

JXNR I エネルギー・環境レポート
エネルギー経済調査部

目次

< 国内 >

- 1. ネガワット取引は普及するか? (清水太郎) …… 1
- 2. 日本の部門別 CO2 排出量の推移 (吉沢早苗) …… 3
- 3. 化石燃料輸入額急増は原発停止によるものか? (小松昭) …… 6

< 海外 >

- 4. 課題に挑む欧州・中国のシェールガス開発 (坂本茂樹) …… 9
- 5. カナダの原油・ガス権益に集中するアジア企業 (乗田広秋) …… 12
- 6. 豪州新規 LNG: 投資決定で先行したが、コストアップ等で課題に直面 (坂本茂樹) …… 14
- 7. シェールガスが米国石化産業に及ぼす影響 (中元和夫) …… 16
- 8. カナダ・ビクトリアとシアトルのフェリー会社が LNG 燃料転換へ (山崎由廣) …… 19
- 9. 米国東海岸の製油所の生き残る道は? (高橋力裕) …… 21
- 10. 欧州 96 製油所における所内エネルギー消費の分析 (曾我正美) …… 24
- 11. ホルムズ海峡封鎖に備えて (小竹一彦) …… 27
- 12. ペニャニエト次期大統領はメキシコの石油産業を改革できるか? (若生芳明) …… 29

1. ネガワット取引は普及するか？

今夏の電力需給について、原発稼働ゼロも想定されていた状況下で、政府関係の文書^{*1}でも電力需要のピークカット対策の一つとして挙げられていたものに、「ネガワット取引」がある。

これは需要家を発電所ならぬ「節電所」と見立てて、需要家が節電した電力に対して、電力会社が一定のインセンティブを支払うもので、言わばマイナスの電力（Negative Watt）を取引するのでネガワット取引というものである。需要家側から見れば、節電した分の電力料金を節約するばかりでなく、節電分を電力会社に販売して収入を得ることができる。一方、電力会社側から見れば、こうしたインセンティブを支払っても、年に数十時間しかないピーク時に対応するための設備投資が不要になるというメリットがある。

2012年7月23日に発表された「電力システム改革の基本方針 ―国民に開かれた電力システムを目指して―」^{*2}では、「需給逼迫時において、電力使用制限（電気事業法に基づく大口需要家への供給カット）や計画停電などの強制措置ではなく、価格シグナルで需要が抑制される市場の設計を目指すべき」としている。

「大飯原発の再稼働がなければ、特に需給が逼迫する」とされていた関西電力は、2012年5月28日、管内の大口需要家（契約電力500kW以上）を対象に、7月2日から9月7日まで「ネガワットプラン」の入札を行なうことを発表した^{*3}。電力需給の逼迫が予測される日の前週の金曜日に、必要な節電量（kW）や時間帯を提示して募集、入札を実施する。これに応募する需要家は節電への対価を入札し、入札単価が低い順に、募集kWに達するまで落札者を決定する。落札した需要家は負荷調整を実施するが、節電（ピークカット）の実績が約束（落札）分の9割を下回った場合はペナルティが課される。報道によれば、需給逼迫とは関西電力が毎週金曜日に発表する「週間でんき予報」において、翌週に供給予備率が3%未満の「非常に厳しい」と予測される特定日がある場合であり、また落札した節電量未達成の場合のペナルティは入札単価の倍額である^{*4}。

さらに関西電力は2012年6月21日、中部、北陸、中国の各電力管内の大口需要家に対しても、アグリゲーターと呼ばれる仲介業者（㈱エナリス）を通じ同様のネガワット取引の募集、入札をする旨発表した^{*5}。こちらは、中部、北陸、中国の各電力管内の需要家が節電した分の電力を、これら3電力会社から関西電力に融通してもらうというシステムである。

関西電力のネガワット募集は、結局、管内の需給逼迫が予測される時にしか行なわれないので、大飯原発3、4号機が再稼働した今では、募集が行なわれる可能性は低くなった。また、この取引の対象となる大口需要家は関西電力管内で7,000件ほどであるが、このシステムに登録した需要家は、14件（7月3日現在）にとどまっている^{*6}。

ネガワット取引については、「発送電分離など電力事業の自由化を進めて、家庭を含めたユーザーが電力会社を選ぶことができる市場であってこそ、その効果を発揮する。」という見解がある。これは、特に需給逼迫時でなくとも、原発が多数稼働していようとも、コ

ストダウンのため老朽石油火力など火力発電所の稼働を下げ燃料費を節約し、ネガワット取引によるピークカットを実行することも可能になるからである。

なお、ネガワット取引に類似したピークカットの手法で、「デマンドレスポンスサービス」がある。こちらは 500kW 未満の小口の法人需要家を対象としたもので、やはり節電分に対して電力会社がインセンティブを支払うものであるが、入札制ではなく、電力会社の定めた額になっている。東京、関西、九州の 3 電力会社で実施しており、実際に需要家からの節電オファーを集めるのは、上記のアグリゲーターが行なっている*7。

(文責 清水太郎)

(出所)

1. 電力需給に関する検討会(第6回)エネルギー・環境会議(第8回)合同会合(2012.5.18)における資料3「今夏の電力需給対策について(案)」の別紙4「新たなピークカット対策のためのアクションプラン」4ページ。
<http://www.npu.go.jp/policy/policy09/pdf/20120518/shiryo3.pdf>
2. 総合資源エネルギー調査会総合部会電力システム改革専門委員会(2012.7)
http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/sougou/denryoku_system_kaikaku/pdf/report_001_00.pdf
3. 関西電力プレスリリース(2012.5.28)
<http://www.kepco.co.jp/pressre/2012/0528-3j.html>
同リリース別紙1「ネガワットプランの概要」
http://www.kepco.co.jp/pressre/2012/_icsFiles/afieldfile/2012/05/28/0528_3j_01.pdf
4. 毎日新聞大阪朝刊(2012.5.29)
5. 関西電力プレスリリース(2012.6.21)
<http://www.kepco.co.jp/pressre/2012/0621-3j.html>
同リリース別紙「関西電力管外の大口のお客さまを対象としたネガワット取引」の概要
http://www.kepco.co.jp/pressre/2012/_icsFiles/afieldfile/2012/06/21/0621_3j_01.pdf
6. 第15回大阪府市エネルギー戦略会議(2012.7.6)への関西電力提出資料「節電要請の見直しの方向性等について(大飯発電所3号機再稼働を踏まえて)」6ページ
http://www.pref.osaka.jp/attach/15927/00103108/15_siryu2.pdf
7. (株)エナリスホームページ
<http://www.eneres.co.jp/service/demand.html>

2. 2010年日本の部門別CO2排出量の推移

2011年4月13日、2010年度の温室効果ガス排出量（確定値）が環境省から公表された*1*2。それによると、2010年度のCO2総排出量は11億9,200万トンで、前年度比4.4%増、京都議定書基準年である1990年（11億4410万トン）からは4.2%(+4,800万トン)増となった。一方、1人当たりのCO2排出量は9.31トンとなっており、前年度比4.3%増、基準年からは0.6%増となっている

図1 日本の部門別CO2排出量
(間接排出量)

	京都議定書の基準年 1990FY	2009FY	2010FY	排出量 割合	前年度 比	基準年 比
	百万トン	百万トン	百万トン	%	%	%
エネルギー転換	68	80	81	(+6.8)	+1.2	+19.3
産業部門	482	388	422	(+35.4)	+8.7	▲12.5
家庭部門	127	162	172	(+14.4)	+6.3	+34.8
業務その他部門	164	216	217	(+18.2)	+0.5	+31.9
運輸部門	217	230	232	(+19.5)	+0.9	+6.7
A. エネルギー起源	1,059	1,075	1,123	(+94.2)	+4.5	+6.1
A. 1人当たり(トン)	8.57	8.40	8.77		+4.5	+2.4
工業プロセス	62	40	41	(+3.5)	+2.1	▲33.9
廃棄物	23	27	27	(+2.3)	+2.6	+20.6
B. 非エネルギー起源	85	67	69	(+5.8)	+2.3	▲19.4
合計(A+B)	1,144	1,142	1,192		+4.4	+4.2
合計1人当たり(トン)	9.26	8.92	9.31		+4.3	+0.6

(出所) 国立環境研究所温室効果ガスインベントリオフィスのデータをもとに作成

排出量を部門別に見ていくと、産業部門の排出量は4億2,200万トンで基準年からは12.5%減であったが、前年度と比べると8.7%増加した。リーマンショック後の景気後退からの回復により活動量が増加したため、製造業からの排出量が前年度比9.2%増加したこと等によるもので、3年ぶりの増加である。

家庭部門の排出量は1億7,180万トンであり、基準年に比べて34.8%増で、前年度と比べると6.3%増加した。前年度からの増加は、猛暑厳冬^{脚注1}による電力消費の増加および石油製品の消費増加等によるものである。

業務その他部門の排出量は2億1,670万トンで、基準年からは31.9%の大幅な増加となっており、前年度からは0.5%増加した。前年度からの増加は、都市ガスと電力消費に伴

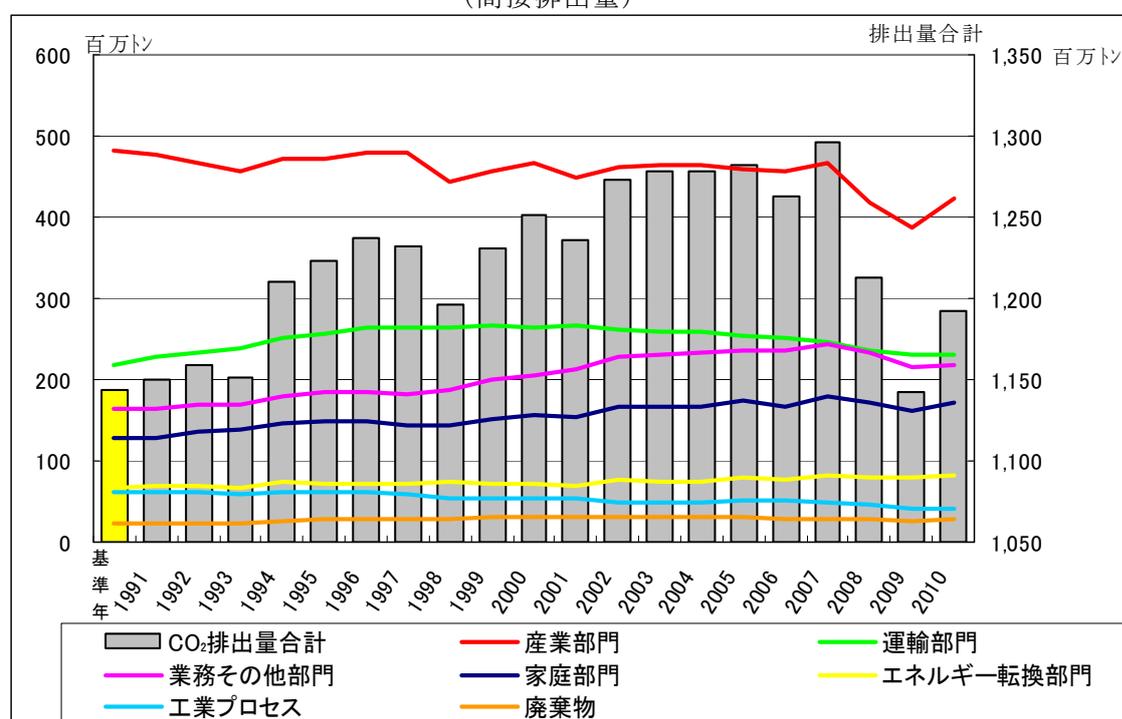
脚注1 特に6~8月の日本の平均気温は気象庁統計開始以来第1位の高い記録となり、気象庁は「異常気象」と認めた（平成22年9月気象庁「異常気象分析検討会の検討結果の概要」）。

う排出量が増えたためである。

運輸部門の排出量は 2 億 3,190 万トンであり、基準年と比べると 6.7%増加し、前年度からは 0.9%増であった。この部門の排出量は 2002 年度以降減少が続いていたが、実に 9 年ぶりの増加となった。増加の理由は自家用乗用車、貨物自動車・トラックからの排出量が増えたこと等による。

エネルギー転換部門（発電所等）の排出量は 8,100 万トンで、基準年と比較すると 19.3%増となっており、前年度比は 6.3%増であった。

図 2 日本の部門別 CO2 排出量推移
(間接排出量)



(出所) 国立環境研究所温室効果ガスインベントリオフィスのデータをもとに作成

国立環境研究所発表の「2010 年度の温室効果ガス排出量(確定値)について」によると、前年度と比べ排出量が増えた最大の要因は産業部門で、製造業において前年度に比べエネルギー多消費型産業での生産活動が活発化したことによる「エネルギー消費原単位(上昇)要因」が大きい。次いで、景気が 2008 年度後半の後退から回復し、経済活動が活発化したことによる「1 人あたりの GDP (上昇) 要因」が続いている。

しかし、福島第一原発事故の影響が現れるのはこれからである。7 月 20 日の日本経済新聞*3によると、環境省の試算では 2011 年度の温室効果ガスは前年度比 3.6%増、2012 年度は+6.2%増の見通しで、京都議定書第一約束期間(2008~2012 年度)の排出量は年平均で 1990 年度対比+2.1%だという。原発の代替である火力発電を増やしたことにより CO₂ の排出量が急増しているためである。森林による吸収と官民合わせた排出枠の排出クレジット

ット取得分で賄っても、京都議定書の目標値、1990年度対比▲6%を達成できるのか微妙とのことだ。

また、IEA（国際エネルギー機関）は、2011年に全世界で排出されたCO₂が前年比3.2%増の316億トンになると発表した*4が、先進国の排出量は減少傾向であるのと対照的に、日本は前年比2.4%の増加になるとした。IEAのチーフエコノミスト、ファティ・ビロル氏は「日本の排出量増加の理由はもっぱら化石燃料の使用増にある。これは他の国で脱原発が進むとどうなるかを示す重要な例だ」と述べている。

太陽光発電による電力の全量買取り制度がスタートしたからといって、クリーンエネルギーが一朝一夕に普及するものではない。停止した原発の再稼働に対する反対運動がますます広がりを見せる中、2012年度中にどれだけ再稼働するのかが6%削減達成の大きなポイントとなりそうだ。

（文責 吉沢早苗）

（出所）

1. 国立環境研究所「日本の温室効果ガス排出量データ（1990～2010年度） 確定値」
2. 同 「2010年度（平成22年度）の温室効果ガス排出量（確定値）について」
3. 日本経済新聞 2012年7月20日夕刊
4. IEA 24 May 2012 「Global carbon-dioxide emissions increase by 1.0 Gt in 2011 to record high」
<http://www.iea.org/newsroomandevents/news/2012/may/name,27216,en.html>

3. 化石燃料輸入額急増は原発停止によるものか？

2012年6月、関西電力大飯原発の再稼働を巡り白熱した議論が展開された。早期に再稼働に踏み切るべきだとする意見の主要な理由の1つとして挙げられたのが、原発に代替する火力発電の稼働増で生じる化石燃料の輸入額急増の点である。2012年6月および7月にかけて公開された総合資源エネルギー調査会（基本問題委員会）の資料と日本エネルギー研究所定例発表を基に、この問題の扱われ方を整理してみたい。

1. 2010年度および2011年度の化石燃料輸入実績

表1は2010年度と2011年度の化石燃料（原油・一般炭・LNG）輸入実績を示している。2011年度は、原油および一般炭の輸入は若干減少したが、原発代替の柱となったLNGの輸入は大幅に増加した。この数量増（減）によって約0.5兆円（表2）の輸入額増をもたらした結果となった。一方、原油、一般炭、LNGの価格はそれぞれ前年比大幅に上昇している（表1、図1）。この価格上昇による影響は3.8兆円（表3）となり、数量増による影響額をはるかに超える。この試算では石油製品等輸入分を加えていないため化石燃料全体を表したものではないが、2011年度の輸入額急増は、数量増ではなく、主に価格上昇でもたらされたものであることが分かる。

1：化石燃料輸入実績（2010年度および2011年度）

	原油		一般炭		LNG	
	2010年度	2011年度	2010年度	2011年度	2010年度	2011年度
価格(ドル/バレル、トン)	84.16	114.17	114.45	143.40	586.61	824.55
CIF価格(円/KL、トン)	45,373	56,678	9,818	11,301	50,299	64,943
輸入金額	9.8兆円	11.9兆円	1.0兆円	1.2兆円	3.5兆円	5.4兆円
輸入量	2.15億KL	2.09億KL	1.05億トン	1.02億トン	70.6百万トン	83.2百万トン

	2010年度	2011年度	増減
輸入金額合計	14.3兆円	18.4兆円	4.1兆円

図1：2010年～原油・一般炭・LNGの価格変化（2010/1-3：100とした場合）

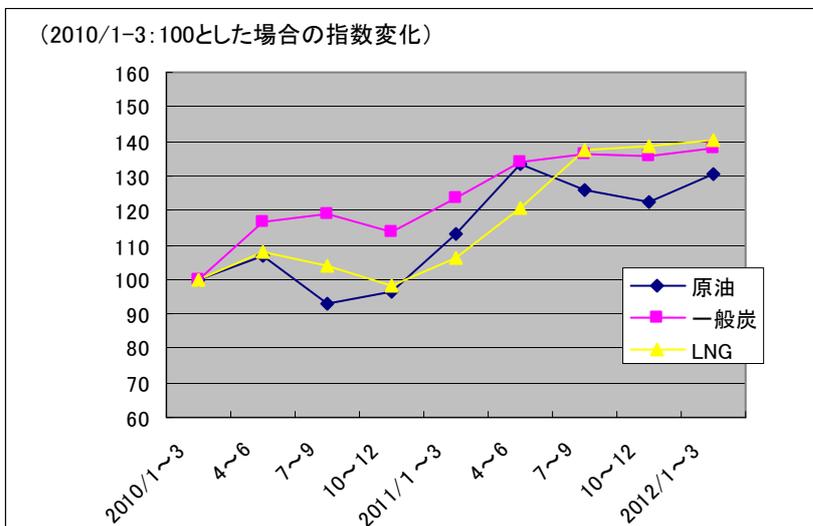


表 2：同 数量変化による輸入額影響(試算)

原油	2.09-2.15億KL×45,373円=▲0.3兆円
一般炭	1.02-1.05億トン×9,818円=▲0.0兆円
LNG	83.2-70.6百万トン×64,943円=0.8兆円
合計	約0.5兆円

表 3：同 価格上昇による輸入額影響 (試算)

原油	2.09億KL×(56,678円-45,373円)=2.4兆円
一般炭	1.02億トン×(11,301円-9,818円)=0.2兆円
LNG	83.2百万トン×(64,943円-50,299円)=1.2兆円
合計	約3.8兆円

(出所)財務省貿易統計より作成

2. 総合資源エネルギー調査会

こうした状況を踏まえて、平成 24 年 6 月、総合資源エネルギー調査会（第 17 回基本問題委員会）*1は、「原発停止、原油・LNG 価格高騰により 2011 年に 31 年ぶりに貿易赤字に転落」とし、その要因は「2012 年に入り輸入量増の要因が大きくなる傾向にあるが、2011 年の資源・燃料輸入額増は価格要因が大（4.3 兆円のうち、4.1 兆円が価格要因）」であったとしている。そして「量の確保だけでなく、調達コスト低下が急務」であり、その対応策として「シェールガス生産拡大による LNG 調達コスト低減」への期待を挙げている。

3. 日本エネルギー経済研究所の 2012 年度見通し

一方、ほぼ同時期に日本エネルギー経済研究所が「2012 年のエネルギー需給見通し*2」を発表し、総合資源エネルギー調査会と同様に化石燃料の輸入額急増を報告事項のポイントの 1 つとして採り上げている。以下、プレスリリース内容を具体的に見てみる。

まず冒頭の①「2012年度経済見通し」で、2012年度の化石燃料の輸入額は「火力発電の稼働増や燃料価格の上昇などにより、2010年度比4.5兆円（うち発電用3.1兆円）増加し、22.6兆円となる」とし、貿易赤字転落要因として火力発電稼働増（すなわち化石燃料の輸入量増加）と燃料価格上昇の2つを並列的に挙げている。しかし、総合資源エネルギー調査会の指摘とは異なり、総額は示すものの数量増要因および価格上昇の各要因による内訳がないため、どの程度が数量増によるものでどの程度が価格上昇によるものかが全く分からない。

続いて②「2012年度のエネルギー需給見通し」では、「原子力発電所の稼働低下が続くため、引き続き火力発電の稼働増が見込まれ……前年度比で石油が430万KL増加（2010年度比1,040万KL増）、天然ガスがLNG換算540万トンの増加（同1,790万トン増）、石炭が500万トンの増加（同8万トン減）」と燃料ごとの輸入増加量を示している。ここでも数量増がいくら輸入額を押し上げたかについては触れないまま、後段で「今後大飯原発3・4号機のみ再稼働の想定で、火力発電の稼働増に伴って化石燃料輸入額は22.6兆円と大幅増大、国富流出と電力コスト上昇が懸念される」と結ばれる。不可解なことに、プレスリリース全体

を通して、化石燃料の輸入額増加は主として価格上昇に起因するものであるという記述はなく、また、文脈からもこうしたことは読み取れない。

4. 情報発信のあり方

さて、平常、財務省貿易統計や総合資源エネルギー調査会の情報に接する機会がないものは日本エネルギー経済研究所の発表内容から、主たる輸入額増加の要因が燃料輸入価格の上昇であるにもかかわらず「原発停止によって石油・石炭・LNGの輸入額は4.5兆円も増加し、その結果電力料金も大幅に上昇してしまう」という誤認を持ってしまう。これを裏付けるようにいたるところで「原発停止により4兆円（あるいは発電用3兆円）の化石燃料輸入が増加し、国費流失に」「原発停止により電力料金が3円/kWh強上昇」という文言が使われていることに驚かされる。

エネルギー問題や電力料金値上げに関して全国的な議論が巻き起こっている状況であればこそ、関連する情報発信については公正かつより慎重な姿勢が求められるのではないだろうか。

(文責 小松 昭)

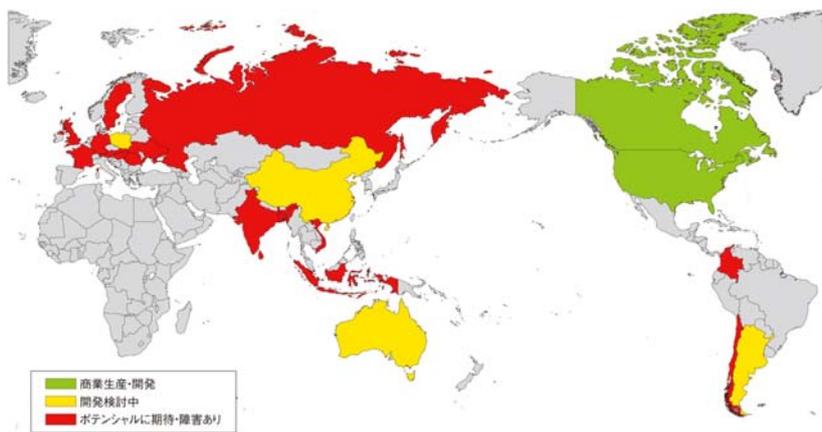
(出所)

1. 資源エネルギー庁資源・燃料部「資源・燃料の安定供給の課題と今後の対応」平成24年6月19日、総合資源エネルギー調査会第17回基本問題委員会資料4-1
2. 日本エネルギー経済研究所「短期エネルギー需給見通し-2012年度のエネルギー需給予測」2012年7月2日プレスリリース

4. 課題に挑む欧州・中国のシェールガス開発

数年来の米国のシェールガス開発・生産の好調な成果を受けて、ガス生産者は北米に続くシェールガス開発対象地域として、欧州、中国等に目を向けてきた。しかし、これらの地域の事業環境は北米と大きく異なり、開発作業の速やかな推進は難しい状況にある。欧州では、シェールガス開発に用いる掘削技術「水圧フラクチャリング」が自然環境に及ぼす影響への懸念が強く、フランス議会は2011年7月に国内での「水圧フラクチャリング」禁止を決議した。ExxonMobilはハンガリー、ポーランドでシェールガス探査活動を実施したが成果が乏しく、撤退を決めた。中国では、政府は積極的なシェールガス開発を標榜するが、最大の鉱区面積を持つ国営石油会社PetroChina (CNPC)の事業方針は政府と必ずしも一致せず、速やかにシェールガス開発を推進する機運にはない。本稿では、両地域における最近のシェールガス開発に係わる動向をまとめる。

図1 地域別のシェールガス開発ポテンシャル



(出所) JOGMEC

1. 欧州

欧州では、フランス・チェコなどでフラクチャリング作業が自然環境に及ぼす影響を懸念して同作業が全面的に禁止される一方、ポーランドなど官民挙げてシェールガス開発を推進しようとする国でめぼしい開発成果が上がっていない。各国の方針が異なるために欧州全体の方向性は定まっていない。域内のシェールガス探査作業は初期段階であってまだポテンシャルを明言できず、先行きは不透明である。

2012年3月に米国で開催されたエネルギー会議“CERA Week”における欧州シェールガス開発に関する議論は「欧州のシェールガス探査はめぼしい成果が無いが、結論を出すにはまだ早すぎる」との論調だった。ポーランド地質研究所は2012年3月、同国のシェールガス推定可採埋蔵量を、米国エネルギー省評価(2011年4月)の36%へと大幅に削減する(68 Tcf)評価を行った。

しかしシェールガス開発に対して前向きな動きもある。英国地質調査所(BGS)は2012年5月、「フラクチャリングと小規模地震発生との間に明確な因果関係は認められなかつ

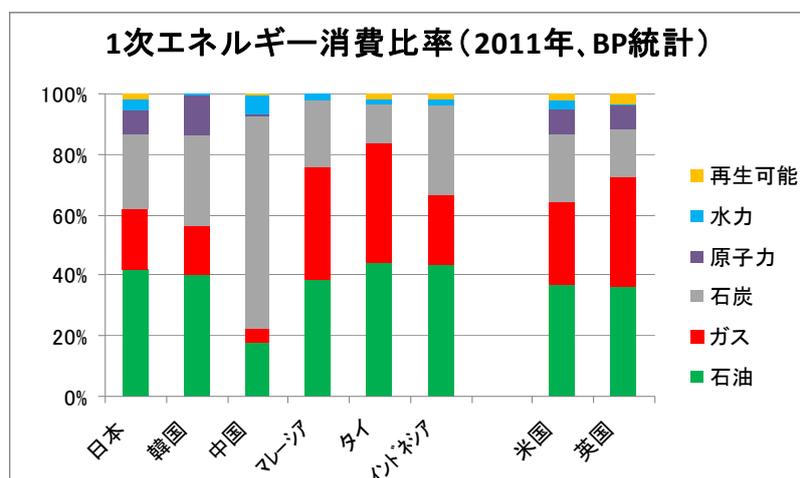
た」との理由から「英国内でフラクチャリング作業を認可すべき」との見解を出した。ドイツ地科学・資源研究所は2012年6月、ドイツのシェールガス推定可採埋蔵量を約81 Tcfと公表した。ポーランドでは有力な外資によるシェールガス探査の成果はなかったが、国営ガス公社 PGNiG を含むポーランド国営企業5社が共同でシェールガス開発を行うことに合意している。同国では2012年に41坑の新規掘削を計画している。また2012年5月の大統領選で政権交代が行われたフランスで、社会党新政権がシェールガス探鉱政策を見直すとの見方がある。

欧州のシェールガス開発は速やかに進展する状況ではないが、一定の期間を経た後に成果を期待できる可能性がある。

2. 中国

中国のエネルギー供給は高い石炭依存度が特徴で（70%）、ガス比率はわずか4.5%にすぎない。

図2 主要国の1次エネルギー消費比率（2011年）



(出所) BP 統計

中国政府は、CO2 排出量削減を目的にガス消費の拡大を図っており、エネルギー供給におけるガス比率を2015年に8%、2020年に10%へ引き上げることを目標としている。なお、政策的に輸入拡大とともに国内ガスの増産も図る方向で、世界最大規模と評価される¹シェールガスなど非在来型ガス開発への期待も大きい。中国政府は2012年3月公布のシェールガス第12次五カ年計画で、2015年65億m³/年、2020年に600～1000億m³/年と野心的な生産目標を掲げている。

しかし、エネルギー専門家の多くはこの政府目標を非現実的と見ている。中国のシェー

¹米国エネルギー省は2011年4月発行「世界のシェールガス資源」報告で、中国のシェールガス推定埋蔵量が1,275 Tcfで世界最大規模と評価している（米国EIA “the world shale gas resources”2011年4月）

ルガス生産が目標未達になると見る理由として、複数の外資系石油企業が、投資額が膨大・（水圧フラクチャリングに使用する）水の不足・外資の単独投資禁止措置を挙げている。他にも、長距離輸送を伴うガス供給経験の短い中国では輸送インフラが未整備であること、硬直的なガス価格政策、法制度の未整備等が障害要因としてしばしば指摘されている。中国の地質構造は北米に比べてはるかに複雑であり、シェールガスの開発・生産コストは北米に比べて高コストになると見られている。シェールガス開発が脚光を浴びる前に注目されていた CBM 開発・生産も、当初目標から大きな遅れをとっている。

中国のガス開発は、最大の陸域鉱区面積を保有する国有会社 PetroChina の政策・事業計画に拠るところが大きい。同社は経験・技術のないシェールガス開発よりも、埋蔵量が豊富な在来型ガス開発、さらにはパイプラインガス輸入促進を優先させている。最近では、シェールガス開発に先立って、まずはタイトガス、CBM 生産の本格化、さらには石炭ガス化への期待が議論されている。

しかし、シェールガス開発も静かに進行している。外資の単独開発は禁止されているが、Shell は中国で最有力の PetroChina と内外のガス開発で協力関係を強化している。外資では初めて四川省富順永川（Fushun-Yongchuan）シェールガス PS 契約にも調印した。基幹産業の国有制を維持する中国では、資源開発が一気に外資に公開される可能性は低い。しかし、増加するエネルギー需要に対処するニーズもあり、シェールガスを含む資源開発法制も徐々に对外开放に向かうと見られる。

3. まとめ

前項に述べたように、自由な企業活動と整備された輸送インフラに裏付けられた北米のシェールガス開発事業と比べて、欧州、中国の同事業環境には大きな差異がある。しかし、両地域ともに将来のガス輸入比率を下げるニーズがあるため、シェールガス開発は徐々に進展すると見られる。欧州、中国両地域でのシェールガス開発の本格化にはなお時間が必要であり、生産量が増加するのは 2020 年代以降になると考えられる。

（文責 坂本茂樹）

5. カナダの原油・ガス権益に集中するアジア企業

1. アジア企業の資産買収

ここ数年、カナダの原油・ガス資産やそれらを所有する会社を、中国を中心としたアジア諸国が次々を買収している。

最も大型の投資は、2012年7月、CNOOC(中国海洋石油)がカナダのエネルギー大手ネクセンを151億ドル(約1兆1,800億円)で買収すると発表したケースである*1。CNOOCは2011年にもカナダのオイルサンド会社オプティ・カナダ社を買収しているが、中国企業による企業買収の例としてはこの他に2010年のSINOPEC(中国石油化工)によるデイト・エナジー社買収などがある。

一方、日本企業は2012年2月、三菱商事によるカナダのエネルギー最大手エンカナ社モントニー・シェールガス田権益の4割の29億カナダ・ドル(約2,300億円)での取得*2に見られるように、会社ではなく権益の一部のみを買収している。この他ペトロナスによる2012年の大型企業買収等を含め、アジア企業のカナダ企業・資産買収は、2010年以降、主なものだけでも10件以上に上っている。

アジア企業のカナダへの原油・ガス関連投資

年	月	企業名	投資対象	資産内容	買収金額 (億ドル)
2010	4	SINOPEC	コノフィリップス社のシンクルード権益	原油	US\$46.5
	8	三菱商事	ペン・ウェスト・エナジー・トラストのゴールドバ権益	ガス	N.A.
	11	タイ石油公社	スタイル社のカイ・コ・デセ権益	原油	C\$23
	12	KNOC	ハント・オイル社	原油・ガス	C\$5.25
2011	7	CNOOC	オプティカナダ社	原油	C\$21
	8	ペトロナス	プログレスエナジー社のモントニー権益	ガス	C\$10.7
	10	SINOPEC	デイト・エナジー社	ガス	C\$22
	11	国際石油帝石	ネクセン社のガス権益	ガス	C\$7
2012	2	三菱商事	エンカナ社のモントニー権益	ガス	C\$29
	6	ペトロナス	プログレスエナジー社	ガス	C\$53.5
	7	CNOOC	ネクセン社	原油・ガス	US\$151

(出所) 各種データから作成

2. カナダの状況

こうしたカナダの原油・天然ガス権益の活発な売買には、カナダ側の事情もある。

カナダの原油埋蔵量(1,752億バレル)はベネズエラ、サウジアラビアに次いで世界第3位、生産量(352万バレル/日)は世界第5位であり、可採年数は100年以上である。生産量の約8割の280万バレル/日を輸出しており、そのうち米国向けが270万バレル/日と大部分を占める*3。一方、カナダの天然ガスの埋蔵量(70兆cf)は世界第18位ではあるものの、生産量(161BCM/年)はカタールやイランよりも多く、世界第3位である*3。天然ガスは原油よりもさらに強く米国への輸出に依存しており、現在、米国以外への輸出は無い。このようにカナダの原油・天然ガスは、国内消費を除いた大部分が米国に輸出されている。

一方、2012年8月現在、米国への原油の輸出価格は、他の指標原油と比べて十数ドルも低いWTIリンクであり、また、ガスの輸出価格は日本の輸入価格16ドル(MMBTUあたり)と比べて5分の1以下の、Henry Hubリンクの3USドル程度(MMBTUあたり)とな

っている。

カナダではカナディアンロッキーの東側に位置する中西部アルバータ州が中心的な原油生産地であるが、標高 4000m級の山脈を越えて原油を太平洋側に運ぶ P/L は 1 本しか通っていない。こうした状況を解消すべく P/L の拡張計画は着々と進められており、2012 年 6 月にはカナダの P/L 大手の Kinder Morgan 社が原油輸送能力を現行 30 万 BD から 75 万 BD へ拡張する計画を国家エネルギー委員会に申請している*4。また、天然ガスに関しては、アパッチ社が西海岸のキティマットで液化基地の建設を計画しており、2015 年に稼動見込みである*5。

2012 年 6 月、Financial Times紙とのインタビューで「カナダは米国への従属的な供給国になるつもりはない」とハーパー首相は発言している*6。この発言からも分るようにハーパー政権は従来から前述の原油P/L建設を支持するなどアジア市場向けのエネルギー輸出に積極的な姿勢を示している。この点では原油・天然ガスの輸出に関して制度的な障壁が懸念される米国^{脚注 1)}とは対照的である。

3. まとめ

このように販路の確保・拡大に向けて準備を進めるカナダの状況と、原油・天然ガスの量的確保、供給ソースの多様化、調達コストの低減を図りたい中国・日本などのアジア諸国の利害は一致している。アジアからカナダの原油・天然ガス開発プロジェクトへの投資は、今後も高い水準で推移するものと思われる。

(文責 乗田広秋)

(出所)

1. CNOOC 社 HP(2012.7.23)

<http://www.cnooltd.com/encnooltd/newszx/news/2012/2062.shtml>

2. 三菱商事株式会社 HP(2012.2.20)

<http://www.mitsubishicorp.com/jp/ja/pr/archive/2012/html/0000014164.html>

3. BP Statistical Review of World Energy June 2012

4. Kinder Morgan Energy Partners 社 HP(2012.6.29)

<http://phx.corporate-ir.net/phoenix.zhtml?c=119776&p=irol-newsArticle&ID=1710790&highlight=>

5. カナダ国家エネルギー委員会 HP

https://www.neb-one.gc.ca/ll-eng/livellink.exe/fetch/2000/90466/94153/552726/657379/657474/670503/657060/B1-6_-_Appendix_2_-_Project_Description_and_Status_-_A1W6S8_.pdf?nodeid=656816&vernum=0

6. Financial Times(2012.6.7)

脚注 1) 原油に関しては、Bureau of Industry and Security(BIS)が認可する。過去、輸出が大々的に可能になったのはアラスカ原油のみ。一方、天然ガスに関しては 1938 年天然ガス法によって規制されており、特に日本、中国等の非 FTA 国向けの輸出についてはより審査基準が厳しいとされる。

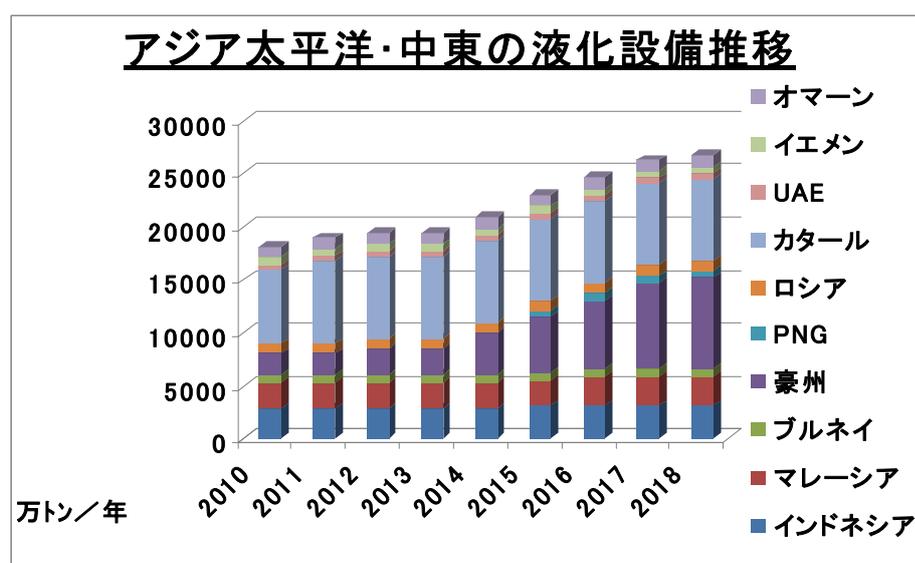
6. 豪州新規LNG：投資決定で先行したが、コストアップ等課題に直面

豪州では 2011～12 年にかけて多くの新規 LNG 案件が最終投資決定(FID)を行い、2014～17 年頃にかけて操業開始する計画である。プロジェクトが計画通りに進展すると、2017 年までに豪州全体で 7,000 万トン／年を超える液化設備が増設される（2012 年の Pluto-1 以降）。既存の液化能力を加えると（NWS+ダーウィン=1,950 万トン）、同時期に豪州の液化能力合計は 9,000 万トン／年を超え、カタールを凌ぐ世界最大の LNG 供給国になる見通しである。

表 1 豪州の既存および新規 LNG プロジェクト概要 *1

	地域	事業名	オペレーター	FID	操業開始	液化能力 万トン／年	
既存事業	西豪州 北部準州	北西大陸棚(NWS)	Woodside			1,630	
		ダーウィン	ConocoPhillips			320	
新規案件	西豪州	Pluto-1	Woodside	2007	2012	430	
		Gorgon	Chevron	2009	2014	1,500	
		Wheatstone	Chevron	2011	2016	890	
		Prelude	Shell	2011	2017	360	
		Ichthys	INPEX	2012	2016	840	
		Pluto-2	Woodside	2013?	2017	430	
		Browse	Woodside	2013?			
	西豪州合計						4,450
	QLD州	Queensland Curtis LNG	BG	2010	2014	850	
		Gladstone LNG	Santos/ Petronas	2011	2015	780	
		Australia Pacific LNG-1	Origin/ ConocoPhill.	2011	2015	450	
Australia Pacific LNG-2		Origin/ ConocoPhill.	2012	2016	450		
Shell Queensland		Shell/ PetroChina	2013?		800		
QLD州(CBM-LNG)合計						3,330	
新規合計						7,780	
豪州 合計						9,730	
カタール液化能力(2010年完成、比較)						7,700	

図 1 アジア太平洋・中東の国別液化設備推移見通し



(出所) 表 1、図 1 とともに各種情報より JX 日鉱日石リサーチ作成

2012年7月、豪州の新規 LNG プロジェクトに関して、下記2点の進展があった：

- (1) ConocoPhillips/ Origin/ Sinopec が推進する Australian Pacific LNG (クイーンズランド州 (以下、QLD 州)) が第2トレインの FID を決定した。同プロジェクトの長期契約の内 760 万トン/年が中国 Sinopec 向けだが、関西電力も 100 万トンの長期契約を有する。
- (2) Woodside の Browse LNG の環境影響調査が、西豪州環境庁から条件付ながら承認された。

しかし、豪州 LNG 産業はガス田開発・LNG 生産設備、人件費等の高コスト体質のため、常に投資額の予算超過および工期遅延のリスクに晒されている。FID 済み案件の中にもコスト超過に見舞われた案件が多い。BG グループの QCLNG が 2012 年 5 月に投資額の 36% 超過を公表し、Santos の GLNG は 2012 年 6 月に、総事業費が当初見込みで 16% 増加する見通しを明らかにした。また Shell Curtis LNG (QLD 州) 傘下でガス田開発を行う Arrow Energy は 2012 年 5 月、ガス生産コストが 50% の大幅予算超過となる見通しで、2013 年に計画している FID が遅れる可能性を表明した。

2012 年 7 月中旬の豪州 LNG に係わる報道には、新規 LNG プロジェクトの高コスト体質、労働力不足、工期遅延懸念、環境保護派からのガス田開発反対運動を懸念する記事が多い。主な論調は次のとおりである：

(1) 労働者不足

豪州は外国人労働力の移入を制限しているため、資源開発・LNG 産業にとって労働力不足がアキレス腱である。西豪州および QLD 州で 8 件もの LNG プロジェクトが同時に開発作業を実施するのは過去に例がなく、LNG 産業が全豪の 50% 以上の作業労働者を確保せざるを得ない。労働力不測は、コスト上昇に繋がる。

(2) コスト超過と工期遅延

既述したように、QLD 州で複数の LNG 案件投資額の予算超過が報告されている。業界専門家は、西豪州案件を含む多くの LNG プロジェクト工期が 1 年程度遅れるか、または当初計画に満たない設備能力で操業開始せざるを得ない可能性があるとする。Pluto 第 1 トレインの事例では、完工が 14 ヶ月遅れ、予算比 22.5% のコストアップであった。

(3) 環境保護団体の資源開発への反対、激化する他地域 LNG との競合

環境保護意識の強い豪州では新たな LNG プロジェクト立ち上げが難しい。これから FID を実施する LNG プロジェクトは、北米、東アフリカなど新供給地域プロジェクトとの競合が厳しくなる。その中で豪州 LNG は最も高コスト体質と見られており、競争力は万全ではない。

豪州 LNG 産業は、既 FID 案件が 2010 年代半ばから順次生産を開始し、やがてはカタルを上回る LNG 供給国となってその存在感を高める。しかし、これから FID を行う案件に関しては、北米、東アフリカなど新興地域 LNG プロジェクトとの競争が激しくなり、また高コスト体質もあって、事業環境が厳しくなると想定される。

(文責 坂本茂樹)

(出所)

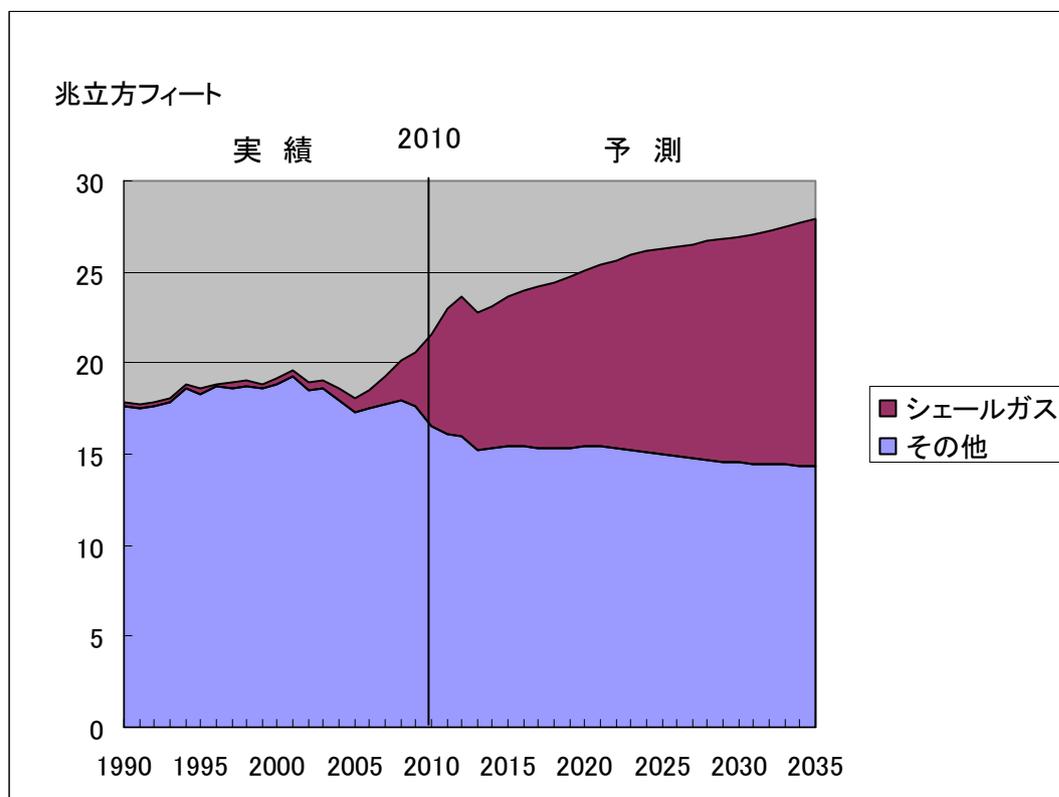
1. 各社ホームページ・プレスリリース 他

7. シェールガスが米国石化産業に及ぼす影響

1. 米国シェールガス増産

米国のシェールガス生産は、2000～2006年は年率17%の増加であったが、生産開発技術の進歩(水平掘りと水圧破砕)によって2006～2010年では年率48%の増加を示し、2010年の生産量は5兆立方フィートとなり米国天然ガス生産量の23%を占めるに至った。米エネルギー省は2020年代の早い時期に生産量が消費量を上回り、米国は天然ガスの純輸出国になると見込み、2035年にはシェールガス生産量は13.6兆立方フィートに達し天然ガス生産量の49%を占めると予測している*1。

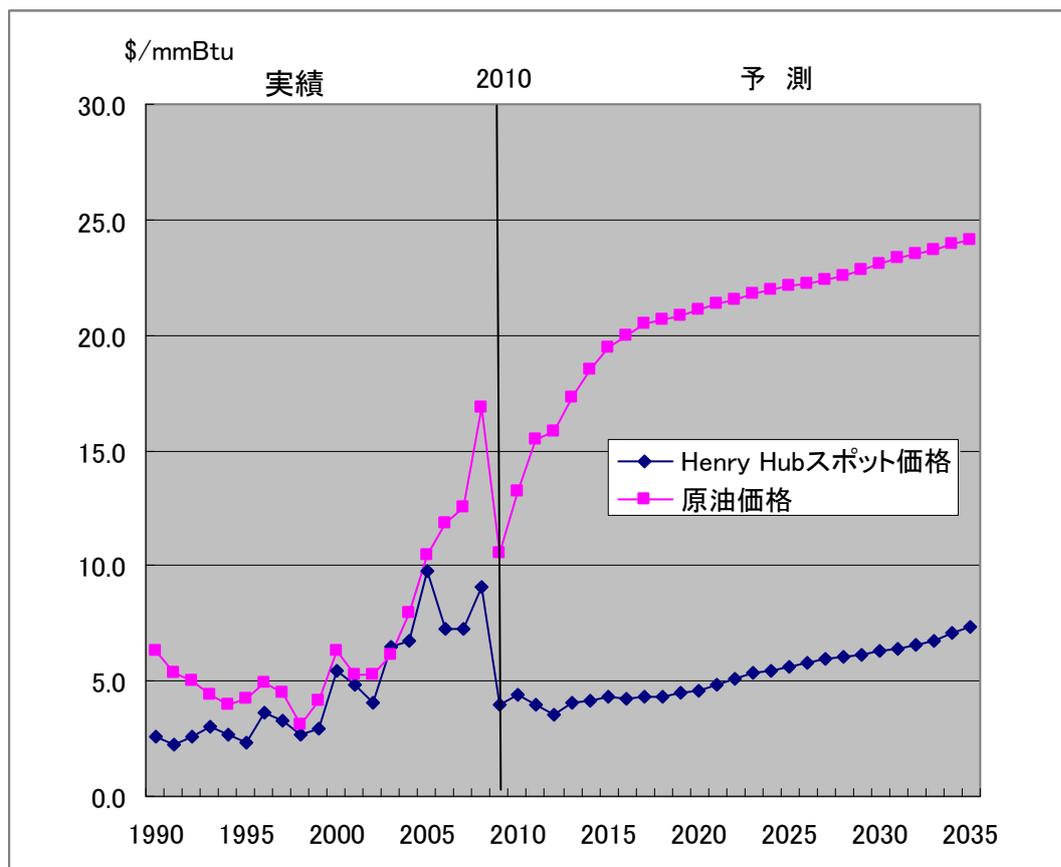
図1 米国生産源別天然ガス生産量(1990～2035)



(出所) 米エネルギー省 Annual Energy Outlook 2012 (レファレンスケース)

シェールガスの急速な生産量増加もあり、Henry Hub 渡しの天然ガス価格は2008年平均で\$9.06/mmBtuであったものが、2012年8月時点では\$3近辺で推移している。エネルギー省の予測では、2020年は\$4.58/mmBtu、2035年は\$7.37/mmBtuとなっている。一方、\$90/Bbl近辺で推移している原油価格は、2020年は\$126.68/Bbl (\$21.11/mmBtu)、2035年は\$144.98/Bbl (\$24.16/mmBtu)と予測され、天然ガス価格は、熱量等価ベースで原油価格の1/3から1/5の水準で推移すると見込まれている*1。

図 2 米国 WTI 原油・天然ガス価格(百万 Btu 換算)



(出所) 米エネルギー省 AEO2012 から作成

2. 米国石化業界の設備投資

Dow Chemical の Liveris 会長は、「天然ガス価格の低位安定が新たな産業の投資と成長を促し、我々は米国製造業復活の出発点に立っている」と語る*2。2000年代の10年間に亘って米国石化業界は縮小していたが、こうした天然ガス市場の構造変化から Dow Chemical を始めとして、大手の Shell Chemical、Chevron Phillips Chemical 等は軒並み“world scale”（年産100～150万トン規模）のエタンクラッカー新設を発表している。

現在までに公表されている新增設計画は2012～2017年の間で10数件、合計約750～900万トン/年で^{脚注1}日本全体のエチレン生産能力(721万トン/年)を上回る規模である。なお、既に米国内のエチレン関連製品需給は余剰であり、新設備から生産される製品は輸出にまわると予想される。

また、エタンクラッカーの新設に伴い、下流にはポリエチレン製造装置の新增設が予想される。ポリエチレン製造装置については、現在、Chevron Phillips Chemical が年産50万トン2系列の新設を公表しているが、今後各社がこれに続くと思われている。

なお、各社はその他の設備についても積極的な投資を計画している。

¹ 新規大型案件は Dow Chemical、Shell chemical、Chevron Phillips Chemical 他、2016～2017年に集中している。

Dow Chemical は総計で 40 億ドルを投資して、エタンクラッカーの他に、シェールガス生産から得られるコスト競争力のあるプロパンを活用してプロパン脱水素法(UOP 法)の導入による“world scale”のプロピレン製造装置(年産 75 万トン規模)の新設を、2015 年稼動開始を目標に計画している

Chevron Phillips Chemical は、2013 年完工を目標に NGL 蒸留設備の増設及び各種誘導品製造設備の新設を計画している。

Formosa Plastics USA は、2016 年完成を目標に、エタンクラッカー(年産 80 万トン)新設の他に、プロパン脱水素法によるプロピレン製造装置(年産 60 万トン)及び低密度ポリエチレン製造装置(年産 30 万トン)の新設を計画している*2。

米国石化企業の設備増強が完成すると、日本の石化会社は、安価な天然ガスを原料とし既に強力な競争相手である中東の石化品に加えて、コスト競争力を持つ米国の石化品ともアジアを中心とする国際市場で競合することとなる。

安定した国内需要に支えられ余剰分を輸出に振り向けてきた従来のビジネスモデルは、国内需要の縮小と過剰設備の顕在化及び海外市場での競争激化により事業戦略の再構築が迫られている。

(文責 中元和夫)

(出所)

1. 米エネルギー省 Annual Energy Outlook 2012
2. 米国石化会社プレスリリース

8. カナダ・ビクトリアとシアトルのフェリー会社がLNGへ燃料転換

カナダのブリティッシュコロンビア州（BC 州）および国境を挟んで隣接する米国のワシントン州の公共フェリー2 社が、ディーゼル軽油から LNG への燃料転換を計画している。

BC 州が 1960 年に設立したフェリー会社 British Columbia Ferry Services（BCF：本拠地 BC 州ビクトリア）は、北米最大のフェリー会社であり、35 隻のフェリーを 25 定期航路で運航し、年間約 12 万キロリットルのディーゼル軽油を消費している*1。2012 年 1 月、フェリー会社の運賃やサービス内容等を統括する BC 州フェリー委員会が州政府運輸・社会資本省に調査報告書を提出し、コスト削減の切り札として新型フェリーへの切り替えおよび既存フェリーの改造によって LNG に燃料転換することを求めた*2。

一方、ワシントン州では、1951 年に設立された米国最大のフェリー会社 Washington State Ferries（WSF：本拠地 シアトル）が 28 隻のフェリーを 10 定期航路で運航し、年間約 6.4 万キロリットルのディーゼル軽油を消費している*3。同じく 2012 年 1 月、同州上下両院による合同運輸委員会は、WSF の LNG への燃料転換に関する調査報告書を州議会に提出し、BCF と同様の燃料転換を提言している*4。

米国最大とはいえ BCF に比べて規模が小さい WSF は、LNG を燃料とする新型フェリーを BCF と共同発注することで建造コストを削減したいと考えている。ワシントン州の 2012 年度運輸予算には合同運輸委員会が BCF と会合を持つ費用が盛り込まれており*5、現在、第一回会合の準備が進められている。

BCF の LNG 使用は BC 州内で生産されるシェールガスの消費拡大に直結するほか、ワシントン州では天然ガスの生産がないため、WSF も BC 州から LNG を購入することが考えられる。こうした点から BC 州は両社の燃料転換を積極的に応援していくものと思われる。

（文責 山崎由廣）

（出所）

1. 2011 年度 BCF アニュアルレポート

http://www.bcferrys.com/files/AboutBCF/AR/BCF_Annual_Report_2011-2012.pdf

2. BC 州フェリー委員会調査報告書

<http://www.bcferrycommission.com/wp-content/uploads/2012/01/12-01-24-BCFC-CFA-Regulatory-Review-FINAL.pdf>

3. WSF ホームページ

<http://www.wsdot.wa.gov/Choices/ferries.htm>

4. ワシントン州合同運輸委員会調査報告書

http://www.leg.wa.gov/JTC/Documents/Studies/LNG/LNG_FINALReport_Jan2012.pdf

5. ワシントン州 2012 年度運輸予算

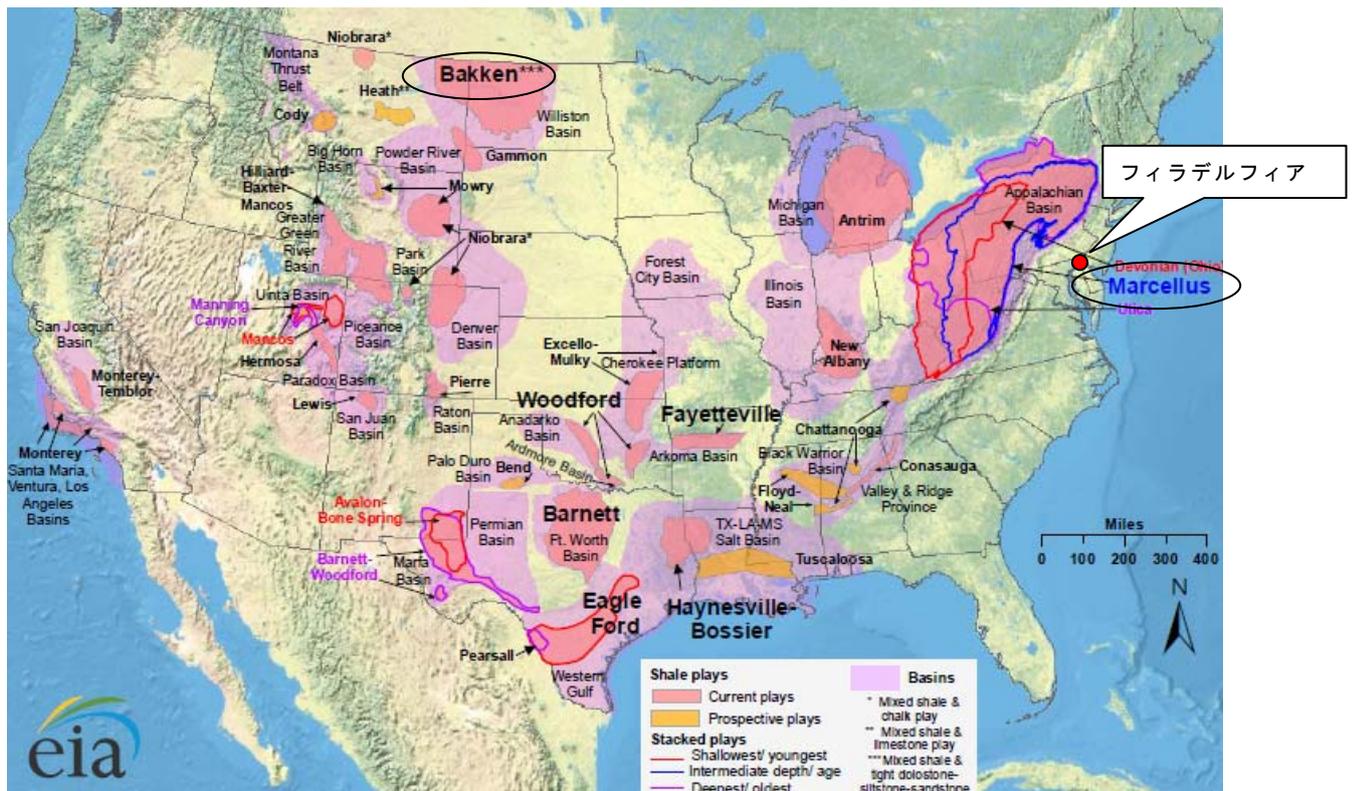
<http://apps.leg.wa.gov/documents/billdocs/2011-12/Pdf/Bills/House%20Passed%20Legislature/2190-S.PL.pdf>

9. 米国東海岸の製油所の生き残る道は？

米国独立系石油会社 Sunoco のフィラデルフィア製油所（33.5 万 BD）は、売却先が見つからない場合、2012 年の夏に閉鎖されることになっていたが、大手投資会社 Carlyle Group 主体の JV（ジョイント・ベンチャー）により、操業が継続されることとなった。2012 年 7 月の Sunoco のプレスリリースによれば、850 人の従業員が救われ、約 24 万 BD の地域への燃料油供給が継続されるとともに、新規投資などで 100～200 人の追加雇用が期待されると言う*1。

JV における Sunoco の権益は僅かであり、実質的には Carlyle Group による製油所買収と言える。経済性を長期的に確保するためノースダコタ州の Bakken 地域（図 1）のタイトオイル層から輸入原油より安い軽質低硫黄原油を調達すべく、鉄道からの高速荷降ろし設備を建設する。また、分解装置の高度化を行うほか、天然ガスを原料とする水素プラントを建設する。更に、ペンシルベニア州の南西から北東に広がる Marcellus Shale（図 1）の天然ガスを利用した新たな事業を検討する意向である。

図 1 米国のシェール層分布図



（出所）米国エネルギー省エネルギー情報局

Sunoco はペンシルバニア州にフィラデルフィア製油所と、これに近接する Marcus Hook 製油所（17.8 万 BD）を保有しているが、採算が悪化し経済性確保の見通しが立たないことから 2011 年 9 月、精製業から撤退し、石油製品の小売りとパイプラインやターミナルのロジスティクスビジネスに専念することを公表した*2。2 ヶ所の製油所の売却

先が見つからない場合は、2012年の7月に閉鎖する意向を表明していた。その後、市場環境の更なる悪化を理由に、2011年12月に Marcus Hook 製油所の操業を停止した*3。

また、ConocoPhillipsも2011年9月に、Sunocoと同様の理由^{脚注1)}でフィラデルフィア南西のTrainer製油所(18.5万BD)の稼働停止と売却の意向を表明した*4。

東海岸(PADD1)では、10カ所の製油所(計137万BD)が稼働していたが、SunocoとConocoPhillipsの3カ所の製油所(計70万BD)が閉鎖されれば、東海岸全体の半分以上の精製能力が失われることになる(表1)。

表1 米国東海岸(PADD1)の製油所

所有者	所在地		精製能力(BD)		状況
	州	都市	シェア		
ConocoPhillips	ニュージャージー	Linden	238,000	17%	稼働中
PBF Energy Co. LLC	デラウェア	Delaware City	182,200	13%	稼働中
PBF Energy Co. LLC	ニュージャージー	Paulsboro	160,000	12%	稼働中
United Refining Co.	ペンシルベニア	Warren	65,000	5%	稼働中
American Refining	ペンシルベニア	Bradford	10,000	1%	稼働中
Ergon-West Virginia	ウェストバージニア	Newell/Congo	20,000	1%	稼働中
Hess Corp.	ニュージャージー	Port Reading	原油処理なし	0%	稼働中
Sunoco Inc.	ペンシルベニア	Philadelphia	335,000	24%	稼働中
Sunoco Inc.	ペンシルベニア	Marcus Hook	178,000	13%	停止
ConocoPhillips	ペンシルベニア	Trainer	185,000	13%	停止
合計			1,373,200	100%	

(出所) 米国エネルギー省エネルギー情報局(2012.2報告書*5)

2011年12月、米国エネルギー省エネルギー情報局(DOE/EIA)は製油所閉鎖による米国東海岸の石油製品市場への影響に関する報告書を公表し、2012年2月にはこの詳細版を発表した*5。上記3カ所の製油所のうち、Sunocoのフィラデルフィア製油所は東海岸の精製能力の約1/4を占め、閉鎖されれば地域の石油製品市場に重大な影響を与える可能性があり、石油製品の供給ソース変更に伴いガソリン、ジェット燃料、特に超低硫黄軽油の供給に問題が発生し、短期的には価格高騰要因になる恐れがあると指摘している。

その後、冒頭記載のとおりSunocoのフィラデルフィア製油所は操業継続が可能となった。また、ConocoPhillipsのTrainer製油所については2012年4月、ConocoPhillipsの下流部門を継承したPhillips 66から、デルタ航空の子会社Monroe Energyがデルタ航空のジェット燃料の供給拠点として買収することを発表した*6。プラントの改造と、Phillips 66およびBPとの契約に基づき生産するガソリン等ジェット燃料以外の製品をジェット燃料と交換することで、デルタ航空が米国内で必要とするジェット燃料

脚注1) 米国東海岸の製油所の原油調達コストは、生産が拡大しているタイトオイルの生産地から離れており、供給インフラも十分ではないことから、他の地域に比べて高い状況(<http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=5730>)。ConocoPhillipsによれば、このほかガソリン需要の減少、輸入製品、環境対応費用増加などが経済性悪化の要因。

の8割を賄うことが可能と言う。

Sunoco の Marcus Hook 製油所については 2012 年 6 月、コンサルタント会社の IHS がペンシルベニア州のデラウェア郡議会から受託した調査報告書を公表し、7 つの再利用案を紹介している*7。Marcellus Shale の天然ガスを利用したエタンクラッカーや天然ガス発電所、LNG 輸出ターミナル、GTL の生産・貯蔵基地など、生産が急成長しているシェール層の天然ガスや原油に関連する利用法が大部分を占めている。

以上から「シェールガス」、「タイトオイル」、「石油精製業以外のファンド（投資資金）」は、米国東海岸製油所の生き残りに関するキーワードと言えよう。米国東海岸同様に精製事業環境が厳しい欧州では、最近石油トレーダーによる製油所買収の例が見られるが*8・9、投資会社やトレーダーなどの、石油精製業とは異なるビジネスの発想や資金事情が、買収する製油所の経済性確保を可能にすると推察される。

なお、Sunoco のフィラデルフィア製油所の JV では、金融サービス会社 J.P Morgan Chase から運転資金の借入れを行うだけでなく、J.P Morgan Chase の商品取引子会社とジャスト・イン・タイムベースでの原油や他のフィードストックの供給と、製品の引き取りに関する契約を締結する*1。

(文責 高橋力裕)

(出所)

1. Sunoco プレスリリース (2012.7.2)
<http://phx.corporate-ir.net/phoenix.zhtml?c=99437&p=irol-newsArticle&ID=1711213&highlight=>
2. Sunoco プレスリリース (2011.9.6)
<http://phx.corporate-ir.net/phoenix.zhtml?c=99437&p=irol-newsArticle&ID=1603618&highlight=>
3. Sunoco プレスリリース (2011.12.1)
<http://phx.corporate-ir.net/phoenix.zhtml?c=99437&p=irol-newsArticle&ID=1635429&highlight=>
4. ConocoPhillips プレスリリース (2011.9.27)
http://www.conocophillips.com/EN/newsroom/news_releases/2011news/Pages/09-27-2011.aspx
5. DOE/EIA ホームページ
<http://www.eia.gov/analysis/petroleum/nerefining/prelim/>
<http://www.eia.gov/analysis/petroleum/nerefining/update/>
6. デルタ航空プレスリリース (2012.4.30)
<http://news.delta.com/index.php?s=43&item=1601>
7. IHS プレスリリース (2012.6.27)
<http://press.ihs.com/press-release/energy-power/new-ihs-study-offers-potential-options-reuse-sunoco-marcus-hook-industria>
8. Gunvor Group プレスリリース (2012.5.3) <http://gunvorgroup.com/news.html>
9. Vitol プレスリリース (2012.6.29)
<http://www.vitol.com/latest-news/183-varo-energy-holding-s-a-completes-purchase-of-the-assets-of-petroplus-refining-cressier-s-a/English>

10. 欧州 96 製油所における所内エネルギー消費の分析

欧州の製油所 96 箇所の所内エネルギー使用実態に関する個別分析が行われ、どのようなファクターが所内エネルギー使用効率向上に寄与したかについて分析した報告書（欧州製油所エネルギーシステムと効率；EU refinery energy systems and efficiency）が発表された。本分析は CONCAWE（欧州石油技術連盟）の製油所運営グループの特別タスクフォースによって、2012年3月に完成したもので18年間における欧州の製油所エネルギーシステムの改善と、その改善に寄与した要因を整理している。ここではその内容の一部を紹介したい。

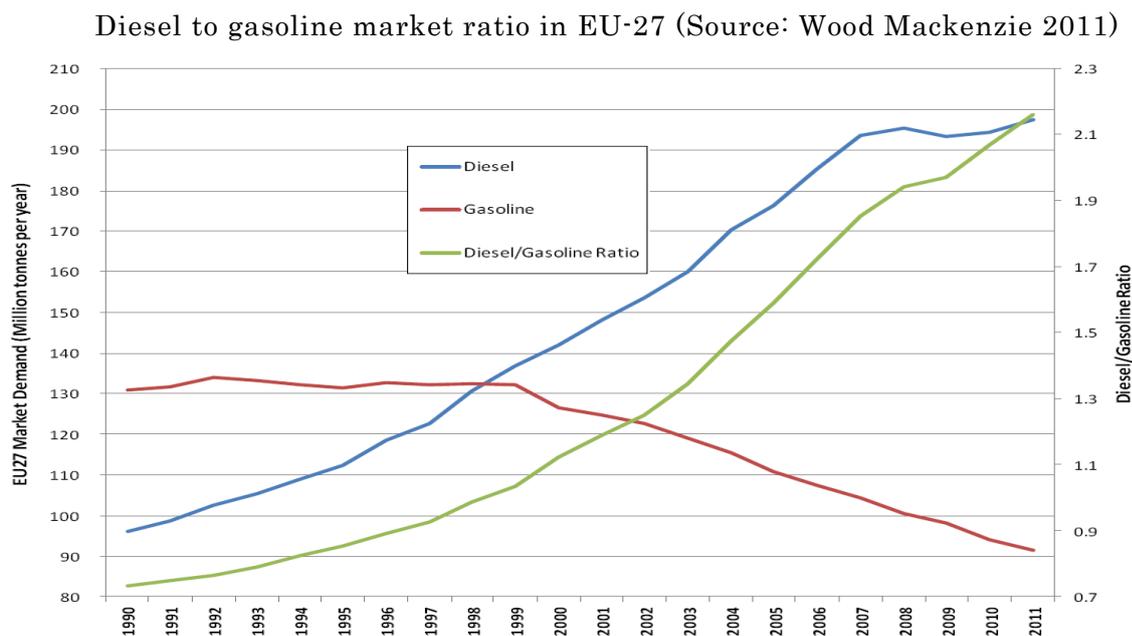
1. 環境規制強化と需要構成変化要因

欧州製油所の所内エネルギー消費は、製油所運転コストの低減やCO₂等の排出削減を目指す上で注目されてきたが、これには環境規制と需要構成変化が大きく影響している点が指摘されている。

まず、環境規制では、原油中の硫黄分除去率が34%（1992年）から62%（2010年）へ強化されたことが重要な点である。また、需要構成では、クリーン燃焼技術の進展によってガソリン需要に対するディーゼル需要の比率が1990年（0.7）から2011年（2.2）に変化するなど、ディーゼル需要は大幅に増加している点が挙げられる。

こうした脱硫規制の強化やディーゼル需要増は二次分解装置の稼働増につながり、運転コストやCO₂排出量の増加要因となった。

図1 欧州 27 カ国の軽油とガソリンの需要量およびその比率の推移（1990～2011年）
左軸：百万トン／年 右軸：軽油のガソリンに対する比率

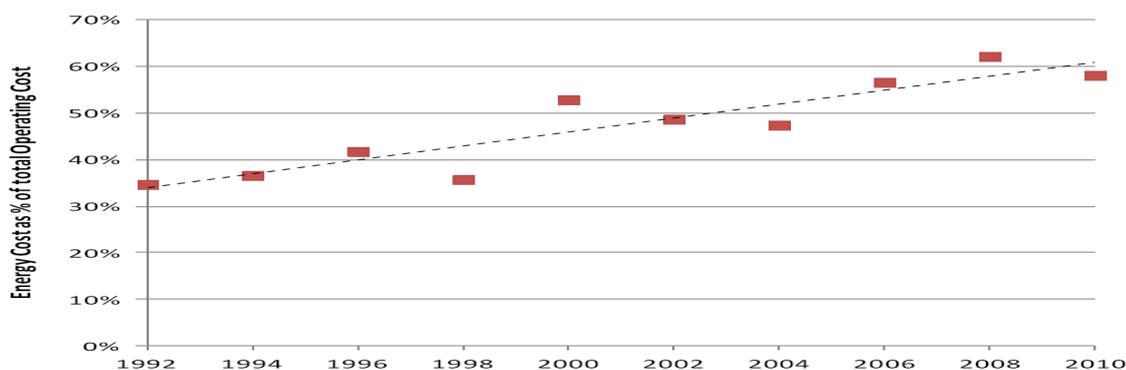


（出所）「EU refinery energy systems and efficiency」, March 2012, CONCAWE, Page 3

2. 製油所運転総コストに占める所内エネルギーコスト比率

1992年の製油所運転総コストに占める所内エネルギーコスト比率は35%程度であったが、二次分解装置稼働増および近年の原油価格高状況の影響で2010年には60%程度へ増加している。こうしたことから所内エネルギーの選択がより重要となっている。

図2 製油所運転総コストに占める所内エネルギーコスト比率の推移（1992～2010年）
EU refineries energy cost as % of total cash operating costs (Source: Solomon Associates)

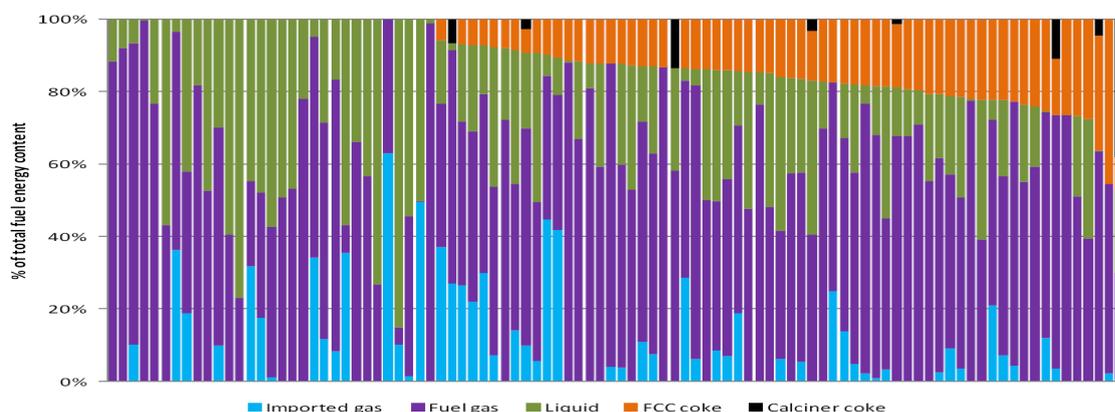


(出所) 前掲資料 Page 21

3. 欧州製油所96箇所における所内エネルギーの種類別構成比

図3では、欧州製油所96箇所における所内エネルギーを外部から導入したガス、自家生産のガスおよび液体燃料、FCC発生コークおよびコーカーでの生産コークの5種類に分類している。その構成比は、各製油所によって極めて多様な状況にある。

図3 欧州製油所96箇所における所内エネルギーの種類別構成比（2008年調査）

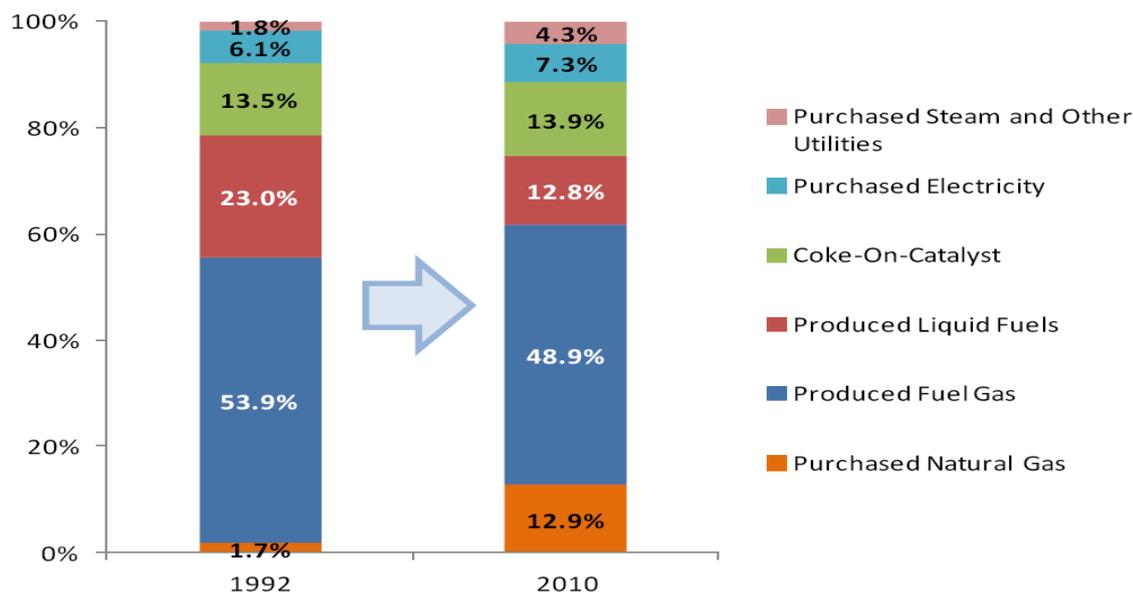


(出所) 前掲資料 Page10

図4では、製油所消費エネルギーを外部から購入したスチーム等のユーティリティおよび電力、FCC発生コーク、自家生産の液体燃料およびガス、外部購入の天然ガスの6種類に分類している。過去18年間の変化としては、欧州製油所では自家生産の液体燃料およびガスの構成比を減少（76.9%から61.7%）させ、積極的に外部から調達する割安な天然ガスを増やす（1.7%から12.9%）傾向も見られる。

図4 欧州製油所自家燃料等の種類別構成比の推移（1992～2010年）

Evolution of refinery fuel mix in EU refineries, as % of TPEC (total primary energy consumption) (Source: Solomon Associates)

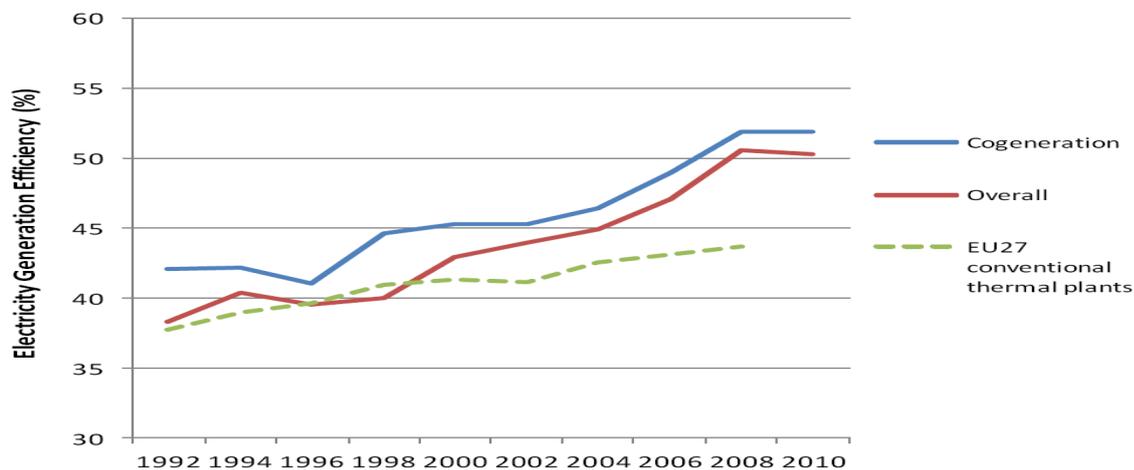


(出所) 前掲資料 Page15

4. 欧州製油所の発電効率の向上

発電効率の向上も製油所エネルギーシステム改善の主要因の1つである。コージェネレーションを導入した製油所の発電効率は向上している。

図5 欧州製油所の発電効率の推移（1992～2010年）



(出所) 前掲資料 Page12

今後シェールガス革命の影響から、外部から調達する天然ガス価格の割安状況が継続することも想定される。本報告のように各製油所を個別に分析していくことは、我が国の製油所運営における所内エネルギー選択を検討する上で大変参考になると考えられる。

(文責 曾我正美)

1 1. ホルムズ海峡封鎖に備えて

2012年6月28日に米国で「国防授權法」の「イラン中央銀行制裁条項」が発効、続いて7月1日にはEUによる「イラン原油全面禁輸及び再保険引き受け禁止措置」が発効した。この米国とEUの対イラン制裁が決定する局面であった昨年12月末に、イランのモハンマド・リーザ・ラーヒミ第一副大統領は、「イランの原油輸出に関し制裁措置が強行されれば1滴の原油もホルムズ海峡の外へは出させない」と発言している*1。



(出所) CIA—The World Factbook

こうした状況から、サウジアラビアは紅海側からの原油輸出増を意図して、国内の古いパイプラインによる原油のペルシャ湾側から紅海側への輸送テストを再開した*2。

IPSA (The Iraqi Pipeline in Saudi Arabia) と呼ばれるこのパイプラインは、1980年代、ペルシャ湾内で原油タンカーへの軍事攻撃が頻発したイランイラク戦争時に、イラクの投資でイラク原油の輸送用にサウジアラビア国内に敷設されたものである。1990年のサダム・フセインのクウェート侵攻後はイラク原油を輸送することはなく、2001年には焦げ付いたイラク向け融資の代償としてサウジアラビアに接收され、ここ数年はサウジアラビア西部の発電所向け天然ガスの輸送に使われていた。事情に詳しい複数の関係者は、サウジアラビアはここ4~5カ月、秘かに原油の輸送テストを行っている、としている。西側の業界筋によると、紅海に面するヤンブーに程近いムアジスの原油貯蔵施設に向けて、165万BDの輸送能力を持つこのパイプラインのテストが少なくとも4カ月間行われている模様と伝えられている*3。

ペルシャ湾からの安定的原油輸出に懸念を持つサウジアラビアは、この他にも油田が集中する東側から紅海沿岸向けにペトロラインと呼ばれる2系統の原油輸送用のパイプラインを保有し、1992年にはその輸送能力を500万BDにまで増強した。しかしながら、ここ数年、アジア向け輸出の増加に対し、紅海から出荷する欧州向け輸出が減少したことで、

ペトロラインの輸送能力が限界まで利用されることはなく、天然ガス輸送用に一部振り向けられている。つい最近まで、サウジアラビア政府にとってはペルシャ湾の混乱リスクより西部の天然ガス需要の充足が重要であって「ペトロラインを全面的に原油輸送に切り替えるには及ばない」として片付けていた。ここにきてイラン核開発問題に絡む緊張が更なる高まりを見せる中、緊急措置として IPISA を原油の西側への輸送増強用にスタンバイさせることを決めたものと見られている*4。

一方、UAE では、アブダビのハブシャーン油田からフジャイラに向けて建設されていた原油パイプラインが 6 月 21 日に稼動を開始した。これにより UAE は、ホルムズ海峡が封鎖された場合でも原油を輸出できるルートを新たに確立したことになる。この日、UAE の原油輸出の 30% が実際にアブダビからフジャイラへパイプライン経由で輸送されたが、7 月 1 日までにはパイプライン経由の輸出は 50% にまで拡大されるであろう、と見られている*5。

このハブシャーン＝フジャイラ・パイプラインは、中国石油工程建設公司（CPECC）が 2008 年 3 月より建設を始めたもので、アブダビの政府系投資ファンド IPIC が所有している。パイプラインは全長 360km、直径 48 インチで、輸送能力は当面は 140 万 BD、将来的には 180 万 BD（UAE 原油生産量の約 70%）にする計画であるとされている*6。

現在、ペルシャ湾岸諸国からはホルムズ海峡を通じて世界の原油輸出の 35%（1,700 万 BD）*7 が輸送されており、日本に関しては、2011 年度に原油輸入量の 83.2%*8 がホルムズ海峡を経由している。ホルムズ海峡を巡る緊迫した状況は依然として続いている。

（文責 小竹一彦）

（出所）

1. NY Times (2011.12.27)
2. Reuters (2012.6.28)
3. Reuters (2012.6.28)
4. Reuters (2012.6.28)
5. Gulfnews (2012.6.21)
6. Gulfnews (2012.6.21)
7. Foreign Affairs Report (2012.2)
8. 通関統計 (2011 年度)

1 2. ペニャニエト次期大統領はメキシコの石油産業を改革できるか?

2012年7月1日、カルデロン大統領の任期満了に伴うメキシコの大統領選が投開票され、最大野党・制度的革命党（PRI）のエンリケ・ペニャニエト前メキシコ州知事（45歳）が勝利した。任期は6年で、12月1日に正式に就任する。

ペニャニエト次期大統領が打ち出している政策の中で、国際石油企業が注目しているのは、メキシコ国営石油公社（PEMEX）の改革である。メキシコは1938年に石油産業を国有化し、同国で唯一のオペレーター（操業主体）として創設したのがPEMEXである。同氏は石油産業改革の柱としてPEMEXの近代化を掲げ、組織体制と経営自主権の強化によって生産性向上を図ることを提言している。

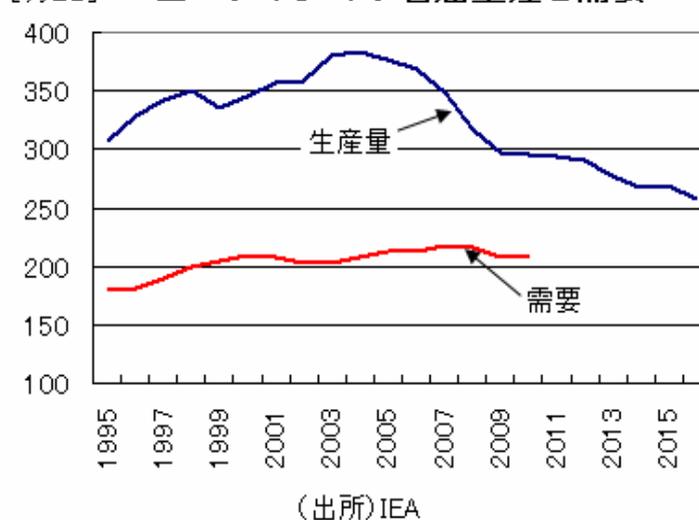
2011年の国別石油生産量でメキシコは世界第8位の産油国となっているが、中核をなすカンタレル油田^{脚注1}の生産減退等により近年のメキシコの石油生産量の減少は顕著である。

IEAは、2011年の生産量294万BDは2016年には258万BDにまで減少すると予測しており*1、国内需要が200万BD超で堅調な中、生産量と需要の差は今後さらに縮小する傾向にある（図1）。

メキシコ石油生産量減少の主因について、多くの専門家は、「PEMEXの沖合い深海掘削に対する専門技術の不足」を指摘している。こうした技術は、石油メジャーが得意とする分野だが、PEMEXへの移転は難しい。なぜなら、メキシコ憲法は民間資本による天然資源の保有を禁じており、外国の石油会社には生産した原油の所有権が一切認められていないため、石油メジャーがメキシコの石油開発参入に魅力を感じていないためであると言われる。

こうしたことから米エネルギー省エネルギー情報局（EIA）は、「メキシコは2020年までに石油の純輸入国に転じ、純輸入量は2035年までに100万BD超に達する」とシヨッ

図1 メキシコの石油生産と需要



脚注1カンタレル油田はかつて世界最大級の生産量を誇っていたが、2004年に214万BDでピークに達した後、2011年には平均50万BDへ激減している。その結果、カンタレル田がメキシコ全体の原油生産量に占める割合は、2004年の63%から2010年では22%に減少した（EIA Country Analysis Briefs – Mexico, July 2011）。

キングな予想を公表している*2。

6月末、エクソンモービルのティラーソン CEO は、ペニャニエト新大統領誕生を見越すかのように、「契約条件が改善されるなら、メキシコでの開発投資に関心がある」と発言し、メキシコの石油産業改革への期待を表明した*3。

本年11月末で退任するカルデロン大統領は、2008年に PEMEX の石油生産量減退に歯止めをかけることを目的に、石油産業の改革を試みたが、改革は PEMEX の民営化につながるとの議会の強い抵抗に遭い、結局果たせなかった苦い経験を持つ。ペニャニエト次期大統領の PEMEX 改革には大きな期待が寄せられているのは確かだが、同時に現大統領の二の舞になるのではないかとの不安も囁かれている。「約束を守る」が信条と言われているペニャニエト次期大統領であるが、はたして断固としたメキシコ石油産業の改革ができるのか、大いに注目される場所である。

(文責 若生芳明)

(出所)

1. IEA MID-TERM Oil & GAS MARKETS 2011
2. EIA International Energy Outlook 2010
3. Financial Times (2012.6.28)