプ製油所の製品生産量と装置稼働率

B、C タイプ製油所の各製品の生産量と各装置の稼働率を、図表 6.3.16 に示す。

B タイプ製油所の常圧蒸留装置（TOP）は、原油処理能力 14.1 万 BPD で、年間 365 日ベースの稼働率で、84%、REF は 53%、FCC も 70%と余力がある。

C タイプ製油所の常圧蒸留装置（TOP）は、27.4 万 BPD の原油処理能力に対し、フル稼働で設定した。RFCC はフル稼働であるが、REF は年間 365 日ベースの稼働率で 64%とフル稼働にならなかった。

図表 6.3.16　2026 年度の試算結果　B、C タイプ製油所の生産量と主要装置稼働率

瀬戸内 B タイプ試算結果

			2019年度実績		2026年度試算結果	
			生産量（千KL）	比率	生産量（千KL）	比率
原油処理量			24,020	100%	6,883	100%
生産量	揮発油		8,019	33%	1,930	28%
	ナフサ		1,983	8%	3,035	44%
	灯油	JET	2,347		1,308	
		灯油	1,503		0	
		小計	3,850	16%	1,308	19%
	軽油	軽油	5,542		1,440	
		A重油	1,465		658	
		小計	7,006	29%	2,099	30%
	C重油		2,455	10%	514	7%
	燃料油計		23,313	97%	8,886	129%
	LPG、副製品		1,834	8%	741	11%
	自家燃、損耗、転送等		▲1,127	▲5%	▲2,744	▲40%
	総計		24,020	100%	6,883	100%
稼働率	TOP		92%（330日）	83%（365日）	93%（330日）	84%（365日）
	FCC		93%（330日）	84%（365日）	77%（330日）	70%（365日）
	REF		84%（330日）	76%（365日）	59%（330日）	53%（365日）

瀬戸内 C タイプ試算結果

			2019年度実績		2026年度試算結果	
			生産量（千KL）	比率	生産量（千KL）	比率
原油処理量			13,757	100%	14,377	100%
生産量	揮発油		3,699	27%	3,866	27%
	ナフサ		3,758	27%	1,645	11%
	灯油	JET	721		754	
		灯油	1,535		1,307	
		小計	2,256	16%	2,061	14%
	軽油	軽油	3,281		4,079	
		A重油	1,092		143	
		小計	4,373	32%	4,223	29%
	C重油		845	6%	2,061	14%
	燃料油計		14,931	109%	13,855	96%
	LPG、副製品		1,287	9%	1,364	9%
	自家燃、損耗、転送等		▲2,461	▲18%	▲842	▲6%
	総計		13,757	100%	14,377	100%
稼働率	TOP		96%（330日）	87%（365日）	100%（330日）	90%（365日）
	FCC		99%（330日）	90%（365日）	100%（330日）	90%（365日）
	REF		107%（330日）	97%（365日）	71%（330日）	64%（365日）

② 瀬戸内地域 D タイプ製油所と合計の製品生産量と装置稼働率（図表 6.3.17 参照）

D タイプの常圧蒸留装置（TOP）は、57 万 BPD の原油処理能力に対し、フル稼働で設定した。COKER 及び REF もフル稼働となるが、FCC の年間 365 日ベースの稼働率では、81%でフル稼働には達していない。

図表 6.3.17　2025 年度の試算結果 D タイプ製油所の各製品の生産量と各装置の稼働率

瀬戸内 D タイプ試算結果

			2019年度実績		2026年度試算結果	
			生産量（千KL）	比率	生産量（千KL）	比率
原油処理量			23,959	100%	29,918	100%
生産量	揮発油		6,197	26%	7,738	26%
	ナフサ		3,294	14%	2,290	8%
	灯油	JET	2,663		2,391	
		灯油	1,738		2,171	
		小計	4,401	18%	4,561	15%
	軽油	軽油	5,696		9,918	
		A重油	2,228		657	
		小計	7,923	33%	10,575	35%
	C重油		1,763	7%	1,190	4%
	燃料油計		23,578	98%	26,354	88%
	LPG、副製品		2,455	10%	3,173	11%
	自家燃、損耗、転送等		▲2,074	▲9%	391	1%
	総計		23,959	100%	29,918	100%
稼働率	TOP		85%（330日）	76%（365日）	100%（330日）	90%（365日）
	FCC		86%（330日）	78%（365日）	81%（330日）	73%（365日）
	COKER		76%（310日）	65%（365日）	100%（310日）	85%（365日）
	REF		88%（330日）	79%（365日）	100%（330日）	90%（365日）

瀬戸内 B＋C＋D タイプ試算結果

			2019年度実績		2026年度試算結果	
			生産量（千KL）	比率	生産量（千KL）	比率
原油処理量			61,736	100%	51,178	100%
生産量	揮発油		17,915	29%	13,534	26%
	ナフサ		9,035	15%	6,970	14%
	灯油	JET	5,730		4,453	
		灯油	4,776		3,478	
		小計	10,506	17%	7,930	15%
	軽油	軽油	14,518		15,438	
		A重油	4,784		1,458	
		小計	19,303	31%	16,896	33%
	C重油		5,063	8%	3,765	7%
	燃料油計		61,822	100%	49,096	96%
	LPG、副製品		5,575	9%	5,277	10%
	自家燃、損耗、転送等		▲5,662	▲9%	▲3,195	▲6%
	総計		61,736	100%	51,178	100%
稼働率	TOP		90%（330日）	81%（365日）	99%（330日）	90%（365日）
	FCC		91%（330日）	82%（365日）	85%（330日）	77%（365日）
	COKER		76%（310日）	65%（365日）	100%（310日）	85%（365日）
	REF		91%（330日）	82%（365日）	80%（330日）	72%（365日）

（３） 2026 年度瀬戸内地域石精 LP モデル試算による製品混合内訳の分析

図表 6.3.18 に、瀬戸内地域石精 LP モデルによる 2026 年度の軽油、A 重油、C 重油の混合内訳と LCO と CLO 留分の行先をまとめる。HSA-05（高硫黄 A 重油）及び HSC-35（高硫黄 C 重油）は全く生産しない。本 LP 解は、利益最大化スーパーソリューションの傾向がある。

① 軽油、LSA-03、LSC-05、MSC-20 混合内訳

・軽油：

軽油の全生産量 15,438 千 KL の内、脱硫灯油（DK＋分解 DK）の混合比率は、18%、脱硫軽油（HC 分解軽油を含む）は 82%である。軽油深度脱硫装置への LCO 混合チャージ上限 15%に、ほぼ張り付いている。軽油需要想定は他製品に比較して安定基調にあるので、実勢に合せて LCO 基材の活用条件を緩和したところ、脱硫軽油には軽油深度脱硫装置のフィード 9,286 千 KL に対し、1,393 千 KL と上限の 15%の LCO が投入されている。

・LSA-03（硫黄分 0.3wt%）：

全生産量 1,458 千 KL の内、脱硫軽油（DGO＋未洗 K）が 54%、LCO が 46%、混合されている。セタン指数を満足させるために、DGO の混合が多くなる。

・LSC-05（硫黄分 0.5wt%）：

全生産量 2,574 千 KL の内、CLO(硫黄分 1.05 wt%)が、29%混合されている。更に、硫黄分調整のために、DSAR（直脱重油硫黄分 0.3 wt%）が 28%も混合される。粘度規格に対して、大幅なロス（粘度ギブアウェイ）を引起こしている。

・MSC-20（硫黄分 2.0wt%）：

全生産量 1,729 千 KL の内、粘度調整カットバックのために、LCO(硫黄分 0.3 wt%)が、5%混合されている。MSC-20 は、B,C タイプ製油所で生産されている。

・HSC-35（硫黄分 3.5wt%）：

生産しない。

② LCO、CLO の行先と石精 LP モデルの混合精度アップの必要

瀬戸内地域石精 LP モデル（B、C、D タイプ）では、LCO＋CLO が A 重油、C 重油に高い割合でブレンドされている。LCO の全生産量は、2,604 千 KL で、行先は主に、LSA に 666 千 KL（26%）、軽油には 1,393 千 KL（53%）、LSC に 461 千 KL（18%）、MSC に 84 千 KL（3%）である。CLO の全生産量は 981 千 KL で、LSC に 740 千 KL（75%）、MSC に 241 千 KL（25%）に混合されている。

石精 LP モデルの品質は、硫黄分、粘度、セタン指数を簡略に連立式化している。しかし、実際は、LSA、LSC の製品品質に適合するための混合基材の CLO 中の灰分（FCC＋RFCC 触媒触媒混入）などの他の実用品質を詳細に検討する必要があるので、今回の試算結果は、傾向参考値として取扱う。

図表 6.3.18　軽油、A 重油、C 重油混合内訳及び LCO と CLO 留分の行先

瀬戸内　　軽油、A重油、C重油　混合内訳

製油所タイプ	B	C	D	合計
軽油　ブレンド				
製品	1,440	4,079	9,918	15,438
DK	216	1,033	1,157	2,406
HC_K	0	0	331	331
DGO	1,151	2,864	5,848	9,863
HC_LGO	73	182	2,582	2,838
LSA-03　ブレンド				
製品	658	143	657	1,458
K	33	7	33	73
DK	0	0	0	0
DGO	324	71	321	716
DSLGO	0	0	0	0
HC_LGO	0	0	0	0
LCO	298	65	303	666
Lt AR	3	1	0	4

製油所タイプ	B	C	D	合計
LSC-05 ブレンド				
製品	2	961	1,611	2,574
DSLGO	0	0	0	0
LCO	0	0	461	461
LS HP	1	639	20	659
DSAR	0	0	714	714
CLO	1	323	417	740
LGO	0	0	0	0
MSC-20　ブレンド				
製品	553	1,176	0	1,729
LGO	0	0	0	0
DSLGO	0	0	0	0
LCO	49	35	0	84
Lt AR	0	1,102	0	1,102
LS HP	0	39	0	39
DSAR	0	0	0	0
CLO	241	0	0	241
Lt VR	156	0	0	★ 156
ML VR	107	0	0	★ 107
Md VR	0	0	0	0

LCOとCLOの留分の行先

千KL

製油所タイプ	B	C	D	合計
FCC稼働				
FCC	1,865	0	6,317	8,182
RFCC	0	3,148	0	3,148
合計	1,865	3,148	6,317	11,331
軽油深脱稼働				
DDS能力	26	60	154	240
DDS能力最大稼働(90%)	1,348	3,148	8,080	12,577
DDS通油量	1,268	2,756	5,262	9,286
DDS LCO比率	15.0%	15.0%	15.0%	15.0%
LCO⇒軽油深脱				
LCO⇒軽油深脱	190	413	789	1,393
製品生産量				
軽油	1,440	4,079	9,918	15,438
LSA	658	143	657	1,458
HSA	0	0	0	0
LSC	2	961	1,611	2,574
MSC	553	1,176	0	1,729
HSC	0	0	0	0
LCO使用先				
軽油深脱	190	413	789	1,393
LSA	298	65	303	666
HSA	0	0	0	0
LSC	0	0	461	461
MSC	49	35	0	84
HSC	0	0	0	0
合計	537	514	1,553	2,604
CLO使用先				
LSC	1	323	417	740
MSC	241	0	0	241
HSC	0	0	0	0
合計	242	323	417	981

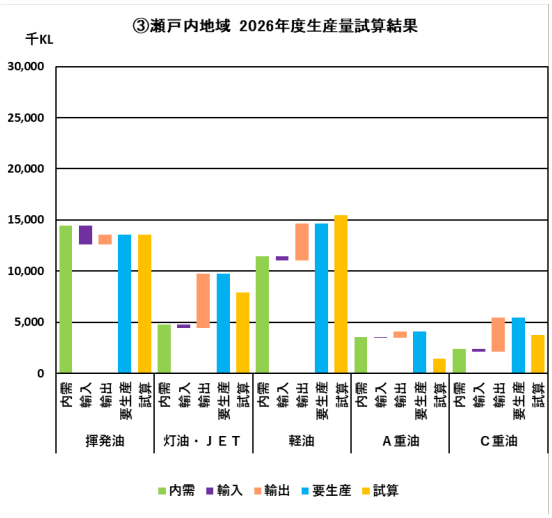
（4） 2026 年度瀬戸内地域の各石油製品別の需給バランス、必要輸出量の考察

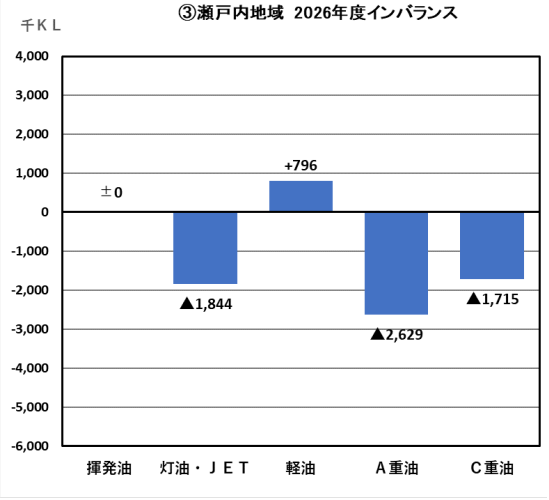
瀬戸内地域の石油製品需給バランスの結果を図表 6.3.19 にまとめる。

図表 6.3.19　2026 年度試算結果のまとめ　瀬戸内地域（B＋C＋D）の需給バランス

2026 年度の試算結果

		2019年度実績	2026年度要生産					2026年度試算結果	増減（インバランス）	総輸出量
			内需	輸入	輸出	要生産	実績対比			
原油処理	量　千KL	61,736						51,178	▲ 10,558	
製品生産量	揮発油　千KL	17,915	14,421	1,806	919	13,534	▲ 4,382	13,534	±0	919
	ナフサ　千KL	9,035	14,588	10,859	1	3,731	▲ 5,304	6,970	＋3,239	3,240
	JET、灯油　千KL	10,506	4,804	358	5,328	9,774	▲ 732	7,930	▲ 1,844	3,484
	軽油　千KL	14,518	11,427	405	3,621	14,642	124	15,438	＋796	4,416
	A重油　千KL	4,784	3,571	107	623	4,087	▲ 697	1,458	▲ 2,629	▲ 2,006
	B･C重油　千KL	5,063	2,382	254	3,353	5,480	417	3,765	▲ 1,715	1,637
	燃料油計　千KL	61,822	51,193	13,788	13,844	51,249	▲ 10,574	49,096	▲ 2,153	11,691





① 原油処理量

2026 年度 TOP 能力（985 千 BPSD）に対する余力：10 千 BD

瀬戸内地域の TOP 能力は 985 千 BD、2026 年度の TOP 適正稼働量は 975 千 BD（51,178 千 KL/365×6.29/0.904）であるから、10 千 BD の余力となる（ほぼバランス）。

瀬戸内地域は、全国で最も設備余剰が発生している地域で、2025 年度試算で 249 千 BD の余力が発生していた。2 製油所の停止計画（▲248 千 BPSD）の妥当性が裏付けられた結果となった。

② 中間留分（JET＋灯油＋軽油＋A 重油）バランス

中間留分 4 種は、原油処理量が減るので輸出を含む要生産量に対して 3,677 千 KL の不足となっている。揮発油の要生産量減少に伴い、相応に瀬戸内地域全体の原油処理量が減少するので、これにより中間留分も生産減となる。したがって、輸出も減少する。

③ 重油バランス

原油処理量の減少で、C 重油は 1,715 千 KL 不足バランスとなったが、全国 LP モデル試算

結果で考察したとおり、一般輸出を減少することでバランスする。ただし、C 重油の生産内訳は、LSC 生産量 2,574 千 KL、MSC 生産量 1,729 千 KL で、HSC の生産は無かったが、IMO の船舶燃料脱炭素化の動きを想定すると、MSC－20 を生産せざるを得ない。VR の分解能力向上は喫緊の課題である。

④　VR＋AR 留分の分解

瀬戸内地域は、揮発油生産減少の影響を大きく受けて VH の稼働もダウンし AR が余剰となる。関東地域と同じく、B タイプから VR263 千 KL が副生する。希釈による直脱フィードでの水添分解または脱硫、コーカーの約 5 千 BD 相当の重油分解能力アップが有効である。また、VAC 余力を活用し、AR を搾取った後の VGO の VH によるマイルドハイドロクラッキングでの中間留分増産＋VR の直接脱硫、水素化分解が有効である。

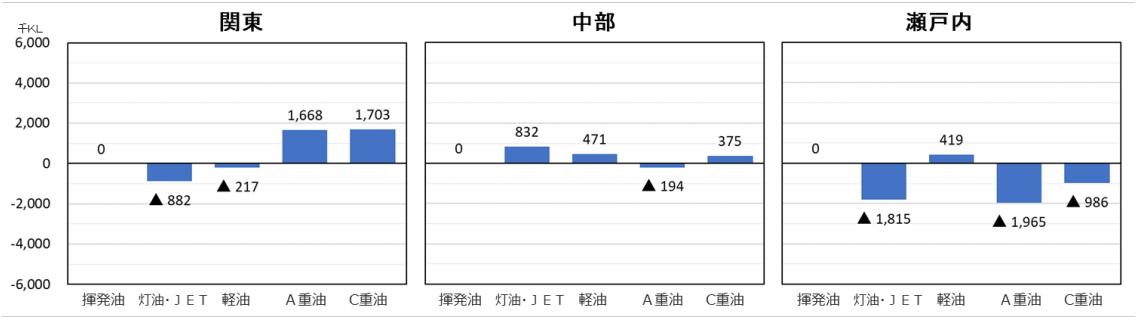
瀬戸内地域においても、MSC＋HSC の生産を抑制するために、VR 留分の高分解対策（エネルギー供給構造高度化法 3 次告示）を進めておかなければならない。

（５）　地域別インバランスに及ぼす輸出設定量及び LCO フィード比の影響検証

６．２．４（５）及び（６）で示したとおり、全国ワンリファイナリーモデルでは、重油一般輸出量及び軽油深度脱硫装置への LCO フィード比の調整で、2026 年度の石油製品インバランスが改善される見込みを得た。そこで、地域別インバランスに及ぼす輸出量減及び LCO フィード比緩和の影響を、各地域別石精製 LP モデルで検証した。

A・C 重油の一般輸出量を半減させ、軽油深度脱硫装置への LCO フィード比を 15.0%から 13.5%に減じた石精 LP 試算解の地域別のインバランス結果を図表 6.3.20 に示す。全国モデルと同様に、軽油、A 重油、C 重油の過不足が緩和されることが確認できた。

図表 6.3.20　重油輸出量及び LCO フィード比調整によるインバランス改善



（６）　地域間転送その他による地域インバランスの改善効果検証

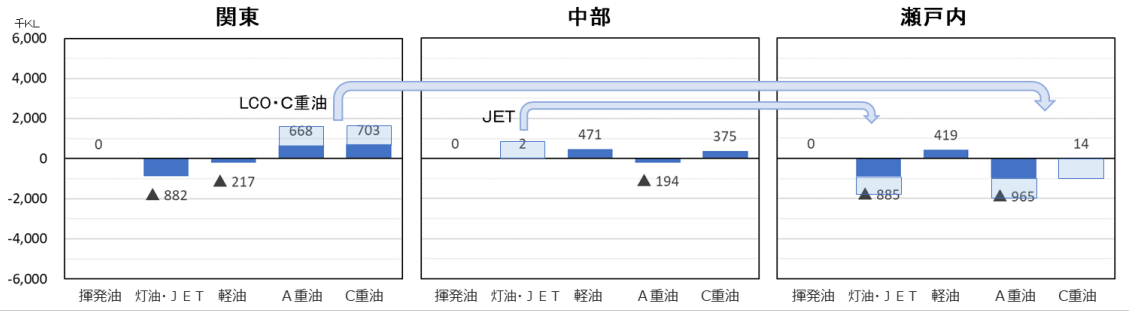
輸出量及び LCO フィード比の改善でインバランスは緩和されるものの、まだ、地域毎に過不足がみられる。そこで、地域間の最小限の効果的な留分転送について効果検証と考察を試みた。

今年度の LP 試算では、将来の地産地消を指向して、地域間転送は実施しない前提で計算した。全国モデルでは、全ての半製品・製品の相互授受が可能となっていることから、全ての留分のインバランスは概ね解消する見込みが得られた。

一方、地域別石精製 LP モデル解では、各地域別の各留分に凸凹が生じる。図表 6.3.20 の様

に試算調整を行っても、関東地域で A 重油及び C 重油が余剰で、瀬戸内地域では A 重油及び C 重油がショートし、中部地域では灯軽油留分が若干余剰になる。そこで、関東地域及び中部地域から A 重油、C 重油及び灯油留分を瀬戸内地域に転送する効果を検証した。関東地域から瀬戸内地域に LCO＋C 重油を各々1,000 千 KL、中部地域から瀬戸内地域に JET 燃料を 830 千 KL 転送することとした。更に、2026 年度から本格的に供給されるバイオ JET 燃料 100 千 KL についても、不足がちの瀬戸内に加算した。結果を図表 6.3.21 に示すが、このような最小限の転送を組込むことで、地域のインバランスは各段に縮小した。
以上のように、2026 年度の地域インバランスは最小限の効果的な転送等で対応可能なレベルであると推定される。

図表 6.3.21　地域間転送及び新燃料供給による地域インバランスの改善見通し



６．３．５　石化 3 地域モデルの構築、同定及び 2026 年度試算結果と考察

（１）　地域別石化バランスモデル試算用データの設定

全国モデルの製品別生産量実績データなどは容易に入手できるが、地域別の製品別生産実績データなどは入手困難である。
したがって、チューニング段階で全国と地域の集計値が合致するように、各種の試行錯誤の試算を数多く加えて、ほぼ全国と一致するような構成にモデルを整備した。

（２）　2026 年度の各石化製品要生産の設定

2026 年の石化製品の地域のインバランスを検討するためには、2026 年の各地域の要生産量を設定する必要がある。
全国需要想定については、METI 素材産業課や芳香族工業会が 2026 年まで（ただし、METI は 2023 年まで）の需要想定を実施したが、地域別の需要想定は実施していない。
そこで、2019～2021 年各地域実績や全国需要想定を参考に、2026 年の地域別需要想定を以下のとおり実施した。
石化製品の 2026 年各地域需要想定は、図表 6.3.22 に、全国と地域合計の要生産量の対比を図表 6.3.23 に示す。

図表 6.3.22　2026 年度石化製品の各地域需要量想定

石化製品	地域	2019年実績	2019年実績			2026年想定	2026年想定		
			誘導品内需	誘導品輸出	モノマー輸出		誘導品内需	誘導品輸出	モノマー輸出
エチレン	全国	6,418	4,738	988	692	6,349	4,336	1,413	600
	3地域合計	6,418	4,233	1,493	692	6,349	3,874	2,134	600
プロピレン	全国	5,504	4,489	168	847	5,232	4,478	300	454
	3地域合計	5,504	4,467	190	848	5,233	4,439	339	455
ベンゼン	全国	3,855	2,532	723	600	3,420	2,246	754	420
	3地域合計*	3,855	2,532	723	600	3,420	2,246	754	420
キシレン	全国	6,640	952	3,757	1,931	5,565	952	3,023	1,590
	3地域合計	6,640	952	3,757	1,931	5,565	952	3,023	1,590

図表 6.3.23　全国と地域合計の要生産量対比

＜関東＞

石化製品	2019年実績	2019年実績			2026年想定	2026年想定			備考
		誘導品内需	誘導品輸出	モノマー輸出		誘導品内需	誘導品輸出	モノマー輸出	
エチレン	3,621	2,532	556	532	3,582	2,325	796	461	全国同様輸出を考慮する想定
プロピレン	3,037	2,288	106	643	2,887	2,352	190	345	全国同様輸出を考慮する想定
ベンゼン	1,796	1,457	31	308	1,594	1,293	86	215	誘導品輸出はキュメンが大半
キシレン	2,279	327	1,529	423	1,910	327	1,235	349	誘導品輸出は全国の伸びを参照して設定

＜中部＞

石化製品	2019年実績	2019年実績			2026年想定	2026年想定			備考
		誘導品内需	誘導品輸出	モノマー輸出		誘導品内需	誘導品輸出	モノマー輸出	
エチレン	491	377	113	0	485	323	162	0	全国同様輸出を考慮する想定
プロピレン	437	348	51	38	415	304	90	20	全国同様輸出を考慮する想定
ベンゼン	532	75	201	256	472	66	226	179	誘導品輸出はキュメンが大半
キシレン	1,135	163	295	677	951	163	231	557	輸出は全国の伸びを参照して設定

＜瀬戸内＞

石化製品	2019年実績	2019年実績			2026年想定	2026年想定			備考
		誘導品内需	誘導品輸出	モノマー輸出		誘導品内需	誘導品輸出	モノマー輸出	
エチレン	2,307	1,324	823	160	2,282	967	1,176	138	全国同様輸出を考慮する想定
プロピレン	2,030	1,831	33	167	1,930	1,782	59	89	全国同様輸出を考慮する想定
ベンゼン	1,527	1,000	490	36	1,354	887	442	25	SM輸出の多い瀬戸内からのみ誘導品輸出を減少
キシレン	3,226	462	1,933	831	2,704	462	1,557	684	輸出は全国の伸びを参照して設定

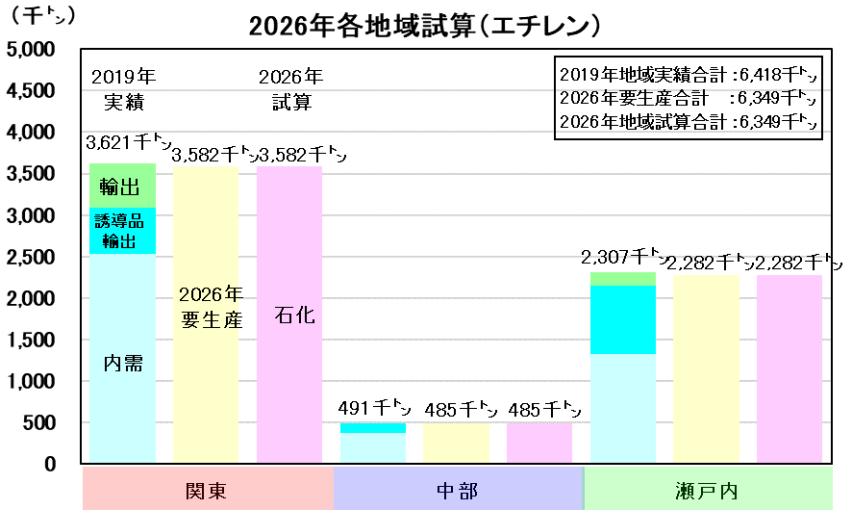
（3）　2026 年度地域別石化試算結果及び考察

各地域の製品別試算結果と考察を以下に示す。

①　エチレン

関東地域ではモノマー輸出、瀬戸内地域では誘導品輸出が多いため、輸出が難しい環境になると、大幅に減産する必要がでてくる。一方で、中部地域に関しては、輸出がほとんどないため、輸出環境に影響を受けない（図表 6.3.24 参照）。

図表 6.3.24　エチレンの各地域試算結果



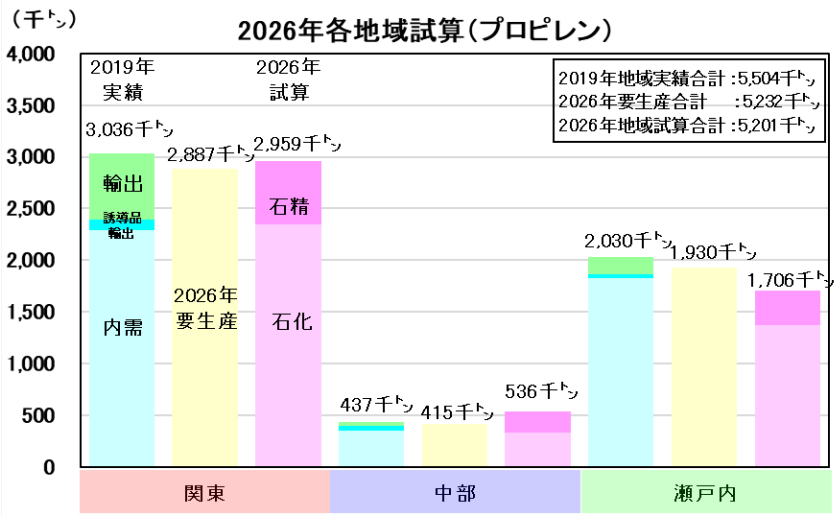
② プロピレン

プロピレンは、瀬戸内のみ要生産量に対し、不足バランスとなっている。

FCC 稼働減少による石精側からのプロピレン生産減が主たる要因である。石精の石化シフトによる生産増か、関東地域からの転送が効果的である。

仮に、関東のモノマー輸出が制限される環境になると瀬戸内地域への転送の必要性も考えられる。中部地域に関しては、エチレン同様に輸出がほとんどないため、輸出環境に影響を受けにくいが、若干の余剰バランスとなる（図 6.3.25 参照）。

図表 6.3.25　プロピレンの各地域試算結果



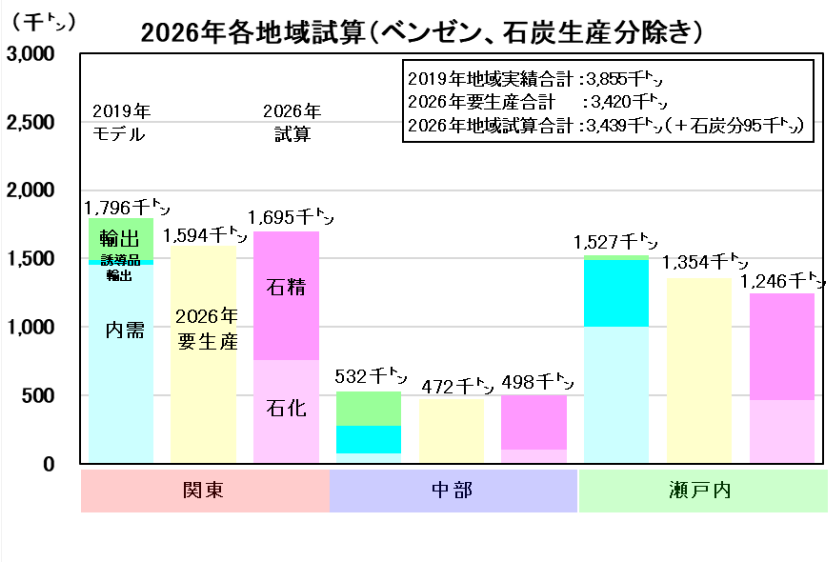
③ ベンゼン

瀬戸内のみ不足する結果となっている（図表 6.3.26 参照）。

瀬戸内地域では製油所停止が予定されており、原油処理量減少による大幅な REF の稼働減少が要因である。ガソリン生産量とベンゼン生産量は同調するので、今後のガソリンの輸出動向がベンゼン生産に影響を与える。

ベンゼンについても、余剰が想定される関東及び中部からの転送も考えられる。

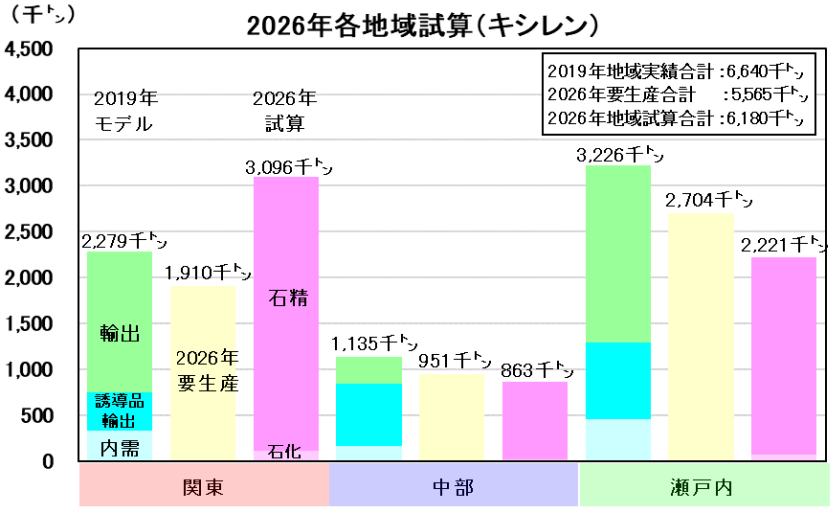
図表 6.3.26　ベンゼンの各地域試算結果



④　キシレン

キシレン生産の大半は石精側で生産される。2026 年も中国 PTA 原料需要が引続き堅調と想定される。ガソリンにブレンドされているキシレン留分がまだ残っている。今後、キシレン回収増強をどう見込むかで状況は大きく変わる。関東で余剰バランスとなるが、瀬戸内では REF の大幅な稼働減少で、不足バランスとなった。（図表 6.3.27 参照）。そのため輸出元の調整や輸出量を確保することが必要となる。なお、キシレンは内需がほとんどなく、中国への輸出に依存（誘導品である PX は韓国経由で中国に輸出）しているため、輸出環境変化に対する生産のフレキシビリティを持っておく必要がある。

図表 6.3.27　キシレンの各地域試算結果



（4） 2026 年度地域別石化モデル試算結果の分析と課題

石油、石化ともに先行きの内需は減少傾向であるが、石精から石化へのシフト圧力は更に高まってくる。このままでは稼働率が低下し続けるジリ貧傾向となるので、カーボンリサイクルを活用しながら、稼働低下を抑制することを石精･石化一体となって進めていく必要がある。

以下に、各地域の 2026 年度に向けた石油化学の課題を示す。また、図表 6.3.28 に、各地域の製品別の過不足試算結果をまとめる。

① 関東地域

エチレン、プロピレンとも輸出が多いので、その影響を大きく受けることになる。

石油製品も石化製品も全体的に需要が減少していく中で、輸出競争力を堅持し、石精側、石化側各々にフレキシブル対応が可能となるような設備対応が必要となってくる。

ベンゼン、キシレンともに余剰傾向となった。いずれもガソリン生産量動向及び原油処理量の影響を受ける。特にキシレンはガソリンにブレンドされている部分もあり、増産ポテンシャルがある。不足傾向にある瀬戸内地域とのバランス調整で転送強化する検討の余地がある。また、内需減少傾向は今後も継続するので、生産量を維持していくためには、揮発油要生産の確保（一般輸出量の増加）、REF の原料となる HN の確保として、輸入 FRN からの HN 分留と LN のエチレン装置送液増が効果的である。

② 中部地域

エチレン、プロピレンの輸出は少なく、ほぼバランスしている。ベンゼンもほぼバランスしており、キシレンのみ不足となった。

石精サイドの変化の影響を受けやすいので、余剰となる設備を活用したカーボンリサイクル転用を視野に入れた検討が必要である。

③ 瀬戸内地域

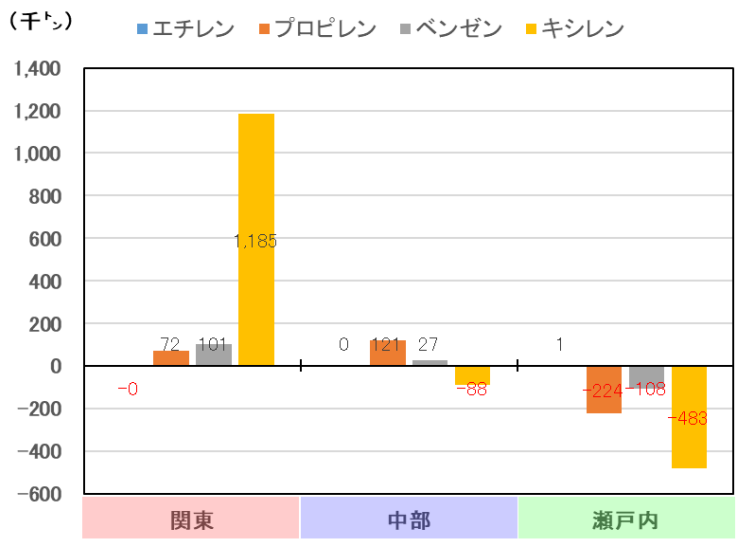
エチレンはほぼバランスするものの、エチレン生産能力の減少によりプロピレンは不足バランスとなる（93 万ｔから 60 万ｔの減少）。

ガソリン減少、REF の稼働ダウンで、ベンゼンもキシレンも不足傾向である。

キシレンについては、ガソリン留分からの回収を増強することも検討の余地がある。

また、REF 原料である HN の安定確保が必要になってくる。中部地域同様カーボンリサイクルへの設備転用を視野に入れた検討が必要である。

図表 6.3.28　2026 年地域別石化バランスモデル試算結果のまとめ



	関東		中部		瀬戸内		補足
エチレン生産量	2019年	2026年	2019年	2026年	2019年	2026年	各地域とも若干の内需減、輸出減と想定
	3,621千ﾄﾝ	3,582千ﾄﾝ	491千ﾄﾝ	485千ﾄﾝ	2,307千ﾄﾝ	2,282千ﾄﾝ	
インバランス							
プロピレン	72千ﾄﾝ余剰		121千ﾄﾝ余剰		224千ﾄﾝ不足		瀬戸内で不足するバランス
ベンゼン	101千ﾄﾝ余剰		27千ﾄﾝ余剰		108千ﾄﾝ不足		関東、中部で余剰、瀬戸内で不足するバランス
キシレン	1,185千ﾄﾝ余剰		88千ﾄﾝ不足		483千ﾄﾝ不足		中部、瀬戸内で不足、関東で大幅余剰のバランス
試算前提	・エチレン優先生産 ・要生産は、地域別実績比率で配分 （2019年と2026年の用途・向け先変化は小さいと仮定）						

７．炭素循環型コンビナート構築へ向けた近年の開発及び社会実装の状況

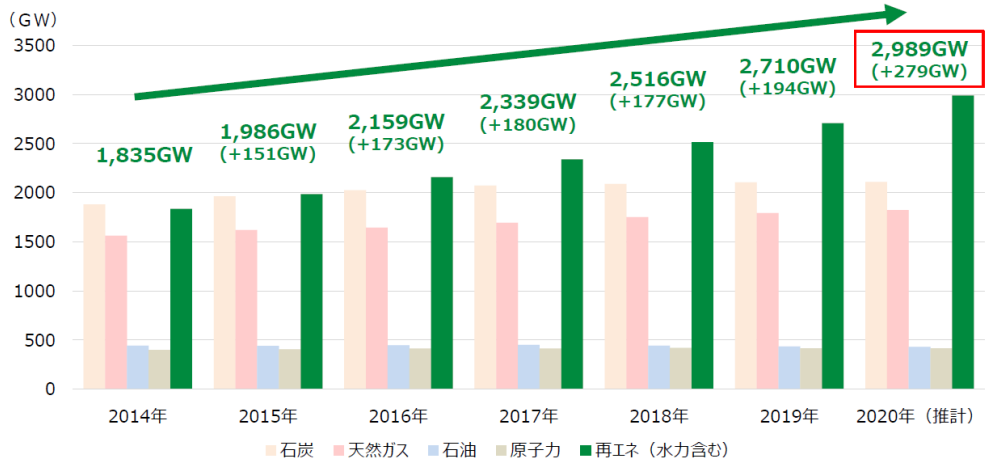
７．１　再生可能エネルギー導入の国内外の進展と政府の助成状況

（１）　世界の再生可能エネルギー導入状況

発電源の再生可能エネルギー化はカーボンニュートラル実現のカギの１つであるため、カーボンニュートラルの潮流を背景に、世界の再生可能エネルギーの導入は拡大を続けている（図表 7.1.1 参照）。

国際エネルギー機関（IEA）は 2022 年 12 月 6 日に公表した報告書で、再生可能エネルギーが 2025 年に石炭を抜いて最大の発電源になるとの見通しを示した。ロシアによるウクライナ侵攻でエネルギー安全保障への危機感が強まり、各国が「国産エネルギー」である再生可能エネルギーを急拡大していることが背景にある。高騰した化石燃料と比べ、再生可能エネルギーの発電コストが割安なことも追い風となっている。

図表 7.1.1　世界全体の再生可能エネルギーの発電設備容量（ストック）



（注）IEA「World Energy Outlook」2016～2021 年度版より資源エネルギー庁作成

（出所）資源エネルギー庁「国内外の再生可能エネルギーの現状と今年度の調達価格等算定委員会の論点案」（2022 年 10 月）

（２）　主要国・地域の再生可能エネルギー導入支援策及び目標

世界で再生可能エネルギー供給が急拡大している背景には、各国・地域が再生可能エネルギー導入促進のための施策を講じていることがある。

主要国・地域の再生可能エネルギー拡大に向けた戦略と目標を、図表 7.1.2 に示す。また、日本の第 6 次エネルギー基本計画における再エネ導入促進の具体的な取り組み要点は、図表 7.1.3 の通りである。

具体的な再生可能エネルギーの導入促進策としては、研究開発・実証、設備導入補助の他、固定価格買取制度（FIT:Feed-in Tariff）や、再生可能エネルギー導入量割当制度（RPS:Renewables Portfolio Standards）が導入されており、2019 年時点で、FIT は 113 カ国・地域、RPS は 34 カ国・地域で導入されている。また、多くの国が競争入札によって買取価格等を決定する仕組みを取り入れている。

図表 7.1.2　主要国・地域の再生可能エネルギー導入支援策及び目標

国・地域	戦略・計画	再生可能エネルギー導入目標・拡大施策等
米国	新NDC、インフレ抑制法（22年8月成立）など	2030年までに洋上風力発電を増強させ、30GWの電力生成を目指す。インフレ抑制法で再生可能エネルギーのほか、電気自動車（EV）の普及や水素技術の開発など脱炭素化に重点。
日本	第6次エネルギー基本計画、GX実現に向けた官民の投資など	総発電電力量に占める再生可能エネルギーの割合を2030年度までに36～38%に。2030年に向けて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む。GX実現に向けてエネルギー供給・消費構造や産業構造の転換に官民による150兆円の投資を目指す。
EU	欧州グリーン・ディール、リパワーEUなど	EUにおける再生可能エネルギーの比率を2030年に38～40%に引き上げ。エネルギーの脱ロシア戦略「リパワーEU」を打ち出し、再エネの拡大、天然ガスの調達の多様化などを推進。
英国	グリーン産業革命のための10 項目計画など	2030 年までに洋上風力の発電量を現在の4倍の40GWに。
中国	国連気候変動サミットにおける表明（2020年12月）	2030年までに非化石燃料が一次エネルギー消費に占める割合を25%前後に上昇、風力・太陽光発電の設備容量を12億kW以上に増強するとする政府目標を設定。
韓国	第3次エネルギー基本計画	2040年までに新・再生可能エネルギーの割合を30～35%にまで拡大する。
ブラジル	国家エネルギー計画2050（PNE2050）	重点投資分野の1つとして再生可能エネルギーを掲げ、過剰な水力依存から脱却し、太陽光発電と風力発電を拡充。
インドネシア	中期国家開発計画（RPJMN）2020～2024年	新・再生可能エネルギーの割合を2024年までに23%にする。
マレーシア	グリーンテクノロジーマスタープラン（2017～2030年）	2025年までにバイオマス、バイオガス、太陽光、小水力などの再生可能エネルギーによる発電容量を、設備容量・運用容量全体の20%にまで引き上げる。
サウジアラビア	国家改革計画「ビジョン2030」	2030年までに再生可能エネルギーの発電量を58.7GW（うち太陽光発電40GW、風力発電16GW）とする。

（注）NDC はパリ協定に対する自国が決定する貢献、INDC は NDC の草案。

（出所）日本貿易振興機構『ジェトロ世界貿易投資報告 2021』、「ビジネス短信」「地域・分析レポート」等を基に作成

図表 7.1.3　第 6 次エネルギー基本計画における再エネ導入促進の取り組み要点

➢ 地域と共生する形での適地確保 改正温対法に基づく再エネ促進区域の設定（ポジティブゾーニング）による太陽光・陸上風力の導入拡大、再エネ海域利用法に基づく洋上風力の案件形成加速などに取り組む。
➢ 事業規律の強化 太陽光発電に特化した技術基準の着実な執行、小型電源の事故報告の強化等による安全対策強化、地域共生を円滑にするための条例策定の支援などに取り組む。
➢ コスト低減・市場への統合 FIT･FIP制度における入札制度の活用や中長期的な価格目標の設定、発電事業者が市場で自ら売電し市場連動のプレミアムを受け取るFIP制度により再エネの市場への統合に取り組む。
➢ 系統制約の克服 連系線等の基幹系統をマスタープランにより「プッシュ型」で増強するとともに、ノンファーム型接続をローカル系統まで拡大。再エネが石炭火力等より優先的に基幹系統を利用できるように、系統利用ルールの見直しなどに取り組む。
➢ 規制の合理化 風力発電の導入円滑化に向けアセスの適正化、地熱の導入拡大に向け自然公園法・温泉法・森林法の規制の運用の見直しなどに取り組む。
➢ 技術開発の推進 建物の壁面、強度の弱い屋根にも設置可能な次世代太陽電池の研究開発・社会実装を加速、浮体式の要素技術開発を加速、超臨界地熱資源の活用に向けた大深度掘削技術の開発などに取り組む。

（出所）資源エネルギー庁「国内外の再生可能エネルギーの現状と今年度の調達価格等算定委員会の論点案」2022 年 10 月

（3）　主要国・地域の再生可能エネルギー導入支援に向けた課題

再生可能エネルギーの大量導入に向けては、①天候・季節・土地柄等の影響を受けやすく

電力の安定供給が難しい、②発電効率を上げるには設備の設置場所が限られる、③電気の需給のバランスの保持・品質確保のために、発電出力を制御する仕組みの整備が必要、といった課題がある。

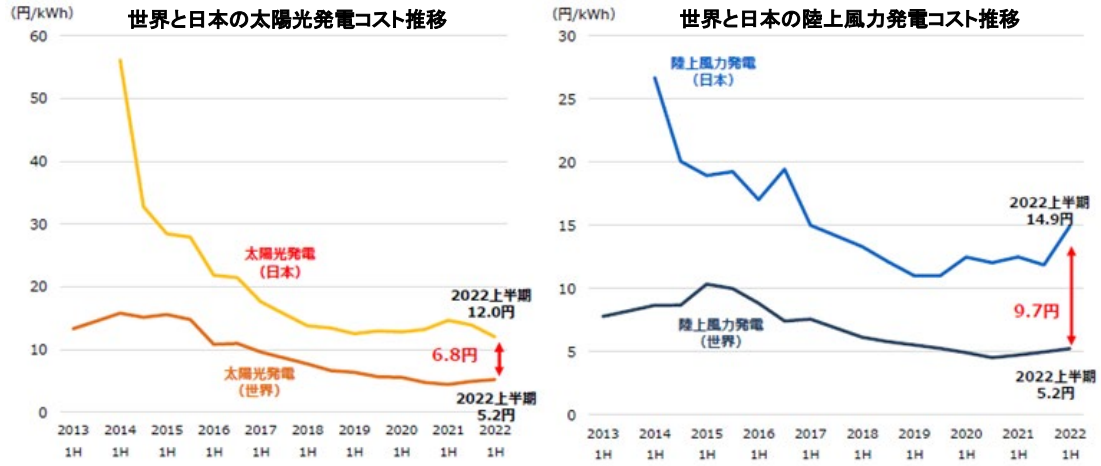
地理的条件や歴史的経由などによって国・地域ごとに抱える課題に差異はあるものの、脱炭素化が国際潮流となるなか、いずれの国・地域も再生可能エネルギーの大量導入に向けて、これらの課題の克服に取り組んでいる。

（4） 再生可能エネルギー発電コストの低下

世界的に再生可能エネルギーの発電コストが低下傾向にあることも、再生可能エネの普及を後押ししている。

太陽光発電、風力発電ともに、コストは着実に低減している（図表 7.1.4 参照）。一方、日本における太陽光発電・風力発電コストは依然として世界より高く、低減スピードも鈍化傾向にある。日本は国民負担の抑制を図りながら、再生可能エネルギーの最大限の導入を進めるため、コスト低減に向けて取り組んでいく必要がある。一方、導入拡大により適地が減少していく中で、一定の導入量を確保するためには、開発コストが上昇することも懸念されている。

図表 7.1.4 再生可能エネルギーコスト推移の比較（世界と日本）



（注）BloombergNEF データより資源エネルギー庁作成。太陽光発電の値は Fixed-axis PV 値を引用。為替レートは Energy Project Valuation Model (EPVAL 9.2.2)から各年の値を使用。

（出所）資源エネルギー庁「国内外の再生可能エネルギーの現状と今年度の調達価格等算定委員会の論点案」2022 年 10 月

7．2 国内外のクリーン水素・アンモニアの開発導入状況と各国政府の支援

7．2．1 グリーン水素開発と導入計画、各国政府・団体の支援状況

（1） ポスト天然ガスとしての水素利用の取り組み加速

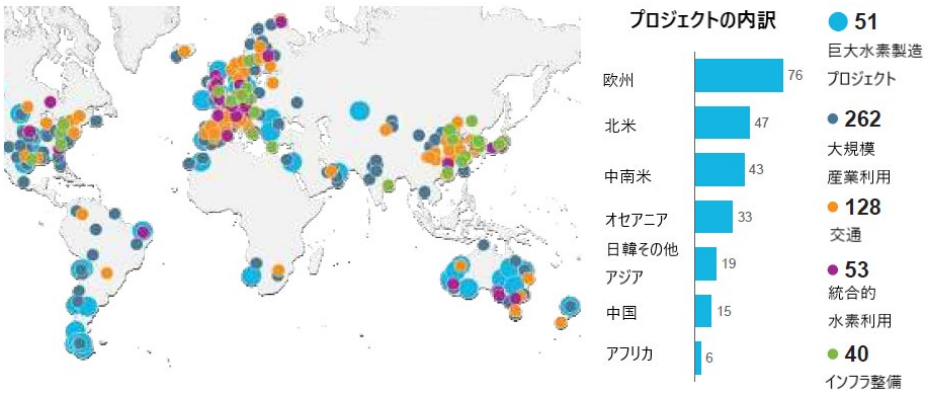
ロシアによるウクライナ侵攻によって 2022 年 2 月 24 日に勃発したウクライナ戦争によって、天然ガスの供給量が低下し、価格の高騰を引き起こした。天然ガスは、脱炭素化を進める中で原油や石炭からの過渡的なシフト先とみなされていたが、ウクライナ侵攻によって天然ガスを取り巻く環境が大きく変化し、エネルギー安全保障の確保に向けて、自

国内で調達できたり、多様な入手方法があったりするエネルギーが求められるようになっている。
水素は再生可能エネルギーや化石燃料など多様なエネルギー源を基に製造でき、適地が偏在していないため、水素利用の拡大はエネルギー安全保障の確保策として有効とみなされるようになっている。EU が 2030 年までに確保する水素の目標量を 2 倍に引き上げるなど、化石燃料から水素への一足飛びのエネルギー転換も視野に入っている。（主軸はグリーン水素）
脱炭素化を進める際、再生可能エネルギー由来の電力を使い、化石燃料をエネルギー源としているものを電化・電動化することが基本である。しかし、熱利用や大型モビリティ（トラック、バス、船舶など）など、電化が困難な分野もある。このような分野での脱炭素化を進める上で、カギとなっているものの一つが、再生可能エネルギー由来による電力で水電解された「グリーン水素」の利用である。また、生成過程に CCUS（Carbon dioxide Capture, Utilization and Storage）を適用し、CO2 の排出量を低減しつつ比較的安価に生成できる「ブルー水素」も、次善の水素生成方法として注目されている。

（2） 水素の生成、導入プロジェクトの動向

脱炭素化に向けた水素の生成や利用拡大を目指して世界各地で 534 件のプロジェクトが進行しており、投資見込み総額は 2,700 億ドル（約 39 兆円）に上る（図表 7.2.1 参照）。

図表 7.2.1　水素の生成・利用に関わるプロジェクト分布（2022 年 9 月）

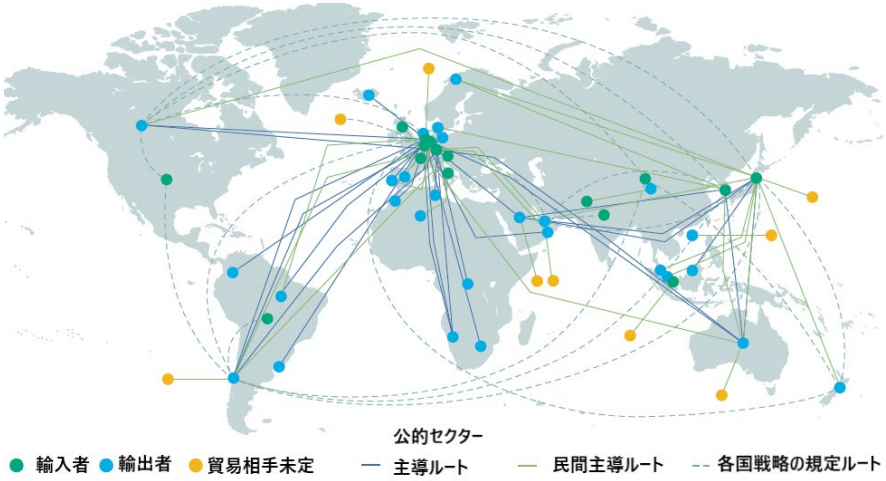


（出所）水素協議会「Hydrogen Insights 2022」

水素協議会によれば、2022 年 9 月時点で東アジアや欧州、米国、オーストラリアなどにおいて、水電解槽の容量が 1GW を超えるような 51 の巨大水素製造プロジェクトが進行している。これにより、最大で 2,000 万トンの水素生成能力が増強される見込みである。
ここ数年で顕著になってきたのが、資源国や発展途上国におけるグリーン水素やブルー水素の製造計画である。太陽光など再生可能エネルギーが豊富な地域であれば取り組み易いグリーン水素は、これまで有力な資源を持たなかった途上国でも、製造し、先進国に輸出するという産業振興が可能となる。
また、資源国においては、CCUS を適用することで、天然ガスや褐炭といった化石燃料からブルー水素を取り出す計画がされている。脱炭素化の加速化によって化石燃料の需要は減少するものとみられているが、ブルー水素の生成源として利用することで、化石燃料

産業の延命が図れるためである。IRENA では、このような需給の流れを図表 7.2.2 のようにまとめている。

図表 7.2.2　公表済みの二国間輸送ルート（2022 年 3 月時点）



（出所）IRENA「GLOBAL HYDROGEN TRADE TO MEET THE 1.5℃ CLIMATE GOAL PART I TRADE OUTLOOK FOR 2050 AND WAY FORWARD」

最も活発に輸入相手を探していると言われているのが、日本、ドイツ、オランダである。いずれの国々も、国内での CCS が難しい、原子力の利用にアレルギーがあり、大量の水素を安価に入手するのが難しい技術的・地理的事情を抱えており、グリーン水素やブルー水素の製造コストが低い国から大量に輸入する必要があるためである。
水素などの受け入れ態勢の整備事例を図表 7.2.3 に示す。

図表 7.2.3　水素などの受け入れ態勢の整備事例

参画会社	要旨
KfW（独）、Gasunie（オランダ）、 RWE（独）	ドイツの Brunsbüttelにおいて、将来のグリーン水素派生物(アンモニア等)の受け入れを前提とするLNG輸入ターミナルを整備
OGE、RWE（いずれも独）	水素の製造・受け入れ・貯蔵施設をドイツ北部の港湾都市に設け、既存の天然ガスパイプラインを活用してドイツ西部および南部の需要家に供給
Tree Energy Solutions（ベルギー）	ドイツのヴィルヘルムスハーフェンにおいて、グリーン水素派生物(アンモニア等)の輸入体制を整備
Air Products （米）、Associated British Ports（英）	Air Productsなどが世界中で製造するグリーンアンモニアを英国Immingham港で受け入れ、グリーン水素を製造する体制を整備
OCI（オランダ）	米国テキサス州ボーモント市において、4億5000万ドルを投じてKBR（米）の技術を活用したアンモニア製造設備を導入し、製造規模を倍増させる。また、オランダのロッテルダムにおいて輸入アンモニアの受け入れ設備の拡張を進めている。

（出所）東レ経営研究所

（3） 企業及びコンビナートなどへの水素の導入動向

グリーン水素やブルー水素は、炭素強度が高いグレー水素や、化石燃料を代替することで低炭素化が図れるため、コンビナートでの導入拡大が期待されている。また、脱炭素化などで需要の先細りが見えている石油化学産業にとって、水素への移行は脱炭素の適応策でもある。コンビナートなどへの水素導入事例を、図表 7.2.4 に示す。

2022 年に公表された事例では、再生可能エネルギーの発電設備や CCS 設備を併設して、一気通貫でのグリーン水素やブルー水素、更には、このようなクリーン水素を原料とするグリーンアンモニアやブルーアンモニアなどの製造体制の立ち上げを進めているケースがいくつかみられる。これは、液化や圧縮、アンモニアの製造といった、クリーン水素製造後の工程も再生可能エネルギー由来の電力を用いることで、CO2 の排出抑制を図っているためである。

図表 7.2.4　コンビナートなどへの水素導入事例

発表時期	参画会社	要旨
2021年11月	中国石化（中）	新疆ウイグル自治区庫車市において、太陽光発電、送電・変電網、水電解設備、水素貯蔵、水素輸送からなる、グリーン水素製造のサプライチェーンを構築
2021年11月	BP（英）	英国ティーズサイドにおいて、容量500MWの水電解装置の設置などクリーン水素の製造体制を整備し、水素ハブを構築
2022年1月	Monolith（米）	米エネルギー省より10.4億ドルの融資を受け、既存プラントを拡張。水素は、年産約27.5万トンのアンモニア製造に利用
2022年3月	Cepsa（スペイン）	30億ユーロを投資し、スペインとポルトガルにおいて合計で2GWの水電解設備を設置するとともに、スペインのアンダルシアに水素の輸出拠点を整備
2022年3月	エクソンモービル（米）	テキサス州Baytownの製油所・石油化学コンプレックスにおいて、水素プラントとCCUS設備を設置。
2022年3月	OGE、RWE（いずれも独）	水素の製造・受け入れ・貯蔵施設をドイツ北部の港湾都市に設け、既存の天然ガスパイプラインを活用してドイツ西部および南部の需要家に供給。また、ドイツ南部・東部からの輸入、容量1GWの水電解装置導入、水素対応の火力発電所の整備なども進める。これらの施策により、ドイツにおける水素社会構築の加速を図る
2022年4月	出光興産	オーストラリアのサウスウェールズ州にある炭鉱跡において、再生可能エネルギーや水素製造を行うエネルギーハブを構築
2022年5月	Iberdrola（スペイン）	1.5億ユーロを投じ、スペインのPuertollanoに容量100MWの太陽光発電、調整用のリチウムイオン蓄電池、容量20MWの水電解装置からなるグリーン水素製造プラントを立ち上げ。製造されたグリーン水素はグリーンアンモニアの原料として使用
2022年5月	Nutrien（カナダ）、三菱商事	米国ルイジアナ州Geismarにおいて、CCSを適用したクリーンアンモニア（ブルーアンモニア）を製造するプラントを立ち上げ。製造されるクリーンアンモニアのうち、最大40%は三菱商事を通じてアジア圏に輸出予定
2022年7月	三井物産、CFインダストリーズ（米）	米国メキシコ湾岸においてクリーンアンモニア生産施設を新設。CCUS技術を活用することで一般的なアンモニアの製造方法に比べて60%以上のCO2排出削減を実現
2022年8月	出光興産、東ソー、トクヤマ、日本ゼオン	周南コンビナートにおいて、カーボンフリーアンモニアの共通供給拠点を整備。出光興産徳山事業所の既設LNG貯蔵設備を活用したアンモニア輸入基地化などが検討されている
2022年8月	ENEOS	静岡県静岡市の清水製油所跡において、再生可能エネルギーの発電設備、グリーン水素の製造に用いる水電解設備を設置。併設する水素ステーションなどを通じて水素を供給
2022年8月	QatarEnergy Renewable Solutions、Qatar Fertiliser Company	10億ドルを投じ、カタールの Mesaieed Industrial City にCCS設備を併設したブルーアンモニア製造プラントを設置
2022年8月	Essar Oil UK（英）	英国Cheshire州Ellesmere PortのStanlow製油所に設置されていた既存の加熱炉を、水素を燃料とする加熱炉に置き換え
2022年8月	CF Industries（米）	ルイジアナ州Donaldsonville二所在するAscension Parish アンモニア製造プラントにCCSを適用し、ブルーアンモニアの製造体制を整備

発表時期	参画会社	要旨
2022年9月	三菱商事	米国テキサス州のコーパスクリスティにおいて、ブルーアンモニアの製造拠点の立ち上げを検討中
2022年10月	JFEホールディングス（HD）、ENEOS、東京ガス、出光興産、コスモエネルギーHD、東亜石油、東京電力グループなど	神奈川川崎市の臨海部において、水素・アンモニア基地などの整備を進めるための「扇島町内会」を立ち上げ。JFEスチールの製鉄拠点跡地を基地として整備する予定で、行政に道路整備や用途変更、規制緩和などを働き掛ける
2022年10月	Bakken Energy、 Cummins、Schneider National Carriers（いずれも米）	大型トラック向けに安価なブルー水素を供給する水素ハブをノースダコタ州に構築
2022年10月	Denbury（英）、Hafnia（デンマーク、シンガポール）、Clean Hydrogen Works（米）	75億ドルを投じ、ルイジアナ州 Ascension Parishにブルー水素・アンモニアの複合製造拠点を立ち上げ
2022年10月	ENEOS、北海道電力、JFEエンジニアリング、デロイトトーマツコンサルティングなど	北海道苫小牧市に容量100MWの水電解装置を導入し、道内の余剰再生可能エネルギーの有効活用等を目的とするグリーン水素サプライチェーンの事業化を目指す
2022年11月	IHI、Emirates National Oil Companyグループ（UAE）	Emirates National Oil Companyの子会社であるHorizon Terminalsの既存石油ターミナルにグリーンアンモニアの製造設備を設置し、日本・アジア市場への輸出や現地での発電・船舶用燃料供給を目的としたアンモニア販売事業を検討
2022年11月	Nutrien（カナダ）、 Frequent Summer（ポルトガル）	10億ユーロを投じ、ポルトガルSinesにおいて、再生可能エネルギーと容量500MWの水電解装置による、グリーン水素・アンモニアの大規模製造プロジェクトを立ち上げ。
2022年12月	BP（英）	各国政府が水素製造などへの支援を強化していることを受け、低炭素水素の製造目標の策定を進めている。2030年までに主要市場で10%のシェアを獲得するべく、米国インディアナ州Whitingの自社プラントにおけるクリーン水素製造などを計画
2022年12月	Air Products、AES（いずれも米）	米テキサス州ウィルバーガーに米国内で最大級のグリーン水素製造施設を建設。グリーン水素製造用に約1.4GWの風力および太陽光発電設備や、日量200トンのグリーン水素を製造可能な水電解設備を設置予定
2022年12月	A.P. Moller - Maersk、Topsoeなど（いずれもデンマーク）	再生可能エネルギーを基にグリーン水素、e-メタノール、e-ケロシン（SAFの一種）などのグリーン燃料を製造するプロジェクト「Green Fuels for Denmark」を組成。

（出所）東レ経営研究所、2022 年 12 月

7．2．2　水素やアンモニアをエネルギー源とする内外の取組み

（1）　現状の水素及びアンモニアの生産と消費構造、世界の水素需給バランス

①　水素の生産と消費構造

国際エネルギー機関（IEA）によると、2021 年時点における世界の水素の製造と消費構造は、図表 7.2.5 の通りである。現状では CCUS 未適用の化石燃料と、工業プロセスの副生物が製造源の大半を占めており、利用先も石油精製、アンモニア製造、メタノール製造といった石油化学産業が大半を占めている。熱量ベースの製造原料の割合は、天然ガスが約 7 割、石炭が約 3 割で、電力・バイオマスは合計で 1%程度となっている。

図表 7.2.5　2021 年時点における世界の水素の製造と消費構造

（単位：百万トン）

製造		利用	
化石燃料（CCUS未適用）	77.1	石油精製	39.8
化石燃料（CCUS適用）	0.6	アンモニア製造	33.8
副生物	16.5	メタノール製造	14.6
水電解	0.00	製鉄	5.2
バイオマス	0.03	その他	0.9

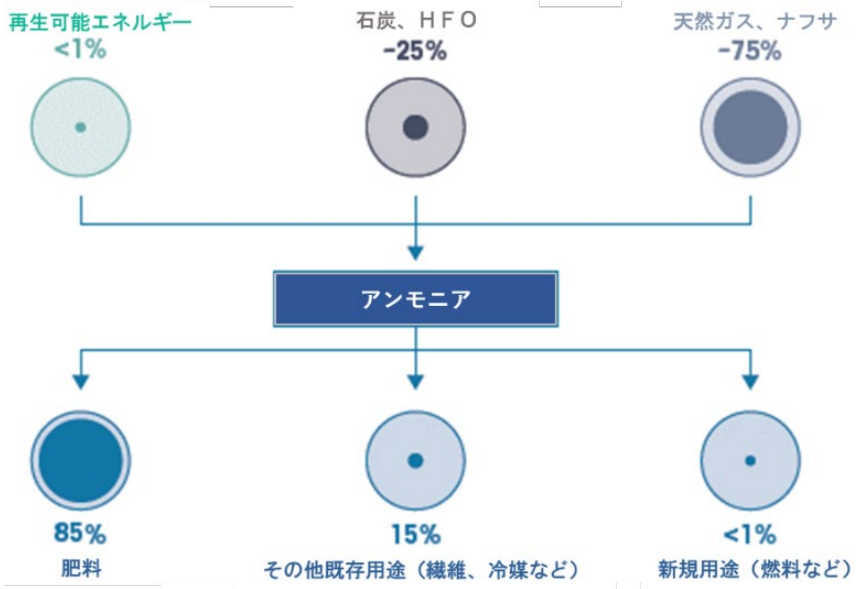
（出所）IEA「Hydrogen」

② アンモニアの生産と消費構造

国際再生可能エネルギー機関（IRENA）によると、2021 年時点における世界のアンモニアの製造と消費構造は、図表 7.2.6 の通りである。

尚、製造量については 2019 年時点で年間約 2 億トンである。

図表 7.2.6　2021 年時点における世界のアンモニアの製造と消費構造



（出所）IRENA「Innovation Outlook Ammonia 2022」

現状では、原材料のうち天然ガス・ナフサが 4 分の 3、石炭などが 4 分の 1 を占め、用途については肥料が 85%、繊維や冷媒、爆薬などのその他既存用途が 15%、燃料など新用途は 1%未満となっている。肥料原料としての地産地消が多い。物流量は約 2,000 万トンと少ない。

③ 水素やアンモニアへの転換、用途の開拓

水素、アンモニアとも、現状では天然ガスなど化石燃料を原料としており、かつ CCUS の適用も殆どない。そのため、水素、アンモニアの利用拡大による脱炭素化を進めるためには、既存製造プロセスにおいては CCUS の適用、新規製造プロセスの立ち上げに当たっては再生可能エネルギー発電や原子力発電など発電時に CO2 が排出されない電力を利用し、サプライチェーン全体で CO2 の排出量を抑制する必要がある。

一方、水素・アンモニア製造の経済性を向上させるためには、各種輸送手段のエネルギー源や発電源といった燃料電池、水素・アンモニア火力発電といった化石燃料の代替など、利用用途の拡大も進め、「需要の拡大→（新規案件の増加による）製造量の増大→（入手しやすさなど）利便性の向上」のサイクルを加速させていく必要がある。

（2） 水素及びアンモニアの将来に向けた世界の需給構造変化及びバランス予測

① 水素の需給構造変化及びバランス予測

電化が難しい熱利用や大型モビリティの脱炭素化は、再生可能エネルギー由来の電力で

生成されたグリーン水素を利用した「間接的な電化」が欠かせないとの認識が定着している。IEA では、ゼロエミッション達成に向けて取り組みが強化されたケース（NZE ケース）で、2050 年までに製造量の 62%を水電解で製造する必要がある。また、2050 年の水素需要は、NZE ケースで、2020 年比約 6 倍の 5 億 2,800 万トンに増加するとしている（図表 7.2.7 参照）。なお、IEA の想定は 2020 年時点のものであるが、2021 年以降の脱炭素化の加速によって更に水素需要が上振れするとみられており、例えば、マッキンゼーなどのように 2022 年 11 月に 2050 年に 6 億トンを超えるとしている報告もある。

図表 7.2.7 水素の需給バランス（NZE ケース、製造量と使用量）

NEZケース　製造量（単位：百万トン）

	2020年	2030年	2050年
製造量	87	212	528
低炭素水素	9	149	519
化石燃料（CCUS適用）	9	69	198
水電解	0	80	321

NEZケース　使用量（単位：百万トン）

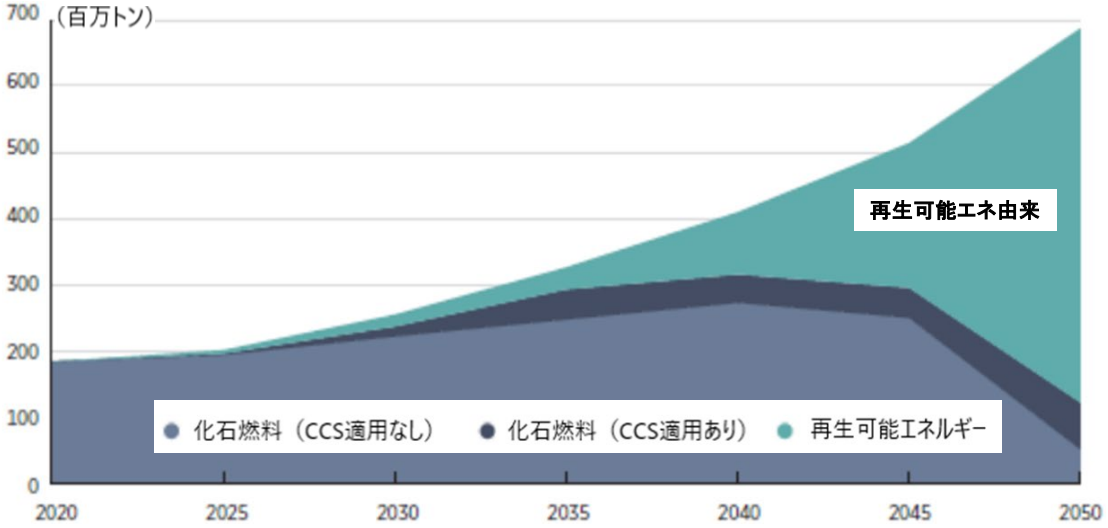
	2020年	2030年	2050年
使用量	87	212	528
発電	0	52	102
水素	0	43	88
アンモニア	0	8	13
石油精製	36	25	8
建築物、農業	0	17	23
運輸	0	25	207
水素	0	11	106
アンモニア	0	8	44
合成燃料	0	5	56
工業	51	93	187

（出所）IEA「NetZeroby2050」

② アンモニアの需給構造変化及びバランス予測

IRENA によると、アンモニアも需要が伸びると予測されており、需要に対応するべく製造量も伸びるとみられる（図表 7.2.8 参照）。

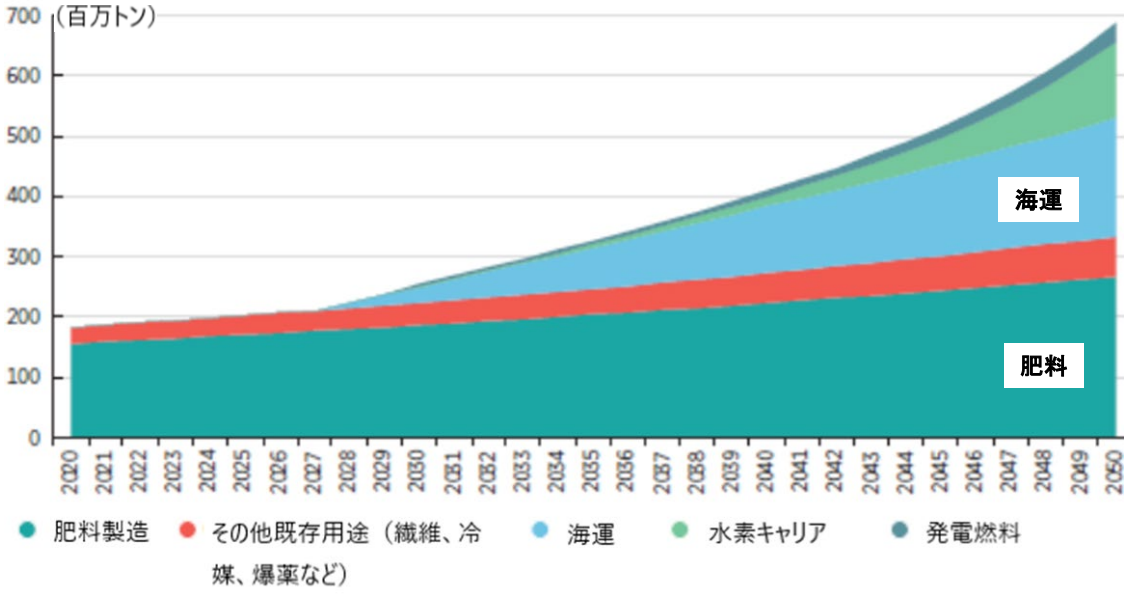
図表 7.2.8　原料・エネルギー源別にみるアンモニアの製造予測（1.5℃シナリオ）



（出所）IRENA「Innovation Outlook Ammonia 2022」

製造効率の引き上げやコストの低減といった技術開発が必要なことや、製造設備の設置に時間を要することから、再生可能エネルギーを使って製造するグリーンアンモニアの製造量は 2035 年ごろから大きく伸びるものとみられる。
需要においては、アンモニアは持ち運びの効率が水素に比べて高いことから、船舶燃料、水素キャリアなどの需要が脱炭素化の加速によって伸びるものとみられている。
IRENA によると、脱炭素化を最大限進める「1.5℃シナリオ」ケースのアンモニアの需要予測は、図表 7.2.9 の通りである。
IRENA による予測では、発電燃料としての需要は日本のみとしており、日本主導でアジア圏などで石炭火力発電からアンモニア火力発電への転換が進むことで発電燃料の需要が上乗せされるものとみられる。

図表 7.2.9　アンモニアの需要予測（1.5℃シナリオ）



（出所）IRENA「Innovation Outlook Ammonia 2022」

（３）　クリーン水素及びアンモニア製造技術開発の状況とコスト比較

①　製造技術開発の状況

主なクリーン水素及びアンモニア製造技術は、図表 7.2.10 の通りである。

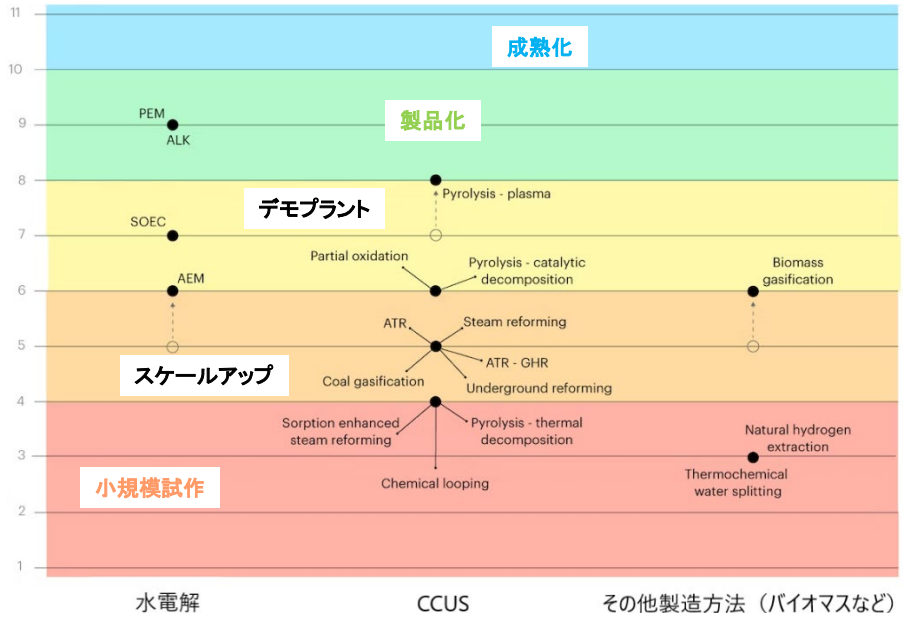
図表 7.2.10　主なクリーン水素及びアンモニア製造技術

製造方法		方式	概要
クリーン水素製造	水電解	アルカリ型	水酸化カリウムの強アルカリ溶液を用いて水電解を行う方式で、大規模な水素生成手段として工業分野での利用実績がある。白金等の希少金属を使う必要がないため比較的低コストで製造でき、稼働時間が長いという特徴がある。一方、水電解設備が大型で設置場所が制約されがち、供給電力量の変動に弱く、発電量が安定しない再生可能エネルギー発電との相性が悪いといった短所がある。
		PEM型	固体高分子膜（Polymer Electrolyte Membrane）を用いて水電解を行う方式で、ここ10年ほどで普及期に入っている。装置がコンパクトで電解効率が高く、供給電力量の変動にも柔軟に対応でき、再生可能エネルギー発電との相性がよいという特徴がある。一方、電極にプラチナなどの貴金属を使用することからコストが高くなりがちという短所がある。
		SOEC型	数百度程度で作動する高温の固体電解質を用いて水電解を行う方式。電解効率がアルカリ型やPEM型に比べても高いという特徴がある。一方、大型化が難しく、部品の寿命が短いという短所がある。
		AEM（アニオン交換膜）型	アルカリ型とPEM型を組み合わせたような方式。技術開発が進んだことを受け、ここ数年で実用化の目途が立っている。貴金属を使わないうえに装置が簡素なことからコストが安価で済むうえにコンパクト性もよく、電解効率も高いという、アルカリ型とPEM型の特徴を兼ね備えている。一方、開発途上の技術であるため、先行するアルカリ型やPEM型に比べ改善すべき点が多く、実用化には時間がかかるものとみられている。
	CCUS適用		石炭や天然ガスといった化石燃料を原料とする水素製造プロセスにCCUSを適用してCO_2排出を抑制し、ブルー水素を製造する方式
	バイオマスのガス化・改質		木質バイオマス原料を蒸し焼きにし、高温での加熱分解によって発生した可燃性ガスや、バイオマスを発酵させるなどして得られたバイオメタンを改質することで水素を取りだす方法
クリーンアンモニア製造			ハーバー・ボッシュ法など既存の製造方法に比べて、低温・低圧でアンモニアを合成できる触媒を用い、クリーン水素を原料とすることでCO_2の排出量を抑える方法

（出所）東レ経営研究所、2022 年 12 月

クリーン水素の技術開発度合いは、図表 7.2.11 の通りである。
技術開発では、アルカリ型と PEM 型が製品化段階に入っており、グリーン水素製造のコア装置として導入が進んでいる。

図表 7.2.11　クリーン水素の技術開発度合い



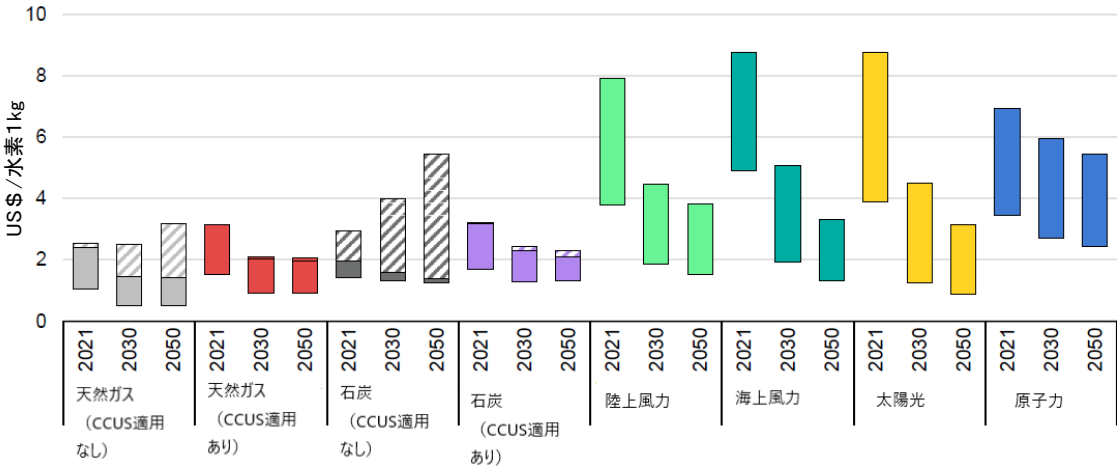
（出所）IEA「Hydrogen Supply」を基に東レ経営研究所作成

② 水素とアンモニアの製造コスト予測

IEA によると、2021 年における水素の製造コストと 2030 年及び 2050 年おける予測は図表 7.2.12 のとおりである。

原料で使用する天然ガスの価格は百万英国熱量単位（Btu）当たり 10 ドル程度として算出されている（2022 年の天然ガス価格の急騰を織り込んでいない）。

図表 7.2.12　2021 年における水素の製造コストと 2030 年・2050 年の予測



（出所）IEA「Global Hydrogen Review 2022」

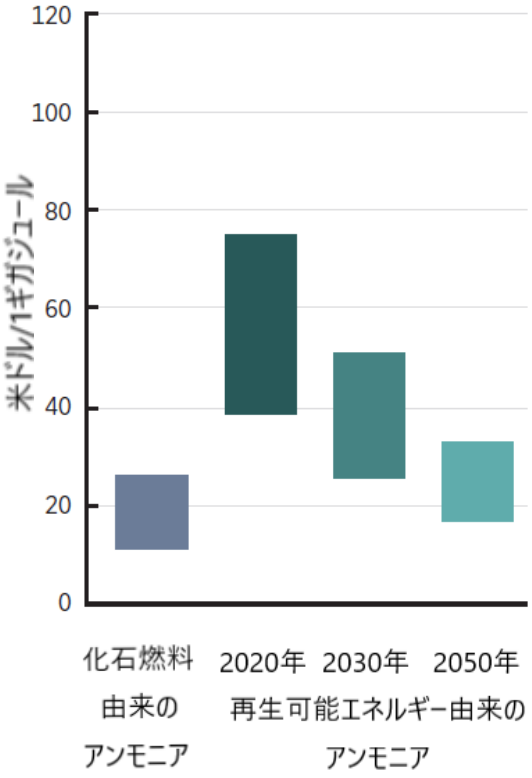
2022 年 6 月ごろに欧州で記録した、天然ガス価格が 25 ドル/百万 Btu を超える状況で天然ガスを原料に CCUS を適用してブルー水素を製造すると、水素 1kg 当たりの価格は 5 ドルを超えるようになり、グリーン水素よりも高価になる。

また、CCUS の適用がない化石燃料由来のグレー水素の価格についても、2022 年は 1kg 当り 5 ドルを超える水準に達した。

水素の製造コストは今後も一層低減されるものとみられるが、特にグリーン水素は再生可能エネルギーの価格が低下し、製造効率の向上も進むものとみられることから、化石燃料由来の水素よりも総じて安価になるものと予想されている。

アンモニアの製造コストは、水素の製造コストに大きく影響される。IRENA によると、2020 年におけるアンモニアの製造コストと 2030 年及び 2050 年における予測は図表 7.2.13 の通りである（2021 年以降の天然ガス価格上昇は織り込まれていない）。

図表 7.2.13　2020 年のアンモニア製造コストと 2030 年・2050 年の予測



（出所）IRENA「Innovation Outlook Ammonia 2022」を基に東レ経営研究所作成

このコストには、液化水素やアンモニアに変換して輸送した場合のコストは含まれていない。2021 年 10 月に日本エネルギー経済研究所が対日輸出するケースで試算したところでは、変換や輸送など水素やアンモニアを製造した後に発生するコストは水素 1kg 当たりに換算して、約 3 ドル前後としている。

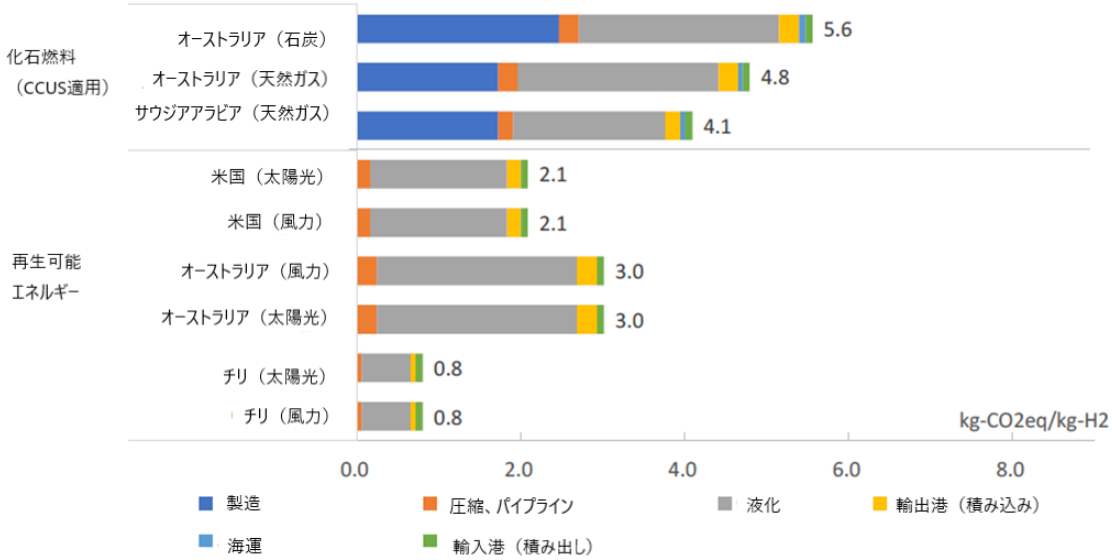
（4）　クリーン水素及びアンモニアのカーボンフットプリント比較

クリーン水素・アンモニアは脱炭素化に利用するため、サプライチェーン全体での CO2 排出状況を把握し、これらの排出量を極力少なくする必要がある。

日本エネルギー経済研究所によると、エネルギー別・生成地別にみた液化水素 1kg 当たりの CO2 排出量（対日輸出時）は、図表 7.2.14 のとおりである。

尚、ブルー水素生産時の CO2 回収・貯蔵は 90%と仮定している。

図表 7.2.14 エネルギー別・生成地別の液化水素 1kg 当たりの CO2 排出量（対日輸出時）

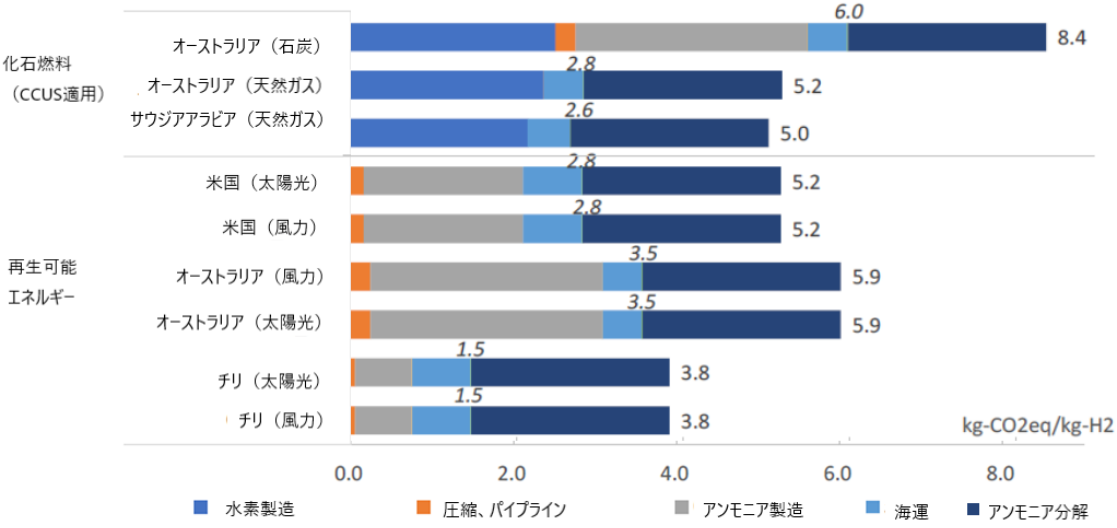


（出所）エネルギー経済研究所「グリーン水素の国際サプライチェーンの経済性比較」

日本が海外から液化水素を輸入する場合、水素製造時のみならず、液化する際に使用する系統電力の炭素強度がカーボンフットプリントに大きく影響している。そのため、サプライチェーン全体で CO2 排出量を低減するには、液化プロセスで使用する電力についても再生可能エネルギー発電施設を併設するなどの施策が必要と考えられる。

エネルギー別・生成地別にみたアンモニア 1kg 当たりの CO2 排出量（対日輸出時）は、図表 7.2.15 のとおりである。

図表 7.2.15 エネルギー別・生成地別のアンモニアの CO2 排出量
（対日輸出時、水素 1kg 当たりの排出量に換算後）



（注）斜字はアンモニア分解を行わない場合の数値

（出所）エネルギー経済研究所「グリーン水素の国際サプライチェーンの経済性比較」

日本が海外からアンモニアを輸入する場合、アンモニア製造時・分解時の系統電力の炭素強度がカーボンフットプリントに大きく影響している。
ケースによっては、水素キャリアとしてアンモニアを使用する場合はアンモニア分解時の CO2 は、アンモニアをそのまま使用した場合の 2 倍以上となるので、サプライチェーン全体で再エネ電力を確保し、CO2 排出量の低減に努める必要がある。

（5） 国内外におけるアンモニアの取り扱い関係法令、事故予防の取り組み

① 国内外におけるアンモニアの取り扱い関係法令

アンモニアの取り扱い関係法令は、日本国内においては「高圧ガス保安法」「化学物質の審査及び製造等の規制に関する法律（化審法）」「毒物及び劇物取締法」「労働安全衛生法」などが挙げられる。
各国においてもほぼ同様で、「化学物質としての規制」「毒物としての製造・流通規制」「労働者の安全衛生の確保」の 3 点から規制が敷かれている。
IRENA によると、製造、貯蔵、輸送、利用については多くの国・地域などで関連する法規制が制定されている一方、燃料としての利用については法規制の制定が必要とのことである。
燃料アンモニアの主要な利用先として海運が期待されているが、現状では大半の海運当局は危険性を鑑みて今のところ燃料として認証していない。現在、日本海事協会などの船級協会が、アンモニア燃料船の設計・運航などについてのガイドラインを取りまとめている。
既存船舶と同等の安全性が確保できたとして、日本郵船など 4 社が共同で研究開発を進めているアンモニア燃料船についての基本設計承認（AiP）がなされ、アンモニア燃料船の建造が可能となった。同様の取り組みは欧州や韓国などでも進められており、今後 AiP の取得が各取り組みで達成されることで、アンモニア燃料船に関わる安全ガイドライン・法規制等の整備が進むものとみられる。

② 事故予防の取り組み

アンモニアが燃料として広く利用される場合、アンモニアの取り扱いになれていない現場での事故が増加する可能性がある。例えば、アンモニアの事故事例をみると、継手や弁など配管が劣化して漏洩するケースが散見されており、燃料として利用するときもおそらくウィークポイントとなりうる。そのため、化学産業などで生じた既存の事故事例を分析するとともに、燃料補給など新たな事故が発生しうるポイントを洗い出し、事故の早期検出体制の整備、事故が生じたときの安全対策や要員教育などに生かしていく必要がある。また、船舶の設計面からも、事故を起こしにくくする、事故が起きた時の被害を局限化するといったことが欠かせない。
例えば、2022 年 4 月には『港湾協議会』が、伊藤忠商事や商船三井などの関連事業者、ドイツ・フランス・スペイン・オランダ・シンガポールに所在する港湾当局など 16 企業・団体によって結成された。港湾協議会はアンモニア燃料補給における安全性やガイドラインに関する課題、知見を関係者間で共有することを目的としたフレームワークで、取り組みが今後広がることで国際的な燃料アンモニアの安全な利用環境の整備が進むものとみられる。

船級協会が取りまとめているアンモニア燃料船の設計・運航などについてのガイドラインにおいても、事故を起きにくくする、起きた時の被害を最小限にするといったポイントがまとめられている。
アンモニアは化学産業などにおいて長年取り扱われており、事故の予防や早期検出、事故発生時の対応といった知見が蓄積されている。燃料アンモニアの利用拡大にあたっても、まずはこうした知見を共有し、安全対策などに反映していくことが肝要である。

7．3 バイオ燃料動向と各国政府の支援状況

（1） バイオ燃料の原料概要

バイオ燃料の原材料は、可食作物由来のものと、非可食由来のものに大別される（図表7.3.1参照）。

図表 7.3.1 バイオ燃料の原材料

原材料分野		原材料例	概要
可食	糖質作物	サトウキビ、甜菜	酵母を用いて原料に含まれる糖分（注）をアルコール発酵させることで、バイオエタノールを製造
	でんぷん質作物	トウモロコシ、コメ、麦	
	油糧作物	菜種油、パーム油、パーム油	原材料に化学処理を施し、バイオディーゼル燃料やバイオ航空燃料を製造
非可食	セルロース	木材、稲わら	原材料からセルロースを取り出し、糖化させたうえでアルコール発酵させて、バイオエタノールを製造
	藻類	ミドリムシ、クロレラ	原材料を脱水・濃縮し、精製することでバイオディーゼルなどに利用できる油分を抽出
	廃油	廃食用油、廃動物性油脂	使用された後の食用油や、加工処理で排出された油脂類に化学処理を施し、バイオディーゼル燃料やバイオ航空燃料を製造

（注）でんぷん質作物の場合は発酵の前段階として糖化をする必要がある。

（出所）東レ経営研究所

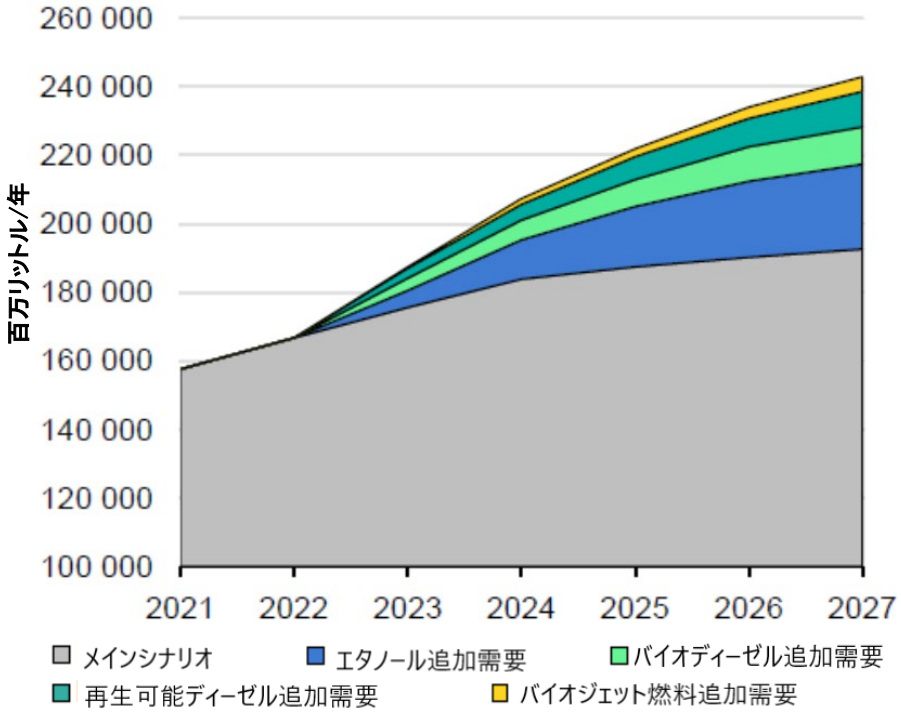
大豆油やパーム油などの油分が多い作物、サトウキビなど発酵によってアルコールを製造できる作物、廃食用油等のバイオマスを原料とする燃料がバイオマス燃料である。
実際の利用にあたっては、数%～20%程度を軽油やガソリンなどの化石燃料に混合させ、既存の自動車、船舶、航空機でも利用できるようにしているのが一般的であるが、技術開発や実証実験によって、単体でも既存の化石燃料と同等の特性を持つことが確認されたバイオ燃料もみられるようになっている。
可食作物由来のバイオ燃料は、燃料製造が比較的容易でコストが低いことから、取り組みの歴史が長く、導入が盛んに進められてきた。しかし、人の食用用途（含む畜産飼料）と競合する上、栽培に広い土地が必要で投入されるエネルギーの量も多大になるなど環境負荷も大きいことから、利用拡大が環境保護に資するのか、また今後も持続して利用できるのかという点に課題がある。更に、食用とバイオ燃料用のそれぞれで需要が増加しており、原料価格が上昇しているため、以前に比べて低コストとは言いがたくなっている。
非可食バイオマス由来のバイオ燃料は、燃料製造に手間がかかることからコストが可食作物由来のバイオ燃料に比べて高いという課題がある。但し、食用用途と競合しないことや、環境負荷が可食作物由来のバイオ燃料に比べて低いことから、取り組みが盛んになっている。また、可食作物の価格が上昇しており、割安感も生まれている。更に、廃食用油

など食品廃棄物由来のバイオマスは、不純物の除去など手間がかかることを除けば、可食作物由来のバイオ燃料に似た製造プロセスとなるため、廃食用油由来の再生可能ディーゼルのように実用化されているものもある。

（２） 最近のバイオ燃料導入状況と展望

国際エネルギー機関（IEA）「Renewables 2022」によるバイオ燃料の生産動向を、図表 7.3.2 に示す。

図表 7.3.2 バイオ燃料の生産推移と予測



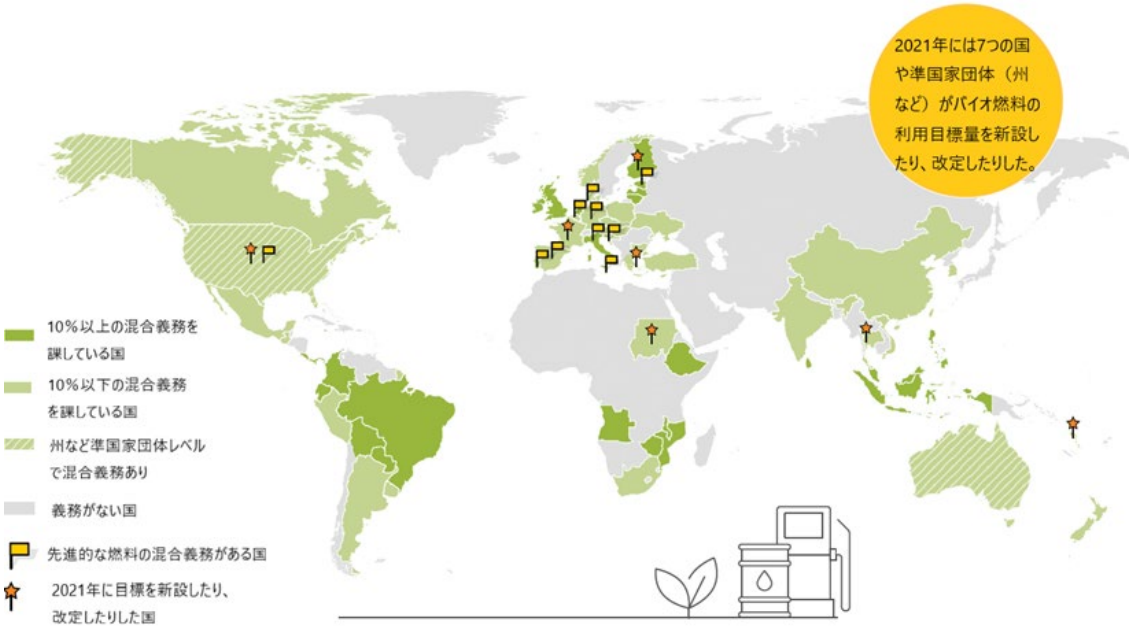
（注）2022 年以降は IEA 予測値

（出所）国際エネルギー機関（IEA）「Renewables 2022」

脱炭素化の加速に向けて化石燃料に一定割合のバイオ燃料を混合する義務を設ける国がみられるようになっていることや、空運・海運業界などにおいてバイオ燃料への切り替えが進むとみられることから、バイオ燃料の生産量は今後も増加傾向にある。その要因は、2020 年から 2021 年にガソリンやディーゼルの価格が高騰し、バイオ燃料を混合したほうが安価になったことも需要増に寄与している。

REN21（21 世紀のための自然エネルギー政策ネットワーク）によると、バイオ燃料の使用義務・目標を設けている国は、図表 7.3.3 の通りである。

図表 7.3.3　バイオ燃料の使用義務・目標を設けている国



（出所）REN21「RENEWABLES 2022 GLOBAL STATUS REPORT」

2021 年末時点でバイオ燃料の使用義務を設けている国は 65 ヶ国、使用目標を設けている国は 30 ヶ国（内、10 ヶ国が先進的な燃料の混合目標を設定）となっている。
このような国々では、義務や目標を設定することで消費をうながし、バイオ燃料産業の育成や交通機関・移動手段の脱炭素化を図っている。
尚、海運・空運については、国をまたぐことが多く、国によって規制が異なると燃料を補給できないなど運行に支障が生じるため、国際的な枠組みのもとでバイオ燃料の利用促進といった CO2 排出量の抑制を進めている。

（3）　船舶燃料のシフト動向

海運業における最近の燃料転換の取り組みを、図表 7.3.4 に示す。
国際海事機関（IMO）は、2018 年に「GHG（温室効果ガス）削減戦略」を策定し、①2030 年迄に CO2 排出量 40%以上削減（輸送量あたり、2008 年比）、②2050 年までに GHG 排出量 50%以上削減（2008 年比）、③今世紀中なるべく早期に排出ゼロの 3 点を目標として設定した。しかし、ネットゼロを目指す世界の潮流に比べて取り組みペースが遅いとの批判もあり、2021 年の IMO 第 77 回海洋環境保護委員会（MEPC77）より、現行の目標よりもさらに野心的な目標の設定に向けた議論を進め、2023 年 7 月に開催される MEPC80 において改定されることになっている。

図表 7.3.4　海運業界における燃料転換の取り組み

年	事業者	取り組み内容
2021年8月	A.P. Moller – Maersk（デンマーク）	メタノール燃料コンテナ船を最大12隻導入すると発表
2022年3月	日本郵船	シンガポール～南アフリカ間で大型ばら積み船によるバイオ燃料の試験航行を実施。バイオ燃料はトタル・エナジーズ マリンフュエルズより調達。試験航行は4回目
2022年3月	商船三井	メタノールを燃料とする内航ケミカルタンカーを開発に向けて提携。中小型船でのメタノール利用拡大を狙う
2022年5月	伊藤忠商事、GoodFuels（オランダ）	シンガポール・日本を含むアジア・太平洋地域において船舶用バイオ燃料の供給事業を共同で取り組む
2022年6月	商船三井、常石造船、三井 E&S 造船	2026年の竣工・運航開始を目指し、アンモニアを燃料とする外航液化ガス輸送船の建造に向けた共同開発を開始
2022年7月	Carnival Corporation（米国）	オランダのロッテルダム港を起点とする7日間のクルーズにおいて、バイオ燃料による有償航海を実施。燃料はGoodFuelsより調達
2022年8月	川崎汽船	シンガポール～パキスタン間で鋼材輸送船によるバイオ燃料の試験航行を実施。バイオ燃料はGoodFuels より調達。2021年の自動車運搬船での試験航行に続いて2回目
2022年9月	日本郵船、ジャパンエンジンコーポレーション、ＩＨＩ原動機、日本シップヤード	日本海事協会からアンモニア燃料アンモニア輸送船（AFAGC）の基本設計承認取得。AFAGCは、貨物としてアンモニアを運搬し、航海中はそのアンモニアを燃料として航行することで、航海中のＧＨＧ(温室効果ガス)排出量を従来より大幅に削減。2026年度の実証運航実現に不可欠となる代替設計承認を見据え、アンモニアを舶用燃料として利用する際の安全性についてリスク評価を実施
2022年9月	OOCL（香港）	シンガポール～オーストラリア間でコンテナ船によるバイオ燃料の航行を実施。バイオ燃料はChevron Singaporeより調達
2022年10月	丸紅	自社で用船しているエチレン船でバイオ燃料を使用した試験航海をドイツ～米国間で実施。バイオ燃料はBPヨーロッパ（ドイツ）より調達
2022年10月	ロイヤル・カリビアン・グループ（米国）	米国カリフォルニア州ロサンゼルス港に本拠を置くクルーズ船で使用する燃料のうち、一部を再生可能ディーゼルに置き換え。再生可能ディーゼルはWorld Fuel Servicesから調達
2022年10月	三井物産、マースク・オイル・トレーディング（デンマーク）など	シンガポールにおける船舶用メタノールの供給体制整備に向け、協業開始
2022年11月	商船三井	LNG運搬船でバイオ燃料を使用した試験航行を実施。バイオ燃料はExxonMobil Marine Limitedから調達
2022年11月	伊藤忠商事、日本シップヤードなど	基本的な安全性が担保できていると評価され、アンモニア燃料船の基本設計承認を日本海事協会から取得。今後舶用燃料としてアンモニアを利用できるようにするための代替設計承認の取得、さらには国際規則の制定など早期の社会実装を目指す
2022年11月	IHI、Emirates National Oil Companyグループ（UAE）	Emirates National Oil Companyの子会社であるHorizon Terminalsの既存石油ターミナルにグリーンアンモニアの製造設備を設置し、日本・アジア市場への輸出や現地での発電・船舶用燃料供給を目的としたアンモニア販売事業を検討

（出所）東レ経営研究所、2022 年 12 月 28 日

2022 年 12 月に開催された MEPC79 では、MEPC80 で採択される国際海運の温室効果ガス（GHG）排出削減目標及び今後導入が必要な具体的な対策について議論が行われた。
議論において提案された対策は以下のとおりで、今後 MEPC80 の前に開催される中間作業部会で引き続き議論が行われることになった。

・新造船におけるゼロエミッション船の加速度的な普及の促進
・カーボンリサイクルメタンをはじめとする合成燃料の利用による新造船以外の化石燃料船のゼロエミッション化
・ゼロエミッション船又は代替燃料の普及割合に関する新たな目標の設定
・普及やゼロエミッション化を促進するため、低効率な船舶には課金し、高効率な船舶や代替燃料を使用する船舶への還付原資とする「飴と鞭」

また、2023 年 1 月より、IMO による EEXI 規制（Energy Efficiency Existing Ship Index）と CII 規制（Carbon Intensity Indicator）が開始される。これにより、既存船舶も燃費の向上やそれによる CO2 排出量の抑制を図る必要がある。更に、EU においては 2022 年 12 月に海運業も排出量取引制度（ETS）の対象になり、EU 圏に所在する海運業者への脱炭素のプレッシャーが増している。
海運業界では、業界内外での規制強化に加え、Scope3 の CO2 排出量削減を進めたい荷主のプレッシャーに対応するべく、再生可能ディーゼルの利用拡大や、グリーンアンモニアやグリーンメタノールといったカーボンフリーな燃料を使用する船舶の導入に取り組んでいる。

（４） SAF（持続可能な航空燃料）へのシフト動向
航空業界では、国際的な圧力や顧客からの要望に応えるべく、SAF の導入などによる脱炭素化に取り組んでいる。
2022 年 10 月には、国際民間航空機関(ICAO)の第 41 回総会において、2050 年までに炭素中立を達成するための Long-Term global Aspirational Goal(LTAG)が合意され、CO2 排出量削減の取り組みを強化することになった。
具体的な手段としては、革新的な航空機に関する技術開発の促進、運航管理の合理化、SAF の生産と普及などが想定されている。また、第 41 回総会では、SAF に関する人材開発・訓練に関する新たな技術協力(ACT-SAF)プログラムの創設や、2023 年に第 3 回 ICAO「航空と代替燃料」に関する会議を開催することが合意され、航空業界が一丸となって SAF の導入・普及拡大に取り組む姿勢が鮮明になった。
ACT-SAF プログラムには、2022 年 12 月時点で先進国を中心に 67 ヶ国、エアバス、空港当局や国際機関など 17 団体・企業が参加を決定、あるいは検討中である。
航空業界の脱炭素化に向けては、使用時の CO2 排出量を抑制できる SAF の利用拡大が必須となっている。裏を返せば、上に挙げたような国際的な動きに乗れず、十分な SAF を確保できないと、国際的な航空市場から閉め出されるリスクがある。

・SAF 導入の進捗状況
ICAO によると、2022 年 12 月時点で達成されている SAF の導入状況は、図表 7.3.5 の通りである。

図表 7.3.5　2022 年 12 月時点で達成されている SAF の導入状況

取り組み分野	実績
供給体制	欧州、北米を中心に60空港で供給中
政策	先進国を中心に20政策が実施または検討段階
供給契約済のSAF	399億リットル（約4,000万KL：SAF混合油）
SAFを使用した有償飛行	44万回

（出所）ICAO「Environmental Protection / Sustainable Aviation Fuel (SAF)」

・SAF 導入支援策

製造技術の開発支援、SAF の使用義務などの需要創出、製造業者への財政支援などの SAF 導入の取り組みを支援するためのファンド創設、米国の SAF Ground Challenge のような包括的な支援まで多岐にわたる。

また、SAF の購入・供給の契約状況（2013～2022 年）は、図表 7.3.6 の通りである。

図表 7.3.6　SAF の購入・供給の契約状況（2013～2022 年）

購入契約

（単位：百万リットル、件）

順位	企業名	購入契約数量	契約件数
1	United Airlines（米）	10,513.98	6
2	OneWorld（多国籍航空連合）	4,066.29	2
3	Air France - KLM（仏）	3,935.38	7
4	Delta（米）	3,824.40	7
5	Lufthansa Group（独）	3,399.40	3
6	AirBP（英）	2,192.71	2
7	American Airlines（米）	2,134.21	4
8	Cathay Pacific（香港）	1,419.53	1
9	Southwest Airlines（米）	829.00	1
10	DHL Express（米）	798.72	1
11	Shell（英）	750.08	1
12	Alaska Airlines（米）	719.98	3
13	Ryanair（アイルランド）	650.38	3
14	Virgin Atlantic（英）	646.02	3
15	JetBlue（米）	569.14	3
その他		3,486.16	45
総計		39,935.38	92

製造契約

順位	企業名	供給契約数量	契約件数
1	Gevo（米）	9,360.76	13
2	Fulcrum（米）	6,719.10	3
3	Alder Fuels（米）	5,678.12	1
4	Shell（英）	2,698.29	3
5	Neste（フィンランド）	2,285.72	13
6	DG Fuels（米国）	2,206.97	2
7	OMV（オーストリア）	1,433.45	5
8	Aemetis（米）	1,272.43	9
9	Dimensional Energy（米）	1,135.62	1
10	Velocys（米）	1,105.34	2
11	ECB Group（ブラジル）	1,050.08	2
12	Total Energies（仏）	999.45	1
13	Air Company（米）	999.18	3
14	SkyNRG（オランダ）	936.98	1
15	SG Preston（米）	526.17	2
その他		1,527.72	31
総計		39,935.38	92

（出所）ICAO「Environmental Protection / Sustainable Aviation Fuel (SAF)」

購入契約を結んだ顔ぶれの上位をみると、欧米の大手航空会社に加え、Southwest Airlines や Ryanair といった大手 LCC（格安航空会社）も含まれており、コストがかかっても SAF は利用するべき燃料（搭乗客のニーズに答える）としての「ボランタリー需要」として捉えられており、資金力のある大手航空会社に差別化的に広がっている。

また、Shell や BP 系の AirBP といった既存石油会社も上位に入っており、自社で製造できない分を外部の SAF 製造業者からも調達している。

他方、供給者に目を転じてみると、欧米の SAF 製造業者が大半を占めている。

こうした点を踏まえると、現在のところは、欧米の SAF 市場は、買いたいと思う航空会社と、売りたいと思う SAF 事業者が欧米に集中していることで、需要増と供給増が循環する構造になっている。

他方、日本の場合は、航空会社・SAF 製造業者とも上位におらず、需要と供給が循環して増加する環境にない。今後日本の航空会社が引き続き国際的な航空市場に参入し続けるようにするためには、需要と供給の双方に働き掛ける政策的な後押しが必要である。いずれ、欧米の混合規制が世界標準になった時（「混合規制需要」）には国内 SAF 需給のインバランスが大きく不足側になることも想定され、国内生産による自給自足を加速しなければならない。

図表 7.3.7 に、2022 年の SAF に関する主な取り組みを示す。

図表 7.3.7 SAF に関する主な取り組み（2022 年）

発表時期	参画会社	導入時期	規模	要旨
2022年2月	BP（英）	2022年		同社がドイツで運営しているLingen製油所において、既存の原油処理設備を活用してSAFの生産を開始。原油処理とSAFの処理を需要動向に応じて切り替えられるようにし、過渡期における柔軟な運用を可能としている
2022年2月	LanzaJet、Marquis Sustainable Aviation Fuel（いずれも米）		年産1.2億ガロンの再生可能燃料を製造	米国イリノイ州に製造拠点を立ち上げて、LanzaJetの技術を用いてSAFと再生可能ディーゼルを製造
2022年3月	Cepsa（スペイン）	2030年	バイオ燃料250万トン・SAF80万トン／年	スペインとポルトガルにおいて、非食品ベースのバイオ燃料・SAFの生産体制を構築
2022年3月	BP（英）、 DHL Express（米）	2022年	燃料800万リットルのSAFを供給	2026年までの供給契約を締結
2022年3月	Honeywell（米国）、Oriental Energy		年産100万リットルのSAFを製造	広東省茂名に廃食油と獣脂を原料とするSAFの製造拠点を立ち上げ
2022年4月	出光興産	2026年	年量10万キロリットルのSAFを製造	同社の千葉事業所において、バイオエタノールを原料にSAFを製造するプラントを立ち上げ。エタノールを原料としたバイオ化学品事業への展開も見据え、当社製造拠点及びコンビナート全体でのカーボンニュートラル化も目指す
2022年5月	Raízen（ブラジル）	2024年	年量2億8,000万リットルのバイオエタノールを製造	20億ブラジルレアルを投じ、バガス（サトウキビの搾りかす）由来のバイオエタノールを製造するプラントをブラジル3ヵ所に増設
2022年7月	Neste（フィンランド）	2026年	年量270万トン（うちSAFが120万トン）の再生可能燃料を製造	19億ユーロを投じ、オランダのロッテルダムにある再生可能燃料の製造能力を2倍近くに引き上げ
2022年10月	Brasil BioFuels（ブラジル）	2025年	年量50万トンのSAF・バイオ燃料を製造	Topsoeの技術を導入し、SAF燃料と次世代バイオ燃料（HVO）を製造。
2022年10月	Eni（イタリア）	2025年	年量50万トンのバイオ燃料などを製造	イタリアのリヴォルノに所在する同社の製油所を、廃棄物由来のバイオ燃料、バイオメタン由来の水素製造などを行う拠点に転換することを検討
2022年10月	Alder Greencrude （米）	2024年	年量3,700万ガロンのSAFを製造	年量10億ガロンのSAF製造を目指し、米国南東部において製造拠点の立ち上げに取り組む
2022年11月	コスモ石油、日揮ホールディングス、レボインターナショナル	2024年	年量3万トンのSAFを製造	廃食用油を原料とした国産SAFを製造・販売する「SAFFAIRE SKY ENERGY」を設立し、大阪府堺市のコスモ石油堺製油所内において生産
2022年11月	TotalEnergies（仏）		年量21万トンのSAFを製造	同社がフランスで運営している Grandpuits製油所をSAF燃料プラントに転換
2022年11月	Neste（フィンランド）	2022年		Crimson Renewable Energy Holdingsから、米国内における廃食用油の回収などに関する事業を買収。米国におけるSAF原料の確保を強化
2022年11月	ユナイテッド航空、NEXT Renewable Fuel（いずれも米）	2022年	年量7.5億バレルのSAF、再生可能ディーゼルなどの再生可能燃料を製造	2022年11月に傘下のベンチャー投資ファンドを通じて、NEXT Renewable Fuelのバイオ燃料リファイナリーに投資。なお、NEXTはブリティッシュ・エアウェイズとの間に製造に必要な原料全量を
2022年12月	TotalEnergies、Air France-KLM（いずれも仏）	2023年	10年間で1億リットルのSAFを供給	主として、フランスおよびオランダからの出発便向けにSAFを10年間供給する契約を締結

（出所）東レ経営研究所、2022 年 12 月

7．4 国内外の CCUS の取組み状況と課題

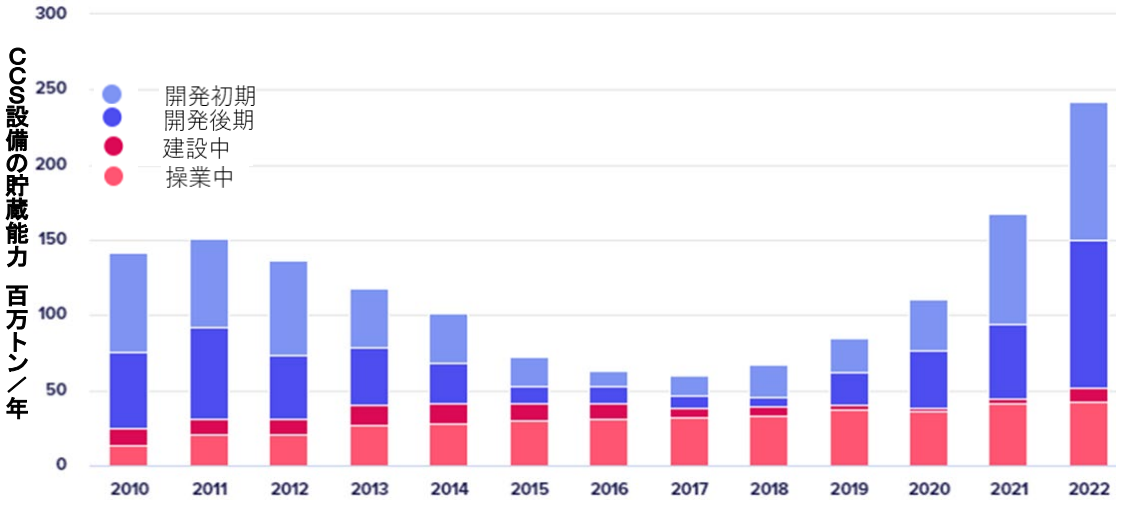
（1） CCS への取り組み状況

IEA（国際エネルギー機関）は、21 年に発表したネットゼロシナリオにおいて CCS の役割が重要であるとの見方を示しており、CCS による CO2 貯留量を、2050 年までに現在の 200 倍の 76 億トン/年に拡大させる必要があるとしている。

Global CCS Institute が発表した最新の「Global Status of CCS 2022」によると、2022 年 9 月中旬時点の世界の商業 CCS における CO2 回収能力は 2.44 億トン／年と、21 年末時

点から 44%増加し（図表 7.4.1）、CCS 設備数は合計 196 件（30 件は稼働済み、11 件は建設中、155 件は開発中など）となった（図表 7.4.2 参照）。
過去 1 年間に新規に追加されたプロジェクトを地域別にみると、米国が最も多く 34 件、カナダ（19 件）、英国（13 件）、ノルウェー（8 件）、オーストラリア（6 件）、オランダ（6 件）、アイスランド（6 件）となっている。
但し、IEA のネットゼロシナリオを実現するには、一層の導入拡大が不可欠である。

図表 7.4.1 世界の CCS 施設の CO2 回収能力推移



（注）2022 年は 9 月中旬時点

（出所）Global CCS Institute, “Global Status of CCS 2022”

図表 7.4.2 世界の CCS 設備数と CO2 回収能力比較

		操業中	建設中	開発後期	開発初期	一時停止中	合計
2021年	設備数	27	4	58	44	2	135
	CO_2回収能力(百万トン)	41.2	3.2	49.41	73.245	2.3	169.4
2022年9月	設備数	30	11	78	75	2	196
	CO_2回収能力(百万トン)	42.6	9.6	97.6	91.9	2.3	244.0

（出所）Global CCS Institute, “Global Status of CCS 2022”

特に、21 年から 22 年 9 月中旬時点の CCS 設備能力の増加に大きく寄与した CCS プロジェクトとして、Global Status of CCS 2022 では図表 7.4.3 を挙げている。

図表 7.4.3　2022 年の CCS 設備能力の増加に寄与した主なプロジェクト

プロジェクト名	国	産業	CO_2回収能力（百万トン）
イリノイ州クリーン燃料プロジェクト	米国	化学品製造	8.1
DraxプロジェクトBECCS	英国	バイオマス発電	8
MedwayハブCCS	英国	発電	7.6
Net Zero Teesside	英国	水素製造	2
CYCLUS発電	英国	バイオエネルギー	2
South East Australia CCS Hub	オーストラリア	天然ガス処理	2
バユウンダンCCS	東ティモール	天然ガス処理	10
Deer Park Energy Center CCS Project	米国	発電	5
Federated Co-operatives Limited	カナダ	エタノール製造	3
Huaneng Longdong Energy Base Carbon Capture and Strage	中国	発電	1.5
Federated Co-operatives Limited (FCL)	カナダ	石油精製	1

（出所）Global CCS Institute, “Global Status of CCS 2022”

その他、22 年にかけて発表された CO2 分離回収・貯留に関する内外企業の取り組み動向を、図表 7.4.4（米国は再掲）にまとめる。

① 豪州の CCS 動向

石油・ガス大手の Santos が複数の CCS プロジェクトを進めている。Santos は 21 年 11 月に豪州中部ムーンバに 1 億 6500 万ドルを投じ、CCS 設備を建設することを決定した。年間の貯留量は 170 万トンで 24 年の稼働を目指すとしている。更に、同社は豪州北部と東ティモールの間の海底ガス田バユ・ウンダンで年間貯留量 1,000 万トンの世界最大級の大型 CCS プロジェクトを計画しており、22 年 6 月にはプロジェクトが FEED 段階へ移行した。23 年にも着工の判断が下るとみられている。本プロジェクトには日本から JERA、東京ガス、INPEX が参加予定である。

22 年 4 月にはエクソンモービル DA が南東オーストラリア CCA ハブの初期設計研究を開始した。

② 中国の CCS 動向

Sinopec が山東省の Qilu 製油所に建設した CCS 設備が 22 年 1 月末に完成した。CO2 捕集能力は年間 100 万トンで、15 年間で 1,068 万トンの CO2 を注入し、原油を約 300 万トン増産する計画である。

また、22 年 6 月にはエクソンモービル、Shell、CNOOC（中国海洋石油集団）が中国広東省ダヤワン石油化学工業団地における年間貯留量 1,000 万トンの CCS ハブプロジェクトの検討を発表した。

－更に、22 年 11 月には Sinopec、Shell、China Baowu（宝鋼集団）、BASF が中国東部で 1000 万トンの CCUS プロジェクトの立ち上げを発表しており、大型プロジェクトの計画が続いている。

図表 7.4.4　CO2 分離回収・貯留に関する近年の内外企業の取り組み動向

発表時期	参画会社	導入時期	規模	要旨
2022年1月	Lucid Energy Group(米)			米国環境保護庁（EPA）は、Lucid EnergyにPermian盆地のCCSプロジェクトを認可。
2022年2月	Talos Energy（米）、EnLink Midstream、Storegga（英）			ミシシッピ川沿い"River Bend CCS"プロジェクト用地を確保、EnLink Midstream とCO_2輸送で提携。英国Storeggaと提携し、米国最大級の工業地帯で3か所の貯留地(計5億トン-CO_2貯留)への注入作業を実施。
2022年2月	Chevron(米）、Carbon Clean（米）			Chevron U.S.A.、産業用炭素回収のグローバルリーダーであるCarbon Clean 社に新たに出資。カリフォルニア州サンホアキンバレーのガスタービンで、Carbon Clean 社のCycloneCC 技術で炭素回収のパイロット試験を行う。
2022年3月	ExxonMobil（米）		1,000万トン	米テキサス州ベイタウンにある同社の統合精製および石油化学施設で、水素製造プラントと世界最大級のCCSプロジェクトを計画。水素施設では、1 日あたり最大 10 億立方フィートのブルー水素を生産。
2022年4月	Nutrien（加）、AirCapture（米）、COCchem（米）			カナダ肥料メーカーNutrien は、CO_2 回収技術ベンダ AirCapture と CO_2 転換技術ベンダ OCOchem との提携を通じて、ワシントン州ケネウィックにて稼働する自社工場へ CCUS プラントを統合するための設計・エンジアリング調査を行う。DOE から 293 万ドルの助成金を受領。同工場から排出された廃熱を利用し大気中から CO_2 を回収、ギ酸へと転換。
2022年4月	Oxy Low Carbon Ventures（米）、Weyerhaeuser（米）			ルイジアナ州のCCS事業で提携。オキシ・ローカーボン・ベンチャーは、林業大手ウェアーハウザーが管理する3万エーカー（約121平方キロ）の土地の地下空間を利用して、炭素貯留施設を開発・運営する独占的権利を得る。
2022年4月	Enterprise Products（米）、Oxy Low Carbon Ventures（米）			テキサス湾岸でのCO_2輸送・隔離ソリューションに取り組む旨のLolに調印。Enterpriseは、湾岸沿いの新設および既設のパイプラインを組み合わせてCO_2収集・輸送ネットワークを構築し、Oxyは湾岸および全米にCO_2隔離ハブを設置。
2022年4月	Nucor(米)			米大手製鉄メーカーNucor は、ケンタッキー大学との提携を通じて、ケンタッキー州に位置する Nuclear Steel Gallatin 製鉄プラントへ CO_2 回収技術を統合する実験を行うと発表。DOE から助成金を受領する予定。
2022年5月	Talos Energy（米）, Carbonvert			Talos Energyが手掛けるBayou Bend CCS プロジェクトにChevronが参画。2.25～2.75 億トンの貯留ポテンシャル。
2022年5月	Chevron（米）			カリフォルニア州サンウォーキンバレーにあるKern River Eastridgeプラントでccsプロジェクトを開始。炭素集約度の削減を目指す。
2022年5月	Sempra Infrastructure（米）、三井物産、三菱商事、Total Energies(仏)	2020年代後半	200万トン	ルイジアナ州南西Cameron LNG輸出基地での“Hackberry Carbon Sequestration (HCS)”プロジェクト。センプラなどが手掛けるLNGプロジェクト「キャメロン」や、周辺の他社のプラントから排出されたCO_2を回収。パイプラインで約10km輸送し、最大200万トン/年を塩水性帯水層 (Saline aquifer)に貯留。投資額は2億ドル（約260億円）規模。
2022年5月	ExxonMobil（米）、Technip Energies（仏）、Saulsbury Industries（米）	2025年	120万トン増強	2月にExxonMobilが捕集能力拡張を発表。Technip Energies/Saulsbury Industriesは、ExxonMobilが米ワイオミング州ラ・バージに保有するCCS施設の拡張に向けた設計・調達・建設（EPC）契約を受注。ラ・バージの施設は現在、年間600-700万トンのCO_2を回収する能力を保有。拡張により回収能力を120万トン/年増加。
2022年5月	BP(英）、Linde（アイルランド）	2026年	1500万トン	Linde がテキサス州ヒューストンにて稼働する既存水素製造プラントへ CCS 技術を統合。CO_2 を回収、地下貯蔵するとともに、低炭素水素を製造する。BP は貯留サイトの開発、許認可手続きを担当。
2022年5月	Tallgrass（米）	2024年		ワイオミング州東部でのCCS hub構想。ネブラスカ州のトウモロコシ処理プラントから400マイル長の1,000万トン-CO_2/年超の輸送を行うパイプラインが接続。
2022年5月	ADM（米）、Tallgrass(米)			米大手食品メーカーADM は、CO2 回収ベンダ Tallgrass との提携を通じて、ネブラスカ州コロンバスに位置するトウモロコシ加工施設へ Tallgrass の CCSシステムを統合。同施設から CO_2 を回収し、Tallgrass が所有するパイプライン網を用いて貯留サイトへ輸送、地下貯留する。
2022年5月	Sterling Ethanol（米）、Yuma Ethanol(米)、Carbon America（米）			米エタノール製造業者 Sterling Ethanol 及び Yuma Ethanol は、CCS 技術デベロッパーCarbon America と提携し、コロラド州にて稼働する 2 か所のエタノール製造工場へ CCS システムを統合。エタノール製造工場の発酵プロセスから発生する CO_2 を 95%回収、地下貯留する。
2022年6月	1PointFive（米）、 Carbon Engineering（加）	2035年	最大100万トン／基	2035年までに世界で70基のDACプラントを建設する計画、需要があれば最大135基建設。水酸化カリウムの溶液でCO_2を回収。CO_2の回収コストは当初は1トンあたり300ドル以上だが、量産が進めば150ドル以下を見込む。
2022年7月	Denbury（米）	2025年		ルイジアナ州でCO_2貯留用地を追加取得、貯留量8,000万トン以上拡大。
2022年8月	Occidental（米）、1PointFive（米）	2024年後半	50万トン	米パーミアン盆地で世界最大規模のCO_2直接大気分離回収（DAC）プラントの建設を開始すると発表。今後、年間最大100万トンまで機能拡張が可能。同10月に10万6,000エーカーの土地リース契約を締結し、最大30基のDACプラントを設置する計画。11月にテキサス州Ector郡でサイト準備を開始。
2022年8月	Lehigh Hanson（米）、三菱重工業			独コンクリート・アスファルトメーカーHeidelberg Materials の米子会社 LehighHanson は、インディアナ州ミッシェルにある新規セメント工場に MHIが開発する CO_2 回収技術を設置するための FEEDスタディを実施すると発表。DOE より約 370 万ドルの助成金を受領。
2022年9月	CarbonCapture（米）、Frontier Carbon Solutions（米）	2023年後半		CarbonCaptureのDACモジュールを、ワイオミング州にある FrontierのCO_2輸送・貯留インフラストラクチャに展開する計画。
2022年9月	Air Liquide（仏）, Chevron（米）, Keppel Infrastructure（シンガポール）, PetroChina（中）			シンガポールにおけるCCUSソリューションおよび統合インフラの開発を評価・推進するためのコンソーシアム結成。
2022年9月	Competitive Power Ventures（米）	2020年代後半		ウエストバージニア州チャールストンに、1800MW 規模の CCS 付随の天然ガスコンバインドサイクルを建設。投資規模は数十億ドル。
2022年10月	ExxonMobil(米）、CF Industries（米）、EnLink Midstream（米）	2025年初頭	200万トン	ルイジアナ州のCCSプロジェクトで提携。CFインダストリーズは同州の製造拠点から排出される年間最大200万トンのCO_2の回収を担う。エクソンはエンリンクのパイプライン輸送ネットワークを利用して、同州パーミリオン郡で12万5,000エーカー（約506平方キロ）のCO_2貯留地を開発。投資額は 2 億ドル。
2022年10月	Denbury（米）、Lake Charles Methanol（米）		100万トン	ルイジアナ州レイクチャールズ近郊に建設するLCMのブルーメタノール製造施設にDenburyが20年間CCSサービスを提供する契約を締結。
2022年10月	Denbury（米）、 Clean Hydrogen Works（米）	2027年	1200万トン	CHWが米ルイジアナ州に建設予定の水素・アンモニア製造施設から回収したCO_2を輸送・貯留することで合意。
2022年10月	Bridgeport Ethanol(米）、Carbon America(米)	2024年	17.5万トン	米エタノール製造業者 Bridgeport Ethanol は、Carbon America と提携し、ネブラスカ州に位置するエタノール製造工場の発酵プロセスから発生する CO_2を 95%回収、地下へ貯留する CCS プロジェクトを発表。

発表時期	参画会社	導入時期	規模	要旨
2021年11月	Santos(豪)	2024年	170万トン	南オーストラリア州 Cooper 盆地で Moomba に CCS設備を建設。投資額は1億6500万ドル。総貯留容量は 2,000 万トンで、操業期間は最大で 50 年間。CCS コストが 24USD/トンと世界最低レベル。
2022年1月	Sinopec（中）	2022年	100万トン	山東省のQilu製油所の水素製造装置で排出されるCO_2を捕集し、近隣の勝利油田に注入(CCUS・EOR)する施設を建設。22年1月末に完成。15年間で1,068万トンのCO_2を注入し、原油を約300万トン増産する（EOR）。
2022年1月	Petronas(マレーシア）、Sarawak Shell Berhad（マレーシア）			マレーシアと周辺地域で、CO_2の捕集･貯留事業の可能性を共同で検討。ボルネオ島の西部サラワク州沖合で CO_2の貯留地を探索。
2022年2月	Air Liquide、BASF、Borealis、ExxonMobil、INEOS、Fluxys、TotalEnergies、 Port of Antwerp			Antwerp@C（CCS）プロジェクトは2021年のF/Sを受け、基本設計段階に入った。第1フェーズの最終的な投資決定は、2022年後半に予定。プロジェクトではスヘルデ川沿岸の工場からCO_2をパイプラインでアントワープ港に集め、ここからCCS計画を推進しているオランダのロッテルダムへパイプラインで送るほか、ノルウェーとイギリスの貯留地へは船で液化したCO_2を輸送する。欧州委員会が助成。
2022年4月	ExxonMobil（米）	2025年初頭	200万トン	南東オーストラリアCCAハブの初期設計研究を開始。
2022年5月	ExxonMobil(米）、Pertamina（インドネシア）			共同で南スマトラ、東カリマンタン、西ジャワの3つの油田・ガス田分野における炭素回収・貯蔵(CCS)および炭素回収・利用・貯蔵(CCUS)技術の適用を検討。
2022年5月	Pertamina（インドネシア）、Chevron（米）			CCS を含む低炭素化事業を検討することに合意。
2022年5月	Pertamina（インドネシア）、Air Liquide Indonesia			インドネシアBalikpapan製油所の水素製造装置からのCO_2 Syngas/Flue Gasの回収技術を検討。回収したCO_2の一部は燃料メタノール製造に用い、残りは圧縮して東カリマンタンのKutai海盆の貯留地(未確定)に輸送し、低炭素/ブルー水素製造を目指す。
2022年5月	Phillips 66（英）、Shell Catalysts & Technologies	2027年		世界の製油所で初のFCCからの炭素回収プロジェクト。英国Humber製油所で、CO_2回収技術Cansolv®によって、FCC装置からの放出ガスに含まれるCO_2の95%以上を回収・圧縮し、北海の海底に地下貯留。
2022年5月	Air Liquide（仏）、Lhoist（独）	2028年	60万トン	フランスDunkirk地域で石灰岩→石灰生産過程のCO_2回収で提携。Lhoist石灰生産プラント“Chaux et Dolomies du Boulonnais”で、Air Liquideの炭素回収技術(CryocapTM)を使用して燃焼排ガス中のCO_2を回収。石灰産業の低炭素化。
2022年6月	Keadby 3 Carbon Capture Power Station、Aker Solutions/Siemens Energy/Doosan Babcockの三社コンソーシアム		最大150万トン	英国初のCCS付き発電所。発電能力最大910MW、天然ガスコンバインドサイクル発電所
2022年6月	Santos(豪）、JERA、東京ガス、INPEX	2025年	1000万トン	Bayu-Undan CCS プロジェクト。豪北部ダーウィン周辺で世界最大級のCCS基地を建設する計画。世界で稼働するCCS設備の貯留総量の25%に相当。プラント設計を開始し、23年にも着工の判断。JERA、東京ガス、INPEXの投資額は最大1,000億円規模。
2022年6月	ExxonMobil(米）、Shell（英）、CNOOC（中）		1,000万トン	中国広東省ダヤワン石油化学工業団地におけるCCSハブプロジェクトを検討する覚書に調印。
2022年6月	三菱重工エンジニアリング	2022年	0.3トン／日	広島市のバイオマス発電所でCO_2回収装置を稼働。回収したCO_2は構内の農業ハウスで利活用される。モジュール化による小型装置の商用化は初。
2022年7月	旭化成	2022年度中	実証実験	CO_2分離回収システム の実証実験。固定床VSA（真空スイング吸着）方式で、ガス中に含まれる不純物を取り除く前処理設備からCO_2分離回収まで一気通貫のシステムを構築する。バイオガスの精製用途で27年度の事業化を目指す。
2022年7月	Capital Power（加）、三菱重工エンジニアリング	2023年（1号機） 2024年（2号機）	300万トン	三菱重工エンジニアリングがCaptalPowerの発電所向け大規模CO_2回収プラントに関する基本設計（FEED）を受注。回収CO_2は地下に貯留される予定。
2022年7月	Entropy（加）、	23年2Q	フェーズ1で1.6万トン 最終20万ト	Glacier CCSはアルバータ州中西部で天然ガスの燃焼からCO_2を回収して貯留する世界初の商業プロジェクト。2023 年2Qまでにフェーズ 1 が稼働予定。
2022年8月	Yara（ノルウェー）、Northern Lights（ノルウェー）、TotalEnergies（仏）	2025年初頭	80万トン	TotalEnergiesとノルウェーの肥料メーカーのYaraは、Northern Lights CCSプロジェクト運営母体とCCSプロジェクトで合意。ノルウェー政府が資金の80%を拠出。肥料世界大手ヤラのオランダ工場で回収されたCO_2を、ノルウェー西岸のオイガーデン市にある専用の受入ターミナルまで船で輸送。そこから100キロメートル沖にある海底貯蔵施設へ運び、海底下2600メートルにある貯留層に圧入する。
2022年8月	Pertamina（インドネシア）、PT Pertamina EP（インドネシア）、JOGMEC			インドネシア・西ジャワ州の陸上ジャティバラン油田におけるCO_2圧入に関する共同研究を開始
2022年9月	三菱ガス化学	2029年	数万トン	新潟工場の天然ガス鉱区にCCS
2022年10月	TotalEnergies（仏）、Holcim（ベルギー）			ベルギーでセメント製造からのCO_2回収等で提携に合意。TotalEnergies は、回収された CO_2を輸送し、北海でのe-fuels生産や地層貯留に利用する。
2022年10月	Shell Eastern Petroleum（シンガポール）、Brunei Shell Petroleum			シンガポールからCO_2をブルネイに輸送し、ブルネイで貯留する可能性を追求。
2022年10月	ArcelorMittal（ベルギー）、三菱重工業エンジニアリング、BHP（豪）、Mitsubishi Development Pty（豪）			ベルギーの製鉄プラントのほか、北米に位置する直接還元鉄（DRI）プラントにて MHI 技術を導入、試験的運用を行う。将来的にフルスケールの CCS 技術の導入展開を視野に入れたフィージビリティスタディも併せて実施。
2022年11月	Sinopec（中）、Shell、China Baowu（宝鋼集団）、BASF（独）		1000万トン	中国東部で1000万トンのCCUSプロジェクトを立ち上げ。揚子江の中流域と下流域にある工業プラント（鉄鋼、化学、電力、セメント企業を含む）で生成されたCO_2をCO_2受入ステーションに輸送し、短距離のパイプラインを通じて陸上または沖合の貯蔵サイトに輸送する方法の実現可能性を検討。
2022年11月	日揮、東邦ガス、名古屋大学			LNG未利用冷熱を利用したCO_2分離回収技術の開発に着手。NEDOのグリーンイノベーション基金事業として採択。
2022年11月	Essar Group（印）、Progressive Energy（英）	2027年	81万トン	Essar Groupが所有する欧州最大のRFCCユニットである英国Stanlow製油所にCO_2回収施設を導入。回収したCO_2はLiverpool湾の沖合60kmの枯渇海底ガス田に貯留する計画。製油所は天然ガスの代わりに水素で稼働されるよう改修計画。4.32億ドルを投資。
2022年11月	Eni（伊）	2027年	600万トン	Hewett枯渇ガス田へのCCSで英国イングランド南東部とロンドン近郊テムズ川河口地域の産業プロセスを脱炭素化するための産業界との協定「Bacton Thames Net Zero (BTNZ) Cooperation Agreement」を開始。CO_2回収は当初600万トン/年、その後1,000万トン/年へ拡大。北海のNorth Norfolk 海岸20マイル沖のHewett枯渇ガス田(貯留能力3.3億トン-CO_2)に貯留。

③　東南アジアの CCS 動向

インドネシアの Pertamina が欧米企業との個別の協業を加速させている。Pertamina は 22 年 5 月にエクソンモービルとの協力関係を国内 3 ヵ所の油田への CCS 技術の応用で具体化させた。Air Liquide とは製油所での水素製造にともなう CO2 の回収技術の共同研究を開始し、シェブロンとは CCUS 低炭素化事業の可能性を探るためのパートナーシップを締結した。

④　日本の CCS への取り組み

国内では 22 年 1 月に経済産業省が CCS 長期ロードマップ検討会を設置し、CCS の実用化・普及に向けてロードマップの策定を進めている。

企業の動向としては、22 年 9 月に三菱ガス化学が新潟工場をカーボンニュートラルの社会実装に向けた取り組みの中核拠点に位置付け、天然ガス鉱区に CO2 を貯留する事業の検討を開始した。

2029 年までに数万トン規模の CO2 をガス田に貯留できる体制を目指す予定である。

（2） CCUS 関連技術の開発導入動向（e-fuel、e-メタノール、カーボンリサイクル）

①　世界全体での CCUS 関連技術開発動向(図表 7.4.5 参照)

図表 7.4.5 世界の CCUS 関連技術の開発動向

用途		技術／製品	現状			予測	
			研究段階	実証	実用化 普及	実用化	普及
直接利用		液化炭酸ガス			○	―	―
		ドライアイス			○	―	―
		EOR			○	―	―
貯留		CCS		○（日本）	○（世界）	―	2030年
再利用	基幹物質	合成ガス化		○		2030年	2040年
		人工光合成	○			2030年前半	2040年半ば
	化学品	尿素			○	―	―
		エチレングリコール	○			2030年半ば	2040年半ば
		ポリカーボネート			○	―	―
		ポリウレタン		○		2030年	2040年
	鉱物	炭酸塩化		○		2025年	2030年
	燃料	メタン		○		2030年	2040年
		メタノール		○（日本）	○（世界）	2030年	2040年
		e-Fuel		○		2030年	2040年
		バイオ燃料（微細藻類による生産）		○		2030年	2040年
	その他	温室栽培			○	―	―
		炭素変換	○				

（出所）富士経済「カーボンリサイクル CO_2 削減関連技術・材料市場の現状と将来展望 2022」に基づき東レ経営研究作成（2022 年 12 月）

CO2 を再利用するカーボンリサイクルの分野においては、尿素、ポリカーボネート、温室栽培が商用化されている。炭酸塩化については一部で実用化されており、2025 年頃に商用化、2030 年頃の普及が見込まれている。

メタノールについては日本においては実証段階であるが、欧州を中心に一部実用化され、複数の実証プロジェクトが進められている。2030 年頃に商用化、本格的な普及は 2040 年頃と見込まれる。
合成ガス化、ポリウレタン、メタン、e-fuel についても 2030 年頃に実用化、2040 年頃の普及が見込まれる。現在、プラントでの実証実験が進められており、2030 年～2050 年にかけての市場拡大が見込まれる。
一方、人工光合成、炭素変換など現在研究段階の技術については実用化までに 10 年以上を要する見込みである。

② e-fuel（合成燃料）への研究開発、実証プラント建設状況

e-fuel（合成燃料）とは、再生可能エネ由来の水素と回収された CO2 を用いて製造された、ガソリン、軽油、灯油などの混合物を含む人工的な燃料である。
タンクローリー・ガソリンスタンド・内燃機関等の既存の燃料インフラが活用できること、化石燃料と同等の高いエネルギー密度を有することが挙げられる。現在の技術では製造コストが極めて高く、大量生産のハードルは高い。

・日本における合成燃料開発への取り組み

グリーン成長戦略において、合成燃料の大規模かつ高効率な製造プロセスの開発を支援し、2030 年までの大規模製造プロセスの実証を目指すとしている。
NEDO はグリーンイノベーション基金事業の一環で、「CO2 等を用いた燃料製造技術開発プロジェクト」を着手しており、ENEOS は 2022 年度から CO2 からの合成反応を用いた高効率な液体燃料製造技術の開発に取り組み、小規模プラント検証、スケールアップした大規模パイロットプラント検証を通じて、プロセス全体の早期技術確立を目指すとしている。また、経済産業省は 2022 年 9 月に合成燃料官民協議会を立ち上げ、e-fuel の商用化に向けて、技術や価格などの課題に官民連携で対応するとともに、2023 年夏にも自動車などのモビリティ向けのロードマップを策定する計画である。

・海外の状況

近年、欧米を中心に、数多くの研究開発や実証プロジェクトが立ち上がっている（図表 7.4.6 参照）。これらのプロジェクトの主体は、欧州の石油会社や自動車会社に加え、水電解や CO2 回収の技術を有するスタートアップやそれらのコンソーシアムが多い。実証フィールドとしては、製油所や、安価な水素調達が見込まれる地域であることが特長である。北欧（特に 5 か国）では自国での再生可能エネルギーの導入に加え、新たなエネルギー輸出産業の構築に向けて、北欧各国で e-fuel の技術開発を進めている。

図表 7.4.6　内外の e-fuel の研究開発動向

実施場所	プロジェクト	代表的な参画企業	開発段階	スケジュール・規模	要素技術・製造プロセス	政府からの支援
ノルウェー	Norks-e-Fuel	Sunfire（独） Climeworks(スイス） Paul Wurth（ルクセンブルク）	実証	2023年建設開始 2024年（フェーズ1）年間1.25万KL 2026年（フェーズ2）年間2.5万KL	SOEC共電解層 FT合成 Climeworks(DAC)	－
ノルウェー	－	Nordic Elecrofuel(ノルウェー） Marquard＆Bahls,ARVOS, Aker Solutions, Emerging Fuels, Norwegian Technological University	実証	2021年5月　Aker SolutionsとFEED契約 2025年 1万KL／年 設備投資1.2億ユーロ、年間20万KLのFS中、設備投資2.62億ユーロ	アルカリ電解槽 FT合成	独エネルギーロジ会社Marquad & Bahlsが2020年1月,10月に出資
フィンランド	E-Fuels Project	VTTフィンランド技術研究センター、 Neste（フィンランド） AW-Energy、Helen、Carbon ReUse Finland、Kleeener Power Solutions、Agco Power、ESL Shipping、Meriaura Group、ABB、Ineratec	実証	21年8月　プロジェクト立ち上げ 22年5月　デモプラント建設開始 23年後半　デモプラント完成	固体参加物型電解層セル（SOEC） INERATEC　FTモジュール e-fuel製造効率改善10～15%を目指す	－
ドイツ	Kopernikus Project ［Pto X］	Sunfire（独） Climeworks(スイス） INERATEC（独）、KIT（独）	実証	技術ライセンス先（Norsk e-Fuel、Nordic Blue Crude)より供給開始	共電解 (10 kW) Climeworks(DAC) NERATEC (FT合成) KIT(水素化分解)	ドイツ連邦教育・研究省BMBFがKopernikus Power-to-Xプロジェクトの一環で資金活用
ドイツ（ドイツHeide製油所を含む工業地帯）	WESTKUSTE100	欧州企業10社	実証	2019年7月18日、89百万€の開発計画公表 2020年8月プロジェクト開始、5か年	30MW電解槽による製油所向け水素 本PJ終了後、50～100MW(パイロット）、700MW(大型化）へ移行 FT合成	2020年8月3日、政府支援 予算30百万€承認)
ドイツ（BP Lingen製油所）	－	BP（英）	検討中	2022年に投資判断	50MW電解槽（将来500MW)、グリーン水素からサステナブル燃料	欧州イノベーション・ファンド応募
ドイツ	－	Audi（独）	実証	2018年に60Lのe-gasolineの生産に成功	－	－
ドイツ（Total Leuna製油所）	－	Total（仏） Sunfire（独）	実証	2021年稼働 150百万ユーロ(メタノール製造含め一式）	1 MW (SOEC)電解槽	ドイツ政府支援
ドイツ	－	航空宇宙センター(DLR)（独） ハンブルク工科大学（独）、John Brown Voest GmbH（独）	実証	パイロットプラント 生産能力は1万トン／年	－	ドイツ連邦交通・デジタルインフラストラクチャー省(BMVI)からの委嘱による e-fuel生産プラント
スペイン	－	Repsol（スペイン） Aramco（サウジアラビア）	研究	2024年、50bpd規模で稼働予定 第1弾で6千万ユーロ投資	100MW電解槽 FT合成	欧州イノベーション・ファンド応募
デンマーク	－	HaldorTopsoe（デンマーク）	検討中	電解水素とCO_2から船舶用再エネメタノールや再エネジェットを生産 10MW in 2023,　250MW in 2027, 1,3GW in 2030	－	－
デンマーク	HySynergy PtX	Everfuel（デンマーク）、Crossbridge Energy(デンマーク）、Aarborg大学	実証	22年後半　20MW電解層稼働 2025年（フェーズ2) 300MWへ拡張 2030年（フェーズ3) 1GWへ拡張 22年6月、Fredercia製油所でのフェーズ2のe-fuelスタディー発表	Topsoe SOEC電解層の水素と製油所CO_2からe-fuelを製造	580万デンマーククローネの公的資金
デンマーク	－	Arcadia eFuels	計画	22年2月第1号プラント建設計画発表 生産規模年間10万KL（eJET、eナフサ） 22年末最終投資決定 2023年　建設開始 2024年末　商業運転開始	FEED及びEPC：Technip Energies(仏） FT技術：G2L（Topsoe+Sasol）	－
英国	－	オックスフォード大学（英）	研究	－	鉄系触媒を用い、CO_2を直接ジェット燃料に変換	－
米国	Infinium Electrofuels™	Infinium(米） Amazon(米）、米国三菱重工、APベンチャーズ（英）、Neuman & Esser（独）、グランサム環境トラスト（英）	実証	2023年生産開始予定	e-fuel製造プロセスの概要 ①再生可能エネルギー由来電力を利用し、水電解槽で、グリーン水素を製造 ②独自触媒を使用した反応炉で、CO_2とグリーン水素を合成し、合成ガスを生成 ③合成ガスからe-fuelを合成	－
チリ	Haru Oni	チリ電力会社AMF、AIM子会社HIF、チリ国営石油ENAP、 Enel(伊）、 Porsche（独）Simens（独） BMWi(独）、ExxonMobil(米）、Global Thermostat(米）	実証	2022年（パイロット）130KL/年 2024年（フェーズ1)5.5万KL/年 2026年（フェーズ2)55万KL/年	Simens　PEM型電解層 MTG（EM技術）	Simensはドイツ連邦経済エネルギー省から8百万ユーロの補助金獲得
日本	人工光合成技術を用いた電解による地域の CO_2資源化検討事業	東芝エネルギーシステムズ、出光興産、東芝、東洋エンジニアリング、全日空、日本CCS調査	実証	2025年から５～6パレル／日のジェット燃料製造を行う予定	CO_2をCOに電解し、水素と混合することで合成ガスを製造するCO_2電解技術を用いて、排ガスなどからのCO_2をSAFに再利用するビジネスモデルを検討	令和3年度環境省の委託事業に採択
日本	CO_2を原料としたカーボンリサイクル液体合成燃料製造技術の研究開発	JPEC（石油エネルギー技術センター）、ENEOS、出光興産など7社・団体	研究		COとH_2（合成ガス）から触媒反応を用いて得液体炭化水素を合成する次世代FT合成の研究開発、再エネ由来電力を利用した液体合成燃料製造プロセスの研究開発	NEDO委託事業 （2020～2024年度、45億円程度）
日本	グリーンイノベーション基金事業／CO_2等を用いた燃料製造技術開発プロジェクト	ENEOS	研究・実証	22～25年度：小規模プラントの設計・開発・運転（1パレル／日） 24～28年度：スケールアップした大規模パイロットプラントの設計・建設・運転（300パレル／日）	合成燃料コストの大半を占める原料コスト（水素・CO_2消費量）の低減のため、個別工程の高性能化とリサイクル技術適用による液体燃料収率の大幅な向上に取り組む。さらにパイロットプラントでの技術検証を通してスケールアップ技術を確立し、合成燃料の社会実装につなげる	NEDO委託事業 （2022～2028年度）

（出所）資源エネルギー庁「CO_2等を用いた燃料製造技術開発プロジェクトの研究開発・社会実装の方向性（案)」、JPEC レポート「北欧における e-fuel 政策とプロジェクト動向」

近年発表された内外企業の e-fuel 取組みの動向を図表 7.4.7 にまとめた。
2022 年 6 月に仏電力会社 ENGIE と米国 Infinium が連携してフランスに欧州最大級の e-fuel を大規模生産する施設を開発する「Reuze」プロジェクトを発表した。年間 30 万トン以上の CO2 を、欧州の船舶及び航空機用の燃料に変換する計画である。
デンマーク政府が 2021 年 12 月に、「Power-to-X 戦略」を打ち出しだしたことを受けて、デンマークでは 2022 年に入り新たなプロジェクトの発表が続いている。デンマークの Everfuel と Crossbridge Energy らによる HySynergy PtX プロジェクトは、22 年 6 月に Crossbridge Energy の Fredercia 製油所での「e－FUEL 実現可能性調査」において、580 万デンマーククローネの公的資金を獲得した。
また、同じくデンマークの Arcadia eFuels は 22 年 2 月、デンマークの Vordingborg に e-fuel 第 1 号プラントを建設することを発表した。e-fuel と e ナフサを合わせて年間 10 万 KL の合成燃料の生産を計画している。

図表 7.4.7 近年の e-fuel への取り組み動向

発表時期	参画会社	導入時期	規模	要旨
2022年1月	Orsted(デンマーク)	2025年後半	30万トン	米国湾岸に 675MW の Power-to-X 施設を開発し、e-メタノールを生産する計画。Maerskへのe-メタノールの供給に関して戦略提携。
2022年5月	HIF Global（チリ）	2026年	75.7万kl	北米初となるe-fuel産業向け生産拠点の立地先として、米国テキサス州のマタゴルダ郡を選定。約60億ドルを投資、2023年から設備を建設。米TopsoeがメタノールおよびTIGAS合成に関する技術提供。 HIFグローバルはチリ、米国、オーストラリア、ドイツなどに拠点を置くe-fuel製造会社。
2022年4月	Infinium(米）、三菱重工業			e-fuelの日本企業への展開を検討するため覚書を締結。三菱重工は21年1月にInfiniumへ出資。
2022年2月	Infinium(米）、ENGIE（仏）			仏電力会社ENGIEとInfiniumが連携してフランスに欧州最大級のEV用燃料を大規模生産する施設を開発する「Reuze」プロジェクト。年間30万トン以上のCO2を、欧州の船舶および航空機用の電気燃料に変換。最終投資決定は2023年末。
2022年2月	Arcadia eFuels	2024年末	約5.5万トンのeJet燃料（eケロシン）と2.5万トンのeナフサを合わせ、年間約1億リットルのe-fuel	デンマークのVordingborgにeFuel第1号プラントを建設することを発表。
2022年5月	Topsoe(デンマーク）	2024年末	500MW/年	デンマークで欧州最大規模の電解槽プラントを建設。建設開始は2022年後半、稼働は2024年を見込む。最大5GW/年の拡張性。
2022年6月	Twelve			1億3,000万ドル（約176億円）の資金調達。Microsoft、 Alaska Airlines、 Virgin Voyages らと連携しジェット燃料や船舶燃料などのe-fuelを開発。メルセデス・ベンツと提携して自動車部品を製造。
2022年6月	Everfuel（デンマーク）、Crossbridge Energy(デンマーク）、Aarborg大学	2022年	20MW電解層稼働 2025年（フェーズ2) 300MWへ拡張 2030年（フェーズ3) 1GWへ拡張	Crossbridge EnergyのFredercia製油所でのe-fuel実現可能性調査において、580万デンマーククローネの公的資金を獲得。
2022年6月	フィンランドVTT、Neste（フィンランド）	2023年	試験運転	e-fuels生産(FT合成)の統合プロセスの実証施設を建設することに合意。
2022年6月	St1(フィンランド）、Vattenfall（スウェーデン）	2029年	0.1万KL	スウェーデンで洋上風力由来のe-fuel生産に関するのF/Sの共同実施に合意。
2022年6月	GTLコンプレックス（ウズベキスタン）		150万トン	最新鋭GTL(Gas-to-liquids)プラントで、世界で初めて合成油の生産が開始。合成油は精製/処理され、ディーゼル燃料、航空燃料、灯油、ナフサ、LPG等の製品になる。
2022年8月	Infinium(米）、Amazon（米）	2023年		2023年からアマゾンの中距離型輸送車両に超低炭素型e-fuelを提供する契約を締結。Infiniumはテキサス州にe-fuel製造施設を建設する計画。2023年生産開始予定。
2022年8月	Nordic Elecrofuel(ノルウェー) Marquard＆Bahls,ARVOS, Aker Solutions, Emerging Fuels, Norwegian Technological University,Billington Process Technology	2025年	1万KL	プロセスシミュレーションサービス会社BPTと提携。

（出所）東レ経営研究所、2022 年 12 月

③　e-メタノールへの取り組み状況と課題

・e-メタノール生産への取り組み

アイスランドの Carbon Recycling International（CRI）はアイスランドのレイキャビク南方で世界初の CO2 からのメタノール生産プラントを 2012 年から商業稼働している。

CRI は、独自技術 Emissions-To-Liquid™ （ETL）を海外展開しており、ノルウェーでの e-メタノール製造プロジェクトに 1 件、中国に 2 件をライセンスしている。22 年 10 月に中国河南省安陽市で、年間 11 万トンの生産能力をもつ商業規模の e-メタノール製造プラントが生産を開始しており、もう 1 件の江蘇省連雲港におけるプロジェクトは、2023 年 2Q に生産開始予定である。また、CRI はインドにおける e-メタノールの生産も検討している。

スウェーデンの Liquid Wind は、スウェーデン発の e-メタノール生産プロジェクト「Liquid Wind Flagship ONE」を進めており、21 年 11 月にはスウェーデン環境保護庁から 1,500 万ユーロの資金援助を受けた。22 年 1 月にはデンマーク風力発電大手の Orsted が同プロジェクトへ参画することを決めている。更に、Liquid Wind は 22 年 6 月、スウェーデンで 2 番目の商業規模 e-メタノールプロジェクト「Liquid Wind Flagship TWO」を発表した。Flagship ONE プロジェクトの 2 倍となる 10 万トンの製造能力を持つ e-メタノールの生産を計画している。

日本では、三菱ガス化学が CO2 から化学品原料のメタノールを製造する「環境循環型メタノール構想」を推進している。2021 年から新潟県内のパイロット設備で技術評価を実施している。また、22 年 6 月にはトクヤマと共同での e-メタノール事業化に向けた検討を発表した。2030 年度以降に最大 100 万トンの商業化を目指すとしている。

図表 7.4.8 に近年の内外企業による e-メタノールプロジェクトを示す。

図表 7.4.8　内外企業による e-メタノールプロジェクト

発表時期	参画会社	導入時期	規模	要旨
2021年11月	Liquid Wind（スウェーデン）、Alfa Laval、Carbon Clean、Haldor Topsoe、Siemens Energy、Uniper、Worley	2024年春	5万トン	スウェーデン環境保護庁は、低炭素化プログラム“Klimatklivet”の下、e-メタノールを生産する「Liquid Wind FlagshipONE」に、1,500万EUR（約20億円）を投資。2022年に最終投資決定。
2022年1月	Liquid Wind（スウェーデン）、Orsted(デンマーク)	2024年春	5万トン	ØrstedがFlagshipONEプロジェクトに参画。
2022年1月	Orsted(デンマーク)	2025年後半	30万トン	米国湾岸に 675MW の Power-to-X 施設を開発し、e-メタノールを生産する計画。MaerskへのeメタノールのE供給に関して戦略提携。
2022年1月	European Energy（デンマーク）、バーティマス（米）			CO_2の効率原料化について技術統合。CO_2を回収してメタノールに転換するヨーロピアン・エナジーの技術と、メタノールから炭化水素製品に効率的に変換する米バーティマスの技術を組み合わせる。バーマティスの技術はメタノールやエタノールなど再生可能なアルコールから燃料や化学品を高い収率で得ることができる経済性の高い1段階の反応。
2022年1月	東洋エンジニアリング			「e－メタノール」の実用化を目指す。東洋エンジニアリングの「MRF－リアクター」は効率的な反応により触媒量を最小化し、触媒交換作業も省力化できる。
2022年1月	National Methanol Company(Ibn Sina)			Ibn Sina は、サウジアラビア東岸で、SABIC の子会社 UNITED が操業する世界最大級の CO_2捕集・精製プラントから供給される CO_2を原料に、サーキュラーメタノールを生産。ISCC認証を取得。
2022年4月	タイPTTEP/Air Liquide/YTL PowerSeraya/Oiltanking Asia Pacific/Kenoil Marine Services/A.P. Moller -Maersk		最低5万トン	シンガポールに東南アジア初のグリーンe-methanol実証プラントを建設
2022年5月	石油資源開発（JAPEX）、三菱ガス化学	2030年度		「ハブ＆クラスター型CCUS事業」の実現可能性について調査開始。東新潟ガス田の共同鉱業権者の三菱ガス化学（MGC）とも連携し、MGC新潟工場で排出するCO_2について、CO_2－EGR（ガス増進回収法）やメタノール製造に活用を検討。
2022年6月	三菱ガス化学、トクヤマ			トクヤマとCO_2由来メタノールの事業化検討。トクヤマの徳山製造所（山口県周南市）で排出されるCO_2と、カセイソーダの製造時に発生する副生水素を使用。三菱ガス化学はCO_2から化学品原料のメタノールを製造する「環境循環型メタノール構想」を推進。2021年から新潟県内のパイロット設備で技術評価を実施。1万トン規模でスタートし、2030年度以降に最大100万トンの商業化をめざす。
2022年6月	Liquid Wind（スウェーデン）、Sundsvall Energi	2025～2026年	10万トン	スウェーデンで2番目の商業規模e-メタノールプロジェクト「Liquid Wind Flagship TWO」を発表。2023年後半に投資決定。
2022年2月	Green Power Denmark パートナー：Orsted、Copenhargen Airports、A.P.Moller-Maersk、DSV Panalpina、DFDS、SAS、Everfuel、NEL、Molslinjen、Topsoe他	フェーズ1:2023年 フェーズ2a:2025年 フェーズ2b：2027年に商業運転	フェーズ1（10MW）：年間1,000トンのグリーン水素 フェーズ2a（100MW）：年間5万トン超の船舶用のeメタノール、e-SAF フェーズ2b(300-350MW)：年間10万トン超の船舶用のeメタノール、e-SAF フェーズ3（1,300MW）:年間275,000トンの再生可能燃料	Power-to-Xの旗艦プロジェクト「Green Fuels for Denmark」。欧州共通利益に適合する重要プロジェクト（IPCEI）に採択され、総額8億5000万デンマーククローネの資金援助を獲得。当初予定されていた第2フェーズ250MWの電気分解のうち100MWを2027年から2025年に前倒しし、2025年にCO_2の回収を開始する計画。
2022年8月	インド国営電力NTPC		10トン／日	Vindhyachal石炭火力の煙道ガスのCO_2を回収し、e-メタノールを生産する計画
2022年9月	Port of Gothenburg（スウェーデン）、Stena Line,DFDS, Orsted, Liquid Wind	2025年	5万トン	ウェーデンPort of Gothenburgにe-メタノールハブを建設。100%生物起源の原料と再エネ風力で製造。FlagshipONEは、年間50,000トンのeメタノールを生産する世界最大の施設。
2022年9月	Carbon Recycling International(アイスランド）、Dastur Energy（米）			インドにおけるe-メタノールプロジェクト開発でパートナーシップ契約を締結
2022年10月	European Energy（デンマーク）	23年後半		デンマーク南部KassoでPower-to-X 施設を開発し、e-メタノールを生産する計画。デンマークのグリーン投資基金 (DGIF) から5,300万ユーロの助成。Siemens Energy に 50 MW の電解槽プラントを発注。
2022年10月	Carbon Recycling International(アイスランド）、中国河南順成集團	2022年10月	11万トン	中国河南省安陽市で商業規模のe-メタノール製造プラントが生産を開始。年間16万トンの二酸化炭素を回収。
2022年10月	St1(スウェーデン）、LUT Technology	2026年	2.5万トン	フィンランド初のe-メタノールプロジェクト「Power-to-Methanol Lappeenranta」。風力発電によるグリーン水素と隣接するセメント工場のCO_2を利用。欧州復興ファンドを利用してフィンランド経済・雇用省が3,540万ユーロの資金を供与。
2022年11月	Maersk(デンマーク）、スペイン政府		最大200万トン	Andalusia/Galicia地方の船舶用グリーン燃料(green methanol・合成燃料)の製造機会追求で提携。

（出所）東レ経営研究所、2022 年 12 月

・e-メタノール生産の課題

e-メタノールの普及に向けた課題として、製造コストの高さが挙げられる。e-メタノールのコストは、水素と CO2 のコストに大きく左右される。CO2 のコストは、バイオマス、工業プロセス、DAC（Direct Air Capture）など、回収個所によって異なる。

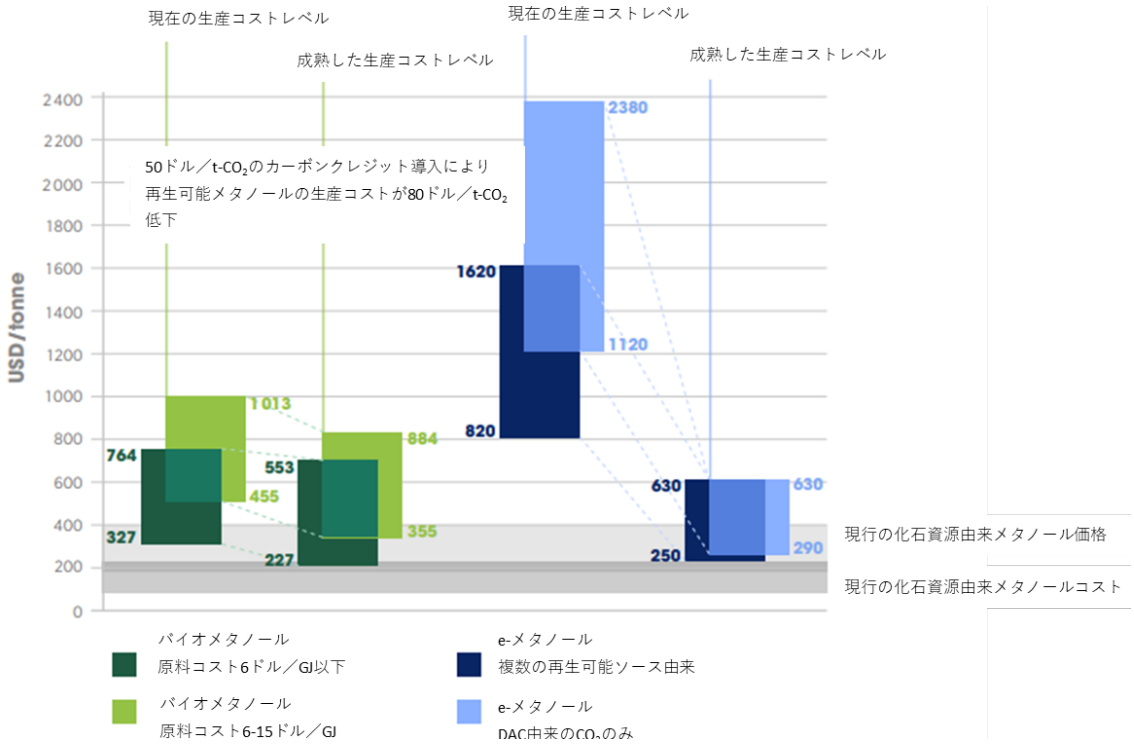
IRENA によると、CO2 を複数のソースから 10～50 米ドル/トンで調達した場合、800～1,600 米ドル/トンの範囲になるとされる。

一方、CO2 を DAC で調達した場合、CO2 コストは 300～600 米ドル/トンとなり、e-メタノールの製造コストは 1,200～2,400 米ドル/トンの範囲となる。更に、今後の再生可能エネ価格の低下に伴い、e-メタノールのコストは 2050 年までに 250～630 米ドル/トンの水準まで低下すると予想している（図表 7.4.9 参照）。

一方、グリーン水素製造の将来的なコストは、再生可能エネ発電や電解コストの更なる低減と、プロセス等の効率性や耐久性の向上に大きく依存する。

バイオメタノールや e-メタノールの今後の競争力向上に向けては、安価なグリーン水素と持続可能で安価な炭素源の確保に加え、製造規模の拡大に向けた政策的な投資支援や、安価な再生可能電力の導入が求められる。

図表 7.4.9　バイオメタノールと e-メタノールの製造コスト（現在と将来予測）



（出所）IRENA, Innovation Outlook: Renewable Mehtanol

④　その他のカーボンリサイクルへの取り組み状況

その他のカーボンリサイクルへの近年の取り組み状況を、図表 7.4.10 にまとめる。

図表 7.4.10 近年の内外企業によるカーボンリサイクルへの取り組み

発表時期	参画会社	導入時期	規模	要旨
2022年1月	豊田自動織機	2022年4月	実証実験	高浜工場でメタネーションエネルギー循環の実証実験。ボイラで発生する排ガスから回収したCO_2を利用し、水の電気分解により得られたグリーン水素と反応させる。生成したメタンは再度ボイラで利用。数年かけて規模を10－50倍に引き上げ、将来は全工場への技術導入を目指す。
2022年2月	Rio Tinto（英、豪）			DOEから220万ドルの資金供与。DOE は Rio Tinto と共同で、DAC）を用いて回収した CO_2 を地下へ貯留、地中で鉱物化する CO_2 鉱物化技術を検証。
2022年5月	LanzaTech（米）、Danone（仏）			PETの主原料の一つとなるモノエチレングリコール（MEG）を生成する実験室規模での概念実証に成功。Danoneの支援。
2022年5月	Eastern Metropolitan Regional Council (EMRC、豪)、Woodside（豪）	2024年後半		メタンやCO_2をエタノールに転換。米国ReCarbon/LanzaTechが開発した技術。
2022年7月	日本製鉄、クイーンズランド大学、アーバンユーティリティ社（オーストラリア）	2022 年～2024 年	研究開発	微生物を利用してCO_2から基礎化学品の「中鎖脂肪酸」を生産する技術開発を開始。常温反応、大規模な製造設備が不要。 オーストラリア研究会議が公募する連携プロジェクトARC Linkage Projectに採択され、515,725AUDの補助金。
2022年7月	旭化成	2030年	大型実証設備	CO_2の水電解により基礎化学原料のエチレンを直接合成する技術開発。グリーンイノベーション基金事業に採択。同社のCO_2電解では、CO_2からCOへの還元を経由し、エチレンを得る化学反応が一気に行われる。COを目的生産物にすることも可能で、その場合の反応効率は世界最高水準に達する。
2022年9月	AirLiquide/Chevron/Keppel Infrastructure/PetroChina			シンガポールで大規模CCUSソリューションと統合インフラの開発を評価し、前進させることを目的とするコンソーシアムの形成。CO_2を、プラスチック/燃料/セメント原料、ないしはアジア地域のCCS向けに供給。
2022年10月	LanzaTech（米）			連続プロセスでCO_2からエチレンを生産できる触媒の設計に成功。
2022年10月	JOGMEC、JX石油開発			CO_2「鉱物化」研究、2022年度から2年間。
2022年11月	Chart Industries（米）、CarbonCure Technologies（米）			CO_2のセメント原料向けの貯蔵と輸送で提携。
2022年11月	三菱商事、東京ガス、大阪ガス、東邦ガス	2030年	13万トン（日本への輸入）	米ルイジアナ州キャメロンLNG基地近傍を候補地として、再生可能エネルギー由来の水素と、CO_2から合成メタンを製造し、日本へ輸入する事業の検討を開始。2025年に最終投資決定。
2022年11月	住友商事、Protostar Group（英）			住友商事はCO_2を鉱物化する技術を保有する英国のプロトスター・グループと資本業務提携。プロトスターの技術は一定条件でCO_2を水に溶解させ、これを地下のかんらん岩（地球内部を構成する岩）に圧入し、化学反応によって鉱物として固定化するもの。

（出所）東レ経営研究所、2022 年 12 月

・国内におけるカーボンリサイクルの動向

2022 年 9 月に開催された第 4 回カーボンリサイクル産学官国際会議において、直近 1 年間のカーボンリサイクルの社会実装に向けた日本の取り組みについて 3 例が紹介された。まず、2022 年 9 月に広島・大崎上島 「カーボンリサイクル実証研究拠点」が開所、大崎クールジェンプロジェクトで回収した CO2 を利用し、カーボンリサイクルの技術開発・実証を実施するための研究支援を行うことで、実用化に向けた技術開発を加速化する事例、次に、グリーンイノベーション基金の活用を通じ、プラスチック原料製造、燃料製造、コンクリート等製造、CO2 離回収の 4 プロジェクトに合計で約 3,365 億円の予算を投じ、社会実装に向けた技術開発・実証の取り組みを加速させるもの、最後に、広島県大崎上島での大崎クールジェンプロジェクトに関し、2022 年 4 月から、第 3 段階として CO2 分離・回収設備を組み合わせた IGFC（166MW）の実証試験実施である。

７．５ 廃プラリサイクルの状況、バイオプラスチック開発導入実績と課題

（１） OECD によるプラスチック長期予測

2022 年 6 月、OECD（経済協力開発機構）は 2060 年までのプラスチック政策シナリオを考察する「Global Plastic Outlook Policy Scenarios to 2060」を発表した。報告書によると、プラスチックの需要を抑え、製品寿命を延ばし、廃棄物管理とリサイクル向上といった対策を講じなければ、プラスチック使用量は人口と所得の増加により、2019 年の 4.6 億トンから 2060 年に 12.3 億トンへと約 3 倍に増加し、それと連動してプラスチック汚染も増加すると警告している。一方、2060 年までに非 OECD 諸国を含めグローバルでプラスチックの環境への漏出をほぼゼロに抑えるための政策が講じられれば、2060 年のプラスチック生産量は 8.3 億トンとベースラインシナリオ比 33%減少し、そのうち再生プラスチックの比率は 41%まで増加すると予測している。

（２） 各国のプラスチック関連政策動向

プラスチック関連政策における直近の動向として、EU では 2021 年 1 月からプラスチック容器包装廃棄物に対する課金が導入された。各加盟国が国内でリサイクルされなかったプラスチック容器包装廃棄物 1kg 当たり 0.8 ユーロを独自財源として拠出するものである。2020 年に英国が EU から離脱したことによる拠出金削減への対応として、新たな財源を確保する狙いに加え、加盟国に対してリサイクル率向上を促すことが期待されている。

英国では、22 年 4 月からプラスチック製包装税が導入された。国内で製造、又は輸入されたプラスチック製容器包装のうち、再生プラスチック含有率が 30%未満のものが課税対象となり、課税額は 0.2 ポンド/kg（約 33 円/kg）である。

イタリアにおいても、再生プラスチック及び、堆肥化可能なプラスチックを除く使い捨てプラスチック製容器包装に対する課税（0.45 ユーロ／kg）が検討されており、2023 年からの導入が予定されている。

スペインにおいても、2023 年 1 月から再利用できない使い捨てプラスチック製容器包装に対する課税（0.45 ユーロ／kg）が導入される予定で、民間シンクタンクの試算によると同税により約 7 億ユーロの税収が見込まれている。

日本では、22 年 4 月にプラスチック資源循環促進法（プラ新法）が施行した。プラスチック製品の製造から廃棄までの資源循環を促し、廃棄量削減に向けての取り組みを目的としている。プラ新法に基づき、令和 3 年度補正予算「廃プラスチックの資源循環高度化事業」には 46 億円が計上された。プラスチック使用製品を設計・製造するメーカーや、廃プラのマテリアルリサイクルやケミカルリサイクルに取り組む化学メーカーやリサイクラーの設備投資を支援する。

（３） 廃プラスチックケミカルリサイクルへの取り組み状況と課題

近年の内外企業における廃プラ再生利用の動向について、図表 7.5.1 にまとめる。

図表 7.5.1　近年の内外企業における熱分解油化ケミカルリサイクルへの取り組み状況

発表時期	参画会社	導入時期	規模	要旨
2021年10月	Dow(米）、Fuenix Ecogy（蘭）	2022年	2万トン	オランダ Weert で熱分解油プラントを建設。
2021年10月	Dow（米）、MuraTechnology(英）	2023年	2023年に2万トン 20年代半ばから量産（総能力8万トン）	欧米で廃プラスチックを新品同等の品質に再生する大型プロジェクトを始動。欧米に年12万トン規模の複数のケミカルリサイクル設備を建設。第1ステップとして、英ティーズサイドに同技術を用いた工場を23年に稼働（総能力は年8万トンで、第1期ライン能力は2万トン）。20年代半ば頃から量的な拡大が本格化。MuraTechnology(英）の独自技術「Hydro PRS」は高温高圧の超臨界水の中で樹脂を分解して熱分解油を生成する技術。
2021年10月	ExxonMobil（米）	2022年末	3万トン	テキサス州ベイタウンにケミカルリサイクル工場を建設。
2021年10月	Greenback Recycling Technologies(英）、PolyCycl（印）		0.6万トン	インドの埋め立て地などから廃プラスチックを採掘し、熱分解油を生成。中期的には 2.4 万トンを目指す。
2021年10月	Neste（フィンランド）、Ravago （ベルギー）		5.5万トン	オランダ Vlissingen におけるプラスチック廃棄物のケミカルリサイクルで協業。米 Alterra Energy の熱化学的液化技術。
2021年11月	Shell（英）、Environmental Solutions Asia（シンガポール）	2023年	5万トン	シンガポール・ブコム島で廃プラ由来熱分解油の精製装置を新設。Environmental Solutions Asia（シンガポール）から年間1万2000トンの熱分解油を調達する契約を締結。精製熱分解油を分解炉に投入。ブコム島の製油所・化学工場を循環型燃料や化学品の生産拠点「シェル・エナジー＆ケミカルズ・パーク・シンガポール」（SECPS）に転換するプロジェクトの一環。Shellは2025年までに世界の化学工場で年100万トンの廃プラをリサイクルする目標を掲げ、欧州や米国の製油所・化学一貫拠点でも同様の取り組みを進めている。
2021年11月	Lummus Technology（米）、Phigenesis(英）	ー	15万トン	Phigenesis はケミカルリサイクル技術「Lummus New Hope Plastics　Pyrolys Technology」のライセンスを受けて欧州にケミカルリサイクル施設を建設。
2021年12月	Freepoint Eco-Systems(米）	2023年	9万トン	米国オハイオ州にケミカルリサイクル工場を建設。
2021年12月	ENOC（ドバイ）、Quantafuel（ノルウェー）、Dubal Holding LLC（ドバイ）			廃プラスチックリサイクルプロジェクトに合意。、Quantafuel が開発した廃プラスチックから液体炭化水素を生産するプラントを建設し運転。
2021年12月	INEOS Olefins & Polymers Europe（英）、Plastic Energy（英）		3.3万トン	22年1Qに予備試験を開始。英国スコットランドのINEOS Grangemouth製油所で、Plastic EnergyのTAC技術を用いて再生原料油“TACOIL”の生産に取り組む。
2021年12月	OMV（オーストリア）	2023年	1.6万トン	オーストリアSchwechat製油所にプラスチックリサイクルプロセスReOil(R)の実証プラントを建設することを最終投資決定。2026年に最大 20 万の商業プラントに移行することを目指す。
2022年1月	Eastman Chemical(米）	2025年	16万トン	フランスのマクロン大統領と共同でフランスに世界最大規模のケミカルリサイクル工場を建設する計画を発表。最大10億ドルを投資。
2022年1月	Honeywell(米）、 Avangard Innovative（米）	2023年	3万トン	Honeywell UOP が持つ固有技術「UpCycle Process Technology」によるケミカルリサイクルプラントを米テキサス州に共同建設。
2022年1月	Total Energies（仏）、Plastic Energy(英）	2025年初頭	3.3万トン	Plastic Energyがスペインのセビリアに2つ目のケミカルリサイクル工場を建設。得られた熱分解油を石油化学製品の原料としてTotalEnergyへ供給する。
2022年1月	LG化学（韓）、MuraTechnology(英）	2024年初	2万トン	超臨界水を使用した「HydroPRT」技術のライセンス契約を締結。韓国・唐津に工場を設立し、廃プラの 80%以上が熱分解油に転換され、残り 20%の副産ガスは関連設備を稼働するエネルギー源として利用。
2022年2月	Braskem（ブラジル）	2023 年1Q	0.6万トン	建設地Indaiatuba、投資額 4,400 万 BRL
2022年2月	Synpet Technologies（トルコ）	2024年	18万トン	ベルギーのGenkに廃プラケミカルリサイクル工場の開設を計画。9000万ユーロの投資で、資金調達はほぼ完了。
2022年2月	Honeywell(米）、 Sacyr（スペイン）、Total Energies（仏）	2023年	3万トン	HoneywellとSacyrはJVを設立しスペイン・アンダルシア州にケミカルリサイクル工場を建設。Honeywell のUpCycle Process 技術で再生した原料を TotalEnergies に供給。
2022年3月	Dow(米）、Plastogaz（スイス）	ー	ー	Dowはケミカルリサイクル技術のスタートアップ Plastogaz への戦略的投資。Plastogaz が特許を有する触媒水素化分解技術は、他のケミカルリサイクルよりも効率的で、エネルギー消費量が少ない。
2022年3月	Encina Development Group（米）	ー	米国、アジア、南米で各約45万トン	IMM GlobalとSW Recycle Fundから計5,500万ドルの出資金を獲得。米国にペンシルベニア州プラスチック廃棄物から芳香族化合物へのリサイクルプラントを建設。Technip Energiesの流動接触分解プロセス(Plastic Fluid Catalytic Cracking:PFCC)を採用。混合プラスチックを、軽質オレフィンやBTX芳香族化合物などの石油化学原料に変換する。
2022年4月	Borealis（オーストリア）、Axens（仏）	2025年		スウェーデンStenungsundの石油化学プラントで廃プラから生産される熱分解油50万トン/年の精製・アップグレートのため、Axens（仏）のRewind® Mix processを採用。スウェーデンのエネルギー庁からの支援。
2022年4月	Technip Energies（仏）、Alterra Energy（米）			廃プラリサイクル事業で提携。Alterra Energy が開発した廃プラ処理技術とTechnip Energies が保有する熱分解油の精製技術を組み合わせて、プラスチックリサイクルプロセスを開発。
2022年5月	Total Energies（仏）、New Hope Energy(米）	2025年	31万トン	New Hope Energy がテキサス州にケミカルリサイクルプラントを建設し、TotalEnergies が食品用パッケージの高品質ポリマーの製造に使用するリサイクル・ポリマー原料10万トンを購入。Lummus Technology と共同開発した熱分解技術。
2022年5月	BP（英）、Clean Planet Energy（英）		2万トン	リサイクル困難なプラスチックの循環型ソリューションを推進するための新たな長期契約の締結を発表。Clean Planet Energy は英国北東部 Teesside で、リサイクルが困難な廃プラスチックをナフサに変換するプラントを建設中で、BP はプラントから出荷されるナフサと超低硫黄ディーゼルを販売する。
2022年5月	Xycle （蘭）	2023年４Q	2万トン	ロッテルダム港にケミカルリサイクル工場を建設。
2022年6月	Neste（フィンランド）、Alterra Energy（米）			NesteはAlterra Energy の熱化学液化技術についての欧州での権利を取得。
2022年6月	Lamor（フィンランド）、Resiclo Oy（フィンランド）	2023年	1万トン	フィンランドのポルヴォーにケミカルリサイクル工場を建設。投資総額は1,200万ユーロ。

発表時期	参画会社	導入時期	規模	要旨
2022年7月	Dow（米）、Nexus Circular（米）	ー	2.6万トン	米テキサス州 Dallas にケミカルリサイクル施設を新設。Nexus Circular は Dow や Reynolds Consumer Products などが立ち上げた「Hefty EnergyBag」プログラムで、収集された廃プラスチックのケミカルリサイクル業者として選定、助成を受ける。Nexus Circular の熱分解（高温分解）技術で再生原料に変換。
2022年7月	Dow(米）、Valoregen（仏）	2023年1Q末	7万トン	仏プラスチック再生業者Valoregenと連携し、フランスにケミカルリサイクルとメカニカルリサイクルからなるハイブリッドの廃プラ処理工場を建設。
2022年7月	Braskem（ブラジル）、Nexus Circular（米）	ー	3万トン	シカゴ近郊で建設予定のケミカルリサイクルに関する覚書（MOU）を締結。年間 12 万トンへの能力拡大も見込む。
2022年7月	Shell Chemicals Park Moerdijk（蘭）	2024年	5万トン	オランダ南部の石油化学コンプレックスShell Chemicals Park Moerdijikを10年以内にCO_2排出量ネットゼロ化する方針。従来型石化工場から転換し、リサイクルが困難なプラスチック廃棄物から生産される熱分解油を、化学品原料として品質を向上させる、アップグレードユニットを建設。
2022年7月	Neste（フィンランド）	2024年（目標）	40万トン	フィンランド Porvoo 製油所でのケミカルリサイクルプロジェクト「PULSE」に、EU イノベーション基金から最大 1 億 3,500 万ユーロの資金調達。 フィージビリティスタディ評価が 2022 年 3 月に発表され、投資決定は 2023 年、2024 年から段階的に実施される予定。
2022年7月	Itero Tethnologies(英）	2024年	2.7万トン	オランダ Sittard-Geleen にケミカルリサイクル工場を建設。Infinity Recycling Circular Plastics Fund から500 万ユーロを支援。
2022年8月	マイクロ波化学、セブン-イレブンジャパン			マイクロ波加熱技術を適用した小型分散型ケミカルリサイクルシステム構築の開発・実証事業。大阪府の補助金を獲得。廃プラ発生地の近傍で分解処理をしてオイル化。精製・再重合や再生資源の流通に関しては、化学メーカーや石油会社と連携。
2022年9月	Dow（米）、MuraTechnology(英）、KBR（米）	2025年	12万トン	ドイツ・ベーレンにあるDowの工場敷地内に欧州最大のリサイクル能力となる廃プラリサイクル設備を建設。エンジニアリングの米KBRが参画。KBR は Mura に 1 億ドルを投資し、出資比率を 18.5%に引き上げ。
2022年9月	Lotte Chemical（韓）			韓国発の熱分解油系ナフサを利用した 化学製品の商業生産を開始すると発表。22 年 8 月に Hyundai Oil Bank から廃プラスチックをケミカルリサイクルした熱分解ナフサの供給を受け、麗水プラントのナフサクラッカーに注入、PCなど 7 つの合成樹脂で ISCC PLUS 認証を取得。
2022年9月	Technip Energies（仏）、APChemi(印）			APChemi の廃プラスチックを高品質熱分解油に転換する高度技術を、Technip Energies の熱分解油アップグレード／スチームクラッキング技術と組み合わせて商業化するための協定を締結。APChemi は、この協力関係を利用してインドと海外に熱分解油製造施設を建設する予定。
2022年9月	Indaver(ベルギー）	2024年初頭	2.6万トン （最終目標6.5万トン）	アントワープ港にケミカルリサイクル工場の建設を開始。Plastics2Chemicals プロジェクト。投資総額1億ユーロ、ベルギー政府から750万ユーロ支援、リサイクル団体から300万ユーロ支援。
2022年9月	Biotrend Energy（トルコ）、Honeywell(米）		3万トン	トルコに計画しているケミカルリサイクル工場にHoneywellの UpCycle Process技術を採用。
2022年9月	出光興産、環境エネルギー	2025年度	2万トン	環境エネルギーの触媒技術を用い、出光の千葉事業所で廃プラスチックを油化、生成油を石油精製・石油化学設備で精製・分解・再合成し、化学品を生産。
2022年9月	BASF（独）、ARCUS Greencycling Technologies（独）		10万トン	混合プラスチック廃棄物由来の熱分解油の生産と調達に関する契約を締結。ARCUSはドイツ初の混合プラスチック廃棄物の商業規模熱分解油プラントの 立ち上げを計画。
2022年10月	Shell Eastern Petroleum（シンガポール）、三井化学			廃プラ由来エチレン調達に関する売買基本合意書を締結。プライムポリマー子会社のPrime Evolue Singaporeが廃プラ由来PEを生産。 シェルの廃プラ由来エチレンは、バイオマスやリサイクル原材料の認証制度として広く採用されているISCC PLUS認証を取得。
2022年10月	INEOS Olefins & Polymers Europe（英）、Plastic Energy（英）	26年末	10万トン	プラスチック廃棄物から年間10万トンのリサイクル原料を生産するための覚書を締結。ドイツのケルンに工場を建設。INEOS は TACOIL をクラッカーに投入する前の処理技術にも投資。
2022年10月	GS Caltex（韓）、MuraTechnology(英）、KBR(米）	2024年	5万トン	韓国に建設中のCR工場にMura Technologyの「Hydro PRS」プロセスを採用。22年6月にGS CaltexはMuraへ1億ドルを追加出資。 最終的には生産能力を年100万トンまで引き上げる構想。
2022年10月	ExxonMobil（米）、Cyclyx International(米）、LyondellBasell（蘭）	2024年	15万トン	米国テキサス州にプラスチック廃棄物選別および処理施設を共同開発。メカニカルリサイクルとケミカルリサイクルの両方の原料を選別処理。23年初頭に最終投資決定、推定1億ドル。 Cyclyx は、2026 年までに年間 65万トン超の廃プラスチックを処理するという目標を掲げる。LyondellBasell は、2030 年までに年間 200 万トンのリサイクル・再生可能ポリマーを生産する目標。 （注）Cyclyx Internationalは、米ケミカルリサイクル技術開発Agilyxとエクソンモービルが2021年に発足したケミカルリサイクル推進コンソーシアム企業
2021年10月	Total Energies（仏）、Plastic Energy(英）、Freepoint Eco-Systems(米）	2024年半ば	3.3万トン	米国テキサスで廃プラ処理能力プラントを稼働させ、熱分解油をTotalEnergiesの米国拠点に供給。
2022年11月	ExxonMobil(米）、Plastic Energy（英）、PT Indomobil Prima Energi	2025年	10万トン	インドネシアにおけるケミカルリサイクル技術の大規模導入の可能性を評価。廃プラの収集・分別も検討。
2022年11月	Chevron Phillips Chemical（米）	2022年	2030年に45万トン目標	廃プラスチックリサイクルでMarlex® Anew™ Circular Polyethyleneの商業生産を開始。廃プラの先進リサイクル技術を用いて熱分解油を処理する。米国メキシコ湾岸のPascagoula製油所で試験により生産能力を強化。
2022年11月	OMV（オーストリア）,Wood(オーストリア）			OMVの廃プラの熱分解油への転換技術ReOilの商用ライセンスで提携。2023年半ばまでに提携合意を目指す。
2022年11月	マイクロ波化学	2022年度内	1日1トン	NEDOの採択事業でCR大型実証設備を完成。22年度内に本格稼働予定。マイクロ波化学は樹脂処理能力で年1万トンへのスケールアップも計画。30年に国内で原油換算3.9万リットルの省エネ効果創出を目指す。
2022年11月	Plastic Energy(英）、SK Geo Centric(韓）	2025年末	6.6万トン	大規模なケミカルリサイクル工場を韓国・蔚山に設立

（出所）東レ経営研究所、2022 年 12 月

① ケミカルリサイクルの取り組み

2020 年以降、欧米の大手石油・化学企業を中心にマテリアルリサイクルが困難な廃プラスチックを油化し、各種燃料や再生プラスチックを製造するケミカルリサイクルのプロジェクトが相次いで立ち上がっている。プラスチックの需要とプラスチック廃棄物は世界的に増加が続くと予測される中、廃プラスチックを大量に処理することが可能なケミカルリサイクルの拡大は不可欠とされる。

欧州のプラスチック業界団体である Plastic Europe によると、欧州におけるケミカルリサイクルへの投資額は 2025 年の 26 億ユーロから 2030 年には 72 億ユーロまで拡大する見込みで、ケミカルリサイクルによる再生プラスチックの生産量は、2025 年に 12 万トン、2030 年には 340 万トンに増加すると推計している。

英国の Plastic Energy は、米国とスペインに新工場を設立予定で、得られた熱分解油を TotalEnergies へ供給する。TotalEnergies は米国 New Hope Energy とも連携し、New Hope Energy が米国に設立する工場から原料を調達する。

Shell は 2025 年までに世界の化学工場で年 100 万トンの廃プラをリサイクルする目標を掲げ、シンガポール・ブコム島で廃プラ由来熱分解油の精製装置を新設する。オランダ南部の北ブラバント州にある石油化学コンプレックス“Shell Chemicals Park Moerdijk”を 10 年以内に CO2 排出量ネットゼロ化する方針を発表しており、その取り組みの一環で廃プラのケミカルリサイクルプロジェクトを進めている。

Neste は、2030 年以降に 100 万トンを超えるプラスチック廃棄物を処理するという目標を掲げている。22 年 6 月には米 Alterra Energy 独自の熱化学液化技術についての欧州での権利を取得し、欧州における廃プラのケミカルリサイクルの商業化を進めている。

Porvoo 製油所でのケミカルリサイクルプロジェクト「PULSE」には、EU イノベーション基金から最大 1 億 3,500 万ユーロの資金を調達し、40 万トンのリサイクル設備を計画している。

米国では、ExxonMobil が北米最大級の先進的リサイクル施設の稼働を発表した。Baytown の統合製造施設に立地し、リサイクルが難しい廃プラを独自技術 Exxtend™で分解し、新製品の原料にする。3.6 万トン以上の廃プラ処理する能力がある。2026 年末までに 45 万トンの追加施設の建設を計画している。

Dow は 2030 年までに廃プラリサイクル目標を年 100 万トンから 300 万トンに引き上げると発表した。21 年 5 月に、超臨界水を使った触媒水熱反応により廃プラスチックのケミカルリサイクルを進める英国の Mura Technology との提携で、「HydroPRS」プロセスを採用する。

日本では、22 年 9 月に出光興産と環境エネルギーが千葉事業所における廃プラ油化ケミカルリサイクルの事業化に向けた基本設計を開始した。2025 年度に 2 万トンの処理を目指すとしている。

三菱ケミカルは Mura から技術ライセンスを受け、茨城事業所(鹿島コンビナート)で ENEOS とともにカーボンリサイクルの共同事業を開始する。処理能力は年 2 万トンで 23 年度の稼働開始を目指している。

廃プラを熱分解によりケミカルリサイクルした際の CO2 削減効果に関し BASF が、自ら展開する ChemCycling™ の LCA 評価を公表している。これによると、廃プラを熱分解してケミカルリサイクルした場合、焼却に比べて CO2 排出量が 50%削減（廃プラ 1 トン当たり、CO2 排出量 1 トン削減）される。また、マスバランス方式で廃プラ由来の熱分解油から LDPE を 1 トン製造した場合、化石資源ナフサ由来の同量の LDPE と比べて CO2 排出量が 2.3 トン削減されるとしている。

② ケミカルリサイクルの課題

熱分解油をプラスチックの原料として使用するためには、原料投入前の選別・洗浄工程や有害化学物質除去といった複数の精製工程が必要なことが挙げられる。また、前工程や油化の工程において大量のエネルギー消費を伴うことも課題である。

このような課題解決に向け、石油・化学企業では廃プラ熱分解油の精製における効率化への取り組みがみられる。22 年 6 月に BASF はプラスチックのケミカルリサイクルで生成される熱分解油から不純物を除去するソリューション「PuriCycle」を、10 月には、Clariant が廃プラの熱分解油の精製を効率化する触媒と吸着剤をそれぞれ発表している。

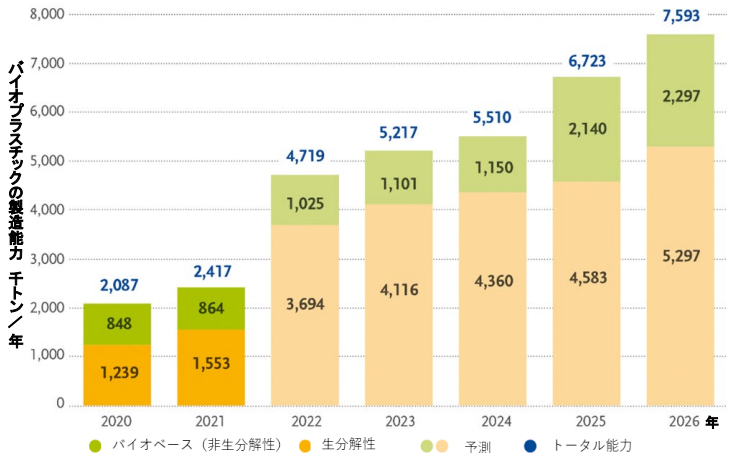
（4） バイオプラスチックの開発導入状況と課題

バイオプラスチックとはバイオマス原料由来のバイオプラスチックと生分解性を持つ生分解性プラスチックの総称である。

① 世界のバイオプラスチック製造能力見通し

European Bioplastics（欧州バイオプラスチック協会）によると、バイオプラスチックの世界製造能力は 2021 年の 242 万トン（生分解性プラスチック：155 万トン、非生分解性プラスチック:86 万トン）から、2026 年には約 3 倍の 759 万トン（生分解性プラスチック：530 万トン、非生分解性プラスチック:230 万トン）まで拡大すると予測されている（図表 7.5.2 参照）。

図表 7.5.2 世界のバイオプラスチック製造能力見通し



（出所）欧州バイオプラスチック協会

② バイオプラスチックの樹脂別製造能力見通し

2021 年と 26 年のバイオプラスチックの製造能力を樹脂別にみると、バイオプラスチックの製造能力は、PA（ポリアミド）の伸びが最も大きく、PE（ポリエチレン）、PP（ポリプロピレン）も増大する（図表 7.5.3 参照）。

一方、生分解性プラスチックは PBAT（ポリブチレンアジペートテレフタレート）、PBS（ポリブチレンサクシネート）、PHA（ポリヒドロキシアルカン酸）、PLA（ポリ乳酸）の製造能力の伸びが大きい。また、地域別にみるとアジアの製造能力シェアが 21 年の 49.9%から 26 年には 70.8%まで拡大するとみられている。

図表 7.5.3 樹脂別バイオプラスチック製造能力予測

（出所）欧州バイオプラスチック協会

バイオプラスチックの製造能力予測は、1 年前見通しと比較すると、特に 2022 年以降の生分解性プラスチックが大きく上方修正された。バイオプラスチック全体に占める生分解性プラスチックの割合は、21 年の 64.2%から 26 年には 69.6%まで拡大すると予測されている。22 年以降の生分解性プラスチックの製造能力の上方修正の背景には、21 年 3 月に発表された中国の第 14 次 5 カ年計画で廃プラスチック排出・埋め立ての削減方針が打ち出されたことを受け、中国国内において 21 年に PLA や PBAT、ポリグリコール酸（PGA）など生分解性樹脂の投資計画が相次いで発表されたことが大きく影響している。

PGA については、21 年に中国石化長城能源化工が 20 万トンの工場新設を発表した。

PBAT については、21 年 12 月に東華工程科技と新疆天業の合弁会社が 10 万トンの工場を新設した他、民間企業などにおいて多数の投資計画が発表されており、計画ベースで進めば 23 年末までに合計で 200 万トン以上の PBAT 生産能力が加わると推計されている。

また、21 年には PLA 生産能力拡大の発表が相次いだ。Total Corbion PLA がフランスに 10 万トン、NatureWorks がタイに 7.5 万トン、LG 化学と Archer-Daniels-Midland が共同で米国に 7.5 万トンの PLA 工場を新設することを発表している。

バイオプラスチックの中でもバイオエタノールや植物由来バイオナフサ等を原料とするバイオ PE は、石油由来の PE の代替として、製造設備を改変することなくドロップインで使用可能なことから、国内においてはレジ袋や食品トレー、カトラリー、工業部品などへの採用が拡大している。

現在、バイオ PE は主に糖を原料とした発酵法で製造されている。糖からバイオエタノー

ルが製造され、脱水、重合を経てバイオPEが製造される。
Braskemは2010年から発酵法によるバイオPEの商業生産を行っており、6,000万ドルを投資して生産能力を20万トンから26万トンまで拡大させる計画である。また、同社はタイのSCG Chemicalsと共同でタイに工場新設を検討している。
米国のLummus Technologyは、 Braskemとのパートナーシップにより、グリーンエチレン技術のライセンスを取得しており、米国でのバイオエチレン生産を検討している。
BraskemのLCA評価によると、石油由来のPEと比較してバイオPEでは原料栽培から樹脂製造に至るまでCO_2排出量を3.09kg/kg削減できると試算している。

近年では、既存の化学工業プロセスに使用される石油化学原料を、廃食用油やトール油（紙パルプ製造の副生成物）等のバイオマス由来の油脂を原料に部分的に置き換えることでバイオPE・PPを製造するプロセスの商業化が進められている。
Nesteが廃食用油等から製造したバイオナフサを原料に、LyondellBasellがバイオPE・PPを生産、Borealisがバイオ PPを生産している。
Sabicはパルプ製造プロセスの副生成物等の非可食バイオマス原料から、石油由来ナフサを部分的に置き換え、クラッキングにより、バイオPE・PPを製造する。Sabicでは、バイオナフサを原料とするバイオPEのCO2排出量削減効果は、廃油調達～樹脂製造に至るまで▲2.31kg CO_2/kgと試算している。
日本国内でも、バイオエタノールやバイオナフサ由来のバイオプラスチックの生産検討が進められている。
近年の動向として、出光興産、Neste、奇美実業、三菱商事は、2023年前半を目標に、バイオナフサを原料としたバイオABS等のバイオプラスチックのサプライチェーンを構築することを発表している。
三井化学は2021年12月から廃植物油及び残渣油などを由来とするバイオナフサの投入を進めており、2022年5月にPC樹脂の原料であるBPA（ビスフェノールA）に対するISCC PLUS認証を取得した。帝人はこのBPAを用いて2023年前半を目標にバイオPC樹脂を生産開始する計画である。

近年の内外企業におけるバイオプラスチックの開発動向を、図表7.5.4にまとめる。

図表 7.5.4 近年の内外企業におけるバイオプラスチックの開発動向

発表時期	参画会社	導入時期	規模	要旨
2021年3月	久泰集団（中）			内モンゴル自治区でポリグリコール酸（ＰＧＡ、脂肪族ポリエステル）の生産を計画。エチレングリコール誘導品計画の一環で、将来は石炭由来ＥＧからグリコール酸、ＰＧＡまでの一貫生産体制を築き、大規模商業設備を新設する方針。
2021年3月	中国石化長城能源化工	22年末～23年初頭	第1期20万トン 第2期30万トン	貴州省畢節市でＰＧＡの第１期２０万トン設備に着工。第２期投資で同３０万トン設備も計画。
2021年4月	Total Corbion PLA(仏)	2024年	10万トン	フランスのグランピュイに工場を新設。
2021年6月	NatureWorks(米)	2024年度	7.5万トン	タイにPLA製造プラントを新設する計画。
2021年10月	LG化学（韓）、Archer-Daniels-Midland（米）	2025年	7.5万トン	乳酸とポリ乳酸の合弁会社を設立し、米国に工場を新設。
2021年12月	東華工程科技、新疆天業	2021年12月	10万トン	東華工程科技は国有企業・中化集団（シノケム）傘下。新疆ウイグル自治区の石河子経済技術開発区でＰＢＡＴの第１期・年１０万トン設備を完成。将来は同５０万トン体制を築く。
2021年12月	Covestro（独）	21年末		バイオナフサ由来のバイオPCを上市。マスバランス方式で、ISCC PLUS認証を取得。中間原料にはBorealis社がNESTEのバイオナフサから製造するバイオフェノールを使用。
2022年2月	カネカ	2024年	2万トン	パーム油由来PHBHの製造能力を24年1月に既存の5千トンから2万トンへと増強。京都高度技術研究所、日立造船と共に廃食油由来のPHBH製造に向けた研究開発も進めている。
2022年2月	Lotte Chemical(韓)	2023年		2023年までに世界初の石油由来PHA製造技術の開発を完了し、事業化を目指す計画を発表。科学技術情報通信省と韓国国立研究財団の支援。
2022年3月	三井化学、Green Earth Insitute			バイオポリプロピレンの原料となるバイオイソプロパノール製造にかかる研究開発契約を締結。
2022年6月	華峰グループ			米国 DuPont 社からバイオ関連製品事業および技術を 2.4 億ドルで買収。生分解性高機能ポリエステル樹脂の製造を可能にするバイオベース PDO の開発・製造・販売。
2022年8月	LG化学（韓）、ADM（米）	2023年までに最終投資決定	15万トンの乳酸 7.5万トンのPLA	イリノイ州に乳酸及びポリ乳酸の合弁会社を設立。イリノイ州からの投資支援。
2022年8月	東レ			非可食バイオマス由来の糖類を用いて、ナイロン66の原料となる100％バイオベースのアジピン酸を世界で初めて開発。工場建設地は、欧州、アジア、米国、ブラジルのいずれかを予定。
2022年9月	Bioplastics International（米）			世界初とするサトウキビ由来の水溶性のPVA（ポリビニルアルコール）を開発。
2022年10月	Braskem（ブラジル）、双日	2026年	合計で最大70万トン	バイオMEG及びバイオMPGの生産販売事業として「Sustainea」という新たなブランドを立ち上げ。3つのプラントを建設し、そのうち1ヵ所は2026年からの操業開始を予定。

（出所）各種報道資料を基に作成

③　バイオプラスチックの導入に向けた今後の課題

非生分解性のバイオプラスチックについては、①将来的な原料需要の拡大における食料や燃料用途のバイオエタノール等との競合、②需要急増に伴う原料製造国での供給不足、国内での商用化に向けた製造技術の実証や製造設備の整備の遅れ、③化石資源と比べた場合の原料調達の効率性、生物プロセス経由等によるコスト高、④汎用以外のバイオプラスチックが既存のリサイクルに混入した際、異物となりリサイクルの阻害要因になることが挙げられる。

一方、生分解性プラスチックについては、①PHBH（3-ヒドロキシブチレート-co-3-ヒドロキシヘキサノエート重合体）以外の樹脂について国内での商用化に向けた製造技術の実証や製造設備の整備の遅れ、②コスト高による需要抑制、③使用時の機能面から用途が限定され、種類によっては長期保管の際に品質低下が生じるおそれがある、④複数のプラスチックが混在するリサイクルに生分解性プラスチックが混入された場合、リサイクルの阻害要因となり得ることが挙げられる。

７．６　国内外の CN 具体策の Scope1,2 及び Scope3 分類例

近年、図表 7.6.1 に示す通り、ユーザーが製造者に、カーボンフリーな製品を求める例が増加している。サプライヤーである製造者は、生産で消費する自家用燃料の脱炭素化（scope1）と脱炭素化した買電等、社外からクリーンな用役（Scope2）及びカーボンフリーな原料（Scope3）を受け入れることが必要となってくる。

国内外で開発及び社会実装されたソリューションのサプライチェーン全体に求められる CO2 排出量把握を図表 7.6.2 に示す。

しかし、生産者側における Scope1,2 の扱いは、各国の各企業にも、認識されているが、クリーンな製品を生産してユーザーに出荷（Scope3）した場合、CO2 削減効果を生産者ではなく、ユーザー側の効果として計上する場合と生産者側で評価するなどで、意見が分かれている。

図表 7.6.1　主要企業のサプライヤーへの脱炭素化要請の動き

企業	業種	内容
メルセデス・ベンツ（ドイツ）	自動車	2020年12月、サプライヤー（約2,000社）にもカーボンニュートラル実現を求めた。**2039年に未達の企業はサプライヤーから除外**する方針。
フォルクスワーゲン（ドイツ）	自動車	新しい車両モデルのプロジェクトでは、**二酸化炭素（CO2）排出量をサプライヤーと契約する際の重要な基準**とする（2021年4月）。
ポルシェ（ドイツ）	自動車	サプライヤー（約1,300社）に対して**100%再生可能エネルギーを使用して生産することを義務化**（新車プロジェクト向け部品などの供給契約が対象、2021年7月時点）。
トヨタ自動車	自動車	Tier1（300～400社）に対して、2021年度に前年比3%減のCO2削減を要請（2021年6月報道）。
ホンダ	自動車	主要部品メーカーに対し、CO2排出量を2019年度比で毎年4%ずつ減らし、2050年に実質ゼロにするよう要請。2025年度から実施（2021年11月報道）。
ボッシュ（ドイツ）	自動車部品	2030年までに全サプライチェーンのCO2排出量を2020年比で15%削減を目指す。サプライヤーの**CO2削減状況などを新規調達先の選定時に考慮**（2022年～）。
シュナイダーエレクトリック（フランス）	電機・産業機器	約1,000社のサプライヤーの脱炭素化を支援することで、サプライヤーのCO2排出量を2025年までに半減（2021年6月）。
BASF（ドイツ）	化学	同社が立ち上げた**「サプライヤー炭素管理プログラム」へのサプライヤーの参加を要請**。まずは、製品のカーボンフットプリントなどのノウハウを共有。次に、サプライヤーの排出量削減の方策を特定し、目標設定をともに行う。
ユニリーバ（英国）	化学	より強力な連携をサプライヤーに求める「Unilever Climate Promise for Suppliers」を発表（2021年9月）。サプライヤーはこれに署名することで、**2030年までに排出量を少なくとも半減**する目標を設定することや、**目標に向けた進捗状況**を公表、**排出量やカーボンフットプリントのデータを同社と共有**することにコミットする。
カルフール（フランス）	小売り	2030年までにサプライヤーが排出するCO2を20メガトン削減する。ペプシコ（米国）や20社以上の**グローバルサプライヤーとともにオンラインプラットフォームを共同開発**（2022年2月）。同プラットフォームを通じて、全てのサプライヤーの排出削減の取り組みの進捗を可視化。

（出所）古川祐「企業に求められる「守り」と「攻め」の脱炭素（世界）」

図表 7.6.2　サプライチェーン全体で求められる排出量把握

（出所）経済産業省『通商白書 2022』

近年の内外企業のカーボンニュートラル対応取り組みのうち CO2 削減効果が認められる事例を Scope1、2（図表 7.6.3 参照）と Scope3（図表 7.6.4 参照）の取り組み事例に分けて示す。

図表 7.6.4（Scope3）は、クリーンな製品として、ユーザーに販売したエネルギー及び製品類がユーザー側で消費された場合の CO2 削減効果を示しているが、評価の仕方は、統一されていないのが現状である。

図表 7.6.3　Scope1、2 の取り組み事例

項目		プロジェクト概要	国名	場所	CO_2削減効果	助成
1	RDF	ソルベイのソーダ灰工場の石炭焚きボイラーの脱炭素化（フランス（RDF）、ドイツ、ブルガリア（バイオマス））	フランス他	ドンバル（仏）他	・フランスについてはCO_2排出量を半減し、年間20トンの石炭輸入を停止 ・世界全体のグループの二酸化炭素（CO_2）排出量を25年までに8%削減	なし
2	太陽光	Flint Hills Resources LLC (FHR)のPine Bend製油所における大規模太陽光発電所（45MW）建設（7500万ドル）	米国	ミネソタ州	2010年以降において10%のCO_2削減	なし
3	風力	イネオスのエタンクラッカー建設（年産150万トン、26年稼働、30～40億ユーロ）プロジェクト	ベルギー	アントワープ港	水素燃料活用を合わせると、CO_2排出量は欧州で最も低いスチームクラッカーの半分以下、平均的なものの3分の1に抑制	なし
4	再生可能電力	ダウの再生可能電力調達（送料850MW）	欧米（英国、スウェーデン、スペイン、フランス、ドイツ他）		年間60万トン以上CO_2削減	なし
5	再生可能電力	BASFとSABIC、リンデの3社は21年3月、エチレン生産用電熱分解炉の試験設備を建設し、23年にも運転を開始すると発表	ドイツ	ルートヴィッヒスハーフェン	従来型炉に比べCO_2排出量を最大90%削減	なし
6	CCS	「アントワープ@C」CCS隔離 7社のｺﾝｿｰｼｱﾑ：BASF、INEOS、ﾎﾞﾚｱﾘｽ、ｴｱ・ﾘｷｰﾄﾞ、EM、TOTAL、ﾌﾗｸｼｽ	ベルギー	アントワープ工業地帯	30年迄に年間1800万tの地域排出量を半減	EU、総額11億EURO （約1400億円）
7	CCS	Essar Oil UK	英国	Stanlow製油所	Stanlow製油所からのCO_2排出量の40%相当	不明
8	CCS	Phillips 66 、Shell Catalysts & Technologies 「Humber Zero」プロジェクトの一環	英国	ハンバー製油所	2030年までに年間最大800万トンのCO_2を回収 ハンバー地域は、国内の産業用CO_2排出量の40%を占める	「Humber Zero」はUK Research and Innovationが支援
9	森林	ENEOSの森林由来のJクレジット創出・活用	日本	新潟県下越地方	公益社団法人新潟県農林公社が創出した森林由来のJクレジットを買い取る。規模はCO_2年間1万トン。対象期間は16年。	なし
10	水素	再生可能エネルギーによる自家発電、水素、送電網整備、エネルギー効率化に3カ年で1694億～1952億円を投資（コロンビア（コロンビア石油公社（エコペトロール）））	コロンビア		年間約40万トン	あり（グリーン・ブルー水素関連の投資額のうち50%が15年間の所得税額控除対象）
11	水素	出力30メガワットの電解装置の稼働（中国・宝豊能源）	中国	寧夏回族自治区	年間45万トン	不明
12	水素	水素製鉄の実用化（日本製鉄、JFEスチール）	日本		50%減	あり（GI基金）
13	水素	エチレン能力が年145万トンの熱分解で副生する水素を回収・燃料利用できる省エネ型の最新鋭エタン分解炉を設置（イネオス（英国））	ベルギー	アントワープ	年間200万トン	不明
14	水素	製油所・エチレンセンターに水素を燃料利用できる発電所を設置（イネオス（英国））	英国	グレンジマス	年間15万トン	不明
15	水素	容量54MWの水電解装置を設置（BASF（ドイツ））	ドイツ		15年間で56.5万トン	あり（ドイツ政府）
16	水素	オレフィンプラントの燃料を水素に転換（エクソンモービル）	米国	テキサス州Baytown	30%減	不明
17	水素	輸入グリーンアンモニアを基にグリーン水素を製造する体制を整備（Air Products （米国）、Associated British Ports（英国））	英国	Immingham	年間58万トン	不明
18	水素	Stanlow製油所に設置されていた既存の加熱炉を、水素を燃料とする加熱炉に置き換え（Essar Oil UK（英国））	英国	Cheshire州Ellesmere Port	年間24万トン	不明
19	水素	原料をグリーン水素に切り替え、製造するアンモニアをグリーン化し、天然ガス使用量を10%削減	スペイン		年間4.8万トン	不明
20	アンモニア	製造するアンモニア年量120万トンをCCS（回収率90%）によってクリーン化されたものに切り替え（Nutrien（カナダ））	米国	ルイジアナ州	年間180万トン	不明
21	バイオマス発電	老朽化した自家発電用石炭火力を発電出力7.4万キロワットのバイオマス火力に置き換え（東ソー）	日本	山口県周南市	年間50万トン	不明

（出所）各種報道資料より作成

図表 7.6.4　Scope3 の取り組み事例

	項目	プロジェクト概要	国名	場所	CO_2削減効果	助成
1	再生可能電力	ブルーリーフ・エナジーの最大 1.3 GW の水上太陽光発電プロジェクト（5年間で20億ドル）	フィリピン	ラグナ湖	年間約160万トンのCO_2を相殺	なし
2	再生可能電力	TotalEnergiesの中東最大級のソーラー発電所の稼働（800MWp）	カタール	Al Kharsaah（ドーハ西80km）	LCAで2600万トン	なし
3	森林	王子ホールディングスの森林プロジェクト（1000億円）	内外		2030年までに40ha森林を保有して400万トンCO_2吸収	なし
4	森林	ミズノによるカーボンニュートラルランニングシューズの開発（5万足販売予定）	米国	ジョージア州	１足あたり２本となる１０万本のマツ科の苗木を米ジョージア州に植林。90年の成長期間で5.5万トンのCO_2を削減すると想定	なし
5	バイオナフサ原料	ネステのSAF製造時に得られたバイオナフサを出光興産が日本で中間原料に加工、奇美が台湾工場でABS樹脂を製造	台湾		ライフサイクルで8～9割削減	なし
6	バイオナフサ原料	2015年、Sabicは廃棄物系植物油クラッキング法のバイオPEのLCA分析を公表			石油由来PE比▲83.9% -2.31kgCO_2/kg（廃油調達～樹脂製造）	なし
7	バイオナフサ原料	クラッキング法によるバイオPPのLCA分析			-2.51 kgCO_2 eq./kg（廃油調達～樹脂製造）	なし
8	バイオナフサ原料	Borealisはネステのバイオプロパンをプロピレンに変換し、バイオPPを製造	ベルギー		-0.5 kgCO_2eq./kg（廃油調達～樹脂製造	なし
9	廃プラ油化	BASFのChemCyclingTMに関するLCA評価			廃プラを熱分解した場合、焼却に比べてCO_2排出量が50%削減（廃プラ1トン当たり、CO_2排出量1トン削減） マスバランス方式で熱分解油からLDPEを1トンを製造した場合、化石資源ナフサ由来の同量のLDPEと比べてCO_2排出量を2.3トン削減	なし
10	合成燃料	HIF Globalによるe-fuel生産計画，Topsoeが技術提供	米国	テキサス州	年間200万トンのCO_2を大気から除去	不明
11	合成燃料	Nordic Electrofuelによるe-fuelプロジェクト、フェーズ1では年間1万KLのe-fuelを生産	ノルウェー	Herøya工業団地	年間25,000トンのCO_2排出量を削減	不明
12	e-MTOH	CRIが中国で商業規模のe-メタノールを生産開始、年間11万トンのメタノールを生産	中国	河南省安陽市	年間16万トンのCO_2を回収	不明
13	バイオナフサ原料	Nesteは精製設備を改造し、再生可能原料とリサイクル処理済の原料を混合処理	フィンランド	Porvoo製油所	200万～400万e-CO_2トン/年	不明
14	e-MTOH	Liquid Wind Flagship TWOプロジェクト	スウェーデン	Korstaverket	年間24万トンのCO_2回収	不明
15	合成燃料	三菱重工は米インフィニウム社と協働しe-fuelの日本市場への展開を検討			従来の化石燃料と比較してCO_2排出量を最大97%削減可能	なし
16	合成燃料	ENGIEとInfinium、フランスで欧州最大級のe-fuel計画“Reuze”を発表	フランス	Dunkirk	ArcelorMittalの製鉄工程で生成する30万トン/年のCO_2	ADEME（仏環境・ｴﾈﾙｷﾞｰﾏﾈｼﾞﾒﾝﾄ局）や地場からの助成
17	e-MTOH	NTPC が プラントからCO_2回収、e-メタノール製造（10トン／日）	インド	Vindhyachal プラント	CO_2の設計回収量は20トン/日	不明
18	地熱発電	Pertaminaによる地熱発電増強計画	ｲﾝﾄﾞﾈｼｱ	インドネシア国内	今後5年間で600MWの増能力でCO_2排出年間1570万トン抑制	不明
19	水素	日量200トンのグリーン水素の製造（米エアープロダクツ・アンド・ケミカルズ、米AES）	米国	テキサス州ウィルバーガー	年間160万トン以上、プロジェクトのライフタイム累計で5,000万トン	不明
20	水素	日量50万トングリーン水素の製造（米エアープロダクツ・アンド・ケミカルズ）	米国	ニューヨーク州	600万（プロジェクトのライフタイム累計）	あり（IRA、NY州政府）
21	水素	大型トラック向けのクリーン水素供給ハブ構築（Bakken Energy、 Cummins、Schneider National Carriers（いずれも米国））	米国	ノースダコタ州	大型トラック1台あたり年間4トン	あり（IRA、ノースダコタ州政府など）
22	水素	年量2万トンのグリーン水素製造のサプライチェーン構築、グレー水素の代替（中国石化）	中国	新疆ウイグル自治区庫車市	年間48万5000トン	不明
23	SAF	SAF800万リットルを供給（BP（英）、 DHL Express（米））			80%減	なし
24	SAF	100%SAFによる有償旅客飛行（ユナイテッド航空（米））	米国	シカゴ市	75%減	なし
25	SAF	ガソリンの代替となるセルロース系エタノールの製造プラント立ち上げ（Raizen（ブラジル））	ブラジル	Piracicaba	1メガジュール当たり60.7グラム	なし
26	バイオメタン	液化天然ガス（LNG）の代替燃料となる液化バイオメタンを家畜ふん尿由来のバイオガスから製造（エア・ウォーター）	日本	北海道	サプライチェーン全体で年間7,740トン（CO_2換算）	あり（環境省実証事業）
27	バイオ燃料	バイオ燃料の原料を100%廃棄物に切り替え（Eni（イタリア））	イタリア		サプライチェーン全体で最大90%減	不明
28	バイオマス発電	発電出力5万kWのバイオマス発電所を新設、発電された電力は外販（出光興産）	日本	周南市	年間23～30万トン	不明

（出所）各種報道資料より作成

８．低炭素化（カーボンニュートラル）コンビナート構築検討

ロシアによるウクライナ侵攻は長期化し、先進諸国、特に欧州は、ダブルトランジション（脱ロシア＋脱炭素化）で苦戦している。しかし、ロシア制裁にともなう多くの困難の中でカーボンニュートラル（CN）への道筋は緩めず、エネルギー転換でこの苦境を切り抜けようとしている。日本も、CN 達成の一里塚として、2013 年度対比 3030 年度の CO2 排出量削減 46％を掲げた。この目標が各産業においてどれほどの高い目標であるかを、鉄鋼産業が公開した具体策以外に、各産業が定量的に分析した例は見当たらない。日本の産業基盤であるコンビナートは CO2 排出量削減の一丁目一番地であり、コンビナートが持続的でなければ製造業発展の将来のみならず、国家のエネルギー・素材安全保障を全うすることは不可能である。

昨年、「2050 年カーボンニュートラルに伴うグリーン成長戦略」と 14 の強化分野が提示され、これに基づき、CN の先端技術開発及び実証化が加速してきた。既に、政府助成 2 兆円の 8 割以上のプロジェクトがスタートし、さらに大型の助成も組まれている。とりわけ、石油・石油化学コンビナートは、水素・アンモニア、カーボンリサイクル等、14 分野に最も多くのかかわりを有し、水素やアンモニア、合成燃料等の「脱炭素燃料」と、炭素を資源とするカーボンリサイクル、廃プラ利用、バイオ、CCS 等、各種の「脱炭素関連技術」は日進月歩である。これらの先端技術を産業間インテグレーションの高い潜在能力を有する日本のコンビナートにどのようにして導入していくかは大きな課題である。

石油がエネルギー転換のメインプレーヤーであることを踏まえると、足元の燃料安定供給確保と、2050 年に向けた脱炭素燃料への移行の両立を図ることが重要である。そして、このエネルギー危機を乗り越えた先には、CN をベースとする新たな国際競争力が醸成されるに違いない。そこで、今年度は、昨年度作成したコンビナート 9 地区のブロック図を更新し、その絵姿をロードマップに展開した。世界の CN 進捗状況を勘案しつつ、9 地区の第一目標（2030 年度の各地区 CO2 排出量削減目標）を算出設定し、具体的なロードマップ（CN ソリューションの展開図、scope１,2＋scope3））を策定、これを初版とし、毎年 PDCA を実施していく。

８．１ 世界の分断を踏まえた次世代 CN コンビナート構築

世界の分断は不可逆であることを踏まえて CN コンビナートを設計していく上で、下記の点に留意、カーボンニュートラルコンビナート構築の前提条件を設定した。

（１） ジャストインタイムへの再考

国家のエネルギー・素材の安定供給、安全保障のために、コスト削減に徹したジャストインタイム的な“在庫の過小持ち”は、“グローバルサプライチェーンが分断された中では、再考の必要がある。ただし、コンビナート内の安定、信頼できるサプライチェーンの下では、我が国が得意なジャストインタイム（中間在庫の極小化、コストとダウン）をフルに発揮する。特に、再生可能エネルギーに恵まれない日本は、ベトナム、豪州等の信頼できる国家間とのクリーン水素、アンモニア、合成燃料、バイオ等のフレンドシュアリングを築く。それらの国からのクリーンエネルギーをコンビナートの上流にある製油所の大型入出荷設備群を転用活用して大型備蓄可能改造と、サプライチェーンを多様に構築する。

（2） クリーンエネルギー・原料を上流とするユーザー密着高付加価値チェーン構築

収益性の高い製品群に照準を当て、製油所を上流とするエチレンセンター、機能化学品、特殊化学品等の各地区特異な分野へのサプライチェーンを強固にする。

多様なユーザーニーズに素早く生産供給できる高品質・高付加価値製品を開発（オンリーワンの製品）し、CN コンビナートサプライチェーンから生産供給することで、気候変動対応と国際競争力強化の両立対応を図る。

（3） 信頼ある ESG ファンドの選定

エネルギー安全保障を優先したカーボンニュートラル投資の舵をとる、決断及び信頼ある ESG ファンドを選定する。

① ウクライナ侵攻によるエネルギー危機の深刻化

十分なエネルギーを確保できなければ、人々の生活や人命にも関わりかねない。石油は人類にとっての食糧と同じく、代替品のない生活必需品である。したがって需要の価格弾力性が小さく、少しでも不足すると価格が高騰する性格を持っている。世界の石油需要日量 1 億バレルに対して、わずか日量 100 万バレルの供給不足であっても、原油価格高騰を引き起こしているのが現実である。更に、排出量が大きいからといって石炭をなくしてしまって本当によいのかという議論も起きているくらいである。特に、欧米と異なり、中国・インドを筆頭に、石炭火力が世界の 7 割以上を占めるアジア圏において、一気に石炭火力を再生可能エネルギーに転換できるとは現実論として考えられない。

② ウクライナ侵攻後の投資変化

ウクライナ侵攻は投資家の目が、排出量の多い分野の脱炭素化などを進める「トランジション（移行）」に向くきっかけにもなった。再生エネのようにグリーンな分野だけでなく、移行分野にも資金を出していかないといけないとの認識が広がった。

（4） 脱炭素化に向けた科学的根拠のある工程表策定

移行分野により多くの資金を回すには脱炭素に向けた工程表が必要である。

移行が必要な業種では、例えば、“今後 10 年のうちにここまでやって”、“排出量をこの位、減らす“といった「明確な道筋」を示す必要がある。工程表は科学的な裏付けをもって厳格に作成し、定期的に見直すことが重要である。

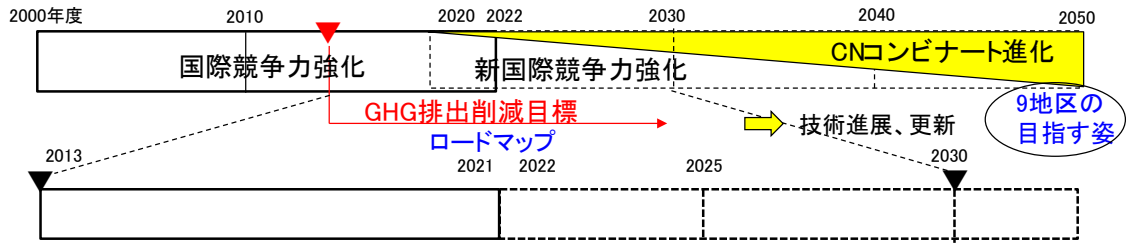
エネルギー移行では、アジア圏の中で日本は先行している。欧米中心の環境保護政策は、早晩、アジア圏にも浸透することが予想されが、石炭火力を主とするアジア圏工業団地の標準としてフロントランナーを目指す。同時に、日本が進出したベトナム等、アジア工業団地への技術移転等の新規事業展開によって、新たな国際競争力として普及させる。

８．２ CN ロードマップ策定手順、WG 編成と検討項目

（1） カーボンニュートラルコンビナート（CNK）構築ロードマップ策定手順

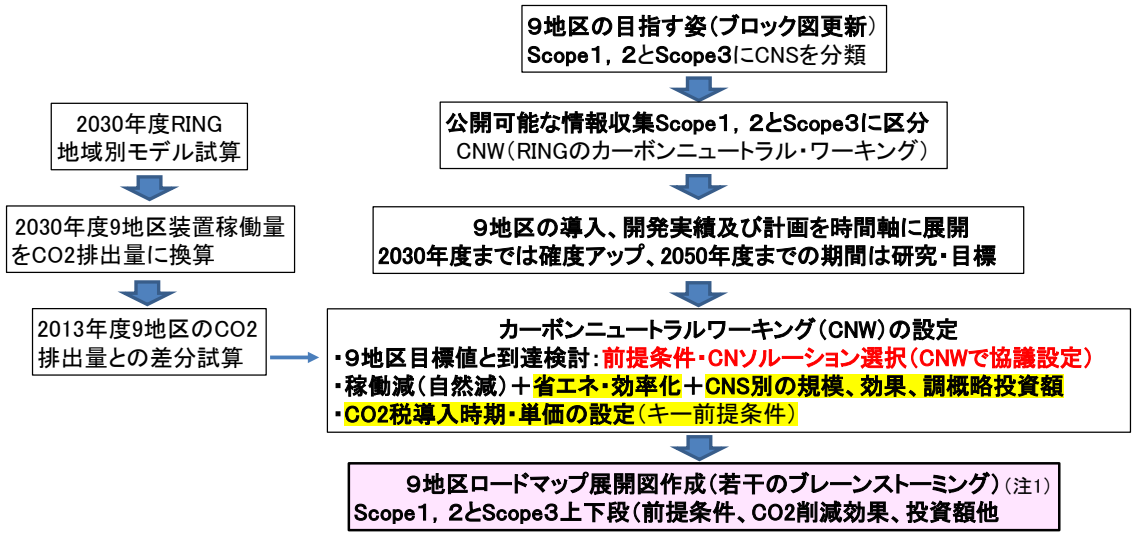
図表 8.2.1 に、第一目標である 2030 年度までの GHG 削減活動の時間軸を示す。また、図表 8.2.2 に、「2030 年度地域別モデルによる CO2 排出量算出」と「9 地区の CNK 構築 WG 編成による目指す姿更新」、「9 地区 CNK 構築ロードマップ初版設計」の手順を示す。

図表８.2.1　CNK 構築ロードマップ設計の時間軸



（出所）2022 年度 RING－CNK 構築 WG

図表 8.2.2　カーボンニュートラルコンビナートスキーム構築検討の手順



（注 1）複数のシナリオを策定すべきであるが、初回につき前提を置いて 1 ケースとする

（出所）2022 年度 RING－CNK 構築 WG

① 2030 年度の CO2 排出量試算の対象範囲

2030 年度の CO2 削減量算出対象は、各地区コンビナート内の製油所（上流）と下流にあたる石油化学（エチレンセンター）とする。

② CO2 排出量

2013 年度の全国製油所及びエチレンセンターの排出量の内、9 地区に立地する製油所＋エチレンセンターの CO2 排出量の実績をピックアップする。一方、2030 年度の対象製油所の対策なしの排出量は、2030 年度地域別モデルから算出する。

③ 削減目標

2013 年度の地域別 CO2 排出量の実績×46%を 2030 年度の削減目標値とする。また、カーボンニュートラルソリューション（CNS）別に、単位当たりの CO2 排出削減量を試算の根拠として準備する。更に、2030 年度までの各地区省エネ、効率化の目安、炭素税導入時期他を共通前提条件として設定する。

④ Scope1,2 と Scope3 の区分

地区ごとに CNK 構築 WG を組織し、WG により、９地区の目指す姿（初版ブロック図）の更新及び、ブロック図内の具体策を Scope1,2 と Scope3 に区分する。さらに Scope1,2 に相当するカーボンニュートラルソリューション（CNS）を分類する。

⑤ CNS メニューとその効果の試算

各地区の WG は、2022 年度時点で最新の CNS メニューによる効果を試算し、地区別前提条件、炭素税導入（共通前提条件）等を加味して展開する。時間軸は、2030 年度までとそれ以降とし、その時の削減量をロードマップ上に展開する。今年度は、ロードマップを１ケースのみ設計するが、ブレーンストーミングを行い、課題・必要条件を抽出する。

（２） 検討および調査

① 理想的な既存との次世代ミックススキームの共有化

“理想的な将来像⇔既存システムとの理想的ミックス像（カーボンニュートラルフルメニューを装備したミックススキーム)“を理想像として共有化したうえで、９地区（鹿島、川崎、千葉、四日市、知多、堺・泉北、水島、周南、大分）ごとの実態情報収集、分析を WG により実施する。9 地区の WG メンバーは、全体理想像を認識しているので、実態調査を進め過程で、自地区の強み（Strong）と弱み（Week）を摘出できる。

② 欧州、米国、中国他アジア圏の国際環境調査

WG の分析を助成するために、米国新政権下の第 2 次シェール革命化における石油・石化産業の進化、中国及びアジア圏新興工業団地の足元の拡大による輸出競争の現状を調査し、共有化する。また欧州の「同時進行」事業戦略も調査整理し、共有化する。

③ 現状の国際競争力 AHP 分析

以上の情報を基に、現状の国際競争力評価分析結果をまとめる。

RING 組合の AHP 手法による世界の主要コンビナート国際競争力評価は、客観的かつ定量的評価結果として多方面で分析結果は利用されてきた。しかし、昨今、特に 2020 年春のコロナショック後は、化石資源に対する ESG 投資家等の圧力によって、企業の株価も左右されるようになった。原油、ガス等の化石資源を原料に付加価値アップするという国際競争力にも、低炭素化によるという条件が加味される。そこで、2030 年度移行期においては、カーボンニュートラル対策を盛り込んだ新たな国際競争力評価（2030 年度新国際競争力 AHP 分析）基準に改訂し、移行期における国際競争力をベースとすることで、新世界標準に応じた定量化分析を実施する。

④ 2030 年度（移行期）における地域別石精 LP 需給バランス分析

2020 年度実績はコロナ禍の直撃で、過去に類のない異常バランスであるから 2019 年度の実績を 2030 年度試算の出発点とする。そこで、電力用 C 重油を除く内需は、2019 年度実績を基準に、日本エネルギー経済研究所「IEEJ Outlook 2020」のレファレンスシナリオ（シナリオ 1）ベースで、石油の最終エネルギー消費が年率で減少するものと想定する。2030 年度地域別石精 LP モデルにより、関東地域、中部地域、瀬戸内地域別に、需給バラ

ンスと各装置稼働量を算出し、装置稼働量を CO2 排出量の元データとする。

⑤ 2030 年度詳細試算によるインバランスの確認と不足製品の CN による補填

各国による EV 導入に拍車がかかることから、ガソリンの需要減退が著しく、元々、米国と同じくガソリン生産偏重スキームの日本の製油所では、各燃料油需給にインバランスが生じている。2030 年度は特にその傾向が加速することが想定されため、詳細試算によって、インバランスの主要因と製油所における歪の箇所を摘出し、最少額の設備投資で解消するための FS を参考にする（2020 年度 FS 調査結果）。

また、2030 年度において不足する留分の補填は、脱炭素化の観点から、化石燃料転換への投資よりも、バイオ燃料の生産（SAF、バイオディーゼル、バイオ石化ナフサ、バイオ船舶燃料）、廃プラ熱分解油の石化等への原料化、水素基地化、各種カーボンリサイクルへの投資となることが想定される。そこで、各地区に最も適合するミックススキームの構築を目指して、各地区余力設備群の新エネルギー・素材生産への親和性分類と転用可能量の目安を確認する。

⑥ カーボンニュートラル移行期の 2030 年前後までの新技術導入調査

内外のカーボンリサイクル、循環型社会、グリーン等のカーボンニュートラルに関わる先進技術の導入実績及び計画（建設中、稼働予定）を加味した、2030 年前後の内外先進技術導入調査結果を整理する。

（３） ロードマップ策定のヒント（Shell 社「Powering Progress」）

① Shell の NZE ビジネスへの移行に向けた Powering Progress 戦略

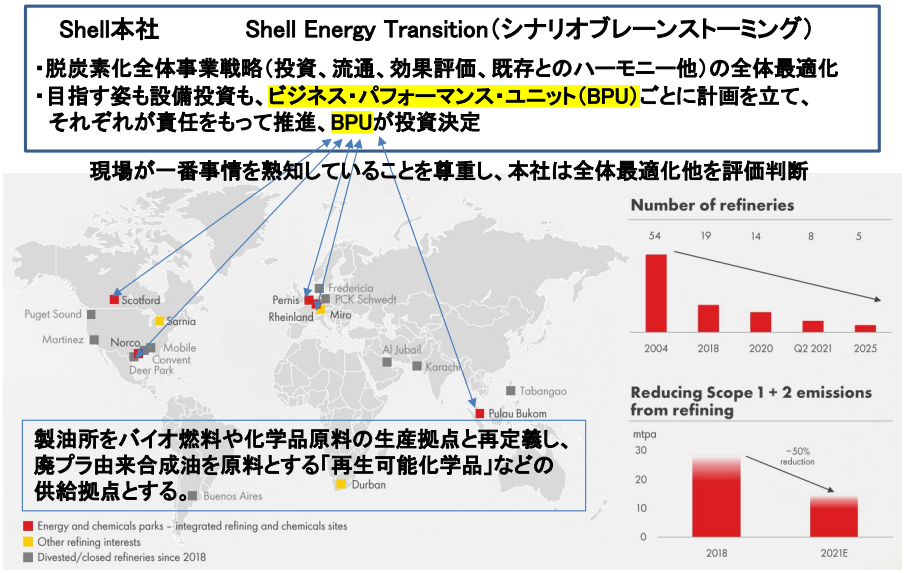
足元では祖業の上流で稼ぎつつ、LNG や石油化学の事業で事業転換期の収益を稼いだ後、長期的にはバイオ燃料や潤滑油、再生可能エネ由来の電力や水素を収益の柱にしていくというものである。製油所をバイオ燃料や化学品原料の生産拠点と再定義し、廃プラ由来合成油を原料とする「再生可能化学品」などの供給拠点にする。この戦略は、「Powering Progress」と名付けられ、それぞれのフェーズにおけるポートフォリオを、「Upper Stream」「Transition」「Growth」と定義し、社会の変化に合わせた投資やダイベストメントを行っていく。 着目すべきは、「社会の変化に合わせた」ポートフォリオ転換としている点である。目標設定においては「社会における変化よりも早く進むことはできない」としているが、Powering Progress に関しても「顧客や社会が NZE を目指す中で、どこにビジネスバリューを見出すことができるかによって、変化が決まる」としており、本戦略は Shell が独断的にタイムラインを引くことができる「ビジネスプランではない」ことを明確に示している（2021 年度 RING 報告書参照）。

② 環境事業投資までのステップ：Shell 全体の最適化を追求

立案は現地が主体に実施し、お金を握っている関連するビジネス・パフォーマンス・ユニット（BPU）を説得して、予算を獲得する流れである。目指す姿も設備投資（ロードマップ）も、シナリオブレーンストーミングビジネスに沿って、パフォーマンス・ユニット（BPU）ごとに計画を立て、それぞれが責任をもって推進、BPU が投資決定する。ただし、現地による政府交渉、助成金獲得ロビー活動他、現場が一番事情を熟知していることを尊

重し、本社は全体最適化他を評価判断する。現地の事情及び情報を重要視した上、頻繁な現地と BPU との交渉で決定されるもので、決してトップダウンではない。Shell 本社における脱炭素化全体事業戦略（投資、流通、効果評価、既存とのハーモニー他）の中で、各地の最適化検討を行い投資決定される（図表 8.2.3 参照）。

図表 8.2.3　Shell の Decarbonization、５製油所のエネルギー&ケミカルパーク



③　ロードマップ策定の要諦とキーワード

Story、Goal、Target、Time（時間軸）、Technology（技術）、Commerce（事業化・見返り）、Regulation and Policy がキーワードである。

ベースラインとのギャップ→地区で最も進んだ CNS を軸に展開→複数のロードマップの順に展開し、CO2 価格、減価償却/外部環境の変化に合わせて更新/好意的なグループで連携をスタートすることが肝要である。

④　具体的事例

・SAF の開発：「2025 年までに年間 200 万トンの SAF を生産する方針を打ち出し」

主要な航空会社、空港、航空機、エンジンメーカーと燃料供給会社の連合体（Mission Possible Partnership）に参加し、2030 年までに世界の航空ジェット燃料の 5～10%を SAF として供給するための必要なステップ、原材料、製法に関するレポートを共同発表した。先行する Neste や SkyNRG、Red Rock、World Energy と協業、生産のスケールアップや Shell Aviation の信頼性とネットワークを活用した流通も行っており、World Energy と共同開発した SAF を Amazon Air に年間最大 600 万ガロン（≒2.7 万 KL）を提供する契約を締結済みである。

中長期的な視点では、Rolls-Royce と共同で 100%SAF によるエンジン動作テストを実施中である。

・NorH2 プロジェクト：「欧州における水素のリーディングポジションを目指す」

大型プロジェクトの検討と並行して、Shell ラインランド工場での低炭素燃料生産に向けた PEM によるグリーン水素生産等、具体的な実証試験中である。

・５製油所のエネルギー＆ケミカルパークへの転換

Powering Progress の中で、2020 年に 14 ヶ所で保有していた既存の製油所数を 2025 年迄に、ペルニス製油所（ロッテルダム)、ラインランド、ノルコ（米国)、スコットフォード（カナダ)、プラウブコム（シンガポール）5 ヶ所に絞り、その残す製油所も「低炭素事業も行うエネルギー・ケミカルパーク」に転換していく計画である。

・廃プラリサイクル：「2050 年までに 100 万トン目標」

オランダで熱分解油建設中、すでに、ラインランドで原料化を実施中である。

（４） カーボンニュートラルコンビナート構築 WG（CNK-WG)

① CNK-WG の目的と役割

2021 年度に、各地区の実態調査を整理し、9 地区の目指す姿（初版）を策定したが、今年度の主たる目的は、カーボンニュートラルに向けた 9 地区の最新実態把握、整理と各地区固有の将来像及び、ロードマップ策定することである。

各地区コンビナートに期待される役割や課題も年々変化していることを踏まえ、昨年度からの各地区の変化点の実態調査結果を整理し、各地区の強みをハイライトして、「2022 年度版の各地区の目指す姿 2050」とロードマップを策定する。

② 調査内容、考え方

昨年度調査結果や公表資料をもとに、「コンビナートの現状」をアップデートする。

・各地区コンビナートで実施されている各種検討会、自治体からの情報
・企業情報やマスコミ、情報・専門誌、関連の学会等の情報
・RING 事業、コンビナート連携事業関連資料（事業実施、成果普及他）
・昨年度までの自主研究調査結果

地区毎の現状調査結果をもとに、整理・解析を行う。

・現状企業・設備、主要企業の設備戦略・企業間の連携・統合の状況
・強み・弱み、課題（中期・将来)、連携・統合の具体策、自治体の支援

各地区調査メンバーの情報を基に、「コンビナートの特徴と課題」、「コンビナートの将来像」について整備する。欧米調査、2030 年度の LP 試算結果等も参考にする。

③ 調査体制

地区毎にリーダー、メンバーを選定する（図表 8.2.4 参照)。リーダーを RING 事務局に置き、情報のアップデート、資料の取りまとめ等は RING 事務局が実施し、メンバーは確認、情報の修正等を行う。

図表 8.2.4　カーボンニュートラルコンビナート革新 WG

地　区	調査グループ	
	リーダー	メンバー(案)
鹿島	西塚 丸毛	加藤(ENEOS)、太田(三菱)
千葉		住吉(出光)、川島(コスモ)、浅野(富士石)、松栄(三井)、山下(住化)、高橋(丸化)
川崎・根岸		宮野(ENEOS)、住吉(出光)
知多		今井(出光)、住吉(出光)
四日市		川島(コスモ)、住吉(出光)、太田(三菱)
堺・泉北		川島(コスモ)、松栄(三井)
水島		廣田(ENEOS)、桂(旭化成)
周南		大小原(出光)、大森(トクヤマ)
大分		加藤(ENEOS)、藤田(昭電)

（5）　2030 年度のカーボンニュートラルコンビナート構築に向けた前提

2030 年において、「カーボンプライシング」が世界中に導入され、陸海空輸送燃料に再生可能燃料混合規制が実施されており、化石燃料及びカーボンニュートラル燃料需要が混在しているとする。

IEA による「2050 年 CO2 排出ネット・ゼロ（NZE）のマイルストーン」は、実現性に疑問が残るため、「パリ協定を全うするためには 2050 年までにこの様なことをやらなければならないというスタディ（バックキャスティング)」という位置づけとする。

構築のベースとして、IHS Markit 世界石油製品需要予測（2021 年 9 月 13 日、IHS Markit, press release）に示された 2032 年石油需要のピークアウト、2050 年 8,550 万 BD を想定する。2020 年の石油需要 9,600 万 BD（実績）に対して、2032 年まで石油消費は伸び続け 1 億 500 万 BD でピークアウトし、バイオ燃料は 2030 年には 200 万 BPD 超となる。

2050 年の石油消費は 8550 万 BD になり、製油所の閉鎖が進む。

2050 年には道路車の 44%は電動化し、船舶燃料での石油系シェアは 60%以下、ジェット燃料の 15%はバイオ燃料となる。

一方、大規模なコンビナートでの“Crude-to-chemicals plants”や製油所と石油化学の統合（Refinery-petrochemical integrations）等、石油化学製品の増大するニーズを満たすための継続的な投資を想定する。

以上は、RING が描いてきた CN コンビナート構想と全く同じである。特に、「精製業者はより多様な投資ポートフォリオを持つ、精製能力はゼロにはならない、2050 年でも世界で 8,550 万 BD 以上の消費が存在する」という想定のもと、既存製油所を起点に、現有設備を最大活用して、地区固有のバイオ、水素、廃プラ再利用等の親和性の高いカーボンニュートラル技術を順次、タイミングよく社会実装する。

8．3　コンビナートの 2030 年 CO2 削減目標値の試算結果と省エネ率設定

（1）　目的

2030 年度の 9 地区コンビナート(製油所、エチレンセンター)の CO2 排出量(BAU 注) を試算し、削減目標(2013 年度比 46%減)との差異を定量的に把握する。

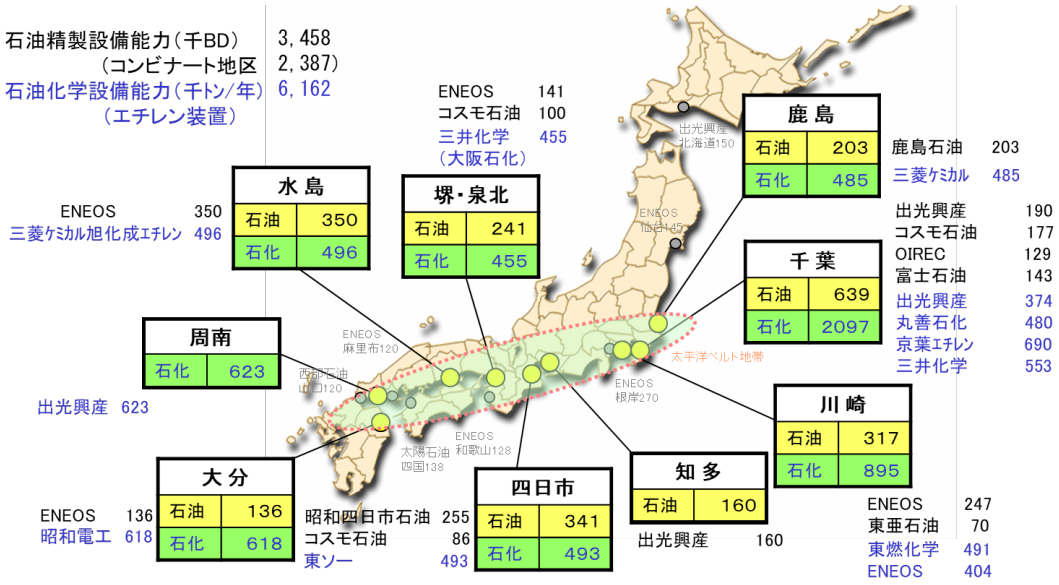
(注) BAU＝Business As Usual、対策を講じなかった場合の状態

（２） CO2 削減目標値の対象と試算方法の概要

① 対象範囲

コンビナートの中で、製油所、エチレンセンターのみを対象とする。石油化学下流、化学、鉄鋼、電力、その他の異業種等は含まない（図表 8.3.1 参照）。

図表 8.3.1　コンビナート内外の製油所とエチレンセンター

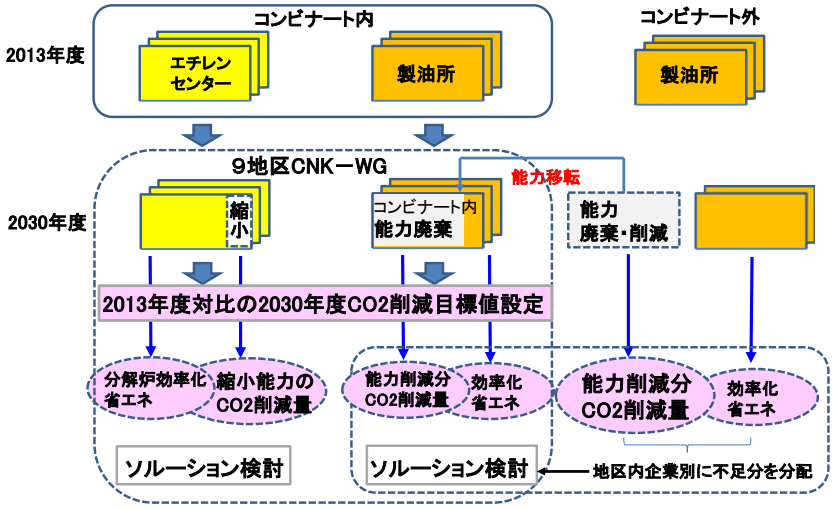


② CO2 削減目標値の試算方法

・製油所：Σ（装置別稼働量［KL/年］×CO2 排出原単位［tCO2/KL］）
　装置別稼働量は、2030 年度 LP 試算結果（2020 年度実施）に基づく
・エチレンセンター：エチレン生産量［t/年］×CO2 排出原単位［tCO2/tC2H4］
　エチレン生産量は、2026 年度想定（2022 年度検討）
・コンビナート内の製油所とエチレンセンターの CO2 排出量削減量目標設定

すべてのエチレンセンターは地区内に立地するのに対し、製油所はインディペンデントにも立地する。水島地区の様に、TOP 能力を集約大型化するために、コンビナート外の製油所能力を移転したため、2030 年度には CO2 排出量が増える例もあるが、最初は能力の増減に関わらず、コンビナート内製油所からの CO2 排出量をそのまま計上し、最終的に、コンビナート外 TOP 廃棄による CO2 排出量の移転調整を行う（図表 8.3.2 参照）。

図表 8.3.2　コンビナート内外の製油所+エチレンセンターからの CO2 排出量算出



（３）　製油所からの CO2 排出量の算出

製油所から排出される CO2 は、“エネルギー起源”と“プロセス起源”に大別される。

①　エネルギー起源 CO2

自家燃料消費(Scope1)や外部購入電力・蒸気(Scope2)による CO2 排出で、燃料、蒸気、電力消費量（装置別稼働と各原単位）から算出が可能である。

精製プロセス装置は、LP による 30 年度の装置別稼働量をもとに、燃料＋蒸気＋電力の消費量（総合エネルギー消費原単位）から消費エネルギーを算出して、CO2 排出換算することで、装置別の CO2 排出量を算出する。

プロセス装置以外の用役装置やオフサイトはモデル化していないので、以下の通り実績値から CO2 排出原単位を求め、30 年度の原油処理量から CO2 排出量を算出する。

用役 CO2 排出原単位＝

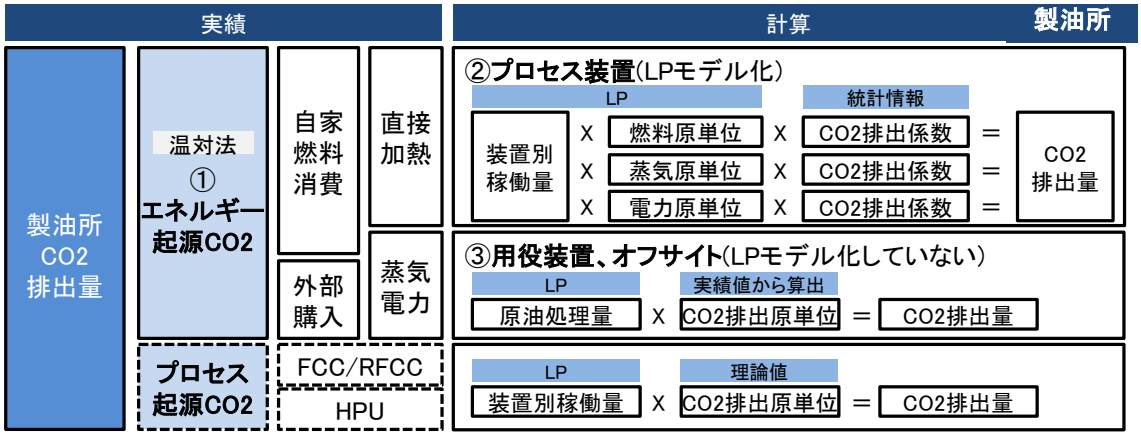
[エネルギー起源 CO2(実績)－プロセス装置 CO2 排出量(計算)]/原油処理量(実績)

②　プロセス起源 CO2 排出

FCC/RFCC や HPU からの CO2 排出で、装置別稼働量と CO2 排出原単位から、CO2 排出量の算出が可能である。2030 年度 LP 試算結果の装置別稼働量×CO2 排出原単位の理論値から CO2 排出量を算出して積算する。

製油所から排出される CO2 算出方法について、図表 8.3.3 にまとめた。

図表 8.3.3　製油所の CO2 排出量算出方法



© All rights reserved, Research Association of Refinery Integration for Group-Operation

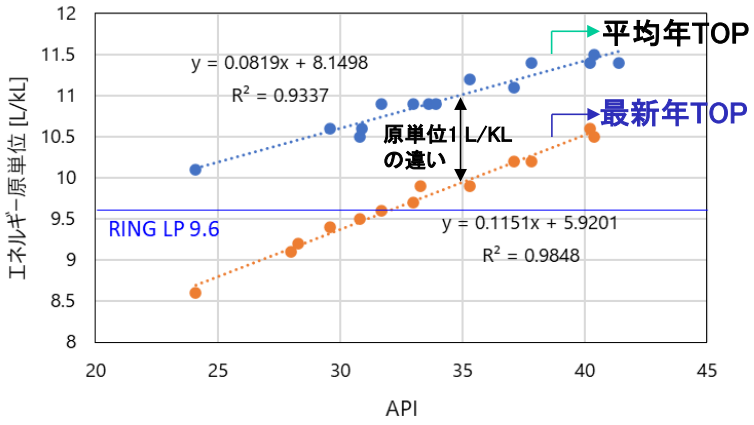
TOP による原油処理量は他の二次装置の稼働量に比べると何倍もの量であることから、CO2 排出量を試算する場合、処理原油の API が及ぼす影響を無視することはできない。原油処理原単位 1 ℓ/KL の差は、150 千 BD の原油処理（日本平均製油所能力）で、CO2 排出量換算約 2 万トン/年の差となる（図表 8.3.4）。また、図表 8.3.5 に API の違いが原油処理原単位に及ぼす影響を示した。

図表 8.3.4　原油処理原単位が CO2 排出量に及ぼす影響

原油処理能力	BD	150,000	①
稼働日数	日/年	330	②
年間原油処理量	kL/年	7,870,500	③=①x②x0.159
原単位差	FOE-L/kL	1	④
自家燃消費量差	FOE-kL	7,871	⑤=③x④/1000
CO2排出原単位	tCO2/kL	2.71	⑥
CO2排出量差	tCO2	21,329	⑦=⑤x⑥

© All rights reserved, Research Association of Refinery Integration for Group-Operation

図表 8.3.5　原油 API 及び TOP 性能による総合燃料消費原単位差



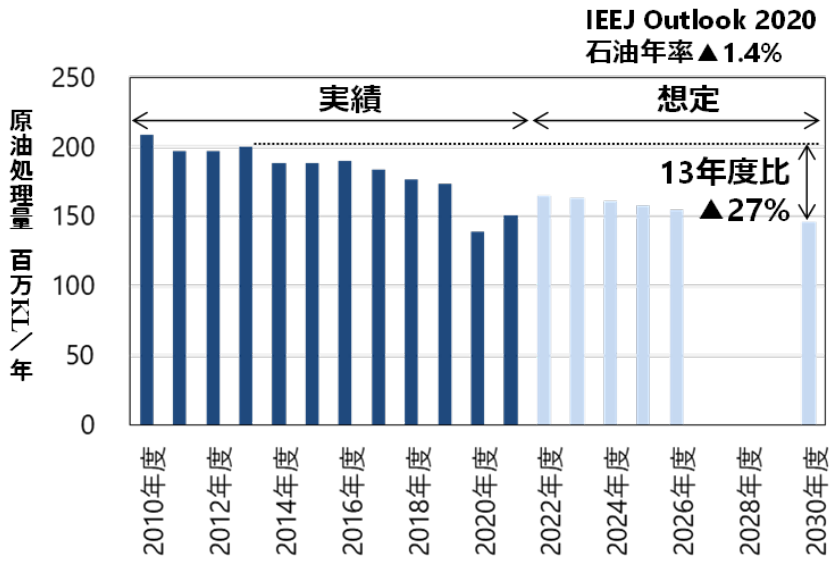
© All rights reserved, Research Association of Refinery Integration for Group-Operation

製油所の新旧で整理比較すると、新しい TOP は原単位が小さく、操業開始が古いものは原単位が大きい傾向にある。

③　2013 年度対比 2030 年度の原油処理減

2030 年度まで石油製品内需は年率 1.4%で減少すると想定した、３地域別の LP 試算を 20 年度に実施した。その結果、TOP 原油処理量は、2013 年度比▲27%減少した（20 年度 RING 報告書、図表 8.3.6 参照）。

図表 8.3.6　2013 年度対比 2030 年度原油処理量



（出所）経済産業省「資源・エネルギー統計年報」、22 年度以降の想定は RING

④　2030 年度の各地区内製油所の CO2 排出量の算出

2030 年度地域別 LP モデルによる地域別(関東、中部、瀬戸内)装置別稼働率を抽出し（図表 8.3.7 参照)、この結果をもとに、９地区別の装置稼働量を算出する。ただし、地域内に属する各装置稼働率は一定と仮定する。地域内の装置別稼働率と各地区別装置別能力を基に、下式にて地区別装置別稼働量を算出する（図表 8.3.8 参照)。

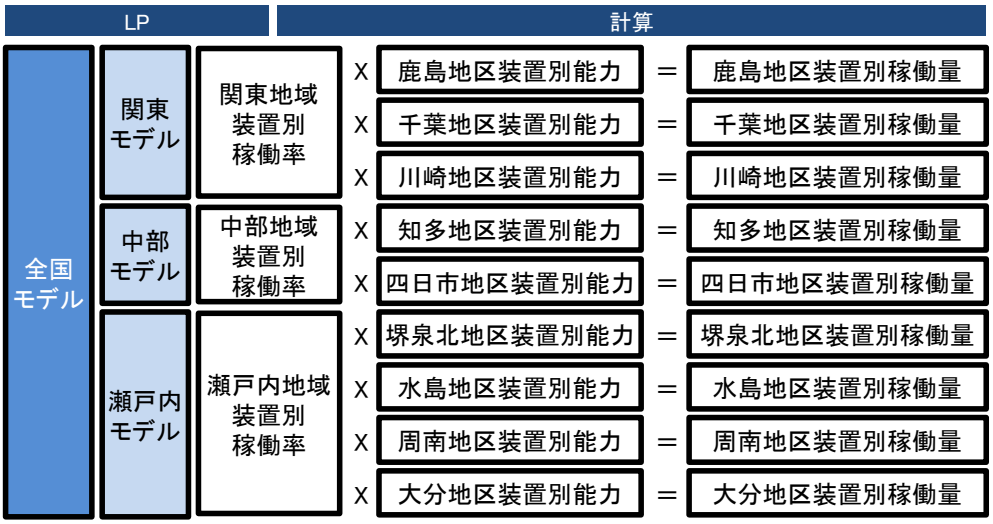
2030 年度地区別装置別稼働量＝2030 年度地域別装置別稼働率×地区別装置別能力

図表 8.3.7　関東、中部、瀬戸内地域の 2030 年度主要装置の余力

		関東				中部			瀬戸内				合計	合計	合計	合計
		B	C	D	計	B	C	計	B	C	D	計	B	C	D	合計
TOP（330日）	①公称能力	564	694	448	1,706	86	415	501	383	274	540	1,197	1,033	1,383	988	3,404
	②適正稼働能力	510	627	405	1,543	78	375	453	346	248	488	1,082	934	1,250	893	3,077
	③LP結果	431	533	359	1,323	0	314	314	260	211	413	884	691	1,058	772	2,521
	④差(②-③)	79	94	46	219	78	61	139	86	37	76	198	242	192	121	556
	⑤余力	88	104	51	242	86	68	154	95	41	84	219	268	213	134	615
VHDS（330日）	①公称能力	99	161	215	475	24	40	64	110	44	185	339	233	245	400	878
	②適正稼働能力	90	146	194	430	22	36	58	100	40	167	307	211	222	362	794
	③LP結果	45	20	117	183	0	22	22	44	40	25	108	89	82	141	313
	④差(②-③)	44	125	78	247	22	14	36	56	0	143	198	121	139	220	481
	⑤余力	49	138	86	273	24	16	40	61	0	158	219	134	154	244	532
RHDS（310日）	①公称能力	142	129		271		105	105	52	0	45	97	194	234	45	473
	②適正稼働能力	121	110	0	230	0	89	89	44	0	38	82	164	199	38	401
	③LP結果	99	110	0	208	0	89	89	44	0	38	82	142	199	38	379
	④差(②-③)	22	0	0	22	0	0	0	0	0	0	0	22	0	0	22
	⑤余力	26	0	0	26	0	0	0	0	0	0	0	26	0	0	26
RFCC（330日）	①公称能力		152		152		111	111		60		60	0	323	0	323
	②適正稼働能力	0	137	0	137	0	100	100	0	54	0	54	0	292	0	292
	③LP結果	0	122	0	122	0	95	95	0	54	0	54	0	271	0	271
	④差(②-③)	0	16	0	16	0	5	5	0	0	0	0	0	21	0	21
	⑤余力	0	17	0	17	0	6	6	0	0	0	0	0	23	0	23
FCC（330日）	①公称能力	121	38	176	335	31		31	113	0	149	262	265	38	325	628
	②適正稼働能力	109	34	159	302	28	0	28	102	0	135	237	239	34	294	567
	③LP結果	84	1	106	191	0	0	0	52	0	83	135	135	1	190	326
	④差(②-③)	25	33	53	111	28	0	28	50	0	51	102	104	33	104	241
	⑤余力	28	37	58	123	31	0	31	56	0	57	112	115	37	115	267
ｺｰｶｰ（310日）	①公称能力			60	60			0			81	81	0	0	141	141
	②適正稼働能力	0	0	51	51	0	0	0	0	0	69	69	0	0	120	120
	③LP結果	0	0	51	51	0	0	0	0	0	69	69	0	0	120	120
	④差(②-③)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	⑤余力	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
REF+CCR（330日）	①公称能力	76	132	98	305	45	81	126	107	67	82	255	227	280	180	686
	②適正稼働能力	68	119	89	276	41	73	114	96	61	74	231	205	253	162	621
	③LP結果	63	76	62	202	0	48	48	39	46	64	149	102	170	126	398
	④差(②-③)	5	43	26	74	41	26	66	58	14	10	82	103	83	36	222
	⑤余力	5	48	29	82	45	28	73	64	16	11	91	114	92	40	246
軽油深脱（330日）	①公称能力	147	173	195	515	30	82	112	93	60	154	307	270	315	349	933
	②適正稼働能力	133	156	176	465	27	74	101	84	54	139	277	244	284	316	844
	③LP結果	90	109	48	248	0	58	58	53	43	57	153	143	210	105	459
	④差(②-③)	42	47	128	217	27	16	43	31	12	82	124	100	74	210	385
	⑤余力	47	52	142	240	30	18	48	34	13	91	138	111	82	233	426

© All rights reserved, Research Association of Refinery Integration for Group-Operation

図表 8.3.8　2030 年度の各地区内製油所の CO2 排出量の算出

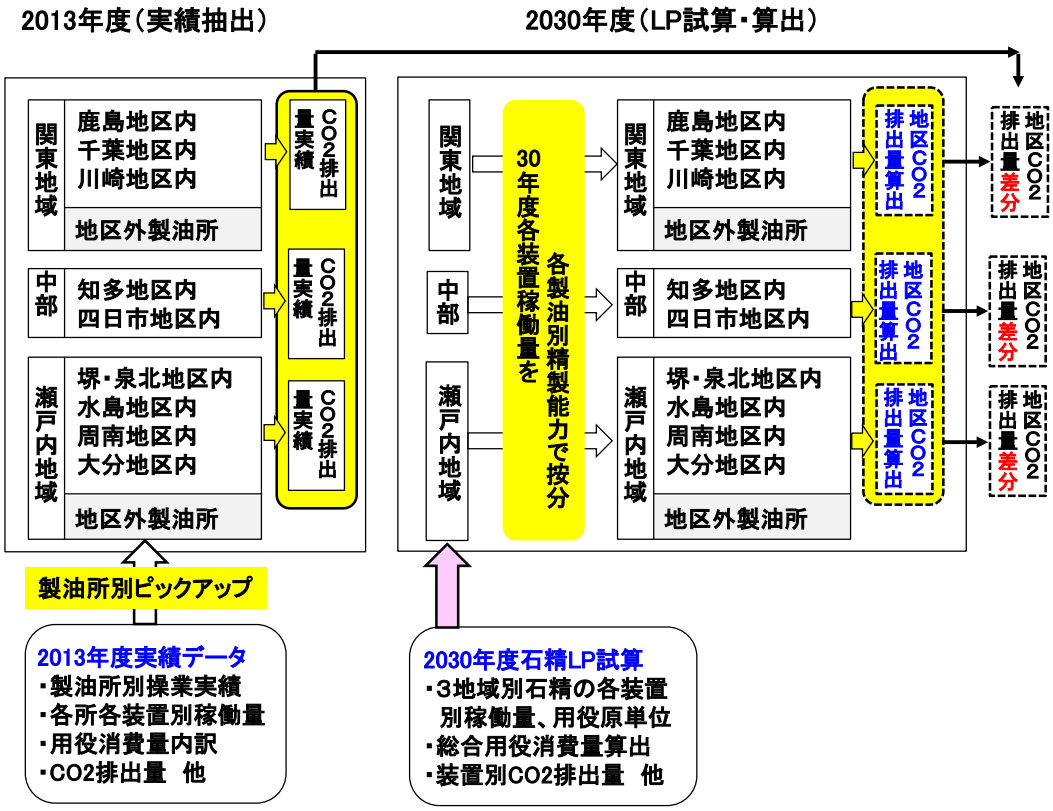


© All rights reserved, Research Association of Refinery Integration for Group-Operation

⑤　各地区製油所の 2013 年度対比 2030 年度 CO2 増減量算出

以上の試算結果を積算して、地区別の製油所 CO2 排出量の増減を算出する（図表 8.3.9 参照）。

図表 8.3.9　各地区製油所の 2013 年度対比 2030 年度 CO2 増減量算出の流れ



© All rights reserved, Research Association of Refinery Integration for Group-Operation

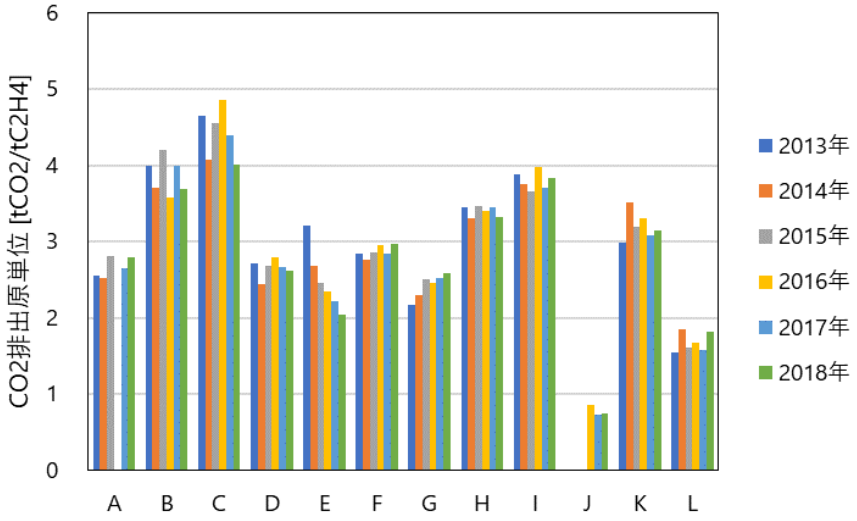
（4） エチレンセンターの CO2 排出量の算出

エチレンセンターから排出される CO2 は温対法に基づいて事業所別の排出量が公表されているので、エチレンセンター(事業所全体)の CO2 排出量実績と、エチレン生産量の実績から、以下の式により、CO2 排出原単位を算出する。

事業所別 CO2 排出原単位＝CO2 排出量(実績)／エチレン生産量(実績)

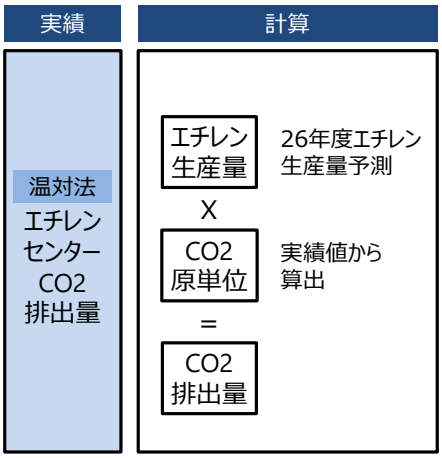
事業所の設備構成(分社化の有無等)により、CO2 排出原単位は大きく異なるが、スチームクラッカーのみの事業所は約 0.8t-CO2/t-C2H4 である（図表 8.3.10 参照)。

図表 8.3.10　エチレンセンター事業所の CO2 排出量原単位



2030 年のエチレン生産量予測はないため、2026 年度の予測(今年度検討)をスライドし、CO2 排出量を算出する（図表 8.3.11 参照)。

図表 8.3.11　2030 年度のエチレンセンター別の CO2 排出量算出



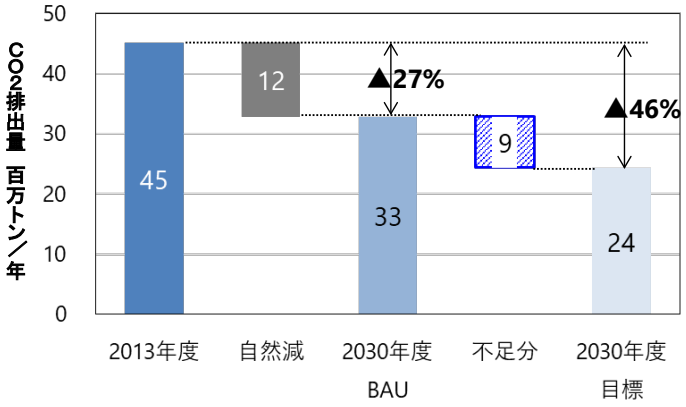
© All rights reserved, Research Association of Refinery Integration for Group-Operation

（５） 全国の製油所からの CO2 排出量算出結果

全国の製油所からの 2013 年度 CO2 排出量は 45 百万トンであるので、削減目標は 21 百万トン(45 百万トン×46%)となる。

全国製油所の稼働率減少による排出量減少（自然減）は、12 百万トン(13 年度比▲27%)であり、削減目標には 9 百万トン不足(19 ポイント)することになる（図表 8.3.12 参照)。

図表 8.3.12　2013 年度対比 2030 年度の全国製油所の CO2 排出量と不足量



© All rights reserved, Research Association of Refinery Integration for Group-Operation

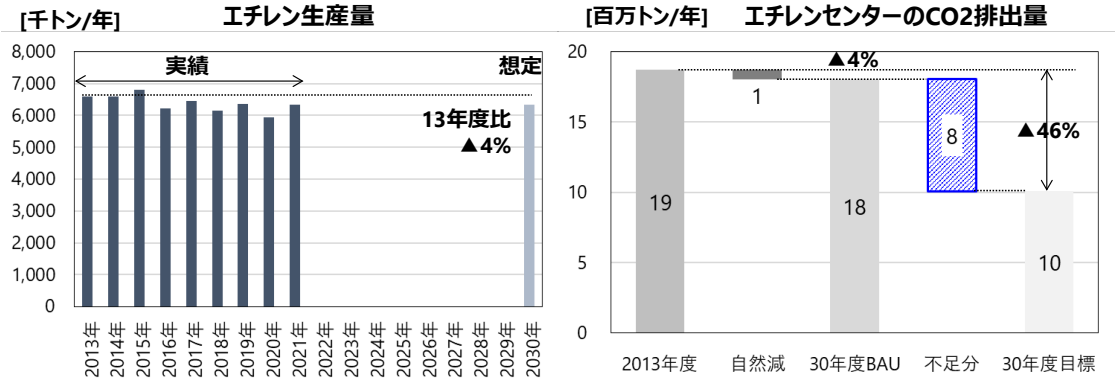
（６） 全国エチレンセンターからの CO2 排出量の算出結果

2030 年度の全国エチレン生産量は、2021 年度と同じ 6,333 千トンと想定(13 年度比▲4%)した。

全国エチレンセンターの 2013 年度の CO2 排出量は 19 百万トン、2030 年度目標は 2013 年度対比 CO2 排出量 46%削減であるので、削減目標は 9 百万トン(19×46%)となる。

全国エチレンセンターの稼働率減少による排出量減少（自然減）は、1 百万トン(13 年度比▲4%）で、削減目標には 8 百万トン不足(42 ポイント)する（図表 8.3.13 参照)。

図表 8.3.13　2013 年度対比 2030 年度の全国エチレンセンターの CO2 排出量と不足量



(出所)重化学工業通信社「化学品ハンドブック」、30 年想定は RING

© All rights reserved, Research Association of Refinery Integration for Group-Operation

（７） 地区別の製油所＋エチレンセンターの 2030 年度 CO2 排出削減目標

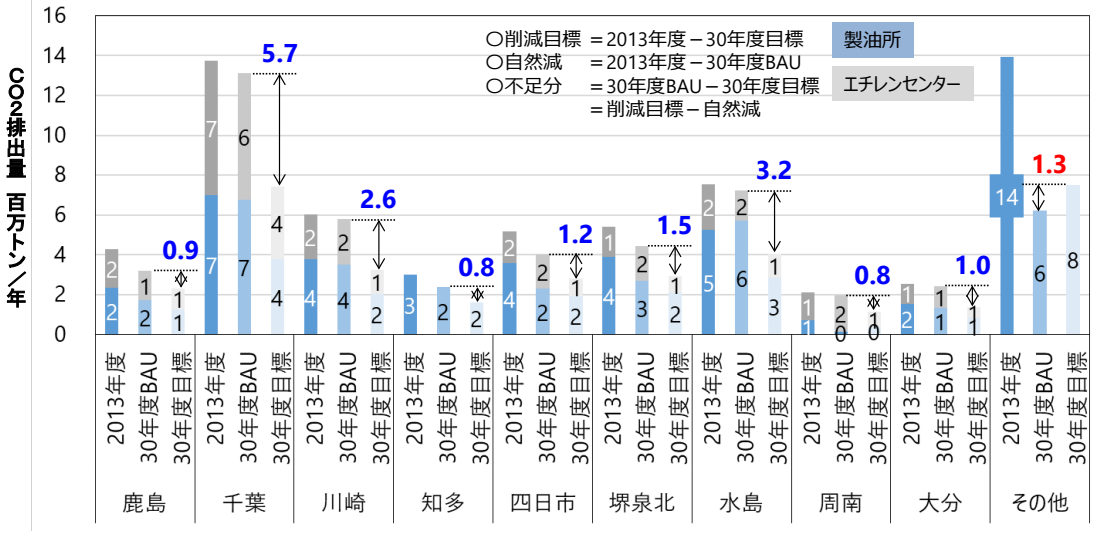
図表 8.3.14 に、前各項で算出した結果を示す。

2030 年度の 9 地区の 2013 年度の CO2 排出量①、2030 年度 46%削減目標値②（①×46%）及び、2030 年度での内需減少による排出減（自然減：装置稼働量起因）③の試算結果を示す。何も対策を講じなかった場合（BAU：Business As Usual）の不足分（②－③）を各地区別に算出設定し、これから削減量を 2030 年度までの各地区の CO2 削減の努力目標値とする。

次に、各地区の目指す姿の 2022 年度改定版を、CN 進展状況をもとに更新する。この絵姿（ブロック図）のもとに、各地区の省エネ対策効果、CN 対策を積み上げ、不足分（BAU 目標値）を充足するための各地区の CN 具体策と削減量を算出するとともに、合わせて、具体的な課題を摘出する。

図表 8.3.14　9 地区別の製油所＋エチレンセンターCO2 排出量算出結果

[百万トン]	鹿島	千葉	川崎	知多	四日市	堺泉北	水島	周南	大分	その他
削減目標	2.0	6.3	2.8	1.4	2.4	2.5	3.5	1.0	1.2	6.4
自然減	1.1	0.6	0.2	0.6	1.1	1.0	0.3	0.2	0.1	7.7
不足分	**0.9**	**5.7**	**2.6**	**0.8**	**1.2**	**1.5**	**3.2**	**0.8**	**1.0**	**-1.3**



© All rights reserved, Research Association of Refinery Integration for Group-Operation

（８） 9 地区の省エネ・効率化による CO2 排出削減試算結果と各地区ロードマップ目標

「経団連カーボンニュートラル行動計画」フェーズⅡ(2030 年の目標)を引用する。

① 石油業界（石油連盟）

2010 年度以降の省エネ対策により、2030 年度において追加的対策がない場合、即ち、BAU から原油換算 100 万 KL 分のエネルギー削減量の達成に取組む。なお、原油換算 100 万 KL は約 270 万 t-CO2 に相当する。

② 化学業界(日本化学工業協会：[注1])

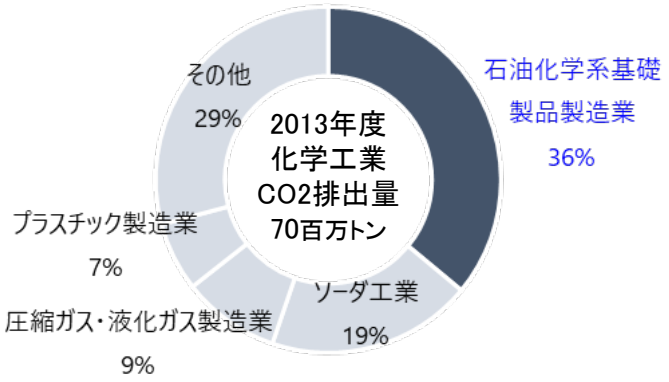
BAU 比 650 万 t-CO2 削減および、絶対量 679 万 t-CO2 削減、両目標を併記 2013 年度基準

で、両目標達成にて、目標達成)、2013 年度基準

(注 1)化学肥料、無機化学工業製品、有機化学工業製品、化学繊維、油脂・加工製品、塗料、印刷インキ、化粧品、写真感光材等の製造

図表 8.3.15 に、2013 年度の化学工業からの CO2 排出量の内訳を示す。エチレンセンターからの CO2 排出量は 36%を占める。化学工業全体の CO2 排出削減目標は 650 万 t-CO2 であるので、このうち 36%はエチレンセンターによる貢献として、エチレンセンターの省エネ・効率化による CO2 排出削減量は BAU 比 234 万 t-CO2（＝650 万 t-CO2×36%）とした。

図表 8.3.15　2013 年度化学工業からの CO2 排出量とエチレンセンター排出量

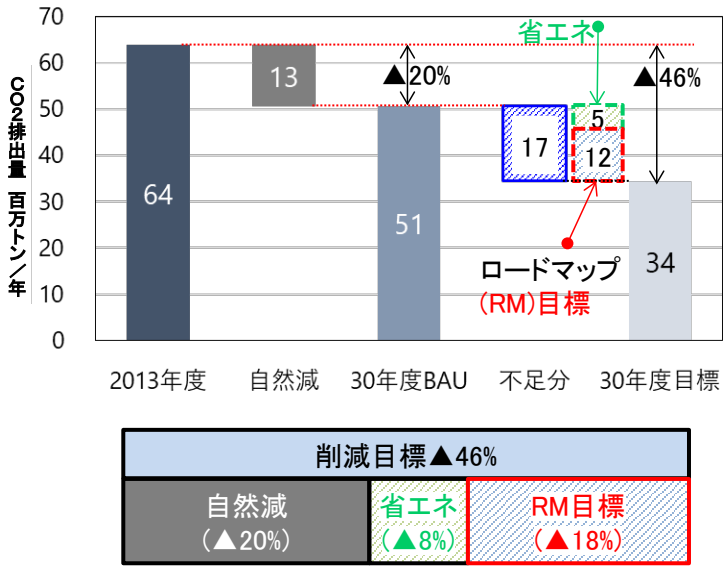


(出所)環境省「温室効果ガス排出量算定・報告・公表制度」

③　石油精製およびエチレンセンターのロードマップ削減目標量設定

図表 8.3.16 に、省エネ・効率化を差し引いた後の、各地区が CN 具体的対策で削減しなければならない量＝ロードマップ（RM）目標値合計量を示す

図表 8.3.16　省エネ・効率化後のロードマップ RM 目標値



© All rights reserved, Research Association of Refinery Integration for Group-Operation

④　9 地区別ロードマップ（RM）CO2 削減目標量の設定

図表 8.3.17 に、各地区別の RM 目標値の分配結果を示す。

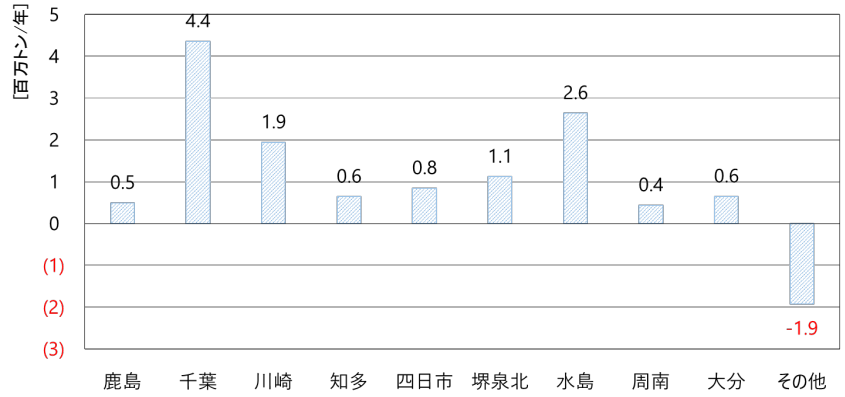
省エネ・効率化による CO2 排出削減量（製油所：270 万 t-CO2、エチレンセンター：234 万 t-CO2＝504 万 t-CO2）は、原油処理量比及び、エチレン生産量比で各地区に分配した。

各地区の省エネによる CO2 排出削減量＝

$$\text{全国の省エネによる CO2 排出削減量 } 504 \times \frac{\text{各地区の原油処理量（エチレン生産量）}}{\text{全国の原油処理量（エチレン生産量）}}$$

図表 8.3.17　各地区別の RM 目標値

[百万トン]	鹿島	千葉	川崎	知多	四日市	堺泉北	水島	周南	大分	その他
不足分	0.9	5.7	2.6	0.8	1.2	1.5	3.2	0.7	1.0	-1.3
省エネ	-0.4	-1.3	-0.6	-0.1	-0.4	-0.4	-0.5	-0.2	-0.4	-0.6
RM目標	**0.5**	**4.4**	**1.9**	**0.6**	**0.8**	**1.1**	**2.6**	**0.4**	**0.6**	**-1.9**



© All rights reserved, Research Association of Refinery Integration for Group-Operation

8．4　2022 年度版コンビナートの目指す姿と CN 具体策検討結果

ウクライナ侵攻によるエネルギー危機にありながら、日本の企業による CN2050 も昨年度に比べて、2030 年度期間内の導入を目指す具体的な社会実装規模の各地区への CN ソリューション導入が公表されており、昨年度に比して、具体的な進展がうかがわれる。また、政府による CN 関連大型予算も引き続き閣議決定され、各地区コンビナートにおける目指す姿の中に、CN ソリューション導入の柱が明らかになりつつある。そこで、現時点における最新の各社公表に基づき、また、各社メンバー参画の CN コンビナートワーキングの情報を主体に、2022 年度版の 9 地区の目指す姿を策定した。以下にそのブロック図を示す。

なお、2022 年度から 2030 年度までの期間をひとくくりとして、導入開始中の CN 具体策（Scope１，２+3）を実線、可能性の大きい具体策を破線で表し、技術開発及び研究課題として 2040 年度以降の導入となるものは、灰色で表示した。

ロードマップ上に展開する柱となる CN 具体策と導入量とその CO2 削減効果（Scope1,2）を算出し、地区別の過不足量を明示した。なお、各地区で導入する Scope3 に該当する具体策が明らかになっているが、１件毎の詳細な情報によって CO2 削減効果を算出しなければならないことから、今回は、導入時期、規模他を添えることとし、本試算に加味しなかった。

（１）　鹿島地区：2022 年度版目指す姿と 2030 年ロードマップ目標達成に向けた検討結果

①　WG メンバーの意見

- 鹿島地区の特徴（強み）：RING 以前から連携促進、鹿島石油と三菱ケミカルの配管は多種で、水島地区よりはるかに多い。
- 北共同発電のエネルギーセンターを有し、動力は一元化されている。用役や排水も共同運営である。R-C 連携は一番推進深化している（鹿島石油－三菱ケミカル LLP 立ち上げ）。
- CN コンビナートモデル地区への変容の具備条件が多い、CN コンビナートの実現性が高い地区と認識している。

・中核の ENEOS の方針は、グリーン MCH 水素導入で、将来的には鹿島にも展開する可能性が大である。また、CO2 とグリーン水素で合成燃料化を急いでいる。
・ENEOS は再生可能エネ大手 「ジャパン・リニューアブル・エナジー」のすべての株式を米国金融大手ゴールドマン・サックスなどからおよそ 2000 億円で取得し、2022 年 1 月下旬に完全子会社化した。シェルに匹敵する再生可能エネルギー発電能力を保有し、コンビナートのグリーン化促進が期待できる。
・コスモ石油の風力発電会社と連携発展すれば自然にカーボンリサイクルの形ができる。
・SAF は有望である。成田空港ー鹿島石油間に、過去には貨車輸送で、出荷線を有していたし、鉄鋼連携を視野に、コンビナート建設時は橋を架ける計画であった。CN 実現は企業 1 社では難しく、県と協力する。産業間連携の余地もまだある。

② 実施及び計画進展中の具体策
・エチレンセンター能力縮小（2014 年 88→54 万トン）、本試算に加算済み。
・北共同発電のエネルギーセンターが一元化されているので、CO2 を集約回収し易い。また、コンビナート内に CO2 グリッドを構築しやすい。
・MCH 水素導入は、ENEOS の方針である。
・鹿島共同資源化センターを既に有し、RDF として、廃棄物を循環活用しているので、今後拡大の余地もある。
・地域廃プラは超臨界水での熱分解（Mura の技術導入決定）を行い、熱分解留分を鹿島石油精製で分留精製し、エチレンセンター原料（年間 2 万トン）とする。
・エチレンセンターの CO2 排出低減のために、廃プラやバイオ等への原料転換、及び、LNG や水素、アンモニア等の CO2 排出の少ないエネ源の燃転換も可能性は大である。
・ナフサ分解炉へのバイオ原料転換、輸入バイオエタノール（豊田通商）を有力原料に 2025 年にも、実証設備を導入する。また、バイオエチレンからバイオプロピレン生産の OCU 自社技術も有す。
・製油所内に風力発電を設置（鹿島石油）している。
・三菱ケミカル HD と茨城県とで、「鹿島臨海工業地帯における CN の実現に向けた戦略的パートナーシップ協定」を締結し、CN 産業拠点の創出や循環型コンビナートの形成を目指す「いばらき CN 産業拠点創出プロジェクト」を発表した。茨城県は、200 億円の基金を用意している。
協力事項:①CR によるプラ資源循環 ②バイオ由来原料への転換③コンビナートから排出される CO2 の原料化 ④新エネ及び再生エネの確保

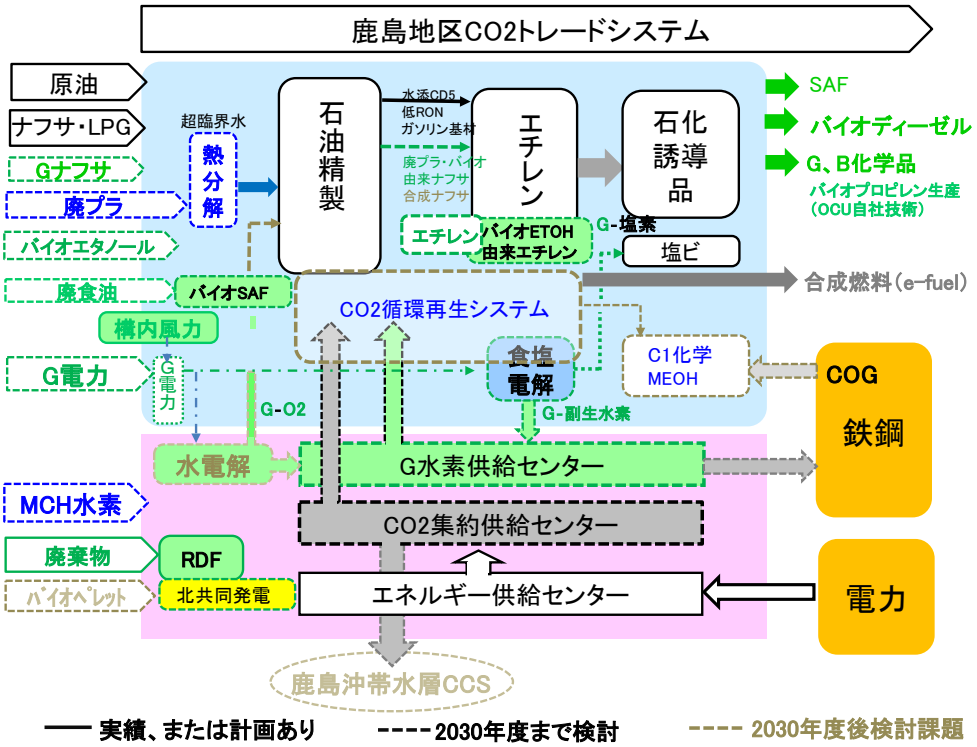
③ CN に向けた検討および提案
・廃食油の SAF はこれから広がるので、鹿島も候補地となることはあり得る。
・「鹿島 CO2 サーキュレーションシステム構築」の可能性はある。鉄鋼 COG の連携による C1 化学展開（CO,CO2）→メタノール、プロピレン生産、メタノール to オレフィン生産の技術もある。
・鉄鋼シンガスとグリーン水素交換も有力な検討課題である。鹿島地区の最適化には鉄鋼との連携が必要である。
・共同発電グリッドがすでにある（石炭火力発電へのアンモニア混焼はなし）。

・コスモ石油風力発電会社、鹿島石油構内に風力発電保有、ENEOS 再生エネ開発等、再生可能エネルギーの基盤が既に存在している。今は、G 電力を鹿島コンビナートに回す余力はないが、外販や構内の余剰電力で、水電解によってグリーン水素を発生することも有り得る。
・鹿島地区におけるバイオ、合成燃料 SAF の生産は有望である（成田空港輸送）。
・鹿島沖滞水層 CCS がキーである。

④　鹿島地区の目指す姿、2022 年度版ブロック図

2021 年度初版をベースに、①、②、③の各々の情報を加味して、2022 年度版の鹿島地区の目指す姿のブロック図を更新した（図表 8.4.1 参照）。

図表 8.4.1　鹿島地区の目指す姿、2022 年度版ブロック図



© All rights reserved, Research Association of Refinery Integration for Group-Operation

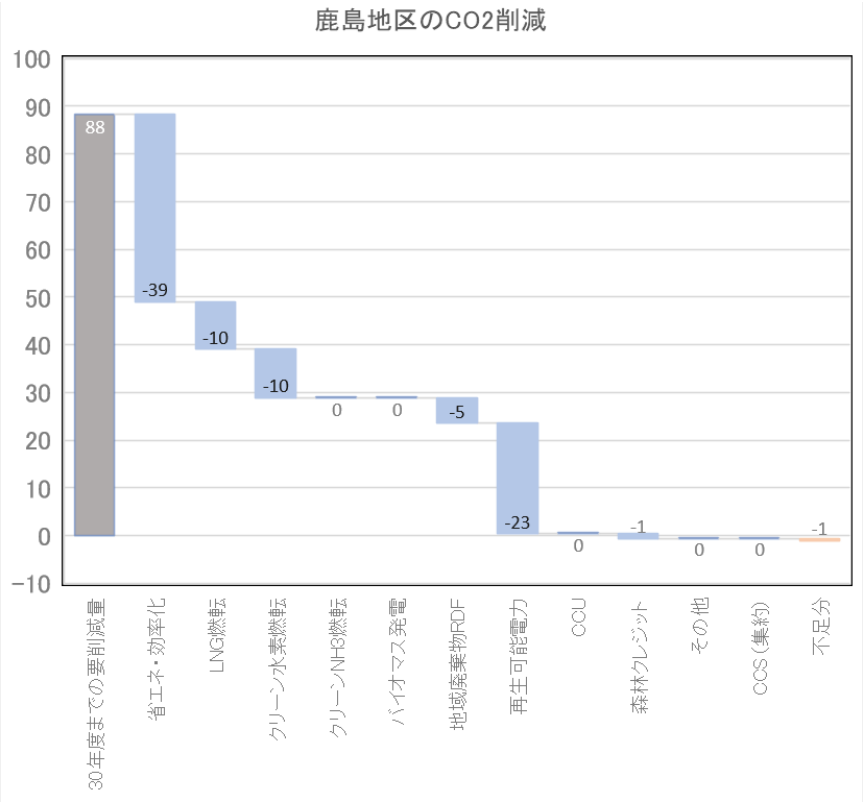
⑤　鹿島地区の RM 削減目標量に対する 2030 年度までの CN 具体策とその効果

ブロック図および各社の取組みに対し、2030 年度までに実行される可能性のある CN 具体策（ソリューション）をピックアップし、各具体策別に CO2 削減量効果を算出した。その内訳を図表 8.4.2 に示す。鹿島地区 2030 年度 RM 削減目標：88 万トンに対し、CO2 削減目算は、89 万トン（余力 1 万トン）で、ほぼ、目標量に到達する。

・省エネを除く、鹿島地区固有の CN 具体策と CO2 削減効果（計画＋想定）
　・北共同火力の石炭から LNG の 8.3 万トンを燃料転換　：-10 万トン/年
　・共同火力の重油を、クリーン水素 1 万トンと燃料転換：-10 万トン/年
　・重油ボイラから鹿島地区 RDF の燃料化増量 6.3 万トン：-5 万トン/年

・再生可能電力（風力）への転換 50MW（想定）　　：-23 万トン/年
・森林クレジットの導入（想定）　　：－１万トン/年

図表 8.4.2　鹿島地区 RMCO2 削減目標と各 CN 具体策の削減内訳（単位：万トン/年）



© All rights reserved, Research Association of Refinery Integration for Group-Operation

⑥　考察
・省エネ、LNG 及び水素の燃転と再生可能電力による効果が大。
・既設への燃料転換、廃棄物 RDF などの取組み、再生可能電力の構内誘引化などの具体策が可能になれば、RM 目標値を概ね達成できる見通し。
・2040 年に向けて、鉄鋼との連携やグリーン電力導入によるグリーン水素を活用した C1 化学への展開などにより、次世代型の CN コンビナートに向けた躍進を期待。

（２）　千葉地区：2022 年度版目指す姿と 2030 年ロードマップ目標達成に向けた具体策
①　WG メンバーの意見
・京葉臨海コンビナートは、素材エネルギー産業が集積する日本最大のコンビナートであるから、資本の壁を越えて、地区内で産業間連携を拡大することで CN の機会は増える。
・千葉県の CO2 排出量は全国で最も多い。そのかなりの部分が京葉コンビナートからの排出が占める。個社単位取り組みでは CN2050 は実現不可能である。
・CN 価値観に基づく新インテグの見直しが必要である。題材は多く存在する。
・国内唯一の流動床石炭ボイラは当面稼働せざるを得ない。
・小規模機能化学品装置の停止はあるが CO2 排出削減に影響するほどの装置の停止計画

は今のところない。住化エチレン装置は 2015 年に停止した。
・千葉地区では足元、水素製造装置に余力はないので、SMR→ドライリフォーミング改造は難しい。
・水素社会の実現には新しいパイプライン強化が必要である。RINGⅢ水素インテグを起点に拡大展開する方が効果的である。
・既設パイプラインをリアレンジし、利活用することで、移動時 CO2 排出削減が大いに期待できる。
・分解炉の低炭素化の効果は大きい。
・低炭素燃料及びクリーン原料多様化、副生分解ボトム油の少ない原料選択、石油精製分解装置余力発生に伴う分解ボトムの CR 化等に、千葉地区の大規模石精設備余力を活用（分解装置、水添装置、桟橋、タンク他）することで、初期投資を抑えられる。

② 実施及び計画進展中の具体策
・住友化学コークスボイラを 2023 年に廃止し、高効率 G/T 発電を新設する。
・富士石ピッチボイラにアンモニアを混焼することを検討中である。
・廃プラ熱分解→製油所精製→エチレン原料化を出光興産千葉製油所で実氏する。また、エチレン装置のクリーン原料多様化も目指す。
・出光興産千葉製油所で、バイオエタノール SAF（ATJ）計画を推進する。輸入バイオエタノール 18 万 KL を原料都市、10 万 KL 級 ATJ プラントを 2026 年供給開始する。成田空港専用配管活用し、移動 CO2 排出を抑える。若干量のバイオナフサも副生する。
・三井化学は廃プラ由来 PE を生産するために、シェルシンガポールから廃プラ由来のエチレンを調達する。
・出光興産、三井化学は、ATJ 副生バイオナフサ to エチレン原料とする。また、Neste からバイオナフサを輸入する。G エチレン、G エチレン誘導品類の生産を目指す。
・分解炉の高温排熱利用等の省エネ技術を導入する。
・分解炉へのアンモニア、水素燃料を導入する。
・千葉県は、2007 年「フロントランナーちば」以降、コンビナートへの関心が薄い。最近になって、2022 年度末に千葉県 CN 推進方針を策定すると表明し、京葉臨海コンビナート CN 推進協議会と CN ポート推進協議会予定である。危機感が希薄である。

③ CN に向けた検討および提案
・バイオディーゼルに取り組む具体計画はないが、2030 年以降実施は可能性を加味する。
・LNG からのエタン回収は長期観点課題と位置付ける。
・合成燃料は中長期課題として位置づけ検討する。中長期的には、MCH 水素受け入れる可能性がある。
・分解炉 C9 ボトムを FCC 余力で分解し低硫黄 CO ガス発生する課題は、皆無でないので、中長期課題とする。
・FCC 由来の CO＋グレー他 H2 で C1 化学展開の余地はある。
・廃棄物の分解処理、廃食油由来バイオ SAF は中長期検討の位置づけとする。
・CCS は、切り札として、中長期課題（2030 年以降）とする。
・エチレン装置の原料軽質多様化(LNG 回収由来エタン、精製及び輸入 LPG 増、米国輸入

エタン）によって、輸入ナフサ削減を目指す。

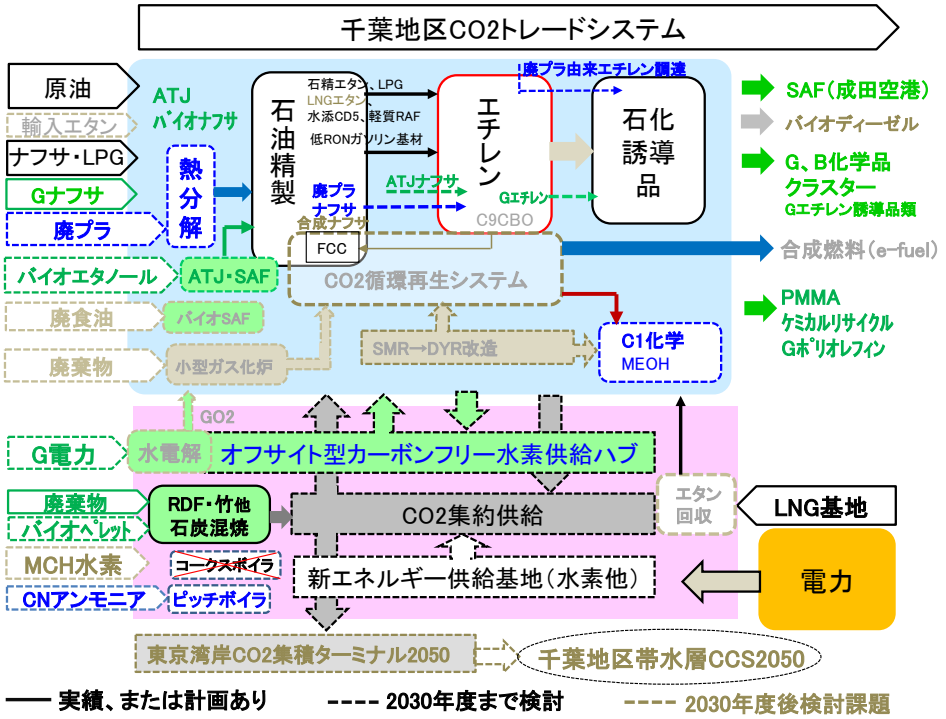
・コンビナートにおけるカーボン循環スキーム構築（CO＋CO2＋H2 を原料とする、SAF 等合成燃料、 C1 化学）は長期課題として据え置く。

・中長期観点から、ENEOS 及びコスモ風力他の再生可能エネルギー事業拡大に伴う、G 電力増強で、系列からコンビナート内に受け入れる余地を期待する。

④　千葉地区の目指す姿、2022 年度版ブロック図

2021 年度初版をベースに、①、②、③の各々の情報を加味して、2022 年度版の千葉地区の目指す姿のブロック図を更新した（図表 8.4.3 参照）。

図表 8.4.3　千葉地区の目指す姿、2022 年度版ブロック図



© All rights reserved, Research Association of Refinery Integration for Group-Operation

⑤　千葉地区の RM 削減目標量に対する 2030 年度のまでの CN 具体策とその効果

ブロック図および各社の取組みに対し、2030 年度までに実行される可能性のある CN 具体策（ソリューション）をピックアップし、各具体策別に CO2 削減量効果を算出した。その内訳を図表 8.4.4 に示す。

千葉地区 2030 年度 RM 削減目標：569 万トンに対し、省エネ含む CO2 削減目算は、272 万トンで、285 万トン不足する。抜本的な大型対策が必要である。

・省エネを除く、千葉地区固有の CN 具体策と CO2 削減効果（計画＋想定）

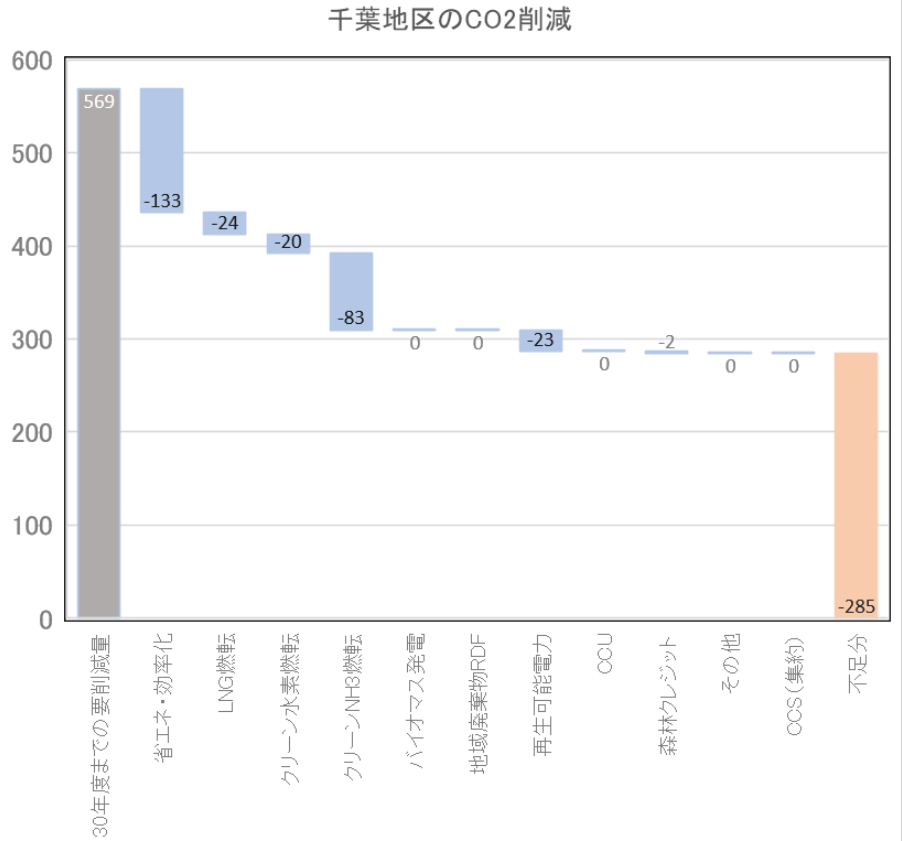
・住友化学コークス発電から LNG へ燃料転換 10.5 万トン（高効率ガスタービンの導入）：-24 万トン/年

・クリーン水素導入（2 万トン）で、重油燃料と燃料転換：-20 万トン/年

・クリーンアンモニア導入（43.36 万トン）で石炭、重油、ピッチボイラ、エチレン燃料

と燃料転換（想定）：-83 万トン/年
・再生可能由来の風力電力 50MW に買電を転換：-23 万トン/年
・森林クレジットの採用（想定）：-2 万トン/年

図表 8.4.4　千葉地区 RMCO2 削減目標と各 CN 具体策の削減内訳（単位：万トン/年）



© All rights reserved, Research Association of Refinery Integration for Group-Operation

⑥　考察

千葉地区は、クリーン NH3 の取組み等も考慮するが、排出量の絶対量が多いことや、稼働低下による自然減が見込めないことから、国内コンビナートで最も排出削減目標に未達な地区である。未達量は、300 万トン近くあるので、製油所及びエチレン装置を廃棄するか、CCS のような抜本的な体策が必要である。また、コンビナート導管を活用した CO2 グリッドを構築、集約させることにより、CO2 液化、CCS などの取り組みを推進する必要がある。

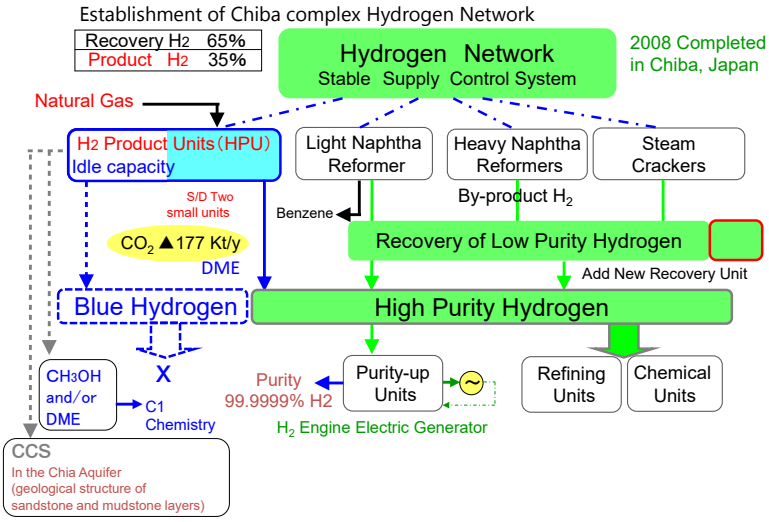
京葉地区 1Km 圏内に千葉コンビナート排出量の 100 年分の帯水層が、1,000m 以内の深度に存在するので、欧州のように船舶で液化 CO2 を国内に点在する帯水層に運搬、貯留する国家プロジェクトとして、取り上げるようなことも考える必要がある。

今年度調査した、Port of Antwerp（Antwerp@C：インフラ）及び、Port of Antwerp (Kairos@C:BASF)の詳細と意見交換は、大きな示唆を与えるものである。千葉地区に類する欧州最大の Antwerp 石油・石化コンビナート域内からは、ガス状 CO2 で収集し、積み地で液化し、ノルウェー沖に貯留することになっている。

また、CCS について日本ではいろいろな意見があるが、EU は CN2050 を実現するうえで、技術的に確立しており、かつ、実施可能と認めている数少ない技術の中では、CCS を外すことはできないとし、2030 年までに 900 万トン貯留を目標としている。

「製油所における低エネルギーCO2 回収技術と高濃度 CO2 固定化可能性に関する調査報告書（平成 17 年度石油環境対策基盤等整備事業）PEC－2005T－13」と題して、16 年前に、千葉地区コンビナートの SMR 装置群からの CO2 回収と京葉地区沖への CCS の調査検討、投資額、課題が発表されている（2006 年 3 月、出光興産委託調査報告）が、これは今でも、そのまま適用できる可能性がある。千葉コンビナートから近距離で、浅深度であることから Antwerp@C（Kairos@C 含む）のような巨額投資には至らないと考えられ、しかも千葉地区からの CO2 排出総量の 100 年分に相当する貯留潜在能力を有している。千葉地区 RINGⅢ水素ネットワークを拡大展開するだけでも相当量の CO2 が削減できる（図表 8.4.5 参照）。

図表 8.4.5　千葉地区 RINGⅢ事業のカーボンニュートラルへの展開



（出所）RING project, 20th World Petroleum Congress Dec 6, 2011, Teraoka and Hojyo, added 2021

（３）　川崎地区：2022 年度版目指す姿と 2030 年ロードマップ目標達成に向けた具体策

①　WG メンバーの意見

・川崎地区の特徴（強み）は、首都圏近接で廃プラ・廃食油を近距離収集が可能である。既に、関東地区の大量消費から廃プラ収集活用中である（昭和電工）。ただし、多くの廃プラ収集は自治体の協力が不可欠である。
・羽田空港に近接しているので、SAF 及び水素を近距離が輸送可能である。
・バイオ燃料も市場に出しやすい。
・（ありたい姿）都市とタイトに繋がったコンビナート（都市とコンビナート相互依存）
・川崎地区は水素を強調し行動中である。都市における水素自動車や EV のエネルギーを供給する絵姿を有している。
・フレキシコーカーからの CO ガス利用も期待できる。
・MCH からのクリーン水素は ENEOS テーマの一つである。

② 実施及び計画進展中の具体策

・JFE 東日本製鉄所京浜扇島の高炉廃棄（23 年 9 月）で、跡地有効利用のため「扇島町内会」が発足、JFE 等 9 社が参画している。水素受け入れ供給拠点整備、メタン化他が跡地利用に上がっている。
・川崎地区中核の ENEOS は水素（MCH 水素）及び再生エネ事業強化のために JRE 再エネ新興企業を 2,000 億円で買収した。グリーン電力増が期待できる。ただし、川崎地区への G 電力供給は今後の増強次第、企業ポリシーでは、現在は外販中である。
・MCH 中心に展開するので、電解水素の計画はない。
・バイオボイラは京浜バイオマス発電所 5MW を外販（電力卸）中である。
・東亜フレキシコーカーに低硫黄分解ボトムチャージ等の活用が考えられる。
・川崎天然ガス発電との連携によるメタネーションエネルギー循環システム構築を RING 機能融合研究会及び、NEDO 事業として検討中である。
・アンモニアプラントの増強可能性もある。フレキシコーカー高濃度窒素のアンモニア原料化の可能性もある。
・「多摩川スカイブリッジ」は、羽田空港における水素供給活用を視野に、川崎-羽田空港間の水素配管も設置できる設計となっている。
・「川崎 CN コンビナート形成推進協議会」、「NPO リエゾンセンター活動」、「川崎 CN ポート形成推進協議会」、「横浜市・川崎市次世代エネルギーの利活用拡大連携協定（2022 年 7 月）」など、危機感から、多方面の検討組織が立ち上がっている。
・川崎市臨海部事業推進部は、JFE スチールの高炉休止に伴う約 222 ヘクタールの広大な跡地利用、臨海部を石油に代わる水素を軸としたエネルギーの輸入、製造、供給、発電等拠点化＋廃プラや CO2 から炭素を先端技術で回収・製品素材をつくる炭素循環を描いている。ただし、跡地利用には、諸々の思惑が重なっており、現在、決定的な構想はない。

③ CN に向けた検討および提案

・（ありたい姿）都市とタイトに繋がったコンビナート、都市における水素自動車や EV のエネルギーをコンビナートから供給、廃棄物浮島処理センター、廃プラリサイクルとのコラボレーションで、都市密着によるカーボンニュートラル水素の利活用等を示す。
・コンビナートの炭素サーキュレーション構築（CO＋CO2＋H2 を原料）、再エネ合成燃料「ENEOS　e‐FUEL」実用化を検討中である。
・東亜石油 TOP7 万（小規模製油所）のバイオリファイナリー化、首都圏廃食油収集及びフレキシコーカーの CO ガス活用、バイオ・e- fuel 等で製油所をリニューアルするか、廃棄するかが大きな課題である（例:TotalEnergy グランピュイ製油所の転換、原油処理停止）。
・廃プラ熱分解油を精製し、エチレンセンターの原料化、既設の廃プラ熱分解プラント、とアンモニアプラント増強（廃プラ収集増強は自治体の協力必須）が考えられる。
・クリーンアンモニアの受け入れ混焼計画（アンモニア・1t 混焼＝重油 CO2・2t 削減）。
・エチレンの低炭素化、段階的な原料多様化、石油精製から廃プラ分解油由来ナフサ、バイオ由来ナフサ、合成燃料由来ナフサ（e‐fuel 含む）のエチレン装置チャージも中長

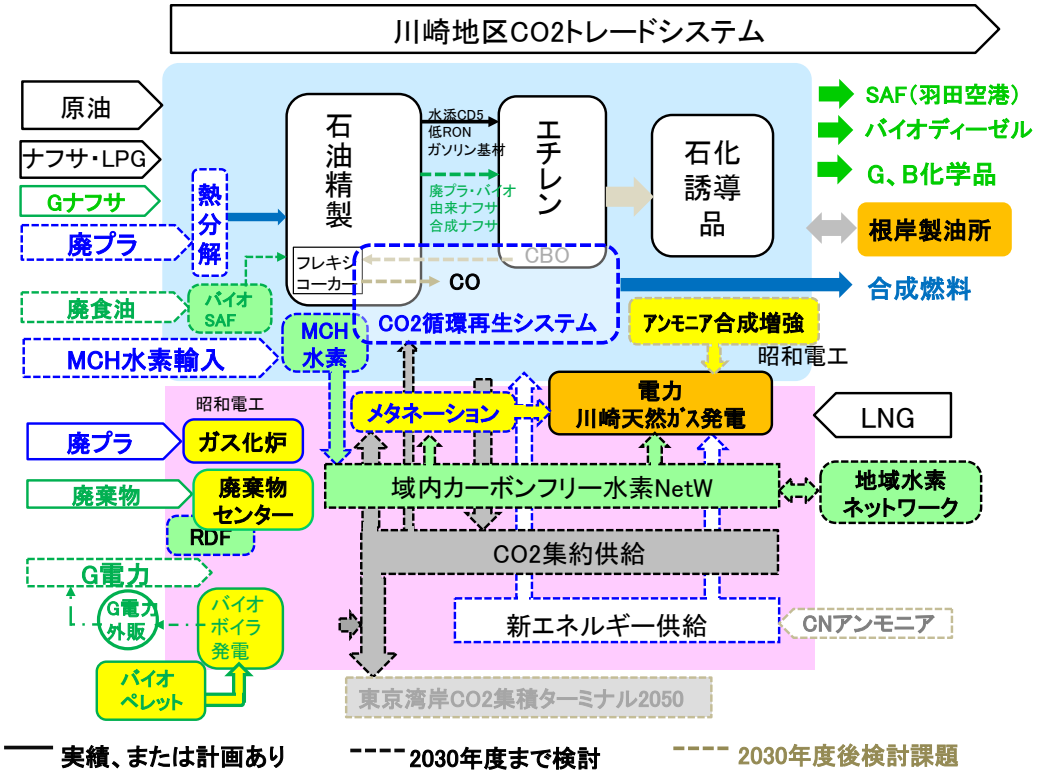
期の課題である。

・資本の壁を越えたカーボンニュートラル全体最適化インテグレーションを考える必要がある。また、トランジション期の在り方と最終目標に向けたロードマップが必要である。

④　川崎地区の目指す姿、2022 年度版ブロック図

2021 年度版をベースに、前項①、②、③の各々の情報を加味して、2022 年度版の川崎地区の目指す姿のブロック図を更新した（図表 8.3.17 参照）。

図表 8.3.17　川崎地区の目指す姿、2022 年度版ブロック図



© All rights reserved, Research Association of Refinery Integration for Group-Operation

⑤　川崎地区の RM 削減目標量に対する 2030 年度のまでの CN 具体策とその効果

ブロック図および各社の取組みに対し、2030 年度までに実行される可能性のある CN 具体策（ソリューション）をピックアップし、各具体策別に CO2 削減量効果を算出した。

その内訳を図表 8.4.6 に示す。

川崎地区 2030 年度 RM 削減目標：256 万トンに対し、省エネ含む CO2 削減目算は、209 万トンで、47 万トン不足する。

・省エネを除く、川崎地区固有の CN 具体策と CO2 削減効果（計画＋想定）

・ボイラ等の重油燃料を LNG へ燃料転換 8 万トン/年：-10 万トン/年

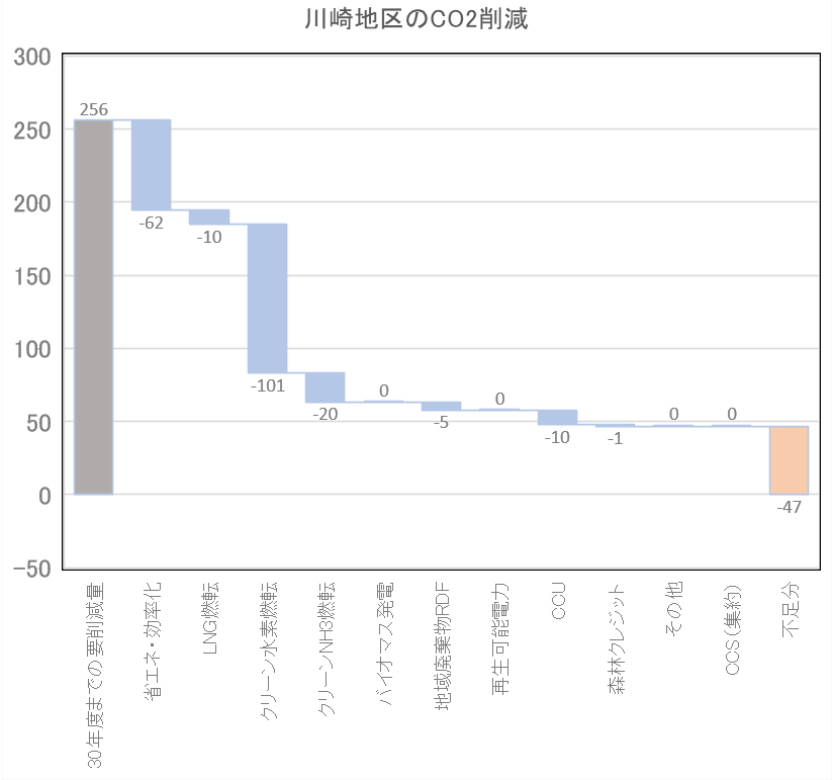
・クリーン水素 10 万トンを重油から燃料転換：-101 万トン/年

・クリーンアンモニア 10 万トンを重油と燃料転換：-20 万トン/年

・地域廃棄物 RDF6.4 万トンを導入し石炭と燃料転換（想定）：-5 万トン/年

・メタネーション（CCU）実施により、CO2 回収（想定）：-10 万トン/年
・森林クレジットを採用（想定）：-1 万トン/年

図表 8.4.6　川崎地区 RMCO2 削減目標と各 CN 具体策の削減内訳（単位：万トン/年）



© All rights reserved, Research Association of Refinery Integration for Group-Operation

⑥　考察

・川崎地区は、JFE 東日本製鉄所京浜扇島の高炉廃棄（23 年 9 月）で、広大な跡地利用に関わる各サイトの思惑が絡んでいることから、柱になる CN 具体策が見えきれない。現在は、ENEOS の MCH 水素拠点化構想を中心に、川崎港の目指す姿が合致している。
・首都圏及び羽田国際空港に近接することから、多様な具体策が可能である。
・クリーン水素による燃料転換が、RM 目標達成に最も寄与する。
・小規模製油所の廃棄、エチレンセンターのいくつかの分解炉廃棄で、相当量の CO2 排出量が削減される可能性も高い。

（4）　知多・四日市地区：2022 年度版目指す姿と 2030 年 RM 目標達成に向けた具体策

①　WG メンバーの意見

（四日市地区サイト）

・重油分解型製油所（C 型）で規模も大きいので存続させなければならない。
・CN について各社と話をしていない、ビジョンも無い。
・コンビナート地区内が、３つに分かれており、地理的にも繋がりが弱い。
・コスモと昭四の繋がりは原油のみ、コスモサイトは、TOP を 1 基廃棄しており、当分は、需給バランスが取れる。また潤滑油製造装置がある。

（例）ポルトガル Galp 社は２製油所の内マシンホスの原油処理をやめて、潤滑用のみ残し、シネスに原油処理を集約＋バイオ＋廃プラ＋水素ハブを目指している（21 年度 RING 欧州調査リモート面談）。
また、コスモ四日市霞発電所（東ソー側）ではコークス混焼のピッチボイラが稼働している。３年かけてボイラの燃転を検討し、現在は、コークスメインに VR 混焼（VR 専焼から改炉投資した）。

・RING 地域別 LP モデル 2030 年度試算結果では、B 型製油所の原油処理停止で、中部地域はバランスする。
・三菱化学は、早くから設備縮小後、2030 年は従来通り稼働で特段大きな変化はない（知多地区サイト）。
・100％重油分解型製油所（C 型）は中部地域の中核として、存続しなければならない。
・中部国際 空港にも近く、かつ、LNG 基地とか発電所も近接立地しており、RINGⅢ事業で LNG 冷熱を活用中である。
・JERA は、碧南石炭ボイラにおいてアンモニア 30%混焼試験中で、他社と共同ではないが、アンモニア輸入大型基地化の計画もあり、ここから受け入れる潜在性もある。

② 実施及び計画進展中の具体策
・出光愛知製油所の石炭ボイラを廃棄し、最新型ガスタービンを導入する。LNG と水素混焼の方向である。
・ENEOS パラキシレン設備は出光愛知に譲渡したので､順次､パラキシ除く設備縮小する。
・三菱化学のエタノール生産設備は、2022 年春に停止した。したがって、東ソーからの原料のエチレン受け入れも停止している。
・三菱化学の石炭ボイラ 2 基（スチーム発生量 150t+200t）をガスタービンに更新することも視野に、将来構想検討中である。
・CN フリー水素の輸入基地化をトヨタが中心に具体化を推進中である。

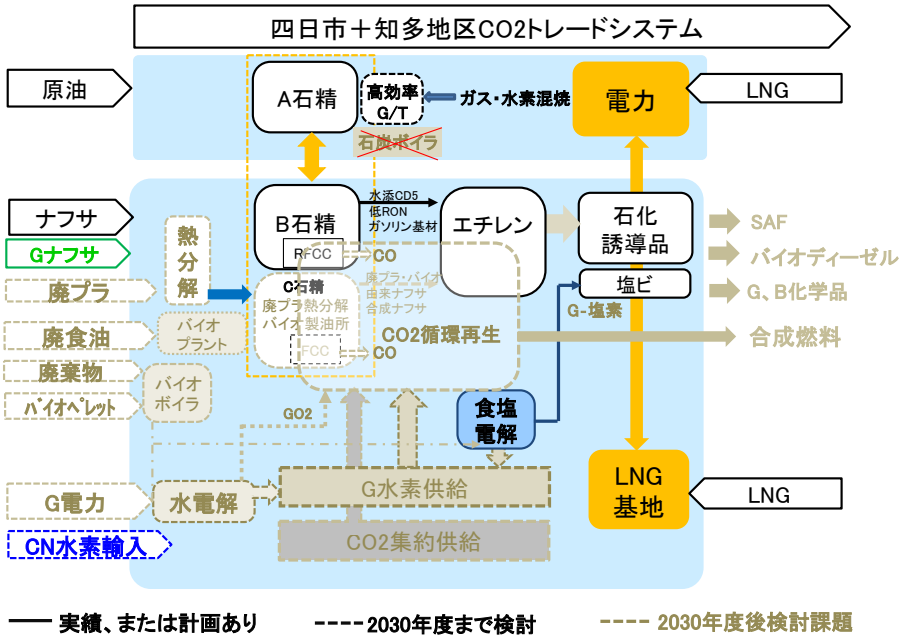
③ CN に向けた検討および提案
・知多＋四日市地区の CN コンビナートへの連携開始し、CN 価値観に基づく新コンビナート変革活動を、RING 活動を通してスタートする。
・ピッチ＋コークス混焼ボイラの低炭素化が必要なことから、カーボンフリー水素、アンモニアの混焼、バイオチップの混焼を検討する余地がある。
・C 型製油所を廃棄させないように、重油分解等を核とする炭素循環システムの構築を検討する必要がある。例えば、RFCC の CO＋CO2＋水素、鉄鋼 COG＋水素を原料とする合成燃料生産（e-SAF、ナフサ、ディーゼル）があげられる。
・CO2 活用という点では RFCC、石炭ボイラからの CO2 回収、近接する鉄鋼から COG と水素と差し替えが有効である（例：ThyssenKrupp による Carbon2Chem プロジェクト）
・小規模 B 型製油所を、CN グリーン製油所に転換するために、名古屋首都圏の廃食油を収集し、バイオ燃料（SAF、バイオナフサ・ディーゼル）を生産する。SAF は、近接する中部国際空港に出荷する。
・名古屋首都圏の一般廃棄物と産業廃棄物の処理センターのコラボレーションも視野に入れた循環型 CN を目指す。

・コンビナートと自治体との CN 活動の強化、CO2 削減のための水素やアンモニア導入を議論中であり、今後の実現に繋げる。

④　知多＋四日市地区の目指す姿、2022 年度版ブロック図

2021 年度版をベースに、①、②、③の各々の情報を加味して、2022 年度版の知多＋四日市地区川崎地区の目指す姿のブロック図を更新した（図表 8.4.7 参照）。

図表 8.4.7　知多＋四日市地区の目指す姿、2022 年度版ブロック図



© All rights reserved, Research Association of Refinery Integration for Group-Operation

⑤　知多＋四日市地区の RM 目標量と 2030 年度のまでの CN 具体策と効果

ブロック図および各社の取組みに対し、2030 年度までに実行される可能性のある CN 具体策（ソリューション）をピックアップし、各具体策別に CO2 削減量効果を算出した。

その内訳を図表 8.4.8、図表 8.4.9 に示す。

（知多地区）

知多地区 2030 年度 RM 削減目標：77 万トンに対し、省エネ含む CO2 削減目算は、39 万トンで、目標量に対して 38 万トン不足する。

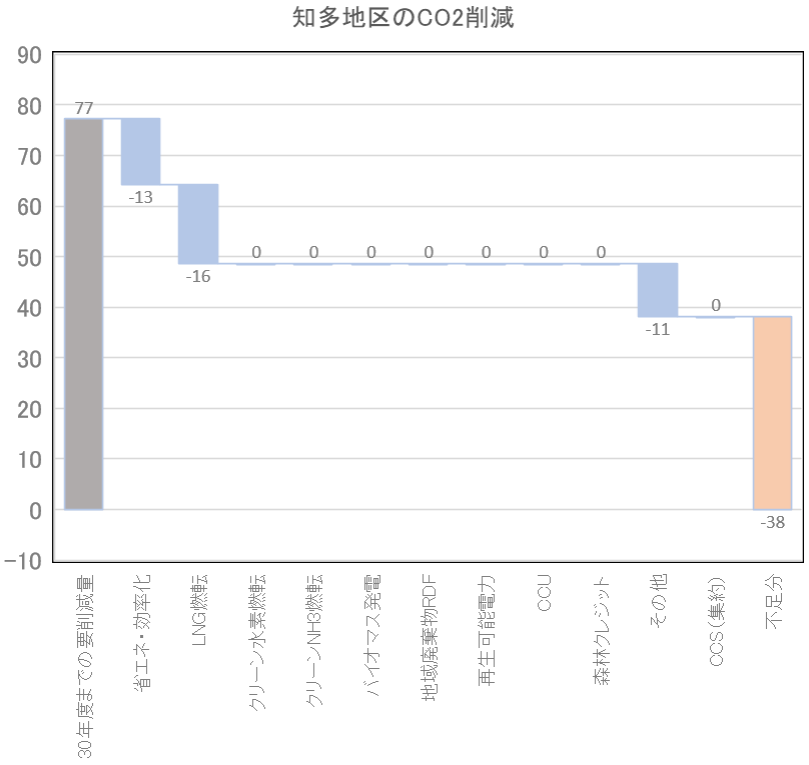
・省エネを除く、知多地区固有の CN 具体策と CO2 削減効果（計画＋想定）

・LNG7 万トンと石炭ボイラを燃料転換（想定）：-16 万トン/年

・知多地区の立地基盤整備支援事業の高効率化統合運営事業：-9.5 万トン

・森林クレジットの利用：－1 万トン

図表 8.4.8　知多地区 RMCO2 削減目標と各 CN 具体策の削減内訳（単位万トン/年）



© All rights reserved, Research Association of Refinery Integration for Group-Operation

（四日市地区）

四日市地区 2030 年度 RM 削減目標：123 万トンに対し、省エネ含む CO2 削減目算は、107 万トンで、17 万トン不足する。

省エネを除く、四日市地区固有の CN 具体策と CO2 削減効果（計画含む想定）

・石炭ボイラ 2 基（150t/ｈと 200t/h）を LNG（20 万トン）ガスタービンに燃料転換（想定）：-45 万トン/年

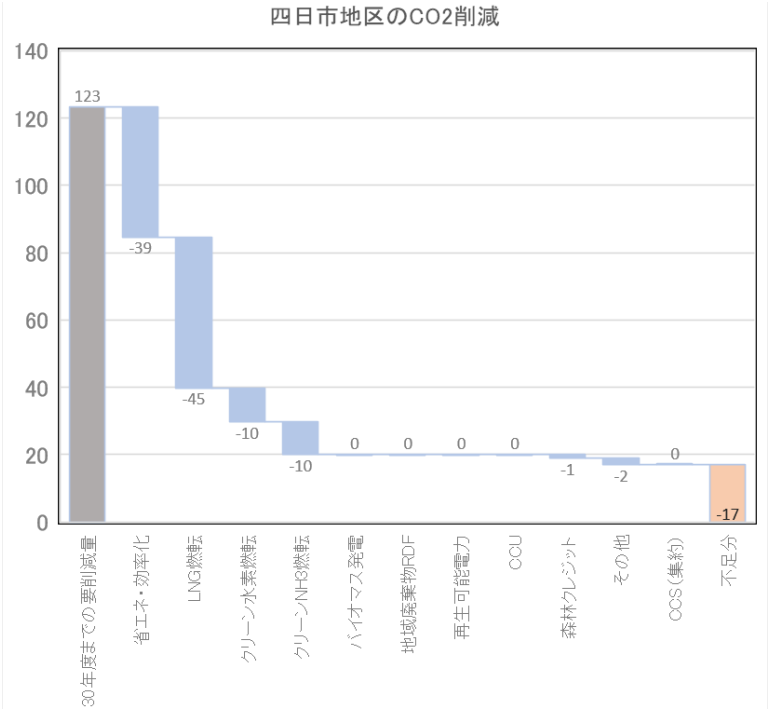
・クリーン水素 1 万トン導入により重油との燃料転換（想定）：-10 万トン/年

・石炭ボイラへクリーンアンモニア導入 6 万トン/年、石炭との燃料転換：-10 万トン/年

・三菱化学のエタノール生産設備停止による効果：-2 万トン/年

・森林クレジットの利用（想定）：－1 万トン/年

図表 8.4.9　四日市地区 RMCO2 削減目標と各 CN 具体策の削減内訳（単位万トン/年）



© All rights reserved, Research Association of Refinery Integration for Group-Operation

⑥　考察

・知多＋四日市地区は、どちらの地区も、2030 年 RM 目標に対して未達である。柱になる CN 具体策が見えきれない。

・ただし、トヨタによる地域の水素インフラ強化や、JEAR の碧南石炭ボイラへのアンモニア混焼試験の進展で、クリーン水素、アンモニアの供給拠点が定まれば、コンビナート地区への導入も期待される。

・小規模製油所の次世代バイオ製油所への変革等も期待される。

（５）　堺・泉北地区：2022 年度版目指す姿と 2030 年 RM 目標達成に向けた具体策

①　WG メンバーの意見

・堺・泉北地区の特徴（強み）は、大阪首都圏近接、関西国際空港、アンモニアプラント及びタンクを有す。短所は、2 石精が港湾を介して分離、連携意識弱、コンビナートインテグ配管が少なく、特に南側は１本しかない。

・ENEOS サイトも石油精製は、日本トップの高効率スキームだが、重油分解能力が弱い。一方、コスモサイトの石油精製の上流設備は旧いが、下流に新コーカー（増強可能）を有す。

・エチレンは余剰で、持ち出しバランス、プロピレンは 2 石精製と連携地区で完結バランスである。

・個社単位取り組みでは全体最適化は不可である。

・大阪府が協議会組成したが、具体的な施策なし、水素計画もなし

・風力も含め CN 化を推進中だが、現状では製油所に回るグリーン電力はない

② 実施及び計画進展中の具体策

・関西大都市の廃プラ・廃食用油を収集→SAF(3 万トン）＋若干のバイオディーゼル生産
・輸入バイオエタノールで、SAF（22 万 KL）生産計画
・三井化学エチレンプラントでバイオナフサ分解（GI 基金で分解炉 16 炉中 1 炉の CBO をアンモニア燃料に転換)、廃プラ熱分解油原料チャージ、2050 年に向けてアンモニア輸入の検討を開始
・アンモニア受け入れタンク増強で地域展開が期待される。

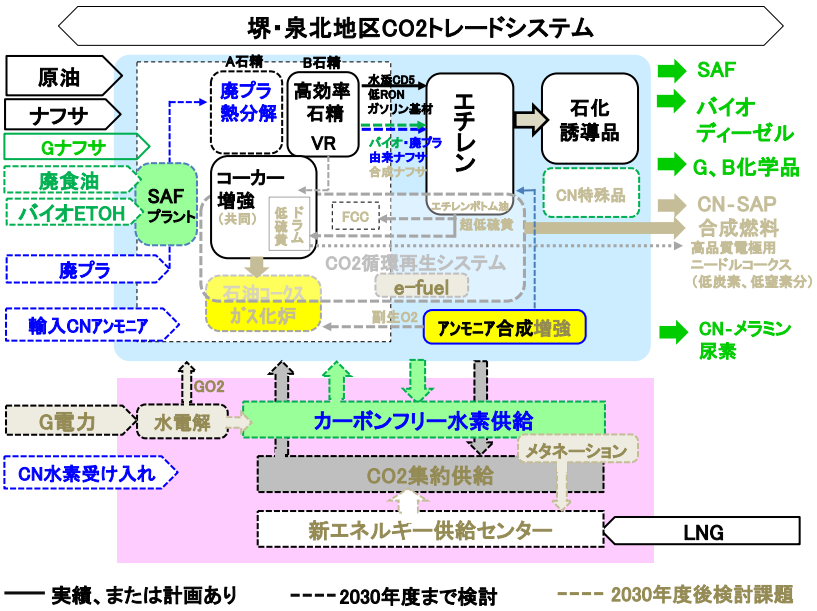
③ CN に向けた検討および提案

・2 石油精製インテグレーション(2 製油所の上下流相互挿げ替えインテグ案）で高効率、低炭素化石精製集約が期待される。
・ENEOS 上流高効率フロー＋コスモコーカー増強＋バイオ・廃プラ熱分解＋２製油所間インテグ配管新設
・コスモサイトの上流石精製をバイオ＋廃プラ熱分解型リファイナリーへの所変革が期待される。
・コーカー低硫黄カーボンのガス化（三井化学アンモニアプラント増強想定で、空気分離副生酸素のコーカー酸素富化燃焼）によるシンガス（CO＋H2）の生産
・休止精製設備活用によるバイオ・炭素循環スキーム構築、ナフサ輸入設備基盤完備、三井化学と大阪ガス LNG とのインテグ拡大
・クリーン水素＋既設アンモニアプラント増強でクリーンアンモニア生産
・２石油精製相互統合とエチレン装置の新インテグレーション
（例）エチレン分解ボトムを原料とするコーカー熱分解ドラム追加、低硫黄低窒素の高品質電極材料ニードルコークス生産
（例）エチレン装置分解ガス to コスモ SMR の原料化、炭素循環システム、SMR の余力活用によるバイオ燃料生産に向けた水素増産と SMR からの高純度 CO2 回収利活用
・エチレン装置のアンモニア燃料化、ナフサ分解ボトム CBO の分解ガスへ燃料転換
（例）三井化学アンモニアプラント増強、NH3 タンク新増設
・輸入バイオナフサの増加、廃プラ分解ナフサの原料化
・自治体の活性化とコンビナート連携強化

④ 堺・泉北地区の目指す姿、2022 年度版ブロック図

2021 年度版をベースに、前項①、②、③の各々の情報を加味して、2022 年度版の堺・泉北地区の目指す姿のブロック図を更新した（図表 8.4.10 参照)。

図表 8.4.10　堺・泉北地区の目指す姿、2022 年度版ブロック図



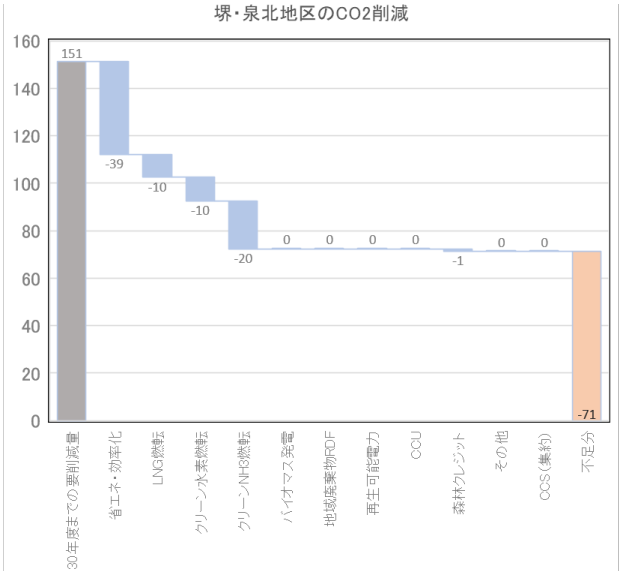
© All rights reserved, Research Association of Refinery Integration for Group-Operation

⑤　堺・泉北地区の RM 目標量と 2030 年度のまでの CN 具体策と効果

ブロック図および各社の取組みに対し、2030 年度までに実行される可能性のある CN 具体策（ソリューション）をピックアップし、各具体策別に CO2 削減量効果を算出した。その内訳を図表 8.4.11 に示す。

堺・泉北地区 2030 年度 RM 削減目標：151 万トンに対し、省エネ含む CO2 削減目算は、80 万トンで、71 万トン不足する。

図表 8.4.11　堺・泉北地区 RMCO2 削減目標と各 CN 具体策の削減内訳（単位万トン/年）



© All rights reserved, Research Association of Refinery Integration for Group-Operation

・省エネを除く、堺・泉北地区固有の CN 具体策と CO2 削減効果（想定）
・LNG を 8 万トン導入し、重油との燃料転換（想定）：-10 万トン/年
・クリーン水素 1 万トンを換導入し、重油との燃転：-10 万トン/年
・クリーンアンモニア 12.5 万トン/年を導入し、石炭との燃料転換：-20 万トン/年
・森林クレジットの利用（想定）：-1 万トン/年

⑥ 考察
・2030 年 RM 目標に対して未達量は多いが、2030 年度の石油およびエチレンの内需減少を見込むと、製油所の統合による能力縮小、エチレン分解炉の減少も考えられる。
・現時点では、柱になる CN 具体策が見えないが、2 製油所統合は、既設設備（プラント、タンク、桟橋）の活用で、コンビナートの CN 化を加速できる潜在性を有す。
・統合による石油精製設備の余力を活用することによって、多くの CN 化案が浮上する。三井化学の既存アンモニア製造プラントと貯蔵設備、石油精製桟橋の活用等によるアンモニアの燃転、バイオ SAF の増強、バイオエタノール由来 SAF 増産、統合後の遊休反応塔を転用した MCH 水素供給等である。
・コーカーを核とするシンガスによる合成燃料への展開も考えられる。
・近接の大阪ガスとの連携を拡大することで、LNG 冷熱利用（RINGⅢ事業で操業中）の他にコスモ SMR 余力活用による水素の増産による CN コンビナートの展開が期待できる。

（6） 水島地区：2022 年度版目指す姿と 2030 年ロードマップ目標達成に向けた具体策
① WG メンバーの意見
・水島地区の特徴（強み）は、重油分解能力が高く（コーカー2 基）、西の大規模石油供給拠点として今後とも存続する。また、JFE スチールと近接することで、CN に向けた新たな展開が可能である。三菱化学＋旭化成エチレン装置統合運転中である。
・関西圏の消費地から遠い、港湾が間に多い、インテグ配管不足という地理的条件が障壁
・旭化成の CN 先進技術開発センター、地域廃棄物処理センターとのコラボが可能である。
・水島地区からの CO2 排出量削減において、ピッチボイラ（旭化成・三菱ケミカル）、石炭ボイラ（三菱商事）の低炭素化が大きな課題である。
・エチレンセンターのバイオナフサ原料転換、エチレン装置分解ガスを SMR 原料化。
・アクリルニトリルの原料として液化アンモニア大型タンクを有す。
・ENEOS 水島ではアンモニア利活用はなし。SAF 製造は需要地が遠く優先度低い。CCS も地質的にも場所的にも困難である。廃プラの収集もコンビナート立地が遠く原料調達困難。
・メタノール原料でポリアセタール樹脂合成稼働中である。
・CN 価値観に基づく従来インテグレーションの見直しが必要である。
・各工場が湾を介しているので移動 CO2 排出削減に向けたパイプライン整備が必要。

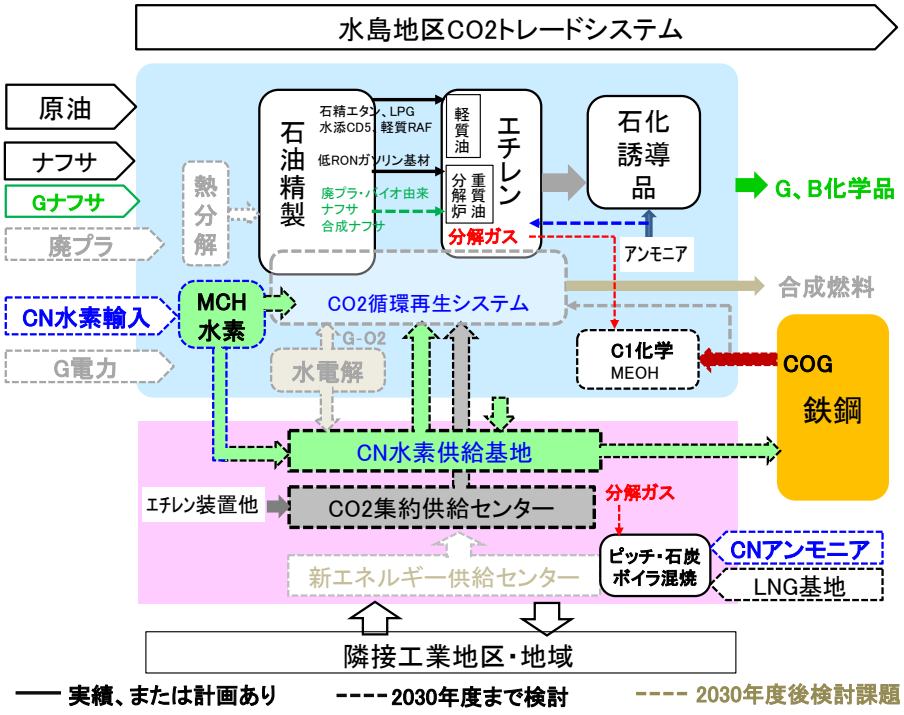
② 実施及び計画進展中の具体策
・ENEOS、水島地区における MCH による水素実証実験発表、MCH 水素導入を足掛かりに、コンビナート CO2 回収（ピッチボイラ、石炭ボイラ）、廃油、廃プラ活用等 CN を拡大推進

・ピッチボイラ（旭化成・三菱ケミカル）へのLNG燃料転換計画あり。石炭ボイラ（三菱商事）の水素及びアンモニア混焼または、高効率GT導入の選択肢がある。石油ピッチの固形燃料化検討中。
・コーカー2基の活用による水島地区炭素サーキュレーションシステム構築、JFEスチールのCOGインテグレーションによるC1化学展開（COGを原料とする合成メタノールからオレフィン製造＝合成MEOH原料で既設のカーボンフリーポリアセタール樹脂合成＝既設原料の脱炭素化：RING機能融合研究会で検討中）
・既設アクリルニトリル原料の増強による液化アンモニアの輸入（液化アンモニアタンクの大型化）を発端に、アンモニア燃料化の展開
・バイオナフサ、廃プラ熱分解ナフサをエチレン原料化

③ CNに向けた検討および提案
・旭化成のCN及びCリサイクル先進技術の導入（アルカリ水電解システム、CO2原料ポリカーボネート技術等）
・エチレン装置（三菱化学＋旭化成）へのアンモニア混焼（石化協で検討中）
・エチレン装置の余剰分解ガスの有効活用先として、低炭素化に向けた以下の案が浮上
（例）エチレン装置副生水素との入れ替え、ピッチボイラ及び石炭ボイラへの余剰分解ガス燃料転換、C1 化学（メタン、メタノール、オレフィン）原料化、ガス会社へ分解ガス販売・JFEのシンガスで産業間連携拡大として、メタノールを起点とするC1化学の導入

④ 水島地区の目指す姿、2022年度版ブロック図
・2021年度版をベースに、①、②、③の各々の情報を加味して、2022年度版の水島地区の目指す姿のブロック図を更新した（図表8.4.12参照）。

図表 8.4.12　水島地区の目指す姿、2022 年度版ブロック図



© All rights reserved, Research Association of Refinery Integration for Group-Operation

⑤　水島地区の RM 目標量と 2030 年度のまでの CN 具体策と効果

ブロック図および各社の取組みに対し、2030 年度までに実行される可能性のある CN 具体策（ソリューション）をピックアップし、各具体策別に CO2 削減量効果を算出した。その内訳を図表 8.4.13 に示す。

水島地区 2030 年度 RM 削減目標 315 万トンに対し、省エネ含む CO2 削減目算は、162 万トンで、153 万トン不足する。

・省エネを除く、水島地区固有の CN 具体策と CO2 削減効果（計画と想定）

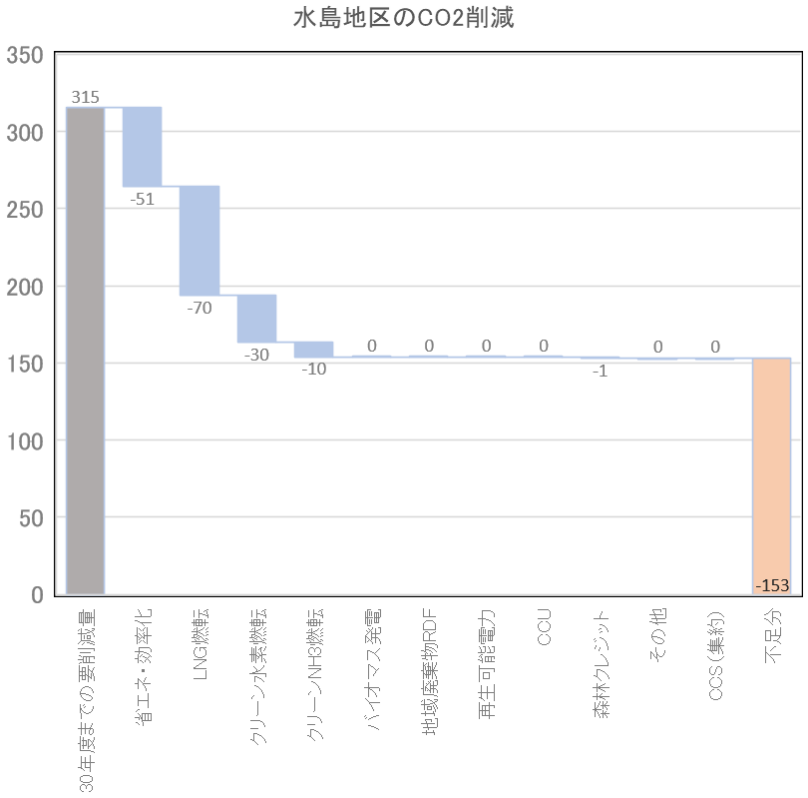
・ピッチボイラ（旭化成 400t/h、三菱化学 450t/h）を高効率 LNG ガスタービンへ転換（想定）：-70 万トン/年

・クリーン水素導入 3 万トン/年により重油との燃料転換（想定）：-30 万トン/年

・クリーンアンモニア導入 6 万トン/年を重油との燃料転換（想定）：-10 万トン/年

・森林クレジットの利用（想定）：-1 万トン/年

図表 8.4.13　水島地区 RMCO2 削減目標と各 CN 具体策の削減内訳（単位：万トン/年）



© All rights reserved, Research Association of Refinery Integration for Group-Operation

⑥　考察

・2030 年 RM 目標に対して、千葉地区に次いで、未達量が多い。特に、ENEOS が拠点とする水島製油所は、世界標準規模の国際競争力強化を目指して、他地区で廃棄した製油所能力の一部を増強する等で、自然減とならない。
・エチレンは、既に三菱化学と旭化成が統合運営中で、効率化を更にすすめている。
・水島地区は、ピッチボイラと石炭ボイラが稼働中であることから、周南地区と同じく、この 2 ボイラの低炭素化が中心的な課題である。
・他地区を閉鎖して、能力移転した分の CO2 排出増加量は、他地区減少分との調整も考えられる。
・現時点では、ピッチ、石炭ボイラ燃料転換以外に、柱になる CN 具体策が見えない。
・ENEOS が進める MCH 水素による水島域内の水素化ネットワークが導入されれば、かなりの CO2 削減効果を期待できる。

（7）　周南地区：2022 年度版目指す姿と 2030 年ロードマップ目標達成に向けた具体策

①　WG メンバーの意見

・周南地区は地区内企業－自治体の連携が強い（伝統的に行政を含めた盛んな取組み）。
・石炭ボイラの CO2 排出量が多い。
・周南は、石油化学に特化しており、エチレン原料の多様化は重要。
・エチレンの CO2 排出量が石炭火力と共に多いので存続に向けて、エチレン装置のアン

モニア燃焼は、石炭火力のバイオマス、アンモニア混焼とともに、CO2 排出量削減を進めるために重要。

・(目指す姿) カーボンリサイクルコンビナート一貫操業管理システムの構築。

・CO2 は副生水素を活用して中小 MEOH プラントからの MEOH を原料とする化学品への転換やセメント等への利用、上流電力のグリーン化により、川下の水素、塩素などの製品のグリーン度アップ、大規模アンモニア輸入基地建設を見込んだ新エネルギー及び原料供給共通配管を整備する。

・エチレンアミンやエポキシ樹脂硬化剤製造用のアンモニア原料は全量外部購入である。

② 実施及び計画進展中の具体策

・バイオエタノールを原料とする G エチレン生産設備導入(触媒による ETOH 脱水反応 ATJ プロセス、バイオナフサが 5～30%副生)。

・原料の 1 割(18 万 KL) をバイオナフサに転換する目標、バイオエチレン生産、クリーンなエチレン原料の多様化

・バイオボイラ新設稼働開始 (バイオチップ輸入、G 電力外販、トクヤマ、出光興産)

・クリーン液化アンモニア輸入基地構想。LPG 輸入タンク転用、エチレン装置＋石炭ボイラで混焼 (G1 資金活用)。アンモニアは、エチレンアミン、エポキシ樹脂硬化剤などの原料にもなり、全量外部購入中。

・石炭 10 万トン＝アンモニア燃転混焼、2030 年まで実証炉 (流動床ボイラ 78MW はバイオマス専焼に改造、トクヤマ東 3 号発電所はバイオペレット 20%混焼)

・合成メタノールプラント導入計画 (食塩電解 H2＋セメント CO2)

・トクヤマ水電解装置 (AWE：イオン交換膜食塩電解で用いるゼロギャップ法) の SC 拠点化 (2025 年)

・「木質バイオマス材利活用及び森林整備等に関する協定書」を締結。周南市は早生樹を活用する「緑山バイオマス材生産モデル事業」を開始、15～20 年で成長するコウヨウザン等の早生樹に段階的転換、15 年後活用開始

・コンビナート企業と周南市他自治体との CN 連携強化拡大 (「周南コンビナート脱炭素協議会のグランドデザイン」他)

・産業間連携によるカーボンリサイクルコンビナート構築検討 (NEDO 調査事業)

③ CN に向けた検討および提案

・石炭ボイラからの CO2 排出が大半であることから、周南地区の石炭ボイラ CO2 排出量 400 万トンの内、半分削減を当面の目標とし、バイオマス、アンモニア混焼によって石炭火力からの CO2 排出量削減を加速化する。

・西地区のアンモニア輸入基地の実現に向けてスピードアップする。海底配管他既設活用等の配管整備は、優先的取組課題である。新エネ及び原料供給のための地区内共通配管整備によって、地区内 CO2 および水素共通配管敷設の初期投資を抑制する。

・エチレン－塩ビ産業チェーンの低炭素化が鍵、塩ビは代替品がなく付加価値は高い。

・CR モデル地区実現にむけて加速、CO2＋副生水素から、メタノール、DME、エタノールをはじめとする化学品へのモジュールを導入する。セメント、ソーダ灰等へも利用する。

・上流電力のグリーン化により川下の水素、塩素などの製品のグリーン化を進め、製品の

CN 付加価値アップ（マスバランス方式の確立）を図る。

・CO2 を液化して外販する。

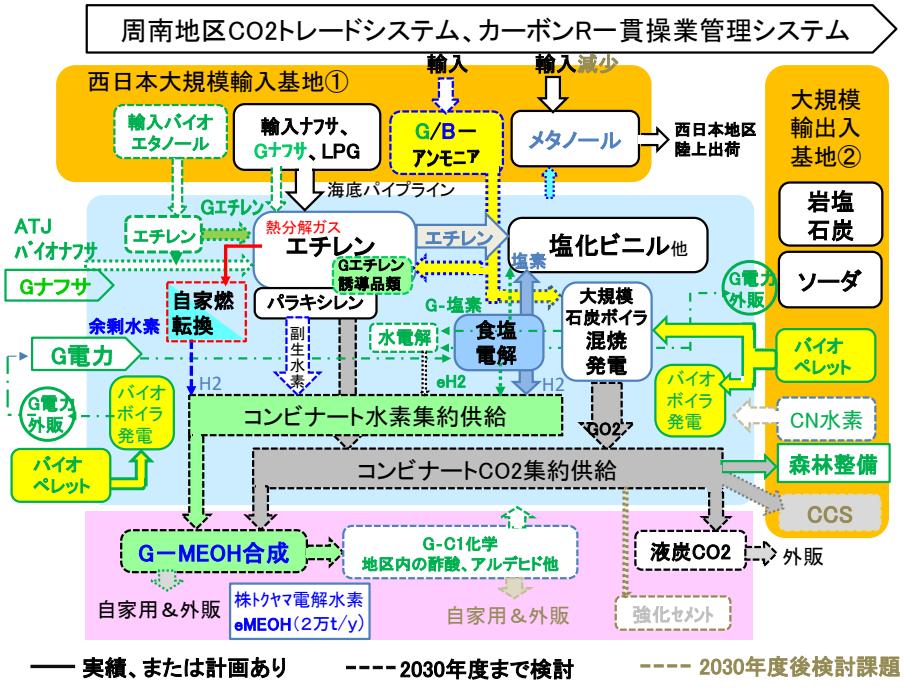
・アンモニア燃料導入→エチレン装置ガス余剰→自家燃中の余剰水素と転換→コンビナートでクリーン水素として集約利活用（副生水素収集システムを確立）。

・コンビナートゼロエミッションを標榜する。

④　周南地区の目指す姿、2022 年度版ブロック図

2021 年度版をベースに、①、②、③項の情報を加味して、2022 年度版の周南地区の目指す姿のブロック図を更新した（図表 8.4.14 参照）。

図表 8.4.14　周南地区の目指す姿、2022 年度版ブロック図



© All rights reserved, Research Association of Refinery Integration for Group-Operation

⑤　周南地区の RM 目標量と 2030 年度のまでの CN 具体策と効果

ブロック図および各社の取組みに対し、2030 年度までに実行される可能性のある CN 具体策（ソリューション）をピックアップし、各具体策別に CO2 削減量効果を算出した。その内訳を図表 8.4.15 に示す。

周南地区 2030 年度 RM 削減目標：66 万トンに対し、省エネ含む CO2 削減目算は、80 万トンで、目標を上回る（余力 14 万トン）。

・省エネを除く、周南地区固有の CN 具体策と CO2 削減効果（実績含む想定想定）

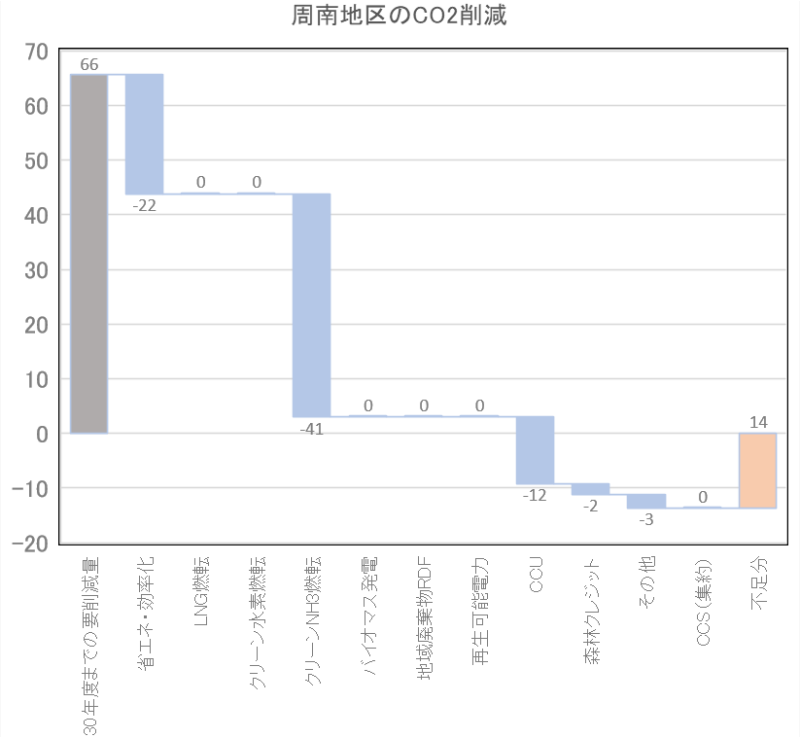
・クリーンアンモニアの地区導入 20 万トン/年とし、石炭との燃料転換：-41 万トン/年

・カーボンリサイクルとしてメタノール合成による CO2 回収：-12 万トン/年

・森林クレジットの利用（想定）：-2 万トン/年

・バイオナフサの導入で分解ガス発生比率 10%を燃料ガス振替相当：-2.5 万トン/年

図表 8.4.15　周南地区 RMCO2 削減目標と各 CN 具体策の削減内訳（単位：万トン/年）



© All rights reserved, Research Association of Refinery Integration for Group-Operation

⑥　考察

・2014 年に、出光興産の石油精製設備を廃棄したことで、2030 年度の CO2 削減目標が他地区に比し、最も低い。一方、石炭ボイラを稼働中であることから、現在計画中のアンモニア混焼等による CO2 排出抑制が、当面の柱となる。このようなことから、9 地区で鹿島、川崎とともに、地区の RMCO2 削減目標に達する見込み（ただし、今回試算は、石精＋石化のみ）。

・国交省が進めるアンモニア基地は、周南近隣の下松（ENEOS 旧下松製油所の跡地）が候補に挙がっているが、アンモニア活用可能量の多いコンビナートへの横持ち CO2 増を勘案すると、コンビナート内にアンモニア基地を建設する方が、はるかに有効である。周南地区では、大浦 LPG 基地のプロパン冷凍タンク（3 万トン）を転用できるので、初期投資も抑制できる。

（注）世界最大規模のアンモニア製造と物流業者の Yara 社は、一隻 2.5 万トン級の長距離大量輸送も既に行っている。現在は安全性も考慮しながら、更なる大型化や航路の追加検討を進めている。アンモニア大量長距離輸送の安全基準も、米国ガルフコーストや EU、シンガポールと東南アジアの一部、豪州と日本・韓国といった主要な港湾であれば、運用開始するのは確実に 10 年以内だとも自信を見せている（2022 年 11 月 24 日、RING と Yara 社との意見交換）。

・出光興産、トクヤマ、東ソーが進める周南地区におけるクリーンアンモニア基地化と、主に石炭ボイラへの混焼は、塩ビ存続の危機感から、現実路線で進展している。

・周南地区における CN 具体策は、柱になるアンモニアの他にも、石炭ボイラのバイオ混焼・バイオボイラ新設（稼働中）、エチレン・パラキシ副生余剰水素＋電解水素の余剰

量を活用したメタノール製造を検討中（2014 年から世界最大のメタノール輸入基地を運営中）と、CN につながる基盤条件がある程度そろっている。
・周南地区は、大規模な石炭ボイラの安価な電力による塩ビチェーンで栄えてきたが、地球環境問題による石炭への逆風を認識し、コンビナート全体、及び自治体とで存続の危機感を共有している。

（８） 大分地区：2022 年度版目指す姿と 2030 年ロードマップ目標達成に向けた具体策

① WG メンバーの意見

・大分地区の強みは、エネルギー供給を担う用役センター有すことで、低温スチームの収集活用による CO2 回収熱源利用可能である。大分地区電力スチームバランスの最適化向上による省エネを深堀する。鉄鋼と川をまたいで近接するので、新たな CN 連携のポテンシャル有がある。水資源豊富で旭化成の水力発電は主力電源として運用中である。
・課題としては、大きな河川を介して 4 つの島（西から鉄鋼、石化、石油、LNG 発電）に分かれている。
・大分地区は LNG 電力払い出しの構造で、受け入れが制限されており、クリーン電力受け入れのための電力基盤整備が必要である。
・エチレン装置分解ガスが余剰で、クリーン燃料の玉突きが課題である。
・エチレンボトム油はカーボンブラック原料・コーカー原料として外販、現在はバランス。
・将来的に、鉄鋼の COG 活用などを効果的に進めるために、CO2 集約供給設備を設置するなど、用役センターの役割を拡大する必要がある。
・九州管区の再生エネ由来電力の余力活用を図るため、電力受け入れグリッドを整備して、主力電源を補填する。
・水電解槽による水素発生は、追随に迅速切り替えできる PEG 小型モジュール設置が有効である。

② 実施及び計画進展中の具体策

・CN 構築の基幹物質である MCH 水素を将来的に導入の方向である。
・廃プラ熱分解の可能性はゼロではないが、目下のところ優先度は低い。
・種子島ロケット燃料用の現液体水素タンクは小さいが大型化の検討が進んでいるので液化水素も可能性はゼロではない。
・水素受け入れのルートは 2 つある。MCH が入れば、相応の HPU 稼働が減るので、相応に、CO2 排出量は減少する。
・目下のところ、バイオディーゼル生産の可能性はないが、廃プラ熱分解の可能性はある。
・合成燃料は 2040 年以降実用化のレベルである。
・CO2 を原料にして化学品を作る C1 化学の可能性を検討中である。
・大分協議会で CN - PJ を設置した。

③ CN に向けた検討および提案

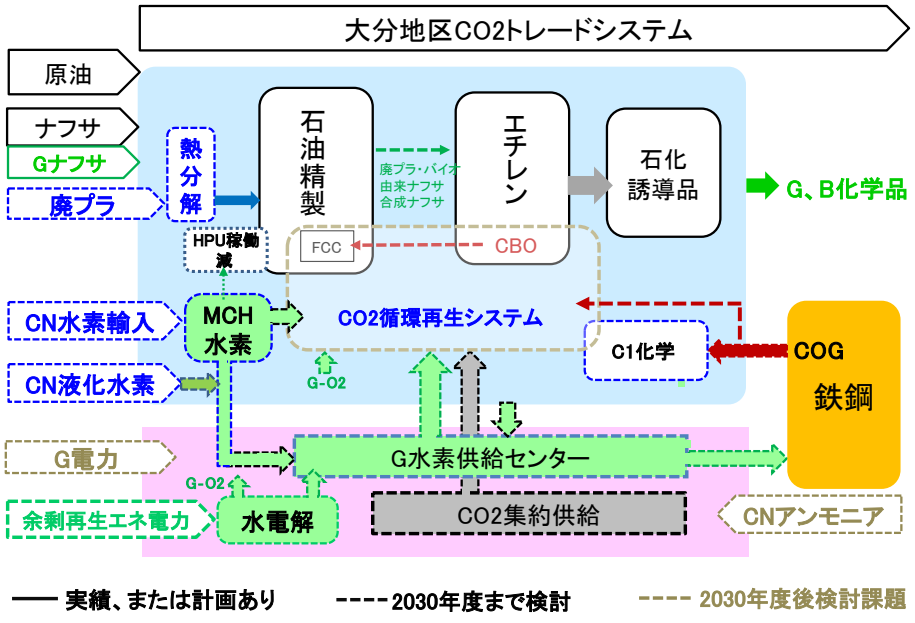
・大分地区用役センターを中心とした CN コンビナートへの展開活動
用役センターサイトの CO2 の集約回収、近接企業の低温スチームの CO2 回収利用、電力スチームバランスの改善

・大分地区のカーボンフリー水素基地化
　ENEOS 大分製油所サイトに MCH 水素供給センター、補填用水電解水素（PEG）設置
・エチレン装置の低炭素化
　用役最適化、天然ガス等の低カーボン燃料、アンモニアへの燃転または、混焼
・自家燃料水素収集システムの活用
　アンモニア燃料→エチレン装置ガス余剰→分解自家燃中の余剰水素→コンビナート集約利活用
・エチレン原料の多様化
　廃プラ由来ナフサ、グリーンナフサ、低 RON ガソリン基材他
・グリーン電力受け入れグリッド構築
　迅速に追随できる PEG 小型モジュールの地区共同設置（例：用役センター内）
・鉄鋼地区の COB 受け入れによる炭素循環システム構築
　鉄鋼地区への相応の水素返送とシンガス＋CN 水素で炭素循環システムの構築、鉄鋼との公平な CO2 トレード契約の確立
・九州管区の電力整備/再エネ水電解のポテンシャルは九州電力が調査中
　災害時のレジリエンスに合わせた大分地区へのグリーン電力受け入れインフラ強化提示

④　大分地区の目指す姿、2022 年度版ブロック図

2021 年度版をベースに、①、②、③項の情報を加味して、2022 年度版の大分地区の目指す姿のブロック図を更新した（図表 8.4.16 参照）。

図表 8.4.16　大分地区の目指す姿、2022 年度版ブロック図



© All rights reserved, Research Association of Refinery Integration for Group-Operation

⑤　大分地区の RM 目標量と 2030 年度のまでの CN 具体策と効果

ブロック図および各社の取組みに対し、2030 年度までに実行される可能性のある CN 具体策（ソリューション）をピックアップし、各具体策別に CO2 削減量効果を算出した。その内訳を図表 8.4.17 に示す。

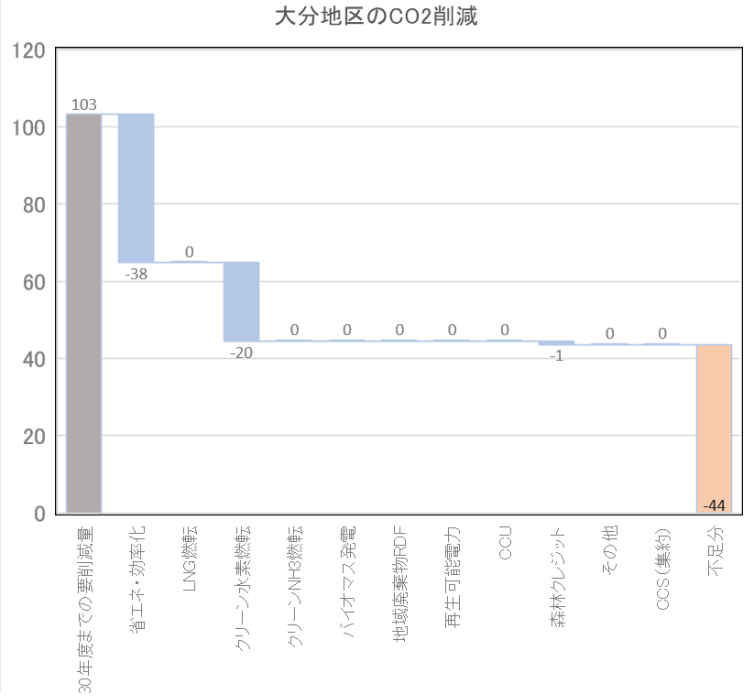
大分地区の 2030 年度 RM 削減目標 103 万トンに対し、省エネ含む CO2 削減目算は、59 万トンで、44 万トン不足する。

・省エネを除く、大分地区固有の CN 具体策と CO2 排出削減効果（想定）

　・クリーン水素の導入 2 万トン/年により、重油との燃料転換：-20 万トン/年

　・森林クレジットの利用（想定）：-1 万トン/年

図表 8.4.17　大分地区 RMCO2 削減目標と各 CN 具体策の削減内訳（単位：万トン/年）



⑥　考察

・大分地区は、九州管区唯一の製油所であるから、存続が必要である。

・現時点では、大分地区の柱になる CN 具体策が見えない。

・ENEOS が進める MCH 水素による大分域内の水素化ネットワークが導入されれば、かなりの CO2 削減効果を期待できる。

・九州管区は唯一、再生化のエネルギーが余剰の場所である。不安定な余剰再生可能電力を、現在の買電網の規模でもよいから、追随の良い小規模の PEG 電解槽モジュールで、グリーン水素を発生し、現在の液化設備を活用して、液化水素タンクに貯蔵することも、初期投資を抑える第一歩と期待できる。

・大分コンビナートの港湾は、他地区に比べて、最も近距離で深い構造である。CN 化に向けて、従来の化石燃料と同様に、CN な水素、アンモニア（燃料だけでなく、水素キャリアーとして）の安定的な大量輸入が必至になってくる。このような大規模な輸入基地構想も考えておく必要がある。

８．５ 石精とエチレンセンターの 2030 年度 CO2 排出削減予測、課題、展開

（１） 石精とエチレンセンターの 2030 年度 CO2 排出削減試算結果の総括

図表 8.5.1 に、８．４項の 9 地区 CN 試算結果を総括的にまとめる。

- 2013 年度の 9 地区の石精＋エチレンセンターCO2 排出量合計　　：6,380 万トン
- 2030 年度における削減目標量（2013 年度×46%）　　：2,935 万トン
- 2030 年度内需減の LP 試算による CO2 削減量＝自然減　　：1,313 万トン
- 2030 年度のロードマップ CO2 排出削減目標量（RM 目標値）　　:1,622 万トン
- CN 具体策による見込み削減量合計と達成率(1,146/1,622=70%)　：1,146 万トン
- RM 目標に対する未達量　　：　476 万トン

図表 8.5.1　9 地区の 2030 年度 CO2 排出削減量の試算結果一覧

			鹿島	千葉	川崎	知多	四日市	堺泉北	水島	周南	大分	その他	合計
2013年度CO2排出量		万tCO2	429	1,375	603	302	518	540	753	212	256	1,392	6,380
30年度削減目標量		万tCO2	197	632	277	139	238	248	346	97	118	640	2,935
30年度自然減量		万tCO2	109	63	21	62	115	97	31	32	15	768	1,313
30年度までの不足分		万tCO2	**88**	**569**	**256**	**77**	**123**	**151**	**315**	**66**	**103**	-128	**1,622**
Scope 1+2	省エネ･効率化	万tCO2	39	133	62	13	39	39	51	22	38	64	500
	燃料転換 LNG	万tCO2	10	24	10	16	45	10	70	0	0	0	183
	燃料転換 クリーン水素	万tCO2	10	20	101	0	10	10	30	0	20	0	203
	燃料転換 クリーンNH3	万tCO2	0	83	20	0	10	20	10	41	0	0	183
	燃料転換 バイオマス発電	万tCO2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	燃料転換 地域廃棄物RDF	万tCO2	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5
	燃料転換 再生可能電力	万tCO2	23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	23
	CCU	万tCO2			10					12			22
	森林クレジット	万tCO2	1	2	1		1	1	1	2	1	1	11
	その他	万tCO2				11	2			3			15
	CCS（集約）	万tCO2											0
	削減量合計	万tCO2	89	262	204	39	106	80	162	79	60	65	1,146
不足分		万tCO2	-1	**308**	**52**	**38**	**17**	**71**	**153**	-14	**44**	-193	**476**

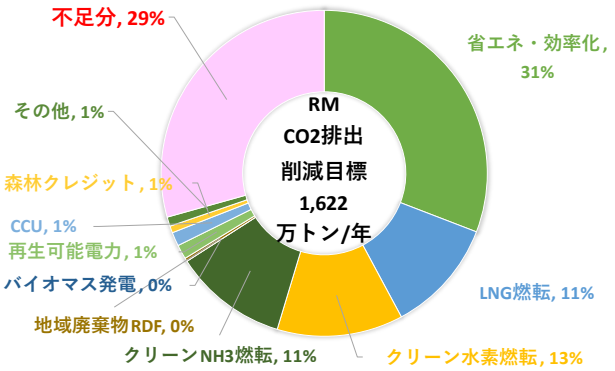
©All rights reserved, Research Association of Refinery Integration for Group-Operation

図表 8.5.2　9 地区の 2030 年度 CO2 排出削減目標と積み上げ結果

① RM 目標値、1,622 万トン（ロードマップ目標）に対する取り組み内訳と未達量

省エネ＋効率化（500 万トン：31%）、LNG 燃料転換（183 万トン：11%）、クリーン水素利活用（203 万トン：13%）、クリーンアンモニア（183 万トン：11%）、地域廃棄物 RDF 活用（5 万トン：0.3%）、再生可能電力（23 万トン：1%）、CCU（22 万トン：1%）、森林クレジット他（26 万トン：2%）で、未達量は、476 万トン（図表 8.5.2 参照）。

図表 8.5.3　9 地区の 2030 年度 CO2 排出削減量内訳と比率

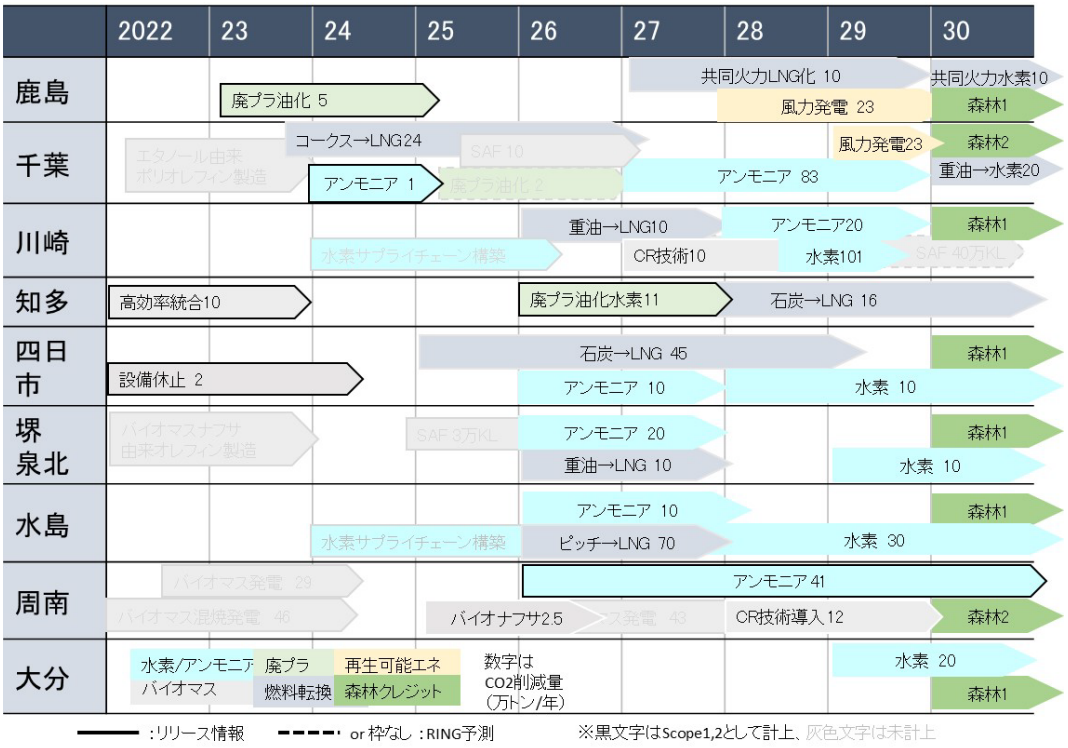


© All rights reserved, Research Association of Refinery Integration for Group-Operation

② 9 地区への CN 具体策導入ロードマップ（RING 予測）と 9 地区全体の対応策比率

図表 8.5.3 に、9 地区の CN 具体策ロードマップ（RING 予測）を一覧表にまとめた。

図表 8.5.4　9 地区への CN 具体策導入ロードマップ（RING 予測）



©All rights reserved, Research Association of Refinery Integration for Group-Operation

③ Scope3 の扱い

今回コンビナートの CO2 削減量へは、事項に示す通り、生産元とユーザー先で、CO2 排出量削減効果を二重計上することになるので、含めていない。そこで、CO2 削減のカウント方法が未確定なものを今回 Scope3 として表記した。各地区の Scope3 の数量内訳は、以下の通りである（図表 8.5.4 参照)。

図表 8.5.5　　Scope3 内訳

		鹿島	千葉	川崎	知多	四日市	堺泉北	水島	周南	大分	その他	合計
Scope 3計	万tCO2	10	35	33	0	0	16	10	128	0	89	320

鹿島　　：バイオナフサ原料導入（想定）10 万トン/年

千葉　　：SAF 製造 10 万 KL＝19.7 万トン/年（10 万 KL×2.463 kg-CO2/ｌ×80%CO2 削減効果)、バイオナフサ原料導入（想定）10 万トン/年、再生可能エネ（想定）5 万トン/年

川崎　　：廃プラ 10 万トン/年、バイオマス発電 23 万トン/年

堺・泉北：SAF 製造 5.9 万トン/年（3 万 KL×2.463 kg-CO2/ｌ×80%)、バイオナフサ原料導入（想定）10 万トン/年

水島　　：バイオナフサ原料導入（想定）10 万トン/年

周南　　：バイオナフサ原料導入（想定）10 万トン/年、バイオマス発電 118 万トン/年（出光 49MW＝29 万トン/年、トクヤマ 78MW＝46 万トン/年、東ソー74MW＝43 万トン/年)

その他　：和歌山 SAF40 万 KL/年導入により 79 万トン/年（40 万 KL×2.463 kg-CO2/ｌ×80%)、太陽 SAF5 万 KL/年により 9.8 万トン/年

※（想定）と記載したものは、WG で協議した内容を踏まえて RING 事務局にて数字を仮定した。

※バイオナフサ原料導入は、エチレンセンターのある地区に一律 10 万トン導入すると仮定した。

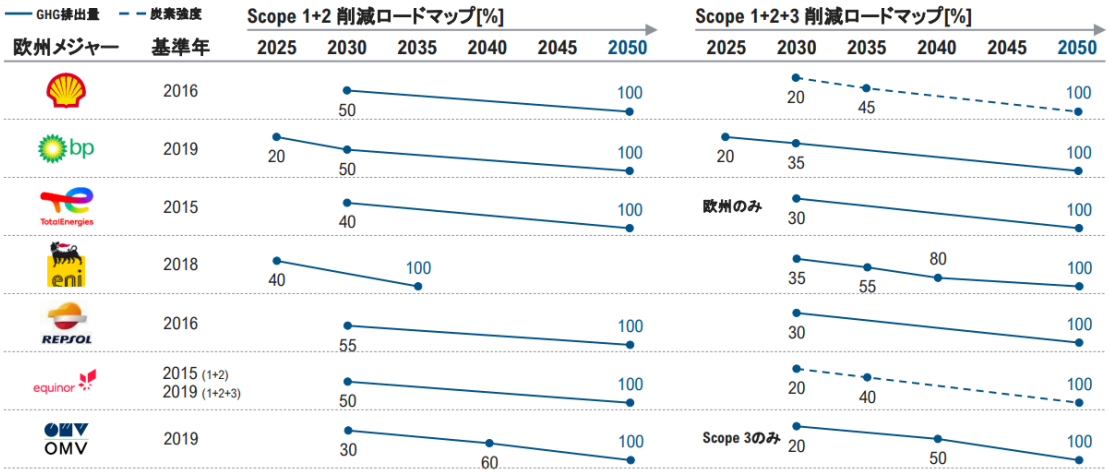
※バイオマス発電は、将来コンビナートへの供給も考えられるが、現状は外販ベースとした。

④ 欧州における Scope3 の取り扱い

Scope3 の扱いは、欧州石油メジャーの CN 目標の設定においても意見が分かれている。Scope1+2 だけの効果をロードマップに計上する場合と、Scope1+2+3 を計上する場合の２つのケースに分かれている。

Scope1+2 だけの効果をロードマップに計上する場合は、７社（shell、bp、Total、Eni、REPSOL、Equinor、OMV）ともに、欧州環境団体が指摘するように、CO2 削減量で計上している。一方、Scope1+2+3 を計上する場合は、shell と Equinor は炭素強度で表現している。また、OMV は Scope3 のみ別に、CO2 削減効果を併記表示している。

図表 8.5.6　欧州メジャーの目標設定状況



（２）　目標達成に向けた各地区共通の課題

①　CN コンビナート構築に向けた地域自治体と企業の連携強化

9 地区中、地区の RMCO2 削減目標に達するのは、鹿島、川崎、周南である。これらの地区で共通するのは、は、自治体が、CN の進展によるコンビナート存続の危機感を企業と共有していることである。クリーン化に向けた活動も活発である。特に、鹿島地区の様に、県が補助金まで用意して主力企業とともに、検討を開始している。

千葉、水島及び堺・泉北の 3 地区だけで未達量は、531 万トンである。ただし、水島のように、コンビナート外の製油所を閉鎖し、大規模集約化を行った能力の付け替え分（193 万トン）を差し引いても、338 万トンが未達である。

3 地区の未達分は、307＋71＋153－193＝338 万トンとなり、9 地区未達分合計の 71%を占める。これらの地区の自治体は、コンビナートへの関心が薄く、つながりも浅い。特に、最大の排出量がある千葉地区は、「フロントランナーちば（2007 年）」の活動を行ったころと比べると、各段に関与が薄くなっている。日本最大の石精・石化コンビナートとして、国家エネルギー・素材の安定供給を CN 時代においても全うするために、企業と自治体による連携への期待は大きい。

②　省エネ・効率化の新たな視点からの具体化

2030 年度 RM 削減目標を達成するために、省エネ・効率化の効果がどの地区も最も大きい。本検討では、石油、化学ともに前提を置いた努力目標のもとに、試算を積み上げた結果であるから、省エネ/効率化による削減効果は他の具体策よりも努力目標の感が強い。異業種産業近接立地の強みを生かし、産業間連携による省エネおよび CO2 削減につながる効率化を、広域で推進していく必要がある。そのために、助成金も必要である。

③　CN エネルギー・素材のコンビナートへの導入加速に伴う既存とのバランス機能の付加

特に、欧州調査（５章参照）および、「RING と関連各社との意見交換」を通して、SAF は、従来の JET 燃料と置き換わる方向で進むことは確実であることから既設との留分バランスを確認しておく必要がある。

また、RING と Yara 社との意見交換（2022 年 11 月 24 日）を通して、クリーンアンモニが、燃料だけでなく、水素キャリアとして世界中に普及する見通しであることを確認した。特に、石炭ボイラの多いアジア圏における普及は膨大な量になる見込みである。
水素キャリアとしてのアンモニアを含め、クリーン水素のコンビナートへの導入も、資源に恵まれない日本においては取り組まなければならない。水素の CO2 削減効果はアンモニアの 5 倍の効果がある。
CN を進めつつ、エネルギー・素材の安全保障を全うしていくためには、コンビナート内に多様なクリーンエネルギー・素材を生産、輸入する基地を確立しておく必要がある。
そのために、クリーンエネルギー・素材を受け入れた時の、燃料バランス、留分バランスを調整できる機能がコンビナートになくてはならない。水素/アンモニアを石炭と置換するのは、コンビナートのガスバランスに、さして問題はない。
しかし、既存自家燃料の C 重油、精製ガス、分解ガスと置換することになると連産品を取り扱っていることから、ガスおよび留分バランス上、いろいろな調整が必要となる。C 重油、石油ピッチの自家燃振替では、C 重油、石油ピッチの処分先を考慮しておかなければならない。もともと、余剰扱いで、自家用燃料としていたピッチを水素化分解するには、相当の投資が必要になるが、巨額の投資は考えられないことから、必然、需要があっても、ボトムネックで稼働ダウンか、軽質原油の調達という対応にならざるを得ないだろう。

（3） 次年度に向けて効果的な CN 具体策と広域 CO2 グリッド基本構図の提案

① 課題の明確化と対策の検証

重要な課題は、既存の石精・石化生産バランスの中に、各地区で目論んだ CN 具体策が、各地区のコンビナートの生産バランスの中に納まるかどうかである。これを確認するために、各地区の特徴を踏まえた、より具体的な検証が必要となる。特に、確実に普及が見込まれる、SAF、水素・アンモニアを中心に導入量を定めた定量的なバランス検証を試みる必要がある。省エネ及び効率化の具体策も、公表されたものを中心にピックアップして、今年度試算値と照合して、確度を高めていく。
Scope3 の具体策は、2030 年度 CO2 排出削減 RM 目標に取り込むか否かを検討する。同じ SAF でも炭素強度は異なることを踏まえて、その効果を地区の実情に合わせて概算する。
ただし、先に掲げた通り、Scope3 による CO2 削減効果が、企業活動域内と CN 製品を購入したユーザー先で、CO2 削減カウントが二重計上されないようにしなければならない。例えば、バイオ SAF（Scope3）製造過程で生じた、バイオ精製ガスを製油所の自家用燃料と消費した量は、Scope1 としてカウントされる。一方、製品として航空会社に出荷したバイオ SAF は、航空会社が CO2 削減量としてカウントする。
更に、バイオナフサを原料としたエチレンセンターでは、熱分解バイオガスを副生して、自家用燃料に供する。この場合も、Scope1 として、カウントされる。製油所で廃プラを熱分解した時の副生ガスの自家然用途、及び、廃プラ由来のナフサも同じような扱いになる。
このように、Scope3 を、scope1,2 に組み込む場合は、詳細な試算が必要である。

② コンビナートへの CCS の導入早期検討開始、具体的設計図の策定と提案

管轄エリア内から大規模 CO2 回収（2030 年 900 万トン/年回収）を目指す Port of Antwerp

（Antwerp@C、Kairos@C）プロジェクトとのリモート意見交換（11 月 21 日）でも、「CCS について、いろいろ反対意見があることは承知しながらも、EU は CN2050 を実現するうえで、技術的に確立しており、かつ EC がやってもよいと認めている数少ない技術の中では、CCS しか選択肢がない。」と断じており、2023 年初期に大規模投資の FID を目指している。CCS は、CO2 削減量不足分が大きく回収ポテンシャルの高い千葉及び水島地区で、いずれは、必要に迫られる手段である。東西の主力コンビナートであるから、優先的に、CCS 導入（CO2 回収→拠点液化・搬送・貯留、または、CO2 ガスのパイプライン圧送・貯留）の必要性を提案していく。

更に、我が国でも「コンビナート地区における CO2 グリッド構想」も萌芽しつつあるので、京葉地区等の CO2 グリッド構築と CCS を組み合わせた構想を RING サイトからも積極的に提案していく。

「製油所における低エネルギーCO2 回収技術と高濃度 CO2 固定化可能性に関する調査報告書（平成 17 年度石油環境対策基盤等整備事業）PEC－2005T－13」と題して、16 年前に千葉地区コンビナートの SMR 装置群からの CO2 回収と京葉地区沖への貯留調査検討、投資額、課題がまとめられている（2006 年 3 月、出光興産 JPEC 委託調査報告）。

東京湾の滞水層は千葉コンビナートから近距離、かつ、浅いことから Antwerp@C（Kairos@C 含む）のような巨大投資は必要としないと見込まれ、千葉地区からの CO2 排出量の 100 年分の貯留潜在能力がある。ただし、沿岸から近距離なので、住民や漁民の賛同を得ることへの困難が予想される。住民等の賛同が得られない場合は、Antwerp@C の様に、積み出し拠点までは CO2 ガスを高圧でパイプライン移送し、積み出し拠点で液化、液化 CO2 専用運搬船で適地に貯留することが考えられる。

コンビナートのように大量集中的に CO2 を排出する地域において、CCS が不可欠になると考えられ、2030 年度前後の貯留を開始するためには、できるだけ早急に、「広域 CO2 グリッドと地区別 CCU 連結基本構想と設計図」といったものを作成し、国、自治体に提案していくことが必要である。

③　カーボンニュートラルエネルギー供給の安全保障と CN 具体策の多様化

化石資源も、再生可能エネルギー資源にも乏しい日本は、CN エネルギー・素材もある割合で、輸入に依存せざるを得ない。従来の化石エネルギー資源と同じく、CN 資源の製造調達においても、石油・石油化学会社は、国家エネルギー・素材の安定供給を全うする責務（安全保障）を負うことになる。したがって、時間をかけてでも、あらゆる手段を積み重ねる必要がある。

少量規模の地産地消も含めて、現在、開発中のすべての CN 具体策を、時間をかけてでもコンビナートに導入していかなければならない。

早いものは導入実績を明示して躊躇する他地区他社にも導入を促し、量を増やしながら、並行して、時間をかけてでも先端技術による開発も進めていかなければ、CO2 排出削減目標を達成することはできない。

2030 年はすぐそこである。今回の調査においても明らかになったように、各国のメジャーすべてが、強弱はあるが、あらゆる選択肢を用意している。持続的に供給が不足することが明らかな SAF の供給においても、Neste は、今、成功しているバイオ SAF に限らず、廃棄物、廃材、e-SAF のすべての選択肢を追求するとしている。

また、CCS も並行して、国内外で進めておかなければならない。国外における CCS 事業は加速しているので、チャンスを逃さないようにしなければならない。

④ 確実な PDCA

今後とも、欧米を中心に、CN の動きは今年度以上に加速することが想定される。各種の計画が具体化し、導入規模、操業時期等も明確になることを想定し、また、技術開発の進展にも気を配って、情報収集と試算を実施し、今回策定したロードマップの PDCA を確実に継続していくことが重要である。

８．６ アジア圏における CN コンビナートロードマップ策定の提案例

アジア圏に位置し、大規模新興工業団地と次世代の国際競争力を競わなければならない日本の９地区コンビナートは、欧米だけの視点で CN2050 に突き進む訳にはいかない。今後とも、欧米と違い政策が異なるアジア諸国のエネルギートランジションへの動向を踏まえて、日本のカーボンニュートラルコンビナート 2050 構築に向けた目指す姿とそのロードマップを策定し、アジアにおける先進国として PDCA を回しながら着実に進める必要がある。以下に、欧米、アジアを見据えた、全方位的視点からの CN2050 コンビナート構築の今後の考え方と具体的な展開例を示す。

（１） アジア圏における CN2050 コンビナート構築推進

ウクライナ侵攻で、経済安全保障やエネルギー安全保障は、今後の CN 化推進にむけて、より重荷になることが明確になった。

アジア諸国や中東諸国は、CN 化を重視しているものの、国家政策は経済発展を第一優先することから、石油精製及び石油化学の大規模化と内製化を強力に推し進め、低炭素化や CO2 排出削減の取り組みに逆行するような多様な動きも出てきている。日本の石油コンビナートが規模拡大を目指す中東やアジア諸国との競争で生き延びるためには、化石資源とのミックス戦略の中でプラスチック廃棄物処理を含めた CN 化を推し進め、確実に循環型社会、低炭素社会を構築することが非常に重要である。このための諸政策や真似のできない技術開発（オンリーワン）が必須である。

CN コンビナートの目指す姿の実現に向けて多大な新規投資を伴うが、単に従来型のエネルギー供給や新素材の提供のみならず、石油コンビナートが、「循環型社会と低炭素社会」を具備する環境対応型の新しい石油コンビナートに生まれ変わることが、世界の中で（とくにアジア圏）、新たな環境ビジネスチャンスを生むことになる。CN 政策が異なる他のアジア諸国とは一線を引いて、全方位視点で次世代型の国際競争力を有する CN 型コンビナートを構築し、アジア圏モデルの基盤構築を目指すべきである。

中国を筆頭にインドや中東の石油コンビナートでは設備規模が桁外れに大きく、日本の様なユーザーに直結した小回りが利いて、多様化が可能、かつ、低炭素型の高付加価値製品製造のバリューチェーンやサプライチェーンを構築し、柔軟性あるコンビナートへ変革するには時間がかかる。今後、日本が CN コンビナート 2050 構築に向けた目指す姿を着実に押し進めていけば、アジア諸国のエネルギーダブルトランジションのインパクトを回避でき、次世代の経済安全保障やエネルギー安全保障に繋がる。

（２） エネルギー分断によるアジアの新たな動き

① エネルギーデカップリングによる各国の新たな動き

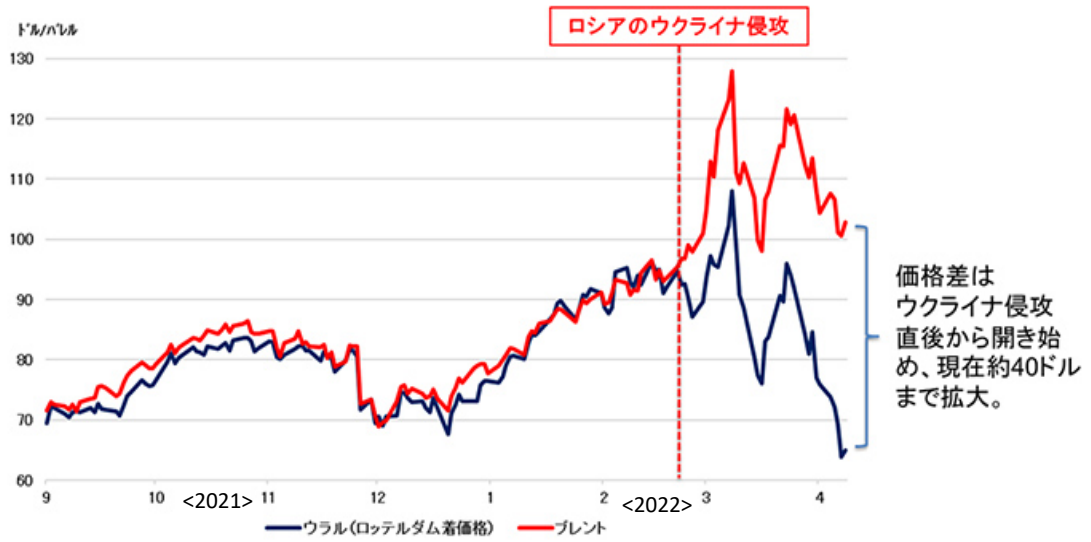
ウクライナ侵攻によって、世界は経済のデカップリングだけでなく、エネルギー資源需給にも分断を生じ、もとには戻らない情勢である。このような分断化の中で、今年度のアジア調査で明らかになったのが、中東のサウジアラビアや UAE に代表される産油国や産ガス国のしたたかな動きである。ロシア情勢をにらみつつ、ロシアとは OPEC プラスという立場を強くしていく一方、オイルマネーで得た資金で多額の投資を行い、日欧米の技術支援を得て、多様な再生エネルギーを生み出し、エネルギー転換期の時代に引き続きエネルギー供給の中心地になろうとする動きがはっきりしてきた。

また、欧州の様に、対ロシアエネルギー依存を少なくしていく国々は、エネルギー供給先の新たな枠組みを求めるか、CN 政策の中で新たなエネルギー自給率を高める方向へ向かっている。国際エネルギー情勢は、純粋な経済効率追求から地政学の強い影響下に置かれている（エネルギーを戦争、外交の武器化）。エネルギー確保で、既に、欧州を中心に天然ガス市場、特に中東を含む MENA への LNG 確保の熾烈な市場競争が展開されつつある。

② エネルギー分断がもたらすアジア圏石油コンビナートの明暗

日本の石油、天然ガス、及び石炭のロシアへの依存度は、それぞれ 4%、9%、11%（2021 年）とそれ程大きなものではないが、何といっても、ロシアは世界トップの化石資源国かつ、化石資源輸出国である。国際的な化石資源市場需給バランスに与える影響は甚大である。ロシアの地政学的挙動、市場不安定化で、石油コンビナートは、原料価格及びエネルギー価格の高騰に直撃されている。ウクライナ侵攻前からも、世界に化石資源はあるのに、過度性急な ESG 投資家圧力で供給不足な状況になりつつあったが、ウクライナ侵攻が引き起こした分断化で、中国、インドや中東産油国は恩恵を得、日本など、ロシア経済制裁に加わった国のマイナスは大きい（図表 8.6.1 参照）。

図表 8.6.1　ロシア産ウラル原油と北海ブレンド原油価格差の推移



（出所）JOGMEC、2022 年 4 月 21 日

中国では、サウジアラビアとの長期契約から、安価なウラル原油への転換や、現在の輸入先から切り替える等々の動きは表に出てこないようであるが、国内の 20%を占める独立系製油所が国内外での独自のルートや手法を使って、ウラル産原油をスポット的に購入し、利益を上げている。中国の石油精製業界や石油化学業界の多くは 2022 年に入っても最高益を継続している。インドは、伝統的に非同盟、全方位外交を志向しているが、著しい国内需要の伸びと経済成長には、高騰する原油の中にある中で、脱炭素政策を推し進めながら、安価なロシア産原油の輸入を急増している。

ロシアに対して、アセアン諸国の殆どは政治経済両面で沈黙を保っているが、この中で、特筆すべきはベトナムである。ロシアとベトナムの関係は他のアジア諸国とは異なり、今も政治経済面で近い。ロシアのウクライナ侵攻後、化石資源の高騰を受け、ベトナムの輸入において大きな変化がみられた。ベトナムの輸入先は、2022 年の上半期で、7 位豪州（前年同期比 41.5%増）や、9 位インドネシア（27.2%増）といったロシア以外の資源国からの輸入が大幅に増加して、その内訳は、どちらも石炭の増加が激しい。

ベトナムは石炭火力発電が主要な電源となっており、石炭の確保が欠かせない。ベトナム国内の石炭採掘量は伸び悩んでおり、輸入への依存度が増している。したがって、ウクライナ侵攻がベトナムの貿易に与える直接的な影響は限定的である。

経済成長が著しいベトナムでは、特に、石油製品需要の伸びが著しく、CN 化を推進する中、製油所・石化投資計画の見直しを行い、特に石油製品の自給率を向上させるために、第 3 製油所新設計画（52 万 BD）を打ち出した。過去多くの計画が資金不足で中止になった経緯があり、ESG 投資を望む金融筋からの化石資源投資への理解が得られるか、ベトナムが中露の進出を望まない中、中東資金の流入などが今後の展開に影響することになる。1 期工事の投資額は最大 135 億ドル（約 1.8 兆円）、2 期工事は 50 億ドル（約 6,700 億円）を見込んでおり、2023 年 1 月に基本方針の承認取得、6-12 月に FS 実施、2024 年第 1 四半期に正式な承認、EPC コントラクター選定後、2027 年 12 月までに完工する計画である。

ガソリンの国内需要は 2020 年の 1,800 万トン/年が、2025 年には 2,500 万トン/年、2030 年には 3,300 万トン/年に増加するとペトロベトナムは予測しており、今後の国内の石油製品製造の自給率低下に第３製油所建設で対応する。

アセアンの主要国であるタイは、以前はロシアが主要な原油輸入先だったが、ウクライナ侵攻後は、45.9%減と 15 位に後退した。ロシア産原油の輸入は殆ど認められていない。代わりに原油の輸入先は、中東やマレーシアが増えている。

インドネシアは、2022 年 9 月インドや中国などがエネルギー価格高騰を抑制するためロシア産石油を輸入する中、「あらゆる選択肢」を考慮する必要があるとしている。インドネシアは長年、ロシアからまとまった量の石油を輸入していなかったが、ジョコ政権が一部の燃料について最大 30%の値上げを余儀なくされたことを受け、価格高騰の抑制を政府に求める圧力が強まってきている。

原油などの化石資源の高騰下の中にあってもアセアンの市場の需要は旺盛で、経済の動きも復活の兆しが見え、石油業界への影響も殆どなく当面は推移していくものと考えられる。

ロシアのウクライナ侵攻により最も恩恵を受けている国は、中東 MENA 諸国と米国で、この中でもサウジアラビア、UAE、及びカタールなどの GCC 諸国である。この中で、中東の盟主であるサウジアラビアは、米国との地政学的な問題や減産協力もあり、ロシアに接近

している。

（3） アジアへの省エネ技術移転と国内コンビナートでの省エネ推進

① アジア各国への省エネ技術移転

日本が第 1 次オイルショック以来努力を重ね培ってきた省エネ技術を、啓蒙も含めビジネスとして、中国、インドをはじめとするアジア諸国へ技術移転していくことは、CO2 排出削減に直結するとともに、燃料支出を低減させて国民生活の向上に資することから、きわめて重要と考えられる。このような活動が、アジアのなかの先進国としての日本が果たすべき役割の一つであり、地球環境保全に向けたモデルともなる。

② CN 化ロードマップにおける省エネ政策強調の必要性

日本は、幾度のエネルギー危機を省エネという強力な武器で生き延びてきたが、脱炭素化という観点からの省エネ政策の中で、このような過去の経緯についてあまり触れられていない。絞り切った雑巾を更に絞ることにあまり効果が期待できないという雰囲気があることと、昨今の欧米勢の CN 投資が著しいことが背景にある。

CN 化はあたかも欧米が先手を切っているように見えるが、決しそうではない。その理由は、日本は省エネという技術の切り口で欧米よりもいち早く世界をリードしてきた。化学産業（石油コンビナート）、鉄鋼産業、自動車産業、家電産業、等々の省エネ技術を軸にした独自の展開をロードマップに反映させることが重要である。

日本の石油コンビナートは、エネルギーや素材供給に重要な役割を果たし、世界に比べ規模が小さいながらも、High Quality and Performance with Low Cost(and with Low CO2 Emission)で強いサプライチェーンを形成し、この川下にある、かつては日本が世界を圧巻した半導体産業や液晶産業等のバリューチェーンが育ち、これによってさらなる省エネと利便性に繋がった。日本が 2050 年ネットゼロを目指すためには、これまで培ってきたこのような幅の広い省エネ技術の更なる飛躍を図ることが一つの鍵である。

（4） 日本の石油、化学産業の CO2 排出量、世界の石精・石化企業の事業展開領域

① 日本の石油コンビナートから排出される CO2 の排出量（現状認識）

環境省の報告によれば、2020 年における CO2 排出量 11 億 5,000 万トンに対して CO2 吸収量は 4,450 万トンと報告であり、正味 11 億 55 万トンの排出量となる。日本の場合は排出量が圧倒的に多いので、CN2050 達成のためには、日本の石油コンビナートを取り巻く環境下でどのようなポイントがキーとなるかを明らかにすることが重要となる。

図表 8.6.2 に、日本の製油所及び石油化学企業から排出される CO2 の排出量を示す。CO2 排出量は、製油所は LP モデルからの計算に基づき、石油化学は 2019 年の実績である。日本の石油コンビナートから排出される CO2 量は、石油精製から年間約 3,302 万トン、石油化学からは年間 6,113 万トンとなっており合計年間 9,415 万トンである。これは日本の年間排出総量 11 億 2,171 万トン（2019 年）に対して 8.39%である。

製油所からの CO2 排出量が多い設備は、(R) FCC、TOP、SMR であり、これらで全体の約 67%を占める。

石油化学からの CO2 排出量が多い設備は、エチレン、プロピレン等の基礎原料を製造するナフサ分解炉で石油化学のほぼ半分の CO2 が排出される。ナフサの分解反応は吸熱反応

であり、分解のためには 850℃程度の極めて高温を要する。このための燃料として、プロセス内の分解ガスとして発生するメタンや水素等を使用している。

図表 8.6.2　製油所と石油化学工場から排出される CO2 量

製油所から排出されるCO2量

	CO2排出量 ktCO2/年 2020年	比率 (%)
1 常圧蒸留装置	7,213	21.8
2 減圧蒸留装置	104	0.3
3 ナフサ脱硫装置	421	1.3
4 灯油脱硫装置	861	2.6
5 軽油脱硫装置	1,816	5.5
6 減圧軽油脱硫装置	2,171	6.6
7 残油脱硫装置	1,801	5.5
8 ナフサ蒸留	55	0.2
9 接触改質装置	1,960	5.9
10 LPG回収	8	0.0
11 改質油蒸留	31	0.1
12 ベンゼン抽出	17	0.1
13 アルキレーション装置	160	0.5
14 接触分解装置	9,019	27.3
15 水素製造	5,849	17.7
16 分解ガソリン脱硫装置	407	1.2
17 異性化装置	15	0.0
18 コーカー	453	1.4
19 水素化分解装置	555	1.7
20 ETBE装置	13	0.0
21 溶剤脱歴装置	3	0.0
22 プロピレン分留装置	3	0.0
23 パラキシレン装置	52	0.2
24 トランスアルキ装置	32	0.1
合計	33,018	100.0

（出所）JOGMEC,2022 年 5 月 11 日

石油化学企業から排出されるCO2量

		CO2(千トン)	(%)	CO2(千トン)	(%)
2019年	日本全体	1,121,705.1	100.0		
	産業・工業プロセス	328,659.6	29.3		
	化学産業(石化産業)	**61,130.7**	**18.6**	**61,130.7**	**100.0**
基礎原料（ナフサ分解）	エチレン	7,335.7	12.0	31,176.6	**51.0**
	プロピレン	6,113.1	10.0		
	ブチレン類	9,169.6	15.0		
	ベンゼン	3,056.5	5.0		
	トルエン	1,222.6	2.0		
	キシレン	4,279.1	7.0		
誘導体	中間原料	14,060.1	23.0	14060.1	**23.0**
	樹脂・ゴム・合成繊維	11,003.5	18.0	11003.5	**18.0**
	その他	4,890.5	8.0	4890.5	**8.0**

*日本全体のモデル製油所を用いて製油所 を構成する装置毎2019年の調査からシミュレーションで算出

（出所）MCR、2022 年 12 月（石油化学 2019 年データ）

② コンビナート企業の CN コンビナート構築への施策と実態

・日本の石油コンビナートの今後の事業展開領域

CN2050 年構築に向けた新しい石油コンビナート構築に向けて、今後の世界の石油石化工業団地を俯瞰して、我が国が展開すべき事業領域について考察する。

図表 8.6.3 に、今後の世界の石油精製・石油化学企業の事業展開領域の中で、日本の石油コンビナートの事業展開領域イメージとそのあるべき姿を示す。

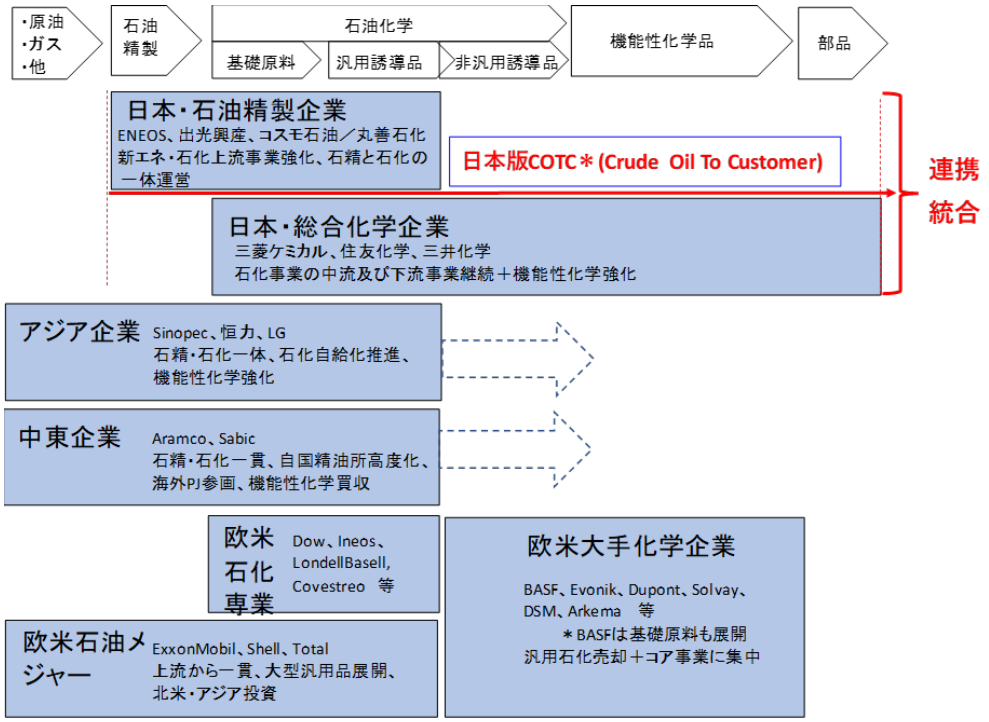
・アジア(中国・インド)企業・中東企業

資金力と資源力、潜在的な市場の中で、大量消費型商品の製造が中心である。CN 化の促進の潮流の中、大型の製油所やエチレンセンターの増設が行われており、裾野の広い機能型市場との連携や市場開発、Marketing には向かないと考えられる。現状はプロダクトアウト型事業体系であり、新しい素材や、ライフサイクルの短い最先端技術の開発を行っていくための体制づくりにはまだ年月を要すると見込まれる。したがって、日本としては、夫々の国の国内市場、民度と世界情勢に照らし合わせ、Win-Win の構造を作っていくべきと考えられる。

・欧米企業

石油メジャー・大型石化専業・大手機能化学の分業形態となっており、基礎技術の開発は秀でたものが多い。不採算分野からの撤退や買収等のメリハリの効いた企業運営が得意であり、これまでその歴史を繰り返してきた(DuPont/Dow/BP/GE 等、ただし BASF は例外)。これにより安定した市場原理の崩壊に繋がり、きめ細やかな市場対応や重要なサプライチェーン、バリューチェーンを生みにくく、日本のようにきめ細やかな市場開発を生かして市場を広げる国に対しては自己市場を守るために規制化、規格化に走ることが多い。

図表 8.6.3　今後の世界の石油精製・石油化学企業の事業展開領域イメージ



（出所）MCR、2022 年 12 月

・日本の石油コンビナートのあるべき姿（石精－石化－機能化学）

石精企業や石化企業の統廃合は今後も続くが、一巡したとも見える。日本の強みは末端製品へのサプライチェーンの構築と高品質（真似の出来ないモノづくり）である。

競争力強化と生き残りのためには、石精と石化のより強い連携と統合及び国内外での強固なサプライチェーンやバリューチェーンの構築（日本版 COTC、Crude oil to Customer の構築）、プロダクトアウト型ではなくマーケットイン型の市場開拓を目指したケミカルパーク作りが重要である（特に今後のアジア市場は潜在ターゲットとして有望）。また、ウクライナ侵攻によるエネルギー市場の混乱の影響を受け、エネルギー安全保障の重要性が強く再認識された。

エネルギー供給及び石油化学原料供給の責務を負う石精企業は、2050 年 CN 化に向けた脱炭素エネルギーや化学原料供給への事業構造の変換を余儀なくされる。一方、石油化学産業は、過去において日本の強みであった、あるいは今後も強めていかなければならない真似の出来ない機能化学品製造のために、必要な素材や材料の上流側とのサプライチェーンを途切れさせないことが重要である。

石油精製産業や石油化学産業はあらゆる材料や商品の根本（上流）にある。今後 CN2050 に向かってその産業構造（事業構造）の内容を変えようとしている。石油（及び天然ガス）を中心としたエネルギー源や石油化学原料の一部あるいは相当量を脱炭素化するには、あらゆる技術分野での真の製造強国でないとなし得ない。日本はこの難しい課題を乗り越えるだけの力は十分にあるが、連携と統合を無視した化学産業やエネルギー産業は、単なる“質”より“量”に向かいがちになり、生き残りをかけた持続性ある事業構造とはなりえないことに留意すべきである。

（5） 石油コンビナート各社の CN コンビナート 2050 構築に向けた取り組み状況

図表 8.6.4、図表 8.6.5 に、2022 年 8 月以降に発表された主要石油コンビナート各社から発表された CN コンビナート 2050 構築に向けた具体的取組みについてまとめた。

2021 年 4 月時点での GHG 排出削減に何らかの目標を公表している企業は比較的多いが、CN を目指す（あるいはチャレンジする）と公言している企業は少ない。

また、化学メーカーにおける GHG 排出の大部分は石油化学産業由来である。

図表 8.6.4　2022 年 8 月以降発表の主要石油会社 CN2050 に向けた具体的取組み

	企業	CN対応の具体的内容	協業	具体的内容・規模	ステージ・時期	備考（目標等）
石油精製	ENEOS	コンビナートグリーン化	三菱商事、日本触媒	バイオ原料を使ったエチレン誘導品の製造・販売を目標	共同調査の計画中	コンビナートのグリーン化 石精と石化の連携強化
		合成燃料の開発		CO2と水素から合成燃料を製造	2028年度までに日量300バーレルのプラント建設し、４０年までに自立商用化することを目指す	
		ケミカルリサイクル（資源循環）	三菱ケミカル	廃プラスチックの油化、2万トン	23年事業化	石化誘導品強化
		Eケミカル（合成燃料の研究と一部重複）		再エネ由来の水素とＣＯ２から合成燃料を製造する研究開発、これを活用し化学品製造	研究段階	
		石油元売り企業から総合エネルギー企業への転換（水素自動車）		水素事業の展開、オーストラリアから再生エネ由来のグリーン水素、中東や東南アジアから天然ガス由来のブルー水素のそれぞれで調達	目途がついた段階	
	出光興産	ＣＮＸセンター構想		原料・燃料の低炭素化（バイオ、アンモニア、水素、ブラックペレット等）		精製－化学のバリューチェーンの強化
				ＣＯ２の利活用（ＣＯ２炭酸塩化等）		ケミカルシフトの強化
				ケミカルリサイクルについて保有する技術・設備を有効活用		
		バイオ原料化によるバイオ化学品供給		バイオエタノールからＳＡＦを製造するプロジェクトを推進		今年３月には徳山事業所でＩＳＣＣ　Ｐｌｕｓ認証を取得
		資源循環システム確立。廃プラの油化。多様なパートナーと『大きな循環』を実現する、新たな連携のかたちを追求していきたい」	環境エネルギー社	使用ずみプラの油化装置新設を検討。環境エネルギー（広島県福山市）の触媒技術を活用	千葉事業所内で検討中 2025年の商業運転目指す。 年産2万トン	単純にＣＯ２を削減できるとか、収益を改善するために石化事業を分離、独立するといった議論には参加しない
	コスモHD	洋上発電事業 「秋田港・能代港プロジェクト」日本初		約１４万キロワットの発電設備設置	2020年運転開始	洋上風力のリーディングカンパニーを目指す
		持続可能な航空燃料（ＳＡＦ）のサプライチェーン構築		廃食油からＳＡＦを生産する実証事業に参画		
				バイオマス由来のエタノールからＳＡＦを生産する計画	2030年には年産30万KLを供給する目標	
		水素やアンモニア等の次世代エネルギー	岩谷産業（水素ステーション）			
		中東エネルギー企業との連携	ＵＡＥのマスダール	洋上風力や水素、アンモニア、二酸化炭素の回収・貯留・再利用（ＣＣＳ／ＣＣＵＳ）などの脱炭素分野	検討開始（中）	再エネの展開と並行して、二酸化炭素を回収するネガティブエミッション技術を活用し、５０年のカーボンネットゼロ実現を目指
			アブダビ国営石油	ＣＣＳ／ＣＣＵＳの共同調査	開始予定	

図表 8.6.5　2022 年 8 月以降発表の主要石油化学会社の CN2050 に向けた具体的取組み

	企業	CN対応	協業	内容・規模	時期	備考
石油化学	三菱ケミカル	廃プラスチックの油化	ENEOS	2万トン	23年運転開始	・企業間連携が重要 ・コンビナート単位での取り組み ・茨城県は2022.9 三菱ケミカルと鹿島臨海工業地帯における脱炭素の実現に向け戦略的パートナーシップ協定を締結
		バイオエタノールの原料化	豊田通商	エチレン・プロピレンその誘導体製造と販売	25年度事業化	
		CO2の原料化		太陽光とＣＯ２を使って樹脂原料をつくる「人工光合成」（水素）の開発		
		CFP算定体制整備（GX）		国内外250拠点	22年度中	
		社内炭素価格（ICP）の整備	設備や研究開発投資の判断指標		22年4月～	
	三井化学	バイオマス原料の導入・拡大		バイオマスナフサからバイオマスフェノール、バイオマスポリプロピレン	事業スタート済	グリーンケミカルの推進 CEの推進
		廃プラなどリサイクルの推進	BASF	マイクロ波化学		
		開発技術の実装化	九州大学	ナフサ分解炉のアンモニア燃料の実用化にむけた実証事業を開始	2030年～	
	住友化学	マテリアルリサイクル	リバーホールディングス	廃棄する自動車材を回収して再び自動車材に戻す	検討開始	・基礎化学品の安定供給が重要 ・シンガポールでは日本との一体運営（高付加価値化） ・サウジアラビアでは競争力ある原料の優位性で勝負する
		ケミカルリサイクル		アクリル樹脂（ＰＭＭＡ）、リサイクルプラスチックブランド「Ｍｅｇｕｒｉ」第１号	今秋稼働開始	
		グリーンイノベーション	筑波工業大学	廃プラの直接分解によるオレフィン製造	共同研究	
			九善石油化学	副生油の品質確認やナフサクラッカーでの原料利用	共同研究	
			筑波工業大学	ＣＯ２からの高効率アルコール類製造	共同研究	
			島根大学	内部凝縮型反応器の成果	共同研究	
			産総研	エタノール製造技術（島根大学との協業繊込）	共同研究	
			産総研	廃プラ由来合成ガスを用いたエタノール製造やアルコール類からのオレフィン製造をするための技術を開発	共同研究	
			積水化学工業	エタノールを原料にエチレン、ポリオレフィン	25年度の事業化	
	旭化成	あらゆる電力のグリーン化		水力発電所の増強 バイオマス燃料への切り替え		・CNとCEの観点からの取組み ・三菱ケミカルやENEOSとの協業（水島地区）
		CO2の原料化(CO2ケミストリー,CCU)		ポリカーボネート、EC、DMCの技術輸出		
		ガス中のＣＯ２を分離回収		ゼオライトの開発	日欧で実証計画	
		原料のサステナ化	韓国東西石化	バイオマスプロピレンからアクリロニトリル	生産開始	
			シンガポール	廃プラ由来ブタジエンからＳ－ＳＢＲの生産	生産開始	
			米国	バイオマス原料由来のポリアミド６６の実用化	検討開始	
		マテリアルリサイクル		ポリエチレン	技術開発中	
		ケミカルリサイクル		ポリスチレン	パイロット設備建設中	
		セパレーター	自社、アライアンス	EV、食塩電気分解用イオン交換膜	海外での生産を計画	
		グリーン水素の製造システム		実証化実施中	25年事業化	
	東ソ	ＣＯ２削減		ガスタービンの使用	検討開始	
		太陽光発電による再生エネルギー利用			検討開始	
		発電燃料		オイルコークスと木質バイオマス混焼	検討開始	
		ケミカルリサイクル分解油の原料化		廃プラスチック	検討開始	
	丸善石化	原・燃料転換を柱	三井化学	フサ分解炉でのアンモニア燃焼プロジェクト	30年に向けた実証実験	
		廃プラスチックの直接分解によるオレフィン製造	住友化学	ケミカルリサイクルの実証設備をエチレン設備に隣接してつなぎ込		

（出所）MCR、2022 年 12 月

日本政府による制度設計（既に 2020 年 11 月 29 日に GX：グリーントランスフォーメーション実行会議を開催し、脱炭素に向けた今後十年間の工程表素案を提示した）、ひいては、削減貢献量や賦課に関する国際的なルールの整備が必要である。

各社の取り組みを俯瞰してみると CN への切り口は多様である。注力分野としては、省エネ、製品やエネルギー原単位の向上、高効率設備の導入、天然ガスやバイオマスへの原燃料転換、再生エネルギーの導入・活用などが挙げられる。

再エネに関しては、既に太陽光発電や水力発電に取り組んでいる企業は多いが、GHG 削減を念頭に能力強化の動きが加速するかどうかが懸念である。（本点に関しては、原子力の拡充をせざるを得ない）。

その他、CCUS、CO2 ケミストリー等が注目される。今後は産学官や企業間連携により、一層取り組みがすすむであろう。物流・輸送や IT を活用したソリューション、グリーン水素、バイオマスも重要なキーとなっている。なお、グリーン水素についてはグリーンアンモニアとともに多数のプロジェクトがある。エンジニアリング会社や商社が中心となっていずれも日本への輸入を念頭においている。

特筆すべきは、国内でケミカルリサイクルが進展し、具体化しつつあることである。

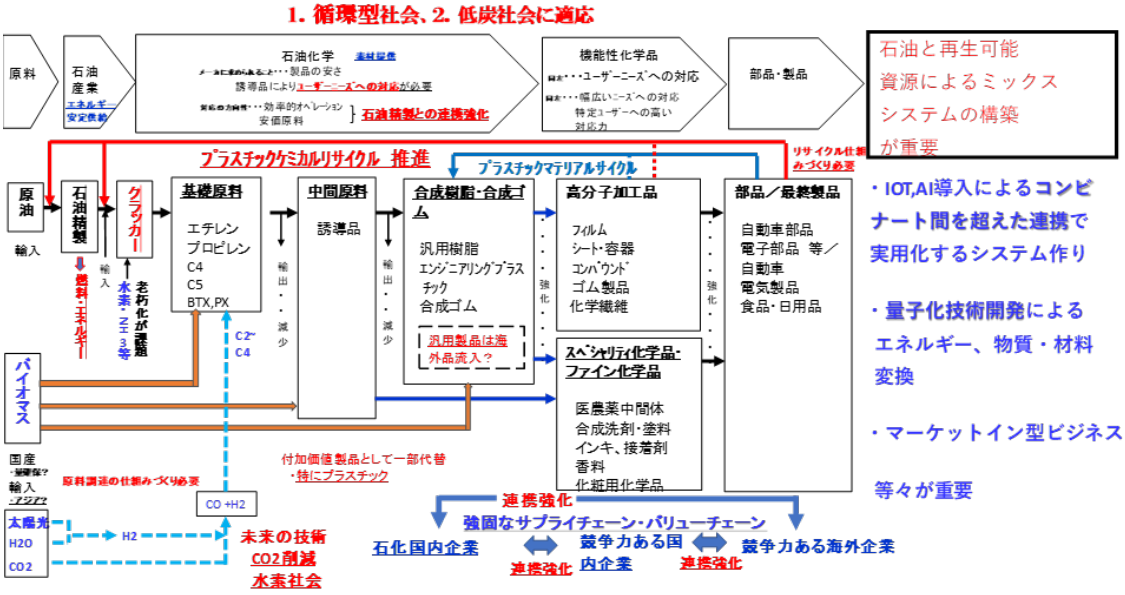
三菱ケミカルは、ENEOS と共同で三菱ケミカルの茨城事業所において廃プラスチックの油化事業を決定している。国内最大規模となる年産 2 万トンの処理能力を備えたケミカルリサイクル設備を建設し、2030 年度から稼働する。

住友化学は、愛媛工場でアクリル樹脂(PMMA)のケミカルリサイクル実証設備が稼働開始した。年産能力は MMA モノマーで 300 トン。2022 年半ばの完成を目指すとし、2023 年よ

りサンプル提供を開始する。
三井化学は、BASF ジャパンとの国内でのケミカルリサイクルの事業化に向けた協業について検討を開始した。
また、三井化学は大阪工場のクラッカーにバイオマスナフサを導入する。Neste とバイオナフサの調達で合意し、商社経由で購入し、既に 2021 年 10 月からクラッカーへの投入を開始、合計 1 万トンまで拡大する計画である。日本初となるマスバランス方式による国産バイオマスプラスチックのサプライチェーンを構築する。マスバランス方式は、バイオ系原料の投入量に応じてアウトプットをバイオ製品にカウントできるというもので、これをクラッカーに導入することで、川下の製品すべてにバイオのクレジットを付けることができる。
メタノールの製造大手である三菱ガス化学は、CO2 を原料とするメタノールの製造に取り組み、新潟工場の既存パイロット設備を活用し、既に 2021 年から実証運転を行っている。

（6） コンビナートの将来と CN コンビナート 2050 構築に向けた目指す姿、フロー
図表 8.6.6 に、日本の石油コンビナートの将来イメージ、CN2050 構築にむけてのフローを示す。

図表 8.6.6 日本の石油コンビナートの将来イメージフロー

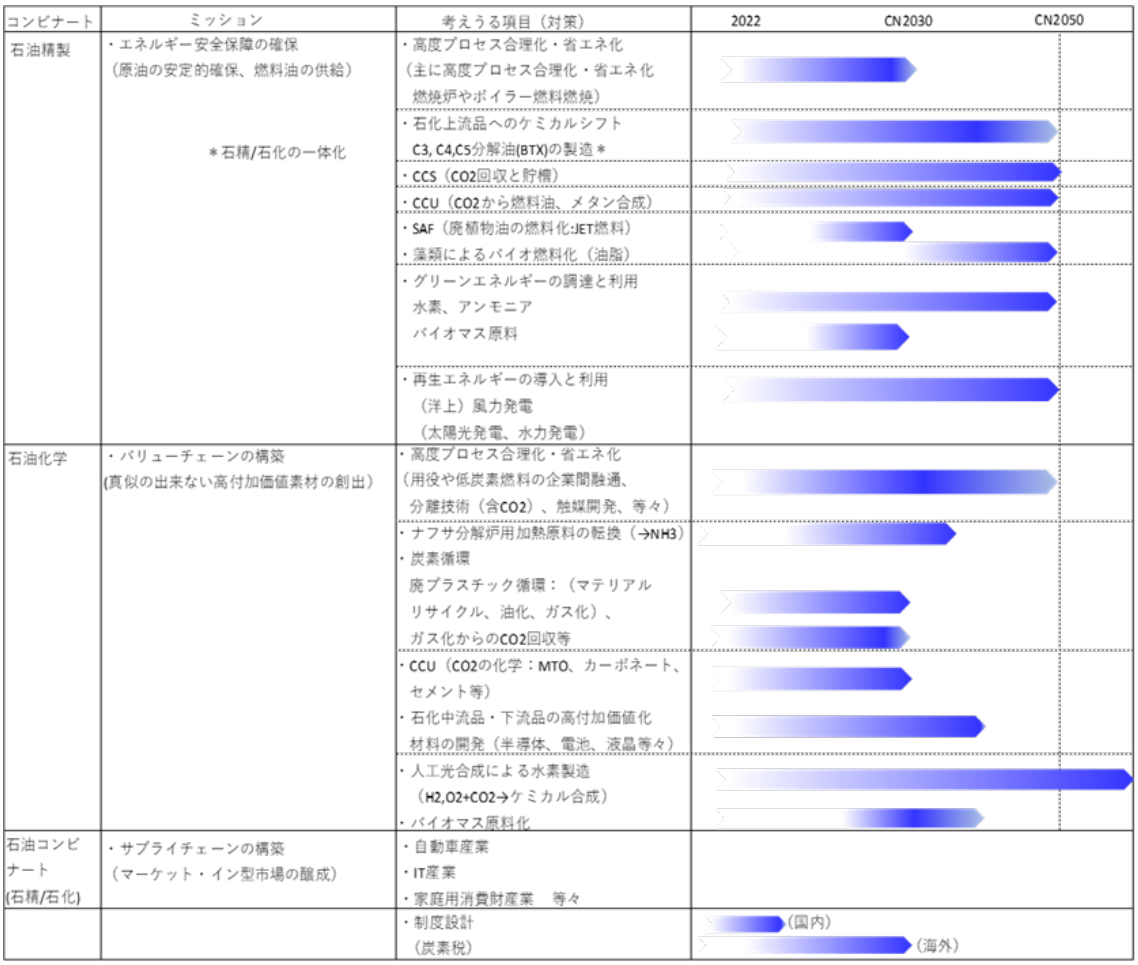


将来に向かって何をなすべきかについて、下記の 3 つ視点から整理した。
a. 石精・石油化学コンビナートの在り方（構成）と目指す事業領域の俯瞰
b. 循環型社会・低炭素社会への適応と具体的に適応すべき技術やプロセス
c. 特に日本が行うべき a. の事業領域と b. 循環型社会及び低炭素社会実現に向けての技術領域
最も重要な事は、今後更に、石精と石化の統合化を推し進めることである。
石精でのガソリン・軽油などの主力石油製品の需要は今後、減少傾向にあるが、国家エネルギー安全保障の観点や国内外における石油依存型自動車用燃料の必要性から完全にな

くなることはない。主力エネルギー源・石化原料として不十分な量を補完するために、水素や水素源のアンモニアの導入や、クリーン水素の供給、バイオマス原料による（高機能）化学品製造等々を適応していくことになるため、“石油と再生可能資源によるミックスシステムの構築”が重要になってくる。
廃プラスチックの処理においても、燃料化せず、資源循環という形で再利用し、低炭素化に寄与すると同時に原料原単位を向上させ技術競争力を高めることが重要である。
石精と石化の統合化を図り、石精は石油化学の上流（中流）分野を、石油化学分野はより付加価値の高い機能化学品分野、特に他国では真似の出来ない分野、材料、加工品などにシフトし、末端の消費者との連携を強化し、日本版 COTC：Crude Oil to Customer として強固なサプライチェーンとバリューチェーンを、国内外を通じて構築していくことが益々重要になってくる。
循環型社会の形成や低炭素化社会の構築には、エネルギー源として或いは石化原料として補完的な水素の利用或いは人工光合成、バイオマス原料の展開等と基礎技術開発は大変重要であり、今後の日本の石精・石化のみならずあらゆる産業の基幹の一つになりうる。IOT や AI 導入によるコンビナート間を超えた連携で実用化するシステム作りや量子化技術開発によるエネルギー、物質・材料変換といった他国では真似出来ない事業領域を具現化する技術群を開発し、導入していくことが必要となってくる。

（7） 欧米と政策が異なるアジア圏における CN コンビナートロードマップ策定の留意項目
政策が異なるアジア諸国のエネルギーダブルトランジションへの動向を踏まえて、日本の CN2050 コンビナート構築に向けた目指す姿とそのロードマップ策定について示す。また、そのイメージ図を、図表 8.6.7 に示す。

図表 8.6.7　CN コンビナート 2050 構築に向けたロードマップ策定へのイメージ



①　ロードマップ策定の留意点

・アジアの中の日本の難しい対応

世界エネルギーデカップリングで、中東諸国を含めたアジア諸国は、CN よりも、国家エネルギー安全保障のために化石お資源確保を最優先して取り組むことを鮮明にした。当分は、化石資源の需給がタイトになり、高騰した状態が続く見通しにある。

・国境炭素税への準備

日本は、このようなダブルトランジションの立場とは一線を画し、また欧米が今後も先導すると思われる炭素取引に関する制度設計には国際的な観点から蚊帳の外に置かれないようにすることが重要である。

・低炭素循環型の環境対応型及び高付加価値製品創出型コンビナート

日本の石油コンビナートの上流製品は、規模やコストにおいては、米国、アジアや中東には太刀打ちできない状態となる中で、CN コンビナート 2050 への策定は、CN を中心とする低炭素循環型の環境対応型及び高付加価値製品創出型コンビナートとして新しい技術やプロセスを織り込み、コンビナート変革を目指す好機である。

②　ロードマップ策定における勘案点

・長期化石資源契約による国家エネ安全保障担保

石油コンビナートで扱う化石資源の需要は当面、ひっ迫して推移するものと推定される。2050 年という将来を見据えて CN 化を進めることから、引き続き化石資源の安定的な調達に留意して、エネルギー安全保障を担保しておくことは必須である。

・市場連動価格クリーンエネルギーの長期契約と新エネ確保の担保

化石資源確保と並行してエネルギースーパーベイスンの中東、米国、及び豪州を中心に、グリーン水素やグリーンアンモニアの調達の市場価格と連動した長期契約を結んでおく必要がある。欧米が進出確保した後では、高額になる可能性がある。

・ナフサ分解炉のクリーンエネルギー導入

石油化学における最大の CO2 排出源はナフサ分解炉である。BASF を中心に検討している分解炉の電化は投資コストや変動費コストがかかりすぎ、技術リスクも大きい。代替エネルギーとして、グリーン水素・アンモニアへの商業化見通しを 2030 年までに行うべく、ロードマップ化すべきである。

・CN 先端技術支援の継続

今後、水素・アンモニアは環境問題を抜本的に解決するエネルギー資源であり、化学用原料ともなりうる。資源がなく長年苦しんできた日本が海外に頼らず、資源国となる方策の一つが、無限大に存在する水であり海水であり、太陽光である。この分野での技術確立は相当難しいが、例えば人工光合成では世界最先端を走っている。また、ハーバーボッシュ法に代わる低エネルギー型革新アンモニ合成等の技術開発支援を継続していくべきである。

・9 地区コンビナートの特徴を生かした多様な CN コンビナートづくり

石油コンビナートの 2050 年 CN 化にあたっては、各コンビナート地区の特性を生かすべきである。その過程でコンビナート内外での統廃合を伴うこともあるが、新たな国際競争力を如何に高めるかを配慮しておかなければならない。

・自治体の協力と協業

石油コンビナートの CN には自治体の協力と協業が必須である。資金や仕組み作りなど、新しい産業構築を伴走型で行うことが重要である。

・ロードマップ上への CN 必要資金の計上

石油コンビナートの事業構造を大きく変えるには相当の資金が必要である。この資金調達のための継続的な政府支援は必須である。このためにも国内及び国際間の制度設計が重要で、資金確保時期をロードマップに織り込んで具体的なものにしておく必要がある。

・有限のバイオマス資源の早期確保

バイオマス原料は、化石資源と同じで、有限資源である。しかも輸入に頼らざるを得ない。安定供給に不安が残る中、国内外でのバイオマス資源の安定供給チェーンをロードマップ上に位置付けておく必要がある。

・再生可能エネルギーのロードマップ上の位置づけの明確化

太陽光や風力発電による発電は、日本の地形や気候にはなかなか合わない。非常に割高にならざるを得ない。あくまで補助電源としての位置づけになる。太陽光発電は、一般家庭用や一般商業施設（ビル、工場等）用等として設置することが現実的である。また、低炭素エネルギー源として、原子力発電が重要になってくると考えられるので、ロードマップ作成において留意すべきである。

・石精石化の得意機能の分担特化によるコンビナートチェーン再構築

石精石化の一体化をより強固にするためにも、石化部分が持っていた上流部分（石化基礎原料）を、基本的に石精側に移管し、石油化学・化学サイトはその得意分野に注力することで、コンビナート全体として、カーボンリサイクルやプラスチックリサイクルなど含めた総合的なCNサプライチェーンとする。

・石精石化における大量CO2排出個所のメリハリのあるCN化対応策

石油精製での主要なCO2排出源は、接触分解、CDU、水素製造ユニットであり、石油化学での主要なCO2排出源はナフサ分解炉であることから、これらへのCO2排出削減対応が鍵となる。これらに的を当てた、メリハリのある早急な対応をロードマップへ付記すべきである。

・内外でのCCS導入の早期検討開始

CRを含むCNの具体策社会実装によるCO2排出量の削減には技術開発等で時間がかかる。CCSは切り札として、ロードマップには早期にその対応を織り込むべきである。日本の石油コンビナート港湾でのCCSは困難なので、沿海部へのCO2グリッド構築、信頼できる国（例えば豪州など）でのCCS開発プロジェクトを国家レベルで推進することが現実的である。

・メタン、メタノール、水素、アンモニアの社会普及に向けた政府の支援

CO2の資源化は非常に重要で避けて通れない。メタン及びメタノール合成の基本技術はほぼ確立しているが問題はコスト高である。特に水素、アンモニアの調達コストは高い。例えば、欧州のように、一定期間、差額を国家補填する等の仕組みが、国内普及に向けて必須である。なお、CO2から芳香族（PX）への合成技術がNEDO事業にも採択されており、ロードマップ作成において留意すべきである。CO2からのメタノール由来オレフィン製造の技術は確立しているが、芳香族製造という点で注目される。

・廃プラの油化、ガス化への注目

廃プラスチックのマテリアルリサイクルはかなり進んでいるが、今後は油化、ガス化技術といったケミカルリサイクルが重要である。石精・石化連携の絶好のテーマである。

・分離膜によるCO2回収技術への注目

最近、分離膜によるCO2回収が有望になってきている。2050年CN構築には開発すべき技術として是非入れるべきである。

（８） 2030年度46%削減目標、コンビナート変革にむけたロードマップ策定重要事項

2013年度対比2030年度46%削減は、Scope1＋Scope2で策定する。

エネルギー源としては、石精石化コンビナート内での融通可能な余剰軽質留分の燃料化や天然ガスの利用等を更に深化させることで削減を図り、石油及び石油化学原料としては、バイオマス資源の部分的導入や廃プラスチックリサイクル等を導入することが重要である。CO2排出削減については、コンビナート内で燃料として使用している炭素源を、中東や豪州で先行しているクリーン水素やアンモニアなどに一部変換し実績を重ねる必要がある。以下に、コンビナート内のScope1＋Scope2で、重要な具体的提案を示す。

CO2排出量の大きなユニットは、石油精製では、接触改質、水素製造、及びTOPであり、石油化学ではナフサ分解炉である。これらのユニットでそれぞれのほぼ半分を占める。したがって、石油精製では特にこれらユニットにおける高度プロセス合理化・省エネ化（燃料炉やボイラ燃料燃焼）が焦眉の急となる。

石油化学では、ナフサ分解の熱源としてオフガスや天然ガスを燃焼させている。いずれも、ナフサの熱分解炉へグリーン水素や、グリーンアンモニアを導入することが最も現実的である。水素やアンモニアの燃料としての混焼テストは発電用ボイラなどで既に検証済みであり、石油精製の燃料炉や石油化学の分解炉の材質や反応系及び制御系への影響等の技術的な課題について2030年度までにクリアし、供給側の状況をみながら徐々に燃料転換を図り実装していくべきである。

石油精製ではバイオマスの原料化の可能性やSAFの実用化、石油化学では炭素循環（CO2の分離・利用、廃プラスチックの回収など）の技術確立を行う。

石油コンビナートでは強力なサプライチェーンとバリューチェーンの確立が重要なことから、関係政府組織や研究機関及び各自治体等との交流を通じて、その骨子を固めていく必要がある。

政府には、カーボンプライシングに関する制度設計を欧米に追従することなく国内外含めて先導的に行い、特に今後の成長が期待されるアジア諸国への規範となるべく進めていくことが期待される。

８．７ アジアへの進出と技術移転によるビジネスチャンス

今後、人口ボーナスのメリットを期待でき、かつ再生可能エネ資源に恵まれる信頼がおける国の工業団地への進出と技術移転による新たなビジネスチャンスの在り方についての調査・検討結果を示す。

低炭素化、CO2 削減、及びプラスチック資源循環等は、石油コンビナートにかかわらず、色々な産業分野の主流となって投資が進み、新たな産業を生み出すものと思われる。しかし、アジア圏は当面、シンガポールを除き、カーボンニュートラルよりも内製化と大型化によるコストダウンを目指し、自国の経済成長に主眼を置き展開していく方向が明確である。

日本における石油コンビナートは、世界レベルの規模ではないが、石油精製と石油化学及びその川下の産業が強固に繋がった強いサプライチェーンを形成している。一方、アジア諸国も、高付加価値製品製造に、より力を注ぐ時期も到来する。真の高付加価値製品の創出には、市場に密接したサプライチェーンの構築が極めて重要であるが、中東及びアジア諸国の多くの大規模工業団地は、このような市場に密着したサプライチェーン構築政策をとっておらず、この意味で中国のように「製造大国」にはなれたとしても真の「製造強国」にはなれない。中国のCPCIFの李会長は、2020年6月北京で開かれた石化産業発展大会で、イノベーションで、中国の化学産業は依然「キャッチアップ型」と明言している。

今後、日本の石油コンビナートは、2050 年を目指し(1)循環型と(2)低炭素型を具備した環境対応型の新しいCNコンビナートに生まれ変わることが重要である。早く、この成果をアジア圏に展開し、CO2の負荷を少なくしていけるクリーンなCNコンビナート構築を推進していくことが重要であり、また、アジア圏諸国からも求められるであろう。そのために、今後、人口面でのメリットが期待でき、かつ、再生可能エネルギー資源に恵まれ、信頼がおける国の工業団地進出と技術移転による新たなビジネスチャンスをつかむための考え方と、準備事項を整理しておく必要がある。ポテンシャルを有するアジア諸国の基礎調査を通して、カントリーリスクも勘案して取りまとめ、現業の石油産業や石油化学産業の状況と今後の展望及び市況、更にはCN化に対する具体的方針や政策等、低炭素化やCO2排出削減に向けて、調査検討した結果を示す。

（1） CN コンビナート技術移転、進出が困難と考えられる国

・バングラデシュ、ミャンマー、ラオス、カンボジア、フィリピン

地政学的なカントリーリスクが大きく、再生エネルギーの原料関係での提携はあってもインフラ整備が殆どなされておらず、CN 型石油コンビナートの進出は考えられない。

・タイ

既に、日本や海外からの石油、化学産業中心に進出しており、古くから日本企業の進出が目覚ましい。バイオマス等の再生エネルギー面も比較的恵まれているが人口面では今後 30 年後には 65 歳以上が 30%程度と予想されており、厳しい構成となる。

モータリゼーションが進み、自国での生産活動に自信を得てきており、経済成長が順調に進んで安価な労働力が得られなくなっている。他方、経済成長の割には商習慣が依然として未熟なことなど、日本の CN チェーンの展開は考えられないことはないが、未だ成長過程の中心にあり、これらの国での日本の CN コンビナートチェーンの展開により、新たな商機を見出すことは難しいと思われる。

・マレーシア、インドネシア

今後の人口面のメリットが期待され、パーム油やパーム核油の大規模なプランテーションから排出されるバイオマス等の再生可能資源やバイオマスエネルギーとしての期待がもてるが、既に日本や海外からの石油、化学産業が多数進出している。これらの国では経済の中心は華僑が掌握しており、経済成長も著しく、安価な労働力が得られなくなってきている。

マレーシアには RAPID 計画として石精と石化の一体型大型石油コンビナートが既に稼働を始めている。インドネシアは人口が約 2 億 5 千万で市場としては今後も有望視されているが、進出企業とのトラブルも多く、また国としての商習慣が依然として未熟であり、日本の CN 型コンビナートチェーンの展開は極めて難しい環境に置かれていると考える。

・シンガポール

日本や欧米メジャーの石油精製・石油化学メーカーや裾野の産業が数多く進出しており、シンガポール政府の下、これらの企業及び企業間で独自の展開を図り、CN コンビナートチェーンを手掛け始めた。シンガポール進出の日本企業による CN コンビナートチェーン構築は既に一部始まっており、その動向は今後注視される。

・中国

これまで世界一の人口に恵まれ、安価な労働力と旺盛な内需及び輸出で、高度成長を遂げ、世界第二位の経済大国となった。経済成長とエネルギー安全保障を最優先とする政策で、化石資源をベースとした巨大な石油コンビナートが存在し、今後も増設が目白押しとなっている。しかし、20 年～30 年後には 65 歳以上の人口比率が 30%近くになるとも予測されており、これまで享受してきた人口ボーナスのメリットも期待が薄れてきている。また、米中の貿易摩擦や経済政策、日中の互恵関係等の精神が薄れて外交上の問題も交錯している中、日本の CN コンビナートチェーンの展開により、新たなチャンスを生むことは、技術的のみならず政治経済面でもかなりハードルは高い。

（2） インドとベトナムへの CN コンビナート技術移転、進出の検討

① インドとベトナムの概要

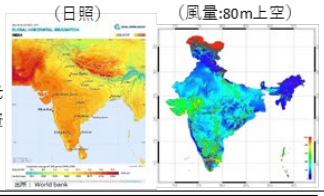
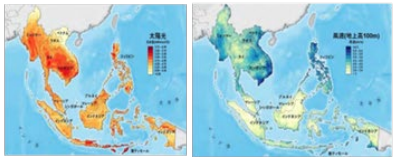
図表 8.7.1 及び、図表 8.7.2 に、インド及びベトナムの基礎情報及び、日本の CN コンビナート進出可能性への関連情報を示す。
インドもベトナムもコロナ禍の中にあっても、高度経済成長を続けており、この成長は今後も継続を期待される。一方、地球規模の環境問題にも関心は高くなりつつあるが、化石資源の急騰によって、CN 対策よりも、経済成長や安価エネルギーの確保を優先させている。その理由の一つに、インドもベトナムも開発途上国であり、CN 化には相当の資金が必要なことがあげられる。

図表 8.7.1　インド及びベトナムにおける基礎情報

	インド	ベトナム
人口	13億9,341万人	約9,762万人
国土面積（Km2）	328万7,469	32万9,241
民族	インド・アーリヤ族、等多民族	キン族（越人）約86%、他に53の少数民族
言語	連邦公用語はヒンディー語、 他に公認されている言語が21言語	ベトナム語
宗教	ヒンドゥー教徒79.8%、 イスラム教徒14.2%、他キリスト教	仏教、カトリック、カオダイ教他
識字率	74.40%（2018年、KNOEMA）	97.85%（2020年、ベトナム教育訓練省）
政体	共和制	社会主義共和国
外交基本方針	伝統的に非同盟、全方位外交志向。 近年、日本、米国との関係強化。 またロシアとの伝統的な友好関係維持。 中国との間では、2020年に軍事衝突。 インド太平洋地域「アクト・イースト」政策を展開	全方位外交の展開。各種国際機関をはじめ、 国際的、地域的枠組みにも積極的に参加。
GDP	3兆1,734億ドル（2021年：世銀資料）	約3,406億米ドル（7,972兆ドン）（2020年、IMF推計値）
GDP Per Cap.	2,277ドル（2021年：世銀資料）	3,498ドル（8,190万ドン）（2020年、IMF推計値）
GDP成長率	8.9%（2021年度：世銀資料）	**2.91%（2020年**、年平均、越統計総局）
総貿易額（億ドル）	輸出：4,219（インド政府） 輸入：6,126（インド政府）	輸出2,827（対前年比　7.0%増）（2020年、越税関総局） 輸入2,627（対前年比　3.7%増）（2020年、越税関総局）
主要貿易品目	輸出：石油製品、宝石類、一般機械、等々 輸入：原油・石油製品、宝石類、等々	輸出：繊維・縫製品、携帯電話・同部品、PC・電子機器等 輸入：機械設備・同部品、PC・電子機器・同部品、等
主要貿易相手国	輸出：米国、UAE、中国、他（日本は第22位） 輸入：中国、UAE、米国、他（日本は第13位）	輸出：米国、中国、日本、韓国、香港 輸入：中国、韓国、日本、台湾、米国
経済関係	対日貿易：2021年度 (1)貿易額（単位：億円）輸出to印 ：14,234、 輸入fm印：7,439（2021年）	対日貿易（2020年度、越税関総局） (1)貿易額（単位：億ドル）輸出to越　：192.8 輸入Fm越：203.4
	(2)対印直接投資（単位：億円）投資額:4,101	(2) 23.7億ドル（認可額）（株式投資を含む）
	(3)進出日系企業数（在印日本国大使館調査):1,439	(3) 2021年12月時点での日本企業数は1,947社(JETRO)
経済協力	主要援助国：(1)日本(2)ドイツ（2016年OECD/DAC）	(1)日本(2)ドイツ(3)韓国(4)米国(5)フランス **1992年11月以降経済協力再開。日本は最大の援助国。**
在留邦人数 (外務省統計)	9,313人（2021年10月）	22,185人（2021年10月現在）

（出所）MCR、2022 年 12 月

図表 8.7.2　日本の CN コンビナート進出可能性への関連情報比較

<table>
<tr><th></th><th>インド</th><th>ベトナム</th></tr>
<tr><td>石油精製産業
（2021年）</td><td>・既設製油所能力：4,886千BPD
・新設計画　　：1,836千BPD＊
＊既設に一部含まれるor未定の計画も含む</td><td>・既設製油所能力：370千BPD（ニソンに出光進出）
・新設計画　　：170千BPD＊
＊2022年10月迄に投資計画策定（遅延か？）</td></tr>
<tr><td>石油化学産業
（2021年）</td><td>・エチレン製造能力：7,527千トン/ｙ
・エチレン新設計画：2,880千トン/ｙ
＊既設に一部含まれるor未定の計画も含む</td><td>・既設エチレン製造設備なし
・新設計画：タイのサイアムセメントが2023年
100万トン/ｙの稼働計画</td></tr>
<tr><td>資源の生産
化石</td><td>
<table>
<tr><td>2021年</td><td>石油</td><td>ガス</td><td>石炭</td></tr>
<tr><td>生産量</td><td>（百万b）</td><td>（10億m3）</td><td>（百万t）</td></tr>
<tr><td>インド</td><td>34.0</td><td>28.5</td><td>811.3</td></tr>
</table>
</td><td>
<table>
<tr><td>2021年</td><td>石油</td><td>ガス</td><td>石炭</td></tr>
<tr><td>生産量</td><td>（百万b）</td><td>（10億m3）</td><td>（百万t）</td></tr>
<tr><td>ベトナム</td><td>9.3</td><td>7.1</td><td>47.8</td></tr>
</table>
</td></tr>
<tr><td>再生</td><td>発電設備容量：2020年6月時点
①太陽光：35GW ②陸上風力：38GW、豊富な日照と風量
③計画：発電容量を2030年までに500GW(50%)
④三井物産が太陽光風力発電事業に投資
（日照）　（風量:80m上空）
  </td><td>発電設備容量：2020年末時点
備考：ベトナム北部に東南アジア最大のソンラ水力発電所がある。
①太陽光：17GW　②風力：0.63GW,バイオマス:0.57
③今後:風力を12GW　（日照）　（風量）
④豊富な日照と風量
⑤出光がSolar発電進出
  </td></tr>
<tr><td>エネルギー消費
化石
再生</td><td>
<table>
<tr><td></td><td>石油</td><td>ガス</td><td>石炭</td><td>原子力</td><td>水力</td><td>再生</td><td>計</td><td>単位</td></tr>
<tr><td>2021年</td><td>9.41</td><td>2.24</td><td>20.09</td><td>0.40</td><td>1.51</td><td>1.79</td><td>35.43</td><td>Exajoules</td></tr>
<tr><td>インド</td><td>26.55</td><td>6.32</td><td>56.70</td><td>1.12</td><td>4.26</td><td>5.05</td><td>100.00</td><td>%</td></tr>
</table>
</td><td>
<table>
<tr><td></td><td>石油</td><td>ガス</td><td>石炭</td><td>原子力</td><td>水力</td><td>再生</td><td>計</td><td>単位</td></tr>
<tr><td>2021年</td><td>0.94</td><td>0.26</td><td>2.15</td><td>0.00</td><td>0.71</td><td>0.27</td><td>4.32</td><td>Exajoules</td></tr>
<tr><td>ベトナム</td><td>21.65</td><td>5.93</td><td>49.67</td><td>0.00</td><td>16.55</td><td>6.18</td><td>100.00</td><td>%</td></tr>
</table>
</td></tr>
<tr><td>エネルギー自給率
（2018年度）</td><td>
<table>
<tr><td>ペタjoules</td><td>生産量（一次エ）</td><td>輸入</td><td>輸出</td><td>自給率(%)</td></tr>
<tr><td>インド</td><td>23,847</td><td>18,783</td><td>3,106</td><td>60.3</td></tr>
</table>
</td><td>
<table>
<tr><td>ペタjoules</td><td>生産量（一次エ）</td><td>輸入</td><td>輸出</td><td>自給率(%)</td></tr>
<tr><td>ベトナム</td><td>2,553</td><td>706</td><td>122</td><td>81.4</td></tr>
</table>
</td></tr>
<tr><td>人口増減（予測）</td><td>
<table>
<tr><td>（千人）</td><td>2020</td><td>2030</td><td>2040</td><td>2050</td></tr>
<tr><td>インド</td><td>1,380,004</td><td>1,503,642</td><td>1,592,692</td><td>1,639,176</td></tr>
</table>
人口増加顕著(世界一)
</td><td>
<table>
<tr><td>（千人）</td><td>2020</td><td>2030</td><td>2040</td><td>2050</td></tr>
<tr><td>ベトナム</td><td>97,339</td><td>104,164</td><td>107,795</td><td>109,605</td></tr>
</table>
人口増加(2050年には日本人口とほぼ同じ)
</td></tr>
<tr><td>人口ボーナス</td><td>
<table>
<tr><td colspan="5">インド（%）</td></tr>
<tr><td></td><td>2020</td><td>2030</td><td>2040</td><td>2050</td></tr>
<tr><td>0 - 14歳</td><td>23.2</td><td>23</td><td>20.8</td><td>18.5</td></tr>
<tr><td>15 - 64歳</td><td>68.9</td><td>68.4</td><td>68.4</td><td>67.7</td></tr>
<tr><td>65 歳-</td><td>7.9</td><td>8.6</td><td>10.8</td><td>13.8</td></tr>
<tr><td>合計</td><td>100</td><td>100</td><td>100</td><td>100</td></tr>
</table>
労働人口は豊富
</td><td>
<table>
<tr><td colspan="5">ベトナム（%）</td></tr>
<tr><td></td><td>2020</td><td>2030</td><td>2040</td><td>2050</td></tr>
<tr><td>0 - 14歳</td><td>23.2</td><td>21.2</td><td>18</td><td>17.2</td></tr>
<tr><td>15 - 64歳</td><td>68.9</td><td>66.9</td><td>65.7</td><td>62.4</td></tr>
<tr><td>65 歳-</td><td>7.9</td><td>11.9</td><td>16.3</td><td>20.4</td></tr>
<tr><td>合計</td><td>100</td><td>100</td><td>100</td><td>100</td></tr>
</table>
労働人口は豊富
</td></tr>
<tr><td>その他
・民度
・風土/風習
・環境
・国情/市場
・制度や規制</td><td>・民度は良好。真面目で優秀（特にIT、薬品関係）。
・古いカースト制度が底流にある。格差や差別問題への対応。
・公衆衛生不良、深刻な大気汚染問題。約5億人が電気なし。
・将来性は大きいが、多人種、多言語の弊害、中国企業締め出。
・外資への規制業種・禁止業種があり</td><td>・民度は良好。真面目で優秀だが商習慣が未熟。
・ハノイとサイゴンは風習が違う（ハノイ：他人を気にする）
・公衆衛生は良好。主要都市で大気、水質、土壌汚染あり。
・中国(企業)の進出に問題。単一民族。内需大。日本の投資拡大
・投資法の改正で制度・規制の透明性は改良。わかりにくい</td></tr>
</table>

（出所）MCR、2022 年 12 月

② インドへの日本の CN 技術移転と進出検討

・世界一の人口、人口ボーナス良好、再生エネ資源豊富

2023 年には中国の人口を抜き世界一となる。人口ボーナスも期待され、太陽光発電や風力発電等の再生エネルギーに適した広大な国土を有する。大きな国内市場を持ち、堅調な経済成長を続けており、今後も継続していくことが期待される。

・政治上非同盟、全方位外交で、日本との国交は良好

政治上非同盟、全方位外交を貫いてきており、国家としての信頼性は高い。日本との関係も特に最近経済を中心として良好な関係を保ちつつある。その将来性を見込んで日本からの投資活動や進出企業も増えつつある。

・リライアンスを中心に、世界トップクラスの石油・石油化学産業へ進展中

リライアンスを中心とした大規模な石油精製と石化の一体化を推し進める中、石油産業や石油化学産業の規模の拡大を図り、当該業界では世界的にもトップクラスになりつつ

ある。

・深刻な都市環境汚染

喫緊の問題として PM2.5 による大気汚染がひどく、都市環境汚染はインドにとって焦眉の急となっている。環境汚染源の原因は色々あるが、依然として石炭中心のエネルギー源を使用することによる排ガスや軽油燃料を使用する自動車からの排気ガス等があげられる。CN 化を図るためにもこれらを早急に解決しなければならない。

・豊富な太陽光や風力等の再生エネ資源の開発とインフラの脆弱性他、構造的問題

再生エネ資源が豊富で、政府は大気汚染問題や、CN 化の具体的目標を掲げ進めているが、実行に当たっては、配電公社の民営化や送電の配送システム等のインフラの脆弱性等々、構造的な問題がある。

・多民族、多言語国家

インド人は概して真面目で優秀であるが、多民族、多言語で極端に言えば数キロ離れると言語が異なる。

・地方特有の感染症

感染症の宝庫、とも言われており公衆衛生も今も依然よくない。

・カースト制現存による企業進出運営の困難さ

紀元前 2500 年とも言われるインダス文明の反映と共に、カースト制度が生まれた。近年の著しい経済発展があるとはいえ、底流にはこのカースト制度が今でも根強い。インドに古くから進出した大手自動車メーカーは今もこの制度の対処に苦労している。

・貧富の格差が顕著、経済発展に伴う多民族による紛争の火種

インドでは、格差問題が次第に顕著になってきている。一般的に西側は比較的裕福で、ベンガル州等東側は貧困が多い。中国のような統制社会とは違って、自由主義の国家であり、将来経済発展に伴う多民族による紛争の火種ともなりかねない。

③　ベトナムへの日本からの CN 技術移転と進出検討

・経済成長は堅調

経済は堅調に伸びており、世界経済にコロナの影響が最も強く出た 2020 年においても 2.91%のプラス成長を計った数少ない国である。ベトナムは、1975 年に終結したベトナム戦争後、社会主義国家として政権が運営されているが、北のハノイを中心とする政治、南のホーチミン（サイゴン）を中心とする経済運営で急速な経済成長を遂げ、GDP per Capita はインドより多く、既に 3,000 ドルを超え、モータリゼーションが起こりつつある。

・石油精製・石油化学産業の本格化はこれから

ベトナムの石油産業は、ベトナム中部の Dung Quat 製油所(17 万 BPD)と北部の Nghi Son 製油所（20 万 BPD）の 2 か所が稼働しており、本格的なエチレン装置を有する会社はない。需要が増大する石油製品は、殆ど輸入に頼ってきたが、自給率を高めるために同国で 3 番目の製油所を新設する計画が政府から発表された。石油精製・石油化学産業の本格化はこれからという状況である。

・人口ボーナスのメリットを享受可能

人口はインドに比べれば格段に少ないが、ほぼ 1 億人近くになってきている。人口構成はインドとほぼ同じで人口ボーナスのメリットを享受できるような状況である。

・風力、太陽光、水力資源が豊富、他国からのCN投資が増加中
ベトナムは南北に約3,000Kmと細長い海岸線を有する地形となっている。このため、海岸沿いは5m～8m/秒の風が吹き、風力発電が有利な地形である。南の地方は4～5kWh/m2の日照に恵まれ、このために太陽光発電が有利とである。北のソンラ水力発電所は2012年に完成し、総出力は2,600MWと東南アジア最大級を誇る。このようにベトナムは再生可能エネルギー資源に恵まれている。
・日本からの経済最大支援国
ベトナム人は一般的に柔軟で現実的であり、良く働く。在ベトナム邦人は現在2万人をこえ、また日本へのベトナム人は実習生を含め40万人以上に達している。ベトナムは1992年以来、日本からの経済最大支援国となっている。
・単一民族でまとまり、日本には非常に好意的
ベトナムは経済発展の真っただ中といえ、商習慣では未熟なところがあるが、民族は単一でまとまりもあり、日本に対しては非常に好意的である。
・米国との経済関係を重視、中越戦争後中国との外交は冷え込み
政治的には全方位外交とは言え、隣国中国との経済関係を維持しつつ米国を中心とする経済関係を重視している。中国との関係は特に微妙で1979年以降の中越戦争以降政治的には冷え込んでいる。

④　アジア圏における日本のCN進出及びビジネスチャンスの調査検討結果
以上から、今後人口ボーナスのメリットが期待でき、かつ再生エネルギー資源に恵まれ、比較的信頼がおける国であるベトナムがCN進出先として推奨される。
石油コンビナートは今後ベトナムで伸びていくであろうし、日本の新しいCN型のコンビナートチェーンをベトナムで築き、ここを基地とした日本を含むアジア圏への拡大等、新たなビジネスチャンスとなりえると考えられる。

Ⅲ　本調査のまとめ

９．令和４年度委託調査の要旨

世界的な脱炭素への意識の高まりを踏まえ、日本は、２０５０年までに温室効果ガスの排出を全体としてゼロにする、カーボンニュートラルを目指すことを宣言した（２０２０年１０月)。これを受け、石油業界においては「石油業界のカーボンニュートラルに向けたビジョン（目指す姿)」を策定するなど、業界単位でチャレンジングな目標や取組が示されている。

他方、こうした取組を効率かつ効果的に進めていく上では、上記のような業種単位の取組のみならず、業種間の連携によるヨコの取組も重要となる。とりわけ、各地に立地するコンビナートは、地域特性やニーズに応じて石油精製業（製油所）のみならず鉄鋼や化学など、複数の産業が集積する。こうしたコンビナート単位で、カーボンニュートラル等の動きを踏まえ、成長に向けたビジョンを検討・策定することは有意義である。

本調査では、製油所を中心として、カーボンリサイクル技術やグリーン化技術などの最新技術を取り入れながら、コンビナートの目指すべき姿までの道のりを示したロードマップ案を策定した。それを基に各コンビナートで集積する産業全体の競争力強化に向けた対話を促させていくことを目的として実施してきた。

本調査で得られた内容、知見、また今後の国内コンビナートの競争力強化に向けた要点を以下に示す。

９．１ エネルギー移行期の海外石油コンビナートの国際競争力・環境調査

９．１．１欧州調査結果の総括と考察

ロシアによるウクライナ侵略は、世界エネルギー情勢を一変させたばかりか、ロシアに対する経済制裁が長引くにつれ、世界のエネルギー・経済・製造業において”デカップリング“が拡大しつつある。そして、脱ロシアエネルギー政策の影響を最も大きく受けた欧州では、EU のエネルギータクソノミーに天然ガスと原子力を加えるなど、エネルギー危機脱却に苦戦している。この逆境下にありながら、EU 及び ESG 投資家などは、地球温暖化関連政策を加速する方針を打ち出し、再生可能エネルギーの開発促進、水素などの新エネルギー開発、カーボンニュートラル策の社会実装のための予算を拡大するなどの「両立対応」（脱ロシアエネルギー＋脱炭素化）を急いでいる。

EU は、ロシア産化石燃料への依存を 2022 年末までに大幅に低下させ、2030 年よりも早い段階で脱却を目指す目的で「REPowerEU Plan」を策定しており、2030 年の再生可能エネルギーをエネルギー消費の 45%、グリーン水素を 2030 年に 1,000 万トン製造＋1,000 万トン輸入、省エネ：2030 年目標 9%を 13%に引き上げている。

水素 1,000 万トンは、100 万 KW の原子力 70 基以上に相当する。ドイツに限らず、欧州は「やるかどうかではなく、やらなければならない」という状況に迄、CN2030 と脱ロシアエネルギー、エネルギー安全保障はひっ迫している。

アジア圏の中の日本と全く状況が違う。そのドイツでさえも、クリーン水素が脱炭素と一次エネルギーの一部分を担うまでには、時間がかかると捉えている。

そこで、欧州は、既に技術確立され、効果が確実な CCS を優先的に進めている。

（1） CCS

最新技術を用いた大規模CO2排出源（製油所、製鉄所 など）からのCCSやコンビナートにおけるクロスセクターのCCSといった最先端の取組みを整理した。

以下の3大CCSプロジェクトは助成もついて、実施段階に入っている。

英国のHumber製油所はFCCからの炭素回収プロジェクトを推進、2030年までに年間最大800万トンのCO2回収を目標としている。

フランスの Dunkirk 製鉄所で CO2 捕集実証プロジェクト開始、「3D プロジェクト（DMX™ Demonstration in Dunkirk)」、2022年3月からパイロット版が稼働しており、2035年までに運用開始、将来的には年間1,000万トンのCO2を回収、輸送、貯蔵する計画している。

ベルギーのアントワープコンビナート“Antwerp@C (CCS)プロジェクト”で、2024年の稼働を予定、2025年　には年間250万トンのCO2回収、2030年時点の目標には、2017年の排出量実績である1,800万トンを半減させ、900万トンとする目標である。

欧州で CCS プロジェクトが先行する大きな要因として、政府による支援制度の充実が挙げられる。中長期的なリスクが不透明な CCS 事業に対して民間プレイヤーの参入や金融機関のファイナンスを促すには、法令整備や資金提供といった政府によるサポートが不可欠と考えられているためである。また、法令や制度の整備に並んでその重要なのは、CCSに対する国民理解の醸成である。

日本もCCSは、もっと先のことだと捉えずに、前倒しでロードマップに位置付けなくてはならない。

（2） SAF

欧州ではバイオ燃料の生産能力強化が加速しており、原料調達の奪い合いが指摘される程になっている。特にEUのSAF規制の本格導入を控え、航空会社からの需要が近年高まっていることから、直近公表されている主要な欧州メジャーの生産能力強化は SAF に充てられているケースが多い。

SAF市場は、「ボランタリー（自主的）需要」と「混合規制需要」に分かれる。

ボランタリー需要は、体力のある航空会社がグリーンな対応を好む乗客に応じて、環境にやさしい運航を先行して、SAFを利用している。「混合規制需要」は各地域、または、世界にSAF混合義務が規定されることだが、市場が「混合規制需要」の状況になったときは、“SAF市場は非常にタイト”になる。

欧州で計画されているSAFプラントの数は、2021年7月の15から2022年4月には23に増加した。地域のSAF生産能力は2027年以降には260万トン/年に達する見込みである。

欧州のSAF需要は、2030年に470万トン/年に達すると予測している。2028年には需要が供給を上回る予想もあり、調達能力を準備する必要がある。

日本もSAFに関しては、欧州内で普及したところで「SAF混合規制」が発せられるということに備え、欧州の足並みにあわせて国内、特に製油所を核にし、SAFの安定供給を用意しておかなければならない。

（3） クリーンエネルギー

欧州グリーンディールの一環として「欧州の気候中立に向けた水素戦略」を発表し、EU域内における水素生産を大規模に拡大させていく方針を示している。水素を含むカーボンニ

ュートラルエネルギーの産業側の導入目標及び規制を整備し、さらには強化することで需要が供給拡大に呼応して伸びていくよう仕向けてきた。

EU の水素戦略では、2030 年までに 40GW 相当の電解槽の導入し、1,000 万トンの水素を生産することを目標としていたが、これに加えてさらに EU 域外から 1,000 万トンの水素を調達する追加目標を掲げ、水素供給の規模を倍増させる。

グリーン水素は、次世代エネルギー源として期待されながらも、製造コストが高く、コスト低減にもかなりの時間を要するとされ、社会実装に向けた最大の課題となっていたが、コロナからの回復局面及びウクライナ侵攻後のエネルギー価格の高騰により、製造コストの状況に変化が起きている。

アンモニアは現在その約 8 割が尿素や硝酸アンモニウムなどの肥料に用いられているが、燃焼時に CO2 を排出しないことから水素と並ぶ次世代エネルギー源としてアンモニアへの期待が高まっている。加えて輸送の難しい水素のキャリアとしても期待が集まっている。

現在のアンモニア生産は、ほとんどグレーアンモニアであるが、CCS・CCUS を導入してブルーアンモニア、グリーン水素から製造するグリーンアンモニアに置き換え、脱炭素を加速させる取り組みも進行している。

９．１．２ 米国調査結果の総括と考察

（１） バイデン政権の環境エネルギー政策

① インフレ抑制法（Inflation Reduction Act：IRA）

IRA 法は、インフラ投資法に比べて気候変動対策費用がはるかに大きいことから、米国初の本格的な気候変動立法と捉えられている。カーボンプライシングによって排出を抑え込むのではなく、クリーン電力など、各分野への支援によって新技術の導入加速を狙っている点が特徴である。

民主党はインフレ抑制法で 2030 年の温室効果ガス排出量が 2005 年比で約 40%減ると見ている。同法が成立しなかった場合、同 25～30%減だったと見られることから、米国の気候変動対策は一歩前進したと言える。ただし、パリ協定の下での削減目標（50～52%減）には届かず、残りの 10%分をどう埋めるかは今後の課題として残る。

今回のインフレ抑制法がこれまでの環境関連法と一線を画しているのは、従来の環境関連法が再エネ分野への税控除が中心であったのに対して、再エネ以外の発電方式でも、CCS などの技術を利用してネットゼロを達成できれば投資税・生産税を控除するとしている点である。火力発電所に加えて素材産業の工場での CCS 導入や、炭素の「直接空気回収（DAC）」を行う場合も税控除が適用される。2024 年末以降に運転開始する排出ゼロ以下の施設に対しては、技術中立的な生産税控除と投資税控除が適用される。

② 米国のカーボンプライシング導入の議論内容と実行可能性

米国のカーボンプライシング導入状況だが、米国では連邦政府によるカーボンプライシングは導入されていない。州レベルではカリフォルニア州、ワシントン州のように ETS を導入しているところもあるが、連邦レベルのカーボンプライシングはまだ検討段階である。

（２） ExxonMobil、Chevron の環境政策への対応

これまでカーボンニュートラル目標を掲げてこなかった ExxonMobil、Chevron の両社も、

ついに2050年目標として温室効果ガス（GHG）排出ネットゼロを明示した。

ExxonMobilは、2022年1月に自社が操業する施設における事業活動からのGHG排出量（Scope１，2）について2050年ネットゼロを目標とすることを表明しており、Chevronは、2021年10月に自社上流部門からのGHG排出量について2050年ネットゼロを目標とすることを表明した。ただし、両社ともに化石燃料事業を縮小させるわけではなく、シェール資源開発を進めていく。

ExxonMobilのダレン・ウッズ会長兼CEOは、2022年5月のCERAWeeKで「地球温暖化対策で取り組むべきは石油や天然ガスを燃焼した際に発生するCO2の削減であって、低廉で豊富なエネルギー源である石油や天然ガス自体を否定すべきではない」としている。

同じく、Chevronのマイケル・ワース会長兼CEOも、成長のための低廉なエネルギーの供給、エネルギー安全保障のための信頼度の高いエネルギーの供給、汚染の少ない環境のためのクリーンなエネルギーの供給という三つの社会的要請のためには当事者を含めた現実的な議論が必要とした。

今後のExxonMobilとChevron両社の脱炭素化への取り組みとして、低炭素燃料、水素、CCUSに注力していくとしており、太陽光や風力などの再生可能エネルギーについては欧州系石油メジャーと異なって力点を置いていない。

（３） 欧州とアジアにおける天然ガス危機への米国の対応について

① 液化/再ガス化プラント新設が喫緊に必要

米国は、ロシアの欧州、アジアに対する覇権に対抗することができる天然ガス量を豊富に有するが、パイプラインや液化設備能力が不足の状態である。米国ではLNG輸出プロジェクトを開始またはFIDを決めた。

② 米国の天然ガスのポテンシャルは巨大だが、LNG輸出基地が不十分

稼働している能力の90%以上はメキシコ湾岸にある。全ての「建設中」と「建設の可能性」も全てメキシコ湾岸にある。米国連邦エネルギー規制委員会（FERC）は、迅速なプロジェクトが必要であり、米国とEUは資金調達の促進を急いでいる

（４） ExxonMobilの低炭素化目標と具体的な低炭素ソリューション事業

ExxonMobilは、2022年1月、自社が操業する施設における事業活動からのGHG排出量、つまりScope１，2におけるGHG排出量を2050年時点でネットゼロにする目標を明らかにした。その前月の2021年12月には2030年目標としてScope１，2における全社ベースのGDG排出量について原単位ベースで2016年対比20～30%削減するとしており、さらに上流部門については同30～40%削減、パーミアンにおいては自社上流事業のGHG排出量をネットゼロにするとした。一方、Scope3におけるGHG排出量削減目標については明示していない。また、2027年までに150億ドルのGHG排出削減のための投資、具体的には、既存事業のGHG排出量を削減する投資とCCS、バイオ燃料、水素など低炭素ソリューション事業への投資を実施するとしている。

（５） Chevronの低炭素化目標と具体的な低炭素ソリューション事業

2021年10月、ChevronはScope１，2での2050年カーボンニュートラルを打ち出した。さらに、Scope１，2，3を2028年までに2016年のレベルから5%を超える炭素排出原単位

削減目標を設定している。2028 年までに 100 億ドルの低炭素プロジェクトを実行し、2030 年までに再生可能燃料を日量 10 万バレル、水素を年間 15 万トンそれぞれ生産し、CCS 年間 2,500 万トン計画している。

温暖化防止やエネルギー転換に対する方策について ExxonMobil と比べて全方位的である。

（6） カーボンニュートラル目標

ExxonMobil も Chevron も 2050 年のカーボンニュートラル目標を掲げているが、Scope１，2 に限定したものであり、Scope3 について ExxonMobil は何の目標もなく、Chevron は 2028 年という比較的短期の目標として 5%減らすという目標を掲げただけである。これら目標設定の違いは欧米の石油メジャーの事業戦略ならびに政策の相違によるところが大きい。欧州の石油メジャーが再生可能エネルギー事業を化石燃料事業代替として位置づけしているのに対し、米国の石油メジャーは依然として化石燃料事業を維持しつつ、CCUS を活用することで低炭素を図るという違いがある。

９．１．３アジア圏調査結果の総括と考察

（1） 中国

中国は世界最大のエネルギー消費国で、そのシェアは全世界の 26%にも及ぶ。中国はエネルギー計画により、2030 年の CO2 排出ピークアウトと 60 年の排出ネットゼロを目指している。14 次 5 カ年計画では、次の 4 つのエネルギー基本政策を示した。

①エネルギーの安全保障を確保し、グリーン・低炭素排出化を図る。

②イノベーションに基づき、スマート化、高効率化を推進する。

③改革を深化し、開放を拡大する。

④民生を優先し、発展を共有する。

中国の太陽光発電能力は、2021 年には対 2020 年比 13.9%増の 54.88GW で世界一となり、再生可能エネルギー転換投資も世界の 35%となる最大国である。

それでも、一次エネルギーの構成比約 55%を占める石炭中心のエネルギー構造からの脱却という基本方針を掲げながらも、慢性的な電力不足で、エネルギー自給率を高める必要性が唱えられ、危機感を抱いている。

「石油化学産業レイアウト計画」を策定し、7 つの主要な石油化学産業基地の建設に焦点を当て、産業集積の開発を促進することを提案している。

（2） インド

2020 年度におけるインドの一次エネルギー消費量はアメリカに次いで世界で第 3 位である。世界第 3 位の CO2 排出国でもあり、経済成長と共にその排出量は毎年急激に増加しつつある。

インドでは 57%程度が石炭、33%程度が石油及び天然ガスとなって 90%が化石資源に依存している。中国では 83%が化石資源に依存しており、エネルギー構成のパターンはよく似ている。

拡大傾向の貿易赤字の環境を背景に、モディ首相のスローガン「自立したインド」政策は、内需拡大に対応したサプライチェーンの強化、経済の効率性・強靭さ向上、機会平等などを目指すものである。その重要な取り組みが Oil to Chemicals であり、製油所と石油化学工

場の統合（石精石化インテグレーション）である。

気候変動の枠組みにおける新たな目標は以下の 5 つである。

①非化石燃料による発電容量を 2030 年までに 500GW に引き上げる。

②総電力の 50%を 2030 年までに再生可能エネルギー源とする。

③現在から 2030 年までの期間に予測されている GHG 排出量を 10 億トン削減する。

④2030 年までにインド経済の（GDP 当たりの排出量）炭素強度を 45%以上削減する。

⑤2070 年までにネットゼロを達成する。

これらの目標達成のために先進国からの資金と技術の支援を要求しており、実際に達成するまでには依然課題が多い。

（3） 中東

MENA(Middle East & North Africa)地域を調査対象とした。MENA（Middle East and North Africa）とは、明確な定義はないが、湾岸諸国に加えて北アフリカ諸国として、特に地中海に面したエジプト、リビア、アルジェリア、及びイスラエルを指すこととした。

これらの国々で共通した重要な点は、人口構成として若年層の比率が高く労働力が豊富なこと、また広大な砂漠があり、豊かな日照エネルギーによるグリーン水素の潜在生産能力の高い国があること、また天然ガスをパイプライン網で供給しうる能力を既に持っていることである。

MENA 諸国では、2000 年頃より急激に GDP が上昇している。

世界の石油埋蔵量の上位 10 か国中 5 か国までを MENA 諸国が占めており、そのシェアは世界の約 43%で、天然ガス埋蔵量についても上位 15 か国中の 7 か国が MENA 諸国に存在しそのシェアも約 41%と高い。これを背景にロシアによるウクライナ侵攻後、天然ガスをロシアに依存してきた EU 諸国から代替供給源として特に注目集めている。

カーボンニュートラル化の世界的な推進の下、MENA 諸国においても化石資源から再生可能資源への移行へと大きく流れが変わり、カーボンニュートラルに対する活発な展開を進めている。その理由は、クリーン水素生産潜在能力の高い国が多いことにある。CCS との組み合わせでブルー水素を生産することができる石油や天然ガスが豊富なうえに、太陽光や風力などの自然に恵まれたエネルギースーパーベイスンを擁する国も多い。

中東産油国は、石油化学産業の育成と同時に再生可能エネルギー電気で水の分解によるグリーン水素投資を本格化している。この「グリーン水素」には、欧米諸国も興味を持ちいろいろな技術支援を行っており、巨大なビジネスへの発展が見込まれる。

9．2 コンビナート国際競争力総合評価

国内外の石油コンビナートについて、国際競争力を評価する指標を特定したうえで、具体的な評価方法を策定し比較分析を実施、今後の課題を抽出した。

評価目的は、日本の各コンビナートの世界での位置づけ把握（強み、弱み）と、国際競争力強化に向けた具体策・方向性の導出である。評価手法として、AHP（階層化意思決定法）を利用した。評価時点は、2021 年（現在）と 2025 年である。

評価対象は、以下に示す国内外の 25 の主要コンビナートとした。

・国内：鹿島、千葉、水島、川崎、四日市、堺・泉北、大分

・海外：韓国（蔚山、麗水）、台湾（麦寮）、中国（上海、茂湛、鎮海、燕山、浙江、

大連）、シンガポール、インド（リライアンス）、ベルギー（アントワープ）、ドイツ（ゲルセンキルヘン）、米国（Baytown、PortArthur）、サウジアラビア（アルジュベイル、ヤンブー）、クウェート（シュアイバ）

また、評価項目は、6区分の大項目（原料調達力、製造力、製品の価値・品質、環境低負荷、立地条件、規制・支援条件）で構築し、それらを32区分の中項目に階層化した。本年度は、脱炭素による事業環境の変化を受けて評価ウェイトを見直した。

（1） 2022年の評価結果

ベイタウン（米）がトップである。シェールによって国産原油比率が60%を超え、エタンを原料とするエチレン分解炉新増設によって「原料調達力」が高い。また、規模、重油分解能力、石化原料供給力などの「製造力」にも競争力を持つ。

アジア地域で高評価となっているのは、インド（リライアンス）、日本 B、台湾麦寮である。概して、ウェイトの高い「製造力」「立地条件」での素点が高く、高評価となっている。中項目で見ると、いずれも「重油分解能力」が高く、「石化原料供給力」に強みを有している。

（2） 2026年の評価結果

2022年の評価結果同様にベイタウン（米）がトップである。「原料調達力」が高いことに加えて、安価なシェール由来の天然ガスによって CO2 とエネルギーコストを低減している点および先進的な廃プラリサイクルプラントの稼働によって「地球温暖化対策」の評価が高い。2位はインド（リライアンス」であり、「規模」「重油分解能力」等により「製造力」を高めている。

アジアではインド（リライアンス）、台湾麦寮、日本B、シンガポールが高評価となった。2位の台湾麦寮は「製造力」が高く、中でもウェイトが高い中項目「規模」、「重油分解能力」、「石化原料供給力」の評価が高く、強い競争力を維持している。

RING 事業による取り組みやその他の企業間連携・高度統合の結果として、日本のコンビナートは競争力を徐々に向上させてきている。しかしながら、国内平均では、アジアトップとの差が拡大する傾向にあり、スピード感を持って競争力強化に取り組むことが必須である。国内コンビナートは、比較的即効性のある「国内企業連携」の強化を推進し、更に「先進的技術開発」を進めることで競争力強化を図ることが必要である。

9．3 石精・石化製品の短中期需給バランス試算、精製余力、課題

（1） 2026年度全国石精石化モデル試算結果

「2026 年度燃料油要生産量相応の原油処理」：2026 年度の要生産量を満たす原油処理量で試算を行った。

2026年度のTOP稼働量は、3,090千BDと試算され、111千BD（3,090－2,979）の余力が発生する。1製油所の平均が150千BDであるから、全国モデル試算結果では、ほぼ適正な余力になったといえる。

2021年度末のTOP能力は、3,458千BDであるので、高度化法に基づく368千BDの能力削減は、2026年度需要想定もとでは、適正な判断であったといえる。

C 重油の一般輸出を 2019 年度実績と同量と設定すると、原油処理量の減少で、要生産量に対し、2,581 千 KL の生産ショートとなったが、C 重油の一般輸出減となるので好ましい結果である。

潤滑油を生産する過程で、VR 留分は副産物として留出し、余剰重質油の主体となっている。今後、船舶燃料がメタノール、アンモニア等の CO2 フリー燃料に置き換わることを鑑みると、重油需要は更に減少する為、VR 留分の高分解（高度化法）への対応は絶対に進めておかなければならない最重要課題である。

（２） 2026 年度地域別石精石化モデル試算結果

① 関東地域

C タイプの能力減少（根岸 120 千 BD 減）の影響の結果、B タイプの TOP 稼働もフル稼働となり、2026 年度 TOP 能力（1,604 千 BPSD）に対する余力は 0 千 BD となった。

中間留分（JET＋灯油＋軽油＋A 重油）は、全体合計でバランスする。

C 重油の生産は、671 千 KL が余剰となった。今後、VR 対策として、希釈による直脱フィードによる水添分解増、ユリカ及びコーカーの約 1 万 BD 相当の重油分解能力アップが必要である。

ガソリンの要生産量が減少したことで、TOP 及び REF、FCC の稼働が低下することから、プロピレンの減産にも影響するので FCC の高分解化によるプロピレン増産化対策も有効なってくる。

② 中部地域

要生産量が少ないので、中部地域では B タイプ製油所の稼働はなしとし、C タイプのみで試算したが、TOP はそれでもフル稼働にはならず、TOP 能力（501 千 BD）に対する余力は 101 千 BD となった。試算上は B タイプ 86 千 BD を休止しており、実質 15 千）の余力が生じる。

中部地域のガソリン内需は比較的小さいので減退の影響はそれほど大きくない。

JET＋灯油＋軽油＋A 重油の中間留分は、若干の余剰となる。

③ 瀬戸内地域

TOP 能力（985 千 BPSD）に対する余力は 10 千 BD とほぼバランスする。

瀬戸内地域の 2 製油所の停止計画（▲248 千 BPSD）の妥当性が裏付けられた結果となった。

中間留分（JET＋灯油＋軽油＋A 重油）は、原油処理量が減るので輸出を含む要生産量に対して、3,677 千 KL の不足となっている。

C 重油は 1,715 千 KL 不足となったが、全国 LP モデル試算結果で考察したとおり、一般輸出を減少することでバランスする。

関東地域と同じく、余剰となる VR 対策として、重油分解能力アップが有効である。

VAC 余力を活用し、AR を搾り取った後の VGO の VH による MHYC 転換による中間留分増産＋VR の直脱水素化分解も有効である。

2026 年度検証結果を総括すると、2026 年度の地域インバランスは最小限の効果的な転送等で対応可能なレベルであると推定される。

９．４ エネルギー移行期の低炭素化コンビナート構築検討

日本は CN2050 達成の一里塚として、2013 年度対比 3030 年度の CO2 排出量削減 46%を掲げた。今回、カーボンニュートラルコンビナート構築ワーキングを編成し、9 地区の石油精製＋石油化学の第一目標（2030 年度の各地区 CO2 排出量削減目標）を算出し、目標達成に向けた具体的なロードマップを策定した。

（１） 策定手順

2030 年度の CO2 削減目標値算出対象は、各地区コンビナート内の製油所（上流）と下流にあたる石油化学（エチレンセンター）とした。

9 地区に立地する製油所＋エチレンセンターの CO2 排出量の実績をピックアップする。

2030 年度の 9 地区コンビナート(製油所、エチレンセンターの CO2 排出量(BAU：Business As Usual、何も対策を講じなかった場合、内需減＝稼働減）を試算し、削減目標(2013 年度比 46%減)との差を定量的に把握する。石油精製からの CO2 排出量予測は、2030 年度地域別 LP モデルにて算出された装置稼働等をもとに試算し、エチレンセンター側は 2026 年度の予測(今年度試算)をスライドし、CO2 排出量を算出することとした。

2022 年度時点最新の具体策のメニューを一覧し、その効果を試算積み上げた。

（２） 9 地区石精＋エチレンセンターの 2030 年度 CO2 排出削減試算結果

・2013 年度の 9 地区の石精＋エチレンセンターCO2 排出量合計　　：6,380 万トン
・2030 年度における削減目標量（2013 年度×46%）　　：2,935 万トン
・2030 年度内需減の LP 試算による CO2 削減量＝自然減　　：1,313 万トン
・2030 年度のロードマップ CO2 排出削減目標量　　：1,622 万トン
・CN 具体策による見込み削減量合計と達成率(1,146/1,622=70%)　：1,146 万トン
・ロードマップ目標に対する未達量　　：　476 万トン

図表 9.4.１　9 地区の 2030 年度 CO2 排出削減目標と積み上げ結果

（3） 各地区の結果

CO2 削減ロードマップ目標に達するのは、鹿島、川崎、周南だけである。

これらの地区で共通するのは、は、自治体がカーボンニュートラルの進展によるコンビナート存続の危機感を企業と共有していること、クリーン化に向けた活動も活発である。特に、鹿島地区の様に、県が補助金まで用意して主力企業とともに、検討を開始している。

周南地区は、唯一の製油所を 2014 年に廃棄し、唯一エチレンセンターと塩ビ石炭ボイラ発電電解の低炭素化に向けて危機感をもって自治体と一体で活動中の地区である。

一方、千葉、水島及び堺泉北の 3 地区は、目標未達地区であり、未達量は、531 万トンである。

これらの地区の自治体は、コンビナートへの関心が弱く、他地区と比較してつながりも浅い。遅れて協議会等も立ち上がってきているが、今後一層、企業間での連携、協議の場が必要である。

９．５ 全調査研究の総括

図表 9.5.1　令和４年度調査研究の総括

項 目	内 容	総括
1．エネルギー移行期のコンビナートの国際競争環境調査	・ロシアのウクライナ侵攻後のエネルギー動向とカーボンニュートラルに向けた取り組みを中心にアジア・米国のコンビナートの設備投資、今後の戦略等の調査 ・循環型社会、CO2削減に向けた各国コンビナートの長期的な取り組み、技術開発状況の調査	・欧州への最大輸出国となった米国、ロシア原油の受け入れ先となったアジアの最新動向を調査し、日本の影響を考察した。 ・エネルギーセキュリティとCNへの転換の両立を迫られた欧州における取組みやメジャー・主要企業の長期的な持続成長可能な戦略を調査し、今後の方向性の参考になる情報を得た。 ・調査においては海外出張が困難な中、リモートインタビューを実施し、CNに向けたリアルな取り組み情報を得た。
2．コンビナート国際競争力総合評価	・世界の対象地域のアップデート（特記事項解析等）	・前年から継続して国内外コンビナートの総合評価を2022年/2026年についてアップデートした。 ・次年度は環境関連の評価項目を見直す。
3．地域別石精･石化製品の中長期需給バランス試算	・インバランスモデル（全国、3地域）による需給バランス試算 ・設備の改廃・新設、中長期想定、原油選択等の課題検討	・2026年度の需要を想定し、全国、3地域でのインバランスを試算し、課題を抽出した。 ・製油所閉鎖および設備停止予定を加味すると、2026年度は転送量が最小となる良好な石精需給バランスになると試算された。
4．エネルギー移行期の低炭素コンビナートへの変革検討		
(1)エネルギー移行期の最適ミックスキームの調査検討	・全国9地区の絵姿精度向上とロードマップ策定 ・CO2削減量目標の設定と内外の脱炭素技術社会実装と開発の最新調査と整理、分析ならびに取組状況の調査	・全国9地区のコンビナートの現状の実態調査を行い、最新情報にアップデートした。 ・2030年を想定した絵姿を作成し、それをもとに各地区WGを開催し、方向性、可能性を協議・検討した。 ・WG結果を絵姿へ反映させ、現時点での2030年を想定した9地区のCO2削減量を定量的に算出し、地区によるCO2削減予測量を見える化した。
(2)炭素循環型コンビナート構築の調査	・各地区コンビナートに導入可能なCR、CC、グリーン化等の技術調査・検討	・カーボンリサイクル技術、グリーン化に向けた最新技術の調査を行った。 ・9地区へ導入可能なものを絵姿へ反映させた。