令和３年度燃料安定供給対策に関する調査

（製油所の競争力に係る技術動向に関する調査）

調査報告書

令和４年３月

一般財団法人石油エネルギー技術センター
Japan Petroleum Energy Center (JPEC)

目　次

１．事業名　・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・　1

２．事業目的　・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・　1

３．事業内容　・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・　1～3

４．調査方法　・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・　3

５．事業期間　・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・　3

６．納入物　・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・　4

調査報告書

１．事業名

令和３年度燃料安定供給対策に関する調査事業（製油所の競争力に係る技術動向に関する調査）

２．事業目的

日本の石油の安定供給を将来にわたり確保していくためには、国内に製油所等の供給インフラを維持していく必要がある。供給を担う民間企業が国内の石油需要減少等の厳しい経営環境にある中、国内供給インフラを経済合理的かつ効率的に維持していくためには、国内外の市場で競合する他国企業・製品との比較において、日本企業・製品の国際競争力を高め、経営基盤を強化していかなければならない。こうした課題に向けては、原油選択や装置改造、運転条件の変更によるケミカルシフト、デジタル技術を活用した製油所の自動運転・効率運転などに取組むことが有効だと考えられる。

本事業では、原油の多様化やケミカルシフトに関する海外動向に加え、ＡＩ等のデジタル技術を活用した稼働信頼性の向上や製油所の効率的な運転制御・操業管理技術の開発動向とその課題及び導入可能性に係る調査・分析を行い、国内石油産業の国際競争力向上のための政策立案に役立てることを目的とする。また、調査結果について、国民、国内企業、団体、研究機関に対して情報を発信することで、石油産業の国際競争力強化に向けた施策への理解を促進する。

３．事業内容

（１）原油・原料の多様化及びケミカルシフトに関する調査

燃料油需要の漸減といった需要構造の変化に対し、世界的な石油精製のケミカルシフトが進展している。国内製油所においても、国際競争力を確保・維持する上で、ケミカルシフトを進めていくことが有効である。

＜調査事項＞

○異なる環境下で多様な戦略で生き残りを図る海外製油所に関して、下記項目を中心に最新情報を収集・整理し、国内製油所との比較・解析を行った。

・各国製油所等のケミカルシフト（化学品の製造製品比率や化学品製造技術等）の状況
・各国製油所等の処理原料・原油の多様化状況
・ＣＯＴＣ（Crude Oil to Chemicals）製油所などの最新鋭製油所技術や既存製油所設備の転換により石油化学品が増産できるような新規製造プロセス等

（２）製油所のデジタル化に係る技術の動向等調査

近年、ＩｏＴやＡＩ等の新技術が急速に進化・発展したことから、これらの技術を利活

用したスマート保安が推進され、様々なツールの開発が試みられている。また、保安にとどまらず、製油所運転の最適化や自動制御を可能とする技術の開発も進んでおり、国内の製油所を保安・保全並びに競争力の観点から維持していくためにも、こうした製油所のデジタル化に関する技術は重要である。

＜調査項目＞

○各国製油所等のデジタル技術に関する動向を調査し、国内製油所への適用性の観点で整理・解析した。

・ＲＴＯ（Real Time Operation）など運転効率向上を狙った最新デジタル化技術の導入事例・状況とその効果

・デジタルツインなど保安・保全の確保を狙った最新デジタル化技術の導入事例・状況とその効果

（３）石油精製段階のエネルギー消費量・ＣＯ２排出量に関する解析

カーボンニュートラルに向けた動きが加速する中、石油の精製段階におけるＣＯ２排出量は、今後新しい競争力指標とも成り得るデータだと言える。関連して、石油精製段階のエネルギー消費量も既に製油所の競争力の観点で重要なデータである。

＜調査項目＞

○（１）及び（２）で得られる調査内容も反映し、エネルギー消費量及びＣＯ２排出量に関する総合的な解析/試算を行い、海外と国内それぞれの製油所が置かれた立地環境、装置構成、製品得率などを考慮した詳細な比較を行った。また、近年、ＣＯ２排出量削減に顕著な変化がみられた製油所に対して要因分析を行い、日本の製油所への横展開の可能性について検証を行った。解析に当たっては、ソロモン社が用いているエネルギー効率指標（ＥＩＩ：Energy Intensity Index）に加え、ＣＯ２排出量に関する新しい指標（ＣＥＩ：Carbon Emission Index）の評価データを活用した。また、解析に有益なデータは広く収集した。

（４）海外主要国の競争力に関する石油精製技術動向等調査

上記の他、海外主要国（欧州（独、仏、伊）、米国、アジア（中、韓、印）等）における精製技術及び石油精製・石油化学設備に係る投資状況等の最新の動向について、継続的に調査した。

（５）石油精製に係る競争力技術動向に関する調査の情報発信

日本と米国、および日本、韓国、中国における海外の石油精製業関連の企業、団体又は政府が出席する合同会議を開催し、情報収集や意見交換を行った。また、上記の合同会議において、資源エネルギー庁が別途実施する「令和３年度燃料安定供給対策に関する調査事業（石油精製に係る環境規制等に関する調査）」（以下、「環境調査事業」とい

う)受託者側を出席させ、報告・発表させるなどして、情報収集や意見交換を行った。

本事業において収集を行った製油所の競争力に係る技術動向等に関する情報を、国民、国内企業、団体、研究機関に対して情報発信するため、環境調査事業受託者へ情報収集した結果を報告し、当該事業において定期的に電子メールやインターネットでの情報を発信させた。

４．調査方法

事業内容の調査に当たっては、主として以下の方法により実施した。

（１）海外現地調査

・欧州、米国、中国への調査員の長期派遣などにより、現地企業、団体、研究機関、政府への面会による直接的なヒアリング及び学会やセミナーへの参加を実施し、詳細な情報の収集・緻密な分析調査を実施した。

（２）インターネット・文献等による調査

・海外主要国における石油産業に係る環境規制の実態等について、各種報道、文献、報告書、プレスリリース、白書などの資料から調査を実施した（必ず情報ソースを明らかにし、必要に応じてバックデータも含めて提出した)。

（３）その他

・上記の事業内容の調査実施方法について、提案書にて提案することとし、調査を行う前に担当者と協議の上、調査を行った。
・調査の実施に当たって、担当者に対し、原則１か月に1回以上面会して、調査内容の進捗報告及び意見交換等を行った。
・担当者から随時行われる質問事項への対応を迅速に行うとともに、仕様書の調査項目に関連するもので、取りまとめを行う上で補完的に調査を実施すべき事項については、調査を実施した。

５．事業期間

令和３年６月１日から令和４年３月３１日まで

６．納入物

添付１：原油・原料の多様化及びケミカルシフトに関する調査
添付２：製油所のデジタル化に係る技術の動向等調査
添付３：石油精製段階のエネルギー消費量・ＣO2 排出量に関する解析

添付４：海外主要国の競争力に関する石油精製技術動向等調査
添付５：石油精製に係る競争力技術動向に関する調査の情報発信

以　上

JPEC-2021P-01

添付１：
原油・原料の多様化及びケミカルシフトに関する調査

令和３年度燃料安定供給対策に関する調査事業

（製油所の競争力に係る技術動向に関する調査）

令和４年３月

一般財団法人石油エネルギー技術センター

Japan Petroleum Energy Center (JPEC)

はじめに

本報告書は、一般財団法人石油エネルギー技術センターが、経済産業省資源エネルギー庁から委託を受けて、令和 3 年度燃料安定供給対策に関する調査事業（製油所の競争力に係る技術動向に関する調査）の一部として実施した、「原油・原料の多様化及びケミカルシフトに関する調査」についてとりまとめたものである。

日本の石油の安定供給を将来にわたり確保していくためには、国内に製油所等の供給インフラを維持していく必要がある。供給を担う民間企業が国内の石油需要減少等の厳しい経営環境にある中、国内供給インフラを経済合理的かつ効率的に維持していくためには、国内外の市場で競合する他国企業・製品との比較において、日本企業・製品の国際競争力を高め、経営基盤を強化していかなければならない。こうした課題に向けては、原油選択や装置改造、運転条件の変更によるケミカルシフト、デジタル技術を活用した製油所の自動運転・効率運転などに取組むことが有効だと考えられる。

本事業では、原油の多様化やケミカルシフトに関する海外動向の調査・分析を行い、国内石油産業の国際競争力向上のための政策立案に役立てることを目的とする。また、調査結果について、国民、国内企業、団体、研究機関に対して情報を発信することで、石油産業の国際競争力強化に向けた施策への理解を促進する。

本報告書の取りまとめにあたり、様々な形でご協力いただいた関係者各位に感謝申し上げる次第である。

本調査が、我が国石油産業の今後の経営基盤強化の一助となれば幸いである。

令和 4 年 3 月

一般財団法人　石油エネルギー技術センター

目次

1. 調査の背景と目的・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・4
2. 調査内容・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・4
3. 各国製油所等の処理原料・原油の多様化状況・・・・・・・・・・・・・・・・・・・5
3.1 アジア主要国および欧州等の原油輸入状況に関する特徴・・・・・・・・・・・・・ 5
3.2 産油国からみた原油輸出状況に関する特徴・・・・・・・・・・・・・・・・・・・18
3.3 我が国の原油選択に影響する中国の原油選択傾向および特記事項・・・・・・・・19
3.4 カーボンオフセット原油貿易の本格的開始に関する状況・・・・・・・・・・・・23
4. 各国製油所等のケミカルシフト(化学品の製造製品比率や化学品製造技術等)状況・ 25
4.1 石油化学市場における今後の発展持続境・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・25
4.2 COTC製油所の投資状況について・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・27
5. COTC(Crude Oil to Chemicals)製油所などの最新鋭製油所技術や既存製油所設備の転換により石油化学品が増産できるような新規製造プロセス等・・・・・・・・・・・・28
5.1 COTC等ケミカルシフト推進用の最新鋭石化製油所技術・・・・・・・・・・・・・28
5.2 具体的に進行中のケミカルシフト技術例・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・30
6. ケーススタディ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 32
6.1 ケーススタディの内容・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・32
6.2 ケーススタディの結果・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・34
6.3 ケーススタディの一覧表・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・48
7. まとめ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 64
7.1 調査結果まとめ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・64
7.2 考察・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・66
8. 参考資料・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 68
8.1 我が国製油所の生産量の想定・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・68
8.2 我が国製油所の装置（FCC・RFCC）得率の想定・・・・・・・・・・・・・・・・・ 70
8.3 リライアンス社のCO2削減に関する新挑戦・・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 71

1. 調査の背景と目的

国内の石油需要減少等の厳しい経営環境にある中、国内供給インフラを経済合理的かつ効率的に維持し将来にわたり安定供給を確保していくためには、他国企業・製品との比較において、日本企業・製品の国際競争力を高め、日本企業の経営基盤を強化していかなければならない。こうした課題に向けては、原油選択や装置改造、運転条件の変更によるケミカルシフト、デジタル技術を活用した製油所の自動運転・効率運転などに取組むことが有効だと考えられる。

海外では、従来の石油製品を主体とした製油所から石油化学品を主体とした製油所プロジェクトが中国を中心に進んでいる。

本事業では、原油の多様化やケミカルシフトに関する海外動向の調査・分析を行い、国内石油産業の国際競争力向上のための政策立案に役立てることを目的とする。また、調査結果を、国民、国内企業、団体、研究機関に発信することで、石油産業の国際競争力強化に向けた施策への理解を促進する。

2. 調査内容

調査にあたっては、以下の項目を中心に最新情報を収集・整理し、国内製油所との比較・解析を行った。

・各国製油所等のケミカルシフト（化学品の製造製品比率や化学品製造技術等）の状況
・各国製油所等の処理原料・原油の多様化状況
・COTC(Crude Oil to Chemicals)製油所などの最新鋭製油所技術や既存製油所設備の転換により石油化学品が増産できるような新規製造プロセス等

3. 各国製油所等の処理原料・原油の多様化状況

3.1. アジア主要国および欧州等の原油輸入状況に関する特徴

アジア主要国(シンガポール、韓国、中国とインド)および欧州(ドイツ、オランダとフランス)等の原油輸入状況に関する特徴を調査し記す。

●シンガポール

シンガポールの地域別輸入原油の情報も踏まえて、シンガポール製油所の生産状況（2020年）について分析を行った。

・シンガポール製油所において、原油平均比重は 38～39API 度と推計される。歴史的には、創業当初から高硫黄船舶用重油の大規模な供給が要請されていたことから、クウェート原油やアラビアンミディアムまたはイラニアンヘビー等の 30API 程度の原油を処理してきた。近年はより付加価値の大きい石油製品を選択的に増産し、重油等の比較的付加価値の小さい油種は輸入対応するようになっている。このため、原油選択は軽質化傾向を強め、見かけ上は原油常圧蒸留装置の稼働率を下げている。原油蒸留塔の特に軽質留分を取り扱う頭頂部はフル稼働状態にあると言われている。

原油選択状態についての具体的な検討結果では、全原油に占める中東系軽・中質原油比率が 57%および低硫黄原油が 30%でこれらの両油種で 87%を占め、残る 13%はコンデンセート処理装置能力分となり、平均原油比重は約 38API 度となる場合もあった。

JPEC レポートではシンガポール製油所の原油選択等に関しその歴史的な経緯が記されている。すなわち「2019 年度の JPEC 調査における現地ヒアリングでは、原油常圧蒸留装置の稼働率が下がってきていることが分かった。～中略～シンガポール製油所の本来の設計基準ではアラビアンミディアム、イラニアンヘビーやクウェートの各原油（約 30API 度）の処理原油であったが、現在は比較的軽質のアラビアンエクストラライト等の軽質原油（約 37API 度）やさらに軽質のコンデンセートを選択するようになってきたため、原油常圧蒸留装置の稼働率が下がっていると推測する。』（出所：JPEC レポート No.201001 将来の国内外における需要構造変化に向けた国内製油所の石化シフトと国際競争力強化の可能性）」と報告された。また、近年のシェール革命下での米産原油の大増産の影響を受け、2020 年には 250 千 BD（新コロナ禍による需要減少影響前の月間平均輸出量）を越えて米国からシンガポールへの原油輸出が行われるようになった状況もある。

当製油所では中東系原油を主体として、臨機応変にアフリカ原油や近年は米国産原油も調達するようになった。世界でも有数の優れた物流の可能な港湾似も助けられ、比較的原油もフレキシブルに選択することが可能である状況にあると考えられる。

昨年来の軽質原油価格の超割安国際市況や過去の重質原油の割安国際市況の両面に対し柔軟に対応出来、国際競争優位化が図られていると考えられる。

●韓国

韓国の地域別輸入原油の情報も踏まえて、韓国製油所の生産状況（2020 年）について分析を行った。

・韓国製油所の原油選択状態については、全原油に占める比率は、超軽質原油と中東系軽質原油は 46%、中東系中質原油は 45%、中東系重質原油は 4%および低硫黄原油は 4%となり、原油比重は 37.6API 度と比較的軽質となる場合もあり得ると推計された。この原油平均性能の軽質化については、韓国製油所のコンデンセート専用の舵機規模処理装置があるため、この大量のコンデンセートを＠700 千 BD 処理していることがその主要因となっていると考えられる。

【参考：韓国の地域別輸入原油の情報】

・韓国輸入原油の地域別割合

地域	2018
中東	76.1
アジア	2.4
北米	5.6
南米	0.0
欧州	3.4
旧ソ連	8.8
アフリカ	3.2
その他	0.5

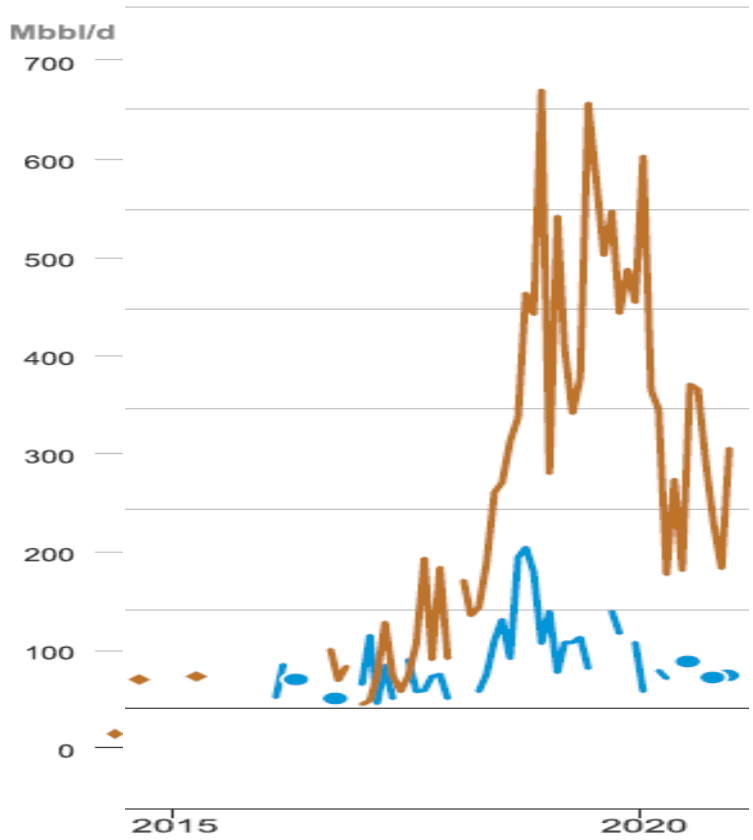
・韓国輸入原油の特徴

【輸入国に関する情報】

・韓国は「原油輸入先多様化制度（中東地域からの輸送コストよりも追加的に必要となる多様化対象地域の輸送費を補填する制度）」を有し、中東以外の国から原油とコンデンセートを輸入する精製会社の運賃割戻しを 2021.20 まで延長している。（EIA 情報）

・近年の米産原油増加傾向の背景には、当制度の活用があるとも考えられる。

【参考：米産原油の韓国向け輸出状況】



【米産原油に関する情報】

・2019～2000 年の米産原油輸入量は 500 千 BD 程度へ急増し、新コロナ禍前には、韓国製油所全原油処理量の 20%弱を占めるようになった。

米産原油の輸入目的は特にナフサ増産用超軽質原油(イラン産等コンデンセート等)の代替であるとも伝えられる。（図示されるように、我が国の米産原油輸入は比較的少

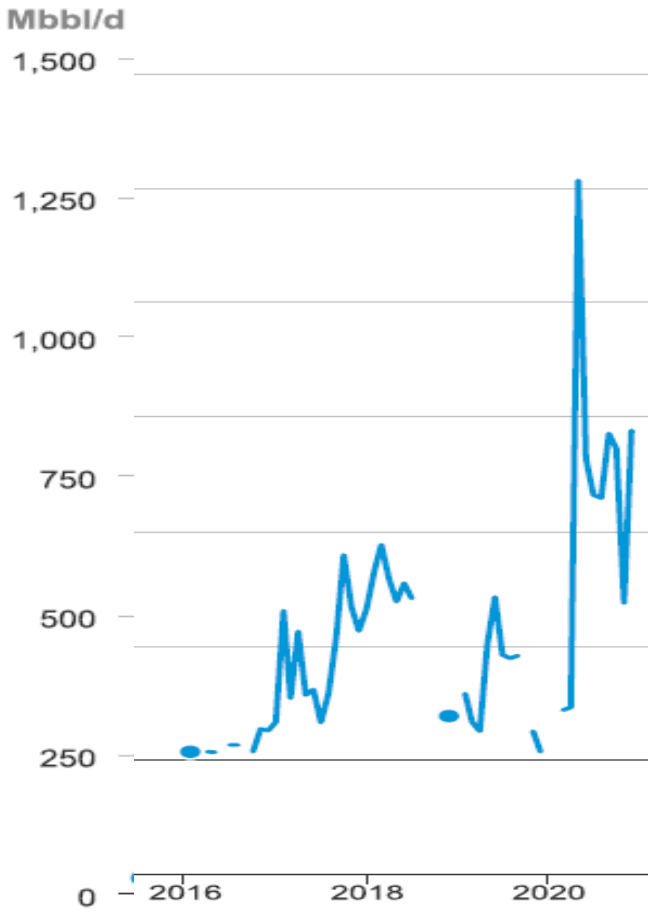
出所）EIA

●中国

中国の地域別輸入原油の情報も踏まえて、中国製油所の生産状況（2020 年）について分析を行った。

・中国製油所の原油選択状態については、全原油に占める比率としては、超軽質原油は 3%、中東系軽質原油は 12%、同中質原油は 60%、同重質原油は 6%および低硫黄原油（米産原油含）は 19%となり、平均原油比重は 33API 度となり丁度アラビアンライト原油並みの比重となる例も分析された。原油を軽質化する場合として 1.4API 度軽質化し平均原油比重を 34.2API 度とすることも可能であることも分析された。

【参考：米産原油の中国向け輸出状況】



出所：EIA

【輸入国に関する情報】

・サウジアラビアは、安定・最大輸入元で 2019 年には 16%の割合

・ロシアは、中国北東部独立製油所(原油輸入解禁：2015 年)向けも含めて、ESPO 原油輸出を促進中

・2018 年～2019 年に米産原油輸入量は 500 千 BD 程度へ増加し、2020 年に急増し、1000 千 BD（全処理原油量の 5%程度）を越える月間平均輸入量も見られるようになった。米産原油は、全体の軽質化傾向を強める影響を持つ。

・2017 年以降、欧州、ブラジル、リビアからの原油輸入増加

●インド

インドの地域別輸入原油の情報も踏まえて、インド製油所の生産状況（2020 年）について分析を行った。

・インドについては、「インド石油精製業の最新動向等に見る、アジアの競合製油所の国際競争強化方向(JPEC レポート２０１７年度第 31 回)」等で詳細な製油所ごとの原油選択の実情が報告されており、これらを参考に実勢および今後の原油選択状況を推定することとした。

現在、インドで操業している製油所は 22 カ所(リライアンス社のジャムなガール製油所の 2 系列を一箇所と数えた場合)である。これらの製油所の中でリライアンス社とアヤラエナジー社の製油所は重質油処理型として設計・運転されており、基本的な選択原油はアラビアンヘビー品質に分類される原油である。これら 2 社以外に、このような重質原油を処理する製油所は、3 カ所(IOC 社の Paradeep 製油所、HPCL 社および ONGC 社の各製油所)に限定されている。その他の製油所ではアラビアンライト原油を基本として、経済性によってアラビアンエクストラライト原油を一部選択する傾向にある。全処理原油中、高硫黄原油は＠80%および輸入原油は＠90%を占めている。実勢の中東原油輸入比率は全輸入量に対し＠65%である。その他の地域からのアジアプレミアムを避ける輸入原油量に占めるリライアンス社とアヤラエナジー社の選択原油が大きくなっていると推測される。

・今後の原油選択に関する方向としては、特に米国シェール革命を背景としてより経済性を高めつつある軽質原油選択が進む可能性がある。さらに、この方向は CO2 削減に舵を切ったインド政府の政策の方向とも調和しており、特に米産低硫黄軽質のシェール原油の輸入規模が拡大することも想定される。直近動向としては、割安な重質原油を処理するように設計・運営されてきたリライアンス社のジャムなガール製油所でさえ、米産軽質シェール原油の調達に向かっていることは刮目する必要がある。特にこのリライアンス社の原油選択傾向の背景には、CO2 削減に向かう同社の作戦転換があった可能性もある。

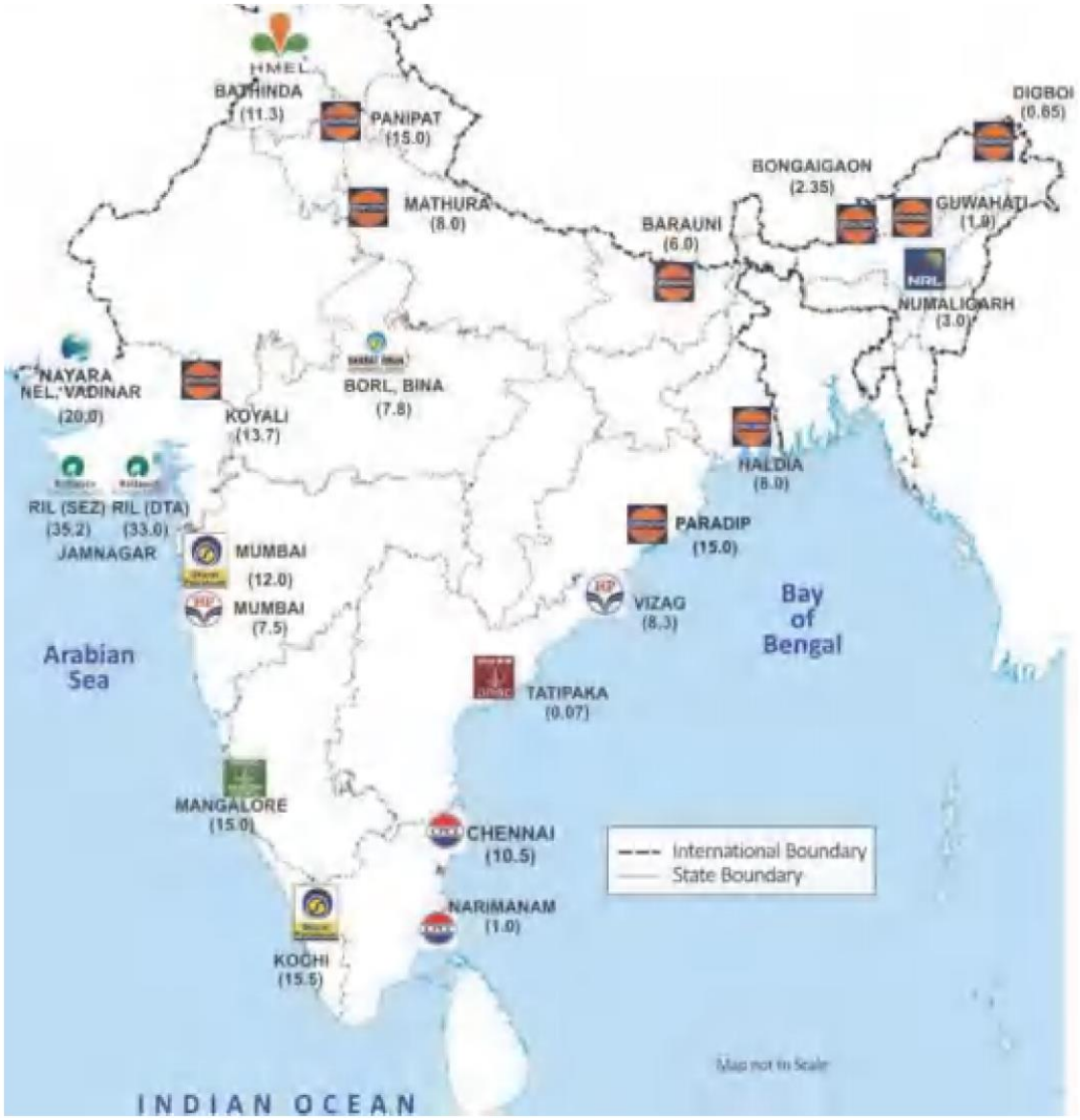


図 3.1 インド各製油所(22 カ所)の位置

出所:報告書名「READY RECKONER」2021 年 12 月インド政府発行

https://www.ppac.gov.in/WriteReadData/Reports/202202170453060477533ReadyReckonerDec2021Final09.02.2022.pdf

表 3.1 インド各製油所(22 カ所)の原油処理能力および原油処理状況

Table 4.1 : Refineries: Installed capacity and crude oil processing

Sl. no.	Refinery	Installed capacity (MMTPA)					Crude oil processing (MMT)				
		01.04.2018	01.04.2019	01.04.2020	01.04.2021	2017-18	2018-19	2019-20	2020-21	Apr-Sep 2020	Apr-Sep 2021 (P)
1	Barauni	6.0	6.0	6.0	6.0	5.8	6.7	6.5	5.5	2.2	2.4
2	Koyali	13.7	13.7	13.7	13.7	13.8	13.5	13.1	11.6	5.2	6.3
3	Haldia	7.5	7.5	8.0	8.0	7.7	8.0	6.5	6.8	2.7	3.9
4	Mathura	8.0	8.0	8.0	8.0	9.2	9.7	8.9	8.9	4.0	4.2
5	Panipat	15.0	15.0	15.0	15.0	15.7	15.3	15.0	13.2	5.7	7.3
6	Guwahati	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	0.9	0.9	0.8	0.3	0.2
7	Digboi	0.65	0.65	0.65	0.65	0.7	0.7	0.7	0.6	0.3	0.4
8	Bongaigaon	2.35	2.35	2.35	2.35	2.4	2.5	2.0	2.5	1.2	1.4
9	Paradip	15.0	15.0	15.0	15.0	12.7	14.6	15.8	12.5	5.2	6.0
	IOCL total	**69.2**	**69.2**	**69.7**	**69.7**	**69.0**	**71.8**	**69.4**	**62.4**	**26.9**	**32.0**
10	Mumbai	7.5	7.5	7.5	7.5	8.6	8.7	8.1	7.4	3.7	1.5
11	Visakh	8.3	8.3	8.3	8.3	9.6	9.8	9.1	9.1	4.3	3.5
12	HMEL-Bathinda	11.3	11.3	11.3	11.3	8.8	12.5	12.2	10.1	5.1	6.5
	HPCL total	**27.1**	**27.1**	**27.1**	**27.1**	**27.1**	**30.9**	**29.4**	**26.5**	**13.2**	**11.6**
13	Mumbai	12.0	12.0	12.0	12.0	14.1	14.8	15.0	12.9	5.5	6.9
14	Kochi	15.5	15.5	15.5	15.5	14.1	16.1	16.5	13.3	5.2	6.8
15	BORL-Bina	6.0	7.8	7.8	7.8	6.7	5.7	7.9	6.2	2.5	3.4
	BPCL total	**33.5**	**35.3**	**35.3**	**35.3**	**34.9**	**36.5**	**39.4**	**32.4**	**13.2**	**17.1**
16	Manali	10.5	10.5	10.5	10.5	10.3	10.3	10.2	8.2	3.4	4.0
17	CBR	1.0	1.0	1.0	1.0	0.5	0.4	0.0	0.0	0.0	0.0
	CPCL total	**11.5**	**11.5**	**11.5**	**11.5**	**10.8**	**10.7**	**10.2**	**8.2**	**3.4**	**4.0**
18	Numaligarh	3.0	3.0	3.0	3.0	2.8	2.9	2.4	2.7	1.3	1.3
19	Tatipaka	0.07	0.07	0.07	0.07	0.08	0.07	0.09	0.08	0.04	0.04
20	MRPL-Mangalore	15.0	15.0	15.0	15.0	16.1	16.2	14.0	11.5	4.3	6.2
	ONGC total	**15.1**	**15.1**	**15.1**	**15.1**	**16.2**	**16.3**	**14.0**	**11.6**	**4.4**	**6.2**
21	RIL-Jamnagar (DTA)	33.0	33.0	33.0	33.0	33.2	31.8	33.0	34.1	16.8	16.8
22	RIL-Jamnagar (SEZ)	35.2	35.2	35.2	35.2	37.3	37.4	35.9	26.8	12.2	14.3
23	NEL*-Vadinar	20.0	20.0	20.0	20.0	20.7	18.9	20.6	17.1	8.9	10.0
	All India	**247.6**	**249.4**	**249.9**	**249.9**	**251.9**	**257.2**	**254.4**	**221.8**	**100.2**	**113.3**

Table 4.2 : High Sulphur (HS) & Low Sulphur (LS) crude oil processing

(Million metric tonne)

Sl. no.	Type of crude	2017-18	2018-19	2019-20	2020-21	Apr-Sep 2020	Apr-Sep 2021 (P)
1	HS crude	188.4	194.2	192.4	161.4	73.1	85.2
2	LS crude	63.6	63.0	62.0	60.3	27.1	28.1
	Total crude	**251.9**	**257.2**	**254.4**	**221.8**	**100.2**	**113.3**
	Share of HS crude in total crude processing	74.8%	75.5%	75.6%	72.8%	73.0%	75.2%

Table 4.3 : Imported crude & indigenous crude oil processing

(Million metric tonne)

Sl. no.	Indigenous/ Imported crude	2017-18	2018-19	2019-20	2020-21	Apr-Sep 2020	Apr-Sep 2021 (P)
1	Imported crude	219.1	225.5	225.1	193.8	86.2	100.0
2	Indigenous crude	32.8	31.7	29.3	28.0	13.9	13.3
	Total crude	251.9	257.2	254.4	221.8	100.2	113.3
	Share of imported crude in total crude processing	87.0%	87.7%	88.5%	87.4%	86.1%	88.3%

出所:報告書名「READY RECKONER」2021 年 12 月インド政府発行

https://www.ppac.gov.in/WriteReadData/Reports/202202170453060477533ReadyReckonerDec2021Final09.02.2022.pdf

●欧州および米国

ここでは欧州の主要国および米国の原油選択状況を確認しておくこととする。以下に欧州を代表する国としてドイツとオランダおよびフランスを例として記し、追って米国について記すこととする。

【ドイツ】

ドイツの地域別輸入原油の情報も踏まえて、ドイツ製油所の生産状況（2020 年）について調査した。

・ドイツの原油輸入状況（2014 年から 2020 年）において特徴的なことは、その輸入相手国としてロシアがメインで約 3～4 割弱を占めることである。ただし、直近 3 割を割っているのは、米国原油割合が 6%まで増加してきたことが主要因と考えられる。なお、アフリカ方面からの輸入としては、リビア（一旦 2%以下に減少するも 10%以上に回復）およびアルジェリアは、徐々に減少しつつある。

ドイツ製油所は平均比重を 36～37API 度の範囲で安定的な原油選択を行って来つつある。

ドイツ製油所としては、二次処理装置を最大限活用することにより軽質原油処理（平均 40API 度）と重質原油処理（平均 35API 度）が可能と推計され、軽重質原油間の価格差を勘案して随時選択されていると考えられる。当製油所では北海地域の軽質原油、北海・アフリカ地域の超軽質原油およびロシア・中東地域の比較的重質な原油もフレキシブルに選択することが可能である状況にある。近年の軽質原油価格の超割安国際市況や過去の重質原油の割安国際市況の両面に対し、柔軟に対応出来、国際競争優位化が図られると考えられる。

【参考：ドイツの地域別輸入原油の情報】

・ドイツ輸入原油の地域別割合

地域	2018
中東	5.7
アジア	0.0
北米	5.7
南米	0.0
欧州	21.0
旧ソ連	48.1
アフリカ	19.4
その他	0.0

・ドイツ輸入原油の特徴

【輸入国に関する情報】

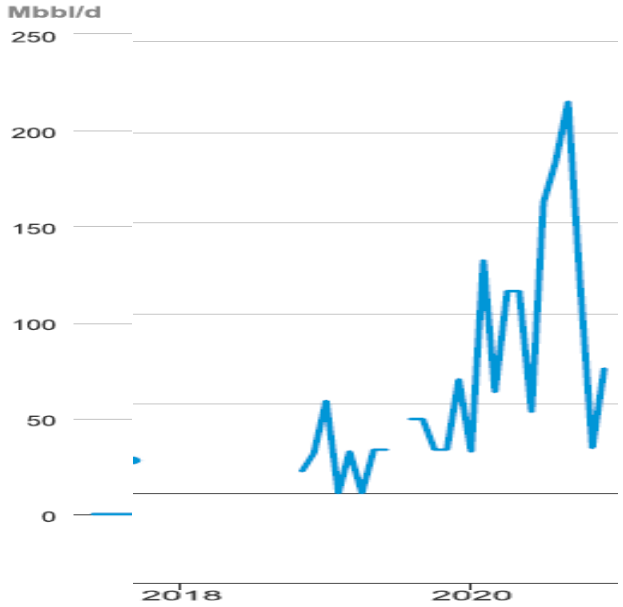
・FSU は、2014 年以降回復するも、近年減少し直近 3 割を割る。

・米国が直近増加、6%まで増加

・イラクやクウェート等中東地域も近年安定

・リビアは、一旦 2%以下へ減少するも 10%以上に回復し、アルジェリアは徐々に減少

【参考：米産原油のドイツ向け輸出状況】



【米産原油に関する情報】
・2020 年の米産原油輸入量は 150 千 BD 程度へと増加し、ドイツ全製油所の処理原油中の割合は 10%へ近づいた。米産原油は軽質化傾向を強める影響を持つと考えられる。

出所：EIA

【オランダ】

オランダの地域別輸入原油の情報も踏まえて、オランダ製油所の生産状況（2020 年）について調査した。

・オランダの原油輸入状況（2014 年から 2020 年）に関し、特徴的なことは、その輸入相手国としてロシア国がメインでそのロシア原油輸入割合が 3 割～5 割程度を占めることである。ただしドイツの傾向と同様に、直近のロシア原油輸入割合が 3 割を割っているのは、米国シェール革命・原油大増産を背景として、米国原油割合が 9%まで増加してきたことが主要因と考えられる。

なお、北海原油（英国・ノルウェー）やアフリカ原油（主にナイジェリア・アルジェリア）、および中東原油（主にイラク・クウェート）の輸入も安定的に行われている。

オランダの輸入原油の平均比重は 33～34API 度で安定的に推移しており、標準的な比重の原油(アラビアンライト原油 33API 度並)を処理している。

因みに、オランダ製油所における比較的軽質な原油想定（平均 37API 度）と重油原料・原油併行処理想定の場合、すなわち全原料油として重質化した場合が分析された。当製油所では北海・アフリカ地域の超軽質原油・軽質原油およびロシア・中東地域の比較的重質な原油もフレキシブルに選択することが可能である状況にあると考えられる。近年の軽質原油価格の超割安国際市況や過去の重質原油の割安国際市況の両面に対し柔軟に対応出来、国際競争優位化が図られつつあると考えられる。

【参考：オランダの地域別輸入原油の情報】

・オランダ輸入原油の地域別割合

地域	2018
中東	18.1
アジア	0.0
北米	7.3
南米	0.0
欧州	31.0
旧ソ連	34.3
アフリカ	9.3
その他	0.0

・オランダ輸入原油の特徴

【輸入国に関する情報】

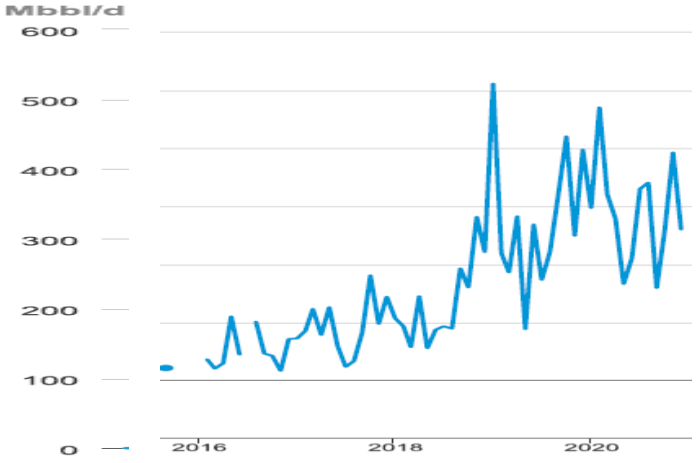
・FSU は、2014 年頃減少後、回復するも、近年減少して直近 3 割を割る。

・英国等欧州地域諸国は、安定に推移

・米国が直近 10%を越え、さらに急増中

・イラクやクウェート等中東地域も近年安定

【参考：米産原油のオランダ向け輸出状況】



【米産原油に関する情報】

・2019～2000 年の米産原油輸入量は 400 千 BD 程度へ急増し、蘭製油所全原油処理量の約 30%を占めるようになった。米産原油は軽質化傾向を強める影響を持つと考えられる。

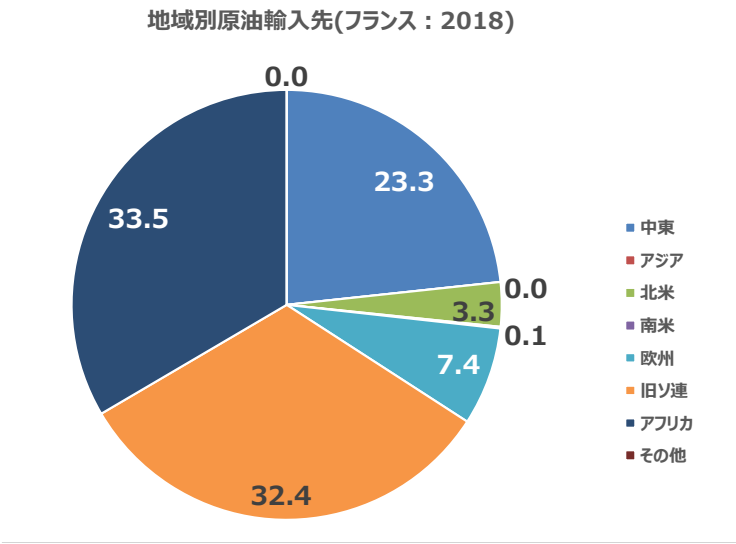
出所：EIA

【フランス】

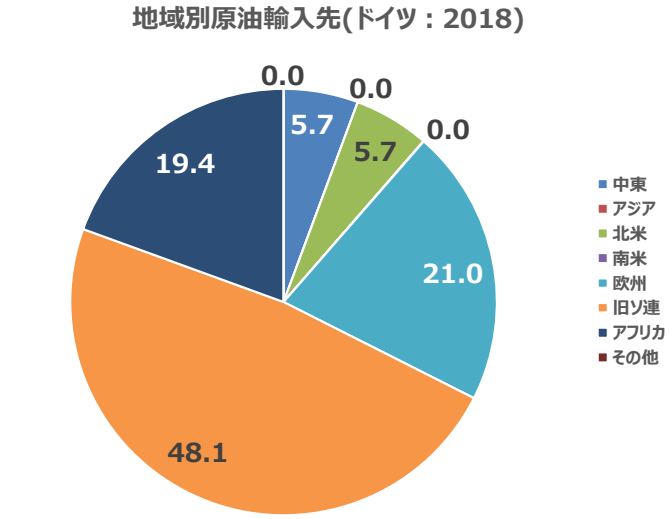
フランスの地域別輸入原油の情報も踏まえて、フランス製油所の生産状況（2020 年）について調査した。

・フランスの原油輸入状況に関する特徴は、その輸入相手国としてアフリカ地域諸国がメインで@35%を占め、旧ソ連原油輸入割合を超えるほど大きいことである。また、旧ソ連原油輸入割合はドイツの傾向と同様に大きい割合(@30%)を占めているが、国別にみるとカザフスタン原油輸入量はロシア原油輸入量より大きい特徴がある。この特徴は 2013～2019 年の 7 年間連続で変わっていない。因みにドイツでは、カザフスタン原油輸入量はロシア原油輸入量の@1/3 となっており、またオランダのカザフスタン原油輸入は無い状況である。カザフスタはウランの世界最大の生産国であり、フランス(ウラン輸入国)との交流は比較的活発なことも想定される。

【参考：フランスの地域別輸入原油の情報】



地域	2018
中東	23.3
アジア	0.0
北米	3.3
南米	0.1
欧州	7.4
旧ソ連	32.4
アフリカ	33.5
その他	0.0



地域	2018
中東	5.7
アジア	0.0
北米	5.7
南米	0.0
欧州	21.0
旧ソ連	48.1
アフリカ	19.4
その他	0.0

ここでは、世界最大の精製能力を有する米国製油所の原油輸入状況を調査した結果を記すこととする。

【米国】

米国の地域別輸入原油の情報も踏まえて、米国製油所の原油処理状況(2020 年)について調査した。

・米国の原油輸入状況で特徴的なことは、近年のシェール革命を背景として国産軽質原油の処理量が著しく増加しつつあることである。その結果として、2010 年代前半から平均処理原油比重は増加(原油軽質化)傾向に転じ、2019 年時点では 33API 度で、今後もさらに軽質化傾向が進むと予測される。

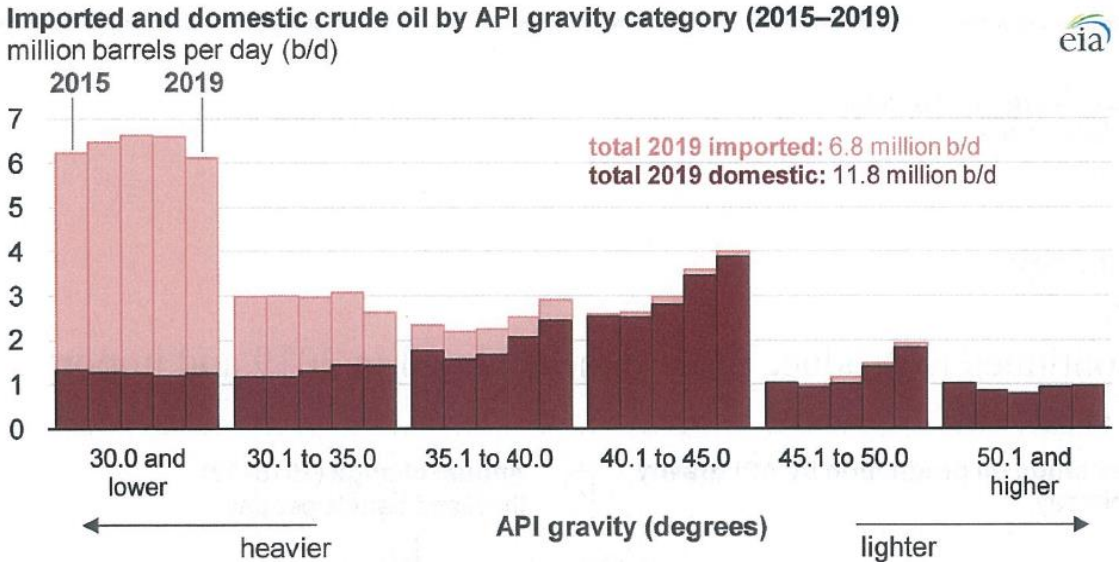


図 3.2 米国の輸入原油および国産原油の品質別処理量 (2015 年～2019 年)

出所：Today in Energy, September 9, 2020, EIA

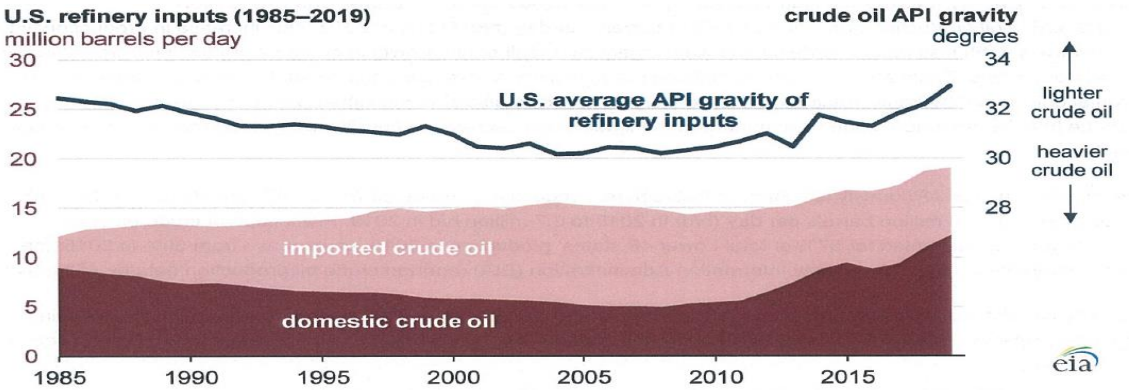


図 3.3 米国製油所の処理原油比重の推移 (2085 年～2019 年)

出所：Today in Energy, September 9, 2020, EIA

直近の米国の原油輸入状況に関し、特徴的なことは、近年シェール革命により国内増産が進み、輸入原油量が激減したことである。このような傾向を背景として、中東依存度が低下し、サウジアラビア産原油の輸入量も激減した。輸入原油の品質面では、国内原油のシェール原油構成比増加による軽質化が進んだため、より重質な原油の輸入が求められるようになった。

しかし、重質原油供給を担っていたベネゼラからの輸入は政策的に排除されるに至り、同国の重質原油輸入代替国としてカナダ・メキシコ・南米(コロンビア・エクアドル等)およびロシア等からの輸入が増加傾向にある。

特にロシアからの輸入については、比較的高硫黄重質のウラル原油に加えて、その常圧残渣油も増加しつつあり、ロシア産の原油とその常圧残渣油を加えた石油輸入量はサウジアラビアからの石油輸入量を上回りつつある。

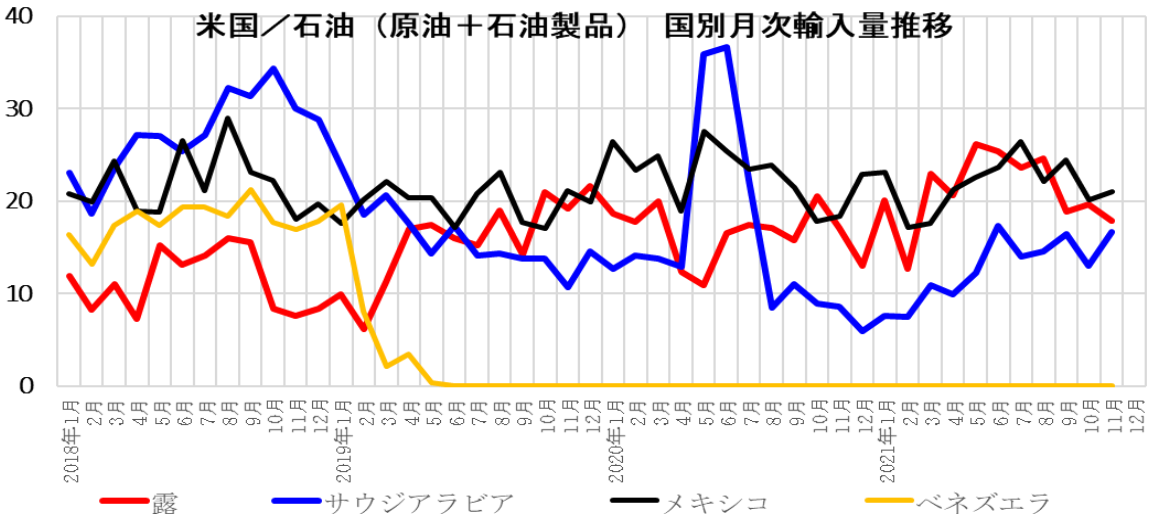


図 3.4 米国の、ベネゼラ・サウジアラビア石油輸入量の低下傾向とロシア石油輸入量

【単位：百万バレル/月】

出所：EIA 統計値を活用して、杉浦敏廣氏が作成

注)ロシアの石油「原油と残渣油」輸入の内容は、直近では、@70%が残渣油である。

●日本

日本地域別輸入原油の情報も踏まえて、我が国製油所の生産状況（2020 年）について分析を行った。

・原油選択状態については、全原油に占める比率は超軽質原油と中東系軽質・中質原油で@90%以上を占める。近年の原油比重は国内需要の軽質化も背景として、@36API 度で軽質化傾向にある。軽質原油としての米産シェール原油の輸入は未だ本格化されていない状況に

ある。この点について、次の特記情報に記す。

特記情報）我が国製油所の原油選択(米産軽質シェール原油)に関する情報

韓台、印中およびシンガポールなどの米産原油輸入状況（次図）を参考にすると、我が国製油所は@30 万 BD 程度の調達検討必要性ありとも考えられる。

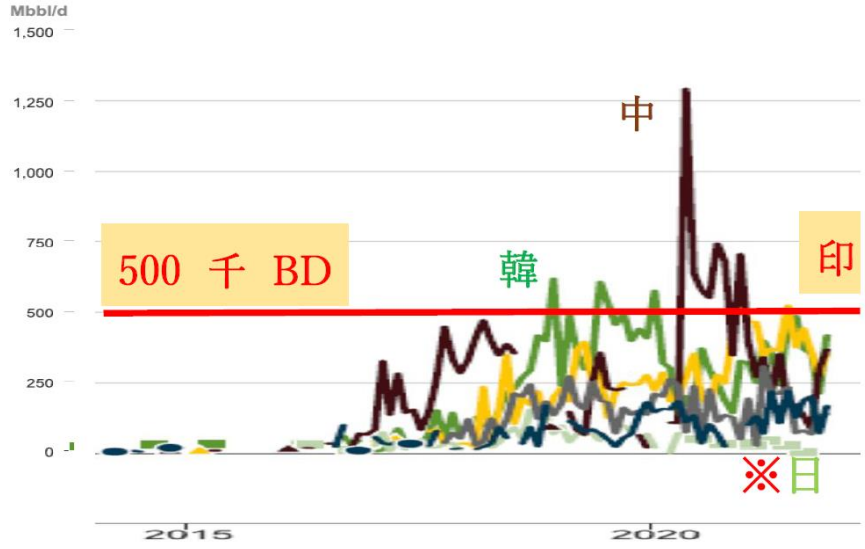


図 3.5 近年の米産軽質原油の輸出量(中、韓、印および日本向)

出所：EIA

我が国精製業は、過去の経緯(※)に影響され、特に国内産業として制約されつつ発展してきたと考えられる。

(※)過去の経緯例

1960 から 1970 年代にかけて【カロリー当たりの国際価格】は石油(@2～5 ドル/BBL)の方が石炭よりも割安な状態もあったことを勘案し、【石油製品輸出許可制＝実質的な輸出禁止】が採用され、石油産業は政策的指導を受けていた。既に国内多数元売りによる「コスト割れ販売競争」の時代は過ぎ去り、今後は国際競争による付加価値獲得も目指す方向にある。そのためには、国際的な目で見て不思議な「米産原油の実勢のほとんど未購入状態」の見直し(経済性向上や中東依存度低減等の観点から）を行うことも課題と考える。

3.2. 産油国からみた原油輸出状況に関する特徴

各国製油所の処理原料・原油の多様化の背景にある産油国の原油輸出状況について、PLATTS 社情報も参考として原油入手フレキシビリティに関連する事項を記すこととする。PLATTS 社分析(プラッツアナリティクス・チーフ地政学顧問ポールシェルダン氏)は地政学的リスクや原油の輸出先を調査している。

当情報に記されているように、原油供給のかなめとも見られる大産油国群(サウジアラビ

ア、イランおよびイラク)および重質・超重質原油供給力のあるベネゼラからの原油輸入量に占める中国の輸入量割合は非常に大きい。また、中国原油輸入量は、近年の米産原油輸出量に占める最大手(メキシコ・カナダ)に次ぐ割合となっている。中国の今後の原油輸入状態とその変化は、我が国の原油輸入にも大きな影響を与えると考えられる。中国の原油輸入状況は、今後内需の減少傾向可能性(自動車の EV シフト効果含む)および排出 CO2 の削減政策等によって、その量と質(軽質化傾向を強めることも想定)が大きく変化することも想定される。

したがって、特に、我が国の原油輸入状態に影響を与える中国等の原油(米産含む)輸入状況には注視していく必要がある。

3.3. 我が国の原油選択に影響する中国の原油選択傾向および特記事項

中国の原油選択はアジア市場に位置する諸国の原油調達に大きな影響を及ぼすので、ここでは特に、【参考：中国の原油輸入に関する変化の兆し】について記すこととする。

直近の米国原油輸出量はその生産量増加に伴って大きくなりつつある。その内中国向けの輸出量は米国輸出量の@１/４を占めるほどになっている。しかし最近、中国のこれまでの原油輸入量拡大傾向は収束に向かう可能性のある事が報告(「中国、原油輸入・製品輸出の前年割れはピークアウトの序章か」、2022/2/16、竹原 美佳、JOGMEC)された。我が国製油所の原油入手可能性に大きな影響を与えている中国の状況は、今後、注視すべきと考える。

そこで、中国の原油輸入状況を取り巻く環境の変化と今後ありえる変化について記す。中国の原油選択は「量的拡大(石油精製能力)時代の終焉」、「選択原油の軽質化」および「e-fuel 原料等の製油所への投入」等が進行することも想定される。

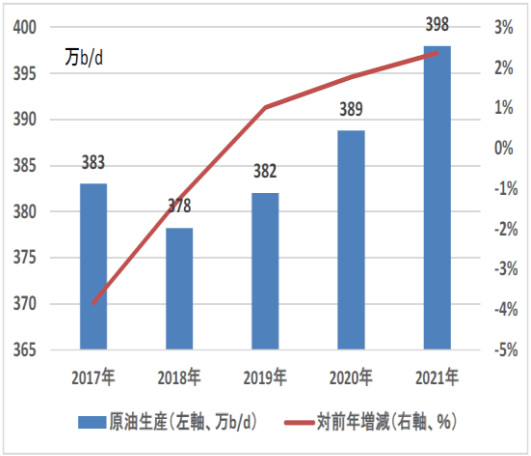


図 2：中国の原油生産推移 (2017~2021 年)

図 3.6 中国の原油生産量の推移

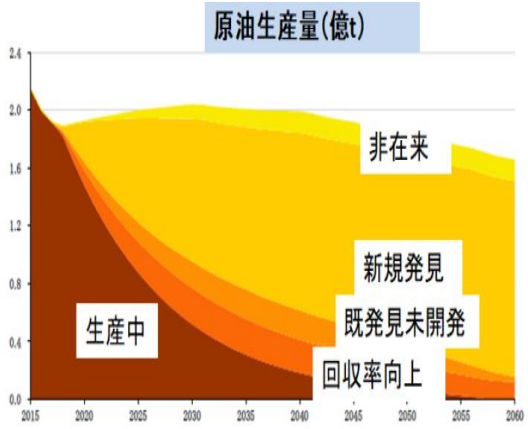


図 4：中国の中長期的な原油生産

図 3.7 中国の原油生産を支える生産井の状況

出所) 「中国、原油輸入・製品輸出の前年割れはピークアウトの序章か」、2022/2/16、竹原 美佳、JOGMEC

前図から、中国の原油生産量成長率は鈍化傾向にあり、その原油生産量は今後新発見井に依存するとも想定される。

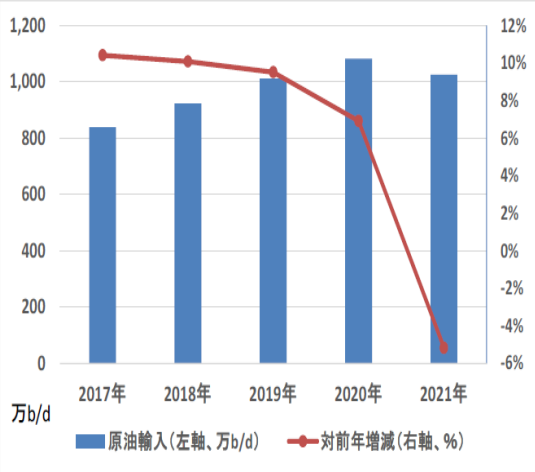


図 5：中国の原油輸入

図 3.8 中国の原油輸入量の推移

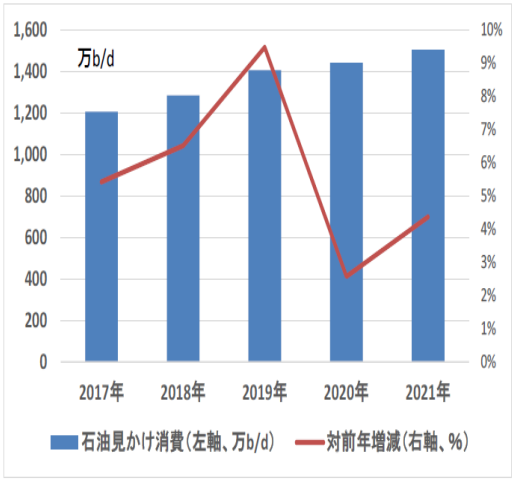


図 6：石油見かけ消費(製油所処理量+石油製品純輸出入量、在庫は加味せず)

図 3.9 中国の原油処理量の推移

出所）「中国、原油輸入・製品輸出の前年割れはピークアウトの序章か」、2022/2/16、竹原 美佳、JOGMEC

前図から、中国の原油輸入量はピークを越えて、減少に転じた可能性があり、その原油処理量の成長率はピークを越えつつあると見られる。

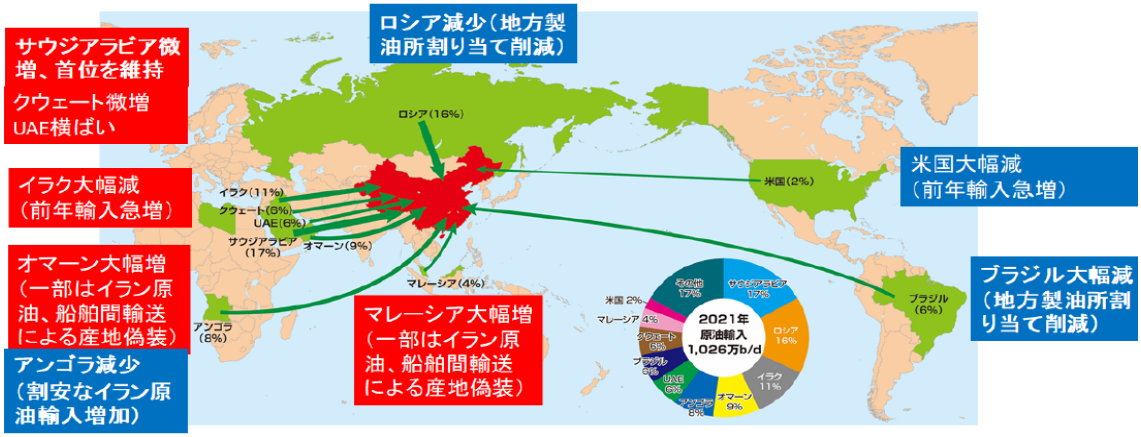


図 3.10 中国の原油輸入量に関する直近状況

出所）「中国、原油輸入・製品輸出の前年割れはピークアウトの序章か」、2022/2/16、竹原 美佳、JOGMEC

前図の中国の原油輸入量状況において、近年米州産原油輸入量が急増したが、米中摩擦により減少へ転じる可能性あり、中東・アフリカ原油の輸入状況の変動も激しい。

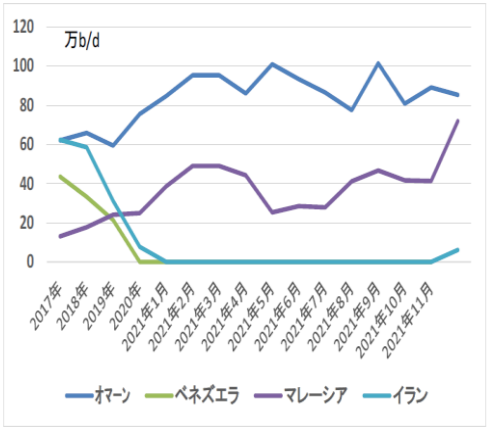


図 8：中国のイラン、マレーシア、オマーン、ベネズエラからの原油輸入（万b/d）

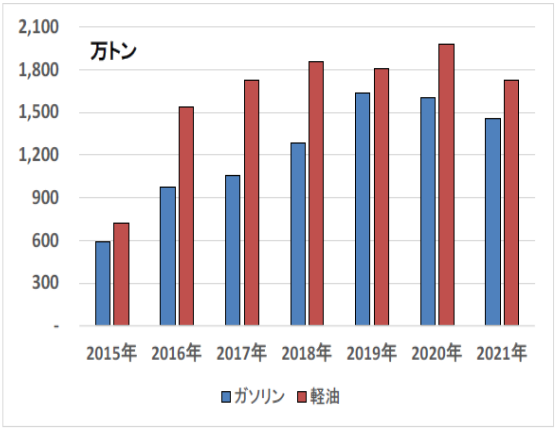


図 10：ガソリン・軽油輸出

図 3.11 中国の国別原油輸入量に関する直近状況　　図 3.12 中国の自揮・軽油輸出状況

出所）「中国、原油輸入・製品輸出の前年割れはピークアウトの序章か」、2022/2/16、竹原 美佳、JOGMEC

前図では、中国のイラン原油入量は公式には零となっているが、実際にはオマーン経由等で輸入継続されている。今後は、米国等の政策転換によるイラン原油輸入の拡大も想定される。一方、中国の自揮・軽油輸出量は、国内需要によって支えられた製油所の原油処理量の増加傾向によって増大した。国内需要量安定化に伴い、近い将来、原油処理量もピークを迎え製品輸出量の安定化・減少もあり得ると想定される。

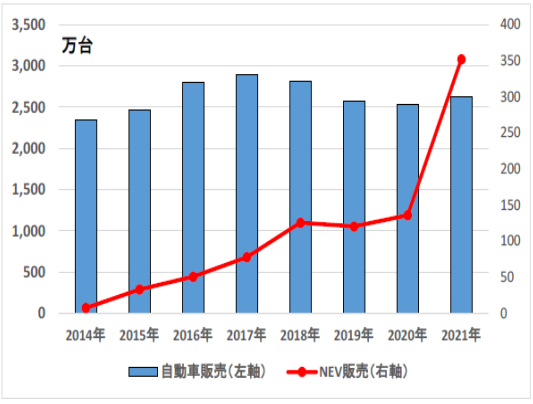


図 11：自動車・NEV 販売

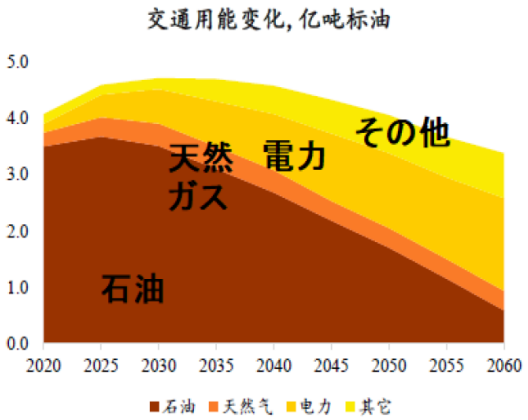


図 12：輸送用エネルギーの変化

図 3.13 中国の NEV 車販売に関する状況　　図 3.14 中国電力源中の石油割合の状況・予測

出所）「中国、原油輸入・製品輸出の前年割れはピークアウトの序章か」、2022/2/16、竹原 美佳、JOGMEC

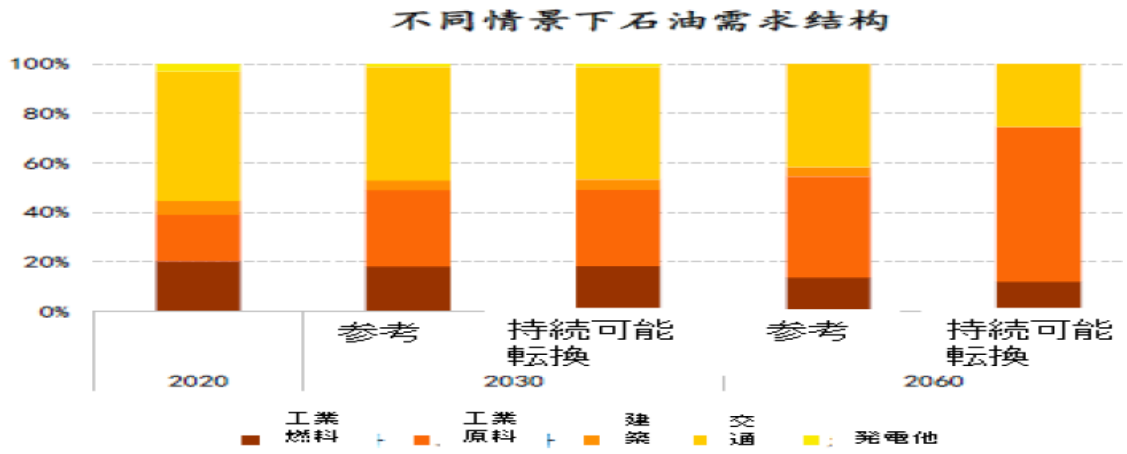


図 14：シナリオ別分野別石油需要構造

図 3.15 中国の石油需要中の交通用需要の減少傾向予測

出所）「中国、原油輸入・製品輸出の前年割れはピークアウトの序章か」、2022/2/16、竹原 美佳、JOGMEC

前図から、中国の石油需要が電力用および交通用の両面で減少するよう計画されていると考えられる。

表 3.2 中国の 2030 年排出ピークアウトに向けた行動計画概要

省エネ・排出抑制	2030年にエネルギー消費の25%を非化石、GDP単位当たりのCO2排出量を05年比で65%以上引き下げる2030年に排出をピークアウトさせる。
電源の非化石化	2030年までに風力・太陽光設備容量を12億kW以上。水力、原子力発電所の建設を進める
石炭抑制、合理化	石炭火力の新設抑制・既存火力の高度化・機動性向上、老朽化火力の段階的な置換を進める。
ガスシフト	2030年にエネルギー消費の15%（現状8%） 非在来型ガスの開発加速、民生優先のもと、再エネ調整電源や輸送用燃料として活用する。
工業分野の低炭素化	工業分野の低炭素化、電化を進める。鉄鋼、非鉄金属、建築材料、石油化学製品の排出ピークアウトを促進。 2025年に精製処理能力を10億トン以内に抑制する。
EV促進	2030年までにNEV・環境車が新車販売に占める割合を毎年40%前後。公共輸送の電化促進、2030年に陸路輸送の石油消費をピークアウトさせる。

「2030 年排出ピークアウトに向けた行動計画」（国務院 2021 年 10 月）に基づき作成

出所）「中国、原油輸入・製品輸出の前年割れはピークアウトの序章か」、2022/2/16、竹原 美佳、JOGMEC

本表から、製油所における排出 CO2 の削減を急速に進める場合を想定すると、中国製油所の原油選択軽質化に加えて、排ガス中の CO2 リサイクルとしての e-fuel 製造・その製油所処理を進めることも考えられる。

3.4. カーボンオフセット原油貿易の本格的開始に関する状況

最近オクシデンタルペトロリアム社は、石油会社がこれまでに行ったことのないことを達成したと発表している。それは、100%カーボンニュートラルの原油船積み販売である。世界で初めてインドへ 200 万バレルの北米カーボンオフセット原油を輸出し、その原油購入者はリライアンス製油所である。井戸元から出荷までのライフサイクル全体で 100 万トン以上の地球温暖化炭素を生産することになっていたが、テキサスの原油掘削業者(オキシデンタル社)は、炭素クレジットを購入することでその影響を完全に相殺した。このようなクレジットは、大量の植林や太陽光発電所などの温室効果ガス排出量を削減または回避するプロジェクトによって生成された金融商品である。プロジェクトの推進者は、クレジットを汚染企業に販売し、汚染企業はそれらを使用して、二酸化炭素排出量を相殺することが可能になる。取引に関与した 2 つの情報筋は、掘削業者がクレジットに約 130 万ドル、つまり 1 バレルあたり約 65 セントを支払ったとロイターに語った。石油は現在、1 バレル 60 ドル以上で売られている。

オクシデンタル社によると、このようなクレジットは、クレジットを生成するプロジェクトによって大気から除去された温室効果ガスと同等の量を表すため、200 万バレルの原油をカーボンニュートラルにすることが出来る。世界中の石油ガス会社は、クレジットの購入、再生可能エネルギーによる掘削作業への電力供給、排出量を捕捉して保管するための高価で商業的に証明されていない技術への投資など、さまざまな方法を駆使して原油をよりクリーンなものとして販売しようとしている。

この動きは、投資家、活動家、規制当局が気候変動を食い止めるための行動を要求する世界で、化石燃料産業の未来を確保することを目的としている。ある場合には、それらは利益のためにも設計されている。企業は、よりクリーンな石油製品と呼ばれるものに対してプレミアム価格を求め始めている。しかし、化石燃料の完全な気候への影響を計算する方法、または環境プロジェクトでそれを適切に相殺する方法についての統一された基準は無い、と業界の専門家は述べた。クレジットを購入する企業は、コストや出所を開示する義務も無い。これは、価格と品質が大きく異なる可能性があるため、問題である。

オクシデンタルはこの取引を擁護し、グリーンエネルギープロジェクトに資金を振り向けるクレジットで石油オフセットの新しい市場を開始する可能性があると述べた。オクシデンタルの陸上資源および炭素管理事業の社長であるリチャード・ジャクソンは、次のように述べた。オクシデンタルと原油購入者であるインドのリライアンスインダストリーズは、原油取引の際にプレミアムを支払ったかどうかについてコメントしなかった。

ノルウェーで操業している独立した掘削業者であるルンディネナーグーは、低炭素指定の原油の市場機会を見ている企業の 1 つです。同社は、スペイン北部とガーナに 800 万本の植林のために、3,500 万ドルを費やす計画である。これにより、化石燃料からの温室効果ガス排出量を相殺するための独自のクレジットを生成できるようになるとのことである。

ルンディンは、ノルウェーのエドヴァルド・グリーグ油田からの石油生産における排出量の削減に基づいて、低炭素石油を生産していた独立認証を昨年世界で初めて取得した石油会社である。また、ルンディンがパートナーのコンソーシアムと共同所有している西ヨーロッパ最大のスベルドラップ油田からの低炭素油の認証を目指している。ルンディンの副社長であるアルエクスブッデン氏は、バイヤーが低炭素バレルに 1%のプレミアムを支払った場合、同社の年間石油収入は 1,000 万ドルから 2,000 万ドル増加すると述べた。これにより、オフセットと効率化の取り組みのコストを回収し、最終的にはそれらから利益を得ることができる。　大西洋を越えて、オイルサンドのカナダの生産者はより大きな挑戦をしています。世界的なコンサルタント会社であるルースタデナーグーによると、石油を抽出するためにより多くのエネルギーが必要なため、そこでの生産者は世界平均の 3〜5 倍の炭素を排出する。
出所:【石油会社はオフセットを使用し､原油のグリーンバレルを要求 2021 年 04 月 19 日】[The Daily Star 20210418]

(※)重要なリライアンス社の CO2 削減へ向けた新取り組みについて、参考となるように別添資料「リライアンス社の CO2 削減に関する新挑戦」にまとめている。

4. 各国製油所等のケミカルシフト(化学品の製造製品比率や化学品製造技術等)状況

4.1. 石油化学市場における今後の発展持続環境

世界各地域の異なる環境下にある多様な製油所は、石化シフトを含めた作戦による生き残りを図りつつある。その背景には、石油製品市場における製品需要の成長以上に、石化製品市場の成長率が大きい傾向があることである。

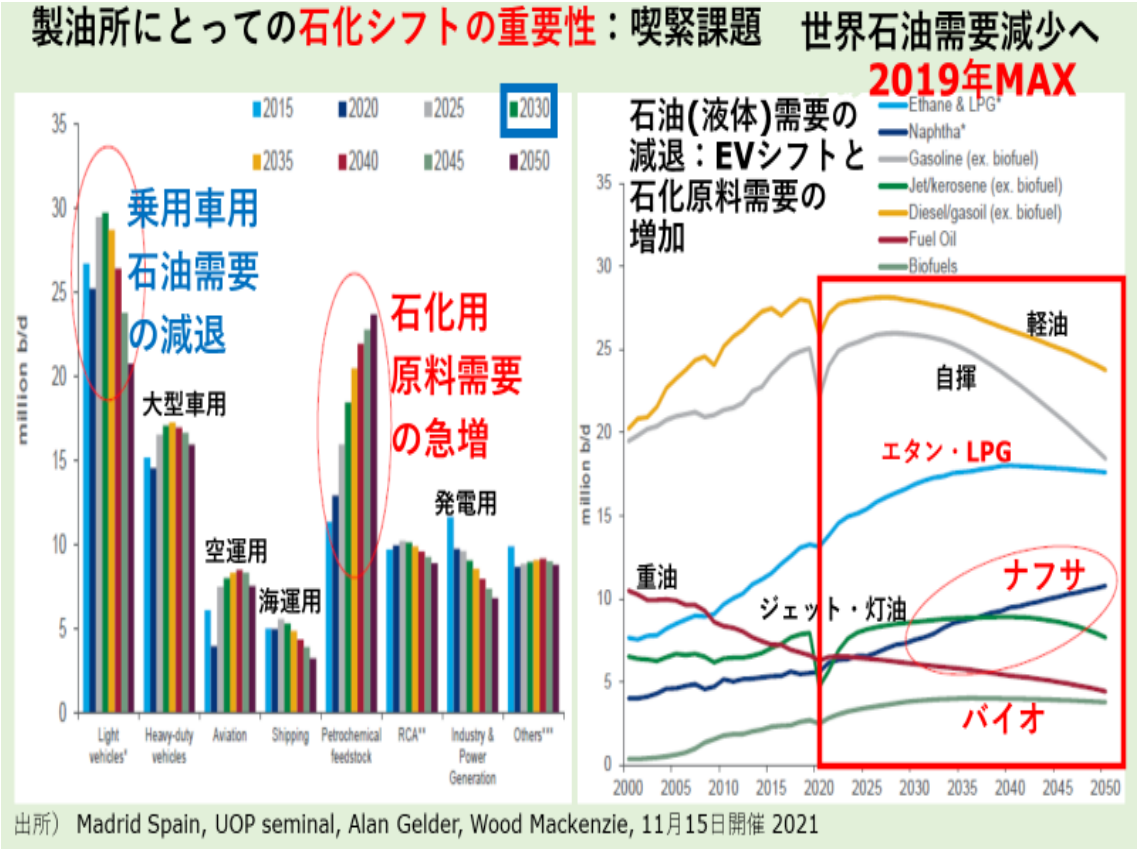
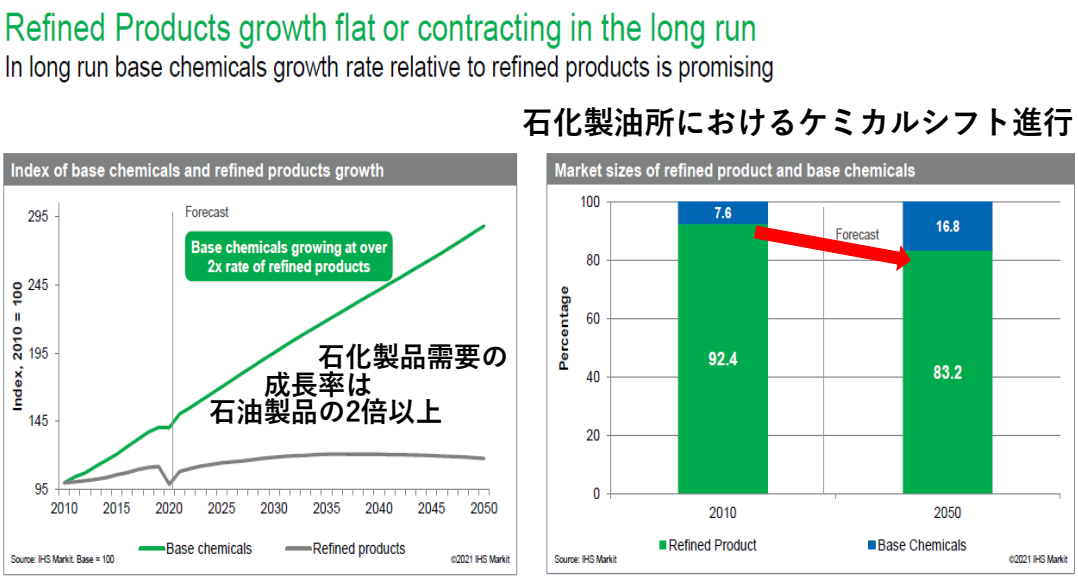


図 4.1 石油製品需要量の中期的減少傾向および石化原料ナフサ需要の成長持続性(その 1)

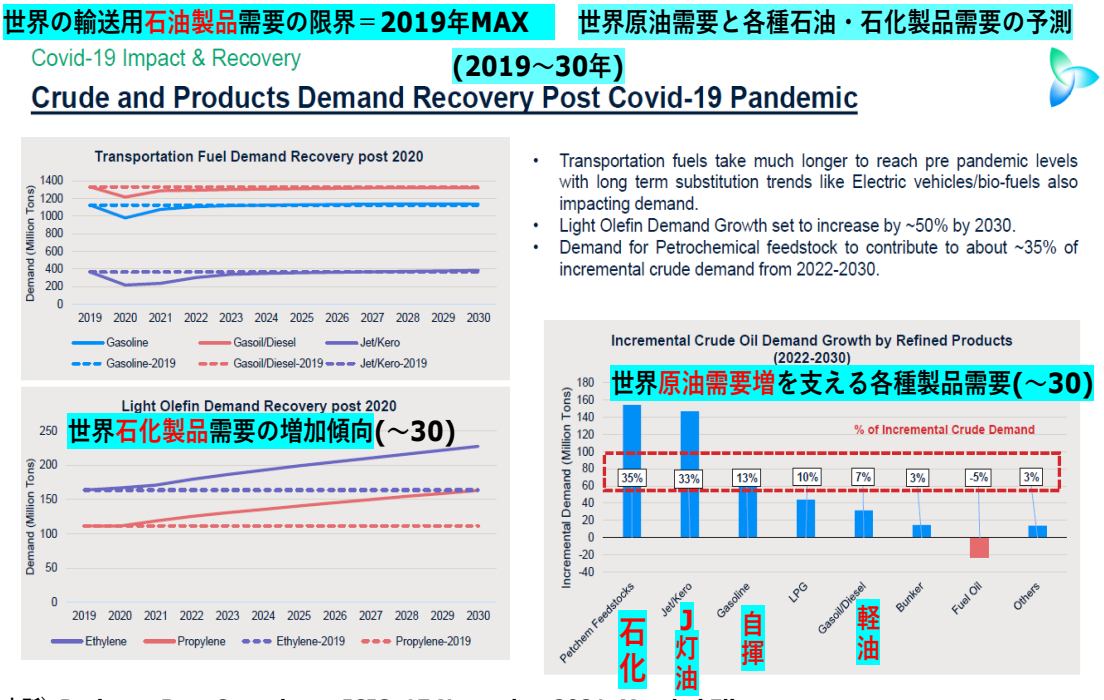
出所：Wood Mackenzie



出所）Energy Transition Impact on Refinery and Petrochemical Industry、IHS, 17 November, Elite

図 4.2 石油製品需要量の中期的減少傾向および石化原料ナフサ需要の成長持続性(その 2)

出所：IHS



出所）Parjanya Rao, Consultant, ICIS, 17 November 2021, Mumbai Elite

図 4.3 石油製品需要量の中期的減少傾向および石化原料ナフサ需要の成長持続性(その 3)

出所：ICIS

4.2　COTC(Crude Oil to Chemicals)製油所の投資状況

中国で主に進んでいるいわゆるCOTC(Crude Oil to Chemicals)製油所の投資状況について調査を行った。コロナによる需要減や脱炭素の加速により、一部プロジェクトの見直しも見られる。

表 4.1 COTC(Crude Oil to Chemicals)製油所の投資状況

No	製油所	企業	立地	国	投資額 (10億)	形態	時期	備考
1	浙江	浙江石化有限公司	浙江	中国	$26	Greenfield	2019(phase1) 2021(phase2) 2030(phase3)	2021初phase2 生産開始
2	島臨港	恒力石化有限公司 （江蘇恒力集団公司傘下）	島臨港	中国	$11	Greenfield	2019	2020.9エチレン (150万t/y) 生産開始
3	連雲港	盛虹煉火有限公司 （盛虹石化集団有限公司傘下）	連雲港	中国	$11.84	Greenfield	2019	2021に変更
4	寧波	寧波中金石化有限公司	寧波	中国	$5(est)	Revamp	2018	2022に変更
5	遼寧 ↓ 北方華錦	華錦阿美石化有限公司 ↓ 北方華錦化学工業集団有限公司	遼寧省	中国	$10+ ↓ $11.9	Greenfield	2024(phase2)	2020.8 アラムコ撤退
6	福建	SABIC/福建石化有限公司	福建	中国	NA	Greenfield	NA	
7	天津	中沙天津石化公司 （SINOPEC/SABIC）	天津	中国	$45	Revamp	pre-2017	Operateing
8	大連	中国石油大連石化分公司	大連	中国	combined	Revamp	pre-2017	Operateing
9	雲南	中国石油雲南石化有限公司	雲南	中国	(est)	Revamp	pre-2017	Operateing
10	恵州	中海殻牌石油化工有限公司 （CNOOC/Shell）	恵州	中国		Revamp	pre-2017 2025(phase3)	Operateing
11	連雲港	中国石油連雲港精製・石化統合プロジェクト	連雲港	中国	$2.80	Greenfield	NA	
12	曹妃甸	中国石化北京燕山分公司 （曹妃甸移転）	曹妃甸	中国	$4.26	Greenfield	NA	大幅遅延
13	古雷	福建古雷石化有限公司 （旭騰投資有限公司/福建煉油化工有限公司）	古雷	中国	S120.1	Greenfield	2020？ 2024(phase2)	2018.2 投資圧縮
14	Pulau Muara Besar	恒逸（文菜）実業有限公司 （浙江恒逸集団公司）	Pulau Muara Besar	ブルネイ	$20	Greenfield	2020	
15	Raigad	Saudi Aramco/ADNOC/India Consortium	Raigad	インド	$44	Greenfield	2025	
16	Pengerang	RAPID(Petronas/Saudi Aramco)	Pengerang	マレーシア	$2.70	Greenfield	2019	
17	Jurong	ExxonMobil	Jurong island	シンガポール	<$1	Revamp	2023	
18	Tuban	Pertamina/Rosneft	Tuban,East java	インドネシア	$15	Greenfield	2025	
19	Al Ruwais	ADNOC	Al Ruwais	UAE	$45	Revamp	2025	
20	Yaubu	Saudi Aramco/SABIC	Yaubu	サウジアラビア	$30	Greenfield	2025	見直し中
21	Jubail	Saudi Aramco/Total	Jubail	サウジアラビア	$5	Greenfield	2024	
22	Yaubu	KNPC/KIPIC	Al Ahmadi	クウェート	$13	Greenfield	2019	
23	Duqm	Oman oil company/kuwait Petroleum Inte	Duqm	オマーン	$15	Greenfield	NA	
24		MOL Group		ハンガリー	$4.50	Revamp	2030	

出所：TCGR 2019 をもとに JPEC 作成

5. COTC 等の最新鋭石化製油所技術や既存製油所改造・転換用の新石油化学品増産プロセス等

5.1. COTC 等ケミカルシフト推進用の最新鋭石化製油所技術

ケミカルシフトに関しては、従来のプロピレンや芳香族を増産するプロセスの報告にかわって、製油所を石油化学品原料の供給基地にするケミカルハブのコンセプトの報告が UOP 等からあった。

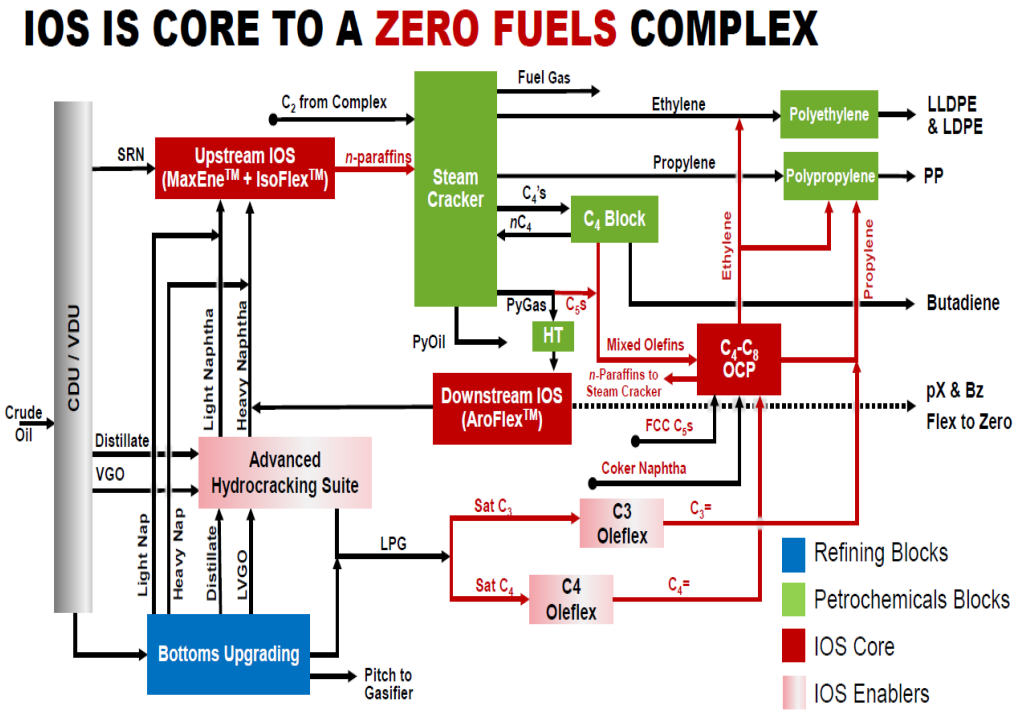


図 5.1 石油留分の完全な基礎化学品への転換を行う新石化製油所のスキーム

出所：2021 UOP European Refining Seminar

さらに、製油所から排出される CO2 に焦点を当てたケミカルシフトの度合いによる CO2 排出量の比較スタディーがなされていることは特筆すべきことと思われる。

表 5.1 ケミカルシフトの度合いによる CO2 排出量の比較

100 KBPD REFINERY

	100% Net Fuels (80% LSD / 10% Gasoline / 10% LPG)	64% Net PetChems (50% PC on Crude)	100% Net PetChems (75% PC on Crude)
Base Refinery Emissions	5,810	18,150	22,371
Fuel Products Burned	39,155	11,256	0
Total, TPD CO2	**44,965**	**29,406**	**22,371**
Add Carbon Capture to the H2 SMR Stack	(900)	(1,430)	(2,985)
Net, TPD CO2	**44,065**	**27,976**	**19,386**

56% Reduction in Net CO2 Footprint

出所：2021 UOP European Refining Seminar

バイオ燃料合成油やプラスチック熱分解油の開発も活発に行われている。CLG による研究内容について、次に記す。

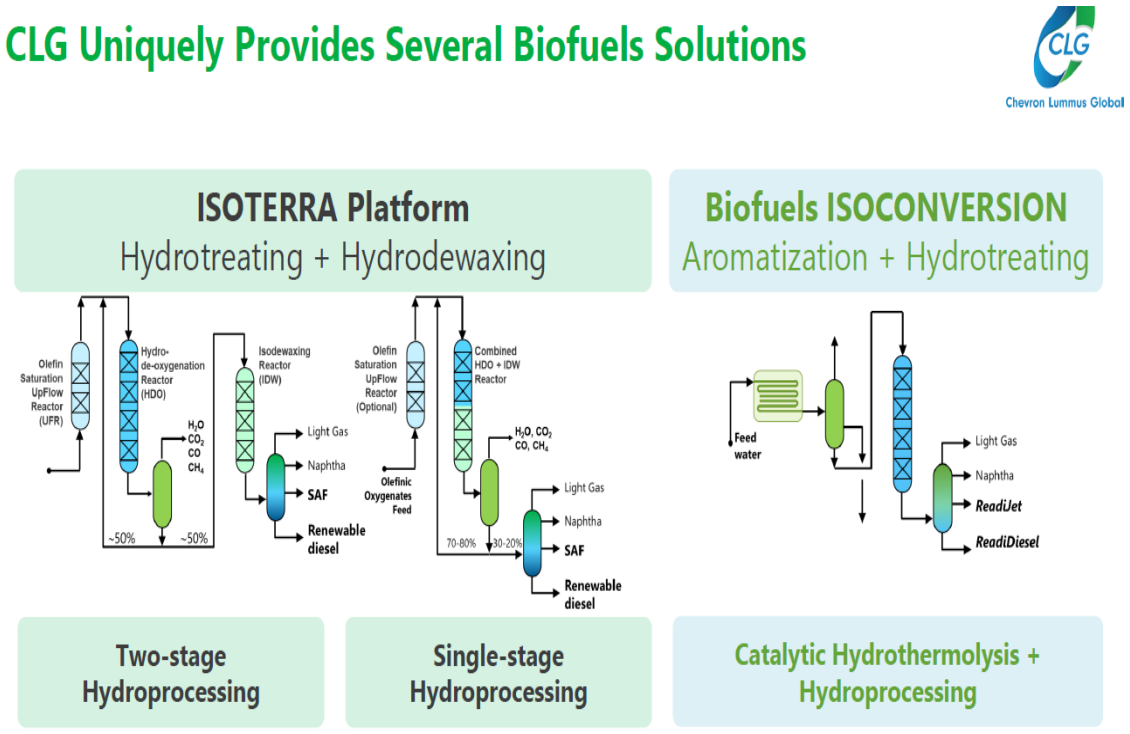


図 5.2 CLG 独自のバイオ燃料活用スキーム

出所: Expanding Hydro-processing Solutions for Renewables and the Circular Economy, CLG, ERTC, Madrid Spain Nov 2021

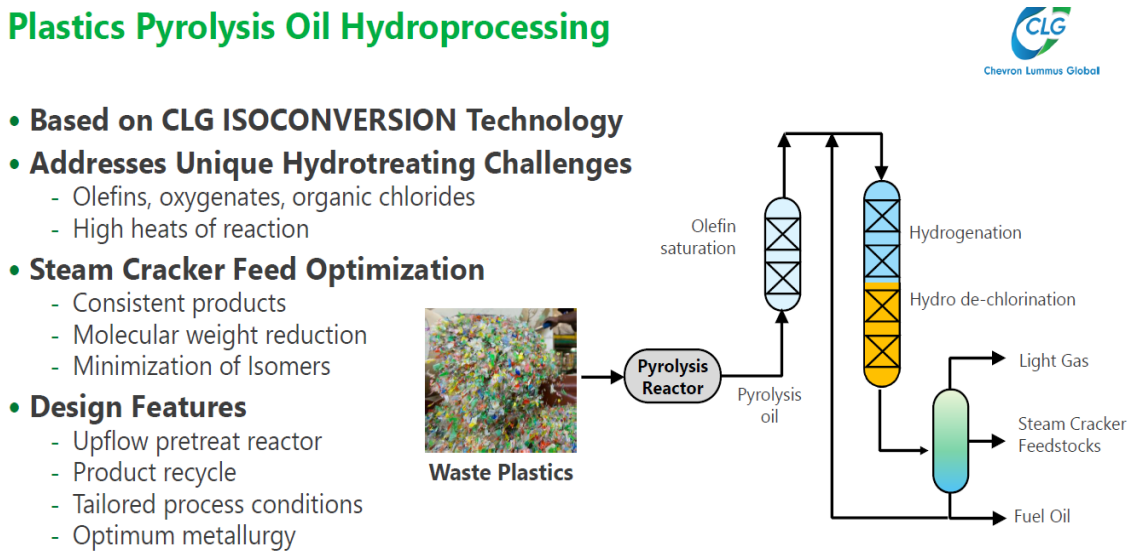


図 5.3 プラスチック熱分解油の水素化スキーム

出所: Expanding Hydro-processing Solutions for Renewables and the Circular Economy, CLG, ERTC, Madrid Spain Nov 2021

5.2. 具体的に進行中のケミカルシフト技術例

マクダーモット社(ルーマス技術採用)のケミカルシフトを追求する新石化製油所のスキームを次図に示す。当技術はインドの製油所技術陣と連携して開発・応用されたもので、具体的な「既存装置の改造」が行われた。米国のＦＣＣ装置の増強にも適用されつつある。

いずれの目的も、ガソリンより付加価値の高い石化製品(プロピレン)の増産である。

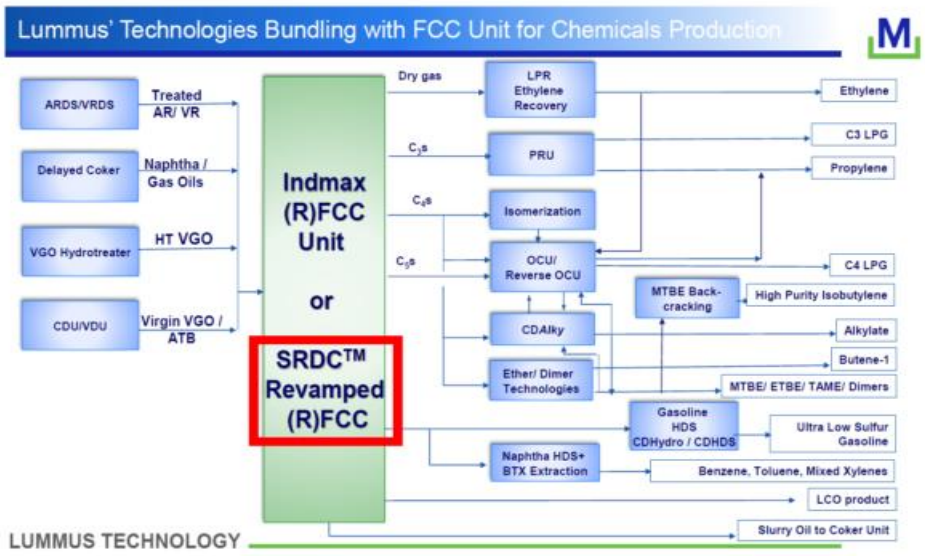


図 5.4　(R)FCC 装置におけるプロピレン得率を増加する新プロセススキーム(その１)

出所：欧州石油技術国際会議（ERTC）発表資料, Nov 2019, MACDERMOTT 社

基本的な改造概念は、「既存の FCC 分解ガソリンの触媒接触再処理」である。

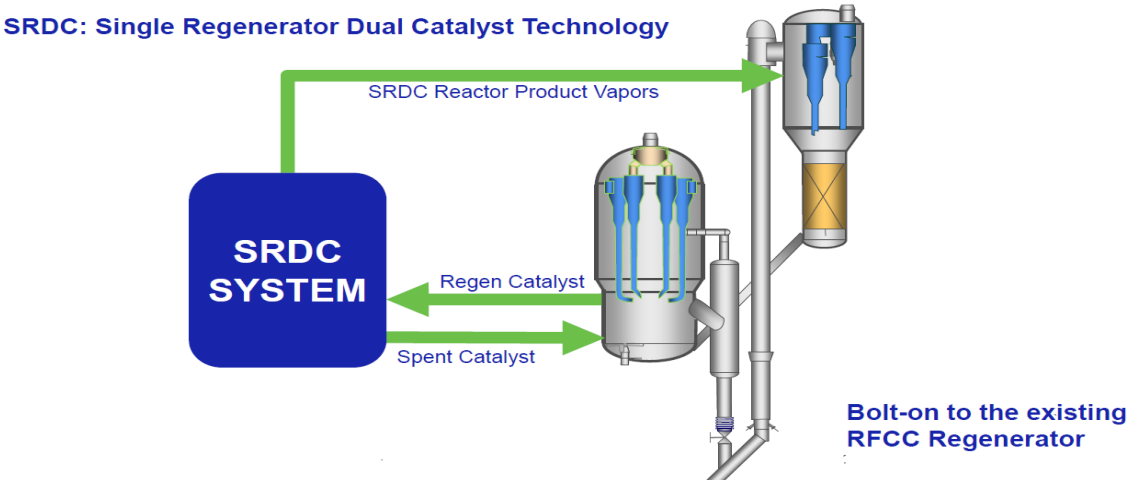


図 5.5　(R)FCC 装置におけるプロピレン得率を増加する新プロセススキーム(その 2)

出所：欧州石油技術国際会議（ERTC）発表資料，Nov 2019，MACDERMOTT

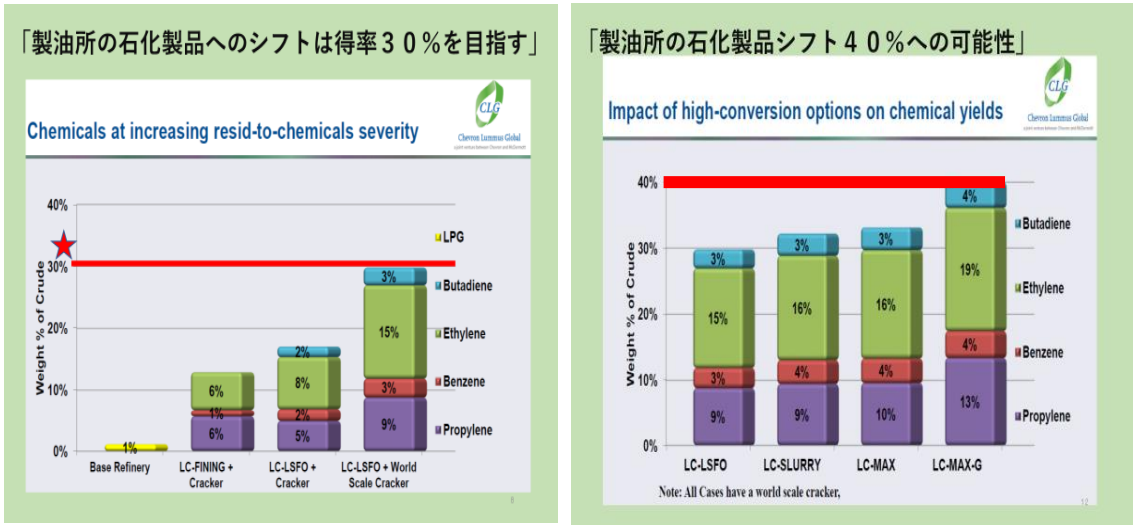


図 5.6 マクダーモット社のケミカルシフト技術を採用した、石化製油所得率改善例

本図に示されている「芳香族とプロピレンの得率は 12～17 %」に対し、我が国製油所実勢値は 7%と比較的低くなっている。

6. ケーススタディ

我が国製油所の石化シフトによる「石化製品(BTX 基材やプロピレン)等」の増産可能性について分析・検討することとする。

6.1. ケーススタディの内容

次表に 14 個のケーススタディ項目(次表中の番号①～⑭)を示し、次表に各ケースの内容を記すこととする。初めに、我が国製油所の実勢の姿を把握すべく、2019 年度(新コロナの石油需要等への影響発生前①)および 2020 年度(新コロナの影響を受けた状態②)の我が国製油所生産状態を分析することとする。

次に将来(2030 年想定)の需給状況を設定し、原油常圧蒸留装置能力の稼働率を 80%と100%とした場合の我が国製油所の姿(③と⑥)を検討することとした。これらのケース検討では、既存装置の FCC および RFCC 両装置のマクダーモット技術適用改造(④と⑦)を行う場合および、さらに RFCC 装置の HSFCC 化改造 (⑤と⑧)を行う場合も分析することとする。さらに、CO2 削減策の一つとしての e-fuel(ここでは、硫黄分零の減圧軽油留分と想定)を FCC、RFCC および水素化分解(HC)の各装置において原料として処理する場合も想定し検討することとする。

なお、我が国製油所の装置能力と生産量および新技術(石化製品増産のためのマクダーモットと HSFCC の両技術)の原料と得率の関係に関する想定内容は、別添資料に説明することとする。

表 6.1 ケーススタディの概要

実勢の把握①②		
将来の把握(既存装置想定)		
稼働率80%の場合③	稼働率100%の場合⑥	注)M技とは、マクダーモット社
M技のR・FCCへの適用④	M技のR・FCCへの適用⑦	のプロピレン増産型技術のことである。
HSFCCのRFCCへの適用⑤	HSFCCのRFCCへの適用⑧	HSFCCとは高過酷度分解FCC技術のことである。
e-fuelと原油の並行処理の場合		
既存装置への適用⑨⑩==→	M技のR・FCCへの適用⑪⑫==→	HSFCCのRFCCへの適用⑬⑭
R・FCC処理の場合⑨==→	M技のR・FCCへの適用⑪==→	HSFCCのRFCCへの適用⑬
さらにHC処理も行う場合⑩==→	M技のR・FCCへの適用⑫==→	HSFCCのRFCCへの適用⑭

次表に、具体的な 14 ケースの想定内容を記す。

表 6.2 我が国製油所生産バランス分析【ケーススタデイ：14 個】の前提条件・想定内容

我が国製油所の実勢の姿を把握(番号①②)

我が国製油所の将来@2030年の姿を把握(③～⑧)
(最下段⑨～⑭はe-fuel活用、原油との並行処理)

ケース番号	①	②
想定時期	2019年度	2020年度
製油所稼働率(原油処理装置能力)	実勢	実勢
R・FCCのマクダーモット技術	－	－
RFCCのHSFCC技術	－	－
e-fuelのR・FCC装置処理	－	－
e-fuelの水素化分解(HC)装置処理	－	－
備考 ケース設定の状態・ 目的(石化シフト状況等把握)	新コロナ禍前の 我が国製油所状態	新コロナ禍影響下、 石油需給混乱時の 我が国製油所状態

ケース番号	③	④	⑤	⑥	⑦	⑧
想定時期	2030年度	→	→	→	→	→
稼働率等	80%	80%	80%	100%	100%	100%
R・FCCのマクダーモット技術	－	○	○	－	○	○
RFCCのHSFCC技術	－	－	○	－	－	○
e-fuelのR・FCC装置処理	－	－	－	－	－	－
e-fuelの水素化分解(HC)装置処理	－	－	－	－	－	－
備考 ケース設定の状態・ 目的(石化シフト状況等把握)	将来の石油需給を 想定(稼働率80%) した我が国製油所の 状態	同左想定下R・FCCへの マクダーモット技術 (以降、M技と記載)の 適用を行う場合	同左想定下、RFCC へのHSFCC化を 行った場合	将来の石油需給を 想定(稼働率100%) した我が国製油所 の状態	同左想定下、 R・FCCの M技適用改造を 行う場合	同左想定下RFCCの HSFCC化による 石化シフト効果

ケース番号	⑨	⑩	⑪	⑫	⑬	⑭
想定時期	2030年度	→	→	→	→	→
稼働率等	自由	→	→	→	→	→
R・FCCのマクダーモット技術	－	－	○	○	○	○
RFCCのHSFCC技術	－	－	－	－	○	○
e-fuelのR・FCC装置処理	○	○	○	○	○	○
e-fuelの水素化分解(HC)装置処理	－	○	－	○	－	○
備考 ケース設定の状態・ 目的(石化シフト状況等把握)	将来石油需給想定の ケース⑥条件に加え e-fuel原料をR・FCC で処理する場合	同左想定に加え、 e-fuel原料のみを HCでも処理する 場合	ケース⑨の想定下、 R・FCCへM技を 適用改造する場合	ケース⑩の想定下、 R・FCCへM技を 適用改造する場合	ケース⑪の想定下、 RFCCのHSFCC化 を行いe-fuelの R・FCC処理を想定	同左想定に加え、 e-fuelのみをHC でも処理する場合

6.2. ケーススタディの結果

全ケーススタディの結果を表 6.2 に示す。ここでは、その 14 ケースの結果について比較検討を行うこととする。当検討に当たって、「我が国製油所の石化シフト」に関する多様な観点から見た作図を行いつつ次のように考察し、その内容を記す。

①製油所稼働率と「石化シフト 」の関係

次の 3 点から診た場合の考察を記すこととする。

・製油所稼働率と「 BTX 」 生産の関係として診た場合

・製油所稼働率と「 BTX ＋プロピレン」生産の関係として診た場合

・製油所稼働率と「 BTX ＋プロピレン＋ナフサ」生産の関係として診た場合

2019 年度(新コロナ発生前)では、「 BTX 」生産量は@15 万 BD と推計された。2030 年の石油需要状況を想定し、かつ製油所稼働率(原油処理装置 TP の稼働率)を 80%とした場合の BTX 生産量は@13～22 万 BD、同様に 100%で は@26 万 BD の生産が可能となる。図中の多様な生産量は技術(マクダーモット・HSFCC)導入による接触改質装置への重質ナフサ通油量増加が図られることから生じる。ただし 100%稼働時には供給が十分のため影響が少なくなる。e-fuel 処理時には FCC・RFCC 装置が常にフル稼働化し、@26 万 BD(得率@7%)の生産が可能となる。

2019 年度の「 BTX ＋プロピレン」生産量は@21 万 BD と推計された。2030 年の石油需要状況を想定し、かつ製油所稼働率(原油処理装置 TP の稼働率)を 80%とした場合の BTX＋プロピレン生産量は@28～32 万 BD、同様に 100%で は@34～48 万 BD の生産が可能となる。e-fuel 処理時には FCC・RFCC 装置が常にフル稼働化し、@34～48 万 BD(得率@10～13%)の生産が可能となる。

2019 年度の「 BTX ＋プロピレン＋ナフサ」生産量は@51 万 BD と推計された。2030 年の石油需要状況を想定し、かつ製油所稼働率(原油処理装置 TP の稼働率)を 80%とした場合の BTX＋プロピレン＋ナフサ生産量は@58～62 万 BD、同様に 100%では@101～130 万 BD の生産が可能となる。e-fuel 処理時には FCC・RFCC 装置が常にフル稼働化し、@77～96 万 BD(得率@21～26%)の生産が可能となる。

表 6.2 結果シート一覧

各種項目	ケース①	ケース②	ケース③	ケース④	ケース⑤	ケース⑥	ケース⑦	ケース⑧	ケース⑨	ケース⑩	ケース⑪	ケース⑫	ケース⑬	ケース⑭
原油処理量 BD	2993	2396	2766	2766	2766	3458	3458	3458	2438	2375	2525	2429	2434	2434
稼働率 %	87	69	80	80	80	100	100	100	71	69	73	70	70.39	70.41
API 度	36.7	35.9	36.5	36.5	36.4	37.3	37.3	37.3	42	43	43	45	45	45
HNリフォーマー稼働率 %	86	71	82	75	73	100	100	100	100	100	100	100	100	100
FCC･RFCC稼働率 %	75	57	78	82	77	95	100	100	100	100	100	100	100	100
BTX 量BD	150	126	216	161	130	260	261	261	261	261	261	261	261	261
BTX+PP 量BD	217	178	286	322	301	345	455	475	349	349	456	456	476	476
BTX+PP+ナフサ 量BD	512	393	581	617	596	1013	1012	1032	858	953	774	903	903	901
BTX+PP+ナフサ+軽油 量BD	1418	1151	1419	1455	1434	1851	1850	1870	1696	1791	1612	1740	1741	1739
BTX %	5	5	7	5	4	7	7	7	7.2	7.1	7.1	7.0	7.3	7.0
BTX+PP %	7	7	10	11	10	9	12	13	10	10	12	12	13	13
BTX+PP+ナフサ %	16	15	20	20	20	28	27	28	24	26	21	24	25	24
BTX+PP+ナフサ+軽油 %	43	43	48	48	47	51	50	51	47	49	44	47	49	47
稼働率 %	87	69	80	80	80	100	100	100	71	69	73	70	70	70
BTX 量BD	150	126	216	161	130	260	261	261	261	261	261	261	261	261
BTX+PP 量BD	217	178	286	322	301	345	455	475	349	349	456	456	476	476
BTX+PP+ナフサ 量BD	512	393	581	617	596	1013	1012	1032	858	953	774	903	903	901
BTX+PP+ナフサ+軽油 量BD	1418	1151	1419	1455	1434	1851	1850	1870	1696	1791	1612	1740	1741	1739
技術適用	既存	既存	既存	INDMAX	HSFCC	既存	INDMAX	HSFCC	既存	既存	INDMAX	INDMAX	IN+HFC	IN+HFC
A 中東系高硫黄原油構成比率(従来原油中) %	96	95	74	74	76	72	72	72	60	62	49	54	47	47
B 中東系高硫黄原油構成比率(e-fuelを含む全原料油中) %	88	86	69	68	70	69	68	68	41	40	32	37	32	31
C e-fuel(CO2リサイクル)原料化率 % 全原料中のe-fuel割合	0	0	0	2	2	0	1	1	27	30	30	26	27	30
D 自家燃料･水素原料(FOE換算KL)の対全処理原料(KL)消費率 %	6	6	7	7	7	7	7	7	3	3	3	3	3	3
E 脱水素水素による発生量 百万NM3/年 a	9876	8547	9541	8909	8737	11162	11162	11162	11162	11162	11162	11162	11162	11162
F 水素プラントによる発生量 百万NM3/年 b	3230	2519	3644	3900	3938	3931	3802	3784	-1429	-1196	-1593	-1764	-1624	-1621
G 全精製装置の水素消費量 百万NM3 c=a+b	13106	11065	13185	12809	12675	15093	14965	14946	9733	9966	9569	9399	9539	9541
H 水素余剰量 百万NM3 d=a+b-c(=水素燃焼量､水素プラント発生量bが零の時)	-3230	-2519	-3644	-3900	-3938	-3931	-3802	-3784	1429	1196	1593	1764	1624	1621
Eの比率 NM3/KL (脱水素による発生量NM3) a/全原料KL	52.3	55.4	55.3	50.9	49.9	52.7	52.0	52.1	53.5	52.6	51.8	52.2	53.8	51.8
Fの比率 水素プラントによる発生量 NM3/KL b/全原料KL	17	16	21	22	22	19	18	18	-7	-6	-7	-8	-8	-8
Gの比率 全精製装置の水素消費量 NM3/KL c=(a+b)/全原料KL	69	72	76	73	72	71	70	70	47	47	44	44.0	46	44
Hの比率 水素余剰量 NM3 d=a+b-c(=水素燃焼量､水素プラント発生量bが零の時)	-17	-16	-21	-22	-22	-19	-18	-18	7	6	7	8	8	8
付加価値(精製マージン) 百万$/年	10,045	8,418	10,510	10,500	10,288	11,683	11,431	11,671	11,084	11,595	9,347	10,217	10,310	10,320
付加価値(精製マージン) $/BBL	8.4	8.7	9.7	9.5	9.3	8.8	8.5	8.6	8.4	8.7	6.9	7.5	7.9	7.6
原料処理量 千BD	3,259	2,660	2,979	3,022	3,022	3,654	3,701	3,697	3,600	3,662	3,687	3,716	3,578	3,722
原料処理量 対TP能力比 %	94	77	86	87	87	106	107	107	104	106	106.6	107.5	103	108
付加価値(精製マージン) 百万$/年	10,045	8,418	10,510	10,500	10,288	11,683	11,431	11,671	11,084	11,595	9,347	10,217	10,310	10,320
付加価値(精製マージン) $/BBL	8.4	8.7	9.7	9.5	9.3	8.8	8.5	8.6	8.4	8.7	6.9	7.5	7.9	7.6

図示して、さらに説明する。

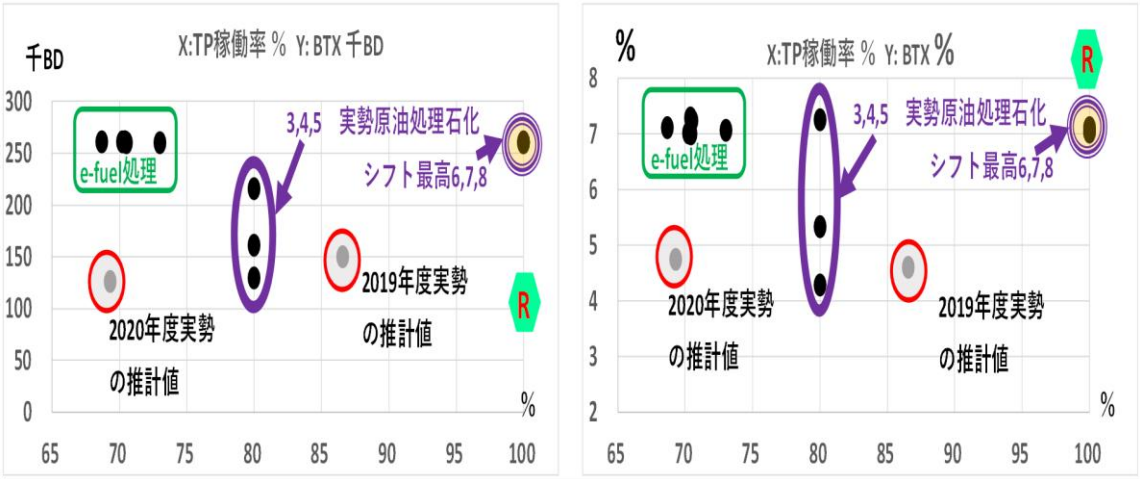


図 6.1 製油所稼働率と「 BTX 」生産の関係として診た場合

2019 年度(新コロナ発生前)では、「 BTX 」生産量は@15 万 BD と推計された。2030 年の石油需要状況を想定し、かつ製油所稼働率(原油処理装置 TP の稼働率)を 80%とした場合の BTX 生産量は@13～22 万 BD、同様に 100%では@26 万 BD の生産が可能となる。図中の多様な生産量は技術(マクダーモット・HSFCC)導入による接触改質装置への重質ナフサ通油量増加が図られることから生じる。ただし 100%稼働時には供給が十分のため影響が少なくなる。e-fuel 処理時には FCC・RFCC 装置が常にフル稼働化し、@26 万 BD(得率@7%)の生産が可能となる。((図中の番号は、ケース番号を示す。インドリライアンス製油所の得率値@8%強を R 印として記載している。)

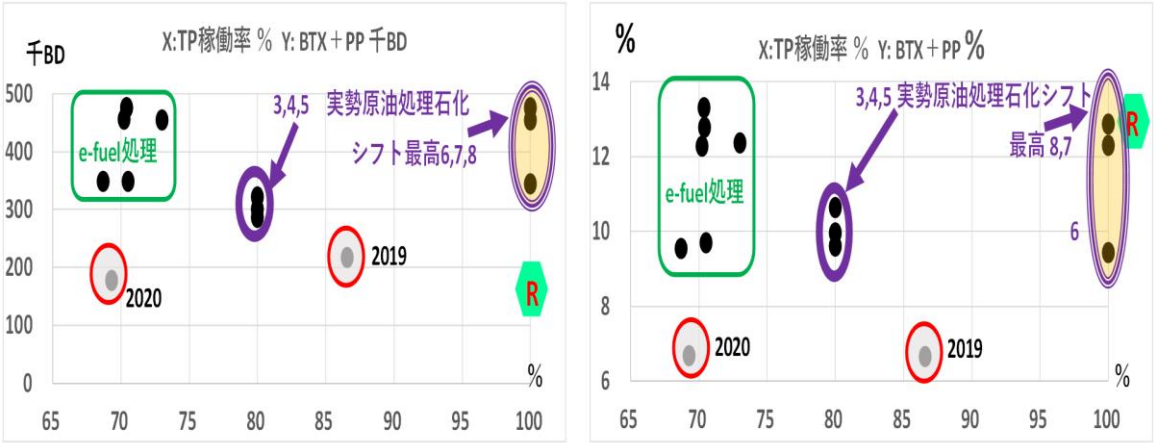


図 6.3 製油所稼働率と「 BTX ＋プロピレン」生産の関係として診た場合

2019 年度では、「BTX ＋プロピレン」生産量は@21 万 BD と推計された。2030 年の石油需要状況を想定し、かつ製油所稼働率(原油処理装置 TP の稼働率)を 80%とした場合の BTX

＋プロピレン生産量は@28～32 万 BD、同様に 100%では@34～48 万 BD の生産が可能となる。多様な生産量は技術(マクダーモット・HSFCC)導入による接触改質装置への重質ナフサ・(R)FCC への通油量増加が図られることから生じる。e-fuel 処理時には FCC・RFCC 装置が常にフル稼働化し、@34～48 万 BD(得率@10～13%)の生産が可能となる。(図中の番号は、ケース番号を示す。インドリライアンス製油所の得率値@13%を R 印として記載している。)

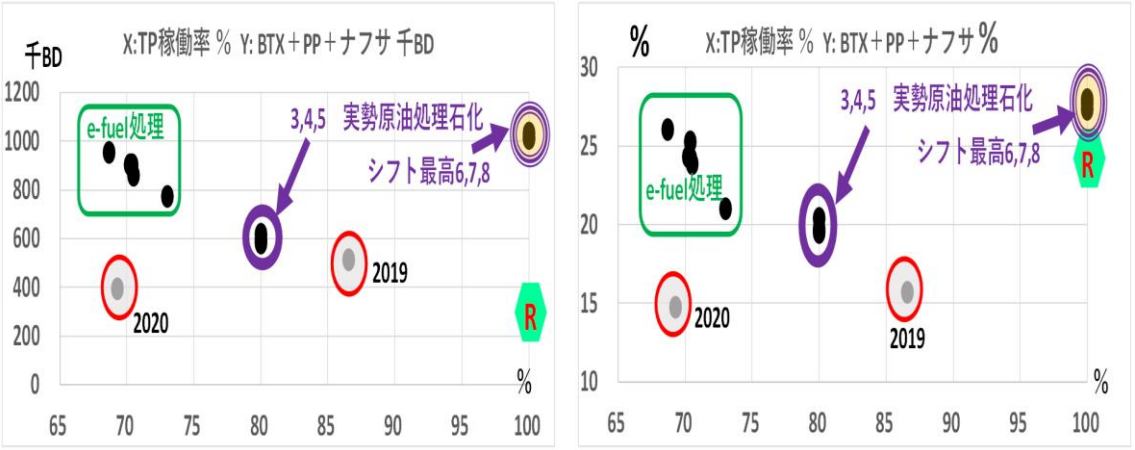


図 6.4 製油所稼働率と「 BTX ＋プロピレン＋ナフサ」生産の関係として診た場合

2019 年度の「 BTX ＋プロピレン＋ナフサ」生産量は@52 万 BD と推計された。2030 年の石油需要状況を想定し、かつ製油所稼働率を 80%とした場合の BTX＋プロピレン＋ナフサ生産量は@58～62 万 BD、同様に 100%では@101～130 万 BD の生産が可能となる。ナフサを加えた「 BTX ＋プロピレン＋ナフサ」生産量としては、技術(MACD・HSFCC)導入による生産量変化への影響は小さくなる。e-fuel 処理時は FCC・RFCC 装置が常にフル稼働化し、@77～96 万 BD(得率@21～26%)の生産が可能となる。(図中の番号は、ケース番号を示す。インドリライアンス製油所の得率値@24%を R 印として記載している。)

②製油所稼働率・石化シフトと「水素需給」の関係

製油所内水素需給は製油所の「石化シフト」にも影響を与えるため、次の 3 点から診た場合の考察を記す。

・製油所稼働率・石化シフトと「水素発生量」の関係として診た場合
・製油所稼働率・石化シフトと「水素消費量」の関係として診た場合
・製油所稼働率・石化シフトと「水素余剰・不足両量」の関係として診た場合

2019 年度コロナ前実勢では、「ナフサ脱水素からの水素発生量」は@10000 百万ノルマル立法メートルと推計された。2030 年の石油需要状況を想定し、製油所稼働率(原油処理装置 TP の稼働率)を 80%稼働と条件付けした場合は@8700～9600 百万ノルマル立法メートル、同様に 100%では@11000 百万ノルマル立法メートルと推計された。e-fuel 処理時には(R)FCCC 装置がフル稼働化し、@11000 百万ノルマル立法メートルとなった。

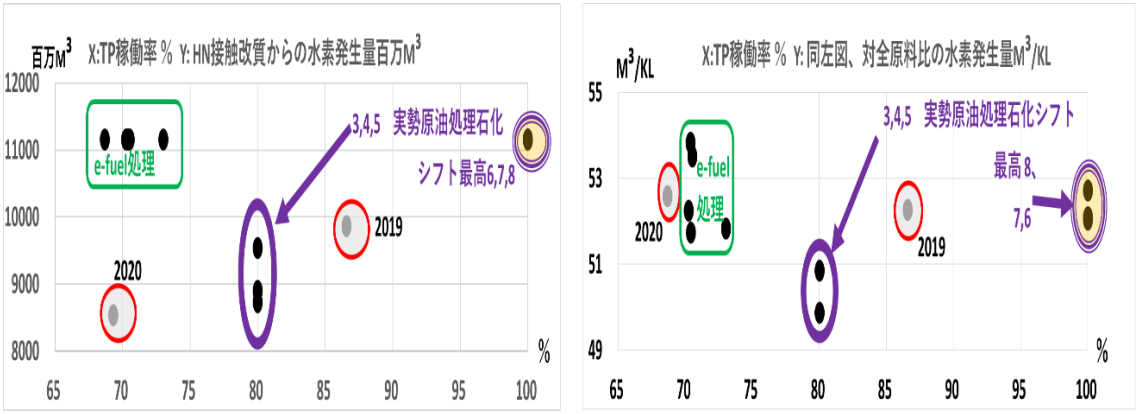


図 6.5 製油所稼働率・石化シフトと「水素発生量」の関係として診た場合

2019 年度コロナ前実勢では、「水素消費量」は@13000 百万ノルマル立法メートルと推計された。2030 年の石油需要状況を想定し、かつ製油所稼働率(原油処理装置 TP の稼働率)を 80%と条件付けした場合は@13000 百万ノルマル立法メートル、同様に 100%では@15000 百万ノルマル立法メートルと推計された。e-fuel 処理時には(R)FCCC 装置がフル稼働化し、@9400～110000 百万ノルマル立法メートルとなった。e-fuel 処理時の消費量が減少する主要因は、重油脱硫装置の稼働が軽減されることである。

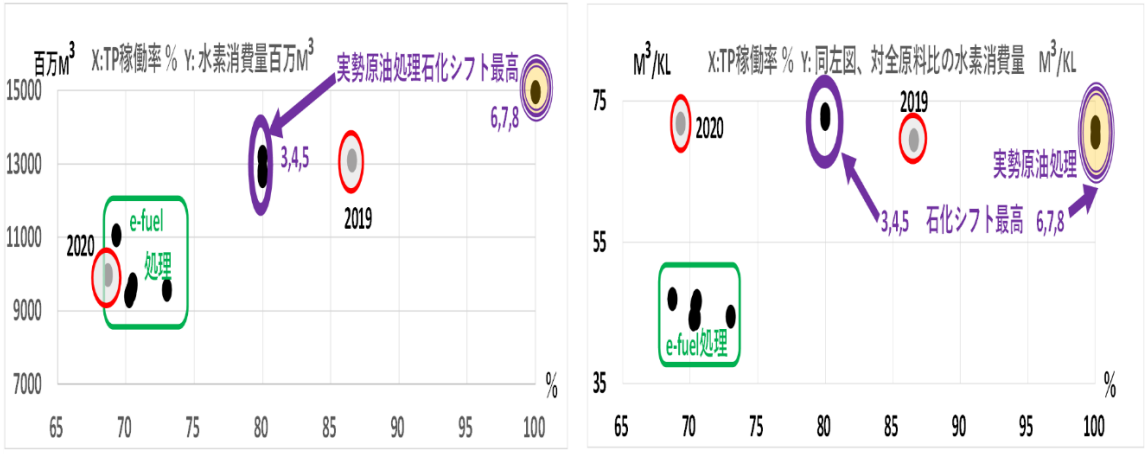


図 6.6 製油所稼働率・石化シフトと「水素消費量」の関係として診た場合

2019 年度コロナ前実勢では、「水素不足量」は@3300 百万ノルマル立法メートルと推計された。2030 年の石油需要状況を想定し、かつ製油所稼働率(原油処理装置 TP の稼働率)として 80%と 100%を条件付けした場合は双方とも@4000 百万ノルマル立法メートルと推計された。e-fuel 処理時には(R)FCCC 装置がフル稼働化し、@1100～1800 百万ノルマル立法メートル余剰となった。e-fuel 処理時の水素余剰の主要因は、重油脱硫装置の稼働が軽減されることである。

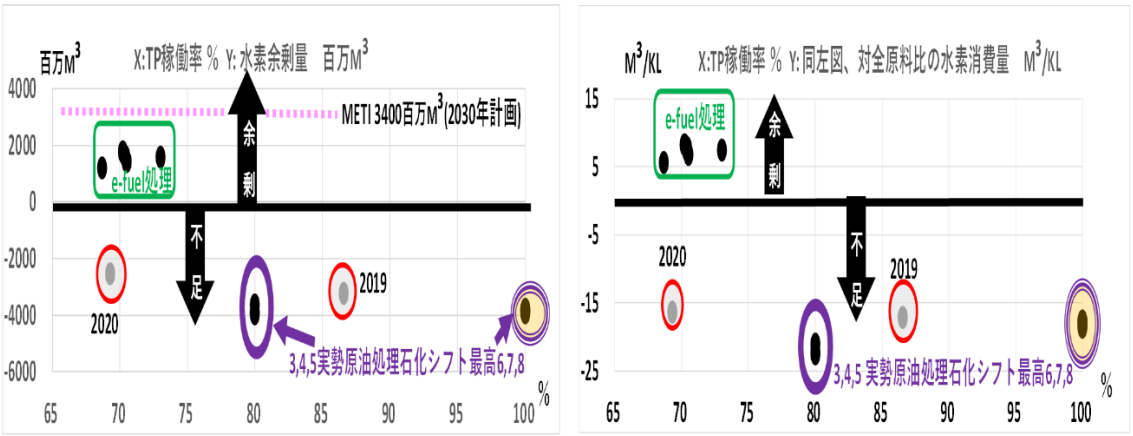


図 6.7 製油所稼働率・石化シフトと「水素余剰・不足両量」の関係として診た場合

③製油所稼働率と「石化シフト 」の関係(精製マージンに着目)

次の 2 点から診た場合の考察を記すこととする。

・製油所稼働率・石化シフトと「精製マージン」の関係を診た場合(X 軸は製油所の原油常圧蒸留装置稼働率)

・【同前関係の e-fuel 処理についての説明】製油所稼働率・石化シフトと「精製マージン」の関係(X 軸は処理原料の対原油常圧蒸留装置能力比)

2019 年度コロナ前実勢では、「精製マージン」は@10000 百万＄ /年と推計された。2030 年の石油需要状況を想定し、かつ製油所稼働率(原油処理装置 TP の稼働率)を 80%とした場合は@10000 百万＄ /年、同様に 100%稼働時では@11500 百万＄ /年と推計された。e-fuel 処理時には FCC・RFCC 装置がフル稼働化し、@9300～11600 百万＄/年となり、顕著な精製マージン差が生じた。その要因は新技術導入による余剰ガス量が大きく変化することと考えられる。「精製マージン対原料＄/BBL」の観点からも@7.5～8.7＄/BBL で変化幅が大きい。

なお、当検討で想定した各種石油のコストおよび価格は「将来の国内外における需要構造変化に向けた 国内製油所の石化シフトと国際競争力強化の可能性、JPEC レポート

No. 201001」に記載された値を用いている。製油所で余剰となった場合のガス評価価値はアラビアンヘビーのコストと同等とすることとし、比較的低く設定している。

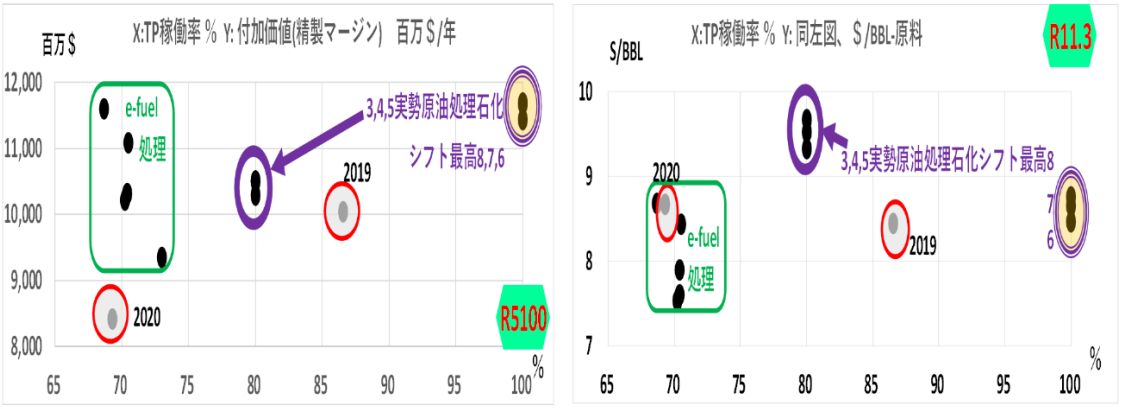


図 6.8 製油所稼働率・石化シフトと「精製マージン」の関係
（X 軸は製油所の原油常圧蒸留装置稼働率）

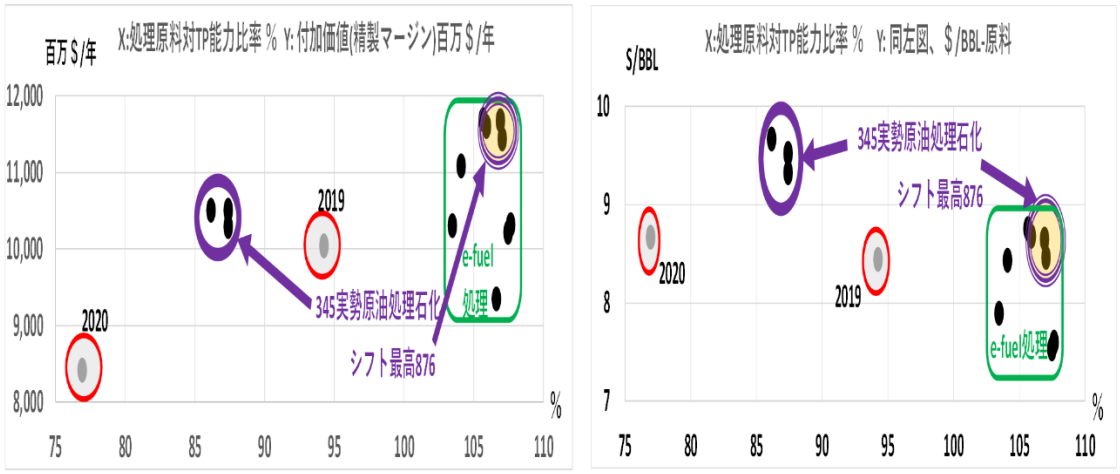


図 6.9 製油所稼働率・石化シフトと「精製マージン」の関係
（X 軸は処理原料の対原油常圧蒸留装置能力比）

前図の X 軸を変更して作成したものである。

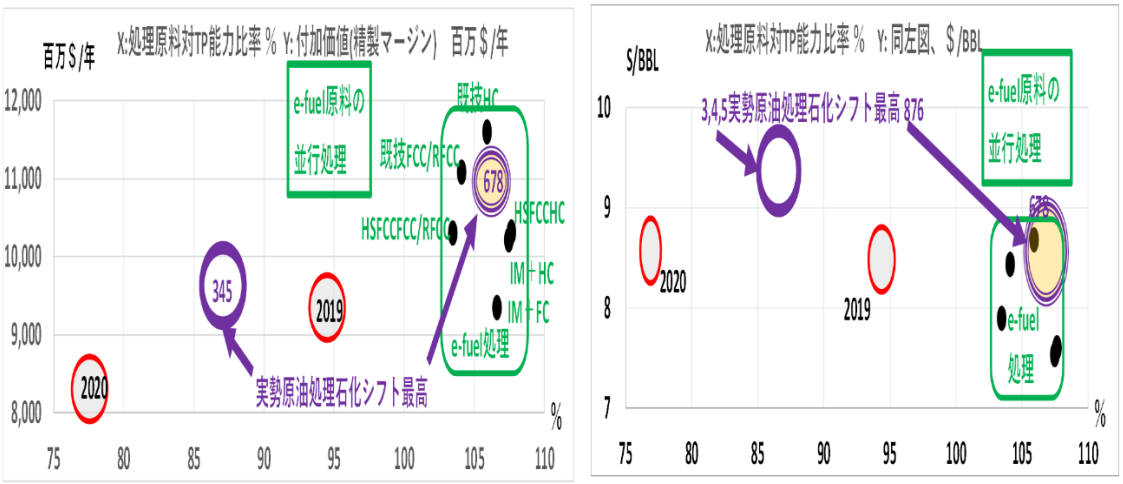


図 6.10 【同前関係の e-fuel 処理についての説明】製油所稼働率・石化シフトと「精製マージン」の関係(X 軸は処理原料の対原油常圧蒸留装置能力比)

前図の e-fuel 処理ケースについて、説明の参考となるように作成したものである。

表 6.3 石油価格想定：JPEC レポート No.201001

表1. 原油・石油製品等のコスト・価格想定

原油等名 / 製油所名	基準想定コスト FOB価格	各製油所支払いコスト		
		シンガポール	ジャムナガール	日本
超軽質油・コンデンセート	-	68	-	68
アラビアンエクストラライト	67	68	-	68
アラビアンライト	65	66	-	66
アラビアンミディアム	63	64	-	64
アラビアンヘビー	61	-	62.5	62
スマトラライト	65	66	-	-
低硫黄原油(米産含む)	67	68	-	68
天然ガス	-	52	-	66
ETBE	-	-	-	66
備考(原油・原料油)		割安天然ガス活用を考慮	アジア域外調達輸送のコスト高を勘案	シンガポールコストとの調和勘案確保
製品等名 / 製油所名	基準想定価格	各製油所適用手取り価格		
		シンガポール	ジャムナガール	日本
LPG	46	46	46	46
プロパン	-	46	46	46
プロピレン	85	85	85	85
ブタン・ブテン	-	46	46	46
ナフサ	63	63	63	63
ガソリン(92RON)	75	-	-	-
ガソリン(97RON)	79	-	-	-
ガソリン	-	78	75	76
BTX	101~127	116	116	116
ジェト・灯油	79	79	79	79
軽油・A重油	78	78	78	79
低硫黄船舶用等C重油	72	72	72	72
高硫黄C重油	52	52	52	52
アスファルト	-	64	-	52
潤滑油基油	-	79	79	79
カーボンブラック原料	-	-	62	-
コークス	-	-	20	28
備考(製品)	2020年度JPEC フォーラム (参考資料1)	・平均95RONのガソリン生産推計 ・アスファルトは現地情報勘案	・ガソリン輸出も想定(運賃大) ・コークスは電力用外販評価	・90RON主体のガソリン生産想定 ・コークスは自家燃用と電極用評価

出所)原油・石油製品等の価格情報等に基づいてJPECが作成

出所:将来の国内外における需要構造変化に向けた 国内製油所の石化シフトと国際競争力強化の可能性、JPEC レポート No.201001

STEO 2022年2月度予測:

21年末: $80後下落→再度上昇

22年前半$80台→後半下落へ

23年末: 油価$60まで下落傾向

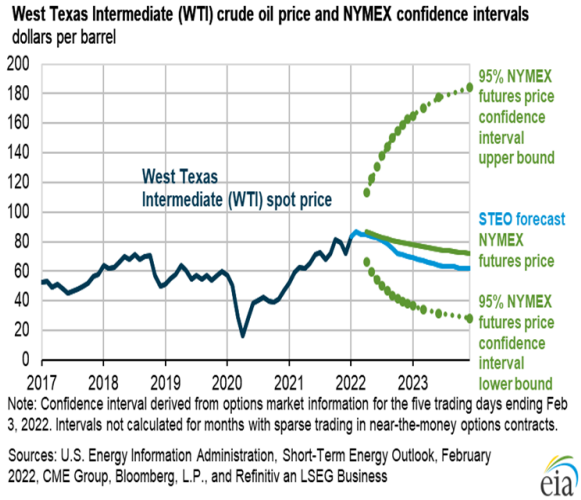


図 6.11　前表「石油価格想定：JPEC レポート No.201001 」のご理性に関する参考情報
（原油価格水準に関する EIA 見通しついて）

出所:短期予測, FEB 2022, EIA 見通し

EIA 最新予測では 2020～2020 年前半の原油価格水準予想は 60－70＄/バレルであり、だ JPEC 想定の 60＄/バレルは下限水準に近い、EIA 想定値内にあると考えられる。

④製油所稼働率と「石化シフト」の関係（「自家燃料＋水素原料」に着目）

次の観点から診た場合の考察を記すこととする。

・製油所稼働率・石化シフトと、

「自家燃料＋水素原料」（Y 軸）および e-fuel 処理量の全原料中の比率(Y 軸)の関係

2019 年度コロナ前実勢では、「自家燃料＋水素原料」は対全処理原料油@6.5%と推計された。2030 年の石油需要状況を想定し、かつ製油所稼働率(原油処理装置 TP の稼働率)を 80%および 100%とした場合は@7%と推計された。石化シフトを進めた方が、加工度が上がることが主要因と考えられる。なお、ここでは　(R)FCC の稼働率向上に伴うコーク発生量も自家燃料に加算して推計している。

e-fuel の処理を加えた場合の「自家燃料＋水素原料」は、脱硫の不要であることから、@3%まで低減する。

なお、当推計の基礎的データおよび推計作業内容について、【表 各装置別の「自家燃料・水素の原単位」】および「ケース⑥の場合の具体的バランスに関する推計例 」（その 1～3)にて説明することとする。

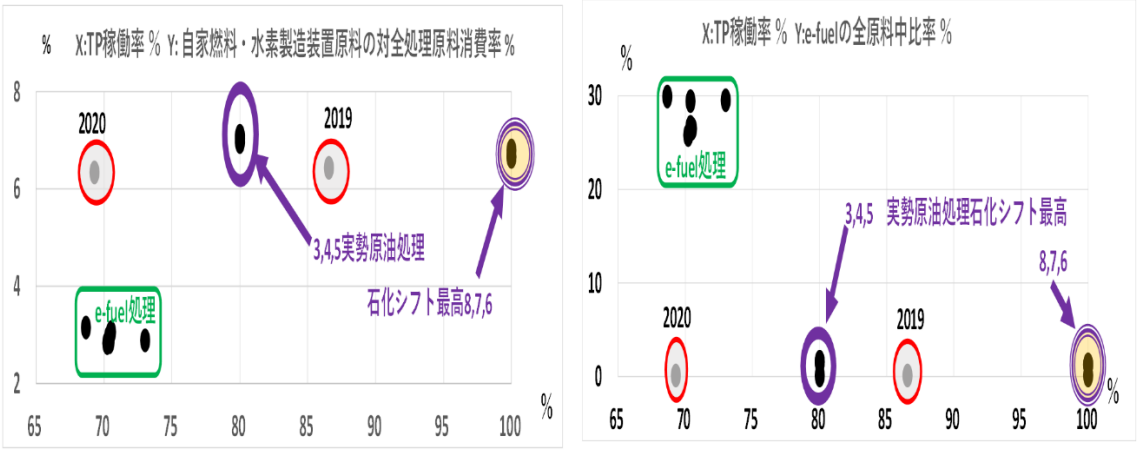


図 6-11 製油所稼働率・石化シフトと、「自家燃料＋水素原料」（Y 軸）および e-fuel 処理量の全原料中の比率（Y 軸）の関係

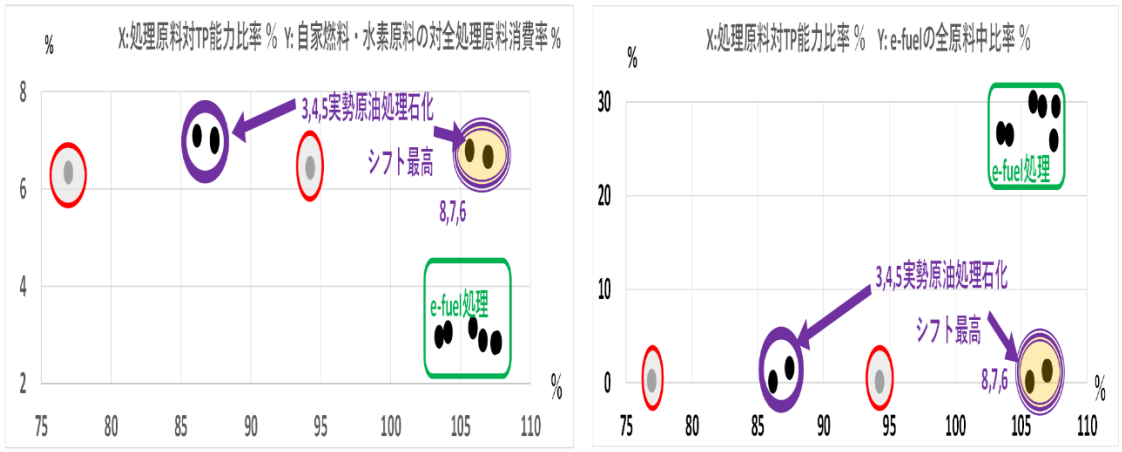


図 6-12 製油所稼働率・石化シフトと「自家燃料＋水素原料」の関係および、e-fuel 処理量の全原料中の比率

説明の参考となるように、前図の X 軸を変更して作成したものである。

表 6.4 各装置別の「自家燃料・水素の原単位」および「ケース⑥の場合の具体的バランスに関する推計例 」（その 1）

精製装置稼働状況	能力千BD	3,458	1,504	–	–	–	–	861	501	2.2
	稼働率%	100	49	–	–	–	–	64	100	100
	通油量百万KL/年	201	43	53	11	39	34	32	29	0.1
	精製装置名	蒸留		脱硫						
原単位(燃料、蒸気、電力、水素に関する想定値)		原油常圧	残渣油減圧	ナフサ	分解ガソリン	灯軽油	軽油深度	減圧軽油	常圧残渣油	減圧残渣油
XYZ/KL-各装置原料	備考→	TP	VC	軽質買	FCC自得基材			間脱VGODS	直脱ARDS	直脱VRDS
原単位 燃料 FOEKL/KL		0.010	0.013	0.005	0.005	0.009	0.002	0.011	0.018	0.014
原単位 蒸気 Ton/KL		0.020	0.050	0.020	0.046	0.020	0.096	0.044	0.284	0.094
原単位 電力 KWH/KL		3	5	5	8	10	24	14	80	86
原単位 水素 KNm3/KL		0.000	0.000	0.027	0.085	0.035	0.090	0.060	0.177	0.216
燃料換算 A 千KL/年(水素バランス分を含まず)		2,524	793	443	130	555	616	619	1,997	7
水素 百万Nm3/年		0	0	-1,452	-973	-1,371	-3,088	-1,913	-5,149	-28
燃料換算	装置名	蒸留		脱硫						
		原油常圧	残渣油減圧	ナフサ	分解ガソリン	灯軽油	軽油深度	減圧軽油	常圧残渣油	減圧残渣油
L/KL-原料		TP	VC	軽質買	FCC自得基材			間脱VGODS	直脱ARDS	直脱VRDS
燃料(A)		10.0	13.0	5.0	5.0	9.0	2.0	11.0	18.0	14.0
蒸気(B)		1.5	3.7	1.5	3.4	1.5	7.1	3.3	21.0	7.0
電力(C)		1.1	1.8	1.8	2.9	3.7	8.8	5.2	29.6	31.8
水素(D)		0.0	0.0	11.5	35.7	14.7	37.8	25.2	74.3	90.7
(A)+(B)+(C)		12.6	18.5	8.3	11.4	14.2	17.9	19.4	68.6	52.7
(A)+(B)+(C)+(D)		13	19	20	47	29	56	45	143	143

表 6.5 各装置別の「自家燃料・水素の原単位」および「ケース⑥の場合の具体的バランスに関する推計例 」（その 2）

精製装置稼働状況	能力千BD	35	144	670	283	143	272	422	98
	稼働率%	100	15	93	100	83	100	100	40
	通油量百万KL/年	2.0	1.2	36	16	7	16	24	2
	精製装置名		分解				改質		
原単位(燃料、蒸気、電力、水素に関する想定値)		減圧残渣油	減圧軽油	減圧軽油	常圧残渣油	減圧残渣油	重質ナフサ	重質ナフサ	ガス合成
XYZ/KL-各装置原料	備考→	HOIL	水素化HC	流動接触FCC	流動接触RFCC	コーカー・ユリカ	固定床RFM	流動床CCRRFM	アルキレーション
原単位 燃料 FOEKL/KL		0.030	0.034	0.009	0.000	0.022	0.042	0.035	0.005
原単位 蒸気 Ton/KL		0.010	0.000	0.109	0.080	0.127	0.104	-0.043	-0.060
原単位 電力 KWH/KL		50	75	10	36	29	7	59	45
原単位 水素 KNm3/KL		0.191	0.250	0.000	0.000	0.000	-0.227	-0.310	0.000
燃料換算 A 千KL/年(水素バランス分を含まず)		98	76.172	761	315	290	824	1,311	39
水素 百万Nm3/年		-382	-309	0	0	0	3,575	7,587	0
燃料換算	装置名		分解				改質		
		減圧残渣油	減圧軽油	減圧軽油	常圧残渣油	減圧残渣油	重質ナフサ	重質ナフサ	ガス合成
L/KL-原料		HOIL	水素化HC	流動接触FCC	流動接触RFCC	コーカー・ユリカ	固定床RFM	流動床CCRRFM	アルキレーション
燃料(A)		30.0	34.0	9.3	0.0	22.0	42.0	35.0	5.0
蒸気(B)		0.7	0.0	8.1	5.9	9.4	7.7	-3.2	-4.4
電力(C)		18.4	27.6	3.7	13.3	10.7	2.6	21.7	16.6
水素(D)		80.2	105.0	0.0	0.0	0.0	-95.3	-130.2	0.0
(A)+(B)+(C)		49.2	61.6	21.1	19.2	42.1	52.3	53.6	17.1
(A)+(B)+(C)+(D)		129	167	21	19	42	-43	-77	17
				※ 1.12%KL:FOE換算/KL:FCC処理量のFCCコークス燃焼 ※ 同上、5.62%KL/KLのRFCCコークス燃焼					

表 6.6 各装置別の「自家燃料・水素の原単位」および「ケース⑥の場合の具体的バランスに関する推計例 」(その 3)

項目	値	備考
A 中東系高硫黄原油構成比率(従来原油中) %	72	
B 中東系高硫黄原油構成比率(e-fuelを含む全原料油中) %	68	
C e-fuelの原料化率 全原料中のe-fuel割合 %	0	
D 自家燃料･水素原料(FOE換算KL)/全処理原料(KL)消費率 %	6.8	FCCコークのFOE換算量を含む。
E 脱水素水素による発生量 百万NM３/年 a	11162	重質ナフサ接触改質装置の発生水素
F 水素プラントによる発生量 百万NM３/年 b	3931	上記発生水素に加わる水素
G 全精製装置の水素消費量 百万NM３ c=a+b	15093	
H 水素余剰量 百万NM３ d=a+b-c(水素燃焼量、bが零の時)	-3931	マイナスは不足水素の上記ｂに相当
Eの比率 NM３/KL (脱水素による発生量NM３) a/全原料KL	53	
Fの比率 水素プラントによる発生量 NM３/KL b/全原料KL	19	
Gの比率 全装置水素消費量 NM３/KL c=(a+b)/全原料KL	71	
Hの比率 水素余剰量 NM３/KL d=(a+b-c)/全原料KL	-19	マイナスは不足水素

⑤製油所稼働率と「石化シフト」の関係(CO2：Scope3 に着目)

次の観点から診た場合の考察を記すこととする。

・e-fuel の製油所への導入に伴う、CO2：Scope3 の削減可能性

ここでは、ケース⑩の例を取り上げて、そこで生産される各種製品の CO2：Scope3 の削減可能性について推計することとする。ケース⑩とは、2030 年の石油需給状況を想定し、既存技術状態にある我が国製油所において e-fuel を「(R) FCC および水素化分解 HC の両装置」の原料(両装置原料の全量)として、一般原油との併行処理を行う場合である。

次表の「表 我国製油所挑戦例：Scope3:CO2 削減の推計(その 1 と 2)」に記すようにプロピレン、BTX およびジェット燃料油について、順に 100%、32%および 9%の e-fuel 原料化率が見込まれる。したがって、もし e-fuel 原料化が Scope3:CO2 削減に直結すると仮定すると、そのままこの e-fuel 原料化率が Scope3:CO2 削減率となる可能性がある。

今後、欧州のタクソノミーにおいて「e-fuel 原料化率と Scope3:CO2 削減率との関係性」について、どのように定められていくかが注目される。また、我が国・アジア側として石炭等の CO2 排出源を多く持つ諸国間で連携して、このタクソノミー制定を有利に進めることも課題と考えられる。

表 6.8 我が国製油所挑戦例：Scope3：C02 削減の推計（その 2）

e-fuel原料量と全生産基材量 千BD

千BD	原料 A	生産物 B	得率 B/A*100
FCC	670	766	114.3
RFCC	283	323	114.0
HC	143	156	108.8
合計	1,096	1,245	113.5

	プロピレン	BTX	JET	LSBCF
e-fuel基材	89	84	23	308
製品合計	89	261	254	164
e-fuel基材比率 %	100	32	9	187
備考	FCC・RFCCの生産物100%	HNRFMの通油量比率	国内外JETの全需要量比率	e-fuel起源の基材は豊富

e-fuel処理各装置の生産基材量千BD

千BD	FCC	RFCC	HC	合計
C2-ガス	29	17	2	48
プロパン	13	8	3	25
プロピレン	60.3	28.3	0	89
ブタン（FCC・RFCC・HC）	100.5	39.62	3	143
FCCガソリン	404	148	0	552
SWING（FCCG/LCO）	18	8	0	26
分解軽油	101	51	0	151
スラリー重油	40.2	22.64	0	63
軽質ナフサ	0	0	11	11
重質ナフサ	0	0	21	21
灯油	0	0	23	23
軽油	0	0	57	57
重質軽油（水素化未分解重油）	0	0	37	37
合計	766	323	156	1,245

e-fuel起源の重質ナフサ
202
ハートカット

21

重質ナフサ合計	HNRFM通油量	通油量比率%
223	693	32

6.3. 全ケーススタディの結果表

表 6.9 ①我が国製油所 2019 年度生産バランス分析

製油所(2019年度) 原油分類名 処理量 千BD・比率%	推計生産状況
超軽質油・コンデンセート	92
アラビアンエクストラライト	1756
アラビアンライト	456
アラビアンミディアム	459
アラビアンヘビー	209
低硫黄原油(米産含む)	21
合計 千BD	2993
超軽質油・コンデンセート	3
アラビアンエクストラライト	59
アラビアンライト	15
アラビアンミディアム	15
アラビアンヘビー	7
低硫黄原油(米産含む)	1
合計 %	100
RN(204)・LNG/重油(29)・ETBE(33) 千BD	266
参考(原油比重 API度)	36.7
主要装置名 (能力千BD)	稼働率%
原油常圧蒸留(3458)	87
減圧蒸留(1504)	39
重質ナフサ接触改質(693)	86
重油流動接触分解(953)	75
減圧軽油水素化分解(144)	6
減圧軽油脱硫(861)	53
常圧残渣油直接脱硫(504)	87
HOIL(35)	100
コーカー(ユリカL含:143)	43
アルキレーション(98)	100
精製マージン 百万$/年	10,045
精製マージン $/BBL−処理原油	8.4

製油所(2019年度) 製品等名 生産量 千BD	推計生産状況
プロパン	85
プロピレン(PP)	67
エタン・ブタン・ブテン	11
ナフサ	295
ガソリン	844
BTX(B)	150
ジェット・灯油	497
軽油・A重油	905
潤滑油ベースオイル	39
アスファルト	47
低硫黄船舶用等C重油	166
高硫黄C重油・コークス	97
合計	3,204
同上製品等別の対原料油得率%	98.3
プロパン	2.6
プロピレン(PP)	2.1
エタン・ブタン・ブテン	0.3
ナフサ	9.1
ガソリン	25.9
BTX	4.6
ジェット・灯油	15.3
軽油・A重油	27.8
潤滑油ベースオイル	1.2
アスファルト	1.5
低硫黄船舶用等C重油	5.1
高硫黄C重油・コークス	3.0
合計	98.3
参考(PP＋BTX)	6.7
参考(PP＋BTX+ナフサ)	15.7

① 我が国製油所 2019 年度生産バランス分析のケース設定に関する意義・目的

新コロナ禍による経済社会的影響による石油需給混乱前の我が国製油所状態を把握すること。

表 6.10 ②我が国製油所 2020 年度生産バランス分析

製油所(2020年度) 原油比重実勢並 原油分類名 処理量 千BD・比率%	推計生産状況
超軽質油・コンデンセート	92
アラビアンエクストラライト	1181
アラビアンライト	472
アラビアンミディアム	420
アラビアンヘビー	209
低硫黄原油(米産含む)	21
合計 千BD	2396
超軽質油・コンデンセート	4
アラビアンエクストラライト	49
アラビアンライト	20
アラビアンミディアム	18
アラビアンヘビー	9
低硫黄原油(米産含む)	1
合計 %	100
RN(202)・LNG/重油(29)・ETBE(33) 千BD	264
参考(原油比重 API度)	35.9
主要装置名 (能力千BD)	稼働率%
原油常圧蒸留(3458)	69
減圧蒸留(1504)	29
重質ナフサ接触改質(693)	71
重油流動接触分解(953)	57
減圧軽油水素化分解(144)	4
減圧軽油脱硫(861)	38
常圧残渣油直接脱硫(504)	86
HOIL(35)	100
コーカー(ユリカL含:143)	33
アルキレーション(98)	100
精製マージン 百万$/年	8,418
精製マージン $/BBL-処理原油	8.7

製油所(2020年度) 原油比重実勢並 製品等名 生産量 千BD	推計生産状況
プロパン	72
プロピレン(PP)	52
エタン・ブタン・ブテン	5
ナフサ	215
ガソリン	749
BTX(B)	126
ジェット・灯油	336
軽油・A重油	758
潤滑油ベースオイル	35
アスファルト	39
低硫黄船舶用等C重油	138
高硫黄C重油・コークス	87
合計	2,613
同上製品等別の対原料油得率%	98.2
プロパン	2.7
プロピレン(PP)	1.9
エタン・ブタン・ブテン	0.2
ナフサ	8.1
ガソリン	28.2
BTX	4.7
ジェット・灯油	12.6
軽油・A重油	28.5
潤滑油ベースオイル	1.3
アスファルト	1.5
低硫黄船舶用等C重油	5.2
高硫黄C重油・コークス	3.3
合計	98.2
参考(PP+BTX)	6.7
参考(PP+BTX+ナフサ)	14.8

② 我が国製油所 2020 年度生産バランス分析のケース設定に関する意義・目的

新コロナ禍による経済社会的影響による石油需給混乱時の我が国製油所状態を把握すること。

表 6.11 ③我が国製油所 2030 年度生産 80%稼働 バランス分析(実勢装置能力)

製油所(2030年度) 80%稼働 既存技術 原油分類名 処理量 千BD・比率%	推計生産状況
超軽質油・コンデンセート	75
アラビアンエクストラライト	837
アラビアンライト	605
アラビアンミディアム	442
アラビアンヘビー	157
低硫黄原油(米産含む)	650
合計 千BD	2766
超軽質油・コンデンセート	3
アラビアンエクストラライト	30
アラビアンライト	22
アラビアンミディアム	16
アラビアンヘビー	6
低硫黄原油(米産含む)	24
合計 %	100
RN(150)・LNG/重油(30)・ETBE(33) 千BD	213
参考(原油比重 API度)	36.5
主要装置名 (能力千BD)	稼働率%
原油常圧蒸留(3458)	80
減圧蒸留(1504)	34
重質ナフサ接触改質(693)	82
重油流動接触分解(953)	78
減圧軽油水素化分解(144)	7
減圧軽油脱硫(861)	45
常圧残渣油直接脱硫(504)	100
HOIL(35)	100
コーカー(ユリカL含:143)	47
アルキレーション(98)	66
精製マージン 百万$/年	10,510
精製マージン $/BBL-処理原油	9.7

製油所(2030年度) 80%稼働 既存 製品等名 生産量 千BD	推計生産状況
プロパン	86
プロピレン(PP)	70
エタン・ブタン・ブテン	59
ナフサ	295
ガソリン	647
BTX(B)	216
ジェット・灯油	447
軽油・A重油	838
潤滑油ベースオイル	39
アスファルト	47
低硫黄船舶用等C重油	164
高硫黄C重油・コークス	29
合計	2,939
同上製品等別の対原料油得率%	98.6
プロパン	2.9
プロピレン(PP)	2.3
エタン・ブタン・ブテン	2.0
ナフサ	9.9
ガソリン	21.7
BTX	7.3
ジェット・灯油	15.0
軽油・A重油	28.1
潤滑油ベースオイル	1.3
アスファルト	1.6
低硫黄船舶用等C重油	5.5
高硫黄C重油・コークス	1.0
合計	98.6
参考(PP+BTX)	9.6
参考(PP+BTX+ナフサ)	19.5

③ 我が国製油所 2030 年度生産 80%稼働 バランス分析(実勢装置能力)のケース設定に関する意義・目的

将来(2030 年想定)の石油需給を想定し、我が国製油所状態(80%稼働)を把握すること。

表 6.12 ④我が国製油所 2030 年度生産 80%稼働バランス分析(FCC・RFCC マクダーモット改良型)

製油所(2030年度) 80%稼働 MACD 原油分類名 処理量 千BD・比率%	推計生産状況
超軽質油・コンデンセート	75
アラビアンエクストラライト	837
アラビアンライト	605
アラビアンミディアム	442
アラビアンヘビー	157
低硫黄原油(米産含む)	650
合計 千BD	2766
超軽質油・コンデンセート	3
アラビアンエクストラライト	30
アラビアンライト	22
アラビアンミディアム	16
アラビアンヘビー	6
低硫黄原油(米産含む)	24
合計 %	100
RN(150)・LNG/重油(73)・ETBE(33) 千BD	256
参考(原油比重 API度)	36.5
主要装置名 (能力千BD)	稼働率%
原油常圧蒸留(3458)	80
減圧蒸留(1504)	34
重質ナフサ接触改質(693)	75
重油流動接触分解(953)	82
減圧軽油水素化分解(144)	6
減圧軽油脱硫(861)	44
常圧残渣油直接脱硫(504)	100
HOIL(35)	100
コーカー(ユリカL含:143)	40
アルキレーション(98)	100
精製マージン 百万$/年	10,500
精製マージン $/BBL-処理原油	9.5

製油所(2030年度) 80%稼働 MACD 製品等名 生産量 千BD	推計生産状況
プロパン	95
プロピレン(PP)	160
エタン・ブタン・ブテン	52
ナフサ	295
ガソリン	647
BTX(B)	161
ジェット・灯油	447
軽油・A重油	838
潤滑油ベースオイル	39
アスファルト	47
低硫黄船舶用等C重油	192
高硫黄C重油・コークス	28
合計	3,002
同上製品等別の対原料油得率%	99.3
プロパン	3.1
プロピレン(PP)	5.3
エタン・ブタン・ブテン	1.7
ナフサ	9.8
ガソリン	21.4
BTX	5.3
ジェット・灯油	14.8
軽油・A重油	27.7
潤滑油ベースオイル	1.3
アスファルト	1.6
低硫黄船舶用等C重油	6.3
高硫黄C重油・コークス	0.9
合計	99.3
参考(PP+BTX)	10.6
参考(PP+BTX+ナフサ)	20.4

④ 我が国製油所 2030 年度生産 80%稼働バランス分析(FCC・RFCC マクダーモット改良型)のケース設定に関する意義・目的

我が国製油所 2030 年度生産 80%稼働バランス分析を想定して、装置能力を FCC・RFCC マクダーモット改良型とした場合の石化シフト変化を把握すること。

表 6.13　⑤我が国製油所 2030 年度生産　80%稼働 バランス分析(FCC マクダーモット改良型・RFCC の HSFCC 化)

製油所(2030年度) 80%稼働 MACD+HSFCC 原油分類名 処理量 千BD・比率%	推計生産状況
超軽質油・コンデンセート	75
アラビアンエクストラライト	905
アラビアンライト	605
アラビアンミディアム	442
アラビアンヘビー	157
低硫黄原油(米産含む)	582
合計 千BD	2766
超軽質油・コンデンセート	3
アラビアンエクストラライト	33
アラビアンライト	22
アラビアンミディアム	16
アラビアンヘビー	6
低硫黄原油(米産含む)	21
合計 %	100
RN(150)・LNG/重油(73)・ETBE(33) 千BD	256
参考(原油比重 API度)	36.4
主要装置名 (能力千BD)	稼働率%
原油常圧蒸留(3458)	80
減圧蒸留(1504)	34
重質ナフサ接触改質(693)	73
重油流動接触分解(953)	77
減圧軽油水素化分解(144)	5
減圧軽油脱硫(861)	44
常圧残渣油直接脱硫(504)	100
HOIL(35)	100
コーカー(ユリカL含:143)	37
アルキレーション(98)	78
精製マージン 百万$/年	10,288
精製マージン $/BBL-処理原油	9.3

製油所(2030年度) 80%稼働 +HSFCC 製品等名 生産量 千BD	推計生産状況
プロパン	98
プロピレン(PP)	171
エタン・ブタン・ブテン	61
ナフサ	295
ガソリン	647
BTX(B)	130
ジェット・灯油	447
軽油・A重油	838
潤滑油ベースオイル	39
アスファルト	47
低硫黄船舶用等C重油	219
高硫黄C重油・コークス	26
合計	3,018
同上製品等別の対原料油得率%	99.9
プロパン	3.2
プロピレン(PP)	5.7
エタン・ブタン・ブテン	2.0
ナフサ	9.8
ガソリン	21.4
BTX	4.3
ジェット・灯油	14.8
軽油・A重油	27.7
潤滑油ベースオイル	1.3
アスファルト	1.6
低硫黄船舶用等C重油	7.3
高硫黄C重油・コークス	0.9
合計	99.9
参考(PP+BTX)	10.0
参考(PP+BTX+ナフサ)	19.7

⑤我が国製油所 2030 年度生産　80%稼働バランス分析(FCC マクダーモット改良型・RFCC の HSFCC 化)のケース設定に関する意義・目的

我が国製油所 2030 年度生産　80%稼働バランス分析を想定して、装置能力を FCC マクダーモット改良型とし、さらに RFCC を HSFCC 型とした場合の石化シフト変化を把握すること。

表 6.14 ⑥我が国製油所 2030 年度生産 100%稼働 バランス分析(実勢装置能力)

製油所(2030年度) 100%稼働 既存技術 原油分類名 処理量 千BD・比率%	推計生産状況
超軽質油・コンデンセート	75
アラビアンエクストラライト	1296
アラビアンライト	605
アラビアンミディアム	442
アラビアンヘビー	157
低硫黄原油(米産含む)	882
合計 千BD	3458
超軽質油・コンデンセート	2
アラビアンエクストラライト	37
アラビアンライト	18
アラビアンミディアム	13
アラビアンヘビー	5
低硫黄原油(米産含む)	26
合計 %	100
RN(150)・LNG/重油(13)・ETBE(33) 千BD	196
参考(原油比重 API度)	37.3
主要装置名 (能力千BD)	稼働率%
原油常圧蒸留(3458)	100
減圧蒸留(1504)	49
重質ナフサ接触改質(693)	100
重油流動接触分解(953)	95
減圧軽油水素化分解(144)	15
減圧軽油脱硫(861)	64
常圧残渣油直接脱硫(504)	100
HOIL(35)	100
コーカー(ユリカL含:143)	83
アルキレーション(98)	40
精製マージン 百万$/年	11,683
精製マージン $/BBL-処理原油	8.8

製油所(2030年度) 100%稼働 既存技術 製品等名 生産量 千BD	推計生産状況
プロパン	104
プロピレン(PP)	84
エタン・ブタン・ブテン	118
ナフサ	668
ガソリン	647
BTX(B)	260
ジェット・灯油	447
軽油・A重油	838
潤滑油ベースオイル	39
アスファルト	47
低硫黄船舶用等C重油	406
高硫黄C重油・コークス	45
合計	3,705
同上製品等別の対原料油得率%	101.4
プロパン	2.8
プロピレン(PP)	2.3
エタン・ブタン・ブテン	3.2
ナフサ	18.3
ガソリン	17.7
BTX	7.1
ジェット・灯油	12.2
軽油・A重油	22.9
潤滑油ベースオイル	1.1
アスファルト	1.3
低硫黄船舶用等C重油	11.1
高硫黄C重油・コークス	1.2
合計	101.4
参考(PP+BTX)	9.4
参考(PP+BTX+ナフサ)	27.7

⑥我が国製油所 2030 年度生産 100%稼働バランス分析(実勢装置能力)のケース設定に関する意義・目的

将来(2030 年想定)の石油需給を想定し、我が国製油所状態(100%稼働)を把握すること。

表 6.15　⑦我が国製油所 2030 年度生産　100%稼働 バランス分析(FCC・RFCC マクダーモット改良型)

製油所(2030年度) 100%稼働 MCD 原油分類名 処理量 千BD・比率%	推計生産状況
超軽質油・コンデンセート	75
アラビアンエクストラライト	1296
アラビアンライト	605
アラビアンミディアム	442
アラビアンヘビー	157
低硫黄原油(米産含む)	882
合計 千BD	3458
超軽質油・コンデンセート	2
アラビアンエクストラライト	37
アラビアンライト	18
アラビアンミディアム	13
アラビアンヘビー	5
低硫黄原油(米産含む)	26
合計 %	100
RN(150)・LNG/重油(61)・ETBE(33) 千BD	244
参考(原油比重 API度)	37.3
主要装置名 (能力千BD)	稼働率%
原油常圧蒸留(3458)	100
減圧蒸留(1504)	49
重質ナフサ接触改質(693)	100
重油流動接触分解(953)	100
減圧軽油水素化分解(144)	15
減圧軽油脱硫(861)	64
常圧残渣油直接脱硫(504)	100
HOIL(35)	100
コーカー(ユリカL含:143)	84
アルキレーション(98)	54
精製マージン 百万$/年	11,431
精製マージン $/BBL-処理原油	8.5

製油所(2030年度) 100%稼働 MCD 製品等名 生産量 千BD	推計生産状況
プロパン	119
プロピレン(PP)	195
エタン・ブタン・ブテン	110
ナフサ	557
ガソリン	647
BTX(B)	261
ジェット・灯油	447
軽油・A重油	838
潤滑油ベースオイル	39
アスファルト	47
低硫黄船舶用等C重油	406
高硫黄C重油・コークス	45
合計	3,711
同上製品等別の対原料油得率%	100.3
プロパン	3.2
プロピレン(PP)	5.3
エタン・ブタン・ブテン	3.0
ナフサ	15.0
ガソリン	17.5
BTX	7.0
ジェット・灯油	12.1
軽油・A重油	22.6
潤滑油ベースオイル	1.1
アスファルト	1.3
低硫黄船舶用等C重油	11.0
高硫黄C重油・コークス	1.2
合計	100.3
参考(PP＋BTX)	12.3
参考(PP＋BTX+ナフサ)	27.3

⑦我が国製油所 2030 年度生産　100%稼働バランス分析(FCC・RFCC マクダーモット改良型)のケース設定に関する意義・目的

我が国製油所 2030 年度生産　100%稼働バランス分析を想定して、装置能力を FCC・RFCC マクダーモット改良型とした場合の石化シフト変化を把握すること。

表 6.16　⑧我が国製油所 2030 年度生産　100%稼働 バランス分析(FCC マクダーモット改良型・RFCC の HSFCC 化)

製油所(2030年度) 100%稼働 MACD+HSFC 原油分類名 処理量 千BD・比率%	推計生産状況
超軽質油・コンデンセート	75
アラビアンエクストラライト	1296
アラビアンライト	605
アラビアンミディアム	442
アラビアンヘビー	157
低硫黄原油(米産含む)	882
合計 千BD	3458
超軽質油・コンデンセート	2
アラビアンエクストラライト	37
アラビアンライト	18
アラビアンミディアム	13
アラビアンヘビー	5
低硫黄原油(米産含む)	26
合計 %	100
RN(150)・LNG/重油(56)・ETBE(33) 千BD	239
参考(原油比重 API度)	37.3
主要装置名 (能力千BD)	稼働率%
原油常圧蒸留(3458)	100
減圧蒸留(1504)	49
重質ナフサ接触改質(693)	100
重油流動接触分解(953)	100
減圧軽油水素化分解(144)	15
減圧軽油脱硫(861)	64
常圧残渣油直接脱硫(504)	100
HOIL(35)	100
コーカー(ユリカL含:143)	85
アルキレーション(98)	75
精製マージン 百万$/年	11,671
精製マージン $/BBL-処理原油	8.6

製油所(2030年度) TP100% HSFC 製品等名 生産量 千BD	推計生産状況
プロパン	125
プロピレン(PP)	215
エタン・ブタン・ブテン	97
ナフサ	557
ガソリン	647
BTX(B)	261
ジェット・灯油	447
軽油・A重油	838
潤滑油ベースオイル	39
アスファルト	47
低硫黄船舶用等C重油	389
高硫黄C重油・コークス	46
合計	3,708
同上製品等別の対原料油得率%	100.3
プロパン	3.4
プロピレン(PP)	5.8
エタン・ブタン・ブテン	2.6
ナフサ	15.1
ガソリン	17.5
BTX	7.1
ジェット・灯油	12.1
軽油・A重油	22.7
潤滑油ベースオイル	1.1
アスファルト	1.3
低硫黄船舶用等C重油	10.5
高硫黄C重油・コークス	1.2
合計	100.3
参考(PP+BTX)	12.9
参考(PP+BTX+ナフサ)	27.9

⑧我が国製油所 2030 年度生産　100%稼働バランス分析(FCC マクダーモット 改良型・RFCC の HSFCC 化)のケース設定に関する意義・目的

我が国製油所 2030 年度生産 100%稼働バランス分析を想定して、装置能力を FCC マクダーモット改良型とし、さらに RFCC を HSFCC 型とした場合の石化シフト変化を把握すること。

表 6.17 ⑨我が国製油所 2030 年度生産バランス(実勢装置能力: e-fuel FCC/RFCC 用原料分相当)

製油所(2030年度) e-fuel並行処理 既存技術 原油分類名 処理量 千BD・比率%	推計生産状況
超軽質油・コンデンセート	678
アラビアンエクストラライト	1148
アラビアンライト	144
アラビアンミディアム	181
アラビアンヘビー	1
低硫黄原油(米産含む)	288
合計 千BD	2438
超軽質油・コンデンセート	28
アラビアンエクストラライト	47
アラビアンライト	6
アラビアンミディアム	7
アラビアンヘビー	0
低硫黄原油(米産含む)	12
合計 %	100
RN(150)・LNG/重油(979)・ETBE(33) 千BD	1162
参考(原油比重 API度)	42.0
主要装置名 (能力千BD)	稼働率%
原油常圧蒸留(3458)	71
減圧蒸留(1504)	29
重質ナフサ接触改質(693)	100
重油流動接触分解(953)	100
減圧軽油水素化分解(144)	100
減圧軽油脱硫(861)	23
常圧残渣油直接脱硫(504)	5
HOIL(35)	100
コーカー(ユリカL含:143)	29
アルキレーション(98)	40
精製マージン 百万$/年	11,084
精製マージン $/BBL-処理原油	8.4

製油所(2030年度) e-fuel 既存技術 製品等名 生産量 千BD	推計生産状況
プロパン	99
プロピレン(PP)	89
エタン・ブタン・ブテン	54
ナフサ	509
ガソリン	647
BTX(B)	261
ジェット・灯油	447
軽油・A重油	838
潤滑油ベースオイル	39
アスファルト	47
低硫黄船舶用等C重油	652
高硫黄C重油・コークス	24
合計	3,704
同上製品等別の対原料油得率%	102.9
プロパン	2.7
プロピレン(PP)	2.5
エタン・ブタン・ブテン	1.5
ナフサ	14.1
ガソリン	18.0
BTX	7.2
ジェット・灯油	12.4
軽油・A重油	23.3
潤滑油ベースオイル	1.1
アスファルト	1.3
低硫黄船舶用等C重油	18.1
高硫黄C重油・コークス	0.7
合計	102.9
参考(PP+BTX)	9.7
参考(PP+BTX+ナフサ)	23.8

⑨我が国製油所 2030 年度生産バランス(実勢装置能力:e-fuel FCC/RFCC 用原料分相当)のケース設定に関する意義・目的

我が国製油所 2030 年度生産バランスを想定し、装置能力を実勢装置能力とし、さらに e-fuel を FCC/RFCC 用原料とした場合の石化シフト変化を把握すること。

表 6.18 ⑩我が国製油所 2030 年度生産バランス(実勢装置能力: e-fuel FCC・RFCC・HC 用原料分相当)

製油所(2030年度) e-fuel最大処理 既存技術 原油分類名 処理量 千BD・比率%	推計生産状況
超軽質油・コンデンセート	699
アラビアンエクストラライト	1189
アラビアンライト	239
アラビアンミディアム	47
アラビアンヘビー	1
低硫黄原油(米産含む)	200
合計 千BD	2375
超軽質油・コンデンセート	29
アラビアンエクストラライト	50
アラビアンライト	10
アラビアンミディアム	2
アラビアンヘビー	0
低硫黄原油(米産含む)	8
合計 %	100
RN(150)・LNG/重油(1104)・ETBE(33) 千BD	1287
参考(原油比重 API度)	42.5
主要装置名 (能力千BD)	稼働率%
原油常圧蒸留(3458)	69
減圧蒸留(1504)	30
重質ナフサ接触改質(693)	100
重油流動接触分解(953)	100
減圧軽油水素化分解(144)	100
減圧軽油脱硫(861)	26
常圧残渣油直接脱硫(504)	0
HOIL(35)	100
コーカー(ユリカL含:143)	47
アルキレーション(98)	77
精製マージン 百万$/年	11,595
精製マージン $/BBL-処理原油	8.7

製油所(2030年度) e-fuel最大 既存技術 製品等名 生産量 千BD	推計生産状況
プロパン	99
プロピレン(PP)	89
エタン・ブタン・ブテン	76
ナフサ	603
ガソリン	647
BTX(B)	261
ジェット・灯油	447
軽油・A重油	838
潤滑油ベースオイル	39
アスファルト	47
低硫黄船舶用等C重油	639
高硫黄C重油・コークス	29
合計	3,814
同上製品等別の対原料油得率%	104.2
プロパン	2.7
プロピレン(PP)	2.4
エタン・ブタン・ブテン	2.1
ナフサ	16.5
ガソリン	17.7
BTX	7.1
ジェット・灯油	12.2
軽油・A重油	22.9
潤滑油ベースオイル	1.1
アスファルト	1.3
低硫黄船舶用等C重油	17.5
高硫黄C重油・コークス	0.8
合計	104.2
参考(PP+BTX)	9.5
参考(PP+BTX+ナフサ)	26.0

⑩我が国製油所 2030 年度生産バランス(実勢装置能力:e-fuel FCC・RFCC・HC 用原料分相当)のケース設定に関する意義・目的

我が国製油所 2030 年度生産バランスを想定し、装置能力を実勢装置能力とし、さらに e-fuel を FCC/RFCC・HC 用原料とした場合の石化シフト変化を把握すること。

表 6.19　⑪我が国製油所 2030 年度生産バランス(FCC・RFCC マクダ改良型:　e-fuel　FCC・RFCC 用原料分相当)

製油所(2030年度)　e-fuel並行処理 MACD 原油分類名 処理量 千BD・比率%	推計生産状況
超軽質油・コンデンセート	861
アラビアンエクストラライト	1050
アラビアンライト	144
アラビアンミディアム	181
アラビアンヘビー	1
低硫黄原油(米産含む)	288
合計 千BD	2525
超軽質油・コンデンセート	34
アラビアンエクストラライト	42
アラビアンライト	6
アラビアンミディアム	7
アラビアンヘビー	0
低硫黄原油(米産含む)	11
合計 %	100
RN(150)・LNG/重油(979)・ETBE(33) 千BD	1162
参考(原油比重 API度)	42.7
主要装置名 (能力千BD)	稼働率%
原油常圧蒸留(3458)	73
減圧蒸留(1504)	27
重質ナフサ接触改質(693)	100
重油流動接触分解(953)	100
減圧軽油水素化分解(144)	100
減圧軽油脱硫(861)	20
常圧残渣油直接脱硫(504)	5
HOIL(35)	100
コーカー(ユリカL含:143)	26
アルキレーション(98)	40
精製マージン　百万$/年	9,347
精製マージン　$/BBL-処理原油	6.9

製油所(2030年度)　e-fuel処理 MACD 製品等名 生産量 千BD	推計生産状況
プロパン	113
プロピレン(PP)	195
エタン・ブタン・ブテン	105
ナフサ	319
ガソリン	647
BTX(B)	261
ジェット・灯油	447
軽油・A重油	838
潤滑油ベースオイル	39
アスファルト	47
低硫黄船舶用等C重油	669
高硫黄C重油・コークス	24
合計	3,703
同上製品等別の対原料油得率%	100.4
プロパン	3.1
プロピレン(PP)	5.3
エタン・ブタン・ブテン	2.8
ナフサ	8.6
ガソリン	17.6
BTX	7.1
ジェット・灯油	12.1
軽油・A重油	22.7
潤滑油ベースオイル	1.1
アスファルト	1.3
低硫黄船舶用等C重油	18.1
高硫黄C重油・コークス	0.6
合計	100.4
参考(PP＋BTX)	12.4
参考(PP＋BTX+ナフサ)	21.0

⑪我が国製油所 2030 年度生産バランス(FCC・RFCC マクダ改良型:e-fuel　FCC・RFCC 用原料分相当)のケース設定に関する意義・目的

我が国製油所 2030 年度生産バランスを想定し、FCC・RFCC 装置をマクダーモット改良型とし、さらに e-fuel を FCC/RFCC 用原料とした場合の石化シフト変化を把握すること。

表 6.20　⑫我が国製油所 2030 年度生産バランス(FCC・RFCC マクダ改良型:　e-fuel　FCC・RFCC・HC 用原料分相当)

製油所(2030年度) e-fuel最大 MACD 原油分類名 処理量 千BD・比率%	推計生産状況
超軽質油・コンデンセート	1233
アラビアンエクストラライト	927
アラビアンライト	148
アラビアンミディアム	120
アラビアンヘビー	1
低硫黄原油(米産含む)	0
合計 千BD	2429
超軽質油・コンデンセート	51
アラビアンエクストラライト	38
アラビアンライト	6
アラビアンミディアム	5
アラビアンヘビー	0
低硫黄原油(米産含む)	0
合計 %	100
RN(150)・LNG/重油(1105)・ETBE(33) 千BD	1288
参考(原油比重 API度)	44.7
主要装置名 (能力千BD)	稼働率%
原油常圧蒸留(3458)	70
減圧蒸留(1504)	24
重質ナフサ接触改質(693)	100
重油流動接触分解(953)	100
減圧軽油水素化分解(144)	100
減圧軽油脱硫(861)	15
常圧残渣油直接脱硫(504)	0
HOIL(35)	100
コーカー(ユリカL含:143)	35
アルキレーション(98)	100
精製マージン　百万$/年	10,217
精製マージン　$/BBL-処理原油	7.5

製油所(2030年度) e-fuel最大 MACD 製品等名 生産量 千BD	推計生産状況
プロパン	113
プロピレン(PP)	195
エタン・ブタン・ブテン	66
ナフサ	447
ガソリン	647
BTX(B)	261
ジェット・灯油	447
軽油・A重油	838
潤滑油ベースオイル	39
アスファルト	47
低硫黄船舶用等C重油	650
高硫黄C重油・コークス	24
合計	3,773
同上製品等別の対原料油得率%	101.5
プロパン	3.0
プロピレン(PP)	5.2
エタン・ブタン・ブテン	1.8
ナフサ	12.0
ガソリン	17.4
BTX	7.0
ジェット・灯油	12.0
軽油・A重油	22.5
潤滑油ベースオイル	1.0
アスファルト	1.3
低硫黄船舶用等C重油	17.5
高硫黄C重油・コークス	0.6
合計	101.5
参考(PP＋BTX)	12.3
参考(PP＋BTX+ナフサ)	24.3

⑫我が国製油所 2030 年度生産バランス(FCC・RFCC マクダ改良型:e-fuel　FCC・RFCC・HC 用原料分相当)

我が国製油所 2030 年度生産バランスを想定し、FCC・RFCC 装置をマクダーモット改良型とし、さらに e-fuel を FCC/RFCC・HC 用原料とした場合の石化シフト変化を把握すること。

表 6.21 ⑬我が国製油所 2030 年度生産バランス(FCC マクダ改良型 RFCC の HSFCC 化: e-fuel FCC・RFCC 用原料分相当)

製油所(2030年度) e-fuel処理 MACD+HSFCC 原油分類名 処理量 千BD・比率%	推計生産状況
超軽質油・コンデンセート	1279
アラビアンエクストラライト	887
アラビアンライト	148
アラビアンミディアム	120
アラビアンヘビー	1
低硫黄原油(米産含む)	0
合計 千BD	2434
超軽質油・コンデンセート	53
アラビアンエクストラライト	36
アラビアンライト	6
アラビアンミディアム	5
アラビアンヘビー	0
低硫黄原油(米産含む)	0
合計 %	100
RN(150)・LNG/重油(961)・ETBE(33) 千BD	1144
参考(原油比重 API度)	44.8
主要装置名 (能力千BD)	稼働率%
原油常圧蒸留(3458)	70
減圧蒸留(1504)	22
重質ナフサ接触改質(693)	100
重油流動接触分解(953)	100
減圧軽油水素化分解(144)	100
減圧軽油脱硫(861)	14
常圧残渣油直接脱硫(504)	0
HOIL(35)	100
コーカー(ユリカL含:143)	36
アルキレーション(98)	100
精製マージン 百万$/年	10,310
精製マージン $/BBL-処理原油	7.9

製油所(2030年度) e-fuel処理 HSFCC 製品等名 生産量 千BD	推計生産状況
プロパン	119
プロピレン(PP)	215
エタン・ブタン・ブテン	66
ナフサ	427
ガソリン	647
BTX(B)	261
ジェット・灯油	447
軽油・A重油	838
潤滑油ベースオイル	39
アスファルト	47
低硫黄船舶用等C重油	481
高硫黄C重油・コークス	24
合計	3,611
同上製品等別の対原料油得率%	100.9
プロパン	3.3
プロピレン(PP)	6.0
エタン・ブタン・ブテン	1.9
ナフサ	11.9
ガソリン	18.1
BTX	7.3
ジェット・灯油	12.5
軽油・A重油	23.4
潤滑油ベースオイル	1.1
アスファルト	1.3
低硫黄船舶用等C重油	13.4
高硫黄C重油・コークス	0.7
合計	100.9
参考(PP+BTX)	13.3
参考(PP+BTX+ナフサ)	25.2

⑬我が国製油所 2030 年度生産バランス(FCC マクダ改良型 RFCC の HSFCC 化:e-fuel FCC・RFCC 用原料分相当)

我が国製油所 2030 年度生産バランスを想定し、FCC 装置をマクダーモット改良型および RFCC 装置を HSFCC 型とし、さらに e-fuel を FCC/RFCC 用原料とした場合の石化シフト変化を把握すること。

表 6.22 ⑭我が国製油所 2030 年度生産バランス(FCC マクダ改良型 RFCC の HSFCC 化: e-fuel FCC・RFCC・HC 用原料分相当)

製油所(2030年度) e-fuel最大 MACD+HSFCC 原油分類名 処理量 千BD・比率%	推計生産状況
超軽質油・コンデンセート	1285
アラビアンエクストラライト	881
アラビアンライト	148
アラビアンミディアム	120
アラビアンヘビー	1
低硫黄原油(米産含む)	0
合計 千BD	2434
超軽質油・コンデンセート	53
アラビアンエクストラライト	36
アラビアンライト	6
アラビアンミディアム	5
アラビアンヘビー	0
低硫黄原油(米産含む)	0
合計 %	100
RN(150)・LNG/重油(1105)・ETBE(33) 千BD	1288
参考(原油比重 API度)	44.9
主要装置名 (能力千BD)	稼働率%
原油常圧蒸留(3458)	70
減圧蒸留(1504)	24
重質ナフサ接触改質(693)	100
重油流動接触分解(953)	100
減圧軽油水素化分解(144)	100
減圧軽油脱硫(861)	14
常圧残渣油直接脱硫(504)	0
HOIL(35)	100
コーカー(ユリカL含:143)	33
アルキレーション(98)	100
精製マージン 百万$/年	10,320
精製マージン $/BBL-処理原油	7.6

製油所(2030年度) e-fuel最大 HSFCC 製品等名 生産量 千BD	推計生産状況
プロパン	118
プロピレン(PP)	215
エタン・ブタン・ブテン	66
ナフサ	425
ガソリン	647
BTX(B)	261
ジェット・灯油	447
軽油・A重油	838
潤滑油ベースオイル	39
アスファルト	47
低硫黄船舶用等C重油	651
高硫黄C重油・コークス	24
合計	3,779
同上製品等別の対原料油得率%	101.5
プロパン	3.2
プロピレン(PP)	5.8
エタン・ブタン・ブテン	1.8
ナフサ	11.4
ガソリン	17.4
BTX	7.0
ジェット・灯油	12.0
軽油・A重油	22.5
潤滑油ベースオイル	1.0
アスファルト	1.3
低硫黄船舶用等C重油	17.5
高硫黄C重油・コークス	0.6
合計	101.5
参考(PP+BTX)	12.8
参考(PP+BTX+ナフサ)	24.2

⑭我が国製油所 2030 年度生産バランス(FCC マクダ改良型 RFCC の HSFCC 化:e-fuel FCC・RFCC・HC 用原料分相当)

我が国製油所 2030 年度生産バランスを想定し、FCC 装置をマクダーモット改良型および RFCC 装置を HSFCC 型とし、さらに e-fuel を FCC/RFCC・HC 用原料とした場合の石化シフト変化を把握すること。

ここで、我が国製油所の石化シフト等とリライアンス社ジャムなガール製油所の実勢の石化シフト状態と比較すべく、同製油所の生産状態の推計値を次表に記載しておくこととする。

表 6.23 インド RIL 製油所の生産バランス・石化シフト・経済性

表4.「想定した原油・石油製品等の価格」適用時のジャムナガール石化製油所精製マージン

ジャムナガール製油所(2020年)	実勢	実勢	ジャムナガール製油所	実勢	実勢
原油分類名 処理量 千BD・比率%	推計生産状況 CDU90%稼働	推計生産状況 同左100%稼働	製品等名 生産量 千BD	推計生産状況 CDU90%稼働	推計生産状況 同左100%稼働
超軽質油・コンデンセート	0	0	プロパン	52	55
アラビアンエクストラライト	0	0	プロピレン(PP)	59	62
アラビアンライト	0	0	ブタン・ブテン	38	46
アラビアンミディアム	0	0	ナフサ	129	139
アラビアンヘビー	1,116	1,240	ガソリン	227	263
低硫黄原油(米産含む)	0	0	BTX(B)	100	100
合計 千BD	1,116	1,240	ジェット・灯油	3	3
超軽質油・コンデンセート	0	0	軽油・A重油	427	470
アラビアンエクストラライト	0	0	カーボンブラック原料	25	26
アラビアンライト	0	0	コークス	89	99
アラビアンミディアム	0	0	低硫黄船舶用重油	0	10
アラビアンヘビー	1,116	1,240	高硫黄重油	0	4
低硫黄原油(米産含む)	0	0	合計	1,149	1,277
合計 %	100	100	同上製品等別の対原油得率%		
天然ガス消費量 千BD	0	0	プロパン	5	4
参考(原油比重 API度)	27.0	27.0	プロピレン(PP)	5	5
主要装置名(能力千BD)	稼働率%		ブタン・ブテン	3	4
原油常圧蒸留(1240)	90	100	ナフサ	12	11
減圧蒸留(630)	90	100	ガソリン	20	21
重質ナフサ接触改質(174)	100	100	BTX(B)	9	8
重油流動接触分解(380)	93	100	ジェット・灯油	0	0
減圧軽油水素化分解(72)	89	98	軽油・A重油	38	38
減圧軽油脱硫(408)	88	98	カーボンブラック原料	2	2
常圧残渣油直接脱硫(0)	-	-	コークス	8	8
HOIL(0)	-	-	低硫黄船舶用C重油	0	1
コーカー(360)	77	86	高硫黄C重油	0	0
アルキレーション(83)	100	100	合計	103	103
精製マージン $/BBL(百万$/年)	11.7 (4,770)	11.3 (5,100)	参考(PP+B得率%)	14.2	13.1

出所)ジャムナガール石化製油所のLPモデルを作成し、その生産状態を推計してJPECが作成

出所:「 将来の国内外における需要構造変化に向けた国内製油所の石化シフトと国際競争力強化の可能性（その 1） 」JPEC レポート No. 201002

① 結果シート(14 ケースの結果シート等)のまとめ(再掲)

次表に、分析された「14 ケースの結果シート等」を多面的に分析すべく、比較検討出来るように多様な値を一覧としてまとめた。この一覧表を活用して、既に示した様々な分析図が作成された。

表 6-24 結果シート一覧

各種項目	ケース①	ケース②	ケース③	ケース④	ケース⑤	ケース⑥	ケース⑦	ケース⑧	ケース⑨	ケース⑩	ケース⑪	ケース⑫	ケース⑬	ケース⑭
原油処理量 BD	2993	2396	2766	2766	2766	3458	3458	3458	2438	2375	2525	2429	2434	2434
稼働率 %	87	69	80	80	80	100	100	100	71	69	73	70	70.39	70.41
API 度	36.7	35.9	36.5	36.5	36.4	37.3	37.3	37.3	42	43	43	45	45	45
HNリフォーマー稼働率 %	86	71	82	75	73	100	100	100	100	100	100	100	100	100
FCC･RFCC稼働率 %	75	57	78	82	77	95	100	100	100	100	100	100	100	100
BTX 量BD	150	126	216	161	130	260	261	261	261	261	261	261	261	261
BTX+PP 量BD	217	178	286	322	301	345	455	475	349	349	456	456	476	476
BTX+PP+ナフサ 量BD	512	393	581	617	596	1013	1012	1032	858	953	774	903	903	901
BTX+PP+ナフサ+軽油 量BD	1418	1151	1419	1455	1434	1851	1850	1870	1696	1791	1612	1740	1741	1739
BTX %	5	5	7	5	4	7	7	7	7.2	7.1	7.1	7.0	7.3	7.0
BTX+PP %	7	7	10	11	10	9	12	13	10	10	12	12	13	13
BTX+PP+ナフサ %	16	15	20	20	20	28	27	28	24	26	21	24	25	24
BTX+PP+ナフサ+軽油 %	43	43	48	48	47	51	50	51	47	49	44	47	49	47
稼働率 %	87	69	80	80	80	100	100	100	71	69	73	70	70	70
BTX 量BD	150	126	216	161	130	260	261	261	261	261	261	261	261	261
BTX+PP 量BD	217	178	286	322	301	345	455	475	349	349	456	456	476	476
BTX+PP+ナフサ 量BD	512	393	581	617	596	1013	1012	1032	858	953	774	903	903	901
BTX+PP+ナフサ+軽油 量BD	1418	1151	1419	1455	1434	1851	1850	1870	1696	1791	1612	1740	1741	1739
技術適用	既存	既存	既存	INDMAX	HSFCC	既存	INDMAX	HSFCC	既存	既存	INDMAX	INDMAX	IN+HFC	IN+HFC
A 中東系高硫黄原油構成比率(従来原油中) %	96	95	74	74	76	72	72	72	60	62	49	54	47	47
B 中東系高硫黄原油構成比率(e-fuelを含む全原料油中) %	88	86	69	68	70	69	68	68	41	40	32	37	32	31
C e-fuel(CO2リサイクル)原料化率 % 全原料中のe-fuel割合	0	0	0	2	2	0	1	1	27	30	30	26	27	30
D 自家燃料･水素原料(FOE換算KL)の対全処理原料(KL)消費率 %	6	6	7	7	7	7	7	7	3	3	3	3	3	3
E 脱水素水素による発生量 百万NM3/年 a	9876	8547	9541	8909	8737	11162	11162	11162	11162	11162	11162	11162	11162	11162
F 水素プラントによる発生量 百万NM3/年 b	3230	2519	3644	3900	3938	3931	3802	3784	-1429	-1196	-1593	-1764	-1624	-1621
G 全精製装置の水素消費量 百万NM3 c=a+b	13106	11065	13185	12809	12675	15093	14965	14946	9733	9966	9569	9399	9539	9541
H 水素余剰量 百万NM3 d=a+b-c(=水素燃焼量、水素プラント発生量bが零の時)	-3230	-2519	-3644	-3900	-3938	-3931	-3802	-3784	1429	1196	1593	1764	1624	1621
Eの比率 NM3/KL (脱水素による発生量NM3) a/全原料KL	52.3	55.4	55.3	50.9	49.9	52.7	52.0	52.1	53.5	52.6	51.8	52.2	53.8	51.8
Fの比率 水素プラントによる発生量 NM3/KL b/全原料KL	17	16	21	22	22	19	18	18	-7	-6	-7	-8	-8	-8
Gの比率 全精製装置の水素消費量 NM3/KL c=(a+b)/全原料KL	69	72	76	73	72	71	70	70	47	47	44	44.0	46	44
Hの比率 水素余剰量 NM3 d=a+b-c(=水素燃焼量、水素プラント発生量bが零の時)	-17	-16	-21	-22	-22	-19	-18	-18	7	6	7	8	8	8
付加価値(精製マージン) 百万$/年	10,045	8,418	10,510	10,500	10,288	11,683	11,431	11,671	11,084	11,595	9,347	10,217	10,310	10,320
付加価値(精製マージン) $/BBL	8.4	8.7	9.7	9.5	9.3	8.8	8.5	8.6	8.4	8.7	6.9	7.5	7.9	7.6
原料処理量 千BD	3,259	2,660	2,979	3,022	3,022	3,654	3,701	3,697	3,600	3,662	3,687	3,716	3,578	3,722
原料処理量 対TP能力比 %	94	77	86	87	87	106	107	107	104	106	106.6	107.5	103	108
付加価値(精製マージン) 百万$/年	10,045	8,418	10,510	10,500	10,288	11,683	11,431	11,671	11,084	11,595	9,347	10,217	10,310	10,320
付加価値(精製マージン) $/BBL	8.4	8.7	9.7	9.5	9.3	8.8	8.5	8.6	8.4	8.7	6.9	7.5	7.9	7.6

7. まとめ

7.1. 調査結果まとめ

① 「3.1. アジア主要国および欧州等の原油輸入状況に関する特徴」の項では、シェール革命および CO2 削減へ向かう方向に調和すべく、アジア主要国および欧州等の原油輸入は軽質化傾向にある。

「3.2 産油国からみた原油輸出状況に関する特徴」の項では、原油供給のかなめとも見られる大産油国群(サウジアラビア、イランおよびイラク)および重質・超重質原油供給力のあるベネゼラからの原油輸入量に占める中国の輸入量割合は非常に大きく、また、中国の原油輸入状況は、今後内需の減少傾向可能性(自動車の EV シフト効果含む)および排出 CO2 の削減政策等によって、その量と質(軽質化傾向を強めることも想定)が大きく変化する可能性のあることも分かった。

「3.3 我国の原油選択に影響する中国の原油選択傾向および特記事項」の項では、今までの中国では自揮・軽油輸出量は、国内需要によって支えられた製油所の原油処理量の増加傾向によって増大したが、今後は国内需要量安定化に伴い、近い将来、原油処理量もピークを迎え製品輸出量の安定化・減少もあり得ると想定される。

「3.4 カーボンオフセット原油貿易の本格的開始に関する状況」の項では、CO2 削減へ向かう方向に調和すべく、アジア主要国も米産シェール原油の一部の原油のようなカーボンオフセット(CO2 フリー)原油の調達を進める可能性がある。

「4.1 各石油化学市場における今後の発展持続環境」の項では、世界各地域の異なる環境下にある多様な製油所は、石化シフトを含めた作戦による生き残りを図りつつあり、その背景には、石油製品市場における製品需要の成長以上に、石化製品市場の成長率が大きい傾向があることも分かった。

「4.2 COTC(Crude Oil to Chemicals)製油所の投資状況」の項では、「世界では、我が国製油所の「石油製品に BTX とプロピレンを加えて生産する独立製油所型」に加え、リライアンス社ジャムナガール製油所のように「石油製品、BTX、プロピレンおよびエチレンを加えて生産する、石化製油所としての石化シフト最大化を目指す複合製油所型」および中国で新設の進んだ「石油製品無化と石化シフト最大化を目指す理想的石化製油所型(石化製品得率対原油 40～64%)」が操業中である。

「5.1 COTC 等ケミカルシフト推進用の最新鋭石化製油所技術」の項では、原油を処理して石油製品を全く作らずに石化製品へ転化する、新しい完全分解型製油所の検討が UOP 社によって進められていることが分かった。今後はさらに再生可能エネルギー、CO2 フリーのバイオ燃料油および CO2 リサイクルを目指す e-fuel の製油所における活用も、CLG 社によって研究されている。

「5.2 具体的に進行中のケミカルシフト技術例」の項では、マクダーモット社のケミカル

シフトを追求する新石化製油所のスキームがあり、当技術はインドの製油所技術陣と連携して開発・応用されたもので、実用化されていることが分かった。また、米国のＦＣＣ装置の増強にも適用されていることも分かった。いずれの目的も、ガソリンより付加価値の高い石化製品(プロピレン)の増産であり、「芳香族とプロピレンの得率は 12～17 %」と高い(我が国製油所実勢値は 7%)。

「ケーススタディ」の検討結果から次の知見を得た。

① 製油所稼働率と「石化シフト 」の関係

・2019 年度の「 BTX ＋プロピレン」生産量は@21 万 BD と推計された。2030 年の石油需要状況を想定し、かつ製油所稼働率(原油処理装置 TP の稼働率)を 80%とした場合の BTX＋プロピレン生産量は@28～32 万 BD､同様に 100%で は@34～48 万 BD の生産が可能となる。e-fuel 処理時には FCC・RFCC 装置が常にフル稼働化し、@34～48 万 BD(得率@10～13%)の生産が可能となる。

・2019 年度の「 BTX ＋プロピレン＋ナフサ」生産量は@51 万 BD と推計された。2030 年の石油需要状況を想定し、かつ製油所稼働率(原油処理装置 TP の稼働率)を 80%とした場合の BTX＋プロピレン＋ナフサ生産量は@58～62 万 BD、同様に 100%では@101～130 万 BD の生産が可能となる。e-fuel 処理時には FCC・RFCC 装置が常にフル稼働化し、@77～96 万 BD(得率@21～26%)の生産が可能となる。

②製油所稼働率・石化シフトと「水素需給 」の関係

2019 年度コロナ前実勢では、「水素不足量」は@3400 百万ノルマル立法メートルと推計された。2030 年の石油需要状況を想定した場合は@4000 百万ノルマル立法メートルと推計された。e-fuel 処理時には(R)FCCC 装置がフル稼働化し、@1000～2000 百万ノルマル立法メートル余剰となった。e-fuel 処理時の水素余剰の主要因は、重油脱硫装置の稼働が軽減されることである。

③製油所稼働率と「石化シフト 」の関係(精製マージンに着目)

・2019 年度コロナ前実勢では、「精製マージン」は@10000 百万＄ /年と推計された。2030 年の石油需要状況を想定し、かつ製油所稼働率(原油処理装置 TP の稼働率)を 80%とした場合は@10000 百万＄ /年、同様に 100%稼働時では@11000 百万＄ /年と推計された。

・精製マージンは、e-fuel 処理時には FCC・RFCC 装置がフル稼働化し、@9200～11700 百万＄/年となり、顕著な精製マージン差が生じた。その要因は新技術導入による余剰ガス量が大きく変化することと考えられる。「精製マージン対原料＄/BBL」の観点からも@7.5～8.8＄/BBL で変化幅が大きい。

② 製油所稼働率と「石化シフト 」の関係(「自家燃料＋水素原料」に着目)

2019 年度コロナ前実勢では、「自家燃料＋水素原料」は対全処理原料油@6.5%と推計された。2030 年の石油需要状況を想定し、かつ製油所稼働率(原油処理装置 TP の稼働率)を 80%および 100%とした場合は@7%と推計された。石化シフトを進めた方が、加工度が上

がることが主要因と考えられる。なお、ここでは　(R)FCC の稼働率向上に伴うコーク発生量も自家燃料に加算して推計している。
e-fuel の処理を加えた場合の「自家燃料＋水素原料」は、脱硫の不要であることから、@3%まで低減する。

⑤製油所稼働率と「石化シフト」の関係(CO2：Scope3 に着目)

プロピレン、BTX およびジェット燃料油について、順に 100%、32%および 9%の e-fuel 原料化率が見込まれる。したがって、もし e-fuel 原料化が Scope3:CO2 削減に直結すると仮定すると、そのままこの e-fuel 原料化率が Scope3:CO2 削減率となる可能性がある。

7.2. 考察

「3. 各国製油所等の処理原料・原油の多様化状況」について考察したところを記す。

「アジア主要国および欧州等の主要国の原油輸入状況に関する特徴」では総じて軽質化傾向にあることが分かった。このような状況の中で、米国のシェール原油の輸入が拡大しつつある。

一方、我が国製油所では特にこの米産軽質原油の輸入が本格化されていない。当原油に関する経済性等の確認によっては我が国製油所への一定量の搬入も想定される。この方向は、中東原油依存度を低減する効果もあることも勘案し、今後の検討課題と考える。

なお、当検討に当たっては、特に今後の中国の輸入原油の量質に関する変化にも十分留意する必要がある。

「4. 各国製油所等のケミカルシフト(化学品の製造製品比率や化学品製造技術等)状況」についての考察内容を記す。

石油製品市場における製品需要の成長以上に、石化製品市場の成長率が大きい傾向にあることを踏まえ、我が国製油所も、石化シフトを含めた作戦による生き残りを図る必要がある。「世界では、リライアンス社ジャムナガール製油所のように「石油製品、BTX、プロピレンおよびエチレンを加えて生産する、石化製油所としての石化シフト最大化を目指す複合製油所型」および中国で新設の進んだ「石油製品無化と石化シフト最大化を目指す理想的石化製油所型(石化製品得率対原油 40～64%)」が操業中であることも参考として、我が国製油所のエチレン工場との速やかな融合と総合的石化シフト推進に関する検討が進められることが期待される。なお、その検討に当たっては、石化製品そのものの Group3 CO2 削減も含めて検討する必要があり、今後ナフサを含む石化原料の e-fuel からの生産スキームも積極的に検討すべきと考える。

「5. COTC 等の最新鋭石化製油所技術や既存製油所改造・転換用の新石油化学品増産プロセス等」についての考察内容を記す。

世界において「ケミカルシフト推進用の最新鋭石化製油所技術」開発が進められている。特に分解装置(FCC や水素化分解の両装置)の技術開発が製油所全体の石化シフトを促進する方向で進められていると考えられる。我が国の既存(R)FCC 装置に適用されている技術はガソリン MAX 型と考えられ、その最新鋭化の検討も必要であると考える。その検討の場合には、1 製油所ばかりでなく、数カ所の製油所連携による装置規模の大型化も検討テーマになると思われる。

「6. ケーススタディ」について次のように考察した。

・2030 年の石油需要状況を想定した場合、我が国製油所は石化シフト(BTX＋PP)を促進するならば、(実勢の＠２倍への増産可能性がある。その 2 品得率は＠12%でリライアンス社ジャムなガール石化製油所の＠13%強に近づく可能性もある。

・2030 年の石油需要状況を想定した場合の e-fuel 処理時には(R)FCCC 装置がフル稼働化し、水素は＠1000～2000 百万ノルマル立法メートル余剰となった。e-fuel 処理時の水素余剰の主要因は、重油脱硫装置の稼働が軽減されることである。

・精製マージンは、e-fuel 処理時には FCC・RFCC 装置がフル稼働化し、余剰ガス量が大きく変化する。e-fuel 処理時の余剰ガス中にはエタン留分等の石化原料となる可能性のある部分が含まれており、それらのさらなる有効活用が課題となる。

・e-fuel 処理時には、製油所からの余剰水素を有効活用することが課題と考えられる。e-fuel 処理時には、プロピレン、BTX およびジェット燃料油について、大幅な Scope3:CO2 削減を実現できる可能性もある。今後、欧州のタクソノミーにおいて「e-fuel 原料化率と Scope3:CO2 削減率との関係性」について、どのように定められていくかが注目される。また、我が国・アジア側として石炭等の CO2 排出源を多く持つ諸国間で連携して、このタクソノミー制定を有利に進めることも課題と考えられる。

8. 参考資料

8.1. 我が国製油所の生産量の想定

我が国製油所の 2030 年の各石油製品別生産量は、「各石油製品について『国内需要量に純輸出量を加算した数量』」として設定することとした。

国内石油製品需要量については「2021～2025 年度石油製品需要見通し(燃料油編)、令和３年４月６日、石油製品需要想定検討会」を参考とした。

表(別添)2-1　2021～2025 年度石油製品需要見通し(燃料油編)



	実績	実績見込	見通し					年率	全体	構成比	
	2019年度	2020年度	2021年度	2022年度	2023年度	2024年度	2025年度	2021/2025	2021/2025	2021年度	2025年度
ガソリン	49,107	44,899 ▲ 8.6	46,427 + 3.4	45,348 ▲ 2.3	44,424 ▲ 2.0	43,218 ▲ 2.7	42,104 ▲ 2.6	▲ 2.4	▲ 9.3	30.4	29.3
ナフサ	42,550	40,159 ▲ 5.6	40,550 + 1.0	40,275 ▲ 0.7	39,970 ▲ 0.8	39,622 ▲ 0.9	39,231 ▲ 1.0	▲ 0.8	▲ 3.3	26.6	27.3
ジェット燃料油	5,146	2,944 ▲ 42.8	4,255 + 44.5	4,749 + 11.6	4,952 + 4.3	5,037 + 1.7	5,015 ▲ 0.4	+ 4.2	+ 17.9	2.8	3.5
灯油	13,621	14,574 + 7.0	13,978 ▲ 4.1	13,710 ▲ 1.9	13,394 ▲ 2.3	13,073 ▲ 2.4	12,743 ▲ 2.5	▲ 2.3	▲ 8.8	9.2	8.9
軽油	33,657	31,696 ▲ 5.8	32,607 + 2.9	32,563 ▲ 0.1	32,561 ▲ 0.0	32,317 ▲ 0.7	32,114 ▲ 0.6	▲ 0.4	▲ 1.5	21.4	22.3
A重油	10,156	10,241 + 0.8	9,994 ▲ 2.4	9,676 ▲ 3.2	9,467 ▲ 2.2	9,115 ▲ 3.7	8,821 ▲ 3.2	▲ 3.1	▲ 11.7	6.6	6.1
一般用B・C重油	5,303	4,809 ▲ 9.3	4,686 ▲ 2.6	4,425 ▲ 5.6	4,208 ▲ 4.9	3,987 ▲ 5.3	3,793 ▲ 4.9	▲ 5.1	▲ 19.1	3.1	2.6
燃料油計 （電力用C重油を除く）	159,540	149,323 ▲ 6.4	152,497 + 2.1	150,746 ▲ 1.1	148,976 ▲ 1.2	146,369 ▲ 1.7	143,821 ▲ 1.7	▲ 1.5	▲ 5.7	100.0	100.0
電力用C重油（参考）	2,091	1,872 ▲ 10.5	-	-	-	-	-	-	-		-
燃料油計（参考） ※上記燃料油計に電力用C重油の2020年度実績見込を加えた数値	161,631	151,195 ▲ 6.5	-	-	-	-	-	-	-		-

出所）令和３年４月６日、石油製品需要想定検討会

我国の各石油製品需要量とその伸び率に基づいて、2030 年の値を次表のように推計した。

表(別添)2-2　我国の石油製品需要量の推計(2030 年)

	国内需要量	
	2030年度	
	千KL/年	千BD
ガ ソ リ ン	36,908	636
ナ フ サ	12,462	215
ジ ェ ッ ト	4,915	85
灯　　油	11,228	193
軽　　油	31,162	537
A 重 油	7,497	129
B･C重油	2,950	51
合計	107,122	1,846

純輸出量については、2020 年度および 2019 年度の値を踏まえて、次表のように想定することとした。

表(別添)2-3 我国の石油製品純輸出量の想定(2030 年)

	純輸出量実績				純輸出想定	
	2019年度	2020年度	2019年度	2020年度	2030年度	
製品油種	千KL/年	千KL/年	千BD	千BD	千KL/年	千BD
ガソリン	648	-562	11	-10	648	11
ナフサ	-26,413	-28,853	-455	-497	0	0
ジェット	10,398	3,701	179	64	9,827	169
灯　油	-572	-1,418	-10	-24		
軽　油	8,271	1,451	143	25	8,271	143
A重油	1,686	1,177	29	20	1,686	29
B･C重油	7,527	6,154	130	106	7,527	130

我が国製油所の 2030 年の各石油製品別生産量を、国内需要量と純輸出量との合算値として次のように想定した。なお、潤滑油およびアスファルトの生産量については 2019 年実績値を採用して設定した。また、電力用 C 重油の生産量は 2000 千 KL/年と想定し、C 重油生産量の内数とした。

表(別添)2-4　我が国製油所の各石油製品別生産量に関する想定(2030 年)

製品油種	生産量の想定 2030年度 千KL/年	千BD
ガソリン	37,556	647
ナフサ	12,462	215
ジェット	14,742	254
灯油	11,228	193
軽油	39,433	679
A重油	9,183	158
B･C重油	10,477	181
合計	135,081	2,328
電力用(C重油内数)	2000	34
潤滑油	2,260	39
アスファルト	2,744	47

8.2. 我が国製油所の装置（FCC・RFCC）得率の想定

【FCC・RFCC 装置の原料と製品得率の想定】

当想定は、次の資料に掲載された内容に従って設定することとした。

ＪＰＥＣレポート No.２０１００３、「将来の国内外における需要構造変化に向けた国内製油所の石化シフトと国際競争力強化の可能性（その 2)」

ここでは、BTX 増産を行いつつ、さらに FCC・RFCC 装置の改造・増強や HS-FCC への転換・増強によって石化製品増産を促進する場合の検討を行った。当検討を行う際に用いる各種の FCC・RFCC 装置の原料と製品留分得率の想定値を次表に示す。本表には既存の FCC（原料は脱硫減圧軽油：DSVGO)と RFCC（原料は脱硫残渣油：DSAR）、ジャムナガール石化製油所のプロピレン増産型 FCC、McDermott 社開発のプロピレン増産型への改造技術を適用した FCC・RFCC および HS-FCC についてそれぞれの得率を記した。

表(別添)3-1 FCC･RFCC 装置への「改造･増強技術」採用時の各種留分得率想定値

各種装置	既存FCC/RFCC		プロピレン増産型FCC	プロピレン増産へ改造 McDermott社技術適用		HS-FCC適用
原料油	DSVGO	DSAR	DSVGO	DSVGO	DSAR	DSAR
留分	生産される留分の対原料油得率　（容量%）					
ガス（自家燃換算）	4	6	4	5	6	7
プロピレン	9	10	17	20	22	29
プロパン	2	3	4	3	5	7
ブタン	15	14	19	19	18	21
ガソリン基材	63	55	50	47	40	35
軽油基材	15	18	13	13	15	9
LSC重油基材	6	8	7	7	8	8
合計	114	114	114	114	114	116
備考	我が国･シンガポール製油所のFCC･RFCC想定値		ジャムナガール石化製油所のFCC想定値	FCC･RFCC装置に同社技術（SRDC）適用時の想定値		RFCC装置に適用時の想定値

出所）ＪＰＥＣレポートNo.２０１００３、「将来の国内外における需要構造変化に向けた国内製油所の石化シフトと国際競争力強化の可能性（その 2）

McDermott 社の開発した既存 FCC・RFCC 装置のプロピレン増産型への改造技術は、SRDC（Single Regenerator Dual Catalyst Technology）を既設の FCC/RFCC 装置に付加する技術であり、同社とインドの石油精製会社との連携で開発されたもので、数年前から米国でも当改造技術の導入が開始され営業運転を行っているとのことである。一方 HS-FCC（High Severity FCC：高過酷度流動接触分解）装置とは、我が国で開発された技術を応用した装置で、2019 年から韓国 S オイル社蔚山製油所に導入され、世界初の営業運転が開始されている。

8.3. リライアンス社の CO2 削減に関する新挑戦

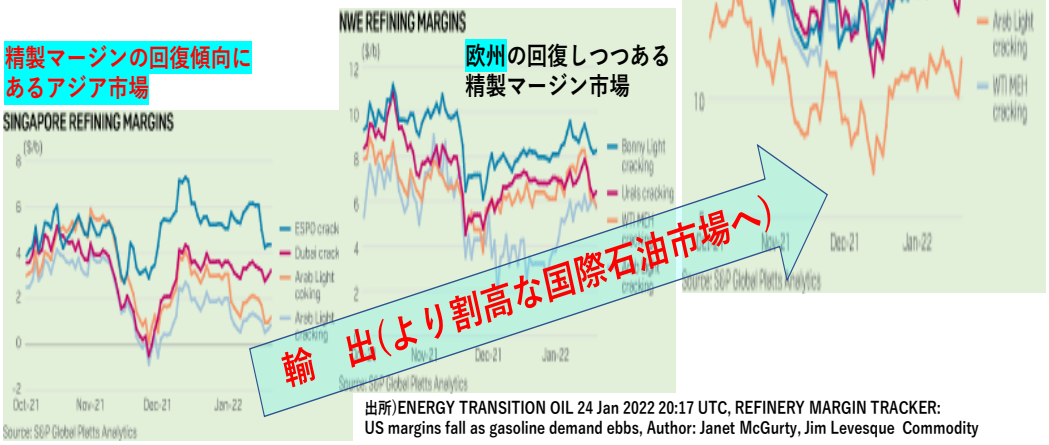
リライアンス社ジャムなガール製油所の「主要な収益源として BRX・プロピレン等石油化学製品生産」は、その石化製品販売安定性を確保することが求められており、その作戦としての石化製品の排出 CO2（ Group3)の削減非常に有意義・重要と考えられる。また、同製油所は石化ビジネスの背景にある石油精製としてのビジネスモデルについても、精製マージン最大化を目指し、国際化(国際貿易による精製マージン最大化)も実行しつつある。

「リライアンス社の精製マージン確保モデル」について、次の特記情報に記す。

特記情報)「リライアンス社の精製マージン確保モデル」

リライアンス社の精製マージン確保モデル

世界各国からの原油調達により、アジア地域の割高原油を可能な限り回避し、同時に石油製品の割高国際市場(豪州および米国東岸も含む)向け輸販売を目指し、国際的最大化精製マージンを確保しつつある。本来の製油所設計では、超重質原油処理となっているが、最近は軽質原油についても経済合理性を求めつつ、米国などからも調達する傾向にある。因みに、の国際精製マージン市況を捉え、定修を延期し、フル稼働継続中と伝えられている。無論、同社にとっての最重要目的生産物は石化製品であり、併産される石油製品の付加価値最大化・安定販売化も図られている。



出所)ENERGY TRANSITION OIL 24 Jan 2022 20:17 UTC, REFINERY MARGIN TRACKER:
US margins fall as gasoline demand ebbs, Author: Janet McGurty, Jim Levesque Commodity



以下の考察は、「ELITE・インド石化製油所国際会議」の講演内容等を踏まえて、行ったものである。

今般、リライアンス社・ジャムナガール石化製油所の技術陣スタンスは、行き場・用途なしの既成の見方を変えた。

その最大の要因は、リライアンス社会長は、再度、世界最大の６０万ＢＤの第一期石化製油

所を、精製運営未経験の時に決断したように、2021 年に新ビジネスを「再生可能エネルギー事業」に求めたことである。ジャムナガール石化製油所技術陣は、今ここにある石化製油所内での「再生可能エネルギー需要」を作り出す工夫をすることにした。ジャムナガール石化製油所技術陣、一つの条件【経済合理性のある範囲のみ】を会長の考えに加えたと思われる。

したがって、例えば「行き場・用途なしと見なされていたＦＣＣコーク」についても、【空気中の希薄な濃度のＣＯ２回収（でさえ検討対象化される時代において）】と比較して圧倒的に「ＣＯ２回収効率高」のこのＣＯ２を石化原料として活用し、エネルギーの範疇にとどまっていた物質からの石化製品原料の範疇へ転換する方向で研究開発・実業化へと最大限進める覚悟を決めたように考えられる。

すなわち、ジャムなガール石化製油所は今後、ＦＣＣコークは実勢「ＣＯ＋ＣＯ２の混合物」の状態を可能な限りＣＯにとどめつつ、水素（再生可能エネルギー起源）と化合してメタノールや酢酸などの化学品へ転換する方向へ向かうと考えられる。

不足するエネルギーバランスについては、再生可能エネルギーの供給増・活用によって、益々石化製油所の再生可能エネルギー化を進めることになる。同様に、水素製造装置の「ＣＯ＋ＣＯ２の混合物」も対象となる。そのため、水電解グリーン水素製造技術の進展(水素生産コスト１キログラム当り１ドル：１０円/１立方メートル)への最大限挑戦する。また、石化製品生産バランスの変化に応じて、水素製造装置そのものを廃棄する段階も想定されていると考えられる。

既に、製油所生産ガス中のエタンは、米国製油所がエタンを＠５０万 BD 規模でエチレン製造工場用原料に供給販売しているように、ジャムなガール石化製油所でも同様の取り扱いを行っている。（米国から液化エタンを輸入し、自社エチレン工場で処理中）今後は、石化製油所内で新技術【エタン脱水素(プロパン脱水素に加えて)】によるエチレン生産も検討されることになると考えられる。

ジャムナガール石化製油所の「１製油所として世界最大規模」が、経済的ハードルを越えて新技術適用装置を実現する場合の重要なファクターになる場合も想定される。このことは、我が国石油化学コンビナートにとっては正に「複数製油所・石化工場を束ねた統合コンビナートでの検討」を促進する必要を示唆します。リライアンス社会長の新決断は、正に世界最大のジャムナガール石化製油所の規模優位性も踏まえて、行われたと考えられる。

無断転載・複製を禁ず

一般財団法人石油エネルギー技術センター
〒105-0011 東京都港区芝公園２―１１―１
電話　03-5402-8502

JPEC-2021P-02

添付２：
製油所のデジタル化に係る技術の動向等調査

令和３年度度燃料安定供給対策に関する調査事業

（製油所の競争力に係る技術動向に関する調査）

令和４年３月

一般財団法人石油エネルギー技術センター

Japan Petroleum Energy Center (JPEC)

目次

1. 調査の背景、目的 6
2. 調査の内容 6
2.1. オペレーション・メンテナンス技術 6
2.2. デジタル技術導入拡大への流れ（技術ロードマップ） 9
2.3. 知識 DB の活用 9
3. 調査結果 11
3.1. オペレーション・メンテナンス技術 11
3.1.1. 海外石油会社 11
3.1.2. 海外ベンダー 30
3.1.3. 国内ベンダー 55
3.2. 国内石油会社のデジタル技術導入状況 70
3.2.1. 国内石油各社のデジタル技術導入の現状と課題 70
3.2.2. デジタル技術導入拡大への流れ 80
3.2.3. デジタル技術による CO2 削減効果 82
3.3. 知識 DB の活用 84
3.3.1. 事故情報 DB 84
3.3.2. 分析に利用したソフトウェア 85
3.3.3. 予備的分析と文字データの欠陥の修正 85
3.3.4. 使用単語の選定 87
3.3.5. 因果関係解析用データ（「文書×出現単語行列」）の作成 91
3.3.6. アソシエーション分析による因果関係の概況確認 92
3.3.7. ベクトル量子化による高精度の因果関係分析 94
3.3.8. まとめ 96

図表番号

図 1 石油精製・化学プレイヤーのテクノロジー導入状況 7
図 2 Shell の取り組み 7
図 3 Sinopec の取り組み 8
図 4 スマート保安を実現したプラントの将来像 10
図 5 民のアクションプラン 10
図 6 OAI インフラストラクチャー 12
図 7 OAI 提供ソリューション 12
図 8 Shell Autonomous Integrity Recognition による保全診断 13
図 9 Shell Corrosion Advanced Risk Modelling and Analytics 14
図 10 Shell Predictive Maintenance Control Valve 14
図 11 Shell Process Optimizer for LNG 16
図 12 Shell Sensor Intelligence Platform 16
図 13 Shell Remote Sense による潤滑油診断 17
図 14 工場デジタル化の全体像 20
図 15 工場モデリング 階層化 21
図 16 工場モデリング（区域レベル） 21
図 17 鎮海基地第一期建設プロジェクト 23
図 18 従来の工場制御レベル 24
図 19 OPA 参照アーキテクチャ 25
図 20 OPA 開発スケジュール 26
図 21 OPA プロトタイプ 27
図 22 OPA テストベッド 27
図 23 Mobil Serv℠潤滑管理 29
図 24 日本における AVRVA 社の活躍分野 30
図 25 AVEVA ソリューションの適用範囲 31
図 26 AVEVA 社のポートフォリオ 31
図 27 エンジニアリングデジタルツインの概要 32
図 28 プロセスデジタルツインの概要 33
図 29 規模に応じたプロセスデジタルツインの特徴 33
図 30 AVEVA が提供するデータの整備・連携に関わるソリューション 34
図 31 AVEVA Real-Time Crude の概要 35
図 32 IR スペクトルの例とピークの帰属 35
図 33 IR スペクトルからの Assay 作成手順 36
図 34 RTC による収率の予測値と実測値の比較(1)原油種名情報あり 38
図 35 RTC による収率の予測値と実測値の比較(2)「IR＋API 度」情報のみ 38

図 36 RTC による予測値と実測値の比較のまとめ（原油産地情報あり） 39
図 37 BASF 社の DX の全体像 40
図 38 BASF 社の 3D VR 41
図 39 DX による運転支援技術のステップ 42
図 40 DX による運転支援技術のステップ 43
図 41 AVEVA ソリューションを導入した際の CO2 削減効果 45
図 42 DX に関する動向調査の国内と世界の比較 46
図 43 Hexagon PPM 事業領域の変化 47
図 44 製造業向け Hexagon デジタルソリューション 48
図 45 ｊ５アプリケーションの構成 49
図 46 ｊ５アプリケーション導入実績 50
図 47 HxGN SDx® Operations のデータ連携 51
図 48 HxGN SDx® Operations のソフトウエアを横断した相互参照 51
図 49 PAS OT インテグリティ戦略 52
図 50 コスモ石油(株)での ｊ ５適用事例(1) 53
図 51 コスモ石油(株)での ｊ ５適用事例(2) 54
図 52 サンアロマー(株)川崎工場での ｊ ５適用事例 55
図 53 EFEXIS 概念図 55
図 54 プラント操業デジタル改革 56
図 55 フォーミング予測 AI システムの事例紹介 57
図 56 FCC 反応最適化 AI システムの事例紹介 58
図 57 油種切替 AI システムの事例紹介 58
図 58 エフ・ドクターズの事例紹介 59
図 59 Design Eye の事例紹介 60
図 60 Mirai Fusion の事例紹介 60
図 61 YOKOGAWA の DX ビジョン概略図 1 61
図 62 YOKOGAWA の DX ビジョン概略図 2 62
図 63 製油所向けソリューションサービス 62
図 64 リアクターの稼働低下予測 63
図 65 加熱炉・分解炉等の運転状態予測 64
図 66 配管の腐食減肉量予測 64
図 67 回転機ベアリング異常予兆の検知 65
図 68 「INTEGNANCE」の概要 66
図 69 ビューア（INTEGNANCE VR）概要 67
図 70 導入効果：標準的な利用シーン（工事関係者との打合せ） 68
図 71 AIRLIZE LNG 資料 70

図 72 製油所の姿；各 Stage 及び Category の設定 71
図 73 製油所のメンテナンス及びオペレーション業務 74
図 74 国内製油所の現状と国内外ベンダー技術状況 80
図 75 デジタル技術導入拡大への流れ 82
図 76 デジタル技術適用による CO2 削減効果概要 83
図 77 デジタル技術適用による CO2 削減効果ケーススタディー例 84
図 78 対応分析結果（各 DB の使用単語の癖の検知） 87

表 1 OAI による DX 問題点への取組 11
表 2 Shell Predictive Maintenance Subsea ESP の特徴 15
表 3 RTC による予測値と実測値とを比較した実績のある性状と蒸留区分 37
表 4 主な AVEVA ソリューションの導入事例 44
表 5 ｊ5 導入時の検討項目と効果 54
表 6 製油所の姿；アンケート結果 73
表 7 メンテナンスに関するアンケート項目 74
表 8 オペレーションに関するアンケート項目 75
表 9 全体に関するアンケート項目 75
表 10 メンテナンスに関するアンケート結果 77
表 11 オペレーションに関するアンケート結果 78
表 12 全体に関するアンケート結果 79
表 13 各デジタル技術の「課題」「導入支援策」「期待される効果」 82
表 14 利用した事故情報 DB とその特徴 85
表 15 同義語の表記統一 89
表 16 上位語としてもカウントする単語とその上位語 90
表 17 下位語としてカウントするべき単語 91
表 18 元データ中で件数が多かったルールの上位 10 件 93
表 19 前提語の出現の再現性（confidence）が高いルールの上位 10 件 93
表 20 出現拡大率（Lift）が高いルールの上位 10 件 93
表 21 「開孔」という結果（出現語）を生じるルールの上位 10 件 93
表 22 各グループに最も含まれやすい単語の上位 10 個 95
表 23 その他のグループと比較して出現率が高い単語の上位 10 個 95

製油所のデジタル化に係る技術の動向等調査

1. 調査の背景、目的

【背景認識】

近年、IoT や AI 等の新技術が急速に進化・発展したことから、これらの技術を利活用したスマート保安が推進され、様々なツールの開発が試みられている。また、保安にとどまらず、製油所運転の最適化や自動制御を可能とする技術の開発も進んでおり、国内の製油所を保安・保全並びに競争力の観点から維持していくためにも、こうした製油所のデジタル化に関する技術は重要である。

【目的】

各国製油所等のデジタル技術に関する動向を以下に示す項目について調査し、国内製油所への稼働信頼性や製油所の効率的な運転制御・操業管理技術の適用可能性の観点で整理・解析し、国内石油産業の国際競争力向上に役立てることを目的とする。

- 運転効率向上を狙った最新デジタル化技術の導入事例・状況とその効果
- 保安・保全の確保を狙った最新デジタル化技術の導入事例・状況とその効果

2. 調査の内容

デジタル技術について、RTO(Real Time Optimization)など運転効率向上を狙った「オペレーション技術」、デジタルツインなど保安・保全の確保を狙った「メンテナンス技術」を調査し、国内製油所への導入の流れについて整理した。また、オペレーション及びメンテナンスに共通して関係するテーマとして、知識 DB の活用についてとりあげ、事故事例等のテキスト情報解析のシステム化について調査を行った。

2.1.オペレーション・メンテナンス技術

令和元年度燃料安定供給対策に関する調査事業（製油所の競争力に係る技術動向に関する調査：「デジタル技術の活用をベースとするスマート・リファイナリー構築に関する技術動向調査」）より、一部の石油精製・化学分野の先進企業は、メンテナンスとオペレーションの高度化を統合的に取り進めることがわかった（図 1）。例えば、Shell は Microsoft Azure 上に AI プラットフォームを導入し、将来的にグローバルレベルでサプライチェーン横断の予知管理やオペレーション最適化の実現を計画している（図 2）。また、Sinopec では、Huawei と協働して ProMACE という IoT プラットフォームを立ち上げ、メンテナンス・オペレーションの効率化を試験的に実現している（図 3）。

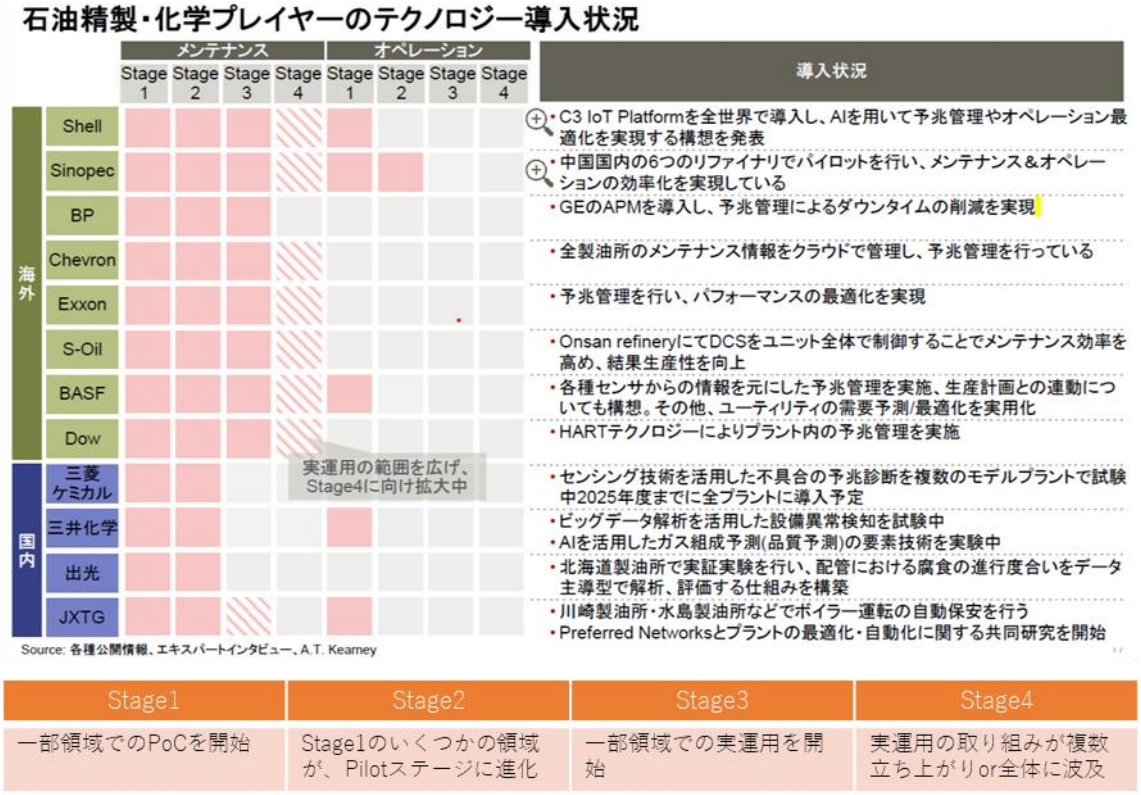


図 1 石油精製・化学プレイヤーのテクノロジー導入状況

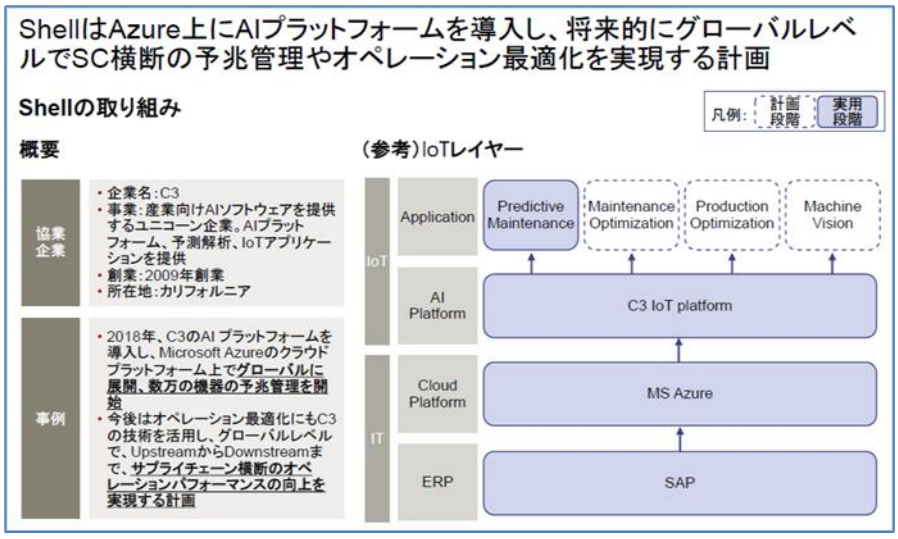


図 2 Shell の取り組み

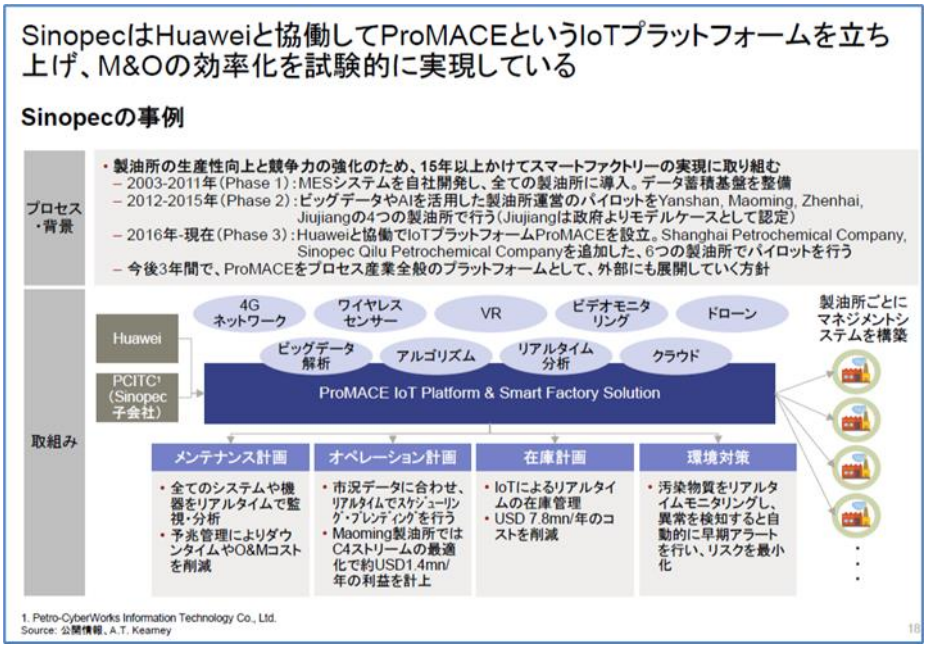


図 3 Sinopec の取り組み

本調査では、以下の動向をターゲットとした。

尚、情報収集にあたっては ENEOS 総研㈱に外注して実施した（別添資料 1）。

- 海外石油会社
  - ✓ Shell、Sinopec：先進的な取り組みである「IoT・AI プラットフォームを利用した総合的対応」を行っている海外石油会社
  - ✓ Exxon Mobil：デジタル技術導入に関わる業界横断的な取り組みを主導している石油会社
- 海外ベンダー
  - ✓ AVEVA：オペレーション及びメンテナンスに関わるソリューションを提供しているベンダーであり、日本でも広く利用されているオペレーション情報管理ソフト（PI-system）を有する OSI-soft 社を買収し（2021 年）、ソリューションの幅を広げているベンダー
  - ✓ Hexagon：オペレーション及びメンテナンスに関わるソリューションを提供しているベンダーであり、日本でも広く利用されている運転管理ソフト（J5）を有する j5 International を買収し（2019 年）、ソリューションの幅を広げているベンダー
- 国内ベンダー動向
  - ✓ 千代田化工建設㈱、日揮㈱、横河電機㈱：オペレーション及びメンテナンスに関わるソリューションを提供しているベンダー

2.2.デジタル技術導入拡大への流れ（技術ロードマップ）

JPEC 常設研究会である「安全安心研究会」（石油 3 社参加）を通して、国内石油各社のデジタル技術導入の現状と課題についてアンケート等を実施し、国内石油会社におけるデジタル技術利用拡大への流れについてまとめた。

2.3.知識 DB の活用

経済産業省が「スマート保安官民協議会　高圧ガス保安部会」でスマート保安推進に向けての「スマート保安アクションプラン」をまとめている。その中で、スマート保安技術として整理されている技術は、運転・保全・保安に係るデジタル技術が盛り込まれている[1]（図 4、図 5）。また、運転・保全・保安に共通する技術として「情報の電子化」があり、特に「データベースの構築・共有」、「知識データベースの活用」については、「データベースのプラント間接続と情報連携による一元管理（目的を明確化して社内プラント間や他社プラントとの共通のデータベースを構築し、リソースの共有やナレッジの相互活用を実現する）」ことを中期的な将来像としている。ナレッジの相互活用においては、事故情報等の安全に係る情報があり、国内では、法令等の定めによりトラブル発生時に石油会社等が公官庁に報告する情報については、高圧ガス保安協会（高圧ガス保安法関連）や危険物保安技術協会（消防法関連）等が事故情報等を取りまとめて公開されている。また、石油連盟、石油化学工業協会など業界団体では、会員会社への事故事例の水平展開が行われている。海外では、欧州は E-MARS、米国では CCPS などで事故情報収集と公開が行われている。

ただし、事故情報等はテキスト情報であり、現状は統計的処理による分類・検索による利用は可能であるが、横の繋がりの解析等のデジタル技術の活用は進んでいない。

テキスト情報を解析するための基礎技術（テキストマイニング等）は既に開発され、アンケート解析等利用が進んできている分野もあるが、各分野のニーズに合わせた適用方法を検討・開発する必要があり、一般的に開発された技術をそのまま適用するのが困難なため、石油プラント関連のテキスト情報を対象とした技術は、石油各社が個社内で収集した内部情報の解析検討を行っている段階である。

JPEC では、R2 年に解析技術として「テキストマイニング」「ベイジアンネット」「オントロジー」に注目し、解析技術についてトライアルを行っている。トライアルの結果、有効な解析手法として利用できる事が確認している[2]。今年度は、デジタル化対応のための「システム化」に焦点をあて、複数の異なる DB の情報を利用する場合の「データ前処理～解析」の手順について調査を行った。尚、システム化に関わる手順作成については、国立研究開発法人産業技術総合研究所の技術コンサルティングを利用して実施した（別添資料 2）。

---

[1] 高圧ガス保安分野スマート保安アクションプランより
https://www.meti.go.jp/shingikai/safety_security/smart_hoan/koatsu_gas/pdf/action_plan.pdf

[2] 2021 年度 JPEC フォーラム稼動信頼性向上のための技術調査『保安情報活用プラットフォームの構築』https://www.pecj.or.jp/wp-content/uploads/2021/04/JPECForum_2021_program_024.pdf

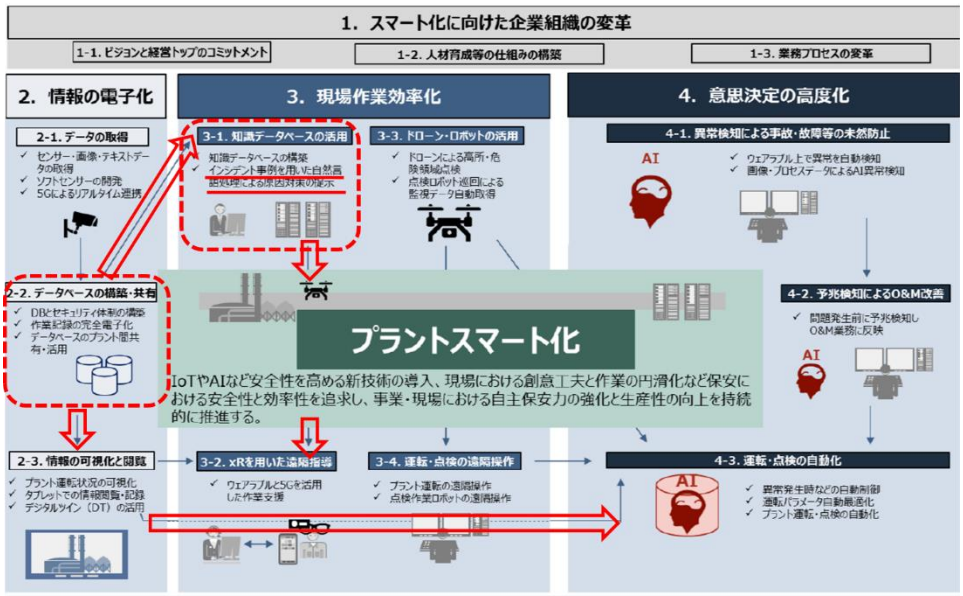


図 4 スマート保安を実現したプラントの将来像

（図中の赤矢印・点線枠は JPEC にて追記）

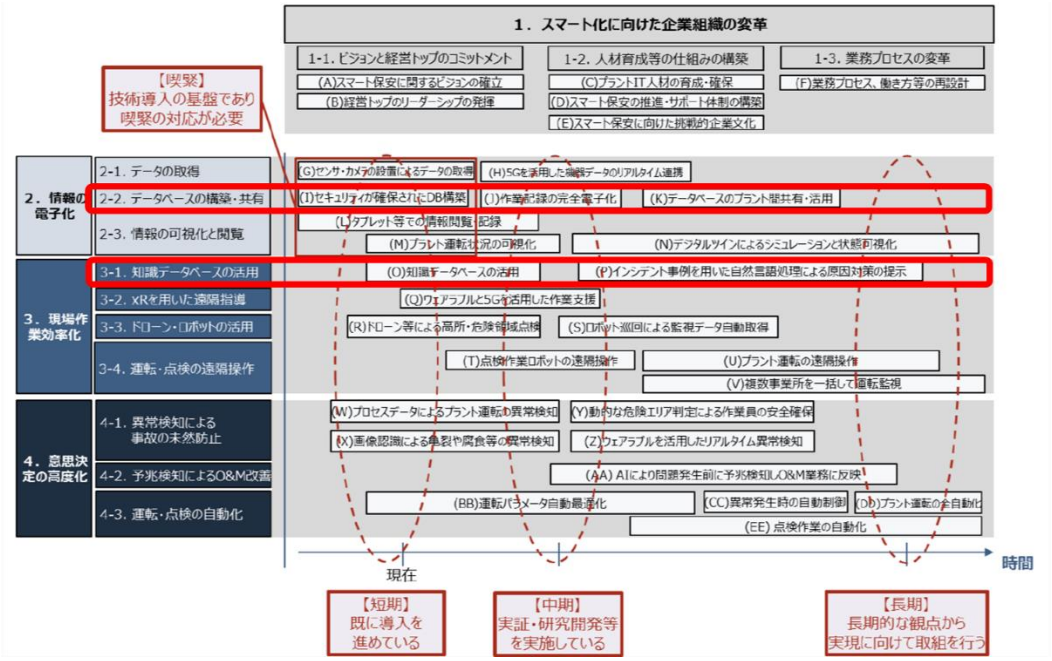


図 5 民のアクションプラン

（図中の赤太枠は JPEC にて追記）

3. 調査結果

3.1. オペレーション・メンテナンス技術

3.1.1. 海外石油会社

(1)Shell

1) Open AI Energy Initiative

近年、エネルギー産業にとって、DX は経営上優先して取り組むべきアイテムと認識され、様々なソリューションが上市されている。しかし、エラーが生じやすい、拡張しにくい、互換性がない等の問題点により、部分最適や DX そのものが失敗に繋がる。また、エネルギー産業固有の知識に裏付けされたソリューションも少ない。そこで、Shell は 2013 年に AI の開発と展開を開始し、2018 年に C3 AI のプラットフォームをグローバルに展開した際にエンタープライズ AI のスケーリングを開始した。2021 年 2 月には、エネルギーおよびプロセス業界向けに Shell、Baker Hughes、C3 AI、および Microsoft の 4 社によるオープンエコシステムな AI ベースのソリューションである OAI を立ち上げた。表 1 に、OAI による DX 問題点への取組について示す。

表 1 OAI による DX 問題点への取組

問題点	利点
断片化されたシステム 複数の異なるシステムのデータ	統一されたシステム 複数の AI 拡張アプリケーションをサポートする 1 つの統合データイメージ
拡張性の欠如 異なるプロセス、機器タイプ、および運用を通しての拡張性が得られない	企業での拡張性 さまざまなプロセス、機器タイプ、大型フリートに容易に拡張できる AI ベースのソリューション
カスタムインテグレーション 複数のテクノロジーとスキルセットに依存する高額なインテグレーション	完全な相互運用性 オペレーター、独立系ソフトウェアベンダー、機器メーカー、およびサービスプロバイダーのソリューションをサポートする、オープンで標準化された API およびプラグ可能インターフェース・モデル
限定されたベンダーサポート サポートベンダーは、独自のシステムのサポートのみ。	エンドツーエンドのサポートエコシステム ベーカーヒューズと C3 AI エコシステムは、BHC3 アプリケーションと BHC3 AI スイートによって加速された商用 OAI ソリューションの展開、実装、統合、およびサポート提供
独立したドメインの専門知識 成文化された SME (System Management Engineer)の知識を共有するためのプラットフォームやエコシステムがない	連携したドメイン固有のソリューション 特定のプロセスと機器の種類に直接対応する、ドメイン固有の知識、ツール、モデルを、企業化、ターンキーに提供

OAI では、エネルギー事業者、サービスプロバイダー、機器プロバイダー、およびエネルギーサービスの独立したソフトウェアベンダー向けに、BHC3™ AI Suite および Microsoft Azure 上で相互運用可能なソリューションを構築および提供するためのオープンなフレームワークを提供する。図 6 に OAI のインフラストラクチャーを示す。

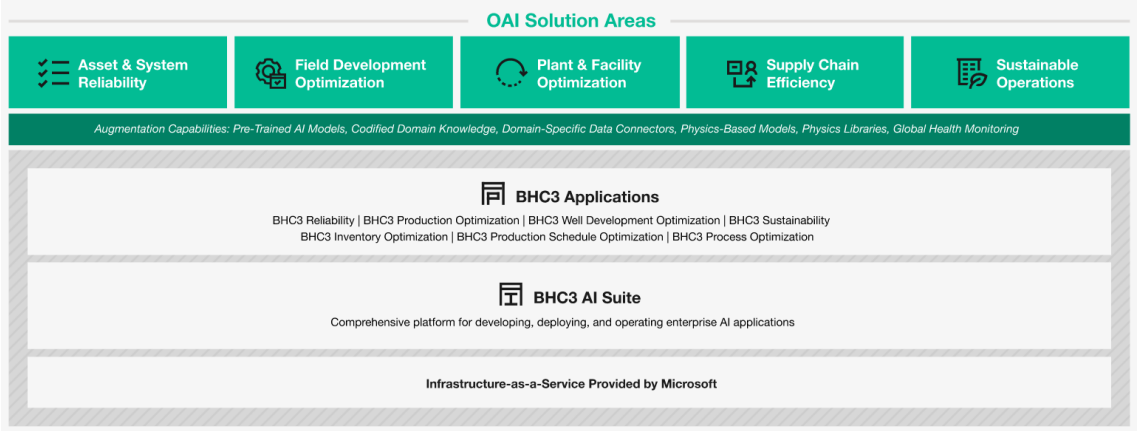


図 6 OAI インフラストラクチャー
（bakerhughesc3.ai HP より）

ソリューションとしては、装置稼働時間やパフォーマンスを向上させるために大規模に実証された Shell や Baker Hughes 等の信頼あるソリューションが備わっており、2021 年時点では以下のソリューションを提供している（図 7）。

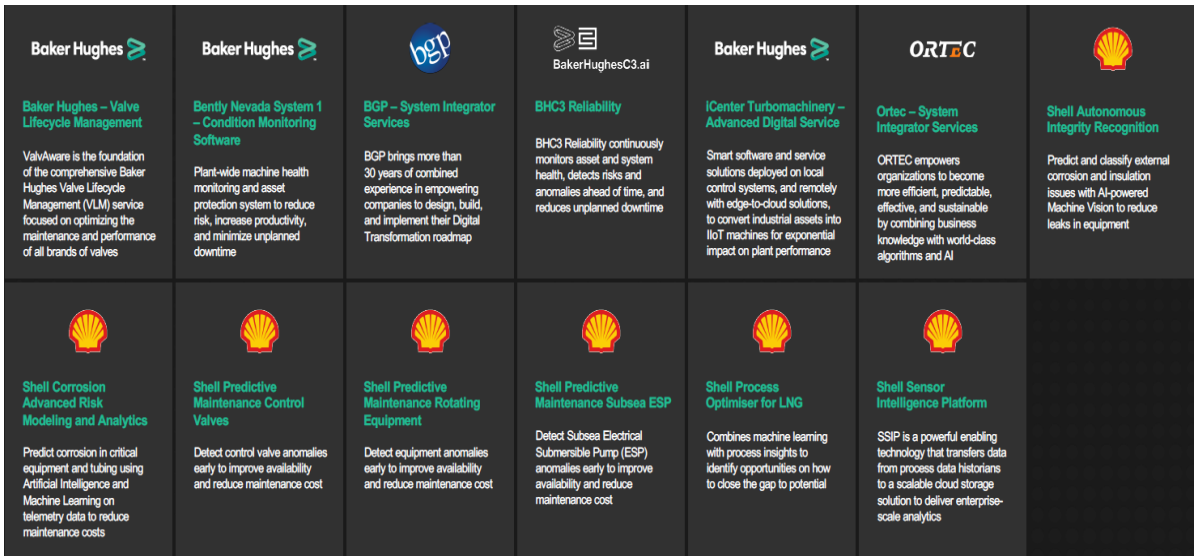


図 7 OAI 提供ソリューション
（bakerhughesc3.ai HP より）

Shell は、実績のある自社ソリューションの提供を行っている。以下に Shell が提供しているソリューションの概要を示す。

- Shell Autonomous Integrity Recognition[3]

  このアプリケーションは、機器からの漏れを減らすために、AI 搭載型マシンビジョンを用いて、外面腐食の予測や種別を行う。検査員は、迅速かつ容易に自動画像キャプチャとその評価機能を活用して、外部からの保全検査を行うことができる。

  具体的には、タブレット、スマートフォン、携帯型・設置型の機器、あるいはカメラ搭載のドローンなどで撮影された画像をセマンティック・セグメンテーション法によってラベル付けされる。そして、瞬時に画像を理解して整合性のとれた事象認識へと導くようにする。これにより、機器外面検査の質、効率、標準化が改善される（図 8）。

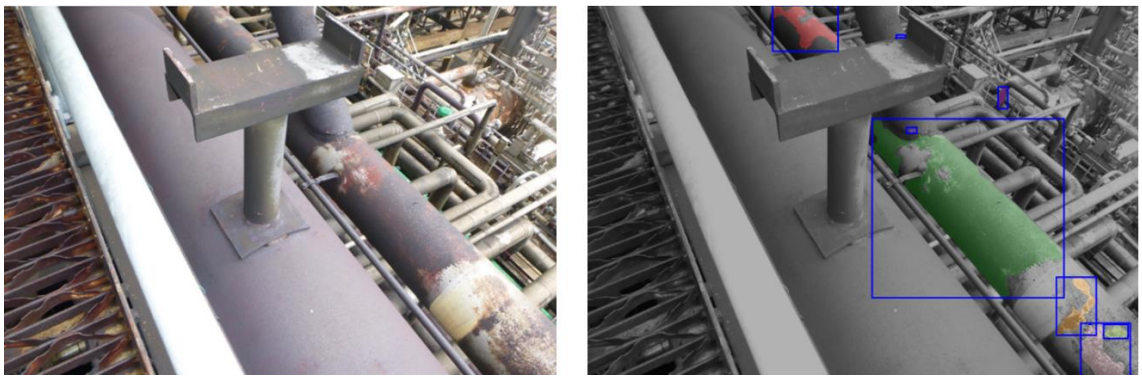


図 8 Shell Autonomous Integrity Recognition による保全診断
（bakerhughesc3.ai HP より）

- Shell Corrosion Advanced Risk Modelling and Analytics[4]

  このアプリケーションは、測定した肉厚データ、原油性状や機器設計条件など様々なところから収集されたデータに基づくAIと機械学習により厳しい条件下の機器や配管の内面コロージョンを予測するものである。精確な肉厚推定により検査・保守業務の優先順位付けが容易になり、また、検査コストや HSSE リスクは低減されて、結果的に生産の最大化が可能となる。また、手作業での現場検査の必要性を減らすことができるため、作業時間およびコストの大幅な削減に繋がる。なお、後述する Shell Sensor Intelligence Platform によって予測モデルに必要な運転データは自動的に収集される（図 9）。

[3] https://bakerhughesc3.ai/oai-solution/shell-autonomous-integrity-recognition/
[4] https://bakerhughesc3.ai/oai-solution/shell-corrosion-advanced-risk-modeling-and-analytics/

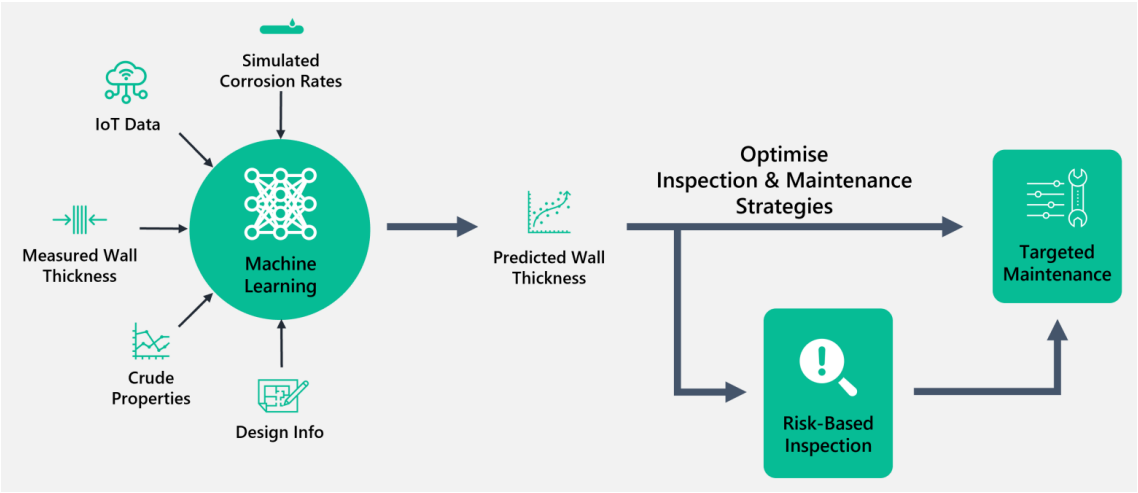


図 9 Shell Corrosion Advanced Risk Modelling and Analytics
（bakerhughesc3.ai HP より）

- Shell Predictive Maintenance Control Valves[5]

機械学習モデルを迅速に導入して、ベンダーやライフに関係なく何千もの制御バルブの性能を監視し、パフォーマンスの問題や今後の故障を数ヶ月前まで特定する。

モデル学習やアラートの調整するために計装エンジニアの専門知識を織り込み、複数の自動学習されたモデルを比較して、監視に使用するのに最適なパフォーマンスのモデルを選択する。これにより、制御バルブと関連する計装の健全性を監視し、リスクのある機器を事前に特定し、AI 主導のアラートを使用してリスク軽減を可能とする（図 10）。



図 10 Shell Predictive Maintenance Control Valve
（bakerhughesc3.ai HP より）

[5] https://bakerhughesc3.ai/oai-solution/shell-predictive-maintenance-control-valves/

- Shell Predictive Maintenance Rotating Equipment[6]

  AI を活用したオーダーメイドの実証済みアプリケーションで、遠心ポンプ、遠心圧縮機、ドライガスシール、タービンで発生する故障の兆候を検出し、特定する。

  具体的には、回転機の潜在的なトラブルを示す AI アラートを通じて、ベースラインからの偏差が検出されるが、専門家の知識を活用して構成されたアルゴリズム、ハイパーパラメータ、および閾値を用いて誤検出を抑制した実績のある機械学習モデルの導入で早期検出が可能となる。

- Shell Predictive Maintenance Subsea Electrical Submersible Pumps(ESP) [7]

  ESP(海中電動ポンプ)の健全性を監視し、配管内のスラッグ発生、ガスロックトラブル、ポンプトリップ、ライザー配管の不安定性などのリスクを事前に特定して軽減する。表 2 に ESP の特徴を示す

表 2 Shell Predictive Maintenance Subsea ESP の特徴
（bakerhughesc3.ai HP より）

No.	項目	特徴
1	自律型洞察	AI による洞察にアクセスし、容易で使いやすい自律したインターフェースを通してアラートをセットする
2	データ評価	ESP のパフォーマンスとモデルを評価するために先進的な可視化機能を用いる
3	モデルパフォーマンスの評価	モデルの訓練およびテスト期間にデータを見直しし、予測して経時的モデルパフォーマンスを監視
4	結果の可視化	モデルによる複数の予測の相関、真値およびモデルの挙動を可視化する

- Shell Process Optimizer for LNG[8]

  このアプリケーションは、一体化した最新鋭のエンジニアリングとデータ分析により運転条件を変更することで、現在の生産量と最適（潜在的）生産量とのギャップを埋めていく。具体的には、圧力・温度・流量などのデータが取り込まれ、機械学習モデルによって計算されたギャップが常に監視されており、最新の最適設定値を装置運転条件のセット値として与えられる。また、このモデルは単一プラットフォーム上の複数の LNG ライン系列を持つ運転に対応しており、アプリケーションに Shell の LNG プロセスに対する豊富な経験が反映されていることは言うまでもない（図 11）。

6 https://bakerhughesc3.ai/oai-solution/shell-predictive-maintenance-rotating-equipment/
7 https://bakerhughesc3.ai/wp-content/uploads/2021/02/Shell-PM-Subsea-ESP-Datasheet.pdf
8 https://bakerhughesc3.ai/oai-solution/shell-process-optimiser-for-lng/

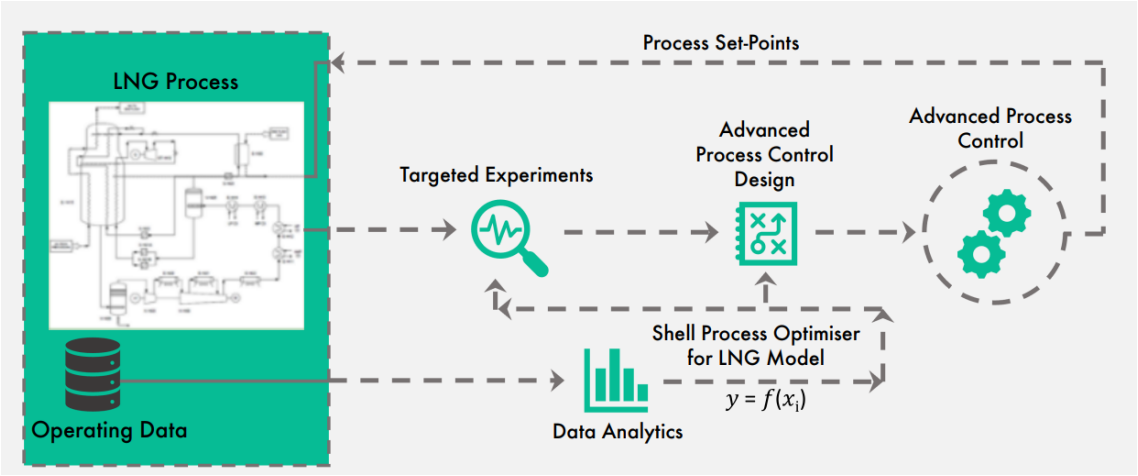


図 11 Shell Process Optimizer for LNG
（bakerhughesc3.ai HP より）

- Shell Sensor Intelligence Platform（SSIP）[9]

SSIP はプロセスデータのヒストリアンからスケーラブルなクラウドストレージソリューションにデータを転送し、企業規模の分析を提供する。 構造的には、時系列データベース、プロセスヒストリアンおよび工業的 IoT デバイスから BHC3 AI Suite が乗っているインフラストラクチャーの一部であるクラウド中の Azure Data Lake へバッチ若しくはほぼリアルタイムの高頻度ストリーミングで大量のデータを時間差なく収集・転送する。そして、これらのデータは OAI 上の BHC3Reliability, Shell Predictive Maintenance Rotating Equipment, Shell Predictive, Maintenance Control Valves あるいは Shell Predictive Maintenance Subsea Electric Submersible Pumps 等で利用される（図 12）。

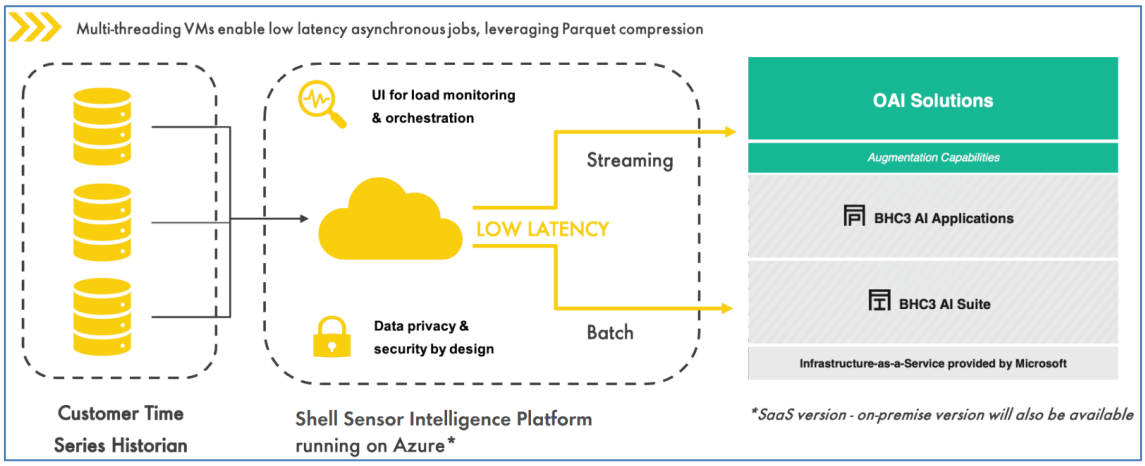


図 12 Shell Sensor Intelligence Platform
（bakerhughesc3.ai HP より）

[9] https://bakerhughesc3.ai/oai-solution/shell-sensor-intelligence-platform/

2） Shell の提供するソリューション

上記 1）に示した OAI にて提供しているソリューション以外にも、Shell では様々なソリューションを提供している。以下に例を示す。

- Shell Inventory Optimizer Solution[10]

次世代デジタルサービスおよびコンサルティングのグローバルリーダーである INFOSYS と連携して、過去の消費実績に基づいて倉庫在庫レベルを最適化できるように人工知能を活用した「Shell Inventory Optimizer Solution」を開発した。需要計画を改善することにより、業務完了に必要な時間と労力を削減し、運用コストを削減する。

- Shell Remote Sense[11]

Shell Remote Sense は、センサーデータと高度な分析を使用して、潤滑油の使用状態に関する実践的な考察を提供するオンラインオイル状態監視サービスである。

例えば、天然ガスエンジンコンプレッサーのクランクケースや専用オイルサンプでの連続オイルモニタリングでは、水などの汚染物質がオイルシステムに入ったとき、または、酸性な燃焼ガスにより全アルカリ価（TBN）が大幅に減少して潤滑油の劣化が顕著になった場合にメールによるインスタントアラートを出してアクションを促す。また、Shell の潤滑油に関するノウハウを含んだ AI 技術を用いて潤滑油の残寿命を知らせることも可能である（図 13）。

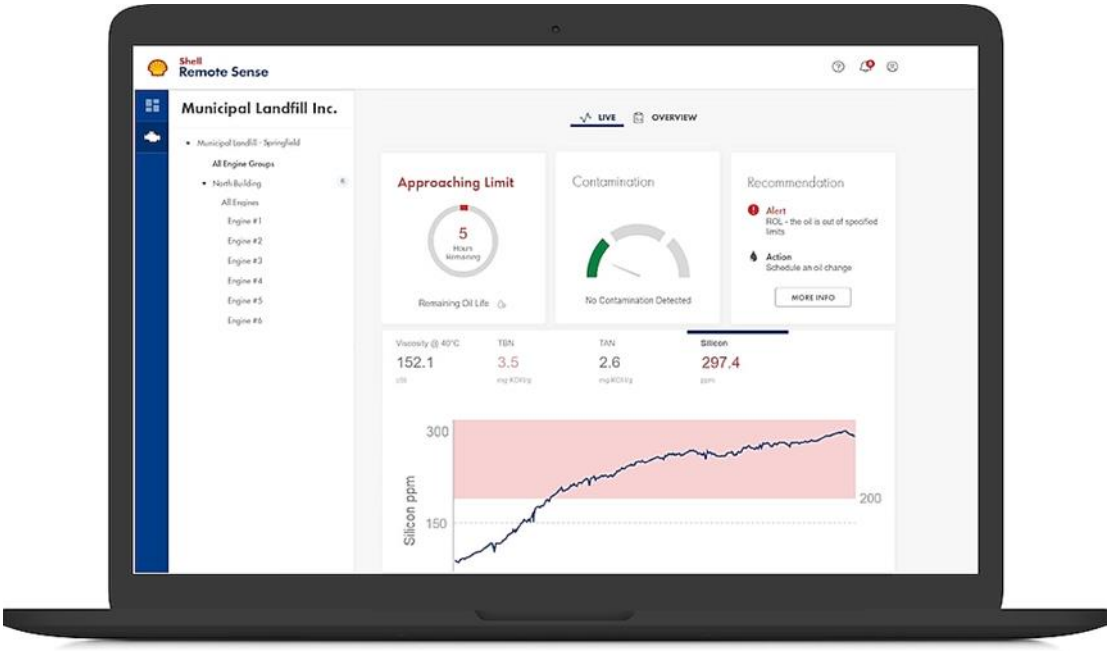


図 13 Shell Remote Sense による潤滑油診断

（Shell HP より）

[10] https://www.shell.com/energy-and-innovation/digitalisation/news-room/infosys-collaborates-with-shell-to-market-shell-inventory-optimizer-solution.html

[11] https://www.shell.com/business-customers/lubricants-for-business/shell-expertise/lubrication-services-for-your-industry/shell-remotesense.html

- 計算科学のモデリングへの応用[12]

  Shell は、データに基づいたモデルと物理・化学理論ベースの計算モデルを組み合わせ、AI による処理スピードと理論の裏付けを備えることで、計算科学をデジタル化の重要なアイテムと考えている。近年はカーボンニュートラルに関連した技術開発への応用が見られる。例えば、排煙ガスから CO2 を捕捉する効率的で低コストのアミンベースの固体吸着分離技術開発では、固体吸着剤を用いた固定床反応器の炭素捕捉プロセスを解析するために、連続体モデルに基づく実験的に検証された数学的ワークフローを開発している。また、CO2 を多く排出するエタンクラッカーの電化プロセスの開発では、システムモデリングや反応器設計にも大きな役割を果たしている。

（2）Sinopec

Sinopec では、子会社の PCITC（Petro-Cyber Works Information Technology Co., Ltd.)とともに、ファーウェイやアクセンチュアなどの世界有数の ICT 企業と協力して、シノペックの産業用 IoT とスマートマニファクチュアリングプラットフォーム ProMACE を独自に構築している。

1） 構築フェーズ

ProMACE は、以下のフェーズを経て現在の第四フェーズまで進化してきている。

- 第 1 フェーズ： 2003 年～2011 年 （MES）

  社内開発された MES（Manufacturing Execution System）は、Sinopec すべての製油所企業に適用された。MES により、生産管理は改善され、デジタルネットワークをベースにした石油化学産業を築くことができた。

- 第 2 フェーズ：2012～2016 年 （ProMACE1.0）

  4 つの子会社(北京燕山会社、鎮海精製化学会社、茂名会社、九江会社)に展開されたパイロット版の適用を含む「スマートファクトリー1.0」の計画・設計を完了した。従来の情報システムアーキテクチャを使用した「スマートファクトリー1.0」では理論、ソリューションおよび主要なソフトウエア製品が試用された。

- 第 3 フェーズ：2017～2019 年 （ProMACE2.0～2.2）

  Sinopec は第 2 フェーズを進化させて、'Platform + Data + Service'建設モデルを提案し、「スマートファクトリー2.0」建設を開始し、ファーウェイと協力して ProMACE2.0 を作った。その際にスマートクラウドのコンポーネントが追加された。

- 第 4 フェーズ：2020 年 （ProMACE3.0）

  ProMACE3.0 では、過去 20 年間に蓄積されたソリューション、産業アプリケーション、サービス経験、業界知識を産業用インターネットプラットフォームに移し、ワンストップソリューションを提供している。

[12] https://www.shell.com/energy-and-innovation/digitalisation/digital-technologies/computational-science.html

2） 構成要素

Sinopec のスマートファクトリー開発の主要なサポートプラットフォームとして、ProMACE は次の 5 つのコア要素を持っている。

① 安全で制御可能な産業用 IoT

総合的センシングと相互接続により至る所での産業用 IoT 環境を形成し、材料、製品、機器、環境、人員の識別と管理を行っている。

② オープンでインテリジェントなプロセス優位の産業用クラウドプラットフォーム

クラウドプラットフォームは、スマートマニファクチュアリングのための産業用オペレーティングシステムである。このプラットフォームでは、①集中統合、②リアルタイムコンピューティング、③インテリジェント解析、④IoT アクセス、⑤2D/3D 可視化という 5 つのコア機能を提供する。

③ ベストプラクティスを実現する産業用アプリケーション

産業用レベルであるコアのアプリケーションにより、プロセス支配型産業の生産管理、安全性、環境保護のベストプラクティスを統合する。

④ 経験に基づくエキスパートサービス

専門リソース(学術的デザイン、機器、およびプロセスエキスパート等)は、リモートデバイスでの診断、精製プロセスのガイダンス、安全・環境保護コンサルティングなどの特別なサービスを提供する。

⑤ 標準および安全性システム

冗長なシステムと標準化により、ProMACE の連続運転が担保されている。

3） スマートファクトリーソリューションの適用

スマートファクトリー1.0 建設およびスマートファクトリー2.0 へのアップグレード過程において、スマートファクトリーソリューションの適用により Sinopec は大きな変化を遂げた。以下に各ソリューションを示す。

- ビッグデータに基づくリスク通知

  触媒関連装置の履歴データ解析やアラームの規則性に基づいて更新された警告モデルによる報告でトラブル発生 1 ～2 分前に対応が可能
- メカニズムモデリングアルゴリズムによる計画・運転等の生産プロセスの最適化
- 日単位収益解析

  ディープラーニングアルゴリズムによるインテリジェンススケジューリングやダイナミック生産の最適化
- デジタル物品倉庫

  IoT 技術を活用してリアルタイムでの在庫追跡と物品のインテリジェンス配送により、ハンドリングコストおよび在庫コストを削減

4） 工場のデジタル化

工場のデジタル化は、ProMACE 産業用インターネットプラットフォーム上のデジタルツインモデリングツールセットで行われ、①資産モデリング、②工場モデリング、③3D モデリングの 3 ツールが用意さ

れている。工場内の各要素（人員、装置、材料、法律、環境等）や関係性のデジタルモデル化、企業資産マスタデータや工場モデルの視覚化により物理情報システム(CPS)を実現する（図 14）。

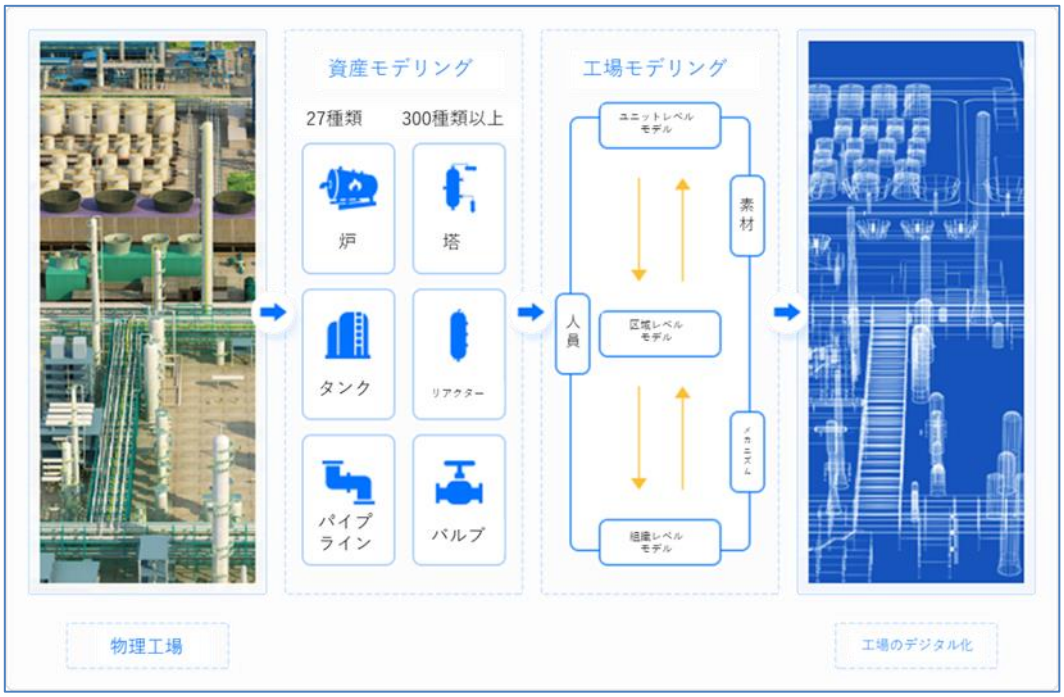


図 14 工場デジタル化の全体像
（ProMACE HP[13]（日本語部分は JPEC にて翻訳）より）

① 資産モデルリング

設備を始めとする現物資産は、工場投資の主体であり、企業の生産・運営の材料基盤となる。そこで、資産モデリングにより、加熱炉、塔、タンク、パイプライン、バルブなど、27 のカテゴリーの 300 以上の小型機器施設を標準化・モデル化し、工場全体の現物資産をデジタル情報化する。

② 工場モデルリング

資産モデルの「人、機械、材料、法律、環境」などの要素に基づいて工場をモデル化し、マルチビジネスシナリオに適応可能とする。ビジネスの観点から、工場は、ユニットレベル、区域レベル、組織レベルの階層化される。ユニットレベルをベースに、区域レベルでは機器エリア、タンク、配管網、事務所等の機能に基づいて、組織レベルでは各部門の業務、組織の相互関係、および業務と顧客の関係に基づいてモデル化を行う（図 15、図 16）。

13 https://www.promace.com/

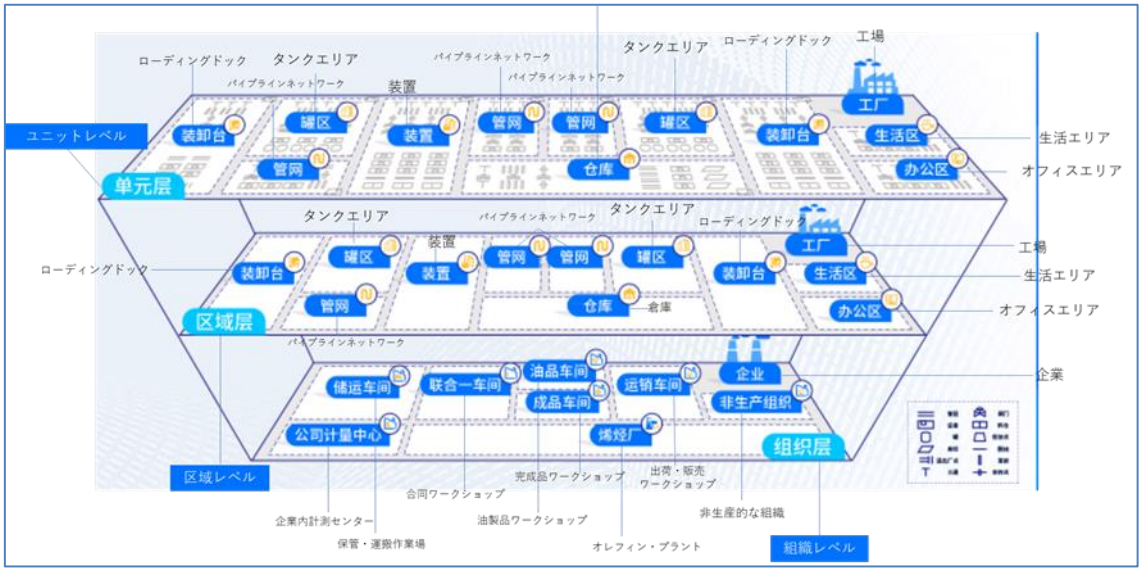


図 15 工場モデリング 階層化

（ProMACE HP（日本語部分は JPEC にて翻訳）より）

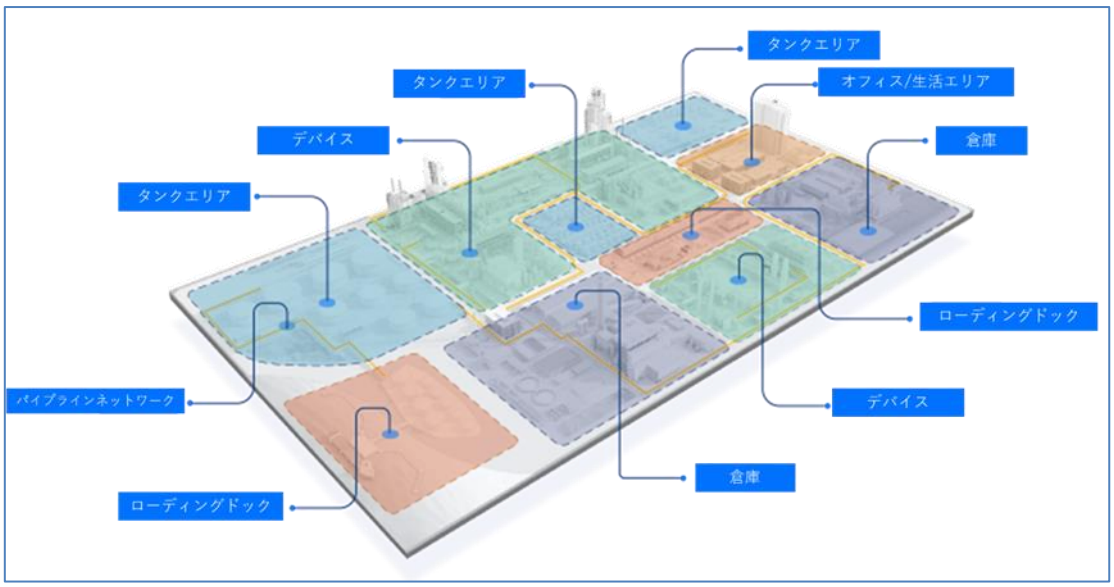


図 16 工場モデリング（区域レベル）

（ProMACE HP（日本語部分は JPEC にて翻訳）より）

③ 3Dモデリング

①資産モデルと②工場モデルからCPSでの記述により、ProMACE産業用インターネットプラットフォームの情報スペースにデジタルツインを形成し、プラットフォーム上にあるエネルギーフロー管理や後述するディスパッチコマンドなど産業アプリケーションを利用して工場運営を改善していく。

デジタルによる3Dモデリングにより、工場の3Dシミュレーションモデルを実現し、工場や資産管

理、生産管理、安全、環境保護などの 3D アプリケーションニーズに対応する企業の生産・運用のための可視化を行う。

また、豊富なケースモデルとビジュアルエンジンに基づいて、ケース情報の参照、機器の脱着操作とトレーニング、事故シミュレーション演習などビジュアルシミュレーションとインタラクティブな操作への応用も可能となる。

5） ProMACE 適用事例

① 九江石油化学[14]

スマートファクトリー1.0 では、知識管理システムと最適化制御システムの構築に重点を置き、インテリジェントプラントの基本的なフレームワークを構築した。その後、2016 年にスマートファクトリー2.0 の建設が開始され、翌年にはアップグレードが完了し、安全と環境保護、生産・運営、開発、企業経営などの分野での変革を支援してきた。その間に、労働生産性を 10%以上向上させ、2017 年には 16 億ドル以上の利益を上げた。

② 茂名石油化学[15]

2016 年にスマートファクトリー2.0 の建設が開始され、マスタープランとステップバイステップのスマートファクトリー建設戦略に従って、生産管理、サプライチェーン管理、HSE 管理、機器管理、エネルギー管理、意思決定支援など 6 つの事業ドメインと 2 つの IT 技術プラットフォームのインテリジェント構築を推進した。これにより、生産データ収集率は 99%以上、主要機器の高度制御カバー範囲は 90%以上に達し、2016 年の労働生産性は 2013 年比でほぼ倍増し、2017 年には初めて 100 億ドルを突破した。

③ 鎮海基地第一期建設プロジェクト

鎮海基地第一期建設プロジェクト（図 17）におけるデジタル化では、ProMACE の技術が利用されていると推定され、Sinopec では、通信に 5G ネットワークを利用するなど着実にデジタル技術の適用が進んでいると考えられる。以下、鎮海基地第一期建設プロジェクトにおけるデジタル化の概要について記載する。

浙江省寧波市鎮海で建設していた SINOPEC 鎮海基地第一期建設プロジェクトが 2021 年 6 月に完工した。建設には SINOPEC エンジニアリング建設会社及びその他 55 社、計約 3 万人の作業員が取り組み、中国最短の建設期間（2020 年 3 月の基礎設計承認から 2021 年 6 月の稼働開始まで 15 カ月）達成や徹底した国産化とともに最も広範囲なデジタル化を実施した石化産業基地を建設した。これにより、鎮海煉化は 2,700 万トン／年の石油精製能力と 220 万トン／年のエチレン生産能力を有し、中国最大の石油精製・石油化学一体化基地となる。

鎮海基地では、100 万トン規模のエチレンを完全国産化によるチップや OS 等の分散型制御

[14] https://www.promace.com/jxalxq/jiujiang.html

[15] https://www.promace.com/jxalxq/maoming.html

システムで制御することを初めて実現したという。大型エチレン装置に「中国の心臓」と呼ばれる中国製品が搭載され、分解ガス圧縮機、プロピレン圧縮機、エチレン圧縮機といった大型機器は国際基準を超えるとされている。

今回、デジタルプラントと実プラントの同時建設と同時納入を初めて実現し、石油化学産業でのデジタル化を積極的に進めている。また、スマートファクトリーの 5G 専用ネットワークにカスタマイズされ、1 万の 5G 接続基地局を設置し、江蘇省最大の 5G 専用ネットワークとなっている。これらを利用して、あらゆる計測器やメーター、開閉弁、ビデオ監視装置などは 5G のネットワークに接続されている。鎮海基地が独自開発した中国国内で唯一の「インテリジェット機器健康管理プラットフォーム」を応用し、特許を申請している。すべての機器をプラットフォームに直接アクセスしメンテナンスを行うことが可能となっている。



図 17 鎮海基地第一期建設プロジェクト

（https://www.thepaper.cn/newsDetail_forward_13343323 より）

（3）Exxon Mobil

1） Open Process Automation（OPA）の開発

Exxon Mobil は、プラントの制御システムのオープンな仕組みづくりを主導しており、今後、様々なベンダー等によるデジタル技術を取り入れてデジタル化を加速していく仕組みとして注目される。ここでは OPA の概要と開発スケジュールについて記載する。

＜OPA の概要＞

Exxon Mobil では、制御システム更新を行う際に現行の DCS（distributed control system） アーキテクチャから変更するのが容易でないことが問題視されていた。

具体的には、以下の理由で多額の設備投資が必要になることや最新の IT 技術・アプリケーションの導入も制約を受けること起きていた（図 18：従来の工場制御レベル）。

- ハードウエア、インターフェース、ネットワークがすべてベンダーの占有技術で固められている
- レベル 1（フィールド機器管理）& 2（ステーション管理） といったソフトウエアアクセスはベンダー管理下にあって、ユーザーの自由にならない

➢ セキュリティーが組込みではなく後付けにならざるを得ない

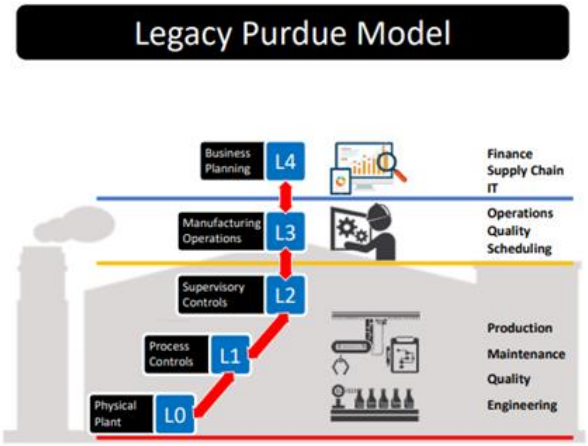


図 18 従来の工場制御レベル
（cesmii-2020 より）

そこで、これらを根本的に解消するために従来の DCS アーキテクチャ とは全く異なる新たな OPA アーキテクチャの検討を開始した。

OPA 参照アーキテクチャの特徴として以下があげられる。

➢ ベンダー固有技術ではなく業界標準のインターフェースとネットワークの利用
➢ 相互運用可能なハードウエアの利用
➢ ハード、ソフトともにクラス最高のコンポーネントの採用が可能
➢ オープンインターフェースによるサプライヤーとソフトウエアレイヤ間での通信可能
➢ システムレベル、コンポーネントレベルでのセキュリティー設計組込み可能
➢ ソフトウエアのポータビリティの確保

図 19 に、OPA 参照アーキテクチャを示す。また、OPA により新たに開発された 3 要素（図 19 の黄色塗りつぶしの部分）に示す。

➢ DCN（Distributed Control Node）
DCN はベンダー固有である DCS、PLC（Programmable Logic Controller）等の既存機器を正規化してオープンシステムアーキテクチャへ接続可能とするゲートウェィである。
➢ Real-time service bus
高いセキュリティーが確保され、しかも、オープンな接続により DCN 経由での機器やファイヤーウオールで保護された各データセンター間のデータ交換を瞬時に行う。
➢ RTAC（Real-time Advanced Computing）プラットフォーム
様々なアプリケーションが格納されており、Real-time service bus を通じてアプリケーション間のやり取りも行われる。

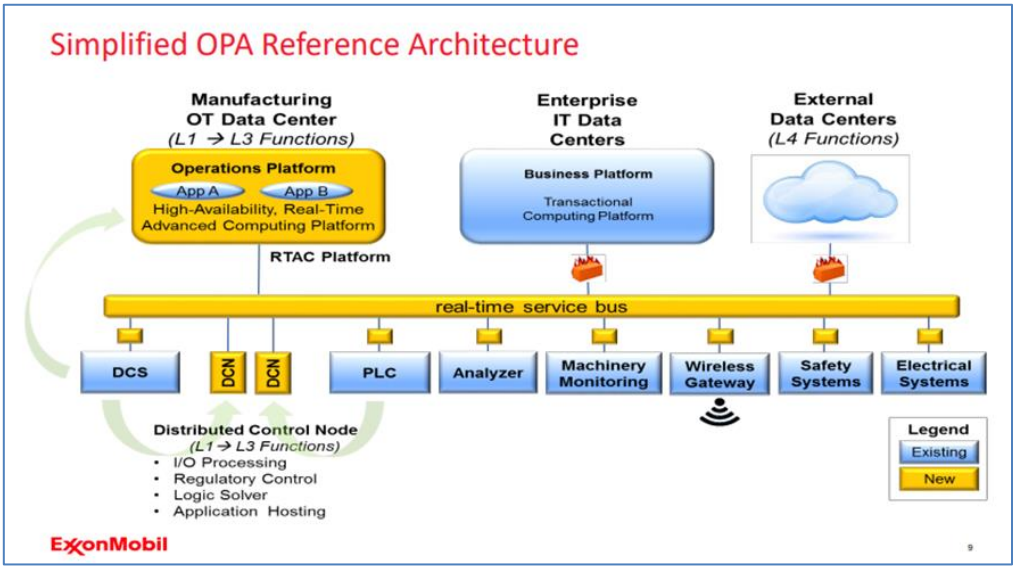


図 19 OPA 参照アーキテクチャ

（cesmii-2020 より）

以上のような OPA を検討するにあたり、Exxon Mobil は当然のことながら自社内での規格開発とはせずに、業界の標準規格として他社にオープンな規格作りを志向した。JAVA 標準化などで実績がある The Open Group のもとに、OPA 業界標準規格を共同で検討する The Open Group Open Process Automation™ Forum（OPAF）を 2016 年 11 月に立上げた。2019 年 1 月時点では、133 のメンバーが参加しており、22 のエンドユーザーや操業会社（ARAMCO、BP、Chevron、Conoco Phillips, Exxon Mobil、Petrobras、Reliance、Shell、Statoil、Total を含む）、DCS ベンダー、システムインテグレーター、サプライヤー、アカデミアおよび標準化団体から構成されている。今までに、Business Guidance や標準規格として v1、v2 を発行しており、現在、v3 を検討中である。

＜OPA 開発スケジュール＞

図 20 に OPA 開発スケジュールを示す。

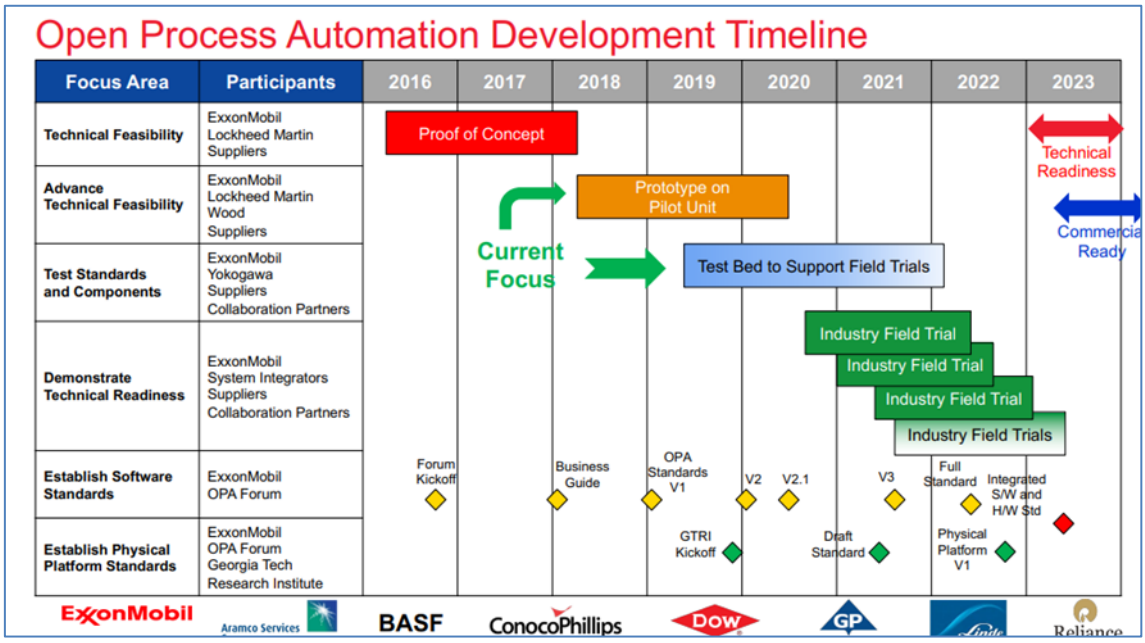


図 20 OPA 開発スケジュール

（cesmii-2020 より）

まず、ExxonMobil は加熱炉の概念実証を一緒に行った初期のシステムインテグレーターである Lockheed Martin に独立系システムインテグレーターである Wood を加えて、ニュージャージ州クリントンにあるリサーチセンターにおいてプロトタイプ（図 21：プロトタイプ）のパイロットプラントによる OPA の相互運用性やポータビリティの確認を行った。実験装置は炭化水素系を原料とした水素化反応装置で 25 の制御ループから構成されている。2018 年に開始した当該テストは、既存の DCS と合体させた OPA を用いて通常運転、運転開始/停止、あるいはパラメータ制御などを経て最終テストに合格し、2020 年 1 月に完了している。この間、OPA に備わっているヒストリアンには多くのデータが蓄えられ、今後の開発への大きな礎となった。

次に、テキサス州ウッドランドにある ExxonMobil 施設内でのテストベッド（システムの開発において、実際の運用環境に近い状態で技術の検証を行うプラットフォーム：図 22）を用いた開発が 2019 年度より開始されている。この開発では日本の横河電機がシステムインテグレーターとして建設や運転を含めて重要な役割を果たしている。また、横河電機は、2021 年にフィールドテストのシステムインテグレーターにも選定（2022.1.31）されている。

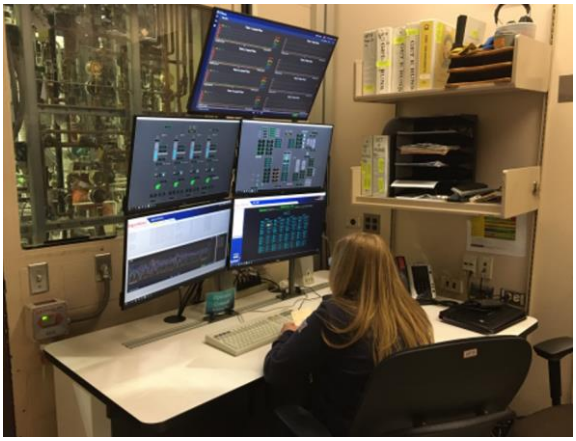


図 21 OPA プロトタイプ
（cesmii-2020 より）

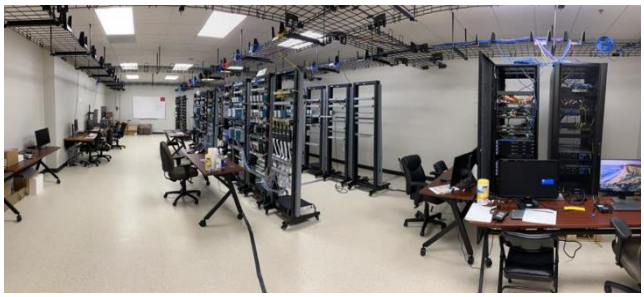


図 22 OPA テストベッド
（横河電機資料より）

2） オペレーション・メンテナンス技術

Exxon Mobil では、Shell 同様に、自社開発のデジタル技術の開発・提供を行っている。

＜オペレーション技術＞

➢ InFocus™オンラインプラットフォーム

プロセスの最適化と業務効率アップによる利益最大化を図るために、Exxon Mobile はプラント運転最適化のための分析ツールとして独自の InFocus™オンラインプラットフォームを開発した。これは、Exxon Mobile の 1 世紀以上の経験から引き出されたデジタルクラウドベースのツールである。装置オペレーションのソリューションとして次の 2 つが挙げられる。

①InFocus™ユニット監視ツール

運転における問題が顕在化する前にその芽をつぶして解決するためにほぼリアルタイムデータを通じて、高速かつ効率的にプロセスを監視するツールであり、

・重要なデータを可視化できるダッシュボード

・運転の健全性を表す指標（その状態を色別化）や関心の高い Pin KPI のモニタリング

・KPI が外れた時には e-mail やテキストによる通知の実施

などの特徴を備えている。

実際に COVID-19 パンデミックにより Exxon Mobile のエンジニアの移動が制限される一方、顧客のプラントは稼働し続け、さらに触媒変更や触媒パフォーマンス向上による効率化を行っていかなければならない。ExxonMobil は既存の InFocus オンラインプラットフォームを活用して、リモートプラント運営のスタートアップサポートを活用し継続的なサポートを供与している。

例えば、移動制限による現場でのスタートアップ支援を直接提供する代わりに、ExxonMobil は InFocus オンラインリモートモニタリングをアプリケーションプログラムインターフェイス(API)データ転送で使用し、ExxonMobil テクニカルサポートエンジニアが顧客装置のスタートアップ状況をほぼリアルタイムで見ることが可能である。InFocus オンラインプラットフォームを介してプロセス状況を監視している間、エクソンモービルの担当者は、好ましくない運転状態に近づいているのを見て、反応器の圧力―温度許容条件を明確にし、警告を顧客に与えた実績が報告されており、計画通り装置の立ち上げを安全に遂行し、運用を最適化するための迅速な調整を行い、触媒の劣化と追加コストを回避できる。

また、データ信頼性の確保という意味では、InFocus プラットフォームは、専用の Amazon Web Service(AWS) サーバーに格納されており、転送中のデータは、安全とプライバシーを確保するために暗号化されている。複数のアカウントと顧客データは、アプリケーションのセキュリティーを通じて管理され、認定された顧客に加えて、保存されたデータにアクセスできるのは、エクソンモービルとエクソンモービルのベンダーサポート担当者のみとなっている。管理アクセスは、多要素認証、監査ログ、定期的なアクセス レビューによって制御される。

②InFocus™ オンライン潤滑油最適化モデル

InFocus™ オンライン潤滑油最適化モデルでは、製品の歩留まりと品質に対する運用変更の影響をテストできる安全でリアルタイムに近いデータを使用して、ExxonMobil テクニカルサポートとの協力により迅速で情報に基づいた意思決定を行うことが可能となる。

このモデルには、潤滑油水素化分解装置（LHDC）と脱蝋装置 MSDW™の 2 つのモジュールを備えており、独立して実行することも、リンクすることもできる。各モジュールは、平均反応器温度、空間速度、圧力、分留塔におけるカットポイント、分離効率などの主要な動作変数に基づいてプロセス性能と製品の収量と品質を予測する。

例えば、北米の主要なベースオイル生産会社では、能力 2 万 BD を有する潤滑油水素化処理装置/水素化分解装置～MSDW™脱蝋装置における流動点の改善に InFocus™ オンライン潤滑油最適化モデルを用いている。製品規格（流動点）－15℃に対して実際の運転では－18℃で管理しているが、規格に迫ることにより、収率 0.5wt%向上で$200,000 以上の販売改善、また、反応温度 2℃改善による省エネ効果$60,000/6 ヶ月および触媒寿命 0.7 年以上の延長をオペレーターへ指針として与えている。

＜メンテナンス技術＞

- Mobil Serv℠ Lubrication Management [16]

[16] https://www.businesswire.com/news/home/20200311005213/en/ExxonMobil-

新しいデジタルメンテナンス管理として、Exxon Mobile の潤滑油分析技術や潤滑性－機器性能に関する豊富な知識をベースに、モバイル対応でも実績のあるクラウドベースアプリケーション開発企業の REDLIST 社と連携して、Mobil Serv℠ Lubrication Management が開発された。オペレーターはスマートフォンやタブレットなどから容易にアクセスでき、予測メンテナンスタスク管理・潤滑油管理・パフォーマンス追跡・安全性やコンプライアンス報告などのメンテナンス関連のアクティビティをより効率的に整理、自動化、合理化する事が可能となる（図 23）。

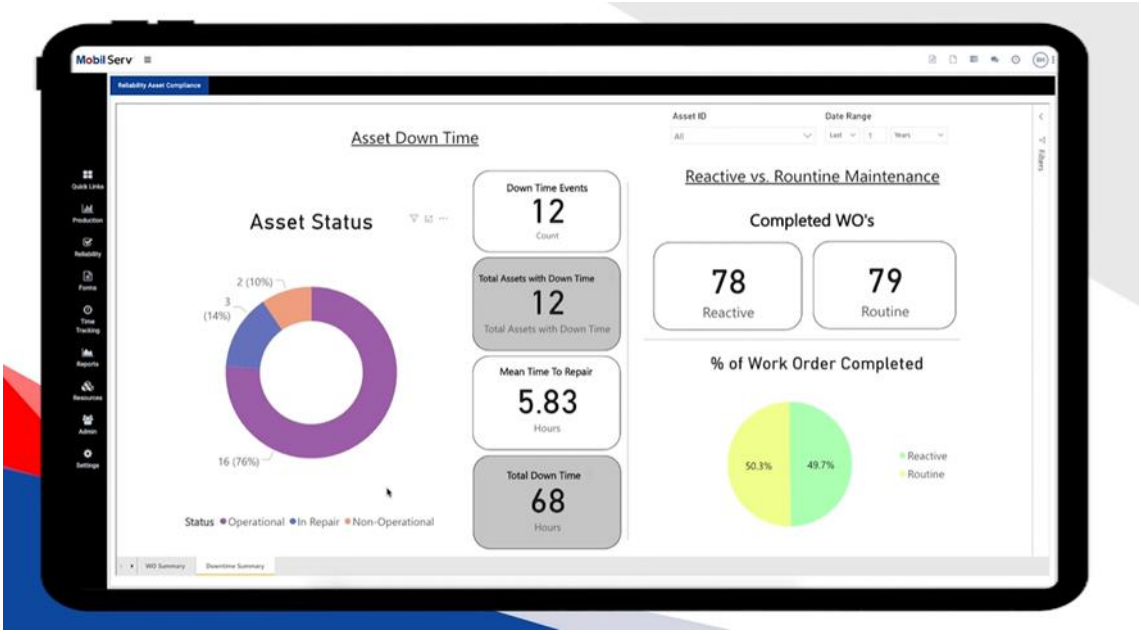


図 23 Mobil Serv℠潤滑管理

（YouTube “Digitizing maintenance with Mobil Serv Lubrion Management より）

具体的には、以下の通りである。

- プラットフォームの柔軟性とカスタマイズ

  多くの既存のコンピュータメンテナンス管理(CMMS)およびエンタープライズリソースプランニング(ERP)システムは連携されていない環境で動作するため、オペレーターがメンテナンス関連のデータをすべて効果的に収集・分析することは困難であるが、Mobil Serv℠ Lubrication Management は容易に CMMS や ERP へ統合できる。

- リアルタイムでの潤滑油推奨事項の提供

  Mobil Serv℠エンジニアの洞察と機器のパフォーマンスデータを組み合わせることで、潤滑技術とプロセスの推奨事項を提供し、機器の性能向上、潤滑油の消費量の削減、エネルギーコストの削減を支援し、これらの推奨事項は、潤滑油チャートに表示され、また、スマートフォン等のモバイルからもアクセスできる。

Launches-Mobil-ServSM-Lubrication-Management-a-First-of-its-Kind-Digital-Maintenance-Management-Platform

例えば、業界標準を下回る平均故障時間を持つモーター群を運用していた企業では、本システムの導入により、不適切なグリースの実践の問題を根本原因として特定することができ、メンテナンスプロセスを簡単に変更し、モーターの寿命を大幅に向上させ、生産性と収益性を向上させている。

- タスク管理の追跡とワークフローの視覚化

このプラットフォームにより、メンテナンスおよびオペレーションチームは互いに協力してリアルタイムでの業務管理が可能となる。ワークフローの視覚化にも役立ち、チームメンバーはビデオや写真を使用した完全なデータセットにより前日の準備作業負荷を軽減できる。

- その他

生産ツール、安全性とコンプライアンスの追跡、時間追跡、主要タスクのトレーニングリソースなど、より広範なメンテナンス関連ツールも含み、最新のサイバーセキュリティも担保されている。

3.1.2. 海外ベンダー

(1)AVEVA

1) 概要

英国ケンブリッジに本社を置くエンジニアリング・ソフトウエアプロバイダーで、1967 年に設立された。2018 年には Schneider Electric 社のソフトウエア事業と合併し、2021 年には産業情報管理を得意とする OSIsoft 社と経営統合して、パフォーマンスインテリジェンスを実現するソリューションを強化している。現在は、世界 40 カ国以上、80 カ所に拠点があり、社員数 6500 名以上、売上 20 億米ドル以上の会社で、5,500 社超のパートナー会社とともに、20,000 社を超えるユーザーを擁している。

日本における AVEVA 社の活躍分野を図 24 に示す。現在では 100 名を超える組織体制と、パートナーによるエコシステムにより、顧客のデジタルトランスフォーメーションを支援している。

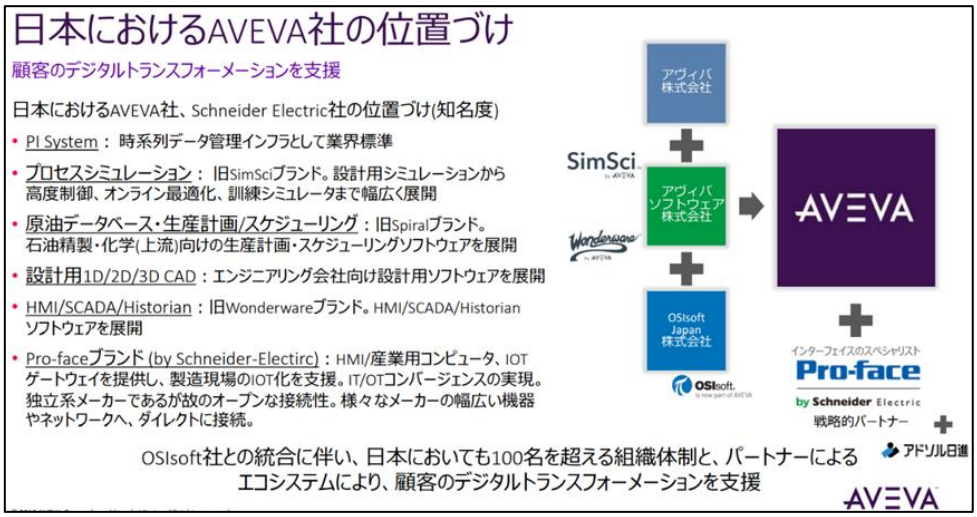


図 24 日本における AVRVA 社の活躍分野

（AVEVA 提供資料（DX の事例と将来の姿）より）

2） ソリューション

AVEVA 社のポートフォリオ戦略は、エネルギー変革や効率、業務のデジタル化といった業界の課題に対して、各課題に革新を促すソリューションをクラウド上で提供し、そこにデジタルツインを構成して、プラントの設計、建設から運転管理制御等にいたるまでの全工程をサポートし、ユーザーに利益をもたらすことにある。

デジタルツインは、社内のあらゆる部署からデータを収集し、モデルを構築する。そのモデルは複数のデバイスで見ることが可能であり、例えばモバイルタブレットを持ったコネクティッドワーカー（デジタルデバイスを装着した現場作業員）は、現場を巡回しながら、必要な情報を入手することができる。また、このシステムは、エンジニアリングからオペレーションまでの幅広い分野に適用される（図 25）。

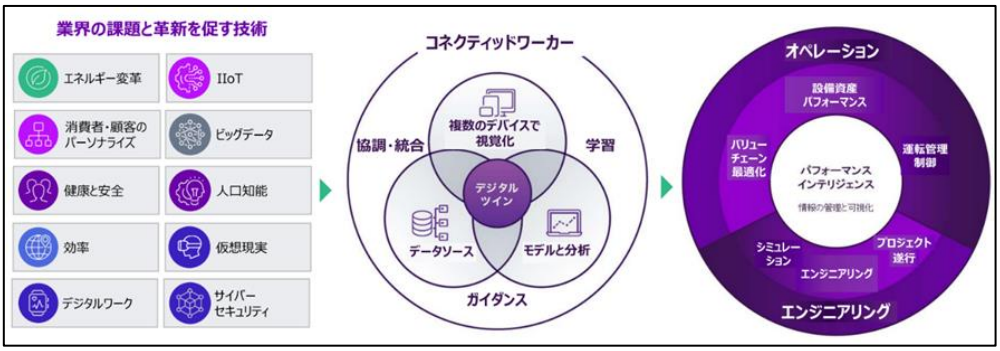


図 25 AVEVA ソリューションの適用範囲

（AVEVA 提供資料（AVEVA 社セミナー2021.12.9）より）

AVEVA 社のポートフォリオを図 26 に示す。製造業に対して、エンジニアリングからオペレーション、メンテナンスまでのプラントライフサイクルをカバーするソリューションが提供されている。

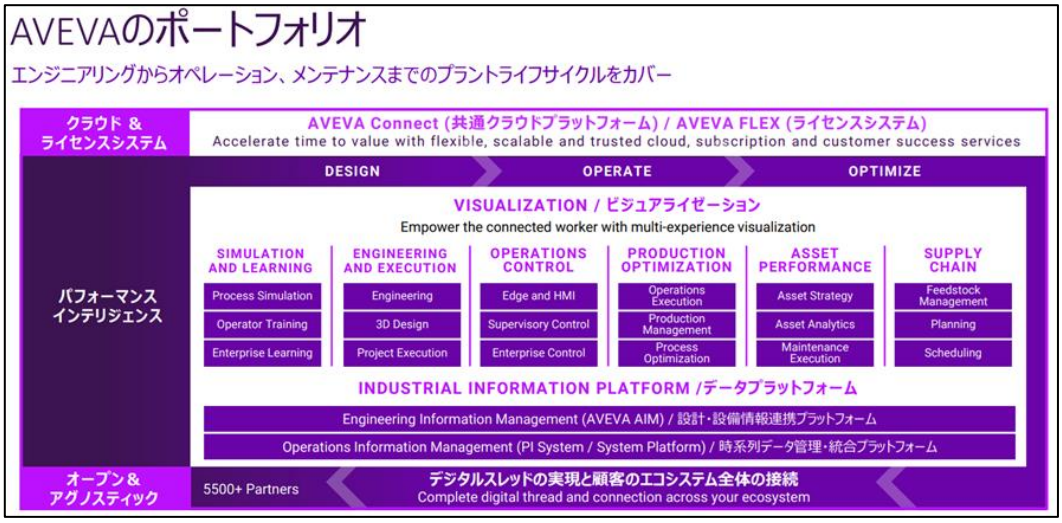


図 26 AVEVA 社のポートフォリオ

（AVEVA 提供資料（DX の事例と将来の姿）より）

以下に代表的なソリューションを示す。

- AVEVA Connect：AVEVA 社が提供する共通クラウドプラットフォームで、デジタルトランスフォーメーションハブとなっており、例えば複数のプラントがある場合、それらからの情報が収集され、一括管理される。
- AVEVA Unified Engineering（図 27）：基本的にはエンジニアリング会社向けの統合環境であり、エンジニアリングデジタルツインは、建設工事請負会社とオーナー会社との共通プラットフォームとなる。また、プラントのデジタルツインの基盤として、エンジニアリングや設計、調達、建設から、運転、保守までのプロセス全体をトレースでき、統合プラットフォーム上でグローバル規模でのデジタル的なコラボレーションを実現できる。

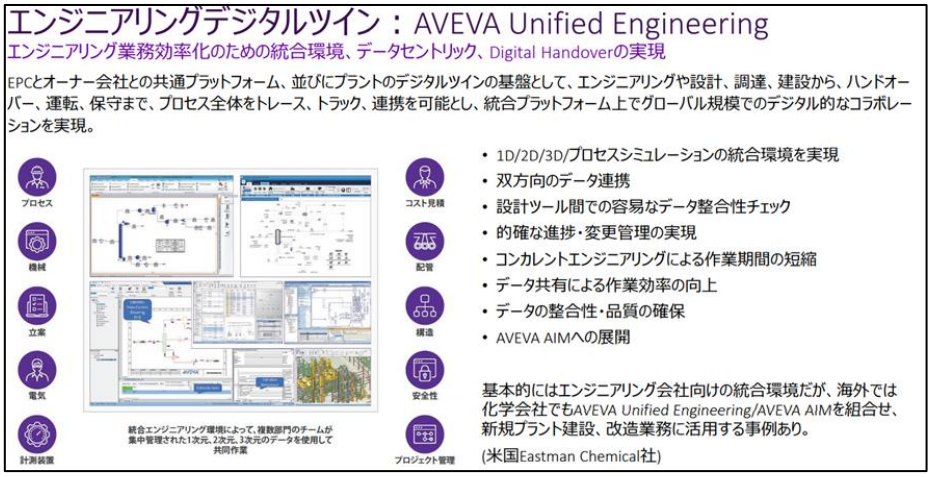


図 27 エンジニアリングデジタルツインの概要
（AVEVA 提供資料（DX の事例と将来の姿）より）

- AVEVA Process Simulation（APS）（図 28）：クラウド上に仮想プラント（プロセスデジタルツイン）を構築し、1．整合性の取れた物質、熱収支確認、2．計器未設置個所の運転確認、3．パラメータの最適化、4．運転状態の将来予測　などができるようになっている。小中規模プロセス用で、エンジニアリングからオペレーションまでカバーしている。

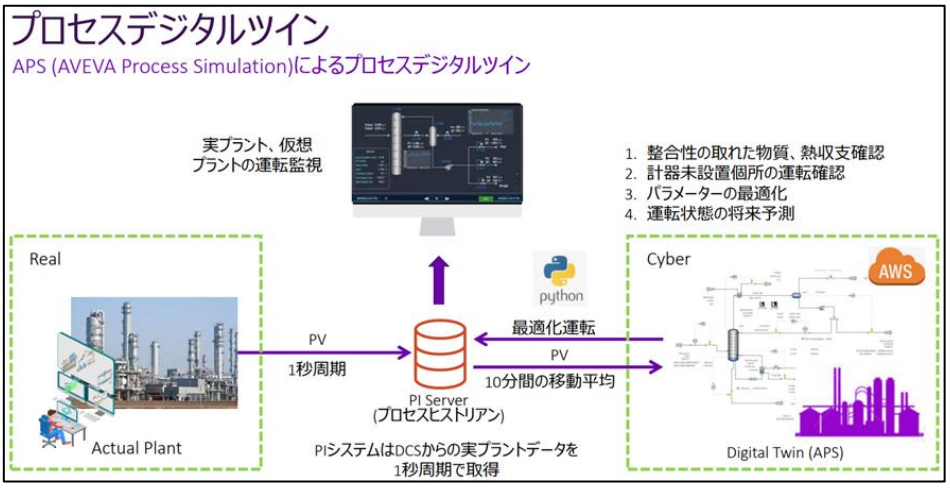


図 28 プロセスデジタルツインの概要

（AVEVA 提供資料（DX の事例と将来の姿）より）

- AVEVA Process Optimization（ROMeo）（図 29）：大規模なプラント用のプロセスデジタルツインを構築でき、バリューチェーン全体の最適化に貢献できる。AVEVA Process Simulation と合わせて、プロセスの規模によりきめ細かく対応できるようになっている。さらに、プロセスシミュレーションと機械学習を組み合わせたハイブリッドモデルも用意されている。

プロセスデジタルツイン

プロセス規模により異なるソリューションを提案

	AVEVA Process Simulation	AVEVA Process Optimization (ROMeo)
用途	エンジニアリングデジタルツイン～プロセスデジタルツイン Unified Lifecycle Simulation (プロセス設計～解析～オペレーションまで幅広くカバー)	プロセスデジタルツイン バリューチェーン最適化(生産計画～スケジューリング～最適化～高度制御～予実管理)
オペレーショナルデジタルツイン	Pythonによる連携(コーディングにより自在に作成可能) リアルタイムシーケンス(開発中)	リアルタイムシーケンス(Auto-tuning機能) データリコンシレーション機能
得意分野－規模	実験室、パイロットプラント～小中規模プラント	大規模資本集約型産業向け
得意分野－プロセス	化学系プロセスを主軸に開発	石油精製、石油化学、用役プラント
実績	• デジタルツイン用途：数年前より活用事例が増加中 • プロセス設計・解析用途：化学業界のリーディングカンパニー中心に活用実績増加中	• デジタルツイン用途：国内外で多数の実績 • バリューチェーン全体最適化 • 石油＆石化バリューチェーン最適化

図 29 規模に応じたプロセスデジタルツインの特徴

（AVEVA 提供資料（DX の事例と将来の姿）より）

- データ整備関連

デジタル化の第一歩は、データソースを整備することから始まる。製造現場におけるデータは、OT 系データと ET 系データがあるが、AVEVA 社では、それぞれのデータベースの整備に適したソリューションを図 30 のように提供している。このうち、PI system は、2021 年に経営統合した OSIsoft 社が所有していたソリューションで、時系列データの多い OT 系データを管理統合

し、階層化、構造化、共通化等の機能が優れている。

さらに、IT/OT/ET データを連携するソリューションとして UOC（Unified Operation Center）が産業別にテンプレートとして用意されており、データのコンテキスト化、共通化にあたっての時間やコストを削減できる。

なお、クラウドの利用について、日本ではユーザーのクラウドにベンダーがアクセスするタイプも多いが、ベンダーのクラウドを利用することを推奨している。理由としては、ベンダーが開発した優れた機能が次々にクラウドに乗せられた場合、ユーザーはその機能を利用することができ、クラウドの利点を活かすことができるためである。将来を考えるとベンダーのクラウドを利用したほうが安上がりとなる。海外では、オープンなベンダーのクラウドを利用するケースが多い。



データソースの整備・データ連携：適用ソリューションまとめ

データのコンテキスト化、共通化、民主化と、データ連携とサイロ状態の打破、オーケストレーションの実現へ

データの種類	適用ソリューション	主な特徴	適用分野/得意分野/効果など
OT系データ	PI System	• 時系列データ管理・統合インフラ • 時系列データのコンテキスト化、共通化、民主化 • セルフサービス、DIY • IT/OTコンバージェンス(OPC-UA、MQTT対応) • オープン性(REST、SOAP API)、クラウド対応	• 大規模資本集約型産業 • 必要な情報を自由に切り出して可視化 • 企業規模での時系列データ統合・管理 • 遠隔監視 • クラウドを利用したデータ分析や故障予知
	System Platform	• IIoTプラットフォーム(SCADA/HMI起点) • デジタルアセットによるコンテキスト化、共通化、民主化 • セルフサービス、DIY (AVEVA Insight利用) • IT/OTコンバージェンス(OPC-UA、MQTT対応) • オープン性(REST、SOAP API)、クラウド対応 • MESへの展開、スケーラビリティ(エッジからエンタープライズ)	• CPG、F&B等の複数生産拠点 • 生産工程の頻繁な変更を伴うプロセス • 企業規模での時系列データ統合・管理 • 遠隔監視／遠隔制御 • クラウドを利用したデータ分析や故障予知
ET系データ	AIM (Asset Information Management)	• 設計・設備情報連携プラットフォーム • 設計・設備データのコンテキスト化、共通化、民主化 • 3Dデータ(点群、3D CAD)、設備図面、仕様書、設備状態履歴(Historian)など、工場内のあらゆるデジタル情報を統合し、サイバー空間に工場を再現(デジタルツイン)	• 全ての産業向け • 保全、製造現場でのワークスタイル変革
	UE (Unified Engineering)	• 1D/2D/3D/プロセスシミュレーションを含めた統合エンジニアリング環境(データセントリック) • コンカレントエンジニアリングの実現 • タグマネジメント(データのコンテキスト化、標準化)	• エンジニアリング会社中心(海外ではオーナー会社でも活用) • エンジニアリング会社とオーナー会社間の共通プラットフォーム

図 30　AVEVA が提供するデータの整備・連携に関わるソリューション
（AVEVA　提供資料（DX の事例と将来の姿）より）

➢　原油評価関連

原油 Assay は、サプライチェーン計画の基礎であり、原油選択、運転計画、スケジューリングなどに活用される。また、精度の高い原油性状情報を元に最適な運転条件の設定などの意思決定を行うことで、経済性を向上させることもできる。原油 Assay の作成には、数 L の原油を蒸留し、各分画物を分析するため、従来は 3～4 週間かかっていたが、AVEVA 社の Real-Time Crude（RTC）は、クラウド技術により完全な原油 Assay を迅速に作成するソリューションで、少量の試料（約 20mL）で、原油 Assay データを数分（API 度と IR スペクトルの測定で約 20 分）で作成できる。

①　システムの構成と原油 Assay の作成

システムは、広域赤外線（IR）スペクトルを測定する装置およびそれらのスペクトルを解析して完全な原油分析結果を生成するためのソフトウエアとで構成されている（図 31）。

IR 分析装置は、AVEVA のパートナー企業である Schneider Electric 社製で、約 1000（中赤外）～6500cm-1（近赤外）のスペクトルを測定することが可能な特殊な装置で、大きさは小型冷蔵庫程度である。装置の上部はオートサンプラーで、ここにセットされた試料が、自動的に吸引され、測定部に送られるとのことである。IR スペクトルの例とピークの帰属の一部を図 32 に示す。

一方、ソフトウエアは、原油 Assay からスケジューリングまで生産計画策定に必要な全てのツールを統合した石油精製/石化向け統合サプライチェーンツール（AVEVA Unified Supply Chain）一部であり、使用する原油 Assay データベースは、1998 年に設立以来蓄積したデータが基になっている。

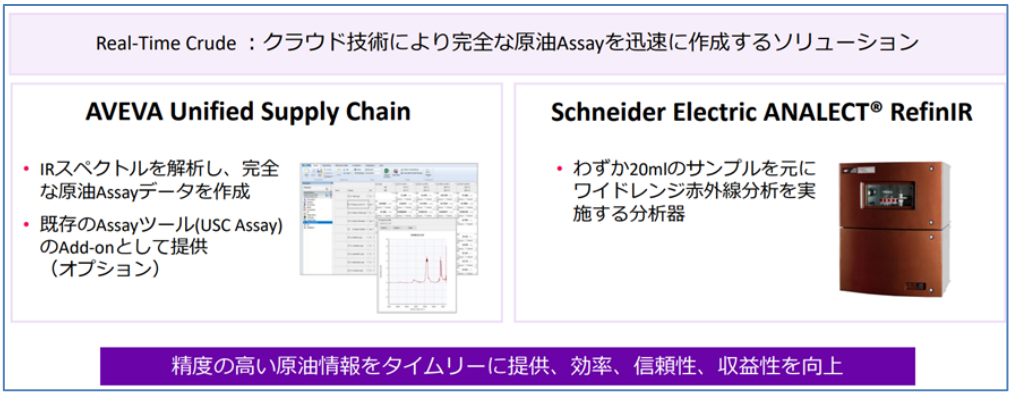


図 31 AVEVA Real-Time Crude の概要
（AVEVA 提供資料（Unified Supply Chain Real-Time Crude）より）

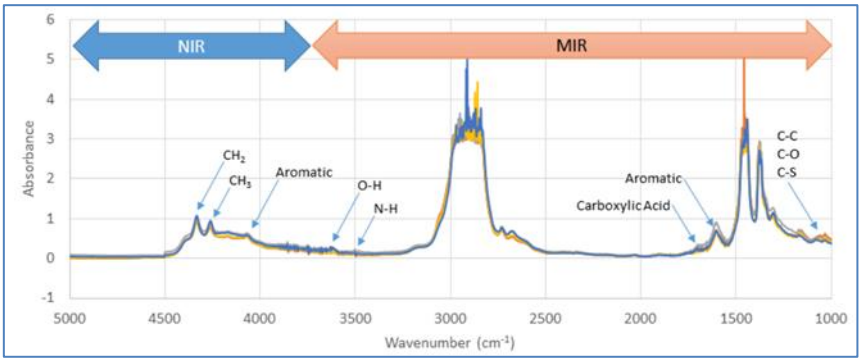


図 32 IR スペクトルの例とピークの帰属
（AVEVA 提供資料（Unified Supply Chain Real-Time Crude）より）

原油 Assay 作成手順の概要を図 33 に示す。まず、既知原油の Assay データとその原油の IR スペクトルから、機械学習により IR 性状予測モデルを作成する。次に性状を知りたい原油（新規原油）について、IR スペクトルを測定し、このスペクトルを IR 性状予測モデルと

比較し、既存の Assay モデルも併せて使用して新規原油の Assay を予測する。

予測にあたって入力する新規原油の情報としては、通常は IR スペクトルのほか、API 度である。さらに原油の産地情報を入力すると予測精度が向上する。逆に API 度がなく IR スペクトルだけからでも予測は可能であるが、精度が低下する。

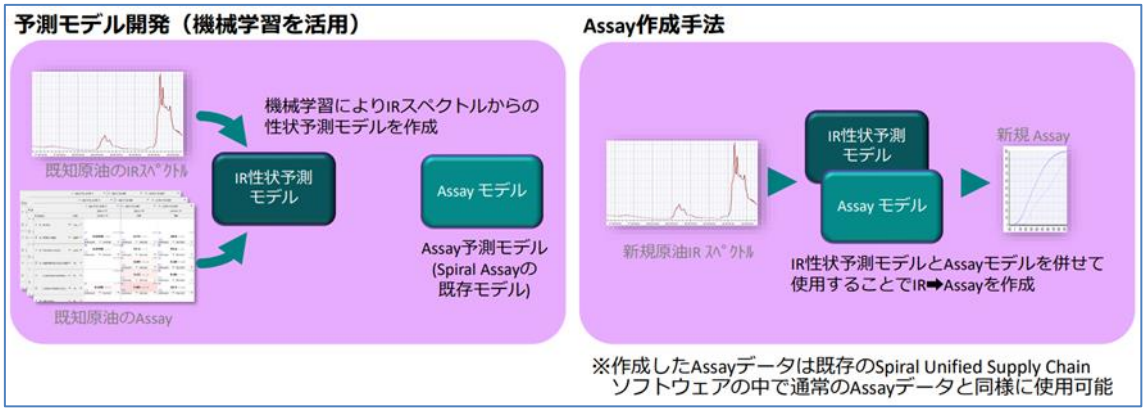


図 33 IR スペクトルからの Assay 作成手順

（AVEVA 提供資料（Unified Supply Chain Real-Time Crude ご紹介）より）

② RTC で予測可能な項目

RTC による予測値と実測値とを比較した実績のある性状と蒸留区分を表 3 に示す。各蒸留区分の収率やガス成分（表 3 の「<15」）以外の密度、硫黄分、多くの蒸留区分の酸価や動粘度は予測実績がある。

表 3 RTC による予測値と実測値とを比較した実績のある性状と蒸留区分
（AVEVA 提供資料（Real-Time Crude (RTC) Model Performance Report）より）

	Boiling Range (°C)									
	Crude	<15	15-70	70-150	150-230	230-330	330+	330-430	430-550	550+
Yield		X	X	X	X	X	X	X	X	X
Density			X	X	X	X	X	X	X	X
Sulphur	X		X	X	X	X	X	X	X	X
Mercaptans			X	X	X					
Total Nitrogen	X					X	X	X	X	X
Basic Nitrogen						X		X	X	
Pour	X					X	X	X	X	X
Cloud					X	X				
Freeze					X	X				
Smoke Point					X					
MCRT	X						X		X	X
KV@20°C	X				X					
KV@50°C	X				X	X	X			
KV@100°C						X	X	X	X	X
KV@130°C										X
Vanadium	X									X
Nickel	X									X
C7 Asphaltenes	X									X
TAN	X			X	X	X	X	X	X	X

一方、精度について、各評価項目の実測値と RTC による予測値との相関の一例として、収率についてのデータを図 34 と図 35 に示す。図 34 は、「IR スペクトル＋API 度＋原油種名」の情報（ベース原油 Assay のデータを活用）から得られた結果で、図 35 は「IR スペクトル＋API 度」の情報だけから得られた結果（いずれも全 159 件）である。また、各相関図の右側には、実測値と予測値の差の分布がヒストグラムで示されている。原油種名の情報がない場合でも、精度はいくらか低下するものの、収率については予測値と実測値がよく一致していることがわかる。

全評価項目の実測値と予測値の比較結果のまとめを図 36（原油種名情報あり）に示す。図 36 では、緑の部分が大きいほど相関が高く、赤の部分が大きいほど相関が低い。先に記載した収率のほか、各蒸留区分の密度や軽質成分の酸価（TAN）は良い相関があるが、硫黄分や流動点、Ni や V の含有量などの相関は、あまり高くないことがわかる。

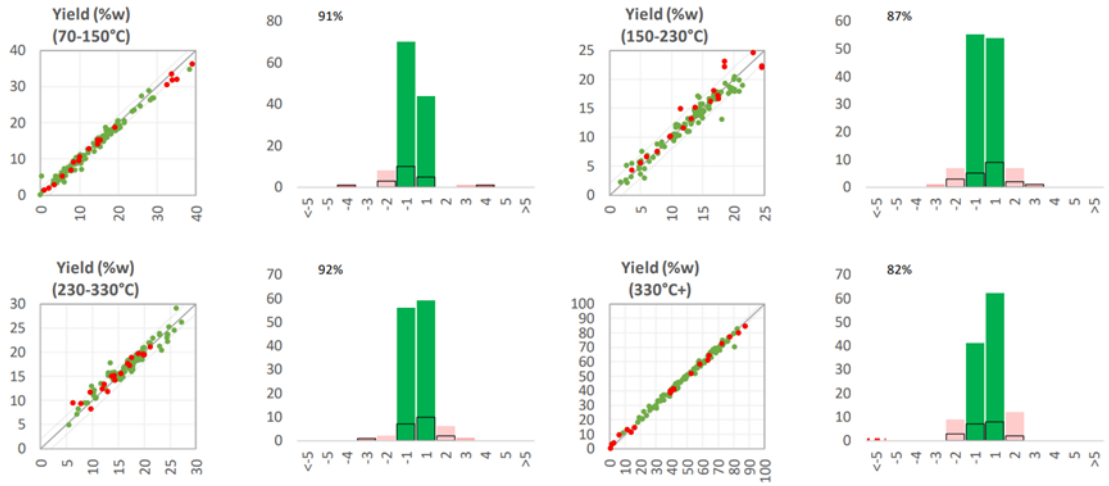


図 34 RTC による収率の予測値と実測値の比較(1)原油種名情報あり

（AVEVA 提供資料（Real-Time Crude (RTC) Model Performance Report）より）

図 34 および図 35 の説明
・相関図で 縦軸：予測値、横軸：実測値。
緑（図 34）または青（図 35）：2020 年 10 月までのデータ、
赤：その後追加されたデータ
・差の分布で 緑：2020 年 10 月までのデータで、予測値と実測値の差が 1%以内の件数。
黒線：追加データの件数。 左上数字：±1%以内の合計割合（%）

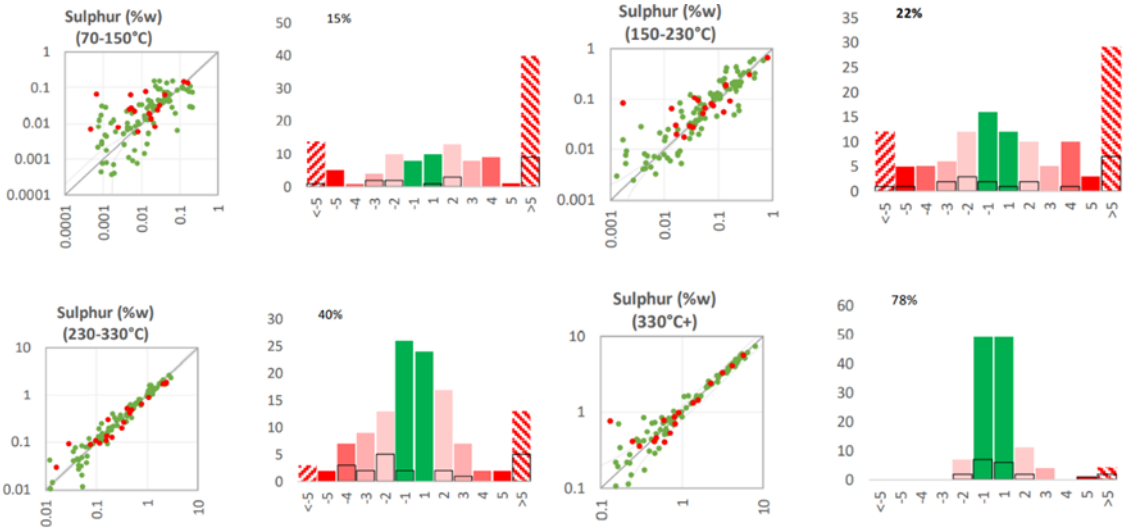


図 35 RTC による収率の予測値と実測値の比較(2)「IR＋API 度」情報のみ

（AVEVA 提供資料（Real-Time Crude (RTC) Model Performance Report）より）

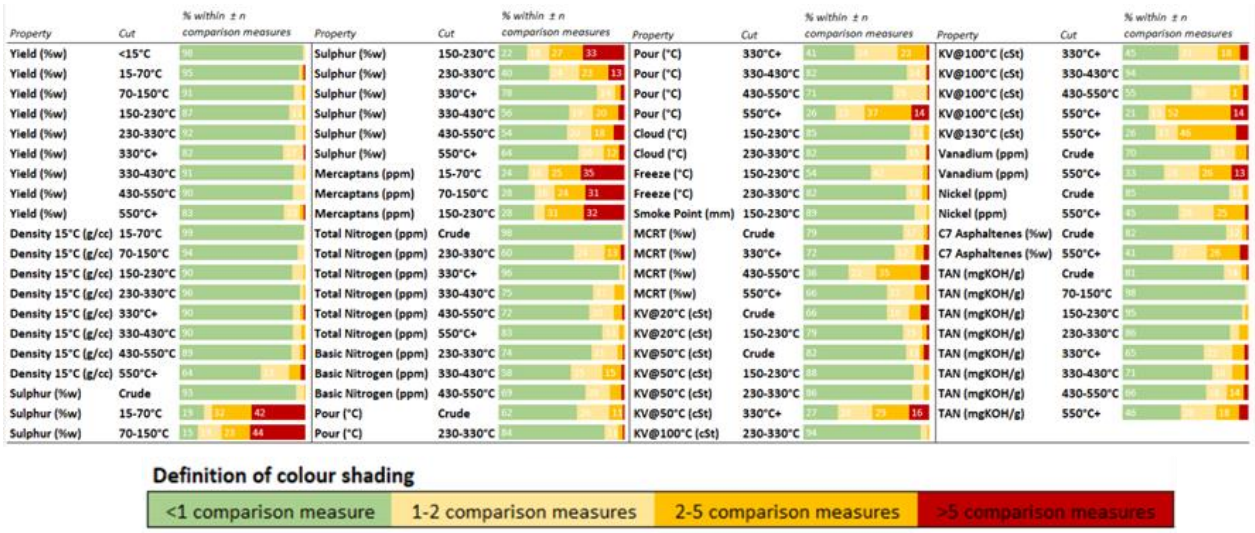


図 36 RTC による予測値と実測値の比較のまとめ（原油産地情報あり）

※薄い緑色は図 34 のヒストグラムの±1%以内の合計割合

（AVEVA 提供資料（Real-Time Crude (RTC) Model Performance Report）より）

③ RTC の現状と今後の開発予定

現在、数社で試用してもらい、既存の Assay データと比較するとともに、ベースデータを増やしている段階である。AVEVA 社には膨大な Assay データの蓄積はあるが、IR スペクトルとの相関のあるデータが多くないため、RTC について問い合わせのあった会社に対して、無償で RTC による予測値を提供する代わりに、少量の原油とその Assay データを提供してもらうことでデータを増やしている。

プログラムについても継続して改良が実施されており、特に力を入れているのは、モデル精度向上のためのサンプルデータの収集と IR スペクトルの解析技術の改善（ワイドレンジ IR 測定機能の活用）である。将来的には、API 度のデータを必要としない IR だけでの予測精度の向上をはかるほか、ブレンド原油の IR データからタンク内の油種推定を行う機能も開発中とのことである。

応用分野としては、少量の先行試料を入手して IR を測定するか、現地で IR を測定してもらうことで、原油タンカーが到着前に製油所の最適運転条件を決定することや、現状では正確な性状把握が難しい製油所での SLOP の性状を特定し、生産計画に反映させることなどへの応用範囲の広がりも期待されている。

3） 適用事例

➢ BASF 社

BASF 社の DX の全体像を図 37 に示す。BASF 社では、バリューチェーンで生じるデータと先進的なデータ分析で、水平統合と垂直統合を実現し、BASF 4.0 と名付けたプラットフォームの下、

設計・設備情報管理基盤(AIM) 、PI System、オンライン最適化、訓練シミュレータ(VR)、AR 活用モバイルソリューション、予知保全、等に AVEVA 社の様々なソリューションが導入されている。

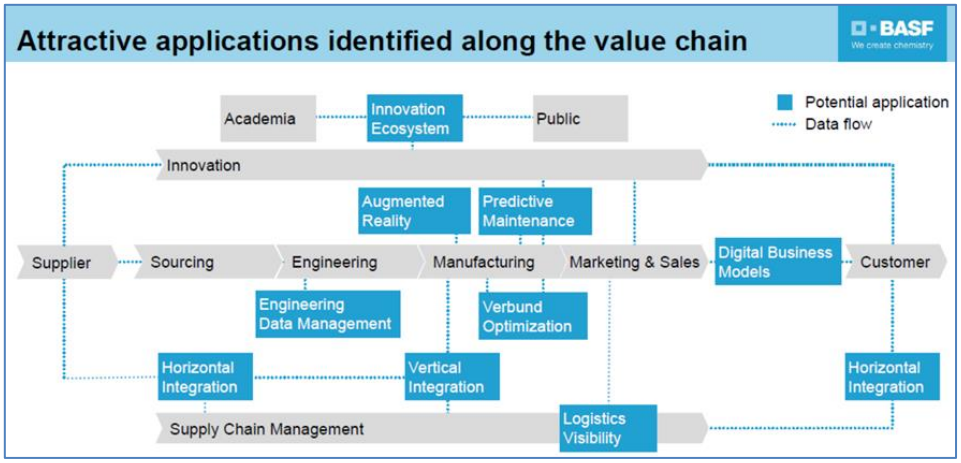


図 37 BASF 社の DX の全体像
（AVEVA 提供資料より）

BASF 社が構築した 3D VR の一例を図 38 に示す。これは、3D CAD データを基に作られたもので、教育用に使用できるほか、ガイダンス機能があって、タブレット＋AR の活用で現場点検、保守作業の支援をしてくれる。具体的な利点としては、安全で効率的な巡回点検方法を若手運転員に伝承できる(世代交代による技術伝承)、異常値検出時の対処方法や作業リスクをガイダンスしてくれる (安全性改善)、過去のトラブルや運転員のノウハウを表示し、若手運転員でもベテランと同等の点検業務を実現できる、などがある。

また、巡回点検スケジュール設定・管理 (シフト毎のスケジュール設定、進捗状況を視覚的に把握)、レポーティング、電子承認(データ修正の不正防止)、外部システムとの連携 (運転管理システム、保全管理システム、デジタルツインとの連携)、予知保全システムへの必要なデータの提供などを行うこともできる。メンテナンスにもオペレーションにも役立つ幅広い対応が可能なソリューションである。（情報提供：AVEVA 社）

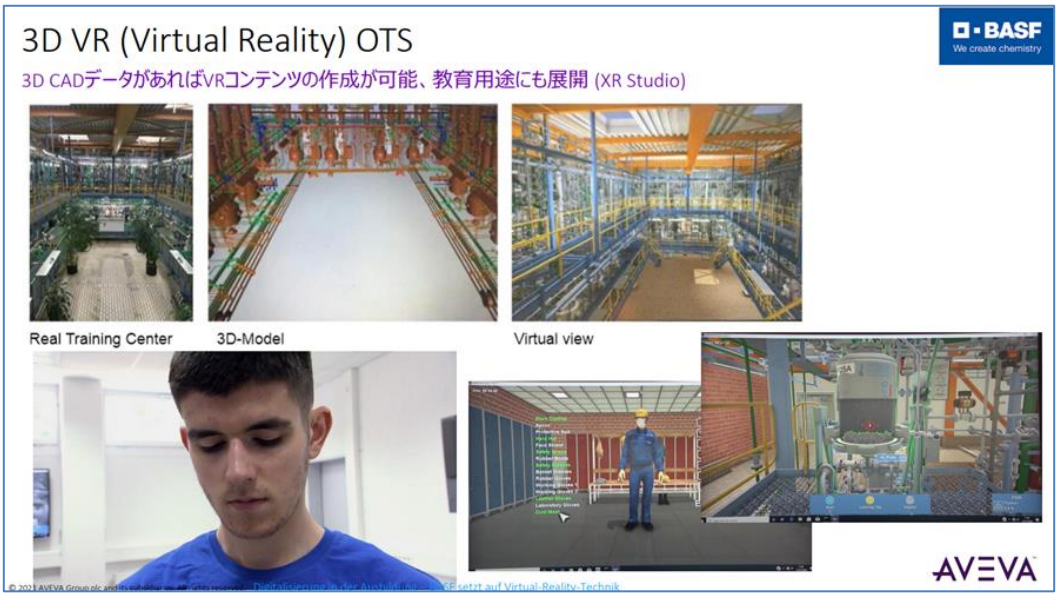


図 38 BASF 社の 3D VR
（AVEVA 提供資料より）

➢ 出光興産㈱

出光興産では、北海道製油所に AVEVA Schedule AI Assistant を導入した（2021 年 9 月発表）。このソリューションは、AVEVA Unified Supply Chain の一部で、最適化機能と人工知能（AI）を取り入れたクラウドベースのソリューションである。そして、製油所の原油操業スケジュール管理者を支援し、効率性、収益性、処理量に関するシナリオを検討してランク付けできるように設計され、従来は数日かかった作業を数秒で完了させ、ビジネスの俊敏性向上と、意思決定を最適化する。また、分析機能がサプライチェーン全体において複数のスケジュールや予測されるイベントを自動的に生成し、評価する。

出光興産では、従来のトライ＆エラーのシミュレーションベースのスケジューリングの概念を大きく変える、新しい世代のスケジューラが出来上がったと評価し、次のステップとして Schedule AI Assistant を利用しながら AVEVA Value Chain Optimization を用いたデジタル化プログラムを進めている（情報提供：AVEVA 社）。

➢ 三菱ケミカル㈱

三菱ケミカルでは、生産性向上による競争力強化と、日々変化する環境に対応した安全・安定運転の深化を目的として、プロセス運転支援の核としてモデルベース運転（シミュレーション）が可能なプロセスデジタライゼーションを導入し、限定的なセンサー情報からプロセスの全状態を推定し、可視化できるようにしている。

この運転支援技術には、図 39 に示すように 3 つの段階があり、Step.1 は、デジタル化の進んでいないオフライン意思決定支援の段階で、過去データ（月次データ等）を基に改善点を抽出し、

運転・設備改善に努めることになる。

ステップ 2 は、デジタル化が進んだオンライン意思決定支援の段階で、「今」の状態をリアルタイムでモニタリングして将来を予測し、運転可能範囲を超えないよう運転条件の変更判断を行う。これには、厳密モデルを構成して、プロセスの全状態が推定できるよう非計測部も可視化できることがベースになっている。

ステップ 3 のリアルタイム最適化は、理想的な段階で、運転条件を自動でリアルタイムに最適化できる状態である。

三菱ケミカルでは、AVEVA process simulation と PI system を導入してプロセス DB とプロセスシミュレータを連携させて連続監視を実現し、シミュレーターの最適化機能によって最適運転条件を算出して、運転条件変更の支援に活用する Step.2 を実現している。三菱ケミカルが導入したシステムの全体像を図 40 に示す。主にオペレーションの最適化を担うソリューションである。

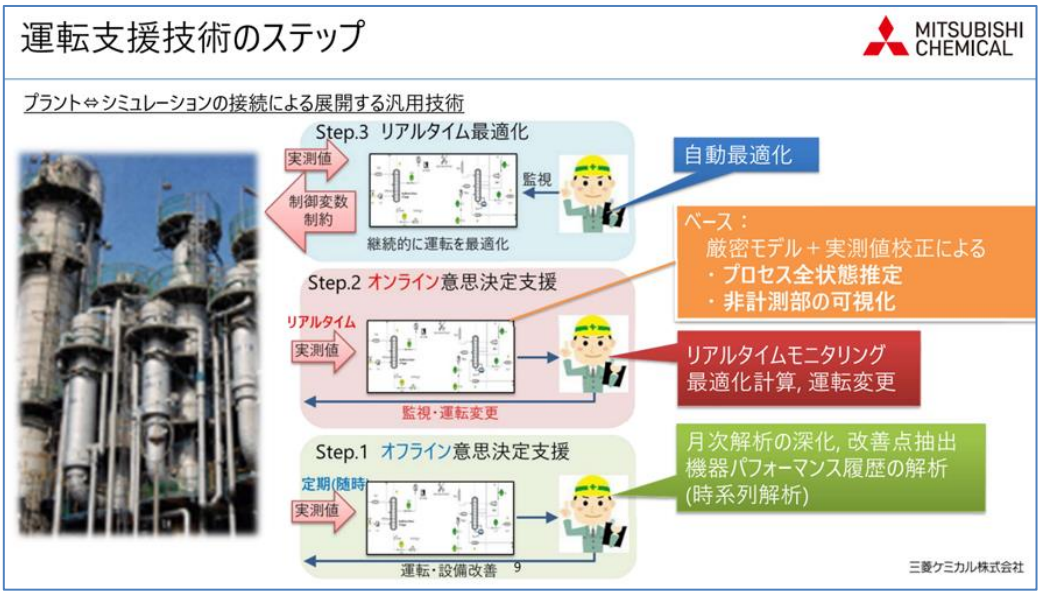


図 39 DX による運転支援技術のステップ

（AVEVA セミナー資料（2021.11.9 三菱ケミカル社資料）より）

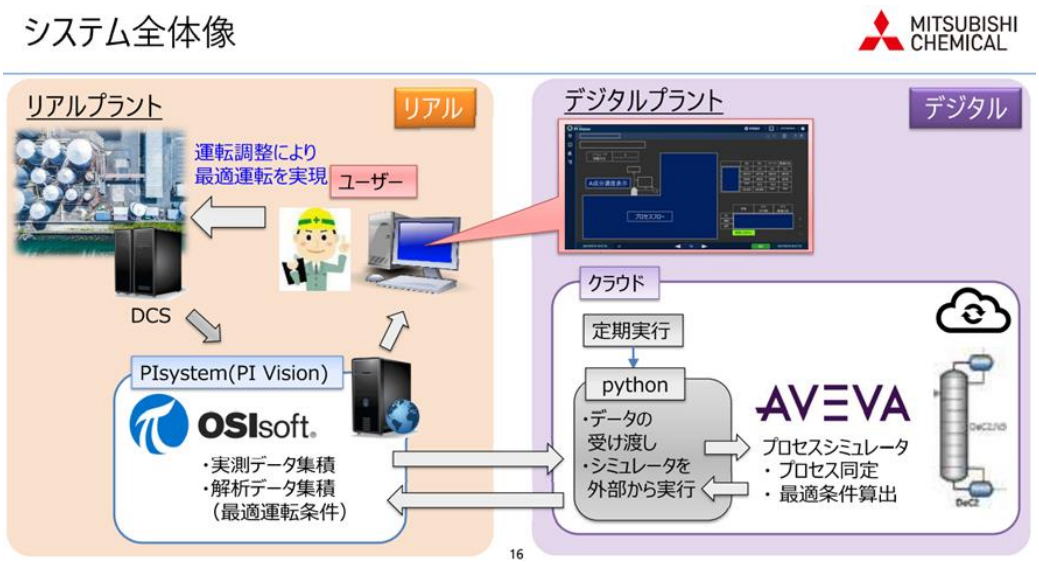


図 40 DX による運転支援技術のステップ

（AVEVA セミナー資料（2021.11.9 三菱ケミカル社資料）より）

➢ その他の企業の AVEVA ソリューション導入事例

その他の企業の主な AVEVA ソリューション導入事例を表 4 に示す。（AVEVA 社提供資料から抜粋）

表 4 主な AVEVA ソリューションの導入事例

（AVEVA 社提供資料から抜粋）

国名	社名	ソリューション等	適用分野	効果	導入時期
蘭、英	ロイヤル・ダッチ・シェル（RDS）	・Engineering Data Warehouse technology	バリューチェーン全体	Shell Global Solutions のデジタルトランスフォーメーション戦略を加速	2020 年
独	BASF	・BASF DX Vision: BASF 4.0	バリューチェーン全体	各種データ、各種ソリューションを水平および垂直統合する大本のインフラ。BASF 4.0 の下、様々なソリューションが導入されている。	不明
UAE	ADNOC（アラブ首長国連邦アブダビ国営石油会社）	・Panorama Command Center	バリューチェーン全体	バリューチェーン全体の情報の集約、一括監視、および最適化	不明
サウジアラビア	Aramco	戦略的提携（詳細不明）	バリューチェーン全体	産業部門の脱炭素化と持続可能な目標の実現。バリューチェーンのあらゆる側面の最適化	2021 年
オーストラリア	AGL（電力事業者）	・PI System	バリューチェーン最適化	顧客に風力および石炭火力に関するデータをリアルタイムで提供	不明
日本	三菱重工	発電プラントで、 ・PI System を核としたサポート（TOMONI™）を提供	プラントライフサイクルの全て	試運転からアフターサービスまで支援するインテリジェントソリューションを提供し、稼働率向上などによりカーボンニュートラル社会実現を目指す。	2019 年
米国	Eastman Chemical 社	・AVEVA Unified Engineering/AVEVA AIM の組合せ	エンジニアリング	新規プラント建設、改造業務に活用	不明
米国	TechnipFMC	・動的シミュレーション	エンジニアリング	・新設製油所のフレアヘッダー設計を最適化し、32%小型化して建設コストを削減。	不明
米国	SOUTHERN COMPANY（電力事業者）	設計データの収集管理システム	エンジニアリング	エンジニアリング時間を 30%削減 総設置コストを 10%節約	不明
独	BASF	・myPlant Asset Information Portal (AIP) 設計・設備情報連携	エンジニアリング、メンテナンス	設備改修、保守・点検業務の計画立案から実施作業までの生産性向上	不明
英国	BP	サプライチェーン全体の生産計画最適化	主にオペレーション	エネルギー効率を向上し、設備資産のダウンタイムを削減	不明
独	Covestro（化学品メーカー）	・APS (AVEVA Process Simulation)	オペレーション	1. 整合性の取れた物質、熱収支確認 2. 計器未設置個所の運転確認 3. パラメーターの最適化 4. 運転状態の将来予測	不明
独	BASF	・XR Studio：3D VR (Virtual Reality) OTS	主にオペレーション	3D CAD データから VR コンテンツの作成が可能。教育用途にも展開できる。	不明
仏	TOTAL	・Cloud OTS	オペレーション	オペレータートレーニング期間を数か月から数週間に短縮	不明
フィンランド	NESTE（エネルギー会社）	・AVEVA Unified Supply Chain	主にオペレーション	デジタルモデルを使って生産を最適化。迅速な意思決定を実現。	不明
インド	Reliance industries	エネルギー使用の監視と最適化	主にオペレーション	年間 1,220 万米ドルのエネルギーコストを節約し、2 か月で元金を回収	不明
韓国	HYUNDAI	・APS (AVEVA Process Simulation)	オペレーション	・灯油の垂直分割型蒸留塔でエネルギーを 19%節約。	不明
日本	出光興産	AVEVA Schedule AI Assistant	主にオペレーション	原油操業スケジュール作成期間の短縮	2021 年
日本	三菱ケミカル	・APS (AVEVA Process Simulation) ・PI-System	主にオペレーション	最適運転条件の算出	不明
日本	ダイセル	新設の石炭ガス化プラントに ・運転訓練シミュレータ（OTS）を導入	オペレーション	運転実績データのないプラントのモデルを構築することで、座学（紙面上）では実感の沸かない操作感を体験でき、運転員の早期要員化ができた。	2020 年
日本	関西電力	発電プラントで、 ・PI System 導入	オペレーション、メンテナンス	データ分析に基づく、出力・効率の向上。異常の早期検知による計画外停止率の提言。寿命消費状況の把握による修繕費の低減など。	2015 年ころ
カナダ	TC Energy	・AVEVA Pipeline Schedule Optimization	メンテナンス	45,000 マイル以上の原油パイプラインを監視し、漏洩を 4 分で検出可能	不明
カナダ	Suncor Energy（総合エネルギー会社）	・AI プロセスシミュレーションと ML 予知分析	メンテナンス	設備健全性の問題を早期診断して、パフォーマンスを最適化し、GHG 排出量とエネルギー使用量を削減	不明
独	BASF	・Mobile Operator（歩く操作室）	メンテナンス	ガイダンス機能を持ち、タブレット＋AR の活用で現場点検の巡回点検手順や方法、異常時の対処法などを伝える。	不明
独	BASF	・Predictive Analytics	メンテナンス	予定外のダウンタイム削減とともに設備の信頼性や稼働率の向上を実現。メンテナンススケジューリングの効率化	不明

4） ソリューションの CO2 削減効果

エネルギー業界において、AVEVA ソリューションを導入した際の CO2 削減効果は、図 41 のように見積もられている。

エンジニアリング分野では、省コストによる効果として、総設置コストを最大 15%、設計コストを最大 30%削減することが見込まれる。オペレーション分野では、全社的に基準値を最適化することで意思決定時間を短縮するほか、気候への影響を改善してダウンタイムを削減できる。これらすべてを合計すると、プラントライフサイクル全体として、エネルギー使用量を 15～30%、CO2 排出量としては、9～15%の削減効果が見積もられている。

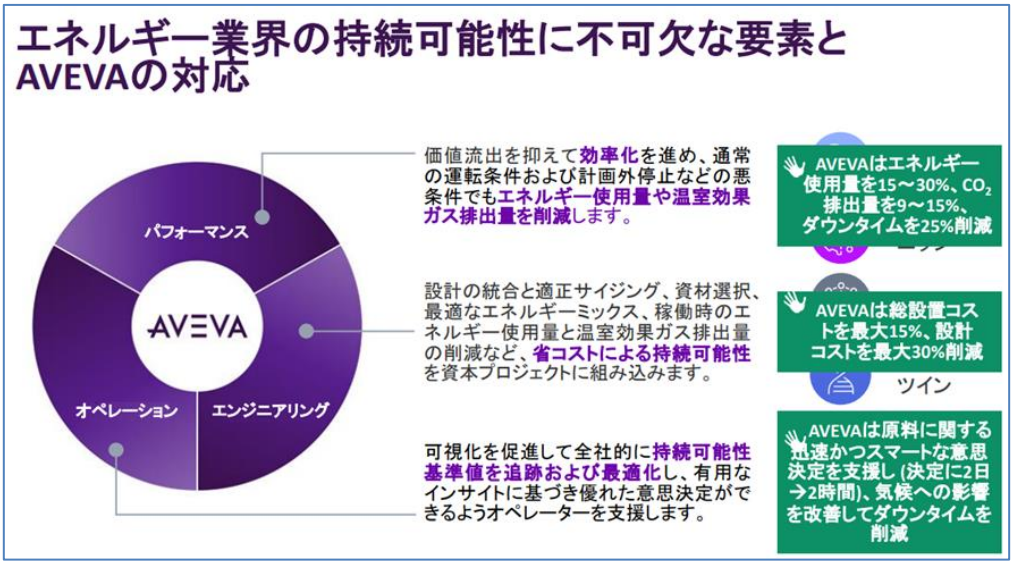


図 41 AVEVA ソリューションを導入した際の CO2 削減効果
（AVEVA 提供資料（Sustainability in Energy）より）

5） 我が国のデジタル化の状況（AVEVA 社ヒアリングより）

DX に関する動向調査の国内と世界の比較結果を図 42 に示す。国内では、海外に比べ、赤枠で囲まれた 3 件（売上や投資効果への貢献についての意識、顧客および従業員からの支持）が低い点が顕著である。これらの結果も踏まえ、AVEVA 社では日本国内のデジタル化の状況を、次のように捉えている。

製油所等、製造業のデジタル化は確実に進んでいるが、海外に比べると遅れている。「情報をどう使うか」は人、企業によって異なるため、体制が弱いと進みにくい。海外ではトップダウンで、決まればすぐに動くが、日本の場合は各個人の責任感が強く、ボトムアップもあるため、企業としての動きが遅くなる傾向にある。

考え方を変える必要があるがなかなか難しい。それには、官民一体となって進めていくのが良いと思われるが、ようやく数年前からその動きが見えてきた。今後はグローバルに海外との競争になるので、危機感を持つ必要がある。

DX 化にあたり、日本では DX 化に対応できる技術者がいないため、ベンダー任せになっている。人

材教育にも力を入れる必要がある。また、導入にあたり費用対効果を重視するため、デジタル化も進みにくく、部分的なソリューションとなるケースが多い。一方、海外では、ユーザーとベンダーが長期契約を結び、特別なパートナーシップで強く結びついてトータルなソリューションを構築している。背景には、トップダウンで決めていることがある。

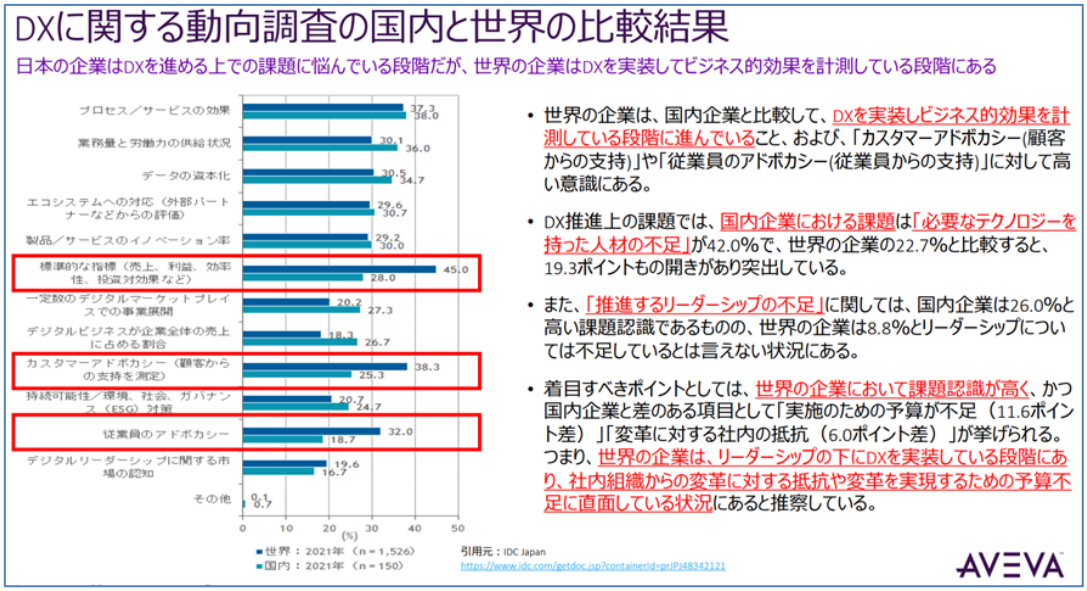


図 42 DX に関する動向調査の国内と世界の比較
（AVEVA 提供資料（DX 事例と将来の姿）より）

(2)Hexagon

1) 概要

Hexagon は本社をスウェーデンにおき、従業員は約 21,000 人の規模をほこる。9 つの事業部門を有する一方、「One Hexagon」のスローガンの下で Hexagon グループとしての事業運営を行っている。「自律化した未来を支える」というビジョンを掲げ、3 つのソリューション(センサー・ソフトウェア・自律化)と 5 つのコア技術（リアリティキャプチャ・ポジショニング・デザインとシミュレーション・ロケーションインテリジェンス・自律化技術）を保有している。また、強みであるセンサー技術を活かしたロボット(ガス検知器搭載)やドローン（3D レイザースキャナ搭載）関係の研究も進めている。

9 つの事業部門のうち、Hexagon PPM(Process, Power & Marine) division は、1969 年に設立、従業員は約 3,500 人で、世界の約 60 ヶ国に事業展開している、従来は、エンジニアプラントへの設計ツール提供など EPC 分野へのソリューションをメインとしていたが、現在、製造業向けソリューションとしてプラント稼働後の O & M（オペレーションとメンテナンス）へかなり注力し、2 本柱の体制となっている。（図 43）。

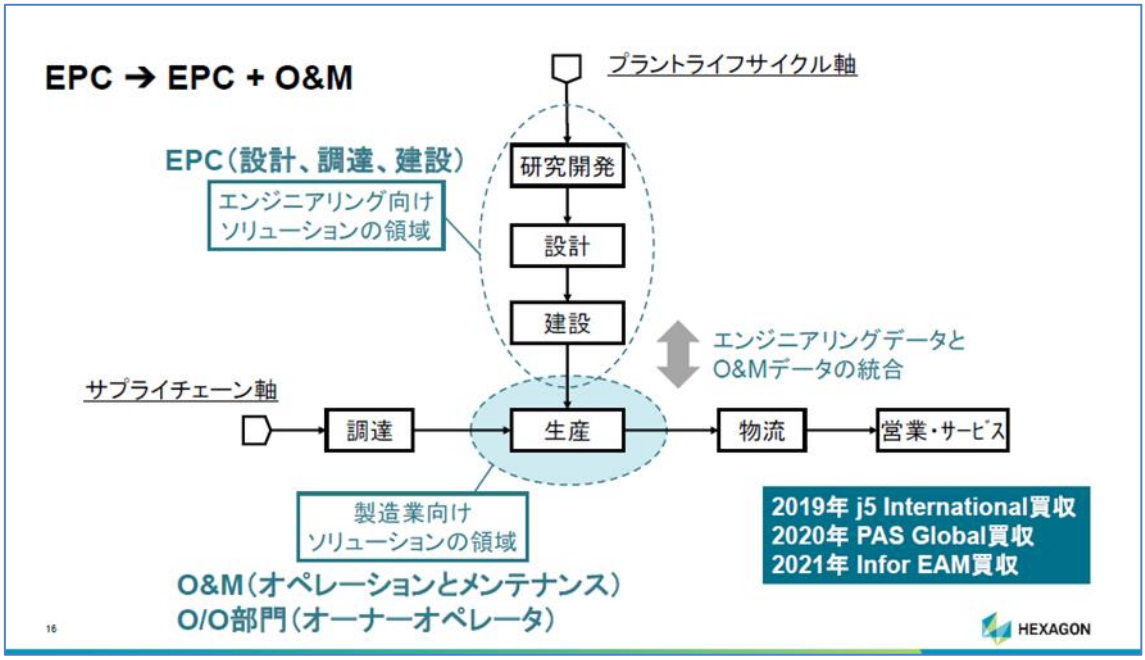


図 43　Hexagon PPM 事業領域の変化
（Hexagon 提供資料より）

2）　ソリューション

実際に現場で行われている具体的な運転・保全業務プロセスと Hexagon によるソリューションの関連を次に示す。

企業買収による戦略的なポートフォリオを構築している。オペレーションとしては「ｊ５（運転管理システム、2019 年 1 月）」、メンテナンスとしては「ＳＤｘ（設備情報管理）」や「ＥＡＭ（企業資産管理、2021 年 10 月）」、サイバーセキュリティやプロセス安全等としては「ＰＡＳ（2020 年 11 月買収）」といったソリューションが各々重要な役割を果たしており、運転・設備両データを連携させながら問題解決にあたっている。なお、これら４つのソリューションはクラウド（Hexagon 環境あるいはユーザーのいずれも可能）環境での利用が可能で、本社や他製油所との連携を促すものとなっている。

また、製油所の中のエコシステムを構築するために、自社技術のみならず、OSI、SAP、IBM（MAXIMO）、ASPENTEC 等との協力も行っており、特にスケジューラ、シミュレーター、アセット・パフォーマンス・モニタリング等を有する ASPENTEC とは Hexagon の領域が重複しないことからアライアンスが期待できる（図 44）。

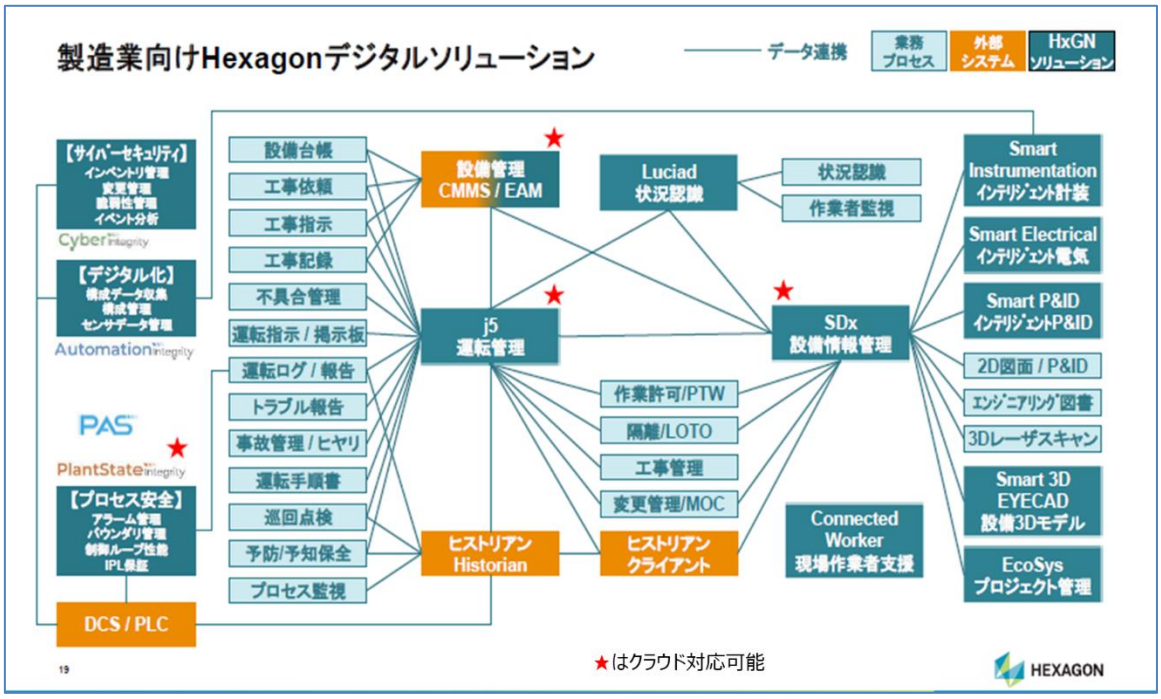


図 44 製造業向け Hexagon デジタルソリューション
（Hexagon 提供資料より）

➢ J5

j 5 では、製油所内に散在する運転・保全に関する書類、スプレッドシート、データベースなどを集める煩雑な手作業をシステマティックなデジタル運転管理システムに置き換え、ログブックの記録、運転指示、巡回点検、申し送り帳、トラブル管理、安全な運転手順などのデジタル化により業務の効率化が促進される。操業に携わる運転員が収集するソフトデータは膨大なものであり、これらを如何に効率よくハードに関連付けるか、製油所操業にとって重要なファクターと考えられる。また、近年、協力会社を含めた日々の現場工事作業の管理までと範囲が広がっている。（図 45）。

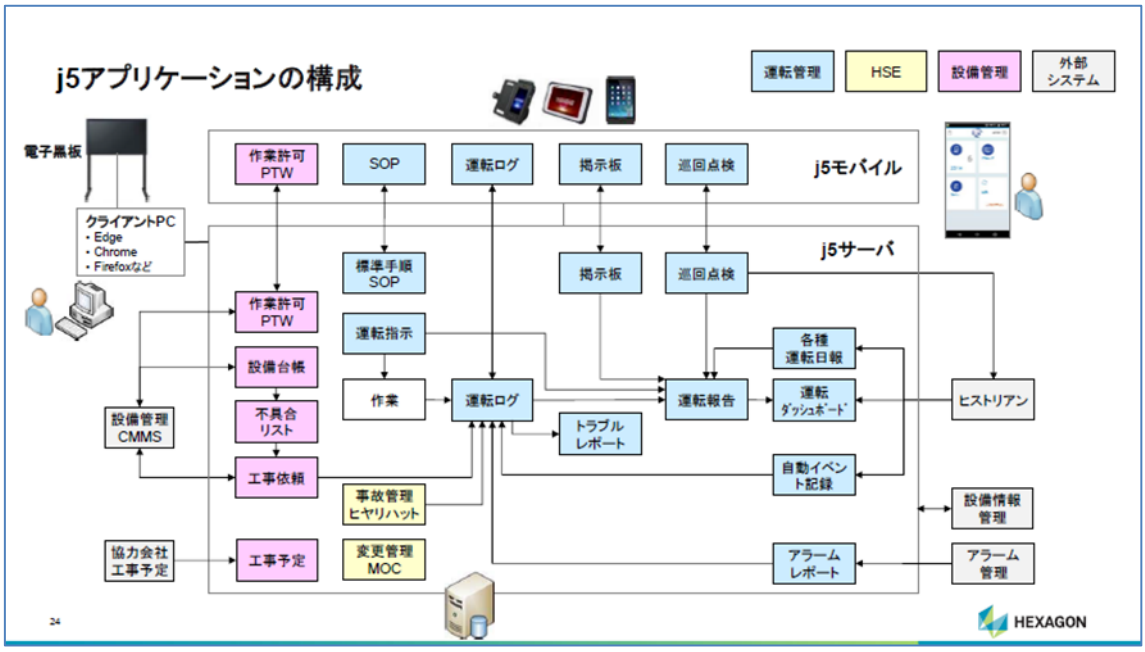


図 45　j 5 アプリケーションの構成

（Hexagon 提供資料より）

システム導入に当たっては、人間系プロセスのシステム化ということで、①正確な現状把握(業務分析)、② 業務プロセスの統一とシステムの標準化や③成功に導くプロジェクト組織といったファクターが重要であることも見逃すことはできない。

国内導入実績は非常に豊富であり、石油精製 21 サイトを始め、他業種を含むと 82 サイトとなっており、運転管理プロジェクトへの適用は 90%以上のサイトで行われている（図 46）。



図 46　j 5 アプリケーション導入実績
（Hexagon 提供資料より）

- SD x

HxGN SDx® Operations では、デジタルデータを基に現場機器の再現化、いわゆるデジタルツインを実現している。例えば、Tag 管理されている画像上の機器をクリックすると様々なドキュメント、レーザスキャンや機器モデルなどと関連付けられている。このために、容易に情報(仕様・履歴・指示)の閲覧や検索が可能となる（図 47）。

トラブルが発生しやすい変更管理においても、自動化された作業プロセスを通じて変更を効率的に管理でき、変更の影響と潜在的な競合を簡単に特定することができるために、プロセス安全の実現にも効果的と考えられる。

また、横断的に SAP、OSI、ASPENTC や j5 といった他のソフトウエアとも相互参照できる（図 48）。

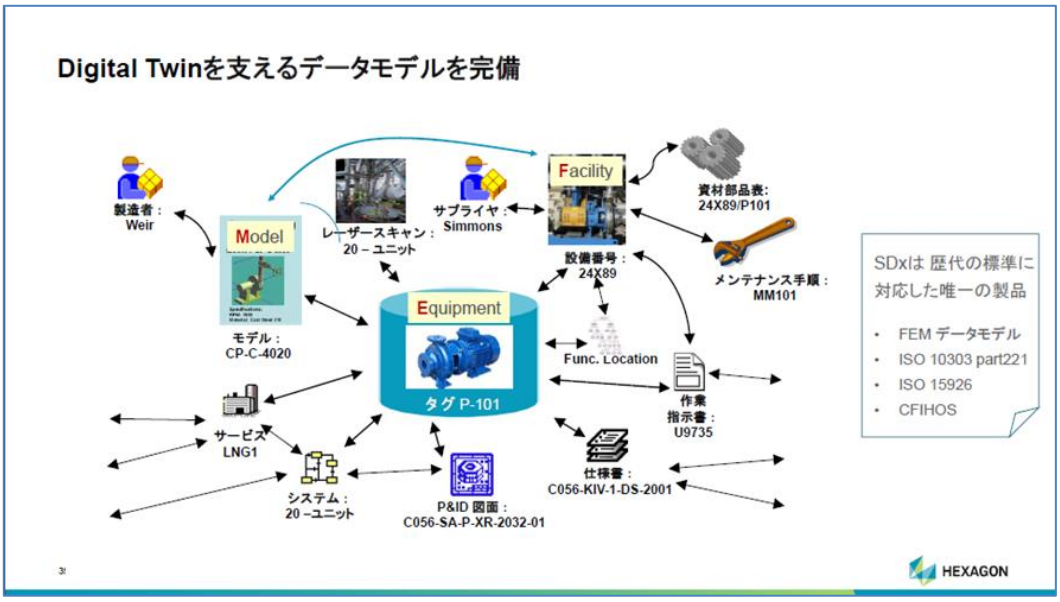


図 47 HxGN SDx® Operations のデータ連携

（Hexagon 提供資料より)

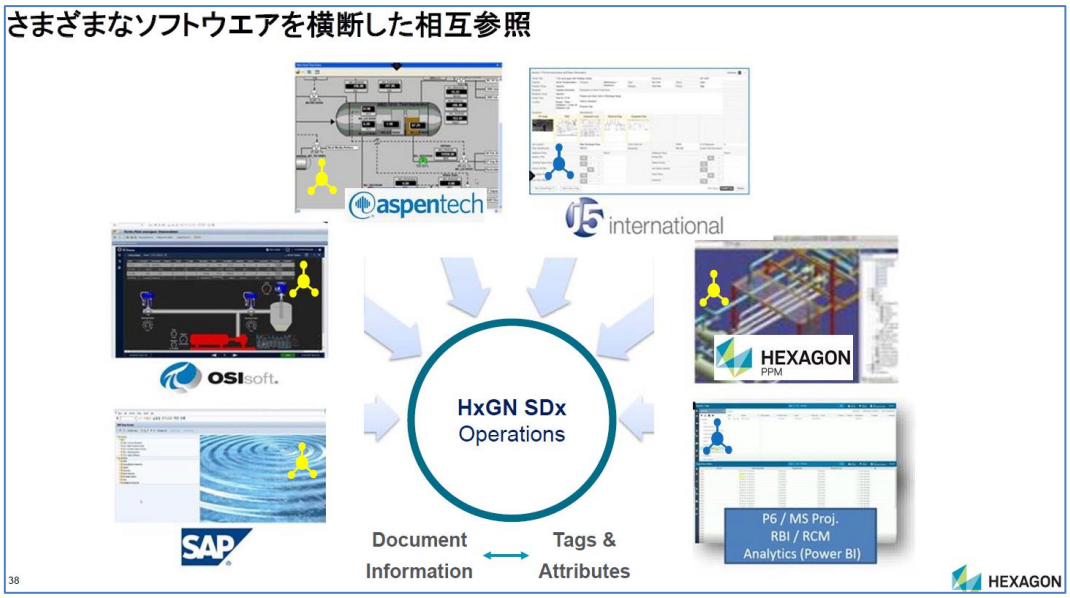


図 48 HxGN SDx® Operations のソフトウエアを横断した相互参照

（Hexagon 提供資料より)

➢ PSA

PAS は、製造、石油･ガス、ユーティリティなどの設備集約型産業におけるサイバー脅威を防止･検出･修正し、プロセスの安全性リスクの軽減を図り、意思決定のための信頼性の高いデータを提供するＯＴであり、３つの柱から構成されている（図 49）。

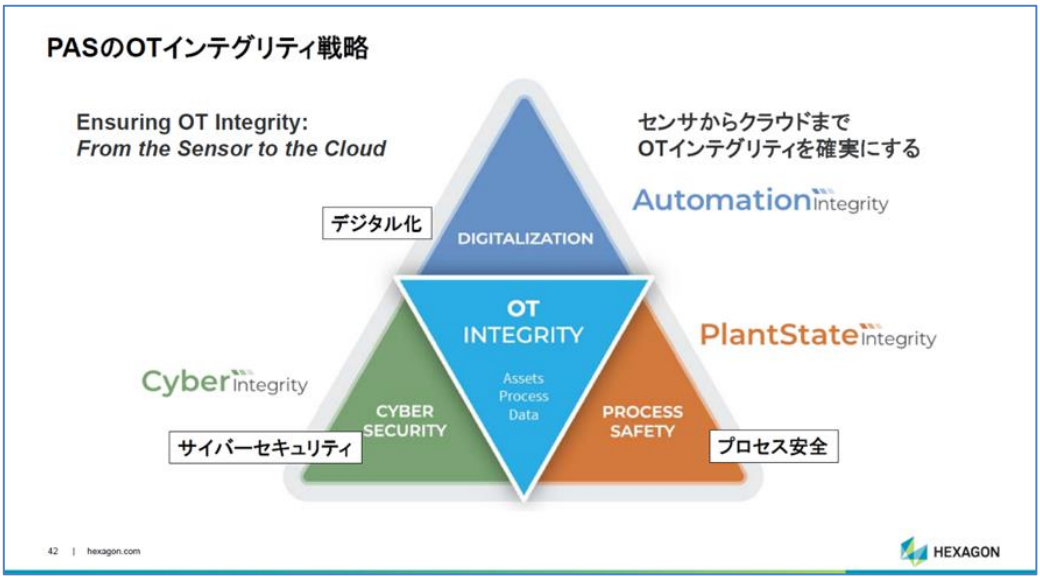


図 49 PAS OT インテグリティ戦略

（Hexagon 提供資料より）

このうち、製造現場プロセス安全に関する“PlantState インテグリティ”においては、以下のソリューションがある。

- Alarm Management（DCS のアラーム管理）：アラーム管理を定義し、安全性と収益性を向上させる
- inBound（DCS のバウンダリー管理）：安全性とコンプライアンスを向上させるために、安全な運転限界に対するプラントの現在の状態を管理する
- Control Wizard（制御ループチューニング）：制御ループを継続的に監視し、潜在的な問題を事前に特定し、プロセスに悪影響を及ぼす前に修正する

また、海外国営石油会社での導入効果としては以下があげられ、オペレーショナル・エクセレンスの実現に寄与している。

- タイムリーな情報に基づき意思決定を可能にする操業リスクのニアリアルタイムの可視化
- マルチベンダーシステムからの運転データの自動収集
- データの可用性と監視機能を活用したプロアクティブなメンテナンスへの移行
- 運転上のリスク管理、レポート作成、KPI 生成を強化する単一のプラットフォーム
- コスト回避額の改善
- 短期の ROI

3） 適用事例[17]

➢ コスモ石油(株)

[17] 2021 年 9 月 9 日、Hexagon 主催「製造業向けプラント O&M ウェビナー」より

2016 年に製油所の運転管理支援システムとして j5 を、2018 年に巡回点検ツールとしてタブレットを導入した。2019 年 4 月に j5 の機能拡張を用いて、協力会社を含めた現場工事の作業許可承認プロセスの標準化に取り組み、2020 年度に事業所でその運用を開始し、安全面および業務効率化を確認した。

課題として、「紙媒体の工事日報により対面で内容確認や承認を行っており、また、事業所毎にフォームや確認者が異なることで確認内容にムラがある」、「3 事業所で工事作業許可に関する業務プロセスが異なる」点を取り上げ、J5 の機能を用いて以下の対応を行っている（図 50）。

- 施工者からの書類媒体を紙から Excel へ変更し、メールにて送信された Excel を RPA (Robotic Process Automation)にて自動的に j 5 システムに取り込むことで工事担当者および製造担当者は j 5 システム上で内容の確認や承認を効率的に実行できる。
- 実際に協力会社作業員は、日報を工事担当者と製造担当者へ持参するために途中現場を離れていたが、その移動時間の削減により各製油所では 1,200 時間/年を現場作業へシフトでき、日常工事の効率化が実現している。
- 工事業務フローは 3 事業で共通化し、工事日報の Excel 様式も 3 事業所の良いところを織り込みながらより改善を図っている。



図 50 コスモ石油(株)での j 5 適用事例(1)

（Hexagon 主催製造業向けプラント O&M ウェビナー資料@2021/9/9 より）

更に、j5 システムのマップ機能を用いて、当日装置内で行なわれる複数工事の作業位置や色別による工事タイプの視覚化で円滑な事前調整が可能となり、パトロールルートや危険作業箇所の抽出にも役立てている（図 51）。

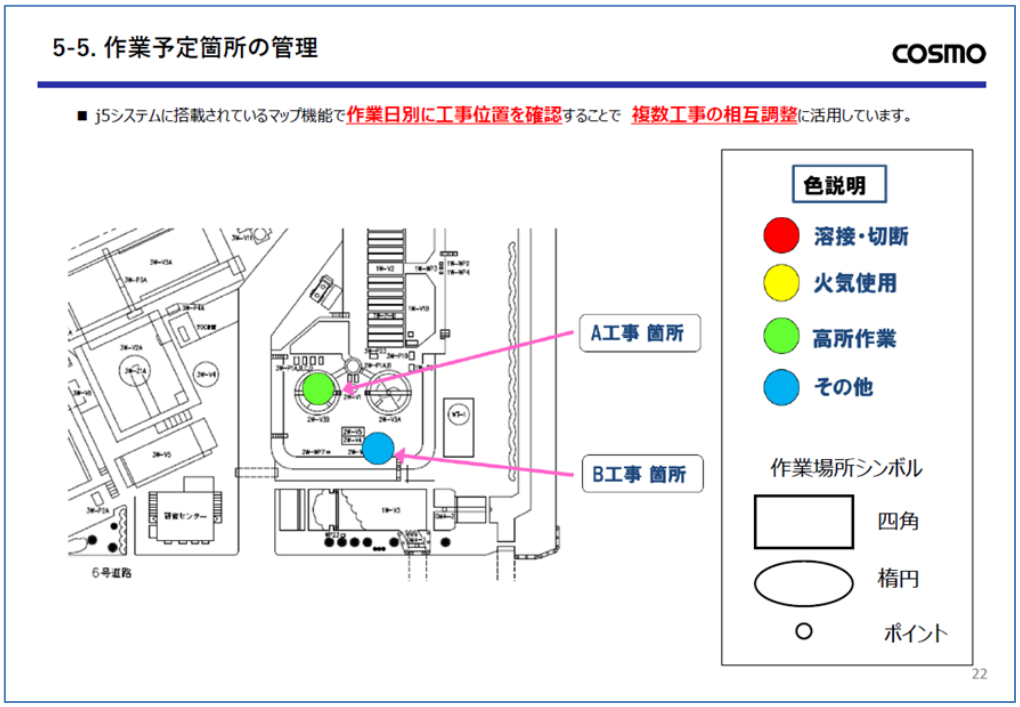


図 51 コスモ石油(株)での j 5適用事例(2)

（Hexagon 主催製造業向けプラント O&M ウェビナー資料@2021/9/9 より）

➢ サンアロマー(株)川崎工場

2019 年度より j 5を導入し、STEP1 活動として製造グループでの申し送り・運転指示・掲示板などの日常運転管理への適用を 2020 年まで実施し、表 5 に示す効果を報告している。

表 5 j 5 導入時の検討項目と効果

検討項目	効果
1．申し送り記入による時間削減	2,200 時間/年削減（延べ時間）
2．情報検索時間削減	600 時間/年削減（延べ時間）
3．電子化による紙削減	15,000 枚/年削減
4．情報伝達の改善	回覧情報、運転指示など全員が容易に確認
5．利便性の向上	(コロナ禍等)の在宅勤務等でも運転状況の確認が可能

2021 年からSTEP1 活動での効果確認を受け、STEP2 は川崎工場全体に拡大させている。安全活動におけるヒヤリハットの一元管理では j 5により件数管理、要因分析等の可視化を図り、また、巡回点検でのダブレット導入も行う（図 52）。

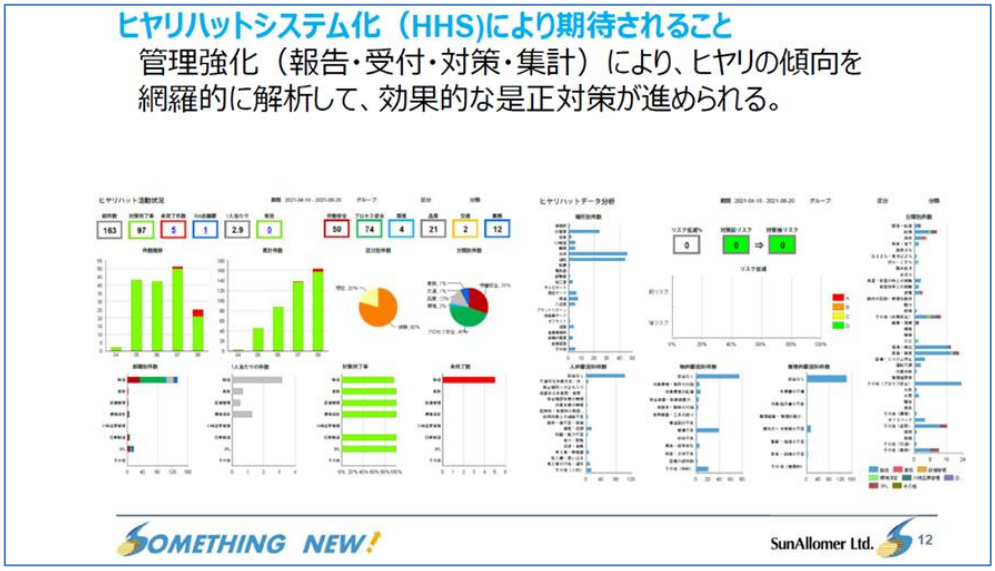


図 52 サンアロマー(株)川崎工場での j 5 適用事例

（Hexagon 主催製造業向けプラント O&M ウェビナー資料@2021/9/9 より）

3.1.3. 国内ベンダー

(1)千代田化工建設

1） 概要

デジタル分野の進出を視野に入れるためエンジニアリングとシステムを融合した「EFEXIS」という名称をつけソリューションを販売している（図 53）。そのコンセプトはプラント操業のデジタル改革をエンジニアリングとデジタルの融合で実現することである。コンセプトは、サプライチェーン最適化支援、運転計画最適化支援、保全・保守・保安効率化支援の 3 つのカテゴリーにそれぞれソリューションを提供した形となっている。ただしこれらを相互に融合させる形は今後の課題と思われる。



図 53 EFEXIS 概念図

（千代田化工建設 提供資料より）

また、プラントデジタル改革として、製油所で保有する多くのデータ（構造化データ、アクティビティデータ、IoT デバイスデータ、運転履歴データ、イベントデータ、３D モデル）には数字や文字、加工データ等様々な様式があるがこれをデータベースとしてクラウドに一元的に集積する。これを同社の持つ様々なロジック（設計知見、材料・腐食診断、設備診断、プロセスシミュレーション、リスク評価等）を用いて処理し、顧客のより高度なプラント操業手法構築の支援を行う（図 54）。

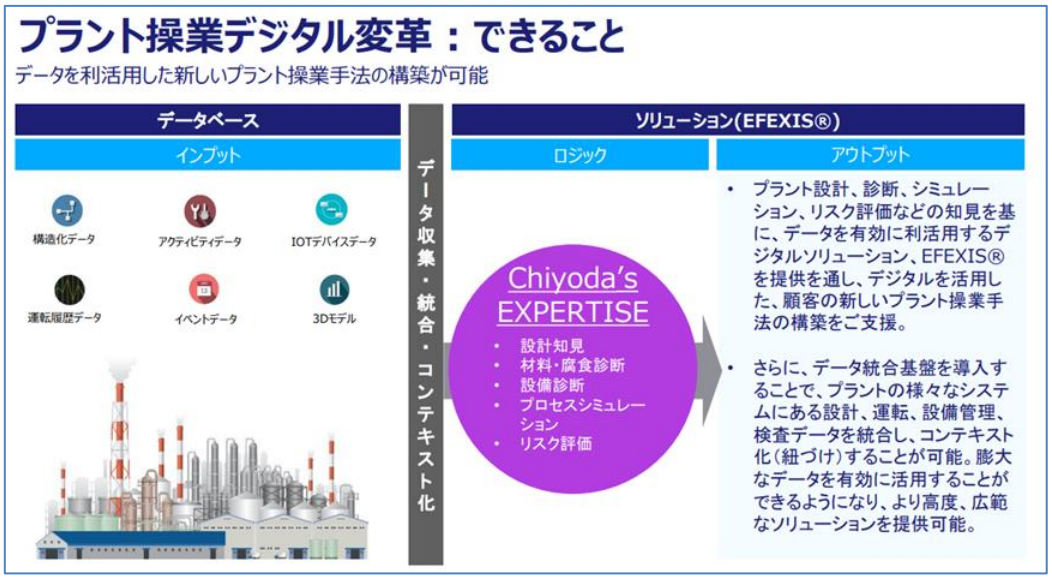


図 54 プラント操業デジタル改革
（千代田化工建設 提供資料より）

EFEXIS の３つのカテゴリーである、「サプライチェーン最適化支援」、「運転計画最適化支援」、「保全・保守・保安効率化支援」を見てみると、もともとの千代田化工建設の得意分野であった、運転計画最適化支援、保全・保守・保安効率化支援の２分野が先行しており、以降に示す実例もこの 2 分野に偏っている傾向がある。もう一つの柱であるサプライチェーン最適化支援については後述する「Mirai Fusion」の開発によりデータの統一が進み活用できる基礎ができてきており、今後のソリューションの開発が期待できる。

クラウドについては、日本ではセキュリティーの観点から自社で管理する傾向が強い。このクラウドに使いたいアプリケーションが自由にアクセスできる環境であれば機能的には問題はないが、使いやすさの面を考慮するとクラウド自体を外部に任せる選択肢もあるのかもしれない。

2） ソリューション

以下に EFEXIS にて提供している製油所に関連したソリューションを示す。

➢ 運転異常予知検知 AI：フォーミング予測 AI システム

アミン系脱硫装置のフォーミング対策での例を図 55 に示す。

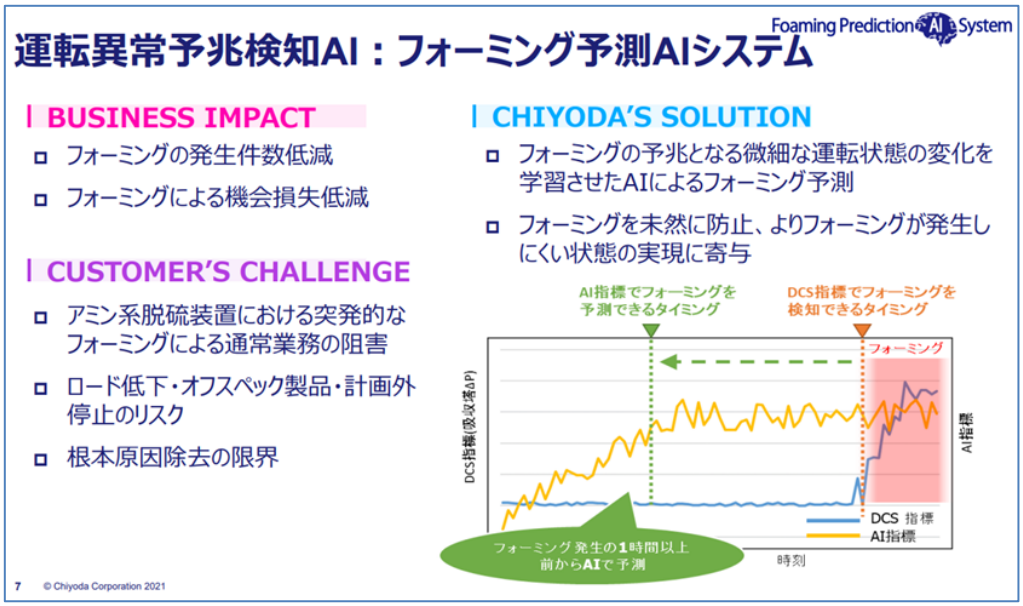


図 55 フォーミング予測 AI システムの事例紹介

（千代田化工建設提供資料より）

アミン系脱硫装置において突発的なフォーミングが起きると、正常な性状の製品が取れなくなるばかりではなく、前段の設備内にも大きな影響を及ぼし業務効率化の面からも大きなトラブルとなる。当該装置のフォーミングは何度も起きており、その現象には予兆があるのではないかとの観点から AI を用いて、実際にフォーミングが起こる前の現象を学習して、その予兆を検知することに成功した。運転員はフォーミングが起こる前に通油ダウンのような運転調整を行うことでトラブルを回避できる可能性が増えた事例となる。

- 最適運転 AI：FCC 反応最適化 AI システム

FCC 反応最適化 AI システムの例を図 56 に示す。

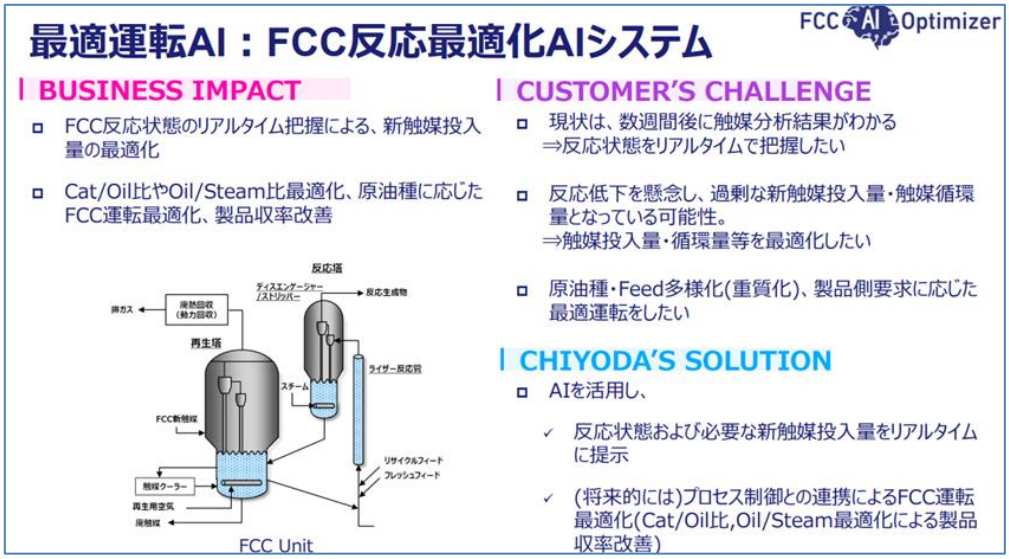


図 56 FCC 反応最適化 AI システムの事例紹介
（千代田化工建設提供資料より）

製油所の中で最も収益の上げられる装置であり、今後石化製品の比率アップに大きく貢献する装置である FCC の反応最適化を目指すシステムである。具体的には触媒の状態を監視し最適な触媒循環量、触媒補給量を計算することで、収率とコスト（触媒費用）の最適点を AI で見出すものである。これは今後予想される原料の多様化にもタイムリーに対応することが期待されている。

- 運転自動化・自律化：油種切替 AI システム

トッパーにおける原油切替え時の AI システムの例を図 57 に示す

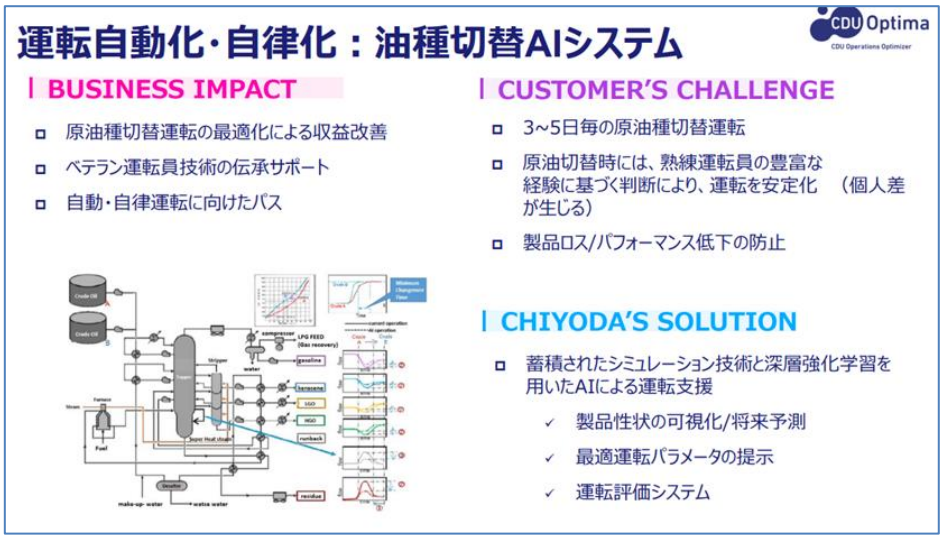


図 57 油種切替 AI システムの事例紹介
（千代田化工建設提供資料より）

トッパーの原油切替え時に運転員は、与えられた処理原油の予想収率を基に、時間経過の経験を生かして、温度変更や終了変更を実施していく。ベテランであっても経験値に基づくオペレーション変更では少しのずれが生じることがあり、また経験の少ない運転員であればずれは相対的に大きくなることが予測される。これを AI で学習させて、実際の温度計、流量計の変化を予測し、またタイムリーに感知し、最適運転のパラメータを提示することによって、精度の高い油種切替えを行うことができる。

- 装置遠隔監視・診断：エフ・ドクターズ

加熱炉の監視診断の例を図 58 に示す。

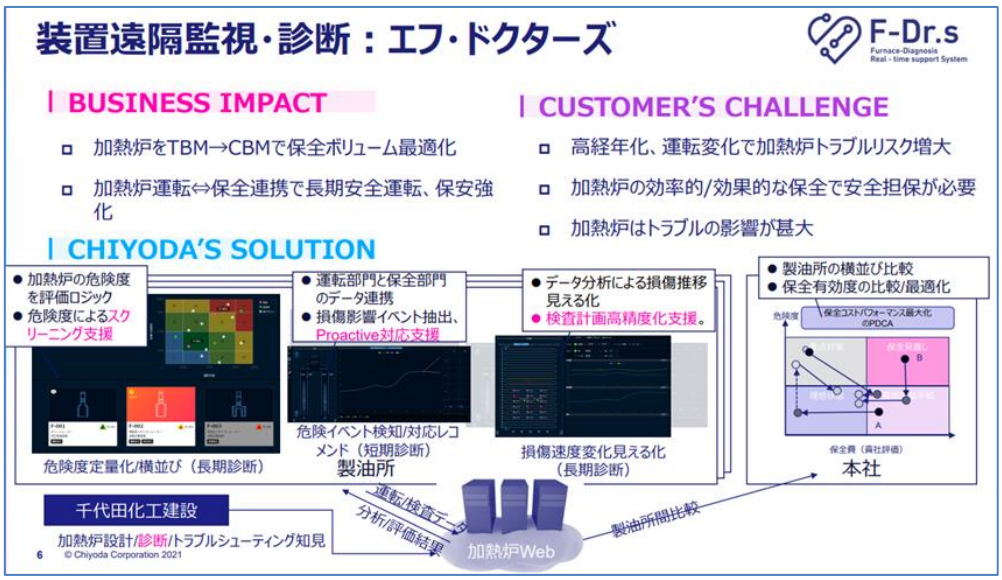


図 58 エフ・ドクターズの事例紹介
（千代田化工建設提供資料より）

加熱炉は温度が高く火を使っている関係もあり、万一トラブルが起きれば操業への影響は大きく、メンテナンスには大きな労力を使っている。この労力を最適化できれば安全面、コスト面からのメリットは大きい。そこで加熱炉の危険度をロジカルに評価し、危険度スクリーニングを支援、データ分析の視える化を実現することによって、メンテナンスの最適化に近づけることができる。更に複数の製油所を持つ会社であれば、別の製油所の類似加熱炉の比較も可能となり、会社としてのメンテナンス計画を立案することもできる。

- 機器・計器運転苛酷度リアルタイム評価：Design Eye

機器・計器の故障診断システムの例を図 59 に示す。

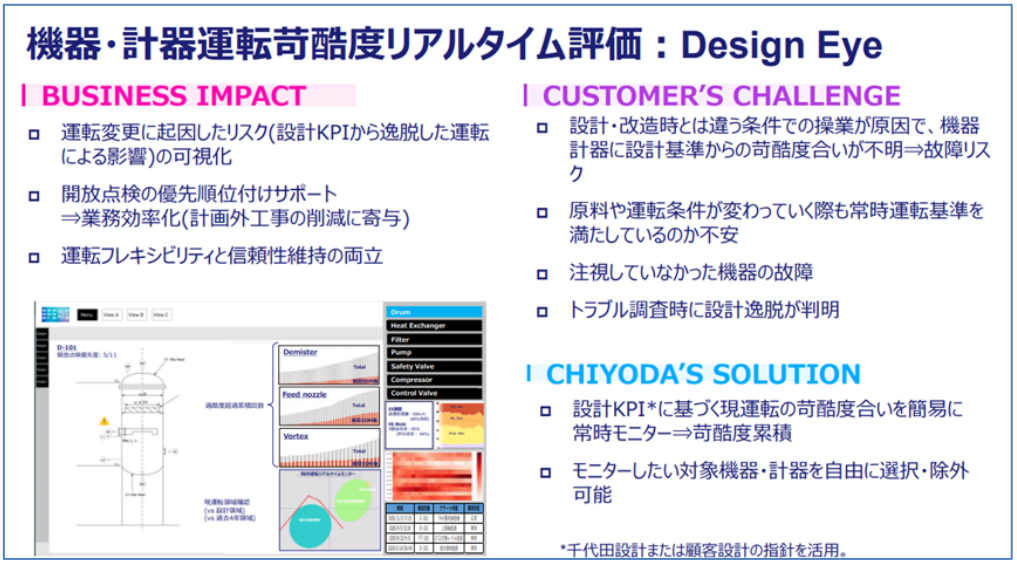


図 59 Design Eye の事例紹介

（千代田化工建設提供資料より）

監視対象にしたい機器・計器について、設計条件、運転条件等のデータを KPI 化して、それに基づく現運転の苛酷度を可視化してモニタリングすることができる。これにより、設計・改造時に想定していなかった運転をすることによって起きるトラブルの未然防止に繋がり、また効率的な定修計画の立案に役立つ。

➢ プラント操業 DX サービス：Mirai Fusion

プラント操業 DX サービス「Mirai Fusion」の例を図 60 に示す。

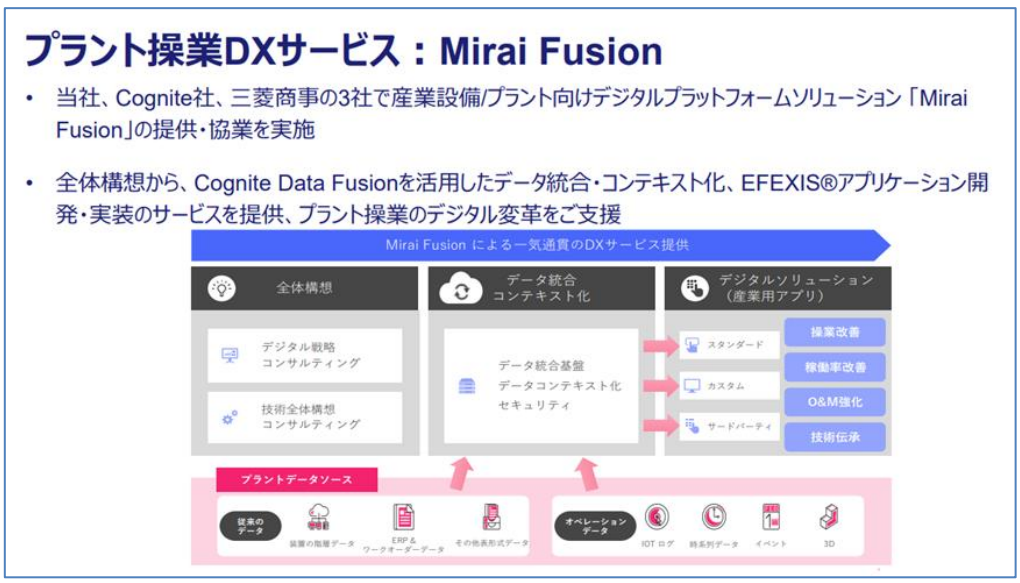


図 60 Mirai Fusion の事例紹介

（千代田化工建設提供資料より）

千代田化工建設では、Cognite社、三菱商事との３社共同で産業設備・プラント向けデジタルプラットフォームソリューション「Mirai　Fusion」を提供している。

これはプラントの DX 化を進めるサービスの一つで、データを一か所に集積し、それを統合、コンテキスト化することができる。ユーザーは多くのデータを持っているが、それはもともとデータを集積して多方面に利用することを想定していないために、統合するには工夫が必要となる。そのデータ同士の紐づけができるようにしたのが、この事例である。 このクラウドを基にして、様々なデジタル技術を使うことができる。

(２)横河電機（YOKOGAWA）

1） 概要

YOKOGAWA の DX に対する考え方として、「測る力とつなぐ力で地球の未来を果たす」を目的とし、もう少し具体的には、OT ソリューションに代表される物理空間と DX/IT ソリューションに代表される仮想空間をサイバーとフィジカルでつなぐことをコンセプトとしている。

その中心的な役割を果たすクラウドについては YOKOGAWA の得意分野でもある OT 領域を出発点とし、DCS をクラウド内に概念的に取り込むことから始まって各個別の製油所データから全世界に跨るデータへと範囲を広げていく、いわばセンタークラウド化を標榜しており、世界中の拠点のデータがクラウドに集積しどこからでもそのデータを使うことができる形となっている（図 61）。

そこで複数のサイトに跨る KPI を設定し、真の DX、課題解決型のアプリケーション開発、他のデジタル IT システムとの連携により仮想空間を拡張していく。プラント毎、個社毎にデータを持つと同時に、その中で YOKOGAWA の提供するアプリケーションを使うことができる仕組みを構築する（図 62）。

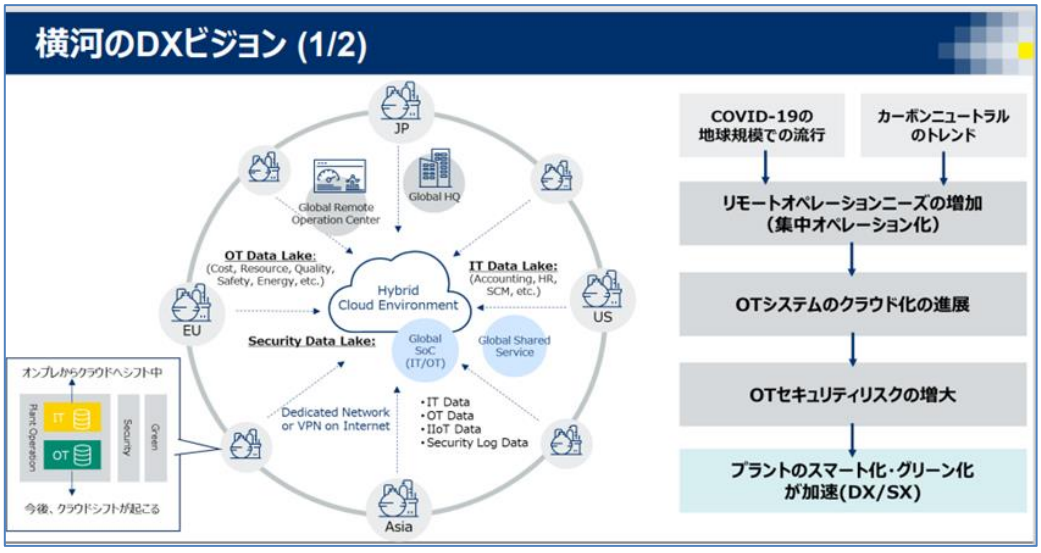


図 61　YOKOGAWA の DX ビジョン概略図１

（横河電機 提供資料より）

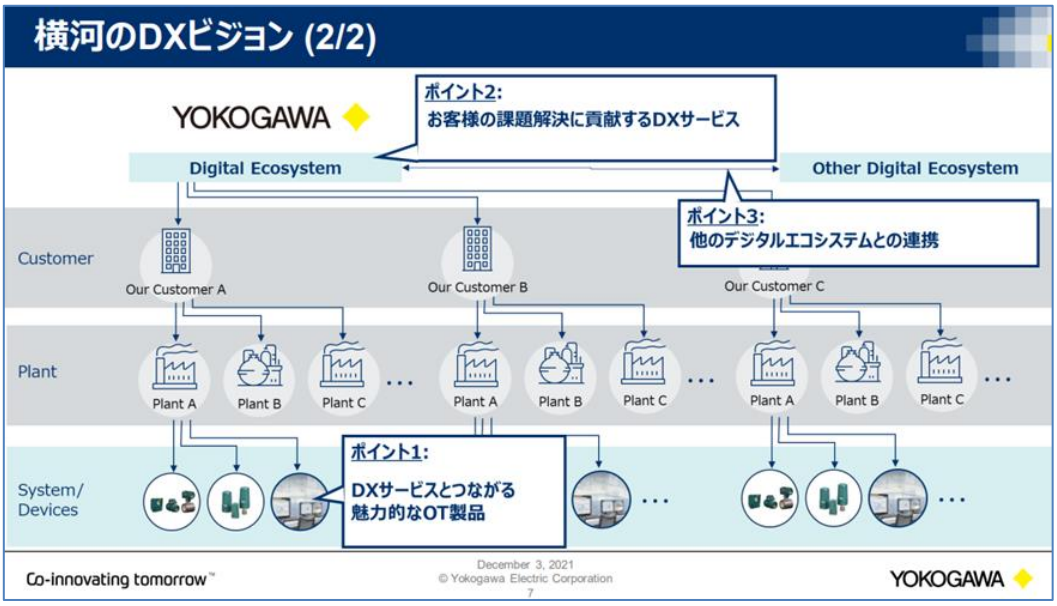


図 62 YOKOGAWA の DX ビジョン概略図 2

（横河電機 提供資料より）

製油所向けのソリューションサービスをまとめたものを図 63 に示す。

製油所全体のデータを一つのクラウドに集積し、サプライチェーン、生産管理、品質管理、運転管理、設備保全、エネルギーマネジメント等の製油所を網羅する管理を一元的に行うことができる。これによりその時点での製油所経営観点における利益最大化、デジタル化、省人化等を図ることができるのはもちろん、近い将来に日本の製油所が生き残りのために取り組んでいかなければならないケミカルリファイナリー化やカーボンニュートラル化に欠かせないツールとなる。

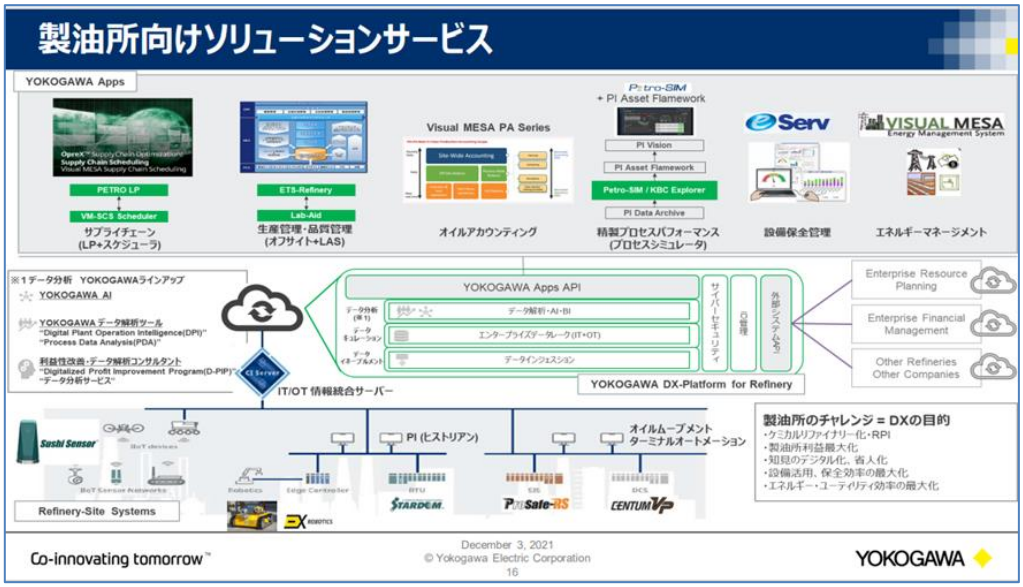


図 63 製油所向けソリューションサービス

（横河電機 提供資料より）

2） ソリューション

➢ リアクターの稼働効率低下の予測

プロセスデータを AI により自動解析して、リアクターでの触媒の活性予測を行い、従来の人間による予測よりも早く変化の兆候を見つけ出し、わかりやすい画面とともに KPI の形で提供するシステムである（図 64）。

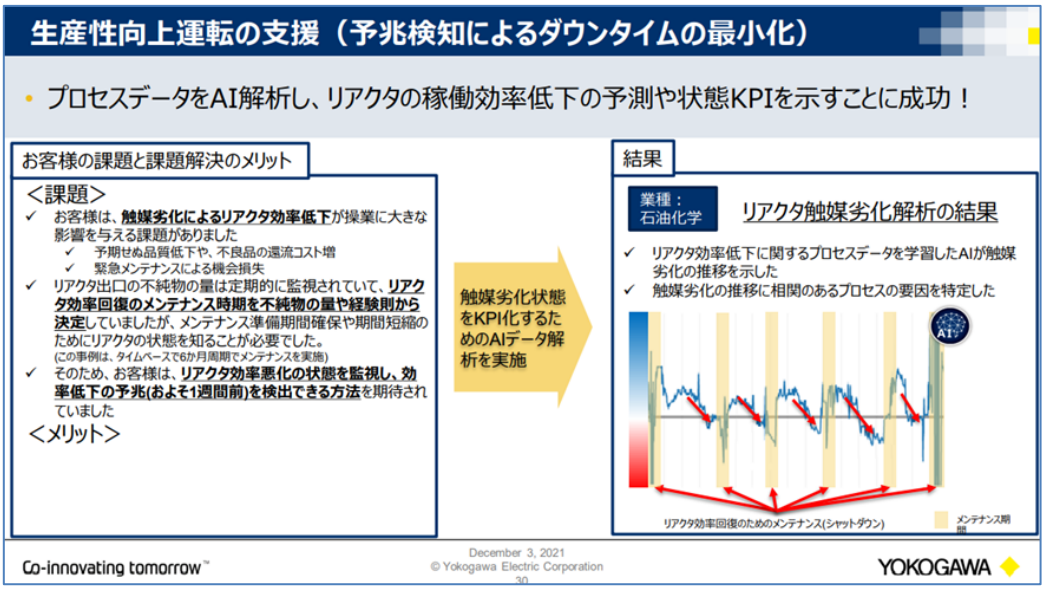


図 64 リアクターの稼働低下予測

（横河電機 提供資料より）

➢ 加熱炉、分解炉等の運転状態予測

加熱炉、分解炉は製油所の中で最も熱（エネルギー）を使用する機器であり省エネの観点からその管理は重要である。また火を使っていることから万一事故が起きれば製油所の操業にきわめて大きな影響を与える機器となる。YOKOGAWA では加熱管の中をはじめとする炉の状態を監視し KPI 化し、それを分かりやすく表示するシステムを開発した。この指針により、必要なメンテナンスを実施でき、またメンテナンスを CBM 化することにより無駄なコストをかけないで済む効果が生じる（図 65）。

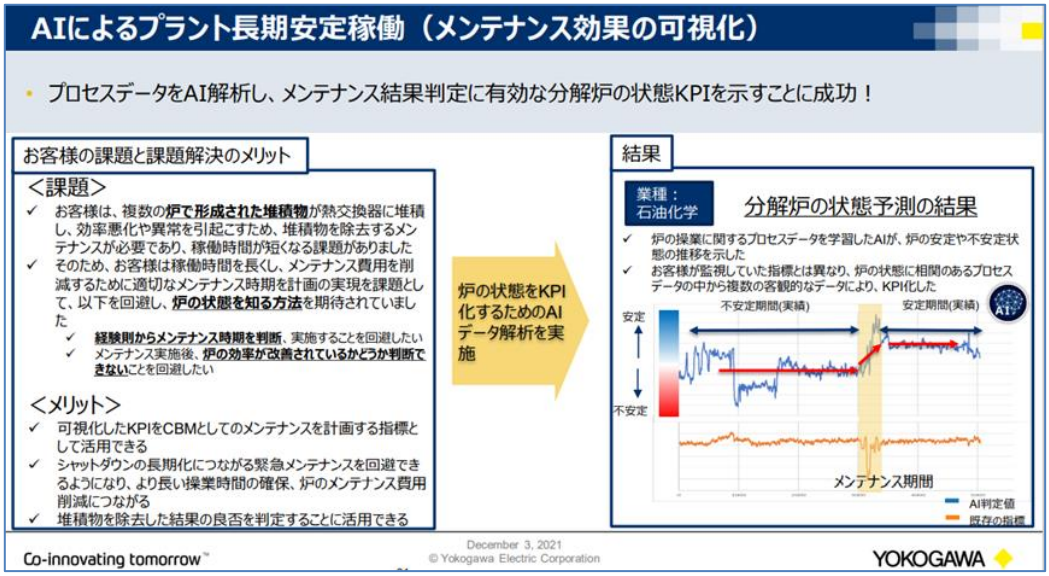


図 65　加熱炉・分解炉等の運転状態予測

（横河電機 提供資料より）

➢　配管の腐食減肉量予測

配管の腐食を実測することは対象が膨大なため網羅することは到底不可能である。そのため数少ない実際のデータ以外にプロセスデータを活用して、配管腐食を推定するシステムを構築した。これにより配管の腐食を予測することができる（図 66）。

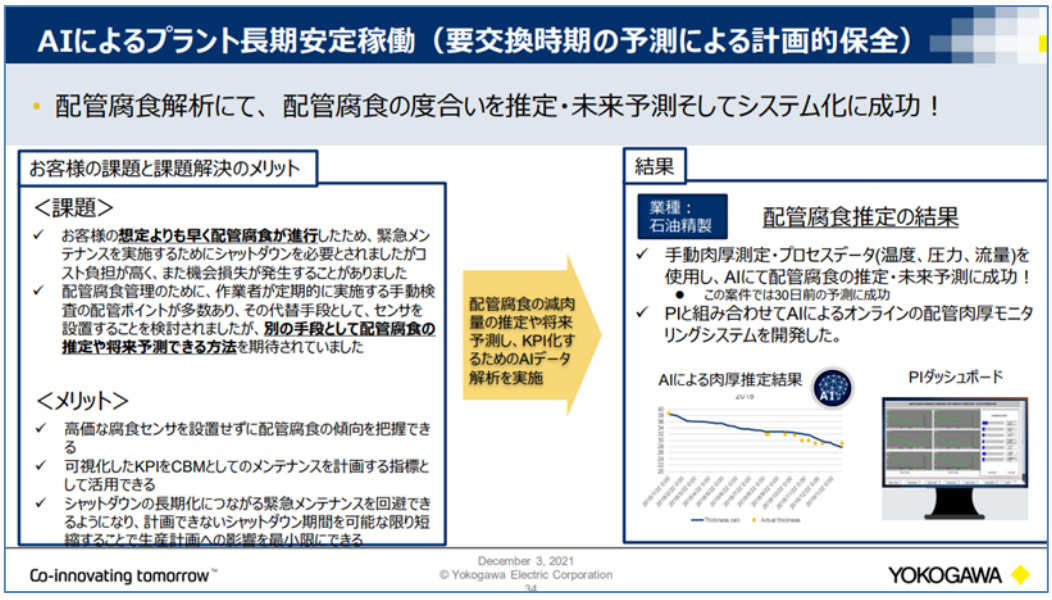


図 66　配管の腐食減肉量予測

（横河電機 提供資料より）

➢ 回転機ベアリング異常予兆の検知

回転機には振動計等のセンサーが取り付けられており、その閾値を管理することにより異常の発見は可能となっている。しかし閾値を超えたときはすでに手遅れとなっており、結果として補修に膨大な費用が掛かる例が多い。そこで過去のトラブルを学習しほんのわずかな変化を予兆の段階を検知することで、早めの対処が可能となり、ダウンタイムの最小化、本格故障前のメンテナンス計画を立案することができる（図 67）。

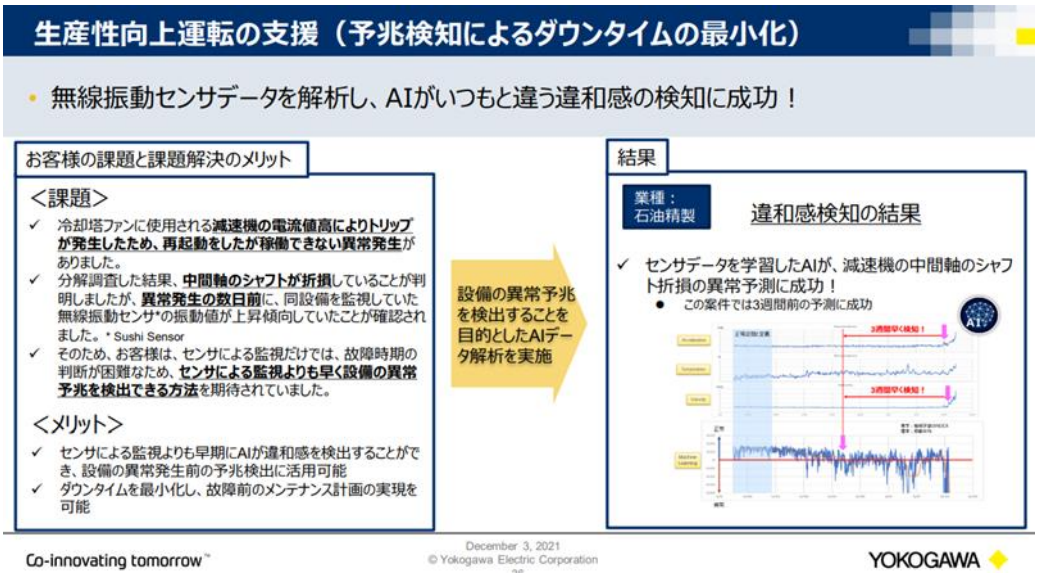


図 67 回転機ベアリング異常予兆の検知

（横河電機 提供資料より）

(3)日揮

1） 概要

<メンテナンス関連>

メンテナンス関連では、INTEGNANCE （Integrated＋maintenanceの造語）という名称を付けた総合型スマート保全サービスを提供している。これはデータを一元管理する「データ基盤」、データを用いて高度な分析を行う「分析モジュール」、プラントの外観上に属性データおよび分析結果を表示する「ビューア」で構成されている保全の総合型プラットフォームである。総合型プラットフォームを作ることで、場所が離れていても全社で同じツールを使って同じ情報を見ることができる特徴をもっている（図 68）。

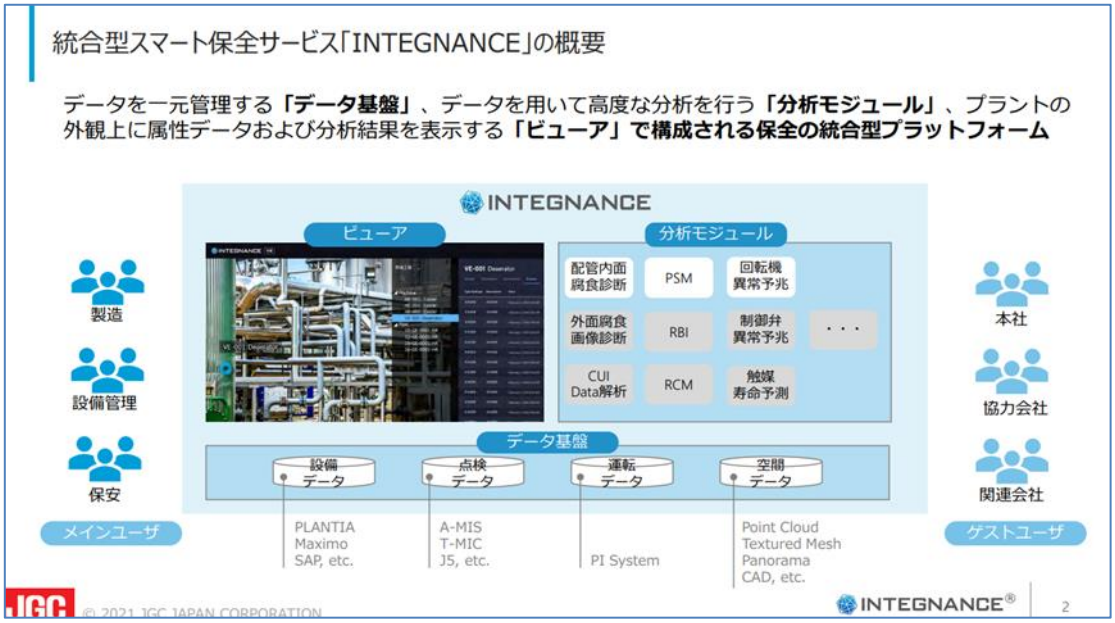


図 68 「INTEGNANCE」の概要

（日揮　提供資料より）

ビューア（INTEGNANCE VR）はデジタルツインを実践するためのストリートビューのようなものと考えられる。画面上に現れるマーカーをクリックすると、その場の詳細データが現れる仕組みになっている。

はじめから完全なものを目指すと３D スキャンとモデル化で重厚長大、コスト高となるため、Fast デジタルツインとして簡易的な３D モデル＋２D 画像で提供し、「まずは始めてみませんか。」そして「運用しながら DX の高度化を進めていきませんか。」というコンセプトで、システム開発を行っている。

実際のビューアの概要を図 69 に示す。



図 69 ビューア（INTEGNANCE VR）概要

（日揮 提供資料より）

実際のパノラマ写真にカーソルを合わせるとその部分のコロージョンループや腐食・損傷の重点箇所のマッピング等保全データを表示できる他に、空間シミュレーションとして足場等を設置した時のイメージや実際に計測しなくても配管間の距離等の現況把握。３次元一座表管理を行うことができる。またユーザーの業務に合わせたカスタマイズも可能となっている。これらのツールを総合的に組み合わせて使いこなすことで運転部門、保全部門、管理部門が一体となった保全計画の立案と実行が可能となる。また、これらのデータは、現場にてタブレットで見ることができる他に、計器室や遠く離れたオフィスからでも見ることができ、現場と会話しながら作業指示するとも可能となる。

ユースケースとして、以下に２つの例を示す。

- 標準的な利用シーン（工事関係者との打合せ）

従前は図面を持ち寄り現場で実施していた工事前の協力会社との打合せが、遠隔で実施可能となり、工事前調整（打合せ日調整・紙図面出力・測量）等の負荷を大幅に削減することができる。想定ケースとしては、WEB 会議で INTEGNACE VR の画面を協力会社へ画面共有し打合せを実施することで、お互いの齟齬をなくすことが可能となる。

またよく似たケースとして、協力会社との作業環境安全対策がある。仮想オブジェクト配置機能により、運転中の補修工事に関わる防火炎シートの設置計画策定および協力会社への的確な指示が可能となり、準備調整の負荷削減に加え管理品質向上を図ることができる。実際の安全対策を画面上で共有することはお互いのイメージの共有化に繋がり、有効である。

また装置内部の流体の流れや触媒の状況などを予め準備しておけばビューアから見ることができる。装置内部の実写データやイメージを付加することで安全や装置教育の教材をオンデマンドで提供す

ることができる。

同じ教育の観点で言えば、操作手順を早く分かりやすく伝え、学ぶことができる。昨今は運転員や保全作業員のベテランが退職して急速に経験の浅い新人が増えていることに対応するために、各種手順（起動/切替/停止操作、工事順序、検査順序）を忠実に再現または予行することで、KY 活動 やベテランの動線形式知化に活用することができる。近年定修のインターバルが長くなったことで経験する機会の減ったシャットダウン（抜液・パージ・遮蔽等）からスタートアップ（液張り・昇圧等）といった一連の非定常操作・プロセスを P&ID だけでなく空間的に捉え、操作イメージの具体的把握・標準化による知識の蓄積を図ることができる。

更なる工夫として管理対象を色分け表示することにより、目的に応じ管理対象の配管（コロージョンループ・油種・短寿命箇所等)を色分けして表示することで、関係者間の 認識統一を図り、作業を早期に着手することが可能となる。またオフサイトにおける外面腐食箇所を VR で管理 紙の図面上で記録していた検査対象箇所を VR 上に表示することで、図面作製や更新作業が不要となり、効率の良い検査計画と実績管理に活用することができる。

上記 INTEGNANCE VR の期待される導入効果を図 70 に纏める。

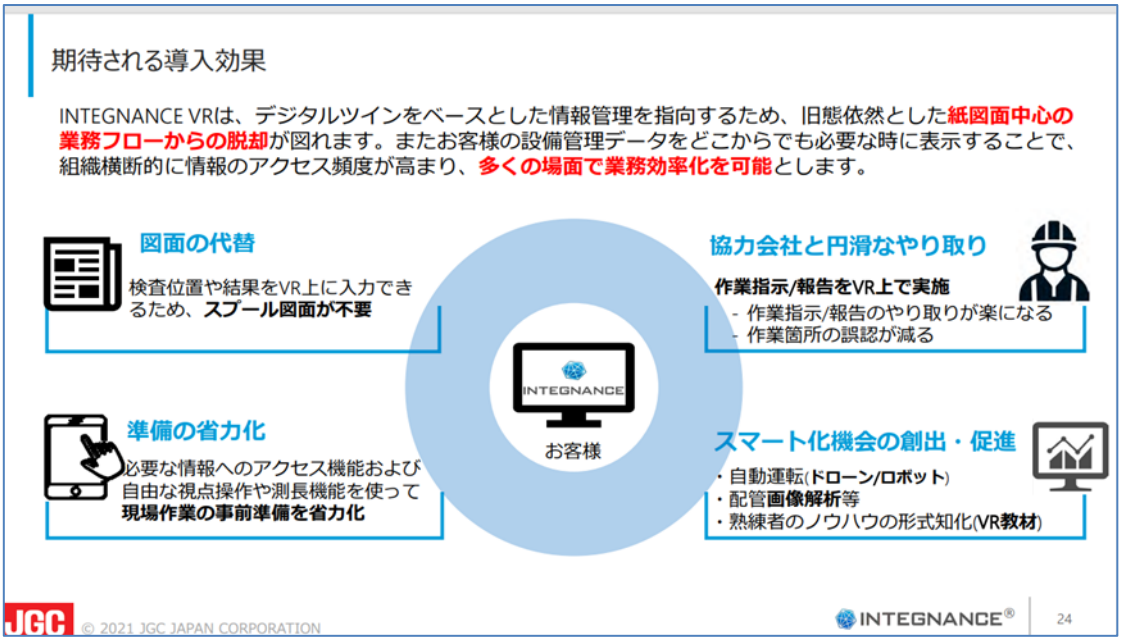


図 70 導入効果：標準的な利用シーン（工事関係者との打合せ）
（日揮 提供資料より）

➢ 定修工事における利用シーン

定修前には、協力会社との間で現場での打ち合わせ、クレーンの配置や足場等空間でのシミュレーション、現場安全教育などの多くの作業がある。もちろんこれらをすべてリモートに置き換えることはできないが、その一部をリモートに置き換えることで大幅な時間削減ができる。またシミュレーションを図面で共有できることからお互いの思い込みも減少させることができ、工事品質の向上にも繋げるこ

とができる。

定修中においても工程会議室に設置した VR 画面で進捗確認・作業調整ができることから協力会社とのコミュニケーションを一元化することができ、現場管理の高度化を図ることができる。また安全対策においてもお互いの思い込みの部分を減らすことができ、安全品質の向上に繋がる。また、定修後においてもデータが管理できていることから、実施した定修機器をいつでも呼出し、次回定修計画の参考にすることができる。

INTEGNANCE VR は、現時点ではプロトタイプ（無償版）をユーザーにて評価中の段階であるが、2022 年度以降、有償版の展開を計画している。

＜オペレーション関連＞

オペレーション分野では、リモート運転や自動運転の要求が含まれ始めている。従前のプラントを立てるだけから、立ててからしっかり運転できること、そして自動化を導入すること、さらに進化してデジタル化まで視野に入れる所までサポートする様になってきている。

提供するソリューションとしては、ユーザーの要求が「デジタル技術を導入したい」のように漠然としている場合が多く、はっきりした要望がない場合が多い。その場合は、提案をしながら取り進めている。

そのために遠隔操業監視用のダッシュボードの準備、遠隔保全として異常予知ツールの実装、最適運転として高度制御や AI を使った運転サポートツール等がそのメニューとなる。またシミュレーターをベースにしたプロセスツインも一つのメニューとなる。将来的なリモート運転としては、プラントの制御室ではなく、もっと集約した中央指令室から各プラントは制御されるべきであり、各プラントの必要な情報は本社でも共有できるべきと考えている。そのコンセプトはリモートでの運転を中央指令室で一元的に行い、現場計器室で行う作業は緊急時対応に特化するといった極端なものも含まれている。

海外では、プラントで生じた問題に対し、ハード・ソフトの両面で検討依頼が来る事が多く、必要に応じて DCS の改造から運転手順の改善などを色々なツール（Python 等）を用いて行っている。

例えば、LNG プラントでは、HAR（ホット・エア・サーキュレーション）と言う現象により著しく生産効率が低下する事が分かっている。HAR に対応するために開発したのが「AIRLIZE LNG」であり、日揮ホールディングス HP にも図 71 のように紹介している。

また、LNG プラントは外気温の変化等によっても生産効率が大きく変わるため、運転データを基に機械学習された AI が最適な運転指示を出すシステム構築や汎用のモデル予測制御で対応する場合もある。一方で、LNG プラントは立上げ時にハードへ大きな熱負荷がかかるためプラントのライフサイクルに影響する事もあり、安定運転を目的とした自動化も進めている。



図 71 AIRLIZE LNG 資料
（日揮ホームページより）

＜クラウド利用＞

クラウド環境の構築を自社で行う事はなくAzure 等の上でデータ解析を行っている。現時点でデータ整備はハードルになっているとは思っていないが、データを顧客から貰うこと自体が難しいと感じている。特に日本の場合、ユーザーが自社内でデータを囲い込みデータを共有するのは非常に難しい。欧米の一部では、自社データをどんどん使ってくれという会社もあるようだが、一方でメジャーはデータを出さない。ノウハウも隠れているからであろう。中東や東南アジアなど、比較的新興会社のほうが出してくれる。欧米の大手はノウハウを持っているが、新興勢力は外に技術を求めてくるのが理由と考えている。

複数の会社が協力してデータを出すような取り組みは日本ではまだ見られない。いわゆる協調領域である環境面では考えられるとも思うが具現化はしていない。例えば CO2 排出量の削減への取り組みは会社としてのイメージアップになる。最近では、カーボンニュートラル化へ向けての単なるネームバリューだけではなく、実利的なコスト削減へ（会社の価値を上げる）の動きがある。

3.2. 国内石油会社のデジタル技術導入状況

3.2.1. 国内石油各社のデジタル技術導入の現状と課題

国内石油各社のデジタル技術導入の現状と課題についてアンケート及びヒアリングを実施し、国内石油会社におけるデジタル技術利用拡大への流れについてまとめた。

(1)製油所の姿

1） 内容

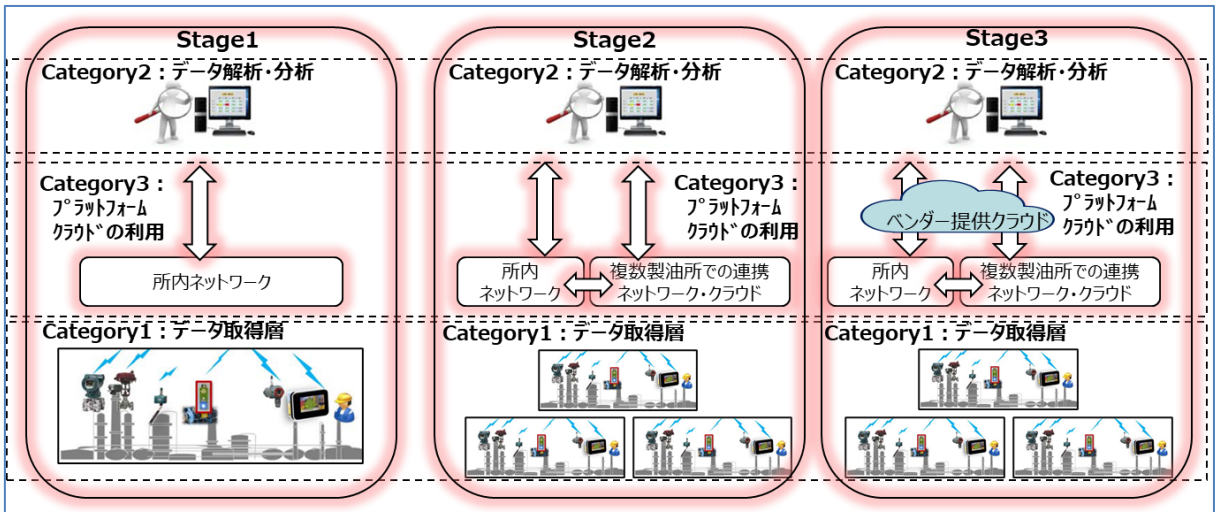
製油所の姿として、以下に示す Stage1～3 を設定し、現時点での製油所の姿が、どの Stage に相当するかを調査した。

- Stage1：新技術の性能及び現場に導入するための課題を洗い出し、導入へのスタディー

を実施中

- Stage2：異常予兆、予知保全、効率化を目的として、実運用に向けた検討・実証を開始
- Stage3：複数のデジタル技術が導入され、実用経験に基づく機能向上検討が開始される

また、デジタル技術の適用にあたり、3 つの Category（Category1：データ取得層、Category2：データ解析・分析、Category3：プラットフォーム・クラウドの利用）を設定し、それぞれの状況についても調査した。アンケートに用いた各 Stage 及び Category の設定を図 72 に示す。



デジタル技術導入状況		
Stage1	Stage2	Stage3
新技術の性能及び現場に導入するための課題を洗い出し、導入へのスタディーを実施中	異常予兆、予知保全、効率化を目的として、実運用に向けた検討・実証を開始	複数のデジタル技術が導入され、実用経験に基づく機能向上検討が開始される
Category1		
無線計装が普及	タブレット端末の利用が促進され、様々な場面で利用が開始される	汎用Wifi等の製油所内ネットワークが整備され、業務効率アップ、安全性向上に適用される。また、更なる高機能ネットワークに導入検討がはじまる
Category2		
各ベンダーのデジタルツールが適用可能性評中	一部適用が開始される	保全/保安と運転のツールを連携した利用が開始される
Category3		
各製油所で利用が始まる （各製油所内データ連携で利用）	社内複数製油所を連携した利用が始まる （製油所間のデーター元管理にて利用）	社内複数製油所連携利用に加えて、ベンダーが提供するがプラットフォーム・クラウドの利用も始まる

図 72 製油所の姿；各 Stage 及び Category の設定

2） 結果

アンケート結果を表 6 に示す。

製油所全体のデジタル導入状況については、Stage1 または Stage2 の状況であり、新技術の現場導入への課題の洗い出し及びケーススタディーの段階を経て、実運用に向けた検討や実証を開始している段階であり、未だ Stage３（複数のデジタル技術が導入され、実用経験に基づく性能向上検討が開始される）で設定した段階には達していない事がわかった。

各 Categor の状況は以下の通りであった。

- Category1（データ取得層）：未だ投資効果を検討している部分もあるが、無線計装、タブレット端末等の利用は様々な場面で開始され実務に活用されている状況であった（Stage２）。但し、未だ製油所内ネットワークの整備や更なる高機能ネットワークの検討開始段階（Stage３）までは達していない。
- Category2（データ解析・分析）：未だベンダーのデジタルツールの適用可能性について検討中の部分が多いが、部分的ではあるが現場への適用が開始されている（Stage２）。但し、保全/保安と運転に関するデジタル技術の連携を行う段階（Stage３）には達していない。
- Category3（プラットフォーム・クラウド利用）：各製油所内でのデータ連携、複数製油所でのデータの社内ネットワークやクラウドを利用したデータの一元管理は始まっている（Stage２）。但し、ベンダー技術の利用において、ベンダーが提供するプラットフォーム・クラウドの活用（Stage３）は未だ行われていない。

表 6 製油所の姿；アンケート結果

	Stage 1	Stage 2	Stage 3
デジタル化技術導入状況	新技術の性能及び現場に導入するための課題を洗い出し、導入へのスタディーを実施中	異常予兆、予知保全、効率化を目的として、実運用に向けた検討・実証を開始	複数のデジタル技術が導入され、実用経験に基づく機能向上検討が開始される
アンケート結果 (該当するStageに状況記載)	●モバイルツール、無線計装・センサー導入など情報収集、実証検証は行っているが、評価結果や投資対効果も含め継続検討中。	●部分的に実装に進んでいる項目もあるが、大部分については実証段階にあり、導入による効果や技術の適用可能性について確認中。 ●予兆保全、予知保全のデータを戦略的に実施するために、リスク評価とコスト効率を評価する基盤システムの導入について検証を実施。実用化されている時系列現場肉厚データの取得に向け運用を開始。	
Category1： データ取得層	無線計装が普及	タブレット端末の利用が促進され、様々な場面で利用が開始される	汎用Wifi等の製油所内ネットワークが整備され、業務効率アップ、安全性向上に適用される。また、更なる高機能ネットワークに導入検討がはじまる
アンケート結果 (該当するStageに状況記載)	●モバイルツール、無線計装・センサー導入など情報収集、実証検証は行っているが、評価結果や投資対効果も含め継続検討中。	●タブレット端末についても一部の業務に関しては実際の業務に活用している状況。 ●タブレット端末による製造部門による巡回点検、保全部門の検査を一部開始。無線が届かないエリアでも現場で取得したデータは、事務所に戻り同期付けされることでサーバーに蓄積されている。	
Categgry2： データ解析・分析	各ベンダーのデジタルツールが適用可能性評中	一部適用が開始される	・保全/保安と運転のツールを連携した利用が開始される
アンケート結果 (該当するStageに状況記載)	●いくつかの解析ツールの実証検証をおこなっているが、運用レベルには更なる検討が必要との評価であり、適用には至っていない。 ●適用評価に前段階として、自社データ（時系列データ）整備を先行して実施中。 一部ベンダーに運転/保全データを提供し、解析ツールの検証を実施中。	●各所において部分的にビッグデータ解析を進めている。	
Category3： プラットフォーム・クラウドの利用	各製油所で利用が始まる （各製油所内データ連携で利用）	社内複数製油所を連携した利用が始まる （製油所間のデータ一元管理にて利用）	社内複数製油所連携利用に加えて、ベンダーが提供するがプラットフォーム・クラウドの利用も始まる
アンケート結果 (該当するStageに状況記載)	●データ連携プラットフォームはまだ情報収集レベル。 モバイル端末利用した現場点検データのクラウド活用について実証検証開始	●工事情報や全社共通の技術情報などは社内の複数製油所で共有している。 一方でベンダーが提供するプラットフォーム・クラウドを利用した技術に関しては、一部で検証を行っている程度にとどまっている。 ●社内サーバーとクラウドを活用	

(２)各業務の状況

1） 内容

（1）では「製油所の姿」として、製油所へのデジタル技術導入状況の全体像について調査した。（2）では、製油所のメンテナンス（保全・保安）及びオペレーション（運転）業務の各業務（図 73：平成２８年度 IoT 推進のための新産業モデル創出基盤整備事業（自主保安高度化に向けた実証事業）表 6.4 を利用して作成）について、「デジタル技術適用に当たっての課題」と「導入支援の必要性」についてアンケート・ヒアリングを行った。アンケート・ヒアリングでは、メンテナンス、オペレーション、全体（メンテナンス及びオペレーション業務全体に関係）の各分野に関連する

「業務」「作業」「デジタル技術」について整理し、表７～9 に示す項目にていて調査を行った。

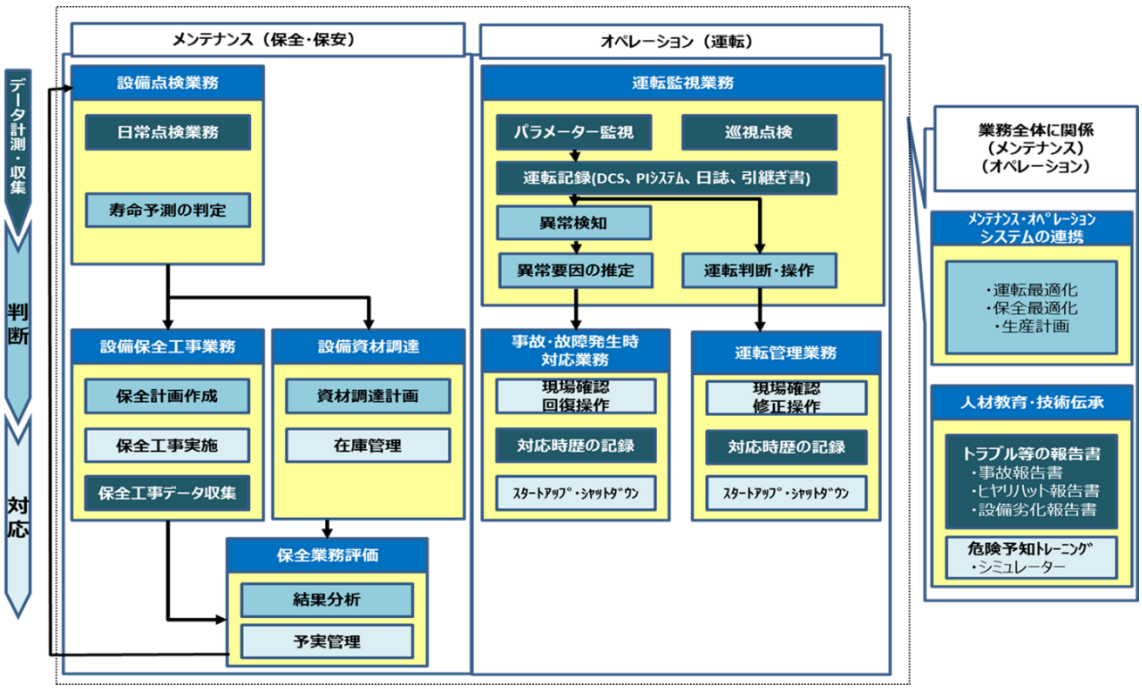


図 73 製油所のメンテナンス及びオペレーション業務

表 7 メンテナンスに関するアンケート項目

分野	業務	作業	デジタル技術
メンテナンス	設備点検業務	日常点検	モバイル
		点検記録	作業支援システム
		予寿命予測の判定	機械学習技術
	設備保全工事業務	保全計画作成	管理システム
		保全工事実施	
		保全工事データ収集	モバイル
	保全業務評価	結果分析	管理システム
		予実管理	
	設備資材調達	資材調達計画作成	管理システム
		在庫管理	

表 8 オペレーションに関するアンケート項目

分野	業務	作業	デジタル技術
オペレーション	運転監視業務	パラメーター監視	センサー
			ソフトセンサー
		巡視点検	モバイル
		運転記録（日誌・引き継ぎ書）	作業支援システム
		異常検知	機械学習技術
		異常要因の推定	
		運転判断・操作	
		運転最適化・効率化	
	事故・故障発生時対応業務	現場確認・回復操作	モバイル
		対応履歴の記録	
		スタートアップ・シャットダウン	作業支援システム
	運転管理業務	現場確認・修正操作	モバイル
		対応履歴の記録	
		スタートアップ・シャットダウン	作業支援システム

表 9 全体に関するアンケート項目

分野	業務	作業	デジタル技術
全体	メンテナンス・オペレーションシステムの連携	運転・保全最適化	デジタルツイン
			情報一元管理・プラットフォーム（社内システム）
			ベンダー提供クラウド利用
		生産計画	情報一元管理・プラットフォーム（社内システム）
			ベンダー提供クラウド利用
	人材教育・技術伝承	知識データベースの活用	事故事例・ヒヤリハット・劣化事例等のテキスト情報解析/活用
		危険予知トレーニング	シミュレーター

2） 結果

アンケート結果を表 10～12 に示す。

表では、「技術開発・実証」に関わるものを「青字」、「費用対効果」に関わるものを「赤字」、「データ整備」に関わるものを「緑字」、「規制緩和」に関わるものを「ピンク字」、「協調領域」に関わるものを「茶字」にて記載している。

以下、アンケート結果の概要を記載する。

- メンテナンス・オペレーション・全体に共通する課題
  - ✓ 費用対効果
- メンテナンス分野に関する課題
  - ✓ モバイル
    - 規制緩和（防爆規制）

- ✓ メンテナンス分野全般に共通する課題
  - データ整備
- ✓ 機械学習技術
  - 費用対効果・技術開発・実証が必要
    ⇒支援が必要

➢ オペ―レーション分野

- ✓ センサー・ソフトセンサー
  - 規制緩和（防爆規制、設置許可等）
  - 費用対効果・技術開発・実証が必要（機械学習技術との組み合わせ）
    ⇒支援が必要
- ✓ モバイル
  - 規制緩和（防爆規制）
- ✓ 機械学習技術
  - 費用対効果・技術開発・実証が必要
    ⇒支援が必要

➢ 全体（メンテナンス及びオペレーション業務全体に関係）

- ✓ 事故事例等テキスト情報解析/活用
  - 協調領域としての取組が必要（公知となっている情報の集約）

表 10 メンテナンスに関するアンケート結果

技術開発・実証 費用対効果 データ整備 規制緩和 協調領域

分野	業務	作業	デジタル技術	デジタル技術適用にあたっての課題	導入支援/協調領域としての取組 の必要性
メンテナンス	設備点検業務	日常点検	モバイル	●モバイル端末の導入について、**費用が高額であり**、**投資対効果の算出に苦慮している** ●**費用対効果不明** ●現場での通信量、機器の防爆	
		点検記録	作業支援システム	●技術導入について、**費用が高額であり**、投資対効果の算出に苦慮している ●**費用対効果不明** ●**初期データ登録、基盤資料整備への投資**	
		予寿命予測の判定	機械学習技術	●**予測に必要なデータ量が不足している。また、点検記録があっても、紙ベースであり構造化されたデータとなっていない** ●**技術開発未達**、**費用対効果不明**	●機能や性能が不十分なため**技術開発**のための支援が必要
	設備保全工事業務	保全計画作成 保全工事実施	管理システム	●**初期データ登録、基盤資料整備への投資**	
		保全工事データ収集	モバイル	●**ベンダーから提示される工事報告書等の様式が統一されていないため、機械学習等に用いるためのデータ収集が困難** ●**費用対効果不明** ●**初期データ登録、基盤資料整備への投資**	
	保全業務評価	結果分析 予実管理	管理システム	●**初期データ登録、基盤資料整備への投資**	
	設備資材調達	資材調達計画作成 在庫管理	管理システム	●**初期データ登録、基盤資料整備への投資**	

表 11 オペレーションに関するアンケート結果

技術開発・実証　費用対効果　データ整備　規制緩和　協調領域

分野	業務	作業	デジタル技術	デジタル技術適用にあたっての課題	導入支援/協調領域としての取組 の必要性
オペレーション	運転監視業務	パラメーター監視	センサー	●取り付け工事、ソフトセンサー開発まで**安価であれば**、設置する要望はある。 ●**技術開発未達**、**費用対効果不明** ●防爆IoTセンサ―を導入済。当該センサー設置には変更許可申請（消防法）であり、容易に設置箇所を変更できないため、**規制緩和が必要。**	●**効果確認のための実証費用補助が必要** ●**効果確認のための実証費用補助が必要**
			ソフトセンサー		
		巡視点検	モバイル	●防爆モバイル端末の導入について、**費用が高額。** ●**費用対効果不明** ●モバイル端末を導入済。モバイル端末は防爆仕様である必要があるため、**購入費が高額**。また、防爆仕様のため端末が重量化し、使用者の負担となっている。 以上より、**規制緩和**が必要。	●**防爆規制の緩和**
		運転記録（日誌・引き継ぎ書）	作業支援システム	●**費用対効果不明** ●運転管理支援システムを導入済。 活用率向上とともにデータ量が爆発的に増加しており、バックアップ時間の増大や、オンプレミスサーバ容量をひっ迫するようになってきた。データ保存期間やクラウド化を検討中。	
		異常検知	機械学習システム	●知見がないこと、およびエンジニアが少ないことから、システムの維持管理や運用体制の確立が難しい。 ●**開発費用が大きい** ●**技術開発未達**、**費用対効果不明** ●異常検知システムのトライアル実施済。異常検知モデルの新規構築、メンテナンスに労力がかかる。労力がかからないように**技術発展が必要。**	●**開発費用の補助** ●機能や性能が不十分なため**技術開発**のための支援が必要 ●異常検知システムの精度アップのためには多くのセンサーが必要になる。運転中、新たな計器をDCSへ取り込むことはできないことから精度アップができない。このため、DCSへ取り込まないような計器（防爆IoTセンサ―）が必要となるが、コストがかかることから導入が難しい状況のため、**補助金等の支援を求む（防爆ｾﾝｻｰ設置とデータ解析のための補助が必要）**
		異常要因の推定			
		運転判断・操作			
		運転最適化・効率化			
	事故・故障発生時対応業務	現場確認・回復操作	モバイル	●防爆モバイル端末の導入について、**費用が高額。** ●**費用対効果不明**	●**防爆規制の緩和** ●システム・他社の活用事例の情報がないため、情報収集の支援を求む。
		対応履歴の記録			
		スタートアップ・シャットダウン	作業支援システム	●システムは導入しており、活用している。一方、ケースが多岐にわたることから、全てのケースについて構築が困難 ●**費用対効果不明**	●システム・他社の活用事例の情報がないため、情報収集の支援を求む。
	運転管理業務	現場確認・修正操作	モバイル	●防爆モバイル端末の導入について、**費用が高額。** ●**費用対効果不明**	●**防爆規制の緩和**
		対応履歴の記録			
		スタートアップ・シャットダウン	作業支援システム	●システムは導入しており、活用している。一方、ケースが多岐にわたることから、全てのケースについて構築が困難 ●**費用対効果不明** ●運転支援システムを導入済。導入から時間が経過しているため、ノウハウの伝承・教育などが不足している。	

表 12 全体に関するアンケート結果

技術開発・実証　費用対効果　データ整備　規制緩和　協調領域

分野	業務	作業	デジタル技術	デジタル技術適用にあたっての課題	導入支援/協調領域としての取組 の必要性
全体	メンテナンス・オペレーションシステムの連携	運転・保全最適化	デジタルツイン	●3Dデータの取得に費用・リソースを要する ●技術開発未達、費用対効果不明	
			情報一元管理・プラットフォーム（社内システム）	●データの保存箇所が様々な場所に散らばっている ●費用対効果不明	
			ベンダー提供クラウド利用	●セキュリティ管理に懸念	
		生産計画	情報一元管理・プラットフォーム（社内システム）	●技術開発未達、費用対効果不明	
			ベンダー提供クラウド利用	●セキュリティ管理に懸念 ●費用対効果不明	
	人材教育・技術伝承	知識データベースの活用	事故事例・ヒヤリハット・劣化事例等のテキスト情報解析/活用	●紙ベースで保存されている技術資料が多数存在しており、デジタル化されていない ●ベテラン技術者のノウハウが明文化されていない ●費用対効果不明	●紙ベースデータのデジタル化に関する技術開発（手軽・コスト低） ●協調領域としての取組：労災・ヒヤリハットに関する情報の共有(公知となっている情報の集約)
		危険予知トレーニング	シミュレーター		

3.2.2.　デジタル技術導入拡大への流れ

国内石油各社のデジタル技術導入の現状と課題についてのアンケート及びヒアリング内容と、3.1.2 及び 3.1.3 にてまとめた国内外ベンダー技術状況より、以下に国内石油会社におけるデジタル技術利用拡大への流れについてまとめた。

(１)現時点でのデジタル技術導入状況

製油所の現状と国内外ベンダー技術状況を図 74 にまとめた。

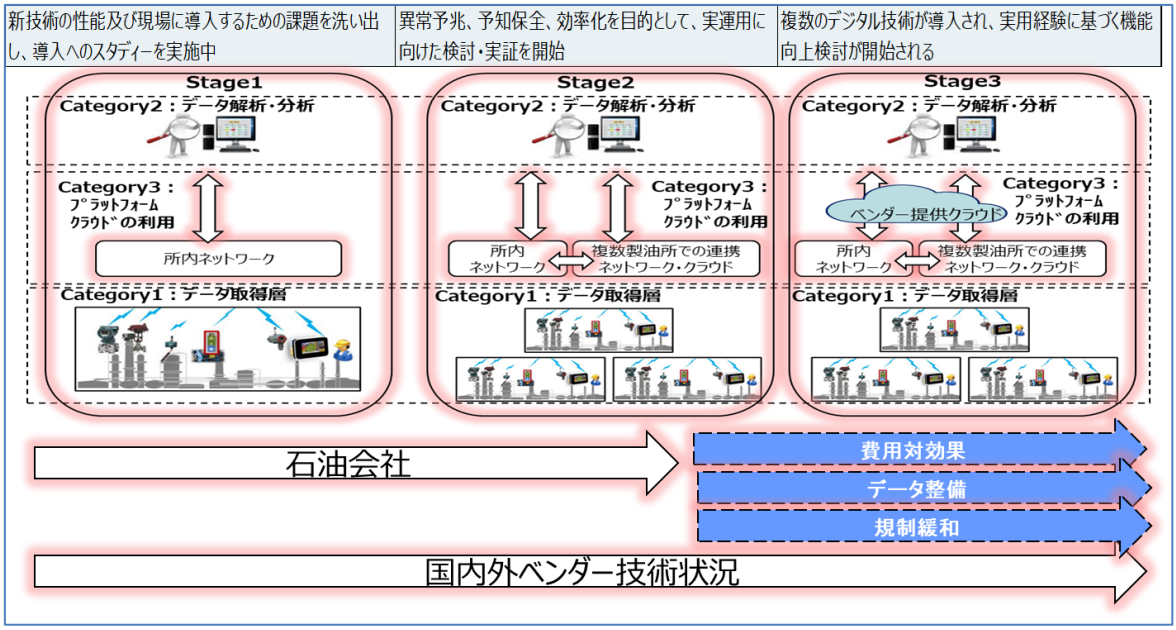


図 74　国内製油所の現状と国内外ベンダー技術状況

国内石油会社の現時点での製油所の姿は、3.2.1（1）で示した通り、図 74 の Stage 2 に相当し、デジタル技術は一部で実用が開始されているものの、未だ実証段階のものが多い状況である。一方、国内外のベンダーは、メンテナンス及びオペレーションに関わるデジタル技術の提供に加え、クラウドを利用したサービスの提供についても展開を加速しており、Stage3 の状況に対応できる準備はできていると思われる。石油会社が今後、デジタル技術の利用を促進し Stage 3 の状況に移行していくためには、図 74 に示した、「費用対効果の明確化」「データ整備」「規制緩和」がポイントとなると思われる。

(２)利用拡大への流れ

アンケート及びヒアリング結果より、ポイントとなるデジタル技術として以下①～③について整理し、それぞれの「課題」「導入支援策」「期待される効果」を表 13 に、導入拡大への流れを図 75 にまとめた。

①　データ計測・収集（モバイルツール、センサー）

現場での適用か開始されており、以下②～③に先行して実用段階を経て今後更なる利用拡

大が期待される。利用拡大のための課題として、防爆仕様・設置許可申請等の規制があげられる。これら規制の緩和により早期の利用拡大が望まれる。また、データ計測・収集のデジタル化が先行することにより、データの質・量ともに向上し、②解析技術の精度向上にも寄与する相乗効果も期待できる。

② データ解析（機械学習等のデジタル技術）

部分的には導入が始まっているが、実証段階のものが多く、①データ計測・収集に比べて導入が遅れている。先ずは、実績のあるベンダー技術の導入を進めることにより、実用段階への移行を推進することが有効と考える。但し、導入にあたっては現場適用のためのカスタマイズが必要であり、そのレベルも状況により異なりベンダーとの共同研究レベルになることも想定されるため、補助金等の導入支援によるフォローも必要と考える。

③ 解析ツール活用（クラウドを活用したベンダー技術の利用）

今後、デジタル技術の利用が加速されていくと、それぞれのデジタル技術の連携により、適用効果が相乗的に向上することが期待される。現時点では国内石油会社はベンダー提供のクラウドを通した解析ツールの活用を行わずオンプレミス等にて利用している。今後は解析ツールをより効果的に活用できるベンダー提供クラウドの活用を促進することが必要である。一方、クラウドの活用については、セキュリティー管理が課題とされている。導入検討・実証段階から、実用段階へ移行するためには、クラウド利用についての事例や安全性に関する情報収集を行い、有効なセキュリティー管理方法について共有することが必要と考える。

④ 知識 DB の活用

事故事例等の安全関連情報については、他社事例も含めて広く情報を収集し活用することが有効である。現在、石油会社では自社情報の活用が中心であり、他社事例等が十分活用されていない事が課題である。安全関連情報は、石油会社における協調領域と捉えて、情報収取体制や解析技術を確立し、有効活用することが有効である。情報収集体制や解析技術開発について早期に対応し、実用段階に移行することが必要である。尚、知識 DB の活用として、複数の公開されている DB 情報の報解析方法については、JPEC にて調査を行っており、以下 3.3 章にその手順についてまとめた。

表 13 各デジタル技術の「課題」「導入支援策」「期待される効果」

デジタル技術	課題	導入促進策	期待される効果
①データ計測・収集 ● モバイルツール ● センサー	✓ 防爆仕様が必要 ・費用が高額 ・設置/申請が必要	✓ 規制緩和（防爆・設置許可等）	✓ 導入コスト低下、利用機種拡大による利用拡大 ✓ データ量・質の向上により、②解析技術の精度向上に寄与
②データ解析 ● 機械学習等のデジタル技術	✓ 費用対効果 ✓ データ整備（メンテナンス）	✓ 実績のあるベンダー技術の実用段階に移行するための導入支援（現場へ適用するためのカスタマイズに関わる支援）	✓ 初期費用低下による実用化促進 ✓ デジタル技術導入をスムーズに行うノウハウが蓄積される ✓ 技術導入時にデータ整備が行われ、その後の技術導入への基盤整備ができる
③解析ツール活用 ● クラウドを利用したベンダー技術の利用	✓ セキュリティー管理 ✓ 費用対効果	✓ クラウド利用についての事例、安全性に関する情報収集	✓ ベンダー提供クラウドの実用化促進 ✓ ベンダー技術の効率的に利用（最新バージョンへのアクセス、ソフト選択・拡張性） ✓ サブスクリプション契約との組み合わせでの利便性拡大
④知識DBの活用 ●公開情報 （協調領域）	✓ 情報収集体制 ✓ 解析技術開発	✓ 協調領域とし行う。（例：JPECが主体で実施）	✓ 他社情報の自社展開によるトラブルの未然防止 ✓ 教育資料としての活用（人材育成） ✓ 他のテキスト情報への解析技術の展開



図 75 デジタル技術導入拡大への流れ

3.2.3. デジタル技術による CO2 削減効果

デジタル技術導入により、運転最適化や稼働信頼性向上によりエネルギー効率が向上し CO2 削減に寄与するとされている。

製油所に関わるデジタル技術を提供している AspenTech 社が、ERTC 2021（European Refining Technology Conference 2021）にてデジタル技術活用による CO2 削減効果について、欧州での処理量 25 万 BPD 相当の製油所をモデルとして発表している、欧州 25 万 BPD 程度の典型的な製油所（CO2 排出量：250 万から 350 万トン/年）の例について紹介する（図 76 デジタル

技術適用による CO2 削減効果概要、図 77 デジタル技術適用による CO2 削減効果ケーススタディー例）。

図 76（AspenTech 資料（吹き出し部分は JPEC にて追記）では、各デジタル技術による CO2 削減効果の概要についてまとめている。

AspenTech 社の提供しているデジタル技術適用により、計画（Planning）および稼働信頼性（Plant Availability）については具体的数字は示していないが、それ以外の部分で 25 万トン/年を超える CO2 削減効果が期待できるとしている（モデリング/AI：＞5 万トン/年、計画：＞5 万トン/年、最適化・高度制御：＞10 万トン/年 ）。

また、図 77 では、ケーススタディー例として具体的削減効果例を示しており、処理量 25 万 BPD レベルの欧州製油所において、23 万トン/年（削減率として「～3.8%」）の CO2 削減効果が期待できるとしている。

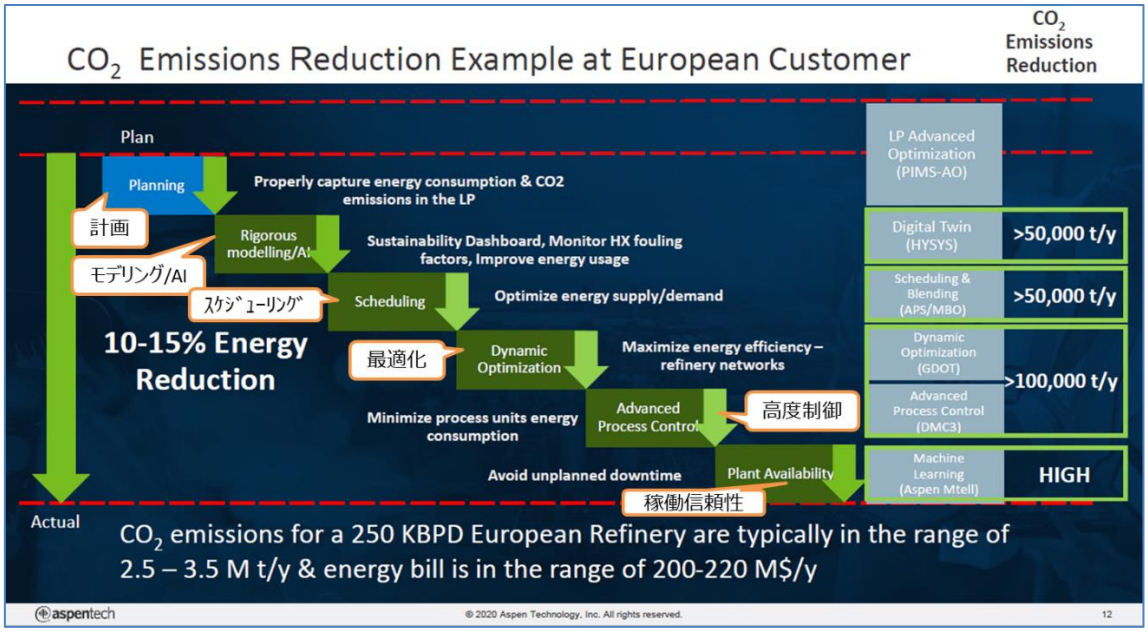


図 76 デジタル技術適用による CO2 削減効果概要

（ERTC 2021(European Refining Technology Conference 2021)AspenTech 社資料より）

（吹き出し部分は JPEC にて追記）

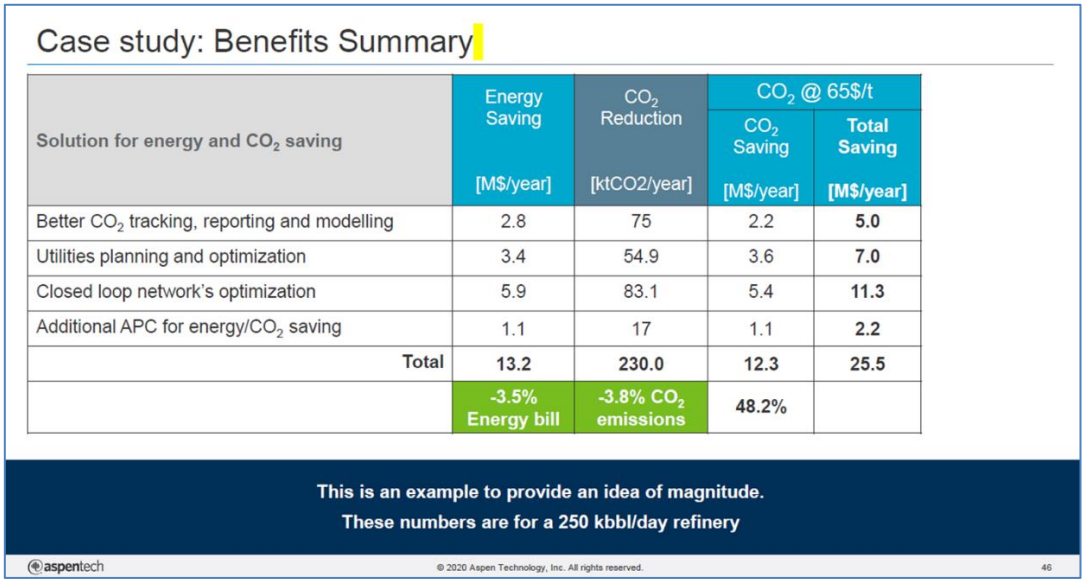


図 77 デジタル技術適用による CO2 削減効果ケーススタディー例

（ERTC 2021(European Refining Technology Conference 2021)AspenTech 社資料より）

3.3. 知識 DB の活用

知識 DB の活用として、事故事例等のテキスト情報を活用する場合、より多くの情報を多岐にわたって収集・解析することが有効である。但し、それぞれの DB 毎に用途に応じた情報の選択や整理が行われていることが想定される。今回は、異なる事故情報に関わる DB の情報を同時に解析するための「データ前処理～解析」の手順について調査を行った（詳細については、別添資料 2 参照）。

3.3.1. 事故情報 DB

利用した DB を以下に示す。また、それぞれの DB の特徴を表 14 にまとめた。

- JPEC-Safer（事故・ヒヤリハット・劣化）

  JPEC-Safer（JPEC 所有の事故事例等 DB）より、事故事例（423 件）、ヒヤリハット事例（319 件）、劣化事例（153 件）を用いた（事故事例のみ HP にて公開中[18]）。
- KHK 公開事故情報（業種が石油精製の事例を利用）
  - 高圧ガス事故事例（コンビナート等保安規則関係事故）[19]
  - 事故事例 DB[20]

[18] https://www.pecj.or.jp/safer-support/case_list/

[19] https://www.khk.or.jp/public_information/incident_investigation/hpg_incident/comb.html

[20] https://www.khk.or.jp/public_information/incident_investigation/hpg_incident/incident_db.html

- 神奈川県　高圧ガス事故事例データベース[21] [22]
  （コンビナート等保安規則関連事故の事例を利用）
- 失敗知識 DB[23]
  （カテゴリーが石油の事例を利用）
- CCPS　Process Safety Beacon（日本語版）[24]

表 14　利用した事故情報 DB とその特徴

データベース名	報告件数	形態	単語数	分析対象語彙種数
JPEC-safer	895	事故・劣化・ヒヤリハットの3種類についての、状況の叙述と専門家による論評と分析	638,516	11,070
KHK公開事故情報	511	事故叙述文章と、数値データ。（文章部分のみを使用）	166,611	4,716
高圧ガス事故事例報告シート（神奈川県）	158	同上	38,775	2,526
失敗知識データベース	103	重大事例の叙述と評論	102,535	4,859
CCPS BEACON	237	典型パターンへの評論	162,568	6,796
合計	1,904	ひとつのテキストファイルに統合	1,109,005	19,144

3.3.2.　分析に利用したソフトウエア

下記のソフトウエアを用いて分析した。

- KH Coder：テキストマイニング　（3.3.3、3.3.4 及び 3.3.5 に記載の分析）
- R Studio, および Arules ライブラリ ： アソシエーション分析（3.3.6 に記載の分析）
- GNU Octave ： ベクトル量子化分析（3.3.7 に記載の分析）

3.3.3.　予備的分析と文字データの欠陥の修正

(1) 分析に適さない文字の修正と排除

3.3.1 に示した事故情報 DB には、そのままでは分析に適さない文字が含まれていた。これらは KH Coder の、不適切文字コードの検知機能によって指摘される。また、分析後の単語出現回数のカウント結果を見て、不自然な文字が頻出しているならば、その周辺に問題のあるコードの文字があると探知できる。

具体的には、次のような文字が修正または排除の対象として探知された。

---

[21] https://view.officeapps.live.com/op/view.aspx?src=https%3A%2F%2Fwww.pref.kanagawa.jp%2Fdocuments%2F14976%2F20210228koatsu_kako.xls&wdOrigin=BROWSELINK

[22] https://view.officeapps.live.com/op/view.aspx?src=https%3A%2F%2Fwww.pref.kanagawa.jp%2Fdocuments%2F14976%2F20210228koatsu_chokkin.xlsx&wdOrigin=BROWSELINK

[23] http://www.shippai.org/fkd/index.php

[24] http://sce-net.jp/main/group/anzen/anzen_danwa/

- 機種依存文字：例えば、立米の「m3」を表す一文字や、度数の「°」を表す一文字など。
- 半角カタカナ：修正しないと、後処理のプログラムが作動しないことがある。

(2)本来動議なので統一すべき文字

一文字単位で表記ゆれが起きている箇所があった。これらは、本来は 1 つの文字を表すべきなので、正しい文字に置き換えたり、統一した文字に置き換えた。具体的には以下のパターンがあった。

- 文字読み取り(OCR)の誤認識：「口」「ロ」「□」や、「一」「－」「ー」など、字形が似ているものが混同されている場合
- 漢字の字体や代用漢字：「撹」や「攪」、「滞留」「帯留」、など。

(3)各 DB の使用単語の癖

DB 毎に、頻出する文字列が存在する可能性がある。それは、各 DB で情報整理のために利用しているラベルであったり、叙述のスタイルの違いに起因する単語などである。

これらの傾向は、事故の内容ではなく、単に情報源の違いを反映してしまうだけなので、分析の妨害要素となる。

これらの傾向は、KH Coder の対応分析を施すことにより、図 78 のように検知できた。図中の端に位置する単語は、特定の DB にだけ出現しやすいものである。例えば、図 78 左下の BEACON では「自分」や「物質」や「容器」という単語を他のデータベースよりも頻繁に使うことが分かった。これらの用語を無視する方が、DB の差の影響を受けにくい。本分析における使用単語の選定の際に、これらの単語を排除することで対処する。

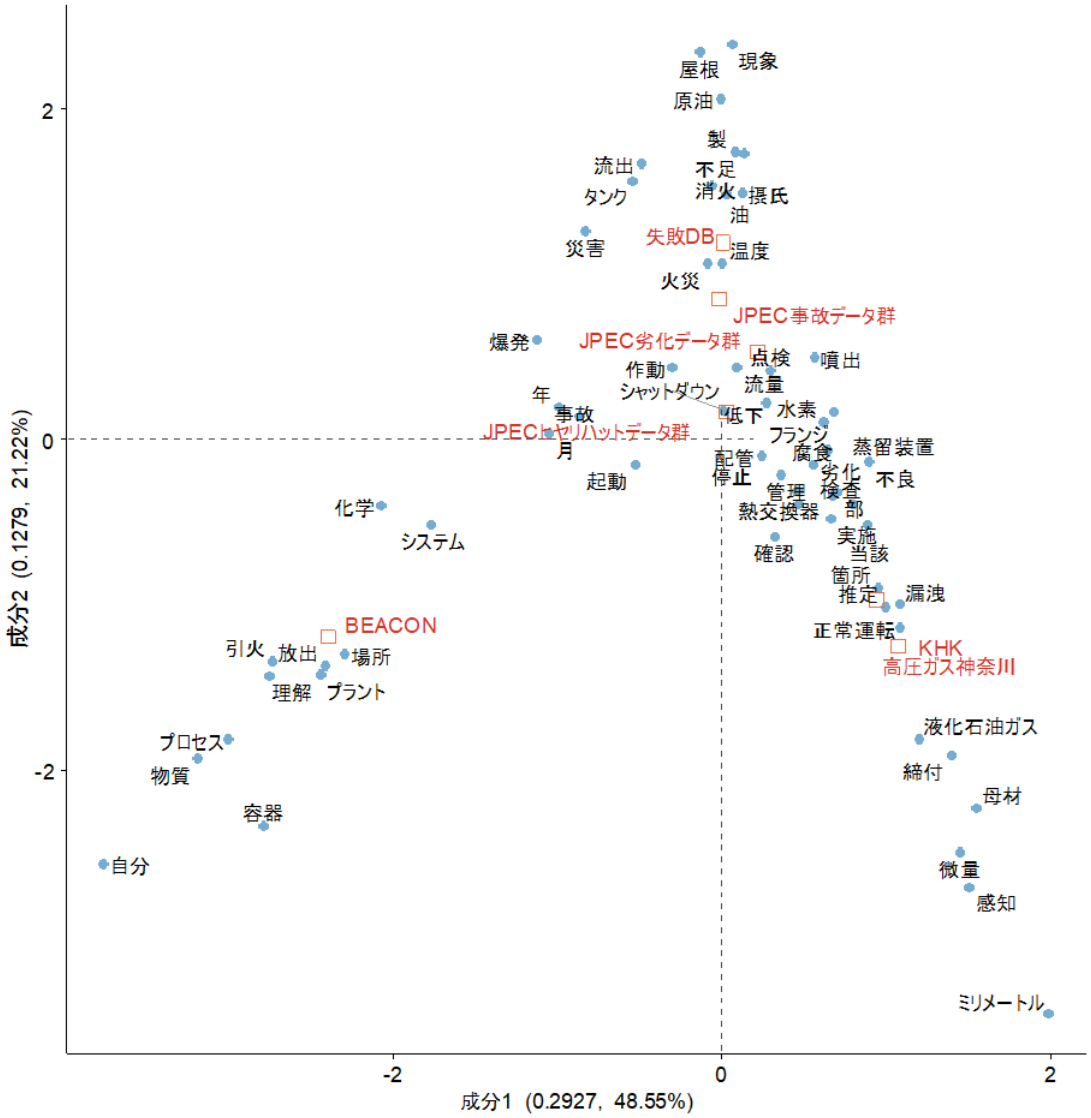


図 78 対応分析結果（各 DB の使用単語の癖の検知）

3.3.4. 使用単語の選定

(１)使用単語の選定方法

分析では、全ての単語を観察するのではなく、安全工学上意味のある結論を導くことに有用な単語のみを選ぶ必要がある。役に立たない単語を放置しておくと、それが大量に出現していれば、分析結果に大きく影響し、無意味な結論を導いてしまう。

また、単語をどのように抜き出し、同義語や上位語・下位語との関係をどう位置付けるかというオントロジーの問題もある。

使用単語の選定の作業では、「観察する単語リスト（ホワイトリスト）の作成 → 分析実行 → 分析結果の吟味 → 観察単語リストの修正 → 分析の再実行」というループを繰り返す必要がある。今回は、「分析実行→分析結果の吟味」については、以下 3.3.6 に示した「アソシエーション分

析」及び 3.3.7 に示した「ベクトル量子化分析」を用いた。

最終的には、観察する単語リストを完備させ、ホワイトリストに載っていない単語を全て無視するという状態にする。

(2)無視すべき単語の選定の観点

下記の観点から、無視するべき単語（stop word）を定めた。

- 出現頻度が多すぎるもの
  例： 原因、当該、fuel、晴、等
- 単位等（出現頻度が高すぎ、文脈の理解につながらない）
  例：ppm、m3（立米）、PSI、℃、等
- 報告書独特の用語（事故報告書でしばしば登場する単語であるが、抽象的であり、内容との関連が薄い）
  例：施工管理、水平展開、製造設備、防止措置、設備管理、知識不足、安全教育、安全管理、安全確認、安全意識、運転状態、運転技術、等
- 語義が広く、文脈内容を特定しにくい単語
  例：進展、覚知、など

(3)同義語の表記統一

同義であるが表記が異なるものは、表 15 のようにデータの文字を統一表記に置き換えた。

以下に統一表記に置き換えを行ったパターンの例について示す。

- 略称：正式日本語表記に統一
  - ガス検 ⇨ ガス検知器
  - LPG ⇨ 液化石油ガス
  - 定修 ⇨ 定期修理
- 表記揺れ：多数派に統一
  - 浮屋根⇨浮屋根
- そもそも不統一な語：適宜一つに統一
  - 水頭圧、ヘッド圧 ⇨ 液頭圧
  - 水添 ⇨ 水素化
  - 調節 ⇨ 調整

表 15 同義語の表記統一

統一表記	表記揺れの例
弁	バルブ
ガス検知器	ガス検
液化石油ガス	LPガス、LPG
液化天然ガス	LNG, LNガス
硫化水素	H2S
熱交換器	熱交
液頭圧	水頭圧、ヘッド圧
浮き屋根	浮屋根
放出管	ベント管
運転員	オペレータ
水素化	水添
縁切り	ブロック
誤操作	操作ミス
調整	調節
定期修理	定修
屋根	ルーフ
正常運転	定常運転、通常運転、平常運転、安定運転
感知	覚知

(４)上位語・下位語のレベル設定

次の条件のいずれかに該当する単語は、上位語も付した形で観察する。

- 単語の出現頻度が小さいが、類語などと合計すると、出現頻度が多くなる場合。これは表現の仕方が複数あるため、見かけ上、話題の登場回数が少なく見えているものと解釈する。
  例：「破裂」・「破断」・「折損」は、「破損」という上位概念でもカウントする。
- 目的が同一の事物は、そのカテゴリーを立てる。
  例：「ブロック」・「ブロック弁」・「仕切弁」・「仕切り板」は「縁切り」としてもカウントする。
  例：「水素化分解」・「水素化分解装置」は「水素化」としてもカウントする。

上位語としてもカウントする単語とその上位語について表 16 にまとめた。

表 16　上位語としてもカウントする単語とその上位語

上位語	下位語
締結	締結部
破損	破裂、破断、折損
シール	メカニカルシール
縁切り	ブロック、ブロック弁、仕切弁、仕切り板
過誤	ヒューマンエラー、誤判断、誤操作、誤使用、ミス
水素化	水添、水素化分解、水素化分解装置
屋根	ルーフ、タンク屋根、タンク上部、コーンルーフタンク、浮き屋根
安全装置	安全システム
鉄	SUS
フランジ	ノズルフランジ、チャンネルフランジ
接触分解	重油流動接触分解、流動接触分解装置、接触分解装置、接触改質装置

一方で、下位語としてカウントするべき単語もある。例えば、「装置」はこのままカウントすると、大量に出現し、分析が困難になる。それゆえ、「装置」を含む単語は、「何々装置」という細かいカテゴリーの語としてカウントし、「装置」としてはカウントしない（表 17）。

表 17　下位語としてカウントするべき単語

共通する語尾（上位語）	識別する単語（下位語）
タンク	タンク, ナフサタンク, アスファルトタンク, ルーフタンク, コーンルーフタンク, ガソリンタンク, 球形タンク, 貯蔵タンク, 軽油タンク, 原油タンク, 重油タンク
圧	ヘッド圧, 加圧, 過圧, 蒸気圧, 均圧, 減圧, 降圧, 差圧, 残圧, 吐出圧, 除圧, 昇圧, 常圧, 水圧, 静圧, 耐圧, 脱圧, 蓄圧, 中圧, 液頭圧, 動圧, 導圧, 背圧, 微圧, 負圧, 分圧, 保圧, 面圧, 油圧, 陽圧
反応	酸化反応, 分解反応, 化学反応, 重合反応, 暴走反応, 発熱反応, 脱硫反応
管	ティ管, ベント管, 導圧管, 反応管, 拡管, 枝管, 放出管, 直管, 加熱管
配管	取り出し配管, 取出し配管, ガス配管, 排ガス配管, プロセス配管, バイパス配管, フィード配管, オーバーヘッド配管, ベント配管, スロップ配管, スチーム配管, オーバーフラッシュ配管, ドレン配管, 導圧配管, 保温配管, 出荷配管, 空気配管, 蒸気配管, 供給配管, 小口径配管, 大口径配管, 出口配管, 入口配管, 主配管, 吐出配管, 抜出配管, 放出配管, 仮設配管, 埋設配管, 水素配管, 窒素配管, 移送配管, 付属配管, 盲腸配管, 受入配管, 循環油配管, 軽油配管, 原油配管, 重油配管, 不要配管, 連絡配管, 下流配管, 抜管, 加熱炉管
操作	開操作, 遠隔操作, 緊急操作, 誤操作, 運転操作, 手動操作, 閉操作, 開閉操作, 弁操作
措置	応急措置, 緊急措置, 予防措置
装置	コーキング装置, サンプリング装置, プロセス装置, 水素化脱アルキル装置, アルキレーション装置, 原油脱塩装置, 水素化反応装置, 液化装置, 異性化装置, 濾過装置, 分解装置, 水素化分解装置, 接触分解装置, 流動接触分解装置, 熱分解装置, 転換装置, 緊急装置, 改質装置, 接触改質装置, 回収装置, 濃縮装置, 抽出装置, 精製装置, 安全装置, 製造装置, 水素製造装置, 原油予熱装置, 警報装置, 水幕装置, 処理装置, 分離装置, 蒸留装置, 減圧蒸留装置, 常圧蒸留装置, 脱硫装置, 水素化脱硫装置, 重油直接脱硫装置, 軽油脱硫装置, 重油脱硫装置
弁	弁, AC弁, 圧抜き弁, ブロック弁, プラグ弁, 逃し弁, バイパス弁, バランス弁, スライド弁, ゲート弁, ブリード弁, ブレード弁, ベント弁, ボール弁, ドレン弁, 開弁, 切換弁, 元弁, 制御弁, 出口弁, 入口弁, 逆止弁, 電磁弁, 排水弁, 調整弁, 圧力調整弁, 仕切弁, 安全弁, 遮断弁, 緊急遮断弁, 手動弁, 閉弁, ブリーザー弁
油	油, 循環油, 含油, 軽油, 減圧軽油, 重質軽油, 灯軽油, 原油, 残油, 改質油, 軽質油, 重質油, 重油, A重油, C重油, 留出油, 石油, 操油, 送油, 滞油, 塔頂油, 通油, 底油, 塔底油, 灯油, 熱油, 廃油, 排油, 落油, 原料油, 燃料油, 残渣油

(５)使用単語ホワイトリストの作成

上記（1）～（4）の検討を重ね、分析とオントロジー処理を繰り返すことで、使用単語を 996 個指定した（ホワイトリストの詳細は別添資料 2 参照）

3.3.5.　因果関係解析用データ（「文書×出現単語行列」）の作成

ホワイトリストとして指定した分析に使用する単語 966 個を用い、因果関係分析用に「文書×出現単語行列」を作成した。

「文書×出現単語行列」とは、行が各報告書、列が各単語（ホワイトリストとして指定した 996 語を使用）に割り当てられており、出現回数を記録した表型のデータである。これは KH Coder のエクスポート機能で生成できる。なお、今回は出現回数には大きな意味がないので、出現回数が 1 以上ならばすべて 1 回とカウントする、ゼロイチ行列化を施した。

3.3.6. アソシエーション分析による因果関係の概況確認

(1)アソシエーション分析の目的とその特徴

因果関係とは、「フランジから漏洩して発火する事故が多い」といった傾向である。これは単語の出現頻度では、「『フランジ』という単語を含む報告は、『漏洩』や『発火』という単語の出現率が通常より高い」という、統計的な傾向として現れるはずである。このような単語間の関係を調べるには、まず「文書×出現単語行列」を作り、それをアソシエーション分析にかけることが標準的である。

アソシエーション分析は、ベイズ統計の直接的で単純な判定手法である。欠点としては、因果関係の傾向（「ルール」と呼ばれる）が大量に出現しがちで、その多くは自明なものである。目新しく有意義なルールが、自明なルールの中に埋没しがちになる。

(2)アソシエーション分析の結果

分析結果を表 18、19、20、21 に示す。

表 18 は、元データ中で件数が多かったルールの上位 10 件であり、報告件数が多い事故・トラブル中での単語の組み合わせを示している。

表 19 は、前提語の出現の再現性（confidence）が高いルールの上位 10 件であり、特定の結末（出現語）を、ほぼ確実に聞き出す単語を意味する（但し、その結末は他の状況でも起こりやすいかもしれないものである）。

表 20 は、出現語の発生確率を高める効果である、出現拡大率（Lift）が高いルールの上位 10 件である。ある結末が呼び起されやすい前提条件を意味する（その結末は、他の前提状況では起こりにくい）。

表 21 は、特定単語に関する分析例である。ここでは、「開孔」という結果（出現語）を生じるルールの上位 10 件を示している。調べたい特定の結末についてルールを集めることができる。

上記の結果より、以下の事がわかる。

- 原因と結果の単語は、コンピュータに教示していないが、分析の結果、論理式の左辺には原因、右辺には結果が配置された。よって、元データの文書は因果関係分析に値する内容を保持していると確かめられた。
- アソシエーション分析では、大量のルールが検出される短所があったが、その通りで、有意義なルールを発見することが難しい。

表 18 元データ中で件数が多かったルールの上位 10 件

前提語	⇒	出現語	件数	共起率 (Support)	前提後の出現率 (Confidence)	出現拡大率 (Lift)
コロージョン	⇒	エロージョン	54	2.90%	91.50%	21.1
エロージョン	⇒	コロージョン	54	2.90%	65.90%	21.1
誤判断	⇒	誤操作	29	1.50%	50.90%	13.8
オイルフェンス	⇒	汚染	20	1.10%	54.10%	12.6
オイルフェンス, 海上	⇒	汚染	18	1.00%	56.30%	13.1
展張	⇒	汚染	18	1.00%	54.50%	12.7
水注入	⇒	コロージョン	17	0.90%	70.80%	22.7
オイルフェンス, 展張	⇒	汚染	17	0.90%	54.80%	12.8
エロージョン, 水注入	⇒	コロージョン	16	0.80%	100.00%	32.1
コロージョン, 水注入	⇒	エロージョン	16	0.80%	94.10%	21.7

表 19 前提語の出現の再現性（confidence）が高いルールの上位 10 件

前提語	⇒	出現語	件数	共起率 (Support)	前提後の出現率 (Confidence)	出現拡大率 (Lift)
サンプリング, サンプル, 安全意識	⇒	違反	5	0.30%	100.00%	65.2
オーステナイト, 塩素	⇒	応力腐食割れ	7	0.40%	100.00%	38.6
オーステナイト, ステンレス, 塩素	⇒	応力腐食割れ	7	0.40%	100.00%	38.6
オーステナイト, 濃縮	⇒	応力腐食割れ	6	0.30%	100.00%	38.6
オーステナイト, 塩化	⇒	応力腐食割れ	6	0.30%	100.00%	38.6
オーステナイト, ステンレス, 濃縮	⇒	応力腐食割れ	6	0.30%	100.00%	38.6
オーステナイト, ステンレス, 塩化	⇒	応力腐食割れ	6	0.30%	100.00%	38.6
オーステナイト, 塩素, 進展	⇒	応力腐食割れ	6	0.30%	100.00%	38.6
ステンレス, 塩素, 進展	⇒	応力腐食割れ	6	0.30%	100.00%	38.6
オーステナイト, ステンレス, 塩素, 進展	⇒	応力腐食割れ	6	0.30%	100.00%	38.6

表 20 出現拡大率（Lift）が高いルールの上位 10 件

前提語	⇒	出現語	件数	共起率 (Support)	前提後の出現率 (Confidence)	出現拡大率 (Lift)
火炎, 表面温度, 炉内	⇒	クリープ	5	0.30%	83.30%	71.7
加熱管, 表面温度, 炉	⇒	クリープ	5	0.30%	83.30%	71.7
加熱管, 火炎, 炉内	⇒	クリープ	5	0.30%	83.30%	71.7
加熱管, 火炎, 表面温度	⇒	クリープ	5	0.30%	83.30%	71.7
加熱管, 火炎, 表面温度, 炉内	⇒	クリープ	5	0.30%	83.30%	71.7
コーキング, 加熱管, 炉内	⇒	クリープ	5	0.30%	83.30%	71.7
サンプリング, サンプル, 安全意識	⇒	違反	5	0.30%	100.00%	65.2
加熱管, 表面温度	⇒	クリープ	6	0.30%	75.00%	64.5
火炎, 表面温度	⇒	クリープ	5	0.30%	71.40%	61.4
加熱管, 炉, 炉内	⇒	クリープ	5	0.30%	71.40%	61.4

表 21 「開孔」という結果（出現語）を生じるルールの上位 10 件

前提語	⇒	出現語	件数	共起率 (Support)	前提後の出現率 (Confidence)	出現拡大率 (Lift)
元弁, 腐食性	⇒	開孔	5	0.30%	100.00%	18.9
原油タンク, 内面腐食	⇒	開孔	5	0.30%	71.40%	13.5
海水, 展張	⇒	開孔	6	0.30%	66.70%	12.6
オイルフェンス, 海水	⇒	開孔	6	0.30%	66.70%	12.6
オイルフェンス, 海上, 海水	⇒	開孔	6	0.30%	66.70%	12.6
海上, 海水	⇒	開孔	7	0.40%	63.60%	12
海上, 海水, 展張	⇒	開孔	5	0.30%	62.50%	11.8
内面腐食, 腐食性	⇒	開孔	6	0.30%	60.00%	11.4
塩素, 腐食性	⇒	開孔	6	0.30%	60.00%	11.4
腐食性, 硫化	⇒	開孔	5	0.30%	55.60%	10.5

3.3.7. ベクトル量子化による高精度の因果関係分析

(１)ベクトル量子化 (VQ)の目的とその特徴

ベクトル量子化 (Vector Quantization, VQ)とは、クラスタリング手法の１つであり、他の類似手法と比較して、分類精度が良いので、認識工学では頻用される。

本分析ではベクトル量子化を用いて、単語含有状況が類似している報告同士をグループにまとめ、合計 16 個のグループに分類した（VQ ではグループの個数は、2, 4, 8, 16, 32 と２のべき乗が選べる。細かくすれば詳細な傾向を読み取ることができるが、結果の分量が多くなり可読性が悪くなる。よって今回は 16 個にとどめた）。各グループ内での、単語の共起状況が、その報告が意味するストーリ（因果関係）を意味する。

(２)ベクトル量子化の分析結果

分析結果を表 22, 23 に示す。

表 22 は、各グループに最も含まれやすい単語の上位 10 個について示している。よく含まれる単語を見ることにより、各グループの特徴を推測することが出来る。但し、「漏洩」など複数のグループで共通して上位となる単語も抽出されるため、必ずしもグループ毎の特徴を把握するために適していない部分もある。

表 23 は、各グループについて、その他のグループと比較して出現率が高い単語の上位 10 個について示している。この分析により、各グループの特徴をより明確に解釈することが出来る。また、出現する単語の傾向を読み解き、各グループが何を意味するかを解釈した結果を、最終行の「解釈」の部分に示す。

ベクトル量子化による分析は、アソシエーション分析に比べ、出現頻度が相対的に少ない単語でも埋没せずに、結果に反映することができ、事故の過程の具体的なストーリを読み取ることができ、石油精製の現場でも活用できると思われる。例えば、実際に作業を行う時に、関連する「物質名」「装置名」「作業条件」等の単語を入力すると、その条件に最も近いトラブルの因果関係パターンを選定することが可能となり、それが、行う作業での事故リスクとして最もあり得るものとして、注意喚起することが出来る。例えば、「保温材」がまかれ、中を「硫化水素」が通る管を持つ装置の点検であれば、それらはグループ７番の代表単語であるから、その共起単語を見て「保温材下」の「減肉」による「開孔」に特に注意して点検するべきである、という作業に対する助言を作ることができる。

表 22 各グループに最も含まれやすい単語の上位 10 個

グループ名	G1	G2	G3	G4	G5	G6	G7	G8	G9	G10	G11	G12	G13	G14	G15	G16
所属件数	76	78	124	162	126	132	117	97	106	126	104	83	134	174	143	119
件数シェア	4.00%	4.10%	6.50%	8.50%	6.60%	6.90%	6.20%	5.10%	5.60%	6.60%	5.50%	4.40%	7.00%	9.20%	7.50%	6.30%
頻出1	漏洩	漏洩	漏洩	漏洩	漏洩	蒸留装置	腐食	腐食	爆発	爆発	漏洩	タンク	シャットダウン	ポンプ	弁	弁
頻出2	シール	運転員	噴出	正常運転	フランジ	水素	漏洩	エロコロ	着火	タンク	油	屋根	システム	破損	開	圧力
頻出3	縁切り	蒸留装置	腐食	腐食	ボルト	漏洩	蒸留装置	エロージョン	システム	死亡	タンク	油	開	圧力	漏洩	開
頻出4	ポンプ	感知	外面腐食	母材	ガスケット	油	油	減肉	着火源	水	流出	開	圧力	蒸留装置	過誤	閉
頻出5	メカニカルシール	増し締め	運転員	微量	水素	破損	減肉	コロージョン	漏洩	破損	腐食	破損	インターロック	振動	閉	運転員
頻出6	締付	炭化水素	弁	液化石油ガス	圧力	圧力	圧力	漏洩	圧力	放出	海上	爆発	弁	変更	油	爆発
頻出7	液化石油ガス	弁	変更	弁	熱交換器	圧	開口	圧力	負傷者	負傷者	汚染	着火	安全弁	劣化	噴出	閉止
頻出8	感知	締付	開	縁切り	運転員	緊急停止	水素	蒸留装置	油	死者	開	公設消防	変更	圧	閉止	過誤
頻出9	炭化水素	フランジ	減肉	閉止	発火	発火	緊急停止	肉厚	破損	システム	圧力	側板	緊急装置	油	作業員	漏洩
頻出10	ガス検知器	重油脱硫装置	圧力	外面腐食	圧	水素化脱硫装置	劣化	変更	損傷	開	弁	タンク屋根	圧	シャットダウン	システム	油

表 23 その他のグループと比較して出現率が高い単語の上位 10 個

グループ名	G1	G2	G3	G4	G5	G6	G7	G8	G9	G10	G11	G12	G13	G14	G15	G16
所属件数	76	78	124	162	126	132	117	97	106	126	104	83	134	174	143	119
件数シェア	4.00%	4.10%	6.50%	8.50%	6.60%	6.90%	6.20%	5.10%	5.60%	6.60%	5.50%	4.40%	7.00%	9.20%	7.50%	6.30%
頻出1	メカニカルシール	運転員	噴出	正常運転	ガスケット	水素化脱硫装置	開口	エロコロ	着火	放出	海上	屋根	安全弁	振動	ドレン弁	製造装置
頻出2	シール	炭化水素	エチレン	ブタン	ボルト	水素ガス	保温材	減肉	爆発	破裂	流出	液面	流動接触分解装置	劣化	過誤	閉
頻出3	縁切り	継手	雨水	液化石油ガス	フランジ	反応器	硫化水素	肉厚	従業員	ホース	原油	公設消防	シャットダウン	コンプレッサ	ドレン	スチーム
頻出4	液化石油ガス	常圧蒸留装置	外面腐食	外面腐食	熱交換器	軽油	ナフサ	出口	静電気	水	重油	タンク	計装	破損	弁	加熱炉
頻出5	ポンプ	締付	ノズル	保温材	接触改質装置	水素	肉厚	腐食	酸	作業員	孔	液面計	システム	ポンプ	開	閉止
頻出6	締付	スチーム	応力	腐食	継手	蒸留装置	酸	硫化水素	損傷	負傷者	油	ガソリン	調整弁	損傷	ミス	パージ
頻出7	炭化水素	蒸留装置	漏洩	雨水	軽油	発災	溶接	開口	警報	ガソリン	タンク	槽	接触分解	変更	閉	ミス
頻出8	製造装置	フランジ	溶接	接触改質装置	発火	出口	水分	熱交換器	負傷者	警報	水分	静電気	コンプレッサ	圧	作業員	ドレン弁
頻出9	常圧蒸留装置	熱交換器	腐食	パージ	水素	加熱炉	孔	水素化脱硫装置	エチレン	爆発	雨水	油	変更	循環	閉止	開始
頻出10	漏洩	漏洩	パージ	液面計	応力	発火	緊急停止	ノズル	システム	タンク	開始	負傷者	液面	調整弁	ホース	警報
解釈	メカシール漏れ	継ぎ手漏れ	溶接部腐食漏れ	保温材下腐食漏れLPG	継ぎ手水素漏れ発火	反応器まわり水素発火	保温材下減肉、開孔、硫化水素	エロージョン・コロージョン、開孔	静電気爆発	タンク破裂	開孔、海上重油漏れ	タンク屋根、定修、火災	自動的に緊急停止	ポンプ破損	人的過誤で漏洩	人的過誤で爆発

3.3.8. まとめ

- 複数の事故に関わる DB を横断的に解析することが可能な、単語（ホワイトリスト）を抽出し、因果関係分析をするために必要な、「文書×出現単語行列」を作成することが出来た。
- 「文書×出現単語行列」を用いて、「アソシエーション分析」「ベクトル量子化分析」を実施し、「文書×出現単語行列」を用いることにより、因果関係分析が可能なことが確認された。また、ベクトル量子化の結果を用いれば、特定の作業でのリスクを指摘することができる。
- 今回、複数 DB を横断的に解析するために作成した「文書×出現単語行列」は、昨年 JPEC にて実施した、ベイジアンネットを用いた解析[25]にも有効に活用できることが推定される。

[25] 2021 年度 JPEC フォーラム稼動信頼性向上のための技術調査『保安情報活用プラットフォームの構築』https://www.pecj.or.jp/wp-content/uploads/2021/04/JPECForum_2021_program_024.pdf

JPEC-2021P-02

別添資料１：
製油所のデジタル化に係る技術の動向等調査

※ENEOS 総研㈱にて「製油所デジタル化に関する技術動向調査」として実施

目次

1. はじめに 3
2. 調査の背景と目的 4
3. 調査結果 6
3.1 デジタル技術について 7
3.1.1 Digitization、Digitalization と Digital Transformation（DX） 7
3.1.2 JOGMEC レポートから読み取る現状分析 8
3.1.3 アクセンチュアのレポートから読み取る現状分析 11
3.2 国内石油産業の概要について 15
3.2.1 国内石油産業の現状 15
3.2.2 石油産業におけるデジタル技術の進捗 19
3.3 海外石油会社の取り組み 20
3.3.1 Shell 20
3.3.2 Sinopec 33
3.3.3 Exxon Mobil 41
3.3.4 Petronas 48
3.4 海外ベンダーの取り組み 49
3.4.1 AVEVA 49
3.4.2 Hexagon 65
3.4.3 アスペンテック 76
3.5 国内ベンダーの取り組み 86
3.5.1 千代田化工建設 86
3.5.2 横河電機 94
3.5.3 日揮グループ 100
3.6 調査結果の総括 106
4. 国内製油所のデジタル技術導入に向けた提言 108
5. おわりに 110

1. はじめに

近年、我が国製油所の国際競争力が、国内石油需要の減退による操業稼働率の低下や、メンテナンスコストの増加によって大幅に低下している。一方で海外に目を転じると世界レベルでは石油需要、石化需要とも伸びており、最新型の大型製油所、石化工場の新設が増加している。これらに比べ半世紀前に作られた我が国の製油所およびその周辺の石油コンビナートは相対的に苦戦している。

しかし、石油産業はエネルギーの安定供給を考えると輸入に一方的に頼ることができず、製油所には国内での維持が求められ、そのためには国際競争力の確保が強く求められている。

本調査は、我が国の石油産業におけるデジタル技術の導入、DX（デジタルトランスフォーメーション）化の推進のための課題を抽出し、調査・分析を行うことで、我が国製油所の国際競争力強化に資する情報を提供することを目的とした。

海外製油所におけるデジタル技術分野の導入状況を調査したうえで、国内製油所の置かれた立場およびデジタル技術分野の進展を確認して、日本の今の立ち位置を明らかにするとともに問題点、課題を炙りだすこととする。またそのうえで今後の進むべき道を限られた情報の中ではあるが提言することとした。

そしてこれを参考にして今後の方向性、政府への提言に結びつけることを期待するものとする。

本調査は一般財団法人石油エネルギー技術センターから、ENEOS 総研株式会社が請負ってとりまとめたものである。なお調査を進めるにあたっては、ヒアリング調査等にご協力いただいた。関係各位に深く感謝の意を表する次第である。

本報告書中の挿入した図、写真の一部については、提供元に本報告書限りの条件で掲載許可を得ている。またそれ以外はインターネットで広く公開されているものを引用しており、これらは出典元を報告書内に記載しているものの特に本報告書に引用する旨の許可は得ていない。

本報告書の内容を公開する際にはその点に留意いただくようお願いする。

令和 4 年 3 月

ENEOS 総研株式会社

2. 調査の背景と目的

近年、国内の石油需要は減少しており全般的に縮小傾向にある一方、世界に目を転じると、石油および石化の需要は引き続き拡大が続く見通しで、最新の技術を採用した大型で高効率な製油所および石化プラントの新増設が続いている。これによって、石油・石化製品市場の国際競争は激しさを増しており、今後、石油・石化製品の輸出環境の悪化や輸入圧力の高まりが予想される。さらに、長期的な観点では二酸化炭素削減に代表される世界的な環境保全活動の高まりにより、従来の延長線上にあるエネルギー需給構造や製造プロセスでは、石油産業の持続的な発展が困難になることも懸念される。

こういった状況の中で、2019 年 12 月に中国武漢で初めて報告された新型コロナウィルスは瞬く間に世界中に蔓延し、2020 年度、2021 年度はまさにそれまでとは異なる世界観、価値観が創造された年となった。その中で人々の移動は減少し、輸送燃料が主力である国内の石油需要の減少にはますます拍車がかかっている。

このような国内外の情勢の中でも、長期的に石油・石化製品の安定供給を確保するために、国内石油産業の果たす役割は依然として大きなものがある。エネルギーセキュリティの面から考えても輸入に依存することなく国内である程度の製造の規模を確保していくことが、国の施策からも強く求められている。しかし欧米・中国の大規模製油所と互角に戦って生き残りかつそれらを凌駕していくためには製油所の国際競争力を維持・強化しつつ、新たな視点で環境保全に対応した製油所に変革していくことは必須である。

2018 年 7 月に METI で取り纏められた「石油産業競争力研究会」の報告書では、製油所・コンビナートの今後の国際競争力強化のためには、①既存事業の高度化、②デジタル技術やオープンイノベーションを活用した生産性向上（協調領域の深化・拡大)、③業界内外連携、④コンビナート全体の作り替えの 4 つが提言されている。特に技術立国である我が国の技術を前面に押し充てるという意味で、製油所におけるデジタル技術の有効利用は今後の競争力強化のための重要な着眼点と考えられる。

日本の製造業におけるこの分野の現状を見てみると、IoT や AI 等の新技術が急速に進化・発展したことから、これらの技術を利活用したスマート保安が推進され、様々なツールの開発が試みられている。また、保安にとどまらず、プラント運転の最適化や自動制御を可能とする技術の開発も進んでいる。

おりしも日本では 2021 年にデジタル庁が新設される等デジタル化の進行が大きな施策として打ち出されている。一方で、日本の製油所におけるこの分野の進展を見てみると現在は模索状態にあると考えられる。この分野の先駆者と思われている欧米・中国等の現状を把握したうえで、今後の明確な航路を示すことが必要となっている。

本調査は、各国製油所等の「運転効率化・保全・保安」に関わる導入事例・状況とその効果について調査し、国内製油所への適用可能性の観点で整理・解析することで、国内外

における環境変化に対し製油所が柔軟かつ持続的に変革して国際競争に対応していくために役立つ提言を行っていくことを目的とする。

3. 調査結果

【エグゼクティブサマリー】

日本の製油所が国際競争力を維持・強化していくためには、技術立国としての日本の優位性を前面に押し出すことが必要である。その中で、デジタル化の分野はまだ欧米を中心とした世界の中でも成熟段階に達しているとはいえず、日本の優位性を強調していくことのできる領域と考える。そこでこの分野における今後の方策立案に役立てるため、主に海外の技術動向について調査を行った。

海外石油会社の取り組みについて、公開されているインターネット情報を中心に調査した。海外の石油会社では、オペレーション関連およびメンテナンス関連において具体的に使え、効果の出るアプリケーションを開発し、それを実際に使用することで運転効率化やダウンタイムの減少、補修費の削減に貢献した事例が数多く紹介されている。これは今まで長い間に集積したデータを多くの方面で有効に使えてきた証と考えられる。これをさらに進化させるすなわちデータを複合的に組み合わせて使えるようにするためには、まずはクラウドに自社の持つデータを集積するとともに、自社以外のデータも集積し、そのデータを使用するアプリケーションを一元的に管理することを目指している。今や欧米のメジャーとはいえ、その取り組みを１社だけで実施するのは難しく、いわばコンソーシアムを立ち上げて、それぞれの参加企業・団体の得意分野を生かすような取り組みを始めていて、今はその成果が出つつある段階と思われる。

海外および国内のベンダーの取り組みについては、外国企業の日本法人を含めヒアリングを中心に情報収集を行った。それぞれのベンダーの得意分野のところで様々なアプリケーションを開発し、展開しようとしていることが分かった。また個社だけの開発ではなく、幅広くユーザーの意見を取り入れて共同開発していく、あるいは補完するデジタル技術を保有する企業を買収する姿勢が見られるようになっている。

クラウドに関しては、日本の会社では自社内で閉鎖したクラウドを志向する傾向が相変わらず強いように感じられたのに対し、海外ではベンダーの提供するクラウドを使用している例も多いと感じられた。

国内製油所では今後この海外製油所の事例を参考にしつつ、リソースをこの分野に集中して、海外が製油所を凌駕するデジタル技術導入に向けて邁進することが望まれる

3.1　デジタル技術について

3.1.1　Digitization、Digitalization と Digital Transformation（DX）

デジタルトランスフォーメーションは色々な解釈があり、使用される文脈に応じて適切に用いられているものと思われるが、今回報告書の作成にあたり、ここで用いる解釈を再定義しておくことが望ましいと考えた。

Digitization、Digitalization と Digital Transformation（DX）の違いについては、以下のように整理されることが一般的である。

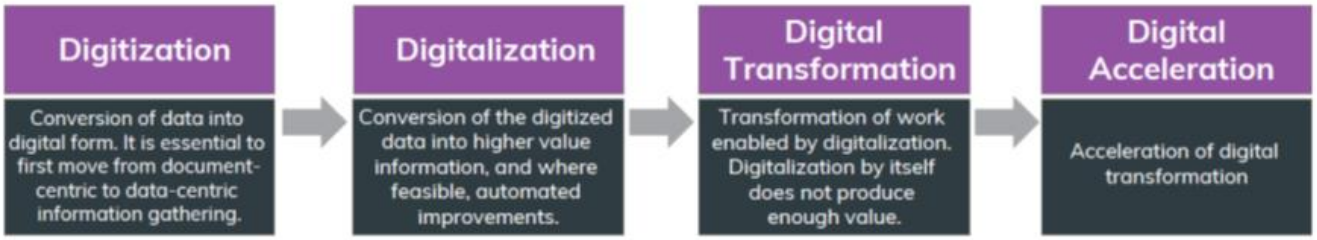


図 3.1.1　Digitization、Digitalization と Digital Transformation（DX）への過程
出典：AVEVA　Digital Acceleration in the Downstream Oil & Gas Industry

その個別の定義については以下のような整理が一般的である。

(1) Digitization は、既存情報を「デジタル形式」にすること（Gartner）
(2) Digitalization は、デジタル技術による既存のビジネス環境・プロセスの変化、新たなビジネスモデルの発見などを指す（Gartner, Brookings Institute）
(3) Digital Transformation は、企業がクラウドや Big Data Analytics 等「プラットフォームを利用して、**新しい製品やサービス、ビジネスモデル、新しい関係を通じて価値を創出し、競争上の優位性を確立**すること」（IDC Japan）

日本の製造業における DX 化の現状については、ようやく Digitization の段階が完成しつつあり、次の Digitalization の段階に入ってきたと考えられる。すなわち「デジタル処理に適したフォーマット」でないデータも多く、開発段階ごとにアプリケーションが異なり断片的だった時代をようやく抜け出しかけている状況になってきつつある。

3.1.2　JOGMEC レポートから読み取る現状分析

出典：DIGITALZATION TREND IN E&P FINAL REPORT（2020 年 3 月）

このレポートは昨年 3 月に JOGMEC が公表したもので実際の調査はリスタッド・ナレッジ社が実施したものである。デジタル技術の現状について述べているが、ここではエグゼクティブサマリーから抜粋したものを以下にサマライズする。

このレポートは、15 の E&P 会社（これにはメジャーから独立系の比較的地位な会社も含まれる）と 15 の IT ベンダー（こちらもメジャー会社から新興的な会社も含まれている）を対象にした調査をもとに作成されている。上流の石油・ガス業界内においてはデジタルリーダーや支配的なプレーヤーとして認識されている企業のグループによるデジタルイニシアチブと活動に大きく基づいている。したがって、これらの企業のデジタルアジェンダを理解することは、デジタル技術の活用を目指すうえで大いに役立ち、デジタルおよびアップストリームのバリューチェーン全体のイニシアチブを理解することができる。

これらの重点企業は、自分自身でデジタルイニシアチブを理解すること、もしくはメジャー以外のイニシアチブの良い例を提供する最先端の革新的なデジタル化フロントランナーとして認識されているのどちらかである。その対象企業を以下図 3.1.2 に示す。

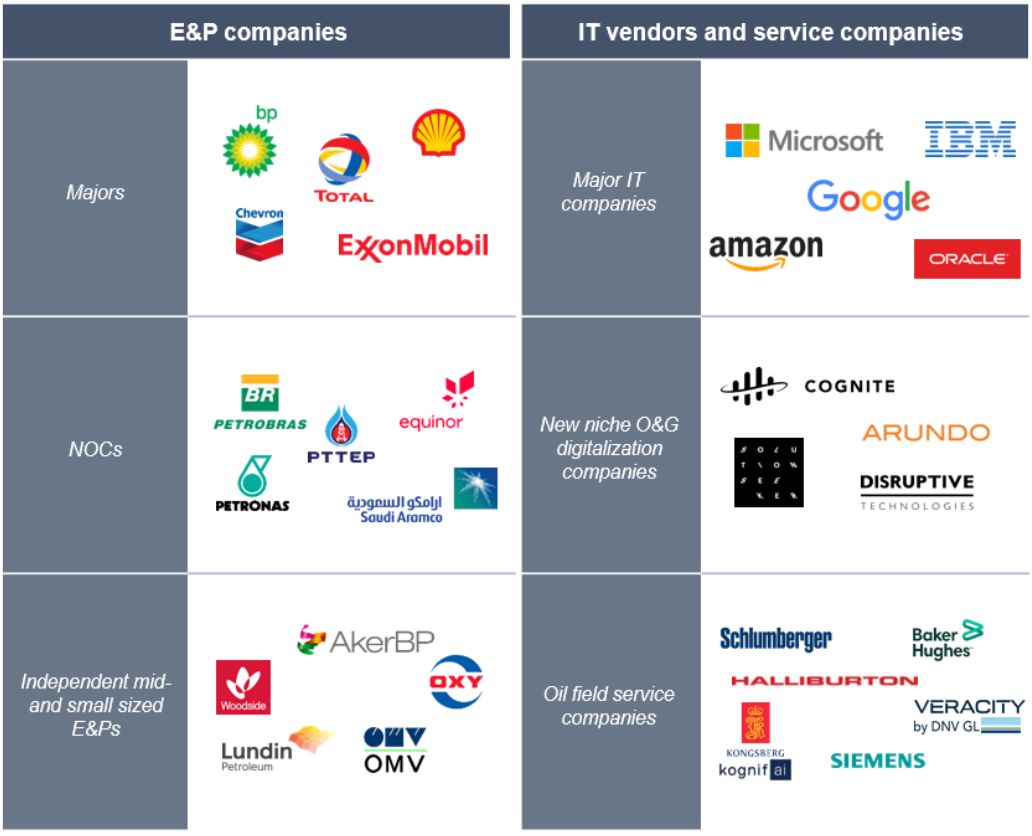


図 3.1.2：JOGMEC 調査の対象会社

デジタル技術は、石油・ガス業界にとってそれほど新しいものではなく、業界は何十年もの間、作業プロセスの自動化とデジタル化の増加に向けて活動を続けている。特に石油掘削では、業界はデジタル技術の最前線にあり、地震と井戸データのための高度なモデリング、分析、視覚化ツールを採用してきた。

しかし、近年のデータストレージ、処理能力、センサ技術、接続性の急速な進歩に伴い、業界は新たな局面を迎えている。デジタル化は、段階的な効率向上を通じて、またビジネスモデルやバリューチェーンの変革を通じて、業界の効率を向上させる可能性を秘めている。業界内の重要な発展は、デジタル化が業界の経営トップの注目をますます集め、組織全体に投資やイニシアチブを押し上げているということである。このレポートの焦点は、この新しいデジタルトランスフォーメーションである。

本レポートは、デジタルバリューチェーンを通して、重要なコンポーネントである機械学習、デジタルツイン、クラウドなどを説明し、さまざまなデジタルイニシアチブを調査することで、石油・ガスバリューチェーンの対応可能な部分を強調し、価値創造の可能性と技術成熟度を定量化する。

主要石油会社はデジタル化に焦点を当てたコミュニケーションを取り入れ、過去 3 年間で大きくそして急激に成長してきた。

そのトレンドを図 3.1.3 に示す。

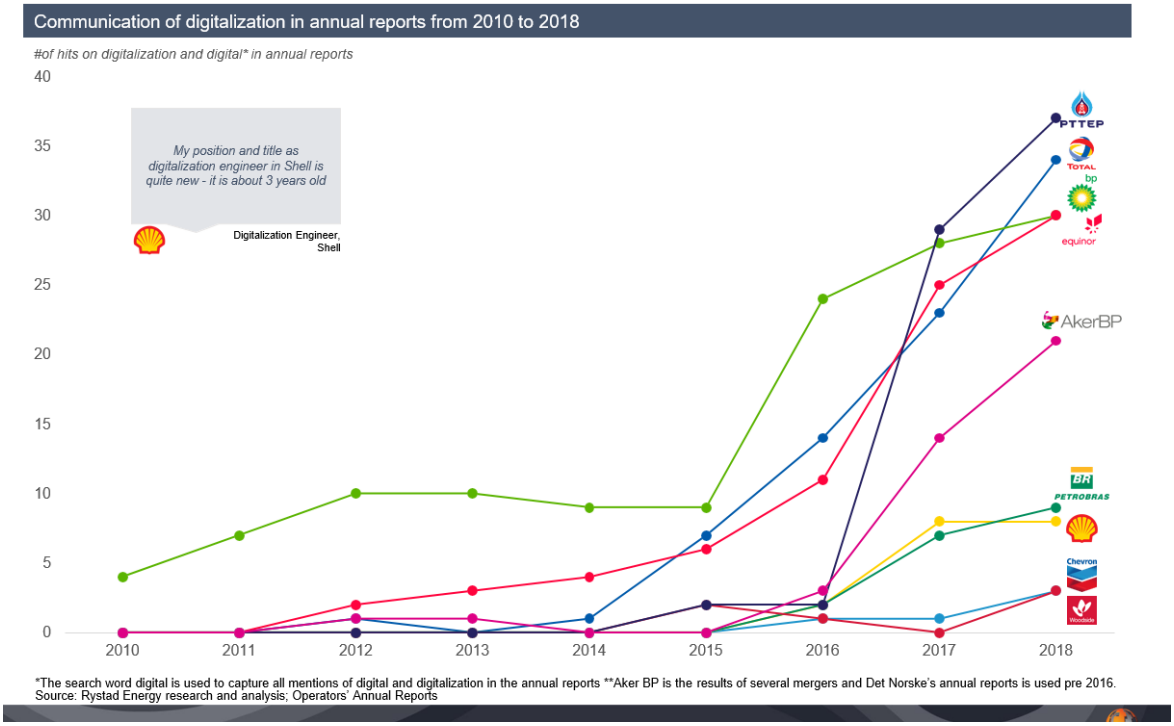


図 3.1.3：2010 年から 2018 年までの年次報告書におけるデジタル化の推移

そのうえで、石油・ガス業界のデジタル化への道を開く４つの主要なトレンドを紹介する。

（１）クラウドサービスと SaaS*の変化するビジネスモデル

＊「SaaS」は「Software as a Service」の略で、「サース」または「サーズ」と呼ぶ。ベンダーが提供するクラウドサーバーにあるソフトウェアを、インターネット経由してユーザーが利用できるサービス

石油・ガス企業のクラウドベース環境への進出は、デジタル化の主要な傾向の１つであり、おそらく最も明白な傾向の１つである。しかし、それが実際に何を伴うのかは、必ずしも明確ではない。企業のデータベース、ファイル システム、作業環境はクラウドベースのサーバーに移行されているが、サプライヤーも同様である。これは、クラウド(SaaS)を通じてアクセスされるソフトウェアが増え、まったく新しいビジネスモデルやワークフローを可能にするためである。

（２）データの自由化により、ワークストリームと情報フローが向上

産業用データプラットフォームの登場により、組織間でのデータのアクセシビリティ（利用しやすさ）が大幅に向上した。デジタルワーカーという用語は、業界で採用されており、フィールドエンジニアが消費者が当たり前と思っているデジタルツールを通じて必要な情報に即座にアクセスする方法を反映している。これには関連情報の検索にかかる時間の短縮、バージョン管理の改善などが含まれる。この構造化されたデータや情報へのアクセス方法は、サービス会社と事業者の両方にとって将来の価値の創造に役立つと考えられる。

（３）よりスマートなオペレーションを可能にする分析

多くの E&P 企業は過去数年間、有効に利用する方法を知らない多くのデータを持っていると述べている。これは、デジタル化におけるデータ分析部分がいかに未熟であるかを説明しているが、データのアクセシビリティと品質が向上すると、業界の課題に取り組むための新しいスマートな方法が生まれる。掘削、メンテナンススケジューリング、生産最適化など、あらゆるものの中でデータ分析がどのように価値を生み出しているかの例がますます増えているが、分析を最大限に活用するにはまだ多くの進歩が必要である。

（４）集合的デジタル化:クロスバリューチェーン連携

デジタルツールと組織全体の変革は、石油&ガスバリューチェーン全体で動作し、協力するいくつかの新しい方法をもたらした。E&P 企業は、デジタルナレッジハブや統合掘削およびオペレーションセンターなどのイニシアチブを含む、より全体的な運用方法を内部的に開発した。デジタル化により、サプライヤーとのコミュニケーションと協力も改善され、E&P 企業間のパートナーシップがベストプラクティスを共有し、潜在的に運用データ

を共有し、ベンチャーや業界インキュベーターを通じてイノベーションを促進することができるようになった。

3.1.3　アクセンチュアのレポートから読み取る現状分析

出典：Accenture consulting 資料「Digital re-definery」

2019 年にアクセンチュアは、製油所がデジタルテクノロジーをどのように使用しているかを調査して発表した。この調査は、ＯＧＪ（オイルアンドガスジャーナル）リサーチが代表して実施した第 3 回アクセンチュアデジタルリファリング調査をハイライトしたものである。石油精製・ガス産業 145 のオンライン調査で、回答者はエンジニア、経営幹部、事業部門の責任者とスタッフ、プロジェクトマネージャー等多岐にわたっている。

①製油所におけるデジタルトランスフォーメーションは進行中

約 60%近くの製油所が、2018 年よりもデジタルに対しての投資額を大幅に増額している。その結果データ分析、プラットフォーム、モノのインターネット(IoT)、センサー、エッジコンピューティング等によって、マージンの改善がいくつか行われた。

以下図 3.1.4 には、この 1 年間にデジタル技術によって製油所のマージンがどのくらい改善したと考えているかと昨年比較でのデジタル関連の投資の増減を示している。

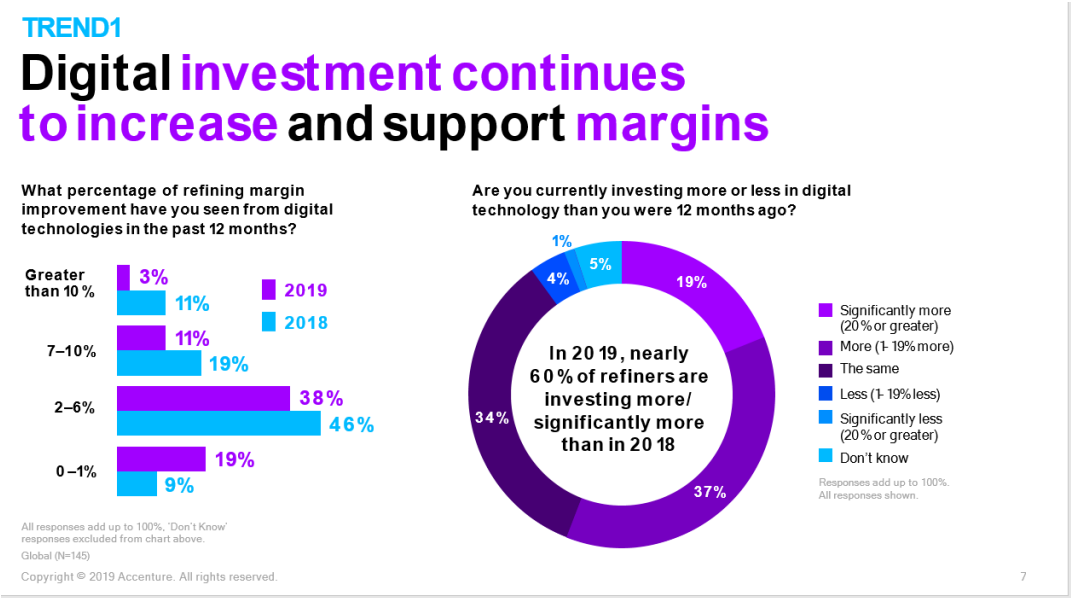


図 3.1.4：デジタル関連投資の製油所マージンへの貢献と昨年比増減

②デジタル・メリットを得るためには将来に向けた投資が必要

約 60% の製油所は、生産計画と運転管理に適用するとデジタルのメリットが最も高く、さらにメンテナンスと信頼性がそれに続くと考えている。将来の投資は、メリットが

より大きいと考えるプロセスと資産の最適化、予測資産管理、プラントの自動化を目標としている。

またプラットフォームに対する投資はここ数年は良好な結果が得られてきたが、2019 年度はトップターゲットとはなっていない。

以下図 3.1.5 に、投資によってどの分野でメリットが得られたかを示す。

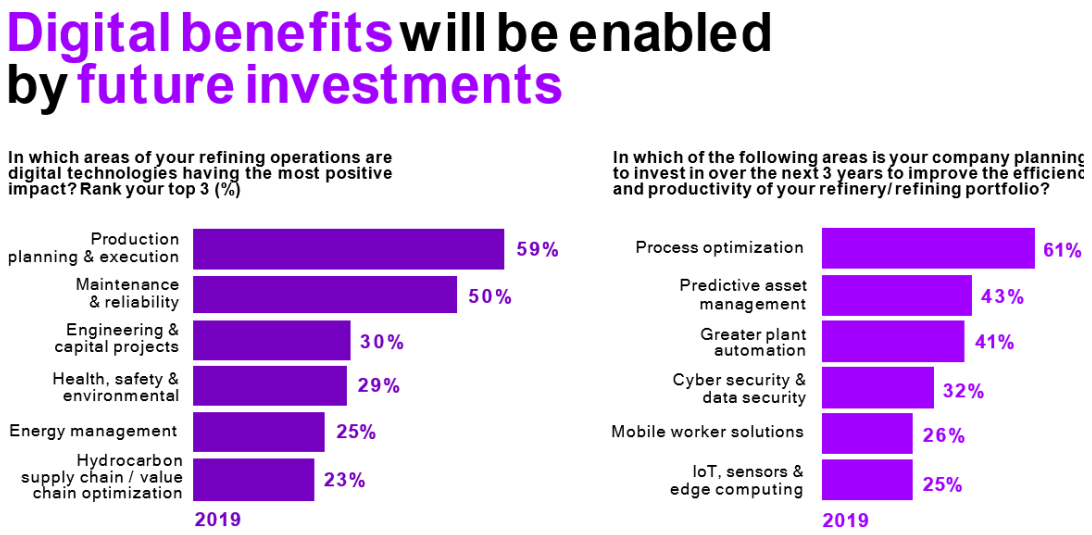


図 3.1.5：デジタル投資によってメリットの得られた分野

③デジタル導入に対する抵抗が高まってきている。

デジタルに関するコストの懸念は 2019 年には減少した。しかしデジタル技術導入に際しての抵抗は高まってきており、2019 年には組織や文化の問題に対する懸念が 2018 年の 33%から 48%に急増した。製油所において過去 3 年間でデジタル技術導入の明確な価値評価はなされておらず、概念実証からスクリーニングに移行する段階で焦点が当てられているのは優先順位とガバナンスとなっていることが原因と思われる。今後はデジタル導入に関する組織の問題、ビジネス戦略との関連により注目していかなければならない。

デジタル技術から価値を創造する最後の 1 マイルを達成するためには、人々と組織に及ぼすより広範な影響に対処するための意図的な管理努力が必要となる。

以下図 3.1.6 に、最近 3 年間の意識の変化を記載する。

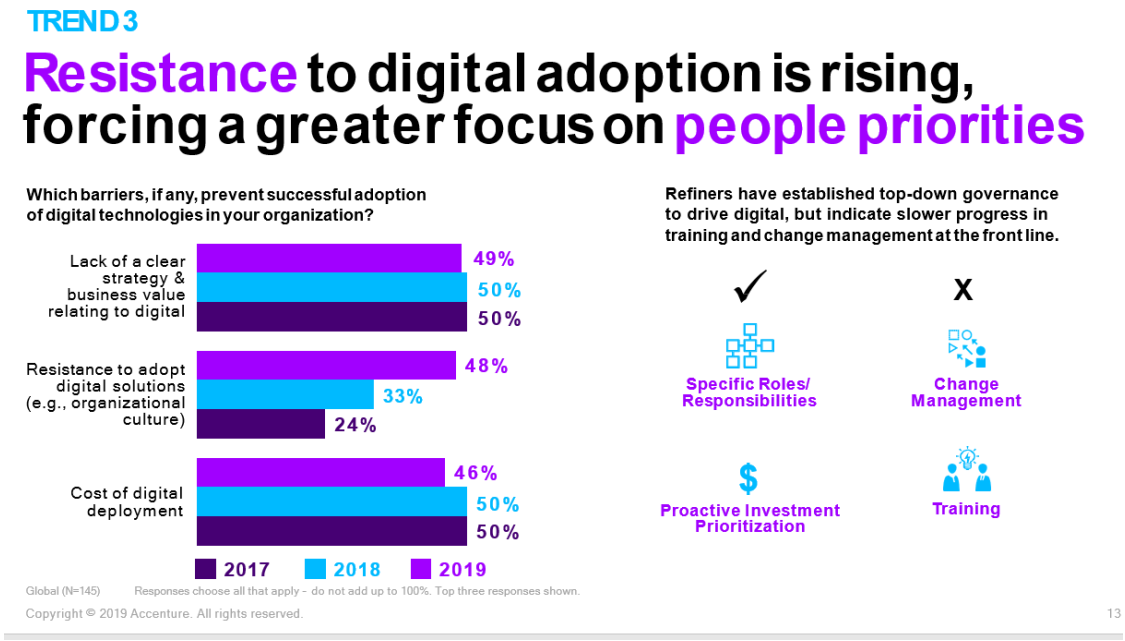


図 3.1.6：最近 3 年間のデジタル技術に対する意識の変化

④成熟期のリアリティチェック:デジタルはスケーリングが難しい

製油所でのデジタル導入の成熟度を確認すると、昨年と比較して成熟度は上がっていない。生産計画、エンジニアリング/資本プロジェクト、エンタープライズ機能は、デジタル価値を高めるために最初に成熟するために焦点を当てていた。そして今製油所は主に IT と OT の統合に取り組み、IT の運用における役割に重点を置き、新しい組織構造やモデルを作成するようになった。デジタルスケーリングの現実を理解し始めると、製油所は、これまで考えられていたよりもデジタル的に未熟であることを認識している。

デジタル技術は、製油所が運用モデルに縛られた価値を解放する可能性を提供する。データの透明性とアクセスの向上とシステム統合の強化により、エンドツーエンドのバリューチェーン最適化が可能になる。デジタルトランスフォーメーションの最終的な目標は、可視性を高め、下流の組織全体でリアルタイムの洞察を可能にである。

以下図 3.1.7 は、製油所の考えているデジタルの成熟度に関するものである。

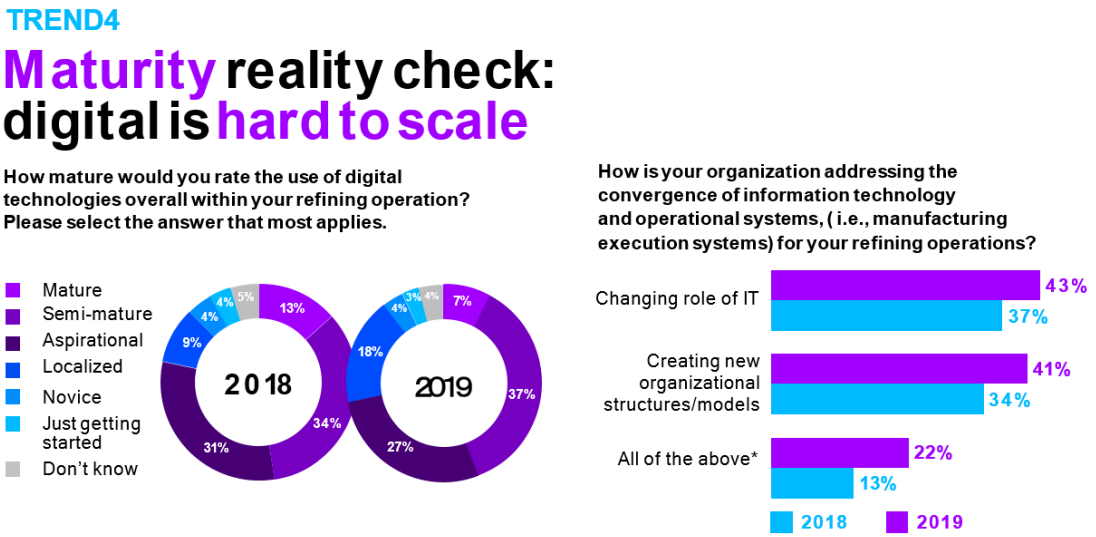


図 3.1.7：製油所の考えているデジタルの習熟度

⑤デジタルジャーニーをより良くサポートするパートナーを求めている

製油所の 72%は、デジタル投資の結果に比較的満足しているが、非常に満足しているのはわずか 17%であると報告している。インパクトを増やすために、50%以上の製油所では、外部委託、大規模な IT プロバイダーの使用、新しいデジタル投資のためのニッチベンダーの使用を計画している。自社でデジタル機能を向上させると述べている製油所は 15%未満であるが存在する。その他の多くの製油所では、デジタルを拡大し、その価値を実現するために、より広いエコシステムやパートナーシップからのサポートを求めている。

以下図 3.1.8 に製油所の満足度と開発形態を示す。

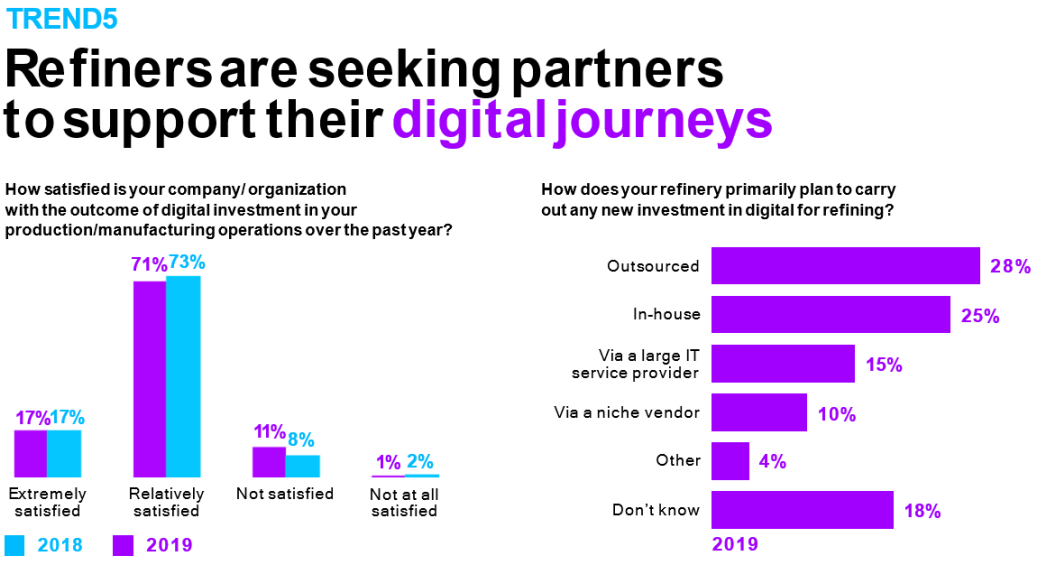


図 3.1.8：製油所のデジタル技術導入の満足度と開発形態

3.2　国内石油産業の概要について

3.2.1　国内石油産業の現状

石油産業の概要については、2018 年 7 月の METI「石油産業競争力研究会報告書」に詳しく書かれている。

https://www.meti.go.jp/report/whitepaper/data/pdf/20180711001_1.pdf

我が国の石油製品需要は、省エネの取組や新エネルギー代替等を背景に、ピーク時の 1999 年から約 3 割減少している。今後も更なる省エネの取組や人口減少等によって、石油製品需要の減少傾向は継続する見通しであり、2030 年には更に約 2 割減少することが見込まれている。（図 3.2.1）

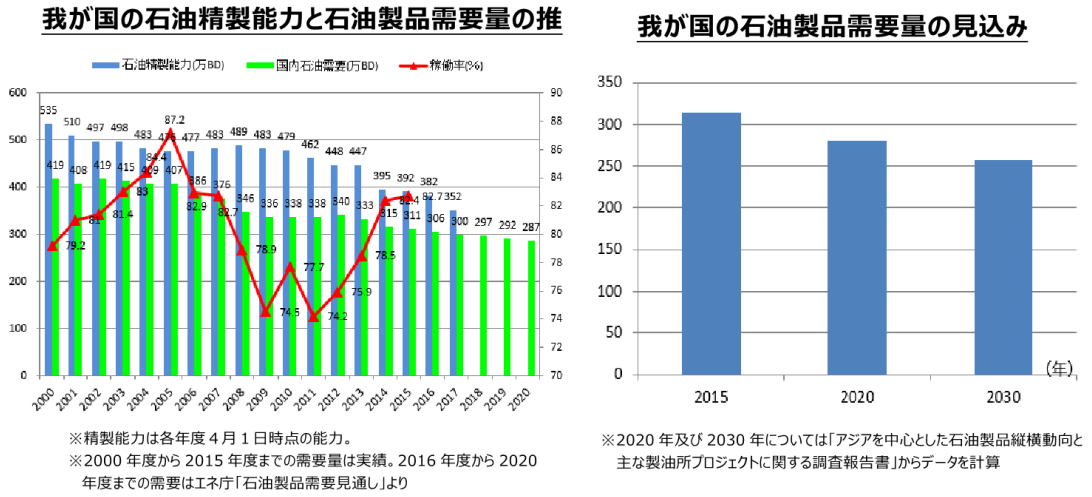


図 3.2.1：我が国の石油精製能力、石油製品需要量の推移と見込み
出典：METI「石油産業競争力研究会報告書」（2018 年 7 月）

国内の石油製品需要はガソリンを中心に確実に減少するが、軽油などの燃料の国内需要は存在し続ける。したがって、エネルギー安全保障の観点から、引き続き、国内に低廉かつ安定的に燃料供給できるサプライチェーンを維持することが必要である。

供給シナリオとしては、軽油等の国内需要量に合わせた設備構成を維持するシナリオが、製品輸入に平時から頼らず、有事においても国内に蔵置する原油備蓄を精製することにより安定供給を確保できることから、エネルギー安全保障上は、現時点では望ましいと考えられる。いずれにせよ、資源が乏しい我が国においては、国内に一定程度の石油精製能力を維持することが必要である。ただし、このシナリオにおいては、ガソリン留分の余剰が発生する可能性があり、石油化学シフトやガソリンの輸出競争力が確保されなければならない。

一方海外に目を転じると、世界全体の石油製品需要は、今後、省エネの拡大や化石燃料から再生可能エネルギーへの転換を進める先進国から、経済活動の拡大が続く新興国にシフトしていく事が見込まれる。特にアジア地域は、経済発展を背景に今後も需要の拡大が見込まれるが、現状、多くの国において、国内需要に対し供給能力が不足している。他方、アジア地域では、成長する需要の獲得を目指して製油所の新増設が進展していることに加え、今後、ガソリンの国内需要が減少する各国の製油所もアジア地域への輸出を指向することが予想されるため、同地域における国際競争は激化することが見込まれる。

このような国内の石油需要減少の更なる加速化や海外の石油・石油化学の需要変化等国内外での変化に伴い、日本の石油コンビナートを取り巻く環境は構造的に変化すなわち競争環境の本格的なグローバル化、需要構造がガソリン中心から軽油・石油化学中心に変化、国内の燃料供給サプライチェーンの縮小がおこると思われる。

日本の石油精製元売業は、これまで主に国内市場を意識して、製油所のオペレーションや販売も国内水準で事業を行ってきた。しかし、上記のとおり競争環境がグローバル化し、ガソリン精製・販売を始め国内事業が縮小することが予想される中、日本の石油精製元売会社は、製油所のオペレーションや新事業分野への展開などあらゆる側面で国際水準にギアチェンジすることが求められる。

その概念図（図 3.2.2）を以下に示す。

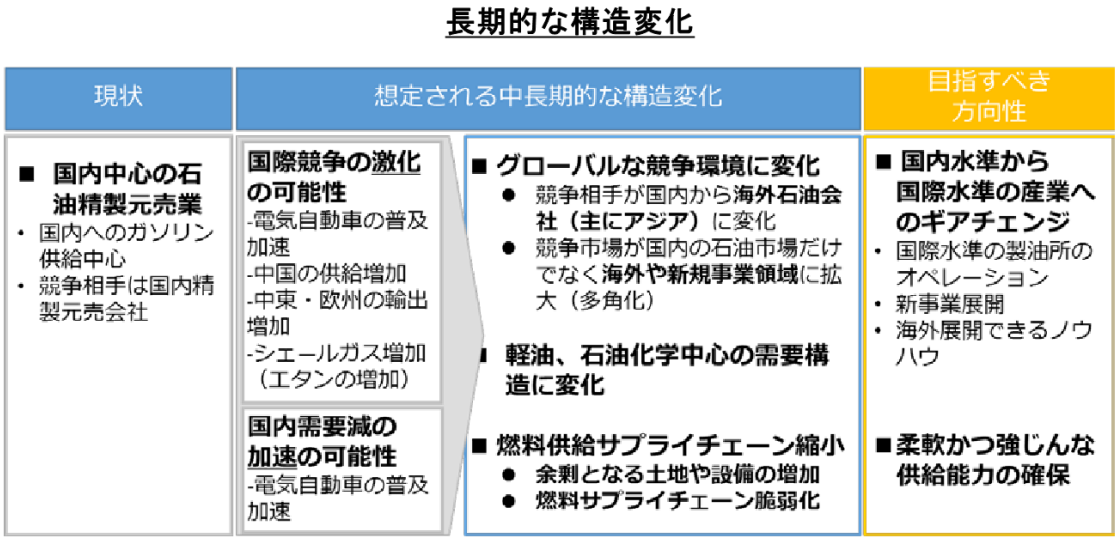


図 3.2.2：石油産業の予測できる長期的な構造変化
出典：METI「石油産業競争力研究会報告書」（2018 年 7 月）

従来は、石油精製業を核とする日本の石油コンビナートでは、石油製品・石油化学製品双方において、輸入品に対抗するために輸入品よりもコストの安い製品を供給するいわゆるインポートパリティを意識した競争力強化を目指してきた。しかし国内需要の減少の中

では海外への輸出競争力を意識する、いわゆるエキスポートパリティを目指すことが必要になってきた。いわばハードルがひとつ上がった中での国際競争力強化を目指さなければならなくなっている。この状況の中で日本の強みを生かすために何をなすべきかを考えなければならない時代に直面している。

しかしながら、国内の製油所は、現状、アジアの主要製油所と比べて、コスト競争力の大きな差が存在している。韓国の製油所と比較した場合、副生品収入や変動費での差がコスト競争力の差につながっている。

日本の製油所の国際競争力確保のために必要な取り組みとして以下の４点が挙げられる。

①　既存事業の高度化

日本の石油コンビナートがエキスポート・パリティを実現するためには、短期的な採算性ではなく、長期的なコスト競争力を考慮して継続的かつ効率的に設備投資を行わなければならない。

海外の製油所の規模や効率性との比較を踏まえると、一製油所や個社単独での取組でアジアの主要製油所に対抗するには限界があることから、コンビナート内・コンビナート間での複数製油所・複数社間で連携を進めていくことが重要である。

②　デジタル技術やオープンイノベーションを活用した生産性向上（協調領域の深化・拡大）

日本の製油所はAI, ビッグデータなどのデジタル技術やオープンイノベーションの活用が遅れているが、これらを活用し、先進的なオペレーションシステムや精製技術を開発することで、現在の日本の製油所の弱みである稼働信頼性などを向上させ、更には、強みにも変えることで、日本の製油所の競争力を大きく向上させる可能性を有している。特に、今後、人材不足が深刻化することが予想される中、AI,ビッグデータを活用したオペレーション効率化システムの開発・導入の必要性はますます強まる。

このようなオペレーション改善による生産性向上は各社の競争領域である部分が多いが、保安・メンテナンス分野については、事故情報関連データの共有など協調領域も存在する。したがって、まずは、このような協調領域分野において、業界共通でデータ共有プラットフォームを構築するなどデジタル技術を活用することが、日本の製油所でのデジタル技術導入促進の重要な一歩になる。

長期的に競争力を維持・強化するためには、新たな石油精製プロセスを生み出す技術開発基盤の整備も必要である。需要構造の変化や海外製油所との競争激化などの将来的な構造変化に対応するため、石油化学分野、AI・ビッグデータ等のデジタル技術も活用し、石油精製プロセスなどのイノベーションを生み出すことも重要である。その際、AI・ビッグ

データ等を活用するために必要なインフラを整備するさいには、防爆規制などの規制・運用緩和についても期待したい。

③ 業界内外での連携

これまでコンビナート内立地企業同士のユーティリティ・留分の融通や有効活用を実施してきた。エキスポート・パリティを確保するためには、コンビナート内の製油所と石化工場の連携や、コンビナート間における製油所同士、製油所・石油化学工場の連携を重点的に深化させ、より競争力を高めていくことが重要である。具体的には、複数製油所や石化工場等で設備等の資産を現物出資した共同事業会社・組織の設立などにより、共同運営やオペレーションの最適化を図っていくこと等が考えられる。

また、国内のコンビナートには、港湾施設やタンク等、有効活用出来るアセットが多数存在する。これらを効率的に活用することで、潜在的に輸出競争力を高める余地が存在している。これらのアセットを活用しつつ、輸出能力の強化に向けて、競争力のある製油所の港湾インフラの能力増強を優先的に行い、複数工場間で共同利用する方策も考えられる。港湾の整備にあたっては、２４時間・３６５日の利用を可能とする環境の整備も併せて検討していくことが重要である。

④　コンビナート全体の「作り替え」

コンビナートが一体となってユーティリティ・土地などの効率的な管理・運用を図ることを目指すためコンビナート全体の作り替えが考えられる。そのためにデータの共用を進め、共通のプラットフォームをもってお互いに有用なデータのやり取りが簡単にかつ迅速に行うことが必要となる。

以上の日本の製油所の国際競争力確保のために必要な取り組みに対し、政府に長期的な燃料供給サプライチェーンの維持のための国際競争力強化と緊急時の際の安定供給とを同時達成するための方策について、世界の石油・石油化学の需給バランスの見通し、日本の石油精製元売会社の海外展開状況、緊急時に周辺地域から製品輸入できる可能性なども踏まえながら、今後、検討する必要があると提言している。

3.2.2　石油産業におけるデジタル技術の進捗

製油所においては従来から様々なデータの蓄積が行われている。DCS の内部に蓄積されたプロセスのデータ、品質関係、メンテナンス関係、生産管理、物流等のデータである。さらに今ではこれらのデータを用いていろいろな取り組みがなされている。まずは個々のデータの時系列のトレンドを見て将来を予測する取り組みから始められてきた。次の段階として一つのデータの推移から別の計器の将来の動きを予測するいわゆるアドバンスコントロール（APC）に進化し行われてきている。言い換えればデータを解析・分析することで次に何をなすべきかを予測しそれを実行に移行することを行っている。これらは個々の製油所・工場の効率化におおいに寄与している。

個々の製油所・工場内で、これらのデータを複合的に組み合わせて、プロセスの高度化、工場運営の高度化、経営の高度化さらには複数企業に跨る運用の高度化を図っていくことが DX の最終形と考えられる。その最終形に向けて模索を始めているのが現在の日本の立ち位置と考えられる。

製油所で集積した膨大なデータを一元管理して、まずは製造プロセス全体を連携させて価値を高めていき、その後さらに製造プロセスからサプライチェーン全体／製造拠点間などに連携を拡大させていくことを最終形としている。現時点では個々の製造プロセスで APC 等の最適化に向けた動きは具現化しているもののプロセス全体すなわち製油所全体には今進行中といったところと考えられる。

3.3　海外石油会社の取り組み

3.3.1　Shell

3.3.1.1　オペレーション関連

Shell は、デジタル技術として、収益最大化を図るプロセスの最適化・コストダウンを可能とするアプリケーションやモデルのベースとなる計算化学に焦点を当てている。

（1）Shell Process Optimizer for LNG

（Shell Process Optimiser for LNG - BakerHughesC3.ai）

このアプリケーションは、一体化した最新鋭のエンジニアリングとデータ分析により運転条件を変更することで､現在の生産量と最適(潜在的)生産量とのギャップを埋めていく。具体的には、圧力・温度・流量などのデータが取り込まれ、機械学習モデルによって計算されたギャップが常に監視されており、最新の最適設定値を装置運転条件のセット値として与えられる。また、このモデルは単一プラットフォーム上の複数の LNG ライン系列を持つ運転に対応しており、アプリケーションに Shell の LNG プロセスに対する豊富な経験が反映されていることは言うまでもない。

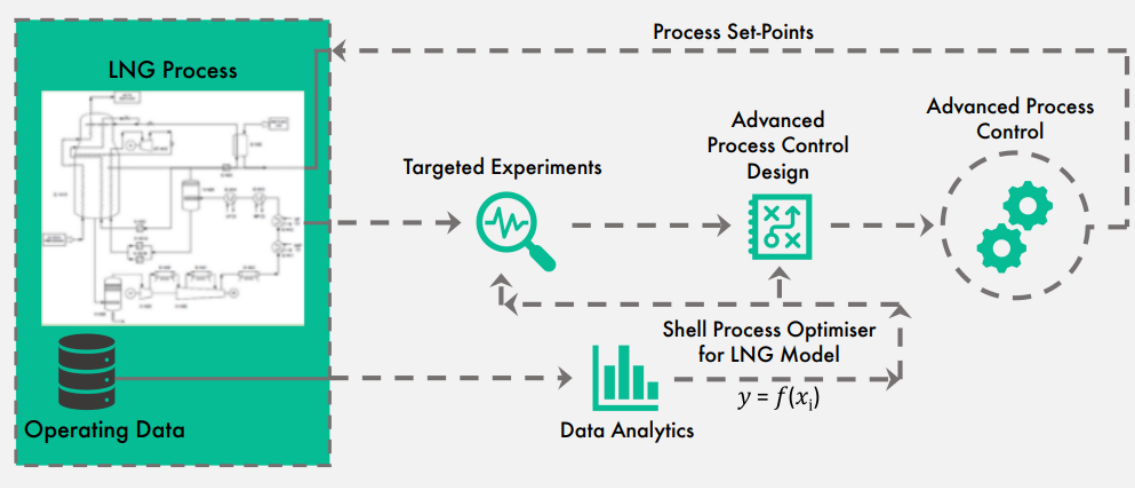


図 3.3.1. Shell Process Optimizer for LNG
出典：bakerhughesc3.ai HP より

（2）Shell Inventory Optimizer Solution

（Infosys Collaborates with Shell to Market Shell Inventory Optimizer Solution | Shell Global）

Shell は、次世代デジタルサービスおよびコンサルティングのグローバルリーダーである INFOSYS と連携して、過去の消費実績に基づいて倉庫在庫レベルを最適化できるように、人工知能を活用した「Shell Inventory Optimizer Solution」を開発した。物品の需要計画を改善することにより、業務完了に必要な時間と労力を削減し、運用コストを削減する。

（３）Shell Remote Sense

(Shell Remote Sense – Live oil condition monitoring | Shell Global)

Shell Remote Sense は、センサーデータと高度な分析を使用して、潤滑油の使用状態に関する実践的な考察を提供するオンラインオイル状態監視サービスである。

例えば、天然ガスエンジンコンプレッサーのクランクケースや専用オイルサンプでの連続オイルモニタリングでは、水などの汚染物質がオイルシステムに入ったとき、または、酸性な燃焼ガスにより全アルカリ価（TBN）が大幅に減少して潤滑油の劣化が顕著になった場合にメールによるインスタントアラートを出してアクションを促す。また、Shell の潤滑油に関するノウハウを含んだ AI 技術を用いて潤滑油の残寿命を知らせることも可能である。

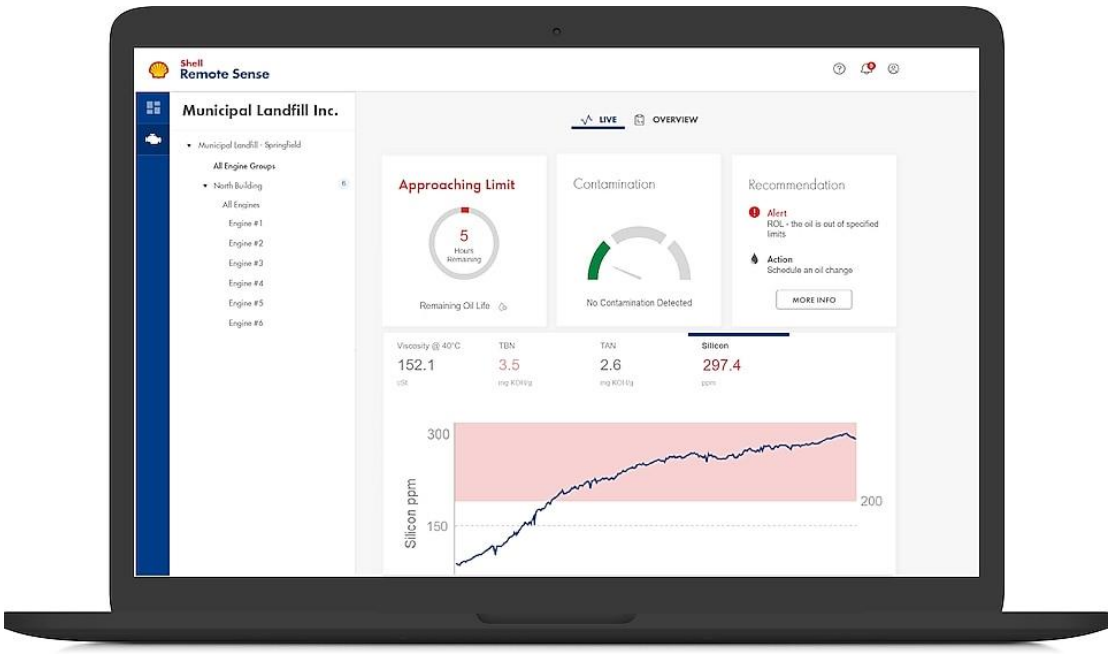


図 3.3.2. Shell Remote Sense による潤滑油診断

出典：Shell HP

（４）計算科学のモデリングへの応用

(Computational Science | Shell Global)

Shell は、データに基づいたモデルと物理・化学理論ベースの計算モデルを組み合わせ、AI による処理スピードと理論の裏付けを備えることで、計算科学をデジタル化の重要なアイテムと考えている。

近年はカーボンニュートラルに関連した技術開発への応用が見られる。

例えば、排煙ガスから CO_2 を捕捉する効率的で低コストのアミンベースの固体吸着分離技術開発では、固体吸着剤を用いた固定床反応器の炭素捕捉プロセスを解析するために、連続体モデルに基づく実験的に検証された数学的ワークフローを開発している。また、CO_2 を多く排出するエタンクラッカーの電化プロセスの開発では、システムモデリングや反応器設

計にも大きな役割を果たしている。

3.3.1.2　メンテナンス関連

システム信頼性でのソリューションについて、Shell は AI によるメンテナンスに関係した予兆モデルを提供している。いずれも、問題が顕在化する前にエンジニアの対応に繋げ、目標と測定値との偏差を強調するデータ駆動型アプローチを使用して、メンテナンス業務の優先順位付けを行うことで、稼働効率の向上や注意すべき範囲の改善を促す。

（1）Shell Autonomous Integrity Recognition

(Shell Autonomous Integrity Recognition - BakerHughesC3.ai)

このアプリケーションは、機器からの漏れを減らすために、AI 搭載型マシンビジョンを用いて、外面腐食の予測や種別を行う。検査員は、迅速かつ容易に自動画像キャプチャとその評価機能を活用して、外部からの保全検査を行うことができる。

具体的には、タブレット、スマートフォン、携帯型・設置型の機器、あるいはカメラ搭載のドローンなどで撮影された画像をセマンティック・セグメンテーション法によってラベル付けされる。そして、瞬時に画像を理解して整合性のとれた事象認識へと導くようにする。これにより、機器外面検査の質、効率、標準化が改善される。

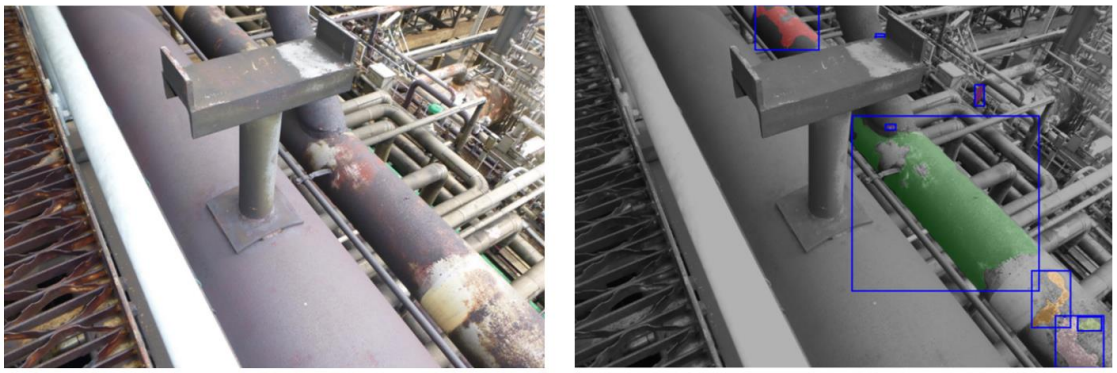


図 3.3.3. Shell Autonomous Integrity Recognition による保全診断
出典：bakerhughesc3.ai HP より

（2）Shell Corrosion Advanced Risk Modelling and Analytics

(Shell Corrosion Advanced Risk Modeling and Analytics - BakerHughesC3.ai)

このアプリケーションは、測定した肉厚データ、原油性状や機器設計条件など様々なところから収集されたデータに基づく AI と機械学習により厳しい条件下の機器や配管の内面コロージョンを予測するものである。精確な肉厚推定により検査・保守業務の優先順位付けが容易になり、また、検査コストや HSSE リスクは低減されて、結果的に生産の最大化が可能となる。また、手作業での現場検査の必要性を減らすことができるため、作業時間およびコストの大幅な削減に繋がる。なお、後述する Shell Sensor Intelligence Platform によって

予測モデルに必要な運転データは自動的に収集される。

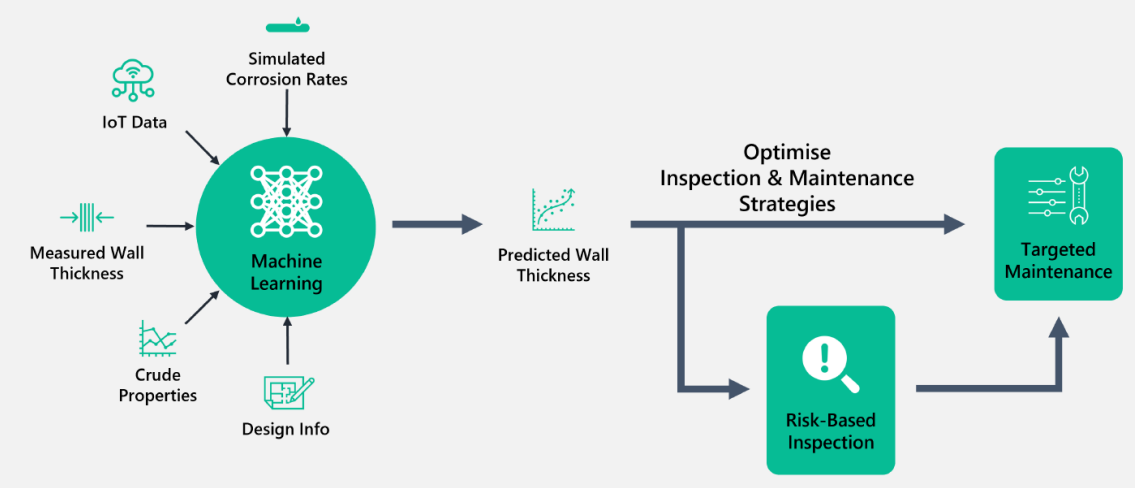


図 3.3.4. Shell Corrosion Advanced Risk Modelling and Analytics
出典：bakerhughesc3.ai HP より

（3）Shell Predictive Maintenance Rotating Equipment
(Shell Predictive Maintenance Rotating Equipment - BakerHughesC3.ai)

AI を活用したオーダーメイドの実証済みアプリケーションで、遠心ポンプ、遠心圧縮機、ドライガスシール、タービンで発生する故障の兆候を検出し、特定する。

具体的には、回転機の潜在的なトラブルを示す AI アラートを通じて、ベースラインからの偏差が検出されるが、専門家の知識を活用して構成されたアルゴリズム、ハイパーパラメータ、および閾値を用いて誤検出を抑制した実績のある機械学習モデルの導入で早期検出が可能となる。

（4）Shell Predictive Maintenance Control Valves
(Shell Predictive Maintenance Control Valves - BakerHughesC3.ai)

機械学習モデルを迅速に導入して、ベンダーや寿命に関係なく何千もの制御バルブの性能を監視し、パフォーマンスの問題や今後の故障を数ヶ月前には特定できる。

モデル学習やアラートの調整するために計装エンジニアの専門知識を織り込み、複数の自動学習されたモデルを比較して、監視に使用するのに最適なパフォーマンスのモデルを選択する。これにより、制御バルブと関連する計装の健全性を監視し、リスクのある機器を事前に特定し、AI 主導のアラートを使用してリスク軽減を可能とする。



図 3.3.5. Shell Predictive Maintenance Control Valves

出典：bakerhughesc3.ai HP より

（5）Shell Predictive Maintenance Subsea Electrical Submersible Pumps (ESP)

PM_Data Sheet_006 (bakerhughesc3.ai)

ESP(海中電動ポンプ)の健全性を監視し、配管内のスラッグ発生、ガスロックトラブル、ポンプトリップ、ライザー配管の不安定性などのリスクを事前に特定して軽減する。

表 3.3.1　Shell Predictive Maintenance Subsea ESP の特徴

出典：bakerhughesc3.ai HP より

No.	項目	特徴
1	自律型洞察	AI による洞察にアクセスし、容易で使いやすい自律したインターフェースを通してアラートをセットする
2	データ評価	ESP のパフォーマンスとモデルを評価するために先進的な可視化機能を用いる
3	モデルパフォーマンスの評価	モデルの訓練およびテスト期間にデータを見直し、予測して経時的モデルパフォーマンスを監視する
4	結果の可視化	モデルによる複数の予測の相関、真値およびモデルの挙動を可視化する

3.3.1.3 Open AI Energy Initiative™ (OAI)

近年、エネルギー産業にとって、DX は経営上優先して取り組むべきアイテムと認識され、様々なソリューションが上市されている。しかし、エラーが生じやすい、拡張しにくい、互

換性がない等の問題点により、部分最適やDXそのものが失敗に繋がる。また、エネルギー産業固有の知識に裏付けされたソリューションも少ない。

そこで、Shellは2013年にAIの開発と展開を開始し、2018年にC3 AIのプラットフォームをグローバルに展開した際にエンタープライズAIのスケーリングを開始した。2021年2月には、エネルギーおよびプロセス業界向けにShell、Baker Hughes、C3 AI、およびMicrosoftの4社によるオープンエコシステムなAIベースのソリューションであるOAIを立ち上げた。

以下にその特徴を示す。

表3.3.2 OAIによるDX問題点への取り組み

出典：bakerhughesc3.ai HPより

問題点	利点
断片化されたシステム 複数の異なるシステムのデータ	統一されたシステム 複数のAI拡張アプリケーションをサポートする1つの統合データイメージ
拡張性の欠如 異なるプロセス、機器タイプ、および運用を通しての拡張性が得られない	企業での拡張性 さまざまなプロセス、機器タイプ、大型フリートに容易に拡張できるAIベースのソリューション
カスタムインテグレーション 複数のテクノロジーとスキルセットに依存する高額なインテグレーション	完全な相互運用性 オペレーター、独立系ソフトウェアベンダー、機器メーカー、およびサービスプロバイダーのソリューションをサポートする、オープンで標準化されたAPIおよびプラグ可能インターフェース・モデル
限定されたベンダーサポート サポートベンダーは、独自のシステムのサポートのみ。	エンドツーエンドのサポートエコシステム ベーカーヒューズとC3 AIエコシステムは、BHC3アプリケーションとBHC3 AIスイートによって加速された商用OAIソリューションの展開・実装・統合・サポート提供
独立したドメインの専門知識 成文化されたSME (System Management Engineer)の知識を共有するためのプラットフォームやエコシステムがない	連携したドメイン固有のソリューション 特定のプロセスと機器の種類に直接対応するドメイン固有の知識、ツール、モデルを成文化して即使用可能とする

OAI では、エネルギー事業者、サービスプロバイダー、機器プロバイダー、およびエネルギーサービスの独立したソフトウェアベンダー向けに、Microsoft Azure 上で BHC3™ AI Suite および相互運用可能なソリューションを構築および提供するためのオープンなフレームワークを提供する。

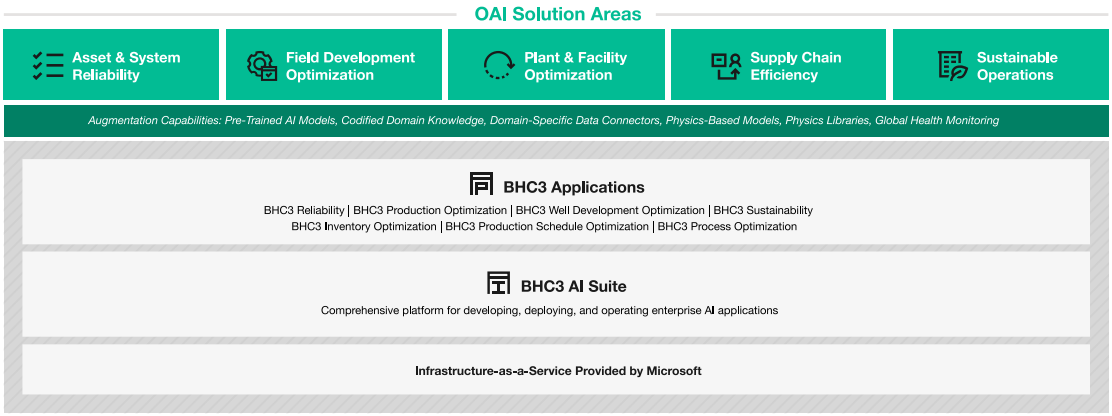


図 3.3.6. OAI インフラストラクチャー
出典：bakerhughesc3.ai HP

ソリューションとしては、装置稼働時間やパフォーマンスを向上させるために大規模に実証された Shell や Baker Hughes 等の信頼あるソリューションが備わっており、次に一覧表にて記載する。

表 3.3.3　OAI での提供ソリューション

出典：bakerhughesc3.ai HP より

ソリューション名	種類（形態）	企業名	備考
Shell Process Optimiser for LNG	プラント＆装置最適化（アプリケーション）	Shell	3.3.1.1(1)記載
Shell　Autonomous Integrity Recognition	装置＆システム信頼性（アプリケーション）	Shell	3.3.1.2(1)前述
Shell Corrosion Advanced Risk Modeling and Analytics	装置＆システム信頼性（アプリケーション）	Shell	3.3.1.2(2)前述
Shell Predictive Maintenance Rotating Equipment	装置＆システム信頼性（モジュール）	Shell	3.3.1.2(3)前述
Shell Predictive Maintenance Control Valves	装置＆システム信頼性（モジュール）	Shell	3.3.1.2(4)前述
Shell Predictive Maintenance Subsea Electrical Submersible Pumps	装置＆システム信頼性（モジュール）	Shell	3.3.1.2(5)前述
Bently Nevada System 1 - Condition Monitoring Software	装置＆システム信頼性（アプリケーション）	Baker Hughes	下記 3.3.1.3(1)記載
ValvAware for Valve Lifecycle Management	装置＆システム信頼性（アプリケーション）	Baker Hughes	下記 3.3.1.3(2)記載
BHC3 Reliability	装置＆システム信頼性（アプリケーション）	Baker Hughes	下記 3.3.1.3(3)記載
iCenter Turbomachinery	装置＆システム信頼性（サービス）	Baker Hughes	下記 3.4.1.3(4)記載
Shell Sensor Intelligence Platform	データ統合（アプリケーション）	Shell	下記 3.3.1.3(5)記載
BGP	システムインテグレーター（サービス）	BGP	
Ortec	システムインテグレーター（サービス）	Ortec	

（1）System 1 Condition Monitoring

BakerHughes_BN_System1_FS-012721-4.indd (bakerhughesc3.ai)

System 1は、工場全体の機器の健全性をモニタリングし、装置を保護するシステムであり、機器やプロセスのデータを単一のプラットフォームで統合し、データ駆動型の解析と視覚化によって意思決定の効率化を実現する。

また、良好な接続性、高速の分析および工場全体を見渡す診断 HMI を組み合わせることで、オペレーターにとって最高のエッジヒストリアンおよび状態監視プラットフォームとなっている。まさに、このプラットフォームは Bently Nevada の数十年にわたる機械研究と、振動モニタリング、サージファウリング、ベアリングの欠陥などの分野における高度な診断専門知識に基づくもので、リスク軽減、生産性の向上や最小限の装置停止が可能となる。

工場内では、下図の通り、エッジ（L3）上のデータソースに接続し、高分解能な回転機等の振動、プロセスおよび制御システムのデータを秒単位(必要に応じて 0.1 秒単位)で収集する。これにより、現場でのリアルタイムによる意思決定が可能となり、System 1外部にある経営レベル（L4/クラウド）へも複製することが容易となる。また、コード化された機器運転プロファイルと高頻度データに適用される物理モデルの組み合わせがあって、初めて柔軟で良質な解析が実現するのである。

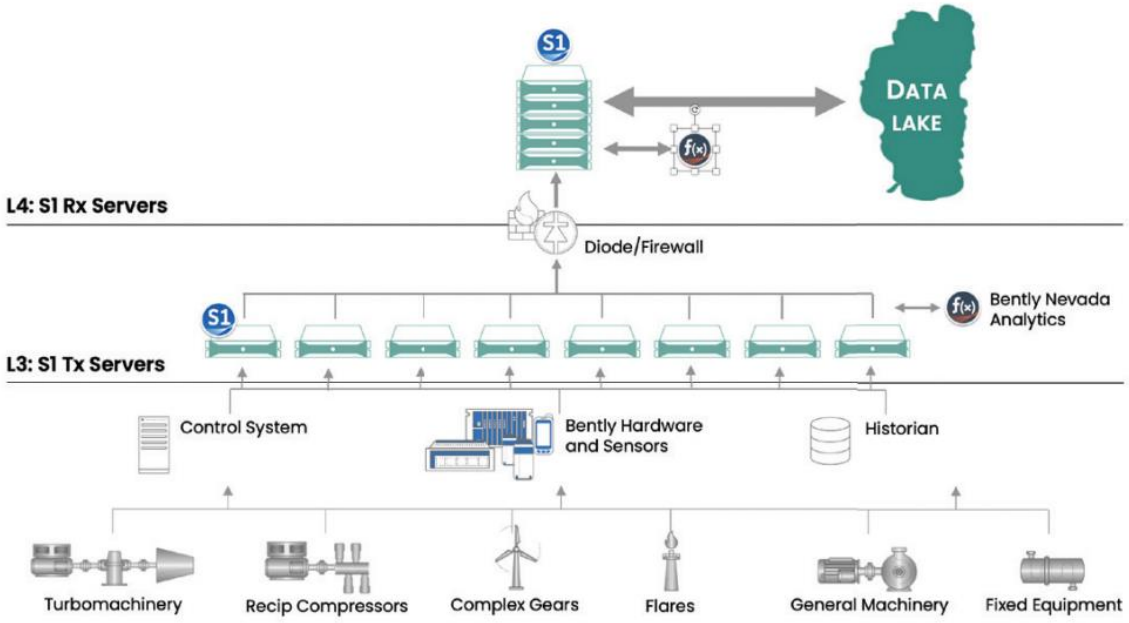


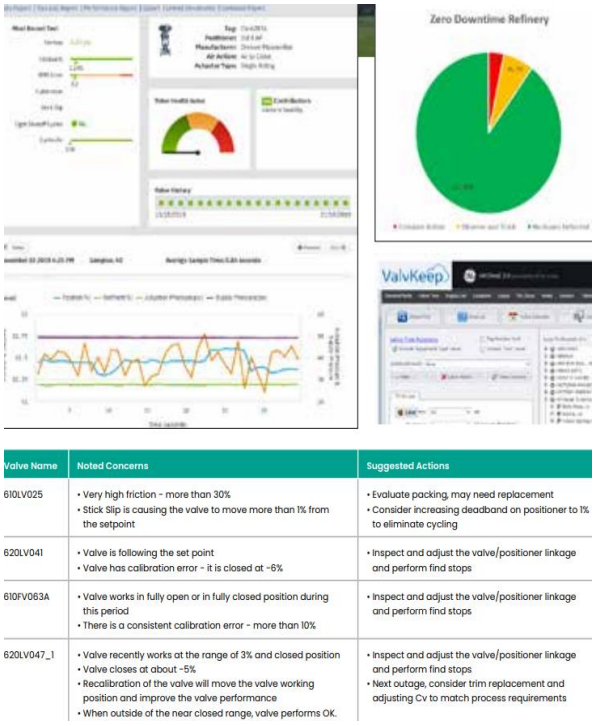
図 3.3.7. System 1 Condition Monitoring

出典：bakerhughesc3.ai HP

（2）ValvAware for Valve Lifecycle Management

Baker Hughes - Valve Lifecycle Management - BakerHughesC3.ai

ValvAware は、Baker Hughes が提供する包括的な Valve Lifecycle Management（VLM）サービスの基盤である。VLM サービスでは、機械学習ループのバルブエキスパートを利用して、メンテナンスの記録、バルブの設計データ、オフラインでのテストデータ、およびオンラインでのバルブパフォーマンスデータを採取・分析し、様々なブランドのバルブメンテナンスとパフォーマンスの最適化が行われる。すなわち、具体的に次に何を成すべきかレポートの形で報告され、物理ベースのモデルと人間の持つ専門知識の両方で、バルブのメンテナンス活動に優先順位を付けて最適化するための情報がプラントのオペレーターに提供される。また、VLM アプリケーションスペシャリストが提供する詳細なガイダンスを備えたプラントメンテナンスおよび信頼性チームは、バルブのパフォーマンスを改善し、計画外の停止を防止できる。



Valve Name	Noted Concerns	Suggested Actions
610LV025	• Very high friction - more than 30% • Stick Slip is causing the valve to move more than 1% from the setpoint	• Evaluate packing, may need replacement • Consider increasing deadband on positioner to 1% to eliminate cycling
620LV041	• Valve is following the set point • Valve has calibration error - it is closed at ~6%	• Inspect and adjust the valve/positioner linkage and perform find stops
610FV063A	• Valve works in fully open or in fully closed position during this period • There is a consistent calibration error - more than 10%	• Inspect and adjust the valve/positioner linkage and perform find stops
620LV047_1	• Valve recently works at the range of 3% and closed position • Valve closes at about ~5% • Recalibration of the valve will move the valve working position and improve the valve performance • When outside of the near closed range, valve performs OK.	• Inspect and adjust the valve/positioner linkage and perform find stops • Next outage, consider trim replacement and adjusting Cv to match process requirements

図 3.3.8：Valve Lifecycle Management
出典：bakerhughesc3.ai HP より

（3）BHC3 Reliability

BHC3 Reliability - BakerHughesC3.ai

BHC3 Reliability は装置とシステムの健全性を継続的に監視し、AI によるリスクおよび異常を事前に検出し、予期しない装置停止時間を削減する。以下にその特徴を記す。

表 3.3.4　BHC3 Reliability の特徴

No.	特徴
1	相互依存がある機器の全関連プロセスデータを集計・可視化し、異なるプロセスステップにどのように影響するか理解させる
2	企業に関連したデータ、社内外メッセージ、ユーザー、送信ファイルを含めたケース管理ツールを使用する
3	シナリオに基づいた AI 推奨のトラブルモード評価によりプロセスフローや機器パフォーマンスのリスクや異常を調査・対応する
4	様々な時間間隔でリスク指標に関するシステムとサブシステムの健全性傾向を評価
5	健全性や信頼性の数値化に基づいて、地域、施設、システムおよび機器のパフォーマンスを追跡、ベンチマーク、およびランク付けする。

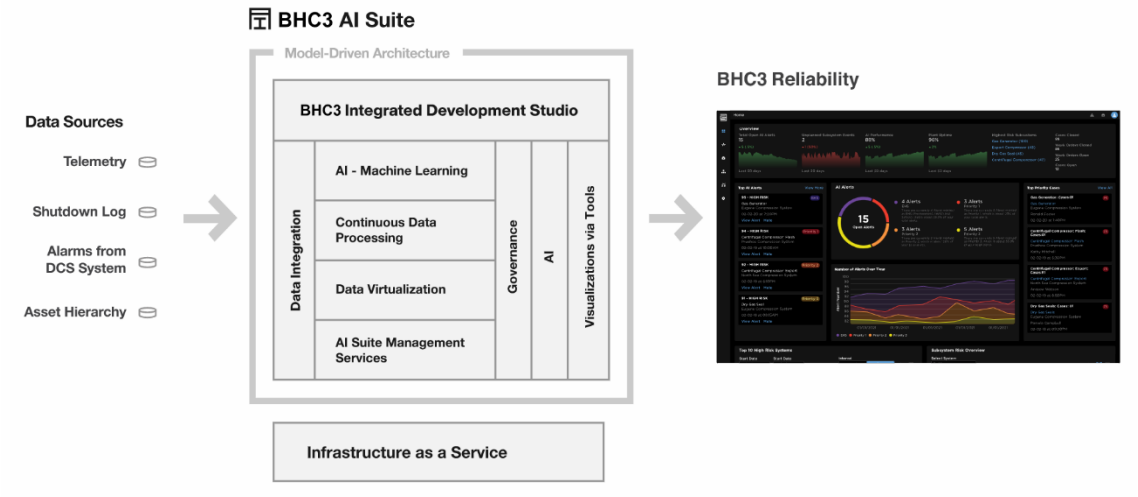


図 3.3.9：BHC3 Reliability
出典：bakerhughesc3.ai HP より

ある上流メジャー企業では、随伴ガス回収用にガスコンプレッサーを敷設したが、毎日のトラブルや毎月 1500/基ものアラーム対応（しかも多くが誤報）に悩まされ、既存の制御システムでは対応出来なかったために BHC3 Reliability を導入した。

10 週間以内に、チームは 4 つの異なるデータソースから 5,500 万行以上のデータを取り込み、コンプレッサトラブルを予測する異常検出網や予測洞察を視覚化するように BHC3 信頼性ダッシュボードを構成した。BHC3 の信頼性により、同社は年間 4000 万ドル以上の経済効果、99%の誤報削減および運転停止回避による非稼働時間の 16%削減を達成した。

（4）iCenter Turbomachinery

[iCenter Turbomachinery - Advanced Digital Service - BakerHughesC3.ai]

iCenter Turbomachinery は、ローカル制御システムに導入されたスマートなソフトウェアおよびサービスソリューションであり、現場末端からクラウドへのソリューションによる遠隔化で産業機器を IoT マシンに変換する。このサービスではターボ機器のデジタルツインを基にしたハイブリッド型物理ベースモデルを活かして、流量―圧力傾向、効率、クリープ減少による経年ダメージ、部品劣化などのリアルタイムパフォーマンス曲線を提供してくれる。

（5）Shell Sensor Intelligence Platform (SSIP)

Shell Sensor Intelligence Platform - BakerHughesC3.ai

SSIP はプロセスデータのヒストリアンから拡張性あるクラウドストレージソリューションにデータを転送し、企業規模の分析を提供する。

構造的には、時系列データベース、プロセスヒストリアンおよび工業的 IoT デバイスから BHC3 AI Suite が乗っているインフラストラクチャーの一部であるクラウド中の Asure Data Lake へバッチ若しくはほぼリアルタイムの高頻度ストリーミングで大量のデータを時間差なく収集・転送する。そして、これらのデータは OAI 上の BHC3Reliability, Shell Predictive Maintenance Rotating Equipment, Shell Predictive, Maintenance Control Valves あるいは Shell Predictive Maintenance Subsea Electric Submersible Pumps 等で利用される。

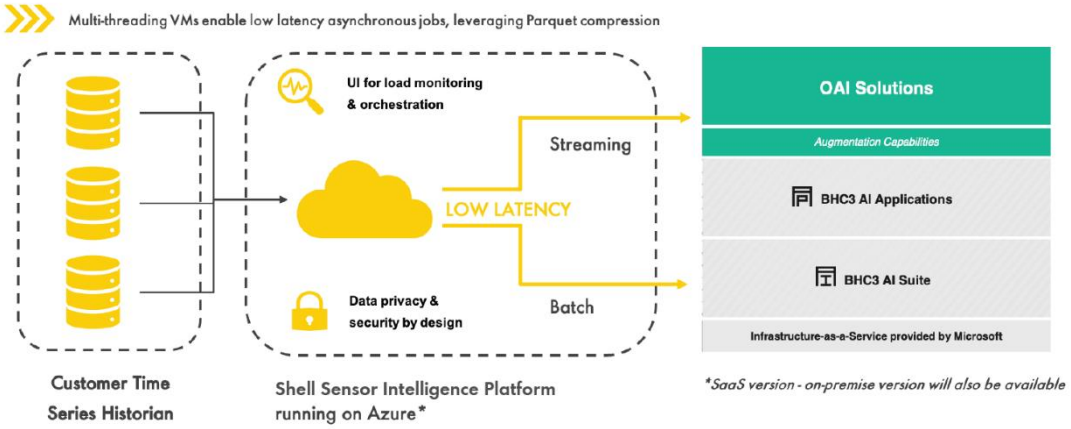


図 3.3.10：Shell Sensor Intelligence Platform
出典：bakerhughesc3.ai HP より

3.3.1.4　その他の動き

（1）KBC

横河電気 100%子会社である KBC は、石油・ガスプロセスシミュレーション、サプライチェーン最適化、エネルギー管理に関する KBC の既存のソフトウェアポートフォリオを強化

するためにBHC3ai.アライアンスからのAI技術を展開している。具体的にはエンタープライズAI機能を追加している。KBCのPetro-SIMは、KBCの主要なプロセスシミュレーションソフトウェアおよび最適化プラットフォームである。BHC3 AI Suiteと双方向の相互運用性を実証し、KBCのシミュレーションソフトウェアをBHC3ai.機能により増強することで、石油およびガス資産はプロセス計画の精度を向上させ、運用の俊敏性を提供し、処理時間を大幅に短縮することができる。これらにより、エンタープライズAI対応ソリューションが顧客にとって大きな年間経済的価値を生み出すと予想し、運用の改善はバレル当たり 0.65ドル以上をもたらすとしている。

なお、横河電気自体も企業向けAIアプリケーションを強化するためにC3 AI® Suiteを採用している。

（2）Petronas

マレーシアの国営石油・ガス会社であるPetronasはBHC3.ai技術を適用するためにBaker Hughes およびC3 AIとの協業を開始した。特に、BHC3信頼性アプリケーションは、ガスタービンメンテナンスプログラムの更なる改善や異常検出によって制御バルブの信頼性を向上させて装置停止を防ぐといったプログラムへの適用が期待されている。

3.3.2　Sinopec

3.3.2.1 ProMACE 概要

Sinopec では、子会社の PCITC（Petro-Cyber Works Information Technology Co., Ltd.）とともに、ファーウェイやアクセンチュアなど世界有数の ICT 企業と協力して、産業型インターネットプラットフォーム ProMACE を独自に構築している。

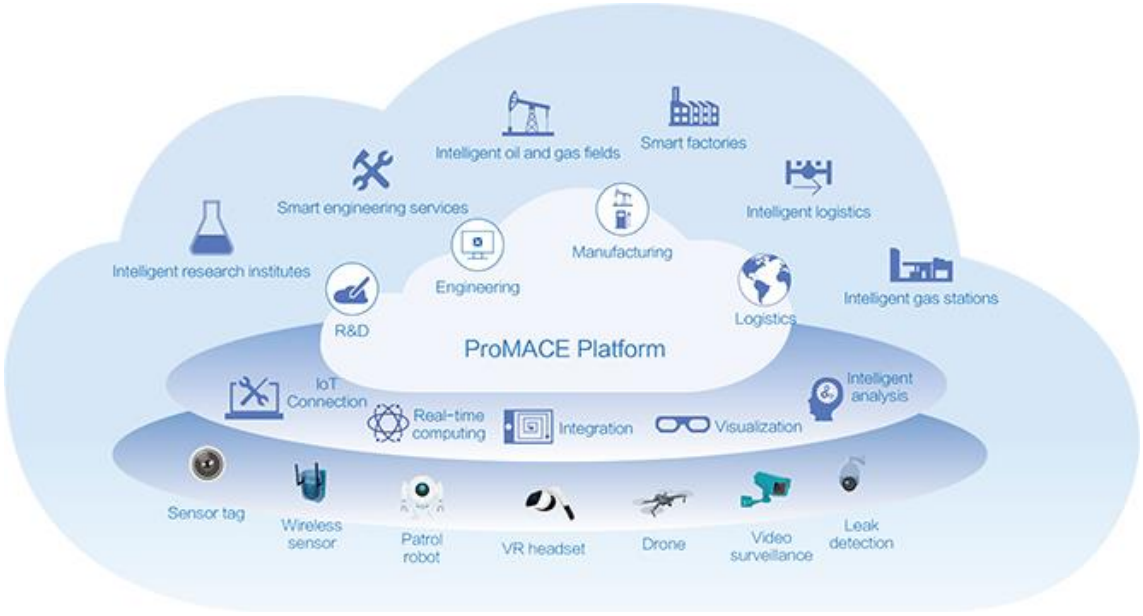


図 3.3.11：ProMACE プラットフォーム

出典：[integration of industrialization and informatization | china sinopec-am8 亚美 app 下载 (diantizhoucheng.com)](diantizhoucheng.com)より

ProMACE 開発では、「集中・統合」を核とした探索期、「プラットフォーム＋サービス」を構築した開発期、そして石油化学 CPS（Cyber-Physical Systems）を核とした躍進期を経て、現在、4 つの産業牽引アイテム（材料、デジタル化、ビッグデータと AI、リアルタイム最適化）、3 種類のプラットフォーム（技術、データ、ビジネス）、いくつかのプラットフォームレベルのソリューションを生み出し、従来の石油化学からプロセス支配型産業へ拡大している。

・第 1 フェーズ： 2003 年～2011 年　MES

社内開発された MES（Manufacturing Execution System）は、Sinopec すべての製油所企業に適用された。MES により、生産管理は改善され、デジタルネットワークをベースにした石油化学産業を築くことができた。

・ 第 2 フェーズ：2012～2016 年　ProMACE1.0

4 つの子会社(北京燕山会社、鎮海精製化学会社、茂名会社、九江会社)に展開されたパイ

ロット版の適用を含む「スマートファクトリー1.0」の計画・設計を完了した。従来の情報システムアーキテクチャを使用した「スマートファクトリー1.0」では理論、ソリューションおよび主要なソフトウェア製品が試用された。

・第３フェーズ：2017～2019 年　ProMACE2.0～2.2

Sinopec は第２フェーズを進化させて、’Platform + Data + Service’建設モデルを提案し、「スマートファクトリー2.0」建設を開始し、ファーウェイと協力して ProMACE2.0 を作った。その際にスマートクラウドのコンポーネントが追加された。

・第 4 フェーズ：2020 年　ProMACE3.0

ProMACE3.0 では、過去 20 年間に蓄積されたソリューション、産業アプリケーション、サービス経験、業界知識を産業用インターネットプラットフォームに移し、ワンストップソリューションを提供している。

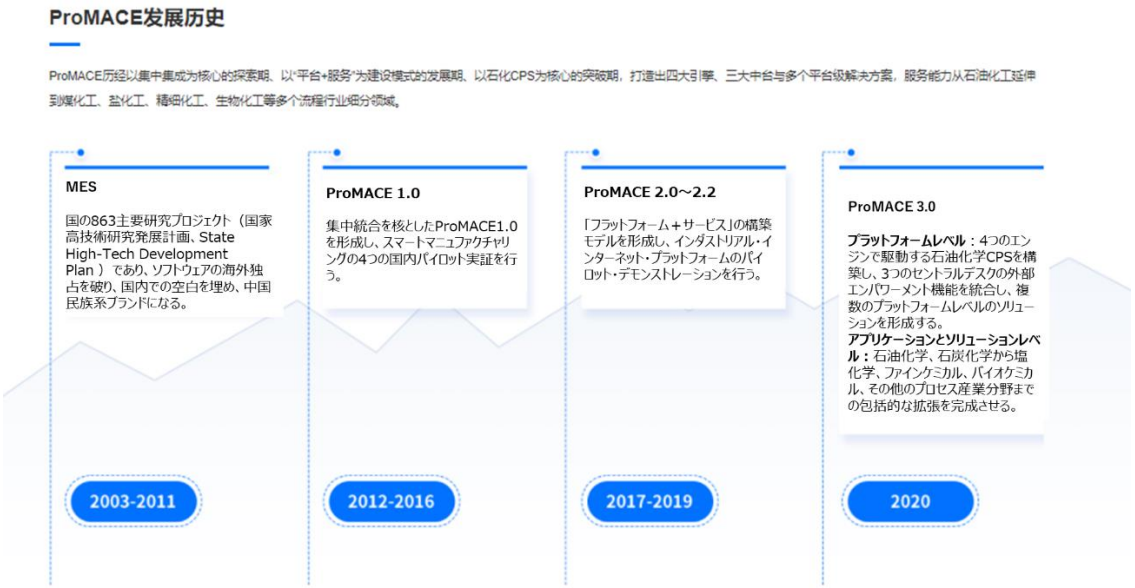


図 3.3.12：ProMACE 開発スケジュール

出典：ProMACE HP（日本語部分は JPEC にて翻訳）より

Sinopec のスマートファクトリー開発の主要なサポートプラットフォームとして、ProMACE は次の 5 つのコア要素を持っている。

（１）安全で制御可能な産業用 IoT

総合的センシングと相互接続により至る所での産業用 IoT 環境を形成し、材料、製品、機器、環境、人員の識別と管理を行っている。

（２）オープンでインテリジェントなプロセス優位の産業用クラウドプラットフォーム

クラウドプラットフォームは、スマートマニファクチュアリングのための産業用オペレーティングシステムである。このプラットフォームでは、①集中統合、②リアルタイムコン

ピューティング、③インテリジェント解析、④IoT アクセス、⑤2D/3D 可視化という 5 つのコア機能を提供する。

（3）ベストプラクティスを実現する産業用アプリケーション

産業用レベルであるコアのアプリケーションにより、プロセス支配型産業の生産管理、安全性、環境保護のベストプラクティスを統合する。

（4）経験に基づくエキスパートサービス

専門リソース(学術的デザイン、機器、およびプロセスエキスパート等)は、リモートデバイスでの診断、精製プロセスのガイダンス、安全・環境保護コンサルティングなどの特別なサービスを提供する。

（5）標準および安全性システム

冗長なシステムと標準化により、ProMACE の連続運転が保証されている。

3.3.2.2　スマートファクトリーソリューションの適用

スマートファクトリー1.0 建設およびスマートファクトリー2.0 へのアップグレード過程において、スマートファクトリーソリューションの適用により Sinopec は大きな変化を遂げた。

・ビッグデータに基づくリスク通知

触媒関連装置の履歴データ解析やアラームの規則性に基づいて更新された警告モデルによる報告でトラブル発生１～2 分前に対応が可能

・メカニズムモデリングアルゴリズムによる計画・運転等の生産プロセスの最適化

・日単位収益解析

ディープラーニングアルゴリズムによるインテリジェンス・スケジューリングやダイナミック生産の最適化

・デジタル物品倉庫

IoT 技術を活用してリアルタイムでの在庫追跡と物品のインテリジェンス配送により、ハンドリングコストおよび在庫コストを削減

3.3.2.3 工場のデジタル化

工場のデジタル化は、ProMACE 産業用インターネットプラットフォーム上のデジタルツインモデリングツールセットで行われ、（1）資産モデリング、（2）工場モデリング、（3）3D モデリングの３ツールが用意されている。工場内の各要素（人員、装置、材料、法律、環境等）や関係性のデジタルモデル化、企業資産マスタデータや工場モデルの視覚化により物理情報システム(CPS)を実現する。

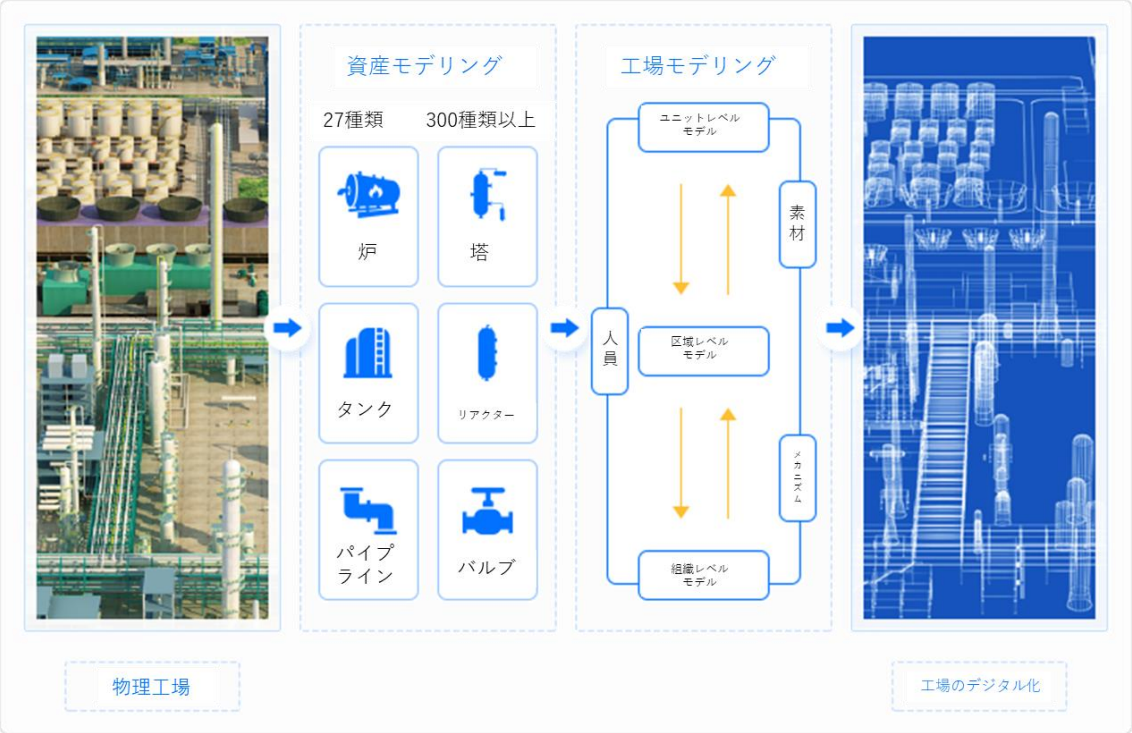


図 3.3.13：工場デジタル化の全体像

出典：ProMACE HP（日本語部分は JPEC にて翻訳）より

（1）資産モデルリング

設備を始めとする現物資産は、工場投資の主体であり、企業の生産・運営の材料基盤となる。そこで、資産モデリングにより、加熱炉、塔、タンク、パイプライン、バルブなど、27 のカテゴリーの 300 以上の小型機器施設を標準化・モデル化し、工場全体の現物資産をデジタル情報化する。

（2）工場モデルリング

資産モデルの「人、機械、材料、法律、環境」などの要素に基づいて工場をモデル化し、マルチビジネスシナリオに適応可能とする。ビジネスの観点から、工場は、ユニットレベル、区域レベル、組織レベルの階層化される。ユニットレベルをベースに、区域レベルでは機器エリア、タンク、配管網、事務所等の機能に基づいて、組織レベルでは各部門の業務、組織の相互関係、および業務と顧客の関係に基づいてモデル化を行う。

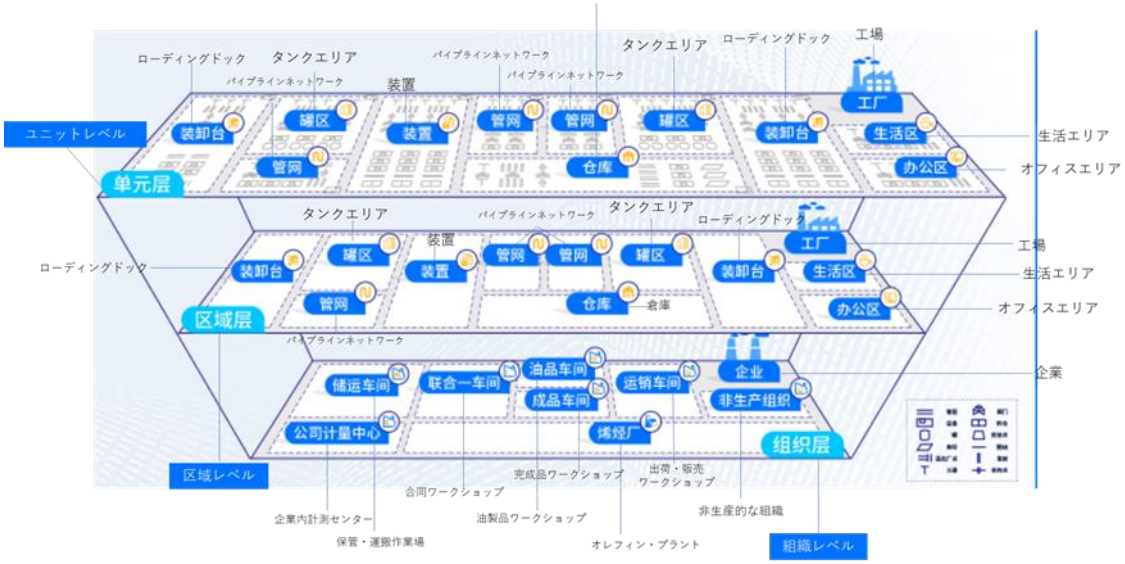


図 3.3.14：工場モデリング　階層化

出典：ProMACE HP（日本語部分は JPEC にて翻訳）より

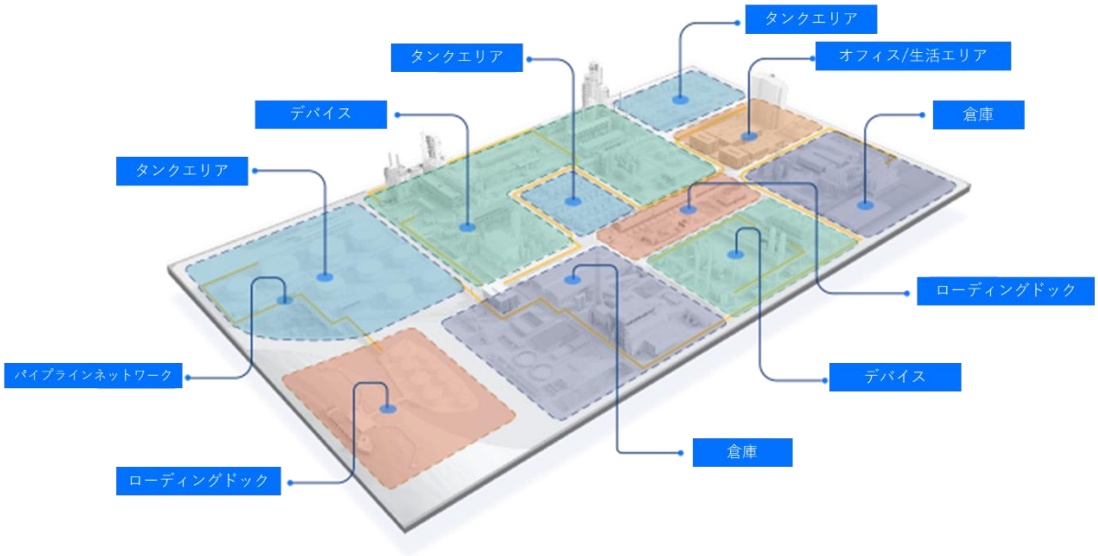


図 3.3.15：工場モデリング（区域レベル）

出典：ProMACE HP（日本語部分は JPEC にて翻訳）より

（3） 3D モデリング

デジタルによる 3D モデリングにより、工場の 3D シミュレーションモデルを実現し、工場や資産管理、生産管理、安全、環境保護などの 3D アプリケーションニーズに対応する企業の生産・運用のための可視化を行う。

これら３つのモデリングのうち、資産モデリングと工場モデリングから CPS での記述により、ProMACE 産業用インターネットプラットフォームの情報空間にデジタルツインが形成

され、プラットフォーム上にあるエネルギーフロー管理や後述するディスパッチコマンドなど産業アプリケーションを利用して工場運営を検討改善していく。

また、豊富なケースモデルとビジュアルエンジンに基づいて、ケース情報の参照、機器の脱着操作とトレーニング、事故シミュレーション演習などビジュアルシミュレーションとインタラクティブな操作への応用も可能となる。

PCITC は、ProMACE 産業用インターネットスイートでの応用例を示している。

（１）MES4.0　ProMACE 工业互联网套件-MES4.0 | 石化盈科（pcitc.com)

リアルタイムのデータベース、試験情報管理システムやその他のプロセス制御系データを統合して、オンサイト・オフサイトにおける原材料・製品在庫状況や生産設備への原材料投入状況などを把握し、工場内の生産状況を完全に監視し、ERP システムのためのデータサポートを提供する。管理範囲としては、装置・タンクエリア、倉庫の他に生産バランスや統計を含む。

データ分析･処理のスピードが格段に上がることで､月次決算の 70%高速化や平均 0.25%の商品化率アップさせるなど意思決定の向上へ大きく寄与している。



図 3.3.16：ProMACE 産業用インターネットスイート　MES4.0

出典：PCITC HP より

（２）ディスパッチコマンド ProMACE 工业互联网套件-调度指挥 | 石化盈科(pcitc.com)

本インターネットスイートでは、生産状況の自動的認識、科学的データ分析および標準化されたコマンドを備えたモデルを構築して、生産運用プロセス全体のリアルタイム監視、予測による早期警告や生産における異常検出を行い、生産の安全と安定を実現する。

①生産状況の視覚化

包括的な監視を行いながら、リアルタイムの生産情報を一定のルールに基づいて分析・スクリーニングし、認知された警告や異常に対応するためのデータサポートを提供する。



図 3.3.17：ProMACE 産業用インターネットスイート　ディスパッチコマンド①

出典：PCITC HP より

②異常検出の自動化

様々な計器を通じてアラーム発生の位置やその程度を即座に検知して積極的に認識させる。



図 3.3.18：ProMACE 産業用インターネットスイート　ディスパッチコマンド②

出典：PCITC HP より

実績

工場のデジタル化に関するソリューションは、茂名石油化学がパイロット企業として、他には斉魯石油化学、天津石油化学、上海石油化学等で推進され、大きな成果を上げた。特に茂名石油化学、上海石油化学は、国家インテリジェント製造パイロットデモンストレーションを取得した。

3.3.2.4 ProMACE 適用実績

代表的な実績は以下の通りである。

①九江石油化学（https://www.promace.com/jxalxq/jiujiang.html）

スマートファクトリー1.0 では、知識管理システムと最適化制御システムの構築に重点を置き、インテリジェントプラントの基本的なフレームワークを構築した。その後、2016 年にスマートファクトリー2.0 の建設が開始され、翌年にはアップグレードが完了し、安全と環境保護、生産・運営、開発、企業経営などの分野での変革を支援してきた。その間に、労働生産性を 10%以上向上させ、2017 年には 16 億ドル以上の利益を上げた。

②茂名石油化学（https://www.promace.com/jxalxq/maoming.html）

2016 年にスマートファクトリー2.0 の建設が開始され、マスタープランとステップバイステップのスマートファクトリー建設戦略に従って、生産管理、サプライチェーン管理、HSE 管理、機器管理、エネルギー管理、意思決定支援など 6 つの事業ドメインと 2 つの IT 技術プラットフォームのインテリジェント構築を推進した。

これにより、生産データ収集率は 99%以上、主要機器の高度制御カバー範囲は 90%以上に達し、2016 年の労働生産性は 2013 年比でほぼ倍増し、2017 年には初めて 100 億ドルを突破した。

3.3.3　Exxon Mobil

3.3.3.1　オペレーション関連

・InFocus™オンラインプラットフォーム

プロセスの最適化と業務効率アップによる利益最大化を図るために、Exxon Mobile はプラント運転最適化のための分析ツールとして独自の InFocus™オンラインプラットフォームを開発した。これは、Exxon Mobile の 1 世紀以上の経験から引き出されたデジタルクラウドベースのツールである。装置オペレーションのソリューションとして次の２つが挙げられる。

①InFocus™ユニット監視ツール

運転における問題が顕在化する前にその芽をつぶして解決するために、ほぼリアルタイムなデータを通じて高速かつ効率的にプロセスを監視するツールであり、

・重要なデータを可視化できるダッシュボード

・運転の健全性を表す指標の色別化やモニタリング用に関心の高い KPI 表示を画面に固定化

・KPI が外れた時には e-mail やテキストによる通知の実施

などの特徴を備えている。

実際に、COVID-19 パンデミックにより Exxon Mobile のエンジニアの移動が制限される一方、顧客のプラントは稼働し続け、さらに触媒変更や触媒パフォーマンス向上による効率化を行っていかなければならない。ExxonMobil は既存の InFocus オンラインプラットフォームを活用して、リモートプラント運営のスタートアップサポート機能を活用により継続的なサポートを供与している。

例えば、現場でのスタートアップ支援を直接提供する代わりに、InFocus オンラインリモートモニタリングをアプリケーションプログラムインターフェイス(API)データ転送で使用し、ExxonMobil テクニカルサポートエンジニアが顧客装置のスタートアップ状況をほぼリアルタイムで見ることを可能であり、InFocus オンラインプラットフォームを介してプロセス状況を監視している間、Exxon Mobil 担当者は、好ましくない運転状態に近づいているのを見て、反応器の圧力―温度許容条件を明確にし、警告を顧客に与えた実績が報告されている。計画通り装置の立ち上げを安全に遂行し、運用を最適化するための迅速な調整を行い、触媒の劣化と追加コストを回避できる。

また、データ信頼性の確保という意味では、InFocus プラットフォームは、専用の Amazon Web Service(AWS) サーバーに格納されており、転送中のデータは、安全とプライバシーを確保するために暗号化されている。複数のアカウントと顧客データは、アプリケーションのセキュリティを通じて管理され、認定された顧客に加えて、保存されたデータにアクセスできるのは、Exxon Mobile と Exxon Mobile のベンダーサポート担当者のみとなっている。管理アクセスは、多要素認証、監査ログ、定期的なアクセス レビューによって制御される。

②InFocus™ オンライン潤滑油最適化モデル

InFocus™ オンライン潤滑油最適化モデルでは、製品の歩留まりと品質に対する運用変更の影響をテストできる安全でリアルタイムに近いデータを使用して、ExxonMobil テクニカルサポートとの協力により迅速で情報に基づいた意思決定を行うことが可能となる。

このモデルには、潤滑油水素化分解装置と脱蝋装置 MSDW™の２つのモジュールを備えており、独立して実行することも、リンクすることもできる。各モジュールは、平均反応器温度、空間速度、圧力、分留塔におけるカットポイント、分離効率などの主要な動作変数に基づいてプロセス性能と製品の収量と品質を予測する。

例えば、北米の主要なベースオイル生産会社では、能力 2 万 BD を有する潤滑油水素化処理装置/水素化分解装置～MSDW™脱蝋装置における流動点の改善に InFocus™ オンライン潤滑油最適化モデルを用いている。製品規格－15℃に対して実際の運転では－18℃で管理しているが、規格に迫ることにより、収率 0.5wt%向上で$200,000 以上の販売改善、また、反応温度 2℃改善による省エネ効果$60,000/6 ヶ月および触媒寿命 0.7 年以上の延長をオペレーターへ指針として与えている。

3.3.3.2　メンテナンス関連

・Mobil Serv℠ Lubrication Management (businesswire @2020.3.11)

新しいデジタルメンテナンス管理として、Exxon Mobile の潤滑油分析技術や潤滑性－機器性能に関する豊富な知識をベースに、モバイル対応でも実績のあるクラウドベースアプリケーション開発企業の REDLIST 社と連携して、Mobil Serv℠ Lubrication Management が開発された。オペレーターはスマートフォンやタブレットなどから容易にアクセスでき、予測メンテナンスタスク管理・潤滑油管理・パフォーマンス追跡・安全性やコンプライアンス報告などのメンテナンス関連のアクティビティをより効率的に整理、自動化、合理化する事が可能となる。

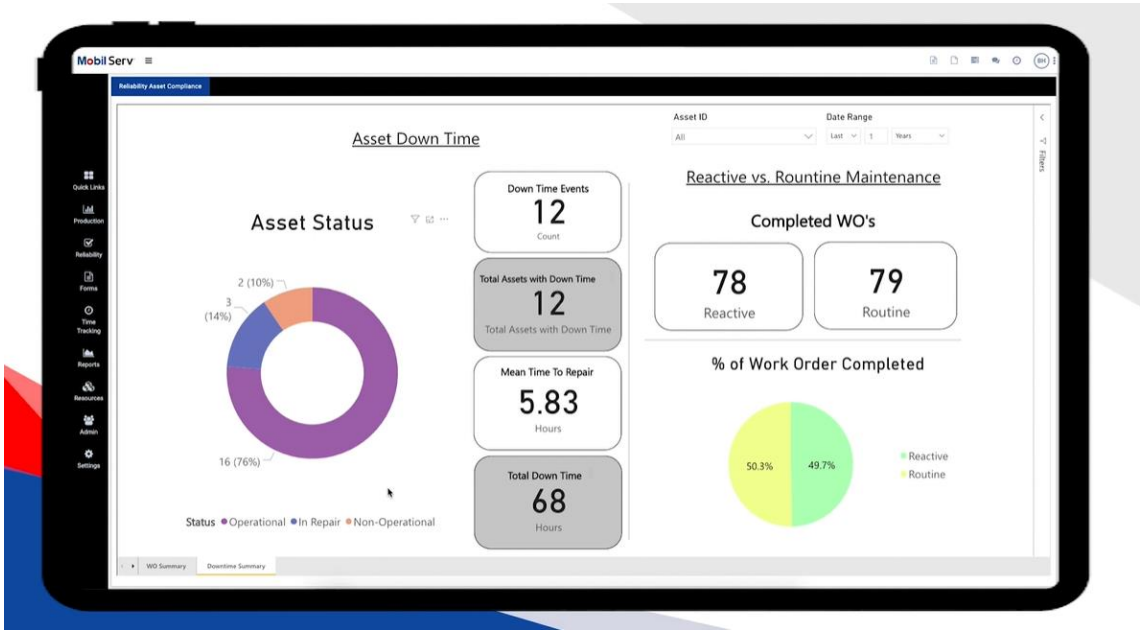


図 3.3.19：Mobil Serv℠潤滑管理

出典：YouTube “Digitizing maintenance with Mobil Serv Lubrication Management”

具体的に特徴を示す。

（1）プラットフォームの柔軟性とカスタマイズ

多くの既存のコンピュータメンテナンス管理(CMMS)およびエンタープライズリソースプランニング(ERP)システムは連携されていない環境で動作するため、オペレーターがメンテナンス関連のデータをすべて効果的に収集・分析することは困難であるが、Mobil Serv℠ Lubrication Management は容易に CMMS や ERP へ統合できる。

（2）リアルタイムでの潤滑油推奨事項の提供

Mobil Serv℠エンジニアの洞察と機器のパフォーマンスデータを組み合わせることで、潤滑技術とプロセスの推奨事項を提供し、機器の性能向上、潤滑油の消費量の削減、エネルギーコストの削減を支援し、これらの推奨事項は、潤滑油チャートに表示され、また、スマートフォン等のモバイルからもアクセスできる。

例えば、業界標準を下回る平均故障時間を持つモーター群を運用していた企業では、本システムの導入により、不適切なグリースの実践の問題を根本原因として特定することができ、メンテナンスプロセスを簡単に変更し、モーターの寿命を大幅に向上させ、生産性と収益性を向上させている。

（3）タスク管理の追跡とワークフローの視覚化

このプラットフォームにより、メンテナンスおよびオペレーションチームは互いに協力してリアルタイムでの業務管理が可能となる。ワークフローの視覚化にも役立ち、チームメ

ンバーはビデオや写真を使用した完全なデータセットにより前日の準備作業負荷を軽減できる。

（４）その他

生産ツール、安全性とコンプライアンスの追跡、時間追跡、主要タスクのトレーニングリソースなど、より広範なメンテナンス関連ツールも含み、最新のサイバーセキュリティも担保されている。

3.3.3.3　OPA(Open Process Automation)の開発

Exxon Mobil では、制御システム更新を行う際に現行の DCS アーキテクチャから変更するのが容易でないことが問題視されていた。

具体的には、

（１）ハードウエア、インターフェース、ネットワークがすべてベンダーの占有技術で固められている

（２）レベル１（フィールド機器管理）＆ ２（ステーション管理） といったソフトウエアアクセスはベンダー管理下にあって、ユーザーの自由にならない

（３）セキュリティが組込みではなく後付けにならざるを得ない

といった理由で、多額の設備投資が必要になることや最新の IT 技術・アプリケーションの導入も制約を受けることが起きていた。

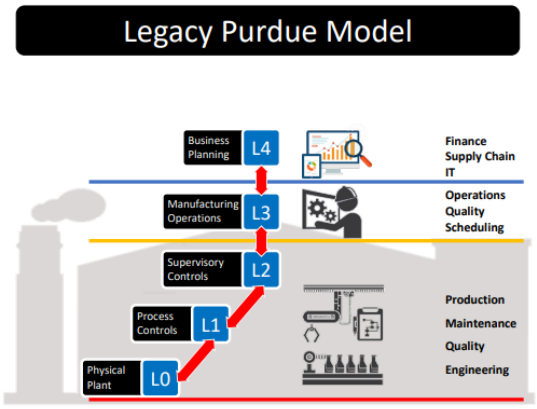


図 3.3.20：従来の工場制御レベル

出典：cesmii-2020 より

そこで、これらを根本的に解消するために従来の DCS アーキテクチャ とは全く異なる新たな OPA アーキテクチャを開発した。その特徴を以下に記す。

表 3.3.5　OPA 参照アーキテクチャの特徴

No	内容
1	ベンダー固有技術ではなく業界標準のインターフェースとネットワークの利用
2	相互運用可能なハードウエアの利用
3	ハード、ソフトともにクラス最高のコンポーネントの採用が可能
4	オープンインターフェースによるサプライヤーとソフトウエアレイヤ間での通信可能
5	システムレベル、コンポーネントレベルでのセキュリティ設計組込み可能
6	ソフトウェアのポータビリティの確保

また、新たに開発された３要素を OPA 参照アーキテクチャとともに図示する。

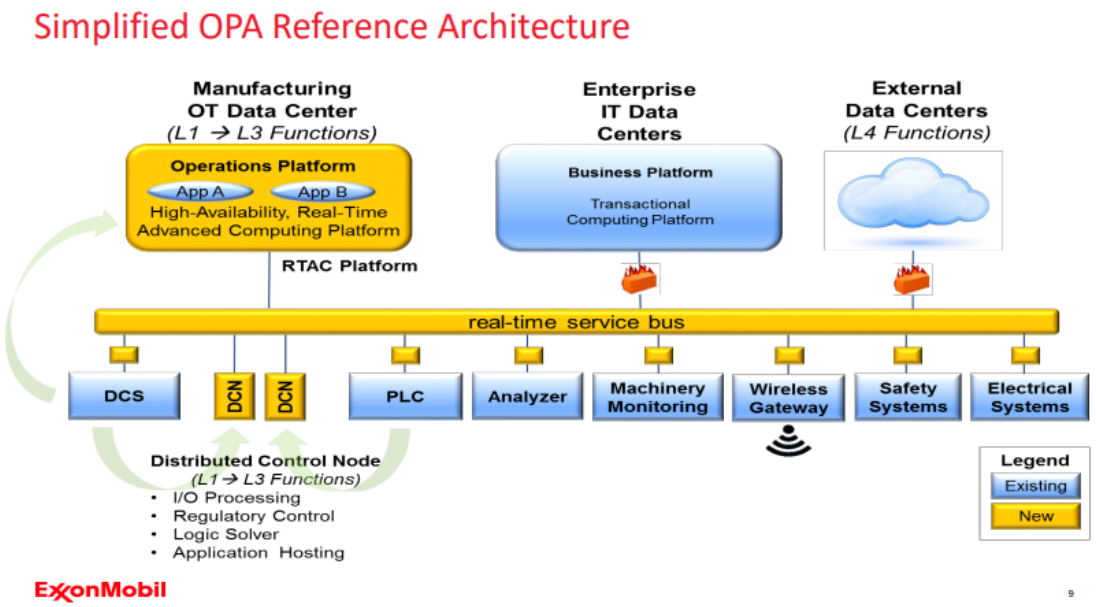


図 3.3.21：OPA 参照アーキテクチャ

出典：cesmii-2020 より

（1）DCN（Distributed Control Node）

DCN はベンダー固有である DCS、PLC 等の既存機器を正規化してオープンシステムアーキテクチャへ接続可能とするゲートウェィである。

（2）Real-time service bus

高いセキュリティが確保され、しかも、オープンな接続により DCN 経由での機器やファイヤーウオールで保護された各データセンター間のデータ交換を瞬時に行う。

（3）RTAC（Real-time Advanced Computing）プラットフォーム

ここは、様々なアプリケーションが格納されており、Real-time service bus を通じでのアプリケーション間のやり取りも行われる。

以上のような OPA を開発するにあたり、Exxon Mobil は当然のことながら自社内の規格開発とはせずに、業界の標準規格として他社にオープンな規格作りを志向した。JAVA 標準化などで実績がある The Open Group のもとに、OPA 業界標準規格を共同で検討する The Open Group Open Process Automation™ Forum（OPAF）を 2016 年 11 月に立上げた。2019 年 1 月時点では、１３３のメンバーが参加しており、２２のエンドユーザーや操業会社（ARAMCO、BP、Chevron、Conoco Phillips, Exxon Mobil、Petrobras、Reliance、Shell、Statoil、Total を含む）、DCS ベンダー、システムインテグレーター、サプライヤー、アカデミアおよび標準化団体から構成されている。今までに、Business Guidance や標準規格として v1、v2 を

発行しており、現在、v3 を検討中である。

・OPA 商用フィールドテストへ向けた開発

以下に OPA の開発スケジュールを示す。

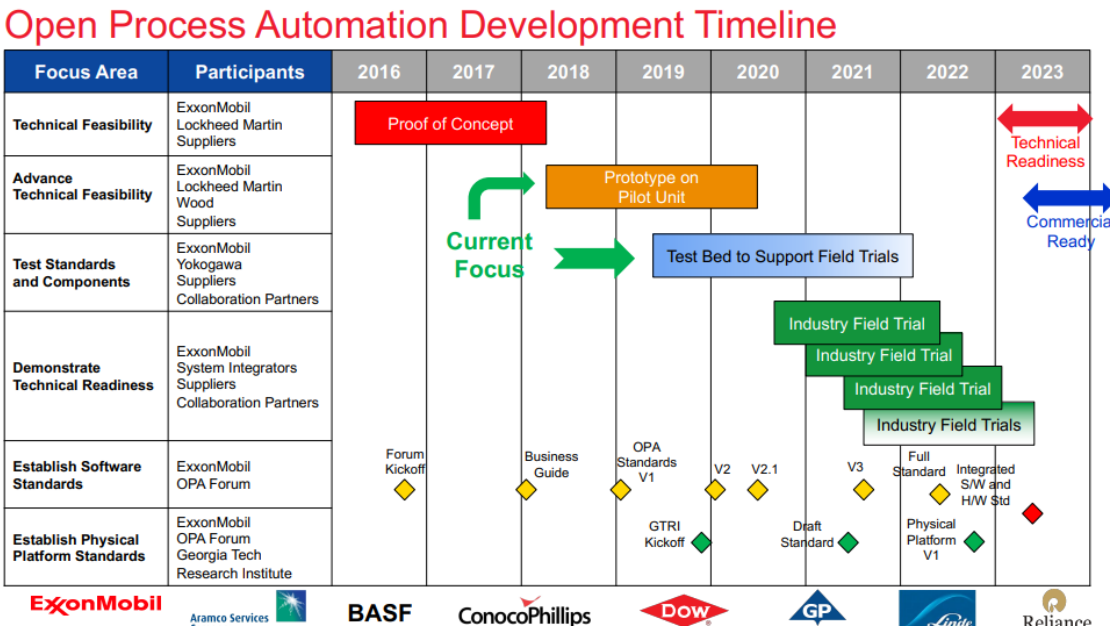


図 3.3.22：OPA 開発スケジュール

出典：cesmii-2020 より

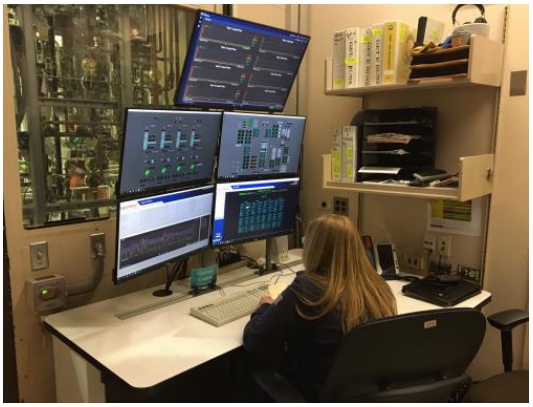


図 3.3.23：OPA プロトタイプ

出典：cesmii-2020 より

まず、ExxonMobil は加熱炉の概念実証を一緒に行った初期のシステムインテグレーターである Lockheed Martin に独立系システムインテグレーターである Wood を加えて、ニュージャージ州クリントンにあるリサーチセンターにおいてプロトタイプのパイロットプラントによる OPA の相互運用性やポータビリティの確認を行った。実験装置は炭化水素系を原料とした水素化反応装置で２５の制御ループから構成されている。2018 年に開始した当該テストは、既存の DCS と合体させた OPA を用いて通常運転、運転開始/停止、あるいはパラメータ制御などを経て最終テストに合格し、2020 年 1 月に完了している。この間、OPA に備わっているヒストリアンには多くのデータが蓄えられ、今後の開発への大きな礎となった。

次に、テキサス州ウッドランドにある ExxonMobil 施設内でのテストベッド（システムの開発において、実際の運用環境に近い状態で技術の検証を行うプラットフォーム）を用いた開発が 2019 年度より開始されている。この開発では日本の横河電機がシステムインテグレーターとして建設や運転を含めて重要な役割を果たすことになる。鍵となる OPA 機能の実証を行い、フィールドでの商用テストへ進むためのサポートを果たす。

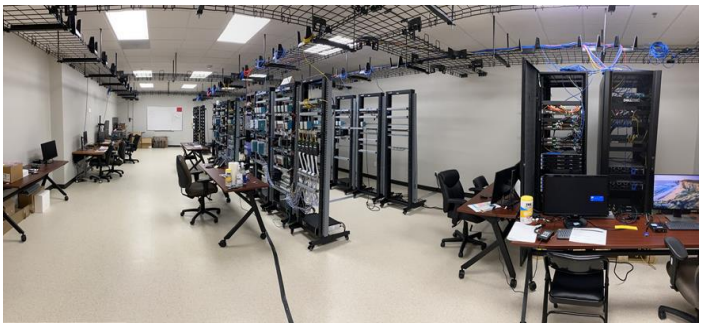


図 3.3.24：OPA テストベッド
出典：横河電機資料より

3.3.4 Petronas

Petronasは、後述するHexagonとともに、Asian Downstream Summit（ADS）2021において、“Journey to the P-EDMS 7D O&M Digital Transformation”を報告している。

まず、建設プロジェク管理情報および装置運転情報のために、P-EDMS（Petronas Engineering Data Management System）が構築されている。具体的には、機器のライフサイクルの観点において、初期のエンジニアリング設計や建設プロジェクト遂行から、スタートアップ後の運転・保全期間を通して装置停止に至るまでの情報を全て管理しており、Petronasは全プロジェクトでP-EDMSを必須としている。

その中で、7D(次元)の設備モデリングはライフサイクルを通じて機器を管理する技術を使って行われる協調プロセスである。機器の健全性、リスク、技術的仕様、保全計画といった重要な機器データを追従する、あるいは3D（装置3次元）モデル上に重ね合わされた7Dモデリングデータとともにワークフローを実行する情報を提供するために、「多次元」が使用されている。なお、P-EDMSは、PTERONAS Project Management System(PPMS)、PTERONAS Risk Based Inspection(PRBI)やヒストリアンデータであるOSI Piと統合されており、機器タグから関連作業や検査等のデータが全て閲覧できるようになっている。

各次元に割り当てられている内容および接続可能なシステムを次表に示す。

表3.3.6 Petronas 7D 設備モデリングデータ内容

出典：ADS2021発表より

D:次元	データ内容	接続システム
1D	データシート、運転マニュアル	-
2D	P&ID、レイアウト、ダッシュボード	-
3D	装置3次元モデル	-
4D	スケジュール（業務オーダーやプロジェクト）	PRBI, PMMS
5D	コスト（業務オーダーやプロジェクト）	PMMS
6D	機器持続性　RBIによるリスク評価、実データ管理	OSI Pi, PRBI
7D	メンテナンス　業務オーダー、要求事項、検査	PRBI, PMMS

3.4　海外ベンダーの取り組み

3.4.1　AVEVA

産業用ソフトウェアの世界的リーダーである AVEVA 社にヒアリングを実施した。

3.4.1.1　AVEVA 社の概要

英国ケンブリッジに本社を置くエンジニアリング・ソフトウエアプロバイダーで、1967 年に設立された。2018 年には Schneider Electric 社のソフトウェア事業と合併し、2021 年には産業情報管理を得意とする OSIsoft 社と経営統合して、パフォーマンスインテリジェンスを実現するソリューションを強化している。現在は、世界 40 カ国以上、80 カ所に拠点があり、社員数 6500 名以上、売上 20 億米ドル以上の会社で、5,500 社超のパートナー会社とともに、20,000 社を超えるユーザーを擁している。

日本における AVEVA 社の活躍分野を図 3.4.1 に示す。現在では 100 名を超える組織体制と、パートナーによるエコシステムにより、顧客のデジタルトランスフォーメーションを支援しており、石油業界では数社が AVEVA 社のシステムを採用している。

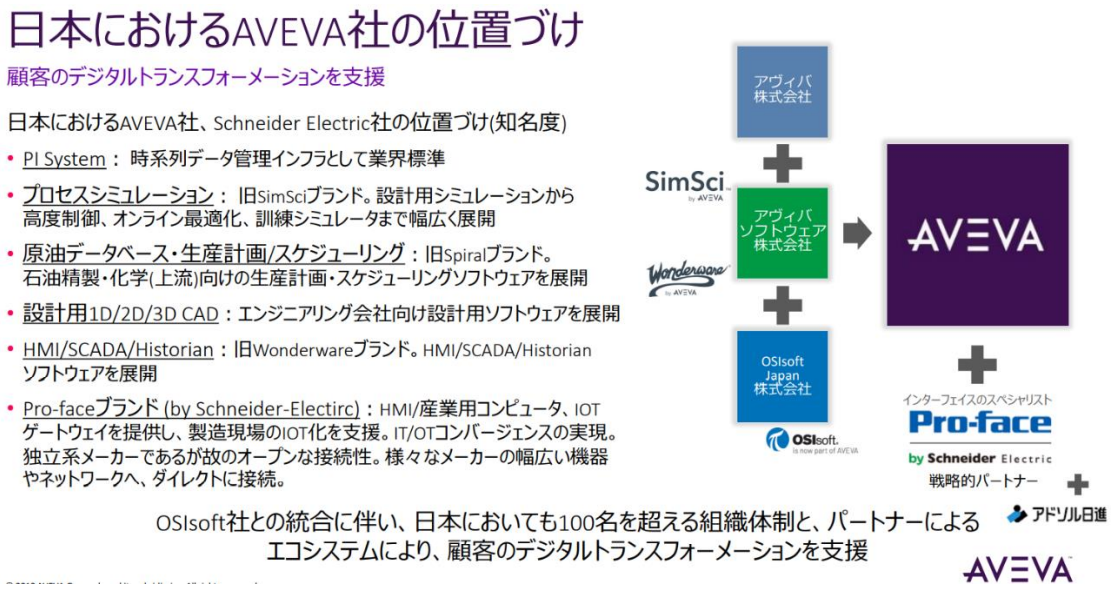


図 3.4.1　日本における AVRVA 社の活躍分野

出典：AVEVA　提供資料（DX の事例と将来の姿）

3.4.1.2　AVEVA 社の提供するソリューション

(1)AVEVA 社のポートフォリオ戦略

AVEVA 社のポートフォリオ戦略は、エネルギー変革や効率、業務のデジタル化といった業界の課題に対して、各課題に革新を促すソリューションをクラウド上で提供し、そこにデジタルツインを構成して、プラントの設計、建設から運転管理制御等にいたるまでの全工程をサポートし、ユーザーに利益をもたらすことにある。

図 3.4.2 に示すように、デジタルツインは、社内のあらゆる部署からデータを参照し、モデルを構築する。そのモデルは複数のデバイスで見ることが可能であり、例えばモバイルタブレットを持ったコネクティッドワーカー（デジタルデバイスを装着した現場作業員）は、現場を巡回しながら、必要な情報を入手することができる。また、このシステムは、エンジニアリングからオペレーションまでの幅広い分野に適用される。

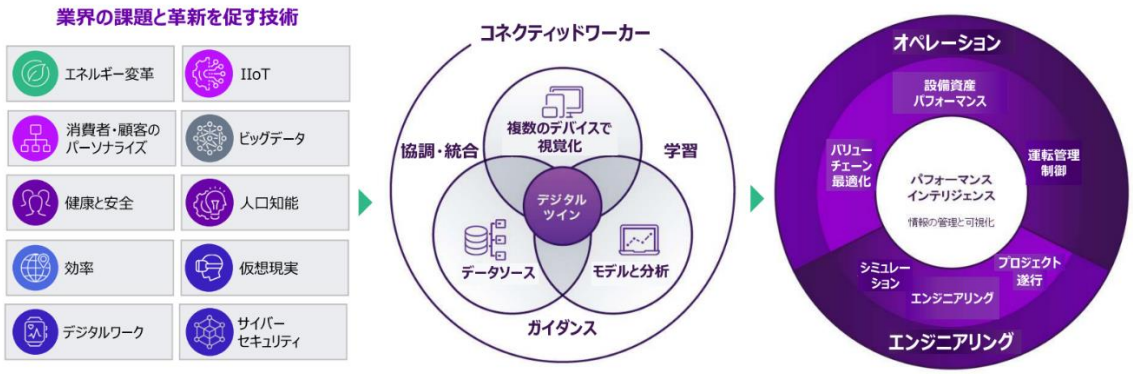


図 3.4.2　AVEVA ソリューションの適用範囲
出典：AVEVA　提供資料（AVEVA 社セミナー2021.12.9）

AVEVA 社のポートフォリオを図 3.4.3 に示す。製造業に対して、エンジニアリングからオペレーション、メンテナンスまでのプラントライフサイクルをカバーするソリューションが提供されている。

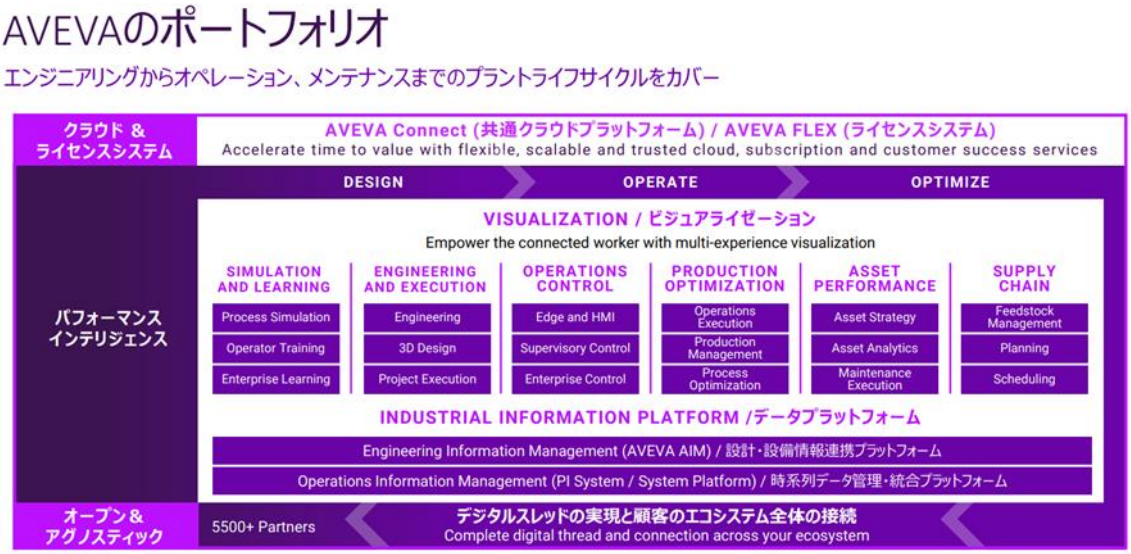


図 3.4.3　AVEVA 社のポートフォリオ
出典：AVEVA　提供資料（DX の事例と将来の姿）

代表的なものとしては、例えば、以下がある。

①AVEVA Connect：AVEVA 社が提供する共通クラウドプラットフォームで、デジタルトランスフォーメーションハブとなるものである。AVEVA 社の各製品群がクラウド上で連携できるようになっており、将来は、例えば複数のプラントがある場合、それらからの情報が収集され、一括管理することも可能となる。

②AVEVA Unified Engineering（図 3.4.4）：基本的にはエンジニアリング会社向けの統合環境であり、エンジニアリングデジタルツインは、建設工事請負会社とオーナー会社との共通プラットフォームとなる。

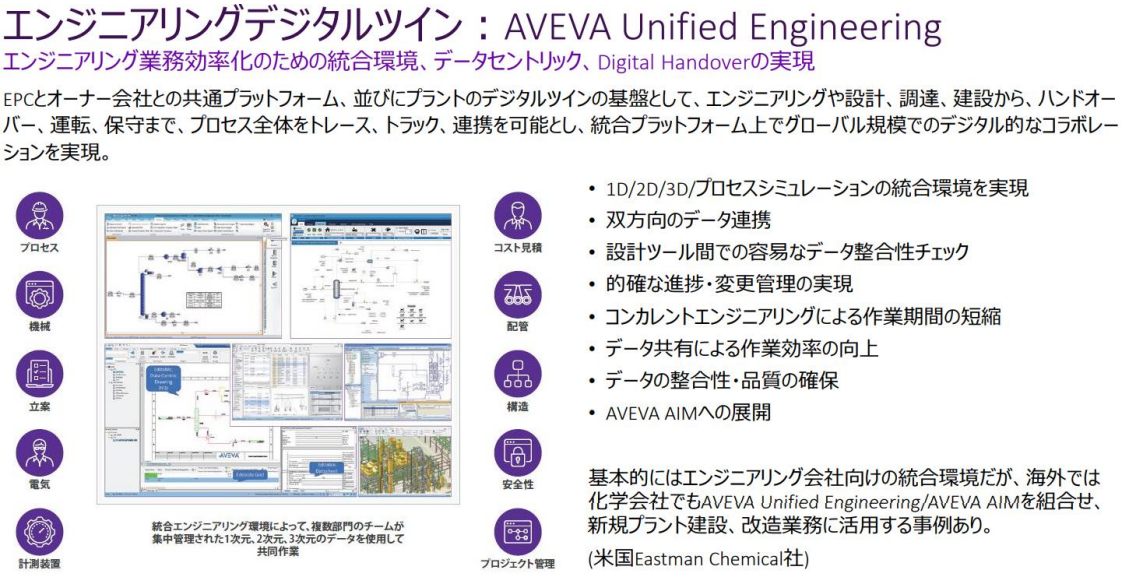


図 3.4.4　エンジニアリングデジタルツインの概要

出典：AVEVA　提供資料（DX の事例と将来の姿）

③Asset Information Management (AIM)：プラントのデジタルツインの基盤として、エンジニアリングや設計、調達、建設から運転、保守までのプロセス全体をトレースでき、統合プラットフォーム上でグローバル規模でのデジタル的なコラボレーションを実現できる。

④AVEVA Process Simulation（APS）（図 3.4.5）：クラウド上に仮想プラント（プロセスデジタルツイン）を構築し、(1)整合性の取れた物質、熱収支確認、(2) 計器未設置個所の運転確認（ソフトセンサー）、(3)パラメータの最適化、(4)運転状態の将来予測、などができるようになっている。小中規模プロセス用で、エンジニアリングからオペレーションまでカバーしている。

⑤AVEVA Process Optimization (ROMeo)（表 3.4.1 参照）：大規模なプラント用のプロセスデジタルツインを構築でき、バリューチェーン全体の最適化に貢献できる。AVEVA Process Simulation と合わせて、プロセスの規模によりきめ細かく対応できるようになっている。さらに、プロセスシミュレーションと機械学習を組み合わせたハイブリッドモデルの取り組みが実施されている。

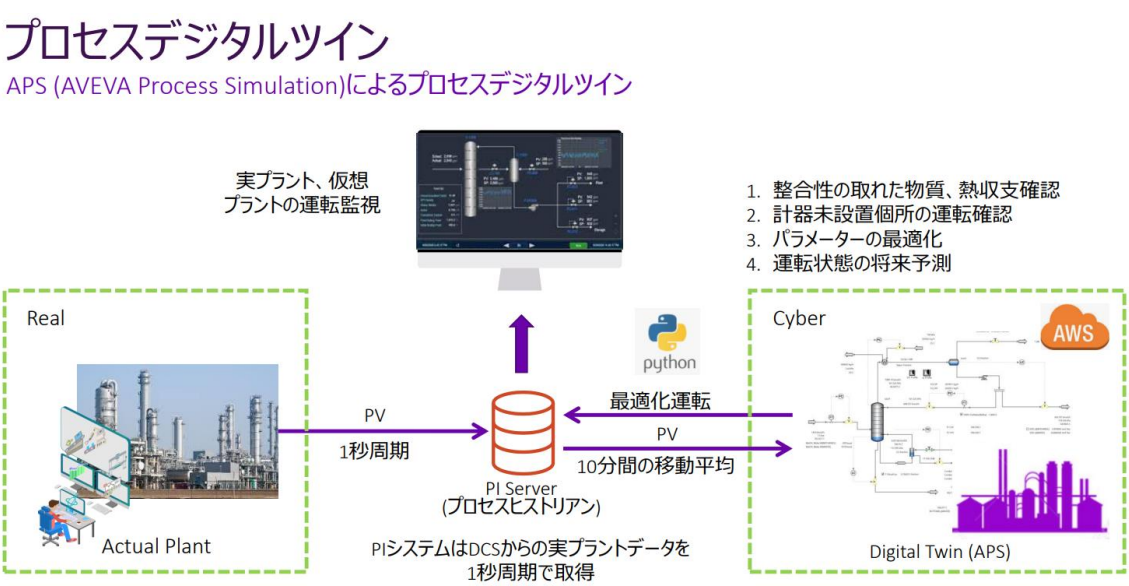


図 3.4.5　プロセスデジタルツインの概要

出典：AVEVA　提供資料（DX の事例と将来の姿）

表 3.4.1　規模に応じたプロセスデジタルツインの特徴

出典：AVEVA　提供資料（DX の事例と将来の姿）

プロセスデジタルツイン

プロセス規模により異なるソリューションを提案

	AVEVA Process Simulation	AVEVA Process Optimization (ROMeo)
用途	エンジニアリングデジタルツイン～プロセスデジタルツイン Unified Lifecycle Simulation (プロセス設計～解析～オペレーションまで幅広くカバー)	プロセスデジタルツイン バリューチェーン最適化(生産計画～スケジューリング～最適化～高度制御～予実管理)
オペレーショナル デジタルツイン	Pythonによる連携(コーディングにより自在に作成可能) リアルタイムシーケンス(開発中)	リアルタイムシーケンス(Auto-tuning機能) データリコンシレーション機能
得意分野 – 規模	実験室、パイロットプラント～小中規模プラント	大規模資本集約型産業向け
得意分野 – プロセス	化学系プロセスを主軸に開発	石油精製、石油化学、用役プラント
実績	• デジタルツイン用途：数年前より活用事例が増加中 • プロセス設計・解析用途：化学業界のリーディングカンパニー中心に活用実績増加中	• デジタルツイン用途：国内外で多数の実績 • バリューチェーン全体最適化 • 石油＆石化バリューチェーン最適化

デジタル化の第一歩は、データソースを整備することから始まる。製造現場におけるデータは、OT（Operational Technology）系データと ET（Engineering Technology）系データがあるが、AVEVA 社では、それぞれのデータベースの整備に適したソリューションを表 3.4.2 のように提供している。このうち、PI system は、2021 年に経営統合した OSIsoft 社が所有していたソリューションで、時系列データの多い OT 系データを管理統合し、階層化、構造化、共通化等の機能に優れている。

表 3.4.2　AVEVA が提供するデータの整備・連携に関わるソリューション

出典：AVEVA　提供資料（DX の事例と将来の姿）

データソースの整備・データ連携：適用ソリューションまとめ

データのコンテキスト化、共通化、民主化と、データ連携とサイロ状態の打破、オーケストレーションの実現へ

データの種類	適用ソリューション	主な特徴	適用分野/得意分野/効果など
OT系データ	PI System	• 時系列データ管理・統合インフラ • 時系列データのコンテキスト化、共通化、民主化 • セルフサービス、DIY • IT/OTコンバージェンス(OPC-UA、MQTT対応) • オープン性(REST、SOAP API)、クラウド対応	• 大規模資本集約型産業 • 必要な情報を自由に切り出して可視化 • 企業規模での時系列データ統合・管理 • 遠隔監視 • クラウドを利用したデータ分析や故障予知
	System Platform	• IIoTプラットフォーム(SCADA/HMI起点) • デジタルアセットによるコンテキスト化、共通化、民主化 • セルフサービス、DIY (AVEVA Insight利用) • IT/OTコンバージェンス(OPC-UA、MQTT対応) • オープン性(REST、SOAP API)、クラウド対応 • MESへの展開、スケーラビリティ(エッジからエンタープライズ)	• CPG、F&B等の複数生産拠点 • 生産工程の頻繁な変更を伴うプロセス • 企業規模での時系列データ統合・管理 • 遠隔監視／遠隔制御 • クラウドを利用したデータ分析や故障予知
ET系データ	AIM (Asset Information Management)	• 設計・設備情報連携プラットフォーム • 設計・設備データのコンテキスト化、共通化、民主化 • 3Dデータ(点群、3D CAD)、設備図面、仕様書、設備状態履歴(Historian)など、工場内のあらゆるデジタル情報を統合し、サイバー空間に工場を再現(デジタルツイン)	• 全ての産業向け • 保全、製造現場でのワークスタイル変革
	UE (Unified Engineering)	• 1D/2D/3D/プロセスシミュレーションを含めた統合エンジニアリング環境(データセントリック) • コンカレントエンジニアリングの実現 • タグマネジメント(データのコンテキスト化、標準化)	• エンジニアリング会社中心(海外ではオーナー会社でも活用) • エンジニアリング会社とオーナー会社間の共通プラットフォーム

さらに、IT/OT/ET データを連携するソリューションとして UOC（Unified Operation Center）が産業別にテンプレートとして用意されており、データのコンテキスト化、共通化にあたっての時間やコストを削減できる。

なお、クラウドの利用について、日本ではユーザーのクラウドにベンダーがアクセスするタイプも多いが、ベンダーのクラウドを利用することを推奨している。理由としては、ベンダーが開発した優れた機能が次々にクラウドに乗せられた場合、ユーザーはその機能を利用することができ、クラウドの利点を活かすことができるためである。将来を考えるとベンダーのクラウドを利用したほうが安上がりとなる。海外では、オープンなベンダーのクラウドを利用するケースが多い。

3.4.1.3　適用事例

(1)BASF

BASF 社の DX の全体像を図 3.4.6 に示す。BASF 社では、BASF 4.0 と名付けたビジョンの下、バリューチェーンで生じるデータと先進的なデータ分析で、水平統合と垂直統合をめざしている。製品の製造に関わる図 3.4.6 の中央の部分（Engineering, Manufacturing）で、設計・設備情報管理基盤(AIM) 、PI System、オンライン最適化、訓練シミュレータ(VR)、AR 活用モバイルソリューション、予知保全、等に AVEVA 社の様々なソリューションが導入されている。

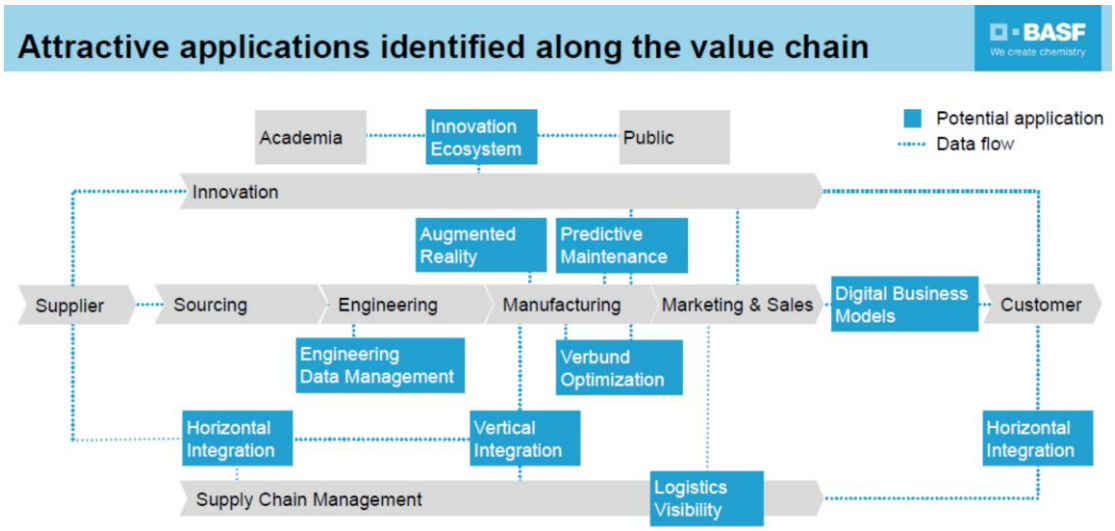


図 3.4.6　BASF 社の DX の全体像

出典：AVEVA　提供資料

BASF 社が AVEVA 社のソリューションを基に構築した 3D VR の一例を図 3.4.7 に示す。これは 3D CAD データを基に作られた訓練用シミュレータで、運転員の教育用に使用できるもので、図 3.4.6 中央の Manufacturing を支援する。

一方、実運転を支援するソリューションとして、Mobile Operator を導入している。これは、タブレット＋AR（Augmented Reality：拡張現実）の活用で現場点検、保守作業の支援をしてくれるもので、ガイダンス機能があり、安全で効率的な巡回点検方法を若手運転員に伝承できる(世代交代による技術伝承)、異常値検出時の対処方法や作業リスクをガイダンスしてくれる（安全性改善)、過去のトラブルや運転員のノウハウを表示し、若手運転員でもベテランと同等の点検業務を実現できる、などの利点がある。さらに、巡回点検スケジュール設定・管理（シフト毎のスケジュール設定、進捗状況を視覚的に把握)、レポーティング、電子承認(データ修正の不正防止)、外部システムとの連携（運転管理システム、保全管理システム、デジタルツインとの連携)、予知保全システムへの必要なデータの提供などを行うこともできる。メンテナンスにもオペレーションにも役立つ幅広い対応が可能なソリューションである。　（情報提供：AVEVA 社）

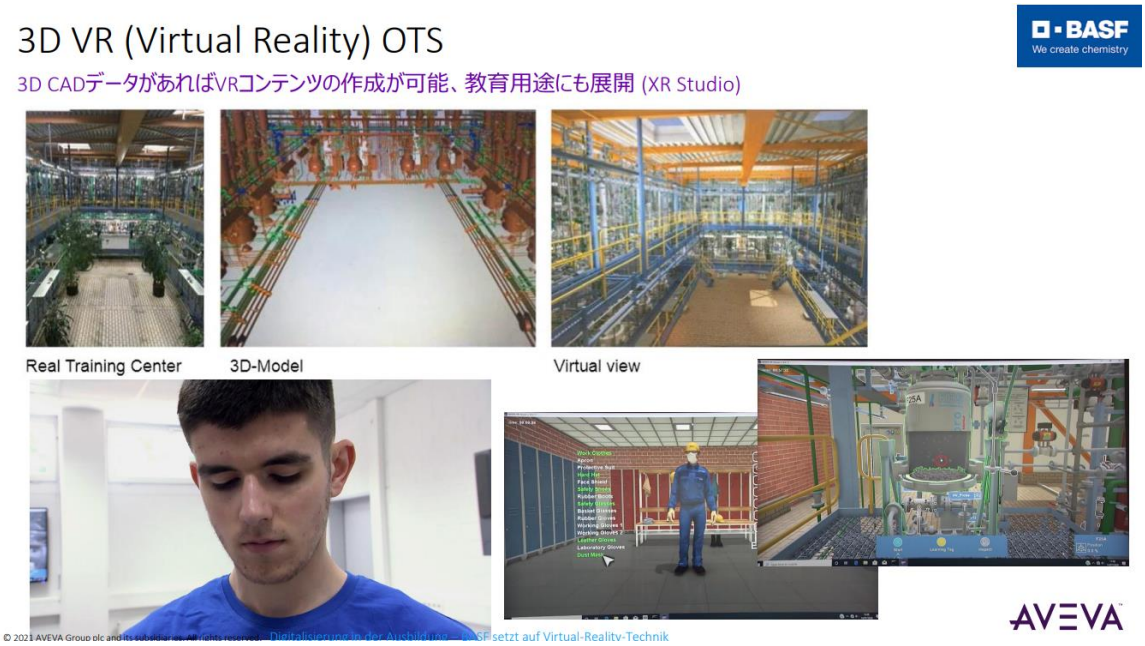


図 3.4.7　BASF 社の 3 D VR

出典：AVEVA　提供資料

(2)出光興産㈱

出光興産では、北海道製油所に AVEVA Schedule AI Assistant を導入した（2021 年 9 月発表）。このソリューションは、AVEVA Unified Supply Chain の一部で、最適化機能と人工知能（AI）を取り入れたクラウドベースのソリューションである。そして、製油所の原油操業スケジュール管理者を支援し、効率性、収益性、処理量に関するシナリオを検討してランク付けできるように設計され、従来は数日かかった作業を数秒で完了させ、ビジネスの俊敏性向上と、意思決定を最適化する。また、分析機能がサプライチェーン全体において複数のスケジュールや予測されるイベントを自動的に生成し、評価する。

出光興産では、従来のトライ＆エラーのシミュレーションベースのスケジューリングの概念を大きく変える、新しい世代のスケジューラが出来上がったと評価し、次のステップとして Schedule AI Assistant を利用しながら AVEVA Value Chain Optimization を用いたデジタル化プログラムを進めている。

（情報提供：AVEVA 社）

(3)三菱ケミカル㈱

三菱ケミカルでは、生産性向上による競争力強化と、日々変化する環境に対応した安全・安定運転の深化を目的として、プロセス運転支援の核としてモデルベース運転（シミュレーション）が可能なプロセスデジタライゼーションを導入し、限定的なセンサー情報からプロセスの全状態を推定し、可視化できるようにしている。

この運転支援技術には、図 3.4.8 に示すように 3 つの段階があり、Step.1 は、デジタル

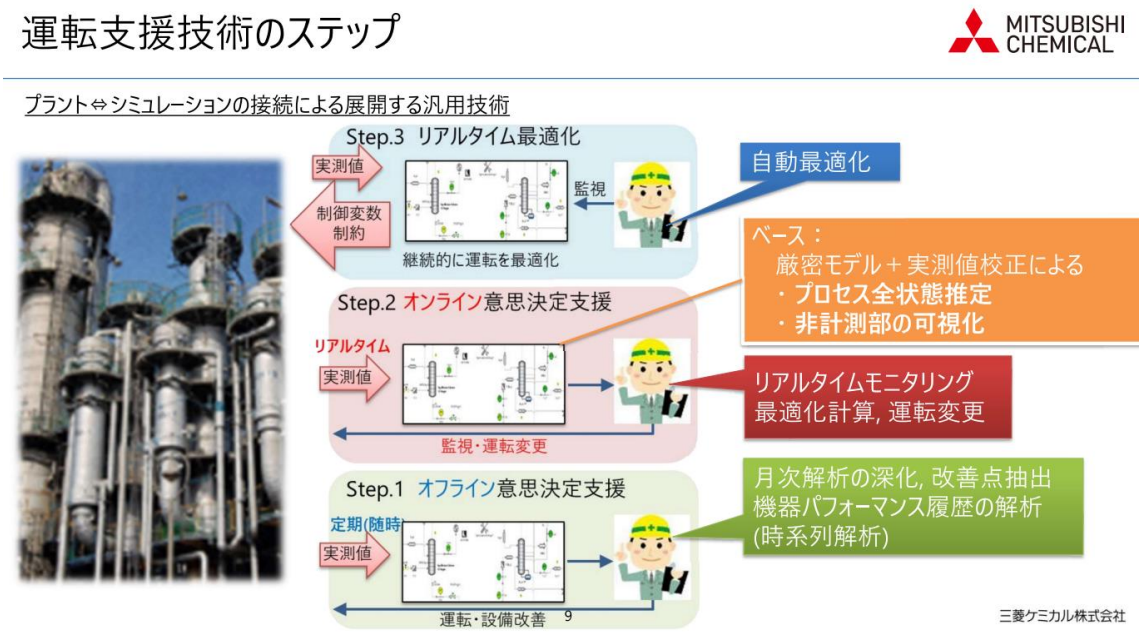


図 3.4.8　DX による運転支援技術のステップ

出典：AVEVA　セミナー資料（2021.11.9　三菱ケミカル社資料）

化の進んでいないオフライン意思決定支援の段階で、過去データ（月次データ等）を基に改善点を抽出し、運転・設備改善に努めることになる。

ステップ 2 は、デジタル化が進んだオンライン意思決定支援の段階で、「今」の状態をリアルタイムでモニタリングして将来を予測し、運転可能範囲を超えないよう運転条件の変更判断を行う。これには、厳密モデルを構成して、プロセスの全状態が推定できるよう非計測部も可視化できることがベースになっている。

ステップ 3 のリアルタイム最適化は、理想的な段階で、運転条件を自動でリアルタイムに最適化できる状態である。

三菱ケミカルでは、AVEVA process simulation と PI system を導入してプロセス DB とプロセスシミュレータを連携させて連続監視を実現し、シミュレータの最適化機能によって最適運転条件を算出して、運転条件変更の支援に活用する Step.2 を実現している。三菱ケミカルが導入したシステムの全体像を図 3.4.9 に示す。主にオペレーションの最適化を担うソリューションである。

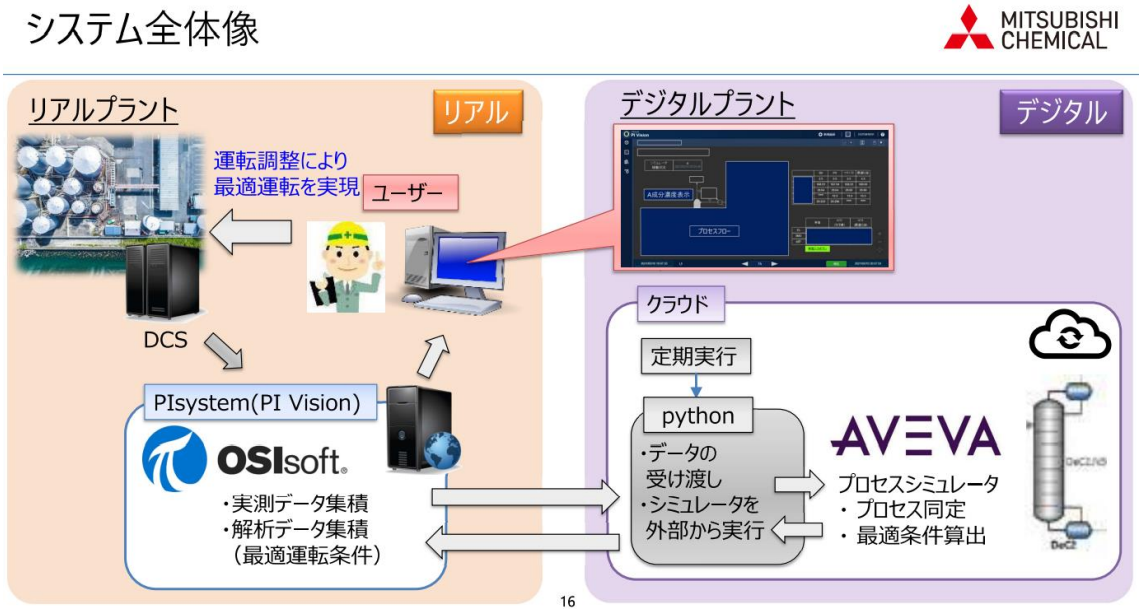


図 3.4.9　DX による運転支援技術のステップ

出典：AVEVA　セミナー資料（2021.11.9　三菱ケミカル社資料）

(4)その他の企業の AVEVA ソリューション導入事例

上述の 3 社も含め、AVEVA ソリューションの主な導入事例を表 3.4.3 に示す。

表 3.4.3　主な AVEVA ソリューションの導入事例（AVEVA 社提供資料から抜粋）

国名	社名	ソリューション等	適用分野	効果	導入時期
蘭、英	ロイヤル・ダッチ・シェル（RDS）	・Engineering Data Warehouse technology	バリューチェーン全体	Shell Global Solutionsのデジタルトランスフォーメーション戦略を加速	2020年
独	BASF	・BASF DX Vision: BASF 4.0	バリューチェーン全体	各種データ、各種ソリューションを水平および垂直統合する大本のインフラ。BASF 4.0の下、様々なソリューションが導入されている。	不明
UAE	ADNOC（アラブ首長国連邦アブダビ国営石油会社）	・Panorama Command Center	バリューチェーン全体	バリューチェーン全体の情報の集約、一括監視、および最適化	不明
サウジアラビア	Aramco	戦略的提携（詳細不明）	バリューチェーン全体	産業部門の脱炭素化と持続可能な目標の実現。バリューチェーンのあらゆる側面の最適化	2021年
オーストラリア	AGL（電力事業者）	・PI System	バリューチェーン最適化	顧客に風力および石炭火力に関するデータをリアルタイムで提供	不明
日本	三菱重工	発電プラントで、・PI Systemを核としたサポート（TOMONI™）を提供	プラントライフサイクルの全て	試運転からアフターサービスまで支援するインテリジェントソリューションを提供し、稼働率向上などによりカーボンニュートラル社会実現を目指す。	2019年
米国	Eastman Chemical社	・AVEVA Unified Engineering/AVEVA AIMの組合せ	エンジニアリング	新規プラント建設、改造業務に活用	不明

表 3.4.3　主な AVEVA ソリューションの導入事例（続き）

国名	社名	ソリューション等	適用分野	効果	導入時期
米国	TechnipFMC	・動的シミュレーション	エンジニアリング	・新設製油所のフレアヘッダー設計を最適化し、32%小型化して建設コストを削減。	不明
米国	SOUTHERN COMPANY（電力事業者）	設計データの収集管理システム	エンジニアリング	エンジニアリング時間を30%削減 総設置コストを10%節約	不明
独	BASF	・myPlant Asset Information Portal (AIP) 設計・設備情報連携	エンジニアリング、メンテナンス	設備改修、保守・点検業務の計画立案から実施作業までの生産性向上	不明
英国	BP	サプライチェーン全体の生産計画最適化	主にオペレーション	エネルギー効率を向上し、設備資産のダウンタイムを削減	不明
独	Covestro（化学品メーカー）	・APS (AVEVA Process Simulation)	オペレーション	1. 整合性の取れた物質、熱収支確認 2. 計器未設置個所の運転確認 3. パラメーターの最適化 4. 運転状態の将来予測	不明
独	BASF	・XR Studio：3D VR (Virtual Reality) OTS	主にオペレーション	3D CADデータからVRコンテンツの作成が可能。教育用途にも展開できる。	不明
仏	TOTAL	・Cloud OTS	オペレーション	オペレータートレーニング期間を数か月から数週間に短縮	不明
フィンランド	NESTE（エネルギー会社）	・AVEVA Unified Supply Chain	主にオペレーション	デジタルモデルを使って生産を最適化。迅速な意思決定を実現。	不明
インド	Reliance industries	エネルギー使用の監視と最適化	主にオペレーション	年間1,220万米ドルのエネルギーコストを節約し、2か月で元金を回収	不明
韓国	HYUNDAI	・APS (AVEVA Process Simulation)	オペレーション	・灯油の垂直分割型蒸留塔でエネルギーを19%節約。	不明
日本	出光興産	AVEVA Schedule AI Assistant	主にオペレーション	原油操業スケジュール作成期間の短縮	2021年
日本	三菱ケミカル	・APS (AVEVA Process Simulation) ・PI-System	主にオペレーション	最適運転条件の算出	不明
日本	ダイセル	新設の石炭ガス化プラントに ・運転訓練シミュレータ（OTS）を導入	オペレーション	運転実績データのないプラントのモデルを構築することで、座学（紙面上）では実感の沸かない操作感を体験でき、運転員の早期要員化ができた。	2020年
日本	関西電力	発電プラントで、 ・PI System導入	オペレーション、メンテナンス	データ分析に基づく、出力・効率の向上。異常の早期検知による計画外停止率の提言。寿命消費状況の把握による修繕費の低減など。	2015年ころ
カナダ	TC Energy	・AVEVA Pipeline Schedule Optimization	メンテナンス	45,000マイル以上の原油パイプラインを監視し、漏洩を4分で検出可能	不明
カナダ	Suncor Energy（総合エネルギー会社）	・AIプロセスシミュレーションとML予知分析	メンテナンス	設備健全性の問題を早期診断して、パフォーマンスを最適化し、GHG排出量とエネルギー使用量を削減	不明
独	BASF	・Mobile Operator（歩く操作室）	メンテナンス	ガイダンス機能を持ち、タブレット＋ARの活用で現場点検の巡回点検手順や方法、異常時の対処法などを伝える。	不明
独	BASF	・Predictive Analytics	メンテナンス	予定外のダウンタイム削減とともに設備の信頼性や稼働率の向上を実現。メンテナンススケジューリングの効率化	不明

3.4.1.4　ソリューションの CO_2 削減効果

エネルギー業界において、AVEVA ソリューションを導入した際の CO_2 削減効果は、図 3.4.10 のように見積もられている。

エンジニアリング分野では、省コストによる効果として、総設置コストを最大 15%、設計コストを最大 30%削減することが見込まれる。オペレーション分野では、全社的に基準値を最適化することで意思決定時間を短縮するほか、気候への影響を改善してダウンタイムを削減できる。これらすべてを合計すると、プラントライフサイクル全体として、エネルギー使用量を 15～30%、CO_2 排出量としては、9～15%の削減効果が見積もられている。

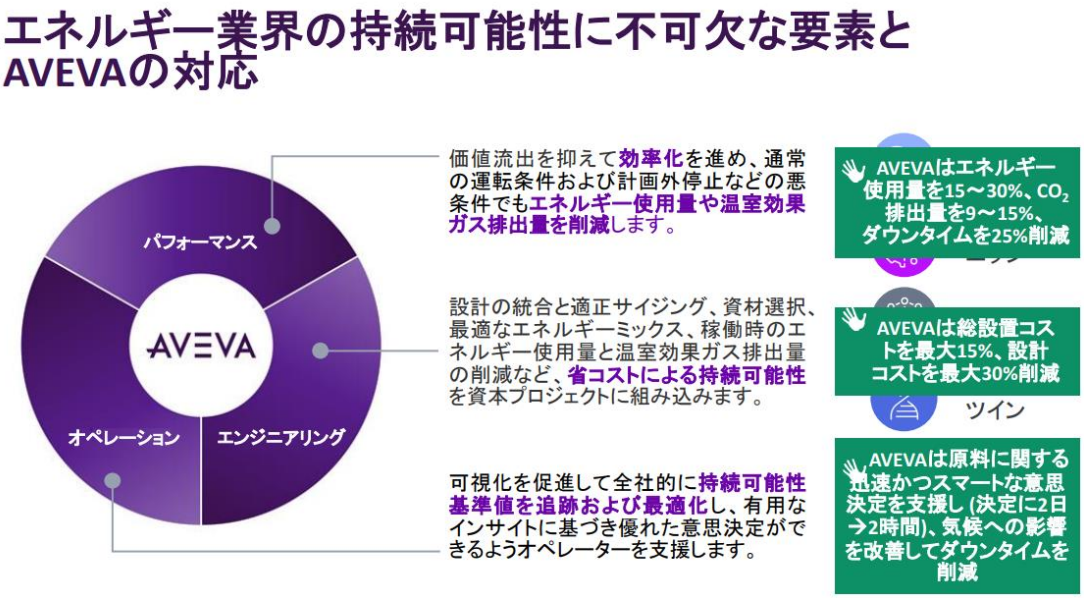


図 3.4.10　AVEVA ソリューションを導入した際の CO_2 削減効果

出典：AVEVA　提供資料（Sustainability in Energy）

3.4.1.5　我が国のデジタル化の状況（2021.12.1、AVEVA 社ヒアリングより）

DX に関する動向調査の国内と世界の比較結果を図 3.4.11 に示す。国内では、海外に比べ、赤枠で囲まれた 3 件（売上や投資効果への貢献についての意識、顧客および従業員からの支持）が低い点が顕著である。これらの結果も踏まえ、AVEVA 社では日本国内のデジタル化の状況を、次のように捉えている。

製油所等、製造業のデジタル化は確実に進んでいるが、海外に比べると遅れている。「情報をどう使うか」は人、企業によって異なるため、体制が弱いと進みにくい。海外ではトップダウンで、決まればすぐに動くが、日本の場合は各個人の責任感が強く、ボトムアップもあるため、企業としての動きが遅くなる傾向にある。

考え方を変える必要があるが、なかなか難しい。それには、官民一体となって進めていくのが良いと思われるが、ようやく数年前からその動きが見えてきた。今後はグローバルに海外との競争になるので、危機感を持つ必要がある。

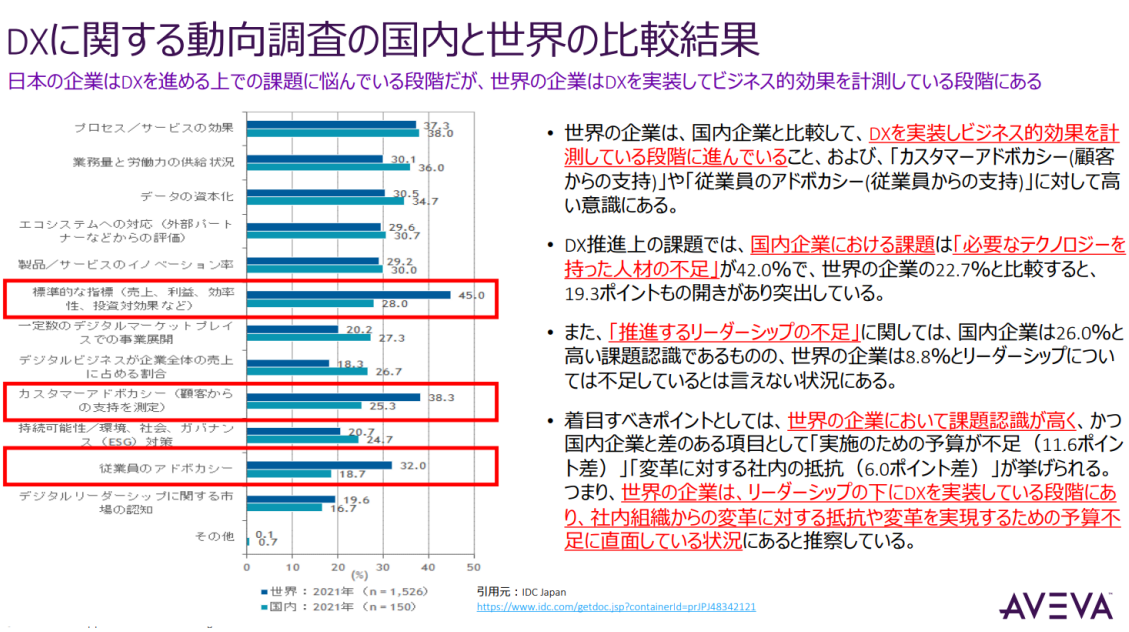


図 3.4.11　DX に関する動向調査の国内と世界の比較
出典：AVEVA　提供資料（DX 事例と将来の姿）

DX 化にあたり、日本では DX 化に対応できる技術者がいないため、ベンダー任せになっている。人材教育にも力を入れる必要がある。また、導入にあたり費用対効果を重視するため、デジタル化も進みにくく、部分的なソリューションとなるケースが多い。一方、海外では、ユーザーとベンダーが長期契約を結び、特別なパートナーシップで強く結びついてトータルなソリューションを構築している。背景には、トップダウンで決めていることがある。

3.4.1.6　Real-Time Crude（RTC）

原油 Assay は、サプライチェーン計画の基礎であり、原油選択、運転計画、スケジューリングなどに活用される。また、精度の高い原油性状情報を元に最適な運転条件の設定などの意思決定を行うことで、経済性を向上させることもできる。

原油 Assay の作成には、数 L の原油を蒸留し、各分画物を分析するため、従来は 3～4 週間かかっていたが、AVEVA 社の Real-Time Crude（RTC）は、クラウド技術により完全な原油 Assay を迅速に作成するソリューションで、少量の試料（約 20mL）で、原油 Assay データを数分（API 度と IR スペクトルの測定で約 20 分）で作成できる。なお、原油の油種名（Arabian Light など）の情報が加わると、Assay データの精度が向上する。

(1)システムの構成と原油 Assay の作成

システムは、広域赤外線（IR）スペクトルを測定する装置およびそれらのスペクトルを解析して完全な原油分析結果を生成するためのソフトウェアとで構成されている(図 3.4.12)。

IR 分析装置は、AVEVA のパートナー企業である Schneider Electric 社製で、約 1,000（中赤外）～6,500cm^{-1}（近赤外）のスペクトルを測定することが可能な特殊な装置で、大

きさは小型冷蔵庫程度である。装置の上部はオートサンプラーで、ここにセットされた試料が、自動的に吸引され、測定部に送られるとのことである。IR スペクトルの例とピークの帰属の一部を図 3.4.13 に示す。

一方、ソフトウェアは、原油 Assay からスケジューリングまで生産計画策定に必要な全てのツールを統合した石油精製/石化向け統合サプライチェーンツール（AVEVA Unified Supply Chain）一部であり、使用する原油 Assay データベースは、1998 年に会社設立以来蓄積したデータが基になっている。

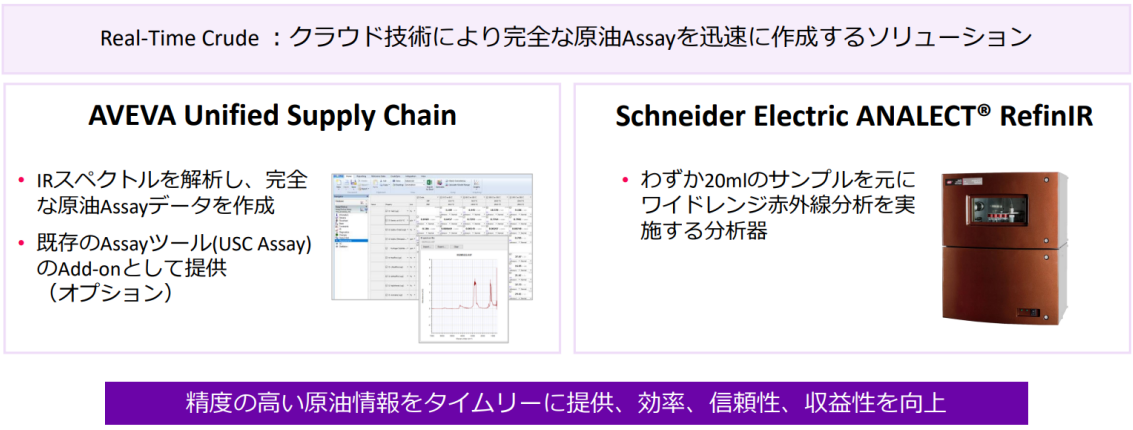


図 3.4.12　AVEVA Real-Time Crude の概要

出典：AVEVA　提供資料（Unified Supply Chain Real-Time Crude ご紹介）

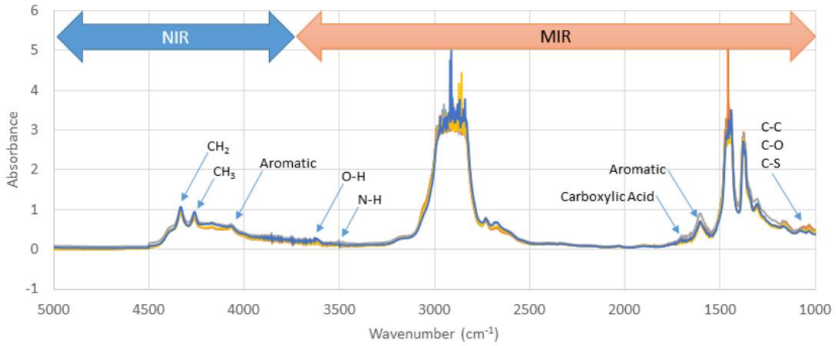


図 3.4.13　IR スペクトルの例とピークの帰属

出典：AVEVA　提供資料（Unified Supply Chain Real-Time Crude ご紹介）

原油 Assay 作成手順の概要を図 3.4.14 に示す。まず、既知原油の Assay データとその原油の IR スペクトルから、機械学習により IR 性状予測モデルを作成する。次に性状を知りたい原油（新規原油）について、IR スペクトルを測定し、このスペクトルを IR 性状予測モデルと比較し、既存の Assay モデルも併せて使用して新規原油の Assay を予測する。

予測にあたって必要な新規原油の情報としては、通常は IR スペクトルのほか、API 度である。さらに原油種名が加わるとベース原油 Assay のデータを活用できるため、予測精度

が向上する。逆に API 度情報がなく IR スペクトルだけからでも予測は可能であるが、精度が低下する。



図 3.4.14　IR スペクトルからの Assay 作成手順

出典：AVEVA　提供資料（Unified Supply Chain Real-Time Crude ご紹介）

⑵RTC で予測可能な項目と精度

RTC による予測値と実測値とを比較した実績のある性状と蒸留区分を表 3.4.4 に示す。各蒸留区分の収率やガス成分（表 3.4.4 の「<15」）以外の密度、硫黄分、多くの蒸留区分の酸価や動粘度は予測実績がある。

表 3.4.4　RTC による予測値と実測値とを比較した実績のある性状と蒸留区分

出典：AVEVA　提供資料（Real-Time Crude (RTC) Model Performance Report）

	Boiling Range (°C)									
	Crude	<15	15-70	70-150	150-230	230-330	330+	330-430	430-550	550+
Yield		X	X	X	X	X	X	X	X	X
Density			X	X	X	X	X	X	X	X
Sulphur	X		X	X	X	X	X	X	X	X
Mercaptans			X	X	X					
Total Nitrogen	X					X	X	X	X	X
Basic Nitrogen						X		X	X	
Pour	X					X	X	X	X	X
Cloud					X	X				
Freeze					X	X				
Smoke Point					X					
MCRT	X						X		X	X
KV@20°C	X				X					
KV@50°C	X				X	X	X			
KV@100°C						X	X	X	X	X
KV@130°C										X
Vanadium	X									X
Nickel	X									X
C7 Asphaltenes	X									X
TAN	X			X	X	X	X	X	X	X

一方、精度について、各評価項目の実測値と RTC による予測値との相関の一例として、収率についてのデータを図 3.4.15 と図 3.4.16 に示す。図 3.4.15 は、「IR スペクトル＋API 度＋原油種名」の情報（ベース原油 Assay のデータを活用）から得られた結果で、図 3.4.16 は「IR スペクトル＋API 度」の情報だけから得られた結果（いずれも全 159 件）である。

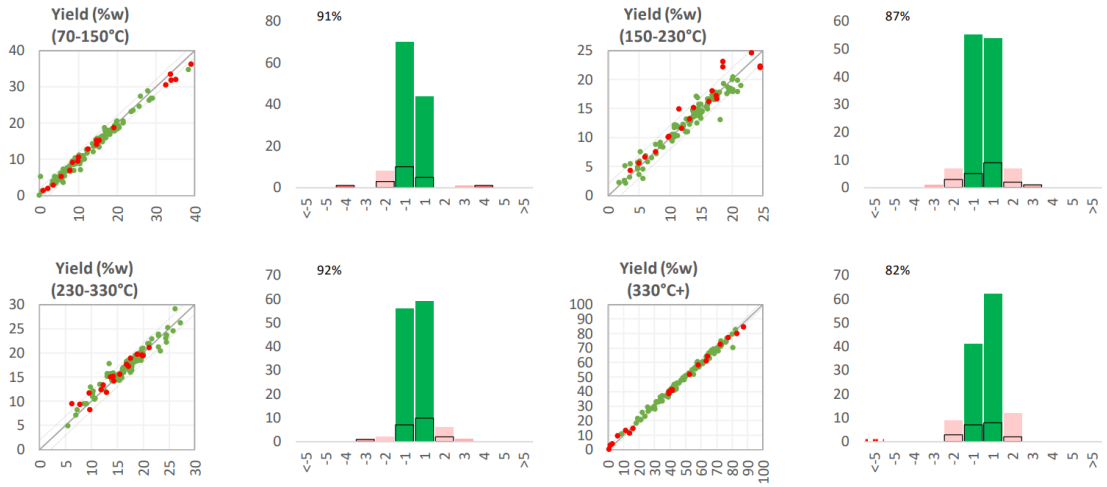


図 3.4.15　RTC による収率の予測値と実測値の比較(1)原油種名情報あり

出典：AVEVA　提供資料（Real-Time Crude (RTC) Model Performance Report）

図 3.4.15 および図 3.4.16 の説明
・相関図で　縦軸：予測値、横軸：実測値。
　　緑（図 3.4.15）または青（図 3.3.16）：2020 年 10 月までのデータ、
　　赤：その後追加されたデータ
・差の分布で　緑：2020 年 10 月までのデータで、予測値と実測値の差が 1%以内の件数。
　　黒線：追加データの件数。　左上数字：±1%以内の合計割合（%）

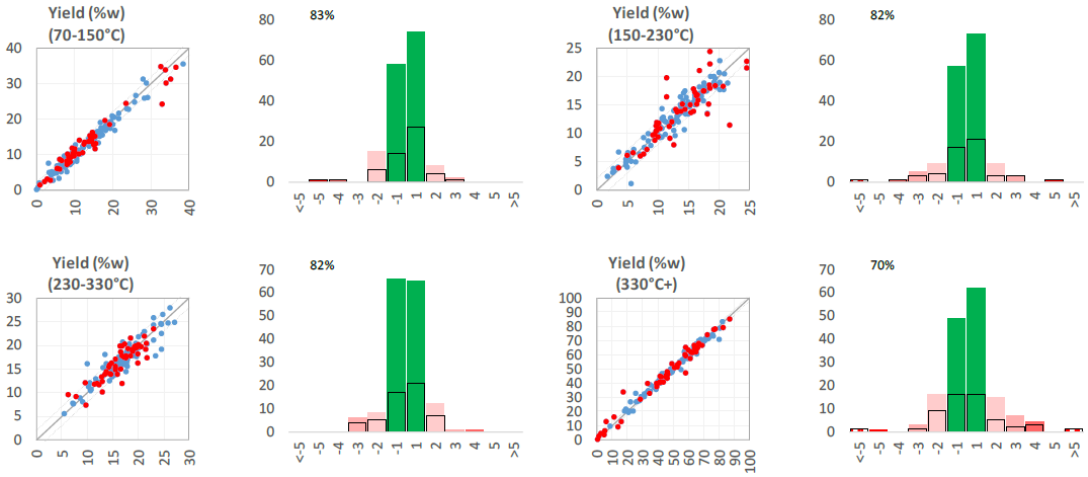


図 3.4.16　RTC による収率の予測値と実測値の比較(2)「IR＋API 度」情報のみ

出典：AVEVA 提供資料（Real-Time Crude (RTC) Model Performance Report）

また、各相関図の右側には、実測値と予測値の差の分布がヒストグラムで示されている。原油種名の情報がない場合でも、精度はいくらか低下するものの、収率については予測値と実測値がよく一致していることがわかる。

全評価項目の実測値と予測値の比較結果のまとめを図 3.4.17（原油種名情報あり）に示す。図 3.4.17 では、緑の部分が大きいほど相関が高く、赤の部分が大きいほど相関が低い。先に記載した収率のほか、各蒸留区分の密度や軽質成分の酸価（TAN）は良い相関があるが、硫黄分や流動点、Ni や V の含有量などの相関は、あまり高くないことがわかる。

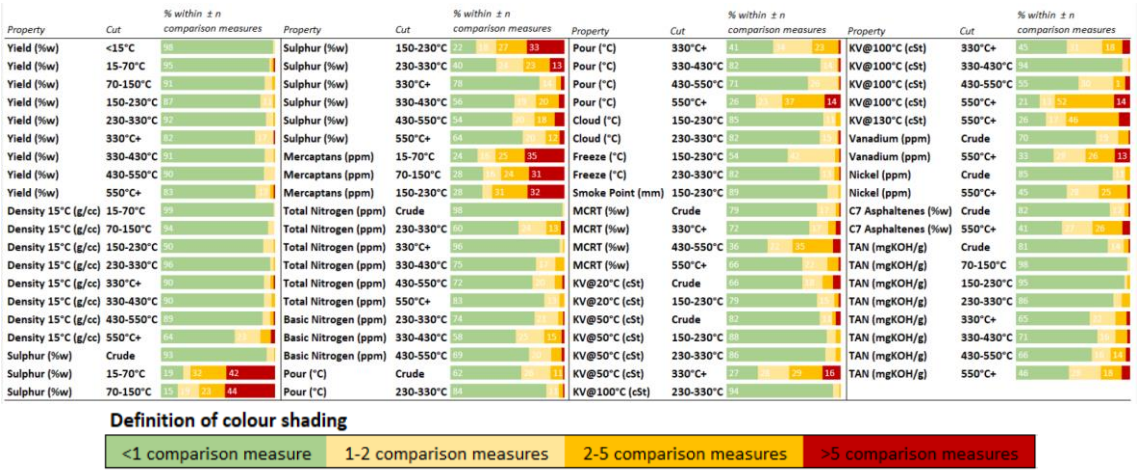


図 3.4.17　RTC による予測値と実測値の比較のまとめ（原油産地情報あり）
（薄い緑色は、図 3.4.15 のヒストグラムの±1%以内の合計割合）
出典：AVEVA　提供資料（Real-Time Crude (RTC) Model Performance Report）

(3)RTC の現状と今後の開発予定

現在、数社で試用してもらい、既存の Assay データと比較するとともに、ベースデータを増やしている段階である。AVEVA 社には膨大な Assay データの蓄積はあるが、IR スペクトルとの相関のあるデータが多くないため、RTC について問い合わせのあった会社に対して、無償で RTC による予測値を提供する代わりに、少量の原油とその Assay データを提供してもらうことでデータを増やしている。

プログラムについても継続して改良が実施されており、特に力を入れているのは、モデル精度向上のためのサンプルデータの収集と IR スペクトルの解析技術の改善（ワイドレンジ IR 測定機能の活用）である。将来的には、API 度のデータを必要としない IR だけでの予測精度の向上をはかるほか、ブレンド原油の IR データからタンク内の油種推定を行う機能も開発中とのことである。

応用分野としては、少量の先行試料を入手して IR を測定するか、現地で IR を測定してもらうことで、原油タンカーの到着前に製油所の最適運転条件を決定することや、現状では正確な性状把握が難しい製油所での SLOP の性状を特定し、生産計画に反映させることなどへの応用範囲の広がりも期待されている。

3.4.2　Hexagon

3.4.2.1 Hexagon について

エンジニアリング IT ベンダーである Hexagon にヒアリングを行い情報収集した。

Hexagon は本社をスウェーデンにおき、従業員は約 21,000 人の規模をほこる。9 つの事業部門を有する一方、「One Hexagon」のスローガンの下で Hexagon グループとしての事業運営を行っている。「自律化した未来を支える」というビジョンを掲げ、３つのソリューション（センサー・ソフトウェア・自律化）と５つのコア技術（リアリティキャプチャ・ポジショニング・デザインとシミュレーション・ロケーションインテリジェンス・自律化技術）を保有している。また、強みであるセンサー技術を活かしたロボット（ガス検知器搭載）やドローン（３D レイザースキャナ搭載）関係の研究も進めている。

９つの事業部門のうち、Hexagon PPM（Process, Power & Marine） division は、1969 年に設立、従業員は約 3,500 人で、世界の約 60 ヶ国に事業展開している、従来は、エンジニアプラントへの設計ツール提供など EPC 分野へのソリューションをメインとしていたが、現在、製造業向けソリューションとしてプラント稼働後の０＆Ｍ（オペレーションとメンテナンス）へかなり注力し、2 本柱の体制となっている。

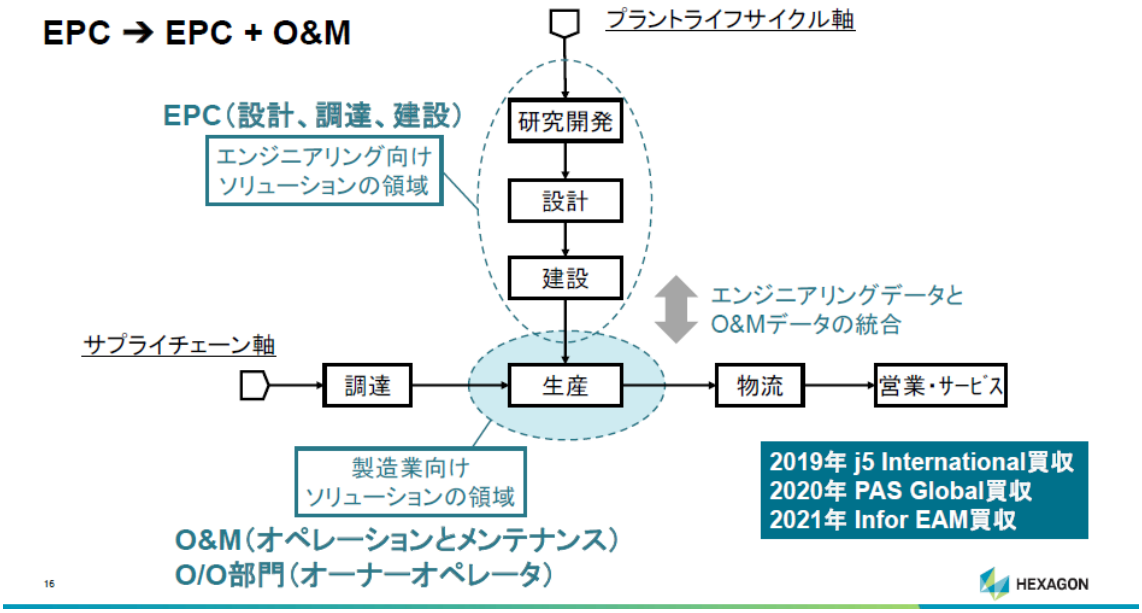


図 3.4.18：Hexagon PPM 事業領域の変化

出典：Hexagon 提供資料

3.4.2.2　Smart Digital Reality ™

製造業向けには Smart Digital Reality ™を提供している。

Smart Digital Reality ™へのデジタルデータ入力は 2 系統となっており、1 つは新設プ

ラント設計に関するデジタルデータや既存設備改造等に関するデジタルデータといったハード情報を主体としたものである。もう１つは、ヒストリアン、設備保全管理システム（CMMS/EAM)、あるいは IoT センサーといったプラント操業を継続的にモニタリングするデータに加えて、画像処理データ・レーザスキャンによる３D データといった自律型データを取り込む。そして、これらのデータを Smart Digital Reality ™上で統合して、後述する Hexagon 保有のソリューションを利用し、装置の最適化や安全・セキュリティ向上などの付加価値を得るための対応策を顧客に提供する。

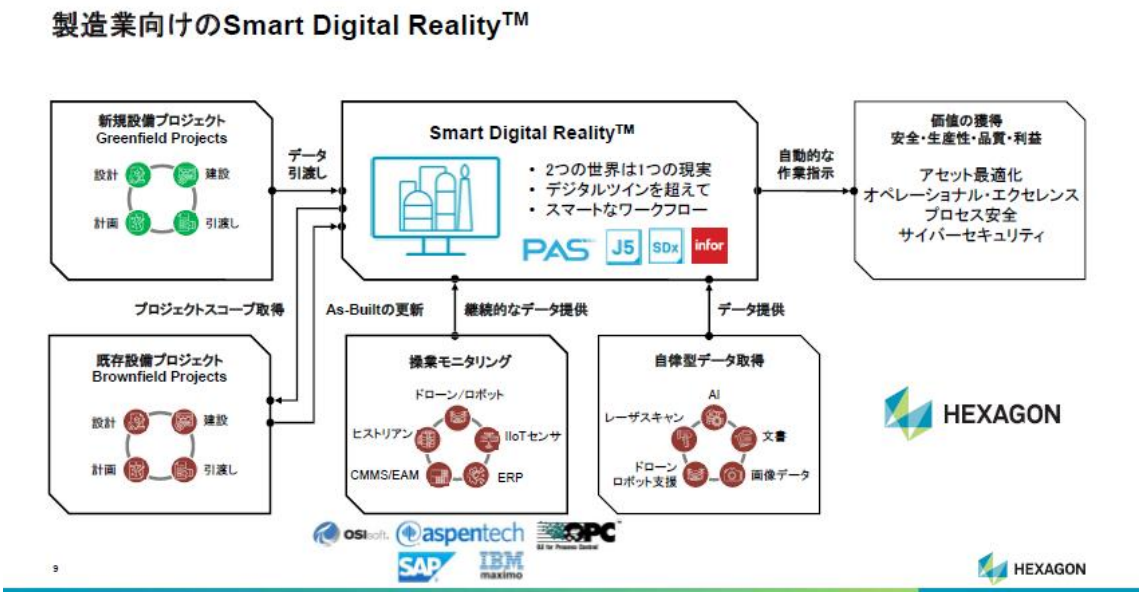


図 3.4.19：Smart Digital Reality ™の紹介
出典：Hexagon 提供資料

3.4.2.3　製造業向けデジタルソリューション

実際に現場で行われている具体的な運転・保全業務プロセスと Hexagon におけるソリューションの関連を示す。

企業買収による戦略的なポートフォリオを構築している。オペレーションとしては「ｊ５（運転管理システム、2019 年 1 月)」、メンテナンスとしては「ＳＤｘ（設備情報管理)」や「ＥＡＭ（企業資産管理、2021 年 10 月)」、サイバーセキュリティやプロセス安全等としては「ＰＡＳ（2020 年 11 月買収)」といったソリューションが各々重要な役割を果たしており、運転・設備両データを連携させながら問題解決にあたっている。なお、これら４つのソリューションはクラウド（Hexagon 環境あるいはユーザーのいずれも可能）環境での利用が可能で、本社や他製油所との連携を促すものとなっている。

また、製油所の中のエコシステムを構築するために、自社技術のみならず、OSI、SAP、IBM（MAXIMO)、ASPENTEC 等との協力も行っており、特にスケジューラ、シミュレータ、アセッ

ト・パフォーマンス・モニタリング等を有する ASPENTEC とは Hexagon の領域が重複しないことからアライアンスが期待できる。

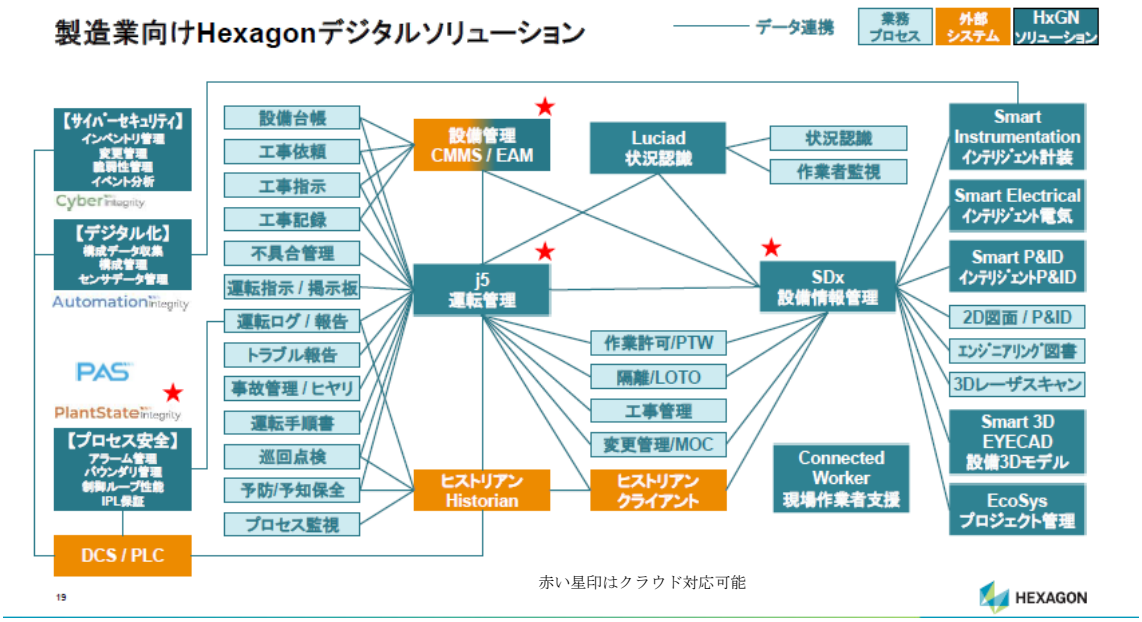


図 3.4.20：製造業向け Hexagon デジタルソリューション
出典：Hexagon 提供資料

（1） ｊ５

ｊ５では、製油所内に散在する運転・保全に関する書類、スプレッドシート、データベースなどを集める煩雑な手作業をシステマティックなデジタル運転管理システムに置き換え、ログブックの記録、運転指示、巡回点検、申し送り帳、トラブル管理、安全な運転手順などのデジタル化により業務の効率化が促進される。操業に携わる運転員が収集するソフトデータは膨大なものであり、これらを如何に効率よくハードに関連付けるか、製油所操業にとって重要なファクターと考えられる。また、近年、協力会社を含めた日々の現場工事作業の管理までと範囲が広がっている。

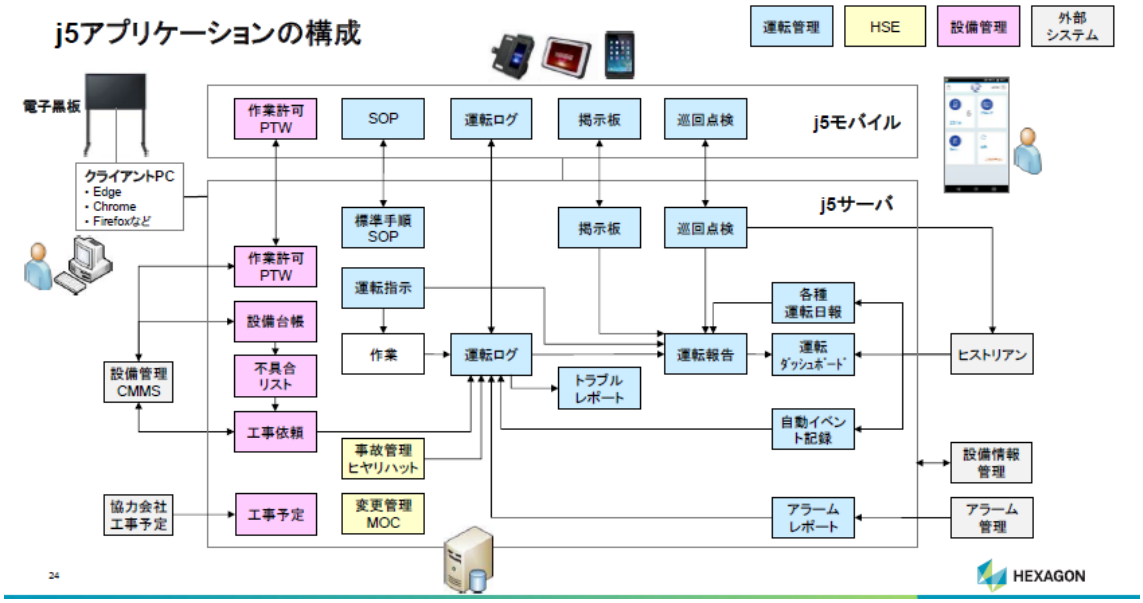


図 3.4.21： ｊ ５アプリケーションの構成

出典：Hexagon 提供資料

システム導入に当たっては、人間系プロセスのシステム化ということで、①正確な現状把握(業務分析)、② 業務プロセスの統一とシステムの標準化や③成功に導くプロジェクト組織といったファクターが重要であることも見逃すことはできない。

国内導入実績は非常に豊富であり、石油精製 22 サイトを始め、他業種を含むと 92 サイトとなっており、運転管理プロジェクトへの適用は 90%以上のサイトで行われている。



図 3.4.22： ｊ ５アプリケーション導入実績

出典：Hexagon 提供資料

（２） ＳＤｘ

HxGN SDx® Operations では、デジタルデータを基に現場機器の再現化、いわゆるデジタルツインを実現している。例えば、画像上の Tag 管理されている機器をクリックすると様々なドキュメント、レーザスキャンや機器モデルなどが呼び出され、容易に多くの情報(仕様・履歴・指示)の閲覧や検索が可能である。

トラブルが発生しやすい変更管理においても、自動化された作業プロセスを通じて変更を効率的に管理でき、その影響の程度や潜在的に競合する箇所を簡単に特定することができるために、プロセス安全の実現にも効果的と考えられる。

また、横断的に SAP、OSI、ASPENTC や j5 といった他のソフトウェアとも相互に参照可能である。

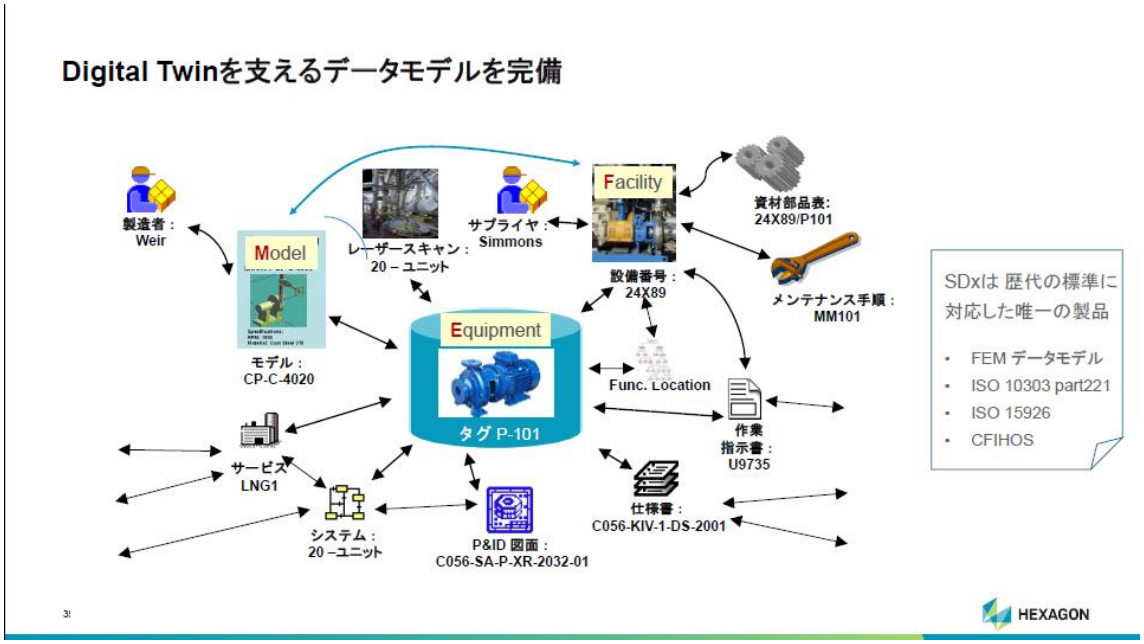


図 3.4.23：HxGN SDx® Operations　のデータ連携

出典：Hexagon 提供資料

（3）PAS

PAS は、製造、石油･ガス、ユーティリティなどの設備集約型産業におけるサイバー脅威を検出･防止し、プロセスの安全性リスクの軽減を図り、意思決定のための信頼性の高いデータを提供するＯＴであり、次の図に示すように３つの柱から構成されている。

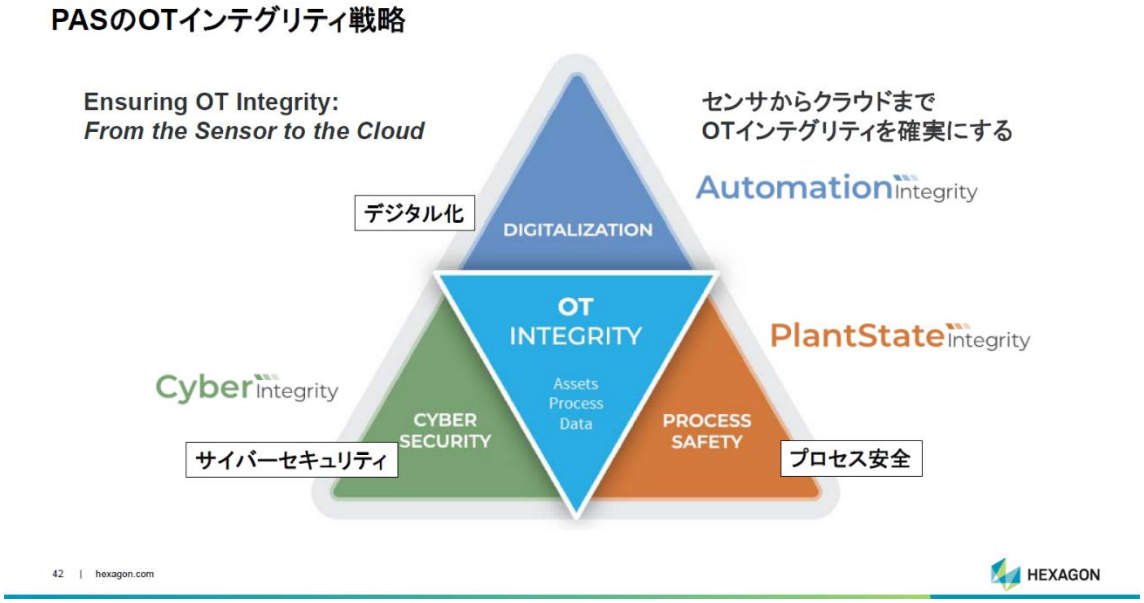


図 3.4.24：PAS OT インテグリティ戦略

出典：Hexagon 提供資料

このうち、製造現場プロセス安全に関する“PlantState インテグリティ”においては、
①Alarm Management（DCS のアラーム管理）
アラーム管理を定義し、安全性と収益性を向上させる

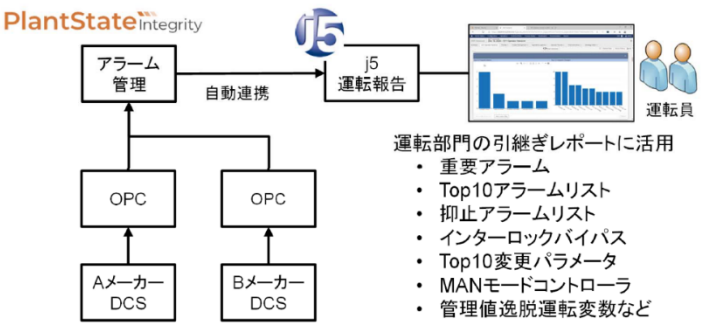


図 3.4.25：運転部門における PlantState 事例
出典：Hexagon 提供資料

②in Bound（DCS のバウンダリー管理）
安全性とコンプライアンスを向上させるために、安全な運転限界に対するプラントの現在の状態を管理する
③Control Wizard（制御ループチューニング）
制御ループを継続的に監視し、潜在的な問題を事前に特定し、プロセスに悪影響を及ぼす前に修正する
などの機能が備わっている。

PAS は多くの導入実績をもち、また、海外国営石油会社での導入効果として、
・タイムリーな情報に基づき意思決定を可能にする操業リスクのニアリアルタイムの可視化
・マルチベンダーシステムからの運転データの自動収集
・データの可用性と監視機能を活用したプロアクティブなメンテナンスへの移行
・運転上のリスク管理、レポート作成、KPI 生成を強化する単一のプラットフォーム
・コスト回避額の改善
・短期の ROI
といったオペレーショナル・エクセレンスの実現に大きく寄与している。



図 3.4.26：PAS　導入実績

出典： Hexagon 主催製造業向けプラント O&M ウェビナー資料@2021/9/9

3.4.2.4　適用事例

2021 年 9 月 9 日、Hexagon 主催の製造業向けプラント O&M ウェビナーで紹介された２つのｊ５適用事例を記す。

（１）コスモ石油(株)

コスモ石油(株)では、2016 年に製油所の運転管理支援システムとして j5 を、2018 年に巡回点検ツールとしてタブレットを導入した。2019 年 4 月に j5 の機能拡張を用いて、協力会社を含めた現場工事の作業許可承認プロセスの標準化に取り組み、2020 年度に事業所でその運用を開始し、安全面および業務効率化を確認した。

まず、課題として取り上げられたのは、

・紙媒体の工事日報により対面で内容確認や承認を行っており、また、事業所毎にフォームや確認者が異なることで確認内容にムラがある

・3 事業所で工事作業許可に関する業務プロセスが異なる

という点であった。

そこで、施工者からの書類媒体を紙から Excel へ変更し、メールにて送信された Excel を RPA(Robotic Process Automation)にて自動的にｊ５システムに取り込むことで工事担当者および製造担当者はｊ５システム上で内容の確認や承認を効率的に実行できる。実際に協力会社作業員は、日報を工事担当者と製造担当者へ持参するために途中現場を離れていたが、その移動時間の削減により各製油所では 1,200 時間/年を現場作業へシフトでき、日常工事の効率化が実現している。

また、工事業務フローは 3 事業で共通化し、工事日報の Excel 様式も 3 事業所の良いところを織り込みながらより改善を図っている。



図 3.4.27：コスモ石油(株)での j ５適用事例(1)

出典： Hexagon 主催製造業向けプラント O&M ウェビナー資料@2021/9/9

さらに、j5 システムのマップ機能を用いて、当日装置内で行なわれる複数工事の作業位置や色別による工事タイプの視覚化で円滑な事前調整が可能となり、パトロールルートや危険作業箇所の抽出にも役立っている。

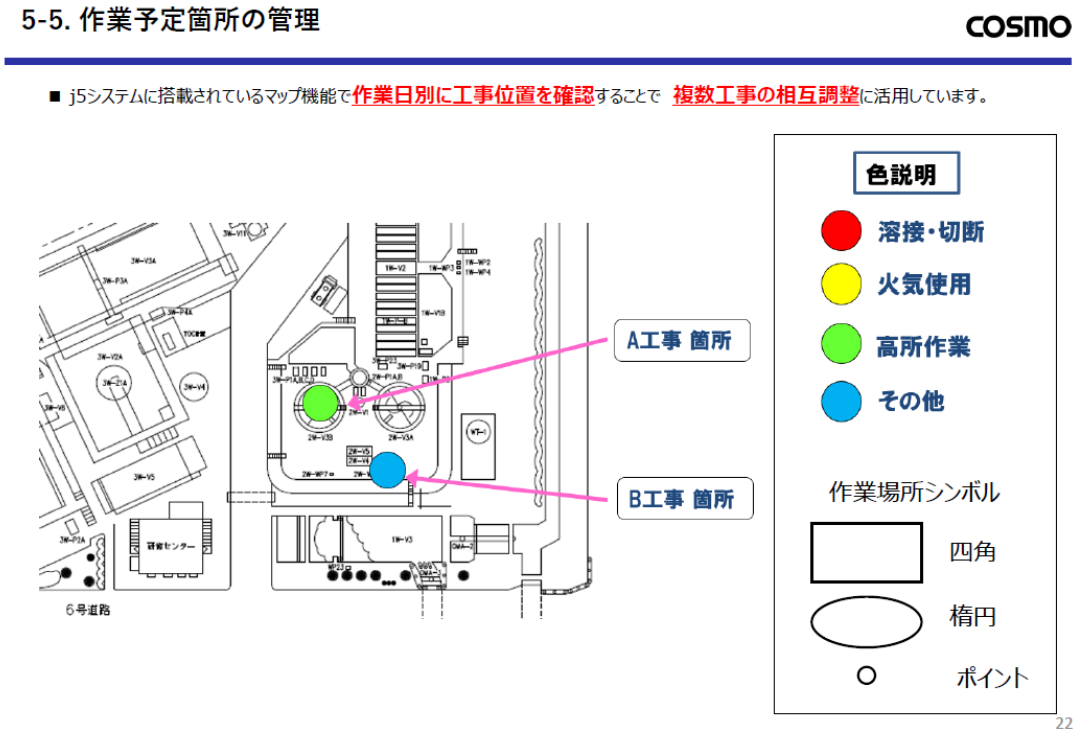


図 3.4.28：コスモ石油(株)での ｊ ５適用事例(2)

出典： Hexagon 主催製造業向けプラント O&M ウェビナー資料@2021/9/9

（２）サンアロマー(株)川崎工場

サンアロマー(株)川崎工場では 2019 年度より ｊ ５を導入し、STEP1 活動として製造グループでの申し送り・運転指示・掲示板などの日常運転管理への適用を 2020 年まで実施し、以下の効果を報告している。

検討項目	効果
１．申し送り記入による時間削減	2,200 時間/年削減（延べ時間）
２．情報検索時間削減	600 時間/年削減（延べ時間）
３．電子化による紙削減	15,000 枚/年削減
４．情報伝達の改善	回覧情報、運転指示など全員が容易に確認
５．利便性の向上	(コロナ禍等)の在宅勤務等でも運転状況の確認が可能

現在、2021 年から STEP1 活動での効果確認を受け、STEP2 は川崎工場全体に拡大させている。安全活動におけるヒヤリハットの一元管理では ｊ ５により件数管理、要因分析等の可視化を図り、また、巡回点検でのダブレット導入も行う。

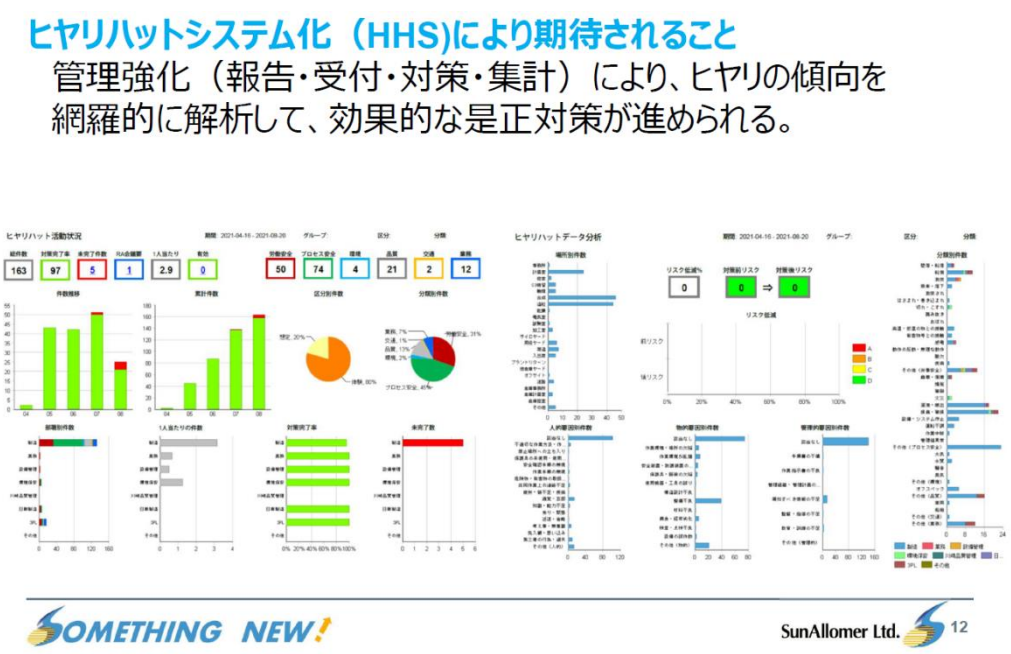


図 3.4.29：サンアロマー(株)川崎工場での ｊ ５適用事例

出典： Hexagon 主催製造業向けプラント O&M ウェビナー資料@2021/9/9

3.4.3　アスペンテック

3.4.3.1 ERTC におけるアスペンテックの資料から

2021 年 11 月に開催された ERTC（Europe Refining Technology Conference）でアスペンテックが発表した資料を入手した。来るべきカーボンニュートラルの時代に向けてデジタル技術をどのように役立てていくのかという興味あるレポートなのでその概要を記載する。

世界中で脱炭素の動きが急速に広がってきている。社会的なニーズにこたえるために、積極的な CO２削減目標が次々と打ち出されているが、EU の CO２排出コストは 60 ユーロ/トンに急激に上昇しており、企業のマージンに大きな影響を及ぼしている。ソロモンは「2030 年までに欧州の石油精製能力は 550 万 Bbl/D の削減危機にさらされている」と報告されており、CO2 削減は喫緊の課題となっている。

まず欧州における CO2 削減への項目をピックアップしてみる。レポートではまず製油所のエネルギーの効率化により約 20%の削減、さらにはサステナブル原料、燃料の導入、CO2 の捕獲・貯蔵等を加えて、全体で 50%以上の削減を目標としている。エネルギーの効率化を細かく砕くと以下の表 3.4.5 となる。

表 3.4.5：エネルギー効率化におけるコスト削減及び CO2 削減量
出典：アスペンテック資料より、ENEOS 総研が抜粋

項目	施策	年間削減目標	年間CO２削減量
Planning	原料の最適化	>15M$	-
Modeling	運転の改善	5-8M$	>50,000t
Scheduling	ロスの削減	5-8M$	>50,000t
Dynamic Optimization	プラント内の最適化	>10M$	>100,000t
Advanced Process Control	プロセスコントロール	>15M$	
Plant Availability	ダウンタイムの削減	HIGH	HIGH

これを包括的に管理するためにアスペンテックでは、「CO2 Emissions Dashboard」と名付けた管理ツールを提供している。製油所のエネルギー効率化にかかわるデータすなわち PIMS や APS のデータ、プロセスデータ、品質データ、税金等も含む外部のデータを集積したうえでデータ処理し、デーリー、マンスリー等で常にデータをアップデートしてレポート化するものである。このように製油所の現状をしっかりと把握したうえで次に何をなすべきかの方向性が示せるようになる。

最適化の実例をいくつか以下に示す。

（１）CO2 Emissions Modeling

従来企業は、計画モデルにおける収率と品質の正確性に焦点を当ててきており、エネルギーと排出量は、二次的な側面と考えられてきた。しかしエネルギー/CO2 の分野で 15～20%

ほどの削減の機会を見つけることはまれではない。現在の低マージン環境では、エネルギーと CO2 のコストが高いため、これらの分野でも高いマージンを確保するのは理にかなっている。いくつかの提案として、モデリングにおける計画モデルを見直し、エネルギー(需給)、CO2 排出量、再生可能原料処理の精度を向上、具体的には毎月の LP 計画の範囲を拡大し、サステナビリティ指標の分析を含めることやスケジューリングドメイン内にトラッキングエネルギー、CO2、再生可能エネルギーを組み込むことで継続的に CO2 排出量を監視し、計画を実際に追跡し、精度を向上させることができる。

（2）H2 Network Optimization

多くの製油所は H2 の供給量によってプラントの運転が制限されている。今後再生可能な原料を製油所において処理し始めるとますます多くの H2 が必要となってくる。したがって水素をいかに安価で大量に導入できるかは製油所にとって極めて重要なポイントとなる。

H2 は現在、天然ガス価格が高止まりしている中で連動しており、非常に高い生産コストをかけている。これは H2 に制限されていなくても、H2 製造の効率化を図ることが有益であることを示している。一方で H2 の生産は多くの CO2 を併せて生み出すこととなり、CO2 排出量の価格の急速な上昇もマイナス要因となる。

そのためには、H2 をネットワークとしてしっかりと管理しなければならない。具体的な運転上の施策としては、ガスおよびフレアへの H2 損失を最小限に抑えること、追加の H2 メイクアップは、大幅な CO2 排出量を持つ蒸気メタン改質(SMR)から行われる HCU または石油化学ユニット(THD/CX)を通じて実施し、H2(コストを最小限に抑える)の使用率を最大化することを提案している。

（3）Utilities Supply Optimization

電気。スチーム等いわゆるユーティリティの最適化も製油所にとっては重要な効率化項目であり、そのバランスをしっかり把握してこそ問題点の抽出につながると考えられる。管理画面は具体的な目標（運用コストの削減、供給の確保、市場との連動、外部とのユーティリティの出し入れ等）をしっかり定めることが重要である。

ある製油所の全体的な最適化エネルギー管理システムでは、プロセスとユーティリティの最適化を同時に行うことで製油所でのエネルギー効率(CO2 削減)を改善している。

（4）Advanced Process Control

製油所においては近年取り巻く環境が大きく変化してきている。製品需要の大幅な変更により、生産率の低下と上昇を安全を確保したうえで管理する必要がある。非線形 APC モデルの更新は、持続可能性の必要性がもたらすメリットをもたらし、労働力はリモートにシフトし、マージンの最適化がこれまで以上に追求することができる。

多くの製油所は歴史的にAPCの完全なカバレッジを達成するために苦労してきた。その原因は、社内リソースの制約(経験豊富な社内APCエンジニアの不足)、大規模なコントローラポートフォリオの維持に伴う課題であるが、アスペンテックのDMC3技術は、これらの課題を念頭に置いて構築されている。高度な監視機能により、メンテナンスが必要な場所と時期を簡単に確認でき、適応型の「キャリブレート」技術により、既存のコントローラの保守が容易で、作成及び変更の時間を削減することができる。AIベースの「ディープラーニング」機能により、新しいコントローラの開発をより簡単かつ迅速に行い、より正確に「インフェレンシャルモデル」を作成することができる。

（5）HX Monitoring with Hybrid Models

アスペンテックでは、APC以外にもモデルを導入している。CO2削減という新たな環境変化に対応するために、熱交換器ファウリングを管理することでエネルギー使用量とCO2排出量を削減することを目標としている。熱交換器の運転において汚れによる効率低下は避けて通ることのできないか課題となっている。しかも汚れ自体は直接測定することはできまないため、プロセスシミュレーションを使用して構築されたデジタルツインだけでは、将来の汚れ傾向を予測できませんでした。そこでHXユニットの内蔵デジタルツインにアスペンハイブリッドモデルの組み合わせたモデルを構築しました。第一原則と機械学習に18,000 ops データ ポイントを使用し、ツール内で行われたデータクリーニングと外れ値検出において実際の1%以内の制度をもった予測を実施して、バリエーションの影響、パラメータに関するさまざまな KPI、将来の汚れレベルの予測を可能にしました。これはデータサイエンスの専門知識は不要となっている。

最後に纏めると、意思決定プロセスにおけるCO2削減の機会を与えるツールを開発した。計画およびスケジューリングツールにおけるエネルギー、CO2、および再生可能エネルギーのモデリングにおける精度を見直した。原油選択と製油所計画への影響、ユーティリティ供給計画ツール、プロセスおよび自由度、実行レイヤーにおけるCO2削減の機会個々のプロセスユニットと主要な生産エンベロープでのエネルギー消費を最小限に抑える製油所ネットワークの最適化(H2、燃料ガス、蒸気)、CO2モニタリング、CO2排出量のモニタリングと報告に用いる方法論、フレアリングを避ける、計画外のダウンタイムがフラリングと削減機会に与える影響を加味したものである。

このモデルの構築は通常、4-6週間で実行できる。約1時間の6-8回の(リモート)会議で、「現状」の状況を分析し、分析をサポートする製油所からのデータを集めたうえで、結果は、PowerPointの形式で提供することができることを付言する。

3.4.3.2 アスペンテックの考えるデジタライゼーションによる水素経済の加速
出典：デジタライゼーションによる水素経済の加速
（著者：Ron Beck　アスペンテックマーケティング戦略担当シニアディレクター）

アスペンテックは製造関係のデジタル化に多くのソリューションを提供するソフトウェア企業であり、デジタル関連の多くの情報を発信している。最近発信された「デジタライゼーションによる水素経済の加速」は今後製油所が目指していかなければならないカーボンニュートラルの主要な手段である水素社会におけるデジタル技術の役割について述べたレポートであり、大変興味深いのでその概要を記載する。

世界のエネルギー企業では、カーボンニュートラルへ向けての取り組みが加速している。風力発電や太陽光発電等の再生可能エネルギーには、潜在的に地理的格差があり、アジアの多くの地域は、大規模な太陽光または風力発電が可能な用地の確保が難しいという課題を抱えている。加えて、航空輸送や海上輸送などの一部用途では、液体燃料を置き換えることは容易ではないことも分かっている。そこで注目されるのが水素で、今後世界のエネルギー需要のかなりの割合を満たすことが考えられ、しかもカーボンフリーで製造することが可能である。その一方で、貯蔵、輸送、電気分解のコスト、電解用再生可能電源と供給力、炭素回収のコストと効率（カーボンフリー水素の場合)、安全性等のさまざまな課題もある。 こうした課題があるにもかかわらず、大規模な水素製造・貯蔵の実現に向けた設備プロジェクトの発表が次々発表されるように、水素経済は今大きく弾みが付いている。
デジタル技術は、水素経済の実現、イノベーションの加速と、導入リスクの低減、さらには水素バリューチェーンのより迅速かつ適切なスケールアップと最適化の実現に不可欠な要素であり、多くのバリューチェーンの障害要因を克服し、商業化、設計、およびサプライチェーンを最大化し、生産と経済性を向上させる基盤となる。水素をエネルギー源として開発するには、生産から最終用途までの 完全なバリューチェーンの構築が必要であり、それにはイノベーションから大規模安定操業に至るまでの商業化ライフサイクル全体が含まれる。アセット最適化ソフトウェアにおけるイノベーションは、今や設計から運転、サプライチェーン、メンテナンスにまで及んでおり、これらの課題への対処に適している。

水素経済におけるデジタル技術の役割としては以下が考えられる。
・イノベーションやオプショニアリングに対する高度な手法の導入とそれに伴うコスト削減
・協調エンジニアリングワークフローの統合
・高度な統合サプライチェーン計画の促進
・プロセスの自動化による自己最適化プラントのパラダイムの確立

・リスク／アベイラビリティーモデリングによるバリューチェーンの最適化

水素電解と燃料電池のどちらも、電気化学のシミュレーション、動力学への対処、および確率的変動の考慮がすべて不可欠であり、高度なモデリングおよびデジタルツインソリューションが水素経済において重要な役割を担う。アスペンテックのモデリングテクノロジーは、水素および炭素回収関連の学術的な取り組みだけでなく、産業界や政府系の研究でも優先的に選ばれている。

水素の課題としては、スケールアップ、流通および信頼性が挙げられる。図 3.4.25 は水素製造の商業化手段の基本的な選択肢をまとめたものである。



図 3.4.25：クリーン水素の商業化手段

出典：アスペンテック「デジタライゼーションによる水素経済の加速」

この課題を克服するためのソリューションとしてバリューチェーン全体のデジタル化を提案している。その概念図は以下図 3.4.26 の通りである。

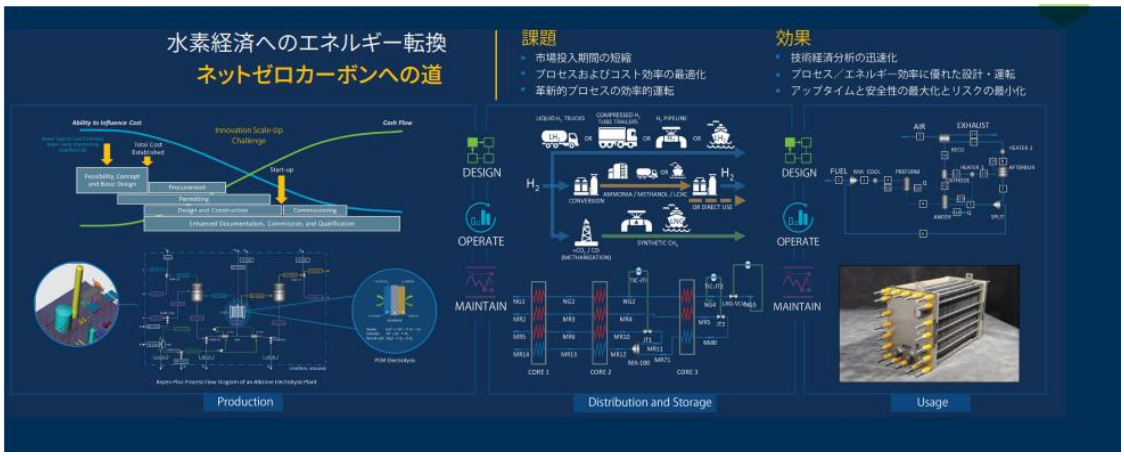


図 3.4.26： 1 組のデジタルソリューションによる水素バリューチェーンの対応
出典：アスペンテック「デジタライゼーションによる水素経済の加速」

バリューチェーンへの影響を評価するに当たって、システムリスクを総合的な視点で捉えることが極めて重要であり、ここでは、システムリスク分析を容易にする形式上の水素経済モデルを搭載した Aspen Fidelis™のようなシステムリスク分析ツールが最適と考えられる。図 3.4.27 に Aspen Fidelis のバリューチェーンを示すが、”Energy/Carbon Handling”,”H2 Production”,”H2Conversion/Transport”,”H2 User”の４つのカテゴリーに分けて整理している。

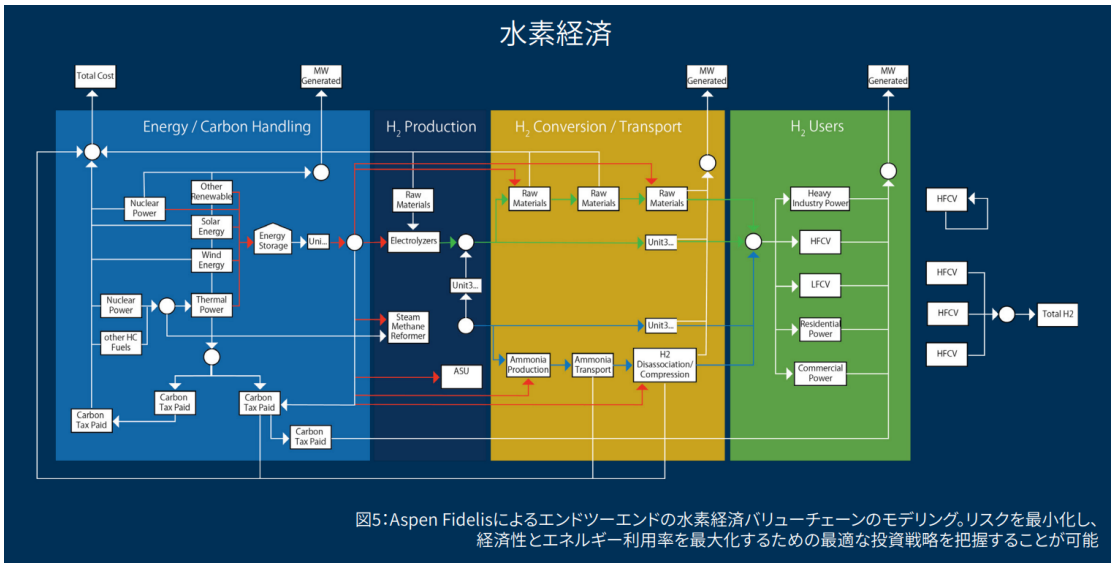


図 3.4.27：Aspen Fidelis のシステムフロー
出典：アスペンテック「デジタライゼーションによる水素経済の加速」

将来の水素経済を見据えた時に、まだまだ技術開発、イノベーションが必要な分野と考えられる。一部の項目を上げるだけで、グリーン水素の電気分解、ブルー水素の改質反応、炭素回収・貯蔵、水素液化・貯蔵、燃料電池技術と枚挙のいとまがない。
今日のデジタルソリューションは、研究開発、概念設計、技術経済的オプショニアリング、および商業化の各段階で強力なイノベーション機能を提供する統合ワークフローが期待されている。こうした先進ツールは、水素製造コストの削減、経済性の改善、大規模実行には不可欠である。着目すべき主な差別化要因は以下のとおりである。

・オプショニアリングワークフロー
コスト、持続可能性、および信頼性の観点から最適なテクノロジーと実行フローを迅速に発見する。ハイパフォーマンスコンピューティングおよび統合ソリューションは、膨大な数のプロセス選択肢の中から主要候補を素早く選別することができる。統合経済性・コストモデリング、エネルギー効率最適化、およびリスクモデリングワークフローを利用して、各種選択肢のコスト感度やエネルギー感度を検討することができる。

・概念レイアウトワークフロー
プロセスシミュレーションと連携する概念 3D レイアウトソフトウェアは、既存または新規プラントサイトの制約へのプロセス設計を最適化し、分散実装の場合は燃料電池ユニットまたは水素製造ユニットを発電所や燃料ステーションなどの既存サイトに適合させる。このアプローチは、エクソンモービル社が概念設計段階でアセット 3D モデルを再利用するために採用している。

・モジュール設計ワークフロー
一連のモジュール設計ツールは、分散型水素製造、産業用燃料電池、炭素回収に利用できる再利用・再構成可能なデザインを素早く開発し、企業の戦略上要求される範囲と規模を実現する。

・インダストリアル AI を活用したワークフロー
ラボ／ベンチデータからモデルを構築し、AI を活用して水素流通サプライチェーンの構築およびボトルネック解消戦略を特定する。これができれば、ビジネスチャンスの発見が飛躍的に加速する。

・高度な制御と最適化
アダプティブプロセスコントロールおよび動的最適化テクノロジーは水素製造や炭素回収に代表される複雑な新技術の制御と信頼性に不可欠となる。多くの石油精製企業は、既存

の水素プラントでアダプティブプロセスコントロールを利用し、動的最適化の実装を実現しており、セプサ社 RLR 製油所の水素ネットワークなどのサイトでは、エネルギー使用量、水素損失、およびフレアリングの大幅な削減につながっている。

・統合サプライチェーン

水素経済を実現するためには、既存のエネルギー流通サプライチェーンから、グレー／ブルー／グリーン水素に対応できるサプライチェーンへの移行に向けた進化的アプローチが必要となる。 最新の高度なプランニング／スケジューリング／サプライチェーンツールは、ボールドリライアンス社などのエネルギー企業で、企業の枠を超えたエンドツーエンドのサプライチェーンに独自の方法で対処するための統合プラットフォームとして活用されている。加えて、企業リスクモデリングシステムも サプライチェーン構築の成功要因を理解する上で不可欠となる。

図 3.4.28 にアスペンテックのソリューションによる高度な炭素回収の有効性と経済性を示す。

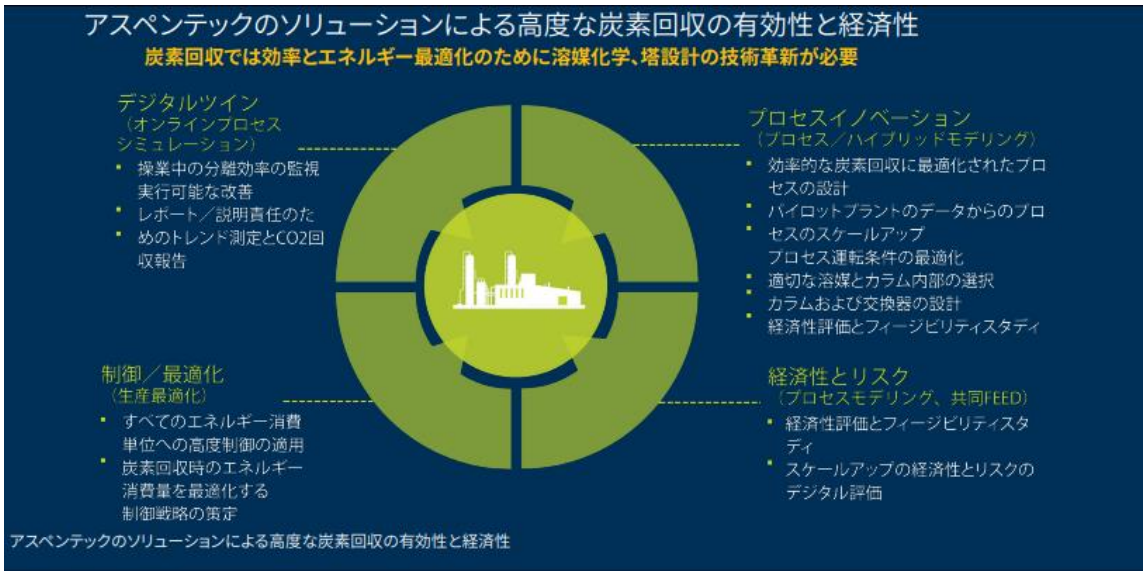


図 3.4.28：アスペンテックのソリューションによる高度な炭素回収の有効性と経済性
出典：アスペンテック「デジタライゼーションによる水素経済の加速」

本レポートでは水素について言及したが、エネルギー業界は、ネットゼロカーボン推進の必要性、炭化水素の世界需要に対するマクロ経済的影響、エネルギー大転換の本格化、再生可能電気やゼロカーボンモビリティソリューションの需要喚起などのさまざまな問題に直面している。2021 年 1 月の世界経済フォーラム「ダボス・アジェンダ」では、ビル・ゲイツ氏が信頼される世界炭素市場を創出する必要性について話をしたが、それにより大

型設備投資を低炭素分野にシフトする必要性に拍車がかかることが予想される。ゲイツ氏はグリーンプレミアムや、大規模化と投資による新技術の経済性向上だけでなく、水素経済、炭素回収、エネルギー貯蔵についても具体的に言及した。

水素経済やバイオ燃料などのエネルギー転換戦略におけるイノベーション、スケールアップ、および競争優位性の実現に関して、差別化されたユニークなテクノロジーがすでに存在する。 図 3.4.29 は、プロセス業界が脱炭素化とエネルギー大転換を積極的に推進するために採用が見込まれる価値創造手段をまとめたものである。水素は製造におけるゼロエミッションとゼロウェイストを目指す循環経済プログラムのエネルギー源となる。

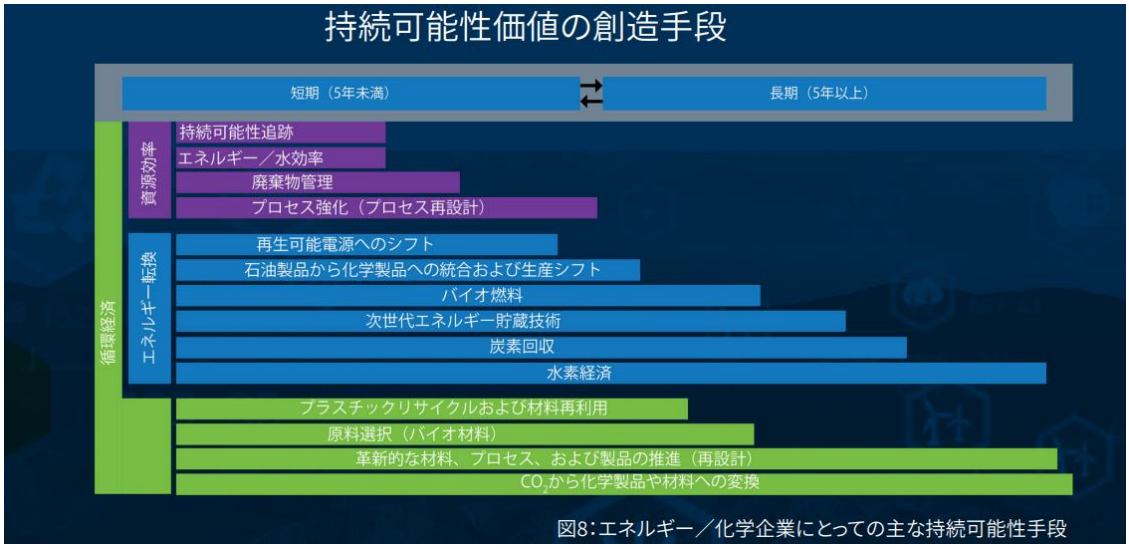


図 3.4.29：持続可能性価値の創造手段

出典：アスペンテック「デジタライゼーションによる水素経済の加速」

今、早期導入、スケールアップ、競争優位性の確保を支援する最新のデジタルソリューションを利用することで、企業が水素経済、炭素回収、バイオ燃料の価値実現までの期間を短縮できる大きなチャ ンスがある。

持続可能性を一気に高めるテクノロジーソリューションについて説明する。エネルギー大転換は極めて複雑であり、企業の資産やデータに基づく定量的アプローチ全体にわたって多くの目標のバランスを取る必要がある。デジタライゼーションとインダストリアル AI は、このバランスを取る上で不可欠なツールになるはずである。アル・ゴア氏は、2021 年 1 月のダボス・アジェンダで「デジタルテクノロジーは持続可能性革命の原動力となるだろう」と語った。図 3.4.30 は、デジタル技術が業界において検討されているエネルギー大転換の必須要素に密接に対応することを示している。

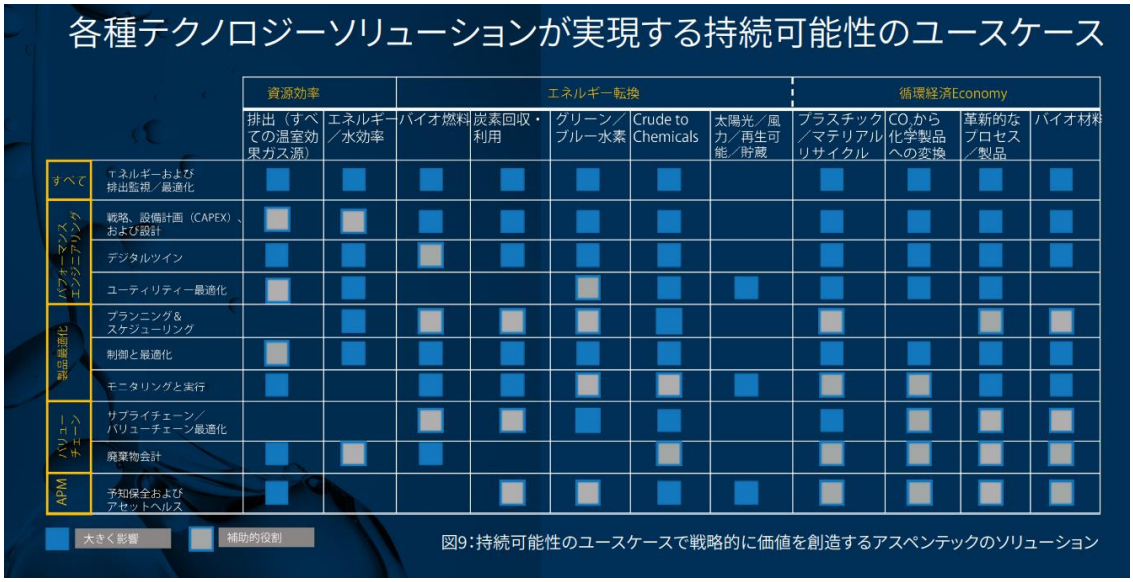


図 3.4.30：各種テクノロジーソリューションが実現する持続可能性のユースケース
出典：アスペンテック「デジタライゼーションによる水素経済の加速」

最後に、アスペンテックの実績として、デジタル技術を導入することによって CO2 削減量を纏めて図 3.4.31 を以下に示す。世界中の多くの国で、CO2 の削減が実現するまたは可能性があることを示しており、これにデジタル技術は大きく貢献していると考えられる。



図 3.4.31：持続可能性の実現におけるアスペンテックの実績
出典：アスペンテック「デジタライゼーションによる水素経済の加速」

3.5　国内ベンダーの取り組み

3.5.1　千代田化工建設

エンジニアリングメーカーである千代田化工建設にヒアリングを行い情報収集した。

同社では、デジタル分野の進出を視野に入れるためエンジニアリングと AI・デジタルを融合した「EFEXIS」という名称をつけソリューションを販売している（図 3.5.1）。そのコンセプトはプラント操業のデジタル改革をエンジニアリングと AI・デジタルの融合で実現することである。コンセプトは下図の通りであるが、サプライチェーン最適化支援、運転計画・最適化支援、保全・保守・保安効率化支援の 3 つのカテゴリーにそれぞれソリューションを提供した形となっている。ただしこれらを相互に融合させる形は今後の課題と思われる。



図 3.5.1：EFEXIS 概念図
出典：千代田化工建設　提供資料

製油所で保有する多くのデータ（構造化データ、アクティビティデータ、IoT デバイスデータ、運転履歴データ、イベントデータ、３D モデル）には数字や文字、加工データ等様々な様式があるがこれをデータベースとしてクラウドに一元的に集積する。これを同社の持つ様々なロジック（設計知見、材料・腐食診断、設備診断、プロセスシミュレーション、リスク評価等）を用いて処理し、顧客のより高度なプラント操業手法構築の支援を行う。それを図示したのが以下の図 3.5.2 である。



図 3.5.2：プラント操業デジタル改革
出典：千代田化工建設 提供資料

改めて EFEXIS の３つのカテゴリーを見てみると、もともとの千代田化工の得意分野であった、運転計画・最適化支援、保全・保守・保安効率化支援の２分野が先行しており、次ページ以降に示す実例もこの 2 分野に偏っている傾向がある。もう一つの柱であるサプライチェーン最適化支援については以後に紹介する「Mirai　Fusion」の開発によりデータの統一が進んできており活用できる基礎ができてきていて、今後のソリューションの開発が大いに期待できる。

クラウドについては、日本ではセキュリティの観点から自社で管理する傾向が強い。このクラウドに使いたいアプリケーションが自由にアクセスできる環境であれば機能的には問題はないが、使いやすさの面を考慮するとクラウド自体を外部に任せる選択肢もあるのかもしれない。

実例として、同社から紹介されたものを以下に示す。

（1）運転異常予知検知 AI：フォーミング予測 AI システム

本件は 3 つのカテゴリーの内運転計画・生産最適化支援の実例であり、紹介されたのはアミン系脱硫装置のフォーミング対策の例であり、以下図 3.5.3 に示す。

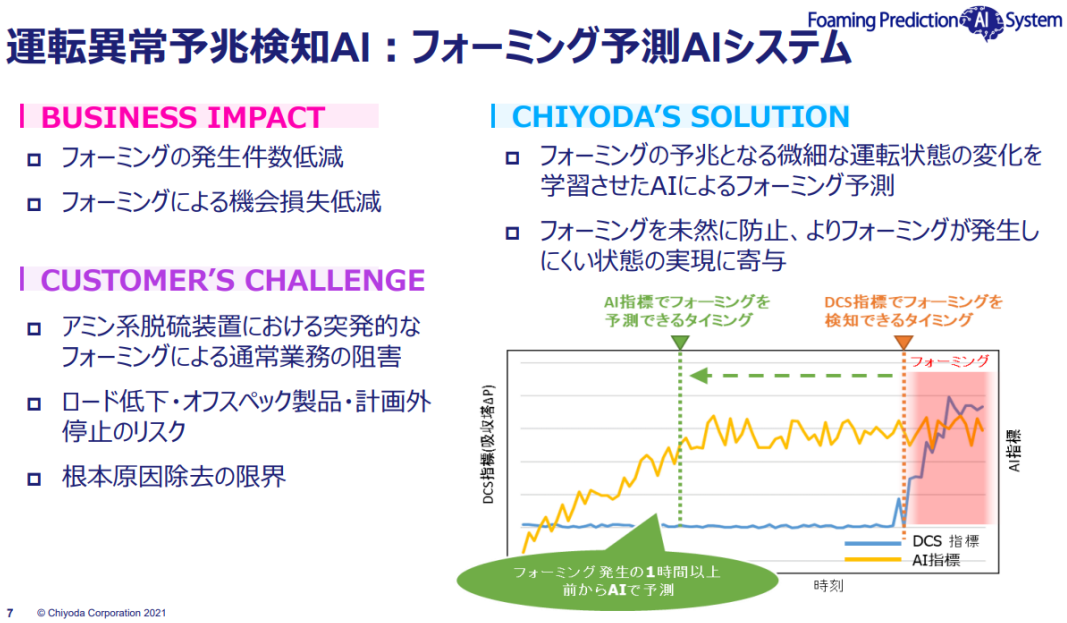


図 3.5.3：フォーミング予測 AI システムの事例紹介

出典：千代田化工建設 提供資料

アミン系脱硫装置において突発的なフォーミングが起きると、正常な性状の製品が取れなくなるばかりではなく、前段の設備内にも大きな影響を及ぼし業務効率化の面からも大きなトラブルとなる。

当該装置のフォーミングは何度も起きており、その現象には予兆があるのではないかとの観点から AI を用いて、実際にフォーミングが起こる前の現象を学習して、その予兆を検知することに成功した。運転員はフォーミングが起こる前に通油ダウンのような運転調整を行うことでトラブルを回避できる可能性が増えた事例となる。

（２）最適運転 AI：FCC 反応最適化 AI システム

本件は３つのカテゴリーの内、運転計画・生産最適化支援の実例であり、紹介されたのは FCC 反応最適化 AI システムの例であり、以下図 3.5.4 に示す。

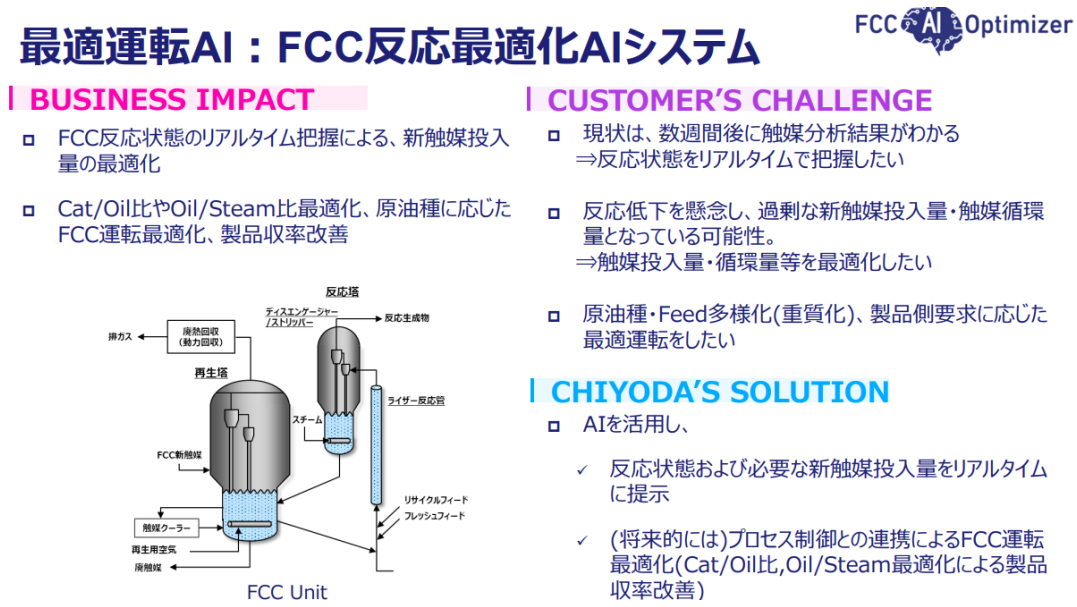


図 3.5.4：FCC 反応最適化 AI システムの事例紹介

出典：千代田化工建設 提供資料

製油所の中で最も収益の上げられる装置であり、今後石化製品の比率アップに大きく貢献する装置である FCC の反応最適化を目指すシステムである。具体的には塔内の反応状態を可視化し、最適な運転パラメータや触媒補給量をを計算することで、収率とコスト（触媒費用）の最適点を AI で見出すものである。これは今後予想される原料の多様化にもタイムリーに対応することが期待されている。

（３）運転自動化・自律化：油種切替 AI システム

本件は３つのカテゴリーの内、運転計画・生産最適化支援の実例であり、紹介されたのはトッパーにおける原油切替え時の AI システムの例であり、以下図 3.5.5 に示す。

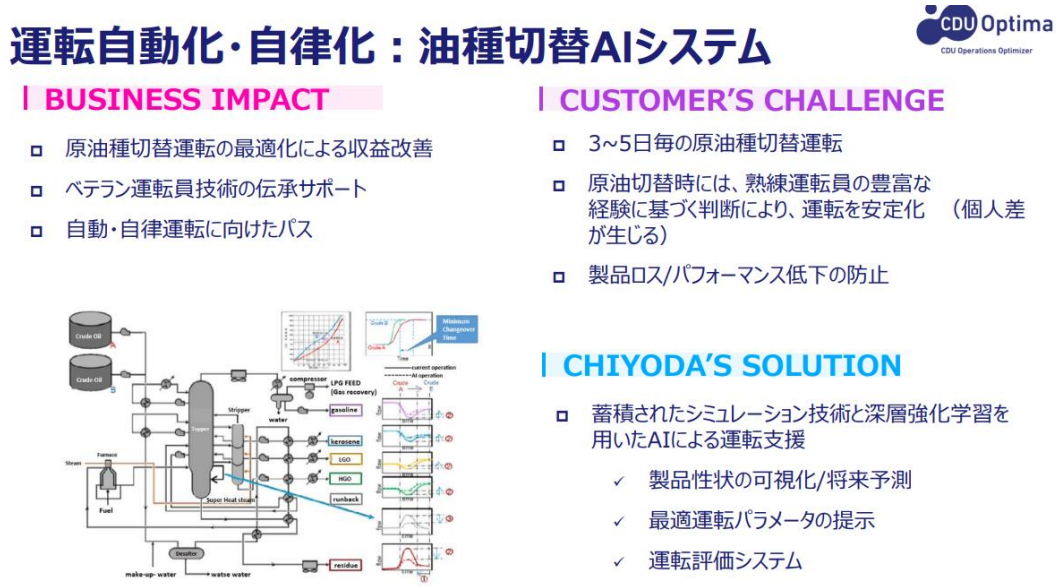


図 3.5.5：油種切替 AI システムの事例紹介

出典：千代田化工建設 提供資料

トッパーの原油切替え時に運転員は、与えられた処理原油の予想収率を基に、時間経過の経験を生かして、温度変更や終了変更を実施していく。ベテランであっても経験値に基づくオペレーション変更では少しのずれが生じることがあり、また経験の少ない運転員であればずれは相対的に大きくなることが予測される。これを AI で学習させて、実際の温度計、流量計の変化を予測し、またタイムリーに感知し、最適運転のパラメータを提示することによって、精度の高い油種切替えを行うことができる。

（4）装置遠隔監視・診断：エフ・ドクターズ

本件は３つのカテゴリーの内、保全・保守・保安効率化支援の実例であり、紹介されたのは加熱炉の監視診断の例であり、以下図 3.5.6 に示す。

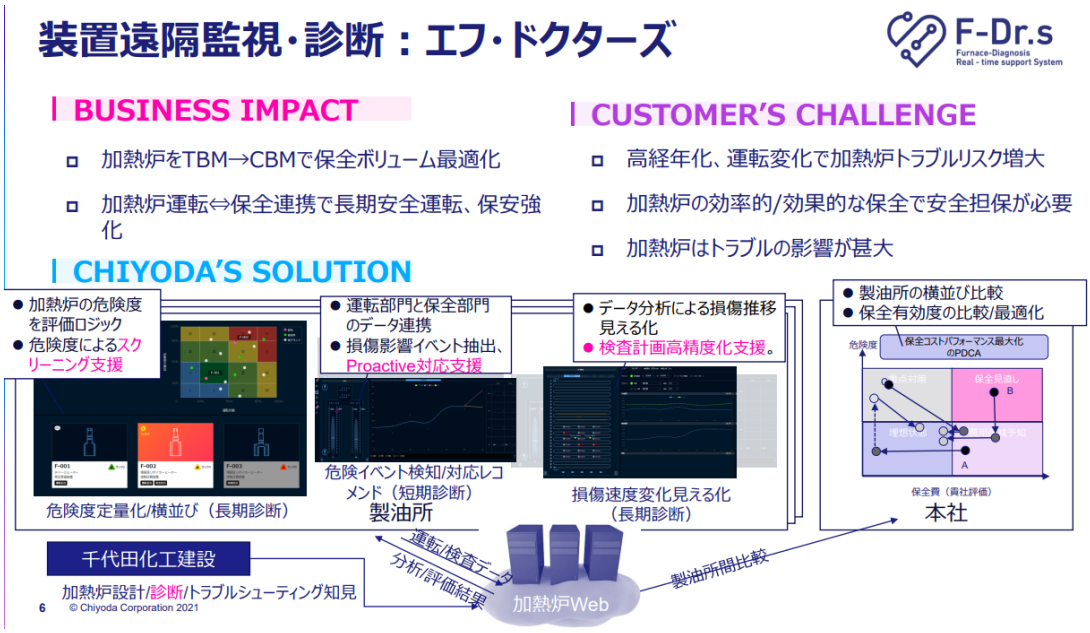


図 3.5.6：エフ・ドクターズの事例紹介

出典：千代田化工建設 提供資料

加熱炉は温度が高く火を使っている関係もあり、万一トラブルが起きれば操業への影響は大きく、メンテナンスには大きな労力を使っている。この労力を最適化できれば安全面、コスト面からのメリットは大きい。そこで加熱炉の危険度をロジカルに評価し、危険度スクリーニングを支援、データ分析の視える化を実現することによって、メンテナンスの最適化に近づけることができる。ちなみに複数の製油所を持つ会社であれば、別の製油所の類似加熱炉の比較も可能となり、会社としてのメンテナンス計画を立案することもできる。

（５）機器・計器運転苛酷度リアルタイム評価：Design Eye

本件は３つのカテゴリーの内、保全・保守・保安効率化支援の実例であり、紹介されたのは個別の機器・計器の故障診断システムの例であり、以下図 3.5.7 に示す。



図 3.5.7：Design Eye の事例紹介

出典：千代田化工建設 提供資料

監視対象にしたい機器・計器について、設計条件、運転条件等のデータを KPI 化して、それに基づく現運転の苛酷度を可視化してモニタリングすることができる。

これにより、設計・改造時に想定していなかった運転をすることによって起きるトラブルの未然防止に繋がり、また効率的な定修計画の立案に役立つ。

（６）プラント操業 DX サービス：Mirai　Fusion

本件は３つのカテゴリーの内、保全・保守・保安効率化支援の実例であり、紹介されたのはプラント操業 DX サービス「Mirai　Fusion」の例であり、以下図 3.5.8 に示す。



図 3.5.8：Mirai　Fusion の事例紹介

出典：千代田化工建設　提供資料

千代田化工建設では、Cognite 社、三菱商事との３社共同で産業設備・プラント向けデジタルプラットフォームソリューション「Mirai　Fusion」を提供している。

これはプラントの DX 化を進めるサービスの一つで、データを一か所に集積し、それを統合、コンテキスト化することができる。ユーザーは多くのデータを持っているが、それはもともとデータを集積して多方面に利用することを想定していないために、統合するには工夫が必要となる。そのデータ同士の紐づけができるようにしたのが、この事例である。　このクラウドを基にして、様々なデジタル技術を使うことができる。

3.5.2　横河電機

計装メーカーである横河電機にヒアリングを行い情報収集した。

YOKOGAWA の DX に対する考え方として、「測る力とつなぐ力で地球の未来に責任を果たす」を目的とし、もう少し具体的には、OT ソリューションに代表される物理空間と DX/IT ソリューションに代表される仮想空間をサイバーとフィジカルでつなぐことをコンセプトとしている。

その中心的な役割を果たすクラウドについては YOKOGAWA の得意分野でもある OT 領域を出発点とし、DCS など OT データをクラウド内に概念的に取り込むことから始まって各個別の製油所データから全世界に跨るデータへと範囲を広げていく、いわばセンタークラウド化を標榜しており、世界中の拠点のデータがクラウドに集積しどこからでもそのデータを使うことができる形となっている。概念図は以下の図 3.5.9 のようになる。

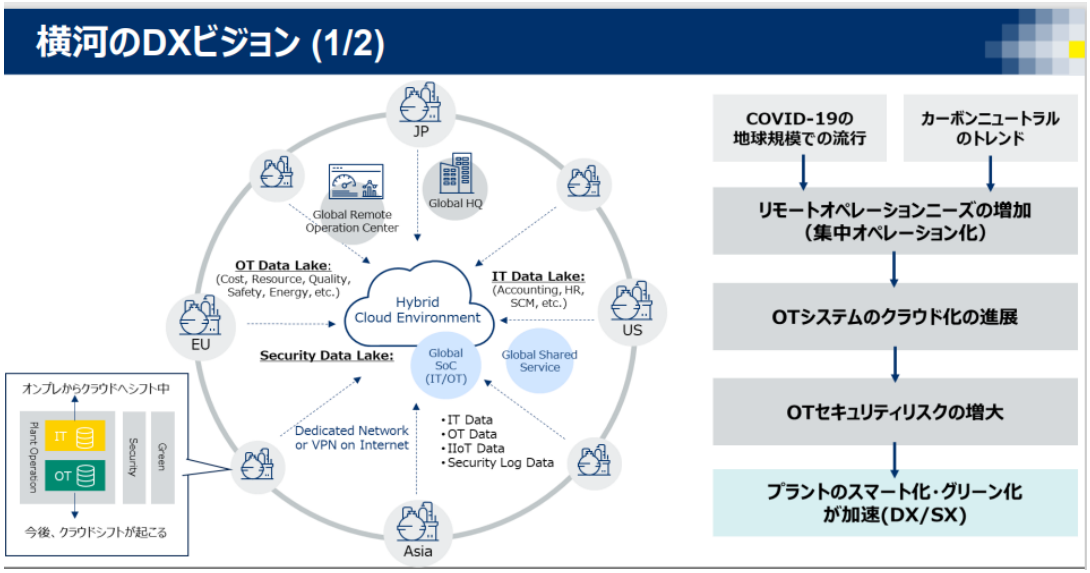


図 3.5.9：YOKOGAWA の DX ビジョン概略図 1

出典：横河電機 提供資料

そこで複数のサイトに跨る KPI を設定し、真の DX、課題解決型のアプリケーション開発、他のデジタル IT システムとの連携により仮想空間を拡張していく。プラント毎、個社毎にデータを持つと同時に、その中で YOKOGAWA の提供するアプリケーションを使うことができる仕組みを構築する。その概念図は図 3.5.10 である。

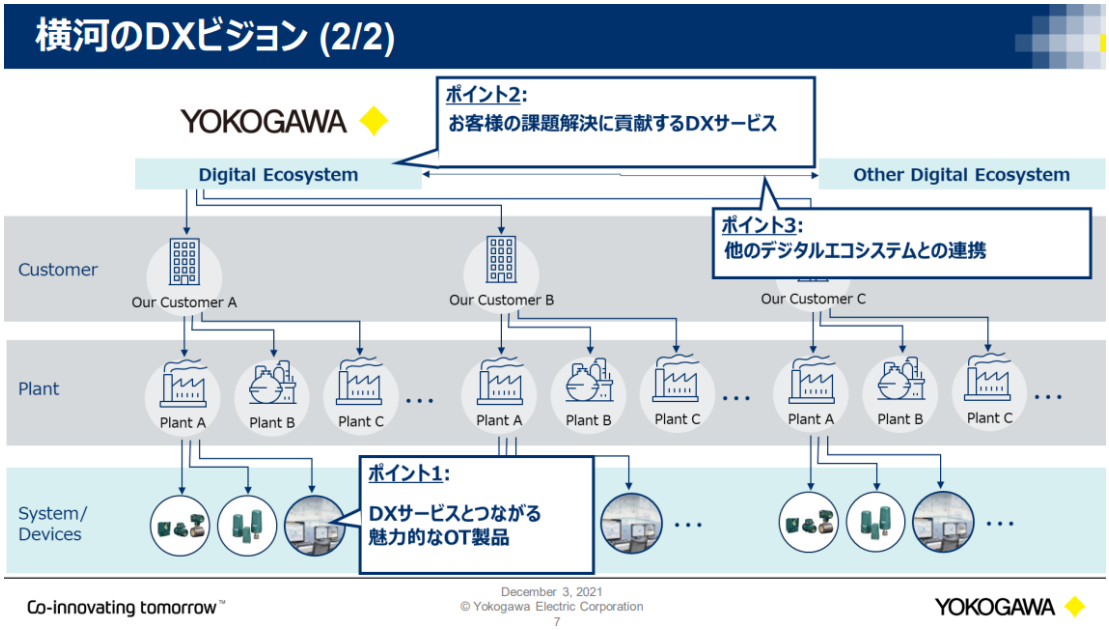


図 3.5.10：YOKOGAWA の DX ビジョン概略図 2

出典：横河電機 提供資料

まずは共通のクラウドに魅力的な OT 製品を準備している。これらの製品では共通のデータをベースとして、AI/マシンラーニングの活用およびリアルタイムでの価値ある情報共有により、プラント特化型独自 AI システムやエンタープライズ向けの C3AI、その他ユーザーが独自で保有する他のマシンラーニングを使うことで、迅速な意思決定と価値の創出をサポートすることができる。なお、OT 製品は YOKOGAWA の製品だけでなく他のメーカーの製品もラインアップすることができる。

これを実現するにあたっては、課題解決型の DX サービスを顧客に合わせた提案を行っている。そのさいにすでに顧客で使用している、あるいは導入を予定している他のデジタル関連システムの融合も視野に入れている。

このような状況になればセキュリティについて心配になるが、実績のある横河サイバーセキュリティ監視システムにより、IT/OT にまたがるサイバーリスクを統合的に管理、必要な対策を施すことで IT/OT コンバージェンスに不可欠なセキュリティを確保する。

製油所向けのソリューションサービスをまとめたものを図 3.5.11 に示す。

製油所全体のデータを一つのクラウドに集積し、サプライチェーン、生産管理、品質管理、運転管理、設備保全、エネルギーマネジメント等の製油所を網羅する管理を一元的に行う。これによりその時点での製油所経営観点における利益最大化、デジタル化、省人化等を図ることができるのはもちろん、近い将来に日本の製油所が生き残りのために取り組んでいかなければならないケミカルリファイナリー化やカーボンニュートラル化に欠かせないツールとなる。

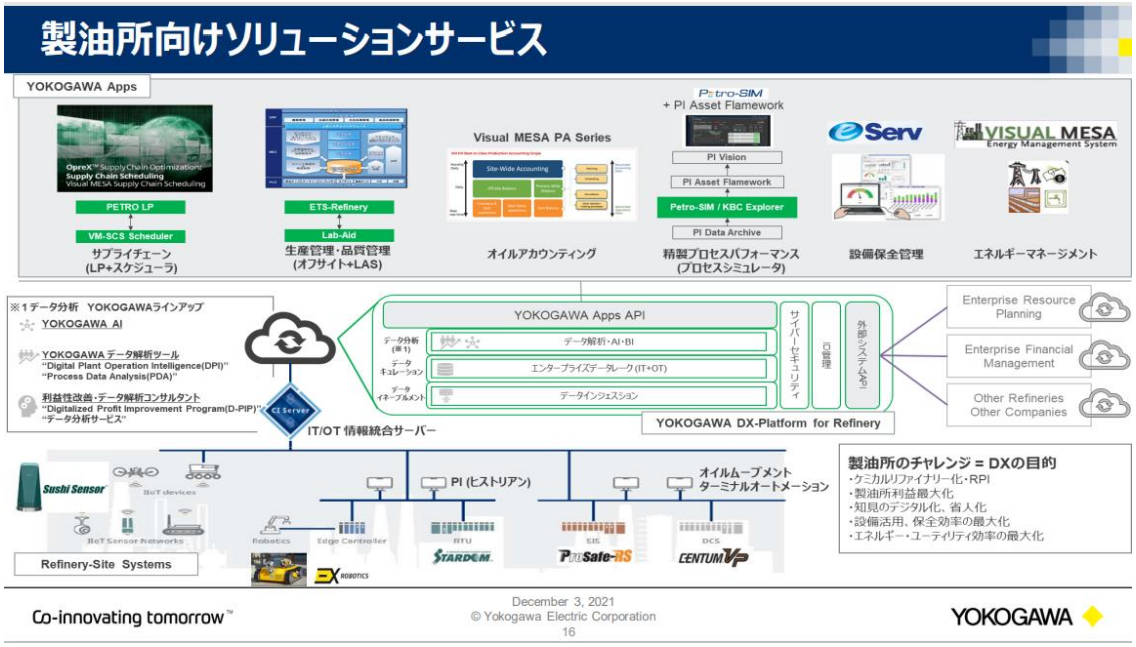


図 3.5.11：製油所向けソリューションサービス

出典：横河電機 提供資料

製油所における AI 導入事例をいくつか紹介する。

（1） リアクターの稼働効率低下の予測

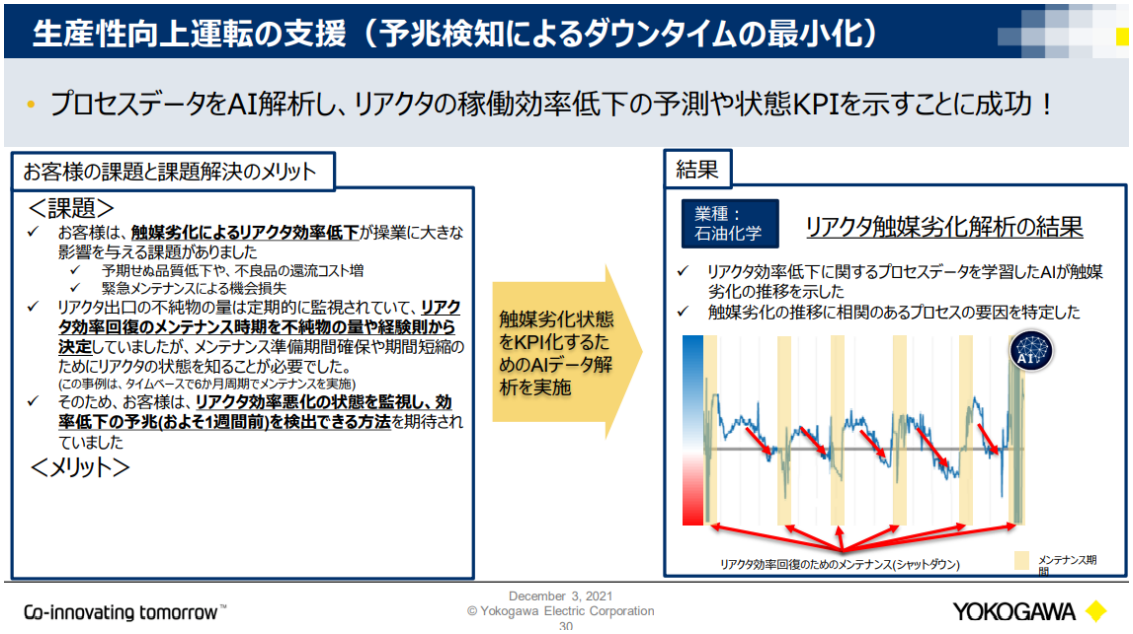


図 3.5.12：リアクターの稼働低下予測

出典：横河電機 提供資料

これはオペレーション分野の事例であり、概念図を図 3.5.12 に示す。

プロセスデータを AI により自動解析して、リアクターでの触媒の活性予測を行い、従来の人間による予測よりも早く変化の兆候を見つけ出し、わかりやすい画面とともに KPI の形で提供するシステムである。

（２） 加熱炉、分解炉等の運転状態予測

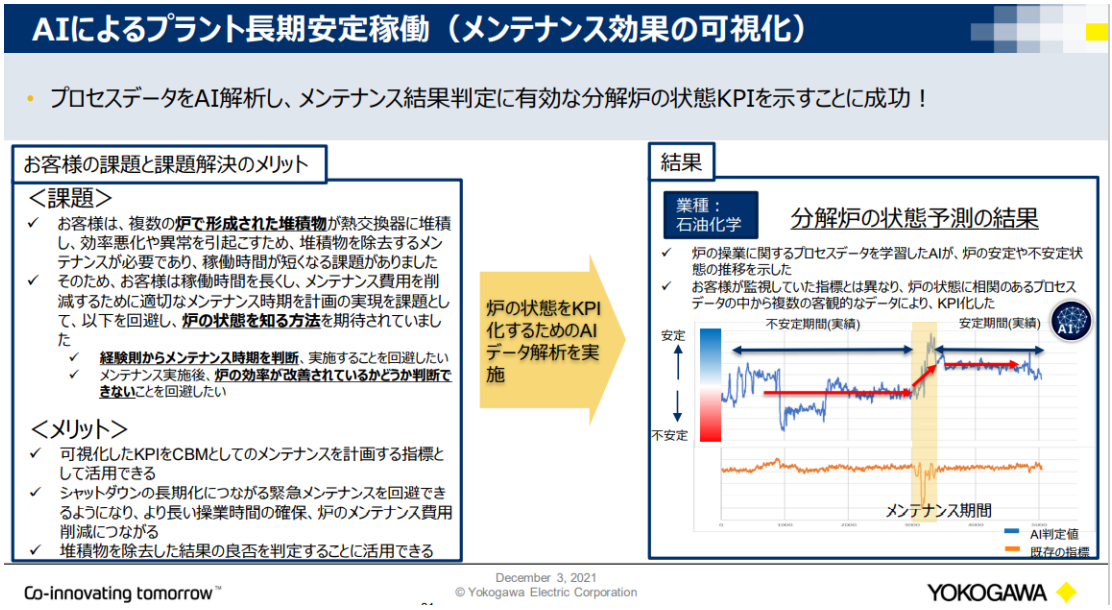


図 3.5.13：加熱炉、分解炉等の運転状態予測

出典：横河電機 提供資料

これはオペレーション分野の事例であり、概念図を図 3.5.13 に示す。

加熱炉、分解炉は製油所の中で最も熱（エネルギー）を使用する機器であり省エネの観点からその管理は重要である。また火を使っていることから万一事故が起きれば製油所の操業にきわめて大きな影響を与える機器となる。YOKOGAWA では加熱管の中をはじめとする炉の状態を監視し KPI 化し、それを分かりやすく表示するシステムを開発した。この指針により、必要なメンテナンスを実施でき、またメンテナンスを CBM 化することにより無駄なコストをかけないで済む効果が生じる。

（３）配管の腐食減肉量予測

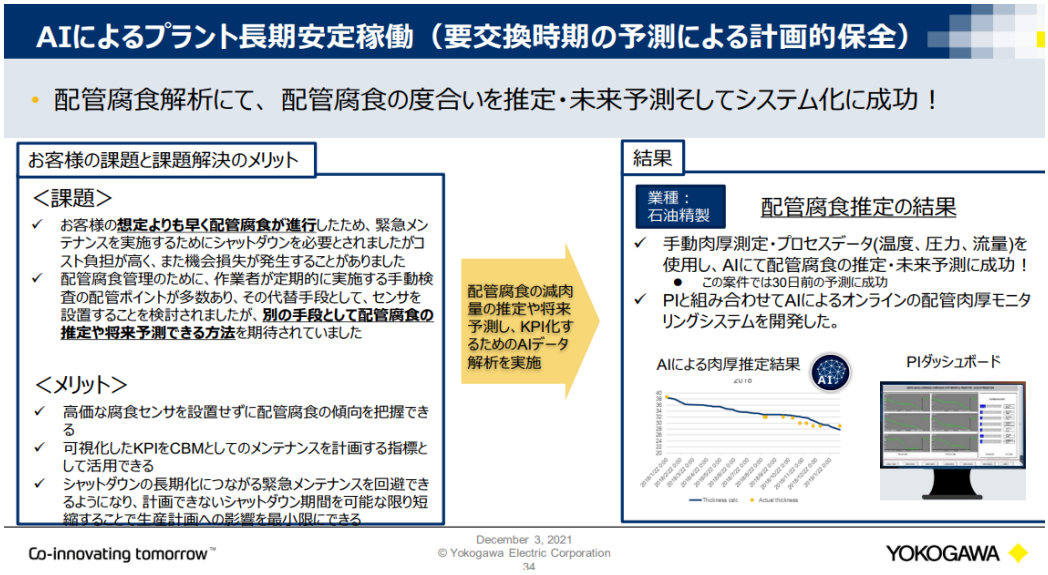


図 3.5.14： 配管の腐食減肉量予測

出典：横河電機 提供資料

これはメンテナンス分野の事例であり、概念図を図 3.5.14 に示す。

配管の腐食を実測することは対象が膨大なため網羅することは到底不可能である。そのため数少ない実際のデータ以外にプロセスデータを活用して、配管腐食を推定するシステムを構築した。これにより配管の腐食を予測することができる。

（４）回転機ベアリング異常予兆の検知

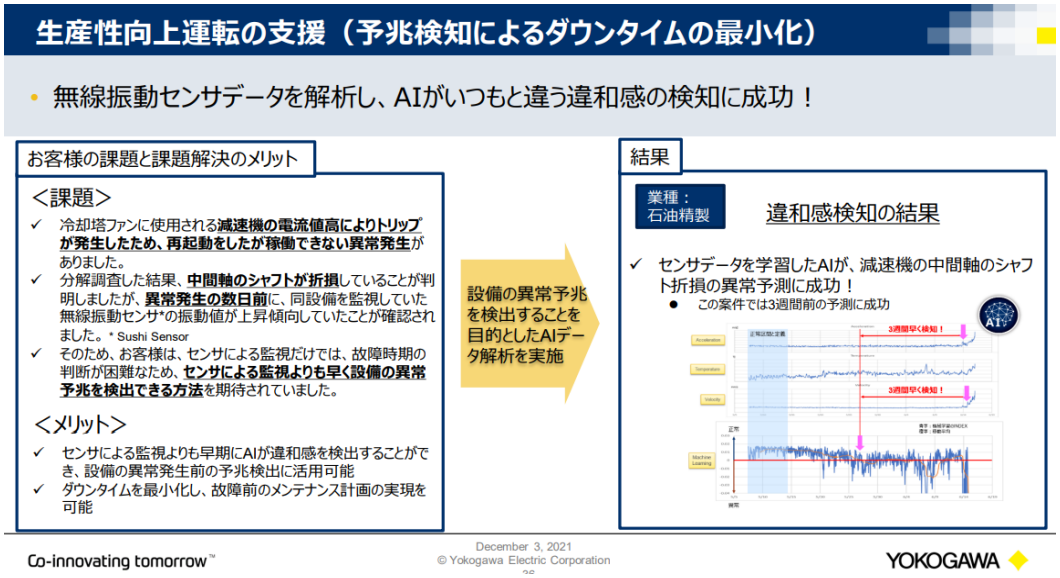


図 3.5.15：冷却器ファン駆動減速機ベアリングの異常予兆検知

出典：横河電機 提供資料

これはメンテナンス分野の事例であり、概念図を図 3.5.15 に示す。

回転機には振動計等のセンサーが取り付けられており、その閾値を管理することにより異常の発見は可能となっている。しかし閾値を超えたときはすでに手遅れとなっており、結果として補修に膨大な費用が掛かる例が多い。そこでプロセスデータの変化を予兆の段階を検知することで、早めの対処が可能となり、ダウンタイムの最小化、本格故障前のメンテナンス計画を立案することができる。

以上が、製油所における AI の活用事例である。

最後に、エクソンモービルが中心となって取り組んでいる「Open Process Automation」（本報告書の 3.3.3.3 項参照）について述べる。

YOKOGAWA はこの OPAF に参加している会社の一つである。2019 年にはエクソンモービルの OPA システムインテグレータに選出されており、米国テキサス州ザウッドランズにテストベッドを建設し、運営している。その主な仕事は、OPA フィールドトライアルへの移行に向けた評価、O-PAS の主要機能のデモンストレーション、既設の DCS システムからの置き換えのサポートと多岐にわたっている。このテストベッドプロジェクトに、引き続き前向きに取り組むことでエクソンモービルとのコラボレーションを継続的に取り進め、製油所における最新のデジタル技術を実践する環境の中に身を置いている。

3.5.3　日揮グループ

総合エンジニアリング事業を持つ日揮グループにヒアリングを行い情報収集した。

まずは、メンテナンス業務向けの日揮の取り組みについて紹介する。

同社では、INTEGNANCE （Integrated＋maintenance の造語）という名称を付けた総合型スマート保全サービスを提供している。これはデータを一元管理する「データ基盤」、データを用いて高度な分析を行う「分析モジュール」、プラントの外観上に属性データおよび分析結果を表示する「ビューア」で構成されている保全の総合型プラットフォームである。総合型プラットフォームを作ることで、場所が離れていても全社で同じツールを使って同じ情報を見ることができる特徴をもっている。（図 3.5.16 参照）

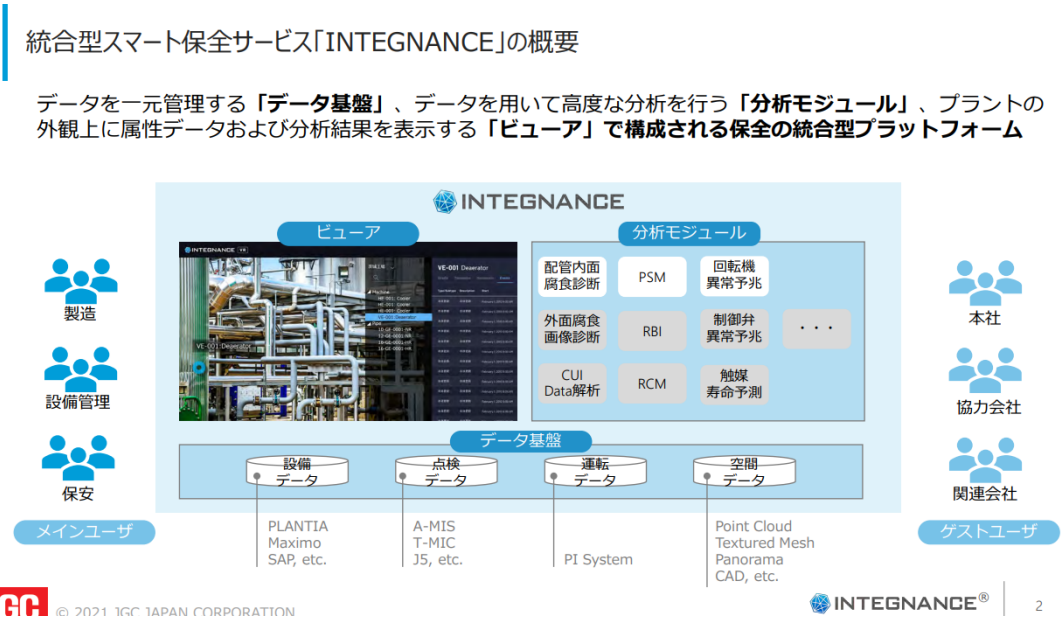


図 3.5.16：「INTEGNANCE」の概要

出典：日揮　提供資料

特筆されるのはビューアであり、デジタルツインを実践するためにストリートビューのようなものと考えられる。画面上に現れるマーカーをクリックすると、その場の詳細データが現れる仕組みになっている。はじめから完全なものを目指すと３D スキャンとモデル化で重厚長大、コスト高となるため、Fast デジタルツインとして簡易的な３D モデル＋２D 画像で提供し、「まずは始めてみませんか。」そして「運用しながら DX の高度化を進めていきませんか。」というコンセプトで、システム開発を行っている。

実際のビューアを以下図 3.5.17 に示す。



図 3.5.17：実際のパノラマ写真をベースに管理を容易にする３次元ビューア
出典：日揮　提供資料

実際のパノラマ写真上のマーカーにカーソルを合わせるとその部分の仕様・関連図書・保全履歴等保全データを表示できる他に、空間シミュレーションとして足場等を設置した時のイメージや実際に現場で計測しなくても配管間の距離等の現況把握が可能となる。３次元位置座標管理を行うことができる。またユーザーの業務に合わせたカスタマイズも可能となっている。これらのツールを総合的に組み合わせて使いこなすことで運転部門、保全部門、管理部門が一体となった保全計画の立案と実行が可能となる。

ちなみにこれらのデータは、現場でタブレットで見ることができる他に、計器室や遠く離れたオフィスからでも見ることができ、現場と会話しながら作業指示するとができる。

実例について以下に述べる。

まずは標準的な利用としては、工事の際の協力会社との打ち合わせに使うことができる。従前は図面を持ち寄り現場で実施していた工事前の協力会社との打合せが、遠隔で実施可能となり、工事前調整（打合せ日調整・紙図面出力・測量）等の負荷を大幅に削減することができる。想定ケースとしては、WEB 会議で INTEGNACE VR の画面を協力会社へ画面共有し打合せを実施することで、お互いの齟齬をなくすことが可能となる。

またよく似たケースとして、協力会社との作業環境安全対策がある。仮想オブジェクト配置機能により、運転中の補修工事に関わる防火炎シートの設置計画策定および協力会社への的確な指示が可能となり、準備調整の負荷削減に加え管理品質向上を図ることができる。実際の安全対策を画面上で共有することはお互いのイメージの共有化に繋がり、有効である。

また装置内部の流体の流れや触媒の状況などを予め準備しておけばビューアから見ることができる。装置内部の実写データやイメージを付加することで安全や装置教育の教材をオンデマンドで提供することができる。

さらには同じ教育の観点で言えば、操作手順を早く分かりやすく伝え、学ぶことができる。昨今は運転員や保全作業員のベテランが退職して急速に経験の浅い新人が増えていることに対応するために、各種手順（起動/切替/停止操作、工事順序、検査順序）を忠実に再現または予行することで、KY 活動 やベテランの動線形式知化に活用することができる。近年定修のインターバルが長くなったことで経験する機会の減ったシャットダウン（抜液・パージ・遮蔽等）からスタートアップ（液張り・昇圧等）といった一連の非定常操作・プロセスを P&ID だけでなく空間的に捉え、操作イメージの具体的把握・標準化による知識の蓄積を図ることができる。

またさらなる工夫として管理対象を色分け表示することにより、目的に応じ管理対象の配管（コロージョンループ・油種・短寿命箇所等)を色分けして表示することで、関係者間の認識統一を図り、作業を早期に着手することが可能となる。またオフサイトにおける外面腐食検査において紙の図面上で記録していた検査対象箇所を VR 上に表示することで、図面作製や更新作業が不要となり、効率の良い検査計画と実績管理に活用することができる。

これらを行うことにより期待される効果を図 3.5.18 に纏める。

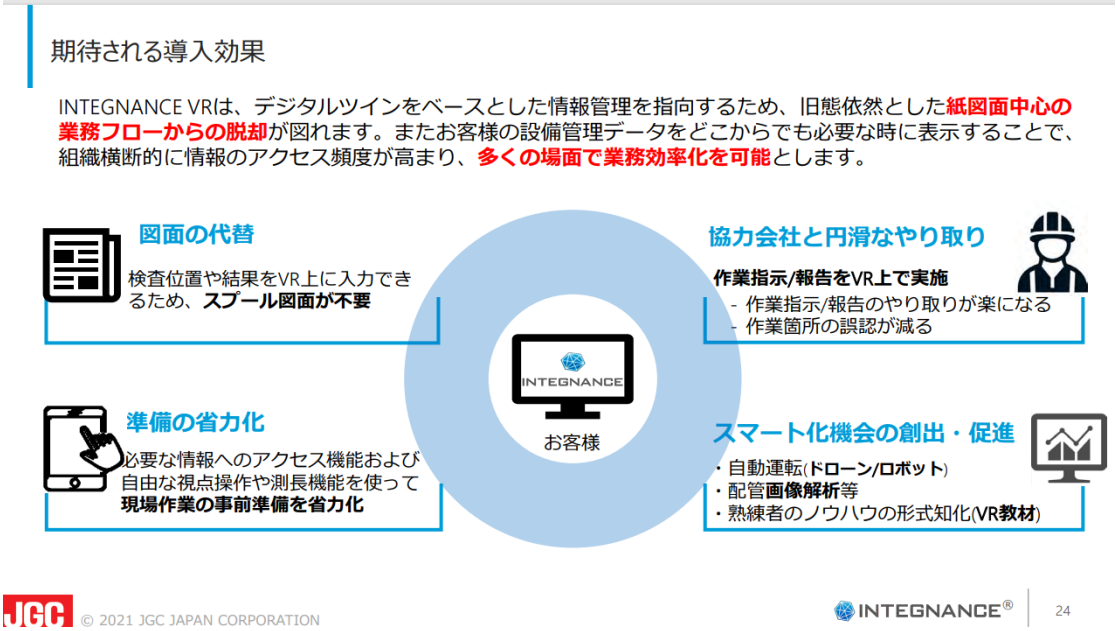


図 3.5.18：期待される効果
出典：日揮　提供資料

さらに定修時においても大きな効果が期待できる。

定修前には、協力会社との間で現場での打ち合わせ、クレーンの配置や足場等空間でのシ

ミュレーション、現場安全教育などの多くの作業がある。もちろんこれらをすべてリモートに置き換えることはできないが、その一部をリモートに置き換えることで大幅な時間削減ができる。またシミュレーションを VR 画面で共有できることからお互いの思い込みも減少させることができ、工事品質の向上にも繋げることができる。

定修中においても工程会議室に設置した VR 画面で進捗確認・作業調整ができることから協力会社とのコミュニケーションを一元化することができ、現場管理の高度化を図ることができる。また安全対策においてもお互いの思い込みの部分を減らすことができ、安全品質の向上に繋がる。

定修後においてもデータが管理できていることから、実施した定修機器をいつでも呼出し、次回定修計画の参考にすることができる。

日揮では、この「INTEGNANCE VR プロトタイプ版」を 2021 年 11 月にリリースして、正規版が出るまでの間、無償で提供しているが、客先からは以下図 3.5.19 のような評価をもらっている。ここにはよかった点しか書かれておらず、実際には課題もいくつかあるとは思われるが、それらを克服していくことによって、より使いやすく、実際の製油所にとって、運転面、保全面、人材育成面等多くの観点での効率化に資するツールになると考えられる。

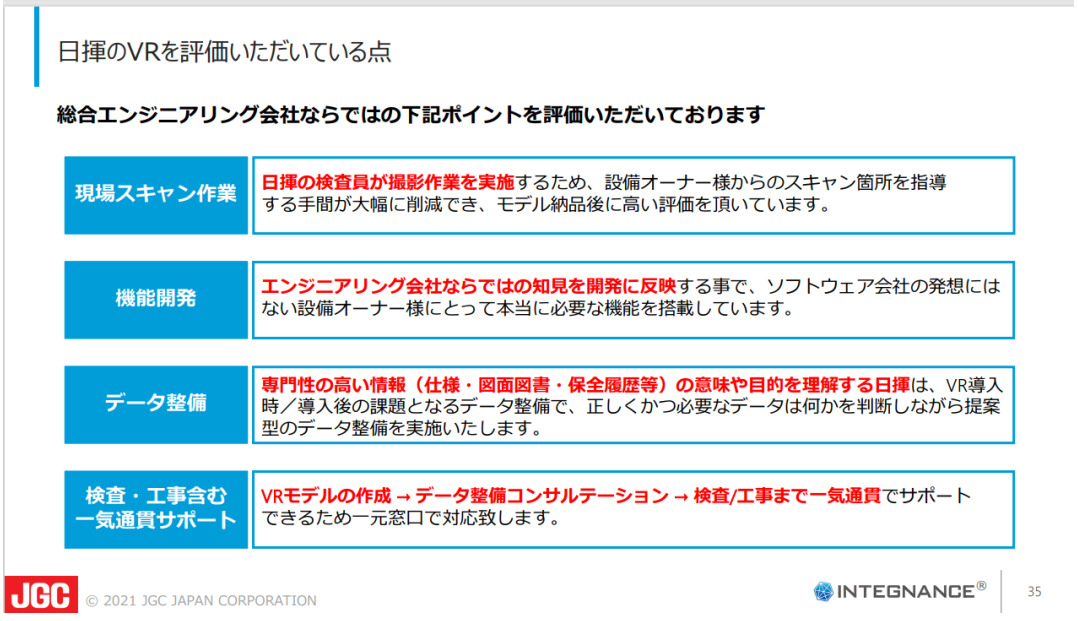


図 3.5.19：本システムへの評価一覧

出典：日揮　提供資料

次にオペレーション面について述べる。

近年日揮グループでは、製油所の仕事は減ってきており、LNG やガス関係の仕事が多くなってきている。これは海外でも石油からガスへの転換が起きている影響と考えられる。ここではそれらを含めた動向について話を伺った。

業務内容としては、リモート運転や自動運転の要求が含まれ始めている。従前のプラントを立てるだけから、立ててからしっかり運転できること、そして自動化を導入すること、さらに進化してデジタル化まで視野に入れると言ったように、次から次へと高度化の提案要求がされるようになってきた。

提供するソリューションとしては、ユーザーの要求が「デジタル技術を導入したい」のように漠然としている場合が多く、はっきりした要望がない場合が多い。その場合は、「こんなのはどうか？」といった提案している。

そのために遠隔操業監視用のダッシュボードの準備、遠隔保全として異常予知ツールの実装､最適運転として高度制御や AI を使った運転サポートツール等がそのメニューとなる。またシミュレーターをベースにしたプロセスツインも一つのメニューとなる。将来的なリモート運転としては、プラントの制御室ではなく、もっと集約した中央指令室から各プラントは制御されるべきであり、各プラントの必要な情報は本社でも共有できるべきと考えている。そのコンセプトはリモートでの運転を中央指令室で一元的に行い、現場計器室で行う作業は緊急時対応に特化するといった極端なものも含まれている。

海外では、プラントで生じた問題に対し、ハード・ソフトの両面で検討依頼が来る事が多く、必要に応じて DCS の改造から運転手順の改善などを色々なツール（Python 等）を用いて行っている。

LNG プラントでは、HAR（ホット・エア・サーキュレーション）と言う現象により著しく生産効率が低下する事が分かっている。HAR に対応するために開発したのが「AIRLIZE LNG」であり、日揮ホールディングス HP にも以下図 3.5.20 のように紹介している。

また、LNG プラントは外気温の変化等によっても生産効率が大きく変わるため、運転データを基に機械学習された AI が最適な運転指示を出すシステム構築や汎用のモデル予測制御で対応する場合もある。一方で、LNG プラントは立上げ時にハードへ大きな熱負荷がかかるためプラントのライフサイクルに影響する事もあり、安定運転を目的とした自動化も進めている。



図 3.5.20：AIRLIZE LNG 資料
出典：日揮ホームページ

最後にクラウドについて述べる。

クラウド環境の構築を自社で行う事はなく Azure 等の上でデータ解析を行っている。現時点でデータ整備はハードルになっているとは思っていないが、データを顧客から貰うこと自体が難しいと感じている。特に日本の場合、ユーザーが自社内でデータを囲い込みデータを共有するのは非常に難しい。欧米の一部では、自社データをどんどん使ってくれという会社もあるようだが、一方でメジャーはデータを出さない。ノウハウも隠れているからであろう。中東や東南アジアなど、比較的新興会社のほうが出してくれる。欧米の大手はノウハウを持っているが、新興勢力は外に技術を求めてくるのが理由と考えている。

複数の会社が協力してデータを出すような取り組みは日本ではまだ見られない。いわゆる協調領域である環境面では考えられるとも思うが具現化はしていない。例えば CO2 排出量の削減への取り組みは会社としてのイメージアップになる。最近では、カーボンニュートラル化へ向けての単なるネームバリューだけではなく、実利的なコスト削減へ（会社の価値を上げる）の動きがある。

3.6　調査結果の総括

海外の製油所の事例を調査した結果、デジタル技術の進捗状況を一言で述べると、本報告書の 3.1.1 項で定義した最初の段階である”Digitization”の段階は既に完了して、”Digitalization”の段階にあると考える。しかし海外と国内を比較すると、海外におけるトップランナーはすでに３段階目の”Digital Transformation”を視野に入れたフェーズに入っているのに対し、国内はまだそこまで到達していない、すなわち”Digitalization”の段階にやっと入ったところと考えられる。

JOGMEC のレポートでは、石油・ガス業界にとってデジタル技術は過去から何十年にもわたり培ってきた技術であるが、ここ数年のデータストレージ、処理能力、センサ技術、接続性の急速な進歩に伴い新たな局面を迎えており、業界の効率を向上させる可能性を秘めていると述べている。その状況の中で欧米の石油会社のトップランナーはここ３年くらいで急速にデジタル技術への関心を深め、その取り込みが急速になってきていると述べている。またアクセンチュアのレポートでは、製油所におけるデジタル技術への意識が変わってきており、生産計画・運転管理・メンテナンス等の製油所に関わるあらゆる分野でデジタル技術が必要不可欠であるとの意識が醸成してきていることが分かる。

もちろん国内の製油所においても同様の見解になると思われるが、具体的な成果物に乏しいように感じる。一方で国内の製油所は石油需要の減退とカーボンニュートラルの荒波の中で、生き残りをかけた戦いの真っ最中であり、METI の「製油所競争力研究会」の提言の中でも技術立国である日本の優位性を生かすことが求まられており、その技術の筆頭にデジタル技術があると考えられる。先行している欧米の取り組みの良いところは積極的に取り入れ、そこに我が国独自の技術を加味することで、この分野で優位性の確保を標榜している。

海外石油会社の取り組みについて、公開されているインターネット情報を中心に調査した。海外の石油会社では、オペレーション関連およびメンテナンス関連において具体的に使え、効果の出るアプリケーションを開発し、それを実際に使用することで運転効率化やダウンタイムの減少、補修費の削減に貢献した事例が数多く紹介されている。これは今まで長い間に集積したデータを多くの方面で有効に使えてきた証と考えられる。これをさらに進化させるすなわちデータを複合的に組み合わせて使えるようにするためには、まずはクラウドに自社の持つデータを集積するとともに、自社以外のデータも集積し、そのデータを使用するアプリケーションを一元的に管理することを目指している。今や欧米のメジャーとはいえ、その取り組みを１社だけで実施するのは難しく、いわばコンソーシアムを立ち上げて、それぞれの参加企業・団体の得意分野を生かすような取り組みを始めていて、今はその成果が出つつある段階と思われる。

海外ベンダーの取り組みについては、外国企業の日本法人へのヒアリングを中心に情報収集を行った。それぞれのベンダーの得意分野のところで様々なアプリケーションを開発し、展開しようとしていることが分かった。特にデジタルツインの部分では、独自の技術を駆使していることが分かった。また石油会社の項ともダブるが、個社だけの開発ではなく、幅広くユーザーの意見を取り入れて共同開発していく、あるいは補完するデジタル技術を保有する企業を買収する姿勢が見られるようになった。

日本のベンダーについてもヒアリングを中心に情報収集を行った。日本の企業はベンダーにデジタル技術の有効利用の提案を求めることが多く、それに対応できるようにいくつもの引き出しを用意している状況にある。これは企業がデジタル技術の導入という大きな目標は目指すものの、自分たちが現在保有しているデータをどのように生かせばよいかが模索状態であるからと思われる。その中で具体的に効果の出てきたアプリケーションがかなり出てきている。ベンダーとしてはこれを水平展開しようと努力している姿が見られ、企業側もこれを受け入れていくようになればと感じる。

クラウドに関しては、自社内で閉鎖したクラウドを志向する傾向が相変わらず強いように感じる。この理由はデータの社外への漏洩を恐れているからと思われている。悪意をもった相手にはともかくも、同業他社であっても秘密性が比較的少ないいわゆる協調領域でのデータ共有が今後進んでいくことが望まれる。

4. 国内製油所のデジタル技術導入に向けた提言

今回の調査結果から、日本の製油所に対し、以下の方策を提言する。

(1) 今後長きにわたり、日本の製油所が競争力を維持・強化していくためには、技術立国としての日本の優位性を前面に押し出すことが必要である。その中で、デジタル化の分野はまだ欧米を中心とした世界の中でも成熟段階に達しているとはいえず、日本の優位性を強調していくことのできる領域と考える。しかし欧米のトップランナーはこの分野で次から次へと施策を出してきており、それに取り残されないためには今がラストチャンスと考えられる。

(2) 海外、国内共に本来の DX（デジタルトランスフォーメーション）化　「プラットフォームを利用して、新しい製品やサービス、ビジネスモデル、新しい関係を通じて価値を創出し、競争上の優位性を確立すること」に向けて様々な取り組みが行われてきているが、現段階では個々のデジタル化に順次着手している段階と言える。現段階で我が国の製油所では DX 化において海外に大きく遅れをとっていることは無く、早急にデジタル技術を導入していくことで海外との競争に対処できると考えられる。

(3) 保安・メンテナンス分野については、事故情報関連データの共有をはじめ、腐食予兆診断、回転機異常診断、ウエアラブルデバイスを活用した現場作業効率化等に各企業間での協調領域も存在する。したがって、すでに取り組み始めているこのような協調領域分野において、業界共通でデータ共有プラットフォームを構築するなどデジタル技術を活用する方策をさらに進めていくことが望まれる。これをさらに進化させるにより製油所だけではなく石化工場等も含めたコンビナート全体でのデータ共有プラットフォームによるデータ連携を構築し、さらには複数のコンビナート間における工場の連携を重点的に深まっていくことが可能となり、結果として海外製油所との競争力を高めていくことに繋がる。

(4)　オペレーション改善による生産性向上にコンビナート全体で取り組んでいる実施例は海外を含めて見られない。実例がないからこそ日本がここに取り組む価値があり、急ぎ取り組めば国際競争力の向上に資する分野と考える。一方で各社の競争領域である部分が多く、課題も多い。取組としては、データの匿名性、安全性を技術進歩で解決したうえで連携を図り、競争力強化に活用していく事が考えられる。

(5) 日本の石油会社の規模は欧米と比較して小さい。したがって個社で対抗するには限界があると感じられる。視点をもう少し広げ、近隣他社、コンビナート全体で物事を考えれば、欧米の規模にある程度は伍していくことが可能になると考えられる。これらを実現していくためには、今欧米で実施している個々のデジタル化に対する取り組みを超えていく発想が必要となる。それは個社の垣根を越えて石油コンビナート全体として DX 化に取り組むことである。石油コンビナート内でしっかりとイニシアティブのとれる組織が必要と考えられるがそれを担えるのは石油コンビナートの中核となっている石油精製業界であると確信する。

5. おわりに

海外製油所におけるデジタル技術の最新動向について調査した。
この背景として、国内製油所が国際競争力をもつためには、海外に比べて秀でたところを見出しそれを伸ばしていくことが必要不可欠と考えられ、デジタル技術はその大きなキーワードとなると考えられているからである。

まずは海外の事例について調査を行った。コロナ禍で海外での情報収集がままならず、セミナー等の情報収集の機会が大幅に削減する中、インターネットや海外拠点をもつ国内ベンダーへのヒアリング中心の調査となった。調査前は先入観念では欧州を中心とした海外ではDX（デジタルトランスフォーメーション）が大きく進んでいると考えていたが、海外では個々の最適化、最新機器の導入、通信システムの整備はなされているもののそれらを有機的に組み合わせて、総合的に経営に生かすような取り組みについてはこれに向けての取り組みは急速に始まっているものの、まだ途上であることが分かってきた。

一方国内の製油所において、DXに対する取り組みは進んできている。しかしこちらも海外と同様に個々のシステムは構築されているものの、総合的なDXといえるような段階にはまだ届いていないことが分かった。しかし海外との差は決して大きいものでなく、今後の取り組み、工夫次第ではまだまだ追いつき、追い越すことが可能であると考えられる。しかし海外ではコンソーシアムを組んでDXを強力に推進しようという動きも顕著となってきており、国内でも何らかの大きなうねりが期待される。

そのためには、規模的に劣る日本の製油所、石化工場においては、個々の会社単位で考えるのではなくコンビナートという大きな集合体で物事を考えることが必要になる。従前は国内での競争を中心に企業は戦略を練ってきた経緯にあるが、合併・連携が進んできた現在において改めてコンビナートの視点を持つことが必要になる。そしてその考えのもとで何ができるかを考えて実行していく必要がある。その際必要なのはまずは共通のデータベース、プラットフォームを構築することであり、そのためにセキュリティを含めた企業間の壁を越えた取り組みを推奨したい。

最後に、調査にご協力をいただいた関係各位、貴重な資料を提供していただいた関係各位に深く感謝の意を表しますとともに、本報告書が、石油コンビナートのDX化に資することを期待する。

以上

JPEC-2021P-02

別添資料２：
事故例データ分析報告

※国立研究開発法人産業技術総合研究所技術コンサルティング（テキスト情報解析のシステム化検討（解析手順作成））にて実施

１．　分析の目的と対象

1-1 事故情報テキストデータの自動分析の目的

産業における事故は、過去の事故の繰り返しであったり、共通点を多く含む場合が多い。よって、安全を高めるには、過去の事故やヒヤリハットの情報を活用することが重要である。

事故事例の情報は、報告書や分析論文、メモといったテキストデータの形で、膨大な数が集積されている。その量は、人間が読解するには手に余る規模になっており、結局は読み切れず、情報の大半が退蔵されたままとなっている。

そこで、大量の文章をコンピュータに自動的かつ高速に読解させるという対策が浮上する。コンピュータの読解力は、人間と比べれば劣るものの、下記の処理は実現可能である。

- 文書分類：　類似した内容を持つと思われる文書を推定し、グループ化する。
- 因果関係分析：　原因と結果の関係を持つ概念のパターンを、統計的に検知し抽出すること。

1-2　分析対象となる石油精製関係の事故報告書群

本分析では、表１に示す５つのデータ群を用いた。

データベースによっては、気温や負傷者数の数値データといった、テキストではない情報も含まれていた。これらのうち、テキストに書き換えられるものは利用し、それ以外の部分は分析には用いなかった。

【表１：分析対象である石油精製における事故・ヒヤリハット・劣化等に関する報告書データ】

データベース名	報告件数	形態	単語数	分析対象語彙種数
KHK 事故データベース	511	事故叙述文章と、数値データ。（文章部分のみを使用）	166,611	4,716
高圧ガス事故事例報告シート（神奈川県）	158	同上	38,775	2,526
失敗知識データベース	103	重大事例の叙述と評論	102,535	4,859

AiCHE CCPS BEACON	237	典型パターンへの評論	162,568	6,796
JPEC データ	895	事故・劣化・ヒヤリハットの3種類についての、状況の叙述と専門家による論評と分析	638,516	11,070
合計	1,904	ひとつのテキストファイルに統合	1,109,005	19,144

1-3　分析に用いたソフトウェア

下記のソフトウェアを用いて分析した。

- KH Coder : 単語の抽出と、「文書×単語行列」の作成。KWIC 分析による単語の使用状況の調査。対応分析による、データベースごとの癖の調査。
- GNU Octave : ベクトル量子化のコードを自作し、それを「文書×単語行列」に対して実行。
- R Studio, および Arules ライブラリ : アソシエーション分析分析により、単語間の因果関係を調査。

2．　予備的分析と文字データの欠陥の修正

2-1 分析に適さない文字の修正と排除

分析対象には、そのままでは分析に適さない文字が含まれていた。これらは KH Coder の、不適切文字コードの検知機能（「前処理」メニューの「テキストのチェック」）によって指摘される。また、分析後の単語出現回数のカウント結果を見て、不自然な文字が頻出しているならば、その周辺に問題のあるコードの文字があると探知できる。

具体的には、次のような文字が修正または排除の対象として探知された。

- 機種依存文字：例えば、立米の「m^3」を表す一文字や、度数の「°」を表す一文字など。
- 半角カタカナ：修正しないと、後処理のプログラムが作動しないことがある。

2-2 本来同義なので統一すべき文字

一文字単位で表記ゆれが起きている箇所があった。これらは本来は 1 つの文字を表すべきなので、正しい文字に置き換えたり、統一した文字に置き換えた。具体的には以下のパターンがあった。

- 文字読み取り(OCR)の誤認識：「口」「ロ」「口」や、「一」「－」「ー」など、字形が似ているものが混同されている場合があった。
- 漢字の字体や代用漢字：「撹」や「攪」、「滞留」「帯留」、など。

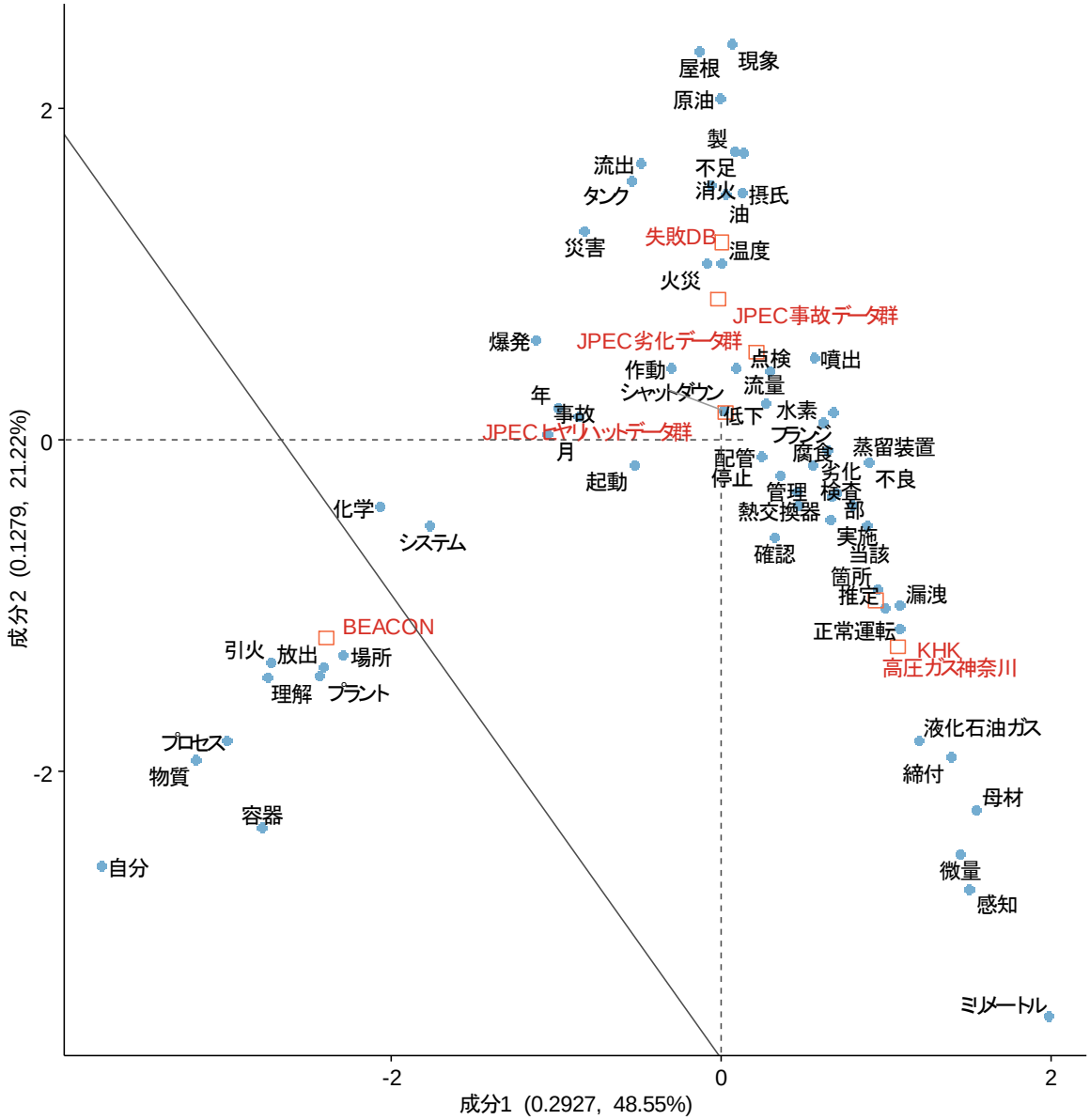
2-3 各データベースごとの使用単語の癖

情報源ごとに、頻出する文字列が存在する可能性がある。それは、「計画不良」といったラベルであったり、「自分」といった叙述のスタイルの違いに起因するものである。

これらの傾向は、事故の内容ではなく、単に情報源の違いを反映してしまうだけなので、分析の妨害要素となる。

これらの傾向は、KH Coder の対応分析を施すことにより、図 1 のように検知できた。図中の端に位置する単語は、特定の DB にだけ出現しやすいものである。これらの用語を無視する方が、DB の差の影響を受けにくい。

本分析における使用単語の選定の際に、これらの単語を排除することで対処する。



【図１：データ情報源と単語の対応分析の結果。例えば、図の左下に示されたように、BEACON は「自分」や「物質」や「容器」という単語を他のデータベースよりも頻繁に使うことが分かった。】

2-4 単純な共起分析の限界

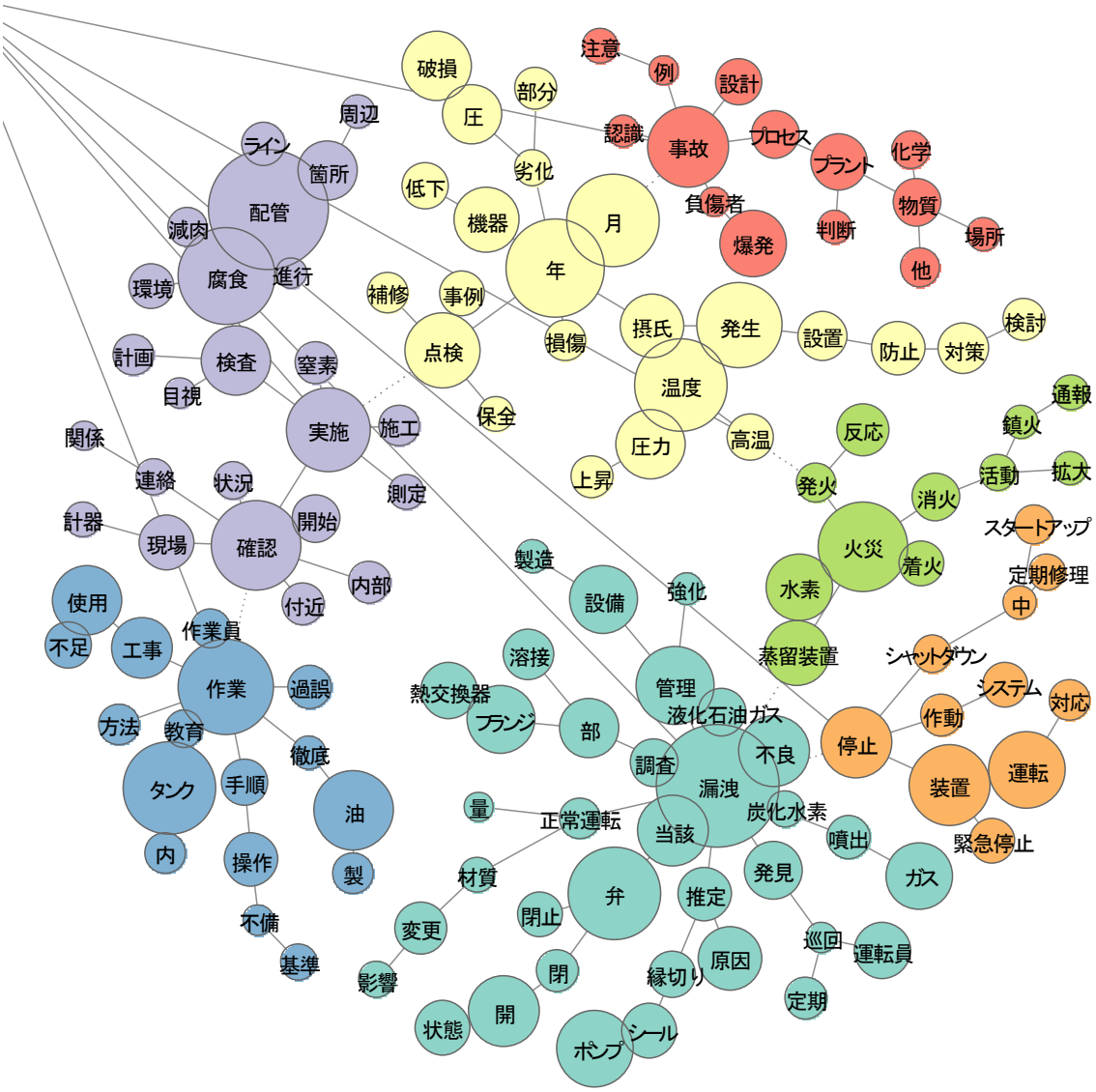
一般に、自然言語処理では、単語の共起（同一の文書に、単語が共に出現すること）の関係を調べて、文章群の話題の傾向を調べる。

そこでは、共起ネットワーク図の作成と、多次元尺度構成法による分析がしばしば用いられる。この分析でも実施したところ、図２，図３のような結果が得られた。

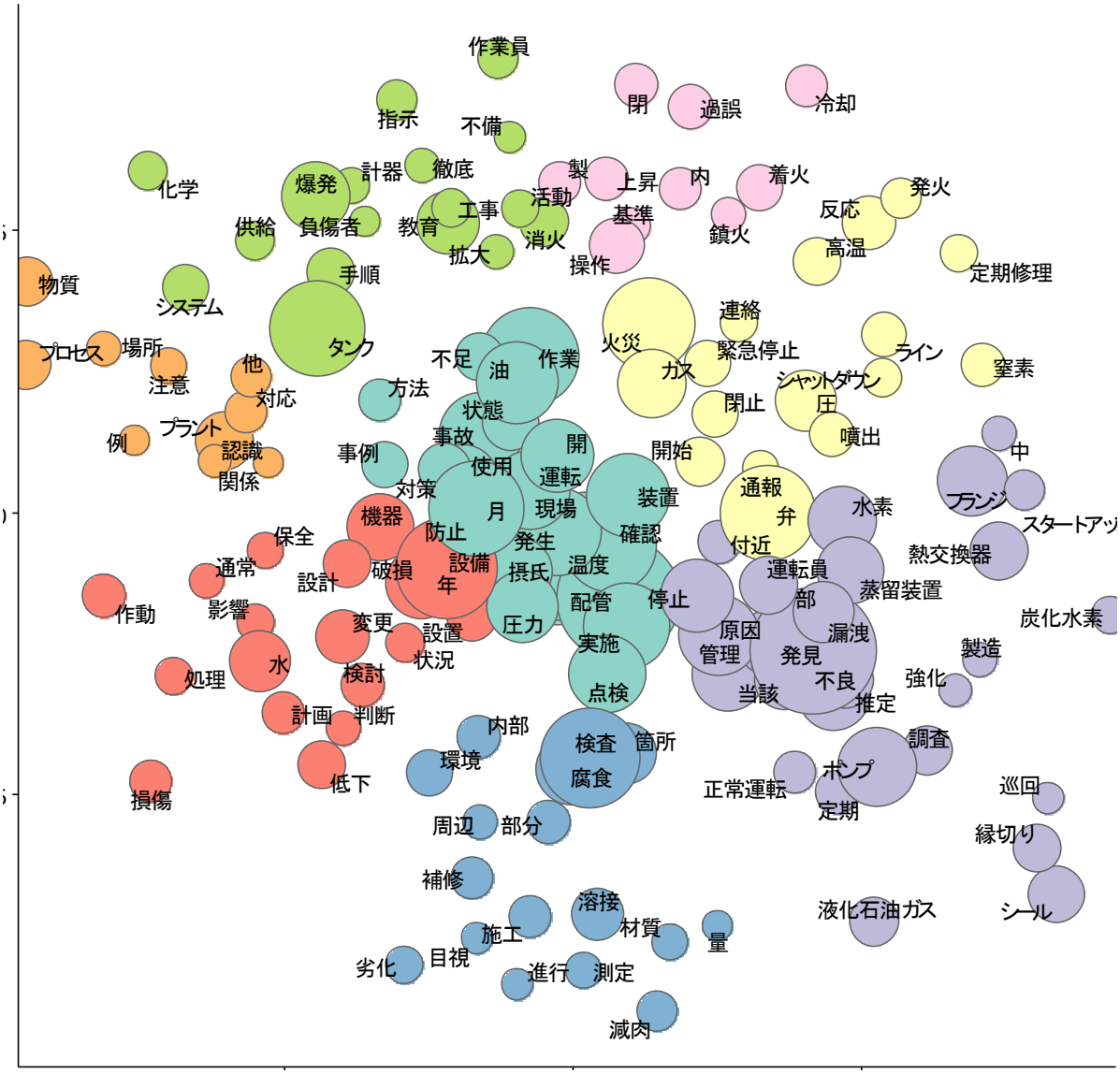
これらの共起する傾向が強い単語の集団からは、それらが何を意味するかを解釈することができた。例えば「目視　～　検査　～　腐食　～　減肉」という共起は、「目視検査によって、腐食を見つけ、減肉を探知した事例が多い」という意味内容が推定できる。

しかし、これらは常識的には分かり切った内容であり、大量の文書を分析した結果としては高度さに劣る。

単純な共起分析だけでは、大量のデータを十分に活用できないことが分かる。



【図２：KH Coder による単語共起ネットワークの分析結果。出現頻度の高い単語で、共起の強度（cosine 係数）が 0.2 以上の最小スパニングツリー】



【図３：KH Coder による単語共起の多次元尺度構成法分析の結果。出現頻度上位 141 個の単語で、cosine 距離をもとに配置。色分けされたクラスターごとに、共起しやすい単語のグループが抽出されている。】

3.　使用単語の選定

3-1 使用単語の選定の方法

分析では、全ての単語を観察するのではなく、安全工学上意味のある結論を導くことに有用な単語のみを選ぶ必要がある。役に立たない単語を放置しておくと、それが大量に出現していれば、分析結果に大きく影響し、無意味な結論を導く。

また、単語をどのように抜き出し、同義語や上位語・下位語との関係をどう位置付けるかというオントロジの問題もある。

使用単語の選定の作業では、「観察する単語リスト（ホワイトリスト）の作成 → 分析実行 → 分析結果の吟味 → 観察単語リストの修正 → 分析の再実行」というループを繰り返す必要がある。

最終的には、観察する単語リストを完備させ、ホワイトリストに載っていない単語を全て無視するという状態にする。

観察する単語リストは、KH Coder では「強制抽出する単語リスト」として登録できる。

3-2 無視すべき単語の選定の観点

下記の観点から、無視するべき単語（stop word）を定めた。

- 出現頻度が多すぎるもの。例： 原因、当該、fuel、晴、等
- 単位等：出現頻度が高すぎ、文脈の理解につながらない。例：ppm、m3（立米）、PSI、℃、等
- 報告書独特の用語：事故報告書でしばしば登場する単語であるが、抽象的であり、内容との関連が薄い。例：施工管理、水平展開、製造設備、防止措置、設備管理、知識不足、安全教育、安全管理、安全確認、安全意識、運転状態、運転技術、等
- 語義が広く、文脈内容を特定しにくい単語。例：進展、覚知、など。

3-3 同義語の表記統一

同義であるが表記異なるものは、表 2 のようにデータの文字を置き換えた。

【表 2：同義語の統一】

統一表記	表記揺れの例
弁	バルブ
ガス検知器	ガス検
液化石油ガス	LP ガス、LPG
液化天然ガス	LNG, LN ガス
硫化水素	H2S
熱交換器	熱交
液頭圧	水頭圧、ヘッド圧
浮き屋根	浮屋根
放出管	ベント管

運転員	オペレータ
水素化	水添
縁切り	ブロック
誤操作	操作ミス
調整	調節
定期修理	定修
屋根	ルーフ
正常運転	定常運転、通常運転、平常運転、安定運転
感知	覚知

3-4 上位語・下位語のレベル設定

次の条件のいずれかに該当する単語は、上位語も付した形で観察する。

- 単語の出現頻度が小さいが、類語などと合計すると、出現頻度が多くなる場合。これは表現の仕方が複数あるため、見かけ上、話題の登場回数が少なく見えているものと解釈する。
  例：「破裂」・「破断」・「折損」は、「破損」という上位概念でもカウントする。
- 目的が同一の事物は、そのカテゴリを立てる。
  例：「ブロック」・「ブロック弁」・「仕切弁」・「仕切り板」は「縁切り」としてもカウントする。
  例：「水素化分解」・「水素化分解装置」は「水素化」としてもカウントする。

【表３　上位語としてもカウントする単語と、その上位語】

上位語	下位語
締結	締結部
破損	破裂、破断、折損
シール	メカニカルシール
縁切り	ブロック、ブロック弁、仕切弁、仕切り板
過誤	ヒューマンエラー、誤判断、誤操作、誤使用、ミス
水素化	水添、水素化分解、水素化分解装置
屋根	ルーフ、タンク屋根、タンク上部、コーンルーフタンク、浮き屋根
安全装置	安全システム
鉄	SUS

フランジ	ノズルフランジ、チャンネルフランジ
接触分解	重油流動接触分解、流動接触分解装置、接触分解装置、接触改質装置

一方で、下位語としてカウントするべき単語もある。例えば、「装置」はこのままカウントすると、大量に出現し、分析が困難になる。それゆえ、「装置」を含む単語は、「何々装置」という細かいカテゴリの語としてカウントし、「装置」としてはカウントしない。（表４参照）

【表４：　共通する語尾を有する単語を、まとめずにそれぞれ独立してカウントする事例】

共通する語尾	識別する単語
タンク	タンク，ナフサタンク，アスファルトタンク，ルーフタンク，コーンルーフタンク，ガソリンタンク，球形タンク，貯蔵タンク，軽油タンク，原油タンク，重油タンク
圧	ヘッド圧，加圧，過圧，蒸気圧，均圧，減圧，降圧，差圧，残圧，吐出圧，除圧，昇圧，常圧，水圧，静圧，耐圧，脱圧，蓄圧，中圧，液頭圧，動圧，導圧，背圧，微圧，負圧，分圧，保圧，面圧，油圧，陽圧
反応	酸化反応，分解反応，化学反応，重合反応，暴走反応，発熱反応，脱硫反応
管	ティ管，ベント管，導圧管，反応管，拡管，枝管，放出管，直管，加熱管
配管	取り出し配管，取出し配管，ガス配管，排ガス配管，プロセス配管，バイパス配管，フィード配管，オーバーヘッド配管，ベント配管，スロップ配管，スチーム配管，オーバーフラッシュ配管，ドレン配管，導圧配管，保温配管，出荷配管，空気配管，蒸気配管，供給配管，小口径配管，大口径配管，出口配管，入口配管，主配管，吐出配管，抜出配管，放出配管，仮設配管，埋設配管，水素配管，窒素配管，移送配管，付属配管，盲腸配管，受入配管，循環油配管，軽油配管，原油配管，重油配管，不要配管，連絡配管，下流配管，抜管，加熱炉管
操作	開操作，遠隔操作，緊急操作，誤操作，運転操作，手動操作，閉操作，開閉操作，弁操作
措置	応急措置，緊急措置，予防措置
装置	コーキング装置，サンプリング装置，プロセス装置，水素化脱アルキル装置，アルキレーション装置，原油脱塩装置，水素化反応装置，液化装置，異性化装置，濾過装置，分解装置，水素化分解装置，接触分解装置，流動接触分解装置，熱分解装置，転換装置，緊急装置，改質装置，接触改質装置，回収装置，濃縮装置，抽出装置，精製装置，安全装置，製造装置，水素製造装置，原油予熱装置，警報装置，水幕装置，

	処理装置，分離装置，蒸留装置，減圧蒸留装置，常圧蒸留装置，脱硫装置，水素化脱硫装置，重油直接脱硫装置，軽油脱硫装置，重油脱硫装置
弁	弁, AC 弁，圧抜き弁，ブロック弁，プラグ弁，逃し弁，バイパス弁，バランス弁，スライド弁，ゲート弁，ブリード弁，ブレード弁，ベント弁，ボール弁，ドレン弁，開弁，切換弁，元弁，制御弁，出口弁，入口弁，逆止弁，電磁弁，排水弁，調整弁，圧力調整弁，仕切弁，安全弁，遮断弁，緊急遮断弁，手動弁，閉弁，ブリーザー弁
油	油，循環油，含油，軽油，減圧軽油，重質軽油，灯軽油，原油，残油，改質油，軽質油，重質油，重油, A 重油, C 重油，留出油，石油，操油，送油，滞油，塔頂油，通油，底油，塔底油，灯油，熱油，廃油，排油，落油，原料油，燃料油，残渣油

3-5 使用単語ホワイトリストの作成

上記の検討を重ね、分析とオントロジ処理を繰り返すことで、使用単語を 996 個指定し、表５に示すようにリスト（ホワイトリスト）を作成した。

【表５： 使用単語ホワイトリスト】

ダブルブロックアンドブリード，オーバーヘッドコンデンサ，オーバーヘッドレシーバ，オーバーフラッシュ配管，次亜塩素酸ナトリウム，水素化脱アルキル装置，アルキレーション装置，アスファルトタンク，コーンルーフタンク，亜塩素酸ナトリウム，チャンネルフランジ，クロスヘッドシュー，ホットボルティング，リフラックスドラム，フラッシングオイル，フラッシングライン，オーバーヘッド配管，オーバーフラッシュ，ノックアウトドラム，ブローダウンドラム，フレキシブルホース，ヒューマンファクタ，インパクトレンチ，塩化アンモニウム，水酸化ナトリウム，リングジョイント，インナーフロート，パイロットバーナ，アルキレーション，メカニカルシール，チャンネルカバー，キャビテーション，サクションドラム，重油流動接触分解，重油直接脱硫装置，流動接触分解装置，サンプリング装置，スチームトレース，ヒューマンエラー，コールドボックス，ホットスポット，ホットチャージ，ガスディテクタ，ディスプレーサ，チューブシート，オーステナイト，ウェザーシール，ウェザーフード，ウェザーカバー，フランジボルト，インナーノズル，ノズルフランジ，ファーマナイト，アイソマックス，サポートシュー，ピストンロッド，スタートアップ，シャットダウン，スピロールピン，ファンブレード，クーリングタワ，インターロック，フィッティング，プロセスライン，リフォーメート，サンドブラスト，ガソリンタンク，リサイクルガス，チャージダウン，オーバーヘッド，フィードライン，フィードドラム，エアーフォーム，ジャッキアップ，アップグレード，電解コンデンサ，コーキング装置，水素化分解装置，水素化反応装置，水素化脱硫装置，オイルフェンス，チャージポンプ，チャージヒータ，ディスチャージ，ライダーリング，ストリッピング，ボックスイン，メイクアップ，サイズアップ，ドレンライン，ドレンプラグ，ホットオイル，クロスヘッド，フローライン，ナフサタンク，ルーフタンク，エアーブロワ，フォーミング，スタビライザ，フィード配管，シートリング，ベントノズル，コロージョン，エロージョン，液化天然ガス，接触分解装置，接触改質装置，常圧蒸留装置，減圧蒸留装置，水素製造装置，原油脱塩装置，原油予熱装置，軽油脱硫装置，重油脱硫装置，プロセス装置，重油直接脱硫，重油混合基材，タンクローリ，タンクヤード，タンクエリア，プロファイル，ハイドロポン，パラキシレン，コークドラム，アルキレート，エバポレータ，オイルピット，カップリング，ロックリング，オイルサンド，液化石油ガス，応力腐食割れ，バイパス配管，スロップ配管，取り出し配管，プロセス配管，スチーム配管，アウトレット，イソブチレン，メチルアミン，ニトリルゴム，フレキホース，ブローダウン，ロードダウン，ノックアウト，ダウンロード，エアーフィン，ルブリケータ，チャタリング，スロッシング，コンプレッサ，デブタナイザ，ヒヤリハット，リーンオイル，データシート，プロセス流体，プロセス変更，ブリーザー弁，安全システム，炭化水素ガス，炭酸カリウム，サンプリング，ガスタービン，サージドラム，ラインアップ，ダウエルピン，ポリエチレン，配管サポート，塩化ビニル，ケーシング，オンボード，ポリチオン，ストリッパ，コンタクタ，ブチルゴム，塩化メチル，ブタジエン，コーキング，セパレ

ータ, プロピレン, ジョイント, サクション, ブレード弁, ブロック弁, バイパス弁, バランス弁, ブリード弁, スライド弁, 緊急遮断弁, 圧力調整弁, 取出し配管, 二酸化炭素, 原油タンク, 貯蔵タンク, 軽油タンク, 球形タンク, 重油タンク, タンク屋根, タンク側板, タンク上部, タンク内部, ベント配管, ドレン配管, 循環油配管, 排ガス配管, ガス検知器, 小口径配管, 大口径配管, 減圧蒸留塔, 減圧残渣油, 腐食性ガス, 可燃性ガス, 熱分解装置, 異性化装置, 常圧蒸留塔, 亜硫酸ガス, 不活性ガス, 入出荷設備, ガスケット, レデューサ, ピンホール, スタンバイ, ポンツーン, コンデンサ, ライニング, スクラッバ, フェライト, アクリル酸, クラッド鋼, オフサイト, ストレーナ, オリフィス, キャピラリ, ステンレス, マンホール, スプリッタ, プレヒータ, ポジショナ, ランダウン, グリコール, アンモニア, バキューム, フラッシュ, リサイクル, オペレータ, アルデヒド, SS400, HAZOP, インペラ, ベローズ, リボイラ, システム, シール水, ブースタ, スチーム, ブロック, リアクタ, リカバリ, チャンバ, LP ガス, 緊急停止, サンプラ, ハイオク, テフロン, ヘキセン, ネルソン, サーマル, フランジ, エチレン, ハイドロ, スイベル, スロップ, キシレン, トルエン, フィード, ブリード, ベンゼン, プラグ止, ブリーダ, ブースト, クリープ, プロパン, コンタミ, パッキン, フィルタ, アラーム, O リング, ドレン水, スタート, トラック, オフガス, タービン, スペーサ, スケール, ガソリン, トリップ, トラップ, シュータ, ロータリ, バイパス, アニュラ, スラッジ, サンプル, リテーナ, リリーフ, クランク, バラスト, ニアミス, エポキシ, ケーブル, トレンチ, ボパール, エロコロ, HIRA, 不要配管, 抜出配管, 塩化水素, 炭酸水素, 自衛消防, 公設消防, 触媒活性, 危険予知, 緊急遮断, 緊急対応, 緊急事態, 異常警報, 連結ピン, 圧力異常, 温度異常, 高圧ガス, 窒素ガス, 燃料ガス, 天然ガス, 外部腐食, 内部腐食, 局部腐食, 圧力容器, 移送配管, 空気配管, 窒素配管, 受入配管, 出荷配管, 放出配管, 吐出配管, ガス配管, 軽油配管, 重油配管, 盲腸配管, 蒸気配管, 供給配管, 導圧配管, 水素配管, 付属配管, 下流配管, 保温配管, 埋設配管, 仮設配管, 連絡配管, 原油配管, 回収装置, 蒸留装置, 緊急装置, 警報装置, 精製装置, 改質装置, 分離装置, 分解装置, 抽出装置, 処理装置, 濾過装置, 液化装置, 濃縮装置, 脱硫装置, 水幕装置, 転換装置, 製造装置, 安全装置, 経験不足, 接触不良, 作動不良, 事業所内, デッド部, 熱交換器, 常圧蒸留, ヘッド圧, 停止作業, 準備作業, 接触改質, 接触分解, 水素ガス, 正常運転, 安全運転, 緊急運転, 連続運転, 待機運転, 運転停止, 運転条件, 運転管理, 運転調整, 運転操作, 緊急操作, 遠隔操作, 手動操作, 炭酸ガス, 炭化水素, 硫化水素, 外面腐食, 内面腐食, ドレン弁, プラグ弁, ゲート弁, ボール弁, ベント弁, 圧抜き弁, 減圧軽油, 隅肉溶接, 運転温度, 発火温度, 設計温度, 表面温度, 油圧低下, 水圧試験, 温度上昇, 出口配管, 入口配管, 定期点検, 定期修理, 重質軽油, 内部流体, 調査報告, 設置基準, 加熱炉管, ベント管, 増し締め, タンク底, 浮き屋根, ペール缶, 気液分離, 重合反応, 化学反応, 暴走反応, 分解反応, 発熱反応, 脱硫反応, 酸化反応, ガス回収, 混合ガス, 分解ガス, 循環ガス, 制御電源, 制御不能, 流量制御, 温度制御, 緊急措置, 予防措置, 応急措置, 耐腐食性, 開閉操作, 変更管理, 油水分離, 目詰まり, A 重油, C 重油, ブロワ, リーン, フレア, ヘッダ, ポリマ, ホース, ガバナ, ローリ, ミスト, ブテン, エタン, トルク, バーナ, メタン, リレー, クロロ, アース, ホール, ウエス, クーラ, ボルト, ノズル, エルボ, コーク, エラー, ドレン, プラグ, シェル, カプラ, ナフサ, ナビン, リーク, ベント, ブタン, モータ, ラック, ティ管, トート, パージ, 満タン, ルーフ, シール, ステム, ビニル, ロータ, スラリ, ダンパ, タンク, ダクト, ポンプ, ガス漏, 活性化, 主配管, 溶接線, 溶接棒, 熱影響, 縁切り, 仕切り, 安全弁, 逃し弁, 制御弁, 調整弁, 逆止弁, 遮断弁, 入口弁, 出口弁, 電磁弁, 手動弁, 仕切弁, 排水弁, AC 弁, 弁操作, 耐水素, 耐腐食, 耐摩耗, 腐食性, 爆発性, 揮発性, 着火性, 発火性, 気密性, 脱硫塔, 混合気, 蒸気雲, ガス雲, 硫化鉄, 蒸留塔, 誤判断, 誤認知, 誤使用, 未経験, 不慣れ, 不遵守, 事業所, 事業者, 冷却水, 洗浄水, 残留水, 遊離水, 地下水, 水注入, 水硫化, 水循環, 水溶液, 水蒸気, 水置換, 灯軽油, 芳香族, 精留塔, 熱膨張, 熱収縮, 熱媒体, 熱分解, 液面計, 反応管, 導圧管, 差圧計, 圧抜き, 凝集器, 廃棄物, 水攻法, 希硫酸, 開状態, 運転員, 作業員, 防油堤, 気液混, 製造中, 原料油, 塔頂油, 塔底油, 軽質油, 重質油, 改質油, 残渣油, 循環油, 燃料油, 蒸気圧, 液頭圧, 吐出圧, 第一鉄, 熱応力, 加熱管, 凝縮器, 凝縮水, 反応器, 加熱炉, 保温材, 補修材, 放出管, 管理値, 急上昇, 高温部, 炭素鋼, 閉止板, 開操作, 閉操作, 水抜き, 油抜き, 油回収, 留出油, 油循環, 片締め, 水和物, 勘違い, 放散塔, 空温式, 熱電対, 熱疲労, 熱変形, 液抜き, 変圧器, 従業員, 負傷者, 着火源, 静電気, 大口径, 小口径, 破裂板, 報告書, 排出口, 試運転, 切換弁, 誤操作, 熱流体, 熱伸縮, 硝酸塩, ガス検, 空焚き, 空引き, SCC, CO2, JIS, DCS, FCC, BTX, 直留, 精留, 重質, 軽質, 間脱, 直脱, 重油, 軽油, 灯油, 塩酸, 脱塩, 揺動, 水素, 酸素, 酸性, 全開, 軸受, 開度, 微開, 開弁, 閉弁, 元弁, 弁座, 噴出, 閉塞, 側板, 切替, 硫黄, 腐食, 残渣, 残油, 滞油, 通油, 活性, 軸力, 圧力, 蓄圧, 面圧, 差圧, 減圧, 導圧, 動圧, 除圧, 脱圧, 分圧, 微圧, 加圧, 過圧, 常圧, 背圧, 負圧, 陽圧, 残圧, 保圧, 静圧, 昇圧, 降圧, 油圧, 中圧, 水圧, 均圧, 均一, 固化, 直管, 火花, 爆燃, 亀裂, 欠陥, 気密, 塩素, 硝安, 改質, 開始, 原油, 継手, 経年, 火炎, 裸火, 屋根, 可搬, 払出, 母材, 脱硫, 臭気, 昇温, 降温, 加温, 炉内, 硫酸, 地絡, 落油, 送油, 操油, 含油, 底油, 地震, 津波, 台風, 減肉, 貫通, 暴露, 肉厚, 板厚, 元厚, 添加, 収縮, 計装, 全閉, 怪我, 出口, 張込, 酸欠, 液封, 吸熱, 吸音, 留出, 留分, 伝熱, 締付, 増締, 開孔, 整定, 全周, 揚荷, 肉盛, 着桟, 離桟, 噴破, 死者, 水平, 応力, 未燃, 貯槽, 受槽, 塔槽, 塔頂, 塔底, 吹付, 海上, 破裂, 循環, 遮断, 硫化, 警報, 溶栓, 溶込, 溶射, 予熱,

予冷, 架構, 拡管, 枝管, 混相, 漏洩, 熱交, 元請, 孫請, 抜出, 抜管, き裂, 熱歪, 気相, 液相, 液面, 液温, 満水, 微量, 防爆, 耐爆, 耐圧, 耐酸, 爆発, 溶接, 発火, 着火, 消化, 流出, 劣化, 発災, 焼損, 滞留, 排水, 試験, 熱媒, 黒煙, 白煙, 煙道, 死亡, 火傷, 出荷, 排出, 汚染, 逆流, 拡散, 蓄積, 重合, 改造, 散水, 感知, 避難, 停電, 摩耗, 絶縁, 折損, 過誤, 凍結, 発熱, 締結, 剥離, 膨張, 残存, 充填, 濃縮, 放水, 放電, 切断, 破断, 放置, 換気, 隔離, 溶断, 廃棄, 固着, 抽出, 撹拌, 浸透, 穿孔, 違反, 仮設, 展張, 養生, 排油, 帯電, 侵食, 被覆, 排気, 排煙, 気化, 過熱, 流動, 分岐, 注水, 放散, 壊滅, 暴走, 短絡, 中和, 漏出, 揮発, 希釈, 失火, 冷凍, 交代, 退避, 蓄熱, 封入, 炎上, 被災, 逸脱, 断線, 析出, 呼吸, 中毒, 廃熱, 廃油, 溶融, 露出, 硬化, 禁忌, 落雷, 結晶, 結合, 変色, 飽和, 異音, 異臭, 沈降, 還元, 輻射, 凝固, 沸騰, 平衡, 閉止, 含浸, 分留, 塩水, 洪水, 通水, 純水, 雨水, 海水, 廃水, 防水, 給水, 復水, 水分, 水質, 熱油, 底板, 破損, 損傷, 振動, 放出, 変更, 直径, 探傷, 混合, 付着, 堆積, 回転, 変動, 塩化, ミス, 水洗, 炭酸, 石油, 開口, 閉鎖, PH, LP, 開, 閉, 径, 軸, 孔, 錆, 酸, 炉, 槽, 雨, 氷, 弁, 水, 油, 圧, 炎, 煙

４．　アソシエーション分析による因果関係の概況確認

4-1 アソシエーション分析の目的とその特性

因果関係とは、「フランジから漏洩して発火する事故が多い」といった傾向である。これは単語の出現頻度では、「『フランジ』という単語を含む報告は、『漏洩』や『発火』という単語の出現率が通常より高い」という、統計的な傾向として現れるはずである。

このような単語間の関係を調べるには、まず「文書×出現単語行列」を作り、それをアソシエーション分析にかけることが標準的である。

「文書×出現単語行列」とは、行が各報告書、列が各単語に割り当てられており、出現回数を記録した表型のデータである。これは KH Coder のエクスポート機能で生成できる。

なお、今回は出現回数には大きな意味がないので、出現回数が 1 以上ならばすべて 1 回とカウントする、ゼロイチ行列化を施す。

アソシエーション分析は、ベイズ統計の直接的で単純な判定手法である。欠点としては、因果関係の傾向（「ルール」と呼ばれる）が大量に出現しがちである。その多くは自明なものである。目新しく有意義なルールが、自明なルールの中に埋没しがちになる。

4-2 アソシエーション分析の結果

アソシエーション分析には、R 言語の Arules ライブラリを用いた。その結果を表６，７、８、９に示す。

これら結果から次の事が言える。

- 原因と結果の単語は、コンピュータに教示していないが、分析の結果、論理式の左辺には原因、右辺には結果が配置された。よって、元データの文書は因果関係分析に値する内容を保持していると確かめられた。
- アソシエーション分析では、大量のルールが検出される短所があったが、その通りで、有意義なルールを発見することが難しい。

【表６：　元データ中で件数が多かったルール上位 10 件】

前提語	⇒	出現語	件数	共起率 (Support)	前提後の出現率 (Confidence)	出現拡大率 (Lift)
コロージョン	⇒	エロージョン	54	2.9%	91.5%	21.1
エロージョン	⇒	コロージョン	54	2.9%	65.9%	21.1
誤判断	⇒	誤操作	29	1.5%	50.9%	13.8
オイルフェンス	⇒	汚染	20	1.1%	54.1%	12.6
オイルフェンス, 海上	⇒	汚染	18	1.0%	56.3%	13.1
展張	⇒	汚染	18	1.0%	54.5%	12.7
水注入	⇒	コロージョン	17	0.9%	70.8%	22.7
オイルフェンス, 展張	⇒	汚染	17	0.9%	54.8%	12.8
エロージョン, 水注入	⇒	コロージョン	16	0.8%	100.0%	32.1
コロージョン, 水注入	⇒	エロージョン	16	0.8%	94.1%	21.7

【表７：　Confidence が高いルール上位 10 件】

前提語	⇒	出現語	件数	共起率 (Support)	前提後の出現率 (Confidence)	出現拡大率（Lift)
サンプリング, サンプル, 安全意識	⇒	違反	5	0.3%	100.0%	65.2
オーステナイト, 塩素	⇒	応力腐食割れ	7	0.4%	100.0%	38.6
オーステナイト, ステンレス, 塩素	⇒	応力腐食割れ	7	0.4%	100.0%	38.6
オーステナイト, 濃縮	⇒	応力腐食割れ	6	0.3%	100.0%	38.6
オーステナイト, 塩化	⇒	応力腐食割れ	6	0.3%	100.0%	38.6
オーステナイト, ステンレス, 濃縮	⇒	応力腐食割れ	6	0.3%	100.0%	38.6

オーステナイト, ステンレス, 塩化	⇒	応力腐食割れ	6	0.3%	100.0%	38.6
オーステナイト, 塩素, 進展	⇒	応力腐食割れ	6	0.3%	100.0%	38.6
ステンレス, 塩素, 進展	⇒	応力腐食割れ	6	0.3%	100.0%	38.6
オーステナイト, ステンレス, 塩素, 進展	⇒	応力腐食割れ	6	0.3%	100.0%	38.6

【表８：　Lift が高いルール上位 10 件】

前提語	⇒	出現語	件数	共起率 (Support)	前提後の出現率 (Confidence)	出現拡大率 (Lift)
火炎, 表面温度, 炉内	⇒	クリープ	5	0.3%	83.3%	71.7
加熱管, 表面温度, 炉	⇒	クリープ	5	0.3%	83.3%	71.7
加熱管, 火炎, 炉内	⇒	クリープ	5	0.3%	83.3%	71.7
加熱管, 火炎, 表面温度	⇒	クリープ	5	0.3%	83.3%	71.7
加熱管, 火炎, 表面温度, 炉内	⇒	クリープ	5	0.3%	83.3%	71.7
コーキング, 加熱管, 炉内	⇒	クリープ	5	0.3%	83.3%	71.7
サンプリング, サンプル, 安全意識	⇒	違反	5	0.3%	100.0%	65.2
加熱管, 表面温度	⇒	クリープ	6	0.3%	75.0%	64.5
火炎, 表面温度	⇒	クリープ	5	0.3%	71.4%	61.4
加熱管, 炉, 炉内	⇒	クリープ	5	0.3%	71.4%	61.4

【表９：　「開孔」という結果を生じるルール上位 10 件】

前提語	⇒	出現語	件数	共起率 (Support)	前提後の出現率 (Confidence)	出現拡大率 (Lift)
元弁, 腐食性	⇒	開孔	5	0.3%	100.0%	18.9
原油タンク, 内面腐食	⇒	開孔	5	0.3%	71.4%	13.5
海水, 展張	⇒	開孔	6	0.3%	66.7%	12.6
オイルフェンス, 海水	⇒	開孔	6	0.3%	66.7%	12.6
オイルフェンス, 海上, 海水	⇒	開孔	6	0.3%	66.7%	12.6
海上, 海水	⇒	開孔	7	0.4%	63.6%	12.0
海上, 海水, 展張	⇒	開孔	5	0.3%	62.5%	11.8
内面腐食, 腐食性	⇒	開孔	6	0.3%	60.0%	11.4
塩素, 腐食性	⇒	開孔	6	0.3%	60.0%	11.4
腐食性, 硫化	⇒	開孔	5	0.3%	55.6%	10.5
孔, 内面腐食	⇒	開孔	8	0.4%	50.0%	9.5

５．　ベクトル量子化による高精度の因果関係分析

5-1 ベクトル量子化（VQ)とは

ベクトル量子化（Vector Quantization, VQ)とは、クラスタリング手法の１つである。他の類似手法と比較して、分類精度が良いので、認識工学では頻用される。

本分析では VQ を用いて、単語含有状況が類似している報告同士をグループにまとめ、合計 16 個のグループに分類する。

なお、VQ ではグループの個数は、2, 4, 8, 16, 32 と 2 のべき乗が選べる。細かくすれば詳細な傾向を読み取ることができるが、結果の分量が多くなり可読性が悪くなる。よって今回は 16 個にとどめた。

各グループ内での、単語の共起状況が、その報告が意味するストーリ（因果関係）を意味する。

5-2 ベクトル量子化の分析結果

VQ の結果を表１０，１１に示す。

また、出現する単語の傾向を読み解き、各グループが何を意味するかを解釈した結果を表１２に示す。

アソシエーション分析に比べ、出現頻度が相対的に少ない単語でも埋没せずに、結果に反映することができ、事故の過程の具体的なストーリが読み取れる。

【表 10：　VQ 結果。各グループに最も含まれやすい単語上位 10 個】

グループ名	G1	G2	G3	G4	G5	G6	G7	G8	G9	G10	G11	G12	G13	G14	G15	G16
所属件数	76	78	124	162	126	132	117	97	106	126	104	83	134	174	143	119
件数シェア	4.0%	4.1%	6.5%	8.5%	6.6%	6.9%	6.2%	5.1%	5.6%	6.6%	5.5%	4.4%	7.0%	9.2%	7.5%	6.3%
頻出 1	漏洩	漏洩	漏洩	漏洩	漏洩	蒸留装置	腐食	腐食	爆発	爆発	漏洩	タンク	シャットダウン	ポンプ	弁	弁
頻出 2	シール	運転員	噴出	正常運転	フランジ	水素	漏洩	エロコロ	着火	タンク	油	屋根	システム	破損	開	圧力
頻出 3	縁切り	蒸留装置	腐食	腐食	ボルト	漏洩	蒸留装置	エロージョン	システム	死亡	タンク	油	開	圧力	漏洩	開
頻出 4	ポンプ	感知	外面腐食	母材	ガスケット	油	油	減肉	着火源	水	流出	開	圧力	蒸留装置	過誤	閉

頻出 5	メカニカルシール	増し締め	運転員	微量	水素	破損	減肉	コロージョン	漏洩	破損	腐食	破損	インターロック	振動	閉	運転員
頻出 6	締付	炭化水素	弁	液化石油ガス	圧力	圧力	圧力	漏洩	圧力	放出	海上	爆発	弁	変更	油	爆発
頻出 7	液化石油ガス	弁	変更	弁	熱交換器	圧	開口	圧力	負傷者	負傷者	汚染	着火	安全弁	劣化	噴出	閉止
頻出 8	感知	締付	開	縁切り	運転員	緊急停止	水素	蒸留装置	油	死者	開	公設消防	変更	圧	閉止	過誤
頻出 9	炭化水素	フランジ	減肉	閉止	発火	発火	緊急停止	肉厚	破損	システム	圧力	側板	緊急装置	油	作業員	漏洩
頻出 10	ガス検知器	重油脱硫装置	圧力	外面腐食	圧	水素化脱硫装置	劣化	変更	損傷	開	弁	タンク屋根	圧	シャットダウン	システム	油

【表 11： VQ 結果。各グループに最も出現率が通常より高まる単語上位 10 個】

グループ名	G1	G2	G3	G4	G5	G6	G7	G8	G9	G10	G11	G12	G13	G14	G15	G16
所属件数	76	78	124	162	126	132	117	97	106	126	104	83	134	174	143	119
件数シェア	4.0%	4.1%	6.5%	8.5%	6.6%	6.9%	6.2%	5.1%	5.6%	6.6%	5.5%	4.4%	7.0%	9.2%	7.5%	6.3%
頻出 1	メカニカルシール	運転員	噴出	正常運転	ガスケット	水素化脱硫装置	開口	エロコロ	着火	放出	海上	屋根	安全弁	振動	ドレン弁	製造装置
頻出 2	シール	炭化水素	エチレン	ブタン	ボルト	水素ガス	保温材	減肉	爆発	破裂	流出	液面	流動接触分解装置	劣化	過誤	閉
頻出 3	縁切り	継手	雨水	液化石油ガス	フランジ	反応器	硫化水素	肉厚	従業員	ホース	原油	公設消防	シャットダウン	コンプレッサ	ドレン	スチーム
頻出 4	液化石油ガス	常圧蒸留装置	外面腐食	外面腐食	熱交換器	軽油	ナフサ	出口	静電気	水	重油	タンク	計装	破損	弁	加熱炉
頻出 5	ポンプ	締付	ノズル	保温材	接触改質装置	水素	肉厚	腐食	酸	作業員	孔	液面計	システム	ポンプ	開	閉止
頻出 6	締付	スチーム	応力	腐食	継手	蒸留装置	酸	硫化水素	損傷	負傷者	油	ガソリン	調整弁	損傷	ミス	パージ
頻出 7	炭化水素	蒸留装置	漏洩	雨水	軽油	発災	溶接	開口	警報	ガソリン	タンク	槽	接触分解	変更	閉	ミス
頻出 8	製造装置	フランジ	溶接	接触改質装置	発火	出口	水分	熱交換器	負傷者	警報	水分	静電気	コンプレッサ	圧	作業員	ドレン弁

頻出9	常圧蒸留装置	熱交換器	腐食	パージ	水素	加熱炉	孔	水素化脱硫装置	エチレン	爆発	雨水	油	変更	循環	閉止	開始
頻出10	漏洩	漏洩	パージ	液面計	応力	発火	緊急停止	ノズル	システム	タンク	開始	負傷者	液面	調整弁	ホース	警報

【表１２：　VQ 結果の石油精製工学上の解釈】

グループ名	所属件数	件数シェア	解釈
G1	76	4.00%	メカシール漏れ
G2	78	4.10%	継ぎ手漏れ
G3	124	6.50%	溶接部腐食漏れ
G4	162	8.50%	保温材下腐食漏れ LPG
G5	126	6.60%	継ぎ手水素漏れ発火
G6	132	6.90%	反応器まわり水素発火
G7	117	6.20%	保温材下減肉、開孔、硫化水素
G8	97	5.10%	エロージョン・コロージョン、開孔
G9	106	5.60%	静電気爆発
G10	126	6.60%	タンク破裂
G11	104	5.50%	開孔、海上重油漏れ
G12	83	4.40%	タンク屋根、定修、火災
G13	134	7.00%	自動的に緊急停止
G14	174	9.20%	ポンプ破損
G15	143	7.50%	人的過誤で漏洩
G16	119	6.30%	人的過誤で爆発

６．　まとめと、将来展開

複数の事故に関わるDBを横断的に解析することが可能な、単語（ホワイトリスト）を抽出し、「文書×出現単語行列」を作成することが出来た。

具体的には、石油精製の重大事故やヒヤリハット、劣化事例についての報告書1904件を、自然言語処理によって、分析し、それらに含まれる事故のパターンを抽出した。

「文書×出現単語行列」を用いて、「アソシエーション分析」「ベクトル量子化分析」を実施し、「文書×出現単語行列」を用いることにより、因果関係分析が可能なことが確認された。

具体的には、ベクトル量子化の結果を用いれば、特定の作業でのリスクを指摘することができる。例えば、「保温材」がまかれ、中を「硫化水素」が通る管を持つ装置の点検であれば、それらはグループ７番の代表単語であるから、その共起単語を見て「保温材下」の「減肉」による「開孔」に特に注意して点検するべきであるという処理の流れ、助言が作られる。

したがって、今回作成した、「文書×出現単語行列」は、昨年実施した、ベイジアンネットを用いた解析にも有効に活用できることが推定される。

以上

JPEC-2021P-03

添付３：
石油精製段階のエネルギー消費量・ＣＯ２排出量に関する解析

令和３年度燃料安定供給対策に関する調査事業

（製油所の競争力に係る技術動向に関する調査）

令和４年３月

一般財団法人石油エネルギー技術センター

Japan Petroleum Energy Center (JPEC)

はじめに

本報告書は、一般財団法人石油エネルギー技術センターが、経済産業省資源エネルギー庁から委託を受けて、令和３年度燃料安定供給対策に関する調査事業（製油所の競争力に係る技術動向に関する調査）の一部として実施した、「石油精製段階のエネルギー消費量・CO2 排出量に関する解析」についてとりまとめたものである。

日本の石油の安定供給を将来にわたり確保していくためには、国内に製油所等の供給インフラを維持していく必要がある。供給を担う民間企業が国内の石油需要減少等の厳しい経営環境にある中、国内供給インフラを経済合理的かつ効率的に維持していくためには、国内外の市場で競合する他国企業・製品との比較において、日本企業・製品の国際競争力を高め、経営基盤を強化していかなければならない。こうした課題に向けては、原油選択や装置改造、運転条件の変更によるケミカルシフト、デジタル技術を活用した製油所の自動運転・効率運転などに取組むことが有効だと考えられる。

本事業では、原油の多様化やケミカルシフトに関する海外動向に加え、ＡＩ等のデジタル技術を活用した稼働信頼性の向上や製油所の効率的な運転制御・操業管理技術の開発動向とその課題及び導入可能性に係る調査・分析を行い、国内石油産業の国際競争力向上のための政策立案に役立てることを目的とする。また、調査結果について、国民、国内企業、団体、研究機関に対して情報を発信することで、石油産業の国際競争力強化に向けた施策への理解を促進する。

本調査は、当センターと、石油の精製段階における CO2 排出量の解析において高度な能力を有するＥＮＥＯＳ総研と実施した。調査報告書をまとめるにあたっては、経済産業省や、石油元売会社等の有識者からなる「情報収集調査研究会」での議論等も踏まえながらまとめた。本報告書の取りまとめにあたり、様々な形でご協力いただいた関係者各位に感謝申し上げる次第である。

本調査が、我が国石油産業の今後の経営基盤強化の一助となれば幸いである。

令和４年３月

一般財団法人石油エネルギー技術センター

目次

1.背景・目的・実施内容.....6
1.1 背景・目的.....6
1.2 実施内容.....6
1.2.1 調査課題.....6
1.2.2 調査内容.....6
1.3 調査手順.....7
1.3.1 我が国の石油精製におけるエネルギー消費、CO2 排出の現状.....7
1.3.2 製油所のエネルギー消費、CO2 排出量に関する技術・施策動向.....7
1.3.3 製油所のエネルギー消費、CO2 排出量施策のケーススタディ.....8
2. 結果概要.....9
2.1 我が国の石油精製におけるエネルギー消費、CO2 排出の現状.....9
2.1.1 エネルギー消費、CO2 排出量の現状～製油所モデルによる評価.....9
2.1.2 我が国の製油所競争力の現状.....9
2.2 製油所のエネルギー消費、CO2 排出量に関する技術・施策動向～CONCAWE 報告書のレビュー～欧州における動向.....9
2.2.1 CO2 reduction technologies Opportunities within EU refining system(2030/2050).....9
2.2.2 Refinery 2050: Conceptual Assessment.....9
2.2.3 Refinery 2050: Conceptual Assessment.....9
2.2.4 A Clean Planet for all. Impact assessment on the potential implications for our refining system and the link with Refinery 2050.....10
2.2.5 CONCAWE 報告書まとめ・考察.....10
2.3 世界各地における CO2 排出量削減施策・技術動向.....10
2.3.1 ARTC(Asian Refining Technology Conference)からの情報収集.....10
2.4 製油所のエネルギー消費、CO2 排出量施策のケーススタディ.....11
2.4.1 施策・技術の抽出と選定.....11
2.4.2 ケーススタディ結果.....11
2.4.3 我が国への適用可能性と課題.....12
3 我が国の石油精製におけるエネルギー消費、CO2 排出の現状.....13
3.1 エネルギー消費、CO2 排出量の現状～製油所モデルによる評価.....13
3.1.1 諸前提.....13
3.1.2 評価結果.....17
3.2 我が国の製油所競争力の現状.....18
3.2.1 CO2 排出量の削減.....18

4. 製油所のエネルギー消費、CO2 排出量に関する技術・施策動向～CONCAWE 報告書のレビュー～欧州における動向.....20
4.1 CO2 reduction technologies Opportunities within EU refining system(2030/2050) 21
4.1.1. 序論.....21
4.1.2 製油所のエネルギー効率の改善.....23
4.1.3 低炭素エネルギー源（LCE）の利用 29
4.1.4 CO2 の回収と貯留.....33
4.1.5 評価結果 34
4.2. Refinery 2050: Conceptual Assessment 46
4.2.1. 製油所の 2050 年ビジョン.....46
4.2.2. 2050 年の需要シナリオ.....48
4.2.3 低化石炭素原料経路 49
4.2.4 モデリング.....51
4.2.5. 結論.....57
4.3. Appendixes Refinery 2050: Conceptual Assessment.....67
4.3.1. Concawe の低炭素経路の STEP1 と STEP2 でのスコープ 67
4.3.2. 低炭素経路技術の安全性と大気への影響 68
4.4 A Clean Planet for all. Impact assessment on the potential implications for our refining system and the link with Refinery 2050 72
4.4.1 背景.....72
4.4.2 3 つのシナリオ 72
4.4.3 モデリング.....73
4.4.4 EU 製油所への影響.....77
4.5 CONCAWE 報告書まとめ・考察.....80
5. 世界各地における CO2 排出量削減施策・技術動向 82
5.1 ARTC(Asian Refining Technology Conference)からの情報収集.....82
5.1.1 【基調講演】グローバルな石油精製と石油化学ダウンストリームの見通し...82
5.1.2 【基調講演】FCC からのプロピレン収量最大化に向けたアプローチ 84
5.1.3 熱交換器ネットワークの改善戦略 86
6.製油所のエネルギー消費、CO2 排出量施策のケーススタディ 88
6.1 施策・技術の抽出と選定.....88
6.1.1 個別対策 88
6.1.2 組み合わせ対策 90
6.2 ケーススタディ結果 91
6.2.1 個別対策のポテンシャル評価 91

6.2.2 組み合わせ対策評価 124
6.3 我が国への適用可能性と課題 132
7. まとめ 134
7.1 エネルギー消費、CO2 排出量の現状～製油所モデルによる評価 134
7.2 我が国の製油所競争力の現状 134
7.3 製油所のエネルギー消費、CO2 排出量に関する技術・施策動向～欧州動向～ 134
7.4 世界各地における CO2 排出量削減施策・技術動向 134
7.5 製油所のエネルギー消費、CO2 排出量施策のケーススタディ 135

1.背景・目的・実施内容

1.1 背景・目的

日本の石油の安定供給を将来にわたり確保していくためには、国内に製油所等の供給インフラを維持していく必要がある。供給を担う民間企業が国内の石油需要減少等の厳しい経営環境にある中、国内供給インフラを経済合理的かつ効率的に維持していくためには、国内外の市場で競合する他国企業・製品との比較において、日本企業・製品の国際競争力を高め、経営基盤を強化していかなければならない。こうした課題に向けては、原油選択や装置改造、運転条件の変更によるケミカルシフト、デジタル技術を活用した製油所の自動運転・効率運転などに取組むことが有効だと考えられる。

そのような状況下にありながら、一方で、カーボンニュートラルに向けた動きが加速している中で、石油の精製段階における CO2 排出量は、これまでの製油所の競争力強化手段に加えて、今後新しい競争力指標とも成り得るデータだと言える。

本調査は、ケミカルシフトの進展状況やデジタル化による効率化状況を踏まえた上で、エネルギー消費量及び CO2 排出量に関する解析調査を行うことを目的とする。

1.2 実施内容

1.2.1 調査課題

ケミカルシフトの進展状況やデジタル化による効率化状況を踏まえて、エネルギー消費及び CO2 排出量に関する総合的な解析/試算を行い、海外と国内それぞれの製油所が置かれた立地環境、装置構成、製品得率などを考慮した詳細な比較等を行い、日本の製油所への横展開の可能性について検証を行う。

1.2.2 調査内容

①エネルギー消費量及び CO2 排出量に関する総合的な解析/試算

これまでに調査されたエネルギー消費量及び CO2 排出量に関する以下の資料等を整理し、まとめを通じて、CO2 排出量削減のための要因を解析して、有効な項目を抽出し、その効果を推察する。

・JPEC が実施した石油精製段階における CO2 排出量に関する調査報告書
　（JPEC-2019-05「我が国製油所の石油精製段階の排出量の調査」[1)]）
・日本や海外製油所の省エネルギー事例（導入状況や効果等）
・Concawe による CO2 削減技術に関する報告書
・ソロモン社の競争力分析
・CO2 排出量削減に顕著な変化がみられた製油所に対しての要因分析

②CO2 排出量ケーススタディの実施と日本の製油所への横展開の可能性検証

日本のモデル製油所での CO2 排出量を計算する。計算に際しては、ケーススタディの前提として、①において有効とした施策やケミカルシフトの進展状況やデジタル化による効率化状況などを反映する（例：製油所での化学品収率の設定、デジタル化によるプロセスに関わるエネルギー効率値の設定)。

これら有効なケースを、日本の製油所への横展開の可能性等を検証する。

1.3 調査手順

1.3.1 我が国の石油精製におけるエネルギー消費、CO2 排出の現状

①モデル製油所のエネルギー消費、CO2 排出量

前回調査、JPEC-2019-05「我が国製油所の石油精製段階の排出量の調査」[1)]をレビューし、当該調査で用いたモデルをアップデートし、現状の我が国における石油精製におけるエネルギー消費、CO2 排出量を定量的に把握する。

②我が国の製油所の競争力

ソロモン社による評価レポートに基づき、競争力の現状を整理する。

1.3.2 製油所のエネルギー消費、CO2 排出量に関する技術・施策動向

①COCAWE～欧州における動向

CONCAWE による製油所 CO2 削減策・シナリオ報告書をレビュー・解析し、我が国への適用可能性・時期、適用にあたっての課題等を考察する。

表 1.3.1 関連の CONCAWE レポート

タイトル	レポート番号	発行年月	文献番号
CO2 reduction technologies. Opportunities within the EU refining system (2030/2050).	8/19	2019.7	2)
Refinery 2050: Conceptual Assessment.	9/19	2019.9	3)
Appendixes Refinery 2050: Conceptual Assessment.	9/19A	2019.9	4)
A Clean Planet for all. Impact assessment on the potential implications for our refining system and the link with Refinery 2050	20/20	2020.9	5)

②製油所における省エネルギー、CO2 低減技術・施策の調査

製油所における省エネ・CO2 低減技術動向を、ERTC、ARTC（いずれも World Refining

Association 主催） 等の関連コンファレンスでの報告入手、文献調査により整理し、現状とは不連続な技術・施策も含めて我が国への適用可能性・時期、適用にあたっての課題等を考察する。

＜候補イベント＞

LARTC　The Latin American Refining Technology Conference：9/21-23 Virtual

ARTC　Asian Refining Technology Conference：10/26-27 Virtual

ERTC　European Refining Technology Conference：11/15-18 @Madrid

NARTC　North American Refining Technology Conference：1/25-26 @Houston

1.3.3 製油所のエネルギー消費、CO2 排出量施策のケーススタディ

①抽出・選定

前項の調査結果に基づき、ケーススタディに適用する技術を、省エネを通じた CO2 削減策と、CO2 削減に特化した削減策に分類して抽出する

②ケーススタディ

抽出した技術・施策の、我が国の製油所におれるエネルギー消費・CO2 排出削減のインパクトをモデル製油所を用いて評価する。

コスト削減にも繋がる可能性のある省エネ＋CO2 削減策と、現在の制度のもとではコストアップにつながる CO2 削減に特化した施策の適用可能性と課題をとりまとめる。

2. 結果概要

2.1 我が国の石油精製におけるエネルギー消費、CO2 排出の現状

2.1.1 エネルギー消費、CO2 排出量の現状～モデル製油所による評価

CO2 削減策評価のベースとして、現状の我が国における石油精製におけるエネルギー消費、CO2 排出量を定量的に把握した。

評価の結果、日本全体での製油所からの CO2 排出量は、33,018 千 t/年と見積もられた。装置別には、常圧蒸留装置(7,213 千 t)、FCC(9,019 千 t)、水素製造装置(5,849 千 t)からの排出が多いとの評価結果となった。

2.1.2 我が国の製油所競争力の現状

ソロモン社のレポートでは、日本の製油所は欧米の製油所と比べて、原油由来の炭化水素を多く燃料として使用しており、今後の「ゼロカーボン」動向が製油所の存続にきわめて大きな影響を及ぼすことも加味すると CO2 の削減が大きな課題となる。

2.2 製油所のエネルギー消費、CO2 排出量に関する技術・施策動向～CONCAWE 報告書のレビュー～欧州における動向

2.2.1 CO2 reduction technologies Opportunities within EU refining system(2030/2050)

CO2 削減のためには、エネルギー効率の削減、低炭素エネルギー源（LCE）の利用、CO2 の回収・貯留の３つの方法があり、これを組み合わせることによって実現できる。ケーススタディを実施したところ、EU の製油所においてすべての CO2 削減オプションを実行すると精製からの総 CO2 排出量は、2020 年比で 2030 年には 25%、2050 年には 52%削減の可能性がある。一方で 2050 年の CO2 削減を達成するためには製油所において、最低でも 30,000 百万ユーロの設備投資が見積もられる。

2.2.2　Refinery 2050: Conceptual Assessment

2050 年に CO2 削減目標を達成するためには、製油所におけるエネルギー効率の削減以外に化石燃料以外の原料への置換すなわち低炭素経路技術への変換が必要となる。EU の製油所全体では年間 200Mt の脂質または 300Mt の木材が必要となるが、これらの EU 域内での調達は決して不可能ではない。これらと需要の減少、e-Fuel の大規模生産を組み合わせると、EU 全体の主要燃料製品からの総 CO2 排出量は、年間 1400Mt から 900Mt へ削減することが可能となる。

しかしこの低炭素経路への変換を実現するためには前処理装置や輸入ターミナル、タンケージの付属設備も必要となり、約 15,000 百万ユーロの設備投資が見積もられる。

2.2.3 Refinery 2050: Conceptual Assessment

低炭素経路技術の安全性は、オンサイトにおいては従前の精製技術とほぼ同等であり、バ

リューチェーン全体を眺めても現在の技術レベルから考慮すると問題はない。
大気への影響についても原料個別に検討したところ、問題はない。

2.2.4 A Clean Planet for all. Impact assessment on the potential implications for our refining system and the link with Refinery 2050

EU 委員会は 2018 年に気候と経済の両立のための戦略「Clean Planet」を発表した。これを実現するためには、2050 年に向けて従前の施策で GHG 排出量を 60%削減したうえで、P2X（Power to Fuels）施策で 80%削減に伸ばし、さらなる施策や需要の減少を見込み 100%削減を目指すシナリオを掲げている。

これにより EU の製油所はオペレーションにおいて原油処理は半減以下、一部プラントを除いて二次装置稼働率も大幅低下を招き、その結果として低炭素経路技術関連プラントへの装置転用やそのインフラ確保のためのオフサイト設備の転換が見込まれる。

2.2.5 CONCAWE 報告書まとめ・考察

CO2 削減を求められる今後の製油所では、エネルギー効率の改善を実施して、さらに低炭素エネルギー源の利用、そして排出量を抑えてもなお発生する CO2 の回収・貯留は、実現しなければならない必須の課題となる。

EU の製油所ではすでにカーボンニュートラルに積極的に取り組み始めている製油所もあるが、まだまだ始まったばかりで、将来の理想の絵姿は「カーボンゼロ」の言葉のように掲げられているもののマイルストーンがしっかりとできているわけではない。

我が国の製油所においては、この動きに遅れることなく、追随していき、技術立国としての日本の長所を生かして、欧米に先んずる技術を一つでも二つでも見出していくことが望まれる。

2.3 世界各地における CO2 排出量削減施策・技術動向

2.3.1 ARTC(Asian Refining Technology Conference)からの情報収集

2021 年 10 月にシンガポール開催された ARTC を聴講し、製油所を取り巻く最新の技術情報を入手した。

プログラムとしては､基調講演､石油精製および石油化学における技術の進歩､触媒技術、クリーン燃料（バイオ燃料・化石代替燃料)、石油化学へのフォーカス、水素関連技術を大項目として計 31 テーマの発表があった。

カーボンニュートラル関係の発表が多く、投資効率よりも社会ニーズへの対応へ明らかに潮目が変わってきたように感じる。

また個々の具体的な細かい技術、再生可能原料を製油所で処理する際の新技術の紹介がいくつかあり、欧米ではすでに実用化の段階に入ってきていると感じさせた。

2.4 製油所のエネルギー消費、CO2 排出量施策のケーススタディ

2.4.1 施策・技術の抽出と選定

ケーススタディに供する CO2 削減策として、

① 省エネルギー: A 製油所全体▲3%、B 常圧蒸留装置▲25%、C FCC 装置▲10%

②燃料の低炭素化：製油所ガス→LNG 転換

③再生可能電力：A 電力使用分を再生可能電力買電に転換、B：燃料も含めてエネルギー全てを再生可能電力買電に転換

④グリーン水素導入：水素を全て再生可能電解、またはグリーン水素輸入に転換

⑤CCS 導入：A 水素製造時に分離される CO2 のみ回収、B「A」に加えて燃焼排ガスから 10%回収、C「A」に加えて燃焼排ガスから 50%回収

の、合計 10 ケースを設定した。

併せて、組み合わせ対策として

2030 年想定：

①A 製油所全体 3%省エネ+② 燃料の LNG 転換 100%+③グリーン水素（輸入想定）

①B 常圧蒸留 25%省エネを加えたケースを実施

2050 年想定：

①A 製油所全体 3%省エネ＋②燃料の LNG 転換 100%＋③A 再生可能電力の買電＋④グリーン水素（輸入または再生可能電解＋⑤C 燃焼排ガス CO2 50%回収

も設定した。

表 2.4.1 CO2 削減策の 10 ケース

1	**①A 製油所全体省エネ3%**
2	**①B 常圧蒸留省エネ25%**
3	**①C FCC省エネ10%**
4	**② 燃料の低炭素化 LNG転換**
5	**③A 再生電力の売電(電力使用部分)**
6	**③B 全消費エネルギーの再生可能電力化**
7	**④ グリーン水素導入(輸入または再生可能電解)**
8	**⑤A CCS水素製造に導入**
9	**⑤B CCS 水素製造+燃焼排ガス10%導入**
10	**⑤C CCS 水素製造+燃焼排ガス10%導入**

2.4.2 ケーススタディ結果

試算の結果、各ケースでの製油所全体としての CO2 削減割合は、下記の通りとなった。

①A 製油所全体 3%省エネ:▲2.6%

①B 常圧蒸留 25%省エネ：▲5.5%

①C FCC10%省エネ：▲2.7%

②燃料の低炭素化 LNG 転換：▲1.6%

③A 再生可能電力の買電（電力使用部分のみ）：▲5.3%

③B 全消費エネルギーの再生可能電力化：▲52.7%

④グリーン水素導入（輸入または再生可能電解）：▲17.7%

⑤A CCS 水素製造に導入：▲12.9%

⑤B CCS 水素製造＋燃焼排ガス 10%導入：▲21.6%

⑤C CCS 水素製造+燃焼排ガス 50%導入：▲56.4%%

組み合わせ対策では、下記の結果となった。

2030 年想定（①A 3%省エネ+② LNG 転換+③グリーン水素）：▲21.7%

（①A 3%省エネ+①B 25%省エネ+② LNG 転換+③グリーン水素）：▲26.8%

2050 年想定(①A 3%省エネ＋②LNG 転換 100%＋③A 再生可能電力＋④グリーン水素＋⑤C 燃焼排ガス CCS 50%回収):▲63.4%

2.4.3 我が国への適用可能性と課題

2030 年を想定した場合の技術的に実現性の高い対応として、①省エネルギー、②燃料の低炭素化、④グリーン水素導入が抽出された。ただし、燃料の低炭素化にあたっては、余剰となる製油所ガス対応が必要となる。

一方、③再生可能電力、⑤CCS 導入にあたっては、電力（または水素）仕様の機器・設備、CO2 発生を伴わない CO2 回収、等の技術開発への取り組みが必要と思われる。

3 我が国の石油精製におけるエネルギー消費、CO2 排出の現状

3.1　エネルギー消費、CO2 排出量の現状～製油所モデルによる評価

前回調査､JPEC-2019-05｢我が国製油所の石油精製段階の排出量の調査｣1)をレビューし、当該調査で用いたモデルをアップデートし、現状の我が国における石油精製におけるエネルギー消費、CO2 排出量を定量的に把握した。

3.1.1 諸前提

原則として、JPEC-2019-05「我が国製油所の石油精製段階の排出量の調査」(原報告)と同じ数値を用いた。下記図表に示す。

①モデル製油所と各装置のエネルギー効率　図 3.1.1
②主要製品生産量(2020 年想定)　表 3.1.1
③装置稼働(2020 年想定)　表 3.1.2
④各燃料の CO2 原単位　表 3.1.3　(一部、経産省の平成 30 年改訂*に合わせて見直)
*出典：2020 年 1/31 改訂　資源エネルギー庁「エネルギー源別標準発熱量及び炭素排出係数の改訂について」
⑤ユーティリティ別 CO2 排出原単位　表 3.1.4
⑥装置別 CO2 排出原単位　表 3.1.5　(水素製造装置の排出原単位を原報告から見直し**)

**水素製造装置においてはユーティリティ以外に原料油の反応による CO2 が発生する。
C4H10+8H2O→4CO2+13H2　(ブタン原料のケース)
ブタン原料のケースでは、ブタン 1 モル(質量=58g、熱量=58g×45.5MJ/kg=2.64MJ)の反応により、CO2 が 4 モル(質量=4×44g)が発生する。ブタンの熱量あたりの CO2 発生量は､66.67g/MJ(=4×44g÷2.64MJ)となる。この数値を水素製造装置の CO2 排出量として加算した。

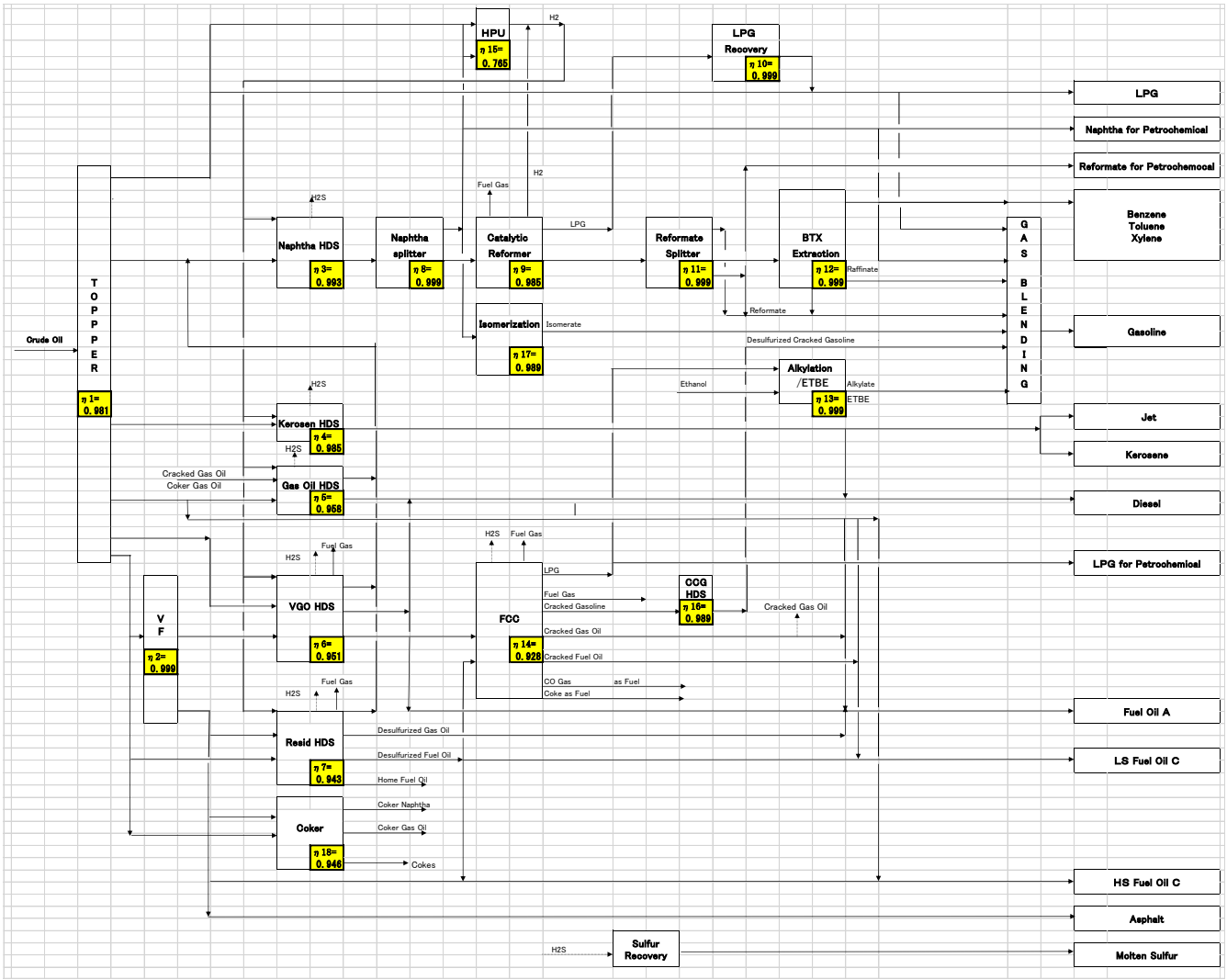


図 3. 1. 1 モデル製油所と各装置のエネルギー効率

表 3.1.1 主要製品生産量(2020 年想定)

	千BD	kl/年		千BD	kl/年
LPG	53.973	3,132,308	ナフサ	123.925	7,191,972
ガソリン	842.000	48,865,491	アスファルト	25.100	1,456,680
灯油・JET	505.000	29,307,670	潤滑油	3.800	220,533
軽油	509.999	29,597,800	プロピレン	38.006	2,205,690
A重油	376.800	21,867,560	BTX	137.434	7,975,972
C重油	304.609	17,677,960			

表 3.1.2　装置稼働(2020 年想定)

	通油量　千kl/年		通油量　千kl/年
1 常圧蒸留装置	175,183	13 アルキレーション装置	2,568
2 減圧蒸留装置	39,160	14 接触分解装置	40,017
3 ナフサ脱硫装置	36,562	15 水素製造	2,641
4 灯油脱硫装置	28,177	16 分解ガソリン脱硫装置	20,602
5 軽油脱硫装置	35,880	17 異性化装置	735
6 減圧軽油脱硫装置	29,583	18 コーカー	6,284
7 残油脱硫装置	18,343	19 水素化分解装置	7,558
8 ナフサ蒸留	36,562	20 ETBE装置	223
9 接触改質装置	26,301	21 溶剤脱歴装置	1,817
10 LPG回収	6,842	22 プロピレン分留装置	2,881
11 改質油蒸留	20,643	23 パラキシレン装置	2,194
12 ベンゼン抽出	11,015	24 トランスアルキ装置	1,366

表 3.1.3 各燃料の CO2 原単位　　*出典データより ENEOS 総研計算

油種	計量単位	総発熱量	真発熱量	炭素排出係数	CO2排出係数*		
		MJ/計量単位	MJ/計量単位	gC/MJ (真発熱量)	gCO2/MJ (真発熱量)	gCO2/計量単位 (真発熱量データより)	gCO2/計量単位
LPG	kg	50.08	46.44	17.65	64.72	3,005	3,005
純プロパン	kg	50.32	46.63	17.52	64.24	2,996	2,996
純ブタン	kg	49.43	45.93	18.00	66.00	3,031	3,031
ナフサ	L	33.31	31.25	19.86	72.82	2,276	2,276
ガソリン	L	33.36	31.32	19.93	73.08	2,289	2,289
プレミアムガソリン	L	33.75	31.80	20.44	74.95	2,383	2,383
レギュラーガソリン	L	33.31	31.25	19.86	72.82	2,276	2,276
ジェット燃料油	L	36.30	34.06	19.82	72.67	2,475	2,475
ジェット燃料油(ガソリン型	L	35.43	33.23	19.57	71.76	2,384	2,384
ジェット燃料油(灯油型)	L	36.54	34.29	19.88	72.89	2,500	2,500
灯油	L	36.49	34.27	19.92	73.04	2,503	2,503
軽油	L	38.04	35.77	19.99	73.30	2,622	2,622
A重油	L	38.90	36.73	20.46	75.02	2,755	2,755
C重油	L	41.78	39.67	21.24	77.88	3,089	3,089
発電用C重油	L	41.63	39.52	21.16	77.59	3,066	3,066
潤滑油	L	40.20	41.70	20.99	76.96	3,209	3,209
アスファルト	kg	40.00	38.19	21.80	79.93	3,053	3,053
他重質石油製品	kg	40.00	38.19	21.80	79.93	3,053	3,053
オイルコークス	kg	33.29	32.79	25.04	91.81	3,011	3,011
製油所ガス	m3	46.12	42.42	15.71	57.60	2,444	2,444

表 3.1.4 ユーティリティ別 CO2 排出原単位

ユーティリティ	CO2排出原単位 gCO2/MJ	出典・根拠等
燃料	57.6	製油所ガスの原単位を適用
電気	144.0	発電効率40%、製油所ガスの原単位より算出。
スチーム	57.6	製油所ガスの原単位を適用。
ボイラー水		

表 3.1.5 装置別 CO2 排出原単位

番号	CO2-1	CO2-2	CO2-3	CO2-4
装置	常圧蒸留	減圧蒸留	ナフサ脱硫	灯油脱硫
燃料	0.542	0.000	0.313	0.645
電力	0.017	0.002	0.042	0.126
スチーム	0.511	0.065	0.013	0.121
ボイラー水	0.000	0.000	0.000	0.000
減失	0.073	0.000	0.000	0.000
合計	1.142	0.067	0.368	0.892
合計 @留出分MJ	1.143	0.067	0.368	0.892
番号	CO2-5	CO2-6	CO2-7	CO2-8
装置	軽油脱硫	減圧軽油脱硫	残油脱硫	ナフサ蒸留
燃料	0.977	0.638	0.299	0.048
電力	0.210	0.354	0.498	0.000
スチーム	0.229	0.230	0.231	0.000
ボイラー水	0.000	0.007	0.013	0.000
減失	0.000	0.717	1.434	0.000
合計	1.415	1.945	2.475	0.048
合計 @留出分MJ	1.415	1.967	2.519	0.048
番号	CO2-9	CO2-10	CO2-11	CO2-12
装置	接触改質	LPG回収	改質油蒸留	ベンゼン抽出
燃料	2.064	0.048	0.048	0.048
電力	0.204	0.000	0.000	0.000
スチーム	0.003	0.000	0.000	0.000
ボイラー水	0.114	0.000	0.000	0.000
減失	0.000	0.000	0.000	0.000
合計	2.385	0.048	0.048	0.048
合計 @留出分MJ	2.305	0.048	0.048	0.048
番号	CO2-13	CO2-14	CO2-15	CO2-16
装置	アルキレーション	接触分解	水素製造	分解ガソリン脱硫
燃料	0.469	0.000	22.022	0.479
電力	1.469	-0.486	0.000	0.084
スチーム	0.632	0.111	0.000	0.067
ボイラー水	0.000	0.000	2.913	0.000
減失	0.000	6.200	0.000	0.000
水素製造	-	-	66.670	-
合計	2.570	5.825	91.605	0.630
合計 @留出分MJ	2.435	6.309	68.387	0.630
番号	CO2-17	CO2-18	単位:特に記載のないものは	
装置	異性化	コーカー	gCO2/原料MJ	
燃料	0.000	1.605		
電力	0.078	0.105		
スチーム	0.593	0.108		
ボイラー水	0.000	0.000		
減失	0.000	0.000		
合計	0.671	1.817		
合計 @留出分MJ	0.671	1.883		

3.1.2 評価結果

主要製品の CO2 排出量を表 3.1.6　各装置の CO2 排出量を表 3.1.7 に示す。

表 3.1.6 主要製品の CO2 排出量

	製造時CO2発生量 原単位 gCO2/MJ、①	発熱量 MJ/L	生産量 kl/年	生産量 GJ/年 ③	製造時CO2発生量 年間 tCO2/年、①×③
LPG	2.520	24.2	3,132,308	75,734,272	190,820
ガソリン	8.384	31.3	48,865,491	1,530,955,835	12,835,151
灯油・JET	2.291	34.3	29,307,670	1,004,373,863	2,301,467
軽油	2.882	35.8	29,597,800	1,058,713,298	3,050,721
A重油	5.876	36.7	21,867,560	803,195,493	4,719,655
C重油	4.731	39.7	17,677,960	701,284,672	3,317,893
ナフサ	1.599	31.3	7,191,972	224,749,133	359,430
アスファルト	1.210	39.8	1,456,680	57,932,166	70,109
潤滑油	1.210	41.7	220,533	9,196,226	11,129
プロピレン	10.736	28.3	2,205,690	62,430,729	670,249
BTX	4.000	35.7	7,975,972	284,502,910	1,137,990

表 3.1.7 各装置の CO2 排出量

	通油量　千kl/年	CO2排出量、gCO2/原料kL	CO2排出量、tCO2/年
1 常圧蒸留装置	175,183	41.17	7,212,813
2 減圧蒸留装置	39,160	2.65	103,649
3 ナフサ脱硫装置	36,562	11.50	420,585
4 灯油脱硫装置	28,177	30.56	861,046
5 軽油脱硫装置	35,880	50.63	1,816,451
6 減圧軽油脱硫装置	29,583	73.38	2,170,703
7 残油脱硫装置	18,343	98.20	1,801,148
8 ナフサ蒸留	36,562	1.49	54,627
9 接触改質装置	26,301	74.54	1,960,437
10 LPG回収	6,842	1.16	7,910
11 改質油蒸留	20,643	1.52	31,385
12 ベンゼン抽出	11,015	1.52	16,747
13 アルキレーション装置	2,568	62.13	159,558
14 接触分解装置	40,017	225.39	9,019,297
15 水素製造	2,641	2214.90	5,848,644
16 分解ガソリン脱硫装置	20,602	19.74	406,589
17 異性化装置	735	20.96	15,412
18 コーカー	6,284	72.09	453,068
19 水素化分解装置	7,558	73.38	554,584
20 ETBE装置	223	58.30	13,027
21 溶剤脱歴装置	1,817	1.90	3,445
22 プロピレン分留装置	2,881	1.16	3,331
23 パラキシレン装置	2,194	23.57	51,707
24 トランスアルキ装置	1,366	23.64	32,294
総計			33,018,458

3.2 我が国の製油所競争力の現状

本項目については、我が国の製油所において国際競争力維持・確保のための取り組みの中で特に技術の観点に着目し、別途集計したソロモン社のレポートを基にその内容を簡潔に述べることとする。

3.2.1 CO2 排出量の削減

3.2.1.1 国内製油所の現状

ソロモン社では、国内製油所の打つべき対策としてまず製油所における CO2 排出量の削減を挙げている。

CO2 は、多くの国が京都議定書を批准した 2000 年代初頭から、多くの製油所で対策が必要と考えられている。CO2 排出削減活動は最近加速しており、一部の企業は 2050 年までにすべての活動とそのすべての製品の完全な脱炭素化を約束している。

製油所の CO2 排出量の半分以上はエネルギー消費に起因している。また、エネルギーコストは地域によって大きく異なり、日本は他の地域に比べて大幅に高くなっているハンデを背負っている。

ソロモン指標の中では特にエネルギー効率（EII）および炭素排出量指数（CEI）に注目している。EII のギャップ分析を行ったところ、FCC コークス・オン・触媒エネルギーは、EII ギャップの約 90%に及んでいることが分かった。

CEI においては、ギャップのほとんどが FCC ユニット、燃料消費量および HPU からの CO2 排出量に関連していることが分かった。

以上を踏まえて項目毎の観点から改善のヒントを記述する。

3.2.1.2 エネルギーミックス

CEI 分析により大きく差のついた燃料要素について考察する。このギャップはエネルギー消費とエネルギー組成(エネルギーミックス)の影響を受ける。

天然ガスの燃焼による CO 2 排出量は、石炭の燃焼に伴う CO2 排出量の約半分であり、そのため天然ガスは、企業が二酸化炭素排出削減目標を達成するのを助けるブリッジフューエルと呼ばれることがある。

日本の製油所がより多くのプロパン/ブタン、石炭/ピッチ/コークスを燃やしていることを示している。比較すると、ヨーロッパと米国のトップ CEI パフォーマーは、メタンや豊富なガスを使用していることが分かり、改善の余地を見出すことができる。

3.2.1.3 FCC および HPU からの CO2 発生

ソロモンは以前から国内製油所において FCC および RFCC におけるコークスの選択性を改善できることを示唆している。日本では、これらのユニットで最適運転と比較してより

多くのコークスを生成していることを示している。FCC のハードウェア(フィードノズル、ライザー終端、使用済み触媒ストリッピング)のパフォーマンスは、コークスの選択性に大きく影響する。ソフトウェアである蒸気速度、温度、再生条件、リサイクル、触媒特性などの運転条件も、同様にコークス選択性に影響を与える可能性があり、この改善が望まれる。

水素の需要は近年増加している。この水素需要の増加の多くは、輸送燃料における排出基準への対応に使われている。現在、ほとんどの国では、より厳しい基準であるユーロ 5 またはユーロ 6 基準(または同等)を満たすための輸送燃料が必要となっている。国際海事機関(IMO)の 海洋燃料に対する世界の硫黄制限の 0.5%に対する規制も水素の需要増加におおいに貢献している。

PSA システムを用いた HPU による JA グループの水素の損失は 18.2%である。これは、損失が 9%以下の効率的な HPU と比較すると、H_2損失量が 2 倍以上となっている。

3.2.1.4　購入電力

石油精製分野では、蒸気発電に代わる電力に変換する傾向が高まっている。EII ギャップ分析では、比較ベースでの製油所における電力負荷の大きさを示している。電力の負荷はポンプ、タービン、圧縮機、エンジンのような装置の回転エネルギーへの移動である。EII ギャップ解析では、図のように、電力負荷を高効率および低効率のコンポーネントに分類する。その意図は、製油所が電気、ポンプ、およびプロセス圧縮の要求を満たすために、より高い効率を求めることが必要であることを示している。

3.2.1.5　製油所のインフラを利用した炭素回収

複数の製油所で、CCS、CCUS、および CCUS パイロットプロジェクトが進行中である。多くの製油所では、バイオ燃料のブレンドの拡大や、他の製油所は閉鎖に伴うターミナルへの転換で余剰となったタンクの有効利用を図っている。また、既存の製油所インフラを転用することで、バイオディーゼル、バイオジェット燃料、バイオ航空燃料(BAF)または持続可能な航空燃料(SAF)の生産、貯蔵も計画している。

製油所関連の利用可能な技術における CCUS アプリケーションには依然コストの問題が存在するが、製油所の持つインフラを再利用することにより、製油所以外の人たちが行うよりはコストが安くつくことになる。このことは、製油所全体のパフォーマンスが大幅に改善するポテンシャルに繋がると期待されている。

ソロモンは、低炭素原料(脂質、リグノセルロース系バイオマス)の処理と CCUS の利益の可能性に関する実践的な洞察をベンチマーククライアントに提供するために、より多くのデータを収集している。

4. 製油所のエネルギー消費、CO2 排出量に関する技術・施策動向～CONCAWE 報告書のレビュー～欧州における動向

製油所のエネルギー消費、CO2 排出量に関する技術・施策動向を調査するうえで、今回は CONCAWE の報告書を参考にすることとした。製油所 CO2 削減策・シナリオ報告書をレビュー・解析し、我が国への適用可能性・時期、適用にあたっての課題等を考察する。

CONCAWE はベルギーのブリュッセルに本部を置く、欧州経済地域で製油所を運営する 40 社のメンバーをもつ協会である。この組織は Concawe 部門と Fuels Europe 部門で構成され、それぞれが別々の明確な役割と専門知識を持っており活動している。

今回は 1.3.2 項の表 1.3-1（再掲）の４つのレポートを対象とし、それぞれのレポート毎に主要部分をとりまとめた。

表 1.3.1（再掲）　関連の CONCAWE レポート

タイトル	レポート番号	発行年月	文献番号
CO2 reduction technologies. Opportunities within the EU refining system (2030/2050).	8/19	2019.7	2)
Refinery 2050: Conceptual Assessment.	9/19	2019.9	3)
Appendixes Refinery 2050: Conceptual Assessment.	9/19A	2019.9	4)
A Clean Planet for all. Impact assessment on the potential implications for our refining system and the link with Refinery 2050	20/20	2020.9	5)

4.1 CO2 reduction technologies Opportunities within EU refining system(2030/2050)

4.1.1. 序論

石油精製は本質的にエネルギー集約的な活動である。製油所は、主に商業的価値の低い炭化水素副産物を燃焼させて CO2 を生成することにより、自所内のエネルギー需要を満たしている。

2015 年 12 月、パリの COP21 は、気候変動によるリスクに対処し、世界の気温上昇を「2° C をはるかに下回る」状態に保ち、さらに 1.5℃に制限する取り組みを推進するという重要な一歩を踏み出した。

EU は、1990 年と比較して 2030 年までに温室効果ガス（GHG）排出量を少なくとも 40%削減するという EU とその加盟国の拘束力のある目標に合意した。

これらの目標を達成するために、EU は 2050 年までに低炭素経済を確立するためのさまざまなミッドセンチュリーシナリオを模索している。

EU の低排出戦略をサポートするために、Concawe は、EU の精製業界が既存および新興の業界と協力して、炭化水素の中間製品および最終製品の製造と使用に関連する CO2 排出量を大幅に削減する分野横断的な低炭素”Pathway”模索している。この活動により、今後数十年にわたり EU 経済に価値を提供し続ける。

改めて整理すると、この研究は以下の目的で実施された。

- エネルギーと CO2 排出強度の観点から、EU 製油所の現状とこれまでの経緯を把握し、世界の他地域の状況と比較する。
- 2030 年から 2050 年にかけて、EU 精製業界全体に展開された場合の低 CO2 技術の将来を探り、下記の観点から CO2 強度削減”Pathway”を解析する。
  - o 現実的に達成できる改善は何か？
  - o CO2 強度の段階的変化を可能にする重要な新技術は何か？
  - o これまで未開発だった他のセクターとの相乗効果の可能性は何か？
  - o EU の石油製品の需要の質と量の両方の変化の影響は？

この研究の目的を達成するために、需要シナリオ（質と量）はエネルギー強度を一定にして検討した。したがって、この研究は、エネルギー効率と CO2 強度削減対策の影響に焦点を当てている。

GHG プロトコルに準拠し、この評価は、スコープ 1（直接排出）およびスコープ 2（電力などの購入エネルギーの生産からの間接排出）でカバーされる精製 CO2 排出を対象としている。

精製製品の最終使用に関連するその他の間接排出（スコープ 3）は、この分析の範囲から除外され、今後のレポート（Low Carbon Pathways program）で検討する予定である。

EU の製油所は、自身の技術開発と外部からの技術導入を活用して、運用と的を絞った投資を組み合わせることにより、エネルギー効率の改善と CO2 排出量の削減を引き続き追求していく。

実際に利用可能なオプションの組み合わせは、既存の構成や場所などのさまざまな要因によって決定され、大部分が各製油所で固有のものになる。

EU で現在稼働している 80 の製油所のそれぞれを調べるボトムアップアプローチは非現実的であり、それぞれ製油所に対して守秘の問題がある。

代わりに、この研究ではトップダウンアプローチを採用し、EU 精製業者が利用できる排出削減技術およびそれらが 2030 年と 2050 年に EU 精製部門全体の CO2 強度にどのような影響を与える可能性があるかを特定した。

関連情報は、文献およびテクノロジープロバイダーや Concawe メンバー企業の専門家との協議を通じて収集した。

このレポートでは、CO2 削減技術が中長期的に何を提供できるかに焦点を当てつつ、2030 年の予断のないリファレンス（製品需要予測を含む）提示している。それ以降（2030 年から 2050 年まで）の需要の潜在的な変化に影響を及ぼし、その期間の需要を決定することを意図していない。

2030 年から 2050 年までの需要の潜在的な変化を調査し、石油に代わる低炭素原料の役割を調査するさまざまなシナリオは、同じ Concawe の” Low Carbon Pathways”シリーズの別のレポート（Refinery 2050 レポート）でさらに評価している。

EU 精製システムに CO2 削減技術を実装するさまざまなオプションを特定した、それ表 4.1.1 に示す 3 つの主要なカテゴリーに分類される。

表 4.1.1　特定された CO2 削減の要約（例）

A. エネルギー 効率 (EE)	
製油所 プロセス の効率	・継続的な改善：設備投資を伴う対策と小規模プロジェクトの組み合わせによる継続的な改善。一例として、触媒の改良や新型のモーター、熱交換器などのハードウェアの改良等。
	・新規の大型投資：製油所既存設備の大規模な変更やプラントの新設
	・ユニット間の熱統合
製油所の低グレード熱の外部への供給や電気への変換	
B. 低炭素エネルギー源(LCE)の利用	
ガスおよび電力網の脱炭素化	
液体燃料燃焼の低減	
燃料ガスからの水素・LPGの回収	
外部低炭素電力の利用増加	電動化 :回転機器等における電気の使用割合増加
	発電：自家発電の低炭素原料由来への置換
	燃料燃焼ボイラーから電気ヒーターへの熱源の置換
	電気分解: 再生可能電力を使用した電気分解による水素の生成
C. CO2 キャプチャ (CC)	
製油所のCO2排出量の一部を捕獲(および貯蔵)する。	

4.1.2　製油所のエネルギー効率の改善

このテーマは、精製業者の制御下にあり、主にエネルギーコストと、最近では CO2 排出量を含むエネルギー効率を改善するための進行中の取り組みに基づいている。それは運用変更と小規模な対象プロジェクトの組み合わせを通じて実施されている。多くの製油所でも同様の改善チャンスが見られるが、タイミング、潜在的な省エネ、コストは、各製油所の場所、設計、歴史、技術に依存する。その一つ一つは大きくはないが着実な歩みであり、現在から将来にかけて確実に製油所の省エネルギー、効率化、CO2 の削減に寄与する活動である。

図 4.1.1 は EU 製油所のエネルギー消費量とソロモン指標の EII（エネルギー効率）を示したものである。製油所の複雑さが増してきている中、省エネルギーの努力を差し引いても全体のエネルギー消費量は増加しているが効率がどんどん良くなってきていることが分かる。

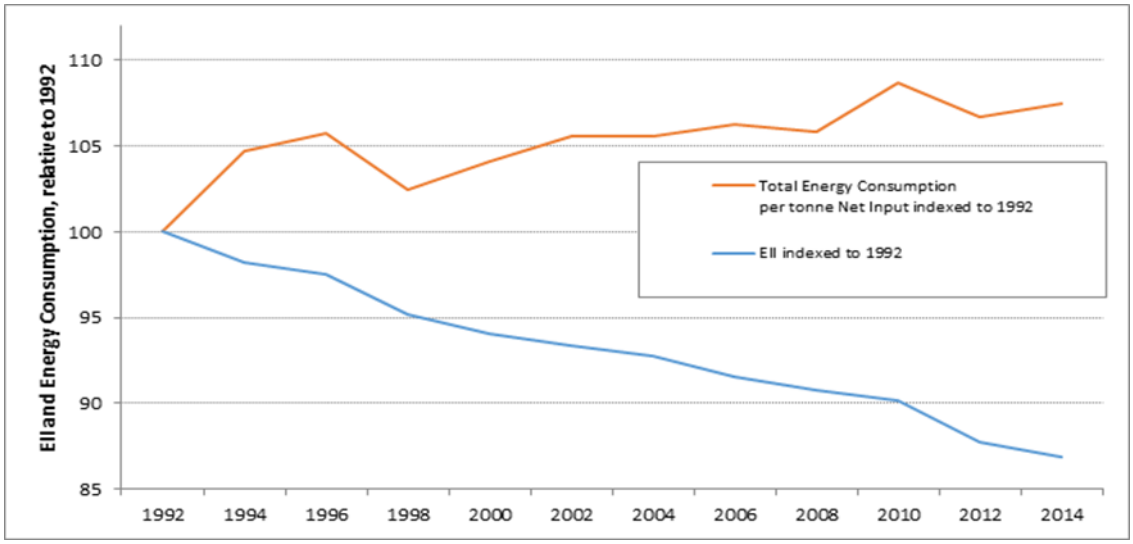


図 4.1.1　EU 製油所のエネルギー消費量と効率の動向

そのアプローチとして、ソフトウェア的なものとハードウェア的なものに分けられる。

ソフトウェアではデジタル技術を取り入れ、製油所を俯瞰的に見るシステムとして構築し、需給、輸入、運輸、備蓄等を総合的に結びつけた取り組みにより製油所の効率化を目指すものである。

ハードウェアはまさに新技術の範疇となるが、近年石油業界の中で新規のプロセスが出てくる場面は極めて少ない。その中でいくつかコメントをしているのでそれを紹介する。

一例としては、触媒の改良や新しいモータ、熱交換器などのハードウェアの改良などがあり、これにはエネルギー管理システム（EMS）を用いることで設備(エネルギー測定および制御システムなど)と戦略的計画、組織、修練を組み合わせたものが含まれる。

以下ではまずソフトウェア的な事例を紹介し、それ以降でプロセス技術について紹介する。

① エネルギー管理システム（EMS）

エネルギー管理システム(EMS)は、エネルギー計測・制御システムなどの機器と、戦略計画、組織、文化などの「ソフト」な問題を組み合わせたもので、効果的な EMS により、日々の管理が向上する。エネルギーの中で、エネルギー性能を向上させる運用プロジェクトまたは低設備投資プロジェクト(メンテナンスプログラム、熱交換器洗浄など)の実施に役立ち、プロセスユニットの最適化に関連する機会を特定するのに役立つ。

EMS は、高度なプロセス制御、プロセスシミュレーション、機器性能監視、予測分析、製油所の最適化/スケジューリング、メンテナンス管理などのデジタル技術に大きく依存している。より高速なシステム、より良いストレージ、および改善されたヒューマンインターフ

ェイスは、これらのツールをより効果的かつ簡単に使用できるように、将来的にすべきである。技術は「機械学習」として、人間の観察/解釈への依存を減らし、システム内に知識を埋め込むのに役立つはずである。

② 分離・蒸留

トッパー・バキューム部は製油所のエネルギー使用量の約 20%を占めているため、これらのユニットに設置された操作と機器はほとんどの製油所ですでに精査されている。

その中でファウリングは効率化に大きな影響を与え、クリーニングサイクルの良し悪しでエネルギー消費量を 10%も増加させる。米国 DoE(US DoE 2015)は、汚れの除去は製油所エネルギーの約 2%の改善に相当するかもしれないと主張するように、汚れのメカニズムの分析は今後の改善に繋がるかもしれない。汚れの軽減策には、熱交換器の設計、添加剤、クリーニングスケジューリングおよびデソルター操作等が含まれる。これは、ハードウェアオプション(「汚れに強い」熱交換器設計など)が、その有効性を予測するのが難しいことや、ターンアラウンド中にのみインストールできることもあって、予想されるほど広く適用されないことを意味する。

もう一つのアプローチは、熱交換器の定期的な化学洗浄で、科学技術の改善と、パフォーマンス監視の改善によって実現される緩和技術のより広範かつ効果的な実装が期待されるかもしれない。

蒸留におけるエネルギー効率対策として引用されるいくつかのアプローチの中で主にヨーロッパの既存の製油所で検討されるオプションには次のようなものがある。

·Multi-column “progressive distillation”

これは従来のシステムと比較してエネルギー効率を 10%以上の改善を提供するためとされているが、おそらく新設のみ限定されると思われる。

·“Divided Wall Columns” (DWC) and “Highly-integrated Distillation Columns” (HiDiC)

これらは機械的に複雑で、比較的軽質留分の分画に適している。一部の製油所では、再蒸留などの小規模機器に使用している例はあるが、製油所のエネルギー使用量への全体的な影響は非常に小さい。

·Membrane separations

膜分離は「低エネルギー」としてしばしば引用されるが、現在の用途は主に軽いガス(または水浄化のため)である。実際に膜によるガソリンの分離が実証された例はあるが、数ヶ月後に運転を中止した。ファウリングは膜の大きな問題であるため、将来の製油所の使用はガスの分離に限定され、原油などの汚れやすいフィードには適さないと予想される。

EU の精製業界は、従来の技術の「最先端」にアプローチする可能性を秘めているが、新

しい蒸留・分離コンセプトを展開する可能性は非常に限られていると思われる。

② FCC

FCC は、製油所全体のエネルギー消費量の 17%を占めるが、高炭素燃料であるコークスを燃焼させるため、CO2 排出量に大きな影響を与える。一方でこの熱を利用して高圧(HP)の蒸気と場合によっては電気を生成する。

FCC における CO2 排出量の削減を目的とした R&D は、高度な「オキシ燃料 FCC」コンセプトが挙げられる。このコンセプトは、高い CO2 含有量(>90%)を含む排煙ガスを提供することで、炭素捕獲・貯蔵を促進する。既存のユニットへの改造コストは、一般的な FCC では 2 億 5,000 万ドルを超える可能性があり、100 ドル/t CO2 を超えるインセンティブが必要となり、2050 年以前には実現の可能性は考えにくい。

長期的には以下の概念 が考えられる。

·New catalysts

ほとんどの触媒研究開発は、コークス形成を含む安定性と触媒選択性の向上を目的としており、既存のプロセスの最適化といえ、コークスの大幅な減産には結びつかない。

·“Cold Cracking

これはマイクロ波、電解放射線、光化学、超音波などの非伝統的なエネルギーを使用した実験室規模の代替技術であるが、その進歩は遅い。もし実行可能なものが出現すれば、それはまだ商業化から少なくとも 10 年であり、ヨーロッパの既存のＦＣＣとはほとんど関連性がない。

ガソリン需要の動向は、FCC の全体的な価値が将来的に減少する可能性が高いことを示唆しているが、EU 製油所にとって FCC が製油所マージンに大きく貢献する装置であることに変わりはない。

④ 水素化分解・水素化脱硫

従来のエネルギー効率の高い対策には、コンプレッサの設計と操作、モータとコントローラの選択/設計(可変速度など)、フィード/排水熱交換、原子炉内部、触媒ベッド設計などにより、圧力低下を最小限に抑えるコンセプトであった。

触媒は 2〜5 年ごとに交換する必要があり、原則として頻繁に技術をアップグレードすることができる。過去 30 年間にわたり、触媒活性は着実に改善されてきた。

しかしこの分野におけるプロセスの大きな改善の可能性はあまりないと考えられる。

⑤ 低水素脱硫プロセス

水素消費量がほとんどまたはまったくないガソリンから硫黄を含む炭化水素を除去でき

るプロセスの大規模な試験が行われてきたが、これらは商業的に展開されていない。ジェットやディーゼルの低水素脱硫のための吸着剤の研究は大学で続いているが、商業規模の試験には至っていない。また、水素を使用しないが、オゾンや過酸化水素などを必要とする可能性がある「酸化脱硫」プロセスに対する開発も続いているが、ハイドロトリートメントの汎用性と予測可能性を欠き、一般的に良好な収率をえられず、製品の品質的にも問題がある。商業的な経験の欠如は、ニッチなアプリケーションを見つける可能性はあるものの、精製業界からの CO 2 排出量に大きな影響を与える可能性は低い。

研究者はまた、石油精製のための破壊的な概念となる電気分解を調査しているが、研究開発活動は活発とは言えず、単純なモデルフィードを使用して「概念実証」に留まっている。たとえこれが研究の優先事項であったとしても、実際の応用にスケールアップするには数十年かかると思われ、大量の「低炭素」電力が必要なこともあって実用性は遠い。

⑥ 残油分解技術

コーカーは Europe(米国と比較して)では比較的まれであり、単位あたりのプロセスエネルギーは FCC に似ているが、FCC コークスではなくガスまたは燃料油によって提供されるため、低炭素と言える。従来のエネルギー効率対策には、炉の最適化、プロセスコントロル、汚れ緩和などがある。

残留ハイドロトリーターも比較的まれであり、この期間にこの分野での画期的な「低水素」技術の機会は薄いと思われるが、歴史的な精製の傾向に沿った効率改善の長期的な変化がある可能性はある。

⑦ 改質触媒

CCR への置き換わりが一巡しているが、多くの製油所において CCR が実証された技術になる前に構築された固定床のリフォーマーを未だに持っている。これらのユニットは収率が悪く、運転コストが高い場合があるが、これを CCR に置き換えることは推奨しない。なぜなら運用上の最適化として、水素収量のわずかに増加するかもしれないが、触媒改良技術の中で水素収量を大幅に増加させる開発は予見されていないからである。

⑧ 水素の最適化と回収

水素の有効活用は、製油所における最終的な CO2 排出量削減に繋がる。CCS を使用しない炭化水素から水素が生成される限り、全体の排出量を増加させてしまう(10%の回収は CO2 全体の強度を約 0.5%削減に相当)。ＥＭＳによる水素管理では小さな改善を提供することができるが、大きな改善には PSA、膜等の水素回収技術が必要である。EU の製油所のおよそ 4 分の 1 はすでに何らかの形で水素回収を行っているが、その一部は燃料ガスではなく特定のプロセスユニットにリンクされている可能性があり、機器のコストは数千万ドルに達する可能性がある。レポートによれば、場合によっては 5 年以上の回収期間を示唆いる。

⑨ 発電とプロセスの統合

一部のプロセスユニットには、FCC における排煙ガスターボエキスパンダや HP ハイドロトリーターにおけるレットダウンタービン(レットダウン：高圧から低圧へ弁を介してスチームを供給するシステム)などの電力回収システムを装備できる。原則として、ガスタービンベースのコージェネレーションシステムは、蒸気の代わりにプロセス熱を共同生成することができる。ガスタービン排気は、エチレンを生産するスチームクラッカーの予熱として使用されているなど、商業的な実装されているものがあります。製油所での潜在的な用途は、大きな焼成ヒーターを備えたユニットですが、このタイプのアプリケーションは、供給品質/流量が日々異なるプロセスには適さない。

⑩ プロセスエネルギー効率の改善の定量化

プロセスエネルギー効率の改善には、約 100 の製油所に適用される少なくとも 10 の異なる技術が含まれるため、潜在的なプロジェクトの数は膨大となる。さらに、設備投資、オペレーション改善を含む各プロジェクトの詳細は、各製油所に依存するので、製油所プロセスとエネルギー効率の改善の影響を評価するための「統計的」モデルを開発して定量化した。顕著な点は次のとおりである。

・低設備投資活動(エネルギー管理など)と高設備投資プロジェクト(プロセスの改善など)の両方が含まれる。

・これは、潜在的な改善活動の多数の「技術的可能性」を表すためにコスト曲線を使用し、その後、この曲線のどのくらいが異なる経済シナリオで実現されているかを評価するための経済的計算を持っている。

・このモデルは、業界をエネルギー性能の 4 四分位に分け、それぞれを予測した。最もパフォーマンスの高い四分位数(Q1)はペースセッターと見なされる。図 4.3.5-1 は、2050 Median ケースの予測を示している、2008 年の業界平均に対する節約額を示す。一般的に、2008 年に比べ約 20%の改善を示し、総投資額は 100 億ユーロに近づいている。2050 年までにこれを達成するには、Q1 製油所は平均して 2014 年を約 5%上回る必要がある。

・このモデルは、技術プロバイダー、サードパーティの技術調査、Concawe メンバー、ソロモン・アソシエイツのデータを使用して校正した。これらのデータの不確実性の高さを認識し、設備投資率と関連するエフィー・エンピーシー・エンティ・アップの両方に対して+/-25%の注文予測の不確実性につながる。

これを以下の図 4.1.2 に示す。

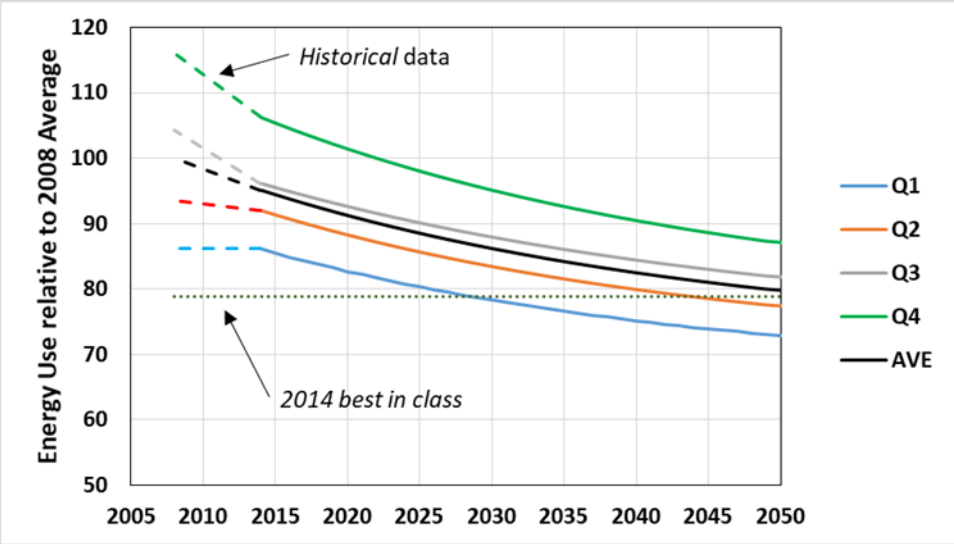


図 4.1.2　プロセスエネルギー効率モデル – 2050 年の中央値ケースの予測

4.1.3　低炭素エネルギー源（LCE）の利用

この分野は、石油精製業界が「外部のチャンス」を活用する潜在的な能力、特に手頃な価格の低炭素電力の可用性の増加を前提としている。これらの外部のチャンスは、正確なパフォーマンスと資本/運用コストが利用できない新しい技術にリンクされる傾向がある。これは　(a)特定の製油所が特定のオプションを実装できる度合い、(b)「業界の可能性」、すなわち外部ネットワークへのアクセス権を持つ可能性のある製油所の数、またはそのオプションを可能とするインフラストラクチャの数によるところがありきわめて不確実と言える。その多くは、石油精製業界の直接管理の外にあり、地域の法律、電力ネットワーク、その他のインフラに応じて、異なる場所で異なる進化を遂げると考えられる。本研究では、3つの側面(経済学)すべてを考察する。サイトの可能性（業界の可能性)は、特定の制約を克服した場合に、どの外部オプションが重要になり、広く実施されても大きな影響を与えないかを示すことを目指している。

① 製油所における燃料

現在の製油所のエネルギーミックスは自所内燃料(燃料ガス、FCC コークス、液体燃料)と輸入エネルギーで成り立っている。表 4.1.2 は、燃焼、すなわちプロセス熱および製油所ベースの蒸気/電力生産に使用される燃料の特性を示している。ここでは、自所内の燃料とガスのバランスを変えることで、全体的な炭素強度を低減するオプションを見つけることを目指しており、これらのオプションの可用性は、個々の製油所の設計と場所によって異なる。

表 4.1.2　EU の製油所燃料の特性@2008

Fuel Type	Carbon Intensity ($kgCO_2/GJ$)	Carbon Content (%m/m)	LHV (MJ/kg)
Imported Gas	55	75.0	50
Refinery Fuel Gas	58	77.5	49
Refinery Liquid Fuel	79	87.8	40.7
FCC Coke	97	93.0	35.3

EU の製油所における 2008 年の製油所燃料の 21%は液体燃料で占められているが、これを順次置き換えていき、2030 年までに燃焼の 80%はガスに置き換えられ、2050 年までに完全に液体燃料を排除(または炭素捕集を装備)することをターゲットにしている。

FCC コークスは 2009 年に EU 製油所燃料の約 14%を占めており、この炭素燃料を置き換えることは容易ではない。コークス燃焼は単なるエネルギー源ではなく、一度コークス形成によって非活性化された後、FCC 触媒を再活性化するために必要とされる。プロセスのコークス収量は大きく変わらないと予想されるが、一方で FCC の利用率の減少は今後数年間で予見されている。

製油所の燃料ガスは、EU 精製システムに必要なエネルギーのほぼ半分を供給する。 C3-C4 炭化水素と水素が含まれており、それは意図的に作られていないものの製油所のプロセスは 100%選択的ではないために生じるものである。しかしこれらを減少させることによって燃料ガスの炭素強度を低下させることができる。より重い C3 +炭化水素は、原則として回収し、LPG として販売することができ、水素(例えば膜)の回収によって燃料ガスの炭素強度を増加させるだろうが、これは水素製造の稼働減少によって補償される以上のものになるだろう。

②フレアリング

フレアガス回収技術により、ガスの一部を回収して製油所の燃料システムに組み入れることが可能となる。課題としては、間欠性と低い圧力がありフレア自体の改造やガス圧縮、液体回収の設備投資が必要となる場合が多い。

ガスフレアリングが 2030 年までに 80%が削減され、2050 年には 95%排除が実現すると仮定している。回収されたフレアリングガスは、燃料ガスとして想定されているため、LNG の輸入が減少する。

③低グレードの熱利用

製油所には熱回収の難しいために捨てられている低温、小容量の熱がある。これを回収するのはコストが見合わないために見送られてきた経緯にある。しかし今後はこの低グレード熱にも注目する必要がある。

わずか数回の成功したアプリケーションにすぎないが、近隣地域への暖房用熱供給もその一つである。これは、地方自治体と熱ネットワークオペレータ間の協力を必要とするが、16,000 世帯への最近の例では、自治体当局からの資金を含む約 1800 万ドルの費用がかかったと言われているが、地域暖房として利用されている。今後数十年で、このようなスキームが特定の製油所で開発される可能性が考えられる。

④ 低炭素電力によるエネルギーの代替

低炭素発電の技術には、水力発電、原子力、潮汐、風、太陽光発電、バイオマス発電などがある。最初の 3 つは場所によって制約され、一般的に大規模で、製油所との相乗効果はほとんどない。最後の 3 つは、適度な規模を持ち、一部のサイトは製油所の近くに再生可能電力の設備を建設、運営することで製油所と相乗効果を持てる可能性がある。そしてほとんどの製油所は、製油所が接続されている配電網を介して低炭素電力にアクセスすることになる。

一例で言えばヨーロッパの風力発電設備は、単一タービン(おそらく 3MW 陸上)から、最大 500MW(EWEA 2015)の容量を持つ大型アレイまでさまざまである。精製業界の現在の電力輸入をカバーするには、60 の 100 MW の風力発電所が必要となる。

⑤低炭素水素

水素供給の脱炭素化の 2 つの選択肢、すなわち CO2 の回収と貯蔵(CCS)を従来の水素製造技術に適用することと低炭素電気を用いた電解水素製造を説明する。

一つ目は HPU プロセスから発生する CO2 を CCS との統合を組み合わせる新プロセスの開発が進んでいる。まだ開発の初期段階のものが多いが、これらの概念は、資本コストの節減や効率の向上を目的としており、最終的には新しいユニットのオプションになる可能性がある。CCS を製油所プロセスに改造するコストに関する最近の研究は、回収・貯蔵コストと脱炭素化の程度がどのくらいかにも言及しており、推定値では、回収効率が 55%から 90%、100,000 Nm3/h(220 t/day)の HPU の場合は 40 Mおよび 120 M€の設備投資効率で回避され、CO2 あたり 38～60€/t と試算されている。

二つ目は電解水素の製造である。電気分解による水素の製造コストは明らかに電気の価格に大きく依存し、「通常の」グリッド電力を使用した電気分解は、従来のガスベースの HPU（SMR）の水素と経済的に競争するのは難しい。図は、SMR(CCS の有無にかかわらず)と電気分解による水素製造の潜在的なコストを比較したもので、非常に低い電力価格シナリオでのみ経済的になることを示唆している。

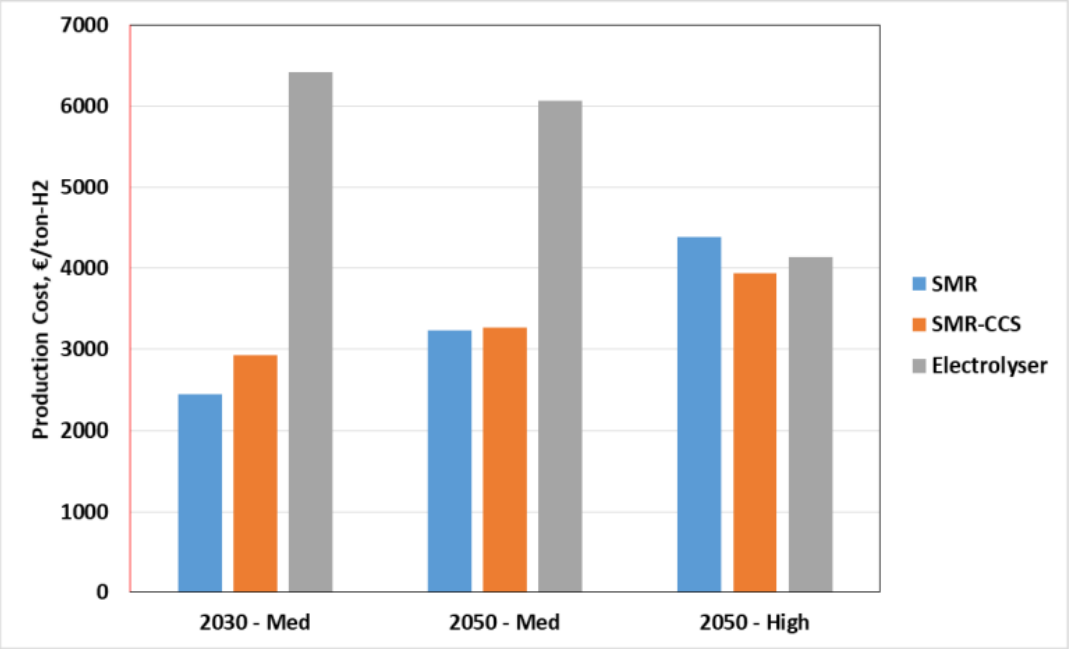


図 4.1.3　CO2 コストを含む HPU（SMR）と電気分解による水素製造コスト

IEA は、期間的な余剰電力から製造した電解水素を「エネルギー貯蔵」に使用することを提案している。しかし水素をどこかに貯蔵する必要があり、このアプローチは、高コストの再生可能エネルギーと低コストのエネルギー貯蔵を予測する地域で検討されている。原則として、製油所は、電解水素の供給量が異なるため、所内でバランスを取ることができ、水素の生産価格が低電力コストによって相殺される可能性がある限り、低炭素水素の供給源として断続的な電気分解を使用する可能性がある。設備の資本コストはピーク容量に依存するため、低稼働時の運用は、資本コストと固定コストが余りかからない電気エネルギーとなる。

低コストのカーボンフリー電気(余剰時)の供給は、10%の時間で利用できると考えられる。2050 年までに継続的な生産が行われるのは、標準グリッド電力が実質的に脱炭素化(2050 年)である場合に限られる。 我々は、これが需要の 35%まで伸びると仮定している。CO2 の吸収・貯蔵が大規模に導入された場合には、必要の 50%に増加する可能性があると考えられ、これは追加のエネルギー需要を生み出すこととなる。

4.1.4　CO2 の回収と貯留

① 製油所における CO2 の回収

製油所からは多量の CO2 が排出されるが、その発生源は、加熱炉、FCC、水素プラントとなる。ガスタービン(CHP)プラントと統合ガス化複合サイクル(IGCC)ユニットでは特定の場所で CO2 が発生しており CO2 回収ユニットの新設に適した候補となる。また、CO2 濃度は、水素プラントから低濃度燃焼排煙ガスまで、大きく異なっている。

回収プロセス自体は、主に溶媒を再生するために熱の形で、エネルギーを消費する。このエネルギーには、所内の燃料ガスが用いられる可能性が最も高いが、外部電力も用いられる可能性もある。前者の場合、追加の CO2 が生成されるため、CO2 低減の目標に対して、よりも多くの CO2 を回収する必要がある。

製油所での CO2 回収コストは、ソース、規模、技術にもよるが、CONCAWE では 80-180€/t と見積もっている。一方、最近の SINTEF による見積もり（回収設備のレトロフィット）では 160-200€/tCO2 である。

② CO2 の貯留と利用

CO2 の回収は、その後再利用できる場合、または長期に安全に貯蔵できる場合にのみ意味がある。CO2 再利用のための機会は少ないため、回収された CO2 の大部分は適切な地層に貯留されることになる。

西ヨーロッパでは、最も有望な貯留構造は北海にあり、CO2 回収が特定の製油所で現実的となる重要な条件の 1 つは、適切な貯蔵場所への合理的で容易な輸送である。これには、パイプライン、又は／及び船舶輸送が含まれる。北西ヨーロッパ沿岸の製油所は、ライン川沿岸の製油所とともに、最も現実的な候補であろう。これらの製油所は、EU 全体の精製排出量の約 35%を占めている。なお、地中海や東ヨーロッパの内地に適切な貯留候補地はない。

単独で専用の長距離 CO2 輸送インフラが必要なほど多量の CO 2 源を持つ製油所はほとんどないため、他の産業との「クラスタリング」が、資本コストと運用コストを削減する最良の手段となろう。CONCAWE によるレビューでは、CO2 輸送コストが大きくスケールに依存していることを示唆している。CONCAWE の試算によると、5Mt/年の前提での輸送コストは 5-10 €/t-CO2 である。一方、注入/貯留に係るコストは 1-12€/tCO2 と試算した。

CO2 の回収および利用(CCU)は、化学物質への CO2 変換を伴うことから、場所が限定される貯留に代わるものとなる可能性がある。CCU には化学中間体や、ポリマー、セメントなどの無機物も含まれるが、課題は利用規模である。製油所によっては CCU の恩恵を受ける可能性もあり、従来の製品に比べて GHG は削減されるかもしれないが、化学物質の需要は小さすぎて、大きな影響は与えられない。長期的には、大規模な CCU は、低炭素電力や水素、または、おそらく藻類技術から発展した形になるかもしれないが、現時点で CCU はまだまだ不

確実である。

4.1.5　評価結果

CO2 排出量/エネルギーの削減ポテンシャルと製油所設備投資について検討した。

① 検討手法・前提

2030 年と 2050 年について、技術開発、エネルギー価格および電力網の脱炭素化の進捗を評価し、モデルに織り込んだ。

2030 年（リファレンスケース）は、この時点での製品需要予測や EU 内の人口構成、詳細な製油所設備・稼働見通しに基づいている。

体系的に様々な CO2 削減方法（オプション）を統合し、EU 精製セクター全体での CO2 削減目標に到達するためのモデル検討に組み込んだ。

各オプションの可能性は、以下を考慮して詳細に精査した。

・基盤となる技術、それらの現在および将来の開発状況、

・技術開発を促進または制約する可能性のある製油所を取り巻く内部および外部の要因（実用的および財務的の要因も含む）。

この可能性評価に基づいて、Median ケースに対する各オプションの影響を評価するための感度分析を実施した。(Low, High)

・主要関連機関の見通しを参照した CO2 価格の設定

・特定のオプションの最大取り込み率。これは、その時点での実用性し、もっともらしいと考えた経済環境を反映させた。

これに加えて、2050 年の Medium ケースと High ケースの場合、脱炭素化を高度に達成するための 3 つの代替ルート、すなわち電気ボイラーとヒーター (Max-e)、電解水素 (Max-h) または CCS (Max- c) もそれぞれセンシティビティを評価した。

②モデリング

これまでに検討したすべてのパラメーターは、EU 製油所の統合モデルに入力した。以下の項目を 2030 リフォレンスケースを出発点として、順次段階的に導入されることとした。

1. 電力網の脱炭素化
2. 製油所における燃料対策
   a. 液体燃料燃焼の低減/除去と b. 燃料ガスの精製（深度脱硫等）
3. プロセスユニットのエネルギー効率の向上とフレア低減
4. 低品位熱の吐息暖房等への供給と発電利用
5. 一般目的での電気の使用の増加(回転機械エネルギー等)
6. 蒸気生産のための低炭素起源電力の断続的な使用

7. 外部(低炭素)電力と電気ボイラーによるによる老朽化 CHP プラントの置き換え
8. 「グリーン」水素の輸入
9. 電気ヒーターによる従来のボイラーとプロセスヒーターの交換
10. ガスグリッドの「グリーン化」
11. CO2 回収

1 と 10 は、精製業者の管理外の対策である。

2 は、ほとんどの製油所で現在でも行われている燃料対策である。

4〜9 はいずれも一般的な「低炭素フットプリントエネルギー」テーマに属している。

3 のエネルギー効率の改善は全ての製油所で長期的なテーマであり、導入可能性のある他の排出削減措置とは関係なく実施されているが、削減の余地はまだあると考えられる。

2 と 3 以外のオプションは、全ての製油所で適用可能とは限らない。

オプション同士で競合する場合もある。したがって、以下で説明する結果では、各オプションの潜在的影響の見積もりのみを提供する。

オプションを 4 つの大きなカテゴリにグループ化し、表に纏めた。

- エネルギー効率向上
- 低炭素エネルギー利用
- 低炭素水素輸入
- CO2 回収

モデルとして、2030 年と 2050 年のそれぞれ Median（中央値）を求め、感度分析として Low、High の２つのケースを加える形にした。

表 4.1.3 に各ケースにおける各パラメーターをまとめた。

表 4.1.3　モデル化されたケース

Time horizon		2030			2050				
Case		Low	Median	High	Low	Median	High		
Prices									
Natural gas	€/GJ	8	11	15	8	13	17		
Electricity	€/MWh	150	98	60	160	100	60		
CO_2[1]	€/t	25	35	75	25	90	150		
Electricity grid EF	t CO_2/GWh	211			40				
Renewables in NG grid	%	10%			20%				
Process energy		As per model described separately (section 4.3.5)							
Pay Back Time threshold	Years	2.5	5.0		2.5	5.0			
CO_2 capture	%[2]	0%			0%	25%	50%		
					Low	Median	Median / High		
Mode[3]							Max el	Max Hy	Max C
Electrification[4]	%[5]	0%		1%	0%		3%		0%
CHP plants									
Substitution	%[6]	0%			100%				0%
Electric boilers option					Where cost-effective				
Electric boilers and heaters	Y/N								
Intermittent[7]		N	Y	Y	Y	Y	Y	Y	N
Continuous[8]		N	N	N	N	N	Y	N	N
Electrolytic hydrogen	%[9]								
Intermittent[10]		0%	0%	25%	0%	50%	0%	50%	0%
Continuous[11]		0%	0%	0%	0%	0%	0%	[12]	0%
Low-grade heat export	%[13]	5%			10%				

1 Only used as input to the process efficiency model

2 % of refining capacity applying capture (after application of all other measures). Subject to 90% capture rate in participating sites for hydrogen-related emissions and 70% overall.

3 Maximum electrification, elecrolytic hydrogen or CCS

4 General purpose a/o mechanical energy (5-14%, 6.5% average in 2008)

5 Increase from base case in % of total energy delivered as electricity

6 % of existing cogeneration capacity taken out of service and replaced by imported electricity and electrically raised steam (39% of total refinery electricity consumption in 2008)

7 Using intermittent cheap renewable power, limited to utility boilers

8 Applied to all heaters incuding process. Scope limited by availability of fuel gas

9 % of total hydrogen demand (1400 kt/a SMR hydrogen in 2030 base case)

10 Using cheap renewable power 10% of the time

11 Using average grid power

12 As limited by FG production

13 % of total available low-grade heat

③プロセスエネルギー効率　検討結果

設備投資、OPEX、プロセス効率の改善について、検討結果を表 4.1.4 に示す。

表 4.1.4　プロセスエネルギー効率の向上

Case		2030			2050		
		Low	Median	High	Low	Median	High
Energy saving	% of ref case	6.9%	17.5%	19.9%	8.6%	21.2%	22.7%
Capex	G€	0.7	6.3	8.7	0.7	8.3	10.5
Opex	G€/a	0.11	0.61	0.93	0.13	0.93	1.19
Annualised[1]	G€/a	0.52	1.30	2.49	0.60	2.32	3.34

[1]at 15%/a capital charge

④CO2 排出ポテンシャル　検討結果

図 4.1.3 に、2030 年と 2050 年の Median ケースの CO2 削減割合を、合計量と製油所からの直接排出量のそれぞれについて示す。2030 年までに 20-29%の削減。さらに 2050 年までに約 63%まで削減できる可能性があるが、このような削減を達成するためには、大規模な電化と CO2 回収の成功が重要である。

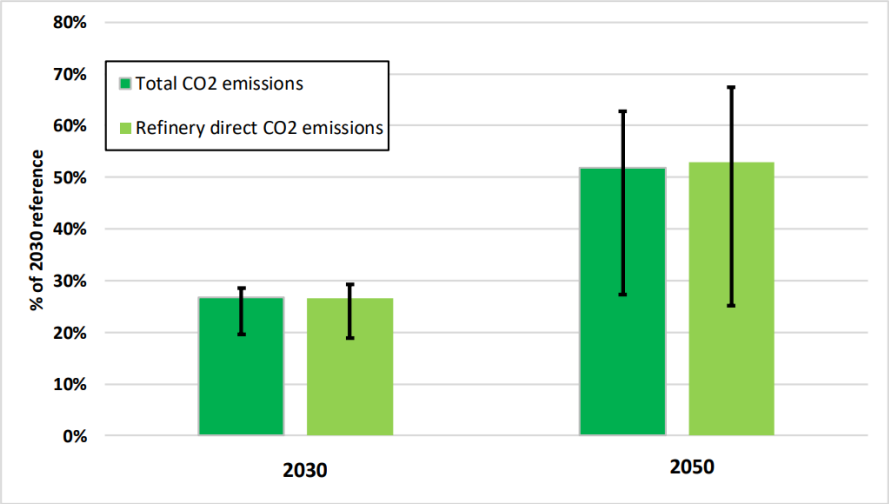


図 4.1.3　CO2 排出量削減の概要

図 4.1.4 は、2050 年における各ケースの削減の内訳を示している。エネルギー効率の改善は、フレア削減と共に、相応の CO2 排出削減に貢献しているが、これらの削減の大部分は、すでに今日でも達成されていると考えられる。

低炭素エネルギー対応には、液体燃料利用と削減と、2030 年に 5%、2050 年に 6%以上と見積もったガス（外部調達）への置き換えが含まれる。このエネルギーバランスは、基本的に外部電力による化石燃料の代替によって達成される。

低炭素水素の導入による CO2 削減は、オンサイト水素生産における排出量が限られているため、影響も限定される。

CCS は、所内で副生するため、外部エネルギーとの置換が不可能な燃料からの CO2 排出量を対象としている。HPU からの濃縮 CO2 からの比較的「容易な」回収は、回収量全体の 10～15%を占めている。

純粋な電化または電化と電解水素の組み合わせによって化石燃料の利用を削減することは、全体的な削減をもたらす。　CCS だけでは、やや効果が低いように見えるが、これはどれだけ導入されるかにに大きく依存している。25%（中央値）と 50%（高）の普及率はやや恣意的であるが、さまざまな制約のためにすべての製油所で CCS を適用できるとは限らない点を踏まえた上での設定である。

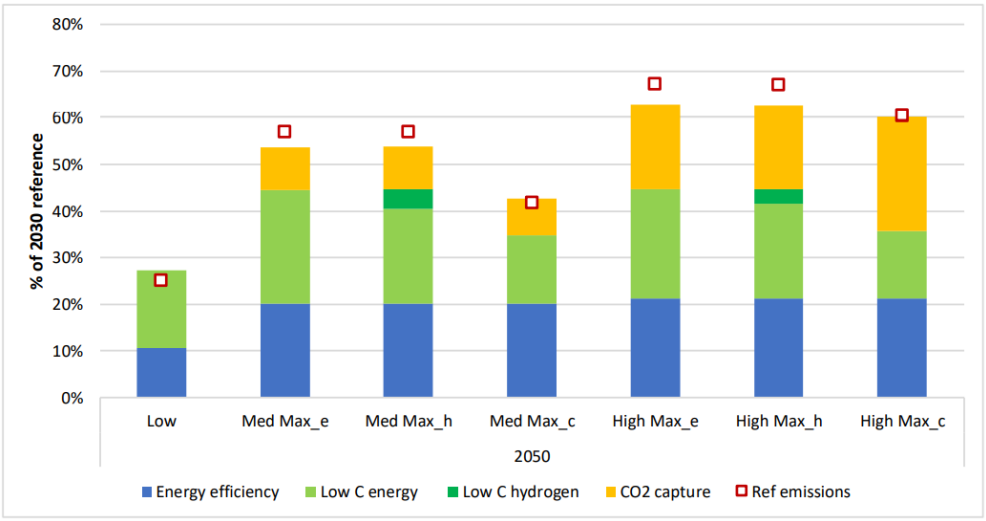


図 4.1.4　CO2 排出量削減のセンシティビティケース

⑤エネルギー消費削減の可能性　検討結果

図 4.1.5 は 20330 年と 2050 年における製油所エネルギー消費量の削減を示している。

製油所のエネルギー消費量は、2030 年までに 10～25%、2050 年までに 8～48%削減される。これらの削減の一部は、所内の燃料を外部電力に置き換えることによって達成される。従って、電力生産に消費されるエネルギーを考慮に入れると、製油所外も含めた総エネルギー削減率は低くなる(特に 2050 年)。

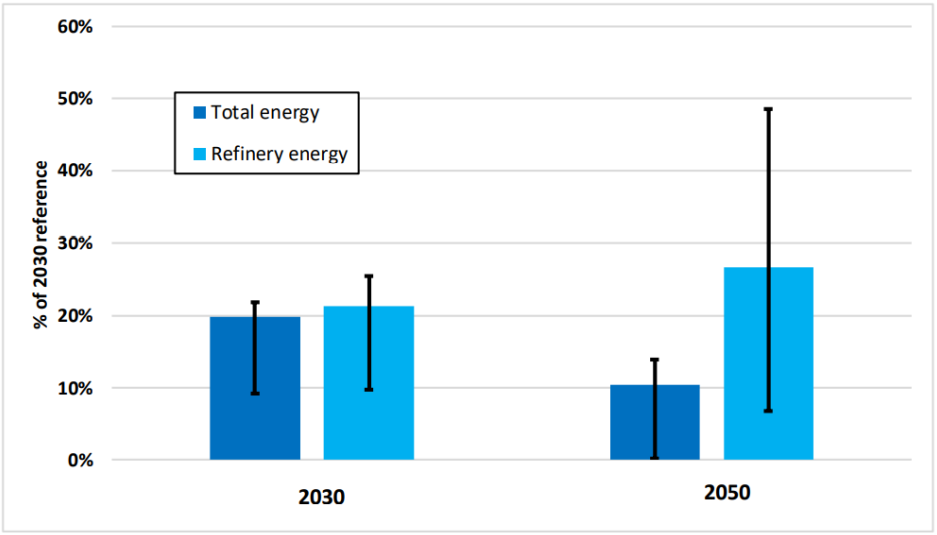
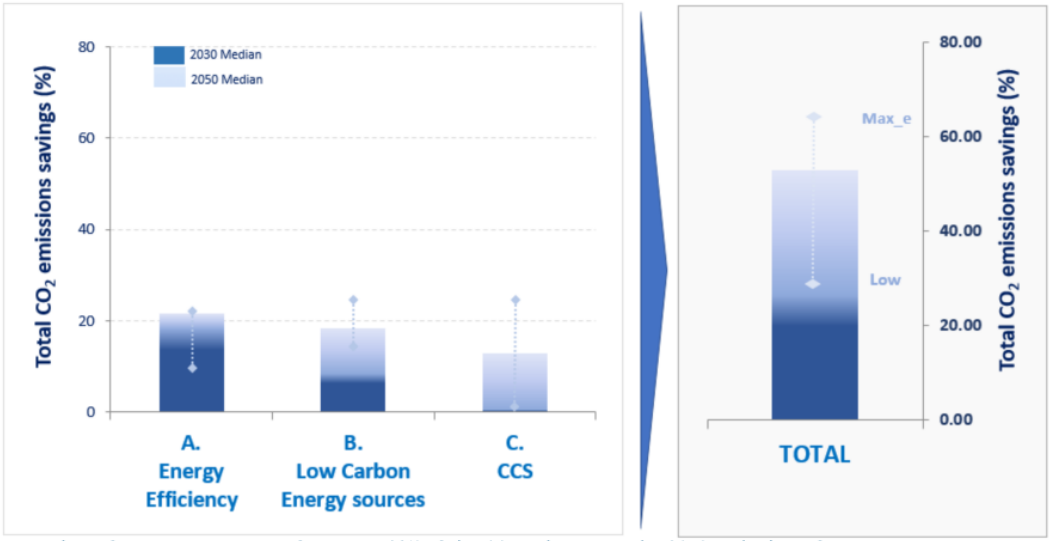


図 4.1.5　エネルギー消費量の削減

⑤累積 CO2 削減量と設備投資

図 4.1.6 に、累積総排出削減量（外部電力の発電と水素生産からの排出を含む）を示す。



Note: Electrification may account for up to ~23% of the CO_2 reduction in the 2050 High electrification sensitivity case. This incurs significant additional capex outside the refinery not included in the scope of this assessment.

図 4.1.6　累積総排出量の削減

EU の製油所における活動（製品生産量）が 2030 年レベルに固定され、すべての CO2 削減オプションを実行すると、技術的な観点からは、EU の精製 CO2 総排出量（直接および間接の両方）を 2030 年リファレンスケース（2008 年対比で 5%削減）に対して、2030 年に約 25%、2050 年に約 52%削減できる可能性がある

これは、33 Mt（2030）から 65 Mt（2050）の年間総 CO2 排出削減量に相当し、さらに High ケースの場合、2050 年までに最大 78 Mt 増加する可能性がある。

2050 年の展望の基本的な仮定は、2030 年と比較して需要に変化がなく、したがってスループット（活動レベル）に変化がないとしており、EU レベルで特定された現実的な展開の最大レベルが達成されるということになる。

利用可能なオプションが展開される程度は、外部の市況、エネルギーと CO2 の価格の変化、将来の規制の枠組みなど、いくつかの要因によって異なる。 これらの要因は、技術の向上と技術の商業化および展開に影響を与える。

実際に利用可能なオプションの組み合わせは、大部分が各製油所に固有であり、既存のエネルギー効率のパフォーマンスやローカルの事情などのいくつかの要因によって決まる。

CO2 削減見通しのより詳細な分析は、次のことを示している。

・2030 年までの削減の大部分は、プロセスのエネルギー効率改善など内部での改善となる。低炭素エネルギー源と CCS は 2050 年に向けて影響を及ぼし始めたばかりである。

・2008 年対比で、2030 年までに最大 17%、2050 年までに最大 22%のエネルギー効率を改善する可能性がある。これは、2050 年までの全期間の平均で年間 0.6%の改善に相当し、過

去 25 年のそれと比較するとわずかに上回っているものの、ほぼ一致している数字といえる。2008 年から 2014 年までの間の改善率はソロモンによると約 5%であり、ここまでは今日すでに達成されていることに注意が必要である。

・CO2 回収（および貯蔵または使用）を成功させることは、EU 製油所の排出量を削減するために重要であると思われる。最先端の技術と製油所に固有の多くの要因（さまざまなレベルの CO2 濃度を持つ多数の比較的小さな発生源）を考慮した最近の詳細な調査の結果に基づくと、精製サイト全体で回収される CO2 の潜在的な最大量は、利用可能な総 CO2 の 70%に制限される。この制限の範囲内で、業界全体に CCS を効果的に導入すると、2050 年の総排出削減量が約 40%から 52%に増加する可能性がある（2050 年には最大 62%）。

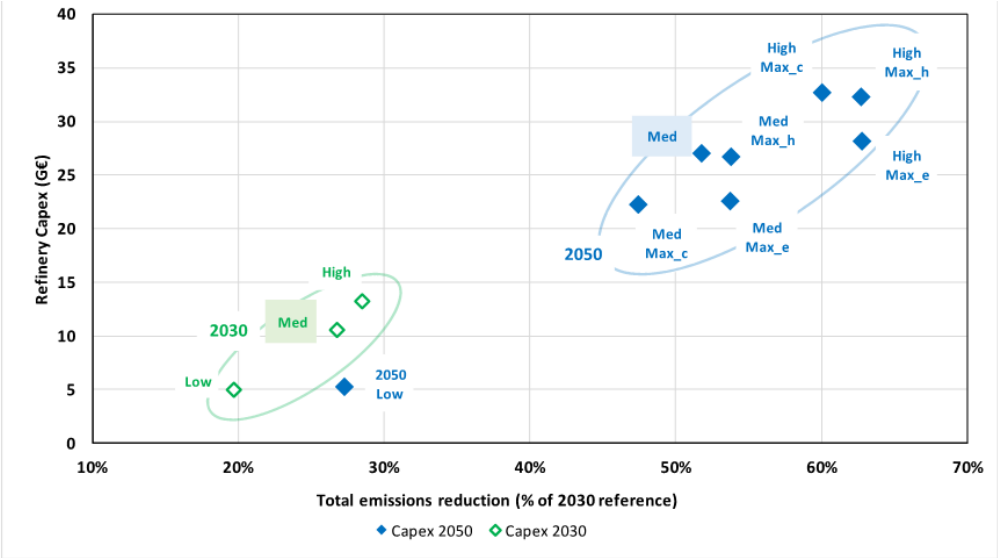
・産業にとって手頃な価格でヨーロッパに再生可能エネルギーを効果的に大規模に展開すること、すなわち化石エネルギーを電力に置き換えることは、大幅な CO2 排出削減につながる。これにより、2050 年までに EU の製油所の排出量を最大 18%削減する可能性があるが、そのための総電力消費量は 130 TWh / a に近くなり、現在発電されている電力の約 4%に相当する。

・低品位熱を利用して、発電したり、地域暖房スキームへの熱供給をすることで、地域への小さな貢献をすることができる。

こうした CO2 削減技術が業界全体に展開されている場合、精製活動における CO2 強度は大幅に削減できるが、これには製油所への大きな投資が必要となる。

図 4.1.7 に、EU の精製システム全体でこの潜在的な削減を達成するために必要な設備投資を示す。最低でも約 30,000 百万ユーロ（2050 年のメインシナリオ）と見積もられた。

この見積もりは、製油所内で利用される様々な技術の一般的な設備投資のみを計上している。したがって CO2 回収を含む場合はこれよりも投資が増加し、また実際の投資額は様々な条件によって変わってくる。



Code. Max_Hydrogen (Max_h), Maximum Electrification (Max_e), Maximum CCS (Max_c)
Note: "Med" cases are highlighted as the main cases explored in the report

図 4.1.7　製油所の設備投資と総排出量の削減

⑥ CO2 削減のためのコスト

特定のオプションの削減コストは、それを実装するために必要な設備投資と固定費によって決定されるが、エネルギー価格の変動の要素が圧倒的に大きくなっている。

したがって技術ごとの CO2 削減コストは簡単に出せるものではない。例として次の図 4.1.8 は、2050 年のメインシナリオであるが、累積の CO2 排出削減量に対して、低い方から高い方へランク付けされた各削減コストをプロットしている。

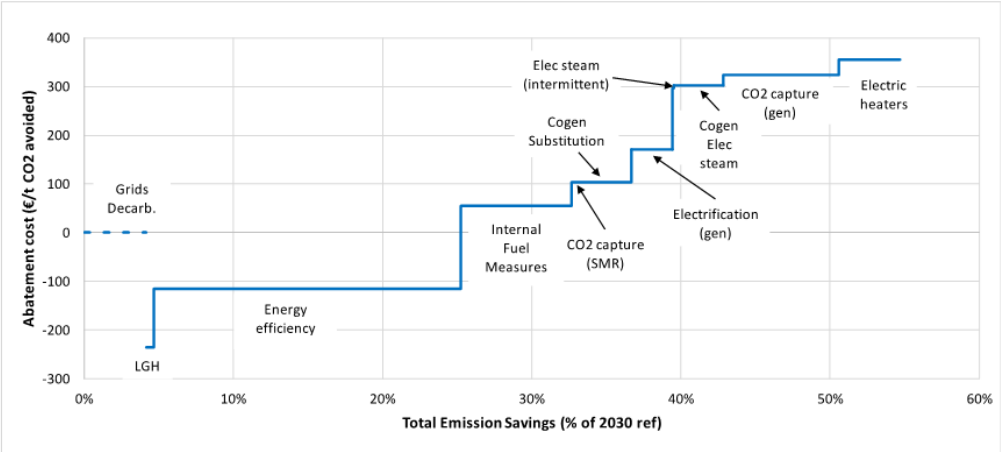


図 4.1.8　CO2 削減コスト曲線
（2050 年のメインシナリオの場合に定義されたエネルギー価格と CO2 削減）

内部対策とプロセス効率の改善は、CO2 削減それ自体がメリットになるすなわち CO2 削減のための費用がゼロに近いか負の削減費用に相当する。電化オプション等その他の CO2 削

減施策は、ガスと電気の相対価格に直接関係しているが、削減コストは小さく、ほとんどがマイナスとなる。蒸気発生のための断続的な電気の使用は、低い利用率に伴う高い設備投資のために決して有利ではなく、同様に、電解水素は継続的に実施された場合にのみ意味がある。外部電力を優先して CHP を段階的に廃止することは、2030 年以降に潜在的に魅力的になり、設備更新に伴う投資が発生しないため、比較的低コストとなる。

濃縮 CO2 源（水蒸気改質装置での水素生産など）を適用すると、CCS は適度な削減コストを達成することができるが、その他の削減策に比較すると高コストである。これは主に今日の技術では、依然としてエネルギー消費量が多いためである。さらなる技術開発は、CCS 実装のコストを削減し、この技術をさらに浸透させることにつながる。

⑦ 研究開発

この調査で特定した CO2 削減策を、期間（2030 年から 2050 年）内に妥当なコストで実現するためには研究開発が必要となる。

その研究は、精製業界と技術プロバイダーが分離技術、触媒、添加剤などの従来からある精製プロセス技術を継続的に改善するとともに、精製業者が古い技術を段階的に廃止していくようなアップグレイドに積極的に投資して行くことも前提としている。

このレポートでは、分野横断的かつ協調的な研究開発が低品位熱回収、電気プロセス加熱、グリーン水素、CCS などの技術開発と、それを展開していく可能性のある多くの分野にフォーカスを当てた。

このような共同技術開発を行っても、製油所は既存プラントを改造したり、新しいプラントを建設するために必要な投資と開発中の新技術を統合するための必要なインフラを考慮する必要がある。

そのした投資が経済合理性を持つためには、支援制度の枠組みや経済環境の整備が必要となる。

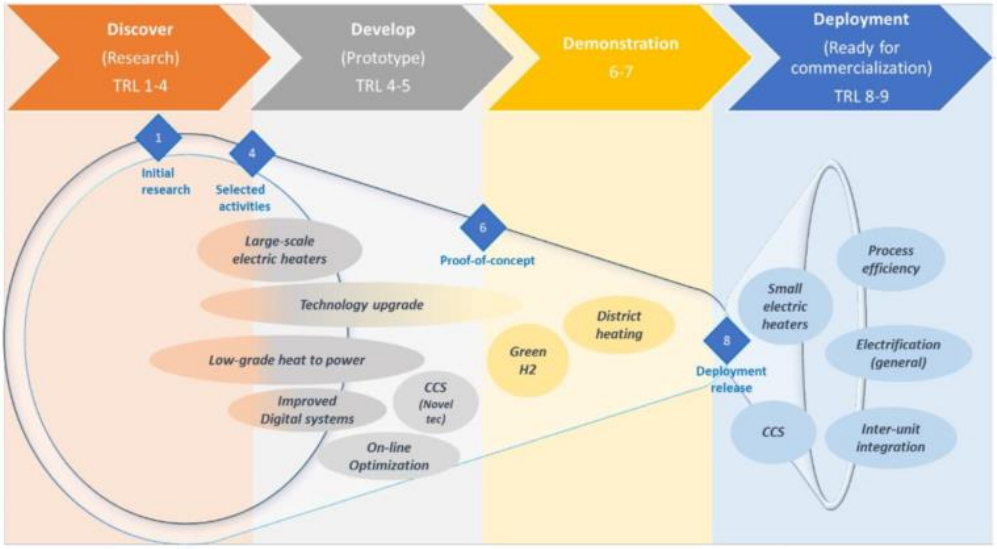


図 4.1.9　技術開発：さまざまな技術の開発・展開レベル

図 4.1.9 に、特定した CO2 削減技術の開発・展開の現状レベルを示す。研究は、特定の製油所技術、製油所に適用できる一般的な技術、電気、水素、CO2 の輸送および流通ネットワークなど、対象となる可能性のある多くの分野を含んでいる。

付表：ケーススタディ結果

“Low” cases (full details)

	Energy savings (PJ/a)				Emission savings (Mt CO_2/a)				Capex (G€)	AFC (G€/a)	Abatement cost (€/t CO_2)	
	Refinery fuel		$Total_{pr}$		Direct		Total				Direct	Total
	2030											
	Low											
Total	**150**	***9.7%***	**155**	***9.2%***	**21.9**	***18.8%***	**24.6**	***19.7%***	**5.0**	**0.99**	**-23**	**-20**
Elec & gas grid decarb.	0	*0.0%*	0	*0.0%*	3.1	*2.7%*	5.8	*4.7%*				
Internal fuel measures	-2	*-0.2%*	-2	*-0.1%*	7.7	*6.6%*	7.7	*6.2%*	2.6	0.47	63	63
Process efficiency	152	*9.9%*	152	*9.0%*	10.4	*8.9%*	10.4	*8.3%*	1.6	0.37	-81	-81
Low-grade heat	0	*0.0%*	5	*0.3%*	0.7	*0.6%*	0.7	*0.5%*	0.8	0.15	-219	-219
	2050											
	Low											
Total	**185**	***12.0%***	**185**	***11.0%***	**29.2**	***25.2%***	**34.1**	***27.2%***	**5.3**	**1.06**	**-26**	**-23**
Without CCS												
With CCS												
Elec & gas grid decarb.	0	*0.0%*	0	*0.0%*	6.6	*5.7%*	11.4	*9.1%*				
Internal fuel measures	-2	*-0.2%*	-2	*-0.1%*	9.3	*8.0%*	9.3	*7.5%*	2.6	0.5	53	53
Process efficiency	187	*12.1%*	187	*11.1%*	12.7	*10.9%*	12.7	*10.1%*	1.8	0.4	-84	-84
Low-grade heat	0	*0.0%*	1	*0.0%*	0.7	*0.6%*	0.7	*0.5%*	0.8	0.2	-307	-307

"Median" cases (full details)

	Energy savings (PJ/a)				Emission savings (Mt CO_2/a)				Capex (G€)	AFC (G€/a)	Abatement cost (€/t CO_2)	
	Refinery fuel		$Total_{pr}$		Direct		Total				Direct	Total
	2030											
	Median											
Total	**329**	*21.3%*	**334**	*19.8%*	**30.7**	*26.5%*	**33.5**	*26.8%*	**10.6**	**2.34**	**-49**	**-45**
Elec & gas grid decarb.	0	*0.0%*	0	*0.0%*	2.1	*1.8%*	4.9	*3.9%*				
Internal fuel measures	-2	*-0.2%*	-2	*-0.1%*	7.7	*6.6%*	7.7	*6.2%*	2.6	0.47	55	55
Process efficiency	331	*21.4%*	331	*19.6%*	20.2	*17.5%*	20.2	*16.2%*	7.2	1.72	-95	-95
Low-grade heat	0	*0.0%*	5	*0.3%*	0.7	*0.6%*	0.7	*0.5%*	0.8	0.15	-109	-109
	2050											
	Median											
Total												
Without CCS	**567**	*36.7%*	**331**	*19.6%*	**46.4**	*40.0%*	**49.8**	*39.9%*	**18.2**	**4.01**	**-3**	**-3**
With CCS	**411**	*26.6%*	**175**	*10.4%*	**61.3**	*52.8%*	**64.7**	*51.8%*	**27.1**	**6.24**	**67**	**64**
Elec & gas grid decarb.	0	*0.0%*	0	*0.0%*	2.3	*1.9%*	7.1	*5.7%*				
Internal fuel measures	-2	*-0.2%*	-2	*-0.1%*	9.3	*8.0%*	9.3	*7.5%*	2.6	0.48	54	54
Process efficiency	401	*26.0%*	401	*23.8%*	24.4	*21.1%*	24.4	*19.6%*	9.4	2.38	-116	-116
Low-grade heat	0	*0.0%*	1	*0.0%*	0.7	*0.6%*	0.7	*0.5%*	0.8	0.15	-235	-235
Electrification (steam, int.)	2	*0.1%*	-1	*-0.1%*	0.1	*0.1%*	0.1	*0.1%*	0.3	0.05	281	281
Cogen substitution	68	*4.4%*	-5	*-0.3%*	3.8	*3.3%*	3.3	*2.6%*	0.6	0.04	91	104
Elec steam option	92	*6.0%*	-49	*-2.9%*	5.1	*4.4%*	4.2	*3.3%*	0.9	0.15	246	300
Elec Hydrogen (int.)	6	*0.4%*	-13	*-0.8%*	0.7	*0.6%*	0.7	*0.6%*	3.5	0.8	1031	1031
Capture energy as NG												
CO_2 capture (SMR)	-2	*-0.1%*	-2	*-0.1%*	1.7	*1.4%*	1.7	*1.3%*	0.5	0.12	87	87
CO_2 capture (general)	-154	*-10.0%*	-154	*-9.1%*	13.2	*11.4%*	13.2	*10.6%*	8.3	2.11	311	311
Total	-156	-10.1%	-156	-9.3%	14.9	12.8%	14.9	11.9%	8.8	2.23	286	286
Capex +fixed opex											150	150
Energy											136	136
	Median - Max elec											
Total												
Without CCS	**748**	*48.5%*	**271**	*16.1%*	**54.0**	*46.5%*	**55.7**	*44.6%*	**18.1**	**3.72**	**27**	**27**
With CCS	**748**	*48.5%*	**144**	*8.6%*	**66.2**	*57.1%*	**67.1**	*53.7%*	**22.6**	**4.97**	**72**	**72**
Elec & gas grid decarb.	0	*0.0%*	0	*0.0%*	0.3	*0.3%*	5.2	*4.1%*				
Internal fuel measures	-2	*-0.2%*	-2	*-0.1%*	9.3	*8.0%*	9.3	*7.5%*	2.6	0.48	54	54
Process efficiency	401	*26.0%*	401	*23.8%*	24.4	*21.1%*	24.4	*19.6%*	9.4	2.38	-116	-116
Low-grade heat	0	*0.0%*	1	*0.0%*	0.7	*0.6%*	0.7	*0.5%*	0.8	0.15	-235	-235
Electrification (general)	72	*4.7%*	-13	*-0.8%*	4.0	*3.4%*	3.4	*2.7%*	0.7	0.12	147	171
Electrification (steam, int.)	2	*0.1%*	-1	*-0.1%*	0.1	*0.1%*	0.1	*0.1%*	0.3	0.05	297	297
Cogen substitution	68	*4.4%*	-5	*-0.3%*	3.8	*3.3%*	3.3	*2.6%*	0.6	-0.03	72	83
Elec steam option	92	*6.0%*	-49	*-2.9%*	5.1	*4.4%*	4.1	*3.3%*	0.9	0.15	248	303
Electric heaters	115	*7.5%*	-60	*-3.6%*	6.3	*5.4%*	5.1	*4.1%*	2.6	0.44	290	355
Capture energy as elec												
CO_2 capture (SMR)	0	*0.0%*	-3	*-0.2%*	1.7	*1.5%*	1.7	*1.4%*	0.5	0.13	102	103
CO_2 capture (general)	0	*0.0%*	-123	*-7.3%*	10.5	*9.1%*	9.7	*7.8%*	4.0	1.12	299	324
Total	0	0.0%	-127	-7.5%	12.3	10.6%	11.4	9.1%	4.5	1.25	271	291
Capex +fixed opex											102	109
Energy											169	169
	Median - Max Hydrogen											
Total												
Without CCS	**685**	*44.4%*	**211**	*12.5%*	**54.0**	*46.6%*	**55.9**	*44.7%*	**21.8**	**4.59**	**52**	**50**
With CCS	**685**	*44.4%*	**77**	*4.6%*	**66.2**	*57.1%*	**67.2**	*53.8%*	**26.7**	**5.95**	**96**	**95**
Elec & gas grid decarb.	0	*0.0%*	0	*0.0%*	0.3	*0.3%*	5.2	*4.1%*				
Internal fuel measures	-2	*-0.2%*	-2	*-0.1%*	9.3	*8.0%*	9.3	*7.5%*	2.6	0.48	54	54
Process efficiency	401	*26.0%*	401	*23.8%*	24.4	*21.1%*	24.4	*19.6%*	9.4	2.38	-116	-116
Low-grade heat	0	*0.0%*	1	*0.0%*	0.7	*0.6%*	0.7	*0.5%*	0.8	0.15	-235	-235
Electrification (general)	72	*4.7%*	-13	*-0.8%*	4.0	*3.4%*	3.4	*2.7%*	0.7	0.12	147	171
Electrification (steam, int.)	2	*0.1%*	-1	*-0.1%*	0.1	*0.1%*	0.1	*0.1%*	0.3	0.05	297	297
Cogen substitution	68	*4.4%*	-5	*-0.3%*	3.8	*3.3%*	3.3	*2.6%*	0.6	-0.03	72	83
Elec steam option	92	*6.0%*	-49	*-2.9%*	5.1	*4.4%*	4.1	*3.3%*	0.9	0.15	248	303
Elec Hydrogen (int.)	6	*0.4%*	-13	*-0.8%*	0.7	*0.6%*	0.7	*0.6%*	3.5	0.77	999	999
Elec Hydrogen (cont.)	46	*3.0%*	-106	*-6.3%*	5.6	*4.8%*	4.6	*3.7%*	2.8	0.5	435	530
Capture energy as elec												
CO_2 capture (SMR)	0	*0.0%*	-2	*-0.1%*	1.0	*0.8%*	0.9	*0.8%*	0.3	0.07	102	103
CO2 capture (general)	0	*0.0%*	-133	*-7.9%*	11.3	*9.7%*	10.4	*8.3%*	4.7	1.29	307	332
Total	0	0.0%	-134	-8.0%	12.3	10.6%	11.4	9.1%	5.0	1.36	291	313
Capex +fixed opex											111	120
Energy											180	180
	Median - Max CCS											
Total	**233**	*15.1%*	**233**	*13.8%*	**54.4**	*46.9%*	**59.2**	*47.4%*	**22.3**	**5.38**	**50**	**46**
Without Loop	**299**	*19.4%*	**300**	*17.8%*	**48.6**	*41.9%*	**53.4**	*42.8%*	**18.4**	**4.51**	**15**	**13**
Elec & gas grid decarb.	0	*0.0%*	0	*0.0%*	4.2	*3.6%*	9.0	*7.2%*	0.0			
Internal fuel measures	-2	*-0.2%*	-2	*-0.1%*	9.3	*8.0%*	9.3	*7.5%*	2.6	0.48	54	54
Process efficiency	401	*26.0%*	401	*23.8%*	24.4	*21.1%*	24.4	*19.6%*	9.4	2.38	-116	-116
Low-grade heat	0	*0.0%*	1	*0.0%*	0.7	*0.6%*	0.7	*0.5%*	0.8	0.15	-235	-235
Capture energy as NG												
CO_2 capture (SMR)	-2	*-0.1%*	-2	*-0.1%*	1.8	*1.5%*	1.8	*1.4%*	0.5	0.1	93	93
CO_2 capture (general)	-163	*-10.6%*	-163	*-9.7%*	14.0	*12.1%*	14.0	*11.2%*	8.8	2.2	359	359
Total	-165	-10.7%	-165	-9.8%	15.8	13.6%	15.8	12.6%	9.3	2.4	329	329
Capex +fixed opex											150	150
Energy											178	178
Total without loop	*-99*	*-6.4%*	*-99*	*-5.9%*	*10.0*	*8.6%*	*10.0*	*8.0%*	*5.5*	*1.5*	*320*	*320*

"High" cases (full details)

	Energy savings (PJ/a)				Emission savings (Mt CO_2/a)				Capex (G€)	AFC (G€/a)	Abatement cost (€/t CO_2)	
	Refinery fuel		$Total_{pr}$		Direct		Total				Direct	Total
	2030											
	High											
Total	**393**	***25.4%***	**369**	***21.9%***	**33.9**	***29.2%***	**35.6**	***28.5%***	**13.3**	**3.06**	**-80**	**-77**
Elec & gas grid decarb.	0	*0.0%*	0	*0.0%*	1.8	*1.5%*	4.5	*3.6%*	0.0			
Internal fuel measures	-2	*-0.2%*	-2	*-0.1%*	7.7	*6.6%*	7.7	*6.2%*	2.6	0.47	65	65
Process efficiency	371	*24.0%*	371	*22.0%*	22.4	*19.4%*	22.4	*18.0%*	9.7	2.41	-141	-141
Low-grade heat	0	*0.0%*	5	*0.3%*	0.6	*0.5%*	0.6	*0.5%*	0.8	0.14	-51	-51
	2050											
	High - Max elec											
Total												
Without CCS	**749**	***48.5%***	**305**	***18.1%***	**54.0**	***46.5%***	**55.9**	***44.8%***	**19.3**	**4.2**	**-84**	**-81**
With CCS	**749**	***48.5%***	**56**	***3.3%***	**78.1**	***67.4%***	**78.4**	***62.8%***	**28.2**	**6.6**	**5**	**5**
Elec & gas grid decarb.	0	*0.0%*	0	*0.0%*	0.3	*0.3%*	5.2	*4.1%*	0.0			
Internal fuel measures	-2	*-0.2%*	-2	*-0.1%*	9.3	*8.0%*	9.3	*7.5%*	2.6	0.48	55	55
Process efficiency	426	*27.6%*	426	*25.3%*	25.9	*22.3%*	25.9	*20.7%*	11.6	2.96	-166	-166
Low-grade heat	0	*0.0%*	-4	*-0.2%*	0.6	*0.5%*	0.6	*0.5%*	0.5	0.10	-233	-233
Electrification (general)	72	*4.7%*	-13	*-0.8%*	4.0	*3.4%*	3.4	*2.7%*	0.7	0.12	-66	-77
Electrification (steam, int.)	2	*0.1%*	-1	*-0.1%*	0.1	*0.1%*	0.1	*0.1%*	0.3	0.05	211	211
Cogen substitution	68	*4.4%*	-5	*-0.3%*	3.8	*3.3%*	3.3	*2.6%*	0.6	-0.03	-127	-145
Elec steam option	92	*6.0%*	-49	*-2.9%*	5.1	*4.4%*	4.1	*3.3%*	0.9	0.15	-8	-10
Electric heaters	90	*5.8%*	-47	*-2.8%*	4.9	*4.2%*	4.0	*3.2%*	2.0	0.34	33	40
Capture energy as elec												
CO_2 capture (SMR)	0	*0.0%*	-6	*-0.4%*	3.5	*3.0%*	3.4	*2.7%*	1.0	0.25	90	91
CO_2 capture (general)	0	*0.0%*	-243	*-14.4%*	20.7	*17.8%*	19.1	*15.3%*	7.8	2.20	222	240
Total	0	0.0%	-249	-14.8%	24.2	20.8%	22.5	18.0%	8.8	2.45	203	218
Capex +fixed opex											101	109
Energy											101	101
	High - Max Hydrogen											
Total												
Without CCS	**697**	***45.1%***	**265**	***15.7%***	**53.7**	***46.3%***	**55.9**	***44.7%***	**22.7**	**4.9**	**-58**	**-56**
With CCS	**697**	***45.1%***	**4**	***0.3%***	**77.9**	***67.2%***	**78.3**	***62.7%***	**32.3**	**7.5**	**26**	**26**
Elec & gas grid decarb.	0	*0.0%*	0	*0.0%*	0.4	*0.3%*	5.2	*4.2%*				
Internal fuel measures	-2	*-0.2%*	-2	*-0.1%*	9.3	*8.0%*	9.3	*7.5%*	2.6	0.48	55	55
Process efficiency	426	*27.6%*	426	*25.3%*	25.9	*22.3%*	25.9	*20.7%*	11.6	2.96	-166	-166
Low-grade heat	0	*0.0%*	-4	*-0.2%*	0.6	*0.5%*	0.6	*0.5%*	0.5	0.10	-233	-233
Electrification (general)	72	*4.7%*	-13	*-0.8%*	4.0	*3.4%*	3.4	*2.7%*	0.7	0.12	-66	-77
Electrification (steam, int.)	2	*0.1%*	-1	*-0.1%*	0.1	*0.1%*	0.1	*0.1%*	0.3	0.05	211	211
Cogen substitution	68	*4.4%*	-5	*-0.3%*	3.8	*3.3%*	3.3	*2.6%*	0.6	-0.03	-127	-145
Elec steam option	92	*6.0%*	-49	*-2.9%*	5.1	*4.4%*	4.1	*3.3%*	0.9	0.15	-8	-10
Elec Hydrogen (int.)	6	*0.4%*	-13	*-0.8%*	0.7	*0.6%*	0.7	*0.6%*	3.5	0.77	987	987
Elec Hydrogen (cont.)	32	*2.1%*	-74	*-4.4%*	3.9	*3.4%*	3.2	*2.6%*	1.9	0.35	218	266
Capture energy as elec												
CO_2 capture (SMR)	0	*0.0%*	-4	*-0.3%*	2.3	*2.0%*	2.3	*1.8%*	0.7	0.17	90	91
CO2 capture (general)	0	*0.0%*	-256	*-15.2%*	21.8	*18.8%*	20.1	*16.1%*	8.8	2.45	228	247
Total	0	0.0%	-260	-15.5%	24.2	20.8%	22.4	18.0%	9.5	2.61	214	231
Capex +fixed opex											108	117
Energy											106	106
	High - Max CCS											
Total	**105**	***6.8%***	**102**	***6.0%***	**70.2**	***60.5%***	**75.0**	***60.0%***	**32.7**	**8.09**	**86**	**81**
Without Loop	**231**	***15.0%***	**227**	***13.5%***	**59.2**	***51.1%***	**64.1**	***51.3%***	**25.3**	**6.45**	**39**	**36**
Elec & gas grid decarb.	0	*0.0%*	0	*0.0%*	3.9	*3.4%*	8.8	*7.0%*	0.0			
Internal fuel measures	-2	*-0.2%*	-2	*-0.1%*	9.3	*8.0%*	9.3	*7.5%*	2.6	0.5	55	55
Process efficiency	426	*27.6%*	426	*25.3%*	25.9	*22.3%*	25.9	*20.7%*	11.6	3.0	-166	-166
Low-grade heat	0	*0.0%*	-4	*-0.2%*	0.6	*0.5%*	0.6	*0.5%*	0.5	0.10	-233	-233
Capture energy as NG												
CO_2 capture (SMR)	-4	*-0.3%*	-4	*-0.3%*	3.5	*3.0%*	3.5	*2.8%*	1.0	0.3	93	93
CO_2 capture (general)	-314	*-20.3%*	-314	*-18.6%*	26.9	*23.2%*	26.9	*21.5%*	16.9	4.3	358	358
Total	-318	-20.6%	-318	-18.9%	30.4	26.2%	30.4	24.4%	18.0	4.6	328	328
Capex +fixed opex											150	150
Energy											178	178
Total without loop	*-193*	*-12.5%*	*-193*	*-11.4%*	*19.5*	*16.8%*	*19.5*	*15.6%*	*10.6*	*2.9*	*318*	*318*

4.2. Refinery 2050: Conceptual Assessment

4.2.1. 製油所の 2050 年ビジョン

このレポートは、EU の脱炭素化目標に効果的に貢献するためのさまざまな技術の可能性を探求することを目的とした Concawe Low Fossil Carbon Pathways プログラムの下でのレポートの一部である。 低 CO2 集約型経済における石油精製産業の動向に焦点を当て、ヨーロッパ全体の石油精製産業に Fuels Europe が実施する Vision 2050 [FE2018]コンセプトを効果的に展開するための様々な技術的影響を探るものである。

以下図 4.2.1 に 2050 年における製油所のビジョンを示す。

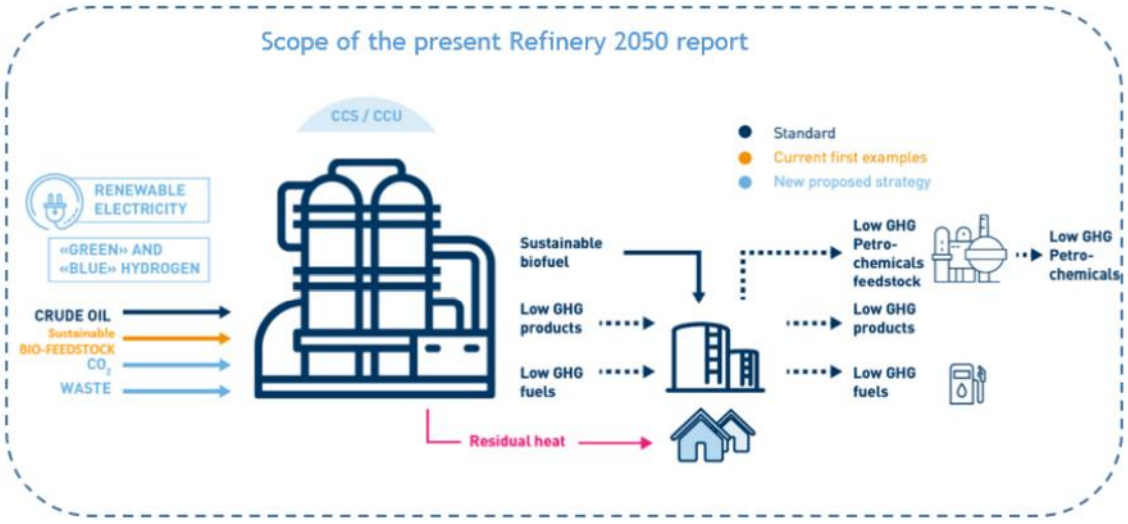


図 4.2.1　産業クラスター内のエネルギーハブとしての精製システムのビジョン 2050

この図では、以前の Concawe レポートの CO2 削減技術の結果も統合されている。

以前のレポートでは、2030 年と 2050 年の展望を見て、製油所サイト内で CO2 排出原単位の削減を達成するためのさまざまな技術と運用手段の可能性を探った。その項目は、エネルギー効率の向上、「低化石炭素」*エネルギー源（電化とグリーン水素を含む）の使用、および CO2 回収（および貯蔵）となる。

*炭素を含有し、従来の化石資源と同様に炭化水素製品、石油化学製品の原料となるが、再生可能資源、バイオ等の非化石資源であることから、CO2 強度は低い原料

このステップ 1 に基づいて、現在の分析では、2050 年の 2 つの需要シナリオを考慮し、低化石炭素製品の生産を目的としたヨーロッパの製油所での低化石炭素原料の潜在的な導入と処理（ステップ 2）を調査することとした。(表 4.2.1)

主要な低化石炭素技術の一例を通じて、原油が徐々に置き換えられる際の既存の設備との潜在的な相乗効果、原料供給、水素や電気などの主要な処理要件、および製油所レベルで

の CO2 排出強度と最終製品の観点からの影響を調査する。

表 4.2.1　低化石炭素経路の２段階のアプローチ

	ステップ 1	ステップ 2
アプローチ	CO2 reduction technologies report (Concawe2019年8月レポート)	Refinery 2050 report （Beyond CO2 efficiency）
CO2節約のスコープ	製油所内 (直接 および 間接排出)	製油所の外の製品の最終使用まで スコープを拡大
技術	EU精製システム全体でCO2排出量を削減する技術。	製油所のCO2排出量を削減する技術 (ステップ1で確認)+低化石炭素原料 (製油所内での配置または処理)
時間軸	2030年までに現実的に達成可能なもの 2050年に向けた幅広い展開	2050年を見据えた2030年以降の将来の展開の可能性
需要	2030年の需要シナリオに基づく 2030年以降のセクター /製品収量の活動レベルに変化はない	セクターの活動レベルと製品利回りの両方に影響を与えるさまざまなルートと 2050 の需要シナリオを探索
原料	原油	原油は徐々に化石燃料以外の原料 (例えばバイオ原料+e-Fuel)に置換

調査にあたっての評価コンセプトを以下に記載する。

・低化石炭素原料を処理するための既存の製油所の適合性、必要となる適応の程度および既存の化石燃料の代替を達成するために必要となる低化石炭素原料の供給規模を調査する。
・関連する CAPEX の予備的な見積もり（詳細な経済評価ではない）を含める。
・すべてのオプションの包括的な評価を提供することは目的としておらず、特定の経路をランク付けまたは推奨することも意図していない。
・ロードマップを意図したものではない。簡単にするために、調査した低化石炭素原料を選択・例示し、そこに他の複数の追加原料とその変換経路も検討した。製油所の場所、リソースへのアクセス、現在の精製スキームまたはその他の機会/制約などによって、個々の製油所それぞれで採用される代替案は異なってくる。

このレポートでは、2050 年の需要シナリオでさまざまな低炭素原料を段階的に統合するための EU 精製システムのチャンスと課題について報告する。モデリングを通じて、電気、水素、原料の要件だけでなく、既存の製油所資産の利用と相乗効果の観点から潜在的な影響を試算し、必要となる資本コストも見積もる。

この概念的評価は、EU 精製業界のロードマップではなく、低 CO2 下の EU 経済におけるセクターの役割に関する技術的議論をより適切に伝えるための分析を目的としている。

4.2.2. 2050 年の需要シナリオ

低化石炭素経路の Concawe レポート[Concawe2019]に合わせて、Concawe に提供された Woodmac データを使用して、2030 需要シナリオを定義した。2050 年には精製製品の流通の変化に伴い、2 つの異なる需要シナリオを検討した。

これらのシナリオは、IEA シナリオ（WEO 2017）をベースとして、さまざまなレベルの車両効率の改善や乗用車の電化、灯油、重油の需要削減など、特定の問題に関する Concawe の見解を含めて調整した。原油が代替低炭素原料に徐々に置き換えられるにことに対応した精製スキームの変化をモデルによって評価するためのデータである。シナリオでは、EU レベルでの原料と電力などの外部要件の両方の規模と範囲も設定した。

設定した 2050 シナリオは、精製スループットが 2030 年のベースラインに対して－20%（シナリオ 1）低下と－35%（シナリオ 2）低下の二種類である。シナリオ 2 は、温室効果ガス（GHG）削減の観点から、野心的な参考シナリオとして設定した。

2030 年と 2050 年の需要シナリオについて、表 4.2.2 に示す。

表 4.2.2　2030 年と 2050 年の需要シナリオ

	Mt/a				Change from 2014 actual			Change from 2030 base case	
	2014	2030	2050		2030	2050		2050	
			1	2		1	2	1	2
All products	**536.6**	**464.5**	**365.7**	**307.1**	**-13%**	**-32%**	**-43%**	**-21%**	**-34%**
LPG	3.0	4.4	3.5	3.1	49%	19%	4%	-20%	-30%
Gasoline	82.5	50.9	45.8	20.3	-38%	-44%	-75%	-10%	-60%
Jet fuel	55.3	67.6	77.7	77.7	*22%*	*40%*		15%	
Gasoils	*268.2*	*233.4*	*153.1*	*123.1*	*-13%*	*-43%*	*-54%*	*-34%*	*-47%*
Road diesel	191.0	165.7	82.9	66.3	-13%	-57%	-65%	-50%	-60%
Other diesels	17.7	16.0	10.7	8.1	-9%	-39%	-54%	-33%	-49%
Heating oil	52.6	40.9	32.7	28.6	-22%	-38%	-46%	-20%	-30%
Distillate marine fuel	7.0	10.8	26.8	20.1	*55%*	*285%*	*189%*	148%	86%
HFO	*52.1*	*32.8*	*16.6*	*13.9*	*-37%*	*-68%*	*-73%*	*-49%*	*-58%*
HFO inland 0.5%S	15.9	6.2	5.9	5.9	-61%	-63%	-63%	-4%	-4%
HFO marine 0.5%S	1.8	16.0	0.0	0.0	806%	-100%		-100%	
HFO marine high S	34.4	10.6	10.6	8.0	-69%	-69%	-77%	0%	-25%
Bitumen	17.0	16.3	16.3	16.3	-4%			0%	
Lubricants	4.8	5.4	5.4	5.4	*13%*			0%	
Petrochemicals	*53.7*	*53.7*	*47.3*	*47.3*	*0%*	*-12%*		*-12%*	
Olefins	40.9	40.9	36.0	36.0	0%	-12%		-12%	
Aromatics	12.8	12.8	11.2	11.2	0%	-12%		-12%	

4.2.3　低化石炭素原料経路

このレポートでは、特定した CO2 低減技術が、2050 年で可能な最大レベルに展開されていることを前提としている。エネルギー効率、低化石炭素エネルギー源の使用（再生可能エネルギーとグリーン水素を含む)、CO2 回収（および貯留）が対象となり、これがモデリングの前提となる。

この研究では、選択した低化石炭素原料の 3 つの主要なカテゴリー（脂質、リグノセルロース系バイオマス、e-Fuel）による原油の実質的な代替の可能性を調査した。そのさい 4 つの主要な処理経路を検討した。

·脂質の水素化処理

·木材などのリグノセルロース系バイオマスのガス化、それに続くフィッシャー・トロプシュ合成と水素化分解

·水素化処理-リグノセルロース/木質バイオマスから作られた熱分解または熱水液化油の水素化分解

·回収した CO2 と電解水素からの e-Fuel の生成は、「逆水性ガスシフト」によって合成ガスになり、フィッシャー・トロプシュ合成によって炭化水素になり、その後水素化分解して適切な沸点範囲の燃料を製造する。

異なる精製プロセス技術（例えば、水素化分解と流動接触分解）または異なる原料調製（例えば､熱分解の代わりに木質バイオマスの熱水液化)を使用できる関連経路もある。(表 4.2.3 参照)

表 4.2.3　レポートで調査した経路の要約

	脂質	リグノセルロース系バイオマス(ガス化・FT)	リグノセルロース系バイオマス(熱分解)	e-Fuel
製造経路	脂質ハイドロトリートメントは確立されており、年産100万トンクラスの運転が商業化されている。	バイオマスtoリキッド(BTL)、木質バイオマスのガス化、フィッシャー・トロプシュ(FT)合成、ハイドロクラッキング	リグノセルロース系バイオマスまたは廃棄物の熱分解または水力熱液化、酸素除去を行う水処理	CO2捕獲および電解H2に由来するシンガスのFT合成/ハイドロクラックイング
製品	主に パラフィンディーゼル と ジェット	主にパラフィンディーゼルとジェット、ナフサやワックスなどの連産品	バイオガソリンとバイオディーゼルの混合。	主にパラフィンディーゼルとジェット、ナフサやワックスなどの連産品
原料	動物性脂肪または食用油。将来の拡大はマイクロバイオ/藻類油に可能性が広がる。	リグノセルロース系バイオマス(木材や 林業からの残留物、産業の廃棄物、 農業残留物(わらとストーバー)などの エネルギー作物)		CO2 および 再生可能電力
製油所資産とのシナジー	非常に高い	適応可能	適応可能	適応可能
	精製ユーティリティ、特にH2およびLPG処理との統合による簡素化が期待できるほかに、脂質は石油とハイドロプロセシング精製ユニット等で共処理できる可能性がある。	新しいガス化/FTシステム、生FTプロダクトは精製ハイドロクラッカーで共同処理によって、または100%のバイオ供給に精製装置を利用することで燃料に転換される。電力とLPGの処理を行う製油所ユーティリティとの統合も考えられる。	熱分解油の脱酸素化等製油所単位での共同処理によって燃料にアップグレードされる。装置の100%バイオフィードへの単位変換の可能性もあり、ユーティリティ、特にH2との統合が考えられる。	電気分解およびFTシステムによる生FT製品は、製油所ハイドロクラッカーでの共同処理によって、または100%バイオフィードに精製ユニットの変換によって燃料に変換される。製油所は、統合されたe-Fuelプラントの原料としてCO2の供給が可能である。
技術とサプライチェーン	既存の変換技術と従来のサプライチェーン。今後の拡大には、新しい藻類技術の開発+重要な新しい農業産業の確立が必要	変換技術は、他の分野(電力、天然ガス)で別々に製品化されているが、統合されたプロセスとして大規模に実証されていない。林業サプライチェーンは年間100万トンいじょうの規模だが、改造が必要となる。	主に熱/電力分野で、いくつかの小さな商業事業で実証されている。しかし輸送燃料へのアップグレードはまだ開発段階である。いくつかの林業/廃棄物サプライチェーンが確立されているがが、大幅な改造が必要となる。	変換技術は、他の分野(電力、天然ガス)で別々に商業化されているが、統合プロセスはまだ試験規模である。CO2貯蔵や物流を持たないサイトでのCO2利用の可能性も探る必要がある。
外部要件	持続可能な原料との可用性が高い。	再生可能電力との繋がりが非常に高い。		

4.2.4　モデリング

4.2.4.1　モデルの特徴

モデリングには、RafXL 製油所シミュレーションツールを使用した。RafXL は Concawe と Institut Français du Pétrole が共同で開発したもので Excel ベースのモデルとなっている。このモデルは任意の製油所構成を表すことができ、完全にユーザー主導で変更可能であり、主要な製品(ガソリン、中間蒸留物、重油)のそれぞれに最適なソリューションを見つけるブレンドモジュールが提供されている。ユーザーは原油種とプロセスプラントの有無から、製品の収量と品質、ユーティリティ消費量と CO2 排出量の両方を直接(所内で発生)と間接的(所外で発生-ユーティリティや水素の外部からの供給)に定義できる。また電気と水素のインポート、エクスポートも可能となっている。

このモデルは、代替バイオ原料および CO2 回収等の処理も含まれている。CO2 回収に必要なエネルギーは、該当する場合、フィッシャー・トロプシュ・プロセスおよび外部電力による電気分解からの廃熱を利用すると仮定した。

原油および代替原料の生産および輸送に関連する CO2 排出量も考慮に入れ、製油所の総炭素強度と主要製品の推定値を見積もった。

このモデルは、合計量だけでなく、炭素、水素、硫黄、および適用する酸素についても完全にマスバランスが取れている。各製品の炭素含有量を調べ、製油所の直接および間接排出(外部から供給するユーティリティ)や燃料製品の燃焼排出量を含む特定の変化が全体的な CO2 排出量に与える影響を評価することができる。また、放出された CO2 と製品中に固定された炭素の両方で再生可能な炭素の割合を別々に計算している。

モデルはすべての生産工程の流れ（装置間の中間製品）と簡単な混合割合を設定しているが、ガソリン、ジェット、ディーゼル燃料などの製品の正確なブレンドをモデルに反映することは難しい。 したがって、ブレンド最適化は、ガソリンの RON、ディーゼル用セタン指数、重油の粘度を確保するための特性と密度に限定されている。

このモデルを用いたいわゆるベースモデルは原料に化石燃料を使用するものとしておりその詳細はセクション 7 (4.2.4.2)に示す。ここでは概念的な中規模製油所（原油処理量 160,000 bbl / d 程度）を想定しており、その後いくつかの例を評価するための出発点として使用した。

現在の需要およびヨーロッパの平均的な製油所構成と一致する他のプロセスユニットの能力も仮定している。ここで用いるのはあくまでも架空の製油所であり、「典型的な」製油所を表すことを意図していない。

低化石炭素原料経路は、物質収支（製品収量)、ユーティリティ要件、および基本的な製品特性の観点から特徴づけられる。これらの経路について、限定されたケース（1 Mt / a の

液体製品の生産の影響を評価する-セクション 8.1）と最大のケース（低化石炭素原料の最大使用量が需要シナリオによって決定される-セクション 8.2）の 2 つの別々のケースを評価した。

各ケーススタディについては、p43 以降の付表を参考にされたい。

実際にはベースケースは２つあり、「30 FOS ref」ケースは、2008 年以降にエネルギー効率が改善していない場合に、製油所が 2030 年の需要シナリオの下でどのように機能するかを示す参照ケースである。「30 FOS」ケースは、2030 年までに達成可能と想定される CO2 削減措置の影響を含むケースとなる(2030 年の需要シナリオによる 2050 削減措置の影響を示す追加事例は、セクション 13 に含まれる)。

2050 年におけるベースケースは「50/1 FOS」ケースのみであるが、最大ケース「50/2 FOS」とともに、2050 年の需要シナリオ 1 と 2 が 2050 レベルのエネルギー効率の仮定において、電化が制限され、電解水素の導入は行われなかった場合にそれぞれ示している。

最大ケースはさらに分かれており「50/2 FOS_e/h/c」は、電化による最終的な CO2 排出削減(電気ヒーターを含むが、製油所の全エネルギーの 40%に制限されている)への 3 つの可能なルートを示している。著しい電化(50/2 FOS e h)を含む場合には、外部からの低炭素電力の利用が想定されるが、その電力を CO2 の回収エネルギーとして用いるものとした。また、FOS_c ではガスを CO2 の回収エネルギーとして用いるものとした。

4.2.4.2. Fossil Fuel ベース（セクション 7）：

図 4.1.2 は、2030 年の生産と需要と 2050 の各シナリオの違いを、液体製品全体の%で表したものである。この数字は、ヨーロッパでは典型的な、ガソリンと中間留分との間のアンバランスを反映している。

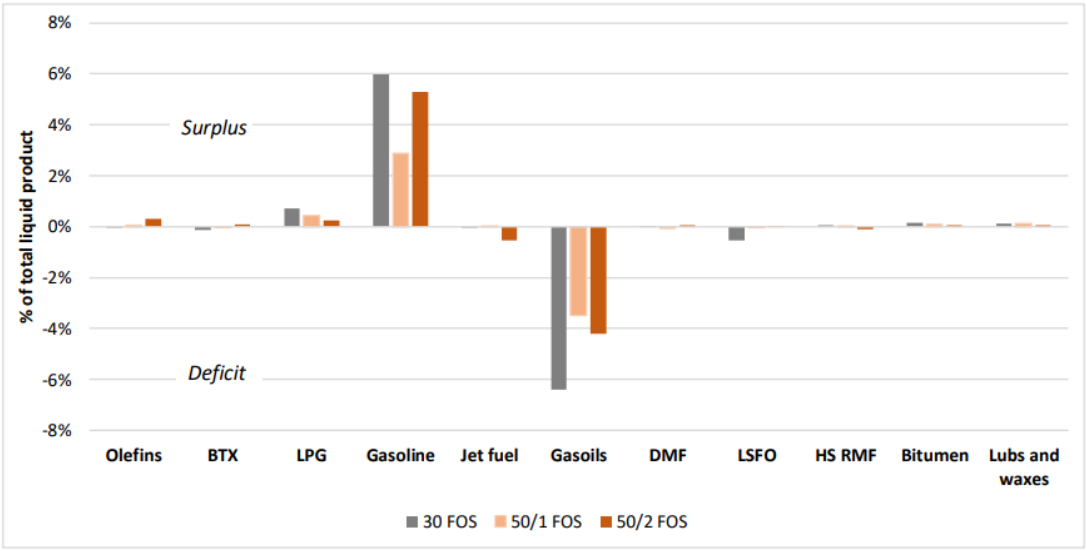
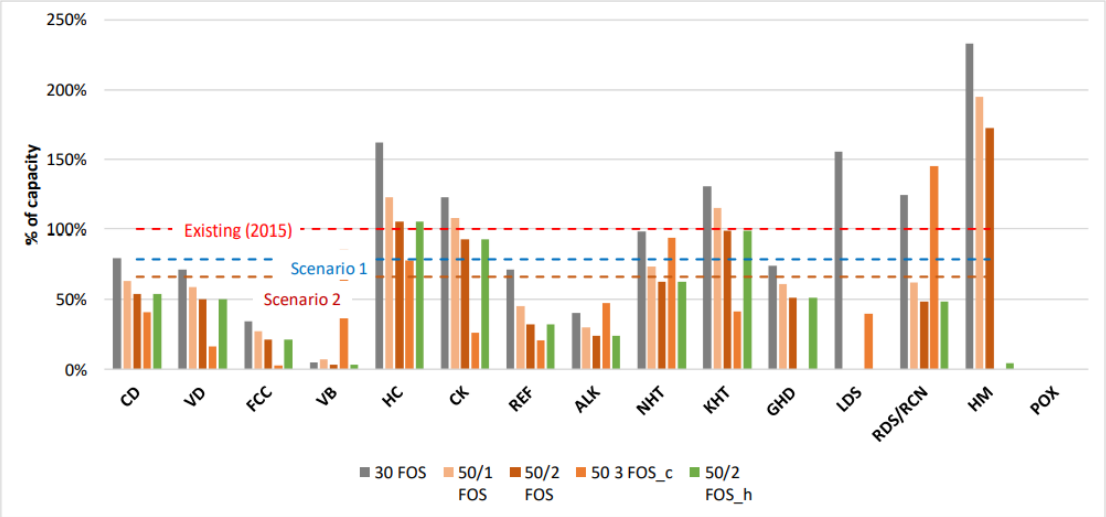


図 4.2.2　生産と需要

この需要は、図 4.2.3 に示すプロセスプラントの利用状況に表れている。各プラントの必要とされる平均能力（設置された EU の総容量を 80 の製油所で割った値）はどんどん減ってきている。この図はまた、各シナリオによって示される需要削減に沿った潜在的な能力削減の概念を示しており、需要の減少が能力削減を引き起こす可能性が高いのに対し、実際には、すべてのプロセスユニットで等しく減っているのではないことが注目される。

2030 年のシナリオは、需要が依然として比較的高い一方で、需要は、輸送燃料の低硫黄化の影響を受け、ハイドロクラッキング、コーキング、残留脱硫、水素製造における能力の追加が求められている。2050 年を見てみると需要は低く、既存能力は十分であるように見えるが、一部装置では能力が不足する。多くのプラントグループは、FCC やリフォーマーを中心に中間留分へのシフトとガソリン需要の減少を反映して、すべてのケースで十分に活用されていない状況となっている。

この分析は、将来の EU 製油所の構成に関する指針となる。しかし必要な新しいプラントの能力は、図 4.2.4 の単純な比較で示唆されているよりもはるかに高くなる可能性が高い。



Demand reduction will free some existing capacity but industry restructuring and replacement of ageing plants may result in a call for new capacity in crucial process units at site level.

図 4.2.4　プロセスプラントの必要能力

製油所内部エネルギー効率を改善した後、インポートされた低炭素電力によるガスの代替と CO2 回収は、製油所の CO2 総排出量を削減するための 2 つの主要なルートである。

手頃な価格の低炭素電力の十分な供給が実現し、大規模な CO2 回収の実施を成功させるための適切な条件が存在する場合、2030 年の参照ケースと比較して最大 75%の CO2 削減が達成できる可能性がある。電解水素を介した製油所エネルギーの大規模な変換は、非常に大きな電力需要につながる可能性がある。

製油所における直接とインポートに起因の CO2 削減量を図 4.2.5 に示す。

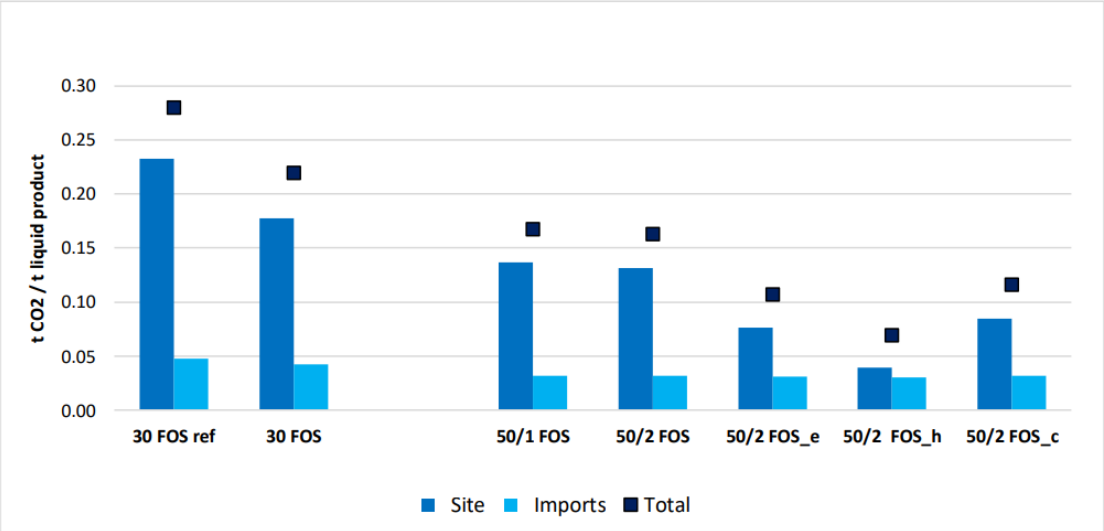


図 4.2.5　製油所における直接とインポートに起因の CO2 削減

4.2.4.3　Alternative Feeds ケース CASE（セクション 8.1）

2050 年の需要シナリオに対応して想定製油所の処理量は減少し、能力は 4 分の 1 弱に縮小した。不足分（約 1 Mt / a）は、検討中の代替原料によって提供されている。

これらの処理減に対応して、既存のプロセスプラントやその他の施設を転用して新しい原料に対応できる。原材料のフロントエンド処理や重要なプロセス（主に水素化分解と水素生産）の不十分な能力を補い、電力インポートのためのインフラを整備するために、追加の投資が依然として必要となる。

バイオ原料とインポート電力がほぼ完全に化石炭素を含まない状況が達成できない限り、製油所サイトでの化石炭素排出量を大幅に削減することは見込めない。

この規模での e-Fuel の生産には、付随するインフラを備えた大量の電力が必要になる。

中間留分の「Well-to-Tank」での LCA は、2030 年の参照ケースと比較して約 25%削減できる。

製油所における直接とインポートに起因の CO2 削減量を図 4.2.5 に示す。

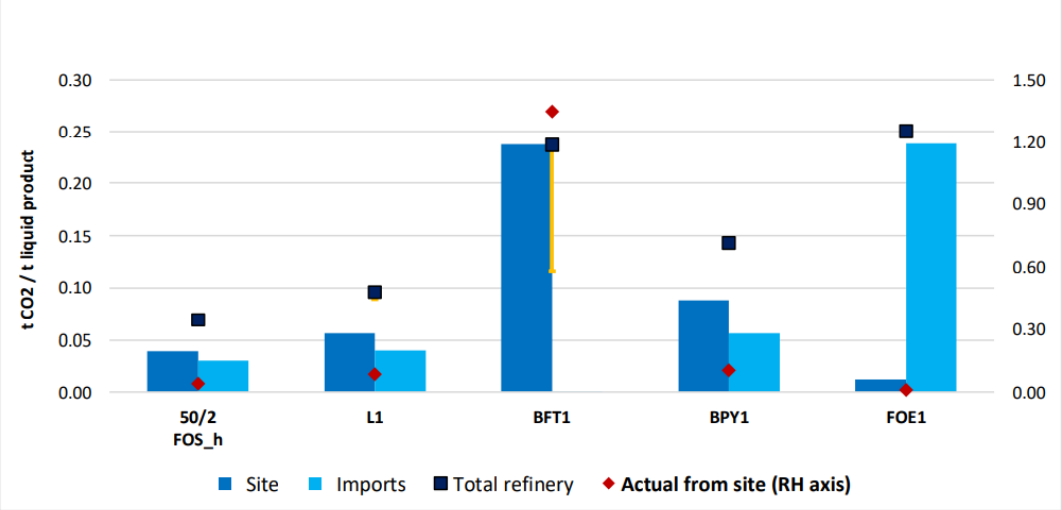


図 4.2.5　製油所における直接とインポートに起因の CO2 削減

4.2.4.4　Max Alternative Feeds ケース（セクション 8.2）

次のケースは、代替原料（低化石炭素原料）が大部分となり、残りの原油処理量がアスファルトの需要を満たす必要性によってのみ決定されるという、極端なケースである。

これらの極端な場合でも、製品間で合理的なバランスは維持でき、余剰と不足は過去の実績内に収まる。ただし、製品品質の維持は困難が想定される。

水素化分解装置、水素化処理装置および水素製造装置を除くほとんどの既存の製油所プロセス装置は時代遅れになっており、代替原料の処理が製油所のメインの活動になる。

バイオ原料と外部電力がほぼ完全に化石炭素から脱却しない限り、製油所サイトからの化石関連の CO2 排出量は大幅に削減されない。

この規模で e-Fuel を生産するために必要な大量の電力を外部から受入れる必要があり、その電力は再生可能である必要がある。

燃料起因の CO2 排出量は、2030 年の参照ケースと比較して約 75%削減できる。

代替原料経路のいくつかの要素技術は十分に確立されているが、ここで想定されている商業規模では、ほとんどが経済的に成り立たっていない。したがって、資本コストのデータは不足しており、多くの場合は想定にすぎない。これらの制限内で、想定される 160　kbbl / d 製油所の推定設備投資は、1～10　G€、極端な場合は 6～15G€となる可能性がある。

製油所における直接と外部からの受入エネルギーに起因する CO2 削減量を図 4.2.6 に示す。

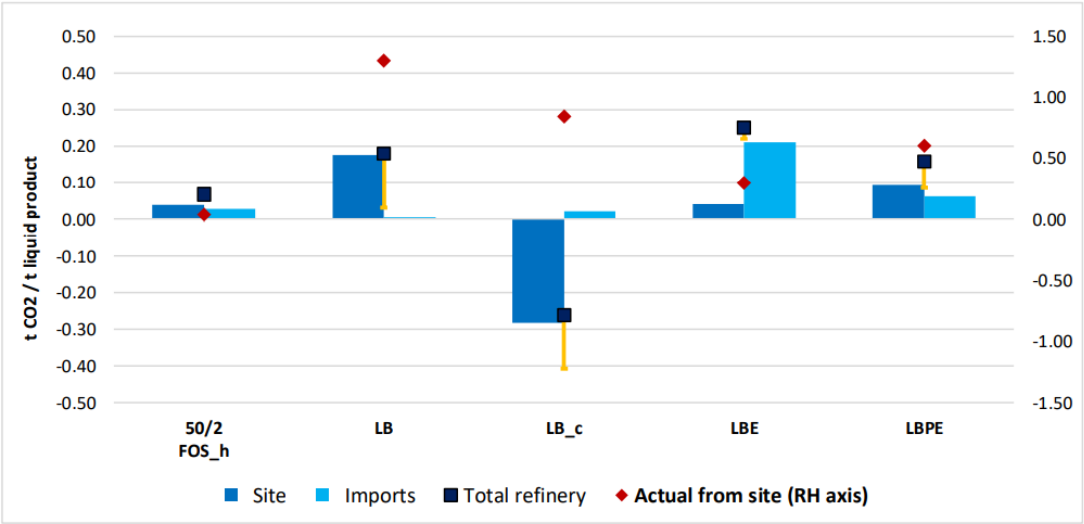


図 4.2.6：製油所における直接とインポートに起因の CO2 削減

4.2.5. 結論

EU 全体の規模を考慮すると、持続可能な原料の利用可能性に関する影響は拡大している。上記の概念的な製油所の事例、単一のサイトに最大 8 Mt / a のバイオマスまたは 5Mt / a の脂質が供給される可能性がある。業界全体に適用する場合、最大 200 Mt / a の脂質または 300Mt / a の木材が必要になる。この量は、研究開発への多大な努力があれば、EU 域内での潜在的な最大利用可能量の範囲内にある。

e-Fuel の大規模生産は、今日の EU の総消費量のおそらく最大 3 分の 1 に相当する電力消費量に頼らなければならない。これにより気候変動を抑制するためには、再生可能/低炭素排出源（太陽光、風力、水力、原子力）からのものでなければならない。

需要の減少、電化、CO2 回収の組み合わせにより、EU 全体の業界の化石 CO2 排出量を 120 Mt / a から約 30Mt / a に 75%削減することができる。 CO2 回収以外では、代替フィードを使用すると、製油所内の CO2 排出量をさらに削減できる可能性がある（たとえば、製油所の燃料ガスにはバイオガスの一部を含む）。製油所サイトでの化石ベースの CO2 排出量は、フィードが完全に再生可能なものに置き換わらない限り、依然としてかなりの量になる。

製油所での需要の減少、電化、CO2 回収の組み合わせにより、EU 全体の主要燃料製品からの総排出量は、化石燃料の場合の約 1400 Mt / a から、約 900Mt / a になる。

低化石炭素原料の場合は、化石ベースの場合と比較して、電気と水素に関する外部からの受入量が倍増する（脂質およびバイオマスの場合は最大 4 倍、e-Fuel 生産ルートも考慮される場合は最大 10 倍）。

上記の規模で製油所環境に代替原料を導入するには、これらの原料の前処理のための新しいプラントへの投資、原材料のさらなる処理と処理のための既存プラントの大幅な変更と改造および広範な適応が必要になる。輸入ターミナル、タンケージなどの付属施設も新し

いプロセスに関連する設備投資を見積りに含まれており、極端な場合には最大 15G€[十億ユーロ（以下、G€）]の設備投資が必要になる。ただし、現在のレポートは概念的な評価であり、精製システム全体で必要な投資レベルに関するさらなる詳細な影響は評価していない。

次の図 4.2.7 は、本レポートで特定された対策の組み合わせに起因する EU 製油所サイトでの CO2 排出量削減のポテンシャルを示している。

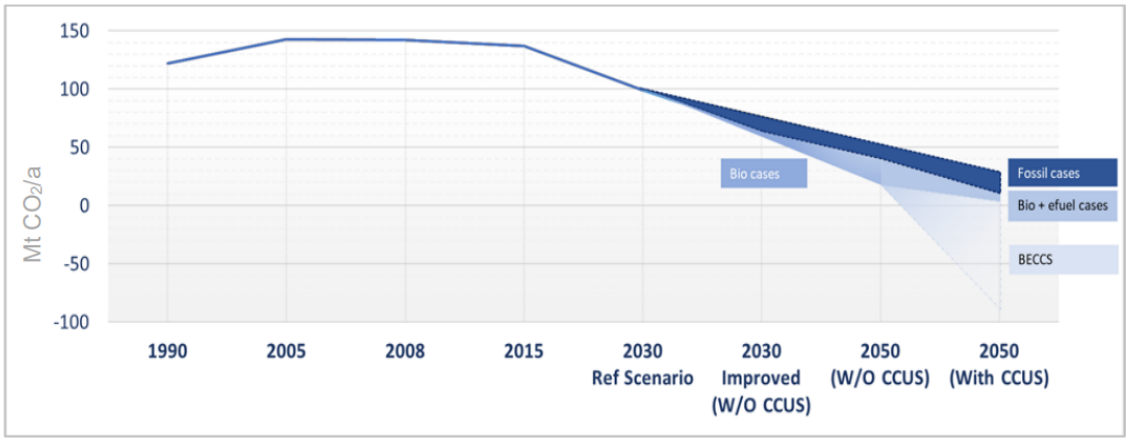


図 4.2.7：製油所からの EU 全体 CO2 排出量（化石原料からの直接排出量、Mt CO2 / a）

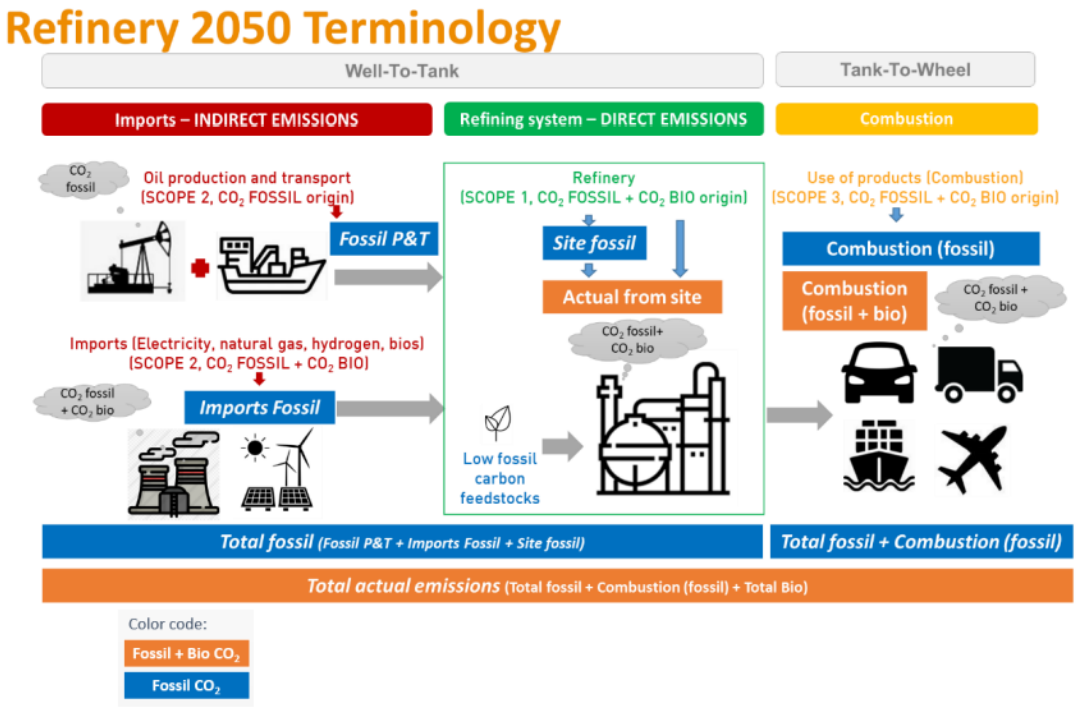
これは、1990 年のレベルと比較して、EU の製油所サイトからの CO2 排出量を 50%から 90%削減できることを示している。 炭素回収および貯留を BECCS スキームでバイオマス原料と組み合わせると、正味の排出量を達成できる（EU の長期戦略と整合）。

これは、バイオ燃料の精製エネルギーとしてもバイオマスが用いられ、そこで発生した CO2（もともと大気から回収されたもの）が大気に戻されるのではなく、回収、貯留されることによるものである。

全体として、製造プロセスと最終的な燃料の燃焼の両方から排出されるよりも多くの CO2 が（バイオマス成長と CO2 回収貯留（CCS）の組み合わせによって）大気から直接回収される。

付表．詳細なモデリング結果

１．排出の説明



	SCOPE 1	SCOPE 2	SCOPE 3	FOSSIL ORIGIN	BIO ORIGIN
Total actual	x	x	x	x	x
Actual from site (Direct emissions)	x			x	x
Fossil from:					
-Crude P&T		x		x	
-Site Fossil	x			x	
-Imports Fossil		x		x	
-Fuel products			x	x	
Total fossil (Ind.+Dir.emissions)	x	x		x	
Total fossil (including combustion)	x	x	x	x	

2. FOSSIL CASE

Code	Demand scenario	Description	Crude intake[1]
30 FOS ref	2030	Reference case with no reduction measures from 2008 actual level	6350
30 FOS		2030 reduction measures	
50/1 FOS	2050 / 1	2050 energy efficiency level. Limited electrification, no electrolytic hydrogen	5020
50/2 FOS	2050 / 2		4300
50/2 FOS_e		as 50/2 FOS + maximum electrification and C	
50/2 FOS_h		as 50/2 FOS + maximum electrolytic hyd. and	
50/2 FOS_c		as 50/2 FOS + CO2 capture	

[1]In notional 160 kbbl/d refinery, 2030 EU-mix quality

Additional cases not discussed in main text

30 FOS 50H	2030	2050 reduction measures	5957
30 FOS 50H_c		2050 reduction measures inc. CO2 capture	

Case		30 FOS ref	30 FOS	30 FOS 50H	30 FOS 50H_c	50/1 FOS	50/2 FOS	50/2 FOS_e	50/2 FOS_h	50/2 FOS_c
Feedstocks	kt/a									
Crude		6350	6350	6350	6350	5020	4300	4300	4300	4300
Lipids		0	0	0	0	0	0	0	0	0
Biomass		0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bio FT product										
HTL oil										
CO2 capture (inc. own)		*0*	*0*	*0*	*318*	*0*	*0*	*185*	*178*	*207*
E-FT product										
Gas import as SMR feed		83	81	82	82	67	60	60	2	60
Hydrogen import		0.0	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	29.0	0.0
Products	kt/a	**5944**	**5946**	**5957**	**5957**	**4681**	**4002**	**4004**	**4002**	**4002**
Olefins		537	537	536	536	480	484	484	484	484
BTX		161	161	161	161	148	151	151	151	151
LPG		233	232	231	231	174	142	142	142	142
Gasoline		935	931	929	929	632	428	428	428	428
Jet		889	888	889	891	1029	998	998	998	998
Diesel (mixed uses)		2348	2346	2331	2327	1354	1063	1063	1063	1063
DMF		146	144	143	145	351	266	265	265	266
LSFO		260	260	295	295	78	79	79	79	79
HS RMF		142	144	138	138	141	101	105	103	101
Bit		224	224	224	224	219	216	216	216	216
Lubs and waxes		69	79	79	79	77	74	74	74	74
Coke		*130*	*130*	*125*	*125*	*116*	*99*	*99*	*99*	*99*
Production-demand	% of total liquid product									
Olefins		0.0%	0.0%	-0.1%	0.0%	0.1%	0.3%	0.1%	0.1%	0.1%
BTX		-0.1%	-0.1%	-0.1%	0.0%	0.0%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%
LPG		0.7%	0.7%	0.7%	0.0%	0.4%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%
Gasoline		6.1%	6.0%	5.9%	0.0%	2.9%	5.3%	5.1%	5.2%	5.2%
Jet fuel		0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	-0.5%	-0.9%	-0.9%	-0.9%
Gasoils		-6.3%	-6.4%	-6.7%	0.0%	-3.5%	-4.2%	-4.6%	-4.6%	-4.6%
DMF		0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	-0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%
LSFO		-0.5%	-0.5%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
HS RMF		0.0%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	-0.1%	0.0%	-0.1%	-0.1%
Bitumen		0.2%	0.2%	0.2%	0.0%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%
Lubs and waxes		0.0%	0.1%	0.1%	0.0%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%
Production-demand	% of grade demand									
Olefins						0.2%	2.5%	2.5%	2.5%	2.5%
BTX						-1.1%	2.1%	2.1%	2.1%	2.1%
LPG						13.1%	7.4%	7.4%	7.4%	7.4%
Gasoline						26.8%	95.6%	95.6%	95.6%	95.6%
Jet fuel						-0.3%	-2.1%	-2.1%	-2.1%	-2.1%
Gasoils						-11.1%	-13.5%	-13.5%	-13.5%	-13.5%
DMF						-1.3%	1.1%	0.7%	0.7%	1.1%
LSFO						-1.3%	1.9%	1.9%	1.9%	1.9%
HS RMF						-0.3%	-3.8%	-0.2%	-2.1%	-3.8%
Bitumen						1.2%	1.2%	1.2%	1.2%	1.2%
Lubs and waxes						6.5%	3.7%	3.7%	3.7%	3.7%
Plant utilisation	% of existing									
CD		80%	80%	80%	80%	63%	54%	54%	54%	54%
VD		72%	72%	72%	72%	59%	50%	50%	50%	50%
FCC		35%	34%	34%	34%	27%	22%	22%	22%	22%
VB		5%	5%	5%	5%	7%	3%	3%	3%	3%
HC		162%	162%	162%	162%	123%	105%	105%	105%	105%
CK		122%	122%	118%	118%	108%	92%	92%	92%	92%
REF		72%	72%	71%	71%	45%	32%	32%	32%	32%
ALK		41%	40%	40%	40%	30%	24%	24%	24%	24%
NHT		98%	98%	98%	98%	73%	63%	63%	63%	63%
KHT		131%	131%	131%	131%	115%	99%	99%	99%	99%
GHD		74%	74%	74%	74%	61%	51%	51%	51%	51%
LDS		155%	155%	155%	155%	0%	0%	0%	0%	0%
RDS/RCN		124%	124%	124%	124%	62%	48%	48%	48%	48%
HM		239%	233%	238%	238%	195%	173%	173%	5%	173%
POX		0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

Case		30 FOS ref	30 FOS	30 FOS 50H	30 FOS 50H_c	50/1 FOS	50/2 FOS	50/2 FOS_e	50/2 FOS_h	50/2 FOS_c
Energy										
NG import (fuel)	kt/a	194	125.5	122	122	58.9	49.7	21.1	6.6	49.7
	TJ/a	9710	6277	4242	4242	2946	2485	1053	329	2485
	% of inter. energy	51%	41%	32%	32%	29%	30%	15%	5%	30%
Elec import	GWh/a	152	264	756	1155	597	512	1054	2414	559
Processing		152	216	756	756	597	512	186	1022	512
CO2 capture		0	0	0	399	0	0	0	340	47
Electrolysis		0	48	0	0	0	0	1048	1392	0
	% of total energy	7%	11%	29%	29%	29%	29%	40%	40%	29%
Hydrogen	kt/a									
Conventional / Gen. purpose		41.3	40.3	41.0	41.0	33.7	29.8	29.8	0.8	29.8
Electrolytic / Gen. purpose		0.0	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	29.0	0.0
Electrolytic / efuels		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Emissions	t/kt liq prod									
Actual from site (Fossil + bio)		0.23	0.18	0.15	0.10	0.15	0.15	0.09	0.04	0.10
Fossil from			0.76	0.65	0.43		0.57			
Crude P&T		0.44	0.44	0.43	0.43	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44
Site		0.23	0.18	0.15	0.10	0.14	0.13	0.08	0.04	0.08
Imports		0.05	0.04	0.03	0.04	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03
Combustion		2.70	2.70	2.70	2.70	2.62	2.52	2.52	2.52	2.52
Total fossil		0.28	0.22	0.18	0.13	0.17	0.16	0.11	0.07	0.12
Total fossil + Combustion (fossil)		3.42	3.35	3.32	3.27	3.23	3.12	3.06	3.02	3.07
Emissions EU-wide	Mt/a	80	refineries							
	Assume	*5340*				*4681*	*4000*			
Total actual (Total fossil + Combustion + Total Bio)		1459	1431	1416	1394	1214	1002	982	967	985
Actual from site (Fossil + bio)		99	76	65	42	66	64	37	18	41
Fossil from		0	326	279	182	0	181	0	0	0
Crude P&T		186	186	185	185	163	140	140	140	140
Site Fossil		99	76	65	42	51	42	24	13	27
Imports Fossil		20	18	14	15	12	10	10	10	10
Combustion		1154	1152	1151	1151	981	804	804	804	804
Total fossil		120	94	79	57	63	52	34	22	37
Total fossil + Combustion (fossil)		1459	1431	1416	1394	1208	996	979	966	981
Main fuels footprint	g/MJ									
Gasoline		78.7	77.3	76.5	65.6	77.7	78.5	77.3	76.6	76.9
Crude P&T		8.5	8.5	8.5	8.5	8.5	8.7	8.6	8.6	8.7
Refining		5.1	3.6	2.8	1.8	2.9	2.9	1.7	1.0	1.8
Biofuel contribution		3.0	3.0	3.0	3.0	3.9	4.0	4.0	4.0	3.5
Combustion		62.2	62.2	62.2	52.3	62.2	63.0	63.0	63.0	63.0
Diesel		85	83	82	56	84	84	83	82	81
Crude P&T		9	9	9	9	9	9	9	9	9
Refining		5	4	3	2	3	3	2	1	2
Biofuel contribution		7.0	7.0	7.0	7.0	5.1	5.1	5.1	5.1	6.8
Combustion		64	64	64	39	67	66	66	66	64
Jet		88	87	85	74	86	86	84	84	85
Crude P&T		10	10	10	10	10	10	10	10	10
Refining		6	4	3	2	3	3	2	1	2
Combustion		72	72	72	61	72	72	72	72	72
Petchem footprint	% non fossil carbon									
Olefins										
Olefins: Actual C content		0%	0%	0%	9%	0%	0%	0%	0%	0%
Olefins: Net of processing emissions		-22%	-20%	-18%	-8%	-19%	-19%	-17%	-16%	-17%
BTX										
BTX: Actual C content		0%	0%	0%	3%	0%	0%	0%	0%	0%
BTX: Net of processing emissions		-21%	-19%	-17%	-15%	-18%	-17%	-16%	-15%	-16%

3. ALTERNATIVE FEEDS CASE

Code	Crude intake[1]	Low-C feedstocks[2]			
		Type / processing route	kt/a	Refinery feed	kt/a
L1	3280	Lipids	1000	Lipids, of which Co-processing GHT Co-processing HC Dedicated HT	1000 20% 20% 60%
BFT1		Biomass / FT route	4250	Raw FT liquids	935
BPY1		Biomass / HTL route (pyrolysis)	2250	HTL oil	970
FOE1	3300	90% internally produce CO2 capture Additional CO2 imported	466 2700	e-fuel liquids	1020

Demand as per 2050 / 2 scenario

Refinery emission reduction measures at 2050 level in all cases

[1]In "notional" refinery, 2030 EU-mix quality

[2] To produce around 1 Mt/a liquid feed in "notional" refinery

Code	Low-C feedstocks				
	Scheme	Type / Processing	kt/a	Refinery feed	kt/a
LB/ LB_c[1]	Lipids + Biomass	Lipids		Lipids, of which Co-processing GHT Co-processing HC Dedicated HT FCC (olefins mode)	2910 15% 15% 46% 23%
		Biomass / FT	3810	Raw FT liquids	838
LBE	As LB plus e-fuels through own CO2 capture (70%) (Capture energy deemed to be supplied by waste heat from electrolysers)	Lipids		Lipids, of which Co-processing GHT Co-processing HC Dedicated HT FCC (olefins mode)	2150 20% 20% 60% 0%
		Biomass / FT	2800	Raw FT liquids	616
		CO2 capture	2729	e-fuel liquids	879
LBPE	As LBE but limited e-fuels (16% capture) and with biomass 50/50 FT and pyrolysis oil (HTL process)	Lipids		Lipids, of which Co-processing GHT Co-processing HC Dedicated HT FCC (olefins mode)	2410 15% 15% 45% 26%
		Biomass	3640	Raw FT liquids HTL oil	400 784
		CO2 capture	459	e-fuel liquids	148

In all cases:

Figures relate to "notional" refinery

Demand as per 2050 / scenario 2, crude intake in "notional" refinery 810 kt/a in all cases

Crude intake 810 kt/a (minimum heavy crude to meet bitumen demand)

Refinery emission reduction measures at 2050 level

[1]LB_c includes CO2 capture

Case		L1	BFT1	BPY1	FOE1	LB	LB_c	LBE	LBPE
Feedstocks	kt/a								
Crude		3280	3280	3280	3300	810	810	810	810
Lipids		1000	0	0	0	2910	2910	2150	2410
Biomass		0	4250	0	0	3810	3810	2800	3640
Bio FT product		0	935	0	838	0	838	616	400
HTL oil				970					784
CO2 capture (inc. own)		*0*	*0*	*0*	*3166*	*0*	*1814*	*2729*	*459*
E-FT product				0				879	148
Gas import as SMR feed		1	41	4	38	11	15	24	14
Hydrogen import		59.0	0.0	80.0	0.0	30.0	30.0	14.0	68.0
Products	kt/a	**3962**	**3947**	**3960**	**4051**	**3955**	**3955**	**3964**	**3988**
Olefins		485	470	473	475	477	477	498	426
BTX		148	148	143	145	45	45	78	60
LPG		164	148	111	164	215	215	222	194
Gasoline		224	460	463	469	249	249	225	339
Jet		1019	902	758	963	1020	1020	979	860
Diesel (mixed uses)		1195	1083	1282	1107	1405	1405	1361	1525
DMF		265	263	262	267	236	236	265	267
LSFO		71	81	81	79	0	0	0	0
HS RMF		110	109	106	102	24	24	49	27
Bit		213	213	213	214	216	216	216	216
Lubs and waxes		67	71	69	66	69	69	72	74
Coke		*49*	*90*	*50*	*57*	*38*	*38*	*28*	*18*
Production-demand	% of total liquid product								
Olefins		0.3%	-0.1%	0.0%	-0.2%	0.1%	0.1%	0.7%	-1.2%
BTX		0.0%	0.0%	-0.1%	-0.2%	-2.6%	-2.6%	-1.8%	-2.2%
LPG		0.8%	0.4%	-0.6%	0.7%	2.1%	2.1%	2.3%	1.6%
Gasoline		0.1%	6.1%	6.2%	6.0%	0.8%	0.8%	0.2%	3.0%
Jet fuel		0.0%	-3.0%	-6.6%	-2.0%	0.0%	0.0%	-1.0%	-4.0%
Gasoils		-0.9%	-3.7%	1.3%	-3.8%	4.5%	4.5%	3.3%	7.5%
DMF		0.0%	0.0%	0.0%	-0.1%	-0.7%	-0.7%	0.0%	0.1%
LSFO		-0.2%	0.1%	0.1%	0.0%	-2.0%	-2.0%	-2.0%	-2.0%
HS RMF		0.1%	0.1%	0.0%	-0.1%	-2.1%	-2.1%	-1.4%	-2.0%
Bitumen		0.0%	0.0%	0.0%	-0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%
Lubs and waxes		-0.1%	0.0%	-0.1%	-0.2%	0.0%	0.0%	0.0%	0.1%
Production-demand	% of grade demand								
Olefins		2.7%	-0.4%	0.2%	0.5%	0.9%	0.9%	5.5%	-9.8%
BTX		0.7%	0.4%	-3.1%	-1.6%	-69.6%	-69.6%	-47.2%	-59.6%
LPG		23.9%	11.6%	-16.4%	23.8%	62.3%	62.3%	67.7%	46.5%
Gasoline		2.6%	110.2%	111.6%	114.4%	13.8%	13.8%	2.8%	55.1%
Jet fuel		0.0%	-11.6%	-25.6%	-5.5%	0.0%	0.0%	-4.0%	-15.6%
Gasoils		-2.8%	-11.9%	4.3%	-9.9%	14.3%	14.3%	10.7%	24.1%
DMF		0.6%	-0.3%	-0.5%	1.3%	-10.4%	-10.4%	0.4%	1.2%
LSFO		-8.5%	4.4%	4.4%	1.9%	-100.0%	-100.0%	-100.0%	-100.0%
HS RMF		5.4%	4.2%	1.2%	-2.7%	-77.4%	-77.4%	-52.8%	-74.3%
Bitumen		-0.5%	-0.5%	-0.5%	0.1%	0.9%	0.9%	0.9%	0.9%
Lubs and waxes		-5.8%	0.0%	-3.7%	-6.9%	-2.4%	-2.4%	1.1%	4.2%
Plant utilisation	% of existing								
CD		41%	41%	41%	41%	10%	10%	10%	10%
VD		38%	38%	38%	39%	12%	12%	12%	12%
FCC		16%	35%	100%	16%	54%	54%	35%	50%
VB		2%	2%	2%	2%	0%	0%	0%	0%
HC		98%	145%	82%	177%	133%	133%	184%	118%
CK		47%	46%	48%	54%	0%	0%	0%	0%
REF		11%	28%	13%	31%	1%	1%	5%	5%
ALK		33%	47%	36%	27%	73%	73%	59%	62%
NHT		50%	51%	51%	47%	19%	19%	17%	18%
KHT		75%	75%	75%	76%	20%	20%	20%	20%
GHD		58%	42%	62%	39%	61%	61%	49%	72%
LDS		0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
RDS/RCN		51%	51%	51%	37%	0%	0%	0%	0%
HM		4%	119%	12%	110%	288%	288%	270%	254%
POX		0%	0%	0%	0%	0%	-70%	-47%	-60%

Case		L1	BFT1	BPY1	FOE1	LB	LB_c	LBE	LBPE
Energy									
NG import (fuel)	kt/a	9.6	6.5	22.9	4.6	0.8	0.9	0.6	0.8
	TJ/a	481	324	1143	230	40	43	28	41
	% of inter. energy	9%	4%	17%	3%	1%	1%	1%	1%
Elec import	GWh/a	3344	-1536	4545	22739	149	1764	19977	6051
Processing		512	-1536	704	393	-1291	-427	814	-321
CO2 capture		0	0	0	892	0	750	0	0
Electrolysis		2832	0	3840	21455	1440	1440	19163	6371
	% of total energy	29%	29%	40%	29%	29%	29%	29%	29%
Hydrogen	kt/a								
Conventional / Gen. purpose		0.7	20.5	2.2	464.2	54.6	54.6	434.3	113.3
Electrolytic / Gen. purpose		59.0	0.0	80.0	0.0	30.0	30.0	14.0	68.0
Electrolytic / efuels		0.0	0.0	0.0	445.2	0.0	0.0	383.7	64.5
Emissions	t/kt liq prod								
Actual from site (Fossil + bio)		0.09	1.35	0.11	0.01	1.31	0.85	0.30	0.60
Fossil from									
Crude P&T		0.34	0.34	0.34	0.33	0.08	0.08	0.08	0.08
Site		0.06	0.24	0.09	0.01	0.17	-0.28	0.04	0.09
Imports		0.04	0.00	0.06	0.24	0.01	0.02	0.21	0.07
Combustion		1.96	1.99	1.85	1.72	0.61	0.61	0.57	1.07
Total fossil		0.10	0.24	0.14	0.25	0.18	-0.26	0.25	0.16
Total fossil + Combustion (fossil)		2.39	2.56	2.33	2.30	0.88	0.44	0.91	1.31
Emissions EU-wide	Mt/a								
	Assume								
Total actual (Total fossil + Combustion + Total Bio)		935	1330	955	736	1239	1099	968	1044
Actual from site (Fossil + bio)		37	576	46	5	557	363	126	258
Fossil from		0	0	0	0	0	0	0	0
Crude P&T		108	108	108	106	27	27	27	26
Site Fossil		18	76	28	4	56	-90	13	29
Imports Fossil		13	0	18	76	2	7	67	21
Combustion		625	635	591	550	196	196	183	342
Total fossil		31	76	46	80	57	-82	80	50
Total fossil + Combustion (fossil)		763	820	745	736	280	140	290	418
Main fuels footprint	g/MJ								
Gasoline		71	73	60	75	33	23	36	45
Crude P&T		7	7	7	6	2	2	2	2
Refining		2	5	2	3	4	-6	3	2
Biofuel contribution		4	4	4	4	4	4	3	3
Combustion		59	57	47	62	23	23	28	37
Diesel		60	65	62	58	28	17	25	39
Crude P&T		7	7	7	7	2	2	2	2
Refining		2	6	3	3	4	-6	3	2
Biofuel contribution		5.1	5.1	5.1	5.1	5.0	5.0	6.8	6.7
Combustion		47	47	47	44	17	17	13	29
Jet		65	69	76	68	25	14	23	28
Crude P&T		8	8	8	8	2	2	2	2
Refining		2	6	3	3	4	-7	3	3
Combustion		55	55	66	57	19	19	17	24
Petchem footprint	% non fossil carbon								
Olefins									
Olefins: Actual C content		6%	26%	12%	18%	63%	63%	74%	55%
Olefins: Net of processing emissions		-8%	7%	-3%	3%	54%	69%	66%	49%
BTX									
BTX: Actual C content		4%	14%	9%	11%	56%	56%	61%	40%
BTX: Net of processing emissions		-9%	-4%	-5%	-3%	47%	62%	54%	34%

４．追加のマスバランス

Pathway	Dry Wood to Pyro/HTL-HDT (1)	e-fuel (FT-wax to HC) (2)
Feeds		
Lipids		
Wood	-100.0	
Pyrolysis Oil		
CO_2		-100.0
Products		
CO_2	33.6	
Water	35.4	-45.4
H_2	-4.5	(5)
O_2 or (O_2 in air[1])	-12.2	113.1
Char	4.9	
Fuel Gas	10.4	0.9
C3+C4		2.1
Gasoline	13.8	6.3
Diesel+Jet	18.7	19.9
Heavy FT Liquid		3.2

4.3. Appendixes Refinery 2050: Conceptual Assessment＜抄訳＞

4.3.1. Concawe の低炭素経路の STEP1 と STEP2 でのスコープ

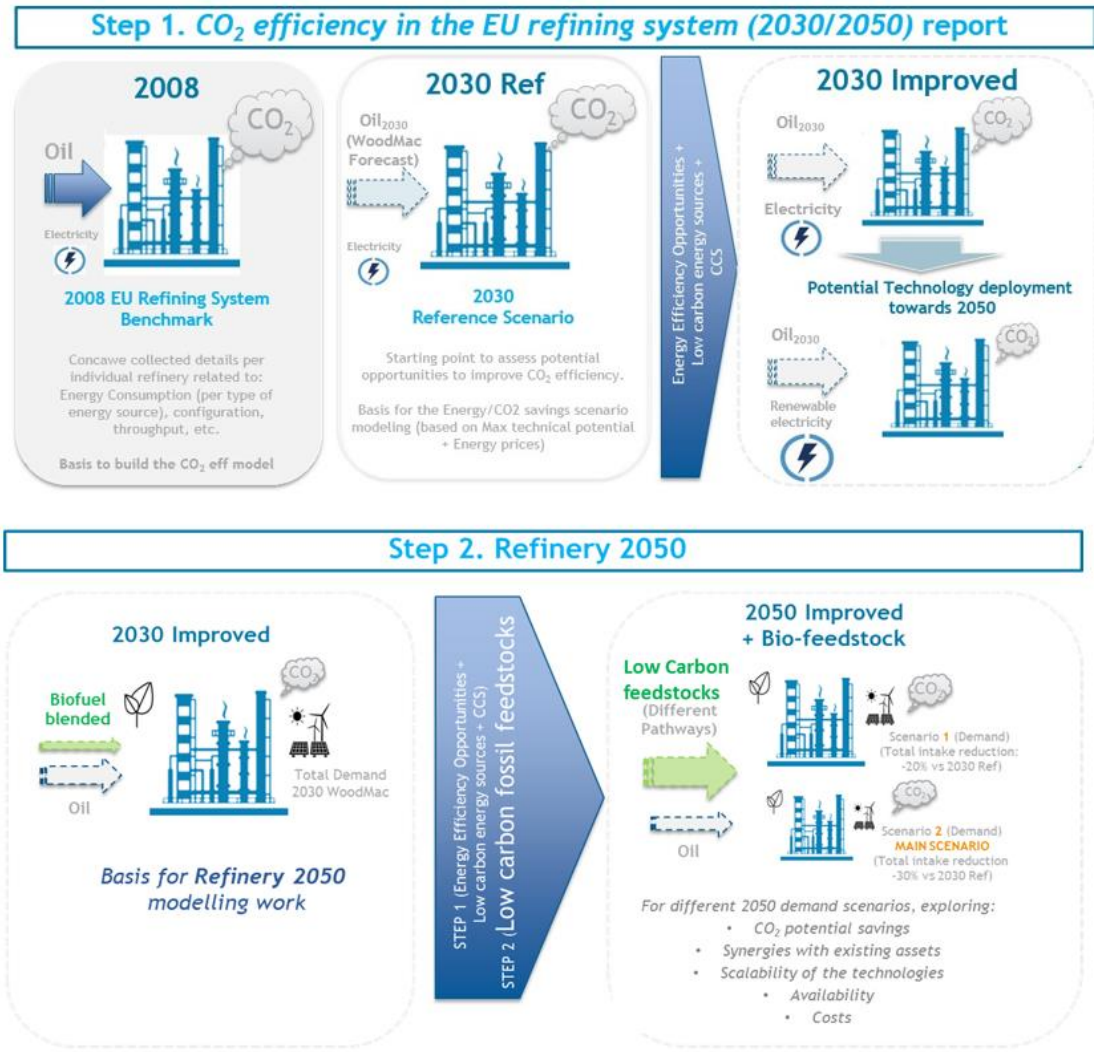


図 4.3.1　Concawe の低炭素経路の STEP1 と STEP2 でのスコープ

4.3.2. 低炭素経路技術の安全性と大気への影響

4.3.2.1 安全性

低炭素経路の製油所関連(オンサイト)技術はすべて、従来の精製工程と同じであり、関連するリスクは研究され、制御されている。低炭素経路のプロセス活動(CCS を除く)はすべて既に実施されているが、ほとんどの場合は大規模ではない。したがって、スケーラビリティが主な潜在的リスクであり、小規模から大規模への規模への移行に際して、リスクを過小評価しないように、製油所と同じリスク管理手順に従って、適切な変更管理(MOC)が必要になる。変更管理に際しては、アップスケーリングに関連するリスクが検討され、新しい低 CO2 集約的な製品または活動に固有のリスクが、バリューチェーン全体(上流から下流)を見たときに、以前の活動のリスクよりも低いことを確認する必要がある。

全体として、輸送を含むバリューチェーン全体にわたる低炭素技術の実装は、変更が効果的に管理され、リスク管理手順が適切に実施されている限り、従来の活動と比較してリスクが高いとは考えられない。

4.3.2.2 大気への影響

バイオ原料に関連するさまざまな低炭素経路(LCP)技術が大気汚染物質の排出にどのような影響を与えるかをよりよく理解するために、まず広範な文献レビューに基づいて質的評価が行った。大気汚染物質としては、SO2、NOx、O3、PM、VOC、NH3、PAH、ベンゼン、HCN、CO などが含まれる。

第 1 ステップとして、様々なプロセス段階での様々な大気汚染物質の排出に対する異なるバイオ原料経路と関連する影響(例えば、バイオ原料の生産、再調製工程による相対的バイオ燃料の生産、そして最終的にバイオ燃料をエンドユース製品として使用する)を検討した。

対象は植物油、藻類、バイオマスのガス化、廃プラスチック、e-Fuel となる。

図 4.3.2 は、検討手順を概略的に示している。

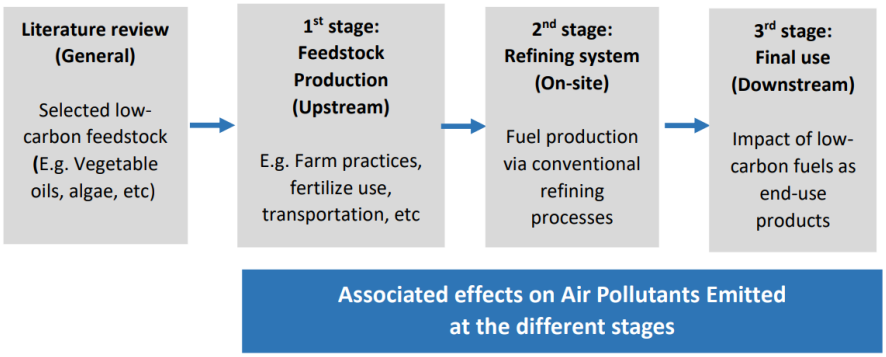


図 4.3.2 大気汚染物質の排出に対する LCP 技術の潜在的影響 評価手順概略

この定性的評価は、異なる低化石炭素原料が大気汚染物質の排出に及ぼす潜在的な影響に関する理解を深め、これまでの不確実性と不足している知見を明かにし、Concawe の今後の新たな研究分野開拓の出発点となる。

図 4.3.3 は、大気環境に対する異なるバイオフィードストックルートの影響に関する文献レビューの主な調査結果をまとめたものである。なお、この分析は指標のみであり、今後の研究の進捗により変化する可能性がある。



図 4.3.3　大気環境に及ぼす影響の概要(従来のディーゼルと比較)。

個々の詳細については以下の表 4.3.1 から表 4.3.5 に示す。

表 4.3.1　植物油

原料生産 一般情報	原料生産 性状	精製 システム	最終製品	コメント
・ 潜在的な土地利用の変化 ・ 潜在的なバイオマス燃焼排出物の増加 ・ バイオマスVOCS（+/-）の変化 ・ 仕様される作物への依存度急上昇 ・ 土壌の変化 ・ 富栄養の変化 ・ 肥料の使用の増加 · より高いNOx、NH3排出物 · acid化合物の課題 · O 3生産の増大 · より高いN 2 O排出物	Canola - N2O: > +1000% -CO: Up to -17% -NMVOC: Up to -43% -NOx: Up to +37% -PM: Up to +135% Palm Oil - N2O: > +1000% -CO: Up to -8% -NMVOC: Up to -55% -NOx: Up to +19% -PM: Up to -28% Tallow - N2O: > +1000% -CO: Up to -5% -NMVOC: Up to -55% -NOx: Up to +6% -PM: Up to -30% Cooking Oil - N2O: ~ 0% -CO: Up to -30% -NMVOC: Up to -55% -NOx: Up to +14% -PM: Up to -57%	・植物油からのバイオ燃料の製造から精製品レベルでの大気汚染物質排出量の関連変更に対処することが分かっていない。 ・一般に,FCCとCokerの利用が少ないと予想されるので,おそらく大気汚染物質の排出量が低下すると感じる。	一般的 ・価値の変化 ・PM, NMVOCs, Benzene, PAHsは低いと思われる。 ・Noxは比較的高い ・様々なパラメータ（原料の性状等） によって変化の可能性あり Canola -N2O: Up to -6% -CO: Up to -36% -NMVOC: Up to - 4% -NOx: Up to +17% -PM: Up to -58% Palm Oil -N2O: Up to -6% -CO: Up to -36% -NMVOC: Up to - 4% -NOx: Up to +19% - PM: -58% Tallow -N2O: up to -6% -CO: up to -38% -NMVOC: up to - 7% -NOx: up to +13% -PM: up to -59% Cooking Oil - N2O: ~ 6% -CO: up to -38% -NMVOC: up to - 7% -NOx: up to +13% -PM: up to -59%	・堆積の変化、酸性化は十分に定量化されていない ・「FeedSock Production – FeedStock Specific」の情報は、「オーストラリアのバイオディーゼルブレンドの温室と大気質排出量」の報告から取られている。 ・異なるバイオディーゼルをULSDと比較した ・さまざまなバイオディーゼル燃料を備えたディーゼルエンジンの性能、燃焼および排出特性の概要とそのブレンドは、2017年（表3）にある。

表 4.3.2　藻類

原料生産	精製システム	最終製品	コメント
・一般に環境への影響はプラス。 ・成長した藻類は、穀物や他のリグノセルロース系バイオマスと比較して食料生産のための土地利用は少ない。 ・ 食料とエネルギーの競合はない。 ・微細藻類の成長は、廃水からリン酸塩と硝酸塩を効果的に除去できる。	・藻類からの生物燃料の製造から精製品レベルでの大気汚染物質排出量の変化は分かっていない。 ・一般に、FCCとCokerの利用が少ないと予想されるので、おそらく大気汚染物質の排出量が低下すると思う。	General -Lower PM mass emissions: up to 50%. -Higher PM number emissions: 25-50% -Lower HC: Up to 60% -Higher NOx: Up to 50% -Lower PAHs: 20-50%	・ 藻類（マイクロおよびマクロ）からのHTLバイオ原油油は有望な経路である可能性がある。 ・ しかし、HTLは開発は始まったばかりである。 ・ いくつかの研究は下流のNOxの減少を示している。 ・ 以下の論文の有用な要約情報（表6参照）：Islam et al。 2017。

表 4.3.3　バイオマスのガス化

原料生産	精製システム	最終製品	コメント
・一般に環境への影響はプラス。 ・成長した藻類は、穀物や他のリグノセルロース系バイオマスと比較して食料生産のための土地利用は少ない。 ・ 食料とエネルギーの競合はない。 ・微細藻類の成長は、廃水からリン酸塩と硝酸塩を効果的に除去できる。	・藻類からの生物燃料の製造から精製品レベルでの大気汚染物質排出量の変化は分かっていない。 ・一般に、FCCとCokerの利用が少ないと予想されるので、おそらく大気汚染物質の排出量が低下すると思う。	General -Lower PM mass emissions: up to 50%. -Higher PM number emissions: 25-50% -Lower HC: Up to 60% -Higher NOx: Up to 50% -Lower PAHs: 20-50%	・ 藻類（マイクロおよびマクロ）からのHTLバイオ原油油は有望な経路である可能性がある。 ・ しかし、HTLは開発は始まったばかりである。 ・ いくつかの研究は下流のNOxの減少を示している。 ・ 以下の論文の有用な要約情報（表6参照）：Islam et al。 2017。

表 4.3.4　廃プラスティック

原料生産	精製システム	最終製品	コメント
・埋め立て地からのCH4排出量の削減（利用/変換プロセスによる） ・土壌および水中に沈着した窒素およびリンの還元 ・焼却中に放出された汚染物質の削減	・遅い熱分解はPAH、PMS、およびNOxの排出を生み出す可能性り ・SCW（超臨界水）システムを使用した熱分解は、ごくわずかなNOx、SOx、およびPMの排出量を生成 ・ HTLは一般に、NOxなどの燃焼の大量の危険物を生成しない ・ゴミのHTL Bio-Crudeは高レベルの窒素を含む。 これにより、燃焼から高いNOx排出量が発生する可能性があり ・そのトピックにさらなる研究が必要であることが報告されている	・熱分解性廃プラスチック油からNOx（10~100%）および未燃HC（5~25%）が排出 ・熱分解廃プラスチック油（~50%）からの煤煙が少ないながら排出 ・HTLブレンドは、ディーゼルよりも低いNOx排出量につながる可能性があり（HTL20と-15%NOx）	・著しい水分含有量で供給原料を処理するための熱分解よりもHTLが好ましい ・HTL Bio-Crudeが海洋用途とは別に輸送燃料として使用することは困難である ・しかしながら、HTLは熱分解よりも検討されていない

表 4.3.5　e-Fuel

原料生産	精製システム	最終製品	コメント
・環境への影響はプラス	・e-Fuelsの生産から製油所レベルでの大気汚染物質排出量の関連は分かっていない ・e-Fuelの構造と組成（芳香族/芳香系HC鎖より少ないHC鎖）を考慮すると、現場での排出量が低くなると予想される	・AQ汚染物質の点でe-Fuelと従来の燃料の直接比較は、文献に見られた - 排出量がe-Fuelを使って低くなる可能性がある	それはいくつかの研究で述べられているが、そのトピックに関するさらなる研究が必要である

4.4 A Clean Planet for all. Impact assessment on the potential implications for our refining system and the link with Refinery 2050

4.4.1 背景

ＥＵ委員会は2018年､気候と経済の両立のための長期戦略｢Clean Planet｣(ACP4A 2018)を発表した。この戦略は、世界の気温上昇を2° C以下に抑え1.5° Cに保つための取り組みを目的としたパリ協定の目標に沿った戦略であり、2050 年までにカーボンニュートラルとそれに向かう中でのヨーロッパ経済を考慮した大幅な GHG 排出削減レベルにつながる可能性をさまざまな長期的シナリオで分析している。

「ACP4A 2018」は、水素またはパワー・ツー・燃料(P2X)にも繋がる再生可能電力による大規模な発電、エネルギー効率、循環経済およびCCSといった技術の柱にしたさまざまな対策の実施を検討した。シナリオでは、エネルギー需要と、関連するセクター、特に輸送におけるさまざまなエネルギー源のシェアを探った。

具体的なEU委員会の戦略は以下の２点であり、100%目標を達成するには、発電、建設、輸送、産業のほぼ完全な脱炭素化が必要となる。

- グローバルな地球温暖化対策をリードするヨーロッパのコミットメントを支持し、行動で裏付ける。
- パリ協定に従って、EU の温室効果ガス排出量を削減するための手段を提供し、1990 年と比較して2050年までに80%から100%の削減を達成する。

4.4.2 ３つのシナリオ

この研究は、Concaweの低炭素経路プログラムの一環であり、実現可能性を評価し、EU精製産業に関する欧州委員会「Clean Planet」(ACP4A)シナリオの影響を解析するために行った。

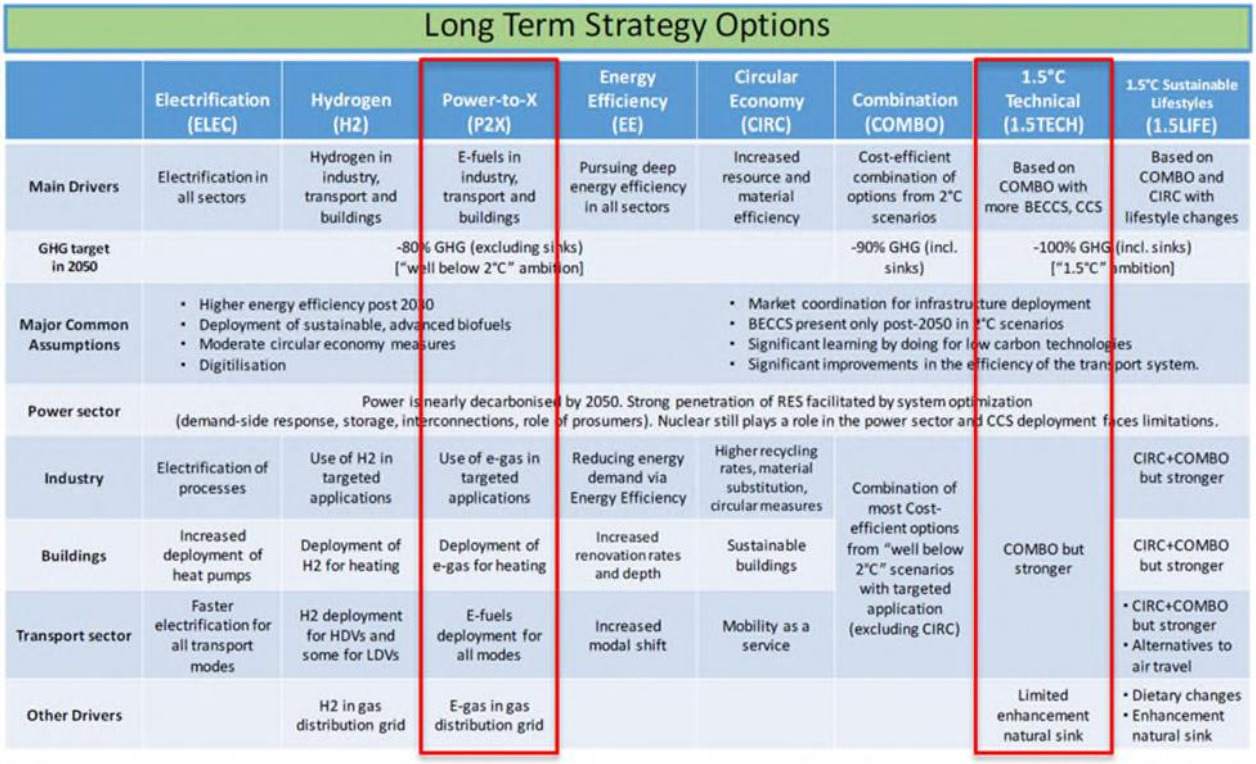
「Clean Planet」に含まれる８つのシナリオ（表4.4.1）のうち、本報告書では最も代表的であり、EU 精製システムへの潜在的な影響の観点から興味深いと考えられる以下３つのシナリオについて検討した。

①ベースライン：2030 年までの現在の政策では、1990 年と比較して 2030 年までに 45%、2050年までに60%のGHG排出削減をEU経済全体で達成。

② P2X（Power-to-fuels）： 1990年と比較して2050年までに80%のGHG削減を達成。

③1.5 TECH: 2050年までに100%の正味GHG削減を達成。このシナリオは、パリ協定の気温上昇1.5℃以下の野心的目標に沿っており、欧州グリーンディールの起草に影響を与えている（評価の実施時点では未公開)。

表 4.4.1　すべてのシナリオでのクリーンプラネットの概要表（選択を赤枠で強調表示）



Long Term Strategy Options

	Electrification (ELEC)	Hydrogen (H2)	Power-to-X (P2X)	Energy Efficiency (EE)	Circular Economy (CIRC)	Combination (COMBO)	1.5°C Technical (1.5TECH)	1.5°C Sustainable Lifestyles (1.5LIFE)
Main Drivers	Electrification in all sectors	Hydrogen in industry, transport and buildings	E-fuels in industry, transport and buildings	Pursuing deep energy efficiency in all sectors	Increased resource and material efficiency	Cost-efficient combination of options from 2°C scenarios	Based on COMBO with more BECCS, CCS	Based on COMBO and CIRC with lifestyle changes
GHG target in 2050	-80% GHG (excluding sinks) ["well below 2°C" ambition]					-90% GHG (incl. sinks)	-100% GHG (incl. sinks) ["1.5°C" ambition]	
Major Common Assumptions	• Higher energy efficiency post 2030 • Deployment of sustainable, advanced biofuels • Moderate circular economy measures • Digitilisation				• Market coordination for infrastructure deployment • BECCS present only post-2050 in 2°C scenarios • Significant learning by doing for low carbon technologies • Significant improvements in the efficiency of the transport system.			
Power sector	Power is nearly decarbonised by 2050. Strong penetration of RES facilitated by system optimization (demand-side response, storage, interconnections, role of prosumers). Nuclear still plays a role in the power sector and CCS deployment faces limitations.							
Industry	Electrification of processes	Use of H2 in targeted applications	Use of e-gas in targeted applications	Reducing energy demand via Energy Efficiency	Higher recycling rates, material substitution, circular measures	Combination of most Cost-efficient options from "well below 2°C" scenarios with targeted application (excluding CIRC)	COMBO but stronger	CIRC+COMBO but stronger
Buildings	Increased deployment of heat pumps	Deployment of H2 for heating	Deployment of e-gas for heating	Increased renovation rates and depth	Sustainable buildings			CIRC+COMBO but stronger
Transport sector	Faster electrification for all transport modes	H2 deployment for HDVs and some for LDVs	E-fuels deployment for all modes	Increased modal shift	Mobility as a service			• CIRC+COMBO but stronger • Alternatives to air travel
Other Drivers		H2 in gas distribution grid	E-gas in gas distribution grid				Limited enhancement natural sink	• Dietary changes • Enhancement natural sink

3 つのシナリオでは、国内需要が大幅に減少する。 現在と比較すれば、ベースラインで 45%、P2X で 55%、1.5TECH で 65%の削減となる。 自動車保有台数で ICE のシェアが大幅に減少したため、需要の減少は道路輸送で最も多くなり、ジェット燃料のシェアが増える（1.5TECH では 50%以上)。なおオレフィン、BTX、アスファルト、潤滑油、ワックスの需要は、すべてのシナリオで一定とした。

その結果、輸送用燃料に含まれる化石成分の割合は、ベースラインの 91%から 1.5TECH の 24%まで現象する。これにはバイオマスと e-Fuel のシェア拡大が寄与しており（それぞれ 46%と 69%)、P2X は特に道路輸送の e-fuel でのシェアが大きい（最大 60%)。ただし、ジェット燃料は､最も要求の厳しい 1.5TECH シナリオでも､かなりの化石燃料シェア(40%)を維持する。

4.4.3　モデリング

すべてのシナリオで EU 精製システムをシミュレートするために Concawe の RafX1 モデルを使用した。各主要製品プールの数量とその原料割合(化石/バイオ/e-Fuel)の両方の観点からマッチングを行った。シミュレートした原料と処理スキームは、以下のとおりである。

・ 原油および従来の精製プロセス
・ 脂質(植物油)の水素化による中間留分製造
・ 木質バイオマスのガス化とフィッシャー・トロプシュ合成による液化

・ DAC で回収した CO2 と電気分解水素(2050 年には低炭素電力-外部から供給－を使用)による e-Fuel 製造

検討対象には、脂質の水素化処理、木質バイオマスの液体への変換、および所内および大気から回収した CO2 からの e-Fuel の生産が含まれている。e-Fuel 製造に必要な大量の水素は、2050 年に利用可能な低炭素グリッド電力を使用した電気分解によって製造すると想定した。

検討の結果、すべての主要製品の国内需要は、量と原料割合の両方の観点から満たすことができた。

主に化石燃料起源のガソリン、中間留分、重油の大幅な余剰は、原料割合（化石/バイオ/e-Fuel）の厳しい制約のために完全に回避することはできなかった。これらの制約を緩和すると、余剰分を減らすことはできるが（完全にはなくならない)、輸送用燃料に含まれる化石起源物質の全体的な割合が低くなる。

2050 年の低炭素の世界では、そうした余剰分を EU の域外に輸出することが実行可能な選択肢になる可能性は低い。

詳細なモデリング結果を付録 4 に示す。

4.4.3.1　域内需要

化石原料、バイオ原料、e-fuel の棲み分け利用と水素化分解を「ジェット燃料 MAX」稼働させることによって、需要と起源(原料)分布の両方の点において、3 つのシナリオすべてで主要製品の 2050 年における国内需要を満たすことができた

図 4.4.1 に欧州の内需と域外輸出を示す。

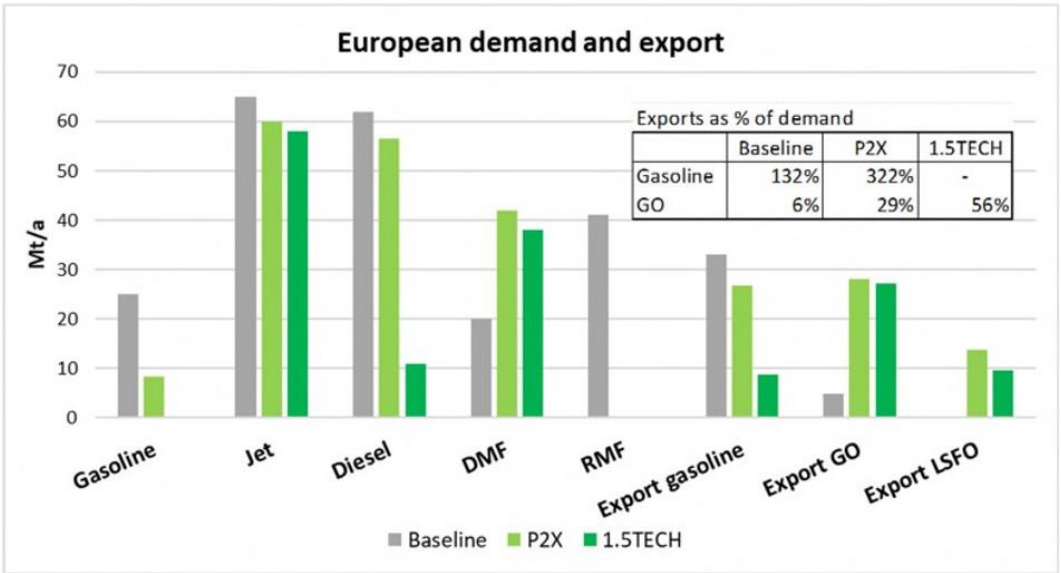


図 4.4.1　欧州の内需と輸出

大量の中間留分、化石原料起源によるジェット燃料の得率増大（＞50%）は、ガソリン需要の先細りと、最も先進的なシナリオにおける船舶燃料油の消失と相まって、ガソリン、重油の余剰をもたらす。

EU 委員会の報告書で定められた起源分布の制約を緩和することで、余剰を減らすことはできるが、完全になくすことはできない。

ガソリンと中間留分のバランス調整（オリゴマー化など）や既存の水素化分解装置の改造変更による対応は、限られた影響を与えるに過ぎない。

主な課題は以下の通りである。

EU 委員会の報告書で予測されている化石燃料の消費構成は、ジェット燃料に重点が置かれているため、原油のみでこの収量を技術的に実現することはできない。

さらに、原油ベースのガソリン、軽油、重油の余剰量は、過去の EU の域外輸出と同程度の大きさだが、このようなレベルの化石起源燃料輸出が 2050 年低炭素の世界で維持（EU は自身の GHG 排出量を削減するために排出量を他の地域に輸出することになる）できるかどうかは疑問である。この課題は、2050 年の低炭素化の実現可能性に大きな影響を与える。

4.4.3.2　製油所への影響

原料の要件ではいずれの場合も、輸送用燃料の化石成分の全需要/シェアを満たすために必要な原油は、アスファルト需要によって設定された最小の約 65 Mt / a よりも大きく、この点では制約にならなかった。また脂質とバイオマス需要は、2050 年の最大可用性予測の範囲内であった。（図 4.4.2 参照）

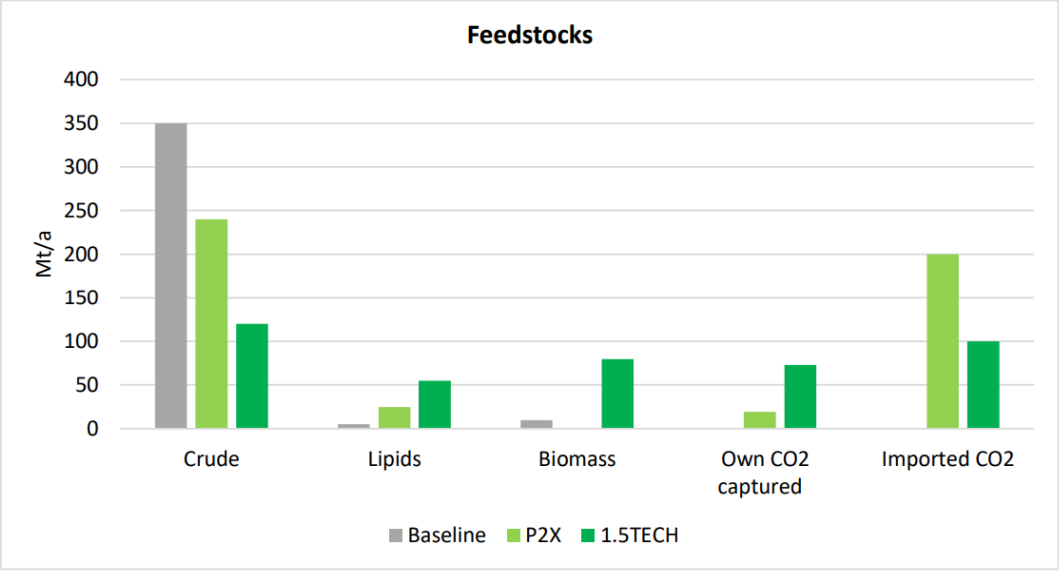


図 4.4.2　必要な原料

一方で従来の製油所プラントは、水素化分解装置、灯油水素化処理装置、および残油処理装置を除いて、十分に活用されていない。合成原料油を処理するには、EU 域内の EU 水素化分解能力を既存の 2 倍にするか、既存の水素化処理装置を分解装置に転用する必要がある。

主な課題は以下の通りである。

e-Fuel に大きな重点を置いているため、1.5TECH シナリオで原料 CO2 の調達目標は非常に高く設定されている。製油所での e-Fuel 製造の原料としての CO2 は、産業ハブ（CO2 が他の産業サイトから来る場合）での回収、または直接空気回収(DAC)などの技術開発を促進する可能性がある。ヨーロッパレベルでこうした持続可能な原料の大量調達が必要な点も、2050 年の需要シナリオでの大きな懸念事項である。

バイオ燃料製造能力のスケールアップ、CO2 源の確保と CO2 輸送システムの整備を含む e-Fuel 製造体制の構築、発電設備の拡充と付随するインフラ、そして大規模な電解設備の開発整備、といった大きな課題が待ち受けている。

4.4.3.3　エネルギーと CO2 排出量

エネルギー消費量は、製油所用の水素製造および e-Fuel 製造のための電力が支配的である。（図 4.4.3）

PX2 シナリオでは電力消費量が EU の今日の総需要の半分を占めている。

また e-Fuel 投資は、EU 精製システム全体で 250～400G€の範囲になる可能性がある。

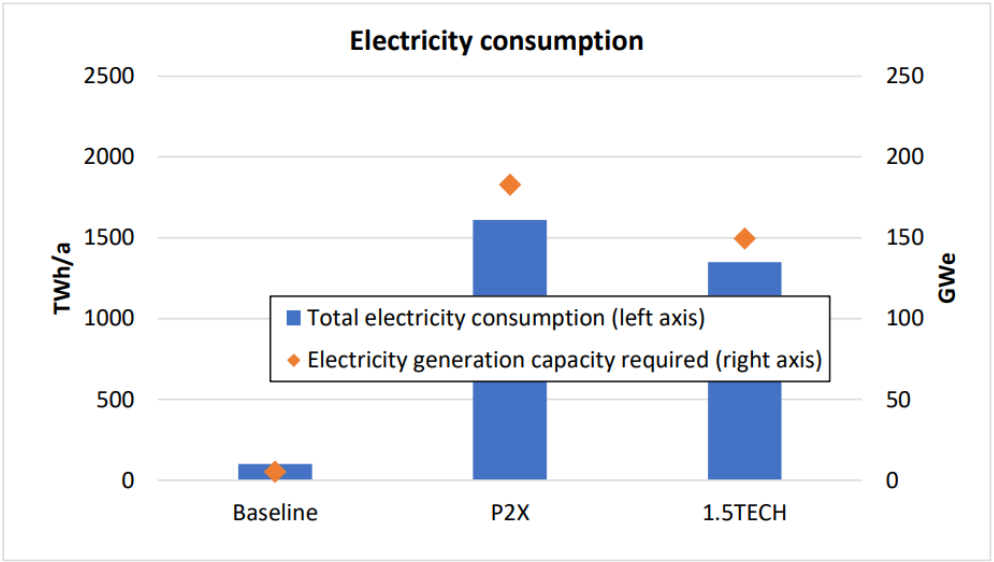


図 4.4.3　電力消費

4.4.4　EU 製油所への影響

すべての「Clean Planet 2050」シナリオにおける EU 製油所への主な影響は、次のとおりである。

·現在のレベルと比較して 40〜80%の原油処理量の削減。
·プラントの利用率が低下。従来の製油所プラントは、水素化分解装置、灯油水素化処理装置、残油処理を除いて、十分に活用されないか、まったく必要ない（P2X や 1.5TECH の FCC など)。
·製油所インフラを利用した大規模な BTL タイプのプラントおよび e-Fuel プラントへの転換が必要。これは、生産技術の開発、スケールアップ、原料の変換効率向上等のバリューチェーン全体にわたる研究開発のサポート増加を意味する。
·製油所外も含む CO2 回収と、大規模な CO2 または e-Fuel を製油所に受入。処理するために、2050 年までに EU レベルで経済的な脱炭素電力網へのアクセスが必要不可欠である。また持続可能な代替原料の利用可能性を最大化して、脂質とバイオマス/廃棄物資源を大規模に確保し、リグノセルロース/残留物資源を生産場所から製油所に輸送するための大規模なサプライチェーンが必要となる。
·2050 年のすべてのシナリオで示される原料起源分布の制約により、主に化石燃料からの中間留分、ガソリン（最大約 30 Mt / a）および重油（最大 12 Mt / a）がかなり余剰となる。2050 年に世界の他の地域が EU と同様の脱炭素目標に従うと仮定した場合、EU が他の地域に余剰化石製品を輸出して自身の GHG 排出量を削減する行為は、大幅に制限される可能性がある。

さらに、低炭素燃料の余剰は、現在の精製プロセスでは必然的に生産され、従来の石油ベースの燃料よりも生産コストが高くなるため、脱炭素をポジティブを認識していない国でこれらの製品を販売するのは困難と想定される。この想定は、これらのシナリオのリスクを高め、2050 年の EU 精製システムに大きな負担を追加することになる。

EU 委員会の報告書に記載されているように、結果として製油所が閉鎖され、世界の他の地域からヨーロッパへの化石原料由来のジェット燃料の域内輸入に取って代わられ、結局は世界的な気候変動の恩恵を受けないことになる。
・「Clean Planet」が決定した、道路/海洋/ジェット分野での化石/バイオ/ e-Fuel の原料分布の制約を緩和することで、中間留分の域外輸出を大幅に削減できる。
・e-Fuel が支配的なすべてのシナリオで製油所を「Clean Planet」に適応させるには、多額の投資が必要になる。これは、大雑把な見積もりとして、EU 精製システム全体で約 250〜400G€の範囲になる。

代替原料経路の組み合わせは、同じ製油所で同時に発生するようにモデル化されているが、その後に他の製油所に続いていく場合がある。これは特定のリソースへの近接性、地理

的位置、装置構成などの要因により異なる。これらのことは投資コストに大きな影響を与える個々の投資戦略の対象となるが、それは現在の研究の範囲外となる。

したがって、本研究は、欧州の精製システム全体のロードマップとしてではなく、マクロレベルでの潜在的な結果の初期探査として位置づけることになる。すなわち、今日の製油所のコンセプトを 2050 年の製油所のコンセプトに変えることを意味する。

付表．モデリングの詳細結果

表 4.4.2　モデリング結果

Case	Baseline	P2X	1.5TECH
Feedstocks (Mt/a)			
Crude	0.4	0.6	0.8
Lipids	350.0	240.0	120.0
Biomass	5.0	25.0	55.0
CO2 for E-fuel	10.0	0.0	80.0
Own CO2 captured	0.0	219.2	173.4
Imported CO2	0.0	19.2	73.4
Hydrogen	0.0	200.0	100.0
C1 (SMR feed)	1.0	1.5	2.5
Products (Mt/a)			
Olefins	0.0	0.0	0.0
BTX	37.7	37.9	37.9
LPG	11.8	11.7	10.5
Gasoline	13.2	12.1	9.1
Export gasoline	25.0	8.3	0.0
Jet	33.1	26.7	8.6
Diesel	65.0	60.0	58.0
DMF	62.0	56.5	10.9
Export GO	20.0	42.0	38.0
RMF	4.9	28.1	27.2
Export LSFO	41.0	0.0	0.0
Bitumen	0.0	13.7	9.5
Lubs and waxes	17.3	17.3	17.3
Total liquid products	4.6	4.0	4.1
Transport fuels	335.6	318.4	231.0
Energy			
C1 import (fuel) (Mt/a)	0.0	0.0	0.0
Internal fuel (PJ/a)	4	3	0
Total elec cons (TWh/a)	783	482	266
Elec net import (TWh/a)	100	1611	1351
Total energy (PJ/a)	46	1600	1310
CO2 emissions (Mt/a)			
Total from site	0.0	0.0	0.0
Total from fuel products	60.1	-191.8	-68.6
Fossil from site	841.6	783.6	506.0
Fossil from fuel products	45.6	5.2	1.2
Fossil from utility import	825.0	552.4	221.8
Hydrogen consumption (Mt/a)			
HMU	1.0	32.5	26.9
Electrolysis for refinery	0.0	0.2	0.1
Electrolysis for e-fuels	1.0	1.5	2.5

4.5 CONCAWE 報告書まとめ・考察

CO2 削減のためには、エネルギー効率の削減、低炭素エネルギー源（LCE）の利用、CO2 の回収と貯留の３つの方法があり、これを組み合わせることによって実現する。レポート１（CO2 reduction technologies Opportunities within EU refining system(2030/2050)）ではケーススタディを実施して CO2 排出量削減ポテンシャルと製油所の設備投資について検討した。EU の製油所においてすべての CO2 削減オプションを実行すると精製総 CO2 排出量は、2020 年比で 2030 年には 25%、2050 年には 52%削減の可能性がある。

一方で 2050 年の CO2 削減を達成するためには製油所において、最低でも 30,000 百万ユーロの設備投資が見積もられる。

レポート２（Refinery 2050: Conceptual Assessment）およびレポート３（Conceptual Assessment）では、2050 年に CO2 削減目標を達成するためには、製油所におけるエネルギー効率の削減以外に化石燃料以外の原料への置換すなわち低炭素経路技術への変換が必要となる。EU の製油所全体では年間 200Mt の脂質または 300Mt の木材が必要他なるが、これらの EU 域内での調達は決して不可能ではない。これらと需要の減少、e-Fuel の大規模生産を組み合わせると、EU 全体の主用燃料製品からの総 CO2 排出量は、年間 1400Mt から 900Mt へ削減することが可能となる。

しかしこの低炭素経路への変換を実現するためには前処理装置や輸入ターミナル、タンケージの付属設備も必要他なり極端なケースでは、15,000 百万ユーロの設備投資が見積もられる。

そして低炭素経路技術の安全性は、オンサイトにおいては従前の精製技術とほぼ同等であり、バリューチェーン全体を眺めても現在の技術を考量すると問題はなく、大気への影響についても原料個別に検討したところ大きな問題は見当たらない。

レポート４（A Clean Planet for all. Impact assessment on the potential implications for our refining system and the link with Refinery 2050）では、EU 委員会は 2018 年に気候と経済の両立のための戦略「Clean Planet」を発表した。これを実現するためには、2050 年に向けて従前の施策で GHG 排出量を 60%削減したうえで、P2X（Power to Fuels）で 80%削減に伸ばし、さらなる施策や需要の減少を見込み 100%削減を目指すシナリオを掲げている。

これにより EU の製油所はオペレーションにおいて原油処理は半減以下、一部プラントを除いて二次装置稼働率も大幅低下を招き、その結果として低炭素経路技術関連プラントへの装置転用やそのインフラ確保のためのオフサイト設備利用等の転換が見込まれる。

EU のみならず世界中の製油所を取り巻く環境は、特に自動車を中心とする輸送量燃料の需要の落ち込みに加えて、CO2 削減の問題を避けて通ることはできなくなっている。需要の落ち込み自体は製油所の稼働率が落ちることを意味しており、CO2 削減にとっては決してマイナス要因ではないが、製油所の利益を考えると大きな問題となる。この環境下で製油所は

CO2 を削減しながら、稼働をできるだけ維持していく、相反する課題に立ち向かわなければならない。

Concawe のレポートで述べられているように、まずは製油所のエネルギー効率の改善を実施して、さらに低炭素エネルギー源の利用、そして排出量を抑えてもなお発生する CO2 の回収・貯留は、実現しなければならない必須の課題として、石油精製業界に突きつけられるものである。

EU の製油所ではすでにカーボンニュートラルに積極的に取り組み始めている製油所もあるが、まだまだ始まったばかりで、将来の理想の絵姿は「カーボンゼロ」の言葉のように掲げられているもののマイルストーンがしっかりとできているわけではない。

我が国の製油所ではこの動きに遅れることなく、追随していき、技術立国としての日本の長所を生かして、欧米に先んずる技術を一つでも二つでも見出して発表していくことで、この壮絶ともいえるサバイバルレースを勝ち抜いていけるものと強く信じている。

5. 世界各地における CO2 排出量削減施策・技術動向

5.1 ARTC(Asian Refining Technology Conference)からの情報収集

2021 年 10 月 26、27 日の 2 日間、シンガポールで ARTC が開催された。

プログラムとしては、基調講演、石油精製および石油化学における技術の進歩、触媒技術、クリーン燃料（バイオ燃料・化石代替燃料)、石油化学へのフォーカス、水素関連技術を大項目として計 31 テーマの発表があった。その中から本調査のテーマとして関連のありそうなもの件について記載する。

5.1.1 【基調講演】グローバルな石油精製と石油化学ダウンストリームの見通し

Global Downstream Refining & Petrochemical Outlook

(Partner Bain & Company　Jose de Sa)

石油業界および石化業界を取り巻く環境は変化しており、特にガソリン・ディーゼル、ジェット燃料の需要バランスの崩れに象徴されるように現在世界的に激動の時期にあると言える。その中で今後の製油所の進むべき道筋の概要を報告する。なおこの報告の対象は大規模製油所であって、中小の製油所にはあまり適していない。これらの製油所は場合によっては操業中止の可能性さえある。その中で戦略を練るのは非常に複雑で困難ことと言える。

コロナ禍で様々な国では社会全体の経済を復活させるために社会全体の支出を大幅に増やすことを考えている。石油精製業界がその中で再びビジネスを始める（継続ではなく）には持続可能な社会、低炭素を意識して投資していくことなしにこの目の前の危機は乗り越えることはできない。

2020 年を振り返ると、製油所の閉鎖、ターミナルへの変換がヨーロッパを中心に起こっている。オーストラリアやニュージーランドでは環境問題から製油所はいらないという声さえ上がっている状況になっている。そしてこの状況はこれからも継続する。大規模な製油所でも取り巻く市場、原油、環境等のすべての組み合わせの中でエネルギー変換のシナリオを策定していく必要がある。

Bain & Company では「Refinery Potential Playbook」なるものを作成しており、製油所の伝統的な運営に加え、新規に何をすべきかの指針を示している。ソロモンのトップ 10 の製油所を見ても予算を確保して継続的に次の一手を打ち続けていることが分かる。そして新しい要素となるのがデジタル技術の導入である。これはオペレーション、メンテナンスからサプライチェーンまでのあらゆる分野の広い範囲を対象としている。

製油所という資産は石油精製がなくなっても「Green Energy Hubs」として可能性をなお持ち続けている。つまりエネルギー転換をしていく中で風力、太陽光、グリーン水素等の再生可能エネルギーを受け入れ、バイオ燃料のような新しい原料を受け入れ、他の工場・地域と有機的なインテグレートを組み、運転面・製品面で脱炭素を意識するとともに CCS も考慮したシナリオが必要となる。

といってもエネルギー変換は一気に進めることはできない。まず第一歩は石油化学製品の収量を増やすことから始めることとなる。そしてその中で自分の製油所の特性を生かすべくユニークなアイデアが織り込めればと考える。資産としての製油所は何が最善の行動方針であるかを考える際の原点となることを理解すべきである。

私たちのクライアントは、エネルギー転換イニシアチブを探求する際にいくつかの重要な質問を我々に投げかけていると考え、その答えを導くべきである。

その 4 つの質問は以下の通りである。

・これらの新しい技術ですぐに同等の利益を生み出すにはどうすればよいですか。

・今日の資産と機能を活用する未来との架け橋をどのように作成できますか（現時点での前向きな視点）

・将来の最も収益性の高いエネルギー事業のリーダーになるにはどうすればよいでしょうか。（将来展望）

・組織内で「現時点での前向きな視点」と「将来展望」の間のギャップをどのように解決できますか。

これらを乗り越えて成功したエネルギー転換戦略は、新しい問題を引き起こすことなく次々に前向きな代替案を生み出すこととなる。

5.1.2 【基調講演】FCC からのプロピレン収量最大化に向けたアプローチ

A Multifaceted Approach to Maximizing Propylene Yields from FCC

(Regional Marketing Manager, FCC - Asia Pacific W.R Grace　Gary Cheng)

ウッドマッケンジーの市場マップで燃料油と石油化学原料の 2021 年から 2040 年の予測を見てみるとその伸びに大きな違いがある。燃料油は 2040 年に向けて、インド中東では伸びが大きいものの世界全体では伸びは極めて緩やかであり、北米ではマイナスに転じている。一方で石油化学原料はアジア太平洋地域、中東を中心として年率５％と信じられないような伸びを示している。地域的に見るとアジア太平洋地域の伸びが全般として大きく欧州市場はむしろ縮小傾向にある。

その中でもプロピレンの動向に注目されている。プロピレンは FCC によって全体の 35%が生産されている。ちなみにスチームクラッカーでは 44%、残りは PDH 等意図的なプロピレン生産スキームで製造されている。したがって FCC はプロピレンの製造に関して極めて重要な役割を果たしている。

欧米では、ガソリン需要の減退を背景としてここ数年では FCC の能力および稼働率が若干ではあるが下がり気味になってきている。一方でアジア太平洋地域では新設の高過酷度な FCC ができる等能力が上がってきている。その中で特に欧米においては FCC でのオレフィン得率をいかに上げるかに注目され始めている。

FCC におけるプロピレン収率の向上には、ハードウェアの設計、オペレーション戦略、触媒特性の３つのポイントがある。これらを実現するパートナーとして GRACE は Technip ENERGY と共同でこの向上に取り組んでいる。

まず技術の観点で言えば、通常 FCC におけるプロピレン収率は 3~8%の範囲である。新技術としてナフサクラッキング専用にセカンドライザーを付加することで収率が 10~14%にアップすることが可能となる。また PMCC と言われるクラッキングをライザーとベッドの両方で行う技術を用いると 15~21%にアップすることが可能となる。この技術はリサイクルストリーム専用のライザーを使用することに特徴がある。

オペレーションの要素では、高反応温度、高 Cat/Oil 比がキーワードとなり、それぞれが高くなるとプロピレンの収率が上がってくる。原料の性状では原料中の水素含有量がキーとなり、これがプロピレン収率を支配する。

触媒にも工夫が必要となる。触媒システムの各部分が反応に基づくプロピレンを最大化するソリューションであり、具体的にはベースに Y 型ゼオライト、ZSM-5 の添加によってナフサを分解しやすくし、かつ水素移動反応を制御することでプロピレンの選択制を上げている。これに加えて LCO やガソリンの選択性、再生塔の温度等の装置の制約等の装置の特殊事情に合わせて触媒を設計することが必要となる。

触媒設計のために GRACE は４つのツールを持っている。ゼオライト毎のレアアースをコントロールすることで最適セルサイズを求めるツール、ニッケル、アルミナベースを採用し

た最適コーク選択制マトリクスを導くためのツール、原料中のバナジウムをトラップするための最適金属耐性ツール、最大拡散させるためのメソポーラスゼオライトの結晶構造を組み込んだツールの４つのツールである。これらを組み合わせることにより、GRACE は最適な触媒を提供することができる。

最後に長い間取り組んできた ZSM-5 技術について最新製品では、プロピレン収率が上がった事例の紹介があった。

石油精製と石油化学がインテグレートすることで、プロピレン収率を上げることによって FCC の効率化を図るアプローチは、ガソリン・LCO 需要の減退の中で製油所にとって重要な方向性になると確信する。

5.1.3　熱交換器ネットワークの改善戦略

Heat Exchanger Network Improvement Strategies

(Chief Digital Officer, Refined Technologies, Inc.　Kipp Vann)

(Senior Consultant, CruzAlta　Bob O'Brien)

製油所におけるトッパー原油系の熱交換器のファウリングは重要な問題である。運転と保守の両面から熱交換器の管理を困難にしているものを洗い出し、それを克服するための戦略を紹介する。一例をあげれば聴講者の中にトッパーの原油予熱交の管理にスプレッドシートを使っている人は多いと思うが、意思決定を改善するという観点からみるとそれだけは十分ではない。

熱交換器の管理には運転面、保守面をはじめ多くの人がかかわっておりそれぞれの視点で管理を行っている。管理する一番具体的な目的は熱交換器のクリーニングの戦略を立ててスケジュールに落とし込むことである。これらを総合的な視点、経済的、人事面、物量面のあらゆるリソースを勘案して、それぞれの優先順位を考慮の上戦略を立てることが重要である。決して習慣化された従来のものを踏襲していくのが最善ではない。

まずコスト面で考察する。熱交換器がファウリングして熱交換が落ちていく速度は決して早いわけではなく、また熱交換器が汚れたからと言ってすぐプラントが停止するわけではない。したがってどうしても優先順位が上位にならない傾向がある。しかし熱を使う量が膨大なトッパーの加熱炉負荷はその間にもどんどん上がってくる。10 万バレル/日のトッパーを例に挙げると運転 1 年後に加熱炉入り口温度（COT）が 30℃下がり、これは 1,200 万ドルの損失となり、場合によっては通油ダウンも余儀なくされ、さらには 1,700 万トンの CO2 発生増となってしまう。

一方でメンテナンス面からみると、トッパーでの熱ロスはすぐにプラントの停止につながるものではなく、緊急性がないと判断されがちという問題がある。したがって事前にしっかりとした根拠を示したうえで、メンテナンス計画を立案することが重要となり、そのためのツールが求められる。

熱交換器の汚れのメカニズムは完全に実証されていないが、油中に含まれるアスファルテンが金属表面に析出して付着し成長していくためと考えられる。その影響で圧力損失が増大したり、熱交換量の減少が起きる。これをクリーニングする方法としては軽油留分のようなカッター材を循環する液相法、場合によっては薬剤を注入する方法もある。また熱交換器を開放してハイドロブラストで洗浄する方法は効果が大きいが、メンテナンスの費用および期間が多くかかることになる。この費用対効果の比較は、装置の特性、処理している原油種によっても左右される。

この分野での新技術として超音波洗浄がある。ハイドロブラストと仕組みは似ているが圧力はかなり低いのでチューブやシェルの金属の損傷を防ぐことが可能となる。また洗浄効果では基本的には泡洗浄のようなものであるので隙間にも効力が及び洗浄効果も高いこ

とが分かっている。

これら３つの洗浄方法の比較を以下表 5.4 に示す。

表 5.1.1　熱交換器の洗浄方法

	超音波洗浄	ハイドロブラスト法	薬注洗浄
回復効果	90-95%	75-85%	70-80%
洗浄時間	12-24時間	24-36時間	8-12時間
排水等発生量	BASE▲60-70%	BSAE	BASE▲90%

これらは単純に優劣をつけるのではなく、その時の自分の製油所の置かれたシチュエーションによって選択されるべきである。

最後にこの健全な意思決定をするためのツールを紹介する。包括的なクリーニングプログラムと熱交換戦略を備えたもので、３か月後、６か月後、９か月後、１年後、２年後の予測もできるツールとなっている。データはプロセスから自動的に入力できるが、カスタマイズすることも可能である。またクリーニングの結果を入力することができ、次回以降の予測をアジャストできる。これらを総合するとより現実に即した最適の意思決定を助けるツールであるといえる。

6.製油所のエネルギー消費、CO2 排出量施策のケーススタディ

製油所の CO2 削減技術を、「3.1」の評価結果をベースとしたケーススタディにより定量評価を行った。

なお、製油所活動の CO2 削減対策を比較検討し、取り組むべき技術のインパクトを定量化するために、各ケースでの需要想定は一定とした。また、低炭素燃料や水素の供給といったスコープ 3 の CO2 評価は除外した。需給変化やスコープ 3 については、本検討のとりまとめに基づき、次の段階での検討課題とする。

6.1 施策・技術の抽出と選定

評価は、個別対策ごとのインパクトを評価したうえで、2030 年及び 2050 年における個別対策の導入組み合わせを想定した評価を行った。

6.1.1 個別対策

個別対策と、それぞれの設定の考え方を以下に示す。

<u>①エネルギー効率</u>

①A 製油所全体の省エネルギー

石油連盟は、業界として 1997 年 2 月に地球温暖化対策のための「環境自主行動計画」において目標を定め、2012 年度までの間、活動・フォローアップを実施してきた。石油精製部門での目標は「2010 年度における製油所エネルギー消費原単位を 1990 年度実績から 10%低減」であった。

また、2010 年 3 月には「低炭素社会実行計画」を策定し、製油所における省エネルギー対策として「2010 年度以降の省エネ対策により、2020 年度において追加的対策がない場合、すなわち BAU から原油換算 53 万 KL 分のエネルギー削減を達成する。」「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、すなわち 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」として省エネルギーを進めてきた。

本検討では、この取り組みの成果として、1990 年比 17%の削減達成済み（2020 年度目標達成相当）として、ベースケースに織り込み済みのため、ケーススタデイでは、更に 2030 年度目標の達成を想定した検討を行う。

ベースケースからの削減量は 2020 年度目標と 2030 年度目標の差分、47 万 kl(削減率 3%相当)と設定した。

①B　常圧蒸留装置周りの汚れ制御のインパクト

機器別対策の例として、2020 年度に検討を行った圧蒸留装置周りの汚れ制御のインパクト（常圧蒸留装置の省エネ 25%）を改めて評価した。

①C　FCC のコークス制御、エネルギー効率向上のインパンクト

ソロモンは、日本の製油所では、FCC のコークス選択制に改善の余地があり、指摘(3 項参照)、これが炭素排出係数における EU 製油所との差につながっていると指摘している(EII が日本 87、EU76、そのギャップの 90%が FCC)。FCC のコークス制御によるエネルギー効率向上、CO2 削減のインパクトを評価した。FCC 効率向上率は、ソロモンによる EII 評価の数値を参考に 10%とした。

②燃料の低炭素化

ベースケースでは、製油所内で発生する燃料ガス(57.6gCO2/MJ)をユーティリティ燃料として用いる前提としたが、これを LNG（55.84gCO2/MJ）としたケースを設定した。

③再生可能電力

現在使用している電力（ベースケースでの設定　144.0gCO2/MJ）を再生可能電力の買電（0gCO2/MJ、製油所内）としたケース(③A)、更に燃料分も再生可能電力の買電としたケース（③B）を設定した。

④グリーン水素導入

再生可能電力による電解水素製造またはグリーン水素輸入（いずれも製油所内での水素製造時は 0gCO2/MJ）としたケース（④）を設定した。

⑤CCS 導入

水素製造時に分離される CO2 のみ回収したケース（⑤Ａ)、さらに燃焼排ガスから CO2 を 10%回収したケース（⑤B)、50%回収したケース（⑤C）を設定した。

6.1.2 組み合わせ対策

2030 年想定：2030 想定として、下記の対策の組み合わせを評価した。

①A 製油所全体 3%省エネ

② 燃料の LNG 転換 100%

④ グリーン水素（輸入想定）

再生可能電力の買電 0%、燃焼排ガスからの CO2 回収も 0%（ベースケースと同じ）として評価した。なお、グリーン水素が導入される前提のため、水素製造装置への CCS 導入（⑤A）は、CO2 対策として不要である。

＊①B 常圧蒸留 25%省エネ（常圧蒸留装置周りの汚れ制御）を加えたケースも評価した。

2050 年想定: 2050 年想定として、下記の対策の組み合わせを評価した。

①A 製油所全体 3%省エネ

② 燃料の LNG 転換 100%

③A 再生可能電力の買電

④ グリーン水素（輸入または再生可能電解）

⑤C 燃焼排ガス CO2 50%回収

6.2　ケーススタディ結果

6.2.1 個別対策のポテンシャル評価

①エネルギー効率

①A 製油所全体 3%省エネ

表 6.2.1 に装置別 CO2 排出原単位前提を示す。

表 6.2.1　装置別 CO2 排出原単位 ①A

単位　特に記載のないものは　gCO2/原料MJ

番号	CO2-1	CO2-2	CO2-3	CO2-4
装置	常圧蒸留	減圧蒸留	ナフサ脱硫	灯油脱硫
燃料	0.526	0.000	0.304	0.626
電力	0.016	0.002	0.041	0.122
スチーム	0.496	0.063	0.012	0.117
ボイラー水	0.000	0.000	0.000	0.000
減失	0.071	0.000	0.000	0.000
合計	1.108	0.065	0.357	0.865
合計 @留出分MJ	1.109	0.065	0.357	0.865
番号	CO2-5	CO2-6	CO2-7	CO2-8
装置	軽油脱硫	減圧軽油脱硫	残油脱硫	ナフサ蒸留
燃料	0.947	0.619	0.290	0.046
電力	0.204	0.343	0.483	0.000
スチーム	0.222	0.223	0.225	0.000
ボイラー水	0.000	0.006	0.013	0.000
減失	0.000	0.696	1.391	0.000
合計	1.373	1.887	2.401	0.046
合計 @留出分MJ	1.373	1.908	2.444	0.046
番号	CO2-9	CO2-10	CO2-11	CO2-12
装置	接触改質	LPG回収	改質油蒸留	ベンゼン抽出
燃料	2.002	0.046	0.046	0.046
電力	0.198	0.000	0.000	0.000
スチーム	0.003	0.000	0.000	0.000
ボイラー水	0.111	0.000	0.000	0.000
減失	0.000	0.000	0.000	0.000
合計	2.314	0.046	0.046	0.046
合計 @留出分MJ	2.236	0.046	0.046	0.046
番号	CO2-13	CO2-14	CO2-15	CO2-16
装置	アルキレーション	接触分解	水素製造	分解ガソリン脱硫
燃料	0.455	0.000	21.362	0.465
電力	1.424	-0.471	0.000	0.082
スチーム	0.613	0.108	0.000	0.065
ボイラー水	0.000	0.000	2.825	0.000
減失	0.000	6.014	0.000	0.000
水素製造	-	-	66.670	-
合計	2.492	5.650	90.857	0.611
合計 @留出分MJ	2.362	6.120	67.829	0.611
番号	CO2-17	CO2-18	単位:特に記載のないものは	
装置	異性化	コーカー	gCO2/原料MJ	
燃料	0.000	1.557		
電力	0.076	0.102		
スチーム	0.575	0.104		
ボイラー水	0.000	0.000		
減失	0.000	0.000		
合計	0.650	1.763		
合計 @留出分MJ	0.650	1.827		

製油所全体での 3%省エネとの前提に基づき、全ての装置でユーリティティの使用量が 3%削減される前提である。

一方、水素製造装置での改質に伴う CO2 発生に変化はないと想定した。

表 6.2.2 に主要製品の製造時の CO2 排出量を示す。

製造時に水素使用量の多い製品では、CO2 削減割合がユーティリティ CO2 削減 3%よりも小さくなる。

表 6.2.2　主要製品の製造時 CO2 排出量①A

	製造時CO2発生量				削減量・割合	
	gCO2/MJ		tCO2/年		tCO2/年	%
	ケース①A	ベース	ケース①A	ベース	ベース→ケース①A	
LPG	2.444	2.520	185,116	190,820	5,704	3.0%
ガソリン	8.165	8.384	12,499,933	12,835,151	335,218	2.6%
灯油・JET	2.228	2.291	2,237,653	2,301,467	63,814	2.8%
軽油	2.804	2.882	2,968,588	3,050,721	82,133	2.7%
A重油	5.715	5.876	4,590,085	4,719,655	129,570	2.7%
C重油	4.603	4.731	3,228,213	3,317,893	89,680	2.7%
ナフサ	1.552	1.599	348,814	359,430	10,616	3.0%
アスファルト	1.174	1.210	68,002	70,109	2,107	3.0%
潤滑油	1.174	1.210	10,795	11,129	334	3.0%
プロビレン	10.435	10.736	651,439	670,249	18,810	2.8%
BTX	3.881	4.000	1,104,024	1,137,990	33,966	3.0%

表 6.2.3 に各装置の CO2 排出量を示す。

水素製造装置以外は、前提通り 3%削減となる。一報、水素製造装置では、改質 CO2 に変化はないため、装置全体としての削減割合は 0.8%となる。

製油所全体としては、2.6%削減との見積もりになった。

表 6.2.3 各装置の CO2 排出量①A

		CO2発生量				削減量・割合	
		gCO2/原料KL		tCO2/年		tCO2/年	%
		ケース①A	ベース	ケース①A	ベース	ベース→ケース①A	
1	常圧蒸留装置	39.94	41.17	6,996,049	7,212,813	216,763	3.0%
2	減圧蒸留装置	2.57	2.65	100,534	103,649	3,115	3.0%
3	ナフサ脱硫装置	11.16	11.50	407,943	420,585	12,641	3.0%
4	灯油脱硫装置	29.64	30.56	835,166	861,046	25,880	3.0%
5	軽油脱硫装置	49.10	50.63	1,761,855	1,816,451	54,595	3.0%
6	減圧軽油脱硫装置	71.17	73.38	2,105,505	2,170,703	65,198	3.0%
7	残油脱硫装置	95.25	98.20	1,747,071	1,801,148	54,077	3.0%
8	ナフサ蒸留	1.45	1.49	52,985	54,627	1,642	3.0%
9	接触改質装置	72.30	74.54	1,901,514	1,960,437	58,923	3.0%
10	LPG回収	1.12	1.16	7,672	7,910	238	3.0%
11	改質油蒸留	1.47	1.52	30,442	31,385	943	3.0%
12	ベンゼン抽出	1.47	1.52	16,244	16,747	503	3.0%
13	アルキレーション装置	60.26	62.13	154,762	159,558	4,796	3.0%
14	接触分解装置	218.63	225.39	8,748,750	9,019,297	270,546	3.0%
15	水素製造	2196.78	2214.90	5,800,793	5,848,644	47,852	0.8%
16	分解ガソリン脱硫装置	19.14	19.74	394,369	406,589	12,220	3.0%
17	異性化装置	20.33	20.96	14,949	15,412	463	3.0%
18	コーカー	69.93	72.09	439,451	453,068	13,617	3.0%
19	水素化分解装置	71.17	73.38	537,927	554,584	16,657	3.0%
20	ETBE装置	56.55	58.30	12,636	13,027	392	3.0%
21	溶剤脱歴装置	1.84	1.90	3,342	3,445	104	3.0%
22	プロピレン分留装置	1.12	1.16	3,231	3,331	100	3.0%
23	パラキシレン装置	22.86	23.57	50,153	51,707	1,554	3.0%
24	トランスアルキ装置	22.93	23.64	31,324	32,294	971	3.0%
総計				32,154,666	33,018,458	863,791	2.6%

①B 常圧蒸留 25%省エネ

表 6.2.4 に装置別 CO2 排出原単位前提を示す。

表 6.2.4　装置別 CO2 排出原単位 ①B

単位　特に記載のないものは　gCO2/原料MJ

番号	CO2-1	CO2-2	CO2-3	CO2-4
装置	常圧蒸留	減圧蒸留	ナフサ脱硫	灯油脱硫
燃料	0.406	0.000	0.313	0.645
電力	0.012	0.002	0.042	0.126
スチーム	0.383	0.065	0.013	0.121
ボイラー水	0.000	0.000	0.000	0.000
減失	0.055	0.000	0.000	0.000
合計	0.857	0.067	0.368	0.892
合計 @留出分MJ	0.858	0.067	0.368	0.892
番号	CO2-5	CO2-6	CO2-7	CO2-8
装置	軽油脱硫	減圧軽油脱硫	残油脱硫	ナフサ蒸留
燃料	0.977	0.638	0.299	0.048
電力	0.210	0.354	0.498	0.000
スチーム	0.229	0.230	0.231	0.000
ボイラー水	0.000	0.007	0.013	0.000
減失	0.000	0.717	1.434	0.000
合計	1.415	1.945	2.475	0.048
合計 @留出分MJ	1.415	1.967	2.519	0.048
番号	CO2-9	CO2-10	CO2-11	CO2-12
装置	接触改質	LPG回収	改質油蒸留	ベンゼン抽出
燃料	2.064	0.048	0.048	0.048
電力	0.204	0.000	0.000	0.000
スチーム	0.003	0.000	0.000	0.000
ボイラー水	0.114	0.000	0.000	0.000
減失	0.000	0.000	0.000	0.000
合計	2.385	0.048	0.048	0.048
合計 @留出分MJ	2.305	0.048	0.048	0.048
番号	CO2-13	CO2-14	CO2-15	CO2-16
装置	アルキレーション	接触分解	水素製造	分解ガソリン脱硫
燃料	0.469	0.000	22.022	0.479
電力	1.469	-0.486	0.000	0.084
スチーム	0.632	0.111	0.000	0.067
ボイラー水	0.000	0.000	2.913	0.000
減失	0.000	6.200	0.000	0.000
水素製造	-	-	66.670	-
合計	2.570	5.825	91.605	0.630
合計 @留出分MJ	2.435	6.309	68.387	0.630
番号	CO2-17	CO2-18	単位:特に記載のないものは	
装置	異性化	コーカー	gCO2/原料MJ	
燃料	0.000	1.605		
電力	0.078	0.105		
スチーム	0.593	0.108		
ボイラー水	0.000	0.000		
減失	0.000	0.000		
合計	0.671	1.817		
合計 @留出分MJ	0.671	1.883		

常圧蒸留装置が、熱交汚れの改善により 25%省エネとの前提である。他の設備に変化はないと想定した。

表 6.2.5 に主要製品の製造時の CO2 排出量を示す。

二次処理の多いガソリン等では、FCC 基材製造の影響が大きいため、削減率が小さい。

表 6.2.5　主要製品の製造時 CO2 排出量①B

	製造時CO2発生量				削減量・割合	
	gCO2/MJ		tCO2/年		tCO2/年	%
	ケース①B	ベース	ケース①B	ベース	ベース→ケース①B	
LPG	2.234	2.520	169,161	190,820	21,659	11.4%
ガソリン	8.102	8.384	12,404,378	12,835,151	430,773	3.4%
灯油・JET	2.005	2.291	2,014,246	2,301,467	287,220	12.5%
軽油	2.596	2.882	2,747,936	3,050,721	302,784	9.9%
A重油	5.590	5.876	4,489,953	4,719,655	229,701	4.9%
C重油	4.445	4.731	3,117,343	3,317,893	200,549	6.0%
ナフサ	1.313	1.599	295,165	359,430	64,264	17.9%
アスファルト	0.924	1.210	53,545	70,109	16,564	23.6%
潤滑油	0.924	1.210	8,500	11,129	2,629	23.6%
プロピレン	10.450	10.736	652,396	670,249	17,854	2.7%
BTX	3.714	4.000	1,056,601	1,137,990	81,390	7.2%

表 6.2.6 に各装置の CO2 排出量を示す。

常圧蒸留装置のみの削減となるが、製油所全体の CO2 排出に占める割合が大きいために、製油所全体としても 5.5%削減、全体省エネ 3%の場合よりも削減率が大きい。

表 6.2.6 各装置の CO2 排出量①B

		CO2発生量				削減量・割合	
		gCO2/原料KL		tCO2/年		tCO2/年	%
		ケース①B	ベース	ケース①B	ベース	ベース→ケース①B	
1	常圧蒸留装置	30.88	41.17	5,409,317	7,212,813	1,803,496	25.0%
2	減圧蒸留装置	2.65	2.65	103,649	103,649	0	0.0%
3	ナフサ脱硫装置	11.50	11.50	420,585	420,585	0	0.0%
4	灯油脱硫装置	30.56	30.56	861,046	861,046	0	0.0%
5	軽油脱硫装置	50.62	50.63	1,816,451	1,816,451	0	0.0%
6	減圧軽油脱硫装置	73.37	73.38	2,170,703	2,170,703	0	0.0%
7	残油脱硫装置	98.19	98.20	1,801,148	1,801,148	0	0.0%
8	ナフサ蒸留	1.49	1.49	54,627	54,627	0	0.0%
9	接触改質装置	74.53	74.54	1,960,437	1,960,437	0	0.0%
10	LPG回収	1.16	1.16	7,910	7,910	0	0.0%
11	改質油蒸留	1.52	1.52	31,385	31,385	0	0.0%
12	ベンゼン抽出	1.52	1.52	16,747	16,747	0	0.0%
13	アルキレーション装置	62.13	62.13	159,558	159,558	0	0.0%
14	接触分解装置	225.39	225.39	9,019,297	9,019,297	0	0.0%
15	水素製造	2214.86	2214.90	5,848,644	5,848,644	0	0.0%
16	分解ガソリン脱硫装置	19.73	19.74	406,589	406,589	0	0.0%
17	異性化装置	20.95	20.96	15,412	15,412	0	0.0%
18	コーカー	72.09	72.09	453,068	453,068	0	0.0%
19	水素化分解装置	73.37	73.38	554,584	554,584	0	0.0%
20	ETBE装置	58.30	58.30	13,027	13,027	0	0.0%
21	溶剤脱歴装置	1.90	1.90	3,445	3,445	0	0.0%
22	プロピレン分留装置	1.16	1.16	3,331	3,331	0	0.0%
23	パラキシレン装置	23.57	23.57	51,707	51,707	0	0.0%
24	トランスアルキ装置	23.64	23.64	32,294	32,294	0	0.0%
総計				31,214,962	33,018,458	1,803,496	5.5%

①C FCC10%省エネ

表 6.2.7 に装置別 CO2 排出原単位前提を示す。

接触分解(FCC)が、コーク制御(表中では減失分としてカウント)により、CO2 削減 10%との前提である。他の設備に変化はないと想定した。

表 6.2.7　装置別 CO2 排出原単位 ①C

単位　特に記載のないものは　gCO2/原料MJ

番号	CO2-1	CO2-2	CO2-3	CO2-4
装置	常圧蒸留	減圧蒸留	ナフサ脱硫	灯油脱硫
燃料	0.542	0.000	0.313	0.645
電力	0.017	0.002	0.042	0.126
スチーム	0.511	0.065	0.013	0.121
ボイラー水	0.000	0.000	0.000	0.000
減失	0.073	0.000	0.000	0.000
合計	1.142	0.067	0.368	0.892
合計 @留出分MJ	1.143	0.067	0.368	0.892
番号	CO2-5	CO2-6	CO2-7	CO2-8
装置	軽油脱硫	減圧軽油脱硫	残油脱硫	ナフサ蒸留
燃料	0.977	0.638	0.299	0.048
電力	0.210	0.354	0.498	0.000
スチーム	0.229	0.230	0.231	0.000
ボイラー水	0.000	0.007	0.013	0.000
減失	0.000	0.717	1.434	0.000
合計	1.415	1.945	2.475	0.048
合計 @留出分MJ	1.415	1.967	2.519	0.048
番号	CO2-9	CO2-10	CO2-11	CO2-12
装置	接触改質	LPG回収	改質油蒸留	ベンゼン抽出
燃料	2.064	0.048	0.048	0.048
電力	0.204	0.000	0.000	0.000
スチーム	0.003	0.000	0.000	0.000
ボイラー水	0.114	0.000	0.000	0.000
減失	0.000	0.000	0.000	0.000
合計	2.385	0.048	0.048	0.048
合計 @留出分MJ	2.305	0.048	0.048	0.048
番号	CO2-13	CO2-14	CO2-15	CO2-16
装置	アルキレーション	接触分解	水素製造	分解ガソリン脱硫
燃料	0.469	0.000	22.022	0.479
電力	1.469	-0.486	0.000	0.084
スチーム	0.632	0.111	0.000	0.067
ボイラー水	0.000	0.000	2.913	0.000
減失	0.000	5.617	0.000	0.000
水素製造	-	-	66.670	-
合計	2.570	5.242	91.605	0.630
合計 @留出分MJ	2.435	5.678	68.387	0.630
番号	CO2-17	CO2-18	単位:特に記載のないものは	
装置	異性化	コーカー	gCO2/原料MJ	
燃料	0.000	1.605		
電力	0.078	0.105		
スチーム	0.593	0.108		
ボイラー水	0.000	0.000		
減失	0.000	0.000		
合計	0.671	1.817		
合計 @留出分MJ	0.671	1.883		

接触分解(FCC)が、コーク制御により 10%　CO2 削減との前提である。他の設備に変化はないと想定した。

表 6.2.8 に主要製品の製造時の CO2 排出量を示す。二次処理の多いガソリン等では、FCC 基材製造の影響が大きいため、削減率が大きくなる。

表 6.2.8　主要製品の製造時 CO2 排出量①C

	製造時CO2発生量				削減量・割合	
	gCO2/MJ		tCO2/年		tCO2/年	%
	ケース①C	ベース	ケース①C	ベース	ベース→ケース①C	
LPG	2.519	2.520	190,809	190,820	11	0.0%
ガソリン	8.037	8.384	12,304,349	12,835,151	530,802	4.1%
灯油・JET	2.291	2.291	2,301,348	2,301,467	119	0.0%
軽油	2.881	2.882	3,049,852	3,050,721	869	0.0%
A重油	5.652	5.876	4,539,419	4,719,655	180,236	3.8%
C重油	4.612	4.731	3,234,197	3,317,893	83,695	2.5%
ナフサ	1.599	1.599	359,410	359,430	19	0.0%
アスファルト	1.210	1.210	70,105	70,109	4	0.0%
潤滑油	1.210	1.210	11,129	11,129	1	0.0%
プロピレン	10.105	10.736	630,852	670,249	39,397	5.9%
BTX	4.000	4.000	1,137,926	1,137,990	64	0.0%

表 6.2.9 に各装置の CO2 排出量を示す。

FCC のみの 10%削減となるが、製油所全体の CO2 排出に占める割合が大きいために、製油所全体としても 2.7%削減、全体省エネ 3%と同等の効果が得られる。。

表 6.2.9 各装置の CO2 排出量①C

		CO2発生量				削減量・割合	
		gCO2/原料KL		tCO2/年		tCO2/年	%
		ケース①C	ベース	ケース①C	ベース	ベース→ケース①C	
1	常圧蒸留装置	41.17	41.17	7,212,813	7,212,813	0	0.0%
2	減圧蒸留装置	2.65	2.65	103,649	103,649	0	0.0%
3	ナフサ脱硫装置	11.50	11.50	420,585	420,585	0	0.0%
4	灯油脱硫装置	30.56	30.56	861,046	861,046	0	0.0%
5	軽油脱硫装置	50.62	50.63	1,816,451	1,816,451	0	0.0%
6	減圧軽油脱硫装置	73.37	73.38	2,170,703	2,170,703	0	0.0%
7	残油脱硫装置	98.19	98.20	1,801,148	1,801,148	0	0.0%
8	ナフサ蒸留	1.49	1.49	54,627	54,627	0	0.0%
9	接触改質装置	74.53	74.54	1,960,437	1,960,437	0	0.0%
10	LPG回収	1.16	1.16	7,910	7,910	0	0.0%
11	改質油蒸留	1.52	1.52	31,385	31,385	0	0.0%
12	ベンゼン抽出	1.52	1.52	16,747	16,747	0	0.0%
13	アルキレーション装置	62.13	62.13	159,558	159,558	0	0.0%
14	接触分解装置	202.85	225.39	8,117,397	9,019,297	901,899	10.0%
15	水素製造	2214.86	2214.90	5,848,644	5,848,644	0	0.0%
16	分解ガソリン脱硫装置	19.73	19.74	406,589	406,589	0	0.0%
17	異性化装置	20.95	20.96	15,412	15,412	0	0.0%
18	コーカー	72.09	72.09	453,068	453,068	0	0.0%
19	水素化分解装置	73.37	73.38	554,584	554,584	0	0.0%
20	ETBE装置	58.30	58.30	13,027	13,027	0	0.0%
21	溶剤脱歴装置	1.90	1.90	3,445	3,445	0	0.0%
22	プロピレン分留装置	1.16	1.16	3,331	3,331	0	0.0%
23	パラキシレン装置	23.57	23.57	51,707	51,707	0	0.0%
24	トランスアルキ装置	23.64	23.64	32,294	32,294	0	0.0%
総計				32,116,559	33,018,458	901,899	2.7%

表 6.2.9b に、現在の技術の延長線上にあり、蓋然性の高い「省エネルギー」関連対策による CO2 削減量と割合を、まとめて示す。

表 6.2.9b　省エネ対策による CO2 削減量・割合

ケース	CO2排出量、tCO2/年	CO2削減量、tCO2/年	CO2削減割合
ベース	33,018,458	-	-
①A 製油所全体3%省エネ	32,154,666	863,791	2.6%
①B 常圧蒸留25%省エネ	31,214,962	1,803,496	5.5%
①C FCC10%省エネ	32,116,559	901,899	2.7%

②燃料の低炭素化 LNG 転換

ユーティリティ燃料として燃料ガス(57.6gCO2/MJ)を LNG (55.84gCO2/MJ) としたケースの装置別 CO2 排出原単位前提を表 6.2.10 に示す。

表 6.2.10　装置別 CO2 排出原単位 ②

単位　特に記載のないものは　gCO2/原料MJ

番号	CO2-1	CO2-2	CO2-3	CO2-4
装置	常圧蒸留	減圧蒸留	ナフサ脱硫	灯油脱硫
燃料	0.525	0.000	0.304	0.625
電力	0.016	0.002	0.041	0.122
スチーム	0.495	0.063	0.012	0.117
ボイラー水	0.000	0.000	0.000	0.000
減失	0.073	0.000	0.000	0.000
合計	1.110	0.065	0.357	0.864
合計 @留出分MJ	1.111	0.065	0.357	0.864
番号	CO2-5	CO2-6	CO2-7	CO2-8
装置	軽油脱硫	減圧軽油脱硫	残油脱硫	ナフサ蒸留
燃料	0.947	0.618	0.290	0.046
電力	0.204	0.343	0.482	0.000
スチーム	0.222	0.223	0.224	0.000
ボイラー水	0.000	0.006	0.013	0.000
減失	0.000	0.717	1.434	0.000
合計	1.372	1.908	2.443	0.046
合計 @留出分MJ	1.372	1.929	2.487	0.046
番号	CO2-9	CO2-10	CO2-11	CO2-12
装置	接触改質	LPG回収	改質油蒸留	ベンゼン抽出
燃料	2.001	0.046	0.046	0.046
電力	0.198	0.000	0.000	0.000
スチーム	0.003	0.000	0.000	0.000
ボイラー水	0.111	0.000	0.000	0.000
減失	0.000	0.000	0.000	0.000
合計	2.312	0.046	0.046	0.046
合計 @留出分MJ	2.235	0.046	0.046	0.046
番号	CO2-13	CO2-14	CO2-15	CO2-16
装置	アルキレーション	接触分解	水素製造	分解ガソリン脱硫
燃料	0.455	0.000	21.351	0.465
電力	1.424	-0.486	0.000	0.082
スチーム	0.613	0.108	0.000	0.065
ボイラー水	0.000	0.000	2.824	0.000
減失	0.000	6.200	0.000	0.000
水素製造	-	-	66.670	-
合計	2.491	5.821	90.844	0.611
合計 @留出分MJ	2.361	6.305	67.820	0.611

番号	CO2-17	CO2-18	単位:特に記載のないものは
装置	異性化	コーカー	gCO2/原料MJ
燃料	0.000	1.556	
電力	0.076	0.102	
スチーム	0.575	0.104	
ボイラー水	0.000	0.000	
減失	0.000	0.000	
合計	0.650	1.762	
合計 @留出分MJ	0.650	1.826	

ユーティリティに用いていた製油所ガスを LNG に転換することで、CO2 排出原単位は、燃料・スチーム・ボイラー水:57.6→55.8gCO2/MJ、電力:144.0→139.6gCO2/MJ とそれぞれ 3.1%減少する前提での装置別 CO2 排出原単位である。

表 6.2.11 に主要製品の製造時の CO2 排出量を示す。コーク起源の CO2 が多い FCC 基材用いる製品、水素処理基材を多く用いる製品では削減率が小さい。

表 6.2.11　主要製品の製造時 CO2 排出量②

	製造時CO2発生量				削減量・割合	
	gCO2/MJ		tCO2/年		tCO2/年	%
	ケース②	ベース	ケース②	ベース	ベース→ケース②	
LPG	2.445	2.520	185,189	190,820	5,631	3.0%
ガソリン	8.285	8.384	12,684,378	12,835,151	150,772	1.2%
灯油・JET	2.229	2.291	2,238,822	2,301,467	62,644	2.7%
軽油	2.807	2.882	2,971,645	3,050,721	79,076	2.6%
A重油	5.800	5.876	4,658,583	4,719,655	61,071	1.3%
C重油	4.663	4.731	3,270,267	3,317,893	47,625	1.4%
ナフサ	1.553	1.599	349,137	359,430	10,293	2.9%
アスファルト	1.175	1.210	68,096	70,109	2,013	2.9%
潤滑油	1.175	1.210	10,810	11,129	320	2.9%
プロピレン	10.654	10.736	665,124	670,249	5,125	0.8%
BTX	3.881	4.000	1,104,091	1,137,990	33,899	3.0%

表 6.2.12 に各装置の CO2 排出量を示す。ユーティリティ使用以外の FCC と水素製造装置では、削減率が小さい。そのため、製油所全体としても 1.6%の削減に留まる。

なお、実際に LNG 転換を製油所内の CO2 削減に繋げるためには、それまでユーティリティとして使用していた製油所ガスを所外に出荷する等の対応（CONCAWE ﾚﾎﾟｰﾄでも同様の指摘）が必要になってくるが、その対応によって発生する CO2 は、本検討ではカウントしていない。

表 6. 2. 12 各装置の CO2 排出量②

		CO2発生量				削減量・割合	
		gCO2/原料KL		tCO2/年		tCO2/年	%
		ケース②	ベース	ケース②	ベース	ベース→ケース②	
1	常圧蒸留装置	40.00	41.17	7,006,454	7,212,813	206,359	2.9%
2	減圧蒸留装置	2.57	2.65	100,482	103,649	3,167	3.1%
3	ナフサ脱硫装置	11.15	11.50	407,733	420,585	12,851	3.1%
4	灯油脱硫装置	29.63	30.56	834,736	861,046	26,310	3.1%
5	軽油脱硫装置	49.08	50.63	1,760,948	1,816,451	55,503	3.1%
6	減圧軽油脱硫装置	71.96	73.38	2,128,824	2,170,703	41,880	1.9%
7	残油脱硫装置	96.93	98.20	1,777,997	1,801,148	23,151	1.3%
8	ナフサ蒸留	1.45	1.49	52,958	54,627	1,669	3.1%
9	接触改質装置	72.26	74.54	1,900,535	1,960,437	59,902	3.1%
10	LPG回収	1.12	1.16	7,668	7,910	242	3.1%
11	改質油蒸留	1.47	1.52	30,426	31,385	959	3.1%
12	ベンゼン抽出	1.47	1.52	16,235	16,747	512	3.1%
13	アルキレーション装置	60.23	62.13	154,682	159,558	4,875	3.1%
14	接触分解装置	225.25	225.39	9,013,876	9,019,297	5,420	0.1%
15	水素製造	2196.48	2214.90	5,799,998	5,848,644	48,647	0.8%
16	分解ガソリン脱硫装置	19.13	19.74	394,166	406,589	12,424	3.1%
17	異性化装置	20.31	20.96	14,941	15,412	471	3.1%
18	コーカー	69.89	72.09	439,225	453,068	13,844	3.1%
19	水素化分解装置	71.96	73.38	543,885	554,584	10,700	1.9%
20	ETBE装置	56.52	58.30	12,629	13,027	398	3.1%
21	溶剤脱歴装置	1.84	1.90	3,340	3,445	105	3.1%
22	プロピレン分留装置	1.12	1.16	3,229	3,331	102	3.1%
23	パラキシレン装置	22.85	23.57	50,127	51,707	1,580	3.1%
24	トランスアルキ装置	22.92	23.64	31,307	32,294	987	3.1%
総計				32,486,402	33,018,458	532,056	1.6%

③再生可能電力

③A 再生可能電力の買電（電力使用部分のみ）

電力部分に再生可能電力の売電を適用したケースの装置別 CO2 原単位を表 6.2.13 に示す。

表 6.2.13　装置別 CO2 排出原単位 ③A

単位　特に記載のないものは　gCO2/原料MJ

番号	CO2-1	CO2-2	CO2-3	CO2-4
装置	常圧蒸留	減圧蒸留	ナフサ脱硫	灯油脱硫
燃料	0.542	0.000	0.313	0.645
電力	0.000	0.000	0.000	0.000
スチーム	0.511	0.065	0.013	0.121
ボイラー水	0.000	0.000	0.000	0.000
減失	0.073	0.000	0.000	0.000
合計	1.126	0.065	0.326	0.766
合計 @留出分MJ	1.127	0.065	0.326	0.766
番号	CO2-5	CO2-6	CO2-7	CO2-8
装置	軽油脱硫	減圧軽油脱硫	残油脱硫	ナフサ蒸留
燃料	0.977	0.638	0.299	0.048
電力	0.000	0.000	0.000	0.000
スチーム	0.229	0.230	0.232	0.000
ボイラー水	0.000	0.007	0.013	0.000
減失	0.000	0.717	1.434	0.000
合計	1.205	1.591	1.978	0.048
合計 @留出分MJ	1.205	1.609	2.013	0.048
番号	CO2-9	CO2-10	CO2-11	CO2-12
装置	接触改質	LPG回収	改質油蒸留	ベンゼン抽出
燃料	2.064	0.048	0.048	0.048
電力	0.000	0.000	0.000	0.000
スチーム	0.003	0.000	0.000	0.000
ボイラー水	0.114	0.000	0.000	0.000
減失	0.000	0.000	0.000	0.000
合計	2.181	0.048	0.048	0.048
合計 @留出分MJ	2.108	0.048	0.048	0.048
番号	CO2-13	CO2-14	CO2-15	CO2-16
装置	アルキレーション	接触分解	水素製造	分解ガソリン脱硫
燃料	0.469	0.000	22.024	0.479
電力	0.000	-0.486	0.000	0.000
スチーム	0.632	0.111	0.000	0.067
ボイラー水	0.000	0.000	2.913	0.000
減失	0.000	6.200	0.000	0.000
水素製造	-	-	66.670	-
合計	1.101	5.825	91.606	0.546
合計 @留出分MJ	1.044	6.309	68.388	0.546

番号	CO2-17	CO2-18	単位:特に記載のないものは
装置	異性化	コーカー	gCO2/原料MJ
燃料	0.000	1.605	
電力	0.000	0.000	
スチーム	0.593	0.108	
ボイラー水	0.000	0.000	
減失	0.000	0.000	
合計	0.593	1.713	
合計 @留出分MJ	0.593	1.775	

買電のため、所内での発電に伴う CO2 の発生は無くなる。

表 6.2.14 に主要製品の製造時の CO2 排出量を示す。

表 6.2.14　主要製品の製造時 CO2 排出量③A

	製造時CO2発生量				削減量・割合	
	gCO2/MJ		tCO2/年		tCO2/年	%
	ケース③A	ベース	ケース③A	ベース	ベース→ケース③A	
LPG	2.386	2.520	180,675	190,820	10,145	5.3%
ガソリン	7.929	8.384	12,138,642	12,835,151	696,508	5.4%
灯油・JET	2.148	2.291	2,157,134	2,301,467	144,333	6.3%
軽油	2.668	2.882	2,824,675	3,050,721	226,046	7.4%
A重油	5.542	5.876	4,451,111	4,719,655	268,543	5.7%
C重油	4.407	4.731	3,090,594	3,317,893	227,299	6.9%
ナフサ	1.540	1.599	346,204	359,430	13,226	3.7%
アスファルト	1.192	1.210	69,057	70,109	1,052	1.5%
潤滑油	1.192	1.210	10,962	11,129	167	1.5%
プロピレン	10.282	10.736	641,909	670,249	28,341	4.2%
BTX	3.744	4.000	1,065,121	1,137,990	72,870	6.4%

表 6.2.15 に各装置の CO2 排出量を示す。ユーティリティ消費に伴う電力割合に応じて、CO2 削減割合も装置によって大きく異なるが、製油所全体としては 5.3%の削減と見積もられた。

なお、燃料の LNG 転換と同様に、再生可能電力の買電を製油所内の CO2 削減に繋げるためには、それまでユーティリティとして使用していた製油所ガスを所外に出荷する等の対応（CONCAWE ﾚﾎﾟｰﾄでも同様の指摘）が必要になってくるが、その対応によって発生する CO2 は、本検討ではカウントしていない。

表 6.2.15 各装置の CO2 排出量③A

		CO2発生量				削減量・割合	
		gCO2/原料KL		tCO2/年		tCO2/年	%
		ケース③A	ベース	ケース③A	ベース	ベース→ケース③A	
1	常圧蒸留装置	40.58	41.17	7,108,213	7,212,813	104,599	1.5%
2	減圧蒸留装置	2.58	2.65	101,198	103,649	2,451	2.4%
3	ナフサ脱硫装置	10.19	11.50	372,486	420,585	48,099	11.4%
4	灯油脱硫装置	26.24	30.56	739,331	861,046	121,715	14.1%
5	軽油脱硫装置	43.11	50.63	1,546,929	1,816,451	269,522	14.8%
6	減圧軽油脱硫装置	60.03	73.38	1,775,876	2,170,703	394,827	18.2%
7	残油脱硫装置	78.45	98.20	1,439,028	1,801,148	362,120	20.1%
8	ナフサ蒸留	1.49	1.49	54,627	54,627	0	0.0%
9	接触改質装置	68.16	74.54	1,792,649	1,960,437	167,788	8.6%
10	LPG回収	1.16	1.16	7,910	7,910	0	0.0%
11	改質油蒸留	1.52	1.52	31,385	31,385	0	0.0%
12	ベンゼン抽出	1.52	1.52	16,747	16,747	0	0.0%
13	アルキレーション装置	26.62	62.13	68,368	159,558	91,190	57.2%
14	接触分解装置	225.39	225.39	9,019,297	9,019,297	0	0.0%
15	水素製造	2214.90	2214.90	5,848,644	5,848,644	0	0.0%
16	分解ガソリン脱硫装置	17.10	19.74	352,322	406,589	54,267	13.3%
17	異性化装置	18.52	20.96	13,621	15,412	1,791	11.6%
18	コーカー	67.94	72.09	426,945	453,068	26,124	5.8%
19	水素化分解装置	60.03	73.38	453,712	554,584	100,873	18.2%
20	ETBE装置	24.98	58.30	5,582	13,027	7,445	57.2%
21	溶剤脱歴装置	1.90	1.90	3,445	3,445	0	0.0%
22	プロピレン分留装置	1.16	1.16	3,331	3,331	0	0.0%
23	パラキシレン装置	20.83	23.57	45,697	51,707	6,010	11.6%
24	トランスアルキ装置	20.90	23.64	28,541	32,294	3,754	11.6%
総計				31,255,883	33,018,458	1,762,575	5.3%

③B 全消費エネルギーの再生可能電力化

全消費エネルギーに再生可能電力の売電を適用したケースの装置別 CO2 原単位前提を表 6.2.16 に示す。

表 6.2.16　装置別 CO2 排出原単位 ③B

単位　特に記載のないものは　gCO2/原料MJ

番号	CO2-1	CO2-2	CO2-3	CO2-4
装置	常圧蒸留	減圧蒸留	ナフサ脱硫	灯油脱硫
燃料	0.000	0.000	0.000	0.000
電力	0.000	0.000	0.000	0.000
スチーム	0.000	0.000	0.000	0.000
ボイラー水	0.000	0.000	0.000	0.000
減失	0.073	0.000	0.000	0.000
合計	0.073	0.000	0.000	0.000
合計 @留出分MJ	0.073	0.000	0.000	0.000
番号	CO2-5	CO2-6	CO2-7	CO2-8
装置	軽油脱硫	減圧軽油脱硫	残油脱硫	ナフサ蒸留
燃料	0.000	0.000	0.000	0.000
電力	0.000	0.000	0.000	0.000
スチーム	0.000	0.000	0.000	0.000
ボイラー水	0.000	0.000	0.000	0.000
減失	0.000	0.717	1.434	0.000
合計	0.000	0.717	1.434	0.000
合計 @留出分MJ	0.000	0.730	1.459	0.000
番号	CO2-9	CO2-10	CO2-11	CO2-12
装置	接触改質	LPG回収	改質油蒸留	ベンゼン抽出
燃料	0.000	0.000	0.000	0.000
電力	0.000	0.000	0.000	0.000
スチーム	0.000	0.000	0.000	0.000
ボイラー水	0.000	0.000	0.000	0.000
減失	0.000	0.000	0.000	0.000
合計	0.000	0.000	0.000	0.000
合計 @留出分MJ	0.000	0.000	0.000	0.000
番号	CO2-13	CO2-14	CO2-15	CO2-16
装置	アルキレーション	接触分解	水素製造	分解ガソリン脱硫
燃料	0.000	0.000	0.000	0.000
電力	0.000	-0.486	0.000	0.000
スチーム	0.000	0.000	0.000	0.000
ボイラー水	0.000	0.000	0.000	0.000
減失	0.000	6.200	0.000	0.000
水素製造	-	-	66.670	-
合計	0.000	5.714	66.670	0.000
合計 @留出分MJ	0.000	6.189	49.772	0.000
番号	CO2-17	CO2-18	単位:特に記載のないものは	
装置	異性化	コーカー	gCO2/原料MJ	
燃料	0.000	0.000		
電力	0.000	0.000		
スチーム	0.000	0.000		
ボイラー水	0.000	0.000		
減失	0.000	0.000		
合計	0.000	0.000		
合計 @留出分MJ	0.000	0.000		

買電のため、所内での発電に伴う CO2 の発生は無くなる。

表 6.2.17 に主要製品の製造時の CO2 排出量を示す。

表 6.2.17　主要製品の製造時 CO2 排出量③B

	製造時CO2発生量				削減量・割合	
	gCO2/MJ		tCO2/年		tCO2/年	%
	ケース③B	ベース	ケース③B	ベース	ベース→ケース③B	
LPG	0.086	2.520	6,532	190,820	184,288	96.6%
ガソリン	5.163	8.384	7,904,010	12,835,151	4,931,141	38.4%
灯油・JET	0.250	2.291	251,290	2,301,467	2,050,177	89.1%
軽油	0.437	2.882	462,792	3,050,721	2,587,929	84.8%
A重油	3.389	5.876	2,722,052	4,719,655	1,997,603	42.3%
C重油	2.509	4.731	1,759,757	3,317,893	1,558,136	47.0%
ナフサ	0.100	1.599	22,565	359,430	336,865	93.7%
アスファルト	0.073	1.210	4,218	70,109	65,891	94.0%
潤滑油	0.073	1.210	670	11,129	10,460	94.0%
プロピレン	8.053	10.736	502,764	670,249	167,485	25.0%
BTX	0.100	4.000	28,564	1,137,990	1,109,426	97.5%

表 6.2.18 に各装置の CO2 排出量を示す。全エネルギーを再生可能電力による買電とする前提のため、CO2 排出としては FCC のコーク、水素製造の改質 CO2、そして減失分（本検討では各装置の投入される原料の持つエネルギーと留出分のエネルギー合計の差を減失分として CO2 カウントしている）のみとなるため、大幅に削減される結果となる。

ただし、全ての製油所エネルギーが電力となる時点で、製油所はエネルギーを供給する設備ではなくなっていると考えられるため、本ケースはあくまで感度分析と捉えるべきと思われる。

感度分析として見た場合、大幅に削減ではあるものの、52.7%にとどまっている。

表 6. 2. 18 各装置の CO2 排出量③B

		CO2発生量				削減量・割合	
		gCO2/原料KL		tCO2/年		tCO2/年	%
		ケース③B	ベース	ケース③B	ベース	ベース→ケース③B	
1	常圧蒸留装置	2.62	41.17	459,255	7,212,813	6,753,558	93.6%
2	減圧蒸留装置	0.00	2.65	0	103,649	103,649	100.0%
3	ナフサ脱硫装置	0.00	11.50	0	420,585	420,585	100.0%
4	灯油脱硫装置	0.00	30.56	0	861,046	861,046	100.0%
5	軽油脱硫装置	0.00	50.63	0	1,816,451	1,816,451	100.0%
6	減圧軽油脱硫装置	27.05	73.38	800,100	2,170,703	1,370,603	63.1%
7	残油脱硫装置	56.89	98.20	1,043,478	1,801,148	757,670	42.1%
8	ナフサ蒸留	0.00	1.49	0	54,627	54,627	100.0%
9	接触改質装置	0.00	74.54	0	1,960,437	1,960,437	100.0%
10	LPG回収	0.00	1.16	0	7,910	7,910	100.0%
11	改質油蒸留	0.00	1.52	0	31,385	31,385	100.0%
12	ベンゼン抽出	0.00	1.52	0	16,747	16,747	100.0%
13	アルキレーション装置	0.00	62.13	0	159,558	159,558	100.0%
14	接触分解装置	221.09	225.39	8,847,376	9,019,297	171,920	1.9%
15	水素製造	1611.98	2214.90	4,256,570	5,848,644	1,592,074	27.2%
16	分解ガソリン脱硫装置	0.00	19.74	0	406,589	406,589	100.0%
17	異性化装置	0.00	20.96	0	15,412	15,412	100.0%
18	コーカー	0.00	72.09	0	453,068	453,068	100.0%
19	水素化分解装置	27.05	73.38	204,415	554,584	350,170	63.1%
20	ETBE装置	0.00	58.30	0	13,027	13,027	100.0%
21	溶剤脱歴装置	0.00	1.90	0	3,445	3,445	100.0%
22	プロピレン分留装置	0.00	1.16	0	3,331	3,331	100.0%
23	パラキシレン装置	0.00	23.57	0	51,707	51,707	100.0%
24	トランスアルキ装置	0.00	23.64	0	32,294	32,294	100.0%
総計				15,611,195	33,018,458	17,407,263	52.7%

④グリーン水素導入（輸入または再生可能電解）

水素を全てグリーン水素の輸入、または再生可能電力による電気分解で調達した場合の装置別 CO2 原単位前提を表 6.2.19 に示す。

表 6.2.19　装置別 CO2 排出原単位 ④

単位　特に記載のないものは　gCO2/原料MJ

番号	CO2-1	CO2-2	CO2-3	CO2-4
装置	常圧蒸留	減圧蒸留	ナフサ脱硫	灯油脱硫
燃料	0.542	0.000	0.313	0.645
電力	0.017	0.002	0.042	0.126
スチーム	0.511	0.065	0.013	0.121
ボイラー水	0.000	0.000	0.000	0.000
減失	0.073	0.000	0.000	0.000
合計	1.142	0.067	0.368	0.892
合計 @留出分MJ	1.143	0.067	0.368	0.892
番号	CO2-5	CO2-6	CO2-7	CO2-8
装置	軽油脱硫	減圧軽油脱硫	残油脱硫	ナフサ蒸留
燃料	0.977	0.638	0.299	0.048
電力	0.210	0.354	0.498	0.000
スチーム	0.229	0.230	0.232	0.000
ボイラー水	0.000	0.007	0.013	0.000
減失	0.000	0.717	1.434	0.000
合計	1.415	1.945	2.475	0.048
合計 @留出分MJ	1.415	1.967	2.519	0.048
番号	CO2-9	CO2-10	CO2-11	CO2-12
装置	接触改質	LPG回収	改質油蒸留	ベンゼン抽出
燃料	2.064	0.048	0.048	0.048
電力	0.204	0.000	0.000	0.000
スチーム	0.003	0.000	0.000	0.000
ボイラー水	0.114	0.000	0.000	0.000
減失	0.000	0.000	0.000	0.000
合計	2.385	0.048	0.048	0.048
合計 @留出分MJ	2.305	0.048	0.048	0.048
番号	CO2-13	CO2-14	CO2-15	CO2-16
装置	アルキレーション	接触分解	水素製造	分解ガソリン脱硫
燃料	0.469	0.000	0.000	0.479
電力	1.469	-0.486	0.000	0.084
スチーム	0.632	0.111	0.000	0.067
ボイラー水	0.000	0.000	0.000	0.000
減失	0.000	6.200	0.000	0.000
水素製造	-	-	0.000	-
合計	2.570	5.825	0.000	0.630
合計 @留出分MJ	2.436	6.309	0.000	0.630

番号	CO2-17	CO2-18
装置	異性化	コーカー
燃料	0.000	1.605
電力	0.078	0.105
スチーム	0.593	0.108
ボイラー水	0.000	0.000
減失	0.000	0.000
合計	0.671	1.817
合計 @留出分MJ	0.671	1.883

単位:特に記載のないものは
gCO2/原料MJ

水素製造装置からの CO2 の発生は無くなる。なお、接触改質から副生される水素は従来通り脱硫に用いられ、不足分をグリーン水素で充当する前提である。接触改質副生改:グリーン水素の割合は、現在の改質副生:水素製造の割合にあわせて、60:40 とした。

表 6.2.20 に主要製品の製造時の CO2 排出量を示す。重質製品ほど脱硫負荷＝水素消費が多いために、CO2 削減割合も大きい

表 6.2.20　主要製品の製造時 CO2 排出量④

	製造時CO2発生量				削減量・割合	
	gCO2/MJ		tCO2/年		tCO2/年	%
	ケース④	ベース	ケース④	ベース	ベース→ケース③B	
LPG	2.501	2.520	189,421	190,820	1,399	0.7%
ガソリン	7.777	8.384	11,906,247	12,835,151	928,904	7.2%
灯油・JET	2.048	2.291	2,056,664	2,301,467	244,803	10.6%
軽油	2.469	2.882	2,614,066	3,050,721	436,655	14.3%
A重油	5.185	5.876	4,164,384	4,719,655	555,270	11.8%
C重油	4.082	4.731	2,862,622	3,317,893	455,271	13.7%
ナフサ	1.561	1.599	350,908	359,430	8,521	2.4%
アスファルト	1.210	1.210	70,109	70,109	0	0.0%
潤滑油	1.210	1.210	11,129	11,129	0	0.0%
プロピレン	9.779	10.736	610,482	670,249	59,768	8.9%
BTX	3.962	4.000	1,127,204	1,137,990	10,787	0.9%

表 6.2.21 に各装置の CO2 排出量を示す。水素製造のみがゼロとなるが、他の装置は変わらない。製油所全体としては 17.7%の削減が見積もられた。水素製造に伴う CO2 発生の割合が大きいために、グリーン水素の導入は製油所全体に対してもかなりのインパクトがあると思われる。

表 6.2.21 各装置の CO2 排出量④

		CO2発生量				削減量・割合	
		gCO2/原料KL		tCO2/年		tCO2/年	%
		ケース④	ベース	ケース④	ベース	ベース→ケース④	
1	常圧蒸留装置	41.17	41.17	7,212,813	7,212,813	0	0.0%
2	減圧蒸留装置	2.65	2.65	103,649	103,649	0	0.0%
3	ナフサ脱硫装置	11.50	11.50	420,585	420,585	0	0.0%
4	灯油脱硫装置	30.56	30.56	861,046	861,046	0	0.0%
5	軽油脱硫装置	50.63	50.63	1,816,451	1,816,451	0	0.0%
6	減圧軽油脱硫装置	73.38	73.38	2,170,703	2,170,703	0	0.0%
7	残油脱硫装置	98.20	98.20	1,801,148	1,801,148	0	0.0%
8	ナフサ蒸留	1.49	1.49	54,627	54,627	0	0.0%
9	接触改質装置	74.54	74.54	1,960,437	1,960,437	0	0.0%
10	LPG回収	1.16	1.16	7,910	7,910	0	0.0%
11	改質油蒸留	1.52	1.52	31,385	31,385	0	0.0%
12	ベンゼン抽出	1.52	1.52	16,747	16,747	0	0.0%
13	アルキレーション装置	62.13	62.13	159,558	159,558	0	0.0%
14	接触分解装置	225.39	225.39	9,019,297	9,019,297	0	0.0%
15	水素製造	0.00	2214.90	0	5,848,644	5,848,644	100.0%
16	分解ガソリン脱硫装置	19.74	19.74	406,589	406,589	0	0.0%
17	異性化装置	20.96	20.96	15,412	15,412	0	0.0%
18	コーカー	72.09	72.09	453,068	453,068	0	0.0%
19	水素化分解装置	73.38	73.38	554,584	554,584	0	0.0%
20	ETBE装置	58.30	58.30	13,027	13,027	0	0.0%
21	溶剤脱歴装置	1.90	1.90	3,445	3,445	0	0.0%
22	プロピレン分留装置	1.16	1.16	3,331	3,331	0	0.0%
23	パラキシレン装置	23.57	23.57	51,707	51,707	0	0.0%
24	トランスアルキ装置	23.64	23.64	32,294	32,294	0	0.0%
総計				27,169,814	33,018,458	5,848,644	17.7%

⑤CCS 導入

⑤A 水素製造に導入

水素製造での、改質分の CO2 を CCS で処理した場合の装置別 CO2 原単位前提を表 6.2.22 に示す。なお、CCS 処理に伴う CO2 発生はないものとした。

表 6.2.22　装置別 CO2 排出原単位 ⑤A

単位　特に記載のないものは　gCO2/原料MJ

番号	CO2-1	CO2-2	CO2-3	CO2-4
装置	常圧蒸留	減圧蒸留	ナフサ脱硫	灯油脱硫
燃料	0.542	0.000	0.313	0.645
電力	0.017	0.002	0.042	0.126
スチーム	0.511	0.065	0.013	0.121
ボイラー水	0.000	0.000	0.000	0.000
減失	0.073	0.000	0.000	0.000
合計	1.142	0.067	0.368	0.892
合計 @留出分MJ	1.143	0.067	0.368	0.892
番号	CO2-5	CO2-6	CO2-7	CO2-8
装置	軽油脱硫	減圧軽油脱硫	残油脱硫	ナフサ蒸留
燃料	0.977	0.638	0.299	0.048
電力	0.210	0.354	0.498	0.000
スチーム	0.229	0.230	0.232	0.000
ボイラー水	0.000	0.007	0.013	0.000
減失	0.000	0.717	1.434	0.000
合計	1.415	1.945	2.475	0.048
合計 @留出分MJ	1.415	1.967	2.519	0.048
番号	CO2-9	CO2-10	CO2-11	CO2-12
装置	接触改質	LPG回収	改質油蒸留	ベンゼン抽出
燃料	2.064	0.048	0.048	0.048
電力	0.204	0.000	0.000	0.000
スチーム	0.003	0.000	0.000	0.000
ボイラー水	0.114	0.000	0.000	0.000
減失	0.000	0.000	0.000	0.000
合計	2.385	0.048	0.048	0.048
合計 @留出分MJ	2.305	0.048	0.048	0.048
番号	CO2-13	CO2-14	CO2-15	CO2-16
装置	アルキレーション	接触分解	水素製造	分解ガソリン脱硫
燃料	0.469	0.000	22.024	0.479
電力	1.469	-0.486	0.000	0.084
スチーム	0.632	0.111	0.000	0.067
ボイラー水	0.000	0.000	2.913	0.000
減失	0.000	6.200	0.000	0.000
水素製造	-	-	0.000	-
合計	2.570	5.825	24.936	0.630
合計 @留出分MJ	2.436	6.309	18.616	0.630
番号	CO2-17	CO2-18	単位:特に記載のないものは	
装置	異性化	コーカー	gCO2/原料MJ	
燃料	0.000	1.605		
電力	0.078	0.105		
スチーム	0.593	0.108		
ボイラー水	0.000	0.000		
減失	0.000	0.000		
合計	0.671	1.817		
合計 @留出分MJ	0.671	1.883		

ケース④「グリーン水素」ほどではないが、水素製造装置からの CO2 の発生は減少する。

表 6.2.23 に主要製品の製造時の CO2 排出量を示す。重質製品ほど脱硫負荷＝水素消費が多いために、CO2 削減割合も大きいのはケース④と同様である。

表 6.2.23　主要製品の製造時 CO2 排出量⑤A

	製造時CO2発生量				削減量・割合	
	gCO2/MJ		tCO2/年		tCO2/年	%
	ケース⑤A	ベース	ケース⑤A	ベース	ベース→ケース⑤A	
LPG	2.506	2.520	189,802	190,820	1,018	0.5%
ガソリン	7.942	8.384	12,159,106	12,835,151	676,045	5.3%
灯油・JET	2.114	2.291	2,123,302	2,301,467	178,164	7.7%
軽油	2.581	2.882	2,732,929	3,050,721	317,792	10.4%
A重油	5.373	5.876	4,315,536	4,719,655	404,119	8.6%
C重油	4.259	4.731	2,986,552	3,317,893	331,340	10.0%
ナフサ	1.572	1.599	353,228	359,430	6,202	1.7%
アスファルト	1.210	1.210	70,109	70,109	0	0.0%
潤滑油	1.210	1.210	11,129	11,129	0	0.0%
プロピレン	10.039	10.736	626,751	670,249	43,498	6.5%
BTX	3.972	4.000	1,130,140	1,137,990	7,851	0.7%

表 6.2.24 に各装置の CO2 排出量を示す。水素製造のみが減少し、他の装置は変わらない。製油所全体としては 12.9%の削減が見積もられた。水素製造に伴う CO2 発生の割合が大きいために、製油所全体に対してもかなりのインパクトがあると思われる。

なお、CCS 処理に伴う CO2 発生は無いものとした。CO2 削減のために行う処理であるため、CCS 導入に当たっては再生可能エネルギーの利活用＝CO2 発生ゼロ、が検討されるべきプロセスと思われる。

表 6.2.24 各装置の CO2 排出量⑤A

		CO2発生量				削減量・割合	
		gCO2/原料KL		tCO2/年		tCO2/年	%
		ケース⑤A	ベース	ケース⑤A	ベース	ベース→ケース⑤A	
1	常圧蒸留装置	41.17	41.17	7,212,813	7,212,813	0	0.0%
2	減圧蒸留装置	2.65	2.65	103,649	103,649	0	0.0%
3	ナフサ脱硫装置	11.50	11.50	420,585	420,585	0	0.0%
4	灯油脱硫装置	30.56	30.56	861,046	861,046	0	0.0%
5	軽油脱硫装置	50.63	50.63	1,816,451	1,816,451	0	0.0%
6	減圧軽油脱硫装置	73.38	73.38	2,170,703	2,170,703	0	0.0%
7	残油脱硫装置	98.20	98.20	1,801,148	1,801,148	0	0.0%
8	ナフサ蒸留	1.49	1.49	54,627	54,627	0	0.0%
9	接触改質装置	74.54	74.54	1,960,437	1,960,437	0	0.0%
10	LPG回収	1.16	1.16	7,910	7,910	0	0.0%
11	改質油蒸留	1.52	1.52	31,385	31,385	0	0.0%
12	ベンゼン抽出	1.52	1.52	16,747	16,747	0	0.0%
13	アルキレーション装置	62.13	62.13	159,558	159,558	0	0.0%
14	接触分解装置	225.39	225.39	9,019,297	9,019,297	0	0.0%
15	水素製造	602.92	2214.90	1,592,074	5,848,644	4,256,570	72.8%
16	分解ガソリン脱硫装置	19.74	19.74	406,589	406,589	0	0.0%
17	異性化装置	20.96	20.96	15,412	15,412	0	0.0%
18	コーカー	72.09	72.09	453,068	453,068	0	0.0%
19	水素化分解装置	73.38	73.38	554,584	554,584	0	0.0%
20	ETBE装置	58.30	58.30	13,027	13,027	0	0.0%
21	溶剤脱歴装置	1.90	1.90	3,445	3,445	0	0.0%
22	プロピレン分留装置	1.16	1.16	3,331	3,331	0	0.0%
23	パラキシレン装置	23.57	23.57	51,707	51,707	0	0.0%
24	トランスアルキ装置	23.64	23.64	32,294	32,294	0	0.0%
総計				28,761,888	33,018,458	4,256,570	12.9%

⑤B 水素製造＋燃焼排ガス 10%導入

水素製造の改質分に加えて、装置全ての燃焼排ガス(コーク処理も含む)の CO2 の 10%を CCS で処理した場合の装置別 CO2 原単位前提を表 6.2.25 に示す。なお、CCS 処理に伴う CO2 発生はないものとした。

表 6.2.25　装置別 CO2 排出原単位 ⑤B

単位　特に記載のないものは　gCO2/原料MJ

番号	CO2-1	CO2-2	CO2-3	CO2-4
装置	常圧蒸留	減圧蒸留	ナフサ脱硫	灯油脱硫
燃料	0.542	0.000	0.313	0.645
電力	0.017	0.002	0.042	0.126
スチーム	0.511	0.065	0.013	0.121
ボイラー水	0.000	0.000	0.000	0.000
減失	0.073	0.000	0.000	0.000
合計	1.028	0.060	0.331	0.803
合計 @留出分MJ	1.029	0.060	0.331	0.803
番号	CO2-5	CO2-6	CO2-7	CO2-8
装置	軽油脱硫	減圧軽油脱硫	残油脱硫	ナフサ蒸留
燃料	0.977	0.638	0.299	0.048
電力	0.210	0.354	0.498	0.000
スチーム	0.229	0.230	0.232	0.000
ボイラー水	0.000	0.007	0.013	0.000
減失	0.000	0.717	1.434	0.000
合計	1.274	1.751	2.228	0.043
合計 @留出分MJ	1.274	1.771	2.267	0.043
番号	CO2-9	CO2-10	CO2-11	CO2-12
装置	接触改質	LPG回収	改質油蒸留	ベンゼン抽出
燃料	2.064	0.048	0.048	0.048
電力	0.204	0.000	0.000	0.000
スチーム	0.003	0.000	0.000	0.000
ボイラー水	0.114	0.000	0.000	0.000
減失	0.000	0.000	0.000	0.000
合計	2.147	0.043	0.043	0.043
合計 @留出分MJ	2.075	0.043	0.043	0.043
番号	CO2-13	CO2-14	CO2-15	CO2-16
装置	アルキレーション	接触分解	水素製造	分解ガソリン脱硫
燃料	0.469	0.000	22.024	0.479
電力	1.469	-0.486	0.000	0.084
スチーム	0.632	0.111	0.000	0.067
ボイラー水	0.000	0.000	2.913	0.000
減失	0.000	6.200	0.000	0.000
水素製造	-	-	0.000	-
合計	2.313	5.242	22.443	0.567
合計 @留出分MJ	2.192	5.678	16.755	0.567

番号	CO2-17	CO2-18	単位:特に記載のないものは
装置	異性化	コーカー	gCO2/原料MJ
燃料	0.000	1.605	
電力	0.078	0.105	
スチーム	0.593	0.108	
ボイラー水	0.000	0.000	
減失	0.000	0.000	
合計	0.604	1.636	
合計 @留出分MJ	0.604	1.695	

表 6.2.26 に主要製品の製造時の CO2 排出量を示す。重質製品ほど脱硫負荷＝水素消費が多いために、CO2 削減割合も大きいのはケース④や⑤A と同様である。

表 6.2.26　主要製品の製造時 CO2 排出量⑤B

	製造時CO2発生量				削減量・割合	
	gCO2/MJ		tCO2/年		tCO2/年	%
	ケース⑤B	ベース	ケース⑤B	ベース	ベース→ケース⑤B	
LPG	2.256	2.520	170,821	190,820	19,999	10.5%
ガソリン	7.213	8.384	11,042,553	12,835,151	1,792,597	14.0%
灯油・JET	1.903	2.291	1,910,972	2,301,467	390,495	17.0%
軽油	2.323	2.882	2,459,636	3,050,721	591,085	19.4%
A重油	4.836	5.876	3,883,982	4,719,655	835,672	17.7%
C重油	3.833	4.731	2,687,897	3,317,893	629,996	19.0%
ナフサ	1.414	1.599	317,905	359,430	41,524	11.6%
アスファルト	1.089	1.210	63,098	70,109	7,011	10.0%
潤滑油	1.089	1.210	10,016	11,129	1,113	10.0%
プロピレン	9.035	10.736	564,076	670,249	106,173	15.8%
BTX	3.575	4.000	1,017,126	1,137,990	120,864	10.6%

表 6.2.27 に各装置の CO2 排出量を示す。水素製造は 75%の減少、他の装置は 10%の減少となり、全体としては 21.6%の削減が見積もられた。

なお､CCS 処理に伴う CO2 発生は無いものとした｡CO2 削減のために行う処理であるため、CCS 導入に当たっては再生可能エネルギーの利活用＝CO2 発生ゼロ、が検討されるべきプロセスと思われる。

表 6.2.27 各装置の CO2 排出量⑤B

		CO2発生量				削減量・割合	
		gCO2/原料KL		tCO2/年		tCO2/年	%
		ケース⑤B	ベース	ケース⑤B	ベース	ベース→ケース⑤B	
1	常圧蒸留装置	37.06	41.17	6,491,532	7,212,813	721,281	10.0%
2	減圧蒸留装置	2.38	2.65	93,284	103,649	10,365	10.0%
3	ナフサ脱硫装置	10.35	11.50	378,526	420,585	42,058	10.0%
4	灯油脱硫装置	27.50	30.56	774,941	861,046	86,105	10.0%
5	軽油脱硫装置	45.56	50.63	1,634,806	1,816,451	181,645	10.0%
6	減圧軽油脱硫装置	66.04	73.38	1,953,633	2,170,703	217,070	10.0%
7	残油脱硫装置	88.38	98.20	1,621,033	1,801,148	180,115	10.0%
8	ナフサ蒸留	1.34	1.49	49,164	54,627	5,463	10.0%
9	接触改質装置	67.08	74.54	1,764,394	1,960,437	196,044	10.0%
10	LPG回収	1.04	1.16	7,119	7,910	791	10.0%
11	改質油蒸留	1.37	1.52	28,247	31,385	3,139	10.0%
12	ベンゼン抽出	1.37	1.52	15,072	16,747	1,675	10.0%
13	アルキレーション装置	55.92	62.13	143,602	159,558	15,956	10.0%
14	接触分解装置	202.85	225.39	8,117,367	9,019,297	901,930	10.0%
15	水素製造	542.63	2214.90	1,432,867	5,848,644	4,415,778	75.5%
16	分解ガソリン脱硫装置	17.76	19.74	365,930	406,589	40,659	10.0%
17	異性化装置	18.86	20.96	13,871	15,412	1,541	10.0%
18	コーカー	64.88	72.09	407,762	453,068	45,307	10.0%
19	水素化分解装置	66.04	73.38	499,126	554,584	55,458	10.0%
20	ETBE装置	52.47	58.30	11,725	13,027	1,303	10.0%
21	溶剤脱歴装置	1.71	1.90	3,101	3,445	345	10.0%
22	プロピレン分留装置	1.04	1.16	2,998	3,331	333	10.0%
23	パラキシレン装置	21.21	23.57	46,536	51,707	5,171	10.0%
24	トランスアルキ装置	21.28	23.64	29,065	32,294	3,229	10.0%
総計				25,885,699	33,018,458	7,132,759	21.6%

⑤C 水素製造+燃焼排ガス 50%導入

水素製造の改質分に加えて、装置全ての燃焼排ガス(コーク処理も含む)の CO2 の 50%を CCS で処理した場合の装置別 CO2 原単位前提を表 6.2.28 に示す。なお、CCS 処理に伴う CO2 発生はないものとした。

表 6.2.28　装置別 CO2 排出原単位 ⑤C

単位　特に記載のないものは　gCO2/原料MJ

番号	CO2-1	CO2-2	CO2-3	CO2-4
装置	常圧蒸留	減圧蒸留	ナフサ脱硫	灯油脱硫
燃料	0.542	0.000	0.313	0.645
電力	0.017	0.002	0.042	0.126
スチーム	0.511	0.065	0.013	0.121
ボイラー水	0.000	0.000	0.000	0.000
減失	0.073	0.000	0.000	0.000
合計	0.571	0.033	0.184	0.446
合計 @留出分MJ	0.572	0.033	0.184	0.446
番号	CO2-5	CO2-6	CO2-7	CO2-8
装置	軽油脱硫	減圧軽油脱硫	残油脱硫	ナフサ蒸留
燃料	0.977	0.638	0.299	0.048
電力	0.210	0.354	0.498	0.000
スチーム	0.229	0.230	0.232	0.000
ボイラー水	0.000	0.007	0.013	0.000
減失	0.000	0.717	1.434	0.000
合計	0.708	0.973	1.238	0.024
合計 @留出分MJ	0.708	0.984	1.260	0.024
番号	CO2-9	CO2-10	CO2-11	CO2-12
装置	接触改質	LPG回収	改質油蒸留	ベンゼン抽出
燃料	2.064	0.048	0.048	0.048
電力	0.204	0.000	0.000	0.000
スチーム	0.003	0.000	0.000	0.000
ボイラー水	0.114	0.000	0.000	0.000
減失	0.000	0.000	0.000	0.000
合計	1.193	0.024	0.024	0.024
合計 @留出分MJ	1.153	0.024	0.024	0.024
番号	CO2-13	CO2-14	CO2-15	CO2-16
装置	アルキレーション	接触分解	水素製造	分解ガソリン脱硫
燃料	0.469	0.000	22.024	0.479
電力	1.469	-0.486	0.000	0.084
スチーム	0.632	0.111	0.000	0.067
ボイラー水	0.000	0.000	2.913	0.000
減失	0.000	6.200	0.000	0.000
水素製造	-	-	0.000	-
合計	1.285	2.912	12.468	0.315
合計 @留出分MJ	1.218	3.155	9.308	0.315
番号	CO2-17	CO2-18	単位:特に記載のないものは	
装置	異性化	コーカー	gCO2/原料MJ	
燃料	0.000	1.605		
電力	0.078	0.105		
スチーム	0.593	0.108		
ボイラー水	0.000	0.000		
減失	0.000	0.000		
合計	0.335	0.909		
合計 @留出分MJ	0.335	0.942		

表 6.2.29 に主要製品の製造時の CO2 排出量を示す。重質製品ほど脱硫負荷＝水素消費が多いために、CO2 削減割合も大きいのはケース④や⑤B と同様である。

表 6.2.29　主要製品の製造時 CO2 排出量⑤C

	製造時CO2発生量				削減量・割合	
	gCO2/MJ		tCO2/年		tCO2/年	%
	ケース⑤C	ベース	ケース⑤C	ベース	ベース→ケース⑤C	
LPG	1.253	2.520	94,901	190,820	95,919	50.3%
ガソリン	4.296	8.384	6,576,343	12,835,151	6,258,807	48.8%
灯油・JET	1.057	2.291	1,061,651	2,301,467	1,239,815	53.9%
軽油	1.291	2.882	1,366,465	3,050,721	1,684,256	55.2%
A重油	2.686	5.876	2,157,768	4,719,655	2,561,887	54.3%
C重油	2.129	4.731	1,493,276	3,317,893	1,824,617	55.0%
ナフサ	0.786	1.599	176,614	359,430	182,816	50.9%
アスファルト	0.605	1.210	35,054	70,109	35,054	50.0%
潤滑油	0.605	1.210	5,565	11,129	5,565	50.0%
プロピレン	5.020	10.736	313,376	670,249	356,874	53.2%
BTX	1.986	4.000	565,070	1,137,990	572,920	50.3%

表 6.2.30 に各装置の CO2 排出量を示す。水素製造は 86.4%の減少、他の装置は 50%の減少となり、全体としては 56.4%の削減が見積もられた。

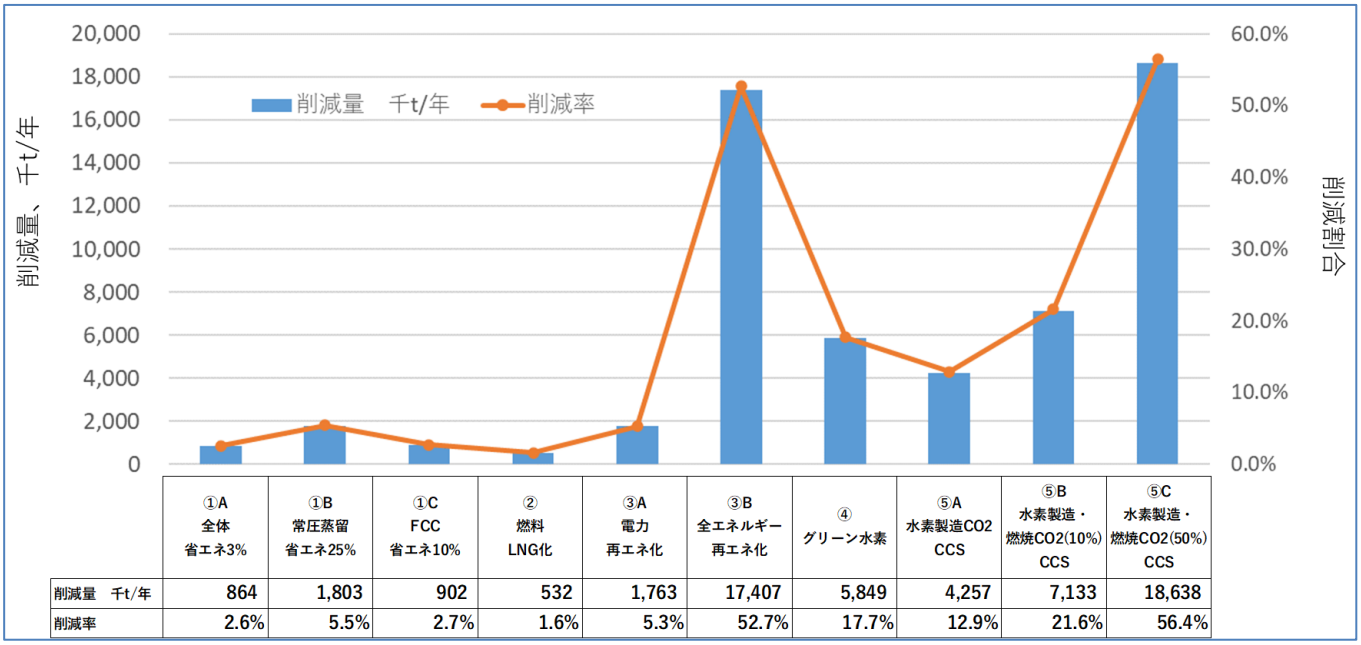
なお､CCS 処理に伴う CO2 発生は無いものとした｡CO2 削減のために行う処理であるため、CCS 導入に当たっては再生可能エネルギーの利活用＝CO2 発生ゼロ、が検討されるべきプロセスと思われる。

表 6.2.30 各装置の CO2 排出量⑤C

		CO2発生量				削減量・割合	
		gCO2/原料KL		tCO2/年		tCO2/年	%
		ケース⑤C	ベース	ケース⑤C	ベース	ベース→ケース⑤C	
1	常圧蒸留装置	20.59	41.17	3,606,406	7,212,813	3,606,406	50.0%
2	減圧蒸留装置	1.32	2.65	51,824	103,649	51,824	50.0%
3	ナフサ脱硫装置	5.75	11.50	210,292	420,585	210,292	50.0%
4	灯油脱硫装置	15.28	30.56	430,523	861,046	430,523	50.0%
5	軽油脱硫装置	25.31	50.63	908,225	1,816,451	908,225	50.0%
6	減圧軽油脱硫装置	36.69	73.38	1,085,352	2,170,703	1,085,352	50.0%
7	残油脱硫装置	49.10	98.20	900,574	1,801,148	900,574	50.0%
8	ナフサ蒸留	0.75	1.49	27,313	54,627	27,313	50.0%
9	接触改質装置	37.27	74.54	980,219	1,960,437	980,219	50.0%
10	LPG回収	0.58	1.16	3,955	7,910	3,955	50.0%
11	改質油蒸留	0.76	1.52	15,693	31,385	15,693	50.0%
12	ベンゼン抽出	0.76	1.52	8,374	16,747	8,374	50.0%
13	アルキレーション装置	31.07	62.13	79,779	159,558	79,779	50.0%
14	接触分解装置	112.69	225.39	4,509,648	9,019,297	4,509,648	50.0%
15	水素製造	301.46	2214.90	796,037	5,848,644	5,052,607	86.4%
16	分解ガソリン脱硫装置	9.87	19.74	203,295	406,589	203,295	50.0%
17	異性化装置	10.48	20.96	7,706	15,412	7,706	50.0%
18	コーカー	36.05	72.09	226,534	453,068	226,534	50.0%
19	水素化分解装置	36.69	73.38	277,292	554,584	277,292	50.0%
20	ETBE装置	29.15	58.30	6,514	13,027	6,514	50.0%
21	溶剤脱歴装置	0.95	1.90	1,723	3,445	1,723	50.0%
22	プロピレン分留装置	0.58	1.16	1,665	3,331	1,665	50.0%
23	パラキシレン装置	11.79	23.57	25,853	51,707	25,853	50.0%
24	トランスアルキ装置	11.82	23.64	16,147	32,294	16,147	50.0%
総計				14,380,944	33,018,458	18,637,514	56.4%

〈個別対策まとめ〉

図 6.2.1 に個別対策ごとに、ベース(製油所全体で 33,017,494tCO2/年)に対する削減量と削減割合の試算結果を示す。



	①A 全体 省エネ3%	①B 常圧蒸留 省エネ25%	①C FCC 省エネ10%	② 燃料 LNG化	③A 電力 再エネ化	③B 全エネルギー 再エネ化	④ グリーン水素	⑤A 水素製造CO2 CCS	⑤B 水素製造・燃焼CO2(10%) CCS	⑤C 水素製造・燃焼CO2(50%) CCS
削減量　千t/年	864	1,803	902	532	1,763	17,407	5,849	4,257	7,133	18,638
削減率	2.6%	5.5%	2.7%	1.6%	5.3%	52.7%	17.7%	12.9%	21.6%	56.4%

図 6.2.1 個別対策ごとの年間 CO2 削減量と削減割合(対ベース、製油所全体)

全エネルギーの再生可能エネルギー化で削減率は 50%を超える。電力部分のみを再生可能エネルギーに置き換えた場合の CO2 削減は 5%程度に留まる。燃料の LNG 化は、ベースで用いている製油所ガスの炭素強度との差が小さいため、2%程度の削減と見積もられた。

グリーン水素の導入は、水素製造装置からの CO2 排出が大きいことから、単独の対策でも 20%近い削減効果が期待できる。従来通りに炭化水素の改質で水素製造した場合でも、CCS を導入することにより 10%を超える CO2 削減率となる。

CCS は CO2 削減効果が大きく、水素製造に燃焼排ガスの 10%CCS を導入すると削減率は 20%を超え、50%導入では 43.6%となる。

省エネによる削減効果は、相対的には小さいが、常圧蒸留装置や FCC 等の CO2 排出の多い装置の対策を集中して行うことで、現実的で確実な CO2 削減が期待できる。また、省エネによる CO2 削減は、コストダウンとも両立する、精製業者にとってもメリットのある施策である。

図 6.2.2 に主要燃料製品　削減対策別の製造時 CO2 を、図 6.2.3 に主要燃料製品　削減対策別の製造時 CO2 削減割合を示す。

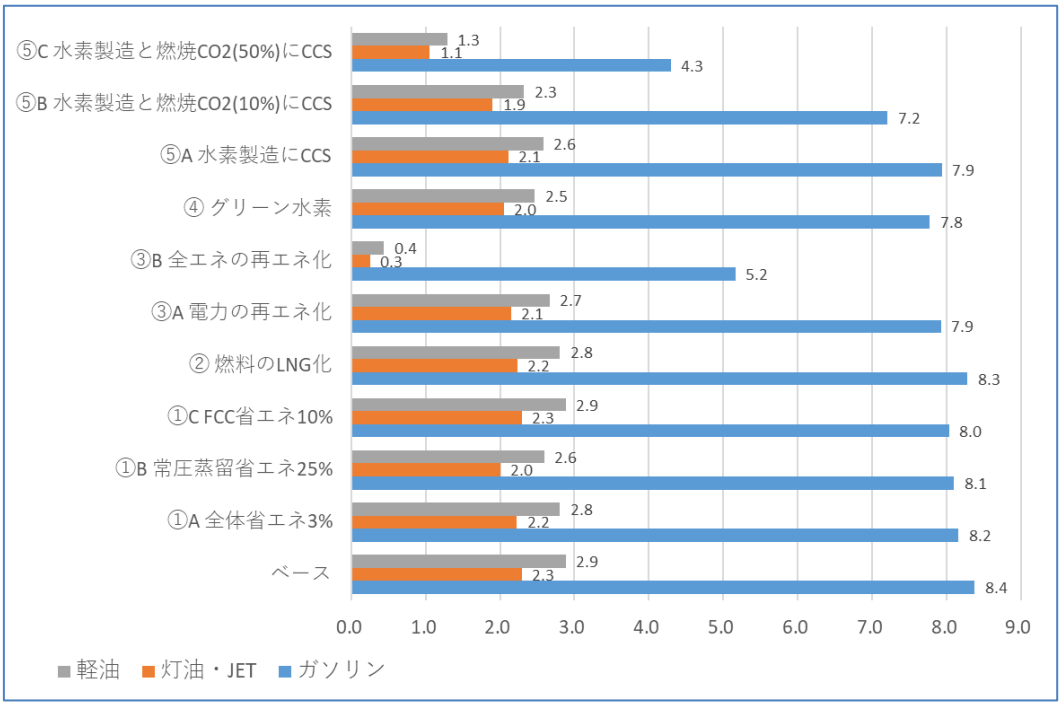


図 6.2.2 主要燃料製品　削減対策別の製造時 CO2

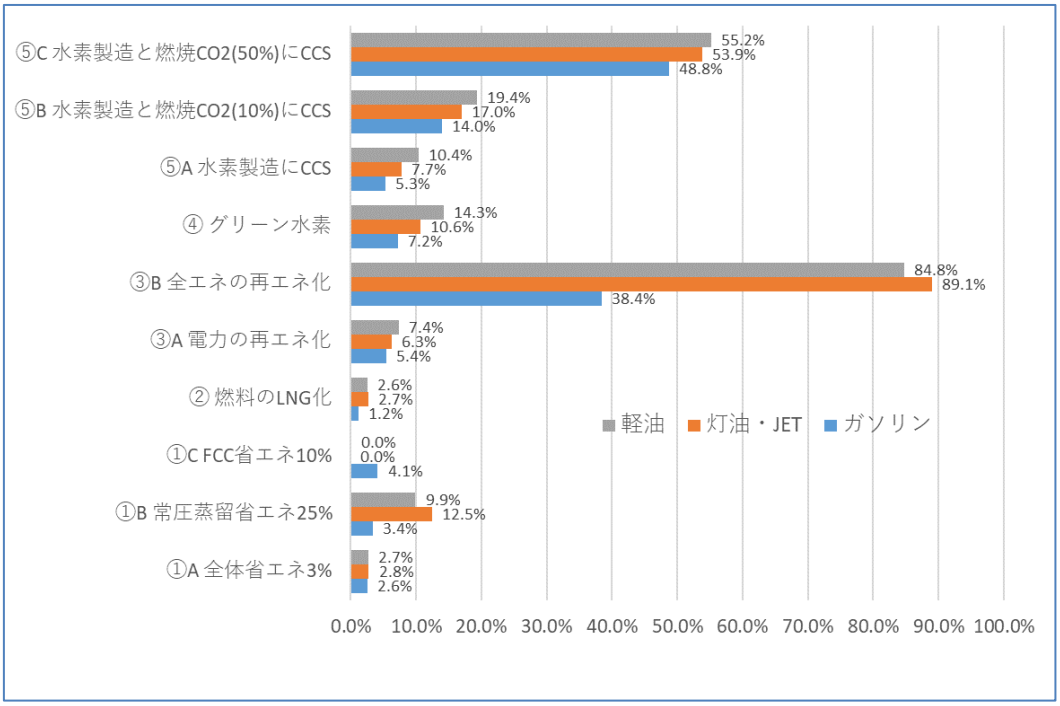


図 6.2.3 主要燃料製品　削減対策別の製造時 CO2 削減割合

FCC や水素製造などの特定の装置の対策は、製品の当該装置への依存度によって削減効果が異なる。FCC ではガソリン製造に相応の効果が見られるが、灯油・ジェット、軽油（現状では FCC 軽油の混合ないものとした）では影響がない。一方、脱硫の負荷が大きい軽油は、水素製造に係る対策で効果が大きくなる。

全ての油種で、20%以上削減のためには、全エネルギーの再生可能化か、50%以上の CCS 導入が必要との見積もりになった。

図 6.2.4 に装置の種類別の内訳を示す。常圧蒸留、FCC、水素製造で約 2/3 を占める。この 3 設備への対策が効果的である。

水素については、グリーン水素の導入という非連続で効果的な対策があるが、常圧蒸留や FCC で CO2 を 50%以下とするには、非連続な技術である CCS と、汚れの抑制やコークのコントロールといった技術の積み重ねの両方が必要と思われる。

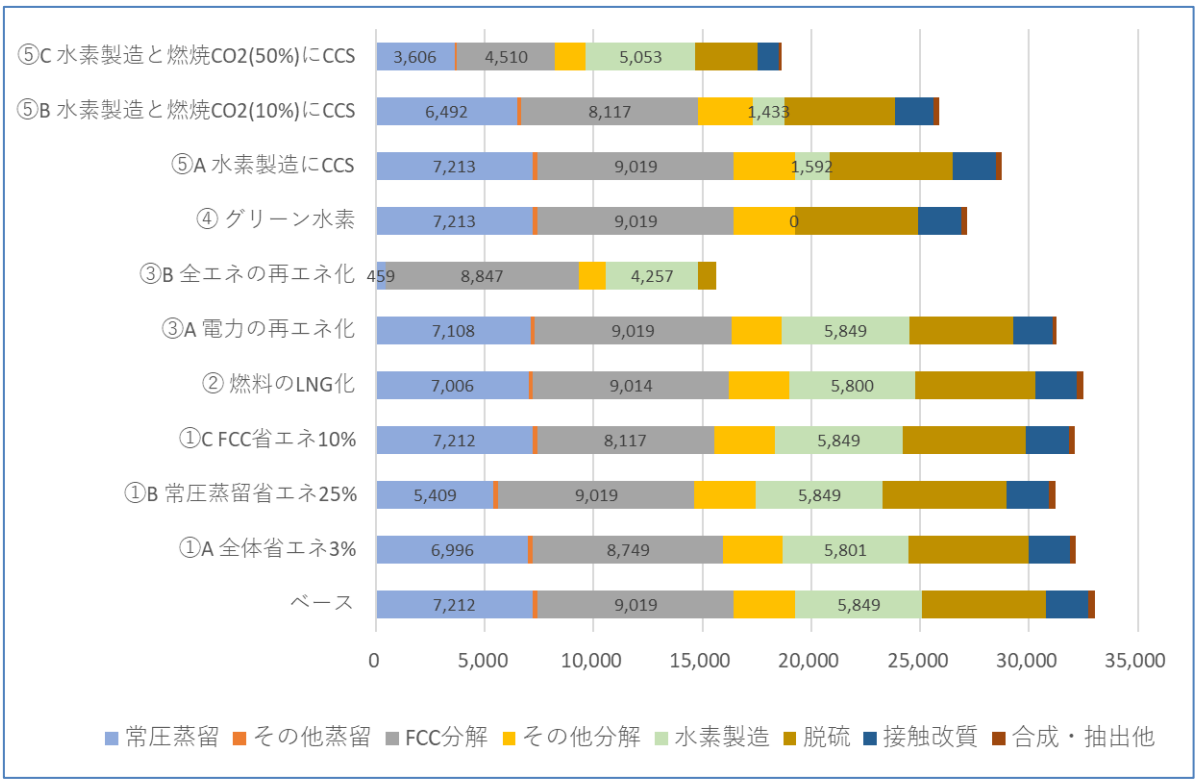


図 6.2.4 装置（種類別） 削減対策別の CO2 排出量

6.2.2 組み合わせ対策評価

①中期（2030 年想定）対応

2030 想定として、下記の対策の組み合わせを評価した。

①A 製油所全体 3%省エネ

② 燃料の LNG 転換 100%

④ グリーン水素（輸入想定）

いずれも 2030 年に実現可能性のあるものとして設定した。

3%の省エネは、石油連盟の 2030 年目標に対する現時点での未達成分であるが、当初想定よりも早いペースで省エネが進んでいることから、十分に達成可能な数値と考えられる。常圧蒸留装置の汚れ制御や FCC のコークスの最適化等の手法もここに含まれる。

燃料としての LNG（天然ガス）適用は、欧州や米国では一般的である。日本では自国内に資源を持たないことから、入手性の点で不利ではあるが、今後、当面は発電用として LNG 輸入の増加が見込まれているので、コンビナート内の LNG 受入基地と連携することにより、適用の可能性は十分にある。但し、それに伴い、製油所内ガスが余剰となることも想定されるため、所外への製品出荷等の対応が必要な場合もある。

グリーン（又はブルー）水素は、現在、海外から水素輸入のプロジェクトがたちあがってていることから、その受入基地と同じコンビナート内での製油所は、パイプライン等の手段で水素受入基地～製油所に転送して利用することができる、すでに、川崎・横浜地区では実証試験の準備が進められている。

表 6.2.31 に装置別 CO2 排出原単位を、表 6.2.32 に主要製品の製造時 CO2 排出量を、表 6.2.33 に各装置の CO2 排出量を示す。また、図 6.2.5 に、装置の種類別に CO2 削減対策の積み重ね効果を示す。

製油所全体で 21.7%削減との試算結果になった。

グリーン水素導入効果がもっとも大きい。

表 6.2.31　装置別 CO2 排出原単位 2030 想定

単位　特に記載のないものは　gCO2/原料MJ

番号	CO2-1	CO2-2	CO2-3	CO2-4
装置	常圧蒸留	減圧蒸留	ナフサ脱硫	灯油脱硫
燃料	0.509	0.000	0.294	0.606
電力	0.016	0.001	0.040	0.118
スチーム	0.480	0.061	0.012	0.113
ボイラー水	0.000	0.000	0.000	0.000
減失	0.071	0.000	0.000	0.000
合計	1.076	0.063	0.346	0.838
合計 @留出分MJ	1.077	0.063	0.346	0.838
番号	CO2-5	CO2-6	CO2-7	CO2-8
装置	軽油脱硫	減圧軽油脱硫	残油脱硫	ナフサ蒸留
燃料	0.918	0.599	0.281	0.045
電力	0.197	0.332	0.468	0.000
スチーム	0.215	0.216	0.218	0.000
ボイラー水	0.000	0.006	0.013	0.000
減失	0.000	0.696	1.391	0.000
合計	1.330	1.850	2.369	0.045
合計 @留出分MJ	1.330	1.871	2.411	0.045
番号	CO2-9	CO2-10	CO2-11	CO2-12
装置	接触改質	LPG回収	改質油蒸留	ベンゼン抽出
燃料	1.939	0.045	0.045	0.045
電力	0.192	0.000	0.000	0.000
スチーム	0.003	0.000	0.000	0.000
ボイラー水	0.107	0.000	0.000	0.000
減失	0.000	0.000	0.000	0.000
合計	2.241	0.045	0.045	0.045
合計 @留出分MJ	2.166	0.045	0.045	0.045
番号	CO2-13	CO2-14	CO2-15	CO2-16
装置	アルキレーション	接触分解	水素製造	分解ガソリン脱硫
燃料	0.441	0.000	0.000	0.450
電力	1.380	-0.486	0.000	0.079
スチーム	0.594	0.104	0.000	0.063
ボイラー水	0.000	0.000	0.000	0.000
減失	0.000	6.014	0.000	0.000
水素製造	-	-	0.000	-
合計	2.415	5.632	0.000	0.592
合計 @留出分MJ	2.289	6.101	0.000	0.592

番号	CO2-17	CO2-18	単位:特に記載のないものは
装置	異性化	コーカー	gCO2/原料MJ
燃料	0.000	1.508	
電力	0.073	0.098	
スチーム	0.557	0.101	
ボイラー水	0.000	0.000	
減失	0.000	0.000	
合計	0.630	1.708	
合計 @留出分MJ	0.630	1.770	

表 6.2.32　主要製品の製造時 CO2 排出量　2030 想定

	製造時CO2発生量				削減量・割合	
	gCO2/MJ		tCO2/年		tCO2/年	%
	2030想定	ベース	2030想定	ベース	ベース→2030想定	
LPG	2.354	2.520	178,277	190,820	12,543	6.6%
ガソリン	7.574	8.384	11,595,982	12,835,151	1,239,169	9.7%
灯油・JET	1.928	2.291	1,936,066	2,301,467	365,400	15.9%
軽油	2.326	2.882	2,462,541	3,050,721	588,180	19.3%
A重油	5.027	5.876	4,037,600	4,719,655	682,054	14.5%
C重油	3.934	4.731	2,758,746	3,317,893	559,147	16.9%
ナフサ	1.470	1.599	330,447	359,430	28,982	8.1%
アスファルト	1.140	1.210	66,049	70,109	4,060	5.8%
潤滑油	1.140	1.210	10,485	11,129	644	5.8%
プロピレン	9.599	10.736	599,261	670,249	70,988	10.6%
BTX	3.728	4.000	1,060,532	1,137,990	77,458	6.8%

表 6.2.33　　各装置の CO2 排出量　2030 想定

		CO2発生量				削減量・割合	
		gCO2/原料KL		tCO2/年		tCO2/年	%
		2030想定	ベース	2030想定	ベース	ベース→2030想定	
1	常圧蒸留装置	38.77	41.17	6,791,344	7,212,813	421,469	5.8%
2	減圧蒸留装置	2.49	2.65	97,392	103,649	6,257	6.0%
3	ナフサ脱硫装置	10.81	11.50	395,195	420,585	25,389	6.0%
4	灯油脱硫装置	28.71	30.56	809,067	861,046	51,979	6.0%
5	軽油脱硫装置	47.57	50.63	1,706,797	1,816,451	109,653	6.0%
6	減圧軽油脱硫装置	69.77	73.38	2,063,961	2,170,703	106,742	4.9%
7	残油脱硫装置	94.00	98.20	1,724,105	1,801,148	77,042	4.3%
8	ナフサ蒸留	1.40	1.49	51,329	54,627	3,298	6.0%
9	接触改質装置	70.04	74.54	1,842,092	1,960,437	118,345	6.0%
10	LPG回収	1.09	1.16	7,432	7,910	477	6.0%
11	改質油蒸留	1.43	1.52	29,491	31,385	1,895	6.0%
12	ベンゼン抽出	1.43	1.52	15,736	16,747	1,011	6.0%
13	アルキレーション装置	58.38	62.13	149,926	159,558	9,632	6.0%
14	接触分解装置	217.93	225.39	8,720,924	9,019,297	298,372	3.3%
15	水素製造	0.00	2214.90	0	5,848,644	5,848,644	100.0%
16	分解ガソリン脱硫装置	18.54	19.74	382,045	406,589	24,545	6.0%
17	異性化装置	19.69	20.96	14,482	15,412	930	6.0%
18	コーカー	67.74	72.09	425,718	453,068	27,350	6.0%
19	水素化分解装置	69.77	73.38	527,313	554,584	27,271	4.9%
20	ETBE装置	54.79	58.30	12,241	13,027	786	6.0%
21	溶剤脱歴装置	1.78	1.90	3,237	3,445	208	6.0%
22	プロピレン分留装置	1.09	1.16	3,130	3,331	201	6.0%
23	パラキシレン装置	22.15	23.57	48,585	51,707	3,121	6.0%
24	トランスアルキ装置	22.22	23.64	30,345	32,294	1,950	6.0%
総計				25,851,888	33,018,458	7,166,570	21.7%

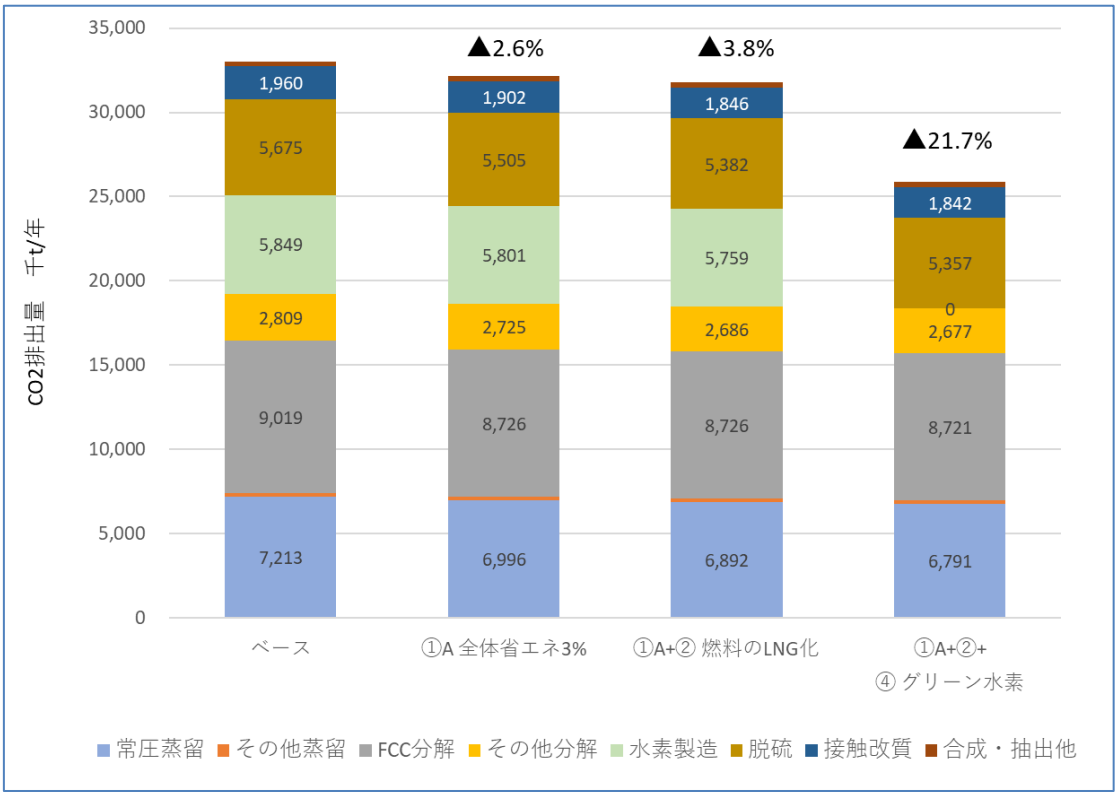


図 6.2.5 装置 CO2　削減対策の積み重ね効果 2030 想定

＊2030 年想定に、さらに①B 蒸留 25%省エネを加えたケースも実施したところ、CO2 削減率は、26.8%となった。

②長期（2050 年想定）対応

2050 想定として、下記の対策の組み合わせを評価した。

①A 製油所全体 3%省エネ

② 燃料の LNG 転換 100%

③A 再生可能電力の買電

④ グリーン水素（輸入または再生可能電解）

⑤C 燃焼排ガス CO2 50%回収

コスト課題が解決される前提で、技術的な実現可能性が見込めるものを全て盛り込んで試算した。個別対策で試算した③B の全エネルギーの再生可能化は、適用機器の技術開発がこれから、という判断により盛り込まなかった。全なお、グリーン水素が導入される前提のため、水素製造装置への CCS 導入（⑤A）は、CO2 対策として不要である。

表 6.2.34 に装置別 CO2 排出原単位を、表 6.2.35 に主要製品の製造時 CO2 排出量を、表 6.2.36 に各装置の CO2 排出量を示す。また、図 6.2.6 に、装置の種類別に CO2 削減対策の積み重ね効果を示す。

製油所全体で 63.4%削減との試算結果になった。
グリーン水素導入と CCS 効果が大きい

表 6.2.34　装置別 CO2 排出原単位 2050 想定

番号	CO2-1	CO2-2	CO2-3	CO2-4
装置	常圧蒸留	減圧蒸留	ナフサ脱硫	灯油脱硫
燃料	0.509	0.000	0.294	0.606
電力	0.000	0.000	0.000	0.000
スチーム	0.480	0.061	0.012	0.113
ボイラー水	0.000	0.000	0.000	0.000
減失	0.071	0.000	0.000	0.000
合計	0.530	0.031	0.153	0.360
合計 @留出分MJ	0.531	0.031	0.153	0.360
番号	CO2-5	CO2-6	CO2-7	CO2-8
装置	軽油脱硫	減圧軽油脱硫	残油脱硫	ナフサ蒸留
燃料	0.918	0.599	0.281	0.045
電力	0.000	0.000	0.000	0.000
スチーム	0.215	0.216	0.218	0.000
ボイラー水	0.000	0.006	0.013	0.000
減失	0.000	0.696	1.391	0.000
合計	0.566	0.759	0.951	0.022
合計 @留出分MJ	0.566	0.767	0.968	0.022
番号	CO2-9	CO2-10	CO2-11	CO2-12
装置	接触改質	LPG回収	改質油蒸留	ベンゼン抽出
燃料	1.939	0.045	0.045	0.045
電力	0.000	0.000	0.000	0.000
スチーム	0.003	0.000	0.000	0.000
ボイラー水	0.107	0.000	0.000	0.000
減失	0.000	0.000	0.000	0.000
合計	1.025	0.022	0.022	0.022
合計 @留出分MJ	0.990	0.022	0.022	0.022
番号	CO2-13	CO2-14	CO2-15	CO2-16
装置	アルキレーション	接触分解	水素製造	分解ガソリン脱硫
燃料	0.441	0.000	0.000	0.450
電力	0.000	-0.486	0.000	0.000
スチーム	0.594	0.104	0.000	0.063
ボイラー水	0.000	0.000	0.000	0.000
減失	0.000	6.014	0.000	0.000
水素製造	-	-	0.000	-
合計	0.517	2.816	0.000	0.256
合計 @留出分MJ	0.490	3.050	0.000	0.256
番号	CO2-17	CO2-18	単位:特に記載のないものは	
装置	異性化	コーカー	gCO2/原料MJ	
燃料	0.000	1.508		
電力	0.000	0.000		
スチーム	0.557	0.101		
ボイラー水	0.000	0.000		
減失	0.000	0.000		
合計	0.278	0.805		
合計 @留出分MJ	0.278	0.834		

表 6.2.35　主要製品の製造時 CO2 排出量　2050 想定

	製造時CO2発生量				削減量・割合	
	gCO2/MJ		tCO2/年		tCO2/年	%
	2050想定	ベース	2050想定	ベース	ベース→2030想定	
LPG	1.114	2.520	84,369	190,820	106,451	55.8%
ガソリン	3.898	8.384	5,967,316	12,835,151	6,867,835	53.5%
灯油・JET	0.896	2.291	900,175	2,301,467	1,401,292	60.9%
軽油	1.063	2.882	1,124,994	3,050,721	1,925,726	63.1%
A重油	2.356	5.876	1,892,544	4,719,655	2,827,111	59.9%
C重油	1.815	4.731	1,272,507	3,317,893	2,045,385	61.6%
ナフサ	0.707	1.599	159,006	359,430	200,424	55.8%
アスファルト	0.562	1.210	32,530	70,109	37,579	53.6%
潤滑油	0.562	1.210	5,164	11,129	5,965	53.6%
プロビレン	4.586	10.736	286,306	670,249	383,943	57.3%
BTX	1.743	4.000	496,006	1,137,990	641,984	56.4%

表 6.2.36　各装置の CO2 排出量　2050 想定

		CO2発生量				削減量・割合	
		gCO2/原料KL		tCO2/年		tCO2/年	%
		2050想定	ベース	2050想定	ベース	ベース→2050想定	
1	常圧蒸留装置	19.10	41.17	3,346,529	7,212,813	3,866,283	53.6%
2	減圧蒸留装置	1.21	2.65	47,544	103,649	56,105	54.1%
3	ナフサ脱硫装置	4.79	11.50	175,000	420,585	245,585	58.4%
4	灯油脱硫装置	12.33	30.56	347,350	861,046	513,696	59.7%
5	軽油脱硫装置	20.26	50.63	726,773	1,816,451	1,089,678	60.0%
6	減圧軽油脱硫装置	28.61	73.38	846,484	2,170,703	1,324,219	61.0%
7	残油脱硫装置	37.72	98.20	691,923	1,801,148	1,109,225	61.6%
8	ナフサ蒸留	0.70	1.49	25,665	54,627	28,962	53.0%
9	接触改質装置	32.02	74.54	842,216	1,960,437	1,118,221	57.0%
10	LPG回収	0.54	1.16	3,716	7,910	4,194	53.0%
11	改質油蒸留	0.71	1.52	14,745	31,385	16,640	53.0%
12	ベンゼン抽出	0.71	1.52	7,868	16,747	8,879	53.0%
13	アルキレーション装置	12.51	62.13	32,120	159,558	127,437	79.9%
14	接触分解装置	108.97	225.39	4,360,462	9,019,297	4,658,835	51.7%
15	水素製造	0.00	2214.90	0	5,848,644	5,848,644	100.0%
16	分解ガソリン脱硫装置	8.03	19.74	165,527	406,589	241,062	59.3%
17	異性化装置	8.70	20.96	6,399	15,412	9,013	58.5%
18	コーカー	31.92	72.09	200,586	453,068	252,483	55.7%
19	水素化分解装置	28.61	73.38	216,265	554,584	338,320	61.0%
20	ETBE装置	11.74	58.30	2,623	13,027	10,405	79.9%
21	溶剤脱歴装置	0.89	1.90	1,619	3,445	1,827	53.0%
22	プロピレン分留装置	0.54	1.16	1,565	3,331	1,766	53.0%
23	パラキシレン装置	9.79	23.57	21,469	51,707	30,238	58.5%
24	トランスアルキ装置	9.82	23.64	13,409	32,294	18,885	58.5%
総計				12,097,857	33,018,458	20,920,601	63.4%

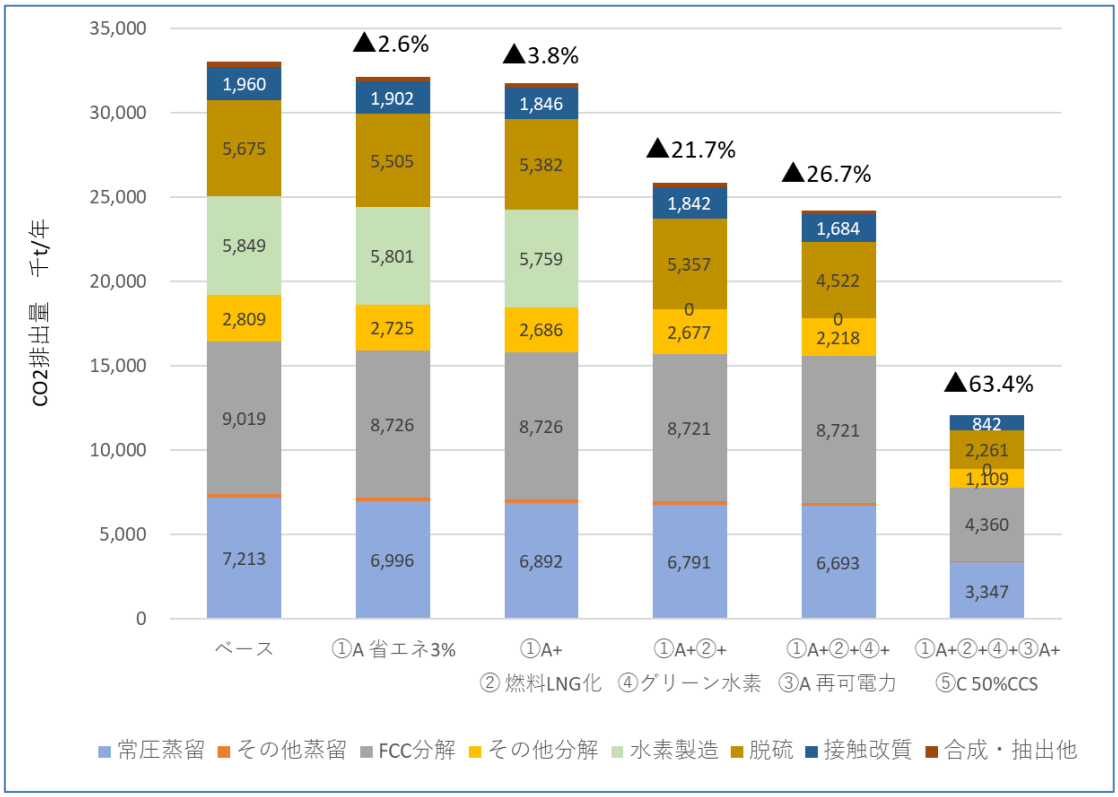


図 6.2.6 装置 CO2　削減対策の積み重ね効果 2050 想定

6.3 我が国への適用可能性と課題

①省エネルギー

2030年､2050年想定で設定した3%の省エネは､これまでの石油業界の実績を踏まえると、確実に達成可能と思われる､研究が進められている常圧蒸留装置の汚れ抑制や、ソロモン社より､「欧米より劣位」と指摘のあったFCCのコークス対策など、現状の延長線上にある技術での省エネ可能性は残されている。

②燃料の低炭素化

ベースモデルで燃料は全て製油所ガスと設定したため､LNG転換でのCO2削減効果は小さく見積もられたが、現実には製油所ガス以外の燃料も適用されていることを踏まえると、LNG転換によるCO2削減効果を大きくなると思われる。

但し、余剰となる製油所ガスが製油所外に製品として出荷するなどの対策が必要となる。さらに､その製品が何と置き換わるかによっては､社会全体ではCO2削減とならないことも想定される。

当面は、製油所ガスのマネジメント技術向上に取り組むべきと考えられる

③再生可能電力

国内で再生可能電力供給が増え､安定的（かつ低コスト）に確保できることを前提とすれば､電力部分の再生可能電力買電への置き換えは､現実的かつ効果のあるCO2低減対策となる。但し､所内発電に製油所ガスを利用している場合は､余剰となるガスの対策が必要な点は「②」と同様である。

一方､電力以外も含めたエネルギー全てを再生可能電力に置き換える対策は､実現すれば大きなCO2削減対策が見込めるが、まずは、電力仕様の機器設備の開発が必要であり、開発できた前提でも電力仕様に改造､置き換えするためのコストが発生､更に電気代や電力仕様機器のエネルギー効率によっては､精製変動費も上昇する。また､余剰ガス対策が必要な点は「②」と同様である。

まずは､電力仕様機器･設備の技術的可能性の見極め､開発から手がけるべきと思われる。なお、水素仕様機器・設備であっても、同様の効果は見込める。

④グリーン水素導入

現在、グリーン水素輸入と、その湾岸地区での利用FS進められていることから、製油所によっては2030年での一部適用は充分に可能性がある思われる。

一方、全製油所への全面適用や、自身での再生可能電力による電解は、グリーン水素の輸入量確保、国内の再生可能電力の供給次第となるが、グリーン水素輸入の適用先として発電も想定されている（つまり再生可能電力の原料がグリーン水素）ことを踏まえると、再生可能電力の電解よりは輸入グリーン水素をそのまま製油所に適用することが、エネルギー効率の点で合理的である。

⑤CCS 適用

大きな削減効果が期待できるが、課題は「どこに埋めるか」という点にある。貯留先の検討は積極的に進められているが、海外になる可能性もあるため、製油所側として液化、船舶への充填設備建設が必要になる場合もある。

回収そのものは、水素製造装置からは比較的容易、小規模であれば実証もおこなわれている。また、燃焼排ガスからの回収も大気直接回収に比較すれば現実的である。ただし、そのためのエネルギー使用に伴う CO2 排出はコントロールする必要がある。製油所側として、まずは CO2 排出のない回収技術の開発・実証に取り組むべきと思われる。

7. まとめ

7.1 エネルギー消費、CO2 排出量の現状～製油所モデルによる評価

CO2 削減策評価のベースとして、現状の我が国における石油精製におけるエネルギー消費、CO2 排出量を定量的に把握した。

日本全体での製油所からの CO2 排出量は、33,018 千 t/年と見積もられた。装置別には、常圧蒸留装置(7,213 千 t)、FCC(9,019 千 t)、水素製造装置(5,849 千 t)からの排出が多いとの評価結果となった。

7.2　我が国の製油所競争力の現状

ソロモン社のレポートをもとに我が国の製油所競争力の現状を整理した。

・日本の製油所は欧米と比べて、原油由来の炭化水素を多く燃料として使用しているため、「ゼロカーボン」化に向けて、燃料転換による CO2 削減がより大きな課題となる。

7.3 製油所のエネルギー消費、CO2 排出量に関する技術・施策動向～欧州動向～

CONCAWE のレポートをもとに、欧州における製油所のエネルギー消費、CO2 排出量に関する技術・施策動向を整理、考察した。

CO2 削減を求められる今後の製油所では、更なるエネルギー効率の改善を、低炭素エネルギー源の利用、そして排出量を抑えてもなお発生する CO2 の回収・貯留は、実現しなければならない必須の課題となる。

EU の製油所ではすでにカーボンニュートラルに積極的に取り組み始めている製油所もあるが、まだまだ始まったばかりで、将来の理想の絵姿は「カーボンゼロ」の言葉のように掲げられているもののマイルストーンがしっかりとできているわけではない。

我が国の製油所においては、この動きに遅れることなく、技術立国としての日本の長所を生かして、欧米に先んずる技術を一つでも二つでも見出していくことが望まれる。

7.4 世界各地における CO2 排出量削減施策・技術動向

2021 年 10 月にシンガポール開催された ARTC を聴講し、製油所を取り巻く最新の技術情報を入手、整理した。

プログラムとしては､基調講演､石油精製および石油化学における技術の進歩､触媒技術、クリーン燃料（バイオ燃料・化石代替燃料)、石油化学へのフォーカス、水素関連技術を大項目として計 31 テーマの発表があった。

カーボンニュートラル関係の発表が多く、投資効率よりも社会ニーズへの対応へ明らかに潮目が変わってきたように感じる。

また個々の具体的な細かい技術、再生可能原料を製油所で処理する際の新技術の紹介がいくつかあり、欧米ではすでに実用化の段階に入ってきていると感じさせた。

7.5 製油所のエネルギー消費、CO2 排出量施策のケーススタディ

・ケーススタディに供する個別の CO2 削減策として、

① 省エネルギー: A 製油所全体▲3%、B 常圧蒸留装置▲25%、C FCC 装置▲10%

②燃料の低炭素化：製油所ガス→LNG 転換

③再生可能電力：A 電力使用分を再生可能電力買電に転換、B：燃料も含めてエネルギー全てを再生可能電力買電に転換

④グリーン水素導入：水素を全て再生可能電解、またはグリーン水素輸入に転換

⑤CCS 導入：A 水素製造時に分離される CO2 のみ回収、B「A」に加えて燃焼排ガスから 10%回収、C「A」に加えて燃焼排ガスから 50%回収

の、10 ケースを検討した。

・組み合わせ対策として、

2030 年想定：

①A 製油所全体 3%省エネ+② 燃料の LNG 転換 100%+③グリーン水素（輸入想定）

＊①B 常圧蒸留 25%省エネを加えたケースも実施

2050 年想定：

①A 製油所全体 3%省エネ＋②燃料の LNG 転換 100%＋③A 再生可能電力の買電＋④グリーン水素（輸入または再生可能電解＋⑤C 燃焼排ガス CO2 50%回収

も併せて検討した。

・試算の結果、各ケースでの製油所全体としての CO2 削減割合は、下記の通りとなった。

①A 製油所全体 3%省エネ:▲2.6%

①B 常圧蒸留 25%省エネ：▲5.5%

①C FCC10%省エネ：▲2.7%

②燃料の低炭素化 LNG 転換：▲1.6%

③A 再生可能電力の買電（電力使用部分のみ）：▲5.3%

③B 全消費エネルギーの再生可能電力化：▲52.7%

④グリーン水素導入（輸入または再生可能電解）：▲17.7%

⑤A CCS 水素製造に導入：▲12.9%

⑤B CCS 水素製造＋燃焼排ガス 10%導入：▲21.6%

⑤C CCS 水素製造+燃焼排ガス 50%導入：▲56.4%%

・組み合わせ対策では、下記の結果となった。

2030 年想定（①A 3%省エネ+② LNG 転換+③グリーン水素）：▲21.7%

（①A 3%省エネ+①B 25%省エネ+② LNG 転換+③グリーン水素）：▲26.8%）

2050 年想定(①A 3%省エネ＋②LNG 転換 100%＋③A 再生可能電力＋④グリーン水素＋⑤C 燃焼排ガス CCS 50%回収):▲63.4%

・2030 年を想定した場合の技術的に実現性の高い対応として、①省エネルギー、②燃料の低炭素化、④グリーン水素導入が抽出された。ただし、燃料の低炭素化にあたっては、余剰となる製油所ガス対応が必要となる。一方、③再生可能電力、⑤CCS 導入にあたっては、電力（または水素）仕様の機器・設備、CO2 発生を伴わない CO2 回収、等の技術開発への取り組みが必要と思われる。

・2050 年のカーボンニュートラルに向けた中で、2030 年の 2013 年対比 46%CO2 削減目標は、非常に高い目標と考えられる。今回、評価した省エネルギーに関する項目は、他にも様々な対策が考えられる。しかしながら、省エネルギーだけでは、達成は不可能である。

実現可能な対策を探りながらも、上述したような新規な技術開発の取り組みへの積極的関与が必要と思われる。

以上

無断転載・複製を禁ず

一般財団法人石油エネルギー技術センター
〒105-0011 東京都港区芝公園２―１１―１
電話　03-5402-8502

JPEC-2021P-05

添付５：
石油精製に係る競争力技術動向調査に関する調査の情報発信

- 国際会議（日米合同連絡会議・日中韓石油技術会議） -

令和３年度燃料安定供給対策に関する調査事業
（製油所の競争力に係る技術動向に関する調査）

令和４年３月

一般財団法人石油エネルギー技術センター
Japan Petroleum Energy Center (JPEC)

１．はじめに

（１）事業名「令和 3 年度燃料安定供給対策に関する調査事業」の一環として、米国石油精製業における政策・技術開発動向や、石油・エネルギー業界の動向を調査するために、DOE をはじめとする米国エネルギー関連政府機関、米国石油精製業関連団体、及び在米本邦関連機関等との間で連絡会議を実施する。

（２）議論するテーマは、それぞれの政府機関、業界団体、民間石油会社によって、以下のとおりの JPEC 側からの質問を用意し、先方に回答いただく形式で行う。

米国エネルギー省（DOE）

1. 持続可能な航空燃料（SAF）は、ASTM D7566 の Annex1～7 で 7 種類の製造方法が規定されているが、DOE の予算では Annex によって差はあるのか？また、Annex8 以降の規格化を目指す研究もされているのか？
2. 将来の船舶の燃料として、短期的には LNG,長期的にはアンモニア、水素などが話題になっているが、重点的に研究予算を付けている代替燃料はあるか？
3. 乗用車（LDV）は、将来的には EV に移行すると考えているのか、または e-fuel のような液体燃料を開発し、内燃機関車も残りシナリオを考えているのか？
4. EV の LCA 評価におけるアルゴンヌ国立研究所の現在の分析結果は? EV の LCA 評価に関する研究の焦点は何か？
5. COP26 において、2035 年までにガソリン車の新車販売を停止し、全てをゼロエミッション（排出ゼロ）車とする宣言に米国としてはサインしなかった。一方で、GM とフォードはサインした。国と企業の違いに関して、率直な感想を聞きたい。

米国エネルギー情報局（EIA）

1. 現在はバイオディーゼルが再生可能ディーゼルと比較して、圧倒的に比率が高いようであるが、今後も B5 のようにバイオディーゼルを軽油に混合していくのか、環境のために再生可能ディーゼル 100%が増えるのか、中長期的な供給のシナリオは？
2. バイオディーゼルの原料は、持続可能な航空燃料（SAF）の規格である ASTM D7566 の Annex2 と競合すると思われるが、大型車（HDV）と航空機で、それぞれ中長期的な供給のシナリオは？
3. 2021 年 2 月にバイオディーゼル生産の長期シナリオについて聞いたとき、原油価格が高いシナリオと低いシナリオで大きく異なると回答されたが、バイデン政権になって低炭素化をすすめる段階で、シナリオに変化はあるか？
4. 中長期的には、再生可能燃料基準（RFS）やカリフォルニア州、オレゴン州などの低炭素燃料基準は（LCFS ）、いつまで続くと考えているのか？
5. バイデン政権は、船舶をゼロエミッションにすると発表している。長期的には、船舶の代替燃料候補として、アンモニアや水素が注目されている。グリーンメタノールや e-fuel などの液体燃料も、EIA シナリオの船舶用代替燃料の候補に含まれているのか？

環境保護庁（EPA）

1. バイデン大統領は、2021 年 4 月の気候に関する首脳会議、2021 年 10 月の COP26 で様々な発言をした。石油業界に大きな影響を与える可能性のある発言は何か？
2. RFS では、セルロース系エタノールの目標値が毎年下方修正されているが、供給量を増やせる可能性はあるのか？それとも、毎年下方修正される可能性が高いのか？
3. 2026 年以降の燃費基準改定について、現時点での作業状況、今後のロードマップ、関連業界の反応などを聞きたい。
4. COP26 で、米国は 2035 年までにガソリン車の新車販売を中止し、すべてゼロエミッション車にするという宣言に署名しなかった。一方、GM 社とフォード社は宣言に署名した。米国政府が署名しなかった背景は何か、そして EPA としての現状分析は？
5. 温室効果ガスプロトコルでは、欧州の大手石油会社の多くがスコープ 1 から 3 の削減目標を発表している。一方、米国の石油会社の中には、スコープ 3 について言及していな

い会社もある。EPA は、スコープ 3 が石油会社によってコントロールされていると考えているのか？

米国農務省（USDA）

1. ホワイトハウスは、持続可能な航空燃料（SAF）の急速な供給拡大目標を掲げている。原材料の確保について、USDA はどのようなスタンスをとっているか？また、USDA は原料確保のために何か政策をとるのか？
2. バイオディーゼルや再生可能ディーゼルの製造工場で、持続可能な航空燃料（SAF）の製造を計画する傾向はあるか？
3. Higher Blends Infrastructure Incentive Program（HBIIP）の取り組みで、軽油へバイオディーゼル（脂肪酸メチルエステル： FAME ）を 20%混合する B20 において、トラブルを事前に回避する検討などは行っていのるか？

米国石油協会（API）

1. Exxon Mobile や Chevron の米国メジャー石油企業においても、株主の圧力によって低炭素化が進みつつある。このような流れは、API にどのような影響を及ぼすか？
2. CAFÉ 規制へ逆戻りのうごきがあるが、今後のガソリン、軽油の需要への影響は（加州等の動向も含む）？
3. 2021 年後半に原油価格が上昇し、米国でもガソリン価格が上昇している。米国の石油精製会社の利益はどうなるのか？
4. COP26 で、米国は 2035 年までにガソリン車の新車販売を中止し、すべてゼロエミッション車にするという宣言に署名しなかった。一方、GM 社とフォード社は宣言に署名した。API は、米国政府が署名しなかったことをどう評価しているのか。GM やフォードに対する API のスタンスは？
5. Shell が 2020 年～2021 年に 4 つの製油所を売却しているが、従業員は売却先でどのくらいの割合で再雇用されているのか？

米国燃料石油化学製造者協会（AFPM）

1. COVID19 のパンデミックによる燃料消費量の変化は、ガソリンと軽油で元の状況に落ち着いたか？
2. COP26 において、2035 年までにガソリン車の新車販売を停止し、全てをゼロエミッション（排出ゼロ）車とする宣言に米国としてはサインしなかった。一方で、GM とフォードはサインした。国と企業の違いに関して、率直な感想を聞きたい。
3. 2020 年は後半で原油高になり、米国でもガソリン価格が高騰しているようであるが、協会として何か対応をしたか？
4. 廃プラスチックなどを再生して、石化原料を製造する動きは、研究段階、デモプラント段階、商業化段階でどの位置か？

再生可能燃料協会（RFA）

1. 持続可能な航空燃料（SAF）の生産動向と今後の見通しは？
2. 持続可能な航空燃料（SAF）の需要が今後増えると思われるが、原料がバイオディーゼルと競合すると考えられ、原料量は十分にあるのか？
3. Low Car bon Fuel Standard（LCFS ）は、カリフォルニア州、オレゴン州以外でも導入の動きはあるのか？

メジャー石油会社

1. COP26 において、2035 年までにガソリン車の新車販売を停止し、全てをゼロエミッション（排出ゼロ）車とする宣言に米国としてはサインしなかった。一方で、GM とフォードはサインした。国と企業の違いに関して、率直な感想を聞きたい。
2. 乗用車（LDV）は、将来的には EV に移行すると考えているのか、または e-fuel のような液体燃料が開発され、内燃機関車も残り続けると考えているのか？

3. 米国でのガソリン需要のピークはいつ頃だと考えているか？
4. 将来的に、製油所で発生する CO2 を CCUS で再利用することなどを検討しているか？
5. 温室効果ガスプロトコルでは、欧州の大手石油会社の多くがスコープ 1 から 3 の削減目標を発表している。スコープ 3 は石油会社が支配していると思うか？

（3） 今年度も昨年度に引き続き、コロナウィルス感染がさらに拡大したことにより、海外出張ができなくなったため、現地へ出向いて対面での合同会議の実施は不可能となった。

昨年度と同様に、代替案として、JPEC 米国長期出張員事務所およびワシントン D.C.に事務所を有する、INTERNATIONAL TECHNOLOGY AND TRADE ASSOCIATES, INC.（ITTA 社）が、政府機関、業界団体、民間石油会社に対して、上記の質問事項を電話でインタビューする形式で実施した。なお、米国でのコロナ感染状況が悪化したため、インタビュー先の在宅勤務などを考慮して、インタビューは 2 月から 3 月上旬までと余裕を持たせて実施した。

実際にワシントン D.C.に出張して会議を行う場合は、面談する相手が質問事項に対して専門外で回答できない場合は、専門分野について別の角度からの質問をするなど、臨機応変な対応ができる。しかし、JPEC 米国長期出張員事務所および ITTA 社は、質問事項に答えられそうな方にインタビューを試みるものの、回答いただけなかった質問に対しては、同事務所および ITTA 社の所有するデータで考察することとした。

以下のインタビュー結果と情報提供の結果をもって「日米合同連絡会議」とする。

本調査が、我が国石油産業の今後の経営基盤強化の一助となれば幸いである。

以　上

令和 4 年 3 月

一般財団法人石油エネルギー技術センター

２．インタビュー結果

２．１．米国エネルギー省（DOE）

質問１：持続可能な航空燃料（SAF）は、ASTM D7566 の Annex1～7 で 7 種類の製造方法が規定されているが、DOE の予算では Annex によって差はあるのか？また、Annex8 以降の規格化を目指す研究もされているのか？

2021 年 9 月 9 日、DOE のバイオエネルギー技術局（BETO）は、低炭素バイオ燃料を低コストで生産するための基礎知識を強化し、システムをスケールアップするための影響力の高いバイオエネルギー技術の研究開発を対象とした厳選された 22 のプロジェクトに 6470 万ドルの資金提供を発表した。これらの財政的支援アワードは、バイデン政権の持続可能な航空燃料のグランドチャレンジと時期を同じくして行われた。

これらのプロジェクトは、「バイオエネルギー技術局の規模拡大と変換」の 5 つのトピックエリアに分類される。

1. バイオテクノロジーの規模拡大
2. 高収率を実現する安価でクリーンなセルロース系糖質
3. バイオマス変換を可能にするための分離
4. 家庭用薪ストーブ
5. 再生可能天然ガス

トピック分野には、低炭素バイオ燃料を低コストで生産するために必要な科学的および工学的知識を強化する、インパクトのあるバイオテクノロジー研究、開発、実証が含まれる。(DOE の関連発表のコピーは、添付の DOE プレスリリース集に掲載されている。)

質問２：将来の船舶の燃料として、短期的には LNG,長期的にはアンモニア、水素などが話題になっているが、重点的に研究予算を付けている代替燃料はあるか？

DOE は、海運業界の排出を削減するために、いわゆる「海洋バイオ燃料」の利用可能性に関する初歩的な研究を行っている。この燃料には、バイオディーゼルや再生可能ディーゼルの海洋変異型が含まれる。この DOE の取り組みは、まだ初期段階にあるようだ。

2021 年 5 月、DOE の国立再生可能エネルギー研究所（NREL）は、NREL とアルゴンヌ国立研究所の研究者による論文「海洋用途向けのバイオ燃料オプション：技術経

済およびライフサイクル分析」の出版を発表した。この記事のコピーは、こちらのリンクから無料で入手できる： https://pubs.acs.org/doi/10.1021/acs.est.0c06141

記事の要旨：

- 「本研究では、従来の船舶用燃料の代替となる様々なバイオ燃料生産経路の経済的実現可能性と排出量のメリットおよびトレードオフを評価するために、技術経済分析およびライフサイクル分析を行った。」
- 「我々は、（1）バイオマスからのフィッシャートロプシュ軽油、および天然ガスまたは石炭とバイオマスの同時供給、（2）黄色油脂からの加水分解エステルおよび脂肪酸を経由した再生可能ディーゼル、および重油との同時供給、（3）低灰分の木質原料の高速熱分解によるバイオオイルの製造経路を分析した。」
- 「また、従来型およびバイオベースの船舶用燃料のライフサイクル温室効果ガス（GHG）および基準大気汚染物質（CAP）排出量を推定するため、温室効果ガス、規制排出量、輸送におけるエネルギー使用量(GREET)海洋燃料モジュールの新バージョンを開発した。」
- 「検討されている代替燃料は、最低燃料販売価格が 2.36 から 4.58 ドル/重油ガロン換算（HFOGE）で、重油（HFO）と比較してライフサイクルの GHG 排出量が 40 から 93%削減され、すべて改善されている。また、代替燃料は硫黄酸化物や粒子状物質の排出量も減少させることができる。」
- 「さらに、海洋ガス油や液化天然ガスと比較すると、コフィード化石原料により炭素と硫黄の排出量が増加するケースを除き、ほとんどの排出項目で良好な結果を示している。」
- 「熱分解バイオオイルは、HFO 価格が 1.09 ドル/HFOGE 以上の場合、CO2 削減限界コストが 100 ドル/トン COe 以下と最も有望で、バイオマスや天然ガス経路からのフィッシャートロプシュ軽油は、HFO 価格が 2.25 ドル/HFOGE 以上で 100 ドル/トン COe 以下に下がる。コフィード化石原料をバイオマスに混ぜる経路は、特に HFO 価格が低い場合、限界 CO2 削減コストに対してあまり良いパフォーマンスを示さない。」
- 「この研究は、バイオ燃料が海運業からの GHG、硫黄酸化物、粒子状物質の排出を削減する費用対効果の高い手段となりうること、バイオマスと天然ガスの同時供給は、化石コフィードの経路では CO2 削減限界コストが不利になるものの、GHG 排出を削減しながら代替燃料コストを低減しバイオ燃料へスムーズに移行する実用的なアプローチになることを示している。」

2021 年 9 月 9 日、DOE は航空機や船舶の排出ガスを削減するためのバイオ燃料研究に 6,500 万ドルを投じると発表した。

- 今回の発表は、持続可能な航空燃料に対する DOE の支援にほぼ特化しており、船舶の排出ガス削減に言及したほかは、再生可能な海洋燃料開発との明確な関連性は明記されていない。
- 同日、DOE のバイオエネルギー技術局（BETO）は、資金提供される具体的なプロジェクトに関する追加情報を記したコンパニオンプレスリリースを発表した（質問 1A 参照）。ここでも、SAF が主な焦点であるように見える。
- （DOE の関連発表のコピーは、添付の DOE プレスリリース集に掲載されている。）

質問 3：乗用車（LDV）は、将来的には EV に移行すると考えているのか、または e-fuel のような液体燃料を開発し、内燃機関車も残りシナリオを考えているのか？

e-fuel や内燃機関の低炭素化に関する重要な研究開発は、米国内の主要拠点が中心となって行っている。エネルギー省（DOE）とその関連機関であるアルゴンヌ国立研究所、国立再生可能エネルギー研究所、その他の著名な組織。以下は、これらの機関が行った最近の研究開発の概要である。

代替燃料に関する研究概要
アルゴンヌ国立研究所
e-fuel のライフサイクル分析:水素およびトウモロコシエタノール副産物 CO2 からのフィッシャートロプシュ燃料生産
2021 年
再生可能な水素や廃棄物から作られる e-fuel は、化石燃料と比較して CO2 排出量を削減できる可能性があるため、ますます注目されている。この研究では、様々なプロセス設計（すなわち、H-2 リサイクルの有無）とシステム境界を用いて、様々な電解 H-2 経路と CO2 源によるフィッシャートロプシュ（FT）燃料の WTW（Well-to-Wheel）温室効果ガス（GHG）排出を評価した。境界の異なる 2 つのシステム、スタンドアロンプラント（あらゆるソースから CO2 を供給）とトウモロコシエタノール生産との統合プラント（CO2 を供給）が検討された。FT 燃料合成プロセスを AspenPlus でモデル化したところ、CO2 中の 45%の炭素を FT 燃料に固定でき、燃料製造エネルギー効率は 58%であることがわかった。原子力または太陽/風力発電の電力を使用し、様々なプラント設計によるスタンドアローン FT 燃料生産は、石油燃料と比較して、WTW の GHG 排出量を 90 から 108%削減することができる。FT 燃料の製造プロセスをトウモロコシエタノール製造と統合した場合、FT 燃料の温室効果ガス排出量は石油系燃料と比較して 57 から 65%低くなる。この研究は、燃料電池の炭素強度がシステム境界の選択（スタンドアローン対統合型）に敏感であることを明らかにし、様々な GHG 排出権の枠組みの下で異なる意味を持つことを示した。
https://www.anl.gov/argonne-scientific-publications/pub/159318
アルゴンヌ国立研究所
水素配送に伴う温室効果ガス排出のライフサイクル分析：コストを考慮した分析
2021 年
現在の H-2 の販売価格は、輸送のための水素配送コストが大半を占めており、配送にも多大なエネルギーが必要である。研究者たちは、現在および将来の H-2 生産と供給経路の技術経済モデルおよびライフサイクル排出モデルを開発した。調剤された H-2 のコストの技術経済分析が、ライフサイクル分析における経路の選択の指針となった。この論文では、既存の能力（例えば、メタンの水蒸気改質、クロールアルカリ、天然ガスの液体クラッカー工場からの H-2 を使用するもの）を用いた市場拡大シナリオと、原子力、太陽光、水力を使用する将来の電解工場の結果に焦点を当てている。燃料電池電気自動車の温室効果ガス排出量を従来のガソリン経路と比較すると、化石由来の H-2 で 40%削減、クリーン H-2 で 20 倍削減と様々な削減効果がある。H-2　パスウェイの各ステップにおける温室効果ガス排出データを示した補足の表により、読者はさらなるシナリオを評価することができる。
https://www.anl.gov/argonne-scientific-publications/pub/165956
アルゴンヌ国立研究所
松の残材から製造した高速熱分解バイオ燃料の動的ライフサイクル炭素分析：炭素の時間的効果を意味してる
2021 年
付随する木質バイオマスは、高速熱分解などの熱化学変換技術によるバイオ燃料製造の有望な原料として考えられている。高速熱分解による木質バイオマス由来のバイオ燃料

の炭素強度を評価するために、広範なライフサイクルアセスメント研究が完了した。しかし、ほとんどの研究は、木質バイオマスの栽培にかかる期間に特徴があるにもかかわらず、林地残材などの木質バイオマスは一年生作物と同様にカーボンニュートラルな原料であると仮定している。さらに、森林の動態や炭素の時間的影響が木質由来バイオ燃料の全体的な炭素強度に及ぼす影響について調査した研究はほとんどない。森林および生物精製所システムの動的モデリングと、この研究で開発した時間ベースの地球温暖化係数（GWP）割引手法を統合したライフサイクル炭素分析フレームワークで、このようなギャップに対処した。
https://biotechnologyforbiofuels.biomedcentral.com/articles/10.1186/s13068-021-02027-4
アルゴンヌ国立研究所
追加のエタノール生産用のトウモロコシエタノール生物精製所からの廃棄 CO2 の使用：ライフサイクル分析
2021 年
トウモロコシのエタノール工場では、エタノールを生産する際に高純度の二酸化炭素（CO2）が発生する。その CO2 を炭素回収・利用技術によってエタノールに変換できれば、トウモロコシを追加投入せずにエタノール生産量を 37%以上増やすことができる。ガス発酵プロセスは、微生物を使って炭素を含むガスをエタノールに変換するため、この目的で生物精製所からの CO2 と併用できる可能性がある。しかし、熱力学的に安定した CO2 を変換する CO2 利用技術は一般的にエネルギーを大量に消費するため、実際の排出削減効果があるかどうか、ライフサイクルの温室効果ガス（GHG）排出量（炭素集約度または CI）を評価する必要がある。研究では、トウモロコシエタノールプラントにおいて、高純度 CO2 からガス発酵と電気化学還元により製造したエタノールの CI を評価した。
https://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1002/bbb.2175
アルゴンヌ国立研究所
米国における遡及的分析 2005 年から 2019 年のトウモロコシエタノール産業：温室効果ガス排出削減の含意
2021 年
2000 年以降、米国におけるトウモロコシエタノールの生産量は、バイオ燃料政策への支援により、16 億から 150 億ガロン（61 億から 570 億リットル）と大幅に増加した。研究では、米国のトウモロコシエタノールの温室効果ガス排出強度（炭素強度（CI）と知られている）の 2005 年から 2019 年までの 15 年間の変化について、遡及的分析を実施する。分析によると、CI が大幅に減少：トウモロコシエタノールの 58g CO2e/MJ から 45g CO2e/MJ（23%減）。これはいくつかの要因によるものである。トウモロコシの収量は増え続け、168 ブッシェル/エーカー（10.5 トン/ヘクタール、15%増）に達したが、エーカーあたりの肥料投入量は一定で、肥料投入量の減少をもたらした（例えば、収穫したト

ウモロコシのブッシェルあたりの窒素とカリの使用量をそれぞれ 7%と 18%削減した）。エタノール収量が 2.70 から 2.86gal/ブッシェル トウモロコシ(0.402 から 0.427Lkg1 トウモロコシ）に 6.5%増加し、エタノール工場のエネルギー使用量が 32000 から 25000Btu/gal エタノール（9.0 から 6.9MJL1 エタノール）に 24%減少し、CI の削減に貢献した。CI の削減とエタノール生産量の増加による GHG 排出量削減効果は、エタノール産業において 2005 年から 2019 年にかけて合計 140 百万トン（MMT）と推定される。輸送用燃料市場における石油ガソリンのトウモロコシエタノールによる置き換えは、2005 年から 2019 年までの期間に 544MMT CO2e の GHG 排出量削減効果をもたらした。

https://www.anl.gov/argonne-scientific-publications/pub/165585

アルゴンヌ国立研究所

先進バイオ燃料による温室効果ガスの純削減とマイナス排出への堅牢な経路

2020 年

バイオ燃料とバイオエネルギーシステムは、運輸部門の化石燃料使用を代替し、炭素回収・貯留（CCS）により負の排出を生み出すため、ほとんどの気候安定化シナリオに不可欠なものである。しかし、土地利用の変化および代替的な土地利用の隔離の便宜からの生態系の炭素損失が懸念されるため、このような経路による温室効果ガスの純減少効果については論議の的となる。レポートは、現在および将来のバイオ燃料システムにおける生態系とサプライチェーンの炭素フローを追跡し、競合する土地ベースの生物学的緩和スキームと比較するため、セルロース系バイオ燃料生産と CCS のモデルを用いたボトムアップ生態系シミュレーションに焦点を当てている。

https://www.pnas.org/doi/10.1073/pnas.1920877117

エネルギー省

代替燃料データセンター

DOE の代替燃料データセンター（AFDC）は、代替燃料や再生可能燃料、先進車両、その他の燃料節約手段の使用を通じて、フリートやその他の輸送意思決定者がエネルギーおよび経済目標を達成する方法を見つけるのに役立つ情報、データ、およびツールを提供している。AFDC は、代替交通に関する最新の情報を提供するため、様々な情報源からいくつかの出版物をデータベースに提供している。

https://afdc.energy.gov/publications/search/category/

エネルギー省バイオエネルギー技術局

CO-OPTIMA 2020 年度レビューレポート

2021 年 5 月

Co-Optima の研究者は、一般的な国内資源から幅広く生産できるブレンドストックと呼ばれる燃料成分の特定と理解に重点を置いている。これらには、林業や農業廃棄物などの再生可能な国内バイオマスが含まれ、石油ベースの燃料と組み合わせて、車両の二酸化炭素排出量とエンジン性能を向上させることができる。
最近の Co-Optima の大型車および中型車の研究は、今日の商用車に通常搭載されているエンジンと新しいトラックエンジン設計の両方で使用するディーゼル燃料の再生可能エネルギー含有量を増やすことに集中している。小型車の研究では、さまざまな燃焼戦略を組み合わせたマルチモード・アプローチに焦点が当てられている。

https://www.energy.gov/sites/default/files/2021-04/beto-co-optima-fy20-yir-report.pdf

エネルギー省水素・燃料電池技術局

2019 年 年次メリットレビューおよびピア評価報告書

2019 年
毎年、年次メリットレビューおよびピア評価会議（AMR）で、DOE の水素・燃料電池プログラムによって資金提供されたプロジェクトについて、その価値が検討される。以下のレポートは、2019 年 4 月 29 日から 5 月 1 日に開催された 2019 年の AMR での専門家ピアレビューワーのコメントをまとめたものである。
水素燃料の研究開発 https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/review19/2019_amr_report_hydrogen_fuel.pdf
燃料電池の研究開発 https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/review19/2019_amr_report_fuel_cell.pdf
エネルギー省自動車技術局
先進エンジン・燃料技術プログラム：2020 年年次進捗報告
2021 年 7 月
自動車技術局の将来の米国経済成長という目標を支援するため、このプログラムでは、燃焼プロセス、燃料特性、排出制御技術に関する理解を深める初期段階の研究開発に焦点を当て、米国全土の人々や物資を効率的かつコスト効率よく安全に輸送するための次世代エンジンと燃料の開発に必要な知識と洞察を生み出している。
https://www.energy.gov/sites/default/files/2021-07/VTO_2020_APR_ADV_FUEL_COMPILED_REPORT_JUL_7_2021_compliant_.pdf

国立再生可能エネルギー研究所
代替給油所ロケーターからの電気自動車充電インフラストラクチャーの傾向：2021 年第 2 四半期
2021 年 12 月
このレポートは、米国とカナダの公共および民間の非住宅用代替燃料ステーションに関する情報を含み、現在、エタノール（E85）、バイオディーゼル、圧縮天然ガス、電気自動車（EV）充電、水素、液化天然ガス、プロパンステーションを追跡している。この中で、急速な技術革新とインフラの整備が進んでいるのが、電気自動車用充電器である。このレポートは、2021 年の第 2 暦四半期（第 2 四半期）における米国の EV 充電インフラストラクチャーの状態のスナップショットを提供している。レポートでは、ステーションロケーターのデータを用いて、公共および民間の充電インフラの成長を、充電レベル、ネットワーク、場所別に分類している。
https://afdc.energy.gov/files/u/publication/electric_vehicle_charging_infrastructure_trends_second_quarter_2021.pdf
国立再生可能エネルギー研究所
米国でのエタノール生産：政策、価格、需要の役割
2022 年
米国の再生可能燃料基準（RFS）の影響に関する評価は、今後のバイオ燃料政策の検討に資するものである。従来の知識では、RFS は 2002 年から 2019 年にかけての米国におけるエタノール生産と消費の拡大を刺激する上で大きな役割を果たしたと考えられるが、RFS の効果は以前考えられていたよりも小さいことを示唆する証拠が増えている。価格競争力、改質ガソリン要件などの連邦・州政策、エタノールのオクタン価もエタノール市場の魅力に影響を与える。研究では、過去のデータとシステムダイナミクスモデルでシミュレーションしたシナリオの結果を比較することで、政策や経済的要因の役割を調査している。結果は、価格競争力が 2002 年から 2019 年までのエタノール産業の成長の多くを説明する可能性があることを示唆している。体積エタノール消費税額控除と含酸素化メチル tert-ブチルエーテルの段階的廃止は、燃料価格のみに基づく予想される成長のタイミングと比較して、より早い成長に貢献した。RFS（観測された再生可能エネルギー識別番号によるモデル）は、後年のエタノール生産の増加に寄与し、RFS プログラムによって投資のリスクが減少した場合、初期の年の生産を増加させた可能性がある。
https://www.nrel.gov/docs/fy22osti/78748.pdf
再生可能燃料協会
必須エネルギーエタノール産業の展望 2021
2021 年 2 月
このレポートでは、燃料用エタノールの生産と使用に関する最新の事実と統計とともに、業界が直面している現在の問題を分析している。
https://ethanolrfa.org/file/1007/RFA_Outlook_2021_fin_low.pdf
米国 DRIVE パートナーシップ
ネットゼロカーボン燃料技術チーム分析報告書概要
2021 年 9 月
本レポートは、米国.DRIVE パートナーシップの文書である。U.S.DRIVE(車両効率とエネルギー持続可能性のための運転研究とイノベーション)は、米国の任意かつ法的拘束力のないパートナーシップである。エネルギー省、米国自動車研究会（USCAR）、フォードモーター社、ゼネラルモーターズ社、エネルギー企業 5 社（BP アメリカ、シェブロン

社、フィリップス 66 社、エクソンモービル社、シェル石油。電力会社 4 社（American Electric Power、DTE エネルギー社、Duke エネルギー社、Southern California Edison 社）、それに電力研究所（EPRI）が参加している。この研究では、4 つの燃料生産経路とそれらの経路上の数十のバリアントのライフサイクル GHG 排出量を分析した。さらに、各経路の総合的なコストを評価し、最小燃料販売価格（MFSP）として算出した。
https://www.energy.gov/sites/default/files/2021-12/NZTT_FY20_Summary_Report_v20210106_NREL_Communication.pdf
米国 DRIVE パートナーシップ
米国 DRIVE パートナーシッププラン 2020
2020 年 8 月
この文書では、米国のビジョン、使命、範囲、管理方針について説明している。DRIVE パートナーシップ
https://www.energy.gov/sites/default/files/2020/08/f77/USDRIVE_Partnership_Plan_2020_APPROVED_w_newVISION.pdf

e-fuel や低炭素内燃機関に関する研究開発への大きな支援は、DOE の 2022 会計年度議会予算案にも反映されており、以下のような主要施策への予算配分の増加が強調されている。

2022 年度予算の妥当性 DOE エネルギー効率・再生可能エネルギー局(EERE)					
持続可能な輸送					
車両技術	386,000	400,000	595,000	+195,000	+48.8%
バイオエネルギー技術	259,500	255,000	340,000	+85,000	+33.3%
水素および燃料電池技術	150,000	150,000	197,500	+47,5000	31.7%

2022 年度連邦議会予算案によると、持続可能な輸送は、すべての輸送手段において、車両の電化、水素燃料電池トラックの商業化、バイオマスからの持続可能な航空燃料、オフロード車、鉄道、海上輸送の廃棄炭素資源と低 GHG オプションなどを可能にする脱炭素化の RDD&D の取り組みを支援している。

- 自動車技術は、すべてのアメリカ人にとって手頃な価格の、新しく、効率的で、クリーンな移動手段の RDD&D を支援している。本要請は、化石燃料内燃機関の使用を拡大するための RDD&D への支援を重視せずに、国立研究所システムのユニークな能力と世界クラスの専門知識を活用して、自動車技術の新しいイノベーションを開発するための投資拡大を支援するものである。

- バイオエネルギー技術は、国内のバイオマスやその他の廃棄物資源を、費用対効果の高い低炭素のバイオ燃料やバイオ製品に変換する技術を促進させている。すべての輸送手段を脱炭素化するという EERE の目標を支援するため、本要請では、軽油、ジェット、船舶用燃料など、さまざまな輸送手段において既存の燃料供給インフラや車両と互換性のある「ドロップイン」バイオ燃料を製造するための RD&D を支援している。これには、航空業界が必要とする SAF の米国での生産を可能にするための RDD&D を支援する「持続可能な航空燃料（SAF）イニシアチブ」の初期的なサポートが含まれる。
- 水素・燃料電池技術は、水素・燃料電池技術の普及に向けた取り組みを支援している。安価なクリーン水素の製造は、グリッド統合や定置エネルギー貯蔵、輸送（例：トラック、船舶、鉄道、航空）、化学（例：アンモニア、合成燃料）、産業（例：鉄鋼製造）、バックアップ電源（例：緊急電源、データセンター）、その他といった多様な最終用途を可能にするとともに、EERE の主要優先事項となっている。

質問 4：EV の LCA 評価におけるアルゴンヌ国立研究所の現在の分析結果は? EV の LCA 評価に関する研究の焦点は何か？

アルゴンヌ国立研究所と国際クリーンエネルギー協議会が行っている研究には、電気自動車のライフサイクルアセスメントやその関連事項など、さまざまなトピックが含まれている。

電気自動車のライフサイクルアセスメントと関連する側面に関する研究の要約：
アルゴンヌ国立研究所
供給側のデータを使用したプラグイン電気自動車の充電動作のデータマイニング
2022 年
本論文では、プラグイン電気自動車（PEV）の充電パターンの理解を深め、PEV の充電行動に大きな影響を与える可能性のある要因を特定することを目的としている。研究者たちは、イリノイ州の 821 の充電ステーションから 13 ヶ月間にわたって 189,864 の供給側充電セッションのデータを ChargePoint 社から収集した。記述的分析と回帰分析により、研究者たちは充電場所、滞留時間、バッテリー充電状態（SOC）などの主要な充電行動指標の分布を明らかにし、これらの充電行動に対する密接に関連する要因の影響を定量化している。
https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0301421521005759?via%3Dihub

アルゴンヌ国立研究所
米国エネルギー省の目標のための電動化車両の進歩による将来の費用便益分析
2021 年
新技術の創出と採用を加速するために、DOE-VTO は、幅広いパワートレイン技術（例：エンジン、バッテリー、電気機械、軽量化など）に対する具体的な目標を策定した。この論文では、自動車クラス、パワートレイン、コンポーネント技術、時間軸において、予想される過去の改善と比較して、自動車のエネルギー消費とコストに対する VTO 研究開発の影響を定量的に示している。
https://www.mdpi.com/2032-6653/12/2/84
アルゴンヌ国立研究所
中大型トラック向けゼロエミッション型プラグインバッテリー電気自動車技術の Well-to-Wheels 分析
2021 年
従来のディーゼル中型・大型車（MHDV）は、大量の大気排出ガスを発生させている。技術の進歩と電池のコスト削減に伴い、プラグインバッテリー電気自動車（BEV）は、MHDV のエネルギー効率向上と大気排出量削減のために、ますます魅力的な選択肢となっている。この論文では、MHD BEV の WTW（Well-to-Wheels）温室効果ガスと基準大気汚染物質排出量を、重量クラスと職業別に従来のディーゼル車と比較した。研究者たちは、GREET（温室効果ガス、規制排出量、テクノロジーでのエネルギー使用）モデルを拡張して、MHDV の WTW 分析を実施した。
https://pubs.acs.org/doi/10.1021/acs.est.0c02931
アルゴンヌ国立研究所
異なるサイズクラスとパワートレインを備えた車両の包括的な総所有コスト（TCO）の定量化
2021 年
2 台の車のコストを正確に比較するためには、総所有コスト（TCO）は、車の購入と運用の両方に関連するすべてのコストで構成される必要がある。この TCO 分析では、これまでの研究を基に、関連するすべての車両所有コストの包括的な視点を提供している。報告書では、自動車所有者が負担するコストについて、最も包括的で明確な財務分析を行ったと考えられるものを紹介している。この研究では、車両コストと減価償却費、融資、燃料費、保険料、メンテナンスと修理費、税金と手数料、その他の運用コストを考慮し、複数の異なる車両の所有と運用にかかる総費用を総合的に策定している。
https://www.osti.gov/biblio/1780970

アルゴンヌ国立研究所
リチウムイオン電池のリサイクルにおける設計の重要性批評的レビュー
2020 年
リサイクルは常に、できるだけ多くの材料を循環経済に戻すパイプの過程の最後として捉えられている。リサイクルプロセスにおいて、製品設計を重要なステップとする考え方が広まってきている。このレビューは、特にある技術的製品を対象としているが、あらゆる複合製品のリサイクルに適用できる面を含んでいる。エネルギー生産の脱炭素化には、効率的な電力貯蔵の普及が必要であり、これのかなりの部分は、特に自動車の推進力としてリチウムイオン電池を使用している。
https://pubs.rsc.org/en/content/articlelanding/2020/GC/D0GC02745F
アルゴンヌ国立研究所
米国における E-Drive 車用リチウムイオン電池のサプライチェーン。2010–2020
2021 年
過去 10 年間のアメリカの EV 用バッテリーサプライチェーンを詳細に紹介。提供された洞察は、規制当局やその他の主要な意思決定者が米国での EV の将来の成長を計画するのに役立つ。この報告書の特徴は 2 つある。米国で販売される小型電気自動車のリチウム電池の総容量と、リチウム電池セルとパックの生産国を国別・メーカー別に詳しく紹介していることである。
https://publications.anl.gov/anlpubs/2021/04/167369.pdf
アルゴンヌ国立研究所
マイクロハイブリッド車とマイルドハイブリッド車技術がフリート全体の燃費と電化に与える影響の定量化
2020 年
マイクロとマイルドハイブリッド（M-HEV）は、燃費向上のための費用対効果の高い技術として人気を集めているが、M-HEV が効率の悪い従来の内燃機関自動車（ICEV）、効率の良いフルハイブリッド自動車（HEV）、プラグイン電気自動車（PEV）と競争できるか、どのように競争するかはよく理解されていない。本研究では、M-HEV の市場導入が新車両フリート平均燃費およびPEV の販売シェアに与える影響を評価することを目的としている。最近の販売動向と市場予測をレビューし、既存の離散選択モデル（高度な自動車技術または MA3T の市場受け入れ）を用いて、M-HEV の製造コストと燃費の推定値を公表し、結論の頑健性を高めるために設計した M-HEV 選択位置の異なるシナリオ下で M-HEV の市場浸透と影響を予測した。
https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S2590116820300151?via%3Dihu

b
アルゴンヌ国立研究所
車載用リチウムイオンニッケルマンガンコバルト電池のグローバルな地域別ライフサイクル分析
2020 年
リチウムイオン電池（LIB）を搭載した電気自動車は、化石燃料を燃やす従来の自動車に代わるクリーンな自動車として、特に地域汚染物質（窒素酸化物［NOx］、硫黄酸化物［SOx］、粒子状物質（直径 2.5 および 10μm 未満）［PM（2.5）および PM10］）や CO（2）排出量について過去 10 年間で急速に成長している。しかし、LIB には独自のエネルギーと環境に関する課題があることが知られている。本研究では、リチウムニッケルマンガンコバルト酸化物（NMC）を用いた LIB に焦点を当てる。現在、LIB は米国および世界の自動車市場を支配しており、近い将来もそうであると考えられるからである。
https://link.springer.com/article/10.1007/s11027-019-09869-2
国際クリーン輸送評議会
2040 年までの米国における電気商用バンおよびピックアップトラックのコスト
2022 年 1 月
この論文では、2020 年から 2040 年までのバッテリー電気自動車クラス 2b と 3 商用車の総所有コスト評価を、ガソリンとディーゼルパワートレインの対応するコストに対してベンチマークした結果を示す。この分野では電動化が遅れているが、他の商用車クラスに比べて 1 日の走行距離が比較的短いため、このセクターは今後数年間でゼロエミッション技術への技術シフトに最適である。
https://theicct.org/publication/cost-ev-vans-pickups-us-2040-jan22/
国際クリーンエネルギー評議会
米国各都市の EV 市場の成長性を評価
2021 年 10 月
この研究は、電気自動車を促進するための州、地方、電力会社の取り組みに関する前回の分析を更新したもので、電気自動車市場で最も成功している州や都市は、引き続き最も強力で包括的な政策支援を受けていることが示されている。 分析によると、電気自動車のモデル数を増やすことを義務付ける規則が、市場の成長には不可欠であることが分かった。ゼロエミッション車（ZEV）規制のある州では、新しい電

気自動車のシェアが 5%であり、電気自動車の平均シェアが 1.3%である規制のない州よりも、一般的に少なくとも 13 台多くの電気モデルが利用可能である。ZEV 規制のある州は、2020 年の米国の電気自動車販売の約 3 分の 2 を占め、小型トラック販売全体の 3 分の 1 未満を占めていた。
https://theicct.org/publication/evaluating-electric-vehicle-market-growth-across-u-s-cities/

アルゴンヌ国立研究所のウェブサイトでは、電気自動車充電 Justice40 Map Tool が紹介されており、連邦政府の投資による利益の 40%を恵まれない立場にある地域社会に還元するという Justice40 の目標に沿った EV 充電計画を支援するためのものである。

- Justice40 Goal は、2021 年 1 月にバイデンの国内外における気候危機への取り組みに関する大統領令 14008 により制定され、特定の連邦政府の投資による全体利益の少なくとも 40%が恵まれない立場にあるコミュニティに流れるという目標が掲げられている。
- マップトールでは、複数のデータレイヤーを表示し、指定された EV コリドー、公共充電ステーション、変電所などを確認することができる。
- エネルギー省（DOE）と運輸省（DOT）は、データ層と組み合わせて使用できる国家電気自動車インフラ（NEVI）プログラムのための共同中間ガイダンス DOE と DOT マップを作成した。
- Justice40 Map Tool にアクセスするには、以下のリンクを参照：https://anl.maps.arcgis.com/apps/webappviewer/index.html?id=33f3e1fc30bf476099923224a1c1b3ee

その他の Argonne ツールには、GREET または BatPaC が含まれる：

- 温室効果ガス、技術モデルにおける規制排出量およびエネルギー使用量（GREET）は、さまざまな車両および燃料のエネルギー使用量および排出量をシミュレートするための一般的なツールである。このツールにアクセスするには、次のリンクを参照：https://greet.es.anl.gov/
- 電池性能とコスト（BatPaC）モデルは、リチウムイオン電池を設計し、その製造コストを見積もるためのスプレッドシートツールである。Argonne 社が開発した

Microsoft® Office Excel スプレッドシートをもとに、ハイブリッド車（HEV）、プラグインハイブリッド車（PHEV）、純電気自動車などの電気駆動車用リチウムイオン電池の性能と製造コストを見積もる計算方法を使用している。このツールにアクセスするには、次のリンクを参照： https://www.anl.gov/cse/batpac-model-software

電気自動車と充電装置の研究に関して、Argonne 社は、連結器の設計、充電器のハードウェアソリューション、グリッド通信プロトコルの検証に関する技術的専門知識を業界に提供することにより、電気自動車（EV）の充電装置の仕様と一般的なテスト手順を調和させることに取り組んでいると説明している。Argonne 社は、関連する自動車技術者協会（SAE）委員会の大部分に積極的に参加し、いくつかの重要な規格トピックの議長を務め、また、これらの専門分野における主要な規格団体との連絡役を担っている。EV-Grid の接続性を確保するための取り組みとして、以下のようなものがある：

- EV グリッド通信のフィールドトライアル試験における規格の検証
- 直流（DC）およびユーティリティー双方向充電用のゲートウェイスマートエネルギープロファイルソフトウェアソリューションの開発
- 電力サブメーターのユーステストケースをハードウェア・ソフトウェアのプロトタイプで実装する。

質問 5：COP26 において、2035 年までにガソリン車の新車販売を停止し、全てをゼロエミッション（排出ゼロ）車とする宣言に米国としてはサインしなかった。一方で、GM とフォードはサインした。国と企業の違いに関して、率直な感想を聞きたい。

連邦政府：バイデン政権は、以前から EV の支援策を練っており、大統領選の選挙戦でそれをアピールしていた。この計画には、知事や市長と協力して 2030 年末までに 50 万個の公共充電コンセントを新設し、連邦政府の電気自動車税額控除を復活させることで、電気自動車の普及を加速させることも含まれている。

- バイデン政権は発足以来、電気自動車を支援するための独自の計画を進めるために、いくつかの措置を講じてきた。2021 年 1 月から、バイデンは米国政府の保有車両を電気モデルに置き換えることを宣言した。
- 2021 年 8 月、バイデンは、2030 年に米国の新車の半分を電気自動車にする計画を発表し、それにはプラグインハイブリッド電気自動車モデルも含まれた。この 50%という目標には法的拘束力はないが、何十億ドルもの政府資金から恩恵を受けることになる米国や外国の自動車メーカーの支持を得た。

- 2021 年 11 月に「インフラ投資・雇用法」が成立してから、連邦政府が米国のために次の一歩を踏み出し始めた EV の展開。ホワイトハウスは、インフラ投資・雇用法により、米国は 50 万台の充電器ネットワークに向けた「道筋」をつけたと述べ、特にこの法律には、全米の充電ネットワーク構築を目標とする州へのフォーミュラ資金 50 億ドル（長官がネットワークの「ギャップ」を埋めるために州への補助金を提供するために毎年 10%ずつ設定される）が含まれていると強調した。
- 12 月 13 日、ホワイトハウスは、エネルギー・交通合同庁舎の設立、代替燃料コリドーの第 6 次指定公募およびその他のいくつかの措置を含む電気自動車充電行動計画を発表した。

自動車産業：ゼネラルモーターズ社やフォード社などの自動車メーカーは、全体として、最近の電気自動車へのコミットメントは、燃焼式自動車からの移行において米国をリードしたいという意思表示であると述べている。最も注目すべきは、2021 年 8 月 5 日に発表された共同声明で、バイデンが新たに発表した目標を支持し、フォード、GM、ステランティスの 3 社は、2030 年までに電気自動車（バッテリー電気自動車、燃料電池自動車、プラグインハイブリッド自動車）の米国年間台数の 40 から 50%の販売を達成するための支持と共通の志を発表したことである。共同声明によると：

- 「これは現在の米国市場からの劇的な変化を意味し、購入奨励金、これらの目標に相当する数百万台の車両をサポートするのに十分な密度の総合充電ネットワーク、研究開発への投資、米国内の電気自動車製造およびサプライチェーン拡大のための奨励金など、政権が Build Back Better Plan で約束した一連の電化政策が適時に展開されて初めて達成できるものである。」
- 「UAW（全米自動車労組）が労働力を変革する上で我々の側にいて、この旅で我々とパートナーになることで、電気自動車の革新と製造を通じて、クリーンな輸送技術におけるアメリカの継続的なリーダーシップを強化できると確信している。バイデン政権、議会、州政府、地方自治体とともに、これらの壮大な目標を可能にする政策の制定を期待している。」

全米自動車労働組合（UAW）の Ray Curry 会長も 2021 年 8 月に、米国製電気自動車の拡大を支持する声明を発表していた。

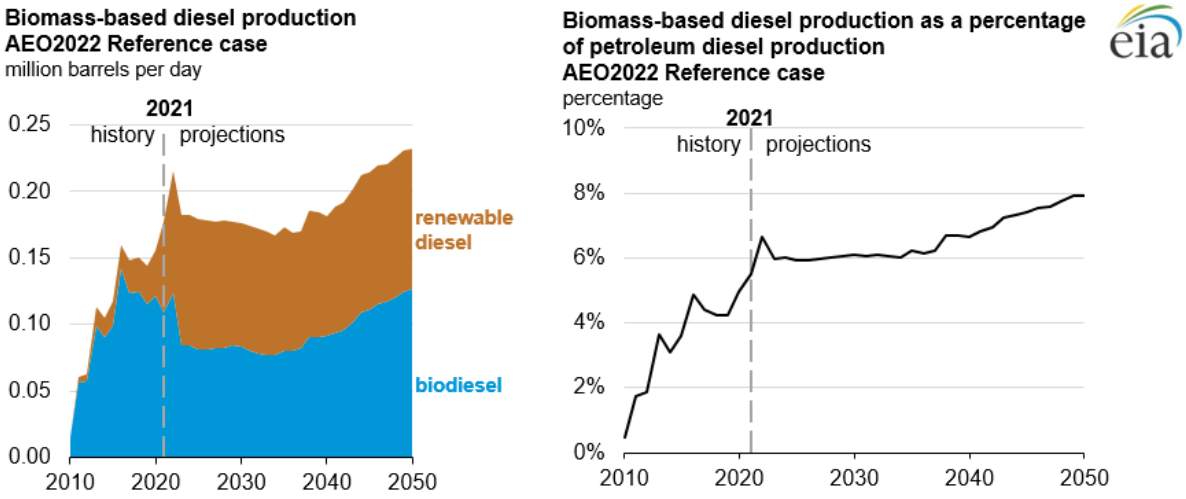
- 「自動車業界は、各国が未来のクルマづくりを競い合う重要な時期を迎えている。われわれは、メーカーが市場の拡大と製造の拡大に何十億も注ぎ込んでいる中国やヨーロッパに遅れをとっている。」
- 「ここ米国で投資を行う必要がある。幸いなことに、バイデン大統領はこの瞬間の重要性を認識しており、彼の Build Back Better Plan は、未来の自動車が確実にわが国で製造されるために必要な製造、消費者インセンティブ、インフラへの大胆な投資を行うものである。投資だけでは十分ではない。
- 「UAW は、各社が電気自動車に関して自発的なコミットメントを行ったことに留意しているが、UAW の焦点は、厳しい期限やパーセンテージではなく、アメリカの中産階級の中心であった賃金と福利厚生を維持することである。」
- 「われわれは、良い労働組合の維持だけでなく、それを成長させ、米国の電気自動車の製造を部品から組み立てにまで拡大することに意欲的でなければならない。これらの将来の仕事は、給与と重要な安全衛生基準を守る、アメリカの組合規模の賃金と福利厚生の良い仕事であることが義務付けられている。UAW のメンバーは、現在そして未来のために、これらの電気自動車やトラック、そしてそれらに搭載されるバッテリーを製造する準備ができている。私たちのメンバーは、この世界的なレースに勝つためのアメリカの秘密兵器である。」

２．２．米国エネルギー情報局（EIA）

質問１：現在はバイオディーゼルが再生可能ディーゼルと比較して、圧倒的に比率が高いようであるが、今後も B5 のようにバイオディーゼルを軽油に混合していくのか、環境のために再生可能ディーゼル 100%が増えるのか、中長期的な供給のシナリオは？

EIA は、年次エネルギー見通し 2022（AEO2022、2022 年 3 月 3 日リリース）で、添付の AEO2022 の説明、35 ページと 36 ページに、2050 年までの再生可能ディーゼル消費に関し、初の長期予測考察を示した。

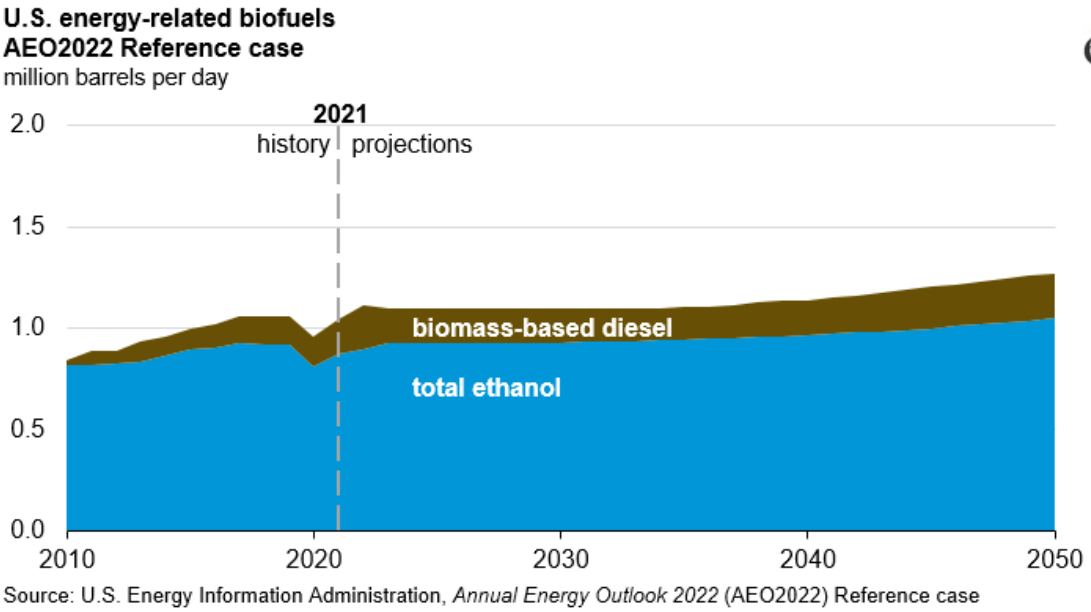
- この予測は EIA の参考事例に基づき、再生可能ディーゼルを含むバイオマス由来のディーゼル燃料の消費と生産の両方について考察したものである。
- それには、政府の政策や生産能力の動向に関する EIA の基本的な仮定を示し、2050 年までにバイオマスディーゼルが米国の総軽油供給量の 8%に制限されるという大きな制約を指摘している。
- EIA は現在、再生可能ディーゼルの生産量増加が見込まれるが、同じ原料をめぐる競争により、新たなバイオディーゼル生産能力が犠牲になると算定している。
- EIA はこう述べている。「参考事例では、再生可能ディーゼルの供給は輸入再生可能ディーゼルに支えられ、2050 年までバイオディーゼルの供給より高い水準で推移する。」



Source: U.S. Energy Information Administration, *Annual Energy Outlook 2022* (AEO2022) Reference case

国内燃料ミックスに占める再生可能ディーゼルの消費量の増加：「米国ではこれまでバイオディーゼルがバイオマス由来ディーゼル燃料の主流であったが、中長期的には再生可能ディーゼル燃料の生産能力にシフトしていくと予測している。」

- 「バイオマス由来ディーゼル燃料とは、廃油などのバイオマスを原料として製造される燃料のことである。これらの燃料は主にディーゼルエンジンに使用されるが、暖房用燃料としても使用することができる。」
- 「バイオマスベースのディーゼルには、バイオディーゼルと再生可能ディーゼルが含まれる。再生可能ディーゼルは、化学的には石油系軽油と区別がつかないため、既存のインフラやディーゼルエンジンに使用できる仕様になっている。バイオディーゼルはアルキルエステルと呼ばれる化学的な混合物で、石油系軽油に 5%から 20%程度（それぞれ B5 から B20 と呼ばれる）混合して使用されることが多い。再生可能ディーゼルは、配合制限の対象外である。」
- 「再生可能ディーゼルの成長は、再生可能燃料生産に関する州や連邦政府の目標値の引き上げ、有利な税額控除、既存の石油精製所の再生可能ディーゼル精製所への転換などとともに、その流用可能性によるものである。これらの目標やインセンティブには、再生可能燃料基準、カリフォルニア州低炭素燃料基準、米国のバイオマス由来ディーゼル混合燃料クレジットなどがある。このクレジットは 2022 年まで適用され、適格納税者は石油系軽油にバイオディーゼルまたは再生可能ディーゼルを混合した場合、1 ガロンあたり 1 ドルのクレジット申請ができる。再生可能ディーゼルの経済性向上に伴い、新規の独立型施設や石油精製所の転用という形で生産能力が増加している。」
- 「現在のバイオマス由来ディーゼル燃料の市場は、生産能力、原料の入手可能性、経済性の組み合わせによって制約を受けている。バイオマス由来ディーゼル燃料の市場浸透は市場の需要によって制限され、再生可能ディーゼルとバイオディーゼルは同じ原料で競合するため、再生可能ディーゼルの成長は、バイオディーゼルの新規生産能力を一部犠牲にしてもたらされる。参考事例では、再生可能ディーゼルの供給は輸入再生可能ディーゼルに支えられ、2050 年までバイオディーゼルの供給より高い水準で推移する。」



- 「バイオマス由来のディーゼル燃料は、軽油市場全体の中で比較的小さな部分であり、2050 年の供給総量の 8%未満に過ぎない。一方、米国におけるエネルギーとしての現在のエタノール消費量は、2050 年には 100 万 b/d 近くに達し、バイオマス由来のディーゼルの 5 倍近い量となる。したがって、米国で販売されている完成モーターガソリンのほとんどすべてが 10%エタノール（E10）と混合されているため、バイオマスベースのディーゼル燃料よりもはるかに多くのエタノールがエネルギーとして消費されている。」
- 「しかし、ブレンド比率の上昇にもかかわらず、エネルギーとしての米国のエタノール消費の将来の伸びは、自動車用ガソリン消費の減少によって、2050 年まで現在のレベルに近い制約を受けると考えられる。また一方、再生可能ディーゼル燃料は混合する必要がなく、バイオマス由来の燃料は運輸部門の二酸化炭素排出量を削減するための潜在的な経路であり、石油由来の軽油の代替燃料源となるため、引き続き関心と投資を集めている。バイオマスベースのディーゼルは、長期的には軽油全体の中で、わずかではあるが、増え続けると予測している。」

質問 2：バイオディーゼルの原料は、持続可能な航空燃料（SAF）の規格である ASTM D7566 の Annex2 と競合すると思われるが、大型車（HDV）と航空機で、それぞれ中長期的な供給のシナリオは？

EIA の年次エネルギー見通しチームに、バイオディーゼルと SAF の原料予測に関する詳細情報を問い合わせたところ、以下の回答が得られた。

- 彼らは ITTA に対し、SAF とバイオディーゼルに関する情報については、長期的な原料供給シナリオを持っていないと回答した。
- 質問 1 の回答で述べたように、EIA は、バイオディーゼルと再生可能ディーゼルが同じ原料で競合し、再生可能ディーゼルの成長が見込まれる場合、「部分的にバイオディーゼルの新規生産能力が犠牲となることを認めている。この問題については、以下の質問 B3 への回答でさらに詳しく説明する。
- AEO2022 では、EIA は持続可能な航空燃料に関する具体的な見通しを示していない。しかし、AEO チームは ITTA に対し、「近い将来に」SAF の長期予測を追加するよう働きかけていると述べた。

質問 3：2021 年 2 月にバイオディーゼル生産の長期シナリオについて聞いたとき、原油価格が高いシナリオと低いシナリオで大きく異なると回答されたが、バイデン政権になって低炭素化をすすめる段階で、シナリオに変化はあるか？

質問 1 に対する EIA の回答にあるように、EIA は AEO2022 の説明の中で、原油価格が高い場合と低い場合のバイオディーゼルや再生可能ディーゼルの結果の違いに関する定性的な比較をしていない。しかし、関連する AEO2021 と AEO2022 のデータ表を比較すると、EIA は AEO2022 の参考事例、原油価格高ケース、原油価格安ケースでバイオディーゼルの長期見通しを AEO2021 の同じケースと比較して下方修正したことがわかる。

バイオディーゼルに関する AEO2021 と AEO2022 の比較：データ用のバイオディーゼル生産量は、AEO 表 11（石油及びその他の液体供給と廃棄）の 39 行目にある。バイオディーゼル – 国内生産。

- 次の表は、3 つのケースにわたる表 11 の 30 行目のデータを比較 - 参考値、高原油価格、および低原油価格 -AEO2021 と AEO2022 の間(表 11 のスプレッドシートを 3 枚、各ケースに添付。)
- AEO2021 と AEO2022 の参考事例の比較では、50 年の予測期間において 10,000b/d（2050 年）から 60,000b/d（2025 年と 2035 年）の間で変化している。EIA は 2022 参考事例を AEO2021 参考事例と比較して格下げした。

- AEO2021 と AEO2022 の原油価格高騰ケース比較では、3 万 b/d（2025 年）から 21 万 b/d（2045 年）と大きな範囲差が出た。EIA は 2022 年高価格ケースを 2021 年高価格ケースに比べ格下げした。
- また、EIA は 2022 年低価格ケースを格下げした。AEO2022 の 3 つのケースで一貫して格下げされているのは、バイオディーゼルと再生可能ディーゼルが同じ原料で競合し、再生可能ディーゼルの成長が見込まれる場合、「バイオディーゼルの新規生産能力を一部犠牲にする」という EIA の評価（質問 B1 に対する回答）を反映している。

AEO2021 と AEO2022 の比較 - 表 11 - 供給と廃棄 国内のバイオディーゼル生産：2021-2050 年 参考値、原油高、原油安の各ケースでの比較							
1 日あたり百万バレル							
	2021 年	2025 年	2030 年	2035 年	2040 年	2045 年	2050 年
2021 年参考	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13
2022 年参考	0.11	0.07	0.08	0.07	0.08	0.10	0.12
差	+0.02	+0.06	+0.05	+0.06	+0.05	+0.03	+0.01
2021 年高価格	0.15	0.17	0.24	0.29	0.32	0.42	0.44
2022 年高価格	0.11	0.14	0.15	0.16	0.17	0.21	0.24
差	+0.04	+0.03	+0.09	+0.13	+0.15	+0.21	+0.20
2021 年低価格	0.14	0.12	0.13	0.12	0.11	0.09	0.08
2022 年低価格	0.11	0.06	0.06	0.03	0.00	0.00	0.00
差	+0.03	+0.06	+0.07	+0.09	+0.11	+0.09	+0.08

下表は、AEO2021 と AEO2022 の 39 行目のデータについて、原油価格の高値と安値のケースを比較したものである。AEO2021 では、バイオディーゼル生産は高価格のケースで有利であるが、AEO2022 では低価格のケースで有利である。

AEO2021 と AEO2022 の比較 - 表 11 - 供給と廃棄 国内のバイオディーゼル生産：2021-2050 年 原油価格の高値と安値のクロスケース比較							
1 日あたり百万バレル							
	2021 年	2025 年	2030 年	2035 年	2040 年	2045 年	2050 年
2021 年低価格	0.14	0.12	0.13	0.12	0.11	0.09	0.08
2021 年高価格	0.15	0.17	0.24	0.29	0.32	0.42	0.44
差	-0.01	-0.05	-0.11	-0.17	-0.21	-0.33	-0.36
2022 年低価格	0.15	0.17	0.24	0.29	0.32	0.42	0.44
2022 年高価格	0.11	0.14	0.15	0.16	0.17	0.21	0.24
差	+0.04	+0.03	+0.09	+0.13	+0.15	-0.21	+0.20

再生可能ディーゼルに関する AEO2021 と AEO2022 の比較：再生可能ディーゼルの生産量は、AEO 表 11（石油・その他液体供給）42 行目の予測データに組み込まれている：その他のバイオマス由来の液体。42 行目には再生可能ディーゼルが含まれる。

- 下表は、AEO2021 と AEO2022 の間で、表 11 の 42 行目のデータを、参考値、原油高、原油安の 3 つのケースで比較したものである。(表 11 のスプレッドシートを 3 枚、各ケースに添付。)
- AEO2021 と AEO2022 では、参考事例の比較と原油安ケースの比較にほとんど差はない。両ケースとも、AEO2022 に有利な変化はゼロから 3 万 b/d の範囲である。
- しかし、AEO2021 と AEO2022 の原油高ケースを比較すると、AEO2022 に有利な予測値が大きく増加していることがわかる。
- その差は、最低の 3 万 b/d（2021 年）から最高の 26 万 b/d（2045 年）の範囲です。

AEO2021 と AEO2022 の比較 - 表 11 - 供給と廃棄 その他のバイオマス由来の液体：2021-2050 年 参考値、原油高、原油安の各ケースでの比較							
1 日あたり百万バレル							
	2021 年	2025 年	2030 年	2035 年	2040 年	2045 年	2050 年
2021 年参考	0.08	0.12	0.13	0.13	0.12	0.11	0.12
2022 年参考	0.09	0.13	0.13	0.13	0.13	0.14	0.15
差	+0.01	+0.01	--	--	+0.01	+0.03	+0.03
2021 年高価格	0.07	0.09	0.08	0.09	0.14	0.17	0.22
2022 年高価格	0.10	0.19	0.22	0.26	0.31	0.43	0.44
差	+0.03	+0.10	+0.14	+0.17	+0.17	+0.26	+0.22
2021 年低価格	0.08	0.12	0.13	0.12	0.11	0.11	0.11
2022 年低価格	0.09	0.14	0.13	0.13	0.14	0.14	0.13
差	+0.01	+0.02	--	+0.01	+0.03	+0.03	+0.02

下表は、AEO2021 と AEO2022 の 42 行目のデータについて、原油価格の高値と安値のケースを比較したものである。各 AEO における低価格ケースと高価格ケースのギャップは、AEO2022 の方が AEO2021 よりはるかに大きい。

AEO2021 と AEO2022 の比較 - 表 11 - 供給と廃棄 その他のバイオマス由来の液体：2021-2050 年 原油価格の高値と安値のクロスケース比較							
1 日あたり百万バレル							
	2021 年	2025 年	2030 年	2035 年	2040 年	2045 年	2050 年
2021 年低価格	0.08	0.12	0.13	0.12	0.11	0.11	0.11
2021 年高価格	0.07	0.09	0.08	0.09	0.14	0.17	0.22
差	+0.01	+0.03	+0.05	+0.03	-0.03	-0.06	-0.11
2022 年低価格	0.09	0.14	0.13	0.13	0.14	0.14	0.13
2022 年高価格	0.10	0.19	0.22	0.26	0.31	0.43	0.44
差	-0.01	-0.05	-0.09	-0.13	-0.17	-0.29	-0.31

質問 4：中長期的には、再生可能燃料基準（RFS）やカリフォルニア州、オレゴン州などの低炭素燃料基準は（LCFS ）、いつまで続くと考えているのか？

再生可能燃料基準（RFS）は、米国内で販売される輸送用燃料に再生可能燃料を最低量含むことを義務付ける連邦政府の制度である。RFS は 2005 年のエネルギー政策法に端を発し、2007 年のエネルギー自給・安全保障法（EISA）によって拡大・拡張された。RFS は、再生可能燃料を輸送用燃料に混合する量を年々増加させており、米国によれば、2022 年までに 360 億ガロンに拡大するとのこと。

RFS プログラムでは、毎年、以下のカテゴリーに従って指定された量の再生可能燃料を販売することが義務付けられている。EISA では、各カテゴリーについてライフサイクル GHG 排出量の基準値を定め、代替となるガソリンや軽油の排出量ベースラインに対する割合の改善を要求している。

- 従来のバイオ燃料：デンプン原料（例：トウモロコシ、グレインソルガム）から得られるあらゆる燃料。2007 年以降に建設された工場で生産される従来型バイオ燃料は、ライフサイクルでの GHG 排出量を 20%削減することを実証しなければならない。

- 先進のバイオ燃料：セルロース系または高度な原料に由来する燃料。サトウキビやテンサイを原料とした燃料、植物油や廃油を原料としたバイオディーゼル、石油と共同加工した再生可能ディーゼル、その他将来的に存在する可能性のあるバイオ燃料が含まれる可能性がある。高度なバイオ燃料には、セルロース系バイオ燃料とバイオマスベースの軽油という 2 つのサブカテゴリーがある。バイオマスディーゼル燃料とセルロース系バイオ燃料の両方が、それぞれのカテゴリーでの使用量を超えている場合、このカテゴリーを満たすために使用することができる。このカテゴリーの燃料は、ライフサイクルでの GHG 排出量を 50%削減することを実証する必要がある。
- バイオマスベースの軽油：バイオディーゼルやノンエステル再生可能ディーゼルなど、再生可能な原料から作られる軽油の代替品。このカテゴリーの燃料は、ライフサイクルでの GHG 排出量を 50%削減することを実証する必要がある。
- セルロース系バイオ燃料：セルロース、ヘミセルロース、リグニンを原料とする非食糧系の再生可能な原料を使用した燃料。このカテゴリーの燃料は、ライフサイクルでの GHG 排出量を 60%以上削減することを実証する必要がある。
- 環境保護庁（EPA）は、2022 年以降の年間必要量を決定する法的権限を有している。

EIA の年次エネルギー見通し 2022(AEO 2022)における再生可能ディーゼルのトピックによると、目標やインセンティブとして、再生可能燃料基準、カリフォルニア州低炭素燃料基準、米国バイオマスベースディーゼルブレンダークレジットが挙げられている。

EIA の説明によると、年次エネルギー見通しは、一般的に最近の政府の行動を含む現行の法律や環境規制を表している。

- AEO 2022 では、EIA は 2021 年 11 月末時点で施行規則が利用可能であったと仮定している。提案された連邦および州の法律、規制、基準、または制定されたが実行に資金を必要とする、または必要な施行規則がない法律のセクションの潜在的な影響は反映されていない。
- 各想定文書には、AEO に含まれる連邦および州の法律や規制の一覧と、EIA がそれぞれをどのように組み込んだかが記載されている。
- 年次エネルギー見通し 2022 に含まれる立法・規制の概要という別資料で、新しい法律や規制の要件をまとめている。このドキュメントはまだ公開されていない。

さらに、輸送需要、効率、エネルギー消費に関する主な想定には、小型車（LDV）、商用小型トラック、貨物輸送、および航空輸送に対応している。LDV の場合、燃料経済の増分改善、コストの増分、重量の増分の変更、導入または商用利用の初年度、および馬力の部分的な変更を含む、自動車および小型トラックに固有の高度な技術入力を想定している。EIA は、Volpe の企業平均燃費（CAFE）モデルの複数の実行から入力の仮定を策定している。

AEO 2022 参考事例：エネルギー効率指標（ガロンあたりのマイル数）						
2025 年	2030 年	2035 年	2040 年	2045 年	2050 年	成長性
新小型車 CAFE 規格（新車販売予測に基づく CAFE 規格）						
36.515312	36.99622	37.040478	36.994915	36.939468	36.844318	0.10%
新車						
46.881027	47.699383	47.710827	47.715466	47.719818	47.721333	0.30%
新型小型トラック						
33.490173	34.053837	34.054016	34.054092	34.054165	34.054241	0.20%
コンプライアンス新小型車（代替燃料車販売とクレジットバンキングによる CAFE クレジットを含む）						
38.094296	38.54631	39.1922	39.675838	40.016975	40.152401	0.30%
新車						
48.15469	49.1185	49.873493	50.639797	51.303078	51.811989	0.50%
新型小型トラック						
35.098633	35.596081	36.155796	36.62775	36.966965	37.147499	0.40%
テスト済みの新型小型車（環境保護庁評価マイル/ガロン）						
37.548306	37.92981	38.411659	38.74736	38.959419	39.002537	0.30%
新車						
47.515671	48.394592	48.908657	49.429173	49.849922	50.139729	0.40%
新型小型トラック						
34.584492	35.014309	35.429878	35.775749	36.00901	36.118683	0.40%
オンロードの新しい小型車両（オンロード性能のために改訂されたテスト済みの新しい車両効率）						
30.626116	30.93675	31.329922	31.603556	31.776299	31.8111	0.30%
新車						
38.801998	39.519737	39.939529	40.36459	40.708183	40.944843	0.40%
新型小型トラック						

28.198744	28.549198	28.888037	29.170044	29.360237	29.449659	0.40%
小型車在庫（すべての車と小型トラックの「オンザロード」見積もりの合計）						
25.867371	27.732096	28.950821	29.742331	30.233269	30.481501	0.80%
新しい商用小型トラック						
16.007891	16.790009	16.878387	16.853834	16.860506	16.858206	0.30%
在庫のある商用小型トラック						
14.897541	15.682951	16.221375	16.504137	16.653605	16.75049	0.60%
貨物トラック						
7.70782	8.403061	9.070722	9.51915	9.801952	10.031261	1.10%

AEO 2022 では、ガソリンは引き続き小型車（LDV）燃料の主流となるが、消費量は COVID19 流行前のレベルには戻らないと EIA は予測している。

- 2021 年の米国の輸送で消費されるエネルギーのうち、LDV が占める割合は 54%。EIA によると、その割合は 2050 年には 51%に減少する。
- LDV のエネルギー消費量は、一般的に 2038 年まで減少し、その後予測期間の終わりまで増加すると予測されている。
- LDV の総販売台数は 2050 年までに 2019 年の流行前の水準に戻らず、電池式電気自動車（BEV）、ハイブリッド自動車（HEV）、プラグインハイブリッド自動車（PHEV）の販売が増加するため、従来の自動車ガソリン車の販売は予測期間中に減少する。

EIA は、ガソリン、軽油、フレックス燃料、天然ガス、プロパンのパワートレインを含む内燃機関（ICE）LDV の合計販売シェアは、BEV、PHEV、HEV の販売増加により、2021 年の 92%から 2050 年には 79%に減少すると予測している。

- 予測期間を通じて、200 マイルと 300 マイルの BEV 販売が拡大し、2021 年 34 万台から 2050 年には 152 万台に、PHEV 販売は 2021 年の 144,000 台から 2050 年には 521,000 台に増加する。
- PHEV は、2021 年から 2024 年の間に急速な成長と市場浸透を示している。PHEV は、電池価格の下落により 2024 年以降成長が鈍化し、BEV が電動 LDV の最高シェアに押し上げられる。
- EIA は、BEV と PHEV を合わせて 2050 年の LDV 総売上高の 13%を占めると予測している。

路上 LDV ストックの電気自動車の総シェア（BEV と PHEV を含む）に関する EIA のプロジェクトは、2021 年 11 月現在の現行の法律と規制に基づいて、2021 年の 3%未満から 2050 年には 13%に増加するとしている。しかし、2021 年 12 月、米国環境保護庁（EPA）は、MY2023-2026 の乗用車および小型トラックの GHG 排出基準に関する最終規則を発表した。EPA 最終規則は、12 月 30 日に連邦官報に掲載されてから 60 日後に発効する。要約：

- EPA の最終規則は、2021 年 8 月に提案された MY 2023-2024 の基準の厳格さのレベルを維持し、MY2025-2026 に提案された基準よりもさらに厳格な基準を最終決定する。
- EPA の最終基準は、前年比で MY 2024 年に 5%、MY 2025 年に 6.6%、MY 2026 年に 10%以上と、引き続き厳格化が進んでいる。提案されている総フリート排出基準には、以下のものが含まれる。
    - MY 2023：202 グラムの CO2/マイル。
    - MY 2024：192 グラムの CO2/マイル。
    - MY 2025：179 グラムの CO2/マイル。
    - MY 2026：161 グラムの CO2/マイル。

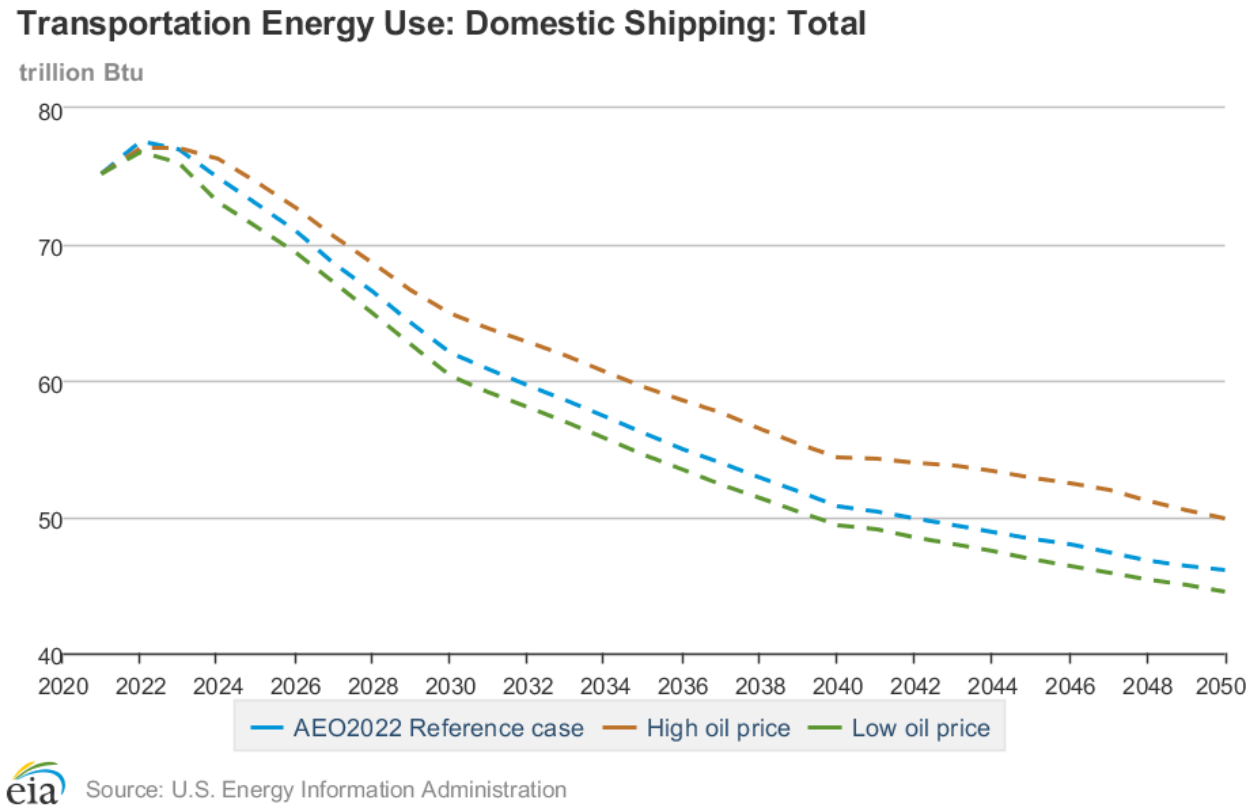
質問 5:バイデン政権は、船舶をゼロエミッションにすると発表している。長期的には、船舶の代替燃料候補として、アンモニアや水素が注目されている。グリーンメタノールや e-fuel などの液体燃料も、EIA シナリオの船舶用代替燃料の候補に含まれているのか？

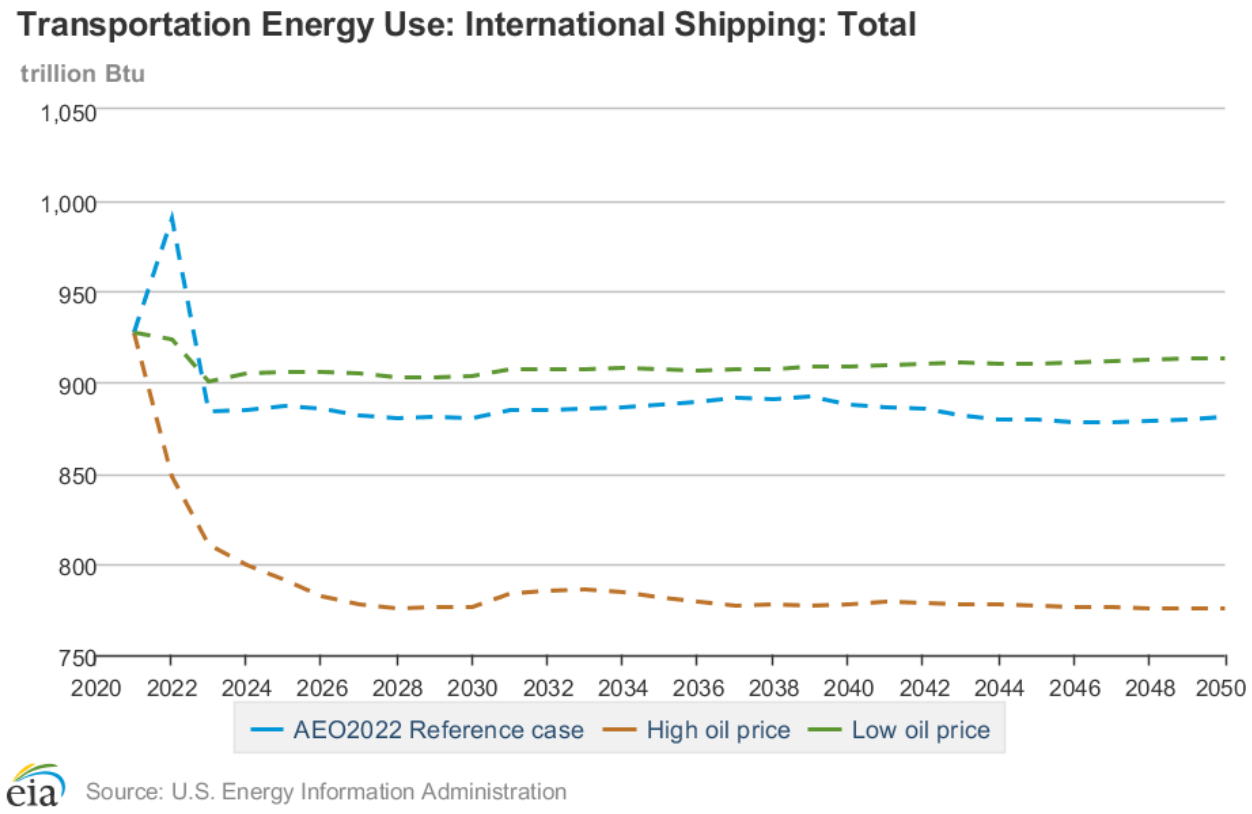
ITTA は、EIA のエネルギー消費・効率化モデリングチーム、オペレーションリサーチアナリストの Michael Dwyer 氏に話を聞いた。上記の質問に対する彼の回答：「現在、新しい燃料を追加する可能性を調査しているが、アンモニア、水素、グリーンメタノール、e-fuel は海運ではモデル化していない。」

EIA の AEO 2022 では、海運内の燃料種別について以下のデータが提供されている。

AEO 2022 参考事例：輸送モード内（兆 Btu）の燃料タイプ別の輸送部門のエネルギー使用量							
国内配送	73.00874	62.00729	56.15614	50.80362	48.41341	46.08128	-1.70%
留出燃料油（軽油）	71.15454	60.50907	54.87293	49.68194	47.02083	44.32645	-1.70%
残油	1.253208	0.82484	0.513567	0.255763	0.243378	0.231458	-6.70%
圧縮天然ガス	0	0	0	0	0	0	- -
液化天然ガス	0.600979	0.673384	0.769649	0.86591	1.149202	1.523373	4.40%
海外発送	887.0612	879.9297	887.3519	887.7813	879.1155	880.516	-0.20%
留出燃料油（軽油）	332.1656	341.155	338.4487	334.7627	335.1574	334.6417	-0.20%
残油	507.0046	478.9104	490.9471	484.673	453.2704	448.5652	-0.60%
圧縮天然ガス	0	0	0	0	0	0	- -
液化天然ガス	47.89101	59.8643	57.95606	68.34563	90.68778	97.30906	3.10%

以下のグラフは、AEO2022 参考事例、原油価格高、原油価格安を、内航・外航船舶のエネルギー使用量で比較したものである。





船舶用代替燃料に関しては、米国エネルギー省（DOE）のバイオエネルギー技術局が 2018 年に発表した「Understanding the Opportunities of Biofuels for Marine Shipping」で、船舶分野でのバイオ燃料利用の機会と課題について述べている。その後、DOE は 2020 年にワークショップを開催し、Maersk や Exxon Mobil といった業界のリーダーたちが参加して、関心を測り、答えるべき科学的な質問を絞り込んでいった。

最近では、DOE が 2021 年 6 月 2 日に、ゼロエミッション輸送を推進するための国際的な取り組みを主導する意向を表明した。デンマーク、ノルウェー、米国の各政府、グローバル海事フォーラム、Mærsk Mc-Kinney Møller Center for Zero Carbon Shipping は、ミッションイノベーションの一環として、新しいゼロエミッション海運ミッションの共同実施を目指している。この取り組みの主な目的は以下の 3 つである：

- ゼロエミッション燃料、船舶、燃料インフラをバリューチェーン全体で協調して開発、実証、配備する。

- 2030 年までに、グリーン水素、グリーンアンモニア、グリーンメタノール、バイオ燃料など、水素ベースのゼロエミッション燃料で航行できる船舶が、燃料消費量で測定した世界の遠洋フリートの少なくとも 5%を占めるようにする。
- 2030 年まで、少なくとも 200 隻の航行安全性の高いゼロエミッション燃料船が就航し、主要な深海航路でこれらの燃料を利用している。

ゼロエミッション輸送ミッションは、クリーンエネルギーのイノベーションを加速させるために 24 カ国と欧州委員会が世界的に取り組んでいる「ミッションイノベーション」の一環である。

２．３．米国環境保護庁（EPA）

質問 1 : バイデン大統領は、2021 年 4 月の気候に関する首脳会議、2021 年 10 月の COP26 で様々な発言をした。石油業界に大きな影響を与える可能性のある発言は何か？

EPA は、米国政府機関は一般的に、一つのイベントにおける大統領の「発言」を、実際のプログラムの主要な推進力とみなさないことを強調する。

- アメリカの大統領は、いつでも自由に発言できる。行政府の長である大統領の発言は、連邦官僚にとって重要な政策意図の表明である。
- しかし、米国政府の政策やプログラムは、既存の法律、大統領令、政府機関の規則（行政手続法に従って正式に考案される）に内在する権限に従って、時間をかけて開発されるものである。
- とはいえ、今回の首脳会議で重要な発言は、バイデンが 2030 年に 2005 年比で 50 から 52%削減という経済全体の新しい排出量目標を宣言したことである。
- この目標は、法律の効力を持たないため、現時点では強い願望である。

首脳会議では、石油・ガス関連の開発では、「ネットゼロプロデューサーフォーラム（NPF）」の設立が含まれていた。

- NPF は、メタンガス削減、循環型炭素経済アプローチの推進、クリーンエネルギーや炭素回収・貯蔵技術の開発と普及、炭化水素収入への依存からの脱却、その他各国の国情に沿った施策を通じて、今世紀半ばまでに排出量ゼロを達成するための取り組みを支援している。
- 米国をはじめ、カナダ、ノルウェー、カタール、サウジアラビアのエネルギー省が加盟しており、世界の石油・ガス生産の 40%を占めている。
- 2021 年 3 月 9 日、米国エネルギー省の Jennifer Granholm 長官は、カナダ、ノルウェー、カタール、サウジアラビアのエネルギー大臣とともに、第 1 回閣僚会議を開催し、NPF を正式に発足させた。

上記の宣言とコミットメントに関連して、バイデン政権は石油・ガス会社に対して、メタン削減、循環型炭素経済開発、石油・ガスセクターにおける排出削減技術の研究開発（例：CCUS）、クリーンエネルギーへの財務ポートフォリオの多様化、などの分野で努力を追求するように求めている。

COP26 では、バイデン政権がいくつかのプログラムやイニシアチブを発表した。公開された重要な文書のひとつに LONG-TERM STRATEGY OF THE UNITED STATES（米国の長期戦略）がある。2050 年までに温室効果ガス排出をネットゼロにするための進路：米国の長期戦略、2050 年までに温室効果ガス排出をネットゼロにする進路（whitehouse.gov）。

石油部門については、(1) メタン排出量の削減、(2) CO2 除去量の増加、(3) 部門からの排出を減らすための技術革新の支援など重要なポイントが含まれている。

米国の石油精製会社は、メタンやその他の炭素排出を削減し、炭素を回収するプロジェクトを開始し、新しい排出緩和技術に投資する新しい計画やコミットメントを日常的に発表している。

質問 2：RFS では、セルロース系エタノールの目標値が毎年下方修正されているが、供給量を増やせる可能性はあるのか？それとも、毎年下方修正される可能性が高いのか？

DOE の代替燃料データセンターの説明によると、セルロース系バイオ燃料とは、セルロース、ヘミセルロース、リグニンといった非食品ベースの再生可能な原料から得られる燃料のことである。このカテゴリーの燃料は、ライフサイクルでの GHG 排出量を 60%以上削減することを実証する必要がある。

- セルロース系原料は非食糧系で、作物残渣、木材残渣、エネルギー専用作物、産業廃棄物などが含まれる。
- これらの原料は、セルロース、ヘミセルロース、リグニンから構成されている。
- リグニンは通常、分離して熱と電気に変換して変換工程に使用される。
- セルロース系原料の収穫、収集、配送には課題がある。DOE によると、これらの原料に含まれる糖分をエタノールに変換するために放出することは、より困難であるという。

現在、生産されるエタノールのほとんどは、デンプンや砂糖を原料としたものである。DOE によると、これらの原料に含まれる糖は抽出や発酵が容易で、大規模なエタノール生産が可能であるという。トウモロコシは米国の主要作物であり、国内のほとんどのエタノール生産の原料となっている。しかし、セルロース系原料は、デンプン系や砂糖系の原料に比べて、いくつかの利点がある。

- これらは豊富に存在し、RFS で要求されるセルロース系バイオ燃料の生産に利用することができる。
- それらは廃棄物であったり、他の作物には適さない耕作限界の土地から収穫された、目的を持って栽培されたエネルギー作物である。
- 栽培、収集、エタノールへの変換に必要な化石燃料のエネルギーが少なく、人間の食用にも使われない。

大気浄化法第 211 条に基づき、環境保護庁（EPA）は、全国的に適用可能な再生可能燃料の数量の目標を実施するための基準を、毎年設定する必要がある。EPA によると、セルロース系燃料は、大気汚染防止法に記載されている量的基準を満たすにはまだ十分な量が生産されていないとのことである。法律では、EPA が免除を通じてセルロース系バイオ燃料の必要量を減らすことを許可している。EPA は、2010 年以降、毎年この免除規定を利用している。

- この規定により、EPA は、義務当事者にセルロース系バイオ燃料基準値以下のセルロース系放棄クレジット(CWCs)を提供することで、セルロース系 RIN の必要量を削減することができる。
- これらの免除クレジットは、法令に規定された方法を用いて EPA が設定した価格で購入することができる。クレジットを取引したり、将来の使用のために銀行に預けたりすることはできない。提供される年のセルロース系バイオ燃料の基準を満たすために使用されなければならない。

EPA は、再生可能燃料基準（RFS）プログラムにおける義務当事者と再生可能燃料輸出業者の年次遵守データを提供している。

- ガソリンと軽油の精製・輸入業者（義務当事者）と再生可能燃料の輸出業者は、セルロース系バイオ燃料（CB）、バイオマスベースの軽油（BBD）、先進バイオ燃料（AB）、再生可能燃料（RF）の再生可能エネルギー義務量（RVO）への適合を実証することが求められる。
- EPA の説明によると、義務当事者は、遵守年度を通じて再生可能燃料を表すクレジット（RIN と呼ばれる）を取得することができる。準拠年度終了後、義務当事者は適用される各 RVO のコンプライアンスを達成するために必要な RIN の数と種類を廃止する。輸出者は、輸出した再生可能燃料の量に応じて、輸出後 30 日以内に RVO を遵守していることを証明しなければならない。

以下の表は、2019 年遵守年度の総 RVO、セルロース系バイオ燃料の年間義務、各遵守年度の年度末遵守赤字総額、および年間購入したセルロース系免除クレジットに関する EPA の最新データを強調したものである。

2019 年の再生可能エネルギー総量の義務				
パラメータ	セルロース系バイオ燃料（ガロン）	バイオマスベースの軽油（ガロン）	先進バイオ燃料（ガロン）	再生可能燃料（ガロン）
RFS 予測義務量	418,000,000	2,100,000,000	4,920,000,000	19,920,000,000
報告された義務量	421,069,080	3,167,171,773	4,961,292,200	20,083,164,365
輸出された再生可能燃料	0	358,332,137	0	311,488,283
報告された前年の赤字	2,962,896	19,737,837	28,957,783	130,610,558
合計 RVO	424,031,976	3,545,241,747	4,990,249,983	20,525,263,206
出典：環境保護庁				

セルロース系バイオ燃料の年間再生可能燃料基準義務量	
準拠年度	セルロース系バイオ燃料（ガロン）
2010 年	6,500,000
2011 年	0
2012 年	0
2013 年	818,517
2014 年	33,000,000
2015 年	123,000,000
2016 年	230,000,000
2017 年	311,000,000
2018 年	288,000,000
2019 年	418,000,000
出典：環境保護庁	

各準拠年度末のコンプライアンス不足額の合計				
準拠年度	セルロース系バイオ燃料	バイオマスベースの軽油	先進バイオ燃料	再生可能燃料
2010 年	31,543	227,120,812	229,693,190	163,353,609
2011 年	0	45,802,515	37,394,607	68,763,484
2012 年	0	28,488,338	19,405,830	75,236,441
2013 年	31	23,535,850	26,605,634	68,855,617
2014 年	7,615	20,276,804	21,654,525	141,478,021
2015 年	22,823	5,555,088	4,897,514	10,419,624
2016 年	4,454,758	40,944,372	66,462,857	390,514,451
2017 年	19,976,793	75,247,335	137,768,294	681,328,963
2018 年	2,962,896	19,737,837	28,957,783	130,610,558
2019 年	7,996,988	89,973,980	154,730,764	442,194,687
出典：環境保護庁				

セルロース使用権免除クレジットの年間購入額		
RIN 年度	クレジット価格	CWC 購入数
2010 年	$1.56	12,186
2011 年	$1.13	0
2012 年	$0.78	0
2013 年	$0.42	856,325
2014 年	$0.49	12,558,156
2015 年	$0.64	11,724,137
2016 年	$1.33	33,155,196
2017 年	$2.00	12,122,058
2018 年	$1.96	1,200,319
2019 年	$1.77	1,474,354
出典：環境保護庁		

2021 年 12 月 7 日、EPA は、2020 年、2021 年、2022 年の再生可能燃料基準（RFS）プログラムのバイオ燃料量を設定し、プログラムの目的を強化することを意図した規制変更を導入する一連のアクションを提案した。

- また、本措置では、2020 年までのセルロース系バイオ燃料、先進バイオ燃料、および再生可能燃料の総量規制を修正することを提案している。
- さらに、この措置では、上記の 4 つのバイオ燃料カテゴリーすべてについて、2020 年、2021 年、2022 年の再生可能燃料基準を提案している。
- EPA は、セルロース系バイオ燃料、BBD、先進バイオ燃料、および再生可能燃料全体の年間割合基準（「割合基準」とも呼ばれる）について、2020、2021、2022 年に義務当事者が生産または輸入するガソリンと軽油に適用されることを提案した。
- 最後に、EPA は、2016 年の基準設定規則の差し戻しに対応するほか、適合再生可能燃料を製造するためのバイオ中間体の使用に関する規制、規制対象者への柔軟性、および既存規制の明確化など、再生可能燃料基準（RFS）プログラムに対するいくつかの規制変更も提案している。

数量要求案（10 億 RIN）			
区分	2020 年	2021 年	2022 年
セルロース系バイオ燃料	.51	.62	.77
バイオマスベースの軽油	2.43	2.43	2.76
先進バイオ燃料	4.63	5.20	5.77
総再生可能燃料	17.13	18.52	20.77
補足基準	該当なし	該当なし	.25
出典：連邦官報			

提案された割合の基準						
区分	2020 年		2021 年		2022 年	
	低い%	高い%	低い%	高い%	低い%	高い%
セルロース系バイオ燃料	.32	.34	.36	.38	.44	.46
バイオマスベースの軽油	2.37	2.50	2.19	2.30	2.42	2.54
先進バイオ燃料	2.91	3.07	3.03	3.18	3.27	3.42
再生可能燃料	10.78	11.36	10.79	11.33	11.73	12.33
補足基準	該当なし	該当なし	該当なし	該当なし	.14	.15
出典：連邦官報						

12 月に連邦官報に掲載された再生可能燃料基準提案規則の中で、EPA は、バイオ燃料の生産における効率と機会を促進するため、今回の措置ではバイオ中間体を RFS プログラムに含めることを可能にする規制枠組み案も示していると説明している。連邦官報に掲載された再生可能エネルギー燃料基準提案規則の PDF は添付されている。

- EPA によれば、再生可能燃料生産者は、まず再生可能バイオマスを再生可能燃料の原型（または「バイオ中間体」）に加工する施設を持ち、次にそのバイオ中間体を再生可能燃料に加工する別の施設を持つことを希望している。EPA は、再生可能バイオマスが、再生可能燃料に変換される別の施設に送られる前に、ある施設でかなりの前処理を受けることが、経済的または実用的理由により望ましい場合があると説明している。
- 再生可能なバイオマスは、ある施設でバイオ中間体（バイオクリュードなど）に変換され、輸送用燃料として使用する前に、別の施設で何らかの追加処理を必要とする場合がある
- これらの製造方法は、特にセルロース系バイオマスの場合、新規設備の資本コストや原料の取り扱いに伴う保管・輸送コストを削減することにより、再生可能燃料の製造にセルロース系やその他の原料を使用する際のコストを下げる可能性を秘めている。

EPA は、このような技術が、RFS プログラムで求められているセルロース系バイオ燃料の生産を将来的に拡大する機会を提供するものであると指摘している。

また、2021 年 12 月、EPA は、EPA の規則制定案の裏付けとなる技術報告書「規制影響分析（案)」を公表した。本報告書では、概説されたいくつかの主要要因のうち、本要件を満たすために使用されると予測される特定のバイオ燃料の種類と関連原料を特定し、本要件の策定において EPA が分析した環境要因、および再生可能燃料が流通インフラに与える影響について論じている。本報告書の PDF ファイルは添付されている。

以下のリストは、EPA の規則案および再生可能燃料基準プログラムに関する業界関係者からの情報および回答へのリンクである。

EPA の規則案と再生可能燃料基準プログラムに対する業界の反応
米国燃料石油化学製造者協会
環境保護庁の提案型規則制定通知、再生可能燃料基準（RFS）プログラムに関する米国燃料石油化学製造者協会の意見書。RFS 年次規則、Docket No. EPA-HQ-OAR-2021-0324, 86 Fed.Reg. 72,436 (2021 年 12 月 21 日)
https://www.afpm.org/sites/default/files/issue_resources/AFPMRFS2020-2022.pdf
成長エネルギー
EPA の再生可能燃料基準（RFS）プログラムに関する成長エネルギーの補足コメント：RFS 年次規則
https://growthenergy.org/wp-content/uploads/2022/03/Growth-Energy-Supplemental-Comment-on-2020-22-Reset-1.pdf
再生可能燃料協会
再生可能燃料基準（RFS）プログラムに関する規則案へのコメント。RFS 年次規則（86 Fed. Reg. 72,436; 2021 年 12 月 21 日）
https://ethanolrfa.org/file/2133/RFA%202020-22%20RVO%20Comments%20w%20Cover%20Letter%202-4-22.pdf

質問 3：2026 年以降の燃費基準改定について、現時点での作業状況、今後のロードマップ、関連業界の反応などを聞きたい。

米国運輸省道路交通安全局（NHTSA）は、1 ガロンの燃料でどれだけの距離を走行しなければならないかを規定する企業平均燃費（CAFE）基準を設定している。

- NHTSA は、乗用車と小型トラック（総称して小型車）の CAFE 基準を設定し、中型・大型トラックとエンジンの燃費基準を個別に設定している。
- NHTSA は、自動車の燃費を規制する権限を 1975 年のエネルギー政策保全法（EPCA）から得ており、2007 年のエネルギー自由保障法（EISA）で改正された。

2021 年 8 月、NHTSA はバイデン大統領の大統領令 13990 に基づき、2024 年式から 2026 年式で製造される乗用車と小型トラックの 2020 年に設定された燃費経済基準の再検討に関し、新しい燃費基準の提案を発表した。

- 新基準は、2024 年式から 2026 年式まで毎年 8%燃費を向上させ、2026 年式には 2021 年比で推定フリートワイド平均を 1 ガロン当たり 12 マイル増加させる。
- また、大統領令は NHTSA に対し、2027 年式から 2030 年式の乗用車と小型トラックの新しい燃費基準の設定、2028 年式から 2030 年式の大型ピックアップトラックとバンの新しい燃費基準（まだ確定していない）を含む多くの追加措置をとるよう指示している。

NHTSA は、2024 年式から 2026 年式で製造される乗用車および小型トラックの新燃費基準を提案することに伴い、パブリックコメントを求めた。

- 68,000 件以上のコメントが寄せられ、1,600 件以上のコメントが規則制定ドケットに掲載された。
- 2024 年から 2026 年までの企業別平均燃費基準に関する NHTSA の規則制定案に対するすべてのコメントは、以下のリンクを参照：
  https://www.regulations.gov/docket/NHTSA-2021-0053/comments

以下のリストは、NHTSA の「2024-2026 年式乗用車および小型トラックの企業平均燃費基準に関する規則案」に対する業界関係者からの添付コメントに関する情報を提供するものである。

業界関係者からのコメント添付
フォードモーター社
フォードモーター社は、米国ミシガン州ディアボーンに本社を置く、米国の多国籍自動車メーカーである。フォードブランドで自動車と商用車を、リンカーン高級ブランドで高級車を販売している。
現代自動車アメリカ
現代自動車アメリカは、現代自動車の完全子会社である。現代自動車は、米国アラバマ州モンゴメリーにある現代自動車製造アラバマ工場と合わせて、全世界に 19 の製造工場を有している。
ゼネラルモーターズ
ゼネラルモーターズ社は、米国ミシガン州デトロイトに本社を置く、米国の多国籍自動車製造企業である。米国を拠点とする最大の自動車メーカーであり、世界でもトップクラスの規模を誇る。

全米先進交通連合(NCAT)
NCAT は、電気自動車やその他の高度な輸送技術および関連インフラを支援する企業や非営利団体の連合体で、エネルギーの供給、送電、流通、自動車や部品の設計・製造、充電インフラの製造・導入に携わるビジネスリーダーらが参加している。
北米トヨタ自動車
北米トヨタ自動車は、カナダ、メキシコ、米国におけるトヨタ自動車の全事業を統括する事業子会社である。
フォルクスワーゲングループオブアメリカ
フォルクスワーゲングループオブアメリカは、ドイツの自動車会社であるフォルクスワーゲングループの北米事業本部であり、子会社である。フォルクスワーゲングループオブアメリカ(VWoA)は 5 つのブランドを担当している。アウディ、ベントレー、ブガッティ、ランボルギーニ、フォルクスワーゲン車。

ゼネラルモーターズ（GM）の「2020 年持続可能性レポート」で強調されているように、世界的に燃費と排ガス規制が厳しくなっていることを認識している。GM は、規制が業界の現状と将来の可能性を正確に考慮することが必要であると指摘している。GM によると：

- 「政府は、米国における企業平均燃費（CAFE）基準のような従来の規制を、交通とモビリティの変化を反映させるために、更新することが重要である。例えば、現在の CAFE 基準が最初に提案され、2012 年に 2020 年までのモデルについて最終決定されたとき、共有モビリティは最初期段階にあり、EV は主流から遠く離れた黎明期の技術であり、自動運転車は存在さえしなかった。2021 年以降の CAFE は 2020 年に更新された。今後、われわれは、この規制が業界の現状と将来起こりうる事態を正確に反映したものであることを確認したいと思う。」
- 「カリフォルニア州を含むすべての出資者とともに、単一の国家基準を目指すため、EV インセンティブを継続し、NHTSA と EPA の間で連邦規制を調和させることを提言した。例えば、ハイブリッドや複数の州に対応するマルチソリューションなどの暫定的な技術に注力すると、フルバッテリーEV の普及が遅れると考えている。
- 「GM 内では、国ごとに確立された政府のテスト手順に従って、フリートの燃料経済と排出量のパフォーマンスを予測、計画、測定、評価する広範なガバナンスプロセスを制度化している。われわれは、規制がますます厳しくなる先進国市場や、同様の規制を急ピッチで導入する新興国市場で販売される数十車種の燃

費を、かなりのリソースを投入し、複雑なアルゴリズムで算出している。これらの算出とそれにまつわる計画は、製品開発から納品まで、ほぼすべての業務機能に日々影響を与える、われわれのビジネスの本質的な部分である。」

Fleet Fuel Efficiency by Region
(Sales-Weighted Average Passenger Fleet Fuel Economy)

	2016	2017	2018	2019	2020
USA gCO2/km	197	191	189	193	**186**
China L/km	159	151	152	144	**125**
Brazil gCO2/km	123	124	122	121	**121**
Volume-weighted average emissions across all three regions (g/km)	173.1	165.7	165.7	164.2	**160.3**

- GM の 2020 年持続可能性レポートのコピーは、次のリンクにある。
https://www.gmsustainability.com/

フォードモーター社の「持続可能性と財務の統合報告書 2021」にまとめられているように、規制要件や気候安定化との整合性を保ちつつ、グローバルな車両ラインアップ全体で燃費を向上させることが重要な目標となっている。その他の注目すべき施策として、フォード社は、米国の乗用車とトラックの合計の企業平均燃費が改善されたことを強調している。

Vehicle Fuel Economy and CO_2 Emissions

	2018	2019	2020
Ford U.S. Corporate Average Fuel Economy (mpg)			
Cars (domestic and import)	35.7	35.6	35.2[20]
Trucks	26.3	26.8	28.4[21]
Combined car and truck fleet	28.9	29.0	29.9[22]
Ford U.S. CO_2 Tailpipe Emissions per Vehicle (g/mi)			
Combined car and truck fleet average CO_2 emissions	312	309	301[23]
Ford Europe CO_2 Tailpipe Emissions per Passenger Vehicle (g/km)			
	123[24]	131	110[25]
Ford EU CO_2 Tailpipe Emissions per Light Commercial Vehicle (g/km)			
	170	170	166[26]
Ford Switzerland CO_2 Tailpipe Emissions per Passenger Vehicle (g/km)			
	136	135	114[27]
Ford Switzerland CO_2 Tailpipe Emissions per Light Commercial Vehicle (g/km)			
	N/A	N/A	180
Ford China Corporate Average Fuel Consumption (L/100km)			
Ford (China) Import[28]	8.72	8.63	8.61
Jiangling Motors Corporation (JMC)[28]	8.49	7.14	7.49
Changan Ford Automobile Corporation (CAF)[28]	6.89	6.34	7.18
Ford China Corporate Average Tailpipe Emissions (g CO_2/km)			
Ford (China) Import[28]	206.66	204.53	204.06
Jiangling Motors Corporation (JMC)[28]	201.21	169.22	177.51
Changan Ford Automobile Corporation (CAF)[28]	163.29	150.26	170.17

フォード社は次のように認めている。「自動車産業は、安全性、排出ガス、燃費、その他製品特性を規定する規制の対象となり、これらは地域、地方、全国的に異なる場合があると認識している。環境問題（地球規模の気候変動とその影響に関するものを含む)、自動車の安全性、エネルギーの自立性などに対応するため、新たな規制が継続的に提案されており、規制の状況は急速に変化する可能性がある。これに準拠するためには、製品計画を大幅に変更する必要がある。」

フォード社の戦略は、自動車事業の品質向上、コスト削減、不採算事業の再構築を加速させる「The Plan」を中心に据えている：

- 当社の最も強力な事業と車両フランチャイズに、より多くの資本、資源、人材を投資。
- ロイヤリティと定期的な収入源を促進する一連のソフトウェアサービスにより、当社の主要な商用車ビジネスを拡大。
- 業務のあらゆる側面を簡素化し、近代化する。
- トランジット、F シリーズ、マスタング・マッハ E、SUV、リンカーンなど、お客様に喜ばれる魅力的でフォードらしい電気自動車を世界中で大規模に提供する。
- 他者とパートナーシップを組み、専門知識と効率性を獲得する。
- フォード社のコピーは、以下のリンクで見ることができる。
- フォード社の統合持続可能性フィナンシャルレポート 2021 は、以下のリンクを参照：https://corporate.ford.com/microsites/integrated-sustainability-and-financial-report-2021/files/ir21.pdf
- フォード社の 2021 年パフォーマンスデータのコピーは、以下のリンクを参照：https://corporate.ford.com/microsites/integrated-sustainability-and-financial-report-2021/files/ir21-performance-data.pdf

質問 4：COP26 で、米国は 2035 年までにガソリン車の新車販売を中止し、すべてゼロエミッション車にするという宣言に署名しなかった。一方、GM 社とフォード社は宣言に署名した。米国政府が署名しなかった背景は何か、そして EPA としての現状分析は？

パリ協定の目標達成に向け、各国政府、企業、その他の組織の代表者は、100%ゼロエミッションの自動車とバンへの移行を加速するための COP26 宣言に合意した。

- 署名者は協力して、新車とバンのすべての販売が 2040 年までに世界的にゼロ排出になり、主要市場では 2035 年までにすべての販売に「取り組む」ことに合意した。
- 署名者の全リストは、次のリンクを参照：https://www.gov.uk/government/publications/cop26-declaration-zero-emission-cars-and-vans/cop26-declaration-on-accelerating-the-transition-to-100-zero-emission-cars-and-vans

- 全体として、署名者は 2040 年までに新車とバンの販売をゼロエミッションにするよう努力するという曖昧な誓約をするのみである。さらに、この宣言には、より強固な規定、検証可能な段階的措置、実施メカニズムが含まれていない。

米国は COP26 宣言に署名しなかったが、いくつかの重要な施策は、ゼロエミッション車の製造を強化しながら、運輸部門の脱炭素化を支持することを強調している。

連邦の持続可能性：2021 年 12 月 8 日、バイデン大統領は、以下の連邦政府のエネルギー/気候目標をまとめた連邦政府持続可能性に関する大統領令（EO）14057 に署名した。

- 2030 年までに 100%炭素汚染のない電力。
- 2027 年までの 100%ゼロエミッション小型車の取得を含む、2035 年までの 100%ゼロエミッション車の取得。
- 連邦政府調達によるネットゼロエミッション。
- 2032 年までに 50%の排出量削減を含む、2045 年までのネットゼロエミッションの建築物ポートフォリオ。
- 2030 年までの 65%削減を含め、2050 年までに連邦政府事業全体からの排出をネットゼロにする。

これらの目標をサポートするために、ホワイトハウスは連邦持続可能性計画も発表しました。この計画の下で、連邦政府機関は EO で概説されている目標の達成を目指す。バイデン政権は、この分野での連邦政府の取り組み（連邦政府の購買力が市場に与える影響など）が、ゼロエミッション車などのクリーンエネルギー技術の商業化をさらに促進することを強調した。

電気自動車に関する政策:その後、12 月 13 日にホワイトハウスは、政権の電気自動車充電アクションプランの次の段階を発表した。ホワイトハウスは、2030 年までに米国における電気自動車（EV）の販売シェアを 50%にするという「野心的な目標」への支持を表明した。

- ホワイトハウスは発表の冒頭で、バイデン大統領が「自動車メーカーと自動車労働者を団結させ、クリーンカーに関するアメリカのリーダーシップを前進させるとともに、2030 年までにアメリカでの電気自動車（EV）販売シェア 50%という意欲的な目標を設定した」と強調した。

- ホワイトハウスは、「インフラ投資・雇用促進法の成立により、連邦政府は米国の次のステップに着手する」と述べている。エネルギー省（DOE）と運輸省（DOT）が主導する EV の展開。EV インフラの展開に焦点を当てたエネルギー運輸合同事務所を設立する予定である。
- また、ホワイトハウスは、インフラ投資と雇用法により、米国は 50 万台の充電器ネットワークに向けた「道筋」をつけることができると主張した。特に、ホワイトハウスは、全米の充電ネットワークを構築する目的で、州に対して 50 億ドルのフォーミュラ資金を提供することが法律に含まれていることを強調した（ネットワークの「ギャップ」を埋めるために、毎年 10%を長官が州に補助金を提供するために設定されている）。また、この法律では、地域社会や回廊に、競争的助成金プログラムを通じて 25 億ドルが提供される。
- ホワイトハウスは、州政府や地方自治体とのパートナーシップ、国内製造業、公平性と環境正義、公民権、部族社会との提携、環境利益の最大化などのテーマで、一連の初期関係者会議を開催すると述べている。
- DOT と DOE はまた、電気自動車に関する新たな諮問委員会を立ち上げ、2022 年の第 1 四半期末までにこの委員会のメンバーを任命することを目標としている。

質問 5：温室効果ガスプロトコルでは、欧州の大手石油会社の多くがスコープ 1 から 3 の削減目標を発表している。一方、米国の石油会社の中には、スコープ 3 について言及していない会社もある。EPA は、スコープ 3 が石油会社によってコントロールされていると考えているのか？

シンプルな答えは「ノー」。EPA は、本項目に関して相当量の情報を公表している。スコープ 3 排出量に関する EPA の公式見解および声明については、EPA の企業気候リーダーシップセンター（Center for Corporate Climate Leadership）を参照のこと：https://www.epa.gov/climateleadership/scope-3-inventory-guidance.

- このガイダンスによると、「スコープ 3 排出量は、報告組織が所有または管理していない資産からの活動の結果であるが、組織がそのバリューチェーンにおいて間接的に影響を与えるものである」とされている。
- 「スコープ 3 の排出量には、組織のスコープ 1 とスコープ 2 の境界内にないすべての発生源が含まれる。ある組織のスコープ 3 排出量は、別の組織のスコープ 1、2 排出量となる。」

- つまり、スコープ 3 の排出源は、組織の活動の上流と下流の両方の排出を含んでいる。
- 最後に、EPA は、「バリューチェーン排出量とも呼ばれるスコープ 3 排出量は、しばしば組織の総 GHG 排出量の大部分を占める」と述べている。

EPA は、特にスコープ 3 排出量に関して、GHG プロトコルを参照している。

- このグループは、世界資源研究所（WRI）と持続可能な開発のための世界ビジネス評議会（WBSCD）による新たなイニシアチブである。
- このイニシアチブは、民間および公的セクターの事業、バリューチェーン、緩和行動からの GHG 排出量報告を測定・管理するための「世界標準のフレームワーク」を開発する。
- EPA は、この話題に関心のある人々に対して、GHG プロトコル企業価値連鎖（スコープ 3）会計報告基準を特に指示しており、この基準では、スコープ 3 のすべての区分と要件およびスコープ 3 排出量の報告に関する指針の詳細が示されている。
- EPA は、特に GHG 企業プロトコルを参照している。「GHG 企業プロトコル」によると、すべての組織は GHG 排出量を報告・開示する際に、スコープ 1 と 2 の排出量を定量化する必要があるが、スコープ 3 の排出量の定量化は義務づけられていない。

しかし、より多くの組織がバリューチェーンに手を伸ばし、自分たちの事業がもたらす GHG の影響を完全に把握するようになっている。

- また、スコープ 3 の排出源は、組織の GHG 排出量の大半を占めている可能性があるため、排出量削減の機会を提供することが多い。
- これらの排出は組織の管理下にはないが、組織は排出の原因となる活動に影響を与えることができるかもしれない。
- また、組織は、サプライヤーに影響を与えたり、その慣行に基づいて契約するベンダーを選択することができるかもしれない。

２．４．米国農務省（USDA）

質問１：ホワイトハウスは、持続可能な航空燃料（SAF）の急速な供給拡大目標を掲げている。原材料の確保について、USDA はどのようなスタンスをとっているか？また、USDA は原料確保のために何か政策をとるのか？

米国農務省は長年にわたり、農業由来の原料に依存する様々なバイオ燃料の開発・普及を支援する重要な役割を担ってきた。USDA と SAF の関わりは比較的新しく、初期段階である。質問１に答える。

- USDA が SAF 生産者の原材料の確保または提供に直接的な役割を果たすという兆候は見つからなかった。
- USDA は、Covid-19 の大流行による市場の混乱に対応して、バイオ燃料生産者に経済的救済措置を講じているが、これは SAF や他のバイオ燃料に特定されない「経済的救済」資金である。(詳細は質問 D3 を参照）。
- しかし、USDA は、米国農業界が SAF 生産に適した作物やその他の原料、また SAF 原料の収穫後のサプライチェーンロジスティックスの開発を支援する意向である。

2021 年 9 月 9 日、USDA は政府全体の SAF グランドチャレンジへの参加を発表した。

- USDA は、エネルギー省および運輸省と、コスト削減、持続可能性の向上、SAF 生産の拡大を目的とした覚書(MOU)を締結した。
- USDA は、2030 年までに年間 30 億ガロンの SAF、2050 年までに年間 350 億ガロンの SAF という短期目標を達成するために、「革新的な解決策の特定に必要な技術の研究、開発、実証、展開を継続して行う」ことに合意した。
- USDA は、「持続可能な作物やその他のバイオマス生産システムとサプライチェーンへの投資を継続し専門性を高めること、バイオ製造能力、労働力開発、地域社会や個人の教育への投資、生産加工業者や地域社会への働きかけと技術移転を行い採用・参加・商業化支援を加速すること、ライフサイクル温室効果ガス削減を継続する作物とその他の原料の新しい SAF 経路の規制承認を迅速にするステップについて環境保護庁やその他 MOU に加盟する連邦政府と共同する」ことを約束した。

- SAF の原料について、USDA は「SAF を生産するための農業ベースの原料のコスト、品質、量に注意を払いながら、農家、林業者、中小企業、農村経済がこれらの機会から利益を得られるよう取り組む」と述べている。
- USDA は、バイオマス原料の遺伝子開発、持続可能な作物・森林管理、輸送・保管・前処理・地域サプライチェーンの統合・最適化・温室効果ガス削減などによる収穫後のサプライチェーン物流を支援する研究を実施する予定である。

質問 2:バイオディーゼルや再生可能ディーゼルの製造工場で、持続可能な航空燃料（SAF）の製造を計画する傾向はあるか？

再生可能エネルギー燃料メーカーの一般的な傾向として、複数の再生可能エネルギー燃料を同一施設で製造することが多い。ITTA の見解では、SAF の生産は、このようなマルチ燃料施設で生産される場合、再生可能ディーゼルの生産と同時に行われることが多い。バイオディーゼルと SAF の両方を生産している施設は、カリフォルニア州の Altair Paramount（World Energy 社）1 社のみであった。

質問 3 : Higher Blends Infrastructure Incentive Program（HBIIP）の取り組みで、軽油へバイオディーゼル（脂肪酸メチルエステル： FAME ）を 20%混合する B20 において、トラブルを事前に回避する検討などは行っていのるか？

USDA によると、HBIIP の目的は、米国産農産物由来の再生可能燃料のインフラを拡大することにより、高配合のエタノールやバイオディーゼルの販売と使用を大幅に増加させることである。また、このプログラムは、バイオ燃料関連インフラの整備に関連する費用を分担することで、高配合燃料の市場投入をより包括的に促進することを目的としている。

2021 年 8 月 19 日、USDA は HBIIP を通じて 2600 万ドルを投資し、23 州で高ブレンドの再生可能バイオ燃料の利用可能量を年間 8 億 2200 万ガロン拡大するためのインフラ整備を行うと発表した。

- 関連する州は、カリフォルニア州、コネチカット州、フロリダ州、ジョージア州、イリノイ州、インディアナ州、アイオワ州、カンザス州、ケンタッキー州、メイン州、マサチューセッツ州、ミシガン州、ミシシッピ州、ミズーリ州、ネブラスカ州、ニューメキシコ州、ニューヨーク州、ノースカロライナ州、オハイオ州、オクラホマ州、ロードアイランド州、テキサス州、ウィスコンシン州である。

- このインフラへの資金提供が、B20 に関連する腐食問題の防止を特に意図していると、USDA が明確に表明しているわけではない。
- しかし、腐食はエタノールを含む特定のバイオ燃料でよく知られている問題である。そのため、配備されるインフラには耐腐食性が求められると思われる。
- 米国農務省の HBIIP ファクトシートと HBIIP インフラストラクチャーチャートの PDF コピーを添付する。

プロジェクトの例としては、以下のようなものがある。

- カリフォルニア州では、AltAir Paramount 社が 150 万ドルの助成金を利用して、燃料供給施設にポンプ安全インフラ、配管を設置する予定である。また、バイオディーゼルの貯蔵タンクの改修とアップグレードにも資金が使用される。このプロジェクトにより、バイオディーゼルの販売量は年間 1 億 3,500 万ガロン増加すると見込まれている。
- オハイオ州では、United Dairy Farmers 社が 63 万 4,000 ドルの助成金を利用して、4 つの給油所の 21 台のディスペンサーと 4 つの貯蔵タンクを交換する予定である。また、オハイオ州とケンタッキー州の 2 カ所の給油所にも 13 台のディスペンサーを設置する予定である。このプロジェクトにより、エタノールの販売量が年間 400 万ガロン増加することが期待されている。
- ノースカロライナ州では、Zenith Energy Terminals Holdings 社が、614,930 ドルの助成金を使って、燃料分配施設にトラックラックバイオディーゼル混合システムを設置する。このプロジェクトにより、バイオディーゼルの売上げは年間 2,400 万ガロン増加すると見込まれている。

2021 年 12 月 7 日、USDA は、バイオ燃料生産者とバイオ燃料インフラの展開を支援するため、最大 8 億ドルを利用可能にすると発表した。

- この資金には、予期せぬ市場喪失に直面したバイオ燃料生産者への直接支払いや、Covid-19 の大流行で影響を受けた再生可能燃料市場の回復のための 7 億ドルが含まれている。
- バイオ燃料生産者への直接支払いにより、USDA は農業生産者がトウモロコシ、大豆、バイオマスなどのバイオ燃料生産に供給する製品の市場を維持および創出できるよう支援する意向である。

- USDA の支払いは、2019 年と比較して 2020 年に生産された燃料の量によって算出される、生産者の 2020 年の市場損失量に基づく。

今後数ヶ月の間に、USDA は、米国産農産物由来の再生可能燃料のインフラを拡大することにより、バイオエタノールとバイオディーゼルの高配合燃料の販売と使用を拡大するために、さらに 1 億ドルの補助金を提供する予定である。

- 例えば、USDA は、この資金はバイオ燃料が小売市場でより多く入手できるようにするための混合ポンプの配備を支援するものだと述べた。
- USDA は、「E-15 以上のバイオエタノール混合燃料または B-20 以上のバイオディーゼル混合燃料を環境的に安全に利用できるようにするために必要なインフラの設置、改修、その他の改良の費用について給油・販売施設に補助金を提供する」こととした。

USDA は、コロナウイルス支援・救済・経済安全保障法（CARES Act）で認められた新しいバイオ燃料生産者プログラムを通じて、8 億ドルを提供する予定である。

２．５．米国石油協会（API）

質問 1：Exxon Mobile や Chevron の米国メジャー石油企業においても、株主の圧力によって低炭素化が進みつつある。このような流れは、API にどのような影響を及ぼすか？

2021 年 1 月にバイデン政権が発足して以来、米国の石油・ガス業界は、株主と米国政府の双方から二酸化炭素排出量の削減を求める圧力が大幅に高まっている。このような圧力が高まる中、API はいくつかの炭素削減政策を支援することで対応してきた。API は、エネルギーと環境の課題に対応するため、5 つの主要なアクションに取り組んだとしている。

- 増大するエネルギー需要を満たしながら、排出量を削減するための技術とイノベーションを加速させる。
- 事業活動からの排出をさらに抑制し、環境面でのさらなる前進を促進する。
- 経済全体の市場ベースの解決策を推進するための、政府の炭素価格政策に賛同する。
- よりクリーンな燃料を進歩させて、消費者に低炭素の選択肢を提供する。
- 一貫性と透明性を提供する気候報告を推進する。

API は、2021 年 1 月以降の API の政策ポジションの多くの適応を強調する以下の情報を公に提供した。

- 2021 年 2 月 12 日 - API、研究開発、クリーンエネルギー技術に対する DOE の支援を歓迎。「API は、米国が発表した新しいクリーンエネルギー研究開発資金を歓迎した。バイデン大統領の下のエネルギー省（DOE）が 2 月 11 日に発表した AdvancedResearch Projects Agency-Energy プログラムの 1 億ドルは、温室効果ガスの排出をさらに削減し、気候変動に取り組むために必要な最先端かつ革新的な技術を特定し開発を支援することを目的としている。」
- 3 月 25 日 - API、新しい気候行動枠組みにおける低炭素の未来への道筋を概説。API は「世界の長期的なエネルギー需要を満たしながら、気候変動のリスクに対処するための産業界と政府の行動に関する堅牢な政策的枠組みを発表した」と述べた。第 26 回締約国会議（COP26）に先立ち、API は、技術やイノベーションの加速、事業からの排出のさらなる軽減、炭素価格政策の支持、クリーン燃

料の推進、気候報告の促進など、米国が排出量を世代の低水準に抑えるために行ってきた進展を基にした分析、イニシアチブ、政策ソリューションを共有した」。

- 2021 年 5 月 28 日 - 2050 年までのネットゼロへの道筋に関する IEA の報告書に関する API の声明。API はこの影響力の大きい IEA 報告書について簡単な声明を発表し、CCUS、水素、クリーン燃料などの先端技術に対する API の支持を強調するとともに、「増大する世界のニーズに対応するための十分な安価で信頼できるエネルギー」を確保できなければ、エネルギー貧困を深め、革新と進歩を抑制することになると警告している。
- 2021 年 6 月 24 日 - API、天然ガス・石油業界向けの新しい気候報告書テンプレートを公開。API は「気候変動対策を加速するための次のステップ-天然ガスや石油業界の個々の企業が温室効果ガス（GHG）指標をより一貫して報告し追跡するための新しいテンプレート」を発表した。このテンプレートは、気候変動対策フレームワークのリリースに続くもので、以下のリンクから入手できる。https://www.api.org/news-policy-and-issues/sustainability/ghg-reporting.
- 2021 年 10 月 28 日 - API は、気候変動の課題に対処し、アメリカのエネルギーを確実に生産するという天然ガスおよび石油業界の取り組みについて証言している。本文書は、API 会長兼 CEO の Mike Sommers 氏が米国で行った証言を紹介したものである。下院監視改革委員会この証言の中で Sommers 氏は、エネルギーと環境の課題に対処するための API の 5 つの主要なアクションを強調した。
- 2022 年 1 月 12 日 - API、2022 年米国エネルギー情勢演説で行動を呼びかける。API は 2022 年 1 月 12 日、年次イベント「米国エネルギー情勢」において、米国議会と政権に対し、米国が排出量を世代を超えて最低水準まで削減してきたことに基づいて進め、米国のエネルギーリーダーシップを強化する政策を採用するように求めた。アメリカ人がエネルギーコストを大きな懸念材料としている今、API 会長兼 CEO の Mike Sommers 氏は、他の API リーダーや、今日と明日のエネルギー課題に取り組み、我が国を前進させる業界のエンジニアやイノベーターとともに、このイベントのヘッドライナーを務めた。」
- 2022 年 1 月 20 日 - API：経済と気候の課題に対処するためには、「あらゆる種類のエネルギー」が必要。API 会長兼 CEO の Mike Sommers 氏が、米国エネルギー協会主催の「第 18 回エネルギー産業現状フォーラム」において、他のエネルギー業界のリーダーとともに講演を行った。「Sommers 氏は政策立案者に対し、あらゆるエネルギー源の安全かつ責任ある米国での生産を支援し、民間投

資を解放し、エネルギーインフラ事業を拡大することで、米国のエネルギーリーダーシップを進め、今日の経済および気候の課題に対処するよう促した。」

- 2022 年 1 月 31 日 - API は EPA のメタン規則策定作業を支持し、改善を提案する。API は「環境保護庁（EPA）のメタン規制案について、新規および既存の排出源に対するメタンの直接規制への支持を強調し、事業からのメタン排出強度の削減における業界の進捗を強調する意見を提出した。」

質問 2：CAFÉ 規制へ逆戻りのうごきがあるが、今後のガソリン、軽油の需要への影響は（加州等の動向も含む）

EIA は、全米のガソリンと軽油の予測を短期エネルギー見通しで行っており、最新版は 2022 年 3 月 8 日に発表された。その版に詳しく書かれているとおり。

- 2 月の米国レギュラーガソリン小売価格は平均 3.52 ドル/ガロンで、1 月から 20 セント/ガロン上昇、2021 年 2 月から 1.02 ドル/ガロン上昇した。2 月の車小売価格は平均 4.03 ドル/ガロンで、2013 年 3 月以降で最も高い平均価格（インフレ調整後）となった。
- 製品価格は、原油価格の上昇と高い精製マージンにより、前年同期に比べ上昇した。原油価格の上昇により、22 年第 2 四半期の米国の平均ガソリン価格は平均 4.10 ドル/ガロンに上昇するとみられ、これは、ガソリン価格（インフレ調整なし）が 2008 年 7 月以降のいずれかの月に少なくとも 4 ドル/ガロンに達したのは初めてである。ディーゼル価格は 22 年第 2 四半期に平均 4.43 ドル/ガロンになると予想している。
- ガソリンとディーゼルの価格は原油の価格と密接に関係している。EIA は、22 年下期のガソリン価格は平均 3.71 ドル/ガロン、ディーゼル価格は同期間平均 4.04 ドル/ガロンと予測している。しかし、実際の価格は、原油価格と同様の要因により大きな影響を受ける可能性がある。

EIA の短期エネルギー見通しからの予測：2022 年 3 月 8 日			
年	モーターガソリン製品 供給量 100 万バレル/日	留出燃料油製品 供給量 100 万バレル/日	自動車用ガソリンに混合される燃料用エタノール 100 万バレル/日
2023 年	8.94	4.1	0.92
2022 年	8.91	4.07	0.92
2021 年	8.8	3.94	0.91
2020 年	8.05	3.79	0.82
2019 年	9.31	4.1	0.95
2018 年	9.33	4.15	0.94
2017 年	9.33	3.93	0.94
2016 年	9.32	3.88	0.93
2015 年	9.18	4	0.91

米国エネルギー事情報告書 2022 に詳述されているように、API は極めて近い将来の、かつ継続的な CO2 排出量削減を進めるための連邦政策を認識し、支持することを表明している。しかし、API は企業別平均燃費規制（CAFE）等の自動車燃費と排出ガス規制に関する特定の見解や勧告も表明している。報告書に記載されているとおり：

- 運輸関連の排出量にさらに取り組むために、「自動車燃料プールに対して、時間とともに減少する炭素原単位の基準を設定することは、これらの削減を達成するための一つの方法である。これは新車だけでなく、既存の車両全体でも排出量削減を達成できる可能性がある。」
- 「自動車の GHG 排出量を、現在の排気管のみのアプローチではなく、油田から自動車ベースで評価することにより、市場は、自動車の選択肢を維持しつつ、消費者にとって最も安価に炭素排出量の削減を推進することができるだろう。」
- 「燃料基準と車両基準をリンクさせることで、技術オプション間で一貫した CO2 削減を保証し、自動車メーカー、エンジンと機器メーカー、石油精製業者、発電業者、バイオ燃料メーカーなど、輸送システムを動かす幅広い産業に GHG 排出量削減のインセンティブを与える。」
- 「連邦政府の燃料および輸送政策は、輸送部門の排出量を削減するために、すべての自動車と燃料技術が公平な競争の場で自由に競争できるようにすべきである。市場を歪める強制や禁止を用いずに、消費者とその車と財布を守り、顧客の選択を維持する。」

- 「政策立案者は、増加し続ける容量規制から脱却し、低炭素バイオ燃料の生産・混合機会を最大化するために、再生可能エネルギー燃料基準を改善することができる。」

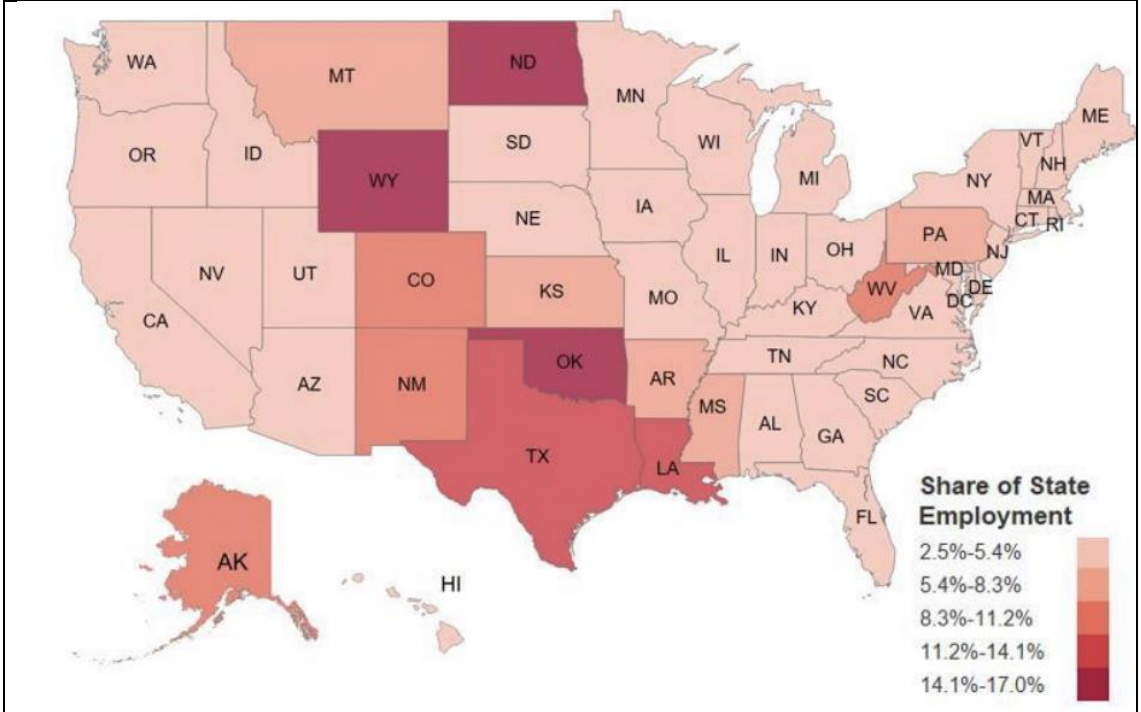
その上で、API は、燃料政策の「進展」「阻害」を指定することで、その見通しを示している。

- アメリカの進歩を促進する燃料政策：「実現可能な再生可能燃料基準を設定し、エタノール高配合燃料を明確に表示することで、消費者が誤った燃料を使用し、自動車、ボート、オートバイ、ATV などのエンジンに損傷を与えることを防ぐことができる。燃料政策に総合的なアプローチを採用すること、例えば、運輸部門における GHG 排出量の削減において、すべての燃料と車両技術が競争できるようなライフサイクル分析アプローチを用いることは、排出量を削減するためのより効率的で費用対効果の高い方法である。」
- アメリカの発展を妨げる燃料政策：「単一の燃料や車両技術の選択肢を義務付けることは、競争を排除し、市場を歪め、消費者の選択を制限することによって、市場が他の GHG 排出量削減の機会を見出すことを妨げ、納税者にとってよりコストがかかる可能性がある。」

API は Climate Action Framework の中で、燃料、車両、インフラシステムに対する総合的なアプローチをとり、運輸部門の GHG 排出削減を推進する技術中立的な政策を連邦レベルで支持すると協会は説明した。

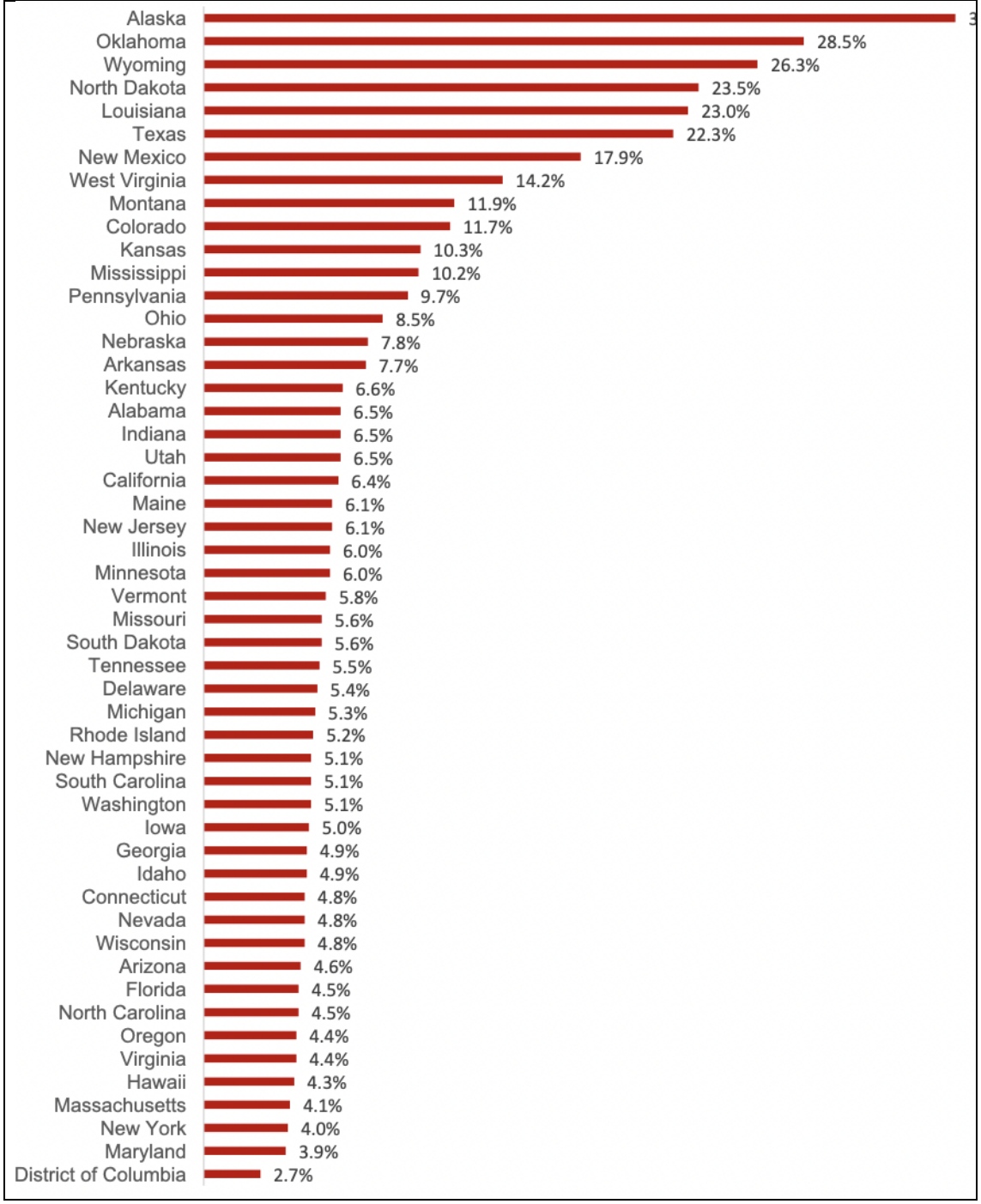
- 現在議論されている政策には、連邦政府の燃料基準、自動車基準へのフルライフサイクルアプローチ、効率向上のための燃料/車両システムの最適化、支援的なインフラ対策が含まれる。
- ガソリンや軽油の需要予測の高低にかかわらず、API は全米の地域社会にとって、経済や大災害後の復興における業界の重要性を示す努力を続けてきた。
- このアプローチは、ガソリンと軽油の消費を継続的に支援するという政府の意向を反映したものである。
- API が委託した「2019 年の石油および天然ガス産業の米国経済への影響」でも取り上げられているように、同産業の影響総額はフルタイムおよびパートタイム雇用 1130 万人に達し、2019 年の全米 GDP 総額の 7.9%にあたる 1 兆 7000 億ドル近くを占めている。
- API 会長兼 CEO の Mike Sommers 氏は次のように述べている。「米国経済が回復するにつれ、天然ガスと石油産業は長期的な成長と繁栄の基盤となる。全米のすべての州（青い州も赤い州も）は、経済の各分野を潤し、数百万の米国内の雇用を支える米国のエネルギーに依存している。」

石油・天然ガス産業が直接・間接的に支える雇用の割合 2019 年



Source: PwC calculations.

2019 年の州の GDP に占める石油および天然ガス産業の付加価値の影響の合計



質問 3：2021 年後半に原油価格が上昇し、米国でもガソリン価格が上昇している。米国の石油精製会社の利益はどうなるのか？

API は、会員の収益性について公にコメントすることはない。しかし、2020 年に原油と精製製品の需要が急落して以来、米国の上位 3 社の精製業者（Valero、MPC、Phillips）の収益性は大幅に回復した。

純利益				
	Q4 2020	Q4 2021	FY 2020	FY 2021
Valero	-3 億 5900 万ドル	10 億 9000 万ドル	-4 億 2900 万ドル	9 億 3000 万ドル
MPC	2 億 8500 万ドル	7 億 7400 万ドル	-$9.83 billion	97.4 億ドル
Phillips 66	-5 億 3900 万ドル	13 億ドル	-39 億 8000 万ドル	13 億 2000 万ドル

米国に関する注記ガソリン価格：米国のガソリン価格は、ロシアとウクライナ戦争の混乱と、ロシアの石油および石油精製品の輸出に対する国際的な禁輸措置の出現により、過去最高水準に達している。2022 年 3 月 9 日、米国では 1 ガロンのガソリンの全国平均価格が 4.252 ドルに達した。

質問 4：COP26 で、米国は 2035 年までにガソリン車の新車販売を中止し、すべてゼロエミッション車にするという宣言に署名しなかった。一方、GM 社とフォード社は宣言に署名した。API は、米国政府が署名しなかったことをどう評価しているのか。GM やフォードに対する API のスタンスは？

第 26 回締約国会議（COP26）に先立ち、API は 2021 年 3 月に気候行動フレームワーク」を発表した。このフレームワークの中で、API は、気候変動のリスクに対処するための産業界や政府の行動に基づいて構築することを意図した分析、イニシアチブ、政策ソリューションを共有している。

- このフレームワークで強調されているように、API とそのメンバーは、(1)規制の重複を避けながら、全ての経済セクターで炭素に価格を付ける賢明な法律の提唱、(2)運輸セクターにおけるライフサイクル排出量の削減、などの主要分野で気候変動対策を支持している。
- API の会長兼 CEO の Mike Sommers 氏によると、「われわれの業界が画期的な技術を進歩させ、排出量を削減し、透明で一貫した気候報告を推進する努力

を加速する中で、我々は議員に対して炭素価格を含む革新を促進する市場ベースの政策を支持するよう強く求める。」とのことである。

ゼロエミッション車のトピックに関する API の考え方は、「米国エネルギー事情報告書 2022」の記述に反映されている。

- ゼロエミッション車（ZEV）は、ガソリンや軽油を燃料とする新車を禁止するもので、ZEV を購入できないアメリカ人や、従来型の動力源を持つ車を好むアメリカ人の選択肢を制限することを義務付けている。」
- 「さらに、このような義務付けは、炭素強度の低い燃料を使用した高効率の自動車によって温室効果ガスの排出を削減する機会を奪うものである。」
- 「中型と大型トラックとバンに対する ZEV の義務化は、大気質の改善を数十年先送りし、他の技術がより早く、より費用対効果の高い解決策を提供する機会を見送る可能性がある。」

2021 年 2 月 2 日の投稿「電気自動車を推進する連邦政府において、消費者の選択は後回しにされている」で、API はクリーンでゼロエミッション車の政府調達計画について、特にバイデン氏の大統領令「国内外における気候危機への取り組みに関する大統領令」に焦点を当てて懸念を共有している。

- API は、連邦政府の調達計画が市場と消費者を特定の政策結果に向かわせ、基本的に消費者の勝ち組と負け組を選ぶことになると説明している。政府は、ある技術を他の技術より優遇してはならない。
- その中で API は、GM 社が 2025 年までに世界で 30 台の新しい電気自動車を導入すると発表したことに触れ、米国の消費者の利益や消費者の選択を軽視していることを示唆した。
- 以下のように述べている。「連邦政府の自動車政策は市場全体へのシグナルであるため、連邦政府の新しい自動車要件は、スマートな効率性と環境目標を達成するために市場の柔軟性を許容し、バランスをとるべきであるというのが、われわれの立場である。その目標を達成するために、先進的な従来型自動車技術を含む、あらゆる自動車技術の革新を奨励する必要がある。」

2020 年 11 月、API は「バイデン大統領選挙キャンペーンの交通政策の評価」を発表し、2025 年までに政府保有車両の従来型車両購入を段階的に廃止し、2026 年までに ZEV を保有車両取得の 100%にするという当時のバイデン候補の計画に関するモデリングと政策分析に焦点を当てた。バイデン氏のキャンペーンポリシーに対する批判の中で、API は、国家エネルギーモデリングシステム（API-NEMS）からのデータを指摘した。

- 30 年間の米国運輸部門の二酸化炭素排出量の純減少率は 1%未満（0.06%）である。
- フリートのエネルギー消費量は 30 年間でわずか 4%しか減少しない。
- 納税者（連邦州および地方）は、30 年間で 880 億ドルの費用を負担することになる。

質問 5: Shell が 2020 年～2021 年に 4 つの製油所を売却しているが、従業員は売却先でどのくらいの割合で再雇用されているのか？

これは、API の内部方針に関するデリケートな質問であり、組織として答えることはないだろう。しかし、API の気候政策に対する姿勢をめぐる米欧のメジャー石油会社の間の緊張関係、つまり、一方ではエクソンモービルとシェブロン、他方ではシェルと BP の不一致は薄れたと思われる。

こうした緊張関係は 2021 年 1 月、トタル社（フランス）が API（および米国の主要会員企業）との間で気候・エネルギー政策の複数の側面をめぐる相違を理由に API を脱退したことで、全面的に一般公開された。以下の問題における意見の相違の総計である。

- 人間活動と気候変動との関連性は確立された事実である。
- パリ協定の目的への支持。
- 炭素価格設定を実施する必要性。
- エネルギー転換において天然ガスが果たす重要な役割への確信。
- 再生可能エネルギーの開発を促進する政策とイニシアチブの支持。
- CO2 回収と貯留の開発を支援。

トタル社は、API の 3 つの具体的な姿勢を挙げ、それがトタル社の会員脱退の決定にもつながったとしている。

- 「天然ガスの役割について、API は、当グループが 2019 年 11 月に反対した、メタン排出に関する米国の規制のロールバックへの支持を維持する。」
- 「輸送の脱炭素化について、API は電気自動車への補助金に反対している交通公正連合の一員である。」

- 「炭素価格原則について、API はトタル社と異なる立場を表明している。」

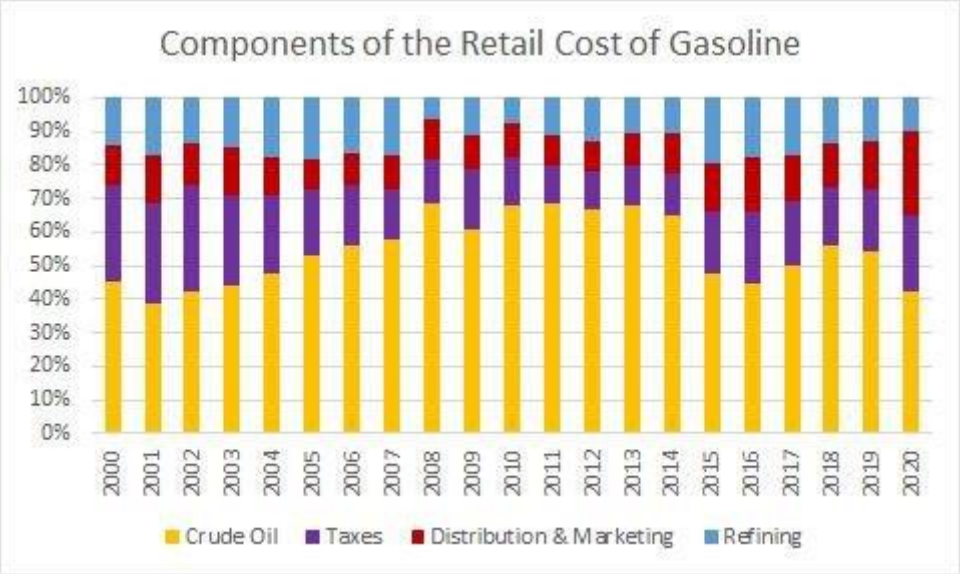
トタル社が辞退の理由を明らかにした後、すぐに BP 社とシェル社も辞退するのではという憶測が流れた。しかし、両社は API に影響を与えて、組織内から気候とエネルギーのスタンスを調整しようとすると述べたため、これは実現しなかった。上記質問 E1 に対する回答で概説したように、API は EPA メタン規制の策定を支持し、自由市場原理に則った一般的な炭素価格設定メカニズムを支持することを表明している。API は、電気自動車に対する連邦税補助を認める法案に引き続き反対している。

２．６．米国燃料石油化学製造者協会（AFPM）

質問 1: COVID19 のパンデミックにより、石油化学製品の需要はどう変化したか（輸出も含む）？

2021 年 10 月 18 日、AFPM は Susan Grissom 氏（AFPM のチーフインダストリーアナリスト）による分析「エネルギー市場の燃料・石油化学品価格への影響」を発表した。Grissom 氏は、Covid-19 の大流行による石油・天然ガス価格の混乱と、政府の政策などの悪化要因が米国の精製・石油化学産業に与える影響について論じた。(Grisson 氏の分析結果の PDF コピーを添付する。)

原油価格の上昇が米国の石油精製および石油化学産業の収益に与える影響について、Grissom 氏は次のように述べた。



- 「このグラフは、原油が一貫して消費者向けガソリン価格の最大の部分を占めており、一方で精製部門のマージンは小さく縮小していることを表している。」
- 「こうした製油所のマージンの痩せは、製油所が原油価格の上昇を吸収する能力が低いことを意味し、原油価格は現在 2014 年以来の高値にあり、ガソリン価格の上昇として消費者に伝えなければならない。」
- 「天然ガス価格の高騰（過去 10 年以上の最高値）は、石油化学製品の原料コストや、製油所と石油化学メーカー双方の燃料コストを同様に押し上げている。」

質問 2:COP26 で、米国は 2035 年までにガソリン車の新車販売を中止し、すべてゼロエミッション車にするという宣言に署名しなかった。一方、GM 社とフォード社は宣言に署名した。AFPM は、米国政府が署名しなかったことをどう評価しているのか。GM 社やフォード社に対する AFPM のスタンスは？

AFPM のウェブサイトにあるように、同協会は、米国経済における液体燃料の重要な役割を反映した輸送政策が必要だと考えており、以下の点を強調している。

- AFPM は、消費者にとって手頃で適切な燃料の選択肢を保護する政策を提唱している。
- AFPM はまた、市場を歪めるような指令や補助金、非現実的な排出量目標の押し付けではなく、自由市場のイノベーションに基づく効率向上を可能にする政策を支持する。
- 電気自動車（EV）に対する補助金や義務付けは、よりクリーンな燃料を開発し、自動車の効率を高めるために多額の投資を行った利益を無視し、代わりに、環境に大きな利益をもたらすことなく、市場を当協会会員の製品から人為的に遠ざける。
- AFPM は、効率改善を自然に促す自由な市場原理を支持する。電気自動車を人為的に支援する政策は、消費者の選択をゆがめ、選択肢を減らす一方で、ほとんど利益をもたらさない。

質問 3:2021 年後半に原油価格が上昇し、米国でもガソリン価格が上昇しているようである。米国の石油精製会社や石油化学会社の利益はどうなるのか？

2022 年 3 月 8 日、AFPM はこの問題を取り上げた声明-グローバル市場における米国の精製業者の役割-を発表した。「精製所は、世界市場における原油の買い手であり、精製品の売り手でもある。われわれはプライスメーカーではなくプライステイカーです。つまり、高価な石油は米国の精製部門にとって経済的な恩恵にはならない。実際、精製による利益率は 1 ガロンあたり平均 4 から 5 セント程度である。」この声明は、米国の製油所部門の競争力、米国のエネルギー安全保障における役割、そして輸入原油の継続的な必要性を説明するものであった。

また、2022 年 3 月 8 日、AFPM は米国のガソリン価格の高騰（原油価格の急騰）について分析した「What Drives at Pumps」を発表し、米国の精製部門が国産原油を適切な価格で供給できるよう、米国政府が行うべき具体的な政策について見解を述べた。

- 「原油は常に、米国のドライバーが給油所で目にする価格の最大の要因となっている。2000 年以降、原油価格は、平均して完成品ガソリンの小売価格の 55%を占めている。米国エネルギー情報局の月次データによると、2022 年 1 月のガ

ソリンの小売価格における原油比率は、ドライバーがガソリンスタンドで目にする小売価格全体の 53%と、ちょうどその範囲にある。」

- 「政治的な説得力や資金調達の不確実性から、こうした投資の長期的な安全性が疑われる場合、国内の生産比率はなかなか変化しない。このような懸念を払拭するために、われわれの政府は多くのことを行うことができる。」
- 「米国の製油所にとって、重質高硫黄なカナダの原油を入手しやすくなるはずである。パイプラインのインフラは安全であり、役に立つであろう。現在、西海岸の製油所では、同じ品質の米国産原油を輸送するよりも、アジアから軽質原油を輸入した方が圧倒的に割安になっている。ジョーンズ法の適用除外やその他の改革が役立つかもしれない。」
- 米国は世界で最も複雑で経済的な石油精製産業を持っているが、他の国々が生産能力を増強している一方で、われわれは生産能力を失っている。現在の精製能力は、ほんの数年前よりも低下している。2020 年初頭、米国の製油所は毎日 1897 万 6000BPD の原油を処理することができた。2022 年には、われわれの生産能力は 90 万 BPD 近く少なくなる。
- いくつかの施設は永久閉鎖し、他の施設ではガソリンや軽油の生産から少量の再生可能燃料への転換を進めている。われわれが 1 バレルずつ精製能力を失っている間に、アジアはさらにその能力を増やしている。米国内でガソリンや軽油を製造するコストが高くなる、再生可能燃料基準（RFS）などの政策や、内燃機関自動車を段階的に廃止する規制の動きは、米国の液体燃料産業の強さを阻害している。

質問 4 : 廃プラスチックをリサイクルして、石油化学原料を生産する動きがある。この技術は、研究段階、デモプラント実証段階、製品化段階のどの段階にあると考えているか？

AFPM は、廃プラスチックに対する考え方について多くの情報を発信している。以下は、高度なプラスチックのリサイクルと関連する政府の政策課題に関する、最近公開された AFPM の文書の一部である。

- 2019 年 3 月 19 日 - 石油化学メーカーがより多くのプラスチックリサイクルを可能にするために革新的な取り組みを行っている。本資料では、石油化学業界が今、プラスチックのリサイクル方法を模索していることを取り上げ、PET を含むプラスチックがモノマーの原料となる石油化学原料のナフサに変化することに言及している。

- 2020 年 12 月 2 日プラスチック廃棄物の課題に対応。AFPM の石油化学担当ディレクターへの Q&A。このインタビューで Robert Benedict 氏は、州レベルでの廃プラスチック関連法案の成立、廃プラスチック削減における石油化学産業の役割、技術的ブレークスルー（高度リサイクル、ケミカルリサイクルとも呼ばれる分子リサイクルなど）について述べている。
- 2021 年 3 月 29 日 - プラスチック汚染からの脱却法に関する AFPM 声明。この文書は、プラスチックを含む様々な製品や材料の生産を削減し、製品や材料の回収、リサイクル、堆肥化の取り組みを強化するための要件やインセンティブを課す米国議会の法案に対する AFPM の批判を表明したものである。この法案は、2021 年 3 月中旬に米国上院と米国下院に提出された。上院版は 17 人（すべて民主党）、下院版は 126 人（すべて民主党）が賛同している。2022 年 3 月上旬現在、この法案はどちらの議会でも進んでいない。最終的な成立の見通しは不明。
- 2021 年 10 月 21 日 - プラスチックリサイクルに革命を起こすメーカー。本資料は、米国の化学会社による先進的なプラスチックリサイクル事業への取り組みについて紹介した記事を転載したものである。AFPM の関係者は、この中で幅広く引用されている。

２．７．再生可能燃料協会（RFA）

ITTA は、再生可能燃料協会（RFA）のチーフエコノミストである Scott Richman 氏に連絡を取った。RFA は、主にエタノール燃料業界の擁護団体であることに注目したい。

質問 1：持続可能な航空燃料（SAF）の生産動向と今後の見通しは？

Richman 氏は、RFA が SAF の生産動向や SAF 市場の見通しについて何も発表していないことを確認した。しかし、彼は、「SAF は、航空用の液体燃料のソリューションが必要であり、エタノールはかなりの規模を持つことから、エタノールにとって良い機会であると述べた。」

質問 2：持続可能な航空燃料（SAF）の需要が今後増えると思われるが、原料がバイオディーゼルと競合すると考えられ、原料量は十分にあるのか？

上記の質問 1 の回答を参照。

質問 3：Low Car bon Fuel Standard（LCFS ）は、カリフォルニア州、オレゴン州に続いてワシントン州でも導入が決定されたが、他州での導入の見込み（時期）について、教えてほしい。

州政府や地元産業界では、脱炭素化目標を達成するためのツールとして、クリーン燃料や LCFS を求める機運が高まっている。最近のいくつかの州の動きでは、カリフォルニア州、オレゴン州、ワシントン州のような規格が採用される可能性を示している。

カリフォルニア州の LCFS は、州内の輸送用燃料プールの炭素強度を下げ、低炭素で再生可能な代替燃料の種類を増やし、石油への依存度を下げ、大気質の改善を達成することを目的としている。カリフォルニア州大気資源局（CARB）は、2009 年に LCFS 規制を承認し、2011 年 1 月 1 日より実施している。

オレゴンのクリーン燃料基準は、規制対象者が遵守しなければならない年間平均炭素強度のことである。ガソリンとガソリン代替燃料、軽油と軽油代替燃料、代替ジェット燃料の規格がある。プログラムの基準年は 2015 年で、その年の基準はガソリンに 10%のエタノールを混合し、軽油に 5%のバイオディーゼルを混合したものを表してい

る。現行の規則では、2025 年までに平均炭素強度を 2015 年比で 10%削減することが求められている。

ワシントン州エコロジー局は、2035 年までに州内で使用される輸送用燃料の総炭素強度を 2017 年比で 20%削減するクリーン燃料プログラムを確立するための規則を策定する予定である。基準は、ガソリン、ガソリン代替品、軽油、および軽油代替品の炭素強度に基づいている必要がある。本プログラムは、遅くとも 2023 年 1 月 1 日までに発効する予定である。

2020 年 12 月 21 日に、マサチューセッツ州、ロードアイランド州、コネチカット州の知事、およびコロンビア特別区の市長は、それぞれの管轄区域に交通・気候イニシアチブプログラムを設立すると発表した。

- このプログラムの実施後、マサチューセッツ州は、2030 年までに輸送用燃料の炭素強度を削減するよう設計された地域別低炭素燃料基準の策定に取り組む予定である。
- 同州は、石油系液体輸送燃料の低炭素代替燃料の導入を支援する市場ベースのクレジット制度を通じて、これを達成することを目指している。
- マサチューセッツ州環境保護局は、「近隣の州と協力し、遅くとも 2026 年までに地域の低炭素燃料基準を策定・実施する」と表明している。

中西部クリーン燃料イニシアチブは、燃料生産者と販売者、非営利団体と研究機関、科学者と技術者、農業と産業の関係者の連合体である。

- このイニシアチブは、石油の代替、バイオ燃料の利用拡大、州レベルの EV 目標の支援、交通機関の温室効果ガス削減目標・政策の達成を含む地域または州の政策の策定を支援するものである。
- イニシアチブが強調したように、中西部のいくつかの州では現在、経済に恩恵を与えながら排出量削減目標を達成するための手段として、クリーン燃料政策を検討している。

超党派のクリーン燃料標準法案である未来燃料法（FFA）は、2021 年のミネソタ州議会に提出された。

- FFA は、2035 年までに輸送用燃料の炭素強度を 20%削減する目標を掲げている。
- FAA は、自動車メーカー、燃料メーカー、環境団体、電力会社などを含む幅広い関係者からなる将来の燃料連合の支持を受けている。
- FFA は 2021 年の会期中に何度か公聴会を受け、法案は下院で可決された。
- 2021 年 10 月から 2022 年 1 月にかけてパブリックヒアリングを実施。セッションの結果、エンゲージメントプロセス中に浮かび上がったテーマをまとめたホワイトペーパーが作成され、2022 年 3 月にリリースされる予定である。

- FAA のコピーとその他の追加資料は、以下のリンクを参照：
  https://www.house.leg.state.mn.us/bills/Info/HF2083/92/2021/0

2022 年 1 月、ミシガン州環境・五大湖・エネルギー省（EGLE）は、ミシガン州の健康気候計画の草案を発表した。

- その気候計画案は、ミシガン州が 2050 年までに経済全体で 100%のカーボンニュートラルを達成できる方法についての推奨事項を示している。
- 気候変動対策の草案では、ミシガン州の交通機関の脱炭素化目標をサポートするための全選択的アプローチの重要な要素として、クリーン燃料の基準を挙げている
- ミシガン州健康気候プランのコピーは、以下のリンクを参照：
  https://www.michigan.gov/documents/egle/Draft-MI-Healthy-Climate-Plan_745872_7.pdf

低炭素燃料基準（LCFS）に加え、2021 年を通じていくつかの州で「先進クリーントラック（ACT）規制」が採用された。

- カリフォルニア州では、カリフォルニア州大気資源局（CARB）が 2020 年 6 月に「先進クリーントラック（ACT）規制」を成立させた。その後、他の 5 つの州もこれに追随し、独自の ACT 規則を制定している。
- オレゴン州は、カリフォルニア州条例のタイトル 13 に規定されたカリフォルニア州の ACT 要件を採用し、メーカーにカリフォルニア州の ZEV 生産・販売要件を満たすことを要求している。2025 年式から、オレゴン州内のクラス 2b からクラス 8 までの年間販売台数に占めるゼロエミッショントラックの割合を増加させることがメーカーに義務づけられる。ZEV には、全電気自動車と燃料電池電気自動車が含まれる。
- ワシントン州の行政機関や小規模な政府機関の車両は、耐用年数を迎えた小型・中型・大型の内燃機関（ICE）車から電気自動車（EV）を調達する必要がある。中型車や大型車で電気自動車が利用できない場合、フリートは最も低排出ガスで費用対効果の高いオプションを優先しなければならず、プラグインハイブリッド車や水素燃料電池電気自動車を調達する場合がある。フリートは以下の調達要件を満たす必要がある。

EV でなければならない調達車両のワシントン州の割合：			
年	小型車	中型車	大型車
2025 年	40%	不要	不要
2030 年	75%	30%	50%
2035 年	100%	55%	75%
2040 年	100%	100%	100%

- 2021 年 12 月 20 日、ニュージャージー州環境保護局は、ニュージャージー州で販売されるゼロエミッション車の比率を高めることを目的としたクレジット/赤字プ

ログラムへの参加を 8,500 ポンド以上の車両のメーカーに求める ACT およびフリートレポート規則の採用を発表しまた。2023 年 4 月 1 日までに 1 回だけ実施するフリート報告義務。

- ニューヨーク州は、2021 年 12 月 30 日に先進クリーントラック規制の最終版を採択した。州環境保全局が確定した規則では、8,500 ポンド以上の車両のメーカーに対して、ニューヨーク州でゼロエミッション車（ZEV）をますます多く販売することを要求している。また、同規則は、1 回限りの大規模事業体のフリート報告義務も定めている。対象となる中型と大型車両は、2023 年 4 月 1 日までに 1 回限りのレポート提出が義務づけられる予定である。

- 2021 年 12 月 30 日、マサチューセッツ州環境保護局は、2025 年モデルから 2035 年モデルまで ZEV トラック販売比率の増加を義務付け、中大型 ZEV 市場を加速させるカリフォルニア州の ACT 規制を直ちに採用すべく、連邦長官へ緊急規制を申請したことを発表した。同州の規制には、大規模事業体のフリート報告要件は含まれていない。

２．８．大手石油会社

質問１：COP26 において、2035 年までにガソリン車の新車販売を停止し、全てをゼロエミッション（排出ゼロ）車とする宣言に米国としてはサインしなかった。一方で、GM とフォードはサインした。国と企業の違いに関して、率直な感想を聞きたい。

一般的に、米国の石油会社は電気自動車の普及に反対する声を上げていない。しかし、通常は API のようなロビー団体を通じて、EV 開発に対する政府の補助金に反対している。また、EV に関連する間接排出（スコープ 3）にも着目している。

シェブロン社のホームページによると、同社は「消費者のニーズを満たす、手頃で信頼性の高い、よりクリーンな自動車や燃料の研究開発を支援する」とのこと。

- シェブロン社はこう述べている。「EV は内燃機関搭載車に比べて、排気ガスが出ず、騒音も少ないので、都市部での使用に最適なようである。」
- 同社は、EV を含むすべての自動車には環境フットプリントがあることを理解することが重要であると述べている。
- EV は直接のテールパイプ排ガスを放出しないが、EV を含むすべての車両はライフサイクル排出を発生する。ライフサイクル排出とは、自動車とその燃料の生産、流通、使用、廃棄にともなう排出のことである。
- ガソリン車の場合、地下から石油を採掘し、ガソリンに精製し、スタンドに配送し、車を使用する際に排出される。
- EV の場合、一次エネルギー源（石炭や天然ガスなど）と、そのエネルギー源を電気に変える発電に関わる同様の活動から、ライフサイクル排出が発生する可能性がある。
- シェブロン社の説明によると、EV の製造には、ガソリン車よりも多くの石油化学ベースのプラスチックが必要とのこと。同社は、2050 年までに世界の石油需要の増加分のほぼ半分をこれらの石油化学製品が占めると予測する国際エネルギー機関（International Energy Agency）を参照している。
  https://chevronadvocacynetwork.com/why-arent-we-all-driving-electric-vehicles/

質問 2：乗用車（LDV）は、将来的には EV に移行すると考えているのか、または e-fuel のような液体燃料が開発され、内燃機関車も残り続けると考えているのか？

エクソンモービル社は、小型車に対する需要は現在 10 年間の半ばにあると評価している。2021 年 12 月 21 日、エクソンモービル社は「エネルギー需要：3 人のドライバー」というタイトルのレポートを発表した。このレポートの中で、エクソンモービル社は、「購買力の上昇に伴い、個人の自動車保有台数は増加し続ける。効率性の向上と電気自動車の増加により、小型車のエネルギー需要は 2020 年代半ばにピークを迎え、減少する。」と主張している。

これに対し、EIA は「年次エネルギー見通し 2022」（AEO2022、2022 年 3 月 3 日発表）において、次のように述べている。

- ガソリンは引き続き小型車（LDV）用燃料の主流であるが、予測期間中に消費量がパンデミック前の水準に戻ることはない。
- 2021 年の米国の輸送で消費されるエネルギーのうち、LDV が占める割合は 54%。2050 年にはその割合は 51%に低下する。LDV のエネルギー消費量は、2038 年まで概ね減少し、その後、予測期間の終わりまで増加する。
- LDV の総販売台数は 2050 年までに 2019 年の COVID-19 の流行前の水準に戻らず、バッテリー電気自動車（BEV）、ハイブリッド電気自動車（HEV）、プラグインハイブリッド電気自動車（PHEV）の販売が増加するため、従来のガソリン車の販売は予測期間を通して減少する。
- ガソリン、軽油、フレックス燃料、天然ガス、プロパンのパワートレインを含む内燃機関（ICE）LDV の販売シェアは、BEV、PHEV、HEV の販売増加により、2021 年の 92%から 2050 年には 79%に減少すると予測している。
- 予測期間を通じて、200 マイルと 300 マイルの BEV 販売が拡大し、2021 年 34 万台から 2050 年には 152 万台に、PHEV 販売は 2021 年の 144,000 台から 2050 年には 521,000 台に増加する。PHEV は、2021 年から 2024 年の間に急速な成長と市場浸透を示している。PHEV は、電池価格の下落により 2024 年以降成長が鈍化し、BEV が電動 LDV の最高シェアに押し上げられる。2050 年には BEV と PHEV を合わせて LDV 総販売台数の 13%を占めると予測している。

質問 3：米国でのガソリン需要のピークはいつ頃だと考えているか？

2021 年 12 月 21 日、エクソンモービル社は「エネルギー需要：3 人のドライバー」というタイトルのレポートを発表した。

- このレポートの中で、エクソンモービル社は、「購買力の上昇に伴い、個人の自動車保有台数は増加し続ける。効率性の向上と電気自動車の増加により、小型車のエネルギー需要は 2020 年代半ばにピークを迎え、減少する。」と主張している。
- このレポートでは、「化学、航空、船舶は伸びるが、その他の燃料が大幅な減少することによって相殺されるため、低需要感度の総液体需要は 2030 年代半ばにピークを迎える可能性がある。」と予測している。

シェブロンが 2018 年 3 月に発表した「気候変動の回復力」レポートでは、「現在のトレンドは一貫したモニタリングを必要とするが、近い将来または中期の将来においてピーク需要が発生する可能性は低いことも示唆している。」と述べている。2021 年 12 月 6 日、シェブロン社、CEO の Mike Wirth 氏は、「石油とガスは、世界のエネルギー需要を満たすために中心的な役割を果たし続けており、我々は、より低炭素な方法でそれを提供するために不可欠な役割を担っている。」と述べている。

EIA は、年次エネルギー見通し 2021(AEO 2021、2021 年 2 月 2 日発表)において、コロナウイルスの流行後、燃費向上と電気自動車の販売が定着し、米国のガソリン消費量は 2023 年までにピークに達すると予測している。

- さらに EIA は、「ガソリンは 2050 年まで米国の主要輸送燃料であり続けるが、その消費量は 2022 年か 2023 年にピークを迎えようとしている。」と予測した。
- 一方、EIA は、米国内の原油生産量は増加を続け、2034 年には過去最高の 13.9mb/d となり、その後徐々に減少すると予測した。

質問 4：将来的に、製油所で発生する CO2 を CCUS で再利用することなどを検討しているか？

シェブロンとエクソンモービルの両社はキャプチャプロジェクトを開発する意向である。

- 2021 年 7 月 29 日、シェブロン社はシェブロンニューエナジーを通じて、「2028 年までに、よりクリーンなエネルギー形態」に 100 億ドルを投資することを発表した。シェブロン社は、この投資が再生可能天然ガス、バイオディーゼル、「グリーン」水素、炭素捕捉技術に資金を提供すると述べている。
- 2022 年 2 月 22 日、シェブロン U.S.A.Inc.は、産業用炭素回収のグローバルリーダーであるカーボンクリーン社に新たに出資することを発表した。
- この投資の一環として、シェブロン社とカーボンクリーン社は、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、カーボンクリーン社の CycloneCC 技術の炭素回収パイロットを開発することを目的としている。

2021 年 4 月、エクソンモービル社は、2030 年までに年間 5000 万トン、2040 年までに年間 1 億トンの CO2 を回収する 1000 億ドルの湾岸 CCS ハブを提案している。完成すれば、湾岸 CCS ハブは世界最大の炭素隔離プロジェクトとなる。

- このハブは、Houston Ship Channel 沿いの石油化学工場や工業用地から炭素を回収するものである。
- 湾岸 CCS プロジェクトのコストは 1,000 億ドルと見積もられている。このプロジェクトには、エクソン社を含む地域の CO2 排出量上位 50 社と、連邦、州、地域の関係者の官民との間の協力が必要である。

2022 年 3 月 2 日、エクソンモービル社は、テキサス州ベイタウンにある 56 万 1000b/d の石油精製と石油化学統合コンプレックスにおいて、草の根水素製造プラントと炭素回収と貯留（CCS）プロジェクトを追加する計画を確定した。

- ベイタウン水素プラントは、最大で日量 10 億立方フィート（Bcf/d）のブルー水素（天然ガスを原料とし、CCS でサポートされた水素）を製造する設備を備える予定である。
- このプロジェクトの一環として建設される関連 CCS インフラは、ベイタウン複合施設に最大 1000 万トン／年の二酸化炭素（CO2）を輸送・貯蔵する能力を与え、同社の現在の CCS 能力の 2 倍以上となる。

3 月上旬、米国の独立系石油・ガス大手であるコンチネンタルリソーシズ社は、中西部（アイオワ、ネブラスカ、ミネソタ、ノースダコタ、サウスダコタ）のエタノール工場やその他の産業排出源からの炭素回収・輸送・隔離インフラの開発・建設資金として今後 2 年間で 2 億 5 千万ドルを投資する計画を発表した。このプロジェクトでは、31

のエタノール工場から 800 万トン/年の CO2 を供給することが約束されており、初期パイプライン容量は 1200 万トン/年、最大 2000 万トン/年まで拡張可能である。

質問 5 : 温室効果ガスプロトコルでは、欧州の大手石油会社の多くがスコープ 1 から 3 の削減目標を発表している。スコープ 3 は石油会社が支配していると思うか？

シェブロン社は、スコープ 1、2 および製品の使用によるスコープ 3 の排出量を含めたポートフォリオ炭素強度（PCI）目標を設定し、温室効果ガスの排出量目標にスコープ 3 の排出量を組み込んでいる。このことから、シェブロン社は、ある時点で、原単位削減または絶対量削減のいずれかの方法で、スコープ排出量削減目標を設定する可能性があると思われる。現時点では、エクソンモービル社はスコープ 3 排出量の目標を設定していない。

EPA は、石油会社、あるいはスコープ 1 および 2 の排出量を有するどの組織も、スコープ 3 の排出量に責任を有するとは考えていない。シェブロン社やエクソンモービル社がこの EPA の姿勢に反対していることを示すものは見つからない。しかし、エクソン社が大規模な炭素回収能力の開発に取り組んでいることは、スコープ 3 の排出量をオフセットすることに強い関心を示していることを示している。

以　上

第14回日中韓石油技術交流会議/議事録

1.日時

2021年11月11日（木）09:30-18:00

2.開催場所

JPEC第一/二会議室（日中韓とも、Teamsを使ったWeb開催）

3.出席者

105名

4.議事内容

＜開会挨拶＞

【日本】髙橋直人/石油エネルギー技術センター専務理事

皆様、おはようございます。石油エネルギー技術センターの髙橋でございます。一言ご挨拶申し上げます。

まず本会議にご参加いただきます、Cha, Dong-Hyung（チャドンヒョン）韓国石油管理院理事長はじめ、韓国石油管理院関係者の皆様、そしてYu Mingxiang　（ユ ミンシャン）中国石油学会 副会長はじめ、中国石油学会関係者の皆様に、心より厚く御礼を申し上げます。また、韓国・中国・日本の３カ国からご参加いただいている講演者の皆様、そして、会議にご出席いただいている多数の皆様に、心より感謝を申し上げます。

さて、かねてより「地球温暖化対策」「GHG削減」は話題になっていましたが、最近では新聞やテレビでの報道でこの話題が語られない日はないほどに大きなものとなっています。この問題は石油業界だけではなく、全産業、地球上の全人類にとって将来をかけた大きな課題となっているといえるでしょう。そして今イギリス・グラスゴーではCOP26が開催されており、同問題について各国首脳をはじめ各界を代表する方々が意見を交わしている最中でもあります。こうした中、日本におきましては、第6次エネルギー基本計画が策定されました。我が国が昨年10月に表明した「2050年カーボンニュートラル」の実現に向けて、「2030年度において、2013年度比でGHG46%削減、更に50%の高みを目指して挑戦を続けていく」といった、エネルギー政策の新たな道筋が示されています。

この内容については、後ほどの基調講演において、経済産業省の佐々木課長補佐より詳しい説明がございますので、楽しみにしていただきたいと存じます。

えてしてこのような世間の潮流の中では、石油というエネルギーが悪者扱いにされがちですが、皆様はどのようにお考えでしょうか。2050年カーボンニュートラルの実現に向けて様々な取り組みを加速させていく上で、その基礎となる安定した経済活動・国民生活を支えるという重要な役割を石油は担っていると我々は考えています。また、確かに再

生可能エネルギーや水素等カーボンニュートラルなエネルギーの導入拡大などにより今後石油の需要は減少していくことになるでしょう。しかし石油についても CO2 排出の大幅削減に向けて、石油精製の現場である製油所をはじめ様々な場所で、石油の利用方法について知恵を絞り、あらゆる技術的な選択肢を追求して、イノベーションが加速されると信じています。この交流会議のテーマである「石油精製技術の開発」や「燃料品質管理対応」におきましても、CO2 排出の大幅削減に向けてさらに技術のイノベーションを遂げていくことが課題です。また今回の会議では「代替燃料」や「低炭素液体燃料」といった新たなテーマも加わりました。本会議を通じて、石油業界の共通の課題である地球温暖化問題への対応について大いに議論させて頂きたいと考えています。

最後になりますが、韓国・中国・日本の 3 か国の技術交流事業が今後もさらに発展し、相互交流と相互理解がますます進むこと、そして、今回ご参加いただいた皆様方のご健勝と更なるご活躍を祈念いたします。本日はどうぞよろしくお願いいたします。

ありがとうございました。

【中国】Mr. Yu Mingxiang, Deputy President, Chinese Petroleum Society

新型コロナの影響で二年ぶりの開催となりましたが、今回中日韓の関係者の努力の下、石油技術交流会が開催されますこと、中国石油協会を代表しまして、中国の専門家及び日本・韓国・中国の関係者の皆様に感謝申し上げたいと思います。特に、今回事務局としてご尽力して頂いた日本側の友人の皆様に感謝申し上げます。

2007 年 12 月東京で、第一回目の中日韓の石油技術交流会議を開催して以来、14 年が経ちました。中日韓の各々の事務局はスムーズな交流制度を立ち上げ、発展の前途は幅広いのもがあります。多くの成果が出ております。この協力制度が更に発展することを心より祈念致します。この会議が回を重ねるごとにより良くなることを望んでおります。

現在、世界は Big Science の時代に突入しています。オープン、公共性、グリーンな発展が世界の主流となっています。2020 年 9 月、中国政府は発表を行いました。CO2 の排出について、2030 年までにピークアウトを実現する、そして 2060 年までにカーボンニュートラルを実現するべく努力するという内容です。中国は急速に発展していますが、この Challenging な度合というものは多大なものがあります。地球を守るということは担わなければならない責任であり、我々はこの目標を実現する決意があり、自信を持っています。能力もあると思っています。中国は、積極的にクリーンな生産技術の開発を進めています。先進的な省エネ、低炭素、節水、排出削減を進め、水素エネルギー、太陽光、風力エネルギーといったクリーンエネルギーの応用を加速しており、エネルギーの貯蔵、特に、化学的なエネルギーの貯蔵の研究と応用を進め、石油化学産業のグリーンシフトを進めております。

今回の会議は、製油所におけるカーボンニュートラル戦略技術をテーマに討論が行

われます。中国の代表団は、ピークアウト、カーボンニュートラルに向けての技術的なロードマップ、残渣油からの化学品の生産、VOC の制御と回収、といった内容を発表致します。製油所における CO2 の排出を減らす考えや努力について説明を行ないます。日本と韓国からは、基調講演においては、発展のトレンド、課題、戦略などについてご紹介して頂きます。技術報告では、韓国側はバイオ燃料、バイオケミカル、CO2 の科学的転換による利用、日本側は廃プラ回収によるケミカル品の生産、CO2 による液体燃料の生産などについて紹介する予定です。中国側も高く注視しており、とても期待しております。

ご在籍の皆様、2021 年の中日韓石油技術会議が開幕となりました。我々はコロナの影響で三か国に分かれています。中国ではこのように言います。「志が合えば、山も海も遠いとは思わない」。IT は大いに伸びており、共通の話題がこうした技術を以って上手く繋がり、討論することが出来ます。今回の会議が、我々の経験の共有並びに成果に繋がることを期待しております。会議の成功をお祈り致します。ありがとうございました。

【韓国】Mr. Cha, Dong-Hyung, President, K-Petro

皆さんおはようございます。私は、今年 7 月韓国石油管理院の理事長に就任致しました Cha, Dong-Hyung と申します。先ずは、コロナによって厳しい状況の中、第 14 回石油技術会議を準備して頂きました JPEC の高橋様始め関係者の皆様に御礼を申し上げたいと思います。また、この場にご一緒して頂きました中国石油学会の Yu 様及び関係者の皆様、お会い出来て嬉しく思います。

2007 年からスタートしましたこの会議は、韓国、中国、日本の石油産業に関する最新の情報を共有し、活発な交流を行なってまいりました。北東アジアの産業技術の発展のため、重要な交流とコミュニケーションの場と位置付けられています。

世界は、カーボンニュートラルとエネルギーの大転換を迎えています。韓国においても 2050 年までに炭素のゼロエミッションを目指すグリーンニューディール政策を進めています。また、COP26 がグラスゴーで開催されています。ここで発表される温室効果ガスの削減計画に基づいて低炭素のエネルギーへの転換が更に加速すると考えられています。脱化石燃料と代弁されるエネルギー転換は、危機でもあり、チャンスでもあります。急変する石油を取り巻く環境の中で、日中韓が共に取り組むこの会議が石油市場の未来の価値を発掘する重要な機会になると思います。三か国の未来を一緒に描き、協力関係を更に強化する機会になることを期待します。コロナによって、今回の会議がこのようなリモートで開催されますが、日中韓の産業界の理解を増進し、様々なアイデアが議論される場になることを期待します。

最後に、今日の会議のためにご出席頂きました皆様、特に準備にご尽力頂きました皆様に改めまして感謝申し上げたいと思います。皆様のご健康とご多幸をお祈り申し上

げます。ありがとうございました。

＜基調講演＞

【日本】佐々木文人/経済産業省資源エネルギー庁資源・燃料部石油精製備蓄課課長補佐

［要旨］

・我が国の石油需要は、ピークの 1999 から 30%減少し 2030 年に向けて更に 30%減少していく見込みの中、安定供給確保の観点から、近年激甚化している自然災害への強靭化対応にも取り組んでいます。政府としては、コンビナート連携に係る設備投資なども支援しています。

・“2050 年カーボンニュートラルに向けたグリーン成長戦略”や国土交通省の“カーボンニュートラルポート構想”などにより、脱炭素や水素・合成燃料などの利用促進に向けた支援を行なっています。

・製造プロセスへの CO2 フリー水素の導入やボイラー燃料への脱炭素燃料の導入などを推進していきます。また、製油所については、省エネの促進や JPEC の Petroleomics などの革新的技術の活用に基づく操業の最適化による CO2 排出量の削減などにも取り組んでいます。

・第 6 次エネルギー基本計画では、S+3E を基本として、脱炭素化技術の取り組みの強化を通じて国際競争力を強化し、国際ルール作りをリードし、脱炭素、カーボンニュートラルを実現していく。その為に、2050 年カーボンニュートラルの実現に向けてあらゆる政策を総動員して取り組む方針です。

・国土交通省の“カーボンニュートラルポート構想”は、大量、安定、安価な輸入や貯蔵といった供給面での政策であるが、需要面でも規制と支援により脱炭素エネルギー（水素やアンモニアなど）の導入拡大を進めることで化石燃料の消費を削減させていきます。どうしても残ってしまう CO2 は、DACCS や BECCS で対応していくという考えです。

・合成燃料は、排出された CO2 を利用することから脱炭素燃料として位置付けられており、他の新燃料と比べて既存のインフラを活用できるため、導入コストを抑えることができるというメリットがあります。既存の設備や立地の観点から、石油需要が減少していく石油産業にとってもメリットがあり、新たなチャレンジをしている石油精製業界を政府として支援していく方針です。

・水素は、直接電力の脱炭素化に資するだけではなく、余剰電力の貯蔵や再エネの展開にとっても重要な役割りを果たす極めて重要な資源です。

・燃料アンモニアも既存インフラを活用でき、燃料として直接利用することができるだけではなく、水素キャリアとしても使えるので重要な役割りを果たしていきます。

・現在開催中の COP26 では、パリ協定第 6 条の実施規則の策定や途上国への 2025 以降の長期的な資金支援に係る各国の交渉などに加えて、議長国イギリスのイニシアチブによる脱炭素に向けた機運の向上の下、内燃機関の自動車をどのように電動車に置き換えてい

くのかの議論、国際機関やNGOによるSide eventsなども行われています。

［Q&A］

Q 中:燃料アンモニアについて、アンモニアについてはその製造過程においてマイナスのインパクトがあるので、アンモニアの活用によって、CO2をどの程度削減できるのかについて、分析など為されたのであれば、共有して頂きたい。

A:アンモニアはその製造過程において、その製造の仕方によっては CO2 が排出されることはご指摘の通りです。一方、アンモニアについては、水素キャリアとしてだけではなく、燃料として直接活用することができ、また、扱う温度帯が水素よりも比較的高温で液化し易いというメリットがあり、製造時に排出されるCO2の削減も検討しながら、利用拡大に向けて検討を進めてまいりたいと考えています。

Q韓:SAFに関して、ANAが検討しているという報道があります。現時点でのロードマップの中で、日本政府や民間レベルが考えている具体的な導入計画はあるのでしょうか？また、バイオ燃料については、その原料調達面での検討も必要だと思います。例えば、廃食油、或いは牛脂や豚脂の活用も考えられますが、原料の調達計画などはありますでしょうか？

A:日本におきましては、SAFについてはANAだけではなく、日本航空もその活用について検討を進めています。政府におきましても、例えば、基金を活用した技術開発について検討しています。原料については、短期的にはバイオ原料から製造するバイオジェット燃料が利用されていくと思いますが、長期的はバイオについては資源制約があるので、CO2と水素から工業的に大量生産できる合成燃料に置き替わっていくものと考えています。

Q韓:日本では、高度化法以降、石油の精製能力が減少しており、今後も2030年に向けて石油需要が更に20%程度減少するという説明があり、石油精製業に対する精製能力減少についての政策面での計画があれば、共有して頂きたい。

A:特に、自動車用の燃料につきましては、技術の進展による低燃費車の拡大によりこれからも減少が続くものと思います。需要と供給に差が出てくる場合には、先ずは民間の事業活動の中で適切に最適化を図っていくことが望ましいと考えています。

【韓国】Mr. Jung, Yong-Hun, Professor, Ajou Univ.

［要旨］

・人類は 160 年近くエネルギーを使い続けてきたが歴史の中で、固体→液体→気体への転換は自然発生的であったが、これからのエネルギー転換は未来を変化させるより人為的なものになる。社会や経済が受け入れられない変革を進めるので、軋轢や痛み、経済的損失が伴う。これらを減らし、和らげることができるのは技術。世界がカーボンニュートラルに向かう中、政治的、社会的、経済的な対立が必ず発生するので、解決する必要がある。

・技術開発の領域で、特に重要なのは、再生可能エネルギー、電力の貯蔵、CCUS。

・付加価値の高い産業へシフトしていくことが重要。石油化学では、プラスティックリサイ

クルや水素の活用に関する技術開発が大切になってくる。大きな構造変化を期待する。

・水素の活用には、CCUS の技術発展が欠かせない。

・韓国でも、工業化の歴史の中で、石炭→石油→天然ガスへの転換が行われてきた。現在、脱原発について様々な議論がある。ネットゼロに向けたはっきりしたロードマップが来年策定される予定であり、それを踏まえて様々な動きが出て来るであろう。

［Q&A］

Q 中:CCUS に関しては、カーボンニュートラルを実現していく上で重要な役割りを果たしていきます。韓国では、CO２の回収・貯蔵・利用について、具体的な構想や考えなどありますでしょうか？

A:韓国では、CCUS はやっと始めたばかりです。今年 8 月 KCCUS という事業団を発足させたばかりです。現在、5 つの地域に分けて、産業団地とリンクし、特化された CCUS の技術開発を進めています。ウルサン、インチョン、サムチョック、ジョンブクなど。クラスターベースドテクノロジーです。政府は民間と一緒になって、パイロットとデモンストレーションプロジェクトを進めています。まだ、始まったばかりですが、政府は確固たるロードマップの下で進めています。

Q 中:天然ガス、石油などのエネルギー価格が上昇を続けています。供給面では緊張した状況が続いています。こういった供給面の緊張状態は、エネルギーシフトへの取り組みが強すぎたために生じて、結果として継続的なエネルギー価格の上昇を招いているのか、ご意見をお願いしたい。

A:世の中は二つの意見に分かれています。エネルギーシフトが遅れているから価格は上昇してしまっているという意見と、エネルギーシフトを急速に進め過ぎたので価格の上昇を招いたという意見です。私は、個人的にその二つの意見とも間違っていると思います。何故かというと、エネルギー価格は今もかなり変動しており、これからも大きく変動すると思います。投資の遅延、コロナによる市場の縮小とその反動、ヨーロッパにおける風力発電不足、ニューヨークでの暖房用需要のタイト化など。全体としては、供給が減ったので価格が上昇したと見ています。また、気候変動とも関係があると思います。地球上のある地域で気温が下がったり、ハリケーンによりエネルギー供給施設が破壊されてしまうなど、これからも予見することが困難な事象が発生すると思いますので、様々な要因が現象面として現れる価格が安定することはないと思います。エネルギー価格は歴史的にもある程度安定していたのは、1990 年代ぐらいでしょう。

Q 韓:韓国では、大変意欲的なカーボンエミッション目標を発表しました。マスコミでは、このような目標を達成するのは本当に可能なのか、という論調もありました。脱原発をしながら、そういった目標を遂げるのは可能なんでしょうか？韓国では、カーボンニュートラルの Issue が脱原発に繋がっています。原発の占める割り合いは大きく、若し、脱原発するとなると、カーボンニュートラルに向けて相当なコストが掛かるが、国民が負担できるのかという問題です。石油会社の仲間同士の話題として、ガソリンスタンドで販売する

製品に10%の税金を上乗せし、需要を抑え、エネルギー価格を安定化させるという話しをしますが、そんなことが政治的に可能だとは思いません。政策を作る人たちも社会的な受容性を考慮すると思います。原子力の問題は、対立の議論になりますが、G20、G7でも原子力は気候変動への対応策として重要な手段の一つとして位置付けており、SMRの開発を含めて進展していくと見ています（質問ではなく、最後はコメントになった)。

Q 日:日本では、石油需要の減少により、石油精製能力を自主的に減らしていきながら、水素やその他の新しいエネルギー、カーボンニュートラルな技術開発等に投資を振り向けていこうという動きが見られます。韓国の石油産業においては、今後の投資動向、どのような分野に投資していこうとしているのか、最近のトピックスなどご存知のことがありましたら共有して頂きたい。

A:日本の石油産業と韓国の石油産業は、スタンスが違うと思います。日本の場合は内需の割合が大きいが、韓国は輸出の割り合いがかなり大きく、海外の動向にかなり敏感で海外の動向に迅速に対応しています。韓国の石油産業は既存の体制を維持しながら、新しい技術に投資しています。はっきりしたロードマップが出るまでは、全ての技術に対して投資を行なっていく中で、主に、バッテリーや水素関連の技術に対して積極的に投資し、商業化に取り組んでいます。

【中国】Mr. Cao Xianghong, Professor, SINOPEC Group

［要旨］

・現在、世の中の潮流は全ての車両のEV化や電力のグリーン化などを求めており、石油業界は厳しい局面に立たされいる。

・然し、バッテリー製造に必要な希少金属の供給可能量、寒冷地での EV の適応性の問題、EV や HEV の LCA 上劣後の問題、グリーン水素の生産や輸送などに係るコスト、FCV 生産のコストなどなど、解決すべき問題は山積みであり、石油産業はこれからも長期に亘り存続していく。

・精製プロセスにおいて、CO2を一切発生させないようにすることは不可能であるが、排出量削減に向けた技術開発を行なうことが求められている。具体的には、蒸留塔や反応塔での省エネ、化学的処理と吸着や抽出などの物理的処理の組み合わせ、コジェネなどにより、エネルギー消費量（Scope 1/2）を全体で減らす工夫、Energy-saving technologyの取り組みが重要。

・また、石油を部分的に代替することができる技術として、バイオリファイナリーへの取り組みもカーボンニュートラルを達成するための重要な施策となっている。中国には、膨大なバイオ資源があり、優れた基盤があるので、積極的に取り組んでいく。

・水素については、貯蔵性に優れていることなどから、二次的なエネルギーとして重要な役割りを果たしていく。石油精製業は、その水素の生産や取り扱いに十分な親和性を持っており、積極的に取り組んでいく価値がある。石油精製業は、当初はブルー水素やグレイ水

素を扱いながら、PSA(Pressure swing adsorption)も活用し、水素の供給拠点としての役割りも果たせる。

・中国でも長年に亘り CCUS の研究開発が行われてきたが、経済性のある技術はあまりなく、カーボンニュートラルに向けてこの分野での技術開発が待たれている。

［Q&A］

Q 日:中国では、SINOPEC を中心に、様々な新しい技術の開発に取り組んでいるので非常に驚きましたが、本日ご紹介頂いた各種の技術に関するロードマップのようなものがあれば、共有して頂けると有難い。

A:石油産業が直面している課題やチャレンジは非常に大きいです。今、一番大切なのは、精製プロセスにおけるエネルギー消費を減らしていくことです。具体的には、蒸留塔や反応塔でのエネルギー消費の削減、分解装置の原料に占める水素の割り合いを上げることによる煙などの排出される汚染物質の削減、4.5MPa での高圧による回収によるエネルギー消費の削減など、様々な取り組みを行なっています。

Q 韓:新たなバイオ技術に関連して、既に商用化で使用している原料及び今後新しい技術で活用しようと念頭に置いている原料、また、中国国内での原料の調達可能性について共有して頂きたい。

A:数年前にバイオジェット燃料を開発しました。廃油を原料に生産を行なっています。商用テスト飛行を国内線で行っており、国際線でもテスト飛行を始めました。バイオジェット燃料が民間航空のニーズを満たしたことを証明しました。課題は、高いコストです。我々は技術の改善を積み重ね、外食の廃油の買い付け価格も引き上げたい。利用率を 60%に高めました。企業として持続可能なバイオ燃料を開発するには、航空業界に受け入れられる経済性を実現したい。その為に、イノベーションを繰り返し、他の業界とも協力しながら、コスト削減に取り組みます。また、バイオエタノールの生産も検討しています。

＜技術報告に対する Q&A＞

⑴ENEOS/水素社会実現への ENEOS の取り組み

Q 中:ENEOS では電解槽による水素製造の開発を行っているか。進捗はどの程度か。水電解水素の進捗は。

A:45 の水素ステーションのうち、水電解槽を導入しているのは 1 ステーションのみであり、水素製造能力は 30Nm3/h の小型のものである。

⑵GS Caltex/ GS Caltex の持続的成長の為の地球環境に優しい取り組み

Q 中:質問が 2 つあります。1 つ目は、廃プラスティックを熱分解して、どのように再利用するかです。2 つ目は、サトウキビなどから 2,3-ブタンジオールを精製しているが、商業化されているのか、規模と経済性についてお聞きしたい。

A:まず、廃プラスティックの再利用ですが、どのような工程に適用するかは、今の状況では

申し上げられません。製油所に原料を入れる場合、さまざまな工程がある。CDU ばかりではなく、さまざまなアップグレード装置がある。そのような 2 次装置で、原油ではなく熱分解をフィードで使おうという試みである。2 点目の 2,3-ブタンジオールは、バイオの分野でさまざまな研究がされており、論文も沢山発表されている。2,3-ブタンジオールをデモ段階まできている会社は現時点では弊社しかない。市場ターゲットは、1,3-ブタンジオールや 2,3-プロパンジオールの代替となるため、これらと同じ規模をターゲットとしている。

Q 中:どれくらいの規模について、もう少し詳しく教えてください。

A:市場規模は、1,3-ブタンジオールの場合は 30 万トン位になる。

Q 日:ファウリングについては、稼働信頼性の問題やエコフレンドリーには重要と考えている。GHG 削減という観点で、ファウリングを防止すると、どのような効果がでてくるか？実例または具体的な効果があれば教えて欲しい。

A:ファウリング防止については、エネルギー効率を改善して燃料費を削減するためにアプローチした。実際、CO2 をどれくらい削減したのかを計算した。最初に適用した CDU では、それほど効果はなかった。数十万トンとかにはならず、数千トン規模であった。1 つの熱交換器、1 つの装置だけを考えたので、色々な装置を集めれば、CO2 削減効果は期待できると思う。1 つの CDU の熱交換器にファウリング防止を適用すると、1 千~2 千トンの削減効果があると思う。

⑶CNPC/精製化学事業における揮発性有機化合物の包括的管理と回収技術

Q 日：異なる国との連携は、具体的にどこの国か？具体的に計画はあるのか？

A：日中韓の連携が重要と考えているが、まだ具体的な計画はない。

⑷SINOPEC/中国におけるガソリン規格の脱炭素の開発と歴史

Q 韓:LCFS（Low Carbon Fuel Standard）の紹介をしていただきましたが、英語では Carbon Intensity（炭素強度）に関する話があるが、バイオマスの原料や工程によって、炭素削減に対してどの位貢献したかについて、その効果を細分化している内容である。これは、データベース化するのは簡単ではないと思うが、LCFS 導入に関する中国政府の動きはあるのか？また、シノペックは企業の立場でどのように対応するのか？

A:中国の政府機関、主幹機関では、我々が把握している中では、このような低炭素の基準は定められていない。しかし、我々の RPP ではとある基準があり、事務局が我々の研究員によって設けられているため、対応するための制定に努力していきたい。基準を定めるには、国の GB 規格に提案をしなければならないが、今のところ提案までには至っていない。提案をして定められるならば、GB 規格という形で国の基準になる。それが難しければ、団体、協会基準という形での、提案、制定という形も考えられる。中国の低炭素燃料については、早急に進めていかなければならない時期を迎えつつある。

Q 日:今日はガソリンの話であったが、ディーゼルについてはどうか。例えばバイオディーゼルの取り組みについて教えていただきたい。

A:中国にはバイオディーゼルの基準があり１~5%で使用されている。バイオディーゼルの量はバイオエタノールのような大きな規模には達していない。

Q 日:q のような取り組みは貴社ではしていないのか？

A:当社でも研究はしている。例えば低炭素の技術の開発とか、水素、アンモニア、バイオエタノールなどの開発は行っている。他にも、LCFS の判定、ライフサイクルの評価に関するデータバンクなど、アセスメントのモデルも開発している。

⑸SK innovation/低硫黄バンカー重油の減圧残渣水素化脱硫による生産と品質管理

Q 中:質問が 2 つあります。1 つ目は、1 年間のうまく運用されているが、低硫黄バンカー重油はどれぐらい保存し、最長保存期間はどのくらい経て販売しているのか？2 つ目は、SK 以外の会社も低硫黄バンカー重油を生産しているか？

A:低硫黄バンカー重油は、SK 以外にも多くの会社が製造している。SK の場合は VRDS 工程を別途新設したという点が他社と違うと思う。現在、2 年間安定した運転をしている。品質基準の目標は、最低 3 ヶ月の製品の安定性を保つことになっている。実際に、我々の生産している低硫黄バンカー重油は、3 ヶ月以上経っても ISO8217 の全ての品質規格に適合している。ISO8217 では、3 ヶ月以上の安定性を追加で要求している。会社の内部の目標では、船会社が使用する 6 か月の間は問題が発生しないことである。

Q 中:１つ目は、新しい装置の型番は何か？2 つ目は、装置のリース期間はどの位か？3 つ目は、品質で動粘度が 180～380cst に該当するものがないが、380 cst の基準は確かか？

A:低硫黄バンカー重油を生産するために、VRDS 装置を新設したので、リースではない。投資額は 1 兆ウォンで、約 10 億ドルである。動粘度の規格は 380 cst 以下であるが、実際には非常に小さな値になった。この理由は、需要が非常に大きかったので、生産量を増やすために、残渣油に留出分を混合したため、動粘度の値が低くなった。実際には、RMD180 の規格を満たしているという理解でよいと思う。

Q 中:水素の消費量はどのくらいか？

A:VRDS の水素化なので、一般的な AR の水素化工程よりは、水素消費量が多い。具体的な数値は覚えていないが､フィードの VR の品質がかなり悪いので､水素消費量はかなり高い。

Q 日:1 年目の運転は成功裏に終わり、これから 2 年目の運転に入るが、何か変更点はあるのか？

A:1 年目の運転実績があるので､実績に基づいてコストを最小限に抑える方向で運転を進めている｡関連するユーティリティーの費用を抑える､フィードをより低品質なものを処理する､などの方向で運転していく。

Q 日:得られて V-TR は全てバンカー用か、または他の用途もあるのか？

A:SK では、VR の相当部分をアスファルト製品に使っている。アスファルト製品に使わない

全ての VR を VRDS に廻しているので、アスファルト製品の需要によって、VRDS のフィードの量は影響を受ける。

Q 日:VRDS の製品は全てバンカー油か？FCC の原料になるとも考えられるが？

A:基本的には V-TR は低硫黄バンカー油に使用しているが、定期修理などのときに V-TR を FCC のフィードに使うときもある。しかし、これは定常状態ではなく、非常時の対応と考えていただければと思う。

Q 韓:混合安定性について、SK で膨大な実験をしてデータベース化したとの発表があった。ユーザー側に推奨する、または情報共有していただけるものはあるか？

A:データベースは社内だけの運用となっている。理由としては、他社の製品の混合安定性は、我々が管理することではないためである。その代わり、SK は貿易を行う場合、必要であればデータベースを活用して、他社製品との混合安定性を検討している。SK トレードインターナショナルという別会社を持っているので、そこでデータベースを活用している。

⑹SINOPEC RIPP/残油をケミカルに転換する新たな深度接触分解技術について

Q 日:今回、FCC のコーク量が減って、熱バランスが悪くなり、その分後からエネルギーを追加したとのことであるが、全体のバランスとしてはエネルギー効率的には下がったとの理解で良いか？反応は均一になり、収率も上がっているので、メリットは大きいと思うが。

A:初めのうちは原料が改質していないので水素化した。熱量が足りなかったので追加した。これは、常態的なものではないので、後に残油の量を徐々に上げていき、多くのコークスは残るが、熱のバランスをとるようにした。元のリアクターと比較すると、低品質のものを加工するという点では、効率があり、プロピレンの収率が良いと考えている。

Q 日:コーク量が減った分、エネルギーを追加したとので、製油所全体のエネルギーバランスは、当初を 100 とすると上がったのか、さらに改善したのか？

A:新しいリアクターなので、原料が同じであれば、コークスは減り、より高品質（エチレンやプロピレン）なものが製造できる。そういう観点から、このリアクターは選択肢としてメリットがあると思う。

⑺日揮ホールディング/日揮の廃プラスチックケミカルリサイクル

Q 中:スライド 8 のポリエステルのモノマー化について、廃ポリエステルを DMT に分解する方法は、収率はどれくらいか

A:分解法は湿式法である、収率は原料によりケーズバイケースとなる。具体的数値の開示には秘密保持契約が必要。

Q 中:PVC/PET 混合物の熱分解云々→なしとなった

Q 韓:スライド 13、廃プラの熱分解油を製油所でナフサ製造した場合に日本政府から GHG 削減効果の認証をもらえるのか

A:日本での制度はまだできていない。

⑻K-Petro/韓国におけるバイオ燃料の急速熱分解技術の動向

Q 韓:熱分解バイオオイルの酸性度はなぜ高いのか、ディーゼル用にしたときの腐食性はないのか

A:バイオマス含有酸素が熱分解により酸性物質を生成するため酸性度が高くなる。そのため、熱分解バイオオイルは水素化脱酸素処理により酸性分が含まれないよう前処理することが必要となる。

Q 韓:国内に導入されていないバイオジェットの品質について石油管理院は海外の基準を国内に適用するのか。

A:現時点では、まだ未検討。バイオジェット等について石油代替燃料の品質に関する法整備が必要である。

Q 中:製造法はバッチプロセスか。

A:連続投与プロセスである。

⑼JPEC/CO2 からのカーボンリサイクル液体燃料製造について

Q 中:FT 合成による e-fuel の炭素数分布や性状はどのようなものか。

A:JPEC は研究が始まったところであり申し上げるデータはまだない。欧州の e-fuel サンプルの分析を開始したところ、灯油や軽油留分が多いとの印象。また性状については、FT 合成油について一般的に言われているように芳香族は少ない。

Q 韓:スライド 12 の研究体制図の 7 つの機関のうち、大学のどの専攻学科との連携を行っているのか。国の機関の AIST とは研究を行っているのか。また、この研究成果を今後海外に公開する予定があるか。

A:今回は FT 触媒を進化させようということから、触媒化学を専門とする大学の先生方に参画頂いている。AIST は純粋な国立の研究機関である。

今回の研究は、国プロであり、研究成果は発表していくこととなる。JPEC での研究は始まったばかりなので、来年度以降、学会等にて研究成果を発表する予定である。

以　上

無断転載・複製を禁ず

一般財団法人石油エネルギー技術センター
総務部調査情報グループ
〒105-0011 東京都港区芝公園２－１１－１
電話　03-5402-8502

Japan's energy policy and outlook
- Energy policy for 2050 -

November 11, 2021

Fumito SASAKI
Deputy Director
Petroleum Refining and Reserve Division
Agency for Natural Resources and Energy
Ministry of Economy, Trade and Industry (METI)

Contents

1. Current policy of oil industrial complex in Japan

2. Government's policy of CN for oil industrial complex

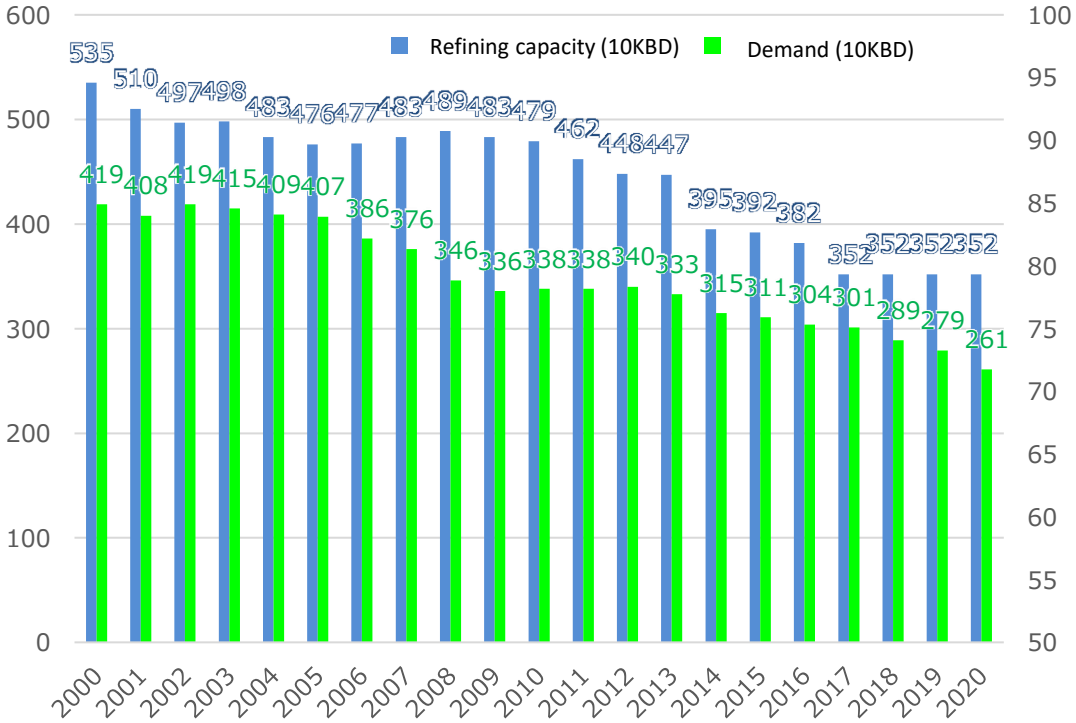
3. Government Initiatives for CN

1. Current policy of oil industrial complex in Japan

Prospects for a shrinking domestic oil market

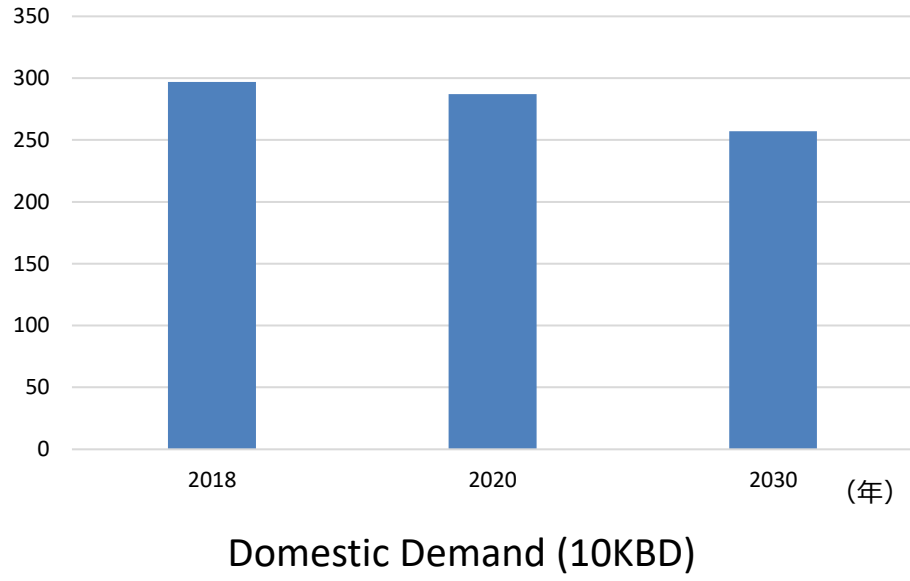
- Demand for petroleum products in Japan has decreased by 30% since its peak in 1999.
- It is expected to decrease by about 20% by 2030.

Changes in Japan's petroleum refining capacity and demand for petroleum products



※精製能力は各年度４月１日時点の能力。需要量は実績。

Expected demand for petroleum products in Japan

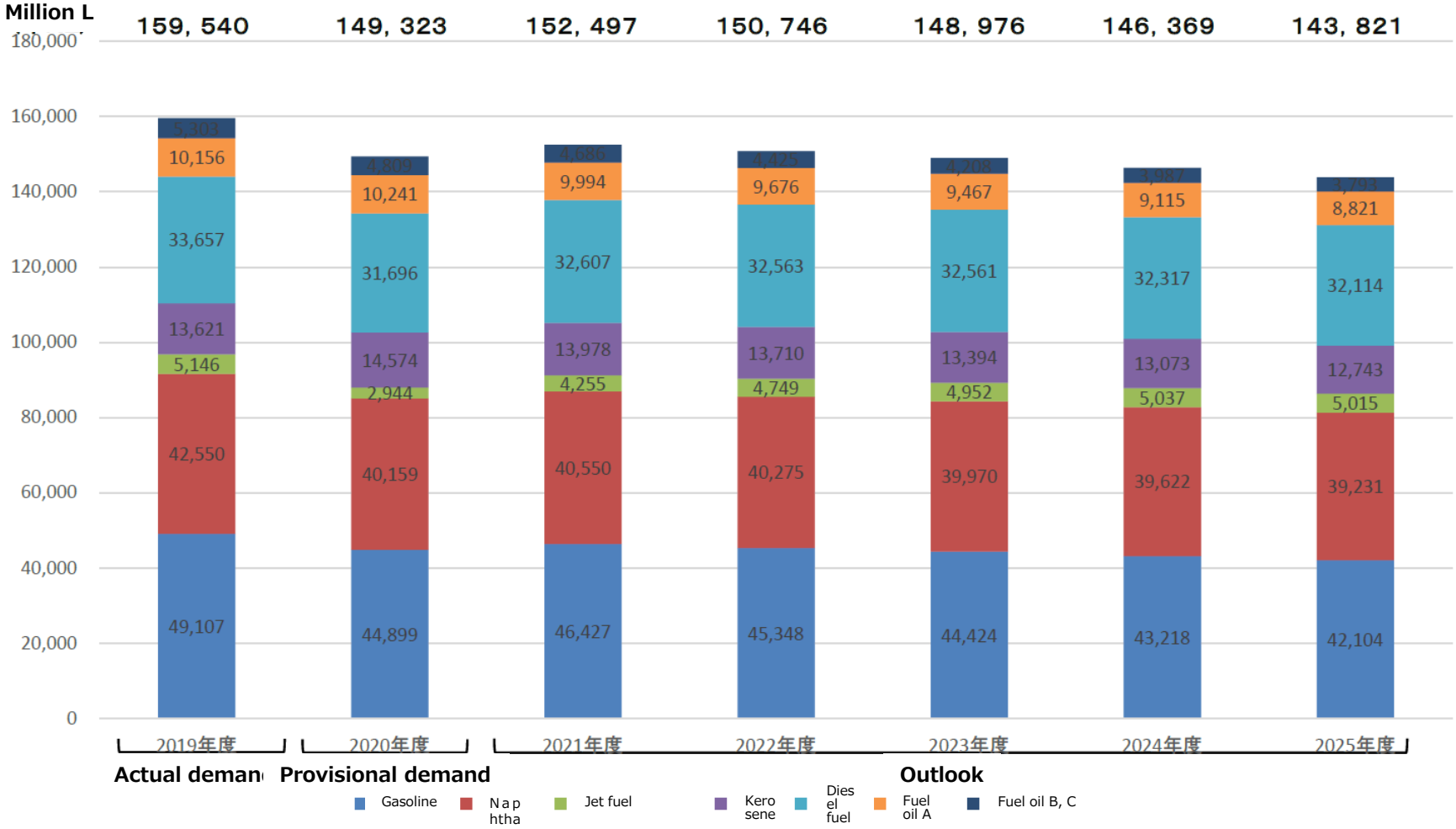


（出典）2020年及び2030年については「アジアを中心とした石油製品縦横動向と主な製油所プロジェクトに関する調査報告書」からデータを計算

4

Domestic demand for petroleum products

- Currently, **domestic demand continues to decline**, with an average of -1.5% from 2021 to 2025. **In particular, gasoline demand is expected to remain at -2.4% due to improvements in passenger car fuel efficiency.**
- In addition, **oil companies expect oil demand to halve by 2040** in their medium-term management plan.



出典：石油市場動向調査ワーキンググループ（2021年4月6日）

Strengthening refinery resilience to prepare for new risks

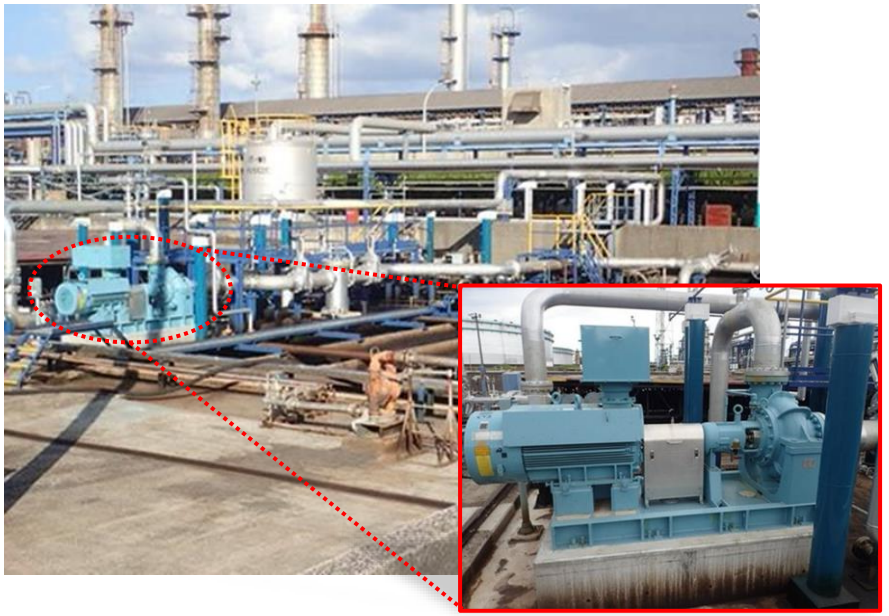
- In recent years, special warning-grade natural disasters such as heavy rains and storm surges have become frequent and intensified, and countermeasures against these are also necessary.
- For this reason, from 2021 to 2025, based on the "5-year acceleration measures for disaster prevention / mitigation and national resilience", resilience measures assuming new events such as heavy rains and storm surges of special warning level will be implemented. Support and promote further strengthening of resilience of refineries.

<Natural disasters that occur frequently and intensify these days>



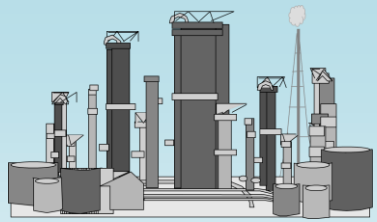
Refinery site where flood damage occurred due to the typhoon Faxai in 2019

<Example of efforts: Measures against heavy rain and storm surge at refineries>



Reinforcement of drainage facilities
The wastewater treatment capacity has been increased to prevent the refinery function from deteriorating or stopping in the event of a special warning-grade heavy rain.

Oil complex local infrastructure development support project (capital investment)



Kashima

■ ’20 **Ethylene raw material diversification Project through collaboration between petroleum refining and petrochemicals**
Use of surplus butane as an ethylene raw material by increasing the cooling capacity of ethylene equipment (petrification shift)

Ube, Sanyou-onoda

■ ’18 **Optimal operation support AI system for oil type switching(Oil type switching AI) introduction Project**
Operator support when switching crude oil types using AI

Chiba

■ ’18 **Complex Petrochemical Production Advanced Optimization Project**
Diversification of ethylene equipment raw materials through petroleum refining and petrochemical cooperation
High added value by installing C3 distillation equipment

■ ’18 **Heavy oil desulfurization / decomposition capacity enhancement cooperation project at Chiba Plant**
Reduce heavy oil production and add value to petroleum products by strengthening heavy oil desulfurization and decomposition equipment

■ ’19 **Asphalt receipt / shipment equipment improvement cooperation project for complex thermal decomposition raw materials**
Make maximum use of heavy oil cracking equipment in the Chiba area by using the asphalt distillate loading and unloading equipment

Oita

■ ’18 **High value-added project for refined petroleum fuels**
Increased production of propylene by strengthening C3 distillation equipment and collaborating with petroleum refining and petrochemicals, and commercializing propane, which was used as fuel

Sakai・Senboku

■ ’18 **Diversification of crude oil (corresponding to the possibility of processing ultra-heavy crude oil)**
Strengthening heavy oil processing equipment to make crude oil heavier

2. Government's policy of CN for oil industrial complex

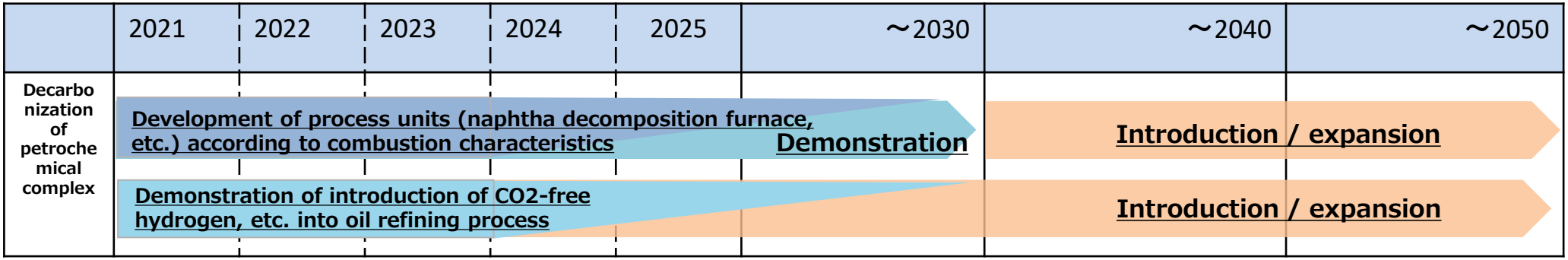
Decarbonization of petrochemical complex

- The decarbonization of petrochemical complex was mentioned in the "Green Growth Strategy" revised in June this year.
- Positioned as a new fuel supply base for hydrogen, synthetic fuels, etc., and clarified the role of the petrochemical complex as the center of energy supply.

＜ “Green Growth Strategy ”Execution Plan＞

	Current status and issues	Future efforts
Decarbonization of petrochemical complex	**Decarbonization of manufacturing process** • It is necessary to introduce decarbonized fuel into the manufacturing process and utilize decarbonized technology.	**Promotion of technological development, demonstration, and capital investment for decarbonization in petrochemical complex** • Petrochemical plant: **Develop technology for naphtha decomposition furnaces** that match the characteristics of fuels such as hydrogen and ammonia. • Refinery: **Promote demonstrations and capital investment for decarbonization of refineries**, such as utilization of CO2-free hydrogen in oil refining processes and utilization of decarbonized fuel for boilers in distillation units and crackers. • Promote inter-company collaboration such as heat interchange in petrochemical complexes and supply of new fuels such as hydrogen and synthetic fuels.

＜ 「Green Growth Strategy ”process chart＞



Efforts to reduce CO2 from refineries

- Based on the “Petroleum Industry`s Action Plan for Low-Carbon Society (2010)" formulated by the Petroleum Association of Japan, **we will promote efforts to achieve energy reduction** through additional energy conservation measures after FY2010.
- In addition, it is expected that the development of innovative technology implemented by JPEC (Japan Petroleum Energy Center) will **optimize the operation of existing units at refineries and reduce CO2 emissions through Co-processing technology**.

Energy saving measures at refineries

① Effective use of heat (installation of high-efficiency heat exchangers, etc.)
② Introduction of advanced control and high efficiency units
③ Power system efficiency improvement
④ Large-scale improvement and sophistication of the process, etc.



Replacement with high-efficiency heat exchanger

Aim to achieve energy reduction of 1 million kl ※ in crude oil equivalent in FY2030

※ Equivalent to about 2.7 million tCO2. Compared to FY2009.

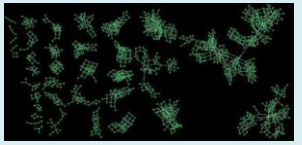
Development of innovative technology

- Development of "**Petroleomics** technology" that elucidates the composition of heavy oils at the molecular level and combines reaction simulation models.
- By evaluating the reactivity with components such as heavy oil in advance by this technology, the operation of the secondary units is appropriately combined, and fouling is prevented and advanced control is performed based on the component information. Furthermore, we aim to reduce CO2 emissions by optimizing refinery operations with this technology.

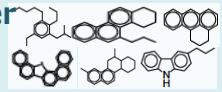
Petroleomics



Detailed analysis with ultra-high resolution mass spectrometer



Highly accurate simulation of reaction



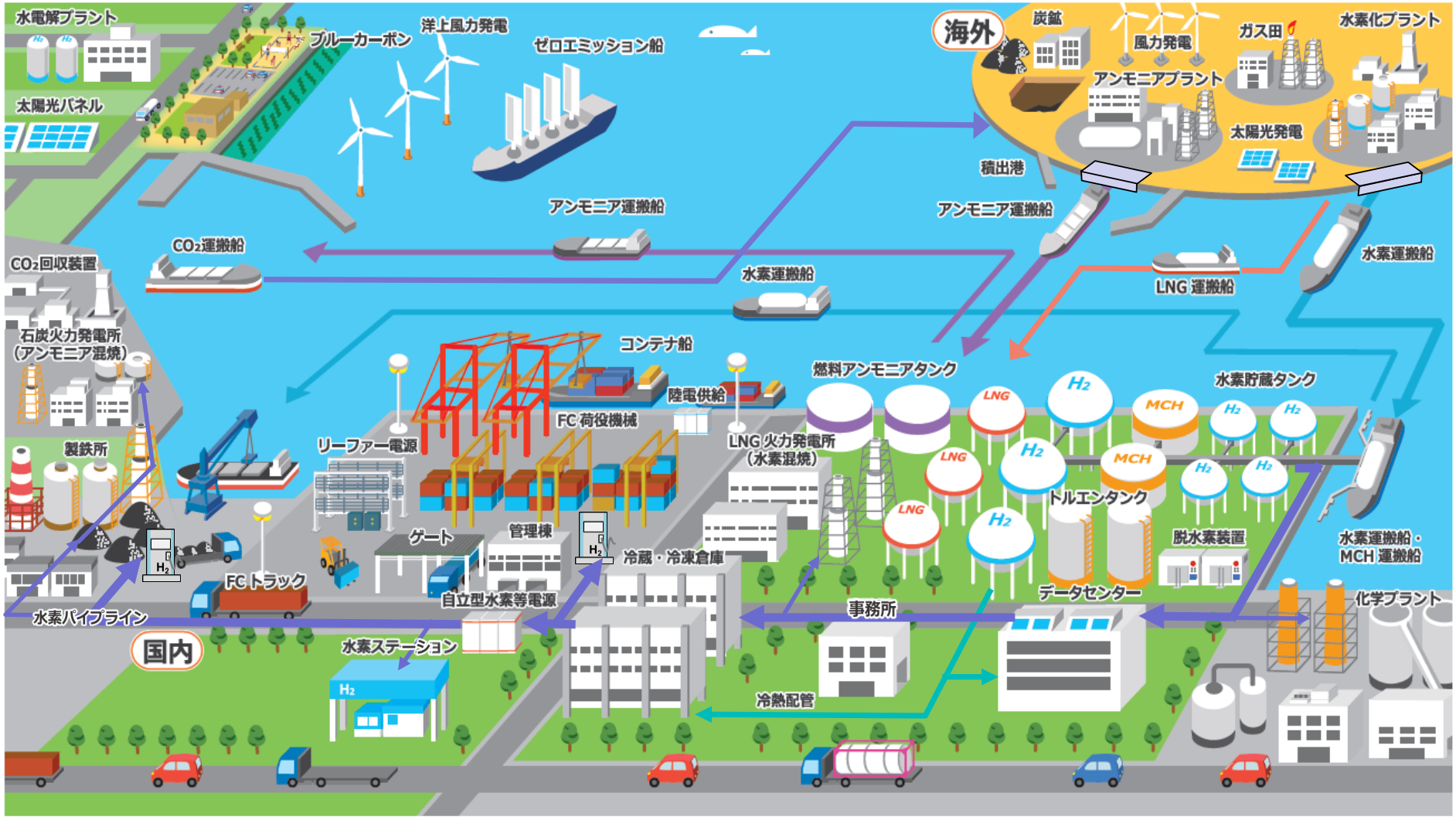
Analyzing molecular structure with advanced algorithms

Formation of carbon neutral port（CNP）, image

令和3年6月8日
国土交通省　第1回カーボンニュートラルポート(CNP)の形成に向けた検討会資料(抜粋)

① **Establishing a reception system that enables large-scale, stable, and inexpensive import and storage of hydrogen and ammonia as fuel etc.** and

② Promote the formation of carbon-neutral ports through **the sophistication of port functions in consideration of decarbonization.**



3. Government Initiatives for CN

Domestic trends in carbon neutrality

- Former Prime Minister, Mr. Suga declared in his statement of belief on October 26, 2020 that Japan would aim for carbon neutrality (a concept that means net zero in the emission and absorption of greenhouse gases) in 2050.
- Efforts in the energy sector are important for the realization of carbon neutrality. They emit 85% of greenhouse gases (including methane, chlorofluorocarbons, etc. other than CO2) and 93% of CO2.
- In the 6th Strategic Energy Plan, **the route toward carbon neutrality in 2050 centered on the energy field was shown**, and **the policies to be taken based on the route to 2050 were shown**.

October 26, 2020 Prime Minister's statement of belief (excerpt)

＜ Realization of a green society ＞

Japan declares here that it aims to reduce greenhouse gas emissions to zero as a whole by 2050, that is, **to realize a carbon-neutral, carbon-free society by 2050.**

(Omitted)

We will establish a stable energy supply by thoroughly conserving energy, **introducing renewable energy to the maximum extent**, and **advancing nuclear energy policy with the highest priority on safety**. We will radically change the policy for coal-fired power generation that we have continued for many years.

October 26, 2020 Mr. Kajiyama, Minister of Economy, Trade and Industry Press Conference (excerpt)

(Omitted)

For carbon neutrality, efforts in **the energy field, which accounts for more than 80% of greenhouse gases, are particularly important**. In a carbon-neutral society, demand for electric power is expected to increase, but in order to respond to this, we will make **maximum use of usable materials such as renewable energy and nuclear power**, and **pursue new options such as hydrogen**.

Overview of the 6th Strategic Energy Plan (October 22, 2021)

- In the new strategic energy plan, it is important to show the path of energy policy for **the realization of 2050 carbon neutral (announced in October 2020)**, **46% reduction in 2030, and new reduction targets (announced in April 2021)** that continue to take on challenges aiming for a higher level of 50%.
  - It is important to **lead the formation of international rules** in the movement toward global decarbonization. In addition, it is also important to enhance international competitiveness through **the decarbonization technology cultivated so far and innovations that contribute to new decarbonization**.

- At the same time, overcoming the challenges facing Japan's energy supply and demand structure is another important theme. While promoting climate change countermeasures **on the premise of ensuring safety**, we will promote **efforts to secure a stable supply and reduce energy costs (S + 3E).**

- The entire plan mainly consists of

1) **10 years after the accident at TEPCO Fukushima Daiichi plant**
2) **Issues and responses toward the realization of CN in 2050**
3) **Policy response parts toward 2030 in consideration a vision for 2050.**

Key points for policy response toward 2030 in consideration of 2050

- For 2050, it is important to **work in the energy sector, which accounts for more than 80% of greenhouse gas emissions**.
- We will **pursue all options** so that we can achieve 2050 carbon neutrality while maintaining international competitiveness and reducing the burden on the people by supplying less expensive and stable energy.
- The essence of energy policy is to put **the stable supply of energy first** on the premise of **safety**, and to realize **low-cost energy supply** by improving economic efficiency. At the same time, in order to realize **S + 3E (Safety + Energy Security, Economic Efficiency** and **Environment)** that is compatible with the environment, we will make maximum efforts from both the demand side and the supply side.

Renewable energy

- Thoroughly making renewable energy the **main power source on the premise** of S + 3E
- We will work on renewable energy on the principle of **the highest priority**, and promote the **maximum introduction while controlling the burden on the people and coexisting with the local community.**

Thermal power generation

- On the **premise of stable supply**, we will secure installed capacity in a form that has **the supply capacity to cope** with the decrease in the amount of power generated by renewable energy. **Reduce the ratio of thermal power generation** to the power source composition as much as possible.

Power system reform

- We will **build an electric power system to realize a stable supply during decarbonization**.
- We will **reconsider the responsibilities and roles for ensuring a stable supply**.

Nuclear power

- Sincere **reflection on the accident at TEPCO's Fukushima Daiichi Nuclear Power Station** is the starting point of nuclear policy.
- Work to gain social trust, promote stable use, build relationships of trust, and promote research and development.

Hydrogen / Ammonia

- **Positioned as a new resource** and accelerated social implementation.
- In order to provide a stable and large amount of hydrogen, we are planning to **establish a hydrogen production base** that utilizes inexpensive hydrogen from overseas and domestic resources.

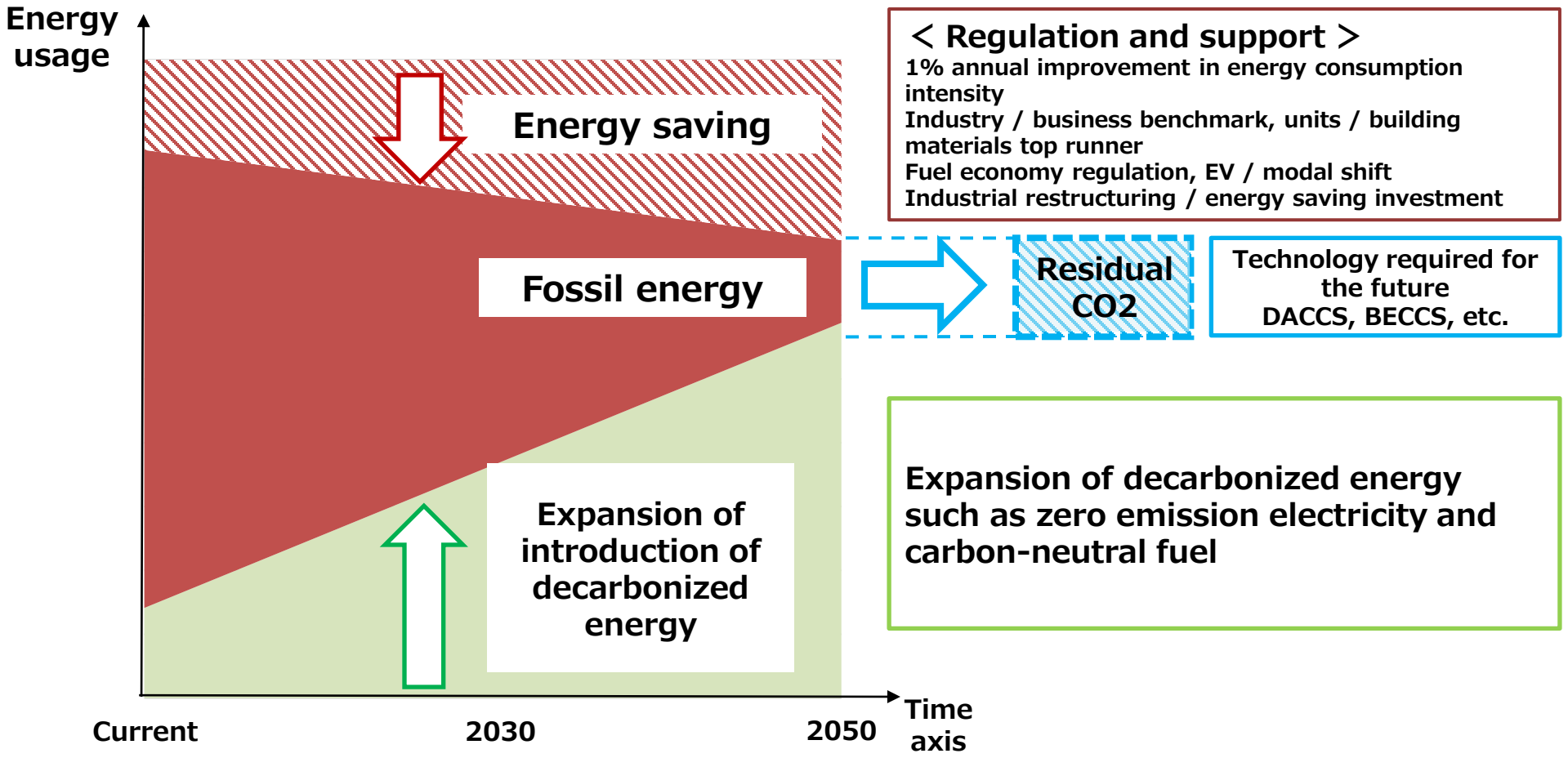
Resources / Fuel

- **Stable securing** of necessary resources and fuel for **the future.**
- We will **strengthen the fuel supply system** so that we can respond not only in normal times but also in emergencies, and **promote decarbonization efforts**.

(Ref.) Demand-side efforts toward carbon neutrality in 2050

- Toward carbon neutrality in 2050, **it is necessary to expand the introduction of decarbonized energy** such as renewable energy electricity and hydrogen, **in addition to thorough energy saving.**
- On the demand side, while continuing to **promote energy conservation, energy conversion such as electrification and hydrogenation should be promoted based on decarbonization on the supply side.**

■ Image for carbon neutrality on the demand side



2050 Green Growth Strategy for Carbon Neutral

- In December 2020, METI formulated the " Green Growth Strategy through Achieving Carbon Neutrality in 2050 ".
- The strategy sets **14 important areas**. **Promote all policy tools** such as budget, tax, regulatory reform, standardization / standardization, and private sector funding.

14 key areas of green growth strategy

From now to 2030
And growth fields will expand by 2050

Energy related industry	Transportation / manufacturing related industries		Home / office related industry
① Offshore wind power / Solar / geothermal industry	⑤ Automobile / battery industry	⑥ Semiconductor / information and communication industry	⑫ Housing / building industry / next-generation power management industry
② Hydrogen / fuel ammonia industry	⑦ Ship industry	⑧ Logistics / People flow / Civil engineering infrastructure industry	⑬ Resource recycling related industries
③ Next-generation thermal energy industry	⑨ Food / Agriculture, Forestry and Fisheries	⑩ Aircraft industry	⑭ Lifestyle-related industry
④ Nuclear industry	⑪ Carbon recycling / material industry		

2050 Green Growth Strategy for Carbon Neutral

- The era in which responding to global warming is a constraint and cost for economic growth is over, and we are entering an era in which we see it as **an opportunity for growth internationally**

  ➔ Changing the conventional way of thinking and proactively taking measures will bring about changes in the industrial structure and socio-economics, leading to the next big growth. Industrial policy that creates such **a "virtuous cycle of economy and environment" = Green growth strategy.**

- It's easy to put words like "change of thinking" and "change of ideas", but **it's not possible to do it with ordinary efforts.**

  ➔ **With the opportunity to lead a new era**, **we will do our utmost to support the positive challenges of private companies**, such as making bold investments and innovating **= the role of the government.**

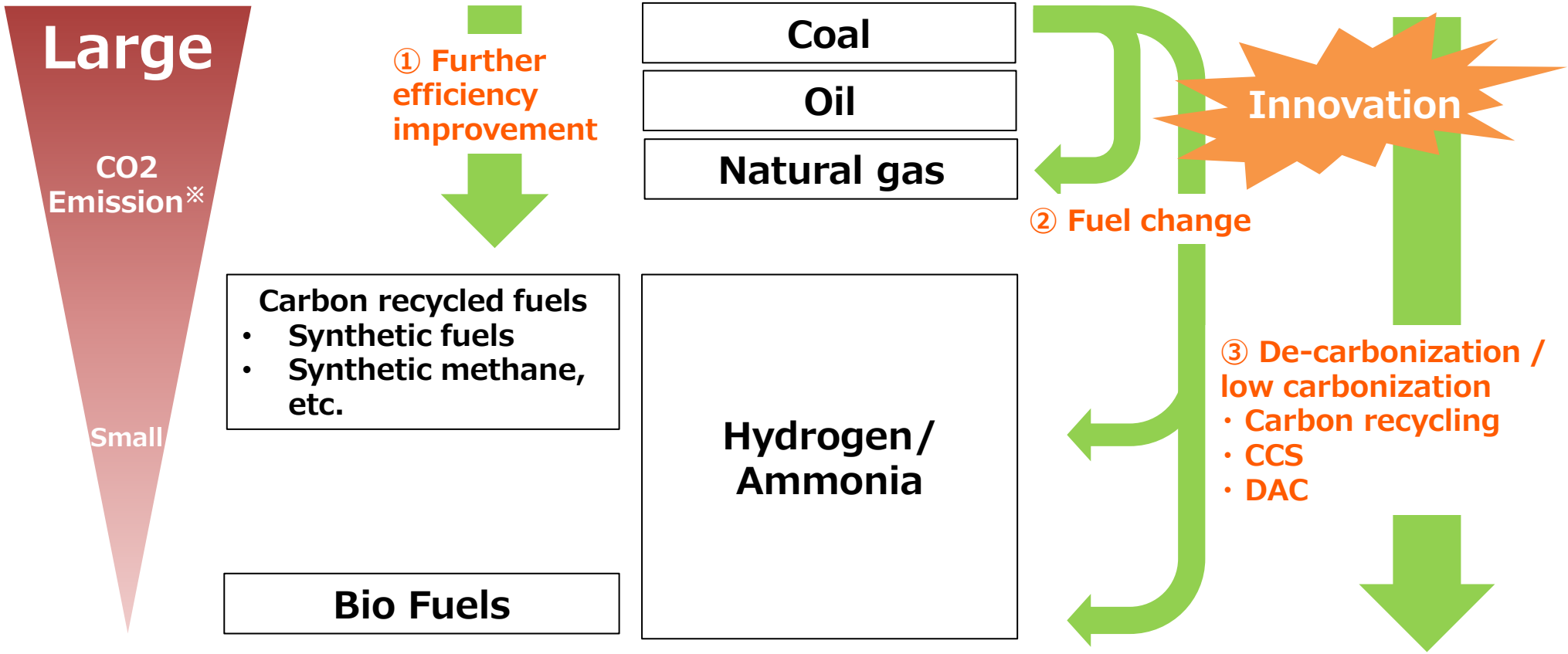
- As a country, it is necessary to show as **concrete a prospect as possible**, set **high goals**, and create an environment where **private companies can easily take on challenges**.

- ➔ **From the perspective of industrial policy**, in order **to find fields and industries that are expected to grow**, it is first necessary **to show a picture of energy policy and energy supply and demand to realize carbon neutrality in 2050.**

Direction to secure a stable supply of resources and fuel in the future

（Correspondence with an appropriate time axis set）

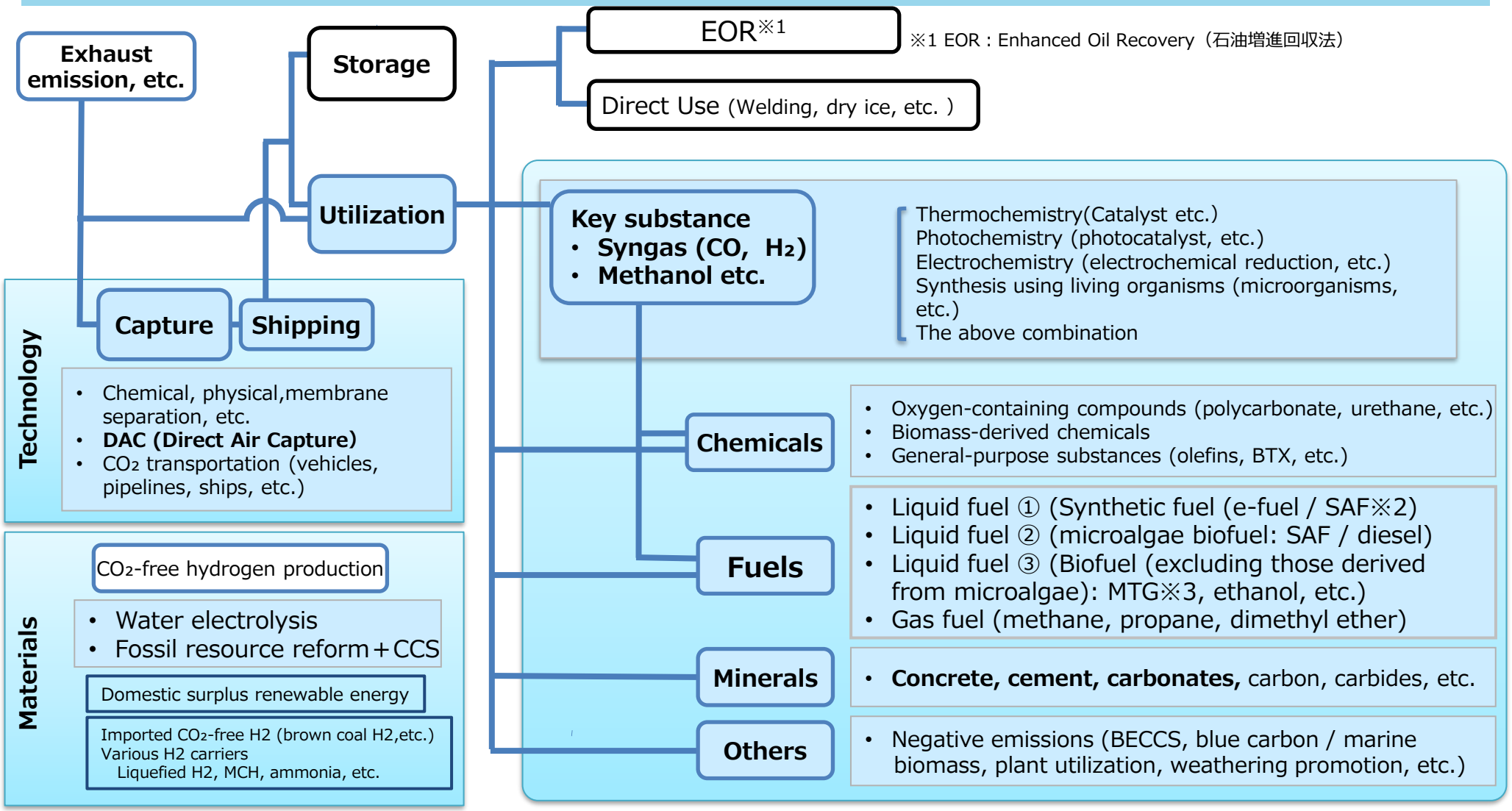
- In order to shift to carbon neutrality, it is essential to pursue **all options, including innovation for commercialization of decarbonized fuels and technologies**, and **medium- to long-term challenges are required.**
- Therefore, while taking on the challenge of promising innovation, when migrating energy, instead of deciding on a specific technology in advance, it is possible **to set an appropriate time axis** according to the status of technology establishment and changes in the social environment. necessary.



※ Image of CO2 emissions at LCA

What is carbon recycling that is indispensable for carbon neutrality?

- **Carbon recycling :** CO2 is regarded as a resource, separated and recovered, and reused as concrete by mineralization, chemicals by artificial photosynthesis, and fuel by methanation, etc., to suppress CO2 emissions into atmosphere.



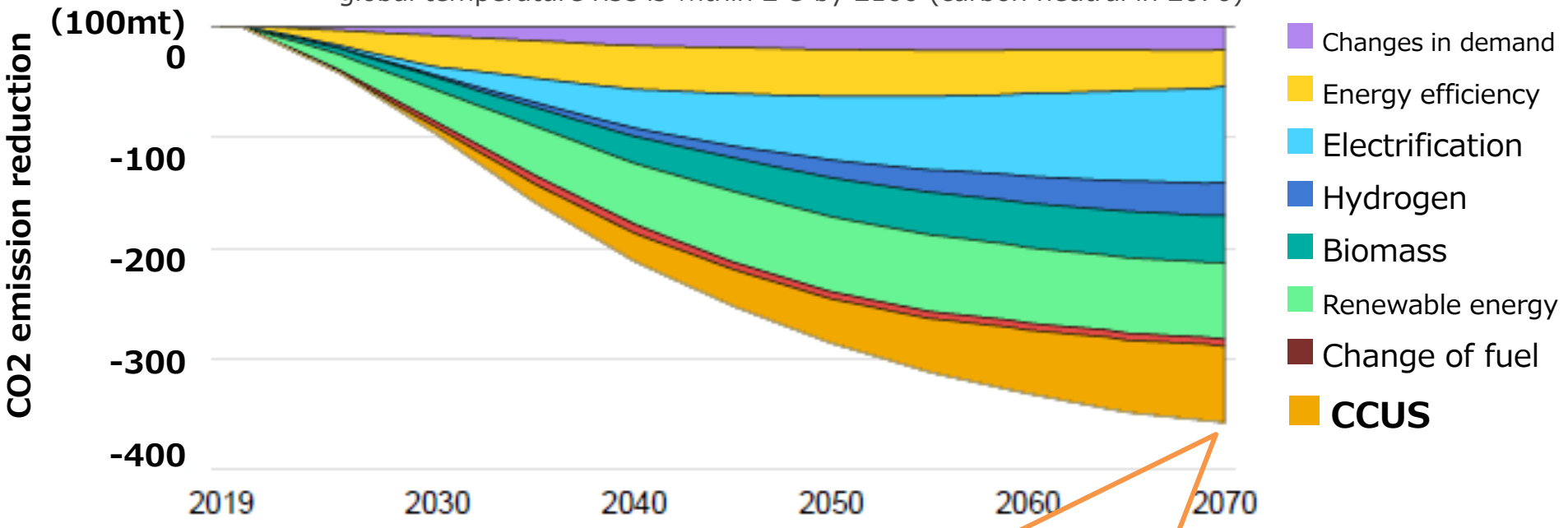
※2 SAF:Sustainable aviation fuel
※3 MTG:Methanol to Gasoline

Contribution of CO2 Reduction by Carbon Recycling and CCUS

- According to the IEA, CCUS's contribution to CO2 reduction when achieving carbon neutrality in the world is about 6.9 billion tons / year, which is **about 19% of the total**.
- Japan's current CO2 emissions are about 3.5% of the world total, and if the CCUS reduction contribution is apportioned at this ratio, it will be about 250 million tons / year.

Contribution of CO2 Emission Reduction originated from Global Energy

※Emissions based on the reduction targets currently announced by each country under the Paris Agreement, additional reductions required if the global temperature rise is within 2℃ by 2100 (carbon neutral in 2070)



CCUS reduction contribution of approximately **6.9 billion tons / year** when carbon neutral is achieved

Source : IEA “Energy Technology Perspectives 2020” Figure2.2

(Reference) Japan's share of world CO2 emissions is about 3.5%If the CCUS reduction contribution of 6.9 billion tons / year is apportioned at this ratio, it will be approximately 250 million tons / year.

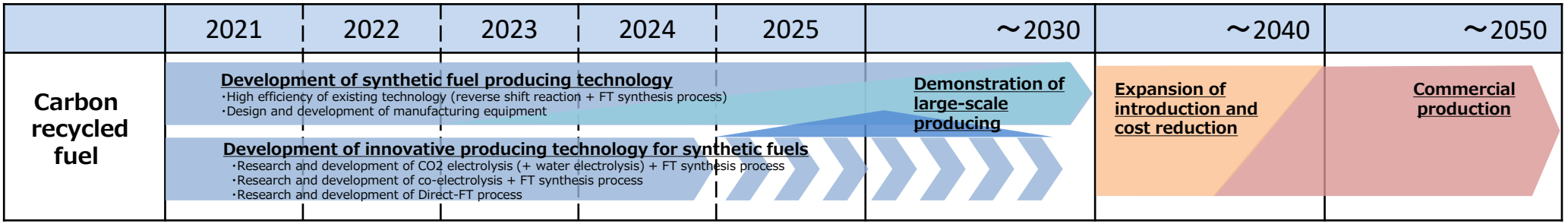
Synthetic fuels

- Synthetic fuels are fuels produced by synthesizing CO2 and H2, and are regarded as a **decarbonized fuel because the emitted CO2 is reused**. **The existing fuel infrastructure can be utilized, and the introduction cost can be reduced** compared to other new fuels.
- An integrated producing process for commercialization has not been established, and research and development / demonstration is required to establish the synthetic fuel manufacturing process.
- In the future, we aim for self-sustaining commercialization by 2040 and realization of costs below the gasoline price by 2050.

＜"Green Growth Strategy" Execution Plan＞

	Current status and issues	Future efforts
Carbon recycled fuel	**Challenges for commercialization are cost and establishment of manufacturing technology** ・A decarbonized fuel produced by synthesizing CO2 and hydrogen ・Characteristics are high energy density and portability because it is a liquid fuel like fossil fuel. ・The integrated producing process for commercialization has not been established.	**Large-scale production and technological development support for synthetic fuels.** •High efficiency of existing technology (reverse shift reaction + FT synthesis process) and design and development of producing equipment. •Development of innovative new technologies and processes (co-electrolysis, Direct-FT, etc.). •Establish high-efficiency and large-scale producing technology by 2030, expand introduction and reduce costs in the 2030s, and aim for self-sustaining commercialization by 2040. •Aim to achieve costs below the gasoline price in 2050.

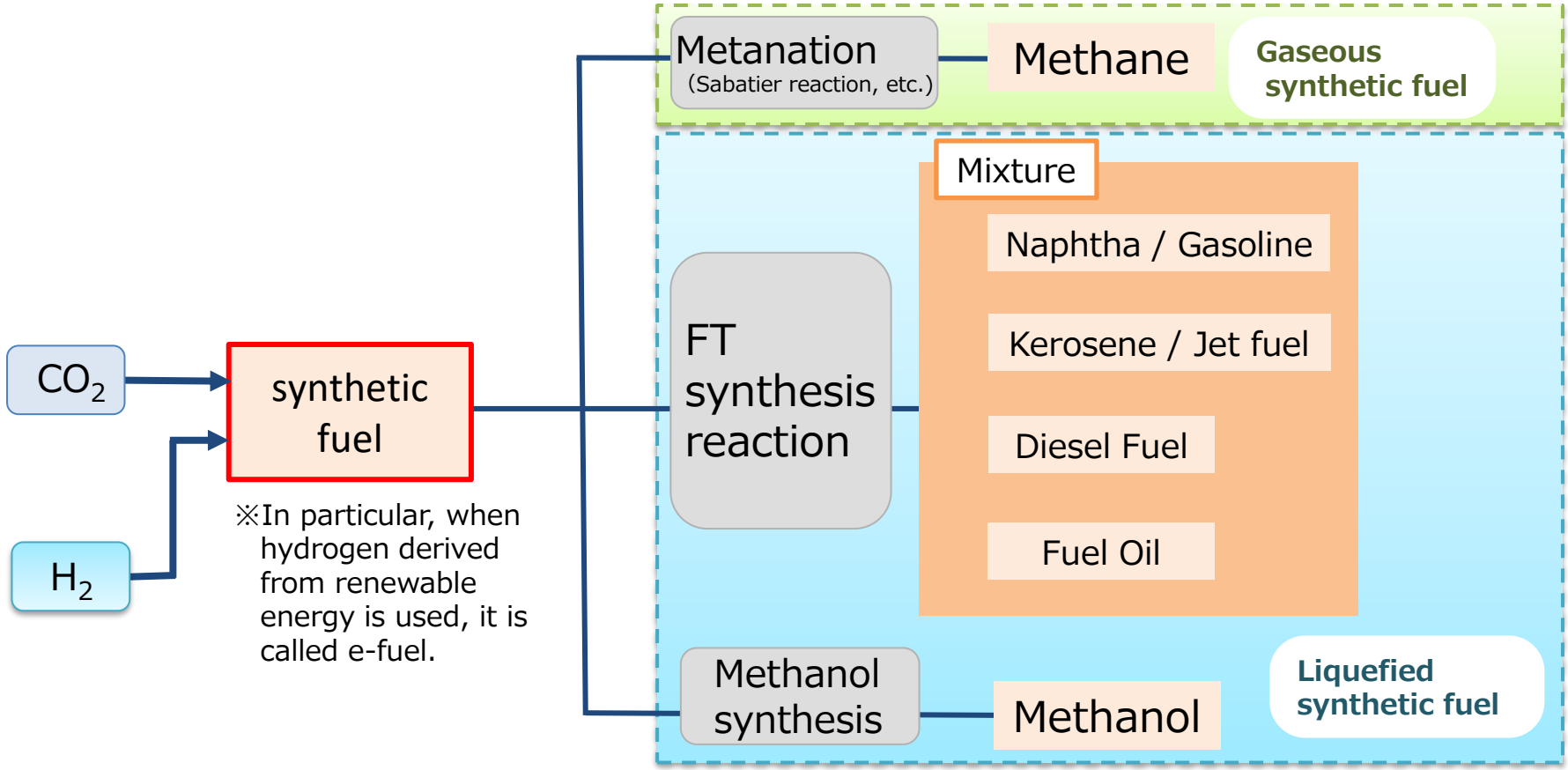
＜ "Green Growth Strategy" Process Chart＞



Definition of synthetic fuel

- Synthetic fuels are **fuels produced by synthesizing CO2 (carbon dioxide) and H2 (hydrogen)**.
- It is divided into **liquid synthetic fuel** and **gaseous synthetic fuel**.

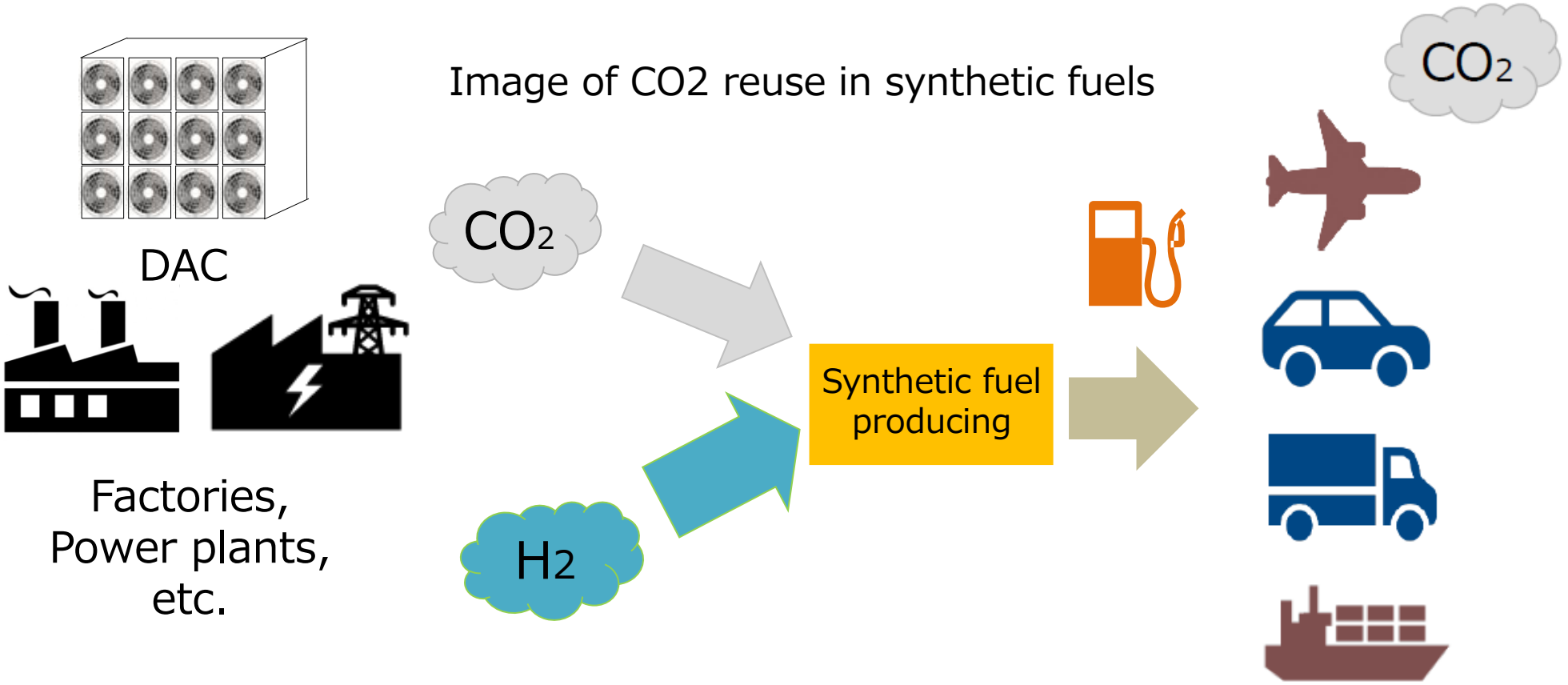
Synthetic fuels can include a wide range of fuels as fuels produced (synthesized) by chemical reactions.
※Example) Definition of synthetic fuel in the chemistry dictionary
A liquid fuel (substitute for petroleum) produced from non-petroleum carbon resources such as natural gas, petroleum-related gas, coal, and biomass by chemical reactions such as decomposition, synthesis, isomerization, and hydrogenation.



Relationship between synthetic fuel and CO2 emissions

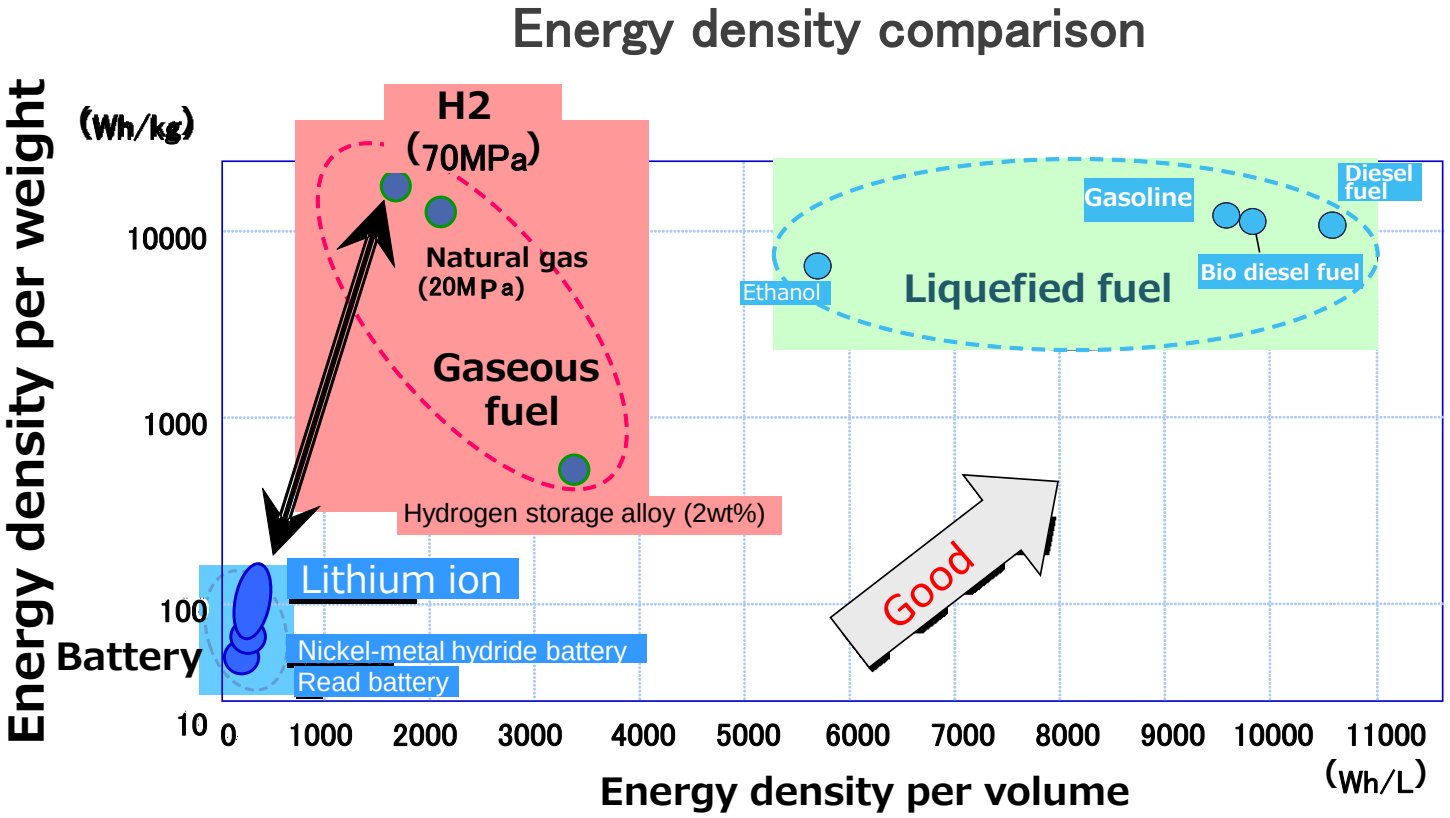
- Synthetic fuels made from **CO2 reuses (carbon recycling)** CO2 emitted from power plants and factories, and CO2 recovered from the atmosphere by DAC technology in the future. Therefore, **it can be regarded as a decarbonized fuel**.
- Furthermore, synthetic fuels are characterized by being **free of sulfur and heavy metals** compared to crude oil, and are clean fuels.

Image of CO2 reuse in synthetic fuels



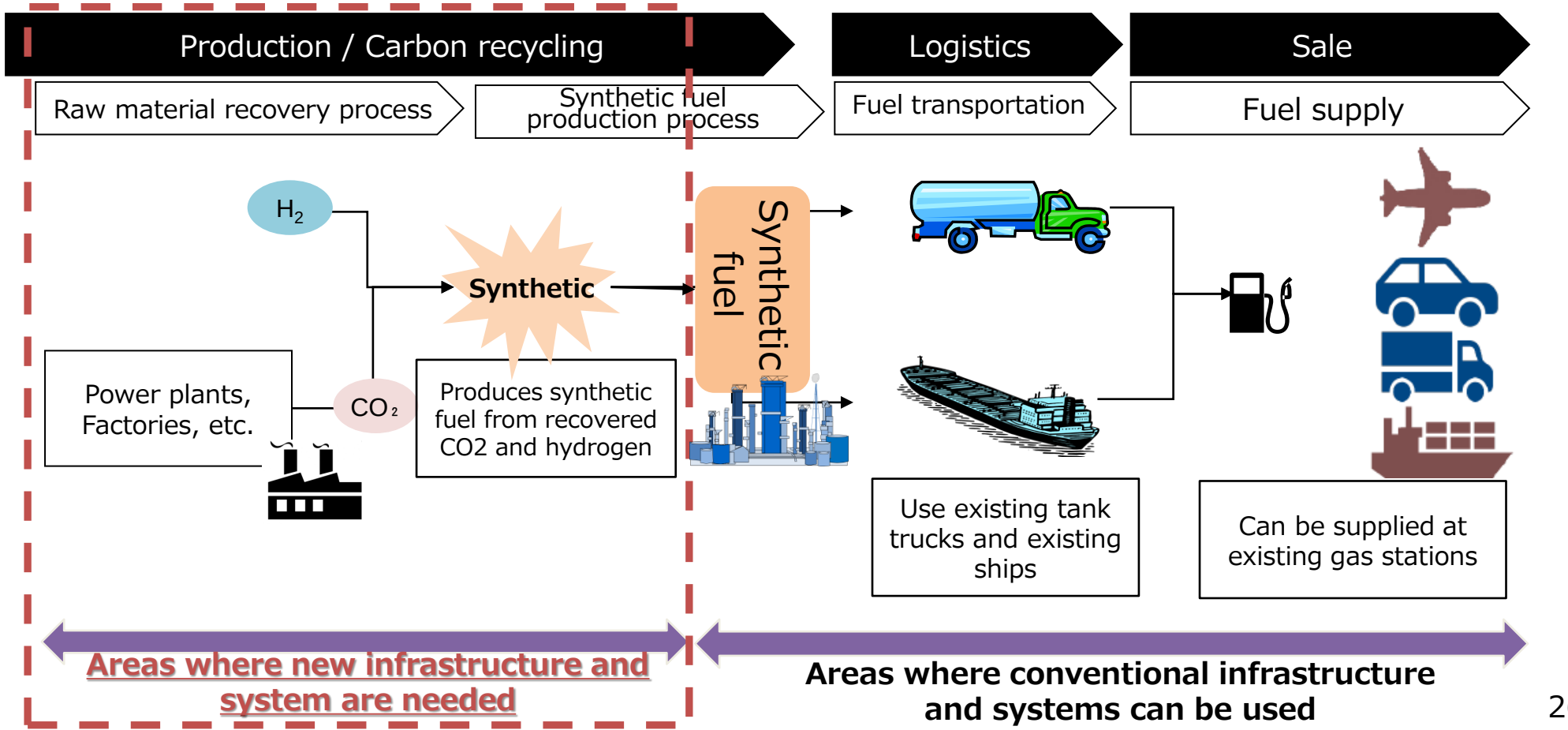
Characteristics of liquid fuel as energy for transportation

- Liquid synthetic fuels are characterized by **high energy density**, similar to fossil-derived gasoline and diesel fuel.
- For example, when a large vehicle or a jet aircraft is electrified or hydrogenated, it is necessary to **store a battery / hydrogen having a larger capacity** than that of the liquid fuel when traveling the same distance as the liquefied fuel.
- Such liquid fuels will continue to exist as long as there are **mobility machines that are difficult to replace with electric and hydrogen energy**.



Challenge to new fuel supply

- For synthetic fuels, **the existing fuel infrastructure can be utilized**. Not only for the oil refinery industry but also for a wide range of related industries, it is possible to **reduce the introduction cost** compared to other new fuels such as hydrogen, and the introduction potential is high.
- In particular, the oil refinery industry is required to reduce its refining capacity as domestic demand for oil decreases. Furthermore, there is an urgent need to work on new businesses that make use of the assets (tanks, land, human resources, etc.) that have become surplus due to the reduction. Under these circumstances, the introduction of synthetic fuels that can **utilize existing infrastructure is also beneficial for the oil refinery industry**.



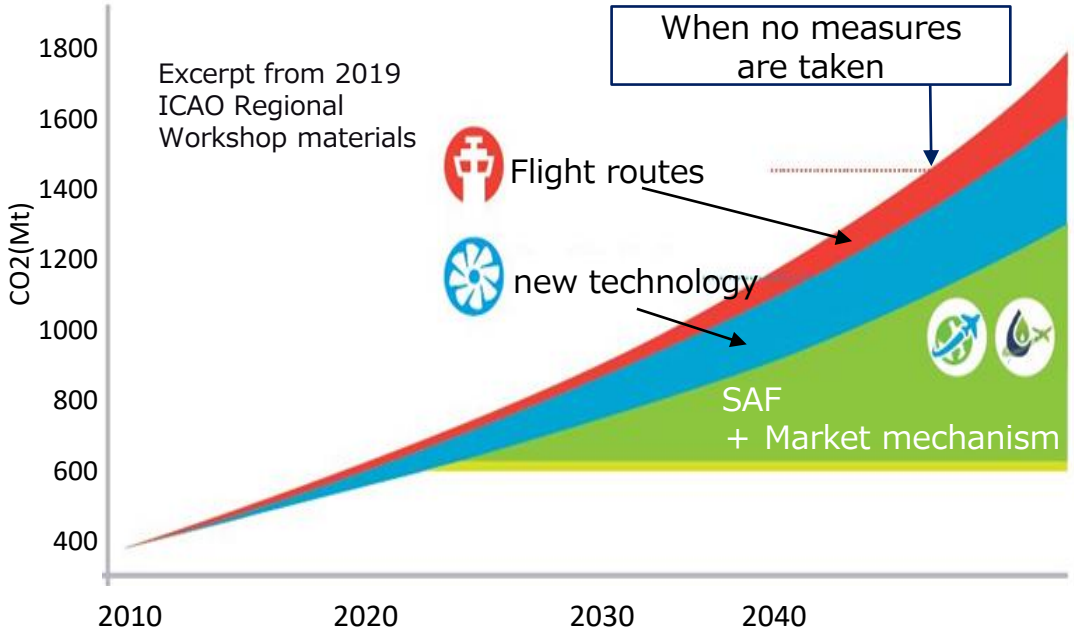
Background to the need for SAF in CO2 emission regulations in the international aviation field by ICAO

- **ICAO**, an international organization in the aviation industry, has **set a goal to limit CO2 emissions** in the international aviation field **after 2021 to the level of CO2 emissions (standard emissions) in 2019**.
- Airlines must meet their CO2 emission reduction goals. As a means of achieving this, the introduction of **sustainable aviation fuel (SAF)** is required.

Image of CO2 emission forecast and emission reduction target from international aviation

Goal achievement method

① Introduction of new technology (new aircraft, etc.),
②Improvement of flight routes,③ **Use of SAF**,
④Utilization of market mechanism



< CO2 reduction framework schedule >

2021 - 2026

- Of the participating countries※, only companies in the voluntary participating countries are obliged to control emissions.

2027 - 2035

- Emission control obligations apply to companies in **all target countries**.
- Some large countries such as **China and Russia** are also subject to mandatory obligations. This may increase **SAF and credit requirements.**

After 2035

Under consideration of medium- to long-term goals at ICAO

（※） The target is companies with a maximum takeoff weight of 5,700 kg or more.

Measures for decarbonization (comparison between fuel and new technology (electricity, hydrogen))

- The use of SAF is one of the effective measures to **realize decarbonization in the aviation field without changing the existing infrastructure** such as aircraft and airport hydrants (at no cost).
- For decarbonization in the aviation field, we are also considering advanced technologies such as electrification and hydrogen utilization. However, **with electrification and hydrogen fuel, it is realistic to use it on relatively small aircraft and short distances**, and **the use of SAF, which is a liquid fuel**, is indispensable for **large-scale and long-distance operations** such as international flights.

< Comparison of SAF and new technologies >

Comparison vs. kerosene	Biofuels (SAF)	Synfuels	Battery-electric	Hydrogen
Commuter <19 PAX	No limitation of range	No limitation of range	Maximum ranges up to 500-1,000 km due to lower battery density	No limitation of range
Regional 20-80 PAX				
Short-range 81-165 PAX				
Medium-range 166-250 PAX			Not applicable	Revolutionary aircraft designs as efficient option for ranges above 10,000 km
Long-range >250 PAX				
Main advantage ✓	Drop-in fuel – no change to aircraft or infrastructure	Drop-in fuel – no change to aircraft or infrastructure	No climate impact in flight	High reduction potential of climate impact
Main disadvantage ✗	Limited reduction of non-CO_2 effects	Limited reduction of non-CO_2 effects	Change to infrastructure due to fast charging or battery exchange systems	Change to infrastructure

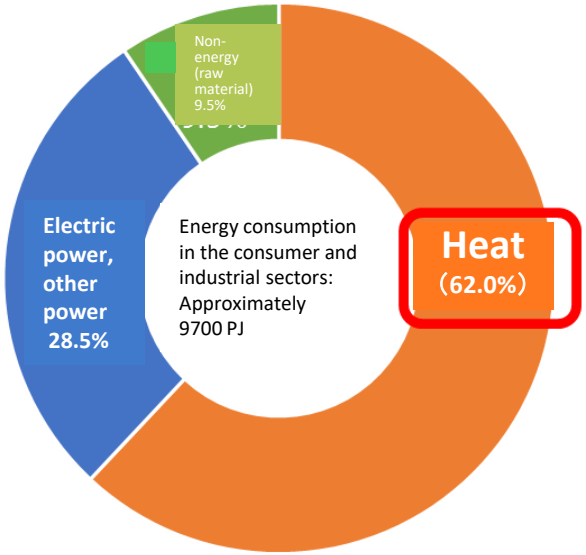
(Source) Clean Sky 2, FCH2 “Hydrogen-powered aviation”

SAF	**Good : No restrictions on load capacity or distance** **Good: Drop-in is possible (no need to change equipment)** Bad : There are restrictions on raw materials
Synthetic fuel	Good : No restrictions on load capacity, distance Good : Drop-in is possible (no need to change equipment)
Electrification	Good : Can be used for small size and short distance (1,000km or less) Bad : Large loading and long-distance operation are not feasible Bad : New airport infrastructure needs to be developed
Hydrogen aircraft	Poor : Both load capacity and distance are longer than electrification Bad : New airport infrastructure needs to be developed

Importance of decarbonization of energy for heat demand

- **About 60% of the energy consumed** in Japan's consumer and industrial sectors is **heat demand**. Especially in the industrial field, there are **high temperature zones that are difficult to deal with by electrification**.
- To achieve carbon neutrality in 2050, it is important to **realize decarbonization of heat demand**. **Decarbonization of the gas** that supplies heat energy to the demand side plays a **major role**.

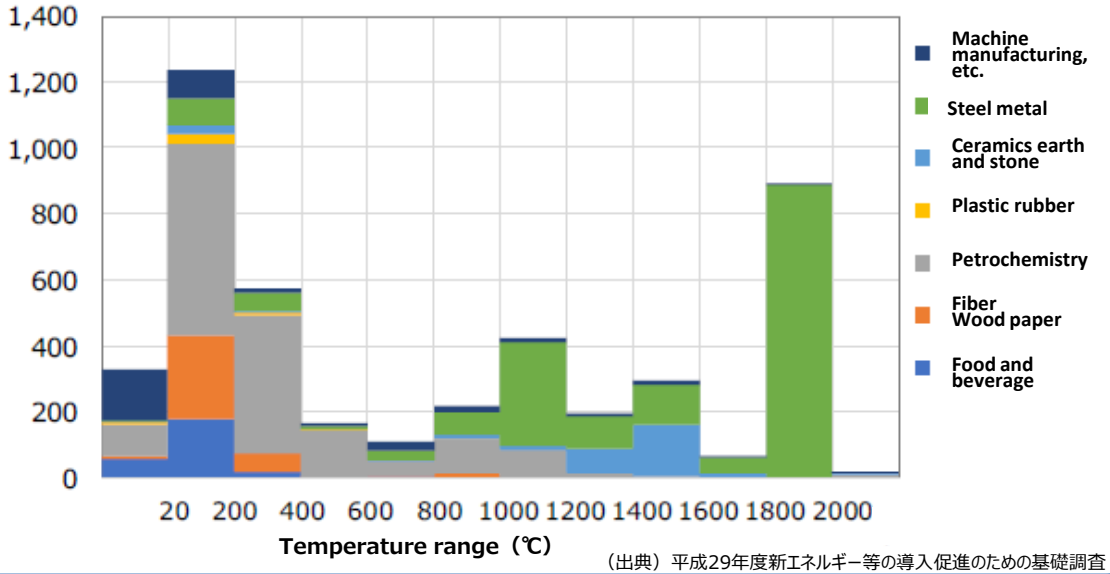
Energy consumption by application in the consumer and industrial sectors



（出典）2020年エネルギー白書を基に日本ガス協会作成

- Heat demand in the industrial sector **ranges from low to high temperatures**.
- For example, **it is difficult to supply heat demand economically and calorically with electricity** in industries that require a high temperature zone, such as the steel industry. Although the chemical field utilizes a wide range of temperature zones, **there is no electrical equipment that can be applied to existing large-scale units in fields** that handle high temperature zones such as petrochemistry.

Image of heat demand by industry and temperature zone in the industrial sector

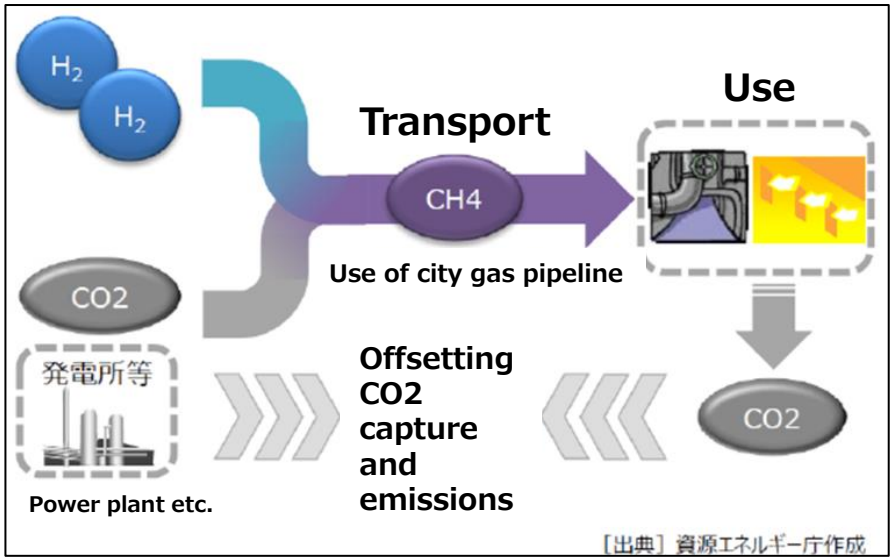


（出典）平成29年度新エネルギー等の導入促進のための基礎調査
（出典）令和3年1月27日第36回基本政策分科会資料

Possibility of synthetic methane

- **Synthetic methane** can be **artificially synthesized (methanation) from hydrogen and CO2**. If **hydrogen derived from renewable energy and recovered** CO2 are used, it is considered to contribute to **carbon neutrality**.
- In addition, **synthetic meth**ane can **replace methane**, which is the main component of city gas. It can **effectively utilize existing infrastructure** such as city gas pipelines and existing equipment. It also has **great potential for decarbonization of heat demand**.

Image of methanation



【出典】2018年２月19日 エネルギー情勢懇談会(第６回)

Significance of methanation

- **Methanation has great significance from the viewpoint of 3E.**

Environmental compatibility (Environment)

✓ Decarbonize by supplying recycled carbon methane as city gas, etc.

Economic efficiency (Economic Efficiency)

✓ Controlling investment costs by utilizing existing infrastructure and equipment

Stable supply（Energy Security)

✓ Securing energy supply other than electricity

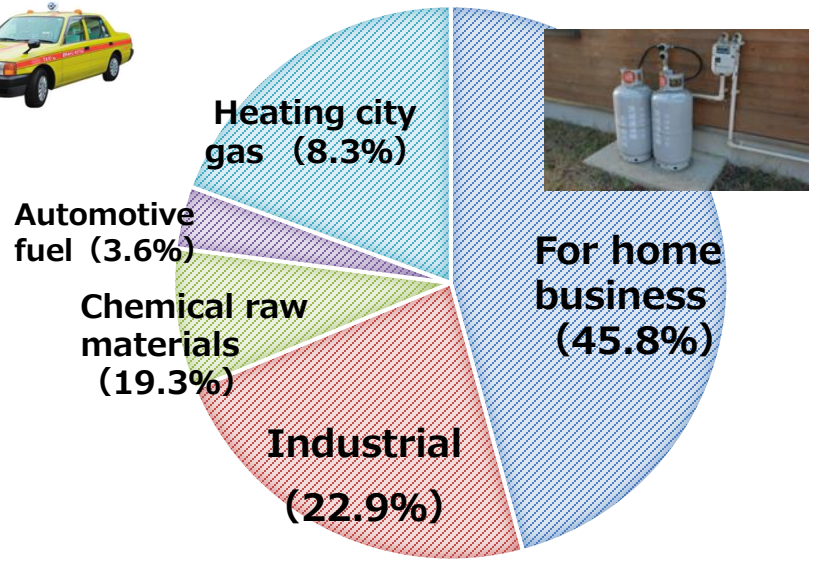
✓ Can utilize existing infrastructure with high toughness

Overview of LPG

- **LPG is a flammable gas consisting of propane (C_3H_8) and butane (C_4H_{10}), and is a type of fossil fuel. The amount of CO2 emitted during combustion is the second smallest after methane gas.**
- LPG has advantages in **portability and ease of storage**, and is widely used for boiler fuel and heat processing in houses, restaurants, and factories, automobile fuel, and city gas heating applications. In particular, it is widely used in suburbs and remote islands where city gas is not connected, and is used by 40% of houses (23 million households).
- Since it is a decentralized supply by cylinders rather than a grid supply by conduits, it has the advantage that it **can be used if the facility is not damaged in the event of a disaster**. Therefore, hospitals, welfare facilities, and public facilities that serve as evacuation centers are increasingly using LPG in case of a disaster.
- Social implementation of decarbonized LPG (green LPG) is expected.



BREAKDOWN OF LPG DEMAND



Total demand: Approximately 12.53 million tons (FY2020)

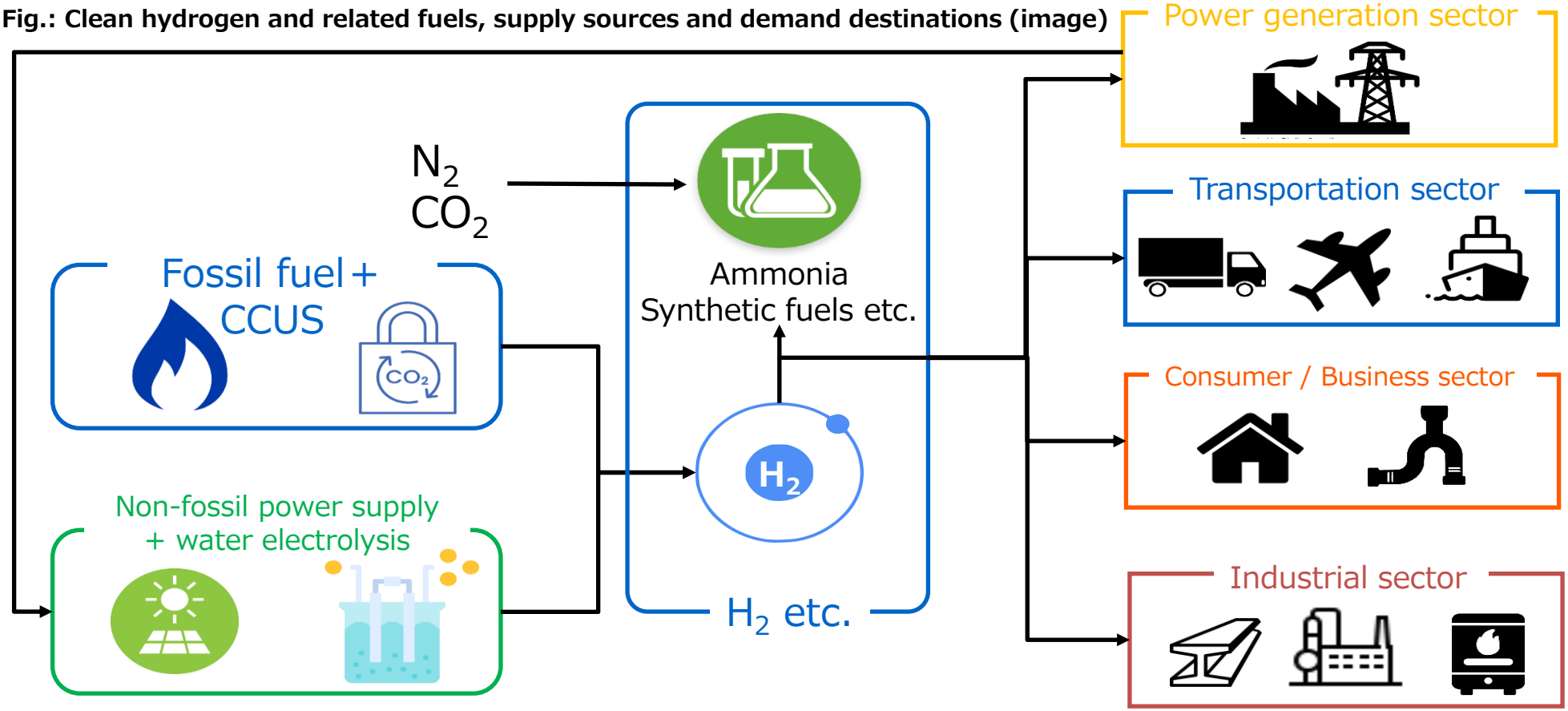
Fraction ratio by product by crude oil refining

LPG	3%
Naphtha	10%
Gasoline	27%
Middle distillate (Jet fuel, Kerosene, Diesel fuel)	40%
Fuel oil	20%

Hydrogen is essential for carbon neutrality

- Hydrogen not only **directly contributes to decarbonization** in the electric power field, but also can convert surplus electric power into hydrogen for storage and utilization. This makes it possible to **maximize the potential of zero-emission power sources** such as renewable energy.
- In addition, it also contributes to the **decarbonization of industrial sectors** (raw material utilization, heat demand) that are difficult to decarbonize by electrification.
- It is also possible to **effectively utilize fossil fuels in a clean mold**.
- Ammonia and synthetic fuels produced from hydrogen are also expected to be used **according to their characteristics**.

Fig.: Clean hydrogen and related fuels, supply sources and demand destinations (image)



The path to expanding hydrogen demand to carbon neutrality

- Currently, demand is limited to the transportation sector such as FCVs and FC buses, and the industrial sector such as desulfurization of crude oil, and gray hydrogen is used in both cases.
- In the future, commercial vehicles such **as FC trucks and hydrogen ships** will be introduced to the market one after another. It is expected that it will be implemented locally in the **power generation sector (turbine mixed combustion, hydrogen combustion)**, etc. at the timing when the international hydrogen supply chain will be commercialized around 2030.
- In addition to solving technical issues, hydrogen supply costs will be reduced by increasing the size of the supply chain. With infrastructure development, hydrogen utilization will **expand even in fields where decarbonization is difficult (Hard-to-Abate Sector) such as steel, chemistry, and aviation**.
- Heat demand, including the household and business sectors dispersed in each region, will be **decarbonized by the supply infrastructure including existing gas pipes**. In addition, decarbonization will be carried out in stages due to further progress in the **introduction of water electrolysis, renewable energy, and the introduction of pure hydrogen fuel cells**.

Sector / Target amount	About 2 million tons	Max. 3 million tons	About 20million tons
Transportation sector	Expansion to FC trucks, etc. in addition to FCVs and FC buses	Launch of ships (FC ships, etc.) to the market	Use of hydrogen, etc. (synthetic fuel, etc.) for aircraft, etc.
Power generation sector	Regional development centered on stationary fuel cells and small turbines	Commercialization of large-scale hydrogen power generation turbine (integrated with SC)	Functions as a coordinating force that supports decarbonization of electric power
Industrial sector (Industrial raw material)	Implementation of cleanliness of hydrogen used in the desulfurization process of crude oil, demonstration of production processes in the iron making and chemical fields		Hydrogen reduction steelmaking, green chemicals (MTO, etc.), etc.
Heat demand in the industrial, business and household sectors	Substitute fossil fuels due to the introduction of water electrolyzers and decarbonization of supply infrastructure including existing gas pipes.		Expanding supply through infrastructure development and hydrogen cost reduction

Importance of fuel ammonia

- Ammonia can be **produced from natural gas or renewable energy without emitting CO2**, and **does not emit CO2 even when burned**, so it is one of the effective fuels for global warming countermeasures.
- In addition, ammonia can also be used as a hydrogen carrier and can be used directly as a fuel (without converting to hydrogen). Compared to hydrogen, it can be **produced and used at low cost by utilizing the existing infrastructure**.

Resource-rich overseas : Producing

Natural Gas
Oil
Coal

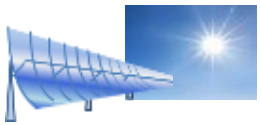


Reforming / Gasification

H_2

CCUS/
Carbon recycling

Renewable energy





H_2

Hydrogen production by electricity and/or heat

Production

Marine transport



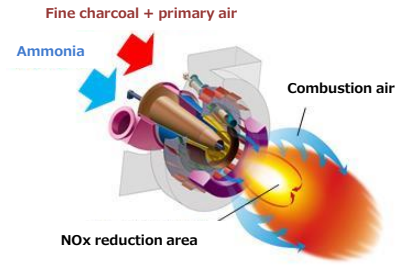


Ammonia

NH_3

Liquefaction: Atmospheric pressure -33℃ or 8.5 atm at 20℃

Japan : Use



Ammonia combustion (Ammonia thermal power generation)

Mixed combustion with thermal power generation

Marine fuel

Industrial furnace

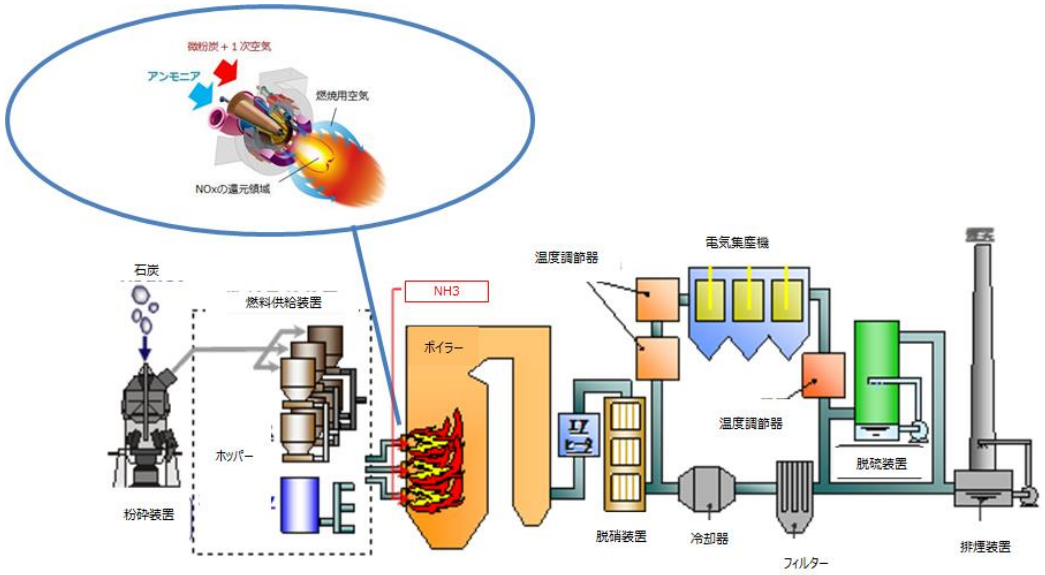
Fuel Cell

Expanding demand for fuel ammonia

- Studies are underway to utilize ammonia as a fuel, and the basic technology for **mixed combustion for coal-fired power generation with reduced NOx emissions has already been established**.
- In the future, it is necessary to build a **new supply chain to meet the growing demand**, as the amount of use such as **high-mix combustion and single combustion is expected to increase and the applications for ships and industrial furnaces** are expected to expand.

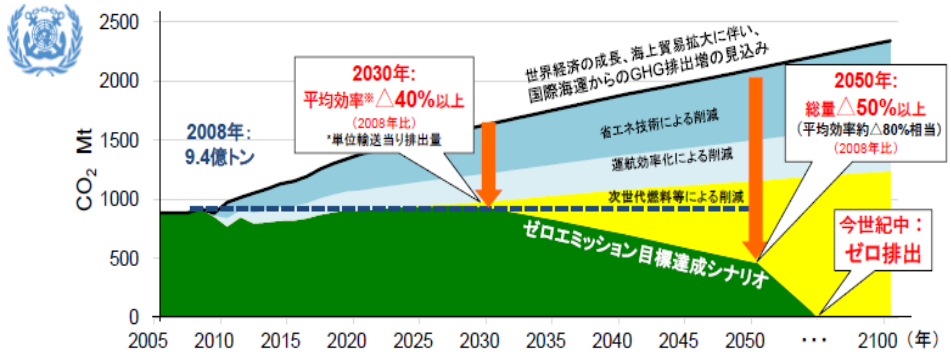
Power plant sector

- We have already succeeded in stable combustion and reduction of NOx emissions when 20% of ammonia is mixed in a coal-fired power generation burner.
- Demonstrated 20% co-firing with an actual generator (1 million kW) from this year (4 years). After that, we aim for high mixed combustion and single combustion.
- If 20% of ammonia is mixed and burned in all coal-fired power plants of major domestic electric power companies, the annual demand for ammonia is about 20 million tons.



Marine sector

- The International Maritime Organization (IMO) formulated a GHG reduction strategy in 2018 and agreed on GHG reduction targets for international shipping.
  ① Improve average fuel economy by 40% or more by 2030 (compared to 2008)
  ② Reduce total GHG emissions by more than 50% by 2050 (compared to 2008))
  ③ Zero GHG emissions as soon as possible during this century
- We are considering the development of a next-generation ship that utilizes decarbonized fuel including ammonia.



(Source: Roadmap for Zero Emissions of International Shipping From the briefing material)

COP26 (26th United Nations Climate Change conference)

- The Presidency of the United Kingdom has set **four goals** for COP26.
- Not only the outcome of the negotiation agenda, but also the agenda outside the negotiation is aimed at as the outcome of the COP.

Four goals

1. Emission reduction / mitigation: Secure global net zero by mid-century and bring 1.5℃ into range

Each country is required to present ambitious emission reduction targets for 2030 in order to achieve net zero by the middle of this century. To achieve this goal, countries need to:

- Accelerate coal usage reduction
- Control deforestation
- Accelerate the shift to electric vehicles
- Promote investment in renewable energy

2. Adaptation to protect communities and natural habitats

3. Introducing funds

○To achieve the first two goals, developed countries must fulfill their promise to invest at least $ 100 billion annually in climate change funding by 2020.

○Multilateral financial institutions must play their part and strive to enable the trillions of Japanese yen of private and public sector financing needed to achieve Global Net Zero.

4. International cooperation/coordination

○Finalize the Paris Rulebook (detailed rules for operating the Paris Agreement)

○ Work together with governments, businesses and civil society to accelerate action to combat the climate crisis.

COP26 outlook

Negotiations on the formulation of rules for implementing the Paris Agreement

- Continued discussions on **the implementation rules of Article 6 (market mechanism)** of the Paris Agreement, which was not agreed at COP25.
  ※The three main issues are ① rules regarding prevention of double counting, ② handling of credits before 2020 such as CDM, and ③ financial burden for adaptation support.
- **Started discussions on long-term financial targets (amount of support for developing countries)** after 2025.
- Aim to reach an agreement on the **electronic format of the Biennial Transparency Report (BTR)**, which will begin in 2024.
- We plan to discuss **the common time frame that will be applied to NDC after 2031.**
- **The Secretariat of the United Nations Framework Convention on Climate Change plans to finalize an integrated** report at the end of October **regarding the contents of the NDC resubmitted by each country.** Following COP25, **raising ambition is expected to be a major issue.**

Non-negotiation events, etc.

①Improving momentum through the UK initiative of the Presidency

- Based on the chair program, various events will be held on the themes of **climate funding, clean energy, transportation (ZEV), industrial sector approaches**, etc. to **improve the momentum of the COP as a whole**.

② Volunteer Union and National Initiatives

- Various initiative-related events such **as "Climate Ambition Alliance", "Powering Past Coal Alliance", "Global Methane Pledge (US / EU)" and "Climate Club (Germany)"** are expected to be held at official side events and national pavilions.
- Japan will **continue to disseminate the momentum and achievements of Tokyo Beyond Zero Week 2021**, such as the importance of innovation and transitions.

③ Information dissemination by international organizations

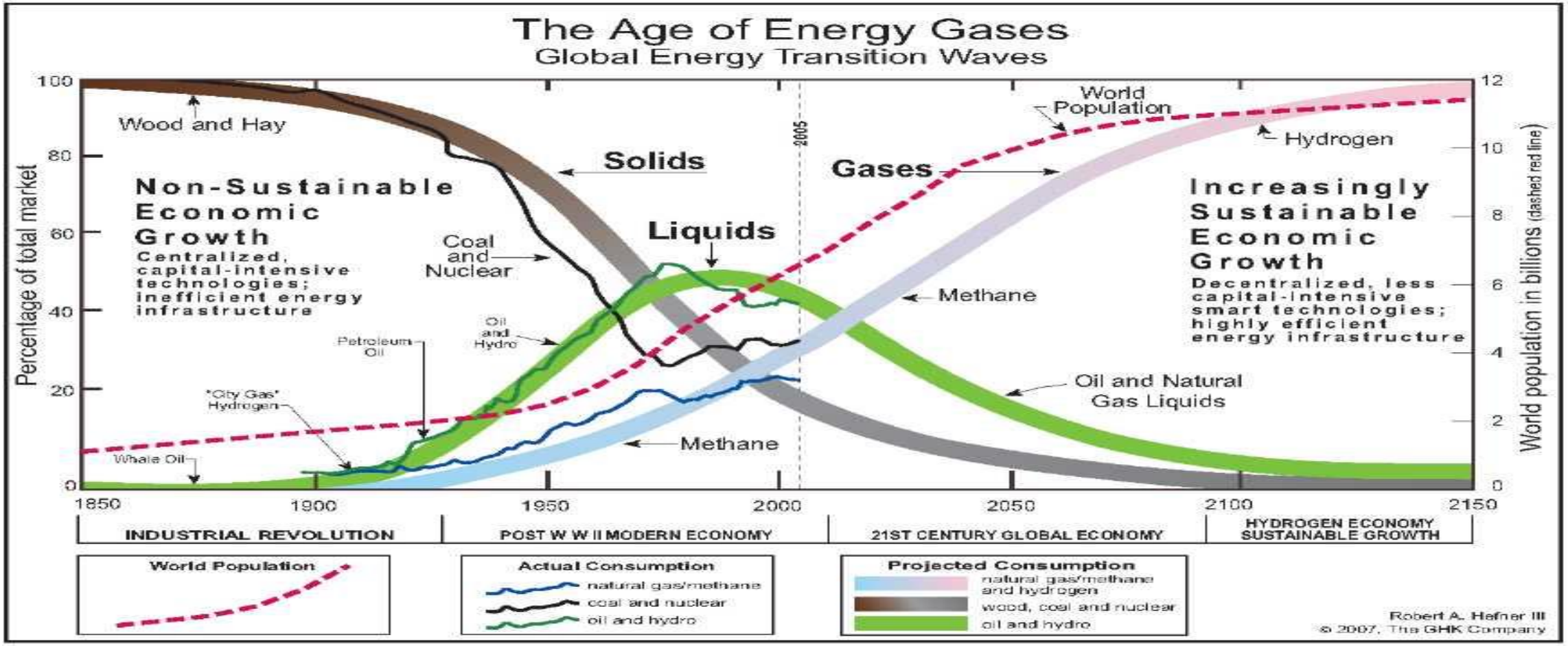
- **Side events based on reports by international organizations and NGOs, such as the GAP report by UNEP**, are expected to be held.

Energy Transition and Petroleum Industry

Oct. 11 2021

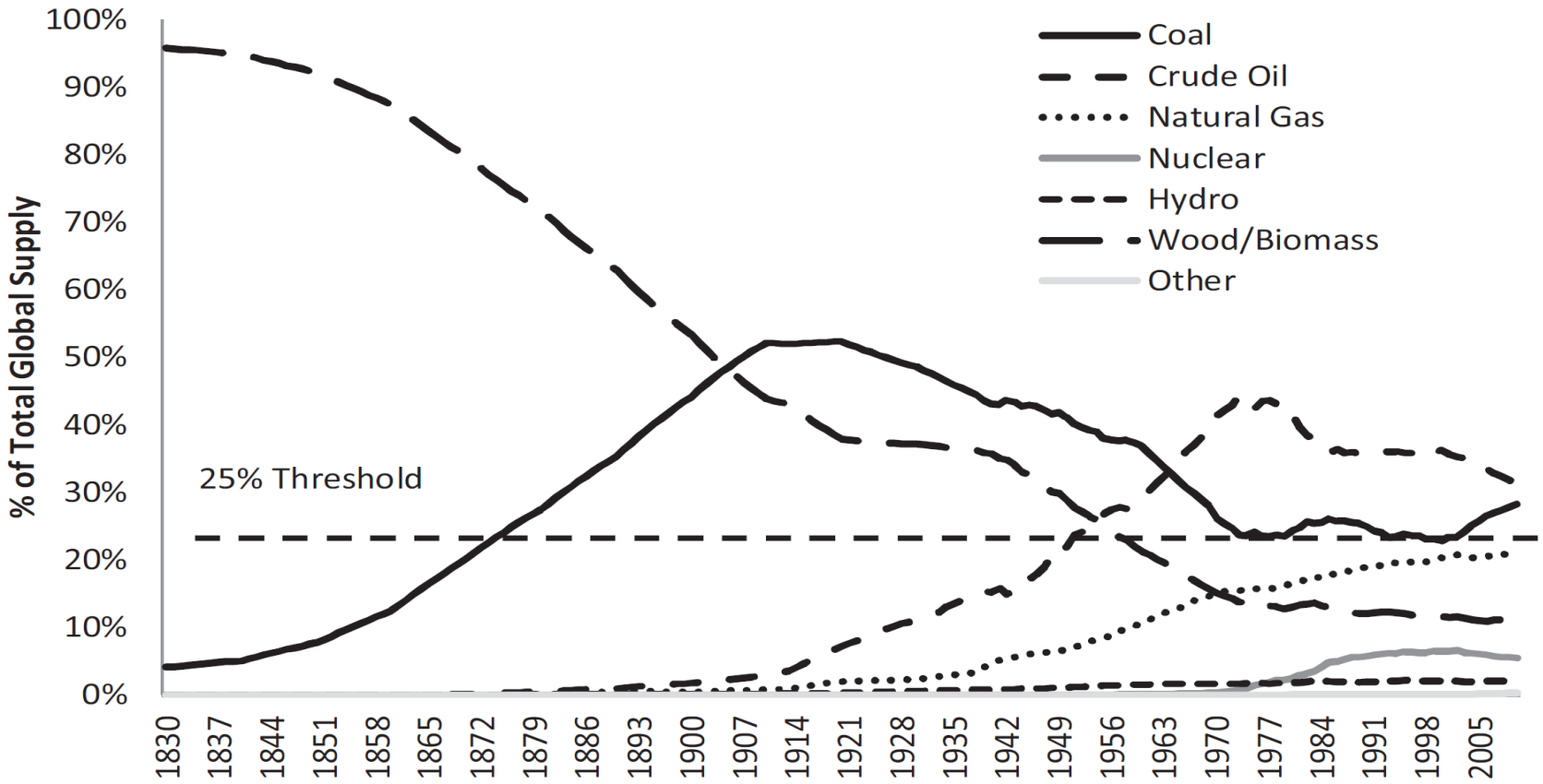
Yonghun Jung, Ph.d.

Grand Energy Transition



Source: GET (2008)

Global Energy Supply by Fuel Source as a% of the Total, 1830–2010.



Source: Sovacool (2016)

Climate disasters and CO2 emissions

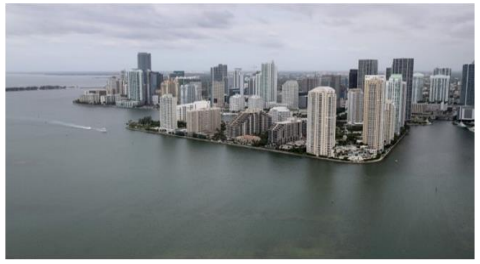
Typhoon Haiyan



An iceberg surrounded by drift ice on Greenland's east coast in the polar night,

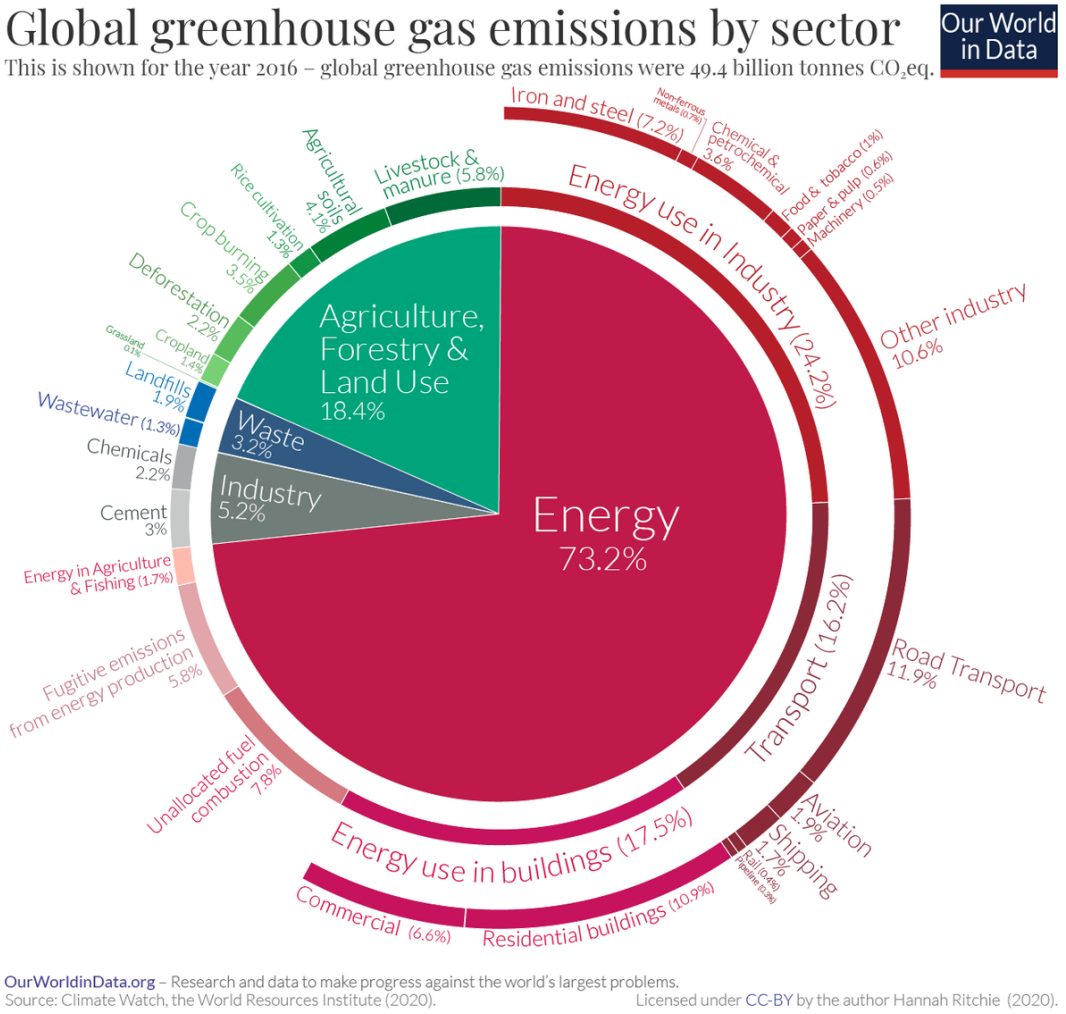


Rising sea levels threaten South Florida



Desertification in China

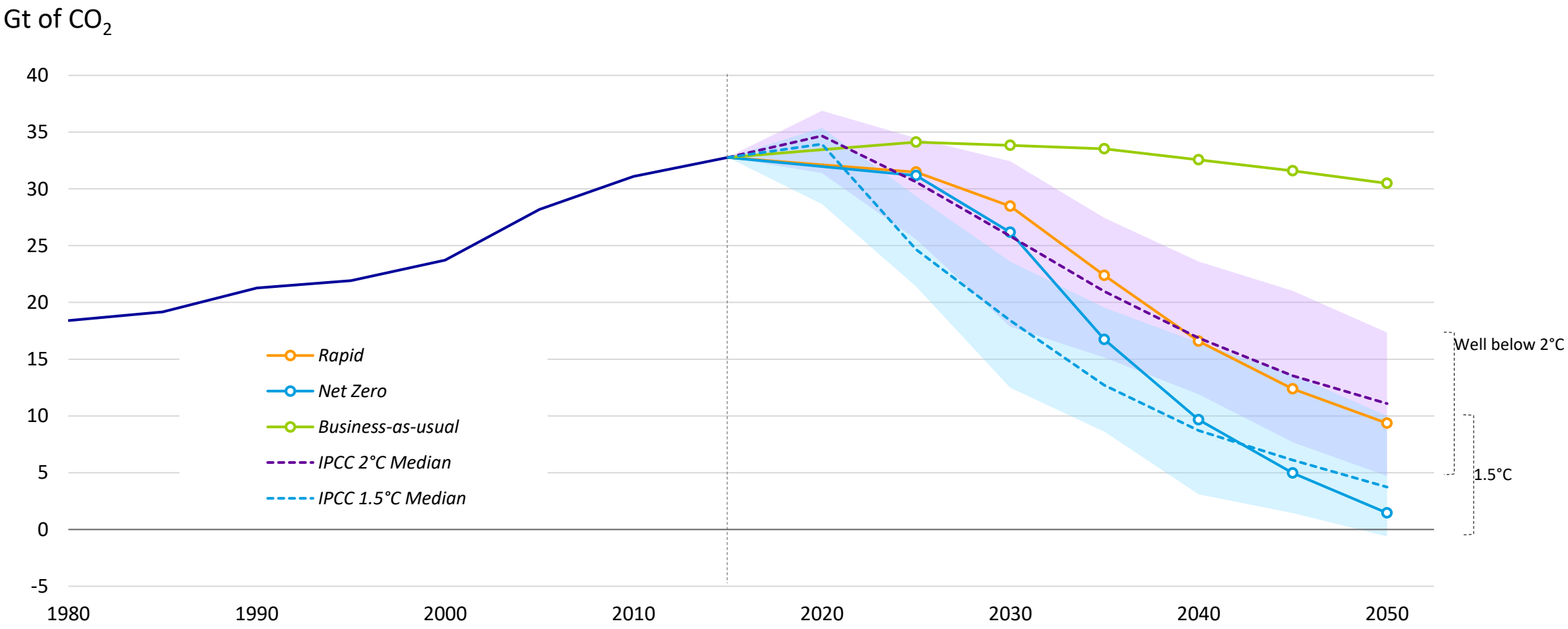




Source: https://www.visualcapitalist.com/a-global-breakdown-of-greenhouse-gas-emissions-by-sector/)

Three scenarios to explore the energy transition by BP

CO_2 emissions from energy use



Source: BP (2020)

A simplified pathway to arrive Net-Zero through technologies



Oil
Natural gas
Coal

Heat

Electricity

Internal Combustion



Renewables

Electricity

Storage:
Batteries

H2

Industry

Commerce and Public

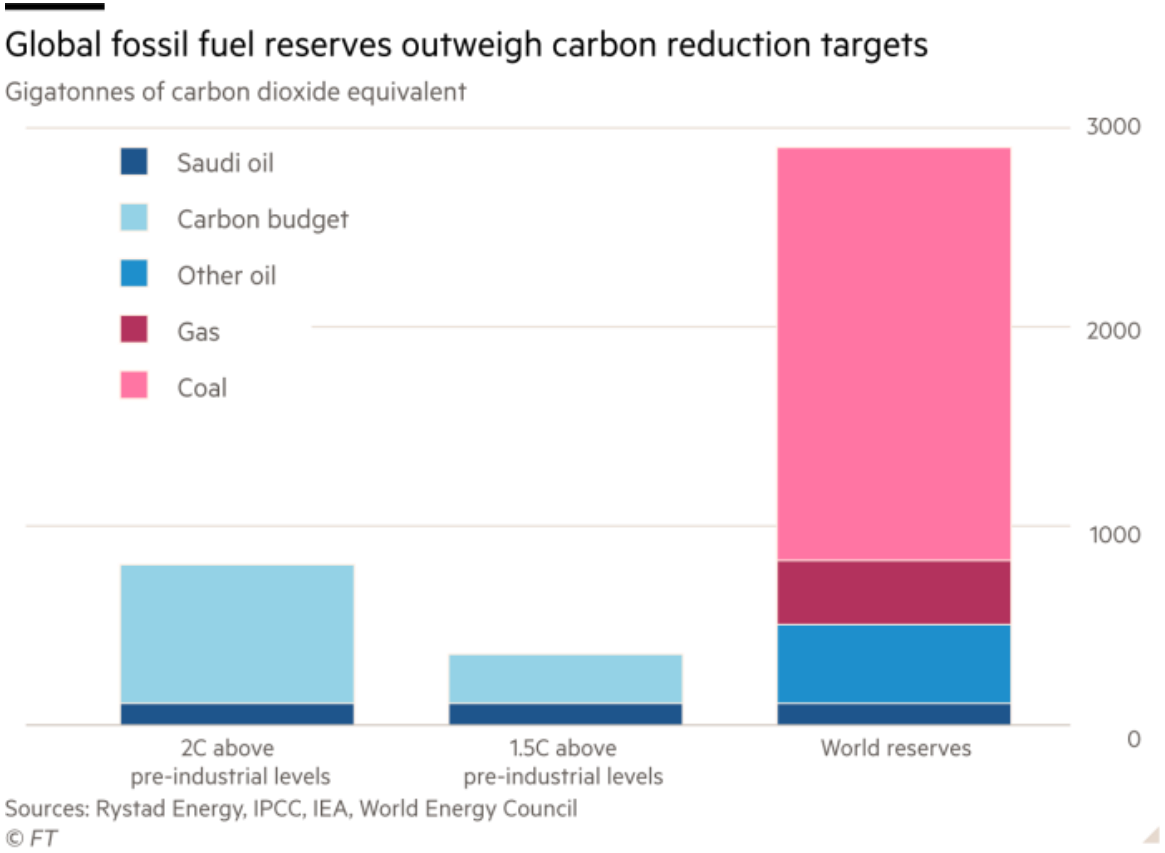
Transport

Household

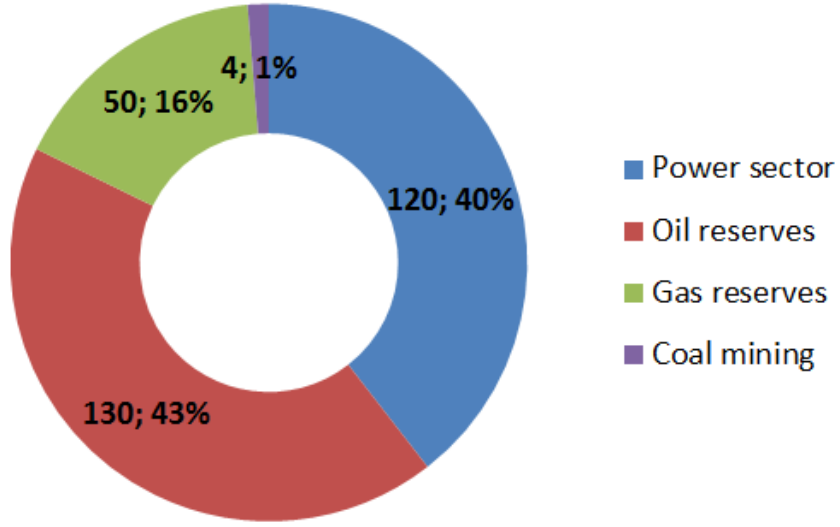
CO_2

CCUS

Potential Stranded Reserves and Assets



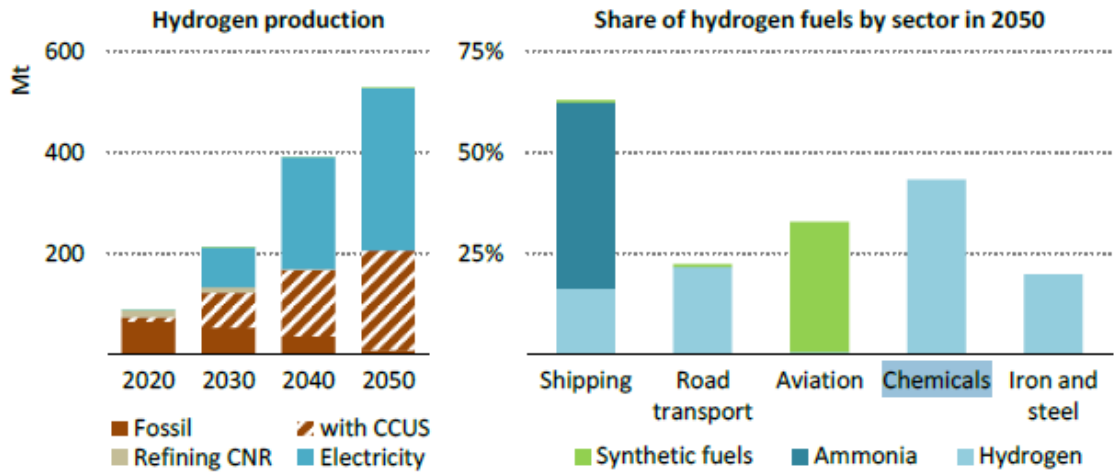
Value of existing assets becoming stranded until 2035 under a 2°C scenario, by energy sector. Amounts in $bn.



Source: Financial Times (Feb. 4 2020), IEA, *World Energy Investment Outlook (2014)*

IEA's view on Petrochemicals in terms of transformation

Figure 3.8 ▷ Global production of hydrogen by fuel and hydrogen demand by sector in the NZE

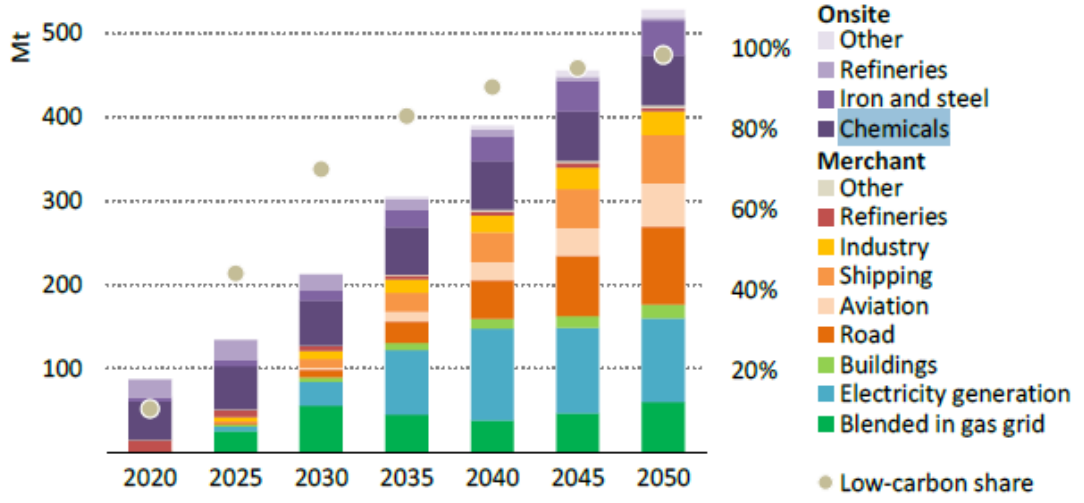


IEA. All rights reserved.

Hydrogen production jumps sixfold by 2050, driven by water electrolysis and natural gas with CCUS, to meet rising demand in shipping, road transport and heavy industry

Note: Refining CNR = hydrogen by-product from catalytic naphtha reforming at refineries.

Figure 2.19 ▷ Global hydrogen and hydrogen-based fuel use in the NZE



IEA. All rights reserved.

The initial focus for hydrogen is to convert existing uses to low-carbon hydrogen; hydrogen and hydrogen-based fuels then expand across all end-uses

Note: Includes hydrogen and hydrogen contained in ammonia and synthetic fuels.

Source: IEA (2021)

IEA's view on Petrochemicals in terms of transformation

Table 3.3 ▷ Key milestones in transforming global heavy industry sub-sectors

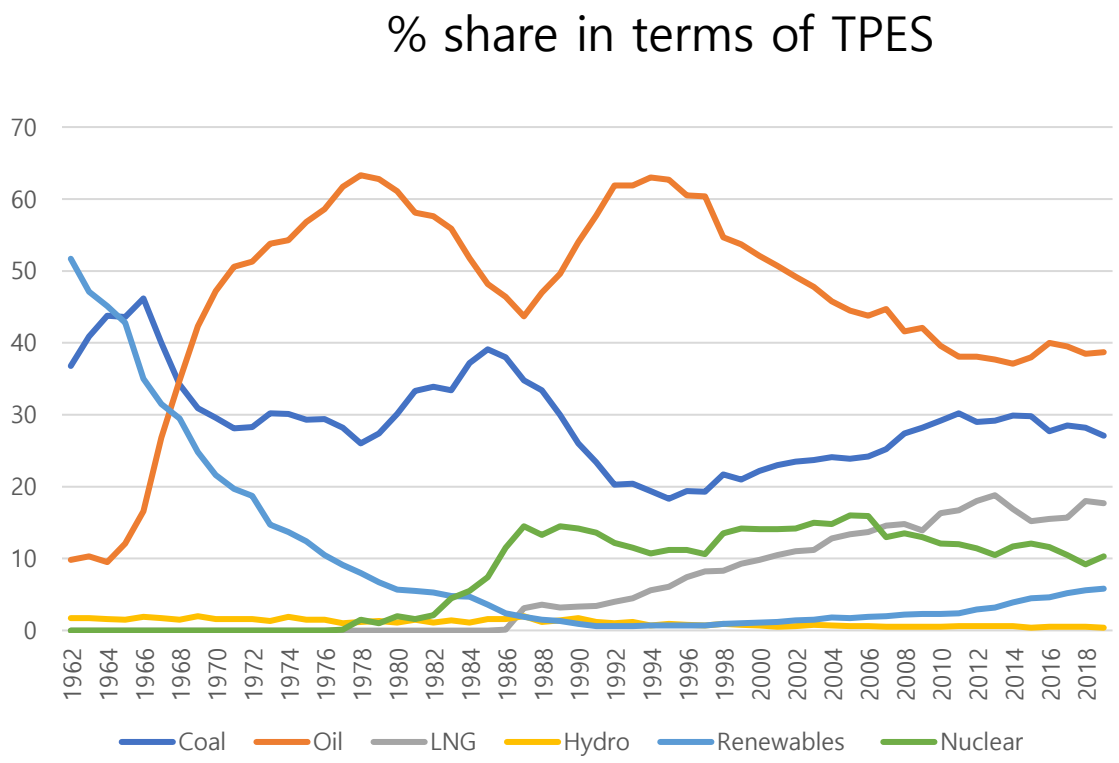
Category			
Heavy industry	• 2035: virtually, all capacity additions are innovative low-emissions routes.		
Industrial motors	• 2035: all electric motors sales are best in class.		
Category	**2020**	**2030**	**2050**
Total industry			
Share of electricity in total final consumption	21%	28%	46%
Hydrogen demand (Mt H_2)	51	93	187
CO_2 captured (Mt CO_2)	3	375	2 800
Chemicals			
Share of recycling: reuse in plastics collection	17%	27%	54%
reuse in secondary production	8%	14%	35%
Hydrogen demand (Mt H_2)	46	63	83
with on-site electrolyser capacity (GW)	0	38	210
Share of production via innovative routes	1%	13%	93%
CO_2 captured (Mt CO_2)	2	70	540
Steel			
Recycling, re-use: scrap as share of input	32%	38%	46%
Hydrogen demand (Mt H_2)	5	19	54
with on-site electrolyser capacity (GW)	0	36	295
Share of primary steel production: hydrogen-based DRI-EAF	0%	2%	29%
iron ore electrolysis-EAF	0%	0%	13%
CCUS-equipped processes	0%	6%	53%
CO_2 captured	1	70	670
Cement			
Clinker to cement ratio	0.71	0.65	0.57
Hydrogen demand (Mt H_2)	0	2	12
Share of production via innovative routes	0%	9%	93%
CO_2 captured (Mt CO_2)	0	215	1 355

Note: DRI = direct reduced iron; EAF = electric arc furnace.

- Tansformative restructuring needed in Petrochemical Industry
  - Increase in recycling of plastics
  - Application of hydrogen technologies
    - Electrolysis technology within facilities
    - Relocation of facilities close to high product demand and hydrogen potential areas
  - Innovative technology development
  - Application of CCUS technologies

Source: IEA (2021)

Energy Transition in Korea



- Large-scale introduction of coal and oil along at an early stage of industrialization
- Nuclear technology development to overcome the oil crises during the 1970s and 80s
- Introducing natural gas to improve environment the air quality before the Olympics
- Announcing Net-zero policy amid COVID 19

Source: data compiled by the author, KEEI

Challenges and Prospect

- Climate change responses are inevitable
- Due to uncertainty in the market, the speed of transformation/transition could vary to a great extent
- In the short-run oil price could surge, but the question remains as to whether the currently looming high oil prices turn out as a dead cat bounce
- NEA countries including China, Japan, Korea will face an uphill battle to remain alive and competitive in major industries such as the oil and petrochemical industry. Perhaps the development and diffusion of CCUS technology might determine the fate of the petroleum industry.
- The bottom line is that Grand Energy Transition will take a long and arduous effort, while the future may differ significantly from what we foresee now. Be prepared!

Technical routes for oil refining industry to achieve carbon emission peak and neutralization goals

Cao Xianghong

November 2021 Beijing

1. The society's demand for petroleum products in the future

- **The development of the oil refining industry has laid a solid material foundation for the modernization of human society, and has greatly promoted the development of the world's economy and society. The products of petroleum refining and petrochemical production have penetrated into all aspects of modern society.**
- **Promoting the transition from high-carbon energy to low-carbon energy, achieving carbon peaking and carbon neutrality, and controlling climate warming pose severe challenges to the traditional oil refining industry.**
- **Facing the future, people expect all car power to be decarbonized, use green electricity or green hydrogen, and completely eliminate internal combustion engines. Can this beautiful wish be realized and when will it be realized? All of the below-mentioned challenges such as, the supply capacity of mineral resources for the production of battery materials, the ability of the grid to accept green electricity, the applicability of electric vehicles in cold regions and special scenarios, the ability to satisfy the charging infrastructure, the actual situation of life cycle electric vehicle pollutants and carbon dioxide emissions, the efficiency and cost of green hydrogen production, the economy of hydrogen storage and transportation, and the manufacturing cost of fuel cell vehicles have to be solved.**

1. The society's demand for petroleum products in the future

- **According to China's wind power and solar power installed capacity targets and possible power structure in 2030, thermal power will still account for more than 60% . Compared with electric vehicles and hybrid electric vehicles (HEV) The total life cycle pollutants and carbon dioxide emissions has no advantage. Under certain scenarios, fuel vehicles in heavy-duty vehicles and low-temperature environments have advantages that electric vehicles cannot match.**
- **Automobile power cannot be completely separated from gasoline and diesel. The coexistence of oil, electricity, and hydrogen is a high probability trend of future automobile power. It is more difficult for the power of airplanes and large ships to leave jet fuel and marine fuel oil.**
- **Facing the future, in the historical process of building a low-carbon society, the demand for lubricants, carbon-containing chemicals and various carbon-containing polymer materials will continue to exist. The hydrocarbon ratio of petroleum determines that petroleum is most suitable for the production of lubricants and Carbon chemicals and carbon-containing polymer materials, which not only related to its low production costs, but also relying on its low carbon dioxide emissions during the production process.**
- **The demand for petroleum products in the future determines that the refining industry will exist for a long time.**

2. Special requirements for the energy system of the oil refining process

- **Input enough energy, petroleum molecules can be reconstructed and become requisite products.**
- **The petroleum refining industry for restructuring petroleum molecules is a typical highly continuous process manufacturing industry. The materials in the process are flammable and explosive, and there are huge safety and environmental risks in the refining process. Once risks are out of control, fire and explosion accidents occur, often causing heavy personal injuries and property losses.**
- **The particularity of the refining process requires that the energy system (including fuel, steam, and electricity) driving the refining process has high continuity, stability and reliability, and only fossil energy-based energy systems can meet the requirements.**
- **It is impossible for the refining process to not emit carbon dioxide, and it is necessary to study the technical path to promote carbon dioxide emissions peak and carbon neutral based on the characteristics of the refining industry.**

3. Continuously innovate, develop, popularize and apply low-energy refining technology

- **Due to the inevitable carbon dioxide emissions for a long time in the future in the oil refining industry, we must adhere to innovation driven, and continuously develop and promote the application of low-energy refining technology as the primary technical path to promote carbon peak and carbon neutralization.**
- **Starting from the hydrocarbon composition and molecular structure required by efficient and clean oil products such as gas, coal, diesel and run, low-carbon olefins such as ethylene and propylene, and various aromatic hydrocarbons such as benzene and p-xylene, we should develop and improve molecular management and molecular refining theory according to the principle of scientific and rational utilization of each molecule in oil. Breaking through the traditional crude oil cutting in distillate refining process, developing a new petroleum refining process with the coupling of distillate separation and component separation, and the combination of chemical reaction and physical techniques means such as extraction, adsorption and absorption, enable to greatly reduce the energy and material consumption in the refining process.**

3. Continuously innovate, develop, popularize and apply low-energy refining technology

For example：

- **New technologies including efficient adsorption and separation of naphtha, optimization of ethylene, and catalytic reforming feedstock,**
- **New technology for producing blending components of high octane gasoline by directional catalytic dehydrogenation and isomerization of heavy naphtha,**
- **New technology for extraction and separation of alkanes and aromatics in high aromatic diesel and wax oil,**
- **Production of high quality diesel blending components or aviation kerosene by direct or modification of macromolecular alkanes,**
- **New technology for producing benzene or p-xylene raw materials from heavy aromatics,**
- **New flexible and efficient deasphalting technology for residue solvent,**
- **New technology for producing high-quality fluid catalytic cracking or lubricating oil feedstock from deasphalted oil,**
- **Technologies for direct production of ethylene, propylene and other low-carbon olefins from crude oil,**
- **The general process reengineering technology of crude oil processing integrated with new technology.**

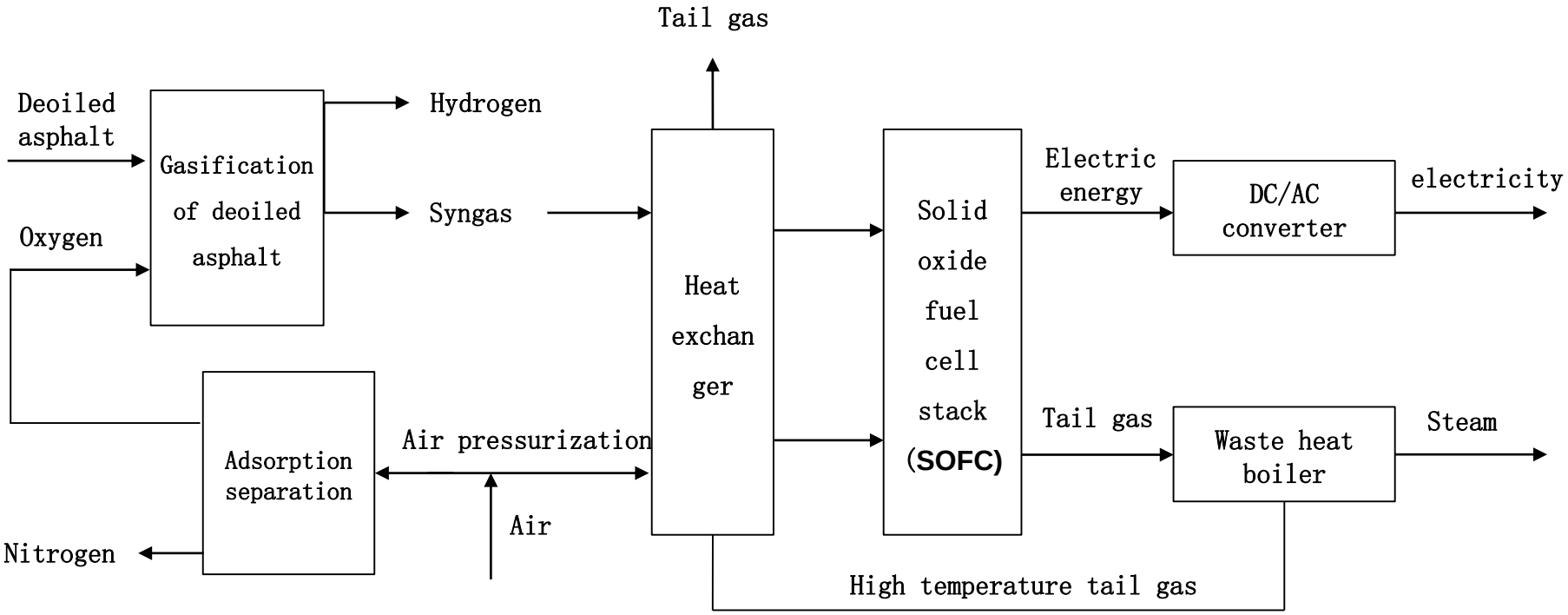
3. Continuously innovate, develop, popularize and apply low-energy refining technology

- **Actively conduct basic research on the application of mass transfer enhancement technology at nano and micro scale in oil refining process. In mass transfer control processes such as reaction and separation, mass transfer enhancement technology at nano and micro scale is developed and popularized to significantly reduce process energy consumption.**
  - **Reaction process:**
    - **Diesel hydrofining, wax oil hydrotreating or hydrocracking, heavy oil hydrotreating or slurry bed hydrocracking, etc.**
  - **Separation process:**
    - **Reforming oil, aromatics extraction, solvent deasphalting, etc.**
  - **"Three wastes" treatment process:**
    - **Acid gas desulfurization, advanced treatment of oily sewage, etc.**

3. Continuously innovate, develop, popularize and apply low-energy refining technology

- **Continuous innovation and popularization of new catalytic cracking technology**
  - **Improve the quality of catalytic cracking raw materials, develop a new generation of heavy oil hydrotreating catalyst to greatly reduce the residual carbon of heavy oil and improve the hydrogen content, and strictly restrict the direct use of heavy oil, especially low-quality heavy oil, as catalytic raw materials.**
  - **Develop a new reaction enhancement technology of riser reactor to improve agent oil contact and reduce coke formation.**
  - **Develop a new heat recovery technology of catalytic flue gas to improve the steam pressure level of external heat collector.**
- **Phase out the combined steam generation and heating unit of delayed coking coke-CFB boiler, develop and promote the application of inferior heavy oil deasphalting technology with a high DAO yield, asphalt gasification technology with a high softening point and syngas SOFC power generation and heating technology.**

3. Continuously innovate, develop, popularize and apply low-energy refining technology



Asphalt gasification with a deoiling high softening point, SOFC cogeneration system

* **The integrated primary power generation efficiency of deoiled asphalt gasification and SOFC can reach 60%, and the energy efficiency of cogeneration can reach more than 90%.**

3. Continue to develop and apply refining technology with low-energy consumption

- Develop and apply the technologies of new high-efficiency trays and other internal component for rectification towers, comprehensive optimization design technology for rectification tower energy consumption, investment and operating costs, and optimization technology for the operating pressure, temperature and heat exchange process system of each tower in a multi-tower rectification system. Significantly reduce the energy consumption of the distillation system in the oil refining process.
- Continue to research and develop new catalytic materials and new catalyst preparation technologies to realize the iterative update of various catalysts used in the refining process, improve reaction conversion rate and target product selectivity, reduce coke generation and regeneration frequency, extend service life, reduce carbon emissions during catalytic reactions and catalyst regeneration process.
- Research and develop new reactors and engineering technologies that fully utilize the effects of new catalysts, improve reaction efficiency, and reduce material consumption and energy consumption.

3. Continue to develop and apply refining technology with low-energy consumption

- **Continue to optimize the heat exchange process and the heat combination between the devices, develop and utilize highly efficient heat exchange equipment to realize sufficient energy exchange of the cold and hot material flow in the oil refining process; develop and apply the application technology of mechanical vapor recompression in the oil refining process to realize the efficient use of low-grade heat in the oil refining process.**
- **Develop and adopt new technologies for efficient conversion of primary energy sources such as natural gas and heavy fuel oil into secondary energy systems (electricity, steam, fuel, hydrogen) in refineries, and research and build the intelligent multi-energy coupling network of green power, green hydrogen and refinery energy systems.**
- **Research and use mature, safe and reliable small modular nuclear reactors to supply electricity and steam to refinery enterprises, and conduct industrial demonstrations and promote applications.**

3. Continue to develop and apply refining technology with low-energy consumption

- **Develop and promote the digitalization and intelligent energy-saving technology in the refining process, focusing on the digitalization of material flow, energy flow and information flow in the refining process, automatic data collection, automatic integration of heterogeneous data, data storage technology, processing technologies such as big data analysis, machine learning, digital modeling and online optimization with the lowest energy consumption and the constraint of production efficiency, product quality.**
- **Develop and promote the technology of utilization of waste polymer materials in the oil refining process, with emphasis on the technology of catalytic thermal cracking and hydrocracking of waste polymer materials coupled with the oil refining process to produce high-quality oil products.**

4. Vigorous development of biorefinery

- **Biomass is mainly composed of three elements: carbon, hydrogen, and oxygen, and its carbon-to-hydrogen ratio is close to that of petroleum. Biology, chemistry, physics and other technical means are scientifically integrated to carry out bio-refining, which can be transformed into various fuels, carbon-containing chemicals and carbon-containing materials. Vigorously developing bio-refinery and partially replacing petroleum is an important technological path for the refining industry to achieve carbon peaking and carbon neutrality.**
- **The amount of biomass available in China is huge, and the development of bio-refinery has a good resource base.**

4. Vigorous development of biorefinery

Statistics of available biomass resources in China

Type \ Quantity	Yield/tons	Collectable amount/tons	Recyclable utilization/Tons of standard coal
Crop straw①	8.05×10^8	6.7×10^8	7.25×10^7
Agricultural product processing residues②		1.24×10^8	3.1×10^7
Forestry biomass③	1.95×10^8		9.75×10^7
Livestock and poultry farming manure③	2.61×10^9		9.3×10^7 ④
Waste edible fats and oils②	3.42×10^6		4.15×10^6
Municipal carbon waste③			2.76×10^7

①2017 statistics.
②Statistics for 2019.
③Annual production and availability.
④Convert livestock and poultry manure into $1.3\times10^{12}m^3$ biogas and convert it into standard coal quantity.

* **The whole country also has about 8.28×10^6 hectares of land that is not suitable for grain and can grow biomass.**
* **Source: "China Engineering Science"**

4. Vigorous development of biorefinery

- **The major products of biological refining including bio-based fuels, bio-based chemicals and bio-based materials take the place of petroleum on a large scale.**
- **Technology of the scale production of bioethanol from forestry and agricultural residuals. Conduct industrial demonstration of ethanol preparation from pretreatment of agricultural and forestry biomass-cellulolytic enzyme-simultaneous fermentation of pentose and hexose. Break through high efficiency gasification technology of agricultural and forestry biomass. Develop a mature packaged technology of ethanol preparation from syngas purification-anaerobic fermentation.**
- **Technology of bio-jet fuels production from aquathermolysis and hydrogenation of biomass or chemical synthesis of bioethanol.**
- **Technology of biological oil and gas production from biomass pyrolysis or microwave pyrolysis, and marine fuels production from bio-oil modification.**

4. Vigorous development of biorefinery

- **New technology of highly selective production of bio-jet fuels from animal and vegetable grease and catering waste oil, and a new generation of biodiesel production technology of micro-nano scale mass transfer intensification.**
- **The key point of basic chemical preparation technology from biological refining is to prepare methanol, ethanol, acetic acid, lactic acid, succinic acid, and furanediformic acid from biomass, which are further transformed into bio-based synthetic materials.**
- **The key point of synthetic material preparation technology from biological refining is to prepare polyethylene (PE), polypropylene (PP), polylactic acid (PLA), polybutanediol succinate (PBS), polybutanediol terephthalate (PBTS) and polyethylene glycol furan diformate (PEF).**

5. Positive Development of Hydrogen Energy

- **Hydrogen energy is the secondary energy source playing an important role in the future low-carbon energy system and the achievement of carbon dioxide emission peak and carbon neutrality. Hydrogen energy has high quality, energy, density, and energy efficiency of electrochemistry utilization. Obvious carbon reduction effect can be observed from the application of fuel cell in transportation and industrial sector. The ability of chemical energy storage and long-term energy storage of hydrogen energy is extraordinary and other methods like electric energy storage cannot match. It is an essential energy storage carrier in the interstitial renewable energy power system, having a higher controllable degree of security risk compared to electric energy storage.**

- **Technology and talent advantages accumulated in hydrogen production and utilization process should be fully used in oil refining industry to actively develop the applied technology of hydrogen energy.**

5. Positive Development of Hydrogen Energy

- **The development of hydrogen energy will experience gray hydrogen, blue hydrogen and green hydrogen periods. In the earlier period, the oil refining industry will utilize blue hydrogen and grey hydrogen, purifying and producing high purity hydrogen through pressure swing adsorption (PSA) technology, and become the hydrogen offering center of fuel cell vehicles.**

- **Develop methyl cyclohexane, methanol and other organic liquids hydrogen storage technology and on-site hydrogen production technology including the modularization of methyl cyclohexane, methanol and methane. Lower the cost of hydrogen storage and transportation. Support the development of fuel cell vehicles.**

- **Take the technological advantages of oil refining industry. Actively participate green hydrogen production such as high efficiency electrolysis water hydrogen production technology, solid hydrogen storage technology, low platinum/no platinum fuel cell technology, and the development of advanced hydrogen storage and utilizing technology.**

6. Development of Carbon Dioxide Capture, Storage and Utilization

- **Focusing on the capture and utilization of carbon dioxide, scientists and engineering technologists all over the world have conducted basic research, technical development of multiple technical routes and engineering practice for many years. To date, only a minority of capture and utilization techniques have technical and economical efficiency, while most techniques do not have.**
- **It is an arduous task to develop the capture and utilization technology of carbon dioxide and improve the economical efficiency.**
- **The development of carbon dioxide capture technology should base on lowering energy consumption and cost.**
  - **The key points of solvent absorption method are conventional solvent modification, new solvent synthesis, absorption process mass transfer intensification technology, and low energy consumption absorption and desorption engineering technology.**
  - **The key point of adsorption method is to develop MOF and other new adsorbing materials with excellent adsorption capacity and the matched adsorption strengthening engineering technology.**
  - **The key point of membrane separation method is the preparation and applied technology of carbon dioxide separation membrane materials with high separation efficiency.**

6. CO_2 CCUS Technology

- **The storage mechanism, geologic structure screening for massive storage, and the earth's surface safety were the key to the development of CO_2 storage technology.**
- **Key to CO_2 usage：**
  - **Hydrogenation of CO_2 to produce CH_3OH**
  - **Electro-catalysis of CO_2 to ethene**
  - **Electro-catalysis of CO_2 to CO**
  - **Producing high protein feed and bio-grease by microalgae**

Conclusion

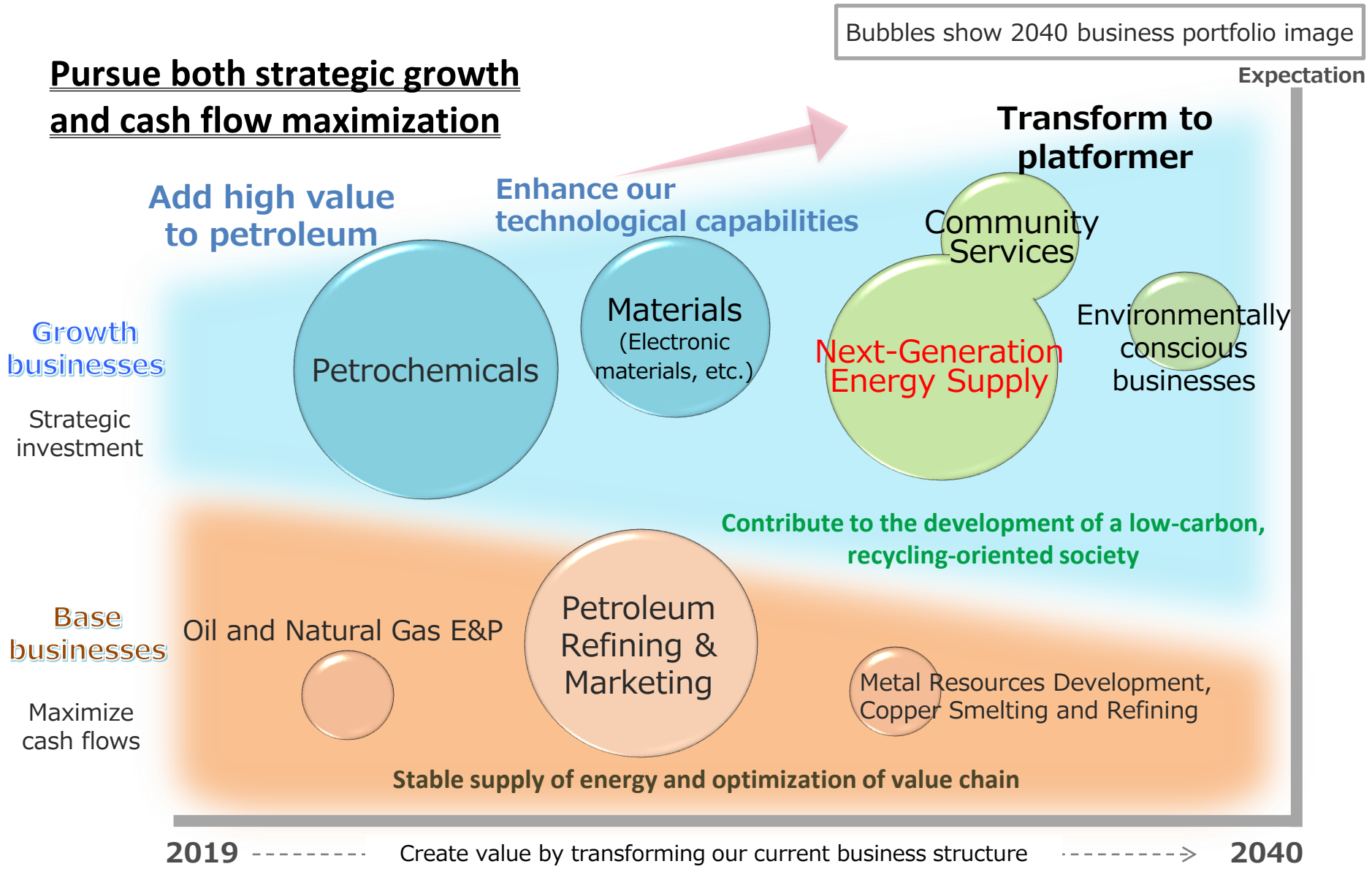
1. Oil refining industry will exist for long in the future due to the demand for petroleum products
2. Oil refining need the energy system with high continuity stability and reliability, and will cause some CO_2 emission
3. Development of low energy consuming refining technology is the path for carbon neutrality
4. Take advantages of the industry, select key products, break through key technologies, strengthen the technology. Developing bio-refining, hydrogen energy and CCUS is the technical in promoting carbon neutrality

ENEOS's Efforts to Realize Hydrogen Society

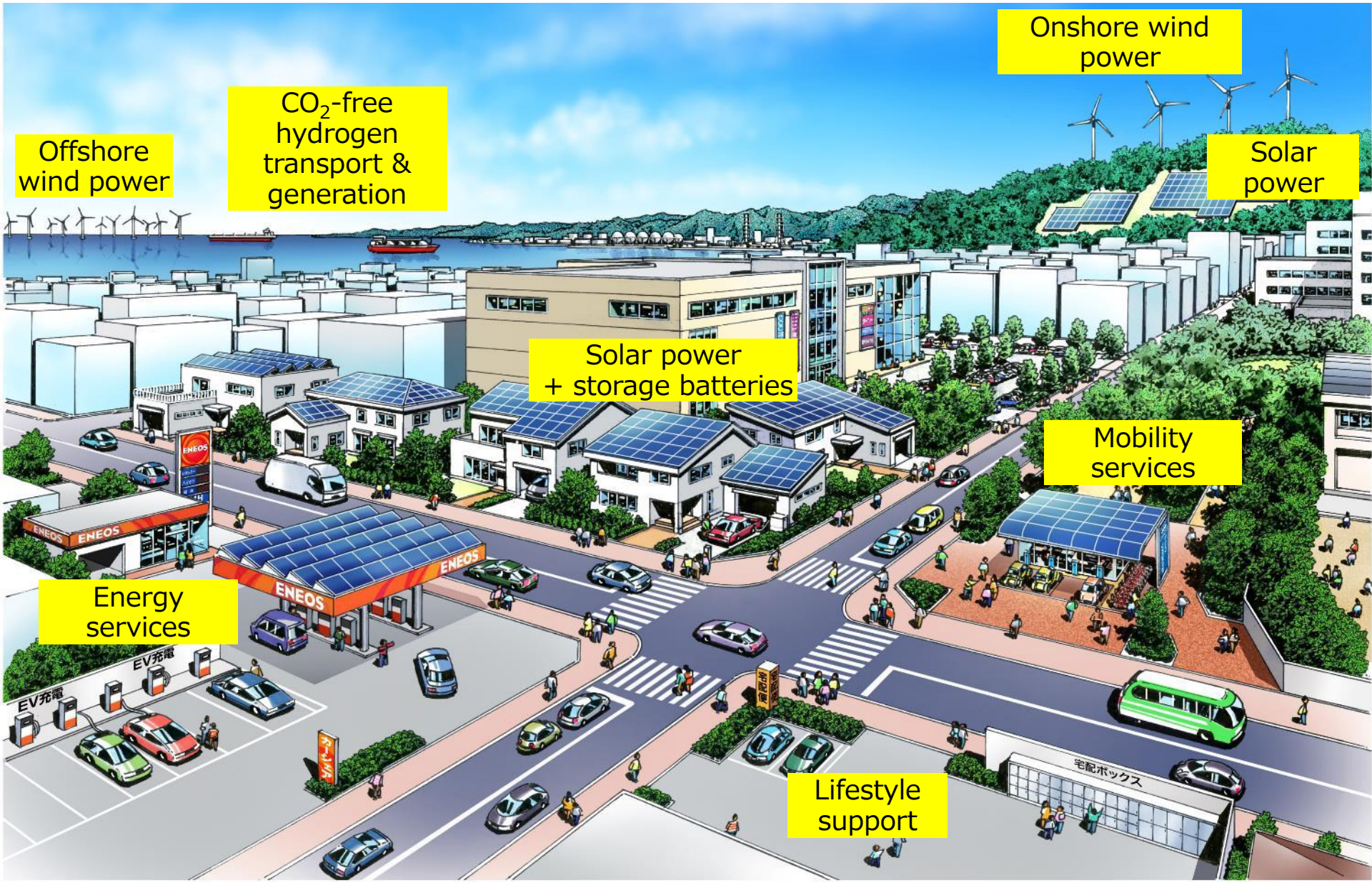
Nov 11, 2021

Shuji Iki
Group Manager
Hydrogen Station Engineering Group
Hydrogen Business Promotion Department
ENEOS Corporation

Overview of Our Future Businesses to 2040



Our Vision - Next-generation Energy Supply and Community Services



Ref: ENEOS Published Material

Our Hydrogen Vision and Long-Term Strategy

● **3 Strategies** to commercialize **CO2-free hydrogen at large scale in 2050**.

Now

Hydrogen Refueling Station (HRS) business for FCEVs

Strategy 1 **Building CO2-free H2 supply chain**

Competitive CO2-free H2 to various sectors

Leverage our assets and capabilities to launch H2 production & distribution business in and beyond JP

- **International CO2-free H2 supply chain**
- **Power plants**
- **Industries** (H2 utilization at plants)
- **Refineries** (ENEOS・other oil companies)

Strategy 2 **H2 supply for mobility**

From Passenger cars to trucks, ships etc.

Enhance strong presence in mobility fueling sector by leading innovation in mass H2 supply

- **For automobiles** (FCEV, FC truck, FC bus etc.)
- **For other mobilities** (FC train、FC ship etc.)

Strategy 3 **Platform in energy supply**

Business scheme all over Japan

Build energy supply platform combining H2 and VPP optimizing and integrating distributed power

- **Integrated local production and consumption (VPP + CO2-free H2)**

2050

Vision

- Competitive CO2-free H2 Supply
- Profitable sales to extensive demands

Building CO2-free hydrogen value chain

Explored **carriers for CO2-free hydrogen** produced from overseas unutilized or renewable energy **include ①liquid hydrogen, ②organic hydride (MCH) and ③ ammonia**

Production

Overseas unutilized energy

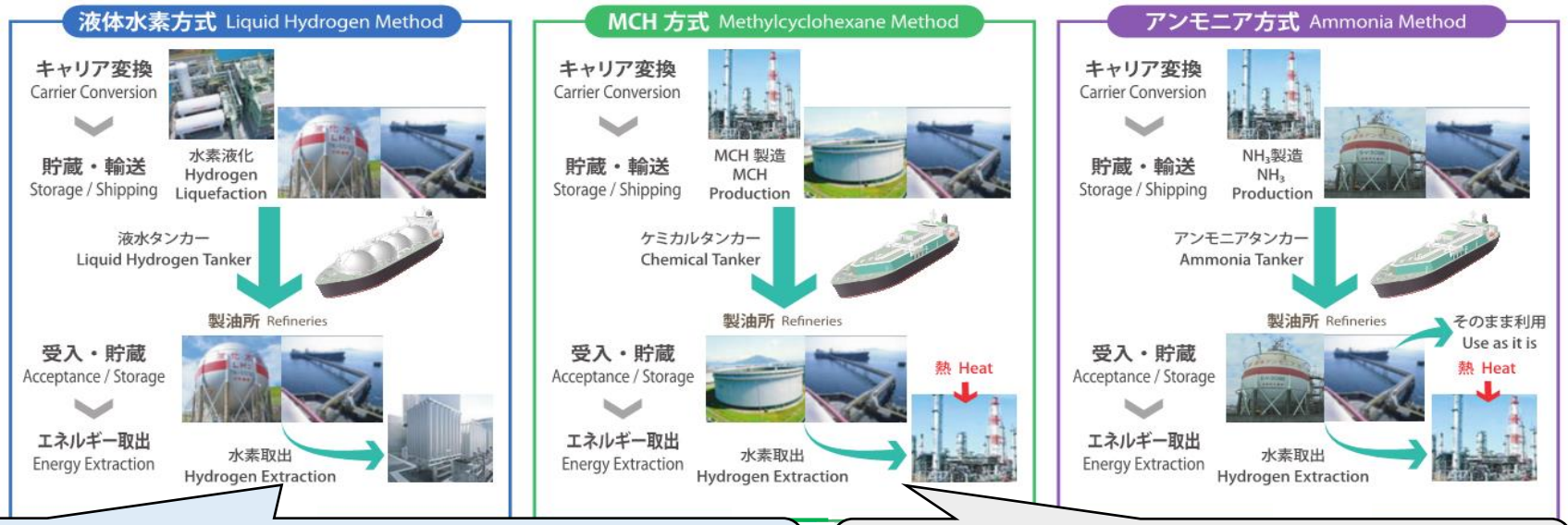
Brown coal etc. / Renewable energy

Gasification / Water electrolysis

CCS

CO_2-free H2

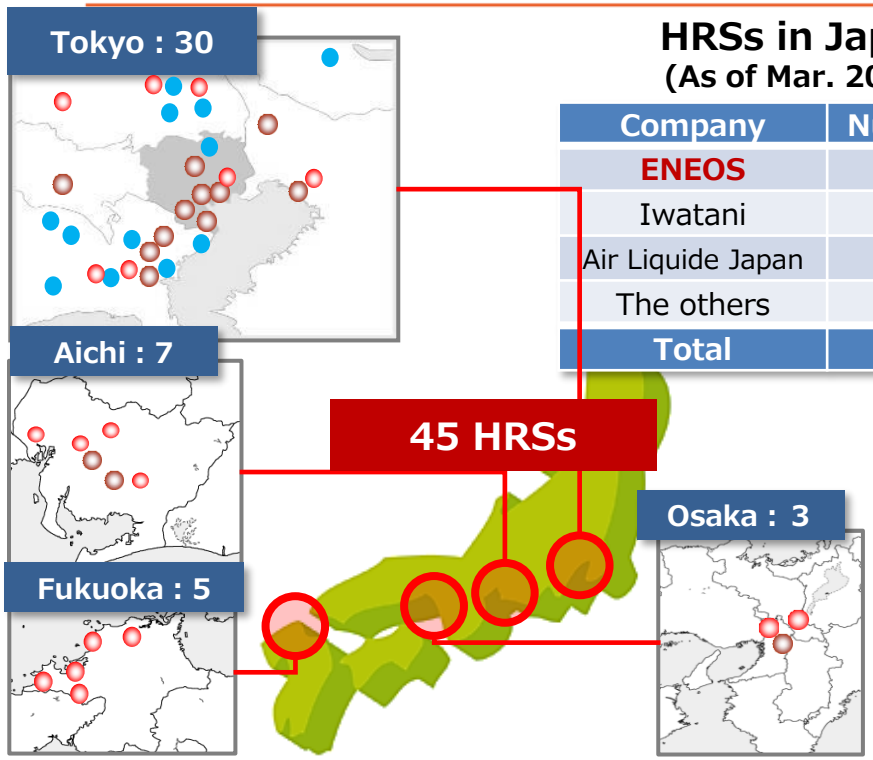
Sea transportation



Our activity ①Liquid Hydrogen Method
Participating in HySTRA, an association studying feasibility of brown-coal based CO2-free hydrogen AUS-JP supply chain.

Our activity ②Methylcyclohexane Method
Succeeded in developing streamlined, low-cost MCH production technology. (Next page)

Our HRS Network in Japan



HRSs in Japan
(As of Mar. 2021)

Company	Numbers
ENEOS	45
Iwatani	38
Air Liquide Japan	12
The others	51
Total	146

Integrated (18)



Standalone (15)

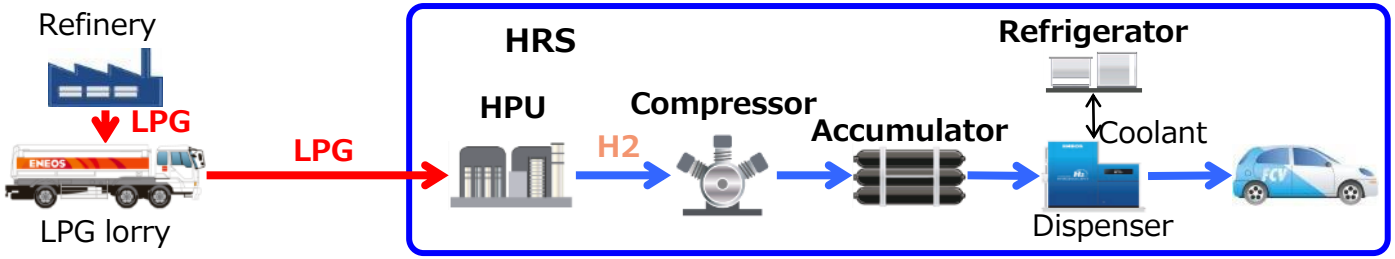


Mobile (12)

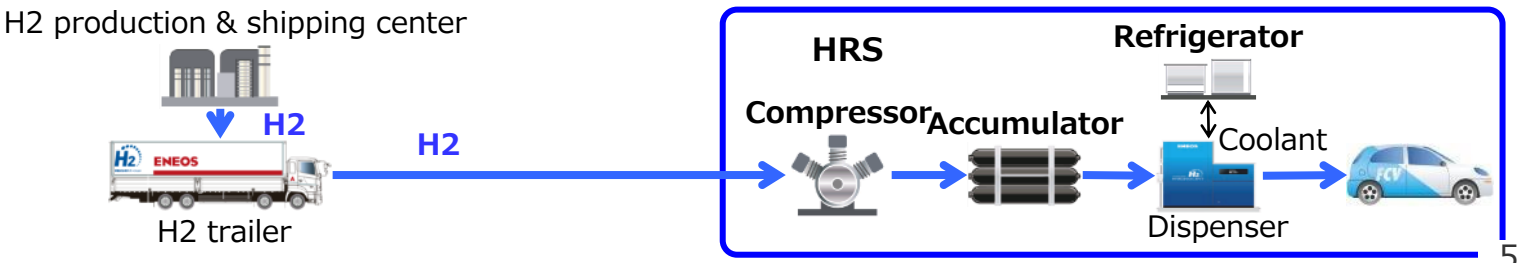


HRSs	Stationary type			Mobile	Total
	On-site	Off-site	Sub total		
Tokyo	4	14	18	12	30
Aichi	5	2	7	-	7
Osaka	2	1	3	-	3
Fukuoka	3	2	5	-	5
Total	14	19	33	12	45
Integrated	6	11	17	-	17
Standalone	8	8	16	-	16

■ **On-site HRS**
Hydrogen Production Unit (HPU) **in HRS**



■ **Off-site HRS**
No HPU in HRS



HRSs Integrated with Service Stations

- **Leveraging Japan's largest 13,000 service stations**, we offer ①reliable hydrogen supply and ②one-stop mobility services
- **Promoting integration of H2 fueling services with existing service stations by ①reducing footprint of hydrogen supply facilities and ② advocating deregulation contributing footprint reduction**

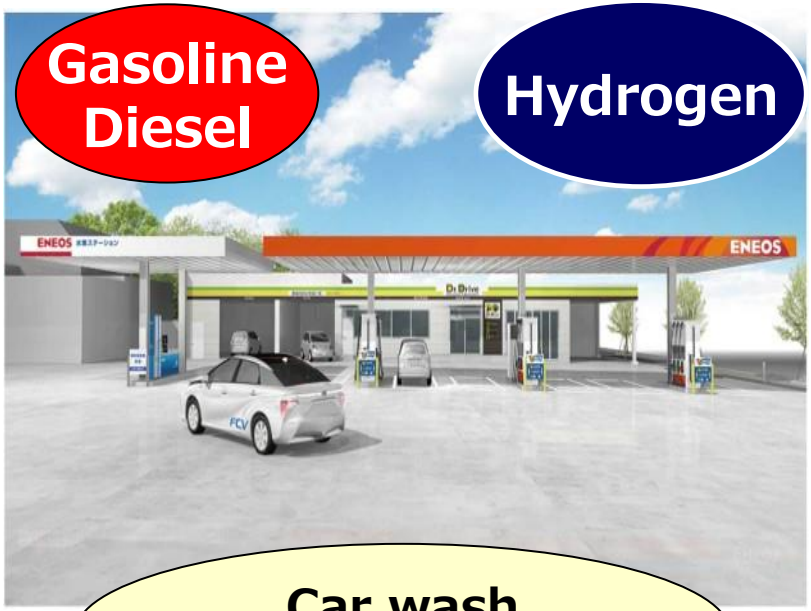
Oil Refineries





Gasoline
Diesel

(Multi-service station model)



Hydrogen Production and Shipping Center in Yokohama





Hydrogen

Car wash
Maintenance

Our HRS Strategy (For mobilities)

- Focusing on **Heavy Duty Vehicles (Bus, Truck)** as well as ordinal FCEVs.
- Running **"CO2-free HRSs"** which provide green H2 with local production and consumption.





FC truck

Large HRS

Collaboration with Car makers, bus companies etc.

- **Urban Costal area: Tokyo Metropolitan Bus etc.**
- **Inland etc. : Private Bus Companies etc.**

Collaboration with different industries, start-ups

- **Large-scale urban city development (Post Osaka Expo etc.)**
- **Smart town**

HRS for FC bus, FC truck	**Novel tech demo. (with VPP)**
HRS for FCEV, small FC truck (Packaged	**CO2-free HRS**

Present~mid-term

Metropolitan Areas

Future (long-term)

Urban city development

- **Utilizing ENEOS's gas station network (13,000)**

- **Electrolyzer**
- **Green H2 in local production and consumption**



FCEV car sharing, collaboration with CVSs





FCEV, FC truck

Small/middle HRS

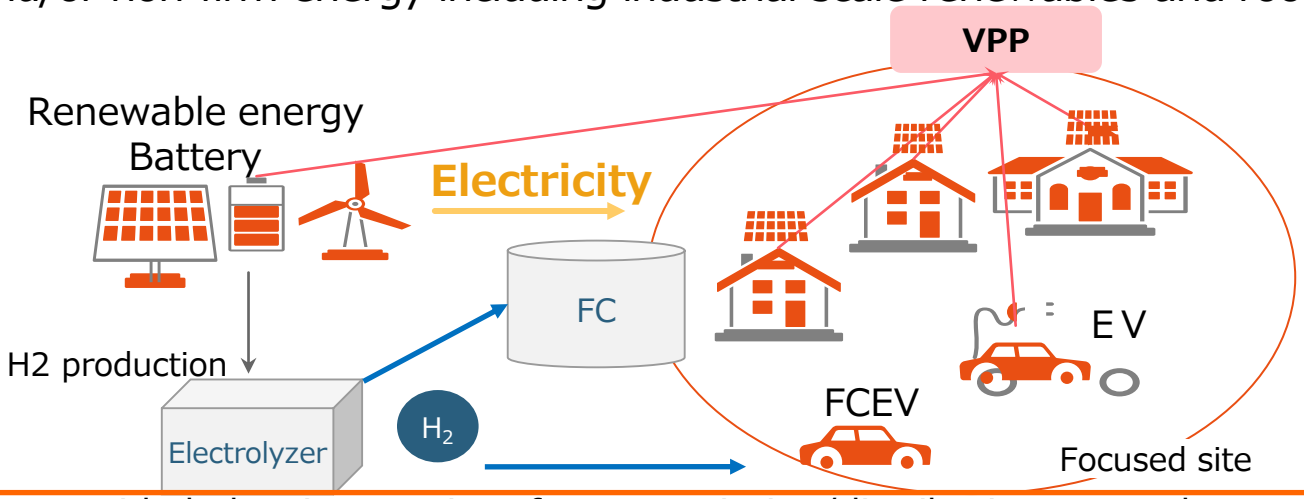
Government, Municipality, Renewable energy promotion area

Concept of integrated CO2-free H2 production for regional use

- We aim **to create an energy-supply platform** at our focused sites where all of the energy is locally produced and consumed with a combination of renewables and H2.

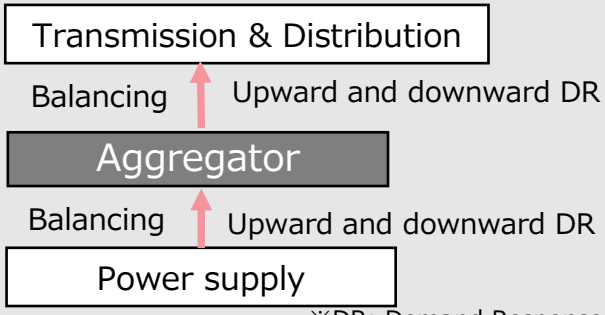
Key Feature

Making full use of VPP and H2 to integrate, optimize and firm the distributed and/or non-firm energy including industrial scale renewables and roof-top PVs.

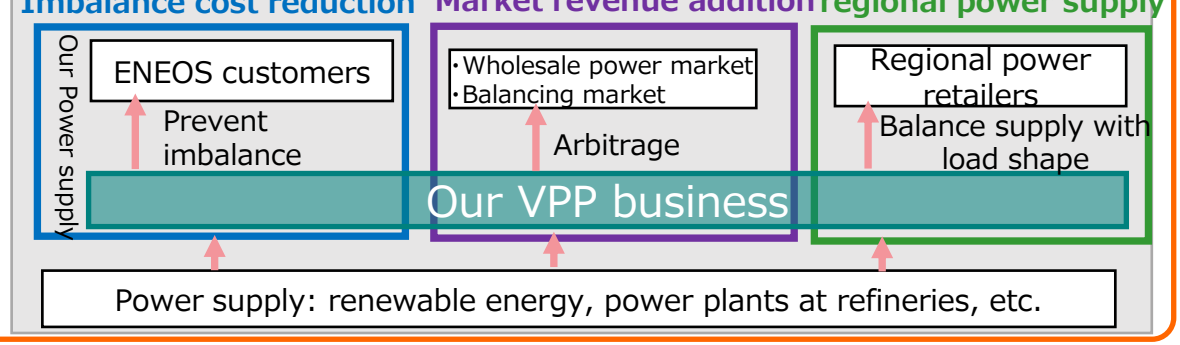


- Typical VPP: To provide balancing services for transmission/distribution network operators
- Our VPP: To diminish the supply/demand imbalance arising among the customers of the regional power retailers as well as the ENEOS's own retail services.

Typical VPP



ENEOS's value creation by VPP



GS Caltex's Eco-friendly Activities for Growth through Sustainability

Value No.1 Energy & Chemical Partner

2021. 11. 11.

GS Caltex

GS Caltex, headed for Value No.1

BUSINESS VALUE CHAIN



energy plus

Crude Oil Imports

1 We import approximately 80 types of crude oil from some 30 countries around the world through diversified purchasing channels.(Total of 259.53 million barrels)

R&D

We are developing core technologies beyond petroleum and petrochemicals. That includes securing catalysts, polymerization and polymer processing technologies, and polymers as part of the new olefin business as well as investing in eco-friendly bio research.

Production

2 Petroleum

We produce high-quality petroleum through our crude oil refinery facility with a capacity of 800,000 barrels per day(bpd) as well as our heavy oil upgrading(HOU) facility with a capacity of 275,000 bpd.

3 Aromatics

At our facility which has an annual production capacity of 2.8 million tons, we produce aromatics (paraxylene, benzene, toluene, xylene). Aromatics are used as core materials in automobile, electronics, construction, clothing, and many other industries.

4 Olefin

We entered the olefin market to strengthen existing businesses and explore new growth engines. Our goals are to begin operations at the MFC which was completed earlier in 2021 and to produce 750,000 tons of ethylene and 500,000 tons of polyethylene annually.

5 Polymer

With a stable portfolio that ranges from the feedstock propylene to the intermediary polypropylene(PP) to the final PP compound, we provide products recognized for their unrivalled technology and quality.

6 Base Oil

Our facility has a capacity of 26,000 bpd and thanks to our cutting-edge hydrocracking process, we are able to produce eco-friendly base oil.

7 Lubricants

Using high-quality base oil sourced internally and applying our innovative technologies, we produce approximately 180 types of automobile and industrial lubricants. Finished products are sold under the Kixx brand to some 60 countries around the world.

Sales

8 We serve as a stable source of petroleum products through our 2,354 gas stations and 389 charging stations nationwide in addition to exporting over 70% of our products to 64 countries abroad.

Contents

1. GS Caltex's activities for response to climate change : Overview

2. R&D status for Eco-friendly Technology : Example
   - 2-1. Improvement of energy efficiency by fouling reduction in refinery process
   - 2-2. Ecofriendly Asphalt
   - 2-3. Bio-based Chemical (2,3-butanediol)
   - 2-4. Future Technology : Hydrogen / CCU

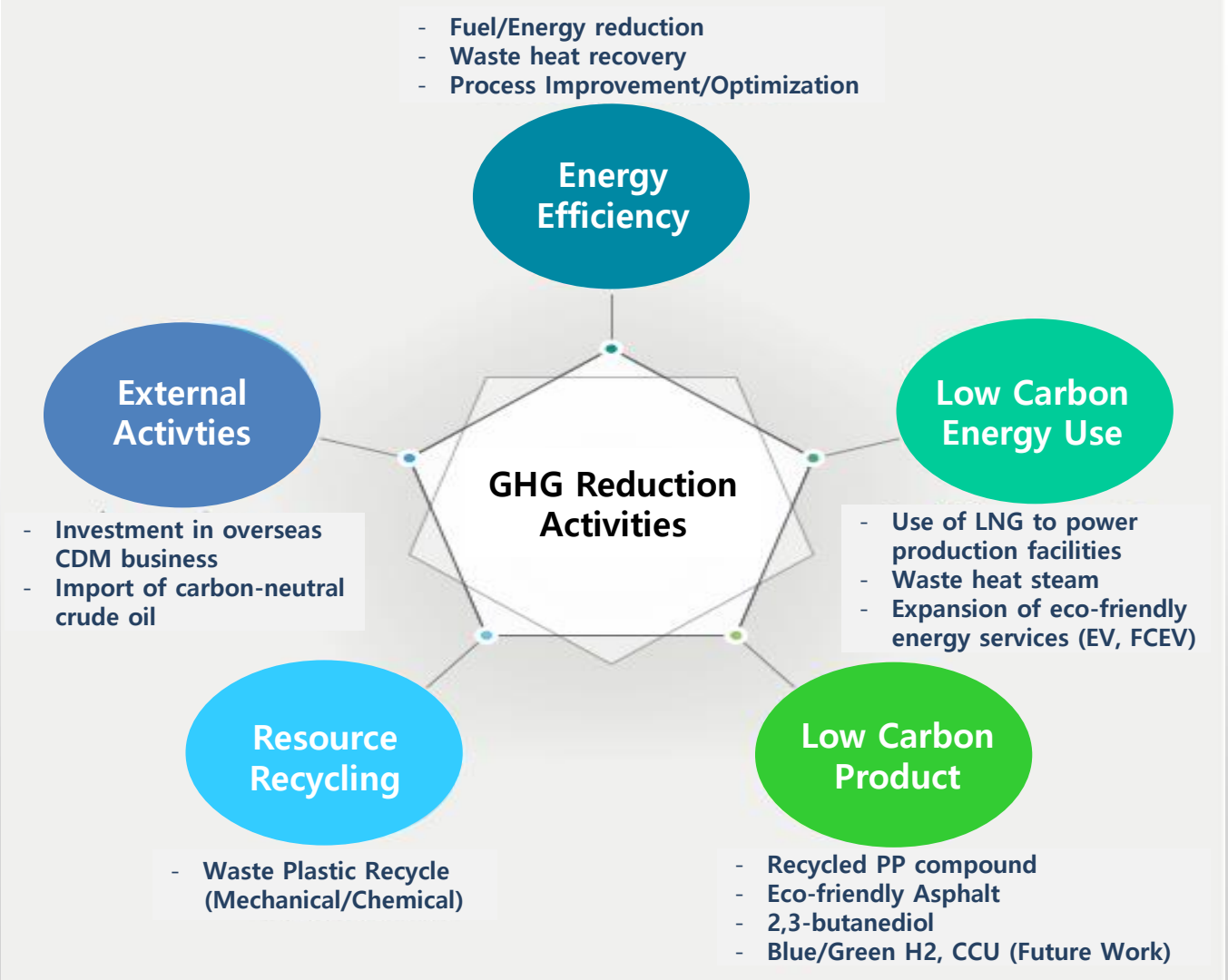




1. GS Caltex's Eco-friendly Activities : Overview

Building a sustainable circular economy

From the Feedstock, Production, sales, Consumption to recycling



2-1. Improvement of Energy Efficiency

❑ Improving energy efficiency (Research on retardation of process fouling)

Concept of fouling

Organic/inorgamic materials deposited by feedstock → Fouling → [Effect]

[Composition condition]
- Asphaltene separation fluid
- Stability of the crude oil & Heavy feed stock

[Parameter affecting fouling]
- Fluid flow velocity
- Surface condition : Temperature, Material, Roughness
- Fluid properties : Viscosity, Density, Composition

Deposit formation
Encrustation
Deposition
Scaling
Scale formation

Slagging
Sluge formation

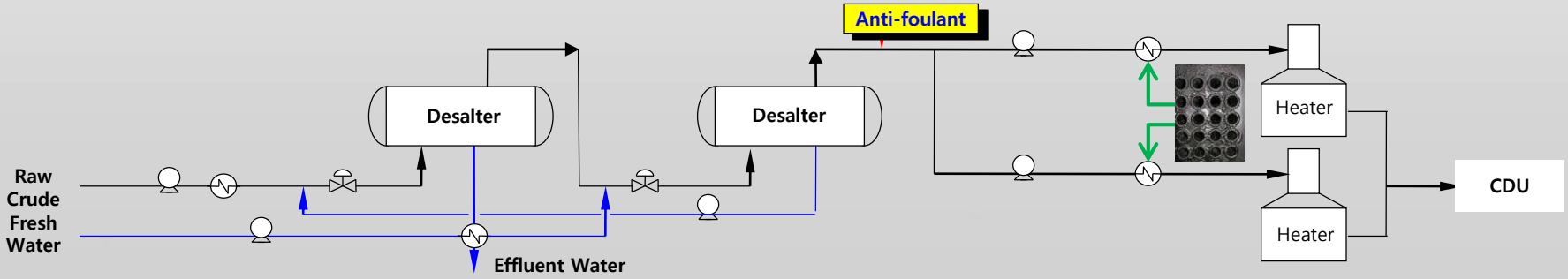
[Effect]
- Loss of heat transfer
- Blocked process pipes
- Under-deposit corrosion, pollution
- Localized hot spots in reactor



Heat Exchanger fouling of CDU

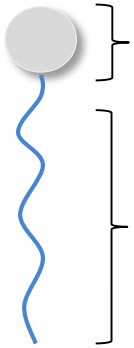
✓ **Cold-train fouling**
: Deposition of insoluble paraffinic HC, coupled with agglomerated inorganic solid
→ It can be improve by pre-remove of wax dispersants, solids, sludge.

✓ **Hot-train fouling**
: The aggregation/deposition of destabilized asphaltene
→ It can be improve by use of anti-foulant additives.



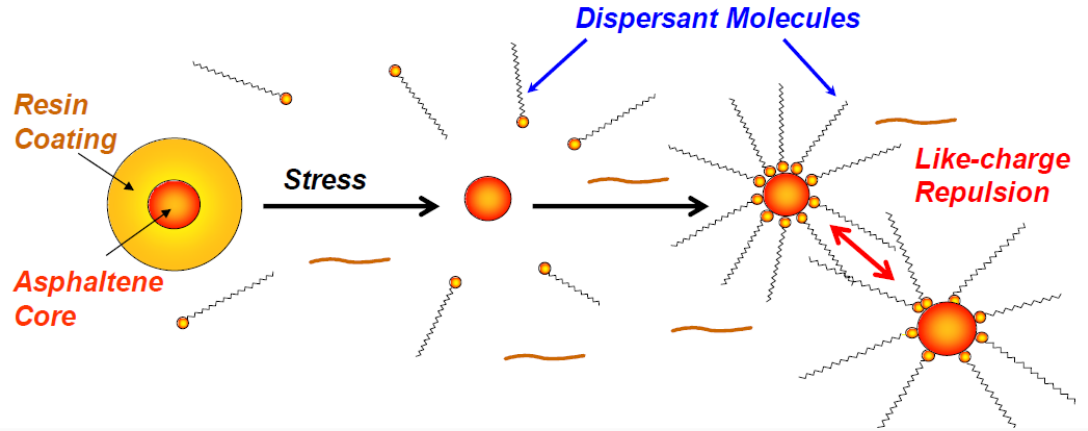
2-1. Improvement of Energy Efficiency

Mechanism of anti-foulant



Functional head
Chemical interaction
(Polarizing, Hydrogen, Ionic)

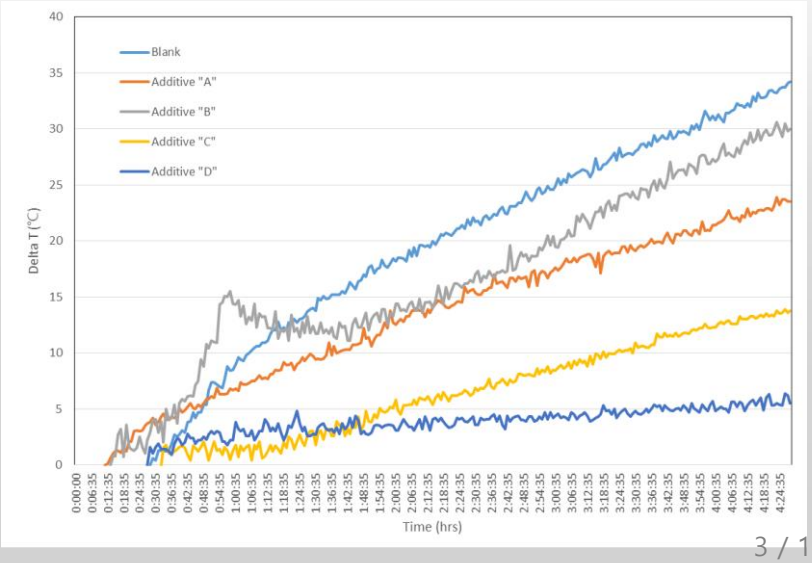
Lipophilic tail
Solubility,
Dispersancy



Improving energy efficiency

✓ Improving energy efficiency through the selecting the optimal anti-foulant additive.





2-2. Development of Eco-friendly Asphalt

❑ Warm Mix Asphalt

Overview



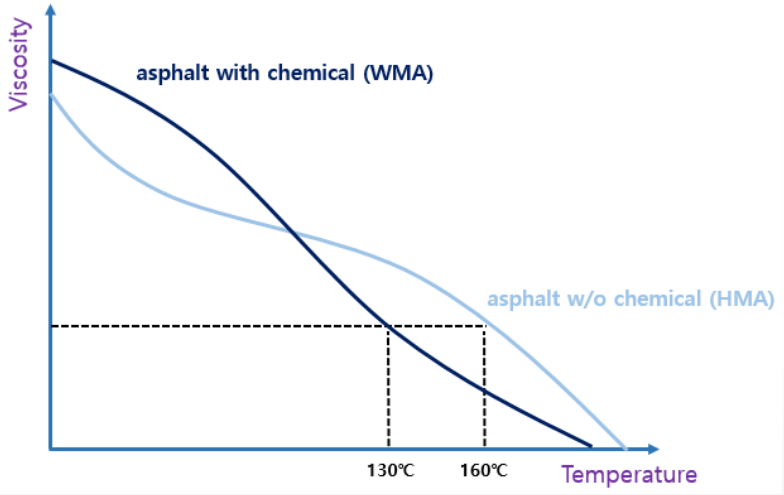
Hot Mix Asphalt
(HMA : AP-5)

\+

Chemical
- Wax
- Fatty Acids



Warm Mix Asphalt
(WMA)



Viscosity of WMA @130℃ ≒ Viscosity of HMA at 160℃
(Similar Workability)

Expected effect



- ✓ About 30℃ Lower Mixing & Paving Temperature
  - → Reduction in Fuel Usage 35% ↓
  - → Decrease of Emission Gases (CO_2 35% ↓, CO 75% ↓, NOx 62% ↓)
  - → Less Smoke and Odor
- ✓ Early Traffic Opening due to Reduced Construction Period 30% ↓
- ✓ Increased Application Period at Cold Season

2-2. Development of Eco-friendly Asphalt

❑ Low Viscosity Asphalt for Recycling of Reclaimed Asphalt Pavement

Overview



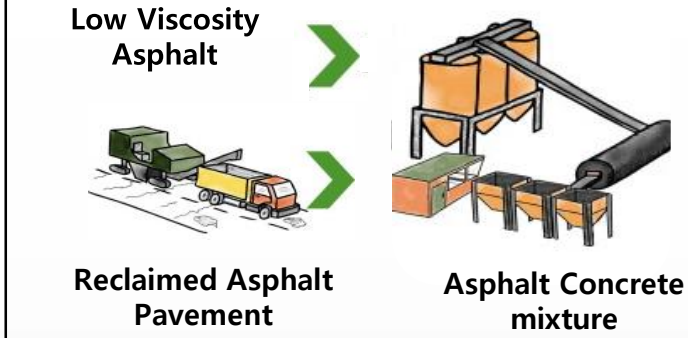
AP-5

\+

Softener
- Vegetable Oil
- Mineral Oil



Low Viscosity Asphalt



Recovering Viscosity of Aged Asphalt included in Reclaimed Asphalt Pavement by Using Low Viscosity Asphalt

Expected effect



✓ Environmental Protection due to Recycling of Construction Waste (Reclaimed Asphalt Pavement) as Aggregate Substitute

→ Public Construction Work : > 40% Use (Mandatory)

2-3. Bio-based chemical : 2,3-Butanediol (BDO)

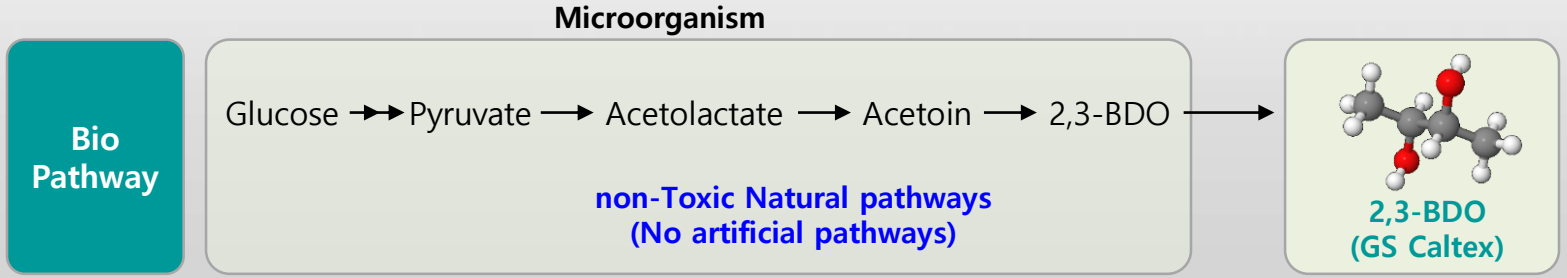
❑ Bio-based Process

- **Simple** (economics ↑), **Eco-friendly** (pressure, temperature, GHG ↓), **Stereoisomer-specific**



❑ 2,3-BDO is only naturally synthesized butanediol

- 1,3-butylene glycol (1,3-BG), 1,4-butanediol (1,4-BDO), and 1,3-propanediol (1,3-PDO) on market are generally produced through artificial pathways or chemical synthesis.



2-3. Bio-based chemical : 2,3-Butanediol (BDO)

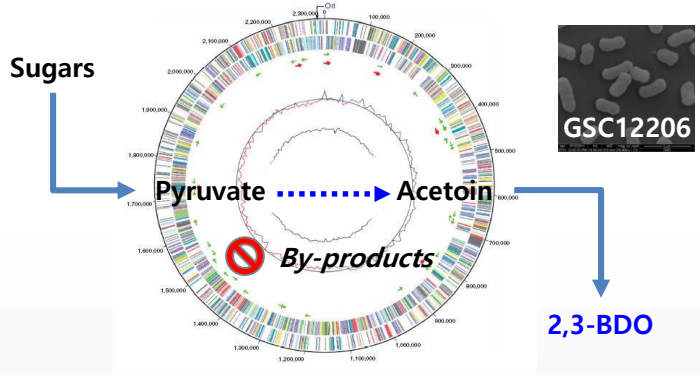
❑ Biomass

- GS Caltex can produce 2,3-BDO using various biomass including cassava, sugarcane, and etc. (GMO-free).



❑ Microorganism (2,3-BDO Producer)

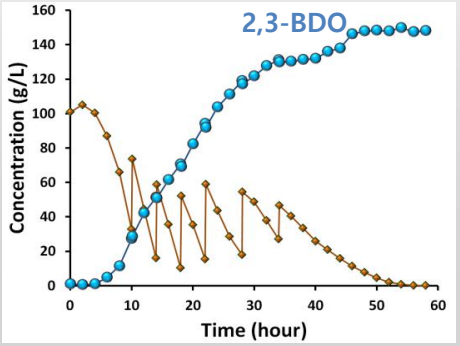
- GS Caltex has isolated and developed 2,3-BDO over-producing microorganisms using various biomass (LMO-free).



❑ Fermentation

- GS Caltex has developed a cost-effective 2,3-BDO fermentation process. The fermentation conditions were also optimized (LMO-free).





15 ton Fermentation Profiles

❑ Separation & Purification

- GS Caltex has developed an eco-friendly 2,3-BDO separation, purification, decolorization, and deodorization process (Toxic Chemical-free).



2-3. Bio-based chemical : 2,3-Butanediol (BDO)

❑ **Application**



2-3. Bio-based chemical : 2,3-Butanediol (BDO)

❑ **Demonstration-scale Plant for 2,3-BDO Production**

- **Mechanical Completion : 2019. 4**
- **Capacity : 300 ton/yr**
- **Location : Gunsan Saemangeum Industrial Complex (25,410 m^2)**

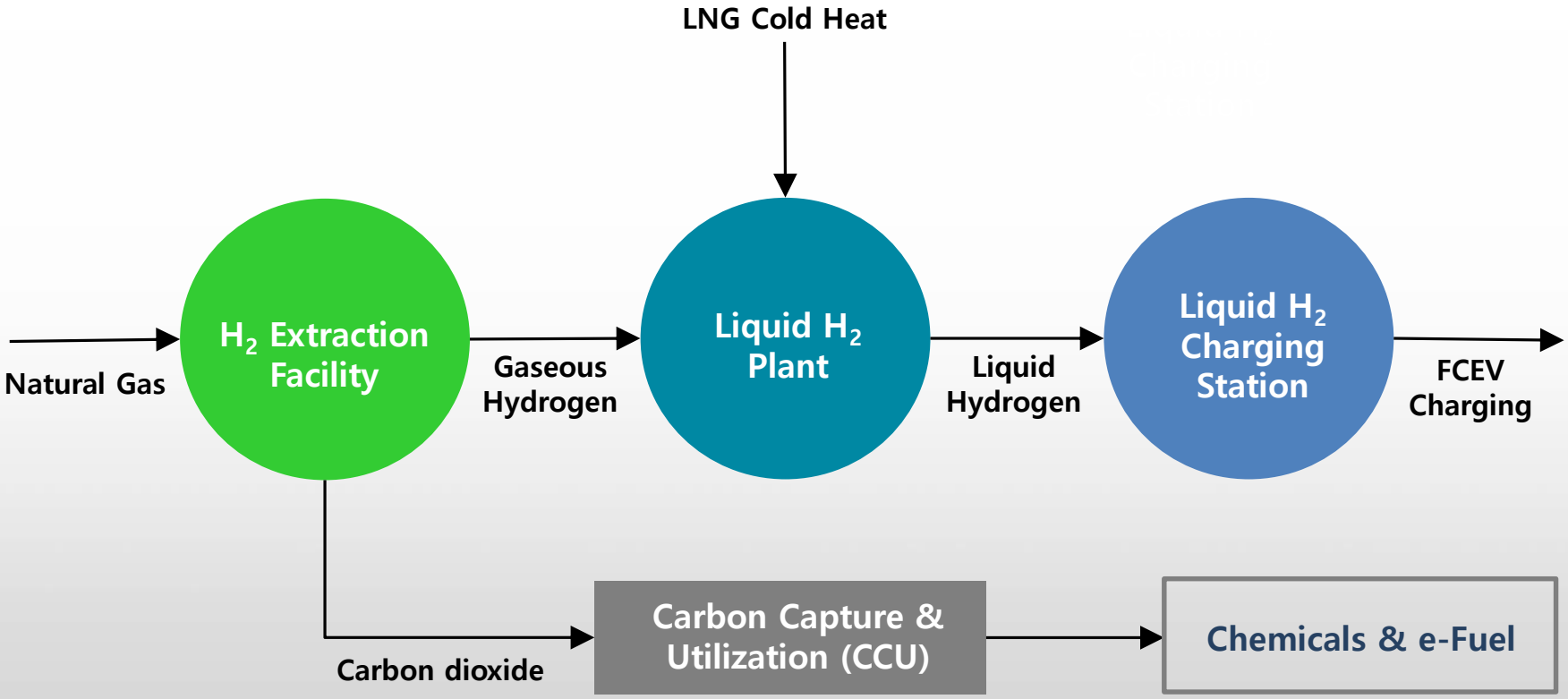
2,3-BDO Demo Plant





2-4. Future Technology : Hydrogen

❑ GS Caltex's Initiative on Hydrogen Economy

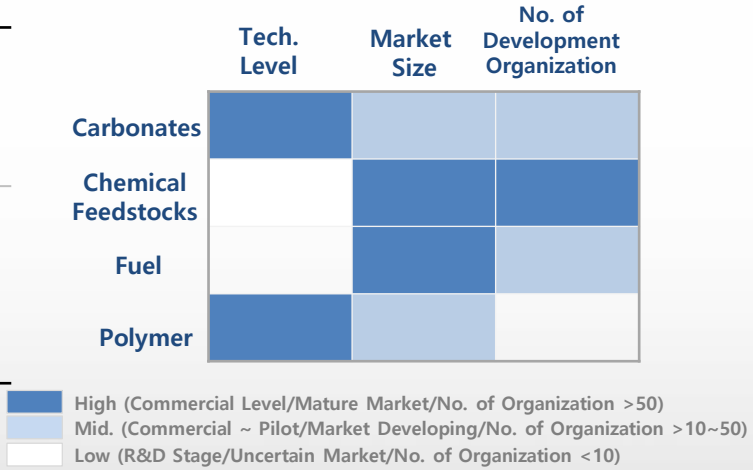


2-4. Future Technology : CCU

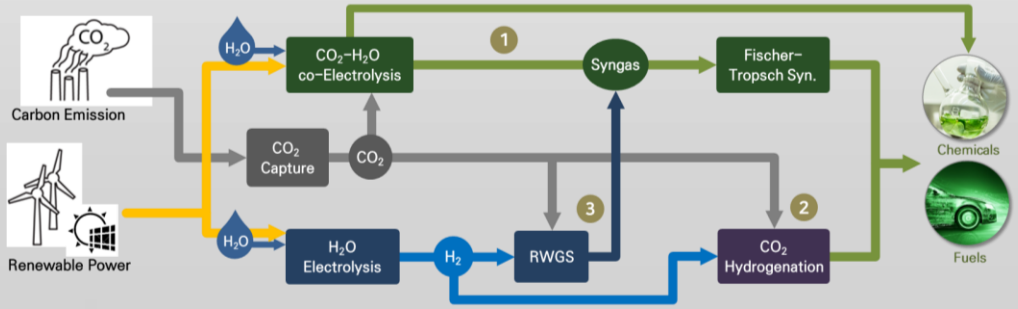
❑ **The transition to a carbon-neutral energy system presents several opportunities for CCU However, "Carbon conversion technology" is still infancy and faces technical and economic barriers.**

- Large-scale CO_2 storage site in domestic is not explored yet, so that CCU technology is more feasible than CCS in Korea.
- CCU technology : CO_2-derived carbonates (mineralization) and polymers present near-, mid-term opportunities, whereas CO_2-derived fuels and chemicals remain long-term, requiring extensive R&D

Near/Mid-Term	▪ **Mineralization / Polymer** + Mature Technology ▪ Issue : Market size (Application) & Price
Long-Term	▪ **Conversion to Fuel & Chemical Feedstocks** + Immature/Challengeable Tech. (Thermodynamic Barrier) + Large Potential ▪ Issue : Low technology readiness level (Cost, Scale-up Issue)



[Example (Long-term R&D) : CO_2 to Chemicals & Fuel]



Electro-chemical Conv.	▪ **No H_2 Required** ▪ **Energy Efficiency ↑** ▪ Need Renewable Energy & Scale-up Tech.
Thermo-catalytic Conv.	▪ **Tech. Level Relatively High** ▪ **Similar to Petrochemical Process** ▪ Need Reducing Agent (ex. H_2, CH_4) ▪ High Operating Cost (Energy)


GS Caltex
energy plus journey

Comprehensive control and recovery technology of VOC in refining and chemical enterprises

Catalogue

Ⅰ. Background of technology research and development

Ⅱ. Introduction of Major Innovation Achievements

Ⅲ. The application effect

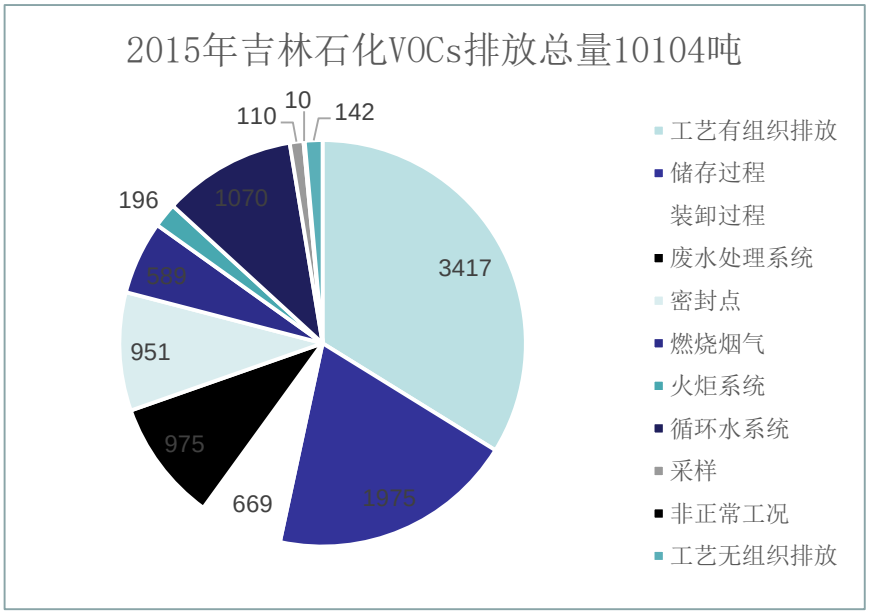
Ⅰ. Background of technology research and development

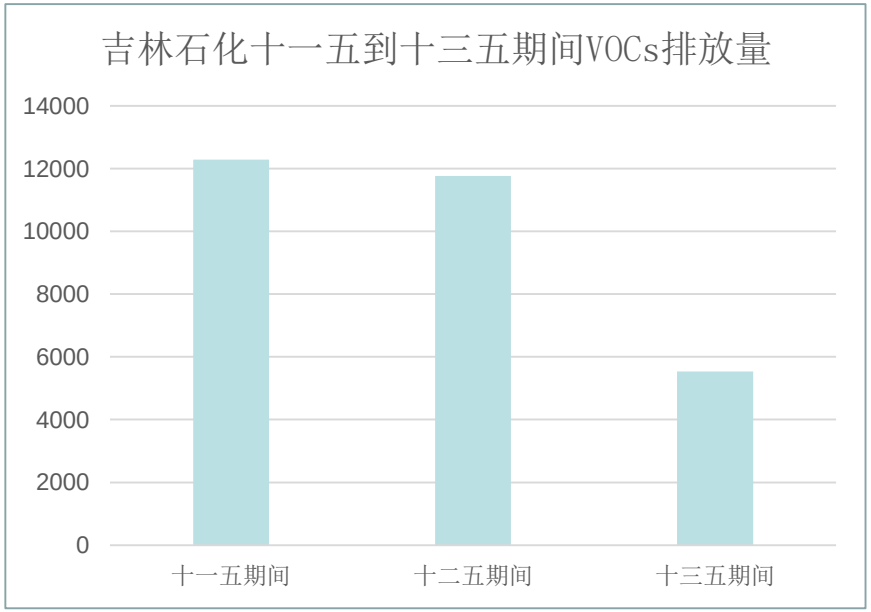
National policy requirements

Since 2015, China has successively issued policies and standards related to VOCs emission reduction in petrochemical industry, which put forward stricter requirements for VOCs emission in petrochemical industry.

Emission status demand

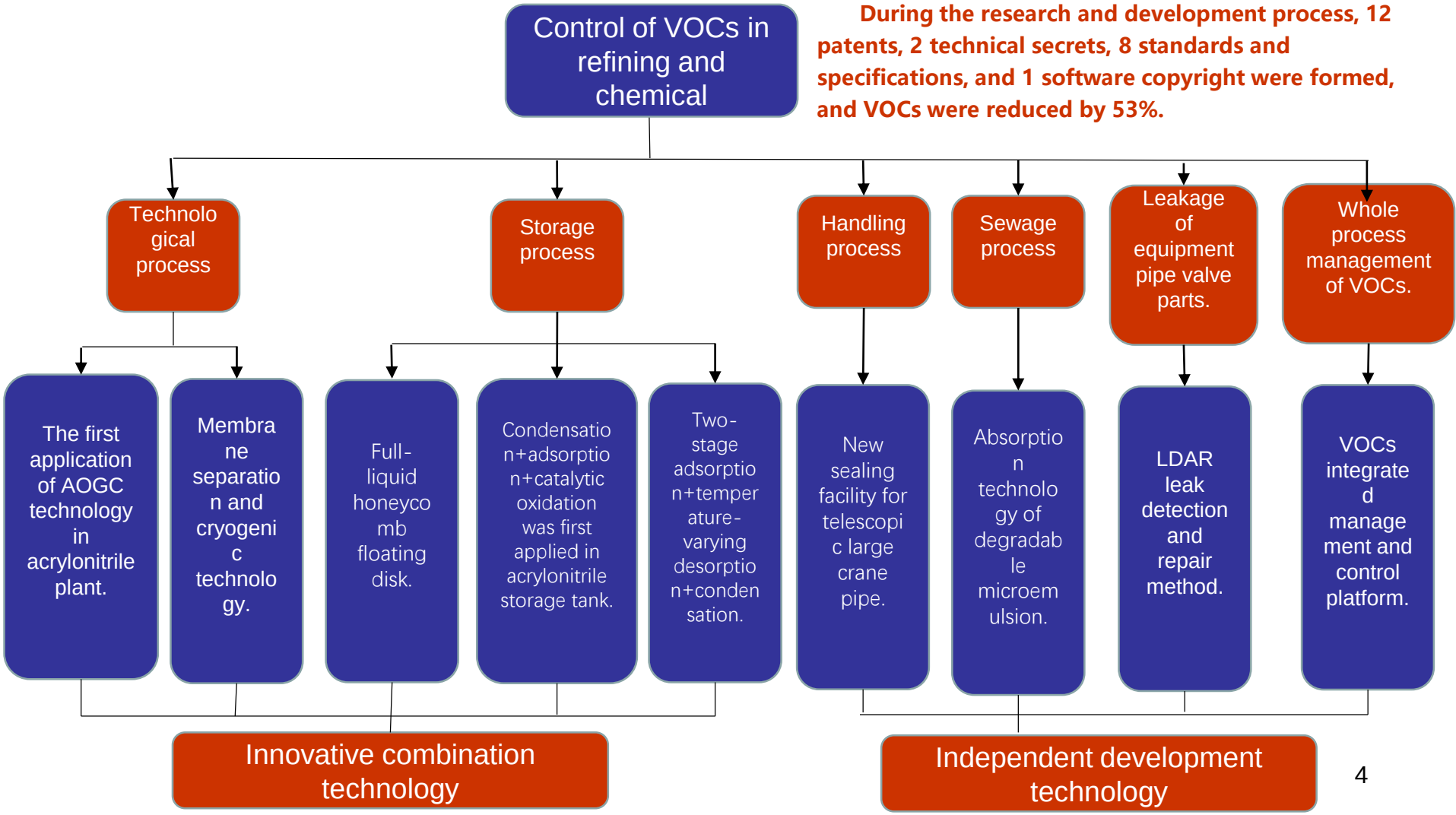
At present, there are 28 refining and chemical enterprises affiliated to CNPC, and it is preliminarily estimated that the total emission of VOCs is 150,000-200,000 t/a, which is large.





Comprehensive control and recovery technology of VOCs in refining and chemical enterprises

During the research and development process, 12 patents, 2 technical secrets, 8 standards and specifications, and 1 software copyright were formed, and VOCs were reduced by 53%.



（I）VOCs management and control platform of Jilin petrochemical company.

1、Technical connotation

Establish an actual operation database of industry emission reduction technology. Enterprises can compare their own technology with the operation cost, investment cost and emission reduction effect of enterprises using this technology in the same industry and all enterprises using this technology, so as to encourage enterprises to improve emission reduction technology.

Provide enterprise pollution source declaration data, monitoring data, spot check data and comparative analysis results of pollutant discharge quantity of various pollution sources in each year in various charts. Used by enterprises to judge the effectiveness of VOCs governance measures and provide enterprises with decisions on VOCs governance;

In case of adverse weather conditions and persistent pollutants exceeding the threshold in the platform forecast, the system can dynamically display the changes of pollution concentration evolution and pollution source through the platform, combined with radar impact scanning and GIS, and put forward the pollution control objectives and directions through pollution scenario analysis. At the same time, the warning prompt information can be pushed to the main relevant management personnel.

（Ⅰ）VOCs management and control platform of Jilin petrochemical company.

2、Benchmarking of key technologies at home and abroad

Main economic and technical indicators		This technology	Domestic technical level	International technical level	Technical benchmarking
Technical indicators	Comprehensive management and control platform of VOCs in refining and chemical enterprises	The comprehensive management and control technology of VOCs can realize the full-scale quantitative management and control of VOCs, find out the leakage sources of VOCs optimally and effectively, and provide the optimal control and treatment technology of VOCs. After the repair and remediation meet the standards, the leakage and emission of VOCs can be effectively controlled, which can not only meet the requirements of national policies and regulations, but also ensure safety and reduce the material consumption of enterprises through early warning.And has higher environmental and economic benefits.	At present, the informatization construction of VOCs management and control in China is only a single declaration, and the remote platform management and control of full-caliber VOCs in refining and chemical enterprises is a mode not available in China at present.	The United States and the European Union have formed a complete VOCs control system; Make full use of information technology: the reporting, auditing and exchange of environmental data are carried out through specific software and specific network.	Technology is at the leading level in China, which is equivalent to the international similar technology level.

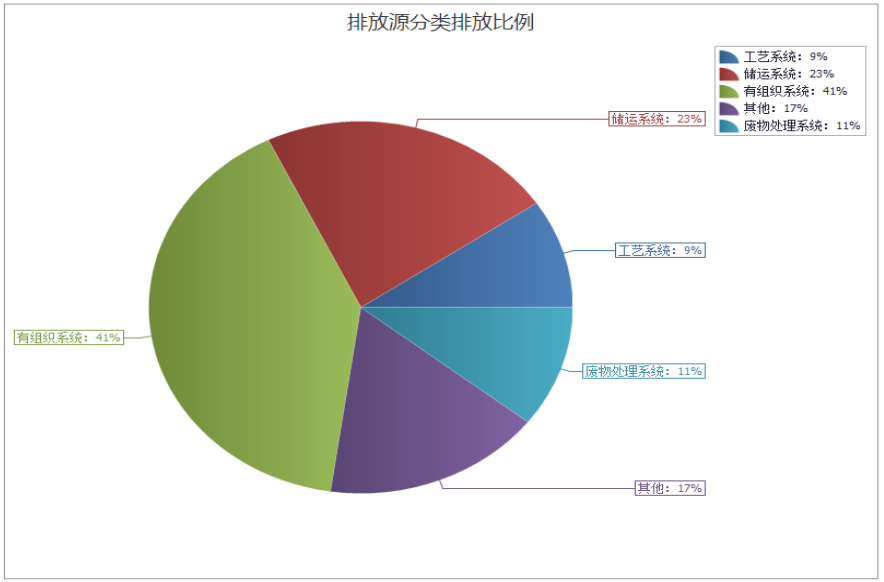
(一) VOCs management and control platform of Jilin petrochemical company

4、Stage progress and application effect

The VOCs management and control platform of Jilin Petrochemical Company has been running smoothly since its establishment. EXP: According to the requirements of the national petrochemical enterprise LDAR LDAR Guide, Jilin Petrochemical Company established the LDAR ldar system for the first time in 2017, and conducted quarterly/semi-annual inspection on the static and dynamic sealing points (valves, valves, compressors, etc.) of equipment. By 2018, it had completed 12 rounds of routine LDAR leakage, inspection and repair work.



排放源I类	排放源II类	2014	2015	2016	2017	2018	2019	总计
储运系统	储罐	1,858.34	1,975.37	1,931.56	1,742.73	1,157.61		8,665.61
	装卸车	527.22	668.96	860.82	552.20	98.80		2,708.00
储运系统合计		2,385.55	2,644.33	2,792.38	2,294.93	1,256.41		11,373.60
废物处理系统	废水	1,241.02	974.83	1,003.94	1,144.09	922.97		5,286.85
工艺系统	密封点	1,168.90	1,166.75	1,163.20	752.07	437.44	50.82	4,739.17
其他	采样	108.85	110.81	113.00	107.15	112.32		552.13
	火炬	295.83	196.92	294.40	292.28	10.61		1,090.04
	检维修	10.08	10.01	10.17		7.89		38.15
	无组织	168.00	142.11	170.53	170.53	170.53		821.69
	循环水	1,169.02	1,070.79	1,207.54	1,190.61	1,233.39		5,871.34
其他合计		1,751.78	1,530.63	1,795.64	1,760.57	1,534.74		8,373.34
有组织系统	燃烧	644.60	589.25	914.64	1,088.83	787.80		4,025.11
	有组织	4,794.20	3,416.69	4,828.18	2,376.68	831.49		16,247.25
有组织系统合计		5,438.80	4,005.94	5,742.82	3,465.51	1,619.29		20,272.36
总计		11,986.05	10,322.48	12,497.97	9,417.16	5,770.85	50.82	50,045.33



(二) Control technology of VOCs leakage from equipment and pipe valves

1. technical introduction

Technical connotation:

LDAR ldar is a systematic project to control material leakage in the whole process of industrial production. Through fixed or mobile detection instruments, quantitatively detect or inspect the sealing points of valves in production devices which are prone to VOCs leakage, and take effective measures to repair the leakage points within a certain period of time, so as to control the leakage loss of materials and reduce the pollution to the environment.

(二) Control technology of VOCs leakage from equipment and pipe valves

3、Horizontal benchmarking of technical level

Main economic and technical indicators	Main economic and technical indicators	Domestic technical level	International technical level	benchmarking
Control technology of VOCs leakage from equipment and pipe valves	LDAR program ldar	The LDAR system is still in the pilot stage, and the related implementation work has not been fully pushed forward.	Mature and universal technology, the United States has implemented the control strategy of "Leak Detection and Maintenance (LDAR) Plan" for this part of emissions.	Domestic leading

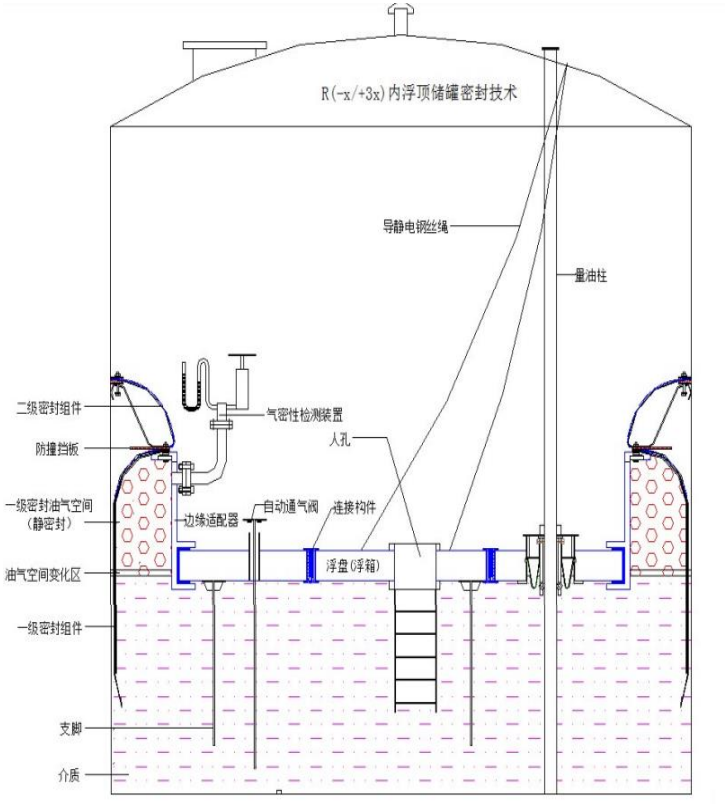
(三) Integrated technology of VOCs control and recovery in the process system of refining and chemical enterprises

	Technical name	Before tackling key technical problems	Stage technology increment	Technology maturity
Integrated technology of VOCs control and recovery in refinery process system	Condensation+incineration technology	The hexane content in the tail gas of ethylene propylene rubber C unit is 50,000 mg/m^3, which is directly sent to the torch for burning, thus wasting resources.	After being condensed and recovered, the hexane content is less than 150mg/m^3 and then sent to the torch for burning, reaching the discharge standard.	Grade 8
	Recovery technology of unpowered mixed hydrocarbon from membrane tail gas	The tail gas of low density polyethylene unit contains 4-6% butene and 3-4% pentane oil which cannot be recovered, and the emission of VOCs cannot meet the requirements of the new standard.	After recovering unpowered mixed hydrocarbon from membrane tail gas, the recovery rate of butene -1 and pentane oil is 95%. Tail gas is discharged up to standard.	
	AOGC technology	The emission of non-methane total hydrocarbon 13514mg/Nm^3, and acrylonitrile 16.79mg/Nm^3, in the tail gas of the absorption tower of the acrylonitrile unit is not up to standard.	After AOGC treatment, the total non-methane hydrocarbons are less than 120mg/Nm^3 and acrylonitrile is less than 0.5mg/Nm^3, which meet the requirements of emission standards.	

(四) VOCs control technology of storage system in refining and chemical enterprises-transformation technology of full-liquid honeycomb floating plate.

1. technical introduction and progress

Technical connotation: the product dome tank is changed into a floating roof tank, the Oneseal floating roof tank sealing system is adopted, and the tank is reconstructed with a honeycomb floating plate with full contact with liquid, so that the repair and detection of VOCs leakage in the tank is less than 2000 μmol/mol. Different from the pontoon type aluminum floating disk structure, the full-liquid-contact honeycomb inner floating disk body and peripheral seal are all in the form of full-liquid-contact technology.Attachments such as module joints, column passes, sampling holes, etc. can prevent oil and gas from volatilizing and escaping to the surface of floating plate.



(四) VOCs control technology of storage system in refining and chemical enterprises-transformation technology of full-liquid honeycomb floating plate

2、Longitudinal benchmarking of technical level

Technical name	Before tackling key problems	Stage technology increment (after tackling the problem)	Technology maturity
Reconstruction technology of full-liquid honeycomb floating disk	There is a volatile space at the bottom of the pontoon floating plate, which is easy to be deformed and damaged, the sealing effect of the floating plate is not good, and VOCs are volatile. Before the benzene storage tank V-8301A was changed into a full-liquid internal floating tray, the detected benzene was 278ppm, and the total non-methane hydrocarbon was 12500ppm.	The oil and gas space is eliminated by adopting the full-liquid-contact floating plate technology, and the volatilization of oil and gas is effectively blocked. It adopts full contact airtight primary and secondary edge sealing technology and is made of all metal, which has long service life and good sealing effect. It solves the problem of oil inlet of the capsule seal and eliminates the potential safety hazard of seal removal. Transformation: benzene 0.05mg/m^3、, non-methane total hydrocarbon 0.2mg/m^3.	Grade 8

(四) VOCs control technology of storage system in refining and chemical enterprises-transformation technology of full-liquid honeycomb floating plate.

3、Horizontal benchmarking of technical level

Main economic and technical indicators		This technology	Domestic technical level	International technical level	Technical benchmarking
Reconstruction technology of full-liquid honeycomb floating disk	Removal rate of non-methane total hydrocarbons	≥95%	The discharge value of storage tanks with unorganized discharge is required, and the floating roof tanks are required to be installed and sealed tightly, but the concept of tightness is not clearly explained.	In the United States and Europe, the sealing index of floating roof tanks is to reduce emissions by 90%-98% (different years) compared with vault tanks.	Technology is at the leading level in China, which is equivalent to the international advanced level

(四) VOCs control technology of storage system in refining and chemical enterprises-integrated technology of condensation+adsorption+catalytic oxidation

1、Technical introduction and progress

Technical connotation: the combined process of condensation+adsorption+catalytic oxidation: acrylonitrile tail gas first enters the condensation system, condensing most acrylonitrile and other substances, which not only can recover materials as much as possible, but also greatly reduces the adsorption load and the filling amount of adsorbents; The adsorption process can further reduce the concentration of acrylonitrile,Avoid excessive nitrogen oxides after catalytic oxidation; The terminal catalytic oxidation process is adopted, aiming at the fact that the traditional technology cannot meet the requirement of acrylonitrile emission concentration ≤ 0.5 mg/m, so that the emission index of acrylonitrile meets the existing standard, and the flue gas after catalytic oxidation can completely meet the national emission index of nitrogen oxides.

(四) VOCs control technology of storage system in refining and chemical enterprises-integrated technology of condensation+adsorption+catalytic oxidation

2、Horizontal benchmarking of technical level

Economic and technical indicators		This technology	Domestic technical level	International technical level	Technical benchmarking
Treatment technology of VOCs in nitrile tank	Nox Acrylonitrile NOx	$<0.5mg/m^3$ $<100mg/m^3$	Exhaust gas from acrylonitrile storage tank is not collected and treated	Exhaust gas from acrylonitrile storage tank is not collected and treated	Technology is at the leading level in China

(四) VOCs control technology of storage system in refining and chemical enterprises-two-stage adsorption+temperature-changing desorption+cooling recovery technology

1、Technical introduction and progress

Technical connotation: Exhaled gas discharged from benzene storage tank enters through booster fan and is directly discharged after passing through first-stage adsorption tank and second-stage adsorption tank. The adsorption tank is regenerated by heating with hot nitrogen and desorbing at variable temperature. The desorbed mixture of nitrogen and benzene enters the condenser for cooling and liquefaction, and the cooled gas continues to enter the inlet of induced draft fan.

(四) VOCs control technology of storage system in refining and chemical enterprises-two-stage adsorption+temperature-changing desorption+cooling recovery technology

2、Horizontal benchmarking of technical level

Main economic and technical indicators		This technology	Domestic technical level	Technical benchmarking
Exhaled gas treatment technology of benzene storage tank	benzene	≤4mg/m^3	≤12mg/m^3	Domestic leading
	Service life of adsorbent	≥5 years	≤3 years	Domestic leading

(五) VOCs control technology of loading and unloading system in refining and chemical enterprises-telescopic large crane pipe sealer, condensation (shallow cooling -75℃)+ adsorption combined technology

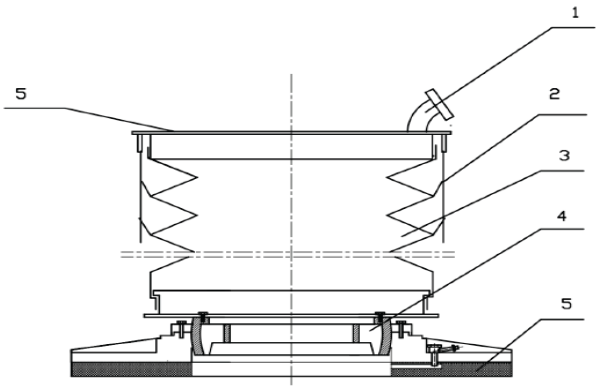
1、Technical introduction and progress

Technical connotation:

Combined technology of telescopic large crane pipe sealer, condensation (shallow cooling -75℃)+ adsorption in train loading facilities.

1) telescopic large crane pipe sealer.

The large crane pipe sealer adopts the telescopic bag-type self-balancing structure, which realizes the self-balancing of the pressure on the upper and lower sides of the sealing cover, reduces the dead weight of the sealer on the premise of ensuring sealing, and is convenient for operation. See the following figure for the specific structural diagram.

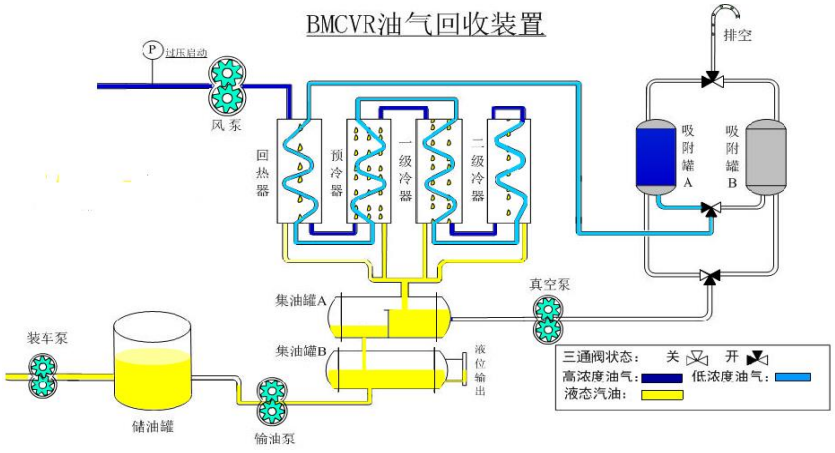


1）油气排放组件　2）静电绳　3）平衡器组件　4）水平调节器组件

5）密封盖组合件（上下）

(五) VOCs control technology of loading and unloading system in refining and chemical enterprises-telescopic large crane pipe sealer, condensation (shallow cooling -75℃)+ adsorption combined technology.

Technical connotation: Oil and gas treatment facility with combination technology of condensation (shallow cooling-75℃) and adsorption: The high-concentration oil and gas discharged from train loading enters the first-stage condenser through booster fan, and cools the oil and gas to 5℃ to remove water from the oil and gas; The remaining oil and gas are cooled to -75℃ by secondary and tertiary condensers, and C3+ components in the oil and gas are condensed and liquefied. The low-concentration oil and gas after three-stage condensation is reheated,Enter the adsorption unit for adsorption and purification, and discharge after reaching the standard.





(五) VOCs control technology of loading and unloading system in refining and chemical enterprises-telescopic large crane pipe sealer, condensation (shallow cooling -75℃)+ adsorption combined technology

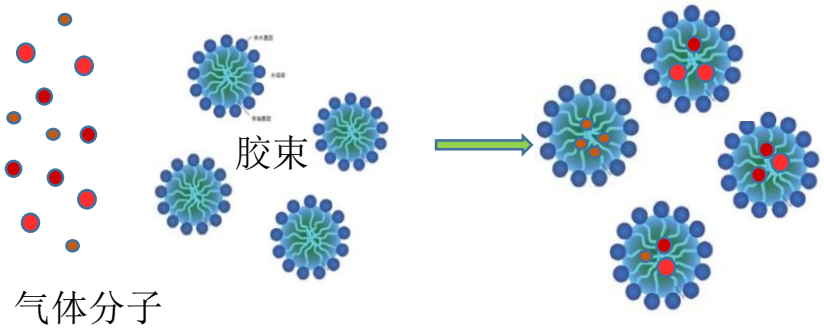
2、Horizontal benchmarking of technical level

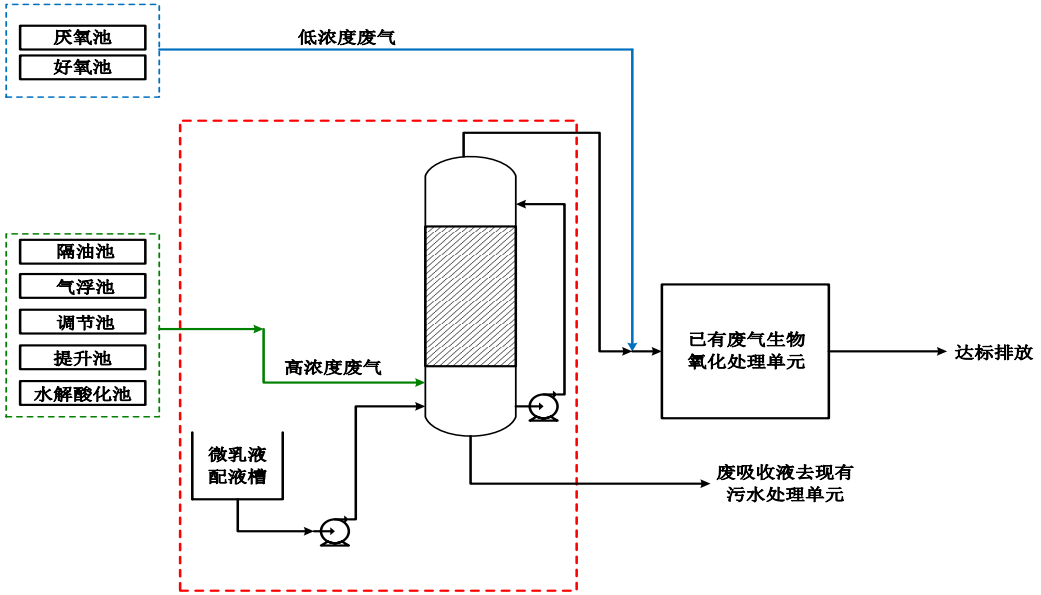
Main economic and technical indicators		This technology	Domestic technical level	Technical benchmarking
Oil and gas treatment facilities	non methane hydrocarbon	The removal rate is ≥97%	The removal rate is ≥97%	Considerably
Telescopic large crane pipe sealer	Leakage rate	0%	There are a lot of leaks	Domestic leading

(六) DMA pretreatment technology for hydrocarbon-containing malodorous gas in refinery sewage field

1. technical connotation:

According to the characteristics of hydrocarbon-containing malodorous gas in refinery wastewater treatment plant, which contains VOCs, malodorous substances and water, a degradable microemulsion absorption (DMA) technology has been developed, which can effectively pretreat high-concentration hydrocarbon-containing malodorous gas in wastewater treatment plant, and has the characteristics of high VOCs absorption rate, strong impact resistance and no secondary pollution.At the same time, it can be organically combined with the existing biological oxidation unit of waste gas in the sewage field, so as to realize the stable discharge of waste gas outside the sewage field.





(六) DMA pretreatment technology for hydrocarbon-containing malodorous gas in refinery sewage field

2、Benchmarking of key technologies at home and abroad

Main economic and technical indicators		This technology	Domestic technical level	International technical level	Technical benchmarking
Technical indicators	Removal rate of non-methane total hydrocarbons	Microemulsion absorption (DMA) technology 65-75%	Activated carbon adsorption technology needs frequent adsorption-regeneration treatment, and the non-condensable gas generated in the regeneration process accumulates continuously in the system, which is easy to cause excessive discharge.	Catalytic incineration technology can oxidize and degrade more than 90% of VOCs in waste gas, but there are some problems, such as catalyst poisoning, high investment and operation cost, potential explosion safety hazard and so on.	Domestic leading

(六) DMA pretreatment technology for hydrocarbon-containing malodorous gas in refinery sewage field

4、Stage progress and application effect:

Industrial application of 32000 m^3/h hydrocarbon-containing malodorous gas pretreatment in wastewater treatment plant of Changqing Petrochemical Company.

Completed the project feasibility study in April 2016;

Completed the basic design of the project in September 2016;

In July 2017, the device was completed in CCCC;

In August 2017, the device was successfully put into operation once;

In November 2017, the calibration of the device under the third-party inspection was completed, and the absorption rate of non-methane total hydrocarbons, benzene, toluene and xylene in the exhaust gas was 65-75%;

From November, 2018 to now, the plant has been running stably, with an annual emission reduction of about 120 tons of VOCs.



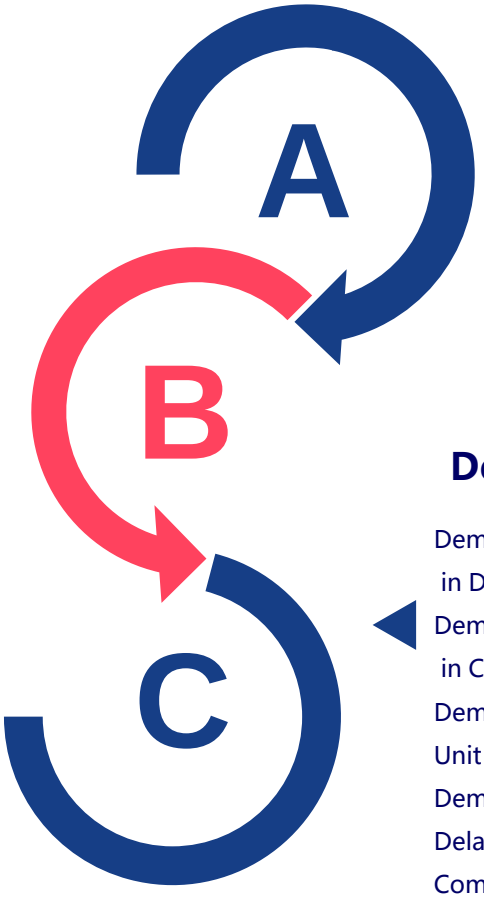
Industrial Application Device of Changqing Petrochemical Company

III. The application effect

Application effect

Jilin Petrochemical Comprehensive Demonstration Zone

Acrylonitrile absorber tail gas.
Unpowered recovery of polyethylene tail gas.
Reconstruction of floating plate of storage tank.
Tail gas recovery of ethylene propylene rubber C unit.
VOCs control of leakage of equipment and pipe valves.
Treatment of VOCs in acrylonitrile tank farm.



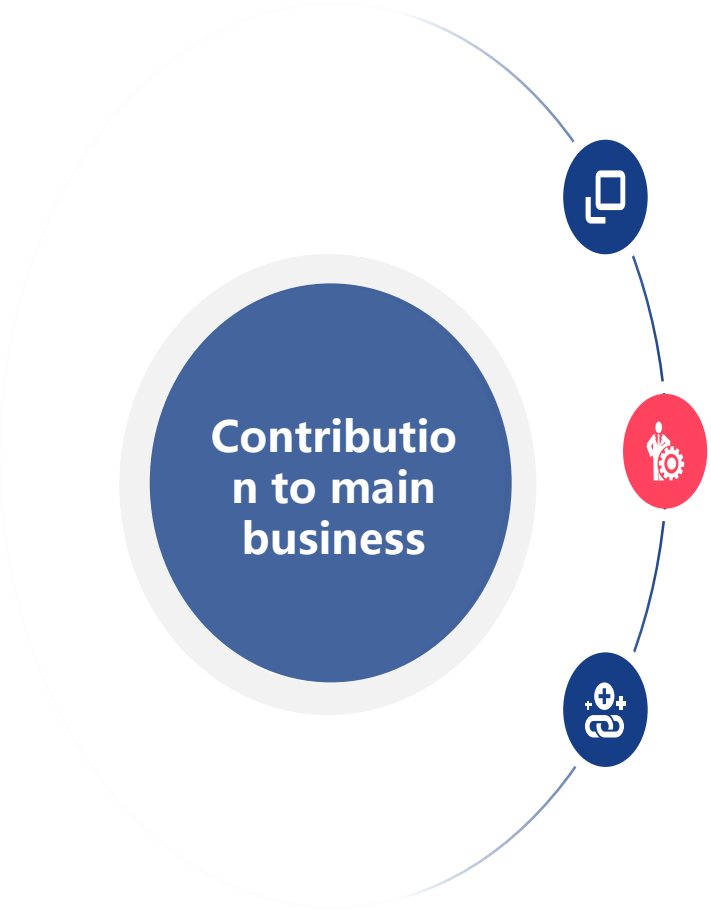
VOCs integrated management and control platform

Jilin petrifaction VOCs comprehensive management and control platform.
Dagang petrochemical VOCs integrated management and control platform
Ningxia petrifaction VOCs comprehensive management and control platform

Demonstration projects in other regions

Demonstration project of tail gas extraction of sulfur recovery unit in Dushanzi Petrochemical Company.
Demonstration project of malodorous gas treatment up to standard in Changqing Petrochemical Wastewater Treatment Plant.
Demonstration Project of VOCs Treatment in Acid Water Stripping Unit of Dagang Petrochemical Company.
Demonstration Project of VOCs Treatment in Yunnan Petrochemical Delayed Coking Unit.
Comprehensive treatment demonstration project of VOCs emission reduction in Golmud refinery.

III. The application effect



◆ **Jilin Petrochemical VOCs Comprehensive Control Demonstration Zone**

From 2016 to 2020, VOC emissions decreased from 11,770 tons to 5,537 tons, with an emission reduction rate of 53%, a cumulative emission reduction of 14,724 tons, and material recovery of 3,898 tons, creating direct economic benefits of 41.142 million yuan.

◆ **Demonstration project of tail gas treatment of 50,000 tons/year sulfur recovery unit**

The accumulative emission reduction of SO2 is 90 tons, and the economic benefit is 3.182 million yuan.

◆ **Social benefit**

Solve the VOC emission standard and total emission reduction in refining and chemical enterprises, eliminate the hidden dangers brought by VOC leakage to the safety production of refining and chemical enterprises, minimize environmental pollution, provide strong technical support for the green sustainable development of CNPC, highly reflect the social responsibility of central enterprises, and practice the concept of green development in China.

Application prospect

Jilin Petrochemical VOCs Comprehensive Control Demonstration Zone has not only made great contributions to the company's VOCs emission reduction, but also many technologies have been applied in Golmud Refinery, Changqing Petrochemical, Yunnan Petrochemical and Dagang Petrochemical successively, with remarkable technical and economic effects, which can be popularized and applied to other refining and chemical enterprises of CNPC, and play a demonstration role in establishing the whole process control system of VOCs for refining and chemical enterprises.

Thank you

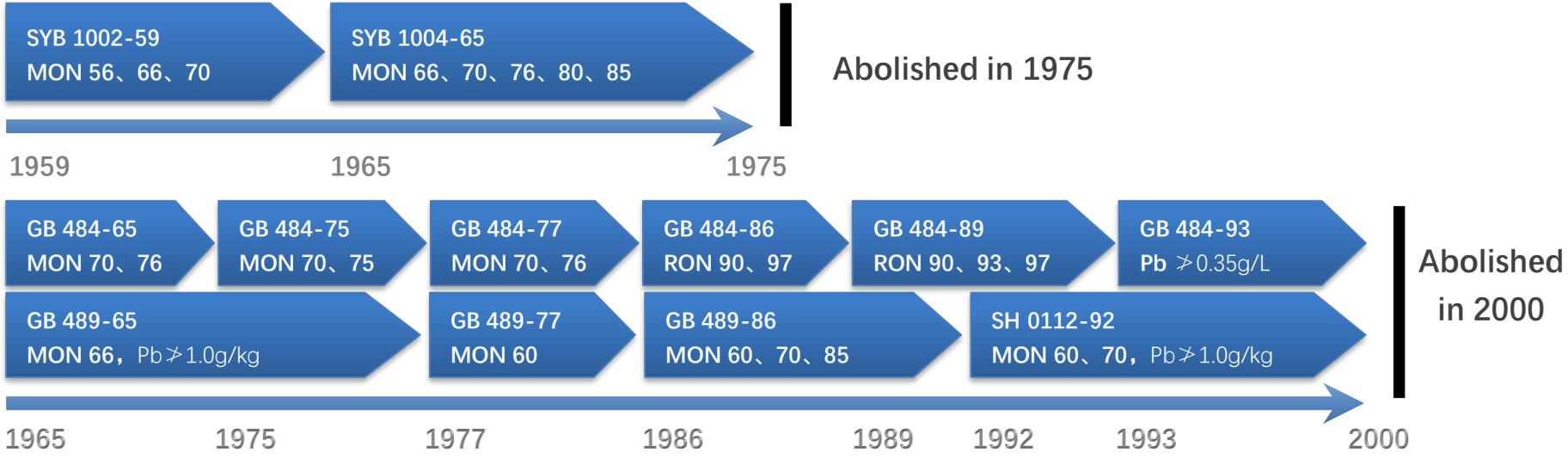
中国石化
SINOPEC

Development and decarbonization history of gasoline standards of China

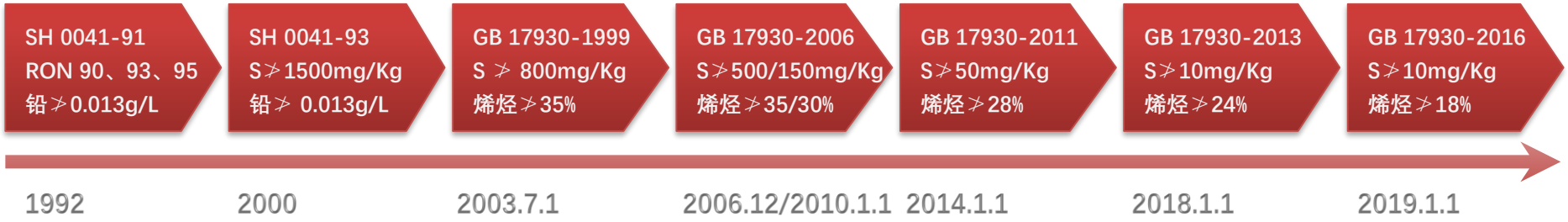
GUO XIN

Research Institute of Petroleum Processing
SINOPEC

The process of upgrading



The evolution of the national standard of leaded gasoline for motor vehicles



The evolution of the national standard of unleaded gasoline for motor vehicles

E1C

车用乙醇汽油将在全国推广 2020年基本实现全覆盖

国家发展改革委、国家能源局等多个部门近日联合印发
《关于扩大生物燃料乙醇生产和推广使用车用乙醇汽油的实施方案》
明确在全国范围内推广使用车用乙醇汽油，到2020年基本实现全覆盖



国家能源局科技司有关负责人表示

生物燃料乙醇以其具有的

可再生　环境友好　技术成熟　使用方便　易于推广

等综合优势 ⇨ 成为替代化石燃料的理想汽油组分

据不完全统计

- 已有超过40个国家和地区推广生物燃料乙醇和车用乙醇汽油
- 年消费乙醇汽油约6亿吨
- 占世界汽油总消费的60%左右

截至目前

我国生物燃料乙醇年消费量近260万吨
产业规模居世界第三位

全国已有11个省区试点推广乙醇汽油
乙醇汽油消费量已占同期全国汽油消费总量的1/5

方案提出，到2020年

- 先进生物液体燃料创新体系初步构建
- 纤维素燃料乙醇5万吨级装置实现示范运行
- 生物燃料乙醇产业发展整体达到国际先进水平

新华社发（大巢制图）

E10 ethanol gasoline program

- 12 provinces or local cities in use from 2002, accounted for 1/4 of the total amount of gasoline consumption during the same period.
- 11 designated enterprises to produce fuel ethanol, with a total production capacity of 3.8 million tons/year in 2020.
- Plan in 2017:
  - By 2018, Beijing, Tianjin and Hebei, Yangtze River delta, Pearl River Delta.
  - By 2019, the above areas are to be fully covered.
  - By 2020, whole mainland China, except Xinjiang, Tibet and Qinghai, is to be fully covered.



E10 ethanol gasoline implementation

【2018】

- Tianjin, from Sep.30th, 2018
- Henan province, from July 1st, 2018
- Guangxi province，from Sep.30th ,2018
- Expanding the use of ethanol gasoline, prepare to further promote it in Beijing, Tianjin, Hebei and other 15 provinces.

E10 ethanol gasoline implementation

【2019-2020】

- Taiyuan，Yangquan，Changzhi and Jincheng in Shanxi province, from Feb.27th,2019
- Chengde, Zhangjiakou, Tangshan, Qinhuangdao and Langfang in Hebei province, from Jun 1st. 2019
- Jinan, Zaozhuang, Taian, Jining, Linyi, Dezhou, Liaocheng and Heze in Shandong province from Oct 1st 2019, and Qingdao, Zibo, Dongying, Yantai, Weifang, Weihai, Rizhao and Binzhou from Jan 1st,2020.
- By the end of 2019, 14 provinces and regions use ethanol gasoline: Heilongjiang, Jilin, Liaoning, Henan, Anhui, Guangxi, all of Tianjin; and nearly 50 cities in Hebei, Shandong, Shanxi, Jiangsu, Inner Mongolia, Hubei, and Guangdong.

E10 ethanol gasoline implementation

- Energy Law of the People's Republic of China solicited public opinions in 2020.
- Domestic-based, green, low-carbon and innovation-driven energy development strategy, and build a clean, low-carbon, safe and energy efficient system.
- Give priority to the development of renewable energy.
- On June 5, 2020, the Energy Bureau issued the Guidance on Energy Work in 2020 to improve the fuel ethanol policy system, and steadily expand the production of biofuel ethanol and the promotion of the use of ethanol gasoline for vehicles.

Production of biomass ethanol



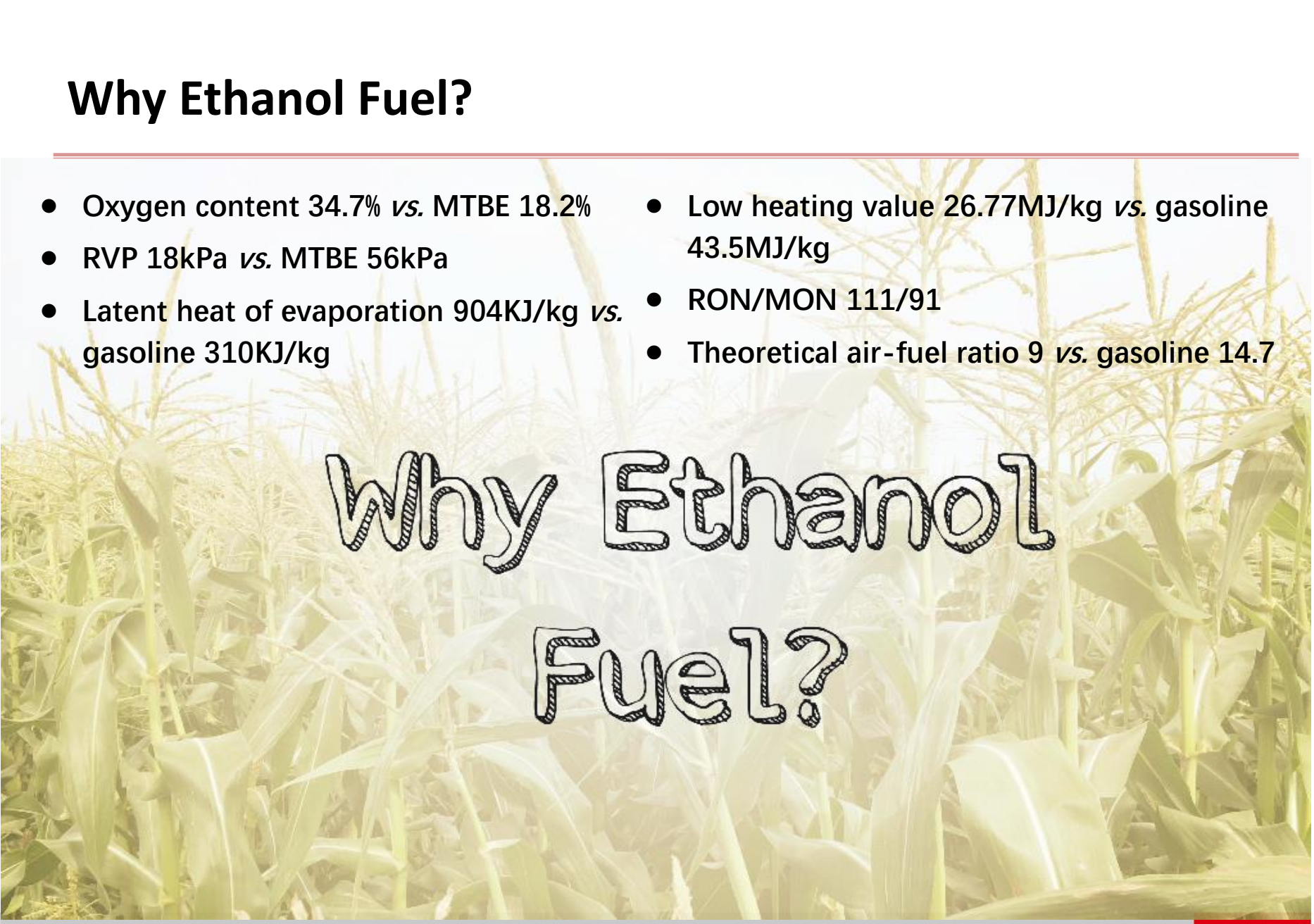
Production of biomass ethanol

Expected goals of cellulosic ethanol

- To achieve demonstration operation of a 50,000-ton cellulosic fuel ethanol plant in 2020.
- Strive to achieve large-scale production in 2025.
- In 2025, the advanced bio-liquid fuel technology, equipment and industry as a whole reach the international leading level.

Why Ethanol Fuel?

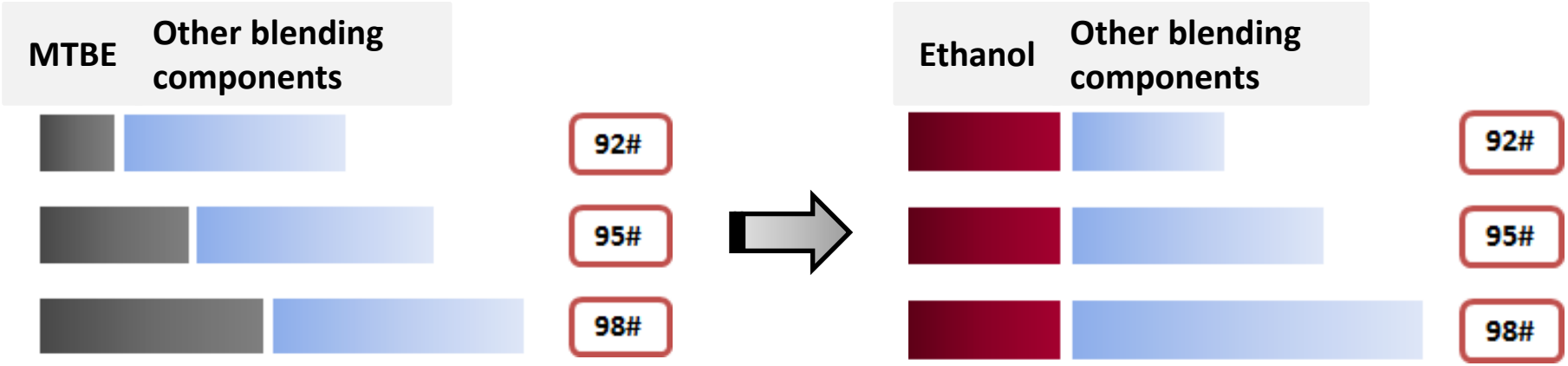
- Oxygen content 34.7% *vs.* MTBE 18.2%
- RVP 18kPa *vs.* MTBE 56kPa
- Latent heat of evaporation 904KJ/kg *vs.* gasoline 310KJ/kg
- Low heating value 26.77MJ/kg *vs.* gasoline 43.5MJ/kg
- RON/MON 111/91
- Theoretical air-fuel ratio 9 *vs.* gasoline 14.7



Impact on the gasoline pool

Effect on octane number and octane distribution of gasoline pool

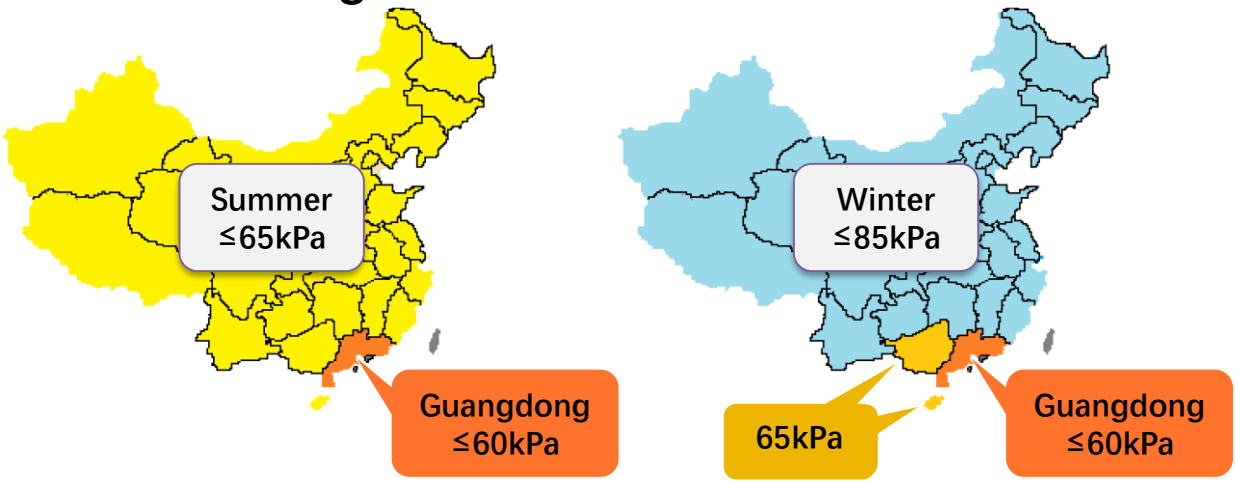
- Due to the restrictions of both octane number and vapor pressure, it may cause uneven octane distribution of different grades of blending fuels.



Impact on the gasoline pool

Effect on vapor pressure and distillation distribution in gasoline pools

- Other oxygenated compounds cannot be added after the blending of ethanol with gasoline, therefore MTBE is unavailable as a dual means of regulating octane number and vapor pressure.
- Ethanol has high evaporation latent heat and low heat value, it's easy to form a co-boiling mixture with the light end components of the gasoline pool, resulting in an increase of 5-7kPa to the gasoline vapor pressure on the original basis.



Impact on the gasoline pool

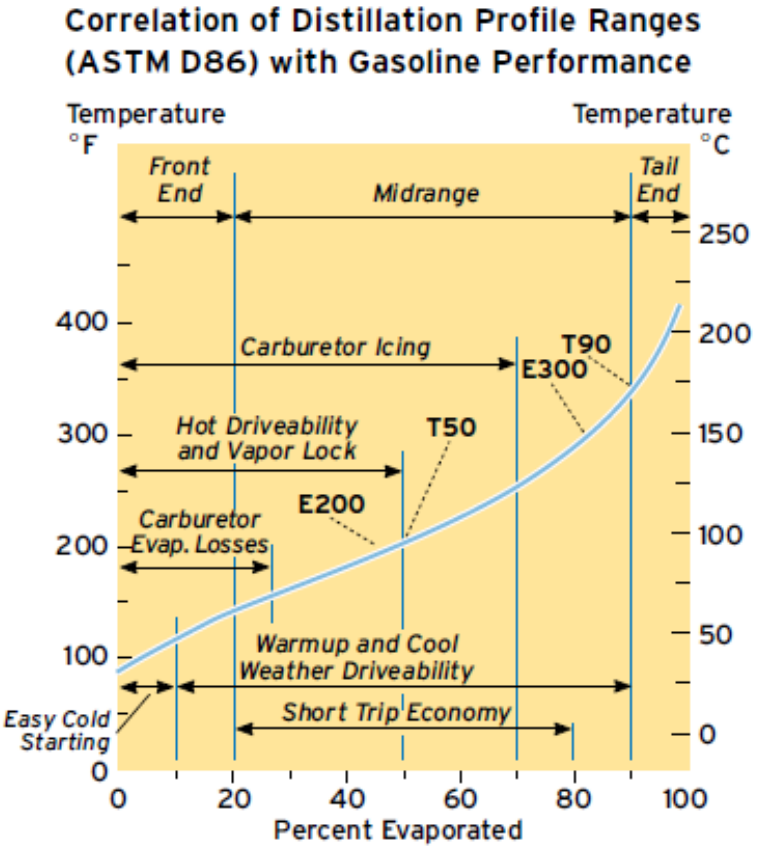
Effect on vapor pressure and distillation distribution in gasoline pools

Driveability Index (DI)

DI= 1.5(T10) + 3.0(T50) + (T90)
+ 2.4 (Ethanol v%)

Vapor Lock Index (VLI)

VLI = 10(VP) + 7(E70)



Data：Motor Gasolines Technical Reviews, CHEVRON

Impact on the gasoline pool

Impact on the storage and transportation of gasoline production

- **Adsorbent：** hydrogen bond, highly deliquescent, avoid the effects of moisture.
- **Corrosion Inhibitor:** oxidized to produce acetaldehyde and acetic acid under certain temperature and humidity conditions.







Development of standards for ethanol gasoline

	GB VIA/B	E10 GB VIA/B	E10 GB VI Blending Components A/B	E5 GB VIA/B	US ASTM 4814-17	US CA CaRFG3	Euro 6 EN228
RON	89/92/95/98	89/92/95/98	87/90/93.5/ 96.5	89/92/95/98	--	--	91/95/98
AKI	84/87/90/93	84/87/90/93	82.5/85.5/89/ 92	84/87/90/93	87/89/91	87/89/91	MON 81/85/88
Sulfur content /(mg/Kg)	≤10	≤10	≤10	≤10	<80	<10	<10
Benzene/%	≤0.8	≤0.8	≤0.8	≤0.8	<1.3/0.62	<0.62	<1.0
Aromatics/%	≤35	≤35	≤38	≤35	--	<25	<35
Olefins/%	≤18/≤15	≤18/≤15	≤19/≤16	≤18/≤15	--	<6	<18
Oxygen content/%	≤2.7	10.0±2.0 Ethanol	≤0.5	5.0±1.5 Ethanol ≤3.7	<3.88 (1-15% Ethanol)	0-3.5 (<10%Ethanol)	<3.7
T50/℃	≤110	≤110	≤113 ≤115(98#)	≤110	> 66	< 100.5	E100:46-71
T90/℃	≤190	≤190	≤190	≤190	< 190	< 151.6	E150<75
VP/kPa	45-85 (W) 40-65 (S)	45-85 (W) 40-65 (S)	40-78(W) 35-58(S)	42-72 (2-4) 40-65 (5-9) 45-80 (10-2)	54-103	44-48.3	45-100

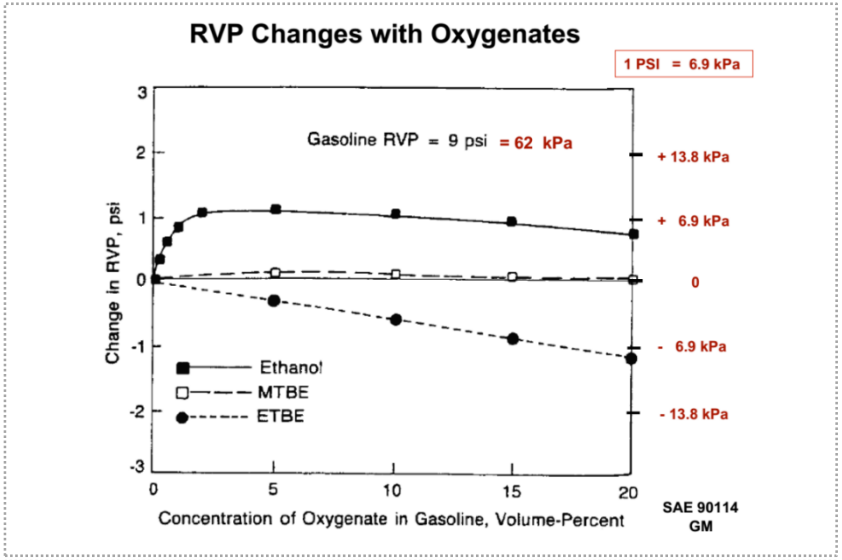
The Future of Coal to Ethanol & Cellulosic Ethanol

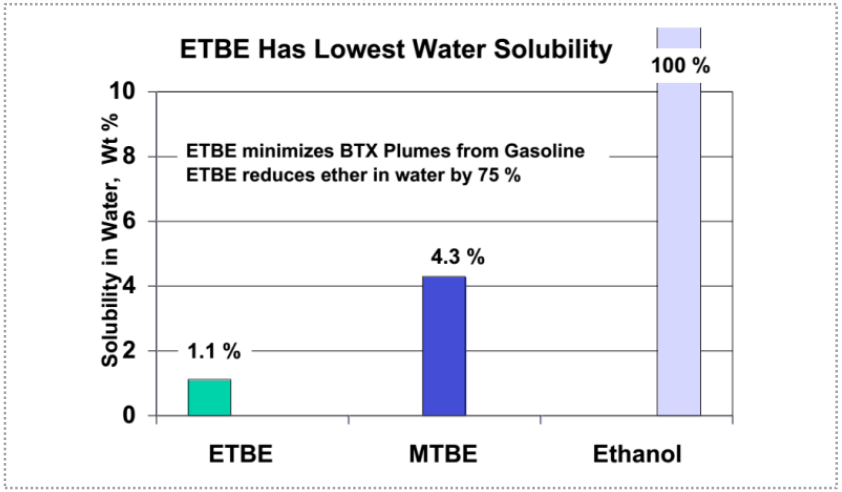
- Bioethanol: no more advantages in price.
- Coal-based ethanol: huge production capacity.
- On June 28, 2020, Li Yizhong, former minister of the Ministry of Industry and Information Technology and president of the China Federation of Industrial Economics, said at the Forum "Energy China - China's Next Five Years" that under the current technical conditions, to prevent the blind development of coal chemical industry and coal-based hydrogen, we must not "meet the need for coal" and avoid new risks of ecological damage and climate warming.
- Development of cellulose ethanol is slowing down, and the main enzyme technology is in the hands of a few foreign companies.

Biomass development, is ETBE feasible?

Bio-ETBE ▸▸▸

- High octane number, suitable boiling point and density, and low vapor pressure.
- Does not form co-boiling mixture with gasoline hydrocarbons.
- Similar to MTBE, ETBE is stable in nature and will not oxidize to form acids under certain temperature and humidity conditions.
- Low water solubility and can be added at refineries.





Data::California Energy Commission

Determination method of biomass

ASTM D 6866

Standard Test Methods for Determining the Biobased Content of Solid, Liquid, and Gaseous Samples Using Radiocarbon Analysis

^{14}C

Copperant Quattro KC UV+



AIB-VINÇOTTE International s.a. / n.v.
SAFETY, QUALITY, ENVIRONMENT
Member of the Group AIB-VINÇOTTE
Head office : Boulevard A. Reyers 80 - B-1030 Brussels / Belgium

VINÇOTTE - CERTEST PRODUCTS
Everest - Leuvensesteenweg 248 / B-1800 Vilvoorde / Belgium
Tel. : +32(0)2 674.57.50 - Fax : +32(0)2 674.57.85
E-Mail : okbiobased@vincotte.be

CERTIFICATE FOR AWARDING AND USE OF THE 'OK BIOBASED' CONFORMITY MARK
No. B 15-346-A

Issued by AIB-VINÇOTTE International

For the product(s) described hereafter :

Product Domain :	Biobased Products
Product Group :	Finished products
Product Family :	Other
Product Type :	Paints
Trade mark :	Copperant Quattro
Product description / Particularities :	Various colours
Class (between 1 & 4):	The product is assigned to class 2, meaning: 40 % ≤ Biobased Carbon Content of the product < 60 % ★★
Conformity examination applied for by :	Bartl Coatings Etten-Leur BV Nieuwe Donk 15 4879 AC Etten-Leur The Netherlands
Criteria for certification :	• AVI Test Program 'OK biobased' with reference OK 20 edition B • Methodology conform to ASTM D 6866: "Standard Test Methods for Determining the Biobased Content of Solid, Liquid, and Gaseous Samples Using Radiocarbon Analysis"
Validity of the certificate :	From 08 October 2015 till 08 October 2020
Conclusions of the examination :	The products comply with the above mentioned certification criteria, as confirmed by the test report of AVI no 09 / 60534084 / 509387p.
Applicable certification system :	Type examination followed by supervision through verification tests on samples from the distributor's stocks or of the market. The conformity of the product is guaranteed by the procedures for awarding and use of the 'OK biobased' conformity mark. This only applies for specimen bearing the 'OK biobased' mark.

Caution : *The use of OK biobased-certified polymers / materials is not a guarantee that intermediate or finished product into which it is incorporated complies with the requirements of the OK biobased programme.*

This certificate is issued in English.

Brussels, 08 October 2015

P. MICHIELS
Contract Manager

For the Certification Committee
Ph. DEWOLFS
President of the Committee

Annex : /

09-CERTOKR-e

How to manage biomass?

Foreign experience ▸▸▸

- Renewable Fuel Standard，RFS
- Low Carbon Fuel Standard，LCFS
- EPA Moderated Transaction System，EMTS
- Renewable Identification Number，RINS

RIN: KYYYYCCCCFFFFFBBBBBRRDSSSSSSSSEEEEEEEE

K = Code distinguishing assigned RINs from separated RINs
YYYY = Calendar year of production or import
CCCC = Company ID
FFFFF = Facility ID
BBBBB = Batch number
RR = Code identifying the Equivalence Value
D = Code identifying the renewable fuel category
SSSSSSSS = Start of RIN block
EEEEEEEE = End of RIN block

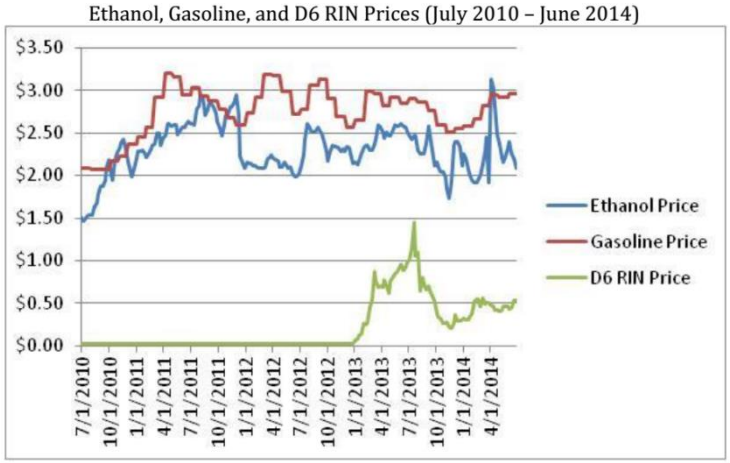
How to manage biomass?

Renewable Identification Number, RINS

D-Code(D#)

- D3：Cellulosic Biofuel
- D4：Biomass-Based Diesel
- D5：Advanced Biofuel
- D6：Renewable Fuel
- D7：Cellulosic Diesel

- Can be generated during production of approved renewable fuel.
- Credit valid for 2 years.
- Several ways to get RINs.
  - Buy a product or fuel
  - Trade or exchange
  - Buy from the market
- Can be carried forward.





Data: US EPA

How to manage biomass?

Low Carbon Fuel Standard, LCFS

- On the basis of fuel life cycle assessment, *fuels with lower carbon intensity* (or greenhouse gas emission intensity) per unit energy compared to conventional fossil fuels (e.g., diesel, gasoline, aviation kerosene).

FUEL	Gasoline	Bioethanol 1G	Bioethanol 1G	Bioethanol 1G	Bioethanol 1G	Bioethanol 2G	Bioethanol 2G**
FEEDSTOCK	Oil	Crop/Corn	Crop/Corn	Crop/Corn	Cane	Agricultural residues	Agricultural residues
ENERGY SOURCE	Fossil	Fossil	Gas	Biomass	Biomass	Biomass	Biomass
EMISSIONS	100%	81%	72%	48%	22%	14%	0%*



* IEA future estimates, based on a review of recent studies (Source: acc. to Wang et al, Env. Res. Letters, Vol. 2, 024001, May 22, 2007)
** optimized next generation plants

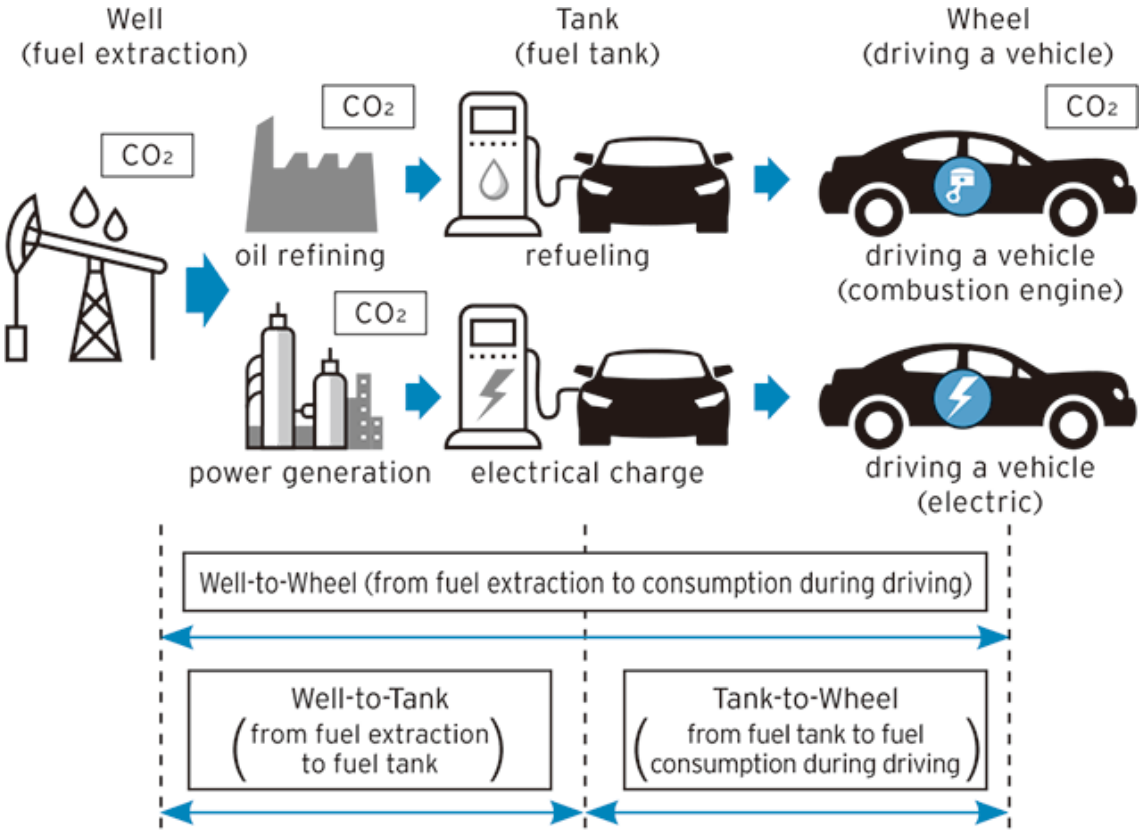
Data: IEA & CARB

What should we do when pressure is pouring in to reduce CO_2 emissions?

▶ life cycle assessment

- Alternative fuels.
- Low carbon fuels.

By adopting stronger policies and measures, China will increase its independent national contribution, striving to reach peak CO_2 emissions by 2030 and achieving carbon neutrality by 2060.

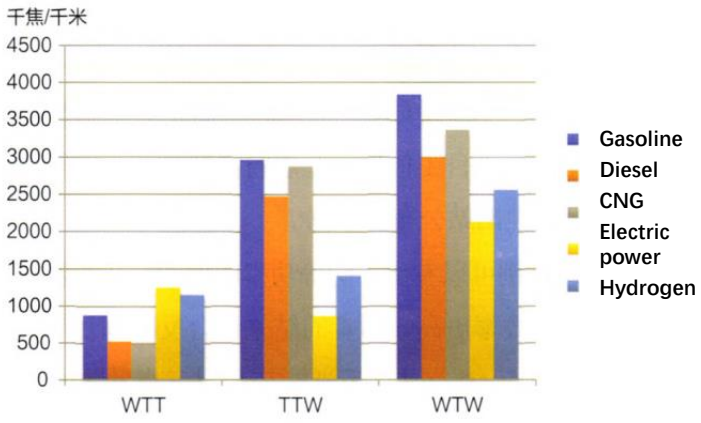


What should we do when pressure is pouring in to reduce CO_2 emissions?

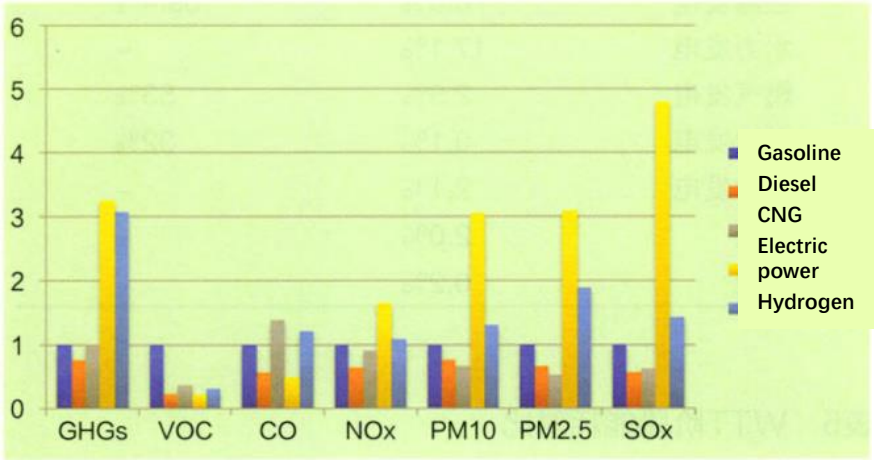


Data: https://www.epa.gov/moves/moves2014a-latest-version-motor-vehicle-emission-simulator-moves

What should we do when pressure is pouring in to reduce CO_2 emissions?--LCFs



Comparison of full life cycle energy consumption by fuel type



Comparison of emissions of various fuel types in WTT phase (based on gasoline vehicles)



Raw Material Production | Fuel Production | Fuel Transportation | fuel-filling | FuelUse

Data: A study on the whole life cycle energy consumption and emissions of automotive fuels in China

Carbon emissions from China's petrochemical process

- There are about 2300 enterprises that have carbon emissions exceeding 26,000 T/a in China's petroleum and chemical industry.
- They account for roughly 65% of the total carbon emissions of the whole industry.
- Possible solutions：

① Improving energy efficiency through system, process and equipment energy saving.

② Carbon reduction through raw material, device and product structure adjustment.

③ Renewable energy substitution through the application of biomass, green hydrogen, solar thermal, wind energy, energy storage facilities, nuclear energy, geothermal, and photovoltaic.

④ Industrial carbon sink by combining carbon dioxide capture, burial and enhanced recovery technology (CCS-EOR), and carbon dioxide to chemicals.

⑤ Carbon dioxide capture and storage.

Low Carbon Service Goals of SINOPEC

To build a modern integrated energy service provider ▸ ▸ ▸

- By 2025, planned to construct *5,000 charging and exchange stations*, and turn traditional gas stations into "oil, gas, hydrogen, electricity and service" integrated energy service stations.
- Proposed to lay out *1000 hydrogenation stations or oil-hydrogen joint construction stations*. Take hydrogen energy as the main development direction of the company‘s new energy business.



Low Carbon Service Goals of SINOPEC

- *7,000 distributed photovoltaic power generation sites* will be planned and laid out.
- SINOPEC has a solid background on low-carbon, zero-carbon and carbon-negative technologies and a full life-cycle service technology, and has the service capability of solution consulting, R&D design, manufacturing, integration and application, operation and management, and public service.



Distributed photovoltaic power generation projects



Switching stations

Thank you for listening

GUOXIN

Email: guoxin.ripp@sinopec.com

Web: ripp.sinopec.com

8610-82368693

中国石化
SINOPEC

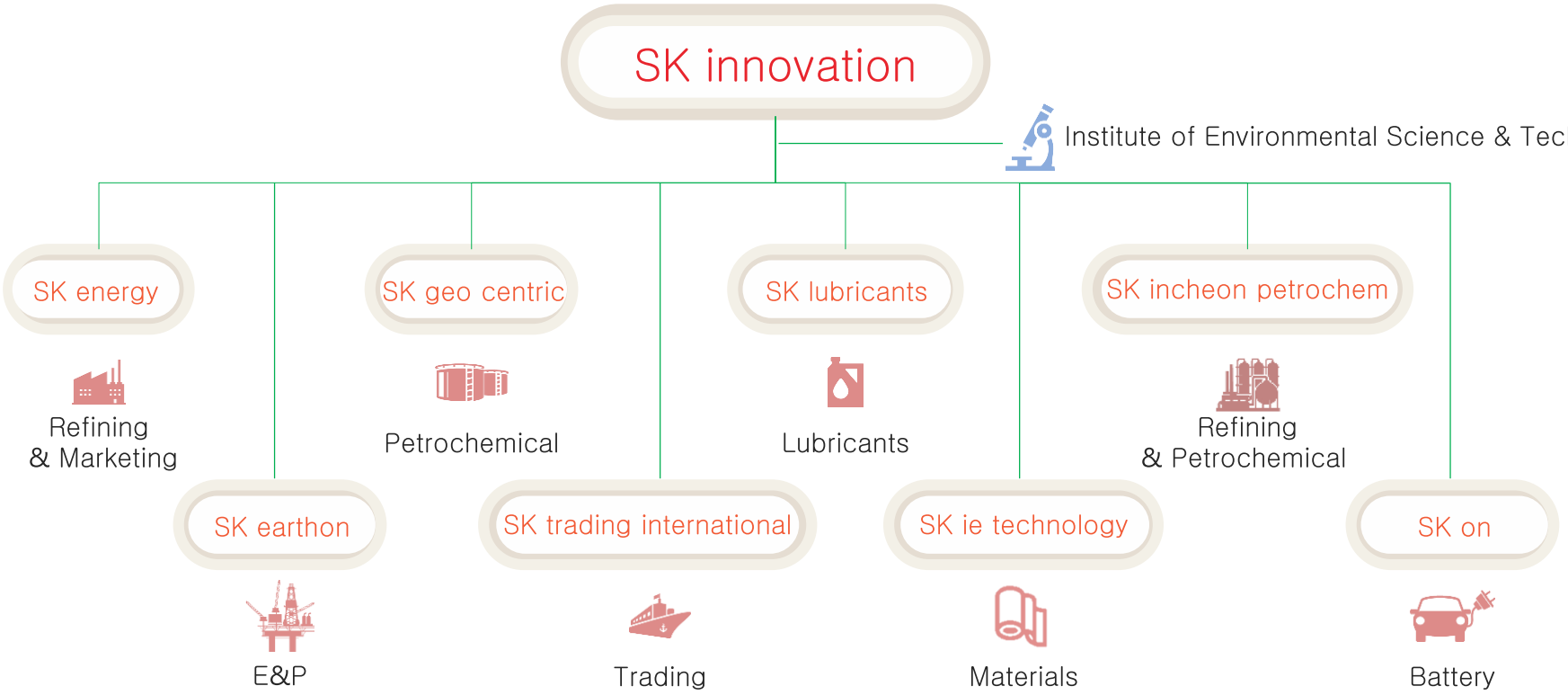
Low Sulfur Bunker Fuel Production & Quality Control via Vacuum Residue Hydrodesulfurization Process

2021. 11. 11.

Production Tech. Innovation Center

SK innovation

SK innovation



Overview

- Founded in 1962.10.13
- Revenue : ₩20.4 trillion (1st half of 2021)
- Operating Income : ₩1.0 trillion (1st half of 2021)

Location

- Head Office : Jongno-gu, Seoul
- R&D : Yuseong-gu, Daejeon
- Plant :Ulsan / Incheon /Jeungpyeong / Seosan

Contents

01 Introduction

02 New VRDS for production of LSFO

03 Bunker Production & Biz

04 Summary

Marine Fuels

- Proper fuel should be selected on marine engine and fuel supply system design.
  - ISO 8217 fuel standard reflects on the technical requirements for machinery operations and considers the aspects of safety, environment, onboard handling
  - Residual marine fuels are produced taking into consideration viscosity grades required by marine engines.

Distillate Marine Fuels

DMX	• Excellent Low temperature Operability • For Winter or Arctic
DMA	• Typical Marine Gas Oil
DFA	• FAME* Blend of DMA
DMZ	• Comparing with DMA, eased min. Kin Vis.**
DFZ	• FAME* Blend of DMZ
DMB	• A little Residue Blended
DFB	• FAME* Blend of DMB

* max 7 vol.% ** 2 → 3 mm^2/s @ 40℃

Residual Marine Fuels

Kin. Vis. @ 50 ℃, Max, (mm^2/s)

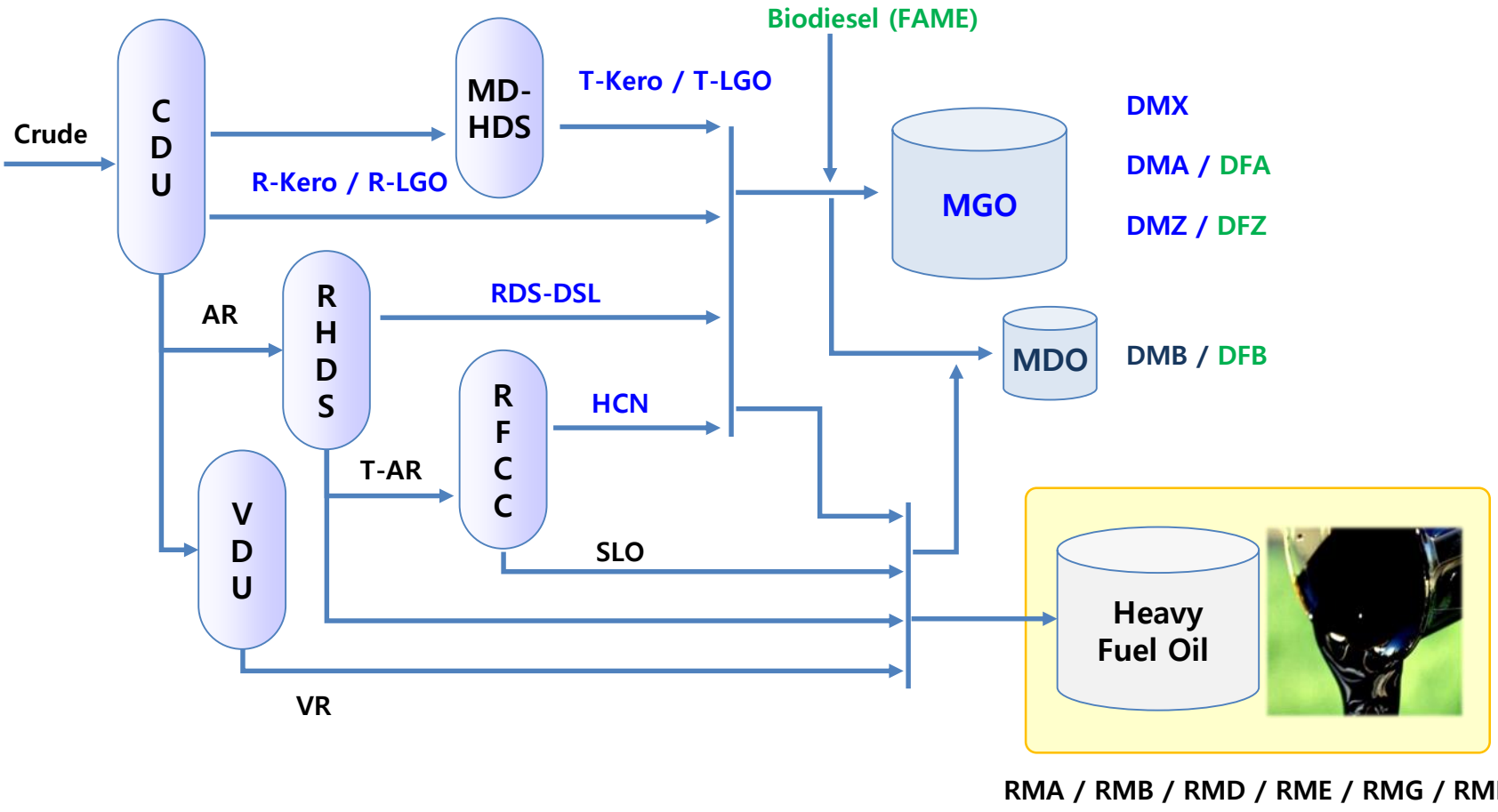
RMA	10
RMB	30
RMD	80
RME	180
RMG	**180/380**/500/700
RMK	380/500/700

Density
Carbon Residue
Impurities
CCAI

Increase

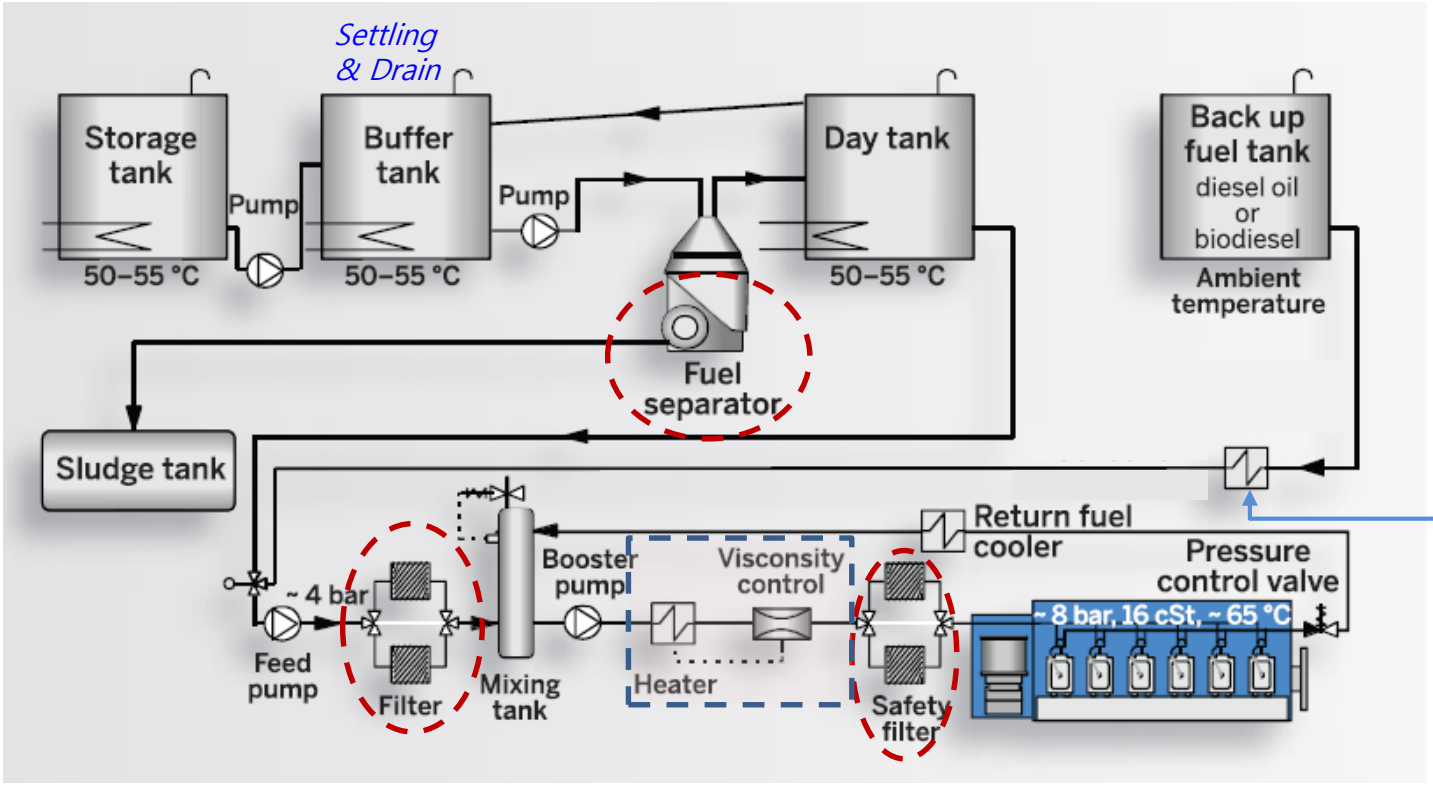
Bunker Fuels

- Residual marine fuels are blends of heavy refinery products and in many cases diluted with distillates such as kerosene, for viscosity adjustment.



[appendix] Heavy Fuel Oil Supply System

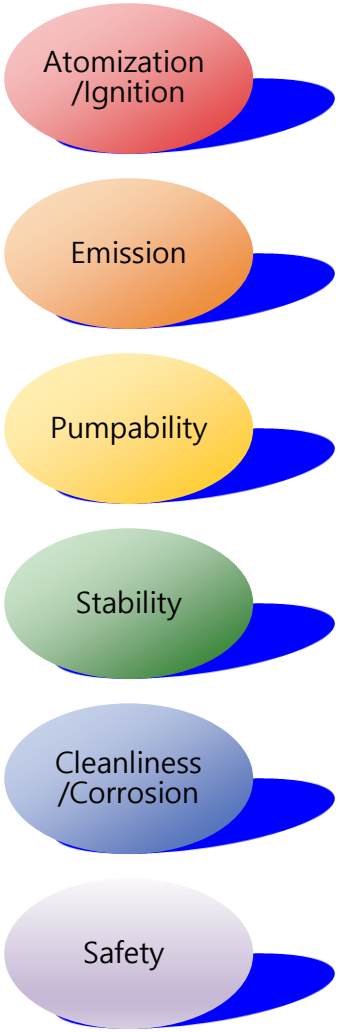
- After purification and viscosity control steps, heavy fuel oil is supplied into engine cylinder.



Wartsila

Bunker Fuels

- Technical requirements for machinery operations, safety, environment, and handling

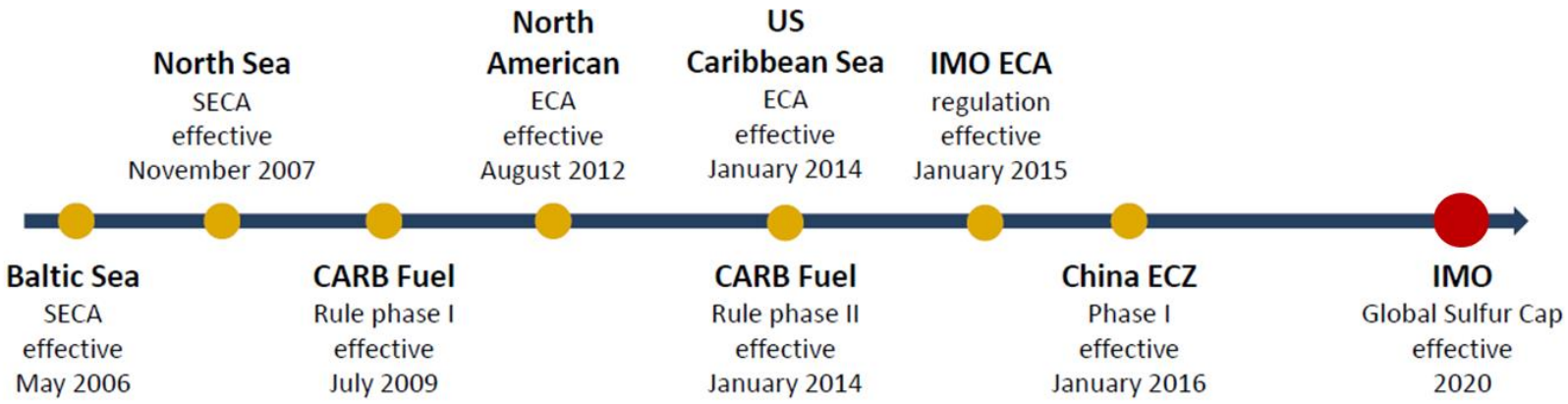


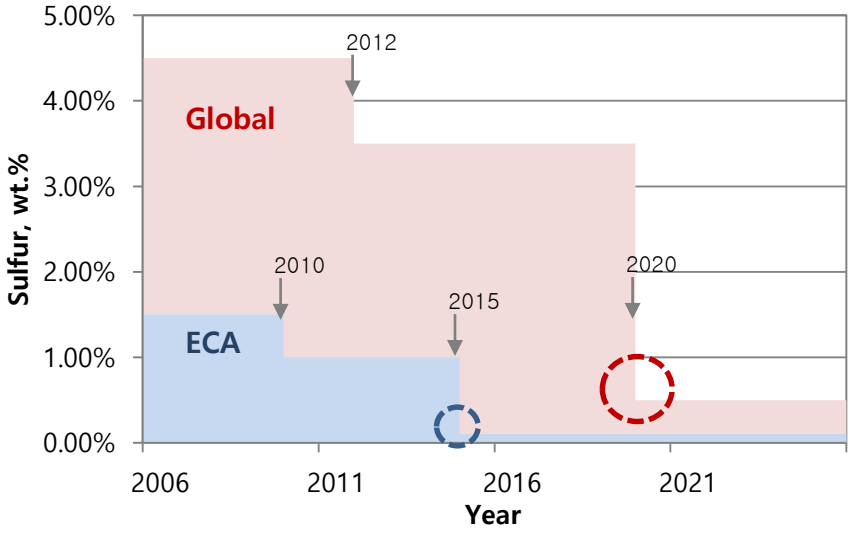
Atomization /Ignition	• Incomplete combustion results in high emissions, high noise, low output etc.	Kin. Viscosity, CCAI, Density, Carbon Residue, Cetane Index
Emission	• Reduce Air pollutant (SO_x, NO_x, PM etc.) emissions	Sulfur, CCAI, Carbon Residue
Pumpability	• Improve Cold operability	Pour Point, Kin. Viscosity, Cloud Point
Stability	• Manage fuel degradation (Asphaltene precipitation, Oxidation, Microbial growth etc.)	TSP, Oxidation Stability, Water, Acid Number
Cleanliness /Corrosion	• Contaminants ((Metal, Cat. Fines, Used Lubricating Oil etc.) can cause fouling and corrosion	Ash, V, Na, Al + Si, Ca, Zn, P, H_2S, Acid Number
Safety	• Control fire and explosion risk • Prevent hazardous material spills	Flash Point, H_2S

IMO2020

- Since January 2020, the global cap on sulfur content in marine fuels (max 3.5 → 0.5 wt.%) was strengthened through the IMO* 2020 regulations.

* International Maritime Organization





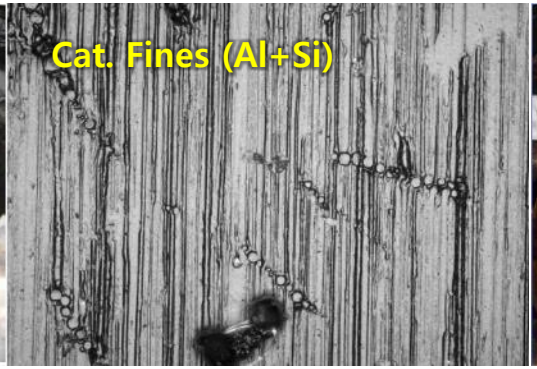


HallmarkFuels

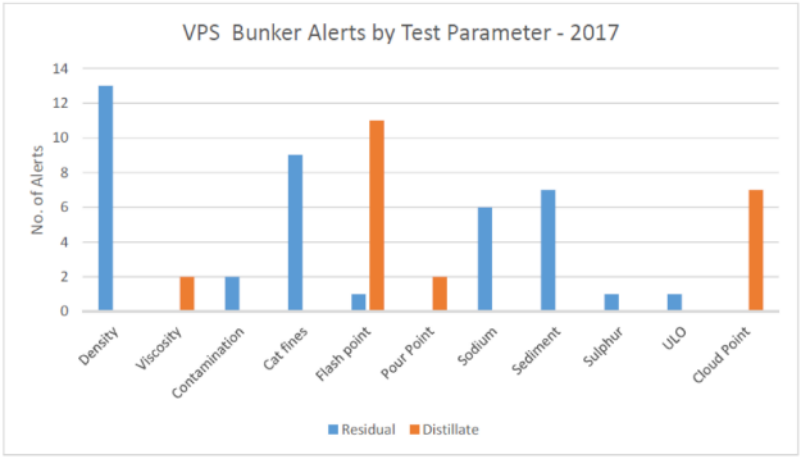
IMO2020 – Fuel Quality Issues

- Transition to Low Sulfur Fuel induced various concerns and issues.
  - The risk of commingling marine fuels should be managed. (Compatibility, Cat-fines, etc.)

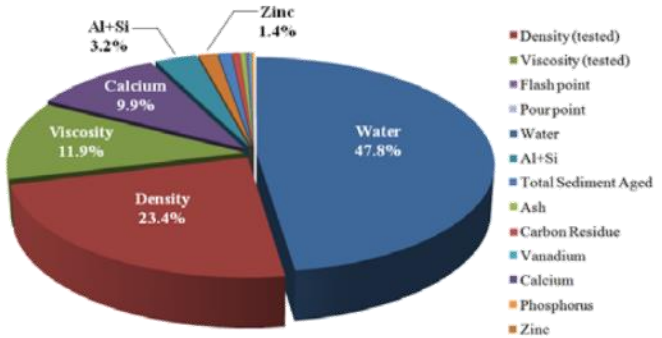








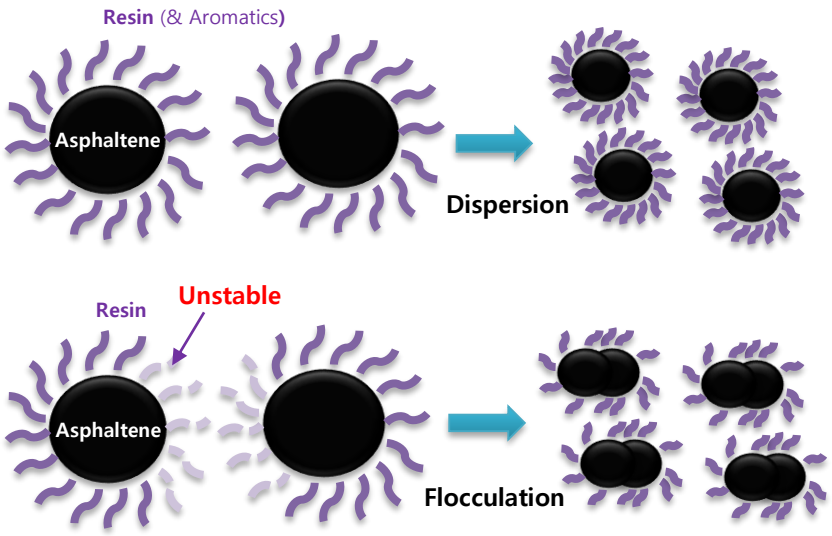
Veritas Petroleum Services

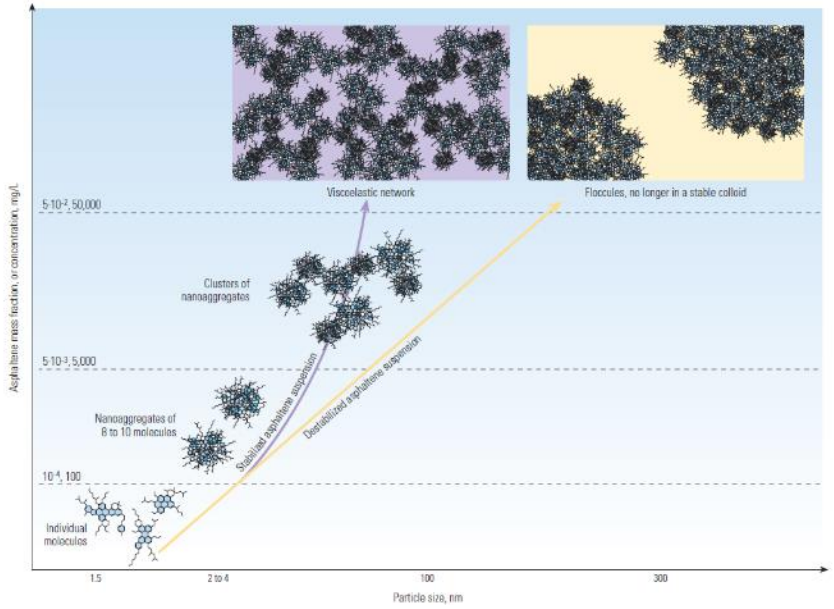


JKOSME, Vol. 40, No. 4 p. 365, 2016

[appendix] Asphaltene Flocculation/Preciptation

- The precipitation of asphaltenes in Fuel oil can cause a number of severe problems. (Plugging, fouling etc.)
  - Resins have a strong tendency to associate with asphaltenes due to their opposite charge.
  - They are adsorbed by asphaltenes and act as a protective layer. This reduces the aggregation of asphaltenes, which determines to a large extent their solubility in fuel oil.





Contents

01 Introduction

02 New VRDS for production of LSFO

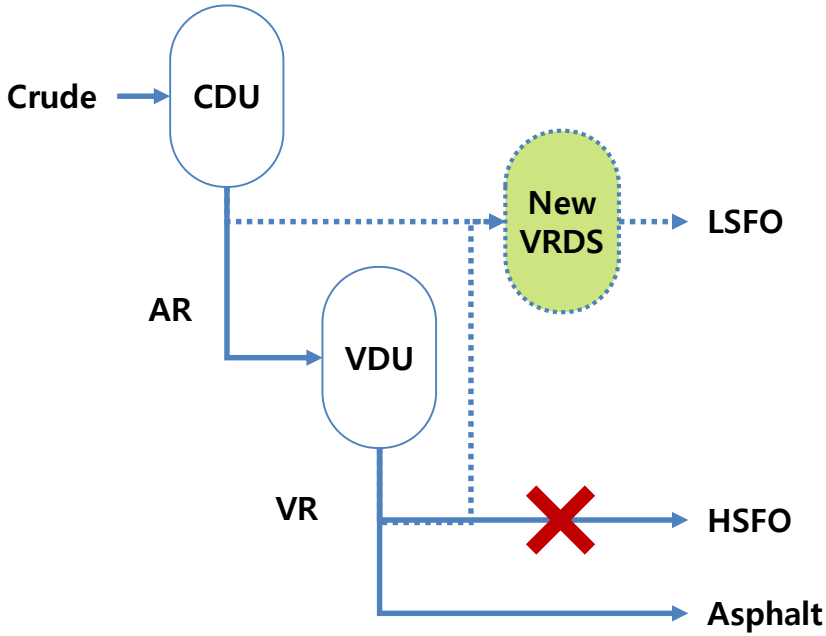
03 Bunker Production & Biz

04 Summary

New VRDS

- SK had decided to construct a new vacuum residue desulfurization (VRDS) unit for HSFO value-up in March 2017.

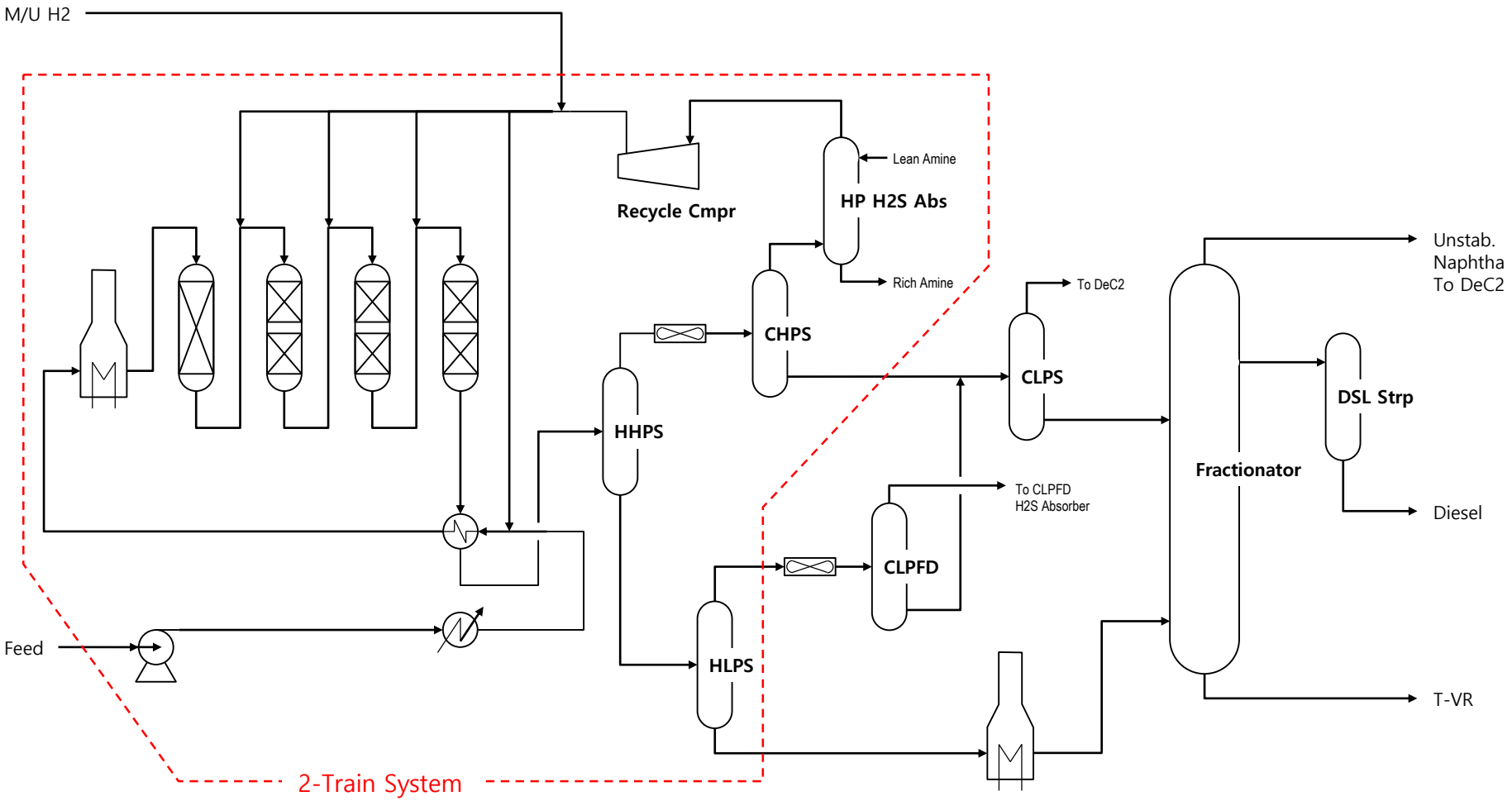
Capacity	• VRDS: 40 KB/D (Feed: VR 30 KB/D + AR 10 KB/D) • SRP[2]: 400T/D
Licensor	• VRDS: CLG (US) • SRP: CB&I (US)
Investment Cost	About ₩1 trillion
Schedule	Start Up : '20. 04
Location	SK Ulsan Complex



1) Vacuum Residue hydroDeSulfurization 2) Sulfur Recovery Plant

New VRDS

- EPC project was initiated from November 2017
  - VRDS: 40 KB/D (Feed: VR 30 KB/D + AR 10 KB/D), Fixed Bed Reactor (2-Train system), CLG (US)



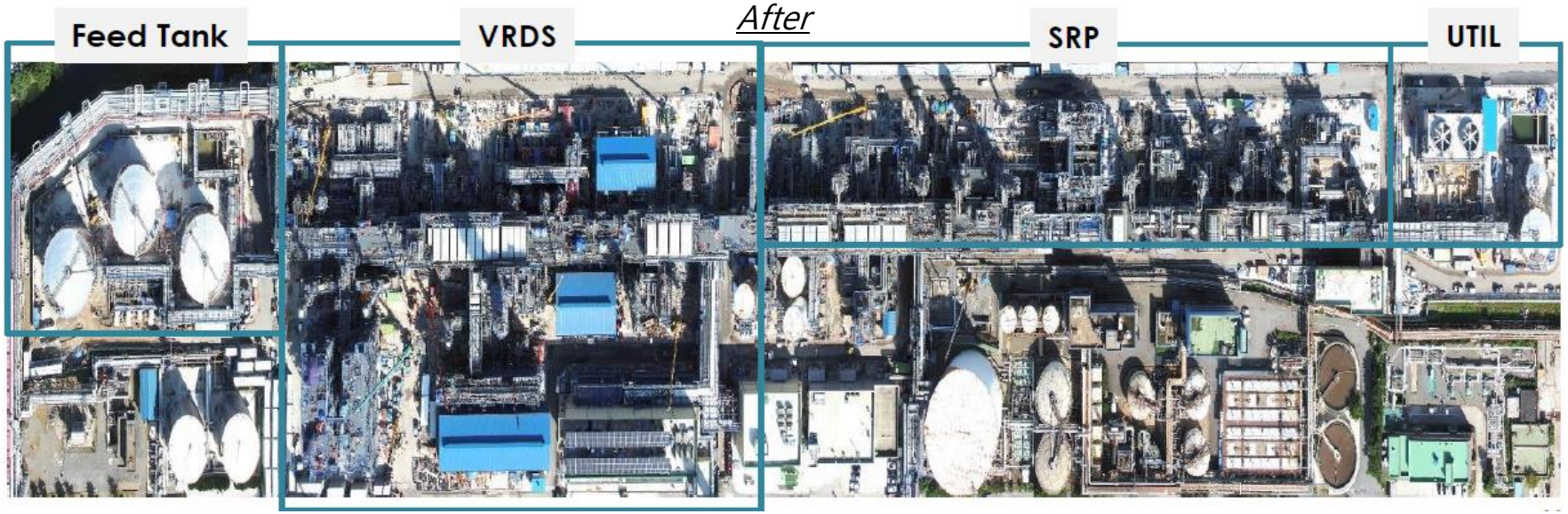
HSFO Value-up

- Mechanical Completion of New VRDS in January 2020

Before



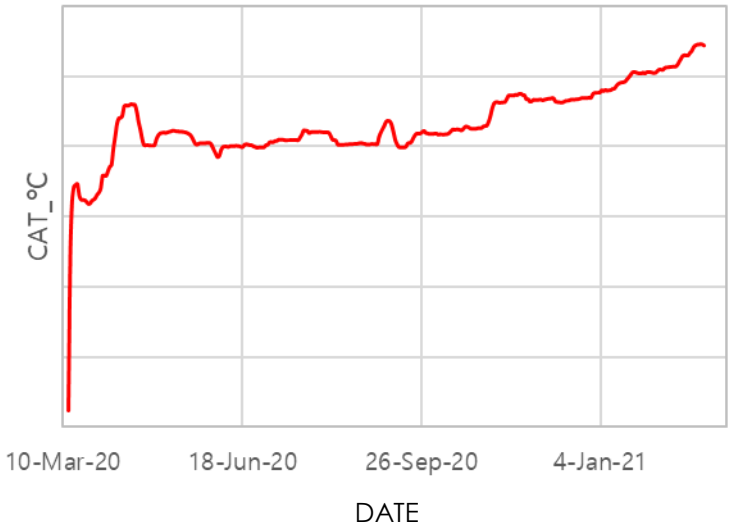
After



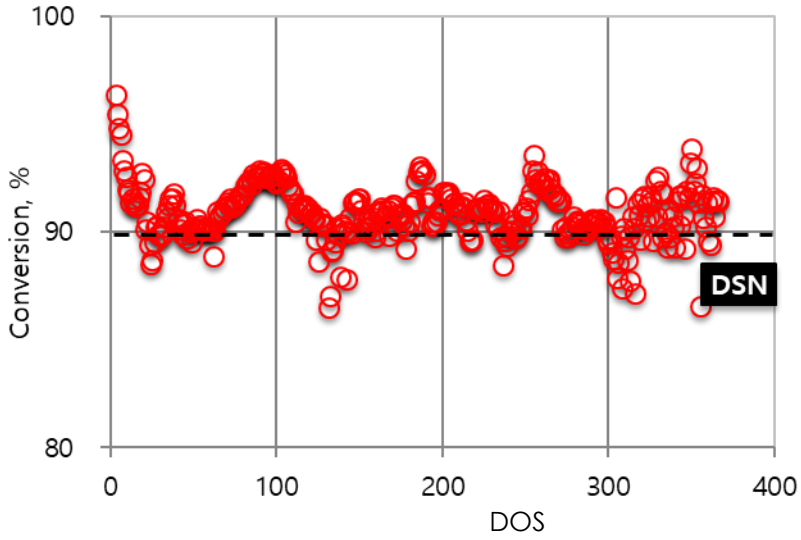
HSFO Value-up

- Successful Start-Up and commercial operation from March 2020 to March 2121
  - SK have completed 1st run of new VRDS successfully during 371 days. (Design: 340 days)

Catalyst Average Temp.



Sulfur Conversion



Contents

01 Introduction

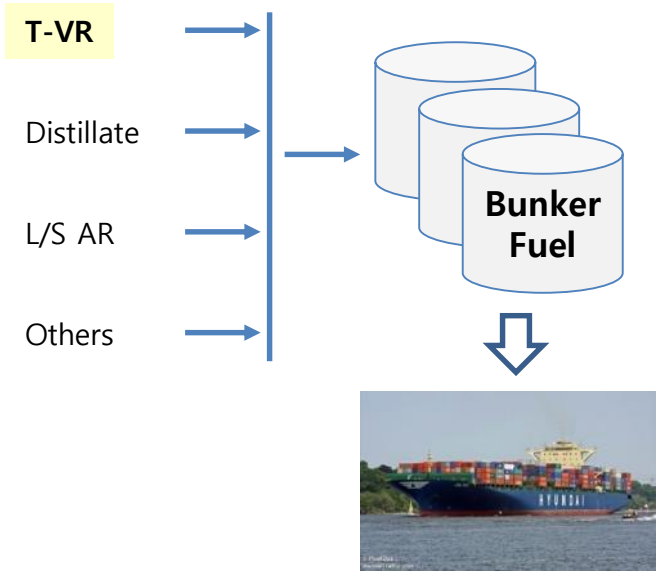
02 New VRDS for production of LSFO

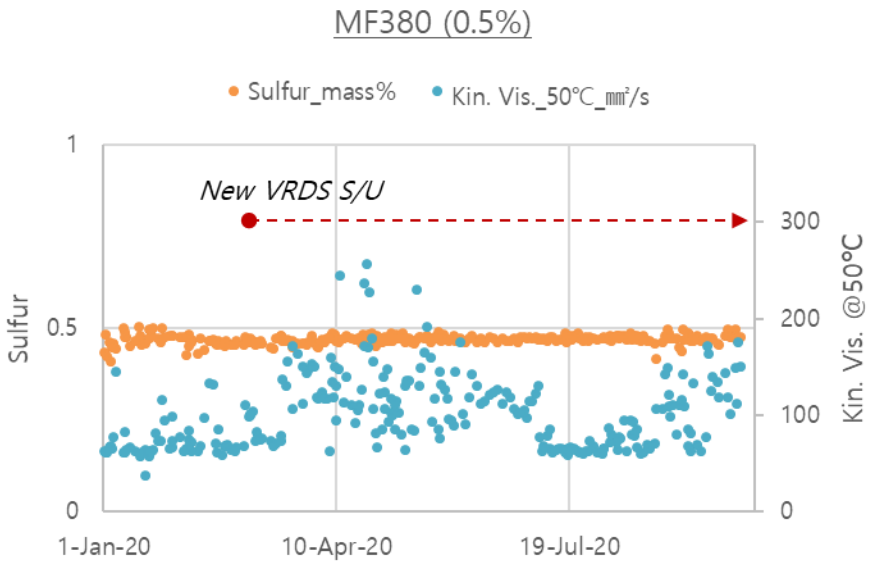
03 Bunker Fuel Production & Biz

04 Summary

L/S Bunker Production

- T-VR from new VRDS has been blended into L/S Bunker Fuel since March 2021.
  - SK have managed and controlled the qualities of L/S bunker fuels smoothly.

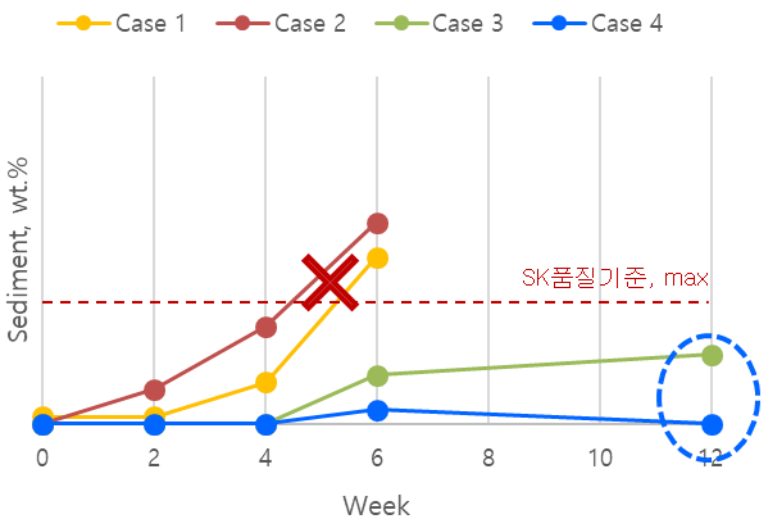




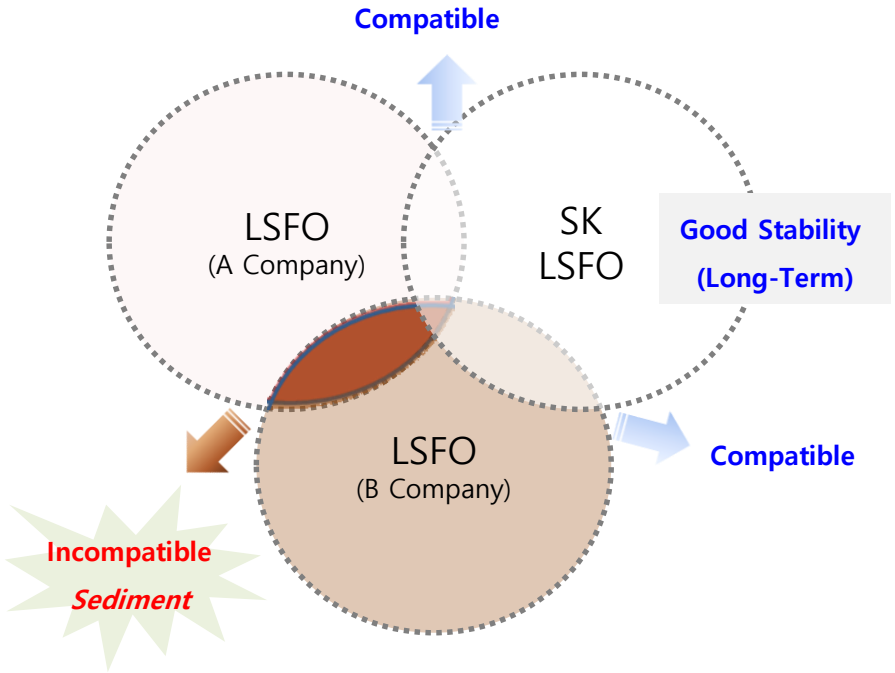
Stability & Compatibility

- To prevent the stability problems during bunkering and storage, SK established a proprietary test method for long-term stability and set more stringent quality standard.
- Additionally, the compatibility between marine fuels has been studied to avoid concerns during commingling of fuels.

Long-term Stability



Compatibility



Bunker Business

- SK had launched L/S Bunker Fuel into the market and is expanding Bunker Business.

Pre-Marketing

- Stockpile LSFO before New VRDS operation
- Pre-Marketing ('19. 4Q ~)

Oil Terminal

- Improve Loading facility
- Add Storage Tank

Optimization

- Increase LSFO & MGO Production
- Optimize Quality

Tanker/Barge

- Arrange another Tankers and Barges

IMO 2020

SK's LSFO/MGO



Sourcing 경쟁력 확보

Contents

01 Introduction

02 New VRDS for production of LSFO

03 Bunker Fuel Production & Biz

04 Summary

Summary

To meet IMO2020 regulation and value up of HSFO, SK had decided to construct a new vacuum residue desulfurization (VRDS) unit in March 2017.

EPC project for new VRDS was initiated from November 2017 and completed in January 2020.

SK started operations at new VRDS facility in March 2020 and accomplished trouble-free operation from March 2020 to March 2121 (1st Run, 371 days)

T-VR from new VRDS has been blended into L/S Bunker fuel since March 2021 and SK's bunker fuel have showed good qualities.

Additionally, SK's proprietary long-term stability test method has been established and utilized for management of fuel qualities and the compatibility between marine fuels has been studied to avoid concerns during commingling of fuels.

SK is trying to improve fuel qualities and expand bunker business.

A novel DCC technology for resid to chmicals

Research institute of petroleum processing,
SINOPEC

2021.11

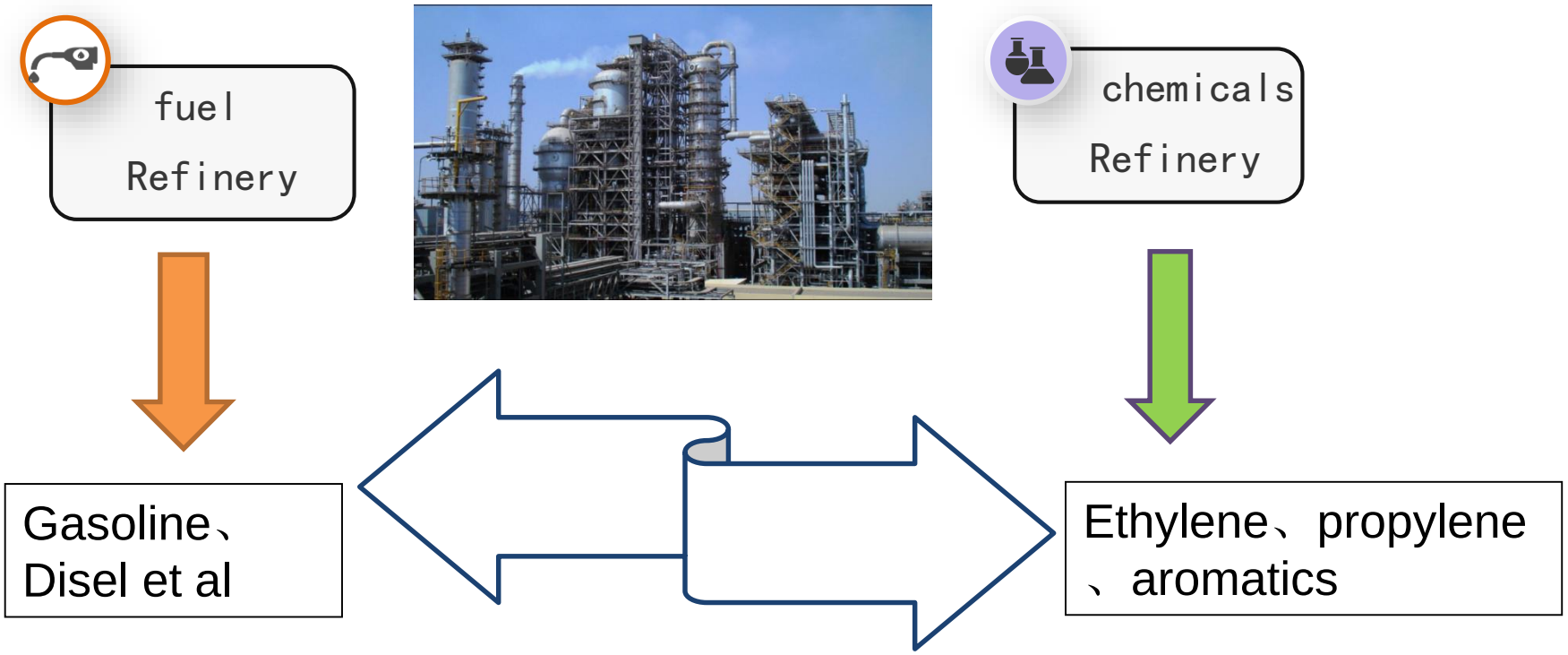


Contents
目 录

- Introduction
- RTC technology
- Analysis of RTC
- Summary

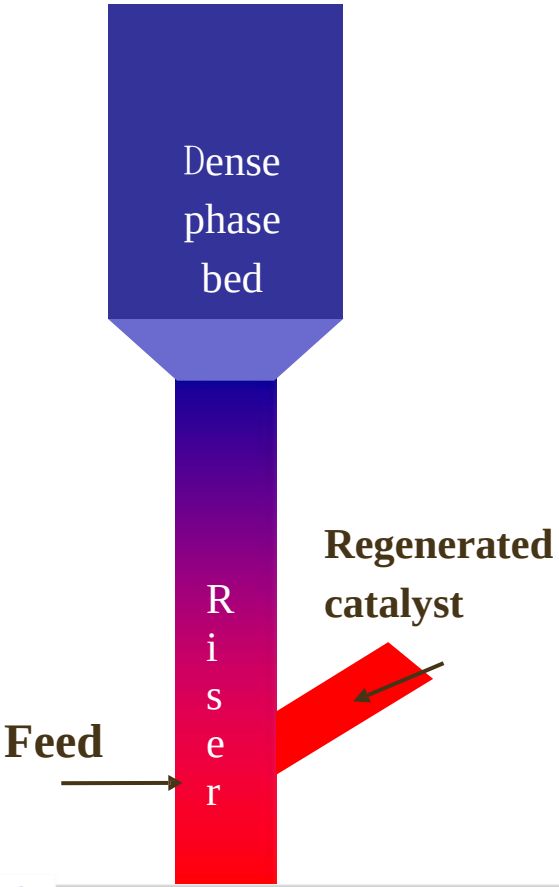
1、Introduction

Opportunity and challenge: DCC as a bridge between refining and chemical engineering



1、Introduction

DCC(Deep catalytic cracking)technology





The first commercial FCC technology for propylene production



First time ZSM-5 as the main component of the catalyst for propylene production in FCC



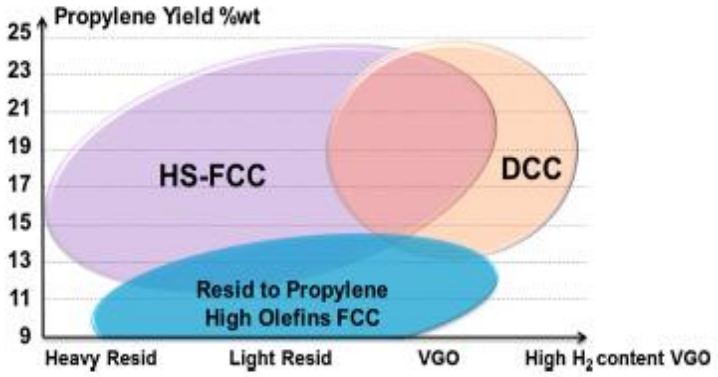
Riser plus dense phase bed applied as the reactor for DCC

1、Introduction

① More inferior heavy oil as the feed
② DCC needs to adapt other feeds including intermediate and naphthenic base to meet the demands of chemical markets

DCC feed requirements

- Preferable paraffin VGO/AR,
  - density ≯ 0.91g/cm^3
  - H contents ≮ 12.6%
  - Ni+V ≯ 5μg/g;
- More preferable
  - density ≯ 0.90g/cm^3
  - H contents ≮ 12.8%





2、RTC technology

RTC(DCC PRO)：
Resid To Chemicals

Aim：
To adapt more inferior feeds for DCC technology

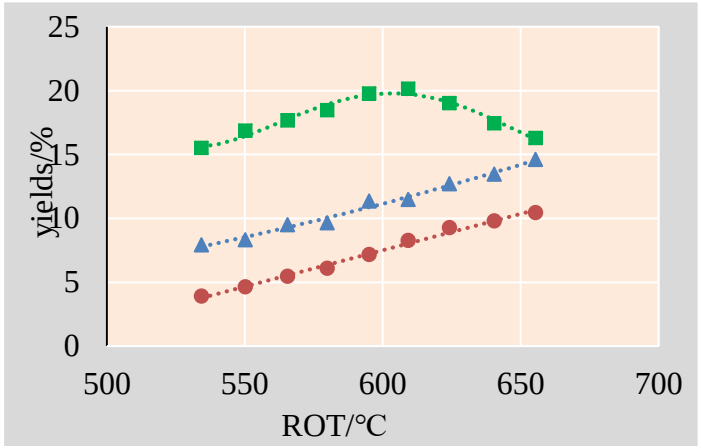
2、RTC technology

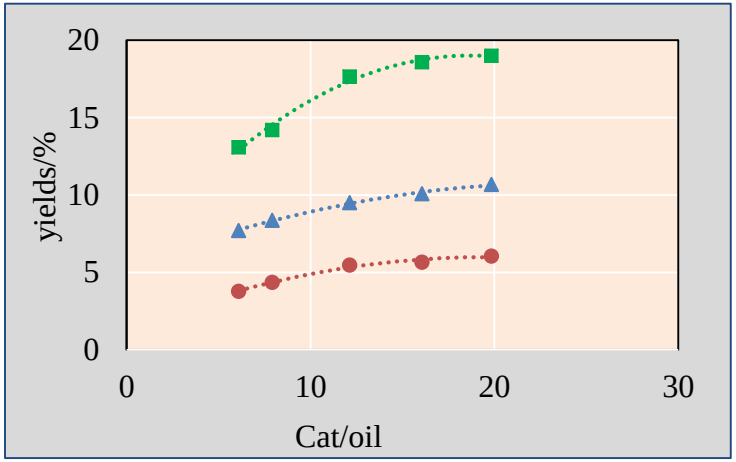
RDS tail oil used as RTC feeds

Product slates of deep catalytic cracking for hydrotreated resids

crude oil		A	B	C	D	E	F	G	H	I
Base		Inter.	Para.	naph-inter	Inter.	Naph.	Inter.	Inter.	naph-inter	Inter.
Density(20℃), kg/m^3		925.1	888.3	920.5	919.4	938.8	915.1	922.1	919.8	920.7
CCR，%		4.16	4.57	3.46	5.29	3.72	3.64	4.92	5.49	4.12
Element composition，%										
C		87.37	86.72	87.04	87.19	87.39	86.95	86.99	87.03	86.80
H		12.32	13.25	12.80	12.77	12.30	12.34	12.20	12.56	12.76
metals, μg/g	Ni	1.9	12.8	6.2	13.0	4.3	3.1	7.2	22.5	13.4
	V	1.2	1.2	0.4	0.8	2.4	3.5	10.8	2.7	1.1
Product yields，%										
ethylene		5.31	6.32	5.77	5.67	5.14	5.29	5.09	5.54	5.49
propylene		18.94	22.79	20.96	20.40	18.85	19.40	18.59	20.76	20.10
coke		11.87	10.50	10.40	12.89	12.23	11.48	13.23	13.08	11.65

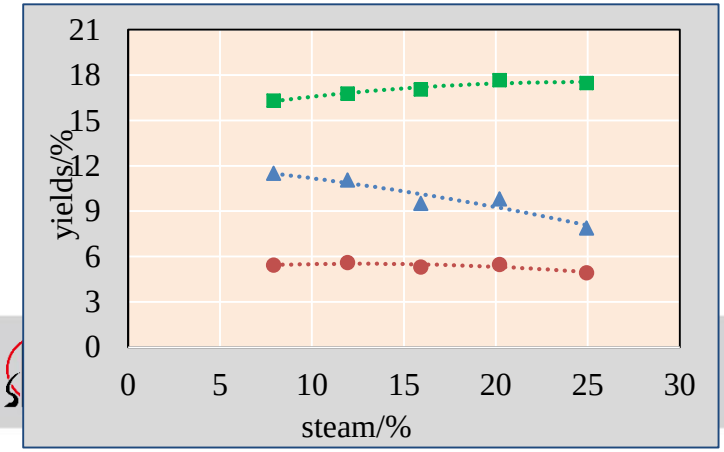
2、RTC technology

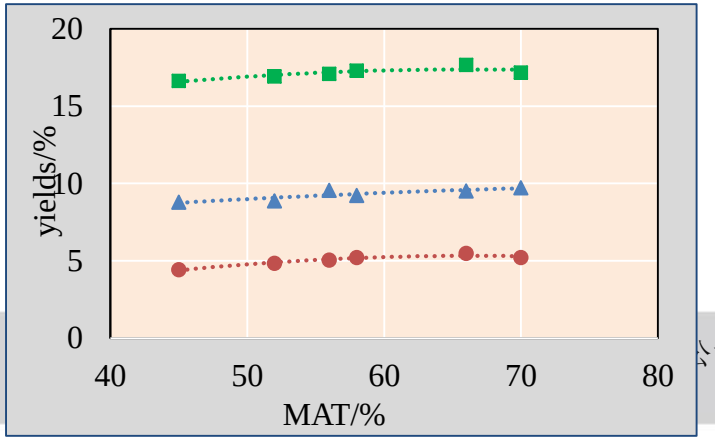




● -ethylene; ■ -propylene; ▲ -coke

Key operating parameters affecting the production of ethylene and propylene for hydrotreated resids deep catalytic cracking



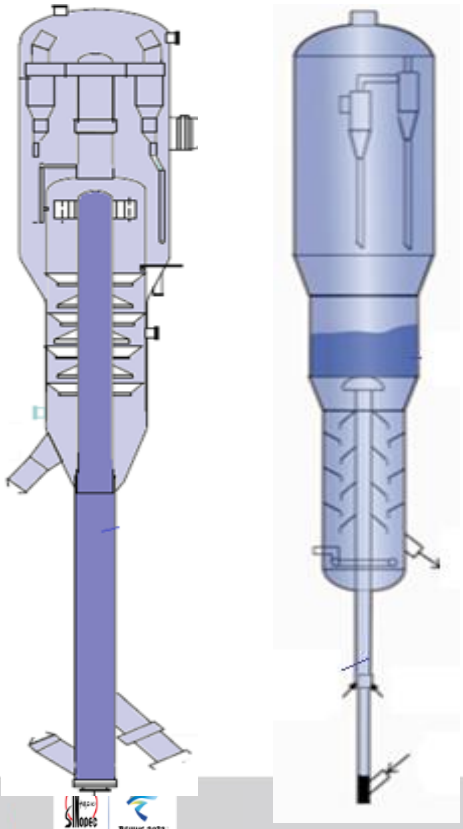


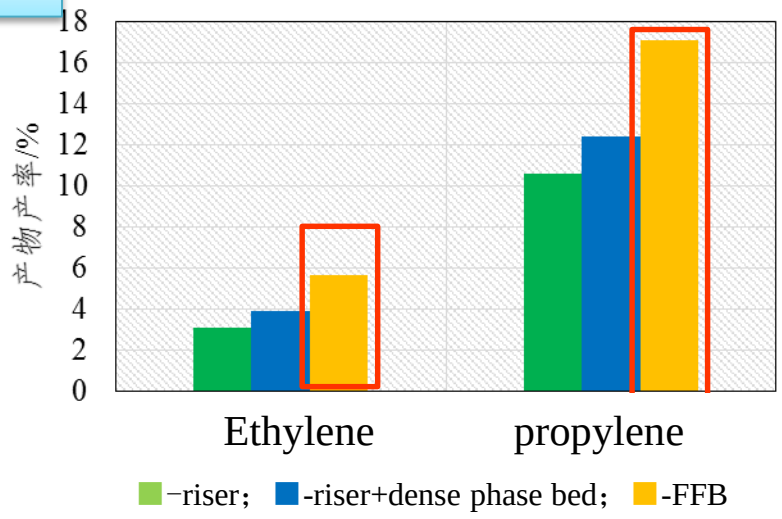
2、RTC technology

Effect of reactor structure on hytrotreated resids deep catalytic cracking

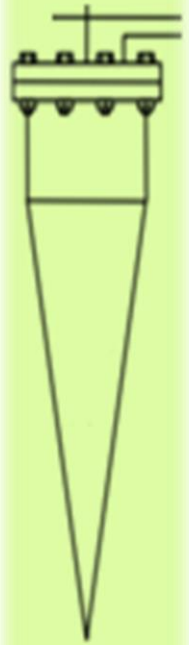
riser

riser +dense phase bed





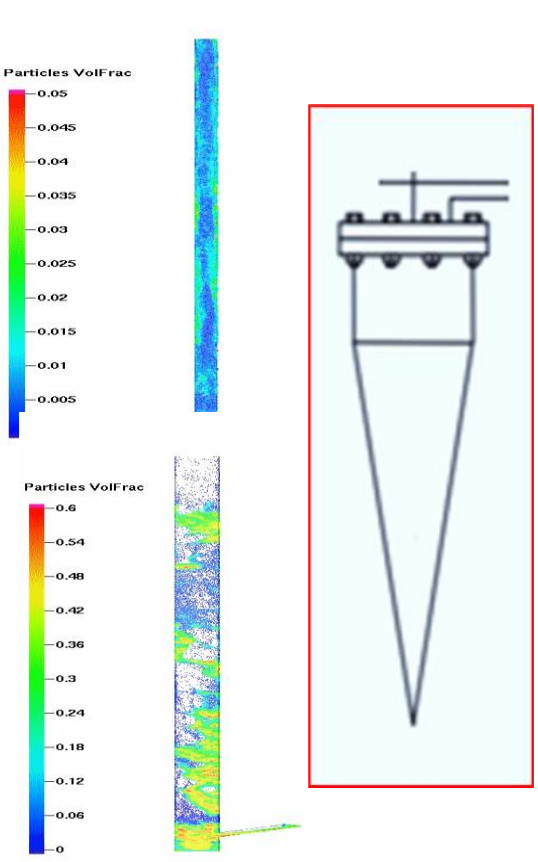
FFB



FFB(Fixed fluidized bed) with special structure might be the reason for higher light olefins production

2、RTC technology

Why FFB unit with higher ethylene and propylene yields?



Higher catalyst concentration

More homogeneous reaction temperature gradient

More even gas velocity along the axis

2、RTC technology

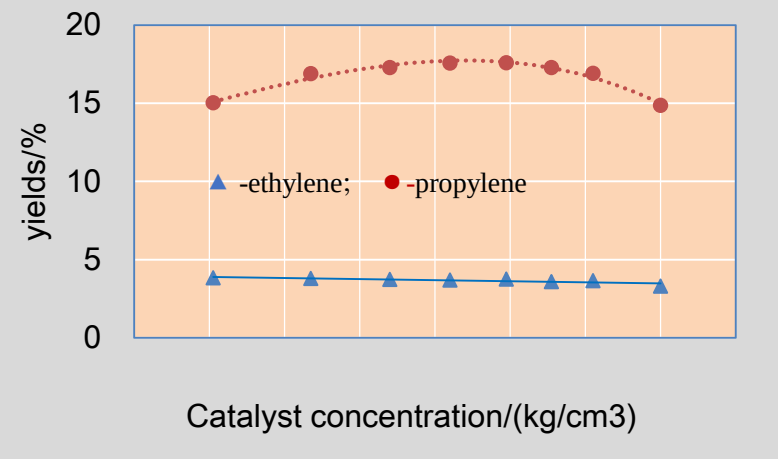
---To bring forward the RTC reactor

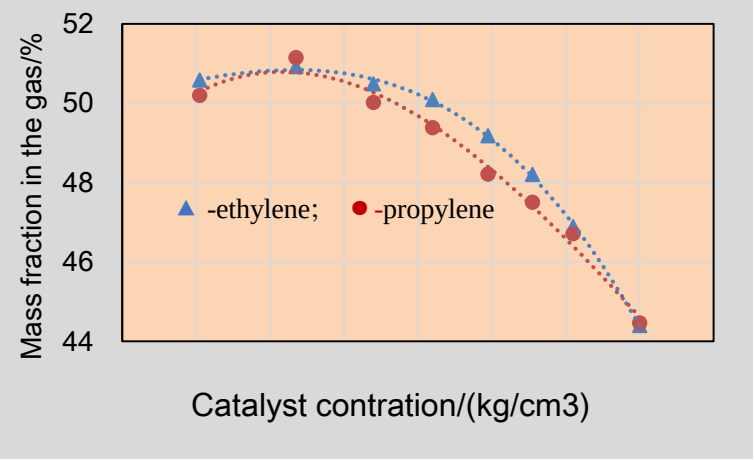
Reactor T (top)	H	L
Reactor T (middle)	M	M
Reactor T (bottom)	L	H
Yields, %		
ethylene	+0.42	BASE
propylene	+1.39	BASE
coke	-1.82	BASE

The temperature gradient along the axis of the reactor is a key parameter for hydrotreated resids deep catalytic cracking

2、RTC technology

---To bring forward the RTC reactor



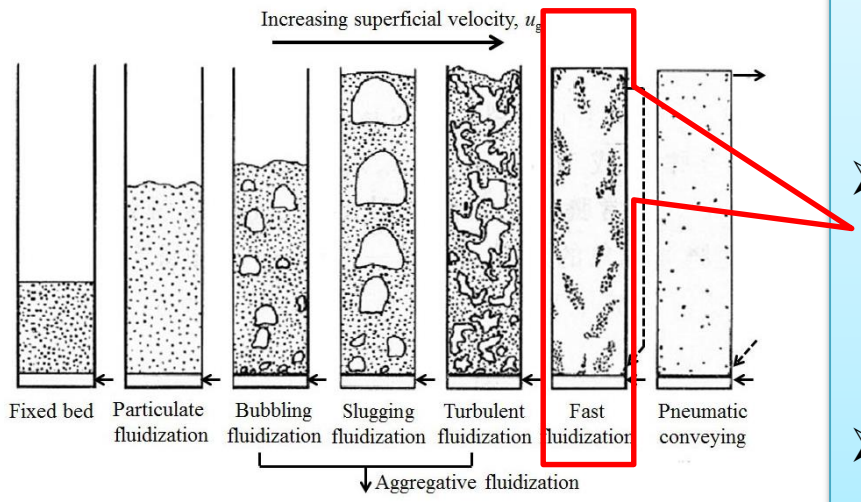


Catalyst concentration in the reactor is another key parameter for hydrotreated resids deep catalytic cracking

- Dilute phase (pneumatic conveying) = riser
- Dense phase (turbulent fluidization) = dense phase bed

2、RTC technology

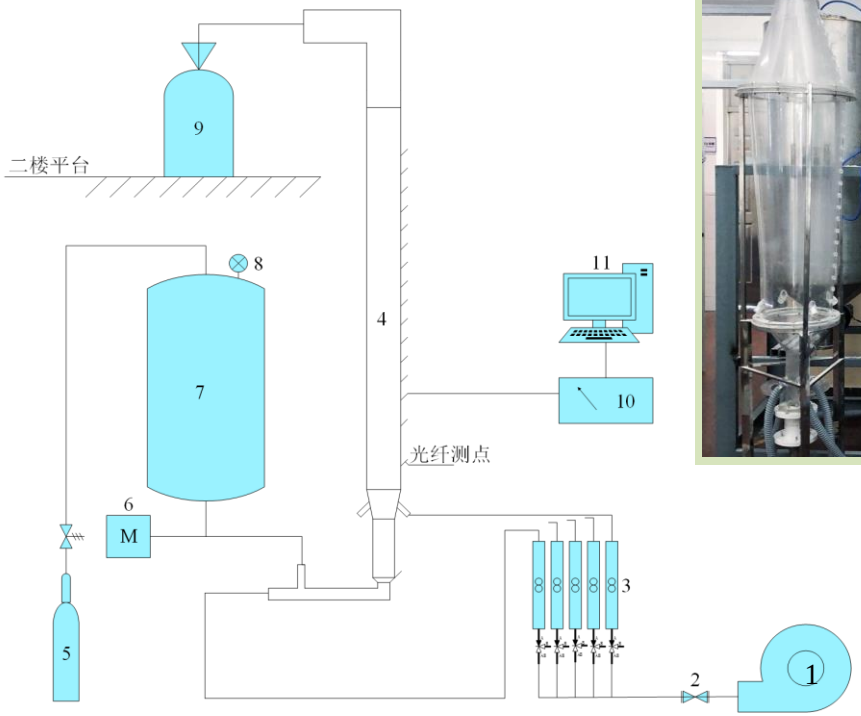
---To bring forward the RTC reactor



- Fast fluidization is one kind of fluidization behavior between pneumatic conveying and turbulent fluidization, which is perfect for RTC technology
- One feature of fast fluidized bed is S distribution of the catalyst concentration with dilute phase at top while dense phase at bottom
- To explore a novel reactor for high propylene production with pseudo-high catalyst concentration and homogeneous temperature gradient along the axis of the reactor

2、RTC technology

---Cold model experiment for developing the RTC reactor

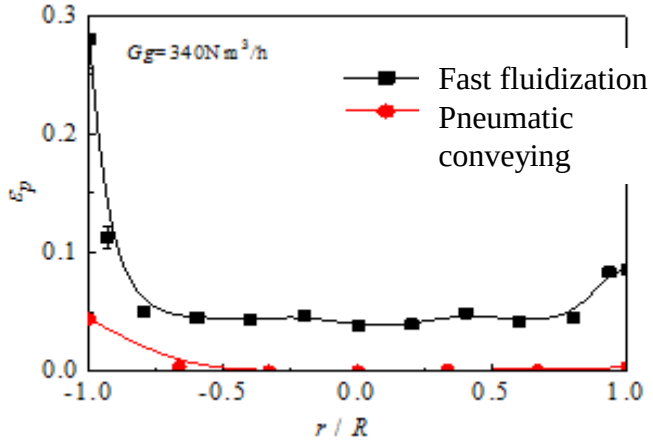




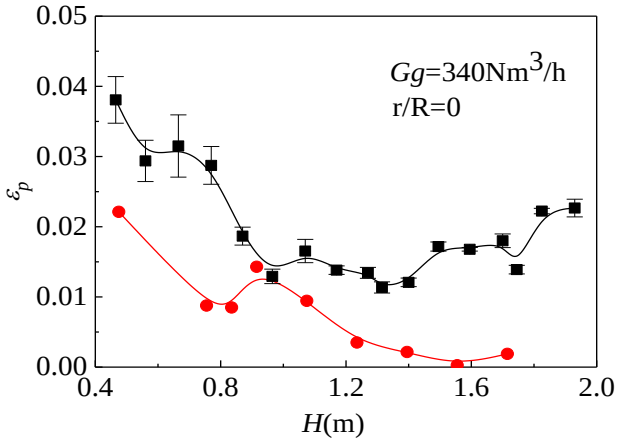


2、RTC technology

Comparison of distribution of Solid catalyst concentration between riser and fast fluidized bed



Radial distribution

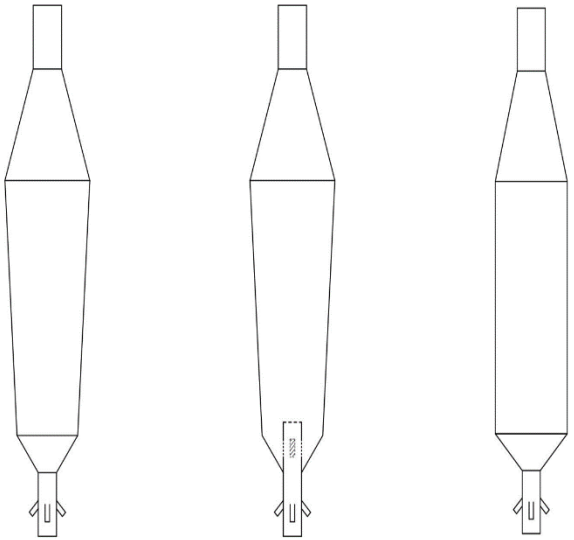


Axial distribution

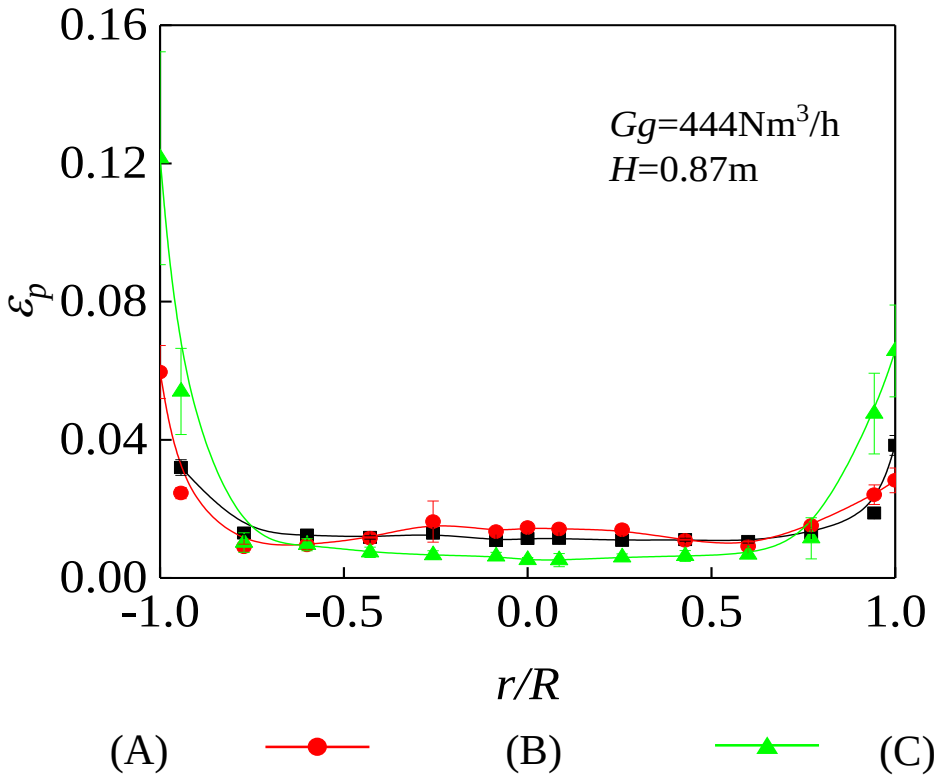
- Whether for the radial or the axial, the solid catalyst concentration in the fast fluidized bed is obvious higher than that in the riser

2、RTC technology

Comparison of the different fast fluidized bed with different configuration



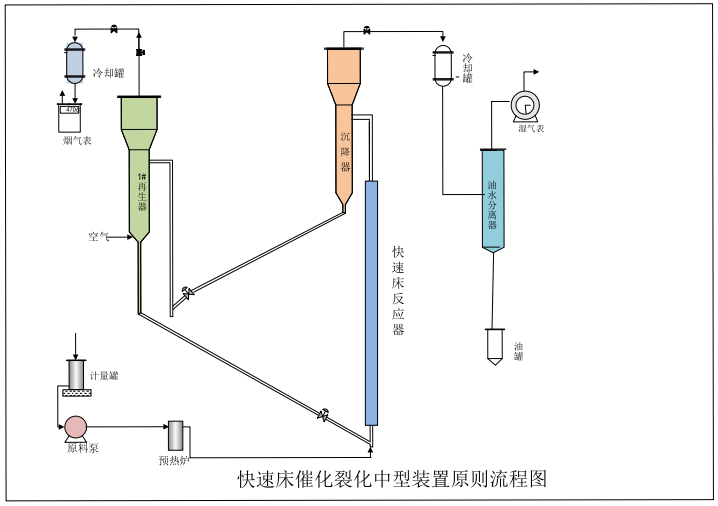
A. Enlarged fast fluidized bed
B. Enlarged fast fluidized bed + distributor
C. Conventional fast fluidized bed



2、RTC technology

---Pilot plant experiments for developing RTC





快速床催化裂化中型装置原则流程图

- To examine the effect of reactor types on light olefins production
- To examine the effect of operating parameters

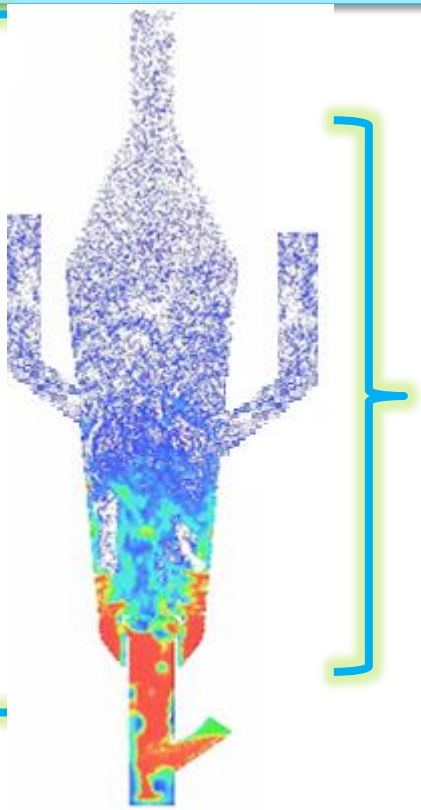
2、RTC technology

RTC reactor-Pilot plant

Reactor	Turbulent bed	riser+ dense bed (DCC)	High efficient fast fluidized bed（RTC)
Feed properties			
density, g.cm-3		0.934	
CCR，%		5.6	
H content，%		12.15	
Mass balance，w%			
Dry gas	10.49	9.46	10.00
ethylene	5.30	**3.89**	**4.86**
LPG	33.03	28.51	35.61
Propylene	14.74	**12.67**	**16.63**
Gasoline	24.07	28.18	25.50
LCO	14.30	15.37	13.13
Slurry	5.87	7.26	5.53
Coke	12.24	11.23	10.24
Ethylene in dry gas，%		41.68	48.90
Propylene in LPG，%		43.65	46.71

2、RTC technology

RTC technology was developed based on a novel reactor with special configuration



- catalysts introduced into the reactor to achieve high catalyst concentration and to inhibit the conversion of propylene
- high catalyst concentration are favorable for more homogeneous reaction temperature gradient
- the novel reactor with special configuration achieve more even gas velocity along the axis

2、RTC technology

---commercial application

- The old DCC unit with processing capacity of 0.65 MT/a in Anqing petrochemicals, SINOPEC, designed by SEI, was successfully started on march 5, 1995. The reactor of DCC unit applied riser plus dense phase bed.

- The old DCC unit was revamped into RTC by replacing the riser plus dense phase bed with the novel RTC reactor with special configuration in Nov. 2019. Besides this, catalyst supply pipeline was also added.

- The first RTC unit was put into operaton smoothly on Jan. 14, 2020. The prominent figue was that the RTC unit could not maintain self-heat balance due to low coke production without changing the feed and catalyst.So fuels had to injected into the regenerator to supply heat. At last the RTC unit could maintain self-heat balance by blending some hydrotreated resid into the feed or adjusting operating parameters.

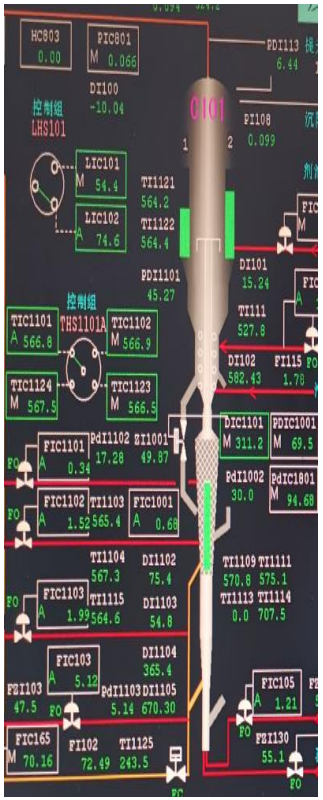
2、RTC technology
---commercial application

- The temperature drop was less than 3℃ between the exit of fast fluidized bed and the outlet of the reactor indicating catalytic cracking mainly occured in the fast fluidized bed.

- the temp.drop was less than 7℃ inside the fast fluidized bed indicating homogeneous temp.gradient along the axis

---More homogeneous temp. gradient of RTC overcome the drawback of grate temp. drop of DCC reactor, which are favorable for intermediate products occuring secondary cracking into propylene.

- High catalyst concentration inside the fast fluidzied bed achieved by introduced spent catalyst or another regenerated catalyst increased the contact probability between catalyst and feed vapor, which are favorable for feed occuring primary cracking into propylene



2、RTC technology

---commercial application

process	DCC	RTC
HVGO feed rates，t/h	79.9	80.5
ratio of blending hydrotreated resid，%	0	4.94
Mass balance，%		
Slurry	+1.89	0
Coke	base	-0.72
Propylene，%	base	+2.35
ethylene，%	base	+0.5
ethylene conc. in dry gas，%	38.15	43.25
propylene conc. in LPG，%	42.60	43.93
Gasoline RON	base	+0.7
Gasoline olefins，V%	base	-10.6

2、RTC technology

---commercial application

process	DCC	RTC
feed rates(HVGO+RDS), t/h	66.83	67.30
ratio of blending hydrotreated resid, %	52.67	50.22
mass balance , %		
Slurry	base	-0.52
Coke	base	-0.56
Propylene, %	base	+2.56
ethylene, %	base	+0.49
ethylene conc. in dry gas, %	base	+6.19
propylene conc. in LPG, %	base	+2.64
Gasoline RON	base	+0.4
Gasoline olefins, V%	base	-18.9

2、RTC technology

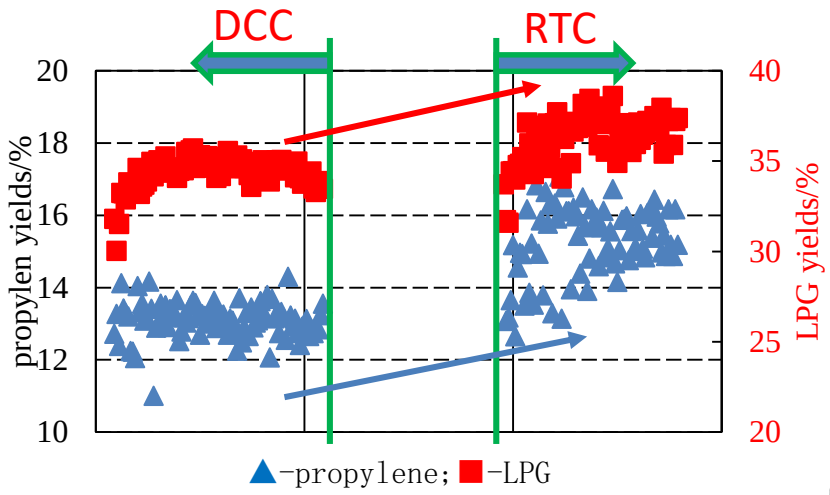
---commercial application

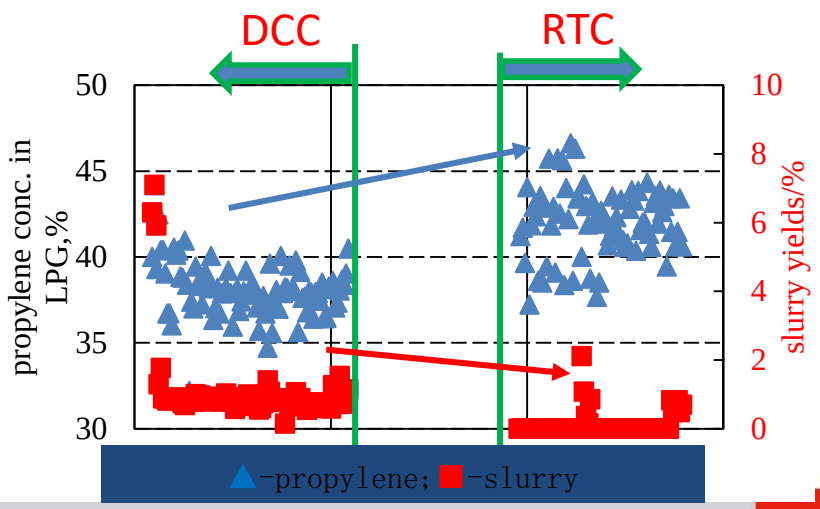
In comparison with DCC, daily statistic data of RTC showed:

- ✓propylene yields increased by 2.30 percentage points
- ✓LPG yields increased by 2.11 percentage points

✓ propylene concentration increased by 3.89 percentage points

✓slurry yields decreased by 0.90 percentage points





2、RTC technology

Since first commercial application last year in Anqing petrochemical company, SINOPEC, up to now RTC has already been licensed 5 grassroot units with total processing capacity of 14.4MT/a.



Anqing（300）



Maoming（300）



Guangzhou（240）



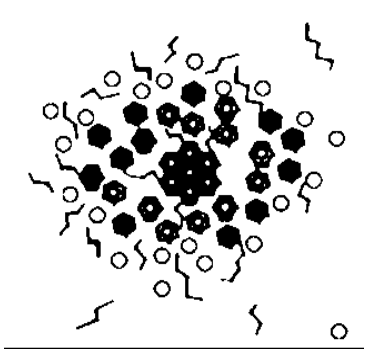
Zhenhai（2*300）

2、RTC technology

Feed adaptability of DCC and RTC

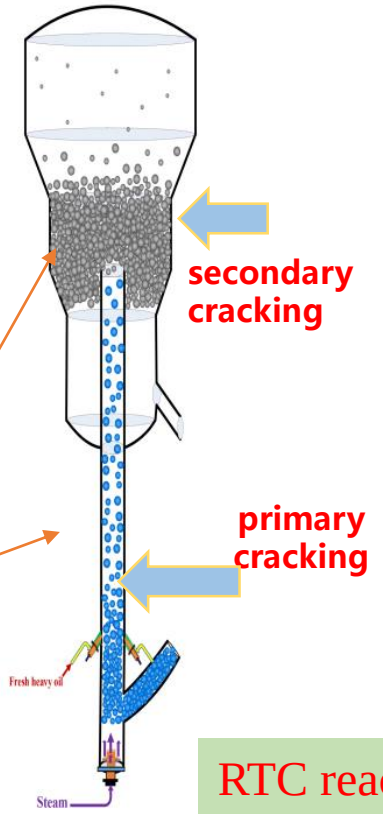
process	RTC	DCC
Feedstocks	especially for naphthenic or intermediate base hydrotreated resids	preferably paraffinic VGO/AR
density，g/cm3	preferably ≯**0.935**	≯0.91 preferably≯0.90
H content，%	preferably ≮**12.15**	≮12.6% preferably≮12.8%

3. Analysis of RTC



ring-opening hard!

high coke tendency !

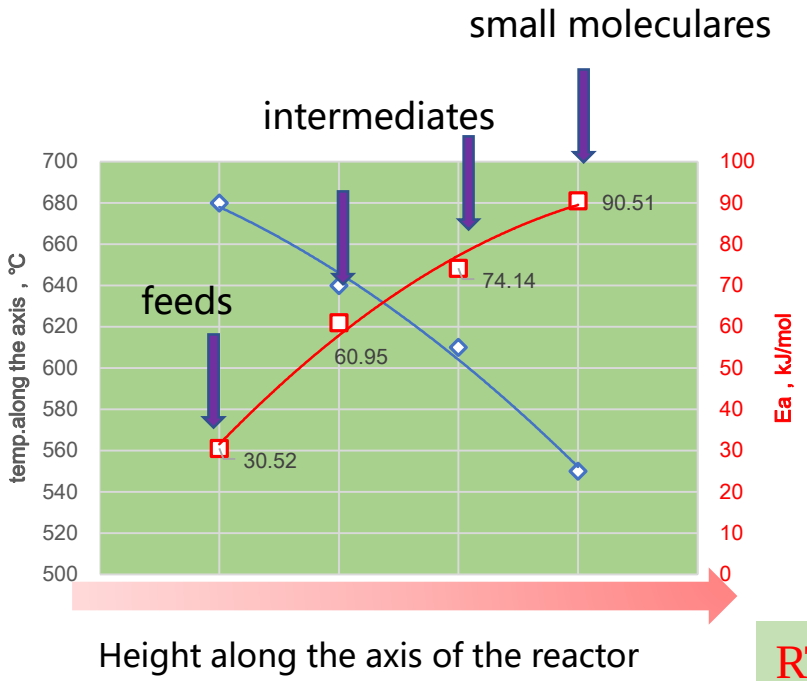


DCC reactor

- **riser**：dilute catalyst are unfavorable for feed occuring primary cracking into propylene
- **dense phase bed**：catalyst accumulated lots of coke are unfavorable for secondary cracking

RTC reactor with special configuration solved intelligently those problems due to high catalyst concentration

3. Analysis of RTC



the variation of temp. gradient are uncompatible with the demanding activition energy of different molecules along the axis

RTC reactor with special configuration solved intelligently this problem by maintaining more homogeneous temp. gradient

4、Summary

- RTC applying a novel reactor with special configuration broaden the feed adaptability of DCC, even for complete hydrotreated resids

- RTC had high selectivity of light olefins and low coke selectivity

Thanks !

JGC's Chemical Recycling Technology
Enabling Circular Economy of Plastic Waste
-Monomerization / Pyrolysis / Gasification-

Enhancing **planetary health**

11 Nov. 2021
JGC Holdings Corporation
Takahiro Shimamura

Reproduction, reprinting, modification or redistribution of this document, in whole or in part, is prohibited without the express written consent of JGC HOLDINGS CORPORATION.

CONTENTS

1. Background of Plastic Waste Issue

2. JGC's Chemical Recycling Technologies
   (1) Monomerization
   (2) Pyrolysis
   (3) Gasification (EUP)



1. Background of Plastic Waste Issue



Enhancing **planetary health**

Plastic Waste Issue

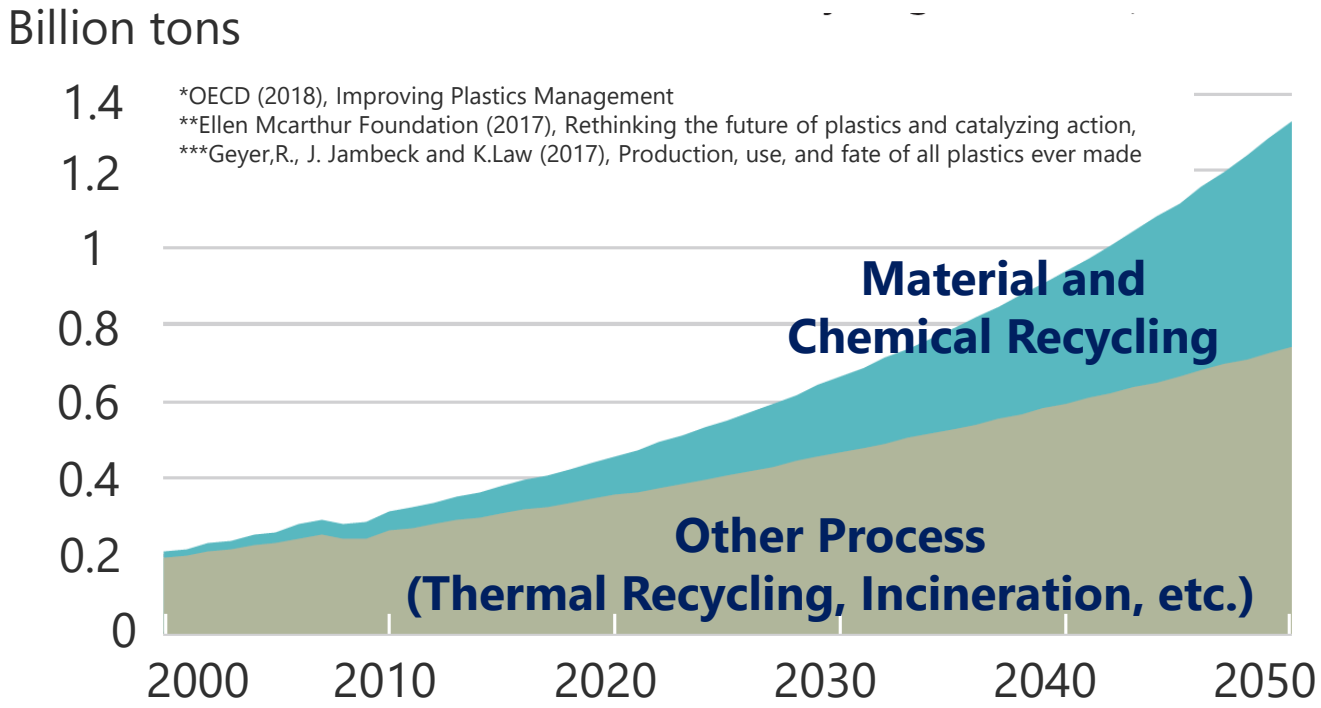


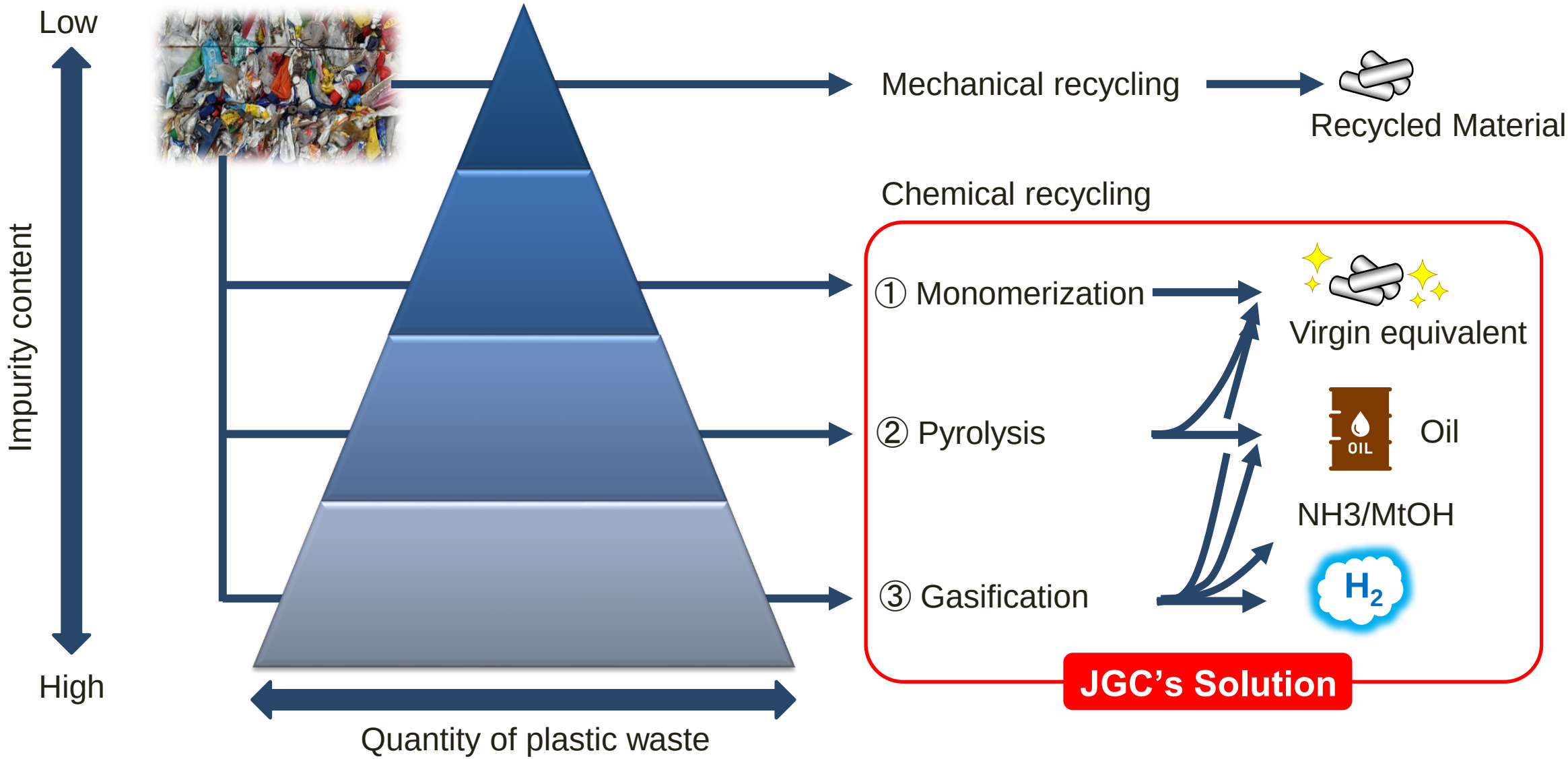
*Fig.1 Plastic Production and Recycling Forecast**, ****

Promotion of Chemical Recycling, in addition to Material Recycling

Significant improvement in the plastic recycling rate is required worldwide*. It is required to promote **Chemical Recycling** that can be applied to waste plastic which is difficult to recycle, such as "mixed plastic" and "contaminated plastic".

Copyright © 2021 JGC HOLDINGS CORPORATION

Technology line-up for recycling of plastic waste



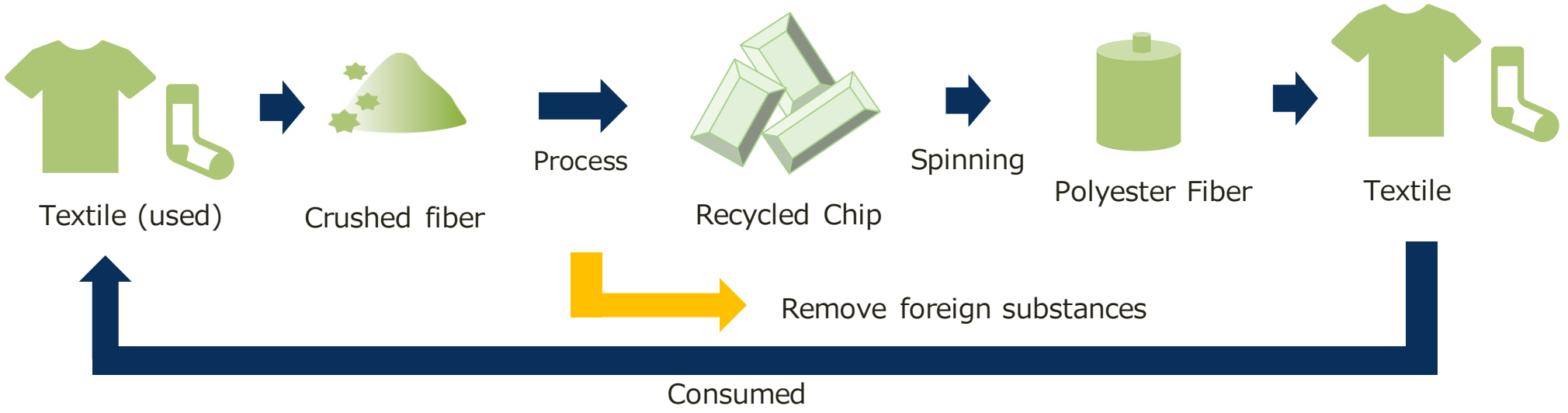
Copyright © 2021 JGC HOLDINGS CORPORATION

2. Chemical Recycling Technologies of JGC Group

(1) Monomerization

Enhancing **planetary health**

Monomerization for Polyester Chemical Recycling



Polyester Chemical Recycling

- Advantage for removing impurities from feedstock compared with mechanical recycling
- Produced recycled polyester is equal quality with virgin products (i.e. those derived from petroleum)
- Possible to implement “closed loop” recycling of polyester product as any polyester products can be recycled, such as textile, film, bottles etc.

Copyright © 2021 JGC HOLDINGS CORPORATION

Monomerization for Polyester Chemical Recycling



Discarded Polyester products

Chemical Recycling Process (DMT method)

Pre-Treatment (PT) Section

Recycled DMT (RD) Section

Recycled BHET

Recycled DMT

Batch Polymerization (BP) Section

rPET CHIP



Recycled Polyester Products

Feature of DMT method

Only ONE technology in the world which has following features;

- -Decolorization
- -Removal of impurity
- -Proven technology with industrial-scale

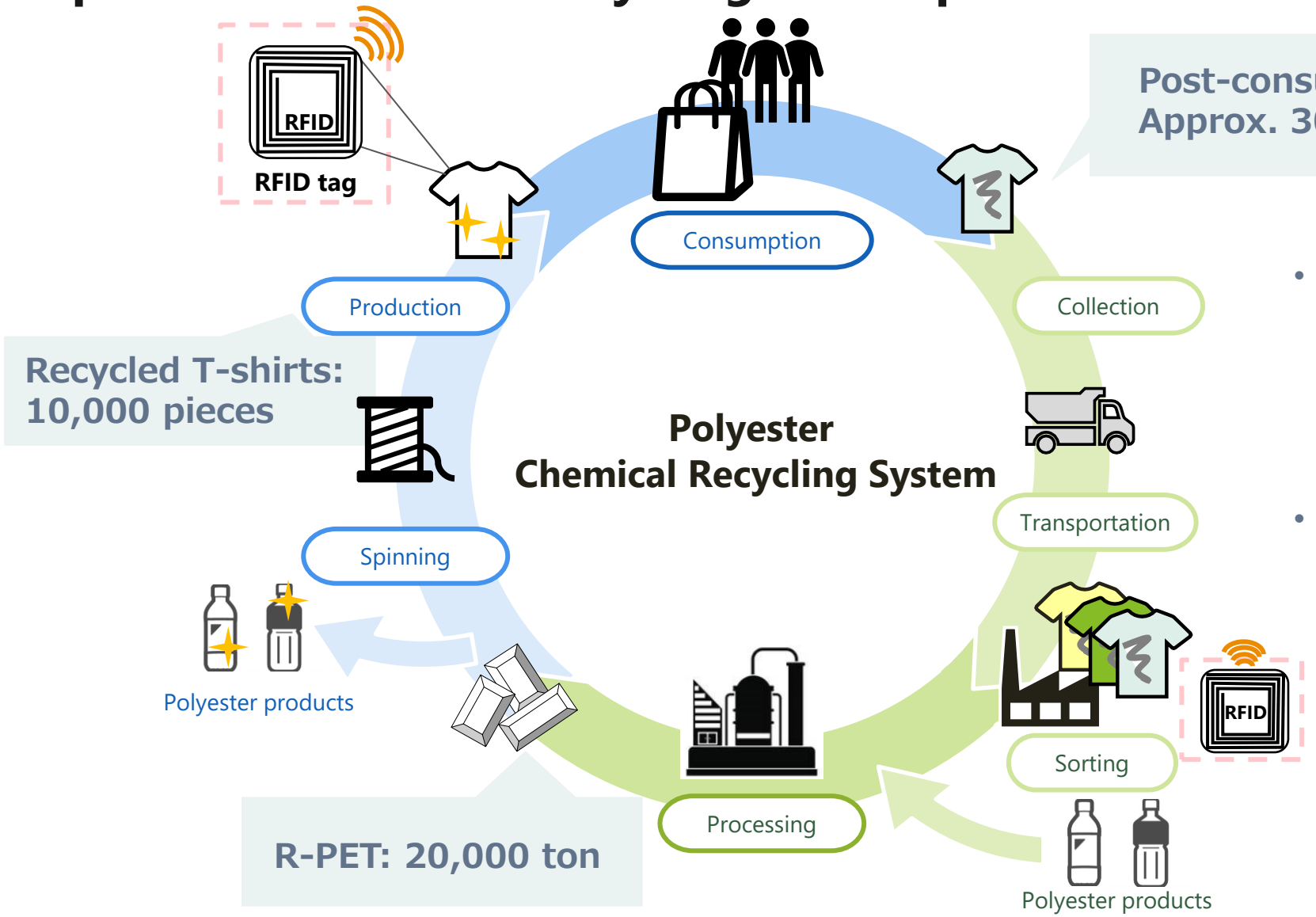
Potential Feedstock

Plastic Bottles
Films
Food Packages
Used Clothes
Wasted textiles from Factory ..and any polyester products

Copyright © 2021 JGC HOLDINGS CORPORATION

Monomerization for Polyester Chemical Recycling

Implement horizontal recycling of PET product



- Every polyester product can be recycled in the common platform, not only fiber but also bottles and films.
- The platform secures traceability of products through its lifetime by using digital technology, such as RFID tag.

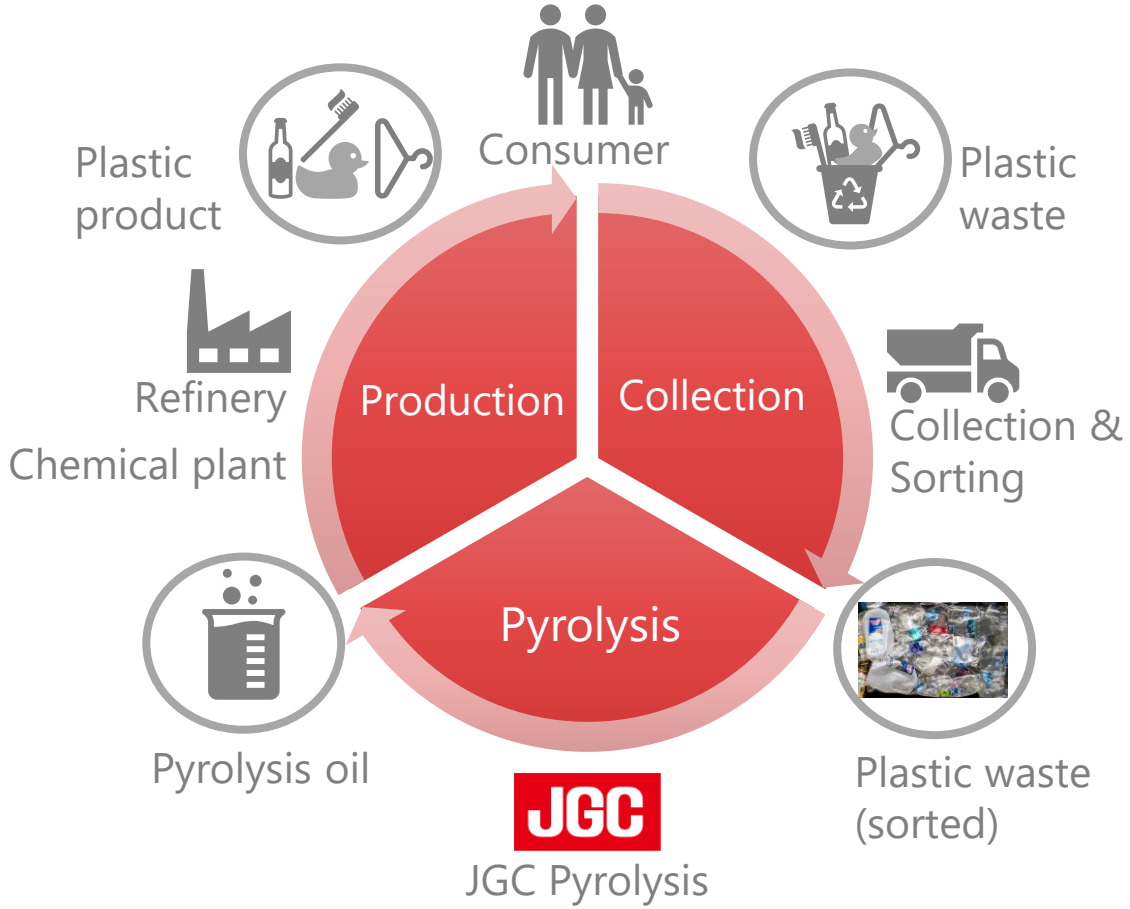
Copyright © 2021 JGC HOLDINGS CORPORATION

2. Chemical Recycling Technologies of JGC Group

(2) Pyrolysis

Enhancing **planetary health**

Pyrolysis for Plastic Waste Chemical Recycling

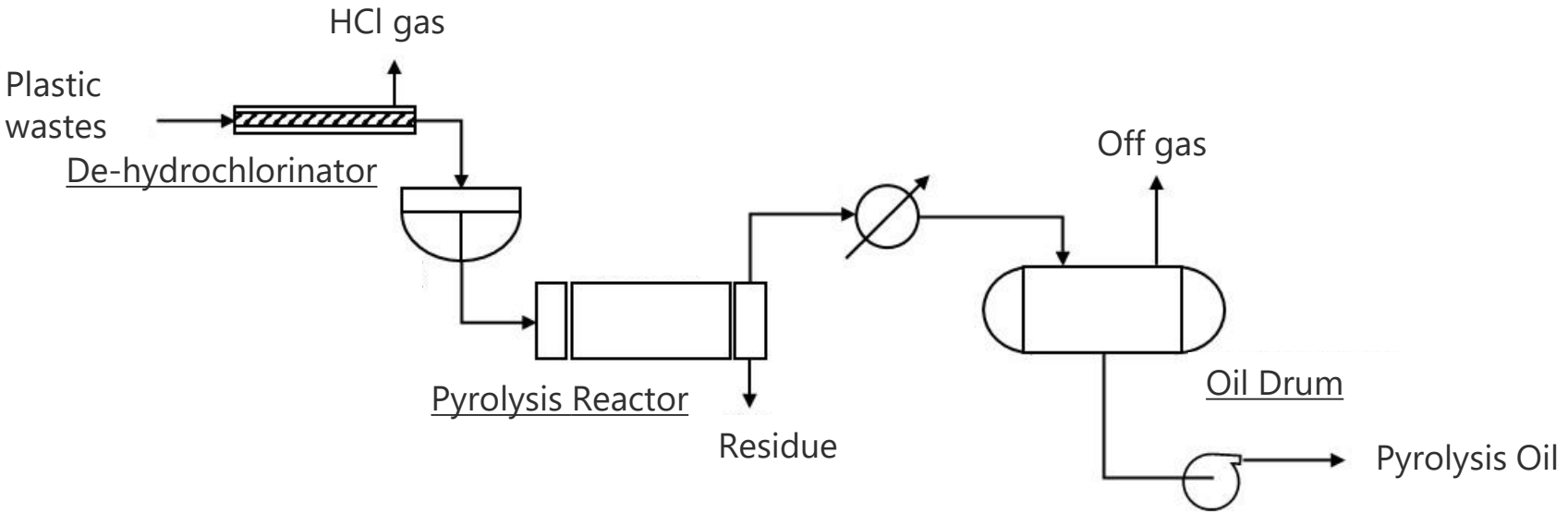


Chemical Recycling with Pyrolysis

- Chemical recycling is established by supplying pyrolysis oil from pyrolysis unit to existing facilities in refinery/chemical plant.

Copyright © 2021 JGC HOLDINGS CORPORATION

Pyrolysis for Plastic Waste Chemical Recycling

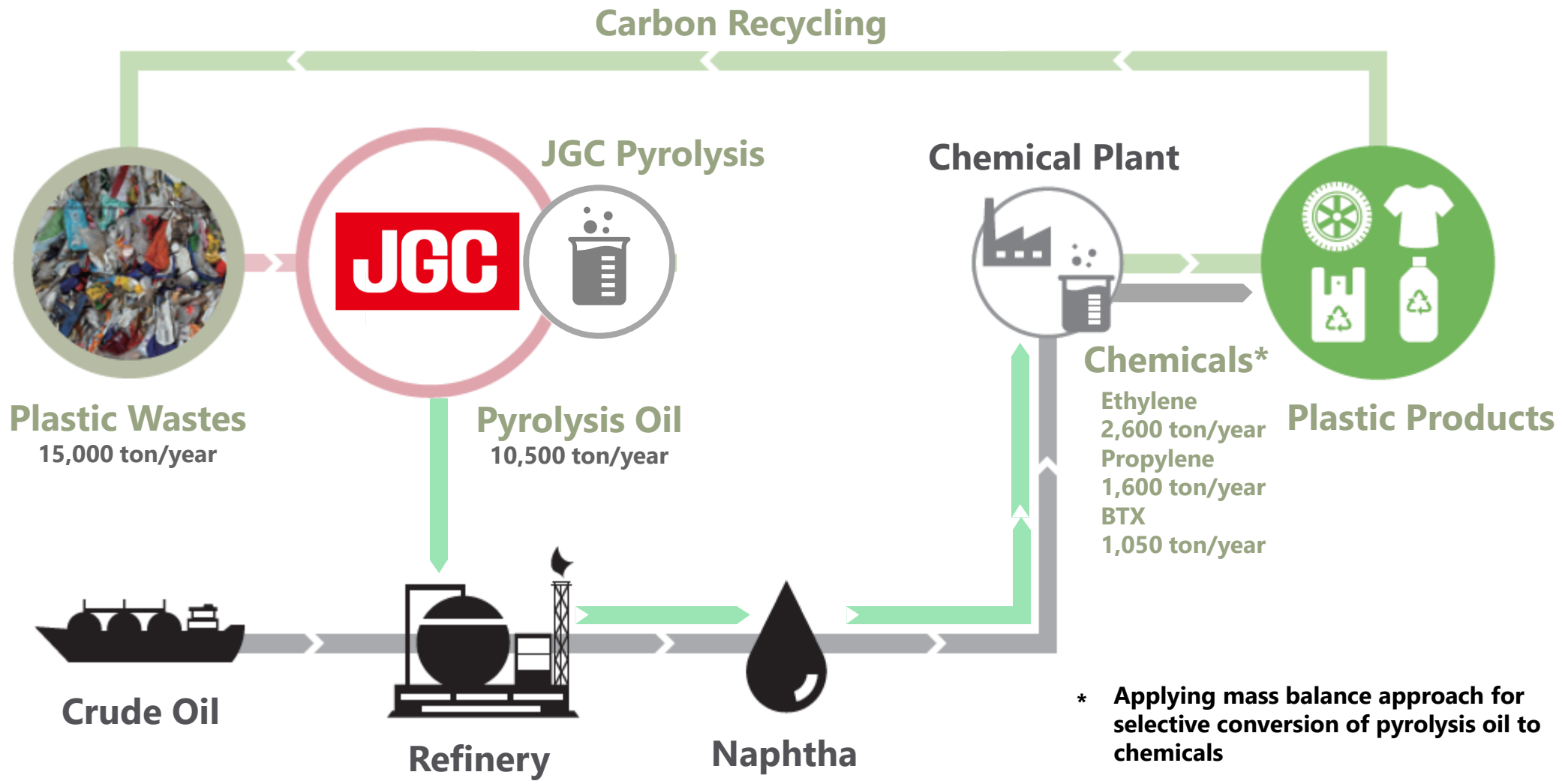


Technology Feature of JGC Pyrolysis

- Advanced pyrolysis process based on the large scale commercial plant having 10 years operation experience
- Enabling the processing of PVC/PET mixed plastic wastes
- Non-catalytic, low pressure process
- Knowledge and know-how of safety operation (fire prevention measures)
- Utilization of residue, HCl gas and off gas to improve economic efficiency

Copyright © 2021 JGC HOLDINGS CORPORATION

Integration of JGC Pyrolysis unit to existing facilities in refinery/chemical plant



* Applying mass balance approach for selective conversion of pyrolysis oil to chemicals

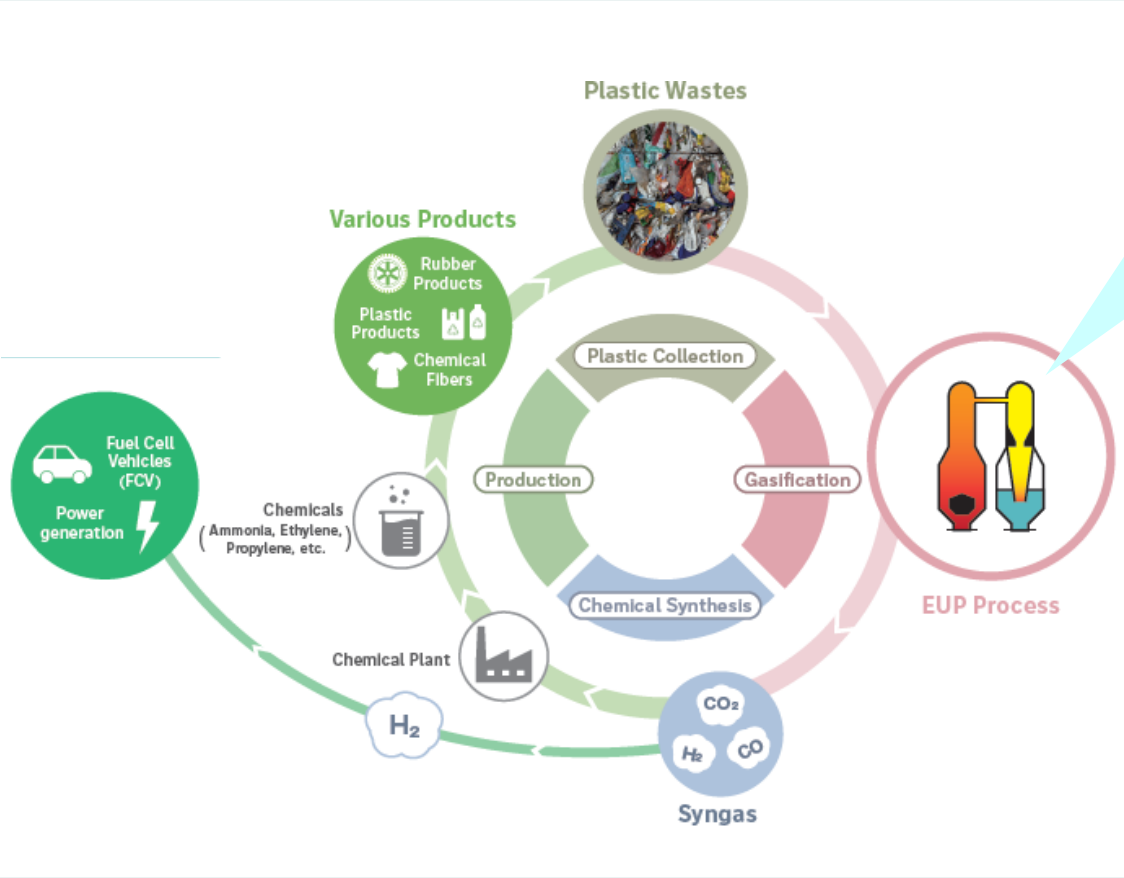
Copyright © 2021 JGC HOLDINGS CORPORATION

2. Chemical Recycling Technologies of JGC Group

(3) Gasification（EUP）

Enhancing **planetary health**

Gasification (EUP) for Plastic Waste Chemical Recycling



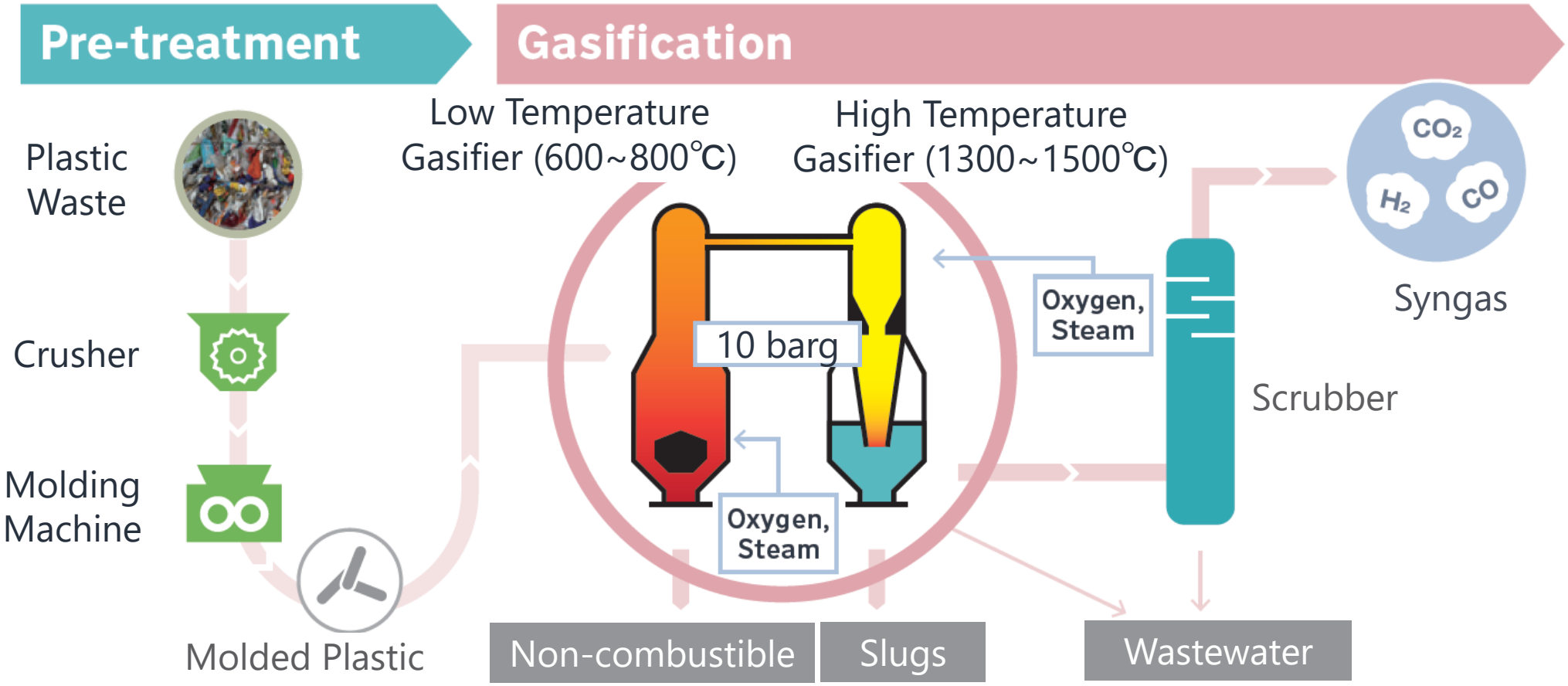
Characterization of EUP Process

・High-performance gasification technology developed in Japan.
・The only one technology with experience of long-term commercial operation (over 17 years)

- JGC promotes/provides licensing and facilities of EUP.
- To produce various products (NH_3, PP, H2)
- Mixed and contaminated plastic can be recycled.
- JGC establishes traceability through visualization of the routing of the recycled material from plastic waste.

Copyright © 2021 JGC HOLDINGS CORPORATION

Gasification (EUP) for Plastic Waste Chemical Recycling



Features of EUP

- **High pressure** operation helps reduction of energy consumption for chemical synthesis
- Achieving **high gas conversion rate** by high temperature operation
- Only Gasification Process with **Long-Term** commercial operation

Copyright © 2021 JGC HOLDINGS CORPORATION

Gasification (EUP) for Plastic Waste Chemical Recycling

Track Record of Commercial Operation

1st and 2nd Gasifiers



EUP Co., Ltd
Yamaguchi, Japan

Capacity :
31 ton/day
70 ton/day

Feed Stock :
Plastic Waste from MSW

Product :
Ammonia

Operation Record :
2001~2008

3rd Gasifiers



Showa Denko K.K.
Kanagawa, Japan

Capacity :
195 ton/day
(nominal 130ton/day x 2)

Feed Stock :
Plastic Waste from MSW

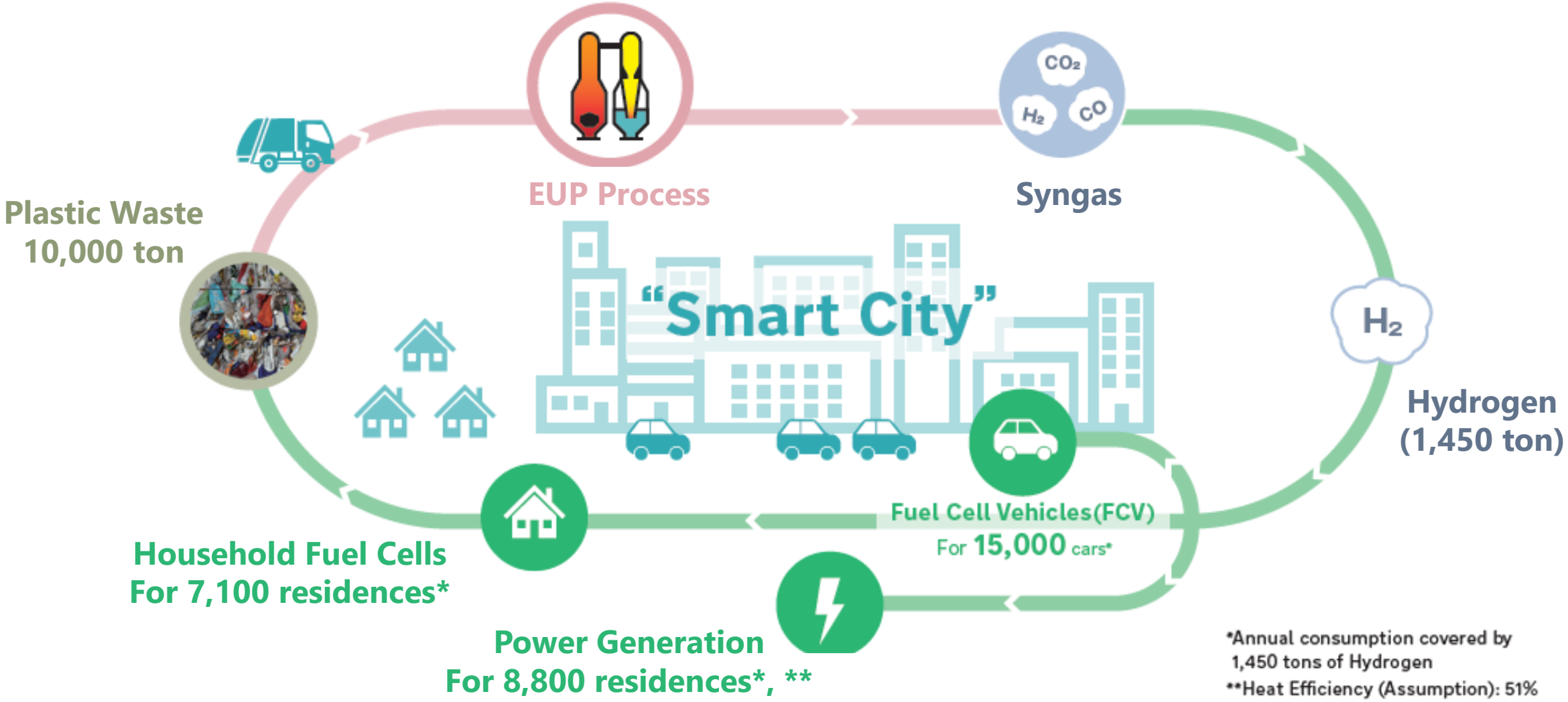
Product :
Ammonia / Liq. CO2 / Hydrogen

Operation Record :
2003~Present

Copyright © 2021 JGC HOLDINGS CORPORATION

Conceptual Study: Social Implementation featuring EUP

Production of local produced Hydrogen for local Consumption



Copyright © 2021 JGC HOLDINGS CORPORATION

Enhancing Planetary Health



JGC Holdings Corporation
Sustainability Co-Creation Department

Takahiro Shimamura
shimamura.takahiro@jgc.com

Production technology of fast pyrolysis bio-oil in Korea

2021. 11. 11

Jo Yong Park

K Petro 한국석유관리원

석유기술연구소 Petroleum Institute of Petroleum Technology

2050 Carbon neutral



GHG Emission

|

Carbon Offset

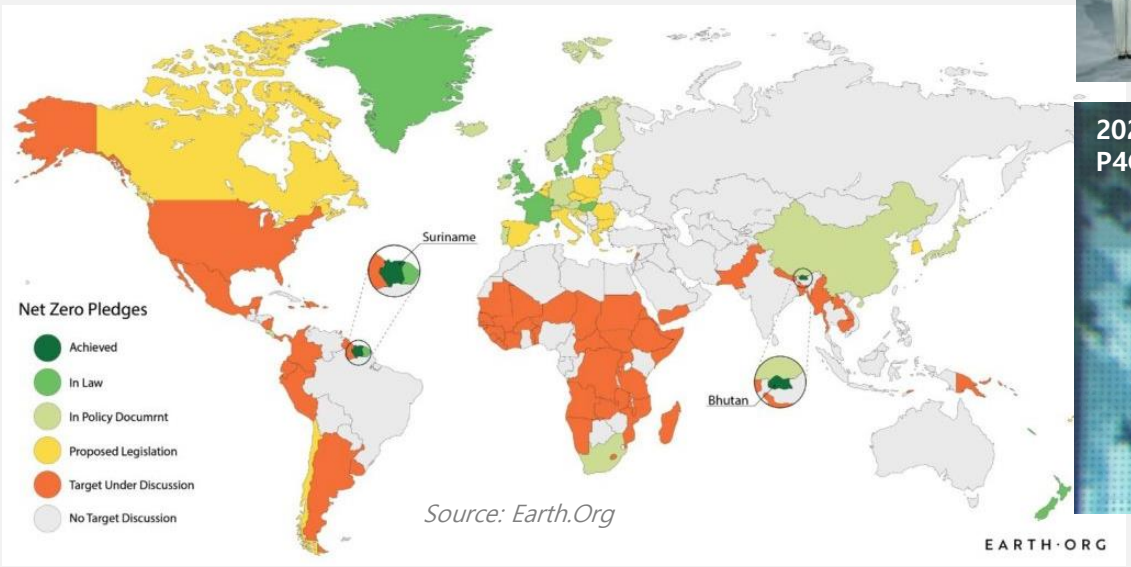
||

Net CO_2 = 0
Carbon Neutral





Net-Zero Emissions Race
(Feb, 2020)





Alternative fuel in Korea

Types of Petroleum Alternative Fuel

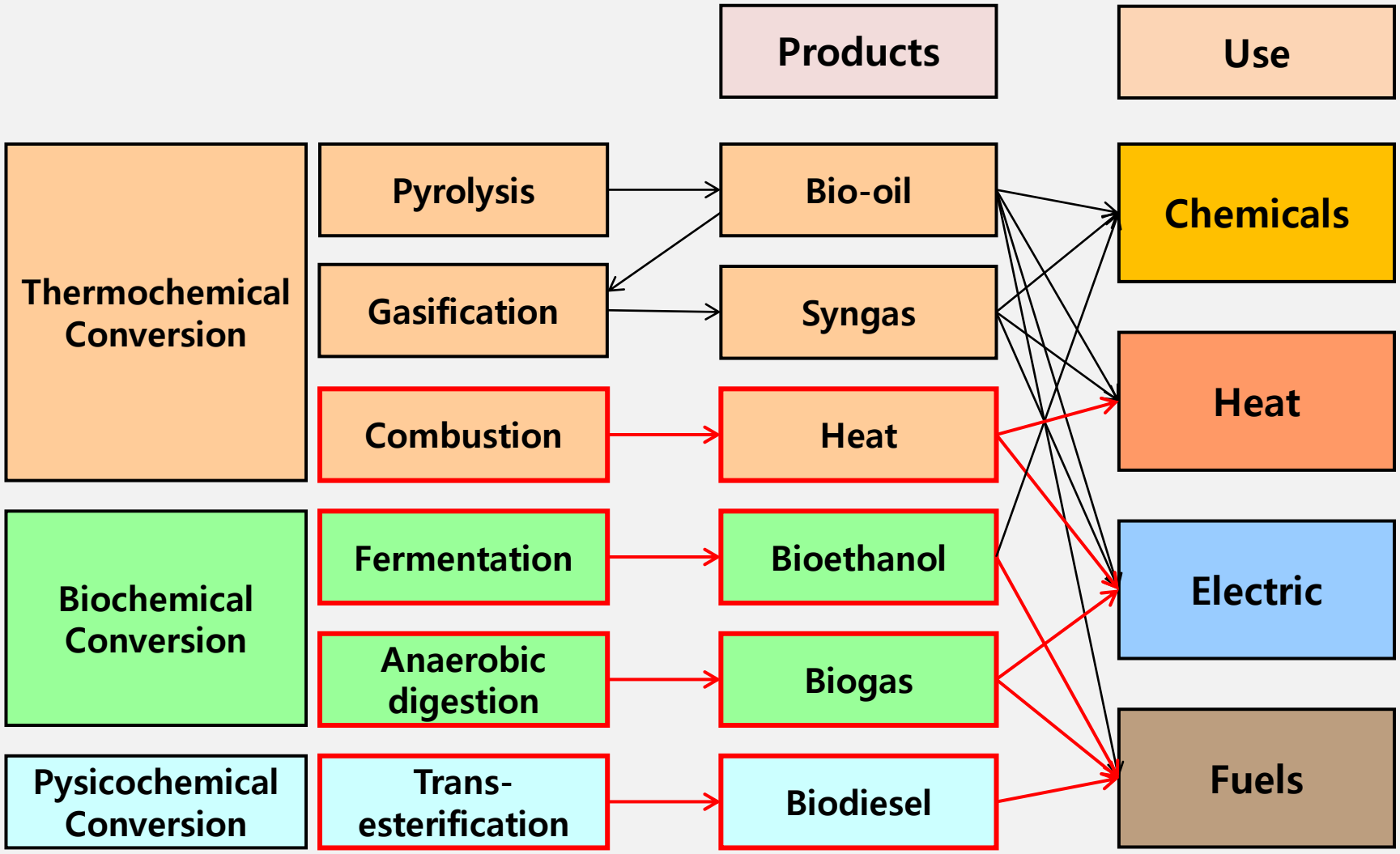
「Petroleum and Petroleum Alternative Fuel Business Act」

- **Biodiesel Fuel**
  - Commercialization 2006
  - Blending 3.0% volume in automotive diesel
  - Renewable Fuel Standard (RFS) program('15. 7~)
  - Blending 3.5% volume in 2021, 5.0% blended target in 2030, up 0.5% every three years
- **Bioethanol Fuel**: Demonstration ('06-'08), Feasibility study of supply operation ('13), E3 Application Technology ('16-'19)
- **Coal Liquefaction Fuel**
- **Natural Bitumen Fuel**
- **Emulsion Fuel**: commercialized, very little use.
- **Gas Liquefaction Fuel**
- **Dimethyl ether**: Demonstration (vehicles, power generation, boilers)
- **Biogas Fuel**: Some commercial (city gas, buses, power generation, etc.)
- **Bio heavy fuel**: Demonstration ('13-'18), Feasibility study of supply operation ('14~19)

Available alternative fuels

- Bio-jet fuel
- Bio-marine fuel
- Bio-pyrolysis fuel
- Plastic-pyrolysis fuel

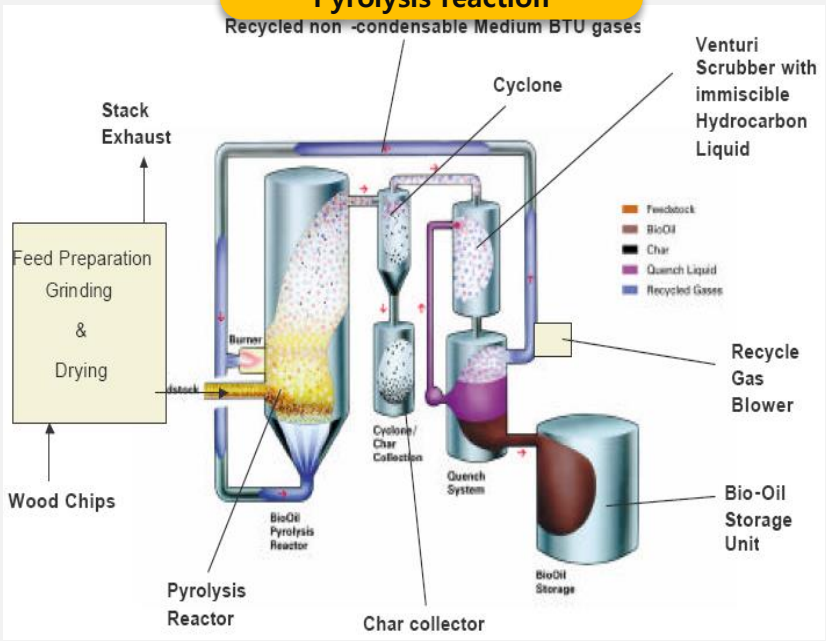
Biomass conversion technology and products



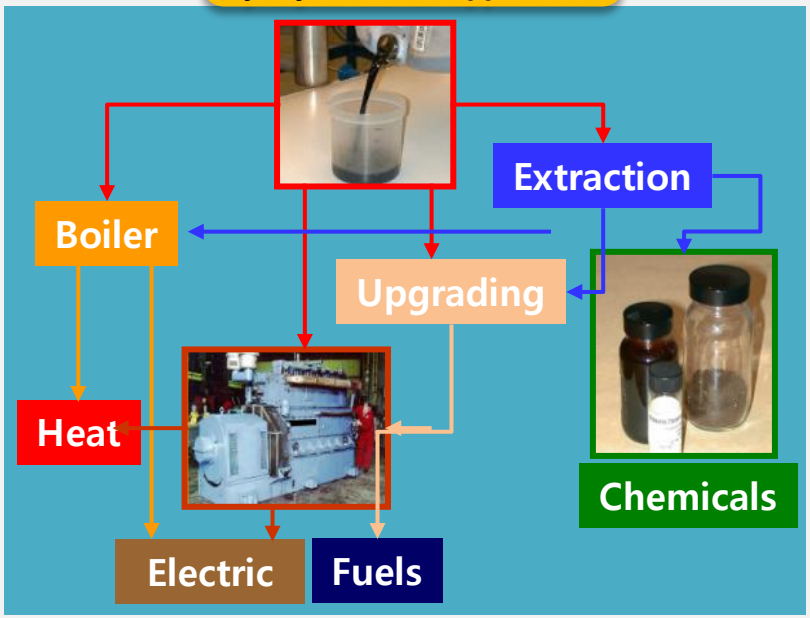
What is fast pyrolysis ?

- Thermal cracking of organic material in the absence of oxygen

Pyrolysis reaction



Pyrolysis bio-oil application



Reaction condition

Thermal cracking of organic material in the absence of oxygen

- Main Product = Liquid Bio-oil
- Process conditions:
- T = 400 - 600°C
- P = atmospheric
- By products:
  - Heat (Steam)
  - Power (Electricity)

Properties of pyrolysis bio-oil

Typical Pyrolysis Oil Characteristics	
Composition	$C_2H_5O_2$
Density	1100 - 1200 kg/m³
Heating value	17 - 20 GJ/m³
• Water content	20 - 30 wt.%
• Ash	< 0.1 wt.%
• Acidity (pH)	2.5 - 3

Commercial fast pyrolysis facility(ENSYN)

Production Capacity

- Ontario Facility – 4 Million gallons per year
- AECN Facility – 10.5 Million gallons per year
- Projects Under Development – 60 Million gallons per year







Commercial fast pyrolysis facility(Btg)

Empyro
The Netherlands



In 24/7 operation since 2015
First commercial FPBO plant in the world that runs 24/7. Empyro was sold to Twence early 2019.

- Biomass feedstock – wood residue
- Biomass input – 36.000 ton/year
- FPBO output – 24.000 ton/year
- Steam output – 80.000 ton/year
- Electricity output – 2.200 MWh/year

Green Fuel Nordic (Finland)
a true trailblazer



- Location: Lieksa, Finland
- Biomass residue is clean sawdust
- Start on-site reassembly of modules August 2020
- **First FPBO production on December 2, 2020**
- FPBO as part of carbon neutral energy strategy of customer Savon Voima Joensuu heating plant
- **Further investments and expansion are planned**

Pyrocell project (Sweden)
from sawdust to tank



- Pyrocell is Joint Venture of Setra and Preem
- **Production of FPBO from sawdust – start-up in 2021**
- Fast pyrolysis technology – annual FPBO production 25,000 tonnes – GHG reduction of 80-90%
- **FPBO will be co-processed in Preem refinery**
- Equivalent of 15,000 family cars powered per year
- **Advanced biofuels under EU RED II directive**

Fast pyrolysis bio-oil application

RFO Projects – Memorial Hospital North Conway, NH

- Chose RFO over solid biomass
- 2 Cleaver Brooks 200 HP boilers
- Converted in 2014
- Increased fuel optionality and reliability
- Consumed over 1.1 million gallons since 2014
- RFO has provided over 95% of the steam load





RFO Projects – Youngstown Thermal Youngstown, OH

- Converted a 100,000 lb/hr natural gas, water tube boiler to natural gas/RFO in 2016.
- The converted burner can burn gas, RFO or co-fire RFO and gas.
- Increased fuel optionality and reliability.
- YT has burned over 2 million gallons to date.
- Goal is to get to over 4 million gallons in the next year.






RFO Projects – Bates College Lewiston, ME

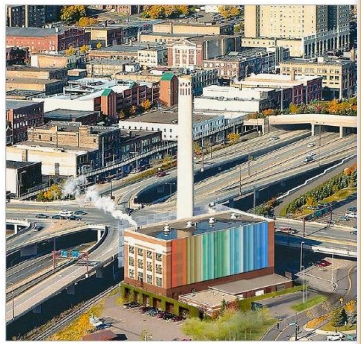
- 3 Cleaver Brooks 700HP boilers.
- Converted 1 boiler to RFO in 2017 and a second in January 2019
- The RFO boilers carry nearly 100% of the steam load.
- They have seen a 81% reduction in their scope 1 GHGs.
- Project had a less than 2-year payback.






RFO Projects – Duluth Energy Systems, Duluth, MN

- Duluth Energy Systems, managed by Evergreen Energy, is the district energy system for Duluth, MN.
- DES has signed a contract with Ensyn for a minimum of 4 million gallons annually.
- Total energy use at facility is 13 million gallons of RFO equivalent.
- DES is project to grow to 7-8 million gallons of RFO annually.
- DES is price similarly to a potential proposal for Lafayette College – at a discount to natural gas.
- Projected start date is 2021.




Pyrolysis bio-oil production in Korea



1t/d pyrolysis facility(Daekyung)

1st facility

- (Scale) 1ton/day
- (Period) 2014 ~ 2017
- (Biomass) EFB, sawdust
- (Reactor type) BFB
- (Applcation) automobile



Biomass	
Water(%): $15.01_{\pm 0.17}$	
Ash(%) : $5.03_{\pm 0.47}$	
C : 39.09	S : 0
H : 5.41	O : 35.1
N : 0.59	HHV : $18.43_{\pm 0.02}$

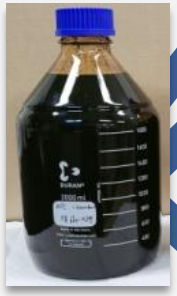


20t/d pyrolysis facility(Daekyung)

2nd facility

- (Scale) 20ton/day
- (Period) 2018 ~ 2021
- (Biomass) Sawdust
- (Reactor type) CFB
- (Applcation) boiler, diesel engine

Upgrading Tech. of Pyrolysis bio-oil



Crude pyrolysis bio-oil

Blending

Emulsion

HDO

filtering

Blending with diesel fuel

Blending with diesel fuel

Blending with diesel fuel

Blending with jet fuel

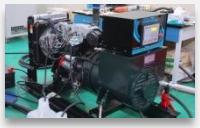
Cracking

Isomerization



Boiler fuels

Tech. 1



Diesel engine fuels

Tech. 2



Marine fuels



Automobile fuels

Tech. 3



Jet fuels

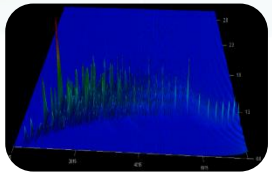
Tech. 1: Boiler fuels

Quality standard(EU, US)

Items	unit	EN16900		ASTM D7544	
		Grade 1	Grade 2	Grade G	Grade D
Calorific value	MJ/kg	14 ↑		15 ↑	
Water	wt%	30 ↓		30 ↓	
Viscosity(40 ℃)	mm^2/s	125 ↓	50 ↓	125 ↓	
Density(15 ℃)	kg/dm^3	1.3 이하		1.1-1.3	
Sulfur	wt%	0.1 ↓	0.05 ↓	0.05 ↓	
Ash	wt%	0.25 ↓	0.05 ↓	0.25 ↓	0.15 ↓
Pure point	℃	-9 ↓		-9 ↓	
Solid content	wt%	2.5 ↓	0.5 ↓	2.5 ↓	0.25 ↓
pH	-	2 ↑		Report	
Nitrogen	wt%	Report		-	
Flash point	℃	-		45 ↑	
Na, K, Ca, Mg	wt%	-	0.02 ↓	-	

Properties of pyrolysis bio-oil

items	unit	Daekyung
Calorific value	MJ/kg	23.5
Water	wt%	12.0
Viscosity(40 ℃)	mm^2/s	2.1
Density(15 ℃)	kg/dm^3	1.18
Surfur	wt%	0.03
Ash	wt%	0.01미만
Pure point	℃	-21
Solid content	wt%	0.23
pH	-	2.3
Nitrogen	wt%	0.08
Flash point	℃	-
Na, K, Ca, Mg	wt%	-

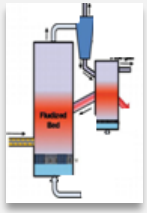


Korean Quality Standard



Tech. 2: Diesel engine fuels





pyrolysis



Upgrading

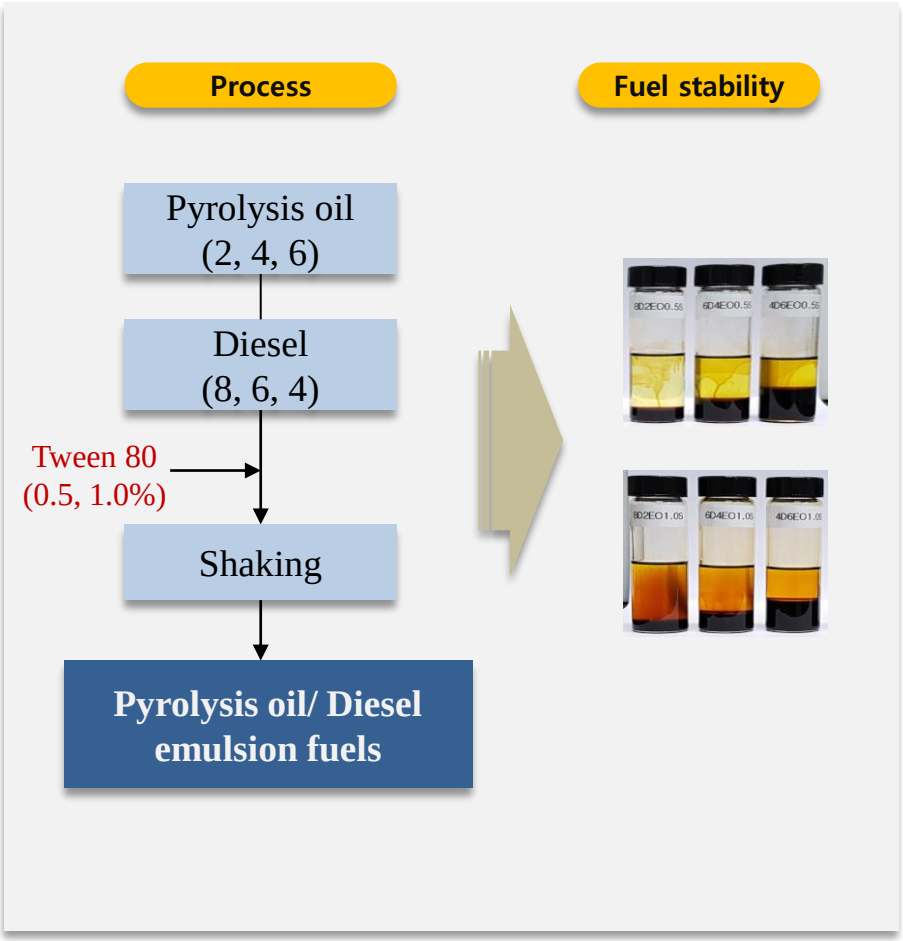
1. Emulsion
2. Blending
3. Reactive distillation
4. Mild HDO

Upgrading methods for diesel engine fuels

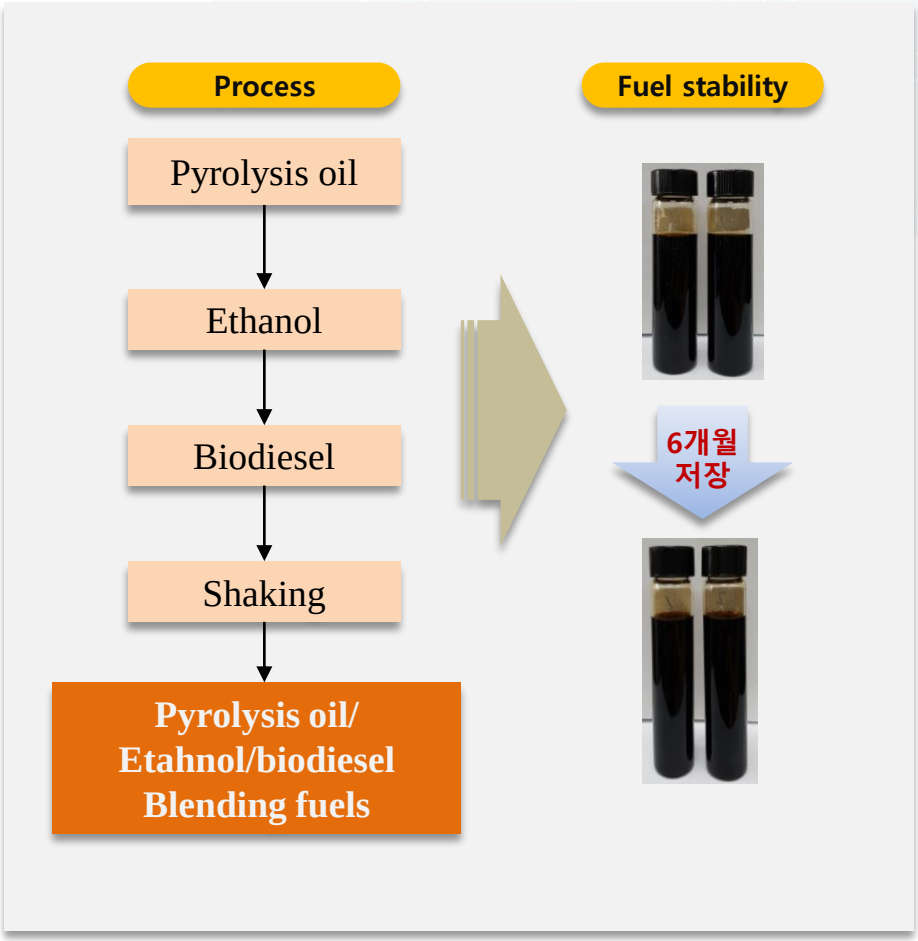
Emulsion	**Dry + Diesel + Surfactant**		Cetane number ↑ Acidity, Viscosity ↓
Blending	**Dry + Biodiesel + Alcohol**		Cetane number ↑ Acidity, Viscosity ↓
Reactive distillation	**Dry + Alcohol → reaction → + Biodiesel**		Heavy fraction, water & char, ash and alkali content Acidity, Viscosity ↓
Mild HDO	**Dry + H_2 → reaction**		Heavy fraction, water & char, ash and alkali content Acidity, Viscosity ↓

Tech. 2: Diesel engine fuels

Emulsion fuels



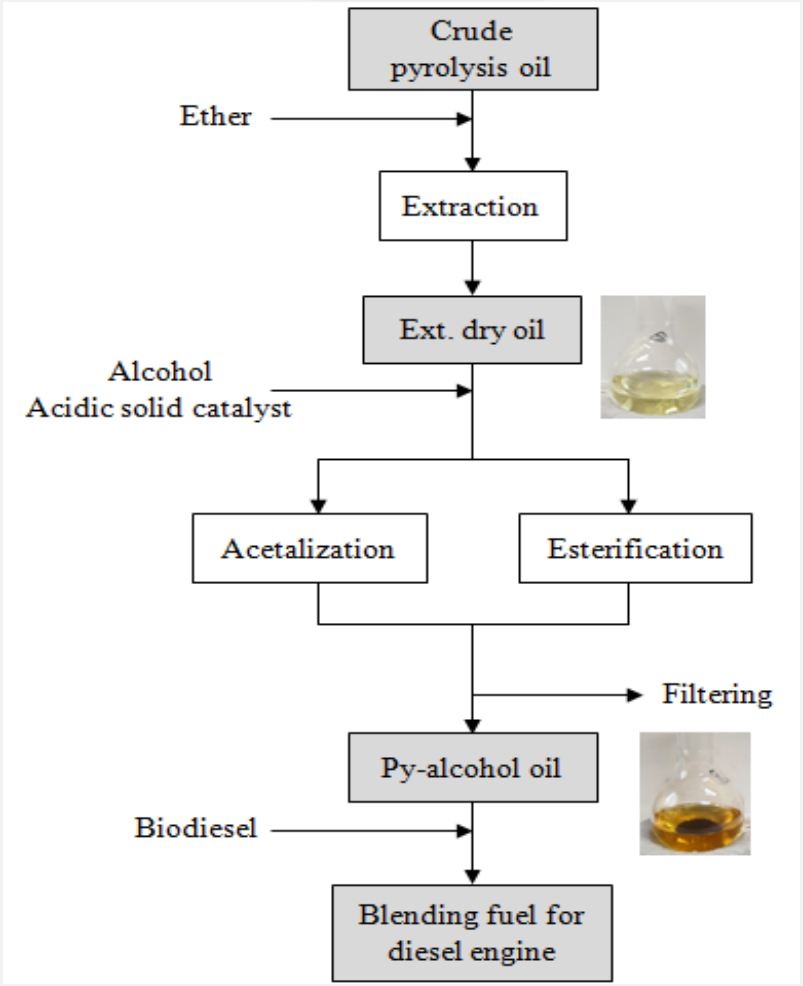
Blending fuels



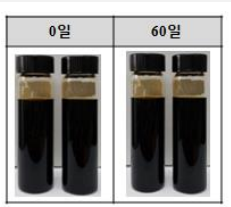
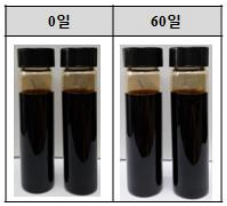
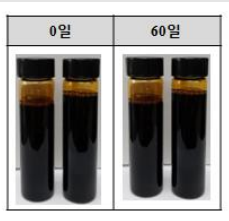
Tech. 2: Diesel engine fuels

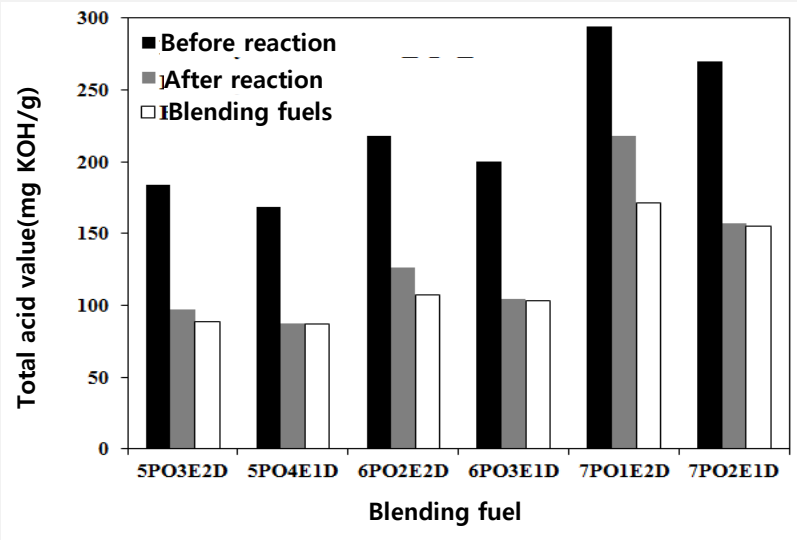
Reactive distillation

Process



Fuel stability

	Ratio		
Pyrolysis oil	5	6	7
Ethanol	3, 4	2, 3	1, 2
Diesel	2, 1	2, 1	2, 1
stability			



Comparison of acid values

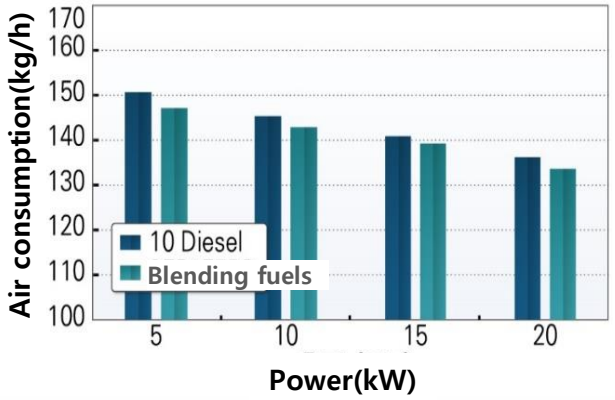
Tech. 2: Diesel engine fuels

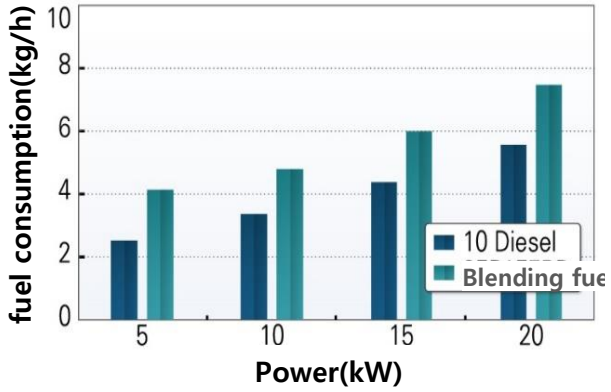
Diesel engine test

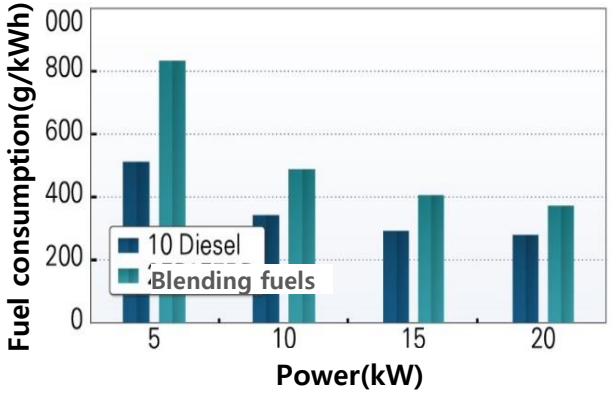


Items	unit	content
Engine model		Hyundae D488-G
Rotation	rpm	1800(60Hz)
Continuous output	ps	41
Exhaust	cc	2,607
Compression ratio		22.1:1

Comparison diesel and blending fuels

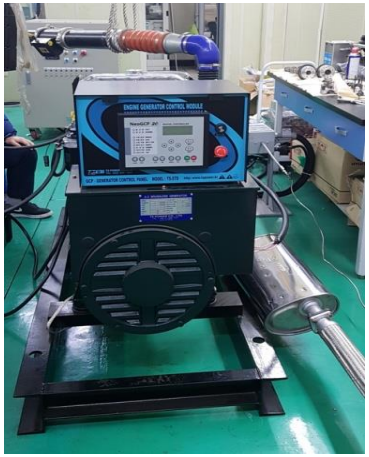


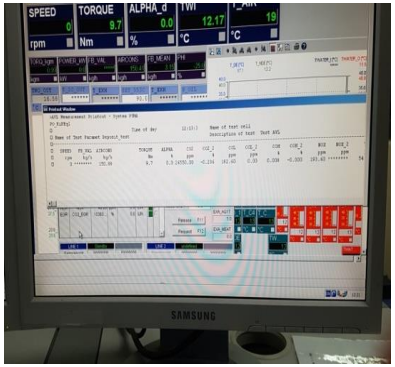


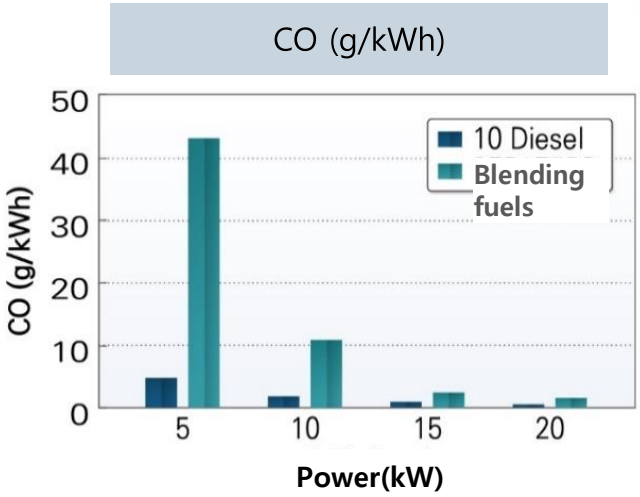


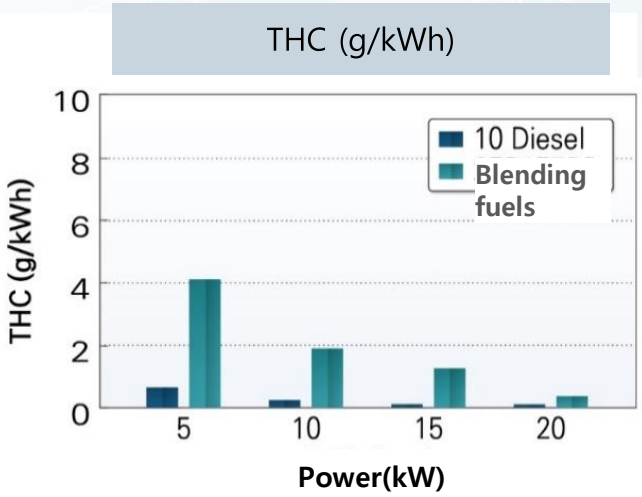
Tech. 2: Diesel engine fuels

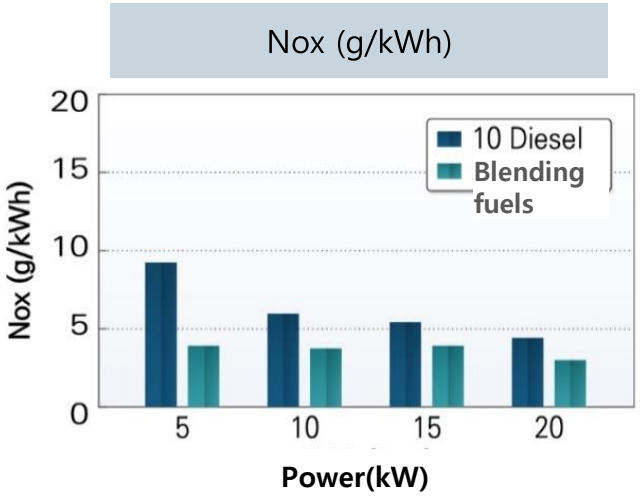
Diesel engine test

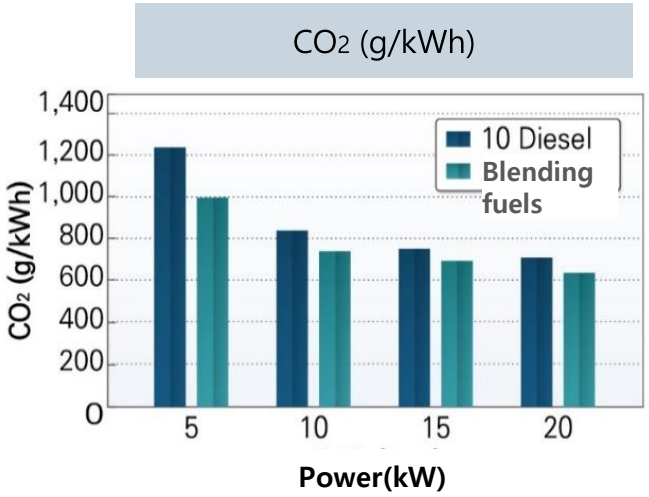










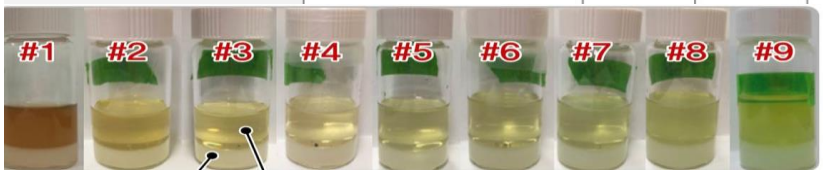


Tech. 3: Automobile fuels

Teams	Raw material	Catalysis	Reaction condition	Results	Source
US South Dakota State Univ.	bio-oil + Supercritical Methanol	15%Ni-5%Zn/Al_2O_3	Batch, 250 ℃, 35 bar, 5 h	Liquid fuels yield 4.64 wt% (HHV 30.47 MJ/kg)	Energy Convers. Manage. 2017, 147, 19-28. / Fuel Process. Technol. 2017, 162, 78-86. / Energy Convers. Manage. 2016, 115, 8-16.
US Purdue Univ.	Cellulose, Poplar Bio-oils	5wt% Pt-2.5wt% Mo/MWCNT	300 ℃, 27 bar, 4 WHSV	Liquid fuels yield 32%	Green Chem. 2015, 17, 178.
China Southeast Univ.	raw bio-oil	(10+10)wt% NiMo/ (HNO_3-treated CNT)	250 ℃, 60 bar H_2	O/C = 0.59 → 0.31	Fuel Proc. Tech. 2014, 126, 12.
China Guangzhou Inst. of Energy Conv.	bio-oil	Ni/TiO_2-ZrO_2	300 ℃, 40 bar H_2	HHV: 13.1 → 25.8 MJ/kg	Energy Fuels 2014, 28, 2562.
US Pacific Northwest National Lab.	bio-oil	RuS/C (1st stage), CoMoS/C (2nd stage)	170 ℃ (1st stage), 405 ℃ (2nd stage), 136 bar, 0.18 LHSV	Liquid fuels yield 59.5~73.0%d	Energy Fuels 2014, 28, 7510.

Hydrodeoxygenation

Catalysis	Liquid products yield(g/g)	C (wt%)	H (wt%)	N (wt%)	O (wt%)	O/C (atom/atom)	H/C (atom/atom	HHV (MJ/kg)	Temp. (°C)
Pd/C	0.30	82.4	11.7	1.3	4.6	0.04	1.70	43.8	345 - 350
	0.31	81.4	11.8	1.4	3.6	0.03	1.74	43.8	
	0.20	68.2	11.9	1.3	17.5	0.19	2.09	37.0	290 - 300
	0.35	82.9	14.4	1.0	1.4	0.01	2.09	48.5	345 - 350
	0.17	78.4	13.1	0.9	6.3	0.06	2.00	44.2	340 - 355
	0.31	78.7	13.0	1.1	7.8	0.07	1.98	43.9	

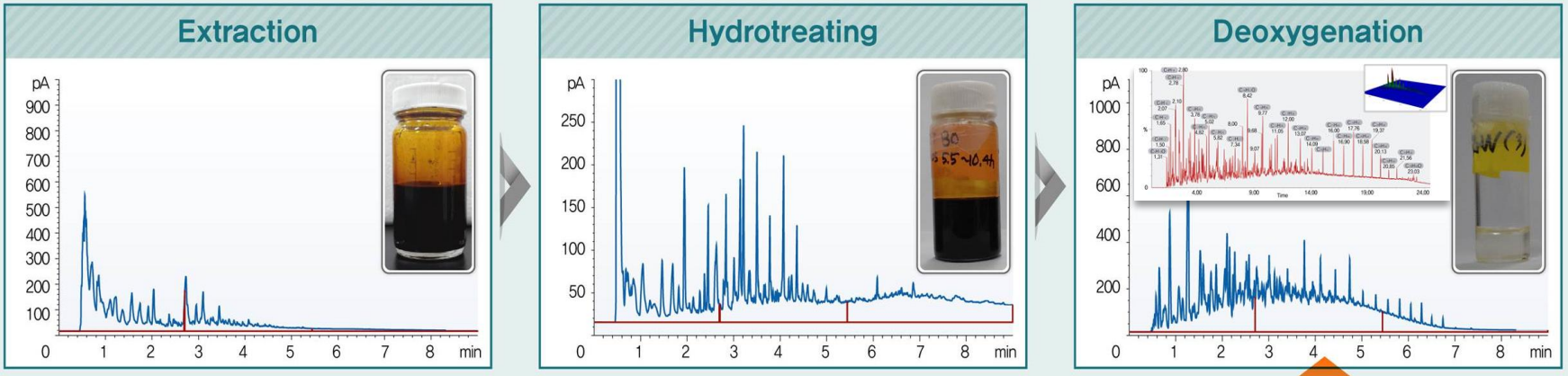




Tech. 3: Automobile fuels

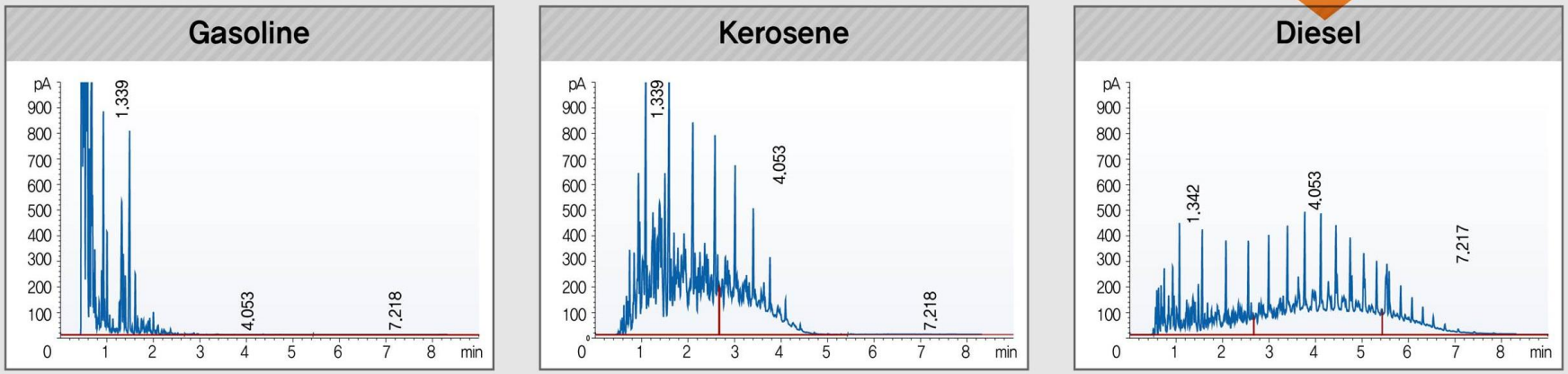
GC patterns

Pyrolysis fuels (GC-FID)



유사성 확인

Petroleum fuels (GC-FID)



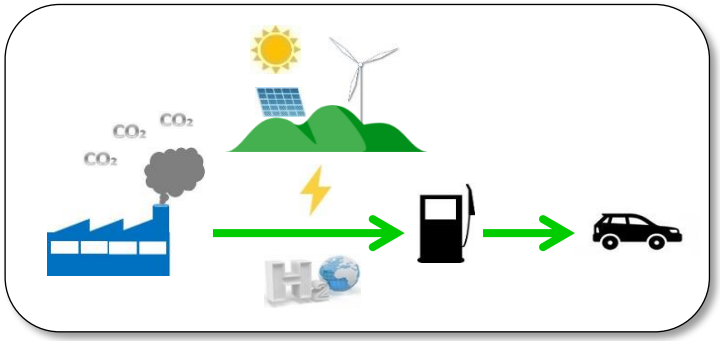
Summary

Prolysis technology is operated by a commercial plant 20 tons/day, and the Daekyung pyrolysis oil met EU(EN16900) quality standard.

Pyrolysis bio-oils can be used as a boiler, diesel engine, and transport fuel through the upgrading process.

Pyrolysis bio-oils for diesel engine fuels are available through upgrading methods such as emulsions, blending, reactive distillation and mild HDO. In addition, pyrolysis bio-oils for transport fuels can be manufactured from paraffin-based fuels similar to petroleum fuels through an hydrodeoxygenation reaction.

Carbon Recycling liquid fuel production from CO_2



Japan Petroleum Energy Center (JPEC)

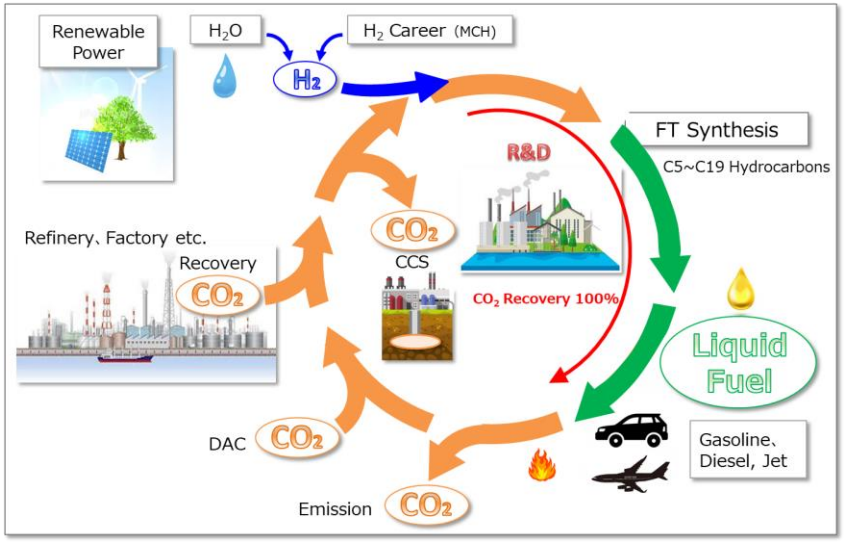
11th November 2021

JPEC All rights reserved.

Background

- ✓ **Efforts to decarbonize the energy sector are accelerating in Japan and overseas.**
- ✓ **Carbon Recycling Liquid Fuel (e-fuel) made from CO_2, which can replace existing liquid fossil fuels (gasoline, diesel and jet fuel, etc.), is attracting attention as an effective use technology for CO_2.**
- ✓ **JPEC conducted a survey※ on the contribution of e-fuel to reducing greenhouse gas emissions by 2050, and we started NEDO project for e-fuel production and utilization technologies.**

※NEDO Report "Survey for extracting promising technology of liquid fuel production from CO_2" (2020)



Future image of producing and utilizing liquid synthetic fuel from CO_2

JPEC All rights reserved.

1. Carbon Recycling Technology

- Carbon Recycling Technology related to e-fuel production
- e-fuel project in Europe
- e-fuel production efficiency (estimation)

2. Outline of R&D Project

- A mid-to long-term R&D plan for e-fuel technology
- R&D scenario
- Project overview and R&D field
- R&D organizations
- Technical issues and R&D directions

1．Carbon Recycling Technology

Carbon Recycling Technology related to e-fuel production

- **e-fuel production (Conventional)**
  【Source】 CO_2 and **Carbon-free H_2** (water electrolysis using renewable electricity)
  【Process】 Fuel : **Fischer-Tropsch (FT) synthesis**
  Syngas : **Reverse Water Gas Shift (RWGS)**
- **Promising technology**
  Co-electrolysis of CO_2 and water using renewable electricity





Feed → Conv. to Syngas → Syngas → Conv. to Fuel → e-fuel

H_2O → H_2O electrolysis → Carbon-free H_2 → H_2

Carbon-free H_2 + CO_2 → RWGS → CO H_2

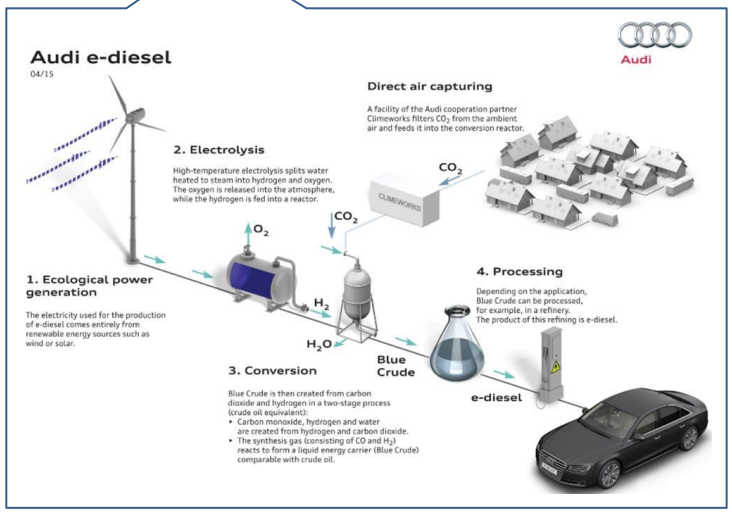
CO_2 + H_2O → Co-electrolysis → CO H_2

CO H_2 H_2 / CO H_2 H_2 / CO H_2 H_2 → FT synthesis → C_nH_m / C_nH_m / C_nH_m

e-fuel project in Europe

Project	Blue Crude	E-diesel	Nordic Electrofuel	Norsk e-fuel
Process	①Water electrolysis+RWGS+FT			②Co electrolysis+FT
CO_2 Recovery	DAC ※Direct Air Capture	Emission recovery	Emission recovery	DAC
Company	Audi Sunfire Climeworks	Audi INTERTEC	Nordic Electrofuel	Norsk e-fuel Sunfire Climeworks
Location	Germany (Dresden)	swiss (Laufenburg)	Norway (heroya)	Norway (heroya)
Tearm	2014	–	2023	1st : 2023 2nd : 2026
Scale	1BPD	60BPD	180BPD	1st : 180BPD 2nd : 1800BPD

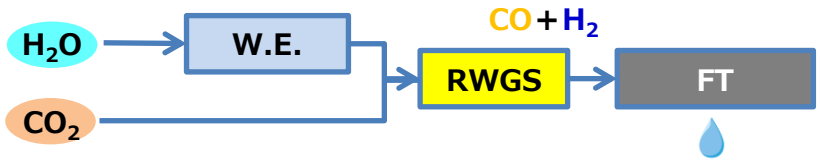
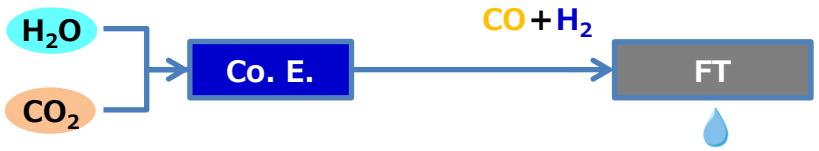




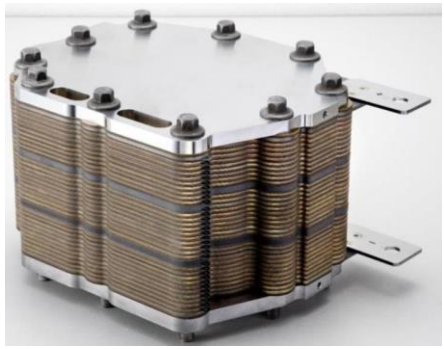


e-fuel production efficiency（estimation）

- To evaluate the technology, we will implement a process conceptual design and estimate the production efficiency of e-fuel.
- Production efficiency = [e-fuel heat volume / input energy]
  *Process size: 600 BPD (assuming CO_2 emissions from 100,000 BPD-scale refineries)
- Production efficiency is affected by electric consumption, energy recovery and use during synthetic gas production

Production process	Process flow	Electric Consump.	Energy recovery	Efficiency
①Water Electrolysis +RWGS+FT		119MW	10%	32%
②Co-electrolysis+FT		84MW	37%	45%

2. Outline of R&D Project



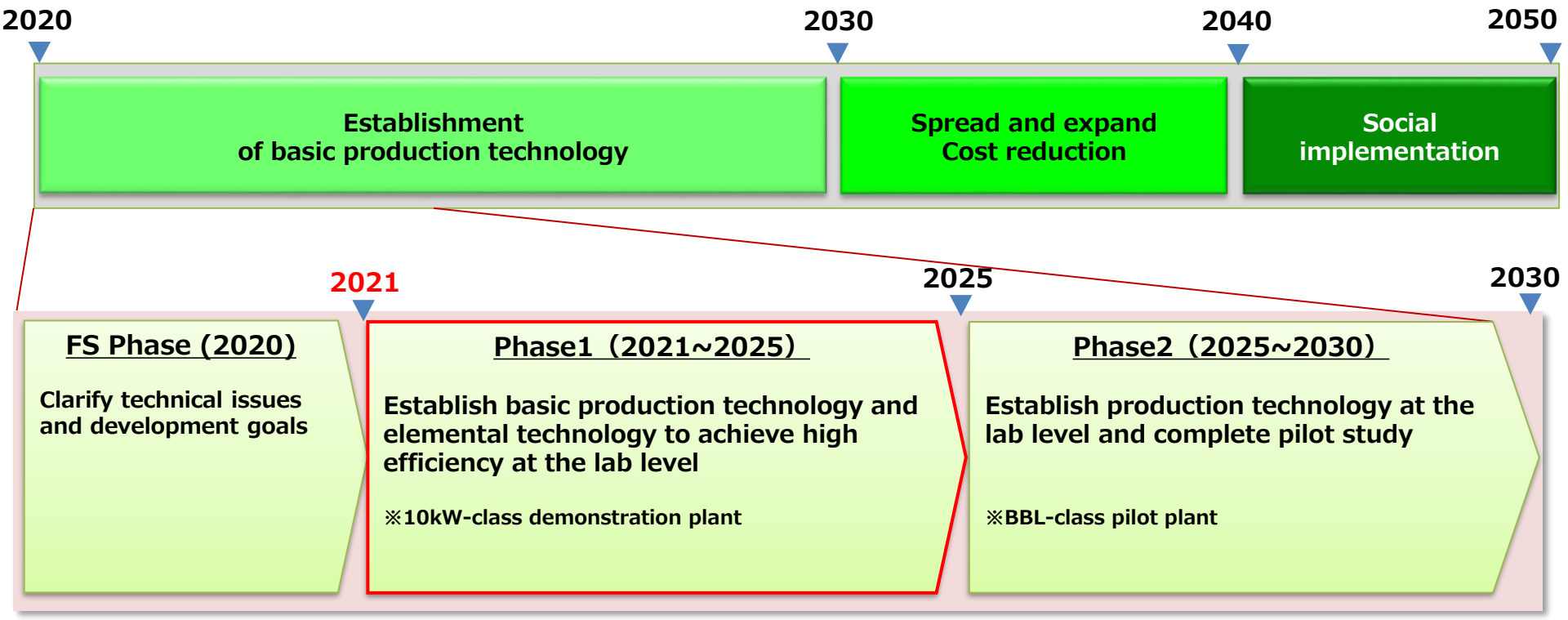
Electrolysis stack

A mid-to long-term R&D plan for e-fuel technology

- ✓ Considering the cost reduction of H_2 and CO_2 from 2030 onwards, we assumed the time of social implementation of e-fuel.
- ✓ Schedule of practical use on the premise of cost reduction,
  - From 2030 to 2040, Spread and expand, Cost reduction
  - From 2040 onwards, Social implementation

A mid-to long-term R&D plan for e-fuel technology

※Referred to METI Carbon Recycling Roadmap



JPEC All rights reserved.

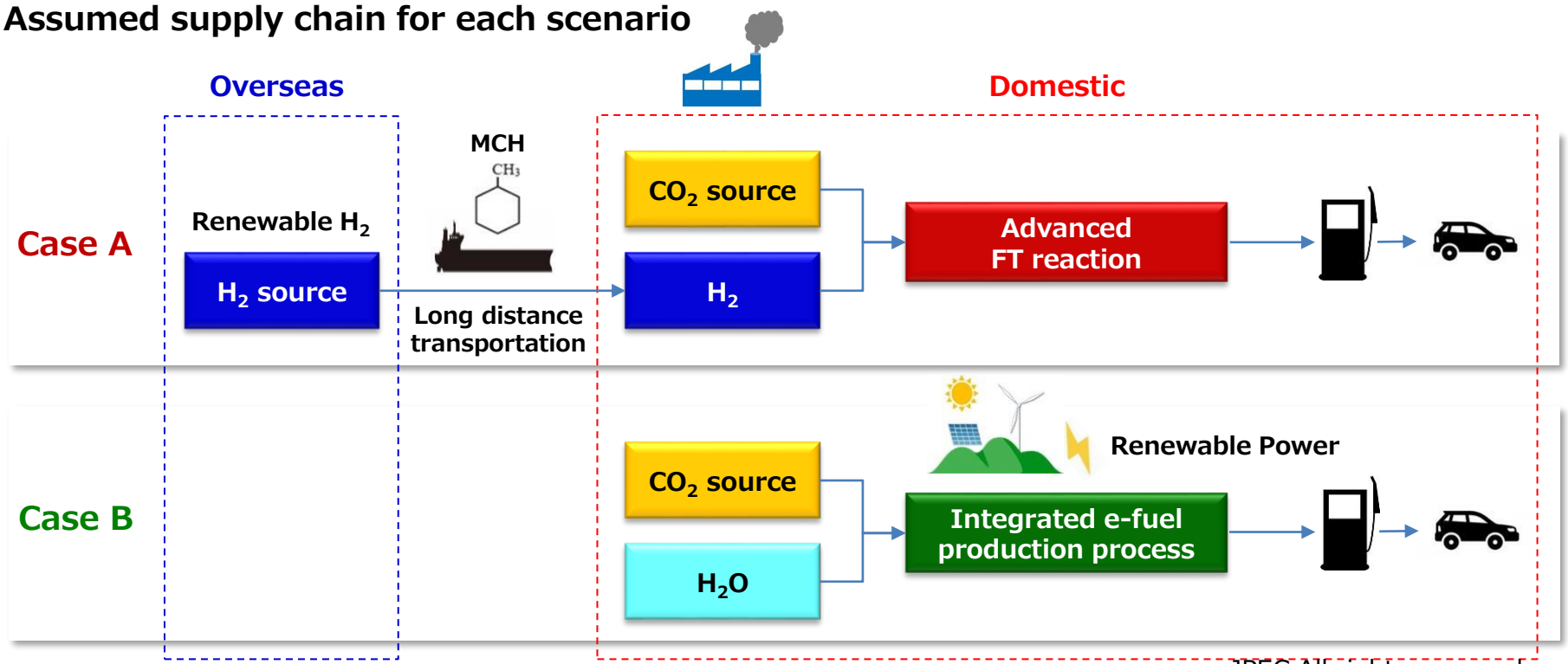
R&D scenario

- ✓ R&D scenario ;
  - Case A H_2 supply is available
  - Case B No H_2 source (Renewable power is available)
- ✓ Direction of R&D

  Focusing on FT reaction, we planned highly efficient process development in each scenario.

  Case A Advanced FT reaction technology
  Case B Integrated e-fuel production process with electrolysis and FT reaction

Assumed supply chain for each scenario

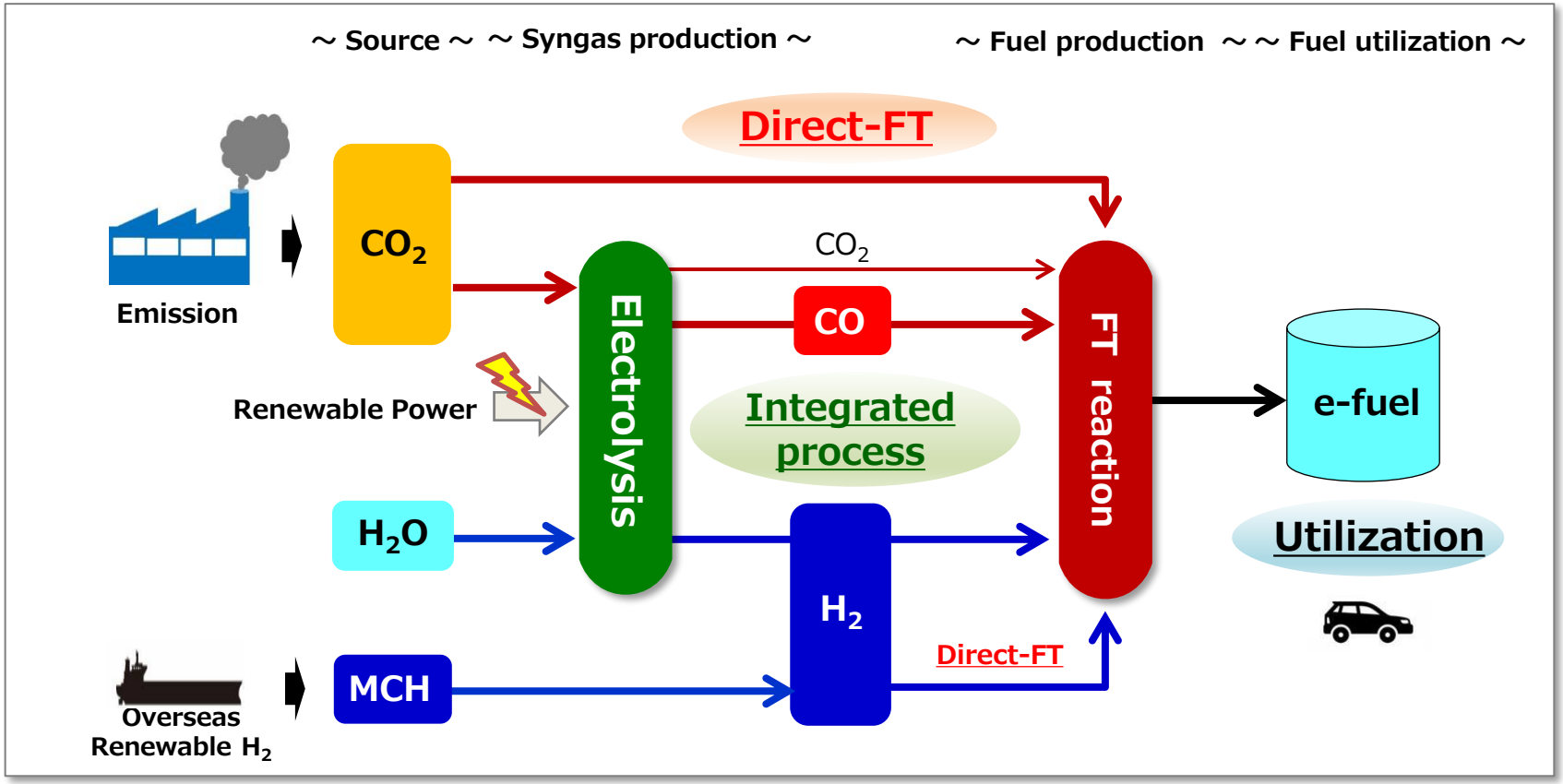


JPEC All rights reserved.

Project overview and R&D field

- ✓ R&D period (Phase1) : 2021~2025 (4 years)
- ✓ Project management and Funding : NEDO
- ✓ Budget : $ 43million
- ✓ Theme title : Carbon Recycling Liquid Fuel Production from CO_2
  - Advanced FT reaction technology (Direct-FT)
  - Integrated e-fuel production process with electrolysis and FT reaction

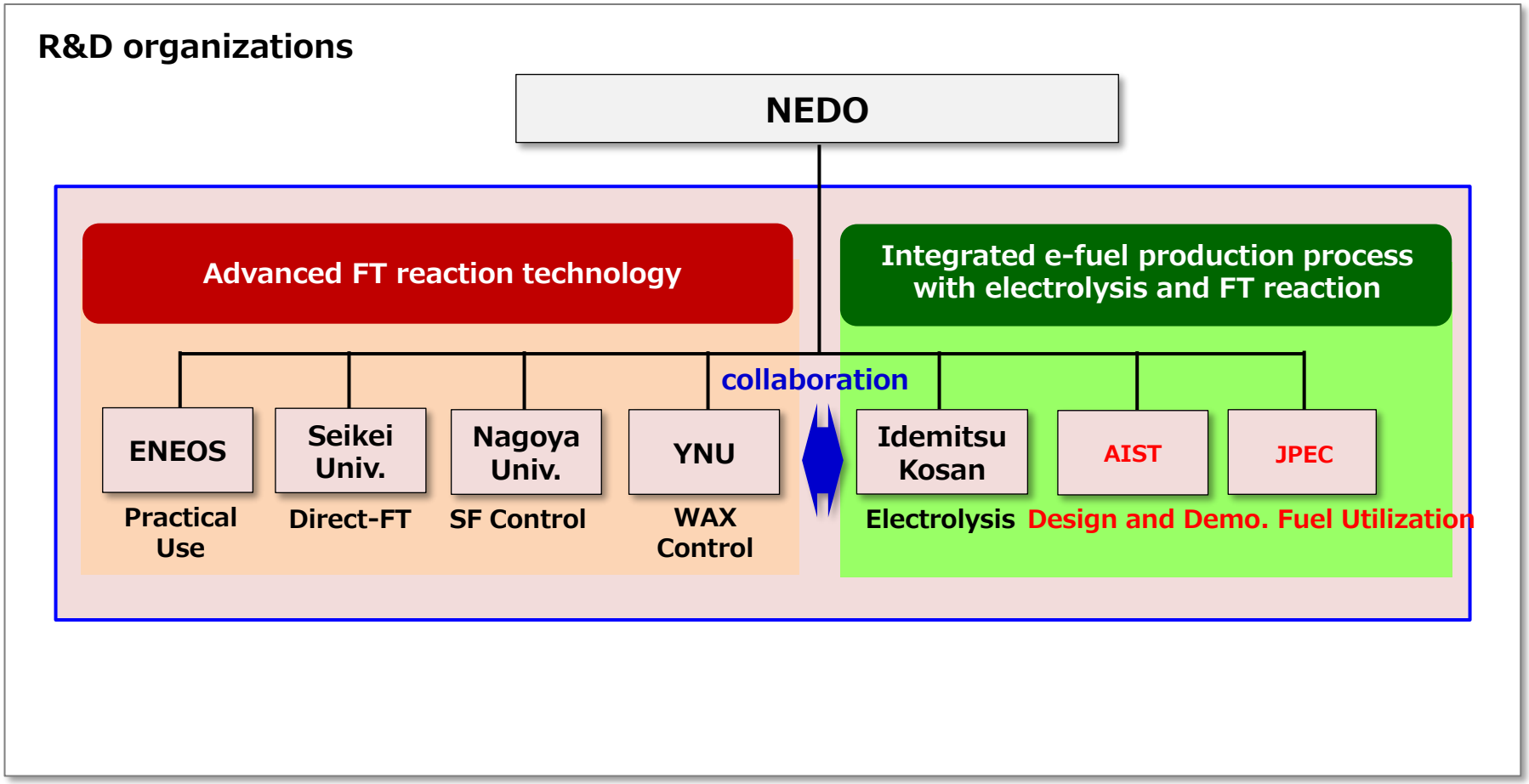
Position of Direct-FT and Integrated process



JPEC All rights reserved.

R&D organizations

- ✓ University :Seikei Univ. Nagoya Univ. Yokohama National Univ.
- ✓ Government : National Institute of Advanced Industrial Science and Technology（AIST）
- ✓ Industry : ENEOS、Idemitsu kosan、JPEC



JPEC All rights reserved.

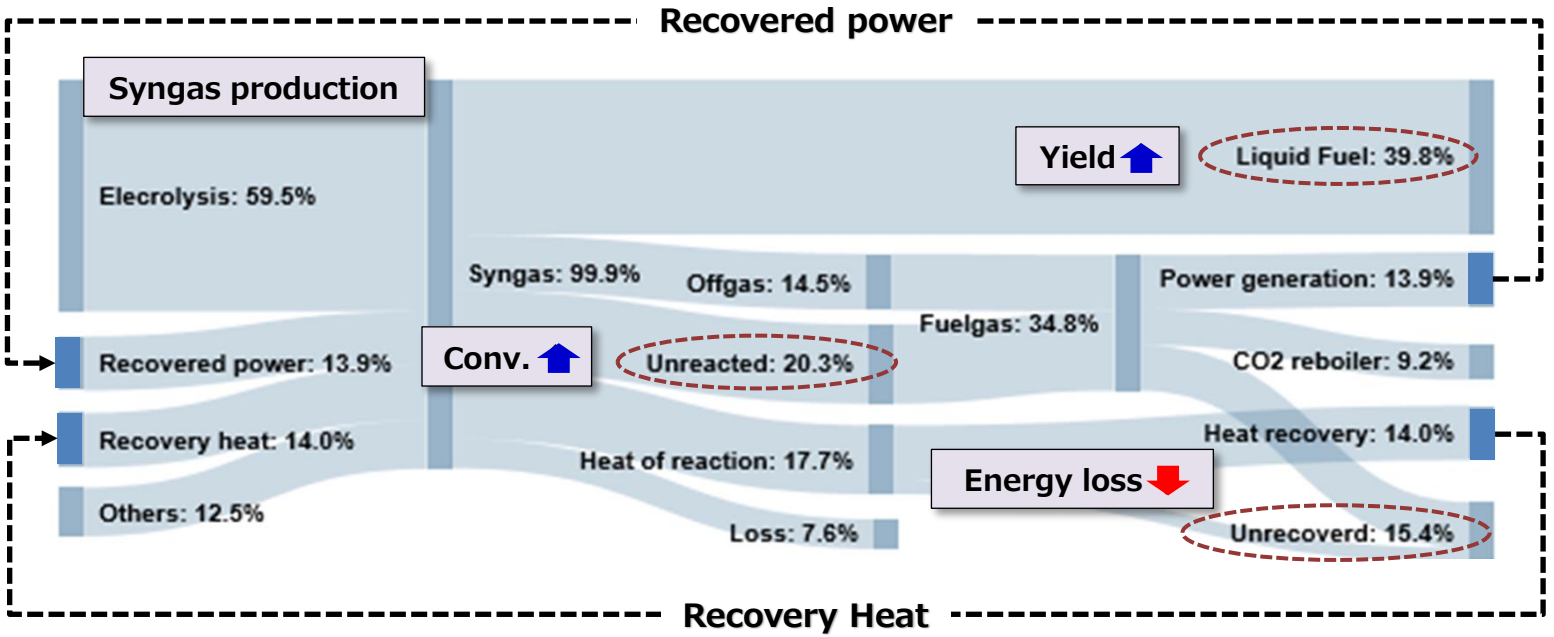
Integrated Process Research

Technical issue of Integrated e-fuel production process from CO_2

①Syngas production from CO_2 using electrolysis technology
②Construction and optimization of an integrated e-fuel production process consisting of electrolysis and FT reaction
③Scale up study for future practical use

Energy flow of Integrated e-fuel production process

Technical issue



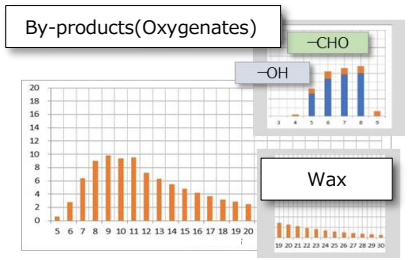
electrolysis ⇔ FT reaction

e-fuel Utilization Research

Understanding the characteristics of e-fuel properties

- Analyze various properties
- Evaluate changes in fuel properties when mixed with market fuel
- Investigate carbon number distribution and existence of by-products in FT synthetic fuel

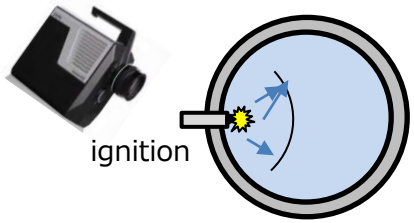
	Cetane number	Heating value, MJ/kg
FT-diesel	>70	About 45 Equivalent to diesel fuel
OME	72	About 19
Market Diesel fuel	50-60	About 45
Impact on vehicle	Engine combustion	Fuel consumption



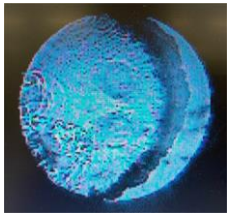
Carbon number distribution

Understanding basic combustion characteristics

- Evaluate e-fuel spraying, ignition and combustion performance by constant volume chamber and RCEM



Gasoline combustion


Diesel combustion

Observation of Combustion flame

Select future combustion technology suitable for e-fuel

Verification of engine performance improvement by e-fuel

- CO_2 emission reduction (Improvement of thermal efficiency)
- Cleaner exhaust emission (Low Soot and low NOx)

High Compression ratio, Super lean burn, HCCI and High EGR, …



Gasoline engine technology
Diesel engine technology



Expanding the use of e-fuel in the future

JPEC All rights reserved.

Thank you for your kind attention

The contents of this presentation are a result of a project commissioned by NEDO. We would like to thank everyone involved.*

**:New Energy and Industrial Technology Development Organization*

JPEC All rights reserved.