

JPEC 世界製油所関連最新情報

2015年1月号

(2014年12月以降の情報を集録しています)

一般財団法人 石油エネルギー技術センター
調査情報部

目次

概況

1. 北米 4 ページ
 - (1) 北米の第2世代バイオ燃料の現状を記した E2 の報告書
 - (2) Motiva の Port Arthur 製油所拡張工事に関わる情報
 - (3) Phillips 66 のスプリッター、フラクショネーター等の設置情報

2. ヨーロッパ 10 ページ
 - (1) CONCAWE 資料に見る EU 規則類に伴う石油精製事業のコスト負担
 - (2) Shell のノルウェーでの販売事業売却と下流分野事業からの撤退情報
 - (3) Tamoil の Collombey 製油所運転停止情報

3. ロシア・NIS諸国 17 ページ
 - (1) Pavlodar 製油所の近代化工事に向けた資金調達情報
 - (2) Komsomolsk 製油所への原油輸送パイプライン建設について

4. 中東 19 ページ
 - (1) サウジアラビアの SAMREF 製油所の近代化プロジェクトが完了
 - (2) オマーンの石油下流事業の概況
 - (3) トルコの Izmit 製油所の近代化プロジェクトが完了

(次ページに続く)

5.	<u>アフリカ</u>	24 ページ
	(1) ガーナ唯一の製油所が稼働を再開	
	(2) 赤道ギニアに西アフリカ最大のオイルターミナルの建設計画	
6.	<u>中南米</u>	26 ページ
	(1) ブラジルの石油下流事業の概況	
	(2) パナマ運河拡張プロジェクトの近況	
7.	<u>東南アジア</u>	32 ページ
	(1) インド Essar、ロシア Rosneft から原油・石油製品を供給	
	(2) タイ、カタールから初めて長期契約で LNG を輸入	
8.	<u>東アジア</u>	34 ページ
	(1) 中国のオレフィン製造プロジェクト関連の最近の動き	
	(2) 中国のシェールガス開発に関するトピックス	
9.	<u>オセアニア</u>	36 ページ
	(1) オーストラリアの LNG プロジェクトの近況	
	1) Browse FLNG プロジェクト	
	2) Queensland Curtis LNG が稼働	
	3) APLNG の状況	
	4) Santos GLNG プロジェクトの進捗状況	

※ この「世界製油所関連最新情報」レポートは、2014年12月以降直近に至るインターネット情報をまとめたものです。当該レポートは石油エネルギー技術センターのホームページから閲覧および検索することができます。

- ・ <http://www.pecj.or.jp/japanese/overseas//.html>
- ・ pdf 最新版 http://www.pecj.or.jp/japanese/overseas//_pdf.html

概況

1. 北米

- ・米国で第2世代バイオ燃料の開発状況が報告されている。バイオディーゼル、ドロップイン燃料、セルロース系燃料の順で今後の増産が予測されている。
- ・Motiva がテキサス州 Port Arthur 製油所のディーゼル増産を目的とした水素化分解・水素化脱硫装置の建設許可申請を取り下げた模様である。理由は報道されていないが、各社がディーゼル増産を目指した設備対応を進めている中での動きとして注目される。
- ・Phillips 66 は、輸出が認められているコンデンセートの増産を目的にテキサス州の Sweeny 製油所にコンデンセート・スプリッターの設置を計画し州政府に申請した。

2. ヨーロッパ

- ・CONCAWE が精製・環境関係の各種規制毎にコスト負担を評価している。規制の対象には製油所(排出権取引・公害抑制)になるものと製品が(船舶燃料中の硫黄濃度、化学物質、再生可能エネルギー等)になるものがあり、欧州の精製業の競争力への影響度は異なる。
- ・Shell はノルウェーの販売事業をフィンランド STI に売却する。同社は世界規模で下流事業を見直し、縮小する方針で、欧州でも事業売却が積極的に進められている。
- ・Tamoil は、石油製品需要の低下、製品輸入の増加、規制対応コスト増による損失拡大を受けてスイスの Collombey 製油所の操業を停止した。

3. ロシア・NIS 諸国

- ・カザフスタンでは、精製能力の拡大と Euro-4/5 規格の燃料製品供給を目的とする Pavlodar 製油所近代化プロジェクトへの資金融資が決定した。
- ・Transneft と Rosneft の両ロシア国営企業は、ESPO パイプラインから Rosneft Komsomolsk 製油所へのパイプライン支線と送電線の建設に合意した。

4. 中東

- ・サウジアラビアの Saudi Aramco と ExxonMobil の JV 製油所 SAMREF の近代化プロジェクトが完了した。Euro-5 規格の燃料製品の製造が可能になり競争力が強化された。
- ・米国 EIA の総説を基に、オマーンの石油・天然ガス事業をダウンストリームを中心に解説する。同国は、原油の生産量維持やタイトガス開発に力を入れ、Sohar 製油所では近代化プロジェクトと Al Fahal 製油所を連結するパイプライン建設が進んでいる。
- ・トルコでは Izmit 製油所の近代化工事が完了している。残渣油処理能力を増強する大規模なプロジェクトで白油化率が向上し、同国のディーゼル輸入量の削減に大きく貢献することが期待されている。

5. アフリカ

- ・西アフリカのガーナでは、操業を停止していた同国唯一の Tema 製油所が資金を調達し原油を確保することができ稼働を再開した。同製油所は設備の老朽化と原油調達資金不足で近年操業停止・再開を繰り返している。
- ・赤道ギニアでは、西アフリカ地域で最大の原油・石油製品ターミナルを建設する計画が政府と同地域のエネルギーコングロマリット Taleveras Group の間で進められている。

6. 中南米

- ・米国 EIA のレビューを基に、ブラジルの石油・天然ガス事業をダウンストリームを中心に解説する。ブラジルは深海プレソルト層開発を軸に原油増産を図る一方で天然ガスは輸入増を計画している。同国では燃料製品の自給率を高めるために製油所の新增設計画が進んでいる。同国は世界有数のバイオ燃料生産国であるがその大半はエタノールである。
- ・パナマでは、パナマ運河の拡張プロジェクトが進行している。現在の進捗度は 83%で、2015 年の完成を目指している。太平洋岸の港湾荷役施設の建設の認可も下りている。

7. 東南アジア

- ・インドは原油調達先の確保・多様化を進めているが、Essar Group は、ロシア Rosneft から 10 年間に亘って 1,000 万トンの原油を調達することに合意している。
- ・タイは、天然ガス需要増に生産が追いつかなくなり純輸入国に転じたが、今後も国産資源の枯渇・ミャンマーからのパイプライン輸入の減少が予測されるため、LNG 輸入に力を入れている。同国はカタールと長期輸入契約を締結し、その第 1 船が到着した。

8. 東アジア

- ・オレフィンの需要が急増している中国では、プロピレンやブテンを目的生産物とする脱水素プロセスの導入契約が数多く締結されているが、UOP の Oleflex 技術を採用した一基目のプロピレンプラントが浙江省に完成している。
- ・中国のシェールガス探査が思わしくない状況にあると伝えられるなかで、商業規模のシェールガスプロジェクトを重慶市フ陵区で進めている Sinopec がシェールガス開発の環境・社会・ガバナンス報告書を発表し、環境や地域社会に配慮する方針を公表している。

9. オセアニア

- ・オーストラリアでは複数の LNG 輸出プロジェクトが進行・計画されているが、最近 Browse FLNG の最終投資判断時期の延期が報じられる一方、Queensland Curtis LNG の稼働開始、Australia Pacific LNG の融資枠の拡大、Santos LNG のパイプラインの始動等が発表されている。

1. 北 米

(1) 北米の第 2 世代バイオ燃料の現状を記した E2 の報告書

環境政策の推進・支援を目的に設立された全米組織の「Environmental Entrepreneurs (E2)」は、米国における先進バイオ燃料（第 2 世代バイオ燃料）の開発状況をまとめた報告書を毎年公表している。

4 回目となる今年は、「E2 Advanced Biofuel Market Report 2014」と題する報告書の形で公表した。この報告書で E2 は、米国及びカナダの第 2 世代バイオ燃料生産企業並び

に関連情報において、昨年からの進展具合がどのようなものであったかについて記載している。

同報告書に記載された詳しい内容は後述するが、2014年における北米地域の第2世代バイオ燃料の設備製造能力は8億ガロン（約303万KL）に達し、前年の7.87億ガロン（298万KL）より増加し、2011年と比べると約2倍になっている。また、2017年までに第2世代バイオ燃料生産企業は180社に上り、生産量も多いケースでは現在の2倍に相当する17億ガロン（約644万KL）になると予測している。

同報告書に取り上げられているプロジェクトは、カリフォルニア州大気資源局（CARB：California Air Resources Board）の算出方式で求められる炭素強度（CI：Carbon Intensity、単位は $\text{gCO}_2\text{e/MJ}$ 、燃料の単位エネルギー当りに発生するGHG排出量）で少なくとも50%の削減が可能な第2世代バイオ燃料並びに同燃料の生産プロジェクトである。

また、この報告書ではバイオ燃料の実生産量は設備能力を下回ることが通例であり、通常は生産量の報告が事後になることに鑑み、2017年時点までの当該分野における実生産量の予測は行わず、生産設備能力を調査対象に取り上げている。

更に、本報告書で記載されている「ローエンド（下限）推定値」として採用した値のプロジェクトには、完成が近いものを含め、投資、建設申請許可、建設中あるいはこれ等の各段階の複合的状況であるものをカウントしており、「ハイエンド（上限）推定値」としては設備能力の点で調整はしているが、基本的には現在何らかの方法で少しでも活動していることが認められるプロジェクトまでを含めてカウントしている。

いくつかの仮定はあるものの、今回の調査対象の中で見出された主要事項は下記の通りである。

- ① 2014年の生産量は、ガソリン等価換算で8億ガロン強（約300万KL）であった。
- ② 2017年時点での生産量が多い場合には17億ガロンに達するとみられる。
- ③ 計画段階、建設中並びに稼働中の製造設備数は180社、165施設にのぼる。
- ④ 2007年以来、第2世代バイオ燃料製造業者並びにバリュー・チェーン企業に投入された民間投資額は約40億ドルにのぼる。
- ⑤ 民間投資額を昨年の調査時点と比較すると新たに2億ドルが投資されている。
- ⑥ 2007年以来、8.48億ドル以上の政府関連補助金が、第2世代バイオ燃料製造業者に投入されている。

今回の調査結果をより詳しく見てみると、設備能力は昨年の調査結果より減少しており、設備投資額も減少傾向にある。表1は2014年から2017年までの期間で、第2世代バイオ燃料の生産量をバイオ燃料の種別毎に示すと共に、これ等のバイオ燃料の設備保有企業数について、下限値（LOW）及び上限値（HIGH）として示したものである。

表 1. 第 2 世代バイオ燃料の生産量・企業数予測【単位：百万ガロン】

	2014		2015		2016		2017		Count	
	LOW	HIGH	LOW	HIGH	LOW	HIGH	LOW	HIGH	LOW	HIGH
Biodiesel	512	619	512	748	512	904	512	1,094	123	123
Drop-in	214	216	214	216	309	326	319	347	15	27
Ethanol	58	57	97	97	115	170	182	215	26	27
Other	2	2	2	2	20	20	60	60	1	3
TOTAL (volume)	784	893	824	1,063	955	1,421	1,072	1,716	165	180
TOTAL (gge)	819	933	846	1,095	878	1,444	1,056	1,719		

Remarks ① E2 advanced biofuel capacity projections, rounded to nearest million gallons, 2014-2017

② gge : gasoline gallon equivalent

(出典：下記参考資料の E2 報告書)

表 1 を見ると第 2 世代バイオ燃料の中でも、バイオディーゼルが 2017 年まで主要生産量を占めると見なせるが、ドロップイン燃料やセルロース系エタノールの生産量も増加傾向にある。

バイオディーゼルの 2014 年における生産量は、5.12 億～6.19 億ガロン（194 万～234 万 KL）とみられ、2017 年時点では 5.12 億～10.94 億ガロン（194 万～379 万 KL）と推定され、企業数は 123 社と想定している。

ガソリン、ディーゼル及びジェット燃料に用いられている第 2 世代バイオ燃料としてのドロップイン燃料は、バイオディーゼルに次いで量的に多い。この燃料の 2014 年時点の生産量は 2.14 億～2.16 億ガロン（約 81 万 KL）で、2017 年時点では 3.19 億～3.47 億ガロン（121 万～131 万 KL）になると想定している。当該分野の推定企業数は 15～27 社である。

トウモロコシを原料とする第 1 世代バイオ燃料としてのエタノールの生産量が多いためか、第 2 世代バイオ燃料としてのセルロース系エタノールの生産量は、現状で 0.58 億ガロン（約 22 万 KL）程度、2017 年時点の推定値も 1.82 億～2.15 億ガロン（69 万～81 万 KL）とみられ、関連する企業数は比較的多く 26 社程度と推定している。

以上のことから、より確実性が高いとみられる下限値を重視して比較すると、第 2 世代バイオ燃料の中で、ディーゼルは大きな変化がなく推移するとみられるが、当該分野に関連する企業数は多いことから、今後数年以内に大きく生産量を増加させる可能性がある。

ドロップイン燃料とセルロース系エタノールは着実な増加が期待できるが、前者は 2016 年から 2017 年に急速に生産量を伸ばすとみられる。また、生産量の割に企業数が少ないのはドロップイン燃料で、1 社当たりの平均生産量はディーゼルやセルロース系エタノールより多くなっている。

E2 の報告書によると、北米の第 2 世代バイオ燃料企業は現在合計 181 社で、今後も大きな変化は想定されず、その内訳は 167 社が何らかの形で商業活動を行っている設備、9 社は実証設備として稼働中もしくは建設中や設計段階にある。

第 2 世代バイオ燃料企業が主として取扱っている原料についてみると、多くは単一物質を原料とするものではなく多様な物質を原料としている。現状は表 2 に示す通りで、獣脂や廃油脂類（主としてレストラン等から排出される廃食料油）を原料としているところが多い。

「Sugar」に分類された原料では、廃農作物 (Agricultural Residue) と木質バイオマス (Woody Biomass) が多く、次いでシュガーケイン並びに非食用であるスイッチグラス (Switchgrass) やスキ属の植物であるミスカンサス (Miscanthus) 等のエネルギー作物が続いている。

法的側面では、連邦政府の再生可能燃料基準 (RFS2: Renewable Fuel Standard) やカリフォルニア州の低炭素燃料基準 (LCFS: Low Carbon Fuel Standard) が、第 2 世代バイオ燃料の生産拡大面で多大な役割を果たしていることは事実だが、一方で規則類がどの様に推移していくかの不確実性も存在している。

中でも注目すべきは、EPA が過去に提示していた RFS2 に基づく再生可能燃料使用義務量数値の提示が、2014 年はなされていないことである。LCFS に関しても 2014 年は 2013 年の順守容量のままとなっている。このような不確実性があると当該分野への投資が制約されたり、商業化活動の悪化要因になったりする。

一方において、米国では連邦レベルのみならず州レベルでの支援策を設けているところは多く、これ等の支援策は第 2 世代バイオ燃料関連企業にとって救援策にもなっている。例えば、米国の 49 州で単一あるいは複数の支援策が設けられている。この内 32 州で税制優遇策、23 州で何らかの形での融資、40 州で政府機関用の自動車燃料としての使用策、9 州で使用を義務付けるような規則類の制定がなされている。

<参考資料>

- ・ http://cleanenergyworksforus.org/wp-content/uploads/2015/01/E2_Advanced_Biofuels_Release_FINAL_In.pdf
- ・ <http://www.e2.org/ext/doc/E2AdvancedBiofuelMarketReport2014.pdf>
- ・ [2012 年 10 月号第 3 項 「先進的バイオ燃料に関する E2 の報告書」](#)
- ・ [2013 年 9 月号第 1 項 「米国における先進バイオ燃料開発の現状」](#)

表 2. バイオ燃料の原料種と企業数

Feedstock Type	Number of Companies
Fats, Oils, and Greases	
Algae	4
Waste Oils and Fats	128
Fats, Oils, and Greases Total	132
Sugar	
Agricultural Residue	15
Energy Crops	4
Waste products	9
Sugarcane	7
Woody Biomass	13
Sugar Total	48

(出典：下記参考資料の E2 報告書)

(2) Motiva の Port Arthur 製油所拡張工事に関わる情報

Royal Dutch Shell と Saudi Aramco の共同事業体である Motiva Enterprises LLC は、「米国テキサス州の Port Arthur 製油所（60 万 BPD）で計画していた水素化分解装置並びに水素化処理装置の建設許可申請を取り下げる」とした情報が昨年 12 月中旬に多くのメディアから報じられた。2015 年 4 月にも着工が計画されていたプロジェクトである。

昨年 8 月に最終的に提出された申請書には、米国におけるディーゼル輸出量は急速な上昇を見せているとして、当該プロジェクトはディーゼル製造能力を現在の 8.2 万 BPD から 10.5 万 BPD に拡張するものであるとしていた。エネルギー情報局（EIA）のデータから、ディーゼル輸出量は、2010 年の輸出量に比較して 30%増加し、114 万 BPD に達していることから理解できることである。

Port Arthur 製油所のディーゼル水素化分解装置は、Motiva が 100 億ドルを投資して原油処理能力を倍増させたときに新設された装置群の中のひとつで、2012 年 3 月に完成したばかりの装置である。また、この設備投資により同製油所は製油所処理能力においても、それまで米国で最大の処理能力を誇っていた Exxon Mobil Corp. のテキサス州 Baytown 製油所（56 万 BPD）の処理能力を上回り米国 1 位になっている。

前記した通り、今回、Motiva Enterprises がテキサス州環境委員会（TCEQ : Texas Commission on Environmental Quality）に申請した許可願いを 12 月初めに取り下げたとされているが、申請を取り下げた理由はどのようなものなのか、また、拡張工事を完全に中止するのか、計画が見直された上で検討は今後も継続されるのか、同社は明言していない。

同社を共同経営している Shell の関係者への取材結果として報じられている記事によると、申請書は TCEQ でまだ審議中であり、製油所としての最終的な結論が出されていない模様である。

米国の製品輸出需要が高まるに伴い、メキシコ湾岸に製油所を持つ他社製油所ではディーゼル製造量を増加させており、Valero Energy Corp. ではテキサス州 Port Arthur 製油所（31 万 BPD）のほかルイジアナ州の St. Charles 製油所（27 万 BPD）及び Meraux 製油所（13.5 万 BPD）で、また Marathon Petroleum Corp. のルイジアナ州 Garyville 製油所（52.2 万 BPD）でも水素化分解装置拡張工事が進められている。

Motiva Enterprises が、Port Arthur 製油所で計画していたディーゼル増産に向けたプロジェクトの展開を見直すとも受け取れる情報が報じられている背景として、原油価格が申請書が提出される以前の 6 月時点に比べると 50%近く下落している状況が影響しているのか、過当競争を避ける意味合いがあるのか、如何なる背景があるのか、今後の情報に注意しておきたい。

<参考資料>

- ・ <http://www.hydrocarbonprocessing.com/Article/3412115/Latest-News/Motiva-halts-diesel-expansion-at-top-US-refinery.html>
- ・ [2013年4月号第2項](#)「米国における製油所拡張工事及び重質原油処理能力増強」(1) 米国メキシコ湾岸を中心とした製油所拡張工事
- ・ [2012年5月号第2項](#)「Port Arthur 製油所で新常圧蒸留装置系列の装置群が稼働を開始」

(3) Phillips 66 のスプリッター、フラクショネーター等の設置情報

これまで重質高硫黄原油処理指向で装置類を設置して来たメキシコ湾岸の製油所が、北米のシェールブームを背景に増産される超軽質原油を処理し最大利益、最少損失を追い求めるようになってきているが、テキサス州に Sweeny 製油所(24.7万BPD)を持つ Phillips 66 もこの動きに合わせるかのように、スプリッター及び追加のフラクショネーターの設置を検討している。

追加設備の設置目的の一つは、現在国内産原油の輸出禁止措置が取られている米国において、最低限の加工を施した原油の輸出は認められるようになってきており、この解釈の範囲内でコンデンセートを輸出することにある。

これまでにコンデンセートの輸出許可を商務省産業安全保障局 (BIS : Bureau of Industry and Security) から取得している企業には、Pioneer Natural Resources や Enterprise Products Partners など複数社あり、輸出を念頭にスプリッターを建設しているプロジェクトとしては、メキシコ湾岸に幾つか認められる。

例えば、Kinder Morgan は5万BPDのスプリッターを2基建設しているが、その内の1基は今月稼働予定である。他にも Magellan Midstream Partners や Targa Resources Partners LP のプロジェクトもある。

今回、Phillips 66 がコンデンセートの輸出に向けた動きを示している件に関しては、昨年3月時点で、コンデンセート・スプリッターと製油所近辺に第2フラクショネーターを建設すると共に、Eagle Ford 原油生産地、製油所及び同社の Freeport ターミナルを連結するコンデンセート輸送用パイプラインの設置に向けた設備設計並びに経済性評価が進められている旨が報じられていた。

従って、昨年12月上旬にテキサス州環境委員会 (TECQ) に建設申請が行なわれたのは、この内のコンデンセート・スプリッターの設置であると理解できる。

本件に関わるインターネット情報を集めてみると、Phillips 66 で進行中のプロジェクトとしては、Sweeny 製油所での Eagle Ford 原油処理量拡大策としての10万BPDのフラクショネーターを、2015年第3四半期に稼働させるべく製油所内に建設中のプロジェクトと、これに加えてコンデンセートの輸出を目的とする上述の設備類を建設するプロジェクトの2つが同時に進行していることが分かる。

後者のプロジェクトは、コンデンセート・スプリッターの建設申請が行われたものの、他の設備はまだ設計・経済性評価に取り掛かった段階とみられ、同社ではこれらのプロジェクトの最終判断を2015年中期までに行い、パイプラインについては2016年末までの稼働を、また第2フラクショネーターの稼働は2017年に行う予定であるとみられている。

<参考資料>

- ・ <http://www.reuters.com/article/2014/12/08/phillips66-condensate-splitter-idUSL1N0TS24420141208>
- ・ [2014年4月号第3項](#) 「Sweeny 製油所の Eagle Ford 原油処理量拡大情報」

2. ヨーロッパ

(1) CONCAWE 資料に見る EU 規則類に伴う石油精製事業のコスト負担

欧州石油環境保全連盟（CONCAWE）が、2010年から2020年の10年間において、EUが既に制定している規則及び今後改訂すると想定される規則類のもとで、EUの各製油所の費用負担がどの程度になるかを推定した資料を公表している。

この資料は「The estimated forward cost of EU legislation for the EU refining industry」と題された下記の掲載の参考資料に示した報告書で、検討対象とした各種規則類は、同種の規則類が制定されていない地域、あるいは施行時期が遅れている世界の他地域に設置された製油所に比較して、多大な費用負担をEU精製事業に強いていると結論付けている。

EU石油精製事業のコスト上昇要因になる規則類は多いが、特に影響が大きいと考えられる規則類は下記の6規則で、資料ではこれらの規則を個別に検討し、どの程度の費用負担が強いられているかを試算している。

- ① 欧州排出量取引制度（EU-ETS、「Directive 2009/29/EC」）
- ② 産業公害抑制指令（IED: Industrial Emissions Directive、「Directive 2010/75/EU」）
並びに利用可能な最善の技術（BAT: Best Available Techniques）を用い、環境汚染物質の排出量を一定数値以内に収めなくてはならないとされる「2014年10月9日改訂施行規則」（当該指令は石油精製分野では2018年10月に発効）。
- ③ 化学物質管理規則（REACH、「Regulation (EC) No 1907/2006」）
- ④ 船用燃料硫黄分規制（SLFD: Sulphur in Liquid Fuels Directive、「Directive 1999/32/EC」）
当該規制は一般的には Marine Fuels Directive（MFD）と呼ばれており、欧州委員会指令「Directive 2012/33/EU」で一部修正された船用燃料規制である。
- ⑤ 再生可能エネルギー指令（RED: Renewable Energy Directive、「Directive 2009/28/EC」）
- ⑥ 燃料品質指令（FQD: Fuels Quality Directive、「Directive 2009/30/EC」）
特に、燃料供給事業者は毎年指定期日までに加盟国政府が指定する省庁に、バイオ燃

料製造方法、製造量、エネルギー単位あたりのライフサイクル GHG 排出量について報告しなければならない、と定められている「7a 条項 (Article 7a)」の順守の点で影響を受ける。

CONCAWE ではこれら 6 規則に基づく設備投資並びに運転コストへの影響を評価しているが、貨幣価値は 2013 年時点のユーロ為替相場で検討し、インフレ等の将来的変動要因は加味していない。

その他、いくつかの前提条件はあるが、総合的結果としては、EU-ETS 並びに IED は、EU 域外製油所や EU 域内への燃料供給者に比較すると、EU 製油所だけに偏った費用面での負荷要素になっており、RED、FQD、SLFD 及び REACH に関しては、製造設備に課された規則と言うよりは製品に課された負荷要素であるため、市場に製品を供給する事業者全てに等しく関わってくる規則と言える。

しかし、EU 域内を主要市場としている EU 精製事業者にとっては、これ等の規則といえども今後改正される場合や、新たに施行される規則類、製品に課せられる規則類が出てきても選択の余地はなく受け入れざるを得ないが、EU 域外の精製事業者にとっては、EU 域内で施行されている製品に課せられている規則類を検討し採算性を判断した上で、欧州市場に進出の是非を選択し得るメリットがある、としている。

以下に各規則が EU 製油所に与えるコスト面での影響を簡単に記すことにする。

1) 欧州排出量取引制度 (EU-ETS) について

欧州委員会指令として施行されている EU-ETS が精製事業に与える費用面での影響に関しては、製油所が割り当てられた排出枠以上に排出した CO₂ 分を購入しなくてはならない義務が発生する点において、コスト上昇の要因になっている。

不確定要素としては、CO₂ の価格が将来どの様に推移するかが明らかでない点であり、CO₂ の購入価格の設定方法や規則面においても 2020 年時点では国際海事機関 (IMO) の船舶燃料に関わる規制が厳しくなる要素があり、これ等の取り込み方で精製事業分野が購入しなくてはならない CO₂ 価格が変動し、EU 製油所の費用負担も変わってくる。

しかし、本検討書では検討対象期間中の精製設備からの排出量は一定であると仮定し、CO₂ 単価は最近の経済状況を勘案した場合の欧州委員会に提出されている報告書に記されている値である 16.5 ユーロ/トン-CO₂ を「High cost ケース」、過去データの高値であった 30.0 ユーロ/トン-CO₂ を「Low cost ケース」として EU 製油所の費用負担を試算した結果、年間費用は 10 億~18 億ユーロとの結果になっている。

2) 産業公害抑制指令 (IED) について

産業施設から排出される硫黄酸化物 (SO_x) や窒素酸化物 (NO_x) を含む環境汚染物質を包括的に規制する IED では、利用可能な最善の技術 (BAT: Best Available Techniques) を用い環境汚染物質の排出量を一定数値以内に収めなくてはならないが、当該指令は

2014年10月に導入されているが、石油精製分野では2018年10月に効力を発するものと思われる。

CONCAWEでSO₂とNO_xを対象に、これ等の環境汚染物質の大気への排出レベルをLow cost ケースとHigh cost ケースで必要な設備投資額を推定したところ、EU全体で66億～220億ユーロを要し、2014年11月現在のEU28で稼働している82ヶ所の製油所の単純平均としては、1製油所当たり0.8億～2.68億ユーロに相当すると考えられた。また、集約的排出量制御技術(bubble concept)を採用することで、High cost ケースではLow cost ケースより約30%低い投資で良いものと想定されている。

水質汚染に関しては、IEDで規定された排水品質基準の順守を要するが、High cost ケースの数値達成にはEU域内の5製油所で排水処理設備の改善が必要になっている。但し、当該設備投資額としては大きな数値になってはいない。

この投資額より、EUの主要な水系や水流域に対して、2015年までに水質・自然・環境の回復を行うとして定められている水枠組み指令(WFD: Water Framework Directive 「2000/60/EC」)及び欧州委員会が提案している欧州水資源保護計画(Blueprint to Safeguard Europe's Water Resources)に基づく投資の方が、将来は多額になると想定される。

CONCAWEでは、2015年にWFDや欧州水資源保護計画に基づく石油精製事業分野の投資がどの程度になるか詳しく検討するとしているが、ここでは製油所運転に要するとされている用水コスト1～1.3ユーロ/m³の約10%に相当する0.1ユーロ/m³を排水処理コストとして適用し、一般的EU製油所の用水量(7m³/トン-処理原油)をベースに試算して、EU全体の製油所に掛かる費用としては年間0.25億ユーロになるとしている。

3) 化学物質管理規則 (REACH) について

REACHに関しては、EU市場に石油製品を供給する企業にとっては一過性の必要費用であるが、物質を特定するための所謂UVCBs物質(Substances of Unknown or Variable composition, Complex reaction products or Biological materials: 組成が不明または不定の物質、複雑な反応生成物または生物材料)として届け出るための解析や必要書類を取り揃える費用並びに手続き費用等を要することになる。

これ等の費用は多額にはならないが、むしろ特定物質が含まれる場合には市場を失うリスクが発生することに注意を要する。CONCAWEでは2010年から2020年の期間で必要な累計的費用として1.8億ユーロ、EU全体の製油所に掛かる費用としては年間0.77億ユーロになると試算している。

4) 船用燃料硫黄分規制 (SLFD) について

EUでは徐々に重質燃料油の製造量は減少してきており、それに代替する軽油及び灯油留分となる中間留分の製造量が市場ニーズに合わせて増加している。しかし、SLFDに基づく船用燃料として硫黄含有量が0.5%以下に規制されるようになり、ただでさえ不足気

味の間留分が一般市場用と船用燃料用とで競合するようになり、増産には多額の設備投資を伴うだけに製油所にとって大きな問題となっている。

本件に関しては、CONCAWE でも過去に多くの検討資料を公表しており（例、下記掲載の資料）、ここでの説明は省きたいが、当該項目に要する費用が最も高額になっており、図 1 に示すように CONCAWE の推定においては、EU 全体の製油所に掛かる費用として Low cost ケースで 42.3 億ユーロ/年、High cost ケースで 59.4 億ユーロ/年と想定している。

5) 再生可能エネルギー指令 (RED) について

RED は自動車用燃料へ再生可能燃料（バイオ燃料）の混合を義務付ける規制で、化石燃料とは異種の燃料を取り扱う関係上、製油所内及び油槽所・配送所施設でタンク等の専用貯蔵設備が必要になる。これらについて厳密には費用負担を加味する必要があるが、多くの場合、EU の各製油所では 2010 年以前に設置済みになっているので、当該費用は本検討では加味していない。

しかし、市場動向の如何にかかわらず再生可能燃料の配合義務が発生し、将来の RED に基づく混合割合は増加していく。従来、ディーゼル仕様の車が多くディーゼル生産量を維持する製油所運転が優先されてきたヨーロッパ市場においては、ガソリンが生産過剰状態にあり、余剰のガソリンは米国に輸出されていた。

最近では米国市場でのガソリン余剰と共に輸出が制約され、RED に基づくエタノール配合量の増加によるガソリンの減少分は製油所処理量で調整しなくてはならない状況になっている。この調整分が無い場合に得られる損益を CONCAWE で推定し算出すると、EU の製油所全体として 7 億ユーロ/年の損失になるとしている。

6) 燃料品質指令 (FQD) について

FQD に関しては、1993 年に導入されて以来、度重なる改正が行われ、改正の度に規制が厳しくなってきた経緯がある。特にガソリン並びにディーゼル中の硫黄規制が厳しくなるにつれ製油所の設備投資も多額になり、装置運転の変更も余儀なくされてきている。

また、2009 年の改正においては、「7a 条項」として対 2010 年化石燃料基準で、2020 年には自動車用として販売された燃料のエネルギー消費量当たりの CO₂ 排出原単位 (GHG emission intensity) の削減率として、6%を達成しなくてはならないことが盛り込まれている。この削減率達成状況をモニターする手段として、製油所は全処理原油の生産地の報告義務を負うことが、付随事項として 2014 年 12 月に採択されている。

しかし、本件に関しては、製油所へ与える影響があると認めることはできるが、不確実要素が多く、どの程度の費用負担になるか明らかにできないため、当該事項の評価を今回の検討には加えていない。

以上、各規則が製油所に与える影響を概括したが、費用面での負担額を推定し、まとめた結果が表 3 であり、製油所処理量単位で示した結果が図 1 である。

これ等の費用は、ベースとなる通常運転費用に諸規則対応の付加費用として上乗せされるべきものである。このベース費用に関しては、CONCAWE の内部検討結果であるが、2000 年から 2012 年における EU 域内製油所の平均的運転コストとして、7 \$/bbl と試算されている。

表 3. 規則別推定年間費用負担額 (2020 年時点)

Legislation	Total	ETS	IED	REACH	RED	SLFD (MFD)
Estimated investment (G€)	24.3 - 47.2		6.6 - 22	0.2		17.5 - 25
Annualised investment (G€/a)	3.6 - 7.1		1 - 3.3	0.0		2.6 - 3.8
Estimated operating cost (G€/a)	3 - 5.2	1 - 1.8	0.4 - 1.2	0.1		1.6 - 2.2
Estimated total annual cost (G€/a)	7.4 - 13	1 - 1.8	1.4 - 4.5	0.1	0.7	4.2 - 5.9

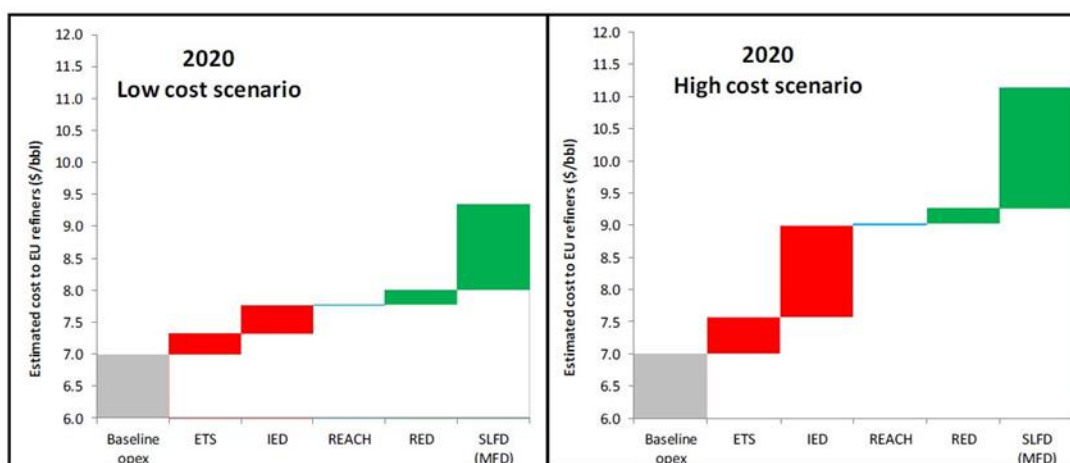


図 1. 規則別の処理原油単位当たりの負担コスト (Low Cost ケースと High Cost ケース)
(出典：表及び図共に下記掲載の CONCAWE 資料)

図 1 中の赤色で示された EU-ETS 及び IED で掛かる費用は、EU 製油所のみが否応なく負担せざるを得ないコストで、他地域の製油所との競争力に直接関係しているものである。

青色で示された REACH に関わる費用も避けられないコストになるが、負担としては少額であり EU 市場に燃料を供給する業者に等しく掛かってくるコストになる。

緑色で示した SLFD 及び RED に関わる費用については、EU 製油所のみ適用されている負荷コストになり一応の試算結果を示しているが、実際の設備投資額がどのようなものになるか、市場調整との絡みで負荷費用が変化することも考えられ、不確定要素が存在していることに留意する必要がある。

<参考資料>

- ・ CONCAWE Reports
Report No. 8/14 、 “European downstream oil industry safety performance -

statistical summary of reported incidents - 2013”

Report No. 11/14, “The estimated forward cost of EU legislation for the EU refining industry”

<https://www.concawe.eu/content/default.asp?PageID=569> よりリンク

(2) Shell のノルウェーでの販売事業売却と下流分野事業からの撤退情報

Royal Dutch Shell は、収益改善並びに下流分野事業のスリム化方針を打ち出しているが、この方針に沿ってノルウェーでの販売事業をフィンランドの ST1 に売却することで両社合意した。

ST1 はフィンランドにバイオエタノール工場を持つほか、スウェーデンに Gothenburg 製油所 (8.7 万 BPD) を稼働させ、フィンランド、スウェーデン、ノルウェー及びポーランドで給油所を運営する企業である。

Shell がノルウェーに持つ給油所は 420 ヶ所余りと言われ、この販売店網を通じて展開している事業を ST1 は買収するが、「Shell」の商標等はそのまま残ることになる。また、ノルウェー国内での航空燃料分野の事業展開は、ST1 との間で均等権益の事業体を設立し事業を継続する。

5 年前には精製能力の 15%削減方針を打ち出すと共に、世界的規模で下流分野事業の縮小により収益改善を進める Shell であるが、この方針に沿って過去 5 年間にヨーロッパ地域で展開された主だった動向を拾い出すと表 4 に記した通りである。

今回、ノルウェーでの販売事業からの撤退として得られた情報に留まらず、これ等に他地域で取り進められた下流分野事業の資産売却を加えると表記に倍するものがあり、その展開の速度には目を見張るものがあり、Shell がこれまで取り込んできた業種を見直し、業態を変えようとしている様子を窺うことができる。

表 4. Shell の下流分野事業からの撤退情報 (過去 5 年間の欧州での主要な動き)

年 月	国	概 要
2010 年 6 月	ギリシャ	ギリシャで Corinth 製油所 (18 万 BPD) を稼働させている Motor Oil (Hellas) Corinth Refineries S.A に国内流通・下流分野事業の売買を終結させた。
2010 年 8 月	ドイツ	ドイツの Heide 製油所 (9 万 BPD) 及び関連インフラ設備並びに国内諸事業を Klesch に売却することで合意。
2010 年 10 月	フィンランド & スウェーデン	フィンランドとスウェーデンの販売事業を Keele Oy に売却。同社は St1 Holding Oy の親会社。また、同社はフィンランド、スウェーデン、ノルウェー及びポーランドで燃料小売店網を展開している。スウェーデンの Gothenburg 製油所 (8.7 万 BPD) も含まれる。
2011 年 3 月	英国	英国の Stanlow 製油所 (27 万 BPD) をインドの Essar Oil

		(UK) Limited に売却
2011年9月	ノルウェー	ノルウェーの天然ガス処理及び流通設備の Gassled プロジェクトを Infracas Norge AS に売却することで合意。Gassled プロジェクトはノルウェーで生産される天然ガスの多くを輸送している。Infracas Norge への売却資産にはShellが持つGassled JVの5%、フランスのDunkerque ターミナルの3.3%、ベルギーのZeepipe ターミナルの2.5%の権益が含まれている。
2013年3月	ドイツ	Hamburg-Harburg 製油所 (10 万 BPD) を潤滑油基材製造設備、暖房油、ジェット燃料を除く各装置を閉鎖しターミナルとして使用。潤滑油製造装置はスウェーデンの精製事業会社Nynas が買収する。
	イタリア	Shell は、イタリアで直売の潤滑油販売事業並びに船舶燃料事業を除く燃料油流通・販売事業、航空機用燃料事業の売却を検討している。
2013年11月	チェコ	チェコの Ceska Rafinerska に持っている株式 16.3%を Unipetrol に売却。Ceska Rafinerska は傘下に Kralupy 製油所 (6.6 万 BPD) と Litvinov 製油所 (10.8 万 BPD) の2製油所を持つ。
2013年12月	ノルウェー	ノルウェー国営エネルギー会社の Statoil と Shell は、ノルウェーの Mongstad 製油所 (20 万 BPD) の Shell の持株 21%を Statoil に売却し、オランダの Pernis 製油所 (40 万 BPD) の Statoil の持株 10%を買収することで合意した。これにより両製油所はそれぞれ Statoil と Shell が 100% 所有することになる。
2014年12月		ノルウェーでの販売事業をフィンランドの ST1 に売却することで両社合意。

<参考情報>

- ・ <http://www.shell.com/global/aboutshell/media/news-and-media-releases/2014/shell-agrees-sale-some-downstream-businesses-norway-to-st1.html>

(3) Tamoil の Collombey 製油所の操業停止情報

欧州を主体に石油及びガス分野で事業を展開しているプロバイダーの Oilinvest Group は、イタリア、ドイツ、スイス、スペイン、オランダで「Tamoil」及び「HEM」ブランドで燃料販売を行っている。このグループの構成企業である Tamoil SA の製油所運営は、欧州精製事業の不振の影響を受けて、厳しい環境に置かれている。

このような状況下、Tamoil はスイス南西部のヴァレー州に設置された Collombey 製油所 (5.5 万 BPD) の運転を停止すると発表した。会社側の説明では石油製品輸入の増加、急激な需要低下、増加する規制対応投資から市場環境が不振で多大な損失が発生しているとしている

同製油所では2000年以来競争力強化・近代化投資として約6.85億ドルの投資が行われているが、世界的な石油需要の低下傾向、なかんずく欧州経済不況の環境下、運転継続は困難になったものと思われる。今後、資産の売却を含めて恒久的に運転を停止するか否かは、しばらく市場動向を観察した上で決定されるが、今回の運転停止がどの程度の期間になるかは明らかにされていない。

スイスには2ヶ所に製油所があり、他の製油所はVitol GroupとCarlyleの共同事業体であるVaro Energyが持つヌーシャテル州のCressier製油所(6.8万BPD)である。Swiss Petrol Unionのスポークスマンの発表では、Collombey製油所の運転停止に伴いスイスのエネルギー需給における自主独立性は多少失われることになるが、同製油所の閉鎖による国内供給体制への影響は少ないとの見方を示している。

Tamoilはスイス市場に約20%のシェアを持っており、関連設備として約300ヶ所のサービスステーションを傘下に収め、燃料販売事業では年間230万トンの売り上げ、12ヶ所の貯蔵基地では130万KLの貯蔵能力を持っている。また、暖房油販売事業ではスイス国内に約7万人の顧客を持っているとされているが、これらを通じた販売事業は継続することになっている。

前記のスポークスマンの観測も、スイス国内石油消費量の約17%がイタリア北西部の都市GenoaからRhône Valleyに沿ってCollombeyまで敷設されているパイプライン経由で供給されているが、この供給ラインを有効に活用することで、製油所運転の停止を代替する方策になるとみているようだ。

<参考資料>

- ・ <http://www.tamoil.com/Tamoil+World/Communication/News+Corner/News+2015+Collombey+Interruption.htm>

3. ロシア・NIS諸国 (New Independent States)

(1) Pavlodar 製油所の近代化工事に向けた資金調達情報

カザフスタン国営の各種事業管理会社「Baiterek (National Management Holding Baiterek)」の子会社で、非1次産業への融資を行っているカザフスタン開発銀行 (DBK : Development Bank of Kazakhstan) が、同国北部に設置されたPavlodar製油所(12万BPD)並びに石油化学コンプレックスの近代化工事に対して資金融資を行うことになった。

融資額は12億ドル以上とされ、主要融資銀行は日本の銀行団がクラブディール(手数料の値引きを伴う小額ローン)の形式で担い、DBKは約25%を分担し10年ローンでの融資を行う。融資を受ける「Pavlodar Petrochemical Plant」は国営石油会社KazMunaiGasの完全子会社で、2009年に傘下に組み込まれている。

今回のPavlodar製油所近代化プロジェクトでは14万BPDへの拡張工事並びにEuro-4

及びEuro-5 製品対応としての工事が行われる。また、同製油所は西シベリア原油の処理を設計のベースとして建設されており、今回の工事においても同原油を14万BPDまで処理できるように拡張すると同時に、カザフスタン産原油も10万BPDまで処理できるように対応する。

Oil & Gas Journal 誌に基づく情報から工事対象装置を見ると、常圧蒸留装置、減圧蒸留装置、灯油水素化処理装置、ディーゼル水素化装置、マーロック装置、ナフサ水素化分解装置、接触分解装置、接触改質装置、その他用役やオフサイト設備となっており、新規に設置される装置としては異性化装置、硫黄回収装置、排水処理装置、アミン再生装置、ディーゼル水素化処理装置及び脱蠟装置と工事対象は多岐に渡っている。

近代化工事は2017年に完成し、Euro-5基準(硫黄分10ppm以下)の製品供給が可能になるが、2016年1月1日からEuro-4基準(硫黄分50ppm以下)の燃料供給体制が取れるように、運転を継続させながら更なる工事を進めることになっている。

2012年に開始され2016年1月には完了する予定のカザフスタン国内に設置された他の2製油所Atyrau製油所(10.4万BPD)とShymkent製油所(12万BPD)の近代化工事の一部についてもDBKからの長期融資が得られており、完了した暁には国内精製能力は37万BPDになり、製品品質も向上する。

DBKが必要設備投資額29億ドルの45%を融資して進められているAtyrau製油所の近代化第1段階工事は、ほぼ順調に推移していると思われる。しかし、2014年5月時点で公表されていた白油化率の向上が図られることになっている同製油所近代化第2段階工事に関しては、まだ資金調達面で完全な状況に至っていない模様である。

<参考資料>

- ・ <http://www.primeminister.kz/news/show/24/brk-profinansiruet-modernizatsiju-pavlodarskogo-neftehimicheskogo-zavoda/06-01-2015?lang=en>
- ・ [2013年9月号第2項「Pavlodar 製油所の近代化・拡張工事情報」](#)

(2) Komsomolsk 製油所への原油輸送パイプライン建設について

ロシア国営のパイプライン運営会社Transneftと石油会社Rosneftは、東シベリア-太平洋原油パイプライン(ESPO)の幹線から、ロシア極東のKhabarovsk地方にあるRosneftのKomsomolsk製油所(16万BPD)へ、原油パイプラインとして設置する330kmの支線の建設に関して共同声明を行った。

2社の合意は、年間800万トンの原油供給を可能にするパイプライン支線や外部から受け入れる電力用の送配電施設の建設を行うもので、建設費用はTransneftが負担するが、その費用はRosneftが支線を使用するにあたり支払うべき使用料で担保される形を取っている。具体的合意は、3年間の長期輸送料率(Tariff)を取り決めることで決着が図られたとされているが詳細は明らかではない。

今回の合意は2012年に締結した両社の覚書に基づくものであるが、これまで両社は何度も衝突してきており、[2013年10月号第2項](#)でも報告した通り一時は建設中止も取り沙汰されたが、結果はRosneft 単独で実行することになり、Transstroyemkhanizatsiya LLCがパイプライン建設工事を2016年末までに完成する予定で着工していた。

しかしここに来て、西欧諸国の経済制裁の影響もあり、鋼管の値上がりや資金調達が困難になってきていることから今回の合意に至った模様である。今後、Transneftは支線の設計及び費用を負担して建設に取り組むことになる。

尚、支線建設はロシア連邦政府による石油産業再構築計画に関連する事項として、Transneftが主要パイプライン網の確立を目指す長期計画並びにRosneftが進める高品質製品増産を目的とする製油所近代化の一環として建設されることになっている。

Komsomolsk製油所について最近の情報を調べると、近代化工事が進められているところで、水素化分解/水素化処理装置、硫黄回収装置、水素製造装置並びに用役関連設備の建設がなされている。尚、現状では製油所への原油供給は、約100万トン/年がSakhalinからパイプラインで輸送されているが、主要な原油輸送手段は鉄道が使われている。

<参考資料>

- ・ <http://www.rosneft.com/news/pressrelease/17122014.html>
- ・ http://www.rosneft.com/news/news_in_press/01102014.html
- ・ [2013年10月号第2項](#)「Komsomolsk製油所向けESPOパイプライン支線建設計画は中止か？」
- ・ [2012年11月号第2項](#)「Kozmino出荷設備及びESPO-2の枝線に関する情報」(2)ロシア極東の2製油所に向けた原油供給ラインの設置情報

4. 中東

(1) サウジアラビアのSAMREF製油所の近代化プロジェクトが完了

サウジアラビアのSAMREF製油所で進められていた、クリーン燃料の製造を目的とした近代化プロジェクトが完了したことが2014年12月中旬に発表されている。

サウジアラビア国営Saudi Aramcoと米国ExxonMobilのJVであるSaudi Aramco Mobil Refinery Company Limited (SAMREF)が運営する紅海沿岸のマディーナ州ヤンブー(Yanbu, Al Madinah Region)にある製油所の近代化プロジェクト“Clean Fuels Project”は、水素化脱硫装置の新設などの設備対応で、脱硫能力を増強しガソリン・ディーゼルの硫黄含有量を大幅に削減するもので、硫黄含有率はEuro-5基準の10ppm以下となり、サウジアラビアの低硫黄燃料の製造能力向上に大きく寄与し、世界の燃料市場における競争力の強化が期待されている。

SAMREF製油所(40万BPD)のClean Fuels Projectの基本設計(FEED)、設計・調達・建

設業務(EPC)はオーストラリアのエンジニアリング会社 WorleyParsons Limited が、2009年に受注している。プロジェクトは2フェーズで計画され、フェーズ1は、FCC ガソリン6万BPDを処理する新規脱硫トレインの建と軽油水素化脱硫装置(9.8万BPD)とユーティリティーの改造で、計画では2013年第1四半期の計画補修工事後に稼働となっていたが、実際の稼働は約1年遅れている。

フェーズ2はフェーズ1とは独立したプロジェクトで、新規の軽油水素化脱硫装置、水素プラント、硫黄回収プラント、オフサイト・ユーティリティーインフラを2015年末までに建設するものと公表されている。

<参考資料>

- ・ <http://news.exxonmobil.com/press-release/saudi-aramco-and-exxonmobil-joint-venture-completes-clean-fuels-project>
- ・ <http://www.worleyparsons.com/Projects/Pages/SAMREFCleanFuelsProject2.aspx>

(2) オマーンの石油下流事業の概況

2014年12月初めに、米国エネルギー情報局(EIA)が更新したオマーンのカントリーレビューを基に、最近の同国の石油・天然ガス事業の状況を概観する。

オマーンは、非OPEC加盟国としては中東地域最大の石油・天然ガス生産国で、またペルシャ湾の南側の出口に位置することから世界のエネルギー供給ルートの要衝に位置付けられている。

周辺各国と同様に、オマーンの経済は石油・天然ガス収益に大きく依存し、2012年には政府の歳入の86%、2013年のGDPの50%を石油・天然ガスが占めている。

① 原油・天然ガスの埋蔵と生産

オマーンの石油・天然ガスの基本データを表5に示すが、オマーンの原油確認埋蔵量は2014年1月現在55億バレルで、中東地域で7番目、世界で23位になる。

同国の原油生産量は、2000年に97万BPDのピークを記録して以降、減産を続けて2007年には71万BPDになったが、原油増進回収技術により増産に転じ、2013年の原油・コンデンセート生産量は94.5万BPDを記録している。

オマーンの天然ガスの確認埋蔵量は2014年1月時点で30兆cf、中東地域で5番目、世界の26位に付けている。天然ガスの生産量はLNG輸出とともに増加し、2013年の生産量は、1兆1,000億cf。なお、オマーンのタイトガス鉱区 Khazzan Block 61 ([2014年11月号第3項参照](#))には、可採埋蔵量15-20兆cfの天然ガスが埋蔵している。

表 5. オマーンの石油・天然ガスの基礎データ

項目	年	数量	項目	年	数量
原油確認埋蔵量(EIA)	2014.1	55 億バレル	原油輸出量	2013	83.34 万 BPD
			石油製品輸入量	2013	13 万 BPD
原油・コンデンセート生産量	2013	94.5 万 BPD			
タイトガス埋蔵量	Block61	:15-20 兆 cf			
精製能力 (製油所数)	2013	22.2 万 BPD(2)			
天然ガス確認埋蔵量	2014.1	30 兆 cf	天然ガス消費量	2013	約 7,000 億 cf
天然ガス生産量	2013	1.1 兆 cf	天然ガス輸出量	2013	4,100 億 cf
バイオ燃料製造量	2012	0	バイオ燃料消費量	2012	0
発電能力	2012	5.81GW	発電量	2012	237.7 億 KWh

* EIA “2013, Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources-Overview” 参照

② 石油・天然ガスの需給

オマーンは 2013 年に、原油・コンデンセートを 83.34 万 BPD 輸出し、その 97%はアジア向けで 60%が中国に輸出されている。同国は、原油は輸入していないが、石油製品は輸入しており 2013 年の輸入量は 13 万 BPD になっている。

同国の 2013 年の石油消費量は 15.4 万 BPD で、輸送用燃料の消費量は 2005 年から 2013 年にかけて倍増し、国内製油所では賸えなくなっている。

一方、2013 年にオマーンは天然ガスを LNG として 4,100 億 cf を輸出し、残り (約 7,000 億 cf) を国内で消費している。LNG の大半は日本、韓国に輸出されているが 2013 年にはスペインにも少量が輸出されている。

③ 石油精製部門

オマーンでは国営 Oman Oil Refineries and Petroleum Industries Company (Orpic) が所有する 2ヶ所の製油所 (Sohar、Mina Al Fahal) が稼動し、精製能力は合わせて 22.2 万 BPD であるが、先に示したとおり国内の石油製品需要を賸いきれていない。

Orpic は、Sohar 製油所で近代化プロジェクト Sohar Refinery Improvement Project (SRIP) を進めており 2015 年には精製能力が現在の 11.64 万 BPD から 19.8 万 BPD に引き上げられる予定である (2014 年 6 月号第 3 項参照)。これと並行して、Mina Al Fahal 製油所と Sohar 製油所を全長 280km のパイプラインで連結し、石油製品をパイプラインで輸送する Muscat Sohar Product Pipeline project (MSPP) プロジェクトも進められている (2013 年 4 月号第 1 項参照)

表 6 と図 2 にオマーンの製油所の一覧と所在地を示した。

表 6. オマーンの製油所一覧

製油所名	州	精製能力	プロジェクト
Sohar	バーティナ地方	11.6 万 BPD	近代化プロジェクト (SRIP): 精製能力を増強し、19.8 万 BPD に拡大、重質原油処理能力を向上。ピチューメン製造、プロピレン増産、環境負荷低減。2016 年に試運転を目指す。
Mina Al Fahal	マスカット特別行政区	10.6 万 BPD	Muscat- Sohar パイプラインプロジェクト (MSPP): Al Fahal 製油所と Sohar 製油所を全長 280km のパイプラインで連結する。2016 年に試運転を目指す。

* 製油所の精製能力は Orpic ウェブサイト情報を参照



図 2. オマーンの製油所の配置図

<参考資料>

- ・ <http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=MU>
- ・ <http://www.orpic.om/orpics-business/projects/sohar-refinery-improvement>
- ・ <http://www.orpic.om/orpics-business/projects/muscat-sohar-product-pipeline>

(3) トルコの Izmit 製油所の近代化プロジェクトが完了

トルコの精製企業 Tüpraş の Izmit 製油所の近代化プロジェクトの進捗状況が、報じられている。Izmit 製油所は、トルコ北西部の東マルマラ地方のコジャエリ県(Kocaeli、East Marmara)の黒海側の県都 Izmit(イズミット)に所在している。

Tüpraş の親会社のトルコのコングロマリット Koç Holding は、Tüpraş の Izmit 製油所の近代化プロジェクトに 30 億ドルの融資を終えたことを 2014 年 12 月初めに発表している。また、近代化プロジェクトは 2014 年 12 月に試運転を開始し、2015 年に本格的な稼

働に入る予定であることが報じられている。

近代化プロジェクトの背景にあるトルコの石油製品の需給状況をみると、2013年のガソリン消費量は190万トンであるのに対して、Tüpraşのガソリン製造量は460万トン、ディーゼルの消費量は1,680万トンに対して製造量は560万トン、重油の消費量160万トンに対する製造量は270万トンであった。ディーゼルの供給力が大幅に不足している一方で、ガソリン・重油が余剰であることがわかる。

近代化プロジェクトは、残渣重油アップグレードプロジェクト(RUP：Residium Upgrading Project)と名付けられ、Tüpraşの主力製油所であるIzmit製油所の原油精製能力(1,100万トン/年、22万BPD)は変えずに白油化率を向上させるもので、設備工事内容は製油所の新設に相当する大規模なプロジェクトとなっている。なお、投資額は単一案件としては、トルコで最大級のものとして見做されている。

RUPプロジェクトは、2008年3月に最終投資決定(FID)が下り、2009年4月に環境アセスメント(EIA)を経て、同年12月にスペインのエンジニアリングTecnicas Reunidasに設計・調達・建設(EPC)業務を発注し、2011年11月に建設開始、2012年9月に最初の設備が設置され、2014年6月には天然ガスパイプラインの接続が行われ、9月にフレアの点火が行われた後に、12月の運転開始の発表となった。

RUPプロジェクトの投資額は27億ドル、鉄道などのインフラ整備を含めると30億ドルに上り、単一プロジェクトとしては過去最高額となっている。

新設された主要装置の構成は表7に示すとおりで、RUPの完了でIzmit製油所の2次装置の装備状況を示すネルソン指数は、7.78から世界最高水準の14.5へと大幅に向上している。

表7. Izmit製油所の主要な新設装置

装置名	能力
減圧蒸留装置	7,500KL/日、4.7万BPD
コーカー	8,200KL/日、5.2万BPD
水素化分解装置	8,000KL/日、5.0万BPD
ディーゼル脱硫装置	4,000KL/日、2.5万BPD
ナフサ脱硫装置	1,200KL/日、7,500BPD
水素プラント	160,000m ³ /時間
硫黄プラント	440トン/日
発電設備	120MW
純水プラント	18,000 m ³ /日
廃水処理プラント	12,000 m ³ /日
タンク	660,000 m ³

新設設備の製品別の製造能力は表8に示すとおりである。

表8 プロジェクト完了後の Izmit 製油所の製品構成

製品名	製造能力
原料	449.6 万トン/年
製品	425.0 万トン/年
ディーゼル	288.3 万トン/年
ガソリン	52.2 万トン/年
LPG	6.9 万トン/年
石油コークス	69.0 万トン/年
硫黄	8.6 万トン/年

なお、RUP プロジェクトの稼働でトルコのディーゼル需要の10%を賄うことができ、燃料輸入代金は年間10億ドル削減されることになる。さらにTüpraşの4製油所の従業員数4,700名に加えて、新プラントの稼働で500名の新規雇用を生み出すと見込まれている。

<参考資料>

- ・ <http://www.koc.com.tr/tr-tr/koc-gundem/haberler/Sayfalar/Tupras%E2%80%99ta-n-Dev-Proje.aspx>
- ・ <http://www.tupras.com.tr/rup/> “Tüpraş Fuel Oil Conversion Project”
- ・ http://www.tupras.com.tr/uploads/TUP_FRAT_2013.pdf

5. アフリカ

(1) ガーナ唯一の製油所が稼働を再開

2007年に原油が発見され、2010年から原油の生産を開始し産油国の仲間入りを果たした西アフリカのガーナで唯一の Tema 製油所は、原油の手配ができずに稼働を停止していたが、2014年12月末に4ヶ月ぶりに運転を再開した。

ガーナの国営精製会社 Tema Oil Refinery (TOR) の Tema 製油所(4.5万BPD)は、ここ数年、設備の老朽化および資金難による原油の調達に苦しみ、たびたび原油の供給が途絶えたことから稼働の停止に追い込まれている。TORは、ガーナの石油市場の約80%を握っていた時期もあったが、現在は約20%にまでシェアを低下させている。

国際エネルギー機関(IEA)の2012年のデータによるとガーナの原油生産量は413.4万トン(約8.3万BPD)、原油輸出量は420.2万トン、輸入量は121.0万トンである。石油製品の需給をみると、ガソリンの消費量が103.9万トン、製造量が15.8万トン、純輸入量が88.1万トン、ディーゼル+軽油の消費量・製造量・純輸入量はそれぞれ166.4万トン、12.2万トン、170.5万トン。ガソリンとディーゼルを合わせると、消費量は270.3

万トン、製造量が 28.0 万トン、純輸入量が 258.6 万トンになり自給率は約 10%になる(なお、この値は前記のプレスリリースにある TOR の市場シェアに比べると低い値になる)。

今回の運転再開は、ナイジェリアに本社を置きアフリカを活動拠点とする金融機関 Access Bank による資金提供で Sahara Oil から原油 80 万バレルを調達したことで、実現したもので、2014 年 12 月 29 日に原油の処理を始めている。Tema 製油所は稼働率 50% で操業する予定で、約 1 ヶ月間の稼働に目途が立ったことになる。

Tema 製油所に関しては、2014 年の 2 月にサウジアラビアの PetroSaudi International と JV を設立するという発表があり、9 月にはガーナ政府と PetroSaudi 間の協議の最終段階に入っているとされている。両社は Tema 製油所には操業効率を改善する余地があり、採算性の回復を目指す伝えていた。しかしながら、今回の運転再開時のエネルギー省のリリースには TOR と PetroSaudi の JV の動向は触れておらず、Tema 製油所の将来は不透明な状況にある。

<参考資料>

- ・ <http://www.energymin.gov.gh/?p=3270>
- ・ <http://www.iea.org/statistics/statisticssearch/report/?country=GHANA&product=oil&year=2012>
- ・ <http://news.petrosaudi.com/ghanas-tema-oil-refinery-close-deal-petrosaudi/>
- ・ <http://news.petrosaudi.com/petrosaudis-oil-projects-expansion/>

(2) 赤道ギニアに西アフリカ最大のオイルターミナルの建設計画

西アフリカの赤道ギニア共和国に、オイルターミナルを建設する計画が 1 月上旬に発表されている。

赤道ギニア共和国のエネルギー工業鉱業省は、西アフリカ地域での原油・石油製品供給の大手で、エネルギー・インフラコングロマリットである Taleveras Group との間で石油製品・原油の貯蔵基地を建設することに合意し、2014 年 12 月 20 日に合意文書に調印した。

西アフリカ最大となる貯蔵基地の建設地はギニア湾西部、ビアフラ湾との境のビオコ島のエウローパ岬(Punta Europa)で、西アフリカ地域へ石油製品・原油を供給するには好適な位置と見ることができる。

貯蔵基地の呼称は Bioko Oil Terminal (BOT) で、数期に分けて建設される。第 1 フェーズでは石油製品 68 万 KL の貯蔵能力の設備が建設される予定で、主にガソリン・ナフサ・ディーゼル・ジェット A1 燃料・重油向けになる、その後、原油を含めた貯蔵設備を建設し、最初の 2 フェーズで、総貯蔵能力は 120 万 KL になる計画である。

今後プロジェクトの設計・調達・建設 (EPC) 業務のコントラクターを決め、基本設計 (FEED) 契約を 2015 年初めに締結し、さらに設備を所有・運営するコンソーシアムを選

定すると発表されている。

<参考資料>

- ・ <http://www.guineaecuatorialpress.com/noticia.php?id=6090>
- ・ <http://taleverasgroup.com/news/taleveras-group-and-government-equatorial-guinea-create-largest-oil-and-refined-products-hub-west-africa/>

6. 中南米

(1) ブラジルの石油下流事業の概況

米国のエネルギー情報局 (EIA) がブラジルのエネルギーレビューを更新したので、その情報を中心にして同国の石油ダウンストリーム部門の状況を概観する。

経済成長の続くブラジルのエネルギー消費量は、最近 10 年間で約 1/3 増加し、世界第 8 位、両米大陸で第 3 位である。またエネルギー生産量は原油・エタノールの生産により大幅に増加を示し、世界第 10 位に付けている。

① 原油・天然ガスの埋蔵と生産

表 9 にブラジルの石油・天然ガスの基本データを示しているが、EIA の見積もりではブラジルの原油確認埋蔵量は 2014 年 1 月現在 132 億バレルであるが、ブラジルの国家石油・天然ガス・バイオ燃料監督庁 (ANP) によると 2013 年 12 月 31 日現在 156 億バレルで、南米ではベネズエラに次ぐ第 2 位である。埋蔵量の 94%超は海洋油田で、リオデジャネイロ州沖に 80%が集中している。

ブラジルでは、2008 年に海洋プレソルト層の原油・天然ガスの生産量が始まり、2013 年には全生産量に占めるプレソルトのシェアは、原油が 15%、天然ガスが 14%に上昇している。

2013 年の石油および液体炭化水素類の生産量は 270 万 BPD で、その内原油が 200 万 BPD を占めている。原油の 91%は海洋油田で生産され、その 79%はリオデジャネイロ州で開発され、その多くが Campos 海盆で生産されている。

ブラジルでは、近年原油埋蔵発見が続いている深海プレソルト層で原油が増産し、2013 年の生産量は、30.3 万 BPD で全体の 15%に達している。なお国営 Petrobras の原油・NGL 生産量は 190 万 BPD である。

ブラジルは 2014 年 9 月に 2020-2022 年までに原油生産量を 400 万 BPD に、2022 年までに原油輸出量を 150-200 万 BPD とする目標を発表しているが、2014 年後半からの国際原油価格の大幅な下落が開発計画に及ぼす影響が注目される。

バイオエタノール大国であるブラジルのバイオ燃料 (エタノール+バイオディーゼル) の 2013 年の生産量は 52.7 万 BPD に達し、全原油類 (液体燃料) の約 20%を占めている。

ブラジルの天然ガスの確認埋蔵量は、EIA の 2014 年 1 月時点における見積もりでは 13.7 兆 cf、ANP の 2013 年末時点の見積もりでは 16 兆 cf で、原油と同様に南米ではベネズエラに次ぐ第 2 位となっている。埋蔵量の 85%は海洋で、その 66%はリオデジャネイロ州沖合に存在する。また、陸上天然ガスの 72%はアマゾナス州に集中している。

天然ガスの 2013 年の生産量は、9,110 億 cf で、2/3 以上は原油随伴ガスで、その半分が海洋油田で産出している。

表 9. ブラジルの石油・天然ガスの基礎データ

項目	年	数量	項目	年	数量
原油確認埋蔵量(EIA)	2014.1	132 億バレル	原油輸出量	2013	38.1 万 BPD
原油確認埋蔵量(ANP)	2013	156 億バレル	石油製品輸入量	2013	52.8 万 BPD
石油・液体炭化水素類生産量	2013	270 万 BPD	液体燃料消費量	2013	309.7 万 BPD
原油生産量	2013	200 万 BPD			
シェールオイル埋蔵量	2013*	54 億バレル	シェールガス埋蔵量	2013*	245 兆 cf
精製能力 (製油所数)	2013	220 万 BPD (16)			
天然ガス確認埋蔵量(EIA)	2014.1	13.7 兆 cf cf	天然ガス消費量	2013	1.3 兆 cf
天然ガス確認埋蔵量(ANP)		16 兆 cf			
天然ガス生産量	2013	9,110 億 cf	天然ガス輸入量	2013	5,990 億 cf
バイオ燃料製造量	2013	52.7 万 BPD	バイオ燃料消費量	2013	(46 万 BPD)
発電能力	2012	127GW	発電量	2012	570 億 kWh

* EIA “2013, Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources-Overview” 参照

② 石油・天然ガスの需給

ANP によるとブラジルが 2013 年に輸出した原油は 38.1 万 BPD でこれは前年比 31%減になる。

同国の液体燃料の消費量は増加を続け、2013 年には 309.7 万 BPD に達したが、生産量はほとんど変化せず 270 万 BPD である。ブラジルは需要増に応えるために輸入に依存し、2013 年の石油製品の輸入量は 52.8 万 BPD で、前年から 12%の増加を示している。なお、原油輸出、製品輸入先のトップは米国でそれぞれ 11 万 BPD、17.9 万 BPD を記録している。

一方、2013 年の天然ガスの消費量は 1.3 兆 cf で国産分に加えて隣国からの輸入で賄っている。9,000 億 cf 超が国内消費に回りその 75%が天然ガス供給業者に渡っている。14%は製油所・肥料工場、11%が発電に向けられている。

2013 年にブラジルは天然ガスを 5,990 億 cf 輸入したが、これは前年比で 27%増と大幅な増加となっている。輸入先はパイプライン経由がボリビア、アルゼンチン、LNG がナイジェリア、カタール、スペイン、トリニダード・トバゴで LNG 輸入量は前年比 59%

と大幅に増加した。

Petrobras は、天然ガスの消費量は2020年に1.7兆cfになると予測し、増産(110%)とLNGの輸入で対応する計画である。

③ 石油精製部門

ブラジルでは16ヶ所の製油所が稼働し、その総精製能力は220万BPDで、その内Petrobrasが13製油所(後述のAbreu e Lima製油所を含めて)操業し、その精製能力は総精製量の大部分の200万BPDを占めている。ブラジルの製油所は重質原油の処理能力が不足していることから、重質原油を一部輸出し、軽質原油を輸入することで対応している。

表10と図3にブラジルの製油所の一覧と所在地を示したがPetrobras以外の製油所に関しては情報が少ない。

表10. ブラジルの主要製油所一覧

製油所名	州	企業	万BPD	備考
Rio de Janeiro Petrochemical Complex	リオデジャネイロ	Petrobras	16.5	
Duque de Caxias (Reduc)	リオデジャネイロ	Petrobras	23.9	
Abreu e Lima	ペルナンブーコ	Petrobras	23.0	2014年稼働
Premium II	セアラ	Petrobras	30.0	新設プロジェクト
Refinaria Lubrificantes e Derivados do Nordeste	セアラ	Petrobras	0.8	潤滑油系製品
Premium I	マラニョン	Petrobras	60.0	新設プロジェクト
Shale Industrialization Unit (SIX)	パラナ	Petrobras	5,880 t/d	オイルシェール処理
Presidente Vargas (Repar)	パラナ	Petrobras	20.8	
Potiguar Clara Camarão	リオグランデ・ド・ノルテ	Petrobras	3.8	
Henrique Lage (Revap)	サンパウロ	Petrobras	25.2	
Capuava (Recap)	サンパウロ	Petrobras	5.3	
Paulínia (Replan)	サンパウロ	Petrobras	41.5	
Presidente Bernardes (RPBC)	サンパウロ	Petrobras	17.8	
Landulpho Alves (RLAM)	バイーア	Petrobras	32.3	
Isaac Sabbá (Reman)	アマゾナス	Petrobras	4.6	
Gabriel Passos (Regap)	ミナスジェライス	Petrobras	15.0	
Alberto Pasqualini (Refap)	リオグランデ・ド・スル	Petrobras	20.1	
Ipiranga	リオグランデ・ド・スル	Refinaria de Petroleo Ipiranga SA	(1.7)	
Manguinhos	リオデジャネイロ	Andrade Magro Group	(1.4)	
Rio De Janeiro	リオデジャネイロ	Petróleos de Manguinhos		

* 製油所の精製能力はPetrobrasのウェブサイトの情報およびOGJ等の情報を参照

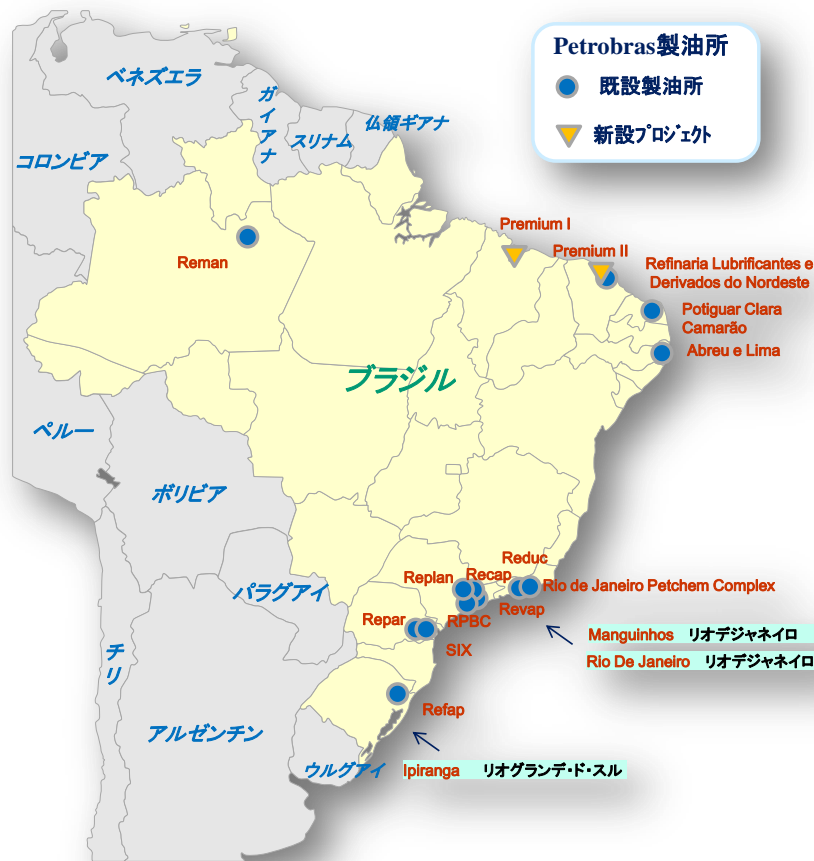


図3. ブラジルの製油所の概略配置図

石油製品の需要増に応えるためにPetrobrasの製油所の稼働率は、98%に上っているが、Petrobrasは、国内精製能力を2020年までに320万BPDに、2030年までに390万BPDに引き上げる目標を掲げている。Petrobrasの2014-2018年5ヶ年計画では、4製油所を新設する計画を発表している。その内、Abreu e Lima製油所(23万BPD)が、最近稼働を開始している(2014年12月号第1項参照)。

④ バイオ燃料

ブラジルは米国に次ぐ世界第2位のバイオエタノール生産国で、ANPによると2013年のエタノール生産量は47.9万BPDで、前年に比べて18%増加している。輸出量は5万BPDで輸出先は米国を筆頭に、韓国・オランダ・日本等となっている。サトウキビを原料とするブラジル産のエタノールは米国では先進バイオ燃料に分類され、2013年の米国の輸入量は3万BPDで2011年の1.2万BPDから大幅に増加している。一方、バイオディーゼルの生産量は5万BPDにとどまっている。

米国農務省の“Biofuels Annual, Brazil 2014”の2013年のデータによるとブラジルには399のエタノールプラントが存在し、製造能力は4,070万KL(70.1万BPD)で、製造量は2,764万KL(47.6万BPD)、消費量は2,383万KL(41.1万BPD)となっている。

同様にバイオディーゼルの製造能力は790万KL(13.6万BPD)で、稼働率は60%、製造量は292万KL(5.03万BPD)、消費量は290万KL(5.00万BPD)となっている。

<参考資料>

- ・ <http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=BR>
- ・ <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=19511>
- ・ <http://www.petrobras.com.br/en/our-activities/main-operations/>
- ・ http://gain.fas.usda.gov/Recent%20GAIN%20Publications/Biofuels%20Annual_Sa%20Paulo%20ATO_Brazil_7-25-2014.pdf#search='biofuels+annual+brazil+gain+report'

(2) パナマ運河拡張プロジェクトの近況

太平洋とカリブ海および大西洋を結ぶパナマ運河は、世界の海上輸送ルートのチョークポイント(choke point)の一つに数えられている(下記参考資料)。

米国エネルギー情報局(EIA)のレポートによると、2013年にパナマ運河を通過した原油・石油製品量は約84.9万BPDで全商品の18%、世界の原油・石油製品の海上輸送量の1.4%に相当する。パナマ運河公社(Panama Canal Authority)によると、2014会計年度にパナマ運河を通過した原油・石油製品は87.7万BPDで、内訳は石油製品が74.8万BPDで残りが原油になり、その78%に相当する68.8万BPDは大西洋側から太平洋側へ通過している。

パナマ運河は、幅員や水深の制約で大型タンカーが通過できないことから、世界の原油輸送における重要性は低下している。因みに過去5年間でも石油製品の輸送量は、2009年の61.2万BPDに対して2013年には75.9万BPDに増加を示しているが、原油の輸送量は同期間に17.6万BPDから9.1万BPDに減少している。

パナマ運河公社(Panama Canal Authority: ACP)は運河の利便性向上を図るべく、2015年完成を目指してパナマ運河拡張プロジェクトを進めている。これは通過可能な最大のタンカーサイズ(Panamax級)を現在の「載貨重量:6万-8万トン級、船幅:106フィート(約32m)まで」から12万トン級に拡大するものである。但し、完成後もVLCC(very large crude carrier)以上の通過は不可能なままである。

完成目標年の2015年を迎えて、パナマ運河拡張プロジェクトの進捗状況が2014年12月から2015年1月にかけて報じられている。

ACPの2014年12月中旬のプレスリリースによると、表11に示す様に陸部の掘削・浚渫工事は既に終了し、プロジェクト全体の進捗度は83%に到達している。新設の太平洋側の水門に繋がる6.7kmの太平洋側水路(Pacific Access Channel: PAC)の浚渫は82.2%完了している(図4参照)。



図 4. パナマ運河の概略ルート

表 11. パナマ運河拡張プロジェクト工事の進捗度

2014年12月19日のプレスリリースより

項目	進捗度 %
太平洋側水路	82.2
大西洋側の運河入り口の浚渫	100
太平洋側の運河入り口の浚渫	100
ガトウン湖、クレブラ水路(Culebra Cut)の浚渫	88
新設の閘門の設計・建設	80
ガトウン湖(Gatun Lake)の最大水位の引き上げ	94
全体	83

プロジェクトの最終段階のフェーズ4(PAC-4)の重要な工程である Borinquen 1E ダムのコンクリート壁(grout curtain)が完成した。この全長 2.3 km の壁はミラフローレス湖(Miraflores Lake)と太平洋側と分離する上で重要なものになる。新設の水路により船舶はミラフローレス湖をバイパスしてクレブラ水路(Culebra Cut)から新設の水門に直接アクセスすることが可能になる。

また、12月末にACPの役員会は太平洋側のCorozal地区に貨物の積み替え用の港湾施設を建設することを承認した。パナマ運河の太平洋側の入り口の敷地120haに約500万TEU(20フィートコンテナ換算)の荷役能力を持つ施設を建設する。

同地区の港湾施設建設プロジェクトは2フェーズで計画され、全長2,081mのドック、コンテナ集積地、事務所、倉庫がACPが所有する120haの敷地に建設されることになる。

第1フェーズでは、1,350mのドック、Post-Panamax級タンカー3隻分の係留設備、300万TEUの荷役設備が建設される。これにより、現在の施設の能力500万TEUから、2020年までに800万TEUに増強されることになる。

<参考資料>

- ・ http://www.eia.gov/countries/analysisbriefs/World_Oil_Transit_Chokepoints/wotc.pdf
- ・ <http://www.pan canal.com/eng/pr/press-releases/2014/12/19/pr536.html>
- ・ <http://www.pan canal.com/eng/pr/press-releases/2014/12/30/pr537.html>

7. 東南アジア

(1) インド Essar、ロシア Rosneft から原油・石油製品を供給

2014年12月のロシア・プーチン大統領のインド訪問に合わせる形で、インド鉄鋼・石油コングロマリット Essar Group がロシアとの関係を強化する動きが伝えられている。

Essar Group は、ロシアのサンクトペテルブルクを拠点とする金融機関 Vneshtorgbank (VTB) から10億ドルの融資枠を受ける事で、了解覚書(MOU)に調印した。Essarはこの資金を投資や資本の強化に充てる予定である。今回の融資は、2014年前半に実施された VTB Capital と12億ドルの取引に続くものになる。

Essar Group はインドで製鉄事業(能力1,000万トン/年)、石油精製事業(能力2,000万トン/年)、発電事業(4GW)、港湾事業(1.08億トン/年)を展開し、年間収益額は390億ドルに上り、過去5年間で鉄鋼・エネルギー・インフラ・サービス事業分野に180億ドルを投資している。

今回 Essar は石油精製事業関連で、ロシア国営石油 Rosneft との間で Rosneft から原油および石油製品の供給を受ける案件で基本合意に達し、プーチン大統領の臨席のもとで合意文書に調印している。

合意内容は、Rosneft が Essar Group に10年間に亘って1,000万トンの原油をインド西岸グジャラート州ジャムナガル県(Jamnagar, Gujarat)の Vadinar 製油所(40.5万BPD)に供給することになる。Essar のプレスリリースでは、Essar は原油・石油製品の安定供給源を得ることになり、なお Rosneft 石油製品も提供することになる模様である。

Rosneft の原油及び石油製品の供給は2015年に始まる予定で、同社にとっては経済成長が続くインドおよびその周辺地域への進出の足掛かりし、原油並びに石油製品の販売先を確保する意図があるとしている。

両社は、上流・下流分野におけるインド・ロシア両国間の新しい動きになるものとして、今回の合意形成の意義を強調している。

<参考資料>

- ・ http://www.essar.com/article.aspx?cont_id=4evcYSv4sZI=
- ・ <http://www.rosneft.com/news/pressrelease/11122014.html>

(2) タイ、カタールから初めて長期契約で LNG を輸入

カタール国営 Qatargas は、1 月初めに長期契約に基づいた初めての LNG をタイに輸出し、1 月 8 日に Map Ta Phut LNG 基地でタイの Akrasanee エネルギー相、タイ国営 PTT の Chuchottaworn 社長兼 CEO、Qatargas の Al-Thani CEO の臨席のもと式典が挙行された。

EIA が 2014 年 11 月に更新したタイのエネルギー事情の概況 (Overview/Data) に基づいてタイの天然ガスの資源、需給の最新状況をみると、タイの天然ガスの確認埋蔵量は 2014 年 1 月時点で 9 兆 390 億 cf で、ピークを記録した 2006 年の 14 兆 7,540 億 cf 以降は減少傾向にある。経済成長に伴って消費量は毎年増加を続け 2013 年には 1 兆 8430 億 cf になり、それに対応して生産量も増加し 2013 年には 1 兆 4,760 億 cf に達している。しかしながら増産が需要増に追いつかず、1999 年以降にタイは天然ガスの純輸入国となり、輸入量は年々増加し 2013 年の輸入量は 3,670 億 cf に上っている。

タイは天然ガス資源の開発に力を入れる一方で、天然ガス輸入ルートの確保に努め、隣国ミャンマーからの天然ガスをパイプラインで輸入している。さらに LNG の輸入計画を進め、2011 年には中部のタイランド湾に面するラヨン県 (Rayong) に Map Ta Phut LNG 再ガス化プラントが完成している。

Qatargas は、2011 年に新設 Map Ta Phut LNG 基地にとって初の LNG (約 9 万トン) を輸出し、以降スポットで 27 船を輸出していた。その後タイは、スポット契約でペルー、カタール、ナイジェリアなどから LNG を輸入している。2012 年 12 月に Qatargas (Qatargas 3) は PTT と 2015 年から LNG を年間 200 万トン (960 億 cf/年) を 20 年間に亘り輸出する売買契約 (Sale and purchase Agreement : SPA) を締結していた。この契約は PTT にとり初の LNG の長期購入契約である。なお、契約量は 2013 年のタイの天然ガス量の 1/4 に相当する。

Map Ta Phut LNG 基地の能力は現在 500 万トン/年であるが、PTT は 2017 年までに 1,000 万トン/年への拡張を計画している。また現在の LNG 船の着積能力は Q-Flex (21.0-21.6 万 m³) であるが、Q-max (26.6 万 m³) の受入も可能になる予定である。

タイでは、発電・工業・石油化学・輸送部門で天然ガス需要が増え続ける一方で、タイランド湾やミャンマーからの天然ガス供給が減少する傾向にあり、LNG の輸入の重要性が増し、輸入量は 200 万トン/年に達している。

同国の LNG 輸入は、これまではスポット市場からの調達に頼っていたが、2010-2030 年の電力開発計画 (Power Development Plan for 2010-2030 : PDP 2010 Vol. 3) のもとで、2015 年には LNG を 500 万トン輸入する計画であり、タイとしては大口の安定供給先の確保が急務であった。一方の Qatargas は、東南アジア地域におけるタイの LNG 需要の伸び

に期待している。

<参考資料>

- ・ <http://www.eia.gov/countries/country-data.cfm?fips=TH>
- ・ <http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=TH>
- ・ <https://www.qatargas.com/English/MediaCenter/news/Pages/First-cargo-to-Thailand.aspx>
- ・ <http://www.pttplc.com/en/Media-Center/News/Business/Pages/news-2015-01-08.aspx>

8. 東アジア

(1) 中国のオレフィン製造プロジェクト関連の最近の動き

中国では、合成樹脂を始めとする石油化学需要の伸びに応えるために、原料となるオレフィン類の製造能力の拡大を目指しているが、そのなかでプロパンからプロピレン、ブタンからブテン(ブチレン)の製造を目的とする、脱水素オレフィン製造プロセスの導入が進んでいる。

2014年12月に Zhejiang Satellite Petrochemical Co. Ltd が建設していたプロパン脱水素 (propane dehydrogenation) プロピレン製造プラントが完成し、試運転を開始している。同社は高品質なアクリル酸やアクリル酸誘導体を製造している企業である。このプラントには Honeywell UOP の UOP C₃ Oleflex™ が採用されており、計画されている14基のプロピレンプラント中では中国で初めての稼働となる。プラントの建設地は浙江省平湖市 (Pinghu, Zhejiang) で製造能力は45万トン/年と発表されている。

従来プロピレンは、主としてエチレンの副産物としてナフサや天然ガスのクラッキングで製造されてきたが、世界的にクラッカー原料が軽質化に向かう中で (天然ガス由来のエタン、NGLの増産などの理由で)、プロピレンの副生量が減少し、プロピレン需要増とのギャップが生じている。こうした中で設備対応が必要であるものの、プロパンを原料に脱水素で目的生成物として製造する (on purpose production) PDH プロセスの実用化が進んでいる。

Honeywell UOP は、2011年以降に12以上の企業に UOP C₃ Oleflex™をライセンスしてきたが、その大半は中国企業である。同社はプレスリリースで中国のプロピレン需要が現在世界の15%を超え、年率5-6%で増加していることから中国のPDHプロセスの導入が進んでいると説明している。2014年5月に、Oleflex (C₃, C₄ など) ライセンス数は、全部で20件に到達したと発表し、中国では16件となったことを発表している。

さらに9月には中国の Shandong Shouguang Luqing Petrochemical Co. Ltd が、C₄ Oleflexを導入することが発表されているので、総数は更に増えているものとみられる。

なお、UOP は2020年までに世界のプロピレン製造量の20%はPDH等のプロピレンを

的製造物とするプロセスで製造されると予測している。

<参考資料>

- ・ http://www.uop.com/?press_release=china-commissions-first-of-14-planned-ethylene-production-units-using-technology-from-honeywells-uop-to-help-meet-global-demand-for-key-petrochemical
- ・ <http://www.uop.com/processing-solutions/petrochemicals/olefins/>
- ・ http://www.uop.com/?press_release=honeywells-uop-oleflex-technology-selected-to-help-meet-growing-fuel-and-petrochemical-demand-in-china

(2) 中国のシェールガス開発に関するトピックス

中国は、石炭から天然ガスへの転換を急いでおり、莫大な埋蔵量があると見られているシェールガスの開発に期待を寄せているが、中国ではシェール層の地質構造の問題や、掘削に必要な水の問題などで開発は困難も予想されていた。こうした中で、Sinopecは重慶市フ陵区（涪陵区(Fuling, Chongqing)）で大規模なシェールガスの埋蔵を発見し、商業開発に進んでいるが、これに続く大規模な発見は報道されていない状況にある。

こうした状況を受けて、中国はシェールガスの生産目標を2013年に、従来の半分の300億m³/年に下方修正していた。また、第2次シェール鉱区の公募に対しては、実績のある大手企業の入札は無く、第3次シェール鉱区の公募に向けた鉱区の選定に苦慮していると伝えられている。ShellとCNPCの四川省のプロジェクトも2014年9月に見直しが行われている。

こうした中で、フ陵区でシェールガス開発に成功しているSinopecは2014年12月末に、シェールガス開発に関する初めての環境・社会・ガバナンス報告書“Sinopec Shale Gas Development Environmental, Social and Governance (ESG) Report”を公表したこと、およびシェールガスの開発状況を発表している。

内容は、シェール資源開発に際して① クリーンエネルギー開発の意義、② 安全な操業、③ 環境に配慮した開発の実施、④ 地域社会との連携および地域社会への貢献、の4領域を重視する方針としている。

具体的には、① 水資源の保護、② CO₂排出量の削減、③ 環境を監視し、開発による影響を最小化することおよび地域社会とのコミュニケーションの重視、④ バランスのとれた開発を行うと説明している。報告書では、開発に用いる水の再生利用、開発の際に地下水を保護する為の技術の適用等について詳しく論じている。

報告書は、中国のシェールガス開発のリーダーとして、Sinopecが環境・生態系の保護を重視したシェールガス開発を進めるとの方針を示す形になっている。

一方開発の進捗状況に関しては、2014年12月22日の時点でフ陵区で75試験井の掘削を完了し、生産能力の当面の目標値20億m³/年を計画より早く達成したとしている。

また、天然ガスの累計生産量は 11.36 億 m³ で、平均日量生産量は 360 万 m³/日に到達している。

<参考資料>

- ・ http://www.sinopecgroup.com/group/en/Sinopecnews/20150104/news_20150104_746427560615.shtml

9. オセアニア

(1) オーストラリアの LNG プロジェクトの近況

オーストラリアは、2010 年代末にはカタールを抜いて世界一の LNG 輸出国となると予想され、現在 3 件の LNG プロジェクトが稼動し、次いで 7 プロジェクトが建設中で、計画段階のプロジェクトが 6 件ほどであると伝えられている（当サイトの関連情報：[2013 年 7 月号第 1 項](#)、[2014 年 2 月号第 1 項](#)）。

2014 年後半の国際原油価格の急落を受けて、世界各国の石油・天然ガスの大型プロジェクトの継続が懸念されている中で、同国の天然ガス開発・LNG プロジェクト関連の報道が続いている。

1) Browse FLNG プロジェクト

2014 年 12 月半ばに、オーストラリアの石油・天然ガス開発会社 Woodside Petroleum Ltd は、Browse FLNG プロジェクトの計画の見直しを発表した。Woodside は、既にプロジェクトの設計根拠書(BOD)、主要部分の予備的基本設計(pre-FEED)を終えて次の段階に進みつつあったが、基本設計(FEED)の開始を 2015 年半ばに、最終投資判断(FID)は 2016 年半ば延期するとしている。

Browse FLNG プロジェクトは、西オーストラリア州の北部ダンピア半島(Dampier Peninsula)のブルーム (Broome) の北 425 km 沖合の Browse 海盆の天然ガスを利用するもので、Brecknock・Calliance Torosa 天然ガス田は 14 兆 9,000 億 cf、コンデンセートを 4 億 4,120 万バレル埋蔵している。Woodside は JV プロジェクトのオペレーターとして、FLNG(浮体式天然ガス液化プラント)の建設を選択している。

<参考資料>

- ・ <http://www.woodside.com.au/Investors-Media/announcements/Documents/16.12.2014%20Browse%20FLNG%20Development%20Update.pdf>
- ・ <http://www.woodside.com.au/Our-Business/Browse/Pages/default.aspx>

2) Queensland Curtis LNG が稼動

クイーンズランド州グラッドストーン(Gladstone, Queensland)の Queensland Curtis LNG (QCLNG) プロジェクトで 2014 年末に大きな進展があった。

BG Group は、12 月 28 日に第 1 トレインが完成した QCLNG の設備から LNG が LNG タン

カーに充填されたことを発表した。最初のタンカーは“Methane Rita Andrea”で、次いで2015年1月第1週に“Methane Mickie Harper”に充填される予定。

QCLNGは世界で初めて炭層メタン(CSG:coal-seam-gas)を原料とするLNGプロジェクトで、開発と建設に4年以上を要している。今後は、2015年の第3四半期に第2トレインが稼働し、2016年内にフル稼働になる計画で、年間LNGを800万トン輸出することになる。

<参考資料>

- ・ <http://www.bg-group.com/18/media/> 29 December 2014、“BG Group loads first LNG cargo from QCLNG project in Australia”

3) APLNG の状況

オーストラリアのOrigin Energyは、銀行からの融資枠の拡大と金利の引下げを実現し、APLNG(Australia Pacific LNG)プロジェクトを進める事を2014年12月中旬に発表している。

Origin Energyは、融資額を従来の66億豪ドルから74億豪ドルへ拡大し、利率を0.30%引下げることで、返済期限の延期に成功したことを発表している。これによって、APLNGの定常稼働時の損益分岐点は、原油価格で40-45米ドル/BOE(原油換算)になり、プロジェクトの経済性が強固なものになったとの見方を公表している。

APLNGのLNGプラントの建設地はグラッドストンのCurtis Islandで、2トレインで製造能力は450万トン/年×2の900万トン/年になる。投資額は247億豪ドルで、原料の天然ガスはCSGで、Bowen・Surat盆地から530kmのパイプラインを通じてLNGプラントに輸送する。LNGの輸出は、第1トレインからは2015年半ば、第2トレインは2016年に開始する計画で、最長30年間に亘ってLNGを供給すると期待されている。

APLNGの出資企業はOrigin Energy(37.5%)、ConocoPhillips(37.5%)、Sinopec(25%)。

<参考資料>

- ・ http://files.shareholder.com/downloads/APA/3742916238x0x799519/c43bcc43-e162-4dfb-bd2d-74a998049b93/APA_News_2014_12_15_Financial.pdf
- ・ http://www.aplng.com.au/pdf/factsheets/_APLNG012_Fact_Sheet_The_APL_Project_FINAL.PDF
- ・ <http://www.conocophillips.com.au/our-business-activities/our-projects/Pages/australia-pacific-lng.aspx>

4) Santos GLNG プロジェクトの進捗状況

オーストラリアのLNGプロジェクトの進捗に関しては、前記3件より2月前の10月中旬にSantos GLNGプロジェクトの近況が報じられているので合わせて紹介する。

Santos GLNGプロジェクトでは、クイーンズランド州の南西部のFairview天然ガス田

のコンプレッサー基地から全長 420km のパイプラインに天然ガスが初めて送り込まれたことが発表された。現在、パイプラインの区切り毎に天然ガスを送り込んで試験中で、2014 年の終わりには Curtis Island の LNG プラントに到達する予定である。

Santos は、パイプラインの試運転をグラッドストーン港 (Gladstone Harbour) から LNG を 2015 年から供給するために必要な重要なステップと報じ、さらに Bowen・Surat 盆地のガス田の開発、Curtis Island の LNG プラントの建設も 2015 年の LNG 供給開始に向けて着実に進展していると伝えている。

同パイプラインは Santos GLNG のガス田からグラッドストーン沖合の Curtis Island に天然ガス (CSG) を送るもので、輸送能力は 4,000 万 m³ で、建設はイタリアの石油・天然ガスコントラクター Saipem の豪州子会社 Saipem Australia が担当した。

Santos GLNG は、オーストラリア Santos、マレーシア PETRONAS、フランス Total、韓国 KOGAS の JV で、フル稼働時には年間 780 万トンの LNG を生産する計画で、2015 年に最初の LNG 船が出航する計画である。



図 5. 本文中の LNG ターミナルの位置関係

< 参考資料 >

- ・ http://www.santos.com/library/140914_First_gas_into_Santos_GLNG_pipeline.pdf
- ・ <http://www.santosglng.com/the-project.aspx>

編集責任：調査情報部 (pisap@pecj.or.jp)