

JPEC 世界製油所関連最新情報

2016年1月号

(2015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. <u>北米</u> | 5ページ |
| (1) Turner Mason & Co. の資料に見る米国の原油輸出禁止策解除の影響 | |
| (2) Energy East パイプラインの建設修正案情報 | |
| (3) Marathon Petroleum の設備投資計画情報 | |
| 2. <u>ヨーロッパ</u> | 15ページ |
| (1) ポーランドの Grupa LOTOS が展開する EFRA プロジェクト情報 | |
| (2) スウェーデンの Lysekil 製油所の減圧蒸留装置の拡張工事情報 | |
| (3) 欧州委員会による各種 EU 規制のコスト影響評価結果 | |
| 3. <u>ロシア・NIS諸国</u> | 19ページ |
| (1) Rosneft における近代化工事概要と高品質燃料油製造推移 | |
| (2) カザフスタン企業を買収し中国がヨーロッパの石油販売事業に進出 | |
| 4. <u>中東</u> | 22ページ |
| (1) イランが製油所・石油化学プロジェクトへの大型投資を準備 | |
| (2) クウェートの EQUATE が石化会社 MEGlobal の株式を Dow から取得 | |
| (3) イラクがサウジアラビア経由の原油輸出の再開を検討 | |
| (4) オマーン・UAE のシェールオイル・シェールガス資源 | |

(次ページに続く)

5. <u>アフリカ</u>	27 ページ
(1) ナイジェリアの製油所の稼働状況	
(2) アンゴラの Sonangol Lobito 製油所プロジェクトの状況	
(3) 赤道ギニアの Fortuna LNG プロジェクトの進捗状況	
(4) チャドのシェールオイル・シェールガス資源	
6. <u>中南米</u>	32 ページ
(1) メキシコ Pemex の製油所プロジェクトの概況	
(2) メキシコ産原油の欧州、アジア向け輸出が増加	
(3) ベネズエラからコロンビアへの天然ガス輸出計画の現状	
(4) アルゼンチン YPF と Dow Chemical が Vaca Muerta のシェールガス開発を強化	
7. <u>東南アジア</u>	35 ページ
(1) フィリピンで製油所の Euro-4 対応が完了	
(2) インドネシア政府が民間企業単独の製油所建設を認可へ	
(3) UAE 企業とパキスタン政府が製油所の建設で合意	
(4) インドのパイプラインによる天然ガス輸入計画の状況	
(5) Shell、廃棄物を原料とする再生可能燃料の実証プラントをインドに建設	
8. <u>東アジア</u>	39 ページ
(1) 中国 Sinochem の Quanzhou 製油所の拡張・石油化学プロジェクトが認可	
(2) CNOOC と Shell、中国恵州市の石油化学 JV コンプレックスを増強	
9. <u>オセアニア</u>	42 ページ
(1) ニュージーランドの Marsden Point 製油所の近況	
(2) Shell がニュージーランドの Maui 天然ガスパイプラインを売却	

※ この「世界製油所関連最新情報」レポートは、2015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/refinery/refinery.html>
- ・ pdf 最新版(メール配信後の改訂を反映)は以下のサイトからダウンロードできます
http://www.pecj.or.jp/japanese/overseas/refinery/refinery_pdf.html

概況

1. 北米

- ・ 米国は原油輸出禁止策を解除したが、Turner Mason による分析によると総輸出量は 170 万 BPD 程度で、輸出先は欧州・中南米に限定され、総体的に輸出解禁の影響は小さいと予測している。
- ・ カナダ西部から東部に重質原油を輸送する Energy East 原油パイプラインプロジェクトの環境対策が見直され Trans Canada が建設計画の修正案を提出した。
- ・ Marathon Petroleum の 2016 年の設備投資で、テキサス州の 2 製油所の統合、子会社によるアルキレート製造・ガソリン調合設備の建設を計画している。

2. ヨーロッパ

- ・ ポーランドの Gdańsk 製油所の近代化プロジェクト EFTA でコーカーを新設した Grupa LOTOS はコーカーナフサの精製能力を拡大するために水素プラントの増設を決定した。EFTA では中間留分の増産を図り、精製効率の改善を目指す。
- ・ スウェーデン Preem AB は、Lysekil 製油所の近代化プロジェクトで目指す VGO 増産に必要な減圧蒸留装置の改造工事の EPCm 業務を Amec Foster Wheeler に発注した。
- ・ 欧州委員会の JRC は、EU の EU-ETS などの諸規制が欧州の精製業に与える影響を評価した結果を公表した。それによるとコストインパクトは 0.47 ユーロ/バレルと見積もっている。

3. ロシア・NIS 諸国

- ・ ロシア Rosneft による一連の大規模な製油所近代化工事が完了し、Euro-5 基準の燃料製品の製造体制が整った。同社は 2016 年に Euro-5 のガソリン 1,000 万トン、ディーゼル 1,600 万トンを供給する計画。
- ・ 中国 CEFC はカザフスタン KazMunayGas の子会社 KMG International から Dynef の株式 51% を取得したことで、欧州の燃料販売事業に進出した。CEFC による KMG International の買収の動きも報道されており、実現すれば東欧圏の小売り事業に進出することになる。

4. 中東

- ・ 経済制裁解除を目前に控えたイランは、石油化学プロジェクトへの大型投資を計画し、外国企業も関心を示している。一方、原油油価の下落で製油所の新設計画を懸念する見方に対し、イランは引き続き新設プロジェクトを推進する方針を確認している。
- ・ クウェートの大手石油化学会社 EQUATE は世界有数のエチレングリコール会社 MEGlobal の株式を Dow から買収し全株式を保有した。
- ・ 原油の輸出拡大を図るイラクは、南部バスラ港・トルコ経由の輸出ルートに加え湾岸戦争以来閉鎖されているサウジアラビア経由のパイプラインの再開を検討している。
- ・ 米国 EIA がオマーンと UAE のシェールオイル・ガスの埋蔵情報を公表した。オマーンのシェールオイル・ガスの技術的可採埋蔵量は、それぞれ 62 億バレル、48 兆 cf。UAE はシェールオイルが 226 億バレル、シェールガスが 205 兆 cf。

5. アフリカ

- ・ ナイジェリアの製油所は老朽化が進み補修を繰り返しているが、2015 年後半も稼働が停止する状態が続いていた。12 月には製油所が稼働を再開し、供給不足に陥っていたガソリンの供給が始まった。
- ・ イタリア Eni がアンゴラの Lobito 製油所プロジェクトを見直す運びとなった、20 万 BPD でハイコンバージョン仕様の製油所を建設する計画。また、Eni は上流事業でも協力する。
- ・ 赤道ギニアで Orphir が進めている Fortuna LNG プロジェクトで LNG の取引契約が締結された。これによりプロジェクト資金の目途がつき、開発が促進するとみられている。
- ・ 米国 EIA がオマーンとオマーン・UAE などと同時に、中部アフリカのチャドのシェールオイル・ガスの埋蔵情報を公表した。チャドのシェールオイル技術的可採埋蔵量は、162 億バレル、シェールガスが 44 兆 cf。

6. 中南米

- ・ メキシコ国営 Pemex は、既設 6 製油所の近代化投資計画を発表している。低硫黄 (30ppm) ガソリン、低硫黄 (15ppm) ディーゼルを製造する計画。
- ・ メキシコ産原油の輸出は、カナダ産原油に押されて米国向けが減少しているが、その一方で欧州向けの軽質原油、アジア向けの重質原油の輸出量が増加している。
- ・ 干ばつの影響で水力発電量が低下したことでベネズエラの発電用天然ガス需要が増大し、重要なプロジェクトに位置付けられているベネズエラからコロンビアへの天然ガスのパイプライン輸出の開始が延期されている。
- ・ Vaca Muerta 層で、シェール資源開発が進むアルゼンチンでは、国営 YPF と米国 Dow Chemical がシェールガスの共同開発プロジェクトを拡大することが発表されている。

7. 東南アジア

- ・ フィリピンでは Shell の Tabangao 製油所で Euro-4 対応の設備改造工事が完了し、1 月から製造できる見通しである。Petron の Limay Bataan 製油所と合わせて、2016 年 1 月施行の Euro-4 燃料基準への準備が整ってきた。
- ・ 精製能力不足で燃料製品の輸入が増大しているインドネシアの政府はこれまで国営 Pertamina との JV を条件としていた製油所建設を民間単独にも許可する方針を明らかにした。なお、製品の販売は引き続き Pertamina 経由が条件になる。
- ・ UAE 企業とパキスタン政府が、カイバル・パクトウンクワ州に製油所を建設することに合意した。当初の精製能力は 1.5 万-2.0 万 BPD。
- ・ インドは、天然ガスの輸入拡大目指しているが、イランから天然ガスを海底パイプラインで第 3 国を経由せずに輸入するプロジェクトが検討されている。また、トルクメニスタンからアフガニスタン・パキスタン経由で天然ガスをインドに輸送する TAPI パイプラインはトルクメニスタン内の建設工事が始まっている。
- ・ Shell は廃棄バイオマスを原料とする再生可能炭化水素燃料の実証プラントをインドに建設する。プラントには Shell が Gas Technology Institute と開発してきた IH2 プロセスを採用する。

8. 東アジア

- ・ 中国国営 Sinochem の製油所拡張・石油化学プロジェクトが認可された。福建省泉州市の製油所の精製能力を 24 万 BPD から 30 万 BPD に拡張し、エチレンプラントをはじめとする各種石油化学プラントの新設が計画されている。
- ・ 中国国営 CNOOC と Shell は恵州市の石油化学コンプレックスの JV の増強を決定した。

9. オセアニア

- ・ ニュージーランド唯一の Refining NZ の Marsden Point 製油所で進められている Te Mahi Hou プロジェクトで新設 CCR が稼働した。精製マージンの改善、CO₂ 排出量の削減、定期補修期間の短縮などの効果が期待されている。
- ・ オセアニアでも資産の見直しを進めている Shell は、ニュージーランドの Maui 天然ガスパイプラインの資産の売却を発表した。Maui は、同国の天然ガス輸送の基幹となるパイプラインで生産拠点と発電プラントやメタノールプラントを接続している。

1. 北 米

(1) Turner Mason & Co. の資料に見る米国の原油輸出禁止策解除の影響

米国政府が国内原油の輸出禁止措置を解除した件は、米国内の原油生産業者にとっては、長年待ちわびていたと言われていただけに朗報と思われるが、実際には輸出禁止の解除による直接的な影響はほとんど無く、限定的なものになるとの調査結果を、コンサルタント会社の Turner Mason & Co. (TMC) が報告している。

同社の予測は、『国内で生産されるタイトオイルの名称で呼ばれている非在来型超軽質原油 (LTO : Light Tight Oil) の多くは、メキシコを主体にラテンアメリカへ輸出され、ヨーロッパ向け輸出もあるとみられるが、量的にはそれほど多く無い。』とした結果を、“U.S. Light Crude Oil Exports : Likely Destinations” と題して昨年 9 月 8 日付で報告しているが、この資料を見直し、さらに一步掘り下げた内容のホワイト・ペーパーとして報告しているものである。

米国エネルギー情報局 (EIA) の予測によると、図 1 に示す通り、米国内の原油生産量は 2010 年から 2015 年にかけて急増し 933 万 BPD になるが、2016 年には反転して 876 万 BPD に落ち込むと想定している。この様な状況下、近未来において“国内で生産される原油種の内、どの種類の原油がどの地域にどの程度の量で輸出されるのか？”を予測するには、国内原油の油種別生産量予測や特殊性を踏まえた国内の輸出環境もさることながら、輸出先の製油所の条件や輸送コスト、社会環境の把握などが必要になってくる。



図 1. 米国の原油生産量推移（出典：TMC の HP）

Turner Mason & Co. (TMC) が解析した結果の概要は後述するが、同社は米国本土で生産される原油の内、優先的に輸出される油種として当初はコンデンセートが輸出され、その後 LTO が輸出原油の多くを占めると分析している。Bakken 原油に比べ、メキシコ湾岸から輸出できる地理的好条件を生かしたテキサス州の Permian シェールプレイや Eagle Ford シェールプレイで生産される非在来型原油が最も大きなメリットを享受することになるとしている。

テキサス州産 LTO の輸出量の増加に伴い Bakken 原油の国内市場が拡大し、原油価格が多少高くなるためにシェールプレイで稼働する井戸数が増加し、5、6 年を要するのではないかとしながらも、国内原油生産量は 1,000～1,100 万 BPD に増産していくと想定している。国内原油の増産は世界の原油価格の急激な変動を抑制する効果が出てくると見られる一方で、国産原油をどの地域の製油所でどのように処理するかを検討が大変重要になってくるとしている。

結論として記載している内容は、現状で想定される条件下では、米国産原油の総輸出量は約 170 万 BPD に留まり、ヨーロッパやラテンアメリカ諸国などの大西洋地域に輸出されるものとみられる。その主な要因は、輸出先にある既存製油所の装置構成や現在処理している原油を代替するためのコスト、つまりアジア地域に輸送するケースと比較すると輸送費が安価なこと及び効率的輸送が可能であることが大きな要因であるとしている。

輸出対象地域の製油所が処理原油を LTO へ切り替える要因は、LTO の性状が現在処理されている北海原油、アフリカ原油、ラテンアメリカ原油などと似通っていることに加えて、これ等の原油の生産量が減少しつつあることが背景にある。その他の状況などを加味し、TMC が分析した結果を列記すると下記の通りである。

① 大西洋沿岸地域（広義）に設置された製油所に対する LTO の適合性。

- i) 基本的には米国内原油生産量の増加分は LTO 生産によるものがある。国内製油所の装置構成は世界の他地域の製油所に比較してもより重質原油処理ができる状況にある事を勘案すると、米国本土で生産される原油の中で優先的に輸出される油種は LTO になる。
- ii) ラテンアメリカおよびヨーロッパに設置されている製油所は、概して似通っており軽質原油処理型になっている。この点、LTO はこれ等の製油所での処理に適している（図 2 参照）。
- iii) カナダへの輸出は従来から法律で認められており、メキシコへの輸出も最近では認可されている現状などを勘案すると、多くの点で、既に LTO は効率的且つ経済的に輸出できる実績が積み重ねられている。

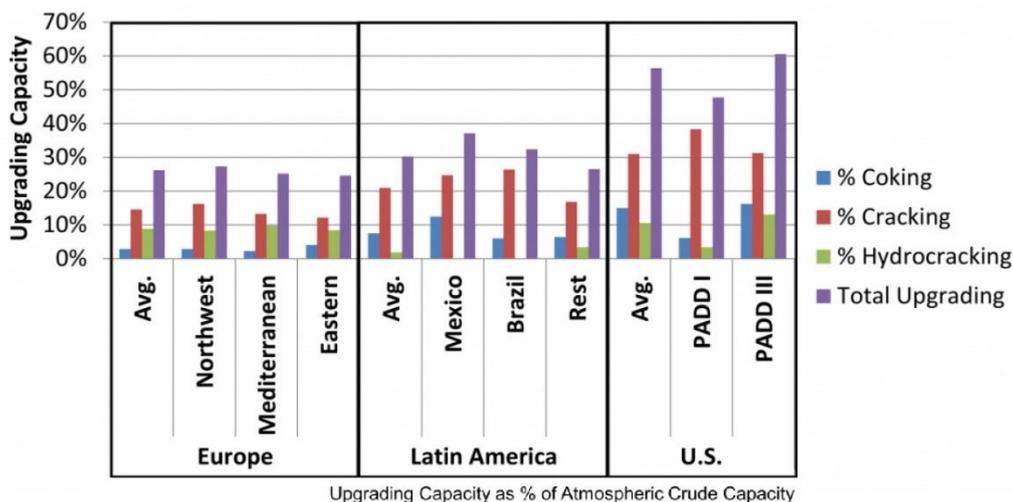


図 2. 米・欧・ラテンアメリカの製油所の分解系装置能力比較
 (出典：下記掲載の TMC 資料)

② LTO の輸出は、輸送コスト並びに輸送時間の両面でアジア地域への輸出より大西洋沿岸地域への輸出の方が有利である。

- i) 多くの LTO 生産拠点並びに所定のインフラ設備の整備状況から考えて、LTO の輸出拠点は米国メキシコ湾岸（USGC）が適している。
- ii) USGC から LTO を輸出する場合、アジア主要地域への輸送費は 5~7 ドル/バレルと見られるが、大西洋沿岸地域への輸送費は 1~3 ドル/バレルと見られ、アジア主要地域への輸送費に比較して大幅に安価である。
- iii) 輸送時間の点においても、アジア主要地域への輸送時間は最低 30 日を必要とす

ることに比べて、大西洋沿岸地域への輸送時間は、USGC から最も離れた地域を対象にする場合においても 20 日以内の輸送時間で十分とみられる。

iv) USGC から LTO を大西洋沿岸地域へ輸出する場合と同様に、中東原油をアジアの主要地域へ輸送する時間は 20 日以内とみられるので、アジア市場を対象とするケースにおいては、LTO を輸送するケースより中東原油を輸送するケースに優位性がある。

③ 大西洋沿岸地域の既存製油所で処理されている軽質原油の生産量は減少傾向にある。

i) 大西洋沿岸地域の中でも、特にヨーロッパ製油所の主要処理原油になっていた北海原油は、2000 年の生産量は 600 万 BPD であったが、現在では 300 万 BPD 以下にまで減少してきている。

ii) アフリカ産軽質原油の生産量に関しては、2008 年までは概して高い伸び率を維持していたが、それ以降は減少しており、当時と比較すると現在では約 200 万 BPD も減少している。その主要原因はリビアの生産量が減少していることによるところが大きいですが、アルジェリア、アンゴラ、ナイジェリア及びスーダン/南スーダンでの生産量も減少してきていることも影響している。

iii) 原油価格の下落に伴い、西アフリカの深海油井で生産される軽質原油は割高になるため、生産プロジェクトのキャンセルや延期が発生すると想定され、生産量がますます落ちると考えられる。

iv) ラテンアメリカにおける原油生産量は、総体的には増加すると予測されるが、軽質原油に限れば減少している。

④ 上記記載事項を前提に、国別に分析した結果をまとめてみると、カナダ向け輸出を除き、輸出量にして約 170 万 BPD をヨーロッパ並びにラテンアメリカ地域に輸出することが最も利益の出る方策と思われる（下掲の図 3 および表 1 参照）。

i) 輸出先として量的に多いのは北部ヨーロッパで 100 万 BPD 強が見込まれる。

ii) ラテンアメリカの需要としては約 47 万 BPD が見込まれ、南部ヨーロッパ及び東部ヨーロッパの需要量は約 21 万 BPD と見込まれる。

iii) 今回の分析では、合計輸出量が上記した地域に輸出されると断定しているのではなく、大西洋沿岸地域へ輸出する方が、他地域へ輸出する場合に比較して経済的メリットがあることを示しているに過ぎない。

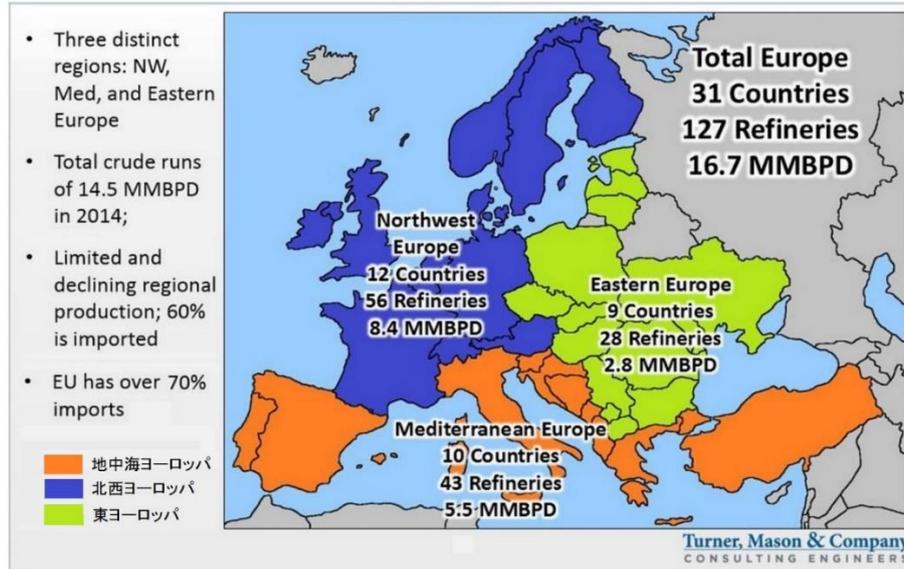


図 3. ヨーロッパ地域区分と地域別製油所数と精製能力の現状 (出典：下記掲載資料)

表 1. ヨーロッパの地域別原油輸入量の現状及び米国産 LTO 需要予測

	Current Total Crude Imports	Current Light Crude Imports	2020 Forecast Imports	Displacement Factor	U.S. Potential Current	U.S. Potential 2020	U.S. Transportation Cost (\$/bbl)
Latin + South America							
Mexico	0	0	100	1.00	100**	100	\$0.75-1.00
Brazil	348	348	369	0.70	244	258	\$2.50-3.50
Rest LA + SA	310	290	329	Avg. 0.38	84	110	\$1.25-\$3.50
Total	659	639	798		428	468	
Europe							
Northwest Europe							
United Kingdom	496	441	492	0.29	145	143	\$2.00-3.00
Ireland	24	22	24	0.20	5	5	\$2.00-3.00
France	982	912	973	0.25	250	247	\$2.00-3.00
Germany	1269	1148	1257	0.17	213	211	\$2.00-3.00
Netherlands	771	660	764	0.25	192	190	\$2.00-3.00
Belgium	511	460	506	0.29	148	147	\$2.00-3.00
Austria	160	135	159	0.07	11	11	\$3.00+*
Switzerland	59	53	59	0.06	6	4	\$3.00+*
Denmark	21	20	21	0.58	12	12	\$2.00-3.00
Norway	30	15	29	0.00	0	0	\$2.50-3.50
Sweden	213	179	211	0.16	34	34	\$2.50-3.50
Finland	0	0	0	0.00	0	0	\$2.50-3.50
Total Northern Europe	4536	4045	4495		1016	1004	
Mediterranean Europe							
Spain	1109	711	1099	0.07	80	79	\$2.00-2.50
Portugal	228	183	226	0.31	71	70	\$2.00-2.50
Italy	1039	916	1030	0.02	24	24	\$2.50-3.25
Greece	398	386	395	0.03	10	10	\$2.50-3.25
Croatia	43	41	43	0.01	1	1	\$2.50-3.25
Turkey	364	291	375	0.00	0	0	\$2.50-3.25
Total Mediterranean Europe	3181	2528	3167		186	184	
Eastern Europe							
Poland	448	446	444	0.04	17	17	\$3.00+*
Lithuania	162	160	160	0.03	4	4	\$3.00+*
Czech Republic	141	140	139	0.01	2	2	\$3.00+*
Romania	121	121	120	0.02	3	3	\$3.00+*
Hungary	113	112	112	0.01	2	2	\$3.00+*
Slovakia	110	110	110	0.01	1	1	\$3.00+*
Bulgaria	105	101	104	0.01	1	1	\$3.00+*
Ukraine	142	113	146	0.00	0	0	\$3.00+*
Total Eastern Europe	1342	1305	1335		30	29	
Total Europe	9059	7878	8997		1232	1218	

*Landlocked, requires overland transportation on top of vessel shipment cost
 **Crude swaps with Mexico permitted beginning Sept. 2015

(出典：参考資料中の TMC 資料)

- ⑤ 米国産原油の生産量増強が想定されるが、その場合においても大西洋沿岸地域への輸出量は170万BPDを下回るものと思われる。
- i) Turner Mason & Co. (TMC) は、同社が開発した原油生産シナリオ（詳細不明）を使用してマルチクライアント向けの報告書を2014年10月に発行しているが、同報告書の2020年における米国の原油生産量は1,170万BPDとなっていた。なお、今回の分析でもこの原油生産シナリオを使っている。
 - ii) また、2020年におけるカナダ向けを除く米国本土の生産原油の輸出量は、原油生産量が1,170万BPDの場合においても100万BPD未満と予測している。
 - iii) マルチクライアント向け報告書が検討された当時の状況と現在の状況と比較すると、当時は原油価格が現在より高価格で推移しており、しかも高価格状況がしばらく継続されるとの想定下での米国内原油生産量推定であった。
- ⑥ 米国産原油の大西洋沿岸地域への輸出を裏付ける経済的側面以外の幾つかの傍証。
- i) 北大西洋条約機構（NATO : North Atlantic Treaty Organization）とロシアの間で繰り返されている紛争・軋轢のようなものを含めて、恐らく地政学的要素が最も重要な事項であるとみられる。NATO への加盟・非加盟国に関わらず、米国産原油はロシア産原油に代わり安定入手が期待できる原油であると言える。
 - イ) ヨーロッパが輸入しているロシア産原油の総量は300万BPDを超えており、同地域で要する原油の約1/3を占めている。
 - ロ) この輸入原油は総じて軽質原油であり米国産LTOで代替可能である。
 - ii) リビア原油やナイジェリア原油など、これまで地域紛争が原因で突然供給が止まったり、長期に亘り供給不足の状態が継続したりするなど、ヨーロッパが輸入しているLTO性状に類似の主要原油に比べると、米国産LTOは供給面で安定した原油であると言える。
 - iii) 世界最大の原油輸入国である中国は、言わば米国の敵対国であり、米国の影響力拡大を嫌う立場から米国産のLTOを輸入するとは考えられない。
 - iv) イスラエルは現在約25万BPDの原油を輸入しているが、米国産LTOを輸入することで利益を享受できると見られる。イラクの半自治区になっているKurdistanを除き、ほとんどの中東原油生産国はイスラエルへの輸出を拒むものとみられ、基本的には米国産LTOはイスラエルが輸入する原油の重要な位置を占めるものと考えられる。
 - v) 米国産LTO生産企業内の主要数社はヨーロッパに精製設備を所有し、優先的にLTO処理ができる状況にある。

<参考資料>

- ・ <http://thebakken.com/articles/1413/lifting-crude-export-ban-a-long-term-benefit-to-producers>
- ・ <http://www.turnermason.com/index.php/2015/12/slow-boat-to-china-u-s-light-crude-oil-exports/>
- ・ <http://www.turnermason.com/wp-content/uploads/2015/09/US-Light-Crude-Oil-Exports-Likely-Destinations1.pdf>
- ・ <http://www.turnermason.com/wp-content/uploads/2016/01/Crude-by-Water-Conference.pdf>

(2) Energy East パイプラインの建設修正案情報

TransCanada Corp. は、カナダのアルバータ州からニューブランズウィック州 Saint John の Irving Oil Ltd が所有する製油所並びにターミナルまで、約 110 万 BPD の原油を輸送する 4,600km に及ぶ Energy East パイプラインの建設修正案を提出した。当該パイプラインは図 4 に示す通り、総延長のうち大部分で既存の天然ガスパイプラインを転用するものになっている。

今回提出された計画修正案は、環境問題が発生しそうな地域に関わる合計 700 ヶ所に及ぶ修正が行われており、建設費用にして約 40 億ドルのコストアップにつながる内容であると報じられている。主要修正事項は以下の 3 事項に関わる内容になっている。



図 4. 「Energy East パイプライン」全ルート図

(出典：Irving Oil Ltd の HP および下記掲載資料)

- ① Quebec 州における「Cacouna マリンターミナル」の設置撤回。
- ② ファンディ湾 (Bay of Fundy) におけるタンカー航行数は年間 115 から 281 に増加する。



- ③ Saint John ターミナルにおける貯油能力を 765 万バレルから 1,320 万バレルに拡張（貯油タンクの追加設置、合計 22 基のタンク）。

上記の主要修正事項はカナダ大西洋州、特にファンディ湾（Bay of Fundy）における環境問題の発生を避ける意味合いがあるほか、ケベック州の Quebec city 近郊で St. Lawrence River 沿岸の Cacouna に設置する計画であったマリンターミナルが、ベルーガの生息環境に悪影響を及ぼす恐れがあるとして設置反対の動きがあることを受けて計画を撤回しているものである。

また、上記修正事項に記載されていない既存の天然ガスパイプラインの転用に関しても、Ontario 及び Quebec 州の天然ガス供給業者は、当初カナダ東部地域での冬季の需要増加時期には供給できなくなる恐れが発生するのではないかと、天然ガス主要幹線の転用には慎重な姿勢を示していた。しかし、本件に関して TransCanada では「Eastern Mainline Project」として当該地域に天然ガスを供給するパイプラインを設置することで解決を図ることになっている。

今回、国家エネルギー委員会（NEB：national energy board）に提出された修正案では、パイプライン転用に伴う地元の各天然ガス供給会社との合意事項が含まれているとしながらも、約 40 億ドルのコストアップにつながる計画修正で、この修正によりプロジェクトの投資額は合計 157 億ドルに膨れ上がったと伝えられている。

本プロジェクトに関する NEB での審査はまだ開始されておらず、今後 NEB では 15 ヶ月程度かけて修正版のレビューをはじめ当該プロジェクトのメリットを評価し、その後、政府に対して提言を行うことになるが、政府における検討期間は 1 年半程度かかるとみられる。TransCanada では政府機関から許可が下りる時期にも拠るが、2018 年中に着工し 2020 年には稼働させたいとしている。

Energy East パイプラインの建設は、[2013 年 6 月号第 3 項](#)「カナダ東部への原油輸送パイプラインに関する情報」や [2013 年 8 月号第 1 項](#)「カナダ産重質原油の東部州への輸送と輸出用ターミナル建設に関わる情報」で報告しているように、カナダ西部で生産される原油をカナダ東部州の各製油所並びにターミナルに輸送する目的で計画されたものであり、パイプライン設置によりカナダ西部から東部への原油の鉄道貨車輸送は 1 日当たり 1,570 両を減らせるとしている。

また、米国メキシコ湾岸までカナダアルバータ州産原油を輸送する Keystone XL パイプライン（輸送能力：83 万 BPD）の設置を米国が拒否した現在、TransCanada が受ける打撃は大きなものになっているが、Energy East パイプラインがニューブランズウィック州 Saint John の Irving Oil の製油所（30 万 BPD）まで設置されれば、米国メキシコ湾岸までの海上輸送の道が開けることに繋がるため Keystone XL パイプラインに代わるものとして同社が期待するところは大きいと受けとめられている。

さらには、米国は長年続いた国産原油の輸出禁止措置を解除することになったが、

TransCanada はカナダのサスカチュワン州南部から米国モンタナ州東部、ノースダコタ州西部及びサウスダコタ州に亘って広がる非在来型化石燃料としての原油を産する Williston basin と Energy East パイプラインを結ぶ Upland pipeline（輸送能力：30 万 BPD）の建設を計画している。この計画が実現すれば大西洋岸からタンカー輸送が可能となり、カナダ産原油や米国産非在来型原油の輸送ルートが変化する可能性を秘めているだけに、今後の推移を見守る必要がある。

<参考資料>

- ・ http://business.financialpost.com/news/energy/transcanada-corp-ups-cost-of-energy-east-pipeline-by-almost-4-billion-and-makes-700-changes-to-route?_lsa=8d15-7cf3
- ・ <https://www.argusmedia.com/News/Article?id=1155600>
- ・ <http://www.cbc.ca/news/canada/new-brunswick/energy-east-saint-john-terminal-amendments-1.3371051>

(3) Marathon Petroleum の設備投資計画情報

Marathon Petroleum Corp. が、総額 42 億ドルに及ぶ 2016 年の製油所アップグレード計画や MarkWest とのインフラ設備に関わる設備投資計画を発表している。

この概略内訳をみると、貯蔵・パイプライン輸送事業などの中流分野の事業を除く石油精製事業並びに市場開発事業への投資が 11.45 億ドル、子会社の MPLX LP の担当分以外の中流事業に 8.28 億ドル、小売販売事業を担当する子会社の Speedway LLC への投資が 3.61 億ドル、パイプライン並びに流通事業を担当する MPLX LP への投資が約 17 億ドル、その他分野への投資が約 1.7 億ドルになっている。

同社の設備投資計画の内、石油精製事業に関する事項をみると、今年から 5 年間かけてテキサス州の Galveston Bay 製油所 (47.5 万 BPD) 並びに Texas City 製油所 (8 万 BPD) の 2 製油所を統合すると共に、不採算装置の運転を停止して 58.5 万 BPD の処理能力を持つ米国第 2 位の規模を持つ製油所にしていく計画になっている。

この計画によると、今後 5 年間で、設備投資総額は 20 億ドルが予定され、内数としての今年の設備投資額は 1.63 億ドルが計上されている。Marathon Petroleum が発表している設備投資計画の中から、上記した 2 製油所統合に関わる事項並びにガソリンブレンド基材製造に関わる事項をピックアップして概要を記載すると以下の通りである。

1) 石油精製事業に関わる設備投資計画情報

石油精製に関わる計画の一つは、運河を挟んで設置されている Galveston Bay 製油所と Texas City 製油所の統合を進める内容で、「South Texas Asset Repositioning (STAR)」

計画と呼ばれるプロジェクトである。

この計画では精製能力拡大、ディーゼル並びに軽油などの中間留分製造能力拡大、製油所運転の安定性向上を図り、計画遂行後には表 2 に示す製油所装置構成になり、単一製油所としての精製能力を Motiva の Port Arthur 製油所(60 万 BPD)に次ぐ全米第 2 位の位置を占める 58.5 万 BPD にする内容のプロジェクトである。

その設備投資内容の項目を記すと以下のようである。

- イ) 残油処理能力向上
 - ・残油水素化分解装置拡張
 - ・軽油製造能力向上
- ロ) 常圧蒸留装置拡張
 - ・中間留分並びにディーゼル製造能力向上
 - ・運転の安定性能向上
 - ・処理能力拡張 (4 万 BPD)
- ハ) 超低硫黄ディーゼル (ULSD) 用水素化処理装置の新設
 - ・ULSD 及び超低硫黄灯油の増産
 - ・6.5 万 BPD 分の中間製品増産

表 2.2 製油所統合後の装置内容

BPCD Unless Noted	Galveston Bay
Crude	585,000
Vacuum Distillation	225,200
Residual Hydrocracking	94,300
Coking	29,800
Catalytic Cracking	184,800
Catalytic Reforming	124,300
Catalytic Hydrocracking	65,600
Catalytic Hydrotreating	452,900
Alkylation	51,800
ROSE – Solvent Deasphalter	18,000
Aromatics	33,800
Isomerization	—
Selective Toluene Disproportionation	60,800
Cumene	—
Coke (Short Tons per Day) ⁽¹⁾	2,263
Sulfur (Long Tons per Day) ⁽²⁾	1,351
Asphalt	—

(1) Short Ton = 2,000 lbs. (2) Long Ton = 2,240 lbs.

(出典：Marathon Petroleum 社の HP より
2016 年 1 月プレゼンテーション資料)

さらに詳しく見ると、来年の 2017 年には Galveston Bay 製油所内に設置された 3 基ある接触分解装置の内の 1 基の運転を停止し、その後、Texas City 製油所内の加熱炉、リフォーマー及び芳香族製造装置を 2019 年までに順次運転停止する計画になっている。

残油処理能力向上に関しては、残油水素化処理装置のアップグレードが計画されており、同装置に 2 万 BPD を追加して合計処理能力を 9 万 BPD とし、加えて、常圧蒸留装置を 4 万 BPD 追加拡張すると共に安定運転策を講じ、軽油をはじめとする中間留分得率の向上を図る。

さらに、超低硫黄ディーゼル (ULSD) 製造のための水素化処理装置を新設し、この面からも中間製品の増産を図り、ULSD の製造能力を 6.5 万 BPD とすると共にディーゼルの品種を ULSD のみにする計画である。同時に、同社ではレイジアナ州に持つ Garyville 製油所 (56.2 万 BPD) とも連携させ、物流機構を整備した上、ガソリン輸出能力を 2017 年末までに 39.5 万 BPD、2018 年末までには 50 万 BPD に拡張する予定である。

2) ガソリンブレンド基材製造に関わる設備投資計画情報

Marathon Petroleum は、昨年、天然ガス液処理企業の MarkWest Energy Partners を買収し、子会社で石油類の貯蔵やパイプライン輸送などを事業とする MPLX LP と統合し

た MPLX /MarkWest を通じ、ブタンを原料にした高オクタン価ガソリン基材のアルキレート製造する「アルキレーション・プロジェクト」を立ち上げる計画である。

米国北東部では、現状でも 50 万 BPD を上回るガソリン基材が輸入されているが、同地域における輸入基材の代替を図ると共に中西部の各製油所やメキシコ湾岸への輸送も視野に入れている。さらには、「アルキレーション・プロジェクト」の遂行で、2017 年 1 月からの正式発効になる Tier 3 規制をはじめとする全国環境大気基準 (NAAQS: National Ambient Air Quality Standards) や企業別平均燃費規制 (CAFE : Corporate Average Fuel Economy Rule) などの各種規制への対応にもなることを期待している。

原料のブタンは、非在来型天然ガスの一大生産拠点になっている米国北東部の Marcellus 及び Utica シェールプレイで生産される天然ガスを処理して得ることになっている。これは、MarkWest が両シェールプレイに基盤を持っていることの強みを生かした原料ブタンの入手策になっている。

Marathon Petroleum としても Marcellus 及び Utica シェールプレイに比較的近いオハイオ州及びケンタッキー州にそれぞれ Canton 製油所 (7.8 万 BPD) および Catlettsburg 製油所 (24 万 BPD) を保有している。両製油所には非在来型超軽質原油からナフサなどの軽質留分を分割するスプリッターを既に設置しており、前者は 2014 年 12 月に 2.5 万 BPD の設備を、また後者は 2015 年 6 月に 3.5 万 BPD の設備を稼働させている。

しかし、両製油所でスプリッター処理して製造されるガソリン基材は、高オクタン価用基材として必要な基準を満たしておらず、高オクタン価ガソリン基材が不足気味の米国では、今回の「アルキレーション・プロジェクト」のような設備対応が望まれている。ブタンを原料にしたアルキレート製造設備自体は、実際のところ同社ではまだ開発段階とされているが、同プロジェクトでは、設備投資計画は 15 億～20 億ドルを見込み、2020 年下期の稼働を予定している。

<参考資料>

- ・ <http://www.argusmedia.com/News/Article?id=1147395&page=10>
<http://www.argusmedia.com/News/Article?id=1147431&page=10>
- ・ http://www.marathonpetroleum.com/content/documents/investor_center/presentations/2016/MPC%20General%20January%202016.pdf

2. ヨーロッパ

(1) ポーランドの Grupa LOTOS が展開する EFRA プロジェクト情報

ポーランドの政府系大手エネルギー企業で、同国では石油精製規模第 2 位の Grupa LOTOS S.A. は、LOTOS Group の LOTOS Asphalt が持つ Gdańsk 製油所 (21 万 BPD) で EFRA プロジェクトを遂行中である。このプロジェクト名は“効率的精製”を意味するポーランド語の“efektywna rafinacja”に由来するが、内容は Gdańsk 製油所内にディレード

コーカー並びに関連装置や付帯設備を設置し、主としてディーゼルおよびジェット燃料を年間約90万トン増産すると共に、精製効率や中間留分得率を向上させ、収益改善を図る内容の計画である。

この度、同プロジェクトで建設する第3水素製造装置（HGU）の生産能力を、毎時2.5トンとする旨の発表があった。同製油所では既に水素発生装置を2基保有し、13.5トン/時の水素を消費しているが、既設の水素回収装置で回収している水素は消費水素の約60%であり、現状のままではEFRAプロジェクトで設置する予定のコーカーナフサ水素化処理装置（CNHT）が、フル運転を開始する時点では水素が不足する事態になるとの検討結果が出ているため第3HGUの新設が計画されている。

さらには、プロジェクト完成前であっても早期に第3HGUを稼働させることで、既存のマイルド水素化分解装置からの中間留分増産に寄与させることができ、高品質燃料の製造を進めることができるとの見通しを持っている。

EFRAプロジェクトの一環としてGdańsk製油所内で建設を進めている装置は、水素製造装置以外にも上記したいくつかの装置がある。新設装置内容を、昨年投資家向けプレゼンテーションとして作成している資料に見てみると、図5に示す通り主要装置となるディレドコーカー（DCU）のほかに、水素化分解装置の副産物としての残渣油（Hydrowax）用の減圧蒸留装置（HVDU：約1.6万BPD）、コーカーナフサの水素化処理装置、製品コークスの貯蔵・出荷設備、酸素製造装置、LPG処理装置などが設置されることになっている。

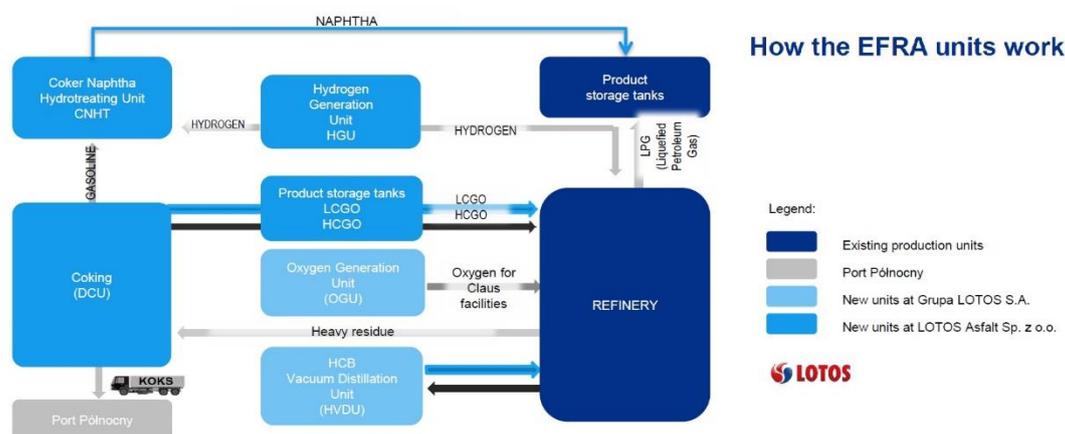


図5. EFRAプロジェクトで建設する装置類の関係

(出典：Grupa LOTOSのInvestors向け説明資料「EFRA Programme」より)

これ等の装置は水素製造装置を含めてイタリアのMaire Tecnimont SPAの子会社のKT-Kinetics Technology SPAが受注している。各装置・設備の建設スケジュールを上記した投資家向けプレゼンテーション資料に見てみると図6の通りで、2018年第3四半期までに終了させる予定になっている。

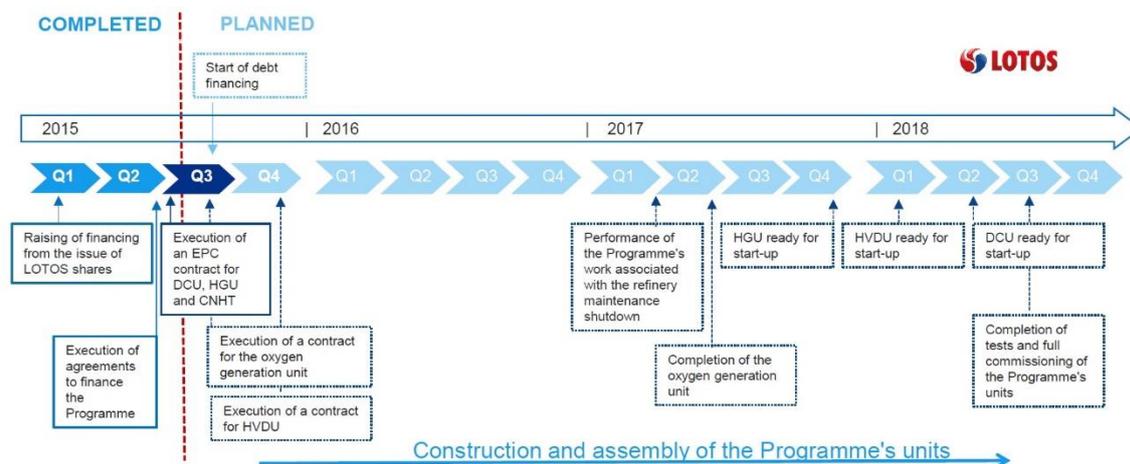


図 6. EFRA プロジェクトのタイムスケジュール

(出典 : Grupa LOTOS の Investors 向け説明資料「EFRA Programme」より)

<参考資料>

- http://www.lotos.pl/en/1031/p,695,n,4382/lotos_group/press_centre/news/efra_to_enable_increased_production_of_hydrogen
- <http://www.ogj.com/articles/2015/12/poland-s-grupa-lotos-updates-progress-on-gdansk-refinery-revamp.html>
- <http://inwestor.lotos.pl/repository/46598/en/>

(2) スウェーデンの Lysekil 製油所の減圧蒸留装置の拡張工事情報

エチオピア国籍でサウジアラビア在住の富豪実業家 Mohammed H. Al Amoudi 氏が、間接的に所有するスウェーデンの石油精製企業の Preem AB は、国内に Gothenburg 製油所 (12.5 万 BPD) と Lysekil 製油所 (22 万 BPD) の 2 製油所を傘下に持ち、スウェーデンの全精製能力の約 80%、全エネルギーの 15%を供給し、製品の約 1/3 は輸出している。

この Preem の Lysekil 製油所では、既存の減圧蒸留装置 (VDU) の拡張工事が計画されており、この度、同工事に関わる EPCm (設計・調達・建設・管理) 業務を Amec Foster Wheeler (AFW) に発注した。これまでに AFW は、同装置の拡張に関わる経済性評価や基本設計 (FEED : Front End Engineering Design) 業務を、それぞれ 2014 年及び 2015 年に受注しており、今回の EPCm 業務の受注はそれらに続くものになっている。

同製油所の既存減圧蒸留装置 VDU の処理能力は 6.46 万 BPD で、拡張することで減圧軽油 (VGO) の増産を図り、輸入量の削減に資したいとしているが、拡張後の処理能力に関わる情報は得られていない。現在 Preem は VGO を約 5 万 m³/月 (約 1.4 万 BPD) 輸入しているが、この輸入量削減と共に Gothenburg 製油所から残油を受け入れ、Lysekil 製油所で処理することにより中間留分増産にもつなげることにしている。なお、設備投資額は 15 億クローナ (約 1.8 億ドル) とされ、2018 年末までの完成を目指している。

<参考資料>

- ・ <http://www.ogj.com/articles/2016/01/preem-lets-contract-for-lysekil-refinery.html>
- ・ <http://media.amecfw.com/amec-foster-wheeler-wins-sweden-refinery-contract/>

(3) 欧州委員会による各種 EU 規制のコスト影響評価結果

欧州委員会の共同研究センター（JRC：Joint Research Center）が、2000年～2012年の期間を検討対象にして、EU域内の石油精製事業に与える各種EU規制のコスト的影響評価（REFIT：Refining Fitness Check）を2年間に亘り調査・検討してきているが、この度、その評価結果がまとまり、欧州委員会の資料として2015年12月に報告書の形にして一般公表した。

この報告書では、2012年以降に効力を発揮した規制類、例えばEU域内排出量取引制度（EU-ETS）に伴う2013年以降のEU-ETS Phase III（2013年～2020年）や自然環境へ悪影響を与える汚染物質の排出を最小限に抑えることを目的として規制された産業排出指令（IED：Industrial Emissions Directive）が石油精製事業へのコストに与える影響についても評価している。

JRCは検討内容を、「EU Petroleum Refining Fitness Check: Impact of EU Legislation on Sectoral Economic Performance」と題する370ページを超える大部の報告書としてまとめているが、検討結果としては、個別規制類の順守に必要な累積コストは無視できる範囲を超えて、石油精製事業の実際の純利益を引き下げている。EU精製事業の競争力を評価する上では、エネルギーコストの上昇が最も影響を及ぼす要因ではあるが、規則類順守に要する累積コストの影響も大きく、このコストは合計純損失の最大25%を占めるに至っている。

2000年から2012年の期間において実際に適用されていたEUの規則類で、コスト面での定量化ができる規則を評価すると規則類順守に要するコスト負担は0.47ユーロ/バレル（約0.51ドル/バレル）と見積ることができたとしている。

中でも大きな影響があった規則は、「(改訂)燃料品質指令(FQD:Fuel Quality Directive)(2009/30/EC)」と「産業排出指令(IEI:Industrial Emissions Directive)」で、これ等の指令に基づき燃料中の脱硫及び大気汚染物質排出量低減を目的に投じられた費用を、単位処理量当りに換算すると、それぞれ約0.28ユーロ/バレルと約0.14ユーロ/バレルと見積ることができ、これら2規則で累積コスト全体の約90%を占めていた。

総体的に見ると、定量化可能な規則の影響評価において、特に検討対象期間の最近の5年間、つまり2008年から2012年のヨーロッパ経済のみならず世界経済が停滞していた期間の平均的な精製粗利益が0～4ユーロ/バレルであったことを考えると、石油精製事業者にとって規則類順守に要するコスト負担は大きなウェイトを占めていたことが分かる。

今回検討された REFIT が内包している意味合いについて考えると、規則類順守に要するコストは、石油精製事業者の競争力アップを目的とする設備投資意欲を削ぐ形になっていることを現しているともみることができる。このことは、報告書の中で定性的解析を行っている章に記載されているように、設備投資は将来の規制動向を見据えた形で行われなくてはならないだけに、2013 年以降規制されている EU-ETS Phase III や IED のコスト的負担は、見過ごすことのできない状況になっていると解析している。

本サイトでも [2012 年 11 月号第 1 項](#)の「UKPIA が英国精製業に最悪事態の到来を警告 — EU-ETS に関連する精製事業への各種課税 —」として英国の主要石油精製及び石油販売会社を代表する事業者団体の UKPIA (United Kingdom Petroleum Industry Association) が、精製企業に課せられている各種規則の経済的負担の現状を解析した結果を報告した。

また、[2015 年 1 月号第 1 項](#)の「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」として、欧州石油環境保全連盟 (CONCAWE: Conservation of Clean Air and Water in Western Europe) が同様の評価を行い公表している内容を報告したが、これ等の報告書に比較して今回の欧州委員会共同研究センターの報告書は、欧州委員会資料であることから検討対象とした規制類の範囲が広く、個別国の特殊性が除外された評価結果であるが、各種 EU 規制が欧州の石油精製事業に与えるコスト的影響が、どのようなものであるかを知る上で参考になる資料である。

<参考資料>

- ・ <https://www.fuelseurope.eu/uploads/Modules/Mediaroom/fuelseurope---press-release-on-the-outcome-of-the-refining-fitness-check---december-2015.pdf>
- ・ <https://ec.europa.eu/jrc/en/publication/eur-scientific-and-technical-research-reports/eu-petroleum-refining-fitness-check-impact-eu-legislation-sectoral-economic-performance?search>
- ・ <https://ec.europa.eu/jrc/en/publication/eur-scientific-and-technical-research-reports/eu-petroleum-refining-fitness-check-course-modelling-and-results?search>
- ・ http://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC96206/0%20a_refining%20fitness%20check%20sfpr%20-%20last%20final.pdf

3. ロシア・NIS 諸国 (New Independent States)

(1) Rosneft における近代化工事概要と高品質燃料油製造推移

ロシア国営石油会社の Rosneft は、国内に持つ製油所で実施していた Euro-5 基準のガソリン並びにディーゼルの国内市場への供給体制確立・整備に向けた大規模近代化工事を終了させ、全製油所での Euro-5 基準燃料油の供給体制が整ったことを表明している。

Rosneft などロシア国内石油精製大手企業は、政府機関との間で結んだ協定に基づき、国内製油所の近代化に取り組んで 2016 年 1 月 1 日から Euro 5 基準の燃料油を供給することが義務付けられていた。Rosneft 傘下の各製油所はこの期限を順守したことになる。

世界各国の趨勢と同様に、ロシアにおいても年々自動車排ガス規制が厳しくなっているが、同規制が記された関税同盟規則の「技術規則 No. 609」によると、2013年1月1日より Euro-2 基準の燃料油の販売が禁止され、2015年1月1日からは Euro-3 基準の燃料油の販売が禁止されている。

この規制動向と Rosneft 傘下の製油所における製品性状の達成状況を、同社のウェブサイト調べてみると表 3 に示す通りで、同社がどの時点で如何にガソリン並びにディーゼルの性状改善に努めてきたかを知ることができる。

Rosneft 傘下の製油所の中で、Euro 5 基準の燃料油製造体制の確立が遅れたのは、シベリアに設置されている Angarsk 製油所 (22 万 BPD) と Achinsk 製油所 (14 万 BPD) のようで、この 2 製油所での体制が整えられたことにより、全製油所で Euro-5 基準のガソリン並びにディーゼルの国内市場への供給体制が確立したことになる。

これ等の 2 製油所に先立って Kuibyshev 製油所 (13 万 BPD)、Novokuibyshevsk 製油所 (16 万 BPD)、Syzran 製油所 (17.8 万 BPD)、Saratov 製油所 (14 万 BPD)、Ryazan 製油所 (34 万 BPD) などの各製油所での Euro 5 基準の燃料油製造体制は整っており、全製油所で高品質燃料油製造体制が整備されたことで、Rosneft は「2016 年の Euro 5 基準のガソリンは 1,000 万トン強、ディーゼルが 1,600 万トン供給される予定である。」と表明している。

表 3. Rosneft における Euro 基準達成時期

	2009–2010	2011	2012	2015
GASOLINE				
Class*	2	3	4	5
Max. sulfur content, ppm	500	150	50	10
Max. benzene content, %	5	1	1	1
Max aromatics content, %	No limit	42	35	35
DIESEL				
Class	2/3	2/3	4	5
Max. sulfur content, ppm	500/350	500/350	50	10
Max. density	860/845	860/845	845	845
Min. cetane number	45/51	45/51	51	51

* The class numbers are factually equivalent to numbers used by the Euro standard (Euro-2, 3, 4, 5).

(出典：Rosneft の HP より)

なお、国内製油所の近代化を推進すべく政府機関との間で結んだ協定に基づき取り進められている近代化工事内容と、Euro 5 基準の燃料油製造体制を整えるべく行われた工事内容を区別することは難しい。しかし、Rosneft が公表している年次報告書の最新版となる「2014 年 Annual Report」の中に、現在各製油所で展開されている工事内容を調べてみると表 4 の通りで、今後数年以内にどのような種類の装置が何の目的で設置されようとしているかの概要を窺い知ることができるので、参考情報として掲載する。

表 4. Rosneft の各製油所近代化工事概要 (2014 年時点)

	Ryazan	Angarsk	Novokuibyshevsk	Syzran	Kuibyshev	Komsomolsk	Tuapse	Achinsk	Effect
Vacuum block								●	Conversion rate
Isomerization							●		Euro 5 gasoline
Cat Cracker	⦿			●	●				Light yields
Hydrotreater	⦿	●	●	●	●	●	●	●	Euro 5 fuel
Reformer				●	●		●		Euro-5 gasoline
Alkylation		●		●	●				Euro-5 gasoline
Coker*			⦿				●	●	Conversion rate
Hydrocracker	●		●			●	●	●	Light yields
MTBE	●	●		●	●				Euro-5 gasoline

* Delayed coking or flexicoking ● Completion date in 2015-2016 ● Completion date in 2017 and further ⦿ Upgrade

(出典：Rosneft の「2014 年 Annual Report」より)

<参考資料>

- <http://www.rosneft.com/news/pressrelease/181220152.html>
- <http://www.energyglobal.com/downstream/refining/23122015/Rosneft-refineries-to-produce-Euro-5-motor-fuels-2042/>
- <https://latestnewsresource.com/en/news/npz-rosnefti-zavershili-perehod-na-vypusk-motornyh-topliv-evro-5>

(2) カザフスタン企業を買収し中国がヨーロッパの石油販売事業に進出

ルーマニアの前 Rompetrol Group 傘下の 1 社で、現在はカザフスタン国営石油・ガス企業 KazMunayGas の 100%子会社である KMG International N.V. が、海外資産の一つとして保有する Dyneff の株式の 51%を、石油および金融サービスを事業の中核としている中国の CEFC China Energy Company Ltd (CEFC China) に昨年 7 月に売却しているが、両社は 2015 年末にこの商取引を完了させている。

Dyneff は南フランスおよびスペイン北部を主体に燃料流通・小売り事業を展開しており、両国を中心に「Dyneff」及び「Rompetrol」ブランドを掲げる販売店として約 110 ケ所、代理店として 14 社を傘下に収め、卸売業者 2 社（フランスの Montpellier 及びスペインの Girona）を通じた燃料油販売を行っている。

Dyneff は貯蔵設備（合計能力 37.5 万 m³）や他社との共同事業の形態ながら多くのターミナルも運営しており、石油製品販売量は両国合計で 230 万 KL 以上になっているが、最近では石油製品の販売にとどまらず、昨年 7 月にはフランスにおける天然ガスの家庭向け供給ライセンスを取得し、事業の多角化を図っている。この様にヨーロッパ地域で燃料販売を展開している Dyneff のコントロール株を CEFC China が取得したことになる。

この情報とは別に、カザフスタンの Karim Massimov 首相が昨年 12 月に中国を訪問し、両国の経済会議（Kazakh-Chinese Business Council）に出席した際、中国側と数多くの契約を取り交わした席に立ち会っているが、その中に石油・天然ガスに関係する契約も含まれている。その中の一つとして、「KMG International の株式の 51%を CEFC China が

買収する可能性がある。」との情報を、ロイターをはじめとした多くのメディアが報じた。

中には株式の売買が正式決定事項であるかのような報道をしているメディアもあるが、政府系メディアや両社からのプレスリリースには、KMG International を通じた協力関係の構築は謳われているものの、株式の移行についての明確な表現は見当たらず、CEFC China による買収の真偽のほどは定かではない。

KMG International は、Petrom に次いでルーマニア燃料市場では第2位の位置を占める Rompetrol Rafinare を傘下に収めていることで、ルーマニアはもとよりモルドバ、ブルガリア、ジョージアなど東ヨーロッパを中心に「Rompetrol」ブランドの販売店を1,000ヶ所以上保有しているほか、石油流通事業や石油上流事業にも進出している企業である。

石油精製事業としては、Petromidia Navodari 製油所（10万BPD）と溶剤や塗料などの化学製品を製造する Vega Ploiesti 製油所（0.9万BPD）を持ち、石油化学事業としてはルーマニアでは唯一となるポリマー製造設備や40万トン/年の肥料工場も所有している。

この様に多くの事業を展開している KMG International の株式の51%を CEFC China が獲得すれば、中国は石油精製事業並びに販売事業などでヨーロッパへの強力な足掛かりをつかむことになり、中国が提唱している『「一带一路（One Belt, One Road）」政策としての、中国西部から中央アジアを経由してヨーロッパにつながる「シルクロード経済ベルト（「一帯」の意味）」の「一帯」側をカザフスタンと共に担う事業の一つになる。

今後 CEFC China は、中国の“シルクロード”融資を活用しガソリン販売店網の拡大を図る計画で、3,000ヶ所以上のネットワークを構築する予定であると報じられているが、販売事業以外の石油上流事業にも進出する意図があるか否かについては定かではない。

<参考資料>

- ・ <http://neurope.eu/article/china-to-co-own-romanian-refinery-with-kazmunaigaz/>
- ・ <http://www.rompetrol.com/kmg-international-and-cefc-partners-dyneff>
- ・ <http://www.rompetrol.com/kmg-cefc-%E2%80%93-strategic-partnership-developing-dedicated-activities-europe>
- ・ <http://en.cefc.co/detail/news/634?lang=cn>
- ・ <http://www.reuters.com/article/china-kazakhstan-idUSL3N1442JL20151215?feedType=RSS&feedName=rbssEnergyNews>

4. 中東

(1) イランが製油所・石油化学プロジェクトへの大型投資を準備

イランに対する経済制裁の解除による原油輸出再開後の国際原油価格へ影響が関心を

集めているが、それとは別に製油所・石油化学プロジェクト関連の報道も目立ってきている。

イランの第6次開発計画には、石油化学プロジェクトが36件含まれ、そのうちの15件が優先的に取り組む案件に指定されていたが、その実行には経済制裁が障害となっていた。2016年に金融機関・保険・輸送に関わる経済制裁が完全に解除された場合、プロジェクトに対する投資が増え、イランの石油化学産業は大きく発展するとの予想がなされている。

イランの国営石油化学会社 National Petrochemical Company (NPC) は、ヨーロッパ・韓国・日本の企業がイランの石油化学プロジェクトに関心を示し、なかでもヨーロッパの大手企業が石油製品の輸入にも目を向けていると伝えている。

2015年12月中旬には、イランの国家開発基金 (Iranian National Development Fund: NDF) が石油化学・製油所プロジェクトに対して60億ドルの融資を準備していることが明らかにされているが、NPCは石油化学プロジェクトには年間100億ドル規模の投資が必要で、そのためには外国企業による投資が欠かせないと見ている。

こうした中、12月末にイランの Abbass Sherimoqaddam 石油副大臣は、石油化学プロジェクトに関する協議がドイツの複数の企業との間で行われていることを明らかにしている。それによるとドイツの企業が、2件の石油化学プロジェクトに関心を示している模様である。プロジェクトは投資額80億ユーロと40億ユーロの規模とみられている。

同相は、製油所単体のプロジェクトの収益性は高いとはいえず、石油化学コンプレックスを併設して収益性を確保することが必要であると認識している。さらに、米国ではシェールガス化学産業の発展や米国からの天然ガス (LNG、液化エタン) の輸出が計画されているが、同様に豊富な天然ガス資源に恵まれているイランも石油化学産業を発展させることができると自信を示している。

経済制裁解除の状況に関しては、スペインの銀行経由で1月初めに石油化学製品の輸出代金が支払われたことが報道され、石油化学に関しては経済制裁が完全に解除されたことになる。

その一方では、原油価格の値下がり、製油所建設プロジェクトへの影響が懸念されているが、国営精製会社 National Iranian Oil Refining and Distribution Company (NIORDC) は、原油ならびにコンデンセート製油所の新設プロジェクトをこれまで通り推進する方針を表明している。同社は、現在の原油価格の低迷の一因として、世界のエネルギーソースの石炭へのシフトを挙げ、環境の観点から西側諸国がいずれ石炭の使用を制限し、それに伴い原油価格も回復するとの見方を示している。

なお、イランの製油所プロジェクトの進捗状況については、イランの新設コンデンセート製油所の最重要プロジェクトである Persian Gulf Star 製油所 (12万BPD×3トレ

イン、[2015年3月号第1項参照](#))でユーティリティー設備が完成し、第1フェーズの稼働に向けて建設作業が進んでいることが、12月下旬に発表されている。

<参考資料>

- ・ <http://www.shana.ir/en/newsagency/252147/Iran-Allocates-6b-for-Petchem-Refinery-Projects>
- ・ <http://www.irna.ir/en/News/81898296/>
- ・ <http://www.irna.ir/en/News/81903121/>
- ・ <http://en.farsnews.com/newstext.aspx?nn=13940930001165>

(2) クウェートの EQUATE が石化会社 MEGlobal の株式を Dow から取得

2015年12月下旬、クウェートの EQUATE Petrochemical Company K. S. C. は、米国 Dow Chemical Company が MEGlobal に保有する全株式を買収し、EQUATE は MEGlobal の全株式を保有することになった。

MEGlobal は、クウェート Petrochemical Industries Company (PIC) と米国 Dow が設立した JV で、モノエチレングリコール(MEG)・ジエチレングリコール(DEG)の製造・販売事業に特化し、カナダの自社プラント製造分 100 万ト/年を含めた世界の製造拠点からの ME の供給量は 350 万ト/年で、世界市場のシェアの 12%を占めている。

EQUATE は、クウェート初の国際 JV 企業として 1995 年にクウェート Petrochemical Industries Company (PIC)、Dow、クウェート Boubyan Petrochemical Company (BPC)、クウェート Qurain Petrochemical Industries Company (QPIC)により設立されている。

The Kuwait Styrene Company (TKSC)・Kuwait Paraxylene Production Company (KPPC)・The Kuwait Olefins Company (TKOC)からなる EQUATE グループ (Greater EQUATE) は、エチレン・ポリエチレン・エチレングリコール・ポリプロピレン・スチレンモノマー・パラキシレン・高沸点アロマ・ベンゼンなどを年間 500 万トンの規模で製造し、中東・アジア・アフリカ・ヨーロッパに輸出している。その結果、EQUATE の輸出額は、クウェートの原油以外の輸出額の 60%を占めている。

<参考資料>

- ・ <http://www.equate.com/Media/News-Releases?id=640bbeac-dee2-4a3c-ab3b-294fac5d936d>
- ・ <http://www.dow.com/news/press-releases/dow%20delivers%20progress%20on%20jv%20consolidation%20commitments>

(3) イラクがサウジアラビア経由の原油輸出の再開を検討

イラクの Adel Abdul-Mahdi 石油相が、イラク南部で生産される原油をパイプライン Iraq Pipeline through Saudi Arabia (IPSA)経由で、サウジアラビア西部の紅海沿岸の Yanbu 港からの輸出再開を検討していると、イラクの国営報道機関 Assabah News が伝えている。

IPSA は全長 626km、輸送能力は 165 万 BPD の大規模なパイプラインで、ペルシャ湾を迂回する原油の輸出手段として 1980 年代に完成していたが、1990 年の湾岸戦争以降は輸送を停止していた。

Abdul-Mahdi 石油相は、サウジアラビアの企業側からパイプライン再開の提案があり、現在検討されているが、再開はイラクの原油輸出ルートが多様化に有効な手段で、イラク・サウジアラビア両国関係の強化につながると再開に前向きな姿勢を示している。

イラクは原油の増産・輸出の拡大を図っているが、南部の Basra からのタンカー輸出とイラク - トルコパイプラインを経由しトルコの Ceyhan から輸出する 2 ルートが主要ルートになっている。このうち Basra からの輸出は天候により左右されることが多く、トルコからのパイプライン輸出はクルド地域政府との関係や、武装勢力による妨害が問題になっていた。

<参考資料>

- ・ <http://www.newsabah.com/wp/newspaper/69068>

(4) オマーン・UAE のシェールオイル・シェールガス資源

シェールガス・オイルの開発で世界をリードしている米国のエネルギー情報局 (EIA) は、世界のシェールオイル・シェールガスの基礎情報を定期的に提供しているが、2015 年 12 月半ばには、中東のオマーン、UAE を含む 4 ヶ国のシェール資源情報を公表している (他の 2 ヶ国は、カザフスタンと本号のアフリカの項で紹介するチャド)。

中東湾岸諸国では、天然ガス生産を原油生産時の随伴分に依存する度合いが高いが、発電・海水淡水化用途の需要拡大に伴い天然ガスの需要量が急増し、パイプラインや LNG による輸入量拡大の対応が予定されている。こうしたことから、天然ガス単独の増産を迫られている国も多いと認められているので、短・中期的には、シェールオイルより先にシェールガスが重要な戦略資源になると思われる。

1) オマーンのシェールオイル・シェールガス資源

オマーンには、表 5、図 7 に示すように南部の South Oman Salt Basin、北部の North Oman Foreland Basin、南西部の Rub' Al-Khali Basin の南東部の 3 ヶ所にシェール資源の埋蔵層が存在する。

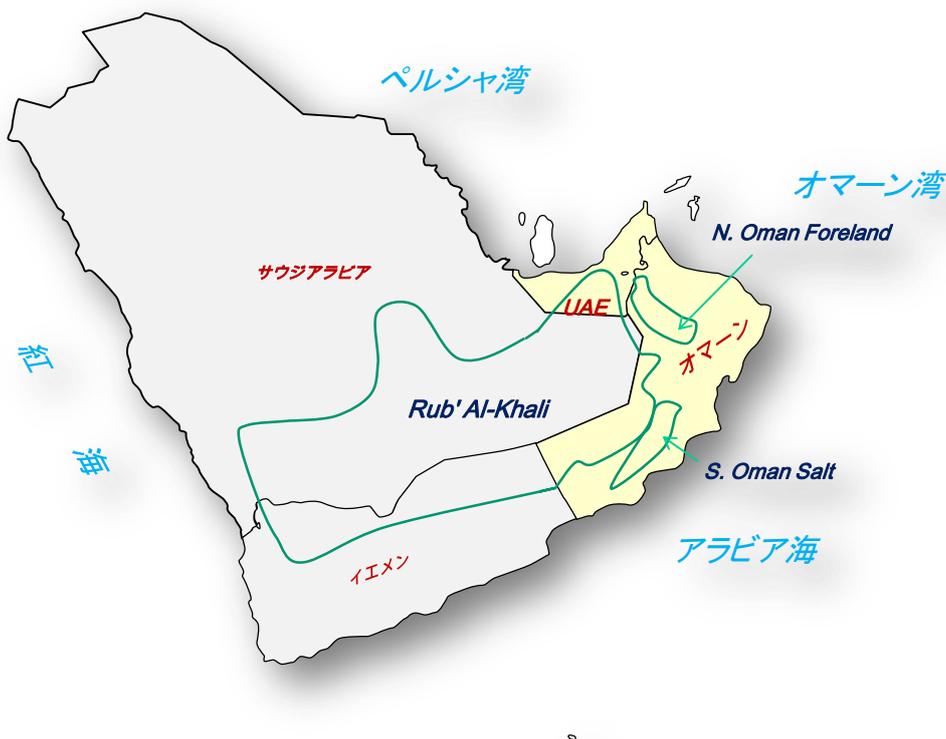


図7. オマーンと UAE のシェールガス・シェールオイルの埋蔵地域

表5. オマーンのシェールオイル・ガス埋蔵地

		S. Oman Salt			N. Oman Foreland	Rub' Al-Khali/Oman		
		Thuleilat	Athel	U Shale	Natih	Sahmah Shale		
						I	II	
オイル	タイプ	コンデンセート			原油	原油	コンデンセート	
	資源量 億バレル	109	413	65	236	244	89	
	可採埋蔵量 億バレル	4.3	28.9	2.6	9.4	12.2	4.4	
						I	II	III
ガス	資源量 兆 cf	30.6	126.7	21.7	8.2	23.0	18.9	86.0
	可採埋蔵量 兆 cf	2.4	17.7	1.7	0.7	2.3	1.9	21.5

各埋蔵層を合わせたオマーン全体のシェールオイルの資源量(risked in-place)は1,160億バレル、技術的可採埋蔵量は62億バレル。一方、シェールガスの資源量(risked in-place)は315兆cf、技術的可採埋蔵量は48兆cfになる。

オマーンは、既にKhazzanでタイトガスの開発を手掛けており、現在カタールからUAE経由で輸入している天然ガスの輸入量削減を目指しているが、今後シェールガスの開発へ進むことも予想される。その一方でオマーンは、EOR(石油の増進回収)技術の活用で原油の増産が実現しているが、シェールオイル開発の判断が今後注目される場所である。

<参考資料>

- ・ http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/Oman_2014.pdf

2) UAE のシェールオイル・シェールガス資源

UAE 全体のシェールオイルの資源量(risked in-place)は 3,760 億バレル、技術的可採埋蔵量は 226 億バレル。一方、シェールガスの資源量(risked in-place)は 828 兆 cf、技術的可採埋蔵量は 205 兆 cf になる(表 6 参照)。

表 6. UAE のシェールオイル・ガスの埋蔵状況

		Rub' Al-Khali/U. A. E.			
		Diyab		Shilaif	Qusaiba
オイル	タイプ	コンデンセート		原油	
	資源量 億バレル	87		3,674	
	可採埋蔵量 億バレル	5.2		220.4	
		I	II		
ガス	資源量 兆 cf	14.1	409.4	157.0	247.8
	可採埋蔵量 兆 cf	1.7	122.8	18.8	62.0

UAE は天然ガスを LNG の形で輸出する一方で、国内消費量の急増に伴って天然ガスの輸入量が増えている。同国は Shah 天然ガスプロジェクトを実施しているが、その生産能力は 5 億 cf/日と限られている。こうしたことからシェールガス開発の採算性が確認された場合は、開発に向かうことも予想できる。

<参考資料>

- ・ http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/UAE_2014.pdf?zscb=13207218

5. アフリカ

(1) ナイジェリアの製油所の稼働状況

アフリカ最大の産油国で、GDP ベースではアフリカ 1 位の経済大国のナイジェリアでは、燃料輸入の削減を目的とする大小の製油所新設プロジェクトや既存製油所の精製能力改善計画が活発に報じられている。この中で国営 NNPC 傘下の既設の製油所 (Port Harcourt、Kaduna、Warri 製油所) は、設備の老朽化とメンテナンス不足から稼働率の低迷する状態が続いている。2015 年には製油所の補修工事の終了が報じられるものの、トラブルによる稼働停止のニュースも相次いで伝えられ、全製油所が稼働を停止する事態にも陥っていた。

こうした中で、2015 年 12 月の下旬にナイジェリア国営石油 Nigerian National Petroleum Corporation (NNPC) 傘下の精製会社 Kaduna Refining and Petrochemical

Company (KRPC) は、稼働を再開した Kaduna 製油所(11 万 BPD) の状況を発表している。

それによると Kaduna 製油所は、ガソリンの製造を 1,500KL/日 (9,400BPD) で開始し、2015 年 12 月 23 日現在 3,200KL/日 (20,000BPD) に到達した。KRPC は、ガソリン供給量が逼迫しているナイジェリアの市場に大きく寄与できるとみている。

2016 年 1 月初旬に NNPC は、傘下の 3 製油所のガソリン製造量が Port Harcourt 製油所が 4,090KL/日、Kaduna 製油所では 12 月の実績は計画より少ない 1,290KL/日、Warri 製油所で 1,380KL/日、合わせて 6,760KL/日 (42,500BPD) に達しており、1 月末までに 10,000KL/日 (62,900BPD) に引き上げる予定と発表している。NNPC は、この製造量は製油所の設計能力からみて満足できる水準で、ナイジェリアのガソリン市場の安定化に寄与できるとの見方を表明している。

また、ナイジェリアの Ibe Kachikwu 石油資源相は 12 月下旬に NNPC に対し、国内の燃料製品の供給状況と SS における小売りシステムを監視することを要請しているが、既に首都アブジャと周辺地域では、燃料販売が混乱なしに行われていると NNPC は評価している。

<参考資料>

- ・ <http://www.nnpcgroup.com/PublicRelations/NNPCinthenews/tabid/92/articleType/ArticleView/articleId/618/Refineries-Producing-676-Million-Litres-of-Petrol-per-Day-NNPC.aspx>
- ・ <http://www.nnpcgroup.com/PublicRelations/NNPCinthenews/tabid/92/articleType/ArticleView/articleId/616/Kaduna-Refinery-Begins-Daily-Supply-of-32-million-Litres-of-Petrol-as-NNPC-Staff-Intervention-at-Fuel-Stations-Begins-to-Yield-Positive-Results-Kachikwu-Cautions-on-Panic-Buying.aspx>

(2) アンゴラの Sonangol Lobito 製油所プロジェクトの状況

南部アフリカの産油国アンゴラでは、石油製品輸入の削減を目指して国営 Sonangol が中心になり、太平洋岸の中央部のベンゲラ州 (Benguela) の港湾都市ロビト (Lobito) に、Lobito (Sonaref) 製油所の建設を計画しているが、2015 年 12 月中旬にプロジェクトを見直す方針が発表されている。

Sonangol の Francisco de Lemos Maria 会長とイタリア Eni の Claudio Descalzi CEO の会談で、Lobito 製油所(12 万 BPD でスタート)の新設プロジェクトを見直すことに合意している。見直しには、Eni のダウンストリーム分野の技術とノウハウ、および Eni の既設製油所を組み合わせた相乗効果が盛り込まれることになっている。

両社は、製油所に関する合意に合わせて、Eni がアンゴラの 15/06 鉱区をはじめとする上流開発に協力することでも合意に達している。さらに、Lower Congo Basin の天然ガス資源評価の進捗についても協議が行われている。

計画見直し前の Lobito 製油所プロジェクトの内容は、Sonangol のウェブサイト詳しく記されている。製油所は前述のとおり国産原油を精製し、石油製品を増産して製品輸入量を削減する目的で建設されるが、そのための要件として、

- ・ アンゴラ西部大西洋側のベンゲラ州ロビト (Lobito, Benguela Province) に建設。
- ・ 重質かつ高酸性度の原油を処理する。精製能力は 20 万 BPD。
- ・ ガソリン・ディーゼルの得率の高いハイコンバージョン設備仕様とする。
- ・ 国内需要の 50%を満たすとともに、国際市場(アフリカ・ヨーロッパ・アメリカ大陸)向けに輸出する。
- ・ プロジェクトは、民間が施設を建設、保有、事業を運営する BOOT (Buy Own Build Transfer)方式とする。

が示されている。

プロジェクトはフェーズ 1 で単純な構成の精製設備を建設し、ディーゼル・ガソリン (RON 93)、LPG、ジェット燃料 (A1)、重油などを製造することで国内需要の 85%を満たし、次年度のフェーズ 2 でハイコンバージョン設備を付加し、高オクタン価ガソリン・石油コークス・硫黄を追加する計画で、これによりアンゴラの石油製品自給率 100%を達成することを目指している。

今後、Sonangol と Eni による Lobito 製油所プロジェクトの見直しの状況をウォッチする必要がある。

<参考資料>

- ・ http://www.eni.com/en_IT/media/press-releases/2015/12/Eni_and_Sonangol_cooperation_Lobito_refinery_upstream_development_activities.shtml

(3) 赤道ギニアの Fortuna LNG プロジェクトの進捗状況

中部アフリカ大西洋側の赤道ギニア共和国で進められている LNG プロジェクト Fortuna FLNG の進捗が 2015 年 12 月初めに伝えられた。

Fortuna FLNG プロジェクトのオペレーターで権益を 80%保有する Ophir Energy は、ヨーロッパとアジア市場の顧客 6 社との間で LNG の供給取引に合意し文書(HoA: Heads of Agreement)に調印したと発表した。Ophir は、LNG 220 万トン/年分の販売を計画中であるが、今回の HoA に示された取引量の総量は、年間販売量の数倍に達している。

なお、LNG 価格は、それぞれの HoA により、「固定価格+欧州市場ネットバックフォーミュラ」、「固定価格+原油価格+欧州市場ネットバックフォーミュラ」、「固定価格+原

油価格フォーミュラ」で設定されている。

なお、一部に契約の初期時の代金の Ophir への前払いなど、プロジェクトの投資に有利な条件も含まれている。前払いにより Ophir は、第 1 次分のコストの 30-50%を賄うことができる見通しである。

表 7. Fortuna FLNG プロジェクトの概要

天然ガス田	Block R (埋蔵量 3.4 兆 cf) Fortuna-2 DST(自発的天然ガス産出量 60MMscfd)
天然ガス組成	メタン 99%、高沸点炭化水素を含まず、FLNG に好適
天然ガス生産量	最終的には 330 MMscfd
生産期間	30 年間
LNG 生産・出荷設備	浮体式洋上天然ガス液化設備 (FLNG)
LNG 生産量(能力)	220 万トン/年
スケジュール	FEED : 2015 年 7 月-2016 年前半 最終投資決定 (FID) : 2016 年 初出荷 : 2019 年半ば
プロジェクトパートナー	Golar(中流部門)

また、2015 年 7 月に開始されたプロジェクトの上流部分の基本設計作業 (FEED) は約 50%が完了しているが、その結果、天然ガス生産の第 1 段階の投資額は、従来の 8 億ドル (6.4 億ユーロ) から、6 億ドル (4.8 億ユーロ) に 25%分が引き下げることができる見通しである。

<参考資料>

- ・ <https://www.ophir-energy.com/press-release/heads-of-agreements-signed-for-sale-of-gas-and-capex-reductions-for-fortuna-flng/>
- ・ <https://www.ophir-energy.com/our-assets/equatorial-guinea/>

(4) チャドのシェールオイル・シェールガス資源

世界のシェールオイル・シェールガスの基礎情報を定期的に提供している米国エネルギー情報局 (EIA) が、2015 年 12 月半ばにアフリカ中央部のチャド共和国のシェール資源情報を公表している。

チャドには 3 つのシェールガス・オイルの埋蔵地域が存在する。西部の Termit 盆地、南部の中央アフリカリフト系の Bongor、Doba、Doseo、Salamat 盆地、北部の Erdis 盆地 (リビア内は Kufra 盆地と呼称) の 3 地域 6 盆地がシェール資源埋蔵地に数えられている。EIA のレポートはそのうちの Termit・Bongor・Doba・Doseo のデータを紹介している。

各埋蔵地域の、シェールガス・オイルの資源量 (risked oil/gas in place) と技術的

採埋蔵量(risked recoverable)の状況を表8に示す。

表8. チャドのシェールオイル・ガス埋蔵地

		Termit				Central African Rift		
		I	II	III	IV	Bongor	Doba	Doseo
オイル	資源量 億バレル	279	31	367	58	623	796	1780
	可採埋蔵量 億バレル	11.2	1.2	18.3	2.9	24.9	31.9	71.2
ガス	資源量 兆cf	24.2	30.5	31.8	54.6	57.9	74.0	165.4
	可採埋蔵量 兆cf	1.9	4.6	3.2	10.9	4.6	5.9	13.2

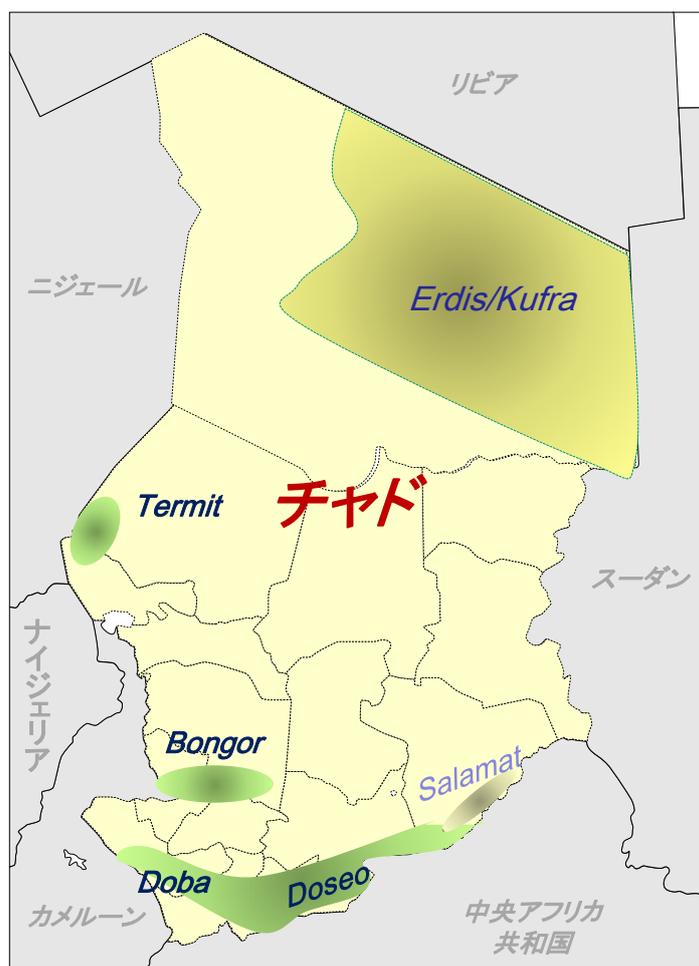


図8. チャドのシェールガス・シェールオイルの埋蔵地

チャド全体のシェールオイルの資源量(risked in-place)は3,930億バレル、技術的可採埋蔵量は162億バレル。一方、シェールガスの資源量(risked in-place)は439兆cf、技術的可採埋蔵量は44兆cfになる。

因みにチャドの在来型の原油・コンデンセートの埋蔵量は、EIAの2015年のデータで

15 億バレル、生産量は減少傾向にあり 2014 年の生産量は 10.3 万 BPD で、ほぼ全量を輸出している。2012 年には 12 万 BPD を輸出したが、消費量は 1,800BPD に過ぎない。一方、天然ガスの埋蔵データは無く、消費もしていない。

在来型資源にくらべて大量のシェール資源の埋蔵が確認されたことは、原油が減産傾向にあるチャドにとって朗報である。またシェールガスの埋蔵が確認されたことは、現在生産されていない天然ガスの開発にもつながり、発電用途や輸出が期待される。

<参考資料>

- ・ http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/Chad_2014.pdf?zscb=24791395

6. 中南米

(1) メキシコ Pemex の製油所プロジェクトの概況

メキシコ国営 Pemex は、2015 年 12 月に総額 230 億ドルに上る大型投資計画を発表しているが、その中の石油精製関連の動きを要約する。

近年 Pemex では、中期事業計画（5 年間）の見直しで総投資額の圧縮が続いているが、なかでも精製部門の投資削減が著しい。それを受けて、同社は製油所の新設プロジェクトを見直し、新規燃料品質基準への対応を優先することを決め、既設製油所の設備を近代化する方針に転じている（[2015 年 3 月号第 2 項](#)、[10 月号第 1 項](#)参照）。このことは、燃料自給率の向上に必要な精製能力の大幅増強、重質原油対応などの精製設備の本格的な近代化が遅れることを意味している。

・ 超低硫黄ガソリンの製造

既設 6 製油所で超低硫黄ガソリン（製品規格では S:30ppm）を製造するために、30 億ドルを投資する。製造能力の最終目標は 21 万 BPD で、大気への有害汚染物質の排出量を大幅に削減することができる。

Miguel Hidalgo 製油所では、2.5 億ドルを投資し、4,000 名の雇用創出を図る。新設設備としては、水素化脱硫装置（3 万 BPD）、アミン再生装置、クーリングタワー、建屋の増設などが計画されている。

・ 超低硫黄ディーゼルの製造

ガソリン同様に既設 6 製油所で、超低硫黄ディーゼル（製品規格では S:15ppm）を製造するために、39 億ドルを投資し、新規装置を 19 基建設し、17 の装置に改造を施す計画。

Tula 製油所では 2016 年 1 月に工事を始める予定で、投資額は 7.7 億ドルが見込まれている。

- ・ **Tula・Salamanca・Salina Cruz 製油所の近代化プロジェクト**

Pemex は、Tula 製油所の精製装置の拡張・近代化に 50 億ドルを投資する計画で、原油処理能力は、2.5 万 BPD 拡張され 34 万 BPD になる。さらに Salamanca・Salina Cruz 製油所の近代化に 80 億ドルを投資する。これらの 3 製油所の近代化プロジェクトでは 46,000 名(建設時の期間雇用も含めて)の雇用創出効果が期待されている。

<参考資料>

- ・ http://www.pemex.com/saladeprensa/boletines_nacionales/Paginas/2015-notainformativa-nacional.aspx

(2) メキシコ産原油の欧州、アジア向け輸出が増加

昨年、メキシコと米国の製油所の設備構成と原油品質の整合性をとる目的で、両国間の原油をスワップ(メキシコ産重質原油と米国産軽質原油)する取引が注目された。その件で米国エネルギー情報局(EIA)は、両国の原油スワップの効果を解析した結果を提供していた(2015年9月号第1項参照)が、それに続いてメキシコ産原油輸出先の動向を、メキシコのオンライン貿易情報システム) SIAVI のデータをもとに分析した結果を 2015 年 12 月に公表している。

米国のメキシコ原油の輸入量は、2015 年 9 月に 1990 年以降最低の 60 万 BPD まで減少し、2011 年 1 月に比べて半減している。その一方でアジア向けの重質原油、ヨーロッパ向けの軽質原油の輸出量は増えている。

メキシコの主力輸出油種である API 27° 以下の重質原油(Pemex の定義)の米国メキシコ湾岸地域(PADD3)の製油所向けの輸出量は減少しているが、これはインフラの整備が進んだ結果、カナダ産の重質原油 Western Canadian Select(API20.5°、S:3.52%、TAN:0.78mg/KOH)の供給が容易になったことに加え、Cantarell 海洋油田で生産されるメキシコの代表的な重質原油である Maya 原油の生産量が大幅に減少していることが理由である。

メキシコからはアジア向けの重質原油の輸出量が増加しているが、最大の輸出先はインドで、少量が韓国・日本に輸出されている。メキシコの製油所では、軽質原油の処理量を減らし重質原油の処理量を増やしている。

米国向けの軽質原油(API38°以上)も重質原油同様に減少しているが、ヨーロッパ向けの輸出量がスペインを筆頭に増加している。それ以外はイタリア・フランス・オランダに少量が輸出されている。

<参考資料>

- ・ <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=24112>

(3) ベネズエラからコロンビアへの天然ガス輸出計画の現状

ベネズエラは、隣国のコロンビアから天然ガスを輸入する一方で、同国への輸出を計

画している ([2015年12月号第1項参照](#))。ベネズエラでは天然ガス需要の増大に伴い、2007年頃から国内生産量では賅うことができなくなり、不足分はコロンビアからのパイプライン経由の輸入に頼るようになったことを受けて、原油随伴でない天然ガスの開発に外国企業の参入を含めて力を入れているところである。

ベネズエラは海洋ガス田の開発に力を入れ、北西部のベネズエラ湾などで大規模な天然ガスの埋蔵を発見しているが、国営 PDVSA には海底天然ガス開発の経験が少ないことなどが指摘されていた。

ベネズエラは最終的にはコロンビアへ 1.4 億 cf/日の輸出を計画しているが、コロンビアとの間で合意した今回の契約分は、3,900 万 cf/日と発表されている。EIA のデータによると、ベネズエラの 2014 年の天然ガスの生産量は 7,730 億 cf/年、2013 年の輸入量は 640 億 cf であることから、今回の契約量は生産量の 1.8%、輸入量の 2.2%で、最近の生産量のデータは明らかではないものの、これらの数値はベネズエラに輸出余力があることを示したのではなく、天然ガスの産出地域やパイプライン網のロケーションからベネズエラの西部で国境を接するコロンビアに生産量の一部を輸出できるようになったことを示すものとみられる。

なお、EIA のデータによるとコロンビアの 2013 年の天然ガスの生産量は 3,600 億 cf、消費量は 2,690 億 cf、輸出量は 920 億 cf で、ベネズエラからの契約量はコロンビアの消費量の 5.2%に相当する。なお、コロンビア鉱業・エネルギー省によると、ベネズエラからの輸入契約量は、消費量の 3%を少し超える程度としている。

2016年1月1日のコロンビア鉱業・エネルギー省の発表は、PDVSA から 2015年12月30日に天然ガスの輸出を1月1日開始できないと通告されたもので、PDVSA は天候の問題でベネズエラ国内発電バランスが崩れ、天然ガスの消費量が増え、コロンビアへの輸出分が手当てできなくなったと供給開始の遅れを説明している。干ばつによりベネズエラの電力の 65%を供給する水力発電プラントの発電量が減少しているとみられる。

コロンビア側は、2015年に天然ガス輸入に向けて準備を進めてきたとして、PDVSA GAS 側に、新たな供給開始予定日を明らかにするように求めている。

今回の動きは、ベネズエラで天然ガスの開発が進められているものの、開発がスケジュール通りは進んでいないことを示唆するもので、今後の動向に注目していきたい。

<参考資料>

- ・ <https://www.minminas.gov.co/web/10180/1332?idNoticia=21151760>
- ・ <http://www.eia.gov/beta/international/analysis.cfm?iso=VEN>
- ・ http://www.eia.gov/beta/international/data/browser/index.cfm#?iso=COL&c=00000001&ct=0&ord=CR&cy=2013&v=H&vo=0&so=0&io=0&start=1980&end=2013&vs=INTL.3-1-COL-BCF.A&pa=g1q0000g0000100001&f=A&ug=g&tl_type=p&tl_id=3002-A

(4) アルゼンチン YPF と Dow Chemical が Vaca Muerta のシェールガス開発を強化

本報では、石油ダウンストリームの今後の原料選択に大きな影響を与えるシェールオイル・ガスの開発動向に注目し、中南米地域ではアルゼンチンの動きをウォッチしている（[2015年3月号第3項](#)、[8月号第4項](#)参照）。

米国・カナダに次いでシェール開発が商業化段階に進んでいるアルゼンチンでは、シェールオイルの開発が先行しているが、2015年12月にアルゼンチン国営 YPF と米国 Dow Chemical Company によるパタゴニア地域の Vaca Muerta 層のシェールガス開発プロジェクトの規模拡大が発表されている。

両社は、Vaca Muerta シェール層の El Orejano 鉱区でシェールガスの開発を手掛け、2016年には新たに30井で水平掘削を行い、現在の75万m³/日から年末には平均生産量を200万m³/日（7,000万cf/日）にもっていく計画で、これまでの投資額3億5,000万ドルに加えて、2016年に5億ドルを投資することに合意している。

El Orejano 鉱区は、ネウケン州 Añelo の45km²に広がり、YPF と Dow Chemical Company は、2013年に同地の開発に合意していた。開発プロジェクトでは180井以上の掘削が計画され、インフラを含めた総投資額は25億ドルに上ると発表されている。

EIA のデータによるとアルゼンチンのシェール資源の技術的可採（Unproved technically recoverable）埋蔵量はシェールガスが801.5兆cf（28.3兆m³）、シェールオイルが270億バレルで、Vaca Muerta 層の埋蔵量はシェールガスが307.7兆cf、シェールオイルが162.2億バレルになる。

<参考資料>

- ・ <http://www.ypf.com/YPFHoy/YPFSalaPrensa/Lists/ComunicadosDePrensa/85-Acuerdo-YPF-DOW-II.pdf>
- ・ http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/Argentina_2013.pdf?zscb=38910879

7. 東南アジア

(1) フィリピンで製油所の Euro-4 対応が完了

フィリピンの Shell の子会社 Shell Philippines は、ルソン島のバタンガス州 (Batangas) にある Tabangao 製油所 (11万BPD) の近代化プロジェクトが完了し、Euro-4 基準の燃料を2016年1月から製造する準備が整ったことを発表している。

2016年1月1日から、フィリピンのガソリン・ディーゼルの品質基準が現在の硫黄濃度規格500ppmからEuro-4基準（硫黄濃度50ppm以下）となるのに合わせてアップグレード工事が行われていたもの。

フィリピンでは、もう一つの製油所を操業する Petron が 2015 年 6 月に全てのガソリンを Euro-4 基準としたのに続いて、10 月初めに Euro-4 基準のディーゼル (Turbo Diesel、Diesel Max) を発売した。これと同時に Petron は Euro-4 基準のガソリン ((Blaze 100 Euro 4 (RON 100)、XCS (RON 95)、Xtra Advance (RON 93)、Super Xtra (RON 91)) とディーゼルを国内製油所で製造できることとなったことを発表している。

Petron は、Euro-4 の導入を目指して、バターン州の Limay Bataan 製油所 (18 万 BPD) に 20 億ドルを投資するプロジェクト “Refinery Master Plan-2 (RMP-2)” を進めていた。この結果、Petron は、採算の合わない重油の製造量を減らし、高付加価値なガソリンおよび石油化学製品の増産を達成している。

Bataan 製油所・Tabangao 製油所で、Euro-4 規格のガソリン・ディーゼルが製造可能になったことで、フィリピンでは 2016 年 1 月 1 日からの新基準の達成に目途がついたことになる。なお、フィリピンはガソリン (2012 年:3.6 万 BPD)、軽油 (2012 年:6.8 万 BPD) を輸入していることから輸入品の規格も Euro-4 に合わせることになる。

<参考資料>

- ・ <https://www.doe.gov.ph/energist/index.php/80-categorised/downstream-oil-in-dustry/9187-shell-completes-upgrade-of-batangas-refinery>
- ・ http://www.petron.com/web/Media/uploads/PETRON_NOW_LOCALLY_PRODUCING_FULL_RANGE_OF_EURO_4_FUELS.pdf

(2) インドネシア政府が民間企業単独の製油所建設を認可へ

インドネシア政府は、2015 年 12 月 21 日に第 8 次の経済政策を発表したが、そのうちの 1 件が石油・天然ガス事業関連の政策であった。

インドネシアでは、製油所の建設は国営 Pertamina 単独、あるいは Pertamina と民間企業との共同プロジェクトに限定されているが、新政策により民間企業単独の製油所建設が認められることになる。ただし、石油製品の販売は今後も引き続き Pertamina を通じて行うことになる。

新政策を発表した Darmin Nasution 経済担当調整大臣は、新規の製油所プロジェクトは、石油化学コンプレックスと統合されたものになり、石油化学産業との結びつきが強まるとの見通しも示している。

<参考資料>

- ・ <http://www.embassyofindonesia.org/wordpress/?p=5652>

(3) UAE 企業とパキスタン政府が製油所の建設で合意

パキスタンでは、外国企業の投資による製油所プロジェクト ([2013 年 8 月号第 2 項参照](#)) が前進している。

パキスタンの投資庁(The Board of Investment : BOI)によると、UAE の Al Motahaden Petroleum Refineries (AMPR) が、パキスタンに製油所を建設するプロジェクトに BOI と 2015 年 12 月中旬に合意している。

AMPR のプロジェクトは、投資額 5 億ドルで、パキスタンの北西部のカイバル・パクトウンクワ州 (Khyber Pakhtunkhwa) に製油所を新設するもので、開設当初の精製能力は 1.5 万-2.0 万 BPD で、その後 5.0 万-10.0 万 BPD への拡張を準備している。パキスタン内外の企業がコンソーシアムを組んで、プロジェクトを遂行することになる。

製油所の新設は、パキスタンの燃料製品の輸入量の削減や経済の活性化につながることから、BOI は用地の取得、装置や機器類の輸入へ便宜を図り、製油所建設に必要な許認可申請への支援を表明している。

カイバル・パクトウンクワ州では、国営 Pakistan State Oil (PSO) による製油所(4 万 BPD 級)新設計画も報じられていたが、最近の情報は把握できておらず、AMPR のプロジェクトとの関係を含めて注目していきたい。

<参考資料>

- ・ <http://boi.gov.pk/InfoCenter/PressRelease.aspx#> Board of Investment (BOI) Press Release、2015. 12. 10、"Al Motahaden Petroleum Refineries (AMPR), UAE Firm will Invest 500 Million US\$ for Setting Up an Oil Refinery in Pakistan preferably in the Province of KPK."

(4) インドのパイプラインによる天然ガス輸入計画の状況

インドでは天然ガスの需要が急増しているが、国内資源では賄いきれないことから天然ガスの輸入依存度を高めている。インドは、LNG とともにパイプラインを新設し、天然ガスを輸入することを目指しているが、採算性を確保することは容易ではないとみられている。

このなかで、トルクメニスタンの天然ガス田から、アフガニスタン・パキスタン経由でインドへ天然ガスを輸送する Turkmenistan-Afghanistan-Pakistan-India (TAPI) プロジェクトが実現に向かっており、2015 年 12 月にトルクメニスタンで建設が始まっている。

さらに、イランから海底パイプラインでインドに天然ガスを輸送するプロジェクトを、イラン国営 Press TV が 2015 年 12 月に報じている。イラン国営 National Iranian Gas Export Company (NIGEC) によると、既に両国間でプロジェクトの内容の検討が進んでおり、天然ガスの売買契約が締結され、建設に必要な認可が下りた場合、2 年の工期で完成する見通しである。

パイプライン建設に関しては、既にイランとインドの South Asia Gas Enterprise Pvt Ltd (SAGE) との間で協議が始まっている。SAGE は 2016 年に基本設計(FEED)とインドの

投資銀行とともに資金の調達の検討を実施する予定であるが、SAGE 自体は天然ガスを輸入することではなく、プロジェクトは国際コンソーシアムが運営することになる。参考までに、表9と図9に2本のパイプラインの比較を示した。海底パイプラインの輸送能力はTAPI に比べて小さいが、供給先はインドに限定される。

表9. TAPI とイラン-インド海底パイプライン計画

	TAPI	イラン-インド海底パイプライン
天然ガス田	トルクメニスタン Galkynysh 天然ガス田	イラン南部
通過国	アフガニスタン、パキスタン	無し(アラビア海)。パキスタンの経済水域外
距離	1,814km	1,400km
目的地(インド)	パンジヤブ州 Fazilka	グジャラート州
輸送能力	330 億 m ³ /年	3,150 万 m ³ /日 (114 億 m ³ /年)
投資額		45 億ドル
稼働予定	2019 年	工期2年間

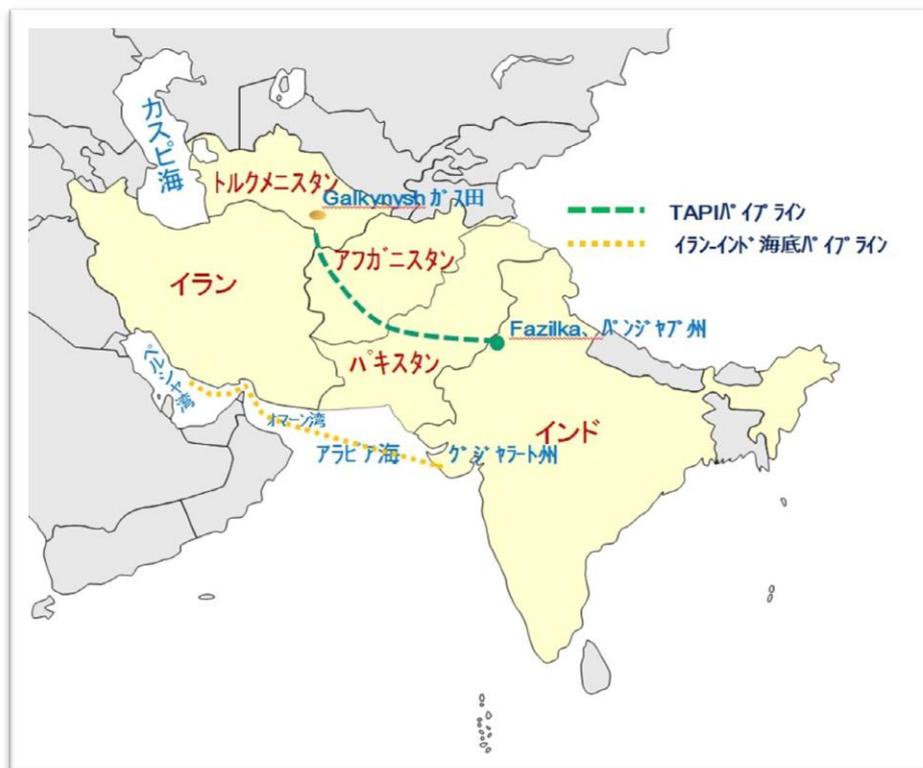


図9. TAPI パイプラインとイラン-インド海底パイプラインのルート

<参考資料>

- ・ <http://www.presstv.ir/Detail/2015/12/07/440741/Iran-India-Gas-pipeline>
- ・ <http://www.eia.gov/beta/international/analysis.cfm?iso=IND>

(5) Shell、廃棄物を原料とする再生可能燃料の実証プラントをインドに建設

Shell のインド子会社 Shell India Markets Pvt Ltd (SIMPL) が、再生可能燃料製造の実証プラントをインドに建設する計画を、2015 年 12 月に発表している。

製造プロセスには、米国の Gas Technology Institute により 2009 年に開発され、Shell の触媒事業部門の CRI Catalyst Company (CRI) と共同で開発が進められてきた IH2® 技術が採用される。IH2 は、森林・農業残渣・都市ゴミから炭化水素系の輸送用燃料を直接製造するプロセスで、水素化熱分解(hydrolyolysis)、水素化変換(hydroconversion)、スチーム改質水素製造プロセスを組み合わせたもので、高品質なガソリン・ディーゼル・ジェット燃料の製造が可能である。

実証プラントはインド南部のカルナータカ州バンガロール (Bangalore, Karnataka) にある SIMPL の新しい技術センター内に建設され、製造能力は 5 トン/日で、CRI が触媒を供給し、カナダの Zeton が基本設計を担当すると発表されている。

<参考資料>

- ・ <http://www.cricatalyst.com/en/catalysts/renewables/in-the-news/ih2-technology-demonstration-plant-to-be-build.html>
- ・ http://www.gastechnology.org/tcbiomass/tcb2015/Urade_Vikrant-Presentation-tcbiomass2015.pdf

8. 東アジア

(1) 中国 Sinochem の Quanzhou 製油所の拡張・石油化学プロジェクトが認可

2015 年 12 月の月上旬、中国福建省泉州市 (Quanzhou, Fujian) の発展改革委員会は、中国国営 Sinochem の子会社 Sinochem Quanzhou Petrochemical Co., Ltd に対し、エチレンプラントの新設および製油所の精製能力拡張を柱とする石油化学・製油所プロジェクトを認可したことを公表している。

認可された石油化学プラントならびに石油精製装置の名称と能力は、表 10 に示すとおりである。

新設エチレンプラントのエチレン製造能力は 100 万^ト／年、製油所の精製能力は現在の 1,200 万^ト／年 (24 万 BPD) から 1,500 万^ト／年 (30 万 BPD) へ拡張されることになり、総投資額は 432 億 7,100 万元(約 67 億ドル)と発表されている。

各関係機関の認可-福建省環境保護局 (2015 年 40 号)、住宅都市・農村開発庁 (2015 年 45 号)、太湖流域管理局の認可 (12015005)、泉州市惠安县 (2015 年 166 号)、泉州市惠安县水利局 (2015 年 54 号) などに続く水利局の承認は、有効期限は発行後 2 年間と示されている。

プロジェクトに対しては、エネルギー効率の改善に対する要求事項が定められ、環境基準に対しては、福建省の環境保護局の基準を厳格に遵守することが求められている。その中には、汚染物質の排出量の削減などの一般的な要求事項に加えて、建設工事期間・定常稼働期間における生態系に対する影響のモニタリング、なかでも石油化学系の排出物の監視が求められている。

表 10. 石油化学・製油所プロジェクトで認可された装置一覧

装置名、製品名	能力 千ト/年
エチレンクラッカー	1,000
パラキシレンプラント	800
エチレン・酢酸ビニル共重合樹脂	200
HDPE プラント	400
エチレンオキサイド	200
エチレングリコール	500
メタクリル酸メチル	100
アクリロニトリル	260
2-プロピル ヘプタノール	120
ブタジエン回収プラント	120
MTBE	10
1-ブテン	30
アロマ抽出プラント	300
熱分解ガソリン水素化処理装置	1,500
水素製造プラント(原料:石炭)	1,400 万 m ³ /年
ディーゼル水素化脱硫装置	1,000
燃料ガス精製装置	540

広州製油所は、2014年7月に稼働した Sinochem 唯一の製油所で、今回エチレンクラッカーをはじめとする様々な石油化学プラントの建設が認められたことで、完成後は中国で有数の製油所・石油化学コンプレックスに位置づけられるものになる。

<参考資料>

- ・ <http://www.fidpc.gov.cn/show.aspx?ctlgid=587134&id=103768>

(2) CNOOC と Shell、中国恵州市の石油化学 JV コンプレックスを増強

中国国営 CNOOC と Shell が、2015年12月中旬に大亜湾 (Daya Bay) 製油所・石油化学 JV プロジェクト (50-50 出資) を拡張することについて合意したことが発表されている。

合意の内容は、両社の JV が稼働している恵州市の石油化学コンプレックスに、製造能力 100 万ト/年の 2 基目のクラッカーを建設し、エチレン製造能力を現在の 100 万ト/

年から 200 万トン/年に倍増させるもので、プロジェクトは Hui Lian Phase II と名付けられている。

参考までに、広東省惠州 (Huizhou, Guangdong) の大亞湾石油化学工業団地 (Dayawan Petrochemical Industrial Park) に建設され 2006 年に稼働した JV “CSPCL Nanhai petrochemicals complex” の製造能力を、表 11 に示す。

エチレンラッカーの増強に伴って、表 11 に示されているエチレン誘導体製品の増産が計画されていると推定され、さらに新製品も加わる可能性もあるとみられるので、今後の本プロジェクトの動向に注目したい。

表 11. CNOOC-Shell の石油化学 JV の概要 (フェーズ 1)

モノマー		誘導体製品	
製 品	千トン/年	製 品	千トン/年
エチレン	950	LDPE	250
		HDPE	260
		モノエチレングリコール	350
プロピレン	500	ポリプロピレン	260
		プロピレンオキサイド	290
		プロピレングリコール	60
		ポリオール	170
ブタジエン	165		
スチレン	640		

*Shell のウェブサイトより

原油価格の低迷で、石油企業が厳しい経営環境に置かれているなかで、スーパーメジャー Shell から、コア事業に特化するためのプロジェクトの撤退する発表が相次いでいるが、本プロジェクトはそのなかで決定された大型投資案件である。今回の CNOOC との JV 事業の拡大は、Shell が中国沿岸部の石油化学事業の将来性を高く評価していることを示すもので、一方の広東省の幹部も同地の産業の国際市場における競争力の強化につながるプロジェクトであると歓迎している。

<参考資料>

- ・ http://www.cnooc.com.cn/art/2015/12/15/art_191_2246791.html
- ・ <http://www.bloomberg.com/news/articles/2015-12-15/shell-to-expand-cnooc-petrochemical-venture-in-southern-china>

9. オセアニア

(1) ニュージーランドの Marsden Point 製油所の近況

ニュージーランド唯一の製油所 Refining NZ の Marsden Point 製油所で進められている Te Mahi Hou プロジェクト ([2013年9月号第1項](#)、[2012年3月号第1項参照](#)) の主要装置である CCR(触媒連続再生改質装置)が稼働したことが2015年12月初めに発表された。

Marsden Point 製油所では、1964年に完成し約50年の間稼働したプラットフォームが運転を終え、新設 CCR に置き換えられて予定より3週間早くオンスペックでガソリンの製造を開始した。

投資額3.65億NZドル(2.49億ドル)のTe Mahi Houプロジェクトに期待されている効果として、Refining NZは

- ・ ガソリン製造能力は、200万バレル/年増え1,300万バレル/年に増強される。これによりニュージーランドの全ガソリン需要量に対する Marsden Point 製油所のシェアは、現在の55%から65%に上昇し自給力の強化が実現する。
- ・ 精製エネルギー効率の向上で、CO₂排出量を12万トン/年削減できる。
- ・ 現在の低い原油価格水準下で、精製マージン(Gross Refinery Margin :GRM)改善効果は0.85-0.90ドル/バレル。
- ・ 製油所のキャッシュフローを5,000万-5,500万NZドル改善できる。
- ・ 既設のプラットフォームの停止保守工事間隔が18ヶ月であるのに対し、CCRでは6年間に延長できる。

などを挙げている。

さらに Refining NZ とニュージーランドの天然ガス会社 Vector Gas Limited は、Vector が Marsden Point 製油所に供給する天然ガス量を倍増することで2015年12月中旬に合意に達している。

Vector は、2,500万NZドルを投資して、2016年9月から北部パイプラインのコンプレッサーの増強の増強工事を開始する計画である。現在 Refining NZ は、天然ガスを2.0PJ-2.5PJ/年(19.0億cf-23.7億cf/年)引き取っているが、パイプラインの増強が完了する2017年には天然ガス5PJ/年(47.4億cf/年)に倍増できることになる。

天然ガスの供給量の拡大による精製マージン(GRM)の改善効果は、現在の原油価格水準で0.15ドル/バレル、原油価格が60-70ドル/バレルの条件では0.20-0.25ドル/バレルと見積もっている。因みに2015年9月-10月の Refining NZ の精製マージン(GRM)

は、9.47 ドル/バレルである。

<参考資料>

- http://www.refiningnz.com/media/104084/refining_nz_media_release_-_te_mahihou_2_december_2015.pdf
- <https://www.nzx.com/companies/NZR/announcements/275378>
- http://www.refiningnz.com/media/103992/announcement_to_nzx_for_sep-oct_2015.pdf

(2) Shell がニュージーランドの Maui 天然ガスパイプラインを売却

世界各地に事業進出している Shell からは、2015 年を通じて事業の選択と集中に関わる報道が数多く発表されているが、12 月下旬にはニュージーランドの基幹天然ガスパイプライン事業資産の売却が発表された。

Shell は同社が株式の大半を保有する Maui Mining Companies が、Maui 天然ガスパイプラインを建設ファンド First State Investments (First State Funds) に 3.35 億 NZ ドルで売却することを発表している。Shell と First State Funds は、関係機関の認可後、2016 年半ばまでに売却手続きが完了することを期待している。

Maui 天然ガスパイプラインは、ニュージーランド北島西海岸のタラナキ地方 (Taranaki Region) のニュープリマス (New Plymouth) とオークランド (Auckland) の南部にある Huntly 発電所を結ぶ全長 307km、口径 75cm-85cm のパイプラインで、Maui 天然ガス田で産出する天然ガスを輸送する目的で建設され 1979 年に完成した。現在は、6 つの天然ガス生産ステーションから天然ガスが供給され、2013 年には天然ガス 135PJ (1,280 億 cf) を輸送している。Huntly 発電所 (輸送量 18%) と Methanex のメタノールプラント 2 基 (38%) が大口の顧客で、ニュージーランド全体の天然ガス生産量の約 78% を輸送している。

売却先の、First State Investments はオーストラリアの拠点とする国際インフラ資産企業で、ニュージーランドの基幹天然ガスパイプライン Vector と国内天然ガス供給網を保有する Vector Gas Limited の株式 100% を最近取得している。

* Maui Mining Companies の株主 : Shell 83.75%、OMV NZ 10%、Todd Energy 6.25%

<参考資料>

- <http://www.shell.co.nz/aboutshell/media-centre/news-and-media-releases/2015/mining-companies-sell-north-island-pipeline.html>
- <http://mauipipeline.co.nz/maui-pipeline/>

編集責任 : 調査情報部 (pisap@pecj.or.jp)

